

**DIRECTORIO DE PROFESORES DEL CURSO  
INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES  
DEL 17 AL 29 DE AGOSTO DE 1992.**

ING. ANDRES DANIEL CHAVEZ SARAJDO.  
SUBGERENTE DE ELECTRIFICACION Y TRANSMISION  
COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.  
M. OCAMPO 171-5a. PISO, DELEG. MIGUEL HIDALGO, C.P. 11379  
TEL. 564 36 52 y 535 87 84 y FAX. 546 75 66

ING. ENRIQUE JIMENEZ OLMOS  
JEFE DE PRUEBAS  
COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.  
M. OCAMPO 171, COL. TLAXPANA, DELEG. MIGUEL HIDALGO, C.P.  
11379, TEL. 529 19 87 y 529 45 30

ING. ABEL GARCIA DROPEZA  
DIRECTOR DE INGENIERIA  
INGENIERIA ABEL GARCIA S.A. DE C.V.  
ROMULO OFARRIL 1160, COL. LOMAS DE  
TEL. 681 97 90

ING. RICARDO ANTONIO MARQUEZ SORIANO  
ASESOR TECNICO  
CONDUMEX  
PONIENTE 140, No. 720  
TEL. 537 70 11

ING. SERGIO MARTINEZ NAVARRO  
GERENTE DE VENTAS DE EQUIPO ELECTRICO  
COMERCIALIZADORA CONDUMEX S.A. DE C.V.  
CERVANTES SAAVEDRA No. 255, COL. AMPLIACION GRANADA, DELEG.  
MIGUEL HIDALGO, C.P. 11520, TEL. 250 53 00

ING. LUIS MUROW ITQUIN  
DIRECTOR GENERAL  
MYL CONSTRUCCIONES  
AHUEHUETES SUR No. 10, MEXICO, D.F.  
TEL. 257 12 61 y 251 97 49

ING. JOSE QUEZADA RAMIREZ  
AUXILIAR DEL SUBGERENTE ELECTRICO DE CONSTRUCCION  
COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.  
DIVISION DEL NORTE No. 3105, COL. EL ROSEDAL, DELEG. COYDADAN  
TEL. 544 79 73

ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS  
SUBDIRECTOR DE ELECTRICIDAD  
SECOFI  
PUENTE DE TECAMACHALCO No. 6, COL. TECAMACHALCO, EDO. MEX.  
TEL. 564 68 19 y 540 20 47

F. C.

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

17:00 a 21:00 hrs

ING. HUMBERTO SANCHEZ SANCHEZ  
JEFE DE INGENIERIA DE DISEÑO DE MOTORES  
INDUSTRIAS IEM, S.A. DE C.V.  
VIA GUSTAVO BAZ KM. 11.5, TLALNEPANTLA, EDO. MEX., C.P. 54000  
TEL. 565 69100 EXT. 262  
ING. ENRIQUE DROZCO LOPEZ

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
 FACULTAD DE INGENIERÍA  
 DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA  
 CURSOS ABIERTOS

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES**

Del 17 al 29 de agosto de 1992:

FECHA	HORARIO	TEMA	PROFESOR
lunes 17	17:00 a 17:30 hrs.	1. Introducción	Ing. Luis Muraw Itquín
	18:00 a 21:00 hrs.	2. Planeación de los sistemas Eléctricos.	Ing. Andrés D. Chávez Sañudo
martes 18	17:00 a 21:00 hrs.	3. Consideraciones sobre la tensión en el sistema.	Ing. Andrés D. Chávez Sañudo
miércoles 19	17:00 a 18:00 hrs.	5. Corrección de factor de potencia.	Ing. Luis Muraw Itquín.
	19:00 a 21:00 hrs.	12. Sistemas de emergencia	Ing. Judith J. Quezada Ramírez
jueves 20	17:00 a 21:00 hrs.	6. Cálculo de fallas	Ing. Andrés D. Chávez Sañudo
viernes 21	17:00 a 21:00 hrs.	7. Protección contra sobrecorrientes.	Ing. Andrés D. Chávez Sañudo
sábado 22	9:00 a 13:00 hrs.	8. Sistema de tierras.	Ing. Enrique Orozco López.
lunes 24	17:00 a 19:00 hrs.	9. Selección y especificación de equipo.	
	19:00 a 21:00 hrs.	9.1. Selección de motores. 9.2. Selección de transformadores.	Ing. Humberto Sánchez Sánchez Ing. Sergio Martínez Navarro.
martes 25	17:00 a 21:00 hrs.	10. Pruebas de campo a equipos.	Ing. Enrique Jiménez Olmos
miércoles 26	17:00 a 21:00 hrs.	11. Protección contra sobretensiones.	Ing. Enrique Orozco López
jueves 27	17:00 a 21:00 hrs.	4. Selección y especificación de cables y accesorios en media tensión de conductores en baja tensión.	Ing. Ricardo A. Márquez Soriano
viernes 28	17:00 a 21:00 hrs.	13. Descripción de la Ingeniería de diseño.	Ing. Abel García Oropeza
sábado 29	9:00 a 13:00 hrs.	14. Aspectos relevantes del reglamento de instalaciones eléctricas y normas técnicas.	Ing. Héctor Sánchez Ceballos

STATE OF CALIFORNIA

NO.	NAME	RESIDENCE	DATE
1	JOHN W. ...	...	...
2	...	...	...
3	...	...	...
4	...	...	...
5	...	...	...
6	...	...	...
7	...	...	...
8	...	...	...
9	...	...	...
10	...	...	...

...



1.- ¿Qué le pareció el ambiente en la División de Educación Continua?

MUY AGRADABLE

AGRADABLE

DESAGRADABLE

2.- Medio de comunicación por el que se enteró del curso:

PERIODICO EXCELSIOR  
ANUNCIO TITULADO DI  
VISION DE EDUCACION  
CONTINUA

PERIODICO NOVEDADES  
ANUNCIO TITULADO DI  
VISION DE EDUCACION  
CONTINUA

FOLLETO DEL CURSO

CARTEL MENSUAL

RADIO UNIVERSIDAD

COMUNICACION CARTA,  
TELEFONO, VERBAL,  
ETC.

REVISTAS TECNICAS

FOLLETO ANUAL

CARTELERA UNAM "LOS  
UNIVERSITARIOS HOY"

GACETA  
UNAM

3.- Medio de transporte utilizado para venir al Palacio de Minería:

AUTOMOVIL  
PARTICULAR

METRO

OTRO MEDIO

4.- ¿Qué cambios haría en el programa para tratar de perfeccionar el curso?

---

---

---

5.- ¿Recomendaría el curso a otras personas?

SI

NO

5.a. ¿Qué periódico lee con mayor frecuencia?

---

---

Faint, illegible text, possibly bleed-through from the reverse side of the page. The text is arranged in several paragraphs and includes some words that are difficult to decipher due to the low contrast and noise. Some words like "THE" and "AND" are faintly visible.



6.- ¿Qué cursos le gustaría que ofreciera la División de Educación Continua?

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

7.- La coordinación académica fué:

EXCELENTE

BUENA

REGULAR

MALA

8.- Si está interesado en tomar algún curso INTENSIVO ¿Cuál es el horario más conveniente para usted?

LUNES A VIERNES  
DE 9 a 13 H. Y  
DE 14 A 18 H.  
(CON COMIDAD)

LUNES A  
VIERNES DE  
17 a 21 H.

LUNES A MIERCOLES  
Y VIERNES DE  
18 A 21 H.

MARTES Y JUEVES  
DE 18 A 21 H.

VIERNES DE 17 A 21 H.  
SABADOS DE 9 A 14 H.

VIERNES DE 17 A 21 H.  
SABADOS DE 9 A 13 H.  
DE 14 A 18 H.

OTRO

9.- ¿Qué servicios adicionales desearía que tuviese la División de Educación Continua, para los asistentes?

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

10.- Otras sugerencias:

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 2***

***PLANEACION DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL***

***ING. LUIS MUROW ITQUIN***

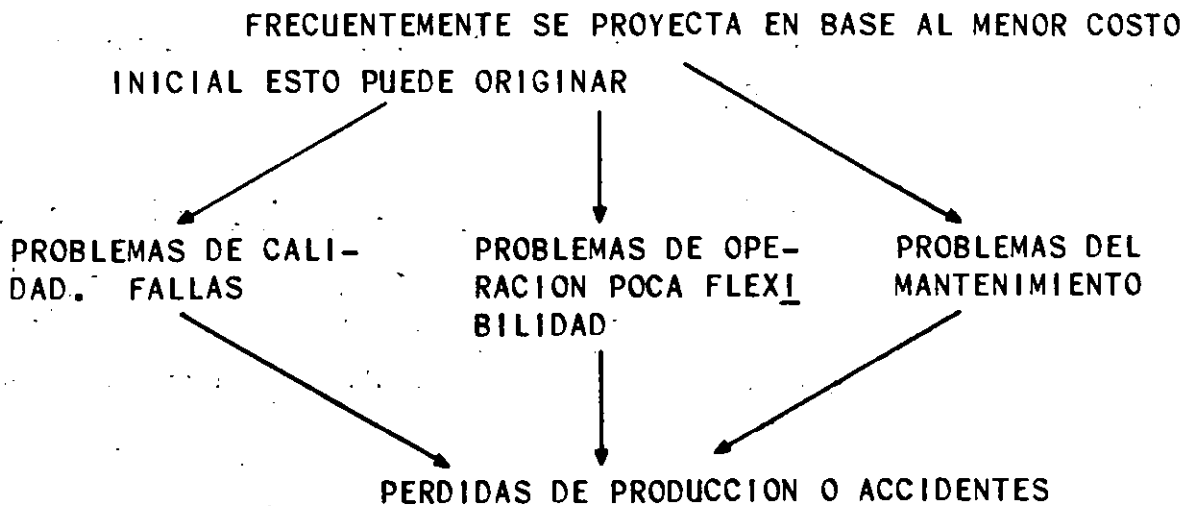
***AGOSTO, 1992.***

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.



## 1.2.- CONSIDERACIONES BASICAS DE DISEÑO

### SEGURIDAD

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 nó. 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 podra 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 DISEÑADORES DE LA PLANTA. ELLOS LE IRAN PROPORCIONANDO MAS DATOS.

ELABORE USTED SUS PROPIOS INDICES DE WATTS O VA POR M<sup>2</sup> EN BASE A INSTALACIONES CONOCIDAS.

DENSIDADES DE CARGA ESTIMADAS EN VARIAS INDUSTRIAS

INDUSTRIAS (E. U.) (ALUMBRADO Y FUERZA)

TIPO DE PLANTA	VOLT-AMPERS DEMANDADOS VA/m <sup>2</sup>
FABRICA DE AEROPLANOS	162 - 270
FABRICA AZUCAR (REMOLACHA)	200
FABRICA DE PAPEL	150
FABRICA TEXTIL	130
MANUFACTURERA DE CIGARRILLOS	
MANUFACTURA EN GENERAL, QUIMICOS, EQUIPO ELECTRICO	108
TALLER DE REPARACION DE MAQUINAS, FABRICACION DE PEQUEÑOS APARATOS.	80
MANUFACTURA DE LAMPARAS	54
MANUFACTURA DE PEQUEÑOS COMPONENTES	38

PARA LAS CARGAS DE ALUMBRADO EN SI, SE PUEDE CONSULTAR LA SECCION 4 DEL VOLUMEN "APPLICATION VOLUME" DEL IES LIGHTING HANDBOOK, EDICION 1981.

#### DETERMINACION DE LA DEMANDA

LA SUMA DE LOS VA NOMINALES DE LAS CARGAS PROPORCIONARA LA CARGA CONECTADA TOTAL. DADO QUE ALGUNOS EQUIPOS OPERAN A MENOS DE SU CAPACIDAD PLENA Y OTROS LO HACEN INTERMITENTEMENTE, LA DEMANDA RESULTANTE ES MENOR QUE LA CARGA INSTALADA.

#### DEFINICIONES

Demanda. La carga eléctrica en las terminales de salida, promediada sobre un específico intervalo de tiempo ( KVA, A, KW, etc.) El periodo de tiempo es de 15 minutos, 1/2 horas o 1 hora.

Carga Pico. La máxima carga consumida o producida por una unidad o grupo de unidades en un período de tiempo establecido. Puede ser la máxima carga instantánea o la máxima carga promedio durante el período.

Demanda Maxima. La mayor de las demandas que han ocurrido durante un específico período de tiempo (para la Compañía Suministradora éste puede ser de 1 mes).

Factor de Demanda. La razón de demanda máxima de un sistema a la carga total del sistema.

Factor de diversidad. La razón de la suma de las demandas individuales máximas de las subdivisiones de un sistema a la demanda máxima del sistema total.

Factor de Carga. La razón de la carga promediada sobre un cierto período de tiempo a la carga pico ocurrida en ese período.

PARA EFECTOS PRACTICOS SE ASUME UN FACTOR DE DIVERSIDAD DE 1.0 Y FACTORES DE DEMANDA SIMILARES A LOS SIGUIENTES:

FACTORES DE DEMANDA

TIPO DE CARGA	FACTOR DE DEMANDA ESTIMADO (EN PORCIENTO)
HORNOS DE ARCO	100
SOLDADURAS DE ARCO	30
HORNOS DE INDUCCION	80
ALUMBRADO	100
<u>MOTORES</u>	
1.- USO GENERAL, MAQUINAS HERRAMIENTAS, GRUAS, VENTILACION, COMPRESORAS, BOMBAS, ROLADORAS, ETC.	30
2.- PROCESOS SEMICONTINUOS, PAPELERAS, REFINERIAS, INDUSTRIA DEL HULE, ETC.	60
3.- PROCESOS CONTINUOS, TEXTILES, PLANTAS QUIMICAS, ETC.	90
SOLDADURAS DE RESISTENCIA	20
HORNOS DE RESISTENCIAS, CALENTADORES, FUNDIDURAS	80

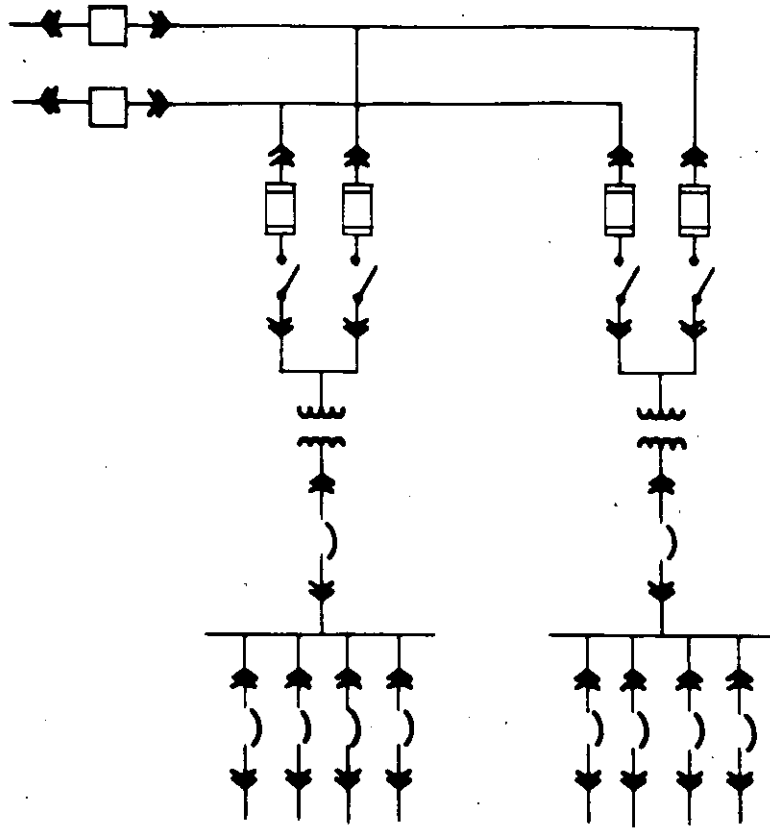
SISTEMAS O ARREGLOS ELECTRICOS

INVESTIGUE LOS DIFERENTES TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION Y SELECCIONE EL MAS ADECUADO A LOS REQUERIMIENTOS DE SU PLANTA.

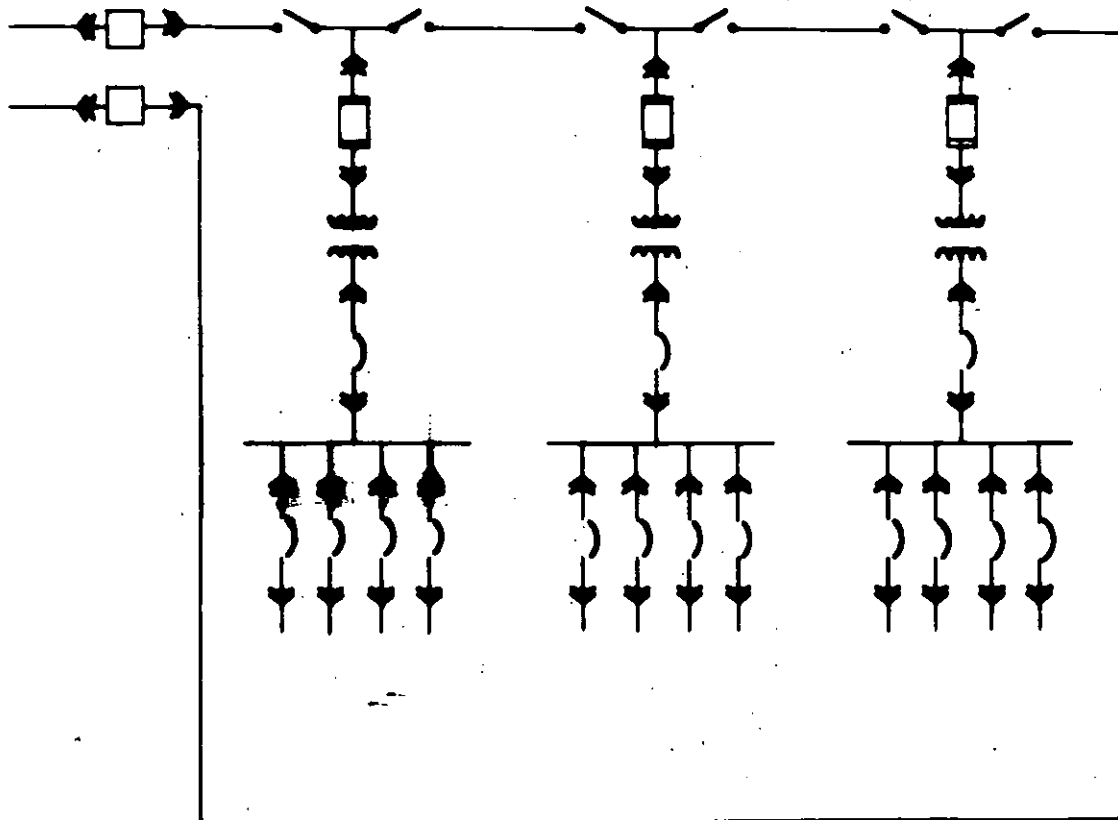
ESTO DEPENDE DEL PROCESO DE MANUFACTURA. EN GENERAL, UN SISTEMA ES MAS COSTOSO MIENTRAS MAS CONFIABLE.

ALGUNOS PROCESOS NO SON AFECTADOS POR LAS INTERRUPCIONES. UN SISTEMA RADIAL PUEDE APLICARSE EN ESTE CASO, OTROS NO TOLERAN INTERRUPCIONES (CEMENTERAS, FUNDICIONES GENERACION ELECTRICA) Y REQUIEREN EL SISTEMA MAS CONFIABLE POSIBLE, CON FUENTES DE EMERGENCIA.

PARA DAR MANTENIMIENTO A SISTEMAS QUE ALIMENTAN PROCESOS CONTINUOS SE REQUIEREN SISTEMAS DOBLES, DISEÑADOS PARA TRABAJAR SOBRE ELLOS CON SEGURIDAD. UN SISTEMA QUE NO PUEDE SER MANTENIDO POR RAZONES DE CONTINUIDAD EN EL PROCESO, ES UN MAL SISTEMA.



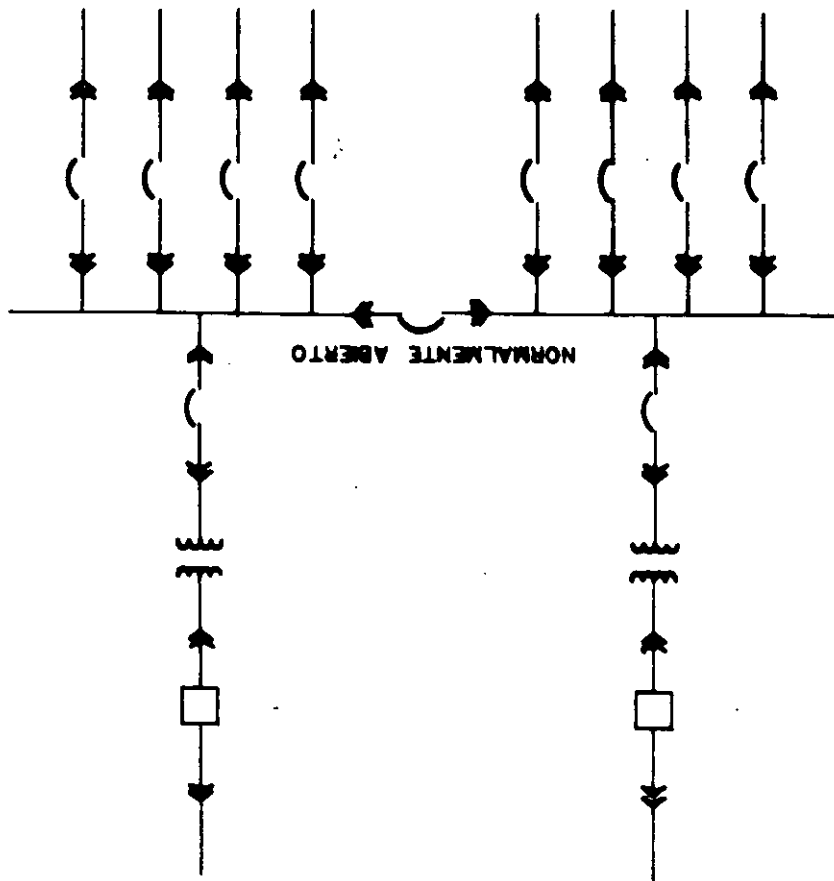
**SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO**



**SISTEMA PRIMARIO EN ANILLO**



**SISTEMA SECUNDARIO SELECTIVO**



ALIMENTADORES  
PRIMARIOS

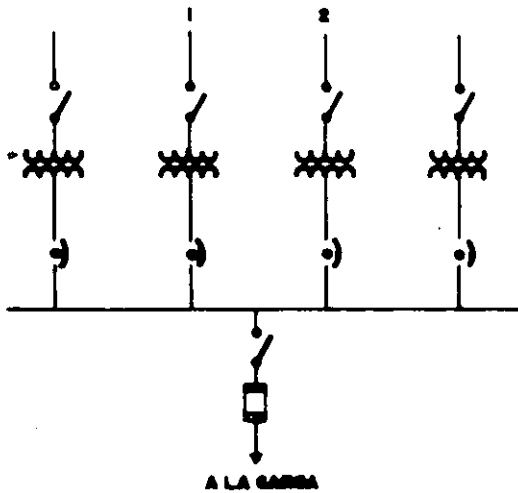
DESCONECTOR

TRANSFORMADOR  
DE DISTRIBUCION

PROTECTOR DE  
RED

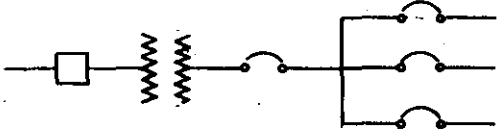
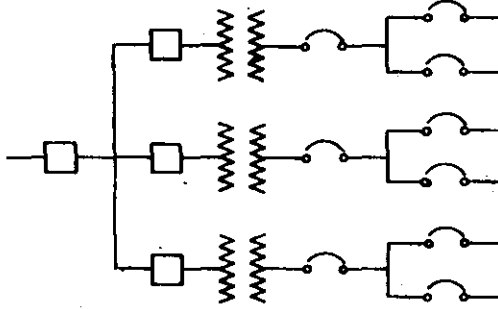
BARRA  
SECUNDARIA

ALIMENTADORES  
SECUNDARIOS



**RED SECUNDARIA CON PROTECTORES**

CARACTERISTICAS DE LOS PRINCIPALES SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA

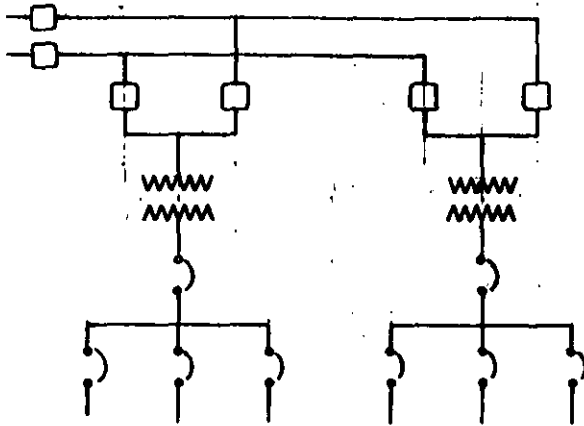
SISTEMA	VENTAJAS Y USOS	DESVENTAJAS
<p>1.- RADIAL</p> 	<p>EL MAS ECONOMICO OPERACION Y EXPANSION SIMPLE SATISFACTORIO PARA PEQUEÑAS INDUS TRIAS, DONDE EL PROCESO PUEDE IN TERRUMPIRSE Y LA PLANTA PUEDE ALI MENTARSE CON UN SOLO TRANSFORMA-- DOR.</p>	<p>CONFIABILIDAD BAJA SI NO SE USAN ELEMENTOS DE MUY BUENA CALIDAD  UNA FALLA DE CUALQUIER ELE MENTO DEJA FUERA EL SISTEMA.  EL EQUIPO DEBE DESCONECTAR SE PARA MANTENIMIENTO RUTI NARIO.</p>
<p>2.- RADIAL EXPANDIDO</p> 	<p>MISMAS QUE EL CASO ANTERIOR  SE UTILIZA CUANDO LA MAGNITUD DE LA CARGA REQUIERE USAR MAS TRANS FORMADORES.</p>	<p>MISMAS QUE EL CASO ANTERIOR</p>

SISTEMA

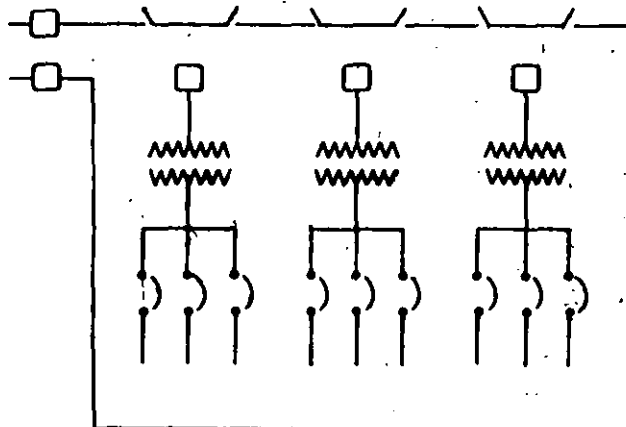
VENTAJAS Y USOS

DESVENTAJAS

3.- SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO



4.- PRIMARIO EN ANILLO



SE TIENEN DOS FUENTES DISTINTAS DE ALIMENTACION EN EL PRIMARIO  
SE PUEDE DAR UN MEJOR MANTENIMIENTO AL EQUIPO PRIMARIO DE BUSES E INTERRUPTORES.

OFRECE LAS MISMAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO

LIGERAMENTE MAS ECONOMICO QUE EL PRIMARIO SELECTIVO.

MAS COSTOSO QUE EL RADIAL  
DESVENTAJA DE FALLA EN TRANSFORMADOR O EN TABLERO SECUNDARIO.

ENCONTRAR UNA FALLA EN UN CABLE DEL ANILLO ES DIFICULTOSO.

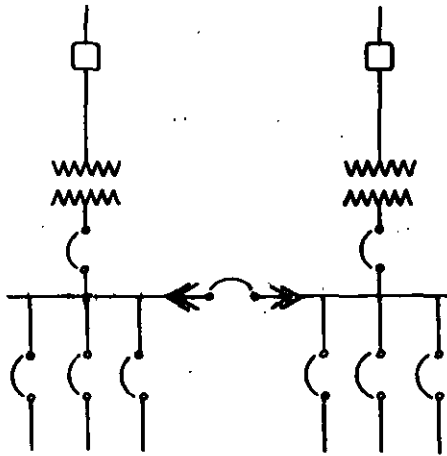
ES PELIGROSO PORQUE SE PUEDE ENERGIZAR UN PUNTO POR DOS LADOS.

## SISTEMA

## VENTAJAS Y USOS

## DESVENTAJAS

## 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 DEL MISMO.

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

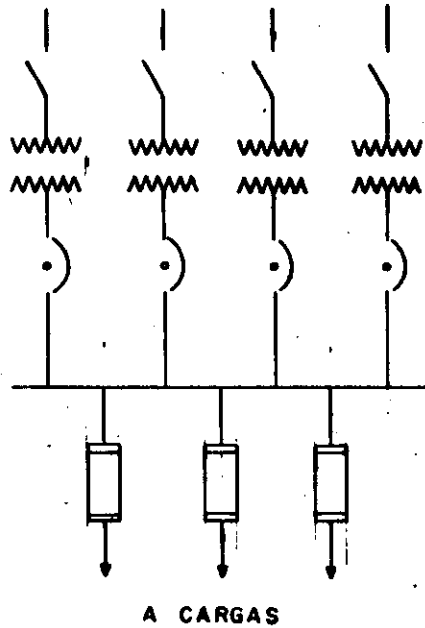
OPERACION MAS COMPLEJA

## SISTEMA

## VENTAJAS Y USOS

## DESVENTAJAS

## 6.- RED SECUNDARIA CON PROTECTORES.



+MUY CONFIABLE NO HAY INTERRUPTIONES 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.

### LOCALIZACION DE EQUIPO

- EN GENERAL, ENTRE MAS CERCA SE LOCALICEN LOS TRANSFORMADORES DEL CENTRO DE CARGA DEL AREA SERVIDA, MENORES SERAN LOS COSTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION. EN CASO DE DUDA, ES    IMPORTANTE HACER EVALUACIONES TECNICO ECONOMICAS.

- ES IMPORTANTE COORDINARSE DESDE EL PRINCIPIO CON    LOS PROYECTISTAS PARA DEJAR ESPACIO DISPONIBLE PARA EQUIPOS,    DUCTOS, REGISTROS, ETC, Y PLANEAR LOS TRABAJOS CIVILES RELACIONADOS.

### SELECCION DE TENSIONES

- SELECCIONE LAS MEJORES TENSIONES EN CADA UNO DE    LOS NIVELES (BAJA Y MEDIA TENSION) LAS TENSIONES, DEL SISTEMA    NORMALMENTE INFLUYEN MAS QUE NINGUN OTRO FACTOR, EN LA ECONOMIA, TANTO EN LA SELECCION DE EQUIPO, COMO EN LA EXPANSION DE LA    PLANTA.

COMPAÑIA SUMINSTRADORA

TAN PRONTO COMO SEA POSIBLE, DEBE EFECTUAR-  
SE UNA REUNION CON LA EMPRESA ELECTRICA PARA DETERMINAR LOS RE-  
QUERIMIENTOS DEL SERVICIO. RECUERDE QUE SI LA CARGA ES GRANDE,  
LA COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DEBE PLANEAR LOS CAMBIOS A SU RED \_  
DE DISTRIBUCION.

## DATOS QUE SE SUGIERE PROPORCIONAR:

- + Distribución de planta mostrando Edifi--  
cios y estructuras.
- + Carga electrica de la planta, preferente  
mente demanda maxima en KVA.
- + Punto preferido para la conexión del ser  
vicio.
- + Arreglo electrico de la compañia suminis  
tradora quē se desea.



+ Programa de construcción y de puesta en servicio.

+ Motores muy grandes fuera de lo usual que se tengan.

+ Factor de potencia esperado

+ Descripción de la carga conectada

LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA DEBE PROPORCIONAR LO .

+ Tensión de suministro o tensiones disponibles, propia o del cliente.

+ Ruta de las líneas y punto de suministro.

+ Tarifas

+ Opciones en el suministro: con subestación.

+ Espacio de la subestación si la provee la compañía.

+ Corto circuito y características del sistema en el punto de suministro.

+ Requerimientos para medición

+ Tipo de aterrizado en el sistema de suministro.

+ Requerimientos de coordinación con el sistema de protección de la compañía suministradora.

+ Datos sobre confiabilidad de la red, si es necesario.

+ Alimentaciones de respaldo, de ser necesarias.

GENERACION

DEPENDIENDO DE LAS REGULACIONES DEL PAIS Y DE LAS CARACTERISTICAS DE LA PLANTA SE PUEDE DECIDIR Y BASADOS EN UN ESTUDIO TECNICO ECONOMICO SI:

- CONVIENE COMPRAR LA ENERGIA
- CONVIENE TENER GENERACION DE EMERGENCIA
- CONVIENE TENER ALGUNA GENERACION RODANTE
- CONVIENE GENERAR TODA LA ENERGIA.

=

POR LO COMUN, LO MAS ECONOMICO ES COMPRAR LA ENERGIA, PERO EXISTEN PROCESOS QUE REQUIEREN CONTINUIDAD, COMO SON LA INDUSTRIA DEL PAPEL, LA PETROQUIMICA, LAS DEL CEMENTO Y ACERO, Y PUEDEN SER CANDIDATAS A LOS ULTIMOS CASOS. OTRAS INDUSTRIAS DESPERDICIAN MUCHO CALOR O VAPOR Y PODIA UTILIZARSE ESTA ENERGIA.

DIAGRAMA UNIFILAR

- ES UN ELEMENTO MUY IMPORTANTE EN LA PLANEACION
- LOS SIMBOLOS ESTAN DEFINIDOS EN EL IEEE STANDARD 315-1975 "GRAPHIC SYMBOLS FOR ELECTRICAL AND ELECTRONICS DIAGRAMS" ( ANSI Y 32.2 - 1975)
- EL DIAGRAMA UNIFILAR DEBE CONTENER LO SIGUIENTE:
  - + Fuentes de potencia, tensiones y corrientes de C.C.
  - + Tipo, tamaño, capacidades y número de conductores.
  - + Características de transformadores ( RVA, tensiones, impedancia, conexiones y métodos de puesta a tierra)
  - + Identificación de los aparatos de protección ( relevadores, fusibles, interruptores).
  - + Relaciones de T.P. y T. C.
  - + Cargas
  - + Otros equipos conectados

ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO Y PROTECCIÓN

- CALCULE EL CORTO CIRCUITO DISPONIBLE EN LOS PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA.

- DISEÑE SU SISTEMA DE PROTECCIÓN COMO UNA PARTE INTEGRAL AL MISMO Y NO COMO UN AGREGADO POSTERIOR.

EXPANSIÓN FUTURA

- SI ESTA DISEÑANDO LA EXPANSIÓN DE UN SISTEMA EXISTENTE, CUIDE SI EL EQUIPO SOPORTA LA CARGA ADICIONAL Y EL NUEVO CORTO CIRCUITO. CHEQUE CARACTERÍSTICAS DE CAPACIDAD NOMINAL, TENSION, CAPACIDAD INTERRUPTIVA, OPERACION DE INTERRUPTORES Y LA COORDINACION DE PROTECCIONES. ESTUDIE LA MEJOR MANERA DE CONECTAR LA NUEVA PARTE CON MINIMO COSTO DE CONSTRUCCION Y PERDIDAS DE PRODUCCION.

Si la planta es nueva, conviene prever que la carga en mayor o menor grado habra de crecer.

Por lo tanto el sistema debe diseñarse para crecer. Con el diagrama unifilar, imagine como apareceria este si la carga - se duplica o triplica ( Esto puede suceder en 15 0 20 años ) y replantee que preparaciones debe tener para estas condiciones, cuidando desde luego los costos.

También es conveniente incluir en el diagrama unifilar - los puntos donde se desean hacer mediciones y sus características.

Lo mismo que, en su caso, si la instalación es geografi-- camente grnadè, debe incluirse su localización.

No olvidarse también de indicar las aplicaciones futuras que se hayan considerado o planes futuros.

SEGURIDAD

VERIFIQUE DE QUE SE USEN DISPOSITIVOS ADECUADOS DE SEGURIDAD EN TODAS LAS PARTES DEL SISTEMA.

COMUNICACIONES

DENTRO DE LA PLANEACION DE LA PLANTA SE DEBE INCLUIR UN SISTEMA CONFIABLE DE COMUNICACIONES: TELEFONO, SONIDO, CIRCUITOS CERRADOS DE TELEVISION, INTERCOMUNICACIONES.

MANTENIMIENTO

DEBE PLANEARSE EL SISTEMA DE TAL FORMA QUE SE PUEDA EFECTUAR EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO, PROPORCIONANDO ESPACIO PARA TRABAJAR EN LOS LOCALES, ACCESO FACIL A INSPECCION, FACILIDADES PARA PROBAR O TOMAR MUESTRAS DE MATERIALES, MEDIOS DE DESCONEXION PARA CUANDO SE TRABAJA EN EL EQUIPO.

El sistema de mantenimiento debe tambien planearse y puede incluir los siguientes objetivos : Limpieza, Control de Humedad, Ventilación Adecuada, Reducir Corrosión, Mantenimiento de Conductores, Inspecciones y Pruebas Rutinarias, - llevar records, Aplicacion de Codigos y Normas.

#### SISTEMAS ELECTRICOS DE EMERGENCIA

Hemos visto hasta ahora diferentes arreglos que uno con respecto al otro nos indican mayor o menor confiabilidad-- dependiendo logicamente del costo de equipo utilizado y su -- instalación, además que, en caso de alguna falla de alguno de los equipos o materiales usados, el tiempo para restaurar el servicio es menor, estadísticamente hablando, segun el orden en que se han visto los diferentes arreglos o sistemas.

Pero, en cualquiera de las formas analizadas en que se necesite aumentar la Confiabilidad y la continuación del servicio en cualquier punto particular de utilización de la energía y que de acuerdo con las características de este servicio este deba ser de un mínimo de tiempo de interrupción o no interrumpible, si este fuera el caso.



Para lo anterior se pueden agregar sistemas de emergencia o de operación inmediata. La decisión en el uso de estos sistemas agregados dependerá y se justificará únicamente por su costo y por su necesidad en el proceso de la producción o de la operación.

El sistema de emergencia a seleccionar depende de lo que se espera que lleguen a efectuar. Al proyectar se deben considerar las necesidades como la de si el sistema normal de producción de operación puede tolerar una falla de energía de 1 milisegundo, 10 segundos, un minuto o más y por cuanto tiempo el sistema de emergencia o la instalación de reserva va a desarrollar sus funciones en horas, minutos o segundos.

Un sistema de emergencia desconectado es el que está en estado durmiente hasta que es llamado a operar como un motor generador de diesel que opera cuando ocurre la falla. Uno conectado es el que opera en todo momento como un inversor alimentado con C.C. a través de un cargador de batería y una batería en flotación que alimenta el inversor en caso de falla del sistema primario de alimentación.

Al diseñar y seleccionar un sistema de emergencia es necesario tomar en cuenta, además de su disponibilidad, también su confiabilidad. Por ejemplo, un equipo de transferencia tiene componentes que tienen una probabilidad de falla - en si mismos que en realidad reduce la confiabilidad del conjunto en la energía entregada o sea que con el transfer conectado, el sistema primario es menos confiable porque este en si es un punto de falla que no existiría sino hubiera un sistema de emergencia.

Es necesario sopesar los convenientes e inconvenientes y en lo posible efectuar un estudio de confiabilidad del equipo en que apoyar la decisión y esto se logra con estadísticas de fallas de equipo que están en poder de algunos fabricantes y que en México sería muy interesante desarrollar a nivel de gobierno o usuarios o de la propia industria la que se planee efectuar toda la instalación del sistema eléctrico.

Se debe recalcar pues, que los sistemas de emergencia deben estar en disponibilidad para proporcionar energía en forma confiable para sobrellevar problemas ocasionados por interrupciones que van de milisegundos a varias horas.

Mas de un tipo de sistemas puede ser útil para una -- aplicación. La selección del más apropiado dependerá del cos to inicial, de los costos de operación y mantenimiento, nece sidades de combustible, confiabilidad del sistema, calidad de la energía entregada, capacidad para expansiones y considera- ciones ecológicas en su caso.

DESCRIPCION Y APLICACION DE ALGUNOS DE LOS SISTEMAS DE EMER-  
GENCIA MAS USUALES :

1.- Generadores impulsados por motor de combustión  
interna.-

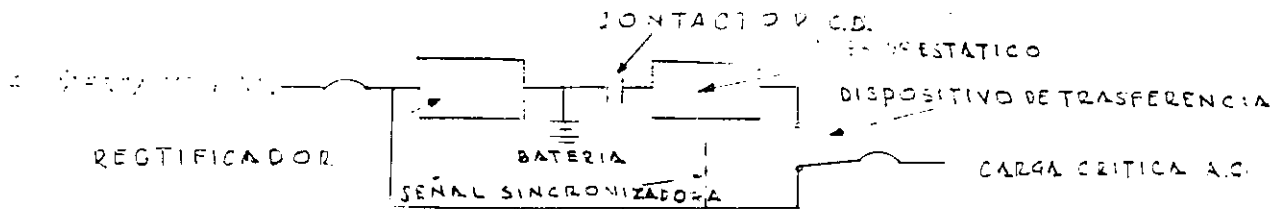
Estas unidades se pueden conseguir desde 1 KW a varios miles de KW de capacidad y usan como combustible en los moto- res al diesel, gasolina, gas natural o gas LP ( bajo propano ). Bien mantenidos pueden entrar en servicio entre 8 y 15 segundos.

Las unidades diesel son generalmente para trabajo pesado, el combustible es el de menor costo y el peligro de incendio es menor que los que usan gasolina. Estas son usuales hasta los - 100 KW y tienen un costo inicial menor que las de diesel. Las- unidades de gas natural o LP fáciles de arrancar, aún después - de periodos largos sin uso, pero tienen el problema de que el - suministro de combustible es más conflictivo cuando se necesita el sistema.

La aplicación de estos tipos de moto - generadores es en sistemas desconectados para reducir el tiempo de interrupción o en combinación con sistemas de energía mecánica almacenada ( Volantes ), con lo cual se mejora la disponibilidad y confiabilidad del conjunto.

2.- Turbo - generadores : Se utilizan turbinas de vapor o gas como motores. Las de vapor se utilizan unicamente cuando hay disponibilidad de este en el mismo proceso productivo. Los tamaños usuales van desde 100 hasta varios miles de KW en las de gas, siendo estas las más comunes y usan diferentes grados y tipos de combustible líquido, así como gas natural o LP. Estas unidades pueden estar en operación en 20 segundos las unidades chicas y hasta 5 minutos para unidades grandes. Por su peso y tamaño pueden instalarse en los techos de edificios ya que su peso / KW es menor que las de moto - generadores de combustión interna.

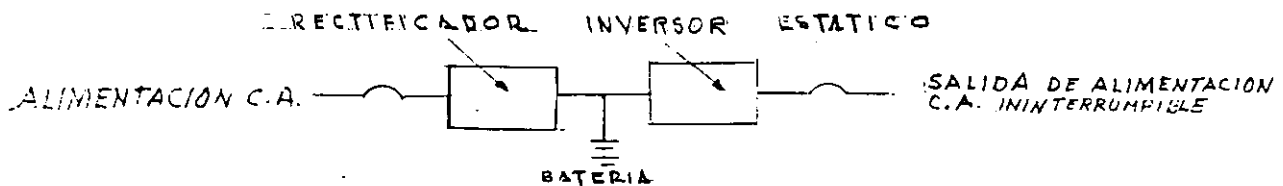
3.- Sistemas de Inversor Bateria.



SISTEMA CON INVERSOR  
INTERRUPCION ESTÁTICA CORTA

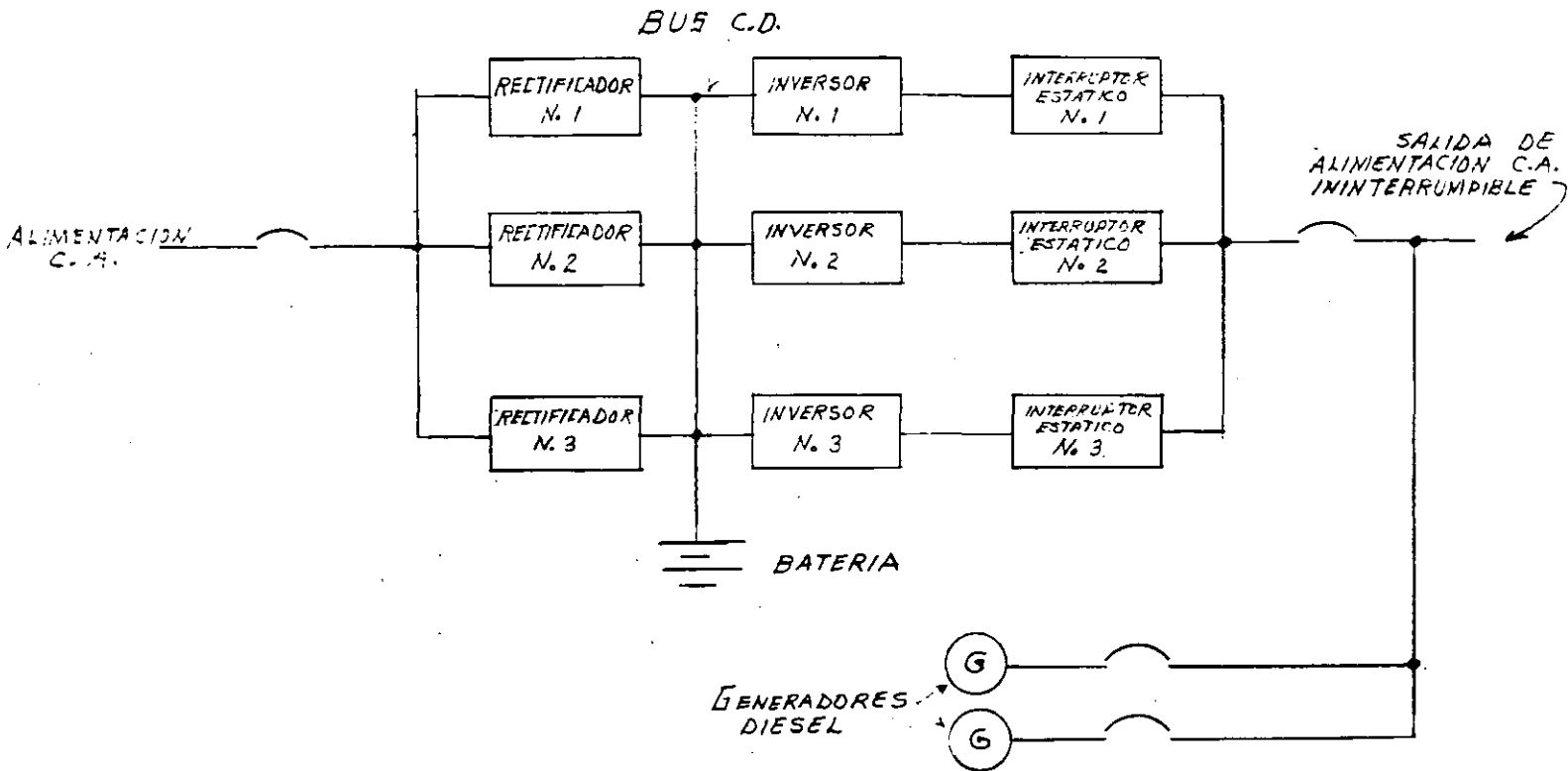
En la figura se muestra un sistema que no es ininterrumpible ya que el tiempo de transferencia es de 60 a 190 milisegundos. El contactor cierra cuando ocurre una interrupción en el sistema primario y está dentro del circuito para prevenir una energización continua del inversor estático cuya eficiencia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

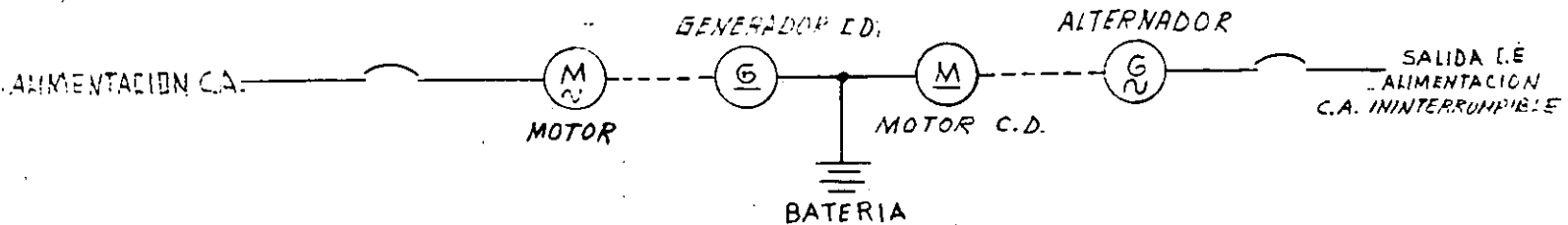
La figura siguiente muestra un arreglo de equipo ---- ininterrumpible redundante con interruptores estáticos para -- proteger contra fallas de los inversores.



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 Mécanicos 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 mu-- chos sistemas que se pueden formar según necesidades de la operación y su costo inicial y de operación y mantenimiento.



En el uso de equipo y materiales, al planear el sistema, también podemos afirmar que las tendencias actuales cada vez se inclinan más al uso de :

- 1.- Tableros de distribución tipo Metal-Clad, que son los tableros blindados, con -- entrecierres y algunos con interruptores con control eléctrico y operación re -- mota.
- 2.- Centros de control de motores tipo draw-out o de los que están en compartimientos independientes, retirables facilmente, para efectuar mantenimiento en forma - - - eficiente y segura.
- 3.- Interruptores en aire en lugar de los interruptores en aceite o la tendencia - - actual de interruptores con cámaras en vacío.
- 4.- Para el uso en locales cerrados se usan transformadores tipo Seco o en Askarel o Pyranol, aunque estos líquidos emiten gases venenosos y se está prohibiendo su uso actualmente.

Los transformadores tipo seco son 15 a 20% mas caros que los normales, - pero son mas baratos que los líquidos mencionados. Se ha iniciado el uso de - - - transformadores sellados con gas inerte en el interior, como el SF-6 pero son de 30 a 40% más caros.

- 5.- Cuando las cargas varían de posición o de magnitud se ha hecho más común el uso - de buses blindados en la distribución. En estos es factible de instalar interrup- tores con solo introducirlos en forma de contacto y clavija, o sea, contactos con clips.
- 6.- Capacitores que reducen costo de la energía y pérdidas en transformadores y ali - mentadores y que aumentan la capacidad de transformación y conducción y que - - - veremos en plática aparte.

- 7.- Reguladores de voltaje donde las variaciones de voltaje son críticas sobre todo en los equipos automatizados modernos. También se está acrecentando el uso de cambiadores de derivaciones automáticos bajo carga, en transformadores, con los resultados deseables de regulación.

También debemos hacer hincapié, al planear su sistema y su construcción, de las siguientes medidas de seguridad, entre otras, para la operación y mantenimiento:

- 1.- Los equipos de interrupción deben ser capaces siempre de operar bajo las mas - - severas condiciones de operación a los cuales se le vaya a exponer.
- 2.- En partes vivas debe protegerse contra contactos accidentales con barreras, - - - gabinetes o situarlos fuera de alcance en niveles mas elevados.
- 3.- Evitar la operación con carga de dispositivos que no están hechos para eso, como cuchillas desconectadoras. En estos casos es conveniente un entrecierre para - - evitar la operación hasta no desconectar el interruptor correspondiente al - circuito.
- 4.- Espacio suficiente sin obstáculos en las áreas donde está el equipo eléctrico -- localizado, sobre todo en lugares cerrados.
- 5.- Suficientes salidas en número y tamaño, diseñadas con puertas con apertura hacia afuera y cerraduras de apertura tipo pánico o emergencia.
- 6.- Letreros y etiquetas con nomenclatura de equipo y cables para dar instrucciones permanentes y la debida identificación de las partes.
- 7.- Los sistemas deben diseñarse siempre para operar con partes nuevas y en - - - equipos debidamente aterrizados.

El mantenimiento debe hacerse cuando el equipo correspondiente este desenergizado en caso que no pueda hacerse así, deberá entrenarse al personal de mantenimiento para trabajar en partes vivas con el equipo y herramientas de seguridad necesarias para cada caso.

- 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.

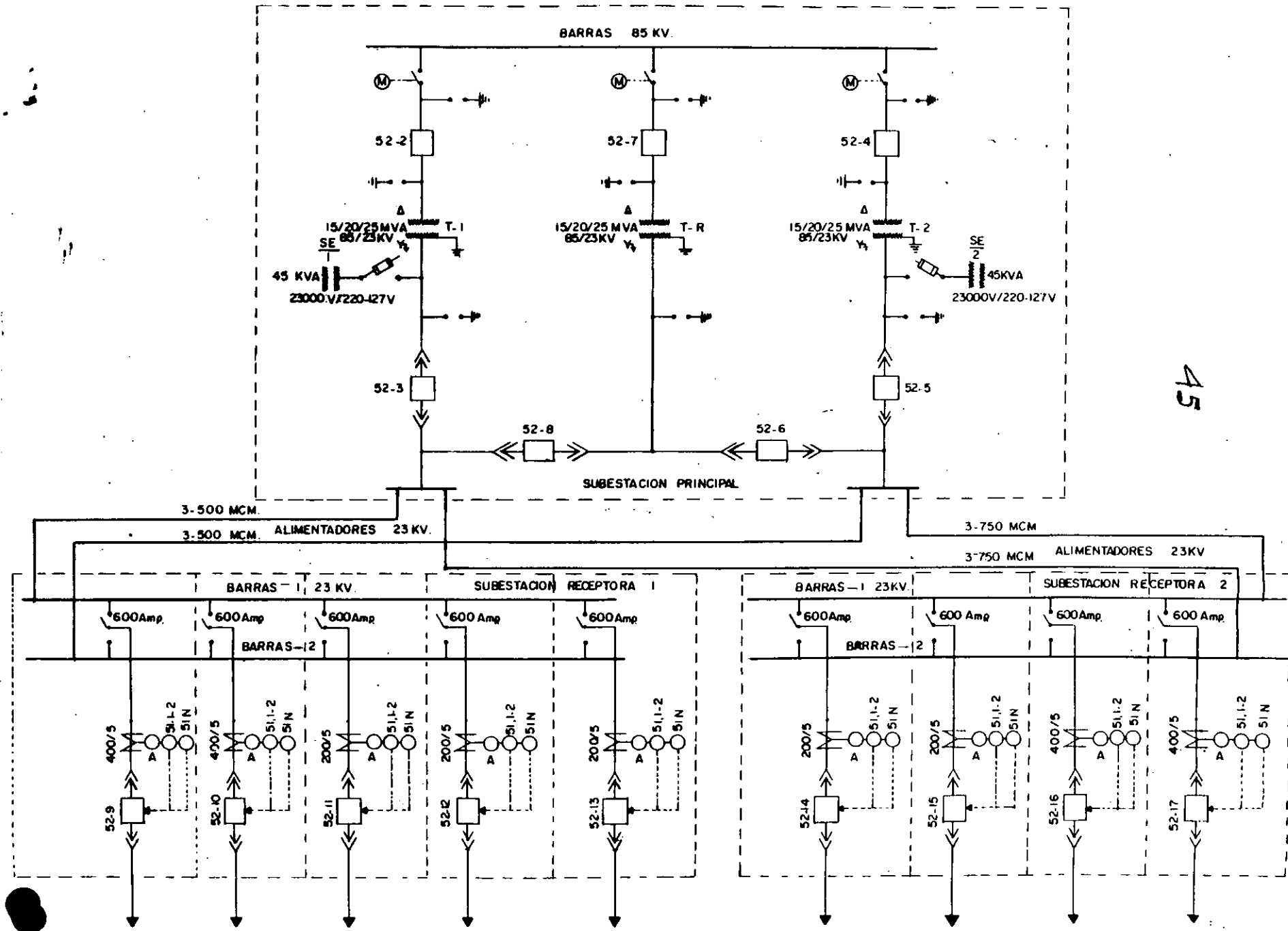
También capacidades interruptivas de interruptores así como las potencias de C.C. presente y los que se esperen al futuro en el punto de suministro y las tarifas que se aplicarían en el caso específico.

- 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 si -- mismo, sino que debe estar complementado y cimentado en un buen criterio de ingeniero.

45





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

***CURSOS ABIERTOS***

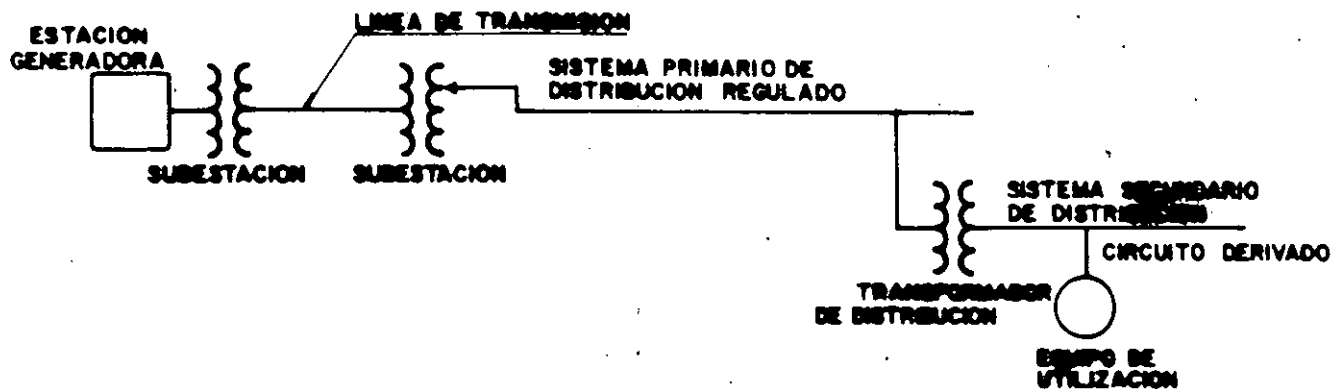
***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 3***

***CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA***

***ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO***

***AGOSTO, 1992.***



**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>				
	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">MEDIA TENSION (34.5KV)</div>			
	34,500 (1) 23,000 13,800	23000 13800 4160 2400		
			<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">BAJA TENSION (1000 V)</div>	
			220-127	480-277 440 + 220-127
<p>NOTAS:           (1) TENSION DE SUBTRANSMISION</p> <p>                  (+) TIENDE A DESAPARECER</p>				

DEPENDIENDO DEL TAMAÑO DE LA PLANTA, DE LAS COMPAÑIAS DE SERVICIO ELECTRICO Y DE EVALUACIONES ECONOMICAS QUE CONSIDEREN LAS TARIFAS Y LOS COSTOS DE EQUIPO, LA PLANTA INDUSTRIAL PODRIA CONECTARSE A CUALQUIERA DE LAS TENSIONES DEL SISTEMA:

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

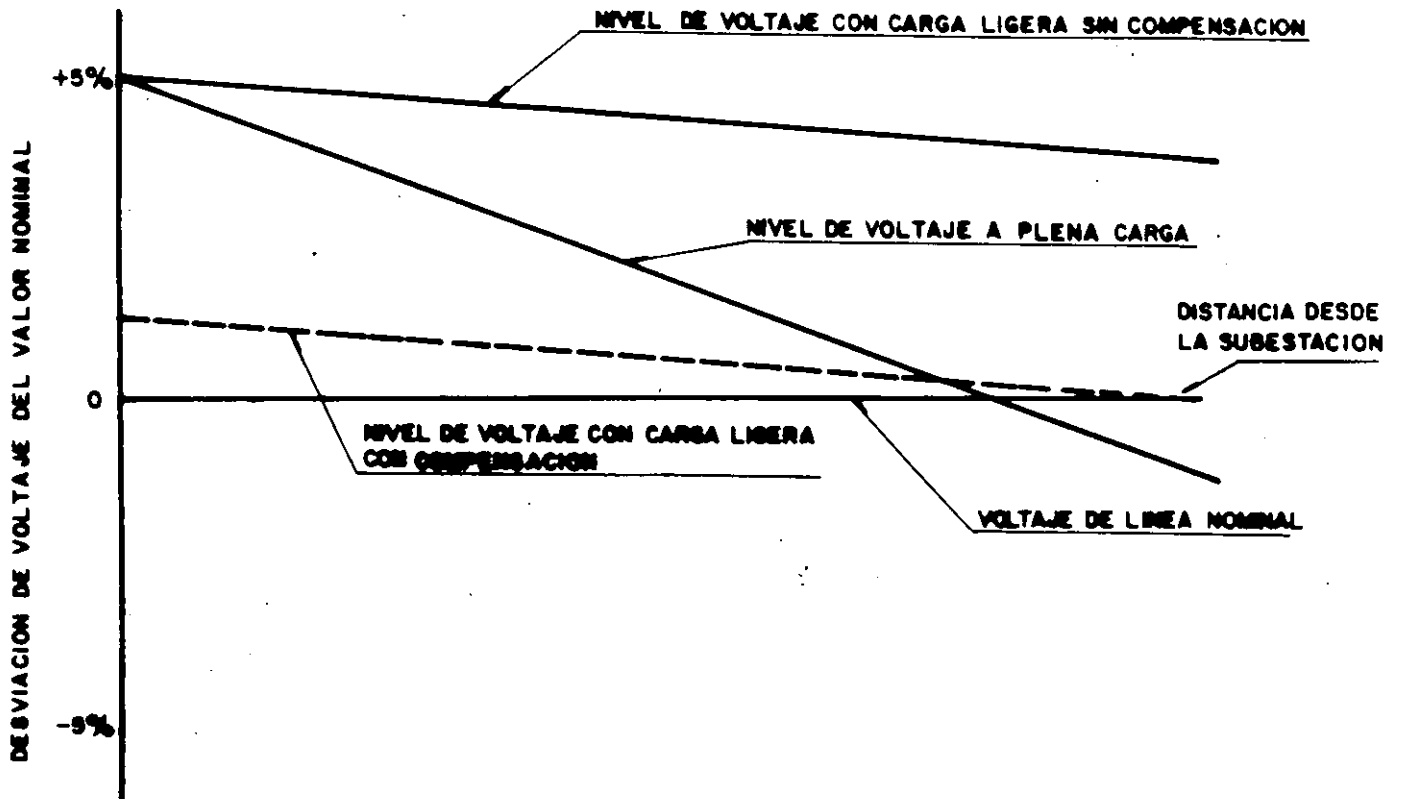
SE PUEDEN CONECTAR A LA RED DE BAJA TENSION, O A UN TRANSFORMADOR ESPECIAL DE LA COMPAÑIA ELECTRICA, O TENER SU PROPIO TRANSFORMADOR Y RED SECUNDARIA.

PLANTAS MEDIANAS DE ALGUNOS MILES DE KVA.

SE PUEDEN CONECTAR A LA RED PRIMARIA DE DISTRIBUCION Y ESTA RED DE MEDIA TENSION PUEDE EXTENDERSE DENTRO DE LA FABRICA. LA PLANTA PROPORCIONA LOS TRANSFORMADORES DE MT/BT Y LA RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA.

PLANTAS GRANDES DE VARIOS MILES DE KVA.

SE PUEDEN CONECTAR AL SISTEMA DE M.T. O AL SISTEMA DE TRANSMISION Y PUEDEN PROPORCIONAR LA SUBESTACION REDUCTORA, LA RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA, LOS TRANSFORMADORES MT/BT Y LAS REDES SECUNDARIAS.



**EFFECTO DE COMPENSACION POR REGULACION EN SISTEMAS DE VOLTAJE DE DISTRIBUCION PRIMARIA CASO IDEAL**

2.2.- LIMITES DE TOLERANCIA EN TENSIONES

- SE INTENTARA EXPLICAR LA NORMA ANSI C84.1-1970 QUE ESTABLECE LOS LIMITES DE TOLERANCIA EN VOLTAJES EN E.U.
- ESTA NORMA TIENE ORIGEN EN LAS TOLERANCIAS DE  $\pm 10\%$  PERMITIDAS PARA MOTORES, DADO QUE INTEGRAN LAS CARGAS MAS IMPORTANTES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION INDUSTRIAL.
- SE USA LA TENSION BASE DE 120 VOLTS. POR EJEMPLO, UN MOTOR EN UN SISTEMA A 480 V. TIENE UNA TENSION DE PLACA DE 460, O SEA

$$\frac{480}{120} = 4$$

$$\frac{460}{4} = 115$$

..... QUE REFERIDO AL VALOR BASE SERIA 115V.

- CONSIDERANDO EL 10% ARRIBA Y 10% ABAJO SE ESTABLECIO EL RANGO DE TOLERANCIA "B" DE LA NORMA ANSI MENCIONADA.

$$115 + (0.1) (115) = 126.5 \quad 127$$

$$115 - (0.1) (115) = 103.5 \quad 104 \text{ V}$$

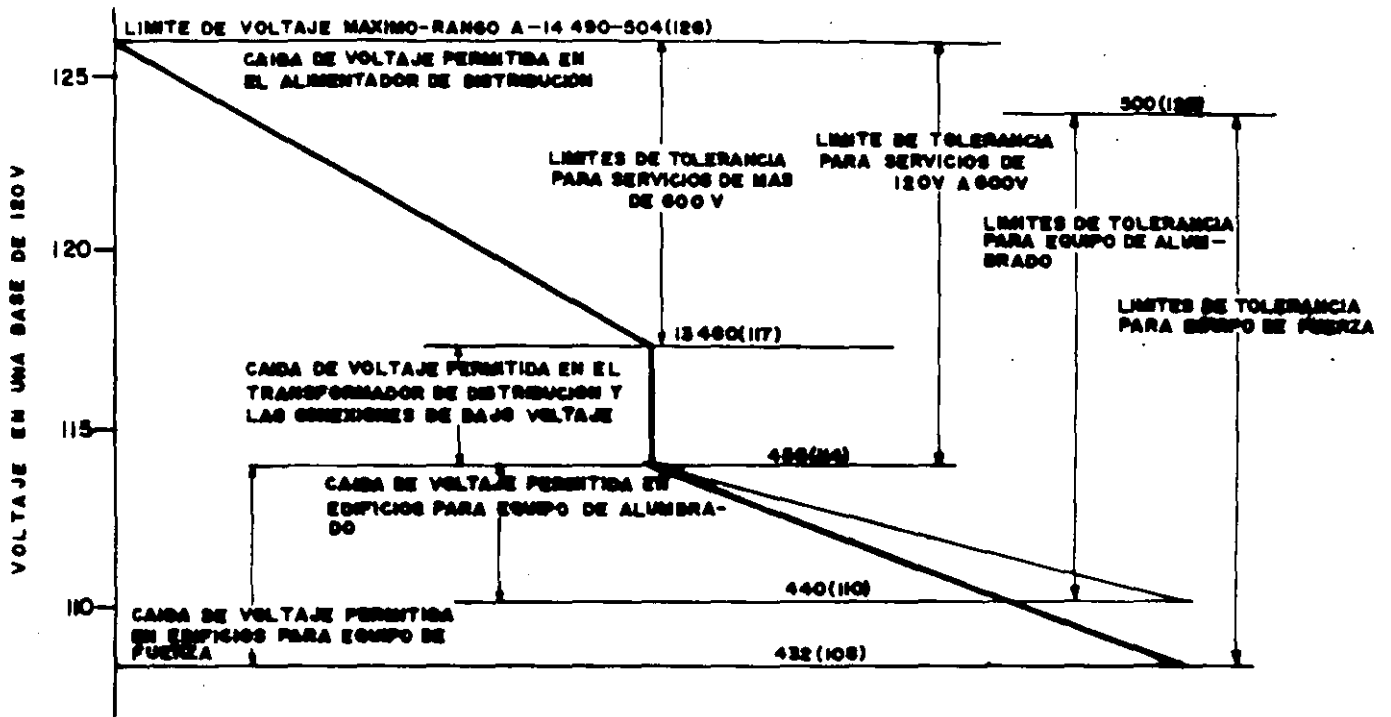
- ESTA TOLERANCIA DE 23 V TIENE QUE DIVIDIRSE ENTRE:
  - + EL SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIO: 13V
  - + TRANSFORMADOR MT/BT: 4V
  - + RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA: 6V (5%)
  
- EL SISTEMA ANTERIOR ES EL RANGO "B". EL RANGO "A" LIMITA DE 126 A 108V, SEGUN SE VE EN LA TABLA ANEXA. ESTE RANGO ES EL QUE SE TIENDE A USAR. PARA CARGAS DE ALUMBRADO LOS LIMITES INFERIORES ESTAN LIGERAMENTE MAS ARRIBA QUE EN LOS MOTORES, POR CONSIDERARSE QUE NO ADMITEN UN VOLTAJE INFERIOR.

PERFIL NORMALIZADO PARA UN SISTEMA REGULADO DE DISTRIBUCION  
DE POTENCIA, BASE 120 VOLTS.

MAXIMA TENSION PERMITIDA	RANGO A (VOLTS) 126 (125*)	RANGO B (VOLTS) 127
TOLERANCIA PARA LA CAIDA DE TENSION EN LINEA PRIMARIA DE DISTRIBUCION	9	13
MINIMA TENSION PRIMARIA DE SERVICIO.	117	114
TOLERANCIA PARA LA CAIDA DE TENSION EN EL TRANSFORMADOR	3	4
MINIMA TENSION SECUNDARIA DE SERVICIO	114	110
TOLERANCIA PARA EL ALAMBRADO SECUNDARIO	6(4+)	6(4+)
MINIMA TENSION DE UTILIZACION	108(110+)	104(106+)

\* PARA TENSION DE UTILIZACION DE 120 A 600 V

+ PARA CIRCUITOS DE ALUMBRADO



**PERFIL DE TENSIONES DE LOS LIMITES DE RANGO A, ANSI C84J-1970**

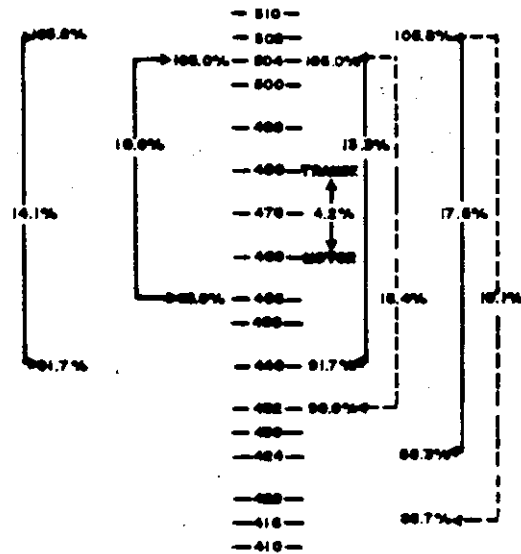
TENSIONES USADAS PARA ESTE EJEMPLO :

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 GRUPO DE UTILIZACION	
RANGO B	RANGO A	VOLTAJE RANGO A	RANGO B



**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.- SELECCIÓN DE TENSIONES

- ESTE ES UNO DE LOS ASPECTOS MAS IMPORTANTES EN EL DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE FUERZA.
- LOS NIVELES DE TENSION PRIMARIOS SON DETERMINADOS POR LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA. ESTAS TENSIONES PUEDEN USARSE INTERNAMENTE EN LA PLANTA.
- DADO QUE LOS NIVELES DE TENSION EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION SE HAN ESTADO INCREMENTANDO, LOS EQUIPOS SE HAN VENIDO ADECUANDO A ELLO. ASI ES POSIBLE TENER DENTRO DE UN EDIFICIO INDUSTRIAL, LAS SIGUIENTES TENSIONES:

15 - 25 KV SIN PROBLEMAS

25 - 35 KV HACER ESTUDIO ECONOMICO PARA DECIDIR SU USO

35 KV HACIA ARRIBA DEBE REDUCIRSE A UNA TENSION MENOR.

## FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCION DE LA TENSION

- 1.- TENSION NOMINAL DE LOS DISPOSITIVOS O APARATOS.
- 2.- TENSION PRIMARIA DISPONIBLE EN COMPAÑIA ELECTRICA. ESTE VOLTAJE NO SIEMPRE ES EL MAS ADECUADO, PARA CONECTAR CARGAS DIRECTAMENTE A EL, PERO PUEDE USARSE PARA ALIMENTAR A SUBESTACIONES DENTRO DE LA FABRICA.
- 3.- LA DISTANCIA A LA CUAL SE LLEVA LA ENERGIA. HACER ESTUDIOS TECNICO-ECONOMICOS.

- EN PLANTAS GRANDES ES COMUN TENER TRES O MAS NIVELES DE TENSION:
- + 480 V PARA UTILIZACION
- + 2.4 & 4.16 KV PARA MOTORES GRANDES O COMO TENSION DE DISTRIBUCION DE LA PLANTA.
- + 13.8 & 23 KV. COMO TENSION DE DISTRIBUCION DE LA PLANTA O COMO ALIMENTACION GENERAL DE LA COMPAÑIA ELECTRICA.

480 VS 220:

A MENUDO NOS HACEMOS LA PREGUNTA ¿ CUAL ES MAS ECONOMICO, 220/127 & 480/277? EN GENERAL 220/127 ES MAS ECONOMICO SI:

- + EL 70% DE LA CARGA ES A 127
- + LA CARGA NO EXCEDE 300 KVA (TIENDAS, TALLERES, FABRICAS PEQUEÑAS)

GUIA PARA SELECCIONAR LA TENSION EN TERMINOS DE LA MAGNITUD DE LA CARGA. ESTA GUIA ES SOLO REPRESENTATIVA Y PUEDE VARIAR CONSIDERABLEMENTE EN CASOS PARTICULARES.

VOLTS DEL SISTEMA

480  
 2400  
 4160  
 6900  
 4160 & 13800 (3)  
 13800

KVA. DEL SISTEMA

750 - 1500 KVA.  
 HASTA 3000 KVA (1)  
 DE 1500 A 10000 KVA  
 (2)  
 10000 a 20000 KVA  
 MAYORES DE 20000 KVA

(1) ES POCO USUAL QUE 2400 V. SE UTILICE COMO TENSION DE DISTRIBUCION PRINCIPAL, PERO PUEDEN EXISTIR MOTORES A ESTA TENSION.

(2) POCO USUAL

(3) HACER ESTUDIO COMPARATIVO CUALQUERA PUEDE FUNCIONAR.

- OTRA GUIA, BASADA EN LOS MOTORES PUEDE SER:

VOLTS DEL SISTEMA	VOLTAJE DEL MOTOR	HP DEL MOTOR
220		125 HP
480	460	HASTA 250 HP
2400	2300	200-1000 HP
4160	4000	300-4000 HP
13800	13200	5000 HP 6 MAS

#### 2.4.- EFFECTO DE LA VARIACION DE TENSION EN LOS EQUIPOS

MOTORES DE INDUCCION . VER TABLA ANEXA. EN GENERAL, LOS AFECTA MAS UNA TENSION LIGERAMENTE MENOR QUE UNA MAYOR.

MOTORES SINCRONOS. SE AFECTAN EN IGUAL FORMA QUE \_\_\_\_\_ LOS DE INDUCCION EXCEPTO EN LA VELOCIDAD (QUE DEPENDE DE F) Y EN EL PAR DE ARRANQUE QUE VARIA DIRECTAMENTE CON LA TENSION.

LAMPARAS INCANDESCENTES. VER TABLA ANEXA. LOS EFECTOS SON CRITICOS.

LAMPARAS FLUORESCENTES. SE AFECTA MENOS QUE LAS \_\_\_\_\_ INCANDESCENTES, PUEDEN OPERAR SATISFACTORIAMENTE EN UN RANGO DE  $\pm 10\%$ . APROXIMADAMENTE UNA VARIACION DE  $\pm 1\%$  AFECTARA EN IGUAL FORMA LA PRODUCCION LUMINOSA.

LAMPARAS DE ALTA INTENSIDAD DE DESCARGA. SI NO SE \_\_\_\_\_ USAN BALASTRAS REGULADAS, Y SI LA TENSION VARIA EN \_\_\_\_\_  $10\%$ , LA LUZ VARIARA EN  $-30\%$  SI SE USAN BALASTRAS DE POTENCIA CONSTANTE, CON UNA TENSION  $10\%$  MENOR, LA \_\_\_\_\_ LUZ SERA  $98\%$ .

AL EXISTIR UN  $20\%$  DE BAJO VOLTAJE EL ARCO SE EXTINGUE SI ESTO SUCEDE FRECUENTEMENTE, SE DISMINUYE SENSIBLEMENTE LA VIDA DE LA LAMPARA.

PROCESOS DE CALOR CON LAMPARAS INFRAROJAS O RESISTENCIAS.

EN EL CASO DE LAS RESISTENCIAS SE VE AFECTADO EL PROCESO EN FUNCION DEL CUADRADO DE LA TENSION. EN EL CASO DE LAS LAMPARAS, COMO SU RESISTENCIA VARIA CON EL CALOR, SE AFECTA LIGERAMENTE MENOR AL CUADRADO DE LA TENSION.

CAPACITORES. LA POTENCIA REACTIVA VARIA CON  $V^2$ , UNA CAIDA DEL 10% REDUCE EN 19% LA POTENCIA REACTIVA LO QUE A SU VEZ REDUCE EN ESE POR CIENTO LOS BENEFICIOS.

DISPOSITIVOS OPERADOS POR SOLENOIDE. LA FUERZA DE ATRACCION VARIA CON  $V^2$ , PERO EN GENERAL ESTAN DISEÑADOS PARA OPERAR EN + 10% Y -15% DE V.

DESBALANCE EN LA TENSION ENTRE FASES. SUCEDE CUANDO EXISTEN CARGAS MONOFASICAS Y NO ESTAN BIEN DISTRIBUIDAS. SE EXPRESA:

DESBALANCEO DE LA TENSION ENTRE FASES =

DESVIACION MAXIMA RESPECTO AL VOLTAJE PROMEDIO

---

VOLTAJE PROMEDIO ENTRE FASES.

DADAS LAS CORRIENTES DE SECUENCIA NEGATIVA QUE CIRCULAN INTERNAMENTE EN EL MOTOR, ESTAS PRODUCEN UN CALENTAMIENTO COMO SE OBSERVA EN LA SIGUIENTE TABLA:

TIPO DE MOTOR	CARGA	% DE DESBALANCE EN TENSION	% DE CALENTAMIENTO EXTRA	CLASE DE AISLAMIENTO	ELEVACION DE TEMPERATURA(°C) OPERACION
MARCO "U"	NOMINAL	0	0	A	60
	NOMINAL	2	8	A	65
	NOMINAL	3 1/2	25	A	75
MARCO "T"	NOMINAL	0	0	B	80
	NOMINAL	2	8	B	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 NO CAMBIA
1/2 DE CARGA	- - - - -	AUMENTA 1-2%	DISMINUYE 1-2%

CARACTERISTICAS

FUNCION DEL VOLTAJE

VARIACION DEL VOLTAJE  
90% DEL VOLTAJE 110% DEL VOLTAJE

FACTOR DE POTENCIA A:

PLENA CARGA

-----

AUMENTA 1%

DISMINUYE 3%

3/4 DE CARGA

-----

AUMENTA 2-3%

DISMINUYE 4%

1/2 DE CARGA

-----

AUMENTA 4-5%

DISMINUYE 5-6%

CORRIENTE A PLENA CARGA

-----

AUMENTA 11%

DISMINUYE 7%

CORRIENTE DE ARRANQUE

VOLTAJE

DISMINUYE 10-12%

DISMINUYE 10-12%

ELEVACION DE TEMPERATURA A PLENA CARGA

-----

AUMENTA 6-7 °C

DISMINUYE 1-2°C

CAPACIDAD DE SOBRECARGA MAXIMA

(VOLTAJE)<sup>2</sup>

DISMINUYE 19%

AUMENTA 21%

RUIDO MAGNETICO -SIN CARGA ESPECIFICA

-----

DISMINUYE LIGERAMENTE

AUMENTA LIGERAMENTE.

(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) <sup>2</sup>	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
POR CIENTO DE DESLIZAMIENTO	(VOLTAJE) <sup>-2</sup>	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) <sup>2</sup>	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
RUIDO MAGNETICO-SIN CARGA ESPECIFICA	- - - -	DISMINUYE LIGERAMENTE	DISMINUYE LIGERAMENTE

EFFECTOS DE VARIACIONES DE VOLTAJE EN LAMPARAS INCANDESCENTES.

VOLTAJE APLICADO (VOLTS)	120 V		125 V		130 V	
	% DE VIDA	% DE EMISION LUMINICA	% DE VIDA	% DE EMISION LUMINICA	% DE VIDA	% DE EMISION LUMINICA
105	575	64	880	55	---	----
110	310	74	525	65	880	57
115	175	87	295	76	500	66
120	100	100	170	88	280	76
125	58	118	100	100	165	88
130	34	132	59	113	100	100

2.5.- CALCULOS DE CAIDA DE TENSION EN CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES.

LA FORMULA GENERAL DE LA CAIDA DE TENSION DE ACUERDO A LA SIGUIENTE FIGURA ES:

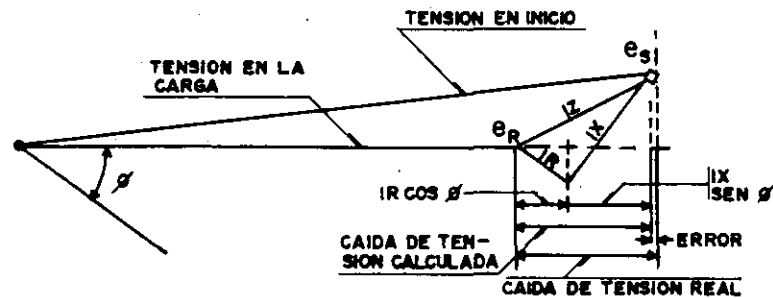


DIAGRAMA FASORIAL DE RELACION DE TENSION

$$V = IR \cos \phi + I X \sin \phi$$

EN DONDE:

V = CAIDA DE TENSION, LINEA A NEUTRO

I = CORRIENTE

R = RESISTENCIA DEL CONDUCTOR, CORREGIDA A 75° C (CARGA PROMEDIO) O 90° C (CARGA MAXIMA). DEPENDE SI SE USAN DUCTOS MAGNETICOS O NO MAGNETICOS.

- X = REACTANCIA, DEPENDE DEL TAMAÑO DEL CONDUCTOR, SI ESTA EN DUCTOS MAGNETICOS O NO MAGNETICOS Y DE LA SEPARACION ENTRE CONDUCTORES.
- $\phi$  = 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:

$$\begin{aligned} \text{PORCIENTO DE CAIDA} \\ \text{A PLENA CARGA} &= 3.67 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{PORCIENTO DE CAIDA} &= 3.67 \times \frac{1500}{2000} \\ \text{A-1500 KVA} & \\ &= 2.75 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{CAIDA DE TENSION REAL} &= 0.0275 \times 480 \\ &= 13.2 \text{ VOLTS} \end{aligned}$$



CAIDA DE TENSION DE LINEA A LINEA EN SISTEMA TRIFASICO POR 10000 A·M  
CON UNA TEMPERATURA DE 60°C EN EL CONDUCTOR YA UNA FRECUENCIA DE 60 Hz.

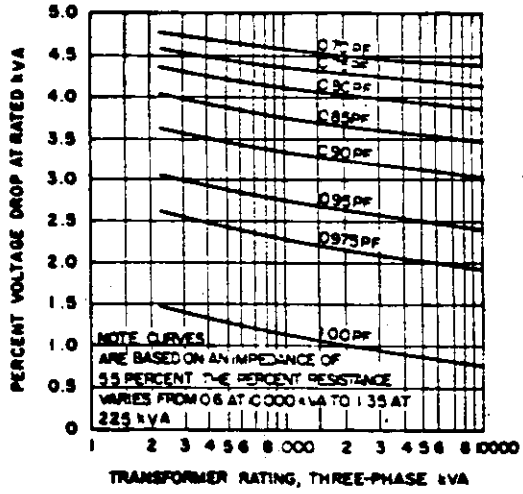
FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA (ATRASADO)	CALIBRE DEL CONDUCTOR (AWG ó Kcmil)																						
	1000	900	800	750	700	600	500	400	350	300	250	4/0	3/0	2/0	1/0	1	2	4	6	8	10	12	14
<b>Sección 1: Conductores de Cobre en Conduit Magnético.</b>																							
1.00	0.92	1.01	1.11	1.15	1.21	1.38	1.64	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	1.84	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	65.6	105.28	164.5
0.90	1.87	1.94	2.03	2.10	2.17	2.33	2.56	2.89	3.12	3.61	3.94	4.27	5.26	6.25	7.56	9.21	11.18	17.10	26.32	39.48	62.51	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	9.55	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
<b>Sección 2: Conductores de Cobre en Conduit no Magnético.</b>																							
1.00	0.75	0.85	0.92	0.95	1.08	1.25	1.48	1.80	2.03	2.40	2.89	3.29	4.27	5.26	6.90	8.55	10.85	17.43	27.63	42.77	69.09	108.57	174.37
0.95	1.31	1.41	1.48	1.54	1.64	1.77	2.03	2.33	2.63	3.02	3.29	3.61	4.93	5.92	7.23	8.88	11.18	17.43	26.47	42.77	65.80	105.28	164.50
0.90	1.54	1.57	1.71	1.77	1.80	1.94	2.23	2.50	2.79	3.12	3.61	3.61	4.93	5.92	7.23	8.88	10.85	16.77	25.99	39.48	62.51	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	5.89	6.90	8.22	10.19	15.46	23.68	36.19	55.93	88.83	141.47
0.70	1.87	1.94	2.03	2.10	2.17	2.27	2.43	2.73	2.89	3.19	3.61	3.61	4.60	5.26	6.58	7.89	9.21	14.14	21.05	31.91	49.35	78.96	125.02
<b>Sección 3: Conductores de Aluminio en Conduit Magnético.</b>																							
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	—
<b>Sección 4: Conductores de Aluminio en Conduit no Magnético.</b>																							
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	36.19	55.93	88.87	138.18	—
0.70	2.17	2.27	2.40	2.46	2.56	2.73	3.02	3.61	3.61	4.27	4.60	5.26	5.59	7.56	9.21	11.18	13.81	21.05	32.57	49.35	78.96	121.73	—

† Conductor Sólido.

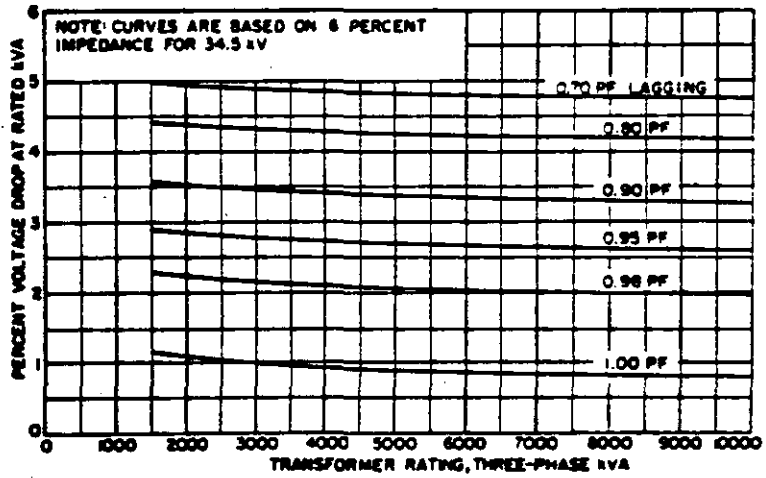
PARA CONVERTIR LA CAIDA DE TENSION A	MULTIPLIQUE POR
UNA FASE, TRES HILOS, LINEA A LINEA	1.18
UNA FASE, TRES HILOS, LINEA A NEUTRO	0.577
TRES FASES, LINEA A NEUTRO	0.577

TABLA 2-12





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



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

EFFECTOS DEL ARRANQUE DE MOTORES EN LOS SISTEMAS DE DISTRI-  
BUCION 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.

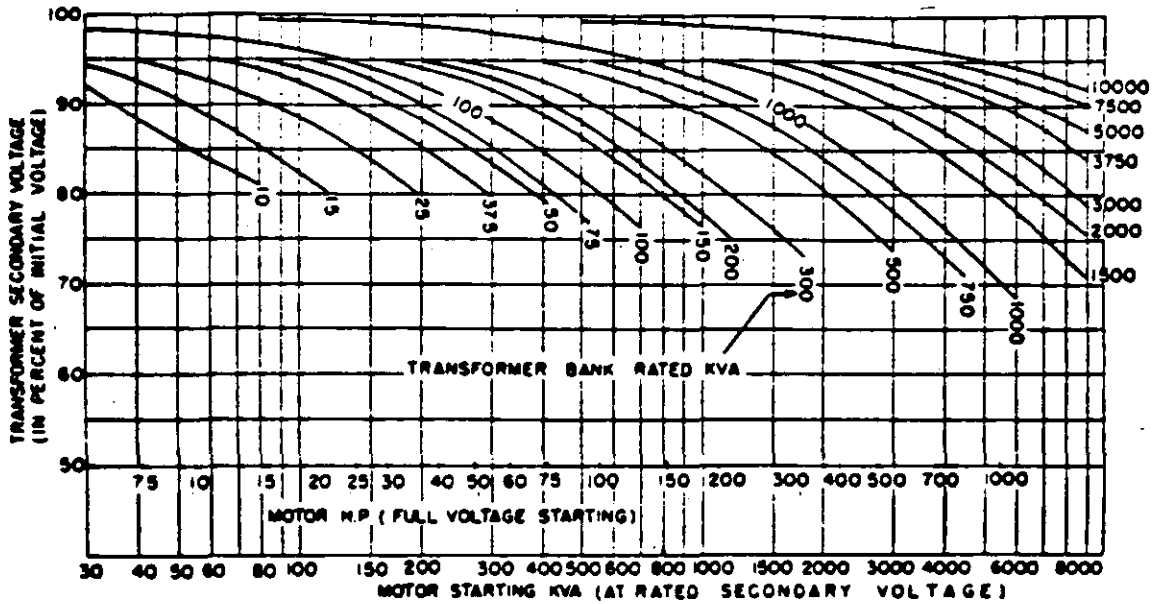
LA CAIDA DE TENSION MAS IMPORTANTE DEL SISTEMA SE \_ DA EN LOS TRANSFORMADORES Y UNA FORMA DE CALCULARLA ES USANDO LA GRAFICA ANEXA.

SI SE DESEAN CALCULOS MAS EXACTOS, HABRIA QUE CON-- SIDERAR LA IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR Y LA DE LOS CABLES; DE AHI SE DETERMINARA SI ES PROBLEMATICA O NO PARA EL SISTEMA.

LA SECUENCIA DE ARRANQUE DE VARIOS MOTORES ES IMPORTANTE. SI SE DESEA REDUCIR LA CORRIENTE DE ARRANQUE, EXISTEN VARIOS METODOS, CUYOS RESULTADOS SE RESUMEN A CONTINUACION.

## COMPARACION ENTRE METODOS DE ARRANQUE

TIPO DE ARRANCADOR	TENSION EN EL MOTOR (% V DE LINEA)	PAR DE ARRANQUE (% DE PAR A TENSION PLENA)	CORRIENTE DE LINEA (% DE CORRIENTE A TENSION PLENA)
TENSION PLENA	100	100	100
AUTO TRANSFORMADOR			
TAP A 80%	80	64	68
TAP A 65%	65	42	46
TAP A 50%	50	25	30
TIPO RESISTENCIA AJUSTADO A 80%			
	80	64	80
REACTOR			
50%	50	25	50
45%	45	20	45
37.5%	37.5	14	37.5



**NOTES**

SCALE OF MOTOR HP BASED ON STARTING CURRENT BEING EQUAL TO APPROXIMATELY 5.5 TIMES NORMAL

2. SHORT-CIRCUIT KVA OF PRIMARY SUPPLY IS ASSUMED TO BE AS FOLLOWS:

BANK KVA	PRIMARY SHORT-CIRCUIT KVA
10-300	25,000
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	.29
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:

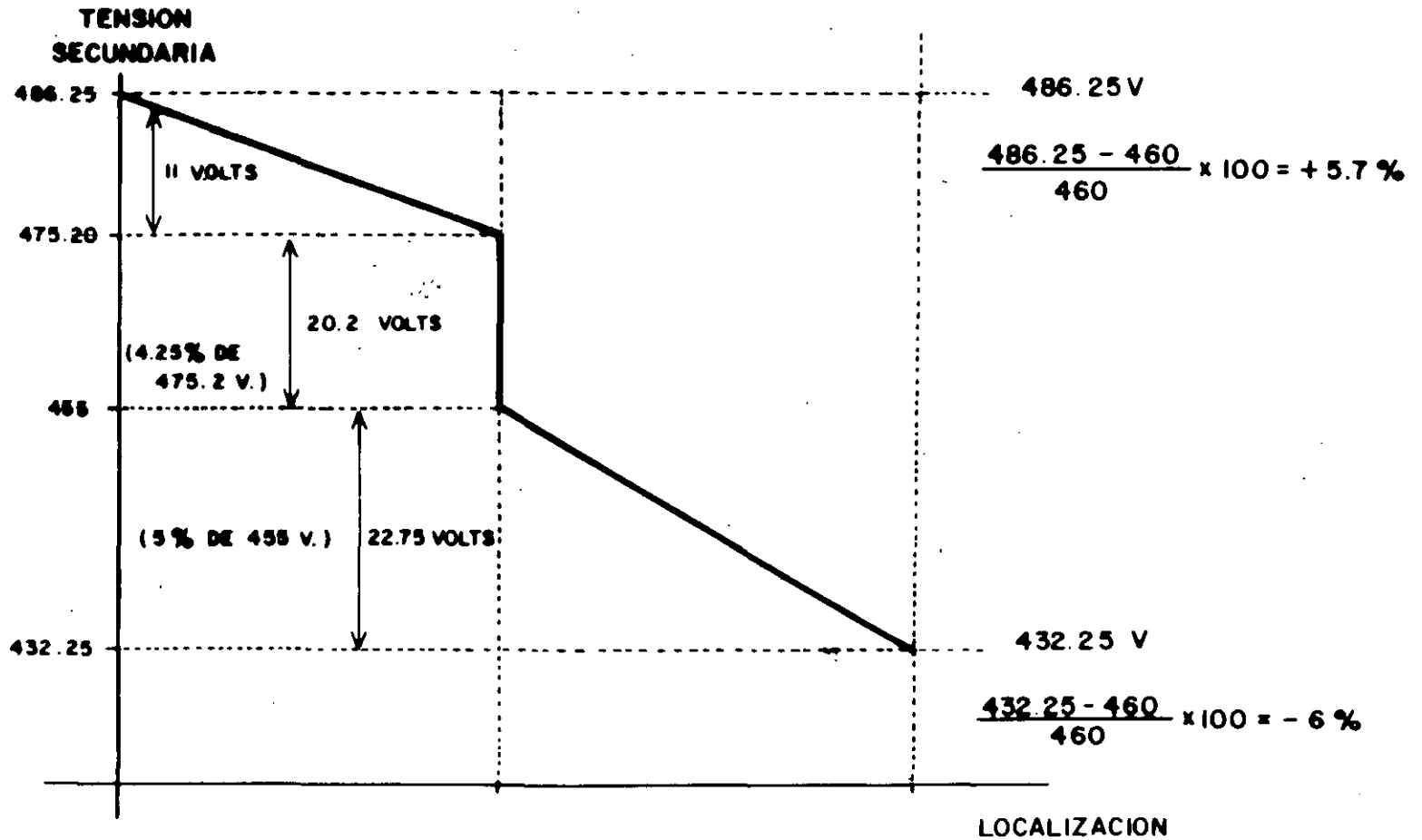
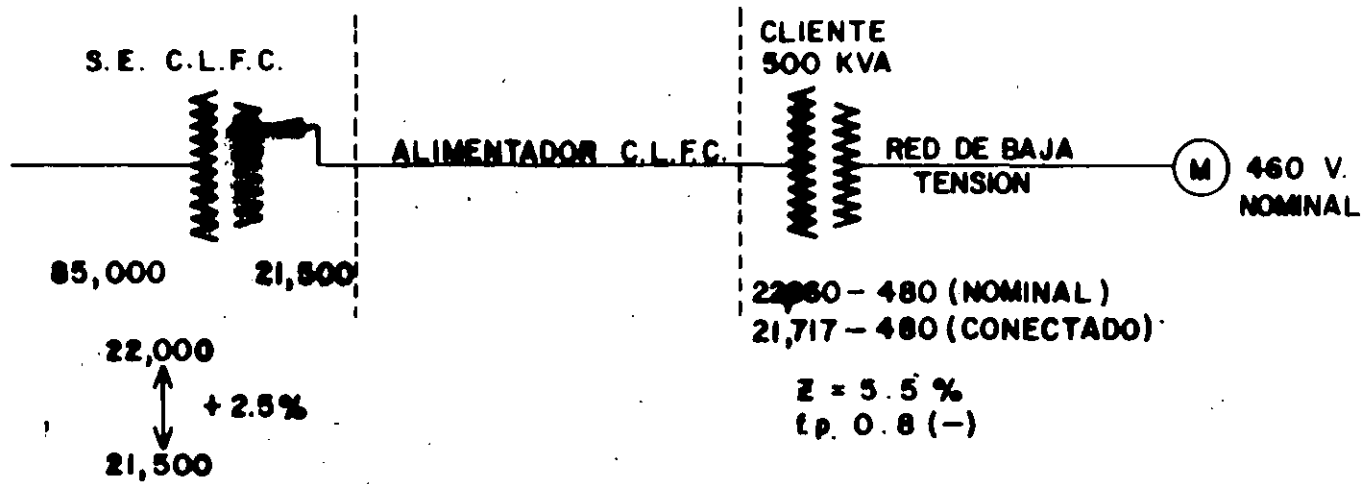
- a) La S. E. reductora de 85 - 23 KV. de la Compañía - Suministradora y su red de distribución en 23 KV.
- b) El transformador de distribución del cliente industrial.
- c) La red de distribución en baja tensión dentro de - la Fábrica.

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 la línea.

TEMA: "CONSIDERACIONES, SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA"  
 PERFIL DE CAIDA DE TENSION PARA UNA PLANTA INDUSTRIAL.





En las horas de poca carga, esta tensión baja -- en forma automática al valor de 21,500 o ligeramente arriba de él.

b).- Transformador de Media - Baja tensión.

Se pone como ejemplo un transformador de las siguientes características:

Transformador Trifásico, con conexión delta-estrella, capacidad 500 KVA, tensión nominal de ---- 22860-480/277 V, con cambiador de derivaciones en 4 pasos de 2.5% cada uno, dos arriba y dos -- abajo; impedancia 5.5%.

Dada la tensión nominal de la red de 21,500 --- volts conviene operar el transformador con el -- cambiador de derivaciones dos pasos abajo, o sea -5%, por lo que la relación de transformación -- queda:

$$n = \frac{22\ 860 \times 0.95}{480} = \frac{21,717}{480} = 45.244$$

La caída de tensión en el transformador la calculamos a partir de la gráfica de la página II-28.

Se supone que el transformador está trabajando a plena carga con el factor de potencia de (-) 0.8

El porcentaje de caída de tensión es de 4.25% .

c).- Red en baja tensión.

De acuerdo con las Normas Técnicas del Reglamento de Instalaciones Eléctricas, el calculo de la caída de tensión puede hacerse hasta el 5%.

El perfil de tensión de la figura se hace referido al valor en baja tensión que se tendría en el punto de suministro: El motor.

La variación en la línea de 21,500 a 22,000 se refleja en baja tensión:

$$\frac{22\,000}{n} = \frac{22,000}{45,244} = 486.20 \text{ (volts)}$$

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

La caída de tensión en el transformador de 500 - KVA, se aplica a la tensión de 475.20 volts:

$$e_t = (0.0425) \times (475.20) = 20.2 \text{ (volts)}$$

Por lo tanto, la tensión en el secundario del transformador será:

$$V_{st} = 475.20 - 20.2 = 455 \text{ (volts)}$$

Al valor anterior se le aplica el 5% de la caída de tensión en la red de baja tensión:

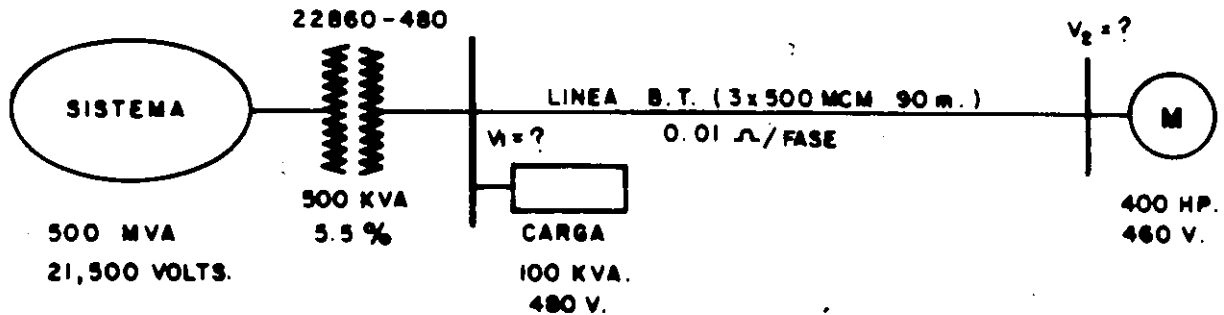
$$e_{bt} = (455) (0.05) = 22.75 \text{ volts.}$$

La tensión mas baja que podría haber en el motor será:

$$V_m = 455 - 22.75 = 432.25 \text{ (volts)}$$

que es un 6% abajo de la tensión nominal de 460 volts, lo cual es aceptable.

EJEMPLO DE CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN UN  
SISTEMA DE ARRANQUE DE MOTORES.



Se pregunta ¿ Cual será la tensión  $V_1$  en la carga --  
 adyacente al transformador de 500 KVA durante el --  
 arranque del motor de 400 H P ? .

¿ Cual será la tensión  $V_2$  en el propio motor durante  
 su arranque ? .

SOLUCION

Se tratará el problema en forma muy parecida a un es-  
 tudio de 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 arítmicamente 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.  $\doteq$  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 .

$$Z \text{ (}\circ/1\text{)} = \frac{Z_{\text{ohms}} \times \text{KVA}_B}{(\text{KV}_B)^2 \times 1000}$$

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

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

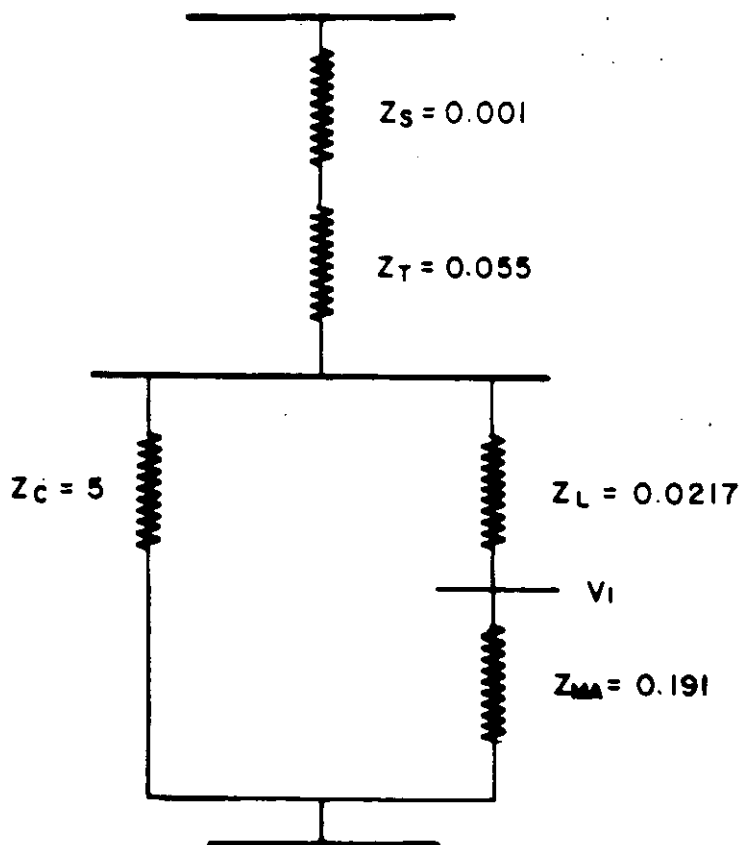
Línea en baja tensión .

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

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

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

El diagrama de impedancias resultante:



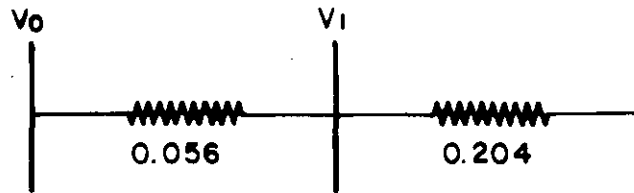
Reduciendo el diagrama:

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

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

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

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  $V_1$  :

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

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

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

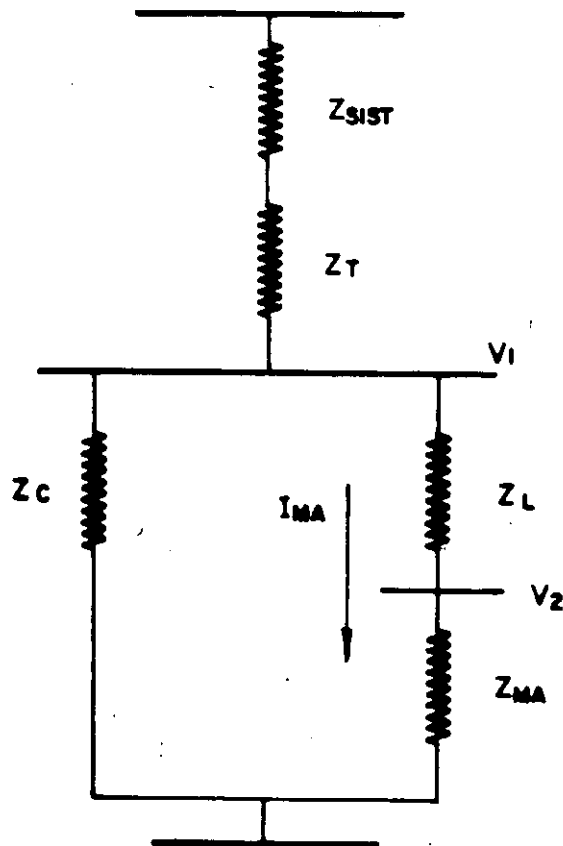
$$V_1 = (0.785) V_B = (0.785) (480)$$

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



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 ).



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

$$I_{MA} = \frac{0.785}{0.2127} = \boxed{3.69} \text{ (o/1)}$$

La tensión  $V_2$  :

$$V_2 = V_1 - Z_L I_{MA} = 0.785 - (0.0217) (3.69)$$

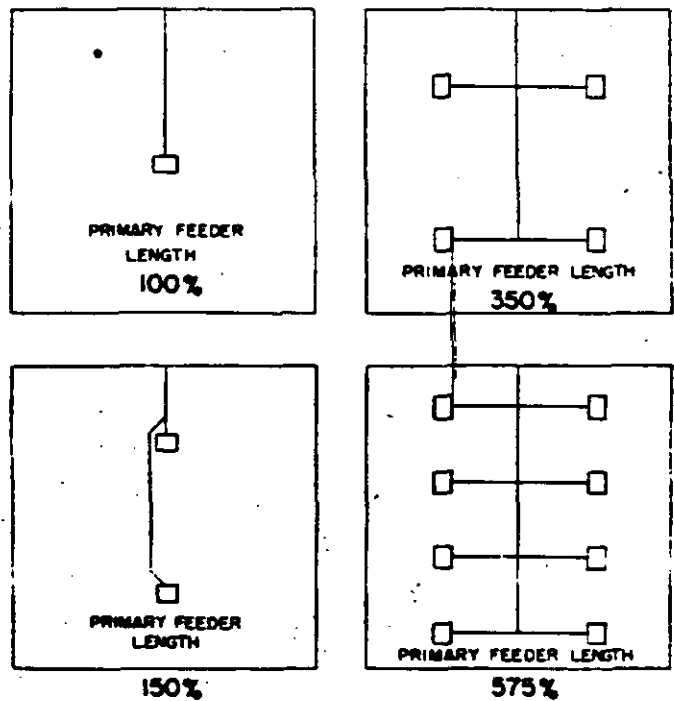
$$\boxed{V_2 = 0.7049} \text{ p.u.}$$

$$V_2 = 0.7049 \times 480 = \boxed{338} \text{ volts}$$

Con relación a la tensión nominal de 460 volts, el decaimiento es del orden:

$$\% e = \frac{460 - 338}{460} \times 100$$

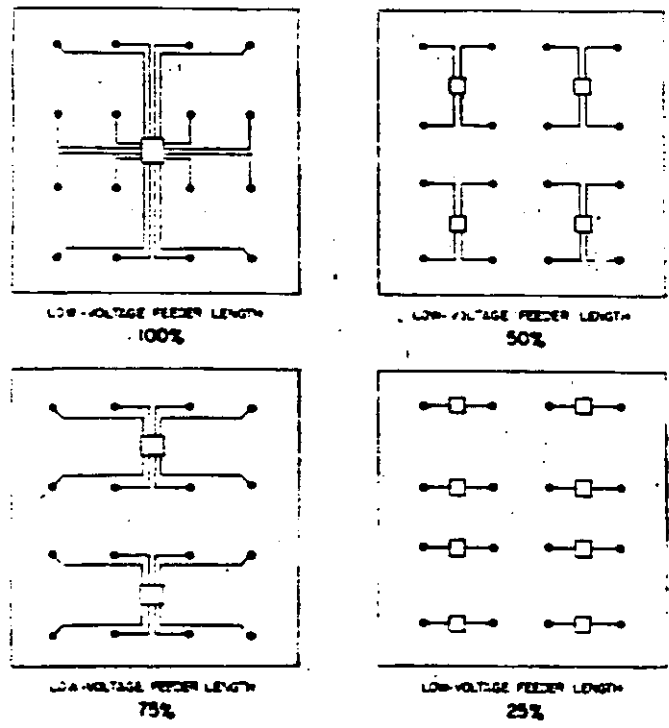
$$\boxed{\% e = 26 \%} \quad (\text{caída de tensión})$$



44

(Photo A112915)

**Fig. 1. One-line diagram showing how primary feeder cable length increases as number of substations in an area increases**  
★Changed since Jan. 2, 1957 issue.



⑦

(Photo A112920)

Fig. 2. One-line diagram showing how the amount of secondary feeder cable decreases as number of substations in an area increases

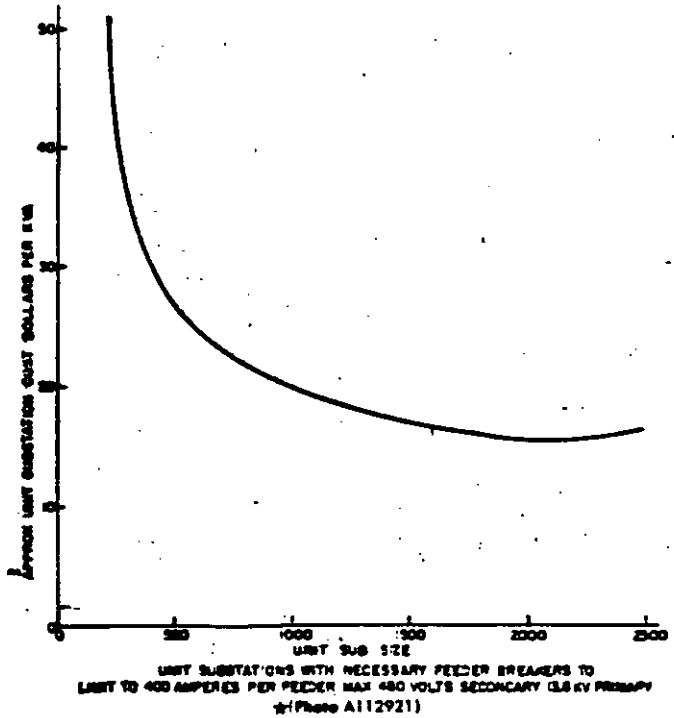


Fig. 3. Typical pattern of load center unit substation costs vs kva rating

UNIT SUBSTATIONS WITH NECESSARY FEEDER BREAKERS TO LIMIT TO 400 AMPERES PER FEEDER MAX 480 VOLTS SECONDARY (48 kv PRIMARY) (Photo A112921)

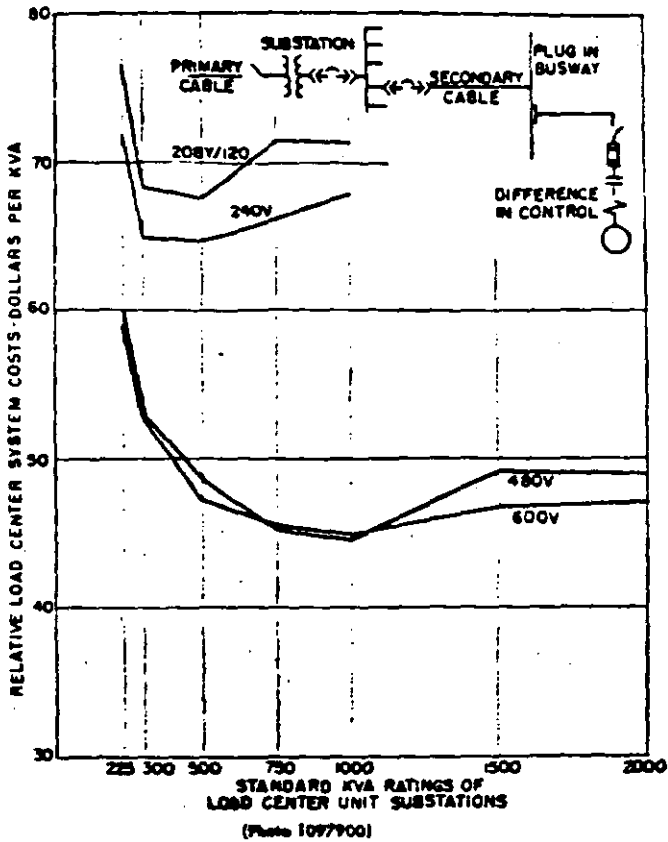


Fig. 2. Chart showing the approximate comparative costs of 208Y/120-, 240-, 480-, and 600-volt radial load center systems  
 (Photo 1097900)

**FOR UTILIZATION VOLTAGE  
 CHOOSE 480 VOLTS**

**WHILE 600 VOLT SYSTEMS ARE LESS EXPENSIVE  
 550 VOLT, MOTORS, CONTROL, ETC NOT  
 AS READILY AVAILABLE AS 440 VOLT EQUIPMENT**

**480 VS. 240**

	240V	480V
AVAILABILITY OF EQUIPMENT		SAME
COST	135%	100%
LOSSES	HIGHEST	LOWEST
VOLTAGE DROP	HIGHEST	LOWEST
SAFETY	NO PROVEN DIFFERENCE BOTH SHOULD BE WORKED ON ONLY WHEN DEENERGIZED	

(Photo 1097877)

Fig. 1. Chart showing the comparative factors in the choice of utilization voltage in the 600 volt class

**VOLTAGE CONSIDERATIONS**

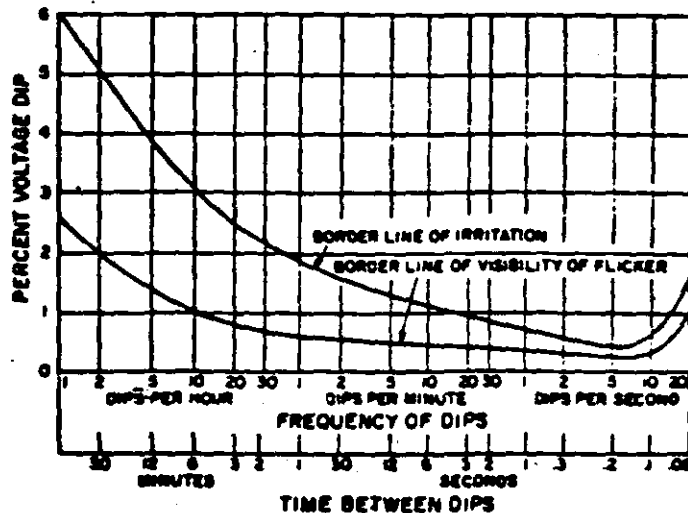


Fig 11  
 Effect of Recurrent Voltage Dips on Incandescent Lamps

TEMA: "CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA"

1 Sept.

RESUMEN DE NIVELES CRITICOS 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 recelerar	71%
Contactores (cierre de bobina)	85%
Contactores (rotación de bobina)	80%
Controles Estáticos	90%
Cambios notados en el alumbrado	3% de variación de voltaje



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 3***

***CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA***

***ANEXO 1***

***ING. ANDRES D. CHAVEZ SANUDO***

***AGOSTO, 1992.***

## 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 Acoplamiento
  - 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 ampliamente usado es el polifásico 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).- Bajo costo 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 ó 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: Cuando el estator es energizado con corriente alterna un campo magnético giratorio es establecido; inmediatamente las barras del rotor son cortadas por las líneas de flujo de éste campo, como resultado un voltaje se induce en las barras y causa un flujo de corriente en ellas que origina un campo magnético alternativo con polos Norte (N) y Sur (S) en el rotor. Fuerzas de atracción y repulsión entre los polos del estator y rotor ponen en 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 de un motor de inducción se define como la potencia que el motor consume en el momento de su arranque.



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 como par de desenganche.

1.3.3.- Velocidad Síncrona: La velocidad síncrona del campo giratorio 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 está embobinado. La velocidad síncrona se puede obtener de la siguiente expresión:

$$N_s = \frac{120 F}{P}$$

donde:

$N_s$  = Velocidad Síncrona (RPM)

$F$  = Frecuencia de la fuente de alimentación (Hz).

$P$  = 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 por ciento 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; éstas 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 (baleros) y las pérdidas por ventilación dependen de la cons

frucción 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 entrehierro, 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<sup>2</sup> 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.

1.3.8.- 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.

$$\eta = N = \frac{W_s}{W_e} \times 100$$

1.3.9.- Factor de Servicio: El factor de servicio para motores es un multiplicador que aplicado a la potencia nominal, indica la sobrecarga continua máxima permisible que puede llevar el motor bajo las condiciones especificadas en sus datos de placa.

9

1.3.10.- 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 rotor 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

W

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 éstas 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.

7

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.
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.

### 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:

- 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:

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

c).- **Comparación.**- Si a) ó 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.

**Pares.**- Los requerimientos de par de la máquina a moverse deben conocerse en tres condiciones adicionales a las del par a plena carga éstas son:

a).- **Par de arranque.**- Este es especialmente importante en cargas de alta fricción e inercia, tales como compresores cargados, prensas troqueladoras con volantes pesados, molinos de bolas o martillos, molinos de hule o desmenzadores de troncos en la industria del papel.

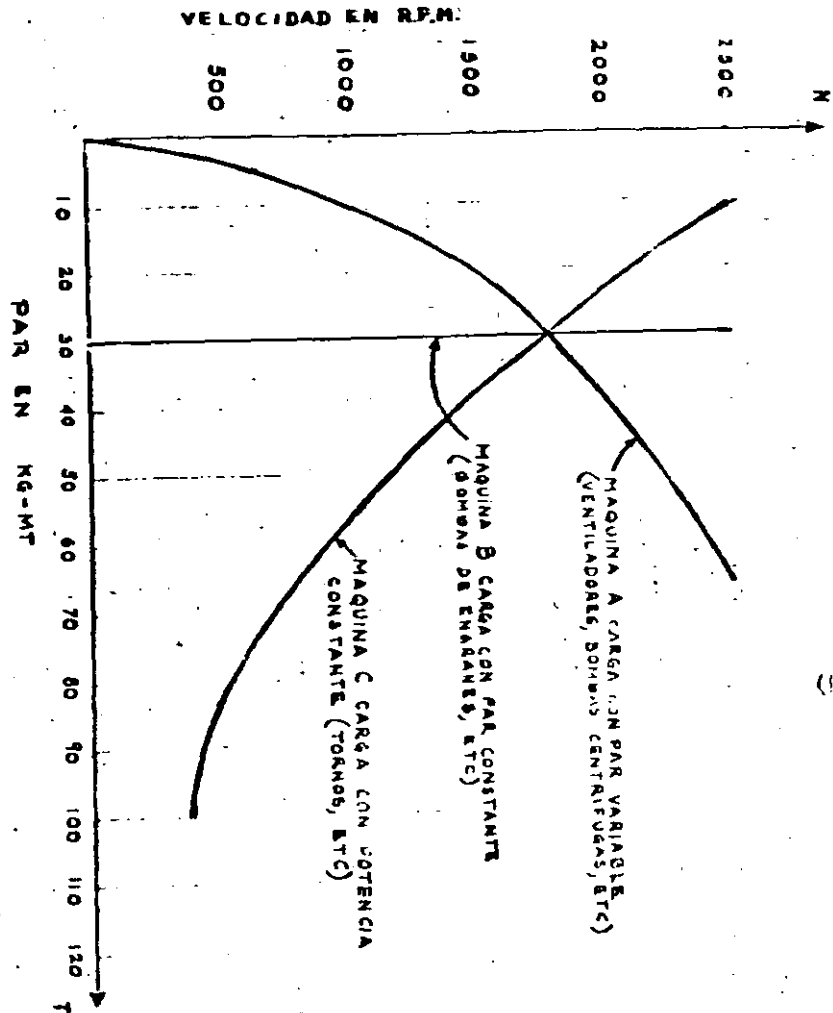
b).- **Par de Aceleración.**- En cargas de alta inercia tales como las antes mencionadas, el par en exceso que desarrolla el motor y que sirve para acelerar la carga en un tiempo determinado es importante para que el motor no se sobrecaliente. Este aspecto lo veremos más en detalle al analizar las características de pares de los motores.

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 es máxima.

(5)

FIG. 1

CARACTERÍSTICAS DE PAR DE ALGUNAS CARGAS



2.3 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 estas 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 estas máquinas el par de arranque solo es el requerido por fricción e inercia, que son relativamente bajas.

Máquina B. - "Carga de Par Constante". - En estas los requerimientos de par no varían con la velocidad. La carga principal en estas 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 este 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 cortes gruesos a velocidades bajas.

Sin embargo existen máquinas que no caen bajo ninguna de estas 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 éstos resultados por el tiempo efectivo en segundos para completar el ciclo total. Usense 1/3 de los tiempos de reposo para motores abiertos y 1/2 de los mismos para motores cerrados, debido a la disipación calorífica reducida cuando el motor se encuentra parado.

./.

(6)

3.- Extraíase 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.

$$CP^2 \text{ cuadr. med.} = \frac{(8^2 \times 240) + (6^2 \times 50) + (10^2 \times 180)}{240 + 50 + 180 + 360/3} = 59.8$$

$$C.P. = 7.72 \text{ C.P.}$$

Se escogería un motor de 7 1/2 CP., 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 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. 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 éstos 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.

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

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

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

$$\text{Potencia en CP} = \frac{T \times \text{RPM}}{716} \dots\dots (1)$$

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 con bandas 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 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.

Abajo hemos listado el costo relativo de los tres motores. El motor de 6 polos tiene mas cobre y hierro para poder desarrollar un par mayor, que los motores de 2 y 4 polos.

(2)

Costo 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 mas 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.

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 (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 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 mostrada 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 cúspide que sigue al arranque. Como veremos mas adelante, en muchos motores no hay este descenso de par, después de arrancar.

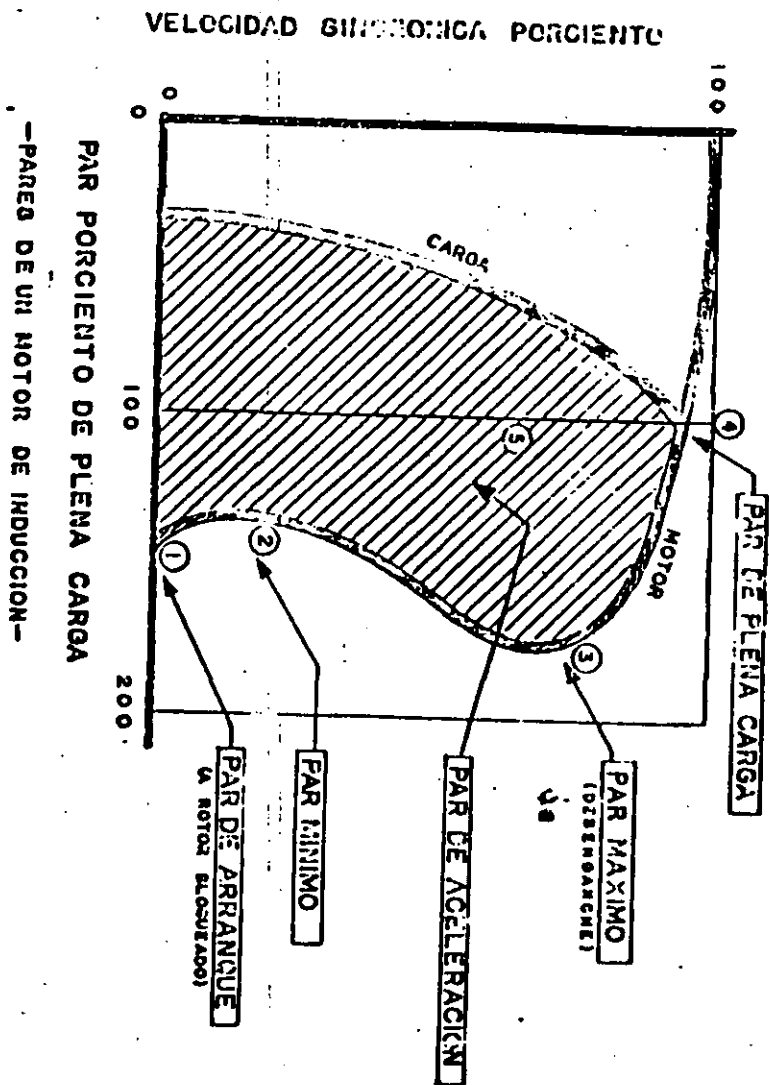


FIG. 2

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 o en vacío. 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 asurada ( 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 ésta 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.

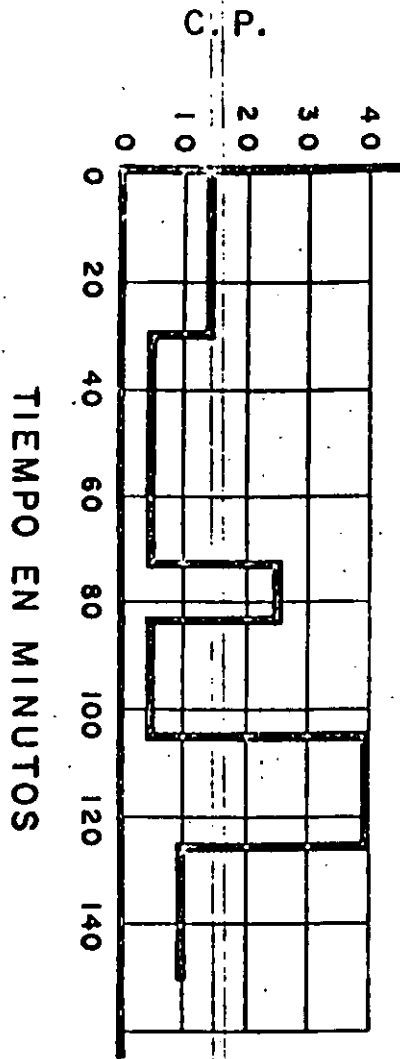
#### Selección de un Motor para Carga Fluctuante. -

Al seleccionar un motor para carga fluctuante, como por ejemplo un transportador de descarga de minerales, 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 éste 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 del ciclo de trabajo en forma gráfica mostrado en la Figura No. 3, o bien de una tabulación preparada con el mismo obj

-- CICLO DE TRABAJO DE UNA CARGA FLUCTUANTE --



16

(9)

8

8

8

17

to. 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-CP. Según Normas un motor de 20 CP tiene un par máximo de 200 %.

De lo anterior se concluye que un motor de 20 CP., 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 CP., 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 recaerá sobre un motor normal de 25 CP o sobre un motor especial de 20 CP 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 diseña maquinaria. 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 ardilla con 10 C.P., 6 polos y 1160 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 arranquemos 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 levantar velocidad y hasta que se alcanza más o menos el 20% de la velocidad sincrónica que es de 1200 RPM. De aquí en adelante el par sigue aumentando junto con la velocidad, hasta alcanzar el 75% de la velocidad sincrónica ( 3 ). El motor ha alcanzado ahora el par máximo o de desenganche. La abscisa en este punto nos muestra que el par es de 200% del par a plena carga, o sea 12.4 Kg-mts. a 900 RPM. (75% de 1200 RPM).

9



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 dirían 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:

$$d = \frac{(1200 - 1160)}{1200} \times 100 = \frac{40 \times 100}{1200} = 3.33\%$$

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 otro motor de mayor capacidad.

Por 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 (2). Por ello si la tensión o voltaje de alimentación es estable, puede seleccionarse el motor de 10 CP., 6 polos, NEMA D, 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 CP., en donde resulta muy difícil limitar por diseño la corriente de arranque a las Normas NEMA-CONNIE. El diseño B es el normal para todos los motores a prueba de goteo hasta 200 C.P. y para motores cerrados hasta de 100 CP.

Como muestra la curva de línea llena, un motor con diseño C, tiene un par de arranque mayor que el "A" o el "B". Este par es de aprox. 225 %, que en el caso del motor de 10 C.P., es de 14 kg.-mts.

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 -- kg-mts. 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 CP., 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,

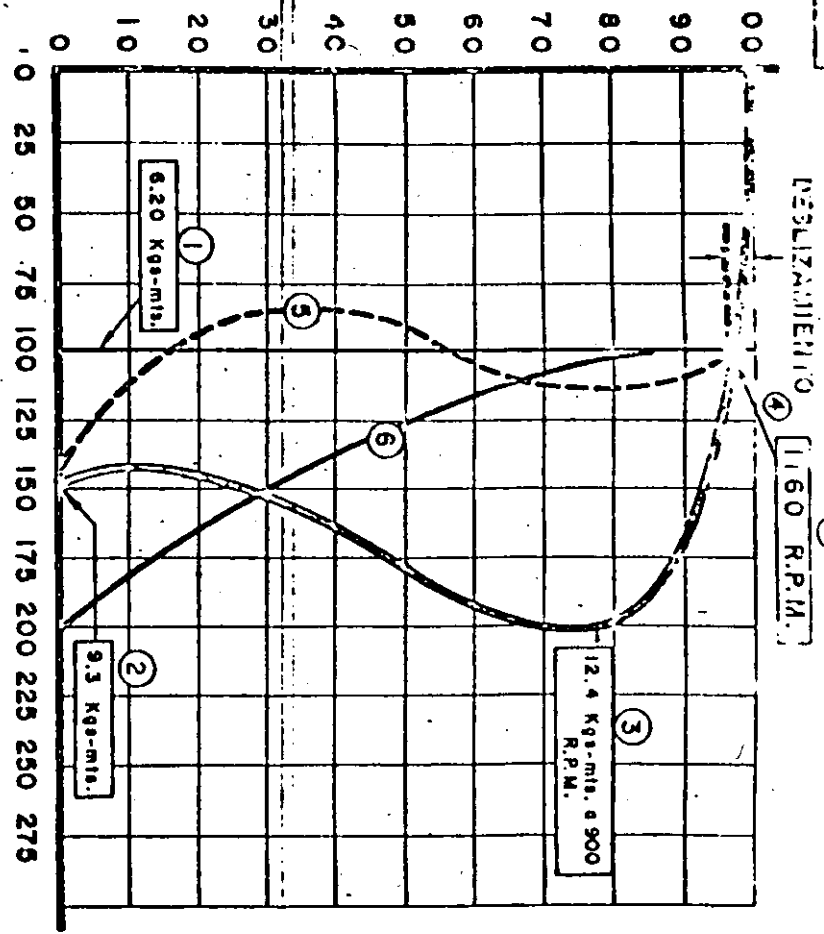
La curva de línea sólida, mostrada en la Fig. 6, muestra la característica Par-Velocidad para un motor de diseño NEMA D. Este diseño desarrolla un par de arranque (1) muy alto y que es aprox. el 275% del par a plena carga. Sin embargo, como puede verse de la curva, el par decae gradualmente durante el 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 13%. 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 del 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 para troquelado o 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 la acelerándolo y almacenando energía en preparación de el próximo ciclo de trabajo.

Por ejemplo una prensa troqueladora de 120 Toneladas, y 6 pulg. de carrera se usa para perfilar y cortar discos de 1/2 -

(H)

VELOCIDAD SINCRONICA PORCIENTO



PAR PORCIENTO DE PLENA CARGA  
CURVA PAR-VELOCIDAD-NEMA B

FIG. 4

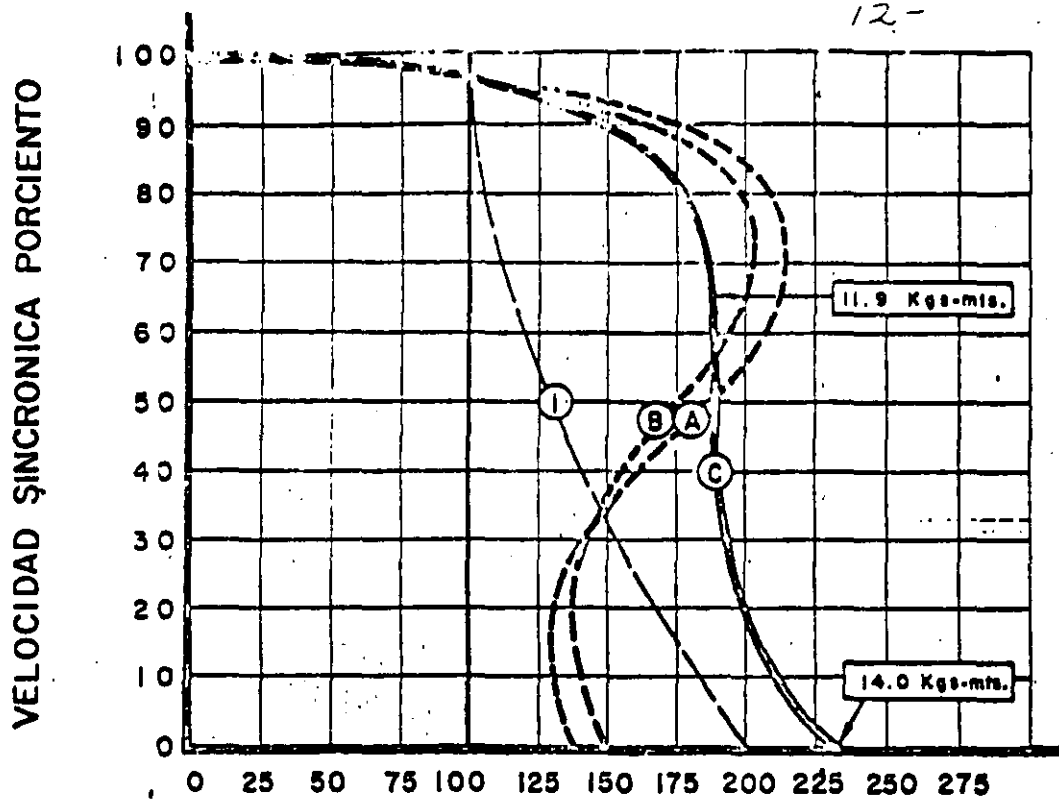


FIG. 5

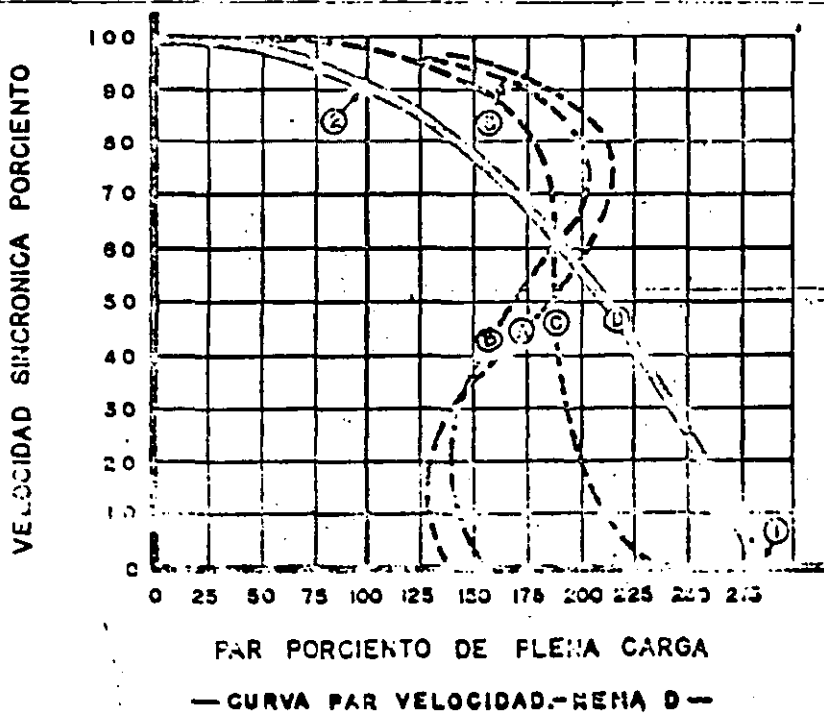


FIG. 6



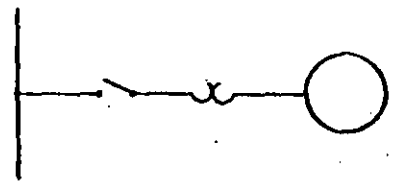
durante los periodos o picos de carga, de tal manera que puede liberarse energía cinética almacenada en un volante. Sus aplicaciones incluyen prensas para troquelado, prensas dobladoras de cortina. Tan pronto como ha pasado el pico de carga máxima al aplicarse la carrera de trabajo, el motor volverá a impulsar el volante acelerandolo 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, ya que el alto par de arranque y el alto deslizamiento se obtienen a base de altas pérdidas en el rotor.

(17) Este tipo de arrancador sencillo tiene un interruptor de acción rápida de "cerrado" y "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 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 parpadeo 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 o bien la subestación. Como norma se tiene que motores hasta de 1/2 media HP, pueden conectarse directamente a la línea, sin riesgo de dañarlos e provocar perturbaciones en el sistema eléctrico.

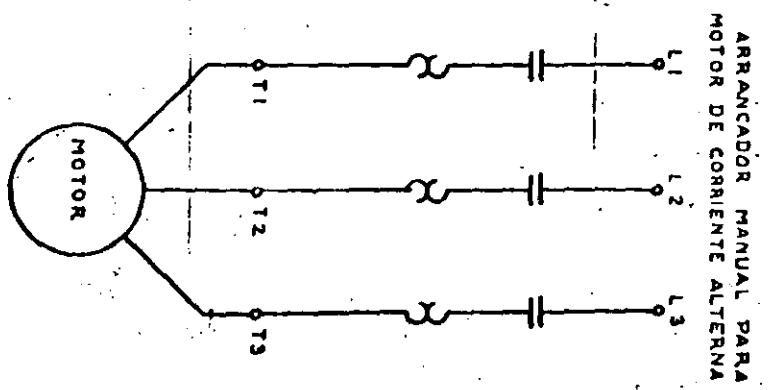
SISTEMAS DE ARRANQUE APLICABLES AL MOTOR

El sistema mas simple de arrancar los motores es conectarle directamente a la línea de alimentación, pero no se tendría control sobre el motor, por lo que es necesario emplear un dispositivo intermedio para controlar el motor. Este equipo de control recibe ordenes dadas por un operario que regula la operación y al propio tiempo protege el equipo.

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 Códigos e Instalaciones Eléctricas. (Art 28.15) Estos tipos de arrancadores, pueden ser manuales e magnéticos. Los manuales consisten en una caja que contiene un interruptor de acción rápida de cerrado o abierto que se acciona por una palanca montada al frente del arrancador. Estos arrancadores proporcionan una protección contra sobrecarga, por medio de una unidad térmica tipo fusible. Algunas aplicaciones en control de pequeñas máquinas herramientas,



14



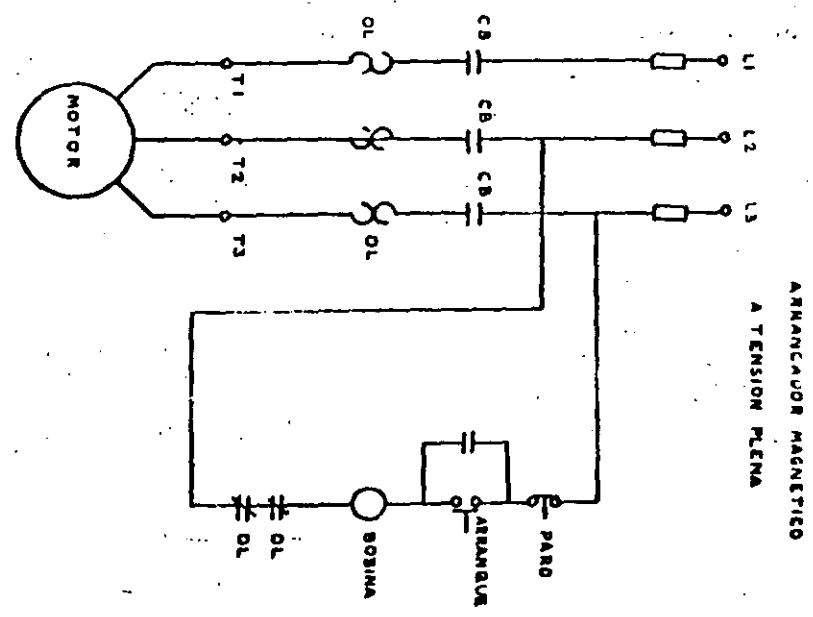
ventiladores, bombas, quemadores de petroleo, sopladores, unidades calefactoras y en general todos los motores fraccionarios. FIG 6

El otro tipo de arrancadores a tension plena, son los magneticos que emplean energia electromagnetica para cerrar los interruptores del arrancador, este proporciona un medio seguro conveniente y economico para arrancar motores. Generalmente se usan cuando al motor se le puede aplicar el par de arranque a voltaje pleno, se controlan por dispositivos piloto, tales como estacion de botones, interruptores de placa der o relevadores de control de tiempo.

El motor, como anteriormente se dijo, al recibir la plena tension, tomara durante el periodo de aceleracion 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 solenoides.

La bobina es accionada por una estacion de botones, o por algun otro medio, Esta bobina nos sirve tambien como proteccion por bajo voltaje, ya que si existe un bajo voltaje, la bobina se desenergiza desconectando los contactos, abriendo el circuito de alimentacion del motor.



15

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 cantidad 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 que pueden ser objetables ó perjudiciales, por lo que es necesario usar un arrancador que reduzca el voltaje aplicado y en esta forma amortigüe el transitorio de corriente a valores aceptables.

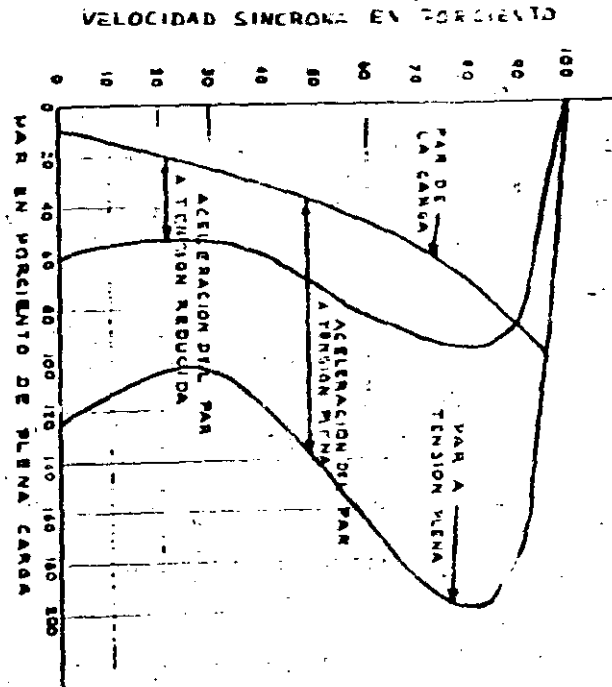
ARRANQUE DE MOTORES DE C.A. A VOLTAJE REDUCIDO.

Existen dos razones 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.

REDUCCION DE CORRIENTE.- Un motor de inducción jaula de ardilla, toma 6 seis veces la corriente

16  
FIG 7 CURVA PAR-VELOCIDAD DE UN MOTOR



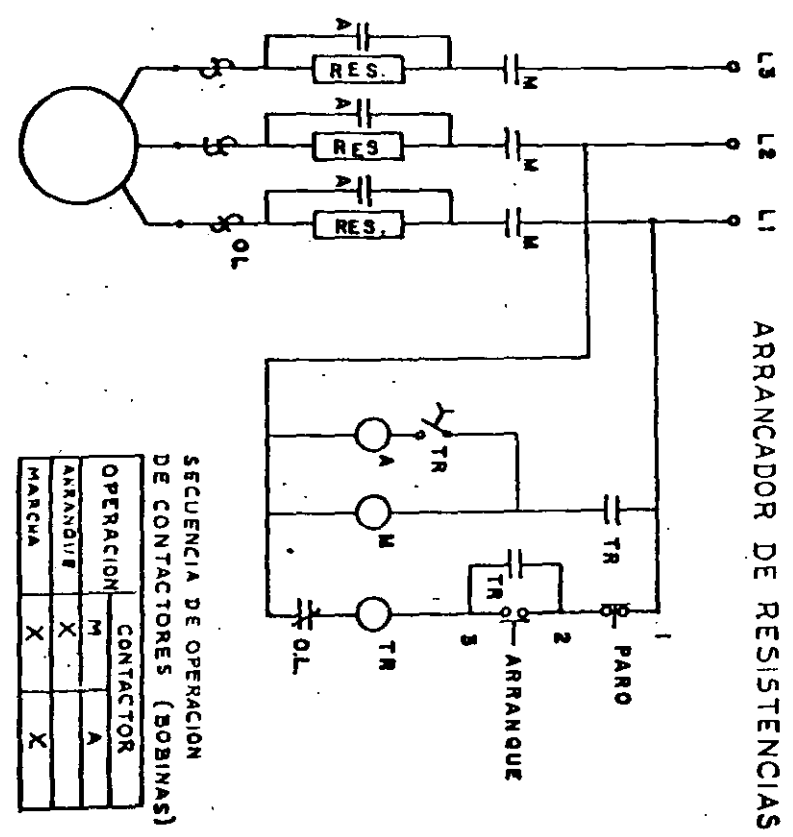
de plena carga durante el periodo de arranque, esta alta corriente frecuentemente produce una sobrecarga al sistema de distribución, causando una disminución en la luz de las lámparas y otros efectos perjudiciales.

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.

**REDUCCION DEL PAR.** - El arranque a tensión reducida minimiza el cheque con la máquina conducida, porque 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 línea al 50%, producirá solamente el 25% del par de arranque de plena carga.

**MÉTODOS DE ARRANQUE - ARRANCADOR DE RESISTENCIAS.**  
Una de las formas más comunes de arranque a tensión reducida es empleando resistencias en serie con el motor durante su aceleración. La corriente tomada por el motor es menor, porque se

FIG. 8



SECUENCIA DE OPERACION DE CONTACTORES (BOBINAS)

OPERACION	CONTACTOR
ARRANQUE	M
ARRANQUE	X
MARCA	X
	A
	X



## ARRANCADOR DE RESISTENCIAS.

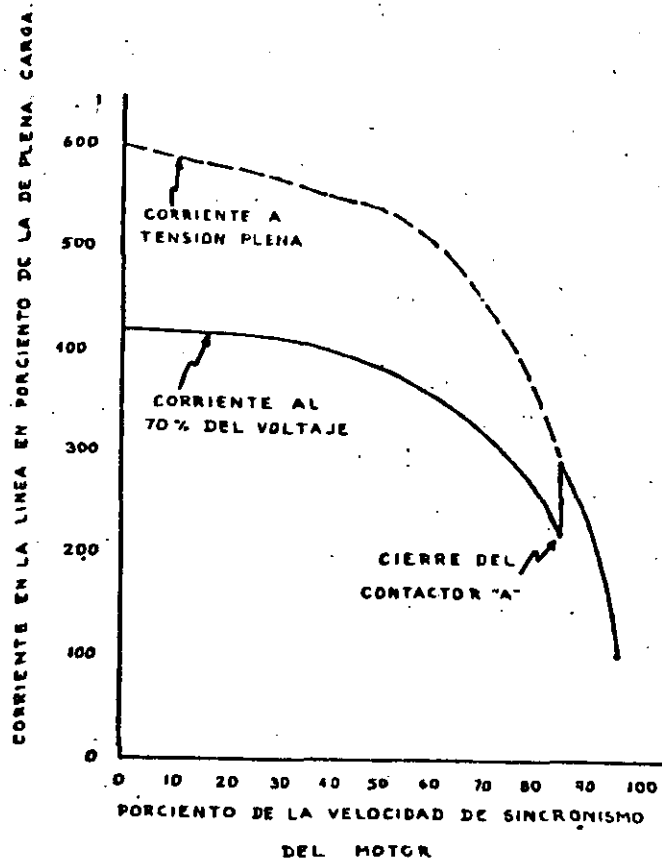


FIG 9 CORRIENTE DEL MOTOR CON UN ARRANCADOR AL 70% DEL VOLTAJE.

(8)

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 ~~(se consume)~~ disipa por calor pero se obtiene un alto factor de potencia.

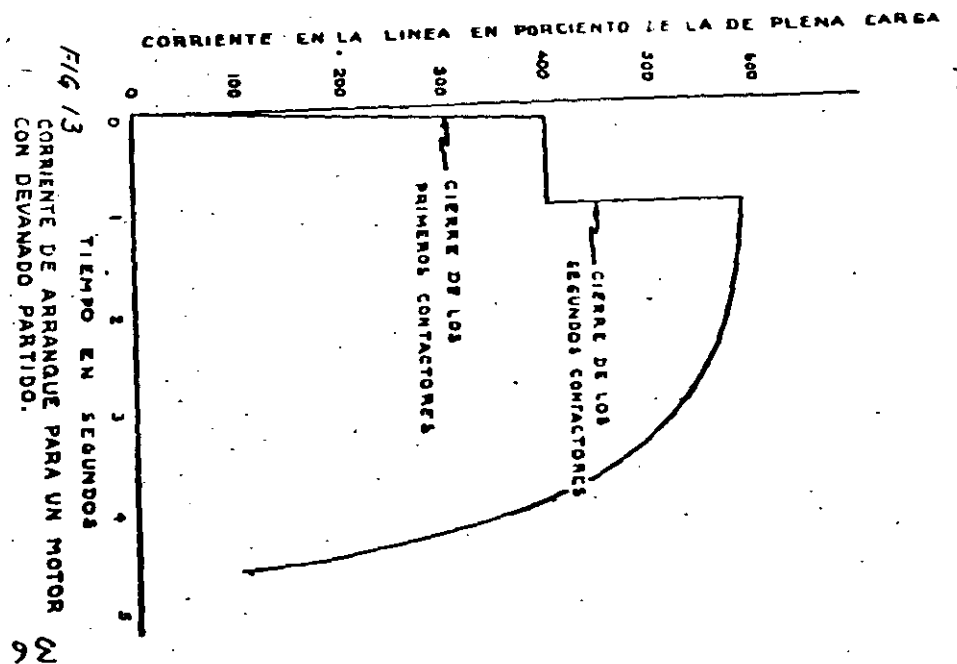
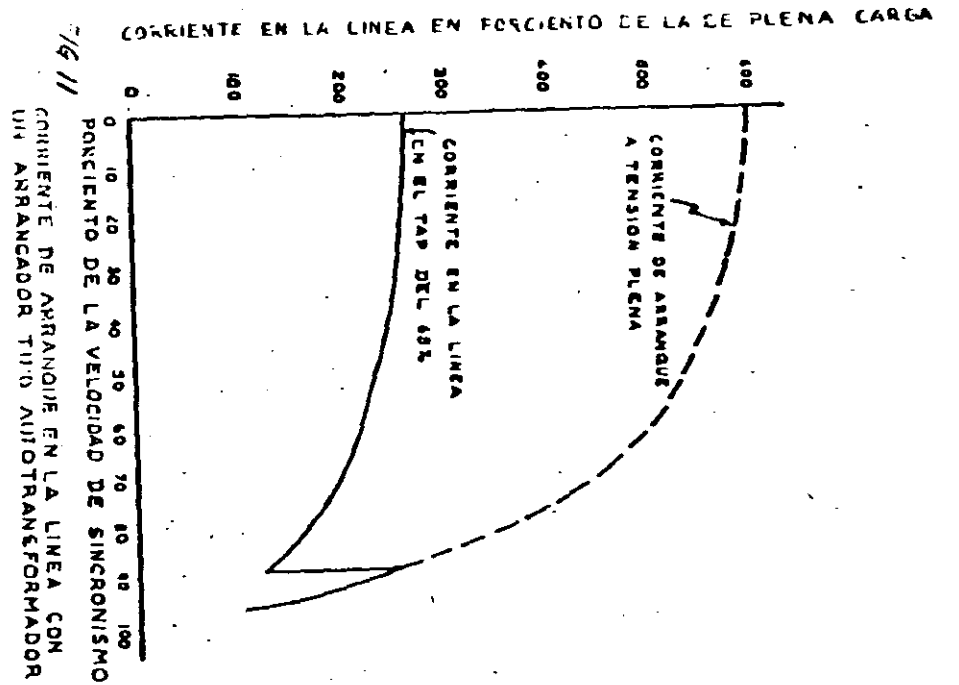
Existen arrancadores de resistencias de dos puntos de aceleración (simple paso de resistencias) ó de 3, 4, 5 y más puntos de aceleración. Si el voltaje está limitado a valores en los cuales no causen parpadeos perjudiciales a las lámparas, la corriente tomada por los motores en el arranque debe ser limitada 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 tengan que arrancar suavemente.

ARRANCADOR TIPO AUTO TRANSFORMADOR.- Este tipo de arrancador usa un autotransformador entre el motor y la alimentación 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 <sup>par</sup>, se cambia al tap del 60%, 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 tales como compresoras, bombas, molinos, etc.



(20) ARRANQUE POR DEVANADO PARTIDO.- Los motores con devanado partido son motores de inducción jaula de ardilla que tienen dos devanados en el estator iguales, 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 al 50% del par a tensión plena. Se usan en motores dual de 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 cuando esta acelerada al par pleno.

Los motores con devanado partido se emplean para impulsar cargas ligeras como ventiladores, sepladers, bombas centrífugas, etc.

FIG 12 FIG 13

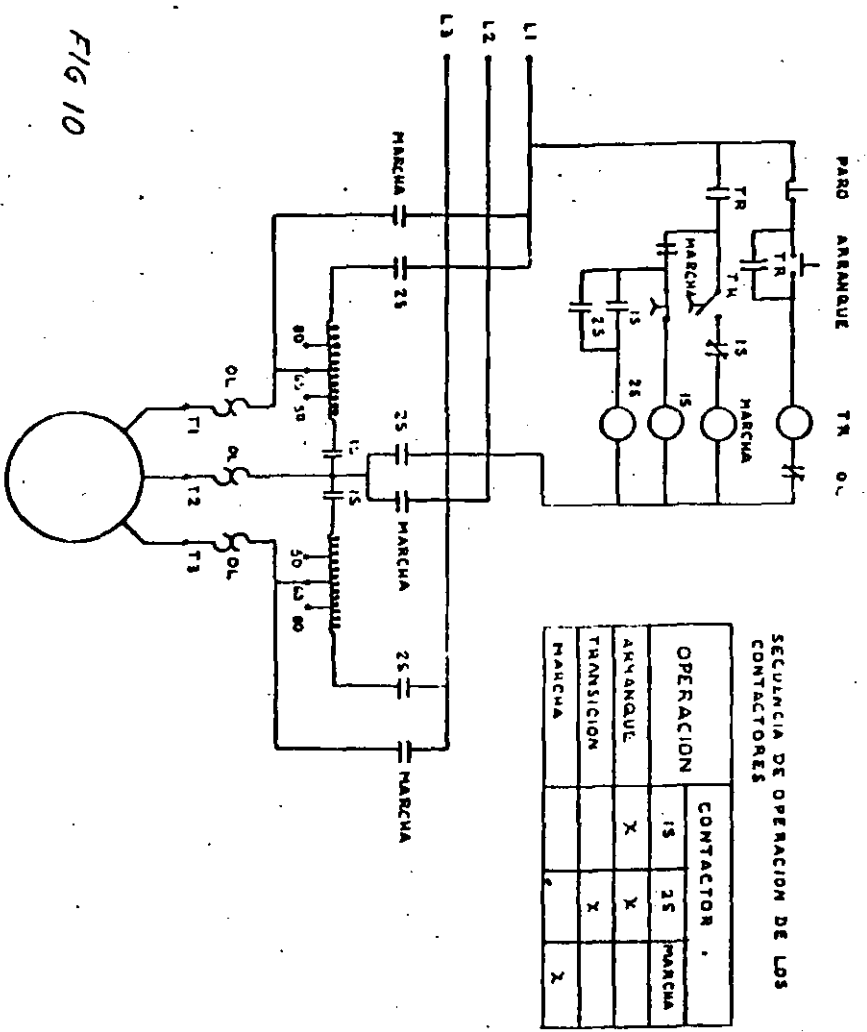


FIG 10

20

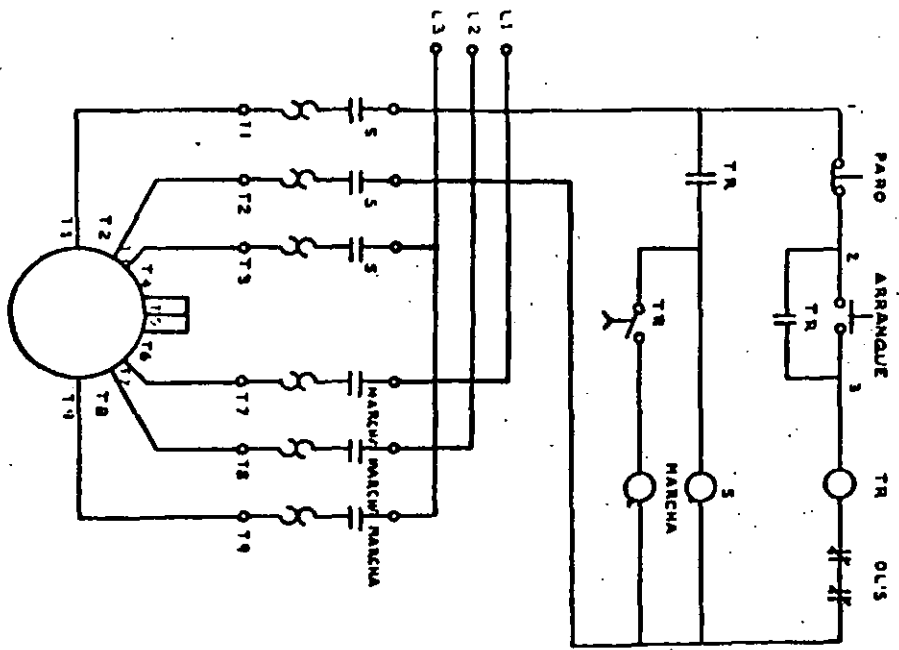


DIAGRAMA ESQUEMATICO DE ARRANCADOR CON DEVANADO PARTIDO.

SECUENCIA DE OPERACION DE LOS CONTACTORES (BOBINAS)

OPERACION	CONTACTOR	
ARRANQUE	S	MARCHA
MARCHA	X	X

② ARRANQUE AUTOMATICO 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 sincrónica 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  $\frac{1}{3}$  un tercio de la conexión en delta, mientras que la corriente del

21

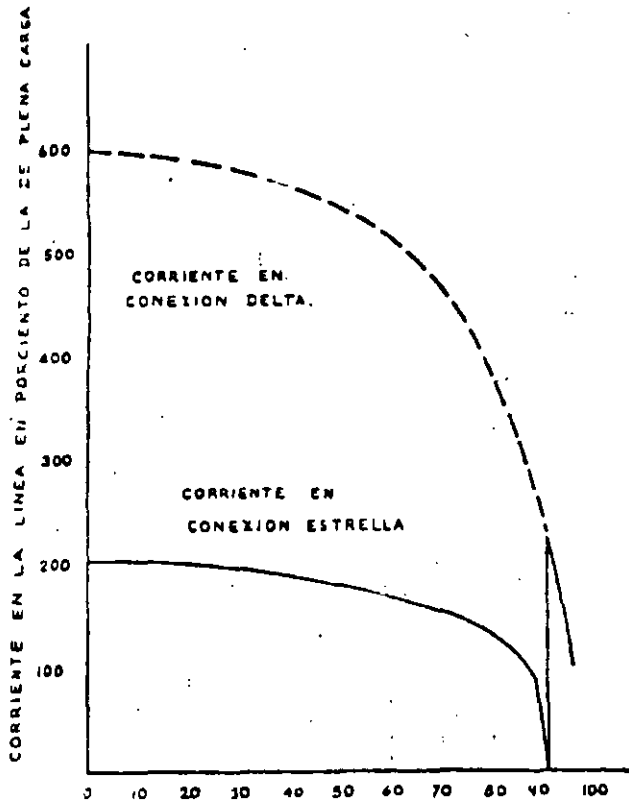


FIG 15  
CORRIENTE DE ARRANQUE EN UN MOTOR, CON ESTRELLA-DELTA TIPO TRANSICION ABIERTA.

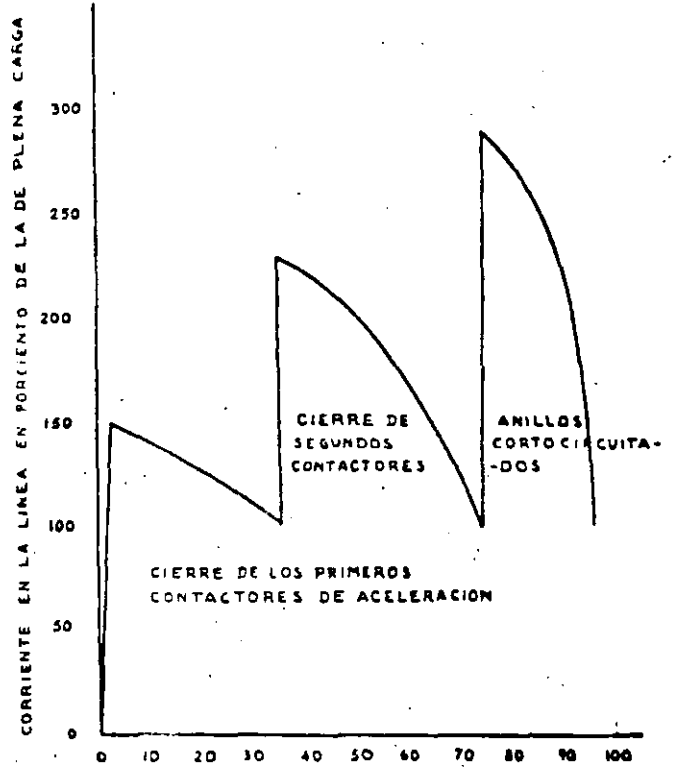
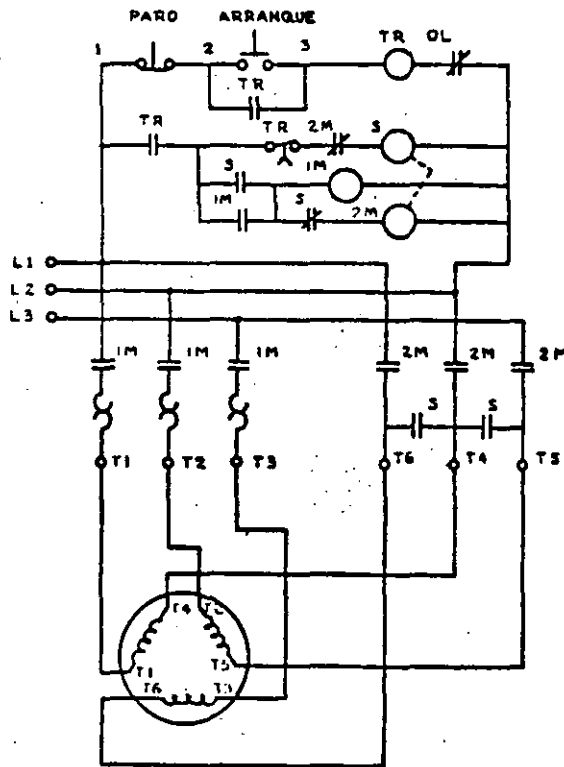


FIG 16  
CORRIENTE DE ARRANQUE DEL MOTOR CON ARRANCADOR DE 3 PUNTOS



SECUENCIA DE OPERACION DE LOS CONTACTORES (BOBINAS)

OPERACION	3	1M	2M
ARRANQUE (ESTR)	X	X	
TRANSICION		X	
MARCHA (DELTA)		X	X

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN ARRANCADOR ESTRELLA-DELTA CON TRANSICION ABIERTA

T14

214

(23)

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

$$I_{rel} = \frac{I_{\Delta}}{\sqrt{3}}$$

FIG 14

FIG 15

FIG 16

FIG 17



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 3***

***A) CONSIDERACIONES IMPORTANTES AL INSTALAR UN BANCO  
DE CAPACITORES***

***ING. LUIS MUROW ITQUIN***

***AGOSTO, 1992.***

10-11-19

10-11-19



A) VENTILACION.- A pesar de que las pérdidas eléctricas en calor de los capacitores de potencia representan un porcentaje muy bajo con respecto a su potencia nominal, cada capacitor en operación se convierte en un generador de calor de cierta importancia, debido a la gran cantidad de energía que es capaz de poner en juego.

Es importante el disipar correctamente esta energía calorífica y no permitir que la temperatura de operación suba a valores superiores a los de diseño, ya que los dieléctricos de los capacitores de potencia son muy sensibles a las temperaturas de operación. El operar a una temperatura media de unos 10°C por encima de la temperatura normal de operación, puede significar el disminuir la vida media del capacitor en más de un 70%. Sobrecalentamientos mayores producen efectos de deterioro que afectan a la vida media del capacitor en una forma marcadamente exponencial.

Cuando los capacitores se instalan al aire libre, la forma más usual y más simple de disipar el calor es por convección natural. En este caso, la precaución principal a tener en cuenta es la de respetar los espacios de separación entre capacitor y capacitor que recomienda el fabricante. Esto garantiza que la temperatura de operación va a ser la adecuada, siempre que no exista alguna circunstancia especialmente adversa en la instalación. Conviene instalar los capacitores en bastidores que los eleven del piso (al menos unos centímetros) y asegurarse de que la ventilación natural no queda entorpecida por algún obstáculo.

Cuando los capacitores se instalan en un local cerrado o en un gabinete, además de las precauciones indicadas anteriormente, debe tomarse un cuidado especial en comprobar que las temperaturas ambiente del local o del interior del gabinete, medidas cuando los capacitores se encuentran en operación normal, no sobrepasen los límites máximos recomendados por las normas de fabricación de los capacitores.

Las normas CCONNIE, NEMA y ANSI especifican que el fabricante debe garantizar la estabilidad térmica de los capacitores, cuando estos se instalen respetándose las distancias que el especifique y en un medio ambiente cuya temperatura no sobrepase los valores máximos siguientes:

	Medida en 24h*	Medida anual
	°C	°C
Método de montaje		
Capacitor aislado	46	35
Capacitores instalados		
en una hilera	40	25
Capacitores en varias		
hileras contiguas	35	20
En locales cerrados	35	20

\* Temperatura media aritmética de lecturas horarias, tomadas durante las 24 horas del día más caluroso de la localidad.

En el caso de locales cerrados, si hay peligro de que se sobrepasen las temperaturas indicadas en esta tabla, debe instalarse un sistema de ventilación forzada capaz de establecer una buena corriente de aire entre capacitor y capacitor.

Los problemas ocasionados por una ventilación defectuosa, suelen ser bastante más críticos en las instalaciones de capacitores en alta tensión, debido a las grandes concentraciones de energía instaladas normalmente. Sin embargo, tampoco deben subestimarse estos problemas en las instalaciones efectuadas a bajas tensiones industriales.

B) FRECUENCIA Y VOLTAJE DE OPERACION.- Los capacitores de potencia fabricados bajo normas americanas se diseñan para operar a una frecuencia nominal de 60 Hz. Sin embargo, no existe ningún inconveniente técnico para que estos capacitores operen a frecuencias más bajas. Esto implica una reducción de la potencia reactiva suministrada, proporcional a la reducción de frecuencias:

$$\text{(KVAR) suministrados} = \frac{\text{Frecuencia aplicada}}{60} \times \text{X (KVAR) nominales. [11]}$$

En operación normal, la frecuencia aplicada nunca debe exceder a los 60 Hz, nominales.

Análogamente, cuando los capacitores se operan a un voltaje nominal, disminuye la potencia reactiva proporcionalmente al cuadrado de la relación de voltajes;

$$\text{(KVAR) suministrados} = \left( \frac{\text{Volt. aplicado}}{\text{Volt. nominal}} \right)^2 \times \text{X (KVAR) nominales [12]}$$

Los capacitores de potencia para alta tensión y, a veces, también los capacitores de potencia para bajas tensiones industriales, se fabrican de forma que puedan operar a sobrevoltajes de hasta el 10% de voltaje nominal, sin que aparezcan problemas de aislamientos, estabilidad térmica..., etc. Esto es para prevenir posibles fluctuaciones de voltaje en las líneas eléctricas y los pequeños sobrevoltajes que pudieran ocasionar los mismos capacitores al operar en condiciones de baja carga.

Sin embargo, en operación normal, debe tratarse de que el voltaje aplicado a los capacitores no exceda al valor de su voltaje nominal, ya que el deterioro que produce el sobrevoltaje sobre los dieléctricos es análogo al deterioro mencionado anteriormente, producido por el sobrecalentamiento.

El operar permanentemente a un sobrevoltaje del 10%, puede disminuir la vida media de un capacitor en más de un 50%.

Las relaciones [11] y [12] son consecuencia de la expresión :

$$KVAR = 2 fC (KV)^2 \times 10^3 \quad [13]$$

en donde es

KVAR: Potencia reactiva del capacitor, en kilovares.

f: Frecuencia de operación, en ciclos por segundo.

C: Capacidad del capacitor, en microfaradios.

KV: Voltaje aplicado entre bornes, en Kilovolts.

Esta expresión se deduce fácilmente de la misma definición de potencia reactiva.

C) CORRIENTE NOMINAL DE OPERACION.— La corriente nominal de un capacitor monofásico puede calcularse por medio de la expresión.

$$I_N = \frac{KVAR}{(KV)} \quad [14]$$

siendo

KVAR : Potencia reactiva nominal del capacitor, en kilovares.

(KV) : Voltaje nominal, entre bornes, en kilovolts.

La corriente nominal, por fase, de un capacitor trifásico viene dada por la expresión :

$$I_{FN} = \frac{KVAR}{3 (KV)} \quad [15]$$

siendo

KVAR : Potencia reactiva nominal del capacitor, en kilovares.

(KV) : Voltaje nominal, entre fases, en kilovolts.

Esta expresión es independiente de que la conexión interna del capacitor sea en delta o en estrella.

Ambas expresiones [14] y [15], son una consecuencia inmediata de la definición de potencia reactiva.

Combinado las expresiones [13] y [14], se obtiene :

$$I = 2 fC (KV) \times 10^3 \quad [16]$$

de donde se deduce que la corriente que toma un capacitor de potencia es directamente proporcional a la frecuencia de operación, a su capacidad y al voltaje aplicado entre bornes.

D) PERTURBACIONES PRODUCIDAS POR CORRIENTES ARMONICAS.- Existen instalaciones industriales que son especialmente propicias a generar corrientes armónicas de importancia. Instalaciones de hornos metalúrgicos de arco, hornos de inducción, grandes motores -- que entran y salen de operación frecuentemente..., etc. En estos casos, si no se toman ciertas precauciones con los capacitores de potencia instalados en las mismas, es posible que éstos queden sometidos a corrientes excesivas que causen una disminución notable de su vida media e incluso fallos de unidades en un tiempo corto de operación.

La expresión [16] muestra claramente el efecto que producen estas armónicas sobre la corriente que toma un capacitor. Por ejemplo, una séptima armónica tendría a hacer pasar por el capacitor una corriente siete veces mayor que la nominal, si no se presentase con una amplitud de voltaje más reducida que la de la onda fundamental.

Las corrientes armónicas que suelen encontrarse en la práctica, son de orden --- impar. Si se determina, por medio de un osciloscopio o un voltímetro de armónicas, -- que la señal de voltaje que llega a los capacitores contiene las armónicas 3a., 5a., - 7a. ... etc., con valores eficaces  $e_3$ ,  $e_5$  e  $e_7$ , etc., respectivamente, medidos en tanto por ciento de la onda fundamental, el valor eficaz del voltaje total resultante aplicado al capacitor viene dado por la expresión :

$$V = 0.01 V_N \sqrt{100^2 + e_3^2 + e_5^2 + e_7^2 \dots} \quad [17]$$

Y la corriente eficaz total que toma cada capacitor.

$$I = 0.01 I_N \sqrt{100^2 + 9 e_3^2 + 25 e_5^2 + 49 e_7^2 \dots} \quad [18]$$

Siendo  $V_N$  e  $I_N$ , el voltaje y la corriente nominales, respectivamente, a la frecuencia nominal del capacitor.

El incremento de potencia reactiva de operación debido exclusivamente a la existencia de estas armónicas, puede calcularse, en tanto por ciento, según la expresión

$$\text{KVAR} = 0.01 (3 e_3^2 + 5 e_5^2 + 7 e_7^2 \dots) \% \quad [19]$$

Como una aproximación aceptable, este porcentaje puede considerarse referido a la potencia reactiva nominal del banco instalado.

Para los capacitores de potencia de alta tensión, las normas CCONNIE, NEMA y --- ANSI, recomiendan un límite máximo de un 10%, en sobrevoltaje, para el voltaje total resultante.

La sobrecorriente máxima permisible, debida a la onda de voltaje fundamental y - sus armónicas, es del 80% de la corriente nominal.

La combinación de ambos factores, sobrevoltaje y sobrecorriente, no debe sobrepasar el incremento de potencia reactiva de operación máximo permisible, que es del 35%, con respecto a la potencia de baja tensión, el fabricante puede especificar --- límites más bajos.

Cuando se presenta un problema de sobrecarga de corriente o de potencia, los -- capacitores suelen mostrar síntomas de una temperatura de operación excesivamente -- elevada y en las peores circunstancias, una deformación del tanque que indica las - altas presiones internas a las que está sometido el aparato, debido a la dilatación del líquido impregnante.

Cuando se planea un banco de capacitores para este tipo de instalaciones en las que cabe esperar en la onda fundamental de voltaje perturbaciones de consideración, debe preverse la existencia de estas sobrecorrientes, tanto en su alambrado como en todos sus accesorios y equipo auxiliar. Especialmente, deben tomarse las precauciones siguientes :

- a) Tomar un cuidado especial en la ventilación, o incluso refrigeración del -- banco.
- b) Dejar el neutro flotante, en caso de conexión en estrella.  
Y si realmente existe el problema de sobrecarga de corriente o de potencia, se puede ver si es posible:
- c) Desconectar el banco en los periodos de máxima generación de armónicas.
- d) Cambiar de emplazamiento el banco, para evitar posibles resonancias parciales.

Si nada de esto resuelve el problema, puede pensarse en instalar unas inductancias de choque, en serie con el banco de capacitores, cuya reactancia inductiva represente una pequeña fracción de la reactancia capacitiva por fase del banco, para la frecuencia fundamental, constituyendo un verdadero choque para las altas frecuencias. La inducción de diseño de estos reactores depende del orden de las armónicas que estén causando el problema. Por consiguiente, es necesario determinar previamente dichas armónicas, por medio de un osciloscopio, oscilógrafo o algún voltímetro de armónicas.

En caso de que los niveles de armónicas fluctúen excesivamente, presentando una gran gama de armónicas de bajas y altas frecuencias, puede ser prácticamente imposible el proteger los capacitores con unas inductancias de choque.

E ) CONDICIONES ANORMALES DE OPERACION.- En general, cuando los capacitores de potencia van a ser instalados en condiciones de operación anormales, es conveniente que el fabricante sea puesto en antecedentes por el usuario. Las normas CCONNIE, -- NEMA y ANSI, especifican que el fabricante debe ser puesto en antecedente de condiciones anormales de servicio, tales como :

- a) Exposición a humos o vapores corrosivos.
- b) Exposición a polvos conductores o explosivos.
- c) Exposición a choques mecánicos o vibraciones.
- d) Exposición a radiaciones de calor provenientes de superficies que se encuentren a mayor temperatura que la temperatura ambiente máxima a la que se permite operar a los capacitores; excluyendo las radiaciones solares.
- e) Montaje que dificulte una ventilación adecuada; ya sea por el agrupamiento de los capacitores, o por el lugar y circunstancias de la instalación.
- f) Operación a temperaturas ambiente más altas que la máxima permitida según normas, o especificaciones especiales del fabricante.
- g) Operación a altitudes superiores a 1,800 m., sobre el nivel del mar.
- h) Formas de onda distorsionadas, con armónicas que causen sobrecargas de --- corriente o de potencia en los capacitores, superiores a las admitidas por las normas de fabricación de los mismos.
- i) Cualquier otro requerimiento especial, fuera de lo común.

F ) PRUEBAS DE CAMPO.- Cuando en un banco de capacitores han sucedido problemas -- que hacen pensar en la existencia de alguna unidad fallada, o simplemente, cuando los capacitores han sido expuestos a condiciones de operación adversas, es -- conveniente cerciorarse del estado en que se encuentran dichos capacitores, -- efectuando las pruebas siguientes :

- a) Rigidez dieléctrica. El capacitor se somete a un voltaje entre bornes que no sobrepase el 75% del doble de su voltaje nominal. Dicho voltaje debe -- mantenerse por un tiempo que no exceda a 10 segundos.  
Debe procurarse que tanto la subida de voltaje como la bajada, no se efectúe de una forma brusca.
- b) Capacidad. Es normal que en el lugar de la instalación sea difícil disponer de un puente de capacidad para alta o baja tensión. Sin embargo, puede determinarse satisfactoriamente la capacidad de cualquier unidad midiendo la --- corriente que toma el capacitor cuando se le somete a un voltaje y frecuencia conocidos (preferentemente a valores nominales). La capacidad, calculada esta forma, debe estar comprendida en un rango de 0 a + 15% de la capacidad nominal del capacitor.

- c) Resistencia entre bornes. La resistencia entre bornes puede medirse por medio de un megómetro, o bien, calcularse sometiendo el capacitor a un voltaje de corriente directa conocido y midiendo la corriente que toma. Si el capacitor lleva resistencias internas de descarga, el valor obtenido coincidirá prácticamente con el valor de dichas resistencias, ya que la resistencia de aislamiento del dieléctrico es de un orden de magnitud mucho mayor que el de dichas resistencias de descarga.

Los valores obtenidos para las resistencias de descarga, deben estar comprendidos entre los límites especificados por el fabricante. Asimismo, debe solicitarse del fabricante el orden de magnitud de la resistencia del dieléctrico si es esta magnitud la que se ha medido.

- d) Resistencia entre bornes y el tanque. Interesa medir esta magnitud para comprobar el estado de los aisladores que forman los bornes del capacitor y el estado de aislamiento del interior a tierra. La resistencia medida no debe ser inferior a 1,000 M  $\Omega$ , exceptuando el caso de capacitores de un solo aislador y otro borne conectado al tanque, con resistencia de descarga interna. En este caso, el valor medido debe coincidir con el de la resistencia de descarga.

- e) Prueba de fugas de impregnante. La hermeticidad del tanque puede probarse limpiando cuidadosamente el capacitor y sometiéndolo a un horneo de 75° C, durante unas cuatro horas. Esto creará una presión interna, debido a la dilatación del líquido impregnante, que tenderá a poner de manifiesto la fuga. Es conveniente colocar el capacitor sobre un papel limpio y tendido horizontalmente del lado en que se sospeche que existe la fuga.

- f) Factor de disipación. El valor del factor de disipación, medido con precisión, puede dar una buena idea del buen estado o el grado de deterioro del dieléctrico del capacitor. Sin embargo, es una medida algo más difícil de efectuar, si no se cuenta con el equipo adecuado.

Para obtener resultados precisos, el factor de disipación debe medirse a la frecuencia nominal del capacitor y a un voltaje que no sea inferior al 25% a su voltaje nominal.

NOTA IMPORTANTE.- Al efectuar cualquier tipo de pruebas, deben tomarse las medidas de seguridad adecuadas, en previsión de un fallo violento del capacitor.

DECISION DE INSTALAR LOS CAPACITORES EN ALTA O BAJA TENSION

A) FACTOR ECONOMICO.- Bajo el punto de vista económico suele resultar mucho más interesante el instalar los capacitores en el lado de alta tensión que en el de baja.

Para voltajes de línea de hasta unos 46 KV, la instalación de un banco de capacitores fijo en el lado de alta tensión suele resultar unas 100 veces más económica que la instalación de un banco de la misma potencia reactiva instalado en el lado de las bajas tensiones industriales. Si en lugar de ser el banco fijo, se trata de un banco desconectable (con desconectores operados manual o electricamente, capaces de conectar y desconectar el banco con carga), la instalación en alta tensión sigue resultando unas 6 veces más económica que en baja.

Para voltajes de línea superiores a los 100 KV, el aislamiento del banco y especialmente, el equipo de conexión y desconexión, suele encarecer notablemente el costo del banco de capacitores.

Análogicamente, en las instalaciones de bancos de capacitores de gran potencia reactiva, también resulta encarecido el costo por kilovar instalado.

No obstante, el costo de un banco de capacitores instalado en alta tensión, siempre resulta notablemente ventajoso frente al costo de un banco equivalente, instalado en el lado de baja tensión.

Sin embargo, pueden existir razones de tipo técnico que hagan necesaria la instalación de los capacitores en baja tensión.

B ) FACTORES TECNICOS.- Cuando se quiere corregir el factor de potencia para evitar el pago de penalidad a las compañías eléctricas, deben instalarse los capacitores -- detras del equipo de medida de consumo de energía eléctrica, de forma que la corriente reactiva que fluye entre los capacitores y la carga industrial no pase a través de dicho equipo de medida. Por consiguiente, cuando el equipo de medida se encuentra instalado en el lado de baja tensión, los capacitores de potencia deben ser --- instalados también en baja tensión.

Cuando se quiere aumentar la capacidad de carga de un transformador, los capacitores deben instalarse en el lado del secundario de dicho transformador (normalmente lado de baja tensión), para que disminuya la corriente inductiva que pasa a través del mismo.

Cuando se quieren disminuir las pérdidas por efecto Joule en una cierta instalación industrial, los capacitores deben instalarse junto a las cargas principales, de forma que eviten el paso de corrientes inductivas por el cableado. Si las cargas -- están conectadas en baja tensión, los capacitores deberán instalarse también en t tensión.



G ) MANTENIMIENTO.- A las pocas horas después de haber instalado un nuevo banco de capacitores, debe efectuarse una inspección del mismo, comprobando :

- 1º Que los voltajes de las fases están balanceados y permanecen dentro de los límites aceptables, según las especificaciones de los capacitores.
- 2º Que la potencia reactiva de operación del banco, no excede en más del 35%, a la potencia reactiva nominal del mismo.

Nota.= Se considera como potencia reactiva de operación, a la suma de la potencia reactiva debida a la onda fundamental, más el incremento ocasionado por la existencia de armónicas en la red.

Esta inspección debe repetirse varias veces, durante los primeros periodos de baja carga, que es cuando el voltaje toma sus valores máximos.

En las inspecciones normales de mantenimiento, debe comprobarse la ventilación de los capacitores, el estado de los fusibles, la temperatura de operación y las condiciones de voltaje. Las porcelanas de los bornes deben limpiarse periódicamente con mayor frecuencia cuanto más severas sean las condiciones de servicio.

Si los capacitores están expuestos a unas condiciones atmosféricas muy adversas es conveniente volver a pintarlos periódicamente, a fin de impedir la corrosión y mantener una buena superficie radiadora de calor.

Nota importante : Antes de tocar los terminales de un capacitor que previamente ha sido energizado, deben dejarse transcurrir 5 minutos para su descarga interna y después, es preciso cortocircuitar las partes vivas y ponerlas a tierra.

Los capacitores pueden dañarse si se cortocircuitan las partes vivas antes de que haya transcurrido, al menos, un minuto de descarga.



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 5***

***CORRECCION DE FACTOR DE POTENCIA***

***ING. LUIS MUROW ITQUIN***

***AGOSTO, 1992.***

## 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 VOLTAJE 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 VOLTAJE 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 ALMACE-

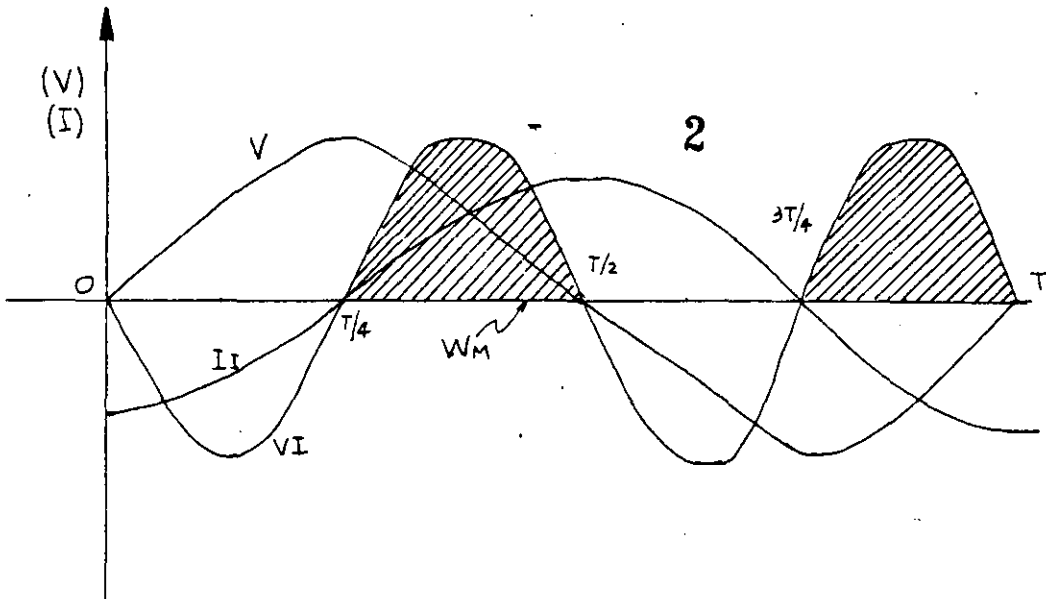


FIG. # 1A.9  
 EN CASO DE CARGA NETAMENTE INDUCTIVA  
 W<sub>M</sub> = ENERGIA DEL CAMPO MAGNETICO

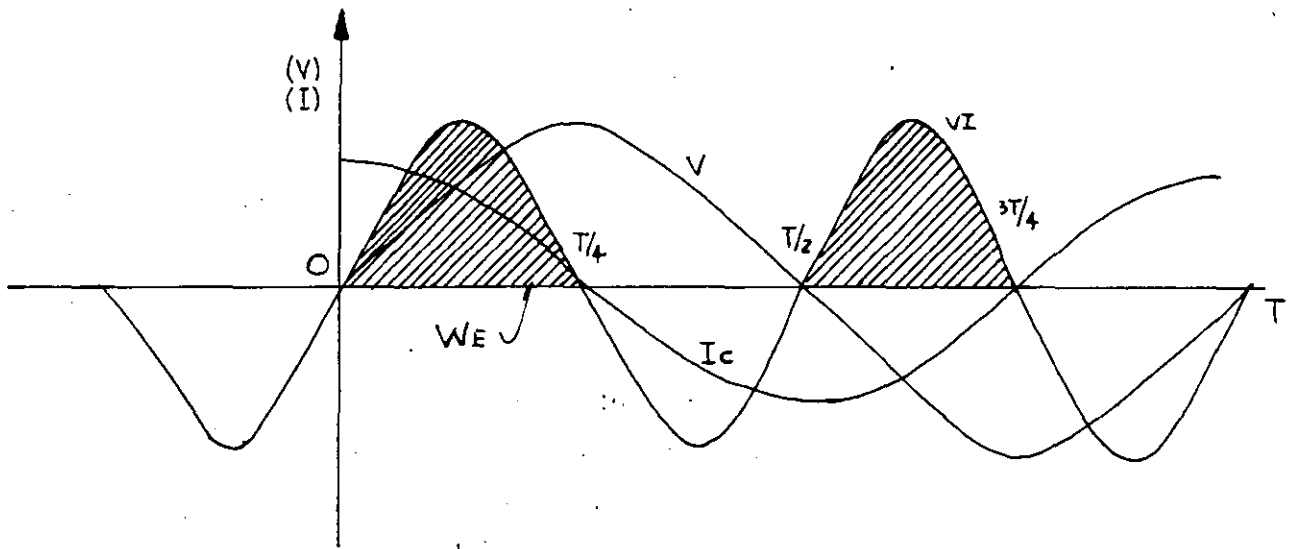


FIG. # 2.9  
 EN CASO DE CARGA NETAMENTE CAPACITIVA  
 W<sub>E</sub> = ENERGIA DEL CAMPO ELECTRICO

REPRESENTACIONES VECTORIALES:

A).- CORRIENTES ACTIVAS:

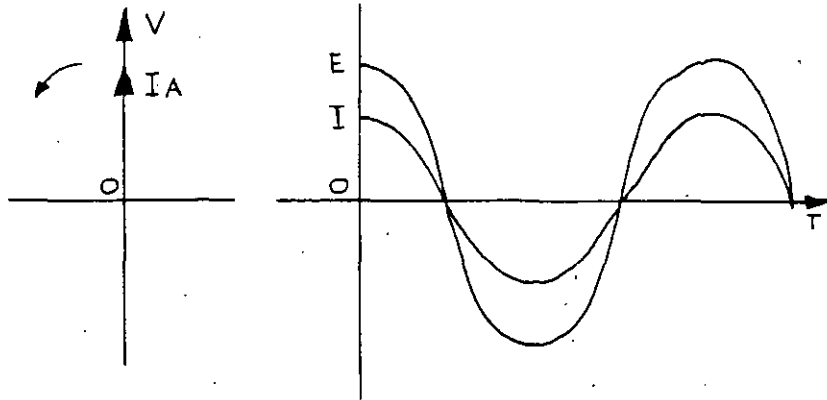
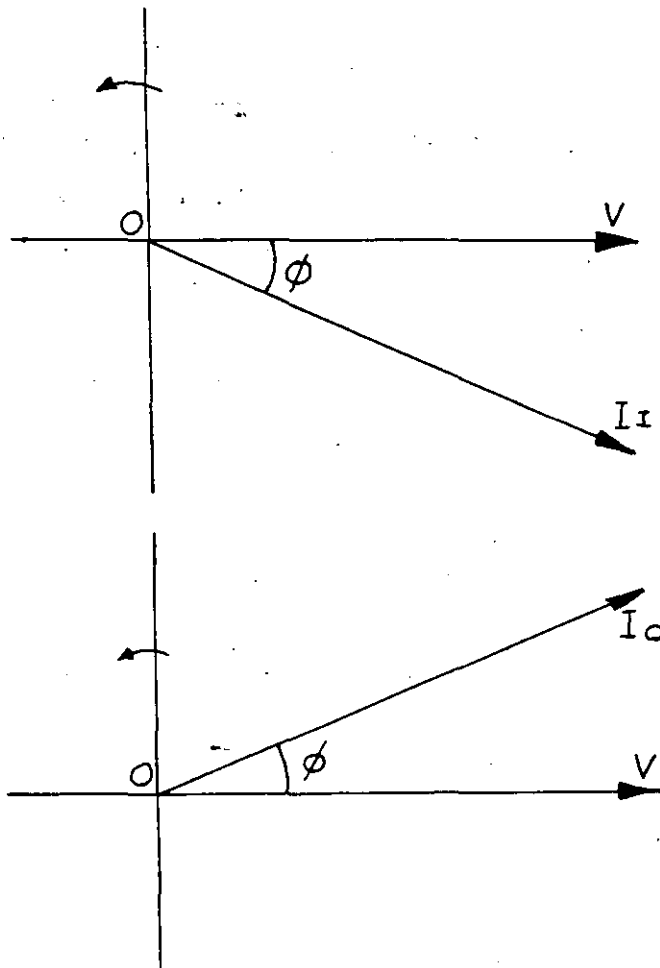


FIG. # 1.9

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 RESPECTI --  
 MENTE, POR BREVE TIEMPO, SIMILAR AL QUE DURA EN DEVOLVERSE A LA -  
 RED, ( 1/4 DE CICLO ). ESTE PROCESO SE REPITE PERIODICAMENTE, SI-  
 GUIENDO LAS OSCILACIONES DEL VOLTAJE APLICADO A LA CARGA. ESTE --  
 TIPO DE CORRIENTES SE CONOCEN COMO CORRIENTES REACTIVAS ( INDUC -  
 TIVAS 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 IN -  
 CANDESCENTES,, APARATOS DE CALEFACCION, ETC. SON CARGAS EMINENTE-  
 MENTE RESISTIVAS Y POR CONSIGUIENTE LAS CORRIENTES QUE TOMAN SON-  
 PRACTICAMENTE CORRIENTES ACTIVAS. LAS CARGAS ELECTRICAS REPRESENTADAS  
 POR TRANSFORMADORES, MOTORES ELECTRICOS, MAQUINAS SOLDADO -  
 RAS, HORNOS DE INDUCCION , BOBINAS DE REACTANCIA, LAMPARAS FLUO--  
 RESCENTES ETC, SON CARGAS REACTIVAS Y SU MAGNITUD SUELE SER COMPA-  
 RABLE A LA CARGA RESISTIVA.

POR LO TANTO, ADEMAS DE LA CORRIENTE ACTIVA NECESARIA PARA-  
 PRODUCIR TRABAJO, CALOR O LA FUNCION DESEADA, LA CARGA TAMBIEN TO-  
 MA LA PARTE ADICIONAL DE CORRIENTE REACTIVA COMPARABLE EN MAGNI -  
 TUD A LA CORRIENTE ACTIVA. ESTA CORRIENTE REACTIVA SI BIEN ES NE-  
 CESARIA PRINCIPALMENTE PARA ENERGIZAR LOS CIRCUITOS MAGNETICOS DE  
 LOS EQUIPOS ANTES MENCIONADOS, REPRESENTA UNA CARGA ADICIONAL PA-  
 RA EL CABLEADO DE LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES, LOS TRANSFORMA-  
 DORES DE POTENCIA, LAS LINEAS ELECTRICAS E INCLUSO PARA LOS GENE-  
 RADORES.

EN EL CASO PARTICULAR DE LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES LA-  
 CORRIENTE REACTIVA NECESARIA SUELE SER DE CARACTER INDUCTIVO, ES-  
 DECIR QUE ESTA CORRIENTE ESTA DEFASADA  $90^\circ$  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 IN --  
 DUCTIVA ( $X_I$ ), ASIMISMO SE INDICAN LAS CORRIENTES ( $I_A$ ) E ( $I_I$ ) RESPECTI--  
 VAS Y LA CORRIENTE ( $I$ ) TOTAL CONSUMIDA POR LA PLANTA.

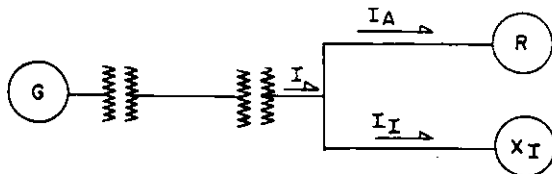


FIG. N° 2A-9

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.

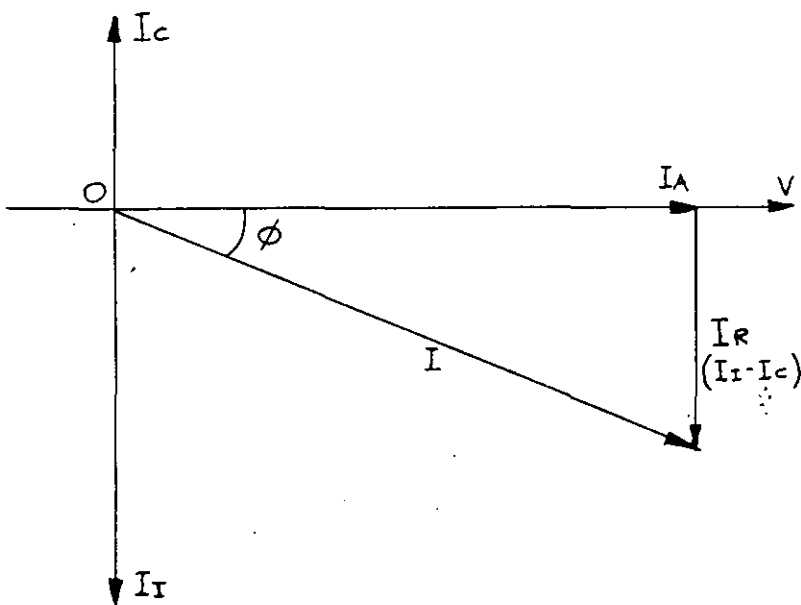
LOS LIMITES DE LOS ANGULOS  $\phi$  SON  $-90^\circ$  a  $+90^\circ$  CORRESPONDIENDO A INDUCTANCIA Y CAPACITANCIA PURAS, RESPECTIVAMENTE.

SE DEMUESTRA QUE LA POTENCIA ES EL PRODUCTO DE LA TENSION POR SU CORRIENTE ASOCIADA Y EN CORRIENTE ALTERNA DEBE ESPECIFICARSE EL ANGULO QUE FORMAN LOS DOS VECTORES, LLEGANDOSE A LA SIGUIENTE EXPRESION

$$P = VI \cos \phi + JVI \sin \phi \quad (1)$$

EL PRIMER TERMINO REPRESENTA LA POTENCIA ACTIVA Y EL SEGUNDO LA REACTIVA.

POR DEFINICION, FACTOR DE POTENCIA ES EL COSENO DEL ANGULO FORMADO POR EL VECTOR DE POTENCIA ACTIVA Y EL DE LA POTENCIA TOTAL O APARENTE, Y VARIARA DE 1 A 0 DANDOSE LOS VALORES EN PORCIENTO NORMALMENTE. VER FIG.# (3.9) Y (4.9)



(FIG. 3.9)

RELACION ANGULAR ENTRE LAS CORRIENTES Y EL VOLTAJE.

$I$  = CORRIENTE TOTAL

$I_A$  = CORRIENTE ACTIVA =  $I \cos \phi$

$I_R$  = CORRIENTE REACTIVA =  $I \sin \phi$



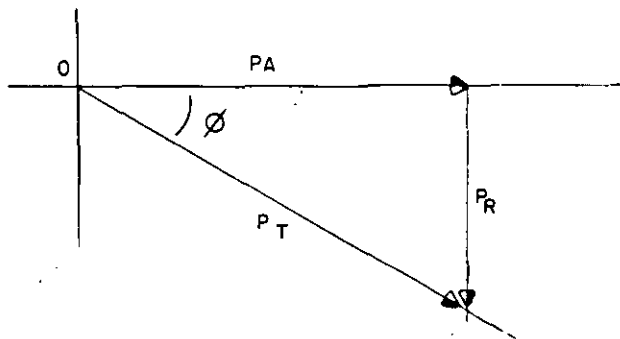


FIG. N° 4.9

RELACION ANGULAR ENTRE LAS POTENCIAS.

- $P_A$  = POTENCIA ACTIVA KW
- $P_R$  = POTENCIA REACTIVA KVAR
- $P_T$  = POTENCIA APARENTE KVA

$$\cos \phi = F.P. = \frac{P_A}{P_T} = \frac{KW}{KVA} \quad ( 2 )$$

DE LAS FIGURAS 3.9 Y 4.9 PUEDE OBSERVARSE QUE CUANTO MAYOR SEA LA CORRIENTE REACTIVA  $I_R$ , MAYOR SERA EL ANGULO  $\phi$  Y POR TANTO MAS BAJO EL FACTOR DE POTENCIA, ESTO IMPLICA UN CONSUMO ELEVADO DE CORRIENTES REACTIVAS QUE LLEVAN EL RIESGO DE INCURRIR EN PERDIDAS EXCESIVAS Y SOBRECARGAS EN EQUIPOS Y LINEAS ELECTRICAS QUE SE TRADUCE EN LA NECESIDAD DE CABLES DE MAYOR CALIBRE, NUEVOS EQUIPOS DE GENERACION Y TRANSFORMACION Y EL PAGO DE LAS PENALIDADES IMPUESTAS POR LAS COMPAÑIAS SUMINISTRADORAS.

UNA FORMA SENCILLA Y ECONOMICA DE RESOLVER ESTOS PROBLEMAS, ES EL INSTALAR CAPACITORES DE POTENCIA EN ALTA O BAJA TENSION, CONECTADOS EN PARALELO A LA CARGA DE LA INSTALACION INDUSTRIAL DE QUE SE TRATE YA QUE ESTOS REPRESENTAN CORRIENTES REACTIVAS CAPACITIVAS QUE SE ENCUENTRAN DEFASADAS  $90^\circ$  EN ADELANTO RESPECTO DEL VOLTAJE Y POR CONSIGUIENTE EN OPOSICION DE LAS CORRIENTES REACTIVAS INDUCTIVAS, QUE TENDRA POR EFECTO FINAL EL REDUCIR LA CORRIENTE REACTIVA TOTAL ( $I_R$ ).

LA FIGURA 4A.9 MUESTRA LA MISMA PLANTA INDUSTRIAL DE LA FIGURA 2A.9 PERO CON UN BANCO DE CAPACITORES DE POTENCIA, DE REACTANCIA  $X_C$  INSTALADO EN PARALELO CON LA CARGA.

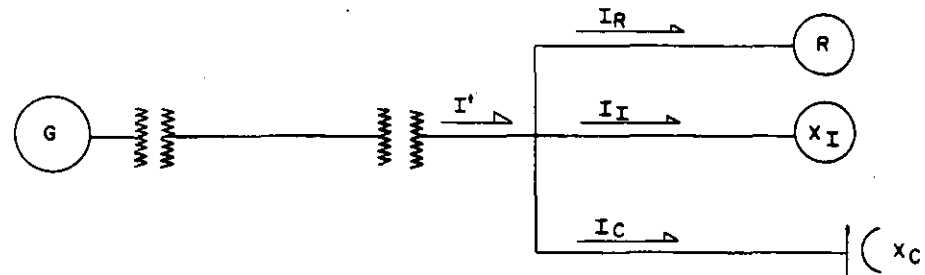


FIG. N° 4A.9

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 FLUYEN EN LA MISMA DIRECCION, COMO SUCEDER 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.

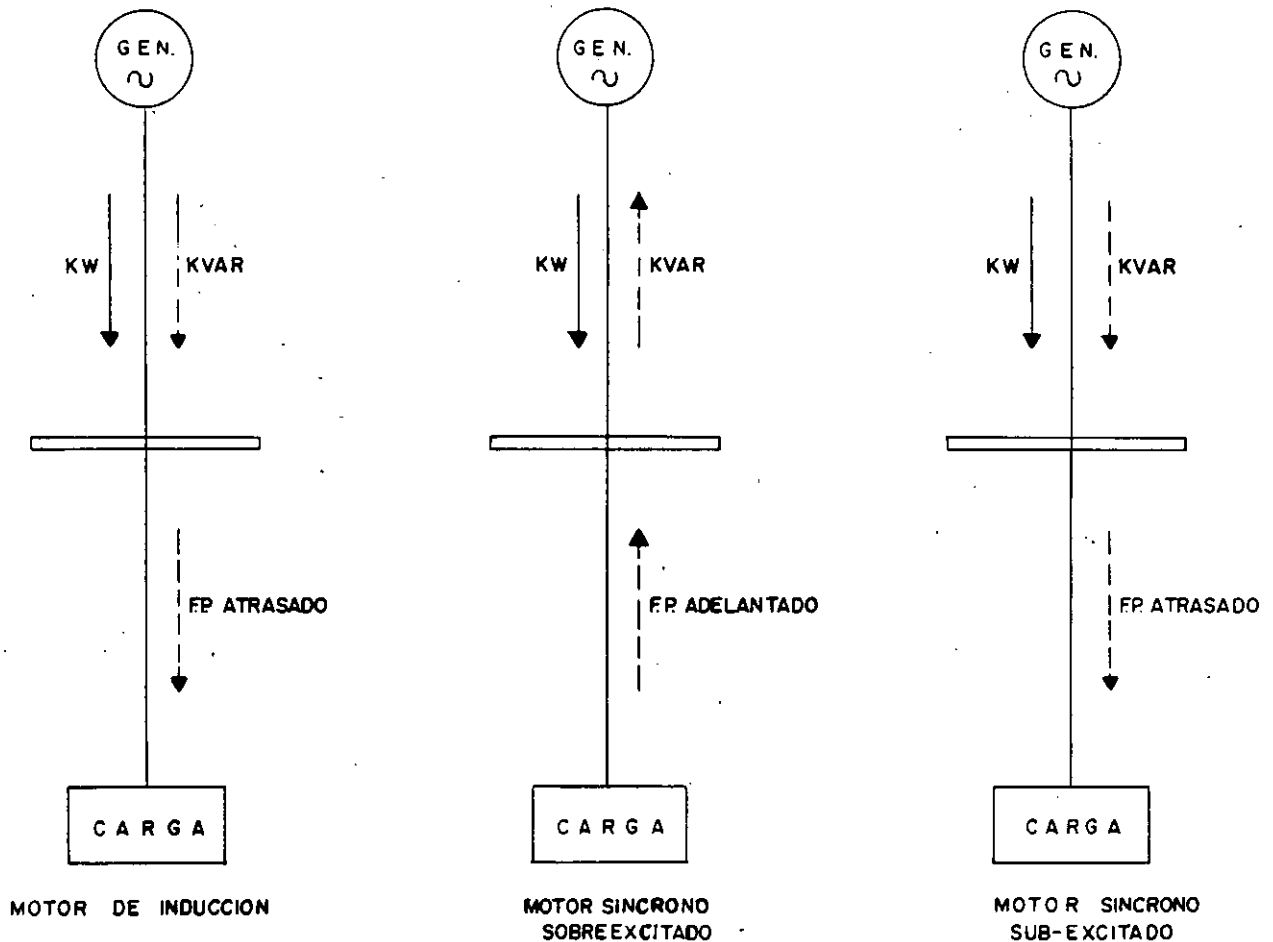


FIG. No. 5.9

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.

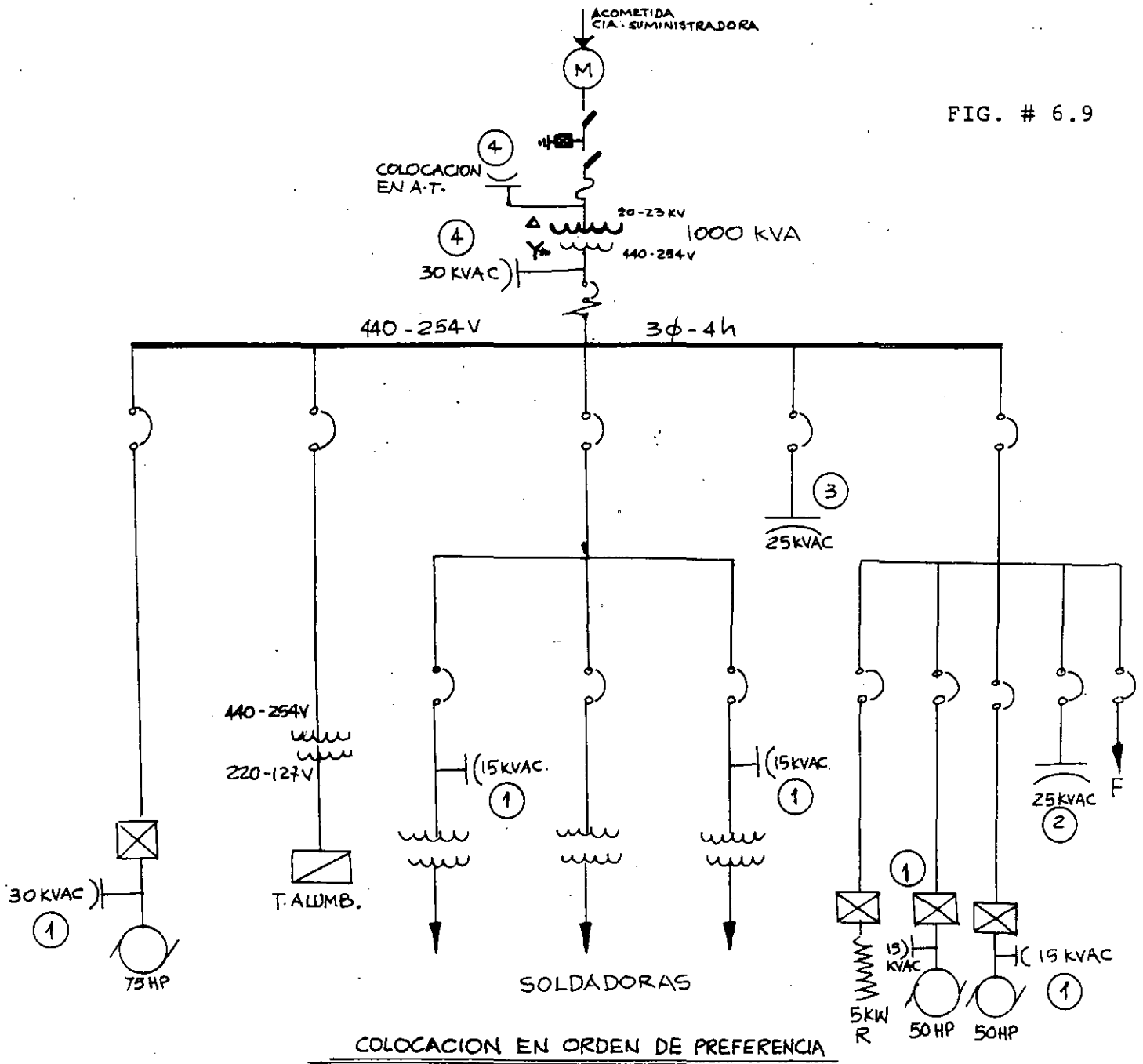


FIG. # 6.9

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

$P = RI_A^2 + RI_R^2$ , TENIENDO EN CUENTA QUE :

$I^2 = I_A^2 + I_R^2$ , SE TIENE :

$P = RI^2$

SI  $P_1$  = PERDIDAS CUENDO SE TIENE  $\cos\phi_1$

Y  $P_2$  = PERDIDAS CUENDO SE TIENE  $\cos\phi_2$  AL INSTALAR CAPACITORES DE POTENCIA JUNTO A LA CARGA QUE CONSUME POTENCIA REACTIVA TENDREMOS :

$KW = \sqrt{3} (KV) I_1 \cos\phi_1 = \sqrt{3} (KV) I_2 \cos\phi_2$  RELACIONANDO  $I_1$  E  $I_2$  QUE SON LAS CORRIENTES DE ANTES Y DESPUES DE INSTALAR LOS CAPACITORES.

LLAMADO  $-\Delta P = 100 \times \frac{P_1 - P_2}{P_1}$

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.

9.3.8.- 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.

$$\Delta V \doteq R \cos \phi \pm X I \text{SEN } \phi \quad \text{EC. 9.5}$$

$$\Delta V \doteq ( \text{CORRIENTE ACTIVA} ) \pm X ( \text{CORRIENTE REACTIVA} ) \quad \text{EC. 9.6}$$

$$\Delta V \doteq ( R \cos \phi \pm X \text{SEN } \phi )$$

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 CAPACIDAD DEL SISTEMA UTILIZANDO LA FIGURA 7.9 SE ILUSTRAN 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

$$\% \text{ PRA.} = \frac{480}{1000} \times 100 = 48\%$$

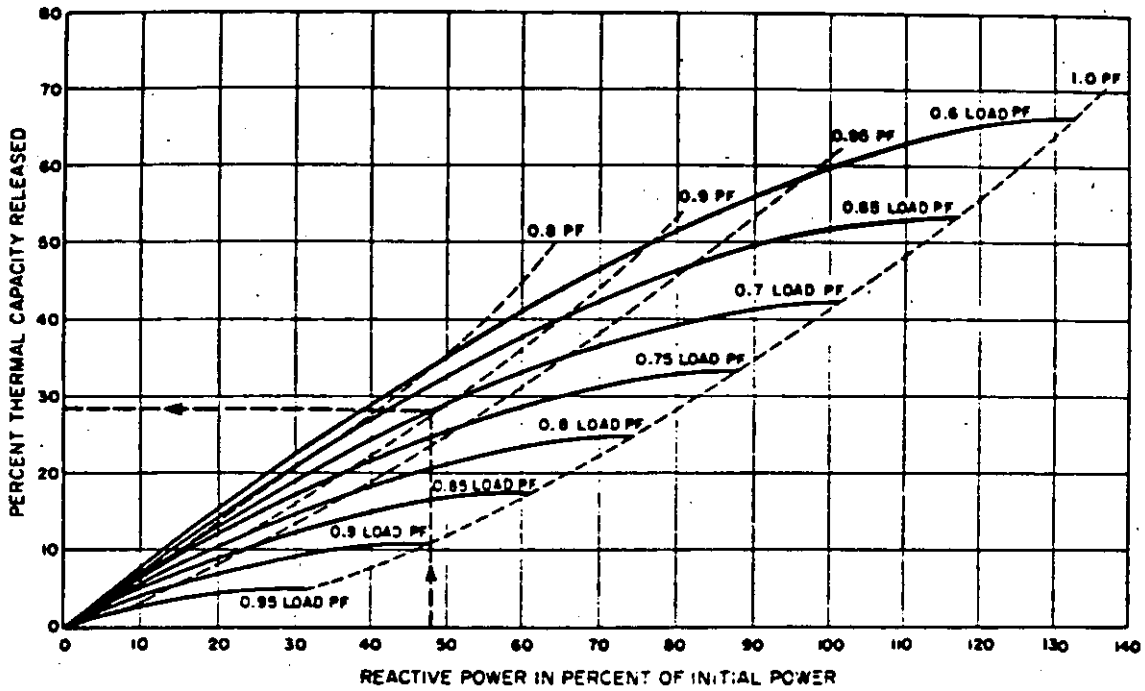
$$\text{F. P. ORIG.} = 0.7$$

DATOS OBTENIDOS DE LA TABLA.

AUMENTO DE LA CAPACIDAD DEL SISTEMA ( EN % )  $\hat{=}$  28.5

FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO  $\hat{=}$  90%

FIG. N<sup>o</sup> 7-9



Percent Capacity Released and Approximate Combined Load Power Factor with Reactive Compensation

———— Original Load Power Factor ( $\cos \phi_1$ ); - - - Final Power Factor ( $\cos \phi_2$ )

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



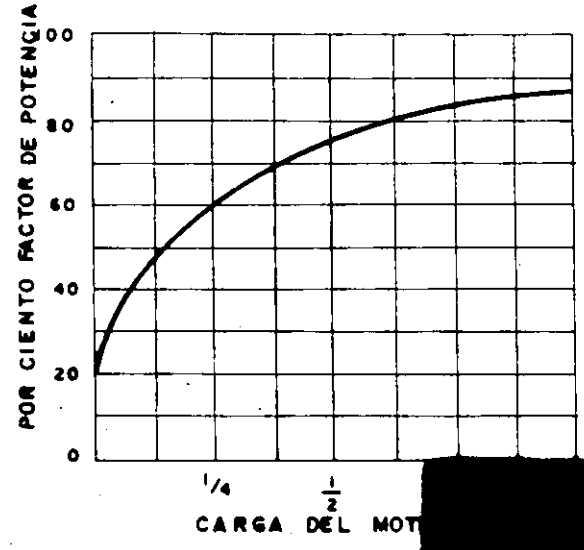
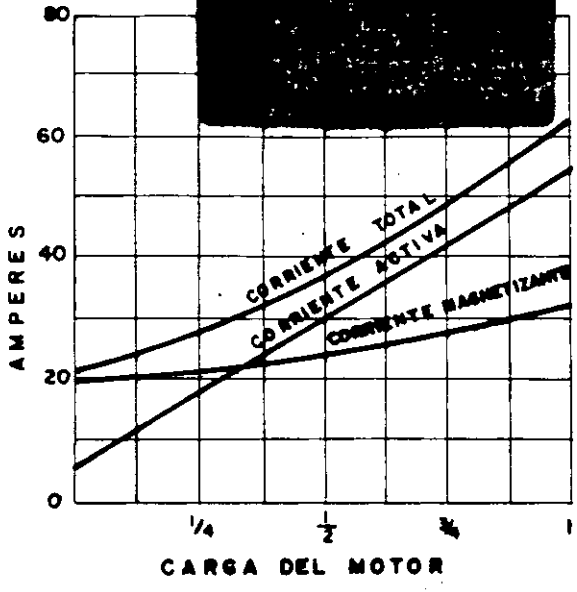
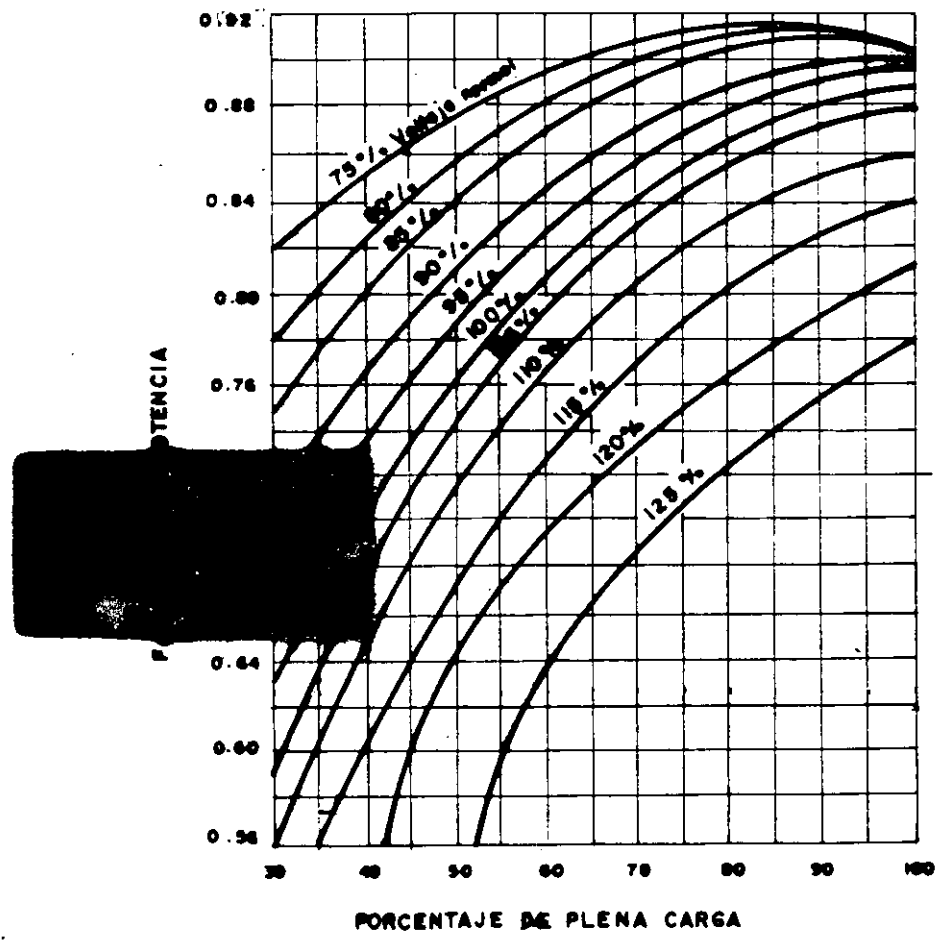


FIG. N° 8-9



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. TIPICOS DE 65-75%. LA CORRRECCION DE SU F. P. PUEDE SER PROBLEMA.

LOS HORNOS DE INDUCCION TIENEN UN F. P. DE 30-70% DE CORRRECCION 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 TIPICOS DE F. P. NO  
CORREGIDOS PARA DIFERENTES  
INDUSTRIAS

VALORES TIPICOS 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.- METODOS DE CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA.

EN UN CIRCUITO DE CORRIENTE ALTERNA, COMO YA VIMOS ANTERIOR --  
MENTE, LO ESCENCIAL 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 ADECUA  
DO ( 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 TIEM  
PO UN TRABAJO MECANICO Y SU ACTUACION COMO CARGA CAPACITIV  
A AL OPERAR SOBREENCITADOS. 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 MAQUIN

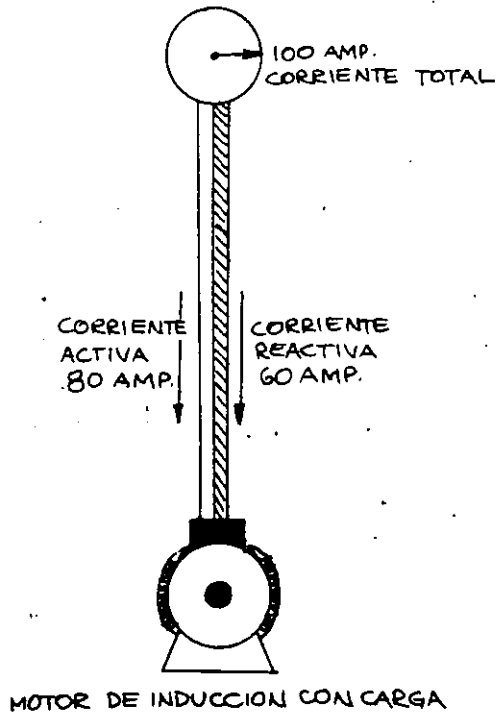
C.- CAPACITORES DE POTENCIA:

PROPORCIONAN LA CORRIENTE REACTIVA DE CARACTER CAPACITIV  
A NECESARIA, PUDIENDOSE INSTALAR EN BANCOS FIJOS O DIVI  
DENDOS.

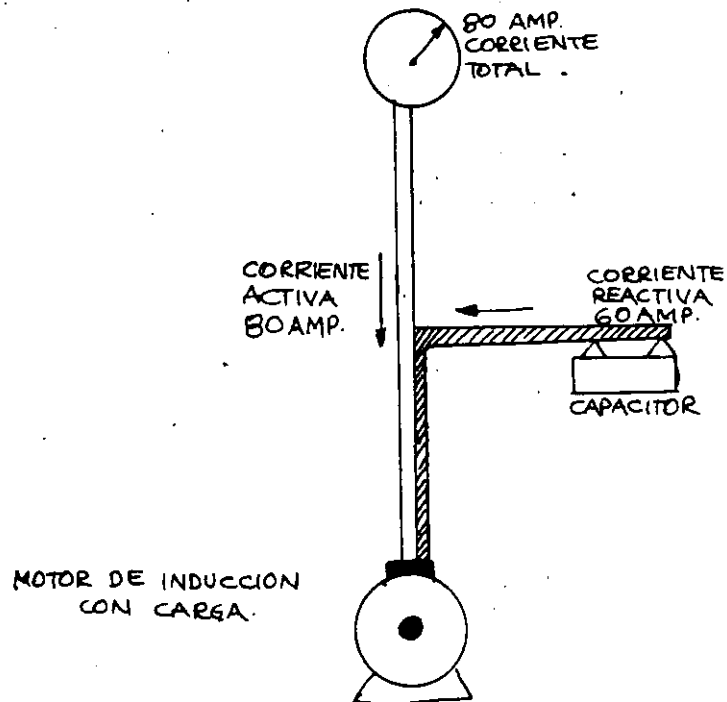
EL USO DE ESTOS CAPACITORES, IMPLICA LAS GRANDES VENTA -  
JAS DE BAJO COSTO POR KVAR INSTALADO, BAJO COSTO DE MAN-  
TENIMIENTO Y FACIL MANEJO CON RESPECTO A OTROS MEDIOS DE  
GENERACION.

POR EL MOTIVO ANTERIOR, LOS CAPACITORES HAN TENIDO LA --  
GRAN ACEPTACION EN TODO TIPO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION  
Y CONSUMO DE ENRGIA ELECTRICA.

EL SUMINISTRO DE POTENCIA REACTIVA POR MEDIO DE CAPACITORES SE ILUSTRA EN LA FIGURA Nº 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:

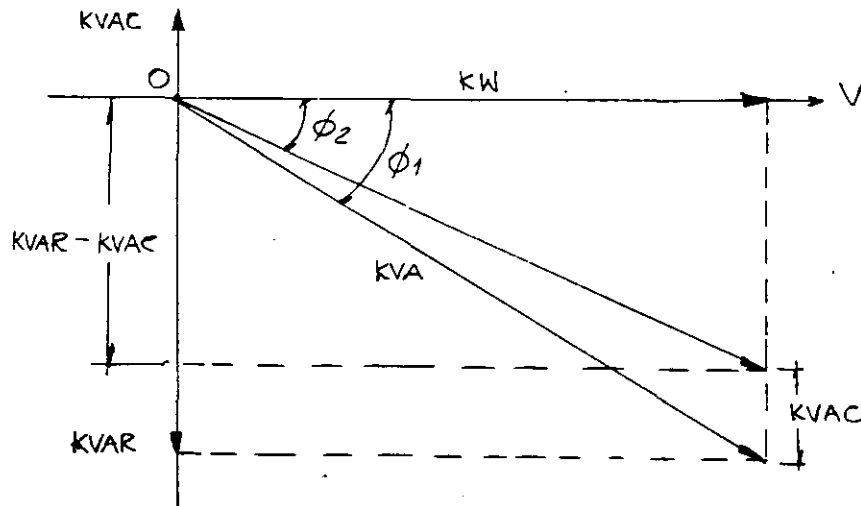


FIG. # 10.9

KVAR = POTENCIA REACTIVA INDUCTIVA  
KVAC = POTENCIA REACTIVA CAPACITIVA

ESTE VALOR ESTÁ EN FASE CON LAS REACTANCIAS Y PUEDE RESTARSE ARITMETICAMENTE.  
DE LA FIG. #109

$$\begin{aligned} KW &= KVA \cdot \cos \phi \quad \text{--- ( 1' )} \\ KVA &= \sqrt{KW^2 + KVAR^2} \quad \text{--- ( 2' )} \\ KVAC &= KW ( \text{TANG } \phi_1 - \text{TANG } \phi_2 ) \quad \text{--- ( 3' )} \end{aligned}$$

POR MEDICION CON WATTMETRO, AMPERMETRO Y VOLTMETRO PODEMOS CONOCER KW Y KVA:

$$\cos \phi_1 = \frac{KW}{KVA} = \frac{KW}{\sqrt{KW^2 + KVAR^2}} \quad \text{--- ( 4' )}$$

$$\text{TANG } \phi_1 = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \phi_1}}{\cos \phi_1} \quad \text{--- ( 5' )}$$

SI QUISIERAMOS MEJORAR EL F. P. A UN VALOR MAS ALTO (  $\phi_2$  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<sup>o</sup>. (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

F. P. REQUERIDO = 0.85

KW = 60 KILOWATTS

V = 220 VOLTS

I = 450 AMP.

$$\text{KVA} = \frac{220 \times 450}{1000} = \frac{99000}{1000} = 99$$

$$\cos \phi 1 = \frac{60}{99} = 0.60$$

$$\text{TANG } \phi 1 = \frac{\sqrt{1 - 0.60^2}}{0.60} = 1.33$$

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 :

$$\text{KVAC} = 60 ( 1.33 - 0.61 )$$

$$= 44$$

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 F. P. MAS CONCRETO, EXPRESADO COMO SIGUE:

$$\cos \phi = \frac{KWH}{\sqrt{KWH^2 + KVARH^2}} \quad \text{--- ( 7' )}$$

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  $\phi_1$  Y TANG  $\phi_1$ :

$$\text{COS } \phi_1 = \frac{300}{\sqrt{300^2 + 348^2}} = \frac{3.0}{\sqrt{3.0^2 + 3.48^2}} = 0.65$$

$$\text{TANG } \phi_1 = \frac{\sqrt{1-0.65^2}}{0.65} = 1.17$$

E).- COS  $\phi_2$  : 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 N<sup>o</sup>. 6.9

9.7 VOLTAJE DE OPERACION Y FRECUENCIA:

LOS CAPACITORES DE POTENCIA SE FABRICAN EN MEXICO PARA OPERAR A 60 Hz Y A LAS TENSIONES DE 230 V Y 460 V, SIN EMBARGO NO -- EXISTE NINGUN INCONVENIENTE TECNICO PARA QUE LOS CAPACITORES OPEREN FRECUENCIAS O VOLTAJES MAS BAJOS. LO ANTERIOR IMPLICA UNA DISMINUCION DE LA POTENCIA REACTIVA SUMINISTRADA DE ACUERDO A LAS FORMULAS SIGUIENTES:

CORRECCION DE LA CAPACIDAD POR FRECUENCIA:

$$( \text{KVAC} ) \text{ SUMINISTRADOS} = \frac{\text{FRECUENCIA APLICADA}}{60} \times ( \text{KVAC} ) \text{ NOMINALES}$$

$$\text{KVAC}_s = \frac{FR}{FN}$$

CORRECCION DE LA CAPACIDAD POR VOLTAJE:

ANALOGAMENTE CUANDO LOS CAPACITORES SE OPERAN EN SISTEMAS CON UN VOLTAJE INFERIOR AL NOMINAL, DISMINUYE LA POTENCIA REACTIVA PROPORCIONALMENTE AL CUADRADO DE LA RELACION DE VOLTAJES:

$$( \text{KVAC} ) \text{ SUMINISTRADOS} = \left\{ \frac{\text{VOLTAJE APLICADO}}{\text{VOLTAJE NOMINAL}} \right\}^2 \times \text{KVAC NOMINALES.}$$

$$\text{KVAC}_s = \frac{(VR)^2}{(VN)^2}$$

LAS RELACIONES ANTERIORES SON SECUENCIA DE LA EXPRESION.

$$\text{KVAR} = 2 \pi f C (KV)^2 \times 10^{-3}$$

POR LO TANTO LAS CAPACIDADES OBTENIDAS EN EL EJEMPLO ANTERIOR DEBERAN CORREGIRSE POR VOLTAJE APLICADO, DEBIDO A QUE ESTE ES 440 V, Y EL NOMINAL DEL CAPACITOR ES DE 460 V.

9.8 CALCULO DE LOS KVAR DEL CAPACITOR POR MEDIO DE TABLAS.

PARTIENDO DEL TRIANGULO DE POTENCIAS DE LA FIGURA 4.9 TENEMOS.

$$\text{TANG } \phi 1 = \frac{\text{KVAR}}{\text{KW}} \quad \text{EC. 1"}$$

DESPEJANDO KVAR

$$\text{KVAR} = \text{KW TANG. } \phi$$

DEL EJEMPLO TENEMOS QUE

$$\text{KVAR SISTEMA} = \text{KW} \times \text{TANG } \phi 1 \quad \text{EC. 2"}$$

$$\text{Y} \quad \text{KVAR LINEA} = \text{KW} \times \text{TANG } \phi 2 \quad \text{EC. 3"}$$

RESTANDO LA EC. 3" DE LA EC. 2" TENEMOS

$$\text{CKVAR} = \text{KVAR SISTEMA} - \text{KVAR LINEA} = \text{KW} ( \text{TANG } \phi 1 - \text{TANG } \phi 2 )$$

$$\text{CKVAR} = \text{KW} ( \Delta \text{TANG} ) \quad \text{EC. 4"}$$

EN BASE A LA ECUACION 4" LA TABLA 9.1 PROPORCIONA EL "MULTIPLICADOR DE KW" (  $\Delta$  TANG ) PARA DETERMINAR LOS KVAR QUE DEBEN SUMINISTRAR LOS CAPACITORES PARA LA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA.

LA SOLUCION DE UN EJEMPLO AL RESPECTO POR MEDIO DE LA TABLA 9.1 SERIA :

DATOS NECESARIOS

$$\text{F. P. ORIGINAL} = 0.8$$

$$\text{KW DEL SISTEMA} = 80$$

$$\text{F.P. CORREGIDO} = 0.9$$

EL MULTIPLICADOR DE KW (  $\Delta$  TANG ) PARA CORREGIR EL F. P. DE 0.8 A 0.9. ESTA DADO POR LA TABLA Y ES = 0.266 SUSTITUYENDO EN LA EC. 4"

$$\text{CKVAR} = 80 \times 0.266 = 21.3 \text{ KVAR} \quad \blacktriangleleft$$



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 TIPO. PERO CON CARGAS LIGERAS SU F . P . DECRECE RAPIDAMENTE, COMO SE ILUSTRAN 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 .



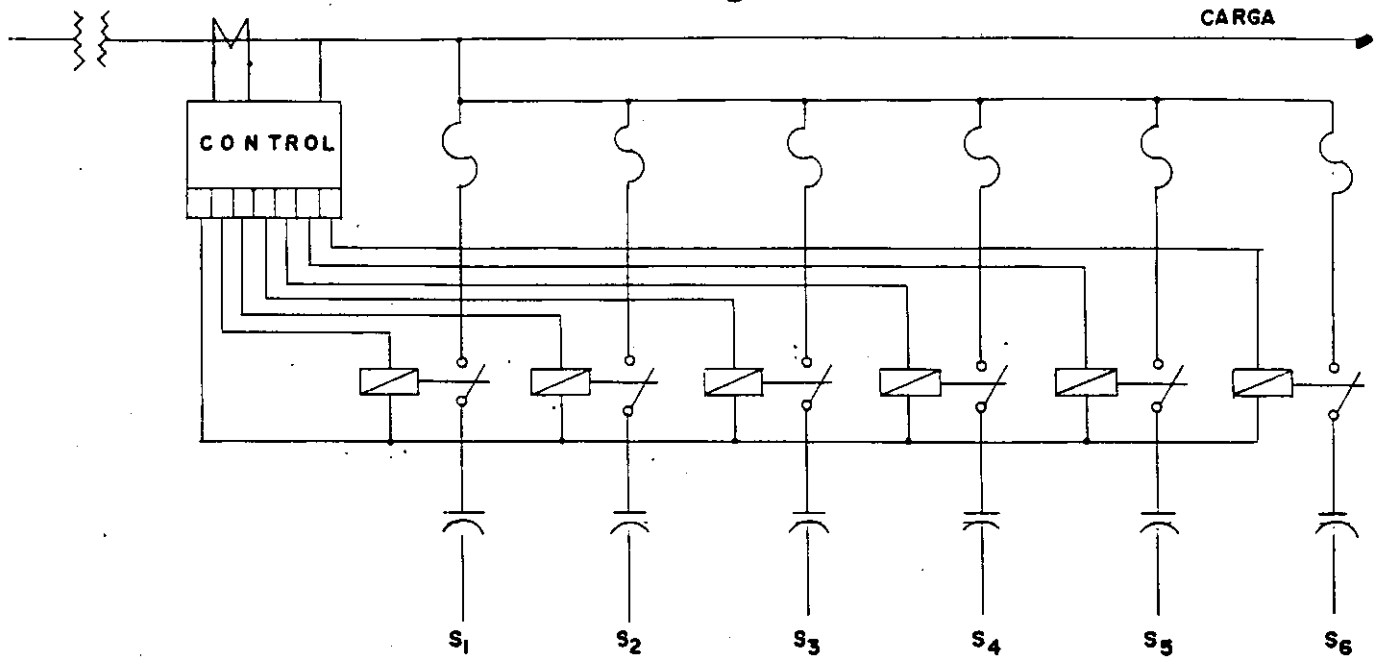
## E).- COMPENSACION MIXTA :

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.		
	5/13	15/23	25/34
25	2	2.5	3
50	3.5	5	6
75	5	6	7
100	6	8	10
160	10	12.5	15
250	15	18	22
315	18	20	24
400	20	22.5	28
630	28	32.5	40

CAPACITANCE REQUIRED FOR MOTORS

TABLE XXVI

APPROXIMATE KV-A. IN CAPACITORS NEEDED TO IMPROVE THE POWER FACTOR OF Normal-Torque, Normal-Starting Current, 3-Phase, 60-Cycle Squirrel-Gage 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%
1/2	530	0.56	0.64	0.72	0.90	0.56	0.62	0.68	0.81	0.60	0.64	0.68	0.78
	680	0.51	0.59	0.68	0.86	0.55	0.61	0.68	0.83	0.62	0.67	0.72	0.83
3/4	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
	855	0.54	0.64	0.77	1.0	0.61	0.69	0.79	0.99	0.69	0.75	0.82	0.97
	660	0.81	0.93	1.1	1.3	0.99	0.98	1.1	1.3	0.96	1.0	1.1	1.2
1	1720	0.12	0.25	0.40	0.71	0.24	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
	855	0.63	0.77	0.93	1.3	0.69	0.80	0.92	1.2	0.83	0.90	0.96	1.2
	690	0.61	0.75	0.90	1.2	0.71	0.82	0.94	1.2	0.83	0.91	0.99	1.2
1 1/2	3500	0.19	0.38	0.60	1.1	0.31	0.45	0.62	0.96	0.50	0.59	0.71	0.95
	1740	0.11	0.32	0.52	0.99	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	0.63	0.98	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
	695	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	0.46	0.59	0.75	1.1
	1740	0.05	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
	690	1.2	1.5	1.8	2.4	1.4	1.6	1.9	2.4	1.5	1.7	1.9	2.2
3	3420	.....	0.39	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	0.73	0.95	1.4
	1160	0.29	0.62	1.1	2.0	0.71	0.99	1.3	2.0	1.0	1.2	1.4	1.9
	860	0.84	1.2	1.7	2.6	0.95	1.2	1.6	2.2	1.2	1.4	1.6	2.1
	690	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	0.23	0.84	1.5	3.0	0.70	1.2	1.7	2.8	1.3	1.6	1.7	2.7
	860	0.94	1.5	2.2	3.7	1.3	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	3.3	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
	865	1.0	2.0	3.0	5.2	1.7	2.3	3.2	4.8	2.4	2.9	3.4	4.5
	695	2.5	3.4	4.4	6.6	3.1	3.8	4.5	6.2	3.8	4.3	4.8	6.0
	575	3.6	4.5	5.6	7.9	4.3	5.0	5.8	7.5	5.3	5.8	6.4	7.6

CAPACITORS

TABLE XXVI—Continued

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%
10	1745	...	0.2	1.6	4.5	...	0.88	1.9	4.1	1.2	1.7	2.4	3.9
	1160	...	0.96	2.3	5.2	0.69	1.6	2.6	3.8	1.6	2.2	2.9	4.4
	845	0.91	2.1	3.5	6.3	1.7	2.6	3.6	5.8	2.8	3.4	4.1	5.5
	700	3.0	4.2	5.6	8.5	3.8	4.7	5.8	7.9	5.1	5.6	6.3	7.8
	580	2.8	4.0	5.3	8.2	3.6	4.5	5.6	7.7	5.0	5.6	6.3	7.9
15	1750	...	...	1.9	6.2	...	1.3	2.9	6.1	1.6	2.5	3.5	5.7
	1165	...	0.88	2.9	7.1	0.50	1.8	3.3	6.4	1.9	2.8	3.8	5.9
	870	0.84	2.6	4.6	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	8.5	11.7	7.4	8.3	9.4	11.5
20	1760	...	0.71	3.4	8.9	0.34	2.1	4.1	8.3	2.8	4.1	5.5	8.4
	1170	...	0.71	3.3	8.9	0.33	2.1	4.0	8.2	2.5	3.7	5.1	7.9
	880	0.86	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	3.0	4.7	6.7	10.9	5.3	6.5	7.8	10.7
	580	5.4	7.8	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	...	0.88	4.1	11.0	0.41	2.6	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	15.0
	580	7.5	10.4	13.8	20.9	10.0	12.2	14.7	19.9	14.0	15.5	17.2	20.8
30	1760	...	...	3.2	11.4	...	0.53	3.5	9.7	1.0	2.8	4.8	9.1
	1175	...	2.1	6.0	14.3	1.0	3.6	6.6	12.9	3.8	5.6	7.7	12.0
	880	...	3.4	7.4	15.7	2.5	5.1	8.0	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	...	1.8	7.0	18.6	0.66	4.1	8.0	16.3	4.5	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	19.9
	695	2.7	7.2	12.5	23.6	5.3	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	24.1
50	1765	...	...	5.3	18.9	...	0.88	5.7	16.0	1.7	4.6	7.9	14.9
	1160	...	...	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	6.6	12.4	19.0	32.9	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	13.9	17.9	26.4
	875	...	2.8	10.6	27.0	1.0	6.1	11.9	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	15.6	18.9	27.2
	580	4.0	10.8	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				3/4 Load				1/2 Load			
		85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
75	1775			7.5	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
	850		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	34.3
	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
	575		9.2	22.3	50.0	6.6	15.2	24.9	45.7	17.1	22.9	29.6	43.7
125	1775			11.5	44.9		2.2	14.1	39.4	5.5	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
	850		5.7	21.5	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	15.6	45.9	3.3	11.8	21.6	42.2
	1155			15.2	54.7		5.0	19.1	48.9	8.0	16.3	25.9	46.1
	850		3.4	22.4	62.5		12.5	26.8	57.1	16.3	24.7	34.4	54.8
	695		6.9	26.2	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	71.3			19.0	59.1	2.2	13.5	26.6	54.1
	1190			20.3	72.8		6.7	25.3	64.8	10.6	21.5	34.2	60.8
	885		4.6	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	6.4	22.9	41.8	81.9	30.8	42.1	54.9	82.2
	585		17.8	43.2	96.7	15.9	32.4	51.3	91.5	43.0	54.2	67.2	94.3

## CAPACITORS

TABLE XXVII

APPROXIMATE KV-A. IN CAPACITORS NEEDED TO IMPROVE THE POWER FACTOR OF  
*Normal-Torque, Normal-Starting-Current, 3-Phase, 60-Cycle, Squirrel-*  
*Cage 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	1170	1.7	5.2	9.2	17.7	4.0	6.6	9.6	16.0	7.2	9.0	11.0	15.3
	880	6.8	10.3	14.4	22.9	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	15.8	18.9	25.6	15.6	17.5	19.6	24.2
40	1760	.....	0.9	6.2	17.3	.....	2.8	6.8	17.7	2.7	5.1	7.8	13.6
	1175	1.8	6.4	11.6	22.8	5.3	8.7	12.7	21.0	9.6	12.0	14.7	20.5
	865	1.8	6.5	11.8	23.2	5.4	8.9	12.9	21.4	9.6	12.0	14.7	20.5
	690	6.3	11.0	16.4	27.8	9.0	12.5	16.5	25.0	14.6	17.0	19.8	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	8.6	15.7
	1160	.....	1.8	8.4	22.4	1.3	5.6	10.7	21.3	7.6	10.7	14.1	19.2
	865	.....	5.8	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	.....	5.3	11.3	24.0	6.3	9.9	14.1	22.9
	1165	.....	1.4	9.3	26.0	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	28.8	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	16.8	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	39.8
75	1775	.....	.....	9.8	30.4	.....	3.9	11.3	27.0	6.0	10.5	15.5	26.4
	1175	.....	5.2	14.9	35.5	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	12.8	17.8	28.4
	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	48.6	29.2	33.6	38.7	49.3
100	1775	.....	.....	12.8	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	22.3	36.3
	875	.....	6.9	19.9	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	28.1	48.7	22.3	28.1	34.7	48.8
	585	4.4	15.6	28.6	56.0	13.1	21.5	31.3	51.8	23.6	29.4	36.0	50.2
125	1775	.....	.....	15.9	49.4	.....	3.2	15.3	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	10.3	21.0	33.3	59.2	26.2	33.4	41.8	59.4
	585	5.4	19.5	35.7	69.5	18.4	28.9	41.1	66.7	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	.....	7.6	21.8	52.0	8.1	16.5	26.1	46.5
	880	.....	16.8	36.1	76.8	12.2	24.9	39.5	70.3	29.5	38.2	48.2	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	54.1
	1185	.....	.....	25.0	78.0	.....	10.1	29.0	69.1	10.7	21.9	34.7	61.8
	885	.....	4.6	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	98.7	48.4	59.7	72.7	100.0
	585	.....	22.2	47.7	102.0	19.2	35.8	55.0	95.4	40.9	52.2	65.3	93.0

CAPACITANCE REQUIRED FOR MOTORS

TABLE XXVIII

APPROXIMATE KV-A. IN CAPACITORS NEEDED TO IMPROVE THE POWER FACTOR OF Normal-Torque, Low-Starting-Current, 3-Phase, 60-Cycle, Squirrel-Cage Motors, 220, 440, 550 Volts

Hp.	Full-Load R.P.M.	Full Load				3/4 Load				1/2 Load			
		55%	90%	95%	100%	55%	90%	95%	100%	55%	90%	95%	100%
7½	3450	.....	0.38	1.4	3.7	0.13	0.82	1.6	3.3	0.59	1.4	1.9	3.0
	1745	.....	0.37	1.4	3.6	.....	0.42	1.2	2.9	0.27	0.73	1.3	2.4
	1160	0.35	1.3	2.3	4.5	0.65	1.3	2.1	3.8	1.3	1.8	2.3	3.4
	865	1.6	2.5	3.5	5.7	1.8	2.5	3.3	4.9	2.7	3.1	3.7	4.8
	690	2.5	3.5	4.5	6.7	3.1	3.8	4.6	6.3	3.9	4.4	4.9	6.1
	575	3.6	4.5	5.6	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	0.96	1.7	3.1
	1750	.....	1.2	2.6	5.5	0.34	1.2	2.2	4.4	1.2	1.8	2.4	3.9
	1160	.....	1.2	2.6	5.6	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	3.8	4.7	5.8	7.9	5.0	5.6	6.3	7.8
	580	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	.....	0.75	2.9	7.3	.....	0.82	2.4	5.7	0.70	1.6	2.6	4.9
	1740	.....	1.8	3.8	8.1	.....	1.3	2.8	5.9	0.67	1.5	2.5	4.6
	1165	.....	1.7	3.8	8.0	0.75	2.1	3.5	6.7	1.9	2.8	3.8	5.9
	875	2.7	4.4	6.5	10.7	3.6	4.9	6.4	9.5	4.7	5.6	6.6	8.8
	690	3.1	4.9	7.0	11.4	4.0	5.3	6.8	10.1	6.0	6.9	8.0	10.2
	580	4.5	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	8.9	.....	0.72	2.7	7.0	0.65	1.9	3.2	6.1
	1760	.....	1.8	4.5	10.0	0.99	2.7	4.7	8.6	3.0	4.1	5.5	8.3
	1170	.....	2.3	4.9	10.5	0.99	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
	695	1.8	4.1	6.8	12.4	3.0	4.7	6.7	10.9	5.3	6.5	7.9	10.7
	580	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	.....	0.89	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	3.3	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
	695	3.9	6.7	10.0	16.9	5.9	8.0	10.5	15.7	8.4	9.8	11.5	15.0
	580	9.5	12.5	16.0	23.3	10.7	13.0	15.5	21.0	13.5	15.0	16.8	20.5
30	3550	.....	.....	3.9	12.2	.....	1.1	4.0	10.3	1.7	3.5	5.6	9.9
	1760	.....	1.0	4.9	13.1	.....	1.5	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	11.6
	880	1.3	4.7	8.7	17.0	3.0	5.8	8.5	14.8	5.2	7.0	9.1	13.4
	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	8.3	11.8	15.9	24.5	10.2	12.8	15.9	22.3	13.6	15.4	17.5	21.8
40	3540	.....	.....	5.2	16.1	.....	0.71	4.6	13.0	.....	2.3	5.0	10.7
	1765	.....	0.47	5.6	16.6	.....	1.4	5.3	13.6	0.90	3.2	5.9	11.5
	1175	.....	3.6	8.8	19.8	0.98	4.4	8.3	16.5	4.0	6.3	8.9	14.5
	875	4.4	9.0	14.2	25.3	6.6	10.0	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	5.4	10.1	15.4	26.8	9.6	13.1	17.2	25.7	13.2	15.6	18.3	24.1

CAPACITORS

TABLE XXVIII - *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%
50	3550			6.4	20.1	0.88	5.7	16.0	0.56	3.4	6.7	13.7	
	1765		0.58	7.0	20.6	0.88	5.7	16.0	0.56	3.5	6.8	13.8	
	1170		3.5	10.0	23.7	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	8.1	11.3	14.6	21.5
	695	2.2	7.9	14.5	28.4	7.4	11.7	16.6	27.0	12.4	15.3	18.7	25.7
	580	6.6	12.4	19.0	32.9	11.8	16.1	21.1	31.5	16.3	20.2	22.6	29.7
60	3540			7.7	24.1	1.0	6.5	19.2		3.4	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	9.5	17.3	33.8	6.4	11.5	17.4	29.7	10.2	13.6	17.6	25.9
	700	5.3	12.1	20.0	36.6	8.9	14.1	19.9	32.4	14.9	18.4	22.4	30.8
	580	4.0	10.8	18.7	35.3	9.9	15.1	20.9	33.4	14.9	18.4	22.4	30.8
75	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	16.5	36.9	2.5	8.9	16.2	31.7	8.4	12.8	17.7	28.3
	875		8.5	18.2	38.7	3.7	10.0	17.3	32.7	12.8	17.2	22.2	32.8
	700	6.6	15.2	25.1	46.0	11.2	17.7	25.1	40.8	18.7	23.1	28.1	38.8
	580	3.3	11.8	21.6	42.2	9.9	16.2	23.6	39.1	17.5	21.8	26.7	37.2
100	3540			12.9	40.2	3.5	13.3	33.9	3.4	9.2	15.8	29.9	
	1770		2.3	15.1	42.3	5.1	14.7	35.0	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	19.8	32.6	59.7	14.6	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	24.9	45.7	17.1	22.9	29.5	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	13.9	22.0	39.2	
	1180		5.7	21.5	55.1	2.0	12.6	24.6	57.0	13.9	21.0	29.3	46.7
	890		14.1	30.3	64.5	8.1	18.7	30.7	56.2	20.9	28.0	36.1	53.4
	705	5.4	19.5	35.7	69.8	14.3	24.9	37.0	62.7	27.8	35.0	43.3	61.0
	580		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	62.5	10.0	24.3	54.4	11.5	20.0	29.7	50.4	
	875		16.8	36.1	71.8	9.7	22.4	36.9	67.0	25.1	33.6	43.4	64.1
	700	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	33.6	43.4	64.1
200	3550			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	83.5	6.8	25.7	65.8	10.7	21.9	34.7	61.8	
	705		22.2	47.7	102.0	12.8	29.5	48.6	89.1	33.3	44.6	57.5	85.0
	585		17.8	43.2	96.8	15.9	32.4	51.3	91.5	43.0	54.2	67.1	94.4



CAPACITANCE REQUIRED FOR MOTORS

TABLE XXIX

APPROXIMATE KV-A. IN CAPACITORS NEEDED TO IMPROVE THE POWER FACTOR OF  
*Normal-Torque, Low-Starting-Current, 3-Phase, 60-Cycle, Squirrel-Cage*  
 Motors, 2300 Volts

Hp.	Full-Load R.P.M.	Full Load				¾ Load				½ Load			
		85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
30	1170	1.7	5.2	9.2	17.7	4.0	6.6	9.7	16.0	7.2	9.0	11.0	15.3
	575	9.3	13.0	17.1	26.0	13.0	15.8	18.9	25.5	15.6	17.5	19.6	24.2
40	1760	.....	2.8	5.1	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	8.1	11.5	15.5	23.9	12.5	14.9	17.5	23.3
	875	4.5	9.3	14.7	26.2	6.9	10.4	14.5	23.1	9.9	12.3	15.1	21.1
	690	6.3	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	26.2	37.6	19.6	23.1	27.3	35.8	25.3	27.7	30.5	36.3
50	1765	.....	2.3	5.8	22.5	.....	3.4	5.4	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	22.6
	865	4.5	10.2	16.9	30.9	7.5	11.9	16.8	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	7.0	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	10.5	14.1	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	28.8
	695	5.4	12.5	20.5	37.7	9.2	14.5	20.5	33.3	15.5	19.1	23.3	32.0
	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	6.0	10.4	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	.....	6.9	16.6	37.3	2.5	9.0	16.5	32.2	9.5	14.0	19.1	29.9
	870	2.5	11.1	21.0	41.9	10.0	16.4	23.8	39.5	17.9	22.2	27.3	38.0
	700	7.6	16.3	26.3	47.4	12.6	19.2	26.6	42.4	20.2	24.6	29.7	40.6
	585	11.5	20.1	29.9	50.7	19.1	25.5	32.9	48.7	29.2	33.6	38.6	49.4
100	3540	.....	.....	12.9	40.2	.....	3.5	13.3	33.9	3.4	9.2	15.8	29.9
	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	23.5	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	23.5	29.3	35.9	50.0
125	3555	.....	.....	15.9	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	8.3	15.5	23.7	41.1
	1180	.....	8.4	24.3	57.8	4.1	14.6	26.7	52.2	17.0	24.2	32.5	50.1
	880	2.7	16.8	33.0	67.2	10.2	20.9	33.1	55.9	26.2	33.4	41.8	59.4
	705	8.1	22.2	38.4	72.7	16.3	26.9	39.1	64.8	29.1	36.3	44.5	62.0
	585	5.4	19.5	35.7	69.8	18.4	29.0	41.1	66.8	31.1	38.3	46.7	64.3

## 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	.....	.....	19.0	59.1	.....	5.1	19.5	49.7	8.2	16.7	26.5	47.1
	1770	.....	3.4	22.0	63.0	.....	7.6	22.1	52.6	9.9	18.4	28.3	49.0
	1175	.....	6.8	25.7	65.8	.....	12.5	26.8	57.1	16.5	25.1	34.9	55.7
	SS0	3.3	20.2	39.6	80.7	14.7	27.4	42.0	72.5	31.4	40.1	50.2	71.3
	705	6.5	23.5	42.8	84.0	17.0	29.7	44.2	74.9	32.8	41.3	51.2	71.9
	585	.....	11.9	31.2	72.0	7.3	19.9	34.5	65.2	25.4	34.0	43.9	64.9
200	3550	.....	.....	25.1	75.0	.....	6.8	25.7	65.8	10.7	22.0	34.9	62.2
	1770	.....	2.3	27.8	81.8	.....	10.1	29.3	69.7	13.1	24.5	37.5	65.0
	1180	.....	9.0	34.2	87.4	.....	16.5	35.5	75.6	22.0	33.3	46.4	73.9
	SS5	.....	4.6	29.9	83.5	.....	13.3	32.3	72.4	10.8	22.0	34.9	62.2
	705	.....	22.1	47.4	101.0	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 XXX

APPROXIMATE KV-A. IN CAPACITORS NEEDED TO IMPROVE THE POWER FACTOR OF High-Torque, Low-Starting-Current, 3-Phase, 60-Cycle, Squirrel-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	1720	.....	0.23	0.67	1.6	0.16	0.45	0.78	1.4	0.52	0.71	0.93	1.4
	1140	0.59	0.96	1.4	2.3	0.72	1.0	1.3	2.0	1.0	1.2	1.4	1.9
	855	1.1	1.5	1.9	2.9	1.3	1.6	1.9	2.6	1.5	1.7	1.9	2.4
5	1730	0.12	0.73	1.4	2.9	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	1.2	1.5	1.9	2.6
	870	2.1	2.7	3.4	5.0	2.3	2.7	3.3	4.4	2.7	3.0	3.4	4.2
7½	1730	0.18	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
	860	2.3	3.2	4.3	6.5	2.4	3.1	3.9	5.5	2.8	3.3	3.8	4.9
10	1750	0.47	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	5.6	0.52	1.4	2.5	4.7	1.2	1.8	2.5	4.0
	870	3.0	4.2	5.6	8.5	3.6	4.5	5.5	7.7	4.9	5.5	6.2	7.6
15	1735	.....	1.8	3.9	8.2	.....	1.3	2.9	6.1	0.86	1.8	2.8	4.9
	1160	0.68	2.4	4.4	8.7	1.5	2.8	4.3	7.4	2.6	3.5	4.5	6.6
	865	4.1	5.9	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	6.3	11.9	2.3	4.0	6.0	10.2	3.9	5.1	6.4	9.3
	1170	.....	3.0	5.6	11.2	2.0	3.7	5.7	9.9	3.4	4.6	5.9	8.8
	865	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	6.6	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	4.6	8.0	12.0	20.3	6.5	9.1	12.1	18.3	9.2	10.9	12.9	17.2
40	1765	.....	2.7	7.9	18.8	0.65	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
	865	5.3	10.0	15.3	26.4	7.4	10.9	14.8	23.3	11.1	13.4	16.1	21.8
50	1770	.....	1.2	7.6	21.1	.....	3.4	8.2	18.4	2.7	5.6	8.8	15.7
	1150	.....	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	11.3	27.8	.....	4.1	10.0	22.5	3.4	6.8	10.8	19.3
	1165	.....	5.5	13.3	29.8	3.0	8.1	13.9	26.3	8.0	11.5	15.4	23.7
75	1765	.....	3.5	13.1	33.6	.....	5.2	12.5	28.0	4.2	8.6	13.6	24.1

2200 Volts

60	1760	1.3	8.2	16.0	32.6	5.0	10.2	16.2	28.8	10.5	14.1	18.2	26.8
	1150	1.4	8.4	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	13.0	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-Rotor INDUCTION 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%
1	1675	0.32	0.47	0.54	1.0	0.38	0.49	0.61	0.88	0.46	0.54	0.62	0.83
	1995	0.86	1.0	1.2	1.5	0.95	1.1	1.2	1.5	1.0	1.1	1.2	1.4
	845	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	0.55	0.80	1.3	0.45	0.61	0.80	1.2	0.55	0.70	0.83	1.1
	1980	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	1.4	0.90	1.1	1.2	1.6	0.98	1.1	1.2	1.5
2	1715	0.19	0.45	0.78	1.5	0.32	0.55	0.80	1.3	0.54	0.68	0.86	1.2
	1095	1.2	1.5	1.8	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
	565	3.3	3.7	4.2	5.2	3.8	4.2	4.5	5.3	5.5	5.8	6.0	6.6
5	1690	0.46	1.1	1.9	3.4	0.92	1.4	1.9	3.1	1.5	1.8	2.2	3.0
	1135	0.77	1.4	2.1	3.6	1.1	1.6	2.1	3.3	2.0	2.3	2.7	3.5
	845	2.3	2.9	3.7	5.2	2.3	2.7	3.3	4.4	2.6	2.9	3.3	4.1
	685	3.6	4.2	5.0	6.5	3.9	4.4	4.9	6.1	5.6	5.9	6.3	7.1
	565	3.5	4.2	4.9	6.5	4.1	4.6	5.2	6.4	6.8	7.3	7.7	8.6
7 1/2	1690	0.55	1.5	2.5	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
	685	4.3	5.2	6.3	8.6	5.1	5.8	6.6	8.3	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
10	1705	.....	0.74	2.1	5.1	0.53	1.5	2.5	4.7	1.6	2.2	2.9	4.4
	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	5.2	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
	575	5.6	6.8	8.2	11.2	6.6	7.5	8.6	10.9	8.2	8.9	9.6	11.2
15	1705	.....	0.74	2.8	7.2	.....	1.3	2.9	6.1	1.2	2.1	3.1	5.3
	1155	0.66	2.5	4.5	8.9	2.1	3.4	4.9	8.1	3.7	4.6	5.6	7.8
	850	2.4	4.2	6.3	10.7	3.4	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	15.1	7.3	8.7	10.2	13.6	9.6	10.6	11.7	14.1
20	1730	.....	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	6.6	8.0	10.9
	855	2.8	5.1	7.9	13.7	4.2	6.0	8.0	12.3	7.0	8.2	9.8	12.5
	690	3.6	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	18.9	10.8	12.7	14.8	19.4	13.2	14.6	16.1	19.3
25	1735	.....	0.89	4.2	11.2	.....	2.2	4.7	10.1	2.6	4.1	5.8	9.5
	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	0.56	3.4	6.7	13.7	2.1	4.2	6.7	11.9	4.4	5.8	7.5	11.1
	685	4.0	6.9	10.3	17.5	6.1	8.3	10.9	16.3	10.9	12.4	14.1	17.8
	575	8.3	11.3	14.7	22.0	10.8	13.1	15.7	21.2	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	1755	.....	1.1	5.0	13.4	.....	2.6	5.6	11.9	3.1	4.9	7.0	11.4
	1170	.....	3.4	7.3	15.6	3.0	5.6	8.5	14.8	6.8	8.5	10.5	14.8
	870	2.0	5.4	9.4	17.7	4.5	7.1	10.0	16.3	8.4	10.1	12.2	16.5
	690	5.5	9.0	13.1	21.7	9.0	11.6	14.7	21.1	14.8	16.6	18.7	23.0
	575	5.2	8.8	12.9	21.6	7.4	10.1	13.2	19.7	10.7	12.6	14.7	19.2
40	1750	.....	0.94	6.1	17.2	.....	2.8	6.7	15.1	3.2	5.6	8.3	14.1
	1170	.....	3.6	8.5	19.7	2.6	6.0	9.9	18.1	6.8	9.1	11.7	17.4
	865	2.7	7.3	12.7	23.9	7.4	10.9	14.9	23.3	11.4	13.7	16.5	22.3
	680	2.7	7.3	12.7	23.9	5.3	8.8	12.9	21.3	9.7	12.1	14.8	20.6
	575	9.7	14.5	20.0	31.6	13.0	16.7	20.8	29.6	16.9	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
	865	3.3	9.1	15.7	29.7	9.3	13.6	18.6	29.1	13.3	16.2	19.6	26.8
	685	2.8	8.6	15.2	29.2	6.8	11.3	16.4	27.1	12.0	15.0	18.4	25.6
	575	9.0	14.9	21.6	35.8	12.9	17.3	22.3	33.0	17.2	20.1	23.6	30.8
60	1750	.....	1.4	9.2	25.6	.....	2.1	8.0	20.3	2.0	5.4	9.4	17.7
	1170	.....	4.6	7.7	24.1	.....	4.1	9.9	22.2	10.2	13.6	17.5	25.9
	865	.....	4.9	12.9	29.7	3.0	8.2	14.2	26.8	8.9	12.5	16.5	25.1
	690	2.0	9.0	17.0	33.9	6.5	11.8	17.8	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	32.8	14.3	17.8	21.8	30.4
75	1755	.....	0.88	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	3.7	10.2	17.6	33.3	8.6	13.1	18.2	29.0
	870	.....	5.2	15.0	35.7	3.7	10.1	17.5	33.0	12.1	16.5	21.5	32.2
	695	3.3	11.9	21.7	42.4	8.6	15.0	22.4	37.9	17.7	22.1	27.1	37.7
	575	8.3	16.9	26.8	47.7	13.8	20.3	27.7	43.3	20.9	25.3	30.4	41.1
100	1755	.....	.....	10.6	37.9	.....	1.8	11.5	32.2	1.1	6.9	13.6	27.6
	1170	.....	4.6	17.4	44.5	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	16.6	26.3	46.8	23.3	33.2	35.5	49.5
	575	.....	9.3	22.4	50.3	5.0	13.6	23.5	44.3	16.0	21.9	28.5	42.7
125	1755	.....	.....	10.0	43.8	.....	.....	12.2	37.8	.....	7.3	15.7	33.4
	1170	.....	4.2	20.3	54.2	2.0	12.6	24.6	50.2	13.9	21.1	29.3	46.7
	870	.....	14.1	30.3	64.4	10.1	20.6	32.7	58.2	26.2	33.4	41.8	59.4
	700	.....	14.1	30.3	64.4	12.3	22.9	35.1	60.9	32.8	40.1	48.4	66.1
	575	1.4	15.6	31.9	66.4	10.2	20.8	33.1	58.8	21.4	28.7	37.0	54.7
150	1755	.....	.....	12.1	52.8	.....	.....	14.5	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	46.6
	875	.....	13.5	32.8	73.5	9.7	22.4	36.9	62.5	20.1	28.7	38.6	59.4
	695	.....	13.5	32.8	73.5	12.2	24.9	39.5	70.3	34.9	43.5	53.3	74.3
	580	.....	16.8	36.1	76.8	9.8	22.5	37.1	67.9	25.4	34.0	43.9	64.9
200	1760	.....	4.6	30.1	84.0	.....	10.2	29.5	70.2	10.9	22.2	35.3	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	93.0	46.1	57.3	70.4	98.0
	585	4.3	26.5	52.0	106.0	19.3	35.9	55.0	95.4	33.5	44.8	57.8	85.6

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, 2000 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	.....	2.9	7.0	15.7	1.8	4.5	7.6	14.2	5.5	7.3	9.5	14.0
	570	10.9	14.6	18.9	27.9	11.9	14.7	17.9	24.9	15.6	17.5	19.7	24.3
40	1735	.....	2.4	7.7	19.0	0.68	4.2	8.2	16.8	4.7	7.1	9.8	15.7
	1155	.....	2.9	8.3	19.7	3.4	6.9	10.9	19.5	6.2	8.6	11.4	17.3
	860	6.4	11.1	16.5	28.0	10.5	14.1	18.2	26.7	16.0	18.4	21.2	27.0
	685	7.4	12.2	17.6	29.3	9.8	13.4	17.6	26.7	18.6	16.1	18.9	24.9
	570	10.4	15.2	20.5	32.6	13.2	16.9	21.0	29.9	16.6	19.0	21.9	28.0
50	1735	.....	2.3	8.9	22.8	.....	4.4	9.4	19.9	4.0	7.0	10.4	17.6
	1155	.....	2.4	9.0	23.1	0.85	5.3	10.3	21.9	5.9	8.9	12.4	19.8
	865	5.0	11.4	18.1	32.3	11.2	15.6	20.6	31.5	17.2	20.1	23.6	30.8
	685	8.0	13.9	20.6	35.0	12.2	16.6	21.7	32.4	16.9	19.1	22.5	29.8
	575	15.2	21.1	28.0	42.5	18.2	22.7	27.8	38.7	23.6	26.6	30.0	37.3
60	1750	.....	6.8	14.6	31.2	5.0	10.1	16.0	28.6	9.8	13.3	17.4	26.1
	1160	.....	2.5	10.7	27.4	1.0	6.2	12.2	24.9	6.9	10.3	14.5	23.2
	860	.....	7.0	15.1	32.1	3.1	8.3	14.4	27.2	9.2	12.8	16.9	25.6
	695	6.8	13.8	21.8	38.8	14.4	19.7	25.7	38.5	23.9	27.5	31.6	40.4
	580	10.8	17.8	25.9	42.9	14.5	19.8	25.9	38.7	20.6	24.4	28.3	36.9
75	1755	.....	5.2	14.9	35.4	1.2	7.6	15.0	30.4	7.6	12.0	17.0	27.6
	1165	.....	8.6	18.5	39.4	6.3	12.8	20.3	36.1	13.5	18.0	23.3	34.4
	870	1.7	10.3	20.3	41.2	8.8	15.3	22.8	38.7	17.3	21.8	27.0	37.9
	695	6.7	15.3	25.2	46.3	16.5	23.0	30.4	46.2	25.8	30.2	35.4	46.2
	580	16.9	25.6	35.5	56.6	23.5	30.0	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	13.8	20.5	34.7
	1170	.....	6.9	19.8	47.2	3.3	11.9	21.7	42.4	12.7	18.6	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	8.3	16.9	26.8	47.7	17.3	23.2	29.9	44.2
	575	6.7	18.2	31.4	59.4	15.1	23.8	33.8	55.0	23.1	29.1	35.9	50.6
125	1755	.....	1.5	17.7	51.8	.....	8.6	20.8	46.6	9.9	17.3	25.8	43.7
	1170	.....	8.6	24.8	58.9	4.1	14.7	26.8	52.4	15.3	22.5	30.7	48.1
	880	.....	10.1	26.4	60.9	6.2	16.9	29.2	55.2	21.4	28.7	37.0	54.7
	700	.....	8.7	25.0	59.5	4.1	14.8	27.1	53.1	15.7	23.0	31.4	49.2
	580	8.3	22.6	39.1	74.0	18.7	29.6	42.0	68.2	28.1	35.4	43.8	61.7
150	1755	.....	.....	19.3	60.1	.....	6.4	20.9	51.5	5.3	16.9	26.8	47.7
	1165	.....	3.4	22.6	63.0	.....	7.6	22.0	52.4	8.2	16.7	26.4	47.1
	880	.....	10.2	29.5	70.2	7.3	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	38.4	59.1
	575	9.9	27.1	46.8	88.7	19.8	32.6	47.3	78.6	33.5	42.3	52.4	73.7
200	1760	.....	.....	25.7	79.9	.....	8.6	27.9	68.7	11.0	22.5	35.7	63.6
	1170	.....	2.3	27.7	81.3	.....	6.8	26.0	66.4	10.7	22.0	34.9	62.2
	880	.....	13.5	39.0	92.8	9.7	26.5	45.8	86.0	33.5	44.8	57.9	85.5
	705	.....	13.5	39.0	92.8	9.7	26.5	45.8	86.0	26.8	36.3	51.5	79.3
	580	13.0	35.5	61.3	116.0	26.1	43.1	62.5	103.6	44.0	55.5	68.7	90.6

**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	
15	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	19	22.5	22.5	25
100	27	27	30	33
125	35	37.5	37.5	40
150	37.5	45	45	50
200	45	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.

# 46

## CAPACITORS

TABLE XXXIV

WIRE, SWITCH AND FUSE SIZES FOR 450-VOLT CAPACITORS

Kv-A.	2-Phase, 4-Wire *				3-Phase			
	Amp.	Wire	Switch	Fuses	Amp.	Wire	Switch	Fuses
5	5	No. 12	30-a.	S-a.	6	No. 12	30-a.	10-a.
10	11	12	30	20	13	12	30	20
15	16	10	30	25	19	8	30	30
20	22	8	60	35	25	6	60	40
25	27	6	60	40	31	6	60	50
30	33	6	60	50	38	4	60	60
35	38	4	60	60	44	4	100	70
40	43	4	100	65	50	2	100	75
45	49	2	100	75	57	2	100	85
50	54	2	100	80	63	1	100	95
55	60	2	100	90	69	0	200	110
60	65	1	100	100	75	0	200	120
65	71	0	200	110	82	0	200	125
70	76	0	200	120	88	00	200	150
75	82	0	200	125	94	00	200	150
80	87	00	200	150	101	000	200	150
85	92	00	200	150	107	000	200	175
90	98	00	200	150	113	000	200	175
95	103	000	200	150	119	200,000	200	200
100	109	000	200	175	126	200,000	200	200

\* Current in common conductor of 3-wire circuit = 1.41 times values 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.	20-a.	13	No. 10	30-a.	20-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	63	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	113	000	200	175
50	109	000	200	175	126	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 values 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
30	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
90	20	30	8	28	50	6	23	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	39	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	46	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.

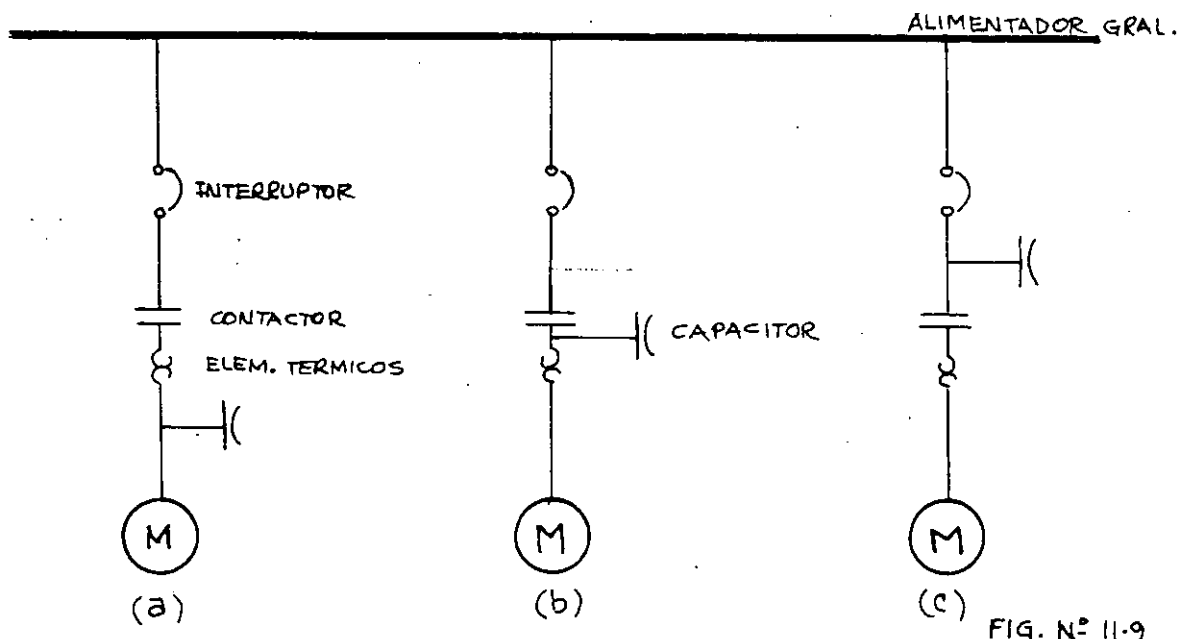
## 9.9.2 LOCALIZACION DE CAPACITORES PARA MOTORES

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 CONEXIÓN "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.



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.

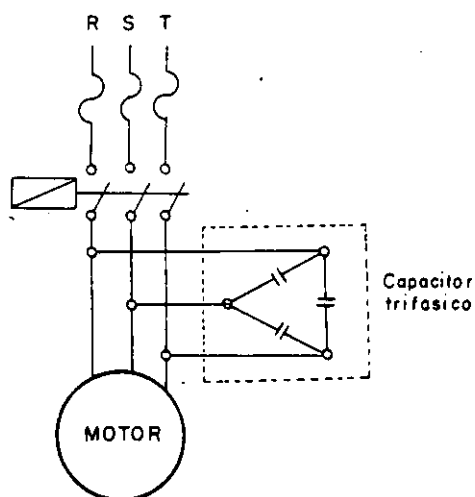
$$\% \Delta I = 100 \left( 1 - \frac{\cos \phi_1}{\cos \phi_2} \right)$$

## 9-9.3 GUIA DE ASIGNACION DE CAPACITORES A MOTORES

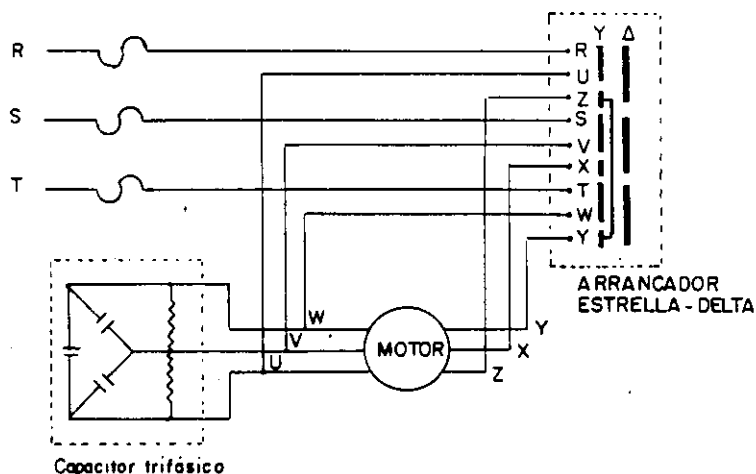
- 1.- DETERMINAR LA CAPACITANCIA TOTAL NECESITADA.
- 2.- LISTAR LOS MOTORES POR SECCIONES.
- 3.- DETERMINAR POR MEDIO DE UN ESTUDIO TECNICO - ECONOMICO, DE ACUERDO A LA OPERACION DE LA PLANTA Y AL FACTOR DE POTENCIA DESEADO, EL TAMAÑO MINIMO DEL MOTOR CON CAPACITOR ACOPLADO QUE RESULTE ECONOMICO.
- 4.- 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 VALORES 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 SIGUIENTES)

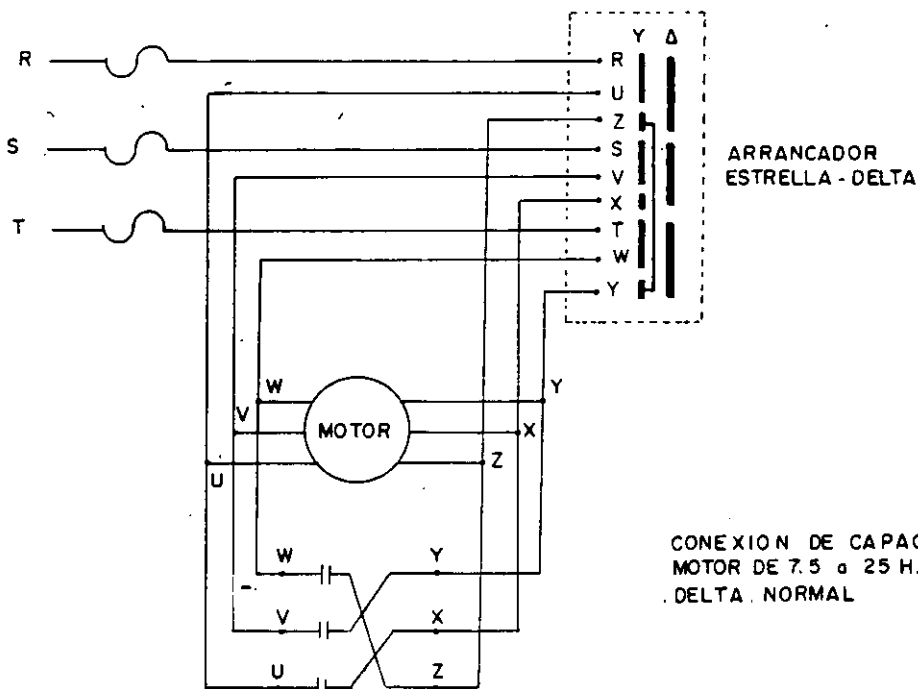
D).- LA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS MOTORES PEQUEÑOS Y DEL PUNTO "C" SE DEBE HACER POR MEDIO DE CAPACITORES EN LOS PUNTOS DE DISTRIBUCION. ESTOS CAPACITORES USUALMENTE SON CONECTADOS PERMANENTEMENTE A LA LINEA A TRAVES DE SU EQUIPO DE DESCONEXION.



CONEXION DE UN BANCO DE CAPACITORES, ACOPLADO A UN MOTOR DE INDUCCION TRIFASICO CON CONTACTOR TRIPOLAR

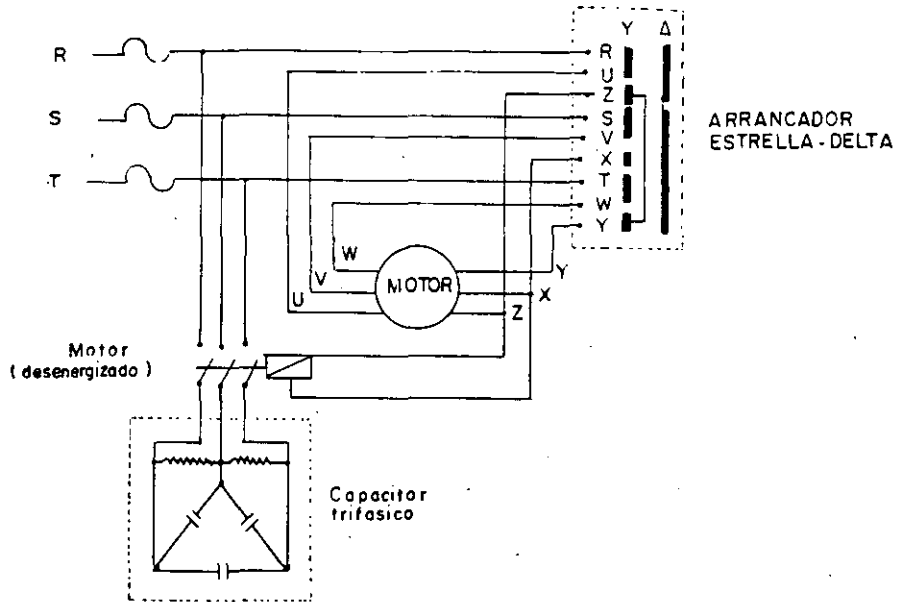


CONEXION DE CAPACITORES EN PARALELO CON UN MOTOR DE POTENCIA INFERIOR A 7.5 H.P. CON ARRANCADOR ESTRELLA-DELTA NORMAL

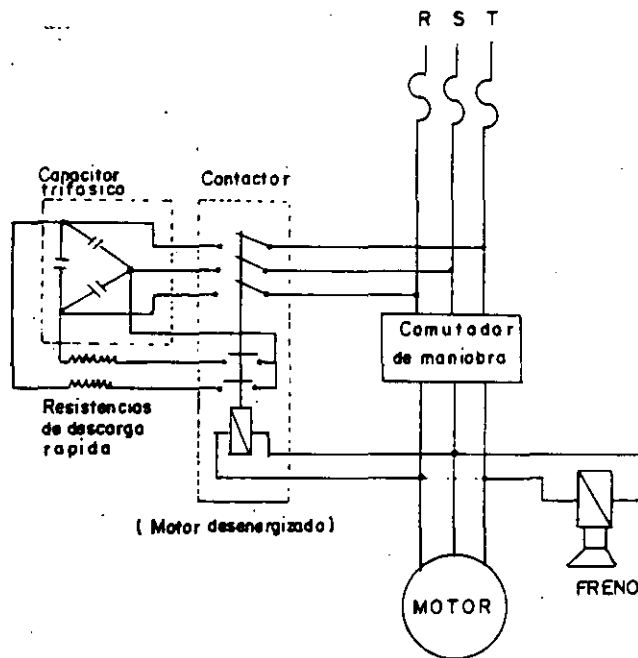


CONEXION DE CAPACITORES EN PARALELO CON UN MOTOR DE 7.5 a 25 H.P. CON ARRANCADOR ESTRELLA-DELTA NORMAL

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 15.



### 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 AILUMBRADO 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.

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 POR - SI SOLA LA INSTALACION DE CAPACITORES.

LAS PERDIDAS EN LOS CONDUCTORES POR EFECTO JOULE SON PROPOR- CIONALES 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.:

$$\% \text{ PERDIDAS} = 100 \left( \frac{\text{F.P. ORIGINAL}}{\text{F.P. CORREGIDO}} \right)^2$$

$$\% \text{ REDUCCION DE PERDIDAS} = 100 \left[ 1 - \left( \frac{\text{F.P. ORIGINAL}}{\text{F.P. CORREGIDO}} \right)^2 \right]$$

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.

$$AV \doteq RI, \cos \phi + XI, \text{SEN } \phi \quad \text{EC. 9.5}$$

$$AV \doteq R (\text{CORRIENTE ACTIVA}) + X (\text{CORRIENTE REACTIVA}) \quad \text{EC. 9.6}$$

$$AV \doteq (R, \cos \phi + X, \text{SEN } \phi)$$

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 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.

$$\% \Delta V = \frac{\text{KVAR DE LOS CAPACITORES X \% IMPEDANCIA DEL TRANS.}}{\text{KVA DEL TRANSFORMADOR}}$$

LA REGULACION DEL VOLTAJE POCAS VECES ES MAYOR AL 2%

CION A UNA PLANTA INDUSTRIAL, Y DONDE LA CARGA TOTAL DE ELLA SE-  
 HA DESCOMPUESTO EN LA PARTE RESISTIVA ( R ) Y LA PARTE REACTIVA-  
 INDUCTIVA ( XI ), ASIMISMO SE INDICAN LAS CORRIENTES ( IA ) E --  
 ( I<sub>I</sub> ) RESPECTIVAS Y LA CORRIENTE ( I ) TOTAL CONSUMIDA POR LA -  
 PLANTA.

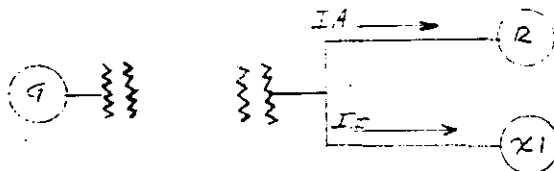
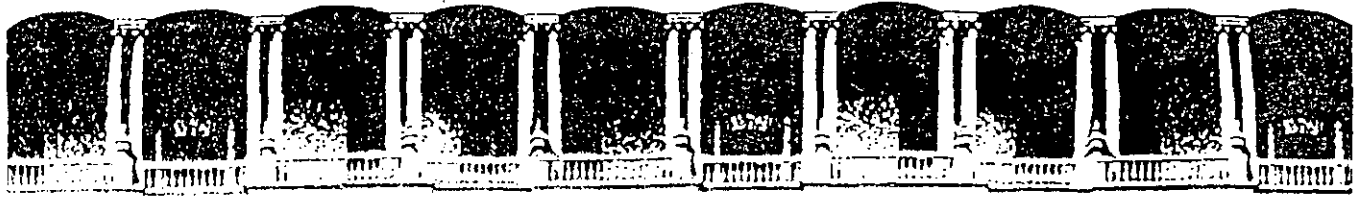


FIG. Nº 2A-9

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  
 SENOIDALES.



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

**CURSOS ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES**

**T E M A 12**

**SISTEMAS DE GENERACION DE EMERGENCIA Y NO INTERRUMPIBLES**

**ING. JUAN JOSE QUEZADA**

**AGOSTO, 1992.**

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.....	6
2.4.1.- SISTEMAS DE CALEFACCION.....	6
2.4.2.- SISTEMAS DE REFRIGERACION.....	6
2.4.3.- PRODUCCION.....	7
2.5.- AIRE ACONDICIONADO.....	8
2.6.- PROTECCION CONTRA INCENDIO.....	9
2.7.- SUMINISTRO DE ENERGIA PARA SISTEMAS DE COMPUTO.....	10
2.8.- SISTEMAS DE COMUNICACION.....	12
2.9.- SISTEMAS DE SEÑALIZACION.....	12
3.- SISTEMAS TIPICOS DE EMERGENCIA.....	14
3.1.- GENERACION POR MOTORES DE COMBUSTION INTERNA.....	17
3.1.1.- MOTORES DE 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 pérdidas al mantener la Energía en los Procesos de : Manufacturera, Computación, Servicios, Etc., Cuando el Suministro Normal de Energía Falla.

Los Puntos "B" y "C" requieren de un Estudio de Evaluación de cargas para poder determinar las necesidades particulares de cada usuario. Para tal cometido posteriormente se ofrece una guía de aplicaciones.

Los factores principales que deben considerarse en la Selección de los Sistemas de Emergencia son :

A).- Las características y la importancia relativa de las Cargas -- Conectadas.

B).- Las Tolerancias en tiempo de fuera de servicio de las cargas.

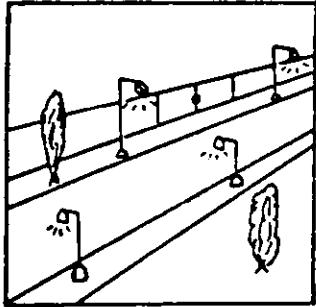
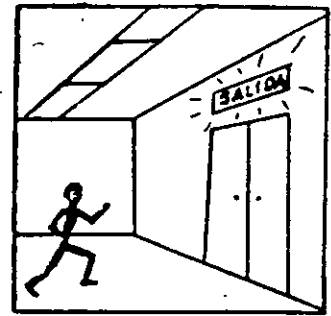
C).- La facilidad de Instalación y Mantenimiento de los Sistemas. - (Incluyendo su Capacidad de Incremento).

D).- Sus Ventajas Económicas.

2.1.-ALUMBRADO DE EMERGENCIA EN LUGARES PUBLICOS Y PLANTAS INDUSTRIALES

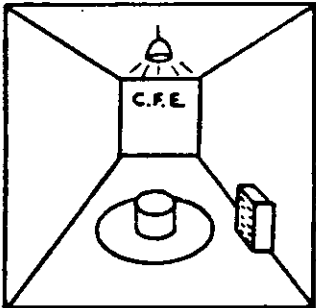
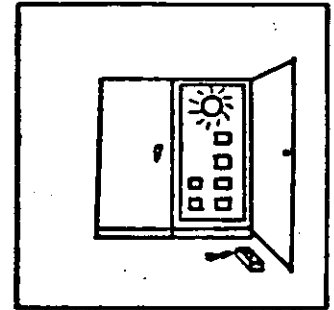
4

1.-ALUMBRADO DE EVACUACION DE PERSONAL.



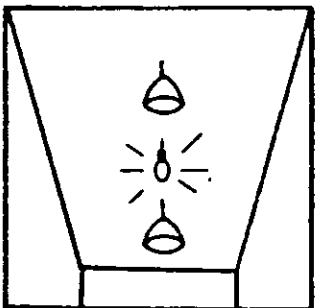
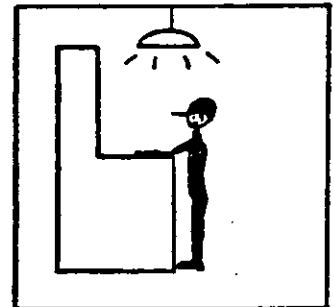
2.-ALUMBRADO PERIMETRAL Y DE SEGURIDAD.

3.-ALUMBRADO DE RESPALDO PARA REPARACION DE EQUIPO.



4.-ALUMBRADO PARA PRODUCCION.

5.-ALUMBRADO PARA REDUCIR RIESGOS AL OPERAR LAS MAQUINAS.



6.-ALUMBRADO SUPLEMENTARIO PARA LAMPARAS DE DESCARGA DE ALTA INTENSIDAD.

2.1.- Alumbrado en lugares Públicos y Plantas Industriales. La Evaluación de la Calidad y Cantidad, del Tipo y de la duración de la Energía de Emergencia para el Alumbrado, es encesaria para cada Aplicación en Particular. Fig. 2.1-2

2.1.1.- Alumbrado de Evacuación de Personal. El Proposito del Alumbrado de Emergencia para la evaluación es la de evitar Lesiones o Perdidas de Vida, por lo que debe entrar automaticamente al fallar el Suministro Normal. El Alumbrado de Emergencia para la Evaluación debe suministrar la suficiente Iluminación para permitir una facil y segura salida del Area 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 del 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

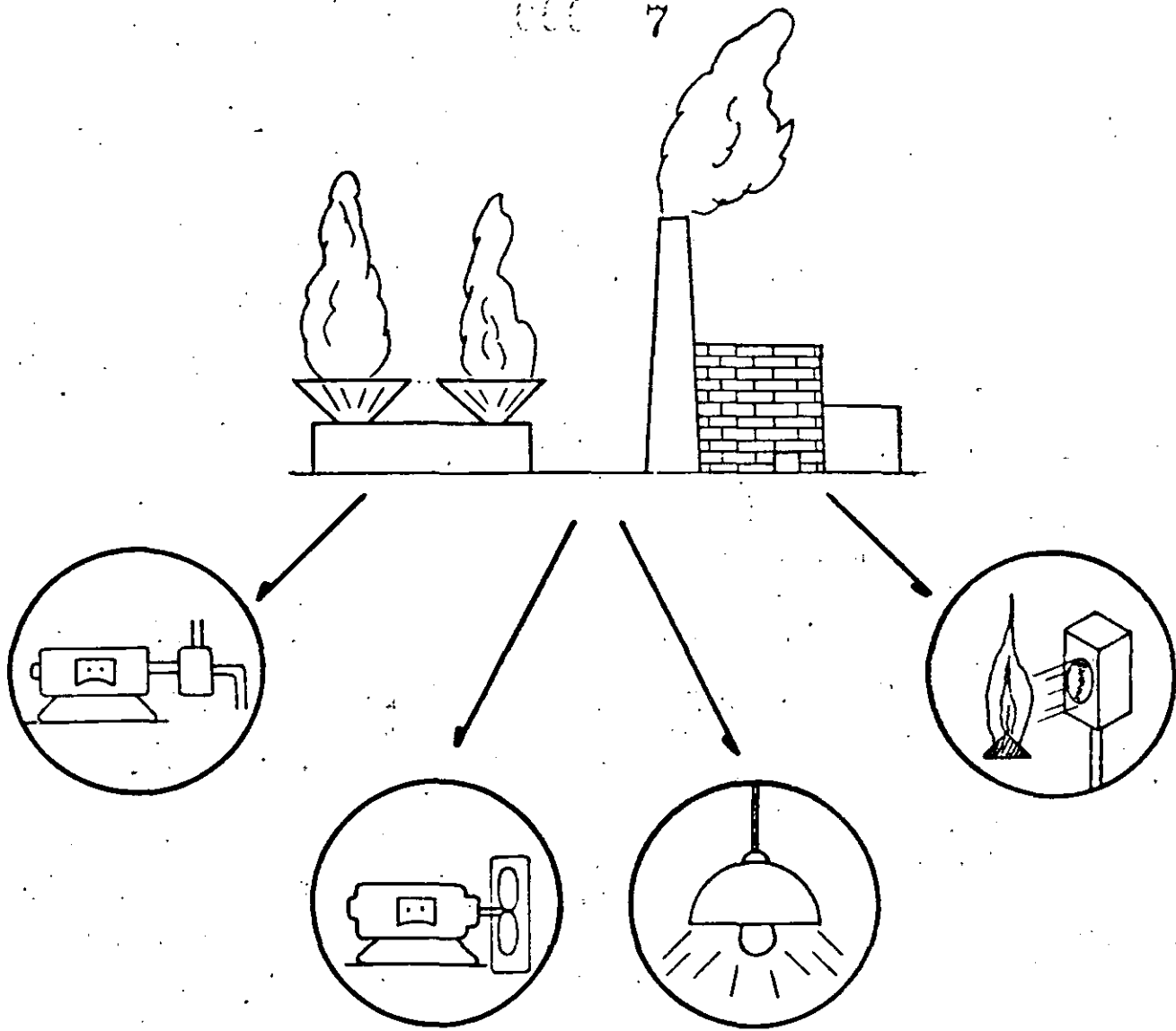


FIG. 2.2.1

2.2.-ENERGIA DE EMERGENCIA PARA PUESTA EN MARCHA DEL EQUIPO DE SUMINISTRO EN LAS PLANTAS.

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 requieran 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 operario, 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 no -- tificar a los departamentos implicados con los incendios (bomberos, -- auxilios médicos, policía, etc.), como guías de asistencia en estos-- siniestros.

(4) Iluminación para facilitar las actividades, en los edi -- ficios y áreas circundantes durante el incendio.

(5) Energía para las bombas de pozos o tanques de agua.

(6) Compresores de aire asociados con tanques de agua a -- presión para sistemas contra incendio del tipo hidroneumático.

(7) Comunicación para desalojo del lugar. (altavoces)

(8) Detectores de fuego, gases, calor o humo.

(9) Alarmas.

(10) Válvulas de diluvio.

## (11) Compuertas, puertas, etc, operadas eléctricamente,

Un conato de incendio casi siempre garantiza el inicio del paro de actividades en el lugar en que se presente y es por esto que los requerimientos de energía son obviamente críticos especialmente en los circuitos de los sistemas contra incendio y en las vitales comunicaciones para la seguridad de las personas. Por estas razones se hace indispensable el considerar las demandas de energía bajo un sistema de emergencia.

2.7.- SUMINISTRO DE ENERGIA PARA SISTEMAS DE COMPUTO.

Computadoras, equipos de procesamiento de datos, bancos de memoria de datos y una variedad de modernos equipos de estado sólido son sensibles a mínimas variaciones de voltaje y frecuencia. Estos sistemas requieren de un suministro continuo de energía usualmente 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 construidos en módulos y son de capacidad limitada, generalmente entre los 200 VA hasta 500 KVA . Durante interrupciones del suministro de energía son capaces de proporcionar continuidad generalmente 15 minutos dependiendo de la carga conectada. La capacidad debe ser determinada en función del tiempo en que se requiera y la demanda del equipo que alimente.

Un equipo de esta naturaleza deberá proporcionar e-

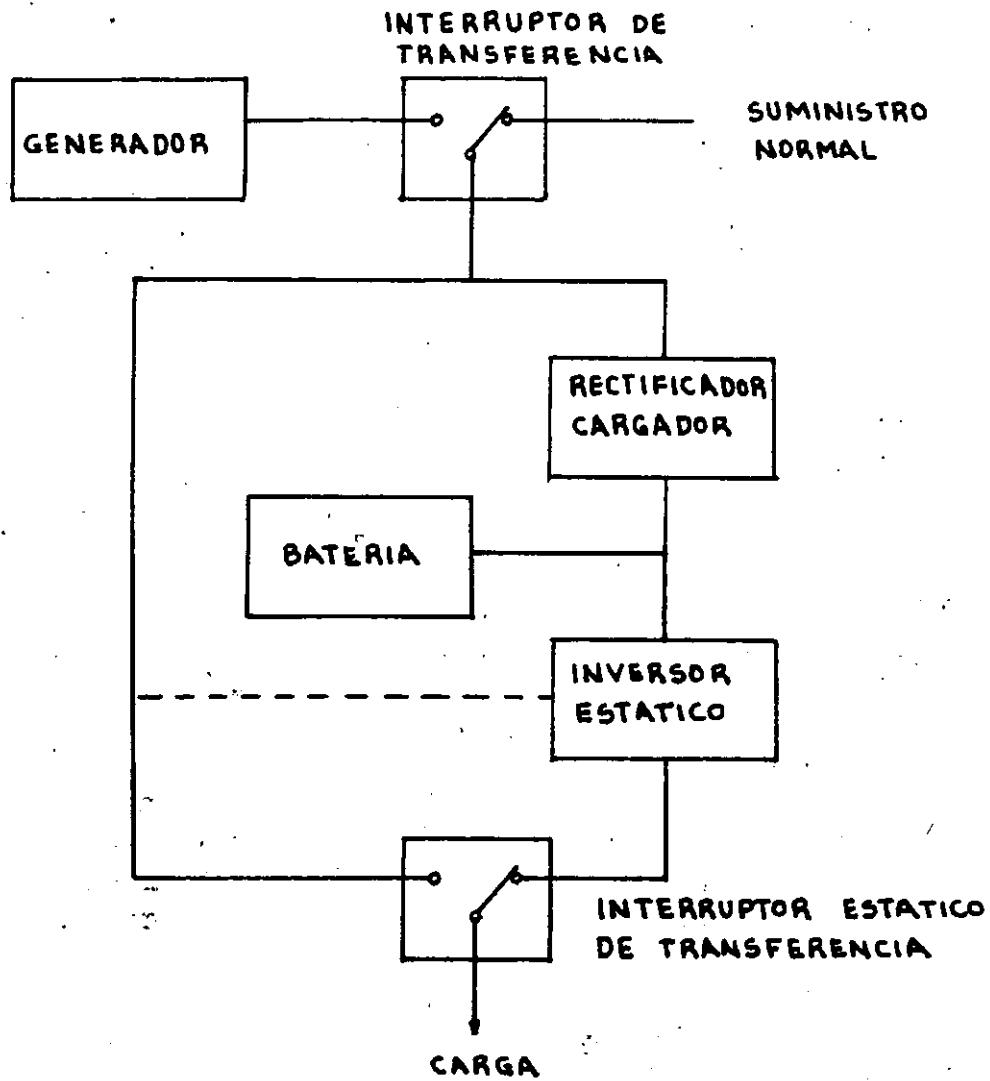


FIG. 2.7-1 DIAGRAMA UPS (UNINTERRUPTIBLE POWER SUPPLY). EL SISTEMA ININTERRUPTIBLE DE ENERGIA ASEGURA EL SUMINISTRO CONTINUO DE ENERGIA A COMPUTADORAS Y A OTRAS CARGAS CRITICAS.

nergía de manera ininterrumpida a computadoras y otras cargas críticas sin afectar el funcionamiento normal de estos equipos. El funcionamiento y arreglos principales se tratan en el inciso 3.4 del presente trabajo.

## 2.8.- 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.

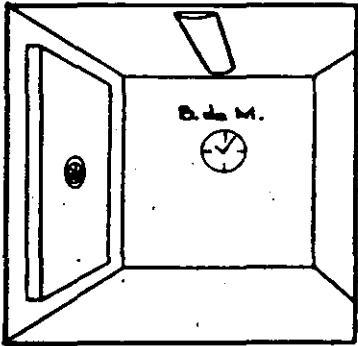
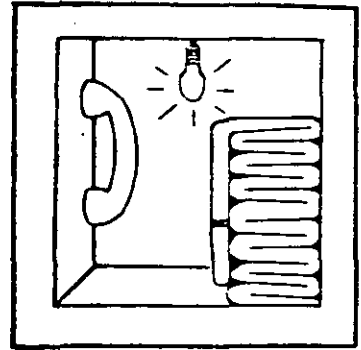
## 2.9.- SISTEMAS DE SEÑALIZACION

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.

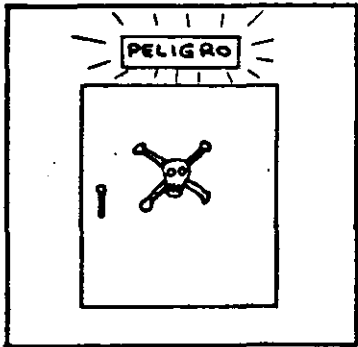
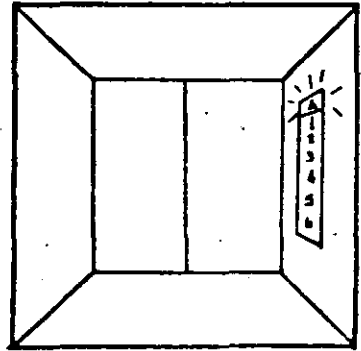
2.9.- SISTEMAS DE SEÑALIZACION

1.- SISTEMAS DE ALARMA  
CONTRA FUGGO.



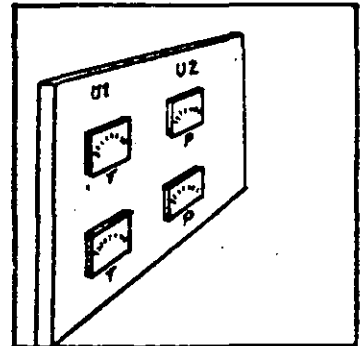
2.- SISTEMAS DE ILUMI  
NACION PARA VIGILAN-  
CIA.

3.- SISTEMAS DE SEÑALI-  
ZACION EN ELEVADORES.



4.- SEÑALES EN PUERTAS.

5.- INDICADORES REMOTOS  
DE NIVELES DE LIQUIDOS,  
PRESION, TEMPERATURA,  
ETC.



(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 TÍPICOS 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.

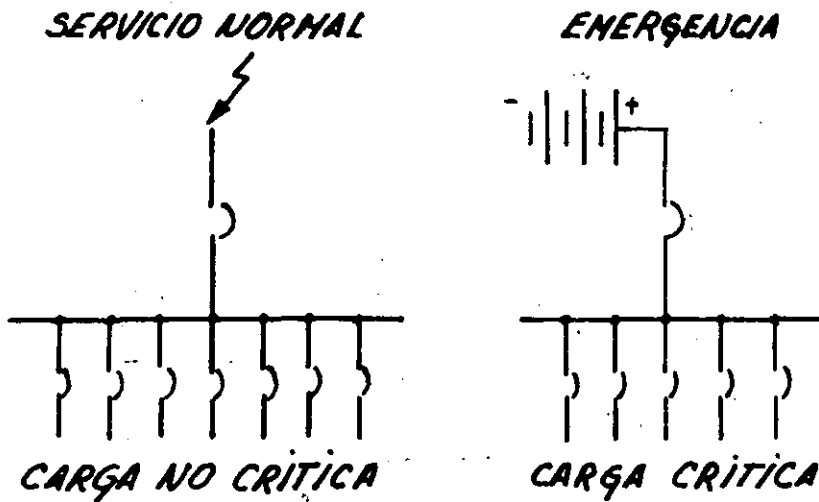
Los sistemas de emergencia constan en general, de los siguientes componentes principales:

- (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.

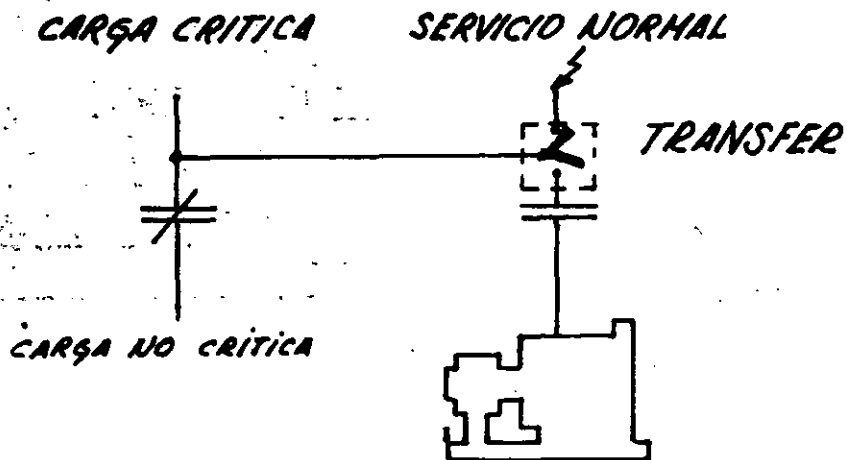
El equipo de generación propio generalmente está formado por un generador de C.A. impulsado por un primotor, el cual puede ser una máquina de combustión interna o una turbina de gas o vapor.

SISTEMAS TIPICOS DE EMERGENCIA

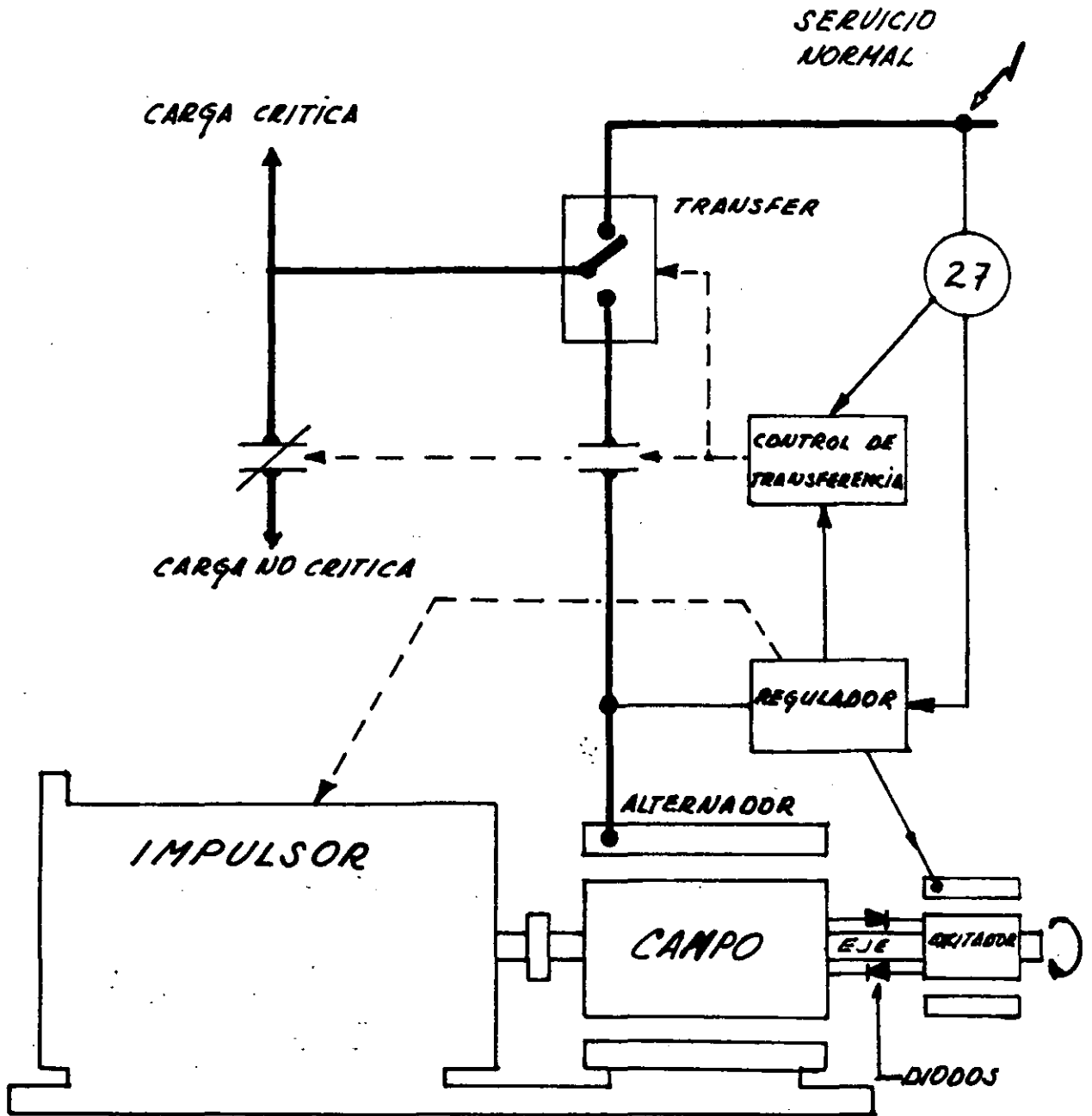
LOS SISTEMAS DE EMERGENCIA SON DE DOS TIPOS  
 TIPO 1 FIG. 3.0.1



TIPO 2 FIG. 3.0.2



### COMPONENTES DE UN SISTEMA DE EMERGENCIA





3.1.- Generación por Motores de Combustión Interna.- El conjunto motor-generador acoplados a motores de combustión interna se fabrican desde 1 KVA hasta 1,000 KVA y pueden ser paralelados para proporcionar gran capacidad de energía. Regularmente son de motores de cuatro tiempos con combustibles de gasolina, diesel o gas.

Los motores de gasolina son satisfactorios para instalaciones pequeñas hasta 150 KVA. Arrancan rápidamente y tienen bajos costos iniciales. Sus desventajas son: altos costos de operación, grandes peligros asociados con el almacenamiento y manejo de gasolina y su necesidad de inspección y mantenimiento frecuente.

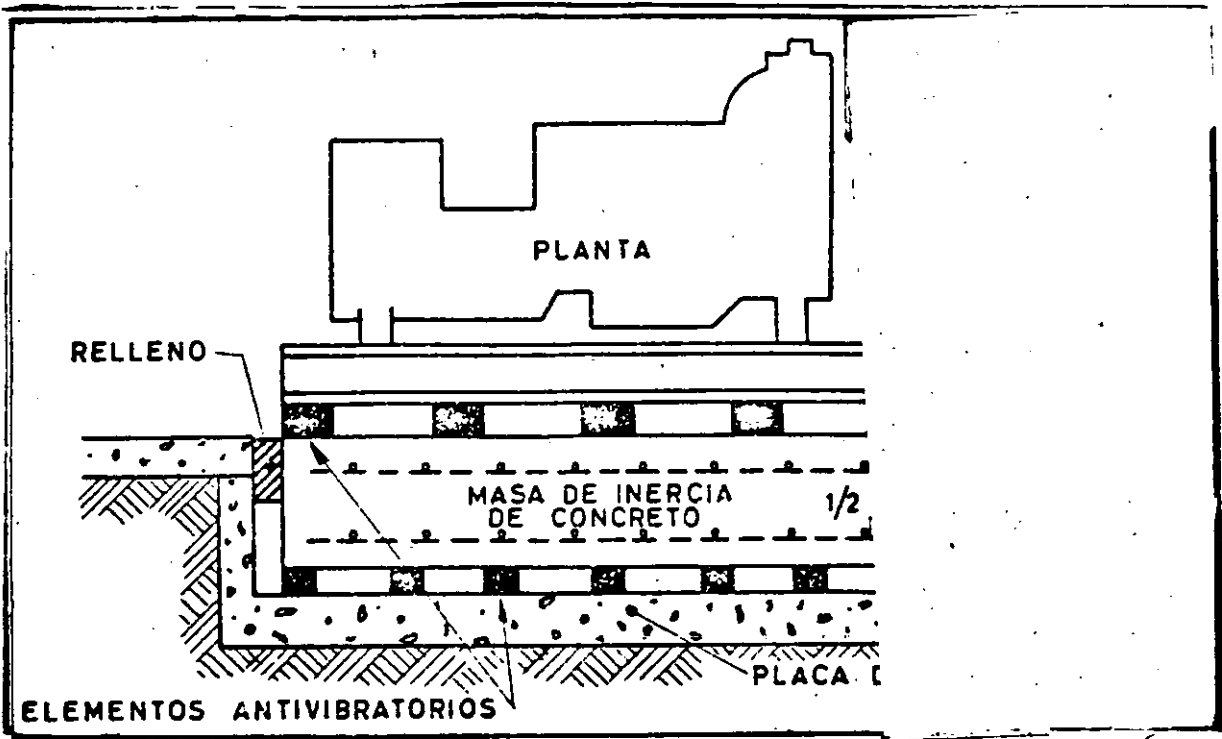
Los motores de gas natural y licuado de petróleo (L.P.),- tienen los mismos costos que los de gasolina aproximadamente y están disponibles hasta capacidades de 600 KVA. Pueden arrancar rápidamente después de un período prolongado de paro, debido a su combustible limpio. La vida del motor es más alta y requieren menos mantenimiento que el de gasolina.

Los motores diesel son un poco más costosos pero a la vez más robustos y confiables. El costo del combustible es menor y el peligro de explosión o incendio es muy reducido, en relación al de gasolina. Ver Tablas 3.1-1 y 3.1-2.

3.1.2.- Generación por Turbinas.- Las turbinas de gas - empiezan a tener una mayor aceptación como como primotores para unidades de soporte de energía. Son considerablemente más pequeñas y ligeras que los motores de pistones de potencia equivalente. No requieren agua para su enfriamiento, están virtualmente libres de vibraciones y pueden responder rápidamente a los cambios de carga. Su arranque puede ser automático o manual ( por un motor eléctrico energizado por baterías ó bien por un sistema de aire comprimido ó por un pequeño motor diesel).

Las turbinas de gas impulsoras de los generadores tardan de 40 segundos a varios minutos en poder tomar carga y se utilizan cuando se necesita energía por varias horas o días. Una alta temperatura de aire en la entrada así como la altitud a la que operen, puede reducir sustancialmente la potencia de salida y con esto su eficiencia; razón por la cual se deben de tomar en cuenta estas limitaciones al hacer el balance de las diferentes opciones de compra. A fin de ampliar los criterios de selección de las turbinas de gas, como impulsores, la tabla 3.1.2-1 nos ofrece una comparación de las ventajas y desventajas de las turbinas de gas Vs. los motores Diesel.

IMPULSORES DE COMBUSTION INTERNA



COMBUSTIBLE	K cal.	B.T.U.
Gasolina	7 654 / litro	115 000 / galón
Gas	22.3 / litro	2 500 / pie cub.
Diesel	9 319 / litro	140 000 / galón

**K cal (Kilocaloría)** = Cantidad de calor para elevar la temperatura de un Kilogramo de agua en un grado centígrado.

**B.T.U. (British Thermal Unit)** = Cantidad de calor para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.

**Factores para Conversión.**

1 galón = 3.786 litros = 0.134 pies cúbicos.

1 libra = 0.454 Kg.

1 B.T.U. = 0.252 K cal.

1 K cal. = 3.968 B.T.U.

1 K cal./seg = 4.18 KW = 5.60 CF (o HP)

## COMPARACION ENTRE LOS DIFERENTES TIPOS DE MOTORES COMBUSTION INTERNA

		<b>GASOLINA</b>	<b>DIESEL</b>	<b>GAS</b>
<b>V E N T A J A S</b>	1	* SATISFACTORIO EN INSTALACIONES PEQUEÑAS * BAJO COSTO INICIAL	* MAS COSTOSO PERO MAS ROBUSTO Y CONFIABLE	* COSTOS SIMILARES AL MOTOR DE GASOLINA
	2	* ARRANQUE RAPIDO	* MENOR COSTO DE OPERACION * EL MANEJO Y ALMACENAMIE NTO DE SU COMBUSTIBLES ME NOS PELIGROSO	* ARRANQUE RAPIDO DESPUES DE UN PERIODO DE PARO PRO LONGADO * MAYOR TIEMPO DE VIDA QUE EL DE GASOLINA
	3	* BAJO COSTO DE PIEZAS DE REPUESTO		* REQUIERE MENOS MANTE NIMIENTO QUE EL MOTOR DE GASOLINA
	4		* DISPONIBLE EN CAPACI DADES DE 2.5 A 1000 KVA.	* DISPONIBLE EN CAPACI DADES HASTA 600 KVA.
<b>D E S V E N T A J A S</b>	1		* ALTO COSTO EN TAMAÑOS PEQUEÑOS	
	2	* ALTO COSTO DE OPERACION * GRANDES PELIGROS ASO CIADOS CON EL MANEJO U ALMACENAMIENTO DE LA GASOLINA		* LA SELECCION DE ESTE MOTOR DEPENDE DE LA DISPONIBILIDAD DE SU COMBUSTIBLE
	3	* INSPECCION Y MANTE NIMIENTO FRECUENTES		
	4	* DISPONIBLES SOLO HASTA 150 KVA.		

1. COSTO INICIAL    2. OPERACION    3. MANTENIMIENTO    4. TAMAÑOS DISPONIBLES

TABLA 3.1-2

# FACTORES DE CORRECCION POR ALTITUD Y TEMPERATURA PARA MOTORES

22

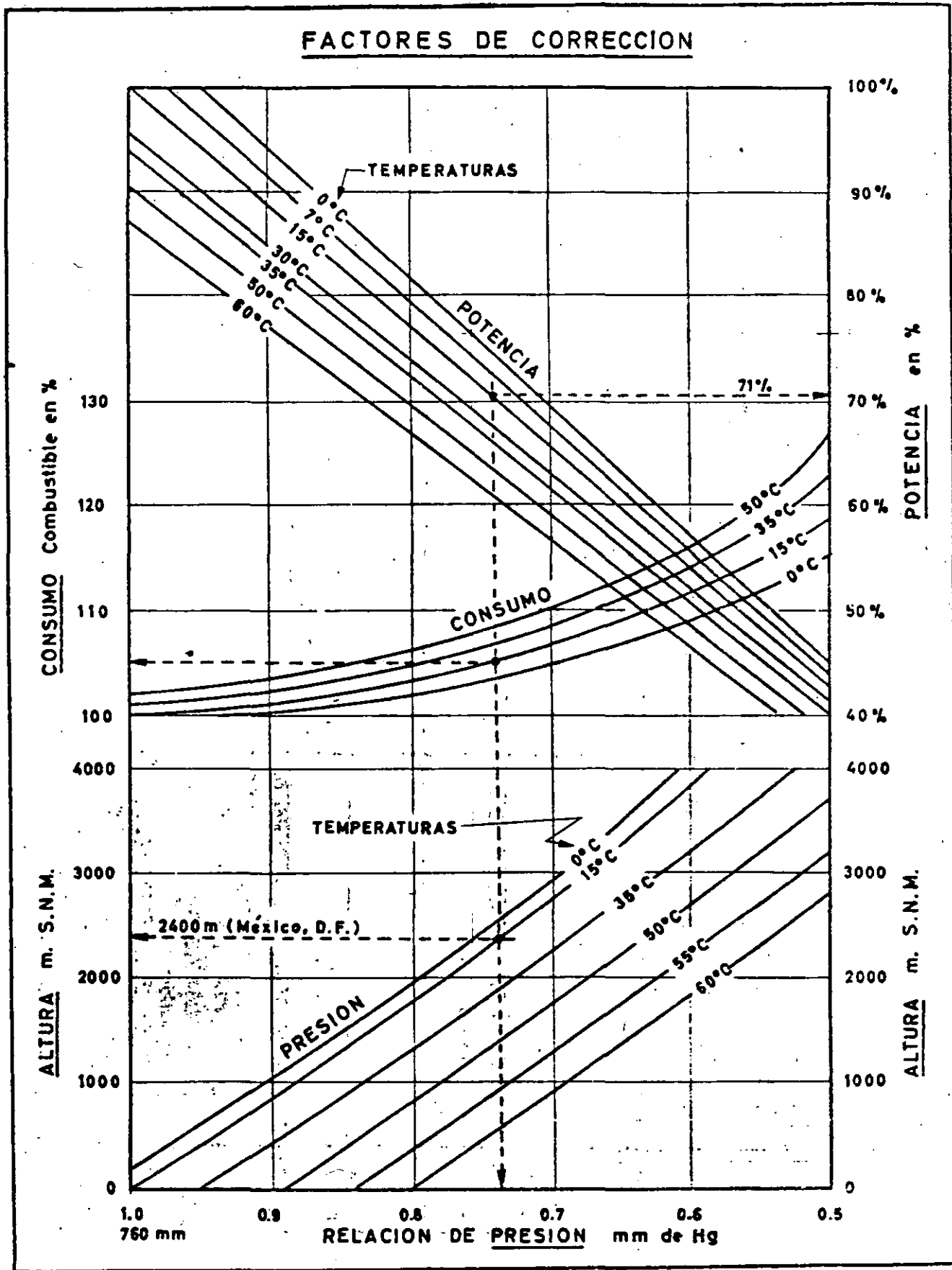


Fig. 2.5

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS MOTORES  
DIESEL VS TURBINAS DE GAS

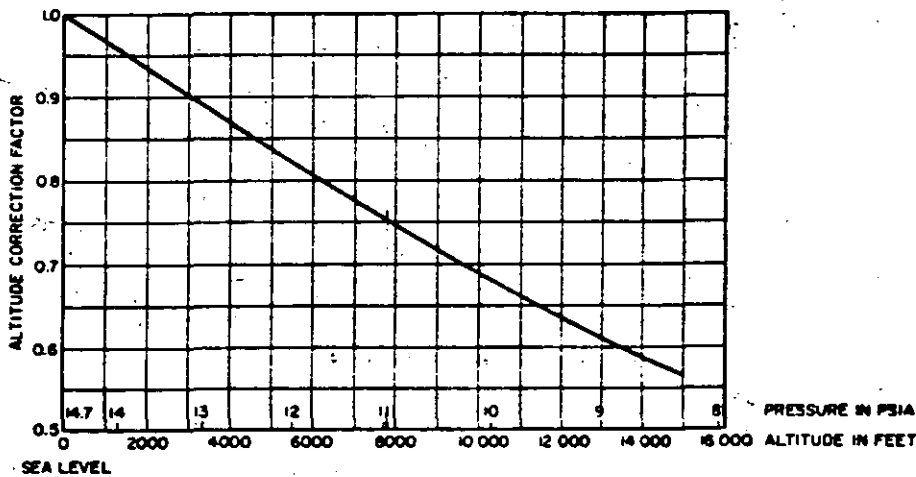
1	COMBUSTIBLE	AMBOS PUEDEN QUEMAR EL MISMO COMBUSTIBLE	
2	ARRANQUE	AMBOS TIENEN ALTA CONFIABILIDAD DE ARRANQUE. SIN EMBARGO, EL MOTOR DIESEL ACEPTA CARGA PLENA EN 10 SEG. MIENTRAS QUE LAS TURBINAS NORMALMENTE REQUIEREN DE 30 A 90 SEG.	DIESEL
3	RUIDO	LAS TURBINAS DE GAS SON MAS SILENCIOSAS Y PRODUCEN MENOS VIBRACIONES.	GAS
4	CAPACIDAD	NO SE DISPONEN DE TURBINAS DE GAS MENORES DE 800 KW, MIENTRAS QUE LAS UNIDADES DIESEL EXISTEN DESDE 16 KW EN ADELANTE	DIESEL
5	ENFRIAMIENTO	LOS MOTORES DIESEL EN ALTAS CAPACIDADES NORMALMENTE REQUIEREN DE AGUA PARA SU ENFRIAMIENTO, Y LAS TURBINAS SOLO REQUIEREN DE AIRE PARA SU ENFRIAMIENTO.	GAS
6	INSTALACION	EL TAMAÑO DE LAS TURBINAS DE GAS ES CONSIDERABLEMENTE MENOR, REQUIEREN POCO ENFRIAMIENTO Y PRODUCEN POCAS VIBRACIONES, POR TANTO EL COSTO DE SU INSTALACION ES BAJO.	
7	COSTO	LOS MOTORES DIESEL SON MAS BARATOS, PERO..... EN INVERSION TOTAL LA TURBINA ES COMPETITIVA DEBIDO A SU BAJO COSTO DE INSTALACION.	
8	FUNCIONAMIENTO	LAS TURBINAS DE GAS RESPONDEN RAPIDAMENTE A LOS CAMBIOS BRUSCOS MAS DE CARGA.	GAS

TABLA 3.1.2-1

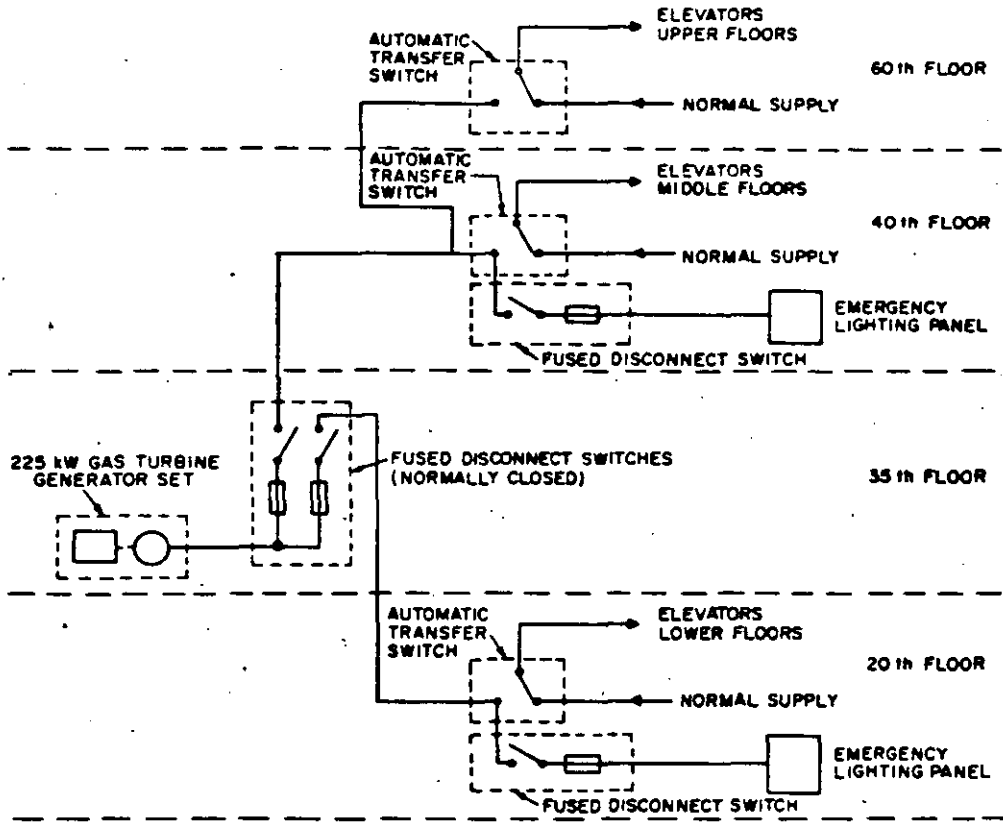
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS MOTORES  
DIESEL VS TURBINAS DE GAS

9	MANTENIMIENTO	LA TURBINA DE GAS ES MECANICAMENTE MAS SIMPLE QUE LOS MOTORES DIESEL, SIN EMBARGO, EL SERVICIO DE REPARACION Y PIEZAS DE REPOSICION ES MAS COMUN PARA LOS MOTORES DIESEL	DIESEL
10	EFICIENCIA	LOS MOTORES DIESEL SON MAS EFICIENTES QUE LAS TURBINAS, PERO EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN LOS CAMBIOS BRUSCOS DE CARGA ES MUCHO MENOR EN LAS TURBINAS	

TABLA 3.1.2-1 (CONTINUACION)



FACTOR DE CORRECCION POR ALTITUD PARA  
TURBINAS DE GAS



ARREGLO TIPICO DE UN SISTEMA DE GENERACION CON TURBINA DE GAS

### 3.2.3. 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 de C.A. para alimentar la carga. En este arreglo se tiene la opción en la que la máquina de C.D., actúa como generador para recargar baterías. En condiciones de falta de suministro de energía, se cierra un contactor de C.D., aplicando voltaje de las baterías a la máquina de C.D., es entonces cuando esta opera como motor para mover el generador. La inercia del volante y de las máquinas rotatorias amortiguan la transición entre la operación normal y la de emergencia.

La capacidad de las baterias puede ser seleccionada con base en el tiempo requerido para arrancar y sincronizar un generador de emergencia.

Los diagramas esquematicos asi como una tabla comparativa de los Sistemas anteriores se muestran a continuación.



### 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 comúnmente utilizados.

#### 3.2.1 Sistema Inercial Simple.

Este Sistema está 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.

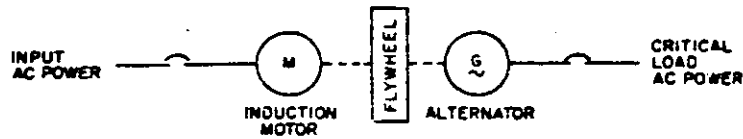
#### 3.2.2. Sistema Inercial de Frecuencia Constante.

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.

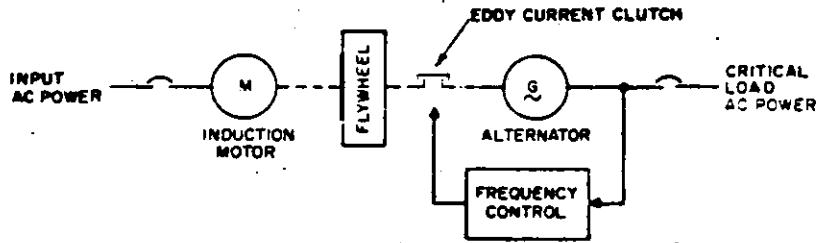
La energía a cargas críticas se mantiene hasta 15 segundos después de la interrupción del Suministro de energía al motor. En este tiempo es posible arrancar la fuente de emergencia y transferir la alimentación del motor a esta.

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.

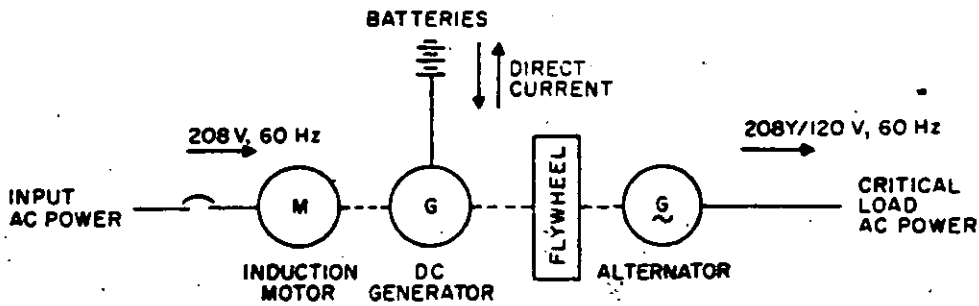
# COMPARACION ENTRE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MECANICA



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	0.5 s	0.5 s	—
Frequency regulation	60 Hz + 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° + 5°	—
Harmonic voltage	5% rms maximum	5% rms maximum	3% rms maximum
Electromagnetic interference	MIL-1-16910 or better	MIL-1-16910 or better	—

TABLA COMPARATIVA

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 compesado en las alcalinas debido-- a que tienen mayor vida, son de construcción más robusta y requie-- ren 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
Número de celdas (alcalinas).....	92	37	19
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 ex- ternos, mantienen 1.2 v/celda por muchos meses. Ambos tipos de baté- rías necesitan aproximadamente el 110 % de su voltaje nominal para- poder llegar al estado de carga completa.

Para dimensionar apropiadamente cualquier batería su ci clo 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>- POBRE A ALTAS TEMPERATURAS</li> <li>- ALTAS DESCARGAS PROPIAS</li> <li>- POCO CONFIABLE EN OPERACIONES CICLICAS</li> <li>- POBRE EN DESCARGAS RAPIDAS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- BUENA PARA OPERACIONES CICLICAS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- SATISFACTORIA A CUALQUIER TEMPERATURA</li> <li>- SIN DESCARGAS PROPIAS</li> <li>- LA MEJOR EN OPERACIONES CICLICAS</li> <li>- BUENO EN DESCARGAS RAPIDAS</li> </ul>
COSTO	BAJO	MEDIANO	ALTO
VIDA UTIL	12-15 AÑOS	10-A 12 AÑOS	MAYOR TIEMPO DE VIDA UTIL 20 A 23 AÑOS
VOLTAJE NOMINAL P/UN SISTEMA DE 120V	2 V / CELDA * 60 CELDAS	2 V / CELDA * 60 CELDAS	1.2 V / CELDA * 92 CELDAS
VOLTAJE DE RECARGA * PARA UN SISTEMA DE 120V.	120 % DEL VOLTAJE NOMINAL * 143 V		
VOLTAJE DE FLOTACION * PARA UN SISTEMA DE 120V	107.5 % DEL VOLTAJE NOMINAL * 129 V		
VOLTAJE FINAL * PARA UN SISTEMA DE 120V	87.5 % DEL VOLTAJE NOMINAL * 105 V		

TABLA 3.2.2.2

- (3) El voltaje final del ciclo de descarga.
- (4) La temperatura de operación.
- (5) La secuencia de conexión de cargas.

Las dimensiones de la batería, en cuanto a capacidad se refiere, deberá ser la adecuada para soportar la carga crítica hasta que pueda ser retirada o desconectada ordenadamente o bien hasta que la energía retorne o una fuente de respaldo pueda ser arrancada y conectada.

Su aplicación se ha extendido mucho en sistemas de comunicación, alumbrados de emergencia, arranque y alarmas de sistemas contra incendio, maniobras de operación en interruptores de potencia en subestaciones eléctricas y arranque de los motores de plantas de emergencia.

El desarrollo tecnológico que la electrónica ha tenido en los últimos años, permite disponer en la actualidad de equipos de su ministro de energía eléctrica en base 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.- DESCRIPCION BASICA DE SUS COMPONENTES.- El sistema no interrumpible se ilustra en el diagrama unifilar de la Fig. 3.4.1 y consiste básicamente de:

1.- Rectificador.- Convierte la corriente alterna proveniente de la línea en energía de corriente directa para mantenerla 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 mseg.); con lo cual no se ve afectada la operación del equipo crítico de la carga.

6.- Interruptor de "bypass".- Cierra en forma automática después de que la carga crítica ha sido transferida del sistema no interrumpible a la línea por el interruptor estático, sustituyendo a este último de manera permanente.

### 3.4.2.-FUNCIONAMIENTO DE UN EQUIPO NO INTERRUMPIBLE.

Operación Normal.- Durante la operación del equipo-- no interrumpible, la corriente alterna proveniente de la línea alimenta el rectificador para convertirla en corriente directa; esta es aplicada al inversor electrónico el cual mediante el empleo de tiristores y filtros capacitivo-inductivos; convierte la energía de corriente directa en energía de corriente alterna que es proporcionada a la carga crítica. Una pequeña parte de la energía es utilizada para mantener en flotación la batería. Bajo esta condición de operación, el equipo no interrumpible actúa como un excelente regulador de energía de corriente alterna, amortiguando considerablemente las sobretensiones producidas en la línea de suministro por las maniobras de apertura y cierre de interruptores ("switches"); así como transitorios de rayos en líneas de alta tensión que puedan afectar el voltaje secundario de los transformadores de alimentación principal. (ver Fig. 3.4.2 ).

Operación con Baterías.- La Fig. 3.4.3 ilustra la condición de falla de alimentación de C.A. en la línea. Cuando esto ocurre, el rectificador entra en una condición de apagado y por lo tanto se desconecta. La batería proporciona entonces la energía que requiere el inversor para seguir alimentando la carga crítica, quedando el control de frecuencia a cargo de un oscilador local a base de cristal, perdiéndose así la función de sincronismo con la línea en virtud de no tener potencial en la alimentación. Cabe mencionar que en ningún momento se pierde el flujo de energía hacia la carga debido a que la batería está permanentemente conectada a las barras colectoras de corriente directa.

El tiempo de alimentación de energía que regularmente se prevee para la batería, es del orden de 15 minutos, aunque si se requiere, puede hacerse el diseño para que soporte tiempos mayores; pero esto implica por supuesto mayor costo. Existen alarmas de bajo voltaje cuando la energía de la batería está siendo cedida a la carga y de continuarse la demanda, entonces se efectúa un disparo automático del sistema, por esta razón, entre otras, es necesario estimar el tiempo requerido para salvaguardar los sistemas de la carga crítica conectada al equipo no interrumpible.

Operación de Recarga de Baterías.-Si antes de que se presente el disparo del sistema por bajo voltaje en la batería se restituye la alimentación de C.A.; el rectificador se conecta automáticamente y proporciona una corriente para mantener la operación del inversor y otra para restituir la energía cedida por la batería durante el tiempo que duró la falla en la línea. El rectificador es diseñado para soportar la corriente total que demandan el inversor y la batería. (ver Fig. 3.4.4).

Operación de Transferencia a la Línea.- El equipo no interrumpible puede ser transferido a la fuente de alimentación cuando ocurre una sobrecarga del inversor o bien cuando exista falla en el mismo. Bajo cualquiera de estas dos condiciones se genera una señal de comando sobre el interruptor de salida del inversor, sobre el interruptor estático y sobre el interruptor de "bypass". Estos tres elementos tienen tiempos de operación diferentes y ocurren en tres-- diferentes pasos que se ilustran en la Fig. 3.4.5 a,b yc.

El más rápido de estos elementos es el interruptor estático que consiste en 3 interruptores de estado sólido (tiristores), uno por cada fase. La conducción se inicia aproximadamente  $1/4$  de ciclo después de haber recibido la señal de disparo en las compuertas de los tiristores, quedando así conectada la carga, tanto al equipo no interrumpible como a la línea.

Aproximadamente 2 ó 3 ciclos después se abre el interruptor de salida del inversor y la carga es ahora soportada por la línea a través del interruptor estático.

El paso final de la secuencia de transferencia se efectúa aproximadamente entre los 8 y 10 ciclos, cuando el interruptor de "bypass" cierra y "puentea" la corriente que circulaba a través del interruptor estático.

La secuencia descrita anteriormente es comúnmente conocida como "make-before-break", cuya interpretación en este caso sería la de "conectar-antes de-desconectar", refiriéndonos a conectar la línea antes de desconectar el equipo no interrumpible, haciéndose la transferencia sin ocasionar trastornos a la carga crítica.

Transferencia de la Línea al Equipo no Interrumpible.--- (referido a la Fig. 3.4.6). Para transferir la carga de la línea de alimentación al equipo no interrumpible, se cierra el interruptor de salida del inversor quedando así conectada la carga a través del interruptor de "bypass" en paralelo. Cuando el equipo no interrumpible soporta la mayor parte de la carga se abre el interruptor de "bypass" separándose así la línea. El tiempo que dura esta transferencia es de aproximadamente  $1/2$  segundo y aquí también se establece una vez más el modo de operación "make-before-break".



3.4 SISTEMAS ININTERRUMPIBLES

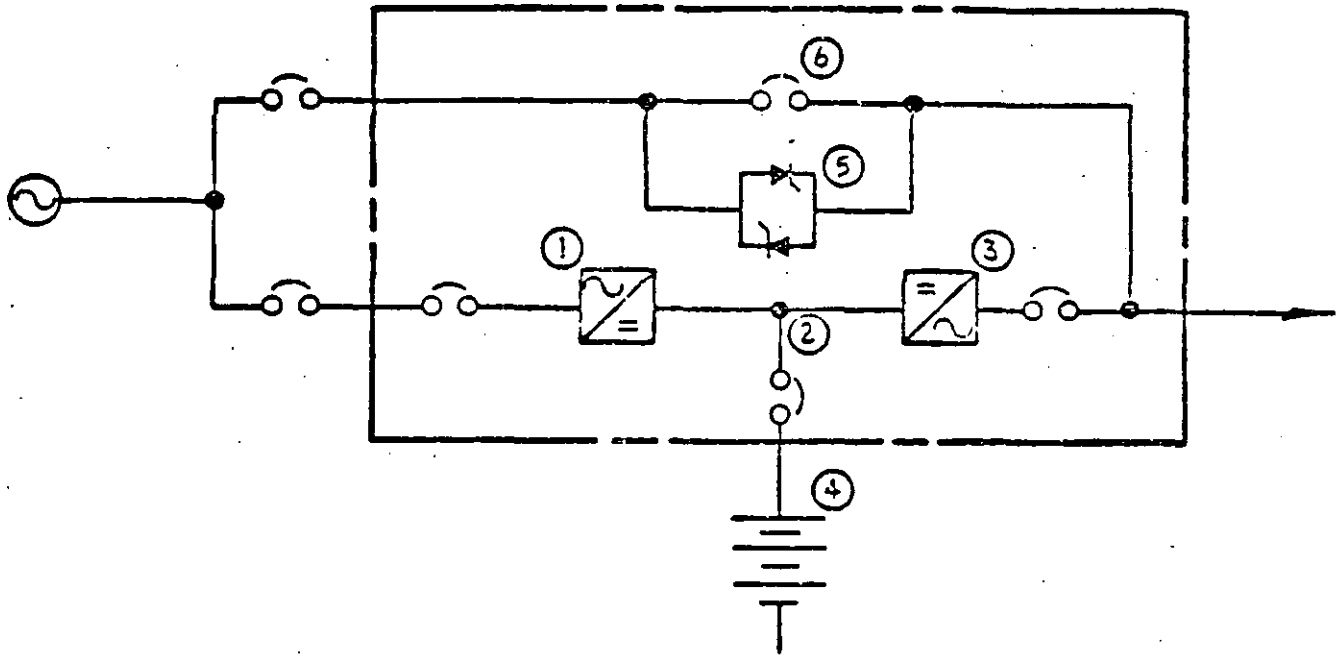


FIGURA 3.4.1

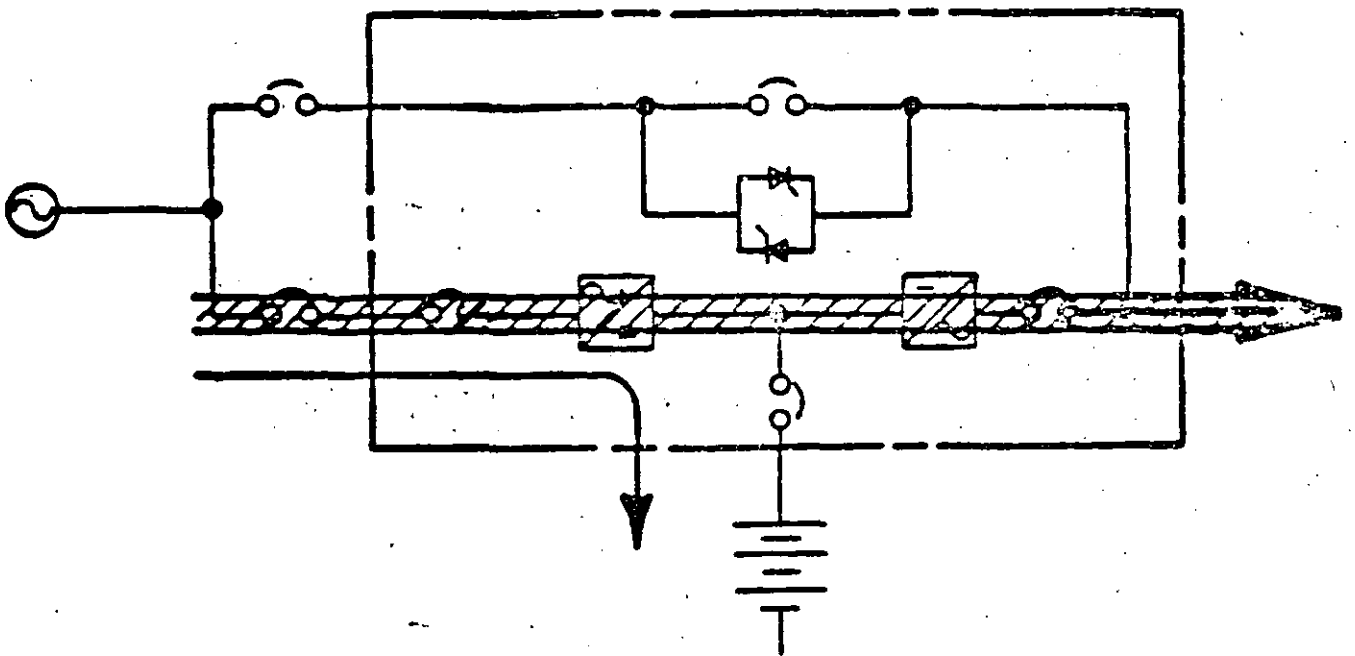
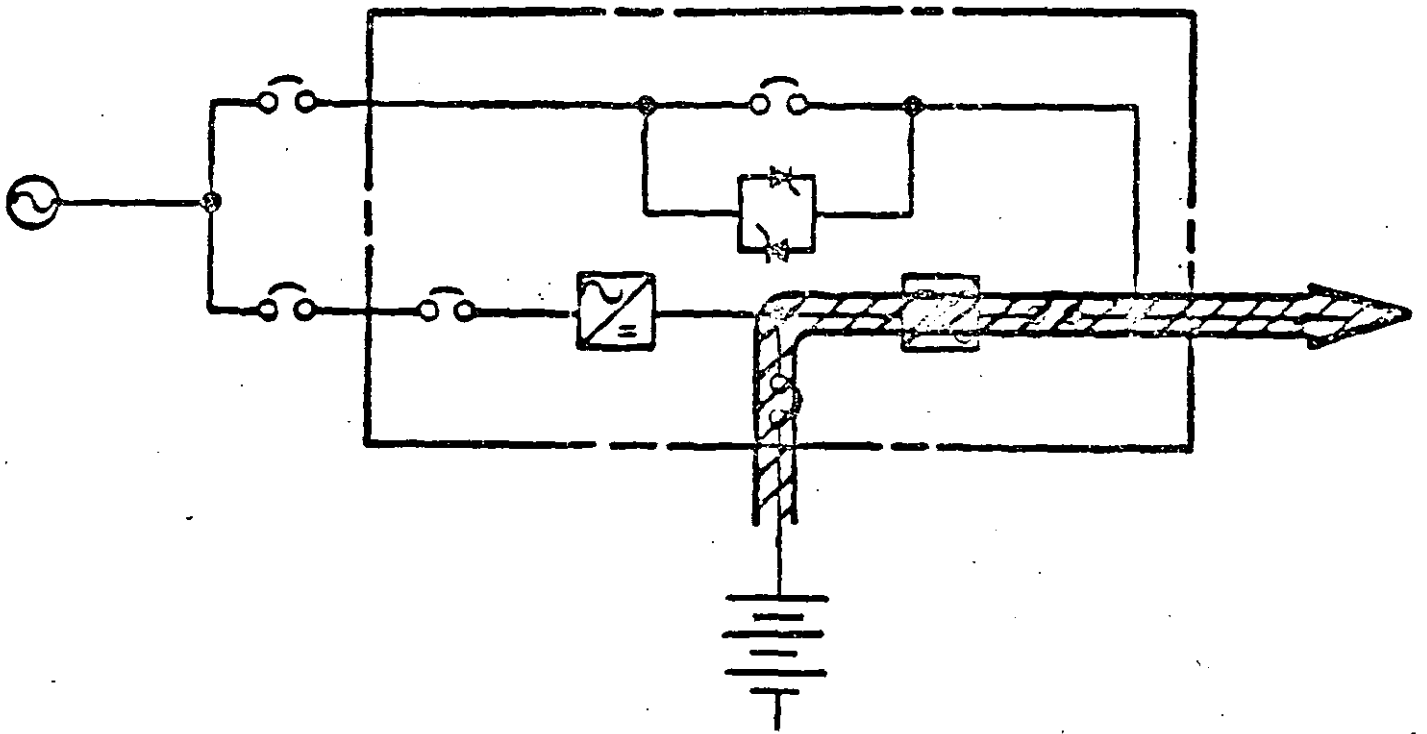


FIGURA 3.4.2

36



FIGURA

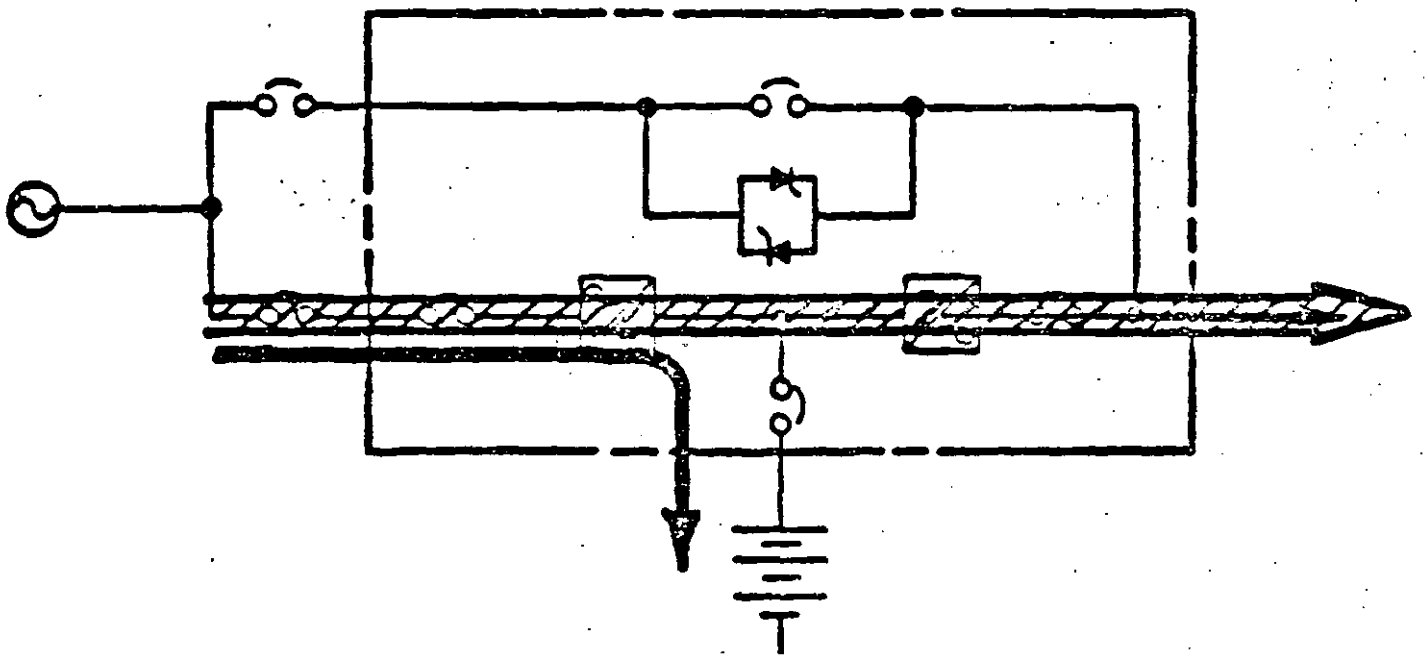


FIGURA 3.4.4

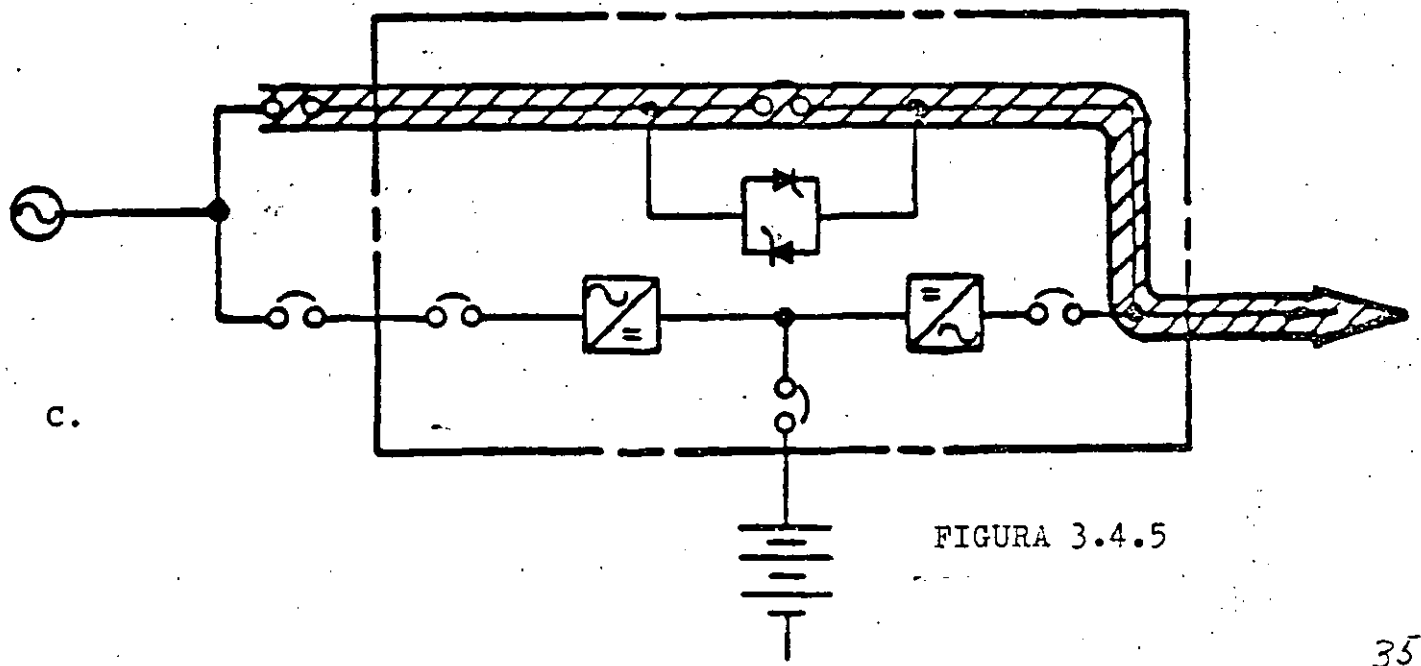
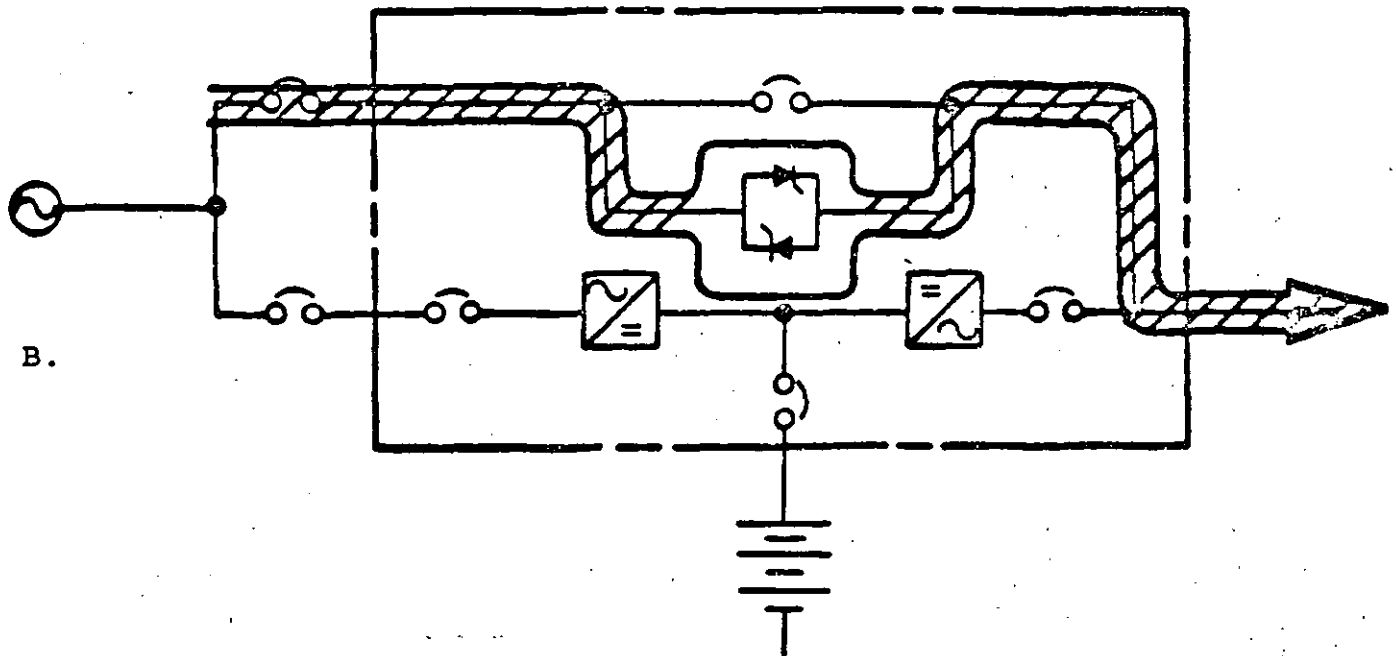
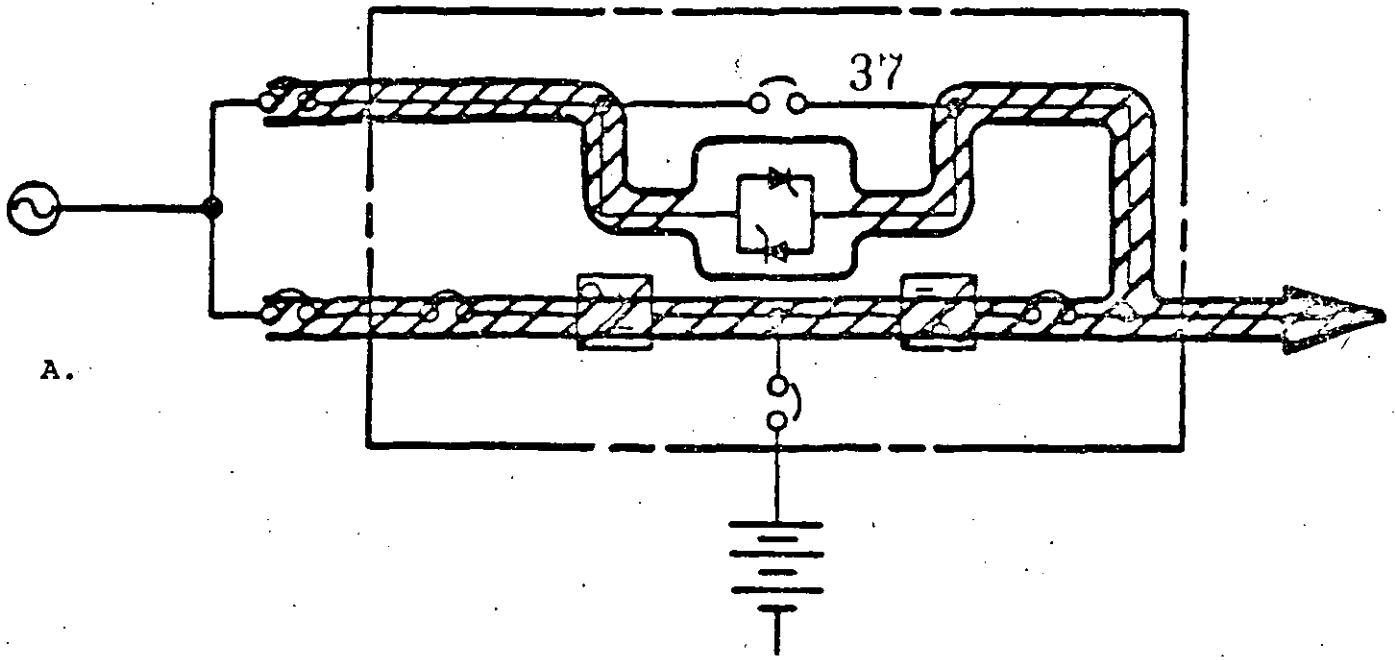


FIGURA 3.4.5

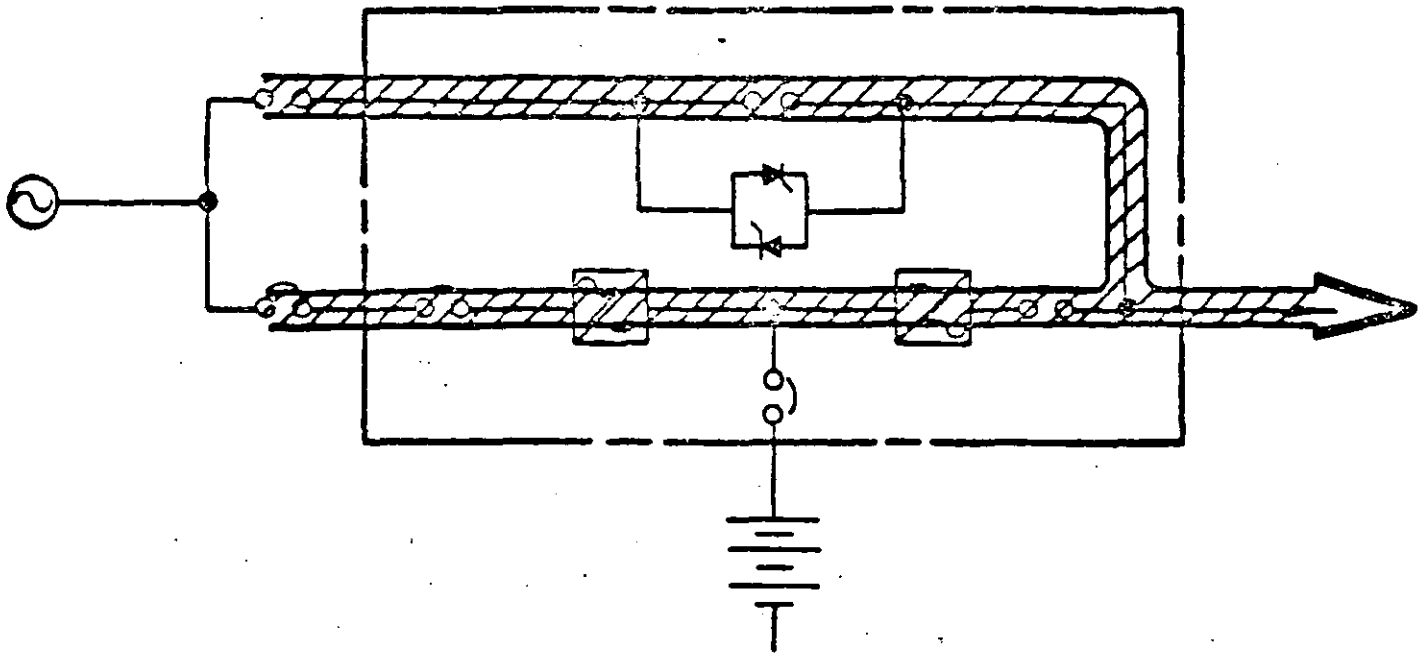


FIGURA 3.4.6

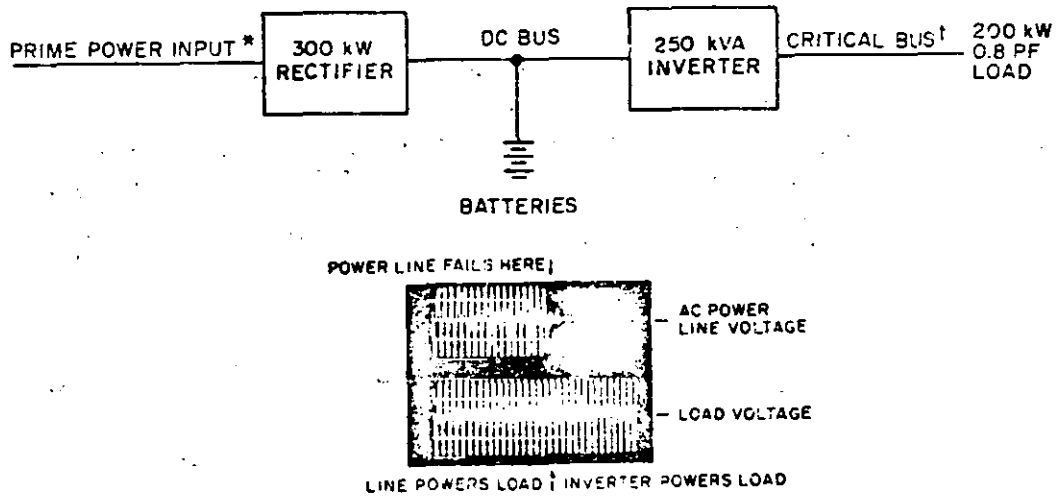


FIG. 3.4.7.- SISTEMA NO REDUNDANTE.

### 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 prevailezcan.

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 se 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--

ciso 3.4.2 anterior; aclarando que, de seleccionarse este arreglo, se deberá estar seguro que la fuente de alimentación tenga características de muy buena estabilidad en voltaje y tensión con el fin de poder efectuar una transferencia satisfactoria. La inclusión del interruptor estático incrementa el costo aproximadamente en un 10.5% respecto al sistema no redundante.

Sistema Redundante.- La figura 3.4.8 muestra un sistema con dos unidades no interrumpibles operando en paralelo redundante. Cada una de las unidades deberá ser seleccionada a la capacidad total de la carga crítica con el fin de que en caso de falla de uno de ellos, el otro pueda sustituirlo sin afectación al equipo conectado en la salida del sistema. Es posible agregar más unidades pero siempre conservando 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 incrementan la disponibilidad del sistema debido a que se tiene un mayor número de componentes sujetas a falla.

El costo de un sistema redundante es aproximadamente:

$$\$/ = (N+1)/N$$

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-

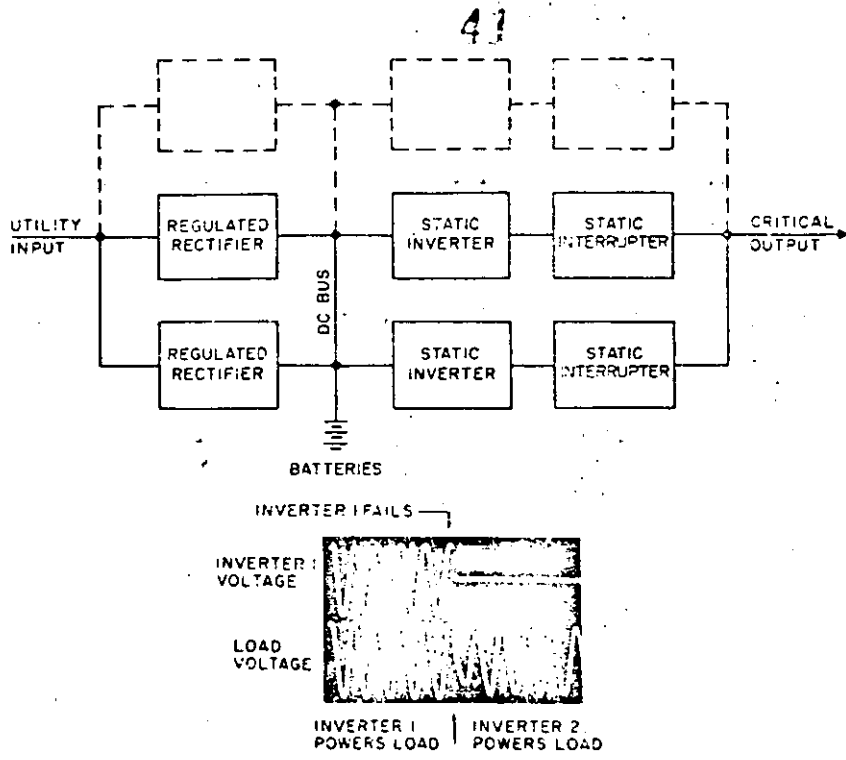


FIG. 3.4.8.- SISTEMA REDUNDANTE.

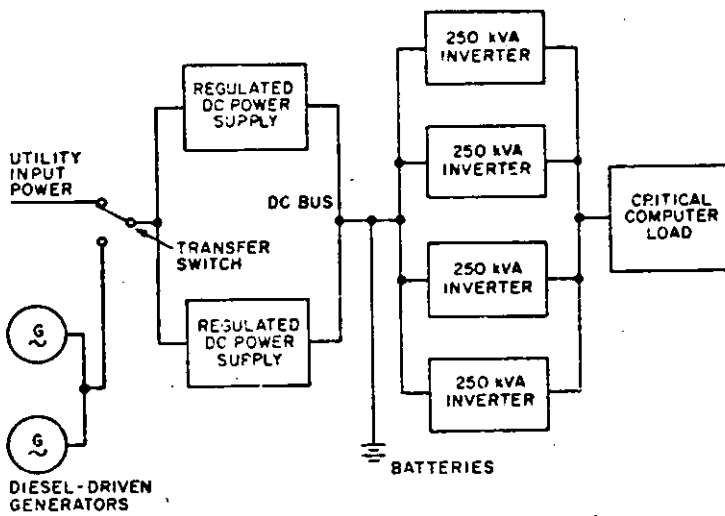


FIG. 3.4.9.- SISTEMA PARALELO-REDUNDANTE DE CARGA COMPARTIDA.

bido a que los parámetros de frecuencia y voltaje en la línea son inestables.

#### 3.4.4.- ESPECIFICACION DE UN EQUIPO NO INTERRUMPIBLE.

La tabla 3.4.1 es una guía para especificar un equipo no interrumpible y fué tomada como referencia del "Orange Book" (Recomendaciones para Sistemas de Emergencia y Respaldo en Aplicaciones Industriales y Comerciales (IEEE): Se proporciona en el idioma original (ingles) para evitar confusiones en la traducción. Es conveniente insistir que sirve como guía y en cada caso será necesario considerar las necesidades específicas del problema que se esté analizando.



TABLA 3.4.1.- ESPECIFICACION DE UN EQUIPO NO  
INTERRUMPIBLE.

<b>Input (Rectifier/Charger)</b>	
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
<b>Output (Inverter)</b>	
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	$\pm 0.1$ Hz
Line sync range	$\pm 0.5$ to 1.0 Hz, adjustable
Slew rate	Maximum 1 Hz/s
Current capability	
Overload	125% for 10 m and 150% for 10 s
Fault clearing	150% to 300% for 10 cycles, maximum limited for self-protection
<b>DC Link (Battery)</b>	
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)
<b>General Characteristics and Requirements</b>	
3 $\phi$ Output ratings	32.5 to 600 kVA at 0.8 power factor
Efficiency	77% to 90% (improves as kVA rating increases)

TABLE 3.4.1.--(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 voltmeter 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).- U  
sualmente se requiere un retardo de tiempo en el interruptor princi  
pal 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 inte--  
rruptores electromagnéticos o termomagnéticos con características de  
tiempo corto que además protegen adecuadamente el equipo de transfe  
rencia, 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 inte  
rrumpir 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 mono---  
fásica. 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 destruir  
lo.-

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 fu-  
sible libera la falla y la capacidad de l interruptor estático pa--  
ra minimizar los efectos sobre este último. Los interruptores termo  
magnéticos 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 es--  
tático.

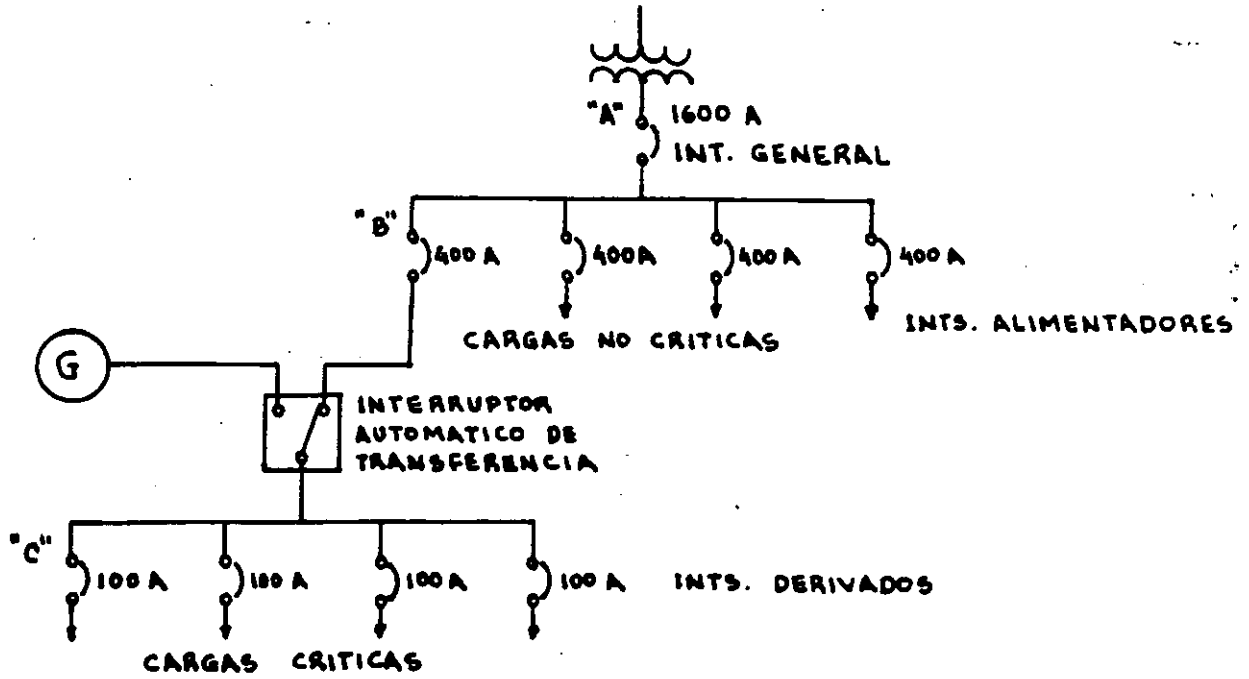


FIG. 42.1 DIAGRAMA UNIFILAR

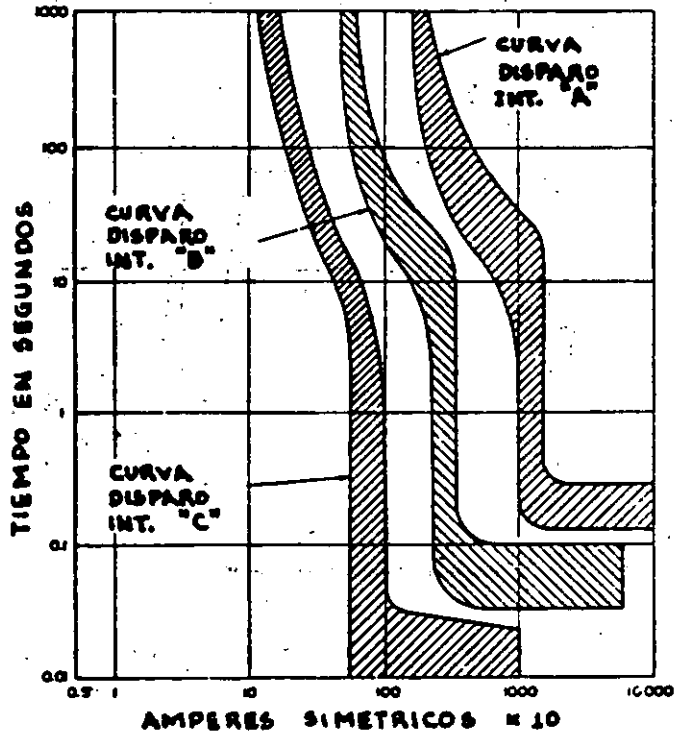
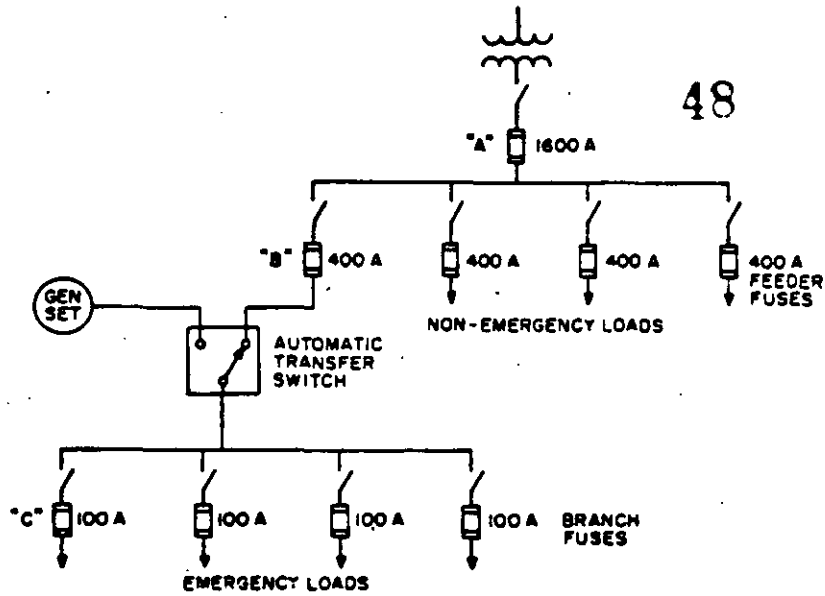


FIG. 4.2.2 COORDINACION DE PROTECCIONES



PLANTA DE EMERGENCIA CON PROTECCION POR FUSIBLES

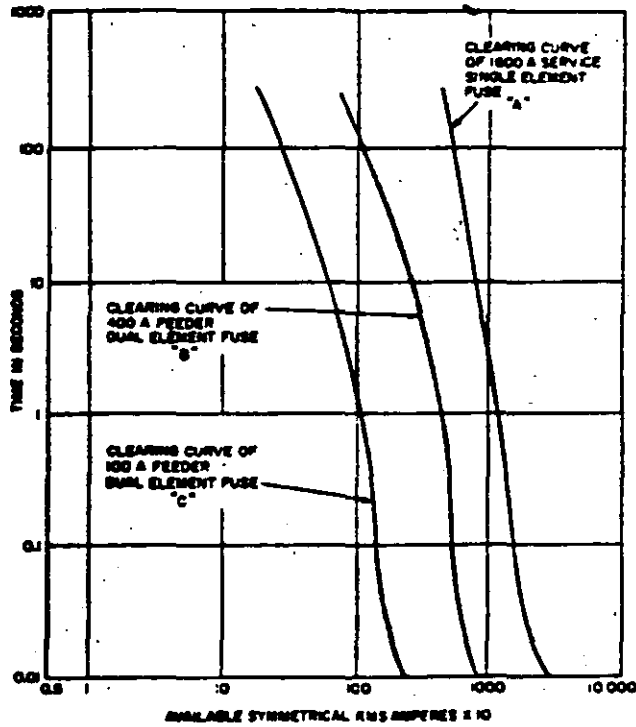


FIG. 4.2.3 CARTA DE COORDINACION

#### 4.3.- GENERACION

Cuando se esta utilizando el sistema de emergencia el generador es la parte mas crítica. Por tal razón su diseño de protección - debe asegurar su confiabilidad.

El diseño de protección debe basarse en la evaluación de los costos de las pérdidas de las cargas crítica y la de la destrucción de las fuentes de emergencia.

##### 4.3.1.- PROTECCION DE LAS BOBINAS PRINCIPALES.

La protección de las bobinas principales con interruptores - electromagnéticos de características ajustables en tiempo ofrecen una mayor flexibilidad de coordinación . Los interruptores termomagnéticos son más económicos y pequeños pero más difíciles de coordinar con otros aparatos de sobrecorriente , los fusibles , por supuesto , son los equipos más simples y económicos , tienen alta confiabilidad cuando se aplican apropiadamente pero no ofrecen la flexibilidad de los interruptores.

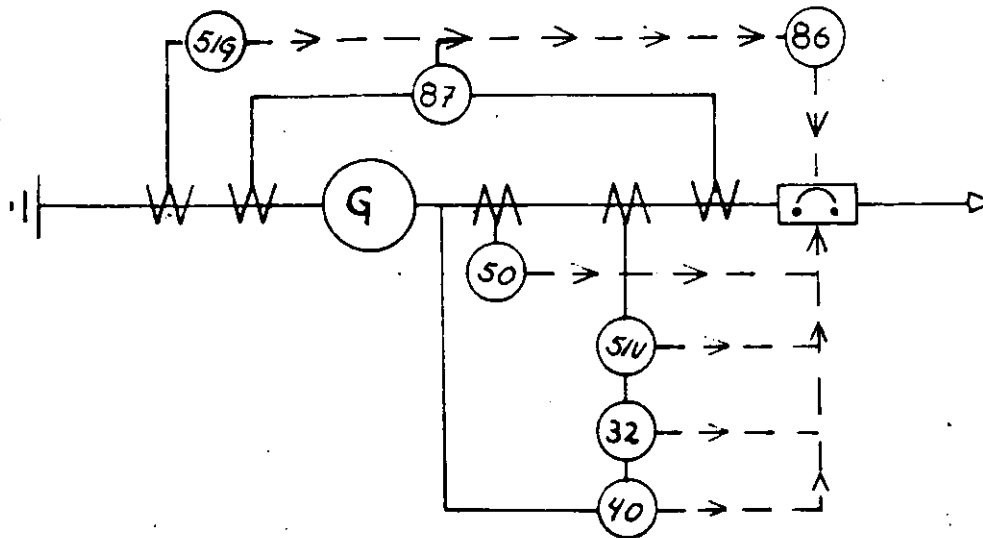
En los generadores pequeños la operación selectiva puede causar problemas cuando se dispone de corriente de corto-circuito limitada y es necesario ajustar el regulador de voltaje para lograr una corriente de falla apropiada para la selectividad necesaria. El colapso del generador debido a la lenta operación de un equipo de sobrecorriente puede desenergizar toda la carga crítica negando la inherente confiabilidad de la coordinación apropiada del sistema.

La protección de los generadores grandes puede variar de un simple termomagnético a un electromagnético con un sistema complejo de relevadores para iniciar el disparo.

Los cuales pueden ser:

- 50 Relevador de sobrecorriente 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 sencibilidad 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 preveer 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 debera tener cuidado no solo de proveer la adecuada ventilación, sino tambien de prevenir bloqueos de esta ventilación

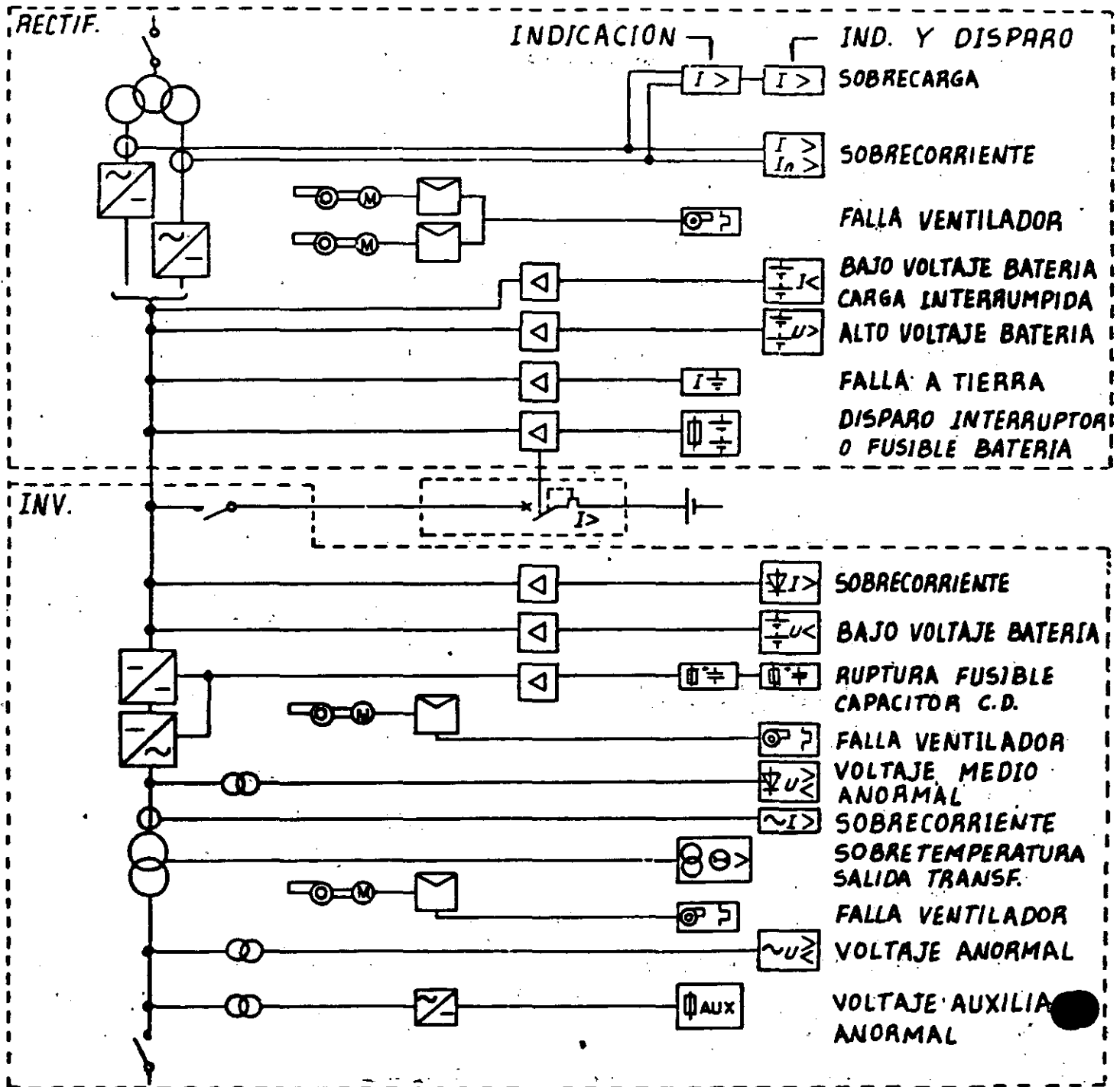
#### 4.6.- SISTEMAS DE TIERRAS.

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.

Quando no se requieren conductores de neutro, debido a que las cargas se conectan entre fases, se puede conectar éste (el neutro) a tierra por medio de una alta resistencia para limitar la corriente de falla a tierra. Este tipo de conexión por lo regular se utiliza en generadores de emergencia (a 480V ó 600V.) donde las cargas críticas de 3 fases, 3 hilos son permanentemente conectadas. Los sistemas con neutro aterrizado 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-

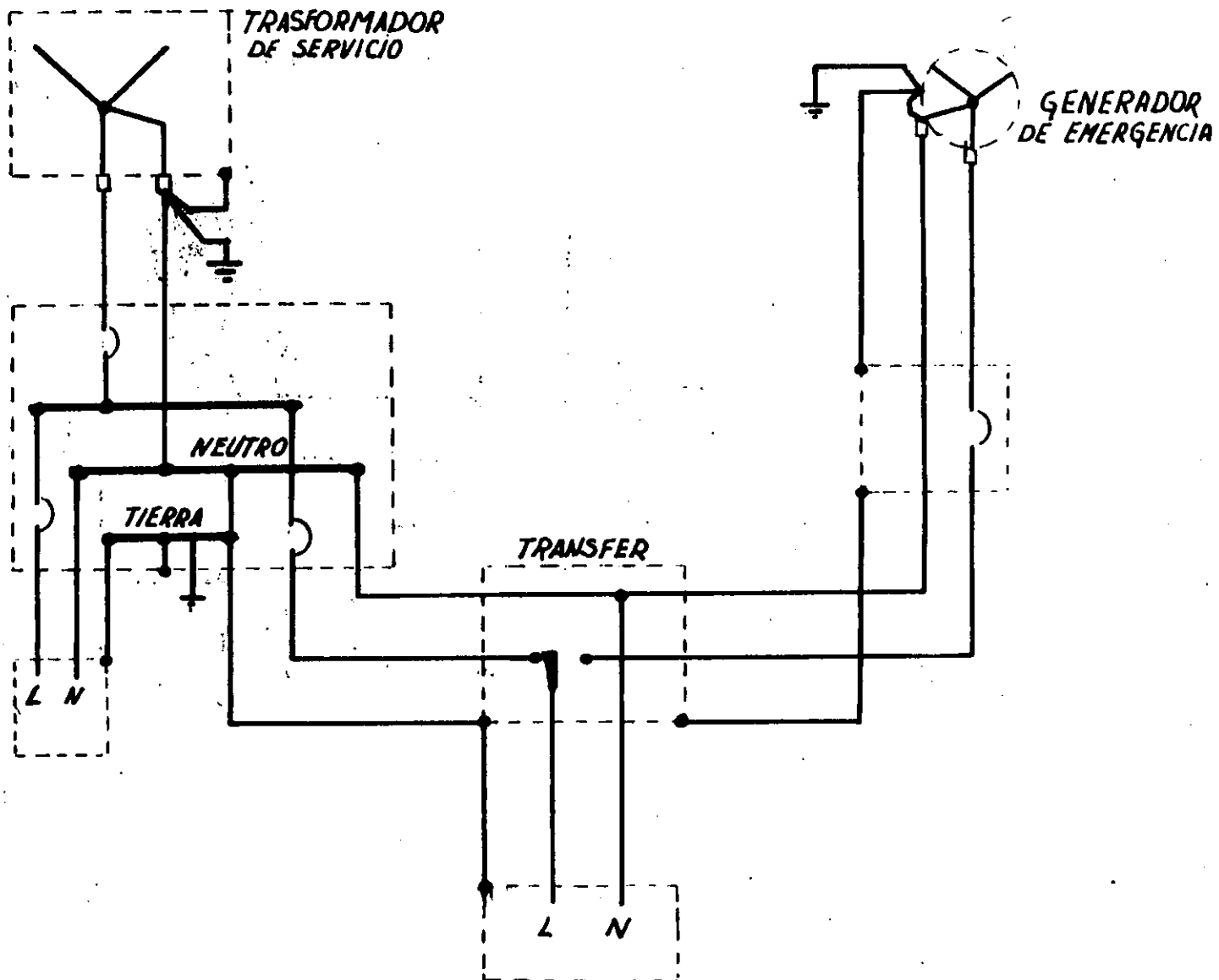
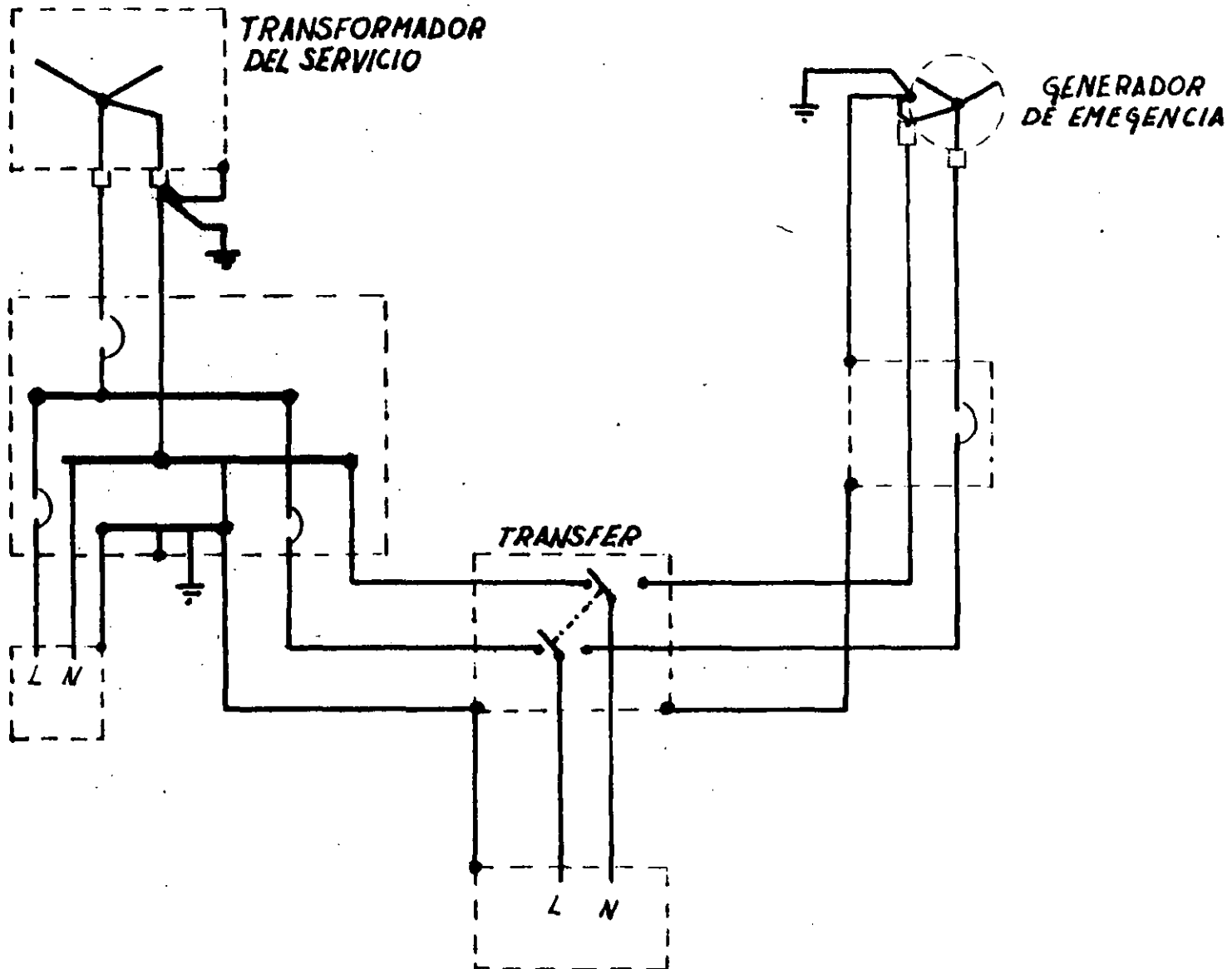


FIG 4.6-1  
 SISTEMA SOLIDAMENTE ATERRIZADO CON NEUTRO INTERCONECTADO



**FIG 4.6-2**  
**SISTEMA SOLIDAMENTE ATERRIZADO CON NEUTRO TRANSFERIDO**



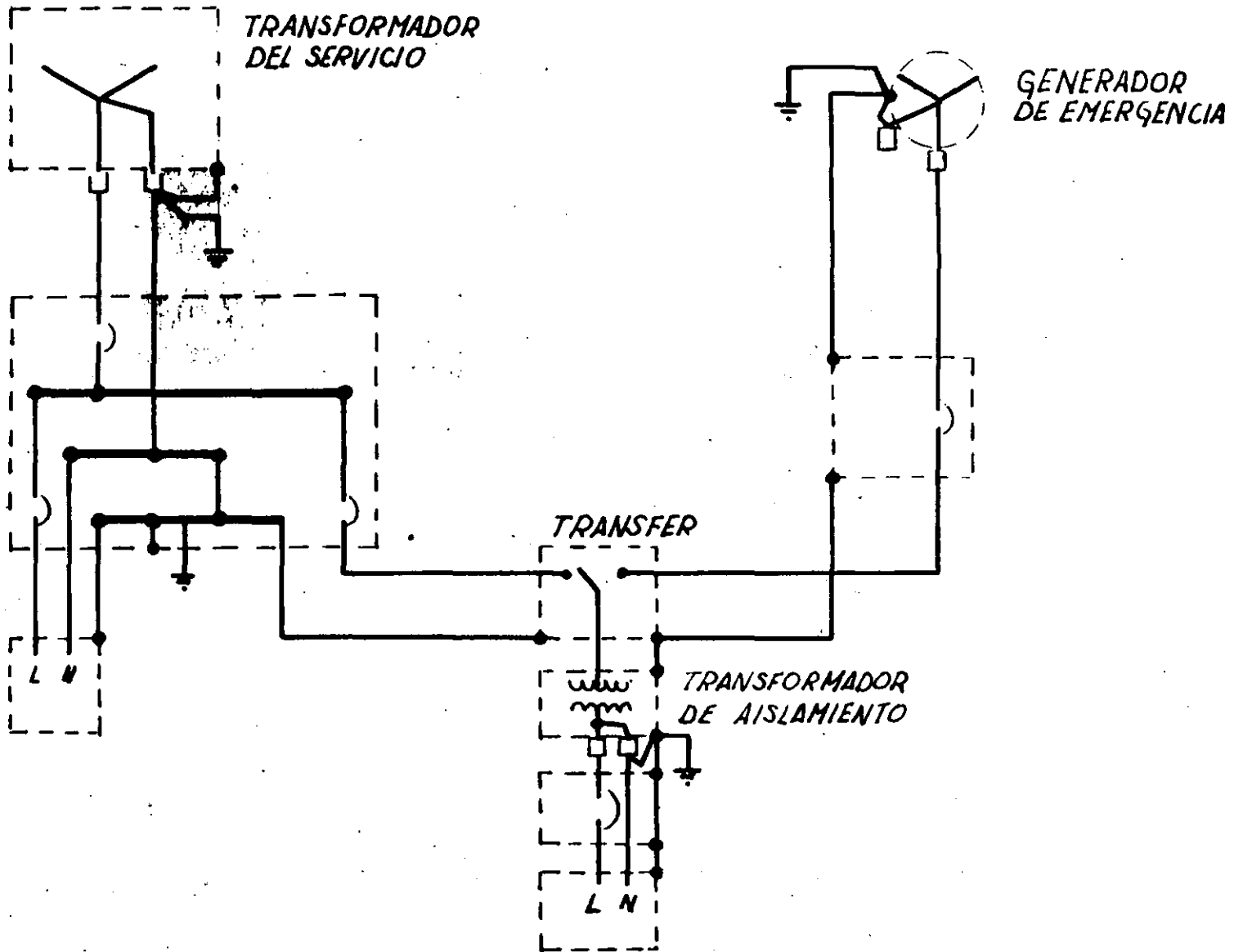


FIG 4.6-3  
 SISTEMA SOLIDAMENTE ATERRIZADO CON TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO  
 PARA CARGA TRANSFERIBLE.

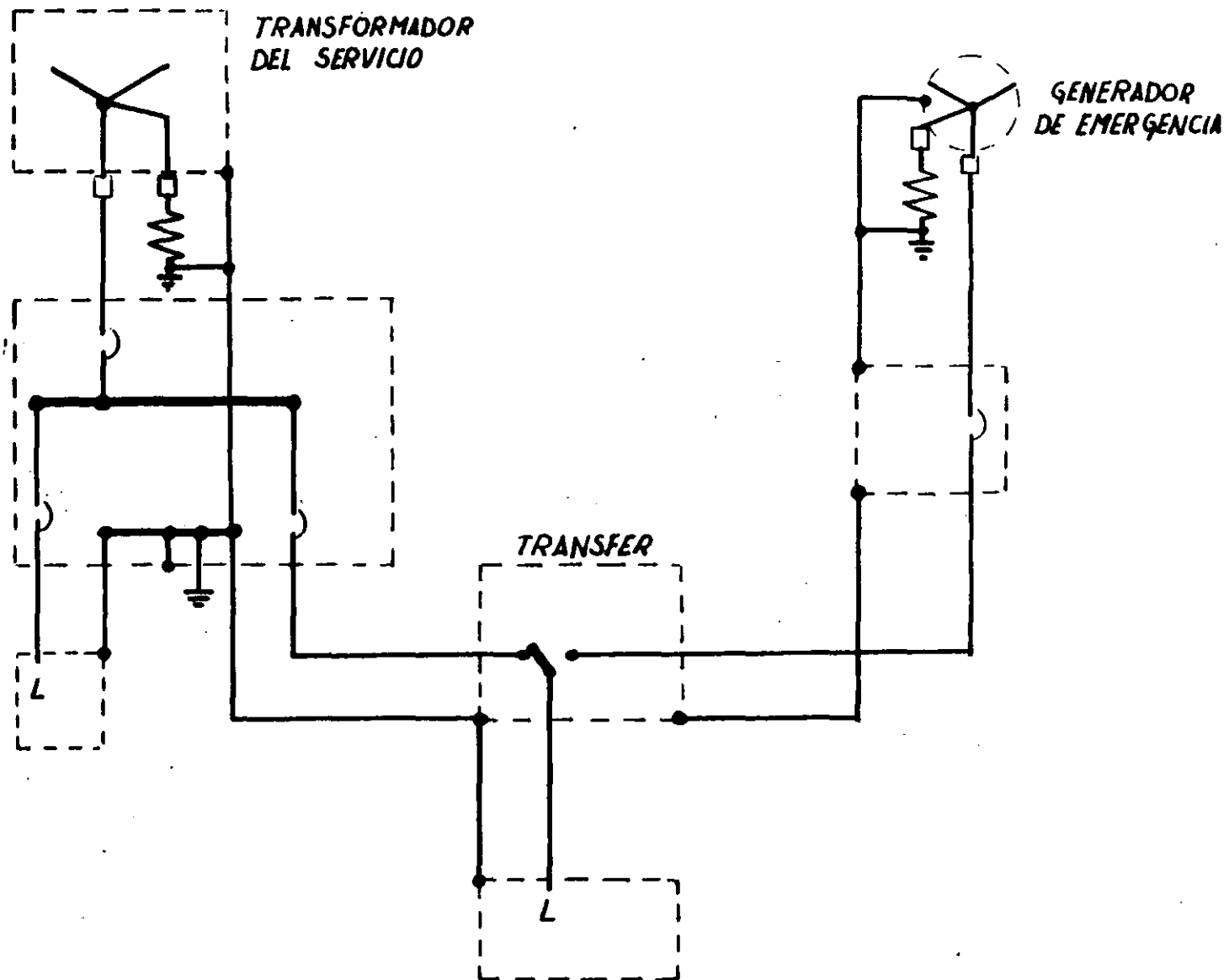


FIG 4.6-4  
 SISTEMA CON NEUTRO ATERRIZADO ATRAVES DE UNA RESISTENCIA

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 rápidamente la falla.

#### 5.- EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE UN SISTEMA DE EMERGENCIA

Costos, pérdidas reales y potenciales deben ser calculadas ó estimadas para justificar un sistema de emergencia en establecimientos industriales, comerciales y de servicio.

Una estimación de los costos asociados con cada suspensión en el suministro de energía deberá ser calculado y registrado en una bitácora con la fecha, duración y condiciones existentes en ese momento.

#### 5.1.- ECUACIONES PARA DETERMINAR EL COSTO DE INTERRUPCIONES DEL SUMINISTRO.

Una estimación del costo de una interrupción del suministro de energía desde el punto de vista de "dinero 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:

$$E = AD ( B + C )$$

$$H = FG$$

$$I = JK ( B + C ) + LG$$

Donde:

- A = Número de empleados productivos afectados.
- B = Salario promedio por hora de los empleados afectados, en pesos.
- C = Gastos generales por hora de los empleados afectados, en pesos (Ejem. jornadas especiales, horas extra, etc.)
- D = Duración de la interrupción de energía, en horas.
- F = Unidades de material desperdiciado debido a la interrupción de energía.
- G = Costo por unidad de material desperdiciado debido a la interrupción, en pesos.
- J = Tiempo de reinicio hasta alcanzar la eficiencia normal.
- K = Número de empleados involucrados en el reinicio.
- L = Unidades de material desperdiciado durante el tiempo de reinicio.

Después de haber sido calculado el costo de la interrupción se le debe restar cuando sea el caso el ahorro debido a las utilidades inherentes al producto, para llegar a un costo total ocasionado únicamente por la suspensión del suministro de energía eléctrica.

### 5.2.- EDIFICIOS COMERCIALES.

Para establecimientos comerciales un cálculo similar puede ser efectuado con base en la duración de la interrupción, costos de labor, pérdida de beneficio en ventas, pérdidas debidas a robos y costos de reinicio.

### 5.3.- PERDIDAS ADICIONALES DEBIDAS A INTERRUPCIONES DE

#### ENERGIA.

En adición a las pérdidas relativas al "dinero contante" están aquellas más difíciles de calcular pero que se deben incluir cuando se disponga de información, tales son:

- (1) Depreciación prorrateada de los costos de capital
- (2) Depreciación de la calidad de los materiales en proceso.
- (3) "Costo" del dinero invertido en materiales ó máquinas no usadas.

Otras pérdidas pueden ocurrir bajo condiciones especiales ó no usuales. En una planta industrial operando al 100% de capacidad, cualquier pérdida en la producción da como resultado una pérdida del beneficio. El costo de gastos prorrateables y generales variables también representan una pérdida. El gasto para una planta de emergencia tiene una justificación adicional bajo éstas condiciones.

#### 5.4.- DETERMINACION DE LA PROBABILIDAD DE FALLAS EN EL SUMINISTRO DE ENERGIA.

La probabilidad de fallas en el suministro deben ser determinadas mediante un estudio estadístico de la planta ó de la compañía suministradora.

Ejemplos de fallas de energía se muestran en la tabla 5.4-1.

TABLA 5.4-1

#### ESTADISTICA DE INTERRUPCIONES DE ENERGIA

FECHA	TIEMPO	DURACION	LINEA ALIMENTADORA
9 Marzo	09:52	10 min.	14
11 Junio	21:53	12 seg.	14
11 Junio	22:13	9 seg.	14
15 Julio	20:40	5.5 seg.	13+22
17 Julio	19:13	1-2 min.	14 (9 veces)

Ya que el costo de una falla de interrupción de suministro de energía es pagado por el usuario, es importante que él relacione la confiabilidad, duración y calidad de la energía que requiere a sus necesidades y pueda justificar una planta de emergencia en caso de requerirlo.

#### 5.5.- FACTORES QUE INCREMENTAN LA PROBABILIDAD DE FALLAS DE SUMINISTRO.

Cuando se alcanza ó se excede la carga a la cual el sistema está diseñado, la probabilidad de falla se incrementa. Existe una probabilidad similar cuando el sistema se torna más complejo y cuando el equipo envejece.

#### 5.6.- RESERVAS DE POTENCIA.

Las reservas de potencia en el area de usuarios deberá ser investigada. Un adecuado margen de reserva arriba de las demandas de carga pico proporcionan una guía a la confiabilidad del servicio debido a que el margen está previsto para algunas contingencias.

#### 5.7.- CONCLUSION.

La evaluación, justificación y decisión para la compra e instalación de alimentación de respaldo, planta de emergencia ó un equipo ininterrumpible de energía, ó una combinación de estos sistemas, debe incluir la consideración de todos los requerimientos de energía eléctrica, así como el estudio Técnico-Económico completo para todas y cada una de las necesidades involucradas en condiciones de una falla en el suministro eléctrico.

EL PRESENTE TRABAJO FUE DESARROLLADO POR:

ING. JUAN JOSE QUEZADA RAMIREZ.

ING. BERNABE TORRES HERRERA.

DEL DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE INSTALACIONES ELECTRICAS  
DE LA GERENCIA DE CONSTRUCCION DE C.L. Y F.C.

## BIBLIOGRAFIA DE CONSULTA.

+

- 1.- Orange book  
IEEE Std 446-1980  
Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems  
for Industrial and Commercial Applications.
- 2.- Buff book  
IEEE Std 242-1975  
Recommended Practice for Protection and Coordination of In-  
dustrial and Commercial Power Systems
- 3.- Gray book  
IEEE Std 241-1974  
Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial  
Buildings
- 4.- Industrial Power Systems Handbook  
BEEMAN D. L.  
McGraw-Hill
- 5.- Revistas tecnicas:  
Electrical Construction and Maintenance  
de los meses: Enero 1976  
Mayo 1982
- 6.- Folletos técnicos:  
E S B DE MEXICO, S.A. DE C.V. EXIDE.  
Sistemas de Conversion de Energía.
- 7.- Protection of Computers against Transients, Interruptions,  
and Outages. Presented at the 1967 IEEE Industry and General Appli-  
cations Group Annual Meeting,  
BURCH, B. F., JR.
- 8.- Lighting Handbook  
KAUFMAN, J. E.
- 9.- Standard Handbook for Electrical Engineers  
FINK, D. G., and CARROLL



#### 4.9 Standards References

The following standards publications were used as references in preparing this section.

ANSI C84.1-1977, Voltage Ratings for Electric Power Systems and Equipment (60 Hz)

ANSI/IEEE C37.95-1973, Guide for Protective Relaying of Utility-Consumer Interconnections

ANSI/IEEE Std 100-1977, Dictionary of Electrical and Electronics Terms

ANSI/IEEE Std 450-1975, Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Large Lead Storage Batteries for Generating Stations and Substations

EGSMA GTD2-1971, Glossary of Standard Industry Terminology and Definitions

EGSMA IMFS1-1974, Standards Recommendations for Installation, Maintenance of Farm Standby Power

EGSMA TDGS1-1972, Specifications for Tractor Drive Sets

EGSMA EGS1-1970, Standard

#### 4.9 Standards References

The following standards publications were used as references in preparing this section.

ANSI C84.1-1977, Voltage Ratings for Electric Power Systems and Equipment (60 Hz)

ANSI/IEEE C37.95-1973, Guide for Protective Relaying of Utility-Consumer Interconnections

ANSI/IEEE Std 100-1977, Dictionary of Electrical and Electronics Terms

ANSI/IEEE Std 450-1975, Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Large Lead Storage Batteries for Generating Stations and Substations

EGSMA GTD2-1971, Glossary of Standard Industry Terminology and Definitions

EGSMA IMFS1-1974, Standards and Recommendations for Installation and Maintenance of Farm Standby Electric Power

EGSMA TDGS1-1972, Standard Specifications for Tractor Driven Generator Sets

EGSMA EGS1-1970, Standard Specifica-

tions for Standby Engine Driven Generator Sets

IEEE Std 141-1976, Electric Power Distribution for Industrial Plants

IEEE Std 241-1974, Electric Power Systems in Commercial Buildings

IEEE Std 387-1972, Criteria for Diesel-Generator Units Applied as Standby Power Supplies for Nuclear Power Generating Stations

IEEE Std 485-1978, Recommended Practice for Sizing Large Lead Storage Batteries for Generating Stations and Substations

NECA Electrical Design Library Series 17, Electrical Design Guidelines (1971)

NECA Electrical Design Library Series No 3/74, Emergency and Standby Power Generation (1974)

NFPA No 70-1978, National Electrical Code

NFPA 101-1976, Life Safety Code

#### 4.10 References and Bibliography

##### 4.10.1 References

[1] IEEE Committee Report. Reliability of Electrical Equipment, Pt 1. *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol IA-10, Mar/Apr 1974, pp 213-235.

[2] SAWYER, J. W. Gas Turbine Emergency/Standby Power Plants. *Gas Turbine International*, Jan/Feb 1972.

[3] HEISING, C. R., and JOHNSTON, J. F., JR. Reliability Considerations in Systems Applications of Uninterruptible Power Supplies. *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol IA-8, Mar/Apr 1972, pp 104-107.

##### 4.10.2 Bibliography

[4] KUSKO, A., and GILMORE, F. E. Concept of a Modular Static Uninterruptible Power System. *Conference Record of the 1967 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 34C62, pp 147-153.

[5] LAWSON, L. J. A True No-Break, Off-Line Uninterrupted Power Supply. *Conference Record of the 1967 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 34C62, pp 154-158.

[6] GRIFFITH, D.C., and YUEN, M. H. Static No-Break Power for Critical Loads in a Modern Oil Refinery. *Conference Record of the 1967 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*. IEEE 34C62, pp 643-652.

[7] KUSKO, A., and GILMORE, F. E. Application of Static Uninterruptible Power Systems to Computer Loads. *Conference Record of the 1969 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 69-C5 IGA, pp 635-639.

[8] RELATION, A.E. UPS Systems for Critical Power Supplies. *Conference Record of the 1971 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 71C1-IGA, pp 877-884.

[9] WALKER, L. H. Inverter for UPS with Subcycle Fault Clearing Capabilities. *Conference Record of the 1971 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 71C1-IGA, pp 361-370.

[10] WOLPERT, T. Uninterruptible Power Supply for Critical AC Loads—A New Approach. *Conference Record of the 1973 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, IEEE 73CHO763-3IA, pp 595-602.

- [11] GROSS, S. Rapid Charging of Lead Acid Batteries. *Conference Record of the 1973 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, IEEE 73CHO763-3IA, pp 905-912.
- [12] HAUCK, T. A. Motor Reclosing and Bus Transfer. *IEEE Transactions on Industry and General Applications*, vol IGA-6, May/June 1970, pp 266-271.
- [13] HELMICK, C. G. Designing for System Reliability in Large Uninterruptible Power Supplies. *Conference Record of the 1971 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 71C1-IGA, pp 371-384.
- [14] HELMICK, C. G. Uninterruptible Power Supply Systems—What, Why, Where, and When? Presented at the 34th American Power Conference, Chicago, IL, Apr 18-20, 1972.
- [15] KATZAROFF, P. A Base Guide to Uninterruptible Power Systems. *IEEE Conference Record of the 1974 26th Annual Conference of Electrical Engineering Problems in the Rubber and Plastics Industries*, IEEE 74CHO831-8IA, pp 1-6.
- [16] KENNY, R. W., McGOVERN, M. J., and TORPEY, P. J. Development of a Gas Turbine-Alternator System for Emergency Power Applications. *IEEE Transactions on Industry and General Applications*, vol IGA-1, Jan/Feb 1965, pp 3-8.
- [17] LAWSON, L. J. New Uninterruptible Power System Alternatives Using High Capacity Kinetic Energy Wheels. *Conference Record of the 1973 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, IEEE 73CHO763-3IA, pp 151-156.
- [18] PALKO, E. Standby Generator Specification Chart. *Plant Engineering*, Feb 18, 1971, pp 65-70.
- [19] RELATION, A. E. UPS Systems for Critical Power Supplies. *Conference Record of the 1971 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 71C1-IGA, pp 877-884.
- [20] RELATION, E. A., WINPISINGER, J. L., and MITCHELL, J. T. Uninterruptible Power System Using an Improved Magnetic Voltage Stabilizer. *Conference Record of the 1973 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, IEEE 73CHO763-3IA, pp 17-23.
- [21] RENFREW, R. M. Successful Uninterruptible Power Systems for Computers. *Conference Record of the 1968 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 68C27-IGA, pp 787-792.
- [22] ROBERTS, A. M. Power Failure Ride-Through for an Inverter System Using Its Own Induction Motor Load as the Energy Source. *Conference Record of the 1968 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 68C27-IGA, pp 737-742.
- [23] SCHWARM, E. G., and LITTLE, A. D. Computer Uninterruptible Power System with High Speed Static Bypass. Presented at the Summer Power Meeting and International Symposium of High Power Testing of the IEEE Power Engineering Society, Portland, OR, 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.



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 6***

***CALCULO DE FALLAS***

***ING. ANDRES D. CHAVEZ SARUDO***

***AGOSTO, 1992.***

1.- CORTO CIRCUITO.

1.1 FUENTES DE CORRIENTE DE FALLA Y REACTANCIA DE MAQUINAS ROTATORIAS.

LAS FUENTES DE LA CORRIENTE DE C. C., PUEDEN CLASIFICARSE EN 4 CATEGORIAS :

- a) GENERADORES SINCRONOS
- b) MOTORES Y CONDENSADORES SINCRONOS
- c) MOTORES DE INDUCCION
- d) COMPANIA SUMINISTRADORA

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

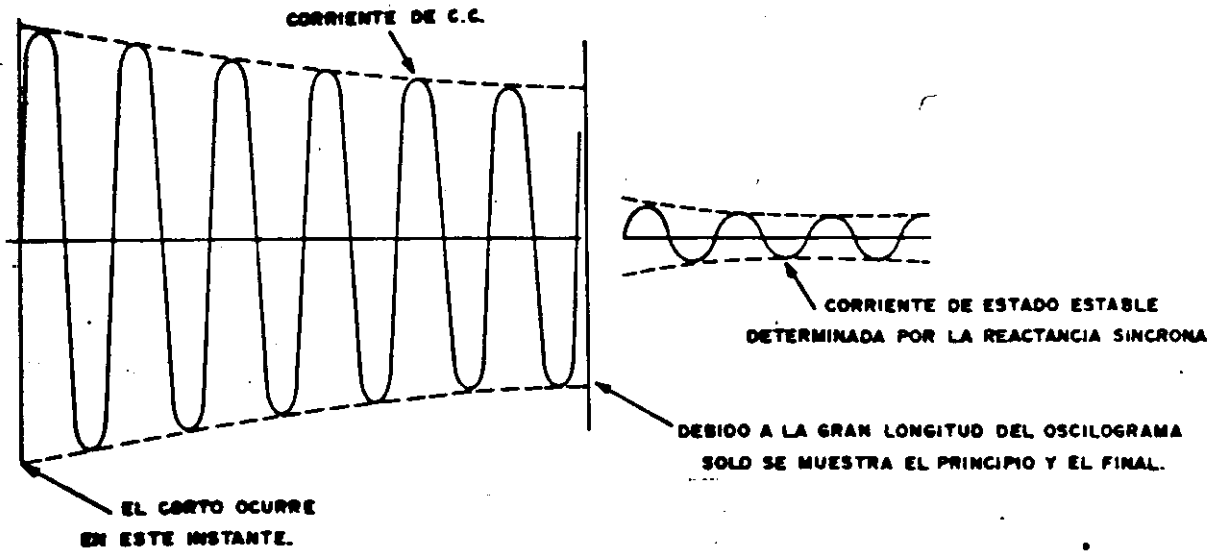
(X''d).- REACTANCIA SUBTRANSITORIA.- ES LA REACTANCIA APARENTE DEL ESTATOR EN EL INSTANTE EN QUE SE PRODUCE EL CORTO CIRCUITO Y DETERMINA EL FLUJO DE CORRIENTE DURANTE LOS PRIMEROS CICLOS. (HASTA 0.1 SEG.)

(X'd).- REACTANCIA TRANSITORIA.- ES LA REACTANCIA INICIAL APARENTE DEL ESTATOR, SI SE DESPRECIAN LOS EFECTOS DE TODOS LOS ARROLLAMIENTOS AMORTIGUADORES Y SE CONSIDERA SOLAMENTE LOS EFECTOS DEL ARROLLAMIENTO DEL CAMPO INDUCTOR. ESTA REACTANCIA DETERMINA LA CORRIENTE QUE CIRCULA DURANTE EL PERIODO SIGUIENTE CUANDO LA X''d ACTUO. (DEEDE 1/2 A 2 SEG.)

(X d).- REACTANCIA SINCRONA.- ES LA REACTANCIA QUE DETERMINA EL FLUJO DE CORRIENTE CUANDO LAS CONDICIONES SE HAN ESTACIONADO Y ES EFECTIVA -- HASTA ALGUNOS SEGUNDOS DESPUES DE OCURRIR EL C. C.

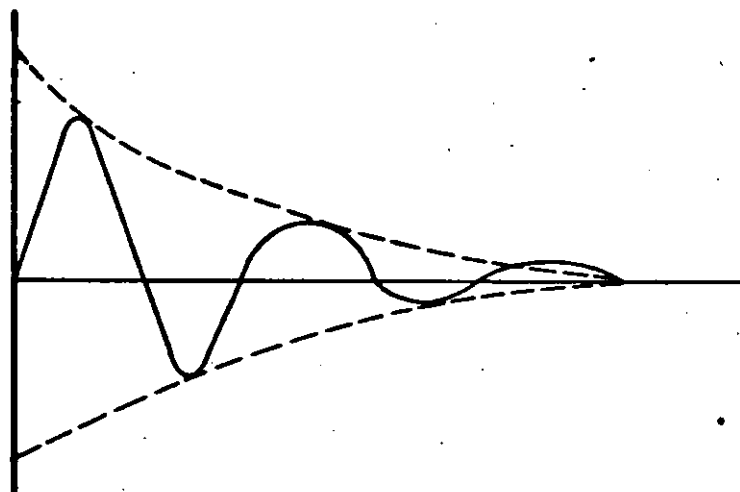
EN LOS GENERADORES Y MOTORES SINCRONOS SE PRESENTAN LOS 3 TIPOS DE - REACTANCIAS ANTERIORES, EN EL MOTOR DE INDUCCION SOLAMENTE LA SUBTRANSITORIA Y EN LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA QUE CONTRIBUYE EN FORMA CONSTANTE AL - CORTO CIRCUITO SE REPRESENTA SU IMPEDANCIA POR UN VALOR UNICO REFERIDO AL PUNTO DE ACOMETIDA.





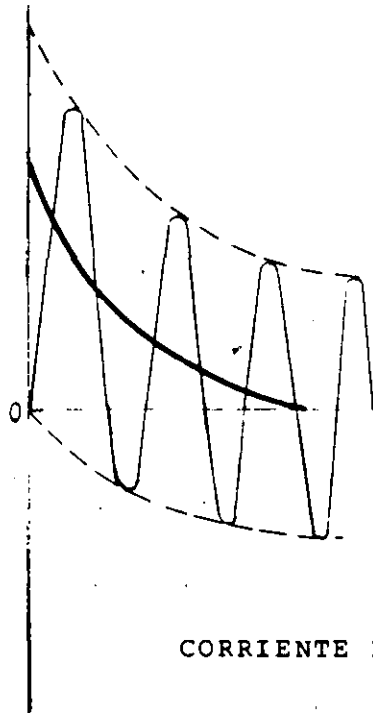
TRAZO DE UN OSCILOGRAMA DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO PRODUCIDA POR UN GENERADOR.

FIG. 1.



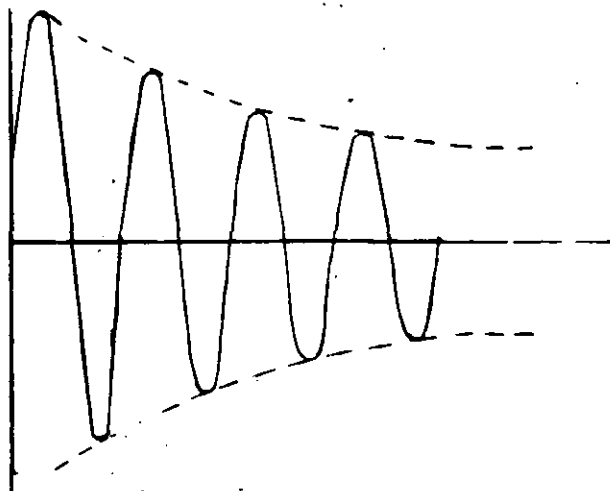
CORRIENTE DE C.C. PROPORCIONADA POR UN MOTOR DE INDUCCION.

FIG. 2.



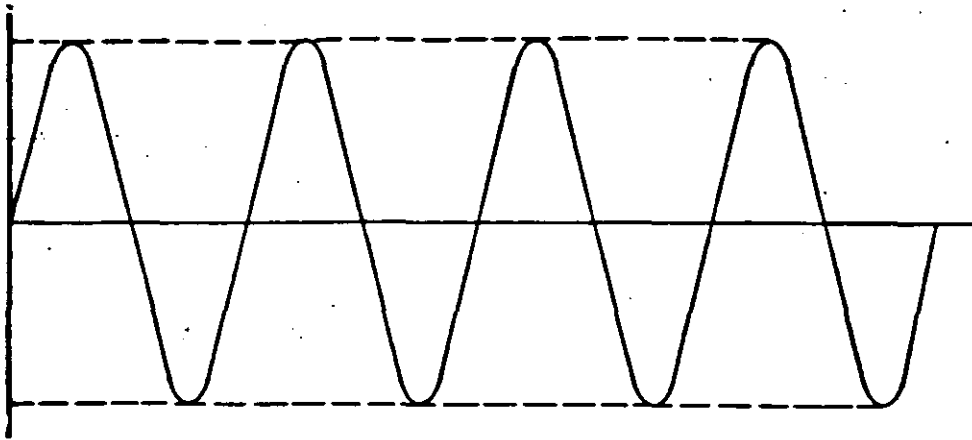
CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TOTAL, ASIMETRICO

FIG. 5.



CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TOTAL, SIMETRICO

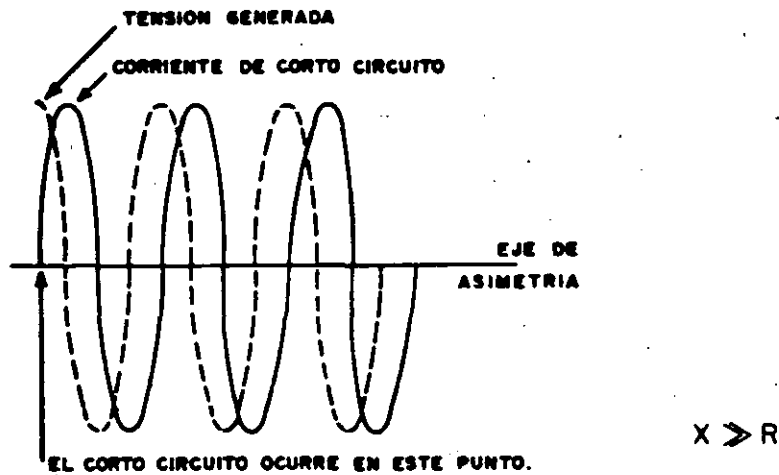
FIG. 4.



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

FIG. 3.

1.2 SIMETRIA Y ASIMETRIA DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.



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

FIG. 6.

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

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

SI EL C. C. OCURRE CUANDO LA ONDA DE TENSION ESTA EN CERO, SE PRESEN-  
TA LA MAXIMA ASIMETRIA EN LA ONDA DE CORRIENTE LA CUAL SE ATRASA 90º RES-  
PECTO A LA DEL VOLTAJE.

SI EL C. C. OCURRE EN CUALQUIER OTRO PUNTO ( ESTO ES LO MAS COMUN ),  
EXCEPTO EN LOS ANALIZADOS, HABRA UN DESPLAZAMIENTO DE LA ONDA DE CORRIENTE  
QUE DEPENDERA DEL PUNTO EN QUE OCURRA LA FALLA EN LA ONDA DE TENSION.

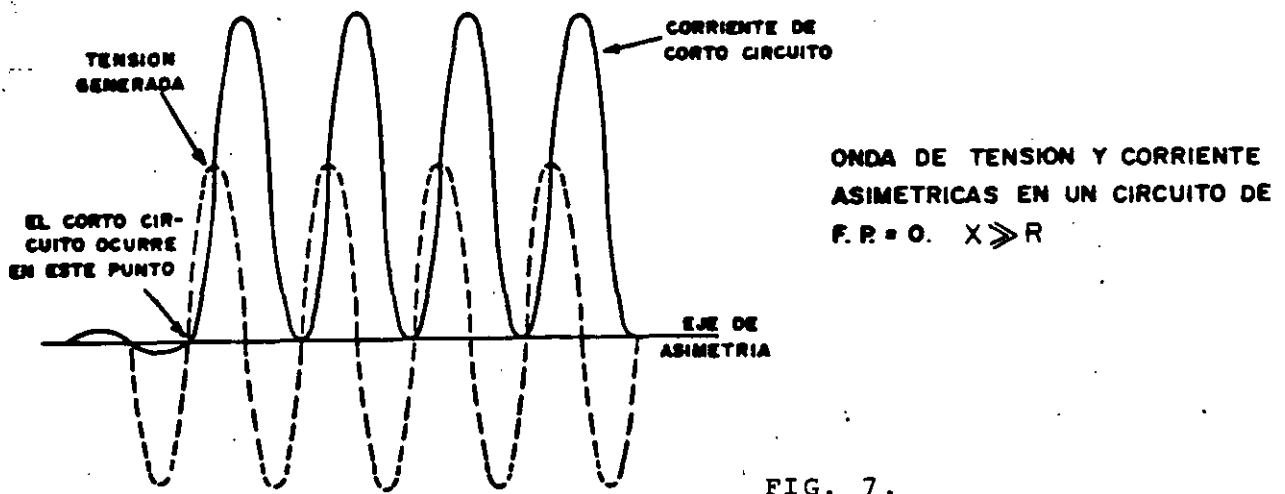


FIG. 7.

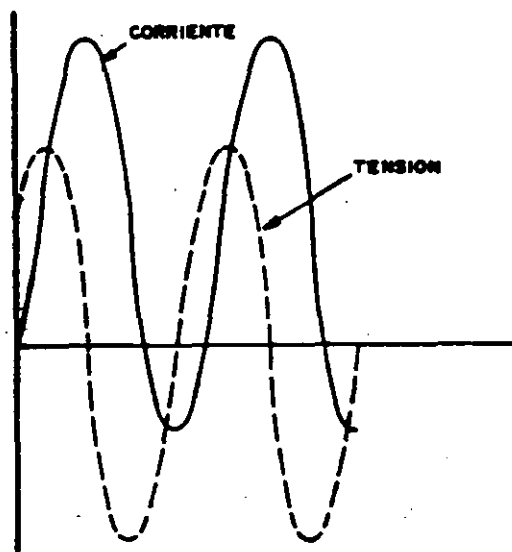


FIG. 8.

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:

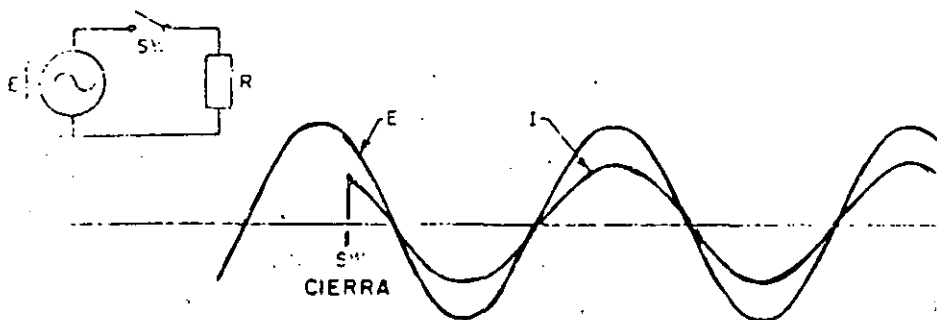
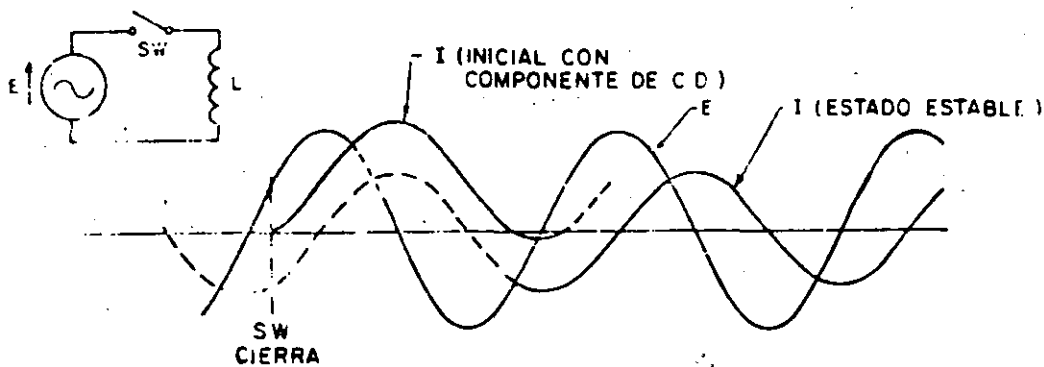


FIG. 9.

TRANSITORIO POR CONMUTACION R



TRANSITORIO POR CONMUTACION L

FIG. 10.

EN EL CASO DE UNA RESISTENCIA "R", EL CIERRE DEL SWITCH LLEVA A LA CORRIENTE A ASUMIR INMEDIATAMENTE EL VALOR QUE EXISTIRA EN EL ESTADO ESTABLE.

EN EL CASO DE LA INDUCTANCIA "L", EL FENOMENO SE COMPRENDE MEJOR MEDIANTE LA ECUACION:

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

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

8

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

EN EL EXTREMO DERECHO DE LA FIGURA ANTERIOR, APARECE LA CORRIENTE DE ESTADO ESTABLE. ESTA ESTÁ ATRASADA  $90^\circ$  CON RESPECTO AL VOLTAJE Y TIENE, LA MAXIMA PENDIENTE POSITIVA -- CUANDO LA TENSION ESTA EN SU MAXIMO VALOR POSITIVO; TIENE UN VALOR FIJO CUANDO LA TENSION ES CERO. REGRESANDO A LA CURVA AL MOMENTO DEL CIERRE DEL INTERRUPTOR (LINEA PUNTEADA) NOTE SE QUE LA CORRIENTE DEBERIA ESTAR A UN 90% DEL PICO NEGATIVO, PERO COMO ES SWITCH ESTA ABIERTO, ESTA CORRIENTE PARTIRA DE CERO AL CERRAR DESARROLLARA LA MISMA PENDIENTE QUE TENDRIA EN SU ESTADO ESTABLE (LINEA LLENA DE LA FIGURA) Y ESTO SE LOGRA DESPLAZANDO LA CURVA HACIA ARRIBA, COMO SI TUVIERA UNA COMPONENTE DE C.D. Y UNA DE C.A.

COMPONENTE DE C. D. DE LAS CORRIENTES DE C. C. ASIMETRICAS

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

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

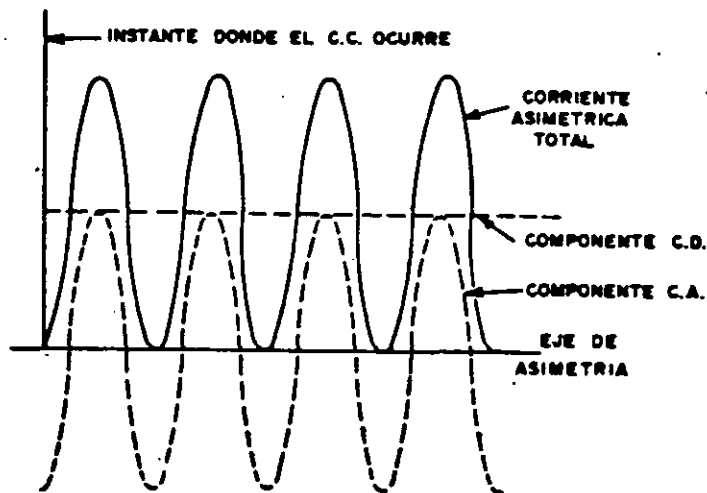


FIG. 11.

COMPONENTES DE LA CORRIENTE MOSTRADA EN LA FIGURA 9.

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

RELACION  $\frac{X}{R}$  .- ESTA RELACION, MEDIDA A LO LARGO DE LA TRAYECTORIA DEL C. C., AFECTA EL COMPORTAMIENTO DE LA COMPONENTE DE C. D., SI  $\frac{X}{R} = \infty$ , LA COMPONENTE DE C. D. NUNCA DECAERIA, SI  $\frac{X}{R} = 0$ , ENTONCES LA CAIDA ES INSTANTANEA. CUALQUIER OTRO VALOR PUEDE PRESENTARSE COMO SE OBSERVA EN LA FIG. 9.

LA MAYORIA DE LOS SISTEMAS TIENEN UNA CONSTANTE DE TIEMPO Y ES EL --  
TIEMPO REQUERIDO POR LA COMPONENTE DE C. D. PARA REDUCIRSE APROXIMADAMEN-  
TE A UN 37 % DE SU VALOR ORIGINAL.

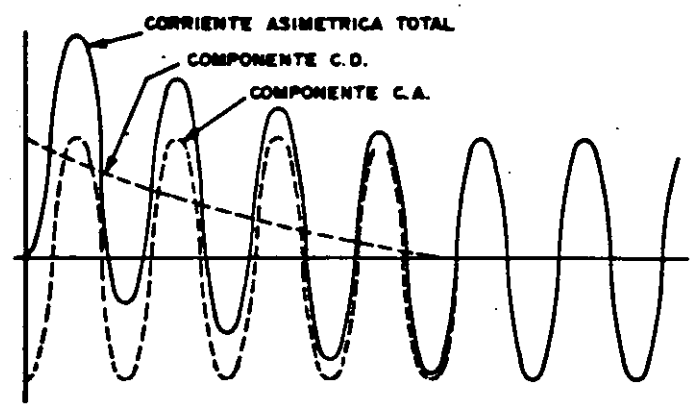


FIG. 12.

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

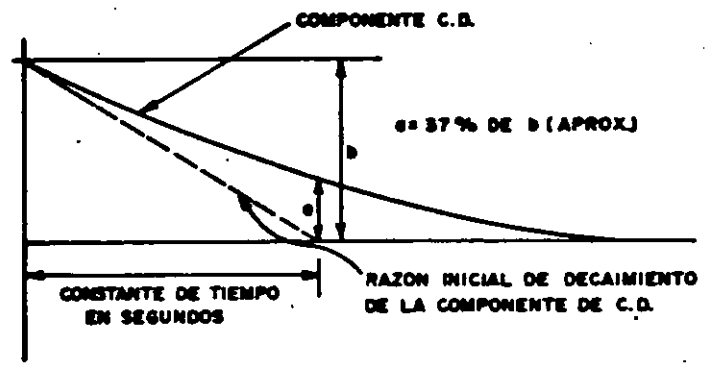


FIG. 13.

ILUSTRACION GRAFICA DE LA CONSTANTE DE TIEMPO.

1.3.- FACTORES DE MULTIPLICACION

PARA CALCULAR LA COMPONENTE DE C. D., SE HAN DESARROLLADO METODOS  
SIMPLIFICADOS MEDIANTE EL USO DE FACTORES DE MULTIPLICACION QUE CONVIERTEN  
EL VALOR RMS DE CORRIENTE ALTERNA SIMETRICA A VALORES RMS DE UNA ONDA ASI-  
METRICA QUE INCLUYE LA COMPONENTE DE C. D.



LOS FACTORES DE MULTIPLICACION SON SEMEJANTES A LOS MOSTRADOS EN LA SIGUIENTE GRAFICA, OBSERVESE QUE EL MAXIMO VALOR QUE PUEDE ALCANZAR LA COMPONENTE DE C.D. ES 1.732 VECES EL VALOR RMS DE LA COMPONENTE DE C.A.

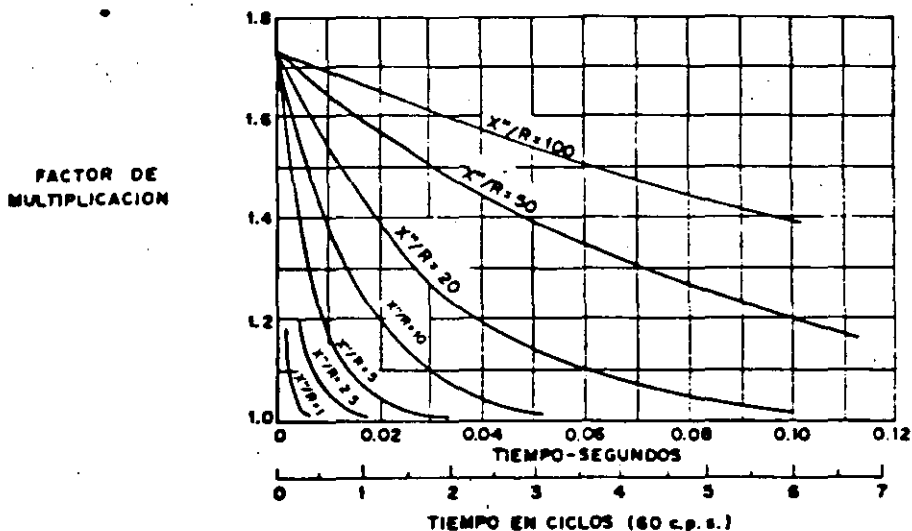


FIG. 14.

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

TABLA 1 REACTANCIAS DE MAQUINAS Y FACTORES DE MULTIPLICACION USADOS EN CALCULOS SIMPLIFICADOS DE LA CAPACIDAD NOMINAL DE CORTO CIRCUITO EN EQUIPO.

TIPO DE DESIGNACION NOMINAL DE CORTO CIRCUITO Y CLASE DE EQUIPO	REACTANCIAS DE MAQUINA A USAR			FACTORES DE MULTIPLICACION A SER 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 SUMINISTRO ES MENOR A 4

PARA CONSULTAR ACERCA DE LOS FACTORES DE MULTIPLICACION Y LAS NORMAS PARA LA APLICACION DE INTERRUPTORES SE PUEDEN CONSULTAR LAS SIGUIENTES NORMAS:

ANSI/IEEE C 37.13.1980 "IEEE STANDARD FOR LOW VOLTAGE AC - POWER CIRCUIT BREAKERS USED IN ENCLOSURES"

ANSI/IEEE C 37.010.1979, "IEEE APPLICATION GUIDE FOR AC - HIGH VOLTAGE CIRCUIT BREAKERS RATED ON A SYMMETRICAL CURRENT -- BASIS (CONSOLIDATED EDITION)"

ANSI/IEEE C 37.5.1979, "IEEE GUIDE FOR CALCULATION OF FAULT CURRENTS FOR APPLICATION OF AC HIGH VOLTAGE CIRCUIT BREAKERS RATED ON A TOTAL CURRENT BASIS"

ANSI C 37.41.1969 (R-1974) "DESIGN TEST FOR DISTRIBUTION CUT OUTS AND FUSE LINKS, SECONDARY FUSES, DISTRIBUTION ENCLOSED SINGLE POLE AIR SWITCHES, POWER FUSES, FUSE DISCONNECTING SWITCHES AND ACCESORIES".

1.4 CONCEPTOS DE COMPONENTES SIMETRICAS, CORTO CIRCUITO TRIFASICO Y FASE A TIERRA.

ANALISIS DE CIRCUITOS DESBALANCEADOS.

UNA APROXIMACION PARA UN PROCEDIMIENTO ADECUADO PARA CALCULAR LA CORRIENTE DE LA FASE "A" EN UN SISTEMA TRIFASICO SE OBSERVA EN LA FIGURA SIGUIENTE:

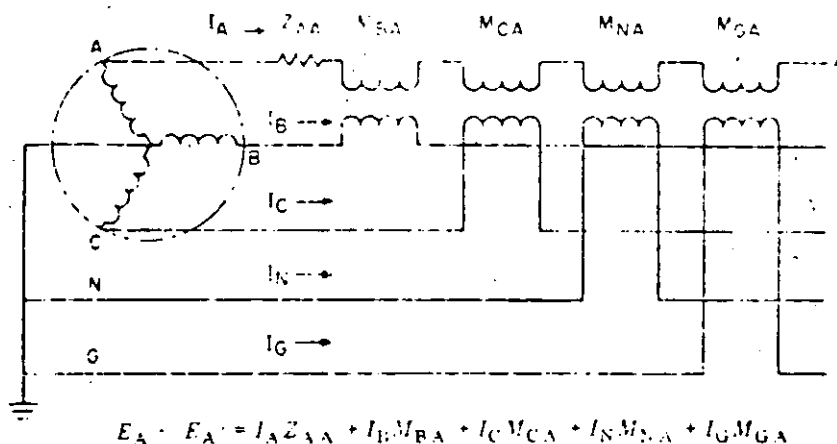


FIG. 15.

**CIRCUITO TRIFASICO, 4 HILOS, CARGA DESBALANCEADA**

PARA CADA CIRCUITO FISICO CONDUCTOR LA CAIDA DE TENSION TOTAL SE REPRESENTA COMO LA SUMA DE LAS CAIDAS DE TENSION POR LA IMPEDANCIA PROPIA MAS LA CAUSADA POR LAS IMPEDANCIAS MUTUAS DE LA FASE CON LOS OTROS ELEMENTOS (FASE B,C; NEUTRO Y TIERRA).

COMO EL DE LINEA A LINEA O EL DE LINEA A TIERRA.

PARA ESTOS PROBLEMAS DE CORTO CIRCUITO DESBALANCEADOS, USAMOS EL METODO DE COMPONENTES SIMETRICAS.

METODO DE COMPONENTES SIMETRICAS

ESTE CONCEPTO SE BASA EN QUE CUALQUIER CONDICION CONCEBIBLE DE DESBALANCEO PUEDE SER CORRECTAMENTE SINTETIZADA POR EL USO DE VARIOS SISTEMAS SIMETRICOS BALANCEADOS APROPIADOS EN MAGNITUD Y EN ANGULO DE FASE.

EN UN SISTEMA TRIFASICO, SON SEPARACION DE FASES DE  $120^\circ$  EXISTEN TRES POSIBLES SISTEMAS SIMETRICOS Y PUEDEN SER IDENTIFICADOS EN LA FIGURA SIGUIENTE:

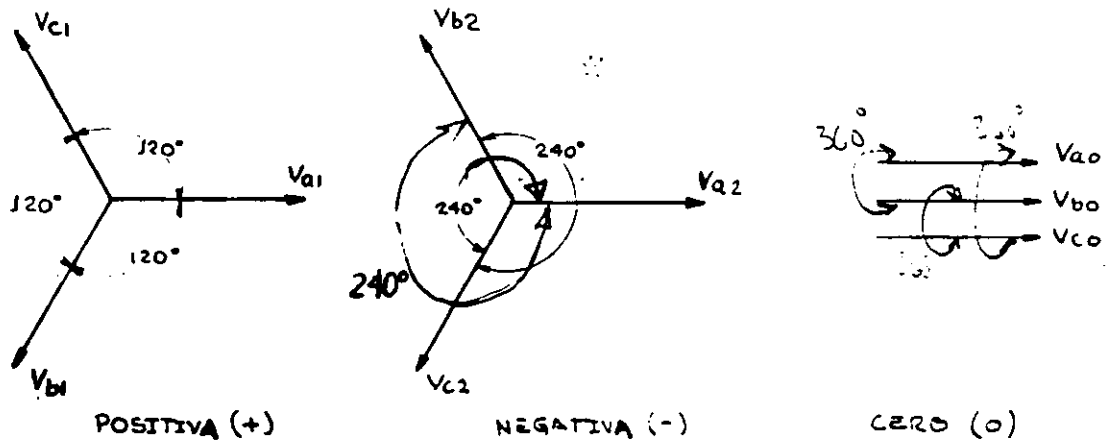


FIG. 17.

COMPONENTES DE SECUENCIA DE VOLTAJES.

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

LOS COMPONENTES DE SECUENCIA POSITIVA CONSISTEN EN TRES FASORES IGUALES EN MAGNITUD, DEFASADOS 120°, CON LA MISMA SECUENCIA DE FASES O ROTACION QUE LA DE LOS GENERADORES. SE ASUME QUE LA SECUENCIA POSITIVA ES ABC, PERO SERA SECUENCIA POSITIVA ACB EN UN SISTEMA DE GENERACION ACB. LOS COMPONENTES DE SECUENCIA NEGATIVA SON 3 FASORES IGUALES EN MAGNITUD, DESPLAZADOS 240°, CON UNA SECUENCIA DE FASES OPUESTA A LA SECUENCIA POSITIVA. LOS COMPONENTES DE SECUENCIA CERO CONSISTEN EN 3 FASORES IGUALES EN MAGNITUD Y EN FASE COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA ANTERIOR, DEFASADOS 240

EL SUBINDICE 1 SE USA PARA IDENTIFICAR UN COMPONENTE DE SECUENCIA POSITIVA, EL SUBINDICE 2 PARA UN COMPONENTE DE SECUENCIA NEGATIVA Y EL 0 PARA LA SECUENCIA CERO.

DADO QUE LOS TRES FASORES EN CUALQUIER SECUENCIA SON SIEMPRE IGUALES EN MAGNITUD, LOS TRES GRUPOS PUEDEN EXPRESARSE EN TERMINOS DE UN FASOR. POR CONVENIENCIA, SE PUEDE USAR EL FASOR DE LA FASE "A".

SECUENCIA POSITIVA	SECUENCIA NEGATIVA	SECUENCIA CERO
$\dot{V}_{a1} = \dot{V}_{a1}$	$\dot{V}_{a2} = \dot{V}_{a2}$	$\dot{V}_{a0} = \dot{V}_{a0}$
$\dot{V}_{b1} = a^2 \dot{V}_{a1}$	$\dot{V}_{b2} = a \dot{V}_{a2}$	$\dot{V}_{b0} = \dot{V}_{a0}$
$\dot{V}_{c1} = a \dot{V}_{a1}$	$\dot{V}_{c2} = a^2 \dot{V}_{a2}$	$\dot{V}_{c0} = \dot{V}_{a0}$

LOS COEFICIENTES  $a$  Y  $a^2$  SON FASORES UNITARIOS QUE CUANDO SE MULTIPLICAN CON UN FASOR, CAUSAN UN DESPLAZAMIENTO ANGULAR DE  $120^\circ$  Y  $240^\circ$  RESPECTIVAMENTE.

ASI :

$$a = 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j 0.866 \dots \textcircled{1}$$

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = -0.5 - j 0.866 \dots \textcircled{2}$$

$$a^3 = 1 \angle 360^\circ = 1 \angle 0^\circ \dots \textcircled{3}$$

PUEDEN DERIVARSE DE LAS ECUACIONES ANTERIORES

ALGUNAS COMBINACIONES UTILES :

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

$$\begin{matrix} 1 - a^2 = \sqrt{3} \angle 30^\circ \\ a^2 - 1 = \sqrt{3} \angle 210^\circ \end{matrix} \dots \textcircled{5}$$

$$\begin{matrix} a - 1 = \sqrt{3} \angle 150^\circ \\ 1 - a = \sqrt{3} \angle -30^\circ \end{matrix} \dots \textcircled{6}$$

$$\begin{matrix} a^2 - a = \sqrt{3} \angle 270^\circ \\ a - a^2 = \sqrt{3} \angle 90^\circ \end{matrix} \dots \textcircled{7}$$

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

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

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

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

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, EXISTIRA EN LOS TRES FASES.

SECUENCIAS EN UN SISTEMA TRIFASICO DE POTENCIA  
=====

EN CUALQUIER PARTE BALANCEADA O SIMETRICA DE UN SISTEMA:

- LAS CORRIENTES DE SECUENCIA POSITIVA PRODUCEN SOLO CAIDAS DE TENSION DE SECUENCIA POSITIVA.
- LAS CORRIENTES DE SECUENCIA NEGATIVA O CERO PRODUCEN SOLO CAIDAS DE TENSION DE LA MISMA SECUENCIA.

EN CUALQUIER PARTE BALANCEADA O SIMETRICA LAS TENSIONES GENERADAS POR LA MAQUINA ROTATORIA SON IGUALES EN FASE Y DESPLAZADAS  $120^\circ$  Y LAS IMPEDANCIAS SON IGUALES EN LAS TRES FASES.

EN CUALQUIER PARTE DESBALANCEADA O ASIMETRICA DE UN SISTEMA:

- LAS CORRIENTES DE SECUENCIA POSITIVA PRODUCEN CAIDAS DE TENSION DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA Y POSIBLEMENTE DE SECUENCIA CERO.
- LAS CORRIENTES DE SECUENCIA NEGATIVA PRODUCEN CAIDAS DE TENSION DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y POSIBLEMENTE DE SECUENCIA CERO.
- LAS CORRIENTES DE SECUENCIA CERO PRODUCEN CAIDAS DE TENSION POSITIVA, NEGATIVA Y DE SECUENCIA CERO.



DADO QUE SE PRESUME QUE LOS SISTEMAS TRIFASICOS ESTAN BALANCEADOS HASTA EL PUNTO DE FALLA O DE DESBALANCEO, NO SE CONSIDERA UNA INTERACCION ENTRE LAS TRES SECUENCIAS 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 AREA 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 SUBTRANSITORA
- $x_d'$  - REACTANCIA TRANSITORIA
- $x_d''$  - REACTANCIA 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 ACOSTUMBRA ATERRIZAR SOLIDAMENTE EL GENERADOR.

## TRANSFORMADORES

EN LOS TRANSFORMADORES LOS VALORES DE SECUENCIA NEGATIVA Y POSITIVA DE SUS REACTANCIAS SON IDENTICOS, EL VALOR DE SECUENCIA CERO ES TAMBIEN IGUAL A LOS OTROS VALORES DE SECUENCIA, O ES INFINITO.

LOS CIRCUITOS DE SECUENCIA PARA UN NUMERO DE BANCO DE TRANSFORMADORES SE MUESTRAN EN LA FIGURA ANEXA.

## LINEAS DE TRANSMISION

EN LINEAS DE TRANSMISION, LAS REACTANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA SON LAS MISMAS. LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO SIEMPRE ES DIFERENTE DE LAS OTRAS DOS PUEDE VARIAR DE 2 A 6 VECES  $X_1$ , UNA APROXIMACION GRUESA ES 3 A 3.5 VECES  $X_1$ .

## REDES DE SECUENCIA

ASUMIENDO QUE EL SISTEMA ESTA BALANCEADO O SIMETRICO AL PUNTO DE DESBALANCE O FALLA, LOS TRES COMPONENTES DE SECUENCIA SON INDEPENDIENTES Y NO REACCIONAN UNA CON OTRO. ASI, SE REQUIEREN 3 REDES DE SECUENCIA PARA SEPARAR LOS TRES COMPONENTES DE SECUENCIA PARA CONSIDERACION INDIVIDUAL: UNA PARA SECUENCIA POSITIVA, OTRA PARA LA NEGATIVA Y LA DE SECUENCIA CERO. ESTAS REDES DE SECUENCIA CONSISTEN EN UNA FASE A NEUTRO DEL SISTEMA DE POTENCIA, MOSTRANDO TODOS LOS COMPONENTES RELEVANTES DEL PROBLEMA BAJO CONSIDERACION.

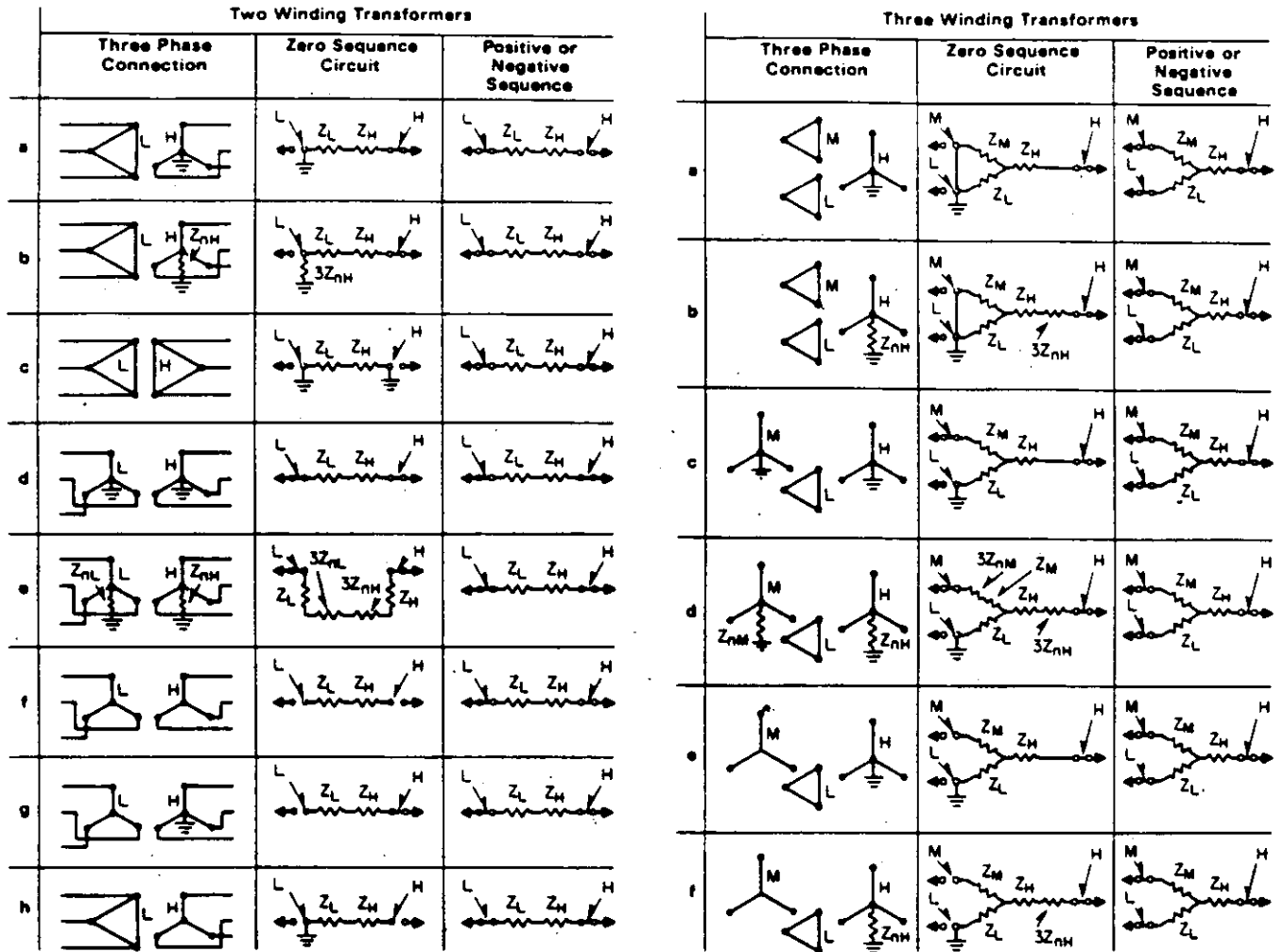


Figure 2-22: Equivalent Positive, Negative and Zero Sequence Circuits for Some Common and Theoretical Connections for Two and Three Winding Transformers.

CIRCUITOS DE SECUENCIA PARA TRANSFORMADORES.

LOS DIAGRAMAS TIPO SE MUESTRAN EN LAS FIGURAS SIGUIENTES:

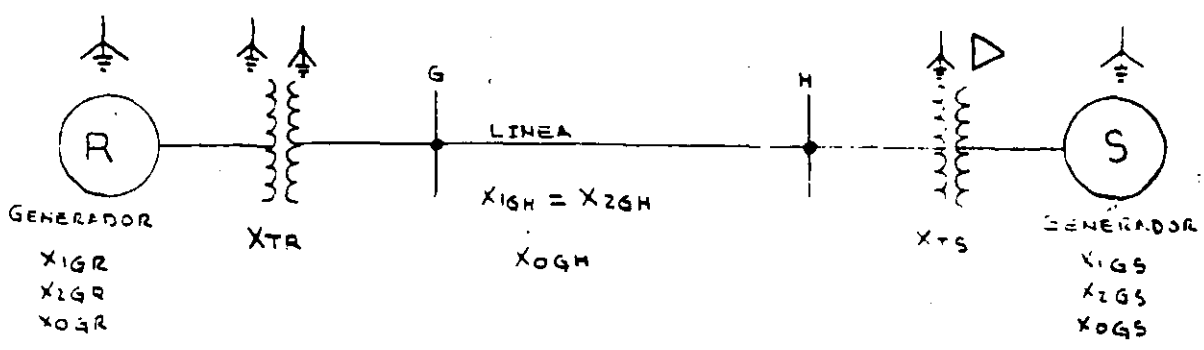


FIG. 18.

RED DE SECUENCIA POSITIVA

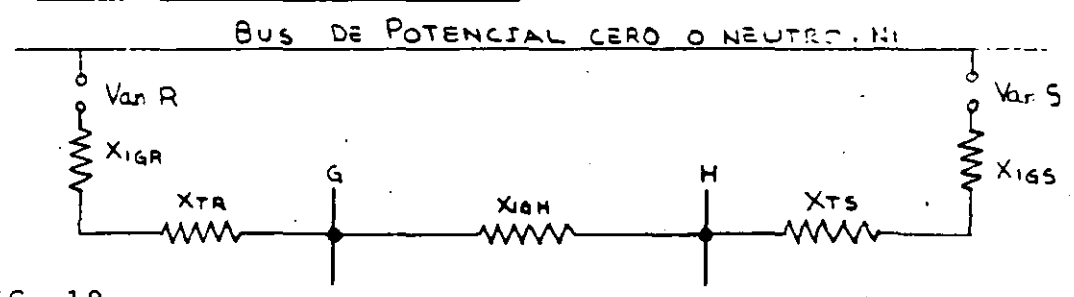


FIG. 19.

RED DE SECUENCIA NEGATIVA

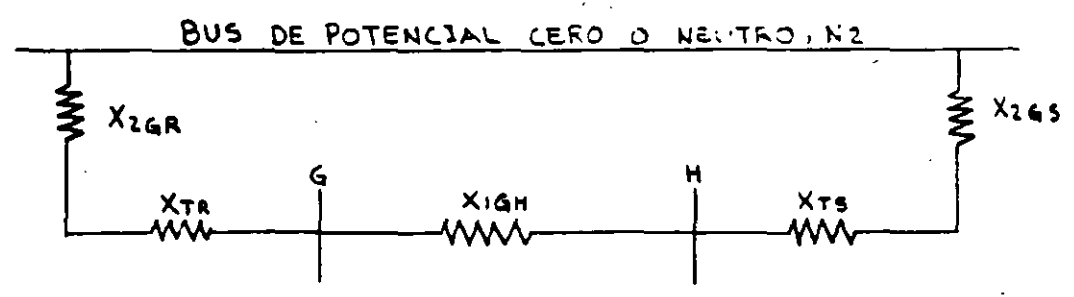


FIG. 20.

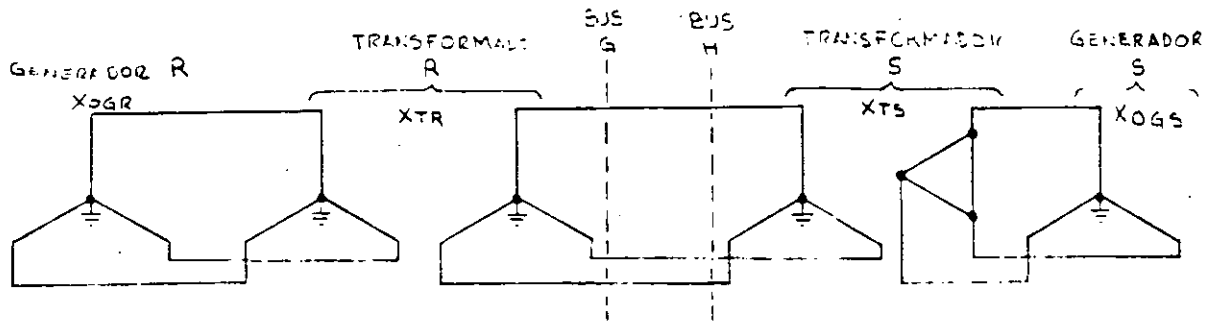


FIG. 21.

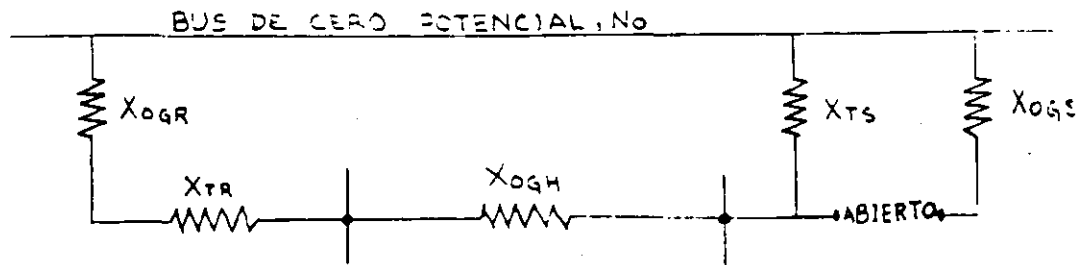


FIG. 22.

LA RED DE SECUENCIA POSITIVA DEBE MOSTRAR LOS VOLTAJES DE LOS GENERADORES Y LAS IMPEDANCIAS DE GENERADORES, TRANSFORMADORES Y LINEAS, LA RED DE SECUENCIA NEGATIVA ES IGUAL A LA PRIMERA, CON DOS EXCEPCIONES: 1) NO EXISTIRAN VOLTAJES DE GENERADORES, DADO QUE LAS MAQUINAS SINCRONAS PRODUCEN SECUENCIA POSITIVA SOLAMENTE; 2) LA REACTANCIA DE SECUENCIA NEGATIVA PUEDE SER DIFERENTE, AUNQUE PARA EFECTOS PRACTICOS SE CONSIDERAN IGUALES  $X_1$  Y  $X_2$ .

LA RED DE SECUENCIA CERO ES ALGO DIFERENTE A LAS OTRAS DOS: - ANTES QUE TODO NO TIENE VOLTAJE: LA MAQUINARIA ROTATORIA NO PRODUCE VOLTAJE DE SECUENCIA CERO. TAMBIEN, LAS CONEXIONES DE TRANSFORMADORES REQUIEREN CONSIDERACION ESPECIAL Y LAS IMPEDANCIA DE ATERRIZAMIENTO DEBEN INCLUIRSE. EN LA TABLA ANEXA SE MUESTRAN LOS CIRCUITOS DE SECUENCIA CERO PARA VARIOS TRANSFORMADORES.

CONEXIONES EN REDES DE SECUENCIA Y VOLTAJES

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

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

$$\dot{V}_i = \dot{V}_{an} - \sum \dot{i}_i \dot{z}_i$$

DONDE  $\sum I, Z,$  ES LA SUMA FASORIAL DE LAS CAIDAS  $I, Z,$  DES\_ DE EL BUS DE CERO POTENCIAL ( $N_1$ ) HASTA EL PUNTO DONDE SE RE QUIERE DETERMINAR EL VOLTAJE:

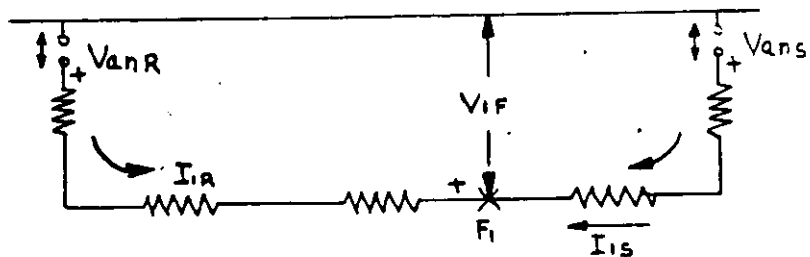


FIG. 23.

LA RED DE SECUENCIA NEGATIVA :

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

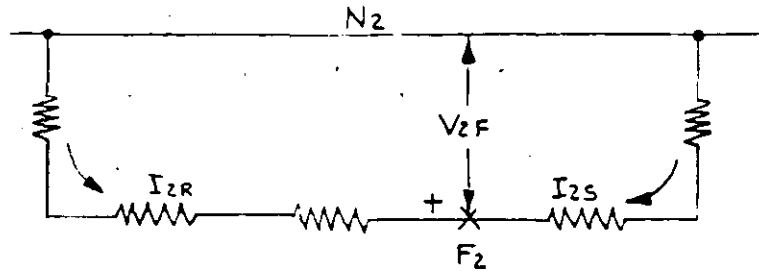


FIG. 24.

EN LA RED DE SECUENCIA CERO :

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

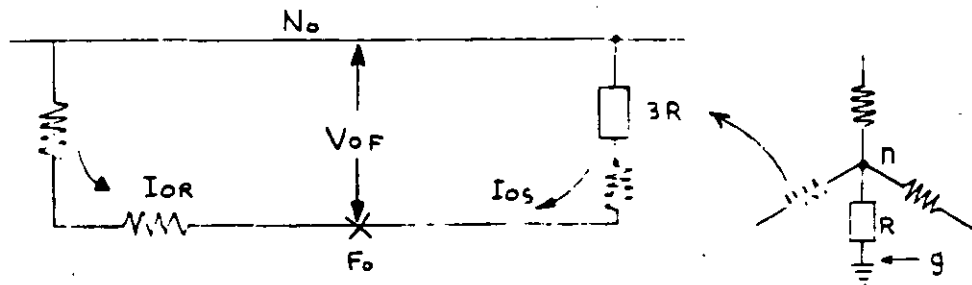


FIG. 25.

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

CONEXIONES DE REDES EN CASO DE FALLA O DESBALAN  
CEO GENERAL.

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

FALLA TRIFASICA

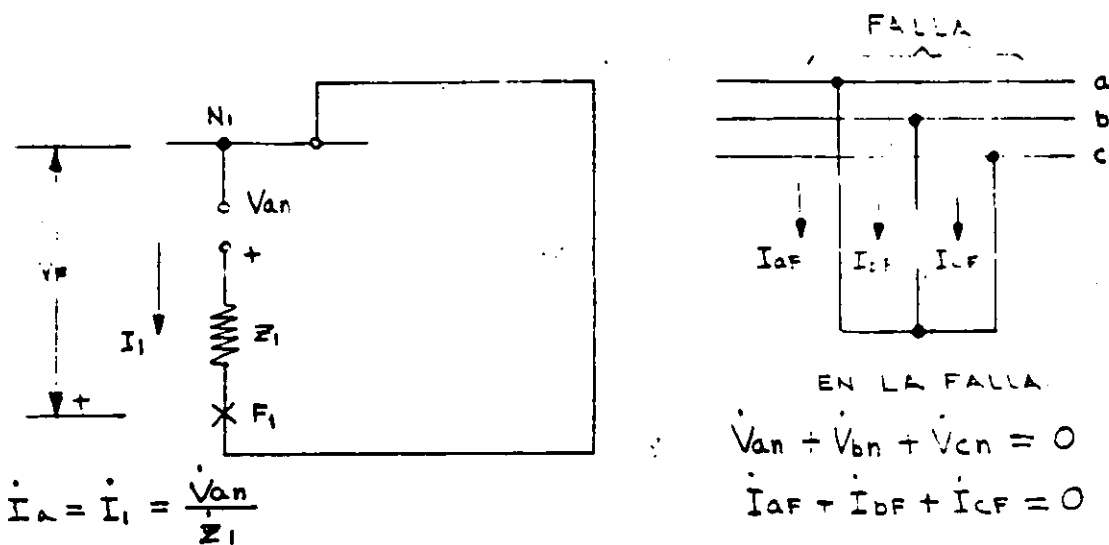
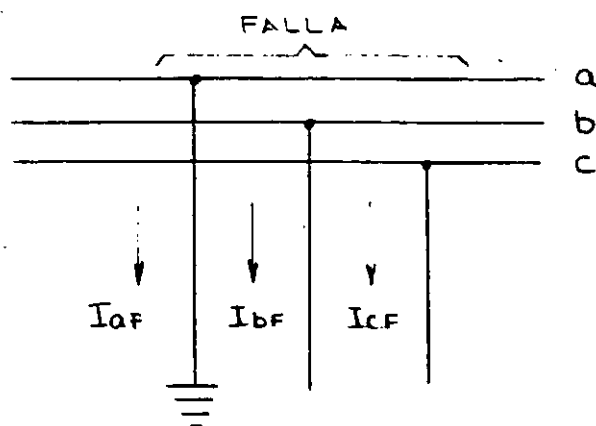


FIG. 26.



DADO QUE LA FALLA TRIFASICA ES SIMETRICA, NO SE REQUIEREN COMPONENTES SIMETRICOS PARA ESTE CALCULO. SIN EMBARGO, DADO QUE LA RED DE SECUENCIA POSITIVA REPRESENTA EL SISTEMA, LA RED PUEDE SER CONECTADA COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA ANTERIOR.

FALLA DE UNA FASE A TIERRA.



EN LA FALLA :

$$V_{ag} = 0.$$

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

FIG. 27.

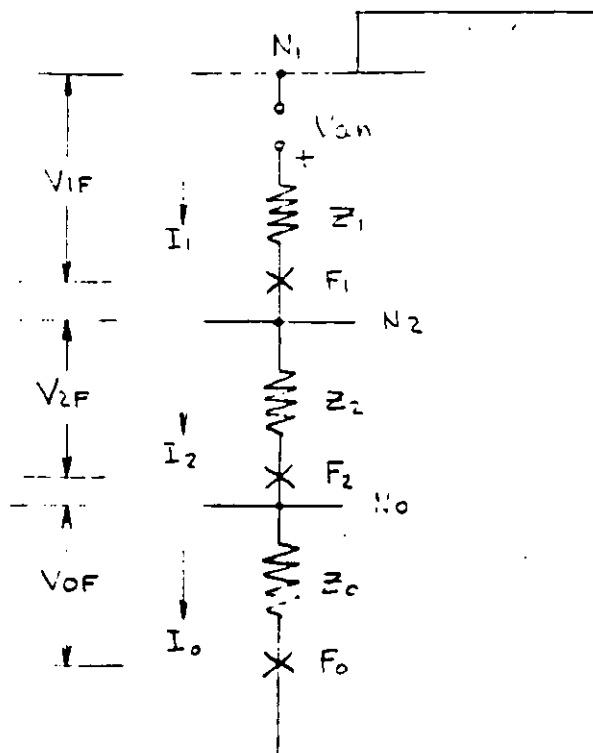
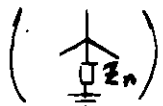


FIG. 28.

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

EN EL CASO DE QUE EXISTA UNA IMPEDANCIA AL NEUTRO DEL SISTEMA

SE TENDRIA:



$$I_{af} = i_{a_1} + i_{a_2} + i_{a_0} = 3 i_{a_1} =$$

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

## FALLA DE FASE A FASE

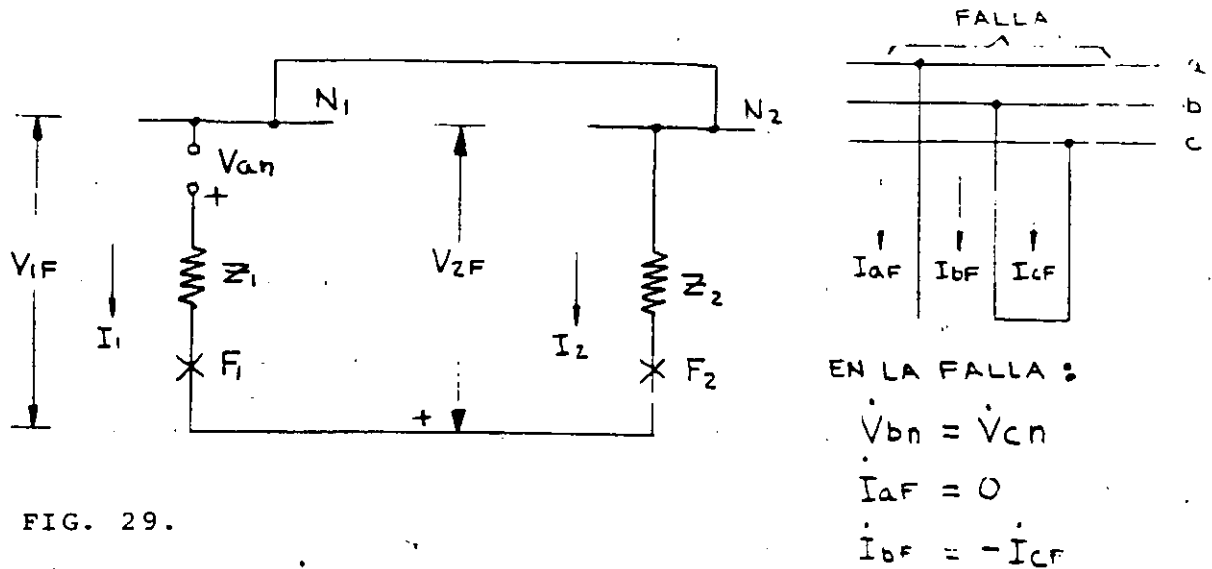


FIG. 29.

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

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

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

LOS ESTUDIOS DE FALLA NORMALMENTE INCLUYEN LA FALLA TRIFASICA Y LA FALLA MONOFASICA A TIERRA.

LAS FALLAS TRIFASICAS SON DE LAS MAS SEVERAS, MIENTRAS QUE LAS FALLAS MONOFASICAS SON LAS MAS COMUNES; LOS ESTUDIOS DE ESTAS ULTIMAS PROVEEN INFORMACION UTIL PARA AJUSTES DE RELEVADORES DE TIERRA.

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

REDUCCION DE REDES DE SECUENCIA

CUANDO SE REALIZAN CALCULOS MANUALES LA RED COMPLETA DEL SISTEMA SE REDUCE A UN UNICO VALOR DE IMPEDANCIA EN CADA SECUENCIA. PARA SIMPLIFICAR ESTA REDUCCION SE ASUME LO SIGUIENTE:

- TODOS LOS VOLTAJES GENERADOS SON IGUALES Y EN FASE.
- EN MEDIA Y EN ALTA TENSION LAS RESISTENCIAS SE DESPRECIAN, NO SIENDO ASI EN BAJA TENSION (COMO SE VERA MAS ADELANTE)
- SE DESPRECIAN TODAS LAS REACTANCIAS EN DERIVACION, INCLUYENDO CARGAS, REACTANCIAS DE MAGNETIZACION, ETC.
- TODAS LAS REACTANCIAS MUTUAS SE DESPRECIAN CON EXCEPCION DE LINEAS PARALELAS.

USANDO ESTAS CONSIDERACIONES, LA RED DE SECUENCIA POSITIVA PUEDE SER DIBUJADA CON UNA FUENTE SENCILLA DE TENSION  $V_{an}$ , CONECTADA A LAS IMPEDANCIAS DEL GENERADOR POR UN BUS (ES DECIR, TODAS LAS FUENTES DE VOLTAJE SE REDUCEN A UNA SOLA, CON IMPEDANCIAS EN PARALELO).

EN EL CALCULO DE LA MAXIMA CORRIENTE SIEMPRE SE ASUME QUE LA FALLA TIENE IMPEDANCIA CERO EN EL PUNTO DE FALLA (NO SE CONSIDERA LA IMPEDANCIA DE ARCO), PERO DEBE RECONOCERSE SIN EMBARGO, QUE LAS FALLAS REALES CON FRECUENCIA INVOLUCRAN ARQUEO, QUE REDUCE LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE DE FALLA.

EN LOS SISTEMAS DE BAJA TENSION, SI SE DEBE TOMAR EN CONSIDERACION ESTE EFECTO; CON RELACION A LA FALLA - SOLIDA LOS VALORES TIPICOS DE LA FALLA DE ARQUEO SON:

+ 0.89 p.u. A 480 V Y 0.12 A 220 V. PARA ARQUEO TRI\_FASICO

+ 0.74 A 480 V Y 0.02 A 220 V PARA ARQUEO DE LINEA - A LINEA"

+ 0.38 A 277 V Y 0.01 A 120 V PARA TENSIONES DE FASE A NEUTRO EN LA FALLA DE ARQUEO A TIERRA.

SI LOS VOLTAJES SON DIFERENTES, EL TEOREMA DE THEVENIN O EL DE SUPERPOSICION PUEDE SER USADO PARA REDUCIR LA RED Y CALCULAR LAS FALLAS.

LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA (+) (-) Y (0) SERAN DIFERENTES PARA CADA LOCALIZACION DIFERENTE DE LA FALLA, REQUIRIENDO CADA UNA DE ESTAS UNA TAMBIEN DIFERENTE REDUCCION DE LA RED. DURANTE LA REDUCCION DE LA RED, LA DISTRIBUCION DE CORRIENTES EN LAS DIFERENTES RAMAS DEBERIA DE SER CALCULADA TANTO COMO UNA COMPROBACION COMO PARA DETERMINAR EL FLUJO DE CORRIENTE A TRAVES DE LOS RELEVADORES INVOLUCRADOS EN UNA FALLA.

CON RELACION A EL SISTEMA ILUSTRADO EN LAS PAGINAS Y , SE MUESTRAN A CONTINUACION LA REDUCCION DE LA RED. SE CONSIDERA UNA FALLA EN EL BUS "G", Y SE REDUCIRAN LAS DISTINTAS IMPEDANCIAS A UNOS VALORES UNICOS DE  $X_1$ ,  $X_2$ ,  $X_0$ .

SE ASUME QUE LAS CORRIENTES  $I_1$ ,  $I_2$ , e  $I_0$  TIENEN UN VALOR DE 1.0 (POR UNIDAD) (p.u.) Y QUE LAS CORRIENTES  $I_{1R}$  E  $I_{1L}$  SUMADAS NOS DARAN 1.0 P.U. OSEA EL VALOR DE  $I_1$ ; LO MISMO ES APLICABLE A LAS OTRAS SECUENCIAS.

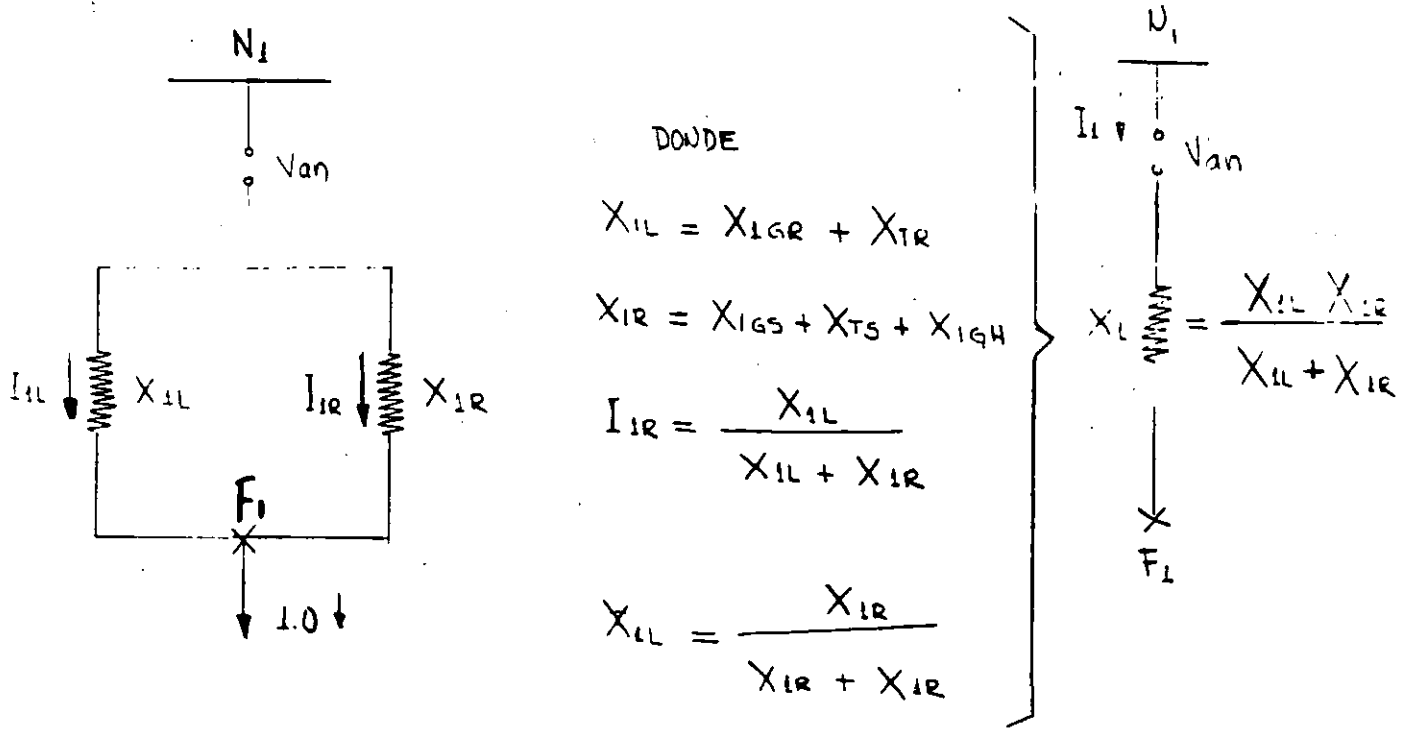


FIG. 30.

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

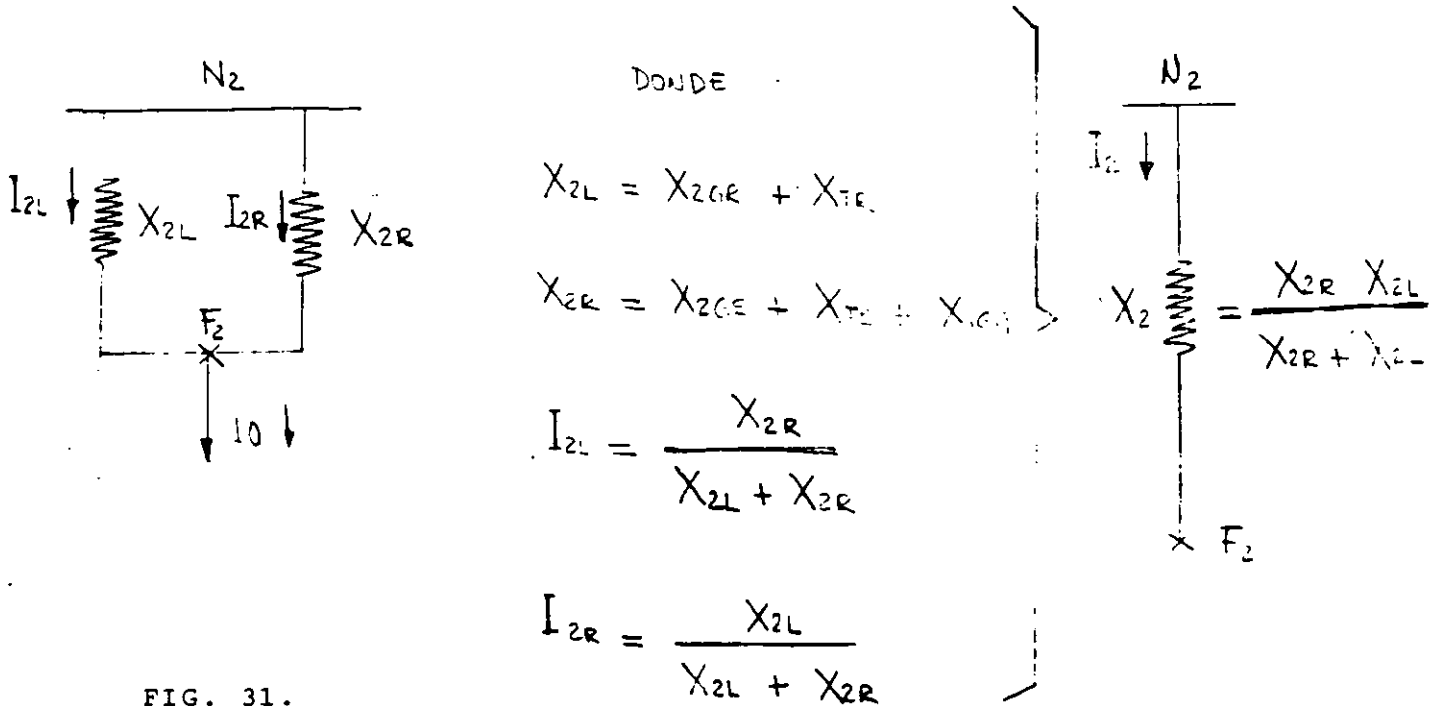


FIG. 31.

REDUCCION DE LA RED DE SECUENCIA NEGATIVA PARA UNA FALLA EN EL BUS "G"

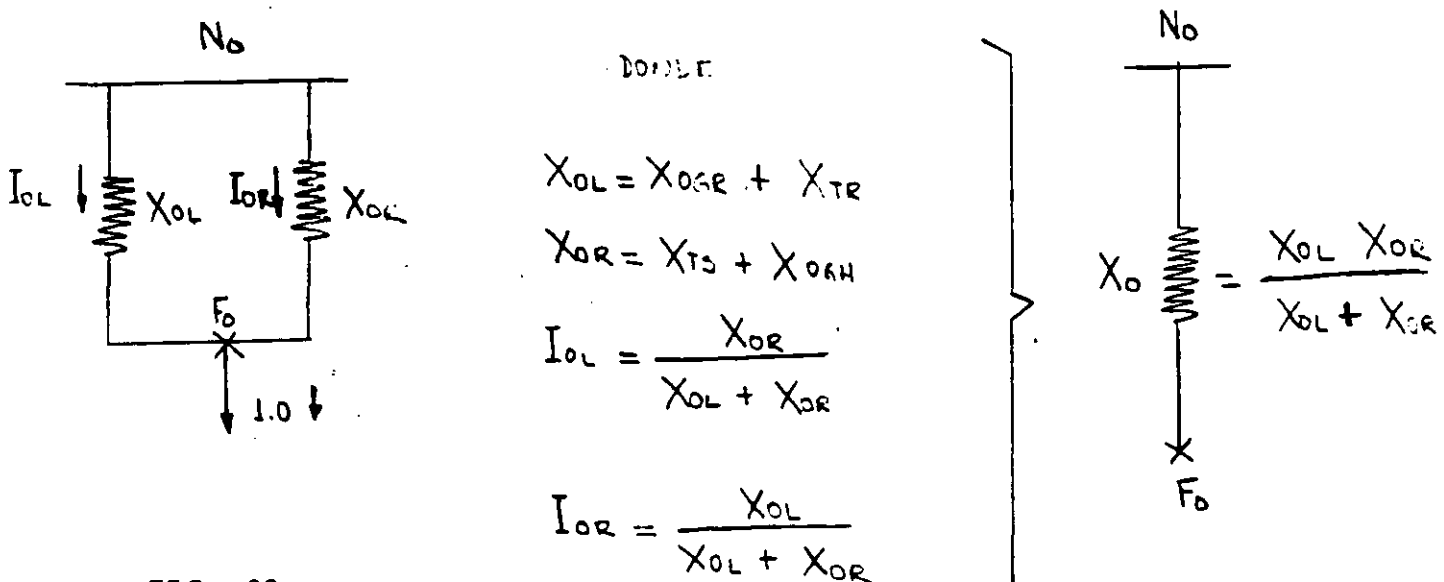


FIG. 32.

REDUCCION DE LA RED DE SECUENCIA CERO PARA UNA FALLA EN EL BUS "G"



1.5 PROCEDIMIENTO PARA CALCULO DE CORRIENTES DE FALLA EN UN SISTEMA INDUSTRIAL.

PROCEDIMIENTOS PARA CALCULAR LAS CORRIENTES DE FALLA (EN CUALQUIER SISTEMA ELECTRICO).

- A) ANTES QUE OTRA COSA, SE DEBEN CONOCER LAS CONDICIONES DE OPERACION DE LA RED. QUE INTERRUPTORES ESTAN ABIERTOS Y CUALES CERRADOS; MAXIMA Y MINIMA GENERACION ETC.
- B) HAGA UN DIAGRAMA UNIFILAR COMPLETO PARA EL SISTEMA, INCLUYENDO GENERADORES, TRANSFORMADORES, LINEAS, MOTORES SINCRONOS Y DE INDUCCION, CABLES, BUSES; SE DEBERAN ANOTAR LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA (+), (-), Y (0) DE CADA COMPONENTE.
- C) PREPARE A PARTIR DEL DIAGRAMA DEL SISTEMA UN DIAGRAMA UNIFILAR PARA CADA RED DE SECUENCIA (+,-,0).
- D) REDUZCA LOS VALORES DE IMPEDANCIAS A UNA BASE COMUN. LOS VALORES PUEDEN EXPRESARSE COMO UN PORCENTAJE EN UNA BASE COMUN EN KVA. O COMO IMPEDANCIA EN OHMS EN UNA BASE COMUN DE VOLTAJE.

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

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

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

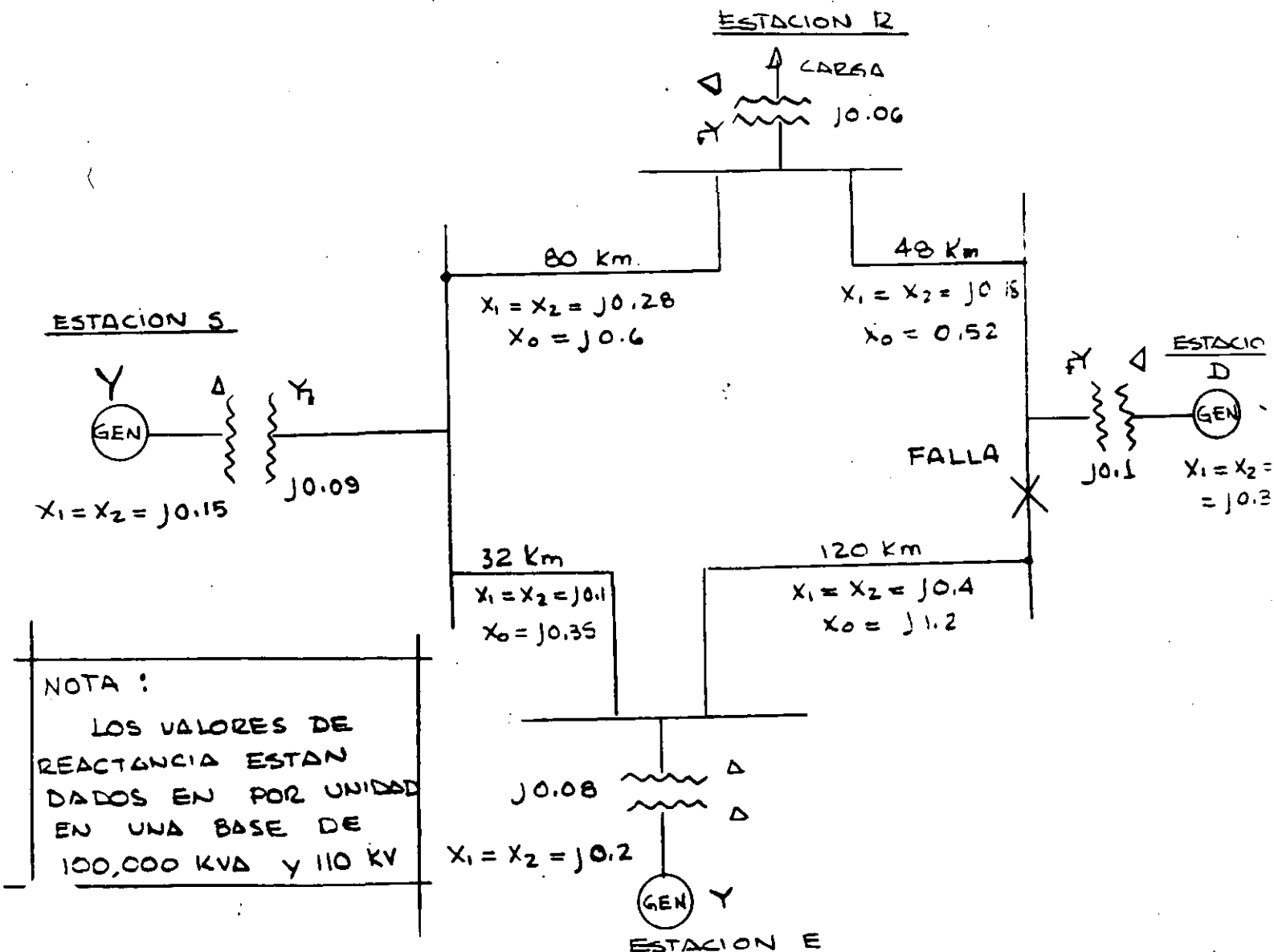


FIG. 33.

## RED DE SECUENCIA POSITIVA

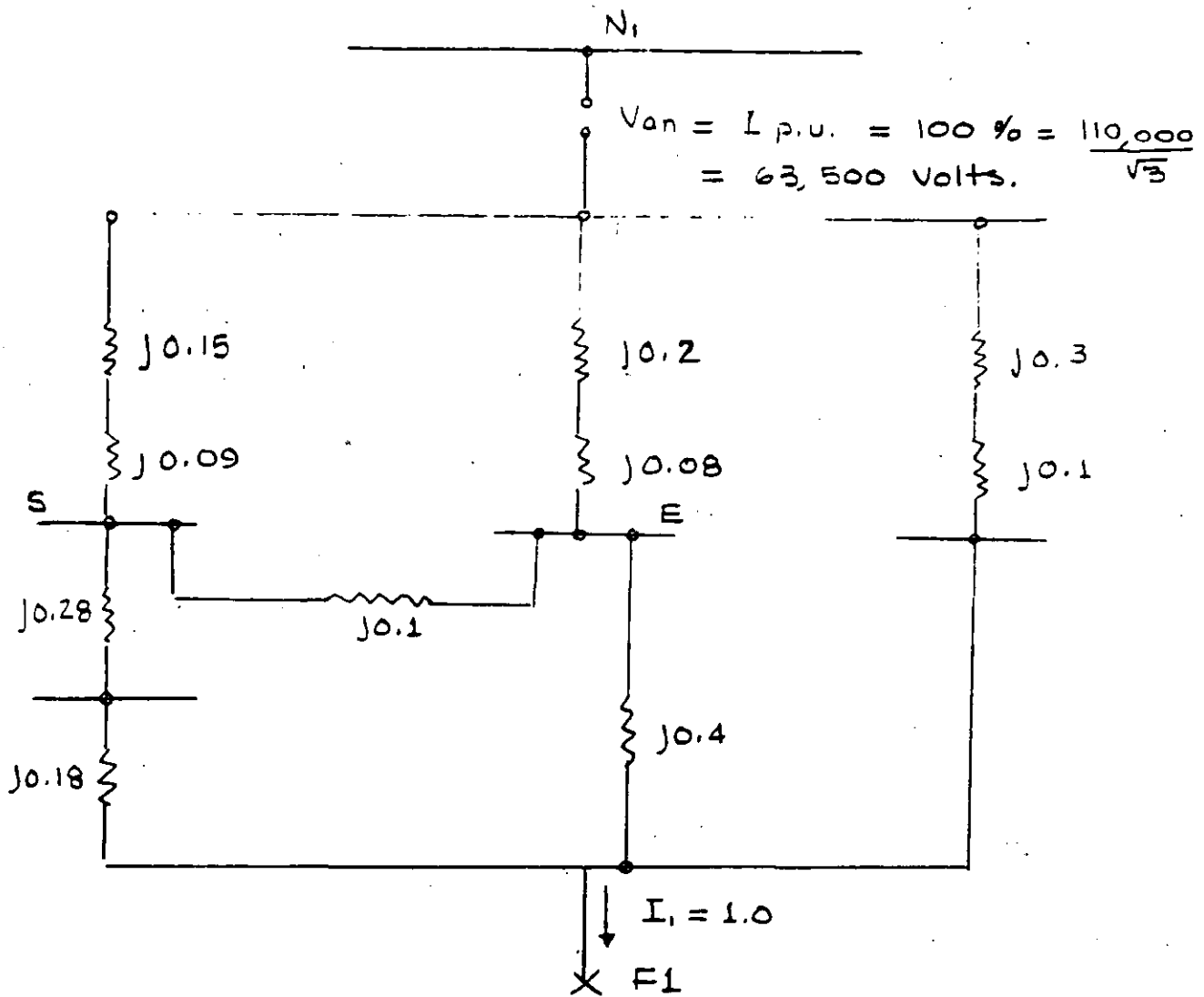


FIG. 34.

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

### RED DE SECUENCIA CERO

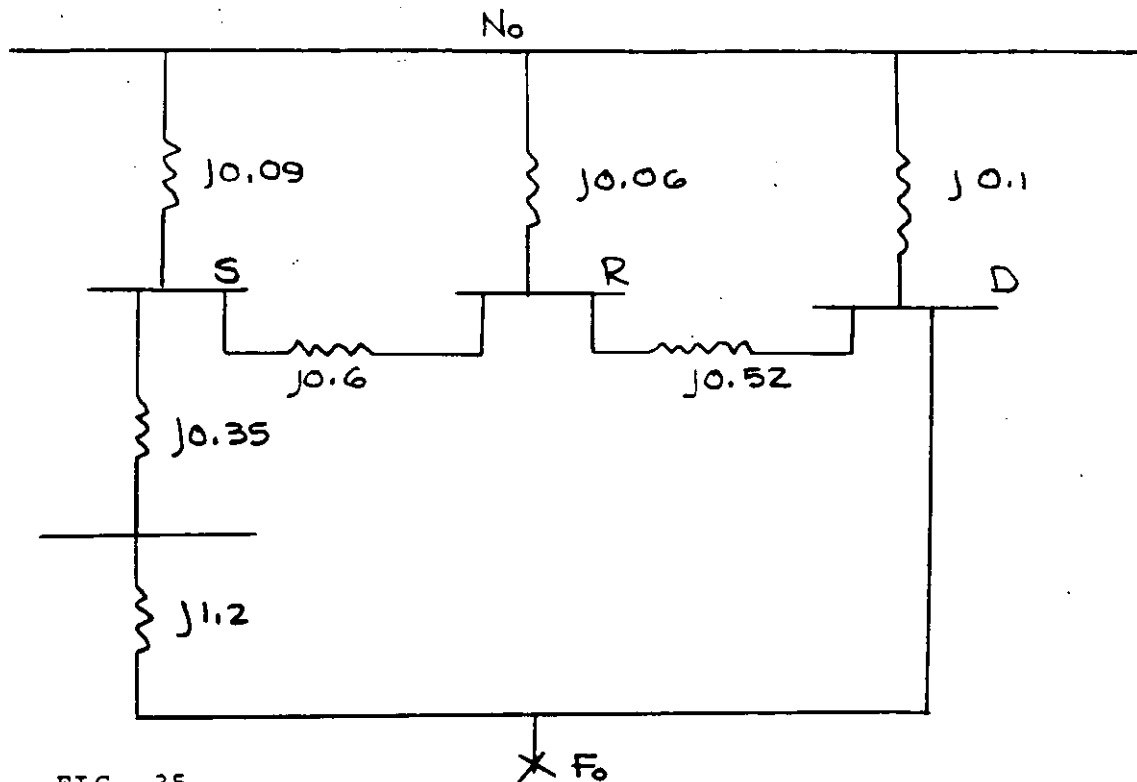


FIG. 35.

### REDUCIENDO LAS REDES :

### RED DE SECUENCIA POSITIVA

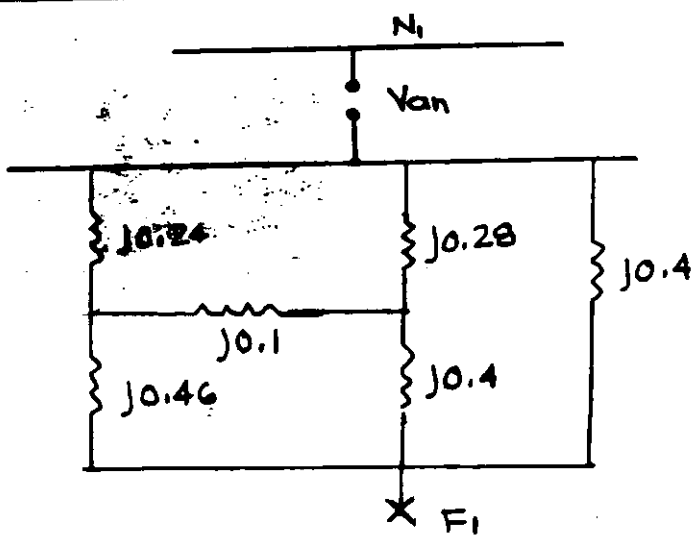
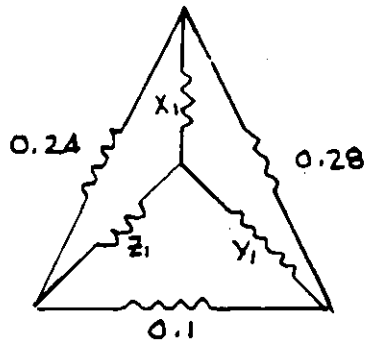


FIG. 36.

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



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

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

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

FIG. 37.

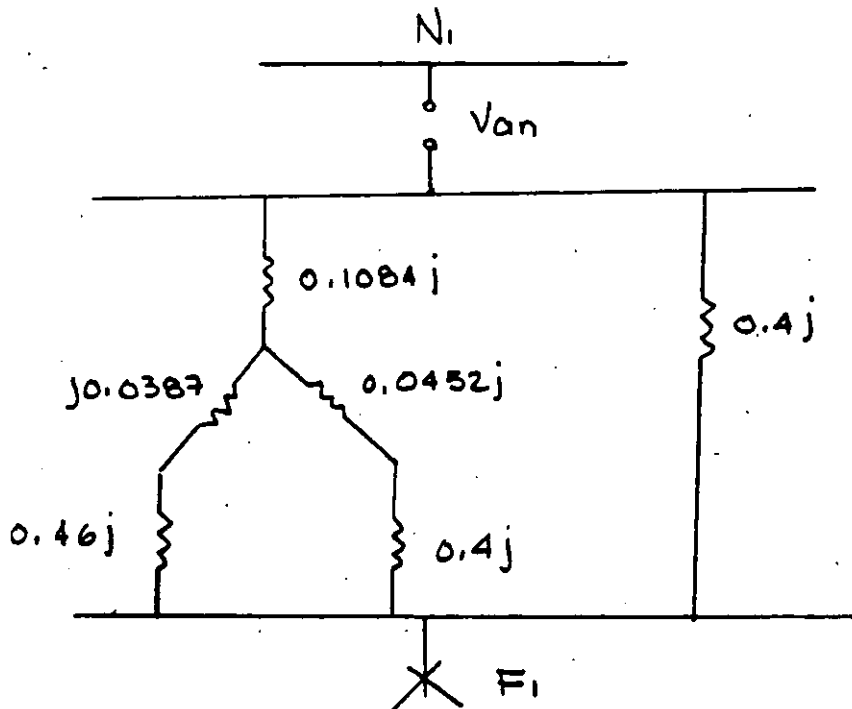


FIG. 38.

OPERANDO Y REDUCIENDO LA RED:

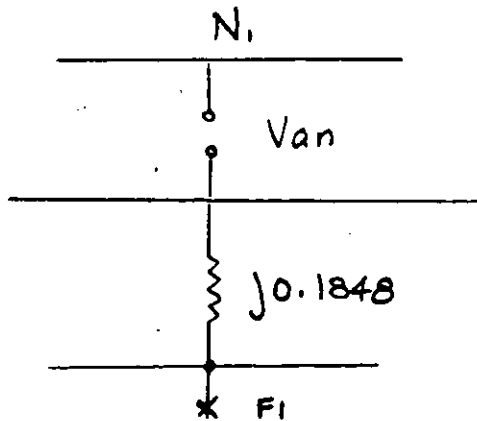


FIG. 39

LA RED DE SECUENCIA CERO

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

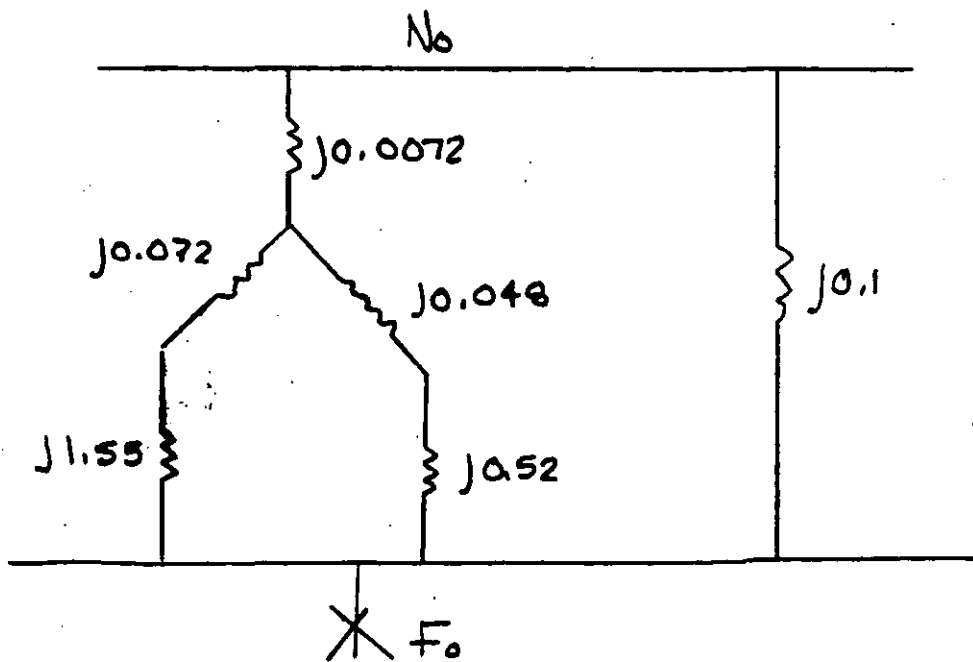


FIG. 40.

REDUCIENDO

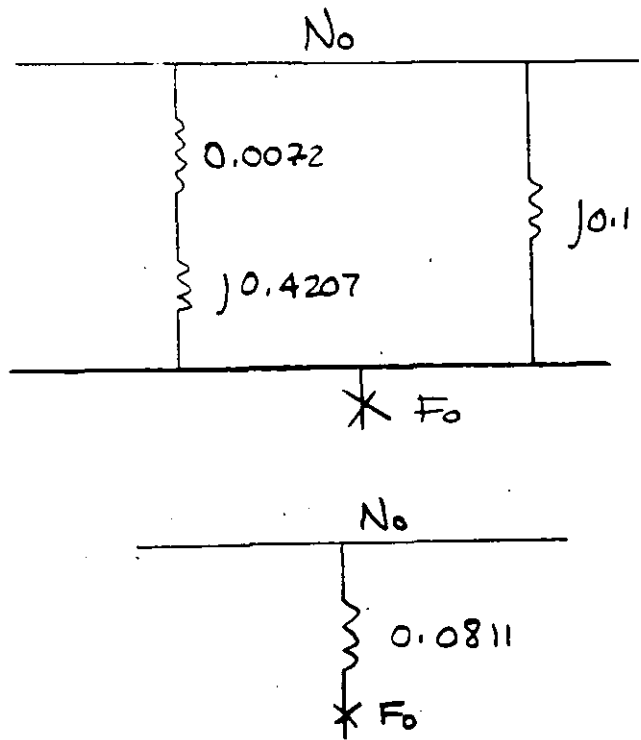


FIG. 41

PARA FALLA TRIFASICA, EL VALOR DE CORRIENTE SECA :

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

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

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

$I_{3\phi} = 2839 \text{ A}$	a 110 KVOLTS.
------------------------------	---------------



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

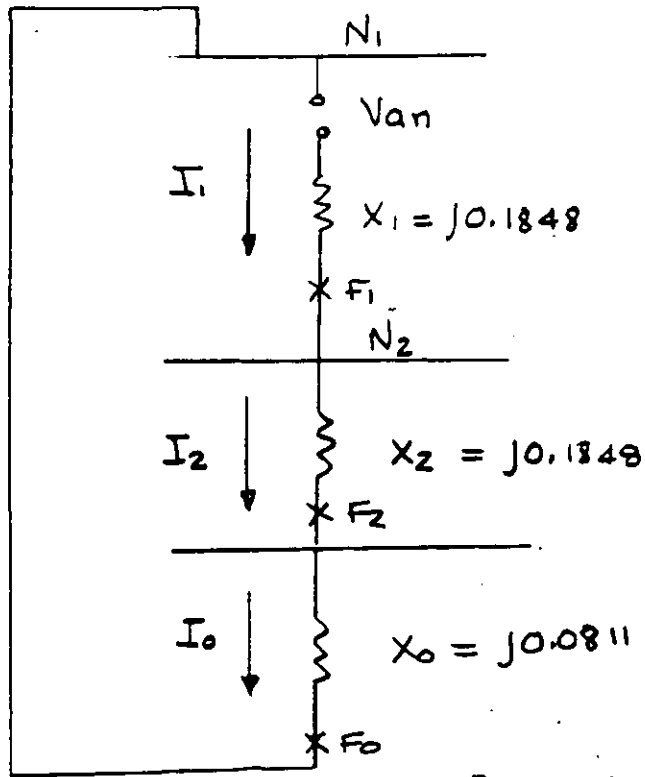


FIGURA 42.

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

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

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

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

CALCULO DE CORRIENTES DE C. C., PASO A PASO.

CONOCIENDO LAS IMPEDANCIAS DE LOS DISPOSITIVOS O EQUIPO QUE SE ENCUENTRA EN EL SISTEMA, SE PROCEDE DE LA SIGUIENTE FORMA :

- a) ELABORAR EL DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA.
- b) ELABORAR EL DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS CON TODOS LOS DATOS NECESARIOS.
- c) SELECCIONAR LOS PUNTOS CRITICOS DE FALLA EN EL DIAGRAMA UNIFILAR.
- d) PARA CADA PUNTO DE FALLA, RESOLVER LA RED DE IMPEDANCIAS Y CALCULAR LA CORRIENTE SIMETRICA A PARTIR DE LA RELACION  $\frac{E}{Z}$
- e) APLICAR LOS FACTORES DE MULTIPLICACION APROPIADOS PARA SER UTILES EN LA SELECCION DEL EQUIPO DE INTERRUPCION DEL C. C.
- f) HACER CUALQUIER CALCULO SUPLEMENTARIO PARA CONOCER OTROS VALORES DE CORRIENTES DE C. C., TALES COMO VALOR INSTANTANEO, DE TIEMPO CORTO Y LARGO PARA SELECCION DE EQUIPO Y PROTECCIONES.

LOS DATOS DE IMPEDANCIA DE LOS GENERADORES, MOTORES Y TRANSFORMADORES SON DADOS POR EL FABRICANTE. (VER PANFLETO ANEXO)

LA IMPEDANCIA DE CABLES POR LA TABLA No. 2. (VER PANFLETO ANEXO)

LA IMPEDANCIA DEL SISTEMA QUEDA FIJADO POR LA CIA. SUMINISTRADORA O BIEN POR LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DEL INTERRUPTOR QUE ALIMENTA AL CIRCUITO ANALIZADO.

LA IMPEDANCIA DE LOS MOTORES QUE PUEDEN CONTRIBUIR A ALIMENTAR LA FALLA, CONSIDERANDOSE DE LA SIGUIENTE FORMA :

GENERALMENTE PARA MOTORES DE INDUCCION MENORES DE 50 H. P. Y DADO QUE ES IMPRACTICO ELABORAR EL DIAGRAMA DE REACTANCIAS CON TODOS ELLOS, SE CALCULAN LOS H. P. DE UN MOTOR EQUIVALENTE TOMANDO EL VALOR DE REACTANCIA DE LA SIGUIENTE TABLA :

REACTANCIAS TÍPICAS DE MOTORES DE INDUCCION  
EN P. U., BASE KVA DE LA MAQUINA

	X "	X '
ARREIBA DE 600 V .....	0.17	-----
600 V O MENOS .....	0.25 *	-----

- EL VALOR DE X" PARA MOTORES DE 600 V O MENOS HA SIDO INCREMENTADO LIGERAMENTE PARA COMPENSAR EL RAPIDO DECREMENTO DE LA CORRIENTE DE C. C. EN ESTOS PEQUEÑOS MOTORES.

**TABLA 2 RESISTENCIA APROXIMADA REACTANCIA E IMPEDANCIA DE CABLES DE 600 VOLTS EN DUCTOS MAGNETICOS PARA 100 PIES**

TAMARO DE CABLE	TRES CONDUCTORES SENCILLOS POR DUCTO, OHMS POR 100PIES		
	R*	X	Z
No. 14 AWG.	0.31350	0.00769	0.31350
No. 12 AWG.	0.1972	0.00710	0.1972
No. 10 AWG.	0.1240	0.00687	0.1240
No. 8 AWG.	0.0779	0.00638	0.0782
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	0.00488	0.0140
No. 2/0 AWG.	0.0108	0.00490	0.0117
No. 3/0 AWG.	0.00860	0.00486	0.00988
No. 4/0 AWG.	0.00700	0.00482	0.00850
250 MCM.	0.00608	0.00480	0.00778
300 MCM.	0.00520	0.00474	0.00704
350 MCM.	0.00461	0.00469	0.00638
400 MCM.	0.00419	0.00462	0.00625
500 MCM.	0.00359	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 TODOS LOS TAMAOS DE CABLE	FACTOR DE CORRECCION DE RESISTENCIAS				
	No.14 a No.8 AWG	No.6 a No.0 AWG	No.00 a 250 MCM	300 a 500 MCM	750 MCM
0.8	1.0	0.96	0.93	0.83	0.72

1.6 VALORES POR UNIDAD

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

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

$$\text{OHMS BASE} = \frac{\text{VOLTS BASE}}{\text{AMPERES BASE}}$$

$$\text{VOLTS (o/1)} = \frac{\text{VOLTS}}{\text{VOLTS BASE}}$$

$$\text{AMPERES } ( \circ / 1 ) = \frac{\text{AMPERES}}{\text{AMPERES BASE}}$$

$$\text{OHMS } ( \circ / 1 ) = \frac{\text{OHMS}}{\text{OHMS BASE}}$$

EN LA PRACTICA ES MAS CONVENIENTE SELECCIONAR

- VOLTS BASE
- KVA BASE

CON ELLO AUTOMATICAMENTE QUEDAN FIJOS LOS SIGUIENTES VALORES :

PARA SISTEMAS MONOFASICOS

$$\text{AMPERES BASE} = \frac{\text{KVA BASE} \times 1000}{\text{VOLTS BASE}} = \frac{\text{KVA BASE}}{\text{KV BASE}}$$

$$\text{OHMS BASE} = \frac{\text{VOLTS BASE}}{\text{AMPERES BASE}} = \frac{(\text{VOLTS B})^2}{\text{KVA}_B \times 1000} = \frac{(\text{KVB})^2 \times 1000}{\text{KVA}_B}$$

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

DONDE LOS KVA BASE Y VOLTS BASE SON MONOFASICOS  
 ES DECIR  $\text{KVA}_B$  SON DE 1 SOLA FASE Y  $\text{VOLTS}_B$  DE LINEA A NEUTRO.

PARA SISTEMAS TRIFASICOS SE TIENE :

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

$$\text{OHMS}_B = \frac{\text{VOLTS}_B}{\sqrt{3} I_B}$$

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

DONDE LOS  $\text{KVA}_B$  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  $\text{KVA}_B$  PARTICULAR Y ES DESEABLE EXPRESARLOS EN TERMINOS DE --  $\text{KVA}_B$  DIFERENTE QUE SEA COMUN ENTONCES.

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

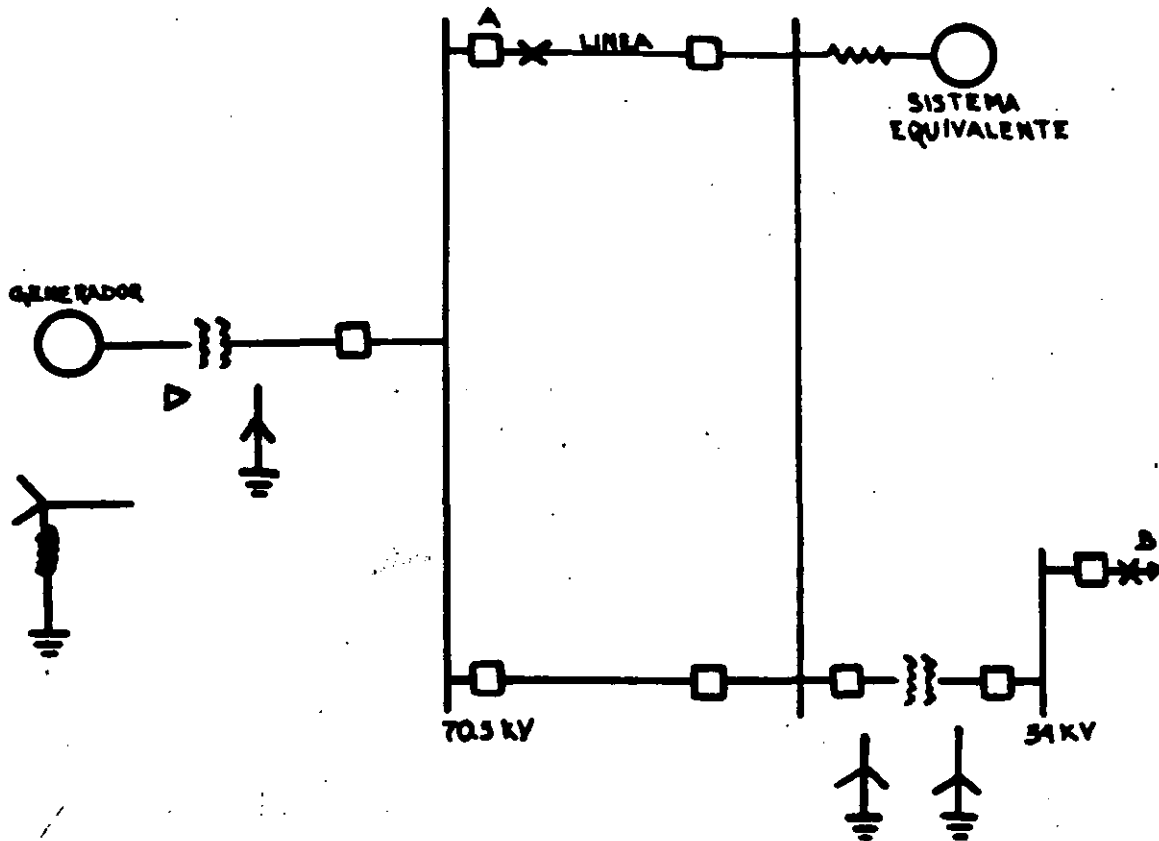
$$\frac{\text{OHMS } (\text{ }^\circ/1) \text{ PARA VOLTS } B2}{\text{OHMS } (\text{ }^\circ/1) \text{ PARA VOLTS } B1} = \frac{(\text{VOLTS } B1)^2}{(\text{VOLTS } B2)^2}$$

$$\text{OHMS } (\text{ }^\circ/1) \text{ PARA VOLTS } B2 = \text{OHMS } (\text{ }^\circ/1) \text{ SOBRE PARA } B1 \times \frac{(\text{VOLTS}_{B1})^2}{(\text{VOLTS}_{B2})^2}$$

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

EJEMPLO DE CALCULO DE CORTO CIRCUITO DESTINADO A LA SELECCION DE INTERRUPTORES DE POTENCIA. BASADO EN - NORMA ANSI-IEEE C37.5-1979

SE PROPONE EL SISTEMA:



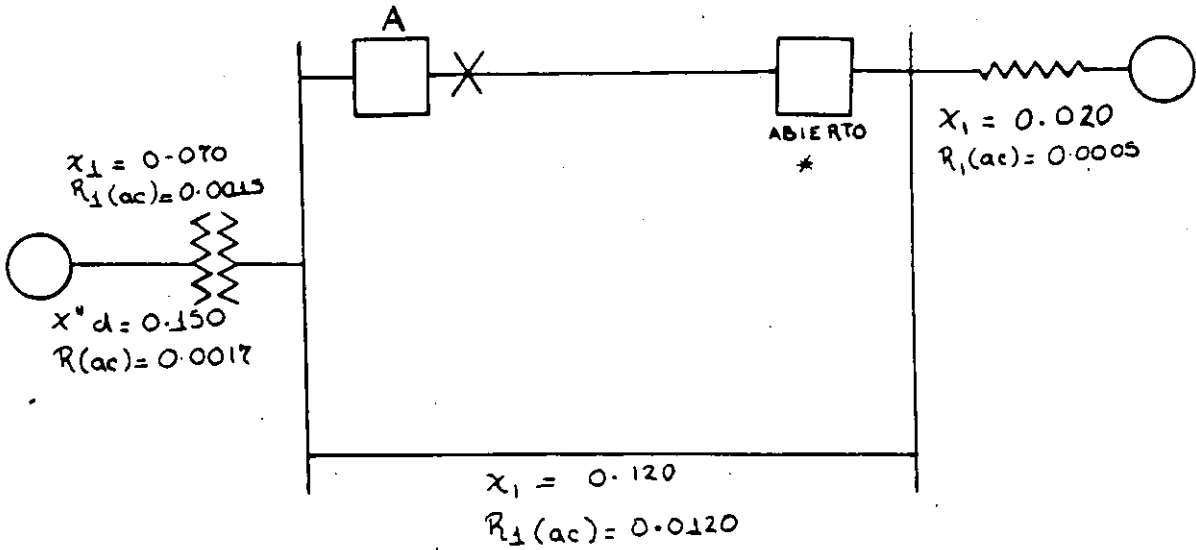
ENSEGUIDA SE PRESENTA LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA (Y NEGATIVA TAMBIEN) INCLUYE RESISTENCIAS Y -- REACTANCIAS. LAS BASES SON:

POTENCIA BASE = 100 000 KVA

VOLTAJE BASE = 69 KV

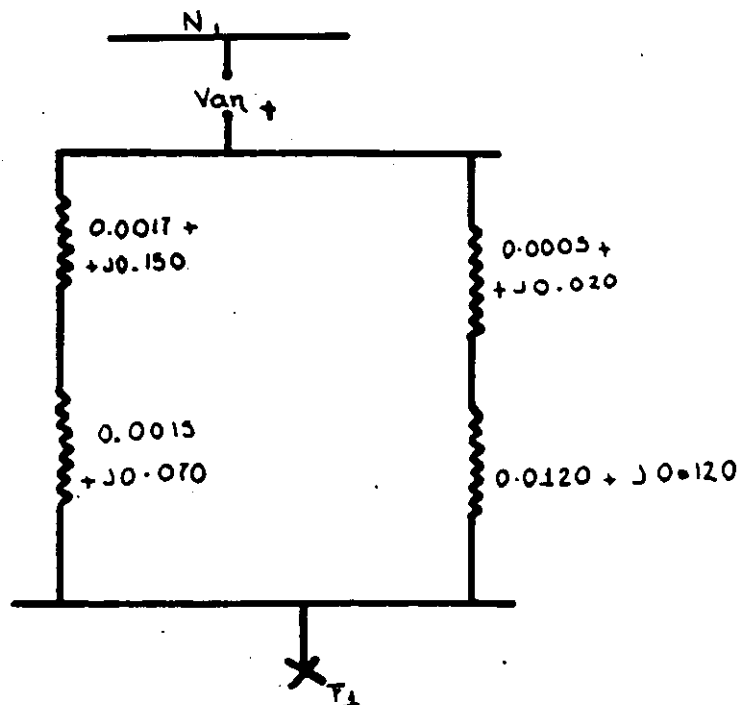
CORRIENTE BASE =  $\frac{100\ 000}{\sqrt{3} \cdot 69} = 837$  AMPS.





\* CON ESTE INTERRUPTOR ABIERTO SE TIENE LA PEOR CONDICION PARA EVALUAR EL INTERRUPTOR "A"

DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA.



UNA APROXIMACION PRACTICA CONSISTE EN CALCULAR LA RESISTENCIA TOTAL DE LA MALLA, ASUMIENDO QUE LA REACTANCIA ES CERO Y CALCULAR LUEGO LA REACTANCIA TOTAL - (OPERANDO LOS CIRCUITOS SERIE, PARALELO O DELTA-ESTRELLA) CONSIDERANDO QUE LAS RESISTENCIAS SON CERO. ESTO DA UNA APROXIMACION CARGADA DEL LADO ~~CONSERVADOR~~ DEL CALCULO.

$$X_1 \text{ TOTAL} = \frac{(0.150 + 0.070) (0.020 + 0.120)}{(0.150 + 0.070) + 0.020 + 0.120}$$

$$X_1 \text{ TOTAL} = 0.0856$$

$$R_1 \text{ TOTAL} = \frac{(0.0017 + 0.0015) (0.0005 + 0.0120)}{(0.0017 + 0.0015 + 0.0005 + 0.0120)}$$

$$R_1 \text{ TOTAL} = 0.00255$$

PARA SABER EL VALOR DEL CORTO CIRCUITO TRIFASICO SE UTILIZA LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA. EL VOLTAJE MAXIMO EN EL PUNTO DE FALLA ES 70.5. KV LINEA-LINEA, POR LO QUE EN POR UNIDAD ES

$$E_{p.N} = \frac{70.5}{69} = 1.022$$

LA CORRIENTE PARA UNA FALLA TRIFASICA:

$$I_{3\phi} = \frac{1.022}{0.0856} \times 837 = \underline{9990 \text{ A}}$$

SE CONSIDERA AQUI UN INTERRUPTOR DE 5 CICLOS DE TIEMPO TOTAL DE APERTURA Y UN TIEMPO DE ~~SEPARACION~~ DE CONTACTOS (CONTACT PARTING TIME) DE 3 CICLOS (BASE DE 60 CICLOS). DADO - QUE EL INTERRUPTOR SE ENCUENTRA A SOLO UNA TRANSFORMACION - DE LA GENERACION, EL VALOR DE CORRIENTE ENCONTRADO DEBE DE MULTIPLICARSE POR UN FACTOR QUE SE OBTIENE DE LA FIGURA 1. ANEXA.

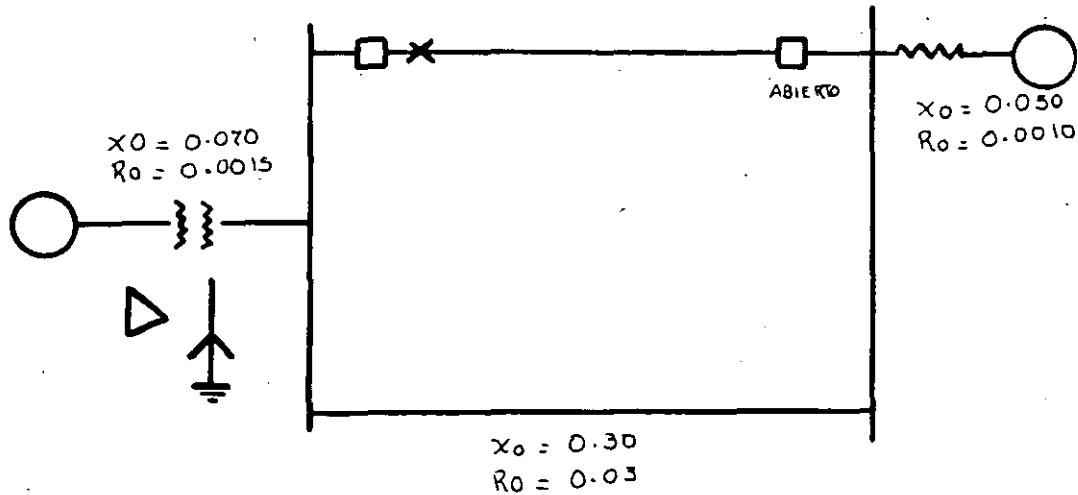
$$\text{RELACION } \frac{X}{R} = \frac{0.0856}{0.00255} = 33.6$$

EL FACTOR QUE SE OBTIENE ES 1.14, POR LO QUE LA CORRIENTE A EVALUAR ES:

$$9990 \times 1.14 = \underline{11,400 \text{ A}}$$

ANTES DE COMPARAR ESTA CORRIENTE CON LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DEL INTERRUPTOR, SE CALCULA LA FALLA DE LINEA A TIERRA PARA VER SI ES MAYOR O MENOR (RECORDEMOS QUE SE TRATA DE UN SISTEMA DE ALTA TENSION, NO INDUSTRIAL)

SE PLANTEA EL DIAGRAMA DE ... PEDANCIA DE SECUENCIA CERO.



$$X_0 \text{ TOTAL} = \frac{(0.070) (0.030 + 0.300)}{(0.070 + 0.030 + 0.300)}$$

$$X_0 \text{ TOTAL} = 0.0578$$

$$R_0 \text{ TOTAL} = \frac{(0.0015) (0.0010 + 0.0300)}{(0.0015 + 0.0010 + 0.0300)}$$

$$R_0 \text{ TOTAL} = 0.00143.$$

$$\text{RELACION } \frac{X}{R} = \frac{2X_1 + X_0}{2R_1 + R_0} = \frac{2 \times 0.0856 + 0.0578}{2 \times 0.00255 + 0.00143}$$

$$\text{RELACION } \frac{X}{R} = 35.1$$

$$I \phi\text{-T} = \frac{3 \times 1.022}{2 \times (0.0856) + 0.0578} \times 837 = 11,200 \text{ A.}$$

DE ACUERDO A LA FIGURA 2 ANEXA, LA CORRIENTE  $I_{\phi-T}$  CALCULADA DEBE MULTIPLICARSE POR UN FACTOR DE 1.25 PARA OBTENER LA CORRIENTE DE FALLA TOTAL AL TIEMPO EN QUE LOS CONTACTOS DEL INTERRUPTOR ESTAN PARTIENDO. LA CORRIENTE QUE DEBERA SER COMPARADA CON LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA - DEL INTERRUPTOR A ES:

$$\underline{11,200 \times 1.25 = 14,000A}$$

ESTA EXCEDE A LA DE LA FALLA TRIFASICA, POR LO QUE ESTE ULTIMO VALOR ES EL QUE DEBE TOMARSE EN CUENTA PARA LA SELECCION DEL INTERRUPTOR.

CALCULO DE FALLA PARA "CAPACIDAD  
INSTANTANEA"

= = = = =

EL VALOR MAS ALTO QUE SE DEBE TOMAR COMO BASE ES EL DE LA FALLA MONOFASICA.:

$$I_{\phi-T} = 11,200 A$$

UN MULTIPLICADOR DE 1.6 DA LA CAPACIDAD MOMENTANEA A SER COMPARADA CON LA DEL INTERRUPTOR. ASI, EL VALOR - DE  $1.6 \times 11,200 = \underline{17,900 A}$  ES EL QUE DEBE COMPARARSE CON EL DEL INTERRUPTOR A SELECCIONAR.

EL FACTOR DE 1.6 A APLICAR PARA SELECCIONAR LA CAPACIDAD MOMENTANEA, ES GENERAL PARA TODOS LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA EN ALTA Y MEDIA TENSION)

SELECCION DEL INTERRUPTOR "A"

EL INTERRUPTOR SE SELECCIONARA A PARTIR DE LOS VALORES NOMINALES NORMALIZADOS DE LA NORMA ANSI C37.6 -1971 "SCHEDULES OF PREFERRED RATINGS FOR A.C. HIGH VOLTAGE CIRCUIT BREAKERS RATED ON A TOTAL CURRENT BASIS"

EL INTERRUPTOR DE 69 KV EN ACEITE TIPO EXTERIOR MENCIONADO EN LAS NORMAS TIENE UNA CAPACIDAD INTERRUPTIVA - TRIFASICA DE 5000 MVA, EL MAXIMO VOLTAJE DE DISEÑO ES -- 72.5 KV Y EL MINIMO ES DE 66 KV Y EL TIEMPO DE INTERRUPTOR ES DE 5 CICLOS. LA CORRIENTE NOMINAL ES DE 2000 A.

EL INTERRUPTOR TIENE 42000A DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA A VOLTAJE NOMINAL. LA MAXIMA CAPACIDAD INTERRUPTIVA A 66 KV ES 44000 A. LA CAPCIDAD A 70.5 KV ES 41000 A Y SE ENCUENTRA A PARTIR DE MULTIPLICAR 42000 A POR LA RELACION DE VOLTAJE NOMINAL (69KV) AL MAXIMO VOLTAJE DE OPERACION (70.5 KV)

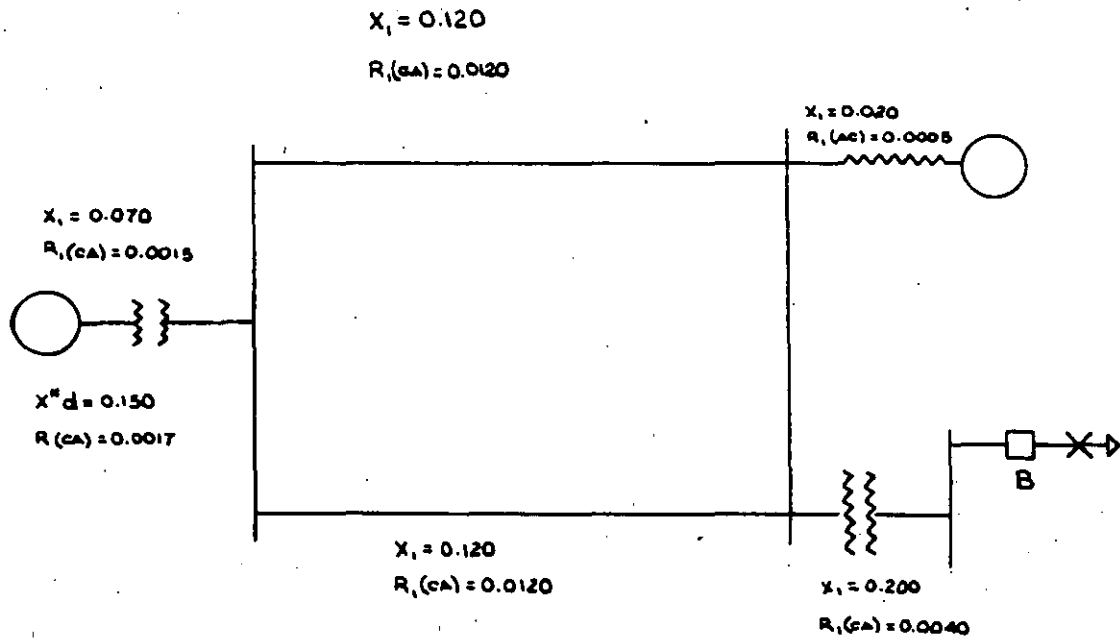
LA CAPACIDAD MOMENTANEA DE ACUERDO A NORMAS DE ESTE INTERRUPTOR ES 70000 A, LA QUE SOBREPASA CON MUCHO QUE - LA MINIMA CORRIENTE MOMENTANEA DE 17,900 A.

LA SIGUIENTE TABLA MUESTRA LA COMPARACION DE LA CO\_RRIENTE DE CORTO CIRCUITO CALCULADA CONTRA LAS CAPACIDA\_DES DEL INTERRUPTOR, MOSTRANDO QUE ESTAS SON MAYORES QUE LAS CORRIENTES CALCULADAS.

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO CALCULADAS (KA)				CAPACIDAD INTERRUPTIVA DEL INTERRUPTOR (KA)	
FALLA	E/X	FACTOR X/R	E/X AJUSTADA	A VOLTAJE NOMINAL	A VOLTAJE DE OPERACION.
TRIFA_SICA.	9.99	1.14	11.40	40	41
MONO_FASI_CA. A TIERRA.	11.20	1.25	14.00	40	41

INTERRUPTOR "B"CALCULO DE FALLA TRIFASICA.

EL DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS.



$$X_1 = \frac{(0.150 + 0.070 + \frac{0.120}{2}) (0.20) + 0.200}{(0.150 + 0.070 + \frac{0.120}{2} + 0.020)}$$

$$\underline{X_1 = 0.219}$$

$$R_1 = \frac{(0.0017 + 0.0015 + \frac{0.0120}{2}) (0.0005) + 0.0040}{(0.0017 + 0.0015 + \frac{0.0120}{2} + 0.0005)}$$

$$\underline{R_1 = 0.00447}$$



$$\text{KV BASE} = 34.5$$

$$\text{A BASE} = 1670$$

EL VALOR DE VOLTAJE EN EL PUNTO DE OPERACION ES 34 KV LINEA-LINEA, POR LO QUE ESTE VALOR EN POR UNIDAD SERA:

$$\text{E.p.u.} = \frac{34}{34.5} = 0.986$$

Y LA FALLA TRIFASICA:

$$I_{3\phi} = \frac{0.986}{0.219} \times 1670 = 7520 \text{ A.}$$

LA RELACION X/R.

$$\frac{X_1}{R_1} = \frac{0.219}{0.00447} = 49.0$$

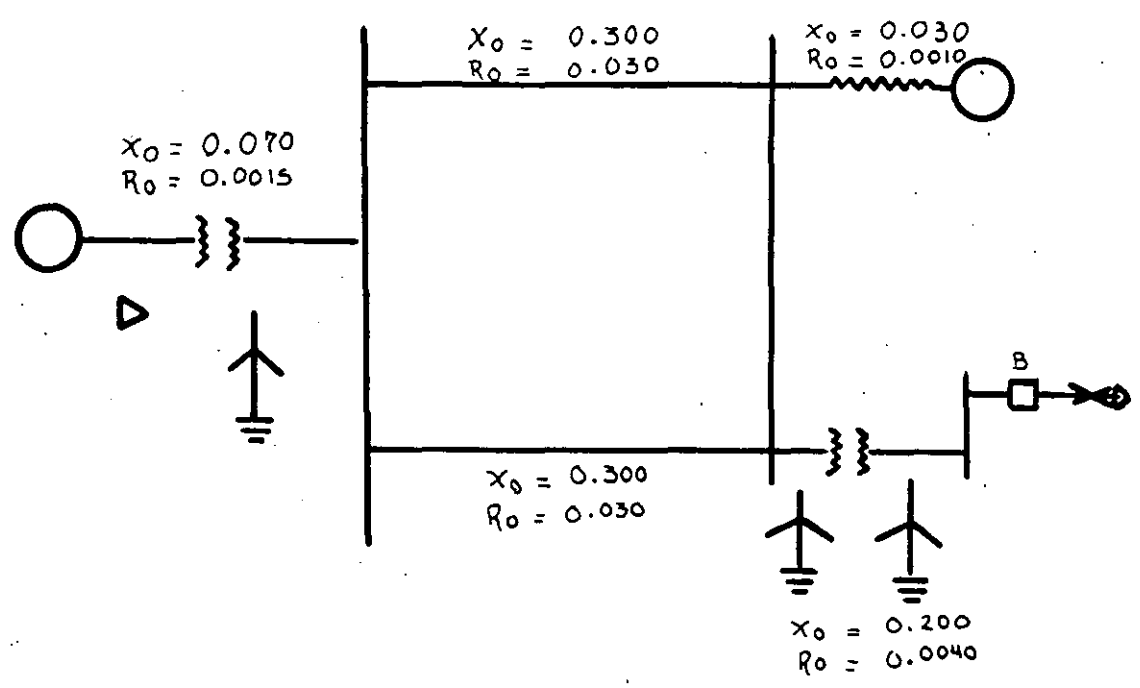
CONSIDERANDO UN INTERRUPTOR DE 8 CICLOS CON UN TIEMPO MINIMO DE SEPARACION DE CONTACTOS DE 4 CICLOS Y DADO QUE EL INTERRUPTOR SE ENCUENTRA REMOTAMENTE DEL LUGAR DE GENERACION CON MAS DE UNA TRANSFORMACION DE POR MEDIO, LA RELACION (E/X) CALCULADA DEBERA DE SER MULTIPLICADA POR UN.

FACTOR SACADO DE LA FIGURA No. 3, DE 1.31 LA CORRIENTE RESULTANTE ES:

$$7520 \times 1.31 = 9850.$$

FALLA DE LINEA A TIERRA, INTERRUPTOR "B"

SE NECESITA EL DIAGRAMA DE LAS REACTANCIAS DE SECUENCIA CERO.



$$R_0 = \frac{(0.0015 + \frac{0.0300}{2}) (0.0010)}{(0.0015 + \frac{0.0300}{2} + 0.0010)} + 0.0040$$

$$R_0 = 0.00494$$

LA CORRIENTE DE FALLA:

$$I_{\phi-T} = \frac{3 \times 0.986}{2 (0.219) + 0.226} \times 1670$$

$$I_{\phi-T} = 7440$$

LA RELACION (X/R):

$$\frac{2 X_1 + X_0}{2 R_1 + R_0} = \frac{2 \times 0.219 + 0.226}{2 \times 0.00447 + 0.00494} = 47.8$$

DE LA FIGURA No. 3 ANEXA, EL FACTOR DE MULTIPLICACION ES 1.30 PARA OBTENER LA CORRIENTE TOTAL AL MOMENTO QUE LOS CONTACTOS COMIENZAN A SEPARARSE, LA CORRIENTE QUE SE DEBERA DE COMPARAR CON LA DEL INTERRUPTOR ES:

7440 x 1.3 = 9670 A

PARA LA LOCALIZACION "B", LA FALLA TRIFASICA EXCEDE A LA FALLA MONOFASICA A TIERRA, POR LO QUE LOS VALORES - DE LA FALLA TRIFASICA DEBERAN EMPLEARSE PARA VERIFICAR - LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA Y MOMENTANEA DEL INTERRUPTOR - EN "B"

CAPACIDAD MOMENTANEA

APLICANDO EL VALOR DE LA FALLA TRIFASICA Y USANDO - UN MULTIPLICADOR DE 1.6, UNA CORRIENTE CALCULADA DE 7520 x 1.6 = 12,030 A. ES LA QUE DEBERA COMPARARSE CON EL VALOR NOMINAL DE CORRIENTE MOMENTANEA DEL INTERRUPTOR.

SELECCION DEL INTERRUPTOR "B"

SE APLICA LA NORMA ANSI C 37.6-1971; PARA UN INTE\_ RRUPTOR DE 34.5 KV TIPO EXTERIOR LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA NOMINAL ES 2500 MVA EL MAXIMO VOLTAJE DE DISEÑO ES 38 KV Y EL VOLTAJE MINIMO PARA LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA NOMINAL ES 24 KV, Y EL TIEMPO DE INTERRUPCION ES 8 - CICLOS; LA CORRIENTE NOMINAL ES 2000 A.

EL INTERRUPTOR TIENE UNA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE CORRIENTE DE 42000 A. A VOLTAJE NOMINAL Y A 24 KV ESA CAPACIDAD DE CORRIENTE ES:

$$\frac{2500}{24} = \underline{60 \text{ KA}}$$

A LA TENSION DE OPERACION DE 34 KV ESTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE CORRIENTE ES:

$$\frac{34.5}{34} \times 42 = 42.6 \text{ KA.}$$

LA TABLA SIGUIENTE MUESTRA LA COMPARACION ENTRE LAS CAPACIDADES DEL INTERRUPTOR Y LA DEL CORTO CIRCUITO. EN CUANTO A LA CAPACIDAD MOMENTANEA, EL INTERRUPTOR TIENE UNA DE 96 KA QUE ES MUCHO MAYOR QUE LA DE 12.0 KA.

CORTO CIRCUITO CALCULADO (KA)				CAPACIDAD INTERRUPTIVA DEL INTERRUPTOR (KA)	
FALLA	(E/R)	FACTOR (X/R)	(E/R) CORREGIDO	A VOLTAJE NOMINAL MAXIMO.	A VOLTAJE DE OPERACION
TRIFA SICA.	7.52	1.31	9.85	38	42.6
MONO FASICA A TIE RRA.	7.44	1.30	9.67	38	42.6

EJEMPLO DE CALCULO DE CORTO CIRCUITO  
 EN UN SISTEMA INDUSTRIAL.

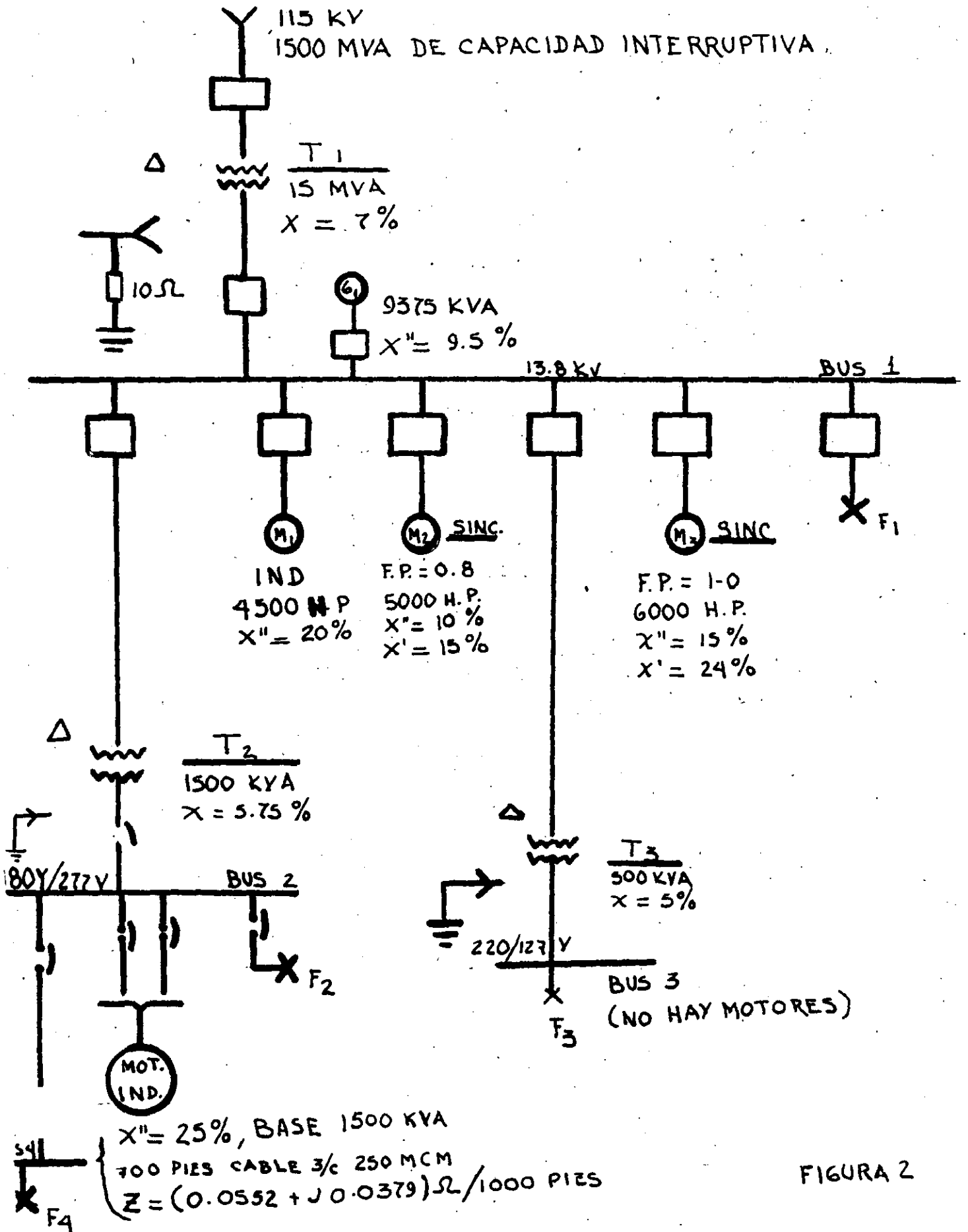


FIGURA 2

CALCULO DE IMPEDANCIAS

KVA BASE	KV BASE	I BASE	Z BASE
15,000	13.8	627	12.7
15,000	0.48	18,040	0.0154
15,000	0.220	39,365	0.0032

SE UTILIZAN LAS REACTANCIAS SUBTRANSITORIAS (X'') PARA CALCULAR LA CAPACIDAD MOMENTANEA EN INTERRUPTORES DE MEDIA TENSION (F<sub>1</sub>) Y LA CORRIENTE SIMETRICA EN F<sub>2</sub>, F<sub>3</sub> Y F<sub>4</sub>.

$$X_{CFE} = \frac{15,000}{1,500,000} = 0.01 \text{ p.u.}$$

$$X_{T1} = \frac{7 (15000)}{100 (15000)} = 0.07 \text{ p.u.}$$

$$X_{G1} = \frac{9.5 (15,000)}{100 (9,375)} = 0.152 \text{ p.u.}$$

$$X_{M1} = \frac{20 (15,000)}{100 (4,500)} = 0.666 \text{ p.u.}$$

$$X_{M2} = \frac{10 (15,000)}{100 (5,000)} = 0.3 \text{ p.u.}$$

$$X_{M3} = \frac{15 (15,000)}{100 (6000 \times 0.8)} = 0.468 \text{ p.u.}$$

$$X_{M480V} = \frac{25 (15,000)}{100 (1,500)} = 2.5 \text{ p.u.}$$

$$X_{T2} = \frac{5.75 (15,000)}{100 (1,500)} = 0.575 \text{ p.u.}$$

$$X_{T3} = \frac{5}{100} \frac{15,000}{500} = 1.5 \text{ p.u.}$$

EL CABLE ENTRE LOS BUSES 2 y 4:

$$Z \text{ (700 pies)} = 0.7 (0.0552 + j0.0379) = 0.0386 + j0.0265 \text{ ohm/FASE}$$

$$R = \frac{0.0386 (15,000)}{1000 (0.48^2)} = 2.51 \text{ p.u.}$$

$$X = \frac{0.0265 (15,000)}{1000 (0.48)^2} = 1.73 \text{ p.u.}$$



DIGRAMA DE IMPEDANCIA

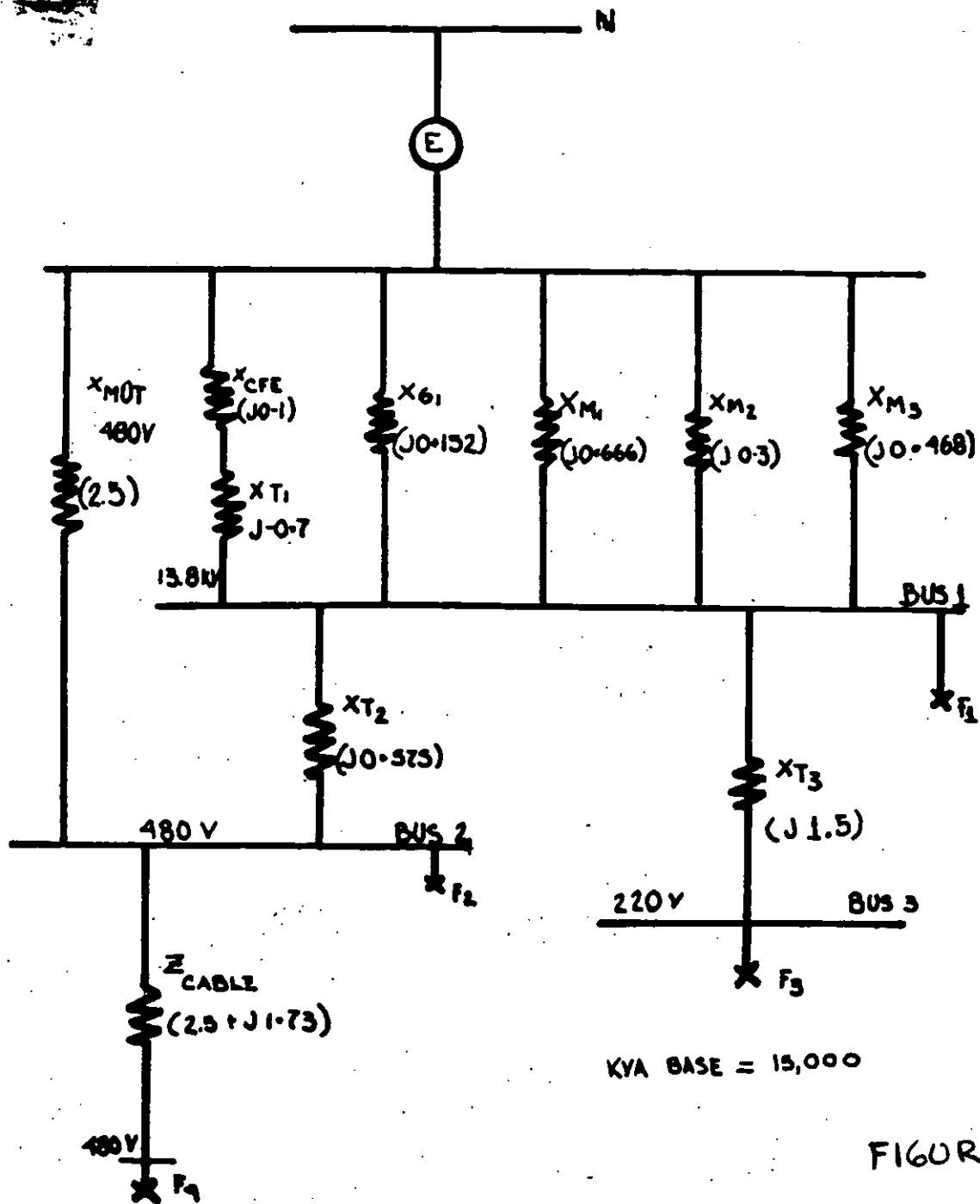


FIGURA 2

PARA CALCULAR LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE LOS INTERRUPTORES DE MEDIA TENSION EN EL PUNTO DE FALLA  $F_1$ , SE PLANTEA UN DIAGRAMA COMO EL QUE SIGUE. NOTESE DE QUE CONTIENE REACTANCIAS TRANSITORIAS ( $X'$ ) PARA LOS MOTORES SINCRONOS  $M_1$  Y  $M_3$  Y NO INCLUYE LOS MOTORES DE INDUCCION. SE OMITEN LOS TRANSFORMADORES  $T_1$  Y  $T_3$  Y EL ALIMENTADOR DE 480 V POR NO ESTAR INVOLUCRADO EN EL CALCULO.

$$X_{CFE} = 0.01 \text{ p.u.}$$

$$X_{T1} = 0.07 \text{ p.u.}$$

$$X_{G1} = 0.152 \text{ p.u.}$$

$$X_{M2} = \frac{15}{100} \frac{(15,000)}{(5,000)} = 0.45 \text{ p.u.}$$

$$X_{M3} = \frac{24}{100} \frac{(15,000)}{(6000 \times 0.8)} = 0.75 \text{ p.u.}$$

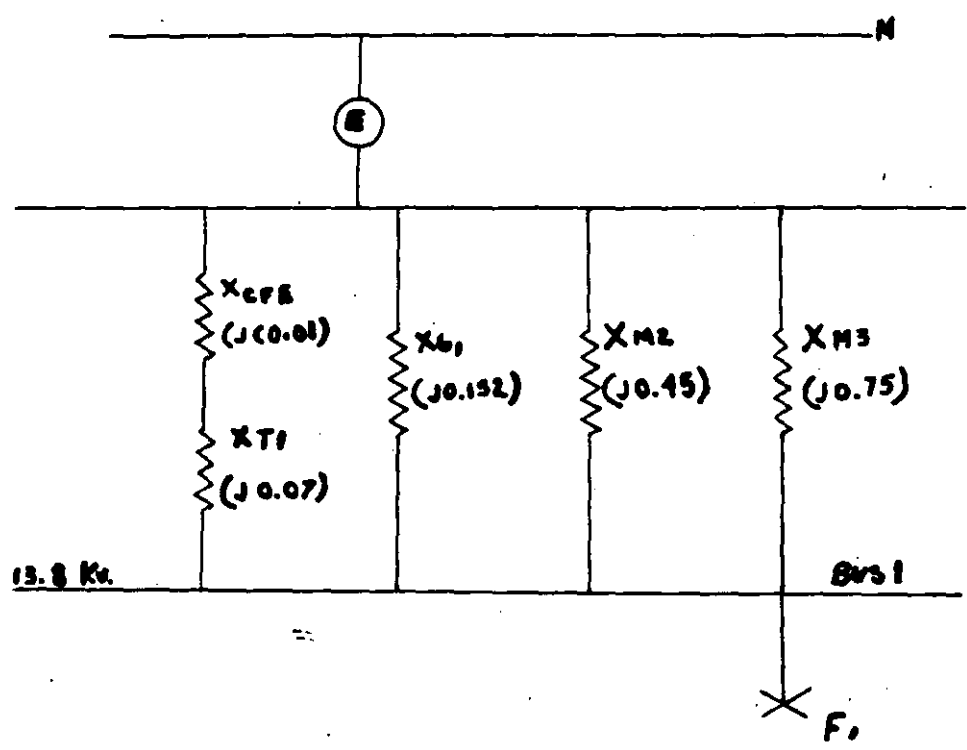


FIGURA 3

CALCULO DE CORRIENTE DE FALLA

FALLA EN F<sub>1</sub> PARA EL CALCULO DE LA CORRIENTE MOMENTANEA

DE LA FIGURA 2, SE CONSIDERAN LAS IMPEDANCIAS QUE LIGAN EL BUS INFINITO CON EL PUNTO DE FALLA F<sub>1</sub>. LA MALLA SE RESUELVE MEDIANTE CIRCUITOS SERIE-PARALELO.

RAMA	1/X
CFE + T1.	1/(0.01 + 0.07) = 12.50
G1.	1/0.152 = 6.58
M1.	1/0.666 = 1.50
M2.	1/0.3 = 3.33
M3.	1/0.468 = 2.13
MOT480 + T2.	1/(2.5 + 0.575) = 0.33
	-----
	26.37

$$X_{F1} = \frac{1}{26.37} = 0.0379 \text{ p.u.}$$

$$I = \frac{E}{X_{F1}} = \frac{1.0}{0.0379} = 26.37 \text{ p.u. (SIMETRICA)}$$

$$I = (26.37) (I_b) = (26.37) (627) = 16,537 \text{ amps. (SIMETRICA)}$$

LA CAPACIDAD MOMENTANEA DEL INTERRUPOTOR PUEDE DARSE EN AMPERES ASIMETRICOS Y ESTE VALOR SE DETERMINA MULTIPLICANDO EL VALOR DE CORRIENTE SIMETRICA POR 1.6

$$I = (16,537) (1.6) = 26,460 \text{ amps. (ASIMETRICA)}$$

ESTE VALOR DEBE COMPARARSE CON LA CAPACIDAD MOMENTANEA MONIMAL DE LOS INTERRUPOTORES DE 13.8 KV.

FALLA EN F<sub>1</sub> PARA EL CALCULO DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA

---

SE CONSIDERAN LAS IMPEDANCIAS DE LA FIGURA 3, Y SE RESUELVE EN FORMA SIMILAR AL CASO ANTERIOR.

RAMA	1/X
CFE + T1.	1/(0.01 + 0.07) = 12.50
G1.	1/0.152 = 6.58
M2.	1/0.45 = 2.22
M3.	1/0.75 = 1.33
	-----
	22.63

$$X_{f1} = \frac{1}{22.63} = 0.0441 \text{ p.u.}$$

SE CONSIDERA UN INTERRUPTOR DE 8 CICLOS Y SE CALCULA EL VALOR DE LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA SIMETRICA:

$$I = \frac{I_b}{X_{F1}} = \frac{627}{0.0441} = 14,190 \text{ (amps.) (SIMETRICA)}$$

$$KVA = \frac{KVAb}{X_{F1}} = \frac{15,000}{0.0441} = 339,000 \text{ KVA (SIMETRICOS)}$$

FALLA EN EL BUS 2 DE 480 V. (F<sub>2</sub>)

SE UTILIZA LA RED DE LA FIGURA 2, RESOLVIENDOSE IGUAL QUE LOS CASOS ANTERIORES.

RAMA		1/x
CFE +	T1.	12.50
	G1.	6,58
	M1.	1.50
	M2.	3.33
	M3	<u>2.13</u>
	1/X1.	= <u>26.04</u>
	X1.	= 0.0384

$$X_1 + X_{T2} = 0.0384 + 0.575 = 0.6134$$

$$X_{F2} = \frac{(X \text{ MOT } 480) (X_1 + X_{T2})}{X \text{ MOT } 480 + (X_1 + X_{T2})} = \frac{(2.5) (0.6134)}{2.5 + 0.6134} = 0.4925$$

$$I = \frac{I_b}{X_{F2}} = \frac{18,040}{0.4925} = 36,600 \text{ (amps.) (SIMETRICO)}$$

LOS INTERRUPTORES DE BAJA TENSION SE SELECCIONAN EN BASE A SU CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CORTO SIMETRICA.

#### FALLA EN EL BUS 3 DE 220 V. (F<sub>3</sub>)

EN LA FIGURA 2 SE OBSERVA QUE A LA IMPEDANCIA EN EL PUNTO DE FALLA F<sub>1</sub> SE LE SUMA LA IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR T<sub>3</sub> Y CON ELLO SE OBTIENE LA IMPEDANCIA AL PUNTO DE FALLA F<sub>3</sub>.

$$X_{F3} = X_{F1} + X_{T3} = 0.00379 + 1.5 = 1.5379$$

$$I = \frac{I_b}{X_{F3}} = \frac{39,365}{1.5379} = 25,596 \text{ (amps.) (SIMETRICO)}$$

24

FALLA EN EL BUS 4 ( $F_4$ )

DE LA FIGURA 2, SE OBSERVA QUE CALCULANDO LA IMPEDAN\_ CIA HASTA EL BUS 2 ( $X_{F2}$ ), SE LE SUMA LA IMPEDANCIA DEL CA\_ BLE Y CON ELLO SE OBTIENE LA IMPEDANCIA AL PUNTO DE FALLA  $F_4$ .

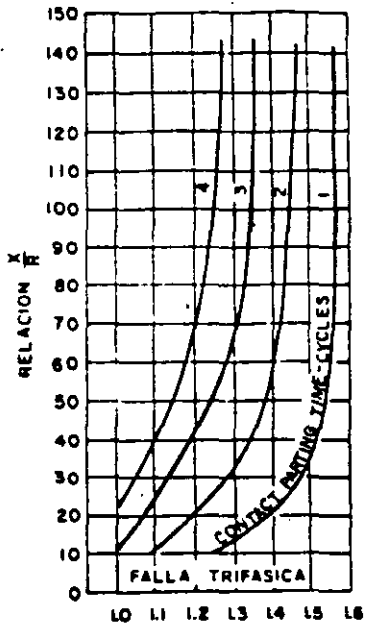
$$X_{F3} = j0.4925$$

$$Z_c = \underline{2.5 + j 1.73}$$

$$Z_{F4} = 2.5 + j2.22$$

$$I = \frac{I_b}{Z_{F4}} = \frac{18,040}{2.5 + j2.22} = \underline{5396 \text{ (amps.)}} \quad (\text{SIMETRICA})$$

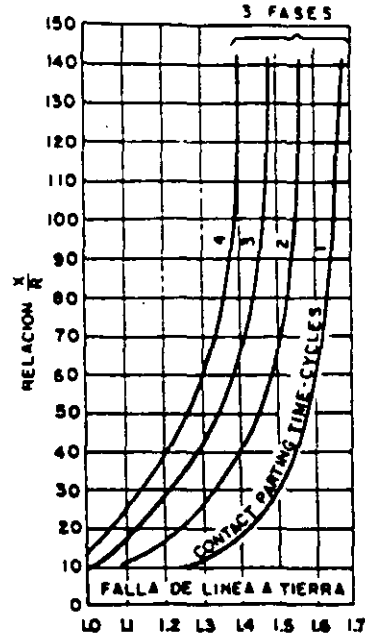
75



FACTORES DE MULTIPLICACION PARA E/X AMP.

FIG. 1

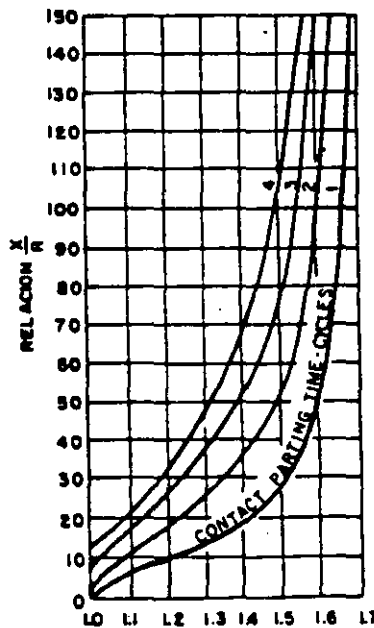
FACTORES DE MULTIPLICACION PARA FALLA TRIFASICA INCLUYENDO EFECTOS POR EL DECREMENTO DE C.A. Y C.D.



FACTORES DE MULTIPLICACION PARA E/X AMP.

FIG. 2

FACTORES DE MULTIPLICACION PARA FALLAS DE LINEA A TIERRA INCLUYENDO EFECTOS POR EL DECREMENTO DE C.A Y C.D.



FACTORES DE MULTIPLICACION PARA E/X AMP.

FIG. 3

FACTORES DE MULTIPLICACION PARA FALLA TRIFASICA Y DE LINEA A TIERRA INCLUYENDO EFECTOS POR EL DECREMENTO C.D. SOLAMENTE

CONTACT PARTING TIME

OPERATOR + 3 CYCLES  
E D I P  
x 245





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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 6***

***COMPLEMENTO 1 DEL TEMA***

***CALCULOS DE FALLAS***

***ING. ANDRES D. CHAVEZ SANUDO***

***AGOSTO, 1992***





# Short-circuit Current Calculations

for Industrial and Commercial Power Systems

published by

SYSTEMS ENGINEERING  
APPARATUS DISTRIBUTION SALES DIVISION

GENERAL  ELECTRIC

# Table of Contents

	Page
<b>Preface</b> .....	3
<b>Section I—The Nature of ac Short-circuit Currents</b>	
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
<b>Section II—The Details of Short-circuit Calculations</b>	
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
<b>Section III—Examples of ac Short-circuit Calculations</b>	
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
<b>Appendix</b>	
Introduction	
<b>Part I—Estimated Short-circuit Duties</b>	
Table 4 —Substation Transformers .....	22
Table 5 —Distribution Transformers .....	22
Table 6 —Padmount Transformers .....	22
Table 7 —“QHT” Transformers .....	35
Figure 25 —Low-voltage Feeder .....	35
<b>Part II—Impedance Data</b>	
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
<b>Part III—Short-circuit Ratings of ac Equipment</b>	
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 .....	53
Table 30 —Medium-voltage Motor Starters .....	53
Table 31 —Motor Control Centers .....	53
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 ac 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 for estimating short-circuit currents, impedance data for system components, and short-circuit ratings for 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 continually becoming available, so that in actual 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 to be both instructional and procedural. As a text book and a reference book, seen from the contents it is arranged to provide the theory and definitions in Section I, the actual calculation procedures in Section II, examples in Section III, and estimating data in the Appendix. One who is unfamiliar with short-circuit calculations will want to use the publication as a text book and review the entire contents. For someone familiar with calculating procedures, the publication can be used as a reference for various 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—some 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 fusible 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.

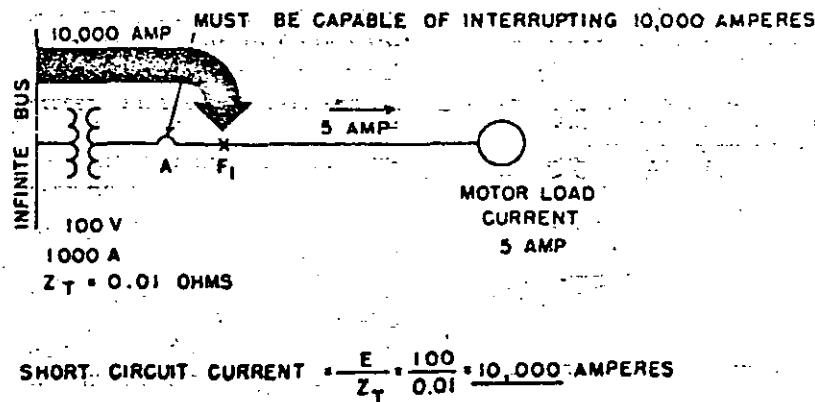
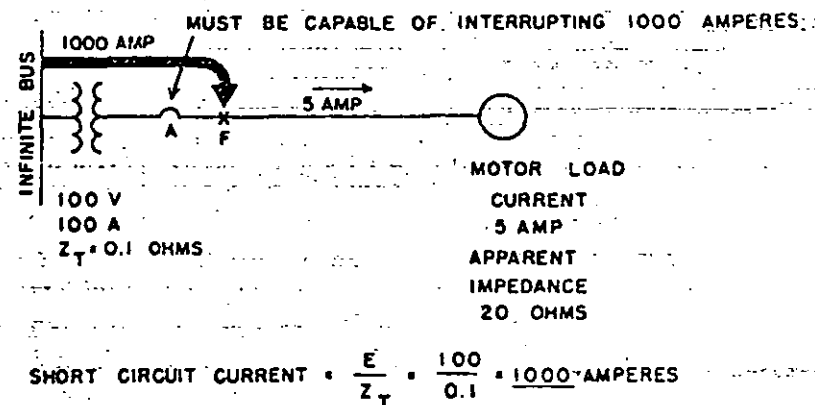
For a simple example, consider Fig. 1-(top). The impedance which determines the flow of load current is the 20 ohms impedance of the motor. If a short circuit occurs at "F," the only impedance-limiting the flow of short-circuit current is

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<sub>1</sub>" (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.**

# Section I—The Nature of ac Short-circuit Currents

5

When a 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

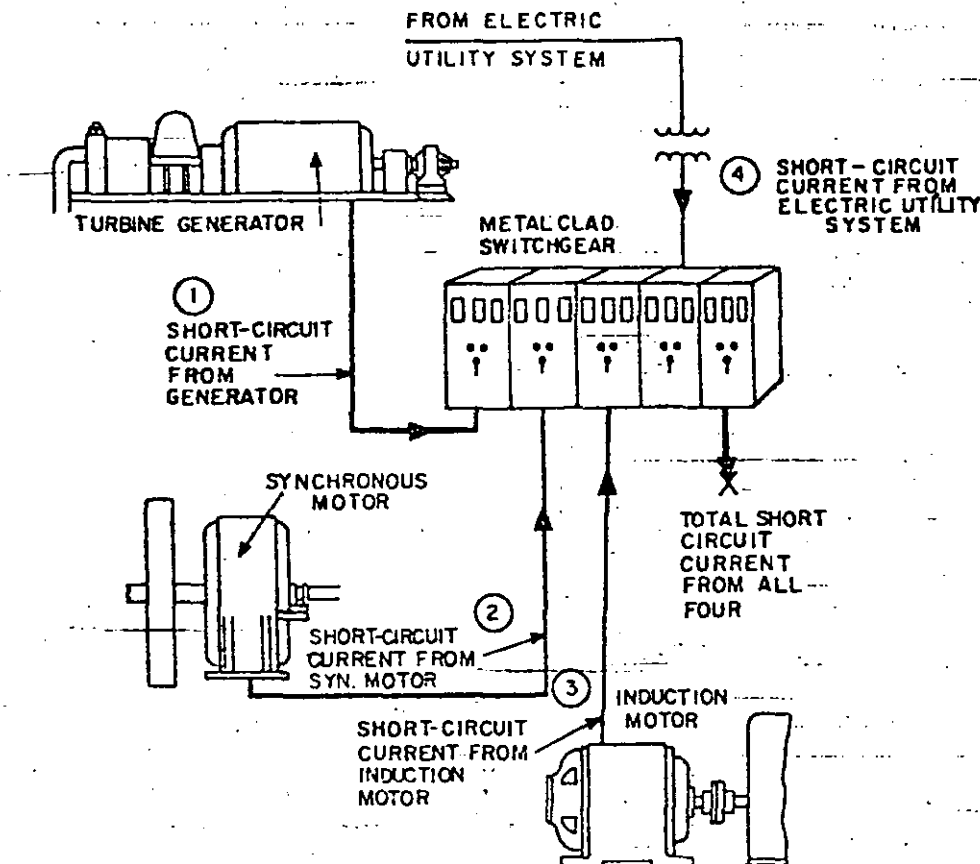


Fig. 2. Total short-circuit current equals sum of sources.

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

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

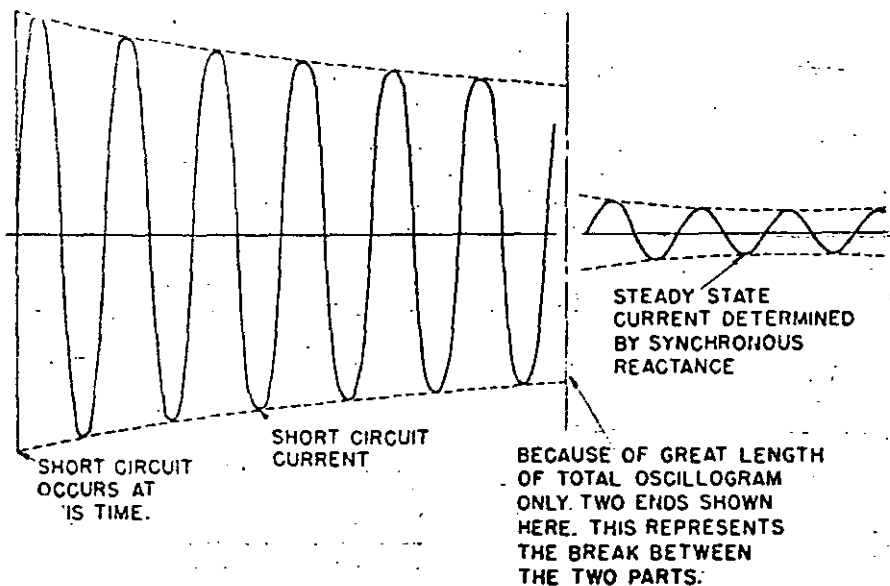


Fig. 3. Oscillogram of a symmetrical short-circuit current produced by a generator.



# Section I—The Nature of ac Short-circuit Currents

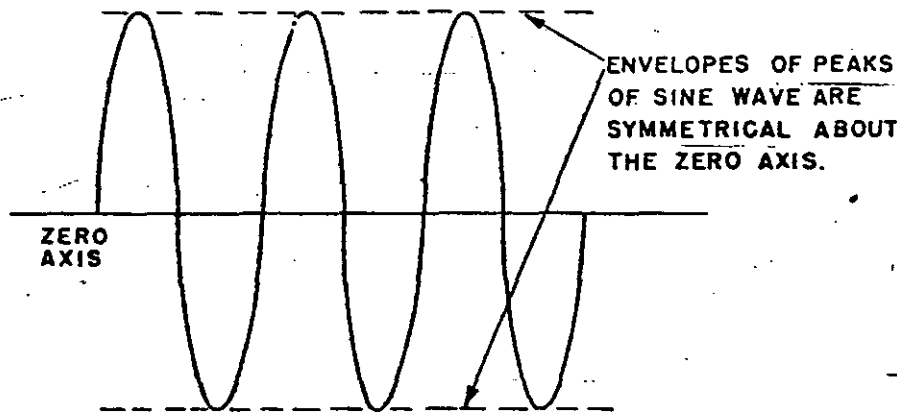


Fig. 4. Symmetrical ac wave.

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

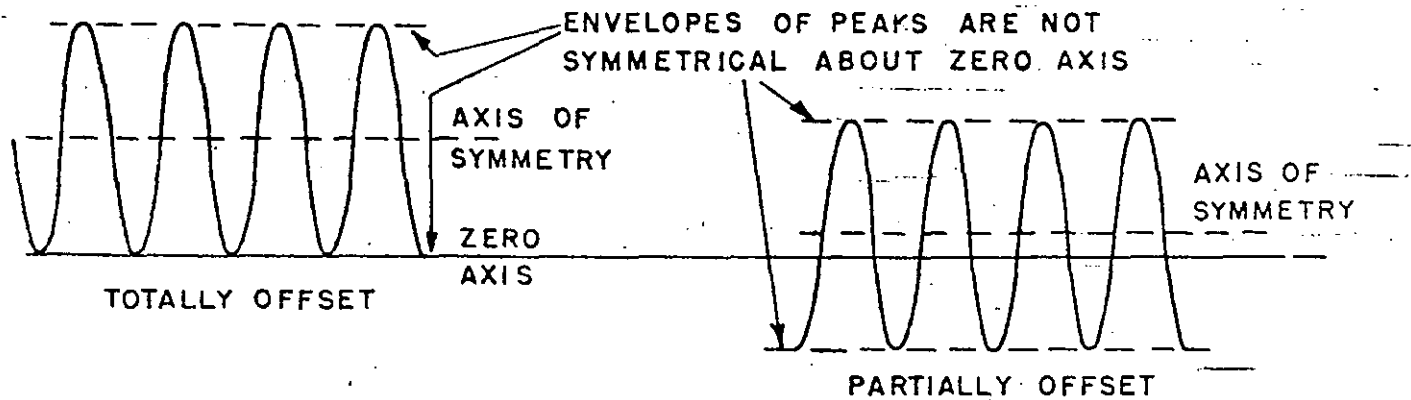


Fig. 5. Asymmetrical ac waves.

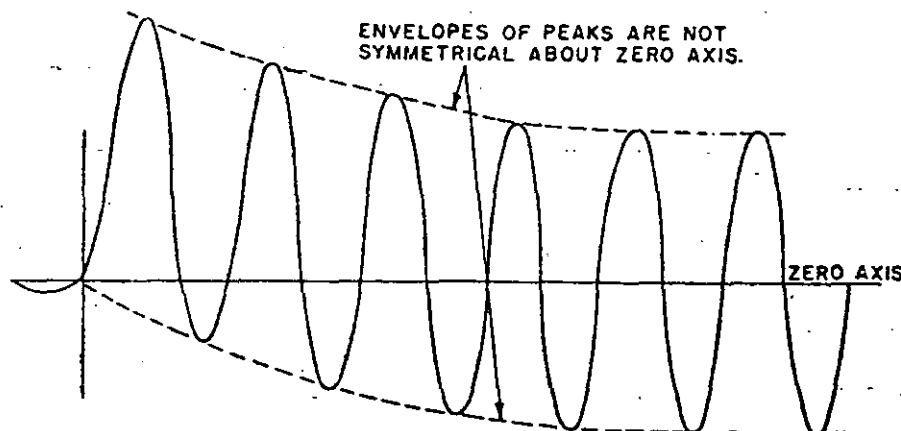


Fig. 6. Oscillogram of a typical short circuit.

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

# Section I— The Nature of ac Short-circuit Currents

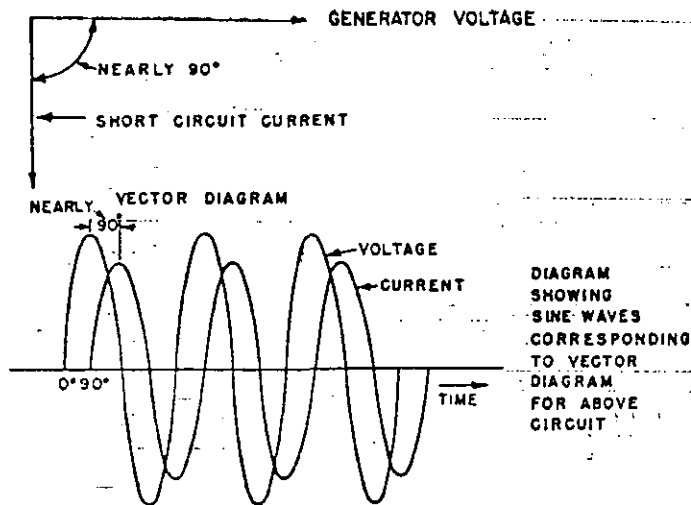
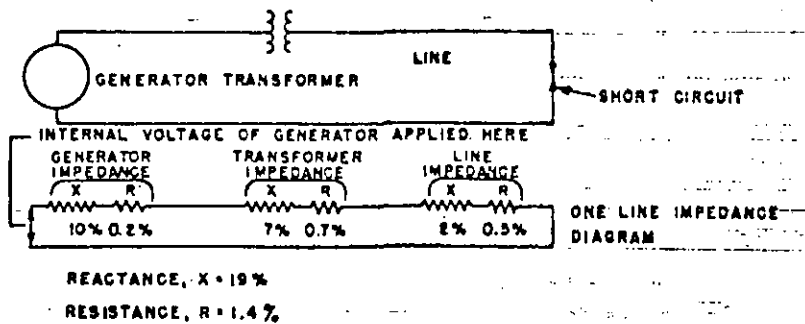


Fig. 7. Diagrams illustrating the phase relations of voltage and short-circuit currents.

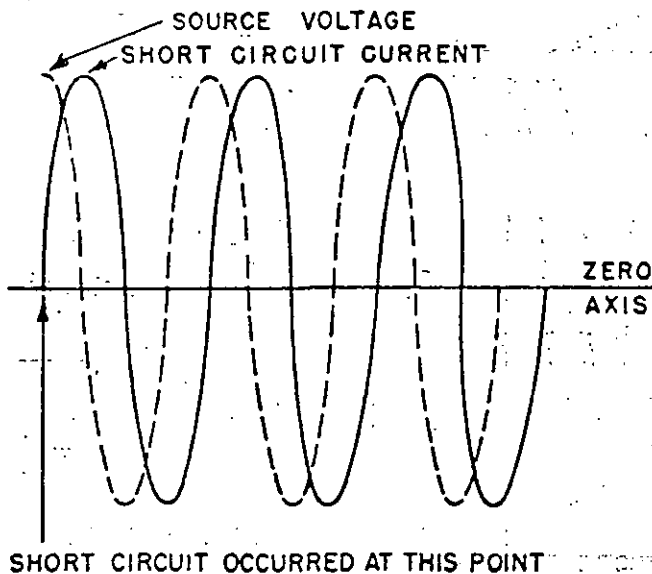


Fig. 8. Symmetrical current and voltage in a zero power-factor circuit.

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.

# Section I—The Nature of ac Short-circuit Currents

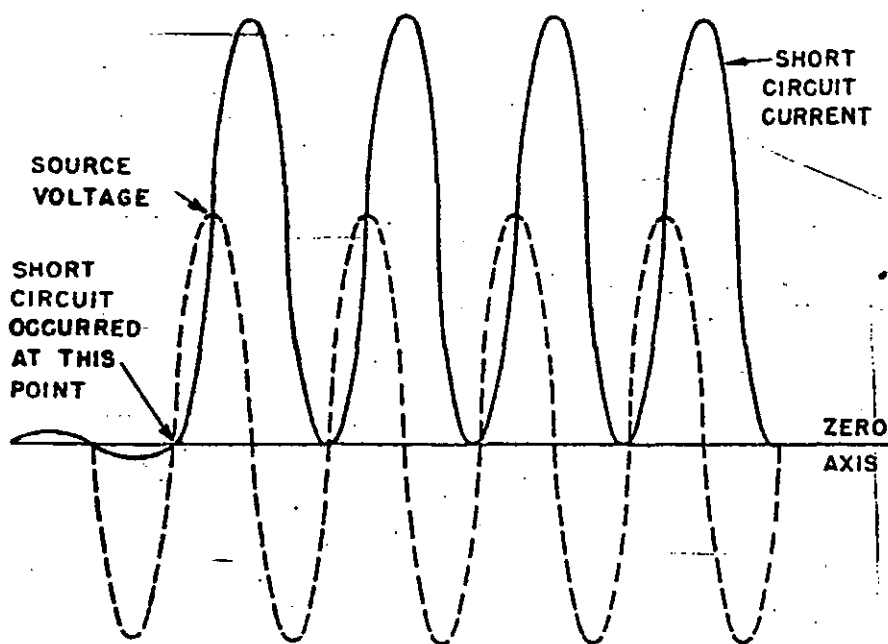


Fig. 9. Asymmetrical current and voltage in a zero power-factor circuit.

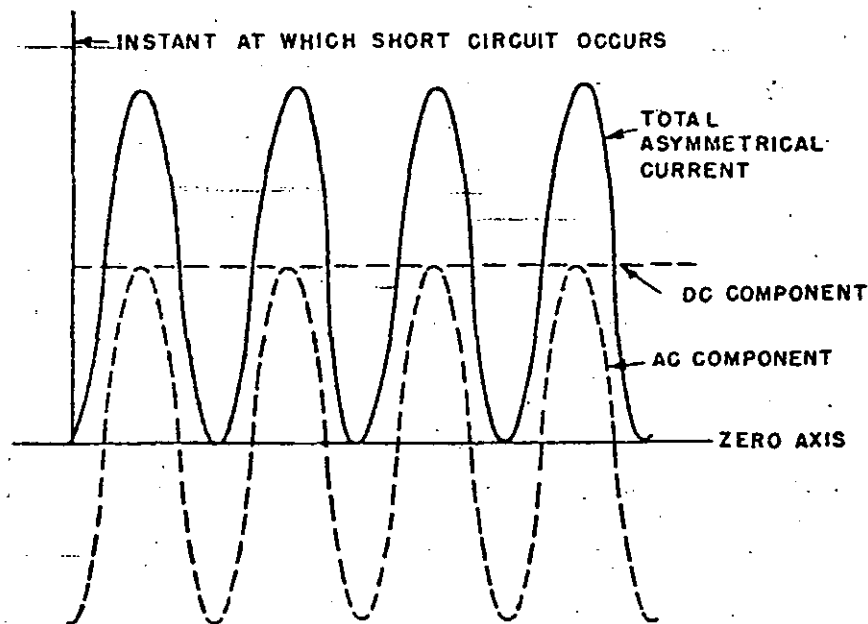


Fig. 10. Components of current shown in Fig. 9.

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. 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.

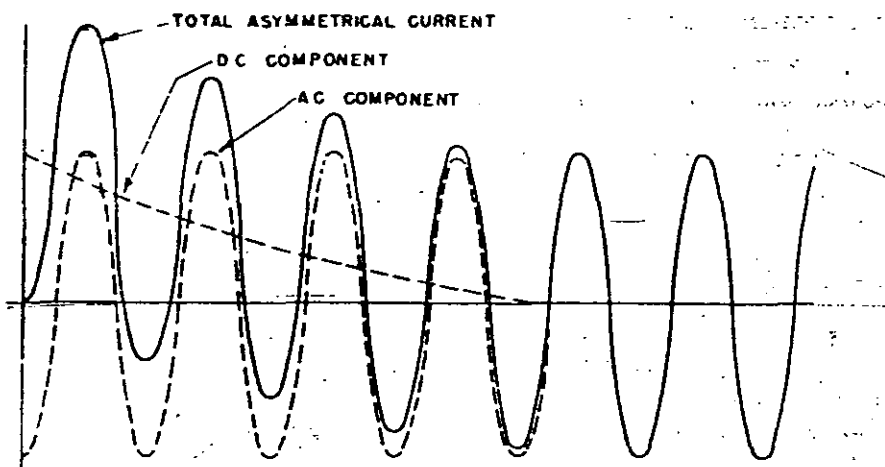
The value of the symmetrical short-circuit current is determined through the use of the proper impedance in the basic equation:

$$I = E / Z$$

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.

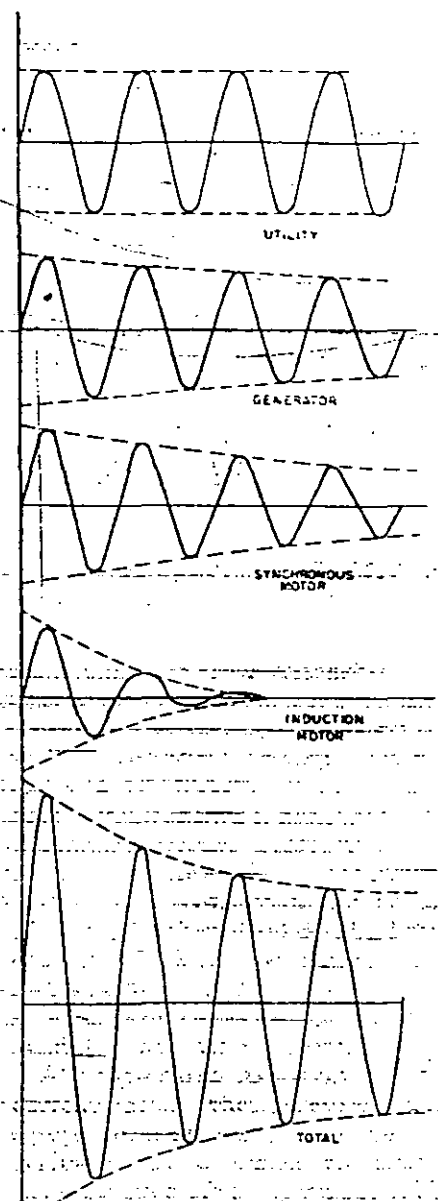
Although rated on a symmetrical current basis, these devices and equipment are tested on the basis of typical circuit asymmetrical conditions as covered by the applicable standards.

### 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 ratings to breakers.

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

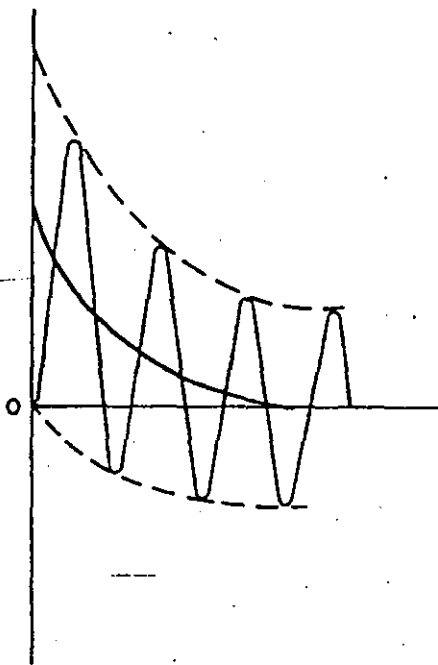


Fig. 13. Asymmetrical short-circuit-currents plus the dc component from all sources.

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 an 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.

# Section I—The Nature of ac Short-circuit Currents

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.

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	
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	General Case† 1.0 Special Case‡ 1.1
	Momentary—Asymmetrical Amperes Available	Subtransient (X'')	Subtransient (X'')	Subtransient (X'')	1.6† 1.5‡
Fuses and Fused Cutouts (above 1500 volts)	Interrupting—Asymmetrical Amperes Available	Subtransient (X'')	Subtransient (X'')	Subtransient (X'')	1.6† 1.2‡

## 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

\* 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 operating voltage is 5000 or less AND the circuit is NOT principally fed direct from generators or entirely through current-limiting reactors; otherwise, use general-case multiplier.

\* 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 operating voltage is 5000 or less AND the circuit is NOT principally fed direct from generators or entirely through current-limiting reactors; 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.

# Section II—The Details of Short-circuit Calculations

## 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?



# Section II—The Details of Short-circuit Calculations

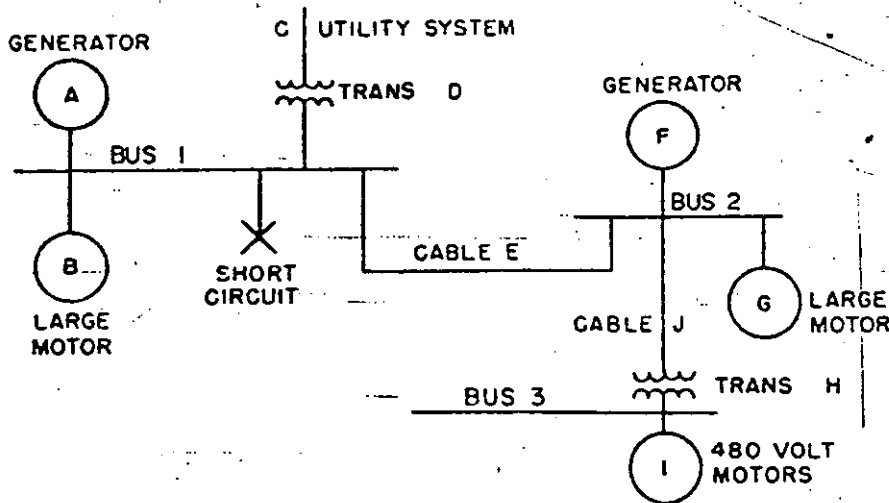


Fig. 14. A typical system one-line diagram.

## 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.

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).

## 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

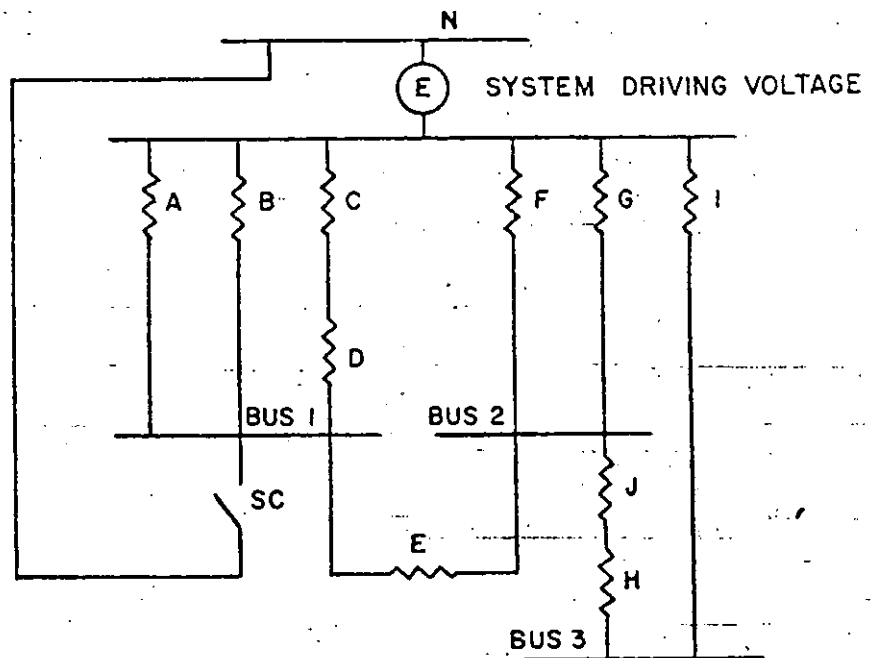


Fig. 15. An equivalent impedance diagram for the system represented in Fig. 14.

## 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  $I = E/Z$  is primarily determined by the reactance so the resistance can practically be neglected in the calculation. This allows a much simpler calculation because then  $I = E/X$ .

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.

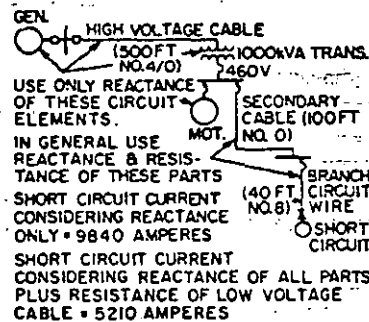


Fig. 16. Locations in system where reactance and resistance are generally used for short-circuit calculations.

## COMBINING OF IMPEDANCES

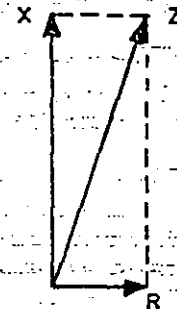
An impedance ( $Z$ ) containing resistance ( $R$ ) and reactance ( $X$ ) is a complex quantity or vector. It is frequently expressed in the form  $R + jX$ , and is illustrated in Fig. 17.

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

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

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

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

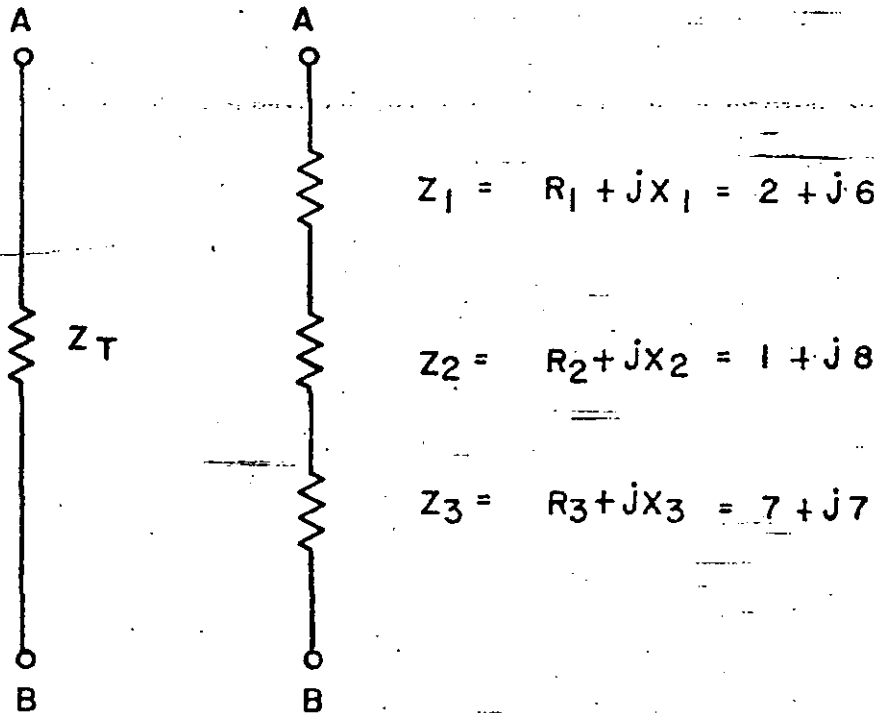
### For three-phase systems.

Assigned Values:

$$\text{Base volts} = \text{line-to-line volts}$$

$$\text{Base kVA} = \text{three-phase kVA}$$

# Section II—The Details of Short-circuit Calculations



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

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

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

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

$$Z_T = 23.26$$

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

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

## THE ELECTRIC UTILITY SYSTEM

The electric utility system is usually represented by a single

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 ( $kVA_b$ )

1. Available 3 $\phi$  short-circuit kVA = 500,000 kVA (500MVA)

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

2. Available 3 $\phi$  short-circuit amperes = 20,940 at 13.8 kV

$$X_{pu} = \frac{kVA_b}{\sqrt{3} (I_{sc}) (kV)}$$

$$= \frac{10,000}{\sqrt{3} (20,940) (13.8)} = 0.02$$

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

$$X_{pu} = X_{pu_{old}} \left( \frac{kVA_b}{kVA_{old}} \right)$$

$$= 0.2 \left( \frac{10,000}{100,000} \right) = 0.02$$

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

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

$$= 0.38 \left( \frac{10,000}{1000 (13.8)^2} \right) = 0.02$$

Conversion to ohms-per-phase at 480 volts

1. Available 3 $\phi$  short-circuit kVA = 62,270

$$X = \frac{kV^2 (1000)}{kVA} = \frac{(0.48)^2 1000}{62,270}$$

$$= 0.0037 \text{ ohms-per-phase at 480 volts}$$

# Section II—The Details of Short-circuit Calculations

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

$$X = \frac{\text{Volts L-N}}{I_{sc}} = \frac{277}{75,000} = 0.0037 \text{ ohms-per-phase at 480 volts}$$

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

$$X = X_{pu} \left( \frac{kV^2 (1000)}{kVA} \right) = 0.1605 \left( \frac{(0.48)^2 1000}{10,000} \right) = 0.0037 \text{ ohms-per-phase at 480 volts}$$

## 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<sub>b</sub>)

$$X_{pu} = \frac{\%X_T}{100} \left( \frac{kVA_b}{\text{Transf. kVA}} \right) = \frac{5}{100} \left( \frac{10,000}{500} \right) = 1.0$$

Conversion to ohms-per-phase at 480 volts

$$X = \frac{\%X_T}{100} \left( \frac{kV^2 1000}{\text{Transf. kVA}} \right) = \frac{5}{100} \left( \frac{(0.48)^2 1000}{500} \right) = 0.023 \text{ ohms-per-phase at 480 volts}$$

## 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<sub>b</sub>)

$$R = 0.0294 \text{ ohms } 1000 \text{ ft.} \\ R = 0.00735 \text{ ohms } 250 \text{ ft.} \\ X = 0.0349 \text{ ohms } 1000 \text{ ft.} \\ X = 0.00872 \text{ ohms } 250 \text{ ft.}$$

$$R_{pu} = R \left( \frac{kVA_b}{1000 kV^2} \right) = 0.00735 \left( \frac{10,000}{1000 (0.48)^2} \right) = 0.319$$

$$X_{pu} = X \left( \frac{kVA_b}{1000 kV^2} \right) = 0.00872 \left( \frac{10,000}{1000 (0.48)^2} \right) = 0.378$$

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

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	$\frac{hp}{\text{Efficiency}} \left( \frac{V \text{ rated}}{1000} \right) (I \text{ rated})$
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,

## Section II—The Details of Short-circuit Calculations

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.

3. 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<sub>b</sub>)**

A 500 hp, 0.8 PF, synchronous motor has a subtransient reactance (X'<sub>d</sub>) 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 $\phi$  short-circuit current in per-unit  $I_{pu} = \frac{E_{pu}}{Z_{pu}}$

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

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

- 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 $\phi$  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-wye 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:

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

### 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.)

#### 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-

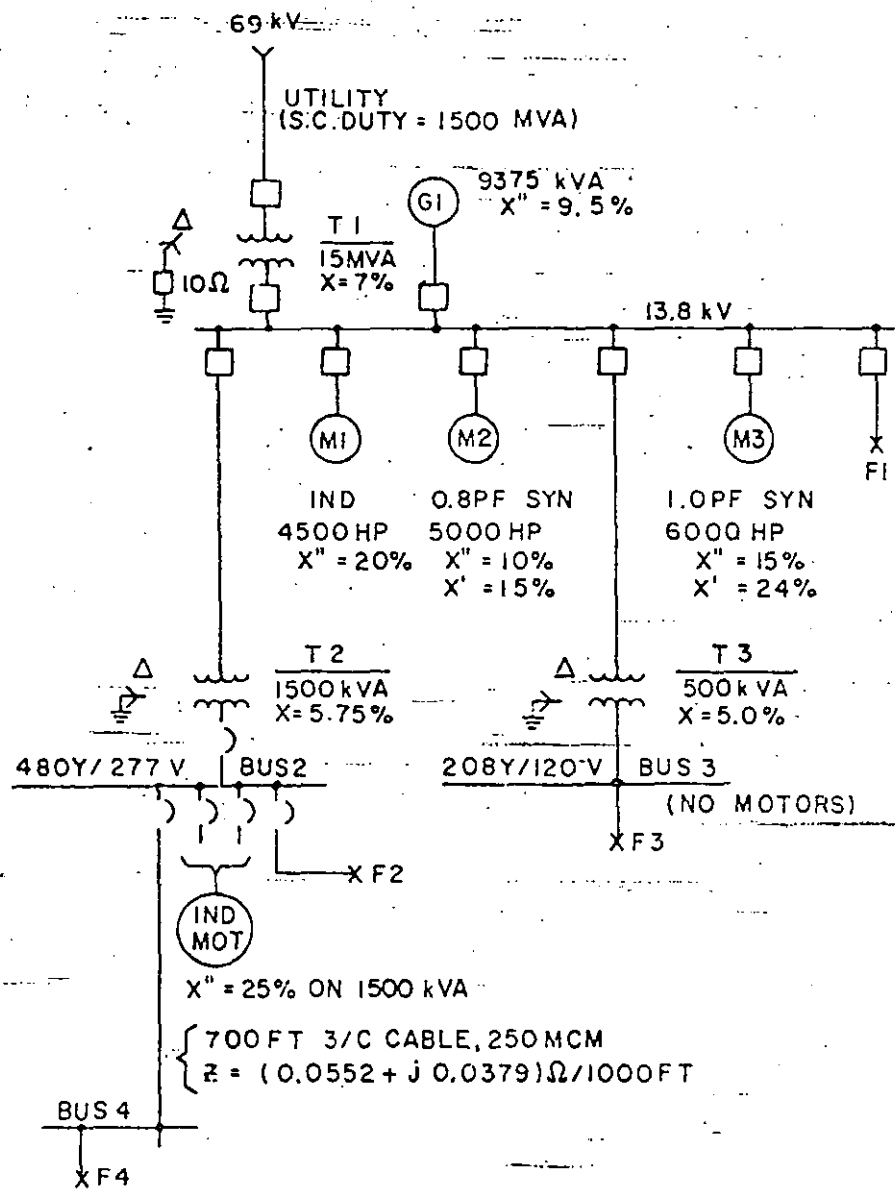


Fig. 19. A one-line diagram of an industrial power system.

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 <sub>II</sub>	kV <sub>II</sub>	I <sub>II</sub>	Z <sub>II</sub>
15,000	13.8	627	12.7
15,000	0.480	18040	0.0154
15,000	0.208	41600	0.00789

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:

$$\begin{aligned} \text{Utility—X} &= \frac{15,000}{1,500,000} = 0.01 \text{ pu} \\ \text{Transf. T1—X} &= \frac{7 (15,000)}{100 (15,000)} = 0.07 \text{ pu} \\ \text{Gen. G1—X} &= \frac{9.5 (15,000)}{100 (9,375)} = 0.152 \text{ pu} \\ \text{Mot. M1—X} &= \frac{20 (15,000)}{100 (4,500)} = 0.666 \text{ pu} \\ \text{Mot. M2—X} &= \frac{10 (15,000)}{100 (5,000)} = 0.3 \text{ pu} \\ \text{Mot. M3—X} &= \frac{15 (15,000)}{100 (6000 \times 0.8)} = 0.468 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{480V Mot.—X} &= \frac{25 (15,000)}{100 (1,500)} = 2.5 \text{ pu} \\ \text{Transf. T2—X} &= \frac{5.75 (15,000)}{100 (1,500)} = 0.575 \text{ pu} \\ \text{Transf. T3—X} &= \frac{5 (15,000)}{100 (500)} = 1.5 \text{ pu} \\ \text{480V Fdr—250 MCM, 3 C cable} \\ \text{Z(700 ft)} &= .7(0.0552 + j.0379) \\ &= 0.0386 + j.0265 \text{ ohms-per-phase} \\ R &= \frac{0.0386 (15,000)}{1000 (0.48)^2} = 2.51 \text{ pu} \\ X &= \frac{0.0265 (15,000)}{1000 (0.48)^2} = 1.73 \text{ pu} \end{aligned}$$

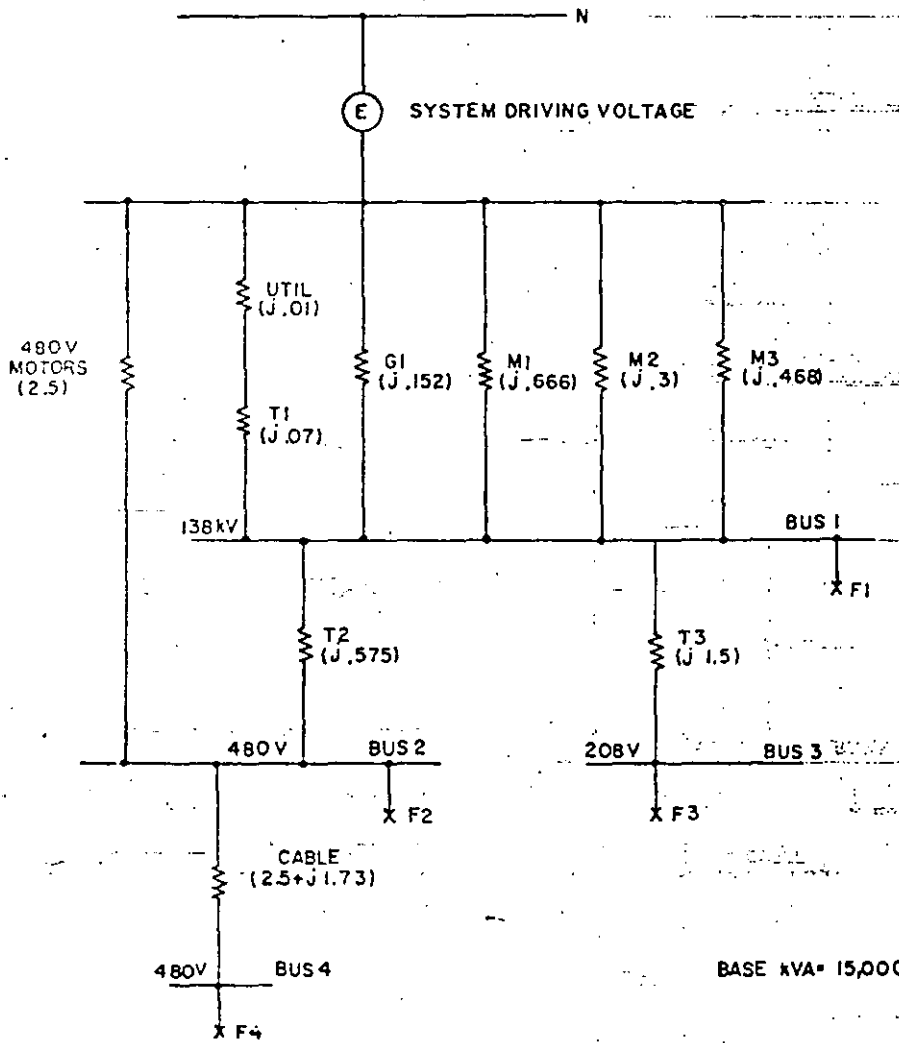
The per-unit values for all component impedances in Fig. 21 are derived and listed as follows:

$$\begin{aligned} \text{Utility—X} &= 0.01 \text{ pu} \\ \text{Transf. T1—X} &= 0.07 \text{ pu} \\ \text{Gen. G1—X} &= 0.152 \text{ pu} \\ \text{Mot. M2—X} &= \frac{15 (15,000)}{100 (5,000)} = 0.45 \text{ pu} \\ \text{Mot. M3—X} &= \frac{24 (15,000)}{100 (6000 \times 0.8)} = 0.75 \text{ pu} \end{aligned}$$

## 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.



# Section III—Examples of ac Short-circuit Calculations

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.

$$I = 16,537 (1.6) = 26,460 \text{ amperes (asymmetrical)}$$

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-

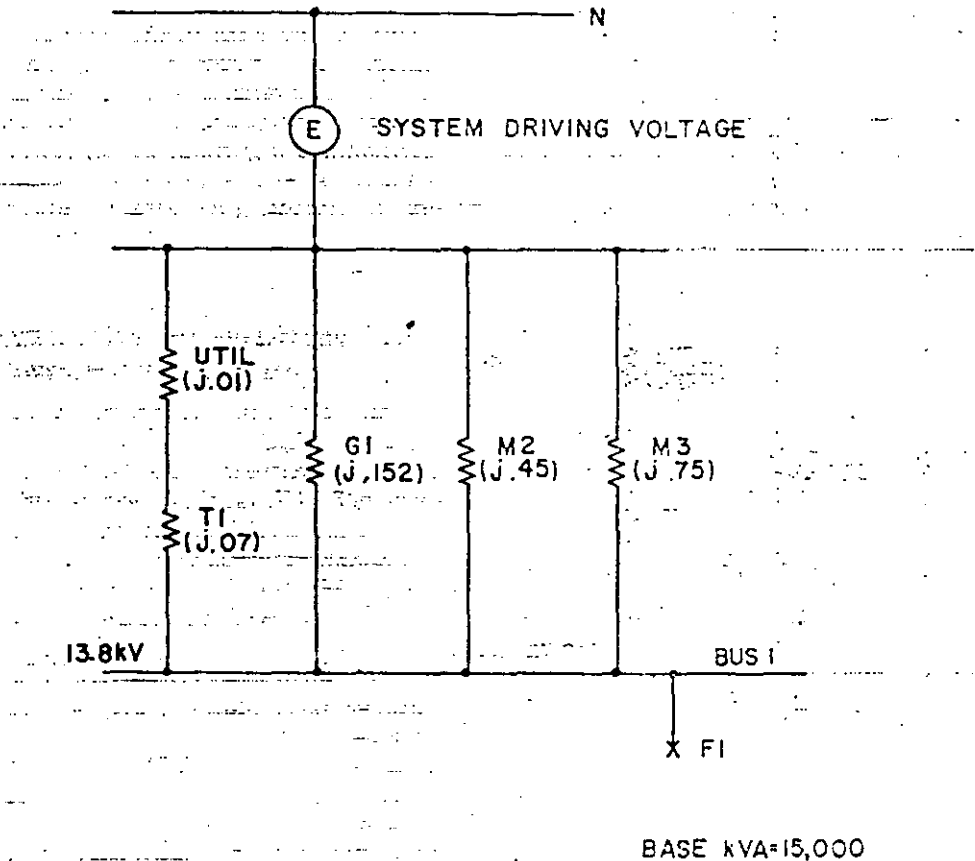


Fig. 21. An impedance diagram for calculating HVPCB interrupting current for system shown in Fig. 19.

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)

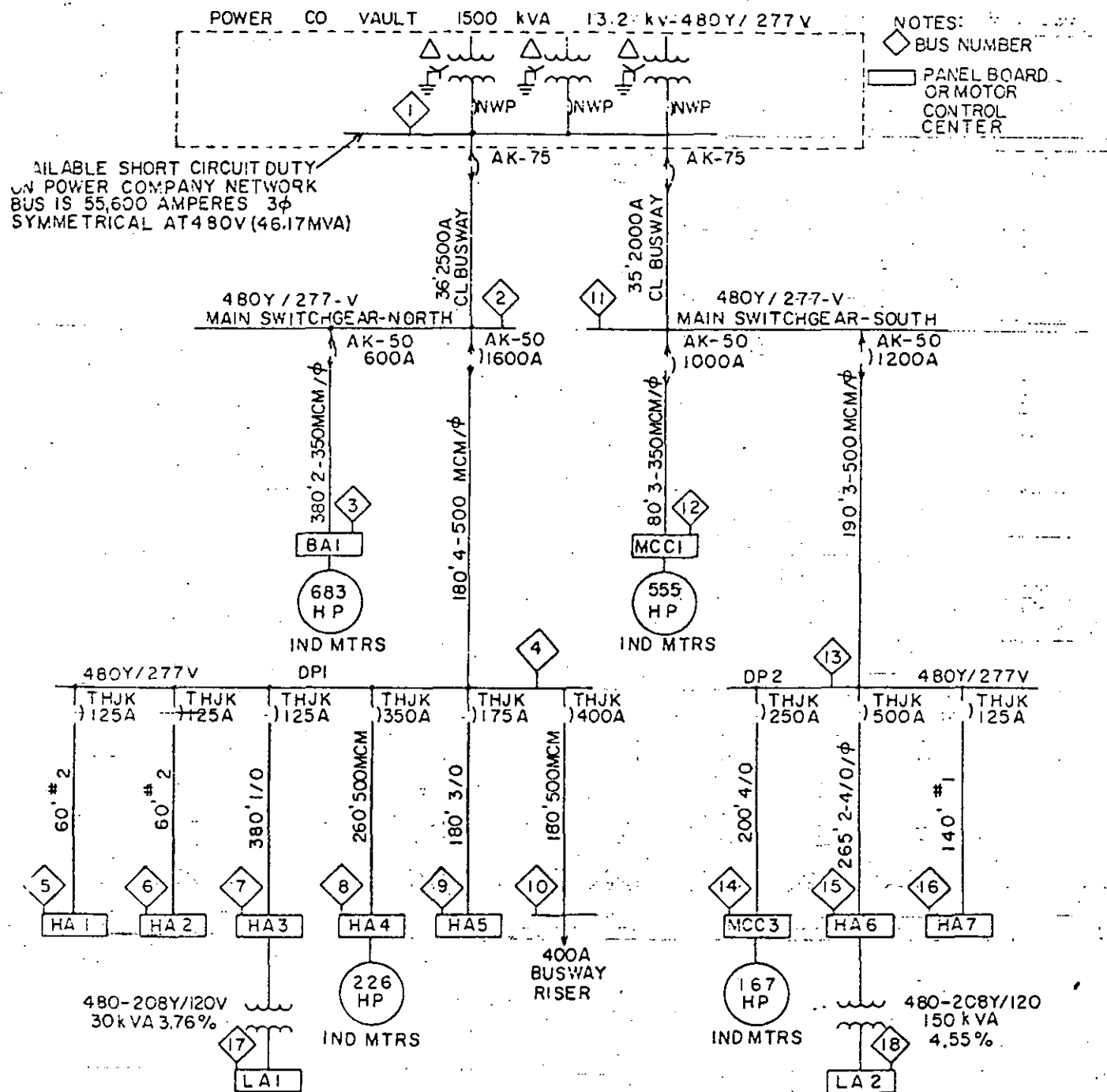


Fig. 22. A one-line diagram for a typical building served from 480Y/277-volt network.

# Section III—Examples of ac Short-circuit Calculations

## 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:

$$I = \frac{I_b}{Z_{F4}} = \frac{18,040}{2.5 + j2.22} = 5,396 \text{ amperes (symmetrical)}$$

## 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 3φ 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.

$$X = \frac{\%X_m}{100} \left( \frac{kV^2 1000}{\text{Motor kVA}} \right) = \frac{25}{100} \left( \frac{(.48)^2 (1000)}{555} \right) = 0.104 \text{ ohms/phase}$$

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.

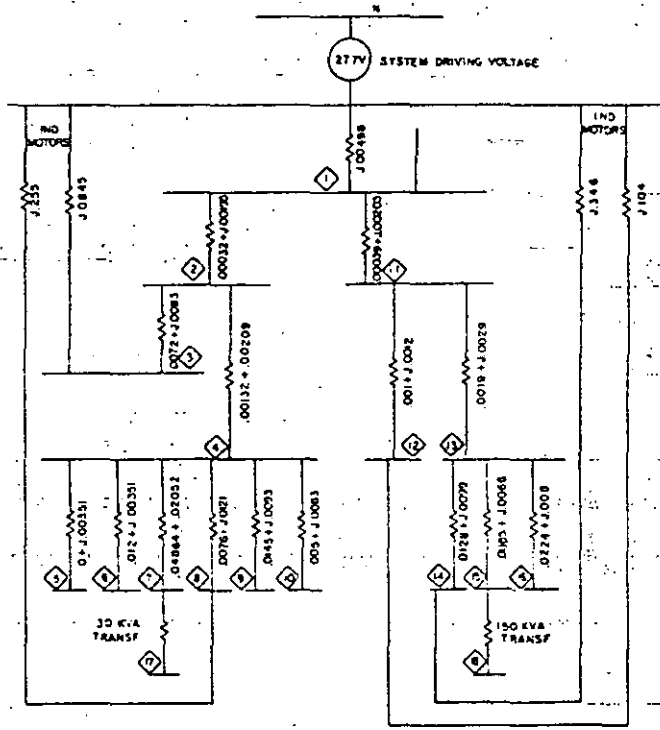
$$Z = \frac{380 (0.0378 + j.0491)}{1000 \cdot 2 \text{ (cables/}\phi)} = 0.0072 + j.0093 \text{ ohms/phase}$$

### 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



NOTE: ALL IMPEDANCES LISTED IN OHMS/PHASE

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)  $Z_n$ , utility system S1, as previously determined:

$$Z_n (S1) = 0 + j0.00498 \Omega$$

(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)  $Z_n$ , parallel combination of  $Z_n$  and  $Z_m$  (S3, 8-2):

(a) Components of  $1/Z_n$  are

$$\begin{aligned} G_n &= R_n / (R_n^2 + X_n^2) \\ &= 0.0072 / ((0.0072)^2 + (0.0938)^2) \\ &= 0.0072 / 0.00885 = 0.814 \text{ mho} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} -B_n &= X_n / (R_n^2 + X_n^2) \\ &= 0.0938 / 0.00885 = 10.60 \text{ mho} \\ 1/Z_n &= 0.814 - j10.60 \text{ mho} \end{aligned}$$

(b) Components of  $1/Z_m$  are

$$\begin{aligned} G_m &= 0.00892 / ((0.00892)^2 + (0.2692)^2) \\ &= 0.00892 / 0.07255 = 0.123 \text{ mho} \\ -B_m &= 0.2692 / 0.07255 = 3.71 \text{ mho} \\ 1/Z_m &= 0.123 - j3.71 \text{ mho} \\ 1/Z_n &= 1/Z_n + 1/Z_m = 0.937 - j14.31 \text{ mho} \end{aligned}$$

(c) Components of  $Z_n$  are

$$\begin{aligned} R_n &= G_n / (G_n^2 + B_n^2) \\ &= 0.937 / ((0.937)^2 + (14.31)^2) \\ &= 0.937 / 205.7 = 0.00456 \Omega \\ X_n &= -B_n / (G_n^2 + B_n^2) \\ &= -14.31 / 205.7 = -0.0696 \Omega \\ Z_n (S3,8-2) &= 0.00456 + j0.0696 \Omega \end{aligned}$$

(5)  $Z_n$ , impedance  $Z_n$  and feeder to bus 1 (S3, 8-1):

$$\begin{aligned} Z_n (S3,8-2) &= 0.00456 + j0.0696 \\ \text{feeder, bus 2 to 1} & \\ (2-1) &= 0.00032 + j0.00195 \\ \text{total, } Z_n (S3,8-1) &= 0.00488 + j0.07155 \Omega \end{aligned}$$

(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)  $Z_n$ , 167 hp of induction motors and feeders to bus 11 (S14-11):

$$\begin{aligned} \text{motors (S14)} &= 0 + j0.346 \\ \text{feeder, bus 14 to 13} & \\ (14-13) &= 0.0128 + j0.0099 \\ \text{feeder, bus 13 to 11} & \\ (13-11) &= 0.0019 + j0.0029 \\ \text{total, } Z_n (S14-11) &= 0.0147 + j0.3588 \Omega \end{aligned}$$

(8)  $Z_n$ , parallel combination of  $Z_n$  and  $Z_m$  (S12, 14-11), using the method detailed when calculating  $Z_n$ :

$$\begin{aligned} 1/Z_n &= 0.0904 - j 9.505 \\ 1/Z_m &= 0.1140 - j 2.782 \\ 1/Z_n &= 0.2044 - j12.287 \text{ mho} \\ Z_n (S12,14-11) &= 0.00135 - j0.0814 \Omega \end{aligned}$$

(9)  $Z_n$ , impedance  $Z_n$  and feeder to bus 1 (S12, 14-1):

$$\begin{aligned} Z_n (S12,14-11) &= 0.00135 - j0.0814 \\ \text{feeder, bus 11 to 1} & \\ (11-1) &= 0.00039 - j0.00203 \\ \text{total } Z_n (S12,14-1) &= 0.00174 - j0.0834 \Omega \end{aligned}$$

(10)  $Z_n$ , parallel combination of  $Z_n$ ,  $Z_m$  and  $Z_n$  (S1, 3, 8, 12, 14-1), total equivalent impedance for bus 1 short circuit:

$$\begin{aligned} 1/Z_n &= 0 - j200.8 \\ 1/Z_m &= 0.949 - j 13.91 \\ 1/Z_n &= 0.250 - j 11.99 \\ 1/Z_n &= 1.199 - j226.7 \text{ mho} \\ Z_n (S1,3,8,12,14-1) &= 0.00002 + j0.00441 \Omega \\ Z_n &= \sqrt{(0.00002)^2 + (0.00441)^2} \\ &= 0.00441 \Omega \end{aligned}$$

The short-circuit current at bus 1 is

$$I_1 = E_{L-N} / Z = 277 / 0.00441 = 62\ 810 \text{ A, symmetrical rms}$$

# Section III — Examples of ac Short-circuit Calculations

27

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	1/Z	-B	Sum of Squares†
S12,14-1	(Z <sub>s</sub> )	0.00174	0.0834	0.250	11.99		0.00696
S1	(Z <sub>0</sub> )	0	0.00498	0	200.8		
S1,12,14-1		0.00001	0.00470	0.250	212.79		45.280
1-2		0.00032	0.00195				
S1,12,14-2		0.00033	0.00665	7.444	150.00		4.433 × 10 <sup>-4</sup>
S3-2	(Z <sub>s</sub> )	0.0072	0.0938	0.814	15.6		0.00885
S8-2	(Z <sub>s</sub> )	0.00892	0.2692	0.123	3.71		0.07255
S1,3,8,12,14-2		0.00031	0.00607	8.381	163.31		27.070

\*Source, branch, or combination.

†R<sup>2</sup> + X<sup>2</sup> when finding 1/Z from Z, G<sup>2</sup> + B<sup>2</sup> 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

$$I_2 = 277/0.00608 = 45\,560 \text{ A,} \\ \text{symmetrical rms}$$

Bus 3:

For the bus 3 short-circuit current the abbreviated table is as follows:

Element		R	X	G	1/Z	-B	Sum of Squares
S1,12,14-2		0.00033	0.00665	7.444	150.00		4.433 × 10 <sup>-4</sup>
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 <sup>-4</sup>
S3		0	0.0845	0	11.83		
S1,3,8,12,14-3		0.00531	0.01372	24.535	63.41		4.623

The total equivalent impedance is

$$Z = \sqrt{(0.00531)^2 + (0.01372)^2} = 0.147 \Omega$$

and the short-circuit current at bus 3 is

$$I_3 = 277/0.147 = 18\,840 \text{ A,} \\ \text{symmetrical rms}$$

# Section III— Examples of ac Short-circuit Calculations

Bus 4:

For the bus 4 short-circuit current the values are as follows:

Element	R	X	G	B	Sum of Squares	
S1,12,14-2	0.00333	0.00665	—	7.444	150.00	4.433 × 10 <sup>-3</sup>
S3-2	0.0072	0.0938	—	0.814	10.60	0.00885
S1,3,12,14-2	0.00632	0.00671	—	8.258	160.60	25.860
2-4	0.00132	0.00209	—	—	—	—
S1,3,12,14-4	0.00164	0.00830	—	22.91	115.95	7.158 × 10 <sup>-3</sup>
S8	0	0.255	—	—	—	—
8-4	0.0076	0.0121	—	—	—	—
S8-4	0.0076	0.2671	—	0.11	3.74	0.0714
S1,3,8,12,14-4	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

$$I_4 = 277 / 0.00821 = 33\ 740 \text{ A, symmetrical rms}$$

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.

$$X_1 = \frac{\% X_t \left( \frac{kV^2}{100} \right)}{\text{Transf kVA}} = \frac{3.76}{100} \left( \frac{(0.208)^2 \cdot 1000}{30} \right) = 0.05422 \text{ ohms/phase at 208 volts}$$

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:

$$\frac{0.00944 - j.00543}{0.00944 - j.05965} = 0.06041$$

$$I_{17} = \frac{120}{0.06041} = 1987 \text{ amperes (symmetrical rms)}$$

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.

$$\text{Short-circuit kVA at Bus 15} = \sqrt{3}(0.48)(14,690) = 12,213$$

System available on primary of

$$\text{transformer} = \frac{150}{12,213} = 0.0123 \text{ pu}$$

$$\text{Transformer } X = 0.0455 \text{ pu}$$

$$\text{Tot. Equiv. Imp.} = 0.0578 \text{ pu}$$

$$\text{At a base voltage of 208 volts, the base current, } I_b = \frac{150}{\sqrt{3} \times 0.208} = 416 \text{ A}$$

$$I_{15} = \frac{I_b}{X_{pu}} = \frac{416}{0.0578} = 7197 \text{ amperes (symmetrical rms)}$$

\* 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.

## Section III— Examples of ac Short-circuit Calculations

29

### 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 E4 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	X
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

31

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

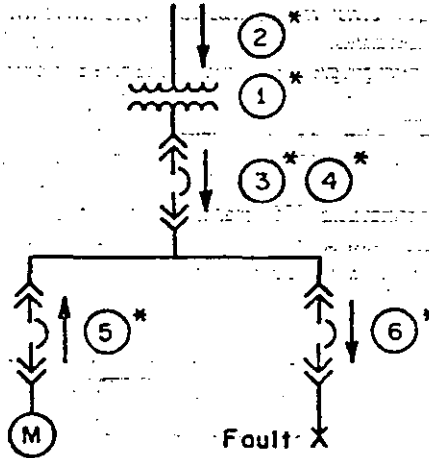
BUS 18 = 7.2033 ( 2.595 MVA) X/R = 1.972 VOLT= 0.208 KV  
CONTRIBUTION :  
BUS 15 = 7.2033

## 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.

**Table 4—Three-phase Secondary Unit Substation Transformers**

208 volts, three phase					
Transformer Rating 3-phase kVA and Impedance Percent	Maximum Short-circuit MVA Available From Primary System	Normal-load Continuous Current Amp	Short-circuit Current RMS Symmetrical Amp		
			Transformer Alone	50% Motor Load	Combined
1	2	3	4	5	6
300 *4.5%	50	833	16300	1700	18000
	100		17300		19000
	150		17700		19400
	250		18000		19700
	500		18300		20000
	750		18400		20000
Unlimited	18500	20200	20200		
500 *4.5%	50	1388	25300	2800	28000
	100		27200		29600
	150		28700		31500
	250		29500		32300
	500		30200		33000
	750		30400		33200
Unlimited	30800	33600	33600		
750 5.75%	50	2020	28700	4200	32900
	100		32000		36200
	150		33300		37300
	250		34400		38600
	500		35200		39400
	750		35600		39800
Unlimited	36200	40400	40400		
1000 5.75%	50	2780	35800	5600	41400
	100		41100		46700
	150		43200		48600
	250		45100		50700
	500		46600		52200
	750		47300		52900
Unlimited	48200	53800	53800		
1500 5.75%	50	4160	47600	8300	55900
	100		57500		65800
	150		61700		70000
	250		65600		73600
	500		68800		77100
	750		69700		78200
Unlimited	72400	80700	80700		

240 volts, three phase					
Transformer Rating 3-phase kVA and Impedance Percent	Maximum Short-circuit MVA Available From Primary System	Normal-load Continuous Current Amp	Short-circuit Current RMS Symmetrical Amp		
			Transformer Alone	100% Motor Load	Combined
1	2	3	4	5	6
300 *4.5%	50	722	14200	2900	17100
	100		15000		17900
	150		15400		18300
	250		15600		18500
	500		15800		18700
	750		15900		18800
Unlimited	16000	18900	18900		
500 *4.5%	50	1203	21900	4800	26700
	100		24200		28800
	150		24900		29700
	250		25600		30400
	500		26100		30900
	750		26300		31100
Unlimited	26700	31500	31500		
750 5.75%	50	1804	24900	7200	32100
	100		27800		35000
	150		28600		36100
	250		29800		37000
	500		30600		37800
	750		30800		38000
Unlimited	31400	38600	38600		
1000 5.75%	50	2406	31100	9600	40700
	100		35700		45300
	150		37500		47100
	250		39100		48700
	500		40500		50100
	750		41000		50600
Unlimited	41900	51500	51500		
1500 5.75%	50	3609	41300	14400	55700
	100		49800		64200
	150		53500		67900
	250		56900		71300
	500		59700		74100
	750		60600		75000
Unlimited	62800	77200	77200		

## 480 volts, three phase

Transformer Rating 3-phase kVA and Impedance Percent	Maximum Short-circuit MVA Available From Primary System	Normal-load Continuous Current Amp	Short-circuit Current RMS Symmetrical Amp		
			Transformer Alone	100% Motor Load	Combined
1	2	3	4	5	6
300 *4.5%	50	361	7100	1400	8500
	100		7500		8900
	150		7700		9100
	250		7800		9200
	500		7900		9300
	750		7900		9300
Unlimited	8000	9400	9400		
500 *4.5%	50	601	10900	2400	13300
	100		12000		14400
	150		12400		14800
	250		12800		15200
	500		13100		15500
	750		13200		15600
Unlimited	13400	15800	15800		
750 5.75%	50	902	12500	3600	16100
	100		13900		17500
	150		14400		18000
	250		14900		18500
	500		15300		18900
	750		15400		19000
Unlimited	15700	19300	19300		
1000 5.75%	50	1203	15500	4800	20300
	100		17800		22600
	150		18800		23600
	250		19600		24400
	500		20200		25000
	750		20500		25300
Unlimited	20900	25700	25700		
1500 5.75%	50	1804	20600	7200	27800
	100		24900		32100
	150		26700		33900
	250		28400		35600
	500		29800		37000
	750		30300		37500
Unlimited	31400	38200	38200		
2000 5.75%	50	2406	24700	9600	34300
	100		31100		40700
	150		34000		43600
	250		36700		46300
	500		39100		48700
	750		40300		49600
Unlimited	41900	51500	51500		
2500 5.75%	50	3008	28900	12000	40000
	100		36400		48400
	150		40500		52500
	250		44500		56500
	500		48100		60100
	750		49500		61500
Unlimited	52300	64300	64300		
3000 5.75%	50	3609	30700	14400	45100
	100		41200		55600
	150		46500		60900
	250		51900		66300
	500		56800		71200
	750		58700		73100
Unlimited	62700	77100	77100		

\*\*Minimum impedance.

\*\*Minimum impedance.

Table 4 (Cont'd)

600 volts, three phase

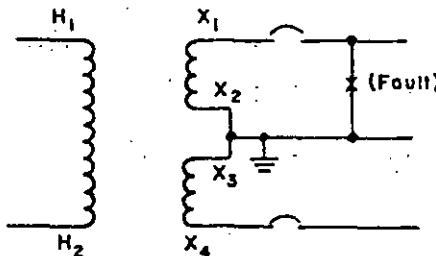
Transformer Rating 3-phase kVA and Impedance Percent	Maximum Short-circuit Mva Available From Primary System	Normal-load Continuous Current Amp	Short-circuit Current RMS Symmetrical Amp		
			Transformer Alone	100% Motor Load	Combined
1	2	3	4	5	6
300 4.5%	50	289	5700	1200	6900
	100		6000		7200
	150		6100		7300
	250		6700		7900
	500		6300		7500
	750		6400		7600
Unlimited	6400	7600			
500 4.5%	50	461	8700	1900	10900
	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	12900
	100		11100		14000
	150		11500		14400
	250		11900		14800
	500		12200		15100
	750		12300		15200
Unlimited	12500	15400			
1000 5.75%	50	962	12500	3800	16300
	100		14300		18100
	150		15000		18800
	250		15700		19500
	500		16700		20000
	750		16400		20200
Unlimited	16800	20600			
1500 5.75%	50	1444	16500	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		29400		37100
	500		31200		38700
	750		32000		39700
Unlimited	33500	41200			
2500 5.75%	50	2406	22400	9600	32600
	100		27200		38800
	150		32400		42000
	250		35700		45300
	500		38500		48100
	750		39600		49200
Unlimited	41900	51500			
3000 5.75%	50	2786	23700	11100	34800
	100		31800		42700
	150		35900		47500
	250		42100		51700
	500		43900		53500
	750		45300		54900
Unlimited	48500	59600			

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.

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-



ondary winding (terminals  $x_1$  to  $x_2$ ). 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—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	7,600	13,300	16,300	22,100	29,800	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	500	
		Transformer Impedance—%						
	(1) 480Y/277V	%IR	1.29	1.11	1.11	1.01	0.89	0.85
		%IX	0.94	1.16	1.55	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	20,800	30,100	37,800	63,400	
500	(1)	5,625	8,400	9,375	13,300	16,400	27,500	
	(2)	13,300	19,350	21,000	30,700	38,700	66,200	



Avail. primary  
3-phase short-circuit = 250 MVA  
13.2 kV—208Y/120V  
225 kVA % Z = 2.2

Secondary 3φ bolted fault

Solve for the Secondary Fault using the per-unit method.

Select 225 kVA as the study base

$$X_{\text{Utility Source}} = \frac{225 \text{ kVA}}{250,000 \text{ kVA}} = 0.0009 \text{ pu}$$

$$X_{\text{Trans}} = \left( \frac{.017}{225 \text{ kVA}} \right) \left( \frac{225 \text{ kVA}}{225 \text{ kVA}} \right) = 0.017 \text{ pu}$$

$$X = X_{\text{trans}} + X_{\text{utility}} = 0.0179$$

$$R_{\text{trans}} = \left( \frac{0.0105}{225 \text{ kVA}} \right) \left( \frac{225 \text{ kVA}}{225 \text{ kVA}} \right) = 0.0105 \text{ pu}$$

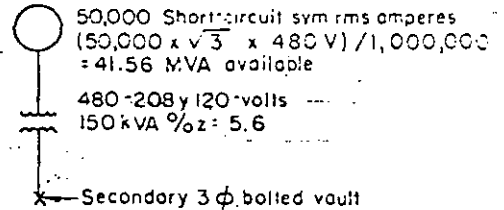
$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{(0.0105)^2 + (0.0179)^2} = 0.0208$$

$$I_{sc} = \frac{\text{kVA}_b}{\sqrt{3} (KV) (Z \text{ pu})} = \frac{225}{\sqrt{3} (.208) (.0208)} = 30.095 \text{ } 3\phi \text{ Short-circuit Symmetrical rms Amperes at Transformer Terminals}$$

**Table 7—Estimated Secondary Short-circuit Currents For GE Type "QHT" Dry-type 3-phase Transformers**

PRIMARY RATING 600 VOLTS AND BELOW, SECONDARY RATING 480Y/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										
%	Transformer Impedance										
	R	2.72	2.31	2.1	3.8	2.52	2.27	2.43	2.35	1.15	1.8
X	1.72	1.16	1.50	1.37	1.73	1.91	3.67	5.0	5.5	4.5	5.9
Short-circuit Symmetrical rms Amperes											
Secondary Voltage	480	415	640	685	1,700	2,810	2,690	2,925	4,050	5,800	7,100
	208	515	960	1,475	2,035	3,925	6,500	6,750	9,350	13,400	16,400
50,000	480	420	645	690	1,740	2,925	2,800	3,035	4,400	6,550	8,200
	208	520	965	1,485	2,055	3,955	6,535	6,785	9,380	13,450	16,450
200,000	480	420	650	845	1,750	3,010	2,925	4,700	7,200	9,400	
	208	520	970	1,495	2,060	4,055	7,010	6,750	7,450	10,860	16,600



Solve for the Secondary Fault using the per-unit method.

Select 150 kVA as the study base.

$$X_{\text{available}} = \frac{150 \text{ kVA}}{41,570 \text{ kVA}} = 0.0036 \text{ pu}$$

$$X_{\text{trans}} = (.050) \frac{150 \text{ kVA}}{150 \text{ kVA}} = 0.050 \text{ pu}$$

$$X = X_{\text{avail.}} + X_{\text{trans}} = 0.0036 + .050 = .0536 \text{ pu}$$

$$R_{\text{trans}} = \left( \frac{.0235}{150 \text{ kVA}} \right) \left( \frac{150 \text{ kVA}}{150 \text{ kVA}} \right) = 0.0235 \text{ pu}$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{(0.0235)^2 + (0.0536)^2} = 0.0585$$

$$I_{sc} = \frac{kVA_b}{\sqrt{3} (kV) (Z)} = \frac{150}{\sqrt{3} (.208) (.0585)}$$

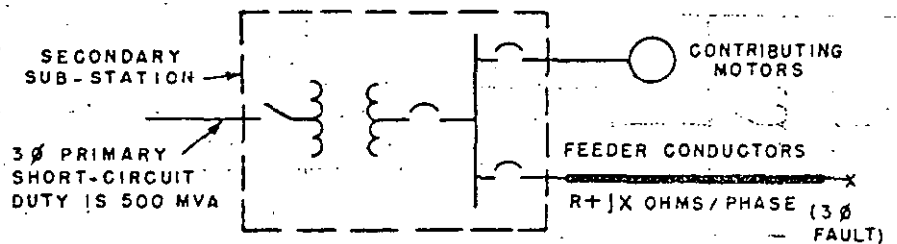
$$I_{sc} = 7,117 \text{ 3}\phi \text{ Short-circuit Sym. rms Amperes at transformer terminals}$$

**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
#1/0	.128	.0174
250 MCM	.055	.0379
2-500 MCM	.0147	.0174
4-750 MCM	.0054	.0081

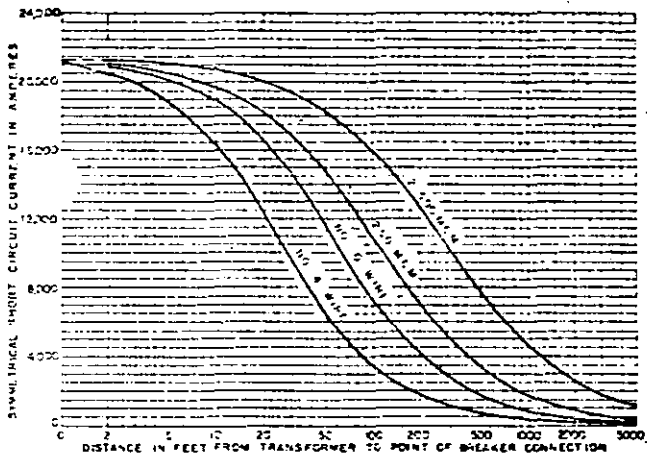


Fig. 1. Transf: 150 kVA, 208 V, 2.0% Z

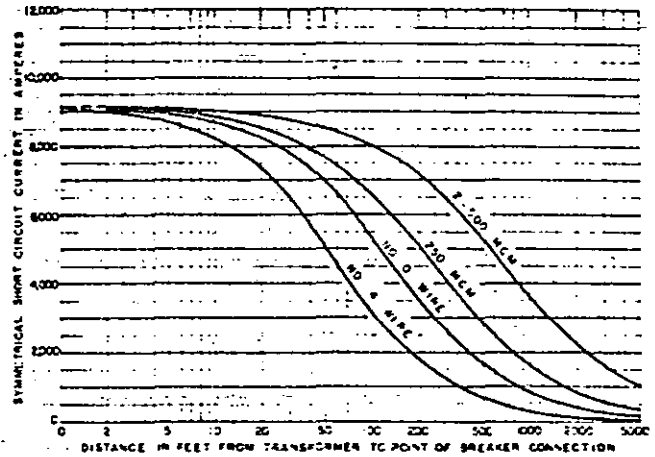


Fig. 25-2. Transf: 150 kVA, 208 V, 4.5% Z

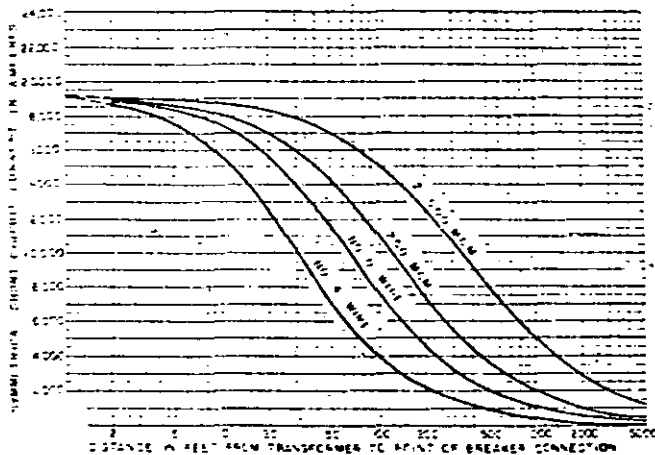


Fig. 25-3. Transf: 150 kVA, 240 V, 2.0% Z

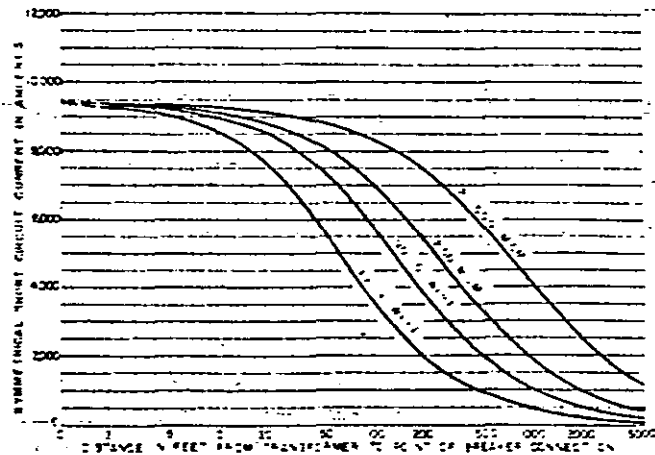


Fig. 25-4. Transf: 150 kVA, 240 V, 4.5% Z

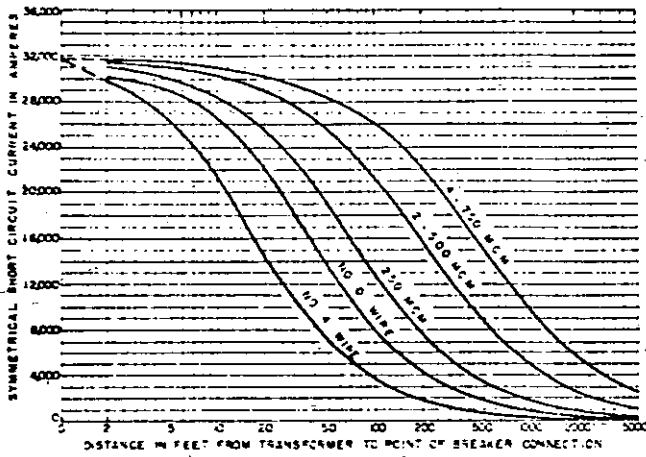


Fig. 25-5. Transf: 225 kVA, 208 V, 2.0% Z

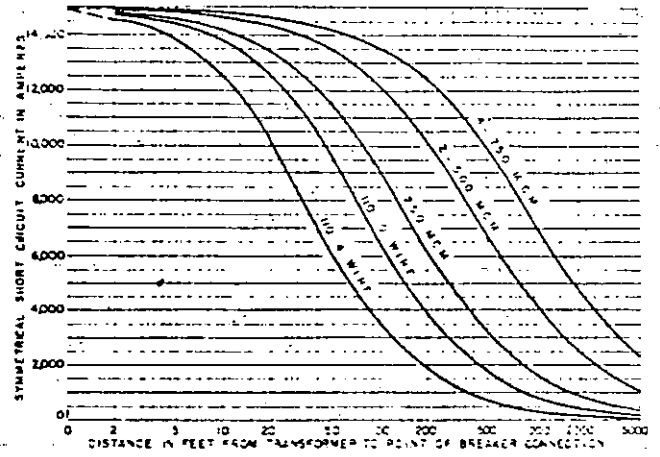


Fig. 25-6. Transf: 225 kVA, 208 V, 4.5% Z

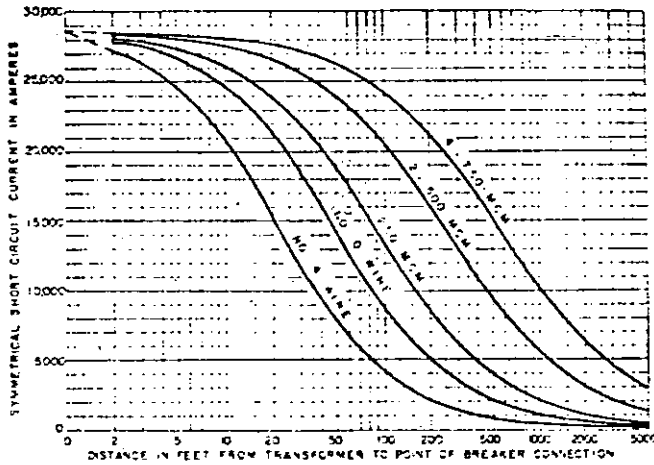


Fig. 25-7. Transf: 225 kVA, 240 V, 2.0% Z

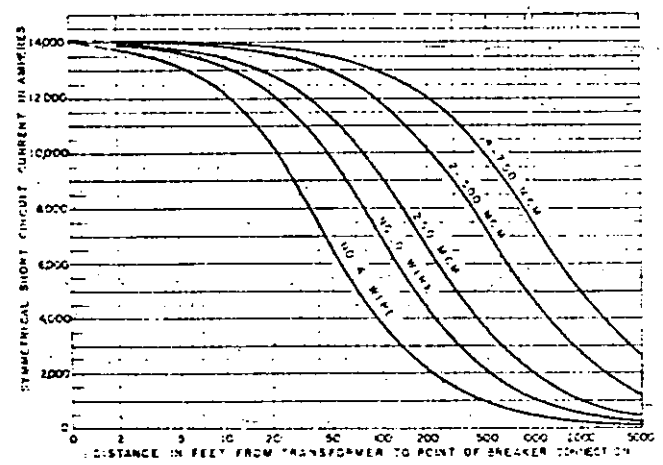


Fig. 25-8. Transf: 225 kVA, 240 V, 4.5% Z

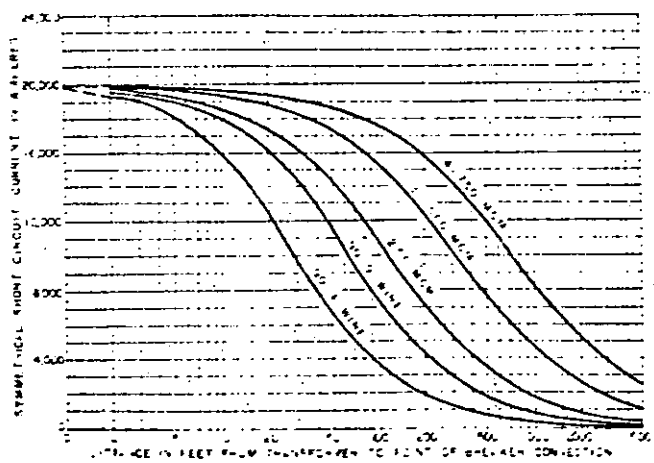


Fig. 25-9. Transf: 300 kVA, 208 V, 4.5% Z

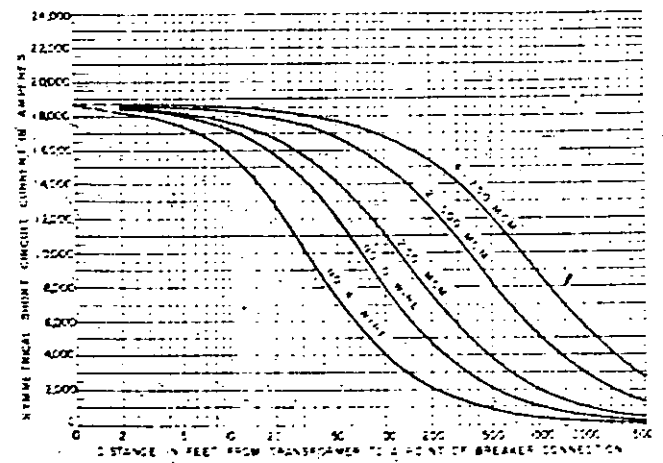


Fig. 25-10. Transf: 300 kVA, 240 V, 4.5% Z

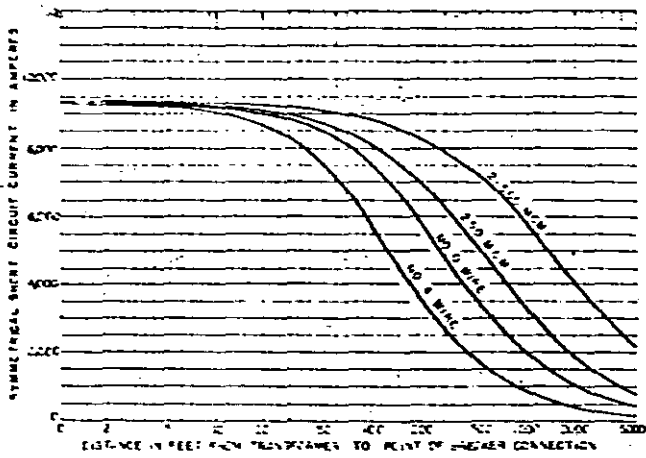


Fig. 25-11. Transf: 300 kVA, 480 V, 4.5% Z

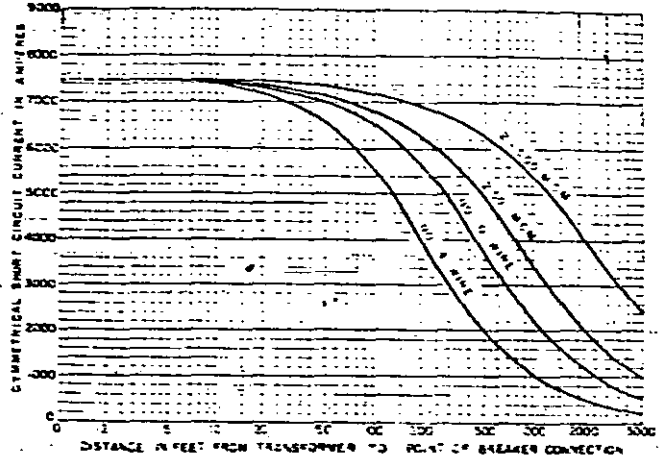


Fig. 25-12. Transf: 300 kVA, 600 V, 4.5% Z

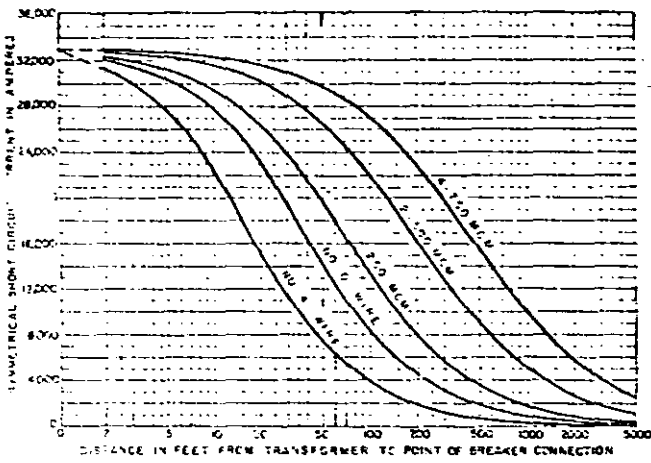


Fig. 25-13. Transf: 500 kVA, 208 V, 4.5% Z

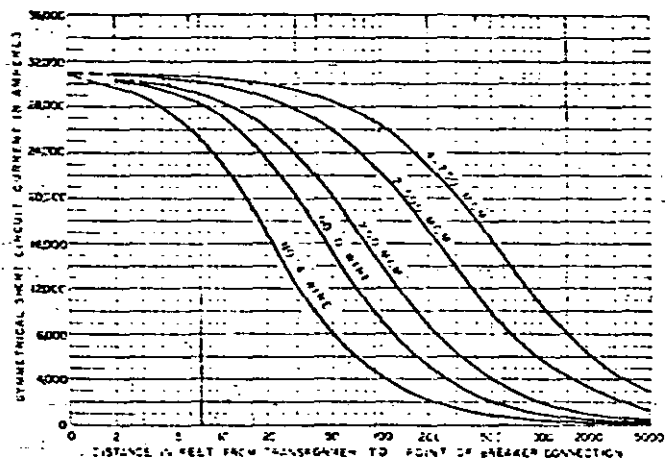


Fig. 25-14. Transf: 500 kVA, 240 V, 4.5% Z

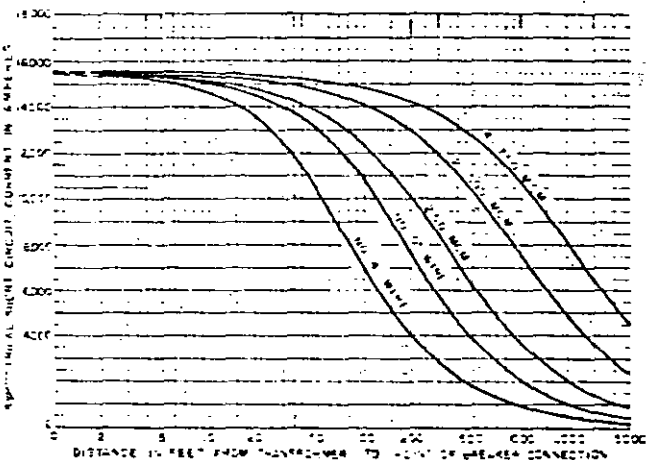


Fig. 25-15. Transf: 500 kVA, 480 V, 4.5% Z

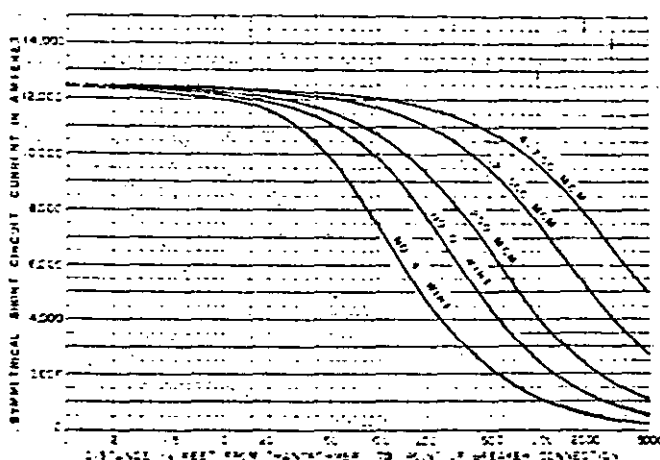


Fig. 25-16. Transf: 500 kVA, 600 V, 4.5% Z



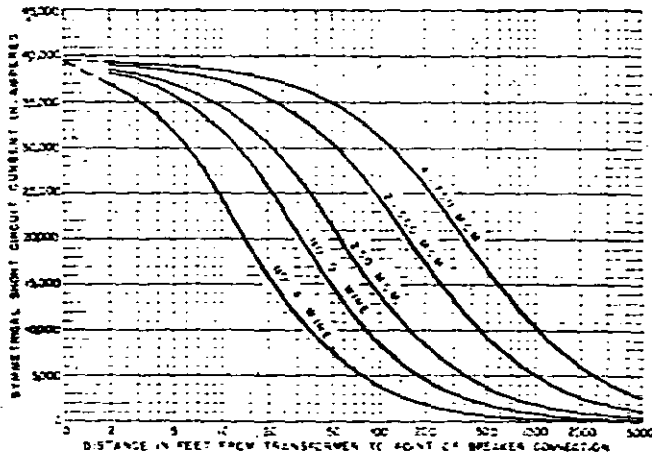


Fig. 25-17. Transf: 750 kVA, 208 V, 5.75% Z

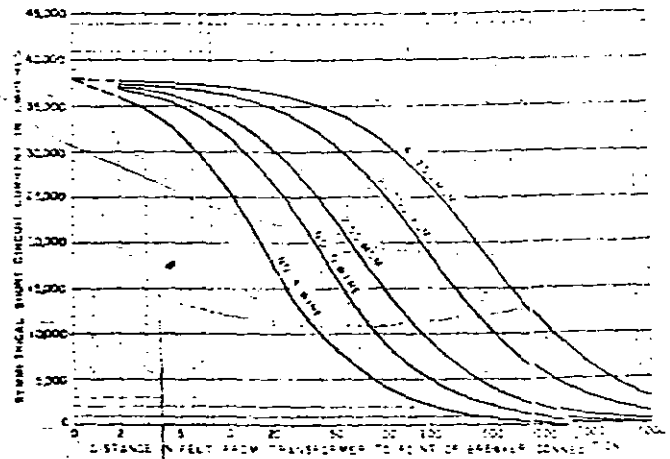


Fig. 25-18. Transf: 750 kVA, 240 V, 5.75% Z

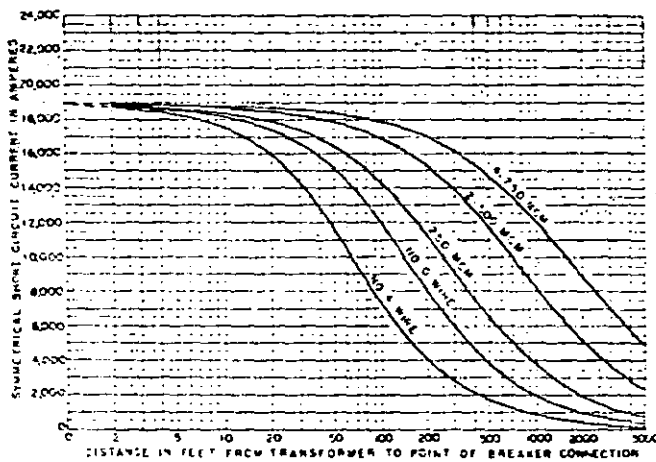


Fig. 25-19. Transf: 750 kVA, 480 V, 5.75% Z

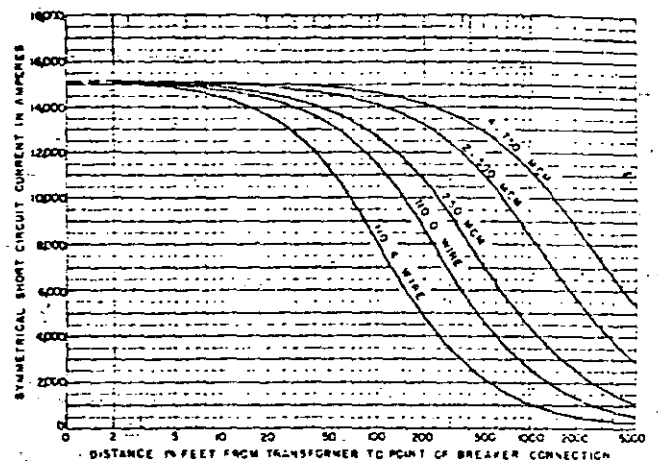


Fig. 25-20. Transf: 750 kVA, 600 V, 5.75% Z

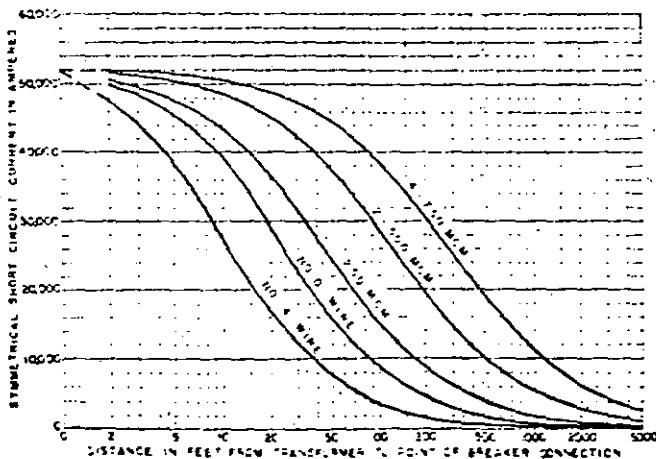


Fig. 25-21. Transf: 1000 kVA, 208 V, 5.75% Z

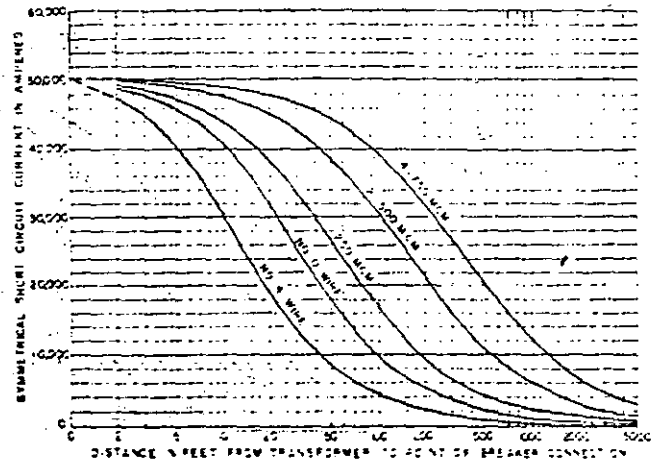


Fig. 25-22. Transf: 1000 kVA, 240 V, 5.75% Z

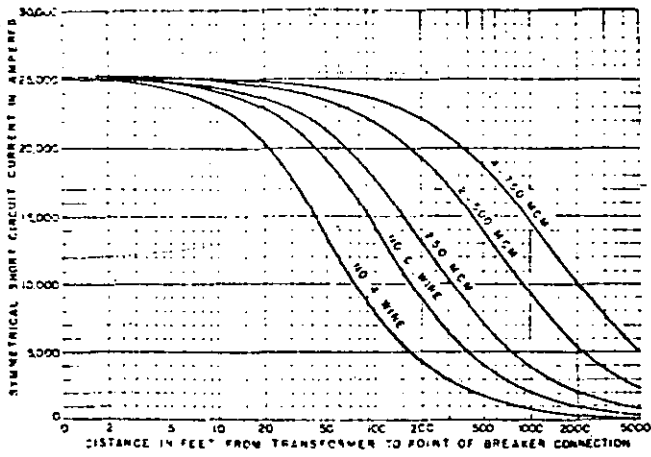


Fig. 25-23. Transf: 1000 kVA, 480 V, 5.75% Z

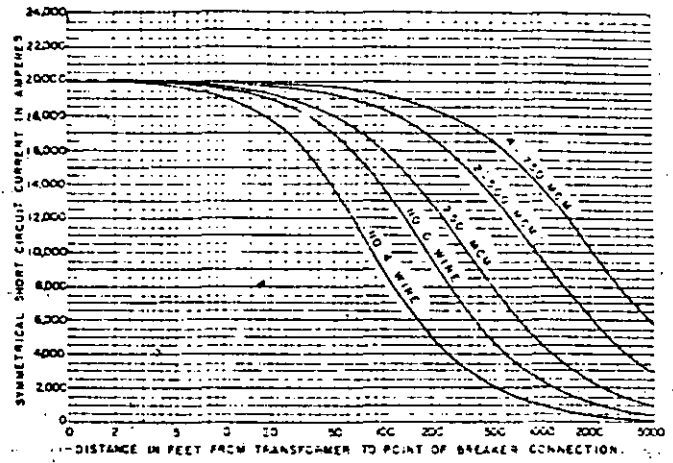
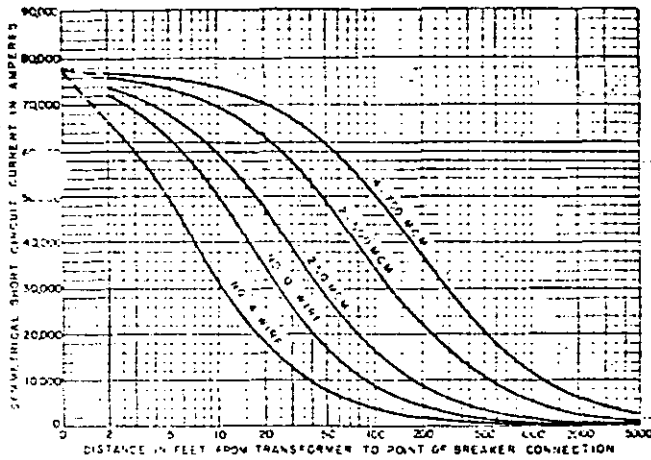


Fig. 25-24. Transf: 1000 kVA, 600 V, 5.75% Z



25-25. Transf: 1500 kVA, 208 V, 5.75% Z

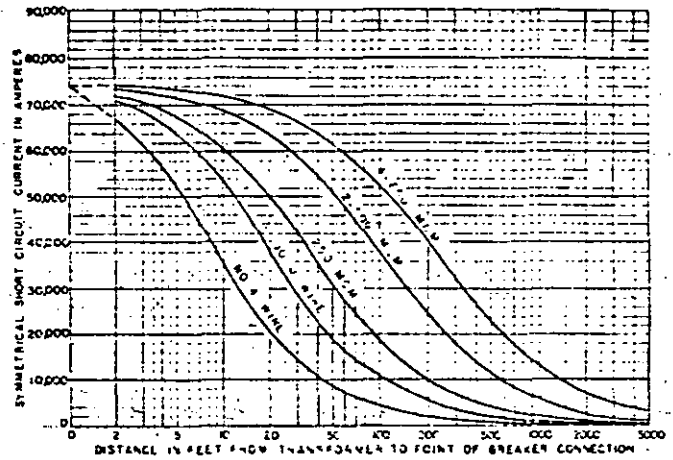


Fig. 25-26. Transf: 1500 kVA, 240 V, 5.75% Z

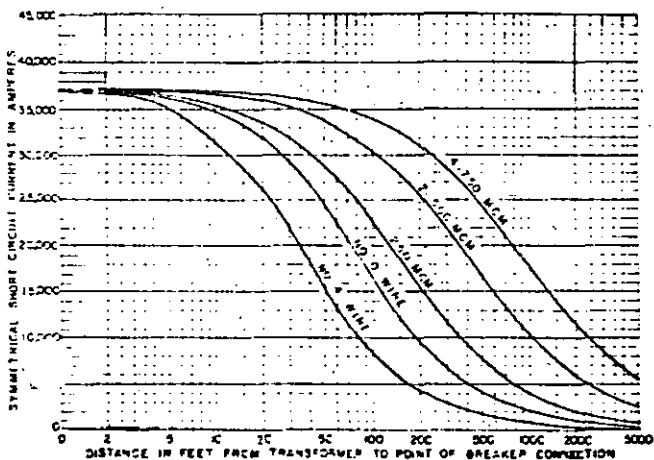


Fig. 25-27. Transf: 1500 kVA, 480 V, 5.75% Z

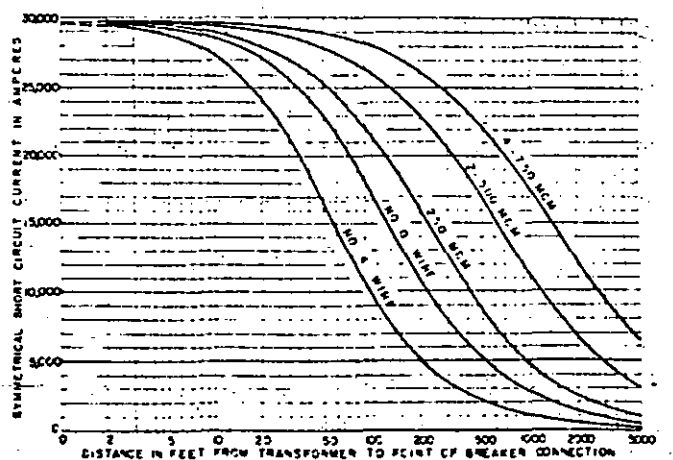


Fig. 25-28. Transf: 1500 kVA, 600 V, 5.75% Z

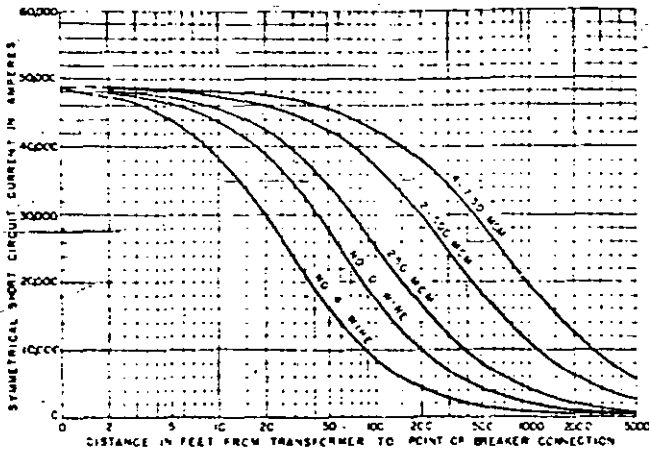


Fig. 25-29. Transf: 2000 kVA, 480 V, 5.75% Z

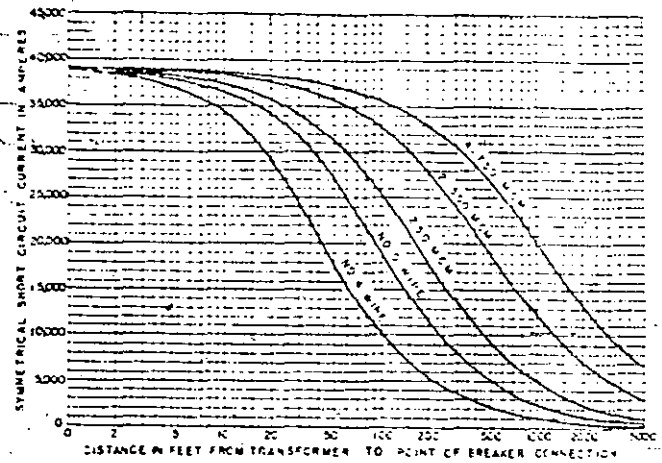


Fig. 25-30. Transf: 2000 kVA, 600 V, 5.75% Z

## 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 1 $\phi$ , 501–10,000 kVA 3 $\phi$ )

STANDARD IMPEDANCES

High-voltage Winding BIL kV	Low-voltage Winding BIL kV	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	.....
	150	6.5	.....
350	45	6.75	.....
	60-150	6.5	.....
	200	7.0	.....
450	45	7.25	.....
	60-200	7.0	.....
	250	7.5	.....
550	60-200	7.5	7.0
	250	8.0	7.5
	350	8.5	8.0
	60-200	8.0	7.5
650	250-350	9.0	8.25
	450	10.0	9.25
	60-200	8.5	8.0
750	250-350	9.5	8.5
	450-550	10.5	9.5
	60-250	9.0	8.5
	350-450	10.0	9.5
	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	%IR	%IX	%IZ	kVA	Low Voltage	%IR	%IX	%IZ
<b>HIGH VOLTAGE 2400/4160Y</b>					<b>HIGH VOLTAGE 7200/12470Y OR 12470GRDY/7200</b>				
5	120/240	2.0	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
37½		0.9	1.2	1.5	37½		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	240/480	0.9	1.0	1.5	100	240/480	0.9	1.4	1.7
15		1.1	1.0	1.5	15		1.4	0.8	1.6
25		1.1	1.5	1.9	25		1.3	0.9	1.6
37½		0.9	1.3	1.6	37½		1.2	1.6	2.0
50		0.9	1.3	1.6	50		1.1	1.3	1.7
75		0.9	1.4	1.7	75		1.1	1.2	1.6
167		0.9	1.3	1.6	167		0.9	1.6	1.8
100	2400 or 4800	0.9	1.4	1.7	100	2400 or 4800	0.9	1.4	1.7
150		0.9	1.4	1.7	150		0.9	1.3	1.6
167		0.9	1.3	1.6	167		0.9	1.3	1.6
50		1.0	1.1	1.5	50		1.0	1.1	1.5
100		0.9	1.1	1.4	100		0.9	1.1	1.4
167		0.8	1.4	1.6	167		0.8	1.4	1.6
167		0.9	1.3	1.6	167		0.9	1.3	1.6
<b>HIGH VOLTAGE 4160/7200Y</b>					<b>HIGH VOLTAGE 7620/13200Y OR 13200GRDY/7620</b>				
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
37½		0.9	1.2	1.5	37½		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	240/480	0.9	0.9	1.5	100	240/480	0.9	1.6	1.8
10		1.2	1.1	1.6	10		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
37½		1.0	1.1	1.5	37½		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		
<b>HIGH VOLTAGE 4800/8320Y</b>					<b>HIGH VOLTAGE 14400/24940GRDY OR 24940GRDY/14400</b>				
5	120/240	2.1	1.5	2.6	5	120/240	2.2	2.5	3.3
10		1.2	0.9	1.5	10		1.6	1.0	1.9
15		1.2	0.9	1.5	15		1.4	1.1	1.8
25		1.1	1.4	1.8	25		1.3	1.8	2.2
37½		0.9	1.2	1.5	37½		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	240/480	0.9	1.4	1.7	100	240/480	1.0	2.0	2.2
10		1.2	0.7	1.4	10		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
37½		1.0	1.1	1.5	37½		1.1	1.8	2.1
50		1.0	1.1	1.5	50		1.1	1.8	2.1
75		0.9	1.4	1.7	75		1.0	2.0	2.2
100	0.9	1.3	1.6	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					
	208Y 120			480Y 277		
	%IZ*	%IR	%IX	%IZ*	%IR	%IX
75	1.55	1.27	0.89	1.60	1.29	0.94
75A	2.68	1.34	2.32	2.87	1.37	2.52
112.5	1.60	1.10	1.16	1.60	1.11	1.16
112.5A	3.54	1.10	3.24	3.56	1.11	3.38
	1.95	1.08	1.63	1.90	1.11	1.55
	4.63	1.08	4.50	4.62	1.11	4.48
225	2.00	1.05	1.70	2.00	1.01	1.73
225A	4.66	1.09	4.53	4.74	1.06	4.62
300	2.05	0.95	1.82	2.15	0.88	1.96

kVA	LOW VOLTAGE					
	208Y 120			480Y 277		
	%IZ*	%IR	%IX	%IZ*	%IR	%IX
300A	5.23	0.95	5.14	4.93	0.88	4.85
500	2.00	0.88	1.60	2.10	0.85	1.92
500A	5.56	0.89	5.49	5.33	0.85	5.26
750	5.75	0.93	5.68	5.75	0.88	5.68
1000	5.75	0.92	5.68	5.75	0.85	5.69
1300				5.75	0.72	5.70
2000				5.75	0.68	5.71
2500				5.75	0.61	5.72

\*%IZ typical only through 500 kVA.

AOptional 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		6.9kV-15.5kV		2400-15,000V	
	%Z	X/R	%Z	X/R	%Z	X/R	Percent Impedance %Z	X/R
75	3.0	0.83	6.2	2.15				
112.5	4.6	1.63	4.5	1.77	6.1	1.93		
150	5.5	2.08	4.2	1.95	5.3	2.33		
225	5.9	4.58	4.6	1.75	6.1	2.48	2.0†	2.5
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		6.5		5.75	5.5
2000			5.75		7.2		5.75	5.9
2500			5.75		7.5		5.79	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	%IZ
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	2.07	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	112½	3.87	2.43	4.6
75	3.7	2.48	4.45	150	5.0	2.35	5.5
100	3.55	2.12	4.14	225	5.5	1.15	5.9
167	3.25	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

Amperes	600 Volt Insulation Class			5 kV Insulation Class		15 kV Insulation Class	
	Indoor Service 3ø			Single-phase and Three-phase		Single-phase and Three-phase	
	Fault Δ Current 1 second Duration	OHMS per Phase		Continuous Current Amperes	OHMS per Phase	Continuous Current Amperes	OHMS per Phase
1000	23,000	0.015		200	0.25	30	0.50
1000	34,000	.010			.40		.63
800	12,000	.0285		300	.10		.80
800	34,000	.010			.16		1.6
					.25		2.5
600	15,000	.0285		400	.10	400	.40
600	15,000	.0230			.16		.50
600	20,000	.0170			.25		.63
600	25,000	.0130			.35		.80
600	25,000	.010		600	.063		1.0
600	25,000	.0046			.10		1.6
400	8,000	.0485			.16	600	.25
400	15,000	.0285			.25		.40
400	15,000	.0230			.35		.50
400	20,000	.0170		1200	.04		.63
400	25,000	.0130			.063		.80
400	25,000	.010			.10		1.0
400	25,000	.0046			.16		1.6
225	12,500	.0285		2000	.04	1200	.16
					.063		.25
					.10		.40
					.16		.50
					.25		.63
					.35		.80
					.50		1.0
					.75		1.6
					1.0		2.5
					1.6		4.0
					2.5		6.3
					4.0		10
					6.3		16
					10		25
					16		40
					25		63
					40		100
					63		160
					100		250
					160		400
					250		630
					400		1000

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 =

$$\frac{100}{\text{times normal stalled rotor current}}$$

\*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	16	—
8	Motors above 600 volts—synchronous (items 7 include step-down transformers)	21	31

Table 18—Synchronous Machines  
Percent Values on Machine kVA Rating

(A) Generators (1) Turbo Generators (distributed pole)	X'' d		X' d	
	Range	Mean	Range	Mean
2 pole, 625-9375 kVA 2 pole, 12,500 kVA-up 4 pole, 12,500 kVA-up	6-13 8-12 10-17	9 10 14		
(2) Salient-pole Generators (without amortisseur)				
12 poles or less 14 poles or more	15-35 25-45	25 35		
(3) Salient-pole Generators* (with amortisseur)				
12 poles or less 14 poles or more	10-25 18-40	18 24		
(B) Synchronous Condensers			9-38	24
(C) Synchronous Converters				
600 V dc 250 V dc	17-22 28-33	20 33		
(D) Synchronous Motors**				
6 pole 8-14 pole (incl)	7-16 11-22	10 15	10-22 17-36	15 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 5 kV Nonshielded			5-kV Shielded and 15 kV			600-volts and 5-kV Nonshielded			5-kV Shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
<b>Three-conductor Cable</b>												
8	.811	.0577	.813	.811	.0658	.814	.811	.0503	.812	.811	.0574	.813
8 (solid)	.786	.0577	.788	.786	.0658	.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	.0568	.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	.0935	.0766	.0346	.0841	.0805	.0403	.090
4/0	.0640	.0381	.0745	.0650	.0446	.0788	.0633	.0332	.0715	.0640	.0389	.0749
250	.0552	.0379	.0670	.0557	.0436	.0707	.0541	.0330	.0634	.0547	.0383	.0666
300	.0464	.0377	.0598	.0473	.0431	.0640	.0451	.0329	.0559	.0460	.0376	.0596
350	.0378	.0373	.0539	.0386	.0427	.0576	.0368	.0328	.0492	.0375	.0375	.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	.0351	.0453
600	.0257	.0343	.0429	.0264	.0382	.0464	.0237	.0309	.0389	.0246	.0344	.0422
750	.0216	.0326	.0391	.0223	.0364	.0427	.0197	.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	.0583	.0929	.0633	.0398	.0748	.0640	.0466	.0792
250	.0552	.0495	.0742	.0557	.0570	.0797	.0541	.0396	.0670	.0547	.0456	.0712
300	.0464	.0493	.0677	.0473	.0564	.0736	.0451	.0391	.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	.0237	.0371	.0440	.0246	.0412	.0479
750	.0216	.0445	.0495	.0223	.0497	.0545	.0194	.0356	.0405	.0203	.0396	.0445

\* Resistance based on linned copper at 60 cycles per 1000 feet at 75 C.  
 Reactance of 600-volt and 5-kV nonshielded cable based on General Electric 5-kV varnished-cambic braided cable.  
 Reactance of 5-kV shielded and 15-kV cable based on 3-kV shielded Super Coronol-Geoprene cable.  
 † Also applies to steel interlocked armor used on 3-c cables.  
 ‡ 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—GE 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	.00210	.00281	.00226
	1000	.00163	.00279	.00181
	1350	.00143	.00052	.00153
	1600	.00108	.00051	.00119
	2000	.00081	.00037	.00089
	2500	.00063	.00030	.00071
	3000	.00054	.00024	.00059
	4000	.00041	.00018	.00045
5000	.00032	.00013	.00035	
LVD Feeder With Copper Bus Bars	800	0.00200	0.00228	0.00304
	1000	.00132	.00281	.00156
	1350	.00099	.00279	.00126
	1600	.00088	.00052	.00102
	2000	.00066	.00051	.00083
	2500	.00059	.00037	.00062
	3000	.00040	.00030	.00050
4000	.00034	.00024	.00042	
5000	.00025	.00018	.00031	
LVDP Plug-in With Aluminum Bus Bars	800	0.00210	0.00114	0.00238
	1000	.00163	.00110	.00197
	1350	.00143	.00069	.00159
	1600	.00108	.00066	.00127
	2000	.00081	.00044	.00092
	2500	.00064	.00035	.00073
	3000	.00054	.00028	.00051
4000	.00041	.00021	.00046	
5000	.00032	.00016	.00036	
LVDP Plug-in With Copper Bus Bars	800	0.00200	0.00160	0.00300
	1000	.00132	.00114	.00174
	1350	.00099	.00110	.00148
	1600	.00088	.00069	.00112
	2000	.00066	.00066	.00093
	2500	.00050	.00044	.00067
	3000	.00040	.00035	.00053
4000	.00034	.00028	.00044	
5000	.00025	.00021	.00032	
CL With Aluminum Bus Bars	1000	0.00220	0.0069	0.0072
	1350	.00200	.0064	.0067
	1600	.00148	.0064	.0066
	2000	.00112	.0058	.0059
	2500	.00090	.0054	.0055
	3000	.00077	.0050	.0051
	4000	.00059	.0042	.0042
CL With Copper Bus Bars	1000	0.00177	0.0069	0.0071
	1350	.00134	.0069	.0070
	1600	.00121	.0064	.0065
	2000	.00090	.0064	.0065
	2500	.00070	.0058	.0058
	3000	.00058	.0054	.0054
4000	.00041	.0046	.0046	
FVK With Copper Bus Bars	225	0.0052	0.0064	0.0082
	400	.0038	.0064	.0075
	600	.0021	.0048	.0052
	800	.0014	.0034	.0037
	1000	.0011	.0032	.0034
FVA With Aluminum Bus Bars	225	0.0074	0.0064	0.0098
	400	.0038	.0048	.0051
	600	.0022	.0034	.0031
	800	.0018	.0032	.0037
DH	100	0.0290	0.0050	0.0294
LTG	50	0.053	0.014	0.055
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	0.00135	0.00359
	800	.00221	.00097	.00241
	1000	.00164	.00065	.00176
	1200	.00133	.00053	.00143
	1353	.00110	.00045	.00119
	1600	.00072	.00045	.00082
	2000	.00057	.00031	.00064
	2500	.00055	.00023	.00059
	3000	.00049	.00020	.00053
	4000	.00036	.00015	.00039
	5000	.00023	.00015	.00027
ARMOR-CLAD Feeder Copper	600	0.00258	0.00168	0.00286
	800	.00226	.00135	.00242
	1000	.00135	.00097	.00164
	1200	.00100	.00065	.00119
	1350	.00074	.00061	.00084
	1600	.00053	.00053	.00069
	2000	.00046	.00049	.00064
	2500	.00031	.00032	.00050
	3000	.00024	.00027	.00042
	4000	.00020	.00020	.00035
	5000	.00023	.00015	.00027
ARMOR-CLAD Plug-in Aluminum	225	0.00795	0.00345	0.00867
	400	.00378	.00433	.00575
	600	.00358	.00360	.00522
	800	.00240	.00252	.00348
	1000	.00159	.00152	.00235
	1200	.00120	.00122	.00171
	1350	.00104	.00106	.00149
	1600	.00110	.00124	.00165
	2000	.00080	.00096	.00118
2500	.00051	.00057	.00077	
3000	.00110	.00124	.00156	
4000	.00066	.00078	.00100	
ARMOR-CLAD Plug-in Copper	225	0.00524	0.00394	0.00655
	400	.00273	.00276	.00388
	600	.00226	.00131	.00288
	800	.00210	.00089	.00284
	1000	.00142	.00052	.00180
	1200	.00159	.00182	.00212
	1350	.00098	.00144	.00150
	1600	.00072	.00117	.00107
	2000	.00066	.00124	.00141
	2500	.00049	.00086	.00099
3000	.00037	.00066	.00075	

Fig. 26. Conductor Constants

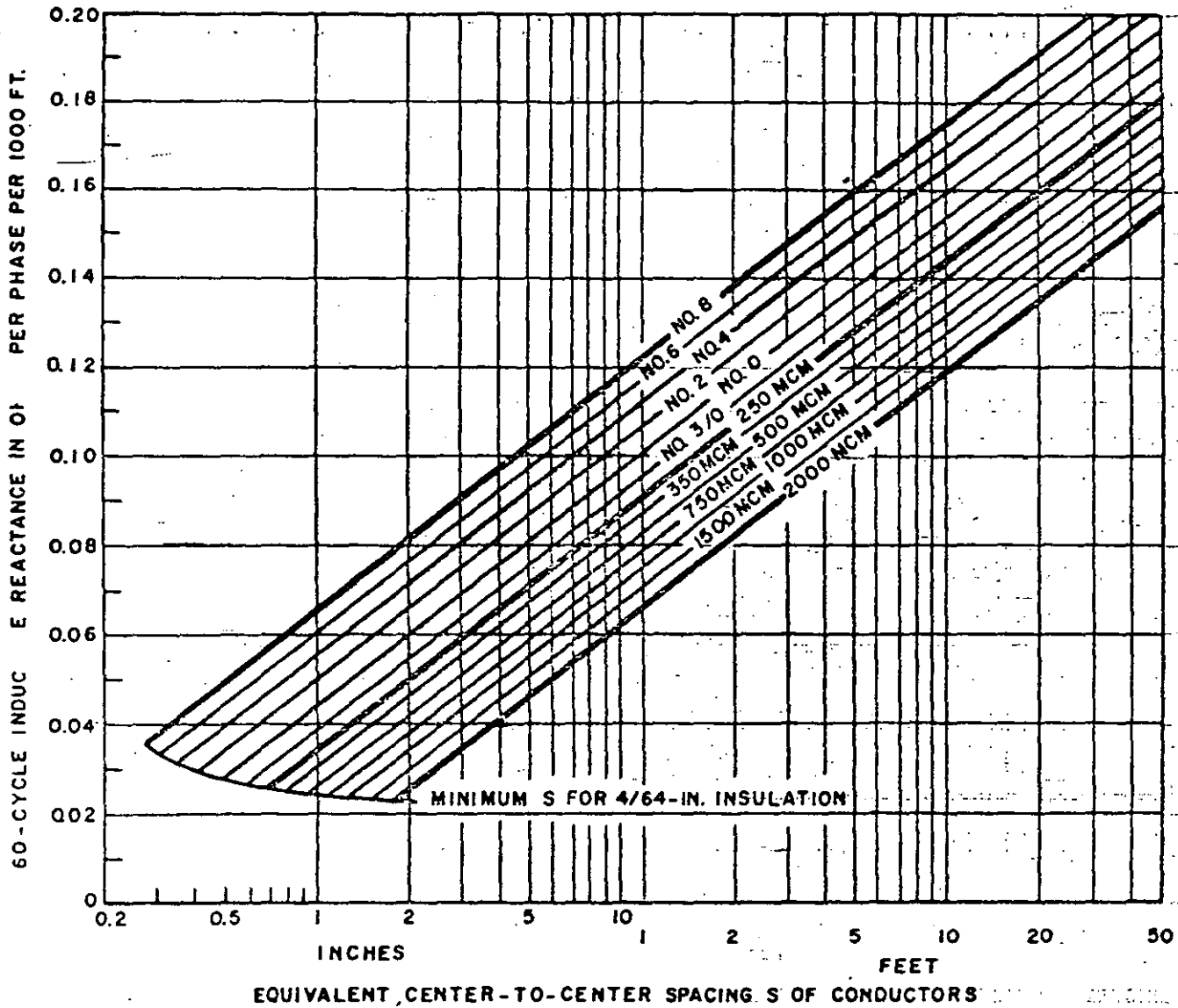


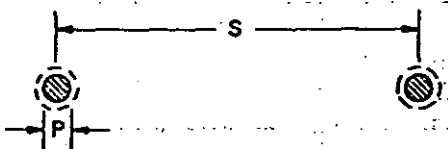
Fig. 26-1. Calculated inductive reactance for parallel conductors with standard stranding where values are per conductor for two-wire, single-phase circuits and line-to-neutral for three-phase circuits.

**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

$$X_L = 10^4 \left( 15.2 + 140.4 \log \frac{2S}{d} \right)$$

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

$$S = \sqrt[3]{(S_1)(S_2)(S_3)}$$

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.

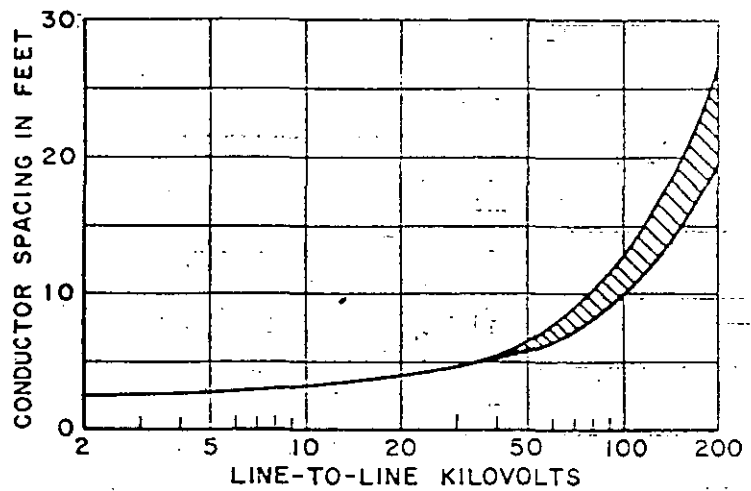


Fig. 26-2. Typical equivalent-delta spacing used for three-wire overhead transmission lines

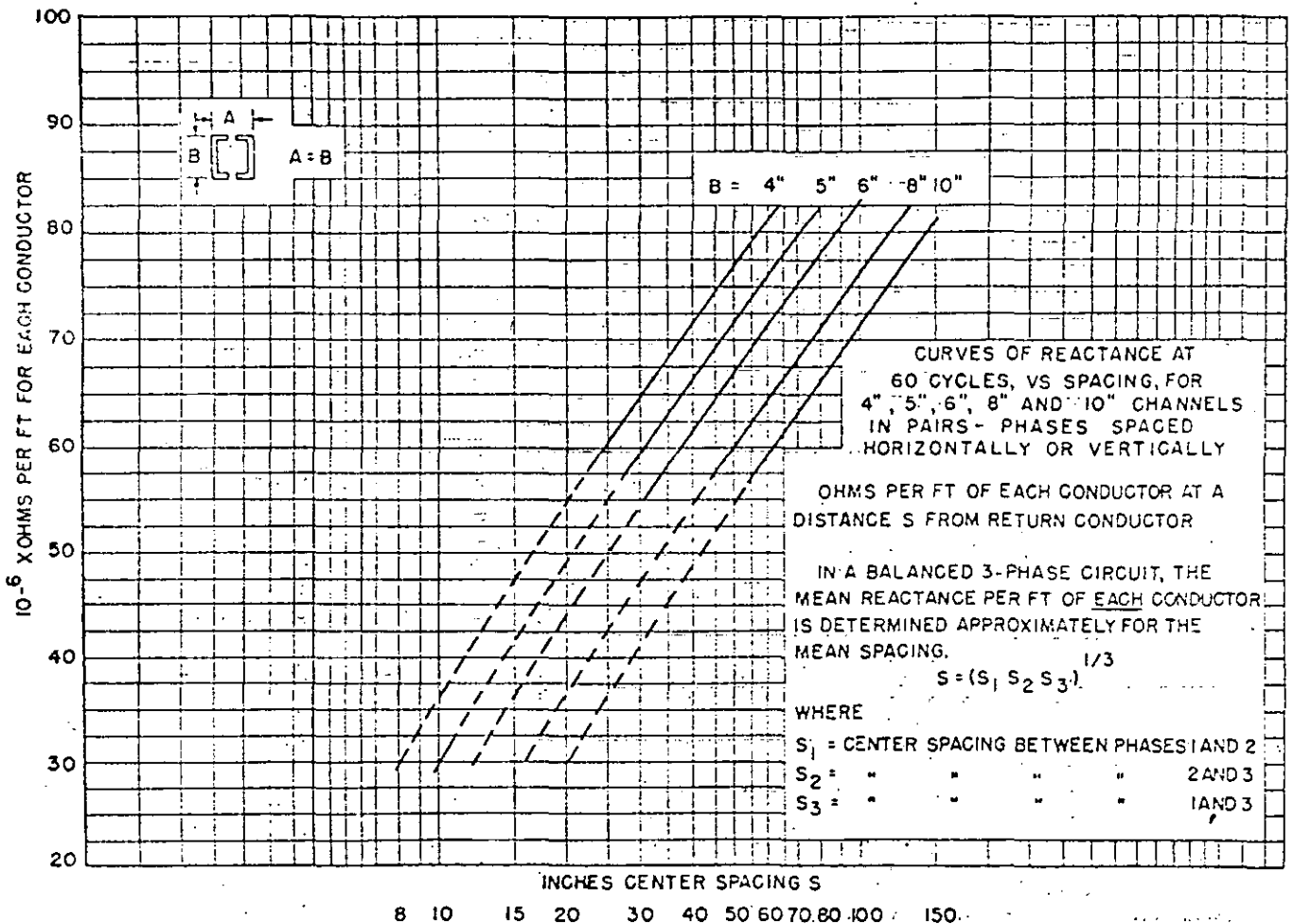


Fig. 26-3

Fig. 26 (Cont'd)

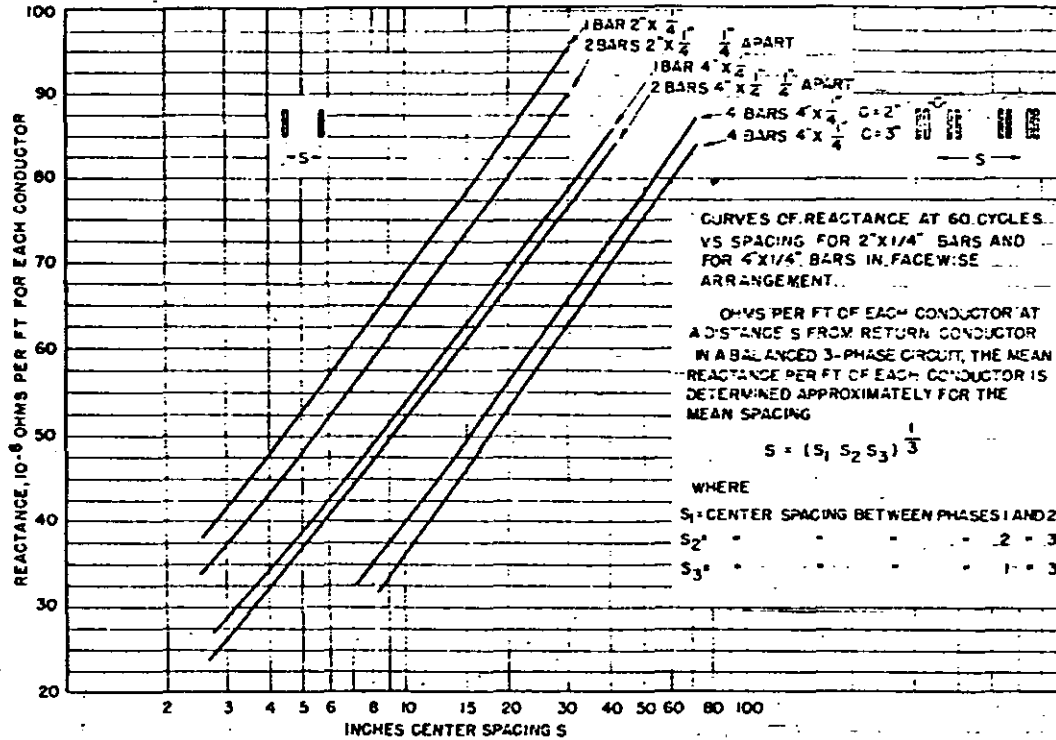


Fig. 26-4

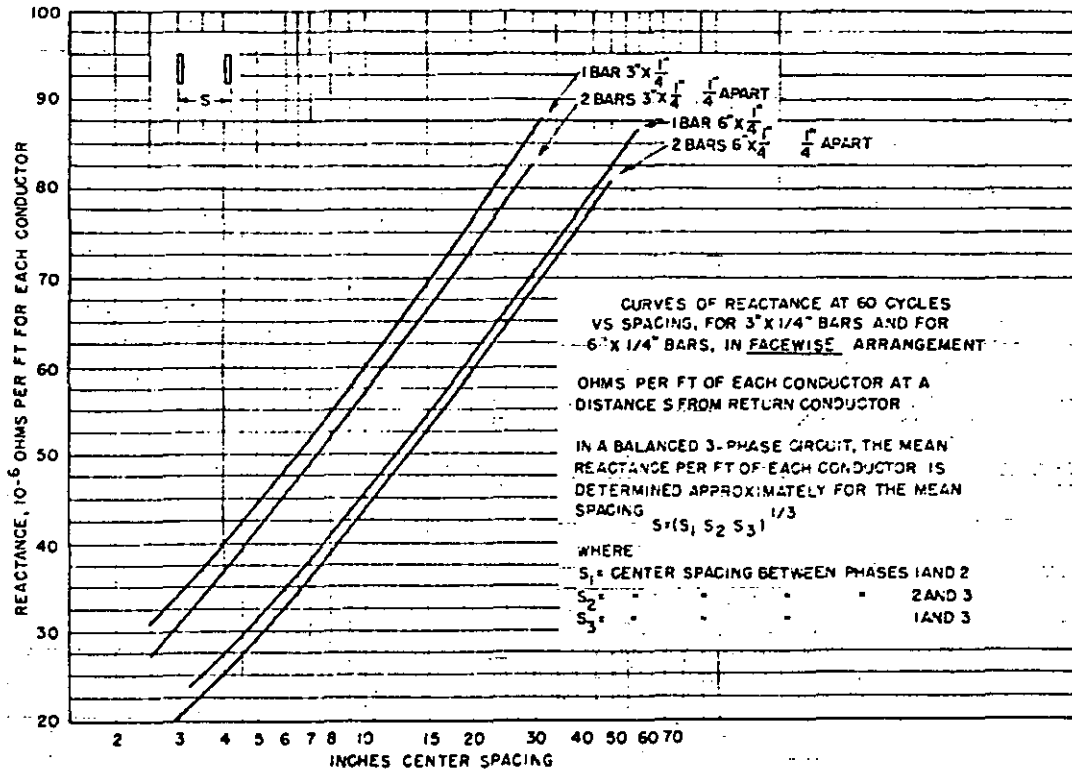


Fig. 26-5

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 ③								
			Ac	Dc	Ac Voltage				Dc Voltage				
					120/240	240	277	480	600	125	250		
Q LINE	THQP	15-50	1	120/240	10,000								
		15-50	2										
	TQL, TQAL, TQB, TQC	5-10	1	120/240	10,000	5000 ①							
		5-10	2										
		5-10 ②	2				240	5000 ①					
		5-10	3				240	5000 ①					
	THQL, THQAL, THQB, THQC	15-70	1	120/240	10,000								
		15-60	2										
		15-100	2			240	10,000						
	THQB, THQC, THQAL, THQL	15-125	1, 2, 3	120/240	22,000								
			240										
CB3*	THQL-GF, THQB-GF	15-30	1	120	10,000								
			1										
			2	120/240	65,000								
	TXQL, TXQB, TXQC	15-30	2, 3	240		65,000							
	TQDL	125-200	2	120/240	10,000								
	TGD	100-225	2, 3	240		10,000							
	THGD	100-225	2, 3	240		22,000							
	TJD	250-400	2, 3	240	250	22,000						10,000	
H-150	TE	10-100 ③	1	120	125	10,000 ②						5000	
			2	240	250							5000	
	TED	10-100 ③	3	240		10,000							
		10-50 ③	1	480					10,000				
		10-100 ③	1	277	125			14,000			10,000		
		10-100 ③	2	480	250		18,000		14,000			10,000	
	THED	15-100	3	480		18,000		14,000					
		15-100 ②	2	600	250		18,000		14,000	14,000		10,000	
		15-150	3	600		18,000		14,000	14,000				
	THED	15-30	1	277	125			65,000			20,000 ③		
15-100		2	600	250		65,000		25,000	18,000		20,000 ③		
15-150		3	600										
F 225	TFJ, TFK	70-225	2	600	250		25,000		22,000	22,000		15,000	
			3	600									
	THFK	70-225	2	600	250		65,000		25,000	22,000		20,000 ③	
		3	600										

Continued on next page

- ① 5-amp, 3000 amp IC, not U/L listed.
- ② 10-amp not U/L listed.
- ③ U/L listing pending.
- ④ D-c interrupting ratings above 10,000 amperes not U/L listed.
- ⑤ 1-pole TED above 50 Amperes not U/L listed.
- ⑥ 10- 15 amp 7,500 Ampere symmetrical and 20- 50 amp 10,000 asymmetrical 70-100 amp 5,000

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		U/L Listed Interrupting Ratings—Symmetrical rms Amperes							
					Ac Voltage					Dc Voltage		
					Ac	Dc	120/240	240	277	480	600	125
<b>J 600</b>	VersaTrip TJS	150-600	3	600			42,000		30,000	22,000		
	TJJ, TJK4	125-400	2	600	250		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 ①
3												
THJK6	250-600	2	600	250		65,000		30,000	25,000		20,000 ①	
		3										
<b>K 1200</b>	VersaTrip TK5	800-1200	3	600			42,000		30,000	22,000		
	TKM8	300-800	2	600	250		42,000		30,000	22,000		10,000
			3									
	TKM12	600-1200	2, 3	600			42,000		30,000	22,000		
	THKM8	300-800	2	600	250		65,000		35,000	25,000		20,000 ①
			3									
THKM12	600-1200	2, 3	600			65,000		35,000	25,000			
<b>TRI-BREAK<sup>®</sup></b>	TB1	15-100	2	600			100,000		100,000	100,000		Refer to Company
			3									
	ⓈTB4	125-400	2	600			200,000		200,000	200,000		Refer to Company
			3									
	TB6	300-600	2	600			100,000		100,000	100,000		Refer to Company
			3									
ⓈTB8	600-800	2	600			200,000		200,000	200,000		Refer to Company	
		3										
<b>POWER BREAK*</b>	TP5		2, 3	600			100,000		100,000	85,000		40,000 ①
	VersaTrip TP55	600-4000	3	600			100,000		100,000	85,000		
	TH5		2, 3	600			200,000		150,000	100,000		40,000 ①
	VersaTrip TH55		3	600			200,000		150,000	100,000		
<b>MAG-BREAK</b>	TEC	3-150	2, 3	600			10,000		10,000	10,000		
	ⓈTECL & TEC	3-150	2, 3	600			100,000		100,000	100,000		
			2, 3									
	ⓈTFC	225	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		
	TKC	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.

mark of General Electric Company.

Table 22—Type AK Low-voltage Power Circuit Breaker Short-circuit Rating (ANSI Standard C37)

Ac 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		Minimum Overcurrent Trip Device Rating in Amperes				Power Sensor
				With Instantaneous Trips	Without Instantaneous Trips	EC Trip Cells				
						With Instantaneous Characteristic	With 2C or 2CC Instantaneous Characteristic	With 2B or 2BB Instantaneous Characteristic	With 2A or 2AA Instantaneous Characteristic	
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	2200	42,000	42,000	42,000	200	350	400	500	2000
	AK-75	3000	65,000	65,000	65,000	2000	2000	2000	2000	1500
	AK-100	4000	85,000	85,000	85,000	2000	2000	2000	2000	2000
480	AK-25	600	22,000	30,000	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	2200	50,000	50,000	50,000	400	350	400	500	2000
	AK-75	3000	65,000	65,000	65,000	2000	2000	2000	2000	1500
	AK-100	4000	85,000	85,000	85,000	2000	2000	2000	2000	2000
240	AK-25	600	22,000	42,000	22,000	150	175	200	250	45
	AK-50, AKR-50	1600	50,000	65,000	50,000	600	350	400	500	200
	AKT-50	2200	50,000	65,000	50,000	600	350	400	500	2000
	AK-75	3000	65,000	85,000	65,000	2000	2000	2000	2000	1500
	AK-100	4000	85,000	130,000	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 (Ac)	Max. Fuse Rating (JLL) (Amperes)
AKU-2A-25	600	600	1200*
AKU-2A-50	1600	600	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 I Fuses

Switch Ampere Rating	UL listed short circuit withstand rating symmetrical (rms) amperes
600-4000	200,000

‡ Circuit power factor 20% or larger.

Table 26—Current-limiting Fuses Type CLFS

Class	Voltage	Available Ampere Rating	Interrupting Rating (rms) Symmetrical Amperes UL Listed
K-5	250V and 600V ac	6-700Δ	200,000
J	600V ac	1-600	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 RatingsΔ

Maximum Short-circuit Interrupting Rating in Symmetrical Rms Amperes

Switch Type		With Fuse	
QMR	QMW	Type	Description
25,000	50,000	K9	One-time and time-delay
50,000	100,000	K5 <sup>6</sup>	One-time and time-delay, 480-volt maximum
100,000	100,000	K5	Current-limiting time-delay
200,000	200,000	K-1 & J	Current-limiting
200,000	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.

<sup>5</sup> Not available in ratings above 400 amperes.

<sup>6</sup> When used on systems above 480 volts, the switch short-circuit ratings are 25,000 for QMR and 50,000 for QMW switches.

<sup>7</sup> 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-H1 or L0** 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 ①		THQB, THQC, THQL ②		THHB, THHC ③, THHL		TXQB, TXQC, TXQL ③		TQD ④			THGD ④			TJD ④			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
175									400	600	800	400	800	1000				175
200									400	600	800	400	800	1000				200
225									400	600	800	400	800	1000				225
250												600	800	1000	600	800	1000	250
300												600	800	1000	600	800	1000	300
350												600	800	1000	600	800	1000	350
400												600	800	1000	600	800	1000	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.

Class J fusing is recommended over Class K-1 fusing. With Class J

fusing a rejection feature is inherently part of the Class J fuse and fuse mounting and only Class J fuses can be installed.

Class K-1 fuses mount in standard

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.

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 ①			TEB ②			TED, THED ③			F 225 ④				J 600 ⑤				K 1200 ⑥				Power-break* ⑦			
	Min Fuse	Load Side	Line Side	Min Fuse	Load Side	Line Side	Min Fuse	Load Side	Line Side	Mag Trip LO	Mag Trip HI	Load Side	Line Side	Mag Trip LO	Mag Trip HI	Load Side	Line Side	Mag Trip LO	Mag Trip HI	Load Side	Line Side	Mag Trip LO	Mag Trip HI	Load Side	Line Side
3	15	20	30																						
7	20	20	30																						
15	30	30	50	50	100	200	70	200	400																
20				50	100	200	70	200	400																
25				50	100	200	100	200	400																
30	60	100	100	40	100	200	100	200	400																
35				100	100	200	100	200	400																
40				100	100	200	100	200	400																
45				100	150	200	100	200	400																
50	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	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	1200	1600	800	1200	1200	1600				
600														800	1200	1200	1600	1000	1200	1200	1600	1000	2500	4000	4000
700														800	1200	1200	1600	1200	1600	1600	2000	1200	2500	4000	4000
800														1200	1600	1600	2000	1200	1600	2000	2000	1200	2500	4000	4000
1000																		1600	2000	1600	2000	1600	3000	4000	4000
1200																		1600	2000	1600	2000	1600	3000	4000	4000
1400																						2000	4000	4000	4000
1600																						2000	4000	4000	4000
1800																							2500	4000	4000
2000																							2500	4000	4000
2300																							4000	5000	5000
2500																							4000	5000	5000
3000																								4000	5000
4000																								4000	5000

- 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 ④
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,R 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)	Circuit 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 (10F14 Standard Limiter) Available rms Symmetrical Amperes (in 1000's)				T86 125 to 600 Amperes (10J14 Standard Limiter) Available rms Symmetrical Amperes (in 1000's)				T88 600 to 800 Amperes (15K18 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
			TQL, TQB, TQC	15-30	240	✓	✓	✓	✓													
THQL, THQB, THQC	15-30	240	✓	✓	✓	✓																
TXQL, TXQB, TXQC	15-30	240	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓												
TQL, TQB, TQC	40-100	240												✓								
THQL, THQB, THQC	40-100	240												✓								
TQD	125-225	240									⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙				
TJD	250-400	240									✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>E-100 Line</b>																						
T	15-30	240	✓	✓	✓	✓																
T	TED6, THED	15-30	✓	✓	✓	✓																
TEa	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	✓	✓	✓	✓																
TED6, THED	40-100	600																				
<b>F-725 Line</b>																						
TFJ-TFK, THFK	70-125	240, 480, 600												✓	✓	✓	✓	✓				✓
TFJ-TFK, THFK	150-225	240, 480, 600									✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>J-600 Line</b>																						
TJ, 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									✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>K-1200 Line</b>																						
TKM, THKM, TKS	125-800	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 limiter blowing may result.

T81, 40-100 amperes, with 3E05 Limiters, will protect same downstream breakers as T81, 15-30 amperes with 3E05 Limiters.

T84, 125-400 amperes with 3F05 Limiters, will protect same downstream breakers as T81, 15-30 amperes with 3E05 Limiters.

T84, 125-400 amperes with 6F09 Limiters, will protect same downstream breakers as T81, 40-100 amperes with 6E09 Limiters.

T84, 125-600 amperes with 6J09 Limiters, will protect same downstream breakers as T81, 40-100 amperes with 6E09 Limiters.

T86, 25-600 amperes with 3J05 Limiters, will protect same downstream breakers as T81, 15-30 amperes with 3E05 Limiters.

T86, 125-600 amperes with 15J20 Limiters, will protect same downstream breakers as T88, 600-800 amperes with 15K18 Limiters.

⊙ T84, 125-400 amperes with 6F09 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	200,000	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	① 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				
30,000 A	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, L, K, S 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, L, K, S L or GE CLF Class H fuses				FU-SW feeder fully rated ④
65,000 A	CB rated 65,000A 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, 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 600A 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-Amperes; CB-Circuit breaker; FU-SW-Fusible 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 BU1-1972. 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 CLF 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 L) Available rms-symmetrical short-circuit current				
	25,000	50,000	75,000	100,000	200,000
5,000	200	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
42,000	.....	2000	1600	1600	1200
60,000	.....	.....	2500	2500	2000
68,000	.....	.....	3000	2500	2000
70,000	.....	.....	3000	2500	2500
85,000	.....	.....	.....	4000	3000
105,000	.....	.....	.....	.....	4000
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, 1/2 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 at 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 1.5 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	8.8	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	58
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	78
4B	4.16	350	4.76	1.19	19	60	3000	41	5	2	4.0	49	49	78
4D	7.2	500	8.25	1.25	36	95	1200	33	5	2	6.6	41	41	66
4E	7.2	500	8.25	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 <sup>†</sup>			Rated Interrupting Time in Cycles (60 Cycle Basis)
	Rated Kv	Maximum Design Kv	Minimum Operating Kv of Rated Mva	Withstand Test		Continuous at 60 Cycles	Short Time		3-phase Rated Mva	In Rms Total Amperes		
				Low Frequency Rms Kv	Impulse Crest Kv		Momentary <sup>‡</sup>	4 second		At Rated Voltage <sup>§</sup>	Maximum Rating	
<b>OILLESS MAGNE-BLAST CIRCUIT BREAKERS WITH CO-15 SECOND-CO DUTY CYCLE</b>												
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	6.4	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	25000	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

φ 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:  
Amp at System Voltage = Amp at Rated

$$\text{Voltage} \times \frac{\text{Rated Voltage}}{\text{System Voltage}}$$

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 <sup>(2)</sup> Interrupting Rating (Amperes)	Momentary* Rating (Amperes)	Fault-Close <sup>(1)</sup> Rating (Amperes*†)
2.4 4.16 4.8	4.8	5.5	19	60	600 1200	600 1200	40,000 60,000	40,000 60,000
6.9 7.2 12.0 13.2 13.8	13.8	15.5	36	95	600 1200	600 600	40,000 60,000	40,000 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 operation under load. Manual units do not meet ASA standards for lineup applications.

**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 250E-450	80 80	210 210
EJO-1 EJ-1	4.16	0.5E-200E 250E-450	80 80	360 360
EJO-1 EJ-1	4.8	0.5E-200E 250E-450	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 50	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 50	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 50	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*	40	300
7.2	all ratings	40	310
12.0		34	441
13.2		34	486
13.8		34	507

\* Ratings shown are for SM-5C 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	VOLTAGE WITHSTAND TEST			FUSED-SWITCH EQUIPMENTS: †			UNFUSED-SWITCH EQUIPMENTS: ‡		
	SYSTEM VOLTAGE kV (Line to Line)	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
						50000	500	600	600

- ‡ 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 Ratings kV <sup>Δ</sup>		Continuous Current Ratings (Amperes)		Interrupting Ratings 60 Hertz*	
Nominal	Max	EJ-1 (Indoor)	EJO-1 (Outdoor)	Total Rms Amp (Asym)	Max 3ΦMVA (Symm)
0.6	0.625	3E-10E	—	100,000	—
2.4	2.75	1E-200E	—	60,000	155
2.4	2.75	—	1E-200E	80,000	210
2.4/4.16	2.75/4.76	250E-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-3E	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	—	5E-10E	130,000	2020
14.4	15.5	—	15E-100E	60,000	935
14.4	15.0	125	—	60,000	925
14.4	15.0	150-175	—	50,000	700
23.0	25.8	—	0.5E-10E	70,000	1740
23.0	25.8	—	15E-100E	40,000	1090
34.5	38.0	—	0.5E-10E	70,000	2600
34.5	38.0	—	15E-80E	20,000	750

<sup>Δ</sup>May 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														
		50	100	140	200	280	400	560	800	1120	1600					
Continuous current rating (amperes)		50	100	140	200	280	400	560	800	1120	1600	16000	16000	16000	16000	
Pickup (amperes)		100	200	280	400	560	800	1120	1600	16000	16000	16000	16000	16000	16000	
Model No.	Nominal Voltage (kV) rms	Max Design Voltage (kV) rms	60-cycle Withstand (kV)		Ampere Capacity rms	Operating Voltage (kV) rms	Interrupting Ratings—rms Symmetrical Amp*									
			Dry, One Min	Wet 10 Sec			3000	6000	8400	12000	16000	16000	16000	16000	16000	16000
OR-A					560	2.4 thru	3000	6000	8400	12000	12000	12000	12000	12000	12000	
OR-B					1120	4.8	3000	6000	8400	12000	16000	16000	16000	16000	16000	
OR-C	14.4	15.5	50.0	45.0	560	Above 4.8	3000	6000	8400	10000	10000	10000	10000	10000	10000	
OR-D					1120	thru 8.32	3000	6000	8400	12000	16000	16000	16000	16000	16000	
OR-E					560	Above 8.32	3000	6000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	
OR-F					1120	thru 15.5	3000	6000	8400	12000	16000	16000	16000	16000	16000	
OR-G	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-H					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 delays.

\*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 Amp, rms	Interrupting Time Cycles	Permissible Tripping Delay, 7 Sec	Maximum Voltage Divided by K kV, rms	Maximum Symmetrical Interrupting Capability	3 Sec Short-Time Current Carrying Capability	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							
								400							
Continuous current rating (amperes)								50	100	140	200	260	400	560	
Pickup (amperes)								100	200	260	400	560	600	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	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	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	12000	12000
							Above 4.8 through 15.5	3000	6000	8400	10000	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	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.

\* 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-15-CO Duty Cycle	Capacitor Bank Ratings§
	Symmetrical MVA‡	Kvars
2.4	50	1800
4.16	86	3150
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 Cycles	Withstand Test kV		Momentary Amperes	4 Sec Amperes
	Nominal Voltage kV-rms	Max Design Voltage kV-rms	Continuous Amp at 60 Cyc-rms			60 Cycle (Dry)	Impulse (Bill)		
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 rms Amperes
ICC (TEC, TED4 or TED6) Frame Breaker	14,000
TFJ Frame Breaker	18,000
Fusible Switches	
a—With Standard One-time or Time-delay Fuses	22,000
b—With GE Type ClF B or Equal Current-limiting Fuses	42,000

Ⓛ 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
1,000 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
TH—Heavy Duty	H	30-600	10,000
	L	800-1200	100,000
	J	30-600	200,000
	R	30-600	200,000
IG—General Duty	H	30-600	10,000
IC	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	300	10,000 100,000
	J, K1, R	300	
400	H	600	10,000 100,000
	L	800	
600	L	1200	100,000
800	L	1400	100,000
1200	L	1300	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	TED	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 is used:

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	21.60

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 we divide by 100. For example, a trans-

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,

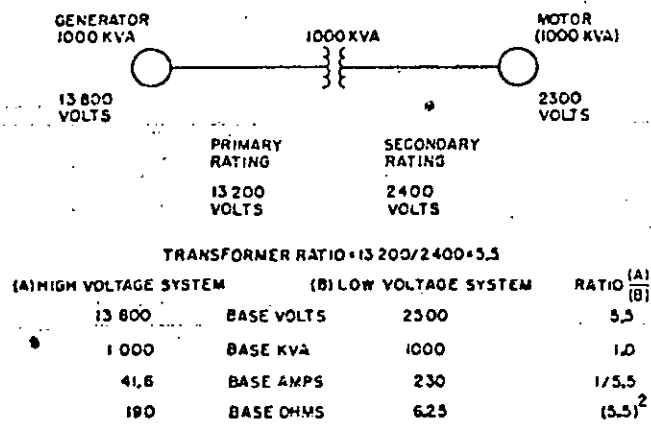
transformers in the system, or a convenient round number such as 1000 or 10,000 or 100,000 kva.

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 reconverting 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 A129287)

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  $Z = R + jX$ .

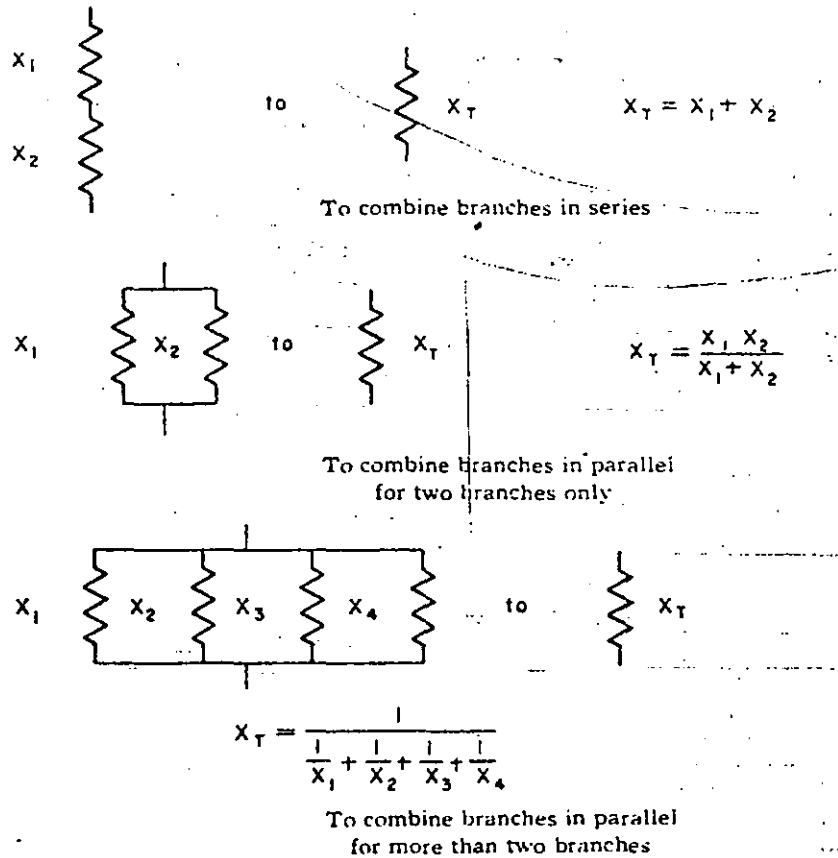
A very common type of problem requires long-hand resolution of a more-or-less complicated network of impedances into a single impedance quantity.

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.

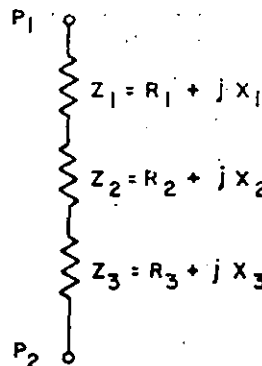
## Methods for Combining Reactances



## Sums (or Differences)

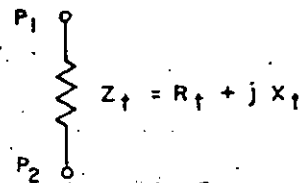
The sum of complex quantities is obtained by adding the real parts together to get the total real part, and adding the quadrature parts together to get the total quadrature part.

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:

$$\begin{aligned} Z_1 Z_2 &= (R_1 - jX_1)(R_2 - jX_2) \\ &= R_1 R_2 - X_1 X_2 - j(R_1 X_2 - R_2 X_1) \\ &= R_{eq} - jX_{eq} \end{aligned}$$

Special case where Resistance = 0:

$$\begin{aligned} Z_1 Z_2 &= -jX_1(-jX_2) \\ &= -X_1 X_2 \end{aligned}$$

### 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:

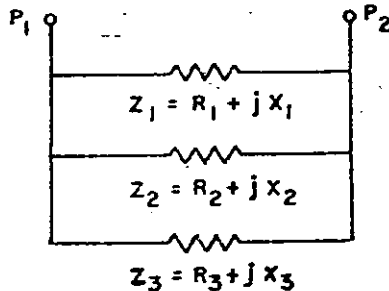
$$\begin{aligned} \frac{Z_1}{Z_2} &= \frac{R_1 - jX_1}{R_2 + jX_2} \\ &= \frac{R_1 - jX_1}{R_2 + jX_2} \cdot \frac{(R_2 - jX_2)}{(R_2 - jX_2)} \\ &= \frac{(R_1 R_2 + X_1 X_2) - j(R_2 X_1 - R_1 X_2)}{R_2^2 + X_2^2} \\ &= \left( \frac{R_1 R_2 + X_1 X_2}{R_2^2 + X_2^2} \right) + j \left( \frac{R_2 X_1 - R_1 X_2}{R_2^2 + X_2^2} \right) \\ &= R_{eq} + jX_{eq} \end{aligned}$$

Special case where Resistance = 0:

$$\begin{aligned} \frac{Z_1}{Z_2} &= \frac{-jX_1}{+jX_2} = \frac{X_1}{X_2} \\ \frac{Z_2}{Z_1} &= \frac{+jX_2}{-jX_1} = \frac{X_2}{X_1} \end{aligned}$$

### 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		Admittances		
	R	X	$Y = \frac{1}{Z} = \frac{R}{R^2 + X^2}$	$G = \frac{R}{R^2 + X^2}$	$B = \frac{-X}{R^2 + X^2}$
Branch 1	( )	( )	( )	( )	( )
Branch 2	( )	( )	( )	( )	( )
Branch 3	( )	( )	( )	( )	( )
				$G_t$	$B_t$

The tabulation process yields a total admittance  $Y_t = G_t - jB_t$ , and  $Y_t^2 = G_t^2 + B_t^2$ . 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:

$$Z_{eq} = +j \left( \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} \right)$$

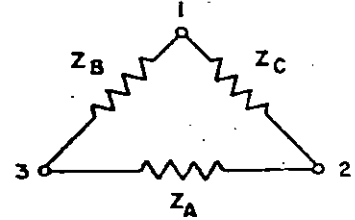
or for two reactances only, rearrangement yields the following valid expression:

$$Z_{eq} = +j \left( \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} \right)$$

### 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.

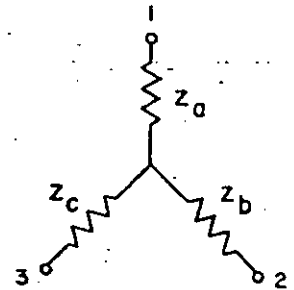


Case 1: With delta-connected impedances  $Z_A$ ,  $Z_B$ , and  $Z_C$  known,

$$Z_A = \frac{Z_B Z_C}{Z_A + Z_B + Z_C}$$

$$Z_B = \frac{Z_C Z_A}{Z_A + Z_B + Z_C}$$

$$Z_C = \frac{Z_A Z_B}{Z_A + Z_B + Z_C}$$



Case 2: With Y-connected impedances  $Z_a$ ,  $Z_b$ , and  $Z_c$  known,

$$Z_A = Z_b + Z_c + \frac{Z_b Z_c}{Z_a}$$

$$Z_B = Z_a + Z_c + \frac{Z_a Z_c}{Z_b}$$

$$Z_C = Z_a + Z_b + \frac{Z_a Z_b}{Z_c}$$



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

*CURSOS ABIERTOS*

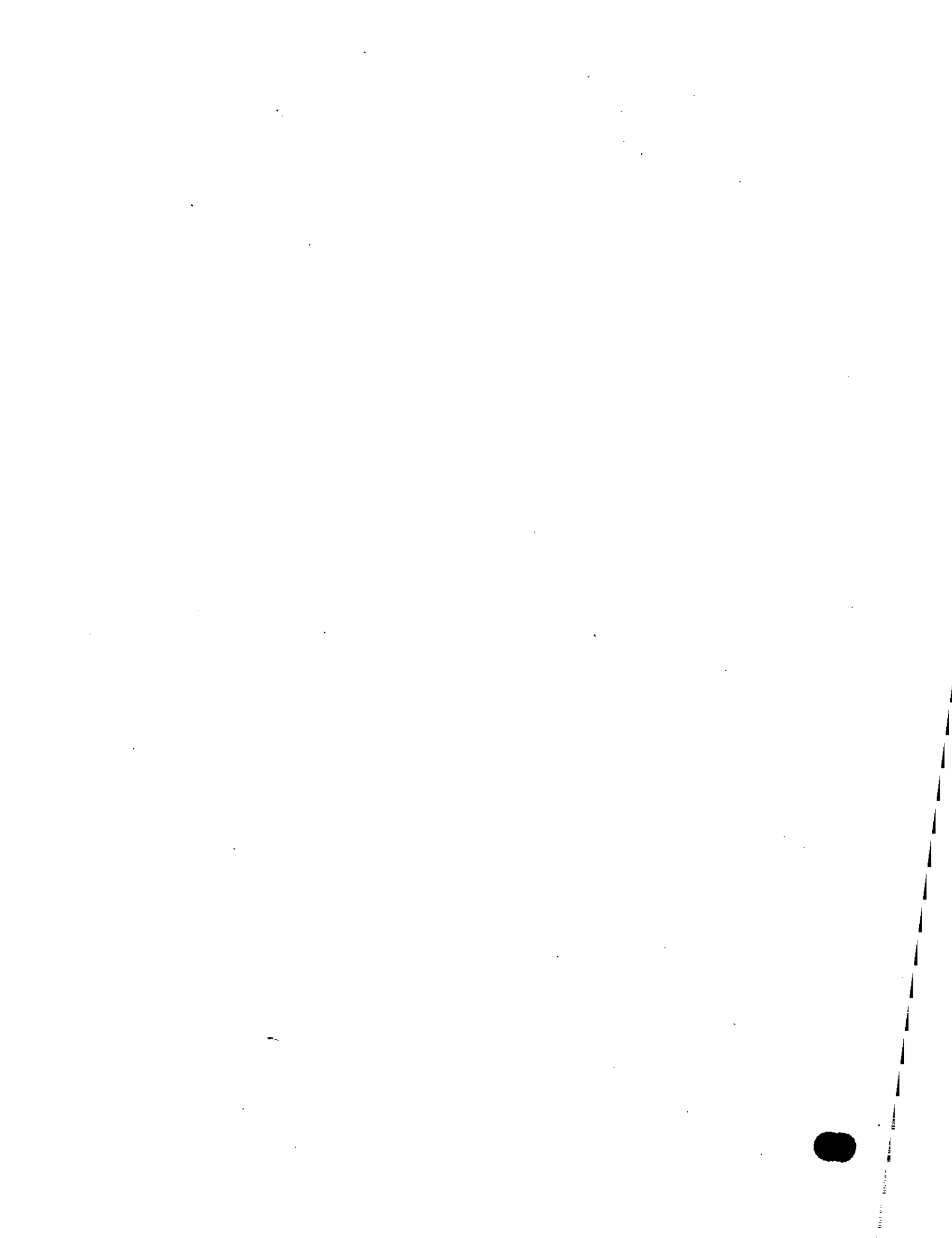
*INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES*

*ANEXO AL TEMA 6*

*CALCULO DE FALLAS*

*ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO*

*AGOSTO, 1992.*



~~EJEMPLO~~

~~DE UN SISTEMA~~

~~DE~~



~~CONTO~~

~~DE~~

~~DE~~

~~DE~~

~~SISTEMA~~

~~DE~~

~~DE~~

~~DE~~

~~DE~~

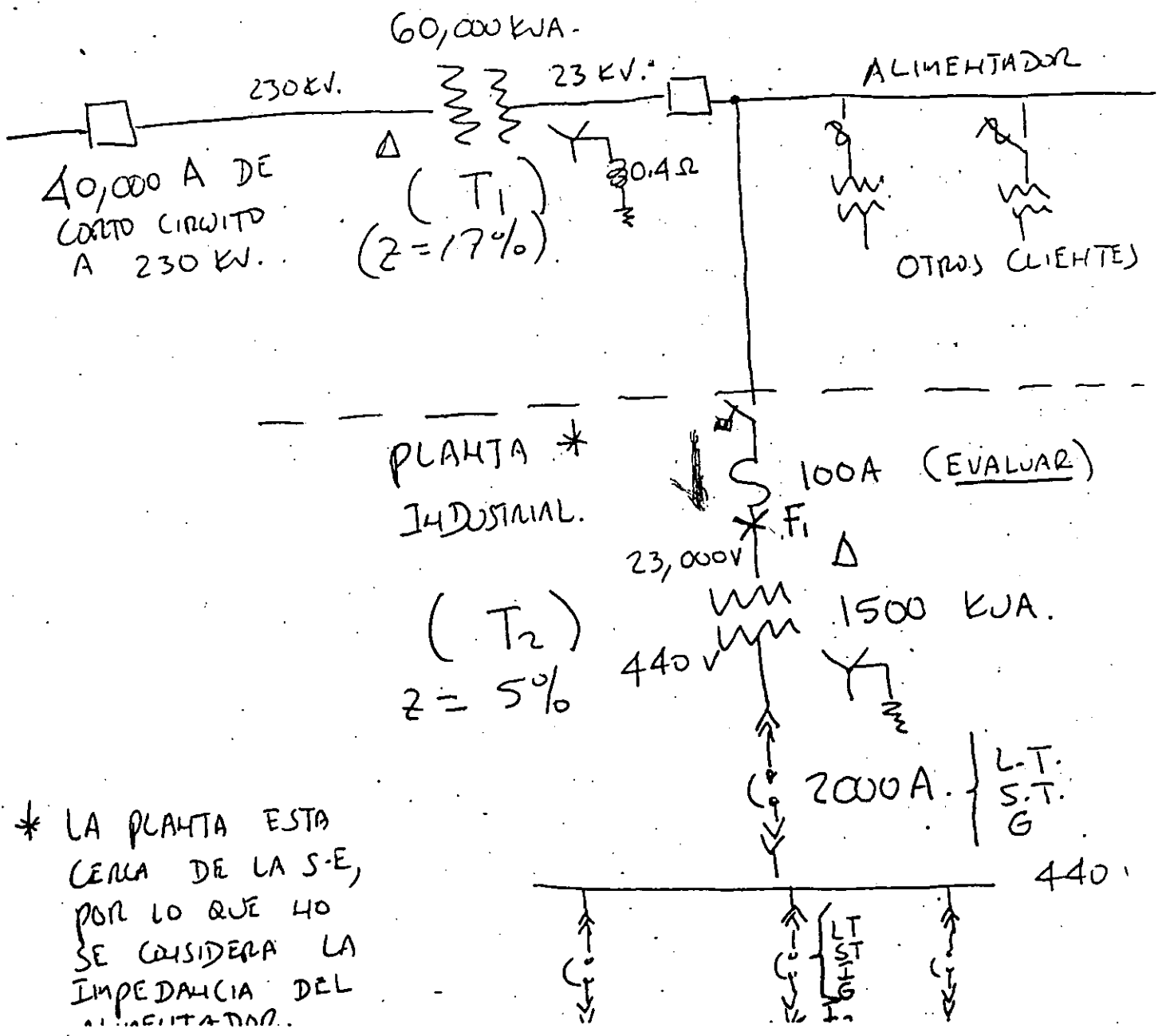
~~DE~~

~~DE~~

~~DE~~

**EJEMPLO DE C.C. ZONA CENTRAL DEL PAIS.**

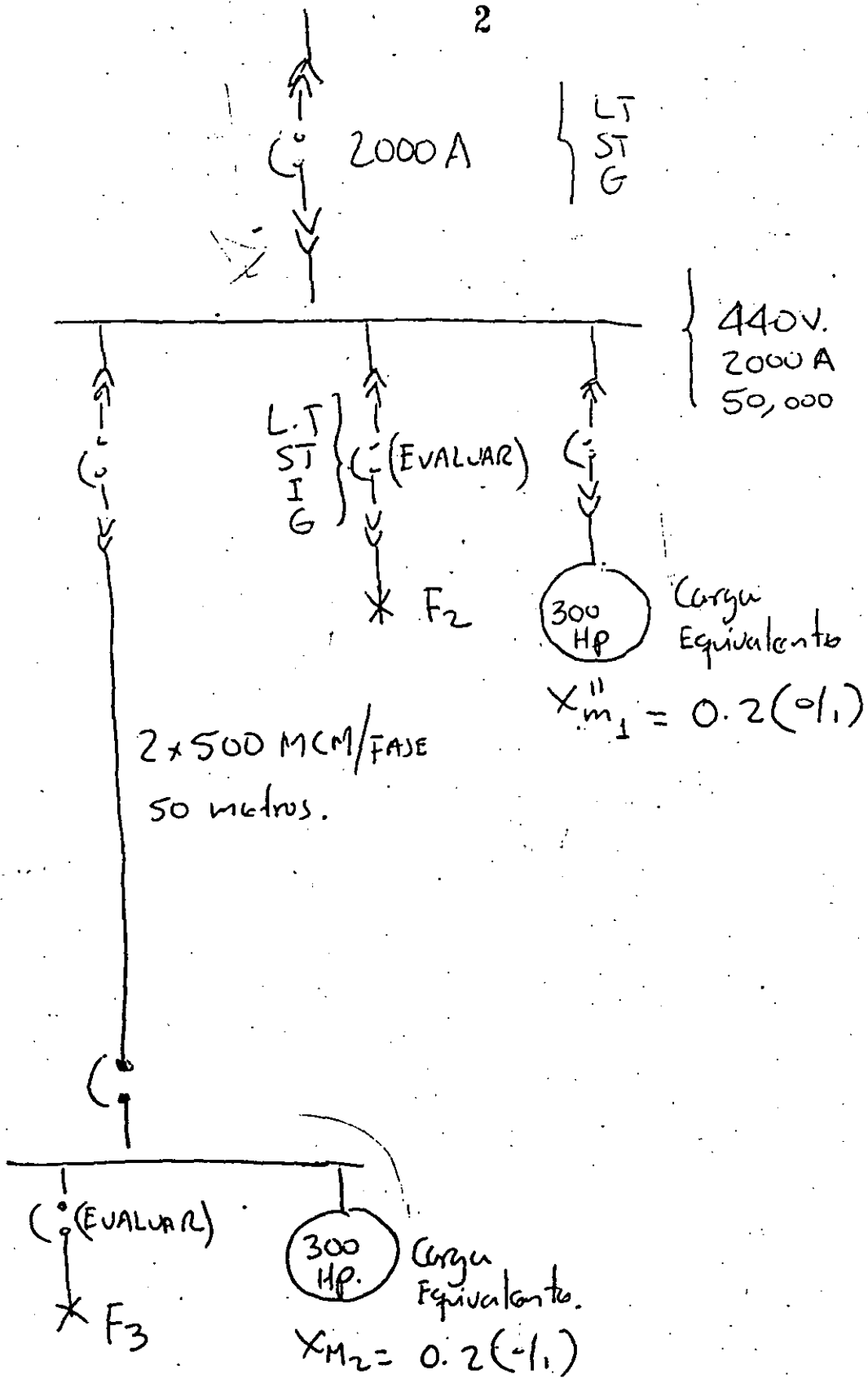
Diagrama Unifilar



\* LA PLANTA ESTA CERCA DE LA S-E, POR LO QUE NO SE CONSIDERA LA IMPEDANCIA DEL ALIMENTADOR.



2



OBJETIVOS:

3

- Determinar Capacidad Interruptiva de los fusibles de 23 kv tipo limitador mediante F1.

- Determinar Capacidad interruptiva necesaria en el interruptor electromagnético derivado de 440V mediante F2. (Tablero principal de P.T.)

- Determinar capacidad interruptiva del interruptor termomagnético derivado en el C.C.M. mediante F3.

SOLUCION

BASES

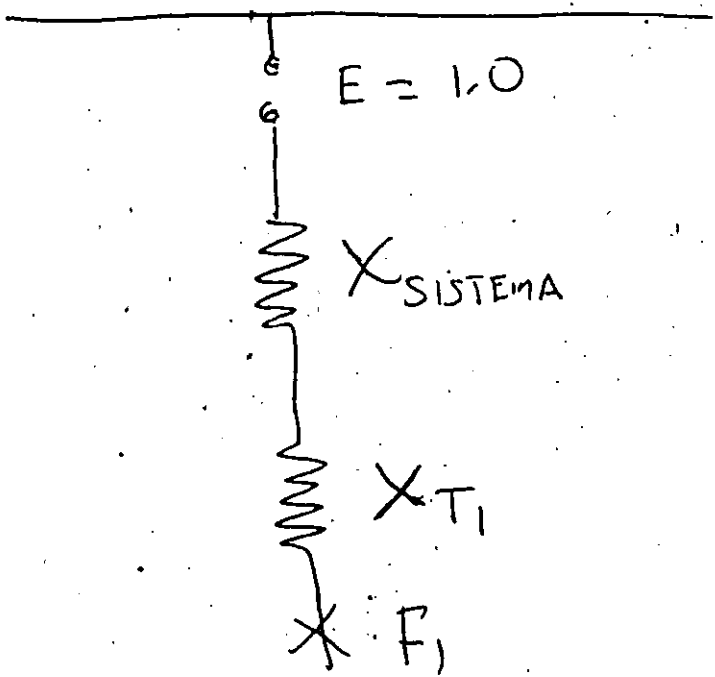
$KVA_{B1} = 60,000$

$KVA_{B2} = 1500$

$KV_{B1} = 23$

$KV_{B2} = 0.48$

FALLA F1 :



$$X_{SIST} = \frac{KVA_{BASE}}{KVA_{SISTEMA}}$$

$$KVA_{SISTEMA} = \sqrt{3} I_{INT} 230 =$$

$$= \sqrt{3} (40,000) (230) = 15,934,400 \text{ KVA}$$

$$X_{SIST} = \frac{60,000}{15,934,400} = \boxed{0.0038}$$

$$X_{T1} = \boxed{0.17}$$

5/9

$$I_{3\phi (o/i)} = \frac{1}{X_{SIST} + X_{T1}} = \frac{1}{0.0038 + 0.17}$$

$$I_{3\phi (o/i)} = 5.754 \text{ p.u.}$$

$$I_{3\phi} = (I_{BASE}) (I_{p.u.})$$

$$I_{BASE} = \frac{KVA_{BASE}}{\sqrt{3} \cdot KV_{BASE}} = \frac{60,000}{\sqrt{3} \cdot 23}$$

$$I_{BASE} = 1506 \text{ Amps.}$$

$$I_{3\phi} = (1506)(5.754) = 8665 \text{ (amps)} \\ \text{(SINETRICOS)}$$

Como se trata de un fusible de Media Tensión (mayor a 1500 volts), muy rápido, el factor de asimetría será de 1.6

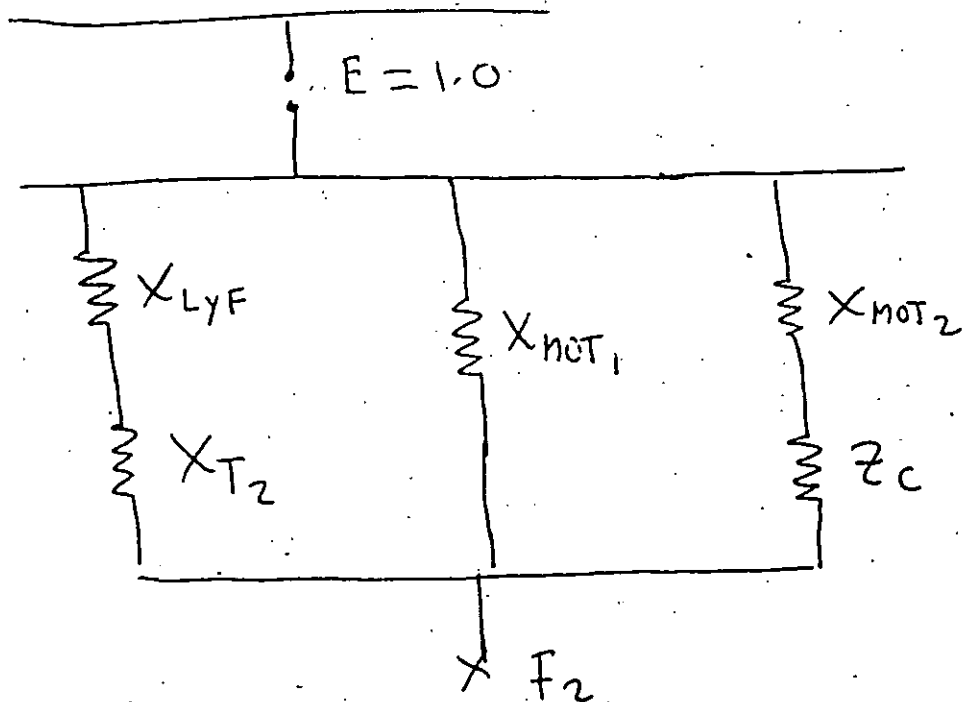
$$I_{3\phi} = (1.6)(8665) = 13,864 \text{ (amps)} \\ \text{(ASINETRICO)}$$

$$MVA_{3\phi} = \sqrt{3} (13,864)(23) = 552 \text{ MVA..}$$

(8/19)

Falla F2

6



$$X_{LyF} = \frac{1500}{552,000} = \boxed{0.0027} (\%)$$

$$X_{T2} = \boxed{0.05}$$

$$X_{MOT1} = X_{MOT2} = \frac{1500}{300} \times 0.2 = 1.0$$

(1 HP  $\approx$  1 kVA)

$$Z_c = 0.0464 \text{ (ohms/1000 pigs)}$$

(Anexo de General Electric)

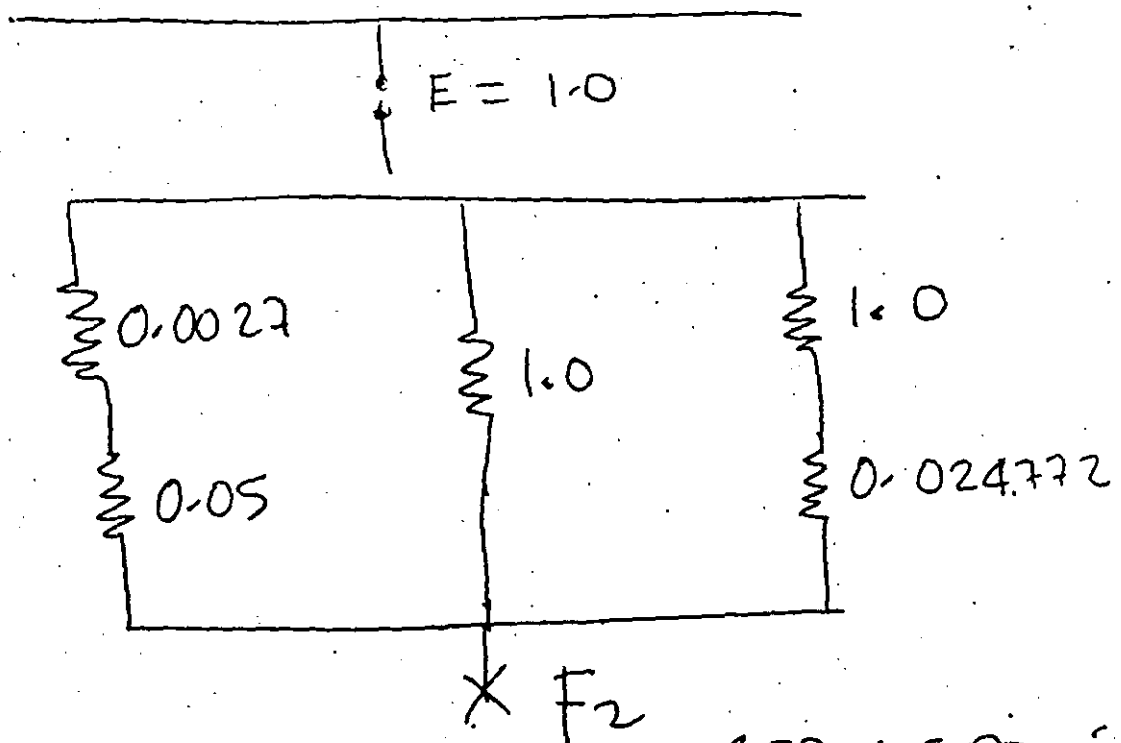
$$Z_c = 0.0464 \frac{50}{304.8} \times \left(\frac{1}{2}\right) \quad (7/9)$$

(2 per fuse)

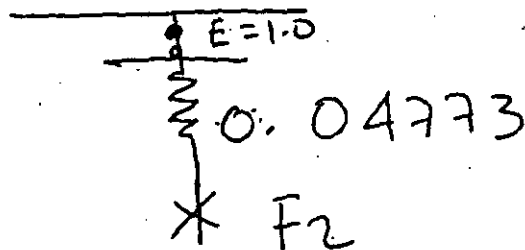
$$Z_c = 0.003805 \, \Omega$$

$$Z_c = 0.003805 \times \frac{1500}{(0.48)^2 \times 1000}$$

$$Z_c(4/1) = 0.024772$$



REDUCIENDO :



8 (E/A)

$$I_{BASE} = \frac{1500}{\sqrt{3} (0.44)} = 1968 \text{ A.}$$

$$I_{3\phi (0.1)} = \frac{1}{0.04773} = 20.95$$

$$I_{3\phi} = (20.95)(1968) = 41,231$$

Amps Simétrica

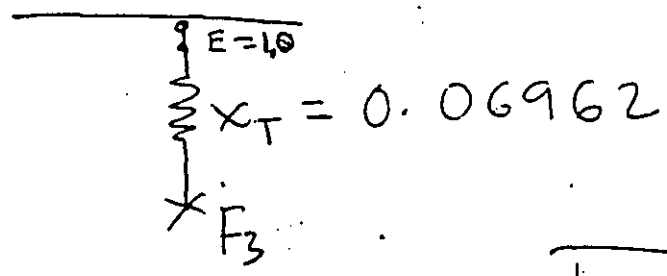
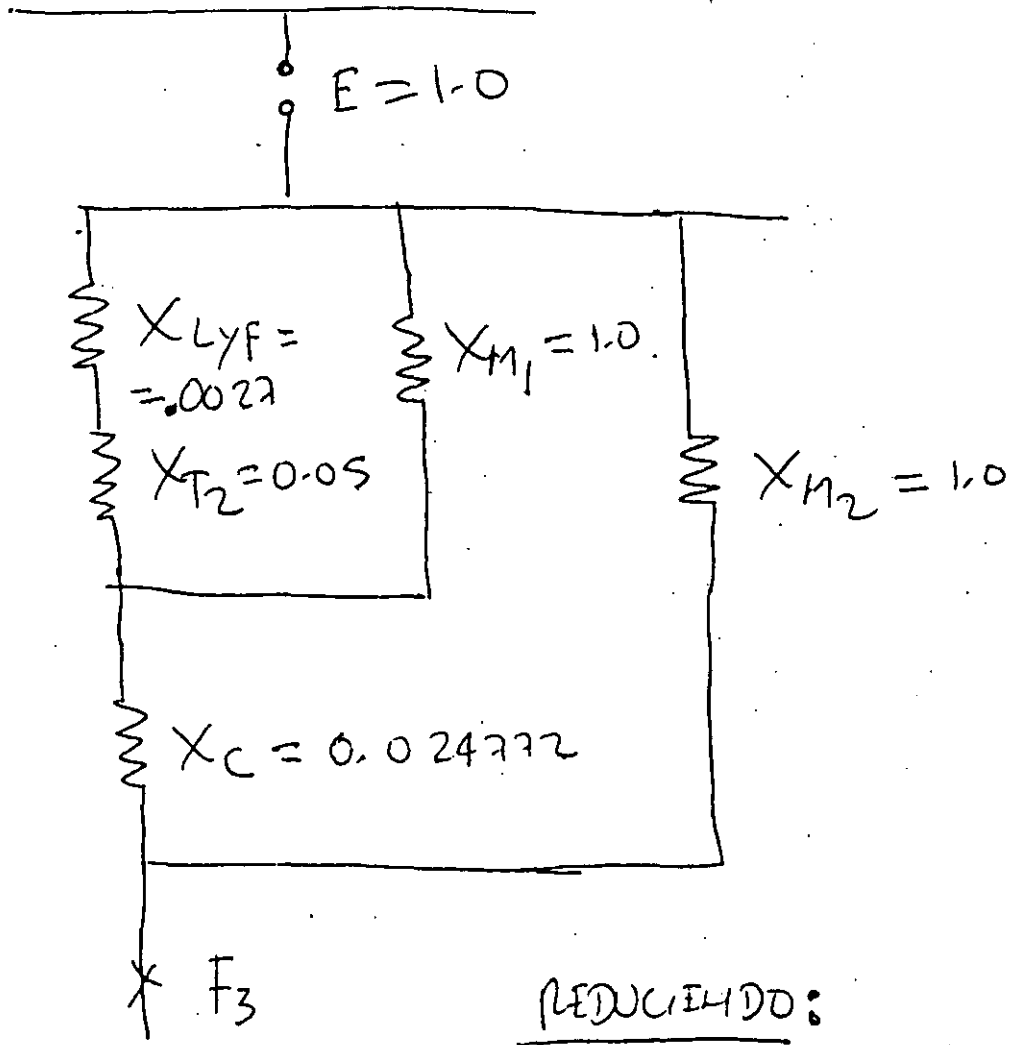
Para calibrar la unidad "G" para Falla de arco a tierra, es conveniente considerar una corriente de Falla de arco de por lo menos el 38% de la Falla sólida disponible o sea:

$$I_{arc} = (0.38)(41,231) = 15,667 \text{ A}$$

9/9

# Falla en F3

9



$$I_{3\phi} = \frac{1}{0.06962} (1968) = \underline{\underline{28,266 \text{ A}}}$$





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

**CURSOS ABIERTOS**

*INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES*

*T E M A 7*

*PROTECCION CONTRA SOBRE CORRIENTE  
Y COORDINACION DE PROTECCIONES*

*ING. ANDRES D. CHAVEZ SANUDO*

*AGOSTO, 1992.*



## 2.0 PROTECCION DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL.

6/1

### 2.1 OBJETIVOS DE UN SISTEMA DE PROTECCION

- LAS FUNCIONES BASICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCION Y DE LA --  
COORDINACION SON:

- + PREVENIR DAÑO A VIDAS Y PROPIEDADES.
- + REDUCIR DAÑOS AL SISTEMA Y SUS COMPONENTES.
- + LIMITAR EL CRECIMIENTO Y LA DURACION DE LAS INTERRUPCIONES DE SERVICIO CUANDO UNA ANORMALIDAD SE PRESENTA EN EL SISTE  
MA.

- LAS ANORMALIDADES PUEDEN DEBERSE:

- + FALLA DE EQUIPO
- + ERROR HUMANO
- + EMERGENCIAS DE ORIGEN HUMANO O NATURAL.

- ESTAS ANORMALIDADES SON IMPREDECIBLES Y EL SISTEMA ELECTRICO DEBE DISEÑARSE Y MANTENERSE PARA PROTEGERSE A SI MISMO AUTOMATICA--  
MENTE.

- AUNQUE EL GRADO DE PROTECCION DE UN SISTEMA PUEDE SER INFLU--  
ENCIADO POR CONSIDERACIONES ECONOMICAS, TODO SISTEMA DEBE SATISFA--  
CER CIERTOS REQUERIMIENTOS MINIMOS DE SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD.

- NO SE PUEDE TENER, POR IMPRACTICO O ANTIECONOMICO, UN SISTE--  
MA CONTRA TODO TIPO DE FALLA. PUEDEN CUIDARSE ASPECTOS COMO SELEC--  
CION DE BUENOS AISLAMIENTOS, DISTANCIAS, PERO DEBE ACEPTARSE UN ---  
CIERTO NUMERO DE FALLAS, YA QUE AUN EL MEJOR SISTEMA SE DETERIORARA  
CON LOS AÑOS Y LA PROBABILIDAD DE FALLA AUMENTA CON EL TIEMPO.

2.2 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:

P. I. V  
III

+ SELECCIONE LAS CAPACIDADES DE CORRIENTE NOMINAL Y DE CORTO CIRCUITO DE CADA UNO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA:

\* INTERRUPTORES M.T. Y B.T.

\* TABLEROS M.T. Y B.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 ALLA. 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.

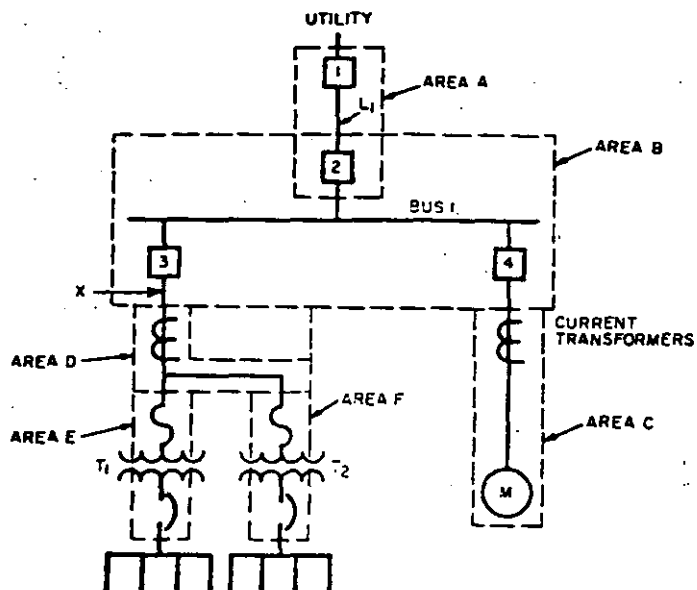


Fig 33  
One-Line Diagram Illustrating Zones of Protection

- 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.

D-1-F. III

## 2.3 EQUIPO DE PROTECCION.

### 2.3.1 FUSIBLES.

#### - FUSIBLES EN MEDIA TENSION.

#### - EXISTEN DOS TIPOS PRINCIPALES:

+ FUSIBLES DE POTENCIA LIMITADORES DE CORRIENTE.

+ FUSIBLES TIPO EXPULSION.

#### FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.

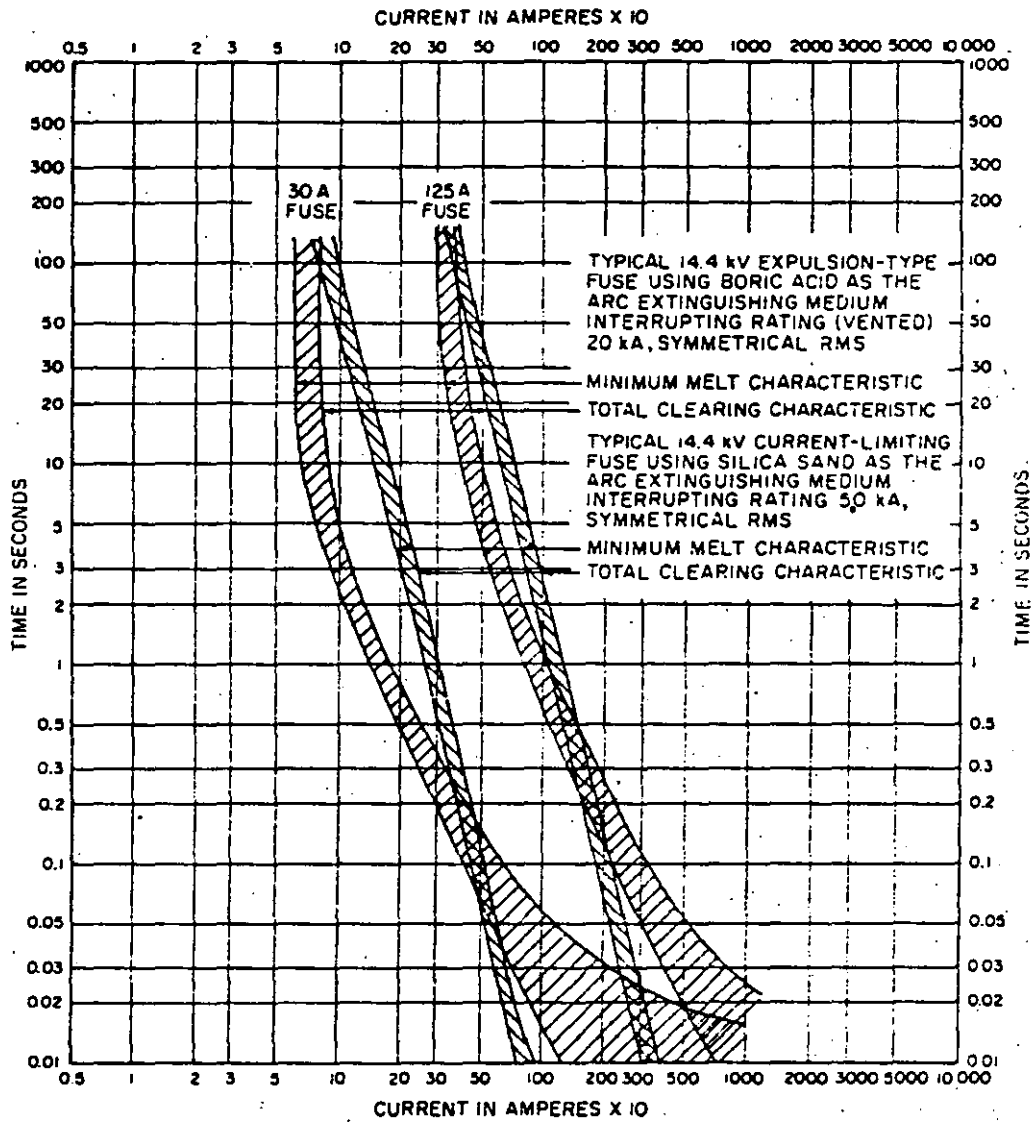
ESTA DISEÑADO DE TAL FORMA QUE AL FUNDIRSE EL ELEMENTO FUSIBLE SE INTRODUCE UNA ALTA RESISTENCIA DE ARCO EN EL CIRCUITO, ANTES DE LA CORRIENTE DE PICO DEL PRIMER MEDIO CICLO. ESTO RESTRINGE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO A UN VALOR MENOR.

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 INTERRUPTOR 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**



El fusible se debe escoger de tal forma que su valor se encuentre entre 1.8 y 3 veces el valor de la corriente nominal del transformador. En este rango se pueden garantizar las características de los fusibles (ver diagramas 1 y 2).

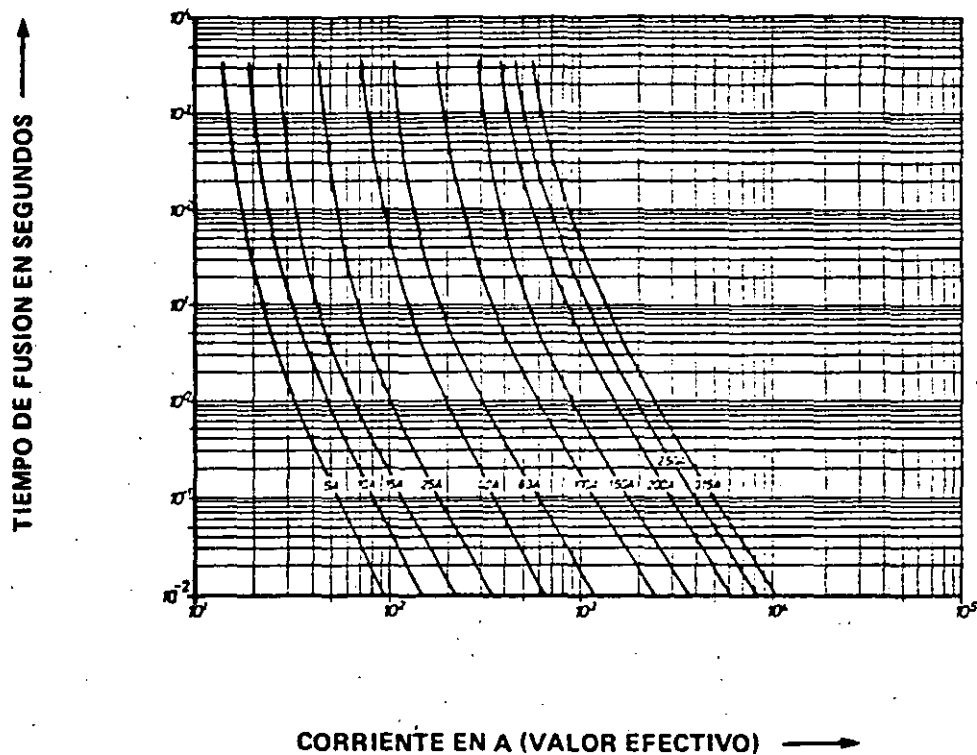
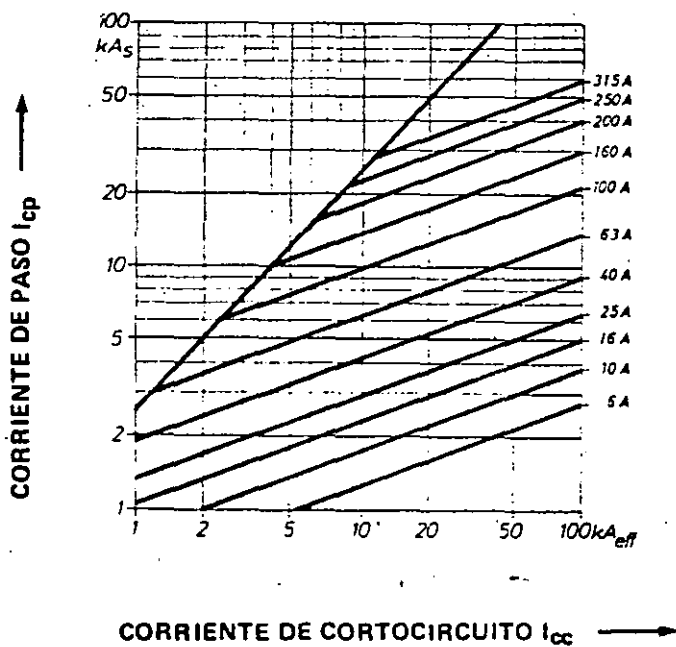


Diagrama 1: Curvas corriente-tiempo.



FUSIBLE  $I_n$

Ejemplo: Con  $I_{cc} = 10 kA_{eff}$  el fusible de 25A limita el valor de amplitud de la corriente de cortocircuito de 26 kA en  $2.5 kA_s = I_{cp}$ .

Diagrama 2: Paso de corriente.

La selectividad de los fusibles es de 1.6; por ejemplo un fusible de 100A se puede combinar con un fusible de 160A, asegurándose así que el fusible de menor intensidad se funda primero.

P3 F  
P3 F

---

---

UN ASPECTO IMPORTANTE EN EL USO DE FUSIBLES ES PREVENIR LA OPERACION MONOFASICA DEL SISTEMA. ESTO PUEDE CREAR PROBLEMAS - MUY SERIOS DE DESBALANCEO EN EQUIPOS O PROPICIAR FENOMENOS DE SOBRECARGA POR FERRORESONANCIA.

POR LA ANTERIOR RAZON, UN DISPOSITIVO DEBE HACER OPERAR EN GRUPO EL SECCIONADOR AL OPERAR UN FUSIBLE.

---

---

#### FUSIBLES TIPO EXPULSION.

PARA INTERRUMPIR LA FALLA SE EMPLEA UN TUBO CONFINADOR DE ARCO Y DENTRO EL ELEMENTO FUSIBLE. LA INTERRUPCION DEL ARCO SE REALIZA CON LOS PROPIOS GASES PRESURIZADOS DENTRO DEL TUBO AL SALIR HACIA UNO DE LOS EXTREMOS ABIERTOS DEL CARTUCHO.

SE USA BASICAMENTE EN EXTERIORES PARA PROTEGER CONTRA SOBRECORRIENTE (Y ALGUNOS DISEÑOS CONTRA SOBRECARGA) ALIMENTADORES, PRIMARIOS DE TRANSFORMADORES, BANCOS DE CAPACITORES.

USADOS DENTRO DE GABINETES, HAY QUE TENER CUIDADO CON VENTILAR LOS GASES IONIZADOS DE MANERA TAL QUE NO CONTAMINEN LAS PARTES VIVAS INTERNAS.

#### FUSIBLES EN BAJA TENSION

- NO LIMITADORES DE CORRIENTE.

CLASES H Y K DE ACUERDO A NOMENCLATURA DE UNDERWRITERS LABORATORIES.

CLASE H. PUEDEN SER RENOVABLES O NO. HASTA 600 A. PUEDEN TENER DOBLE ELEMENTO (INST. Y TIEMPO) O SOLO INSTANTANEO. NO TIENEN CAPACIDAD INTERRUPTIVA PERO DEBEN DE HABER SIDO PROBADOS A 10,000 A. LOS FUSIBLES RENOVABLES SON RIESGOSOS.

CLASE K. ALTA CAPACIDAD INTERRUPSIBLE. IGUAL TAMAÑO CLASE H, PERO SON GARANTIZADOS A 50,000; 100,000 O 200,000 A. PUEDEN TENER ELEMENTO DE TIEMPO.

- LIMITADORES DE CORRIENTE.

SU USO MAS FRECUENTE ES CUANDO LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DISPONIBLE ESTA MAS ALLA DE LA CAPACIDAD DEL EQUIPO. SE COORDINAN CON INTERRUPTORES. LOS MAS IMPORTANTES, DE ACUERDO A CLASIFICACION DE U.L. SON LOS CLASE J. Y CLASE L.

CLASE J. HASTA 600 A. NO ES INTERCAMBIABLE CON CLASE H NI CLASE K, 200,000 A. DE C.I. LA CORRIENTE DE PICO DE FUGA Y LOS VALORES DE  $I^2 t$  DEPENDEN PARA CADA CASO.

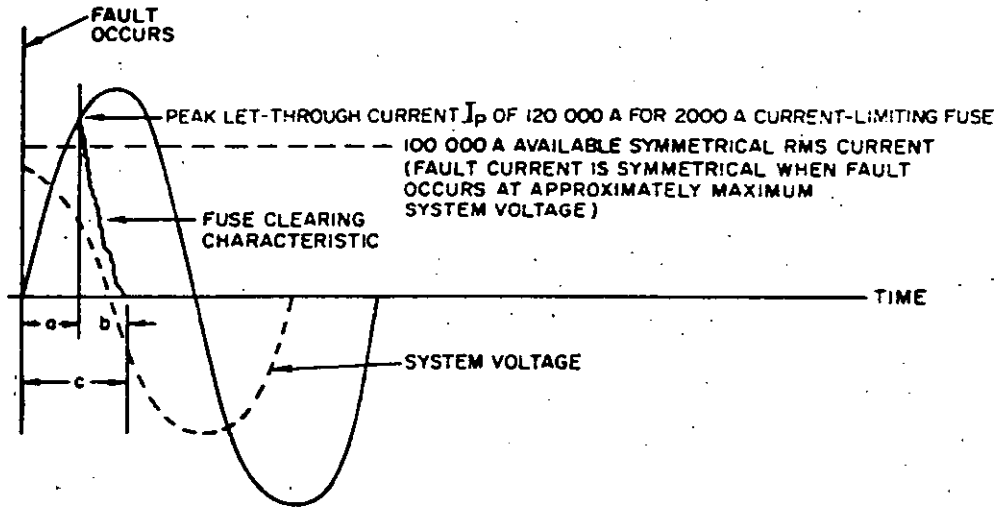
CLASE L. DE 601 A. A 6,000 A. 200,000 A. DE C.I.

APLICACION DE FUSIBLES.

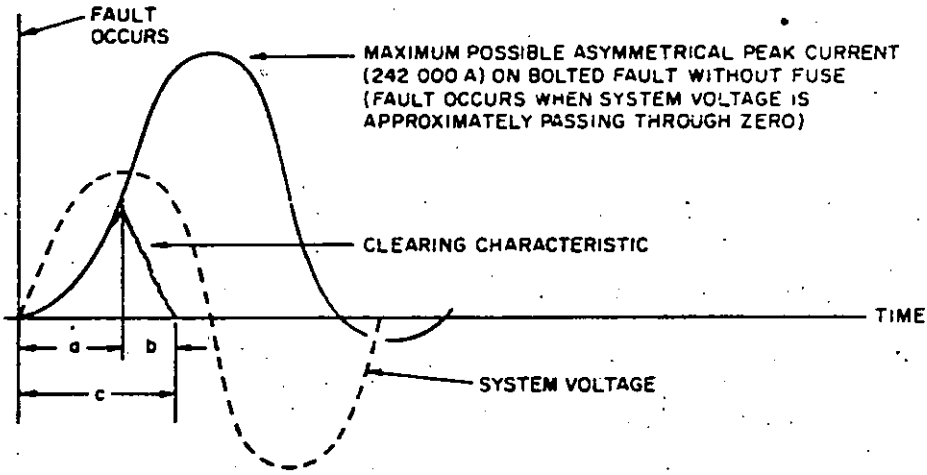
ALGUNOS CONCEPTOS BASICOS:

CORRIENTE DE PICO DE FUGA.- ES LA CORRIENTE MAXIMA INSTANTANEA QUE PASA A TRAVES DE UN FUSIBLE LIMITADOR DURANTE EL TIEMPO TOTAL DE APERTURA. DADO QUE ESTE ES UN VALOR INSTANTANEO, PODRA EXCEDER LA CORRIENTE RMS DISPONIBLE PERO SERA MENOR QUE LA CORRIENTE DE PICO DISPONIBLE SI NO HUBIERA FUSIBLE EN EL CIRCUITO.

CONCEPTO  $I^2 t$ . ES LA MEDIDAD DE LA ENERGIA CALORIFICA GENERADA EN UN CIRCUITO DURANTE LA FUSION O APERTURA DE UN FUSIBLE. GENERALMENTE SE DENOMINA FUSION  $I^2 t$ , SIENDO I LA CORRIENTE EFECTIVA Y t EL TIEMPO. (AMP<sup>2</sup>-SEG.).



(a)

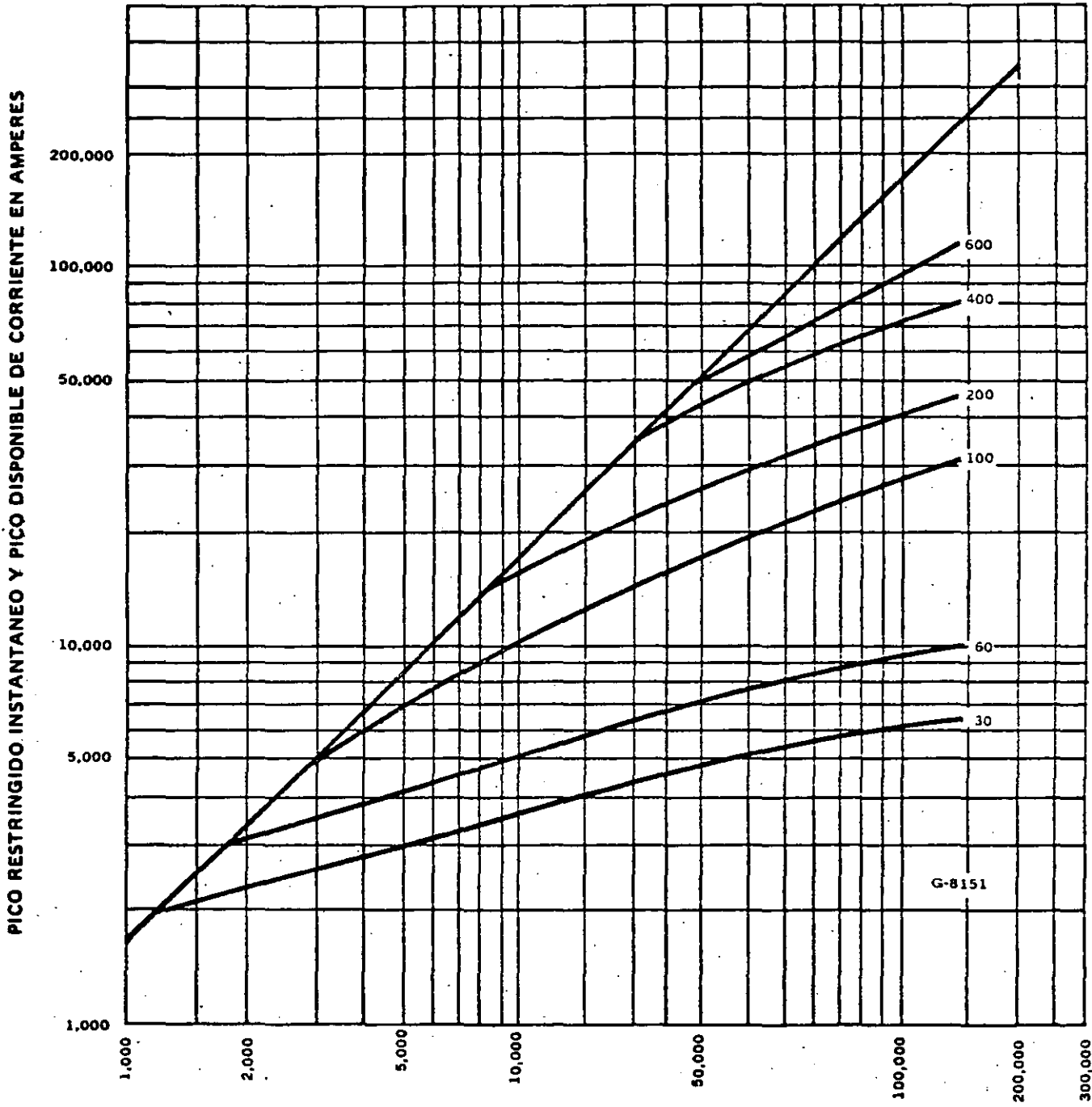


(b)

- a — Melting Time
- b — Arcing Time
- c — Total Clearing Time

**Fig 32**  
**Typical Current-Limitation Characteristics Showing Peak Let-Through and Maximum Prospective Fault Current as a Function of the Time of Fault Occurrence (100 kA Available Symmetrical rms Current)**  
**(a) Fault Occurring at Peak Voltage. (b) Fault Occurring at Zero Voltage**

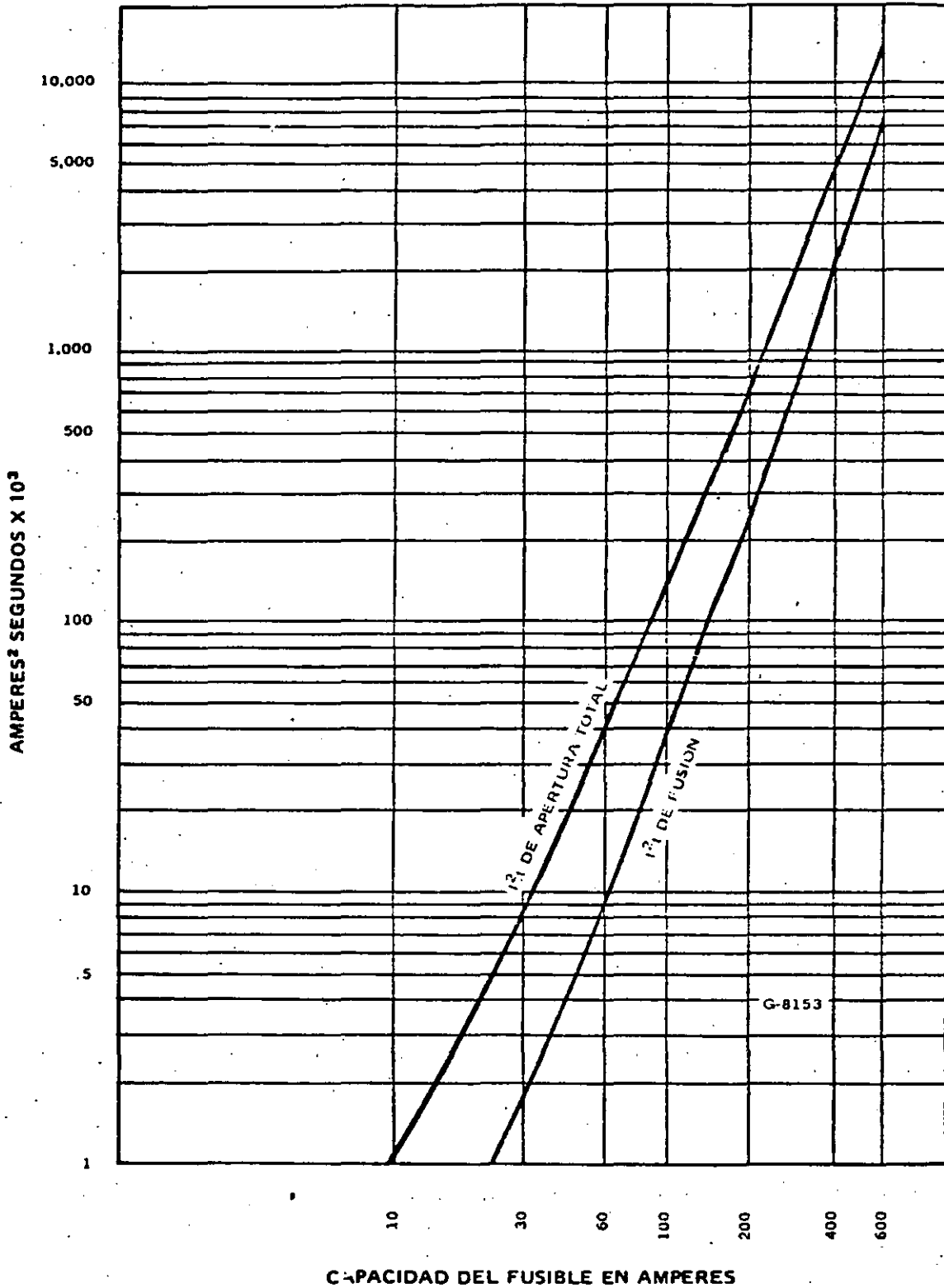
CURVAS DE CORRIENTE PICO DE LA CORRIENTE DE FUGA - Hasta 600 Amp. 250 Volts.



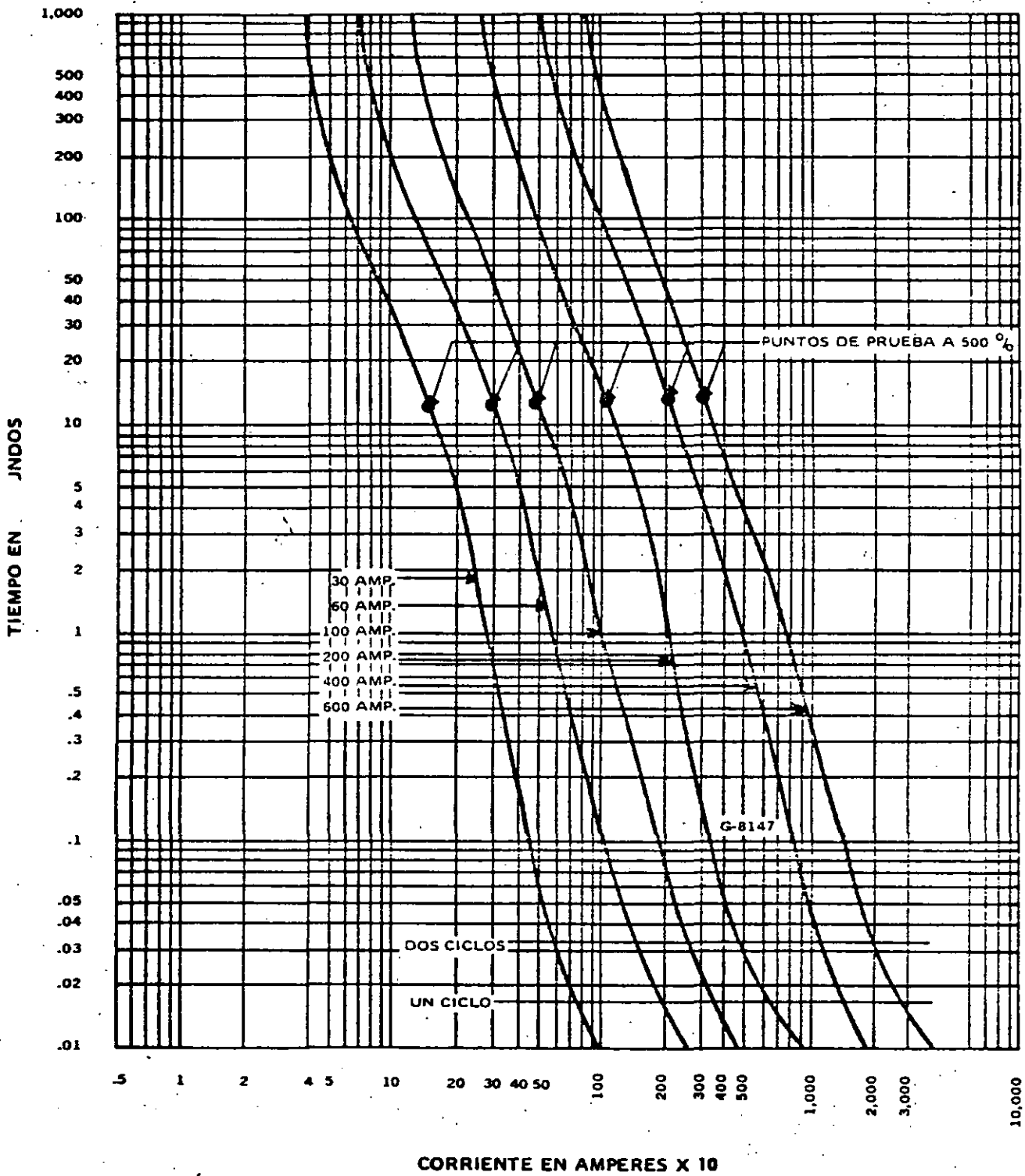
CORRIENTE DISPONIBLE - ASIMETRICA=R.M.C. SIMETRICA X 1.4  
 NOTA: AMPS. RMC ASIMETRICOS = AMPS. R.M.C. SIMETRICOS X 1.4

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.

P-4-V

- CUANDO SE COORDINA UN FUSIBLE CON OTRO, EL DEL LADO DE CARGA DEBE DE TENER UN VALOR  $I \ t$  MENOR QUE EL DEL LADO DE LINEA. AL APLICARSE EN UN SWITCH DE SEGURIDAD, EL FUSIBLE DEBE DE TENER UN VALOR DE  $I \ t$  MENOR QUE EL SWITCH.

### 2.3.2 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).

### 2.3.3 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.

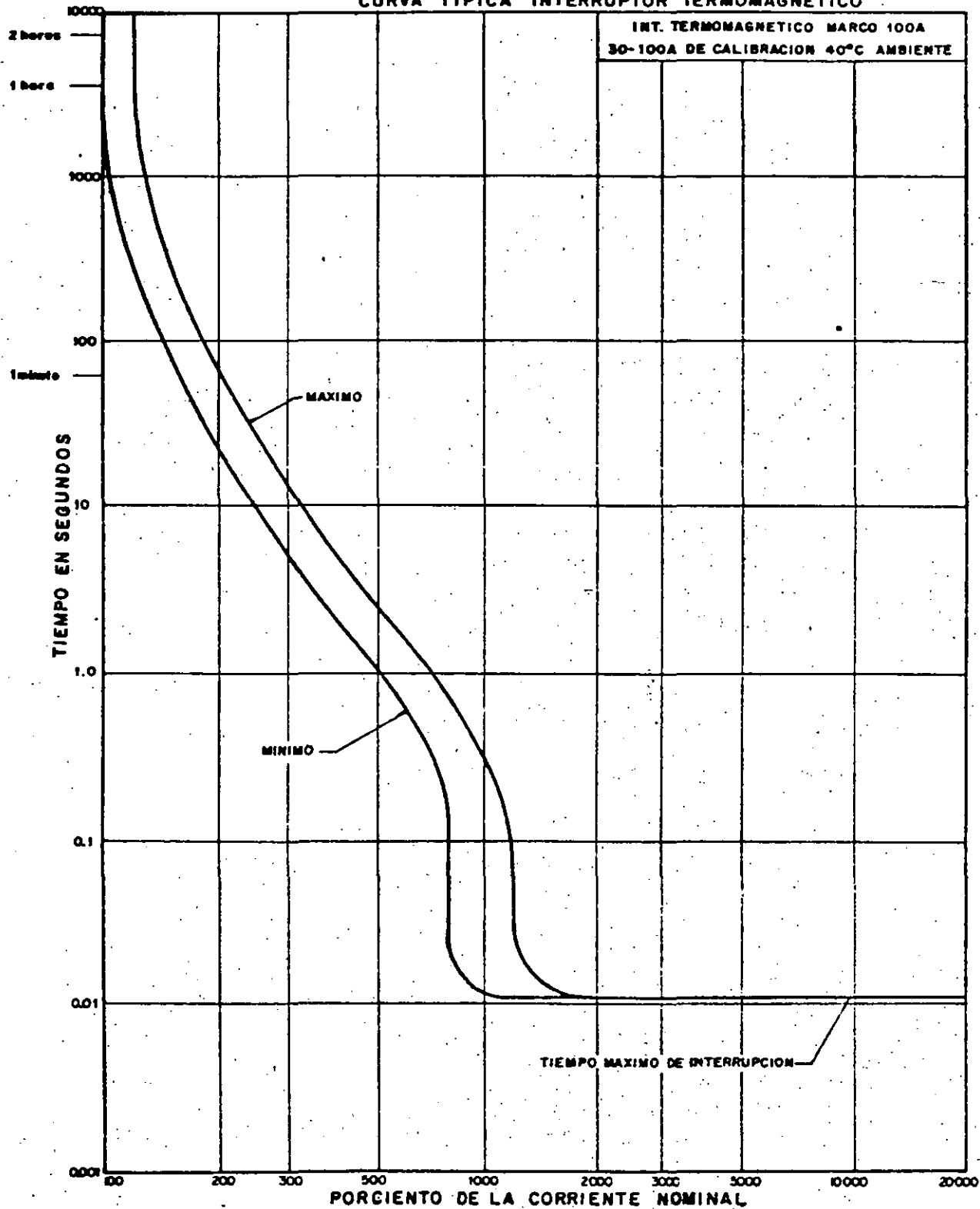
TIEMPO

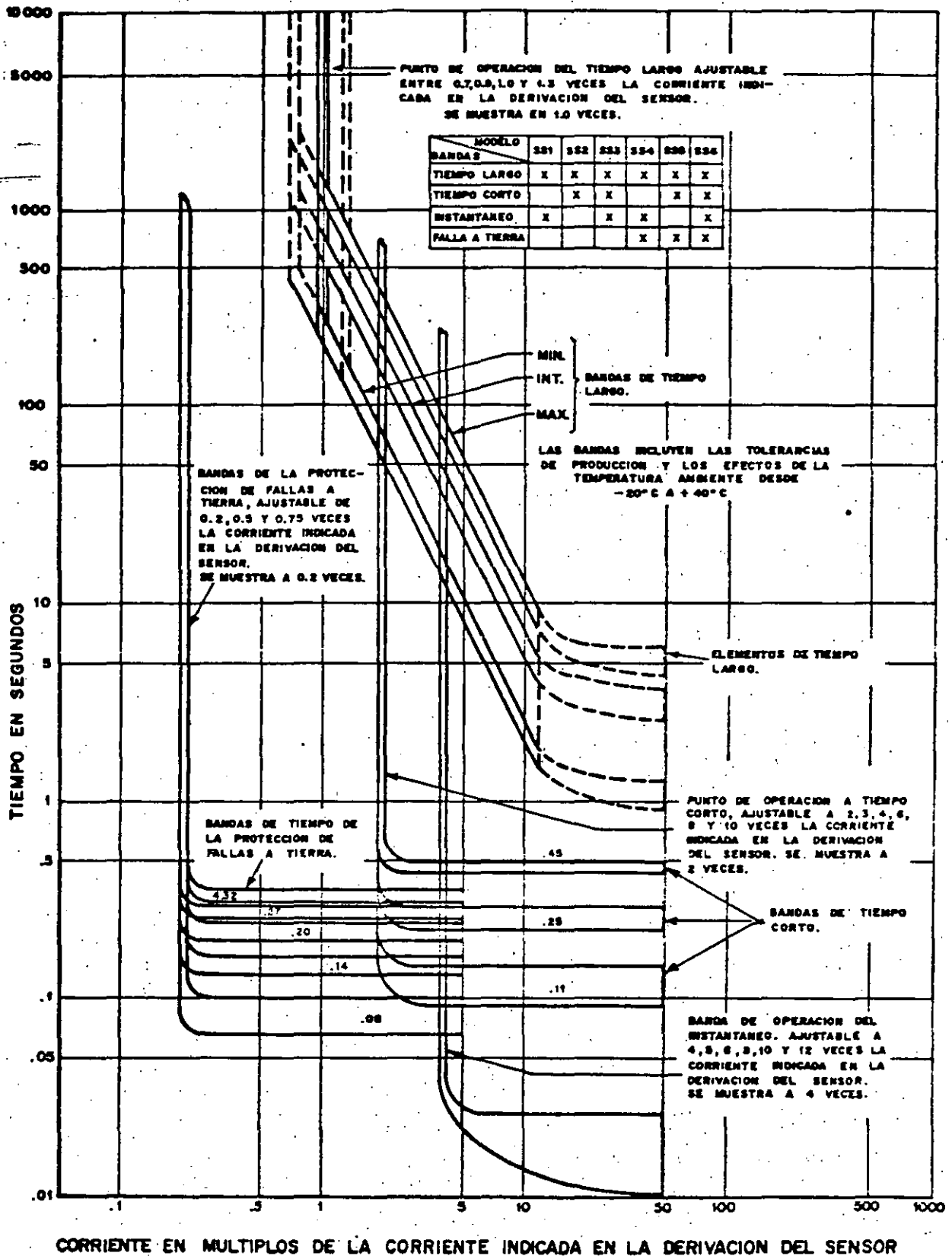
LARGO

- CURVAS DE TIEMPO, MINIMA 6.5 SEG., MEDIA 19 SEG., MAXIMA 35 SEG.



### CURVA TIPICA INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO





CURVAS TIEMPO-CORRIENTE DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE TRANSISTORIZADOS TIPO SS.

TIEMPO  
CORTO

-DISPARO AJUSTABLE A 2, 3, 4, 6, 8 Y 10 VECES  
LA CORRIENTE DEL SENSOR.

-CURVAS DE TIEMPO, MINIMA A 7 CICLOS, MEDIA  
15 CICLOS Y MAXIMA 27 CICLOS.

INSTANTANEO

DISPARO AJUSTABLE A 4, 5, 6, 9, 10 Y 12  
VECES LA CORRIENTE DEL SENSOR.

FALLA A  
TIERRA

-DISPARO AJUSTABLE A 0.2, 0.5, Y 0.75 LA  
CORRIENTE DEL SENSOR DE FALLA A TIERRA.

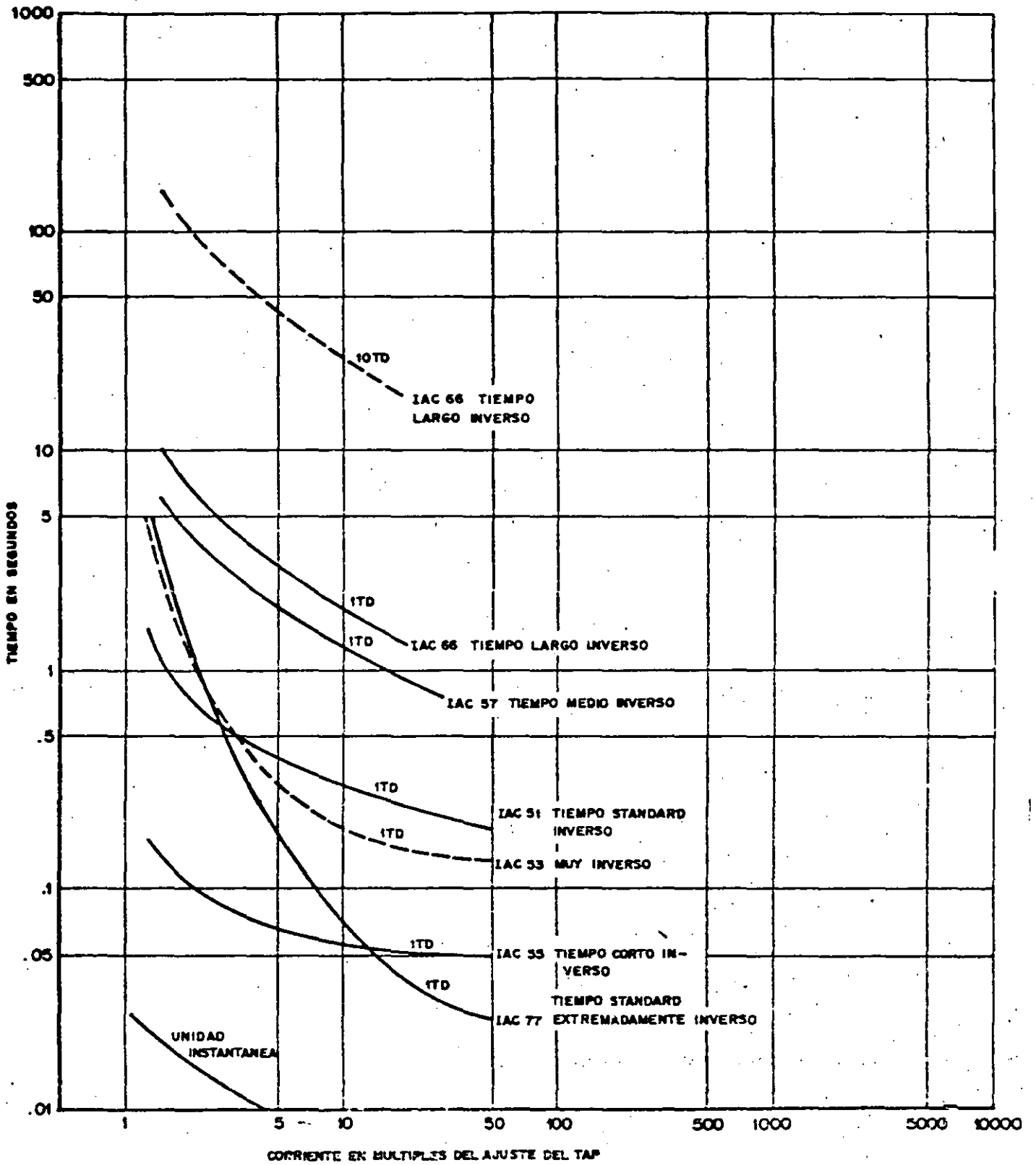
-RETARDO AJUSTABLE A 0.08 Y 0.32 SEG.

---

#### 2.3.4 RELES DE SOBRECORRIENTE.

EXISTEN VARIOS TIPOS:

- TIEMPO LARGO INVERSO
- TIEMPO CORTO INVERSO
- TIEMPO MEDIO INVERSO
- TIEMPO STANDARD INVERSO
- MUY INVERSO
- EXTREMADAMENTE INVERSO.



CURVAS COMPARATIVAS TIEMPO-CORRIENTE DE LOS RELEVADORES DE INDUCCION MAS COMUNES, CON EL DISPARO INSTANTANEO. (TD= AJUSTE DE TIEMPO)

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  
FALLAS 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 EJEM-  
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.

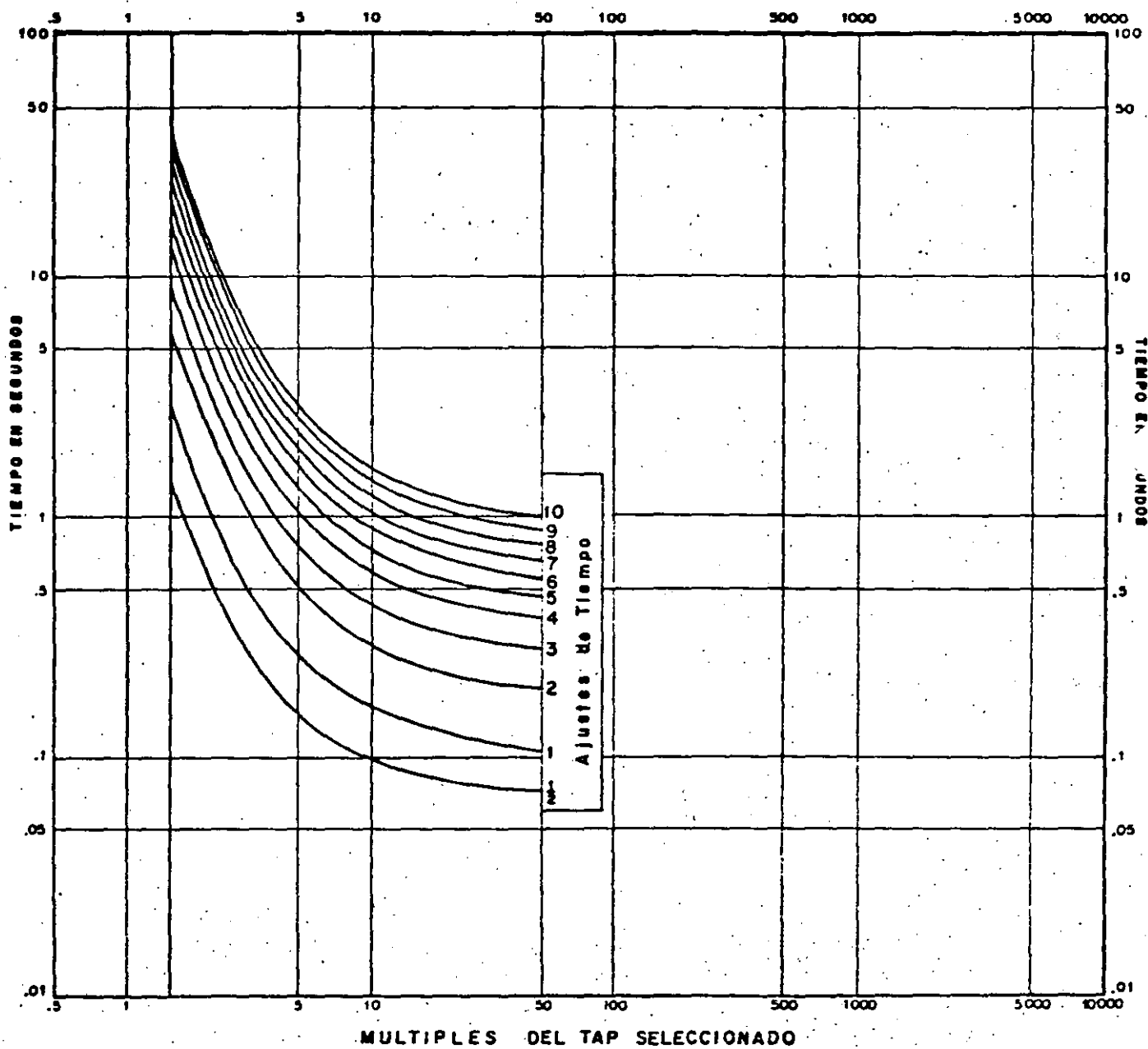


FIG. No. 34 CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE PARA EL RELEVADOR IAC 53

#### 2.4 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).

##### 2.4.1 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 B.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
		FA	1.33	55°C	1.0
				55/65°C	1.12
		FOA	1.67	55°C	1.0
				55/65°C	1.12

P-6-F.

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 SUBESTACION Y PEDESTAL.
- + 8 VECES AMPERS A PLENA CARGA PARA UNIDADES TIPO CENTRO DE CARGA.
- + 8-25 VECES PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO PARA DISTRIBUCION EN BAJA TENSION.

CABLE

LA CAPACIDAD DE SOBRECARGA DEPENDE DEL TIPO DE INSTALACION. LAS TABLAS DE CONDUCTORES EN EL NATIONAL ELECTRIC CODE SIRVEN DE GUIA.

2.4.2. REQUERIMIENTOS MINIMOS DE PROTECCION.

LOS CODIGOS Y STANDARDS LIMITAN LOS AJUSTES DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION.

MOTORES

PARA MOTORES ARRIBA DE 600 VOLTS, EL NEC. EN SU ARTICULO 430, PARTE J, REQUIERE QUE CADA MOTOR SEA PROTEGIDO CONTRA SOBRECARGAS 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%.

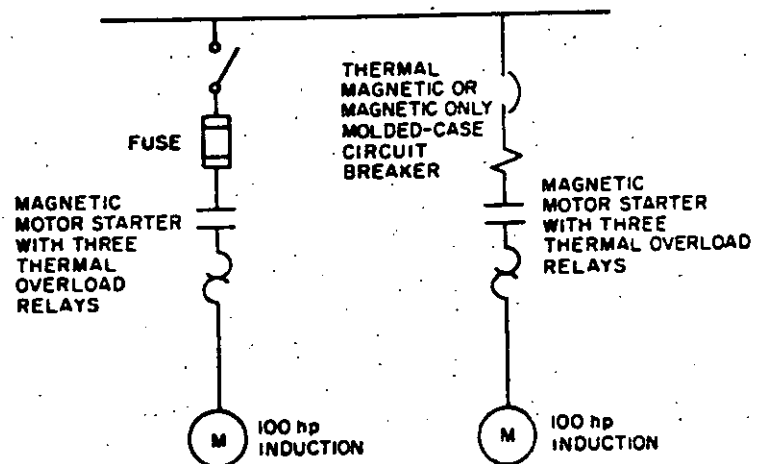


Fig 39

Motor Protection Acceptable to the NEC

TRANSFORMADORES.

6/27

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	≤ 3x	≤1.5x	NO DEFINIDO	NO DEFINIDO	NO DEFINIDO
≤6 %		≤ 6x	≤3x	≤ 3x	≤ 1.5x	≤2.5x
>6<10%		≤ 4x	≤2x	≤ 2.5x	≤ 1.25x	≤2.5x
TODAS	≤600 V	≤ 1.25x	≤ 1.25x			NO
		≤ 2.5x	≤ 2.5x			≤1.25x
≤ 6 %		≤ 6x	≤ 6x			PTI
> 6 % < 10%		≤ 4x	≤ 4x			

PTI : PROTECCION TERMICA INTERNA

CABLES

6/28

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).

P-7-F.

### 2.4.3 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

6/30

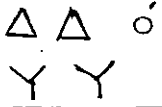
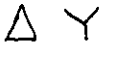
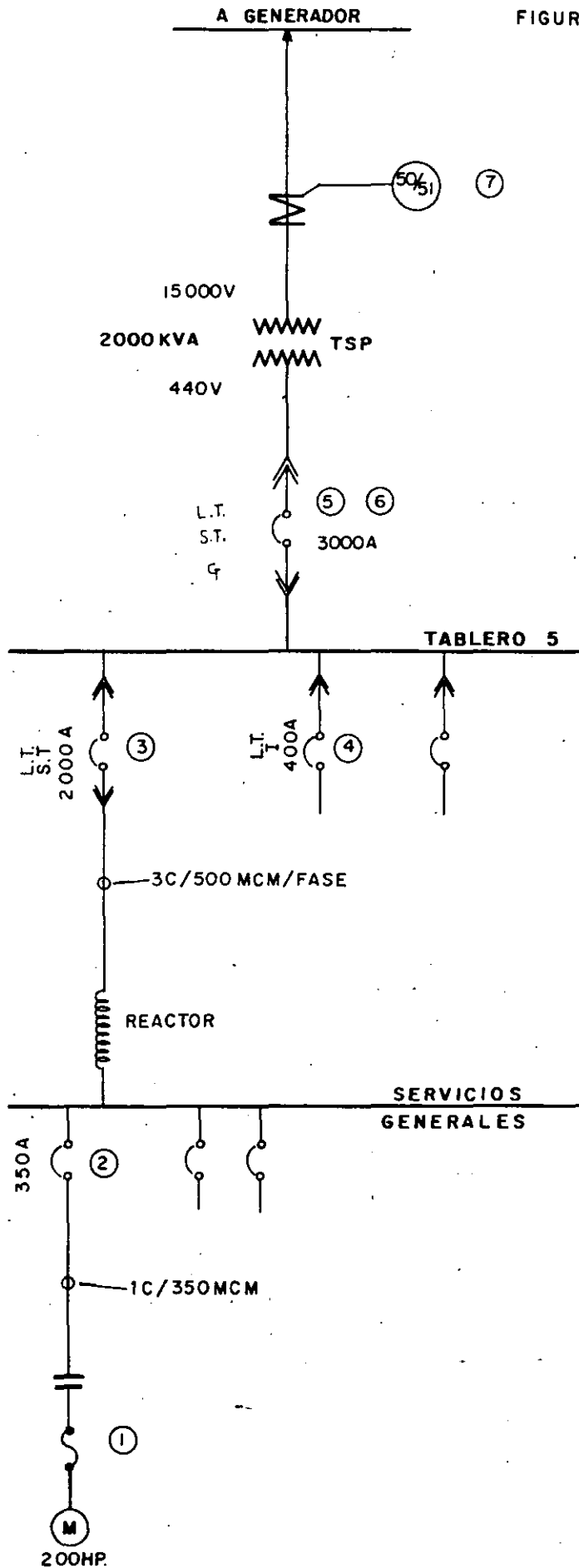
Z	CORRIENTE RMS SIMETRICA EN CUALQUIER DEVANADO		PERIODO DE TIEMPO (SEGUNDOS)
	CONEXION 	CONEXION 	
4-0 MENOS	25x	14.5x	2.0
5	20x	11.6x	3.0
5.25	19x	11.0x	3.25
5.50	18.2x	10.5x	3.50
5.75	17.4x	10.1x	3.75
6.0	16.6x	9.6x	4.0
6.50	15.4x	8.9x	4.50
0	14.3x	8.3x	5.0
8.0	12.5x	7.3x	5.0

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.

$$\text{CORRIENTE PLENA CARGA} = \frac{200}{\sqrt{3} (0.44)} = 262 \text{ A}$$

(CPC) (1 HP  $\doteq$  1 KVA)

CORRIENTE ROTOR BLOQUEADO (CRB)  
6 VECES LA CORRIENTE A PLENA CARGA Y SE ASUMEN 8 SE--

GUNDOS DE DURACION.

$$\text{CRB} = 6 \times \text{CPC} = 1574 \text{ A.}$$

MAXIMA CORRIENTE DE ARRANQUE (MCA)

1.5 VECES CRB DURANTE 0.1 SEG.

$$\text{MCA} = 1574 \times 1.5 = \underline{2597 \text{ A.}}$$

B) CORRIENTES ADICIONALES EN EL TABLERO DE SERVICIOS GENERALES, DEBIDO A OTRAS CARGAS:

$$\text{CORRIENTES ADICIONALES} = 1353 \text{ A.}$$

$$\text{C.P.C. BOMBA N° 1} = 262$$

$$\text{TOTAL ALIMENTADOR A SERVICIOS GENERALES} = 1615 \text{ A.}$$

C) CORRIENTE EN TABLERO 5 SERVICIOS PROPIOS.

ALIMENTADOR SERVICIOS GENERALES	1615	A.
CORRIENTE ADICIONAL	800	A.
TOTAL	<u>2415</u>	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.

$$\begin{aligned} \text{CORRIENTE DE MAGNETIZACION TRANSITORIA (CMT)} &= \\ &= 8 \times I_n = 8 \times 77 \end{aligned}$$

$$\text{CMT} = \underline{616 \text{ A}}, \text{ DURACION } 0.1 \text{ SEGUNDOS.}$$



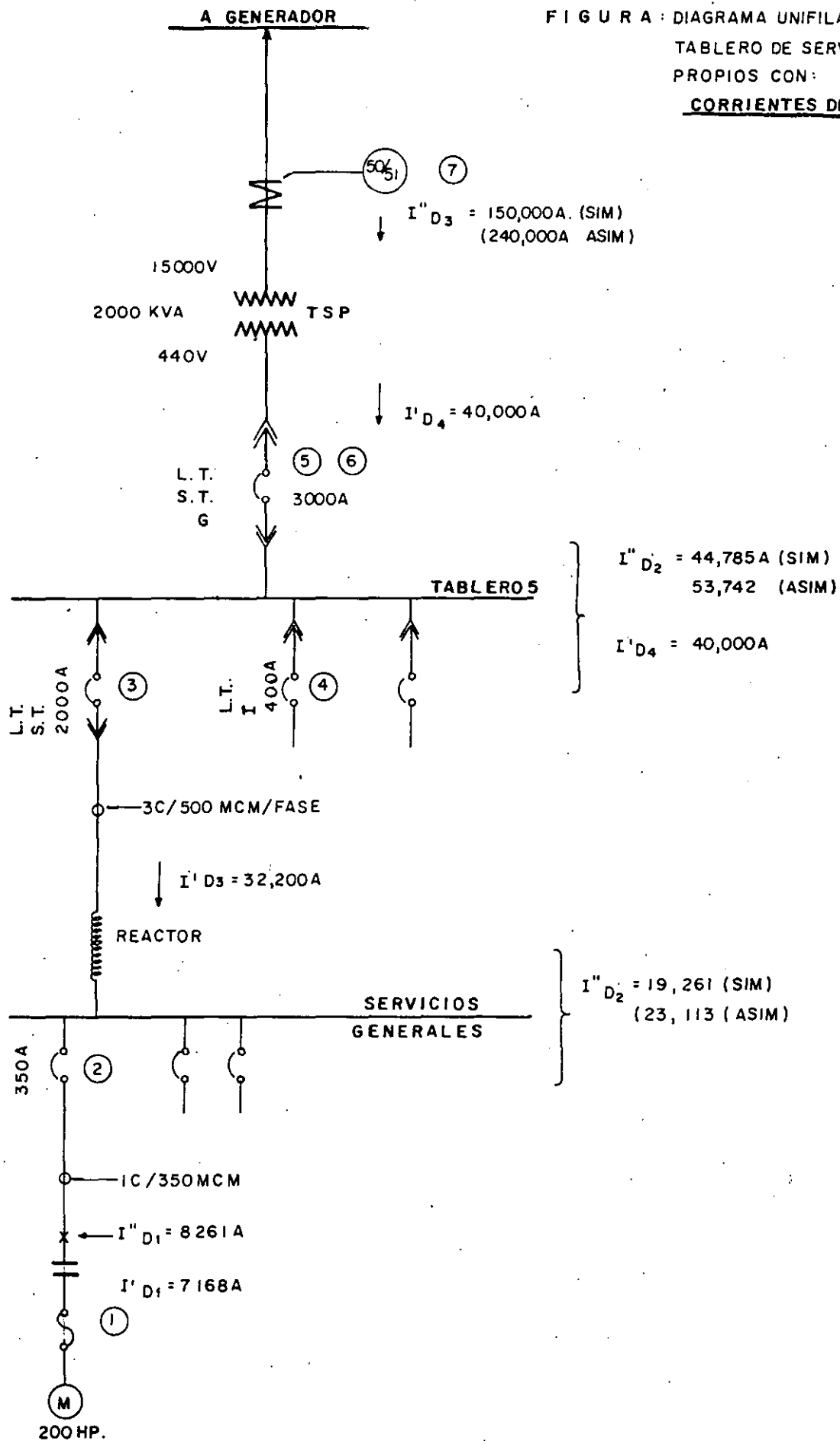
PASO Nº 2. CALCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.

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.
BANDA INSTANTANEA EN ELECTROMAGNETICOS, INSTANTANEA EN TERMOMAGNETICOS Y RELES -- 50/51	$I''_D$ ASIMETRICA (SUBTRANSITORIA)
BANDAS DE TIEMPO CORTO Y TIERRA EN ELECTROMAGNETICOS.  UNIDAD DE TIEMPO RELE. 50/51	$I'_D$  (TRANSITORIA)

FIGURA : DIAGRAMA UNIFILAR DE —  
 TABLERO DE SERVICIOS —  
 PROPIOS CON :  
CORRIENTES DE FALLA



*Fa/10/1*

PASO N° 3. DETERMINACION DE REQUERIMIENTOS DE PROTECCION EN EQUIPOS.

A) MOTOR DE LA BOMBA.

SOBRECARGA. COMO SE TRATA DE UN MOTOR CON UN FACTOR-DE SERVICIO DE 1.15, LA SOBRECARGA MAXIMA ES A 25%. POR LO -- TANTO, EL VALOR "NEC" DE SOBRECARGA:

$$NEC-OL = CPC \times 1.25 = 262 \times 1.25$$

$$NEC-OL = 327 \text{ A.}$$

SOBRECORRIENTE. COMO EL PROTECTOR ES UN TERMOMAGNETICO, SE DEBE TENER 250% DE  $I_N$  COMO MAXIMO PARA LA CURVA DE -- TIEMPO INVERSO Y 1300% PARA EL ELEMENTO INSTANTANEO, POR LO -- QUE:

$$NEC-OC_1 = CPC \times 2.5 = 262 \times 2.5$$

$$NEC-OC_1 = \underline{655} \text{ A.}$$

$$NEC-OC_2 = CPC \times 13 = 262 \times 13$$

$$NEC-OC_2 = \underline{3400} \text{ A.}$$

B) CABLES.

LOS CABLES DEBERAN DE PROTEGERSE CONTRA LOS DAÑOS POR LA ELEVACION DE TEMPERATURA QUE SE PRESENTA DURANTE UN CORTO CIRCUITO, PROCURANDOSE LIMITAR ESTE DAÑO A UNA REDUCCION DE 1% EN LA VIDA UTIL DEL CABLE PARA CADA FALLA. LA ASOCIACION ESTADOUNIDENSE "INSULATED POWER CABLE ENGINEERS ASSOCIATION" (IPCEA) RECOMIENDA UNA SERIE DE TEMPERATURAS MAXIMAS QUE SE DEBEN DE ALCANZAR DEPENDIENDO DEL TIPO DE AISLAMIENTO DEL CABLE. LA SIGUIENTE TABLA NOS PROPORCIONA UNA IDEA DE LOS LIMITES DE TEMPERATURA QUE PUEDEN SOPORTAR LOS DISTINTOS TIPOS DE CABLES.

DESIGNACION N.E.C.	MAXIMA TEMPERATURA CONTINUA (°C)	MAXIMA TEMPERATURA TRANSITORIA EN EL CONDUCTOR (°C)
XHHW, RHH, RHW (600V-5KV SOLO)	90	250
XHHW (SOLO 600V)	90	250
RHW (SOLO 600V) RHH	75	200
THW, THWN (600V) PVC POLIETILENO, THHN	75 90 75	150 150 150

CONOCIDOS LOS LIMITES 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<sub>1</sub> = TEMPERATURA INICIAL DEL CONDUCTOR (°C)
- T<sub>2</sub> = TEMPERATURA FINAL DEL CONDUCTOR (°C)

PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION SE PONEN COMO DATOS T<sub>1</sub> Y T<sub>2</sub> (75° Y 150°C PARA LOS CABLES DE ESTE ESTUDIO, THW) Y DE -- AHI SE DIBUJA LA CURVA TIEMPO-CORRIENTE DEL CABLE EN PARTICULAR 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:

$$I = 1974 \cdot A \sqrt{\frac{\log_{10} \left( \frac{T_M - T_A}{234 + T_A} + 1 \right)}{33 S}}$$

EN DONDE:

- I = CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN AMPERS.
- A = SECCION TRANSVERSAL DE LAS BARRAS EN MM<sup>2</sup>
- T<sub>M</sub> = TEMPERATURA DE FUSION DEL COBRE (1083°C)
- T<sub>A</sub> = TEMPERATURA AMBIENTE (°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.

$$NEC-T_1 = I_p \times 6 = 77 \times 6 = \underline{462} \text{ A}$$

$$NEC-T_2 = I_s \times 2.5 = 2624 \times 2.5 = \underline{6560} \text{ A.}$$

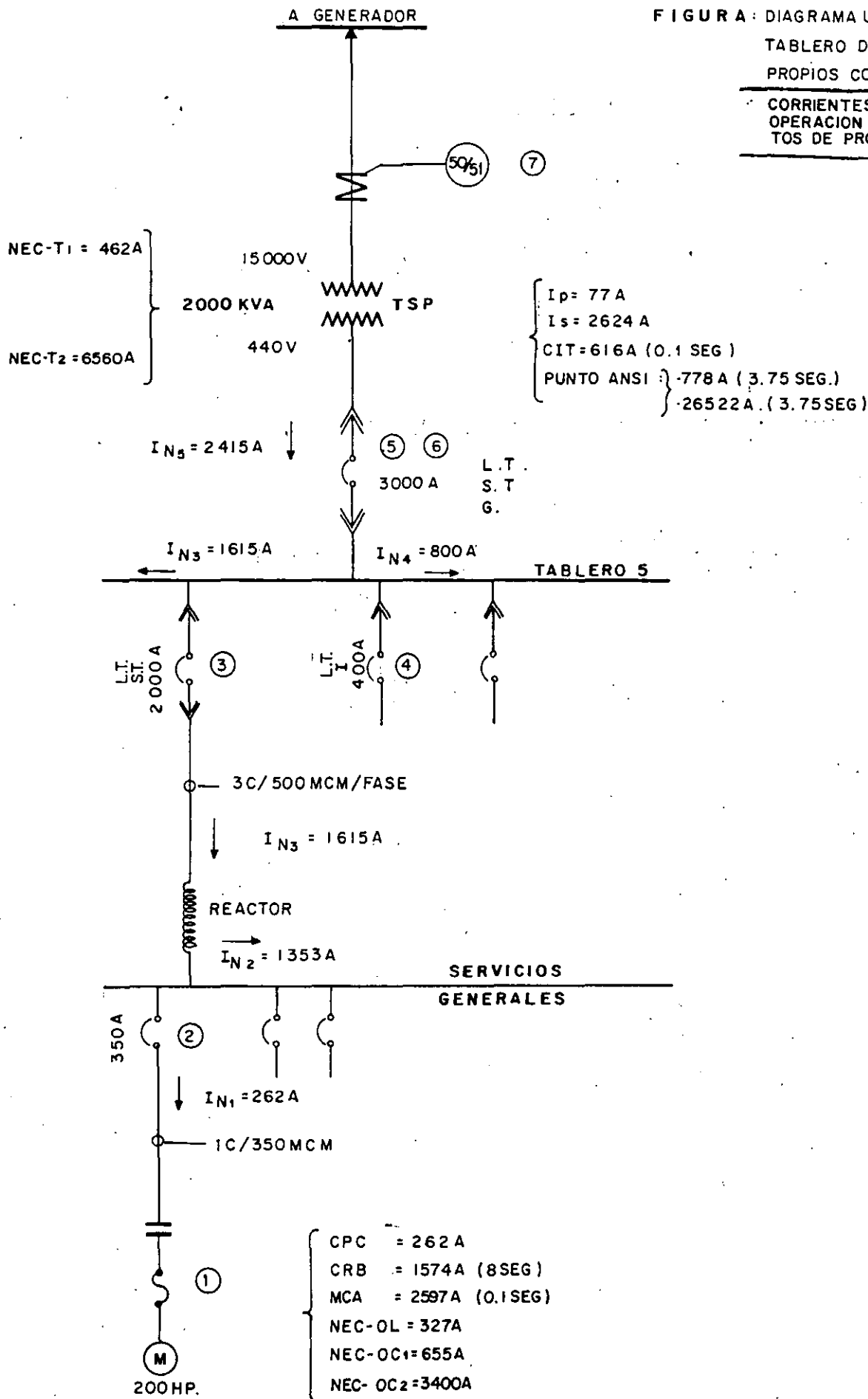
EL PUNTO ANSI SE DETERMINA EN BASE A LA TABLA DE LA PAGINA 5-30, Y COMO SE TRATA DE UNA IMPEDANCIA DE 5.75%, ESTE SERA DE 10.1 X Y 3.75 SEGUNDOS (CONEXION DELTA ESTRELLA), POR LO -- QUE

$$\text{PUNTO ANSI} = 10.1 \times 77 = 778 \text{ A.}$$

(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 DOS  
PUNTOS DE ELLA:

$$\left[ \frac{I}{\text{CM}} \right]^2 \cdot t = 0.0297 \log_{10} \frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}$$

$$T_1 = 75^\circ\text{C}$$

$$T_2 = 150^\circ\text{C}$$

PARA  $t = 0.01$  SEG.

$$I = 185,297 \text{ AMPERS}$$

PARA  $t = 0.1$  SEG.

$$I = 58,596$$



ELEMENTO TERMICO PARA PROTECCION DE SOBRECARGA AL MOTOR, TIPO CR224 DE GE, 270 A, AJUSTADO AL 100%. QUEDA ENTRE LA C. P.C. Y EL VALOR NEC-OL.

INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO DE 350 A., SIN AJUSTE TERMICO Y CON AJUSTE MAGNETICO A  $3500 \pm 10\%$  AMPERS; ESTE VALOR COINCIDE CON EL VALOR NEC-OC<sub>2</sub>. LA CURVA DEL INTERRUPTOR SE CORTA EN 23,113 A QUE ES EL CORTO CIRCUITO ASIMETRICO EN EL TABLERO DE SERVICIOS GENERALES.

#### B) CURVA T.C. N° 2

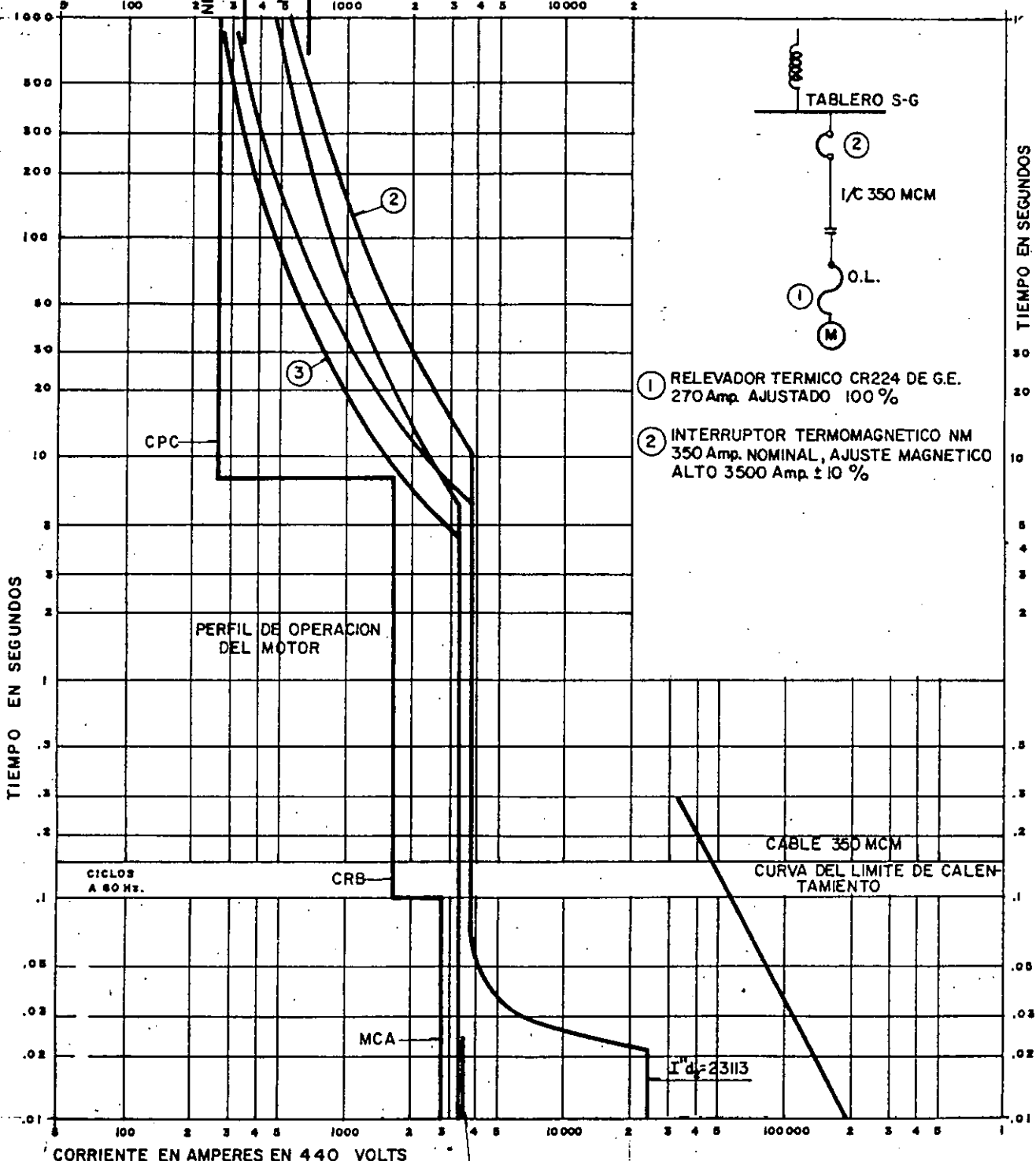
SE MUESTRA LA COORDINACION ENTRE EL INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 2 Y EL RELEVADOR DE ESTADO SOLIDO DEL ELECTROMAGNETICO 3. ESTE DIBUJO CONTIENE:

- INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 350 A.
- LIMITE DE CALENTAMIENTO DE 3 CABLES DE 500 MCM (1500 MCM)
- INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO, SENSOR A 2000 A., BANDA DE TIEMPO LARGO (L.T.) AJUSTADA A 1.0 LA CORRIENTE DEL SENSOR Y TIEMPO MINIMO; SE BUSCA ESTAR A LA DERECHA DE  $I_{N3}$ . BANDA DE TIEMPO CORTO, AJUSTADA A 3 VECES (6000A) Y CURVA DE 0.11 SEG.; SE PROCURA ESTAR A LA DERECHA DE  $I_{N2} + MCA$  (3950 A). ESTA CURVA SE CORTA EN  $I_{D4} = 40,000$  A.

#### C) CURVAS TIEMPO CORRIENTE N° 3

SE REFIEREN A LA COORDINACION ENTRE LOS INTERRUPTORES -- ELECTROMAGNETICOS DERIVADOS Y EL PRINCIPAL DEL TABLERO N° 5 DE SERVICIOS PROPIOS.

CORRIENTE EN AMPERES EN 440 VOLTS



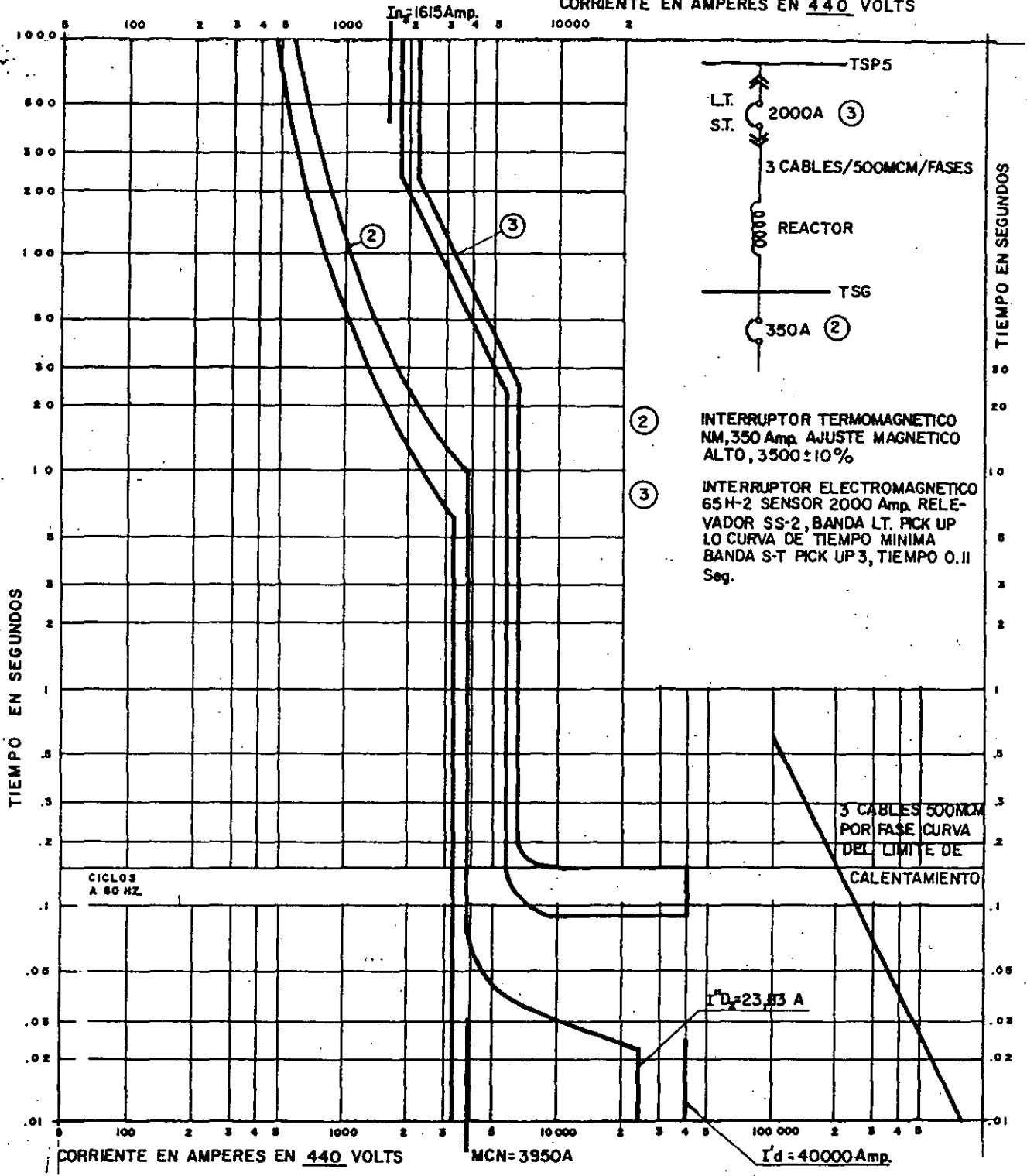
- ① RELEVADOR TERMICO CR224 DE G.E. 270 Amp. AJUSTADO 100 %
- ② INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO NM 350 Amp. NOMINAL, AJUSTE MAGNETICO ALTO 3500 Amp. ± 10 %

CORRIENTE EN AMPERES EN 440 VOLTS

NEC-OC=3400A

<p><b>CURVAS TIEMPO-CORRIENTE</b></p> <p>No. 1</p>	<p><b>CURVAS TIEMPO-CORRIENTE</b></p> <p>MOTOBOMBA DESAGUE, ALIMENTADOR, TERMOMAGNETICO EN TABLERO DE SERVICIOS GENERALES</p>	<p>No. <b>1</b></p>
		FECHA _____
		DIBUJADO POR _____
		COMPONENTE <u>MOTO-BOMBA DESAGUE</u>
		LOCALIZACION <u>TAB.SERVS. GRALES.</u>

CORRIENTE EN AMPERES EN 440 VOLTS



<p><b>CURVAS</b></p> <p><b>TIEMPO-CORRIENTE</b></p> <p>No 2</p>	<p><b>CURVAS TIEMPO-CORRIENTE</b></p>	<p>No. <b>2</b></p>
	<p>COORDINACION ENTRE INT. TERMOMAGNETICO DE</p>	<p>FECHA _____</p>
	<p>BOMBA DE DESAGUE E INT. ELECTROMAGNETICO</p>	<p>DIBUJADO POR _____</p>
	<p>525 SG</p>	<p>COMPONENTE INT. 525 SG</p> <p>LOCALIZACION TAB. 5 SP</p>

INTERRUPTOR DERIVADO, 400 AMPERES (Nº 4). BANDA INSTANTANEA: SE AJUSTA AL VALOR MAXIMO,  $12 X = 4800$  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 PORCION INSTANTANEA DE LA CURVA SE CORTA A 53,742 A., VALOR DE LA FALLA TRIFASICA ASIMETRICA EN ESE PUNTO. LA BANDA L.T. SE AJUSTA A 1.0X, CURVA MINIMA.

INTERRUPTOR PRINCIPAL, 3000 AMPERES, DISPOSITIVO DE PROTECCION 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 MINIMA 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 PROBABLE 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:

$$I_N \times 250 = I_{ARC}^{1.5} \cdot t$$

EXPRESA LOS DAÑOS.

PARA UN CIRCUITO DE 400 A :

$$I_{ARC}^{1.5} \cdot t = 400 \times 250 = 100,000$$

$$\text{SI } 9,690 < I_{ARC} < 51,000$$

SE CALCULA LA CURVA Y SE TRAZA .

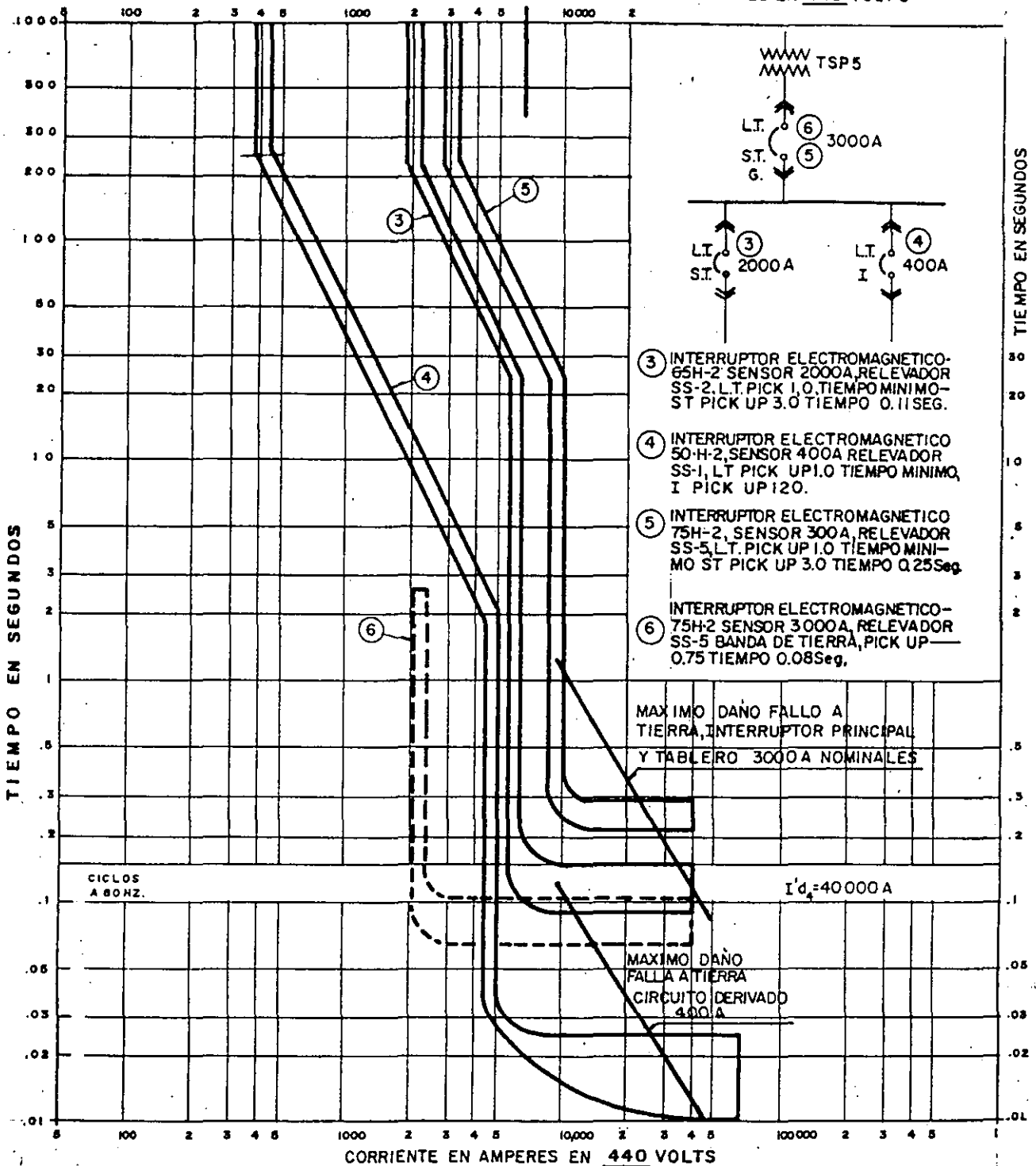
PARA UN CIRCUITO DE 3000 A:

$$I_{ARC}^{1.5} \cdot t = 3000 \times 250 = 750,000$$

$$\text{DONDE } 9,690 < I_{ARC} < 51,000$$

PROTECCION NEC PARA TRANSFORMADORES(6560 A)

CORRIENTE EN AMPERES EN 440 VOLTS



- ③ INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO-65H-2 SENSOR 2000A, RELEVADOR SS-2, L.T. PICK 1.0, TIEMPO MINIMO-ST PICK UP 3.0 TIEMPO 0.11SEG.
- ④ INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO 50-H-2, SENSOR 400A RELEVADOR SS-1, LT PICK UP 1.0 TIEMPO MINIMO, I PICK UP 120.
- ⑤ INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO 75H-2, SENSOR 300A, RELEVADOR SS-5, L.T. PICK UP 1.0 TIEMPO MINIMO ST PICK UP 3.0 TIEMPO 0.25Seg.
- ⑥ INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO-75H-2 SENSOR 3000A, RELEVADOR SS-5 BANDA DE TIERRA, PICK UP 0.75 TIEMPO 0.08Seg.

<p><b>CURVAS</b></p> <p><b>TIEMPO-CORRIENTE</b></p> <p><b>No. 3</b></p>	<p><b>CURVAS TIEMPO-CORRIENTE</b></p> <p>COORDINACION ENTRE INTERRUPTORES ELECTRO- MAGNETICOS PRINCIPAL Y DERIVADOS EN TABLE</p> <p>RO 5 DE SP.</p>	<p>NO. <b>3</b></p> <p>FECHA _____</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 PROTEGIDO MEDIANTE SU BANDA INSTANTANEA.

D) CURVAS TIEMPO CORRIENTE N° 4

SE COORDINAN EL RELE JAC 53 B 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 B.T. AL LADO DE 15 KV.

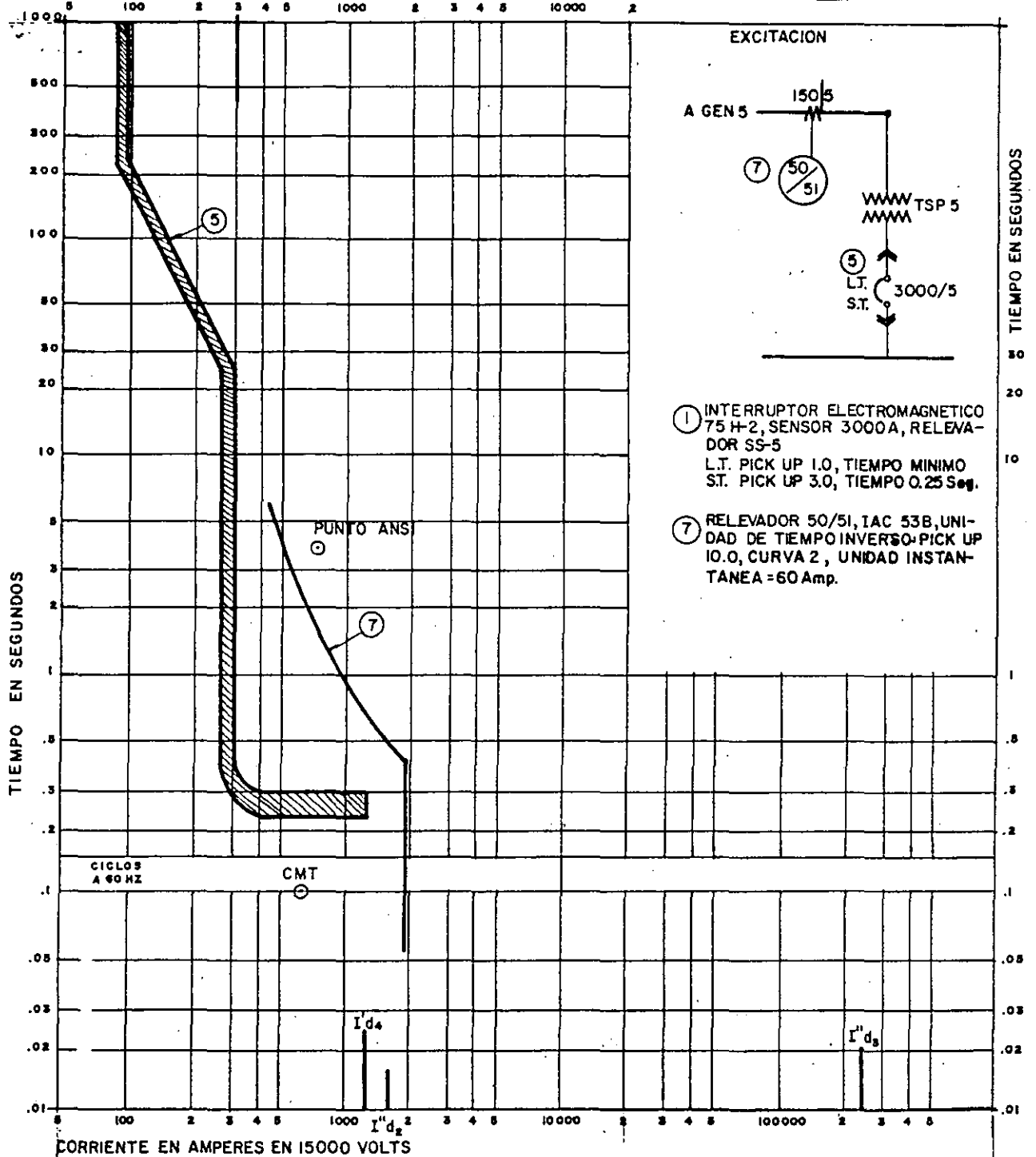
RELEVADOR 50/51. SE DEBE DE AJUSTAR CONSIDERANDO LO SIGUIENTE:

- 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 SUBTRANSITORIAS 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:

$$60 \times \frac{150}{5} \times \frac{15,000}{440} = 61,363 \text{ A.}$$



CURVAS TIEMPO-CORRIENTE  No. 4	CURVAS TIEMPO-CORRIENTE		No. <b>4</b>
	COORDINACION ENTRE RELEVADOR 50/51, LADO 15 000V. E INTERRUPTOR PRINCIPAL LADO 440V.		FECHA _____ DIBUJADO POR _____ COMPONENTE RELEVADOR E INT. LOCALIZACION TAB. DUPLEX Y TSP 5



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 ó  
 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

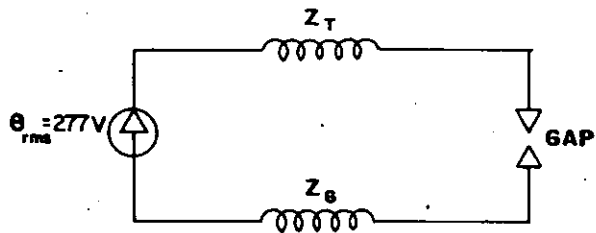
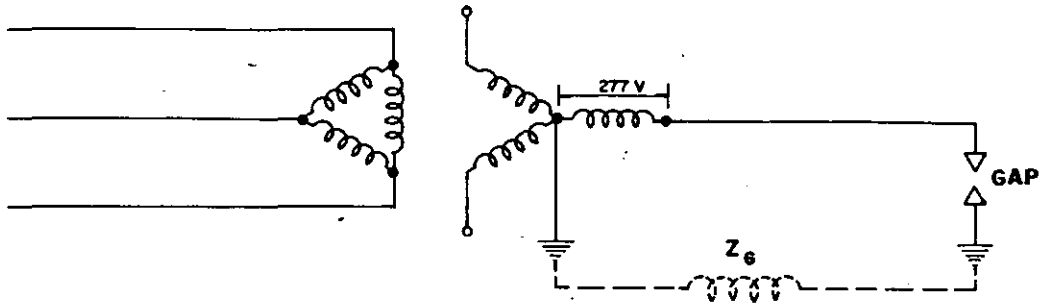
- \* Aunque la falla se origine entre fases, inevitablemente se manifestará a tierra.
- \* El valor de la falla sólida a tierra:

$$I_F = \frac{3 E_{L-N}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_G}$$

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 can-  
 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 ( $277 \times \sqrt{2} = 391 > 375 \text{ V}$ )

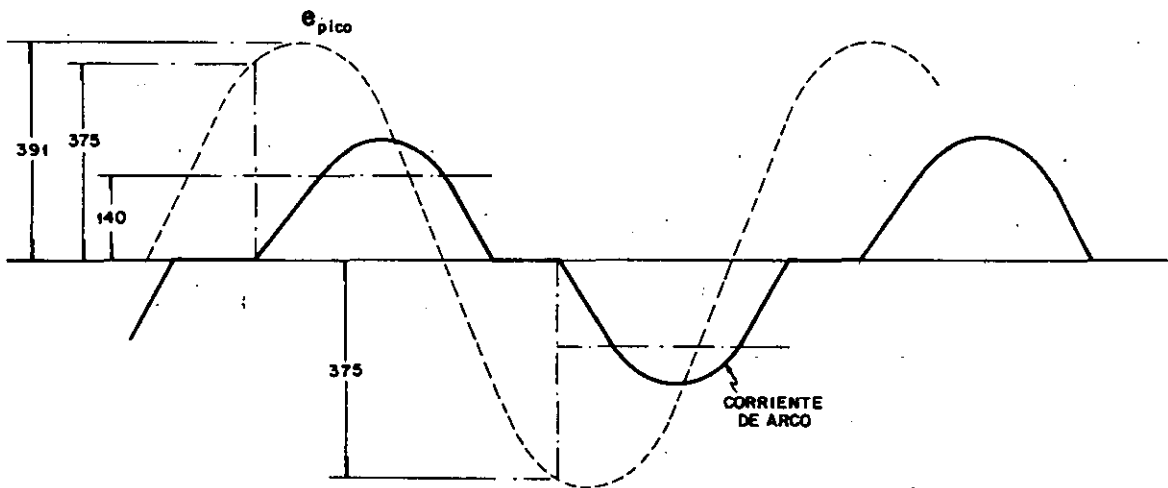
## MODELO TEORICO DE LA FALLA



TENSION EN EL GAP ✓

MAYOR DE 375 V → SI HAY CHISPA

MENOR DE 375 V → NO 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.  $I_F$  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  $\Delta$  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:

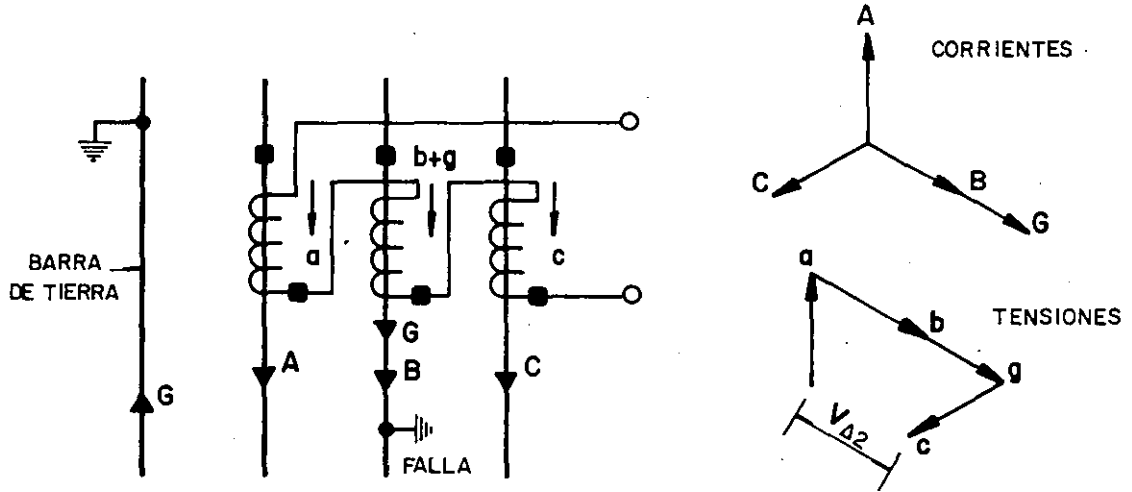
$$250 I_n = I_{\text{arc}}^{1.5} \times t$$

ALUMINIO :  $Y = 1.519 \times 10^{-6} I_{\text{arc}}^{1.5} \text{ (pulg-cub-seg)}$

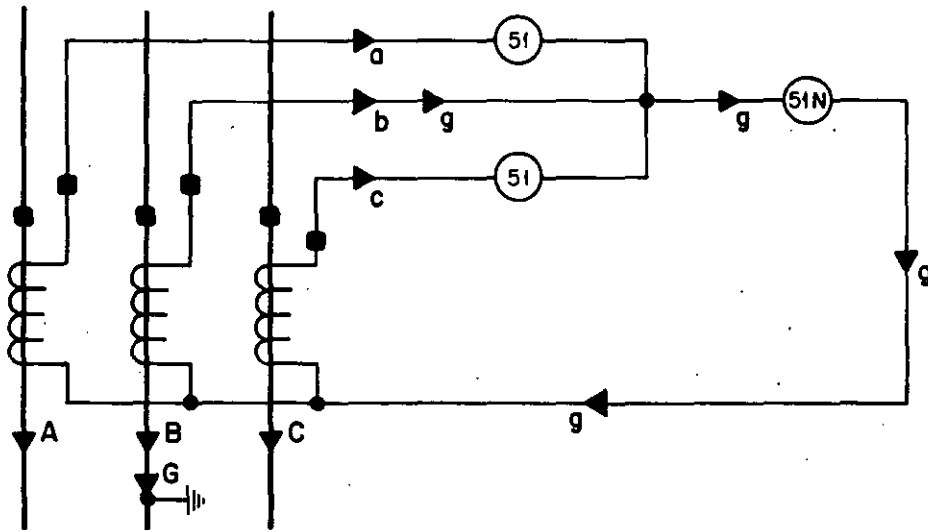
COBRE :  $Y = 0.723 \times 10^{-6} I_{\text{arc}}^{1.5} \text{ (pulg-cub-seg)}$

envolvente  
de :  $Y = 0.6564 \times 10^{-6} I_{\text{arc}}^{1.5} \text{ (pulg-cub-seg)}$   
acero

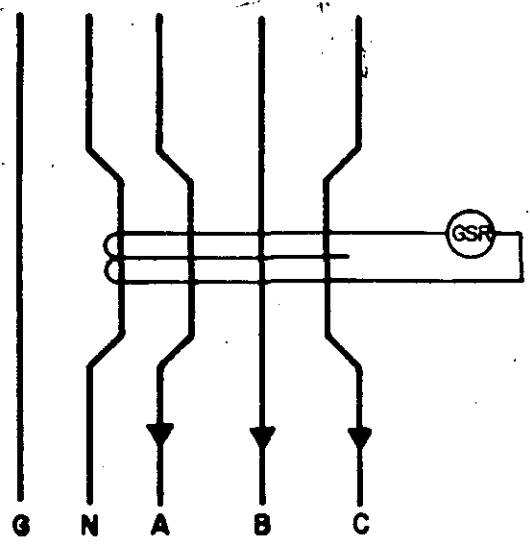
# SISTEMAS DE P. F. A. T.



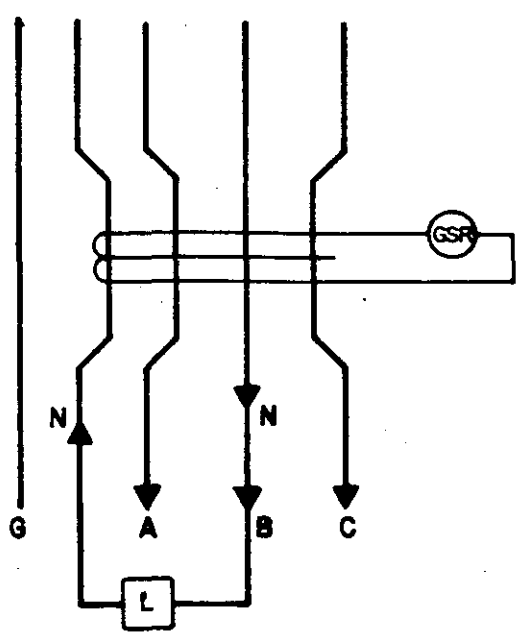
DELTA ABIERTA



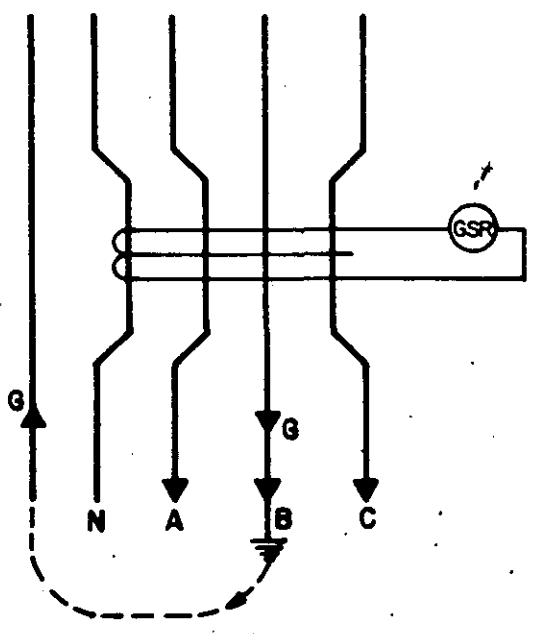
CORRIENTE RESIDUAL



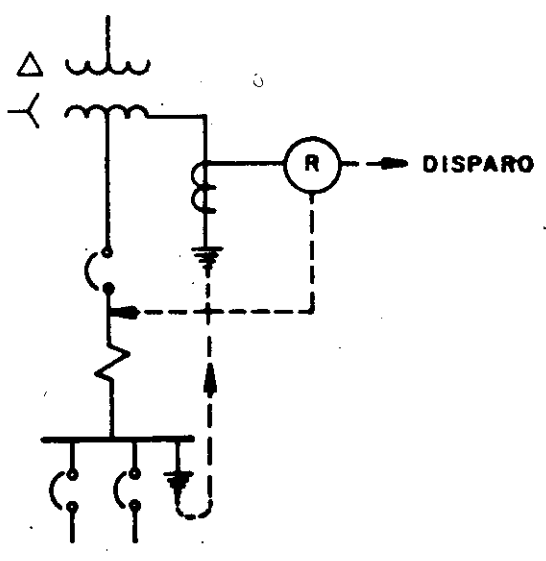
SENSOR DE TIERRA  
(CORRIENTES BALANCEDAS)



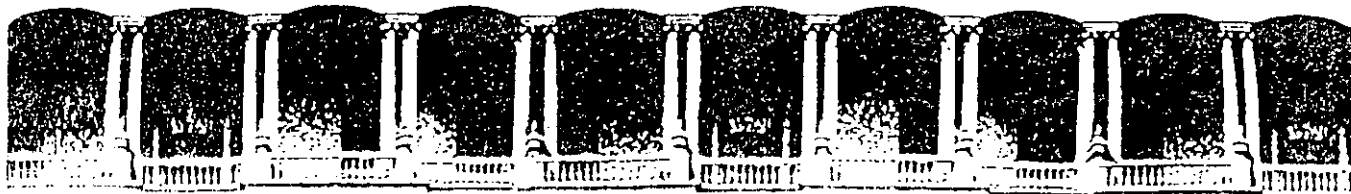
SENSOR DE TIERRA  
(MAXIMO CASO DE DESBALANCEO)



SENSOR DE TIERRA  
(CONDICION DE FALLA, EL RELEVADOR OPERA)



PROTECCION EN REGRESO  
CIRCUITO DE TIERRA



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

*CURSOS ABIERTOS*

*INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES*

*T E M A 7*

*PROTECCION CONTRA SOBRE CORRIENTE*

*ANEXO 1*

*ING. ANDRES D. CHAVEZ SANUDO*

*AGOSTO, 1992.*



# TRANSFORMADORES LOS REQUERIMIENTOS

DE DISEÑO MEDIANTE LOS CUALES LOS DEVANADOS PUEDEN SOPORTAR, SIN DAÑO, LOS ESFUERZOS MECANICOS Y TERMICOS CAUSADOS POR LOS CORTOS CIRCUITOS EXTERNOS AL TRANSFORMADOR, ESTAN CONSIGNADOS EN LAS NORMAS "TRANSFORMER

TROUGH FAULT CURRENT DURATION GUIDE. ANSI STANDARD C57.109 - 1984" Y

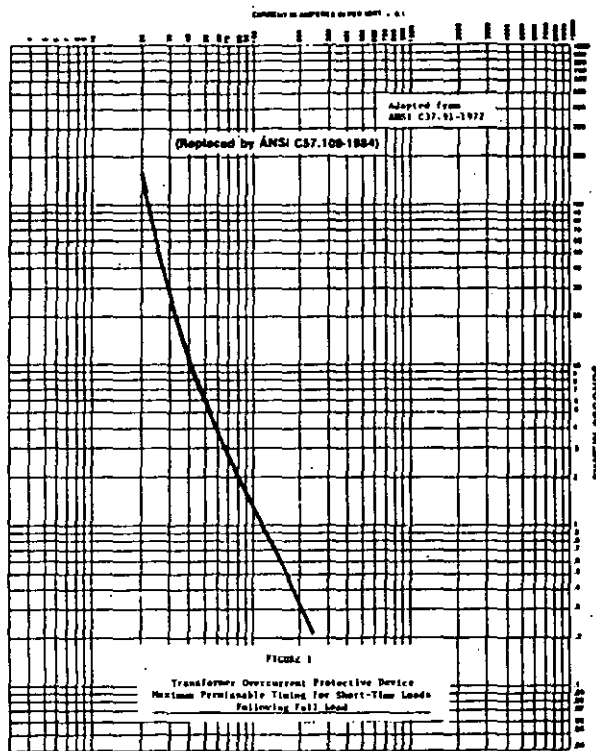
"GUIDE FOR PROTECTIVE RELAY APPLICATIONS TO POWER TRANSFORMERS. ANSI STANDARD C37.91 - 1984"

SE ESTABLECEN 4 CATEGORIAS DE TRANSFORMADORES :

CATEGORIA	KVA $\phi$	KVA 3 $\phi$
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1667	501 - 5000
III	1668 - 10,000	5001 - 30,000
IV	> 10,000	> 30,000

36

PARA LA CATEGORIA I<sup>2</sup> SE RECOMIENDA  
 USAR LA SIGUIENTE CURVA TECNICA HASTA  
 EL VALOR DE 0.5 P.M. DE LA FALLA MAXIMA,



Y EN LA ZONA DE 0.5 P.M. A  
 1.0 P.M. DEL VALOR DE LA FALLA MAXIMA,  
 SE DEBE USAR LA SIGUIENTE FORMULA:

$$I^2 t = 1250 \quad \text{(PARA 60 CICLOS)}$$

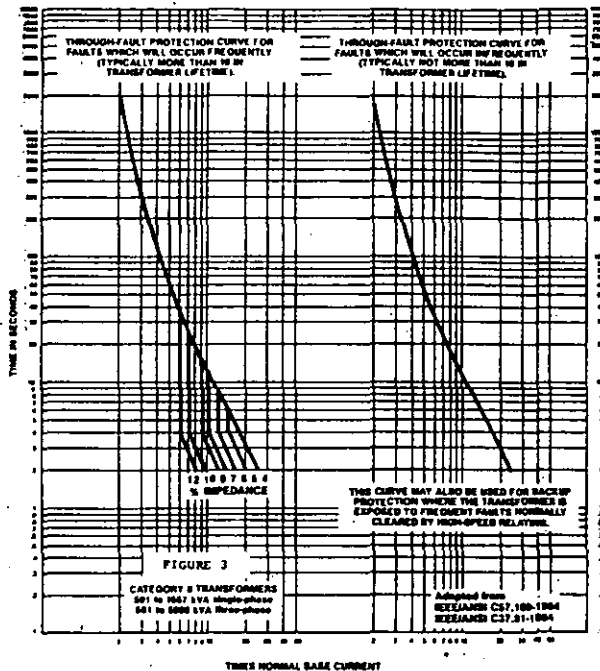
Donde  $I$  = Corriente de C. C. Simétrica  
 dada en número de veces  
 la corriente nominal.  
 $t$  = Duración en segundos.

# CATEGORIA II

3

3/6

SE USAN LAS CURVAS SIGUIENTES:



SI EL TRANSFORMADOR ESTA EXPUESTO A MENOS DE 10 FALLAS EXTERNAS EN SU VIDA, SE USA LA CURVA DEL LADO DERECHO. SI ESTA EXPUESTO A MAS DE 10 FALLAS DURANTE SU VIDA, SE USA UNA COMBINACION DE LA CURVA TERMICA DE LA DERECHA HASTA 0.7 P.U. DE LA FALLA MAXIMA Y A PARTIR DE AHI SE APLICA LA CURVA "MC-NUTT" DE LA IZQUIERDA, BASADA EN LA FORMULA:

$$I^2 t = K$$

I = corriente de falla en M<sup>2</sup> de voltios I.H.

t = tiempo, segundos. Su valor es 2 segundos para la falla maxima.

K = constante por determinar.

4  
POR EJEMPLO, PARA UN TRANSFORMADOR DE  $\frac{4}{6}$  5%  
DE IMPEDANCIA, K SERA:

$$I^2 t = K$$

$$t = 2 \text{ SCS.}$$

$$I = 20 \text{ (VECES } I_0)$$

$$(20)^2 (2) = K$$

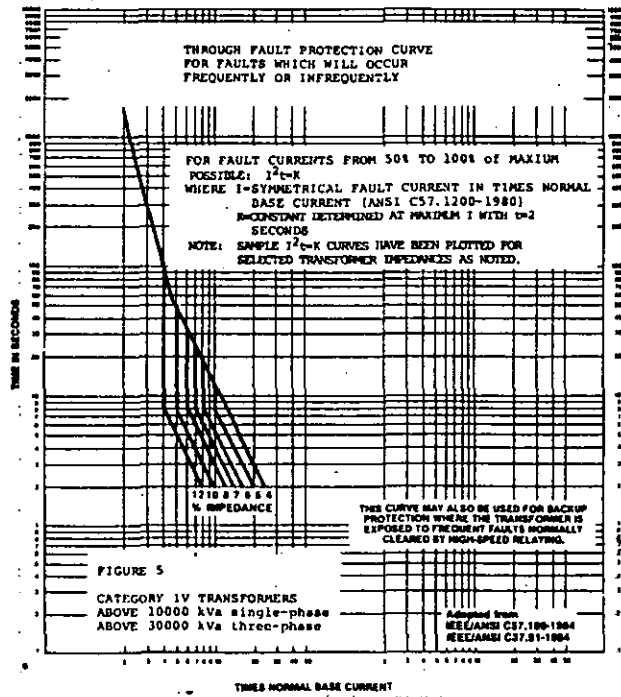
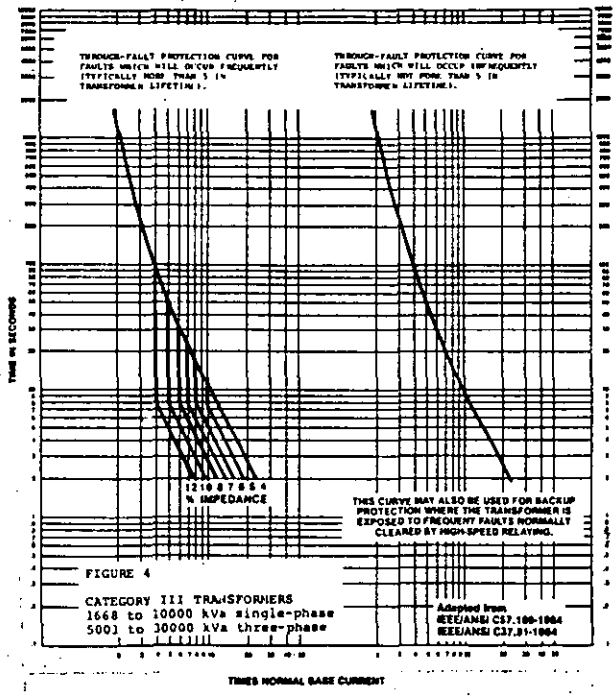
$$\boxed{K = 800}$$

Y A PARTIR DE:

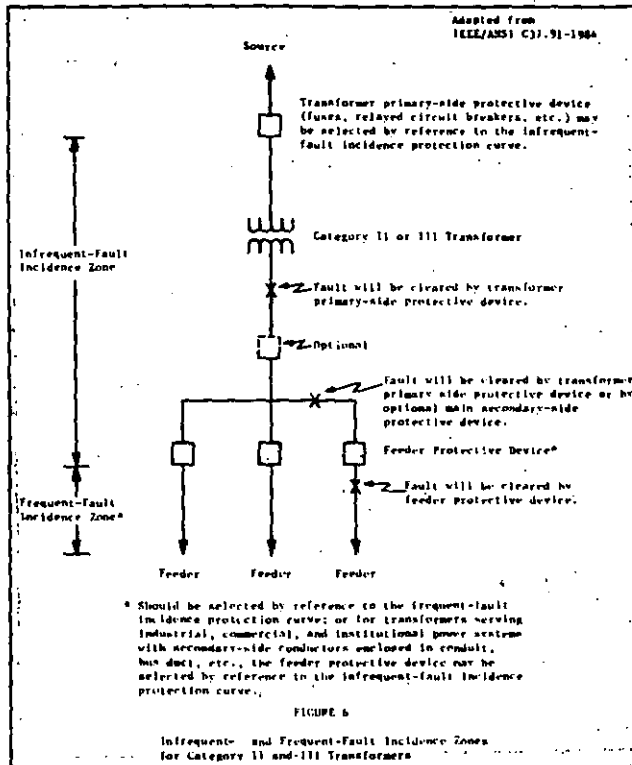
$$I^2 t = 800 \quad \text{SE TRAZA UNA}$$

CURVA EN LAS GRAFICAS TIEMPO CORRIENTE QUE DEBE INTERSECTAR EN EL LADO IZQUIERDO LA VERTICAL CORRESPONDIENTE A 0.7 P.U. DE LA CORRIENTE DE FALLA MAXIMA Y DEL LADO DERECHO A LA VERTICAL CORRESPONDIENTE A 1.0 P.U. DE LA FALLA MAXIMA.

LAS CATEGORIAS III y IV DE TRANSFORMADORES SE PROTEGEN EN BASE A LAS DOS GRAFICAS SIGUIENTES.



Y EL CRITERIO PARA DETERMINAR CUALES FALLAS SON FRECUENTES Y CUALES NO LO SON, PUEDE GUIARSE POR LA SIGUIENTE FIGURA.



## CORRECCION AL EJEMPLO DE COORDINACION

(CORSO INSTRUCCIONES FUNCION JUDICIAL) 2/2

EL VALOR DE TIEMPO CORRIENTE QUE PUEDE SUPTAR EL TRANSFORMADOR DE 2000 KVA PARA EL CASO DE UNA FALLA EXTERNA SE DETERMINA A PARTIR DE LA NORMA ANSI C57-109-1984.

CATEGORIA: II

$$I_{max} = \frac{1}{0.0575} = 17.39 \quad \begin{array}{l} \text{(Valos } I_n) \\ \text{(5.75\% Impul.)} \end{array}$$

El 70% de  $I_n$ :

$$(0.7)(I_{max}) = (0.7)(17.39) = 12.173$$

$$I_{0.7} = (I_n)(12.173) = (77)(12.173) = \underline{937 \text{ Amps}}$$

HASTA 937 Amps DEBE USARSE LA CURVA TECNICA DE LA ANTIGUA NORMA C.37-91. A PARTIR DE AHI DEBE USARSE LA ELUACION:

$$I^2 t = K$$

Donde  $t = 2$  seg para  $I_{max}$

Se determina  $K$

$$K = I^2 t = \left(\frac{1}{0.0575}\right)^2 (2) = 605$$

$$\boxed{I^2 t = 605}$$

ENTONCES PARA EL 70% de Falla  
MAXIMA SE CALCULA  $\epsilon_1$  :

$$\left[ (0.7)(17.39) \right]^2 \epsilon_1 = 605$$

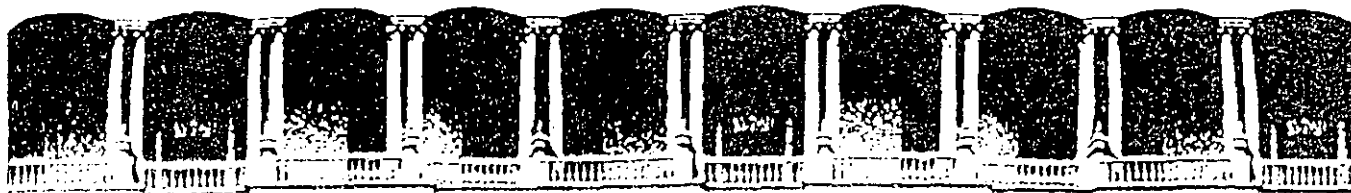
$$\epsilon_1 = 4.08 \text{ (Segs)}$$

PARA EL 100% DE FALLA MAXIMA  
 $\epsilon_2 = 2 \text{ Segs.}$

LOS VALORES ANTERIORES SE GRAFICAN EN:  
LAS CURVAS TIEMPO CORRIENTE  $H=4$  DE ESTE  
EJEMPLO.







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

**CURSOS ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES**

**T E M A 7**

**PROTECCION CONTRA SOBRE CORRIENTE**

**ANEXO 2**

**ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO**

**AGOSTO, 1992.**

## FUSIBLES EN 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 PROTECCIÓN 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

te 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 características de fusión en serie, en un sólo cartucho. Uno de estos elementos puede consistir de dos componentes, 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 reemplazado 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 comúnmente empleado se refiere a cualquier fusible compuesto de eslabones de plata y arena-sílice como material de relleno. Todos los fusibles limitadores de corriente modernos tienen este diseño.

I<sup>2</sup>T (I CUADRADA T): Es la medida de la energía calorífica generada en un circuito durante la fusión o apertura de un fusible generalmente se denomina "Fusión I<sup>2</sup>T". 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.<sup>2</sup> seg." el empleo de  $\times 10^3$  después del valor significa simplemente "agregar 3 ceros"; por ejemplo 20 amp.<sup>2</sup>-seg.  $\times 10^3$  es igual a 20,000 amp.<sup>2</sup> 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 acceso 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

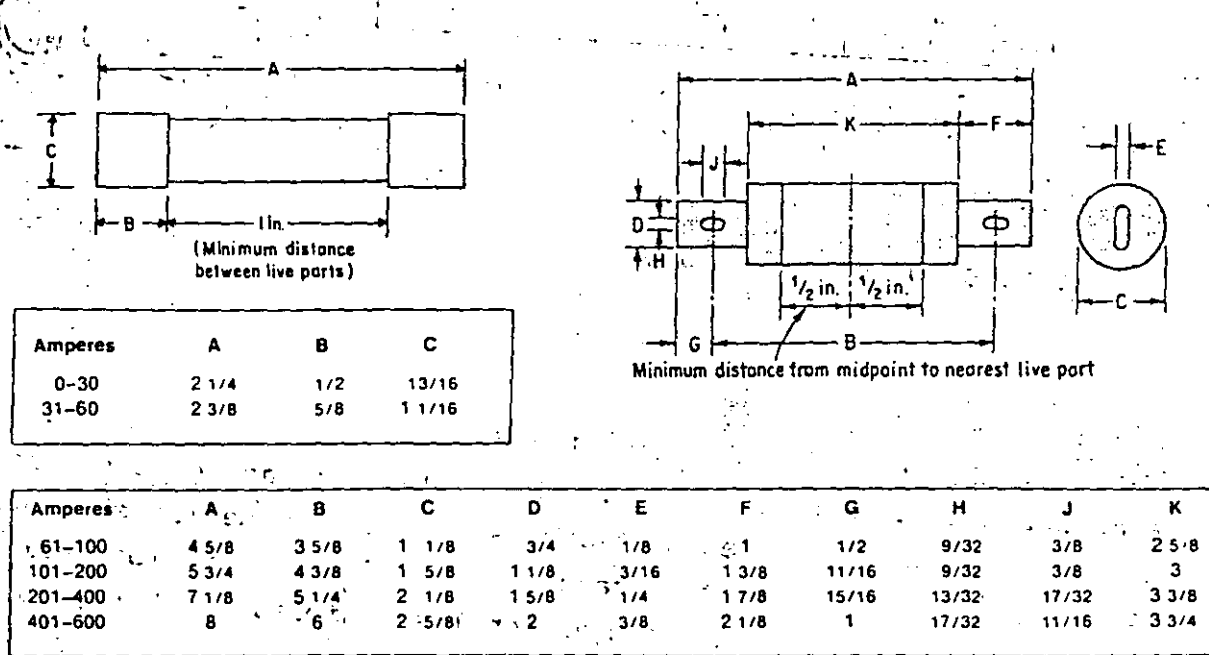
riente".

Los fusibles RK5 pueden ser tiempo retardo siempre que cumplan con la 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-renovables y limitadores de corriente y cumplen con la norma U.L. 198.2 (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).



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 decorriente 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.

se "L" LCL1600 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 soportar los efectos de cortocircuito de 50.000 A., simétricos si en el lugar de su instalación se dispone de un nivel de cortocircuito de 100.000 amperes simétricos.

Debemos considerar la condición más crítica ó sea el pico de corriente máxima el cual se obtiene con un corto circuito asimétrico consideremos el caso más crítico:

$$50.000 \times 2.4 = 120.000 \text{ (Ip máx.)}$$

El fusible clase "L", LCL de 2000 amps., con una corriente de cortocircuito de 100.000 amps., permite una Ip de 100.000 de donde podemos comprender 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 condiciones 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 ar queo.

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 renovables.

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.- Cuando debe recomendarse un fusible "H" (un tiempo).

En circuitos 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.- Cuando se debe recomendar un fusible "RK5" (doble elemento con retraso 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 fusible 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 yaque 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 segura y eficiente-- mente 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 acompañ-- do 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® de Doble Elemento

Con Retraso de Precisión y  
Capacidad Interruptiva de 200,000 Amperes RCM

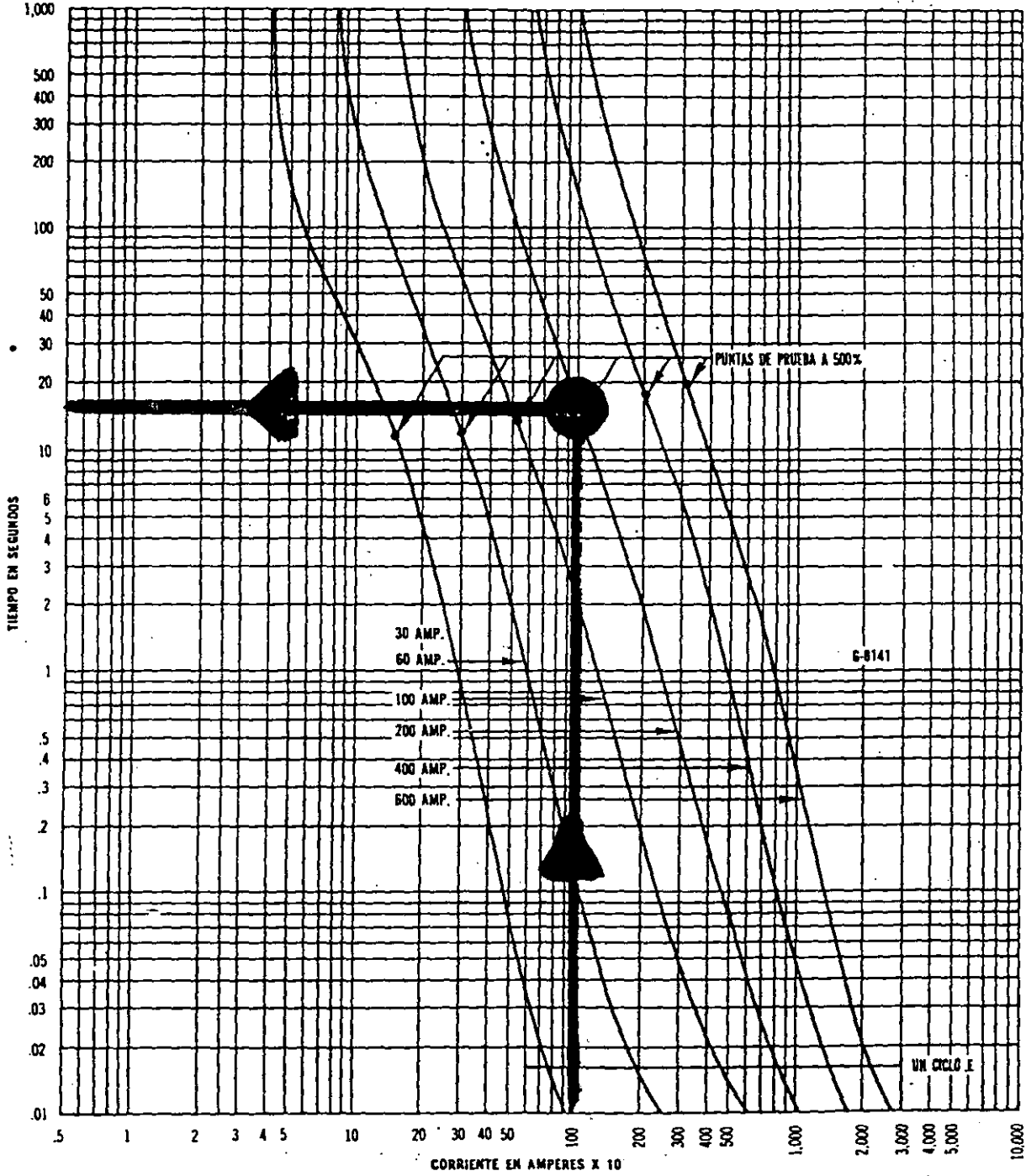
ECS

CLASE RK 5 12.6

CURVAS CARACTERISTICAS PROMEDIO TIEMPO-CORRIENTE - 0 a 600 Amp. 600 Volts.

20

20





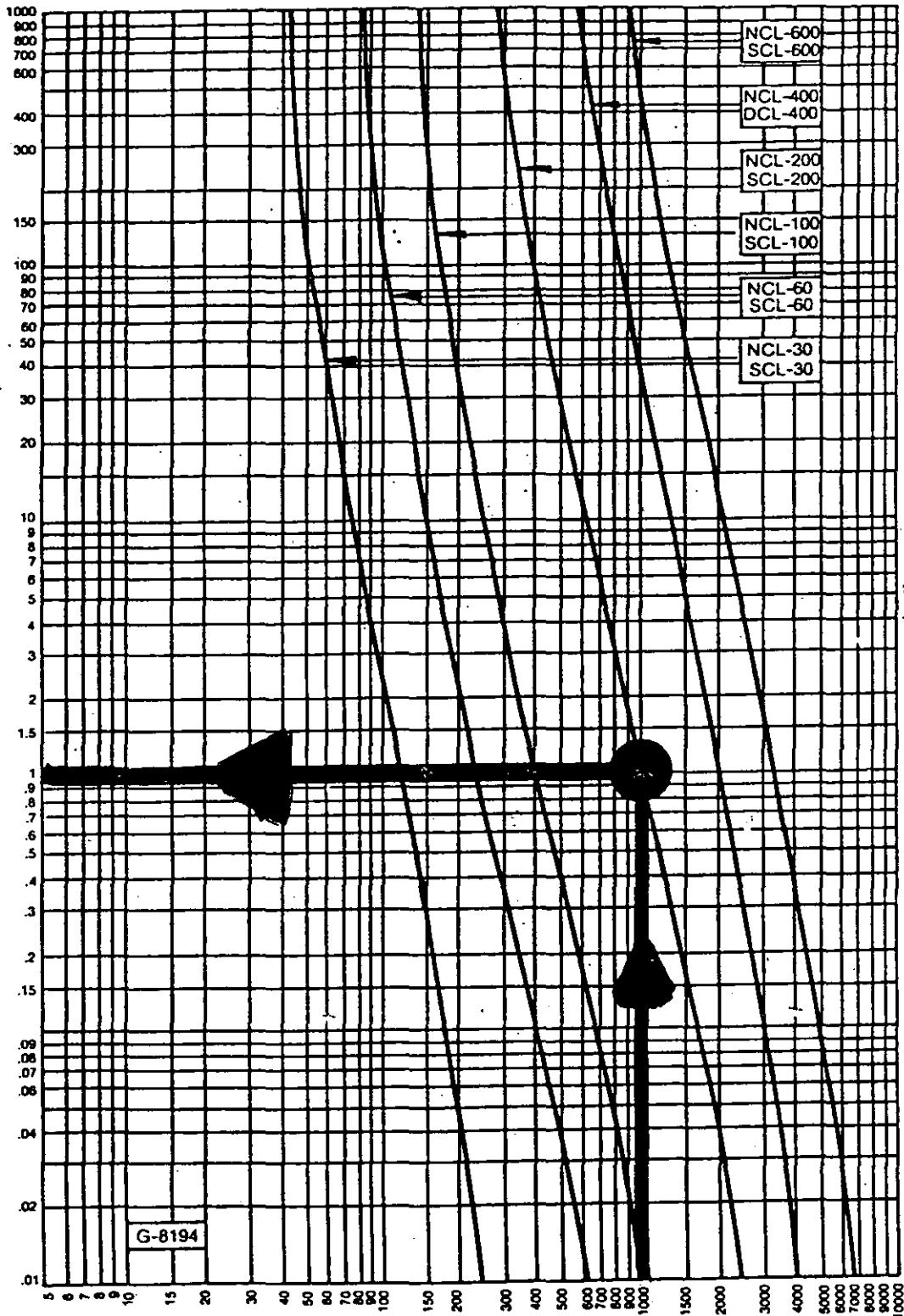
# Fusibles Limitadores de Energía Símbolo NCL y SCL. Clase K-1 de U.L.

FRÉ

12g  
21

21

TIEMPO DE FUSION EN SEGUNDOS



CORRIENTE SIMETRICA EN AMPS. R.C.M.  
CURVA CARACTERISTICA TIEMPO/CORRIENTE

# Fusibles de Cartucho Econ de Doble Elemento

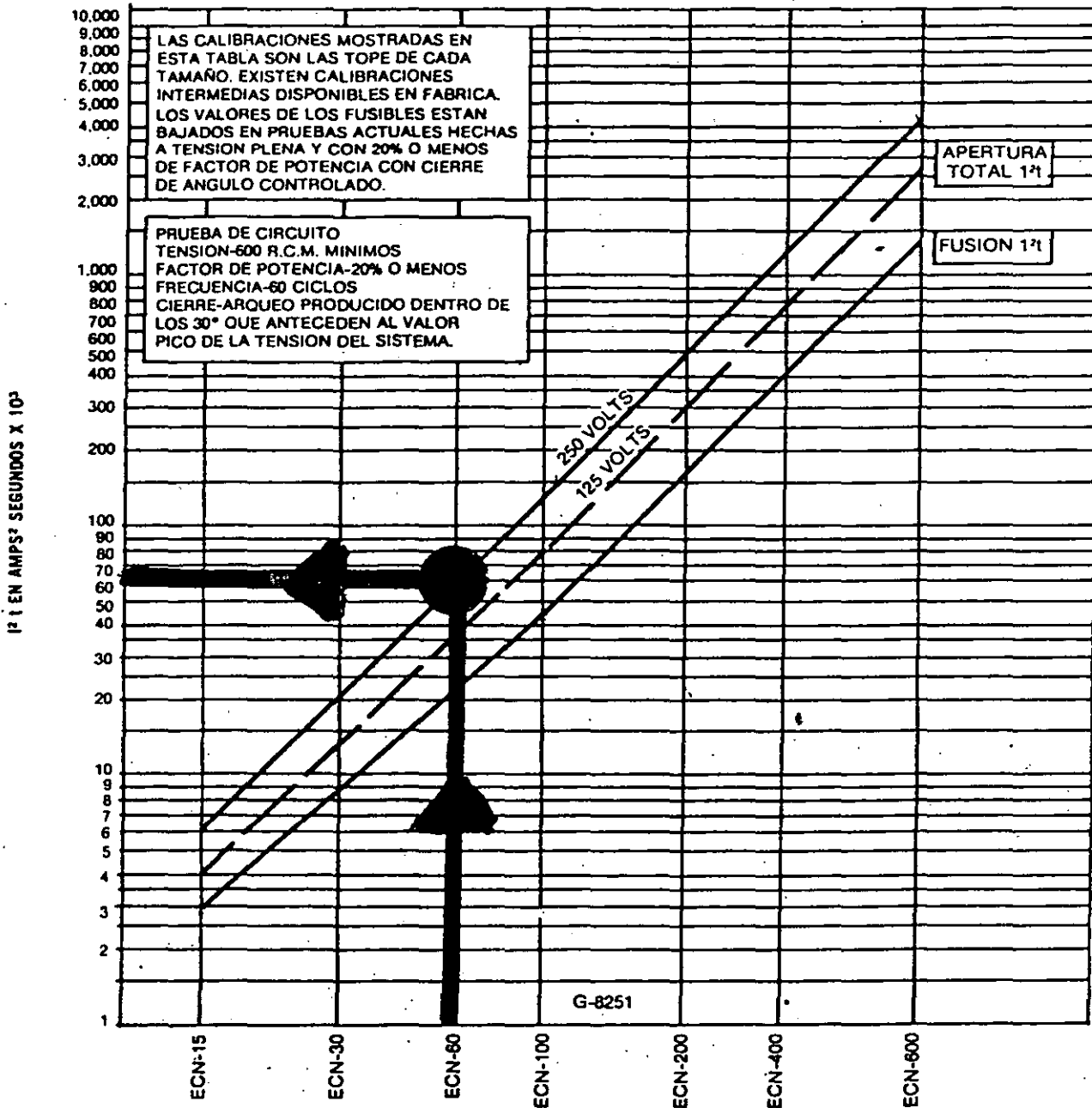
## Símbolo ECN 250 Volts. Clase K-5 de U.L.



20

12 c

22



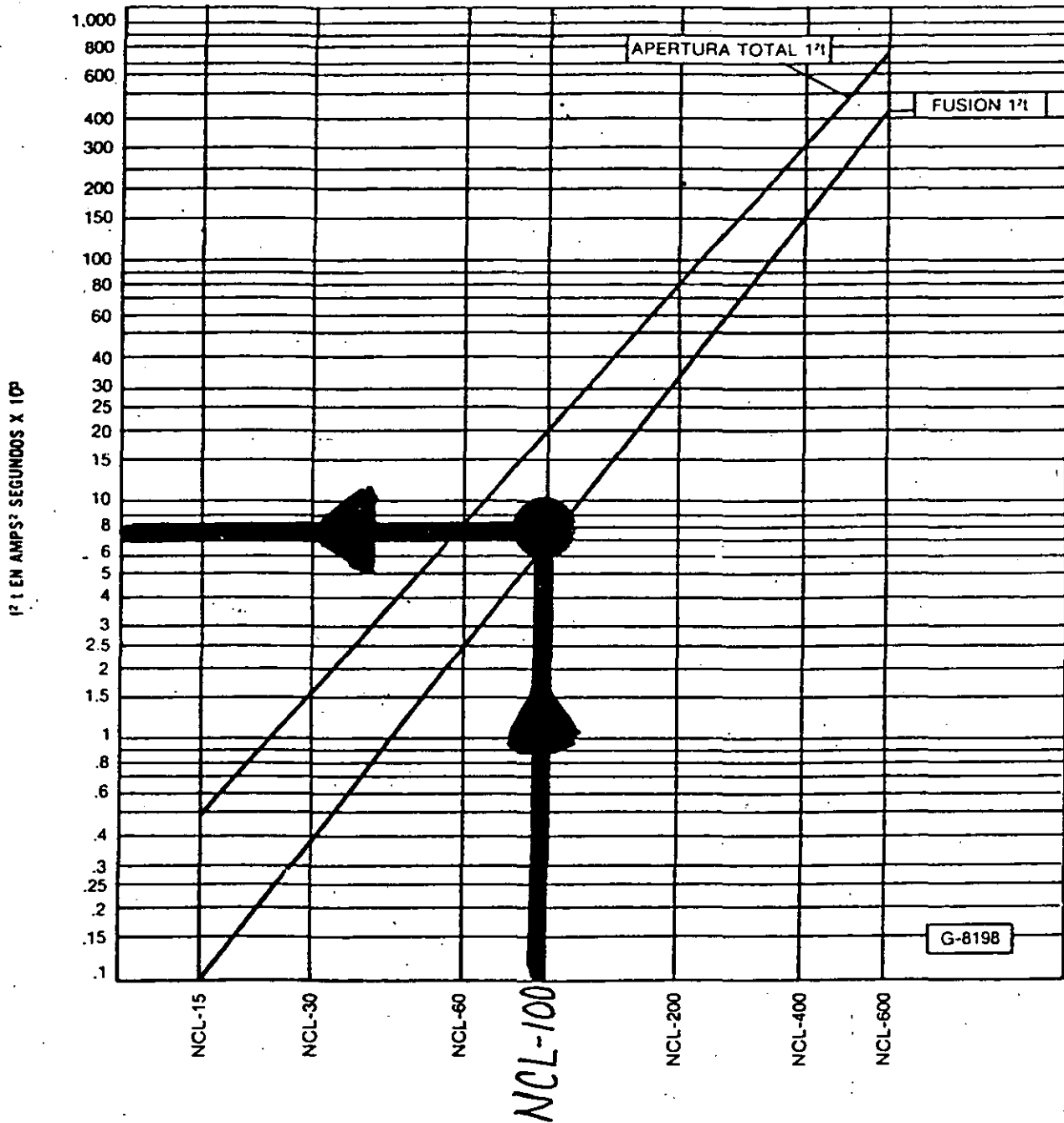
# Fusibles Limitadores de Energía Econolim Simbolo NCL. Clase K-1 de U.L.

13<sub>a</sub>



23

23



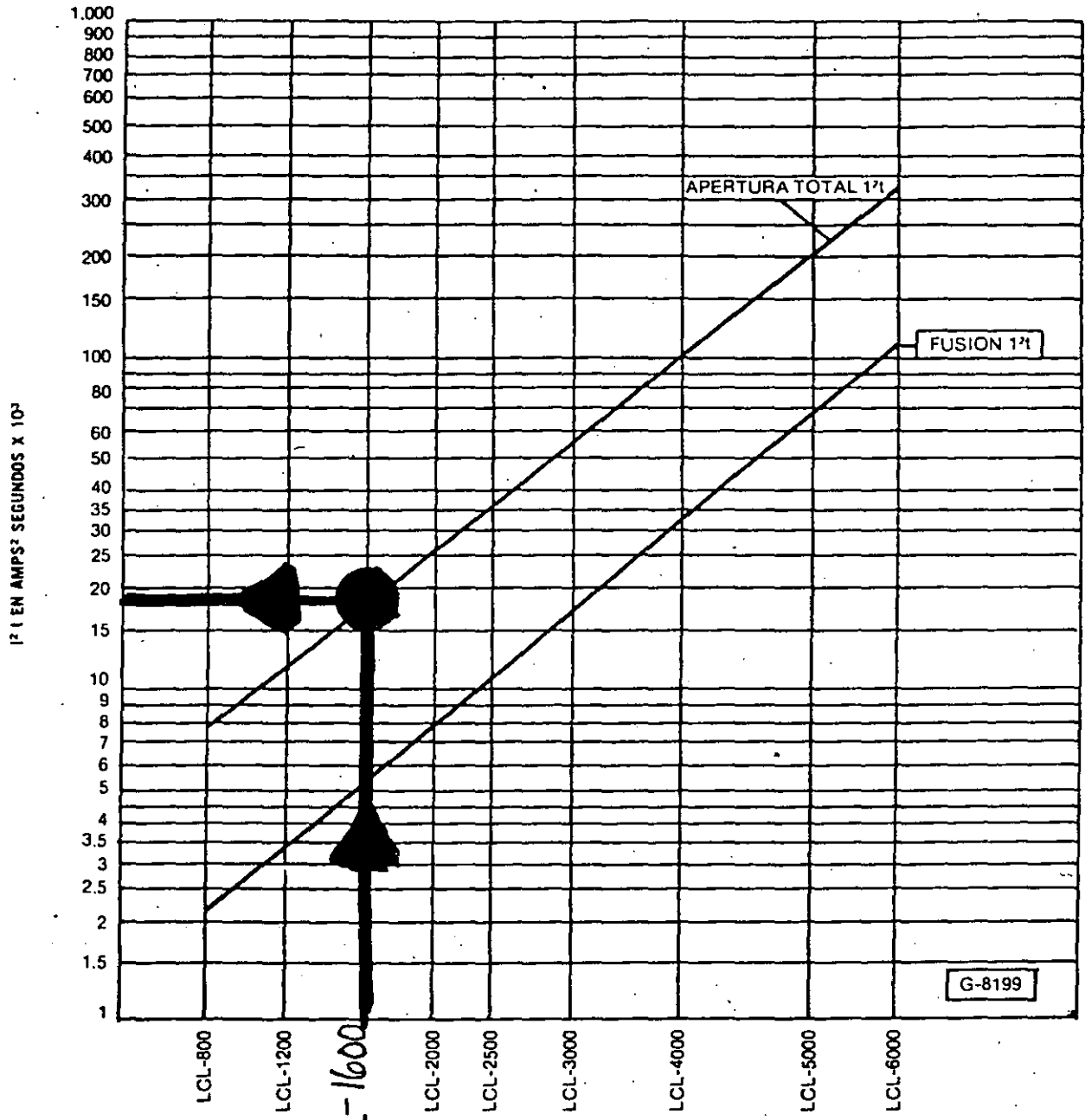
CAPACIDAD DEL FUSIBLE EN AMPERES  
ENERGIA TOTAL DE FUSION E INTERRUPCION  $I^2t$  (AMPS<sup>2</sup> SEGUNDOS)  
BASADO EN CORRIENTE DISPONIBLE DE 100 000 AMPS. R.C.M. A LA TENSION NOMINAL

G-8198

# Fusibles Limitadores Econolim Símbolo LCL. Clase L de U.L.



13624 (24)



CALIBRACION DEL FUSIBLE EN AMPERES  
ENERGIA TOTAL DE FUSION E INTERRUPCION I $^2$ t (AMPS $^2$  SEGUNDOS)  
BASADOS EN CORRIENTE DISPONIBLE DE 100 000 AMPS. A LA TENSION NOMINAL

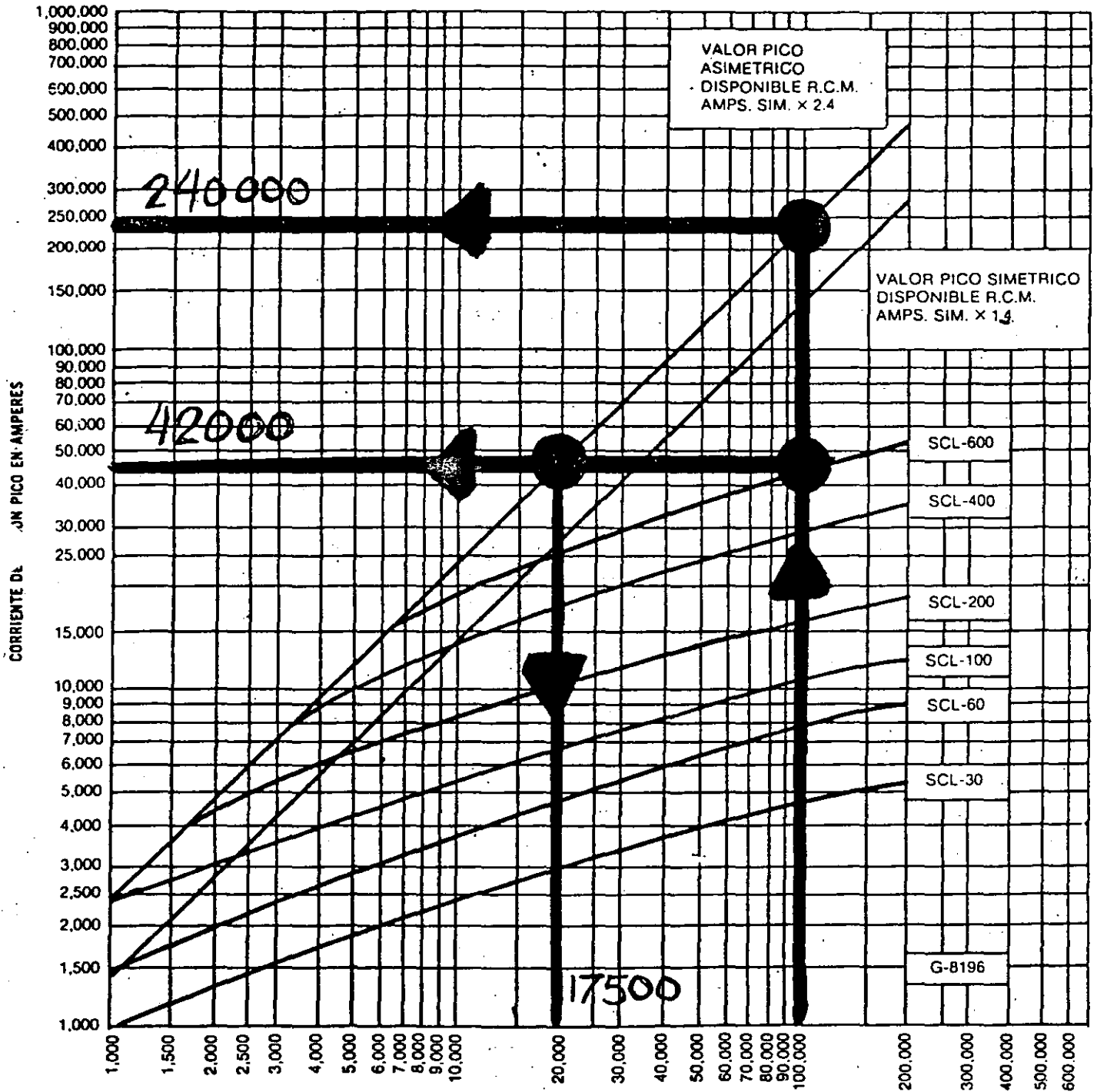
G-8199

# Fusibles Econolim Limitadores de Energia

## Símbolo SCL 600 Volts. Clase K-1 de U.L. 25



19/0 25



CORRIENTE SIMETRICA DISPONIBLE EN AMPS. R.C.M.  
CORRIENTE DE FUGA PICO DE FUSIBLES SCL DURANTE LA INTERRUCCION

# Fusibles Limitadores Econolim

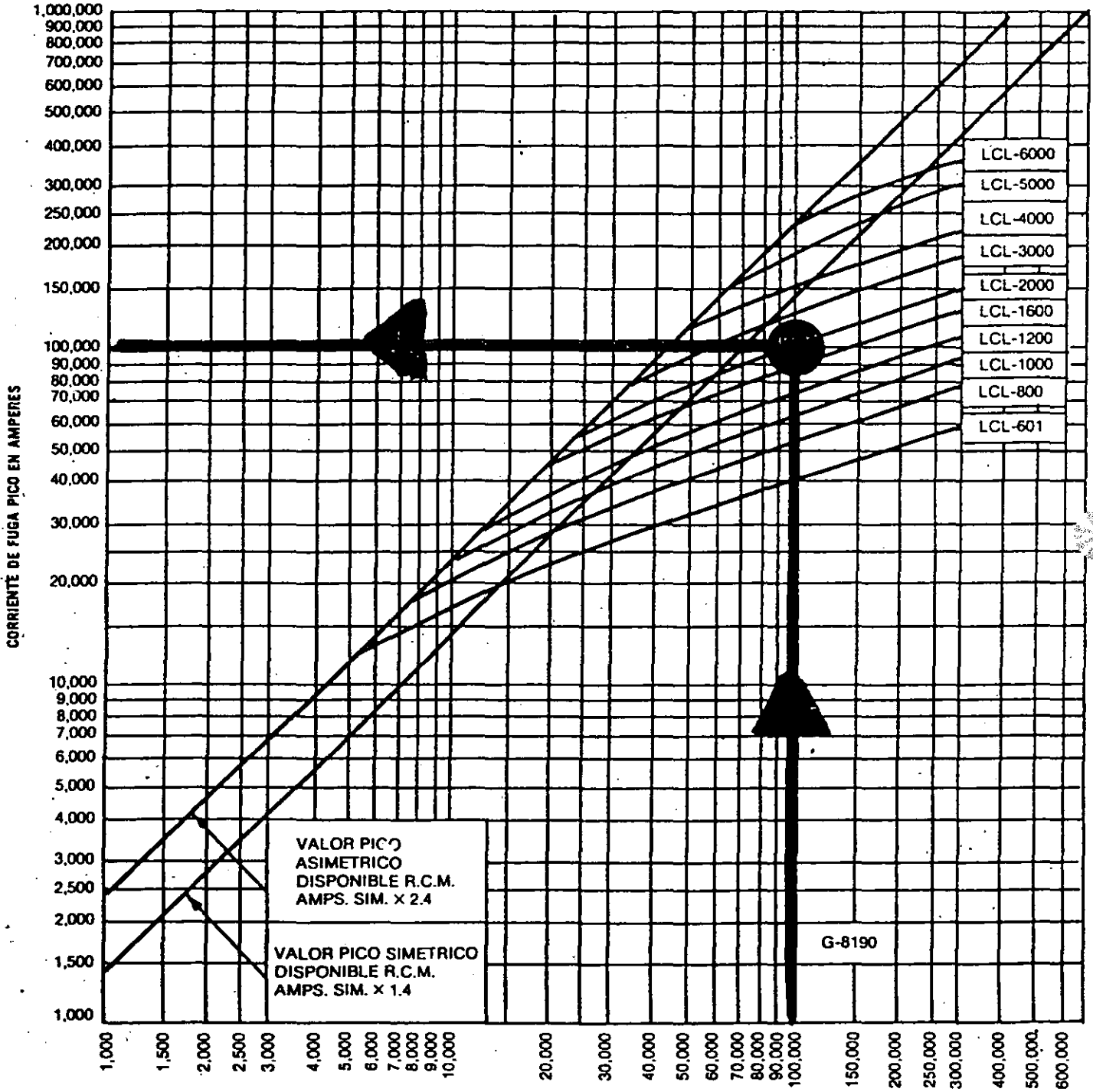
## Símbolo LCL. Clase L de U.L.

26

(26)



154



CORRIENTE SIMETRICA DISPONIBLE AMPS. RCM  
CORRIENTE PICO DE FUGA DURANTE LA INTERRUPCION 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 <sup>(28)</sup>

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.	1. 300 V.C.A.	1. 600 V.C.A.	1. 600 V.C.A.	1. 250 Y 600 V.C.A.
2. 0-600 AMPS.	2. 0-600 AMPS.	2. 0-600 AMPS.	2. 600 - 6000 AMPS.	2. 0-600 AMPS.
3. CAPACIDAD INTERRUPTIVA 50, 100 Y 200 KA.	3. CAPACIDAD INTERRUPTIVA 100 KA.	3. C.I. 200 KA.	3. C.I. 200 KA.	3. CAP. INT. 200 KA.
4. K-1, K-5, K-9 SON NO RENOVABLES	4. SON INTERCAMBIABLES CON LOS MISLANEOS.	4. NO INTERCAMBIABLE	4. NO INTERCAMBIABLE	4. RK-1 - RK-5 NO INTERCAMBIABLE CUENTAN CON ELEMENTO DE RECHAZO
5. ALGUNOS FUSIBLES OPERAN EN C.D.	5. SON TIEMPO RETARDO 12 SEG. 200%	5. NO SON TIEMPO RETARDO	5. NO ES TIEMPO RETARDO	5. RK-5 (DOBLE ELEMENTO) TIEMPO RETARDO 10 SEG. A 500%
6. INTERCAMBIABLES CON CLASE H.	6. NO RENOVABLES.	6. NO RENOVABLES.	6. NO RENOVABLE	6. NO RENOVABLES.
7. CLASE K-5 Y K-9 (DOBLE ELEMENTO) SON TIEMPO RETARDO 10 SEG. 500%		7. ETIQUETADOS COMO LIMITADOR DE CO- RRIENTE.	7. ETIQUETADO COMO LIMITADOR DE CORRIENTE.	7. ETIQUETADO COMO LIM- TADOR DE CORRIENTE.
8. NO PUEDEN SE ETIQU- TADOS COMO LIMITADORES 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%

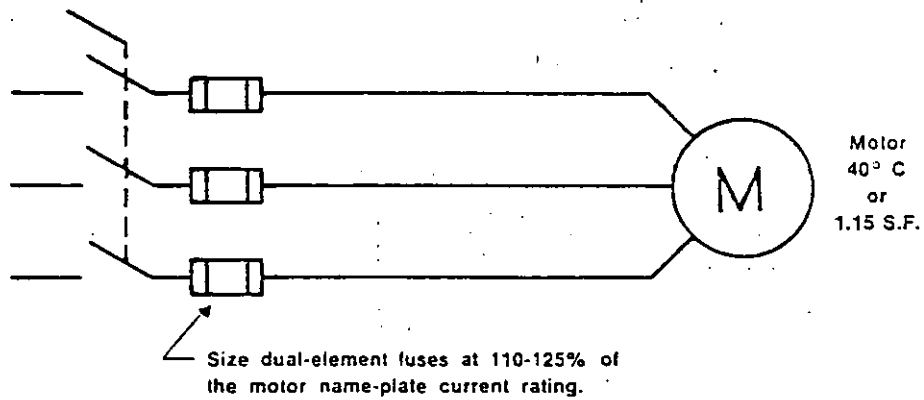
CORRECCION POR TEMPERATURA (FUSIBLE DOBLE ELEMENTO).

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.

(30)

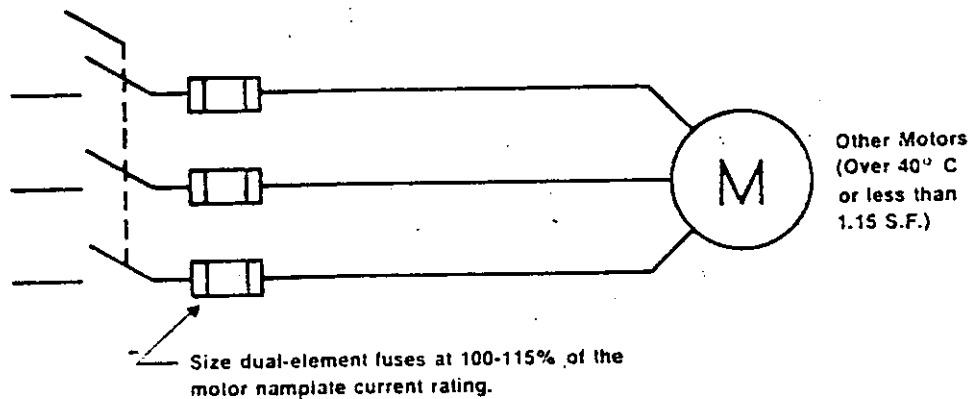
PARA MOTORES DE 40°C O 1.15 F.S.

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 DEBERÁ SER 110-115% DE PLENA CARGA DEL MOTOR.



## PROTECCION AL MOTOR

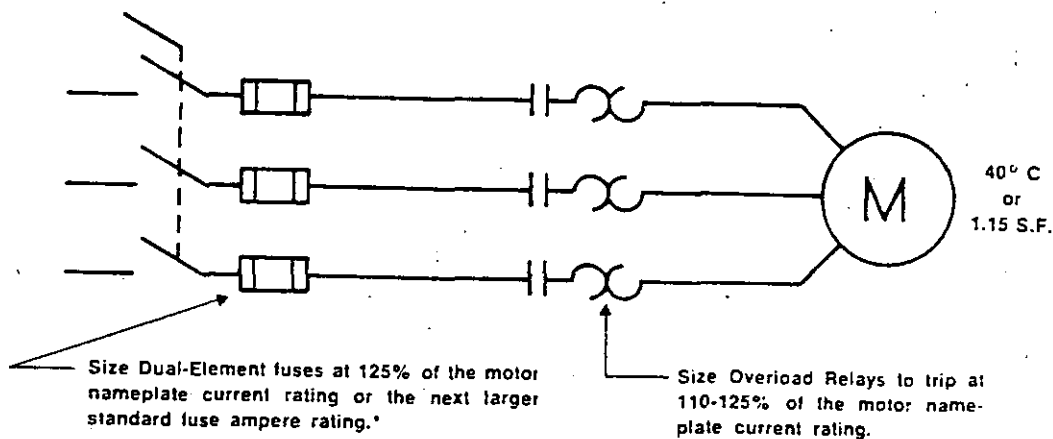
31

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.

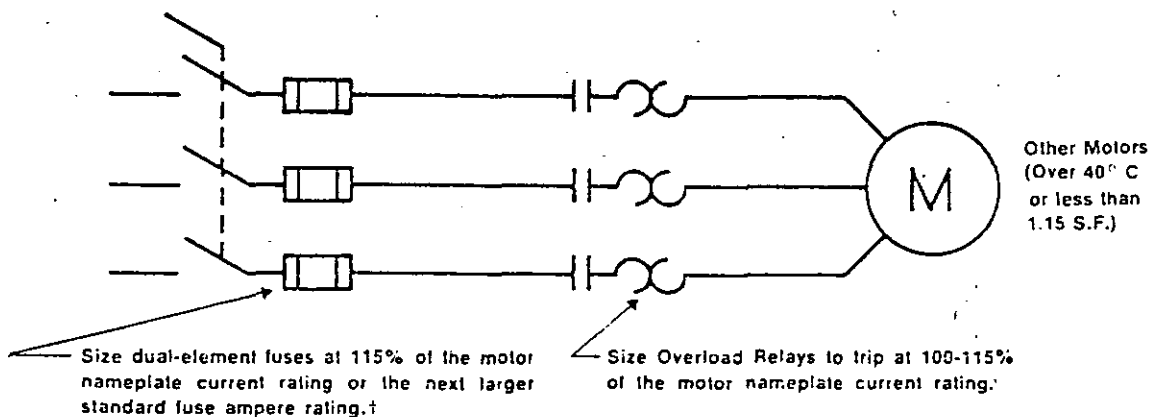
FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERÁ SER 125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR O LA SIGUIENTE CORRIENTE NOMINAL ESTANDARD DEL FUSIBLE.



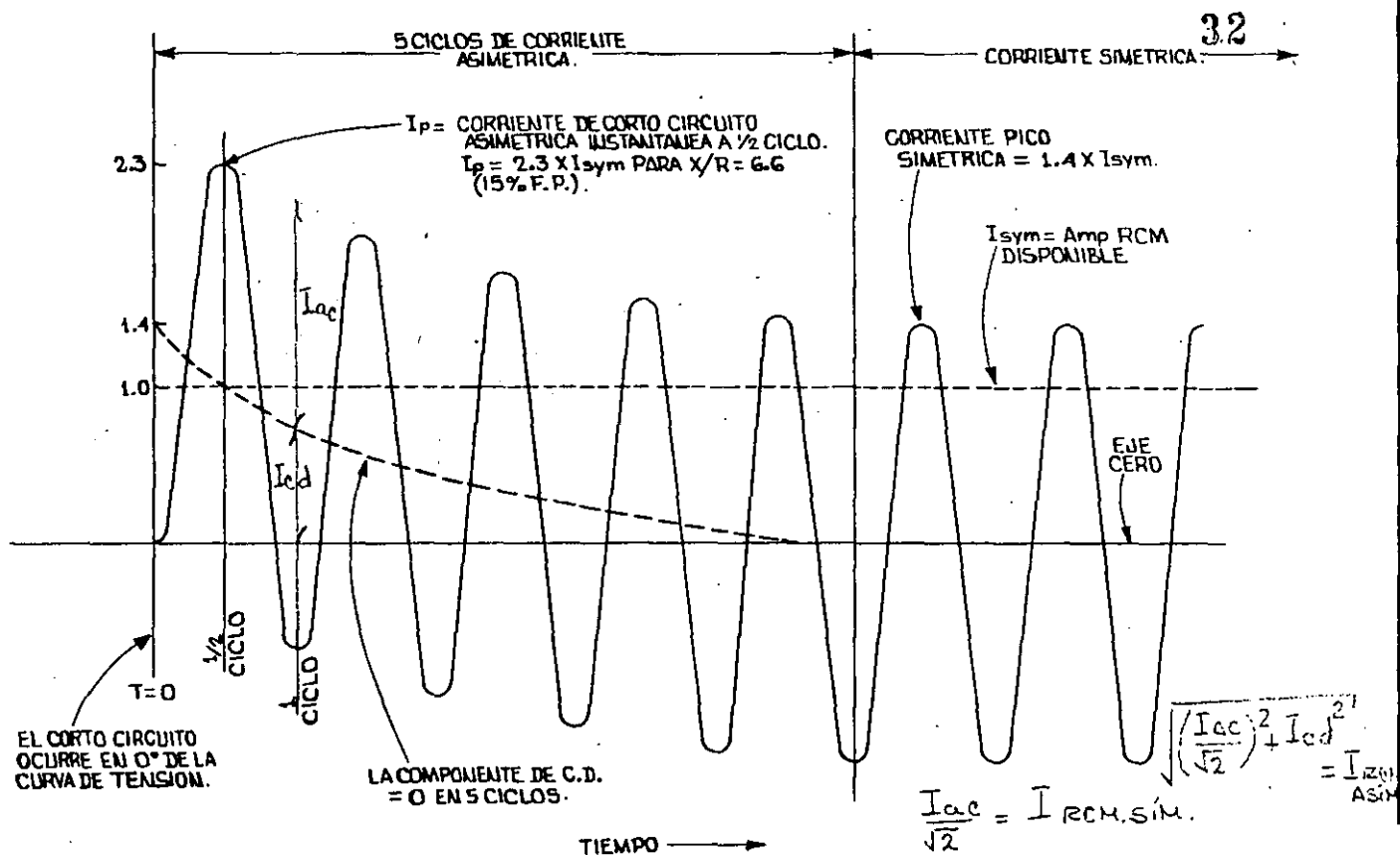
OTROS MOTORES DE MAS DE 40°C O FACTOR DE SERVICIO MENOR A 1.15 F.S.

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.

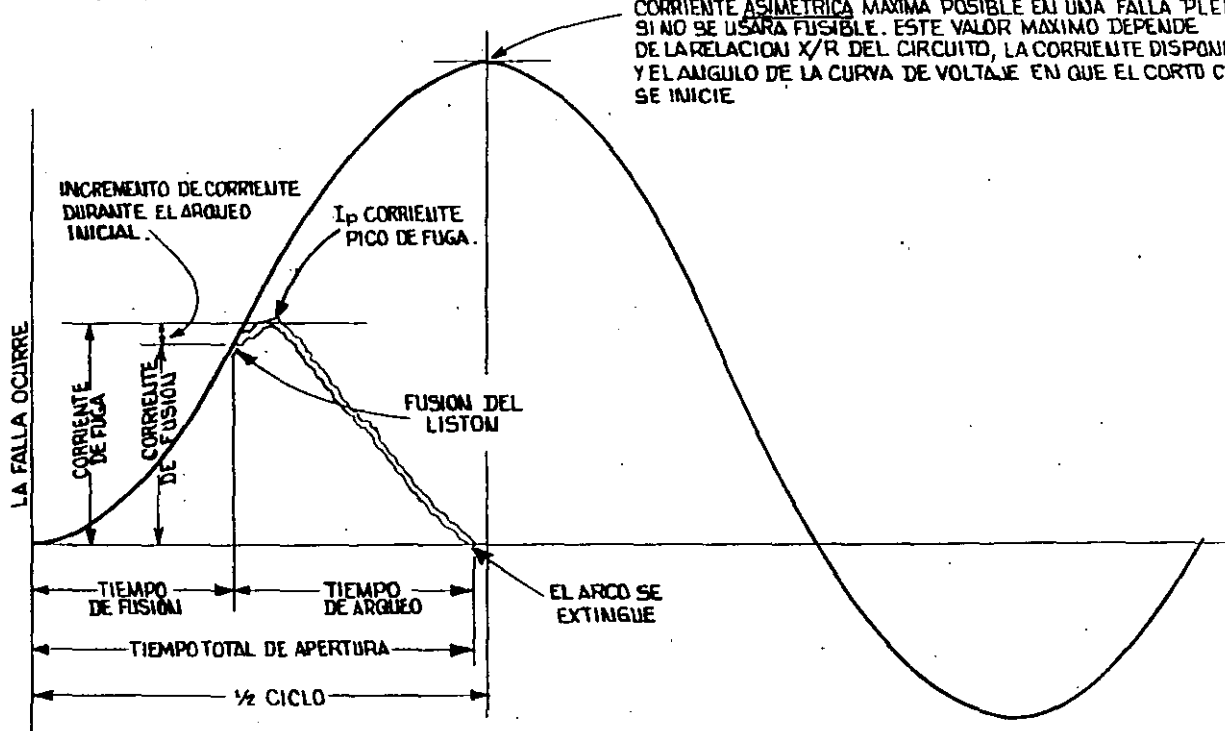


### CORRIENTE DE FALLA ASIMETRICA: CIRCUITO CON RESISTENCIA Y REACTANCIA



### LIMITACION TIPICA DE CORRIENTE MOSTRANDO LA CORRIENTE DE FUGA Y EL TIEMPO TOTAL DE APERTURA.

CORRIENTE ASIMETRICA MAXIMA POSIBLE EN UNA FALLA PLENA. SI NO SE USARA FUSIBLE. ESTE VALOR MAXIMO DEPENDE DE LA RELACION X/R DEL CIRCUITO, LA CORRIENTE DISPONIBLE Y EL ANGULO DE LA CURVA DE VOLTAJE EN QUE EL CORTO CIRCUITO SE INICIE



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 NO MINAL.

FUSIBLES DE BAJA TENSION  
( 0 - 600 VOLTS)  
NO LIMITADORES

34

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

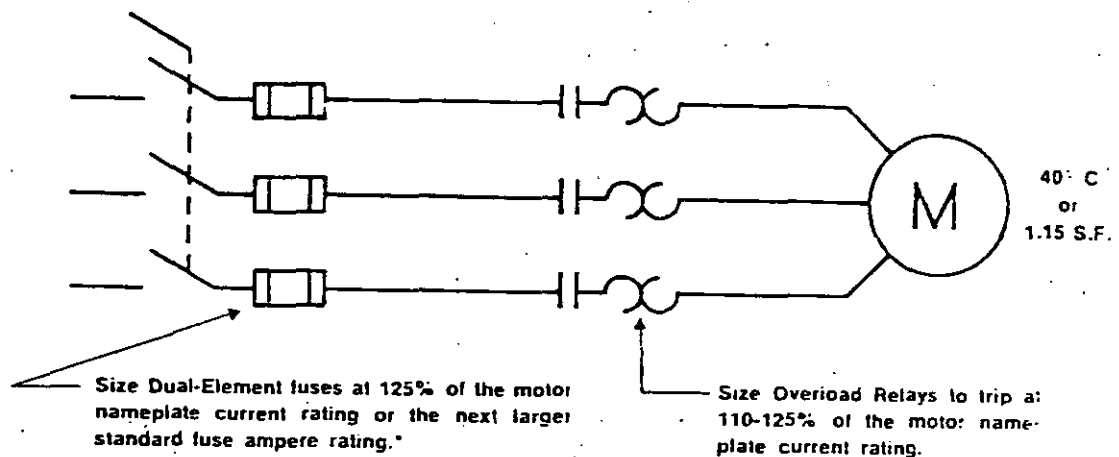
(2)

PARA MOTORES DE 40°C O 1.15 F.S.

35

RELEVADOR TÉRMICO DE SOBRECARGA.- DEBERÁ DISPARAR A 110-125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR.

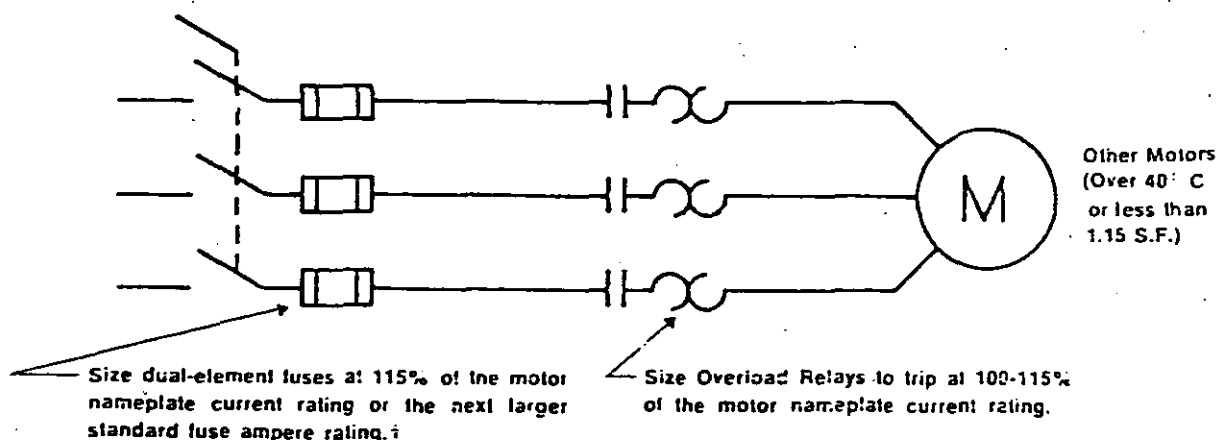
FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERÁ SER 125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR O LA SIGUIENTE CORRIENTE NOMINAL ESTANDARD DEL FUSIBLE.



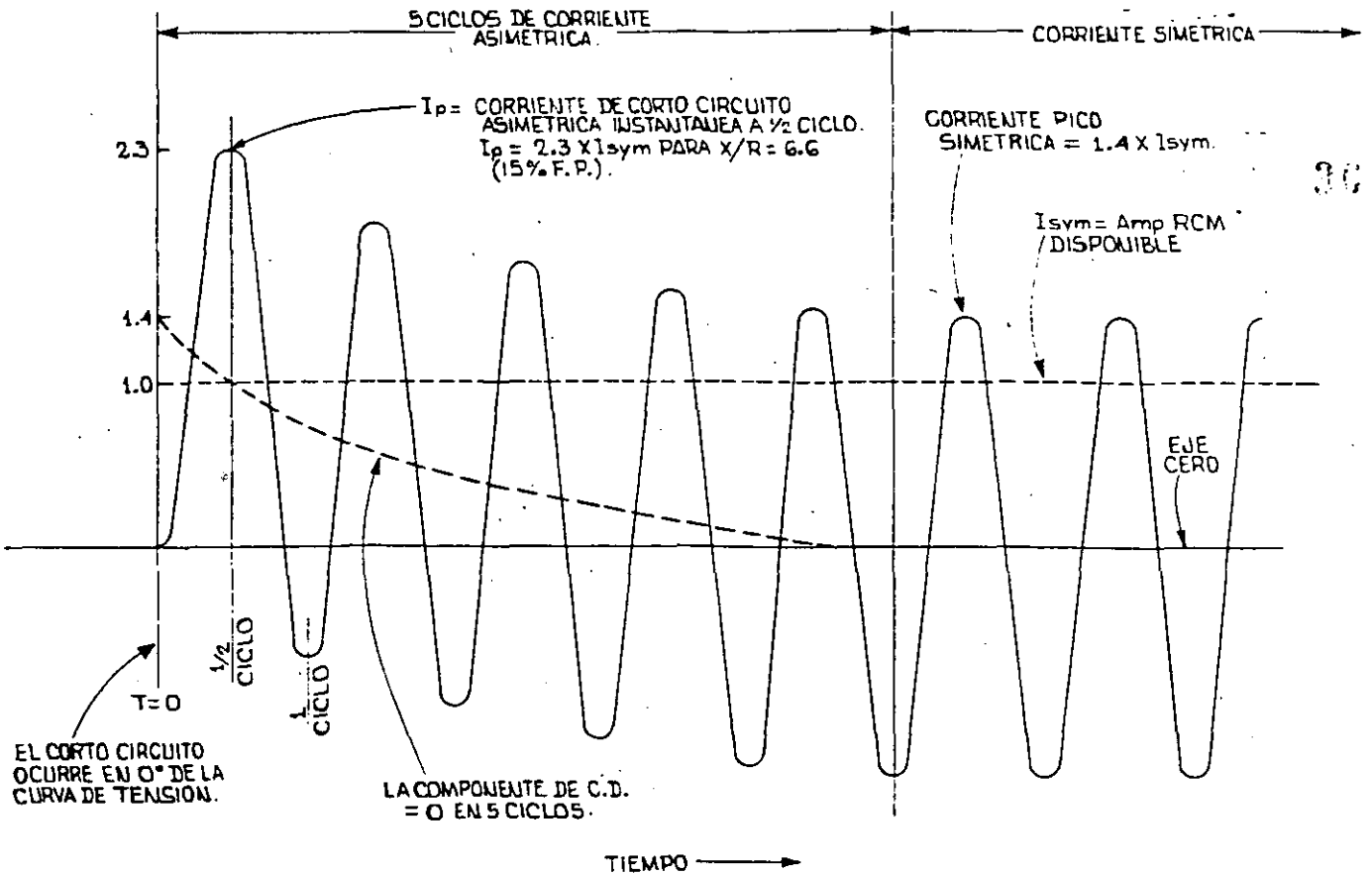
OTROS MOTORES DE MAS DE 40°C O FACTOR DE SERVICIO MENOR A 1.15 F.S.

RELEVADOR TÉRMICO DE SOBRECARGA.- DEBERÁ DISPARAR A 110-125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR.

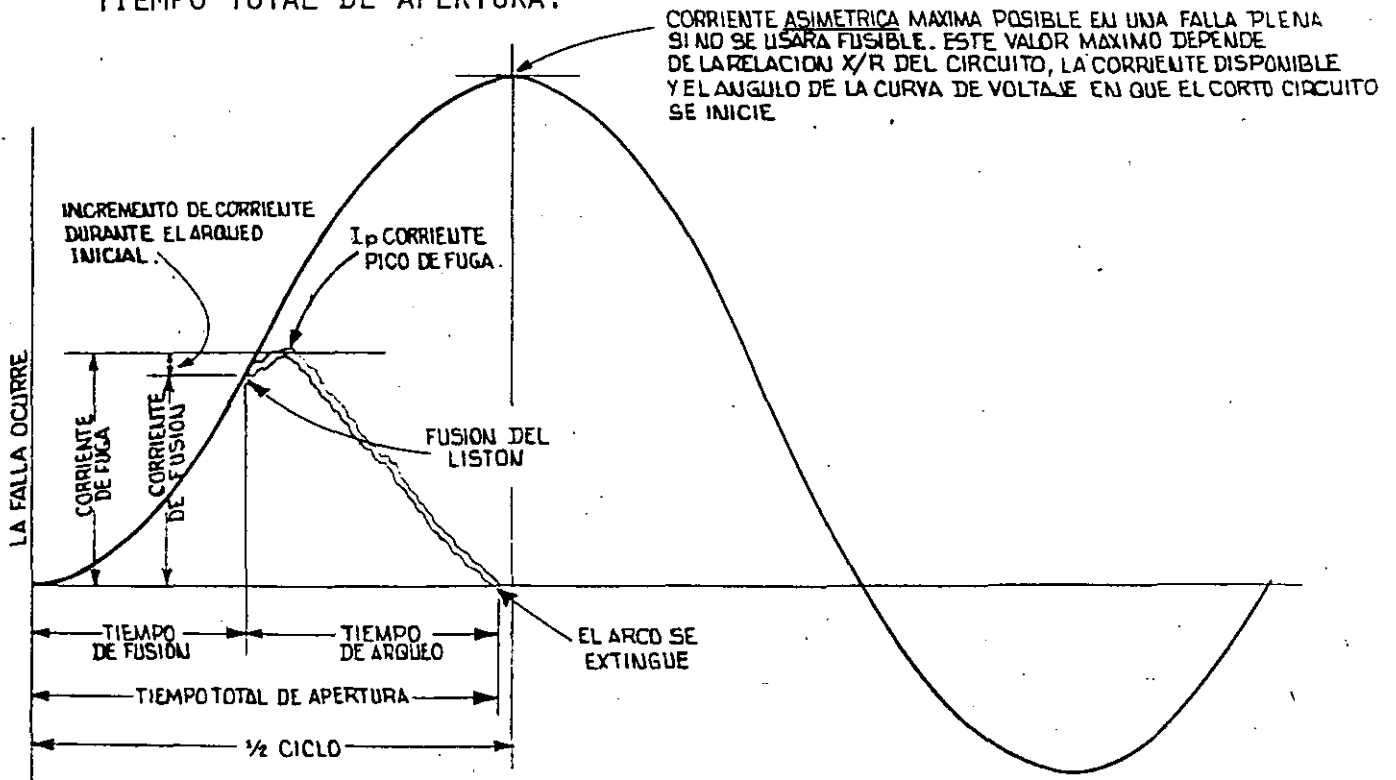
FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERÁ SER 115% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR O LA SIGUIENTE CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE.



CORRIENTE DE FALLA ASIMETRICA: CIRCUITO CON RESISTENCIA Y REACTANCIA



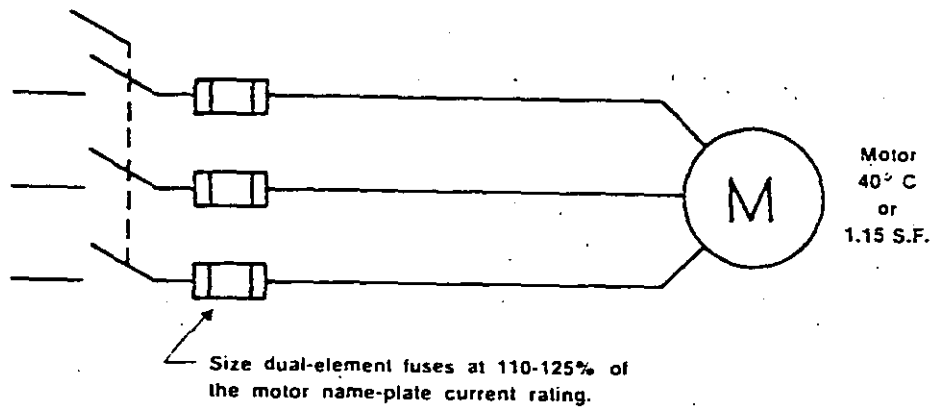
LIMITACION TIPICA DE CORRIENTE MOSTRANDO LA CORRIENTE DE FUGA Y EL TIEMPO TOTAL DE APERTURA.





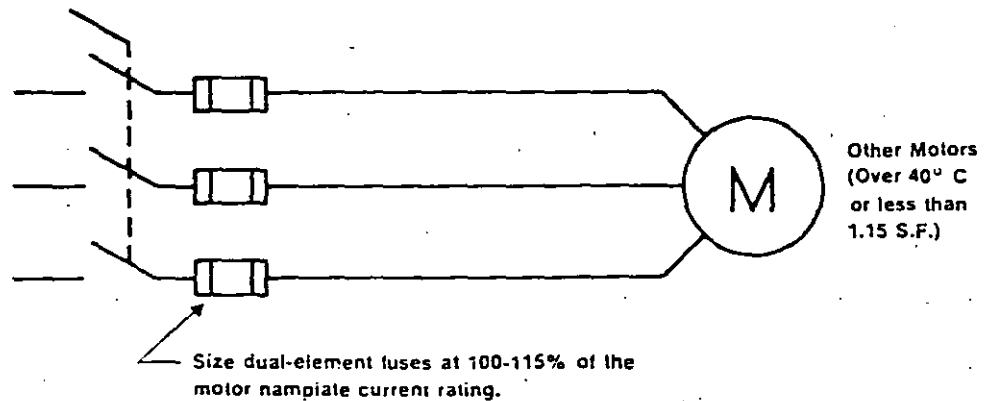
PARA MOTORES DE 40°C O 1.15 F.S.

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.



PROTECCION AL MOTOR.

(5)

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.

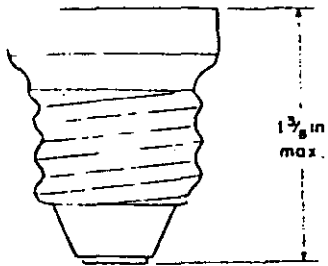
---

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.

FUSIBLES DE BAJA TENSION  
( 0 - 600 VOLTS )  
NO LIMITADORES



FUSIBLES TIPO TAPON

CLASE H

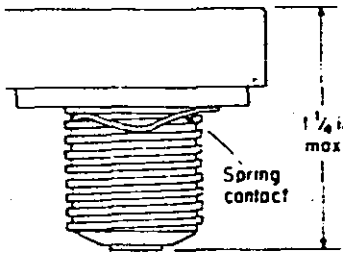
BASE EDISON

1. 125V.C.A.
2. 0-30 AMPS.
3. NO INTERCAMBIABLE

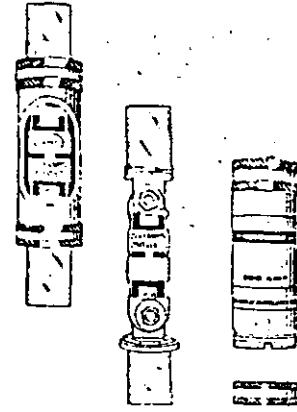
BASE S

1. RETARDO DE TIEMPO 2002 A 12 SEG.
2. 125 V.C.A.

(A) EDISON-BASE FUSE



(B) TYPE S FUSE



FUSIBLES DE BAJA TENSION  
( 0 - 600 VOLTS )  
LIMITADORES

CLASE K

CLASE G

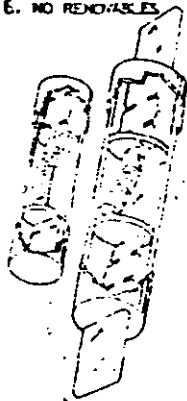
CLASE J

CLASE L

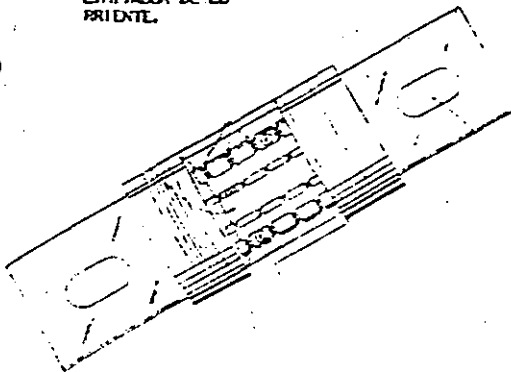
CLASE R

1. 250 Y 600 V.C.A.
2. 0-600 AMPS.
3. CAPACIDAD INTERRUPTIVA SC. 100 Y 200 KA.
4. K-1, K-5, K-9 SON NO RENOVABLES
5. ALGUNOS FUSIBLES OPERAN EN C.A.
6. INTERCAMBIABLES CON CLASE H.
7. CLASE K-5 Y K-9 (DOBLE ELEMENTO) SON TIEMPO RETARDO 10 SEG. A 5002
8. NO PRESEN 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. 2002
6. NO RENOVABLES.

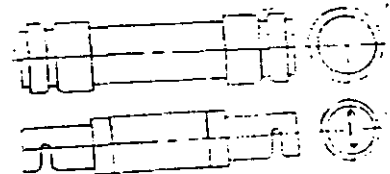


1. 600 V.C.A.
2. 0-600 AMPS.
3. C.I. 200 KA.
4. NO INTERCAMBIABLE
5. NO SON TIEMPO RETARDO
6. NO RENOVABLES.
7. ETIQUETADOS COMO LIMITADOR DE CORRIENTE.

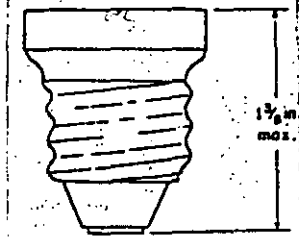


1. 600 V.C.A.
2. 600 - 6000 AMPS.
3. C.I. 200 KA.
4. NO INTERCAMBIABLE
5. NO ES TIEMPO RETARDO
6. NO RENOVABLE
7. ETIQUETADO COMO LIMITADOR DE CORRIENTE.

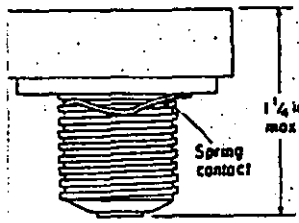
1. 250 Y 600 V.C.A.
2. 0-600 AMPS.
3. CAP. INT. 200 KA.
4. Rk-1 - Rk-5 NO INTERCAMBIABLE CUENTAN CON ELEMENTO DE RECHAZO
5. Rk-5 (DOBLE ELEMENTO) TIEMPO RETARDO 10 SEG. A 5002
6. NO RENOVABLES.
7. ETIQUETADO COMO LIMITADOR DE CORRIENTE.



FUSIBLES DE BAJA TENSION  
(0 - 600 VOLTS)  
NO LIMITADORES



(A) EDISON-BASE FUSE



(B) TYPE S FUSE

FUSIBLES TIPO TAPON

BASE EDISON

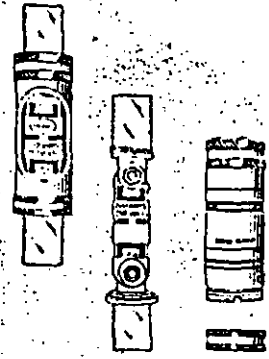
1. 125V.C.A.
2. 0-30 AMPS.
3. NO INTERCAMBIABLE

BASE S

1. RETARDO DE TIEMPO 2000 A 12 SEG.
2. 125 V.C.A.

CLASE H

1. 250 Y 600 V.C.A.
2. 0-600 AMPS.
3. CAPACIDAD INTERRUPTIVA 10 KA.
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

1. 250 Y 600 V.C.A.
2. 0-600 AMPS.
3. CAPACIDAD INTERRUPTIVA SOL. 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. 500A
8. NO PUEDEN SE ETIQUETADOS COMO LIMITADORES DE CORRIENTE.

CLASE G

1. 300 V.C.A.
2. 0-600 AMPS.
3. CAPACIDAD INTERRUPTIVA 100 KA.
4. SON INTERCAMBIABLES CON LOS FUSIBLES.
5. SON TIEMPO RETARDO 12 SEG. 200A
6. NO RENOVABLES.

CLASE J

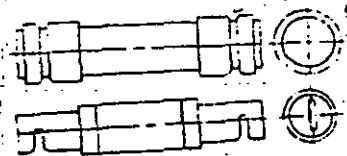
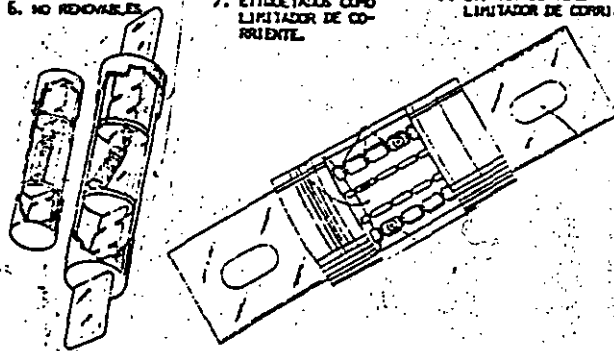
1. 600 V.C.A.
2. 0-600 AMPS.
3. C.I. 200 KA.
4. NO INTERCAMBIABLE
5. NO SON TIEMPO RETARDO
6. NO RENOVABLES.
7. ETIQUETADOS COMO LIMITADOR DE CORRIENTE.

CLASE L

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.

CLASE R

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 500A
6. NO RENOVABLES.
7. ETIQUETADO COMO LIMITADOR DE CORRIENTE.





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

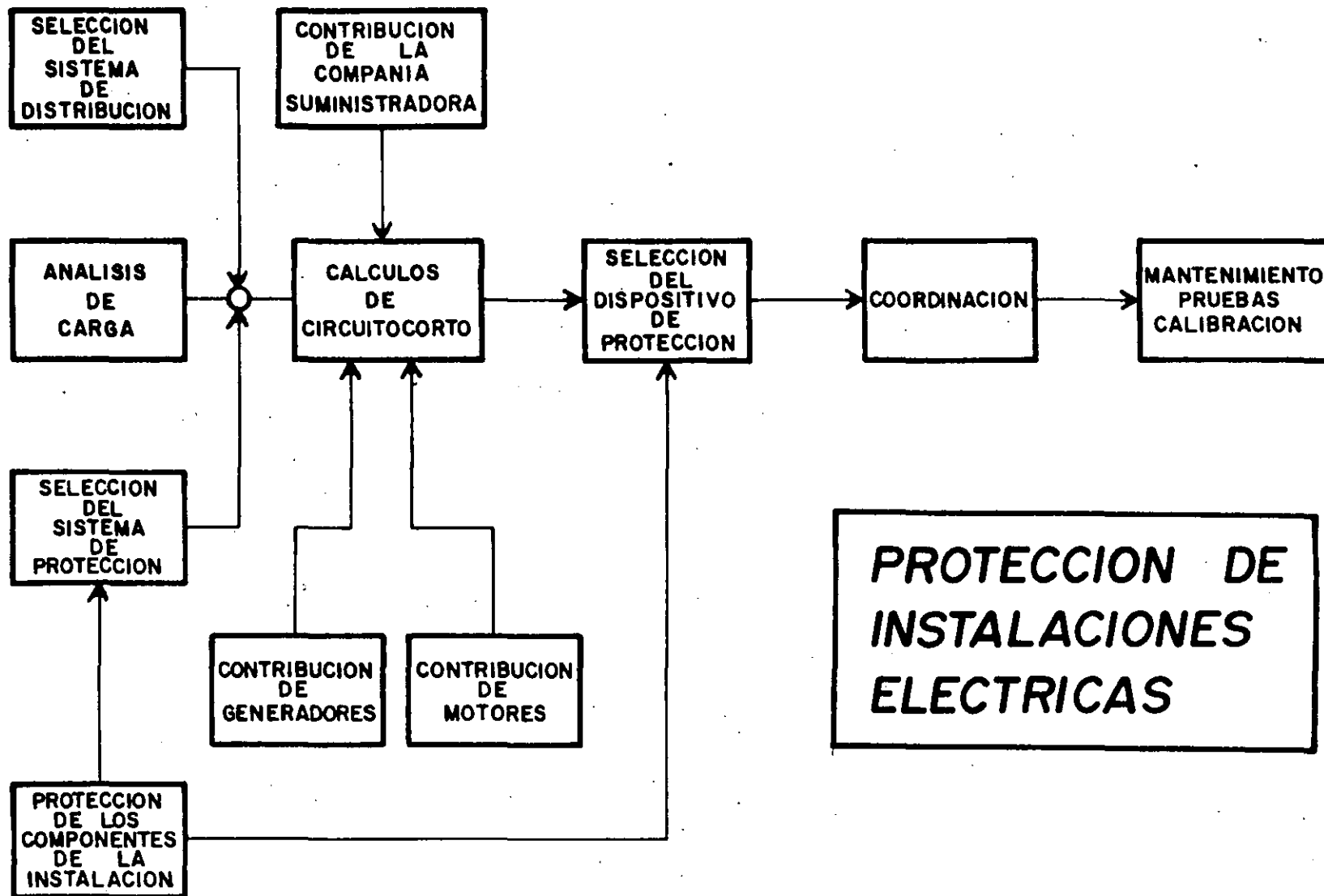
*CURSOS ABIERTOS*

*INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES*

*PROTECCION CONTRA SOBRE CORRIENTES*

*ING. JESUS VELASCO SOLIS*

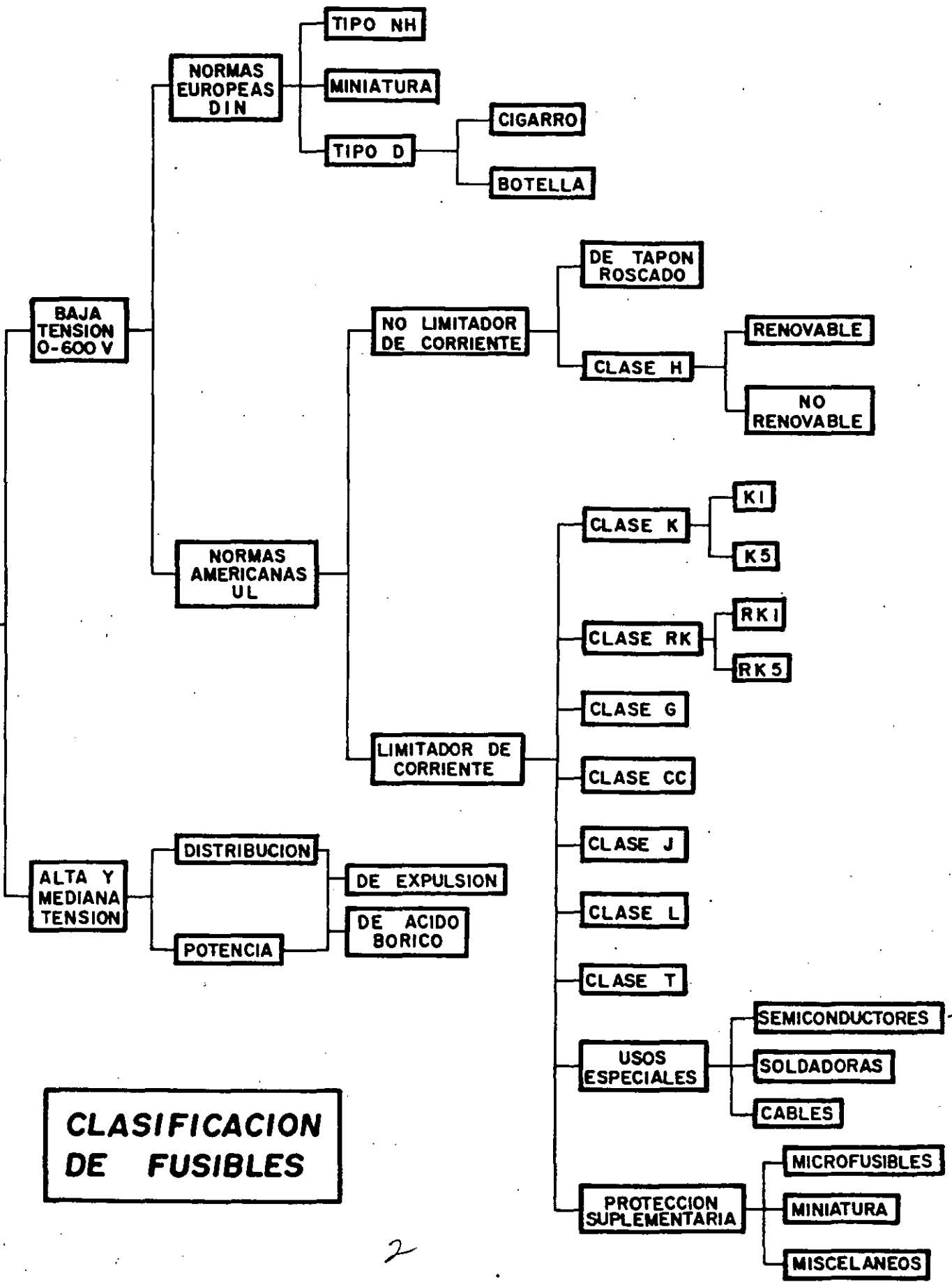
*AGOSTO, 1992.*



# PROTECCION DE INSTALACIONES ELECTRICAS

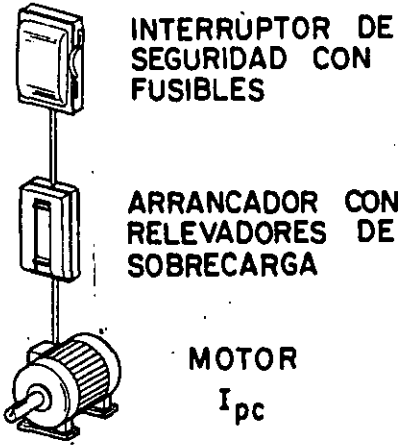
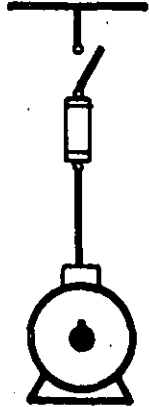
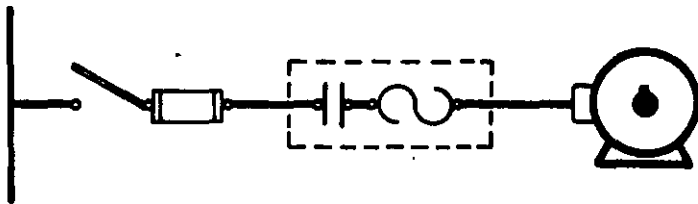
**FUSIBLES**

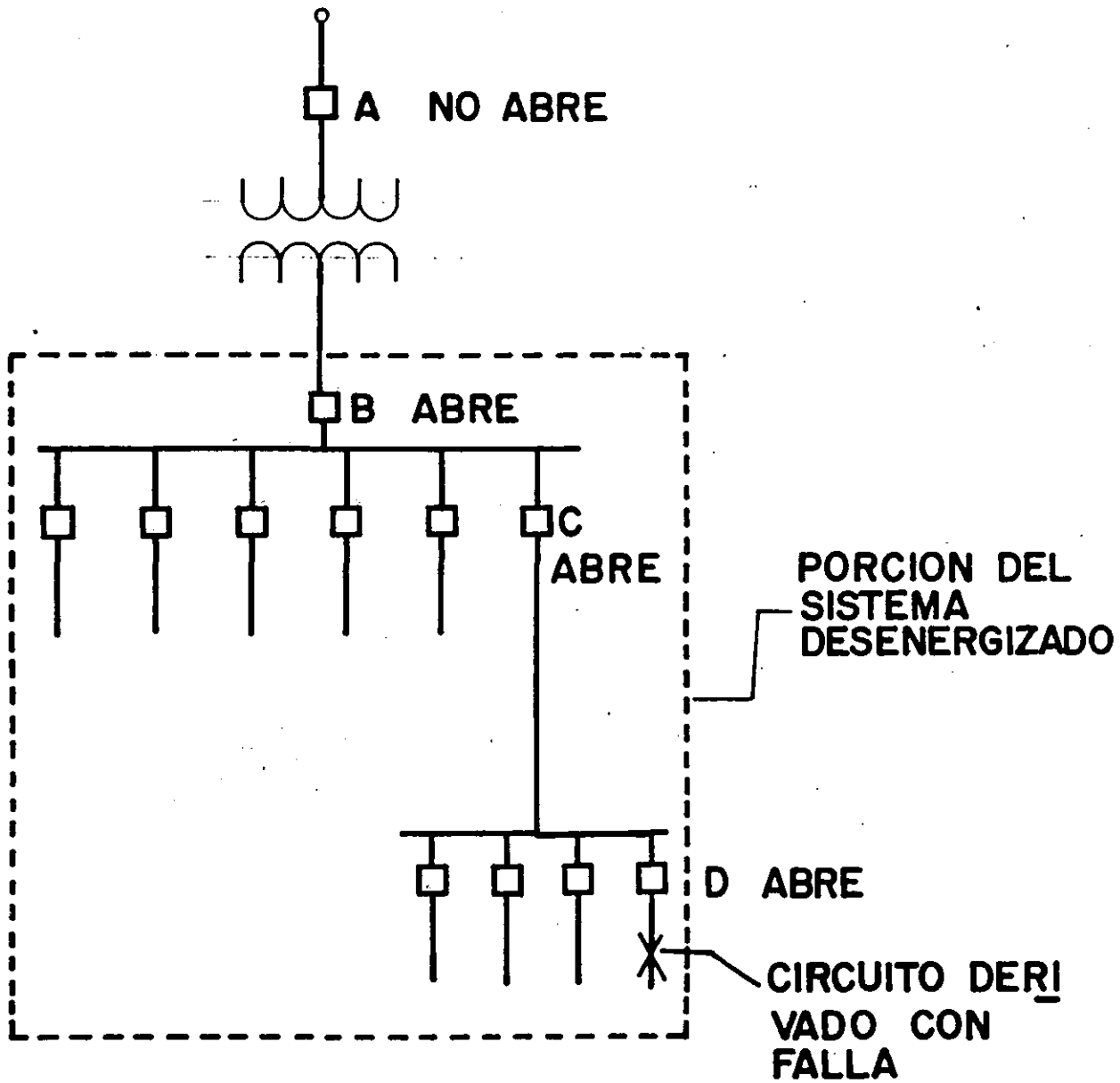
**CLASIFICACION DE FUSIBLES**



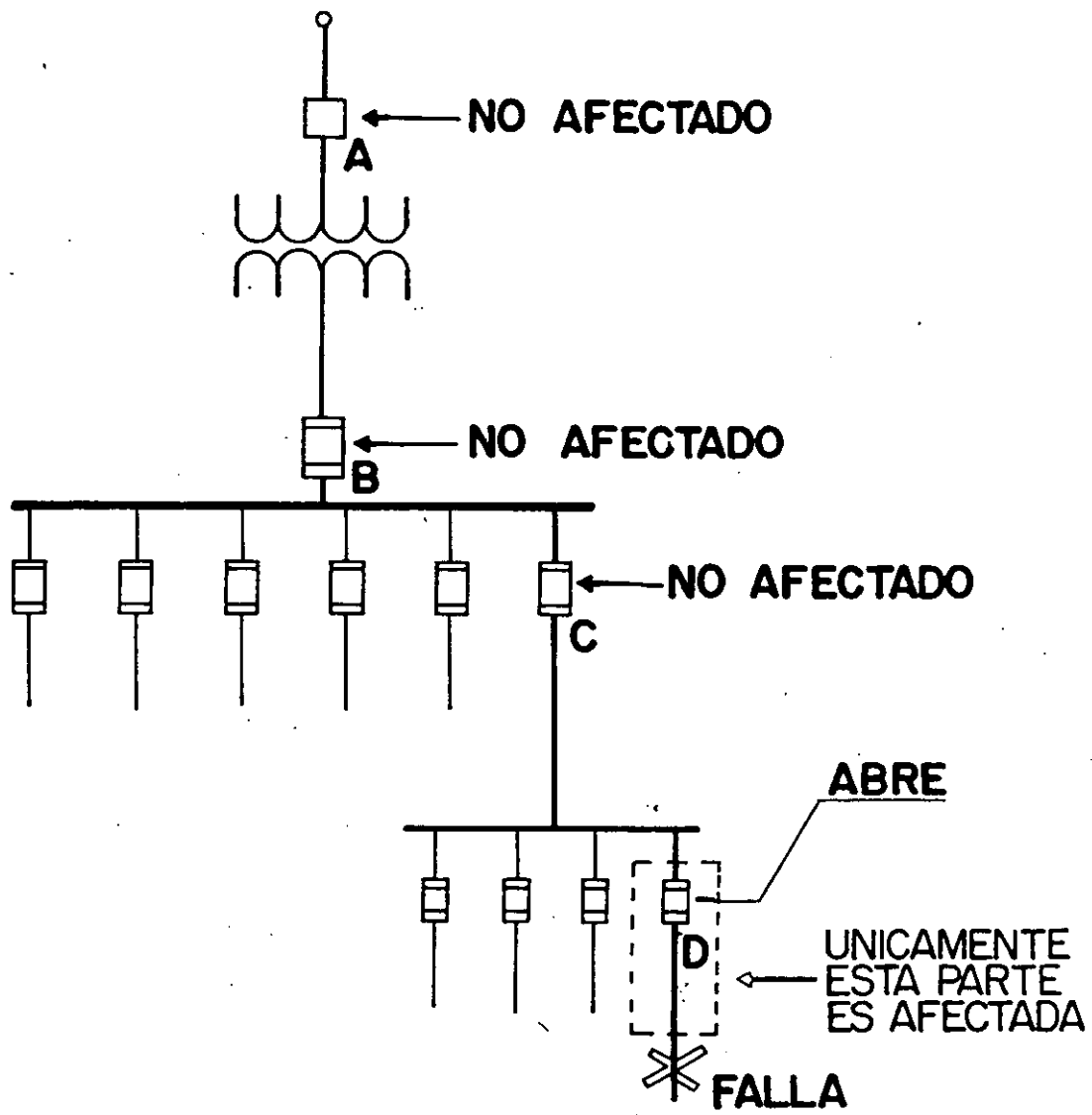
CLASE	AMPERES	VOLTS	AMPERES C. I.	$I^2t$ $I_p$	APLICACION
H	0-600	600 250	10 000	— —	CIRCUITOS MENORES DE 10000 AMPERES DISPONIBLES
K	0-600	600	50 000	—	CIRCUITOS ALIMENTADORES CARGAS DE MOTORES EN BAJO PORCENTAJE
J	0-600	600	200 000	$i^2_t$ bajo $I_p$ bajo	CIRCUITOS ALIMENTADORES
RK1	0-600	600 250	200 000	$i^2_t$ $I_p$	CIRCUITOS ALIMENTADORES
RK5	0-600	600 250	200 000	$i^2_t > RK1$ $I_p > RK1$	CORRIENTE DE ARRAN- QUE DEL MOTOR COMO FACTOR DETERMINANTE
L	601-6000	600	200 000	$i^2_t$ bajo $I_p$ bajo	ALIMENTADORES



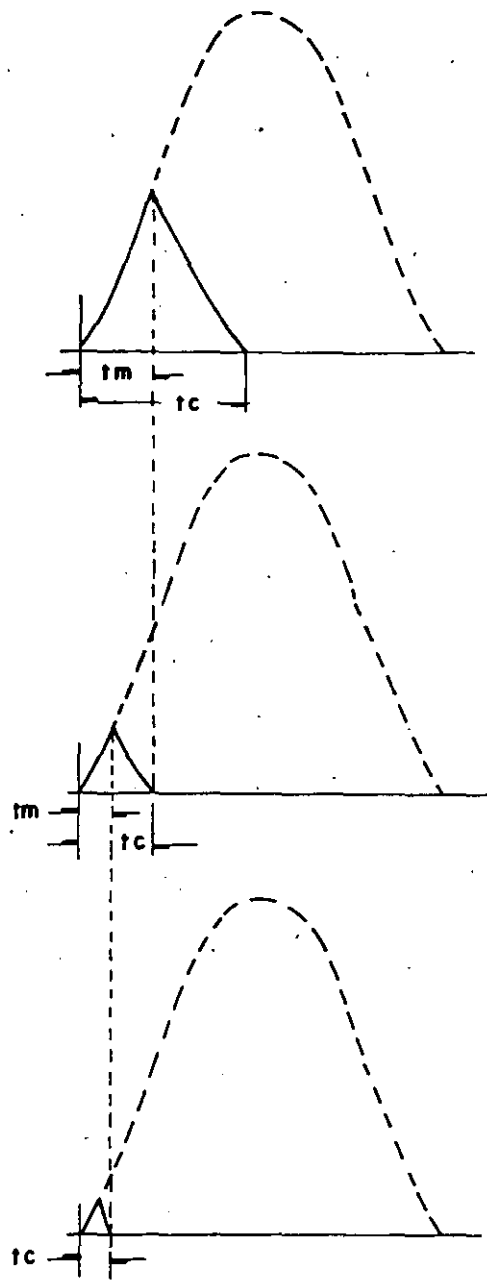
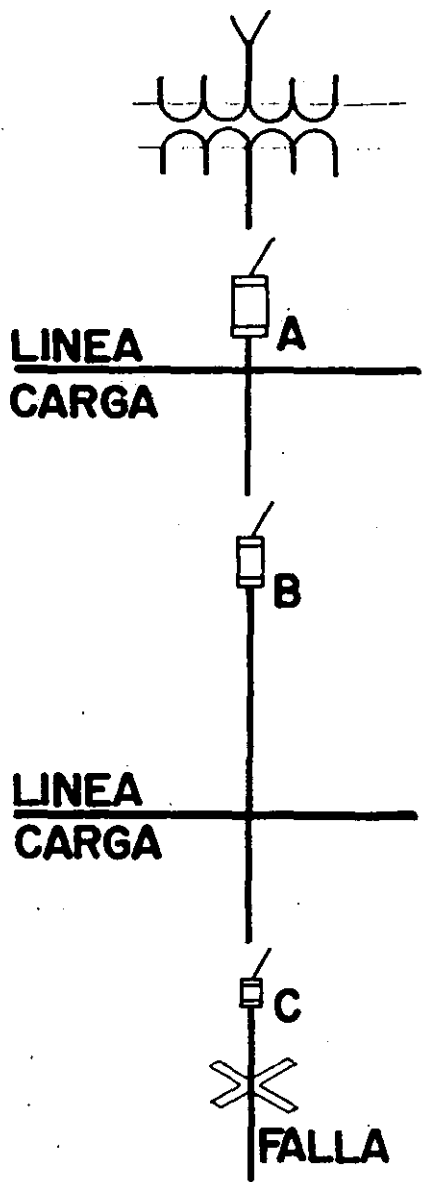
TIPO DE MOTOR	FUSIBLES DOBLE ELEMENTO CON RETARDO DE TIEMPO			FUSIBLES SIN RETARDO DE TIEMPO
	NIVEL DE PROTECCION DESEADO			
	ARRANQUE DEL MOTOR SOBRECARGA CIRCUITOCORTO	RESPALDO DE SOBRECARGA, CIRCUITOCORTO	UNICAMENTE CIRCUITOCORTO	UNICAMENTE CIRCUITOCORTO
FACTOR DE SERVICIO: IGUAL O MAYOR DE 1.15 ELEVACION DE TEMPERATURA: IGUAL O MENOR DE 40°C	100 o 125 %	125 % O EL TAMANO SIGUIENTE	NEC: 150 o 175 %	NEC: 300 %
FACTOR DE SERVICIO: IGUAL O MENOR DE 1.15 ELEVACION DE TEMPERATURA: IGUAL O MAYOR DE 40°C	100 o 115 %	115 % O EL TAMANO SIGUIENTE	NTIE: 225 %	NTIE: 400 %
 <p>INTERRUPTOR DE SEGURIDAD CON FUSIBLES</p> <p>ARRANCADOR CON RELEVADORES DE SOBRECARGA</p> <p>MOTOR <math>I_{pc}</math></p>				
PROTECCION DEL RELEVADOR		S O B R E C A R G A		
PROTECCION DEL FUSIBLE	SOBRECARGA Y CIRCUITOCORTO	RESPALDO	CIRCUITOCORTO	



**COORDINACION NO SELECTIVA**

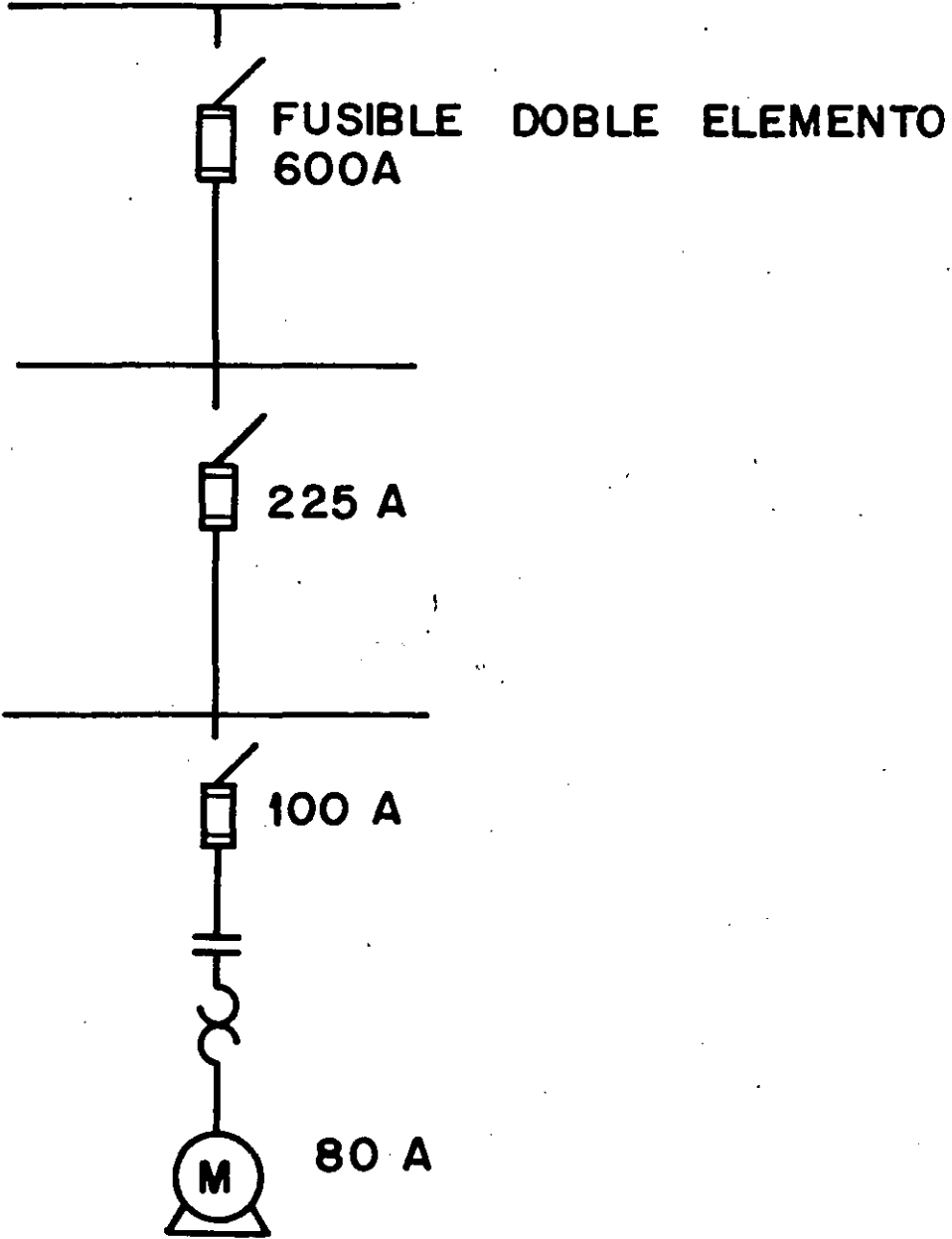


# COORDINACION SELECTIVA

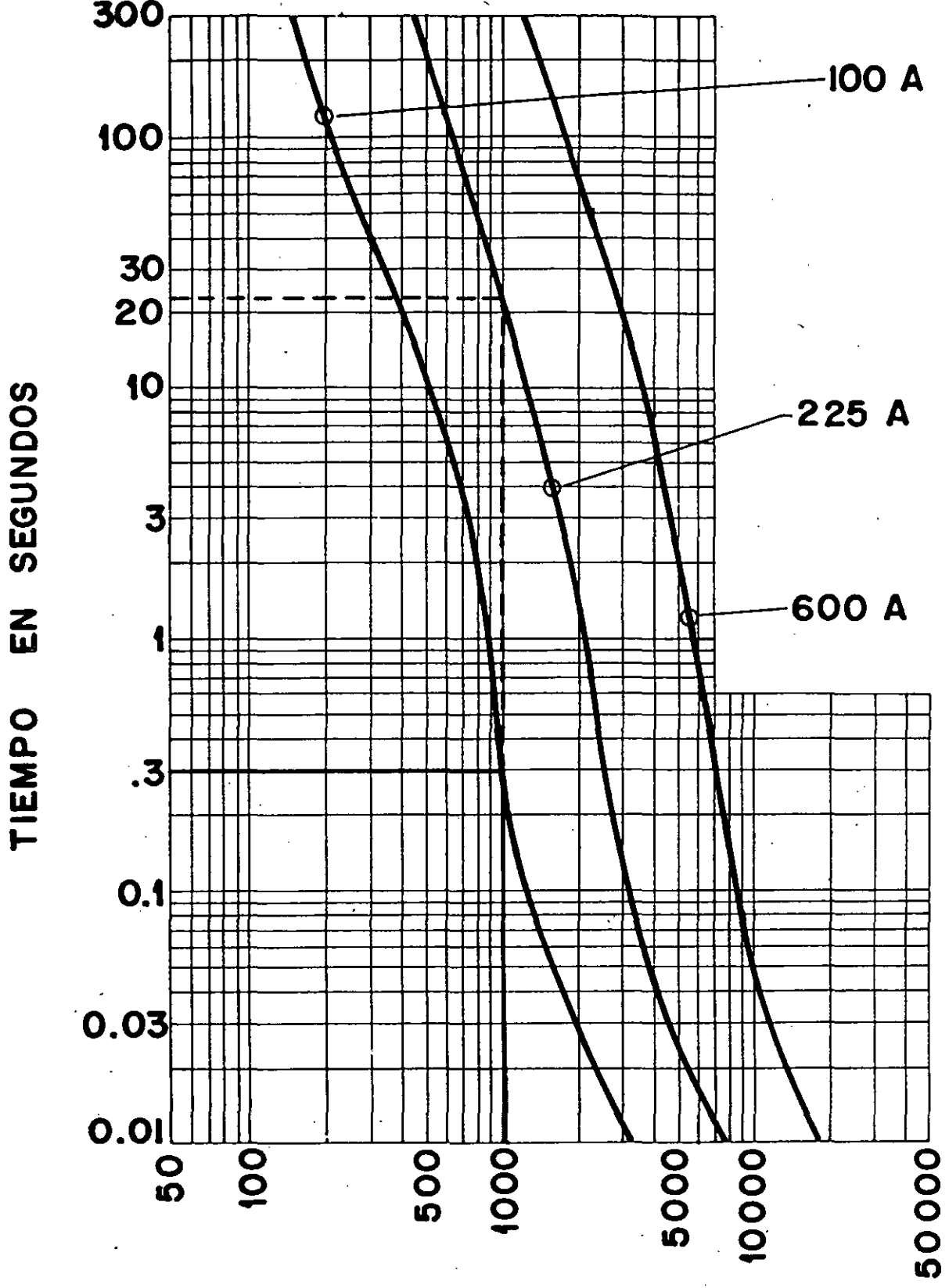


**SELECTIVIDAD. LA ENERGIA TOTAL DE APERTURA DEL FUSIBLE C DEBE SER MENOR QUE LA ENERGIA DE FUSION DEL FUSIBLE B**

SISTEMA 3  $\phi$   
220 VOLTS

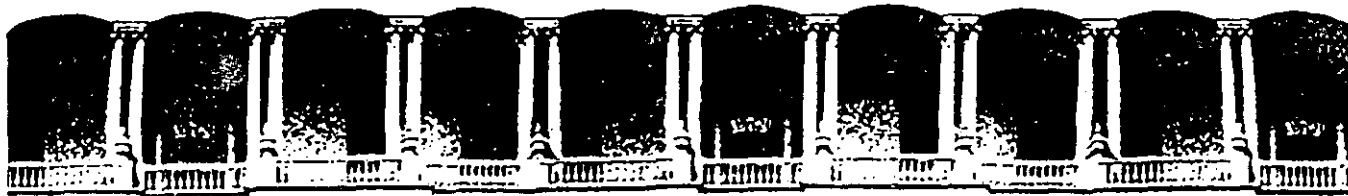


SELECTIVIDAD



CORRIENTE EN AMPERES

9



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 8***

***SISTEMAS DE TIERRA***

***ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ***

***AGOSTO, 1992.***

### 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.

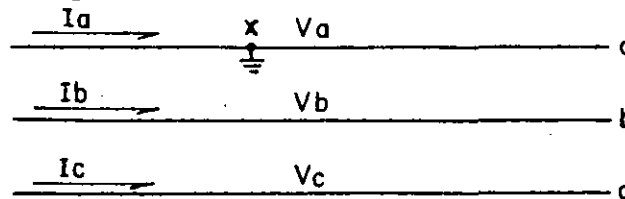
Todo el conjunto de elementos constituyentes del sistema eléctrico, está prácticamente a la vista y es de fácil acceso, pero existe una sección de las redes eléctricas del sistema de distribución (nos referimos al sistema de tierras) a la cual es muy conveniente dirigir nuestra atención. Es necesario 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).

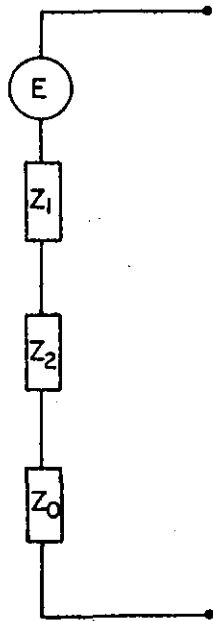


### 7.1 TIPOS DE SISTEMAS ATERRIZADOS Y NO ATERRIZADOS.

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.

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$E_1 = E \left( 1 - \frac{Z_1}{Z_0 + 2Z_1} \right)$$

$$E_2 = -E \frac{Z_1}{Z_0 + 2Z_1}$$

$$E_0 = -E \frac{Z_0}{Z_0 + 2Z_1}$$

$$V_a = 0$$

$$V_b = E_0 + a^2 E_1 + a E_2$$

$$V_c = E_0 + a E_1 + a^2 E_2$$

$$a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

*Verdad*

$$V_b = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{Z_0}{Z_1} - 1}{\frac{Z_0}{Z_1} + 2} \quad (\text{P. U.})$$

$$V_c = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{\frac{Z_0}{Z_1} - 1}{\frac{Z_0}{Z_1} + 2} \quad (\text{P. U.})$$

$$Z_1 = R_1 + j X_1$$

$$Z_0 = R_0 + j X_0$$

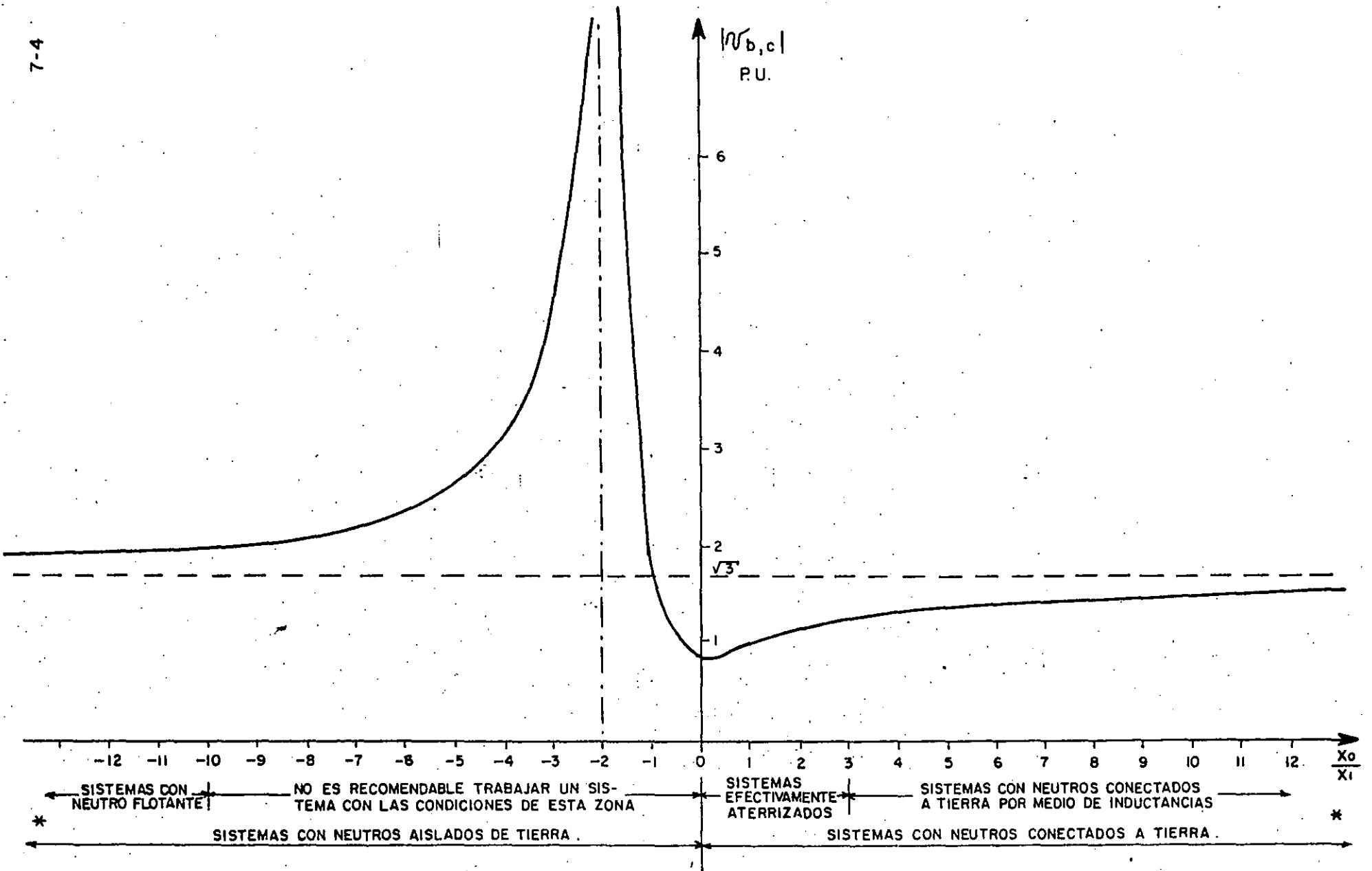
Si para simplificar despreciamos  $R_1$  y  $R_0$  podemos generalizar las ecuaciones anteriores:

$$V_{b,c} = -\frac{1}{2} \mp j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{X_0}{X_1} - 1}{\frac{X_0}{X_1} + 2}$$

Dando valores a la relación  $X_0/X_1$  podemos encontrar las tensiones que aparecen en las líneas (b,c) no falladas:

$\frac{X_0}{X_1}$	$ V_{b,c} $ (P.U.)	OBSERVACIONES
0	$\sqrt{3}/2 = 0.866$	La reactancia en secuencia positiva es función de la inductancia del circuito de potencia y siempre el de valor positivo. La reactancia en secuencia cero, corresponde a la que tiene el retorno por tierra, en este caso es de valor positivo y significa que los neutros están conectados a tierra.
1	1	
3	1.25	
10	1.5	
$\infty$	$\sqrt{3}$	
-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 capacitancias, y estamos por lo tanto en el caso de neutros flotantes.
-1.5	4.51	
-2	$\infty$	
-3	4.51	
-4	3.12	
-6	2.41	
-10	2.02	
-40	1.8	
$-\infty$	$\sqrt{3}$	

Graficando la Información anterior obtenemos:



\* LOS PUNTOS EN DONDE  $\frac{X_0}{X_1} \approx \pm \infty$  CORRESPONDEN A SISTEMAS CON EL NEUTRO CONECTADO A TIERRA POR MEDIO DE UNA BOBINA DE PETERSEN

Analizando la gráfica anterior podemos apreciar que el tipo de aterrizamiento de un sistema eléctrico depende fundamentalmente de las sobretensiones a la frecuencia de generación que aparecen cuando una línea se pone a tierra. Podemos conocer por lo tanto, el grado de aterrizamiento de un sistema por medio de sus parámetros de diseño  $X_0$ ,  $X_1$  y  $R_0$ , como veremos a continuación:

- SISTEMA EFECTIVAMENTE ATERRIZADO.

Es el que tiene la mayor parte de sus neutros conectados directamente a una tierra de baja impedancia y que es capaz de conducir la corriente máxima de corto circuito.

Las condiciones para que el sistema se considere efectivamente aterrizado, son que para cualquier condición de operación y cualquier capacidad de generación se cumplan las siguientes relaciones.

$$0 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3$$

$$0 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

Con estas condiciones las sobretensiones a la frecuencia del sistema nunca podrán ser mayores de 1.4 p.u., y el factor de aterrizamiento siempre será menor de  $1.4 / \sqrt{3} \approx 0.81$

Prácticamente todos los sistemas de potencia y distribución están efectivamente aterrizados.

La mayoría de las instalaciones industriales nacionales, también caen dentro de esta categoría de aterrizamiento.

### - SISTEMA ATERRIZADO POR RECTANCIA

Como su nombre lo indica, implica la inserción de una bobina entre el neutro y la red de tierras. Esta reactancia debe tener un valor tal que se cumplan las siguientes condiciones:

$$3 < \frac{X_0}{X_1} < \infty$$

$$3 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

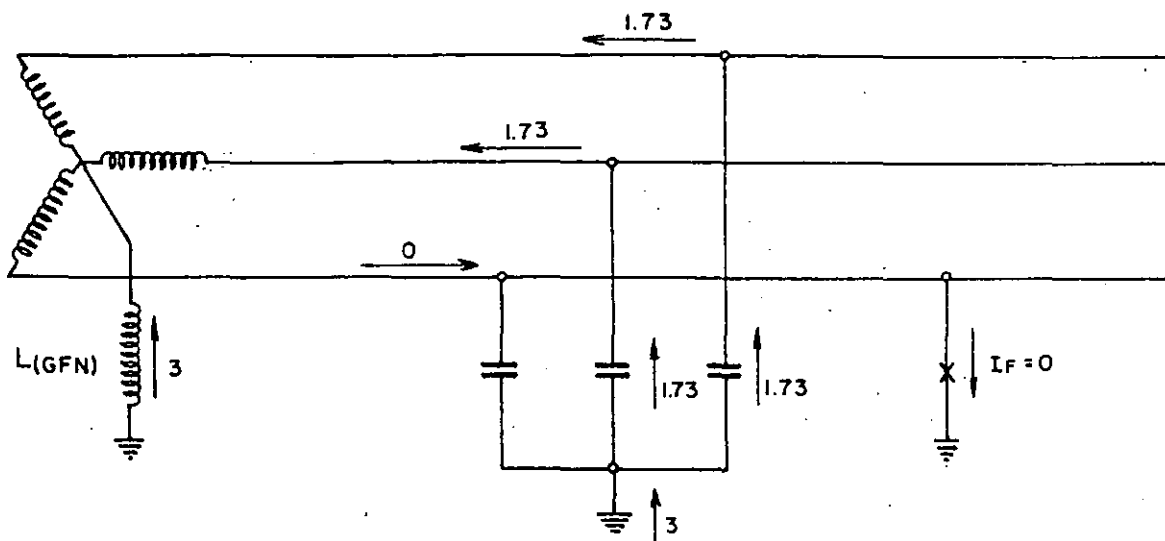
La red de tierras y la reactancia inductiva deben de poder conducir adecuadamente las corrientes de corto circuito del sistema.

Este sistema de aterrizamiento puede originar sobretensiones a la frecuencia del sistema de más de 1.4 p.u. pero menores de 1.73 p.u., lo que nos da un factor de aterrizamiento entre 0.81 y 1.00.

Este sistema de aterrizamiento se emplea cuando por alguna razón se desea limitar la corriente de corto circuito de fase a tierra del sistema, y se pueden aceptar las sobretensiones que aparecen cuando existen disturbios. (Sobretensión transitoria 2.73 p.u. max.)

### - SISTEMA ATERRIZADO POR BOBINA DE PETERSEN

Es un sistema con el neutro aterrizado por una bobina (GFN) de magnitud adecuada para formar un circuito resonante en paralelo, a la frecuencia de generación, con la capacitancia a tierra del sistema, de tal manera que la corriente de falla de una línea a tierra sea cero.



$$X_0 = \frac{(jWL) \left(-j \frac{1}{WC}\right)}{(jWL) - \left(j \frac{1}{WC}\right)} = + \infty$$

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 flotente ya que no es posible resolver satisfactoriamente el problema del aislamiento.

Los sistemas con neutro flotente 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.

$$Z_0 = \frac{R(-j \frac{1}{WC})}{R - j \frac{1}{WC}}$$

## 7.2 . PROYECTOS DE REDES DE TIERRA.

7-10

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.

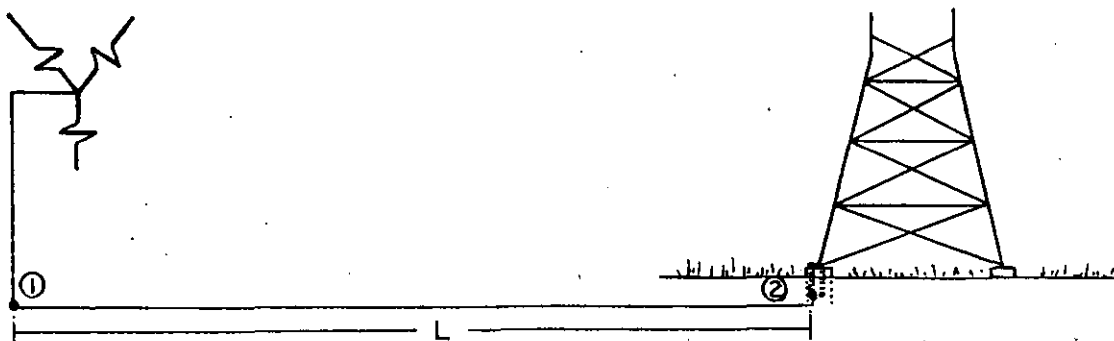
La experiencia de varios años, arrojó un resultado fatal, muchas vidas fueron segadas en forma totalmente extraña; caminando en un terreno - abierto con una "buena red de tierras" a sus pies, caían fulminadas, recargadas en una estructura metálica, morían electrocutados; ¿que pasaba con las tierras ?

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.

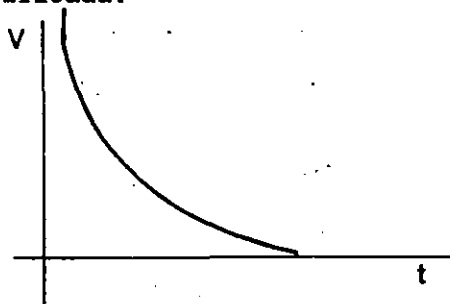
¿Que pasa cuando ocurre una falla a tierra en un sistema debidamente aterrizado?



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 ( $\rho$ ) en una longitud ( $L$ ) lo que por ley de ohm --  $dv = \rho L d_{acc}$ , que nos arrojará una superficie equipotencial desarrollada de la siguiente forma simplificada.



Se observa que los decrementos de tensión son sumamente importantes en las proximidades del punto de falla ya que a pequeños incrementos de longitud, ocurren grandes incrementos de potencial, que pueden resultar de varios miles de volts. :

¿ Cual es el circuito eléctrico equivalente del cuerpo humano ?

Según reportes del IEEE, el umbral de percepción de la corriente eléctrica en un ser humano es del orden de 1 ma, ya en niveles de 9-25 ma, resulta un efecto doloroso y se empieza a presentar el fenómeno de contracción muscular que -

ocasiona el efecto de aferrarse a los objetos 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 palpatoria 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-matemática por la fórmula de Charles Dalziel, como sigue:

$$I_k^2 t = 0.0135$$

de donde:

$I_k$  : corriente en amperes a través del cuerpo

$t$  : duración de la falla en segundos

**0.0135**: factor empírico basado en el concepto de constante de energía.

De la fórmula anterior:

$$I_k = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

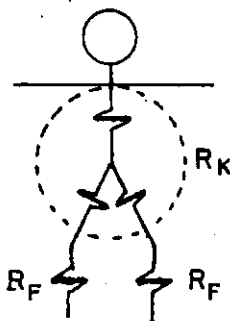
Con respecto a la resistencia del cuerpo, es pertinente anotar que según las experiencias en la Universidad de Columbia, se ha obtenido el valor-

promedio de 2300 ohms entre mano y mano y 1100 ohms entre una mano y un pie

Como seguridad se emplea el valor de 1000 ohms en ambos casos -  
(  $R_k$  ).

Además se ha determinado que siendo la resistividad del terreno-  
 $\rho_s$ , la resistencia de un pie ( $R_F$ ) será  $3 \rho_s$  ohms, por lo tanto entre-  
dos pies en serie ( un paso ) será  $6 \rho_s$  ohms y los dos pies en paralelo-  
(tocando con una mano el objeto energizado) será de  $1.5 \rho_s$ .

El circuito equivalente de un cuerpo humano promedio será



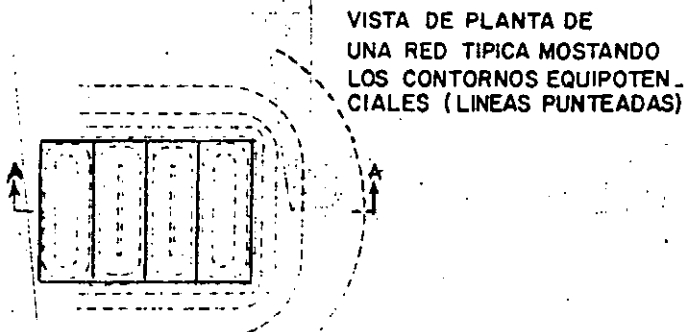
¿ Como se comporta una malla de tierra bajo condiciones de falla?

Por lo que respecta a la dispersión de corrientes en el terreno,  
como se muestra a continuación.



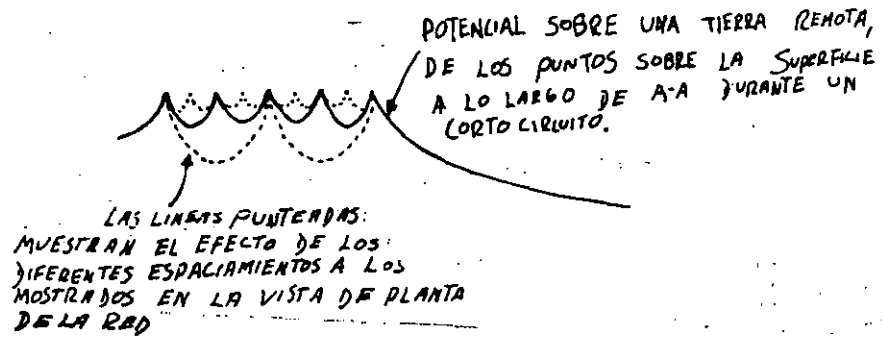
SECCION A-A  
MOSTRANDO EL FLUJO  
DE CORRIENTE

Por lo que respecta a los niveles de tensión, pueden trazarse su  
perfiles equipotenciales como se puede apreciar.



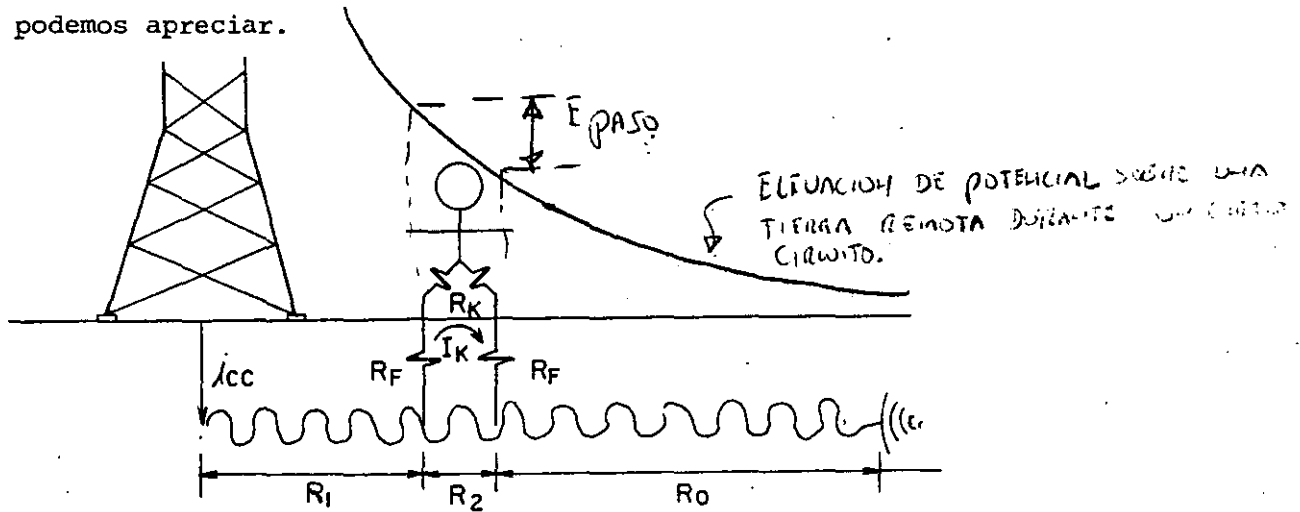
VISTA DE PLANTA DE  
UNA RED TÍPICA MOSTANDO  
LOS CONTORNOS EQUIPOTEN-  
CIALES (LINEAS PUNTEADAS)

Las tensiones que aparecen en el nivel de piso terminado son:

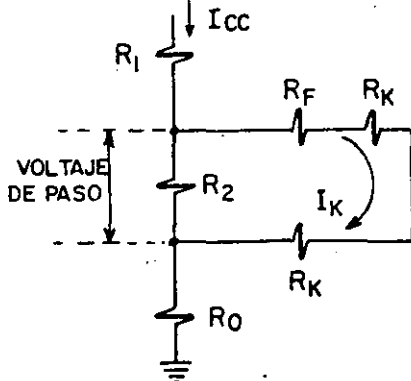


4.- Diferentes posibilidades de accidentes.

La primera posibilidad es que el individuo al dar un paso en una superficie bajo tensiones transitorias puede estar sometido a potencias peligrosas debido a una falla de fase a tierra ( voltaje de paso ) como podemos apreciar.



Circuito equivalente :

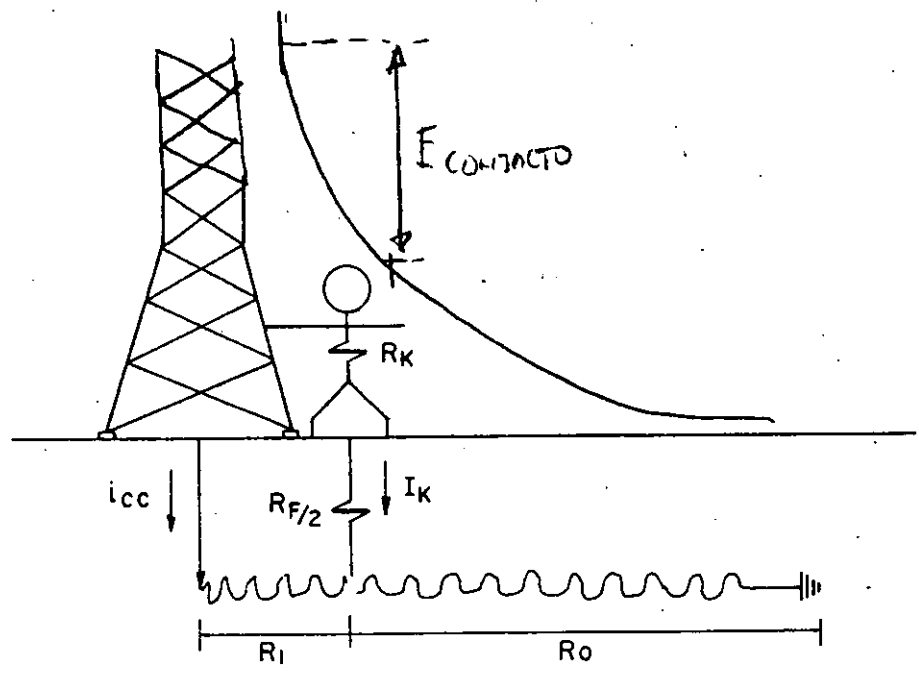


$$V_p = (R_k + 2R_f) \times I_k$$

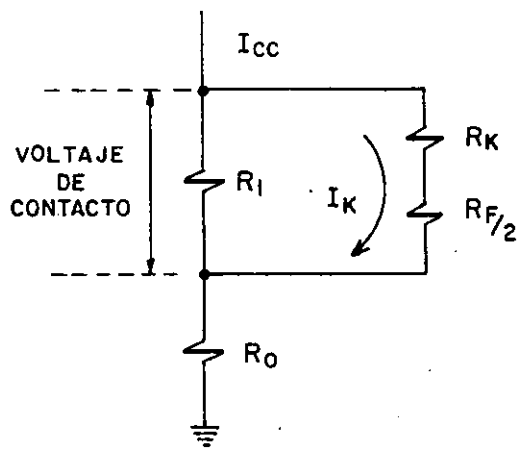
$$= (1000 + 6 \rho_s) \times \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$= \frac{116 + 0.7 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

La segunda posibilidad existe cuando una persona está parada -  
 junto a una estructura aterrizada y hace contacto manual con ella y -  
 ocurre una falla a tierra ( voltaje de contacto ) como se muestra:



Circuito equivalente :

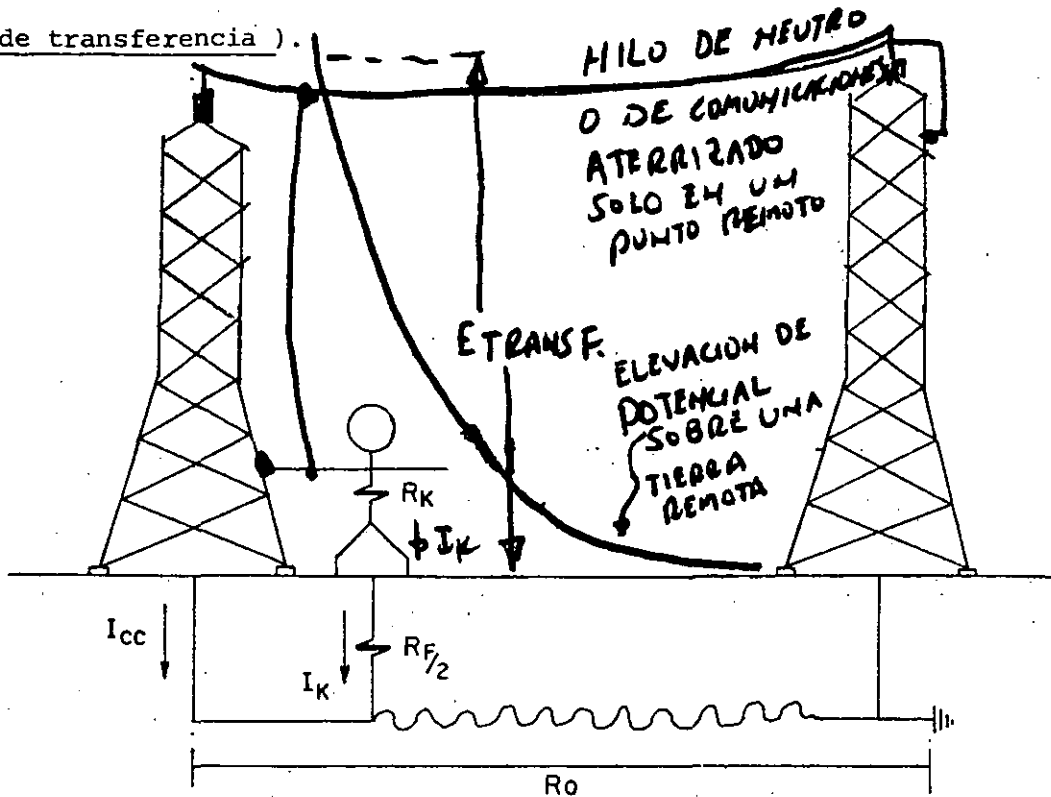


$$V_c = (R + R_{f/2}) I_k$$

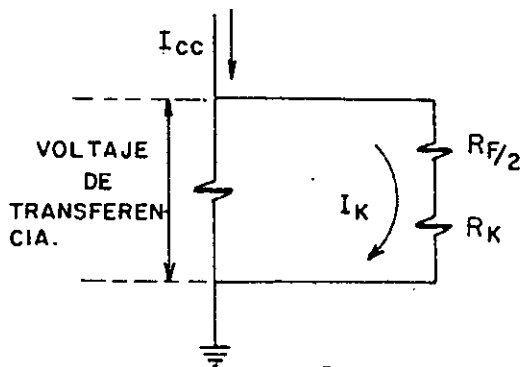
$$= (1000 + 1.5 \Omega) \frac{0.116}{\sqrt{E}}$$

$$= \frac{116 + 0.17 \Omega}{\sqrt{E}}$$

La tercera posibilidad es cuando existe un elemento metálico - aterrizado en un punto de falla y su longitud es tal que puede hacerse contacto simultáneamente con él y otra superficie también aterrizada ( voltaje de transferencia ).



Circuito equivalente



$$\begin{aligned}
 V_t &= (R_{F/2} + R_K) I_K \\
 &= (1000 + 1.5 \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t}} \\
 &= \frac{116 + 0.174 \rho_s}{\sqrt{t}}
 \end{aligned}$$

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

$$\rho_s = \frac{4 \pi A^2 R}{1 + \frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}}$$

- $\rho_s$  = 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 <sup>2</sup>
Suelo seco.	10 <sup>3</sup>
Concreto armado.	10 <sup>3</sup>
Cama rocosa.	10 <sup>4</sup>

#### 4.- Diseño preliminar de la red de tierras.

$$L = \frac{K_m K_i \rho_{si} I_{cc} \sqrt{T}}{0.116 + 0.17 \rho_{s2}}$$

L - Longitud mínima del conductor enterrado en metros incluyendo las varillas.

K<sub>m</sub>- Coeficiente que toma en cuenta los conductores de la malla en cuanto a número, calibre y disposición.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{3}{4} \right) \left( \frac{5}{6} \right) \left( \frac{7}{8} \right) \dots$$

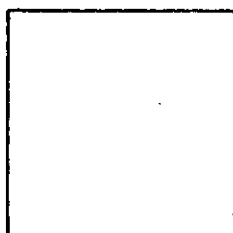
(n-2) términos →



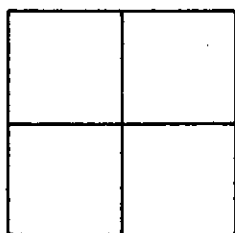
- D - Separación entre conductores de la malla (m)  
 d - Diámetro de los conductores que forman la malla en (m)  
 h - Profundidad a la que se entierra la red en (m)  
 n - Espaciamientos de la malla.

$K_j$ .- Factor de corrección por irregularidades, tomando en cuenta la distribución irregular del flujo de corrientes a tierra.

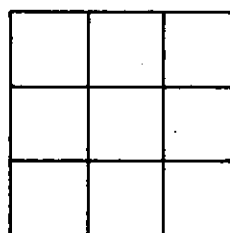
(factores  $K_j$  sugeridos por Walter Koch.)



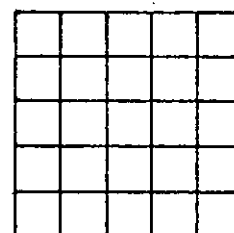
$K_j = 1$



$K_j = 1.16$



$K_j = 1.47$



$K_j = 2.21$

$\rho_{s1}$  - Resistividad del terreno en (ohms - m)

$\rho_{s2}$  - 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

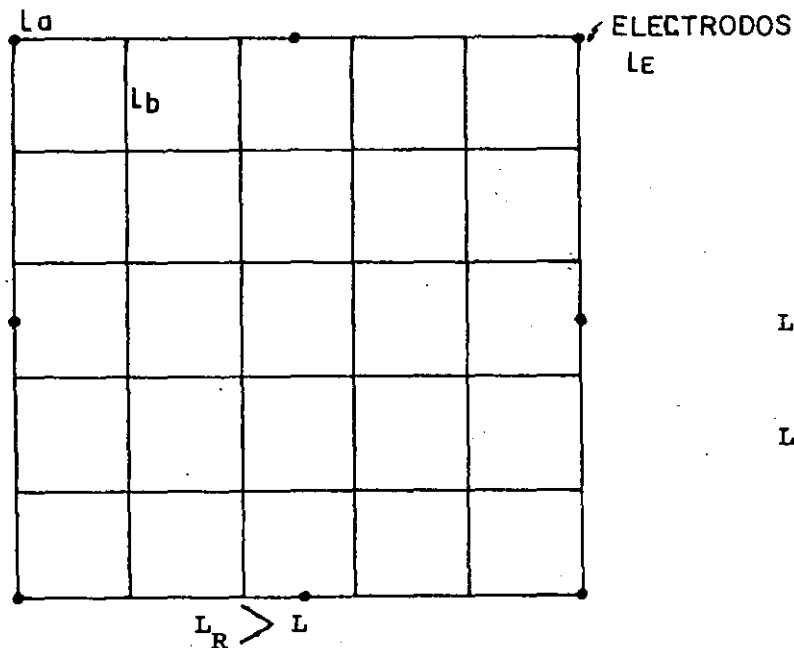
$$D = \sqrt{\frac{1}{T} \left[ T + \frac{1}{\omega} \frac{X}{R} \left( 1 - e^{-\frac{2\omega T}{X/R}} \right) \right]}$$

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 (m<sup>2</sup>).

$$R = \frac{\rho_s}{4r} + \frac{\rho_s}{L_R}$$

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<sub>s</sub> = 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<sub>s</sub> = Coeficiente que considera la profundidad de enterrado de la red de tierra y el número de conductores transversales de la red.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \dots + \frac{1}{13D} \right]$$

Hasta el número de espacios transversales

$K_i$  - Factor de corrección por irregularidad..

$\rho_{SI}$  - 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 toca dos 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  $\phi$

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  $\phi$  , 60 cps.

% Z = 10.4

Sistema.- En el bus de 230 Kv. La capacidad interruptiva del mismo se considera de 15,000 MVA.

b) Corriente de falla a tierra en el lado de 230 Kv

BASE: 1 MVA.

Reactancias del Sistema:

$$X_{1S} = X_{2S} = X_{0S} = \frac{1 \times 10^7}{15,000} = 0.000\ 066 \%$$

Reactancias de Transformadores Principales:

$$X_{1T} = X_{2T} = X_{0T} = \frac{0.104}{3 \times 10^7} = 0.000\ 324 \%$$

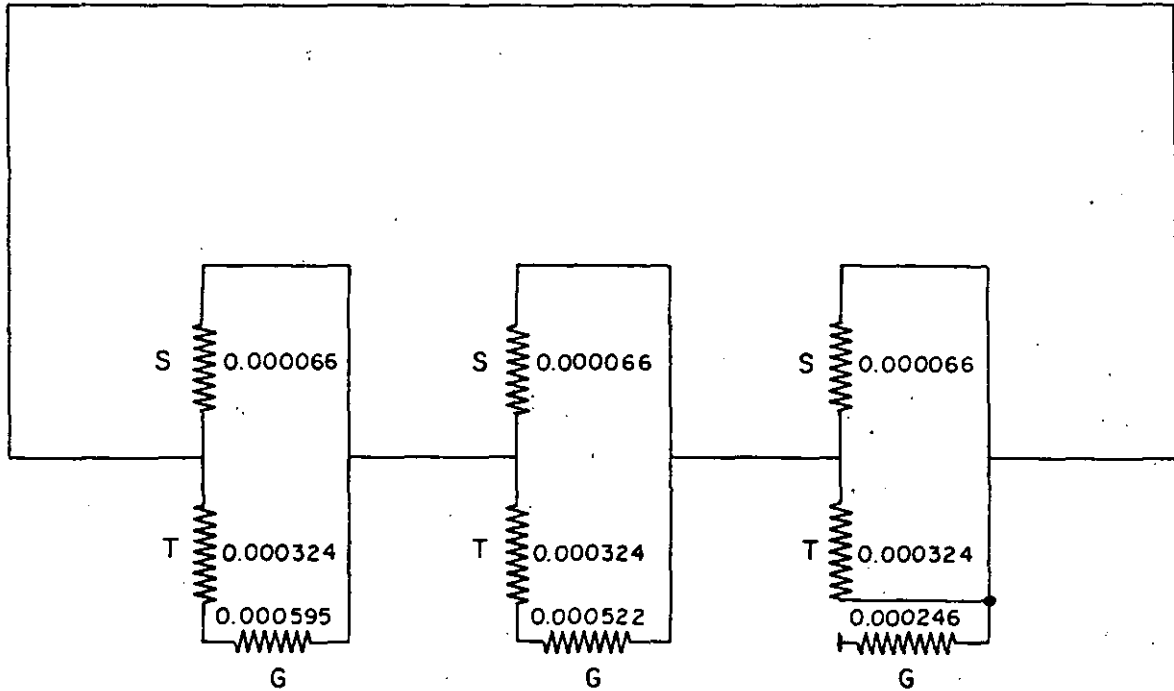
Reactancias del Generador:

$$X_{1G} = X''_d = \frac{0.205 \times 1}{344.44} = 0.000\ 595 \%$$

$$X_{2G} = \frac{0.18 \times 1}{344.44} = 0.000\ 522 \%$$

$$X_{0G} = \frac{0.085 \times 1}{344.44} = 0.000\ 246 \%$$

## REFERENCIA



Cálculo de  $X_{1R}$ ,  $X_{2R}$ ,  $X_{OR}$

$$0.000\ 324 + 0.000\ 595 = 0.000\ 919$$

$$X_{1R} = \frac{0.000\ 919 \times 0.000\ 066}{0.000\ 919 + 0.000\ 066} = 0.000\ 0615$$

$$0.000\ 324 + 0.000\ 522 = 0.000\ 846$$

$$X_{2R} = \frac{0.000\ 846 \times 0.000\ 066}{0.000\ 846 + 0.000\ 066} = 0.000\ 0612$$

$$X_{OR} = \frac{0.000\ 324 \times 0.000\ 066}{0.000\ 324 + 0.000\ 066} = 0.000\ 0548$$

Fórmula para determinar la corriente de falla a tierra:

$$I_G = \frac{3}{X_{1R} + X_{2R} + X_{OR}}$$

Sustituyendo:

$$I_G = \frac{3}{0.000\ 0615 + 0.000\ 0612 + 0.000\ 0548} = 16901.4 \%$$

$$I_G = \frac{16901.4 \times 1000}{\sqrt{3} \times 230} = 42426.2 \text{ Amp}$$

Determinación de la sección del conductor según la siguiente tabla ONDERDONK:

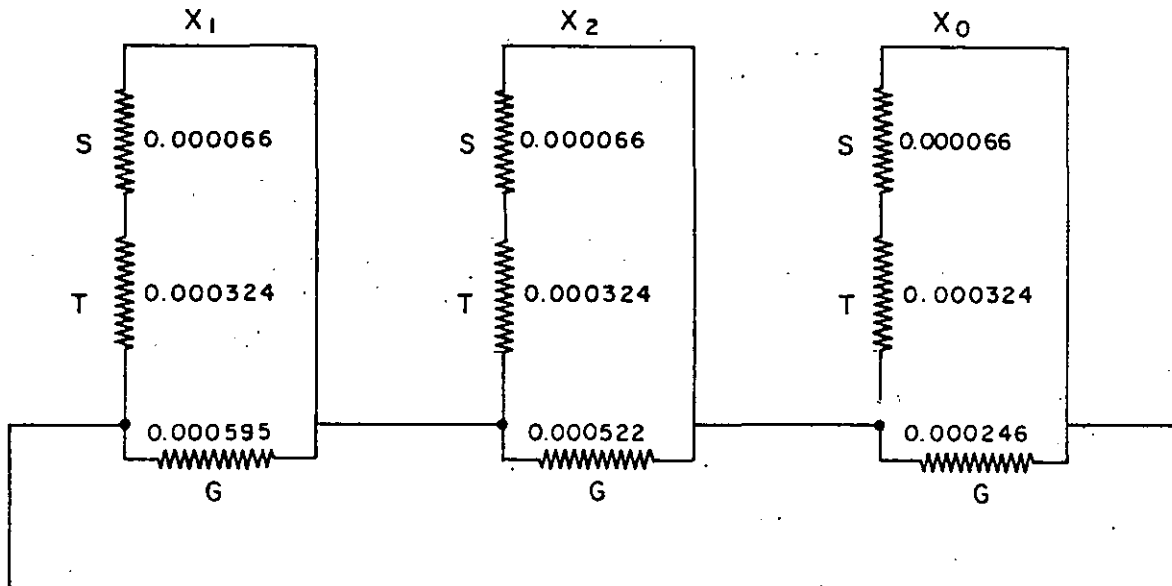
Calibres mínimos para evitar fusión.

DURACION DE LA FALLA EN SEG.	CM / A		
	CABLE	CONEXIONES SOLDADAS.	CONEXIONES MECANICAS.
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

Como se recomendaron juntas soldadas y un tiempo de falla de 0.5-  
seg., se determinará la sección del conductor con la constante 6.5 CM / A lo  
que nos da:

$$42426.2 \text{ A} \times 6.5 \frac{\text{CM}}{\text{A}} = 275770 \text{ CM}$$

c) Corriente de falla a tierra en el lado de 20 Kv.



Cálculo de  $X_{1R}$  ,  $X_{2R}$

$$0.000066 + 0.000324 = 0.00039$$



$$X_{1R} = \frac{0.000\ 39 \times 0.000\ 595}{0.000\ 39 + 0.000\ 595} = 0.000\ 2355$$

$$X_{2R} = \frac{0.000\ 39 \times 0.000\ 522}{0.000\ 39 + 0.000\ 522} = 0.000\ 2232$$

$$I_G = \frac{3}{0.000\ 2355 + 0.000\ 2232 + 0.000\ 246} = 4257.13 \%$$

$$I_G = \frac{4257.13 \times 1000}{3 \times 20} = 122\ 892.76 \text{ A}$$

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

$\rho_s$  = resistividad del terreno en  $\Omega \cdot m$

R = resistencia por medición en (se obtiene con el Megger)

A = distancia entre electrodos ayacentes en M.

B = profundidad de enterramiento de los electrodos en M.

Dado que se carece de datos se tomó el valor de la resistividad igual que el de la Unidad 3 que fué de  $6 \Omega \cdot m$

## 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

$$S = 6.5 \frac{\text{CM}}{\text{A}} \times 122892 = 798802 \quad \text{C.M. Calibre inmediatamente superior.} \\ 1000 \text{ MCM } d = 0.029$$

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.

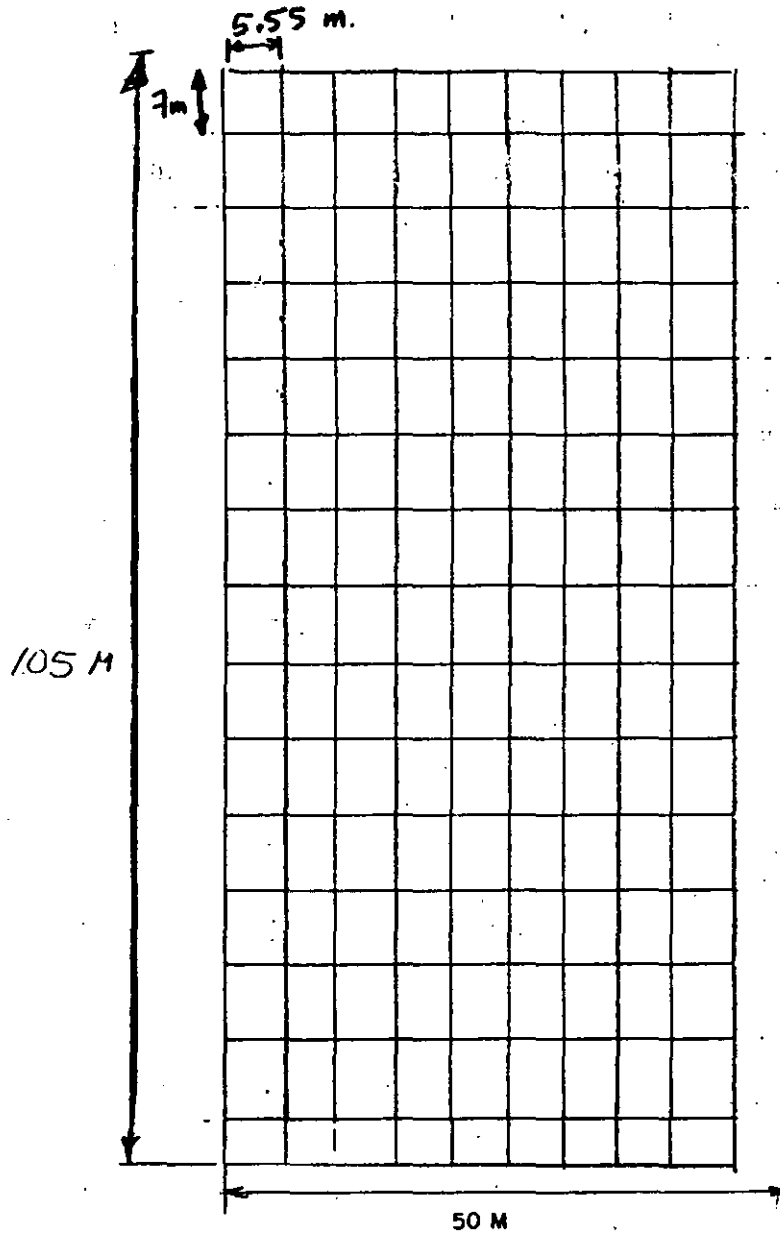
$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{3}{4} \right) \left( \frac{5}{6} \right) \left( \frac{7}{8} \right) \dots$$

En donde:

D : separación entre conductores de la malla en metros ( 8 metros ).

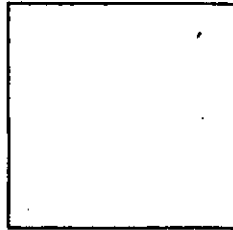
d : diámetro de los conductores que forman la malla = 0.0253 metros

h : profundidad a la que se entierra la red = 0.60 metros.



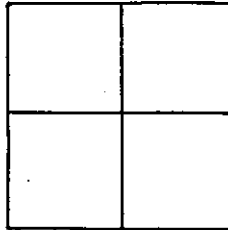
$$\begin{array}{r}
 50 \times 16 = 700 \text{ M.} \\
 105 \times 10 = 1050 \text{ M} \\
 36 \times 3 = 108 \text{ M} \\
 \hline
 L = 2000 \text{ M}
 \end{array}$$

$K_i$  : Factor de corrección por irregularidades, toma en cuenta la -  
distribución irregular del flujo de corrientes a tierra.



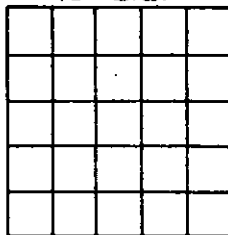
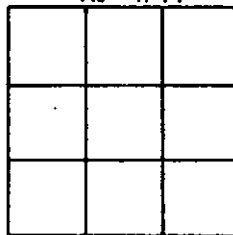
$K_i = 1.00$

$K_i = 1.47$



$K_i = 1.16$

$K_i = 2.21$



Factor  $K_i$  sugerido por  
Walter Koch.

$\rho$  : resistividad promedio del terreno =  $6 \Omega\text{-M}$

$I_{cc}$  : 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

$$I_{CC} = 122\,892.76 \times 1 \times 1 = 122\,892.76 \text{ A.}$$

$\rho_s$  = Resistividad del terreno que tocan los pies.  
 = 1000  $\Omega$ -M ( para concreto armado ).

Como la malla tiene un espaciamiento uniforme, se puede hacer la determinación empírica del número de términos de la fórmula de  $K_m$ .

$$n = 16 - 2 = 14 \text{ términos.}$$

Por lo tanto:

$$K_m = 0.1591549 L_n \frac{3^2}{16 (0.6) (0.0253)} + 0.3183099 L_n \left(\frac{3}{4}\right) \left(\frac{5}{4}\right) \left(\frac{7}{8}\right) \left(\frac{9}{10}\right) \left(\frac{11}{12}\right) \dots \left(\frac{29}{30}\right)$$

( 14 términos )

$$K_m = 0.159154 \times 5.5740709 + 0.3183099 L_n \mathbf{0.2889}$$

$$K_m = \mathbf{0.4919}$$

El tiempo  $t = 0.1$  seg.

$$K_i = 2.21$$

Por lo tanto

$$L = \frac{\mathbf{0.4919} \times 2.21 \times 6 \times 122\,892.76 \times \sqrt{0.5}}{\mathbf{116 + 0.17} \times 1000}$$

$$L = \mathbf{1981} \text{ M.}$$

La longitud obtenida debe ser menor que la indicada en el arreglo

$$\mathbf{1981 < 2000 \text{ m.}}$$

En los cálculos anteriores, podemos ver que el diámetro que se utilizó ( 0.0253 ) el cual corresponde a 750 MCM, cumplen con todas las condiciones para nuestro arreglo en cuanto a longitud y separación entre conductores.

#### 4.- CALCULO DE LA RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRAS.

Para éste cálculo se determinará primero el radio de un círculo cuya superficie sea igual a la superficie total encerrada por la red.

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

en donde

r : radio del círculo

A : superficie encerrada por la malla

$$50 \times 105 = 5250 \text{ m}^2$$

$$r = \sqrt{\frac{5250}{3.14}} = 40.88 \text{ M}$$

Para el cálculo de la resistencia de la red, se aplica la siguiente fórmula:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

└──────────┘ Longitud

Sustituyendo:

$$R = \frac{6}{4 \times 40.88} + \frac{6}{2000} = 0.0397 \text{ (ohms)}$$

## CALCULO DEL MAXIMO AUMENTO DE POTENCIAL DE LA RED EN CASO DE FALLA,

Aplicando la fórmula

$$E = IR$$

y teniendo  $I = 122\ 892.76$  Amp.

$$R = 0.0397 \text{ ohms.}$$

resulta  $E = 122892.76 \times 0.0397 = 4878$  Volts.

## 6.- CALCULO DEL POTENCIAL DE PASO EN EL PISO ADYACENTE A LA RED.

Esté cálculo se hará con la siguiente fórmula

$$E_s = K_s \times K_i \times \rho \times \frac{I}{L}$$

en donde

$E_s$  : Potencial entre los pies de una persona al dar un paso cuando está circulando la corriente máxima de la falla de la red hacia la tierra.

$K_s$  : Coeficiente que considera a que profundidad está enterrada la red, en metros y el número de conductores transversales de la red ( n ).

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \dots + \frac{1}{15D} \right]$$

hasta el número de espacios transversales.

donde h : profundidad de enterramiento ( 0.60 mts.)

D : espacio longitudinal ( 7 mts.)

Sustituyendo valores

$$K_s = \frac{1}{3.14} \left[ \frac{1}{2 \times 0.60} + \frac{1}{7 + 0.60} + \frac{1}{2 \times 7} + \frac{1}{3 \times 7} \dots \frac{1}{15 \times 7} \right]$$

$$= 0.41256 \quad (0.041256)$$

Por lo tanto

$$E_s = 0.4183176 \times 2.21 \times 6 \times \frac{122892.76}{2000} = 336 \text{ volts.}$$

Voltaje máximo permisible entre pies sobre el piso.

Para concreto armado

$$E'_s = \frac{116 + 0.7 K_s}{\sqrt{t'}} = \frac{116 + 1000}{\sqrt{0.5}} = 1153 \text{ volts.}$$

$$E_s < E'_s$$

si  $E_s > E'_s$  se rediseña la red aumentando (L)

#### 7.- CALCULO DE POTENCIAL ENTRE PISOS Y ELEMENTOS 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

$$\frac{K_n \times K_i \times P \times I_{cc} \times \sqrt{t}}{L} - 0.17 P_s < 116$$

Sustituyendo valores, tenemos:

$$\frac{0.4919 \times 2.21 \times 6 \times 122892.76 \times \sqrt{0.5}}{2000} - 0.17 \times 1000 = 113.4$$

$$113.4 < 116$$

Al cumplirse la fórmula podemos decir que la red diseñada está dentro de los límites de seguridad.

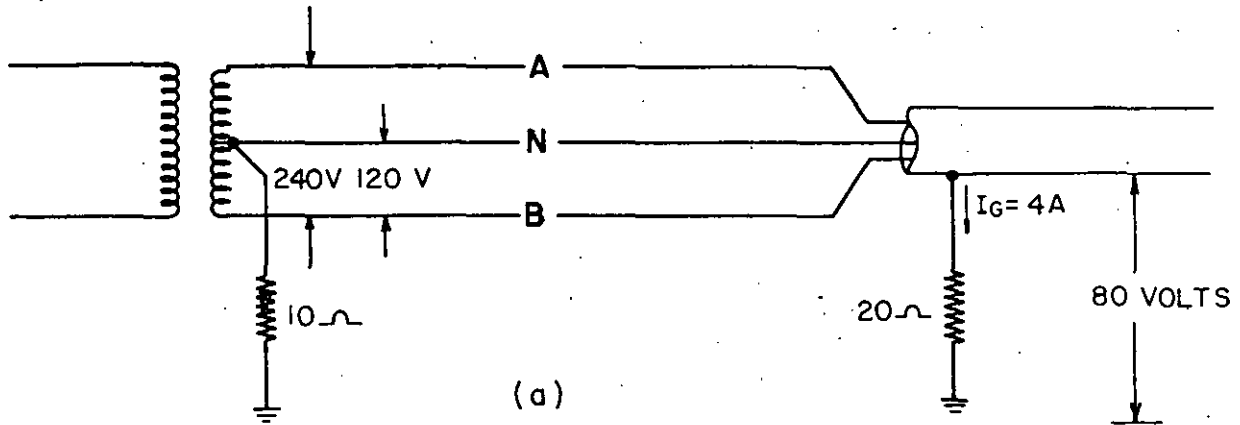
### 7.3 ATERRIZAMIENTO DE EQUIPO

Los propósitos principales por los que las canalizaciones o -- estructuras metálicas que conducen conductos energizados deben estar interconectadas a un sistema de tierras son:

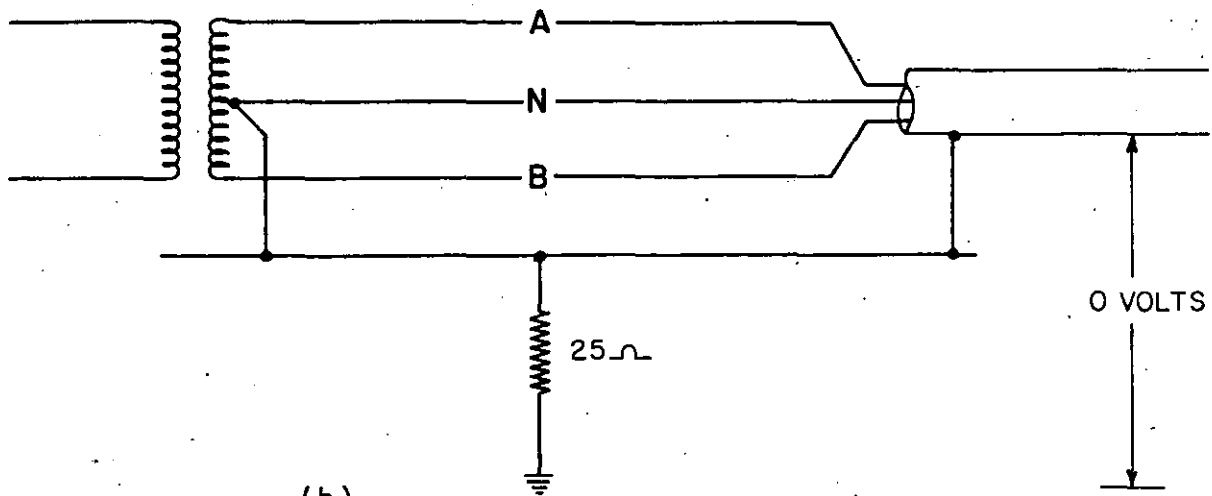
- 1.- Mantener una diferencia de potencial baja entre las partes metálicas cercanas dentro de una determinada área y asegurar que el personal que allí se encuentre no corra peligro de sufrir descargas eléctricas.
- 2.- Proveer de un camino efectivo las corrientes de falla a -- tierra las cuales deberán 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  $10\ \Omega$  a tierra, el tubo conduit está conectado a otro electrodo separado, el cual tiene  $20\ \Omega$  a tierra. Una falla ocurre entre el conductor B y el Conduit

$$\text{Corriente de falla} = \frac{120}{20 + 10} = 4 \text{ A}$$

Caída de potencial de Conduit a tierra será:

$$4 \times 20 = V = 80 \text{ Volts.}$$

En cambio en la figura (B), tanto el neutro del transformador como el tubo conduit, están conectados a una red de tierra común, la que es conectada a tierra a través de un electrodo que tiene  $25\ \Omega$  de resistencia.

Lo anterior no infiere que un potencial de 80 volts necesariamente sea fatal, sino que como ejemplo se ilustra el hecho de una inadecuada puesta a tierra puede ocasionar diferencias de potencial que provocarían daños funestos, sobre todo a las personas.

De acuerdo a estadísticas, los accidentes en la Industria Eléctrica, indican que un gran número de personas se han lesionado como resultado de recibir "SHOCK" eléctrico al entrar en contacto con partes metálicas que normalmente no están energizadas o se suponía que estaban desenergizadas.

Así mismo, uno de cada siete incendios en diferentes establecimientos fueron originados en el sistema eléctrico, por ello, un desarrollo y adopción de prácticas más efectivas en el aterrizamiento de equipo harían disminuir los riesgos por incendio.

" Factor de suma importancia para la seguridad del personal en plantas industriales, es el aterrizamiento adecuado del propio equipo".

" Conecte a una misma red de tierras, todas las partes metálicas por donde pasan conductores energizados, tubo 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 o empalmadas, considerando una temperatura inicial de 26°C

$$A = 10.6 \cdot I \sqrt{S}$$

Si las conexiones son soldadas a temp. inicial de 26 °C

$$A = 8.7 \cdot I \sqrt{S}$$

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 - MCM, para grandes estaciones, y del No. 4 / 0 AWG, para pequeñas estaciones o plantas industriales.

#### RESISTENCIA DE LA RED A LA TIERRA FISICA.

En grandes estaciones no debe exceder de  $1 \Omega$

En pequeñas estaciones o plantas industriales no debe ser mayor de  $5 \Omega$

Para clientes residenciales debe aterrizar el neutro a tubería de agua, la cual proporciona una conexión a tierra de baja resistencia (aproximadamente 3 ) y donde ello no sea posible, utilizar un electródo, pero la resistencia a tierra no exceda 25.

#### Aterrizamiento de equipo en tableros eléctricos.

Deberá ser instalado en los tableros, un BUS de tierra como complemento de los mismos.

Los tableros o estructuras que contengan equipos primarios tales como:

Transformadores de corriente, transformadores de potencial, interruptores de potencia, desconectadores, relevadores, instrumentos de medición, et., tal que todos ellos requieren aterrizarse, y que son considerados adecuadamente aterrizados a través de su montaje sobre la estructura, siempre y cuando cada una de éstas estructuras, paneles o soportes metálicos estén conectados al BUS de tierras en forma individual. El BUS de tierra, por lo menos será capaz de conducir un 25 % de la más alta corriente nominal en el tablero, generalmente es usada una barra de cobre de 2" x 1/4" , éste BUS por supuesto estará interconectado adecuadamente al BUS general de tierras.

#### Consideraciones Generales.

- 10.- Los conductores de tierra deben protegerse cuando estén expuestos a daño mecánico, deben tener continuidad, desde el equipo por aterrizar hasta el BUS de tierra.
- 20.- El calibre del BUS de tierra en corriente alterna, no será menor que a los que a continuación se indican en la siguiente tabla.



TABLA : Calibre de la red principal de tierras ( para acometidas)

ACOMETIDA * ( AWG O MCM ) MATERIAL COBRE.	BUS DE TIERRA ( AWG O MCM ) MATERIAL COBRE.
2 o menor	8
1 / 0	6
2 / 0 a 3/0	4
4/0 a 350	2
400 a 600	1 / 0
600 a 1100	2 / 0
1100 a más	3 / 0

\* 0 Alimentador Principal.

Calibre de los conductores para puesta a tierra de  
equipos y canalizaciones interiores.

Capacidad nominal o ajuste del dispositivo de protección con- tra sobrecorriente ubicado an- tes del equipo, conductor, etc.	Calibre del conductor a tierra. ( AWG o MCM )	
	Cobre	Aluminio
No mayor de (amperes)		
15	14	12
20	14	12
30	12	10
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
400	4	2
600	2	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250 MCM
1600	4/0	350 "
2000	250 MCM	400 "
2500	350 "	500 "
3000	400 "	600 "
4000	500 "	800 "
5000	700 "	1000 "
6000	800 "	1200 "

# DIAGRAMA UNIFILAR DEL EJEMPLO DE CALCULO DE LA RED DE TIERRAS

LINEA 1 85 KV

LINEA 2 85 KV

SISTEMA ATERRIZADO A TRAVES DE BANCO DE TIERRAS

IDEM A 1

EQUIPO EN SF6

TABLERO METAL CLAD 23 KV INTERIOR

3 BANCOS DE TRANSFORMADORES 85 000 - 23 000 Δ 15 MVA

RED

F<sub>2</sub>

A OTRA S.E. DE DISTRIBUCION

3 X 500 NCM D=500 mts

F<sub>3</sub>

F <sub>1</sub> = 12,500 A	; 85,000 V
F <sub>2</sub> = 4,100 A	; 23,000 V
F <sub>3</sub> = 3,800 A	; 23,000 V
F <sub>4</sub> = 3,700 A	; 23,000 V
F <sub>5</sub> = 34,000 A	; B.T. 440 V

Δ CARGAS

Δ CARGAS

3 X 1/0 200 mts

F<sub>4</sub>

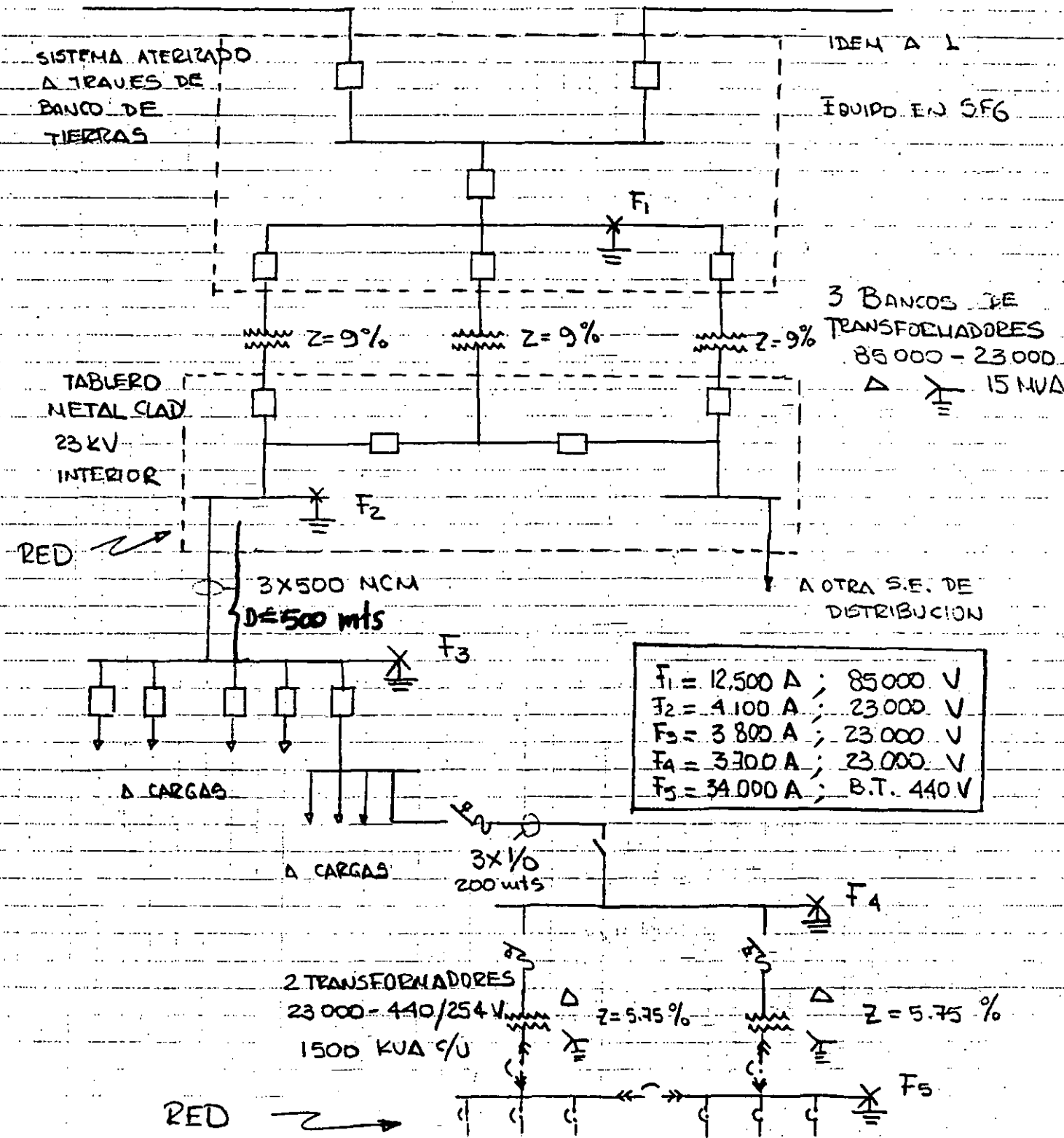
2 TRANSFORMADORES 23 000 - 440/254 V 1500 KVA %

z = 5.75 %

z = 5.75 %

RED

F<sub>5</sub>

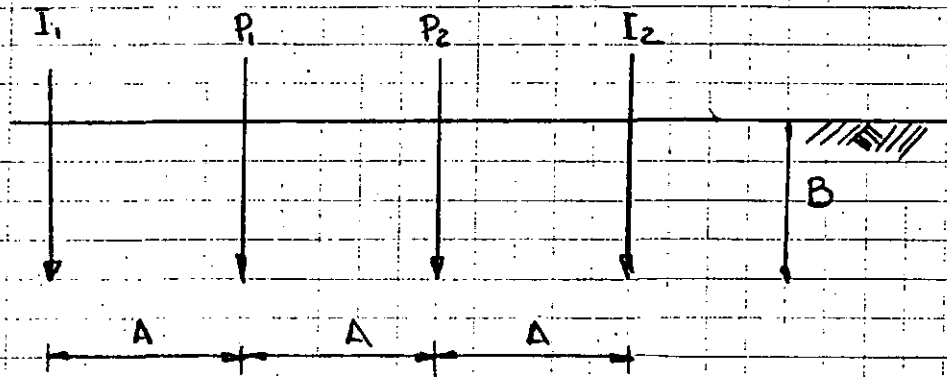


# DATOS GENERALES PARA EL EJEMPLO DE CALCULO DE LA RED DE TIERRAS

- RESISTIVIDAD DEL TERRENO : VER TABLA ANEXA; LOS RESULTADOS DE ELLA PUEDEN GENERALIZARSE PARA TODA LA PLANTA
- RESISTIVIDAD DEL CONCRETO: 1000  $\Omega$ -mto.
- PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO DE LA RED : 0.5 mto.
- CONFIGURACION DE LA RED EN S.E. 85/23 KV (VER PLANO ANEXO) AREA PROPUESTA DE 350 m<sup>2</sup>
- DISTRIBUCION DE PLANTA EN S.E. 23000/440 V. VER CROWNIS ANEXO
- TIEMPO EN QUE SE LIBRA LA FALLA : 0.5 seg PARA 85, 23 y B.T (POR SIMPLICIDAD)
- FACTOR DE AMPLIACION DEL SISTEMA : 1.0
- SE PROPONE :
  - 1° EVALUAR LA RED PRINCIPAL EN LA S.E. DE 85/23 KV
  - 2° PROPONER Y EVALUAR UNA RED EN LA S.E DE 23000/440 V

7-48

## LECTURAS DE RESISTIVIDAD



FORMULA CON LA QUE SE CALCULO LA RESISTIVIDAD

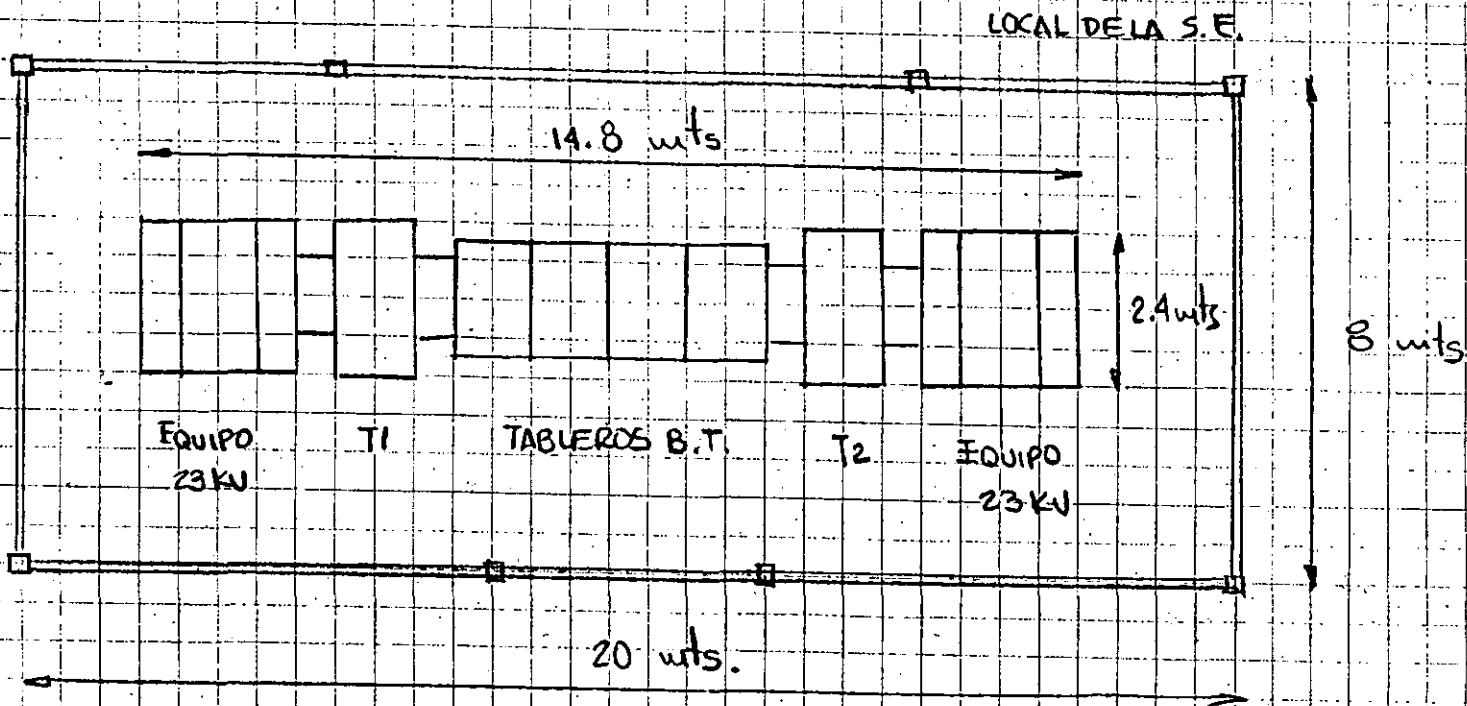
$$\rho = \frac{4\pi AR}{1 + \frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}}$$

7-49

LEVANTAMIENTO DE RESISTIVIDAD EN LA PLANTA  
DEL EJEMPLO (VER PLANO ADJUNTO PARA UBICACION DE LA LECTURA)

SEPARACION A (m)	PROFUNDIDAD B (m)	LECTURAS Nº 1		LECTURAS Nº 2		LECTURAS Nº 3		LECTURAS Nº 4	
		R $\Omega$	$\rho$ $\Omega/m$	R $\Omega$	$\rho$ $\Omega/m$	R $\Omega$	$\rho$ $\Omega/m$	R $\Omega$	$\rho$ $\Omega/m$
1.0	0.25	1.6	11.05	2.4	16.58	2.2	15.73	2.2	15.73
1.5	0.25	0.8	7.89	1.3	12.82	0.89	8.94	1.0	10.0
2.0	0.25	0.6	7.74	0.77	9.93	0.6	7.82	0.65	8.47
2.5	0.25	0.5	7.989	0.48	7.66	0.4	6.438	0.45	7.24
3.0	0.25	0.4	7.63	0.38	7.24	0.27	5.32	0.33	6.32

CROQUIS DE LA S.E. DE 23 000 - 440/254 V



ESCALA 1:100

7-50

## EJEMPLO SISTEMA DE TIERRAS

A- SUBESTACION PRINCIPAL 85/23 KV

1°  $I_{cc} = 12\ 500\ A$  (LADO 85 KV)

2° CONEXION SOLDADA

DURACION FALLA 0.5 SEG.

$CM/A = 6.5$

$S = 6.5 \times 12\ 500 = 81\ 250\ CM$

$81\ 250 \times 0.00051 = 41.44\ mm^2$  CALIBRE 1

POR NORMAS SE USARA CALIBRE 4/0

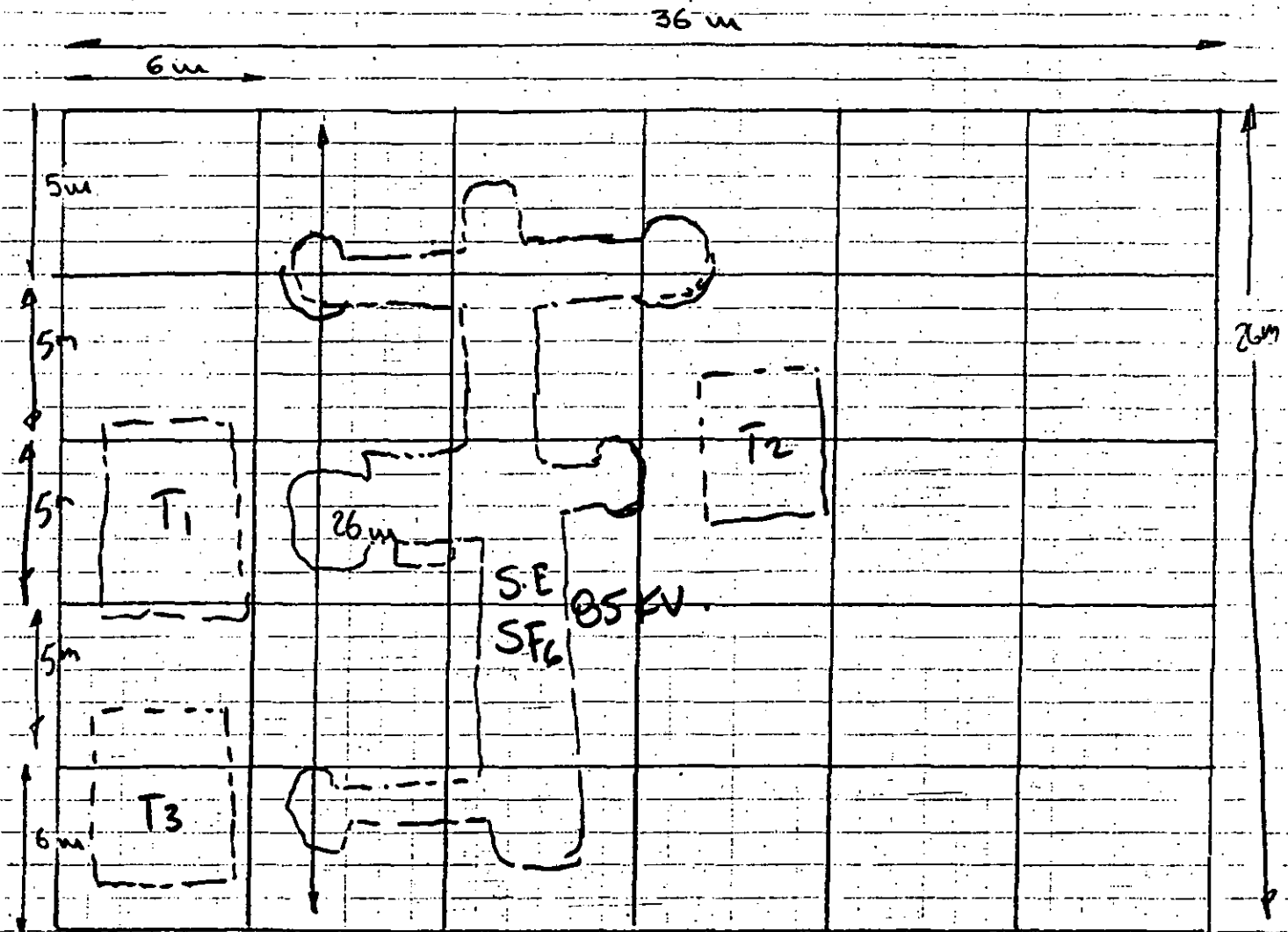
3°  $P_{s1} = 16.58\ \Omega - m$

$P_{s2} = 1000\ \Omega - m$

4° SE PROPONE EVALUAR LA SIGUIENTE RED:



7-52



$$\text{AREA} = 36 \times 26 = 936 \text{ m}^2$$

$$\text{LR} = 6 \times 36 + 7 \times 36 + 42 \times 3 = 524 \text{ m}$$

$$L = \frac{K_m K_i P_{s1} I_{cc} \sqrt{t}}{116 + 0.17 P_{s2}}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{3}{4} \right) \left( \frac{5}{6} \right) \left( \frac{7}{8} \right) \dots$$

$$D = 6 \text{ m}$$

$$N^{\circ} \text{ DE FACTORES} = 7 - 2 = 5$$

$$h = 0.5 \text{ m}$$

$$d = 1.33 \times 10^{-2} \text{ m} \quad (\text{CABLE } 4/0)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{6^2}{16 \times 0.5 \times 1.33 \times 10^{-2}} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{3}{4} \right) \left( \frac{5}{6} \right) \left( \frac{7}{8} \right) \left( \frac{9}{10} \right) \left( \frac{11}{12} \right)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln 338 + \frac{1}{\pi} \ln 0.4511$$

$$K_m = 0.926 - 0.2533 = 0.673$$

SE ASUME UN VALOR DE  $K_i = 2.21$

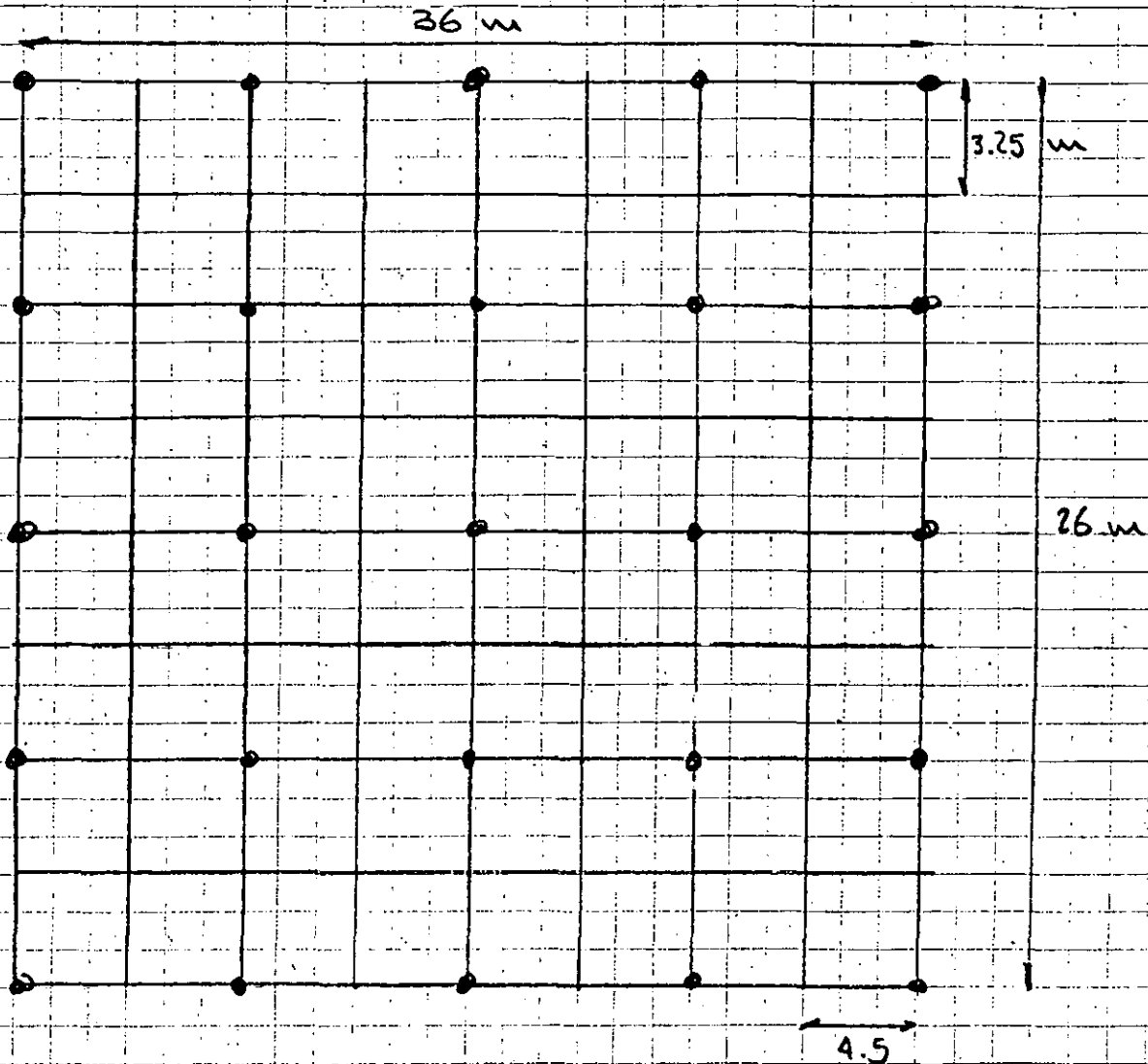
$$L = \frac{(0.673)(2.21) \times (16.53)(12,500)(\sqrt{0.5})}{116 + 0.17 \times 1000}$$

$$L = 762 \text{ m}$$

$L_R < L \Rightarrow$  LA RED DEBE REDISEÑARSE

SE PROPONE LA SIGUIENTE RED

7-54



$$LR = 36 \times 9 + 26 \times 9 + 25 \times 3 = 633 \text{ m}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{(4.5)^2}{16 \times 0.5 \times 1.33 \times 10^{-2}} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{3}{4} \right) \left( \frac{5}{6} \right) \left( \frac{7}{8} \right) \left( \frac{9}{10} \right) \left( \frac{11}{12} \right) \left( \frac{13}{14} \right) \left( \frac{15}{16} \right)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln 190.3 + \frac{1}{\pi} \ln 0.3928$$

$$K_m = 0.5379$$

$$K_i = 2.21$$

$$L = \frac{(0.5379)(2.21)(16.58)(12,500)(\sqrt{0.5})}{116 + 0.17 \times 1000} = 609 \text{ m}$$

$$L_R > L \quad (633 > 609 \text{ m})$$

LA RED ES ADECUADA

$$5^\circ \quad r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{936}{\pi}} = 17.26 \text{ m}$$

$$R = \frac{P_{s1}}{4r} + \frac{P_{s1}}{L_R} = \frac{16.58}{4 \times 17.26} + \frac{16.58}{633}$$

$$R = 0.266 \ \Omega$$

$$6^\circ \quad E = I_{cc} \times R = 12500 \times 0.266$$

$$E = 3325 \text{ VOLTS}$$

$$7^\circ \quad E_s = K_s K_i P_{s1} \frac{I_{cc}}{L_R}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2n} + \frac{1}{D+n} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \frac{1}{5D} + \frac{1}{6D} + \frac{1}{7D} + \frac{1}{8D} \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \times 0.5} + \frac{1}{4.5 + 0.5} + \frac{1}{2 \times 4.5} + \dots + \frac{1}{8 \times 4.5} \right]$$

$$K_s = 0.5035$$

$$K_i = 2.21$$

$$E_s = 0.5035 \times 2.21 \times 16.58 \times \frac{12500}{633}$$

$$E_s = 364.3 \text{ Volts}$$

$$E'_s = \frac{116 + 0.7 \rho_{s2}}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.7 \times 1000}{\sqrt{0.5}} = 1153 \text{ Volts}$$

$$E_s < E'_s \quad (\text{LA RED ES SEGURA EN LA PERIFERIA})$$

## B. - SUBESTACION DE DISTRIBUCION 23000/440 V

$$1^{\circ} \quad I_G = 3700 \text{ A} \quad (\text{LADO } 23 \text{ KV})$$

$$I_a = 34000 \text{ A} \quad (\text{LADO } 440 \text{ V})$$

$$2^{\circ} \quad \left. \begin{array}{l} \text{CONEXION SOLDADA} \\ \text{DURACION FALLA } 0.5 \text{ seg} \end{array} \right\} \text{CM/A} = 6.5$$

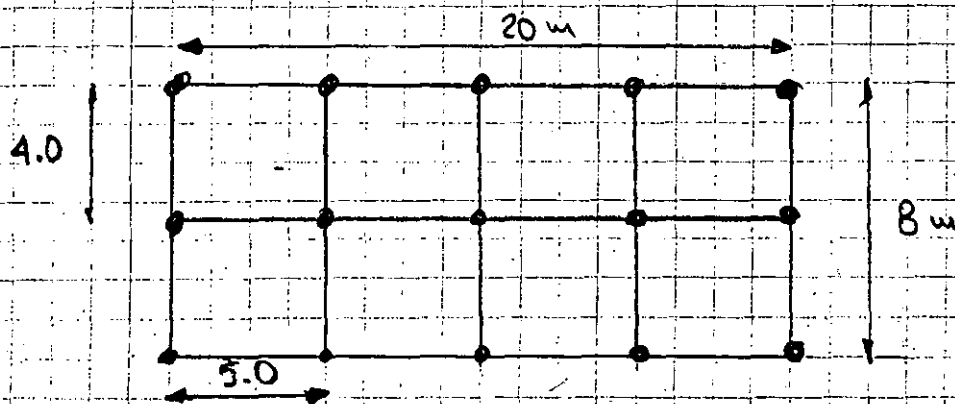
$$S = 6.5 \times 34000 = 221000 \text{ CM} \quad (112.71 \text{ mm}^2)$$

SE PUEDE USAR CONDUCTOR 4/0 (211,600 CM 5% MENOS DE LO CALCULADO)

$$3^{\circ} \quad P_{s1} = 16.58 \text{ } \Omega\text{-m}$$

$$P_{s2} = 1000 \text{ } \Omega\text{-m}$$

4<sup>o</sup> RED SUGERIDA SE EVALUA A CONTINUACION



7-58

$$\text{AREA} = 8 \times 20 = 160 \text{ m}^2$$

$$L_R = 20 \times 3 + 5 \times 8 + 15 \times 3 = 145 \text{ m}$$

$$L = \frac{K_m K_i P_{s1} I_{cc} \sqrt{T}}{116 + 0.17 P_{s2}}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{3}{4} \right) \left( \frac{5}{6} \right) \left( \frac{7}{8} \right) \dots n \text{ terminos}$$

$$D = 5 \text{ m}$$

$$d = 1.33 \times 10^{-2} \text{ m} \quad (\text{CABLE } 4/0)$$

$$h = 0.5 \text{ m} \quad (\text{PROFUNDIDAD})$$

$$n = 5 - 2 = 3 \text{ FACTORES}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{(5)^2}{16 \times 0.5 \times 1.33 \times 10^{-2}} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{3}{4} \right) \left( \frac{5}{6} \right) \left( \frac{7}{8} \right)$$

$$K_m = 0.869 + (-0.192)$$

$$K_m = 0.677$$

$$K_i = 1.47$$

$$L = \frac{0.677 \times 1.47 \times 16.58 \times 3700 \sqrt{0.5}}{116 + 0.17 \times 1000}$$

$$L = 151 \text{ m}$$

SE SUGIERE AGREGAR 3 VARILLAS MAS A LA RED PROPUESTA (SE PODRIAN AGREGAR EN EL PUNTO DE ATERIZAJAMIENTO DE LOS EQUIPOS), ASI LR SERIA

$$LR = 145 + 3 \times 3 = 154 \text{ m}$$

Y SE CUMPLIRA QUE :

$$L < LR \quad (151 < 154 \text{ m})$$

$$50 \quad r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{160}{\pi}} = 7.14 \text{ m}$$

$$R = \frac{P_{51}}{4r} + \frac{P_{51}}{LR} = \frac{16.58}{4 \times (7.14)} + \frac{16.58}{154}$$



$$R = 0.688 \Omega$$

$$6^\circ \quad E = I_{cc} R = 3700 \times 0.688 = 2546 \text{ VOLTS}$$

$$7^\circ \quad E_s = K_s K_i P_{s1} \frac{I_{cc}}{L R}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2n} + \frac{1}{D+n} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \times 0.5} + \frac{1}{5 + 0.5} + \frac{1}{2 \times 5} + \frac{1}{3 \times 5} + \frac{1}{4 \times 5} \right]$$

$$K_s = 0.445 \quad K_c = 2.21 \quad (\text{SUGERIDO PARA VOLTAJE DE PASO})$$

$$E_s = 0.445 \times 2.21 \times 16.58 \times \frac{3700}{154}$$

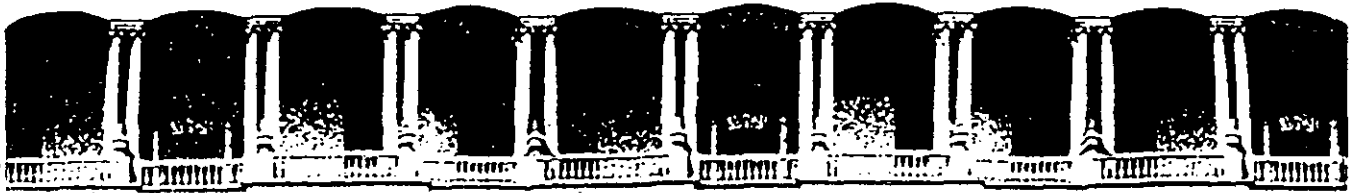
$$E_s = 392 \text{ VOLTS}$$

$$E_s' = \frac{116 + 0.7 P_{s2}}{\sqrt{E}} = \frac{116 + 0.7 \times 1000}{\sqrt{0.5}}$$

$$E_s' = 1154 \text{ VOLTS}$$

$$E_s < E_s' \quad (392 < 1154 \text{ VOLTS}) \Rightarrow \text{LA RED } E_s$$

SEGURA EN LA PERIFERIA



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 9***

***SELECCION Y ESPECIFICACIONES DE EQUIPO***

***9.1 SELECCION Y APLICACION DE MOTORES***

***ING. HUMBERTO SANCHEZ S.***

***AGOSTO, 1992.***

I

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.

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-

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°C	ALGODON, SEDA Y PAPEL.
A	105°C	ALGODON, SEDA Y PAPEL IMPREGNADOS.
E	120°C	RESINAS SINTETICAS.
B	130°C	MICA, FIBRA DE VIDRIO, AMIANTO.
F	155°C	MICA, FIBRA DE VIDRIO CON AGLOMERANTES.
H	180°C	SILICONAS, RESINAS.
C	MAS DE 180°C	PORCELANA, CUARZO, VIDRIO, MICA.

A cada uno de los grupos térmicos citados, pueden incorporarse aquellos materiales aislantes en los que se pueda demostrar eficientemente que mantienen sus propiedades originales bajo las temperaturas límites correspondientes.

La mayoría de los motores se fabrican con aislamiento clase B y F, en algunos casos especiales se utiliza aislamiento clase H.

**AISLAMIENTOS DE RANURA Y DE FASE.**- Para impedir cualquier contacto o mesa 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 construídas las cuñas también está de acuerdo con la clasificación de aislamientos y además debe tener una mayor resistencia al corte, al doblar y a ligeras presiones (Fig. 4).

**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,

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 apiplan 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 riguroso idéntico en todas las direcciones; el cuidado con que se efectúan estas operaciones influye mucho en la



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
- Gresa
- 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 decaídas 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-

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:

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

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

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

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

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

De donde:

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

Puesto que  $\sin^2 \omega t + \cos^2 \omega t = 1$

Y finalmente,  $R = H$ .

Se demuestra de la misma manera, que tres espiras decaladas  $120^\circ$  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 trifásicas) 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:

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

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.

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

**FACTOR DE POTENCIA.**- Cuando una corriente alterna senoidal atraviesa un circuito, la tensión y la intensidad que engendra en el mismo varían según una misma ley senoidal de idéntico período. Cada una de ellas pasa, una vez por período, por un máximo y por un mínimo. Pero, generalmente, el máximo de la tensión no se produce al mismo tiempo que el máximo de la intensidad, y lo mismo sucede, por consiguiente, para los valores mínimos.

La tensión tomada como origen, tiene por ecuación:

$$v = V \text{sen } \omega t$$

Mientras que la intensidad se expresa por:

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

Siendo  $\phi$  el ángulo de defasaje.

Un circuito resistivo puro es aquel que no es afectado por ningún coeficiente de auto-inducción ni de capacidad, caso rarísimo en la práctica. Este circuito constituye el único caso en el que no hay defasaje entre la tensión y la intensidad ( $\phi = 0$ ).

Se denomina circuito capacitivo, aquel en el que la intensidad de corriente está 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  $\phi$  es tanto mayor cuanto más importante es el efecto inductivo del circuito. Pero no puede alcanzar  $90^\circ$ , 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

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

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 está en  $P_v$ . Cuando aumentamos el par resistente, el punto de funcionamiento remonta la curva característica. Mientras el par resistente permanezca comprendido entre  $o$  y  $t_m$ , el motor estará en régimen estable: la velocidad disminuye si el par aumenta y viceversa y, a cada valor del par corresponde un valor de la velocidad y nada más.

Pero si el par resistente sobrepasa, aunque sea muy ligeramente el valor  $T_m$ , el motor cesa de girar: se dice que se ha "desenganchado" y, por este motivo,  $T_m$  recibe a veces la denominación de par de desenganche. Pero si luego reducimos lentamente el par resistente, el motor permanece parado mientras no demos a este par un valor inferior al par de arranque  $T_a$ . Sin embargo, esta condición no es aún suficiente para que el motor pueda arrancar con normalidad. Es preciso, necesariamente, que el par resistente sea inferior al par mínimo  $T_o$ , para que el funcionamiento del motor sea correcto. Si mantenemos el par resistente, por ejemplo en el valor  $T''$ , el punto de funcionamiento del motor estará en  $P_1$  o en  $P_2$ , según que la aplicación de este par al motor se haga antes o después de su paso por el par mínimo  $T_o$ . Pero, en ambos casos, el motor no ha alcanzado su velocidad de régimen. La zona de la característica par-velocidad a tensión constante comprendida entre el par de arranque  $T_a$  y el par máximo  $T_m$  caracteriza un funcionamiento inestable del motor, y no debe ser utilizada en funcionamiento normal: para un par resistente dado, puede haber dos velocidades distintas de rotación, y una variación negativa del par puede originar igualmente una variación negativa de la velocidad (Zona  $T_o - T_m$ ).

Se ha precisado que la característica par-velocidad de la Figura 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  $\omega$ :

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

Cuando T está dado en libras-pie y  $\omega$  en radianes por segundo, P se obtiene en libras-pie por segundo. Pero es fácil pasar a las unidades usuales.

Sabemos que  $2\pi$  radianes equivalen a un ángulo de  $360^\circ$ , 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

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.

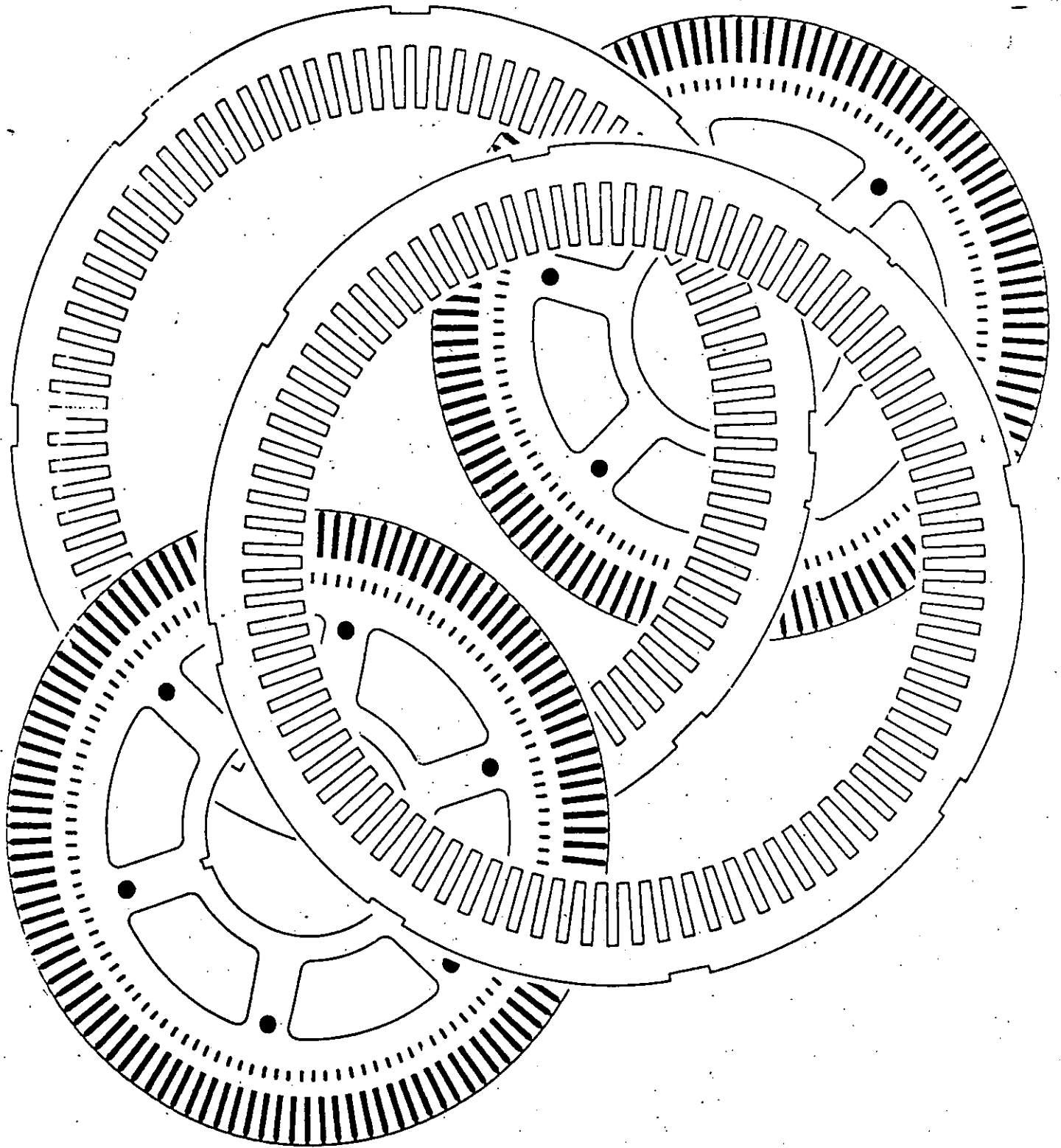
Un motor con diseño C, tiene un par de arranque mayor que el A o el B (225% aprox). En cambio el par máximo es menor que para los diseños A o B y a pesar de que no hay un punto definido para este par, su valor se establece en 190% aprox.

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.

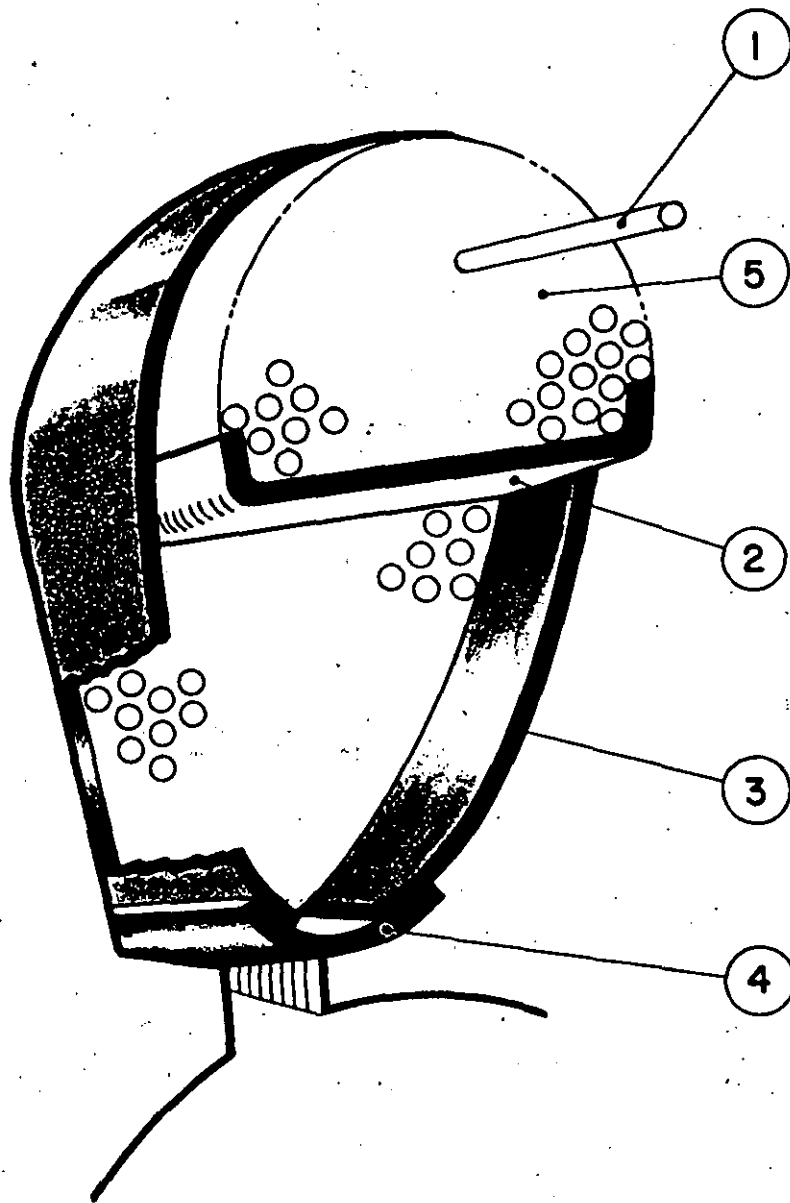
El diseño Nema F tiene un muy bajo par de arranque y un par máximo moderado. Su única característica deseable es la baja corriente absorbida en el arranque.

CALIBRE NOMINAL AWG	DIAMETRO DESNUDO (PLG.)	DIAM. MAX. AISLADO (PLG.)	DIAM. MAX. AISLADO AL CUADRADO	AREA (PLG <sup>2</sup> )	PESO (LBS/1000)	RESISTENCIA A 75°C OHMS/1000)
14	0.064	0.0684	0.00468	0.003225	12.74	3.07
15	0.057	0.0613	0.00375	0.002558	10.11	3.87
16	0.051	0.0548	0.00300	0.002028	8.07	4.88
17	0.045	0.0492	0.00241	0.001609	6.35	6.16
18	0.040	0.0440	0.001936	0.001276	5.04	7.77
19	0.036	0.0395	0.001552	0.001012	4.01	9.79
20	0.032	0.0353	0.001246	0.000800	3.19	12.35
21	0.0285	0.0302	0.001005	0.000636	2.52	15.57
22	0.0254	0.0284	0.000807	0.000505	2.00	19.63
23	0.0226	0.0255	0.000651	0.000400	1.59	24.80
24	0.0201	0.0229	0.000524	0.000317	1.27	31.20
25	0.0179	0.0206	0.000424	0.000252	1.00	39.36
26	0.0159	0.0185	0.000342	0.000200	0.788	49.64
27	0.0142	0.0165	0.000272	0.000158	0.634	62.59
28	0.0126	0.0148	0.000219	0.000126	0.501	78.93
29	0.0113	0.0134	0.000179	0.000100	0.404	99.52
30	0.0100	0.0120	0.000144	0.000079	0.317	125.48

TABLA IV.- CARACTERISTICAS DE ALAMBRES MAGNETO DE COBRE.



**FIG. 3.- LAMINACIONES DE ROTOR Y ESTATOR**



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

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

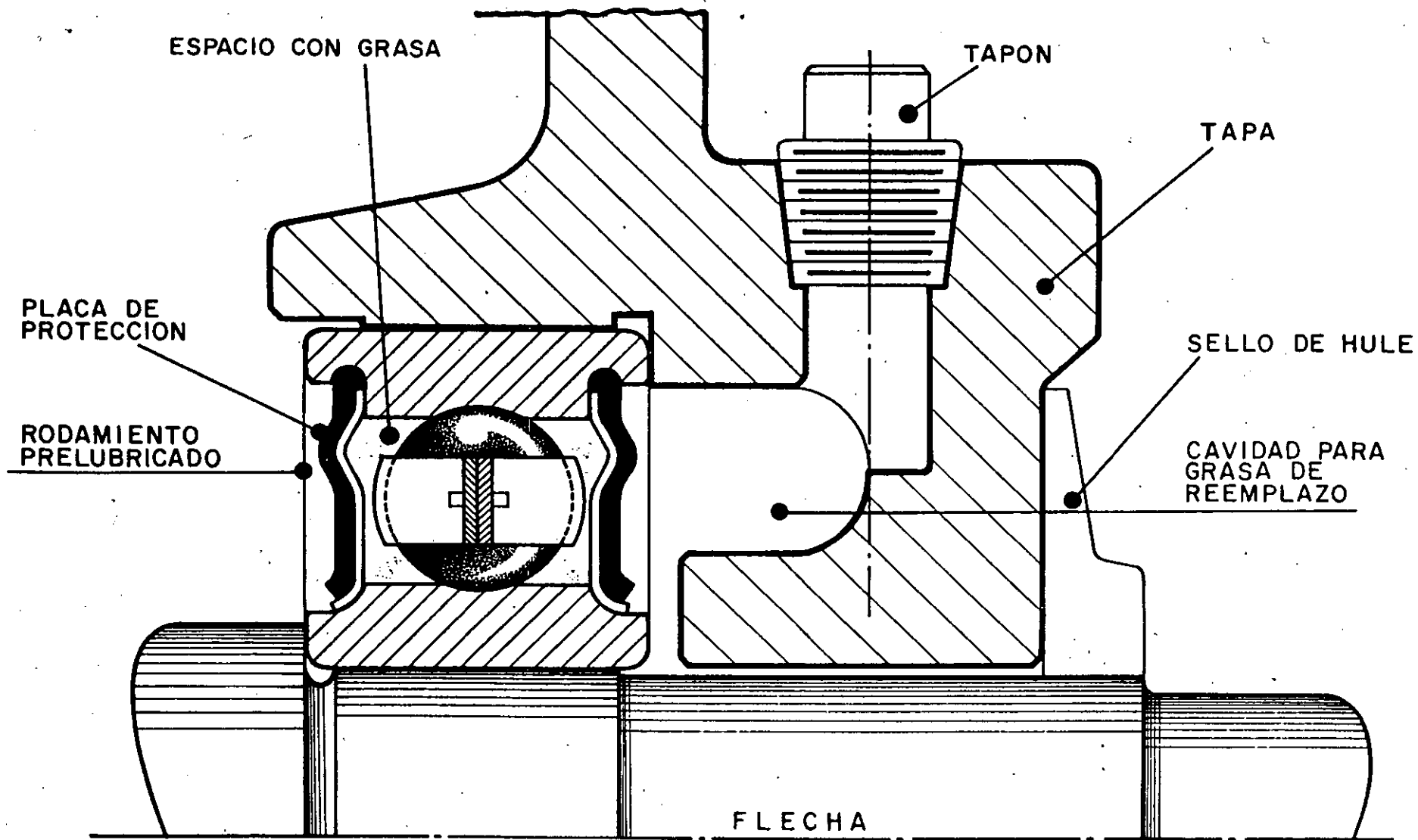
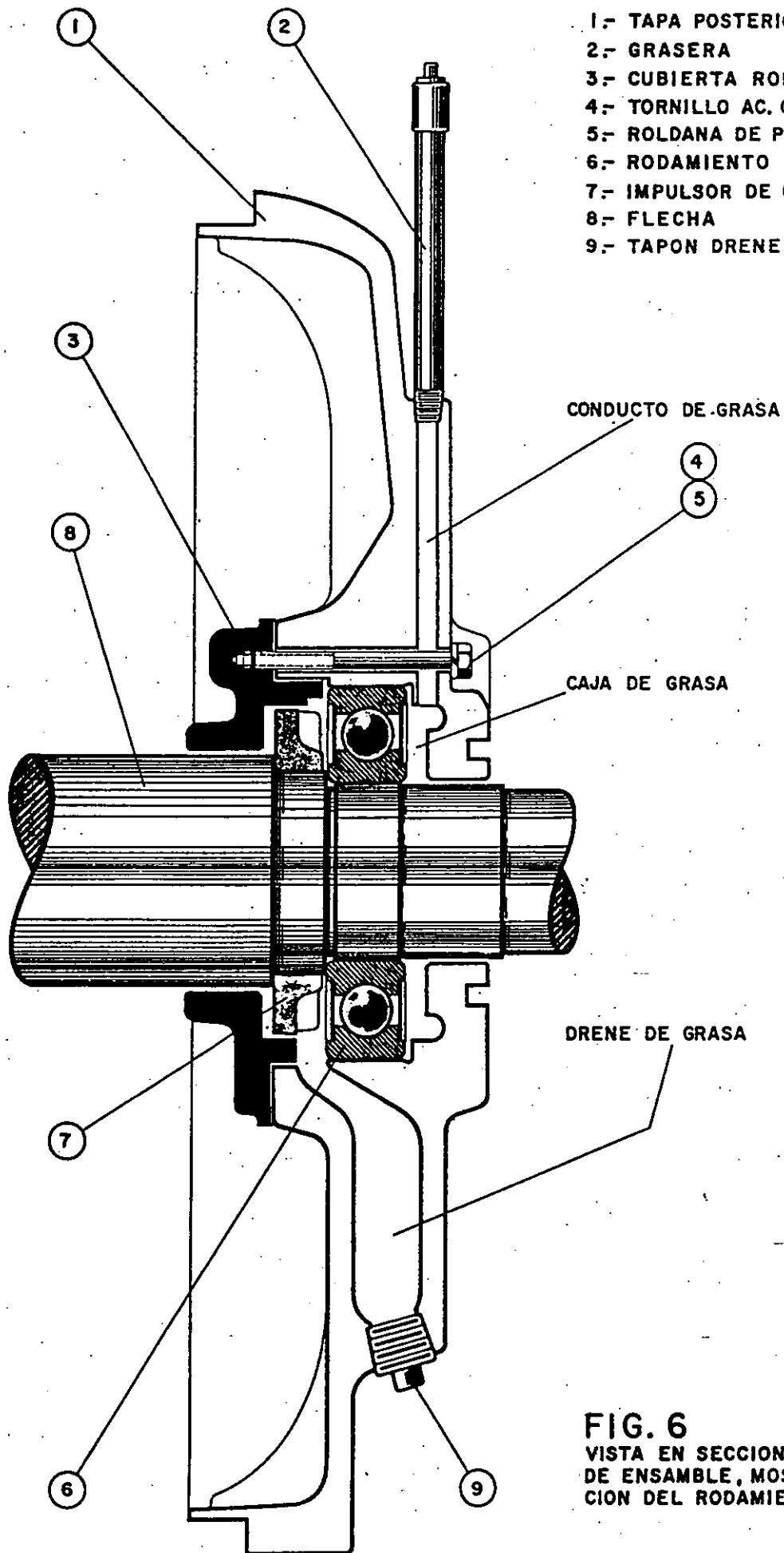


FIG. 5.- VISTA EN SECCION DE UN RODAMIENTO PRELUBRICADO, TAPA Y FLECHA





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

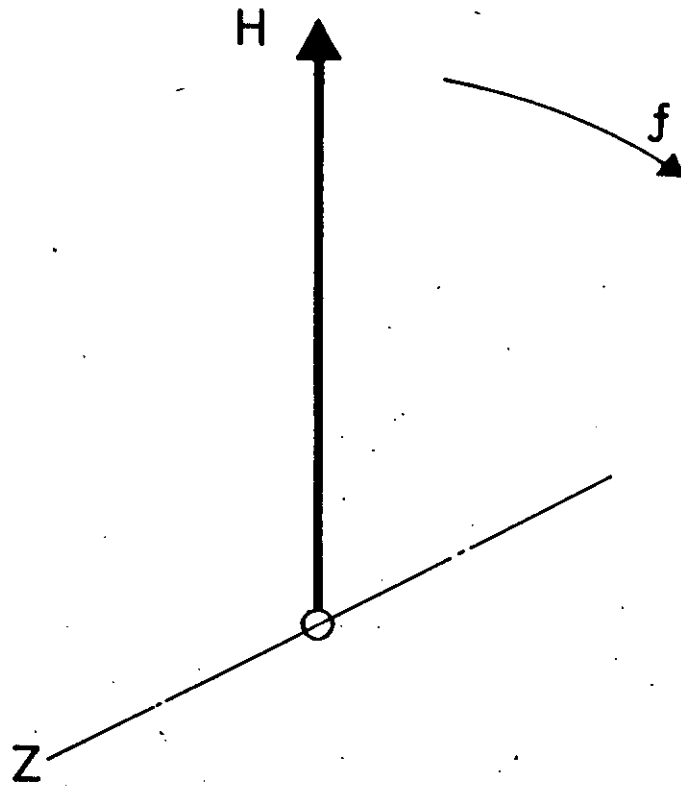


FIG. 7.- REPRESENTACION DE UN CAMPO MAGNETICO

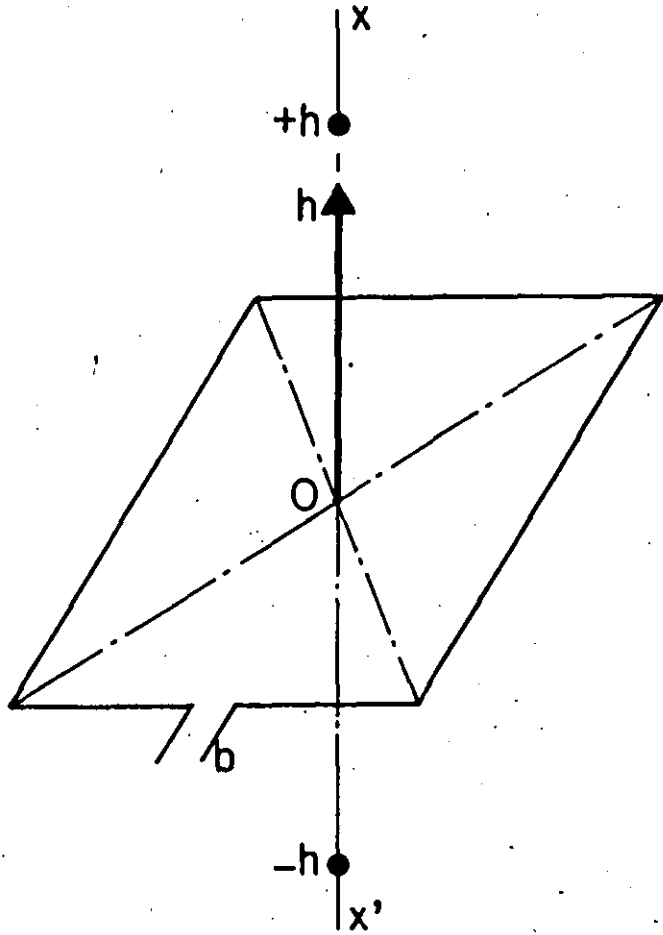


FIG. 8.- ESPIRA PLANA

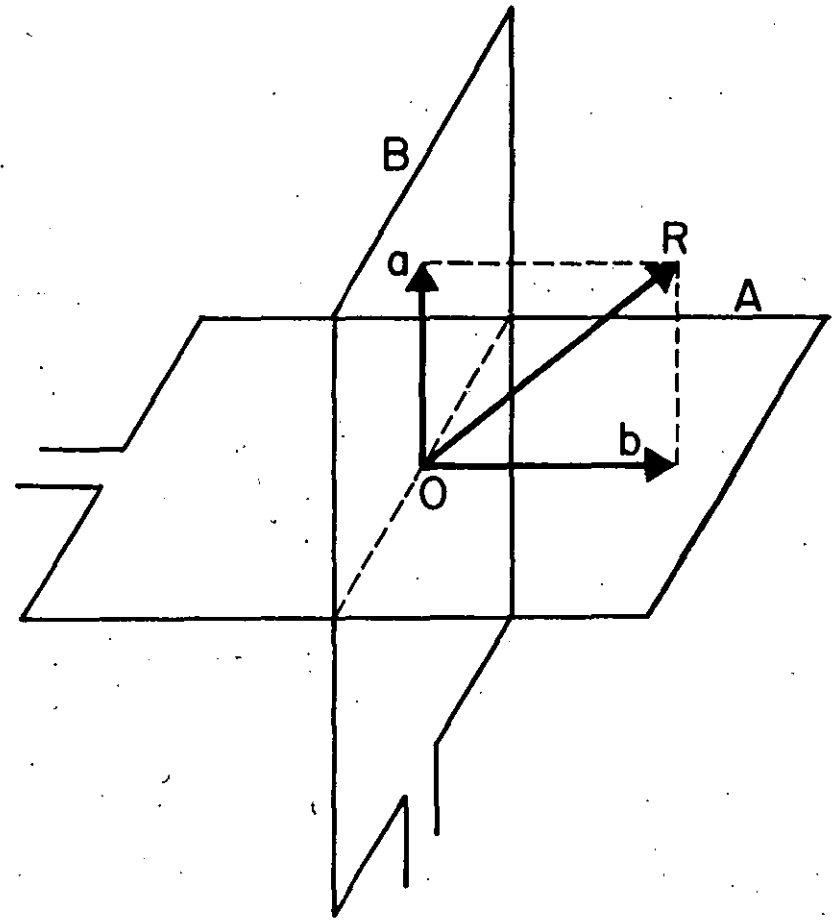


FIG. 9.- ESPIRAS PLANAS COLOCADAS PERPENDICULARMENTE.

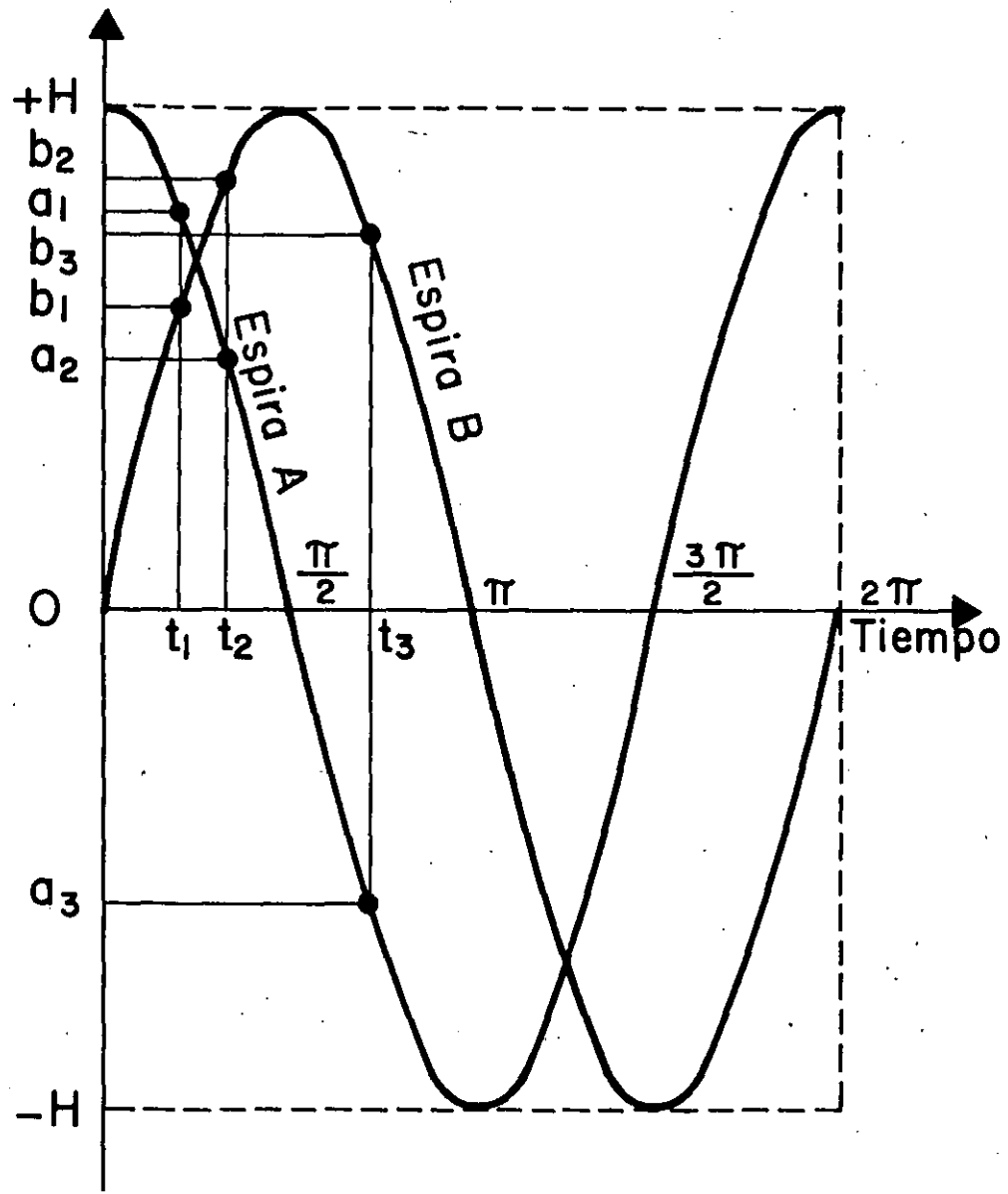


FIG. 10.- CORRIENTE BIFASICA EN ESPIRAS A Y B

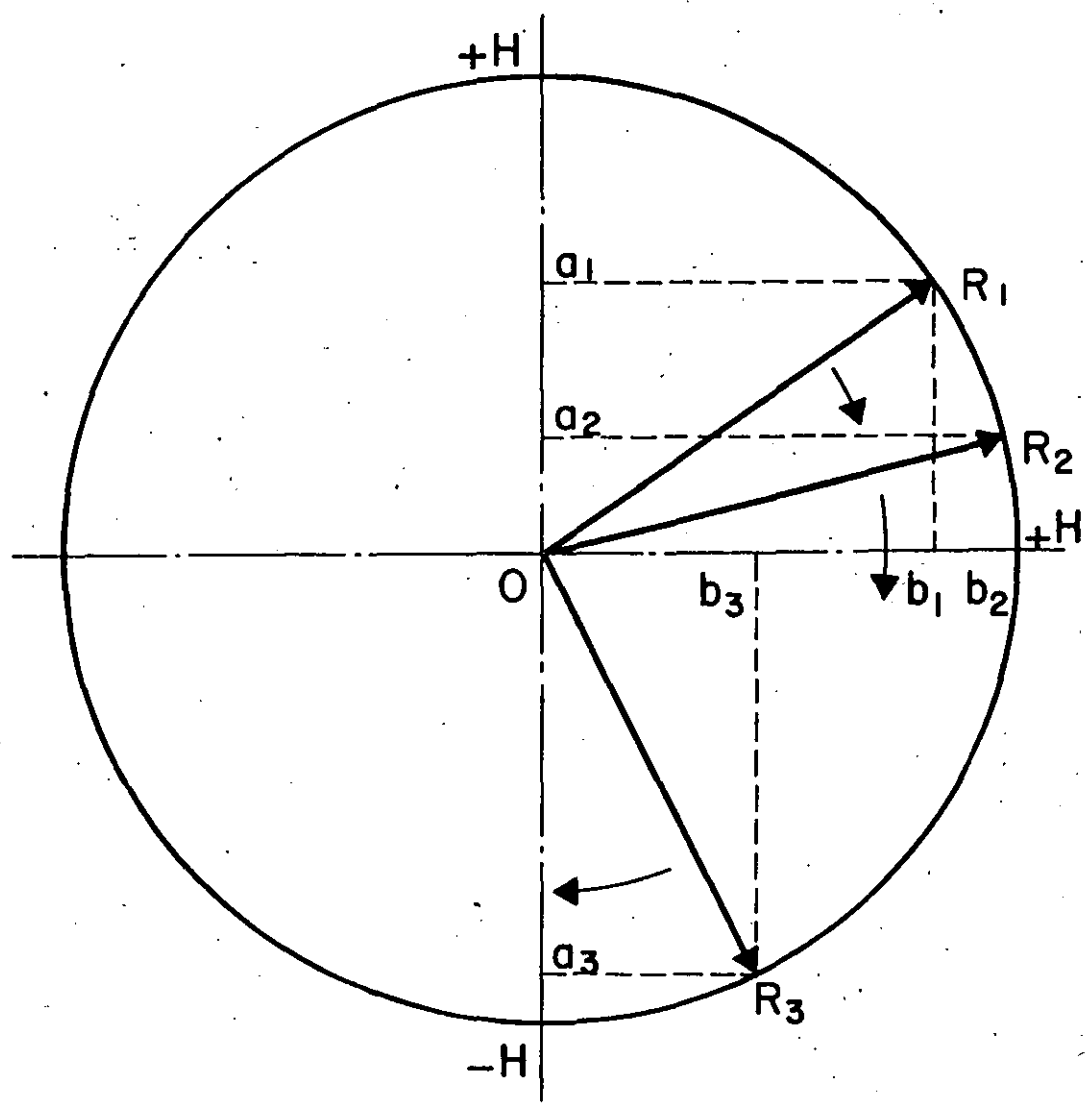


FIG. II.- VECTORES DE CAMPO MAGNETICO

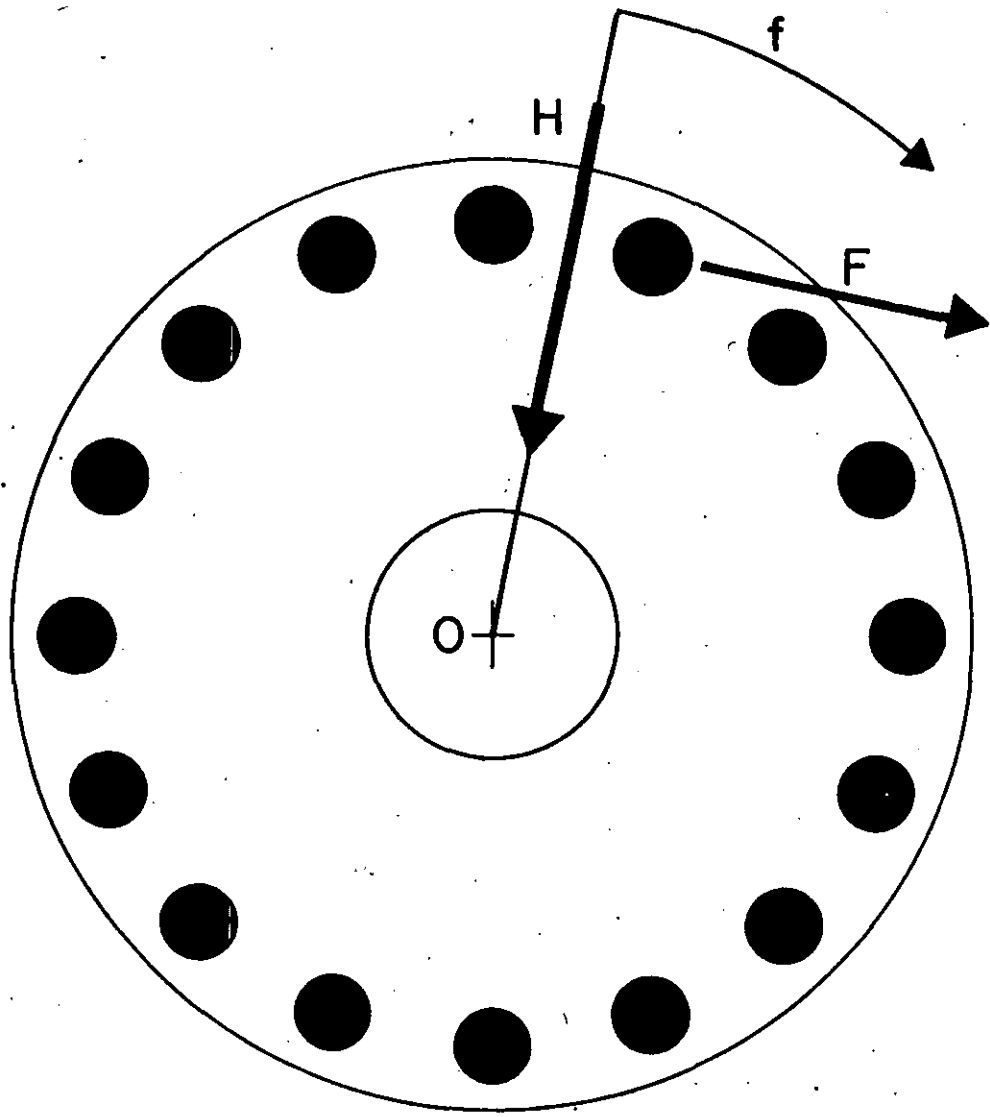


FIG. 13.- EFECTOS DEL CAMPO MAGNETICO EN EL ROTOR

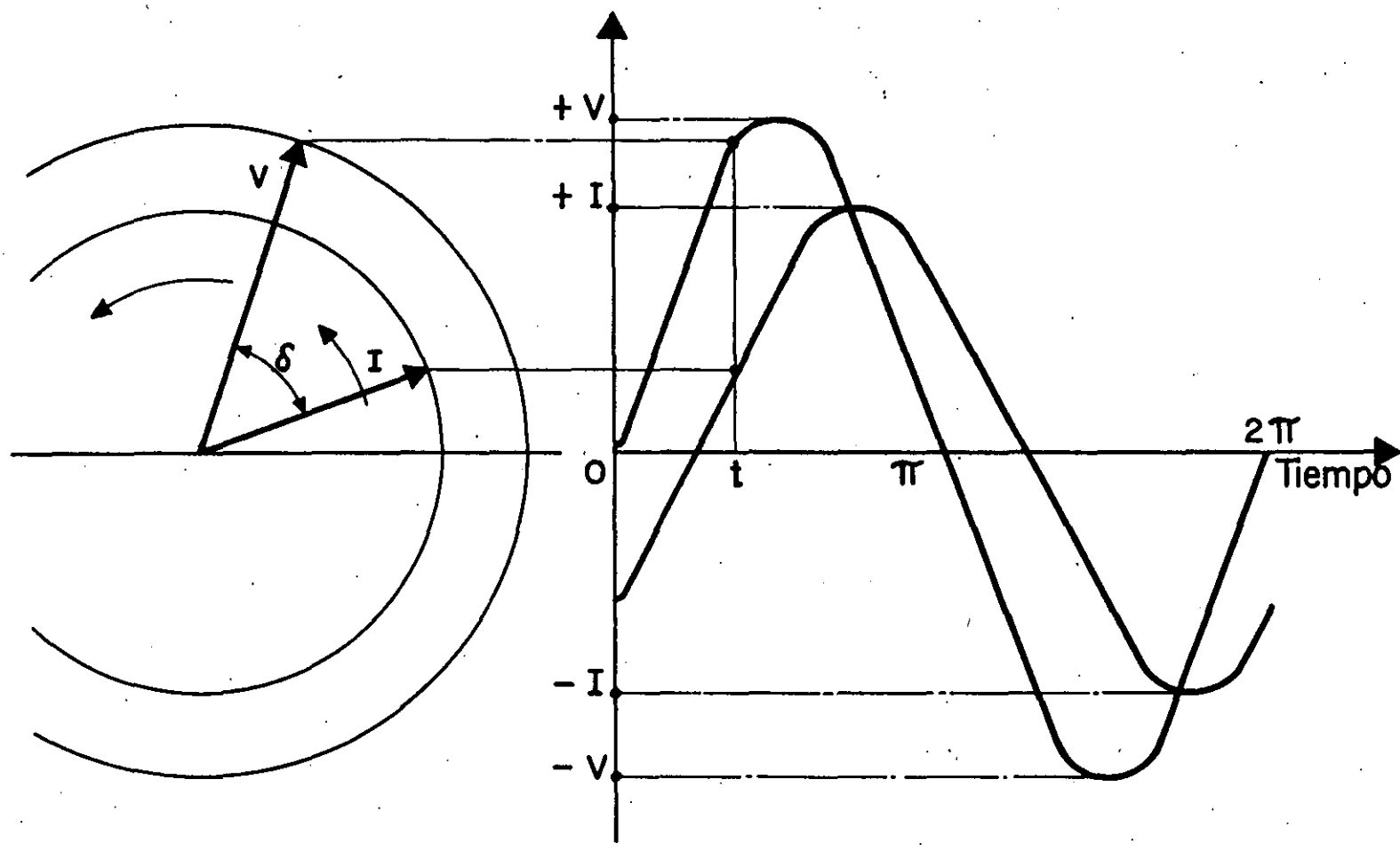


FIG. 14.- DEFASAJE ENTRE EL VOLTAJE Y LA INTENSIDAD DE CORRIENTE EN UN CIRCUITO REACTIVO.

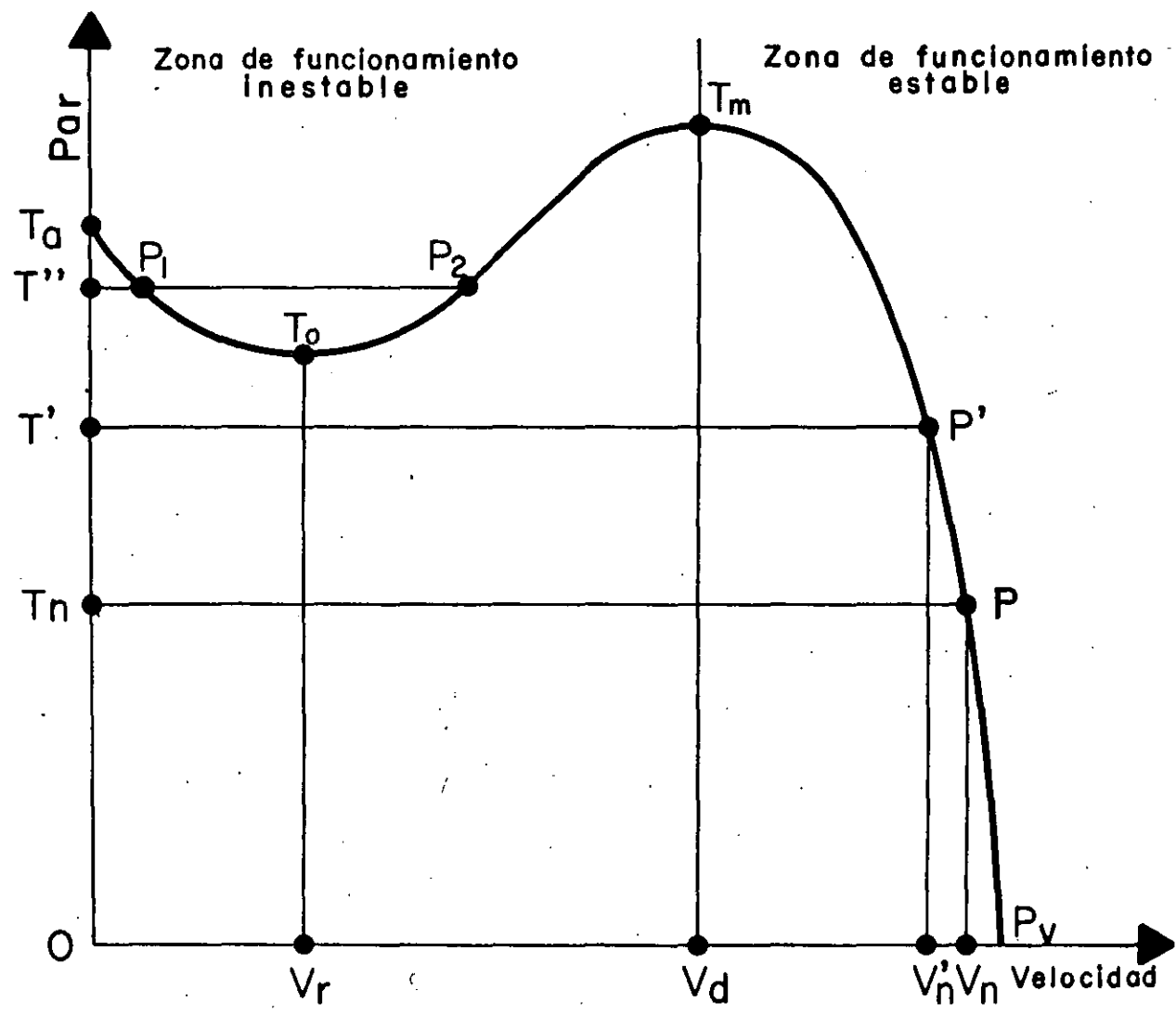


FIG. 15.- CURVA CARACTERISTICA PAR-VELOCIDAD DE UN MOTOR DE INDUCCION, JAULA DE ARDILLA.



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

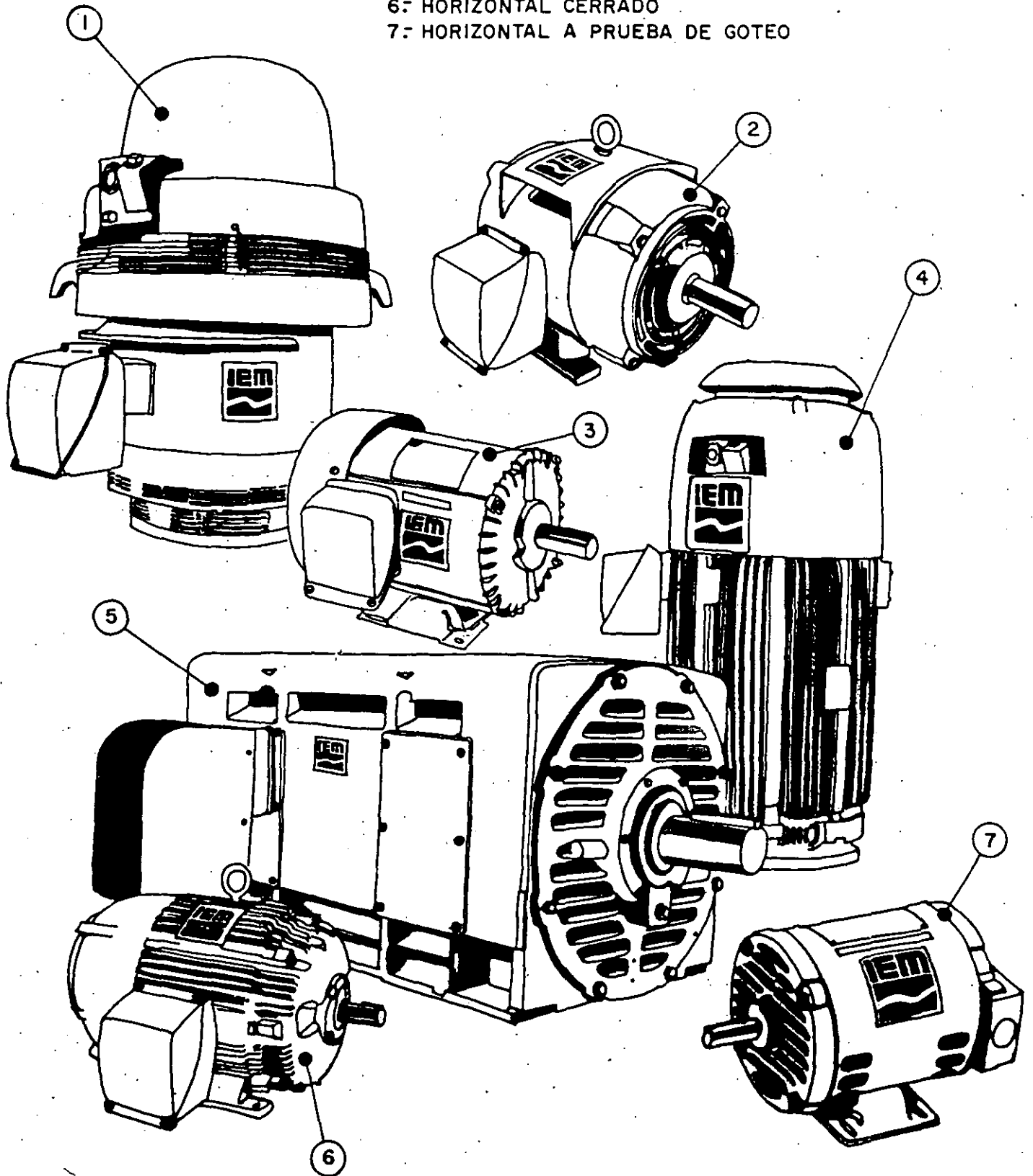


FIG. 16.- DIFERENTES TIPOS DE MOTORES DE INDUCCION

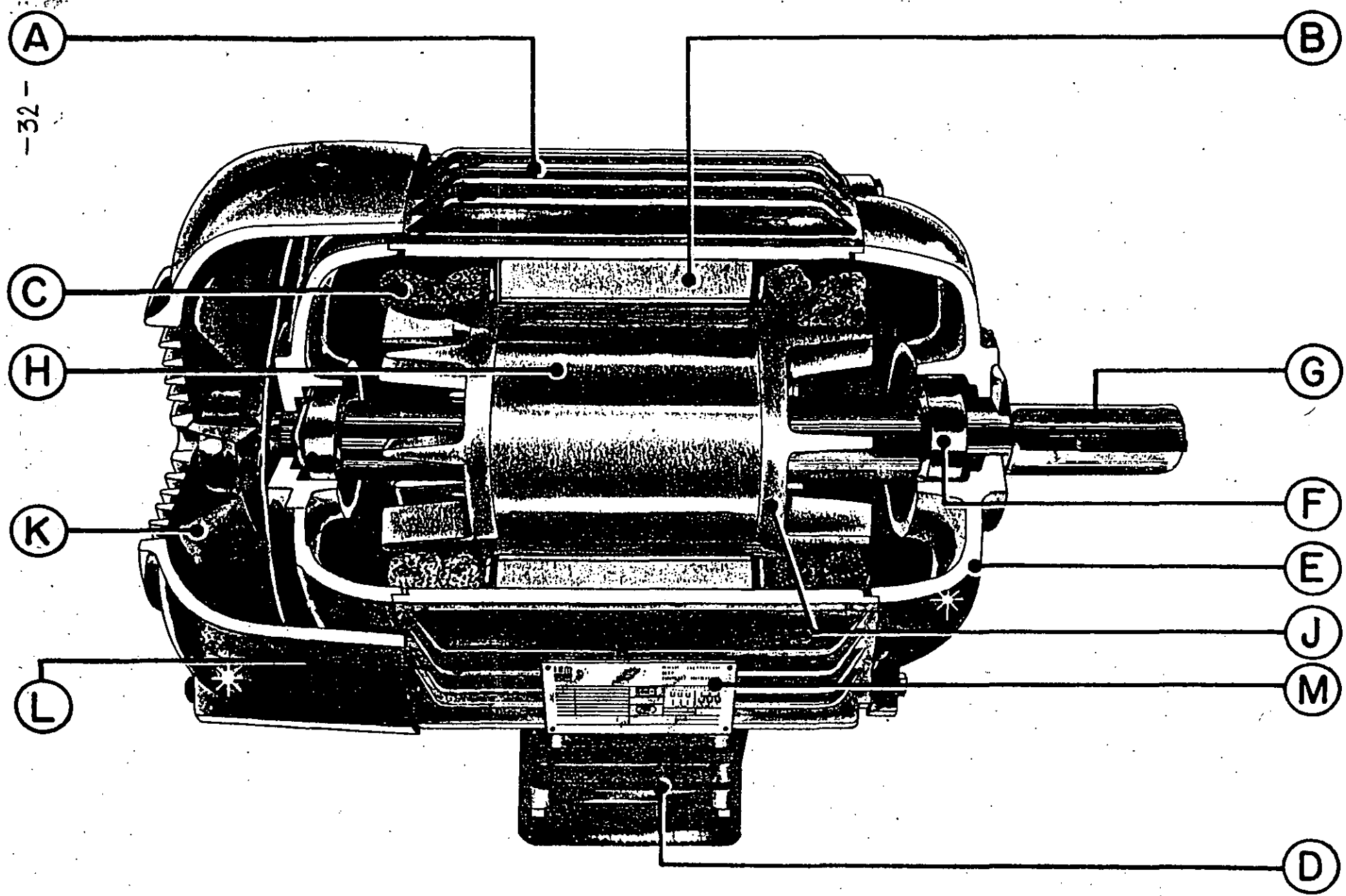


FIG. 1.-CORTE ESQUEMATICO DE UN MOTOR DE INDUCCION TIPO JAULA DE ARDILLA

A. The locked-rotor torque of Design A and B, 60- and 50-hertz, single-speed, polyphase squirrel-cage motors, with rated voltage and frequency applied, shall be not less than the following values which are expressed in percent of full-load torque.

Table with columns for Speed, RPM (60 and 50 hertz) and torque values for various motor designs (A, B, C, D, E, F, G, H, J, K, L, M, N, P, R, S, T, U, V, W, Y).

B. The locked-rotor torque of Design C, 60- and 50-hertz, single-speed, polyphase squirrel-cage motors, with rated voltage and frequency applied, shall be not less than the following values which are expressed in percent of full-load torque.

Table with columns for Speed, RPM (60 and 50 hertz) and torque values for Design C motors.

C. The locked-rotor torque of Design D, 60- and 50-hertz, 4-, 6- and 8-pole, single-speed, polyphase squirrel-cage motors rated 150 horsepower and smaller, with rated voltage and frequency applied, shall be not less than 275 percent, expressed in percent of full-load torque.

MG 1-12.38 Breakdown Torque of Single-Speed Polyphase Squirrel-Cage Integral-horsepower Motors with Continuous Ratings A

A. The breakdown torque of Design A and B, 60- and 50-hertz, single-speed, polyphase squirrel-cage motors, with rated voltage and frequency applied, shall be not less than the following values which are expressed in percent of full-load torque.

Table with columns for Speed, RPM (60 and 50 hertz) and breakdown torque values for Design A and B motors.

B. The breakdown torque of Design C, 60- and 50-hertz, single-speed, polyphase squirrel-cage motors, with rated voltage and frequency applied, shall be not less than the following values which are expressed in percent of full-load torque.

Table with columns for Speed, RPM (60 and 50 hertz) and breakdown torque values for Design C motors.

MG 1-12.46 Breakdown Torque of Polyphase Wound-rotor Integral-horsepower Motors with Continuous Ratings A

The breakdown torques of 60- and 50-hertz, polyphase wound-rotor motors, with rated voltage and frequency applied, shall be not less than the following values which are expressed in percent of full-load torque.

Table with columns for Speed, RPM (60 and 50 hertz) and breakdown torque values for wound-rotor motors.

MG 1-12.53.b Efficiency of Polyphase Squirrel-cage Integral-horsepower Motors with Continuous Ratings

Table with columns for Motor Designation, Full-load Efficiency, and Minimum Efficiency.

Table showing locked-rotor torque values for various motor designs (A, B, C, D, E, F, G, H, J, K, L, M, N, P, R, S, T, U, V, W, Y) at different speeds.

\* The voltage rating of 115 volts applies only to motors rated 15 horsepower and smaller. † When motors are to be used with V-belt or chain drives, the correct frame size is the frame size shown next with the suffix letter S enclosed.

Table showing locked-rotor torque values for various motor designs (A, B, C, D, E, F, G, H, J, K, L, M, N, P, R, S, T, U, V, W, Y) at different speeds.

\* The voltage rating of 115 volts applies only to motors rated 15 horsepower and smaller. † When motors are to be used with V-belt or chain drives, the correct frame size is the frame size shown next with the suffix letter S enclosed.

MG 1-12.34 Locked-rotor Current of 3-phase 60-hertz Integral-horsepower Squirrel-cage Induction Motors Rated at 230 Volts

Table with columns for Hp, Secondary Voltage, Maximum Secondary Amperes, and Locked-rotor Current.

Table with columns for Hp, Locked-rotor Current, and Protection Class.

MG 1-12.36 Code Letters for Locked-rotor kVA—Nameplate Markings

Table with columns for Code Letter, kVA per Horsepower, and Code Letter.

\* The locked-rotor current of motors designed for voltages other than 230 volts shall be inversely proportional to the voltage. H. Sanchez Feb. 1985

## SELECCION, 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 signótico 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  $15^{\circ}$  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 (impe - dir) 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:

- |           |   |
|-----------|---|
| Clase I   | Grupo A : Acetileno   |
|           | 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 usar motores totalmente cerrados con ventilación exterior estándar, con excepción del ventilador que debe ser de material no chispeante.

Los motores para los grupos A, B y C deberán ser llenados con algún gas inerte. Estos motores tienen tapas herméticas y sellos de aceite alrededor de la flecha, para reducir las fugas del gas al mínimo, además tienen instrumentos lectores de presión para que en caso de alguna 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.

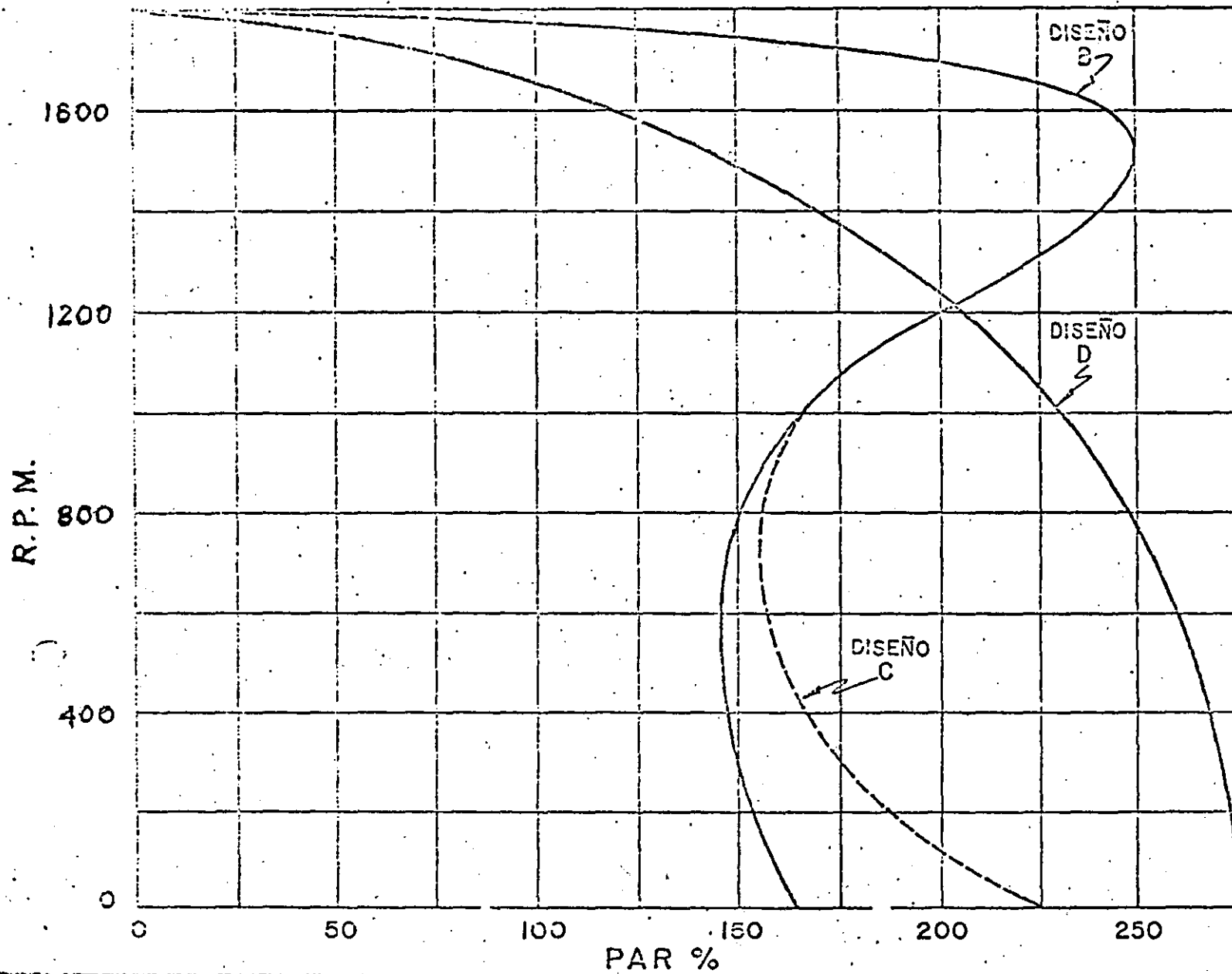
Los motores a prueba de explosión deberán tener paredes y un espesor mínimo adecuado para impedir que una explosión interna deteriore la carcasa o tapas, también las distancias de fuga deberán tener una longitud tal que los gases calientes que se producen internamente por una explosión o corto circuito, 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



GRAFICA I



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.

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:

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

- 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 parmínimo 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 ahurada (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 el aplicar el factor de servicio aumentará la temperatura de operación del motor y afectará la vida útil del devanado, el factor de potencia, la eficiencia y la velocidad.

#### 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 -

**Triente 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:

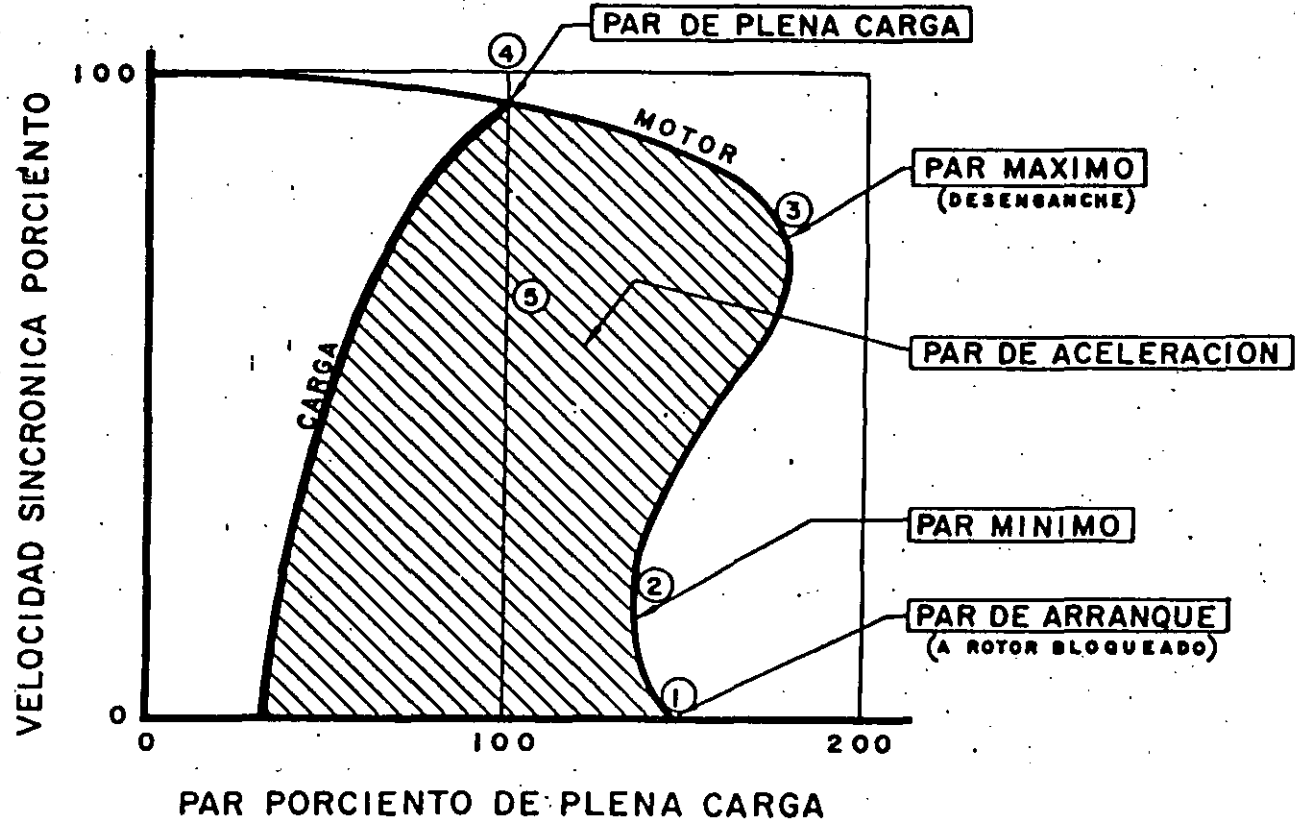
Químicos corrosivos  
Polvos Abrasivos  
Polvos Obstruyentes  
Alta humedad relativa

Para hacer frente a estos agentes destructivos, se han desarrollado últimamente:

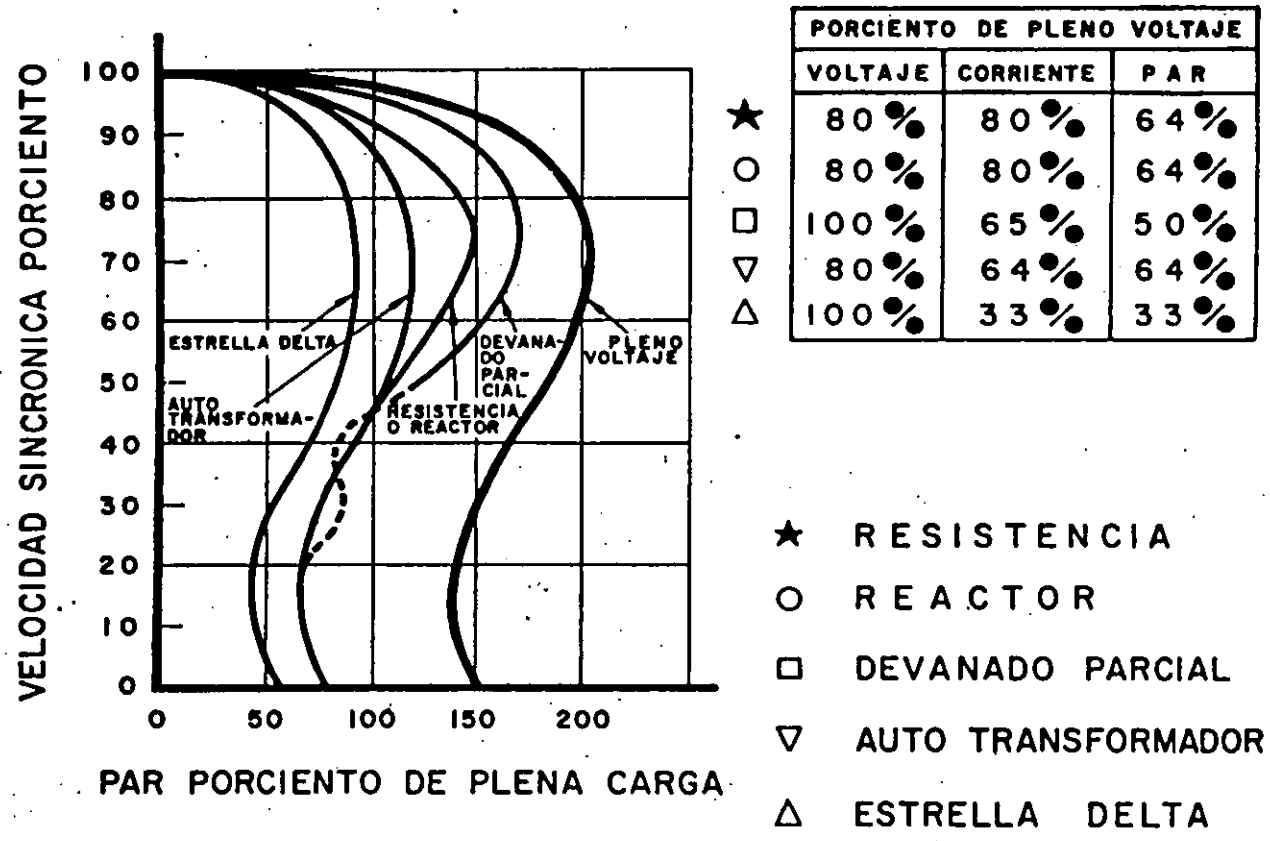
- a).- Un aislamiento especial a prueba de humedad, corrosión y abrasión (APH).
- b).- Motores totalmente cerrados con acabados epóxicos especiales y en los cuales naturalmente se aplica el aislamiento APH.

Estos motores se conocen bajo el nombre genérico de "Tipo Químico" y además de los factores antes enumerados, también llevan aislamientos "Clase F" para resistir las sobrecargas y altas temperaturas ambientales.

Para finalizar presentamos una tabla de selección de motores en función de las condiciones ambientales:



— Pares de un Motor de Inducción —



— Características de Arranque a Tensión Reducida —

Fig. 7



INDUSTRIAS IEM, s.a. de c.v.

DIVISION INDUSTRIAL

FECHA:

CLASIFICACION DE MOTORES ELECTRICOS

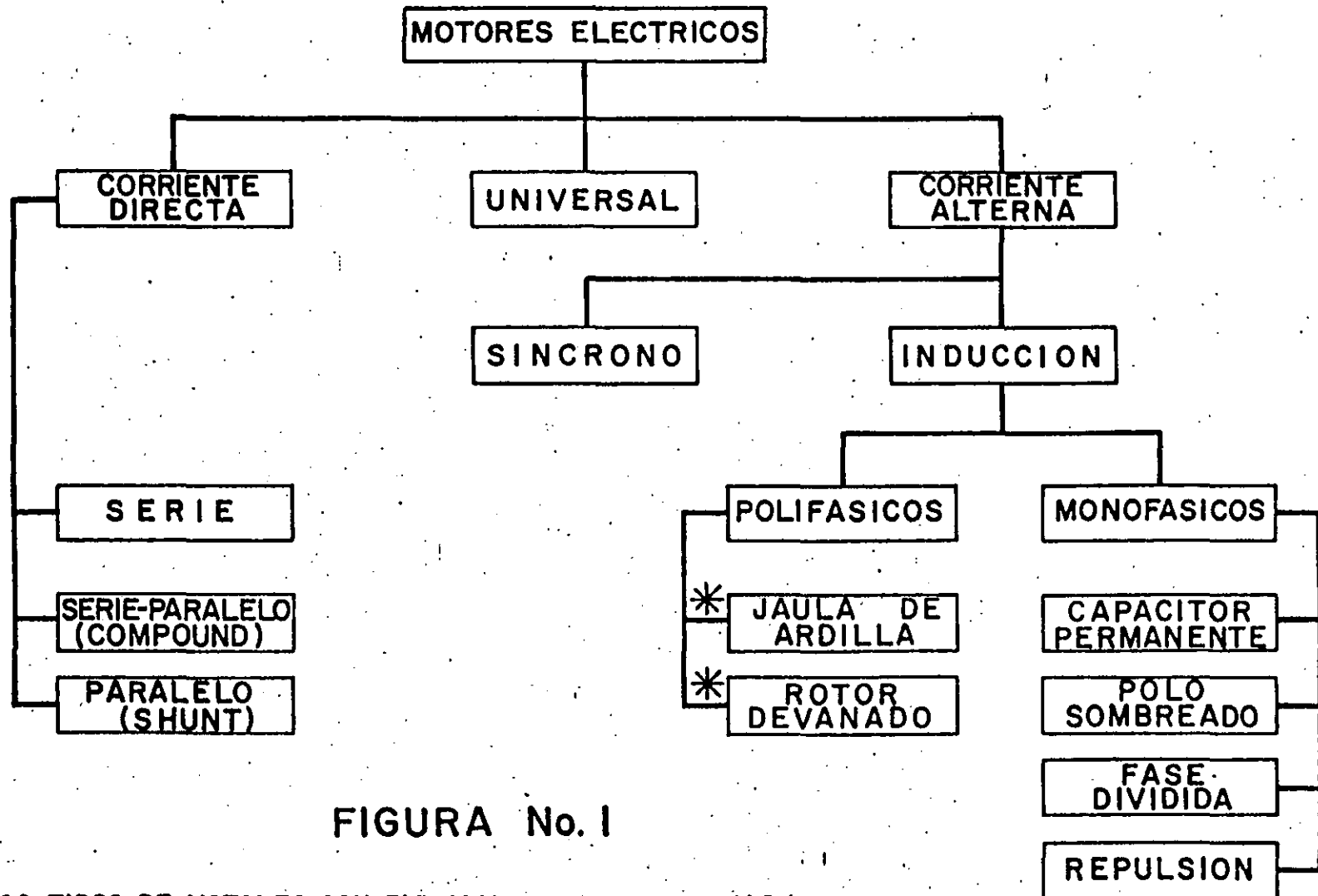


FIGURA No. I

\* ESTOS TIPOS DE MOTORES SON FABRICADOS POR, INDUSTRIAS IEM, s.a. de c.v.



MARCA REG.

# MOTOR DE CORRIENTE ALTERNA

FASES 3 POLOS 4 TPO HTCCVE CP 400 ARMAZON 5811-S

HERTZ	60	CONEXION <b>DELTA</b>			
VOLTS	440				
AMPERES	442				
R.P.M.	1777				
FACTOR DE SERVICIO	1.00				
AMPS A FACTOR DE SERVICIO	442	L I N E A			
CLAVE PARA ROTOR BLOQUEADO	G	ATENCION: ANTES DE INSTALAR Y OPERAR VEASE INSTRUCTIVO			
TEMP AMB. MAXIMA	40 °C	2280 m S.M.N	DISERO. A	OPERACION HRS 24	CARGA AXIAL MAXIMA EN KGS.
ROD. FL. ó INF.	6319/C3	MODELO	TEMP. MAX. TOTAL Cu 130 °C		
ROD. OP.	6319/C3	121074	SERIE 1808002		



AUT. S.I.C. D.G.E. 782 INDUSTRIAS IEM, s. a. de c. v.

PM-136-C

TLALNEPANTLA, MEXICO

TECNOLOGIA Westinghouse



MARCA REG.

# MOTOR DE CORRIENTE ALTERNA

FASES 3 POLOS 4 TPO TCCVE CP 7.5 ARMAZON 213 T

HERTZ	60	CONEXION			
VOLTS	220/440	VOLTAJE MAYOR		VOLTAJE MENOR	
AMPERES	20 / 10				
R.P.M.	1722	LINEA		LINEA	
FACTOR DE SERVICIO	1.10	OPERACION HRS 24		CARGA AXIAL MAXIMA EN KGS	
AMPS A FACTOR DE SERVICIO	22 / 11	G		DISENO CCONNE B	
TEMP AMB. MAXIMA	40 °C	2300 m S.M.N	DISENO CCONNE	AISLAM CLASE B	TEMP. MAX. TOTAL Cu 130 °C
ROD FL ó INF.	6206ZZ	MODELO	SERIE 1801001		
ROD OP	6207ZZ	140150			



AUT SIC DGE 782 INDUSTRIAS IEM s a de c v

PM-74-J

TLALNEPANTLA MEXICO

TECNOLOGIA Westinghouse



MARCA REG.

# MOTOR DE CORRIENTE ALTERNA

FASES 3 POLOS 4 TPO HTCCVE CP 400 ARMAZON 5811-S

HERTZ	60	CONEXION <b>DELTA</b>			
VOLTS	440				
AMPERES	442				
R.P.M.	1777				
FACTOR DE SERVICIO	1.00	L I N E A ATENCION: ANTES DE INSTALAR Y OPERAR VEASE INSTRUCTIVO			
AMPS A FACTOR DE SERVICIO	442				
CLAVE RVA A ROTOR BLOQUEADO	G	OPERACION HRS	24	CARGA AXIAL MAXIMA EN KGS.	
TEMP AMB. MAXIMA	40°C • 2280 m S.M.N.	DISERO	A	AISLAM. CLASE	B
ROD. FL. ó INF.	6319/C3	MODELO	TEMP. MAX. TOTAL Cu 130 °C		
ROD. OP.	6319/C3	121074	SERIE 1808002		



AUT. S.I.C. D.G.E. 782 INDUSTRIAS IEM, s. a. de c. v.

PM-136-C

TALNEPANTLA, MEXICO

TECNOLOGIA **Westinghouse**

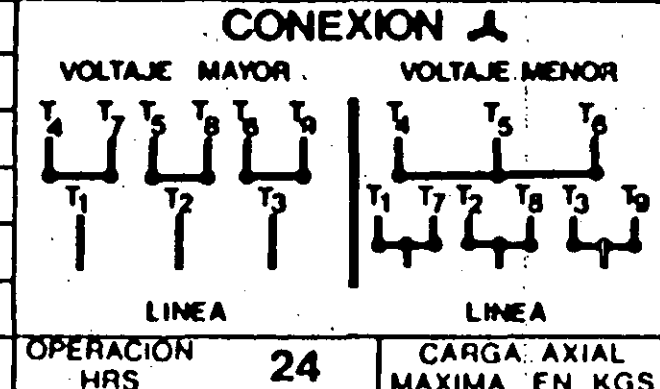


MARCA REG.

# MOTOR DE CORRIENTE ALTERNA

FASES 3 POLOS 4 TPO TCCVE CP 7.5 ARMAZON 213 T

HERTZ	60
VOLTS	220/440
AMPERES	20/10
R.P.M.	1722
FACTOR DE SERVICIO	1.10
<small>TEMP. A 2300 m SNM</small>	22/11
<small>TEMP. A 1000 m SNM</small>	6



TEMP AMB. 40 C A 2300 m SNM	DISENO CCONNE	B	TEMP MAX TOTAL Cu	130 °C
MAXIMA 40 C A 1000 m SNM	CLASE	B	SERIE	1801001
ROD FL ó INF.	6206ZZ	MODELO	140150	
ROD OP	6207ZZ			



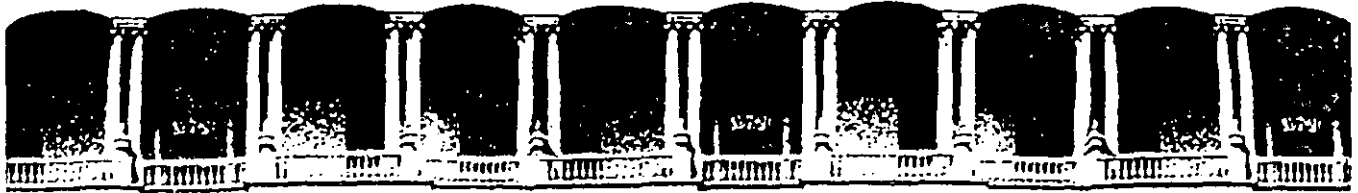
AUT SIC DGE 782 INDUSTRIAS IEM s a de c v

PM-74-J

TLALNEPANTLA MEXICO

TECNOLOGIA **Westinghouse**





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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***9. SELECCION Y ESPECIFICACIONES DE EQUIPO***

***9.2 SELECCION Y APLICACIONES DE TRANSFORMADORES***

***ING. SERGIO MARTINEZ NAVARRO***

***AGOSTO, 1992.***

## **SELECCION ECONOMICA DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS**

### **I. REPASO SOBRE TRANSFORMADORES**

- ANTECEDENTES HISTORICOS
- PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO
- PARTES PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR
  - BOBINAS
  - NUCLEO
  - TANQUE Y RADIADORES
  - ACCESORIOS.

### **II. CLASIFICACION DE TRANSFORMADORES**

- a) POR SU CAPACIDAD
- b) POR SU ENFRIAMIENTO (DISIPACION DE CALOR)
- c) POR SU AISLAMIENTO
- d) POR EL LUGAR DE INSTALACION (SERVICIO)
- e) POR SU TENSION (VOLTAJE)

### **III. SELECCION DE TRANSFORMADORES**

### **IV. CONCLUSIONES**

\*\*\*\*\*

## SELECCION ECONOMICA DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

### I. ANTECEDENTES HISTORICOS

**La bobina de inducción**, descubierta en el **año 1831** por **Michel Faraday**, fué el precedente para la creación del transformador eléctrico.

En sus primeros experimentos obtenía corrientes inducidas en un circuito cerrado mediante sucesivas interrupciones de la corriente en un circuito inductor e independiente del primero. También observó la importante influencia del hierro al constituir un anillo en forma de núcleo, que tenía de un lado el circuito primario alimentado por una pila y de otro lado el circuito secundario inducido.

Hacia el año 1839, Page hizo construir en Washington una bobina de circuito magnético partido, empleando un haz de alambres de hierro abandonando el circuito magnético cerrado. Al igual que otros investigadores de diversos países, comprendió la necesidad de entrelazar los circuitos eléctricos del primario y del secundario para reducir al mínimo la dispersión del flujo magnético. pocos años después realizaron Masson y Breguet interesantes trabajos hasta que Ruhmkorff construyó su primer carrete - **en 1851**, completado por **Foucault en 1856** con su famoso interruptor de martillo.

Durante la exposición universal de Paris, **en 1878**, presentaba **Jablochkoff** un sistema de distribución **de corriente alterna** con una bobina de inducción, cuyo circuito primario estaba alimentado por un alternador, así desaparecería por primera vez la corriente pulsatoria del primario, para ser substituída por una corriente alternativa (alterna).

El circuito magnético era cerrado de acuerdo al **principio de Varley** que ya en 1856 empleaba alambres de hierro enrollados en forma circular.

Pero todavía no se vislumbraba el interés del transformador en la distribución de la energía eléctrica ni las ventajas de la alta tensión para el transporte de la misma, hasta que **Gaulard** y Gibbs crearon un aparato cuyo aspecto no difería mucho del transformador actual.

.../...

Un nuevo medio auxiliar para el transporte de corrientes eléctricas a larga distancia aportaron los transformadores de corriente alterna, inventado por **Gaulard**, permitiendo estos obtener cualquier tensión elevada y -- transmitir la corriente a grandes distancias. Con este sistema se puso en práctica, durante la exposición de Turín del **año 1884**, una instalación de transmisión de energía para alumbrado y fuerza motriz a 40 Km. de distancia, con una tensión de 2000 Volts.

Mejoras sustanciales en este sistema fueron aportadas por **Zipernowsky** y sus colegas Blathy y Déri, quienes proyectaron en **1890** una instalación transmisora de energía eléctrica de corriente alterna a 3000 Volts. desde Tivoli hasta Roma recorriendo una distancia de 27 Km. proyecto que se realizó en **1892**.

Los primeros transformadores que fueron lanzados al mercado tal como los conocemos en la actualidad, fueron fabricados por la **Casa "Ganz y Cía.** de Budapest (Hungría) con el diseño de Zipernowsky, Blathy y -- Déri.

Enseguida salieron al mercado los **Westinghouse** con diseños de **Stanley** y luego los **Ferranti**, Swinburne etc.

Los transformadores de la casa Ganz, se componían de un núcleo de -- hierro, contruidos por discos de chapa aislados y superpuestos que -- recibía las dos bobinas, (enrollamientos), a modo de **anillo gramme**, por el contrario con los **transformadores Westinghouse** las chapas eran en forma de "E" y las bobinas iban montadas sobre el trazo horizontal del medio, cerrándose el circuito magnético con una barra vertical, (hoy conocido como yugo).

Con las corrientes polifásicas, unos años más tarde, apareció la necesidad de transformadores bifásicos y trifásicos, **generalmente más económicos que la combinación** de varios transformadores monofásicos equivalentes. En **1891** presentaron modelos a la **exposición de Francfort** las conocidas firmas **Brown Boveri**, **Siemens Schuckert** etc.

Cabe mencionar que los primeros transformadores eran de pequeña potencia y de tensiones hasta 3000 volts como máximo.

Al aumentar progresivamente la capacidad y el voltaje de los transformadores se han presentado nuevos problemas relativos al aislamiento, ventilación y enfriamiento, regulación, etc.

El transformador sumergido en aceite aparece en la misma época que el ventilado, aventajándolo por la doble función del aceite mineral, como elemento de transmisión del calor y como aislante eléctrico.

Desde que aparecieron los primeros equipos, se han realizado progresos ininterrumpidos en los materiales constructivos, con vistas a prolongar la vida útil del equipo, principalmente en el campo de los aislamientos y chapas magnéticas. y a futuro me atrevería a afirmar, que en estos mismos materiales se trabajará con objeto de tener aislamientos que soporten temperaturas más elevadas, dando por consiguiente diseños con conductores trabajados a densidades de corriente más elevadas y por tanto usar menos cantidad de cobre o aluminio en los devanados. por lo que respecta a las chapas magnéticas, los fabricantes están obteniendo chapas de acero al silicio y/o otros elementos, así como procesos térmicos que permiten trabajar a densidades de flujo magnético elevadas, dando como resultado menor peso en los núcleos y por tanto mejores costos.

Lo anterior trabaja en favor de las pérdidas (watts/Kg), de los devanados y de las pérdidas en los núcleos, por lo que se debe hacer un balance económico adecuado en los diseños.

## 1.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.

El efecto que permite al Transformador funcionar como tal, se conoce como inducción electromagnética. como se mencionó anteriormente, este efecto solo se presenta en circuitos de corriente alterna.

Para explicar este fenómeno, consideraremos un Transformador elemental - compuesto por una parte eléctrica y una parte magnética, como se ilustra en la figura 2.

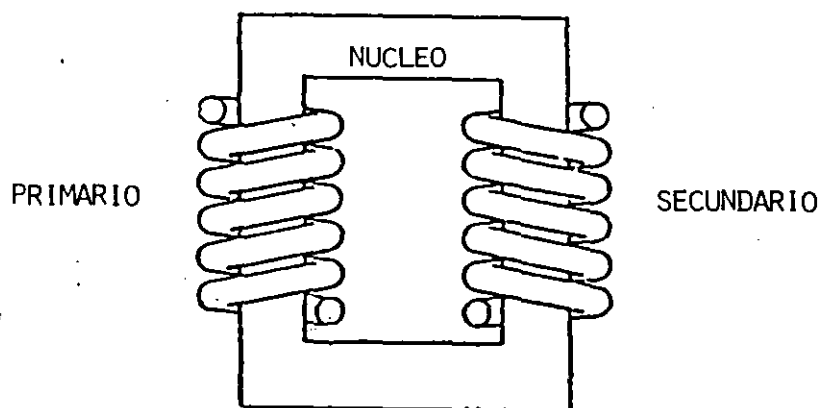


FIG 2 TRANSFORMADOR ELEMENTAL.

La parte eléctrica esta integrada por 2 devanados o bobinas, una que recibe la energía y se denomina PRIMARIO y otra que entrega la energía y se denomina SECUNDARIO. Entre estos devanados no existe conexión eléctrica.

La parte magnética esta formada por un NUCLEO de acero que enlaza a los dos devanados.

En la Fig. 3 se ilustra como ocurre el efecto de inducción ELECTROMAGNETICA.

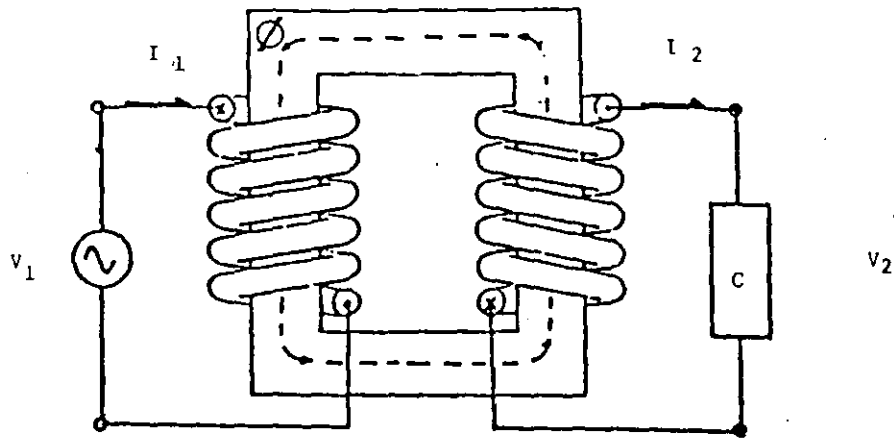


FIG. 3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR.

Al aplicar un voltaje alterno  $V_1$  al devanado primario, circula por éste una corriente  $I_1$  que engendra un flujo magnético alterno  $\Phi$ . Este flujo, viajando a través del núcleo, enlaza al devanado secundario induciendo en éste un voltaje  $V_2$  que puede ser aprovechado conectándole una carga que demandará una corriente  $I_2$ .

El voltaje inducido guarda una relación directa con el número de vueltas del devanado, esto es, si en el secundario tenemos más vueltas que en el primario, estaremos elevando el voltaje y si por el contrario tenemos menos vueltas en el secundario que en el primario, estaremos reduciendo el voltaje. A esta se le llama RELACION DE TRANSFORMACION.

Para fines de explicación del funcionamiento del Transformador, hemos considerado los devanados primario y secundario colocados separadamente, uno a cada extremo del núcleo. Sin embargo, en un Transformador real, los devanados primario y secundario son construidos o ensamblados uno dentro del otro para aprovechar al máximo el flujo magnético. La figura 4 es un esquema de un arreglo real de devanados y núcleo.

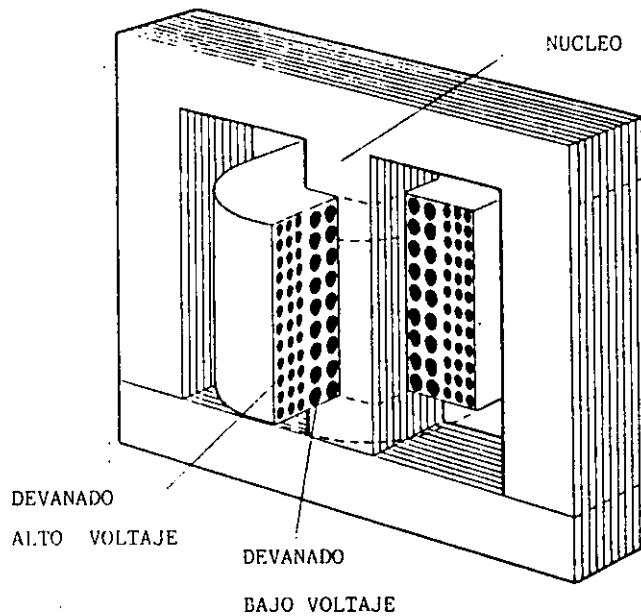


FIG. 4 TRANSFORMADOR REAL.

### 1.3 PARAMETROS ELECTRICOS.

Al hablar de Transformadores, nos encontramos con términos eléctricos que conviene manejar adecuadamente. A continuación mencionamos el concepto de los parámetros eléctricos más empleados en nuestro caso.

#### a) Voltaje o Tensión.

Es la fuerza que origina el flujo de corriente y se expresa:

V = Volts.

KV = Volts x 1000 Kilovolts.

#### b) Corriente

Partículas eléctricas ( electrones ) libres que se mueven en un cierto sentido dentro del conductor del devanado, se expresa.

I = Amperes.



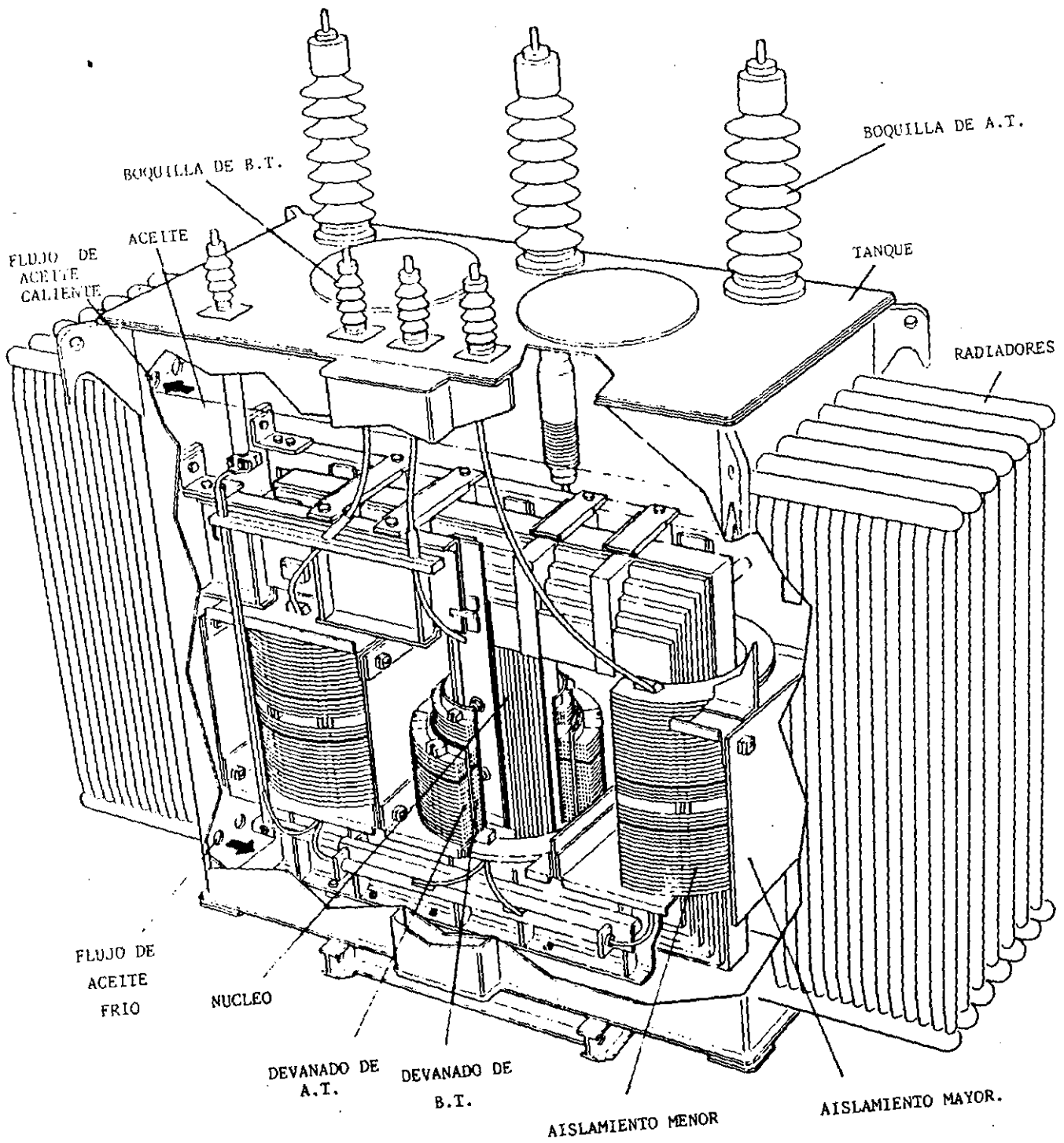


FIG. 5 CORTE DE UN TRANSFORMADOR.

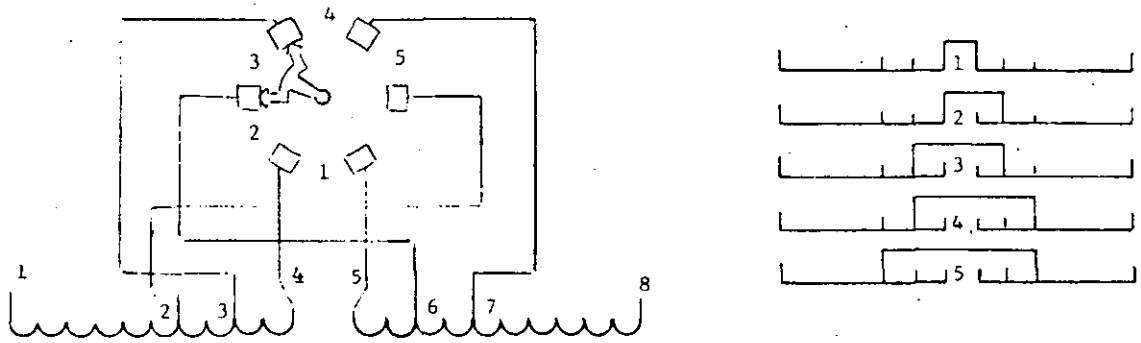


FIG. 6 CAMBIADOR DE DERIVACIONES DE 5 POSICIONES.

Radiador Existen casos en que se requiere mayor área de disipación de calor en el tanque. Es entonces cuando se utilizan radiadores, que son grupos de - - tubos o aletas de acero unidas a dos cabezales que se conectan a las paredes del tanque mediante soldadura o mediante válvulas de acoplamiento. La lámina de estos tubos es de espesor mucho menor al que tienen las paredes del tanque, esto es con el fin de acelerar la disipación de calor. En la figura 7 se muestra la trayectoria que sigue el líquido refrigerante en un tanque con radiadores.

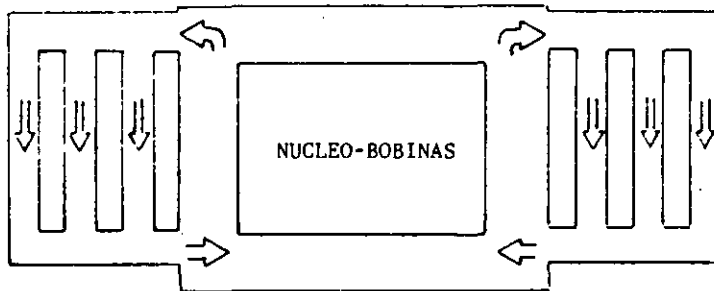


FIG. 7 ENFRIAMIENTO POR CONVECCION NATURAL.

d) Construcción

De acuerdo con la relación que guardan las bobinas y el núcleo en la construcción del Transformador, se tienen 2 tipos.

Tipo Columnas. Se conoce también como tipo núcleo o como tipo "Core". En esta construcción, el núcleo proporciona un solo circuito magnético formado -- por un yugo inferior, un yugo superior y 2 ó 3 columnas verticales o piernas -- para 1 ó 3 fases respectivamente. Los devanados son ensamblados concéntricamente en cada una de las piernas del núcleo. De esta manera, el circuito eléctrico rodea o envuelve al circuito magnético.

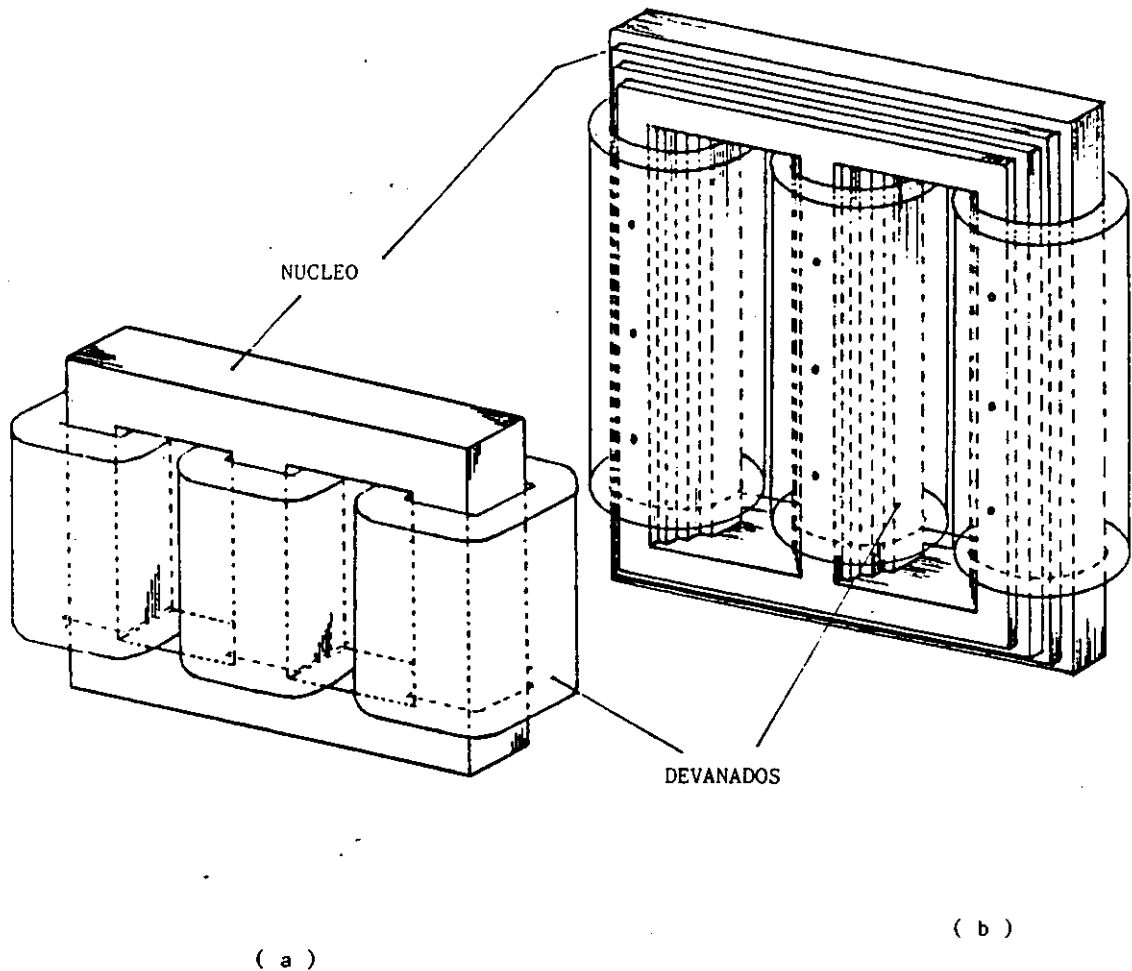


FIG. 11 TRANSFORMADOR TIPO COLUMNAS.

- a) Núcleo Rectangular y Devanado Rectangular
- b) Núcleo Escalonado y Devanado Cilíndrico.

Tipo Acorazado. En esta construcción, conocida también como tipo "Shell", los devanados forman un anillo y el núcleo se ensambla envolviendo a cada piedad de los devanados, formando 2 o más circuitos magnéticos rodeando al circuito eléctrico.

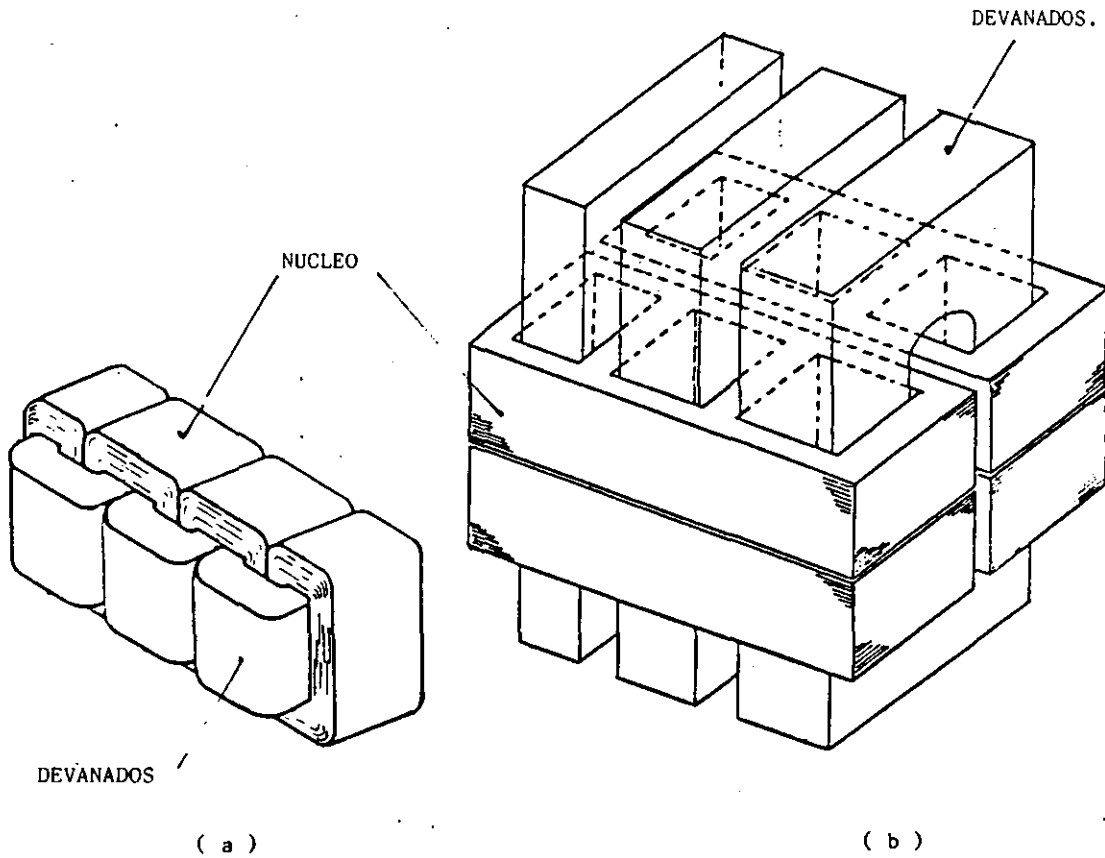


FIG 12 TRANSFORMADOR TIPO ACORAZADO.

- a) Núcleo rolado y Devanado rectangular.
- b) Núcleo laminado y Devanado tipo Galleta.

e) Enfriamiento.

Como mencionamos anteriormente, trataremos solamente con Transformadores, cuyo medio refrigerante es un líquido. La siguiente clasificación corresponde a Transformadores sumergidos en aceite mineral.

OA ( Oil-immersed, self cooled ). El enfriamiento ocurre por convección natural del aceite en contacto con el tanque. Las paredes del tanque pueden ser lisas o con radiadores acoplados a ellas. Es el enfriamiento más comúnmente usado.

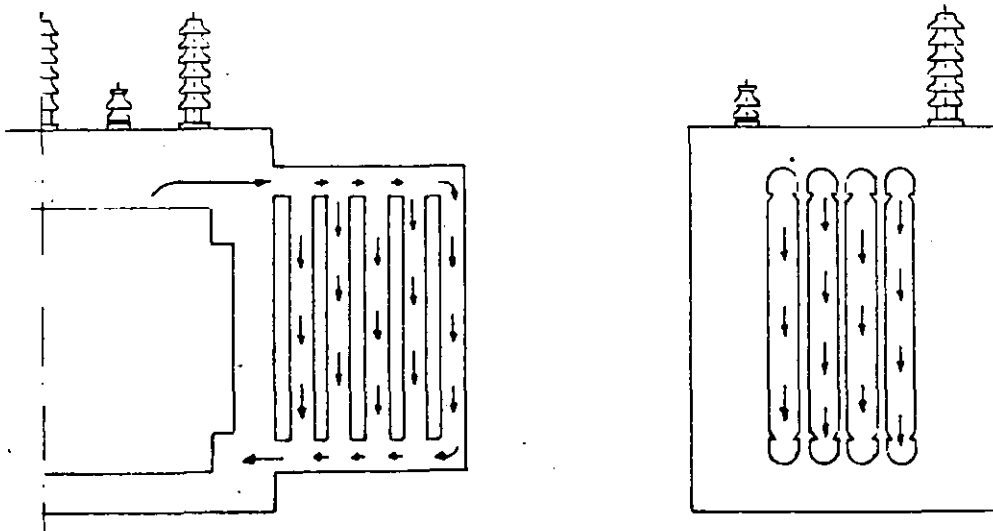


FIG. 13 ENFRIAMIENTO OA.

OA/FA ( Oil immersed, self cooled / forced- air- cooled ). Es básicamente una unidad en OA a la que se le ha agregado un sistema de circulación forzada de aire a base de ventiladores. Esto se hace para aumentar la disipación de calor, aumentando así los KVA de salida del Transformador en un 15, - 25 ó 33.3%. Se emplea cuando el Transformador estará sujeto a sobrecargas, - cortas pero periódicas, que deben ser soportadas sin afectar el funcionamiento normal del Transformador. El arranque y paro de ventiladores es gobernado - por la temperatura del aceite o de los devanados, por medio de controles que permiten la operación manual o automática del enfriamiento forzado.

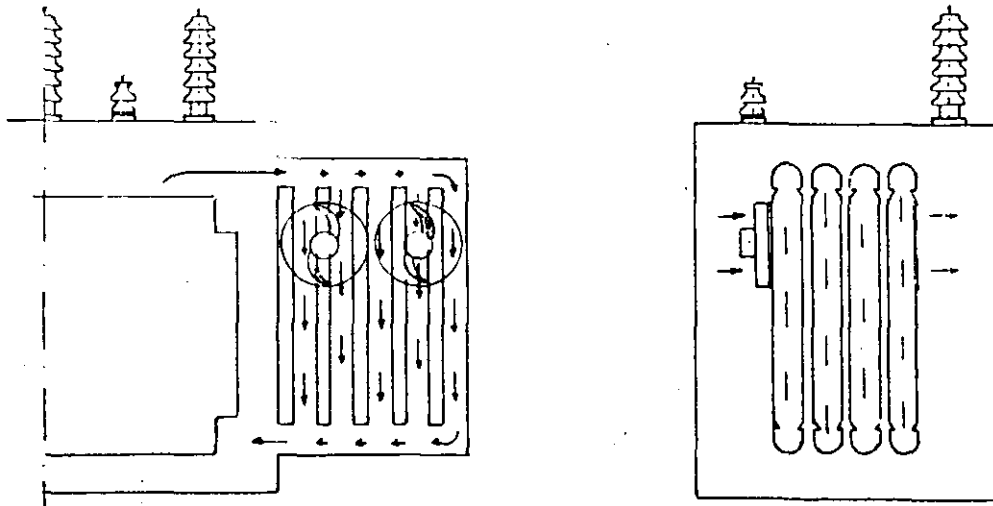


FIG 14 ENFRIAMIENTO OA/FA.

OA/FA/FA ( Oil immersed, self cooled/forced-air-cooled/forced-air-cooled ).  
Es similar al OA/FA, pero con 2 pasos de ventilación forzada. Proporciona un aumento de capacidad de 33.3% en el primer paso y 66.6% en el segundo paso.

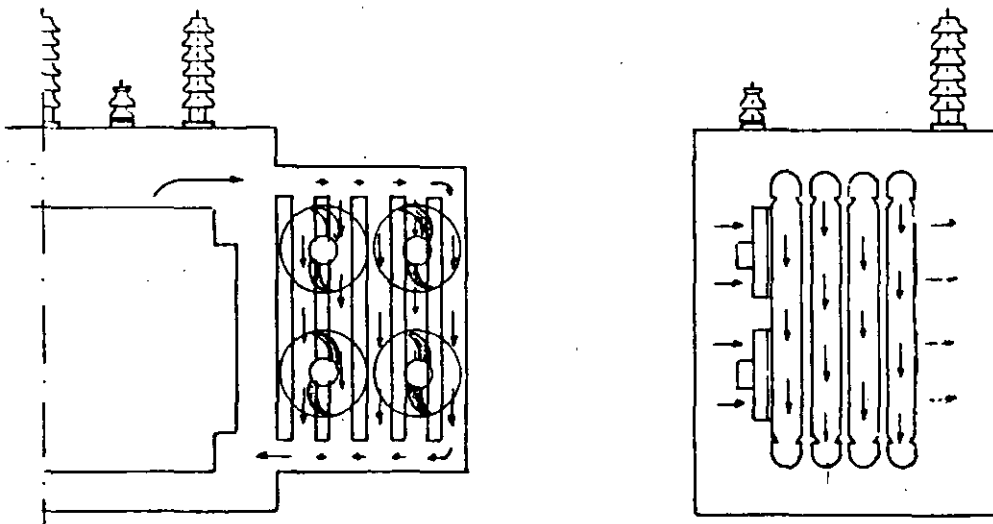


FIG 15 ENFRIAMIENTO FA<sub>1</sub>/FA<sub>2</sub>.

OA/FA/FOA. ( Oil immersed, self cooled/forced-air-cooled/forced-oil-cooled )  
Es similar al OA/FA/FA, solo que en el segundo paso el enfriamiento se realiza por circulación forzada de aceite mediante bombas. Proporciona un 33.3% de incremento de capacidad en el primer paso y 66.6% en el segundo. El arranque y paro de bombas también es gobernado por la temperatura del aceite o de los devanados.

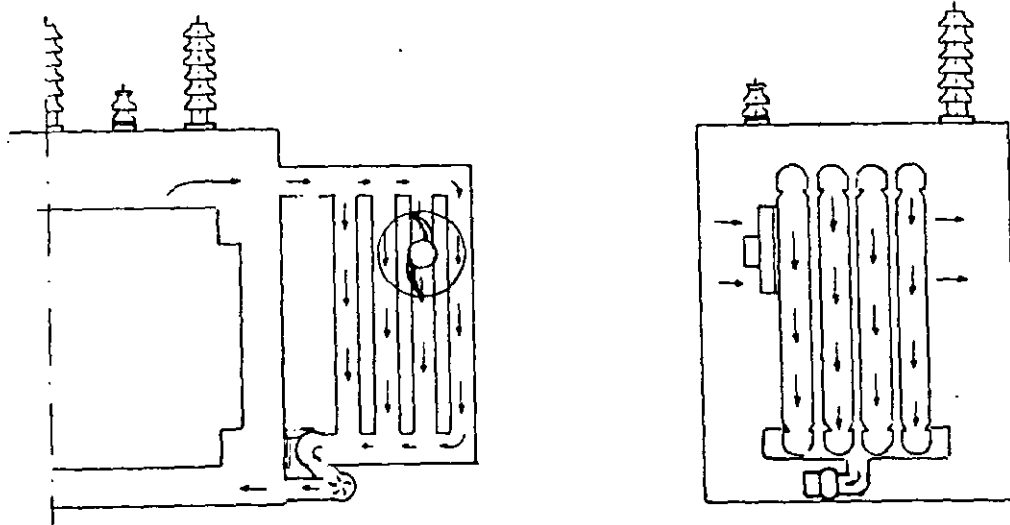


FIG. 16 ENFRIAMIENTO OA/FA/FOA

OA/FOA/FOA ( Oil-immersed self cooled/forced-oil-cooled/forced-oil-cooled ).-  
El régimen de OA es aumentado empleando ventiladores y bombas en 2 pasos. En cada paso se utilizan tanto ventiladores como bombas simultáneamente. El aumento de capacidad es de 33.3% en el primer paso y 66.6% en el segundo.

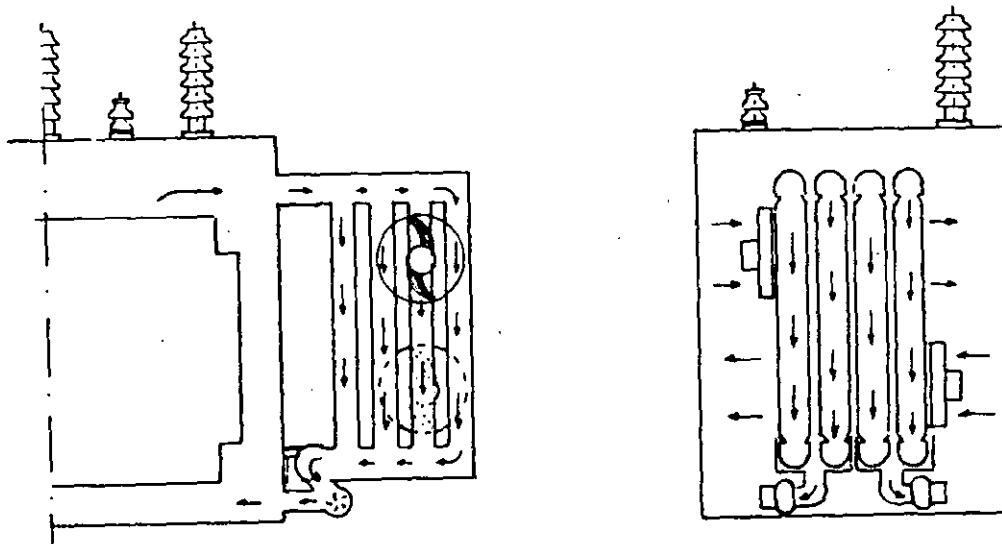


FIG. 17 ENFRIAMIENTO OA/FOA/FOA.

FOA ( Oil-immersed, forced-oil-cooled with forced-air cooler ). El enfriamiento se lleva a cabo por circulación forzada de aceite, mediante bombas, a través de cambiadores de calor enfriados por aire colocados fuera del tanque. Su diseño es para trabajo continuo del sistema de enfriamiento, pudiendo mantener así la totalidad de su carga nominal.

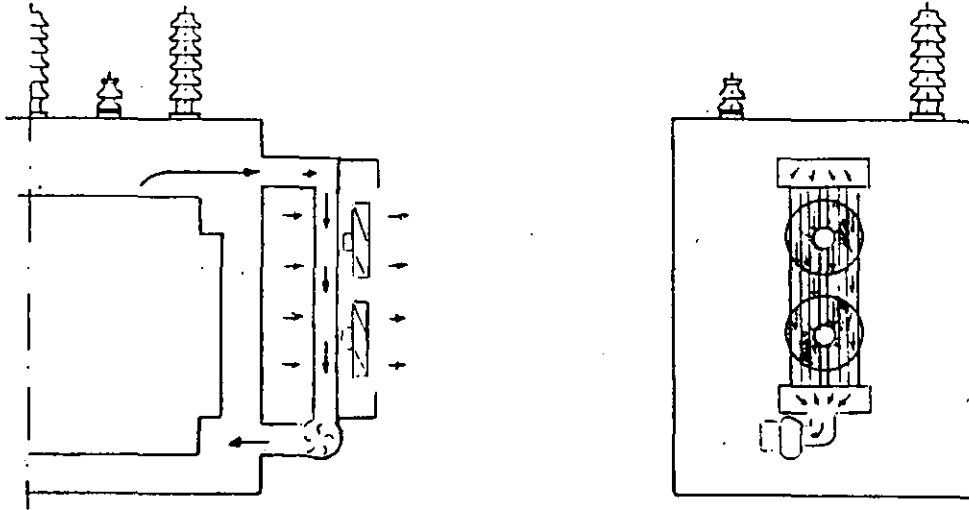


FIG. 18 ENFRIAMIENTO FOA.

OW ( Oil immersed, water-cooled ). En este caso, el enfriamiento ocurre por convección natural a través de cambiadores de calor enfriados por agua.

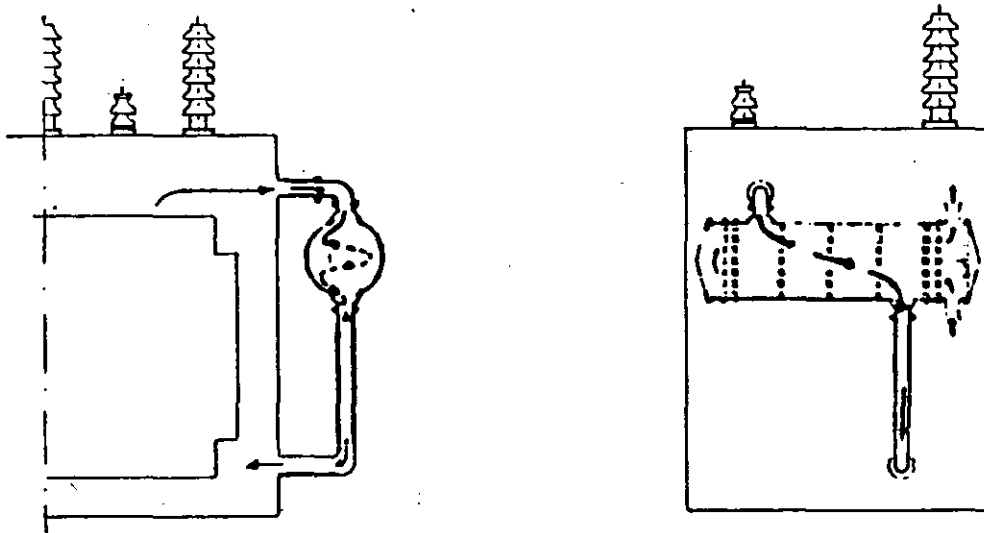


FIG 19 ENFRIAMIENTO OW.



FOW ( Oil immersed, forced-oil-cooled with forced-water-cooler ). Es una unidad en OW a la que se le ha agregado una bomba para circulación forzada del aceite a través del cambiador de calor.

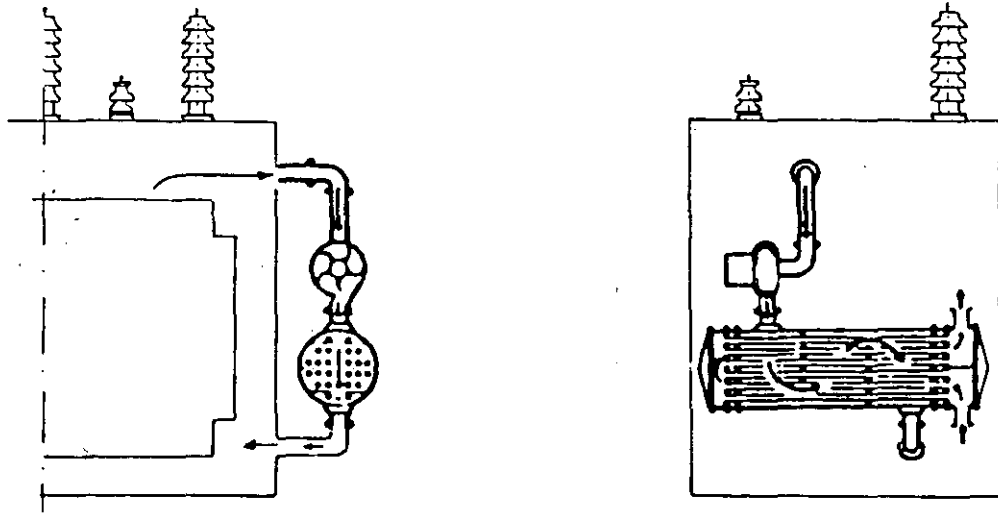


FIG: 20 ENFRIAMIENTO FOW.

2.0 NORMAS APLICABLES.

2.1 GENERAL.

Los Transformadores manufacturados en la planta Tlalnepantla, son diseñados, fabricados y probados para cumplir con las siguientes normas y especificaciones, en su última revisión.

2.1 NORMAS NACIONALES

NOM ( Norma Oficial Mexicana ).

- NOM-J-116 Transformadores de Distribución Tipo Poste y Tipo Subestación.
- NOM-J-285 Transformadores de Distribución Subterránea Tipo Pedestal - -  
Monofásicos y Trifásicos.
- NOM-J-284 Transformadores de Potencia.
- NOM-J-271 Técnicas de Prueba en Alta Tensión.
- NOM-J-123 Aceite aislante No inhibido para Transformadores.
- NOM-J-153 Clasificación de Materiales aislantes.

CFE K-0000 ( Especificaciones de Comisión Federal de Electricidad )

- K-0000-01 Transformadores de Distribución Tipo Poste.
- K-0000-02 Inspección por muestreo de Transformadores de Distribución.
- K-0000-03 Criterios de evaluación de pérdidas para Concursos y Penalizaciones.
- K-0000-04 Transformadores Monofásicos Tipo Pedestal para Distribución -  
Residencial Subterránea.
- K-0000-08 Transformadores Trifásicos Tipo Pedestal para Distribución --  
Residencial Subterránea ( 75, 112.5, 150 y 225 KVA )
- K-0000-07 Transformadores Trifásicos Tipo Pedestal para Distribución -  
Residencial Subterránea ( 300 y 500 KVA )
- K-0000-06 Transformadores de Potencia de 10 MVA y Mayores.
- K-0000-10 Reparación de Transformadores de Potencia.

2.2 NORMAS INTERNACIONALES

ANSI ( American National Standard Institute )

- C57.12.00 General Requirements for Distribution, Power and Regulating Transformers.
- C57.12.00 a, b Thermal and Short Circuit Requirement Supplement to - ANSI C57.12.00.
- C57.12.10 Requirements For Transformers 230 000 Volts, and below - - 833/958 Through 83 333/10417 KVA, single phase, and 750/862 through 60 000/80 000/ 100 000 KVA, three Phase.
- C57.12.90 Test Code for Distribution, Power and Regulating Transformers.
- C57.13 Requirements for Instrument Transformers.
- C62.1 Surge Arresters for Alternating Current Power Circuits.
- C76.1 Requirements and Test Code for Outdoor Apparatus Bushings.
- C76.2 Electrical Dimensional and Related Requirements for Outdoor Apparatus Bushings.

DESCRIPCION .

- ⓐ Generador de C.A. ,
- ① Tr. para Generador.
- ② Tr. de Subestación de Potencia.
- ③ Tr. de Subestación de Distribución.
- ④ Tr. de Distribución
  - a Aérea
  - b Subterránea.

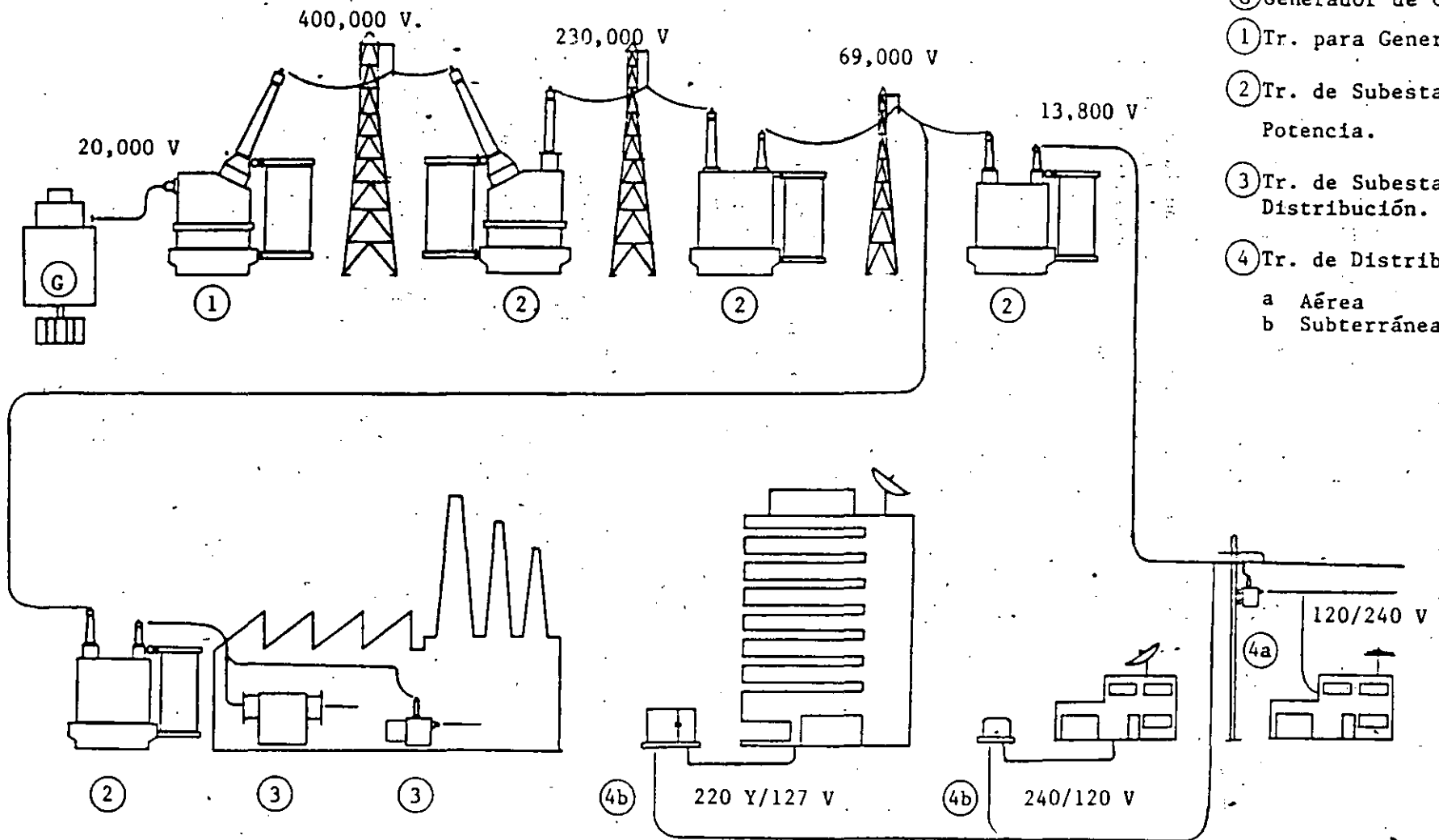


Fig. 1. SISTEMA GENERACION TRANSMISION DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA.

Junio, 1990

## SELECCION Y APLICACION DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

Por: Ing. Sergio Martínez Navarro

### II. CLASIFICACION DE TRANSFORMADORES

Clasificación según Normas (ANSI) y Nacionales NOM

#### a. POR SU CAPACIDAD

Por su capacidad se dividen en:

Transformadores de distribución, (1 KVA hasta 500 KVA y, menores de 67 KV nueva norma NOM-J-116 1989.

Transformadores de Potencia, (mayores de 500 KVA, arriba de 67 KV).

La capacidad está dada en voltampers o voltamperios y lo-usual es manejar miles de voltamperio o **kva** o bien millones de voltamperios o **MVA**, (de kilo y Mega).

Las capacidades a través del tiempo se han estandarizado y tenemos lo siguiente:

#### TRIFASICOS

DISTRIBUCION: 5, 10, 15, 25, 30, 45, 75, **100**, 112.5,  
150, 225, **250**, 300 y 500 kva.

POTENCIA: 500, 750, 1000, 1250, 1500, 2000, 2500, 3000,  
4000, 5000, **6250**, 7500, 10000, 12000, 15000,  
15000, 18000, 20000, 24000, 25000, 30000, 40000  
50000, 75000, 100000, 150000 KVA etc.

MONOFASICO: **3,5, 7,5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100,**  
167, 250, 333, 500 KVA.

Los subrayados no están normalizados pero su uso los ha estandarizado.

b. POR SU ENFRIAMIENTO.

Por el medio que los enfría, los transformadores se clasifican en:

- 1.- Sumergidos en líquidos
- 2.- Tipo seco.

En los sumergidos en líquidos, (aceite, azkarel, líquidos silicónes, RTEM, etc.), las Normas Internacionales y Nacionales los denominan:

OA ( Sumergidos en aceite, autoenfriados)

FA ( Enfriados por aire forzado)

OW ( Sumergidos en aceite, enfriados por agua)

FOW ( Sumergidos en aceite, enfriados por aceite forzado y enfriados por agua).

Un transformador OA/FA1/FA2, es un transformador sumergido en aceite, enfriado por aire forzado en dos pasos. esto es, al utilizar un enfriamiento por aire forzado incrementa la capacidad del equipo, de acuerdo a lo siguiente:

- Para 2,500 Kva y menores, la capacidad con FA, se incrementa un 15%
- Para 2,501 a 9,999 Kva monofásicos y 11,999 Kva trifásicos, la capacidad con FA se incrementa un 25%
- Para 10,000 Kva monofásicos y 12,000 Kva trifásicos y mayores, la capacidad con FA, se incrementa un 33.33%

Estos rangos están normalizados y están basados en la temperatura sobre el punto más caliente del cobre a 65°C de sobre elevación de temperatura sobre un ambiente promedio de 30°C.

c. **POR SU AISLAMIENTO**

Por el aislamiento que utilizan en su construcción se clasifican en -- 55°C y 65°C para los sumergidos en líquidos y de 80°C 100°C, -- 150°C, 180°C, 200°C para los tipo seco.

d. **POR EL LUGAR DE INSTALACION (SERVICIO)**

Por el lugar donde se instalan los transformadores se clasifican en Interiores e intemperie, pudiendo ser estos últimos: Tipo poste, -- tipo subestación, tipo bóveda o sumergible, tipo pedestal (Pad - - Mounted o tipo Jardín).

e. **POR SU TENSION (VOLTAJE)**

Por el voltaje nominal de operación los transformadores se clasifican de acuerdo a lo siguiente:

Kv: 1.2, 2.5, 8.7, 15, 25, 34.5, 46, 69, 92, 115, 138, 230, 400.

BIL DIST: 30 45 60 75 95 150 200 210 350

BIL POT : 45 75 95 110 150 200 250 350 400 550 650 1050

BIL (Nivel básico de impulso).

### III. **SELECCION DE TRANSFORMADORES**

En la selección de transformadores intervienen varios aspectos que no necesariamente son del tipo económico como son:

- Normas de seguridad (secos o líquidos especiales).
- Limitaciones de dimensiones o peso
- Instalación con otros equipos existentes
- Confiabilidad, (continuidad del servicio).

Así como:

- Valor total de la carga que se pretende abastecer
- Distribución de la carga a través del tiempo (curvas de carga).
- Incrementos previsibles de la carga futura.
- Vida útil del transformador, (estimada), y fecha probable de reposición. 800 a 1000 semanas (15 a 20 años)
- Probabilidad de tener que sobre cargar por períodos cortos o prolongados uno o mas transformadores.

## **COSTOS**

El costo total de un transformador está dado por los siguientes elementos:

- **Costo inicial**, (precio de compra, costo de la instalación y el precio del equipo adicional que se requiera).
- **Costo de Operación**, (considerando el **costo de las pérdidas** en el núcleo y en los devanados, consumo de energía para los auxiliares, mantenimiento, costo del inventario de repuestos etc.)
- **Costo de las futuras ampliaciones**, (equipos de emergencia, reposición de equipos, etc.)

## **COSTO INICIAL**

No obstante que el costo inicial de un transformador ya especificado, depende del fabricante dentro de ciertos parámetros, una buena selección y una especificación adecuada puede contribuir a reducirlo. Algunos elementos para una buena selección se mencionan a continuación:

### **a) NUMERO DE UNIDADES**

Donde no se requiera otra cosa por razones de localización de la carga, confiabilidad o flexibilidad en la operación, lo más económico es tener una sola unidad trifásica. La gráfica de la figura 1A ilustra las variaciones del precio del Kva para transformadores de distintas capacidades, en la figura 1B se muestra la relación entre el precio por Kva de transformadores trifásicos y los precios de los bancos correspondientes de transformadores monofásicos.



En la figura 1C se muestra el costo comparativo para una capacidad - de 1,500 Kva utilizando:

- Un solo transformador trifásico de 1,500 Kva
- Dos transformadores trifásicos de 750 Kva
- Tres transformadores monofásicos de 500 Kva.

b) **CAPACIDAD**

Cuando se habla de capacidad, ésta va, vinculada a la elevación de temperatura en la que está basada. Los aislamientos que se utilizan permiten una vida útil de los equipos de 15 a 20 años a una temperatura de 55°C/40°C Max ó 65° C/40° Max).

**APLICACIONES**

Los transformadores que se fabrican pueden utilizar la ventaja de - estos aislamientos de tres formas diferentes.

- a) Para alargar la vida útil del transformador, (sin exceder 55°C de elevación, sobre un ambiente medio de 30°C y máximo de 40°C).

Esto es, deiseñando el equipo para 55°C de elevación y fabricarlo -- con aislamiento de 65°C.

- b) Para disponer de un margen de sobre carga permanente, (12%) Esto es diseñado el equipo para 55°C de elevación y fabricarlo con aislamiento de 65°C, sobre cargándolo, hasta darnos una capacidad 12% mayor que la normal.

- c). Para adquirir el transformar a menor precio, ( - 10%)

**La figura 2**, ilustra las características de envejecimiento de los -- aislamientos de 55°C y los de 65° C.

**CLASE DE ENFRIAMIENTO**

Cuando los incrementos previsibles de carga en un mismo centro son pequeños en comparación con la capacidad del transformador o se -- presentan con frecuencia sobre cargas pequeñas o de corta duración, se puede optar por lo siguiente.

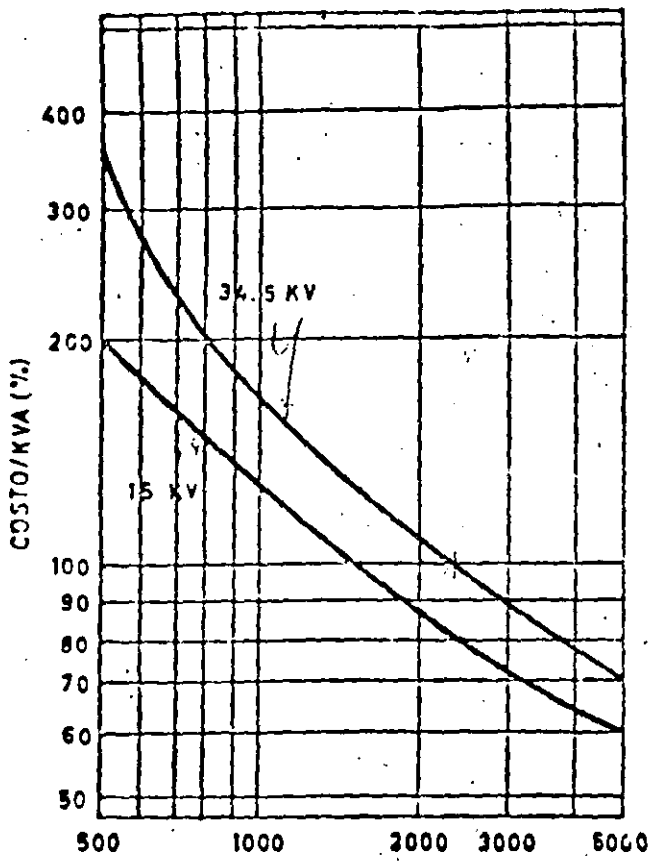


FIG. 1A

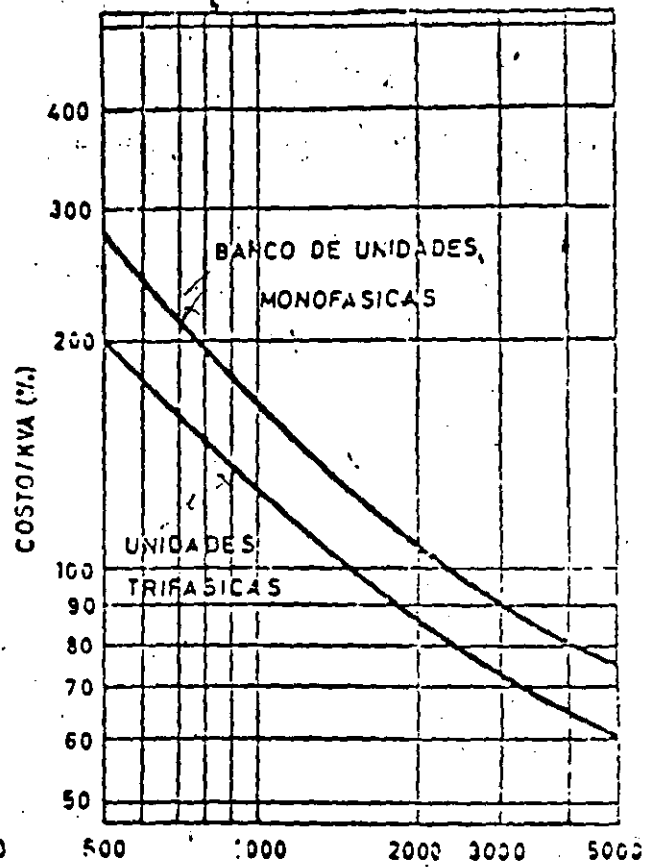


FIG. 1B

Costo comparativo por KVA de transformadores trifásicos de 15 y 34.5 KV.

Costo comparativo de transformadores trifásicos vs. bancos monofásicos de 15 KV.

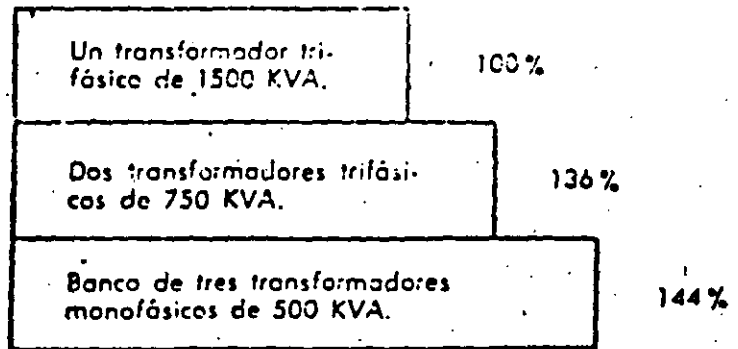


FIG. 1C

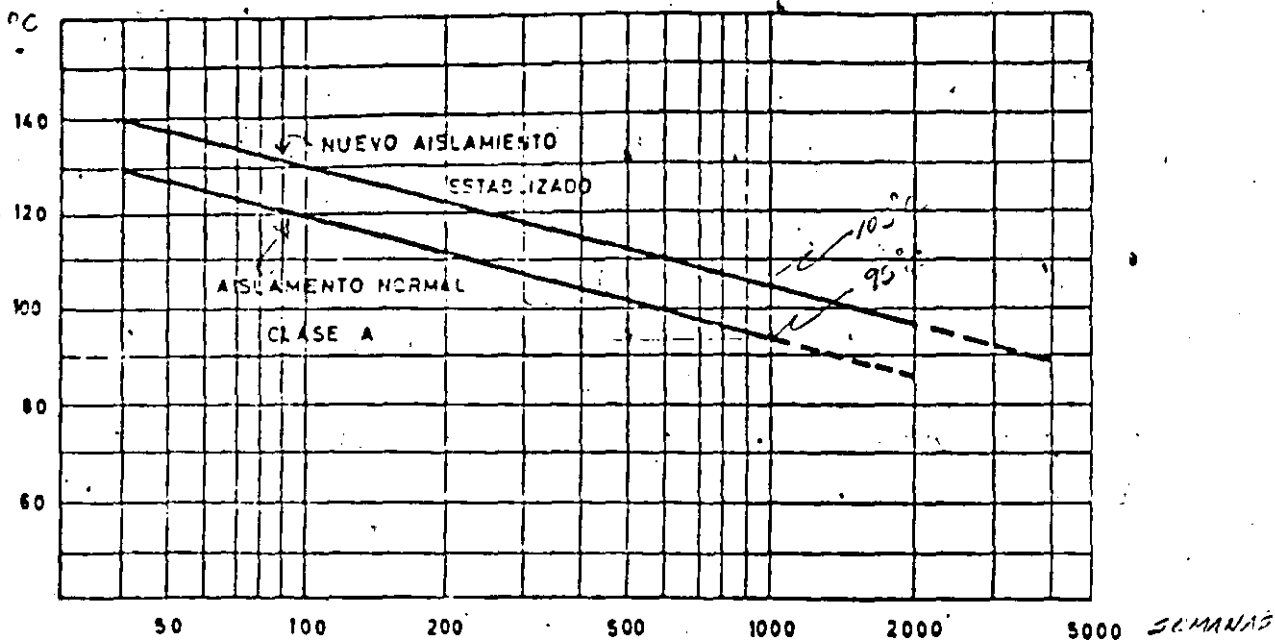


FIG. 2—Tiempo necesario para causar el envejecimiento total de los aislamientos.

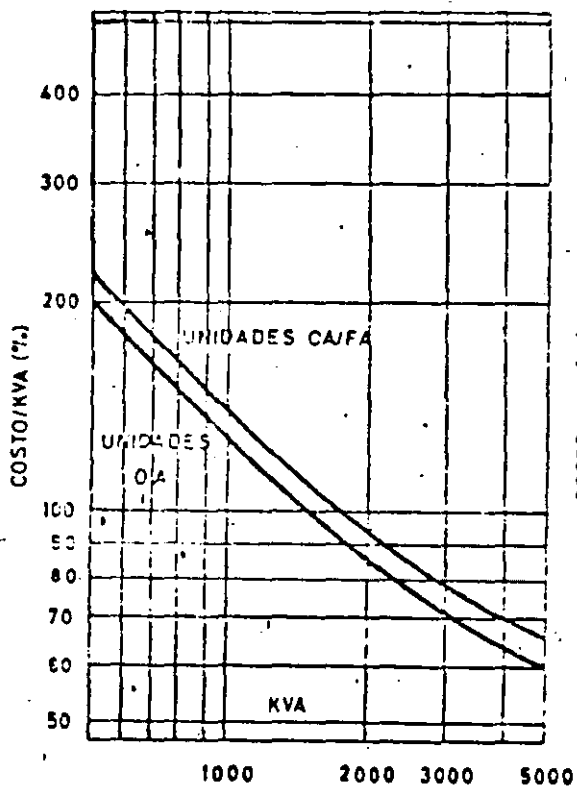


FIG. 3A

Costo comparativo de unidades OA y las mismas unidades con equipo para FA.

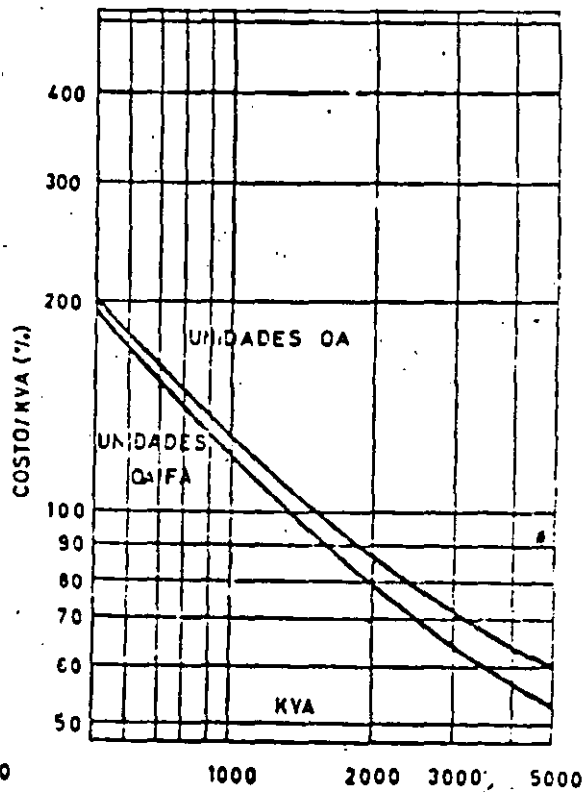


FIG. 3B

Costo comparativo por KVA de unidades OA vs. las mismas unidades con equipo para FA.

1. Especificar un transformador de mayor capacidad
2. Sobre cargar el transformador, reduciéndole la vida útil del mismo, (por cada 8°C de incremento en la temperatura de los aislamientos, se reduce a la mitad la vida del transformador).

En la **figura 3A**, se comparan los costos de transformadores con enfriamiento natural y los costos de los mismos, dotados del equipo necesario para incrementar su capacidad.

En la **figura 3B** se compara el costo de ambas opciones por Kva disponible.

### **LIQUIDO REFRIGERANTE**

En general, siempre que no se indique lo contrario por razones de seguridad en los reglamentos de instalaciones eléctricas, la alternativa más económica, es el transformador en aceite mineral, (OA).

Sin embargo, para instalaciones interiores, el transformador en aceite requiere un cuarto especial, ventilado adecuadamente, sistema de drenaje, equipo de seguridad, altas primas en los seguros contra incendios, que lo hacen -- menos económico cuando se considera el costo de la instalación completa. En estos casos, convendría analizar la posibilidad de utilizar transformadores en líquidos no inflamables tales como los silicones (los antiguos azkareles, están prohibidos). Así como la más moderna alternativa como son los transformadores tipo seco, encapsulados en resina epóxica, cuyo precio de venta es de - 40 a 50% mayor, pero que ofrecen máxima seguridad y larga vida.

### **DIMENSIONES**

Con frecuencia el espacio disponible para subestaciones industriales es relativamente reducido, el costo del terreno, las dimensiones de los cuartos o umbrales para la instalación de estos, la necesidad de proveer espacio para futuras ampliaciones, hacen por tanto reducir al mínimo las dimensiones del equipo de las subestaciones.

Los transformadores modernos se construyen con núcleos y bobinas de sección rectangular (para subestaciones compactas industriales), lo cual además de otras ventajas permiten reducir el espacio en 15 a 20% en el largo del transformador.

Las **figuras 4A y 4B**, ilustran gráficamente este principio para mayor claridad

### **NORMALIZACION**

En cada localidad, diversos usuarios especifican casi siempre, transformadores muy similares entre si con pequeñas diferencias que muchas veces no son -- esenciales, este hecho tiende a **acentuarse** cada vez más a medida que se trabaja en la normalización en escala Nacional, de los Sistemas de Distribución.

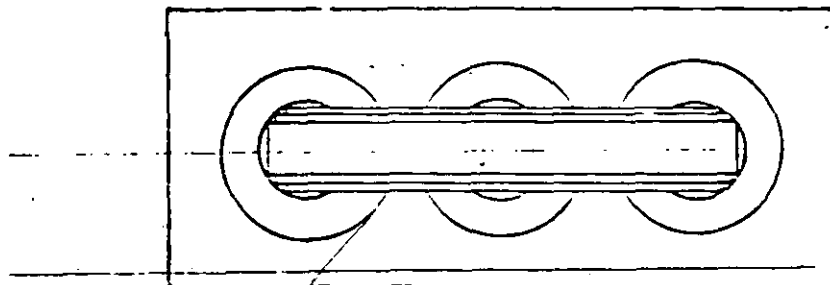


FIG. 4 A

Vista de planta de transformador de columnas cruciformes, dentro de su tanque.

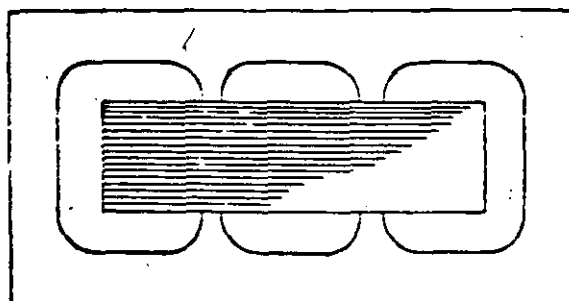


FIG. 4 B

Vista de planta de transformador de columnas rectangulares, dentro de su tanque.

De acuerdo a lo anterior, los fabricantes de transformadores han desarrollado equipos que se apegan a dicha normalización y los producen en mayor escala satisfaciendo los requerimientos de los Usuarios.

Lo anterior trae como consecuencia:

- Menor costo de producción simplificada
- Menor costo de partes para existencias
- Menor costo por materiales normalizados en existencia.

### **UTILIZACION DE LOS AVANCES TECNICOS**

Los fabricantes de transformadores invierten constantemente grandes sumas de dinero en el desarrollo de mejoras para sus equipos principalmente en dos terrenos.

- Incrementar la calidad del producto.
- Reducir costos.

De aquí la importancia de que los técnicos que seleccionan los equipos, se encuentren bien informados de los progresos que se realizan en esta especialidad.

Algunos de estos progresos recientes se mencionan a continuación:

**NUCELOS.**- Nuevos aceros orientados de bajas pérdidas

**BOBINAS.**- Utilización del aluminio en láminas con espesores pequeños, -- dando con ello alta resistencia mecánica a cortos circuitos rigurosos, utilizándolas en bobinas rectangulares para mejorar el factor de espacio.

**AISLAMIENTOS.**- Cartones y papeles aislantes estabilizados (65°C), lo -- que permite utilizar mayores densidades de corriente en los conductores y obtener costos más bajos.

### **BOQUILLAS**

(BUSHINGS).- Utilización de nuevos materiales como las resinas epóxicas. En los voltajes de 1.2 Kv se fabrican bloques unitarios . conteniendo varias barras de cobre encapsuladas en resina epoxi.

RADIADORES.- Utilización de radiadores de obleas planas arregladas en bancos, desplazando a los antiguos radiadores de tubos redondos u ovalados.

### **TRANSFORMADORES TIPO SECO**

Fabricación de transformadores tipo seco en bobinas encapsuladas en resina epóxica para voltajes en clase 5 Kv, 8.7 Kv, 15 Kv, 25 Kv y 34.5 Kv. Desplazando los líquidos no inflamables conocidos como azkareles, los cuales han sido prohibidos en varios Países, debido a su alta contaminación.

Los transformadores encapsulados en resina se utilizan en áreas donde un incendio puede causar grandes pérdidas, tanto humanas como materiales.

### **TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDOS ESPECIALES**

Se han desarrollado líquidos no inflamables, que han desplazado a los azkareles, dentro de los más conocidos están:

- Líquido silicón (Dow Corning)
- Líquido RTEMP, (RTE).

### **COSTO DE OPERACION (EVALUACION DE PERDIDAS)**

Considerando el costo del transformador como la suma de su costo inicial, más todos los gastos que es necesario hacer para mantenerlos en operación a lo largo de su vida útil, puede decirse sin exageración que el costo inicial es de importancia secundaria.



En efecto, en vista de las limitaciones de los materiales empleados, la transferencia de la energía eléctrica a través del transformador no es completa sino que se realiza consumiendo una pequeña porción de dicha energía, que se disipa en forma de calor.

Esta pérdida está compuesta en tres componentes básicos:

- a) La energía consumida para excitar el núcleo, que aparece siempre que el transformador esté conectado a la línea, aunque no esté cargado. A esta energía consumida en el núcleo, se le conoce como "pérdidas en vacío" o bien "pérdidas en el núcleo".
- b) La energía consumida por la resistencia que opone el devanado en las bobinas ( $i^2R$ ) y también parcialmente por dispersión a elementos metálicos cercanos. A esta energía consumida por la resistencia de las bobinas, se le conoce como "pérdidas con carga", o bien "pérdidas en los devanados".

La suma de las pérdidas en vacío más las "pérdidas con carga" se le denomina "pérdidas totales".

- c) La energía consumida, en ciertos equipos con enfriamiento forzado, para mover ventiladores, bombas, con objeto de aumentar la eficiencia de la disipación del calor al ambiente y con ello incrementar la capacidad del -- equipo.

Una evaluación del efecto de estas pérdidas, sobre el costo del transformador, (costo compensado), calculado a lo largo de la vida útil esperada del equipo, (800 a 1000 semanas), nos determinará el costo del aparato a lo largo de la -- vida del mismo, usando el precio del kilowatt/hora al cual se compra la energía de la compañía suministradora.

Para ello se puede presumir las curvas de demanda y a partir de ellas hacer la estimación cercana del consumo para este concepto y determinar su costo.

Se anexan el método que utiliza la Empresa de Energía Eléctrica, (EEE) de Bogotá Colombia, así como las fórmulas de evaluación que utilizan la Comisión Federal de Electricidad (México) y la empresa ICE de Costa Rica, como ejemplos de referencia.

## **COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES**

En las instalaciones industriales más que en ningunas otras, es preciso disponer de elementos que garanticen la continuidad del servicio. Cuando las consecuencias económicas de una sola interrupción son de gran importancia, este elemento debe sin duda valuarse antes de hacer la selección definitiva del equipo y añadirse al costo total de la instalación un cargo para prever:

- El costo de sobrecargar otros transformadores del sistema durante el tiempo necesario.
- El costo de especificar capacidad adicional en previsión de alguna falla.
- El costo de interrumpir la producción o tener que reducirla.
- El costo de poner en operación de emergencia equipo menos adecuado o eficiente.

Estos costos están basados en la confiabilidad del transformador, que es la probabilidad de mantenerse en operación normal durante un tiempo determinado.

Por supuesto, la confiabilidad es muy difícil de evaluar, sobre todo si se pretende usarla como elemento de decisión, pero consideramos que es indispensable tomarla en cuenta, sobre todo en los casos en que las interrupciones, tengan consecuencias importantes en alguno de los aspectos anotados arriba.

## **MANTENIMIENTO**

Lo importante en una instalación industrial no es "que opere", sino que siga operando. Esto implica la necesidad del mantenimiento del equipo.

Dos soluciones aparentemente comparables al mismo problema pueden requerir muy distintas proporciones de mantenimiento y esto debe preverse al momento de hacer la selección del transformador. Elementos de gran importancia de esta partida son los siguientes.

- La simplicidad de los elementos básicos y el número de partes que las componen.
- El costo y número de partes críticas que se deben tener de existencia.
- La cantidad de líquido que el transformador contiene y que puede ser necesario procesar o reponer en caso dado.

## **AMPLIACIONES Y REPOSICIONES.**

Una de las características importantes de una buena selección de equipo es que siga siendo la más económica aún en el caso de que haya la necesidad de incrementar la capacidad o de reponer parcial o totalmente el equipo.

Dos alternativas comparables desde el punto de vista del costo inicial y de operación exclusivamente, puede diferir grandemente de la flexibilidad para manejar futuras ampliaciones o reposiciones.

Por esto, en la selección del transformador, deben tomarse en cuenta todas las variaciones previsibles en la carga que puedan requerir nuevas inversiones en el futuro y valorar todas las alternativas para satisfacerlas.

## **IV. CONCLUSIONES**

1. La selección económica de transformadores es un problema complejo que -- debe estudiarse desde tres puntos de vista básicos.
  - El costo inicial, incluyendo el costo de instalación.
  - El costo de operación, (costo de las pérdidas), y mantenimiento a lo -- largo de su vida probable, incluyendo la consideración de su probabilidad de falla.
  - El costo de las futuras ampliaciones o reposiciones.
2. Con el desarrollo de las nuevas técnicas de diseño, nuevos materiales y procesos de fabricación de transformadores, la evaluación de soluciones y comparación de alternativas al mismo problema, debe tomar en cuenta, todos los elementos mencionados, si se desea asegurar que se hará la -- selección más económica.

La selección basada exclusivamente por el costo inicial más bajo, es muy peligrosa y, puede en algunos meses o años de distancia ser muy costosa.

3. La mayor parte de los elementos que afectan al costo total de las instalaciones a lo largo de su vida, se pueden evaluar para una aplicación de-- terminada. No se pueden establecer reglas fijas respecto al valor abso-- luto y relativo de cada elemento, ya que ésta varía de un caso a otro, - pero es indispensable que se analicen todos para basar una decisión firme, que luego pueda servir de fundamento para otras decisiones.

**BIBLIOGRAFIA.**

BOBINADORES Y CONSTRUCCION DE TRANSFORMADORES L.M. HASSEKIEF  
Y F.F. SINTES OLIVES.

PROGRAMAS INDUSTRIALES.- ING. JOSE A. ESTEVA MARABOTO.

TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK

(GRAFICAS) MEMORIA TECNICA DE TRANSFORMADORES.- ING. VICENTE  
J. NAVARRO CERVANTES.

Ing. Sergio Martínez Navarro

\*Igl.

A N E X O # 1

- A) Forma de evaluar las pérdidas en los transformadores en la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (E.E.E.B.), Colombia.

Pérdidas totales en US Dólares = 4219 Po + 1920 Pc

D o n d e:

Po = Pérdidas en vacío en kilowatts (Kw)  
Pc = Pérdidas con carga en kilowatts, (referidas a 90°C al 100% de la corriente debida a la última potencia sea OA, FA2, etc., a factor de potencia de 0.9, 60 c.p.s. y las tensiones nominales más las pérdidas por refrigeración.

FUENTE: Licitación Pública Internacional TES-84-46  
Transformadores de potencia.

- B) Forma de evaluar las pérdidas en la (C.F.E.) Comisión Federal de Electricidad, (México).

Ca = (C + KPfe + K1 (Pc + Pv) + K2 (Zp.u. + Ip.u.) Kva).

E n d o n d e:

Ca = Precio evaluado  
C = Precio cotizado por transformador en Pesos Mexicanos  
Pfe = Pérdidas en vacío en kilowatts  
Pc = Pérdidas en el cobre (en los devanados), en kilowatts  
Pv = Pérdidas por enfriamiento forzado (ventiladores, bombas), en Kv.  
Zp.u. = Impedancia del transformador, (en por unidad).  
Kva = Capacidad nominal en el último paso de enfriamiento en Kva  
Ip.u. = Corriente de excitación, (en por unidad).  
k = \$7700,000 totales  
K1 = 6200,000 Ecerro  
K2 = 40,000 Accesorios (ventiladores, bombas, etc.)

FUENTE: Normas de Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.)  
K0000-06

(Paridad en junio 1990)

2817.00 pesos mexicanos = 1.00 Dollar USA

C) Forma de evaluar las pérdidas en el (ICE) Instituto Costarricense de Electricidad, Costa Rica, C.R.

La evaluación de las pérdidas del transformador se efectuará para un horizonte de 30 años y una tasa de actualización del 12%.

PV = Valor presente de las pérdidas.

M = Costo del Kw anual (U.S. \$100.00)

Pfe = Pérdidas del núcleo (vacío) en Kw.

PCu = Pérdidas en el cobre (carga), a 75% de su capacidad en Kw y factor de potencia nominal 0.8

W = Costo de Kwh transformador (U.S. \$0.06)

F = Factor de pérdidas del transformador (0.36)

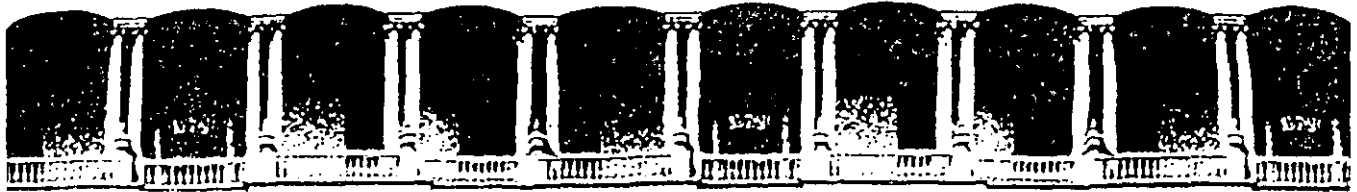
T = Período de análisis (3600 horas).

E n d o n d e

PV = 2525.51 (Pfe + 0.36 PCu)

\$ Dolares.

SMV\*Igl.



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 10***

***PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPO***

***ING. ENRIQUE JIMENEZ OLMOS***

***AGOSTO, 1992.***

## 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 DESCONECTADORAS.



- 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 CONNIE 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.

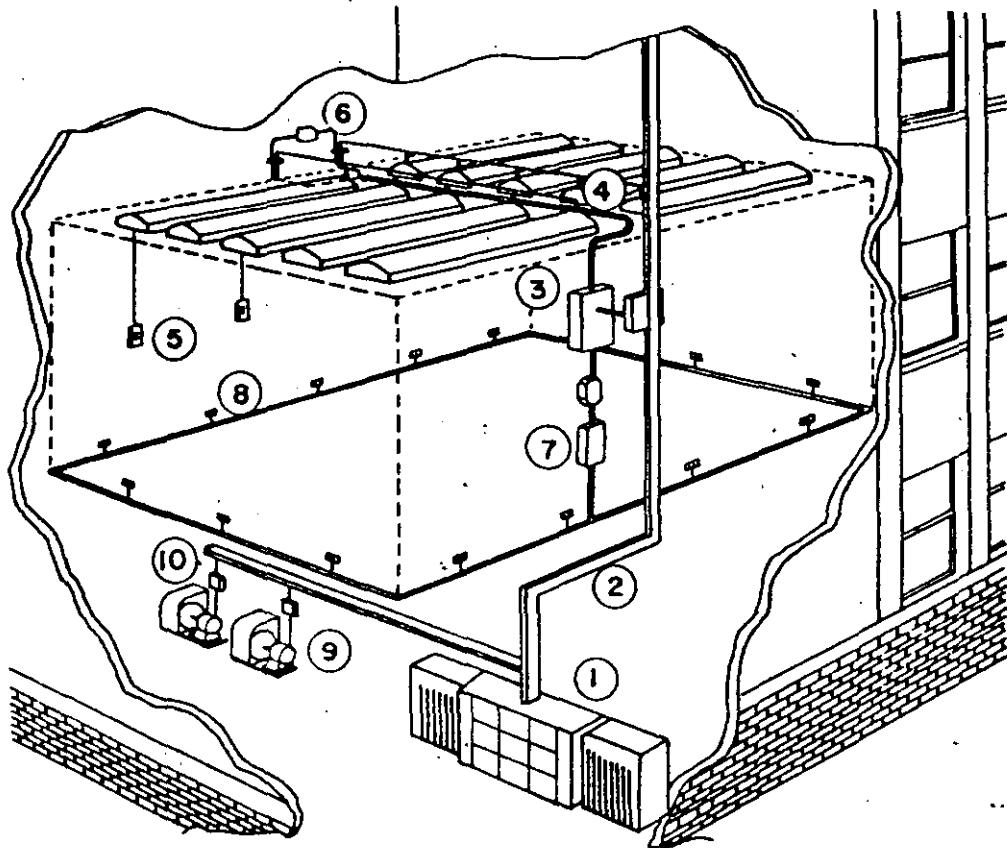
Es de suponer que todo equipo eléctrico es probado en fábrica, lo cual da una garantía al comprador., pero muchas veces es necesario desarmar parte del equipo para su transporte al lugar de su instalación y las condiciones de los aislamientos cambian a los prestables en fábrica por lo cual, todo equipo 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

Fig. Nº 1

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 cuenta la capacidad y di: No de la instalación existente.

6.- El equipo original es modificado o cambiado, si no es capaz de controlar el incremento de carga.

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 limites adecuados de acuerdo a sus características.

## II.- TEORIA Y EQUIPOS DE PRUEBAS.

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 humedo 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 util 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 POLARIZACION

CLASIFICACION

	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:

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 uti -- lizar potenciales más altos, sin embargo para aislamientos en bue -- nas condiciones y perfectamente secos, se obtendrán valores muy -- próximos para diferentes tensiones de prueba, siempre que no sobre -- pasen el valor nominal de operación del equipo que se está proban -- do.

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 160 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 IMΩ/KV <sup>0.75</sup>	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.

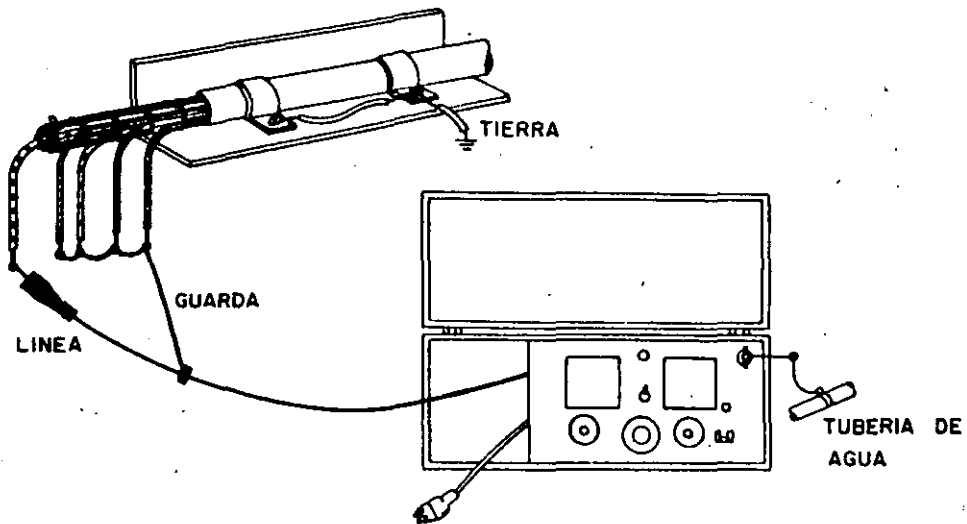
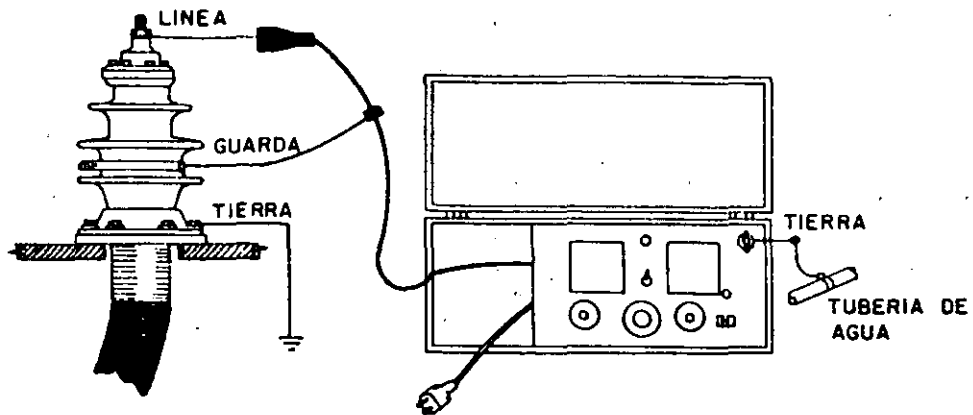
- 1.- Coloque el aparato en una base bien nivelada.
- 2.- Seleccione y ajuste el voltaje de prueba a utilizar.
- 3.- Verifique el infinito del aparato operandolo en Vacío o -  
ajustandolo con el tornillo de ajuste.
- 4.- Corto circuite las terminales línea y tierra para verifi--  
car dos cosas:
  - 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 de--  
berá aterrizar y dejar por lo menos 10 minutos para elimi--  
nar 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 des--  
pués de la prueba y antes de remover las terminales de --  
prueba.

#### II.1.11. Métodos de Medición de Resistencia de Aislamiento.

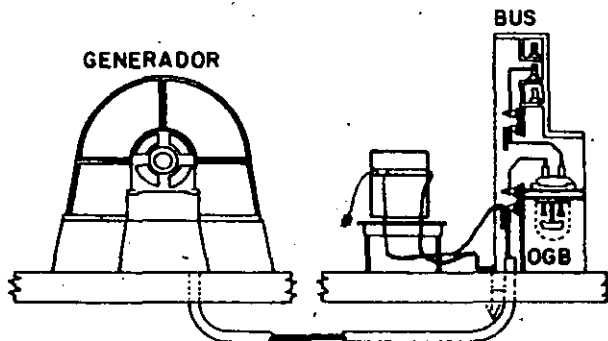
Existen 3 métodos prácticos para medir la resistencia de -  
aislamiento mediante un Megohmetro (MEGGER):

- 1). Método de Tiempo Corto. - Este método es bueno para la prue  
ba de rutina rápida, para fines de normalización recomien-  
da aplicar voltaje de prueba durante 60 segundos, con obje  
to de efectuar comparaciones bajo la misma base con los da  
tos 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 TIPICAS 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.

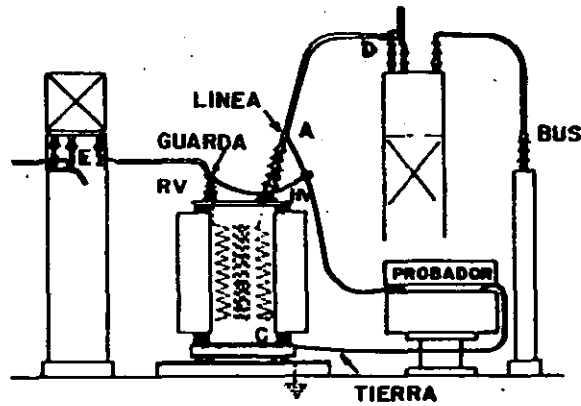
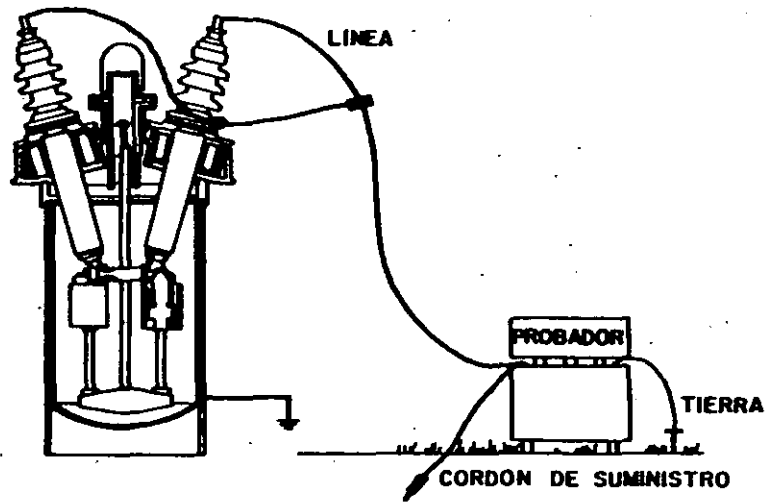
3). Método de Voltajes Múltiples.

Este método tiene su principal aplicación en la evaluación de aislamiento de las máquinas rotatorias y en menor grado para el de los transformadores.

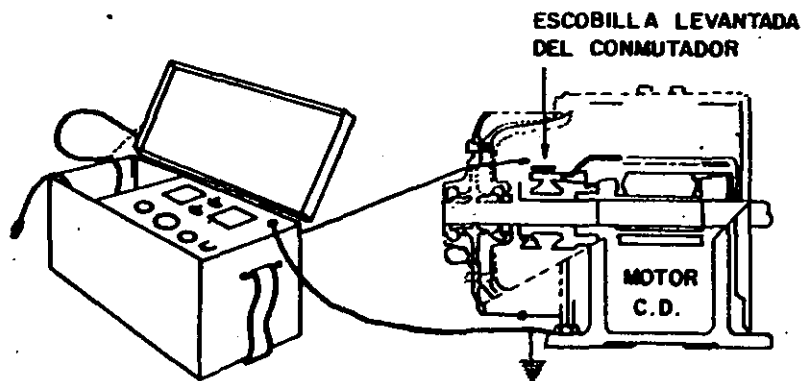
Su aplicación requiere el uso de un instrumento con varios voltajes para poder aplicar dos o más voltajes en pasos por ejemplo 500 volts y después con 1000 V.

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 TÍPICAS 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 espaciamentos entre los conductores de ésta ó bien usar un mayor número de electrodos.

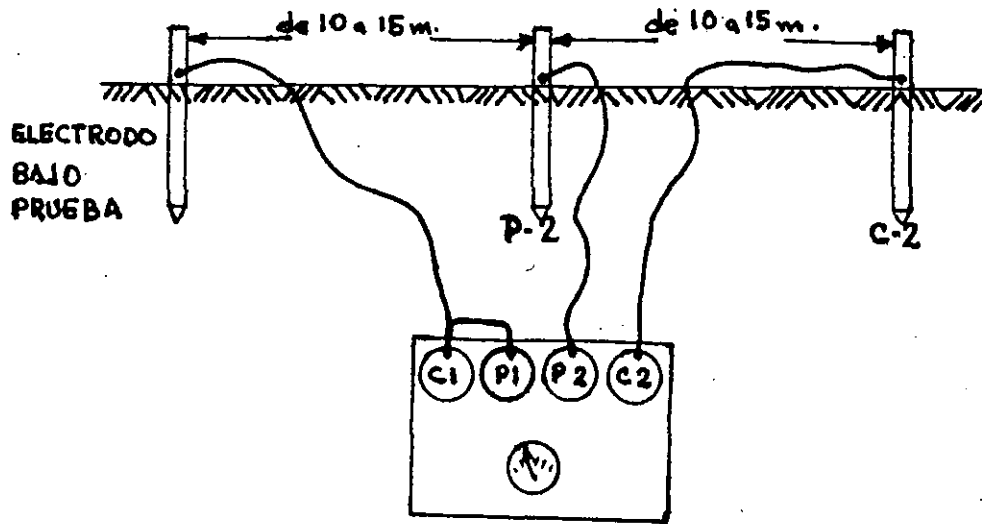
Existen varios tipos de Megger de tierras para medir la resistencia del sistema de tierra, por su funcionamiento puede ser manual o electrónico (de baterías). El caso más común es el manual ó de manivela el cual describimos a continuación.

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 contraresta 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.

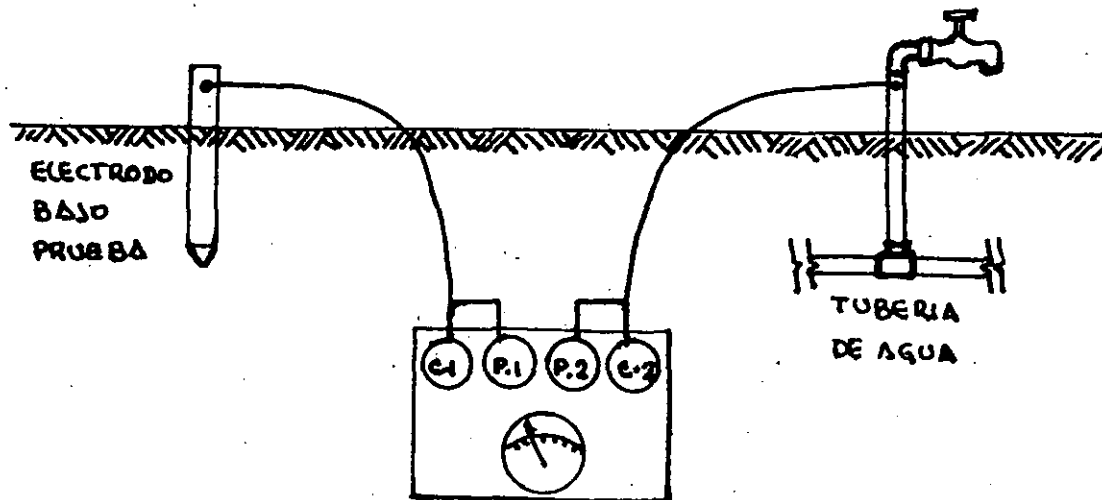
Prueba. - El aparato tiene 4 bornes (C.1, P1 y C2, P2).

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 prueba:



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 re- veladora que la prueba de resistencia de aislamiento.

El proposito de esta prueba, es detectar fallas piligrosas - 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 de- tección de algúnos 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 dete- rioro.

Para ejecutar una prueba de factor de Potencia con un proba- dor 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.

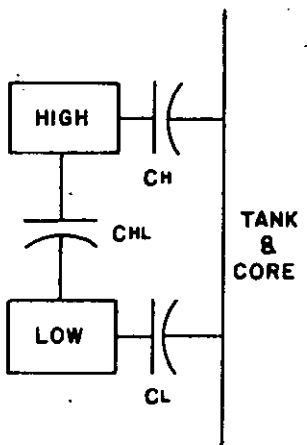
Antes de operar el interruptor general, debe verificarse que el reostato para elevar tensión esté en cero, el selector en la posición check, los rangos en los más altos para MVA y MW el selector de baja tensión en la posición tierra (GROUND) y el interruptor reversible en la posición "ON" dentro.

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 Miliwatts, 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 núcleos de los transformadores a probar deben ser normales y todo el núcleo 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

lectura directa.

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.

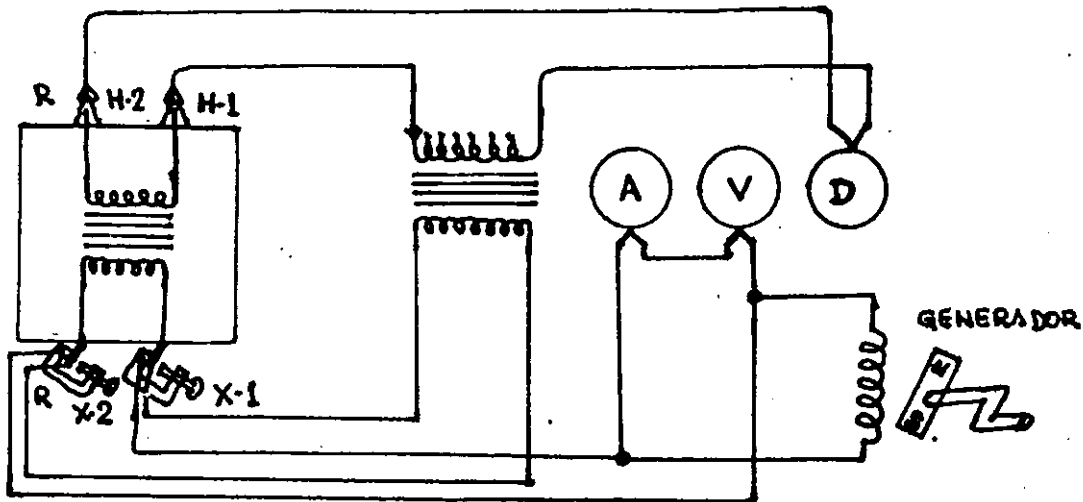
Si el TTR se utiliza de ésta manera, la lectura sera inversa - de la relación de vueltas, hasta con tres cifras decimales de aproximación.

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 eerciorandose que las conexiones hagan buen contacto con las terminales del transformador bajo prueba.



- 3). La prensa X-2 y la pinza H-2 (Marcadas con rojo) tienen la misma polaridad instantanea. 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 flexionar 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 H1 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 velol

cidad se eleva y se mantiene a un valor tal que se obtengan -  
aproximadamente 8 volts de excitación.

- 8). 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.

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<sup>o</sup> 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-877 y 1316 en la cual se basa la norma nacional CONNIE 8.8.1 .

## 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(inci)	ELEVACION DE TENSION KV/sec.	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)	3KV ± 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 ± 20%	3 MINUTOS	6 LA 1ª NO CUENTA	1 MINUTO	35 KV MIN. 20 KV MIN.	20°C, 68° F.
CCONNIE 8.6.1.	CONTEMPLA	LAS DOS NORMAS ANTERIORES						

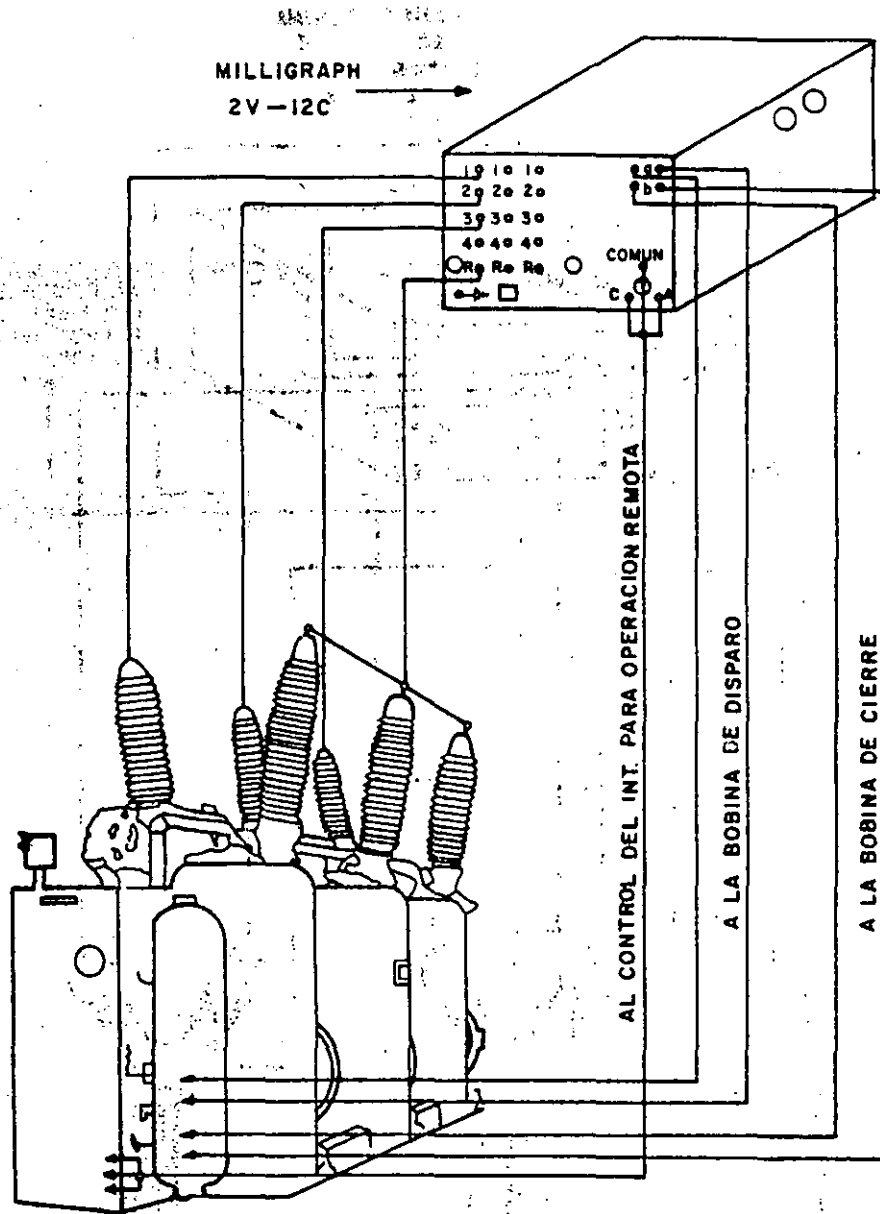
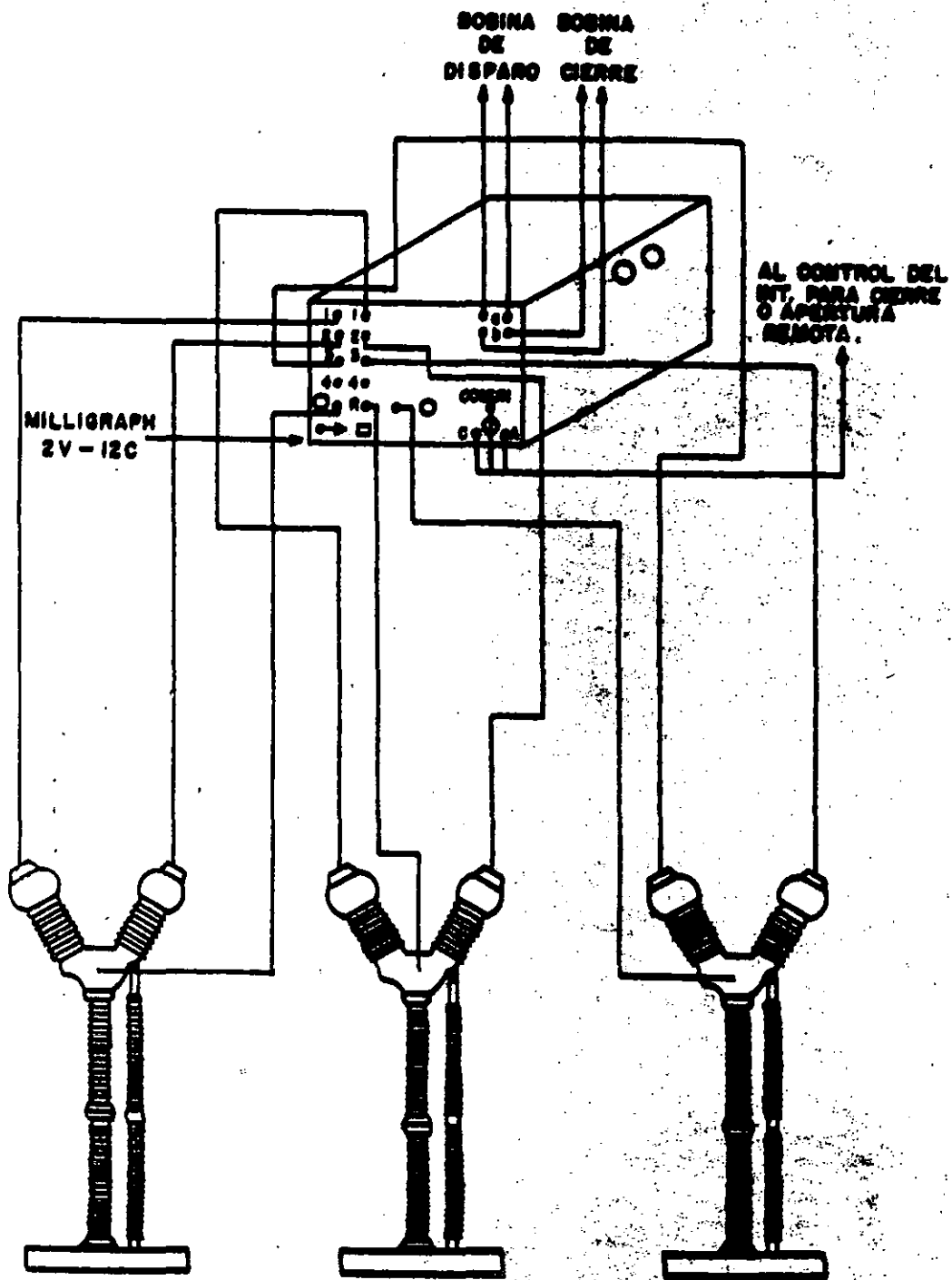


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE UN EQUIPO MILIGRAPH  
A UN INTERRUPTOR DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE.





**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) aterrizándolo.

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.

**TABLA (1)**  
**RELACION DE PRUEBAS A EQUIPO ELECTRICO**  
**S. E. NORMALIZADA**

	DESCRIPCION	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	FACTOR DE POTENCIA	RELACION DE TRANSF.	RIGIDEZ DIELECTRICA	RESISTENCIA DE CONTACTOS	TIEMPOS DE OPERACION	PERDIDAS DIELECTRICAS	UMEDAD RESIDUAL	CONTINUIDAD	VOLTAJES MINIMOS
6	INTERRUPTOR 230 KV.	*	*	-	*	*	*	*	*	-	*
12	CUCHILLAS 230 KV.	*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	TRANSF. CORRIENTE 230 KV.	*	*	*	-	-	-	-	-	*	-
16	TRANSF. POTENCIAL	*	*	*	-	-	-	-	-	*	-
2	CONDENSADOR DE ACOP. 230KV.	*	*	-	-	-	-	-	-	-	-
2	TRAMPA DE ONDA	*	-	-	-	-	-	-	-	*	-
12	APARTARRAYOS DE 230KV.	*	-	-	-	-	-	*	-	-	-
6	BUSHINGS 230 KV.	*	-	-	-	-	-	*	-	-	-
2	TRANSF. DE POTENCIA 60 MVA 230/23 KV.	*	*	*	*	-	-	*	*	-	-
6	BUSHINGS 23 KV.	*	-	-	-	-	-	*	-	-	-
14	INTERRUPTORES 23 KV.	*	*	-	*	*	*	*	*	*	*
26	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		MEGER MOTORIZ O'ELECT.	MEU MH MZH	TTR	BAIR	DUCTER PILAS O'ELECT.	MILBRAN PABAS ANALIZ.	MEU MH MZH	PANAME TRIC	MEGER MULTITESTRO	

### III.2. PRUEBAS A CIRCUITOS DE BAJA TENSION.

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.

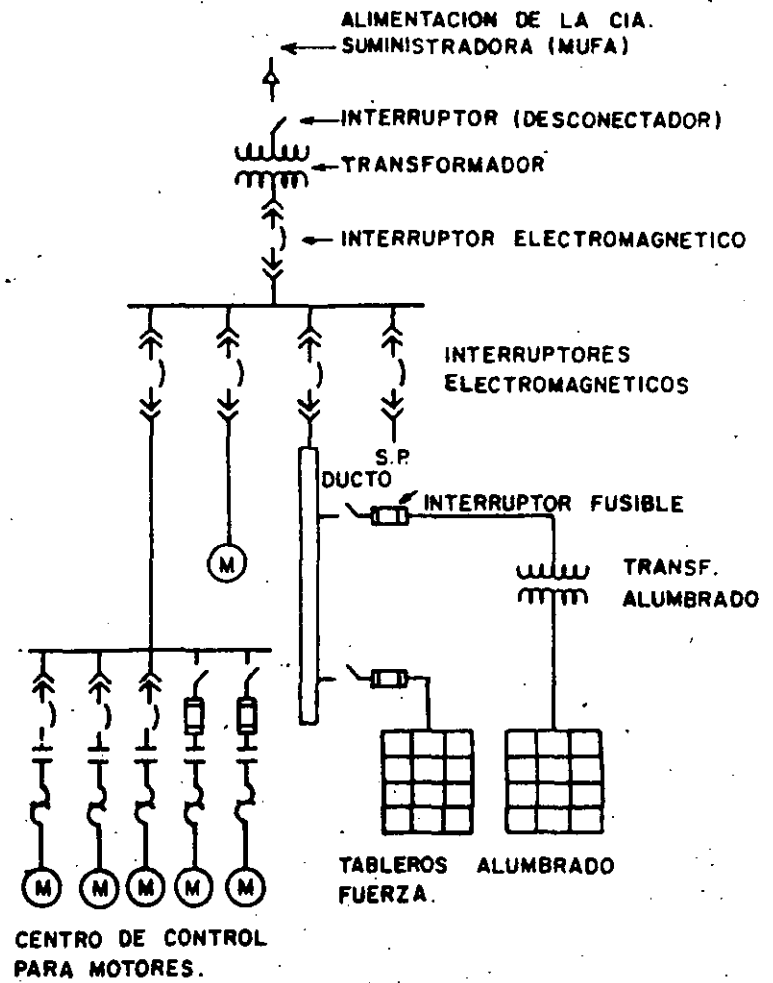
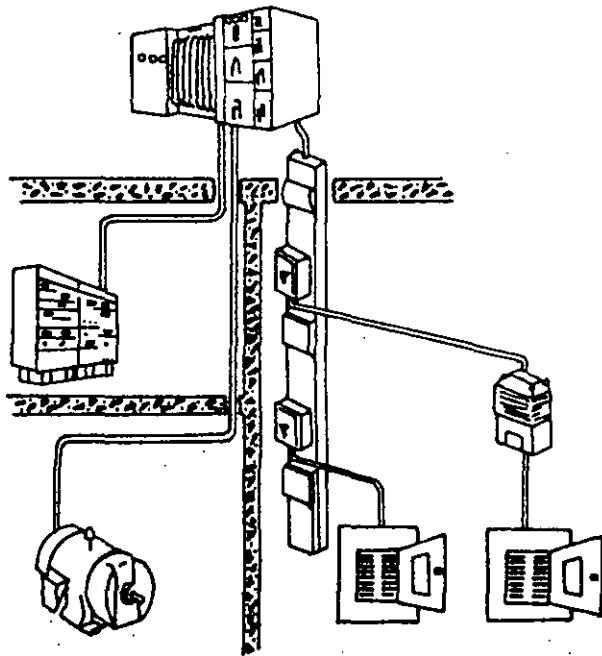
La siguiente tabla 1.5 nos da **LOS VALORES MINIMOS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO RECOMENDADOS PARA INSTALACIONES DE 1000 VOLTS Ó MENOS.**

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 DESCONECTORAS.

- 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.

- 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.



#### IV. RECOMENDACIONES TECNICAS PARA PRUEBAS.

Como complemento del capítulo II donde se habló ampliamente del objetivo de cada prueba, la norma aplicada, la forma de realizar se 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:

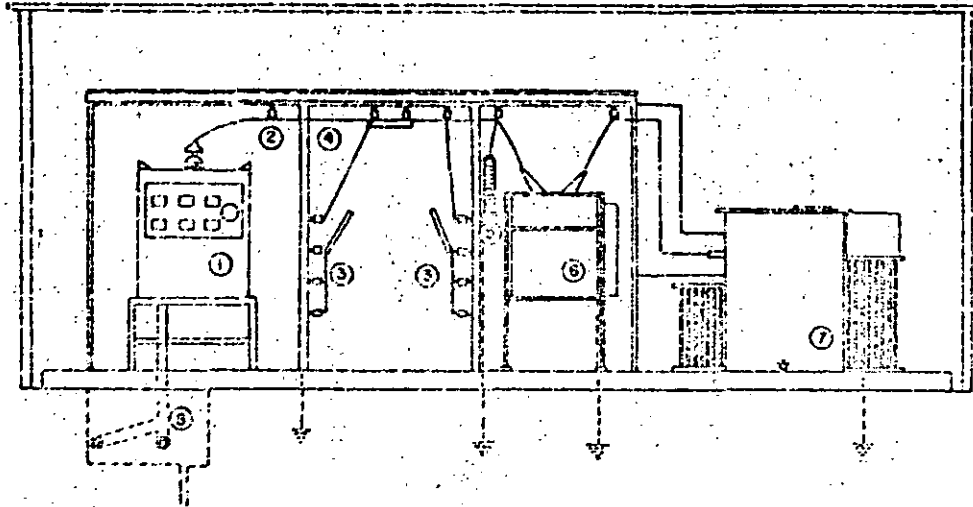
- a). Equipo de Medición de la Cía. Suministradora.
- b). Cuchillas desconectadoras operadas en grupo para intercalar el equipo de Medición.
- c). Pararrayos autovalvulares e interruptor en pequeño volumen de aceite.

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).

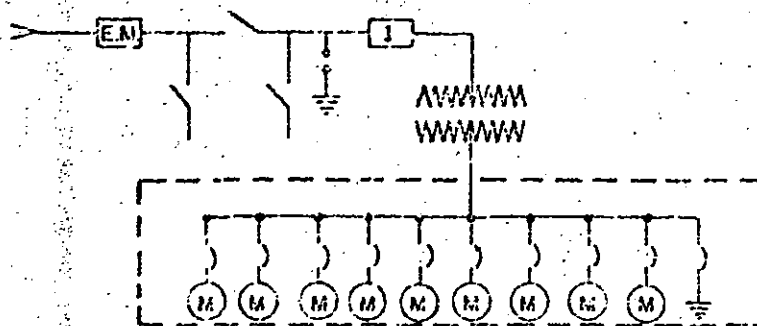
## SUBESTACION COMPACTA



### MATERIA Y EQUIPO

- 1.- EQUIPO DE MEDICION DE CIA DE LUZ.
- 2.- AISLADOR SOPORTE
- 3.- CUCHILLAS DESCONECTADORAS
- 4.- BARRAS DE SOLERA DE CU
- 5.- PARARAYOS AUTOVALVULAR 23 KV
- 6.- INTERRUPTOR 23 KV.
- 7.- TRANSFORMADOR 23 KV./220-127 V.
- 8.- ACOMETIDA SUBTERRANEA

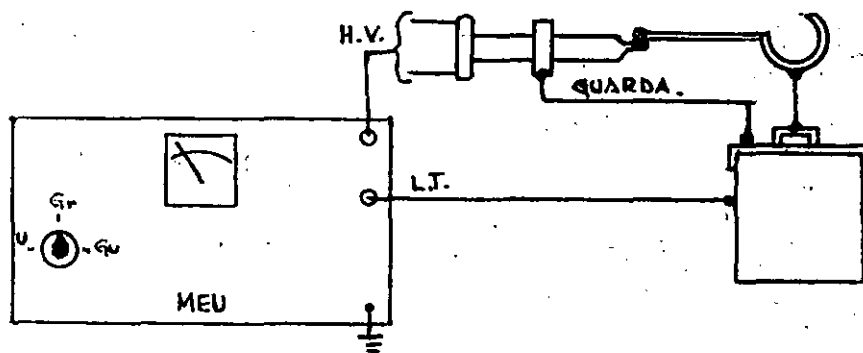
### DIAGRAMA UNIFILAR



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  $f_p = 0.05\%$  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:

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  $\frac{1}{3}$  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	3.98	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	2480
2.5	68	115	3100
5.0	135	138	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.

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.

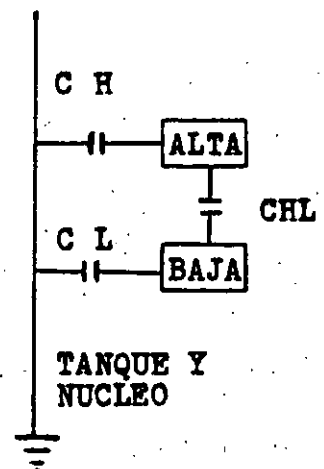
**FACTORES DE CORRECCION POR TEMPERATURA DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS AISLAMIENTOS.**

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	2.18
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:

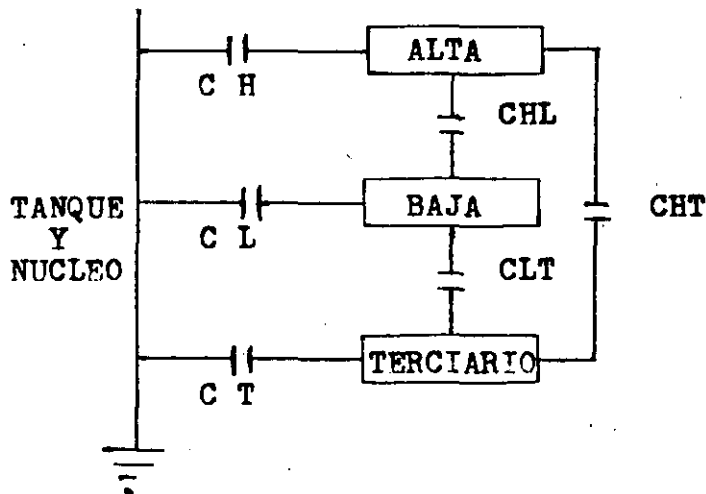
**a). Transformadores de dos devanados.**

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	AISLAMIENTO 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.

#### IV.2.3 PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE.

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 11.
- b). Factor de Potencia.- Basado en el procedimiento mencionado anteriormente en el capítulo 11 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 degradación 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.

#### 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 debil 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.

#### IV.5: PRUEBAS A CAPACITORES.

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.

$$C = \frac{I}{2 \pi \cdot f \cdot V} \quad \text{KVAR} = 2 \pi f C (\text{KV})^2 \times 10^{-3}$$

- 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  $75^{\circ}\text{C}$  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 esten balanceados.
- 2). Que la potencia reactiva del banco, no exceda la nominal.
- 3). Que todas sus protecciones esten 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 despues de descargarlos, es presiso --- corto-circuitarlos de las partes vivas y ponerlos a tierra.

Los capacitores pueden dañarse si se cortocircuitan las partes vivas antes de que haya transcurrido, por lo menos un minuto de descarga.

En las inspecciones normales de mantenimiento debe comprobarse la ventilación de los capacitores, el estado de los fusibles, la temperatura de operación y las condiciones de voltaje.

Las porcelanas de los bornes deben limpiarse periodicamente, con la mayor frecuencia cuando más severas sean las condiciones de servicio.

Si los capacitores están expuestos a unas condiciones atmosfericas muy adversas, es conveniente volver a pintarlos periodicamente, a fin de impedir la corrosión y mantener una buena superficie radiadora de calor.

-55-

---

## 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.

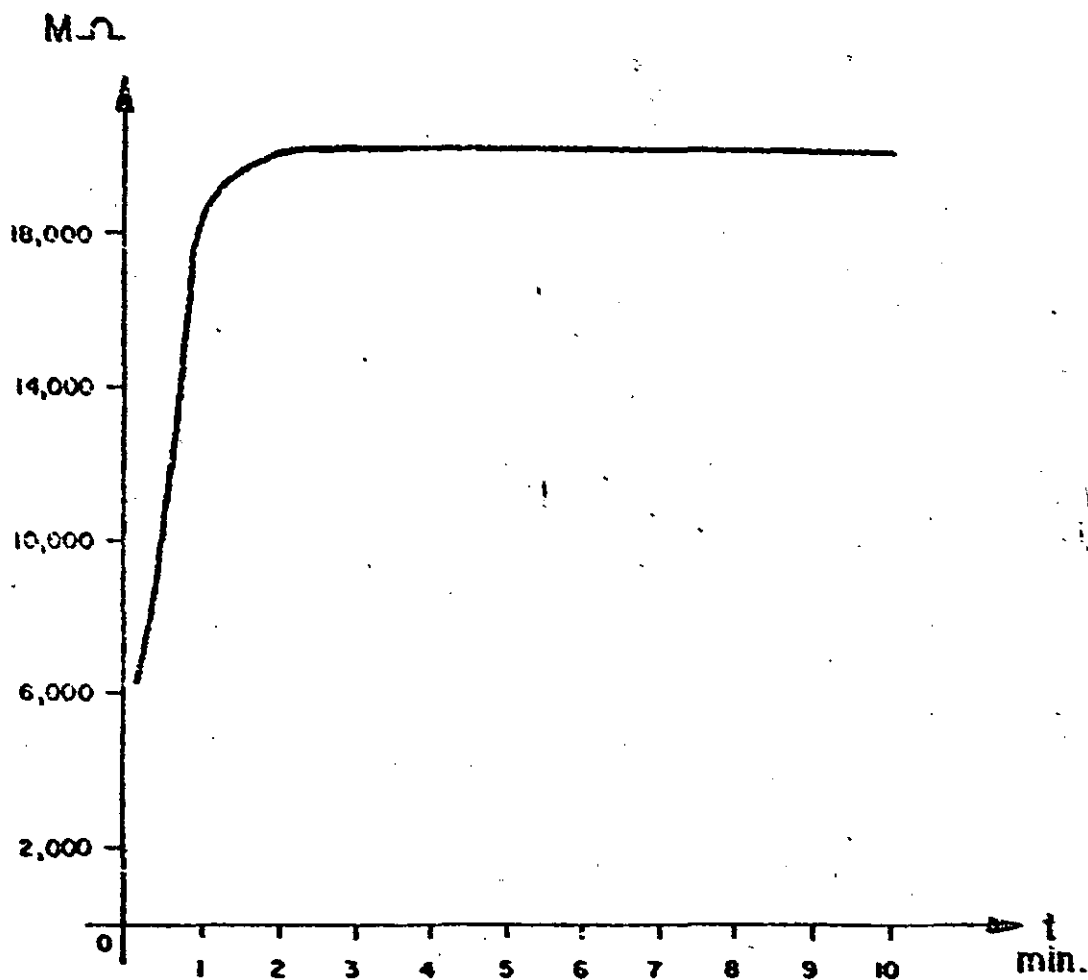
-56-

## RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

TIEMPO	M E G O H M S			
	H - X + T	X - H + T	H - X	
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 (60/30 seg)				
INDICE DE POLARIZACION (10/1 min)				
AISLAMIENTO				

# RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

H-X+T



SUPERINTENDENCIA DE PRUEBAS Y CONTROL DE CALIDAD  
SERVICIO AL CAMPO

P R U E B A   D E L   S I S T E M A   D E   T I E R R A S

LINEA TOPILEJO NOPALA 400 KV

OCR 4 \_\_\_\_\_

PROBO 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 <u>10</u> AMP.		ESCALA		
POLO 1	POLO 2	POLO 3	TEMP. AMB. °C	EFECTUO LA PRUEBA		
				NOMBRE	FIRMA	FECHA
114	72	102	20 °C	G. G. C.		18 - IV - 83

-60-

### 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	MULTI-PLICADOR	mVA	LECTURA	MULTI-PLICADOR	mW	MEDIDO °C	CORRIENTE 20°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 \_\_\_\_\_

-61-

# 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 0.995	x 1.005
1	23000		127						
2	21500		127	84.645	84.651	84.660	84.651	84.221	85.068
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	38	29
4	38	39	34
5	34	44	38
6	—	—	32
PROMEDIO	38.4	42	34
TEMPERATURA °C	22	20	24
NORMA	ASTM	CONNIE	ASTM
No. NORMA	877	8.81	1816

### CRITERIO DE CONSISTENCIA ESTADISTICA

VALOR MAYOR	42	47	38
VALOR MENOR	34	38	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

N O R M A S C O N N I E D E C O N S U L T A

<u>NUMERO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
2.1.3.	Métodos de prueba de transformadores de Distribución y Potencia.
2.1.4.	Transformadores de Distribución Subterránea tipo pedestal.
4.2.1.	Métodos de prueba y funcionamiento de acumuladores - Eléctricos Industriales tipo plomo ácido.
5.6.1.	Definición de 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.
8.3.4.	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.

## VI.- BIBLIOGRAFIA.

- 1.- Procedimiento para pruebas de Resistencia de Aislamiento en equipo eléctrico "HEGGER.., C. F. E.
- 2.- Inspection and test of. Electrical Equipment.  
Westinghouse Electric Service División.
- 3.- Instalation Maintenance of. Power Transformers  
Westinghouse Electric Co.
- 4.- Annual Book of. ASTM Standards.           D-1816 y D-877  
Electrical Insulating Materials.
- 5.- Normas técnicas para instalaciones Electricas.  
Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial.  
Dirección General de Normas.
- 6.- National Electrical Code. 1978.  
National Fire Protection Associa.
- 7.- Testing and. Maintenance of. Molded case circuit Breakers.  
General Electric.
- 8.- Instructivo "TR" Biddle. (transformer Turn Ratio Test. Sets)  
James. G. Biddle Co.
- 9.- Instrucción Book. NEU.  
Doble Electrical Equipment.
- 10.- Instalation and Maintenance Instructions.  
AV-Line. SWITCHBOARDS                   GENERAL ELECTRIC.
- 11.- Capacitores de Potencia  
Balmec S.A.
- 12.- IEEE Standart test Code For Distribution, Power and  
Regulating Transformer C57-90-1973



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 11***

***PROTECCION CONTRA SOBRE TENSIONES***

***ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ***

***AGOSTO , 1992***

### 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 elec--- trostática 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.

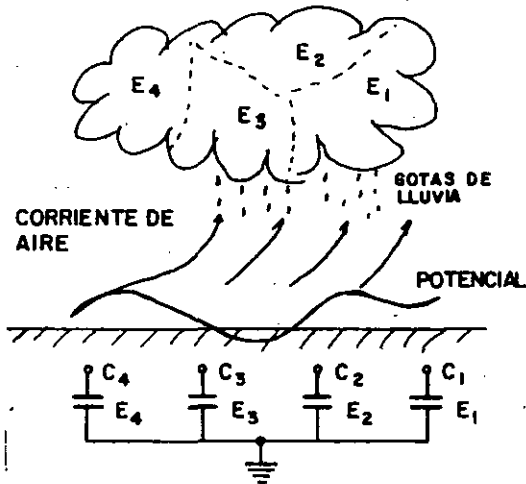
Este reacondo de cargas pueden ocasionar que la intensidad de - campo eléctrico nube tierra exceda en algun punto la rigidez dieléctrica admosferica, con lo que se inicia una descarga a tierra.

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

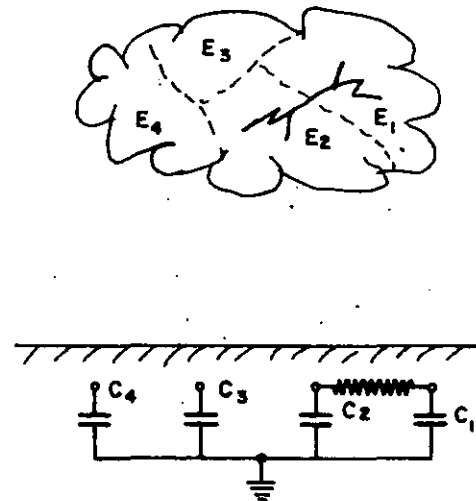
gas de una region a otra hacia la zona y el canal de descarga a tierra ya formado.

En la siguiente figura se ilustra lo explicado anteriormente y se incluye el circuito equivalente correspondiente a cada etapa del fenomeno.

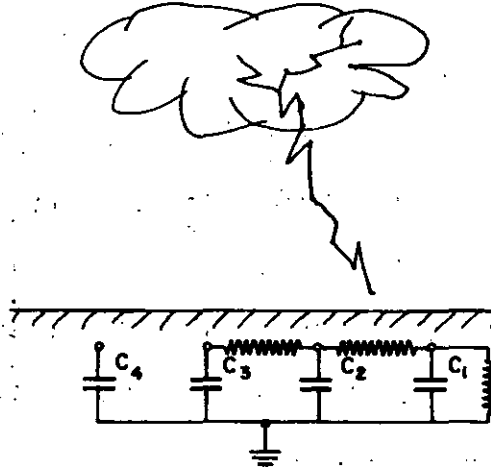
a). - PROCESO DE CARGA



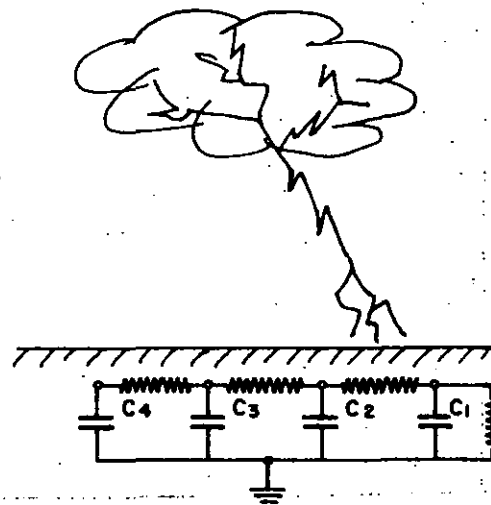
b). - IGUALACION DE TENSIONES



c). - DESCARGA PARCIAL A TIERRA  
CUANDO SE ALCANZA EL VALOR DE RIGIDES DIELECTRICA DEL AIRE.

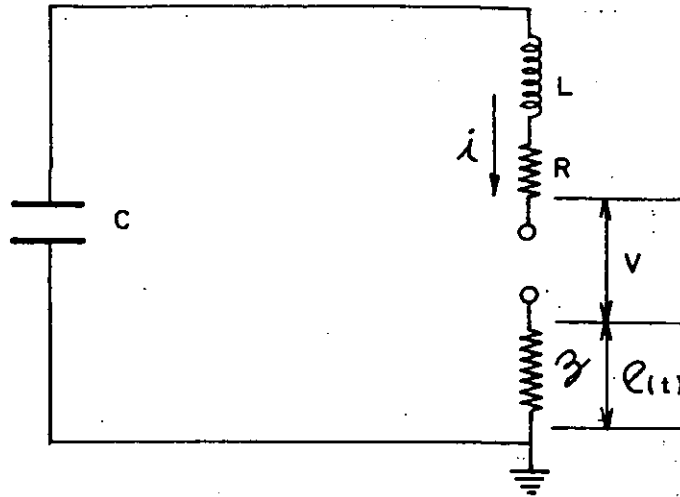


d). - DESCARGA TOTAL A TIERRA





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:

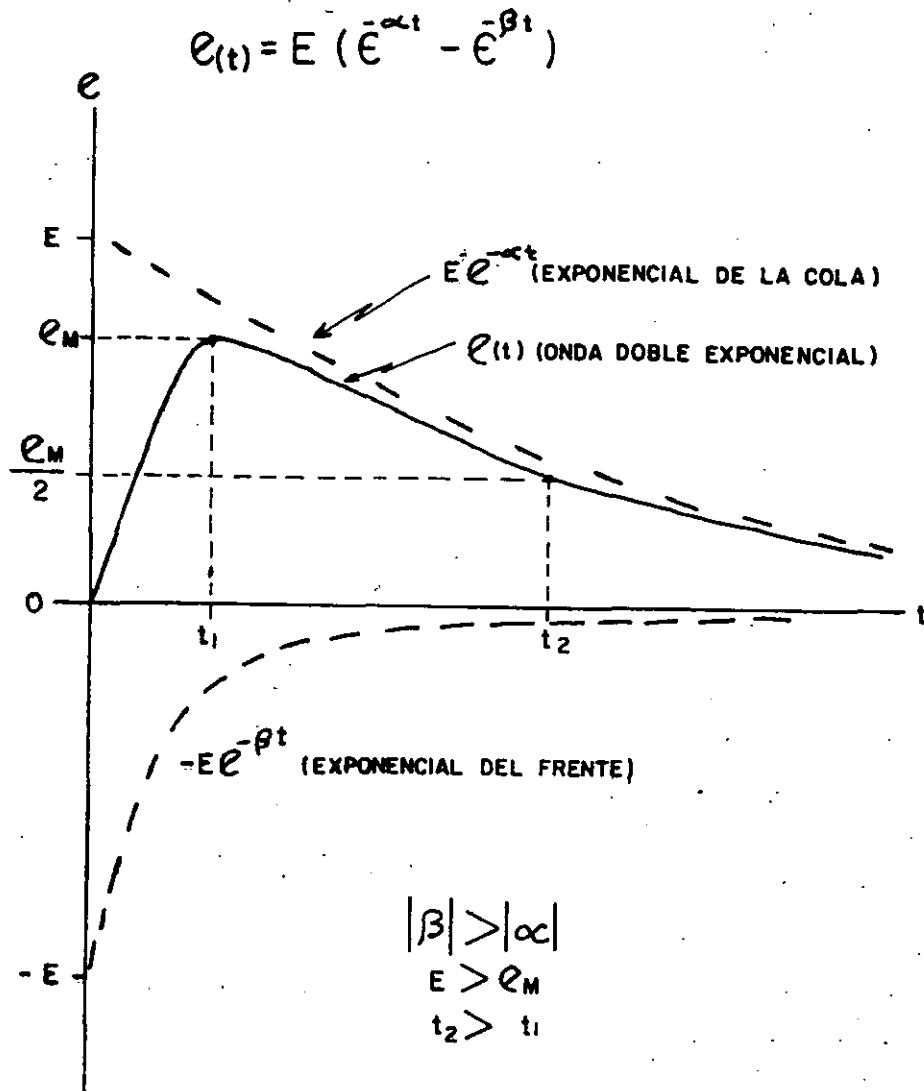
$$e_{(s)} = \frac{V Z}{L} \frac{1}{s^2 + \frac{R+Z}{L} s + \frac{1}{LC}}$$

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 ( $\mu S$ )

$t_2$  - Tiempo para alcanzar el 50 % de  $E_M$  en la cola en ( $\mu S$ )

La parte de la onda comprendida entre 0 y  $t_1 \mu S$  es el frente de la onda y la parte siguiente se denomina cola de la onda.

La magnitud de la corriente del rayo es practicamente independiente de la impedancia del objeto en donde incide el rayo debido a que la impedancia de la trayectoria del rayo (SL+R) es mucho mayor que  $Z$ .

La medición de la corriente máxima de miles de descargas atmosféricas en líneas de transmisión y edificios mostraron los siguientes resultados.

<u>PROBABILIDAD %</u>	<u>LA DESCARGA EXCEDE EL VALOR DE</u>
99	3 KA
50	15 KA
5	60 KA
1	100 KA
0.1	200 KA

La sobretensión producida por una descarga atmosférica se puede estimar con el producto  $LZ$  y sabiendo que el nivel isoseráico de 30 representa una densidad de descarga atmosféricas de 5.29 descargas /Km<sup>2</sup>/ año es posible determinar la frecuencia y probabilidad de que un sistema eléctrico pueda ser alcanzado por un rayo.

Basados en la experiencia se normalizo la forma de onda de tensión de BIL/1.2/50 como representativa del efecto de las descargas atmosféricas en los sistemas eléctricos.

#### B.- Sobretensiones de origen interno.

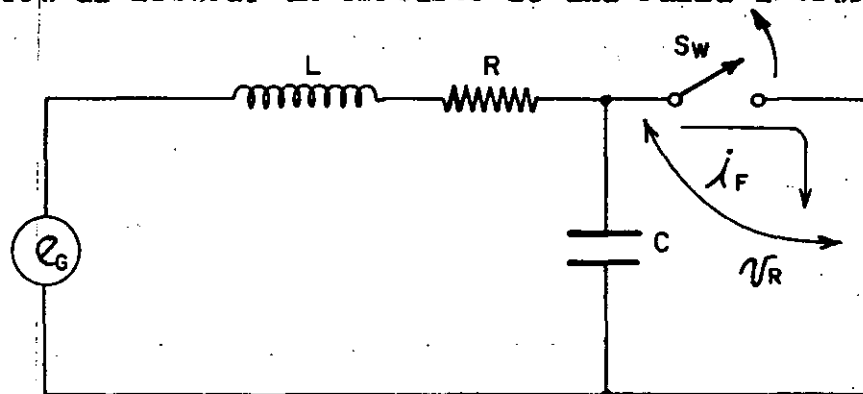
Estas sobretensiones se producen dentro de un sistema eléctrico

cuando se cambia subitamente la configuración de una red debido a operaciones de maniobra o durante condiciones transitorias anormales de servicio.

Estas sobretensiones se pueden presentar a la frecuencia del sistema durante varios ciclos (Larga duración) o a la frecuencia natural de resonancia de los circuitos L-C afectados durante las maniobras o anomalías. (Transitorios).

Los estudios de sobretensiones de maniobra en un sistema eléctricos son complejos y deben ser realizados para cada red en particular con sus propios parametros 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:

$$V_{R(s)} = I_{F(s)} \times Z_{SW(s)}$$

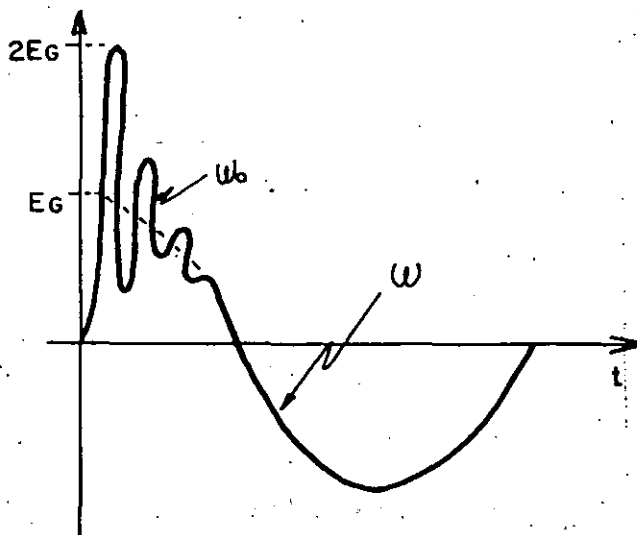
$$I_{F(s)} = \frac{E_g}{\omega L} \times \frac{\omega}{s^2 + \omega^2}$$

$$Z_{SW(s)} = \frac{sL \times \frac{1}{sC}}{sL + \frac{1}{sC}} = \frac{s}{C} \times \frac{1}{s^2 + \frac{1}{LC}}$$

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (\text{Frecuencia natural de resonancia del circuito}).$$

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 $250/2500$	Sobretensión 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.

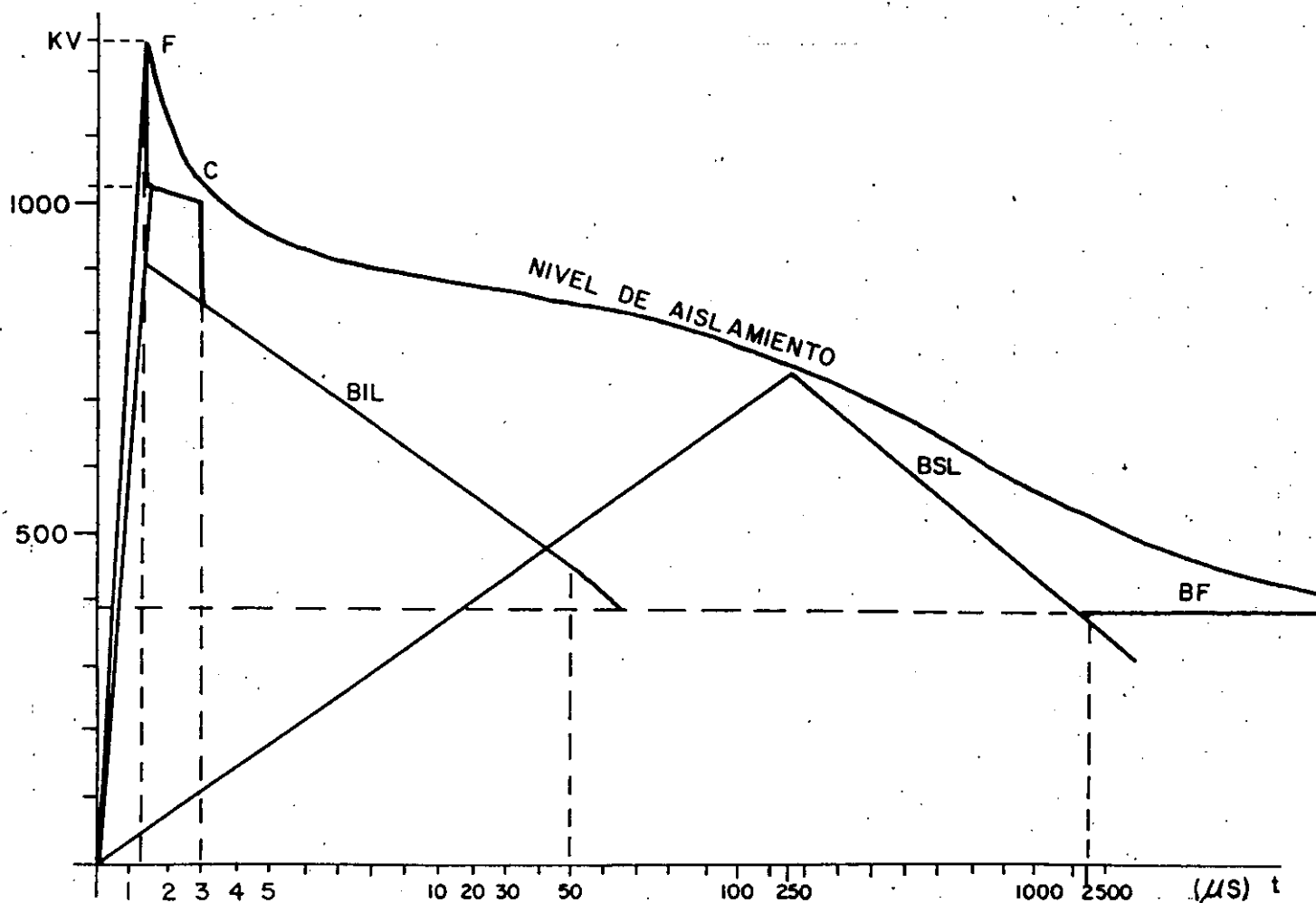
El conjunto de sollicitaciones dieléctricas que debe soportar -- los aislamientos de una máquina, equipo, aparato o componente de un sistema se denomina NIVEL DE AISLAMIENTO.

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.

- Ⓕ Frente de onda            1240 KV cortada en  $1.24 \mu s$ .
- Ⓖ Onda cortada                1035 KV cortada en  $3 \mu s$ .
- ⒷIL Onda completa (BIL)      900/1.2/50
- ⒷSL Onda maniobra (BSL)      750/250/2500
- ⒷF Baja frecuencia            395 KV a 60 Hz 1 minuto.

El perfil de las sobretensiones de aguante representan el nivel de aislamiento de los devanados del transformador antes mencionado.

Y graficamente se veria como sigue:



La información particular de cada clase de tensión y sus niveles de aislamiento se pueden encontrar en forma detallada en las normas correspondientes para cada tipo de equipo, aparato ó componente eléctrico.

Para ilustrar presentamos algunos valores típicos de los niveles de tensión de equipos de distribución en la tabla I.

### 8.3- Equipos de protección contra sobretensiones.

Nos vamos a referir solamente a los dispositivos de protección contra sobretensiones de origen externo utilizados para proteger los equipos, principalmente transformadores, instalados en un sistema eléctrico.

TABLA I

VOLTAJE CLASE (KV)	60 Hz, 1 MINUTO PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO (KV)			1.2 X 50 $\mu$ S PRUEBA DE IMPULSO (KV CRESTA, ONDA COMPLETA)				
	TRANSF. DE POTENCIA EN ACEITE	TRANSF. DE DISTRIBUCION EN ACEITE	TRANSF. TIPO SECO	TABLERO	TRANSF. DE POTENCIA EN ACEITE	TRANSF. DE DISTRIBUCION EN ACEITE	TRANSF. TIPO SECO	TABLERO
1.2	14.4	14.4	5.66		45	30	10	
2.4							20	45
2.5	21.2	21.2	14.4		60	45		
4.16				26.9				60
4.8							25	
5.0	26.9	26.9	16.9		75	60		
7.2				51				75(95)*
8.32							35(65, 75)*	
8.7	36.8	36.8	26.9		95	75		
13.8				51				95
14.4							50(65, 95)*	110
15.0	48.1	48.1	43.9		110	95		
25.0	70.8	70.8			150	150		
34.5	99	99			200	200		

ANSI C37.4a-1958 (R 1971); ANSI C37.6-1971; ANSI C37.41-1969(R 1974); IEEE Std 20-1973 (ANSI C37.13-1973); IEEE Std 462-1973 (ANSI C57.12.00-1973).

\* LOS VOLTAJES ENTRE PARENTESIS ESTAN FRECUENTEMENTE DISPONIBLES COMO OPCIONES



### A.- Cuernos de Arqueo.

Consisten en dos electrodos, uno vivo y el otro aterrizado, aislados y separados entre si una distancia tal que es aislante a tensión nominal y con sobretensiones a la frecuencia del sistema, pero que se rompe con sobretensiones de impulso por rayo peligrosas para los equipos eléctricos.

Este tipo de protección puede ser empleada en donde las descargas atmosféricas no sean muy severas y no sea indispensable la continuidad del servicio ya que en caso de operar, el sistema se pone en corto circuito con el arco formado entre los electrodos, haciendo operar los sistemas de protección contra sobrecorriente (fusibles interruptores) e interrumpiendo el servicio.

Además del inconveniente anterior la respuesta dieléctrica de los cuernos de arqueo es muy inestable por depender grandemente del medio ambiente.

Los cuernos de arqueo normalmente se instalan directamente en las boquillas de los aparatos que deben ser protegidos y de tal manera que el arco eventualmente formado entre ellos no dañe la superficie de los aisladores o algun 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.

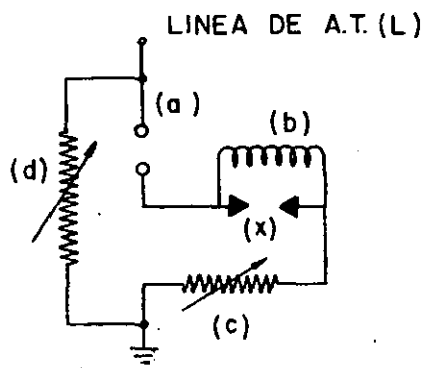
Siempre es conveniente comprobar en el laboratorio la respuesta de los cuernos de arqueo al impulso.

### 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



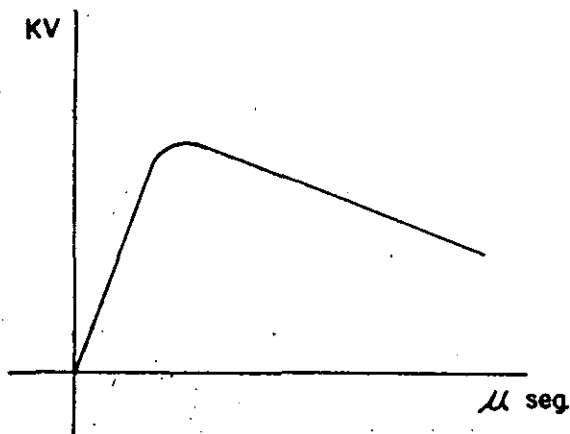
APARTARRAYOS

(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<sub>1</sub>) original tendrá un nuevo valor  $e_2 \approx e_2 < e_1$ . Y la energía disipada por la resistencia será la mínima posible.

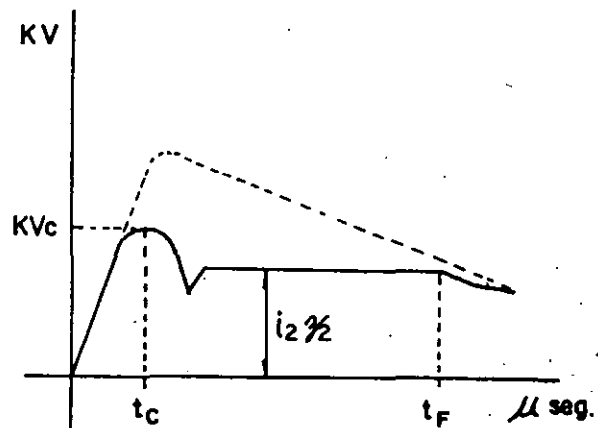
La corriente que circula por la bobina (b) produce un campo magnético que desvía el arco de los electrodos (a) a una zona de extinción. Si la corriente es muy alta, la caída de tensión en la bobina es alta también y operan los electrodos auxiliares (x) permitiendo la --

operación continua del apartarrayos a lo largo de un transitorio de alta energía.

La resistencia (d) sirve para uniformizar el campo eléctrico externo al apartarrayos durante su operación.



ONDA ORIGINAL



ONDA MODIFICADA POR UN APARTARRAYOS.

\* El valor de cresta (KVc) y el tiempo (tc) dependen de la respuesta de los electrodos.

- El valor  $i_2^{1/2}$  depende de la resistencia serie no lineal.

- El tiempo final (tf) de operación del apartarrayo depende del dispositivo de extinción del arco.

En la tabla siguiente se muestra la respuesta típica de apartarrayos autovalvulares de distribución de un fabricante de EEUU.

LINEA A TIERRA TENSION NOMINAL	DESCARGA A 60 Hz	DESCARGA ONDA 1.2/50	TENSION DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE CON FORMA DE ONDA 8/20					
			1.5 KA	3 KA	5 KA	10KA	20KA	65 KA
KV RMS	KV RMS	KVCRESTA	KV CRESTA	KV CRESTA	KVCRESTA	KVCRESTA	KVCRESTA	KV CRESTA
3	11	19	9	11	12	13	15	18
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

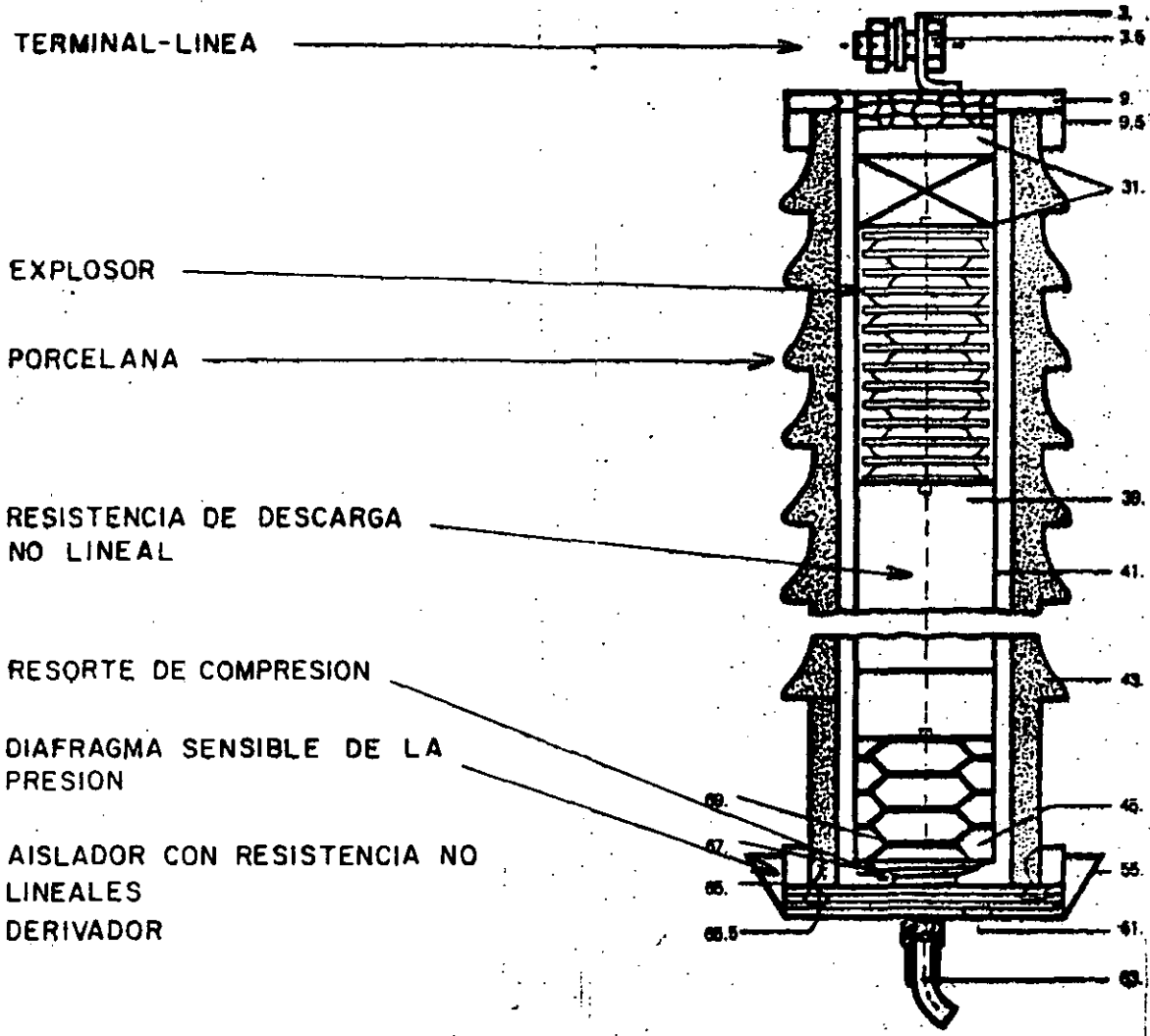


FIGURA. VISTA DE CORTE DE UN APARTARRAYOS.

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.

$$KV_{RMS\textcircled{1}} = C_e KV_{LL}$$

En donde:

$KV_{RMS\textcircled{1}}$  = 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

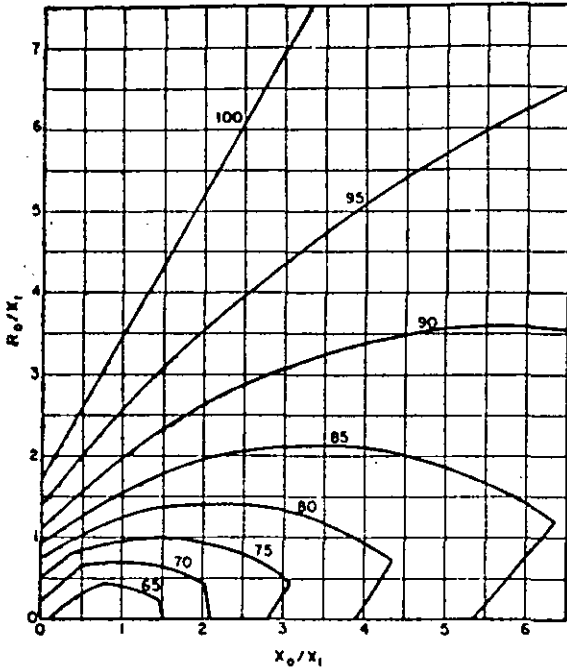
② Características de respuesta de los electrodos del apartarrayos.

③ Características de respuesta de las resistencias no lineales de descarga del apartarrayos.

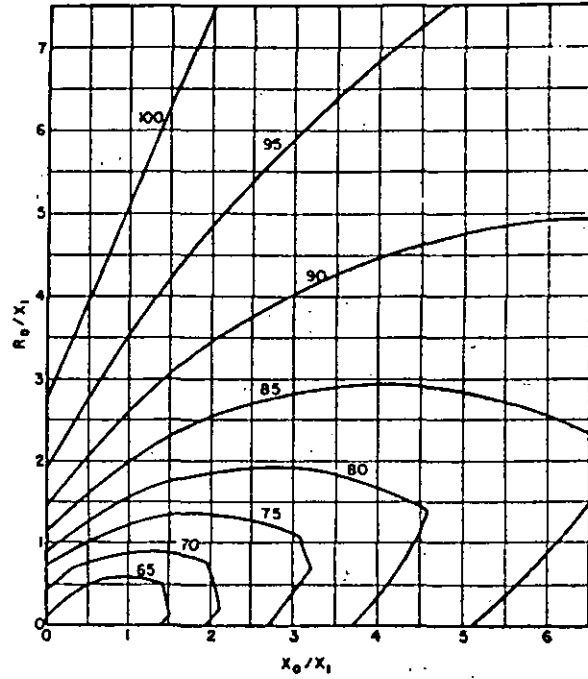
Una vez seleccionado el apartarrayos de acuerdo al criterio -- indicado en ① se recomienda verificar los márgenes de protección -- como sigue:

$$M = \frac{BIL}{KV_{AP}(1+0.66T)}$$

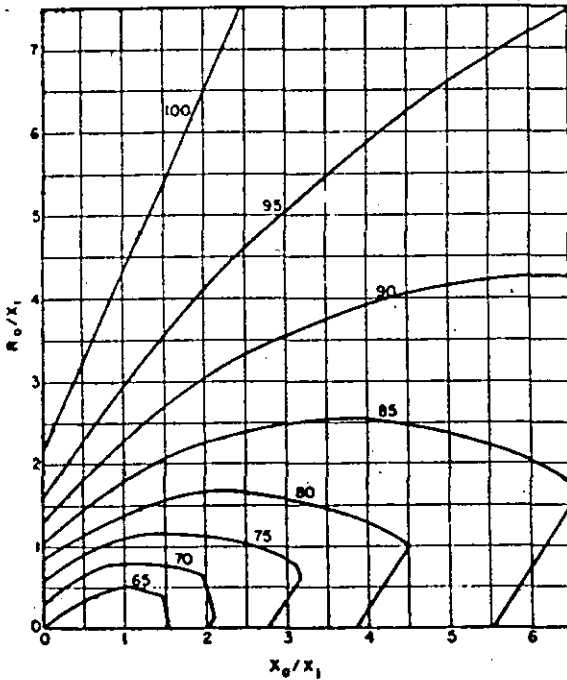
CURVAS II



(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  $1.2 \leq M \leq 1.4$

B/L - Nivel básico de impulso del equipo por proteger

KV<sub>AP</sub> - Tensión de cresta de respuesta del apartarrayos

KV<sub>②</sub> Para encontrar el margen de protección ofrecido por los -  
electrodos del apartarrayos.

KV<sub>③</sub> Para encontrar el margen de protección que dan las resis-  
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 8/20
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.

$$S = 150 \frac{KV_{AP} \text{ ②}}{\eta}$$

En donde:

S - Distancia máxima permisible de instalación del apartarrayos  
con relación al aparato protegido en (m)

KV<sub>AP</sub>② - Tensión máxima de cresta, onda 1.2/50 ó frente de onda,  
de operación del apartarrayos.

$\eta$  - Pendiente del frente de onda que permite pasar el aparta-  
rrayos en KV/ $\mu$ S

#### 8.4 SISTEMAS DE PARARRAYOS EN EDIFICIOS.

PARA LA PROTECCION DE EDIFICIOS SE CONSIDERA UN NIVEL -  
BASICO DE IMPULSO DE 1400 KV.

EL CRITERIO PARA PROTECCION DE EDIFICIOS TRATADO AQUI,  
SE BASA EN UN ESTUDIO REALIZADO POR EL ILLINOIS INSTITUTE OF TECH-  
NOLOGY.

EL ESTUDIO MENCIONADO ARROJO LOS DATOS QUE SE ENCUENTRAN  
EN LA TABLA I.

TABLA I  
ANGULOS DE PROTECCION PARA ASEGURAR 99.5% DE PROTECCION

ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL PISO (METROS)	ANGULO DE PROTECCION (GRADOS)
7.5	60
15.0	47
22.5	33
30.0	20
37.5	10
45.0	0
52.5	-10
60.0	-20

DIBUJANDO LOS DATOS DE ESTA TABLA SE LLEGA A LA FIGURA I.



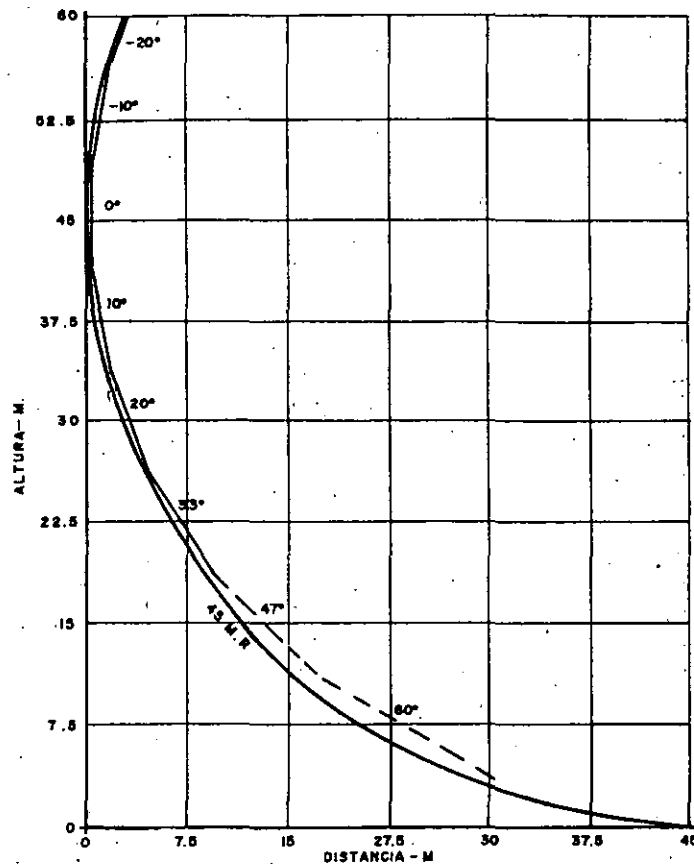
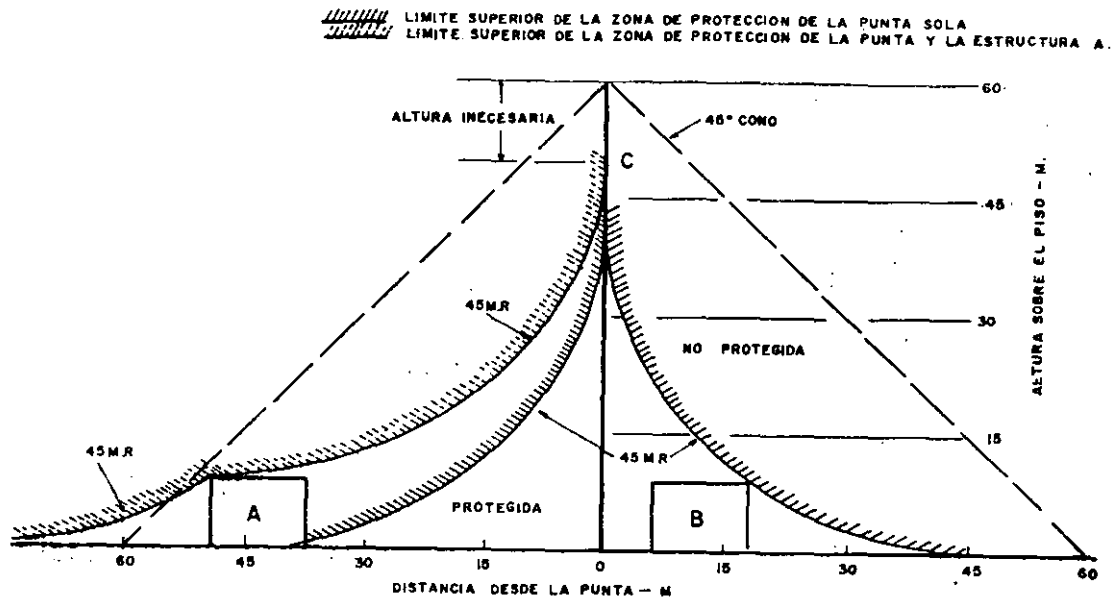


FIG. 1 GRAFICA DE LOS DATOS DE LA TABLA I  
CON UN CIRCULO INSCRITO DE 45m DE RADIO.

ESTE CRITERIO DEL RADIO DE 45m ES UNA HERRAMIENTA CON  
FIABLE 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 ARRI-  
BA DE LA SUPERFICIE DEL ARCO DE UN CIRCULO DE 45m DE RADIO (VER -  
ESTRUCTURA B DE LA FIGURA 2). CON EL RADIO DE 45m SE CONSIDERA  
QUE SE TIENE UN 99.5% DE PROTECCION, SE PUEDE AUMENTAR EL % DE --  
PROTECCION A 99.9 SI SE REDUCE EL RADIO A 37.5 m.



OTRA FORMA DE VISUALIZAR ESTE CONCEPTO ES IMAGINANDO --  
UNA ESFERA DE 45m DE RADIO (90m DE DIAMETRO) RODANDO SOBRE LA SU-  
PERFICIE DE LA TIERRA. TODOS LOS OBJETOS TOCADOS POR LA ESFERA --  
 SON SUCEPTIBLES DE SUFRIR DESCARGAS DIRECTAS MIENTRAS QUE LOS QUE  
 NO ESTAN TOCADOS POR LA ESFERA, DEBIDO A QUE ESTAN ABAJO DE OBJE--  
 TOS MAS ALTOS YA PROTEGIDOS, NO LO SON.

SE VE FACILMENTE QUE CUALQUIER OBJETO QUE ESTE SEPARADO  
MAS DE 45m DE CUALQUIER ESTRUCTURA, AUN DE ALGUNA MUY ALTA, RECI-  
 BE MUY POCAS 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.

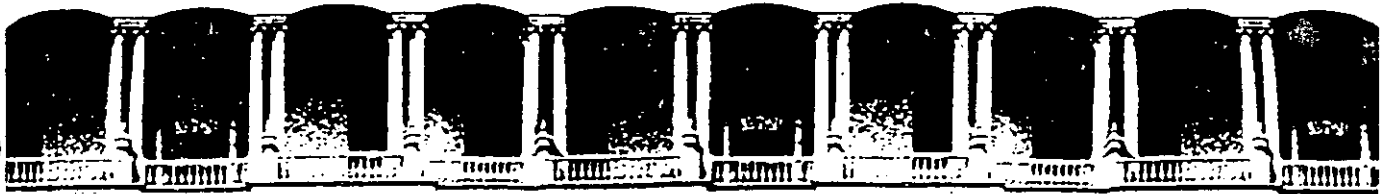
EN LA TABLA II SE DA UN EJEMPLO DE UN OBJETO QUE TIENE UNA ALTURA DE 11.25m Y SE OBSERVA LA DISTANCIA (HORIZONTAL) QUE QUEDA PROTEGIDA DE ACUERDO A LA LONGITUD DE LA PUNTA APARTARRAYOS.

TABLA II  
PROTECCION PARA UN OBJETO DE 11.25m DE ALTURA  
UTILIZANDO UNA PUNTA PARARRAYOS.

ALTURA DE LA PUNTA (METROS)	ALTURA TOTAL (METROS)	DISTANCIA CUBIERTA (METROS)
1.5	12.75	1.5
3.75	15.0	3.75
9.0	20.25	7.5
15.3	26.55	11.25
33.75	45.0	15.0

ESTA TABLA PUEDE SER REDUCIDA OBSERVANDO LA FIGURA 1.





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

**CURSOS ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES**

**T E M A 11**

**ANEXO 1**

**PROTECCIONES CONTRA SOBRETENSIONES**

**ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ  
ING. RAUL MENDEZ ALBORES**

**AGOSTO, 1992.**

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 - $\infty$	-	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  $R_0/X_1$ .

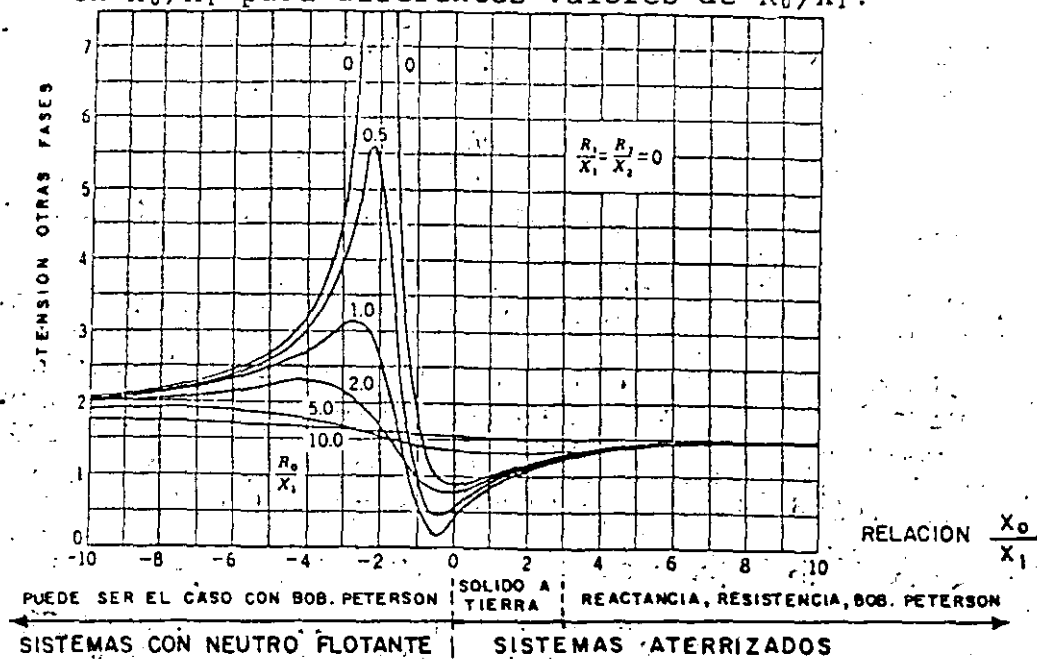


FIG. 9.- TENSION OTRAS FASES DEBIDO A LA FALLA DE UNA FASE A TIERRA VS RELACION  $X_0/X_1$ .

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	$\infty$
-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 --

Las tolerancias permitidas en el apartarrayos de distribución son:

Descarga Impulso Ti + 0.15%	Descarga Corriente TD + 0.20%
-----------------------------------	-------------------------------------

Las relaciones de protección se pueden definir como:

$$Ci = \frac{BIL}{kVi (1+0.66 Ti)} = \frac{BIL}{1.1 kVi}$$

$$CD = \frac{BIL}{kV_D (1+0.66 TD)} = \frac{BIL}{1.3 kVD}$$

$$1.2 < Ci < 1.4$$

$$1.2 < CD < 1.4$$

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.

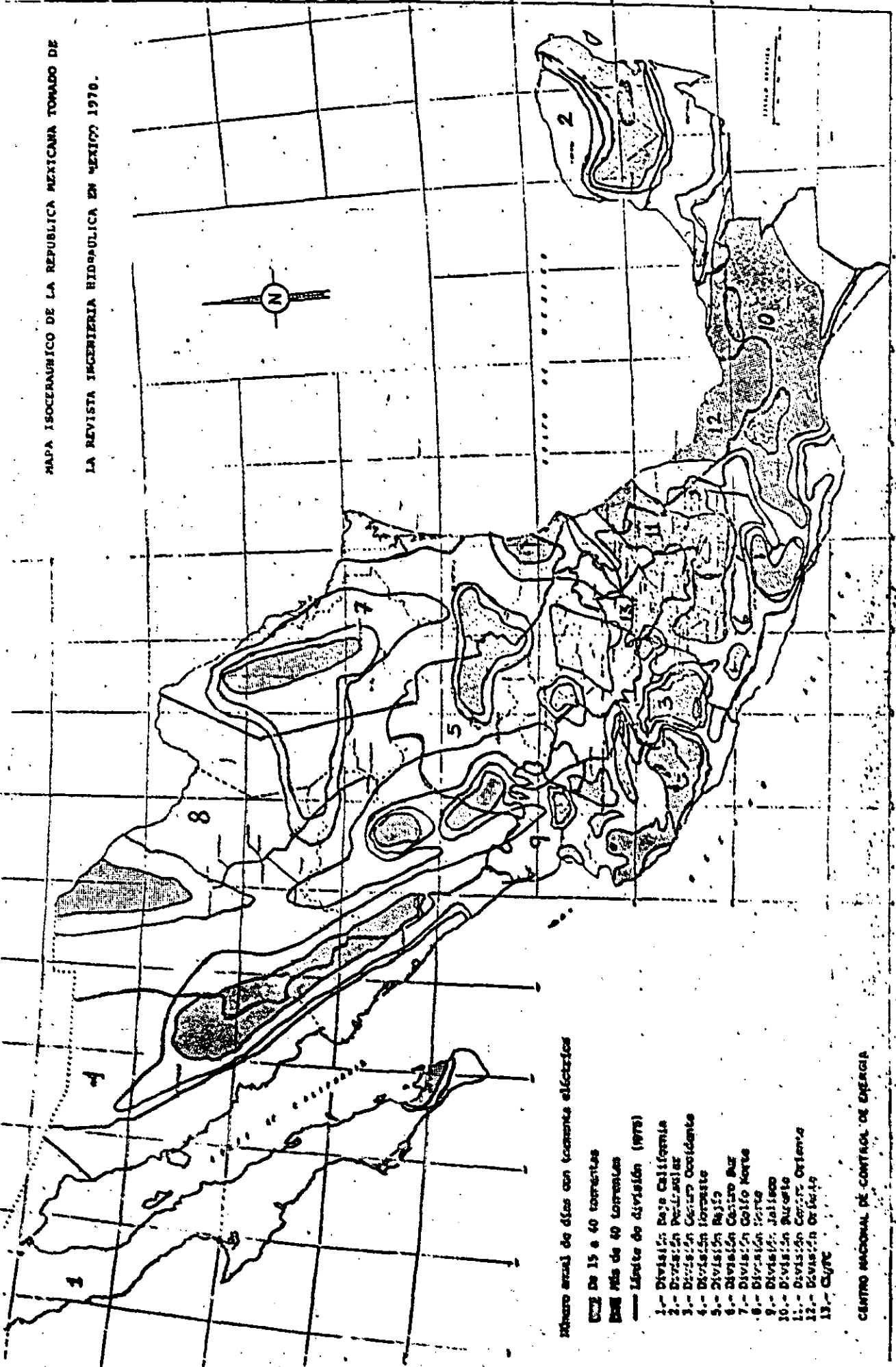
## 5. BIBLIOGRAFIA

- 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 dias con tormentas electricas

15 a 40 tormentas

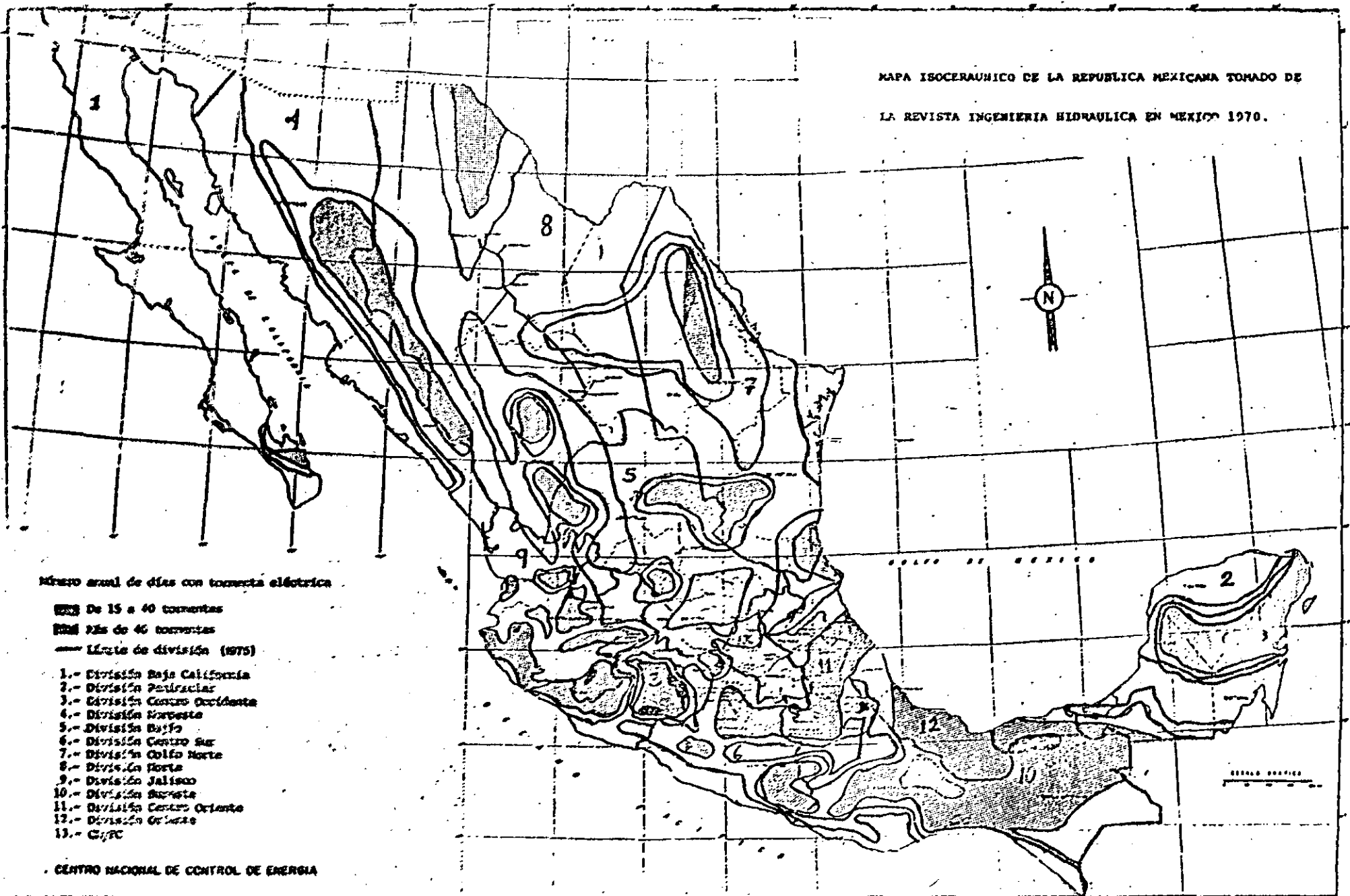
Más de 40 tormentas

— Límite de división (1978)

- 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 Surco
- 11.- División Centro Oriente
- 12.- División Orizaba
- 13.- C/TC

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA

MAPA ISOCERAUNICO DE LA REPUBLICA MEXICANA TOMADO DE  
LA REVISTA INGENIERIA HIDRAULICA EN MEXICO 1970.



Número anual de días con tormenta eléctrica

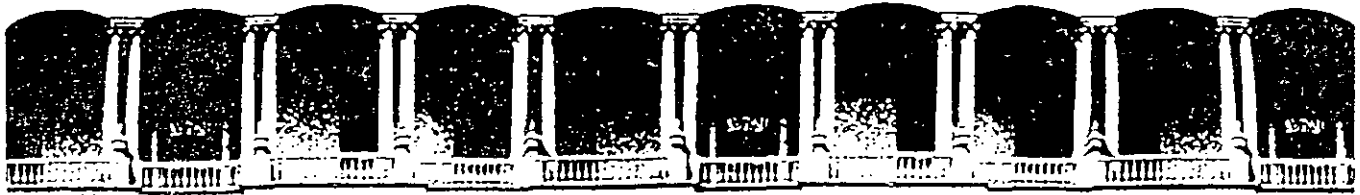
De 15 a 40 tormentas

Más de 40 tormentas

Límite de división (1975)

- 1.- División Baja California
- 2.- División Peninsular
- 3.- División Centro Occidental
- 4.- División Noroeste
- 5.- División Sur
- 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.C.

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA



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

***CURSOS ABIERTOS***

*INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES*

*T E M A 4*

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

*ING. RICARDO A. MARQUEZ SORIANO*

*AGOSTO, 1992.*

**TABLA 1.1 Propiedades comparativas de materiales empleados en la fabricación de cables eléctricos**

Metal	Densidad	Temperatura de fusión	Coefficiente lineal de dilatación	Resistividad eléctrica a 20°C	Coefficiente térmico de resistividad eléctrica a 20°C	Conductividad eléctrica
	g/cm <sup>3</sup>	°C	× 10 <sup>-6</sup> /°C	ohm-mm <sup>2</sup> /km	1/°C	% IACS*
Acero	7.90	1400	13	575-115	0.0016-0.0032	3-15
Aluminio	2.70	660	24	28.264	0.00403	61.0
Cobre duro	8.89	1083	17	17.922	0.00383	96.2
Cobre suave	8.89	1083	17	17.241	0.00393	100.0
Plomo	11.38	327	29	221.038	0.00410	7.8
Zinc	7.14	420	29	61.138	0.00400	28.2

\* 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 importancia la alta conductividad eléctrica y la flexibilidad.

La principal ventaja del aluminio sobre el cobre es su peso menor (densidad 2.70 g/cm<sup>3</sup> contra 8.89 g/cm<sup>3</sup> 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 1.2 Comparación de características entre cobre y aluminio**

Características	Cobre	Aluminio
Para igual volumen:		
relación de pesos	1.0	0.3
Para igual conductancia:		
relación de áreas	1.0	1.64
relación de diámetros	1.0	1.27
relación de pesos	1.0	0.49
Para igual ampacidad:		
relación de áreas	1.0	1.39
relación de diámetros	1.0	1.18
relación de pesos	1.0	0.42
Para igual diámetro:		
relación de resistencias	1.0	1.61
capacidad de corriente	1.0	0.78

TABLA 1.3 Temples de cobre y aluminio

## a) Temples de cobre

Ej. Calibre 10 AWG.

Temple	Conductividad % IACS*	Esfuerzo de tensión a la ruptura kgf/mm <sup>2</sup>
Cobre suave	100	25
Cobre semiduro	96.66	35.4 a 40.3
Cobre duro	96.16	45.6

## b) Temples de aluminio

Temple	Conductividad % IACS*	Esfuerzo de tensión a la ruptura kgf/mm <sup>2</sup>
H19	6.10 min	6.1 — 9.7
HF	61.3 min	11.7 — 15.3
HD	61.4 min	10.7 — 14.3
O	61.8 min	16 — 19

\* IACS "International Annealed Copper Standard".  
Patrón Internacional para Cobre Recocido, igual a 100% de conductividad.

## c) Equivalencias entre designaciones del temple de aluminio

Nombre descriptivo del temple	Clave internacional (ISO)	Clave EUA (ANSI)
3/4 duro	HF	H16 y H26
1/2 duro	HD	H14 y H24

El significado de las letras empleadas para denotar los temples que aparecen en esta tabla es el siguiente:

**H;** endurecido por tensión mecánica Se aplica al aluminio cuyo esfuerzo es incrementado por endurecimiento mecánico, con o sin tratamiento térmico suplementario. Después de la letra H se coloca una letra en la clave internacional (ISO) o por dos o más 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.

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

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

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

**Clase B**

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



**CONDUMEX**

## **COMPARACIÓN DE AISLAMIENTOS**

### **Función**

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

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

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

Características eléctricas

Características mecánicas

### **2.1 Materiales**

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

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

Los aislamientos se pueden dividir en dos grupos principales:

A) De papel impregnado Emplea un papel especial obtenido de pulpa de madera, con celulosa de fibra larga.

El cable aislado con papel sin humedad se impregna con una sustancia para mejorar las características del aislante. Las sustancias más usuales son los compuestos que se listan a continuación, y la que se elija dependerá 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 microcristalinas del petróleo

El compuesto ocupa todos los intersticios, eliminando las burbujas de aire en el papel y evitando así la ionización en servicio. 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 desniveles mayores para el segundo.

Sus propiedades, ventajas y desventajas en comparación con los aislamientos secos, aparecen en la tabla 2.1.

B) Aislamientos de tipo seco A excepción hecha del hule natural (ya en desuso), los aislamientos secos son compuestos cuya resina base se obtiene 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 reblanecen.

A continuación se describen las características de algunos de los aislamientos de tipo seco.

**SINTENAX.** El PVC (Cloruro de polivinilo) para aislamiento de cables de alta tensión, desarrollado en Condumex 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 la resistencia de aislamiento, factor de potencia y constante dieléctrica en presencia de humedad, lo convierten en lo más adecuado 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 manufactura sencilla.

#### Comparación del EP vs XLP

El hule etileno propileno (EP) y el polietileno de cadena 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 comporten igualmente bien y con la misma probabilidad de perdurar, bajo las condiciones encontradas en operación normal. La selección se debe realizar con base en una comparación de su comportamiento en servicio y de pruebas de laboratorio que correlacionen las exigencias de operación y las que se presenten en su instalación.

#### 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 se han instalado muchos kilómetros de cables con ambos aislamientos.

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.).

Se reconoce con amplitud que la presencia de agua representa la condición ambiental más severa que se puede encontrar en servicio, para cualquier tipo de material (EP, XLP, PE, PVC, etc.) que se utilice como aislamiento en cables de energía.

En particular, se sabe que los cables aislados con XLP o EP, y complementados con pantalla sobre el aislamiento a base de cintas textiles semiconductoras, son 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, en pruebas de larga duración en agua se ha encontrado que se continúan desarrollando arborescencias potencialmente peligrosas.

Aunque los especialistas dedicados a la investigación de los mecanismos que rigen la presencia de arborescencias todavía no tienen una especificación completa del fenómeno, han llegado a la conclusión de que en la gama de esfuerzos de operación adoptados en la práctica, las arborescencias son causadas por tres factores concurrentes:

- agua en el aislamiento
- tensión aplicada de c.a.
- irregularidades en el aislamiento (cavidades, impurezas, protuberancias en las pantallas semiconductoras)

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

#### Pruebas relacionadas con la operación

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

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

- Factores eléctricos
- Factores térmicos
- Factores ambientales

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

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

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

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

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

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

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

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

Por otro lado existe bastante información acerca de la vulnerabilidad del XLP al ataque de las descargas parciales. En la práctica, incluso la presencia de microcavidades que no pueden ser detectadas con los equipos más elaborados puede reducir en más de un 80% el esfuerzo dieléctrico de los cables con XLP.

### Pruebas de envejecimiento cíclico

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### Pruebas eléctricas de larga duración en agua

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

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

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

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

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

## Instalación

### Manejo de los cables

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

### Empalmes y terminales

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

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

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

### Conclusiones

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

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

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

### 2.2 Características eléctricas

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

#### Rigidez dieléctrica

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

#### Gradiente de operación

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

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

donde:

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

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

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

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

$$G_{m\acute{a}x} = \frac{0.869 V_0}{d_p \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.2)$$

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

$$G_{m\acute{i}n} = \frac{0.869 V_0}{d_a \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.3)$$

### Resistencia del aislamiento

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

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

donde:

$K$  = un valor constante característico del material aislante.

### Factor de potencia

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

### Tan $\delta$

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  $\delta$  complementario del ángulo  $\theta$ .

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

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

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

### 2.3 Características mecánicas

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

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

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

#### Resistencia a la humedad

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

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

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

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

#### Flexibilidad

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

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

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



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

#### 2.4 Nivel del aislamiento

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

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

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

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

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



**CONDUMEX**

## **FUNCIONES DE LAS PANTALLAS ELÉCTRICAS**

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

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

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

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

- Pantalla semiconductor sobre el conductor
- Pantalla sobre el aislamiento

### **3.1 Pantalla semiconductor sobre el conductor**

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

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

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

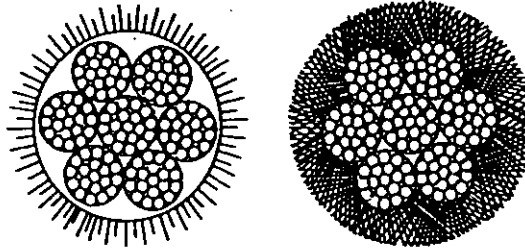


Fig. 3.1 Concentración de esfuerzos eléctricos en los intersticios de un conductor cableado.

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

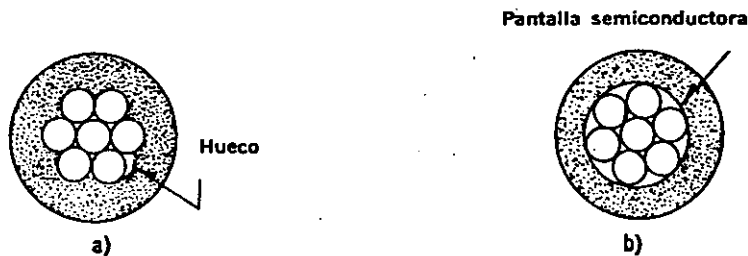


Fig. 3.2 a) Aislamiento directamente extruido sobre el conductor. b) Pantalla semiconductora.

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

### 3.2 Pantalla sobre el aislamiento

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

- Pantalla semiconductor
- Pantalla metálica

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

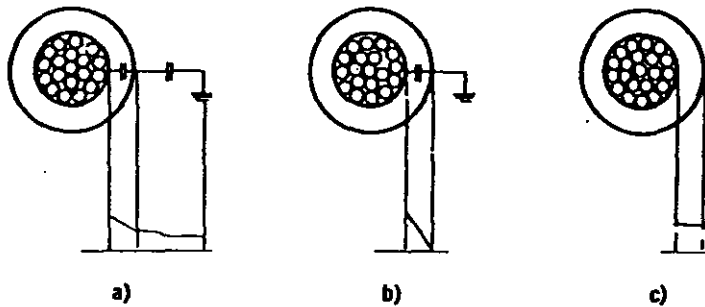


Fig. 3.4 a) Cable sin pantalla. b) Cable con pantalla aterrizada. c) Cable con pantalla no aterrizada.

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

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

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

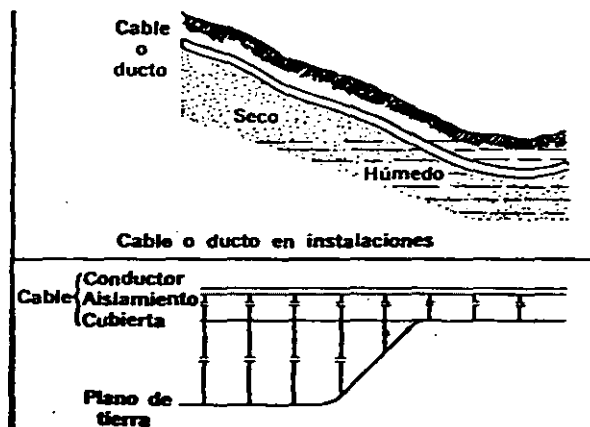


Fig. 3.5 Capacitancia variable a tierra debido a una impedancia no uniforme.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 3.2.1 Pantalla semiconductor sobre el aislamiento

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

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

### 3.2.2 Pantalla metálica

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

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

### 3.3 Selección de la pantalla metálica

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

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

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

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

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

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

**TABLA 3.1 Pantalla de cintas vs pantalla de alambres**

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

### 3.4 Aplicaciones de las pantallas

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

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

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

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

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



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

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

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

#### Conexión a tierra y terminación de las pantallas

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

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

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

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

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

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



**CONDUMEX**

## PROPIEDADES DE LAS CUBIERTAS

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

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

### 4.1 Selección de las cubiertas

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

Las cubiertas pueden ser principalmente de los siguientes materiales:

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

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

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

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

TABLA 4.1 Propiedades de las cubiertas

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

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

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

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

#### 4.2 Propiedades

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



**CONDUMEX**

## **RESISTENCIA DEL CONDUCTOR**

### Introducción

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

### 1. Resistencia a la corriente directa

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

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

en donde:

L = longitud del conductor

A = área de la sección transversal del conductor

$\rho$  = resistividad volumétrica del material del conductor en unidades compatibles con L y A

El valor de la resistividad por unidad de masa, para el cobre, que ha normalizado la IACS a 20°C y 100% de conductividad es 0.15328 ohm-gramo/m<sup>2</sup>. Para su aplicación práctica, la resistividad se suele dar por volumen. Algunos valores, en diferentes unidades usadas en los cálculos de ingeniería, son:

1.7241 microhm-cm  
 0.67879 microhm-pulgada  
 10.371\* ohm-cmil/pie  
 17.241\* ohm-mm<sup>2</sup>/km

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

2.828 microhm-cm  
 1.1128 microhm-pulgada  
 17.002\* ohm-cmil/pie  
 28.28\* ohm-mm<sup>2</sup>/km

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

#### Efecto de cableado

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

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

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

$$R_{ca} = \rho \frac{L}{A} (1 - k_c) \quad (3)$$

en donde:

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

## RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

**TABLA 5.1 Incremento de la resistencia por efecto de cableado**

Tipo de cableado	k <sub>c</sub>
Redondo normal	0.020
Redondo compacto	0.020
Sectorial	0.015
Segmental	0.020

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

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

37

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

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

## 2. Efecto de la temperatura en la resistencia

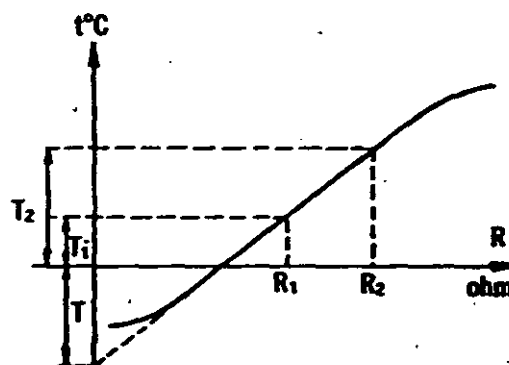
Dentro de los límites normales de operación de los conductores eléctricos, los únicos cambios apreciables en los materiales usados son los incrementos en la resistencia y la longitud que estos sufren, en virtud de cambios en su temperatura. El más importante (para los cables aislados) es el cambio en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

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

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

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

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



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



## RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

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

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

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

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

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

De la figura 5.1 se deduce que:

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

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

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

entonces:

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

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

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

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

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

en donde:

$R_1$  = resistencia a 20°C

$R_2$  = resistencia medida a la temperatura de prueba

T = temperatura de prueba

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

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

### 3. Resistencia a la corriente alterna

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

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

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

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

donde:

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

## RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

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

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

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

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

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

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

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

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

con

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

donde:

$f$  = frecuencia del sistema, Hz

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

En la tabla 5.4 se dan algunos valores de  $k_s$ .

### Efecto de proximidad

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

TABLA 4

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

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

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

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0.8 X_p^4} \left( \frac{d_c}{s} \right)^2 \left[ 0.312 \left( \frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{X_p^4}{192 + 0.8 X_p^4} + 0.27} \right] \quad (11)$$

con:

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

donde:

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

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

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

donde  $t$  es el espesor del aislamiento.

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

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

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

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

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

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

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

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

## 4 Ejemplo

Como se podrá apreciar en las tablas que complementan los enunciados, 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, 20 cm
2. Temperatura de operación del conductor, 90°C
3. Frecuencia del sistema, 60 Hz

### Mediante fórmulas

La secuencia de los cálculos es:

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

Así entonces, en el ejemplo se tiene:

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

Corrección por cableado

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

2. A la temperatura de operación:

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

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

## RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

3. Por efecto de piel

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

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

4. Por efecto de proximidad:

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

$$Y_p = 0.0005$$

5. Finalmente,

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

Por tablas (aproximaciones)

La secuencia a seguir es:

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

Cálculos

De la tabla 5.2a, da

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

Tomando el valor de corrección de la tabla 5.3

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

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

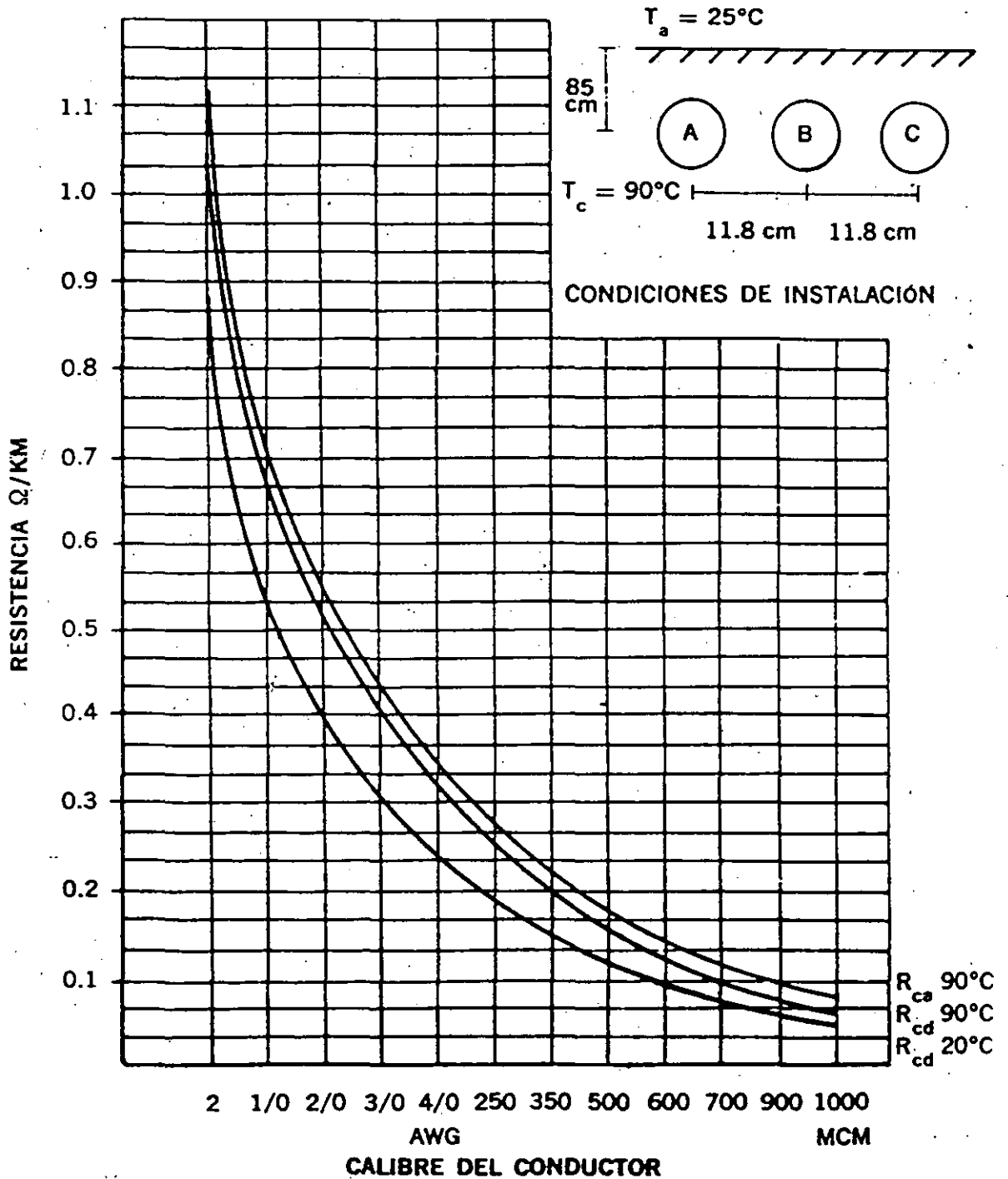
$$R_{ca(90^\circ\text{C})} = 0.0885 \times 1.018 = 0.0901 \text{ ohm/km}$$

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

5 Gráficas

GRÁFICA 1

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

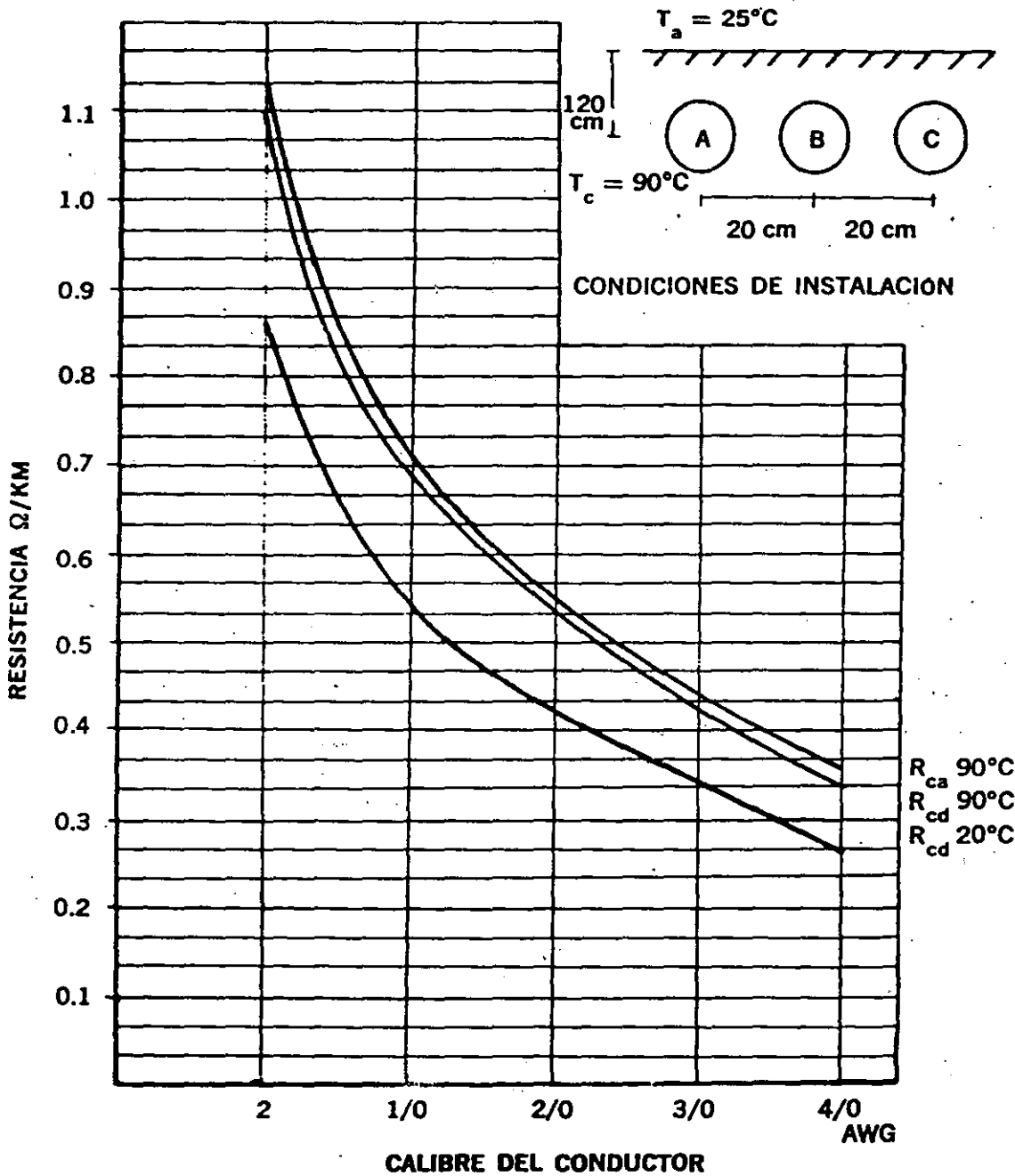




# RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

GRÁFICA 12

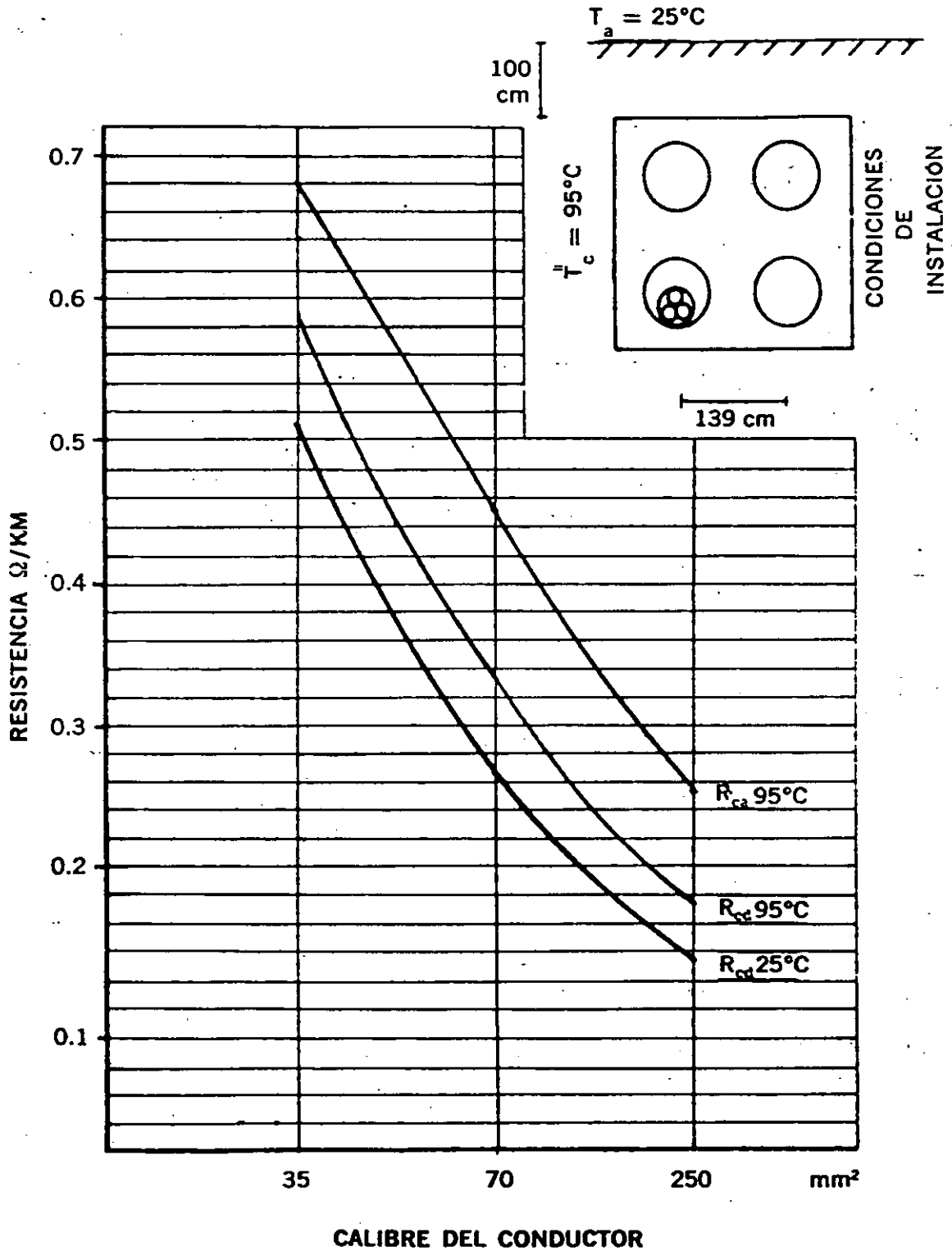
RESISTENCIA DE CABLES DE ENERGÍA VULCANEL EP — DRS.  
CONDUCTOR DE ALUMINIO



44

GRAFICA 3

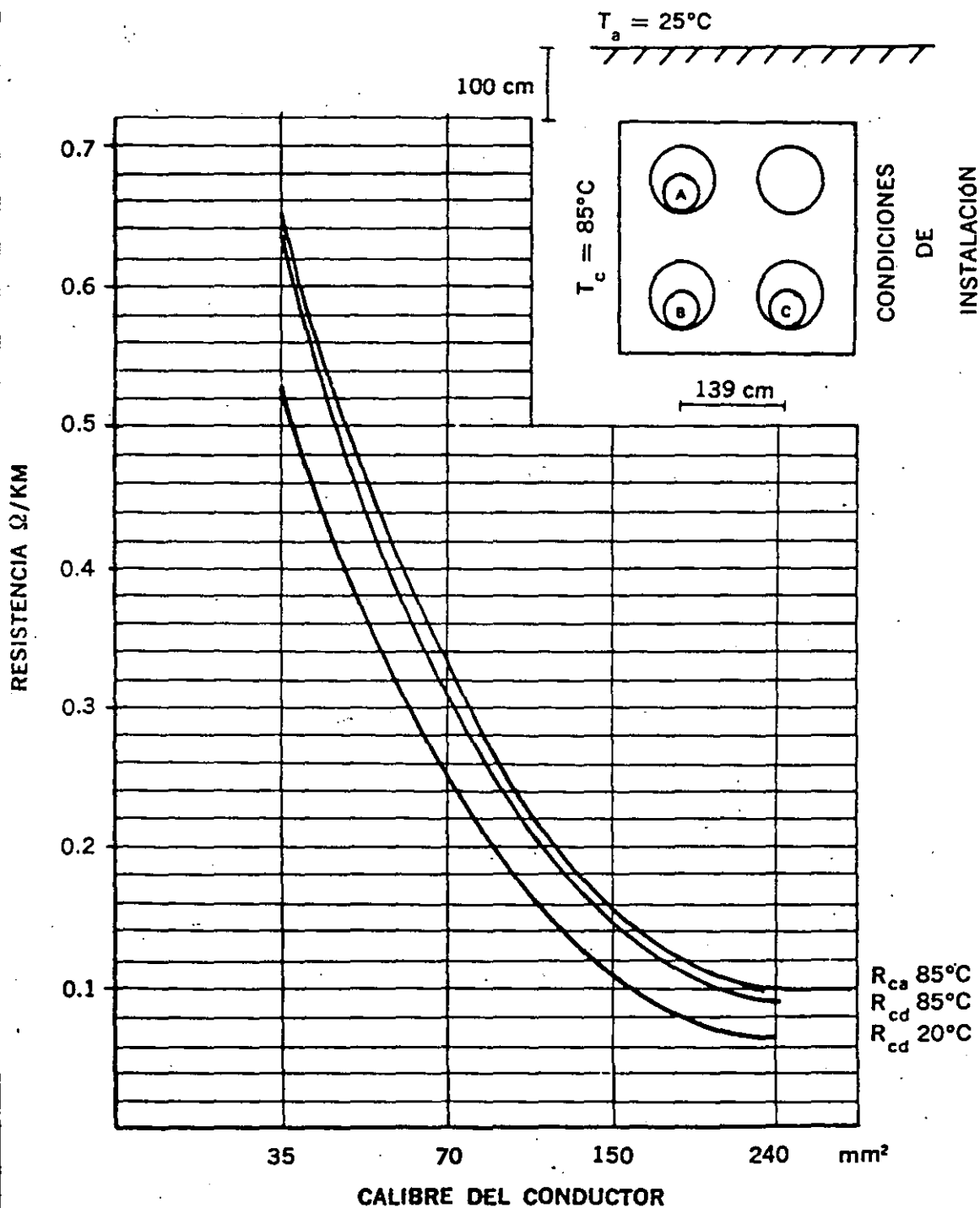
RESISTENCIA DE CABLES TRIPOLARES TIPO 6PT CON AISLAMIENTO DE PAPEL IMPREGNADO. 6 KV CONDUCTOR DE COBRE



# RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

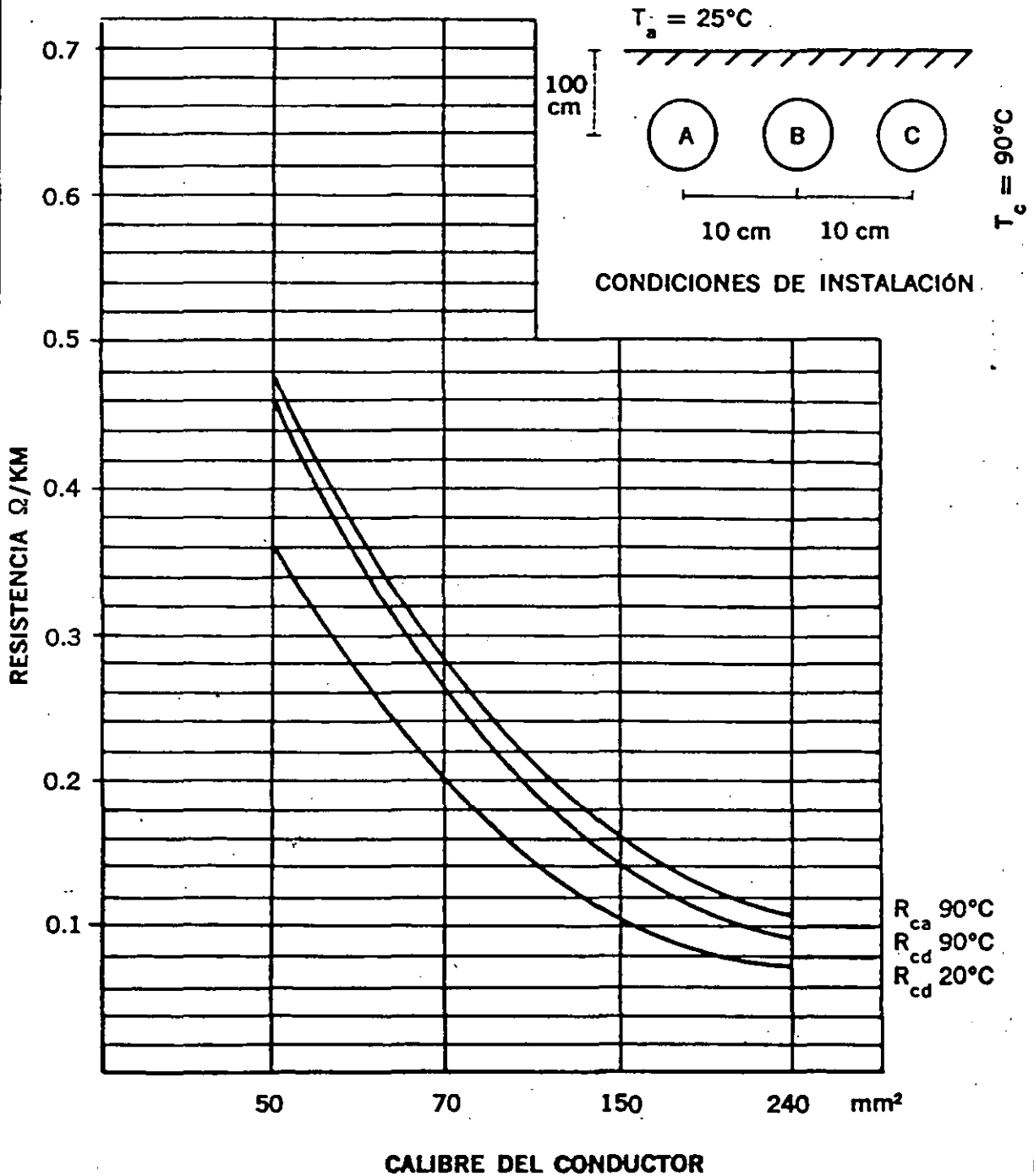
GRAFICA 4

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



GRÁFICA 5

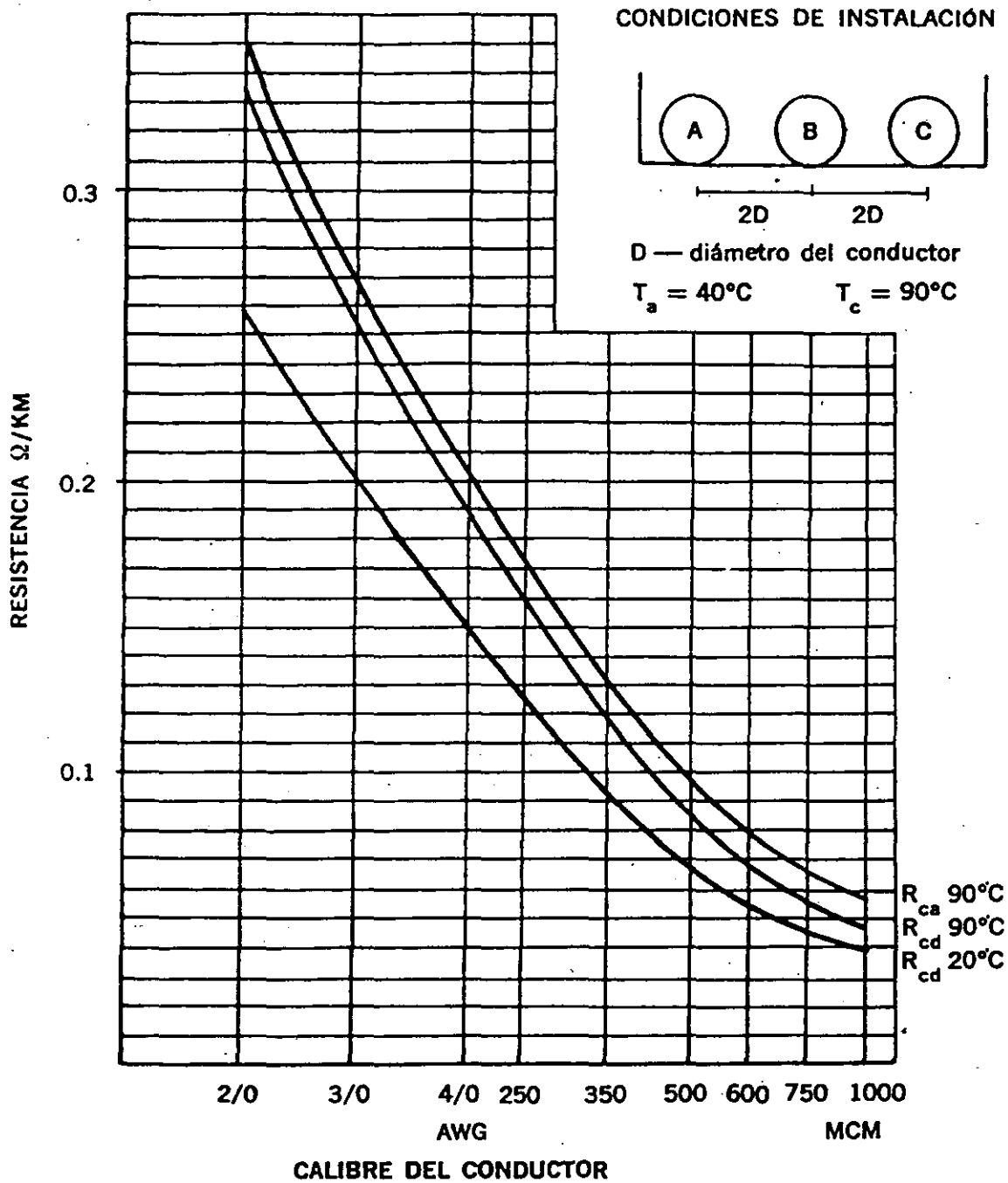
RESISTENCIA DE CABLES MONOPOLARES TIPO 23TC CON AISLAMIENTO DE XLP Y CONDUCTOR DE COBRE



# RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

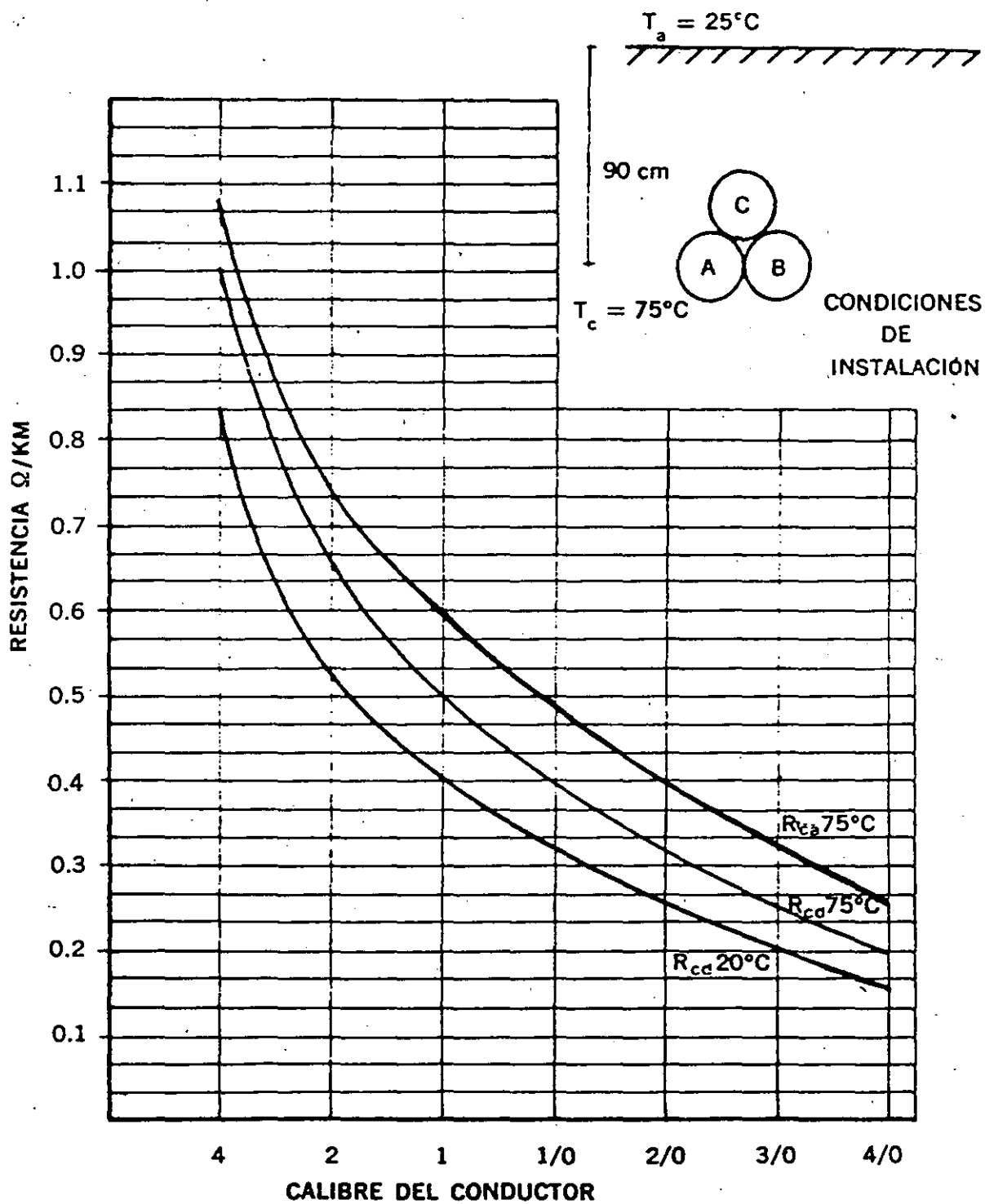
GRÁFICA 6

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



GRÁFICA 7

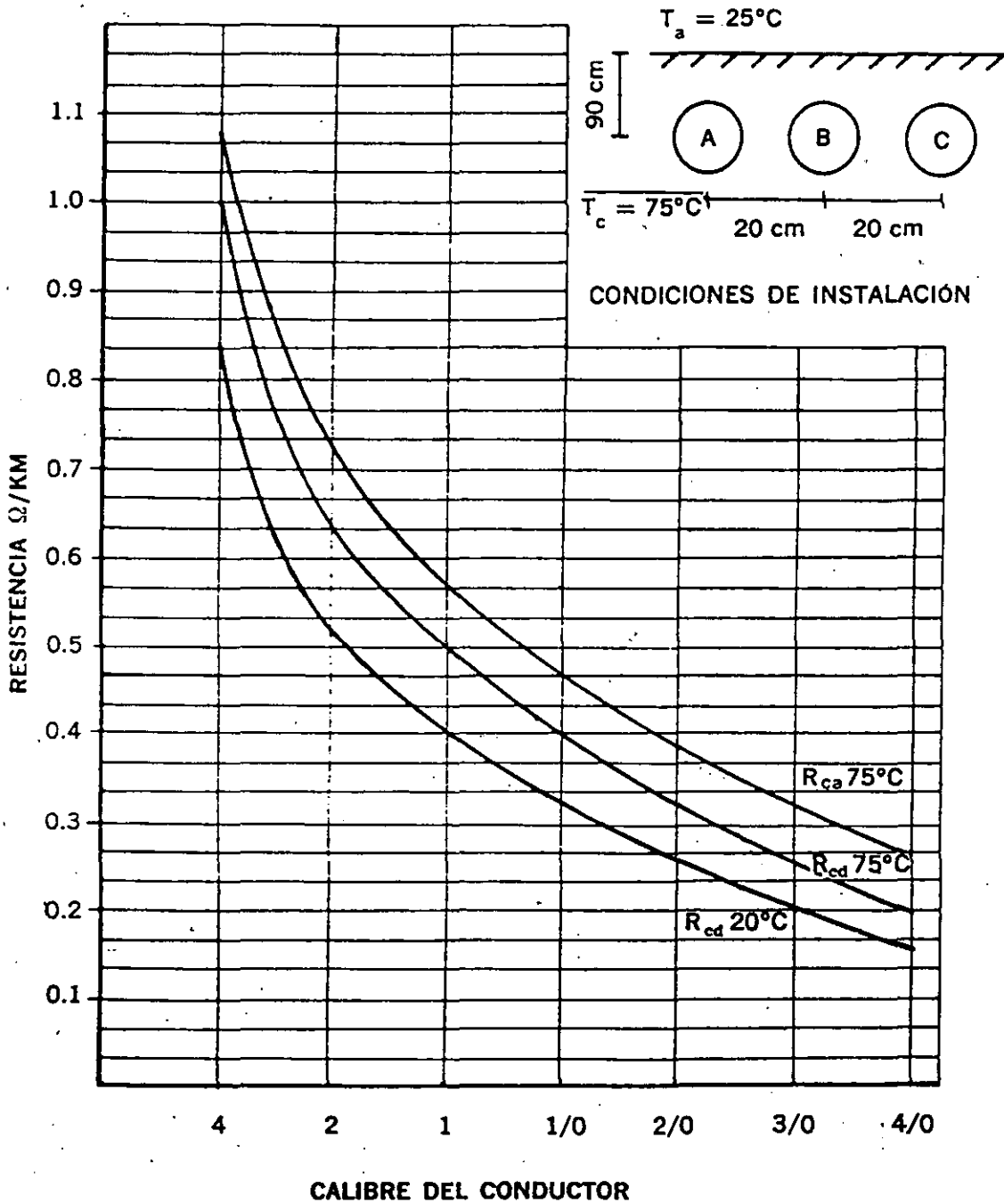
RESISTENCIA EN CABLES UNIPOLARES. CON AISLAMIENTO SINTENAX, 75°. CONDUCTOR DE COBRE. 15 Y 25 KV



# RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

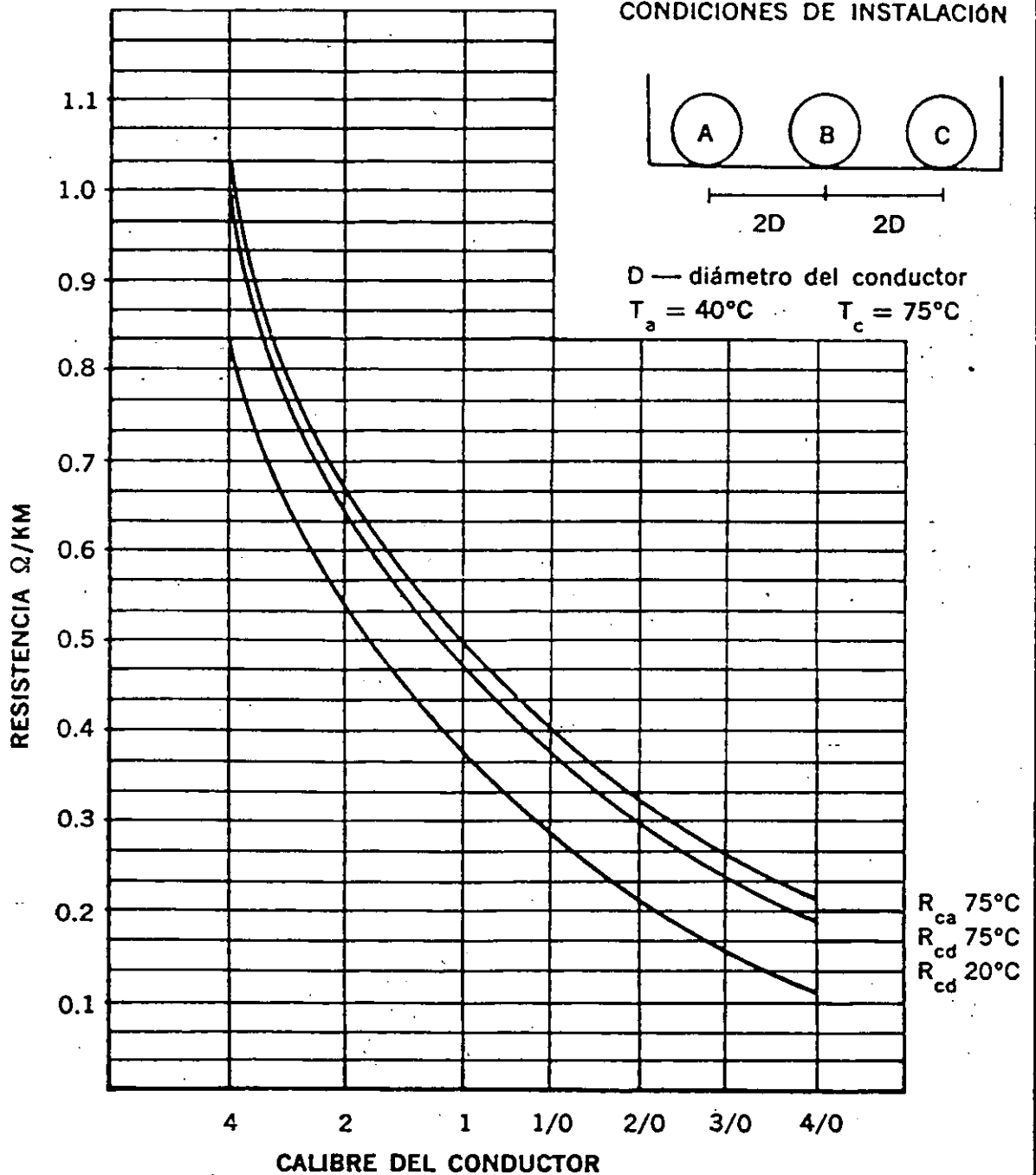
GRÁFICA 8

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



GRÁFICA 9

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





# INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

## 1 Inductancia

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

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

en donde la inductancia  $L$  se da en henrys.

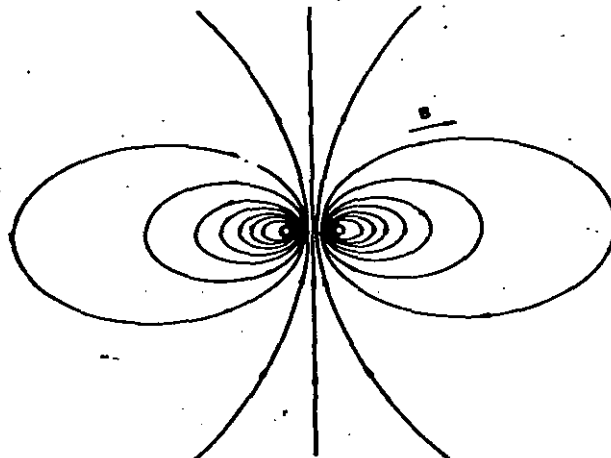


Fig. 6.1 Flujos magnéticos que rodean a conductores por los que circulan corrientes variables.

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

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

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

**TABLA 6.1 Radio medio geométrico de conductores usuales**

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

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

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

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

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

## INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

### 2 Reactancia inductiva

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

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

donde:

$f$  = frecuencia del sistema en Hz

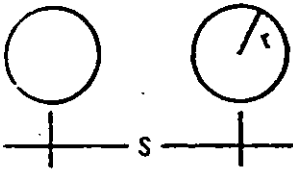
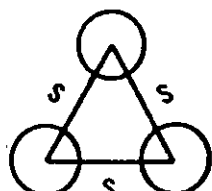
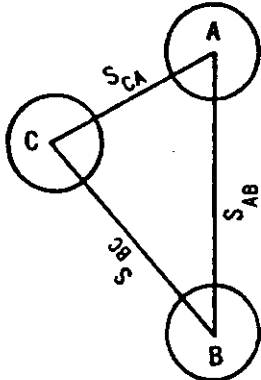
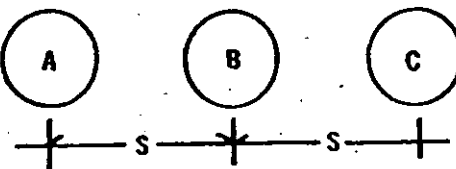
$L$  = inductancia en henry/km

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

Caso 1

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

TABLA 6.2 Caso 1 Fórmulas de cálculo de la inductancia total (H/km)

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

## Caso 2

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 o cubierta metálica.

En este aspecto se hará hincapié, en especial, en el tratamiento del efecto de estas corrientes, basado en el trabajo desarrollado por Halperin y Miller<sup>2</sup> el cual se utilizará no sólo en este caso, sino también en los desarrollos correspondientes a voltajes, corrientes inducidas y pérdidas en las pantallas y cubiertas metálicas.

### 3 Resistencia y reactancia aparentes

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

donde:

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

$X_L = 2 \pi fL$  ohms/km

$L$  es la calculada de acuerdo con la tabla 6.2

$X_m = 2 \pi fM$

$M$  = inductancia mutua entre conductor y pantalla o cubierta metálica

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

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

$f$  = frecuencia en ciclos por segundo

$s$  = distancia entre centros de los cables en cm

$r_o$  = radio medio de la pantalla en cm

**TABLA 6.3 Resistencia y reactancia aparentes**

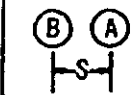
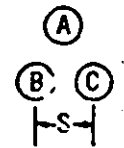
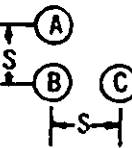
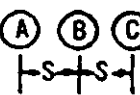
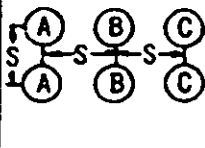
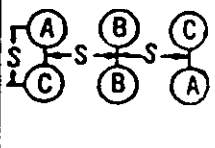
Resistencia aparente ( $R_A$ ) ohm/km

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

Reactancia aparente ( $X_{LA}$ ) ohm/km

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

**TABLA 6.4 Configuraciones para el cálculo de resistencia y reactancia aparentes**

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

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

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

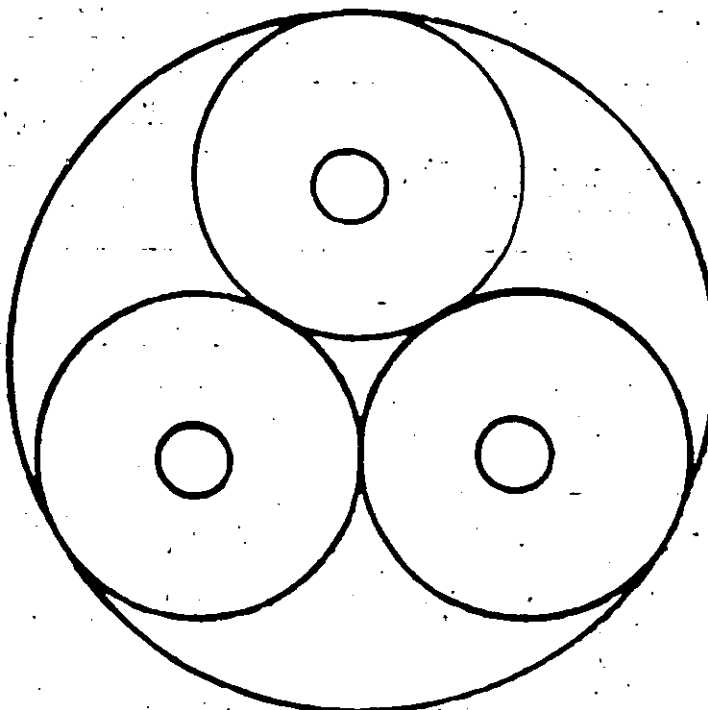


Fig. 2 Cable tripolar con pantalla o cubierta común

## INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

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

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

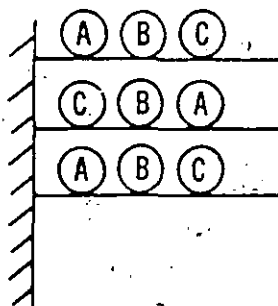
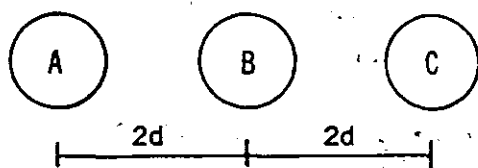


Fig. 4 Cables dispuestos en charolas.

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



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

donde:

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

S = distancia entre centros de cables.

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

$$RMG = 0.768 r$$

donde:

r = radio del conductor

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

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

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

## II. Solución numérica

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

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

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

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

La reactancia inductiva está dada por:

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

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

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

## III. Solución gráfica

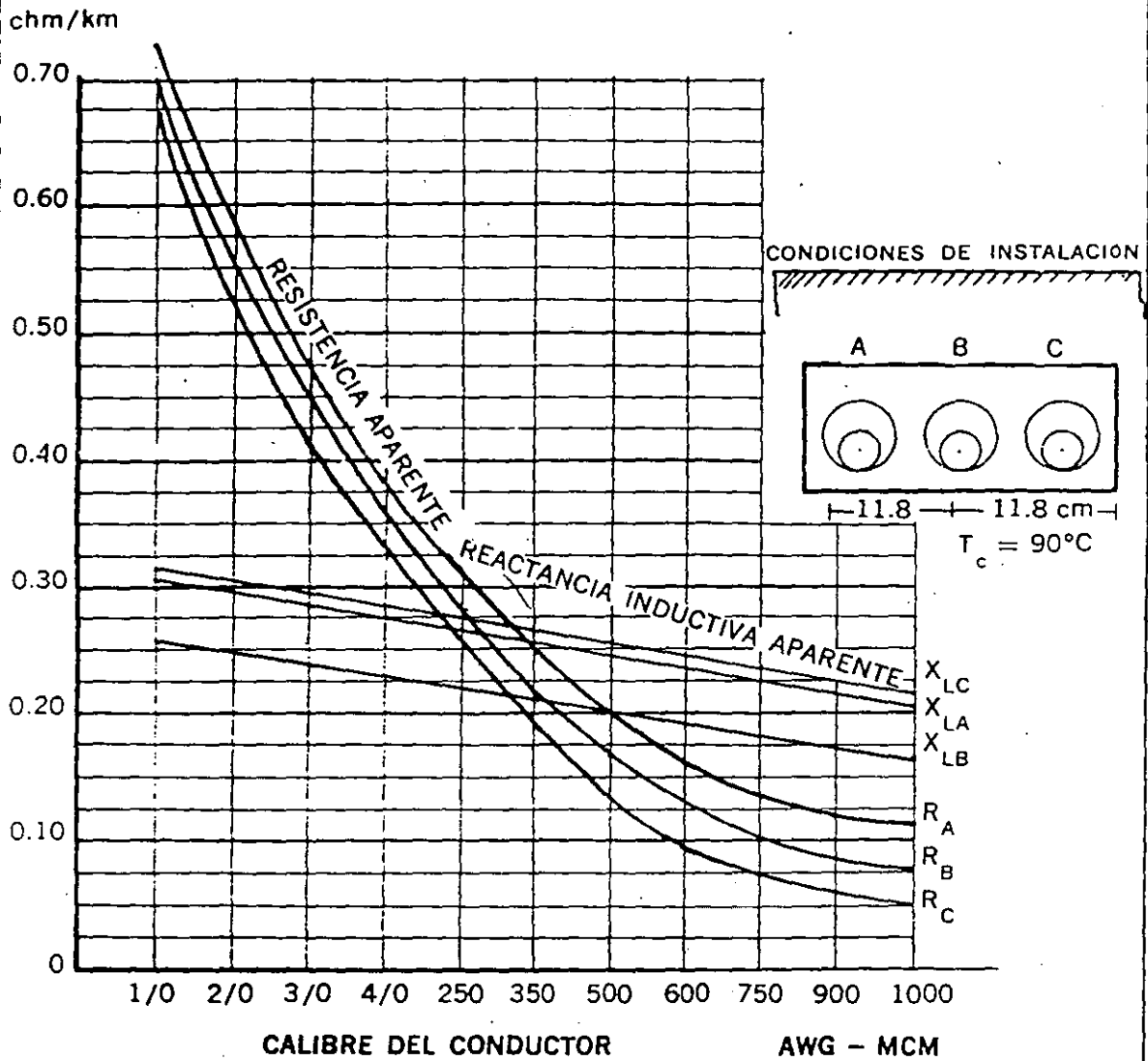
Viendo la gráfica 6.7 se puede leer directamente que  $X_L = 0.189 \frac{\text{ohm}}{\text{km}}$



6. Graficas

GRAFICA 6.1

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



CÓMO USAR LA GRÁFICA:

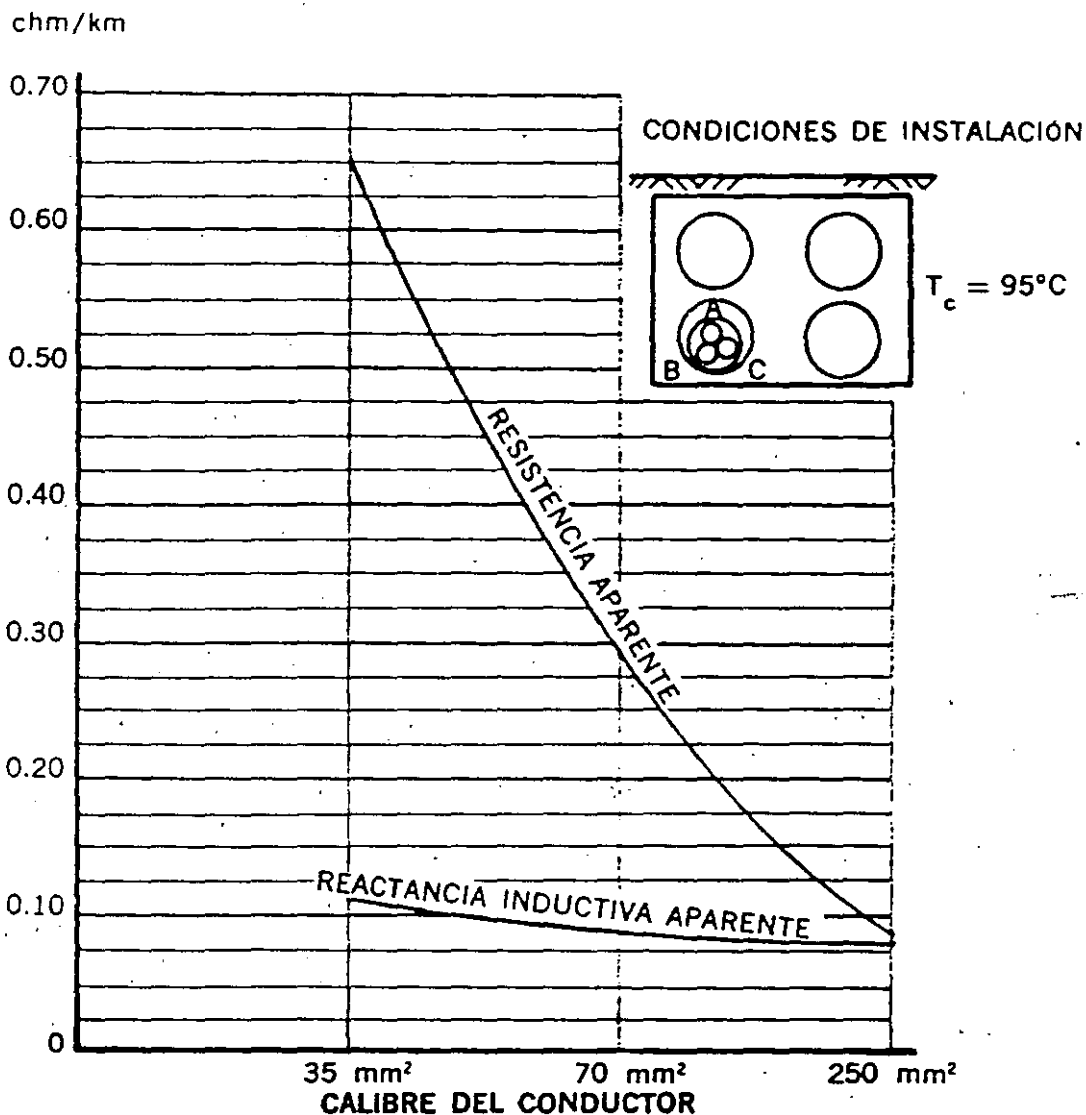
1. Para obtener la resistencia y reactancia inductiva totales, multiplicar por la longitud de la línea.
2. Para obtener la caída de tensión de cada una de las fases:

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

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

## GRÁFICA 2

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



**CÓMO USAR LA GRÁFICA:**

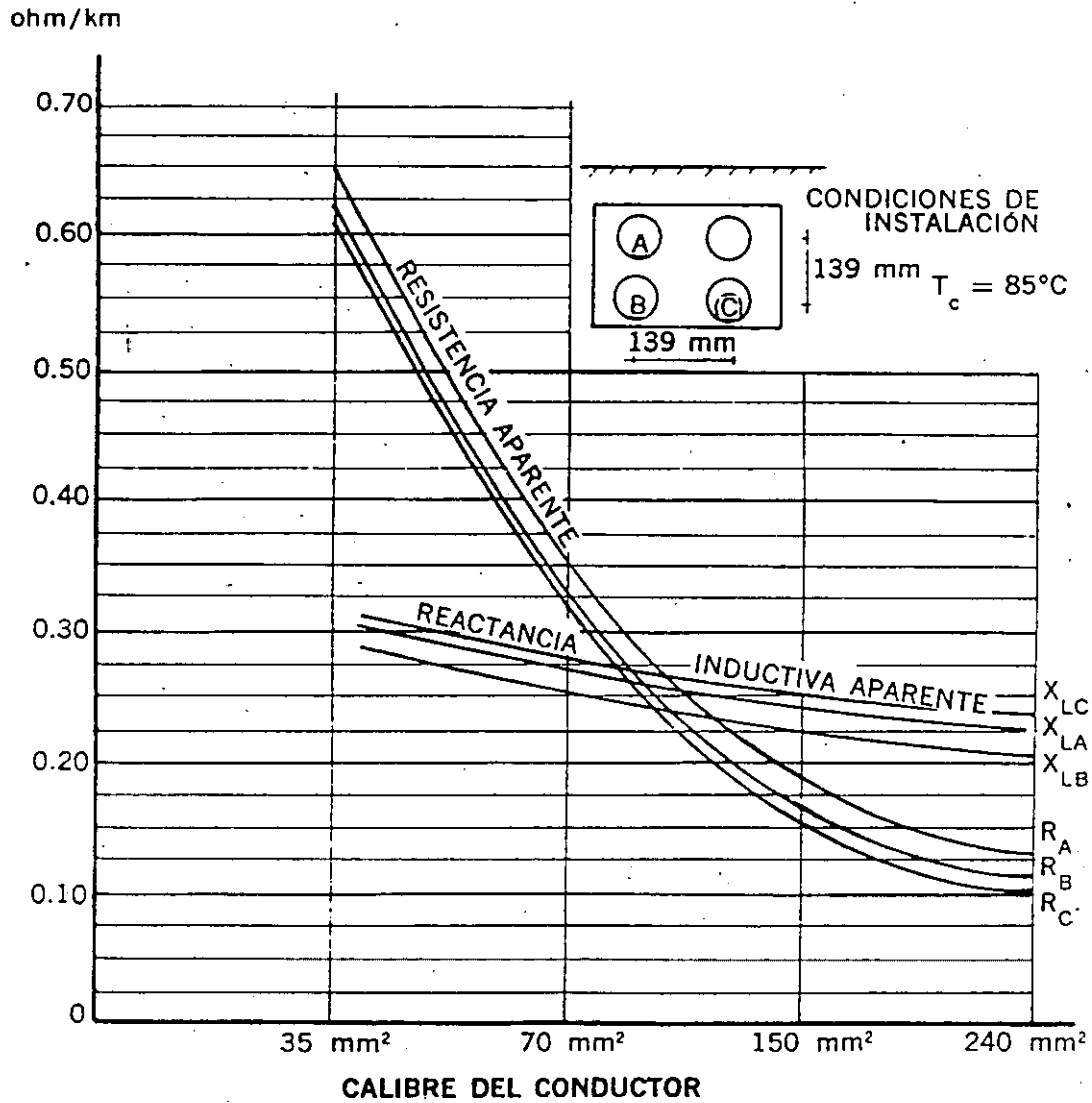
1. Para obtener la resistencia y reactancia inductiva totales, multiplicar por la longitud de la línea.
2. Para obtener la caída de tensión de cada una de las fases:

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

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

GRÁFICA 6.3

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



CÓMO USAR LA GRÁFICA:

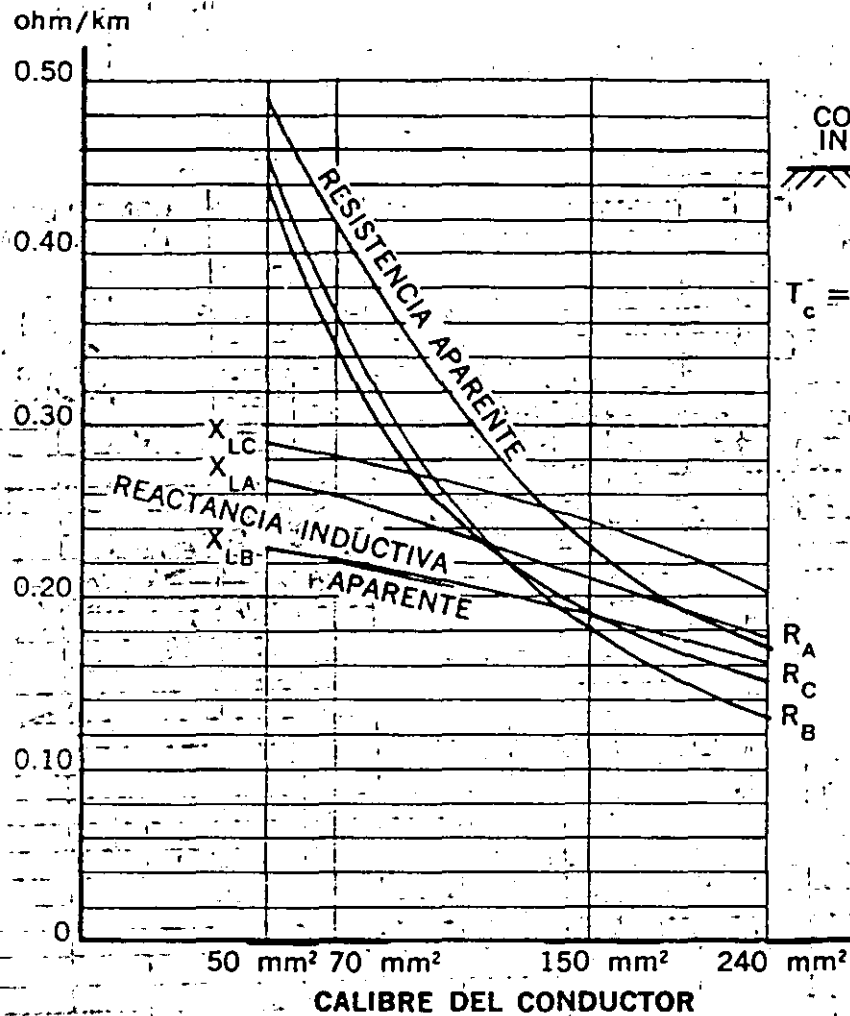
1. Para obtener la resistencia y reactancia inductiva totales, multiplicar por la longitud de la línea.
2. Para obtener la caída de tensión de cada una de las fases:

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

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

GRÁFICA 4

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



CÓMO USAR LA GRÁFICA:

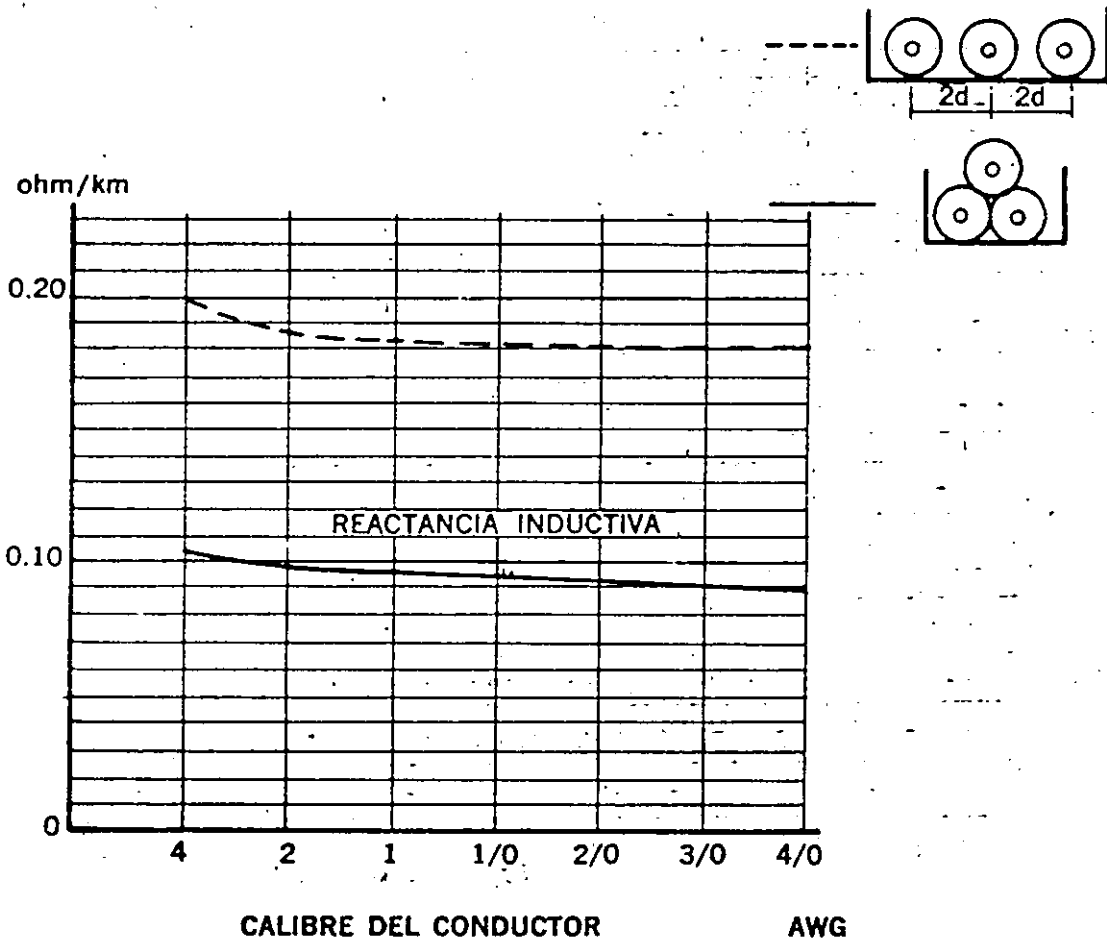
1. Para obtener la resistencia y reactancia inductiva totales, multiplicar por la longitud de la línea.
2. Para obtener la caída de tensión de cada una de las fases:

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

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

GRAFICA 11

REACTANCIA INDUCTIVA EN CABLES SINTENAX INSTALADOS EN CHAROLAS



## CAPACITANCIA Y REACTANCIA CAPACITIVA

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

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

donde:

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

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

Para efectos de este manual se presenta el cálculo para dos tipos de cables:  
Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica  
Cable tripolar con cubierta común

### 1 Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica

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

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

De la ecuación (32),

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

Por la ecuación (34),

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

$$X_c = \frac{1}{2 \pi (60) (3.829 \times 10^{-1})} = 0.00692 \text{ MS} \cdot \text{km}$$

# METODO DE CALCULO DE CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE



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

## INTRODUCCION

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

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

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

## 1. ALCANCE

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

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

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

## 2. METODO DE CALCULO

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

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

$$\Delta T = W \cdot \sum R_t \quad (2.1)$$

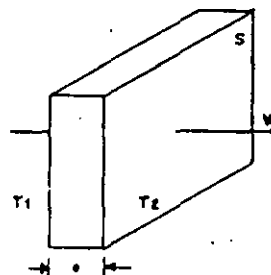
Donde:  $\Delta T$  = Gradiente de temperatura originado por la diferencia de temperaturas entre el conductor y el medio ambiente, y es análogo al voltaje en la Ley de Ohm Eléctrica.

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

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

### LEY DE OHM TERMICA

#### SUPERFICIES PLANAS



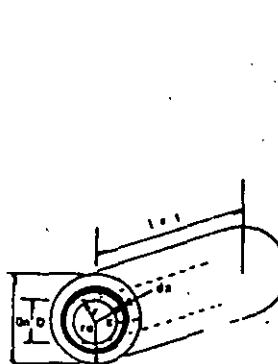
$W$  = CANTIDAD DE CALOR (W/cm)  
 $R_t$  = RESISTENCIA TERMICA ( $^{\circ}\text{C-cm/W}$ )  
 $s$  = ESPESOR (cm)  
 $t$  = RESISTIVIDAD TERMICA ( $^{\circ}\text{C-cm}^2/\text{W}$ )  
 $\Delta T$  = DIFERENCIA DE TEMPERATURAS ( $^{\circ}$ )

$$\Delta T = T_2 - T_1$$

$$\Delta T = R_t W$$

$$\text{donde: } R_t = t \frac{s}{A}$$

#### SUPERFICIES CILINDRICAS



$$R_t = \frac{l}{s} \quad (^{\circ}\text{C-cm/W})$$

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

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

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

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

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

$$R_t = 0.366 t \log \frac{D_a}{D}$$

FIG. 1



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

La ecuación (2.1) puede expresarse como:

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

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

Donde:  $\Delta T$  = Diferencia de temperaturas entre el conductor y el medio ambiente.

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

$\Delta T_d$  = Incremento de temperatura debido a las pérdidas en el dieléctrico.

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

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

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

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

y sustituyendo en la ecuación (2.3)

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

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

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

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

$W_d$  = Pérdidas en el dieléctrico (W/cm)

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

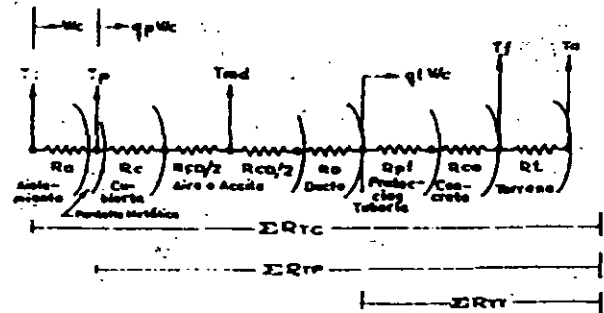
$\sum R_{tp}$  = Suma de resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor originado en la pantalla metálica. ( $^{\circ}\text{C}\cdot\text{cm}/\text{W}$ )

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

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

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

### DIAGRAMA DE CIRCUITO TERMICO SIN INCLUIR PERDIDAS DIELECTRICAS



#### CALOR GENERADO

$W_c$  = Conductor

$q_p W_c$  = Pantalla metálica

$q_t W_c$  = Tubería metálica

#### TEMPERATURAS

$T_c$  = Conductor

$T_p$  = Pantalla metálica

$T_{md}$  = Media del ducto

$T_f$  = Interfase

$T_a$  = Ambiente

#### RESISTENCIAS TERNICAS

$R_a$  = Aislamiento

$R_c$  = Cubierta

$R_{cd}$  = Aire ó aceite

$R_{pt}$  = Protección tubería

$R_d$  = Ducto

$R_{co}$  = Concreto

$R_t$  = Terreno

FIG. 2

### DIAGRAMA DE CIRCUITO TERMICO SIN INCLUIR PERDIDAS EN EL CONDUCTOR

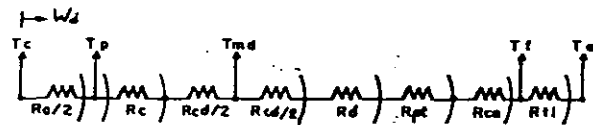


FIG. 3

$T_c$  = Temperatura del conductor

$R_a$  = Resistencia térmica del aislamiento

$T_p$  = Temperatura de la pantalla metálica

$R_c$  = Resistencia térmica de la cubierta

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

$T_{md}$  = Temperatura media del ducto.

$R_d$  = Resistencia térmica del ducto

$R_{pt}$  = Resistencia térmica protección tubería

$R_{co}$  = Resistencia térmica del concreto

$T_f$  = Temperatura interfase

$R_{t1}$  Resistencia térmica del terreno a FC = 100%

## 2.2. Fórmula General:

De la ecuación (2.7) haciendo:

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

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

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

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

Se tiene:

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

Factorizando  $I^2$ :

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

Despejando  $I$ :

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

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

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

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

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

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

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

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

$$L.F. = \frac{I_{prom.}^2}{I_{máx.}^2} \quad \text{Factor de Pérdidas}$$

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 por lo que la ecuación 2.4, donde se calcula el incremento de temperatura debido al calor que se genera por efecto de la corriente, es decir,  $W_c$ ,  $W_p$  y  $W_t$  se expresaría:

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

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

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

### - Resistencia Térmica del Terreno para cables Directamente Enterrados

$$\text{Haciendo } R_e' = (LF) R_t$$

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

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

$n'$  = Número de cables dentro del ducto

$D_e$  = Diámetro exterior del cable (cm)

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

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

$F$  = Factor de calentamiento

### - Resistencia Térmica del Terreno para Cables enterrados en ductos

$$R_e' = 0.366 \rho_{c} n' \left[ \frac{\log 21.08}{D_{e1}} + LF \log \frac{4L \times F}{21.08} \right] +$$

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

Donde: d = Diámetro del conductor

D = Distancia entre centros de los conductores

R<sub>CD</sub> = Resistencia a corriente directa en Ohms/m

f = Frecuencia en Hertz

k<sub>p</sub> = Constante en función del tipo del conductor (Ver Tabla 2)

TABLA 1

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

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

CONDUCTORES

Cobre	1.7241 × 10 <sup>-8</sup>	3.93 × 10 <sup>-3</sup>
Aluminio	2.8264 × 10 <sup>-8</sup>	4.03 × 10 <sup>-3</sup>

PANTALLAS Y CUBIERTAS

Plomo	21.4 × 10 <sup>-8</sup>	4.0 × 10 <sup>-3</sup>
Acero	13.8 × 10 <sup>-8</sup>	4.5 × 10 <sup>-3</sup>
Bronce	3.5 × 10 <sup>-8</sup>	3.0 × 10 <sup>-3</sup>
Acero inox.	70.0 × 10 <sup>-8</sup>	Despreciable
Aluminio	2.84 × 10 <sup>-8</sup>	4.03 × 10 <sup>-3</sup>

TABLA 2

Constantes experimentales que intervienen en el cálculo de k<sub>s</sub> y k<sub>p</sub>

	k <sub>s</sub>	k <sub>p</sub>
Cableado compacto (cobre)	1.0	0.6
Cableado compacto (aluminio)	1.0	0.5
Cableado concéntrico (cobre)	1.0	0.8
Cableado concéntrico (aluminio)	1.0	0.5

2.3.2. En el dieléctrico:

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

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

$$W_d = WCE_0^2 \tan \delta \times 10^{-6} \quad (W/cm)$$

Donde: W<sub>d</sub> : Pérdida en el dieléctrico en W/cm x fase

$$W = 2\pi f$$

C = Capacitancia en μF/cm

E<sub>0</sub> = Voltaje a tierra, Volts

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

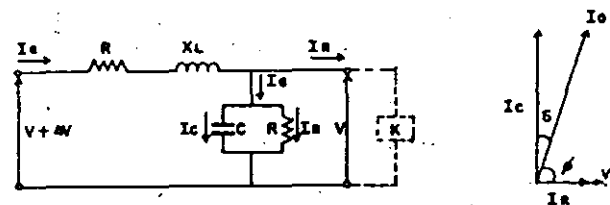
$$C = \frac{0.0241 K}{\log \frac{D_i}{d_c}} \times 10^{-5} \quad \mu F/cm$$

Donde: K = Constante dieléctrica del aislamiento

D<sub>i</sub> = Diámetro externo del aislamiento, cm

D<sub>c</sub> = Diámetro del conductor, cm, incluyendo la pantalla sobre el conductor

PERDIDAS EN EL DIELECTRICO



$$P = VI \cos \phi$$

$$W_d = VI \sin \phi$$

$$W_d = VI \cos \phi$$

$$W_d = V(WC) \cos \phi$$

$$W_d = WC V^2 \cos \phi$$

$$I_c = \frac{V}{Z} = \frac{V}{\frac{1}{WC}} = VWC$$

$$\cos \phi = \frac{I_R}{I_e} \quad \text{FACTOR DE POTENCIA}$$

$$\tan \phi = \frac{I_C}{I_R} \quad \text{FACTOR DE DISIPACION}$$

$$\phi = 90^\circ - \theta \quad I_c = I_e \sin \theta$$

FIG. 6

<u>Valores de k y tang. δ</u>		
	K	long. δ
EPR	2.8	0.015
PVC	8	0.1
Poliétileno	2.3	0.001
XLP	2.3	0.001
Cables aislados con papel impregnado	3.7	0.016

### 2.3.3. En las pantallas metálicas:

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

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

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

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

Para este caso el factor de pérdidas está dado por:

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

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

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

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

$s$  = Distancia entre los centros de los conductores

$d$  = Diámetro medio de la pantalla metálica

$$W = 2\pi f$$

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

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

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

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

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

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

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

Para el cable central, las pérdidas están dadas por:

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

En estas fórmulas:

$$P = X + X_m$$

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

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

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

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

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

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

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

El factor de pérdidas esta dado por:

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

Donde  $A_1$  y  $A_2$  tienen los siguientes valores:

	$A_1$	$A_2$
Cables en formación trébol	3.0	0.417

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

$V_1 \quad A_2$

- Para los cables exteriores 1.5 0.27
- Para el cable central 6 0.053

El valor de  $q_p'$  es igual a:

$q_p' = 0.03$  Para cables directamente enterrados

$q_p' = 0.05$  Para cables instalados en ductos

**- Cables Tripolares con Pantalla Común.**

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

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

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

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

$d$  = Diámetro medio de la pantalla,  $cm$

$f$  = Frecuencia,  $Hz$

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

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

**- En Cables Tipo Alta Presión de Aceite en Tubería.**

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

La fórmula modificada es:

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

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

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

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

$S$  = Distancia entre centros de los conductores

$d$  = Diámetro medio de la pantalla metálica

**2.4. Cálculo de resistencia térmicas:**

**2.4.1. Del aislamiento: ( $R_a$ )**

**Cables Monopolares:**

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

Donde:  $R_a$  = Resistencia térmica del aislamiento

$a$  = Resistividad térmica del aislamiento

$D_a$  = Diámetro sobre el aislamiento

$D$  = Diámetro sobre conductor incluyendo pantalla

**Cable con Cintura:**

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

Donde:  $G$  = Factor Geométrico (Fig. 7)

A continuación se mencionan valores de  $a$  de algunos aislamientos:

AISLAMIENTO	$\int_a (^{\circ}C-cm/W)$
Papel para cables tipo sólido	600
Polietileno	350
XLP	350
EPR	500
PVC <sup>2</sup>	600

<sup>2</sup> Valor promedio, ya que la resistividad térmica del PVC varía de acuerdo al compuesto.

34

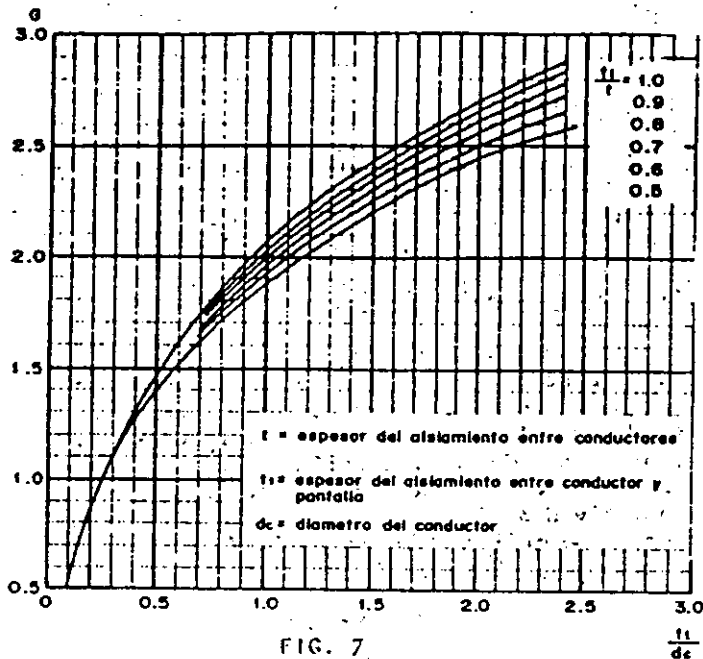


FIG. 7

2.4.2. De la cubierta: (Rc)

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

Donde:  $R_c$  = Resistencia térmica de la cubierta

$\beta_c$  = Resistividad térmica de la cubierta

$D_c$  = Diámetro sobre la cubierta

$D_o$  = Diámetro bajo la cubierta

A continuación se incluyen valores de  $\beta_c$  de algunas cubiertas:

CUBIERTA	$\beta_c$ (°C-cm/W)
Policloropreno	550
PVC	700

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

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

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

$D_e$  = Diámetro exterior del cable (cm)

$\theta_m$  = Temperatura del medio dentro del ducto

VALORES DE A, B, C.

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

2.4.4. Del ducto: (Rd)

$$R_D = 0.366 \beta_d \text{Log} \frac{D_e}{D_i}$$

Donde:  $R_D$  = Resistencia térmica del ducto

$\beta_d$  = Resistividad térmica del ducto

$D_e$  = Diámetro exterior del ducto

$D_i$  = Diámetro interior del ducto

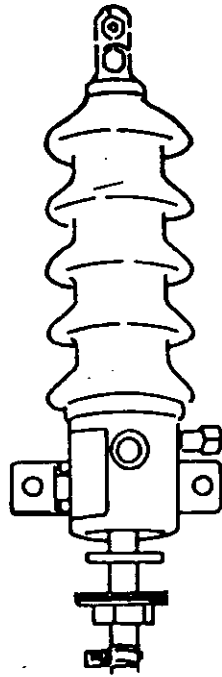
A continuación se incluyen valores de  $\beta_d$  de algunos materiales.

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

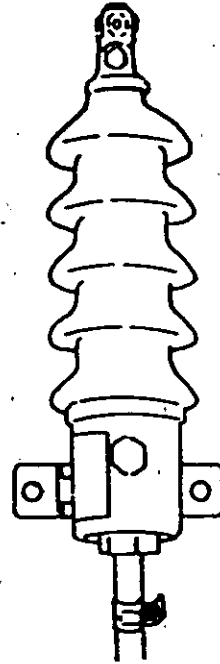
2.5. Resistividad térmica del terreno

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

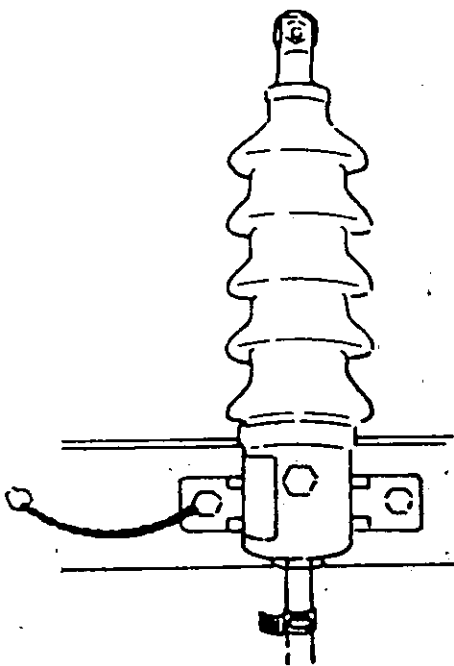
La temperatura máxima de operación cíclica en el conductor tiene una influencia decisiva en la capacidad de conducción y la vida útil de los cables subterráneos y debe ser limitada a valores aceptables. El elemento que más influye para limitar las elevaciones de temperatura originadas por la carga, es el circuito externo que rodea al conductor, ya que todo el calor generado debe ser disipado a través de él y es a la vez el que ofrece la máxima resistencia del circuito térmico. En la gran mayoría de los casos la resistividad térmica del terreno es demasiado alta, alcanzando en algunos lugares valores próximos a los 300°C-cm/W. Para abatir las resistividades elevadas se acostumbra rellenar las trincheras donde han de colocarse los cables con materiales especiales de baja resistividad, tales como arenas térmicas, dando como resultado una resistividad equivalente ó efectiva de un valor adecuado en la trayectoria de disipación del calor.



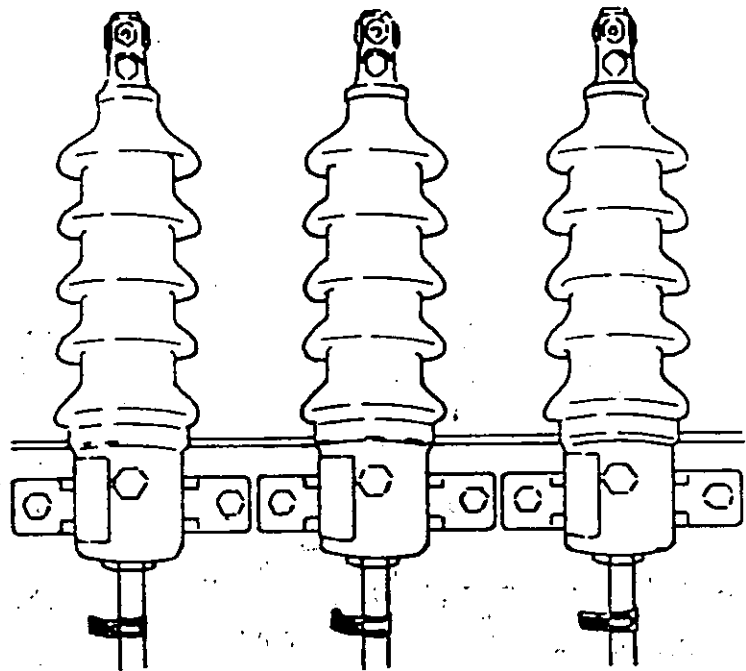
5. Quite la botella y coloque el tapón. Apriete el tornillo del conector exterior.



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 atornillela a la cruzeta o medio de soporte. Haga la conexión a tierra.



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

Fig. 13.8 (Continuación).

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 para la colocación de terminales TIP, puede utilizarse la TMI, para la cual incluso no se requerirá del capuchón semiconductor y, posiblemente, la conexión del conductor del cable no requiera tampoco del conector universal.

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

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

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-accesorio en kV

"C" = calibre del conductor indicando si es AWG, MCM o mm<sup>2</sup>

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

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

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

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



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

**TABLA 13.3 Selección del tamaño básico de la terminal \***

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

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

#### Ejemplo de selección

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

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

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

Por lo tanto, la terminal se ordena como sigue:

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

#### Instalación

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

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

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

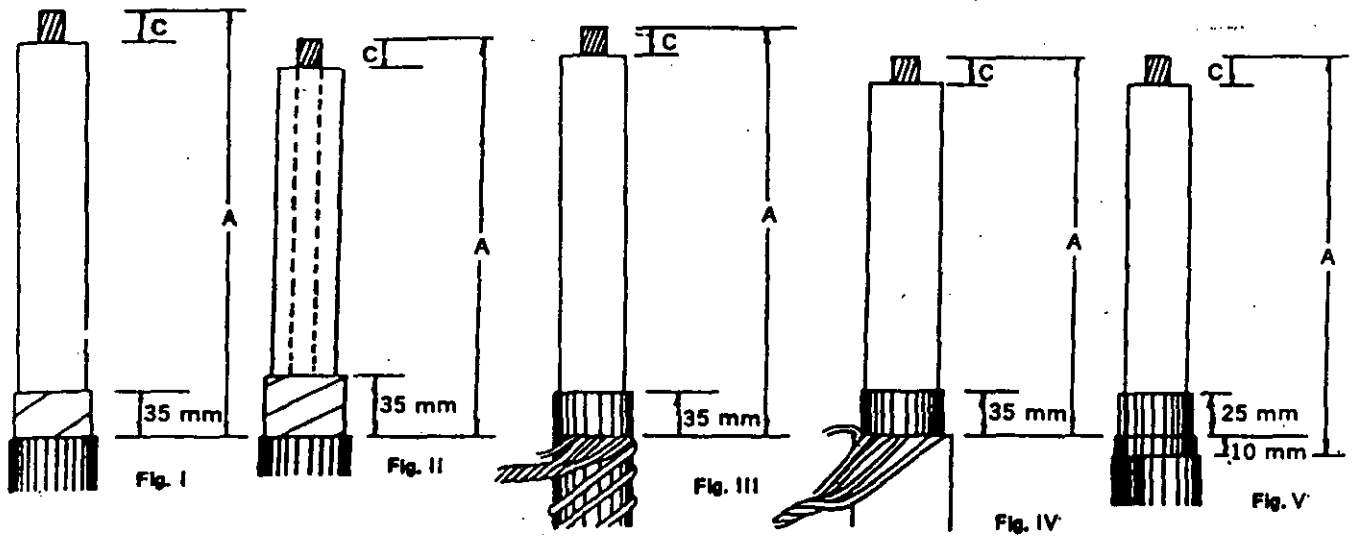


Tabla de dimensiones

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

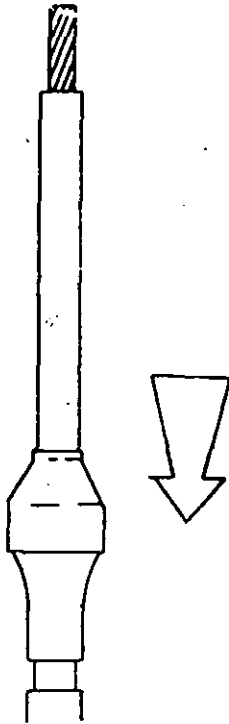
\* La dimensión "B" se mide a partir del último módulo o campana y se retira el excedente de aislamiento y conductores.

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

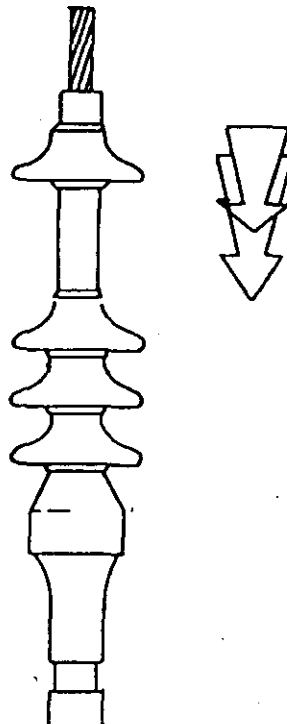
**Tipos de cable:**

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

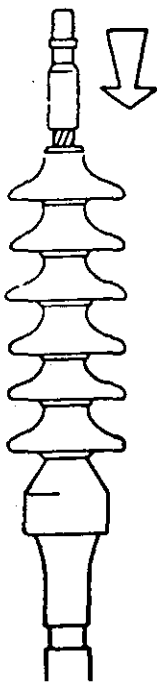
Fig. 13.9 Distancias de preparación para TMI en diversas construcciones de cables extruidos.



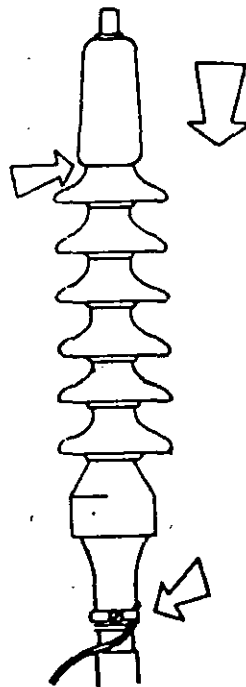
1. Prepare el cable e instale el cono de acuerdo con el instructivo incluido en cada estuche.



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



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



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

Fig. 13.10 Proceso de instalación de la TMI.

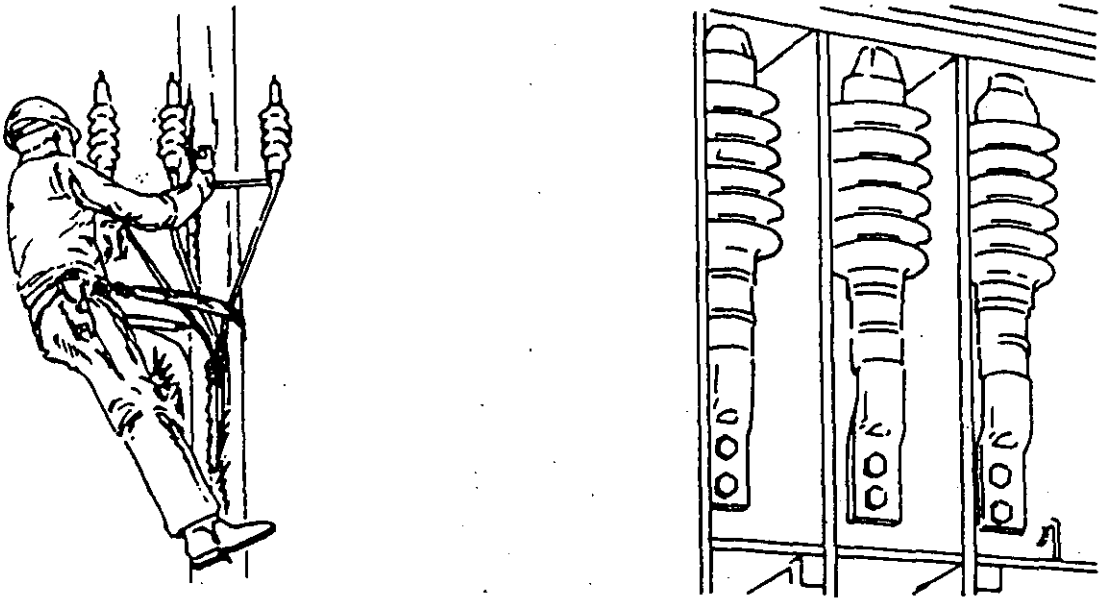


Fig. 13.11 Instalaciones en intemperie e interiores de terminales TMI.

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

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

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

**TABLA 13.4 Selección del tamaño de la TIP**

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

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

Calibre (AWG o MCM)

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

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

### Ejemplos de selección

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

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

### Instalación

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

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

## TERMINALES

### DESCRIPCIÓN:

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

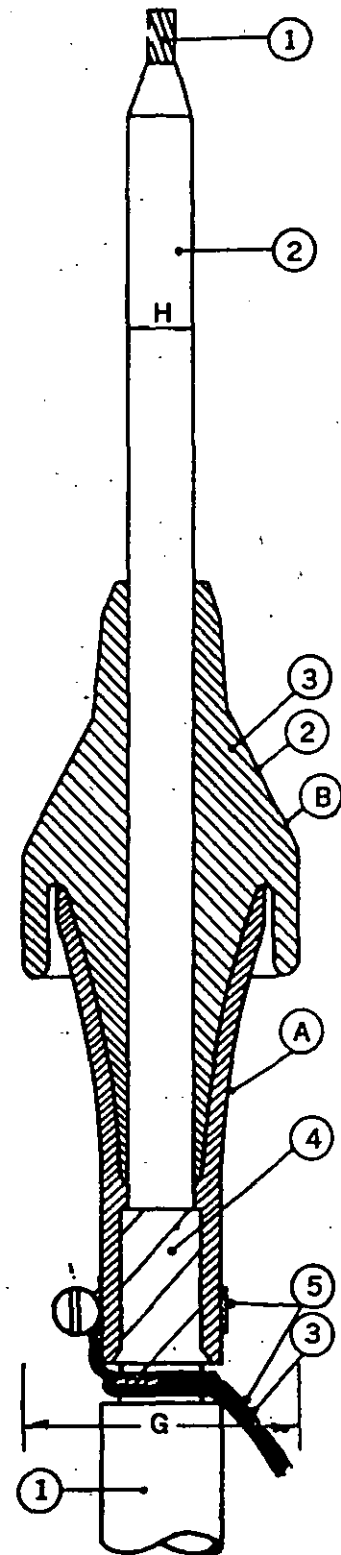


Fig. 13.12 Forma típica de instalación de la TIP, con las dimensiones para su selección.

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

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

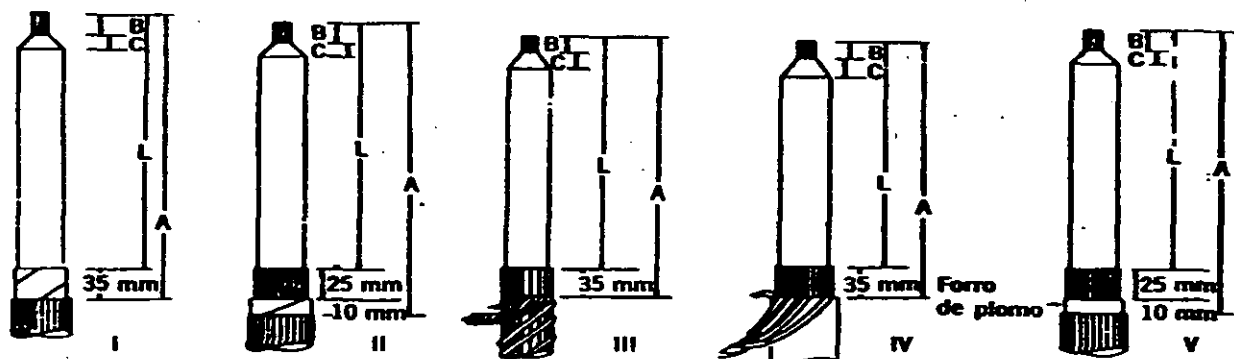


Tabla de dimensiones (mm)

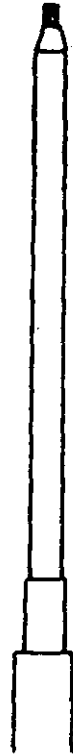
Dimensión	Clase de aislamiento				
	5 kV	8 kV	15 kV	25 kV	34.5 kV
A	280 + B	325 + B	495 + B	605 + B	635 + B
B	Profundidad del barril de la zapata + 10 mm				
C	20	25	32	50	70
D	245 + B	290 + B	490 + B	570 + B	600 + B

**Tipos de cables**

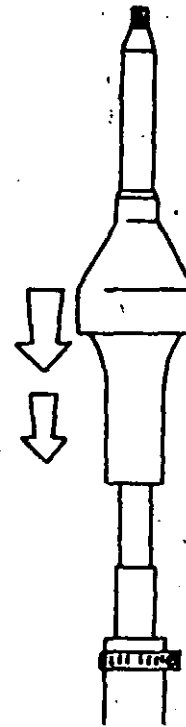
- I Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de cinta semiconductor, y cinta de cobre; y cubierta protectora.
- II Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido, y cinta de cobre;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

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

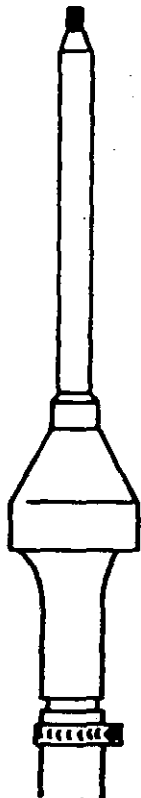
## TERMINALES



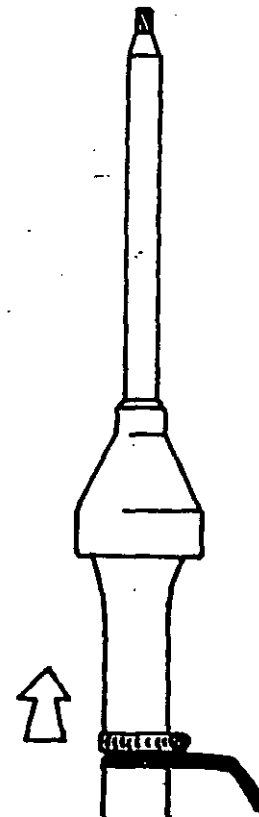
1. Prepare el cable de acuerdo con el instructivo incluido en cada estuche.



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



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



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

Fig. 13.14 Proceso de instalación de la TIP.



## Terminales para cables trifásicos

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

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

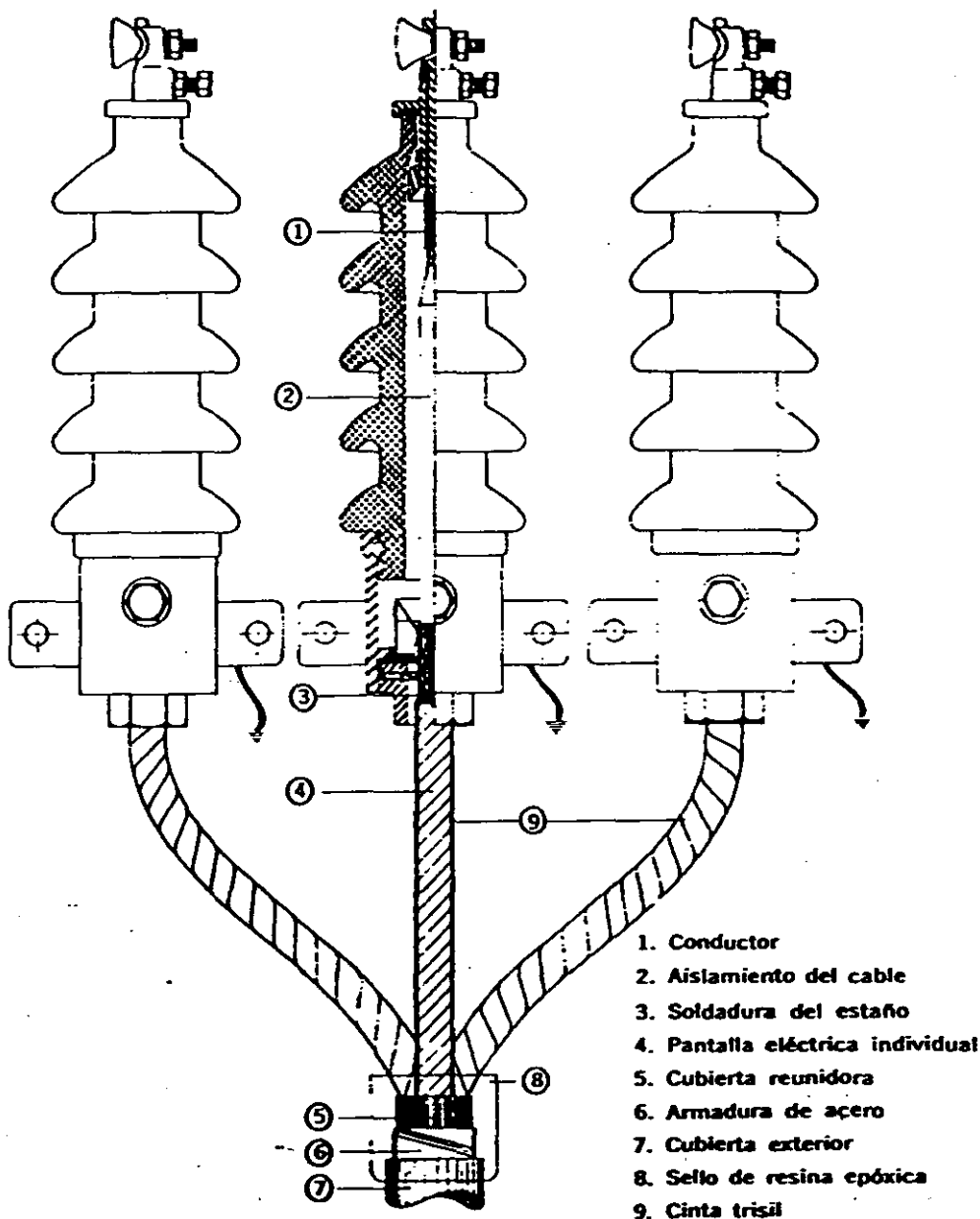


Fig. 13.15 Terminal en cable trifásico TTB.

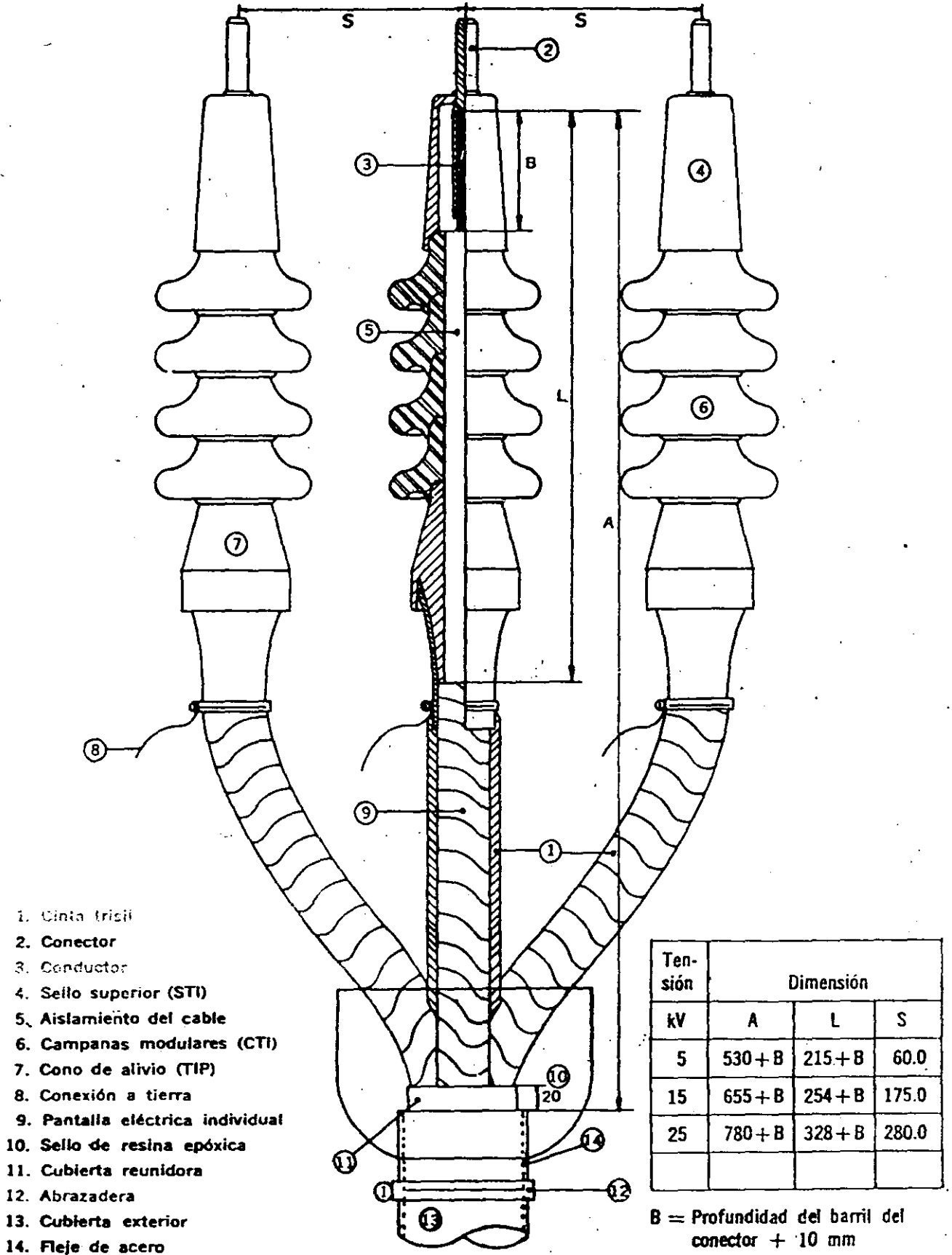


Fig. 13.16 Terminal TMI en cable trifásico.

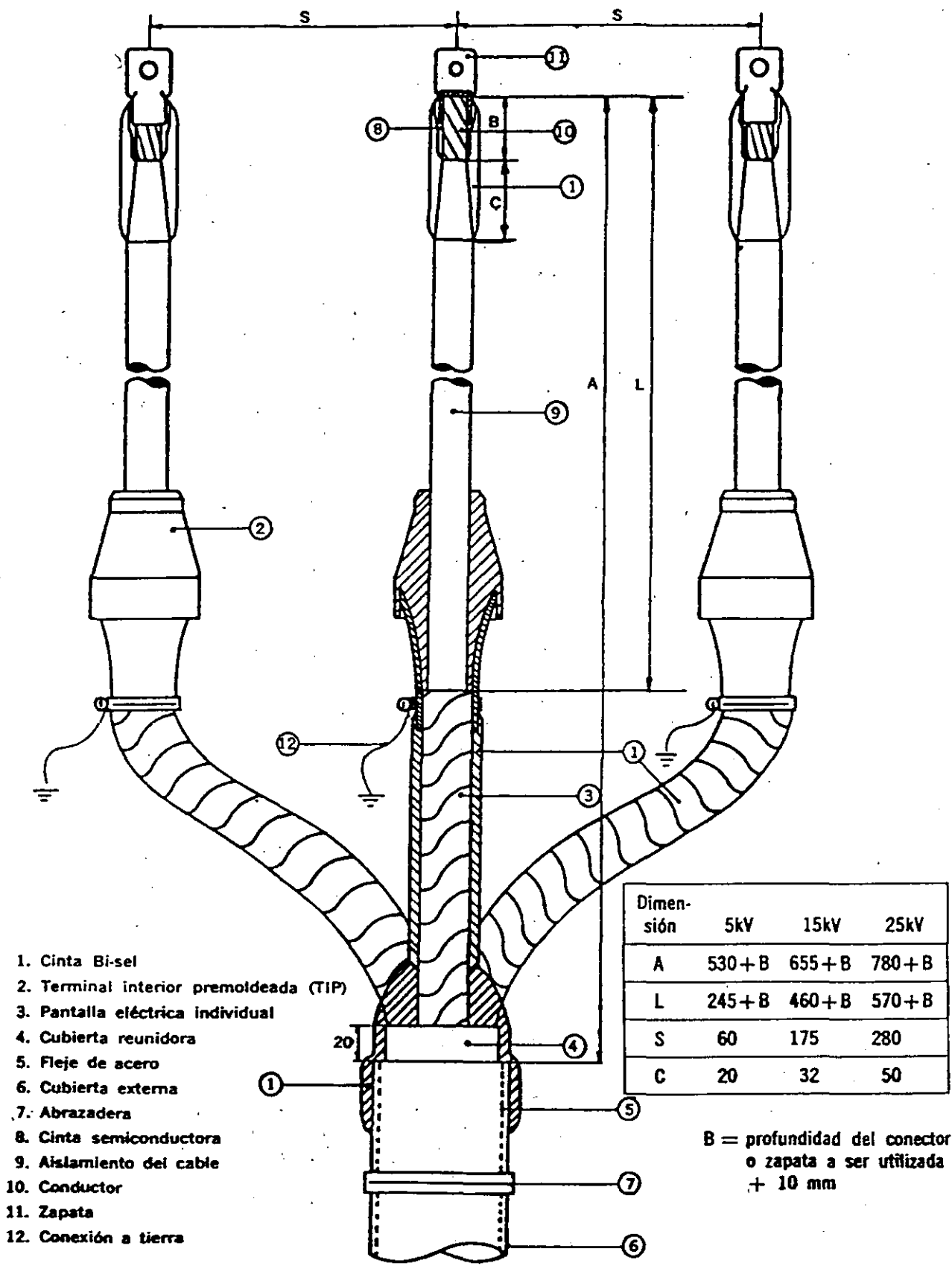


Fig. 13.17 Terminal TIP en cable trifásico.



**CONDUMEX**

## **EMPALMES**

### **Principios de operación**

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

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

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

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

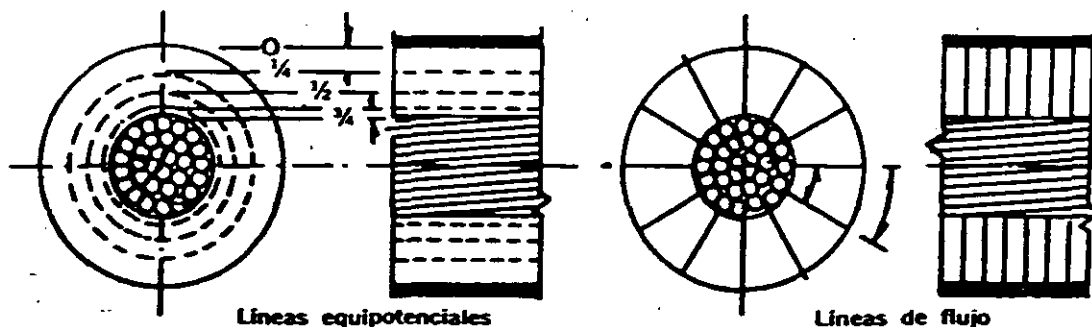
En tanto que el cable no pierda su continuidad, los gradientes de tensión típicos en su aislamiento son los indicados en la tabla 14.1, y las superficies equipotenciales y líneas de fuerza se pueden representar como se ilustra en la figura 14.1; sin embargo, en la unión, el electrodo de alta tensión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

**TABLA 14.1 Gradientes de tensión en cables con aislamiento extruido**

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

(1) Sobre el conductor.  
 (2) Bajo la pantalla electrostática.  
 t = Espesor del aislamiento.

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



**Fig. 14.1 Líneas de flujo en cables blindados.**

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

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

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

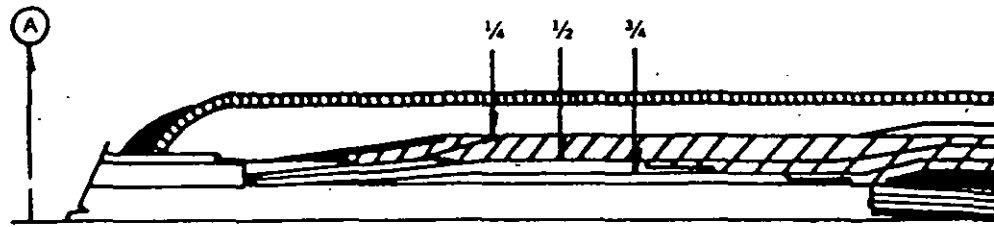


Fig. 14.2 Líneas equipotenciales en empalme encintado.

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

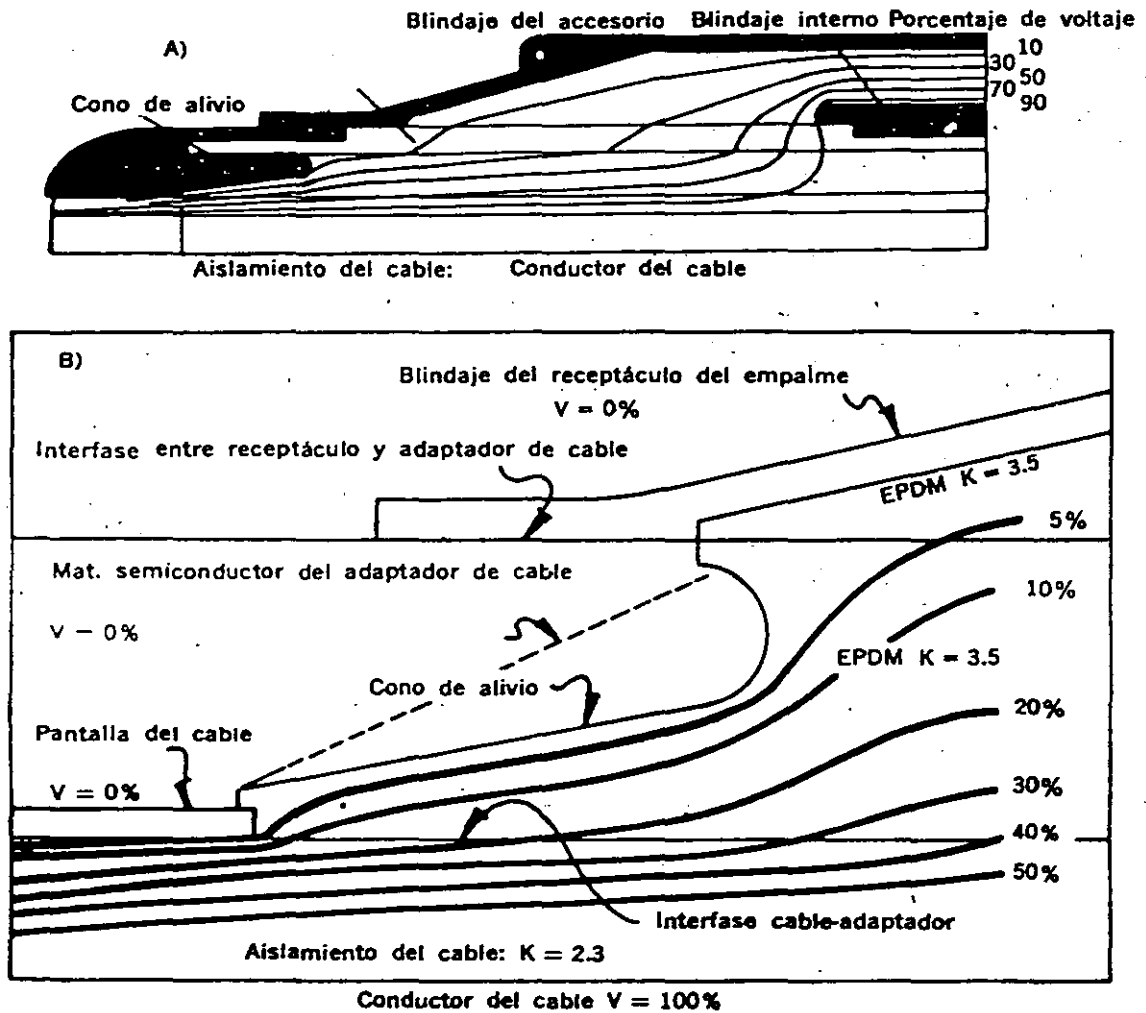


Fig. 14.3 Líneas equipotenciales en una unión premoldeada: A) en la sección del blindaje del conductor y B) en la sección de interacción con el aislamiento del cable y partes del ensamble de la unión.

### Clasificación y tipos

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

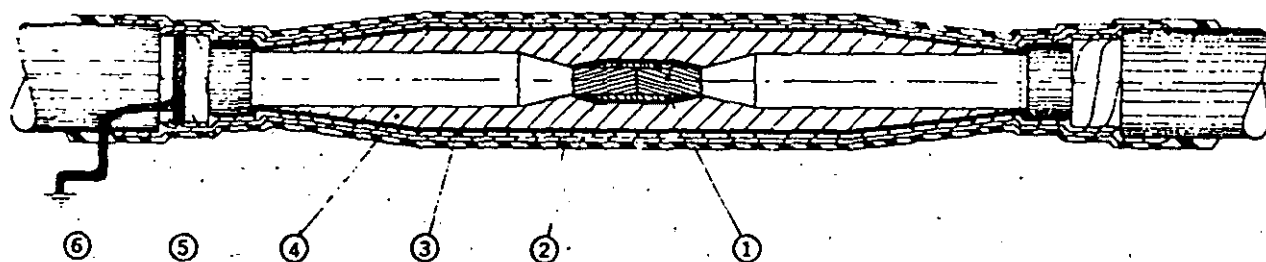
miento de los cables por unir, de esta manera se conocen los siguientes tipos de empalmes:

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

a) Encintados

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

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



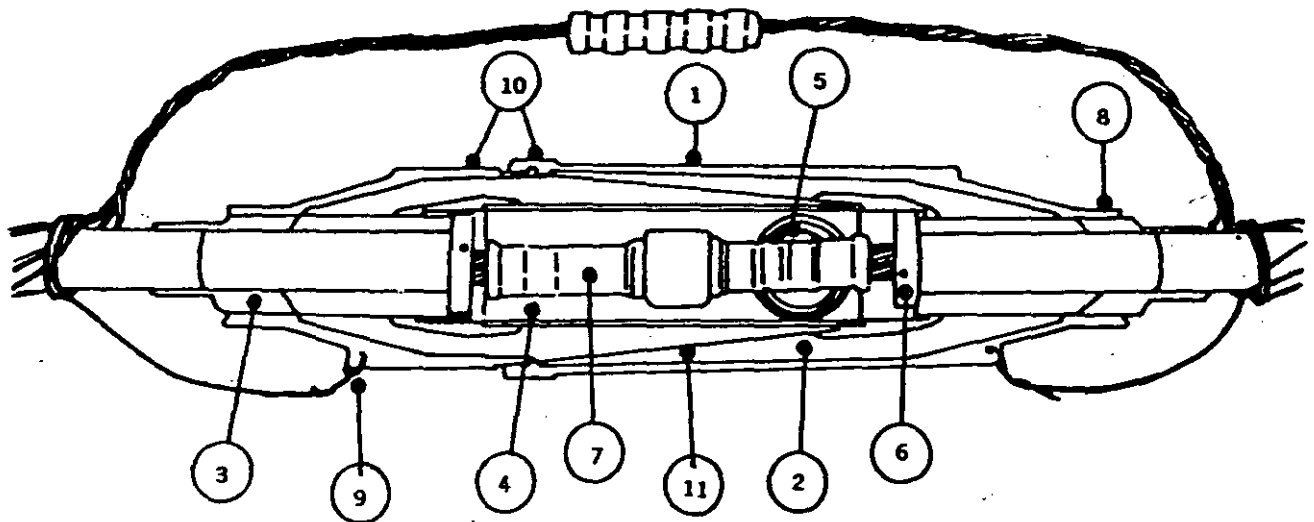
Descripción de componentes

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

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

## b) Moldeados en fábrica

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



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

Fig. 14.5 Empalme premoldeado.

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



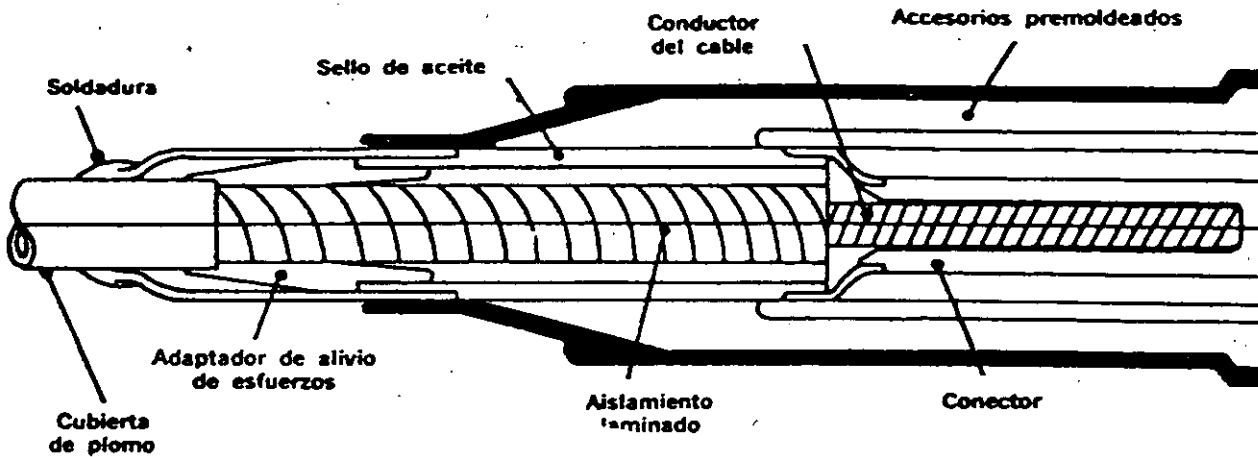


Fig. 14.6 Empalme premoldeado para cable con aislamiento laminado.

#### c) Moldeados en el campo

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

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

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

#### d) Termocontráctiles

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

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

## Selección e instalación

### Selección

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

Los datos básicos para la selección son:

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

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

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

### Instalación

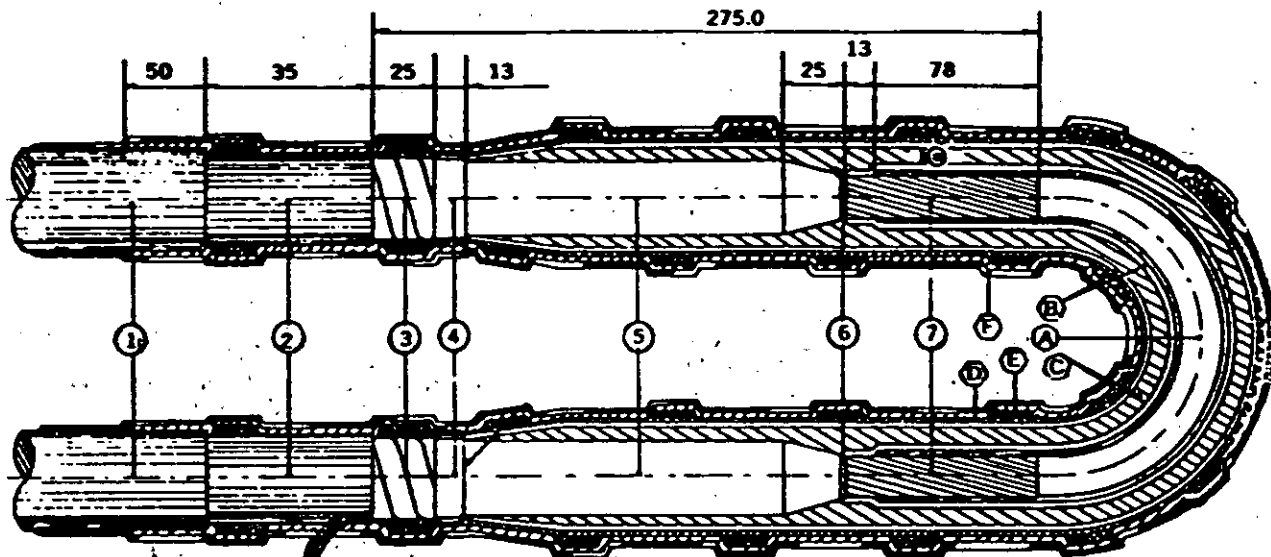
Cada uno de los estuches de empalme encintado viene provisto del material suficiente para llevar a cabo desde las operaciones de preparación y limpieza de los cables por unir, hasta la reconstrucción total de todos los elementos de dichos cables; además se proporciona un instructivo de instalación, el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

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

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

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

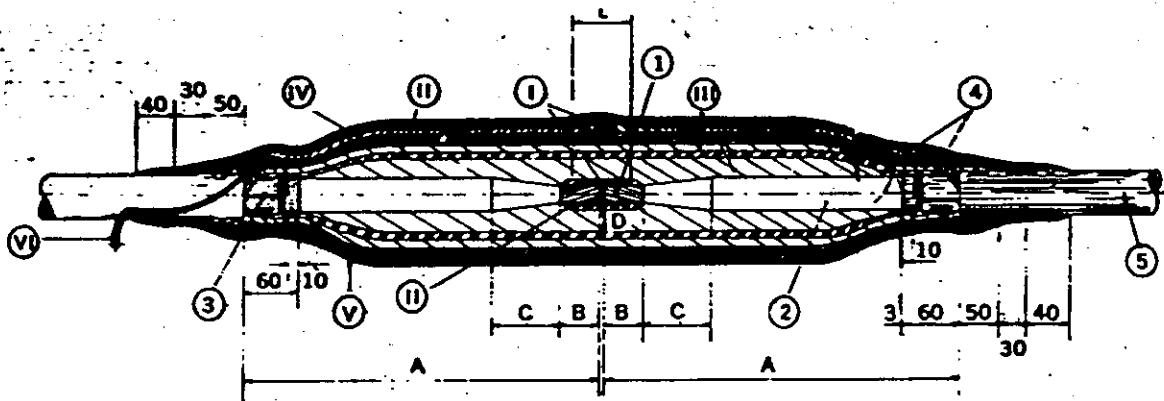
A continuación se dan ejemplos de selección de empalmes para cables con blindaje sobre aislamiento, a base de material semiconductor y cintas de cobre traslapadas:



Acotaciones mm.

- |  |                                |  |
|--|--------------------------------|--|
| 1. Cubierta exterior   | Trenza de cobre estañada       | a) Conector                                      |
| 2. Cubierta de Pb  | No. 12 AWG (conexión a tierra) | b) Cinta semiconductora                          |
| 3. Pantalla de Cu  |                                | c) Cinta aislante autovulcanizable               |
| 4. Semiconductor   |                                | d) Malla de cobre estañada                       |
| 5. Aislamiento   |                                | e) Trenza de cobre estañada No. 4 AWG            |
| 6. Semiconductor sobre conductor *1.5 veces el espesor de aislamiento del cable. |                                | f) Cinta de fibra de vidrio impregnada con epoxi |
| 7. Conductor   |                                |  |

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



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

L = Largo del conector.

Componentes del cable

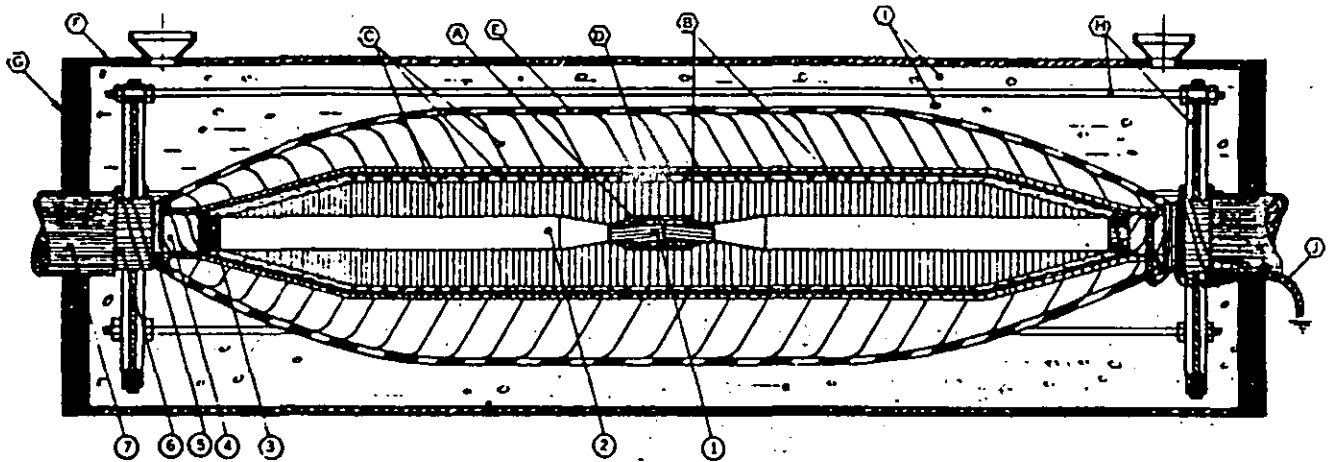
1. Conductor
2. Aislamiento del cable
3. Pantalla semiconductora extruida
4. Neutro concéntrico.
5. Cubierta exterior

Componentes del empalme

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

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

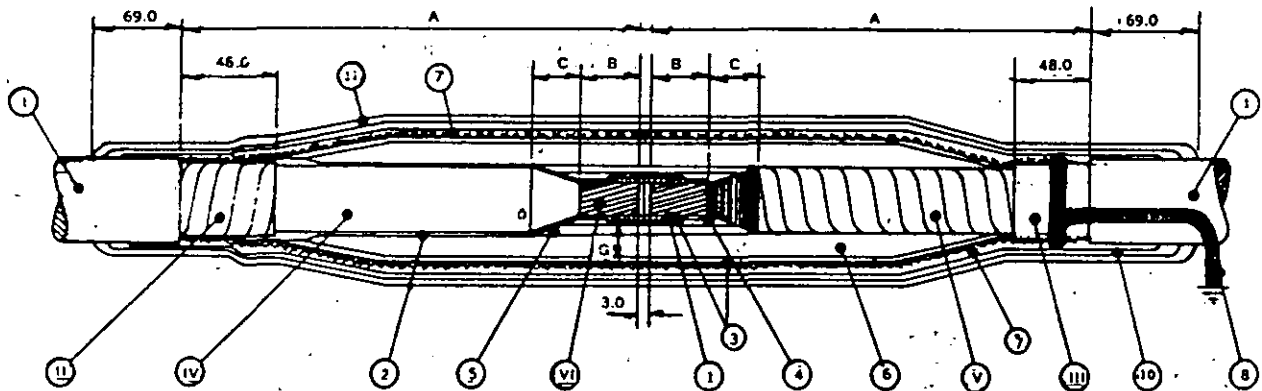
# EMPALMES



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

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

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



Descripción del cable

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

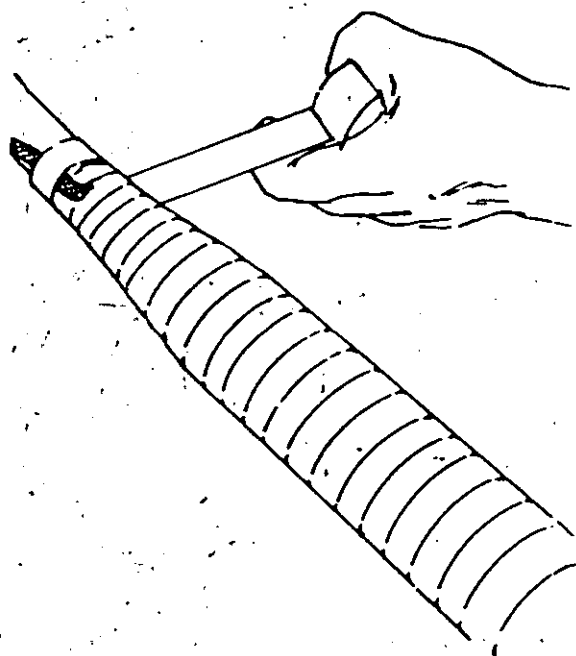
Materiales

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

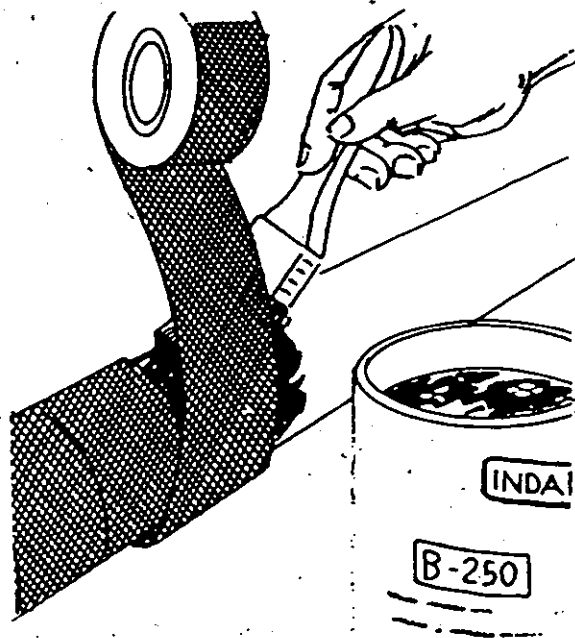
Tabla de dimensiones (mm)

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

Fig. 14.12 Unión mixta en cables PILC-extruido.

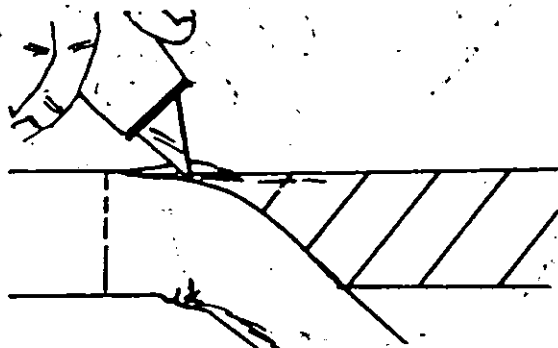


7. Restituyendo la cubierta externa original del cable con cinta de neopreno BISHOP BI-RENE, o vírilica, según sea el material original.

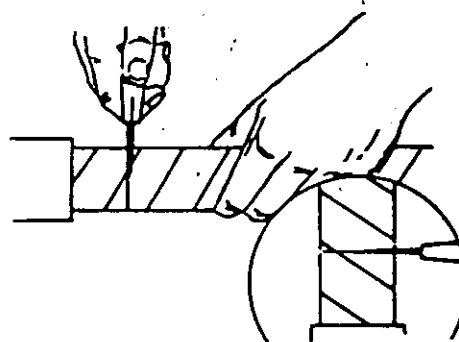


8. Si la cubierta del cable es de plomo, o si se desea protección para enterrar directamente o en registros inundados, dé una cubierta de cinta de fibra de vidrio impregnada en resina epoxi.

Fig. 14.14 (Continuación).

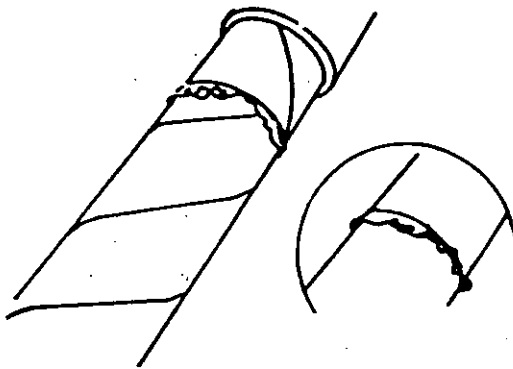


1. Al cortar la cubierta protectora del cable, no dañar la pantalla electrostática, sobre todo cerca de donde se inició el corte.

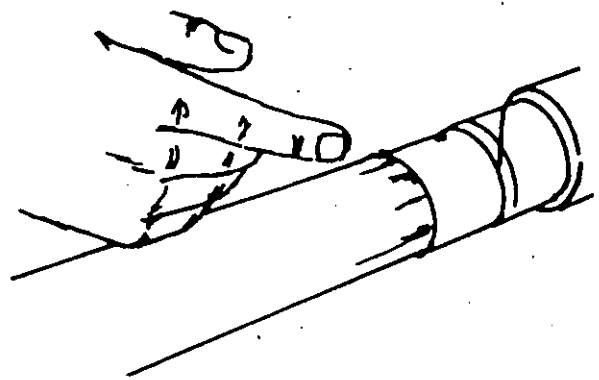


2. Al efectuar el corte de la pantalla, no cortar o lastimar el aislamiento, ya que esto equivaldría a dejar una burbuja ocluida.

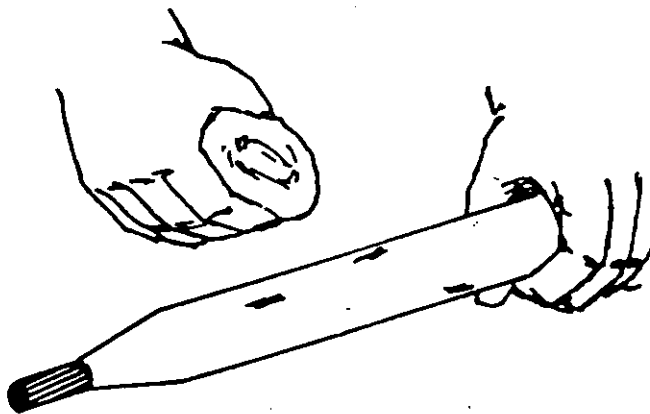
Fig. 14.15 Fallas más comunes en su elaboración.



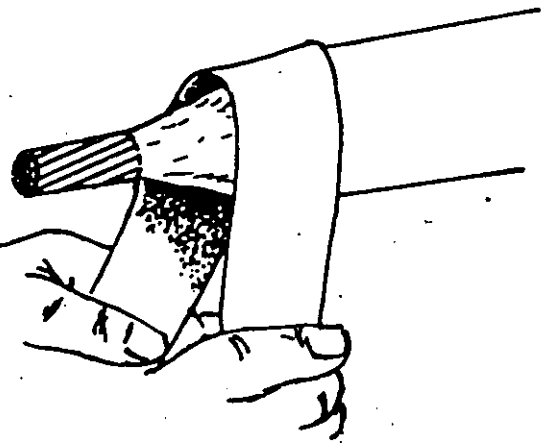
3. La terminación de la pantalla metálica no debe dejar rebabas, ya que producen concentraciones peligrosas de esfuerzos.



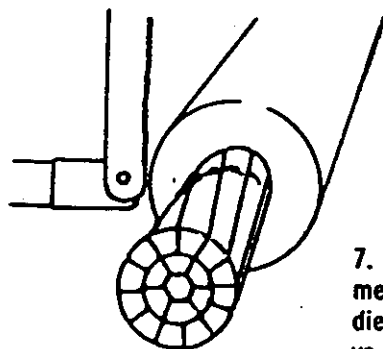
4. Al hacer el corte en la cinta semiconductor original del cable, éste debe ser uniforme y no dejar manchas o hilos.



5. La permanencia de materiales semiconductores sobre el aislamiento propicia la falla de fase a tierra. Debe limpiarse perfectamente con solvente y trapo.



6. La mala hechura de la punta de lápiz en el aislamiento produce el mismo efecto que si permanecieran burbujas ocluidas. Es necesario dejarla tersa, haciendo uso de una lija.



7. Al cortar el aislamiento, no debe lastimarse o mellarse alguno de los conductores. Si esto sucediere, equivaldría a una reducción del área efectiva del conductor.

Fig. 14.15 (Continuación).



**CONDUMEX**

## **CONECTORES AISLADOS SEPARABLES**

### **Principios de operación**

Se define como conector aislado separable (CAS) al sistema, completamente aislado, usado para efectuar la unión eléctrica de un cable de energía aislado, a un aparato eléctrico u otros cables de energía, o a ambos, de tal manera que la conexión pueda ser establecida o interrumpida fácilmente, acoplando o separando las partes de unión del conector en la interfase o interfases operativas.

Dos de las características principales de este sistema son:

- a) Una vez integrado el conjunto, queda un sistema de frente muerto
- b) El ensamble se logra mediante interfases operativas que están debidamente normalizadas; esto es, existe la posibilidad de intercambiar partes de diferentes fabricantes.

Los elementos funcionales básicos de este tipo de accesorios pueden ser agrupados con base en la función que desempeñen y se dividen en:

#### **— Conductor:**

Es el elemento que efectuará la conducción de la energía entre dos de los componentes del CAS, o bien, entre el cable o equipo y el elemento del CAS.

#### **— Blindaje interno:**

La función que tienen estos elementos es la de uniformar el campo eléctrico presente en la zona de transición de dos o más componentes del CAS y.

con esto, asegurar que el aislamiento correspondiente quede expuesto a un esfuerzo eléctrico uniforme.

— Aislamiento

Elemento que soportará el esfuerzo eléctrico presente en el sistema cable-CAS o CAS-equipo.

— Blindaje exterior

Las funciones que desempeña este elemento en cada uno de los componentes del CAS es, en primer lugar, la de confinar el esfuerzo eléctrico presente en el conjunto y en segundo término, la obtención de sistemas de frente muerto, al estar todos los componentes del CAS interconectados entre sí y debidamente aterrizados; trayendo como ventaja la seguridad del personal que opera los sistemas en que se instalen, al no tener potencial en el interior.

Además de los elementos básicos descritos con anterioridad, dependiendo de la pieza del CAS de que se trate, se tendrán mayor cantidad de componentes; a continuación se mencionan algunos de estos y en qué elemento del CAS se localizan:

Elementos	Piezas del CAS en que se localiza
Punto de prueba	Codos de 200 A y 600 A, boquilla tapón de 600 A
Herraje para maniobras de conexión-desconexión	Codos de 200 A
Arandela para sujeción al equipo en que se instale	Boquillas tipo pozo e integral
Soporte metálico para sujeción	Derivadores múltiples de 200 A
Elementos para extinción de arco en maniobras con carga	Codos e insertos de 200 A

Sin duda uno de los fenómenos más interesantes en los CAS del tipo de operación con carga es el referente a la extinción del arco que se presenta cuando se efectúan operaciones de conexión o desconexión con carga. A continuación se describe de manera general en qué consiste y cómo es controlado este fenómeno.

La interrupción de la corriente en un conector de operación con carga se logra mediante la separación de los contactos y la estrangulación del arco entre el material aislante y desionizante (snuffer y arc follower), colocado en el conductor tipo codo y la terminal tipo inserto, material que, debido al calor producido por el arco, libera un gas que eleva la presión en la cámara de arqueo para enfriar y desionizar el arco.



## CONECTORES AISLADOS SEPARABLES

A cada paso de la onda de corriente por su valor cero se desarrolla una carrera entre la tensión de recuperación (recovery voltage), entre los contactos abiertos y los elementos que proporcionan la resistencia de aislamiento. Generalmente, el arco se extingue después de uno a uno y medio ciclos.

Los conectores deben satisfacer los siguientes requisitos fundamentales:

- a) Cerrado debe ser un conductor ideal
- b) Abierto debe ser un aislador ideal
- c) Cerrado debe de ser capaz de interrumpir la corriente para la que fue diseñado, en cualquier instante, sin producir sobretensiones peligrosas
- d) Abierto debe ser capaz de cerrar rápidamente, en cualquier instante, incluso bajo corrientes de cortocircuito, sin que se suelden los contactos por las altas temperaturas.

La interrupción depende de varios factores, uno de los cuales es la separación de los contactos. Básicamente, si esta separación es menor que la distancia nominal para mantener la resistencia de aislamiento, una vez interrumpida la corriente, después del primer cero en el valor de la corriente se puede provocar un rearqueo.

El algunos modelos, el gas producido durante una operación de cierre contra falla, acciona un pistón que acelera el cierre y disminuye el tiempo de arqueo.

Debido a la necesidad de elevar la presión durante el tiempo de arqueo, se requiere la gasificación del material aislante en donde se estrangula el arco; sin embargo, este material debe conservar su estabilidad dimensional por lo menos durante 10 operaciones de apertura y cierre.

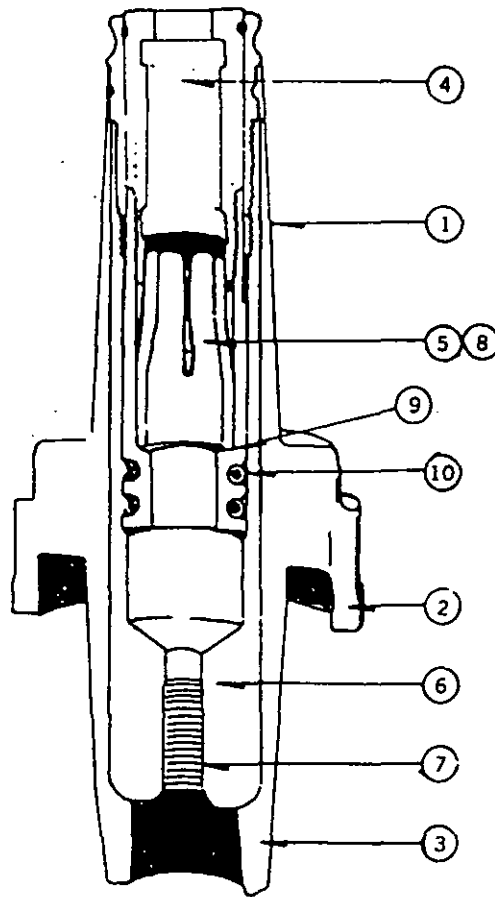
Debido al desgaste y erosión del material desionizante, y a que los gases producidos durante la extinción afectan las superficies de la interfase, se recomienda cambiar completos el conector tipo codo y la terminal tipo inserto, después de 10 operaciones de cierre más 10 operaciones de apertura a plena carga (200 A) o después de una operación de cierre contra falla.

Una recomendación práctica es instalar una tarjeta de material plástico en cada conector y, por medio de una perforadora, ir marcando con agujeros el número de veces que se opera el conector. Si las operaciones de apertura y cierre se hacen con menos de 200 A, el número de operaciones se puede incrementar.

Pueden presentarse tres tipos de modos de falla durante la conmutación (switchéo):

- a) Falla en soportar la tensión del circuito entre los contactos, mientras el operador pone en posición al seguidor (arc follower) en la cavidad, al preparar una operación de conexión con carga
- b) Falla en interrumpir la corriente en una operación de desconexión con carga
- c) Falla en mantener rigidez dieléctrica entre contactos energizados y tierras adyacentes, después de que la corriente ha sido interrumpida.

En la figura 15.1 se ilustra un corte de uno de los diversos diseños de inserto, para operación con carga, existentes en el mercado.



1. Material aislante elastomérico
2. Blindaje semiconductor externo
3. Interfase normalizada
4. Extinguidor de arco
5. Contacto de cobre
6. Receptáculo
7. Cuerda del receptáculo para boquilla tipo pozo
8. Diseño para contención de gases
9. Contactos móviles
10. Arrollamientos helicoidales plateados

Fig. 15.1 Corte de inserto para operación con carga.

### Clasificación y tipos

Podemos clasificar los CAS como sigue:

1. Por las características de desconexión, se tienen conectores desconectables con carga y desconectables sin carga
2. Por su corriente nominal, se tiene hasta para 200 A, 400 A y 600 A. Los sistemas para 400 A son utilizados principalmente en Europa
3. Por su tensión máxima, según el circuito (1Ø o 3Ø), 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

## CONECTORES AISLADOS SEPARABLES

En el párrafo sobre la manera de seccionar circuitos que está más adelante, se tratará con más detalle lo conducente en circuitos monofásicos y trifásicos, y la razón de los dos valores de tensiones en la clasificación.

La función y clasificación de cada uno de los elementos que constituyen los CAS serán los puntos a considerar para definir su geometría y materiales con que se fabricarán.

A continuación se describen brevemente las funciones que desempeñan algunos de los componentes de los CAS:

- a) Boquillas para integrar al equipo. Este tipo de elementos tiene la función de servir de enlace entre el embobinado primario del transformador, o bien, con la terminal del equipo en que se encuentre instalada (interruptor, seccionador, etc.), y el resto de los componentes de los CAS. Para esta aplicación se tienen versiones de 200 A o 600 A, y clase 15 kV, 25 kV o 34.5 kV, en lo referente al aislamiento. En la figura 15.2 se ilustran dos tipos diferentes de boquillas para equipo.

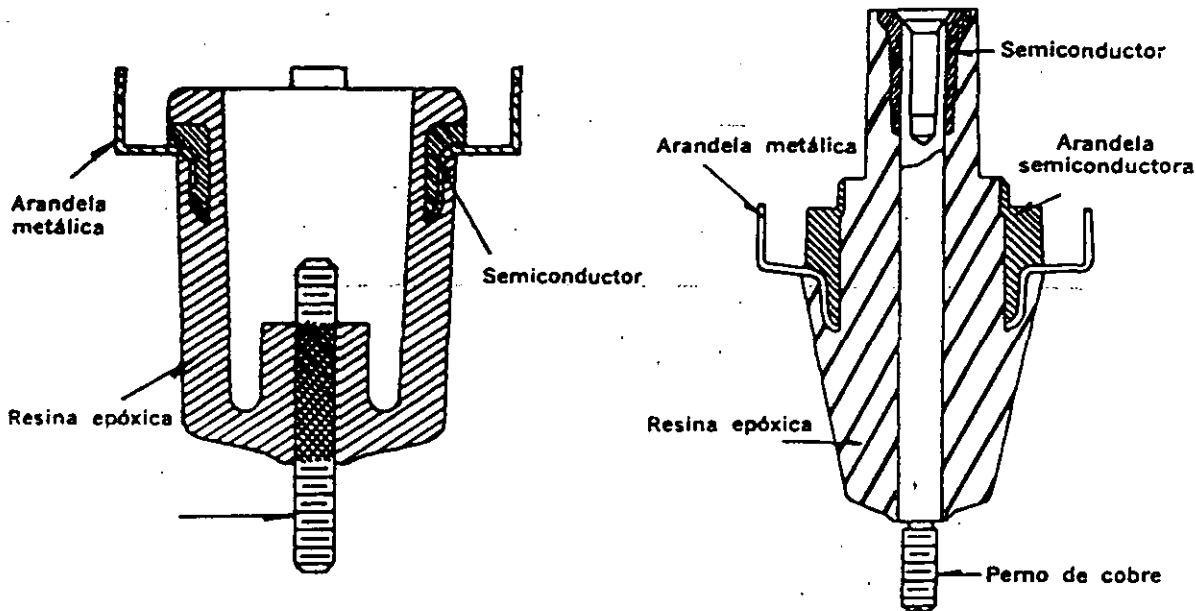


Fig. 15.2 Ejemplos de boquillas para equipo: A) boquilla tipo pozo 200 A y B) boquilla integral 200 A, desconexión sin carga.

- b) Componentes tipo inserto. Existen varios diseños de este tipo de elementos; su clasificación se hace de acuerdo con lo indicado en la sección correspondiente, ya que, con base en dicha clasificación, se tendrán los componentes que contenga el inserto. La función general que tienen es la de servir de enlace entre dos o más elementos del sistema de CAS. Algunos ejemplos de estos insertos se muestran en la figura 15.3.

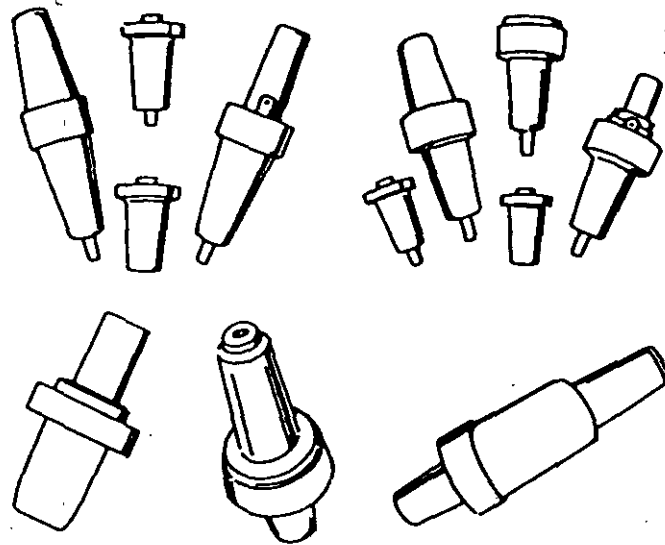


Fig. 15.3 Diferentes construcciones de insertos. En la parte superior se ilustran algunos para 600 A y en la inferior, para 200 A.

- c) Conectores tipo codo y cuerpos para arreglos modulares. Estos elementos se utilizan para hacer la integración del cable al sistema del CAS; de esta forma, hacen posible la interconexión de los cables al equipo (transformador, seccionalizador, interruptor, etc.), entre varios cables. Para nivel de 200 A se tienen codos, tanto para operación con carga como para operación sin voltaje, los cuales se ensamblarán a sus correspondientes insertos. En la figura 15.4 se muestran dos tipos diferentes de estos codos y, en la figura 15.5, se muestra un esquema típico de instalación de codos.

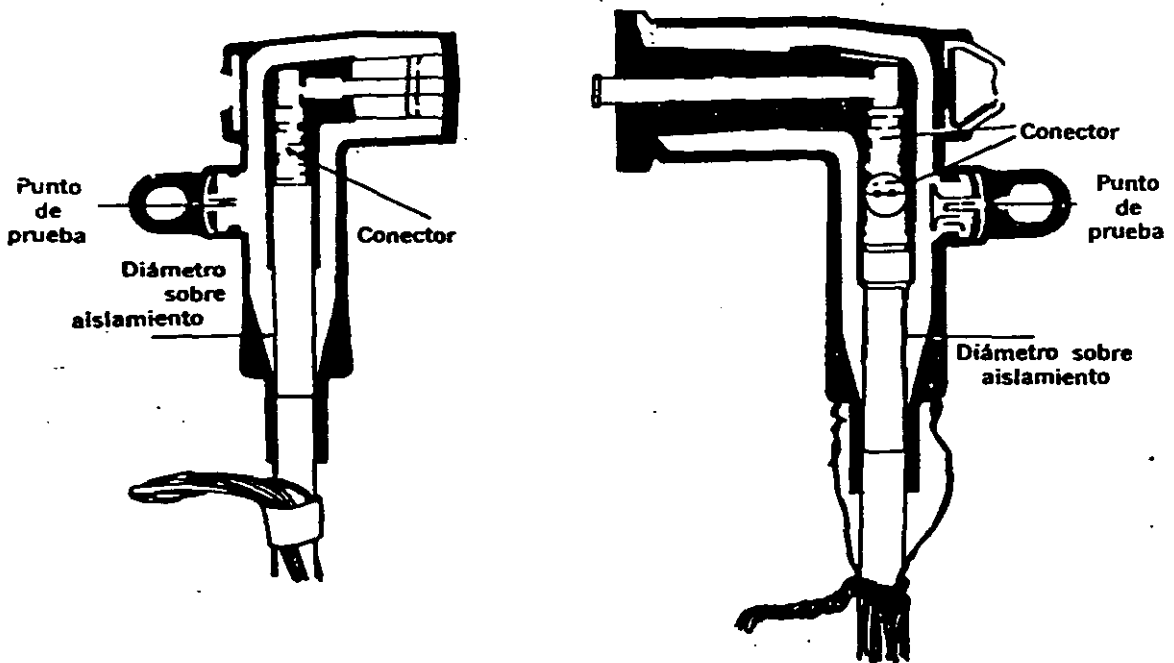


Fig. 15.4 CAS tipo codo, 200 A; a la izquierda uno para operación sin voltaje y, a la derecha, para operación con carga.

## CONECTORES AISLADOS SEPARABLES

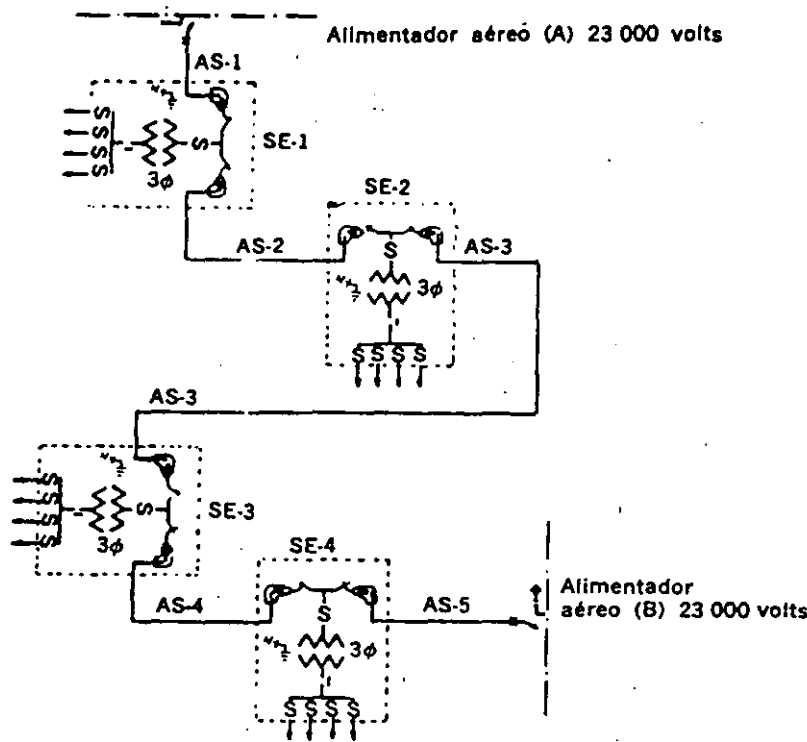


Fig. 15.5 Esquema general de una instalación típica de CAS tipo codo.

Para clase 600 A, no obstante que no se cuenta con codos de una sola pieza como en el caso de 200 A, es factible tener un arreglo con diversas piezas para aplicaciones similares, para lo cual se utilizan cuerpo en T, inserto tipo tapón y el correspondiente adaptador para cable. Además, con este tipo de componentes de 600 A se puede hacer cualquier tipo de configuración, dependiendo únicamente de las necesidades que se tengan, porque, al tener los conjuntos en forma modular, incluso es posible lograr arreglos entre componentes de 600 A a 200 A. La figura 15.6 muestra algunos ejemplos de las configuraciones posibles utilizando el concepto de CAS.

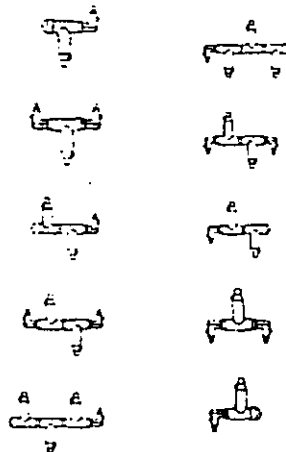


Fig. 15.6 Arreglos modulares entre componentes de 600 v 200 A.

Para aplicaciones en las cuales convencionalmente se hacía necesario utilizar dos cuerpos en T en un arreglo modular, es posible utilizar un cuerpo Y, con las ventajas siguientes:

1. Menor número de elementos del arreglo y, por lo tanto, mayor seguridad
2. Menor espacio requerido para llevar a cabo el mismo arreglo

En la figura 15.7 se ilustra de qué manera, en un arreglo utilizando cuerpos en Y, el espacio requerido es considerablemente menor que el requerido cuando se utilizan cuerpos en T. Se muestra cómo se duplican los esquemas derivables en el mismo espacio, reemplazando los cuerpos de empalme "YB65" de Blackburn.

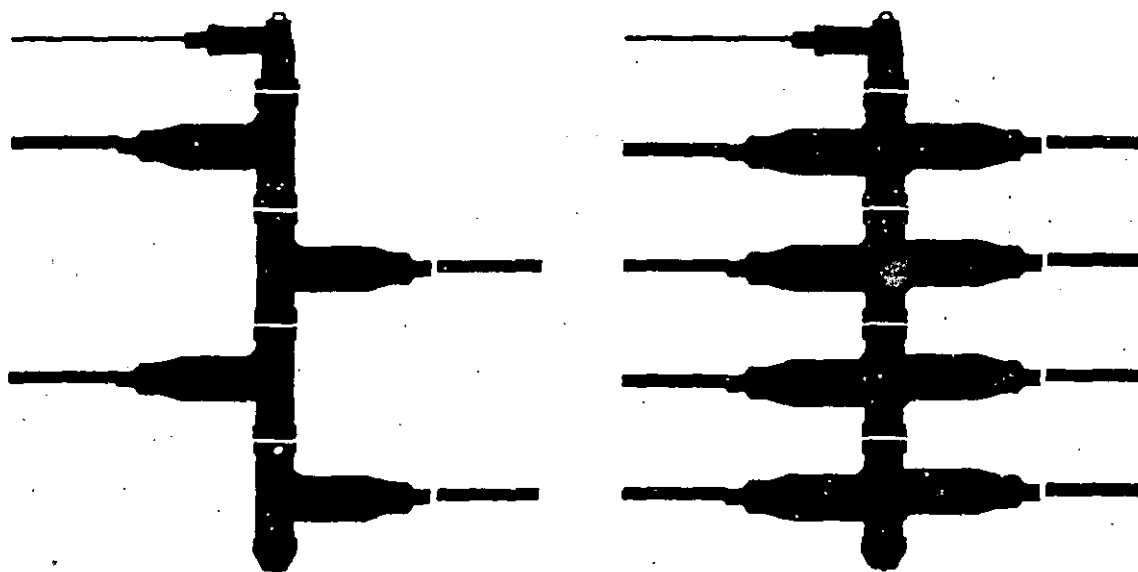


Fig. 15.7 Diagramas a escala.

Uno de los aspectos más importantes en los sistemas de CAS es su intercambiabilidad.

Las siguientes áreas de intercambiabilidad son las consideradas en los estándares:

- a) Interfase codo-inserto
- b) Interfase cable-codo
- c) Distancias de preparación del cable
- d) Dimensiones del conector interno, ancho y longitud
- e) Longitud del inserto macho del codo

## CONECTORES AISLADOS SEPARABLES

La importancia de esta normalización redonda en mayor confiabilidad, reducción de partes de repuesto y los costos consecuentes.

**Seccionalización de circuitos monofásicos y trifásicos con conectores aislados separables.**

El conector de operación con carga fue desarrollado inicialmente para seccionar transformadores y ramales monofásicos; sin embargo, debido al incremento del uso de cables con aislamiento extruido, en sistemas trifásicos comerciales, y el uso de sistemas trifásicos residenciales, ha crecido el interés en aplicar conectores de operación con carga, en sistemas trifásicos. Su conveniencia y economía hacen necesario asegurar la confiabilidad de esta técnica.

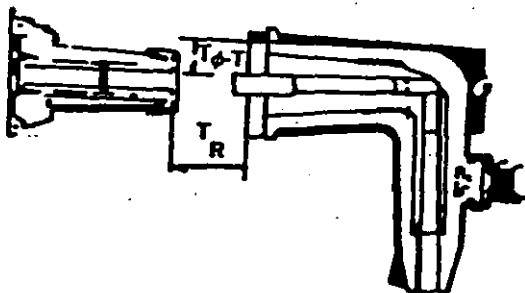
Hay dos clases de efectos que deben considerarse:

1. El comportamiento del conector
2. Los fenómenos indeseables que pueden ocurrir en el sistema, como resultado de la operación del conector

El mecanismo de interrupción del arco fue diseñado originalmente para operar con tensiones de fase a tierra. Si dicho mecanismo se somete a tensiones mayores, habrá, en promedio, más ciclos de corriente antes que el arco sea extinguido y, por lo tanto, la vida del conector se reducirá. Esto ha llevado a considerar las tensiones que ocurren cuando se seccionan circuitos trifásicos.

Los primeros modelos de conectores de operación con carga fueron diseñados para sistemas monofásicos, en donde las tensiones de recuperación entre contactos abiertos son iguales a la tensión entre fase y tierra del sistema.

Posteriormente, en 1975, se introdujeron los conectores de operación con carga para sistemas trifásicos, en donde se pueden presentar tensiones de recuperación hasta iguales a la tensión entre fases del sistema.



Sistema trifásico:

$$T_{\phi-T} = 8.3, 15.2, 21.1 \text{ kV}$$

$$T_R = 14.4, 26.3, 36.6 \text{ kV}$$

$$T_R = 1.73 (T_{\phi-T})$$

Sistema monofásico:

$$T_{\phi-T} = T_R = 8.3, 15.2, 21.1 \text{ kV}$$

Fig. 15.8 Conector aislado separable.

Por lo anterior, la selección de los límites correctos ha llegado a ser más complicada, y ello requiere de una guía basada en el tipo de sistema en donde se utilizará el conector.

### Guía de aplicación general

La guía básica para la aplicación de conectores separables de operación con carga es:

1. La tensión nominal de fase a tierra del conector no debe de ser rebasada cuando el conector está cerrado o abierto
2. La tensión de recuperación no debe exceder los límites de tensión entre fase y tierra para conectores para un solo valor
3. La tensión de recuperación no debe exceder los límites de tensión entre fases para conectores con dos valores.

Para la correcta aplicación de los conectores de operación con carga, se deben conocer las tensiones que se presentan a través de los contactos abiertos y entre el contacto del conector y tierra, durante las operaciones de cierre y apertura de carga, de cierre contra falla y durante condiciones de falla del sistema.

Las tensiones de recuperación y las tensiones entre fase y tierra en un sistema trifásico dependen de:

- Tensión del sistema
- Conexión del transformador y tipo de núcleo
- Conexión de la carga del transformador
- Tipo de conexión a tierra del sistema
- Secuencia de seccionalización
- Tipo de falla y localización de la misma

La tensión de recuperación durante operaciones de apertura y cierre con carga es función de la conexión del transformador y de la carga.

## Selección e instalación

### Selección

Dependiendo de las necesidades que se tengan en una instalación, serán los componentes de CAS que se tendrán que seleccionar, así por ejemplo, si se tiene una red de alimentación en la cual la corriente máxima que se tenga sea de 200 A, el bosquejo de productos de la figura 15.9 dará una idea de los productos necesarios para cubrir gran parte de dichas necesidades. De tratarse de redes en las cuales se haga necesario el empleo de componentes para 600 A, el bosquejo a consultar será entonces el de la figura 15.10.



CONECTORES AISLADOS SEPARABLES

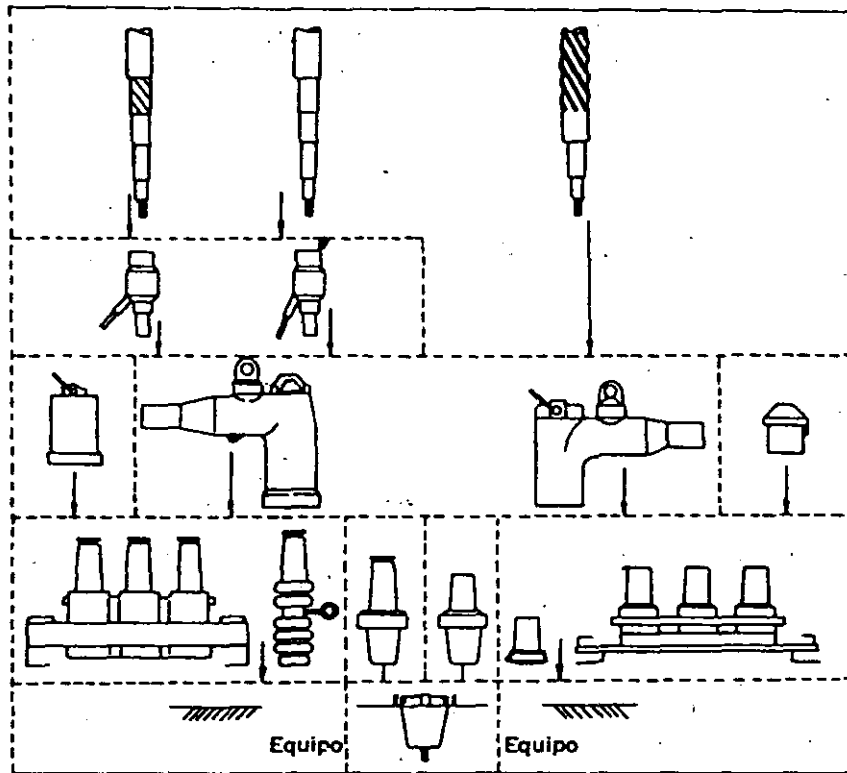


Fig. 15.9 Componentes del CAS para 200 A.

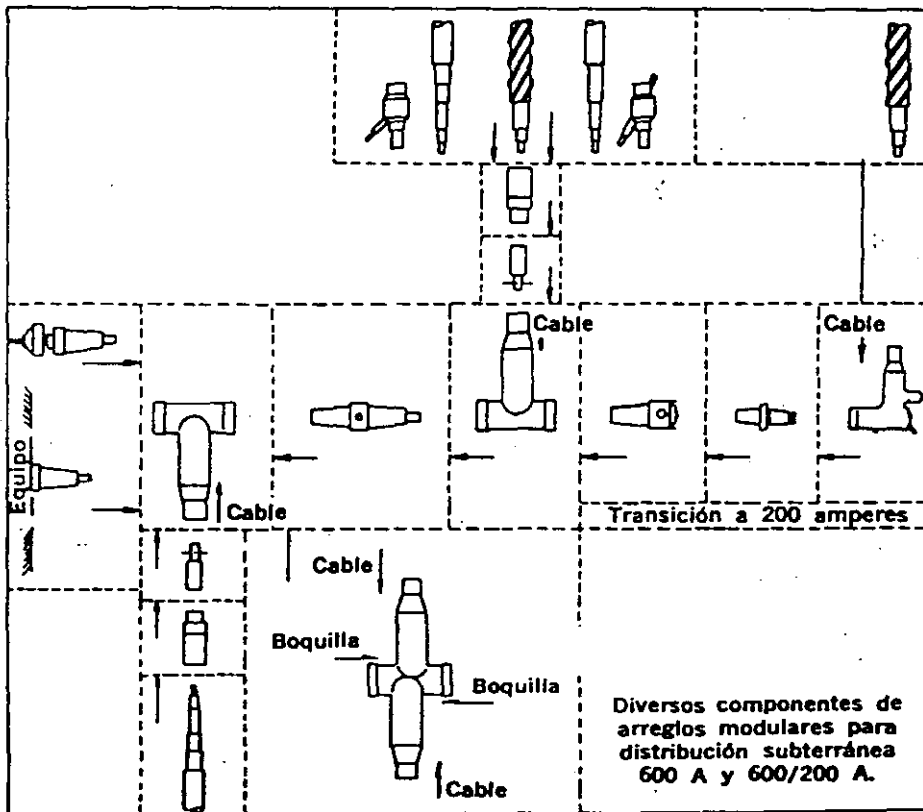


Fig. 15.10 Diversos componentes de arreglos modulares para distribución subterránea 600A y 600/200 A.

**TABLA 15.1** Tabla comparativa de selección de terminales tipo codo de límites extendidos, 200 A

Actual *		Antiguo	
Nuevo código	Límites de los diámetros sobre aislamiento (mm)	Código antiguo	Límites de los diámetros sobre aislamiento (mm)
—	—	EF	13.5-16.3
C	1.60-20.1	FA	14.7-17.5
E	18.5-22.6	FAB	16.0-18.8
G	21.1-25.1	FB	17.3-20.1
J	23.6-29.2	FG	18.5-21.3
		GA	19.8-22.6
		GAB	21.1-23.9
		GB	22.4-25.1
		GH	23.6-26.4
		HA	24.9-28.4

\* Aplicable a terminales Tipo Codo de ITT Blackburn solamente.

**TABLA 15.2** Adaptadores para cable (600 A)

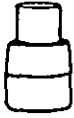




Límites de los diámetros sobre aislamiento (mm)	Símbolo para tamaño de adaptador para cable (600 A)
21.1-23.9	GAB
22.4-25.1	GB
23.6-26.4	GH
24.9-28.4	HA
27.7-29.2	HAB
29.2-30.7	HB
30.7-32.5	HJ
32.5-34.3	JA
34.3-35.3	JAB
35.3-38.6	JB
38.6-40.9	KA
40.9-43.2	KB
43.2-45.5	PA
45.5-47.3	PB

CONECTORES AISLADOS SEPARABLES

TABLA 15.3 Códigos según el calibre del conductor

Calibre del conductor		Símbolo para Y	Símbolo para N
Cableado redondo normal (AWG o MCM)	Cableado redondo compacto (AWG o MCM)		
4	4	F	4 B
3	2	G	3 B
2	1	H	2 B
1	1/0	J	1 B
1/0	2/0	K	10 B
2/0	3/0	L	20 B
3/0	4/0	M	30 B
4/0	250	N	40 B
250-300	350-400	P	P
350-400	450-500	R	R
450-500	550-600	S	S
550-600	700-750	T	T
650-700	800	U	U
750-800	1000	W	W
1000	1250	X	X

TABLA 15.4 Selección del adaptador para pantalla del cable

	Número de catálogo	Descripción
	10CA "X"	Para cables con pantalla de cintas, cubierta de plomo.
	20CAFA-GAB 20CAGB-PA	Para cables con pantalla a base de cintas (200 A).
	21CAFA-GAB 21CAGB-PA	Para cables con neutro concéntrico y cubierta exterior (200 A).
	302CAFA-GAB 302CAGB-PA	Para cables con pantalla a base de cintas (600 A).
	312CAFA-GAB 312CAGB-PA	Para cables con neutro concéntrico y cubierta exterior (600 A).

Cuando sea el caso de seleccionar elementos que se ensamblarán en cables, será necesario hacer la elección considerando lo siguiente:

- a) Nivel de aislamiento del conjunto (8.3 kV, 8.3/14.4 kV, etc.)
- b) Características de operación: con carga o sin voltaje. Aplicable solamente a 200 A, porque en 600 A siempre será para operación sin voltaje.
- c) Diámetro sobre aislamiento real del cable: véase la tabla 15.1 en relación con los productos para 200 A y la tabla 15.2 respecto a productos para 600 A, y así localizar el tamaño más apropiado para el diámetro sobre aislamiento que se tenga
- d) Calibre del conductor: véase la tabla 15.3 para localizar el código que debe seleccionarse en función del calibre
- e) En caso de construcciones de cables que no sean con semiconductor extruido y neutro concéntrico, sin cubierta protectora adicional, es recomendable el uso de adaptadores para pantalla metálica y conexión a tierra, los cuales, los de uso más frecuente, son de los tipos indicados en la tabla 15.4.

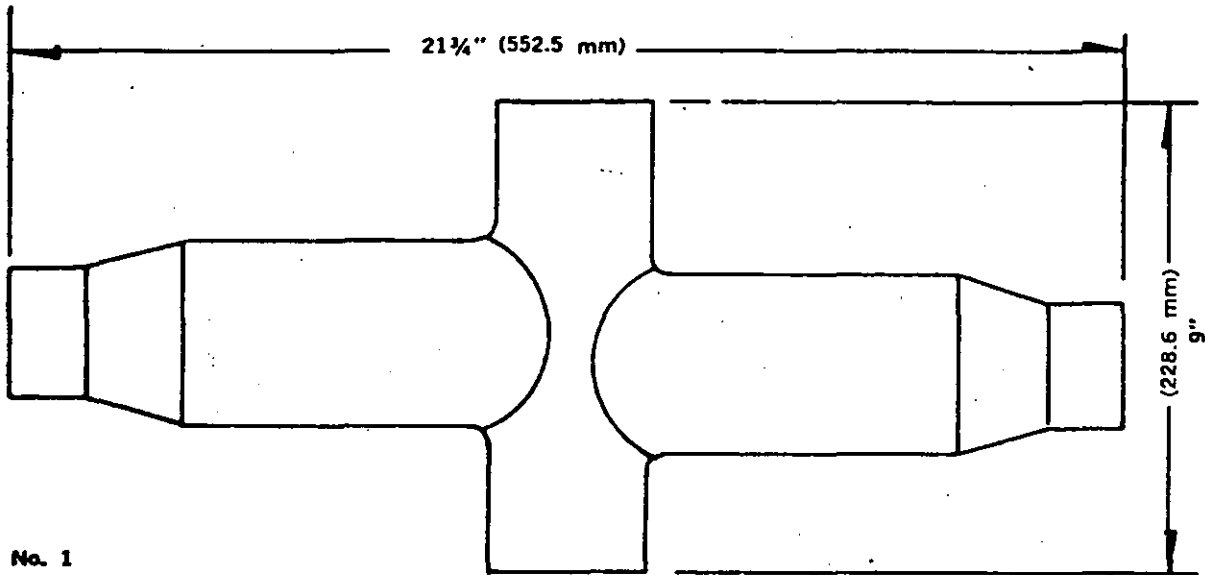
Cuando se requieran de arreglos modulares utilizando componentes para 600 A y 200 A, en las figuras 15.11 a 15.16 se indican qué tipo de componentes forman parte de cada uno de los arreglos mostrados.

### Instalación

Cada uno de los componentes o arreglos del CAS contiene su instructivo de instalación ampliamente detallado; como observaciones generales se encuentran las siguientes:

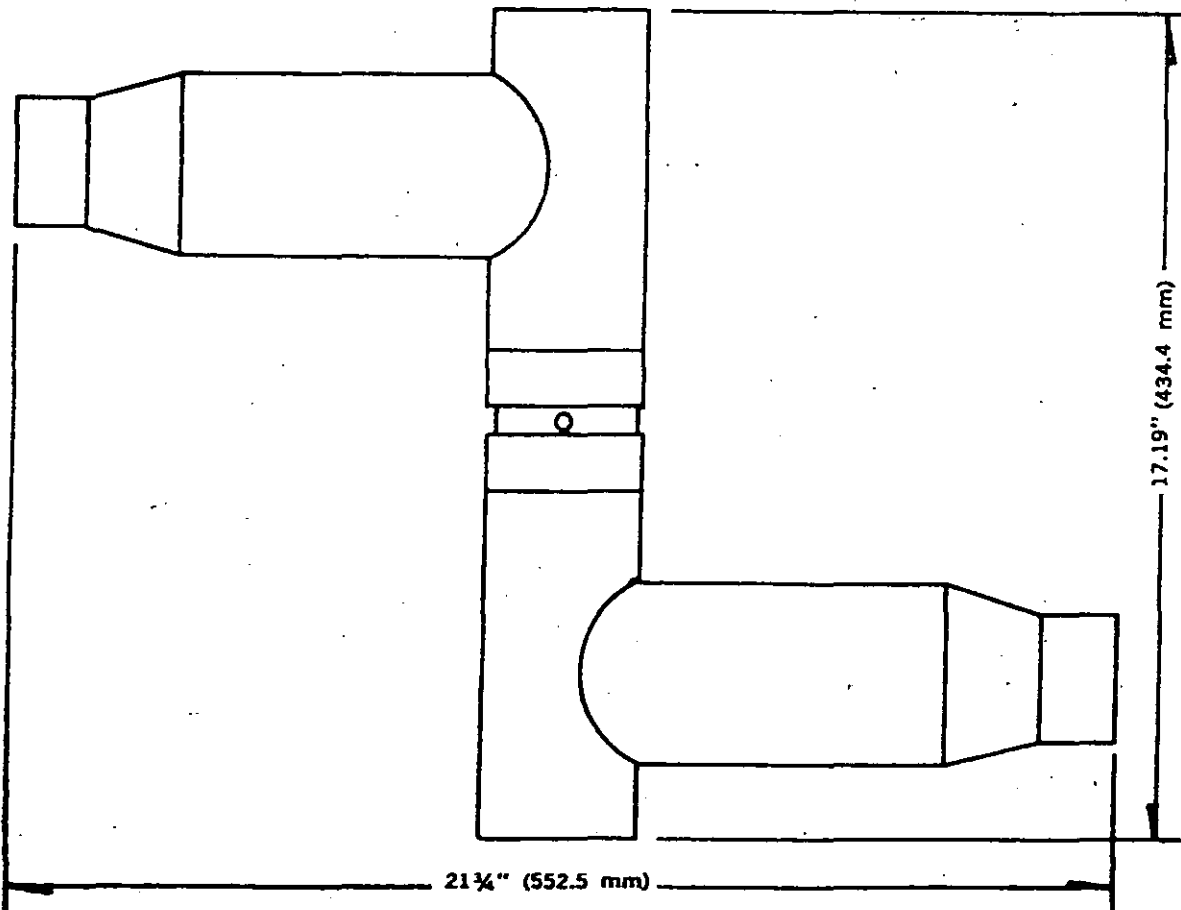
1. Léase el instructivo antes de iniciar la instalación y compruébese que se cuenta con todos los elementos del CAS necesarios y las herramientas adecuadas para llevar a cabo la instalación
2. Todas las partes deben estar limpias y será necesario lubricar las interfases operativas antes de hacer el ensamble
3. En el caso de preparaciones de cable, se deben hacer siguiendo las dimensiones indicadas en el instructivo
4. Opérense los conjuntos del CAS exactamente en las condiciones para las cuales fueron fabricados; esto es, no deben utilizarse los accesorios de características sin voltaje, en condiciones de carga, porque puede traer como consecuencia un accidente lamentable.

**CONECTORES AISLADOS SEPARABLES**



**No. 1**

**Cuerpo para empalme separable catálogo YB65  
para clase 15 kV: YB65B  
para clase 25 kV: YB65C**

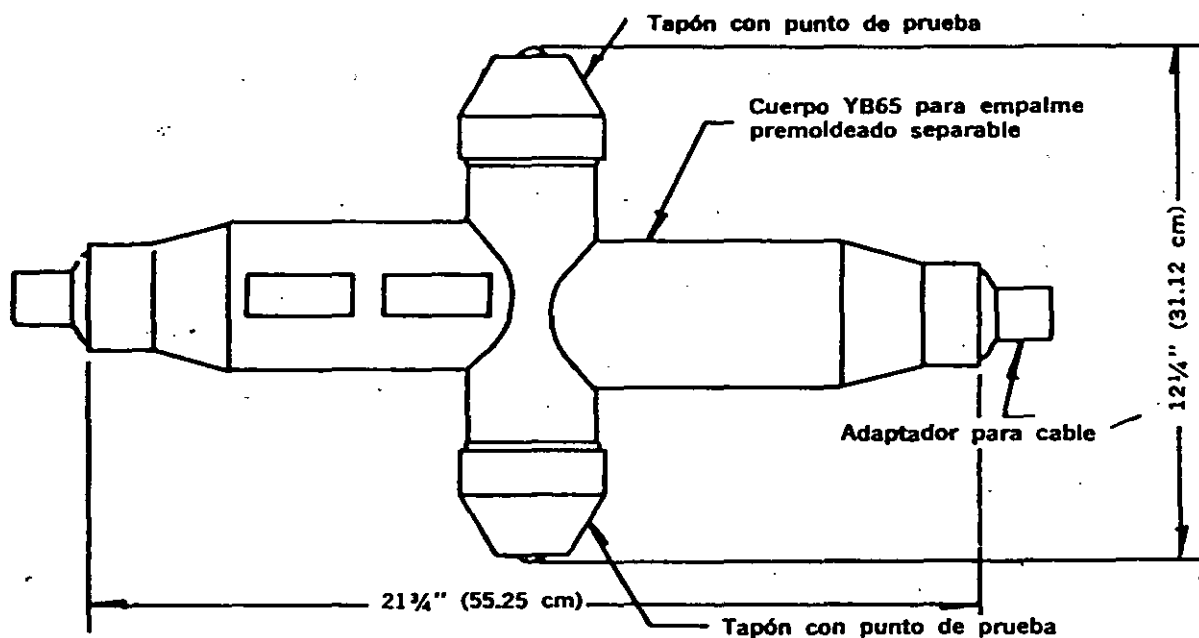


**No. 2**

**2 cuerpos tipo codo catálogo TB65: 15 kV: TB65B; 25 kV: TB65C ensamblados con un conector de unión. Catálogo TC6 TC6B: 15 kV TC6C: 25 D TC6C: 25 kV**

**Fig. 15.11 Conectores aislados separables. Conjuntos modulares 600-200 amperes. Empalmes separables modulares 600 A, tipo 65.**

174



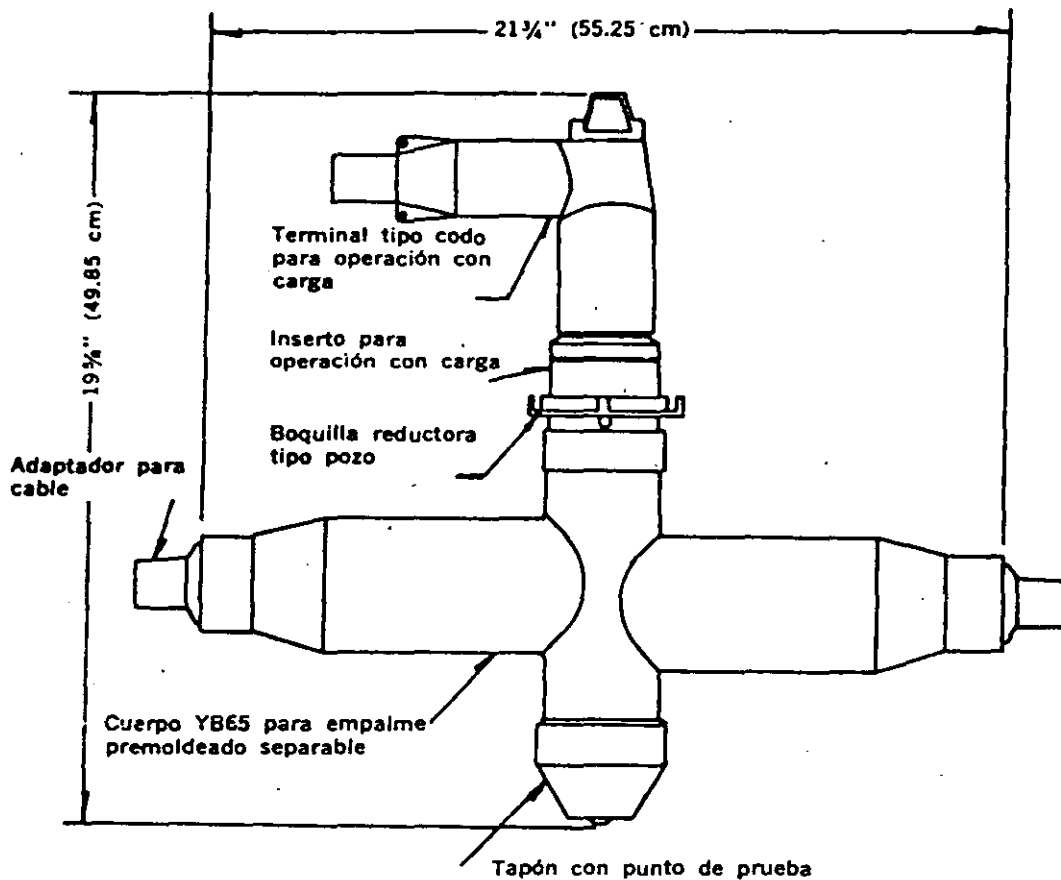
Diseñado y probado según las secciones aplicables de las normas siguientes: NEMA CC-P2-1971, EEI-NEMA TDJ162, ANSI C119.2

### Lista de materiales

	Descripción	8.3 kV a tierra	15.2 kV a tierra	Cantidad
1	Cuerpo para empalme separable, con perno	YB65B-S	YB65C-S	1
2	Tapón con punto de prueba	T16B	T16C	2
	(Ordenar por separado)			
3	Conector de compresión	TC65 'Y'	TC65 'Y'	2
4	Adaptador para cable	TA65B 'X'	TA65C 'X'	2

Fig. 15.12 Conectores aislados separables Conjuntos modulares 600-200 amperes. Empalme separable 600 A, 2 vías Y65B-L2 y Y65C-L2.

## CONECTORES AISLADOS SEPARABLES

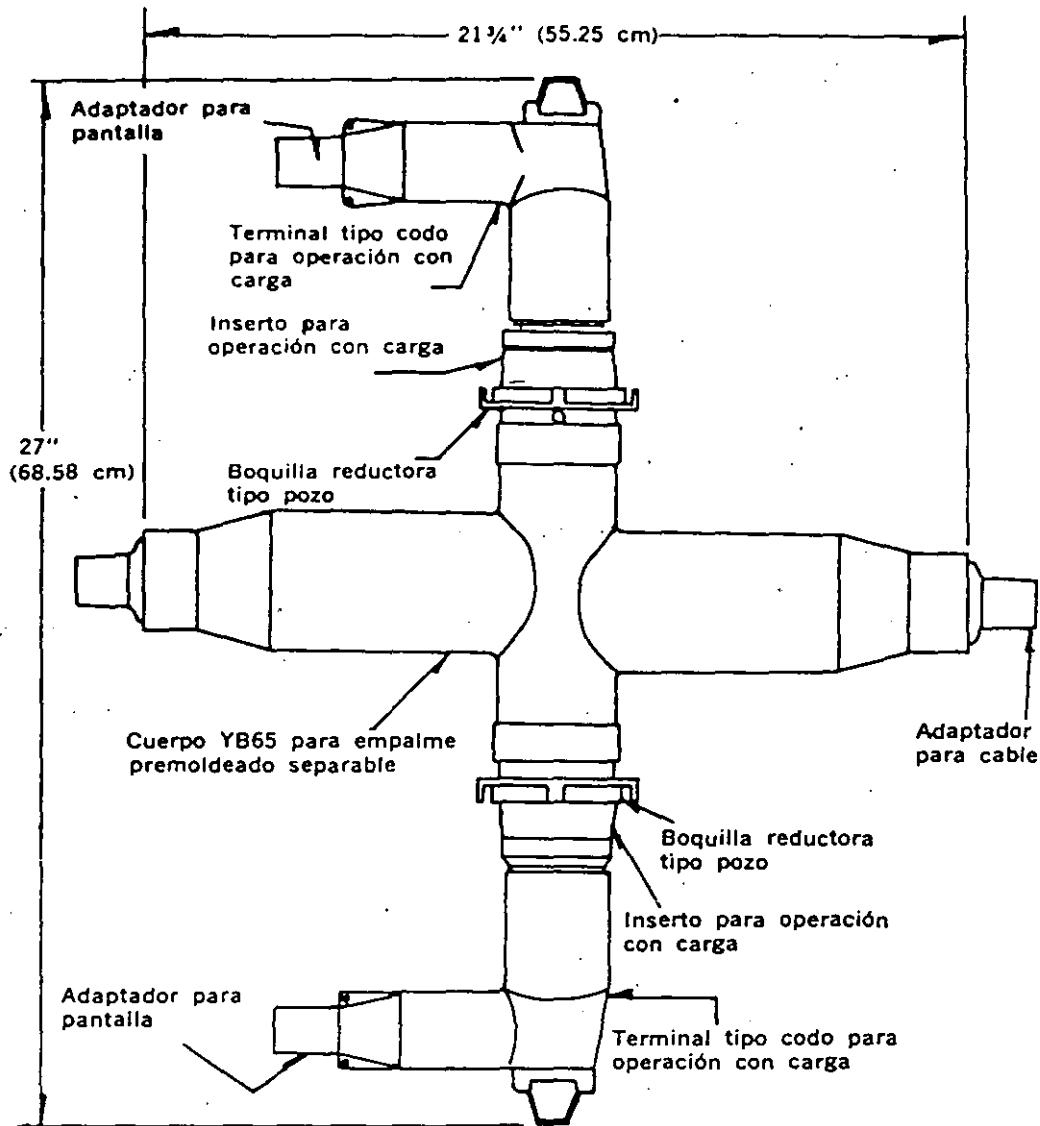


Diseñado y probado según las secciones aplicables de las normas siguientes: NEMA CC-P2-1971, EEI-NEMA TDJ162, ANSI C119.2

### Lista de materiales

	Descripción	8.3 kV a tierra	15.2 kV a tierra	Cantidad
1	Cuerpo para empalme separable, con perno	YB65B-S	YB65C-S	1
2	Tapón con punto de prueba	T16B	T16C	1
3	Boquilla reductora	RW16B	RW16C	1
	(Ordenar por separado)			
4	Inserto operación con carga	LB2B	LB2C	1
5	Conector de compresión	TC65 'Y'	TC65 'Y'	2
6	Adaptador para cable	TA65B 'X'	TA65C 'X'	2
7	Terminal tipo codo	T2B	T2C	1

Fig. 15.13 Conectores aislados separables. Conjuntos modulares 600-200 amperes. Derivación operación con carga, Y65B-L12 y Y65C-L12.



Diseñado y aprobado según las secciones aplicables de las normas siguientes: NEMA CC-P2-1971, EEI-NEMA TDJ162, ANSI C119.2

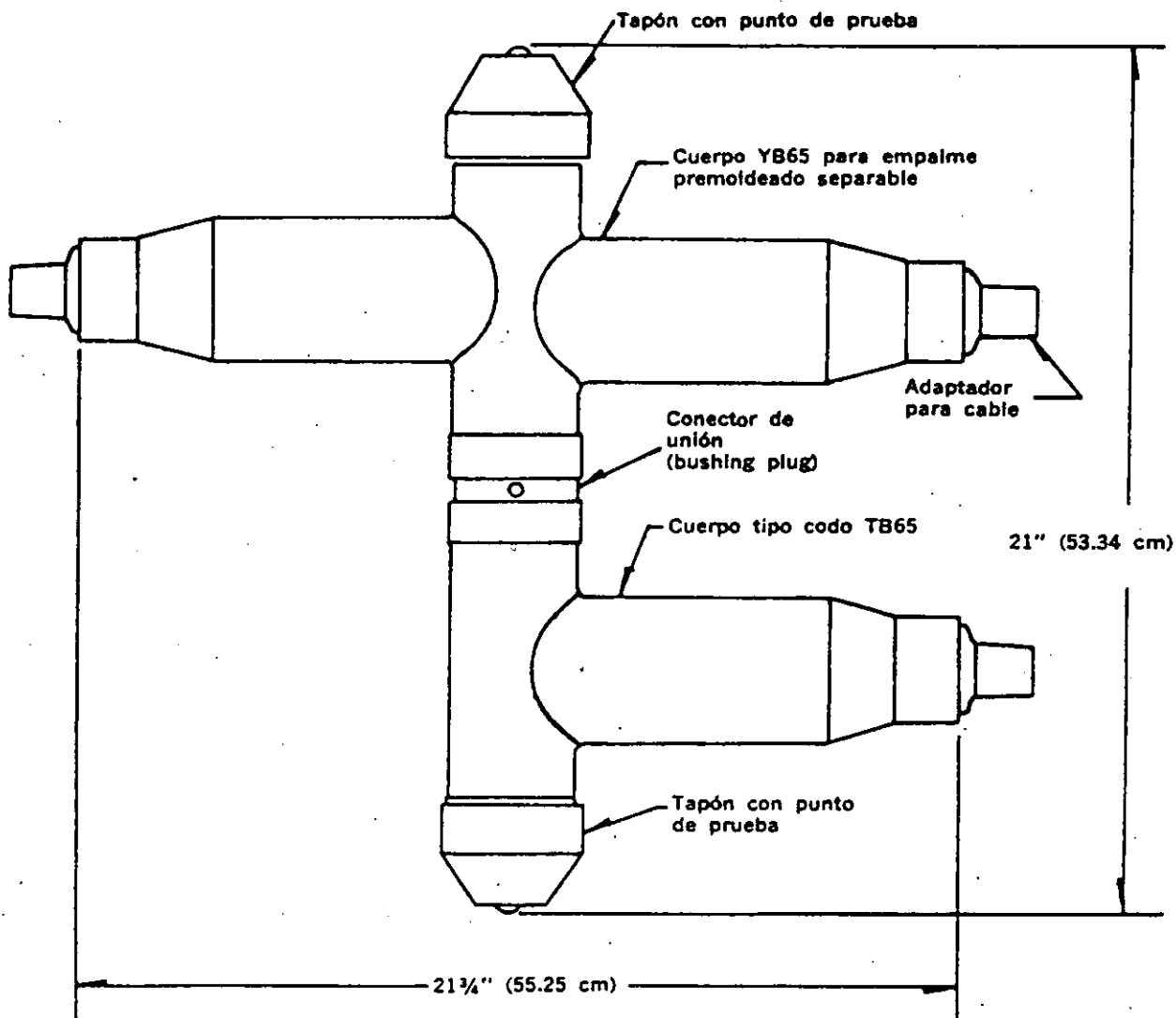
#### Lista de materiales

	Descripción	8.3 kV a tierra	15.2 kV a tierra	Cantidad
1	Cuerpo para empalme separable, con perno	YB65B-S	YB65C-S	1
2	Boquilla reductora	RW16B	RW16C	2
	(Ordenar por separado)			
3	Inserto operación con carga	LB2B	LB2C	2
4	Conector con compresión	TC65 'Y'	TC65 'Y'	2
5	Adaptador para cable	TA65B 'X'	TA65C 'X'	2
6	Terminal tipo codo	T2B	T2C	2
7	Adaptador para pantalla	20CA	312CA	2

Fig. 15.14 Conectores aislados separables. Conjuntos modulares 600-200 amperes. Dos derivaciones, operación con carga, YB65B-L13 y YB65C-L13.



## CONECTORES AISLADOS SEPARABLES

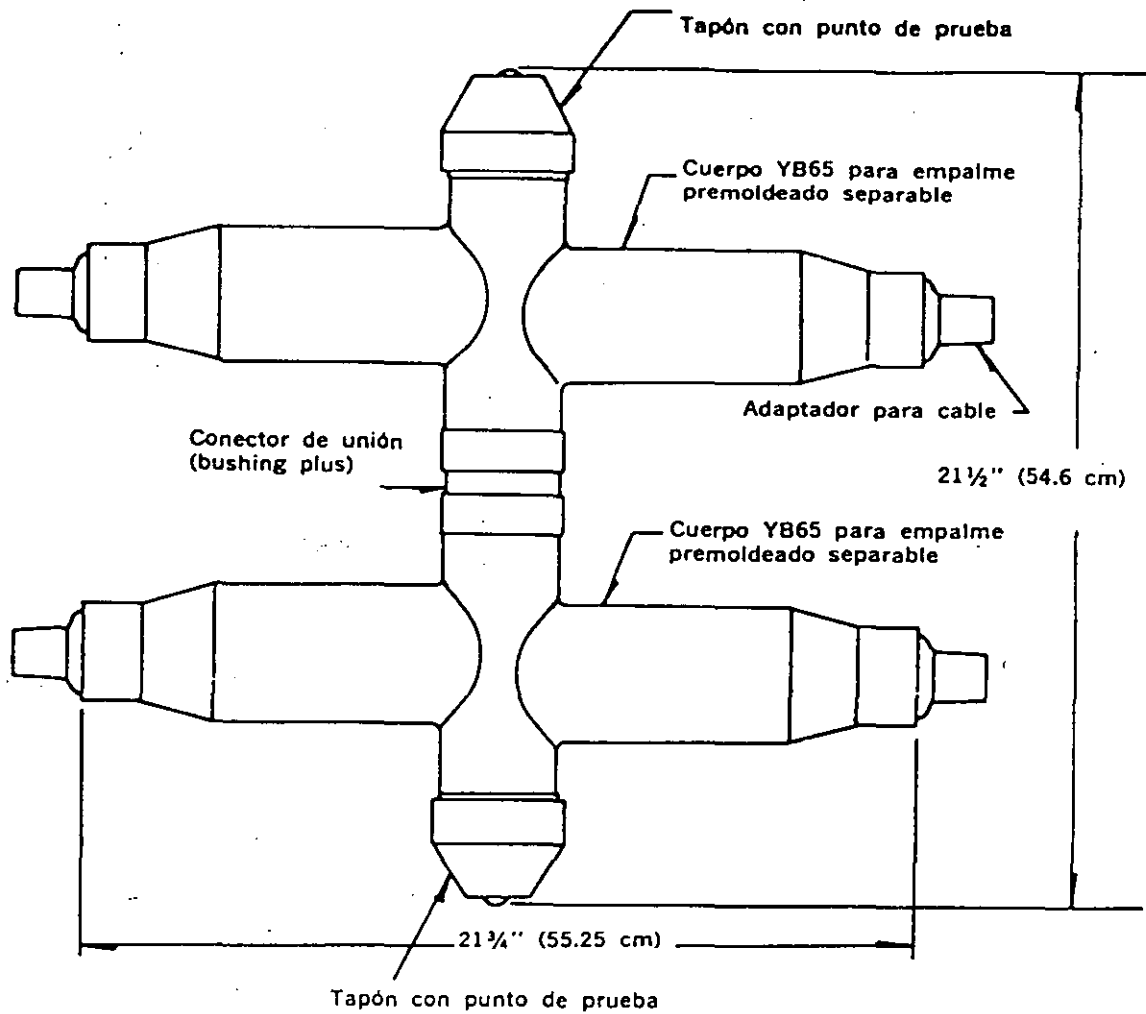


Diseñado y probado según las secciones aplicables de las normas siguientes: NEMA CC-P2-1971, EEI-NEMA TDJ162, ANSI C119.2

### Lista de materiales

	Descripción	8.3 kV a tierra	15.2 kV a tierra	Cantidad
1	Cuerpo para empalme separable, con perno	YB65B-S	YB65C-S	1
2	Cuerpo para codo con perno	TB65B-S	TB65C-S	1
3	Tapón con punto de prueba	T16B	T16C	2
4	Conector de unión	TC16B	TC16C	1
	(Ordenar por separado)			
5	Conector de compresión	TC65 'Y'	TC65 'Y'	3
6	Adaptador para cable	TA65B 'X'	TA65C 'X'	3

Fig. 15.15 Conectores aislados separables. Conjuntos modulares 600-200 amperes. Empalme separable 600 A. 3 vías. Y65B-L3 v Y65C-L3.



Diseñado y probado según las secciones aplicables de las normas siguientes: NEMA CC-P2-1971, EEI-NEMA TDJ162, ANSI C119.2

#### Lista de materiales

	Descripción	8.3 kV a tierra	15.2 kV a tierra	Cantidad
1	Cuerpo para empalme separable, con perno	YB65B-S	YB65C-S	2
2	Tapón con punto de prueba	T16B	T16C	2
3	Conector de unión	TC16B	TC16C	1
	(Ordenar por separado)			
4	Conector de compresión	TC65 'Y'	TC65 'Y'	4
5	Adaptador para cable	TA65B 'X'	TA65C 'X'	4

Fig. 15.16 Conectores aislados separables. Conjuntos modulares 600-200 amperes. Empalmes separables 600 A, 4 vías, Y65B-L4 y Y65C-L4.



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

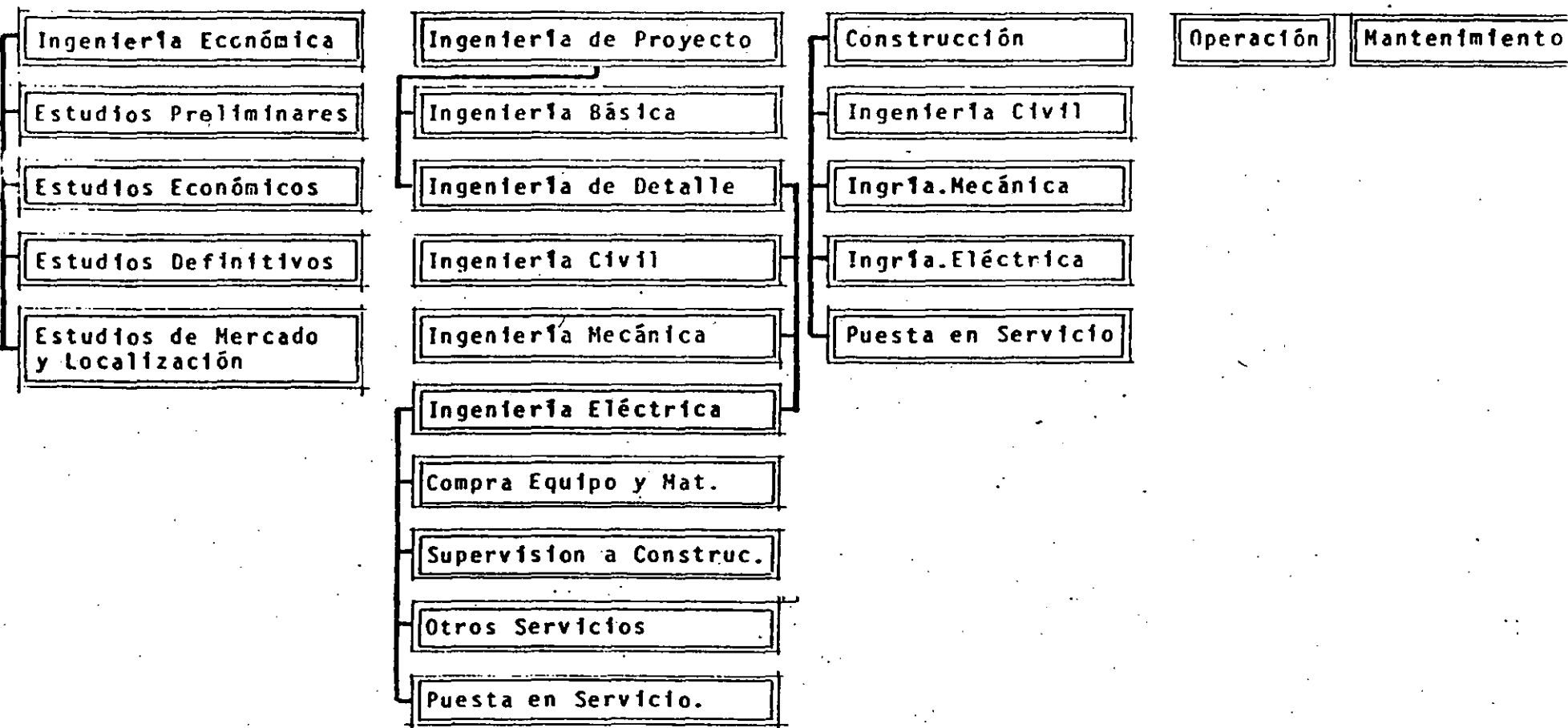
***T E M A 13***

***DESCRIPCION DE LA INGENEIERIA DE DISEÑO***

***ING. ABEL GARCIA OROPEZA***

***AGOSTO, 1992.***

INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN.



## 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.

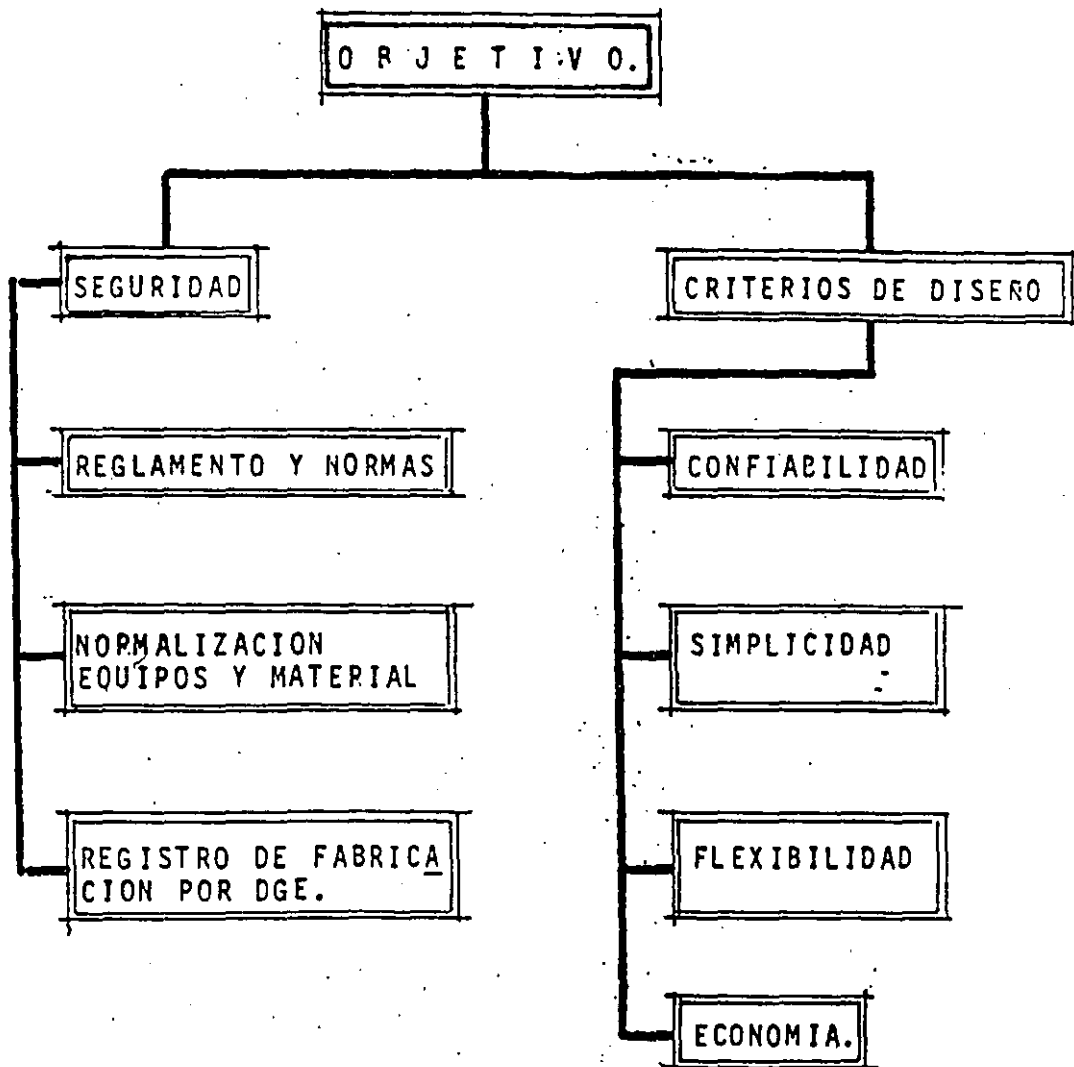
### 8.- ESTIMACION DEL COSTO.

# I.- GENERALIDADES

## 1.1. DEFINICION.

La Ingeniería de Diseño de Instalaciones Eléctricas Industriales permite obtener un sistema de distribución de energía eléctrica adecuado a los requerimientos y dentro de un valor económico. Estos requerimientos o necesidades se traducen en dibujos o planos y especificaciones que, unidos a una Memoria de Cálculo, se obtiene 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.

### INSTALACIONES ELECTRICAS.



## 1.2. NORMAS.

- Reglamento de Instalaciones Eléctricas y sus Normas Técnicas para instalaciones eléctricas.  
Parte 1.
- National Electrical Code (U.S.A.)
- National Electrical Manufacturers Association (NEMA) Standards.

7

## 1.3. CONSIDERACIONES BASICAS.

El sistema de distribución de energía eléctrica debe estar en una base total que incluya el aspecto de seguridad y ciertos criterios de diseño, a saber:

1.3.1. SEGURIDAD.- De la vida de las personas y la preservación de la propiedad.

- + Diseño del sistema para que no sea necesario trabajar con tensión.
- + Canalización y gabinete sin partes vivas y con las partes metálicas aterrizadas.

1.3.2. CONSIDERACIONES BASICAS TECNICAS.

1.3.2.1. Confiabilidad.- La continuidad del servicio requerido depende del tipo de manufactura o proceso de la planta. Algunas plantas pueden tolerar interrupciones mientras que otras pueden requerir un alto grado de continuidad en el servicio.

+ Un servicio confiable puede obtenerse mediante:

- Duplicado de líneas de alimentación de cargas críticas.
- Instalación de equipo eléctrico de la mejor calidad disponible y uso de los mejores métodos de instalación.

1.3.2.2. Simplicidad.- La operación deberá ser tan sencilla como sea posible para encontrar los requerimientos del sistema. Debe considerarse en la operación y mantenimiento del sistema de potencia industrial lo siguiente:

- La mayoría de interrupciones son resultado de sistemas complicados.
- Los operadores no tiene emergencias todos los días. La experiencia demuestra que en sistemas complicados se cometen errores en una emergencia.
- El sistema debe ser simple en las condiciones normales y de emergencia.

1.3.2.3. 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. Se puede tender hacia la obtención de mayor flexibilidad mediante:

- Sistema de centros de carga.
- Sistemas de distribución con flexibilidad (electroducto).



### 1.3.3. CONSIDERACIONES BASICAS ECONOMICAS.

1.3.3.1. 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.

(Costo. Vs. Beneficio).

1.3.3.2. Costo de operación y mantenimiento.

1.3.3.3. Costo de Fallas.

En cualquier caso el costo debe ser coherente con el tipo y operación de la planta.

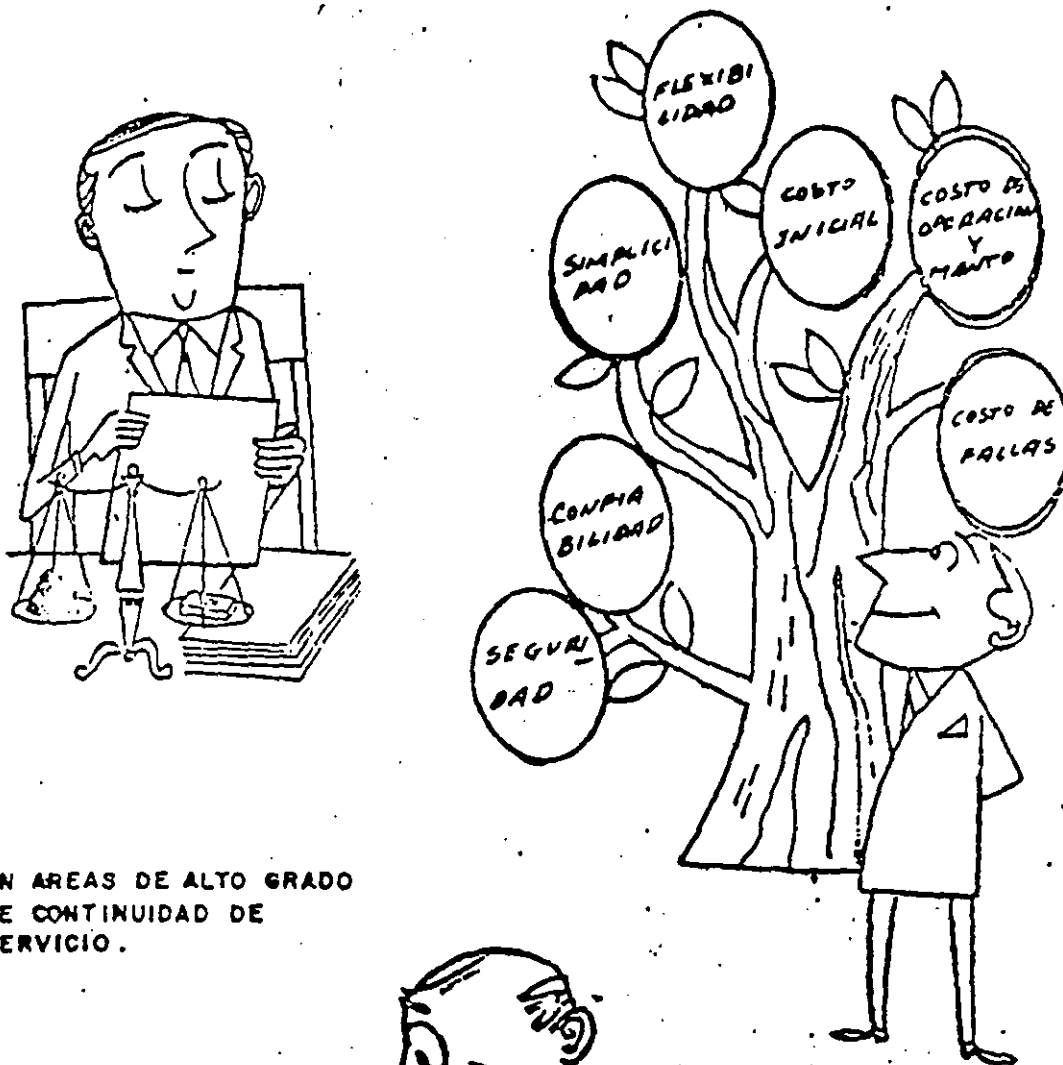
1.3.4. CONSIDERACIONES BASICAS EN AREAS DE ALTO GRADO DE CONTINUIDAD DE SERVICIO, Como son líneas de producción continua y salas de cómputo muy normales en fábricas actualmente.

Además de las consideraciones básicas anteriores se deberán considerar a estas áreas con un sistema.

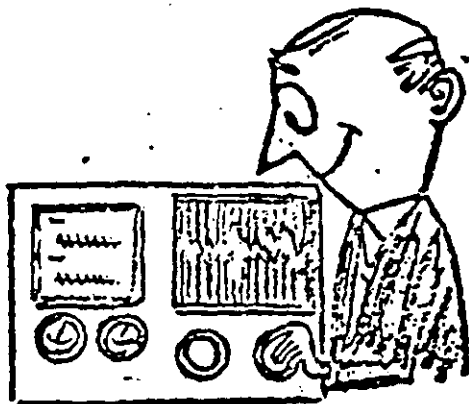
- Independiente.
- Exclusivo.
- Redundante.

# CONSIDERACIONES BASICAS

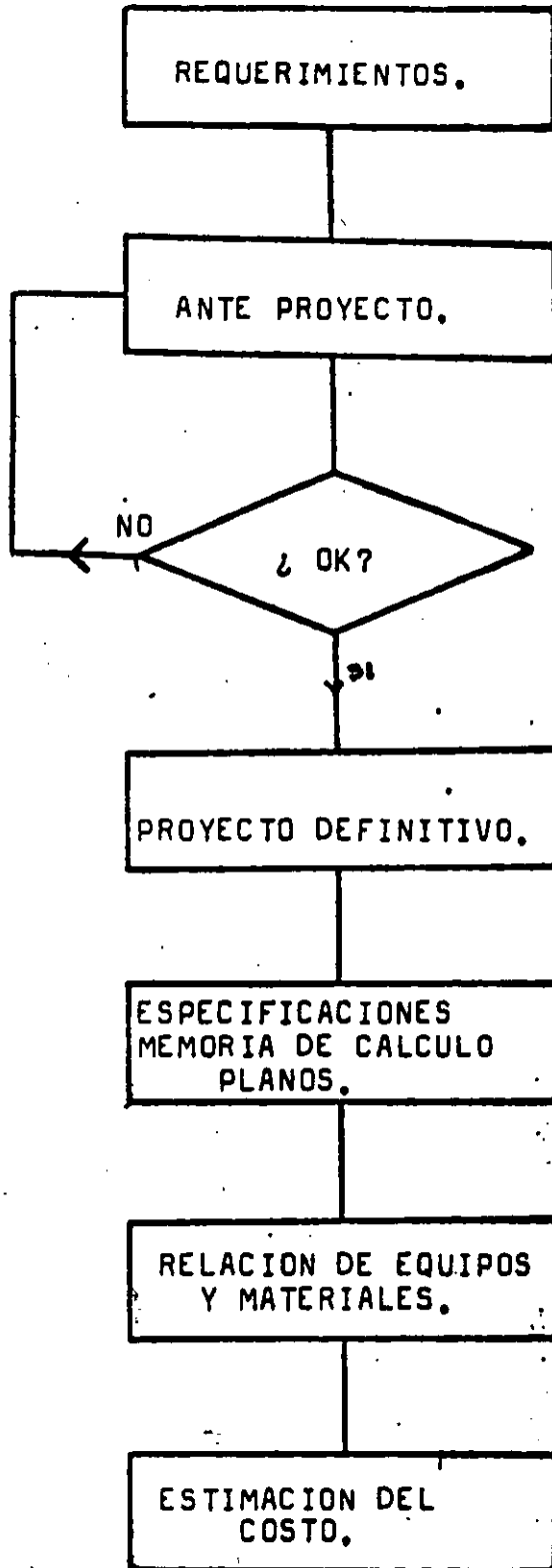
CONSIDERACIONES TECNICAS  
CONSIDERACIONES ECONOMICAS



EN AREAS DE ALTO GRADO  
DE CONTINUIDAD DE  
SERVICIO.



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 ser vicio.
- . 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.

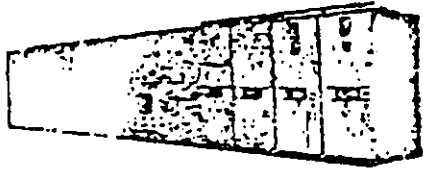
# ANTEPROYECTO 6



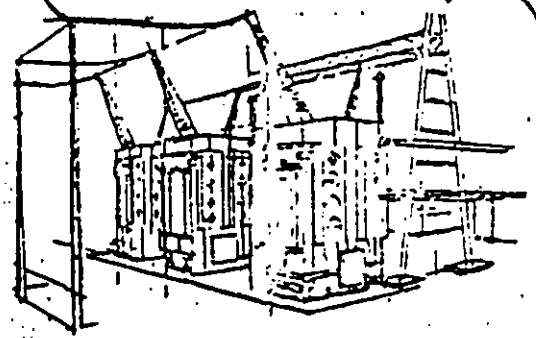
- ANALISIS DE CARGAS ACTUAL Y FUERZA.  
 • NATURALEZA, MAGNITUD, LOCALIZACION.



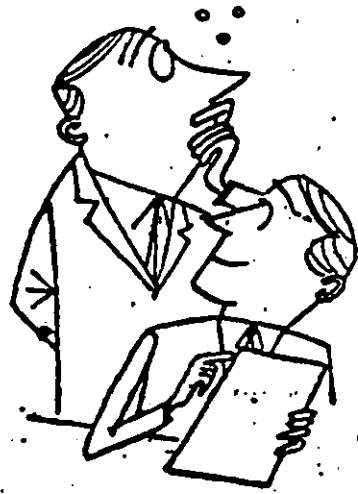
- CARACTERISTICAS DEL SUMINISTRO DE ENERGIA.  
 • V.F. MVA C.J., XIR, COSTOS, TARIFAS



- CENTROS DE CARGA  
 • NIVELES DE TENSION  
 • AREAS RIESGOZAS  
 • SERVICIO NORMAL O EMERGENCIA



- PUNTOS BASICOS DEL SISTEMA  
 • NIVELES DE VOLTAJE  
 • CONFIGURACION DEL SISTEMA  
 • LOCALIZACION Y TAMAÑO S.E.  
 • CIRCUITO DE EMERGENCIA  
 • SIST. DE ALUMBRADO Y FUERZA  
 • SIST. DE TIERRAS  
 • REGULACION DE VOLTAJE  
 • PROTECCIONES  
 • FACTOR DE POTENCIA



## ANALISIS COMPARATIVO DE INTERRUPTORES Y FUSIBLES.

## INTERRUPTORES

- 1.- Capacidad para cerrar con seguridad cualquier corriente de carga o circuito corto dentro de su capacidad momentánea.
- 2.- Capacidad para abrir con seguridad cualquier corriente hasta su capacidad interruptiva.
- 3.- Interrumpe automáticamente el flujo de corriente anormales hasta su capacidad interruptiva.
- 4.- Elimina operación monofásica.
- 5.- Protecciones ajustables.
- 6.- Operación eléctrica.- Para control automático, control remoto, circuitos auxiliares.
- 7.- Amplia selección de características tiempo-corriente.
- 8.- Repetición de operaciones sin destruir el elemento interruptor.
- 9.- Mismo grado de protección después de operar.
- 10.- Mínimo efecto de la temperatura ambiente.
- 11.- Velocidad de operación moderada.- Facilita la coordinación de protecciones.
- 12.- Amplios rangos de corriente.

## FUSIBLES.

Requiere el uso de un desconectador con carga y fusibles.

Idem anterior.

Lo cumple con mayores tolerancias.

No se cumple en algunos equipos.

Protección fija.

No lo cumple.

Uso restringido.

Se destruye el elemento interruptor.

Puede cambiarse.

Depende de las condiciones térmicas para activarse.

La mayoría de los fusibles operan con rapidez; recomendables para circuitos derivados.

Capacidades limitadas por consideraciones térmicas. Los fusibles requieren ventilación.

## INTERRUPTORES

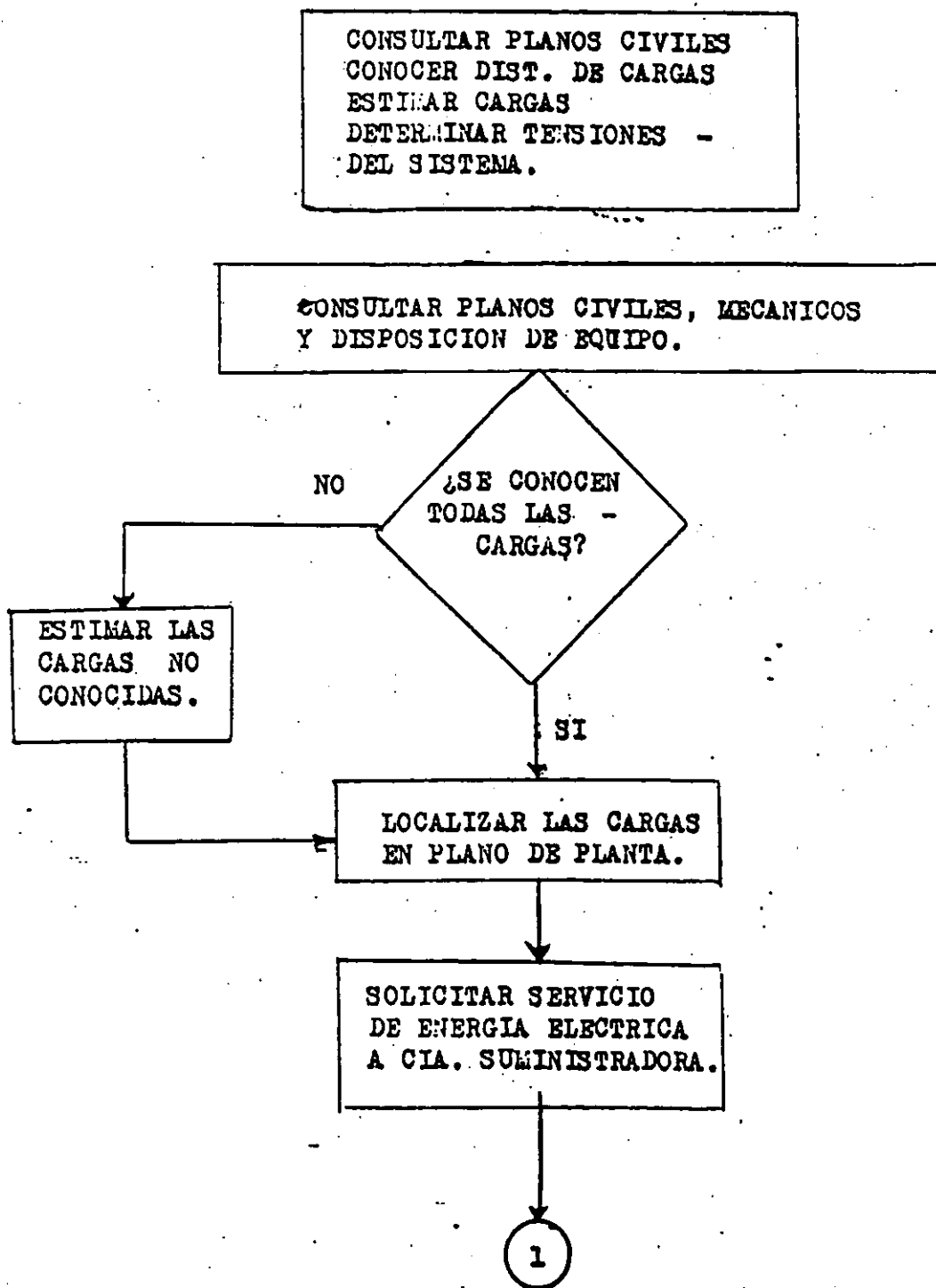
## FUSIBLES

13. - Mecánicamente complicados

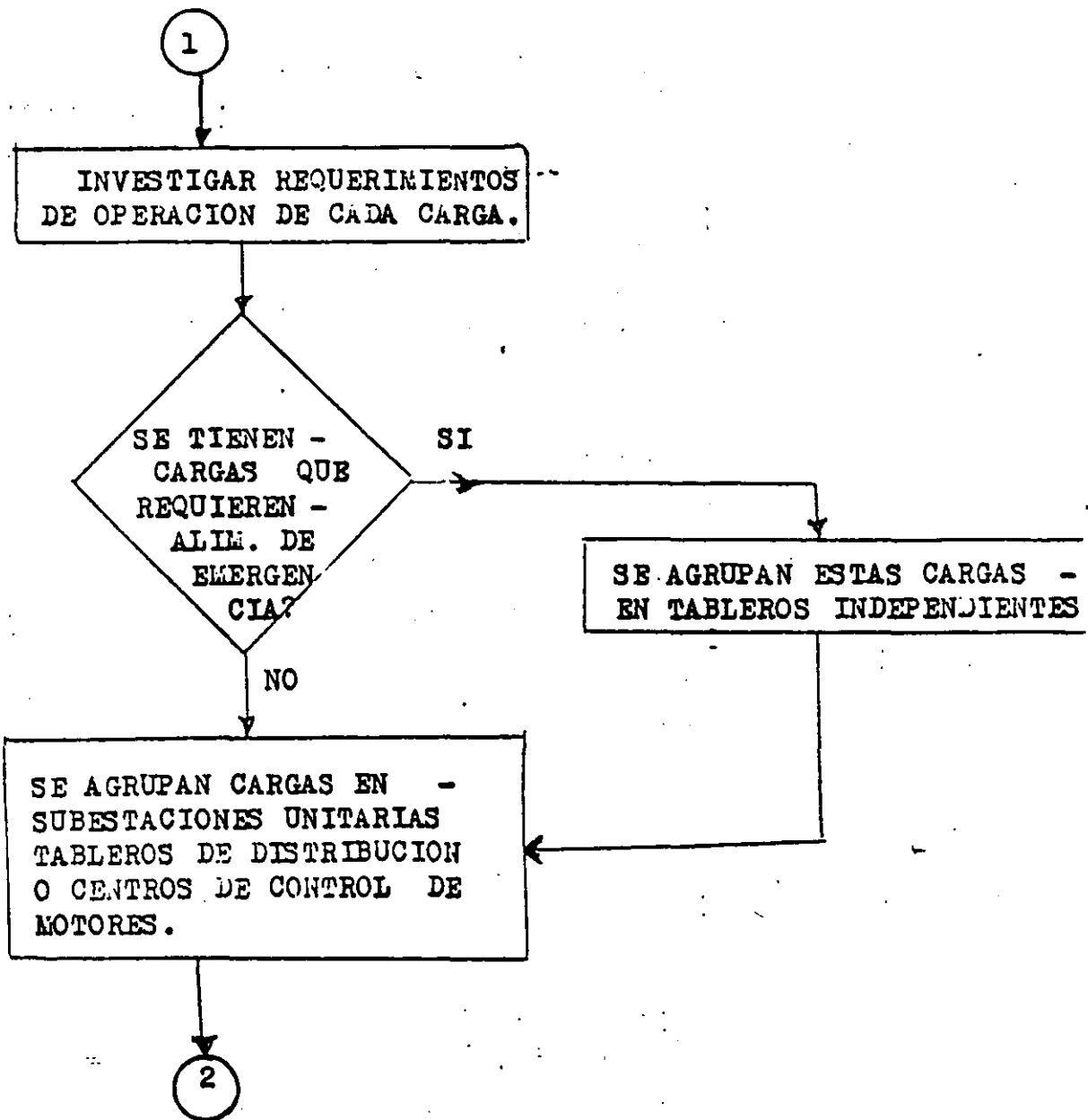
Son más simples mecánicamente.

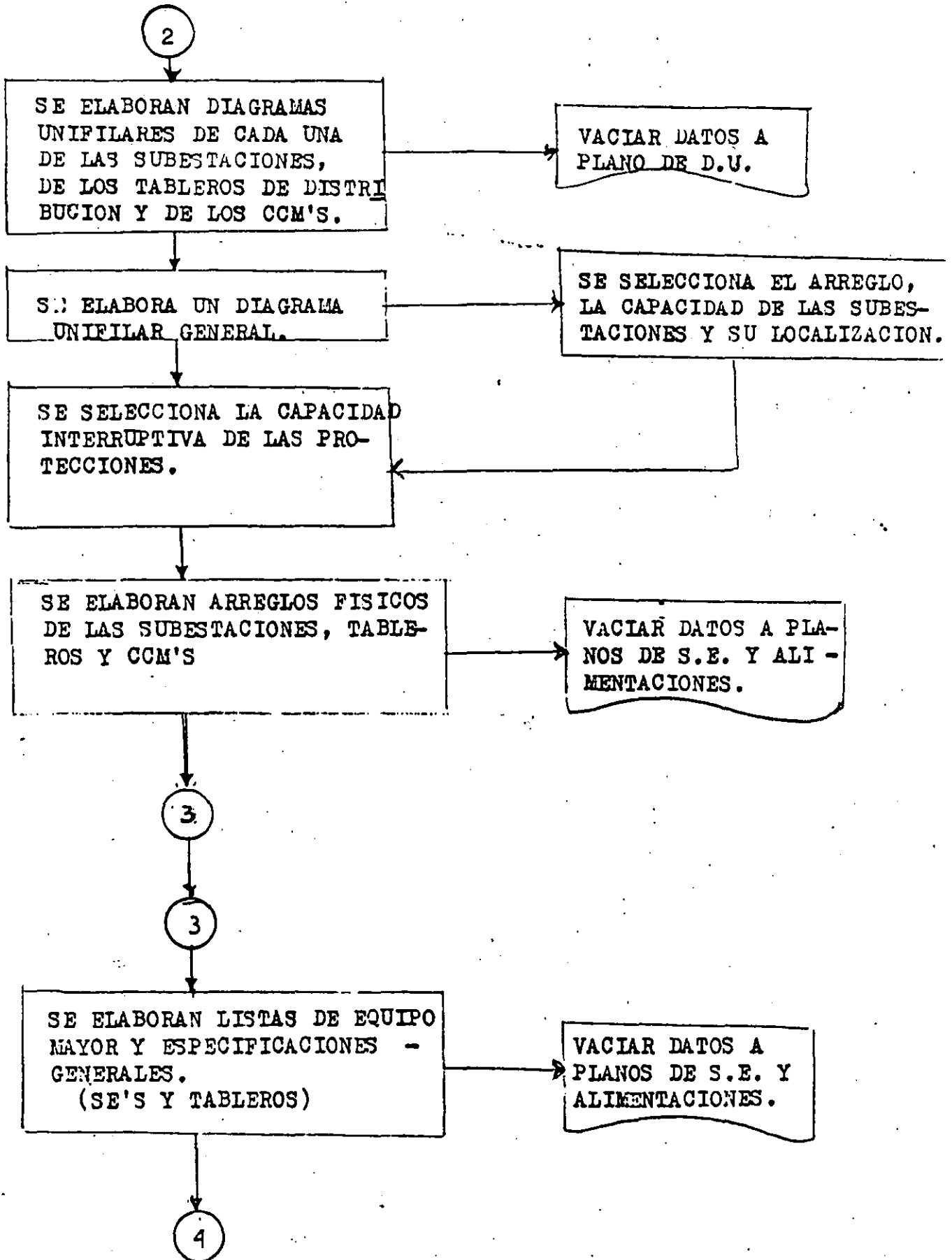
14. - Son costosos.

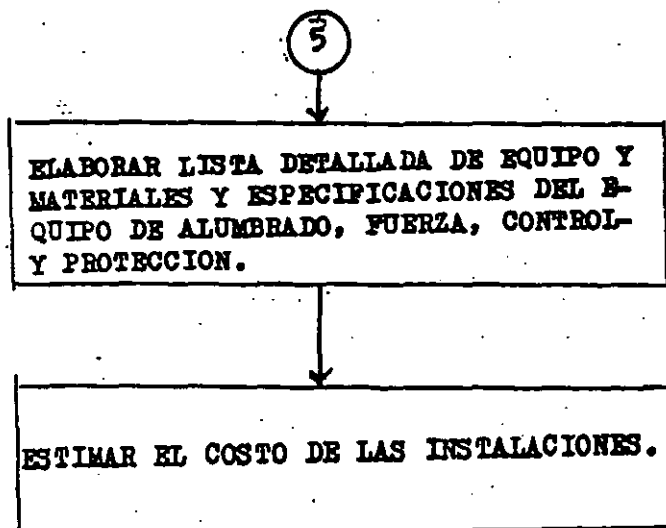
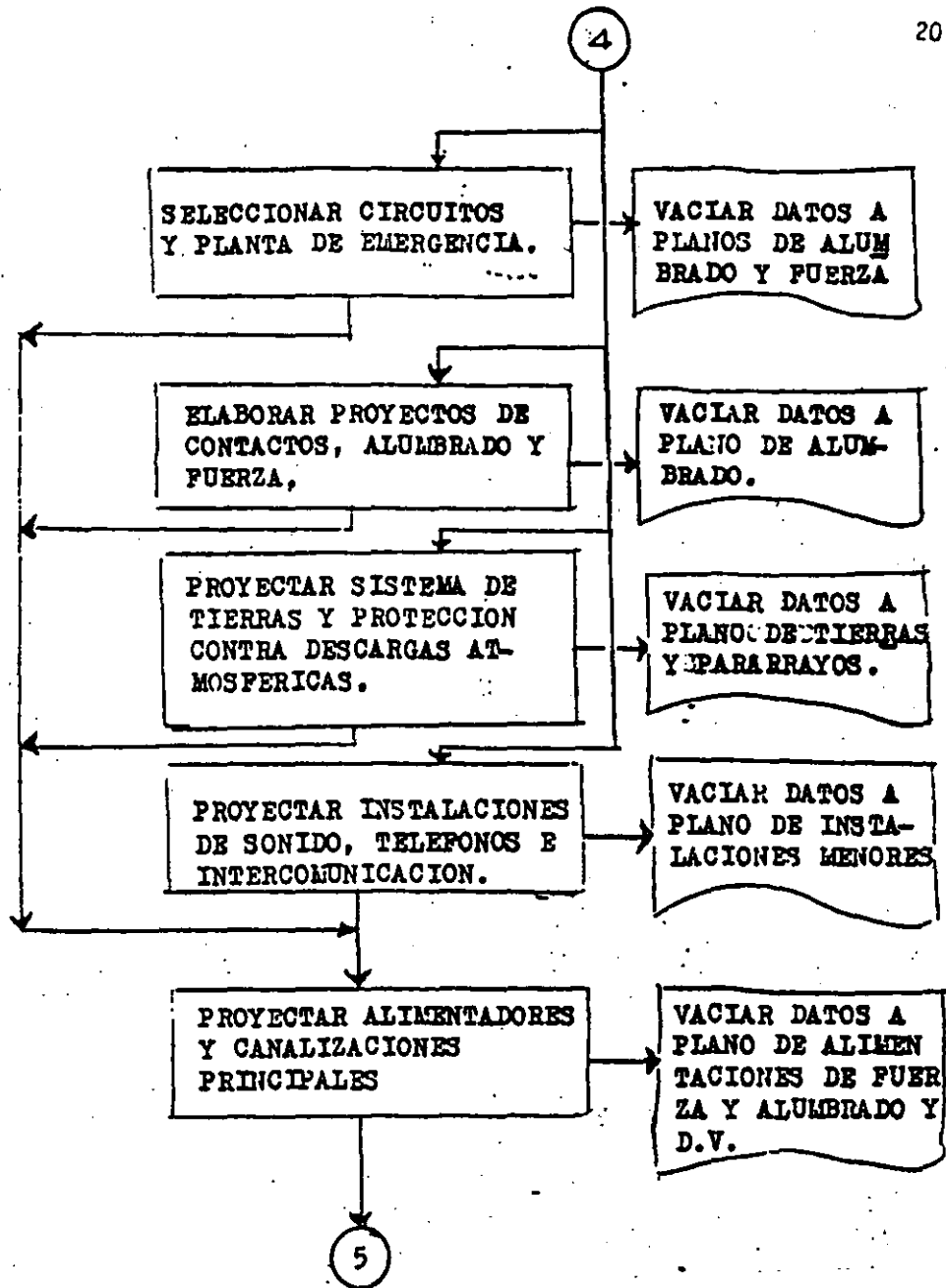
Bajo costo.

SECUENCIA DE UN PROYECTO ELECTRICO INDUSTRIAL

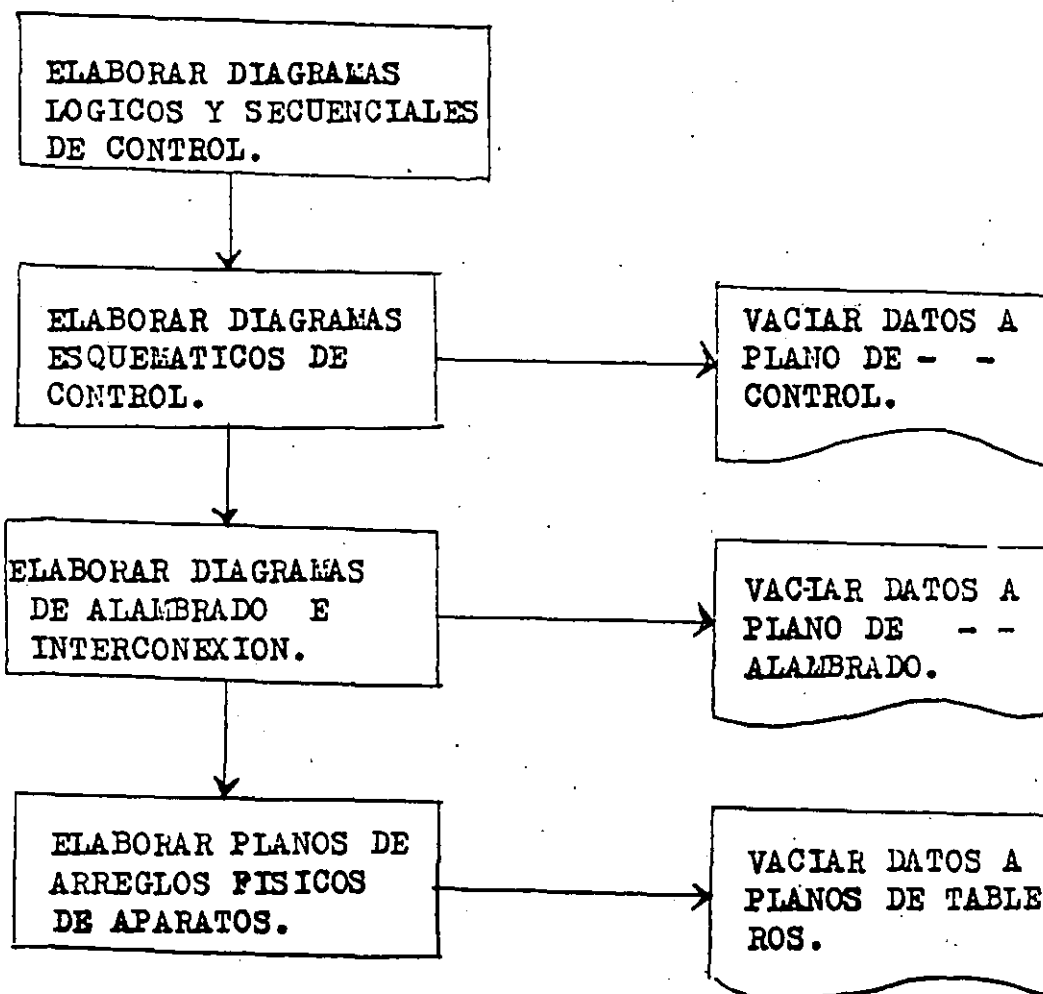






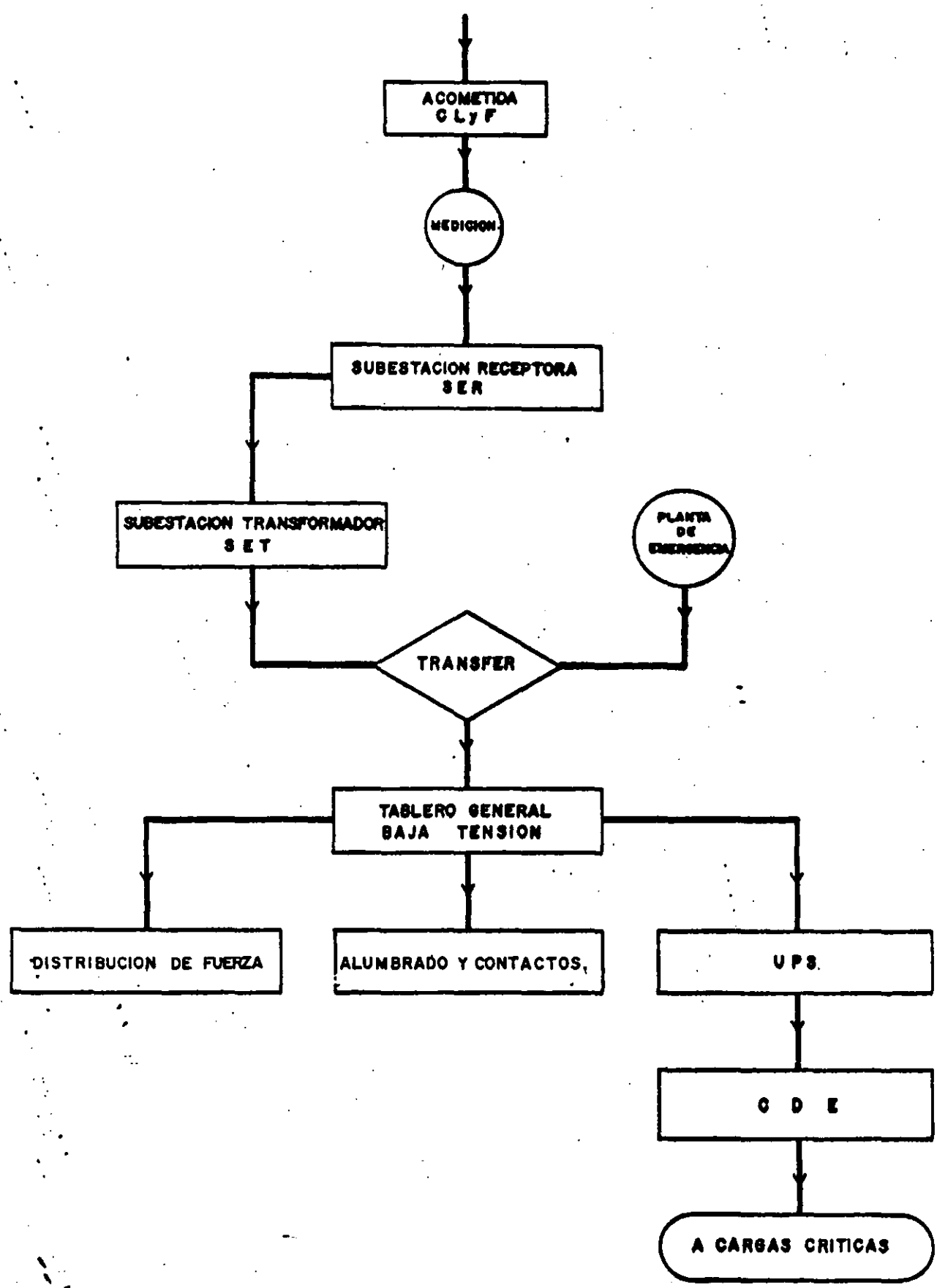


CIRCUITOS DE CONTROL



2.2. - EJEMPLO

ANALISIS TECNICO ECONOMICO  
A NIVEL DE ANTEPROYECTO.



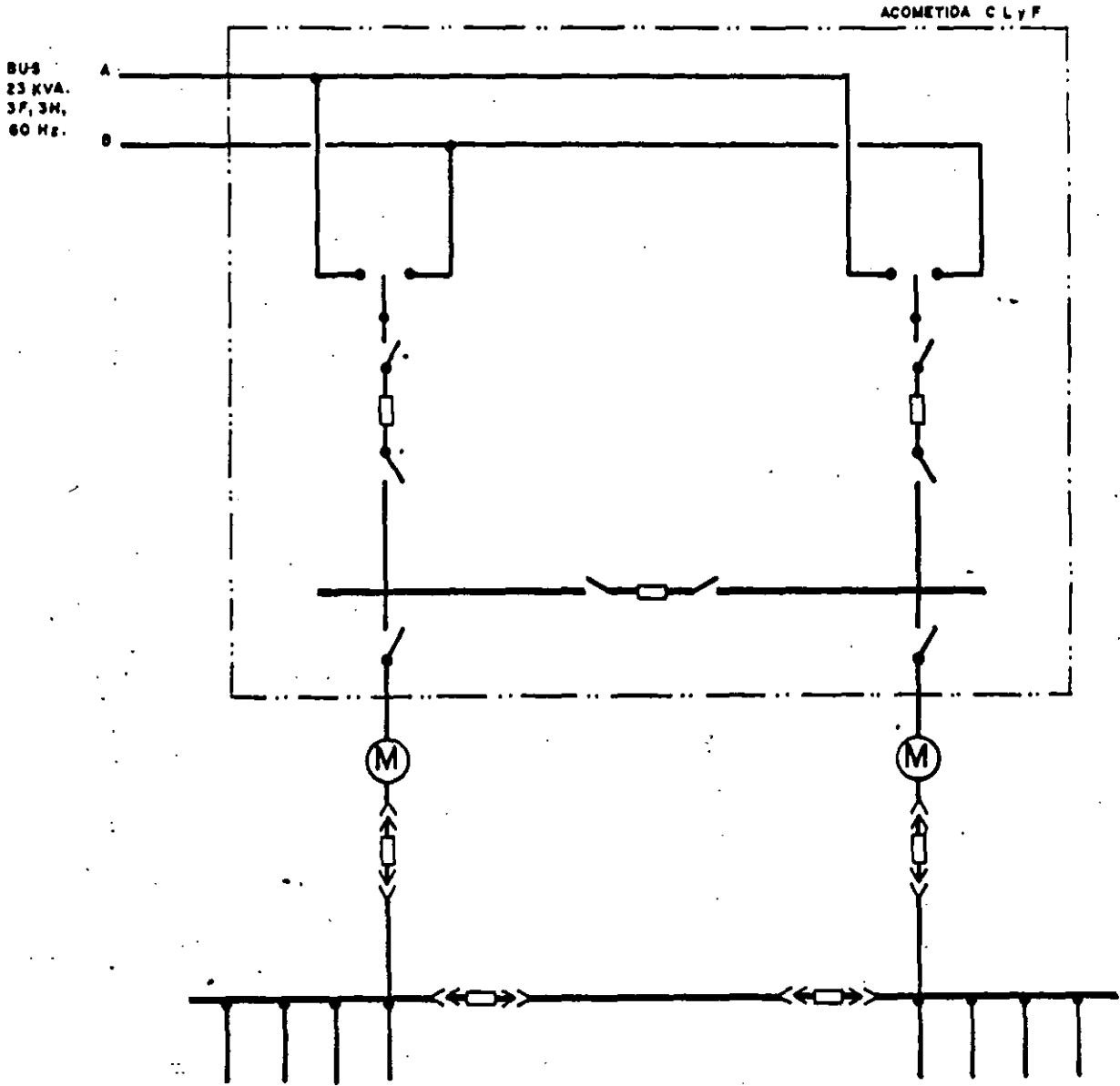
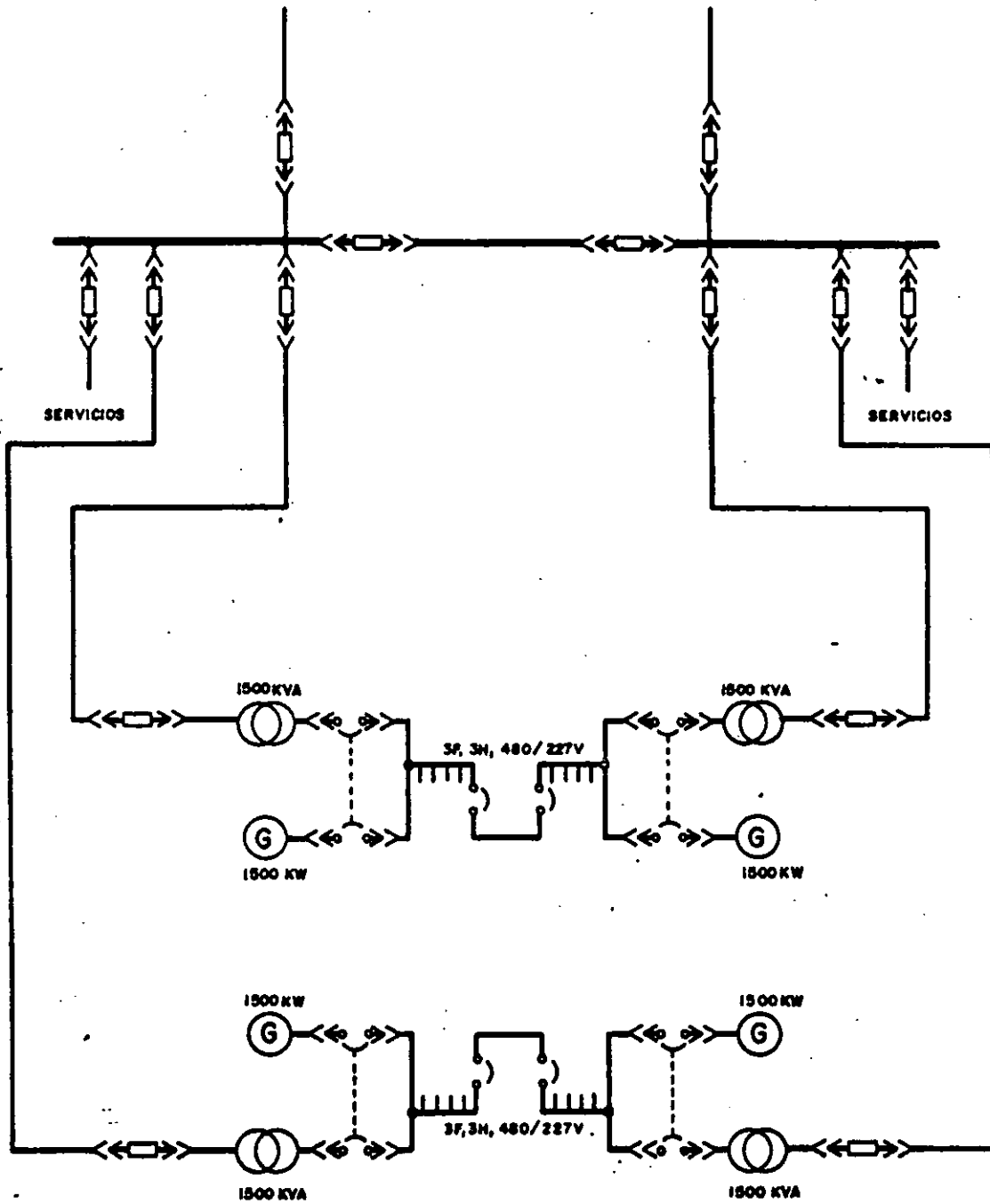


DIAGRAMA UNIFILAR  
ACOMETIDA CLy F

# DIAGRAMA UNIFILAR

## DISTRIBUCION RADIAL EN ALTA TENSION



### DIAGRAMA UNIFILAR DISTRIBUCION EN ALTA TENSION EN SELECTIVO PRIMARIO

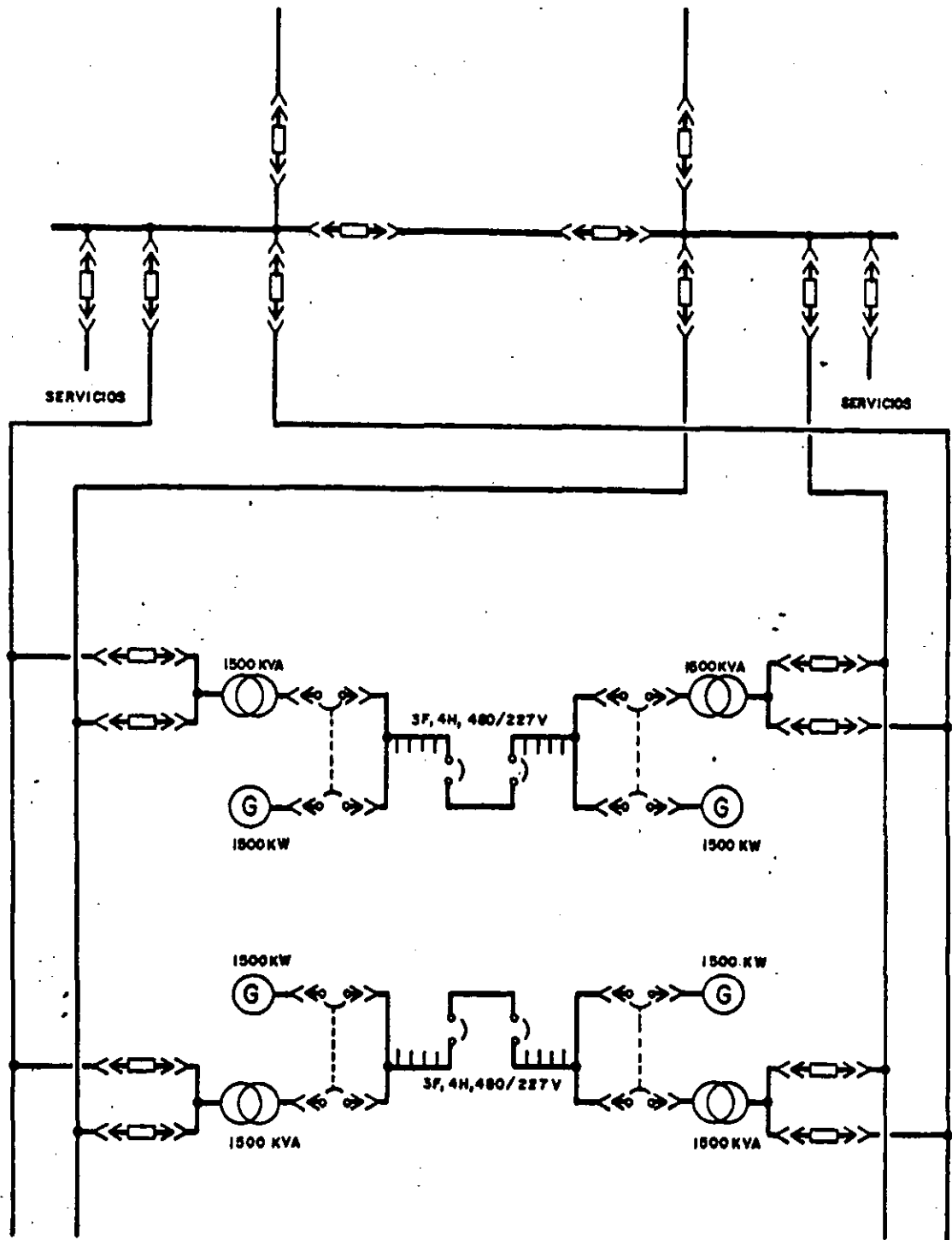
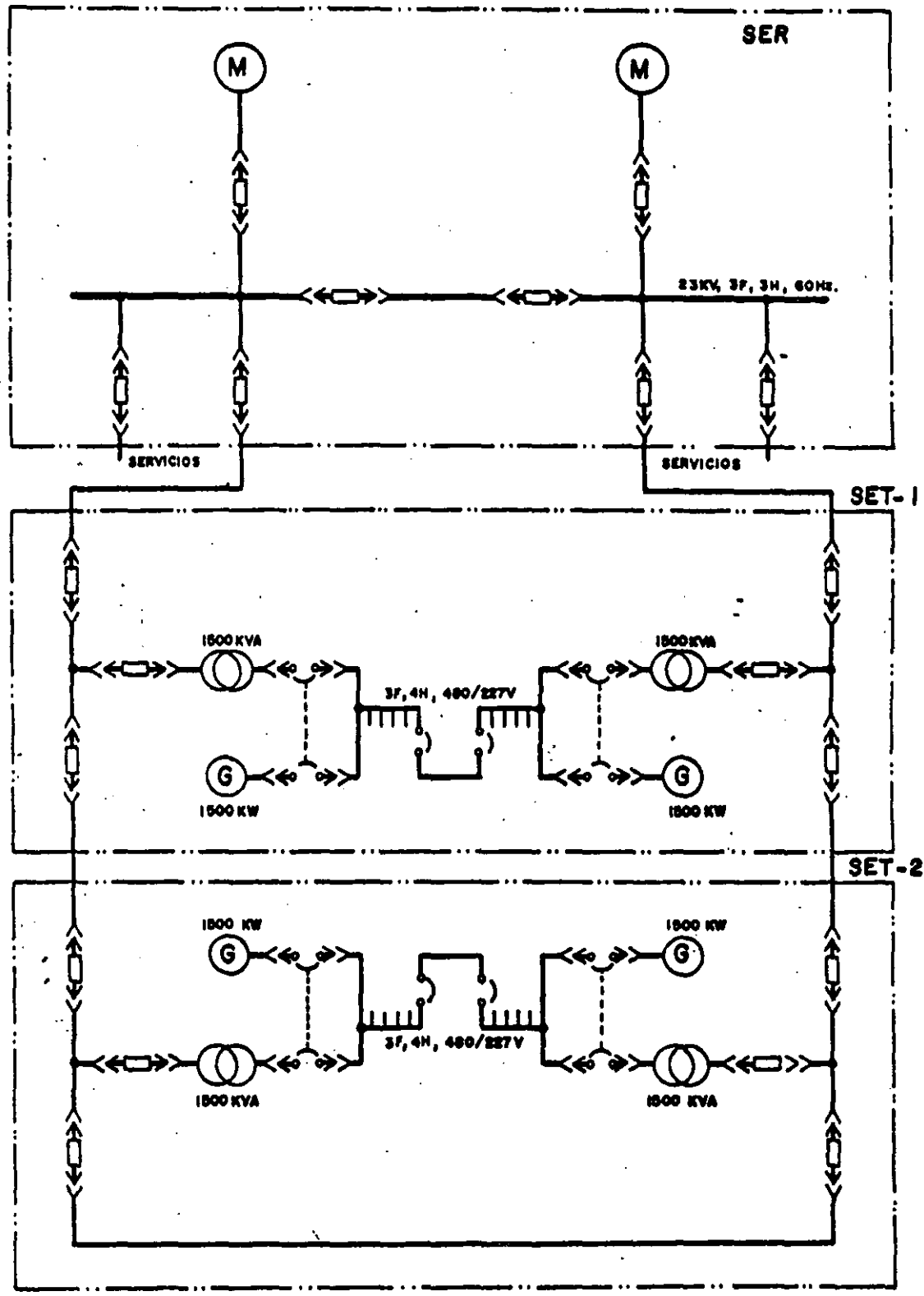




DIAGRAMA UNIFILAR  
DISTRIBUCION PRIMARIA EN ANILLO  
DISTRIBUCION EN BAJA TENSION EN SELECTIVO SECUNDARIO



I.-ANÁLISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ALTA TENSION.

No.	CONCEPTO	PESO	RADIAL			SELECTIVO PRIMARIO			ANILLO		
			EVALUACION	%	TOTAL	EVALUACION	%	TOTAL	EVALUACION	%	TOTAL
1	FIABILIDAD.										
	1.- FUERA: UN ALIMENTADOR PRIMARIO. CAPACIDAD DE TRANSFORMACION.	40	1 TRANSF. FUERA	75	30	100	40	100	40		
	2.- FUERA: DOS ALIMENTADORES PRIMARIOS. CAPACIDAD DE TRANSFORMACION.	20	2 TRANSF. FUERA O UN SISTEMA FUERA	25	5	0 A 2 TRANSF. FUERA 100 A 50%	75	15	1 A 4 TRANSF. FUERA 75 A 0%	38	8
	3.- FUERA: TRANSFORMADORES. CAPACIDAD DE TRANSFORMACION.	20	1 A 4 TRANSF. FUERA 75 A 0%	38	8	IDEM	38	8	IDEM	38	8
	4.- FUERA: EL INTERRUPTOR DE ENTRADA.	20	8 INTS.	100	20	12 INTS.	67	13	14 INTS.	57	11
	TOTAL	100			63			76			67
2	FLEXIBILIDAD.										
	1.- MODIFICACIONES.	60	2 TRANSF. FUERA TEMPORAL	50	30	SIN INTERRUPCION	100	60	SIN INTERRUPCION	100	60
	2.- AUMENTOS.	40	SIN INTERRUPCION.	100	40	2 TRANSF. FUERA TEMPORAL	50	20	1 TRANSF. FUERA TEMPORAL	75	30
	TOTAL	100			70			80			90

\*POR FALLA O MANTENIMIENTO.

I.- ANALISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ALTA TENSION.

No.	CONCEPTO	PESO	RADIAL			SELECTIVO PRIMARIO			ANILLO		
			EVALUACION	Z	TOTAL	EVALUACION	Z	TOTAL	EVALUACION	Z	TOTAL
3	SEGURIDAD.										
	1.- A PERSONAS.	60	8 INTS.	100	60	12 INTS.	67	40	14 INTS.	57	34
	2.- A LOS BIENES.										
	8 EQUIPOS	25	8 INTS.	100	25	12 INTS.	67	17	14 INTS.	57	14
	8 CABLES	15	100% LONG.	80	12	100% LONG.	80	12	80% LONG.	100	15
	TOTAL	100			97			69			63
4	SIMPLICIDAD.										
	1.- OPERACION.	40	4 LINEAS AT.	100	40	4 LINEAS AT.	100	40	5 LINEAS AT.	80	32
	2.- MANTENIMIENTO.										
	8 EQUIPOS	50	8 INTS.	100	50	12 INTS.	67	34	14 INTS.	57	29
	8 CABLES	10	100% LONG.	80	6	100% LONG.	80	8	80% LONG.	100	10
	TOTAL	100			98			82			71

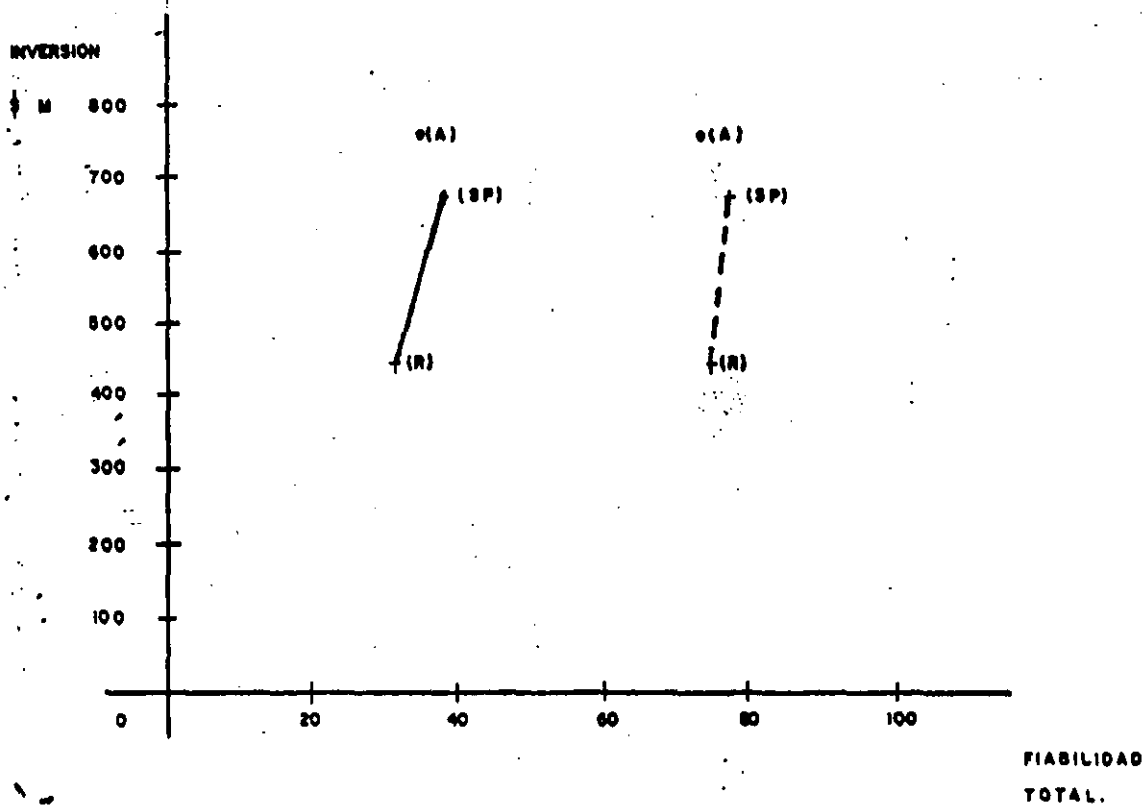
I.- ANALISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ALTA TENSION.

No.	CONCEPTO	PESO	RADIAL			SELECTIVO PRIMARIO			ANILLO		
			EVALUACION	Z	TOTAL	EVALUACION	Z	TOTAL	EVALUACION	Z	TOTAL
1	FIABILIDAD.	50		63	32		76	38		67	34
2	FLEXIBILIDAD.	25		70	18		50	20		90	22
3	SEGURIDAD.	10		97	10		69	7		63	6
4	SIMPLICIDAD Y DISPONIBILIDAD.	15		98	15		82	12		71	11
	TOTAL	100			75			77			73

## DISTRIBUCION EN ALTA TENSION.

\* Análisis de Costos/Análisis Técnico.

	Fiabilidad	Total
* Radial (R)		
8 int. 23KV x 55M = 440M	32	75
* Selectivo primario (SP)		
12 int. 23KV x 55M = 660M	38	77
* Anillo (A)		
14 int. 23KV X 55M = 770M	34	73



I.- ANALISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ALTA TENSION.

No.	CONCEPTO	PESO	RADIAL			SELECTIVO PRIMARIO			ANILLO		
			EVALUACION	%	TOTAL	EVALUACION	%	TOTAL	EVALUACION	%	TOTAL
5	ECONOMIA.										
	¡COSTO INICIAL.- INTS.	10	8 INTS.	100	10	12 INTS.	67	7	14 INTS.	57	6
	CABLES	5	100% LONG.	80	4	100% LONG.	80	4	80% LONG.	100	5
	¡COSTO OPERACION Y MANT.	5	-	100	5	-	100	5	-	100	5
	¡COSTO FALLAS	80		32	26		38	30		34	27
	TOTAL	100			45			46			43

I.- ANALISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ALTA TENSION.

No.	CONCEPTO	PESO	RADIAL			SELECTIVO PRIMARIO			ANILLO		
			EVALUACION	Z	TOTAL	EVALUACION	Z	TOTAL	EVALUACION	Z	TOTAL
	RESUMEN.										
	ANALISIS TECNICO	30		75	23		77	23		73	22
	ANALISIS ECONOMICO	70		45	31		46	32		43	30
	TOTAL				54			55			52

### 3.- PROYECTO DEFINITIVO.

- 3.1 DIAGRAMA UNIFILAR
- 3.2 CORRIENTES DE FALLA
- 3.3 SELECCION DE EQUIPO DE PROTECCION
  - . ESPECIFICACIONES
  - . COMPRA
- 3.4 SISTEMA DE TIERRAS
- 3.5 ALUMBRADO Y CONTACTOS.
- 3.6 DISTRIBUCION DE FUERZA.
- 3.7 SISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA
- 3.8 SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA.
- 3.9 PLANTAS DE EMERGENCIA.
- 3.10 COORDINACION DE PROTECCIONES.
- 3.11 CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA.
- 3.12 PARARRAYOS.
- 3.13 INTALACIONES MENORES.
  - . TELEFONOS
  - . SONIDO
  - . INTERCOMUNICACION
  - . TV EN CIRCUITO CERRADO
  - . ALARMAS
  - . RELOJES
  - . ETC.



#### 4.- ESPECIFICACIONES.

. Elaborar especificaciones tipo.

... Ejemplo de Transformador.

#### 5.- MEMORIA DE CALCULO.

. Elaborar cálculos tipo.

a) Cálculo de Iluminación.

b) Cálculo de Centro de Carga.

c) Cálculo de Alimentador, Alumbrado y Fuerza.

#### 6.- PLANOS.

6.1 Ejemplo de: a) Diagrama Unifilar

b) Distribución de fuerza.

c) Alimentadores de alumbrado.

d) Alumbrado y contactos.

6.2 Información necesaria en planos.

#### 7.- RELACION DE EQUIPO Y MATERIALES Y ESTIMACION DEL COSTO.

a) Ejemplo de lista de equipo.

COMPARACION DE ESPESORES \* : USA. VS . MEX .

TUBO CONDUIT 19 mm .						
	GRC	CED 40	IMC	PGG	EMT	PDG
DIAMETRO EXTERIOR	26.67		26.14	25.40	23.42	23.50
DIAMETRO INTERIOR	20.93		21.92	22.40	20.93	21.40
ESPESOR DE LA PARED	2.87	2.87	2.11	1.52	1.24	1.06

GRC: GALVANIZED RIGID CONDUIT .

IMC: INTERMEDIATE METAL CONDUIT .

EMT: ELECTRIC METALLIC TUBE .

\* VALORES EN mm.

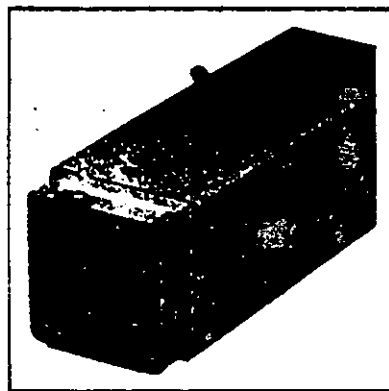
# RACEWAY SYSTEMS

## We Can Meet Your Needs in . . .

- Commercial and Industrial Buildings
- Hospitals
- Shopping Centers
- X-Ray Laboratories
- Schools

## With our Complete Line of Raceway Products

Pages 144-147



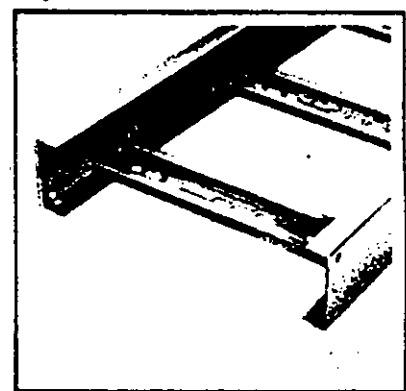
WIREWAY PRODUCTS

Pages 150-161



IN-FLOOR SYSTEMS

Pages 147-149



CABLE TRAY PRODUCTS

### SQUARE-Duct® • JIC • RAINLIGHT TROUGH • RAINLIGHT • LAY-IN WIREWAY — GENERAL

WIREWAY CONDUCTOR TABLE—NO DERATING NECESSARY UP TO 30 CONDUCTORS OR 20% FILL—N.E.C. 362-5

Conductor Size	Area of Conductor (Inches)		Maximum Number of Conductors All of One Size									
	Type TW THW	Type THHN THWN XHHW	2 1/2" x 2 1/2" Duct \$1.25 in²		4" x 4" Duct \$3.2 in²		6" x 6" Duct \$7.2 in²		8" x 8" Duct \$12.8 in²		12" x 12" Duct \$28.8 in²	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
14	• .0136	† .0067	★ 92	★ 143	★ 237	★ 388	★ 633	★ 827	★ 950	★ 1471	★ 2133	★ 3310
12	• .0172	† .0117	★ 72	★ 107	★ 186	★ 273	★ 428	★ 616	★ 744	★ 1084	★ 1674	★ 2481
10	• .0224	† .0184	★ 56	★ 88	★ 142	★ 174	★ 321	★ 381	★ 670	★ 886	★ 1286	★ 1566
8	• .0471	† .0373	★ 28	★ 33	★ 68	★ 85	★ 183	★ 271	★ 343	★ 571	★ 811	★ 772
6	• .0819	† .0619	★ 15	★ 24	★ 38	★ 61	★ 87	★ 128	★ 168	★ 246	★ 351	★ 556
4	• .1087	† .0845	★ 11	★ 14	★ 28	★ 38	★ 66	★ 88	★ 117	★ 181	★ 284	★ 341
3	• .1263	† .0986	★ 9	★ 12	★ 25	★ 32	★ 67	★ 78	★ 101	★ 138	★ 228	★ 288
2	• .1473	† .1182	★ 8	★ 10	★ 21	★ 27	★ 48	★ 61	★ 87	★ 108	★ 186	★ 243
1	• .2087	† .1880	★ 6	★ 8	★ 15	★ 20	★ 36	★ 46	★ 63	★ 87	★ 142	★ 181
0	• .2367	† .1883	★ 5	★ 6	★ 13	★ 17	★ 30	★ 38	★ 54	★ 67	★ 121	★ 152
00	• .2781	† .2265	★ 4	★ 6	★ 11	★ 14	★ 25	★ 31	★ 46	★ 58	★ 100	★ 127
000	• .3288	† .2715	★ 3	★ 4	★ 9	★ 11	★ 18	★ 22	★ 36	★ 47	★ 87	★ 106
0000	• .3904	† .3278	★ 3	★ 4	★ 8	★ 9	★ 16	★ 22	★ 32	★ 39	★ 73	★ 88
250 MCM	• .4877	† .4028	★ 2	★ 3	★ 6	★ 8	★ 14	★ 18	★ 28	★ 31	★ 69	★ 71
300 MCM	• .5581	† .4609	★ 2	★ 2	★ 5	★ 7	★ 12	★ 16	★ 22	★ 27	★ 51	★ 61
350 MCM	• .6281	† .5307	★ 2	★ 2	★ 5	★ 6	★ 11	★ 13	★ 20	★ 24	★ 46	★ 54
400 MCM	• .6989	† .5931	★ 1	★ 2	★ 4	★ 5	★ 10	★ 12	★ 18	★ 21	★ 41	★ 48
500 MCM	• .8316	† .7163	★ 1	★ 1	★ 4	★ 4	★ 8	★ 10	★ 16	★ 18	★ 34	★ 40
600 MCM	• 1.0281	† .8782	★ 1	★ 1	★ 3	★ 3	★ 7	★ 8	★ 12	★ 14	★ 28	★ 32
700 MCM	• 1.1576	† 1.0011	★ 1	★ 1	★ 2	★ 3	★ 6	★ 7	★ 11	★ 12	★ 24	★ 28
750 MCM	• 1.2252	† 1.0623	★ 1	★ 1	★ 2	★ 2	★ 5	★ 6	★ 10	★ 12	★ 23	★ 27

\* NOTE: The 1987 National Electrical Code limits installation to 30 conductors in one wireway except where derated according to tables 370-18 NEC, or where special permission has been obtained from local authority enforcing the Code or where conductors in excess of 30 are for signalling circuits or are control wires between a motor and its starter and used only for starting duty, and other exceptions as noted in 520-5 (hoist), 520-32 (elevators), and 374-5 (auxiliary gutters).  
 † Areas for type XHHW are .0131, .0167, .0216, .0456, and .0625 for sizes 14, 12, 10, 8 and 6 respectively.  
 • Areas for type THW are .0208, .0261, .0311, and .0598 for sizes 14, 12, 10 and 8 respectively.  
 A — Type T, TW, and THW  
 B — Type THHN, THWN, and XHHW  
 Areas given in square inches.  
 ‡ These values represent 20% of the interior cross sectional area of the various sizes of wireway.



## GENERAL

Cable tray is an economical raceway system designed to support and protect electrical wire and cable. Article 318 of the National Electric Code® (NEC®) permits cable tray in a wide variety of indoor and outdoor applications. The N.E.C. also has permitted cable tray for use as an equipment ground conductor since 1975.

Cable tray systems can provide significant advantages in cable fill over other wiring methods. This can provide savings in the size or number of raceways required thereby reducing both material and labor costs.

In many cases the N.E.C. permits greater conductor ampacities in cable tray than for other wiring methods. Under certain conditions, the N.E.C. allows "Free Air" rating of large, single conductor power cable (250 MCM & larger) in ventilated cable tray systems. This can provide

significant savings in conductor costs.

Cable tray permits much greater spacing between support hangers than for most other systems, providing savings in support costs and installation labor. Square D cable trays are available for support spacings ranging from 8 to 20 foot support spans.

Square D ladder, trough, solid bottom, and channel type tray is available in steel and aluminum, and in varying width and load depths for many applications including primary service entrance, main power feeders, branch wiring, instrument and communications cable.

Square D cable tray is built in general accordance with National Electrical Manufacturers' Association (NEMA) Standards Publication VE-1 (current issue 1984).

## VARIOUS TYPES OF CABLE TRAY

Ladder-type cable tray consists of two longitudinal side rails connected by individual cross members or rungs. Square D ladder designs are very popular due to their versatility and lower costs. They also provide: maximum ventilation for conductor cooling, smooth edges on side rails and rungs to protect cables, and slots (double rung design) for easy cable fastening when required.

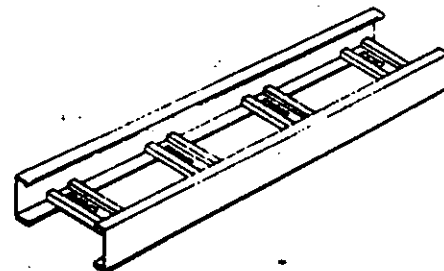
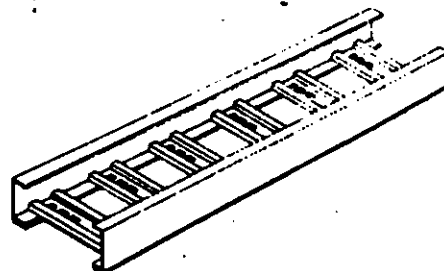
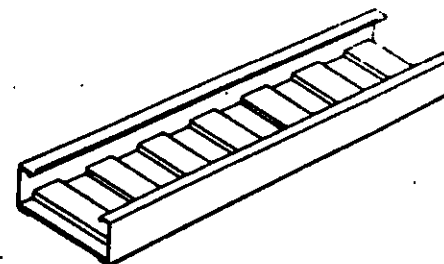
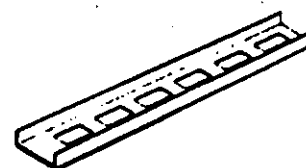
Various rung spacings are available (6, 9, 12 and 18 inches) to provide support for most cables, from small flexible cables to the most rigid interlocked armor power cable. Nine inch rung spacing is the most popular since it provides support for the widest range of cable sizes.

Trough-type cable tray consists of two side rails with closely spaced rungs or ventilated bottoms. It provides maximum cable support while maintaining adequate openings to permit air circulation for cable cooling. Trough trays are most often used (in lieu of ladder trays), to provide additional support and protection for smaller signal, communication, and instrumentation cables.

Square D trough designs also provide smooth surfaces and adequate openings for cable dropouts, without the need for cutting of trough bottom materials.

Solid bottom cable tray consists of two side rails connected with a corrugated or reinforced solid bottom. Solid bottom trays are most often used to provide electrical or magnetic shielding for very sensitive communications and signal circuitry. Solid bottom trays also provide maximum protection of cables, but require a reduction in cable fill from ladder or ventilated trough trays.

Channel-type tray is of one piece construction and is available in 4½ and 6 inch widths. It is most often used in place of conduit to carry one or two cables from a main cable tray run to individual equipment or termination points. Square D channel is offered in ventilated and solid designs.

LADDER  
TYPETROUGH  
TYPESOLID  
BOTTOM  
TYPECHANNEL  
TYPE

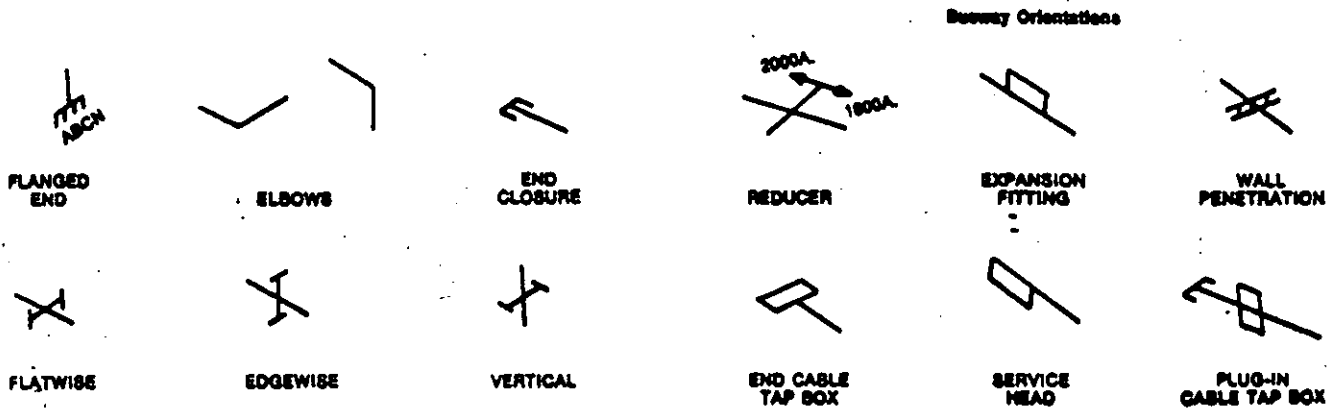
### How To make A Shorthand Drawing (Single Line Type)

After the takeoff has been made, a sketch of the run should be made. Single line drawings are the easiest way to illustrate an I-LINE II busway run. Remember that you must provide the factory with all pertinent information. The procedure is as follows:

1. Select the type of devices you will need to draw (see below).
2. Check "Typical single line sketch" in the following examples for the run most similar to yours.

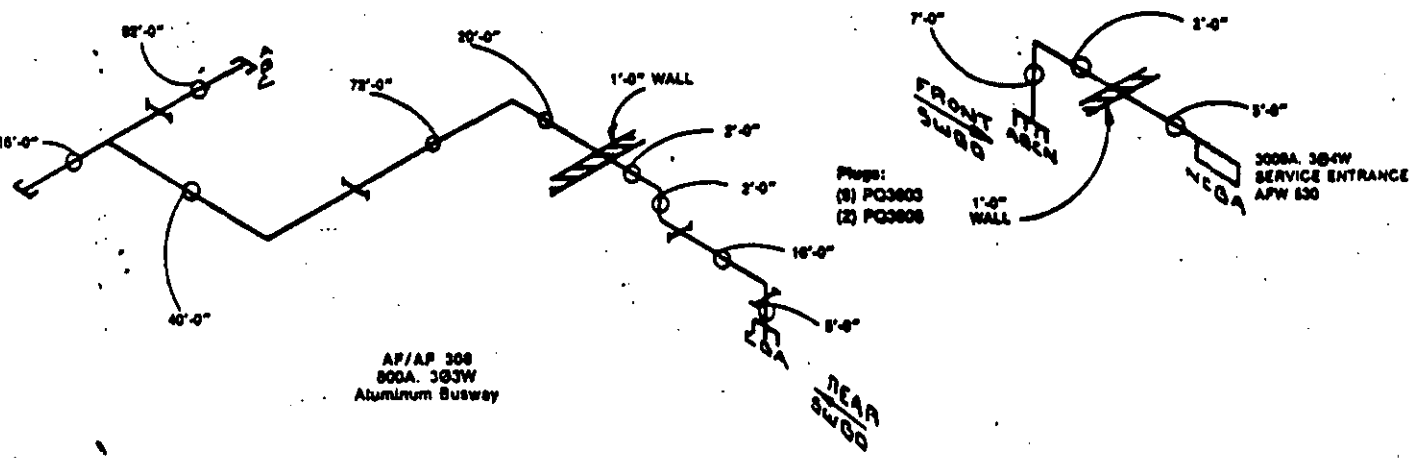
3. Draw your run. Be sure to label each run and show cross sections where applicable.
4. Show the phasing at each end of the run.
5. Show the location of each type of busway (i.e., location of weatherproof and plug-in busway).
6. Indicate quantity and, if necessary, location of plugs.

**THESE ARE TYPICAL SYMBOLS USED WHEN MAKING A SINGLE LINE DRAWING**

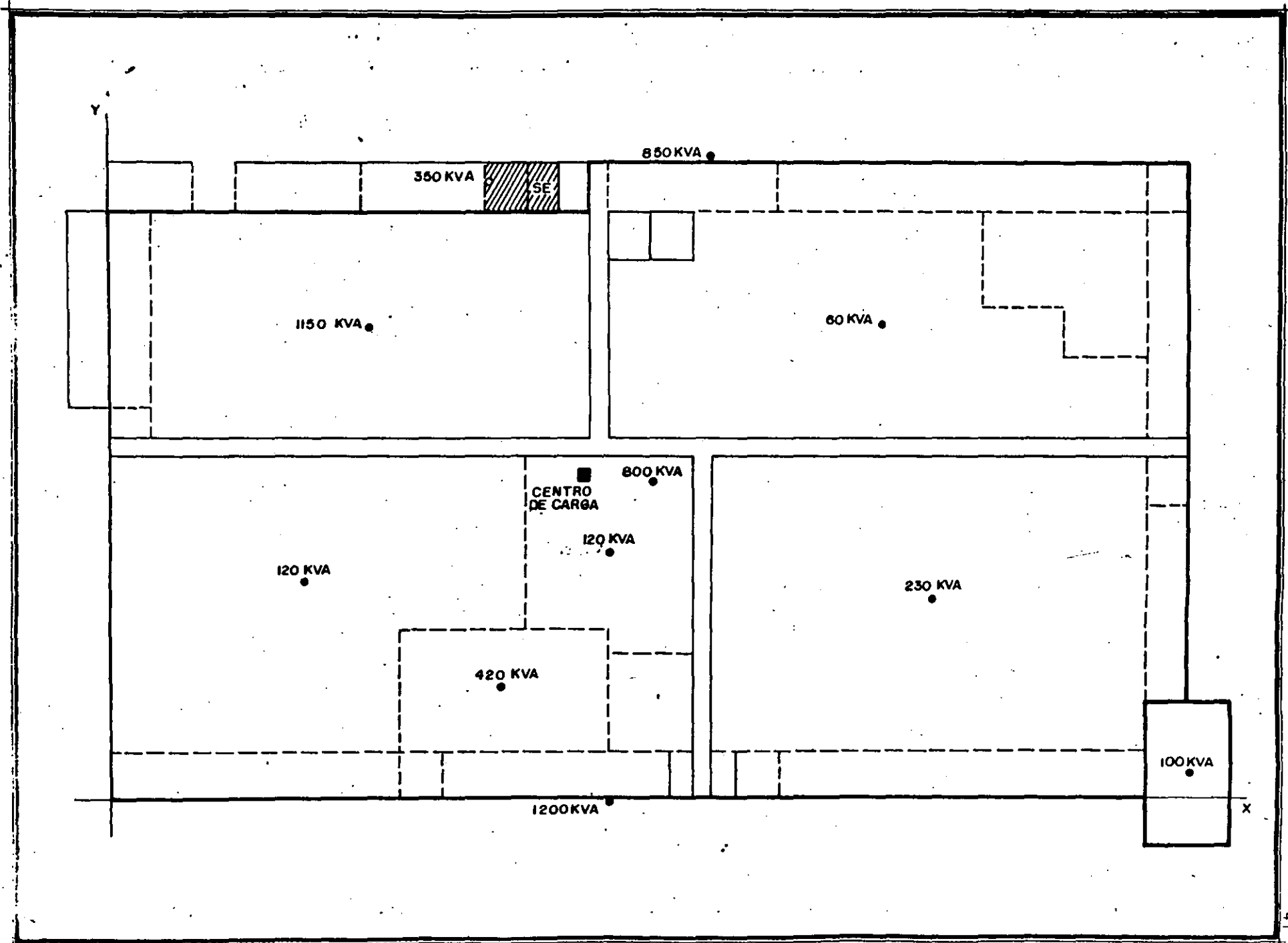


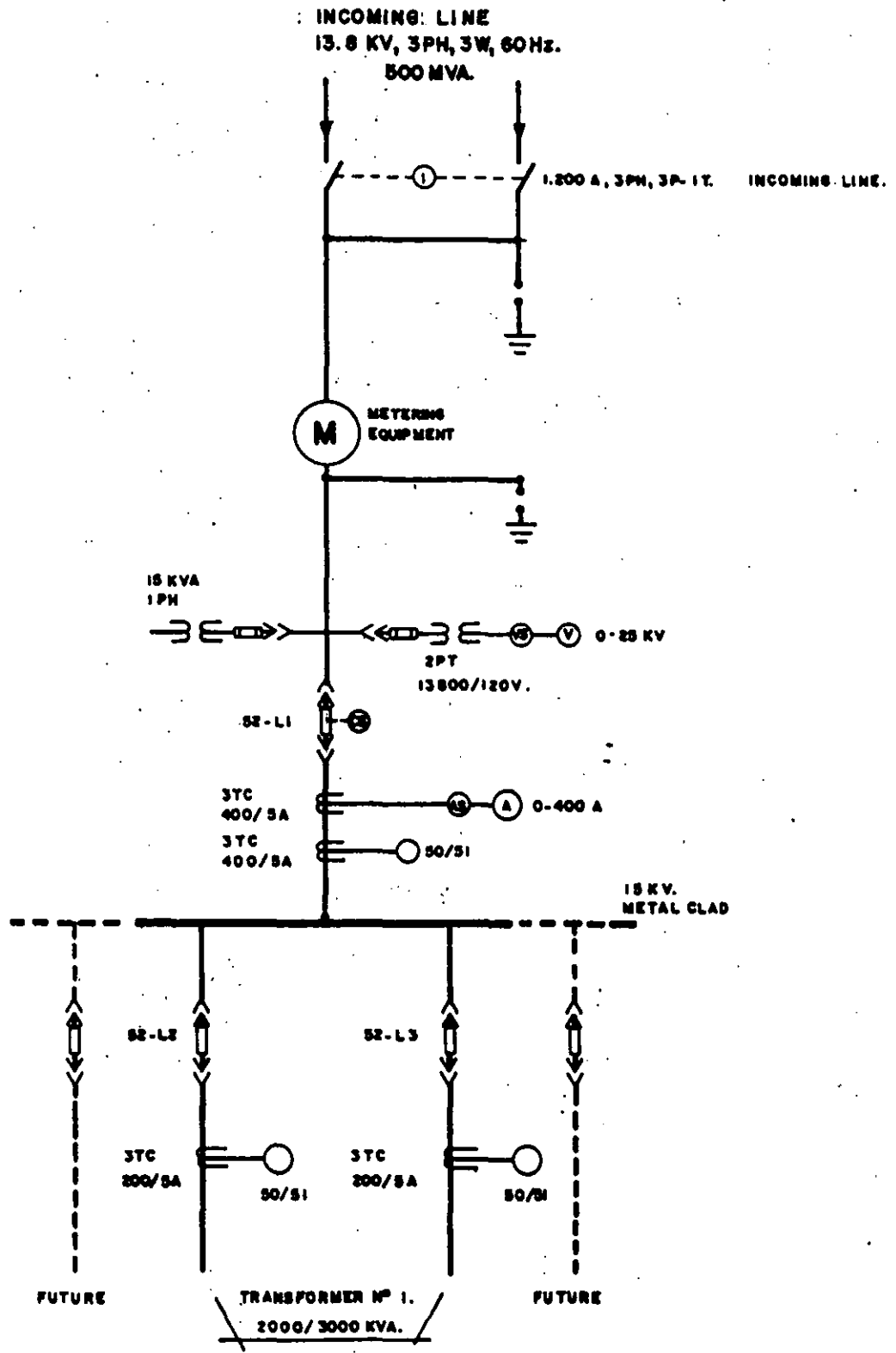
Check Sketch 1B below to see how well you did on the take-off. Is your bill of material similar to that given by 1C on Page 23?

The Busway Take-Off Checklist provided on Page 23 is a useful tool to check your work before submitting the job to the factory.

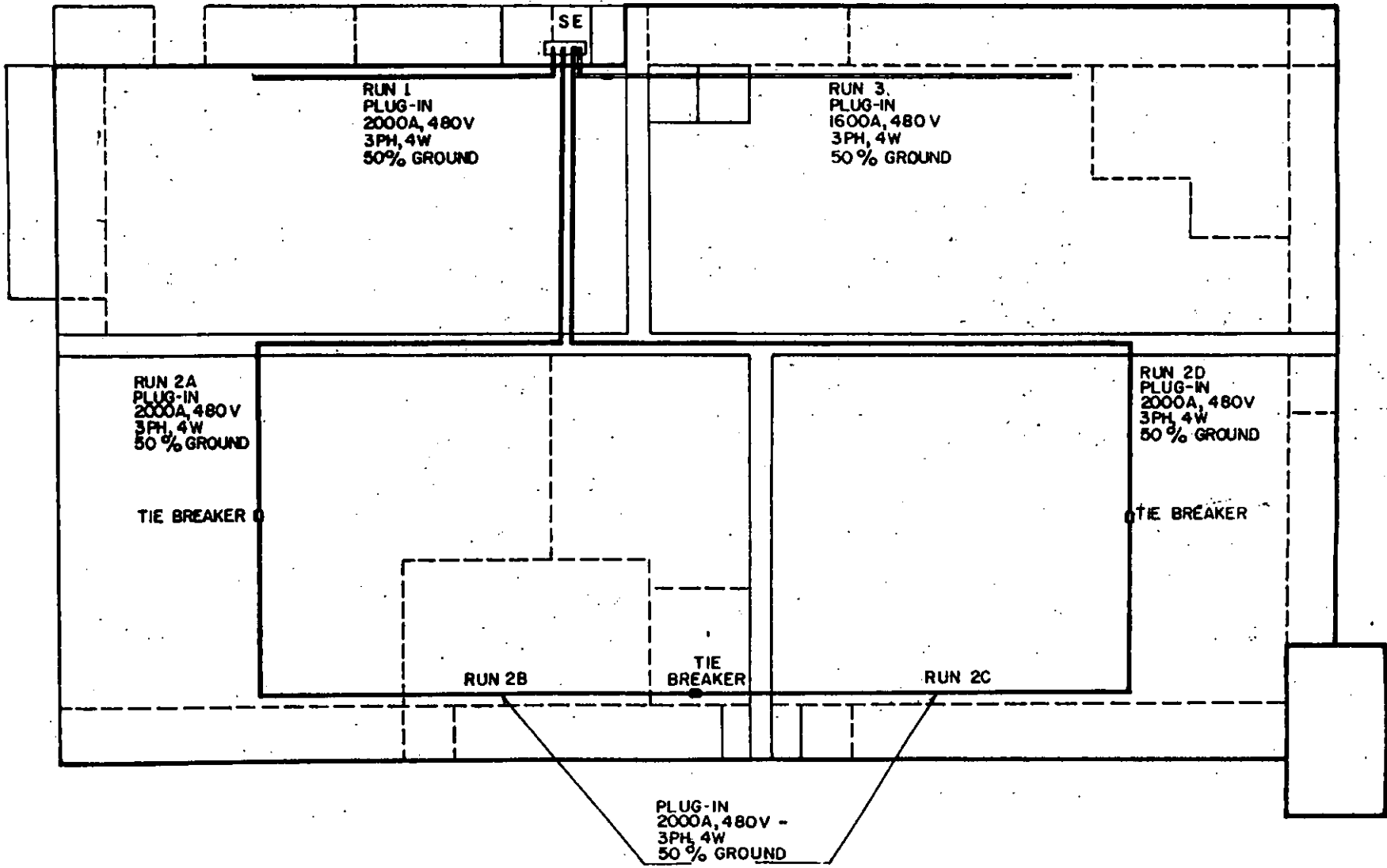


1B — Typical Single Line Sketch Of Plug-In Run





SINGLE LINE DIAGRAM.





5.- MEMORIA DE CALCULO.

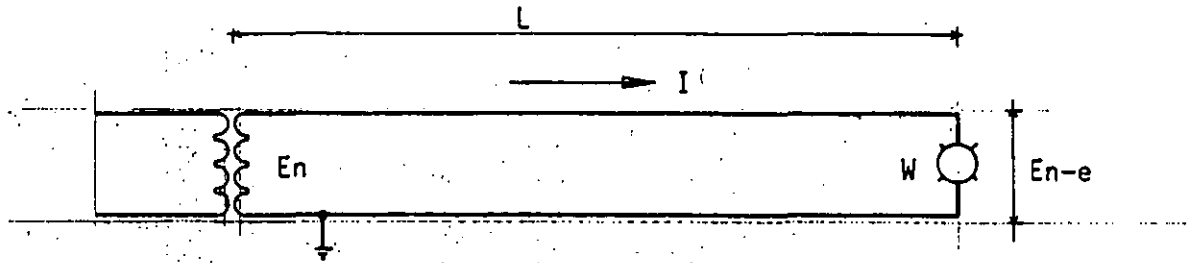
b1) - CALCULO DEL CENTRO DE CARGA

MOTOR Nº	HP	EJE X X'				EJE Y Y'			
		Signo	Bra de Pal.	Mom (+)	Mom (-)	Signo	Bra de Pal.	Mom (+)	Mom (-)
1	3	+	13.0	39.0		+	150.0	450.0	
2	3	+	13.0	39.0		+	150.0	450.0	
3	3	+	13.0	39.0		+	150.0	450.0	
4	3	+	13.0	39.0		+	150.0	450.0	
5	3	+	13.0	39.0		+	150.0	450.0	
6	3	+	13.0	39.0		+	150.0	450.0	
7	15	+	13.0	195.0		+	150.0	2,250.0	
8	75	-	6.0		450.0	+	130.0	9,750.0	
9	1	+	10.5	10.5		+	49.0	49.0	
10	2	+	8.8	17.6		+	49.0	98.0	
11	3	+	6.6	19.8		+	49.0	147.0	
12	4	+	5.2	20.8		+	49.0	196.0	
13	3	+	2.5	7.5		+	49.0	147.0	
14	7.1	+	1.4	10.0		+	41.0	291.1	
15	1/2	+	5.4	2.9		+	43.4	21.9	
16	1/16		0			+	14.3	2.1	
17	5	+	2.0	10.0		+	16.0	180.0	
18	5	+	4.0	20.0		+	26.2	131.0	
19	5	+	1.0	5.0		+	29.0	145.0	
20	1/2	+	6.3	3.2		+	28.0	14.0	
21	1/4		0			+	27.2	6.9	
22	11/2	+	1.5	2.3		+	23.0	30.5	
23	1	+	1.5	1.5		+	23.0	23.0	
24	11/2	+	1.5	2.3		+	23.0	30.5	
25	1	+	1.5	1.5		+	23.0	23.0	
26	5	+	10.5	51.0		-	21.8		109.0.
27	10	+	11.0	110.0		-	17.3		1115.0
28	14.24KW								
29	0.75KW								
30	1/3	+	10.4	3.47		-	50.0		16.7
31	1	-	2.5		2.5	-	49.0		49.0
32	0.8	-	4.5		4.1	-	49.0		44.1
33	1/4	-	9.4		2.4	-	49.5		12.4
34	404								
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	+	15.6	17.8		-			
43	1	+	15.6	31.6		-			
44	2	+	15.6	71.2		-			
45	1/4	+	42.6	15.7		+	47.6	11.9	
46	15	+	63.0	945.0		0			
47	1/4	+	61.00	15.4		0			
48	1	+	64.0	64.0		+	47.0	47.0	

b2) CALCULO DEL CENTRO DE CARGA

MOTOR Nº	HP	EJE X X'				EJE Y Y'			
		Signo	Bra de Pal.	Momento (+)	Mom (-)	Signo	Bra de Pal.	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		+	28.4	14.2	
52	1/2	+	64.0	32.0		+	15.8	7.9	
53	1/2	+	64.0	32.0		+	3.5	1.8	
54	1	+	62.0	186.0		-	5.0		15.0
55	1/4	+	62.0	15.5		-	5.0		1.1
56	71/2	+	61.5	491.8		+	4.2	11.8	
57	71/2	+	61.0	480.0		-	4.5		61.8
58	1/2	+	61.0	32.0		-	15.7		7.9
59	2	+	61.0	128.0		-	22.0		44.0
60	1/2	+	75.0	37.5		-	37.6		18.8
61	10	+	55.0	1,650.0					
62	15	+	55.0	825.0					
63	20	+	55.0	1,100.0					
64	5	+	55.0	275.0					
65	1/4	+	56.5	42.4		-	10.7		21.0
66	30	+	56.5	1,695.0		-	10.7		921.0
67	1/2	+	72.0	36.0		-	10.7		15.4
68	3	+	9.5	28.5		-	68.5		205.5
69	11/2	+	9.5	14.3		-	62.5		91.6
70	1/4	+	10.0	2.5		-	62.5		15.7
71	2	+	0.0	18.0		-	71.0		142.0
72	2	+	11.5	23.0		-	71.0		142.0
73	71/2	+	9.0	67.5		-	74.00		555.0
74	71/2	+	11.5	86.3		-	74.0		555.0
75	11/2	+	13.4	20.1		-	45.0		67.5
76	1/2	+	13.4	6.7		+	4.0	2.0	
77	1/2	+	15.3	7.7		-	104.0		52.0
78	1/2	+	15.3	7.7		-	104.0		52.0
				10,034.37	459.00	+		16,478.14	4,340.9
				9,575.37		+	32.4	12,137.24	
A	11.5KW	+	45.0	1,417.5		-	28.10		485.1
B	31.5	+	45.0	1,417.5		+	28.10	485.15	
C	28.9	+	25.5	873.7		-	24.80		716.7
D	28.9	+	28.5	823.7		+	24.80	716.7	
E	24.9	+	0	0		-	28.40		837.3
F	17.0	+	11.0	221.0		+	24.50	416.5	
G	19.15	-	12.0	229.8		+	1.40	34.5	
H	4.4	+	45.0	330.0		-	28.10		236.0
I	9.1	+	45.0	418.5		+	28.10	261.3	
J	22.4	+	22.5	792.1		-	24.80		649.4
K	28.4	+	28.5	792.1		+	24.80	654.7	
L	11.2	+	0	0		-	28.80		140.2
M	7.85	+	5.5	41.2		+	25.10	197.0	
				7,309.60		+		3,165.85	3,748.7
				7,105.60		-	2.1		56.0

## FORMULAS USADAS:

Monofásico a dos hilos.

$$W = E_n I \cos \theta \dots\dots\dots 1$$

$$e = R I \dots\dots\dots 2$$

$$R = \frac{\rho}{S} \cdot 2 L \dots\dots\dots 3$$

$$\rho = \frac{1}{58} \quad \Omega/\text{m}/\text{mm}^2 \quad > 20^\circ\text{C} \dots\dots 4$$

0.0172

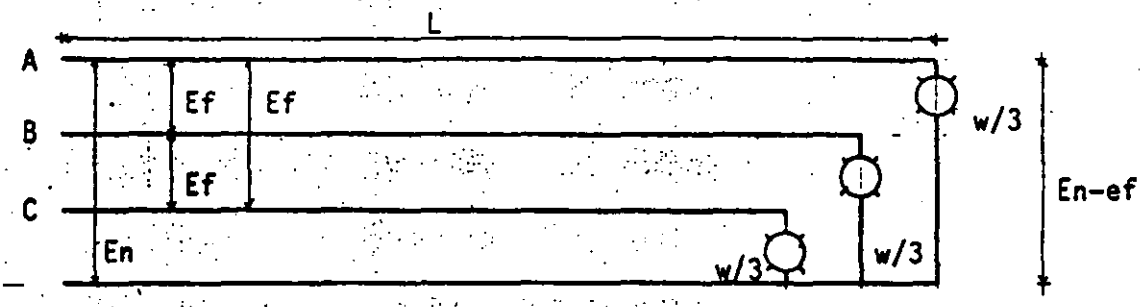
$$\rho = \frac{1}{50} \quad \Omega/\text{m}/\text{mm}^2 \quad > 60^\circ\text{C} \dots\dots 5$$

0.0200

$$e = R I = \frac{\rho}{S} \cdot 2 L \cdot I = \frac{2 L I}{50 S} = \frac{L I}{25 S} \quad \text{volt para } 60^\circ\text{C} \dots\dots 6$$

$$e\% = \frac{e}{E_n} 100 = \frac{L I}{25 S E_n} \times 100 = \frac{4 L I}{S E_n} \dots\dots\dots 7$$

SISTEMA 3 FASES, 4 HILOS



$$W = 3 E_n I \cos \theta ; E_n = \frac{E_f}{\sqrt{3}} ; W = 3 \frac{E_f}{\sqrt{3}} I \cos \theta = \sqrt{3} E_f I \cos \theta$$

$$W = \sqrt{3} E_f I \cos \theta \dots \dots \dots 1$$

$$1 \theta \quad e_n = R I \dots \dots \dots 2$$

$$3 \theta \quad e_f = 3 e_n = \sqrt{3} R I \dots \dots \dots 3$$

$$R = \frac{\rho}{S} \cdot L \dots \dots \dots 4$$

$$\rho = \frac{1}{58} \quad \Omega / m / mm^2 \quad a \quad 20^\circ C \quad = \quad 0.0172 \quad \Omega / m / mm^2 \dots \dots \dots 5$$

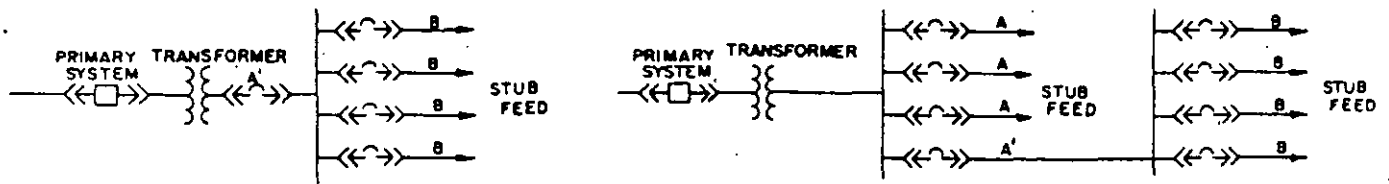
$$\rho = \frac{1}{50} \quad \Omega / m / mm^2 \quad a \quad 60^\circ C \quad = \quad 0.0200 \quad \Omega / m / mm^2 \dots \dots \dots 6$$

$$e_f = \sqrt{3} R I = \sqrt{3} \left( \frac{\rho}{S} \cdot L \right) \cdot I = \frac{\sqrt{3} L I}{50 S} \quad \text{volts para } 60^\circ C \dots \dots 7$$

$$e\% = \frac{e_f}{E_f} \times 100 = \frac{\sqrt{3} L I}{50 S E_f} \times 100 = \frac{2\sqrt{3} L I}{S E_f} \dots \dots \dots 8$$

**TABLE 3.3 Air-circuit-breaker Application Tables—Cascade System and Selective System**  
600 Volts and Less

Ratings required for equipment for transformer and feeder circuits, with selection of circuit breaker B on basis of cascade system and selective trip system. Other factors than short-circuit duty are important in the selection of circuit breakers for selective tripping. Refer to manufacturer for other limitations.



Transformer rating, three-phase		208Y/120 Volts, Three Phase								240 Volts, Three Phase $\sqrt{3} V_L = 1/3.33$									
		Normal load continuous current, amp	Short-circuit current, rms amp (average three-phase amperes)			Recommended interrupting rating of air circuit breaker (see figures above)				Normal load continuous current, amp	Short-circuit current, rms amp (average three-phase amperes)			Recommended interrupting rating of air circuit breaker (see figures above)					
			Transformer alone	50% motor load	Total	A1*	A*	B cascade	B selective trip		Transformer alone	100% motor load	Total	A1*	A*	B cascade	B selective trip		
Kva	Impedance, per cent																		
112.5	4	313	9,700	780	10,480	50,000	30,000	30,000	30,000	270	8,400	1,350	9,750	50,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
150	4	417	12,900	1,000	13,900	50,000	30,000	30,000	30,000	361	11,200	1,800	13,550	50,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
225	5	625	15,500	1,600	17,100	75,000	30,000	30,000	50,000	542	13,400	2,700	16,100	50,000	30,000	30,000	30,000	50,000	50,000
300	5	834	20,500	2,100	22,600	75,000	30,000	30,000	50,000	722	17,900	3,600	21,500	75,000	30,000	30,000	30,000	50,000	50,000
500	5	1,388	34,000	3,500	37,500	75,000	50,000	30,000	75,000	1,200	29,500	6,000	35,500	75,000	50,000	30,000	30,000	75,000	75,000
750	5 1/2	2,080	46,100	5,200	51,300	100,000	75,000	30,000	100,000	1,800	40,000	9,000	49,000	100,000	50,000	30,000	30,000	75,000	75,000
1,000	5 1/2	2,780	60,900	7,000	67,900	100,000	75,000	50,000	100,000	2,400	52,800	12,000	64,800	100,000	75,000	50,000	50,000	100,000	100,000
1,500	5 1/2	4,170	90,000	10,000	100,000	150,000	100,000	50,000	150,000	3,600	77,900	18,000	95,900	150,000	100,000	50,000	50,000	100,000	100,000

A-C SHORT-CIRCUIT PROTECTIVE DEVICES AND CIRCUIT EQUIPMENT

		480 Volts, Three Phase								600 Volts, Three Phase									
		Normal load continuous current, amp	Short-circuit current, rms amp (average three-phase amperes)			Recommended interrupting rating of air circuit breaker (see figures above)				Normal load continuous current, amp	Short-circuit current, rms amp (average three-phase amperes)			Recommended interrupting rating of air circuit breaker (see figures above)					
			Transformer alone	100% motor load	Total	A1*	A*	B cascade	B selective trip		Transformer alone	100% motor load	Total	A1*	A*	B cascade	B selective trip		
Kva	Impedance, per cent																		
112.5	4	135	4,200	675	4,875	25,000	25,000	25,000	25,000	108	3,360	550	3,910	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
150	4	180	5,600	900	6,500	25,000	25,000	25,000	25,000	144	4,475	700	5,175	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
225	5	270	6,700	1,350	8,050	35,000	25,000	25,000	25,000	216	5,375	1,100	6,475	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
300	5	361	8,900	1,800	10,700	35,000	25,000	25,000	25,000	289	7,150	1,450	8,600	25,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
500	5	601	14,800	3,000	17,800	60,000	25,000	25,000	35,000	481	11,800	2,400	14,200	25,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
750	5 1/2	900	20,000	4,500	24,500	60,000	25,000	25,000	35,000	722	16,000	3,600	19,600	50,000	25,000	15,000	15,000	25,000	25,000
1,000	5 1/2	1,202	26,400	6,000	32,400	60,000	35,000	25,000	60,000	962	21,100	4,800	25,900	50,000	50,000	15,000	50,000	50,000	50,000
1,500	5 1/2	1,803	38,900	9,000	47,900	75,000	60,000	25,000	60,000	1,444	31,200	7,200	38,400	50,000	50,000	25,000	50,000	50,000	50,000
2,000	5 1/2	2,404	50,700	12,000	62,700	75,000	75,000	35,000	75,000	1,924	40,500	9,600	50,100	75,000	75,000	50,000	75,000	75,000	75,000

		120/240 Volts, Single Phase							
		Normal load continuous current, amp	Short-circuit current, rms amp (average three-phase amperes)			Recommended interrupting rating of air circuit breaker (see figures above)			
			Transformer alone	100% motor load	Total	A1*	A*	B cascade	B selective trip
Kva	Impedance, per cent								
25	2.8	104	7,400	.....	7,400	30,000	30,000	30,000	
37.5	2.9	156	10,800	.....	10,800	30,000	30,000	30,000	
50	2.9	208	14,300	.....	14,300	30,000	30,000	30,000	
75	3.5	313	18,000	.....	18,000	30,000	50,000	30,000	
100	3.5	417	24,000	.....	24,000	50,000	50,000	30,000	
167	4.8	695	29,400	.....	29,400	75,000	75,000	30,000	
250	4.8	1,042	43,800	.....	43,800	75,000	75,000	50,000	
333	4.8	1,388	58,200	.....	58,200	100,000	100,000	75,000	
500	4.8	2,083	86,400	.....	86,400	150,000	150,000	75,000	

A-C SHORT-CIRCUIT PROTECTIVE DEVICES AND CIRCUIT EQUIPMENT

\* Main circuit breakers A1 are in all cases governed by the necessary continuous-current ratings of the transformer, and this is the reason that in some cases the interrupting ratings are higher than the ratings given for the corresponding "A" circuit breaker. Interrupting ratings of "A" circuit breakers are all based on the interrupting requirements only, as determined by the combined short-circuit total amperes. In figure to right at top of table breaker A1 may be selected from column A in table if such breaker will carry load current.

The total three-phase short-circuit-current magnitudes given above were taken from Table 1.5 and the single-phase values from Table 1.6. All are based on 500-mva primary short-circuit duty.

CALCULO DE ALIMENTADOR DE FUERZA.

OBRA: \_\_\_\_\_

TABLERO: \_\_\_\_\_ ALIMENTADOR: \_\_\_\_\_

LONGITUD: \_\_\_\_\_ m. TENSION \_\_\_\_\_ V. FASES \_\_\_\_\_ HILOS \_\_\_\_\_

CARGA CONECTADA	I. x	FACTOR DE DEMANDA	=	DEMANDA MAXIMA	I.
Motor mayor 1.25 x	A. x		=	A.	A.
Suma otros motores	A. x		=	A.	A.
Reserva	A. x		=	A.	A.
				<u>DM. =</u>	<u>A. I. =</u>

CORRECCION POR AGRUPAMIENTO Y TEMPERATURA.

Factor de agrupamiento = \_\_\_\_\_ Factor de temperatura = \_\_\_\_\_

Corriente Equivalente:  $I' = \frac{I}{F_a \times F_t} = \frac{\quad}{\quad} = \quad$  A.

CONDUCTOR POR DENSIDAD DE CORRIENTE: \_\_\_\_\_ AWG., Aislamiento THW 75° que tiene una capacidad de conducción de corriente de \_\_\_\_\_ A. (para conductores).

CAIDA DE TENSION.

En circuito derivado	%	Máximo	%
En subalimentador	%		
En subalimentador	%	Máximo	%
En alimentador	%		
Total	%	Máximo	%

CALCULO DE LA SECCION POR CAIDA DE TENSION DE \_\_\_\_\_ %

$S = \frac{2 \sqrt{3} \cdot LI}{E_f \cdot e\%} = \frac{2 \times 1.73 \times \quad \times \quad}{\quad} = \quad$  mm<sup>2</sup> AWG.

$e\% = \frac{2 \sqrt{3} \cdot LI}{E_f \cdot S} = \frac{2 \times 1.73 \times \quad \times \quad}{\quad} = \quad$  %

CONDUCTOR ESCOGIDO: \_\_\_\_\_ AWG.

Por densidad de corriente: \_\_\_\_\_ AWG.

Por caída de tensión : \_\_\_\_\_ AWG.

ALIMENTADOR:

Conductores : \_\_\_\_\_ AWG. \_\_\_\_\_ mm.<sup>2</sup>

Tubo conduit: \_\_\_\_\_ mm. \_\_\_\_\_ mm.<sup>2</sup> C %

PROTECCION DEL ALIMENTADOR.

Protección del motor mayor x A. = A. A.

Suma de corriente de los otros motores = A.  
(x factor de demanda)

Suma: \_\_\_\_\_ A.

Interruptor 3 x A.

Calculó \_\_\_\_\_ Fecha \_\_\_\_\_

## SUBESTACION ELECTRICA TIPO COMPACTO

OBRA :  
UBICACION:

ESPECIFICACION No. : 1  
FECHA :

SUBESTACION ELECTRICA 2 TIPO COMPACTO, montaje  
autosoportado, para servicio 3, NEMA 4  
5 KV, con barras generales  
de 6, 7 A normales, 3 fases, 3 hilos, 60 Hz.  
para soportar esfuerzos de circuito corto de 8 MVA simétricos en  
5 KV. Deberá contar con barra de tierra a lo largo de las  
celdas. 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; para observar su interior se tendrán ventanas con cristal  
inastillable para soportar sobrepresiones internas eventuales  
hasta de 0.42 Kg/cm<sup>2</sup>. El acabado será con un tratamiento previo de  
desengrasado y 9, pintura anticorrosiva y pintura de  
color 10. La subestación estará formada por los  
siguientes gabinetes de 11:

Pza. - Gabinete 12 para contener el equipo de medición de la  
compañía suministradora de energía; con placa lateral desmontable.

Pza. - Gabinete 13 para cuchilla de servicio 14 A, 14 KV,  
catálogo 14, 3 polos, un tiro, operación sin carga, por medio  
de palanca desde el frente del gabinete, con portacandado en las  
posiciones abierto y cerrado y con bloqueo mecánico que impida su  
apertura si antes no se desconecta el seccionador principal.

Pza. - Gabinete 15 para interruptor principal 16 A, 16 KV,  
Catálogo 16, tres polos, un tiro, operación con carga por  
medio de palanca desde el frente del gabinete; provisto con lo  
necesario para la instalación de tres fusibles limitadores de  
corriente de 17 MVA de capacidad interruptiva simétrica a 17  
KV, marca 17; equipado con dispositivo para disparar  
tripolarmente el interruptor cuando opera alguno de los fusibles;  
con seguro mecánico para evitar abrir la puerta si no está  
desconectado el interruptor; con un juego de apartarrayos  
autovalvulares para operar a 18 m.s.n.m. para sistema con  
neutro sólidamente conectado a tierra, 18 KV, marca 18 Cat.

Pza. - Gabinete 19, para interruptor derivado 20 A, 20 KV, catálogo 20, 3 polos, un tiro, operación con carga por medio de palanca desde el frente del gabinete; provisto con lo necesario para la instalación de tres fusibles limitadores de corriente de 21 MVA. de capacidad interruptiva simétrica a 21 KV. marca 21; equipado con dispositivo para disparar tripolarmente el interruptor cuando opera alguno de los fusibles; con seguro mecánico para evitar abrir la puerta si no está desconectado el interruptor.

Pza. - Placa lateral desmontable.

Pza. - Gabinete 23 de acoplamiento a transformador, con las barras y soportes necesarios para conectar con las terminales de 23 KV. del transformador.

Fusibles limitadores de corriente de 24 MVA, de capacidad interruptiva simétrica a 24 KV. marca 24 de:

Fusibles <u>25</u> A,	<u>    </u> Pza;	Cat. <u>    </u>	en Gabinete(s) <u>    </u>	.
Fusibles <u>26</u> A,	<u>    </u> Pza;	Cat. <u>    </u>	en Gabinete(s) <u>    </u>	..
Fusibles <u>27</u> A,	<u>    </u> Pza;	Cat. <u>    </u>	en Gabinete(s) <u>    </u>	.
Fusibles <u>28</u> A,	<u>    </u> Pza;	Cat. <u>    </u>	en Gabinete(s) <u>    </u>	.
Fusibles <u>29</u> A,	<u>    </u> Pza;	Cat. <u>    </u>	en Gabinete(s) <u>    </u>	.

La subestación será probada de acuerdo a normas 30, lo requerido por el Reglamento de Instalaciones Eléctricas y sus Normas Técnicas en vigor y garantizada por un año contra todo defecto de manufactura.

Pza. - Gabinete 31 de cuchillas de prueba a base de 3 juegos de cuchillas de 32 A, 32 KV, catálogo 32, de tres polos, un tiro, operación sin carga por medio de volante desde el frente del gabinete.







21. - FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE:  
 \_\_\_\_\_ MVA, \_\_\_\_\_ KV, marca \_\_\_\_\_
22. - GABINETE DE ACOPLAMIENTO: Dar número de gabinete: \_\_\_\_\_
23. - 7.5KV ( ) 15KV ( ) 23KV ( ) KV ( )
24. - FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DE \_\_\_\_\_ MVA SIMETRICOS A  
 \_\_\_\_\_ KV, MARCA \_\_\_\_\_:
25. - FUSIBLES \_\_\_\_\_ A, \_\_\_\_\_ Pza; Cat. \_\_\_\_\_ en Gabinete(s) \_\_\_\_\_
26. - FUSIBLES \_\_\_\_\_ A, \_\_\_\_\_ Pza; Cat. \_\_\_\_\_ en Gabinete(s) \_\_\_\_\_
27. - FUSIBLES \_\_\_\_\_ A, \_\_\_\_\_ Pza; Cat. \_\_\_\_\_ en Gabinete(s) \_\_\_\_\_
28. - FUSIBLES \_\_\_\_\_ A, \_\_\_\_\_ Pza; Cat. \_\_\_\_\_ en Gabinete(s) \_\_\_\_\_
29. - FUSIBLES \_\_\_\_\_ A, \_\_\_\_\_ Pza; Cat. \_\_\_\_\_ en Gabinete(s) \_\_\_\_\_
30. - NORMAS : NEMA ( )  
 ANSI ( )  
 CCONNIE ( )  
 NOM-J-88 ( )
31. - GABINETE DE CUCHILLA DE PRUEBA: Dar número de gabinete: \_\_\_\_\_
32. - CUCHILLAS DE PRUEBA 400A ( ) 7.5KV ( )  
 200A ( ) 15 KV ( )  
 A ( ) 23 KV ( )  
 KV ( )
- Catálogo : Siemens \_\_\_\_\_  
 Elmex \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_



TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA

OBRA :  
UBICACION:

ESPECIFICACION No. :  
FECHA :

PARTIDA No. 1

TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA, clase 2 , autoenfriado en 3 , servicio 4 , 5 KVA de capacidad, 3 fases, 60 Hz., 6 KV de tensión primaria, 7 KV de nivel básico de impulso (NBI), conexión 8 con derivaciones de 9 del voltaje nominal, operados desde el 10 ; 11 V de tensión secundaria, 12 KV de NBI, conexión 13 .  
Diseñado, construido y probado según normas ANSI C 57.12.00 para operar con una sobre elevación de temperatura de 14 °C sobre un medio ambiente de 30°C promedio y 40°C máximo, a una altura de operación de 15 m.s.n.m.; impedancia 16 con accesorios 17 , 18 de alta tensión en 19 , y 20 en baja tensión en 21 ; completo con el líquido aislante necesario.

## TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA

1. - PARTIDA:
2. - CLASE: OA ( ) FA ( ) previsión FA ( ) \_\_\_\_\_ ( )
3. - AUTOENFRIADO EN: aceite ( ) líquido RTEMP ( )
4. - SERVICIO: interior ( ) exterior ( )
5. - CAPACIDAD: 750 KVA ( ) 2000 KVA ( ) \_\_\_\_\_ KVA ( )  
 1000 KVA ( ) 3000 KVA ( )  
 1500 KVA ( ) 5000 KVA ( )
6. - TENSION PRIMARIA: 2.4 KV ( ) 13.2 KV ( ) \_\_\_\_\_ ( )  
 4.16 KV ( ) 23 KV ( )  
 6.0 KV ( ) 34.5 KV ( )
7. - CLASE DE AISLAMIENTO:
- | Clase de aislamiento | G. E.<br>secos<br>NBI (red) | WESTINGHOUSE<br>Full Wave<br>≤ 500 KVA | NBI 1.5x40 μs<br>> 500 KVA |
|----------------------|-----------------------------|--|----------------------------|
| 1.2                  | 10                          | 30                                     | 45                         |
| 2.5                  | 20                          | 45                                     |                            |
| 3.0                  | 25                          | 60                                     | 75                         |
| 15.0                 | 95                          | 95                                     | 110                        |
| 23.0                 |                             | 150                                    | 150                        |
8. - CONEXION: delta ( )  
 estrella 3 piernas ( )
9. - DERIVACIONES: ± 2-2 1/2 % ( )  
 + 1-4 de 1KV ( )  
 \_\_\_\_\_ ( )
10. - DERIVACIONES OPERADAS DESDE EL: exterior ( )  
 interior ( )
11. - TENSION SECUNDARIA: 220Y/127 V ( )  
 440Y/254 V ( )  
 \_\_\_\_\_ V ( )

## 12. - NIVEL BASICO DE IMPULSO:

Clase de aislamiento	Distribución	Potencia	
1.2	30 KV	45 KV	( )
2.5	45 "	60 "	( )
5.0	60 "	75 "	( )
15.0	95 "	110 "	( )
23.0	150 "	150 "	( )

13. - CONEXION: estrella, neutro fuera del tanque ( )  
( )

14. - ELEVACION DE TEMPERATURA: 85°C ( )  
55/85°C ( )

15. - ALTURA: \_\_\_\_\_ m. s. n. m.

16. - IMPEDANCIA: \_\_\_\_\_ según normas ( )  
garantizada de \_\_\_\_\_ % ( )

17. - ACCESORIOS: normales ( )  
especiales siguientes: ( )

Accesorios especiales. Marcar con X los que se requieran.

1. - Termómetro tipo carátula para el líquido aislante ( )
2. - Termómetro tipo carátula con contactos de alarma por sobretemperatura del líquido aislante NA NC ( )
3. - Nivel magnético para el líquido aislante ( )
4. - Nivel magnético con contactos de alarma por bajo nivel del líquido aislante NA NC ( )
5. - Tanque conservador ( )
- 5.1. - Nivel magnético con contactos de alarma por bajo nivel de líquido aislante en tanque conservador NA NC ( )
6. - Relevador buchholz ( )
7. - Cambiador de derivaciones con 5 posiciones además de la tensión nominal; operación sin carga ( )
8. - Cambiador de derivaciones operado bajo carga ( )
9. - Enfriamiento FOA, previsión ( )
10. - Previsión para ventilación por aire forzado (FOA) incluye: ( )
- 10.1- Termómetro de imagen térmica ( )
- 10.2- Bobina calefactora ( )
- 10.3- Transformador de corriente ( )
- 10.4- Caja de control ( )

- 10.5- Conexiones y ménsulas ( )  
 11.- Válvula de presión y vacío ( )  
 12.- Válvula de sobrepresión, operación mecánica ( )  
 13.- Conectores para A.T. ( )  
 14.- Conectores para B.T. ( )  
 15.- Boquillas de A.T. y B.T. con un aislamiento mayor al de la tensión normal:  
 Alta tensión: \_\_\_\_\_KV; Baja tensión: \_\_\_\_\_KV. ( )  
 16.- Base con ruedas para rolar en 2 sentidos ( )  
 17.- Caja de boquillas o brida para acoplar a un tablero en el lado de:  
 Alta tensión \_\_\_\_\_ Baja tensión \_\_\_\_\_ ( )  
 18.- Termómetro tipo carátula y accesorios especiales para medir la temperatura de los devanados ( )  
 19.- Relevador de presión anormalmente alta ( )  
 20.- Relevador de vacío normalmente alto ( )  
 21.- Zona de trabajo ( )  
 22.- Pintura ( )  
 23.- Líquido aislante de enfriamiento ( )  
 24.- Preservación líquido aislante ( )  
 25.- Transformadores de corriente tipo bushing Relación \_\_\_\_\_ Presición \_\_\_\_\_ ( )  
 26.- Pruebas eléctricas ( )  
 Observaciones:

- 18.- ALTA TENSION: garganta ( ) boquillas ( )  
 19.- ALTA TENSION: el costado izquierdo ( )  
 el costado derecho ( )  
 la parte superior ( )  
 20.- BAJA TENSION: garganta ( ) boquillas ( )  
 21.- BAJA TENSION: el costado izquierdo ( )  
 el costado derecho ( )  
 la parte superior ( )



## PROGRAMA DE OBRA

No.	C O N C E P T O	AVANCE %					JUN		JUL				AGO		
		20	40	60	80	100	10	20	30	40	50	60	70	80	90
1	OBRA CIVIL (1)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2	PLANTAS 350KW Y TRANSFER (1)	■	■	■			■			■	■				
3	TABLERO GE	■	■	■			■			■	■	■	■		
4	UPS Y BATERIAS (1)	■	■	■	■		■			■		■			
5	TABLERO TBP	■	■	■	■	■	■			■	■	■	■	■	
6	TABLERO PDM (1)	■	■	■	■		■			■	■	■	■	■	
7	LINEAS L10 Y L11	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
8	LINEAS L12, L12A, L13 Y L13A (3)	■					■			■	■	■			
9	LINEAS L14 Y L15						■					■	■		
10	LINEAS L16, L18, L18A, L19 Y L19A (2)	■	■	■	■		■		■	■	■	■	■	■	
11	LINEA L23	■	■	■	■		■				■	■	■		
12	ILUM. CUARTO MAQ. Y UPS	■	■								■	■	■		
13	PRUEBAS											■	■		
	NOTAS:														
	1-SUMINISTRADO POR BANCOMER														
	2-L18A Y L19A INSTALADOS Y SUMINISTRADOS POR OTROS.														
	3-SUMINISTRADO E INSTALADO POR OTROS.														



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

**T E M A 14**

**ASPECTOS DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS Y  
NORMAS TECNICAS**

***a) Nueva reglamentación***

**ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS**

**AGOSTO, 1992.**

# NORMAS TÉCNICAS<sup>1</sup>

## 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 2

### SECCION 201.-

- MEDIO PRINCIPAL DE DESCONEXION Y PROTECCION PRINCIPAL.

- DEBE SITUARSE LO MAS CERCA A LA ENTRADA DEL SERVICIO.
- DEBE SER UN SOLO INTERRUPTOR DE APERTURA SIMULTANEA.
- DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA ADECUADA. DE FUSIBLES O INT. AUTOMATICO.

### SECCION 202.-

- CIRCUITOS DERIVADOS.

- TENSION MAXIMA; 150 V. A TIERRA (LAMPARAS Y CONTACTOS).  
EXCEPCION ; LOCALES INDUSTRIALES.

- CAIDA DE TENSION; NO MAYOR DEL 3%, Y SUMADO A LA DEL ALIMENTADOR, NO MAYOR DEL 5%.

- CALIBRE 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 UNID. DE LA CORRIENTE PERMISIBLE EN LOS CONDUCTORES.

- USOS DE LOS CTOS. DERIVADOS;

• De 15 y 20 A. - CUALQUIER TIPO DE LOCAL, PARA ALIMENTAR UNIDADES DE ALUMBRADO Y TUBERIA.

• 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 CARACTERIZACIONES METALICAS.

## IDENTIFICACION ( ART. 202.4 )

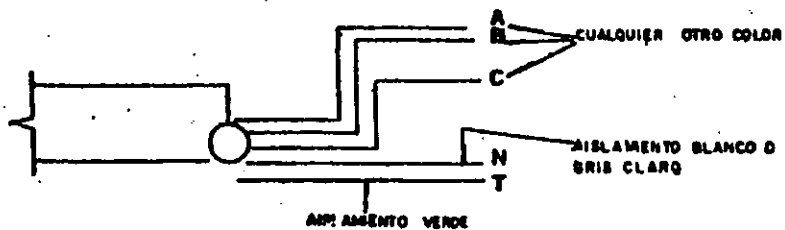
### OBJETIVOS:

- Hacer más fácil y rápida la revisión o mantenimiento a los sistemas ó circuitos.

- Evitar 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

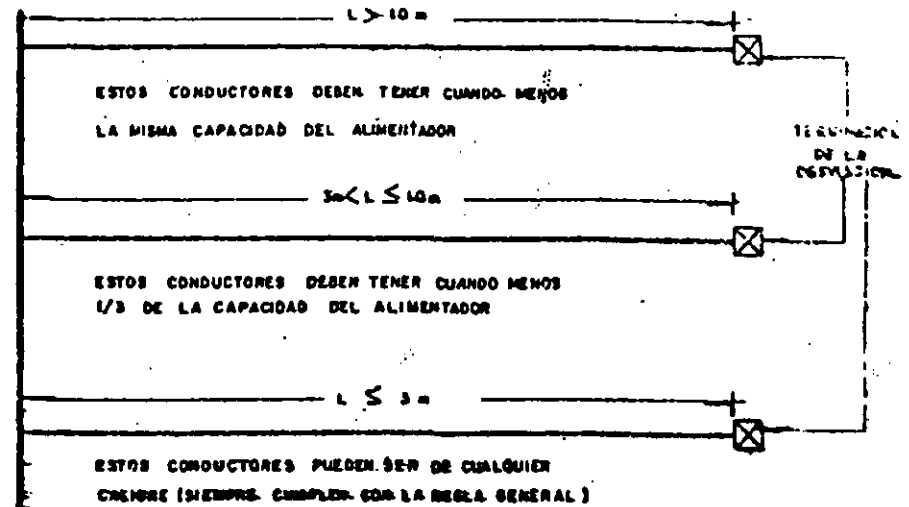
## DERIVACIONES ( ART. 203.7 )

DEBE CUMPLIR CON LO SIGUIENTE:

### REGLA GENERAL

El conductor debe tener una capacidad adecuada a la carga por servir.

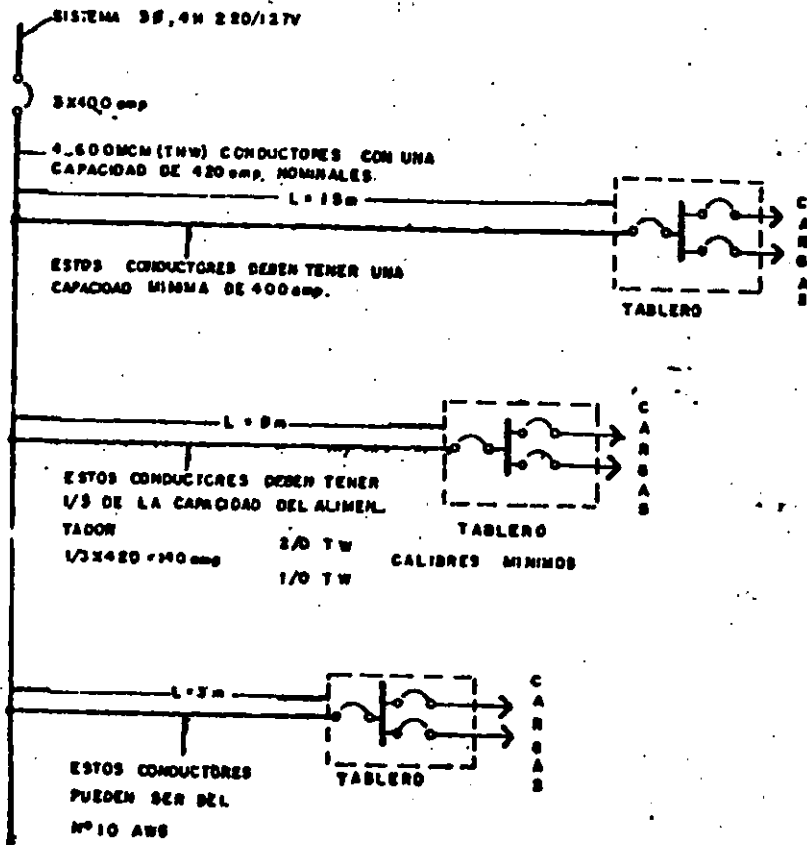
### ADENAS:



CT

**EJEMPLO**

(Carga por servir 10 Kw  
 $I = 26.2 \text{ amp.}$   
 (número 10 Avg.)



CARGA POR SERVIR 10 Kw.  $I = 26.2 \text{ amp.}$   
 (número 10 AWG)

**REGLAS GENERALES PARA EL CALCULO DE LA CARGA EN CIRCUITOS DERIVADOS**

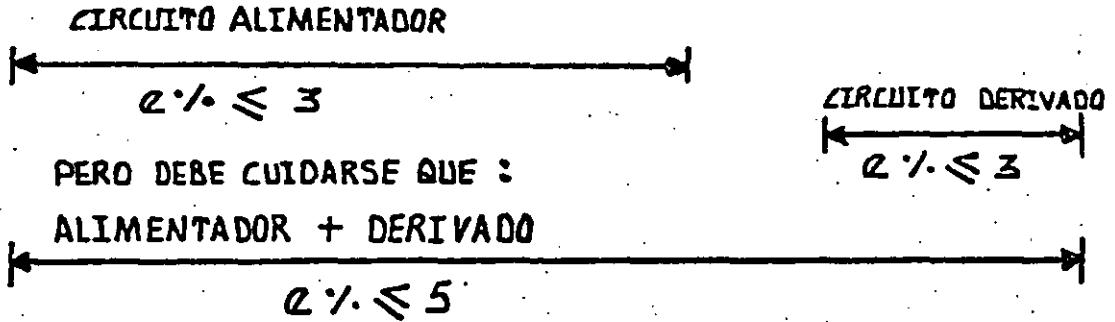
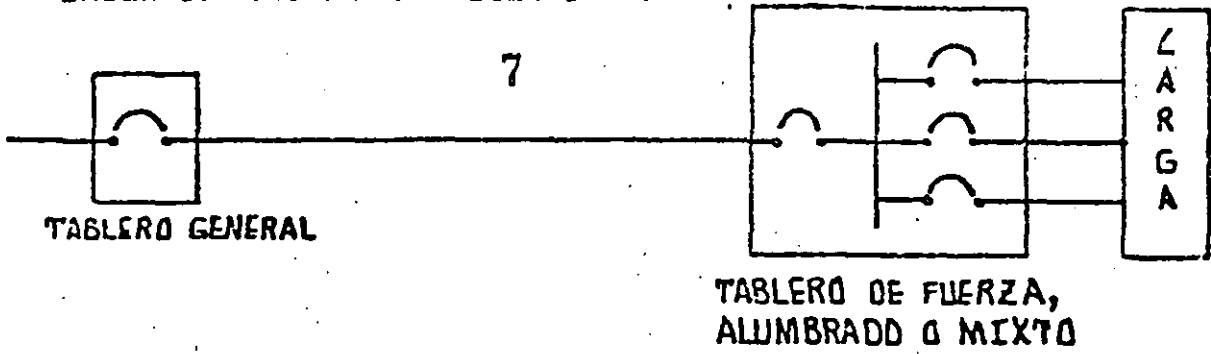
5

- DEBE CONSIDERARBE 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 CONTACTOS DE MENOS DE 180 WATTS EN LOS CONTACTOS. +
- PARA EFECTOS DE ESTIMACION DE CARGA DE ALUMBRADO Y CONTACTOS. PUEDE UTILIZARSE LA TABLA 207.2.2.2)

TIPO DE LOCAL	WATTS / M <sup>2</sup>
BODEGAS o ALMACENES . . . . .	2.5
ESTACIONAMIENTOS . . . . .	5
AUDITORIOS E IGLESIAS . . . . .	10
CASAS HAB., CLUBES, CASINOS, Ed. INT., ESCUELAS, HOSPITALES, HOTELES, RESTAUR.	20
BANCOS, OFICINAS, PELUQUERIAS, TIENDAS	30



CAIDA DE TENSION (ARTICULOS 202.6 Y 203.3)



LA CAIDA DE TENSION REPRESENTA PERDIDAS DE ENERGIA EN LOS CONDUCTORES

CALCULO DE LA CARGA EN ALIMENTADORES

ARTS. 204.7 y 204.8

REGLA GENERAL:

La carga en alimentadores puede calcularse sumando las cargas conectadas e los circuitos derivados

$$C_{ALM} = \sum C_{CIRC. DERIVADOS}$$

Pueden aplicarse a este calculo la siguiente tabla de factores de demanda.

T A B L A 204.8 e)

CASAS	3000 W ó MENOS	100%
	EXCESO	35%
HOTELES	20000 W ó MENOS	50%
	EXCESO	40%
HOSPITALES	50000 W ó MENOS	40%
	EXCESO	20%
OFICINAS Y ESCUELAS		
LUGARES	20000 W ó MENOS	100%
	EXCESO	70%
OTROS		
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 MÁXIMO DE LA CARGA DEL CIRCUITO.

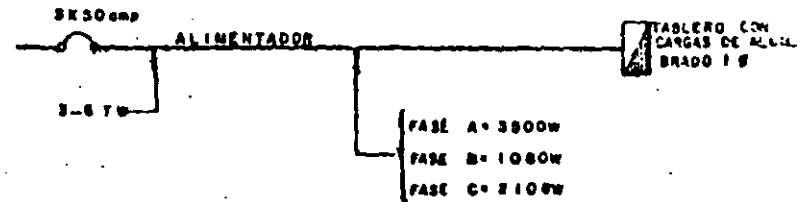
PARA EFECTOS DE CÁLCULO, ESTE DESEQUILIBRIO MÁXIMO, DEBE CONSIDERARSE IGUAL A LA CARGA MÁXIMA CONECTADA ENTRE EL NEUTRO Y CUALQUIERA DE LOS CONDUCTORES ACTIVOS.

## CARGA DEL NEUTRO (ART. 204.9.)

### REGLA GENERAL:

La corriente a considerar debe ser igual al máximo desbalanceo posible

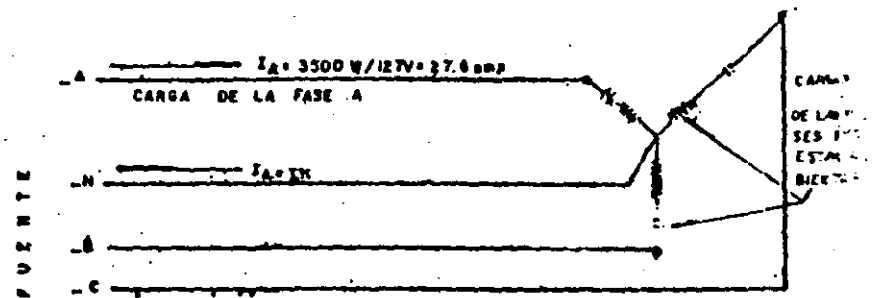
### EJEMPLOS:



¿Cuándo ocurre el máximo desbalanceo?

CUANDO LA FASE "A" (fase más cargada) ESTÁ OPERANDO SOLA

¿De qué magnitud es?





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

**CURSOS ABIERTOS**

*INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES*

*T E M A 14*

*ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES  
ELECTRICAS Y NORMAS TECNICAS*

*b) Métodos de instalación conductores y canalizadores*

*ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS* \_\_\_\_\_

*AGOSTO, 1992.*

# CAPITULO 3

-① - 1

## METODOS 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 CAJA DE SALIDA, PARA EFECTOS DE CONEXIONES, EMPALMES, O POSIBLES MODIFICACIONES.
- CAJAS DE CONEXION. DEBE INSTALARSE - UNA CAJA DE CONEXIONES: EN CADA DERIVACION, 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.

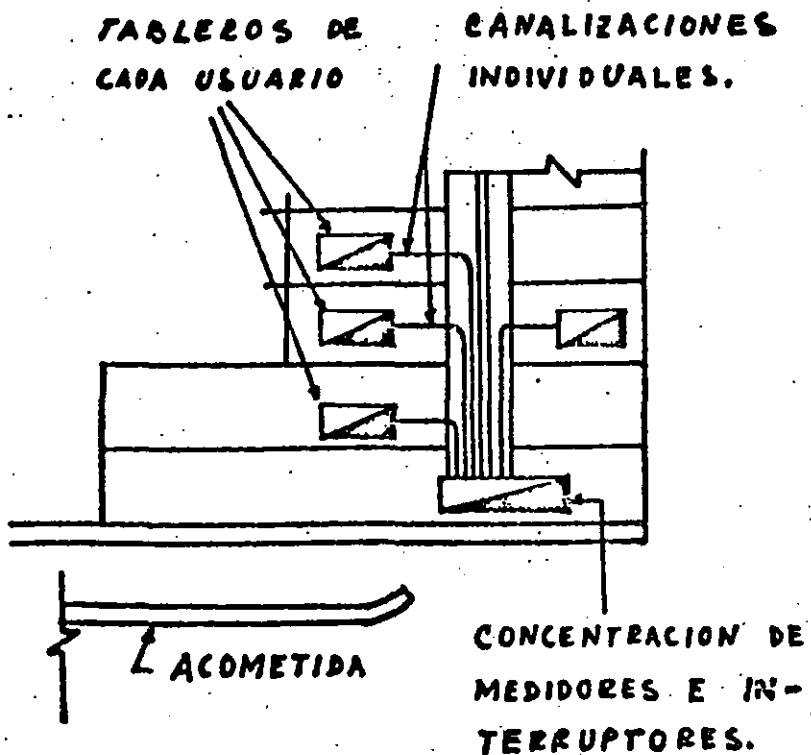
- SUJECION DE CONDUCTORES EN CANALIZACIONES VERTICALES. DEBE HACERSE A INTERVALOS NO MAYORES QUE LOS INDICADOS EN LA TABLA 301.12.

TABLA 301.12.

SEPARACION MAXIMA ENTRE SOPORTES PARA CANALIZACIONES VERTICALES.

CALIBRE DEL CONDUCTOR (AWG - MCM)	SEPARACION ENTRE SOPORTES	
	COND. DE COBRE	COND. DE ALUMINIO
1/8 a 1/4	30 m.	30 m.
1/2 a 3/4	30 "	30 "
3/8 a 1/2	24 "	27 "
350 a 350	18 "	20 "
400 a 500	18 "	18 "
600 a 750	12 "	15 "
mayores a 750	10 "	13 "

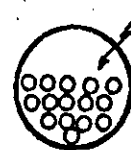
- CANALIZACIONES EN CONDOMINIO. EN - EDIFICIOS EN CONDOMINIO, DEBEN - INSTALARSE CANALIZACIONES DE ALIMENTADORES SEPARADAS PARA CADA USUARIO.



3

## 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 302.4a)
  - 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 302.4 b).



NS COND. = 15

F. AGRUP = 0.7. } DE  
F. TEMP = 0.88 } TABLAS.

T AMB. = 40°C  
T AISL. = 75°C.

- CAPACIDAD DEL CONDUCTOR =  
CAPACIDAD POR CORRIENTE  
x 0.7 x 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 instalen 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 - Nº 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.

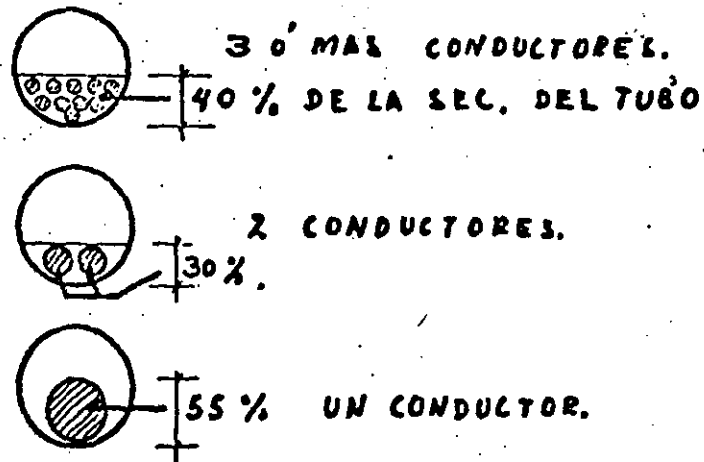
## • SECCION Y DIAMETRO MINIMO.

NO DEBE USARSE TUBO METALICO RIGIDO DE DIAMETRO INFERIOR A 12.7MM (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 O 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 MAMPOSTERIA
- ENTERRADO CON PROTECCION ADECUADA.
- NO DEBE EXPONERSE A CONDICIONES AMBIENTALES CORROSIVAS SIN LA PROTECCION ADECUADA.

- **TUBO METALICO RIGIDO LIGERO.**

- NO USARSE EN AMBIENTES PELIGROSOS, NI EN LUGARES HUMEDOS.
- NO USARSE DIRECTAMENTE ENTERRADO.
- USARSE SOLO EN AMBIENTES SECOS NO CORROSIVOS.

①

- **DIAMETRO MAXIMO.**

NO DEBE USARSE TUBO METALICO RIGIDO LIGERO DE DIAMETRO MAYOR A 51 MILIMETROS (2 PS).

- TUBO METALICO FLEXIBLE.

- **USOS.**

- .. EN LUGARES SECOS, NO EXPUESTO A CORROSION O DAÑOS MECANICOS

- .. NO DEBE USARSE COMO MEDIO DE PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS.

- **DIAMETRO PERMITIDO.**

NO DEBE USARSE TUBO METALICO FLEXIBLE DE DIAMETRO INFERIOR A 13 mm (1/2 PS), NI SUPERIOR A 102 mm (4 PS).

- TUBO RIGIDO PVC. (POLICLORURO DE VINILO)

- **USOS.**

- .. EN INSTALACIONES VISIBLES 3 -

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 PS) COMO DIAMETRO MINIMO.

- SON APLICABLES LOS FACTORES DE RELLENO DEL TUBO METALICO.

- ES NECESARIO INSTALAR UN CONDUCTOR DE TIERRA (PARA PUESTA A TIERRA) EN CANALIZACIONES NO METALICAS.



TUBO NO METALICO (ART. 306.1)

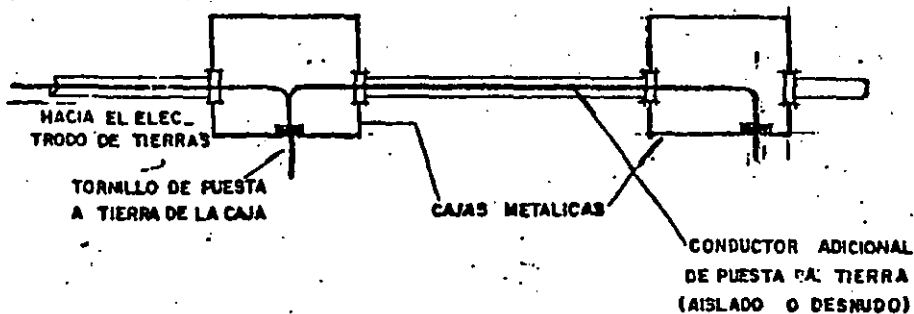
La Norma se refiere unicamente a:

- El tubo de policloruro de vinilo (PVC) (color verde olivo).
- 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 metálicos, deben conectarse firmemente a tierra.

TUBO DE PVC ó PE



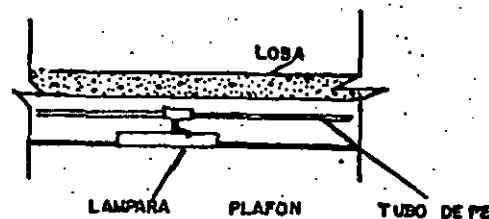
Si la centralización abastece a equipos que requieran conectarse a tierra, debe tenderse el conductor adicional también.

USO PROHIBIDO DEL TUBO DE PE (ART. 306.25)

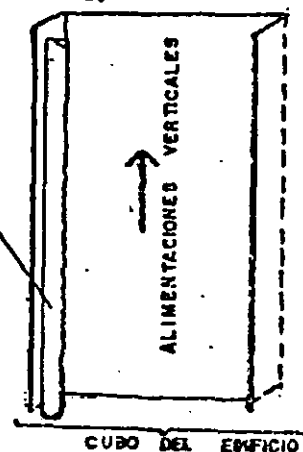
- Todas las limitaciones del tubo de PVC.

ADEMAS:

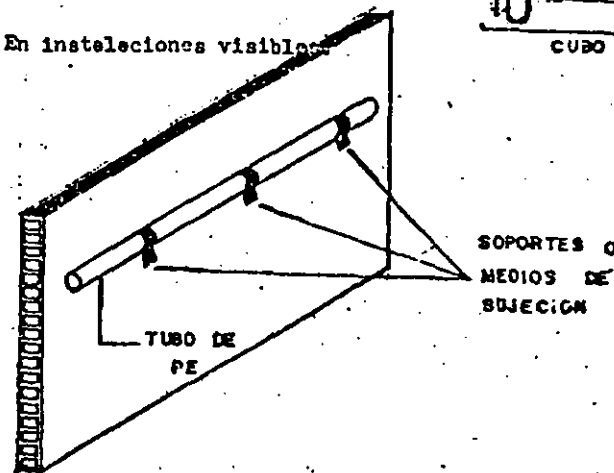
- Oculto por plafones



- En cubos de edificios.

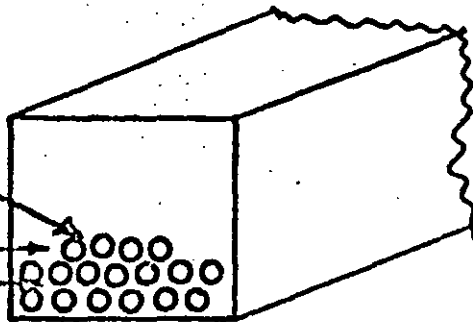


- En instalaciones visibles



**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**

3

7

- 20

**NUMERO MAXIMO DE CONDUCTORES (ART 308.5)**

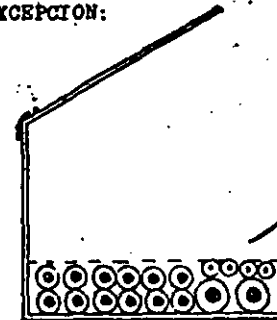
- No se permiten más de 30 conductores activos
- No se consideren activos a :

Los conductores de señalación y control.

Los conductores de puesta a tierra

- Conductores neutros se consideren activos.

**EXCEPCION:**



Conductores ocupando ---  
el 20% o menos del área  
del ducto



No se requiere aplicar -  
factores de agrupamiento

Limite de conductores = 30 Activos

Area útil (FR = 20 %)

845 mm<sup>2</sup> Ducto 6.5 x 6.5 cms.

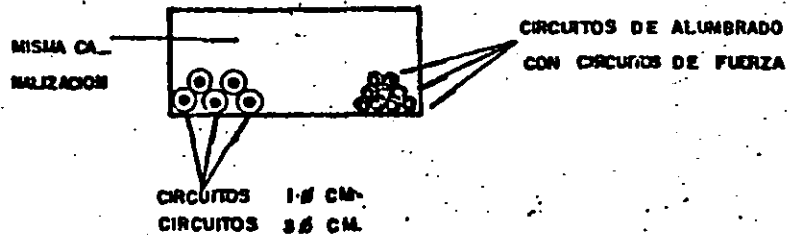
2000 mm<sup>2</sup> Ducto 10 x 10 cms.

4500 mm<sup>2</sup> Ducto 15 x 15 cms.

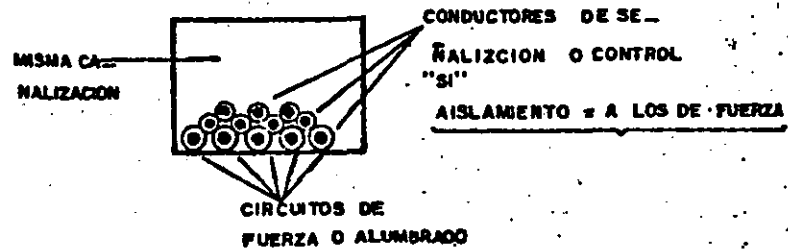
∞

**ARREGLOS PERMITIDOS**

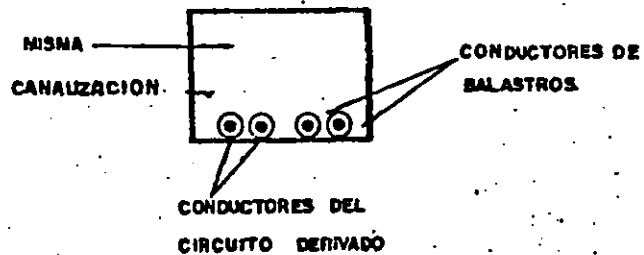
A-



C-



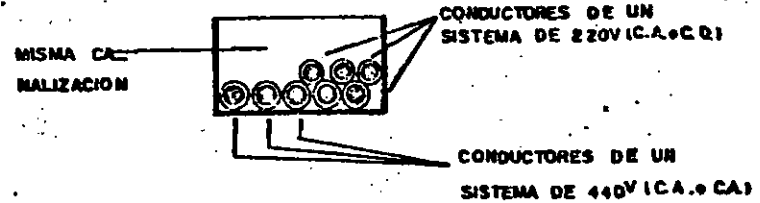
D-



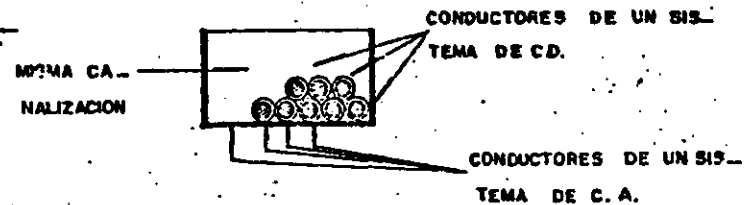
②

**8  
ARREGLOS NO PERMITIDOS**

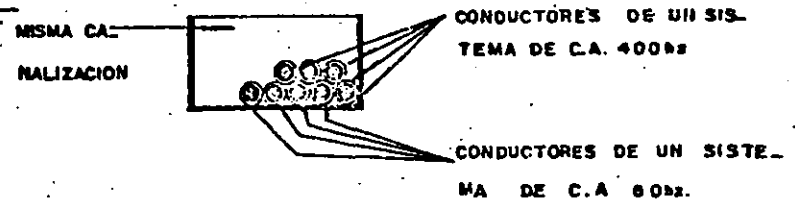
A-



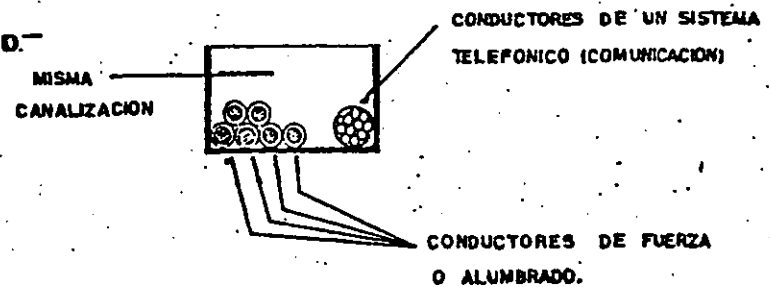
B-



C-

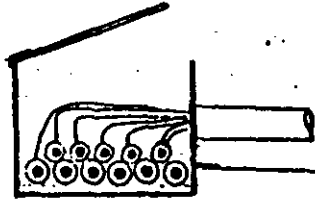


D-



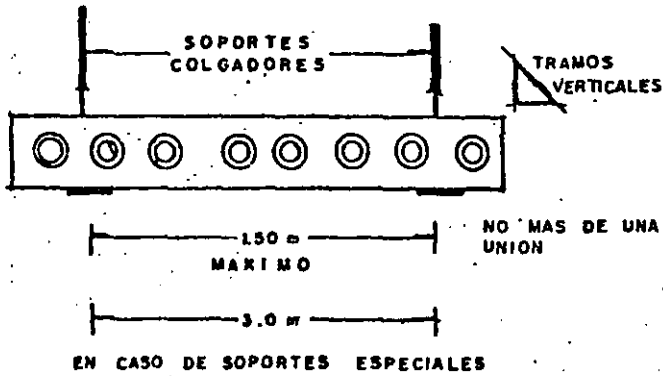
**EMPALMES (ART 308.7)**

- Pueden hacerse empalmes y derivaciones dentro del ducto.  
ducto.



Los conductores, empalmes y derivaciones no deben ocupar más del 75% del área del ducto.

**Soportes (art. 308.9)**



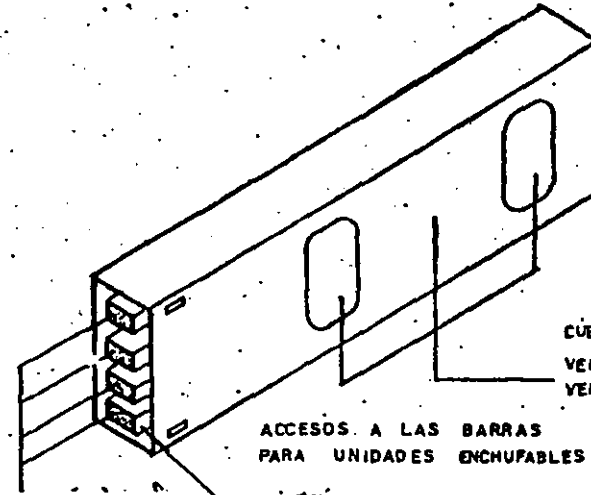
EN CASO DE SOPORTES ESPECIALES

**Puestos a tierra (art. 308.12)**

Puede usarse como medio de puesto a tierra.

**ELECTRODUCTOS:**

( Ductos con barras, ductos alimentadores o ductos enchufables)



CUBIERTA METALICA VENTILADA O NO VENTILADA

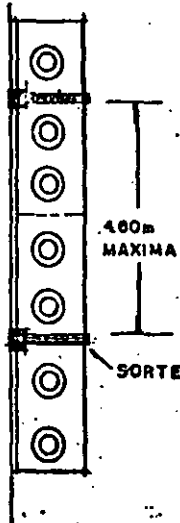
ACCESOS A LAS BARRAS PARA UNIDADES ENCHUFABLES

BARRAS CIRCULARES O RECTANGULARES TRI-FASICOS 3 O 4 POLOS VENTAJAS QUE PRESENTA

- Gran capacidad de conducción (2000 amp. ó más)
- Baja caída de tensión
- Rapidez de instalación

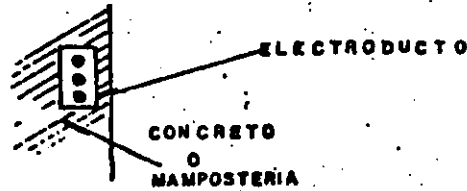
**TIPOS PRINCIPALES**

- Electroducto alimentador
- Electroducto enchufable
- Electroducto trolley.

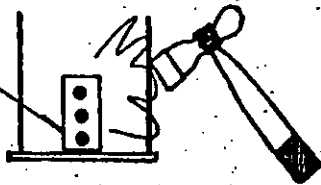


USO PROHIBIDO (ART 309.3)

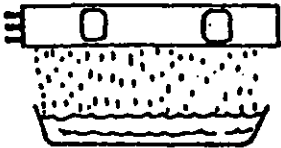
- Instalaciones no visibles



- Deño mecánico severo



- Sonstidos e gases o vapores corrosivos



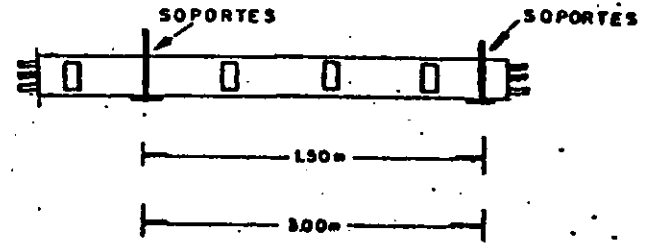
Cubos de ascensores

- Areas peligrosas



Si se instalan a la interperie o en locales húmedos o mojados, deben tener protección especial para evitar la entrada de agua.

SOPORTES ( ART 309.4 )

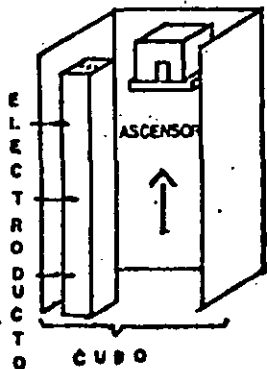
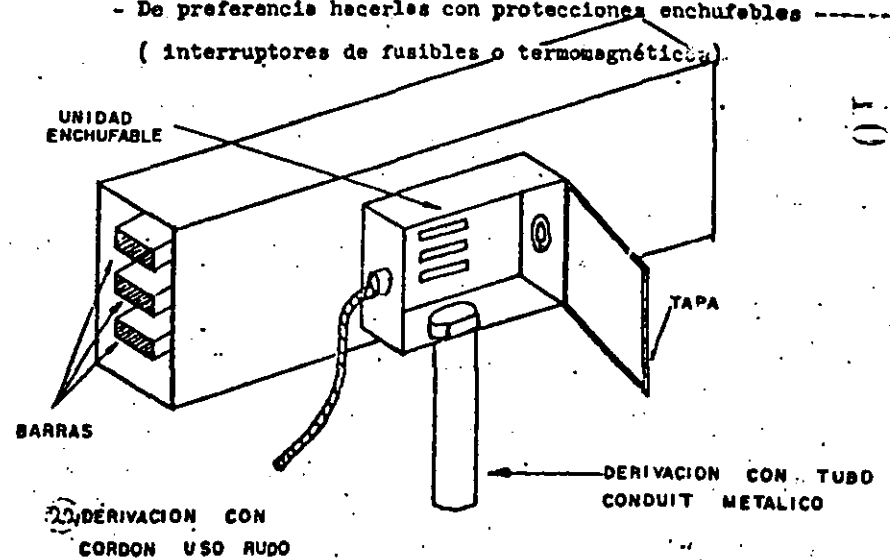


EN CASO DE SOPORTES ESPECIALES

DERIVACIONES ( art. 309,8 )

- Debe prevérse una conexión efectiva y permanente a las barras

- De preferencia hacerles con protecciones enchufables ( interruptores de fusibles o termomagnéticas )



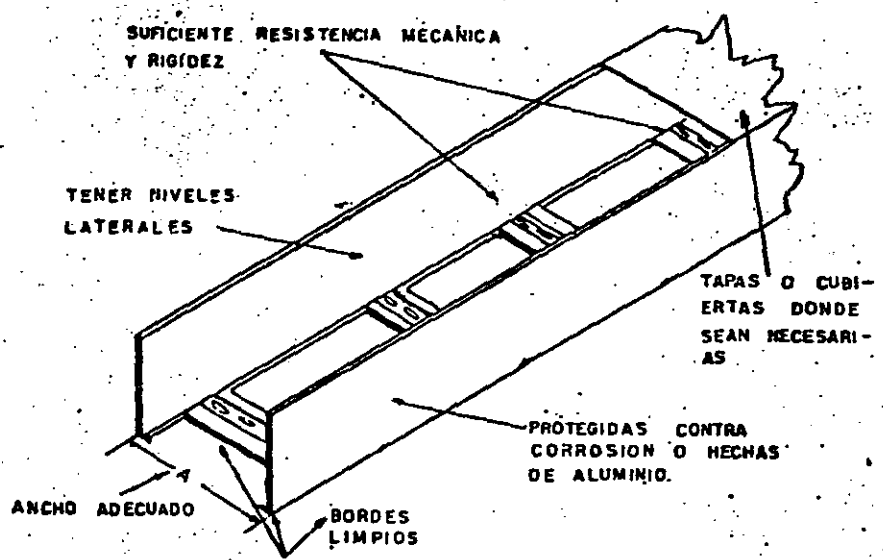
**CHAROLAS PARA CABLES:**

Pueden ser:

- Charolas
- Escalerillas
- Consolas o consoletas

De metal u otro material incombustible.

**CONSTRUCCION E INSTALACION: (ART 311.5 y 311.6)**



- Contar con accesorios de cambios de dirección y nivel adecuados.

Anchos comunes: 30.5 cms., 45.8 cms. y 61 cms.

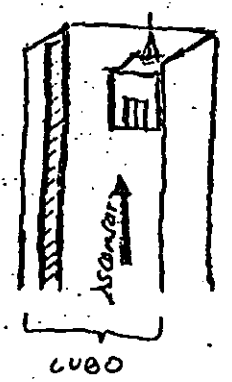
CHAROLAS DE ACERO GALVANIZADO.

11)

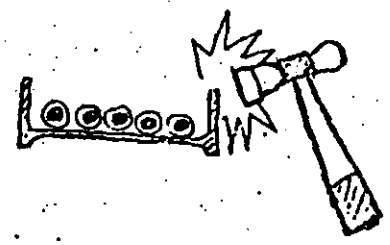
Uso Prohibido (Art 311.4)

(52)

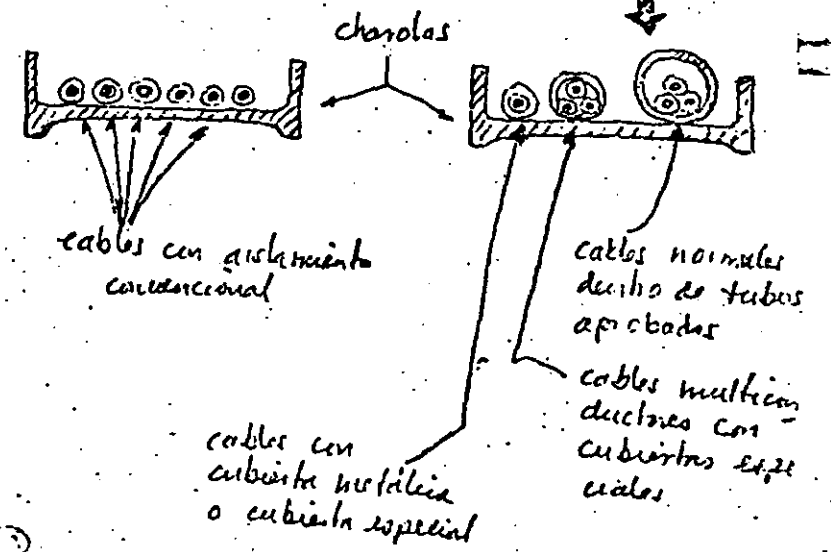
- En cubos de ascensores



- Expuestos a daño mecánico severo



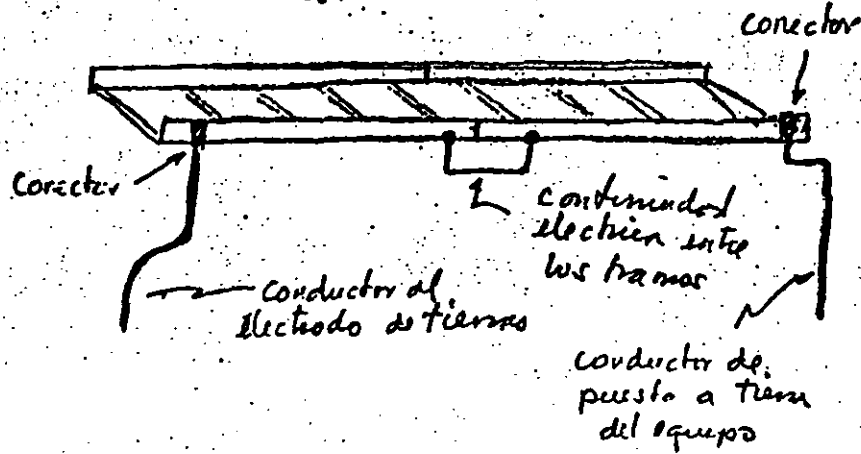
- En áreas peligrosas



Puesta a tierra (Art 311.7)

38

- La chavola (metalica), debe conectarse a tierra
- Puede utilizarse como medio de puesta a tierra.



Instalacion de cables (Art 311.8)

- Pueden hacerse empalmes y derivaciones
- En tramos verticales, sellar los cables
- Instalar los conductores por circuitos (agrupados y entintados)

34)

Numero de cables (Art 311.9)

39



Cables multiconductores una sola capa



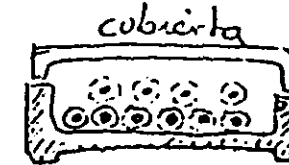
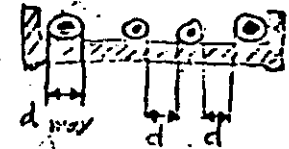
Cables individuales 2 capas máximo

Capacidad de Corriente (Art 311.10)

(Art 311.10)

Velocidad de la tabla 302.4 a aplicar

- En tuberia
- al aire
- al aire  $\times 0.75$
- al aire  $\times 0.7$



A  
R  
R  
E  
G  
L  
O  
S

55)



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 14***

***ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES  
ELECTRICAS Y NORMAS TECNICAS***

***c) Motores***

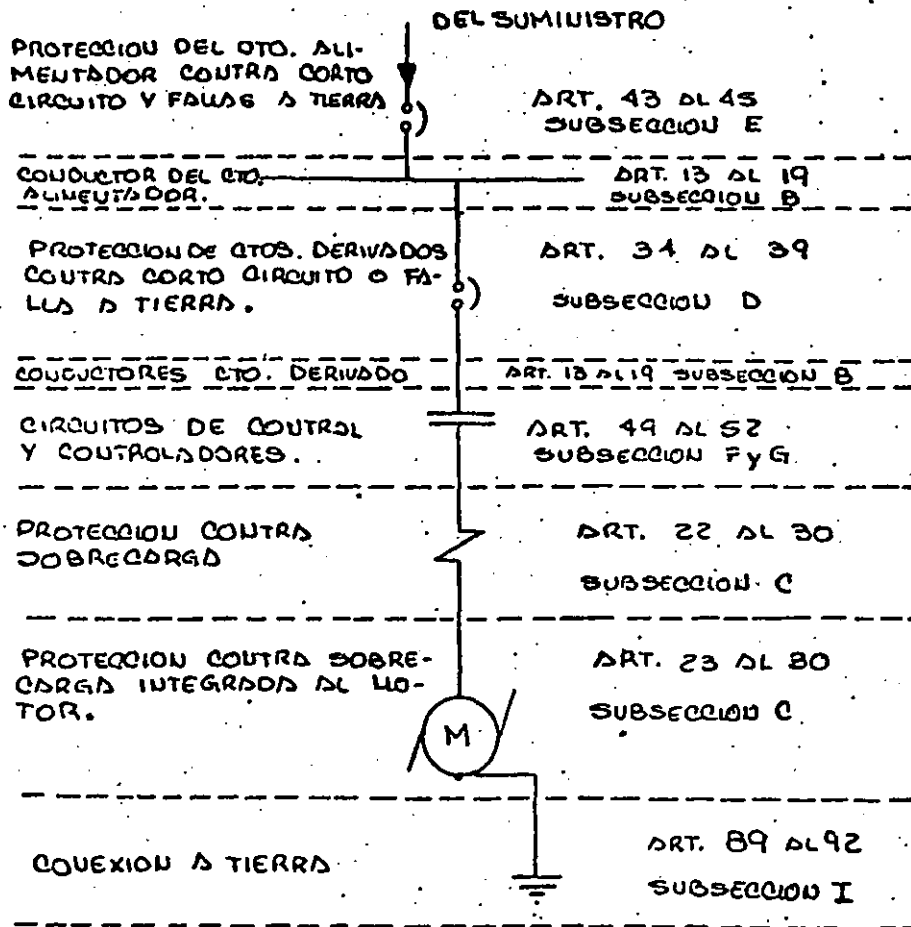
***ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS***

***AGOSTO, 1992.***



## SECCION 403 MOTORES

PUNTOS QUE COMPRENDE ESTA SECCION.

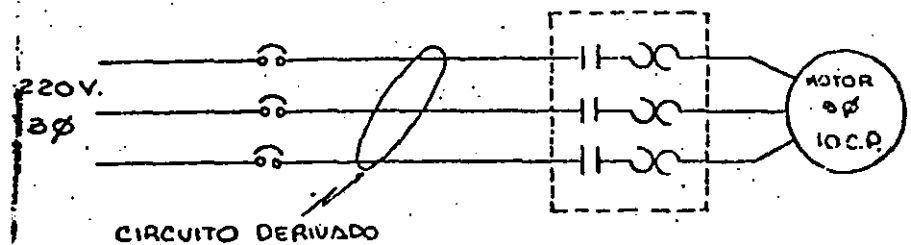


## - SUBSECCION B -

- 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.I.E).

## EJEMPLO 3 (DIAGRAMA TRIFILAR)



DATOS :

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

MOTOR DE INDUCCION.

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

$$1.25 \times 28 = 35 \text{ Amp.}$$

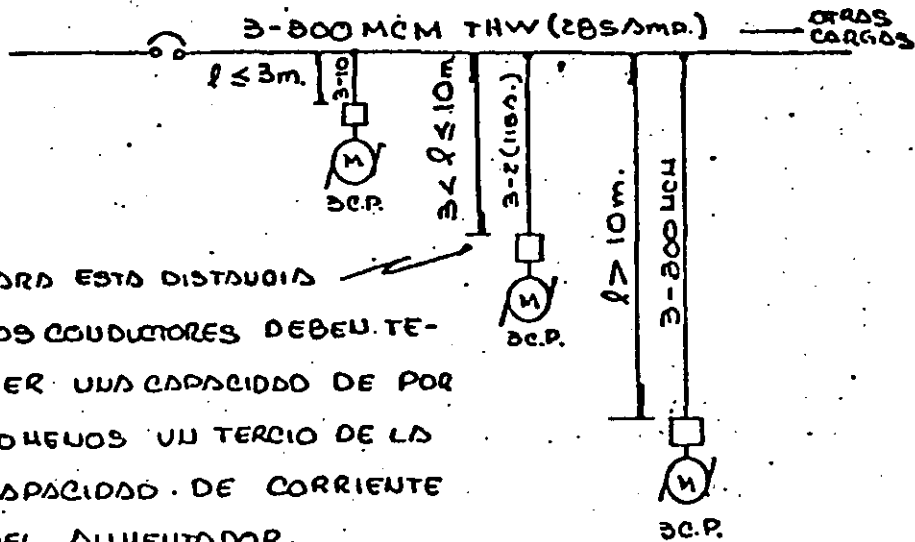
POR LO TANTO SE SELECCIONAN CONDUCTORES NO. 8 AWG TW, ALOJADOS EN TUBERIA  $-60^{\circ}\text{C} \rightarrow 40 \text{ Amp.}$

O BIEN NO. 10 AWG (THW)  $-90^{\circ}\text{C} \rightarrow 40 \text{ Amp.}$

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<sub>p.c.</sub> = 8.1 Amp.



PARA ESTA DISTANCIA LOS CONDUCTORES DEBEN TENER UNA CAPACIDAD DE POR LO MENOS UN TERCIO DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL ALIMENTADOR.

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

80 3-2 (115A.) THW.  
MINIMO

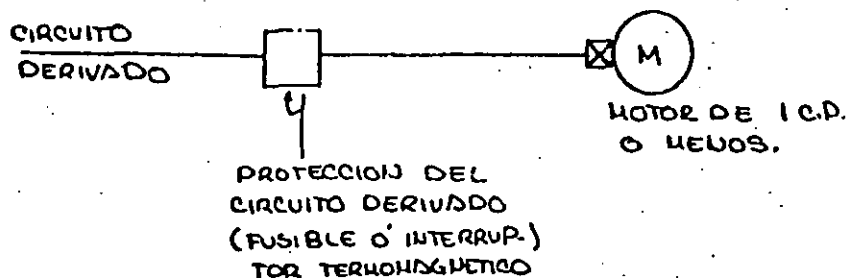
3  
3) - CONDUCTORES QUE ALIMENTAN A VARIOS MOTORES DE UN CIRCUITO DERIVADO.

- LOS CONDUCTORES QUE ALIMENTAN A DOS O MAS MOTORES, DEBEN TENER COMO MINIMO 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) 4

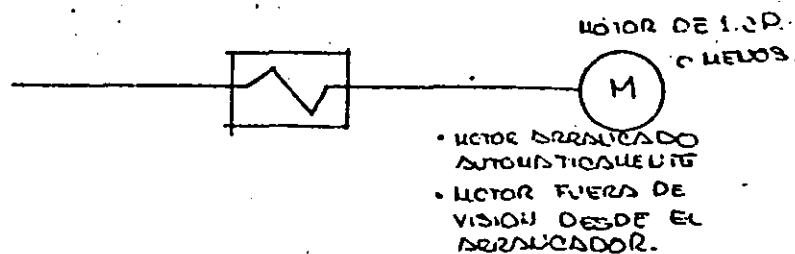
- PARA MOTORES DE SERVICIO CONTINUO DE MAS DE 1 C.P., SU VALOR NO DEBE EXCEDER DEL 125 % DE LA I<sub>pe</sub> DEL MOTOR.
- SI EL CRITERIO ANTERIOR RESULTA INSUFICIENTE PARA EL ARRANQUE DEL MOTOR, O NO CORRESPONDE A UN TAMAÑO NORMALIZADO; PUEDE UTILIZARSE EL TAMAÑO SUPERIOR SI NO EXCEDE DEL 140 % DE LA I<sub>pe</sub> DEL MOTOR.
- DE UN CABALLO DE POTENCIA O MENOS (ARRANQUE MANUAL).  
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 IMPEDANCIAS DE LOS DERIVADOS SEA TAL, QUE PREVENGA UN SOBRECALENTAMIENTO DEBIDO A FALTA 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.

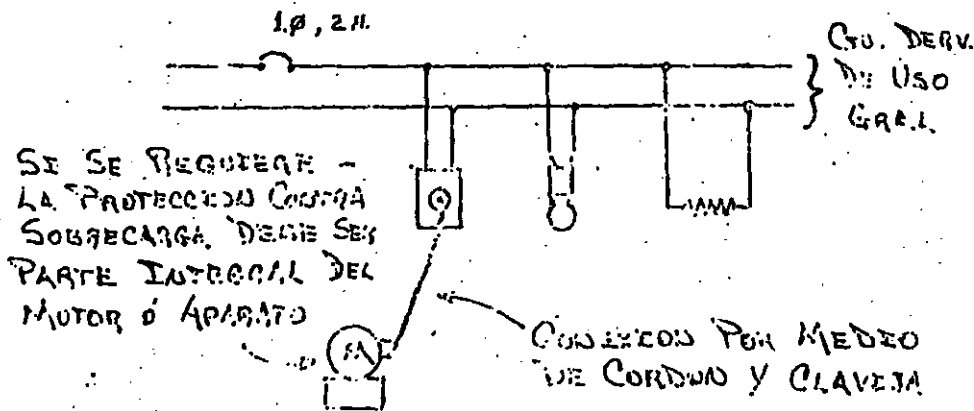
NO REQUIEREN PROTECCION CONTRA SOBRECARGA. Y SE CONSIDERAN PROTEGIDOS POR EL DISPOSITIVO CONTRA CORTO CIRCUITO DEL CTO. DERIVADO.

✓ ③  
**N MOTORES CONECTADOS A CIRCUITOS DERIVADOS DE USO GENERAL**

1). MOTORES DE 1 C.P.  
 UNO O MAS MOTORES PUEDEN SER CONECTADOS SIN PROTECCION INDIVIDUAL CONTRA SOBRECARGA. CUMPLIENDO SUS LIMITACIONES CONTRA CIRCUITOS CORTOS

2). DE MAS DE 1 C.P.  
 CON CORRIENTE A PLENA CARGA  $\leq 6$  Amp. DEBEN ESTAR PROVEISTOS DE LA PROTECCION INDIVIDUAL CONTRA SOBRECARGA.

3). CONEXION A TRAVES DE CLAVETA Y CONTACTO.



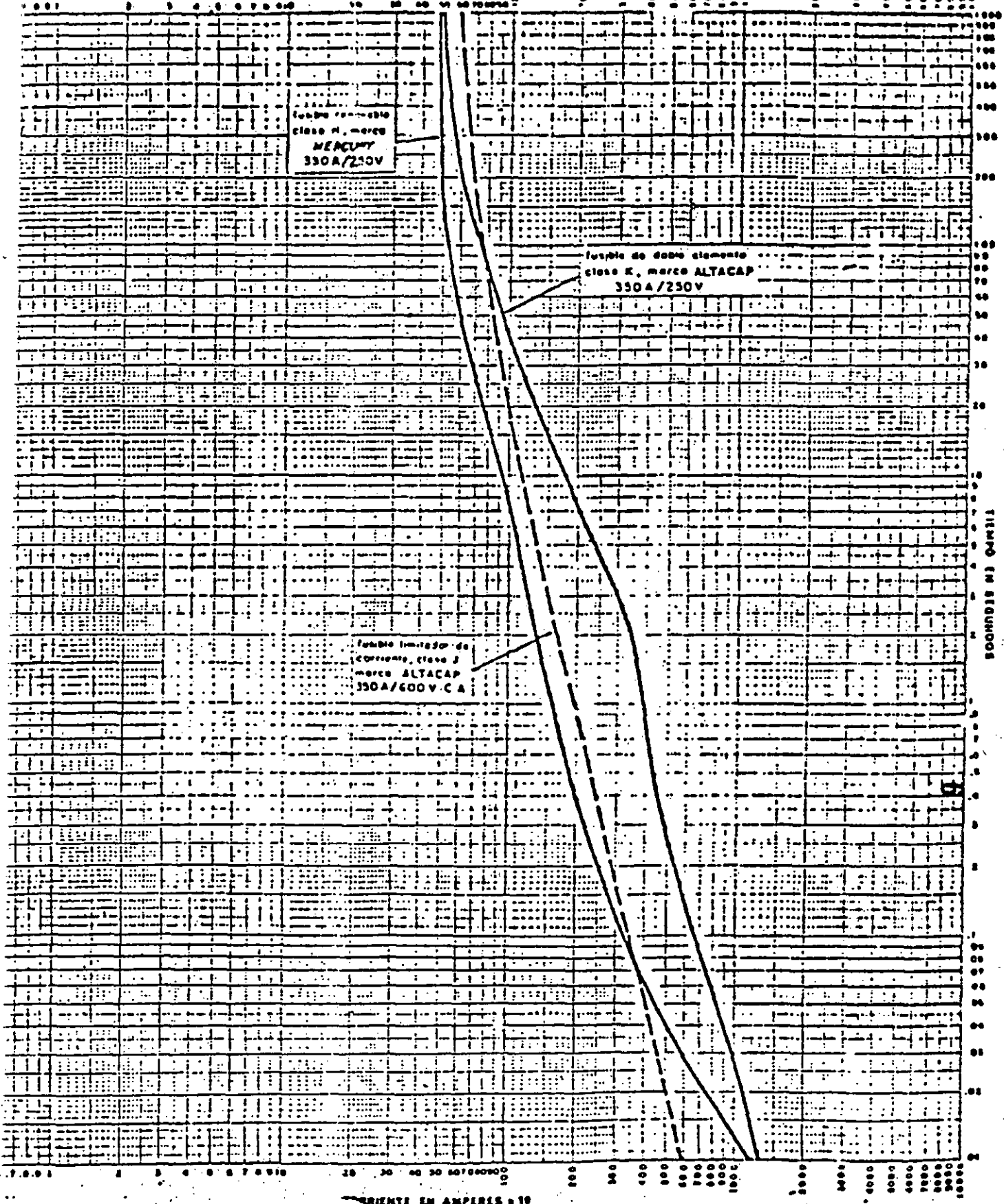
✓  
**SUBSECCION - D**

**PROTECCION INDIVIDUAL CONTRA CORTO CIRCUITOS Y FALLAS A TIERRA.**

INPC MOTOR	PORCENTAJE A APLICAR PARA SELECCIONAR LA PROTECCION		
	FUSIBLES / RETARDO DE TIEMPO E INT. DE TIEMPO - INVERSO	FUSIBLES / RETARDO DE TIEMPO	INTERRUPTOR, DISPARO INSTANTANEO
$> 6$ Amp	400 %	225 %	1300 %
$\leq 6$ Amp.	DISPOSITIVO $\leq 20$ AMP.		

CORRIENTE EN AMPERES

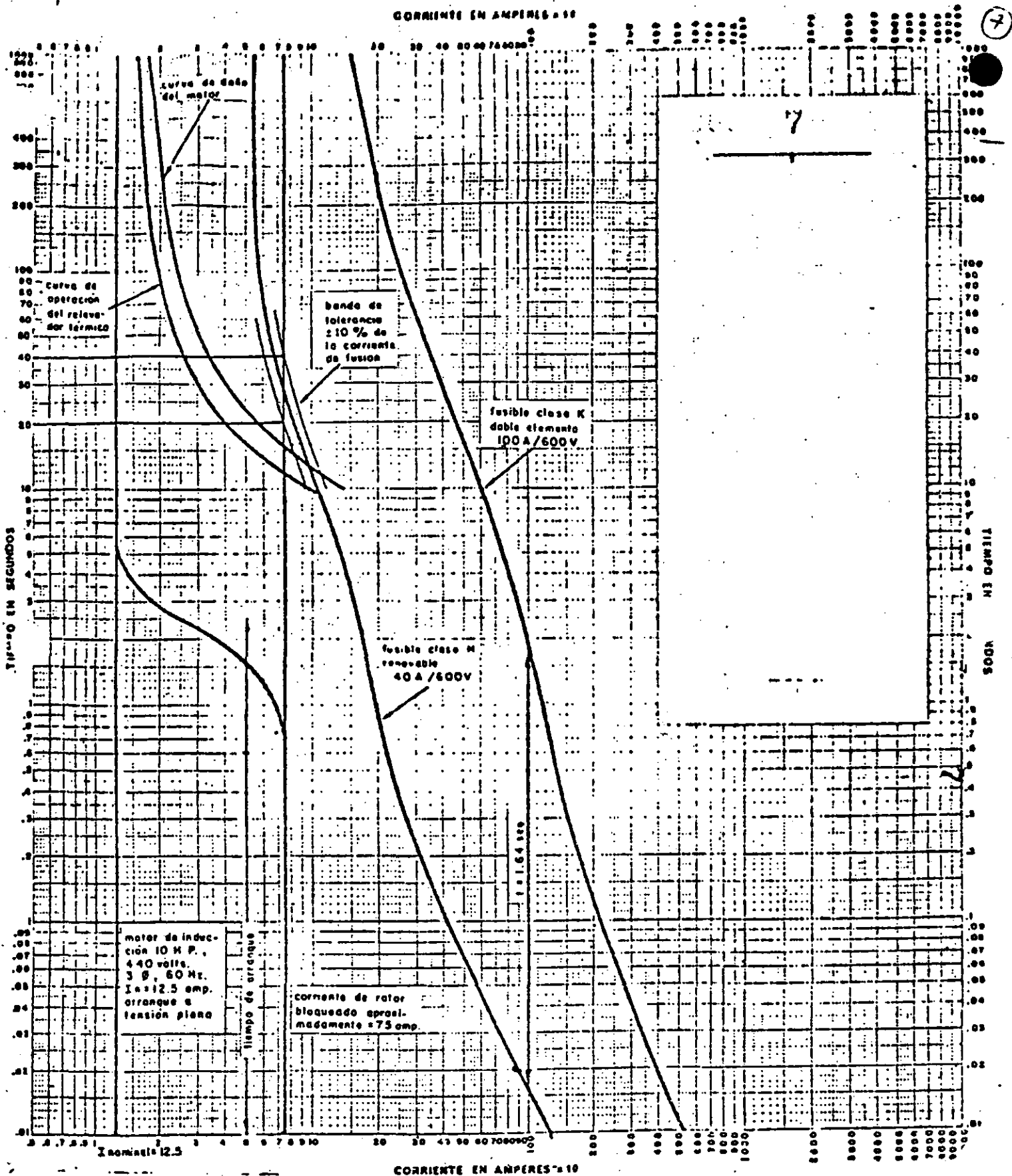
6



CORRIENTE EN AMPERES

BOONBEE M J QM311

CORRIENTE EN AMPERES  $\times 10$



7

8) ✓  
- 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.

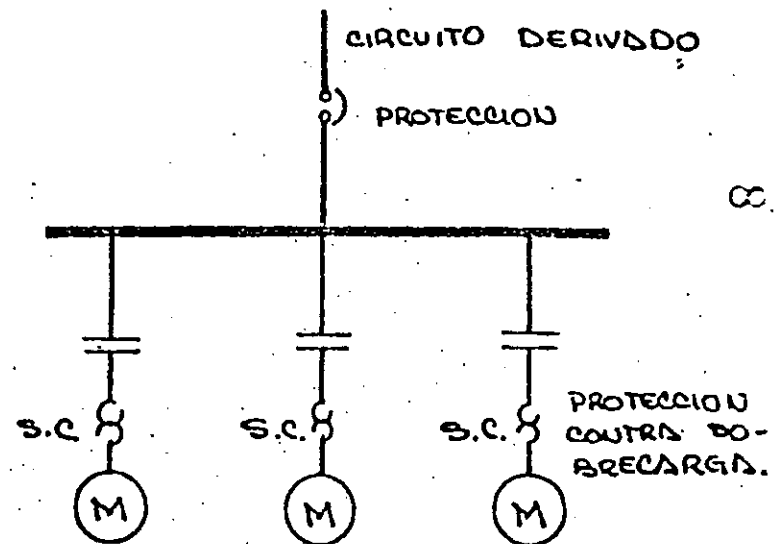
b) PROTECCION DEL CIRCUITO BASADA EN EL MOTOR DE MENOR POTENCIA.

SI LA PROTECCION DEL CIRCUITO DERIVADO NO ES MAYOR DE LO DERIVADO EN EL ART. 403.35, PARA EL MOTOR DE MENOR 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.



9

9

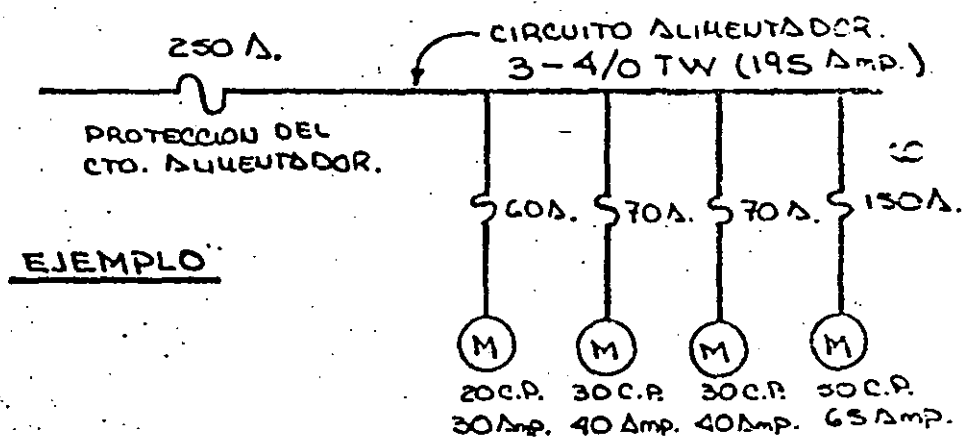
### SUBSECCION E.

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 ALIMENTADORES 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 AJUSTOS DE CARGA, LA CAPACIDAD DE ESTA PROTECCION PUEDE ESTAR BASADA EN EL 125% DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE DICHS ALIMENTADORES.





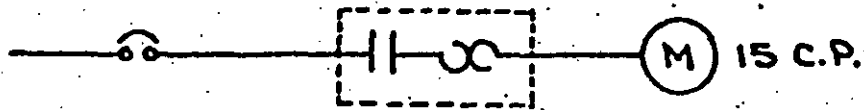
# SUBSECCIONES F y G.

10

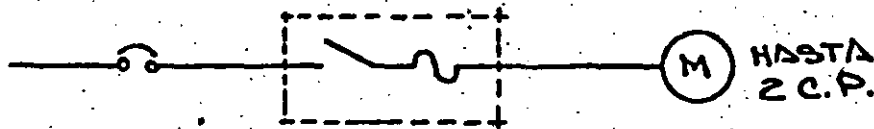
## CONTROLADORES DE MOTORES.

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

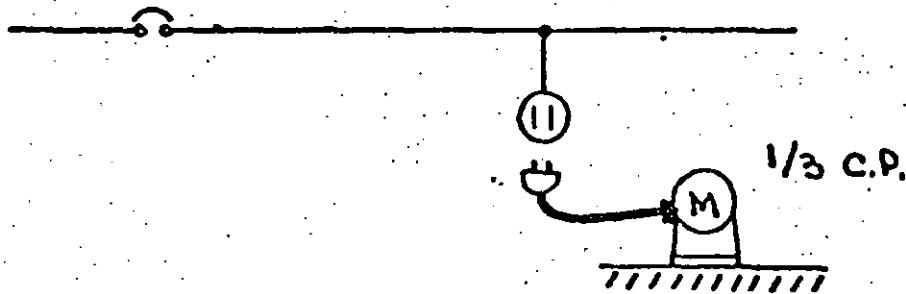
### - ARRANCADOR MAGNETICO.



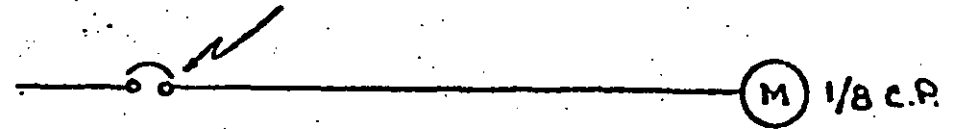
### - INTERRUPTOR DE NAVAJAS.



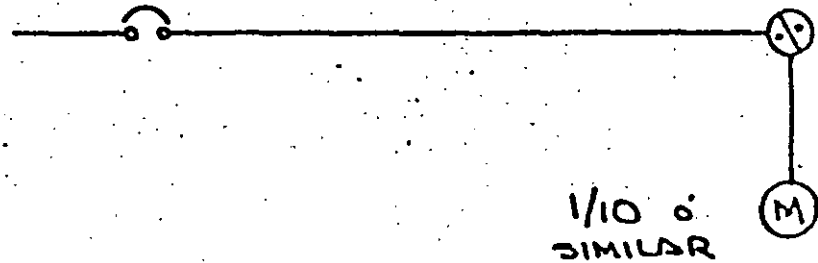
### - CLAVIJA Y CONTACTO.



### - 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 DE MOTORES DE HASTA 2 C.P. Y 300 VOLTS ENTRE LINEAS.

CAPACIDAD MINIMA  $\geq 2 I_{pc}$  MOT

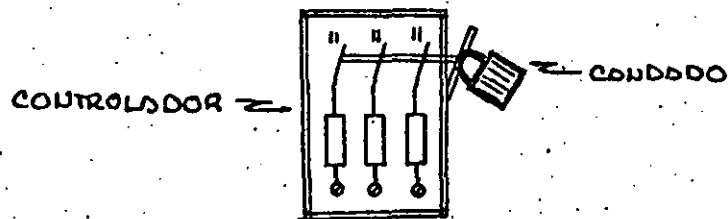
10

11

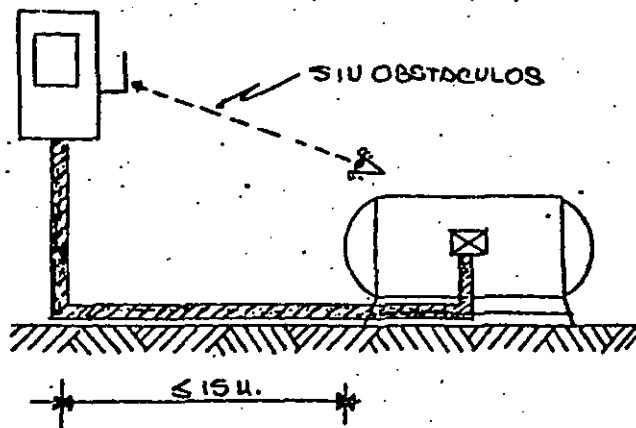
(65)

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.



(22)

10

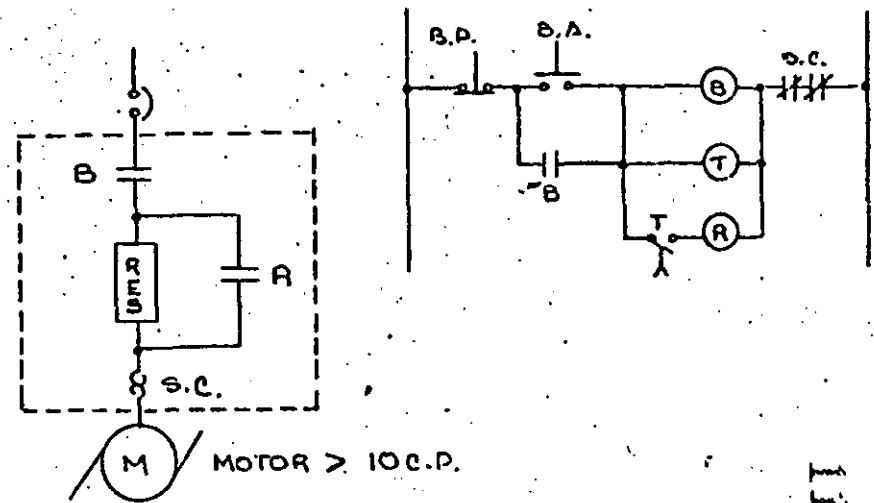
(67)

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.

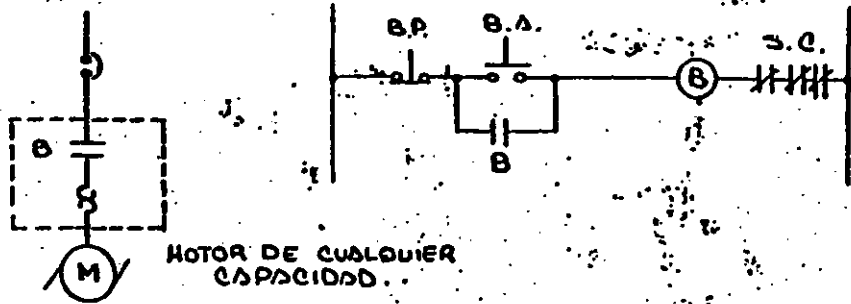
EJEMPLO :



ACOMETIDAS EN ALTA TENSION.

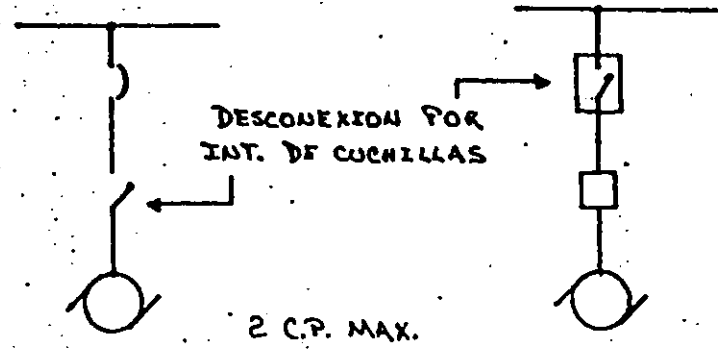
EN SISTEMAS SUMINISTRADOS A TRAVES DE SUBESTACIONES CON CAPACIDAD SUFICIENTE, PUEDEN USARSE CONTROLADORES A TENSION PLENA EN MOTORES DE CUALQUIER CAPACIDAD.

EJEMPLO.-



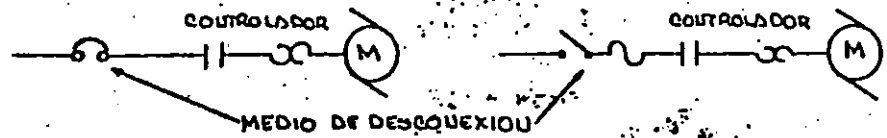
12 (69)

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 - MINIMA DEL DOBLE DE LA CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR.



MEDIOS DE DESCONEXION PARA MOTORES.

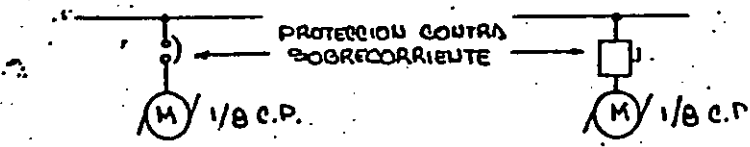
DISPOSITIVO QUE DESCONECTA (OPERACION MANUAL) A LOS MOTORES Y CONTROLADORES DEL CIRCUITO ALIMENTADOR, ESTE DEBE SER CAPAZ DE ABRIR LA MAXIMA CORRIENTE DE SOBRECARGA DEL MOTOR - UTILIZANDO UN INTERRUPTOR AUTOMATICO.



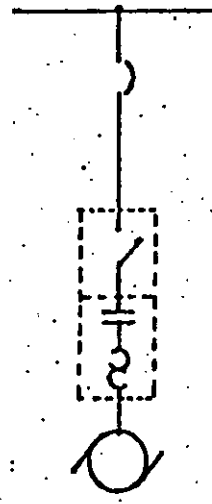
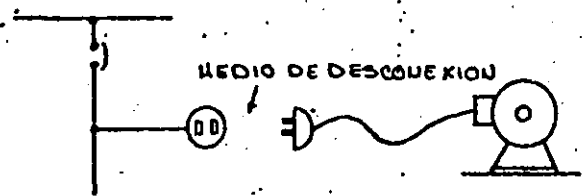
PARA MOTORES FIJOS > 2 C.P. PUEDE USARSE UN INTERRUPTOR DE USO GENERAL SI:

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

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.



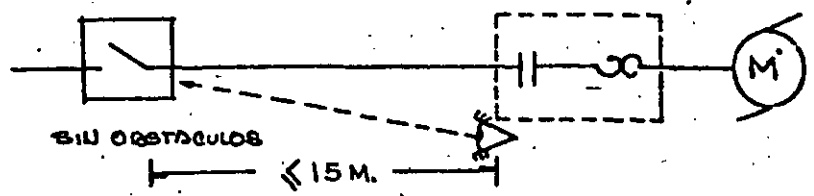
12

76

EL MEDIO DE DESCONEXION DEBE CUMPLIR CON:

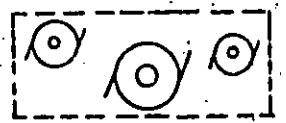
- TENER UNA CAPACIDAD  $\geq 115\%$   $I_{pc}$  DEL MOTOR
- INDICAR LA POSICION DE ABIERTO Y CERRADO
- PUEDE DESCONECTAR EL CONDUCTOR DE TIERRA SOLO SI DESCONECTA SIMULTANEAMENTE TODO LOS CONDUCTORES DEL CIRCUITO
- DEBE DESCONECTAR TANTO AL MOTOR COMO AL CONTROLADOR:

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

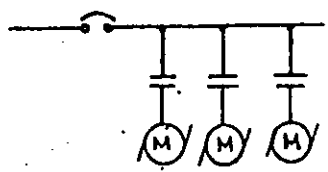


CADA MOTOR DEBE CONTAR CON SU PROPIO MEDIO DE DESCONEXION.

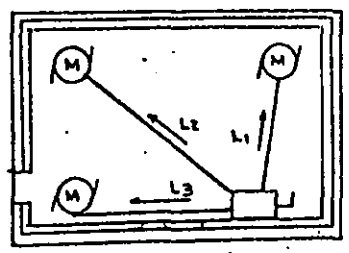
EXCEPTO SI:



VARIOS MOTORES FORMAN PARTE DE UNA SOLA UNIDAD.

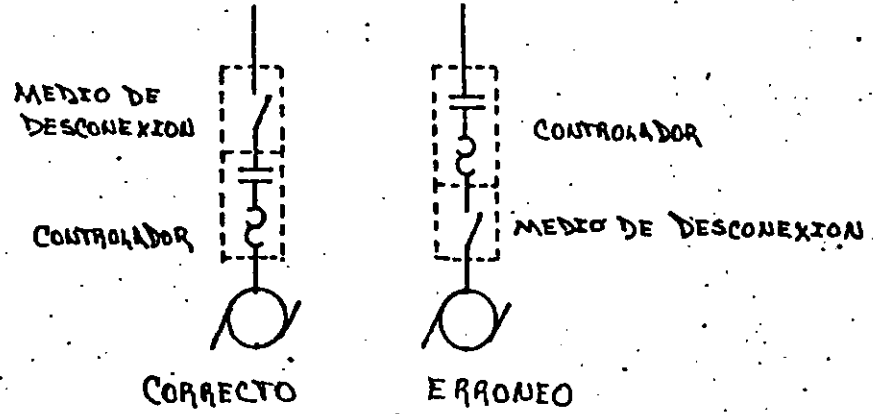


VARIOS MOTORES ESTAN PROTEGIDOS POR UNA SOLA PROTECCION CONTRA CORTO-CIRCUITOS.



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.



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 14***

***ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES  
ELECTRICAS Y NORMAS TECNICAS***

***(d)***

***ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS***

***AGOSTO, 1992.***

**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 si es necesario que en el lado secundario 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.

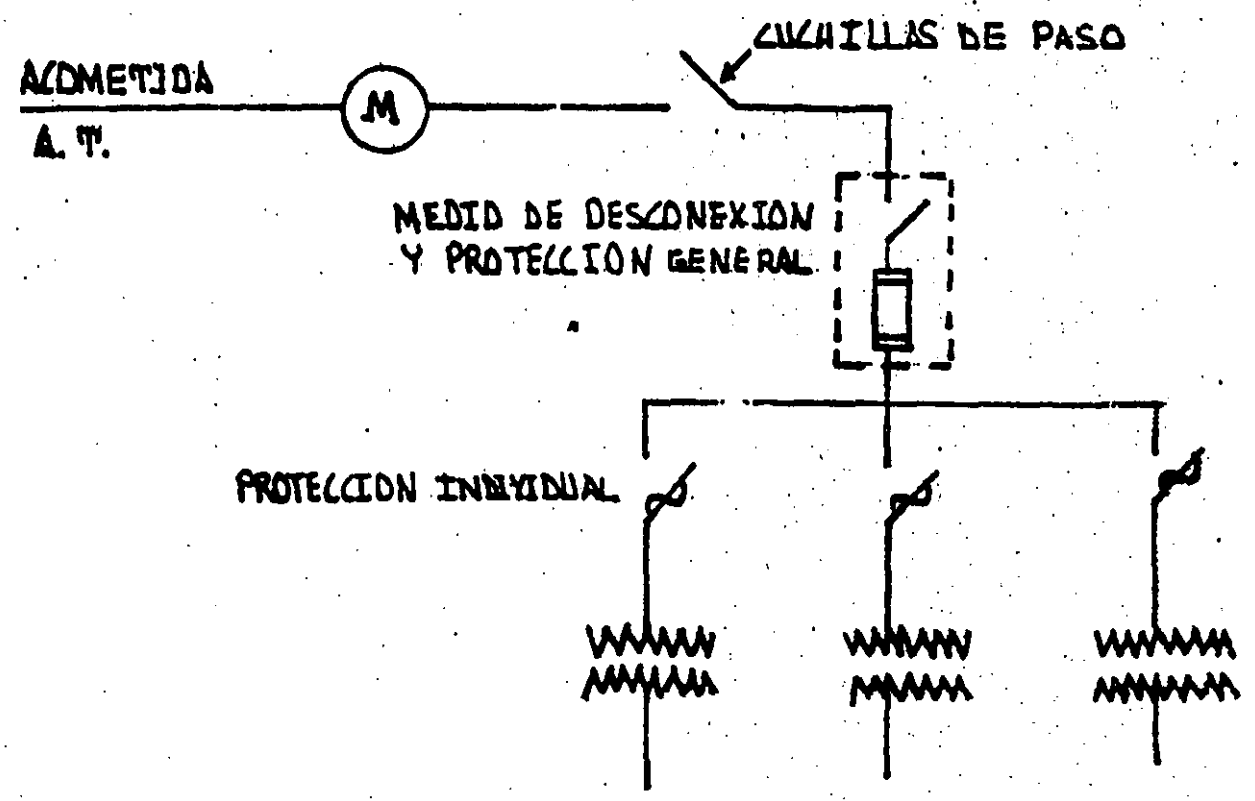
**3. - CUCHILLAS DE PRUEBA Y PASO. (ARTICULO 601.9 Y 605.1)**

(Ver Figura 6.1.e y 6.1.f.)

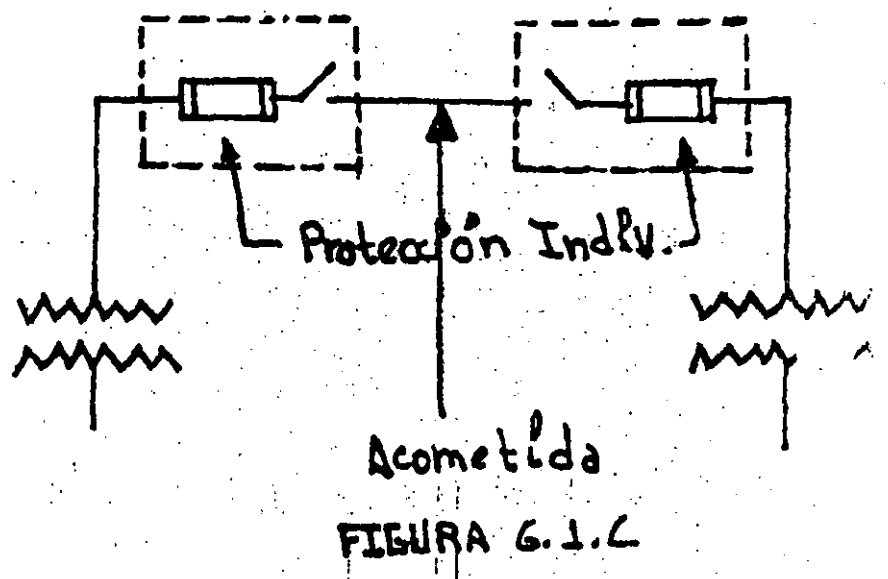
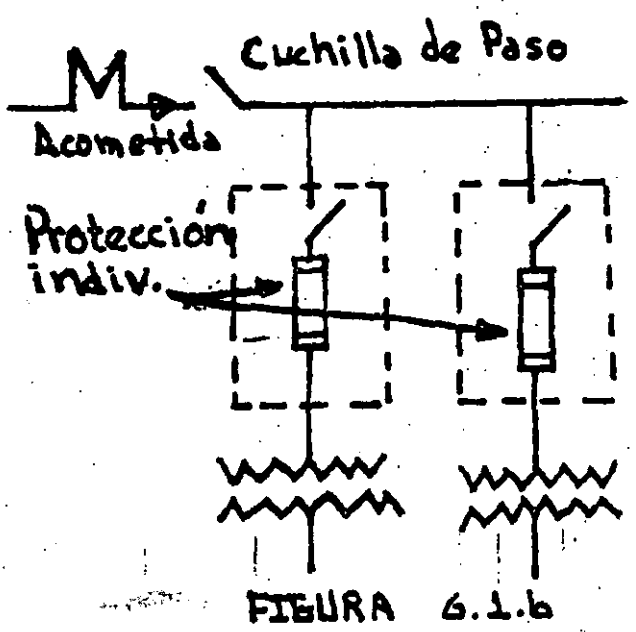
2

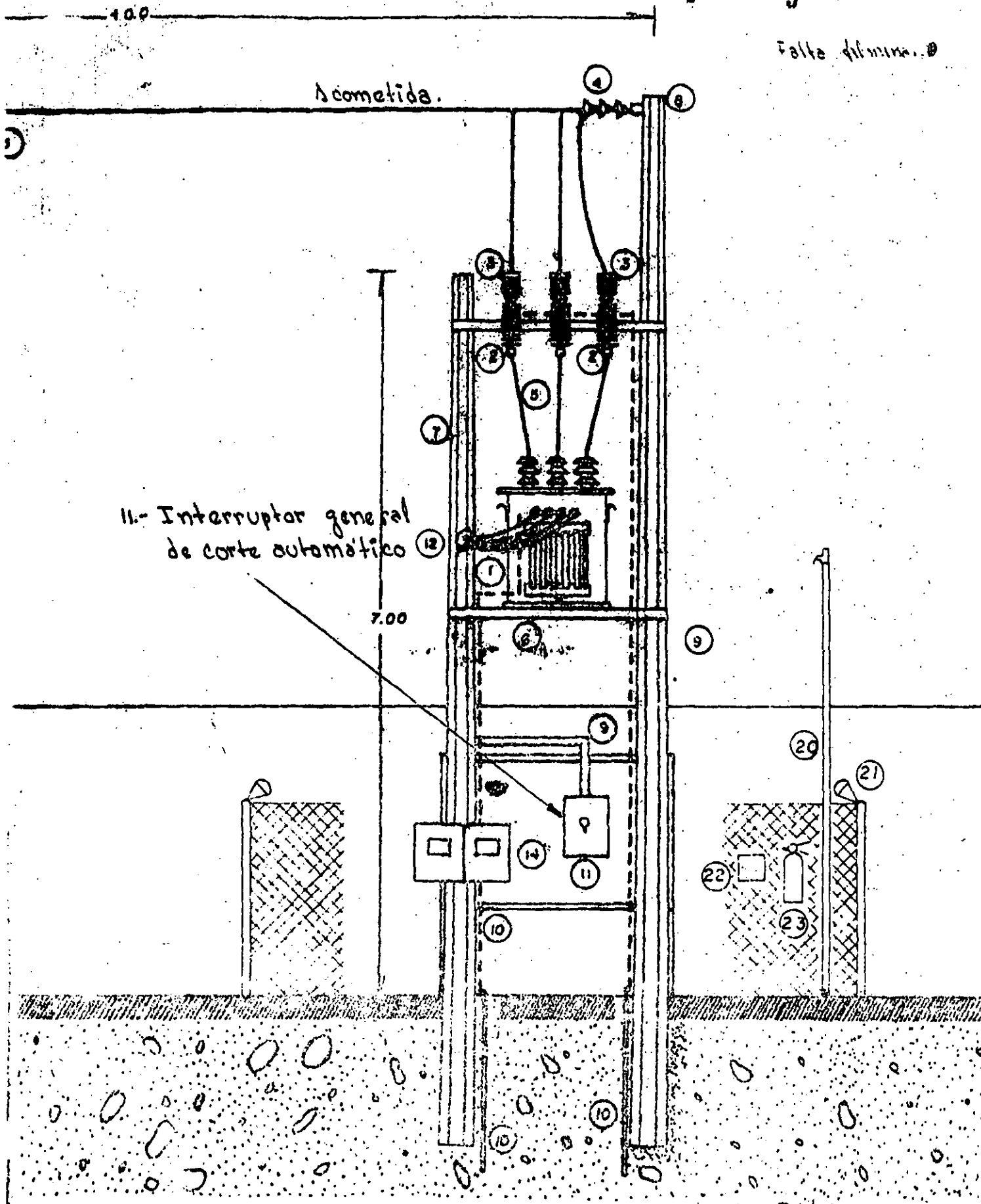
# ARREGLO ACEPTADO

## FIGURA 6.1.a



# ARREGLOS INCORRECTOS.



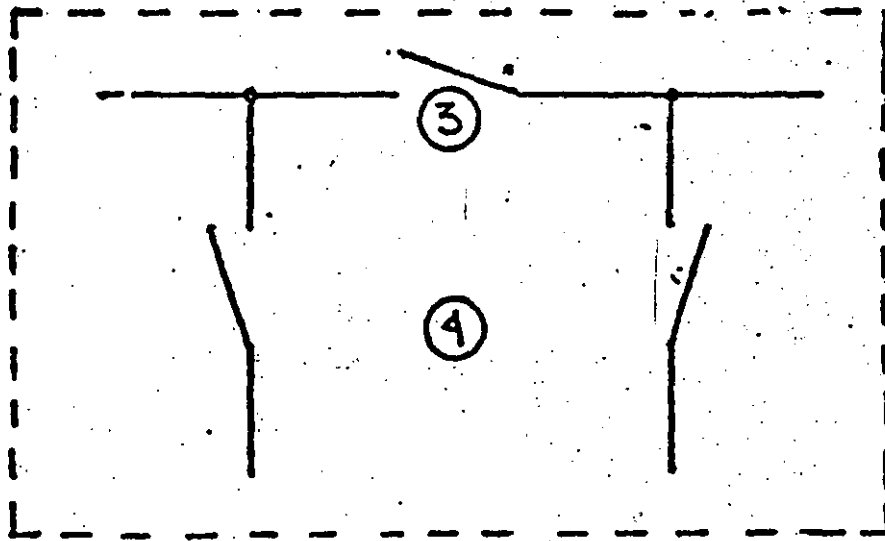




# ④ CUCHILLAS DE PRUEBA

4 Folia número ④

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.

FIGURA 6.1.0

### ③ CUCHILLA DE PASO

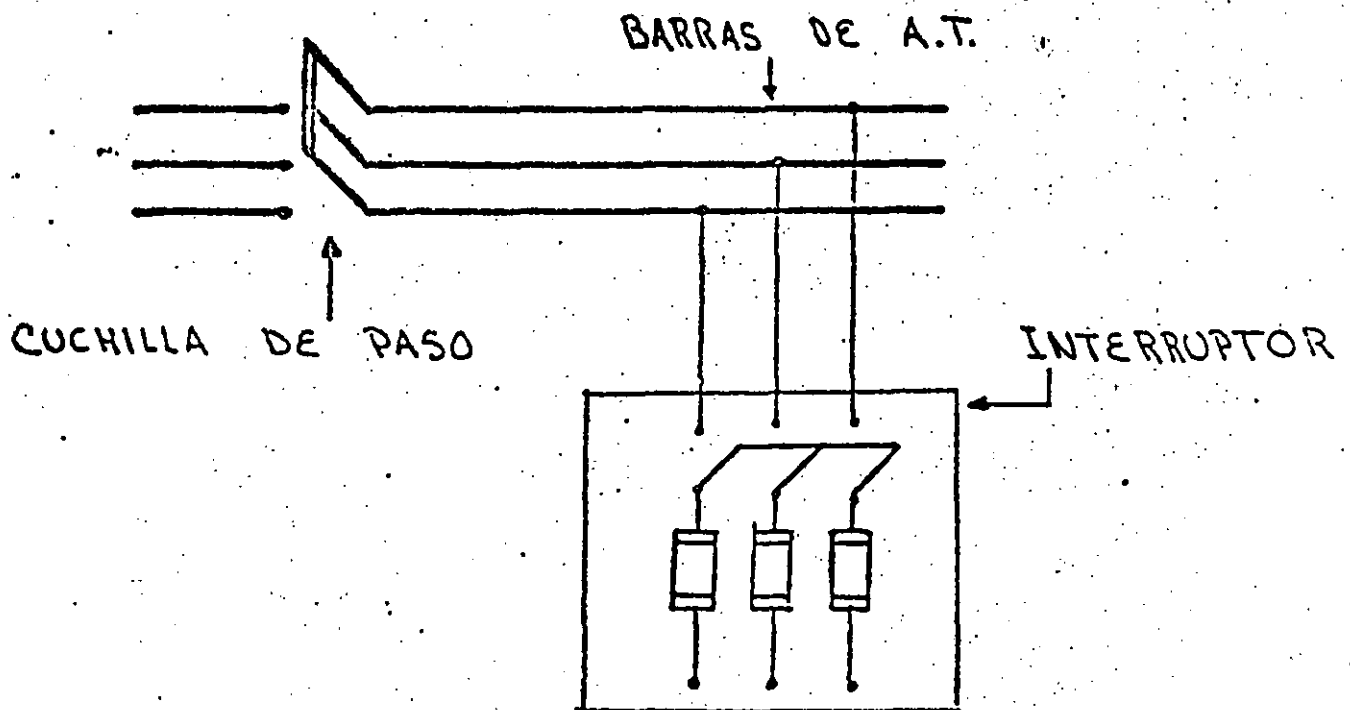
5 FIGURA 6.1.8.

PAV. 11/11/00

-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 SIMULTÁNEA. (EN S.E. COMACTOS)

-SE INSTALA UN JUEGO ANTES DEL INTE  
RRUPTOR PRINCIPAL.



-PERMITEN CAMBIAR SIN PELIGRO LOS FUSI-  
BLES Y DAR MANTENIMIENTO AL INTERRUPTOR.  
ADEMÁS POR REGLAMENTO DEBEN INSTALARSE  
ENTRE EL E.H. Y MEDIO DE PROTECCIÓN Y DESCO

CONDICION

PORCENTAJE MAXIMO SOBRE I<sub>n</sub> DE TRANSFORMADORES

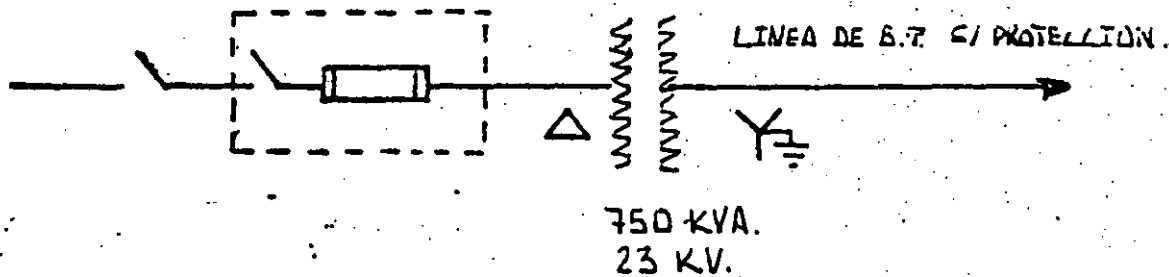
**Sin Protección Secundaria**

- Fusibles 250%
- Otros interruptores 300%

**Con protección secundaria calibrada a no más del 250 % de la I<sub>n</sub> secundaria**

- Fusibles 300%
- Otros interruptores 600%
- $Z_T \leq 6\%$  600%
- $Z_T > 6\%$  400%

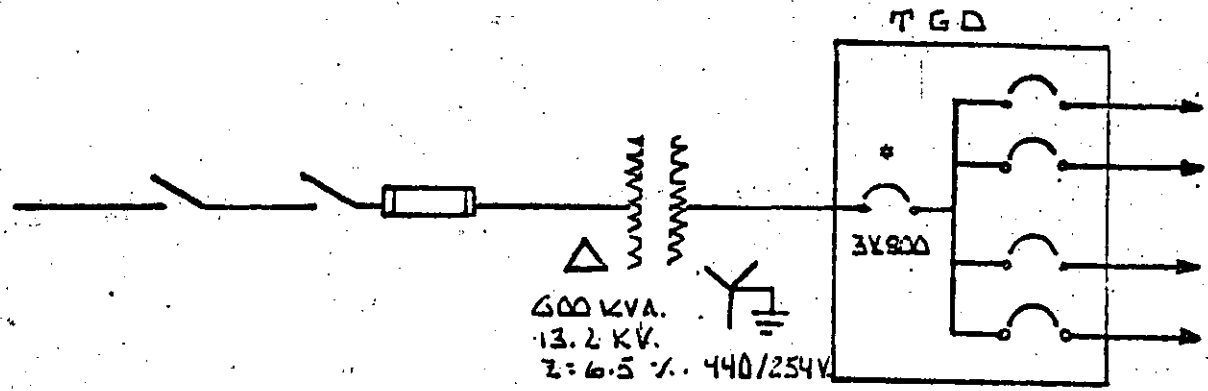
**Caso I. - Transformador sin protección secundaria.**



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.



**Corriente Primaria:** =  $\frac{600 \text{ KVA}}{3 \times 13.2 \text{ KV.}}$  = 26.24 Amps.

**Corriente Secundaria:** =  $\frac{600 \text{ KVA}}{3 \times 0.44 \text{ KV.}}$  = 787.3 Amps. \*

**Fusibles** =  $3 \times 26.24 = 78.7 \text{ Amp.}$

Valor comercial del fusible: 70 Amps.

**Interruptores** =  $4 \times 26.24 = 105 \text{ Amps.}$

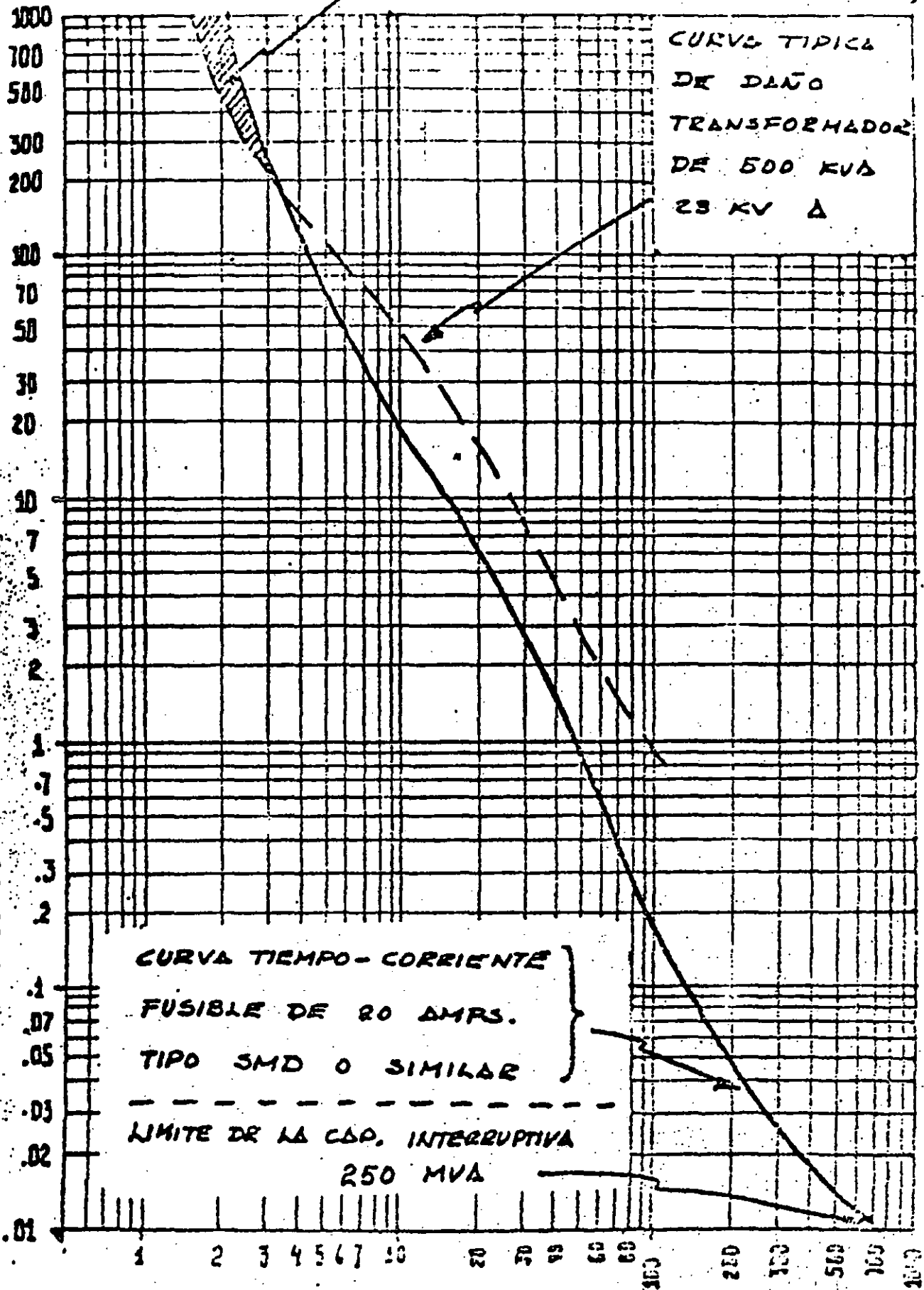
Calibración: 100 Amps.

\* Nótese que el valor de la protección no excede el 250% de la corriente secundaria.

ACCION NO PROTEGIDA POR EL FUSIBLE - 89

CURVA TIPICA  
DE DAÑO  
TRANSFORMADOR  
DE 500 KVA  
23 KV Δ

TIEMPO EN SEGUNDOS



CURVA TIEMPO-CORRIENTE

FUSIBLE DE 20 AMPS.

TIPO SMD O SIMILAR

-----  
LIMITE DE LA C.C.P. INTERRUPTIVA

250 MVA

CORRIENTE - AMPS. 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 rotulo con la leyenda "PELIGRO ALTA TENSION"

**6. - EXTINGUIDORES. - (Artículo 602.6).**

- a). - Deben instalarse cuando menos dos, en puntos cercanos a la entrada.

**7. - SISTEMA DE TIERRAS. - (Articulo 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.

## 1) RESISTENCIA A TIERRA DE LOS UNLUS.

LA RESISTENCIA TOTAL DE LOS UNLUS CON RESPECTO A TIERRA SE PUEDE DETERMINAR EN FORMA SIMPLIFICADA, 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.)

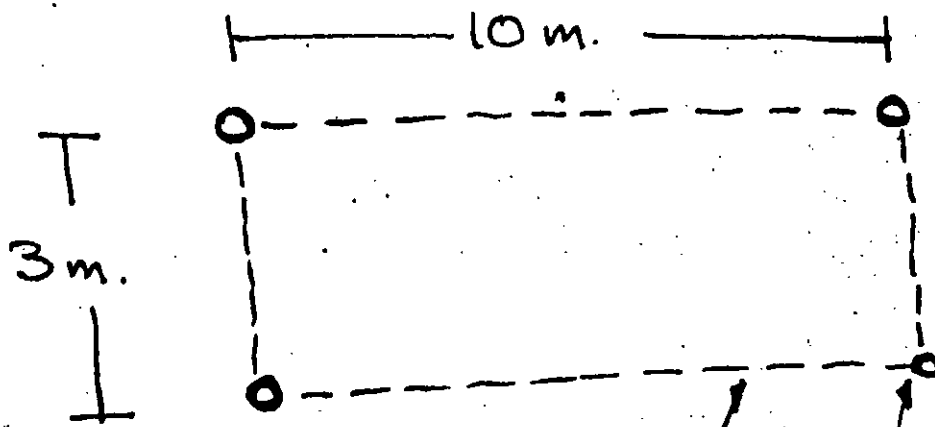
$\rho$ : Es la resistividad eléctrica del terreno ( $\Omega \cdot m$ )



DATOS :

$$\rho = 50 \Omega \cdot m$$

$$L = 38 \text{ m.}$$



CONDUCTOR DE COBRE  
4/0 AWG

DRILLS COPPERWELD  
DE 3m. DE LONGITUD

$$r = ?$$

$$\Delta_{\text{RECTANGULO}} = L \times \Delta$$

$$\Delta_{\text{CIRCULO}} = \pi \times r^2$$

IGUALANDO AREAS :

13

Falla (12 minutos)

$$L \times A = \pi \times r^2$$

DONDE :

$$r = \left( \frac{L \times A}{\pi} \right)^{1/2}$$

$$r = \left( \frac{10 \times 3}{\pi} \right)^{1/2} = 3.1 \text{ mts.}$$

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.

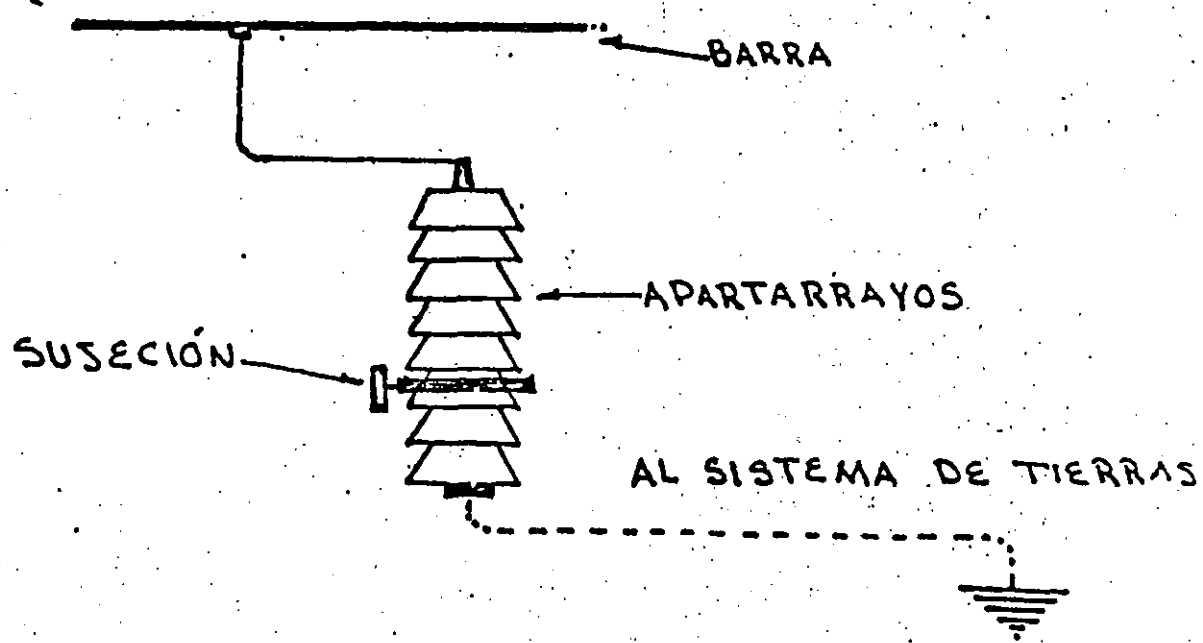
# APARTARRAYOS.

FIGURA 6.1.g

—SU FUNCIÓN ES CORTAR LAS SOBRESIONES OCASIONADAS POR:

- SWITCHEO.
- DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.
- CONTACTO CON LÍNEAS DE MAYOR TENSION

—SE CONECTAN ENTRE FASE Y TIERRA

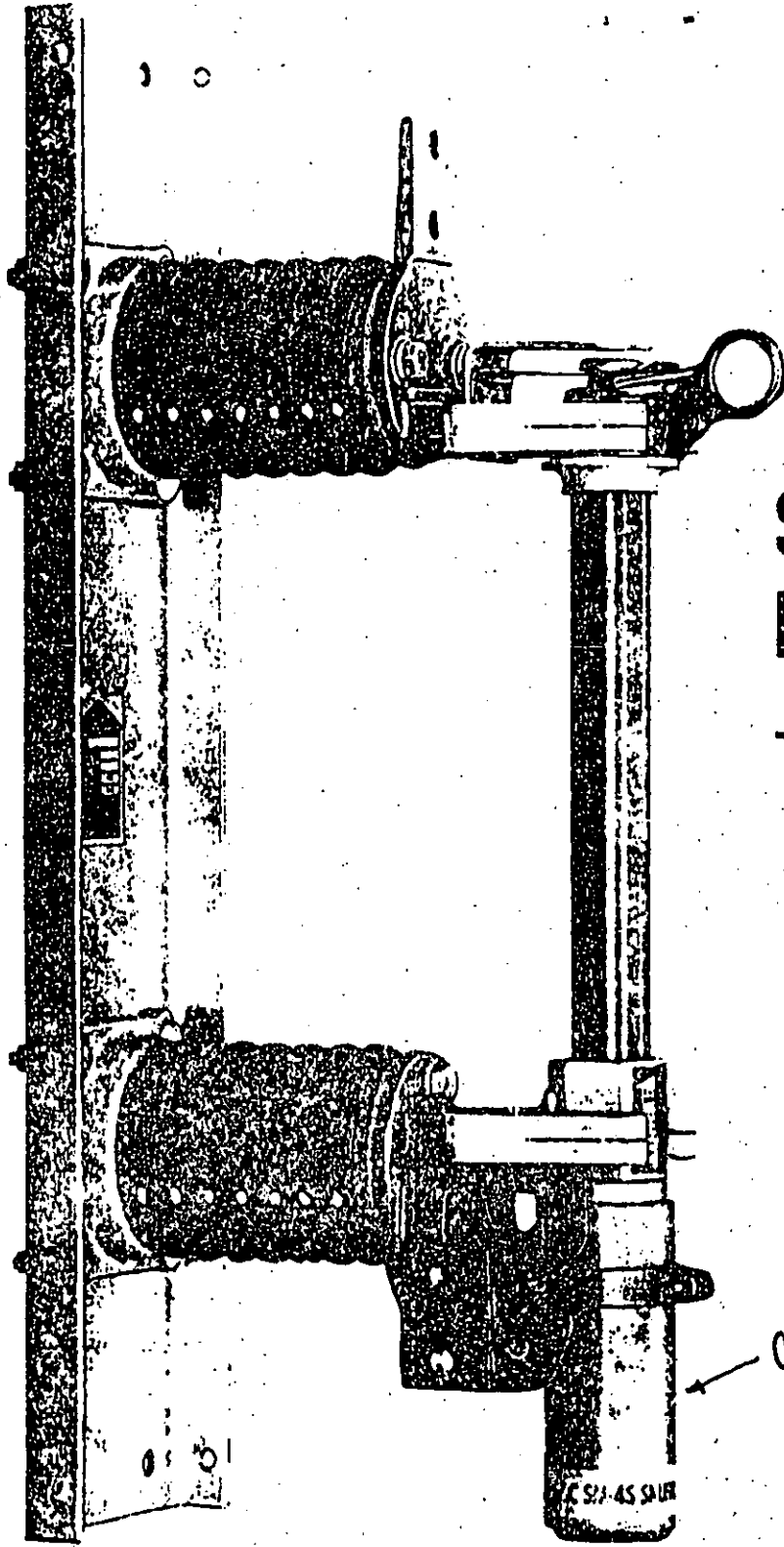


—SE INSTALAN ANTES DE EQUIPO IMPORTANTE

- INTERRUPTORES.
- BANCOS DE CAPACITORES.
- TRANSFORMADORES.

—SU TENSION DE OPERACION DEBE SER SIMILAR A LA DEL EQUIPO E INSTALACION

This publication is in preparation and will be distributed when it becomes available.



# S&C Power Fuses Type SM — Indoor

Condensador de Gases  
(MUFFLER)

FIGURA 6.2.1.



B&C ELECTRIC COMPANY - Chicago  
B&C ELECTRIC CANADA LTD - Rexdale

DESCRIPTIVE BULLETIN 241-301

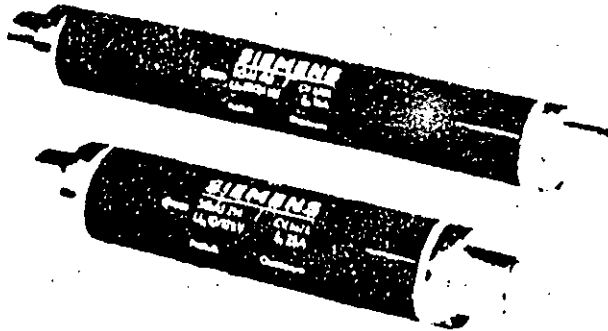
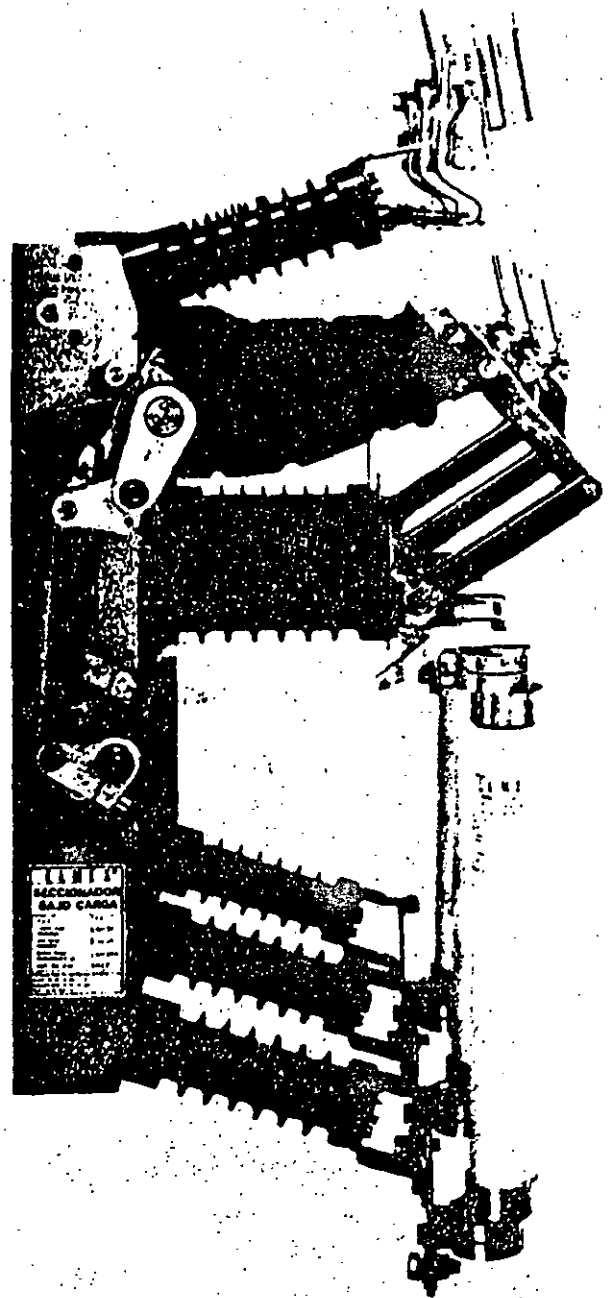


FIGURA 6.2.2.

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 pértiga.
- 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 MINIMAS 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 6 600	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

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).

MAJLA DE TIERRAS  
(4/0 AWG)

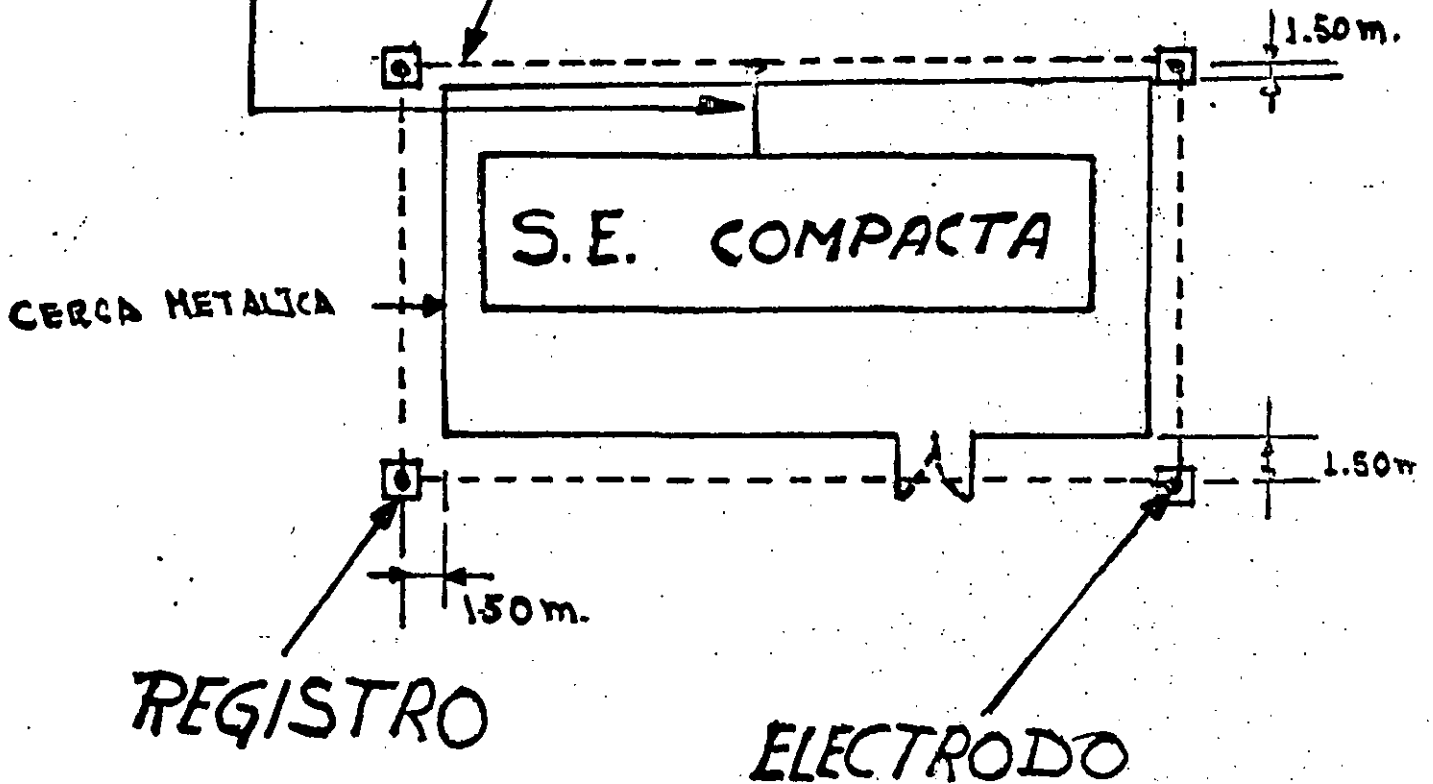


FIGURA 6.2.3.

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 Secretaria 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 PUESTA A TIERRA (2 AWG).

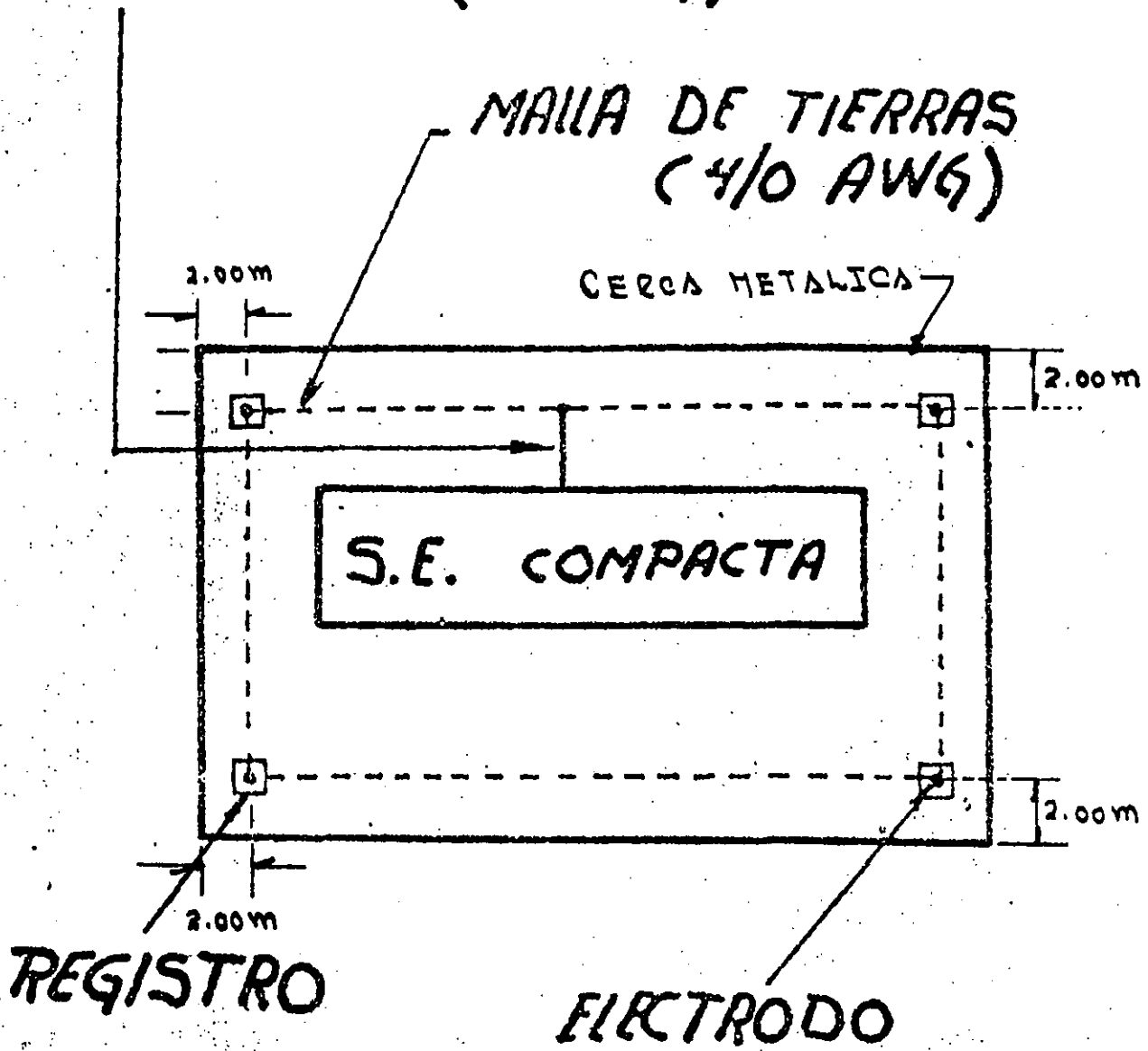


Figura 6.2.4

CONDUCTOR DE PUESTA  
A TIERRA (2 AWG).

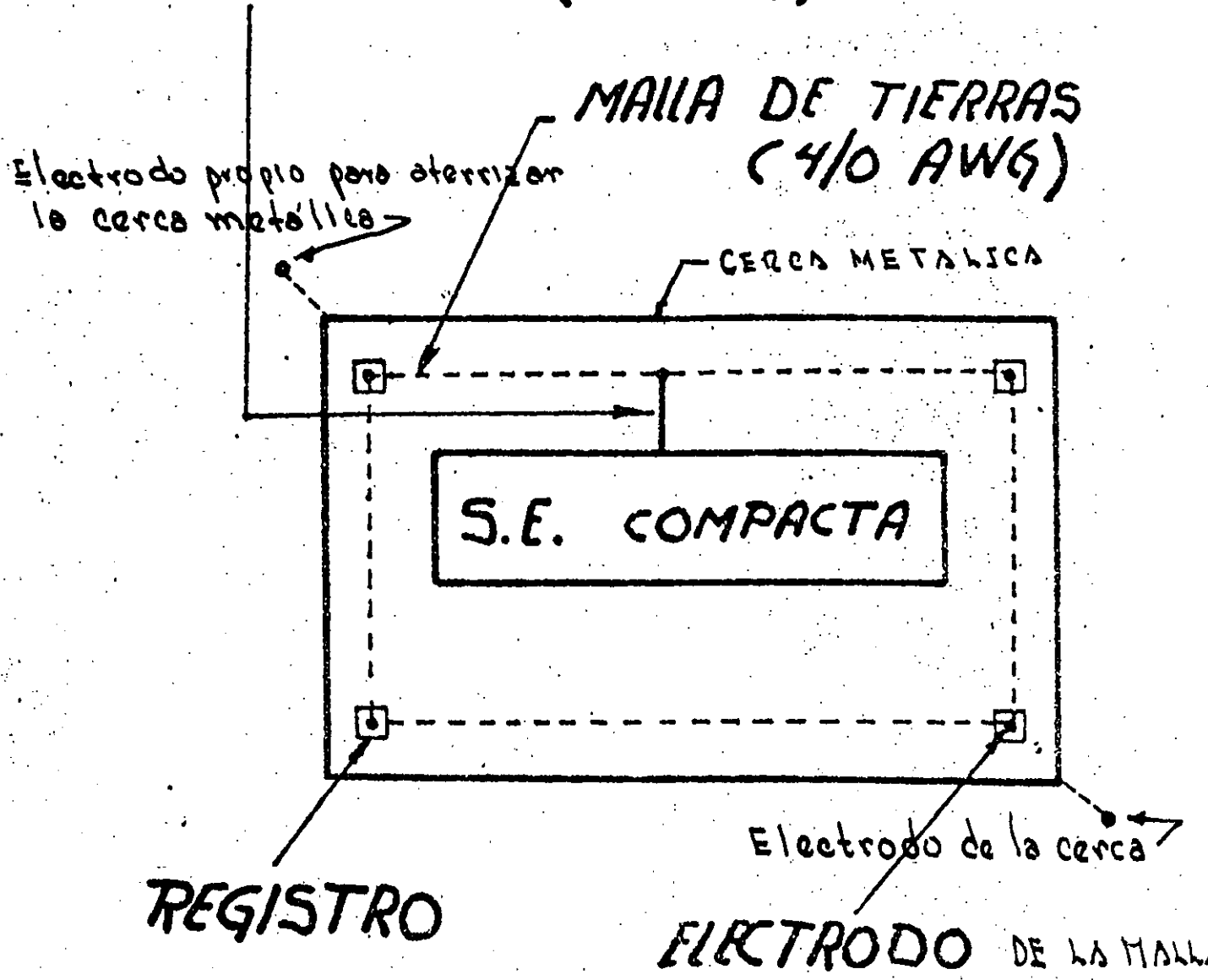


Figura 6.2.5

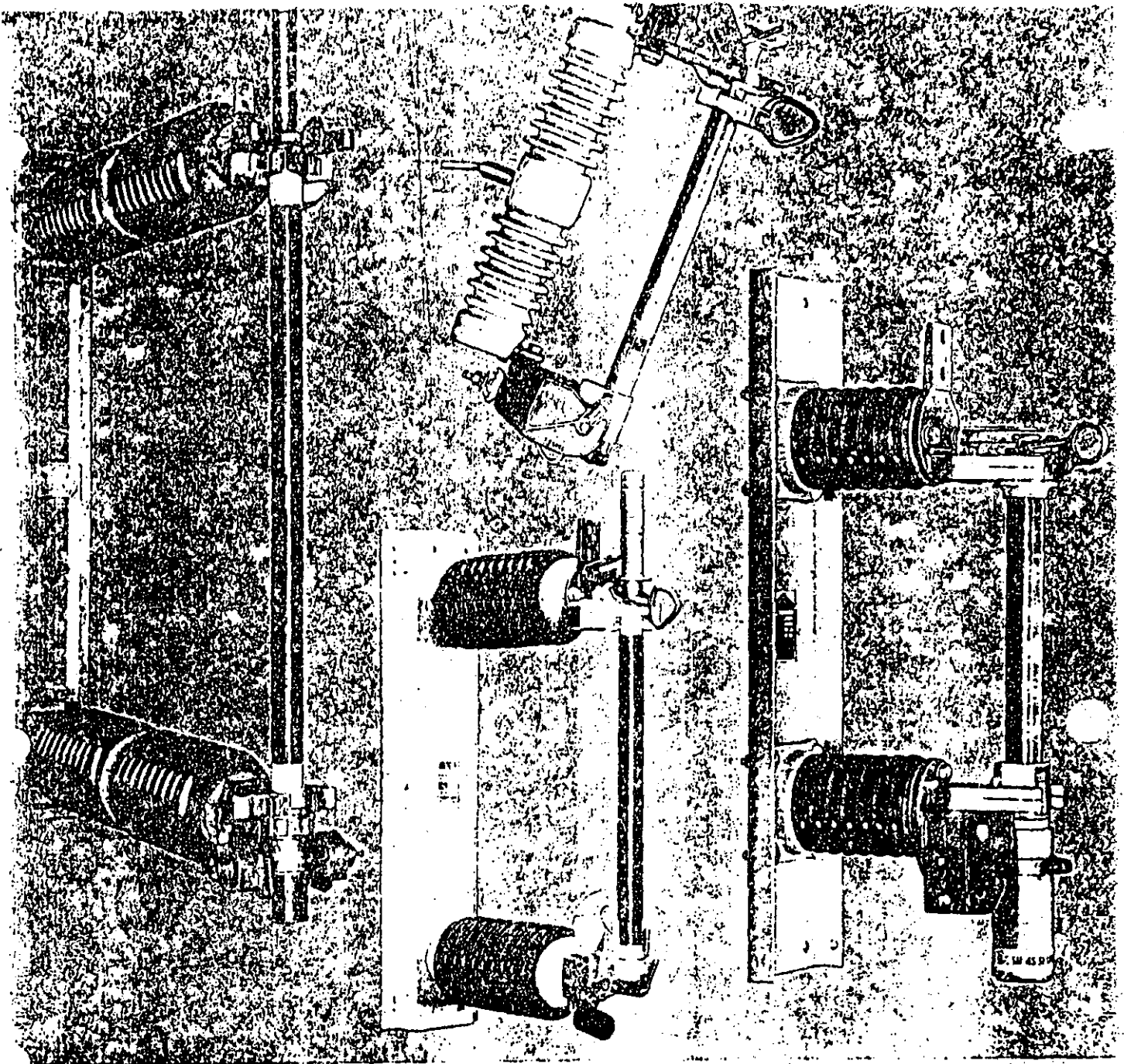


FIG. 6.2.6

**S&C POWER FUSES** • Full Range  
**Type SM — Type SMD**  
**50/60-Cycle**  
**Short-Circuit Interrupting Ratings**



Supersedes Data Bulletin 205-1 dated 3-24-69

S&C ELECTRIC COMPANY - Chicago  
 S&C ELECTRIC CANADA LTD - Rexdale

DATA BULLETIN

Page 1 of 4

**205-1**

Jan. 26 1970

- 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 locales o cercas que las circunden.

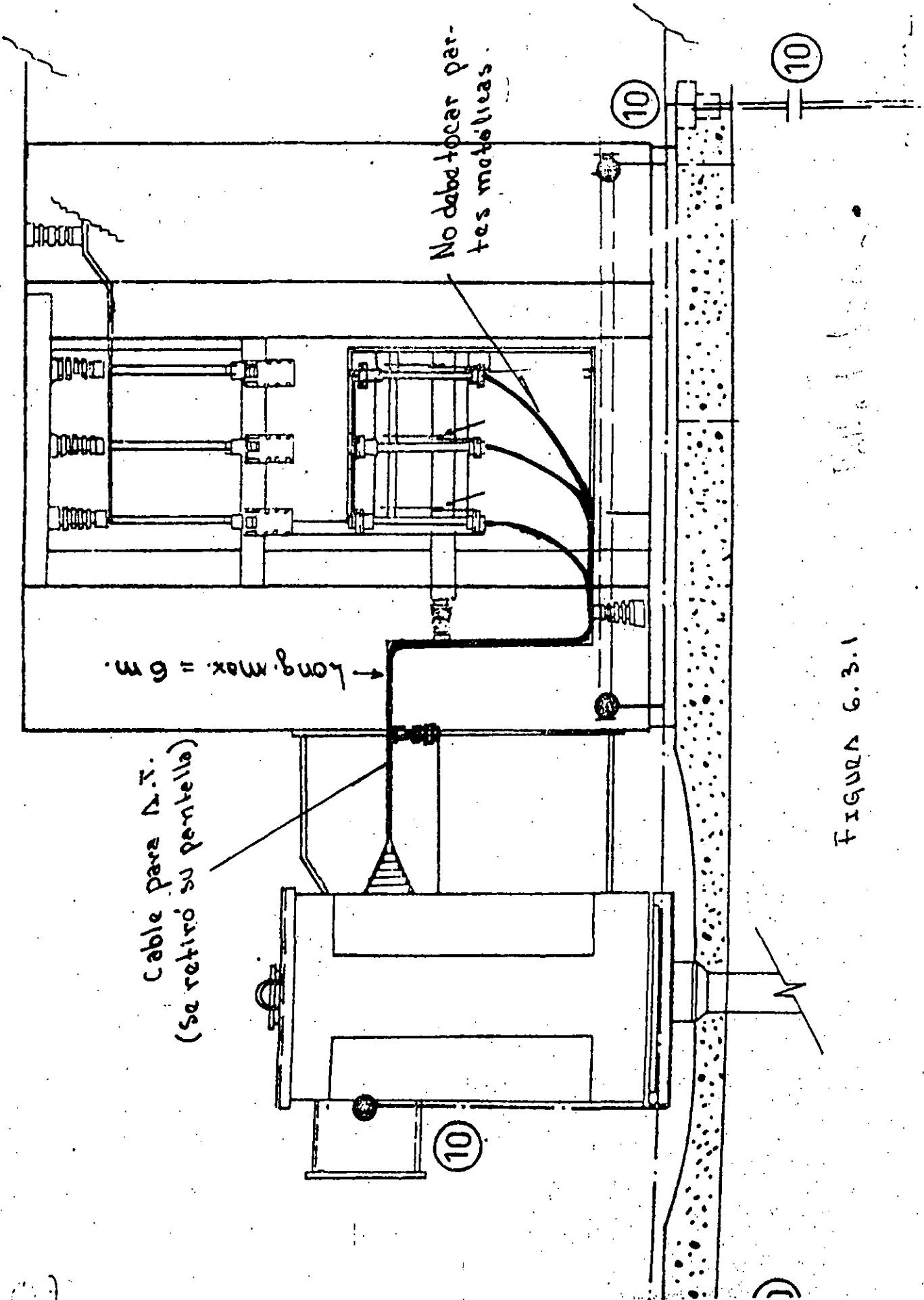


FIGURA 6.3.1



# CONDUMEX

CABLES DE ENERGIA VULCANEL  
EP TIPO DS, PARA 15 Y 25 KV.

Pantalla Metálica



Fig. 6.3.1.

#### DESCRIPCION:

Conductor compacto de aluminio. Pantalla semiconductor extruida sobre el conductor. Aislamiento de Etileno-Propileno (EP). Pantalla semiconductor extruida sobre el aislamiento. Pantalla electrostática a base alambres de cobre suave dispuestos helicoidalmente y cubierta de PVC roja.

#### 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 SePaNaI 21127.



### 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 <sup>2</sup>	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	982	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	0.123
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%.

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	420	400
750	590	460	440
900	630	480	460
1000	650	490	470

(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 espaciado de 20 cm.

\*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 libera 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.

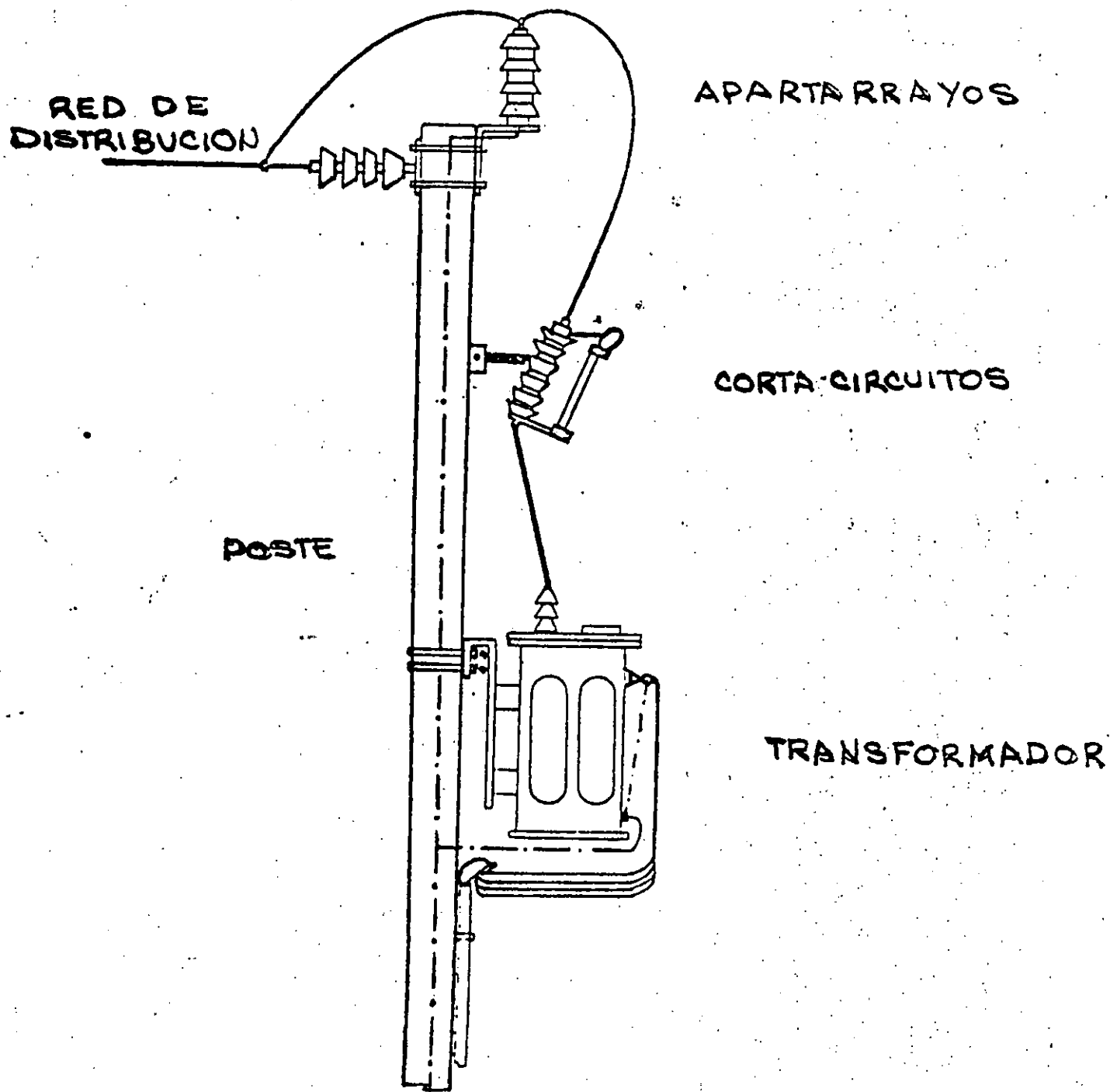
#### 6.5 SUBESTACIONES EN AZOTEA. Ver Figura 6.5.1

TABLA 2

DISTANCIAS MINIMAS 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		211

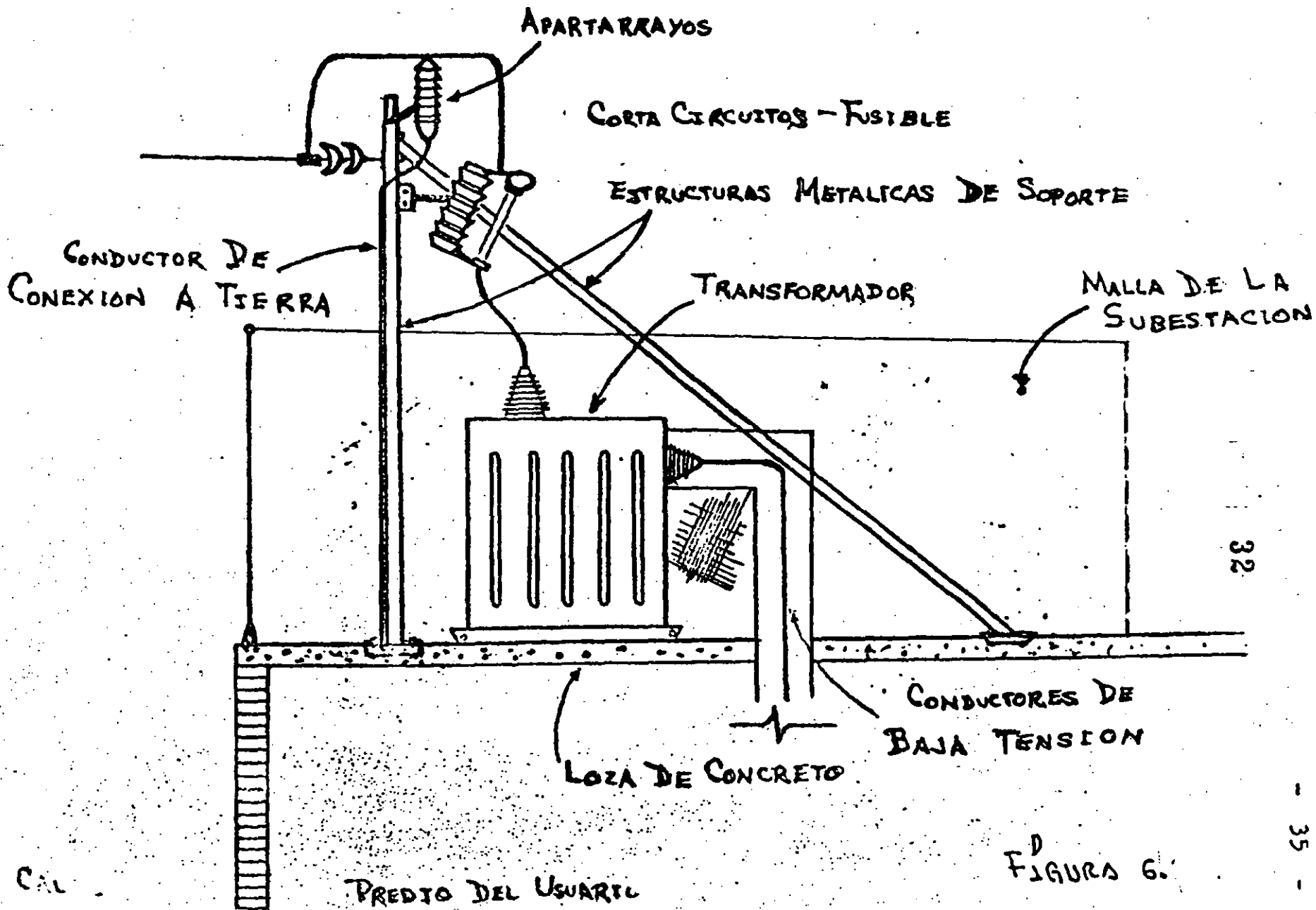
SUBESTACION RURAL. (TIPO POSTE)



A EQUIPO DE MEDICION EN BAJA TENSION.

FIGURA 6.4.1

# SUBESTACION TIPO AZOTEA



32

FIGURA 6.

- 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.

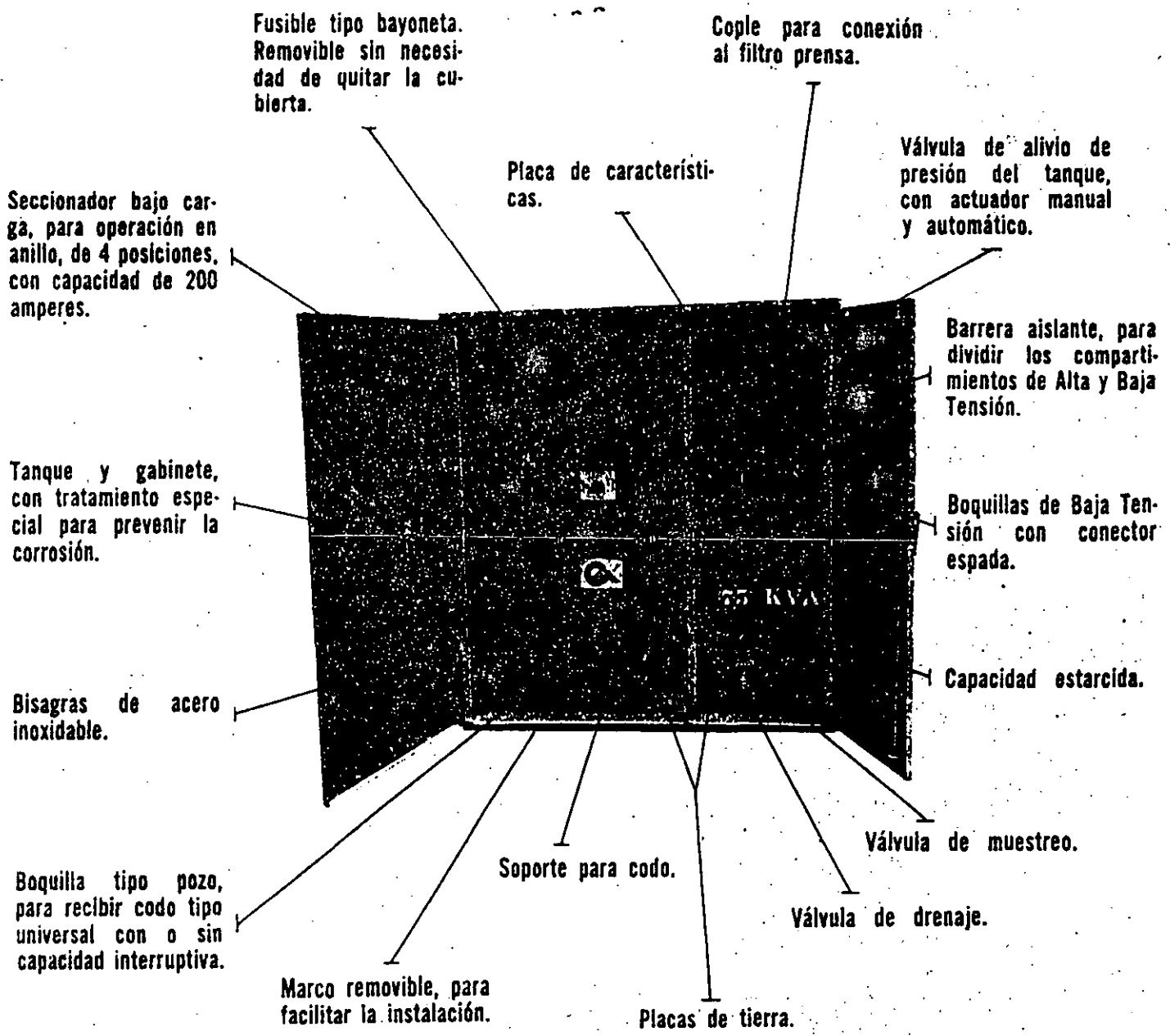


FIG. 6.6.1.

**OTRAS CARACTERISTICAS DE CONSTRUCCION**

- Gabinete construido con lámina de acero calibre No. 10.
- Tanque construido con lámina de acero de 6.35 mm. de espesor.
- 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.

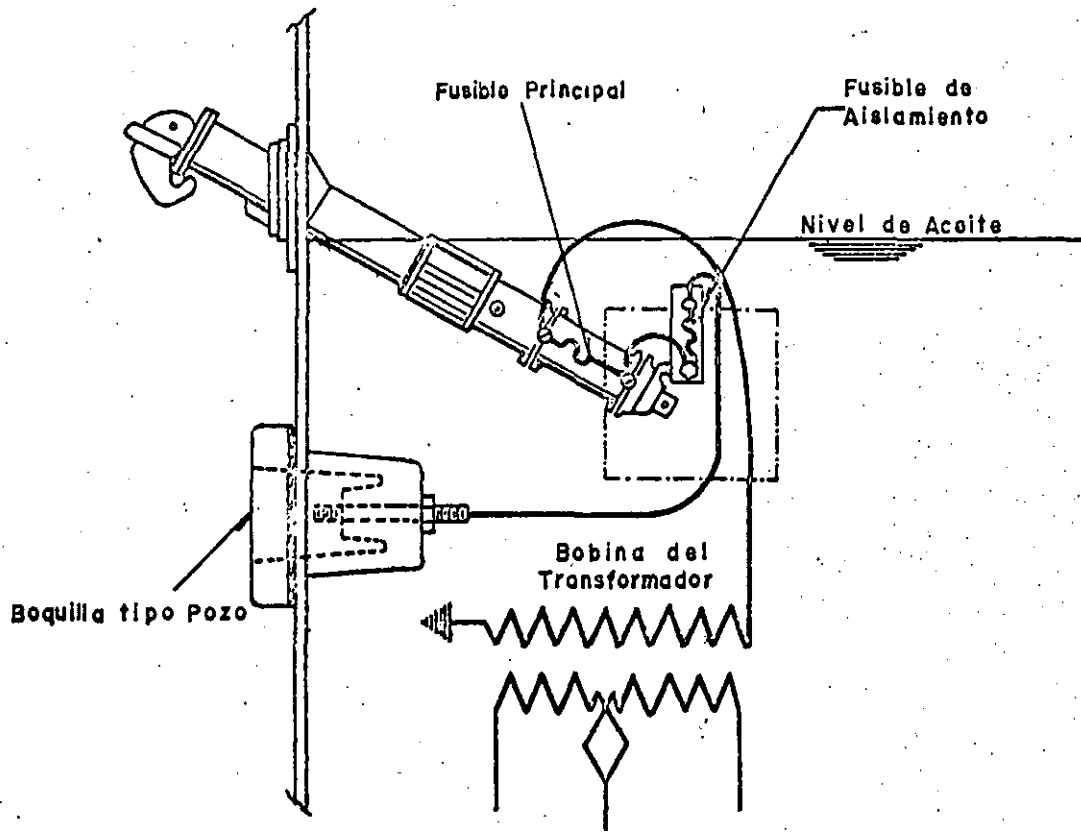


FIGURA 6.6.2

ENSAMBLE TIPO BAYONETA PARA FUSIBLES DE EXPULSION.





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

*CURSOS ABIERTOS*

*INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES*

*T E M A 14*

*ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES  
ELECTRICAS Y NORMAS TECNICAS*

*e) Instalaciones Especiales*

*ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS*

*AGOSTO, 1992.*

CAPITULO 5

INSTALACIONES ESPECIALES

SECCION 501. LUGARES PELIGROSOS

501.6 CLASIFICACION  
(DE ACUERDO DE LA NATURALEZA DE  
SU PELIGROSIDAD)

CLASE I -- GASES O VAPORES INFLAM-  
BLES O EXPLOSIVOS.

CLASE II -- POLVOS COMBUSTIBLES O  
ELECTRICAMENTE CONDUCTORES

CLASE III -- FIBRAS O PELUSAS INFLA-  
MABLES (EN POCA CANTIDAD)

501.7, 501.8 y 501.9  
DIVISION DE LAS DIFERENTES  
CLASES

DIVISION I -- LUGARES CON CONDICIO-  
NES MUY CRITICAS.

DIVISION 2 -- LUGARES CON CONDI-  
CIONES POCO PELIGROSAS  
O CRITICAS ESPORADICAMEN-  
TE.

501.11 LAS AREAS PELIGROSAS DE-  
PENDEN 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 ATMOS-  
FERA.

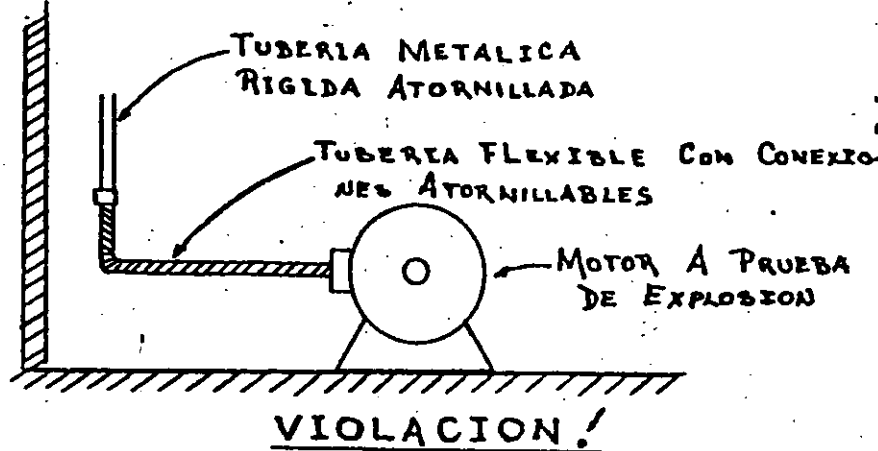
501.16 AGRUPACION DE LAS DIFEREN-  
TES ATMOSFERAS PELIGROSAS  
GRUPOS "A" A LA "G"

SECCIONES 502 , 503 Y 504

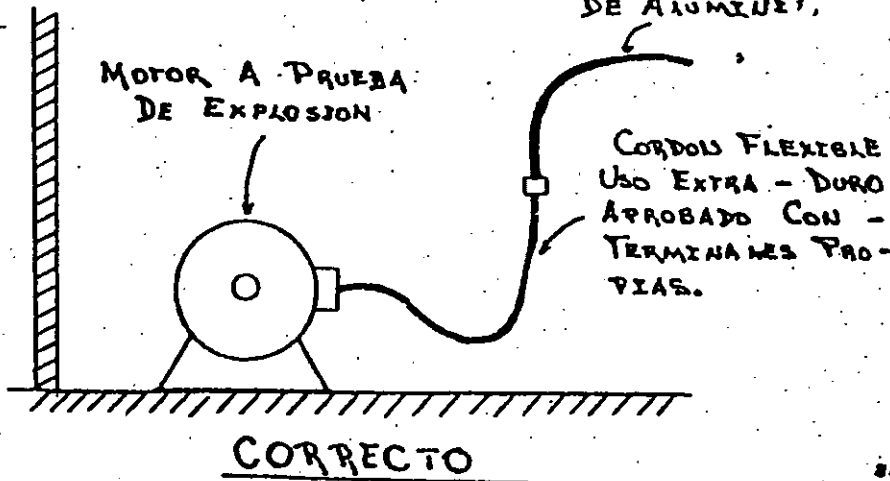
CONTIENEN LAS CARACTERISTICAS  
Y REQUISITOS DEL EQUIPO INSTALA-  
DO EN CADA AREA.

EJEMPLO

CLASE I, DIV. 1



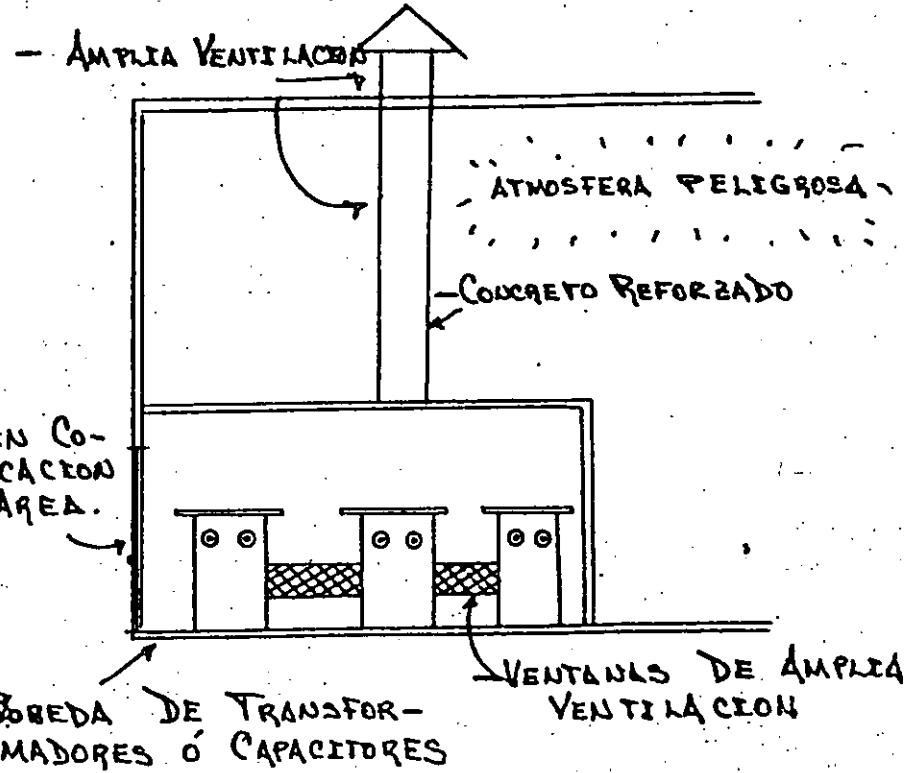
CLASE I, DIV. 2



② INSTALACION DE TRANSFORMADORES Y CAPACITORES

SI CONTIENEN LIQUIDOS INFLAMABLES:

- DEBEN INSTALARSE FUERA DEL AREA PELIGROSA

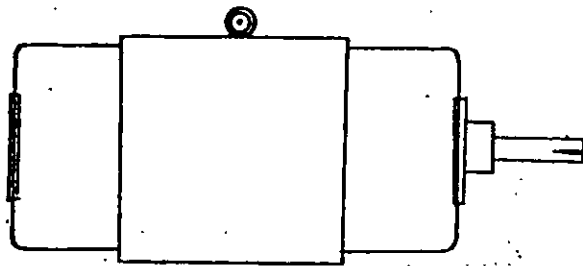


\* ESTAS DISPOSICIONES VARIAN CON RESPECTO AL TIPO DE AREA.

## INSTALACION DE MOTORES Y GENERADORES

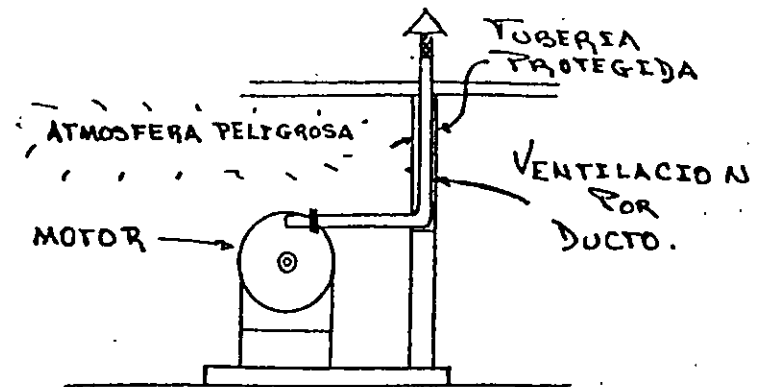
EN GENERAL :

- 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

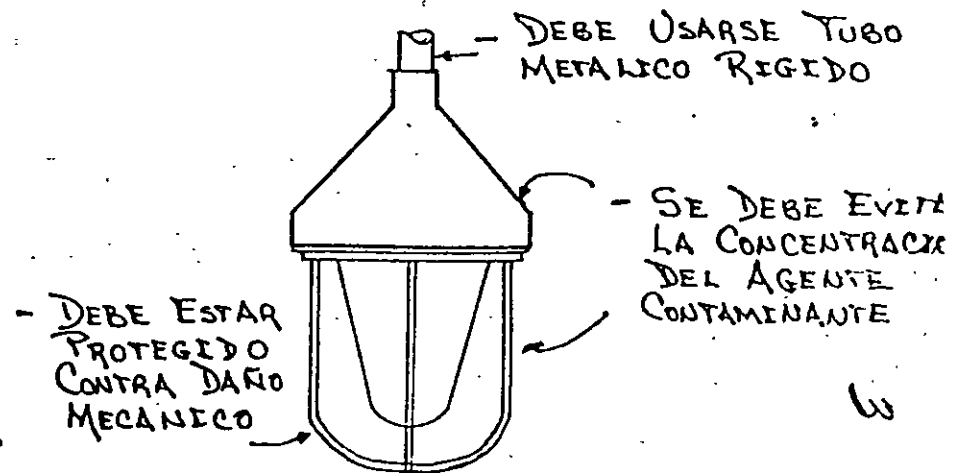
③



## INSTALACION DE LUMINARIOS

- DEBE SER DEL TIPO APROBADO PARA EL LUGAR CLASIFICADO.

• PERO EN GENERAL :



- LA TEMPERATURA DE OPERACION NO DEBE SER MAYOR AL 80% DE IGNICION DEL AGENTE.



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 14***

***ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES  
ELECTRICAS Y NORMAS TECNICAS***

***(f)***

***ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS***

***AGOSTO, 1992.***

ORGANO RECTOR DE INSTALACIONES  
ELECTRICAS DE UTILIZACION.

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 SI ~ GUIENTES TIPOS DE INSTALACIONES INDUSTRIAS, ALTA TENSION, LOCALES DE CONCENTRACION PUBLICA Y CON AMBIENTES PELIGROSOS, EDIFICIOS CON DOS O MAS USUARIOS)



(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 XIX

### CLASIFICACION

#### GRUPO I- PROFESIONALES

FACULTADES PARA PROYECTAR, CONSTRUIR Y 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:

UAM.

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.

## 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 EGRESADOS DE :

- CECYT
- CENETI
- INSTITUTOS TECNOLOGICOS REGIONALES  
(A NIVEL TECNICO)
- OTRAS ESCUELAS O INSTITUCIONES EDUCATIVAS  
PUBLICAS O PRIVADAS. (A NIVEL TECNICO)

ES NECESARIO QUE EXISTA CONSTANCIA ESCRITA DE HABER CURSADO A NIVEL TECNICO LOS TEMAS DE :

- SUBESTACIONES
- SISTEMAS DE UTILIZACION  
(FUERZA Y ALUMBRADO)
- PLANTAS GENERADORAS
- SISTEMAS DE TIERRAS
- PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE.
- CANALIZACIONES
- CONDUCTORES (SELECCION Y CALCULO).

LOS DOCUMENTOS EXPEDIDOS POR LOS CENTROS EDUCATIVOS DEBEN ESTAR REGISTRADOS POR LA S. E. P.

A FALTA DE DOCUMENTOS SE PUEDE SUSTENTAR UN EXAMEN DE COMPETENCIA ANTE LA SECRETARIA.

### GRUPO III - "OBREROS CALIFICADOS"

FACULTADES:

PROYECTOS - UNICAMENTE EN BAJA TENSION Y CON CAPACIDAD NO MAYOR DE 100 KVA.

OBRAS ELECTRICAS - IDEM. (CON EXCEPCION DE LAS INSTALACIONES QUE CONTENGAN GRUAS, MONTACARGAS Y ELEVADORES A CUALQUIER VALOR DE TENSION.

DOCUMENTOS: CERTIFICADOS O DIPLOMAS EXPEDIDOS O REVALIDADOS POR S.E.P.

EN LOS QUE CONSTEN MATERIAS RELACIONADAS CON LOS TEMAS :

- SISTEMAS DE UTILIZACION  
(FUERZA Y ALUMBRADO)
- PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE
- CONDUCTORES Y CANALIZACIONES.

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. CUAUHTEMOC # 80, 1er PISO.

EL REGISTRO TIENE UNA VIGENCIA DE DOS AÑOS.

SU REFRENDO PUEDE HACERSE EN OFICINAS CENTRALES (D.F.) O EN CUALQUIER DELEGACION DE LA SECOFI.

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.





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

**CURSOS ABIERTOS**

*INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES*

*T E M A 14*

*ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES  
ELECTRICAS Y NORMAS TECNICAS*

*g) Acuerdo Secretarial Publicado en el Diario Oficial de la Federación  
del 18 de junio de 1984*

*ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS*

*AGOSTO, 1992.*

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 ( $\Delta$  3 $\phi$ )

IGLESIAS ( $\Delta$  3 $\phi$ )

RESTAURANTS, BARES, CANTINAS  
( $\Delta$  3 $\phi$ )

ETC.

— CONDICIONES Y REQUISITOS QUE DEBEN SATISFACER LOS PROYECTOS ELECTRICOS.

- PLANOS

- MEMORIAS DESCRIPTIVAS Y DE CALCULO.

— CONDICIONES Y REQUISITOS QUE DEBEN REUNIR 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 RESPONSIVA 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 ASI LO ~  
JURGA CONVENIENTE.

— LA SECRETARIA EJERCERA CONTROL SOBRE LAS ACTIVIDADES DE LOS RESPONSABLES.

- INCIDIRA SOBRE EL REGISTRO O DEFRENDO.
- 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 SECOFS RELACIONADO CON SU ACTIVIDAD.



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

***T E M A 14***

***COMPLEMENTO***

***SISTEMAS DE TIERRA: BAJA TENSION***

***ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS***

***AGOSTO, 1992.***

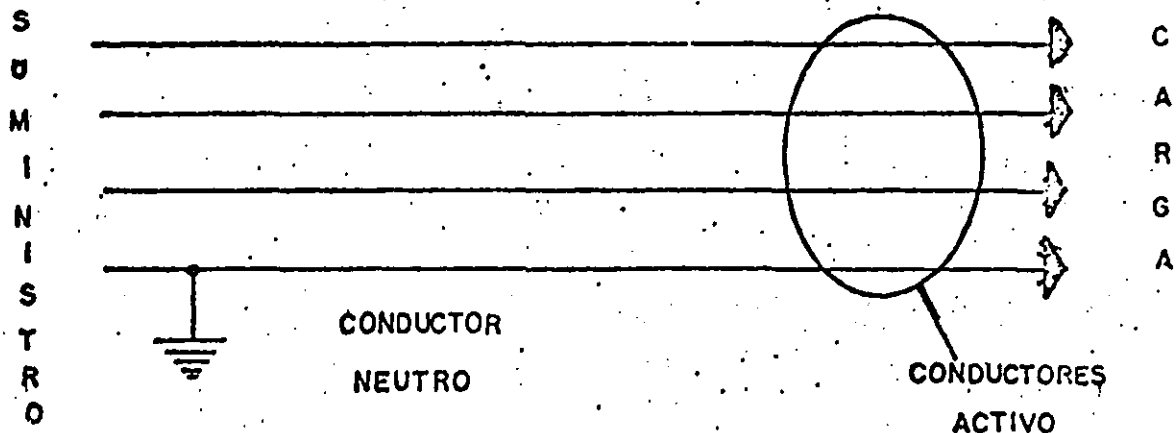
SISTEMA DE TIERRAS

	PAGINA
- CONEXION A TIERRA DE SISTEMAS ELECTRICOS	2
- SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA QUE REQUIEREN CONECTARSE A TIERRA	7
- SISTEMAS DE CORRIENTE DIRECTA QUE REQUIEREN CONECTARSE A TIERRA	8
- PUESTA A TIERRA DE LAS PARTES METALICAS - NO CONDUCTORAS DE CORRIENTE	13
- ELECTRODOS DE TIERRA	19
- PUENTE DE UNION	23



SECCION 206 CONEXION A TIERRA

10.1 - CONEXION A TIERRA DEL SISTEMAS ELECTRICOS



CONEXION A TIERRA DEL SISTEMA ELECTRICO

OBJETIVOS:

- Limitar las sobretensiones causadas por los rayos.
- Limitar las sobretensiones transitorias internas (switches, maniobras, etc.)
- Evita las sobretensiones causadas por contacto con líneas de mayor tensión.
- Limita la tensión a tierra (seguridad para el personal, el usuario y los aparatos de la instalación)
- Facilita la operación de las protecciones contra fugas a tierra. - Ver Figura 10.1.1 y 10.1.2.

# IMPORTANCIA DE LA CONEXION A TIERRA

## EQUIPOS NO CONECTADOS A TIERRA

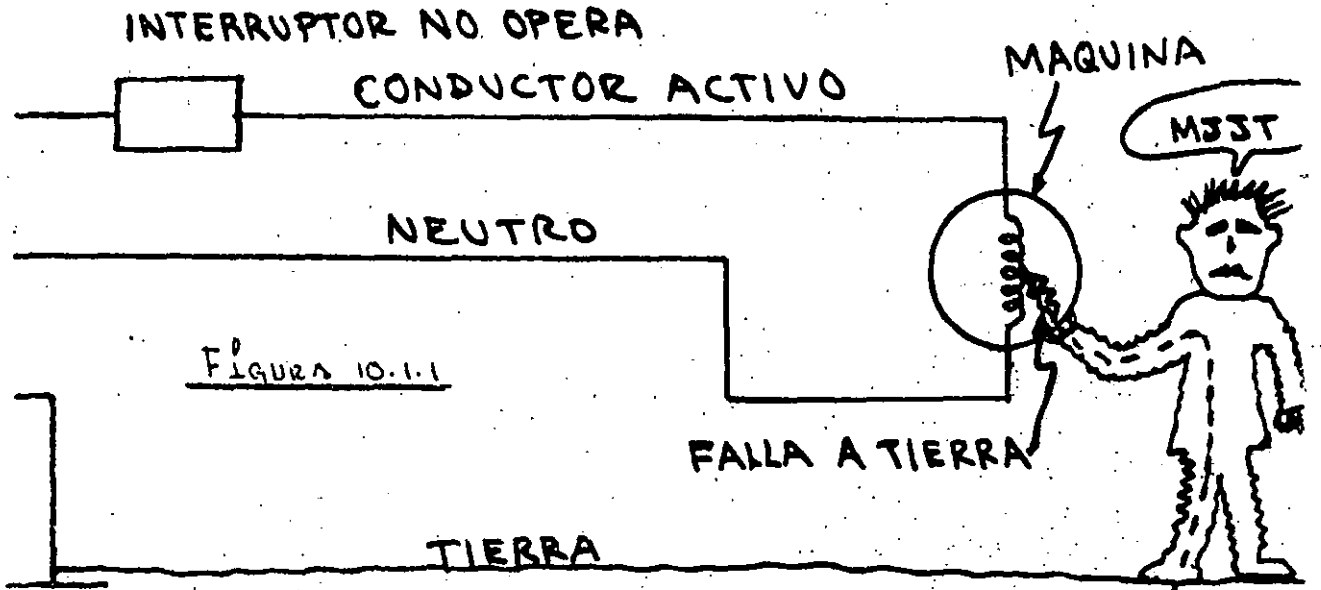


FIGURA 10.1.1

CONEXION A TIERRA  
EN LA ACOMETIDA

CORRIENTE DE FUGA A TIERRA  
PELIGRO DE MUERTE

## EQUIPOS CONECTADOS A TIERRA

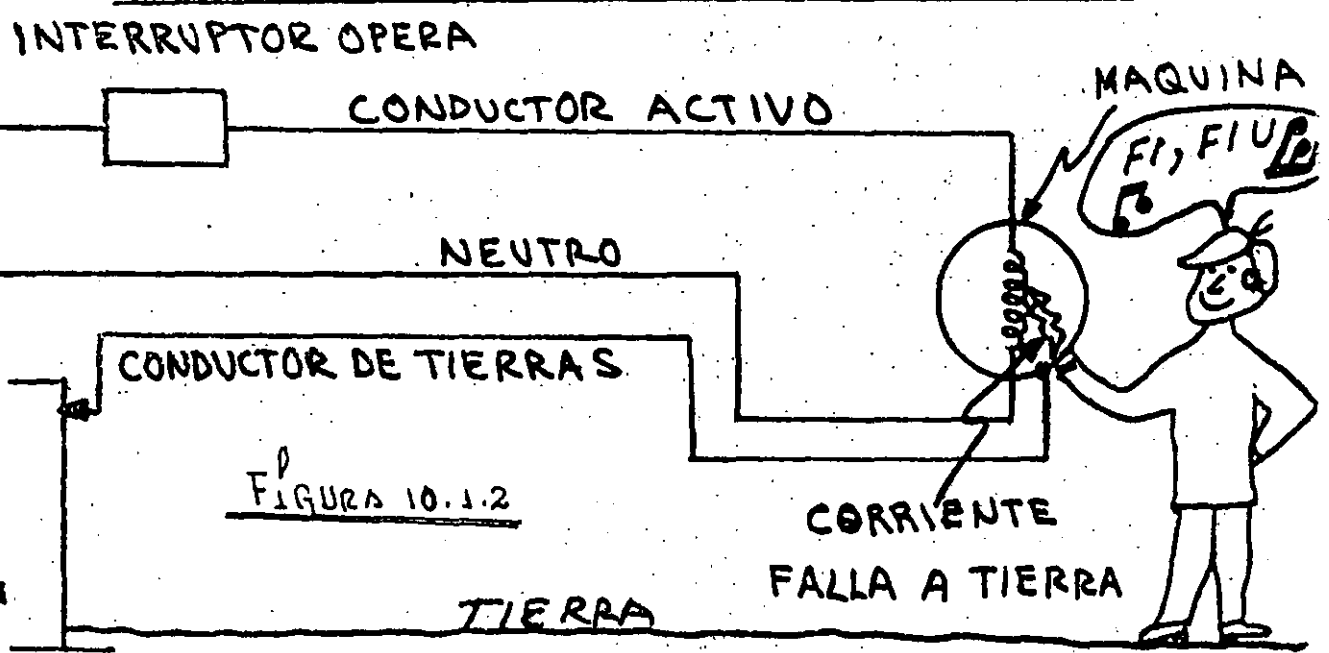


FIGURA 10.1.2

NO EXISTE CORRIENTE DE FUGA A TIERRA  
NO HAY PELIGRO

**10.2. - La conexión a tierra de los sistemas debe hacerse de tal forma que no circulen corrientes inconvenientes por los conductores de puesta a tierra. Artículo 206. 11.**

. No deben considerarse como inconvenientes a las co  
rrientes momentáneas de descarga a tierra, cuando  
los conductores de puesta a tierra están desempeñando  
sus funciones de protección.

**10.3. - En un sistema secundario de suministro puesto a tierra, cada servicio individual debe tener una conexión a tierra a un electrodo de tierra. Artículo 206. 13.**

. Esta conexión debe hacerse en la entrada del servi-  
cio, en el lado de abastecimiento del medio de des-  
conexión principal y no en el lado de la carga. Ver  
Figuras 10.3.1 y 10.3.2

. Es recomendable interconectar al electrodo mencio-  
nado anteriormente, el conductor puesto a tierra -  
del sistema de suministro.

# CONEXIÓN A TIERRA DE VARIOS SERVICIOS

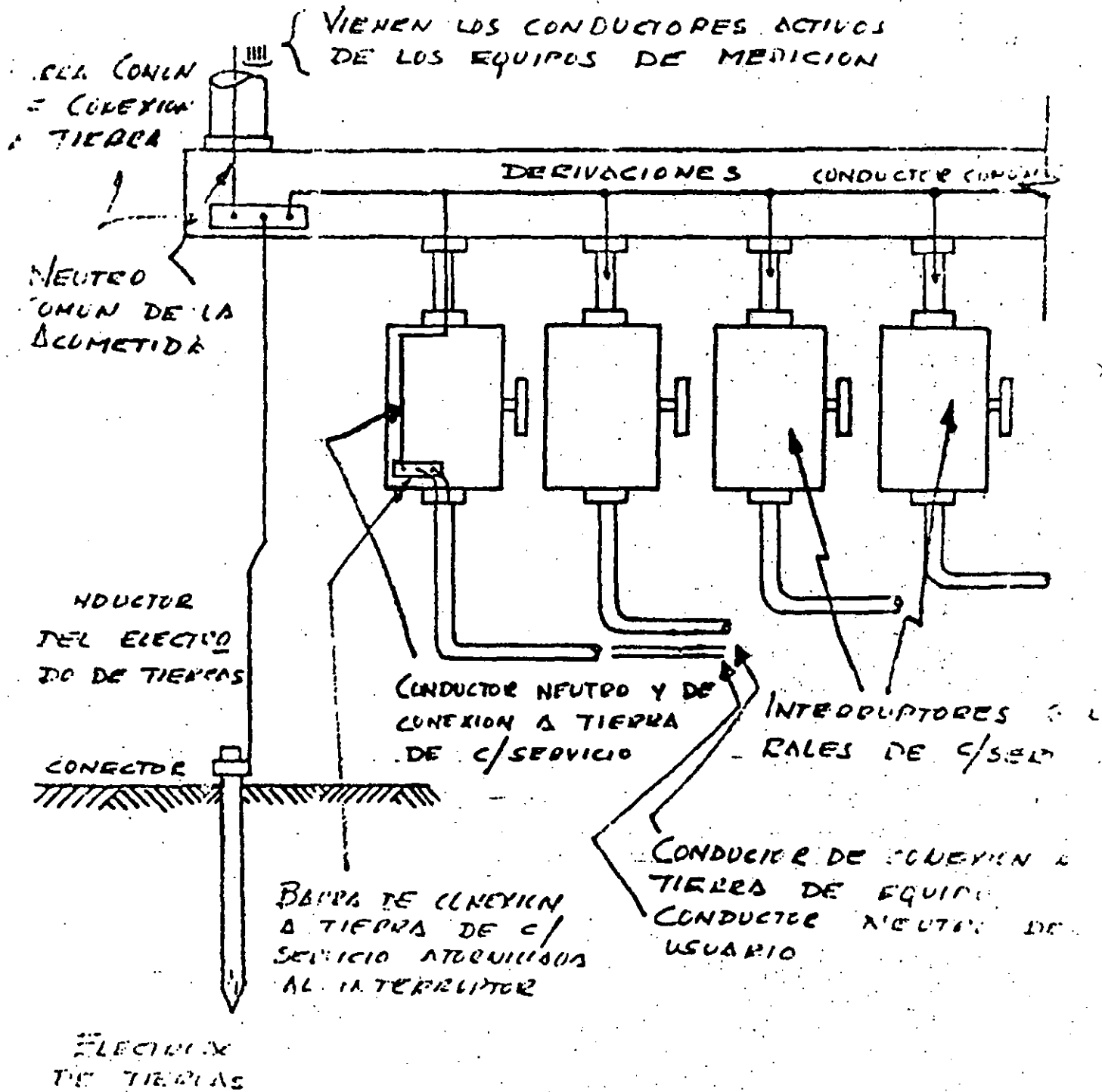
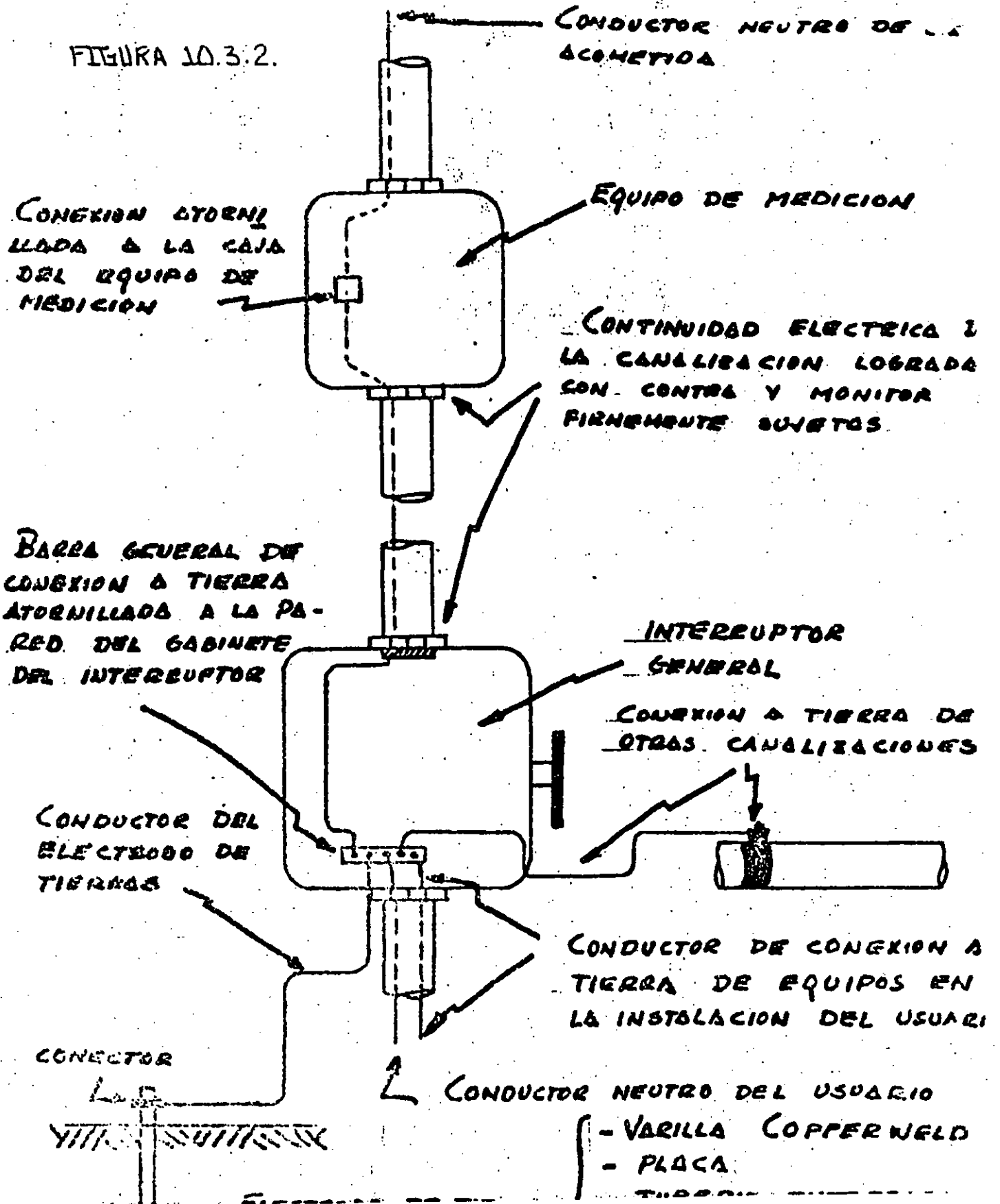


FIGURA 10.3.1.

# CONEXION A TIERRA DE UN SERVICIO

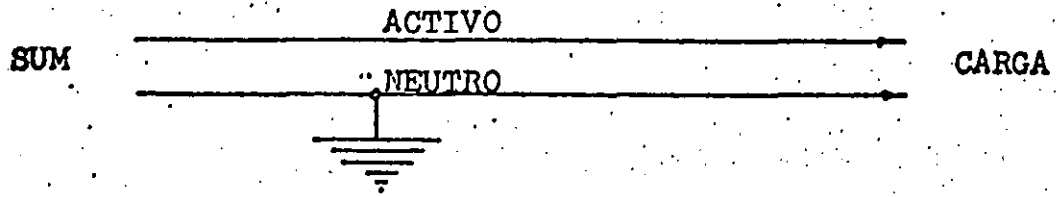
FIGURA 10.3.2.



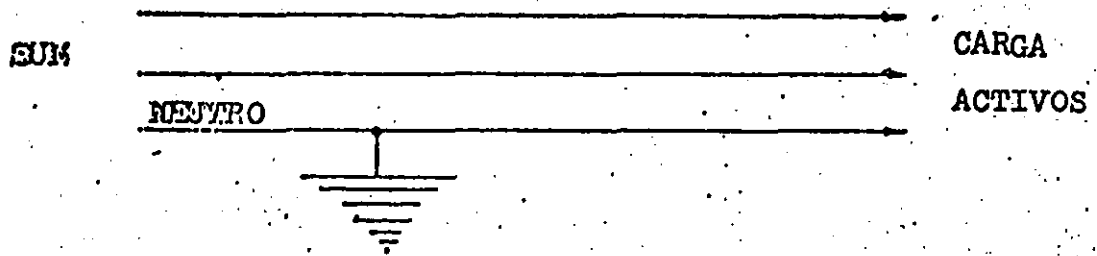
10.4-ART. 206.5 SISTEMAS QUE REQUIEREN CONECTARSE A TIERRA. - C.A.

a). - Sistemas de 50 hasta 1000 Volts.

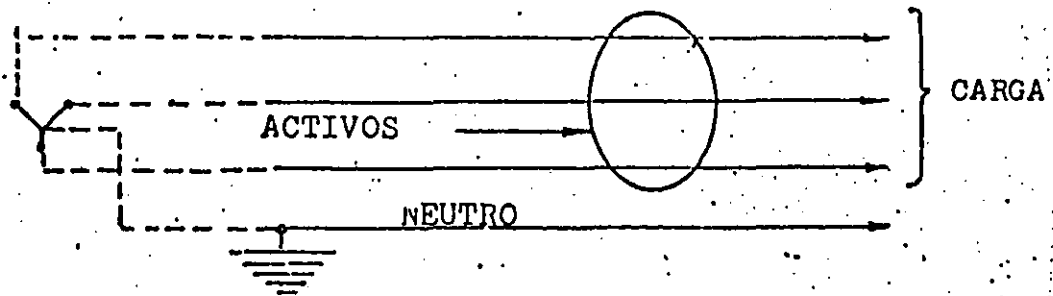
SISTEMA MONOFASICO 127 V (1  $\phi$ , 2H)



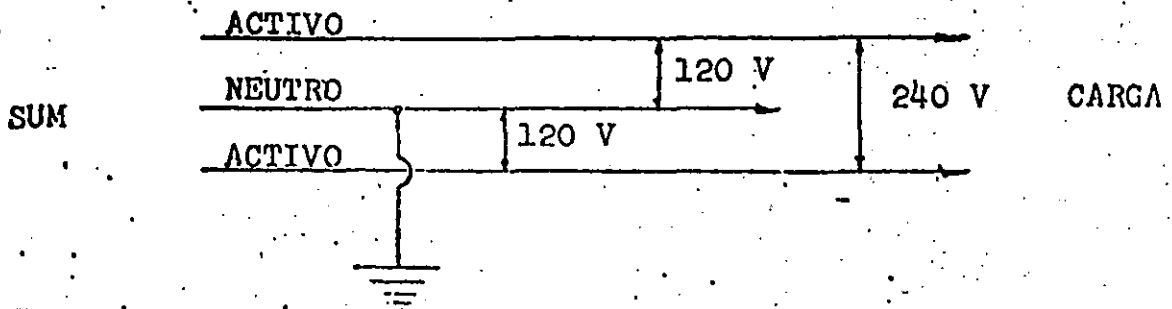
SISTEMA BIFASICO 220 V (2  $\phi$ , 3H )



SISTEMA TRIFASICO ESTRELLA DE 220 V, 440 V y 480 V



SISTEMA MONOFASICO 240/120 V (1  $\phi$  3H)

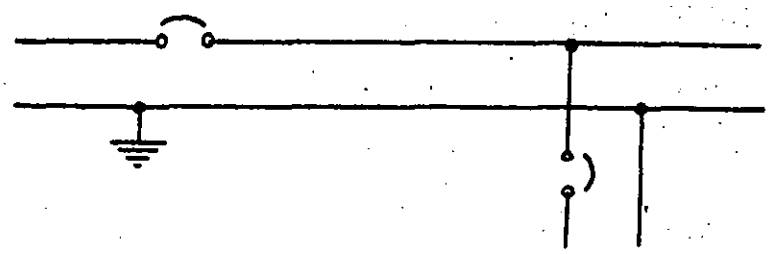


Excepción. - Sistemas eléctricos usados exclusivamente para alimentar hornos industriales de fundición, refinado, etc., - no requieren ser puestos a tierra.

- b). - Sistemas de más de 1000 Volts. - solamente si alimentan equipo portátil.
- c). - Una instalación de utilización que tenga un conductor puesto a tierra, solo puede conectarse eléctricamente a una red de alimentación que tenga, a su vez, un conductor puesto a tierra. Los dos conductores deben estar conectados entre sí.

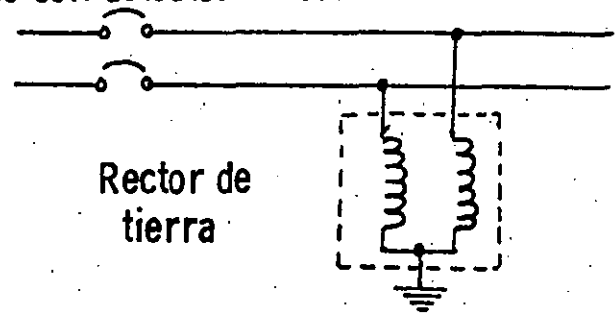
10.5.- Los sistemas de corriente directa que deben conectarse a tierra son:  
(Artículo 206.4).

a). - Sistemas de 2 hilos.



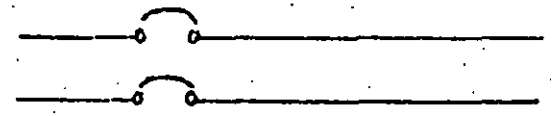
Excepto bajo los siguientes casos:

- Equipo con detector a tierra:



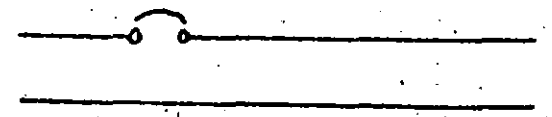
Sistema de equipo industrial en una area limitada

- Sistemas de 50 Volts ó menos entre conductores:



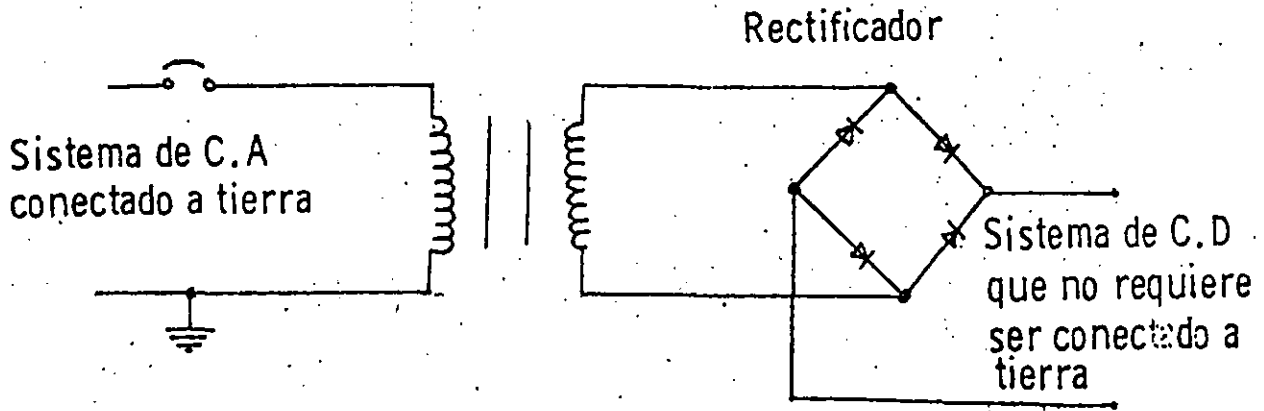
50 Volts o menos entre conductores.

- Sistemas sobre 300 Volts entre conductores:



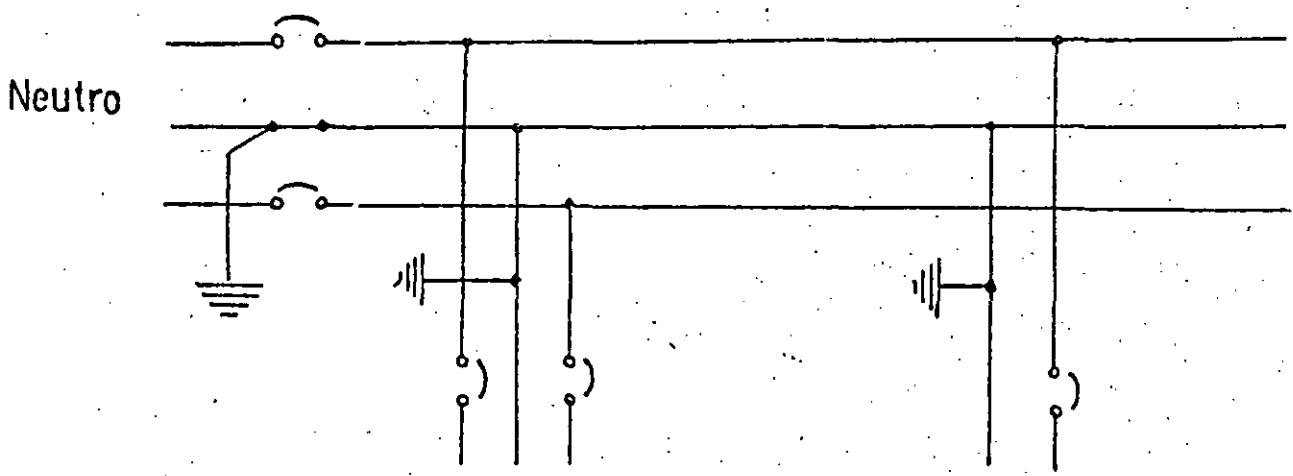
Más de 300 Volts entre conductores

- Los rectificadores para un sistema de corriente directa derivado de un sistema de corriente alterna.



b). - Sistemas de tres hilos.

El conductor neutro de este sistema, en una red de distribución debe conectarse a tierra, junto con las derivaciones que este conductor abastezca.





**10.6. - Circuitos que no deben estar conectados a tierra. Artículo 206.6**

a). - Circuitos que alimenten a los conductores de contacto de grúas viajeras ó equipo similar - ubicadas en lugares de clase III de la Sección 501. - (Fibras o pelusa combustible).

b). - Circuitos de menos de 50 Volts.

Excepto si se alimentan de un transformador cuyo primario está conectado a una tensión mayor de 150 Volts a tierra.

**10.7. - El conductor de puesta a tierra para un sistema de corriente directa, no debe ser más delgado que el de mayor calibre utilizado en el mismo sistema. Artículo 206.56.**

En ningún caso el conductor de puesta a tierra debe ser más delgado que el calibre # 8 AWG. de cobre.

**10.8. - El conductor de puesta a tierra para un sistema de corriente alterna no debe ser menor que el indicado a continuación para conductores de cobre. TABLA I - Artículo 206.57**

Si se trata de otro material, su resistencia eléctrica no debe ser mayor que la equivalente al conductor de cobre correspondiente.

Falta de norma

TABLA 1

Calibre del conductor más grande de la acometida (o del alimentador general del servicio)	Calibre del conductor del electrodo de tierra.
---	--

AWG ó MCM (cobre)	AWG ó MCM (cobre)
2 ó menor	8
1/0	6
2/0 a 3/0	4
4/0 a 350 MCM	2
400 a 600 MCM	1/0
Mayor de 600 MCM a 1100 MCM	2/0
Más de 1100 MCM	3/0

Ver ejemplo 10.8.a y 10.8.b

10.9. - Conductor del electrodo de tierra. - Artículo 206.54 a) ver figura 10.3.1.

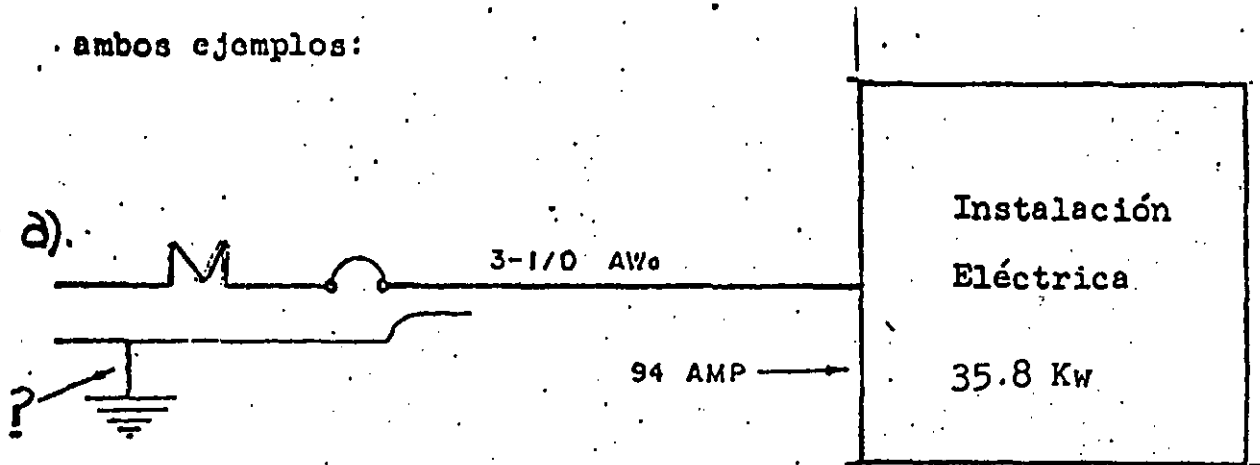
Debe ser:

- De cobre
- De cualquier otro material conductor que no se corra fácilmente.

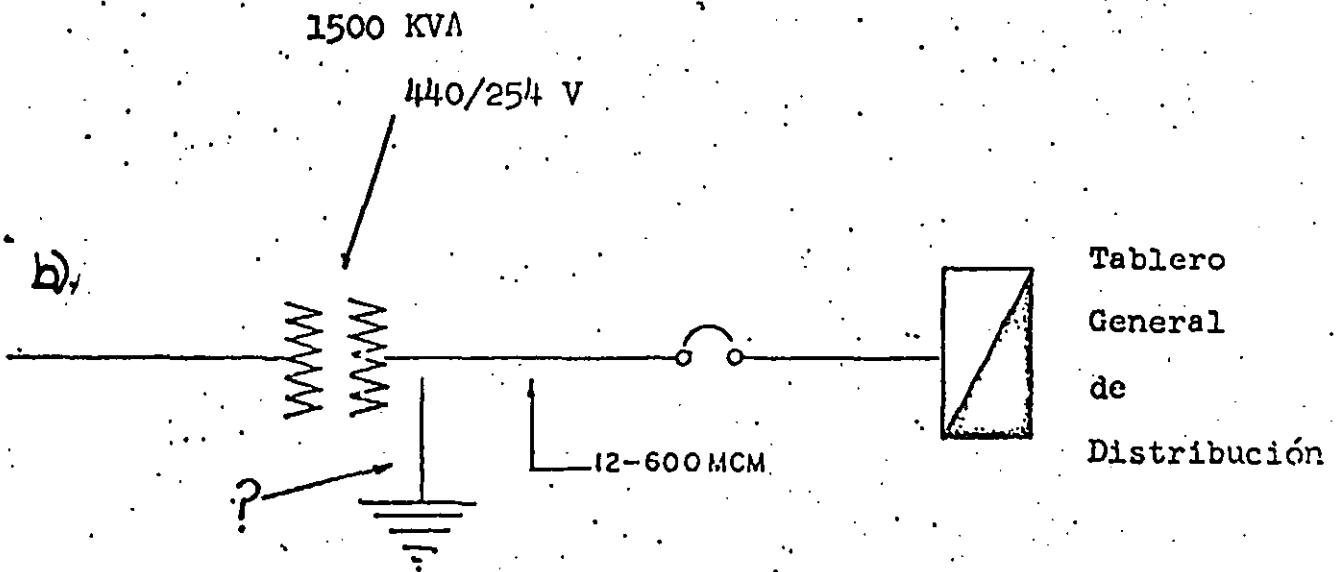
Puede ser:

- Sólido
- Trenzado
- Aislado
- Desnudo

Seleccionar el conductor de conexión a tierra del sistema de ambos ejemplos:



Conductor seleccionado = 6 como mínimo



4-600 MCM/ fase = 2400 MCM/ fase

Conductor seleccionado = 3/0 como mínimo

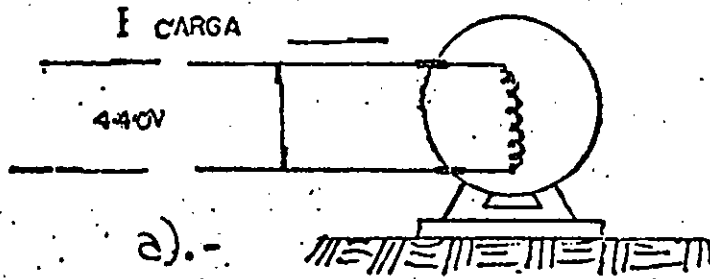
PUESTA A TIERRA DE PARTES METALICAS NO CONDUCTORAS

Figs. 10.11.

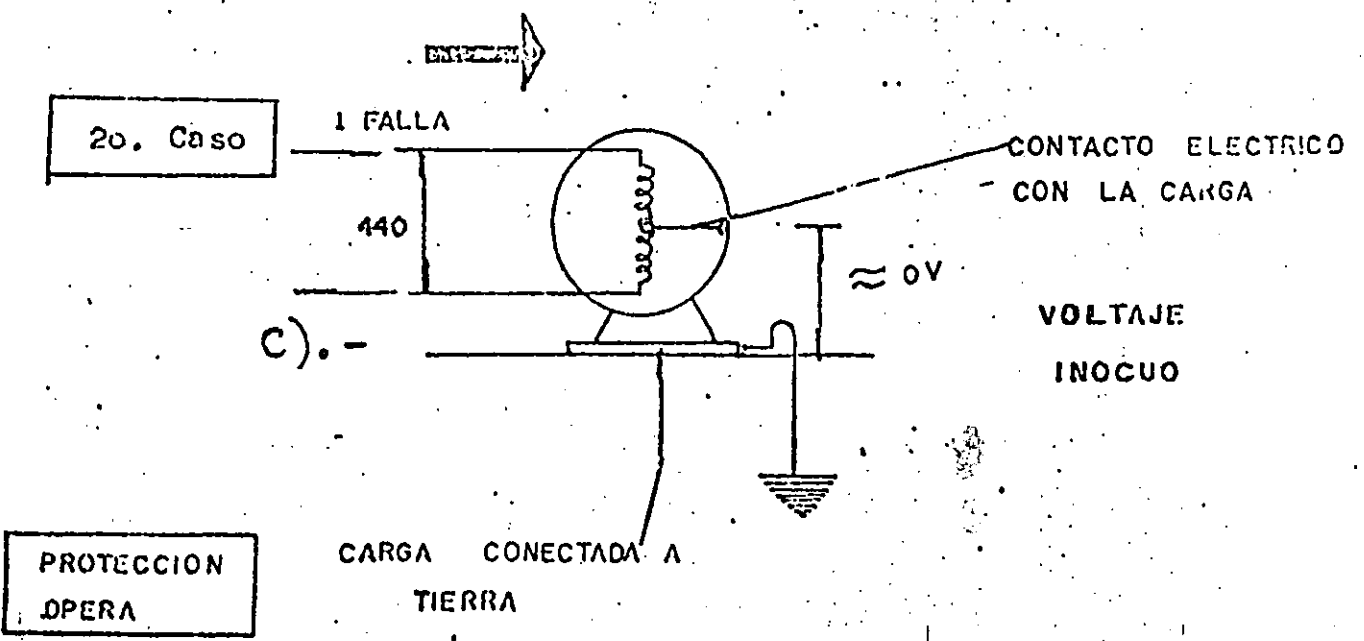
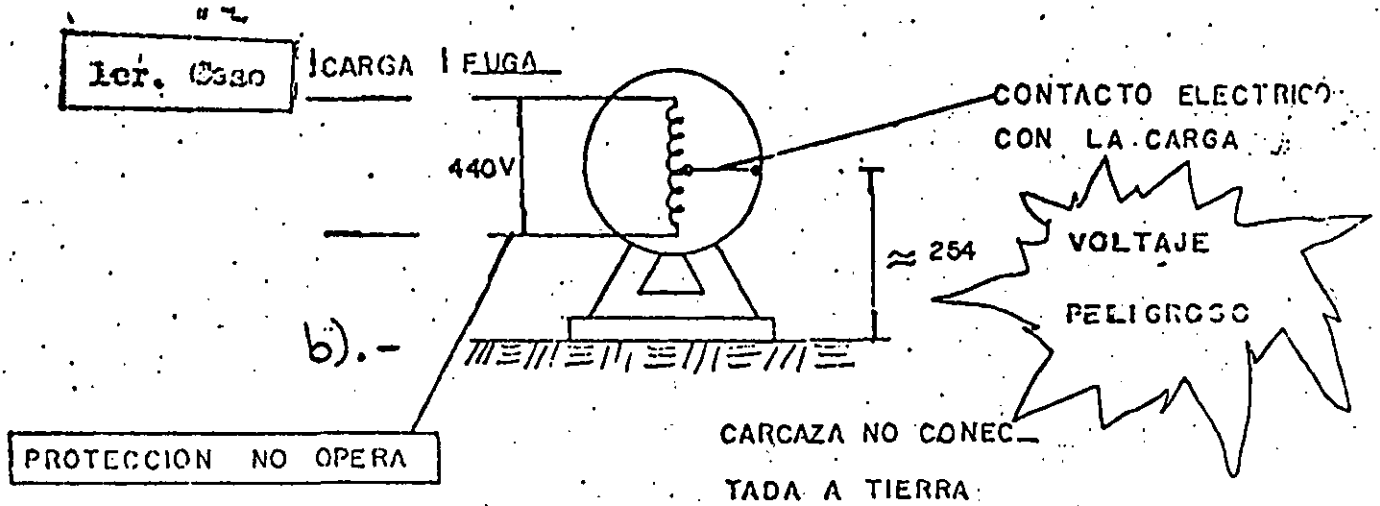
Falla. H. Lorenz. 0

**Objetivo Principal:**

Evitar que, sobre partes expuestas exista un potencial elevado peligroso



MOTORES EN OPERACION NORMAL.



No deben hacerse conexiones ni empalmes en el conductor del electrodo de tierra.

**10.10. - Puesta a tierra de canalizaciones metálicas. - Artículo 206.21**

- Tubo Conduit
- Ducto con tapa
- Electroducto
- Charola
- Armadura de Cables

**10.11. -Puesta a tierra de quipo. - Artículo 206.26 y 206.27. fig. 10.11**

- Tensión mayor de 150 Volts a tierra.
- Equipo en lugares húmedos o mojados
- Equipos en áreas peligrosas
- Elevadores y Gruas
- Armazones de Generadores
- Tableros de piso y pared
- Anuncios luminosos
- Cubiertas, resguardos o divisiones metálicas.
- Equipos de proyección cinematográfica del tipo profesional
- Cuando dichas partes se encuentren dentro de una distancia de 2.50 metros, verticalmente, o de 1.50 metros, horizontales, con respecto a tierra u objetos metálicos puestos a tierra y estén expuestas a contacto de personas.

Ver ejemplo 10.11.1

---

10.12. - Equipo conectado mediante cordón y clavija. Artículos 206.29, -  
202.10.

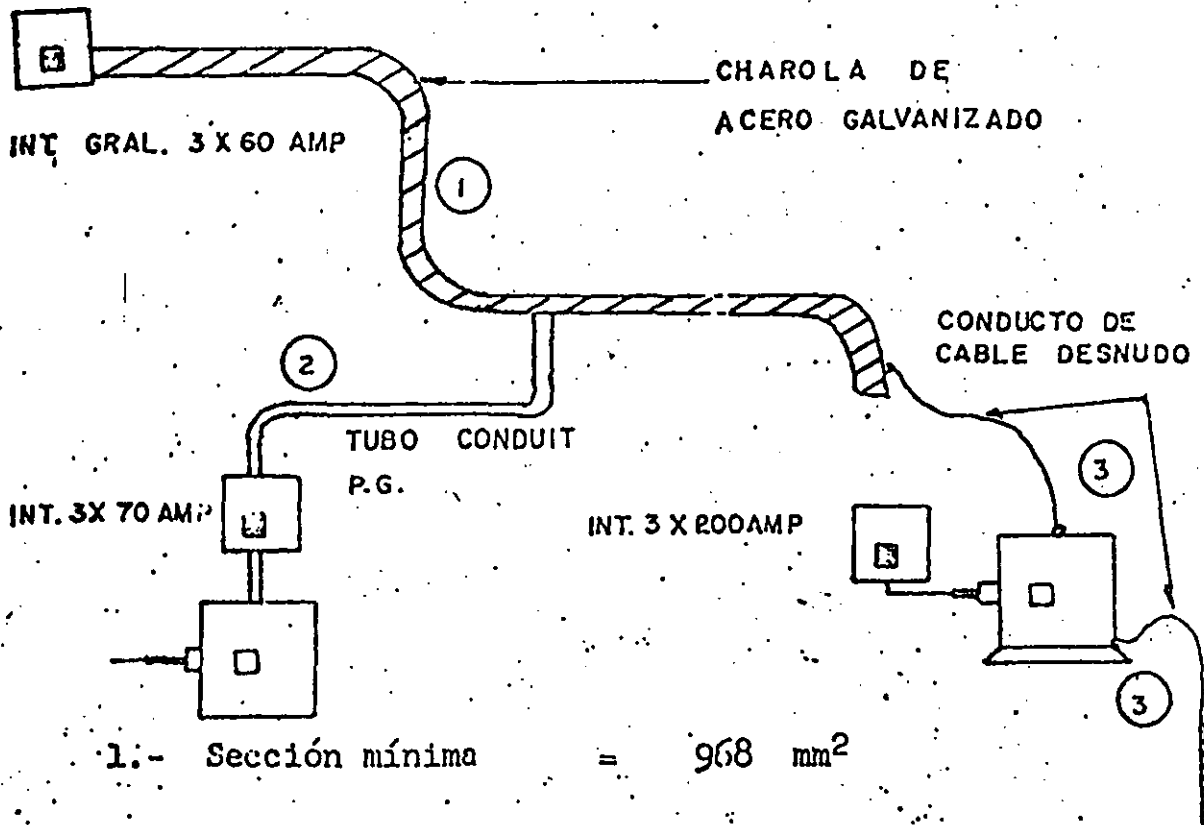
Los contactos que se emplean para la conexión de aparatos descritos posteriormente, deben ser del tipo de puesta a tierra. Ver figura 10.12.1.

- . Equipos de más de 150 Volts a tierra.
- . En lugares húmedos y mojados.
- . En lugares clasificados como peligrosos.
- . Refrigeradores y congeladores.
- . Aire acondicionado.
- . Lavadoras y secadoras de ropa.
- . Máquinas Lavaplatos.
- . Taladros, esmeriles y sierras.
- . Segadoras de pasto.
- . Pulidoras de piso.

10.13. - El conductor de puesta a tierra de los equipos, puede estar - -  
constituido por alguno de los medios siguientes: Artículo - -  
206.54.

Ejemplos: 10.11.1

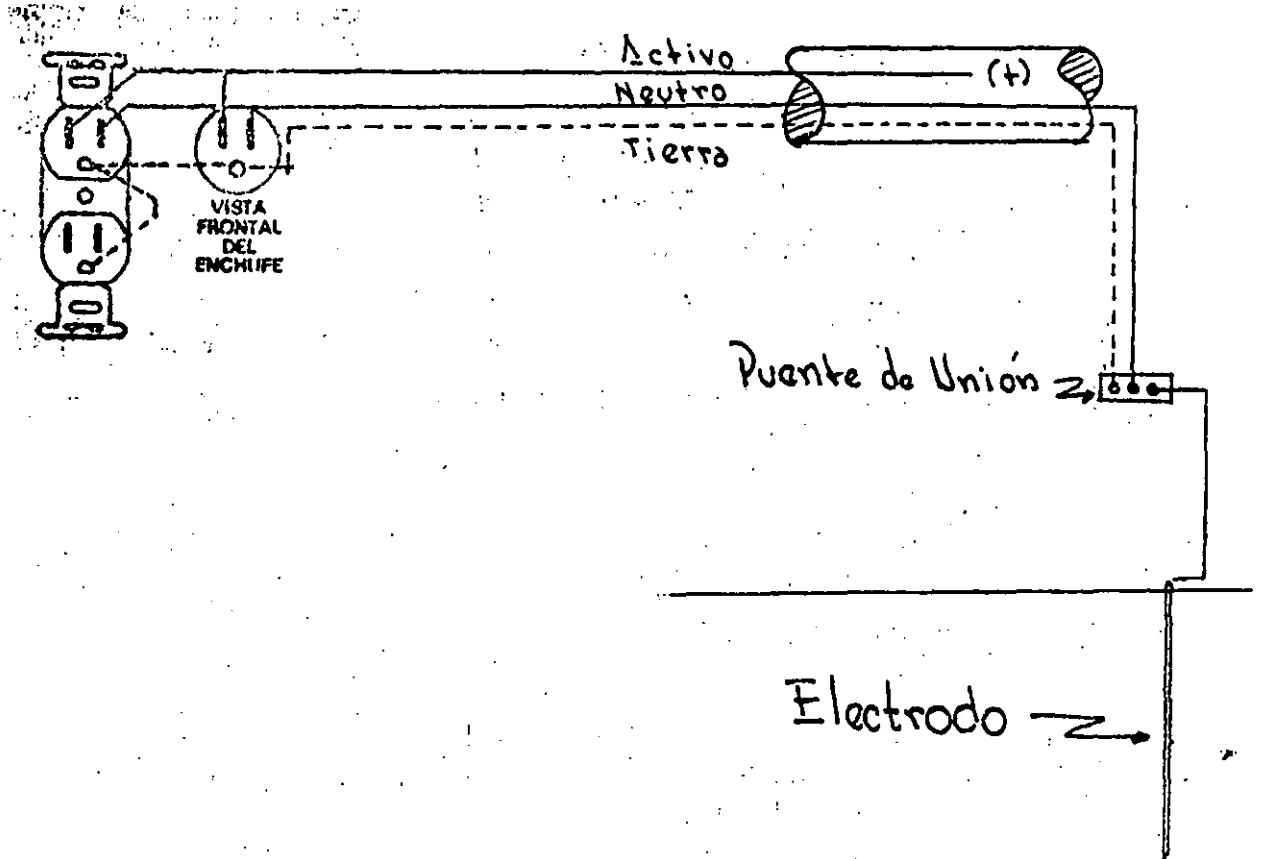
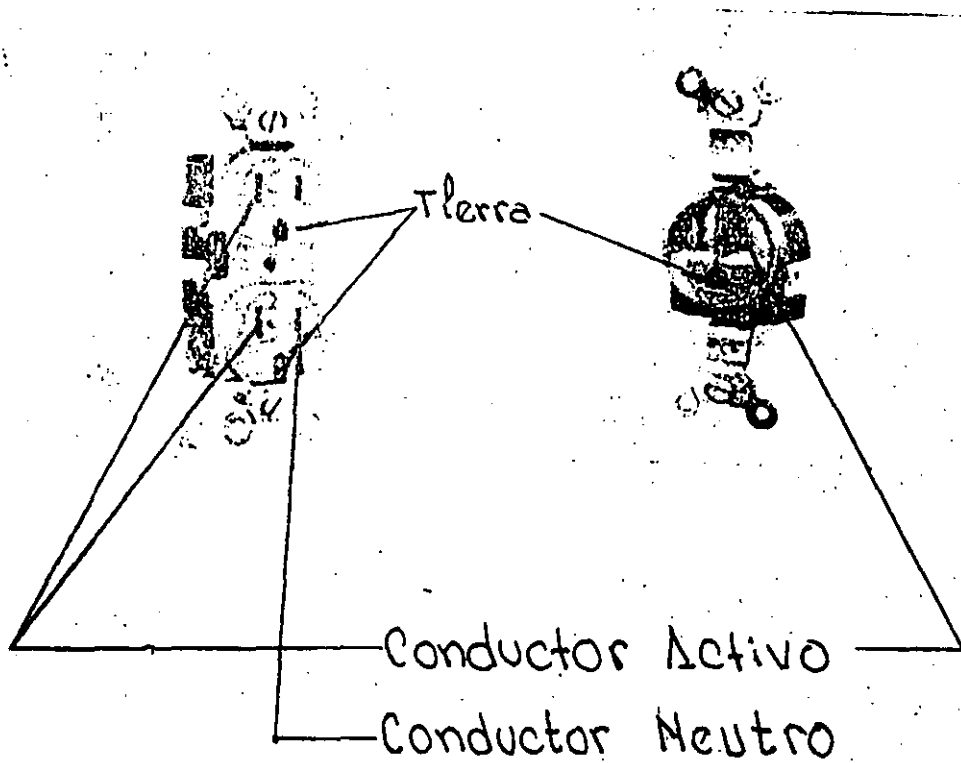
Seleccionar el conductor de puesta a tierra del equipo .



1.- Sección mínima = 968 mm<sup>2</sup>

2.- Diámetro mínimo = 25 mm  $\phi$

3.- Calibre mínimo = 6 AWG





Falla filamentosa

**a). - Conductores**

- . De cobre
- . De otro material que sea resistente a la corrosión.

**- Puede ser:**

- . Solidos (Alambre o barra)
- . Trenzado
- . Aislado
- . Desnudo

**b). - Canalizaciones metálicas (aprobadas), excepto tubería flexible.**

- . Charolas
- . Tubo metálico rígido
- . Ductos y electroductos.

**c). - La cubierta metálica de cables blindados.**

**10.14. - instalación. - Artículo 206.55.**

- Deben ser electricamente continuos, desde el punto de unión a las cubiertas ó equipos hasta el electrodo de - - puesta a tierra.

- Los conductores de puesta a tierra deben alojarse dentro de las canalizaciones donde viajan los activos.

EXCEPCION: En los circuitos de C. D. puede ir separado este conductor de puesta a tierra. Artículo 206.54.

10.15. -El conductor de puesta a tierra de los equipos no debe ser menor al indicado en la tabla II anexa. - Artículo 206.58

10.16. -Electrodos de Tierra. - Subsección G. -

a). - Electrodos Naturales. (Ver Figura 10.16.1)

. Tubería de agua fría. - Debe ser metal continua subterránea, no menor de 3 metros. - Artículo 206.46.

. Estructura metálica de un edificio si esta efectivamente puesta a tierra. - Artículo 206.47 a).

. Tubería metálica de revestimiento de un pozo profundo. - Artículo 206.47 c).

b). - Electrodos Artificiales. - Artículo 206.48. Ver Figura 10.16.2

. Electrodo de Placa

. Electrodo de Tubo

. Electrodo de Barra

10.17. -Resistencia de Electrodos Artificiales. - Artículo 206.49

. No debe ser mayor de 25 Ohms.

10.18. -Medios de conexión a electrodos. - Artículo 206.71.

El conductor del electrodo de tierra debe unirse con:

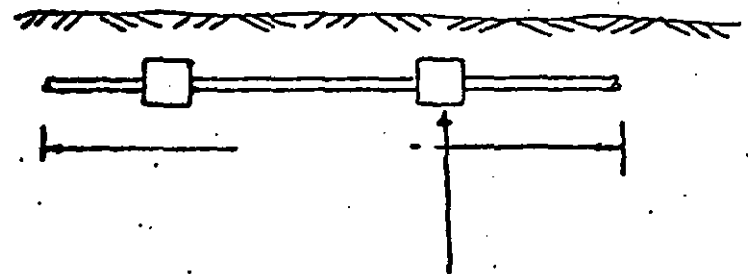
T A B L A    I I

CALIBRE DE CONDUCTORES Y SECCION DE CANALIZACIONES PARA PUESTA A TIERRA DE PARTES METALICAS NO PORTADORAS DE CORRIENTE.

valor de la protección antes del equipo que requiere conectarse a tierra. no mayor de (amps)	calibre del conductor de puesta a tierra AWG    o    MCM	TUBOS CONDUCTORES.		CHAROLAS METALICAS	
		P.G. mm	P.D. mm	Acero mm <sup>2</sup>	Aluminio mm <sup>2</sup>
20 30 60	14 12 10	13 13 13	13 13 13	129 129 129	129 129 129
100 200 400	8 6 4	13 19 19	13 25 32	285 452 645	129 129 258
600 800 1000	2 1/0 2/0	25 25 32	32 51 51	968 para circuitos mayores de 600 amp. no es recomendable el uso de charolas de acero.	258 387 387
1200 1600 2000	3/0 4/0 250	32                      51 para circuitos mayores de 1200 amp. no es recomendable el uso de tubos.			645 968 1290
2500 3000	350 400				

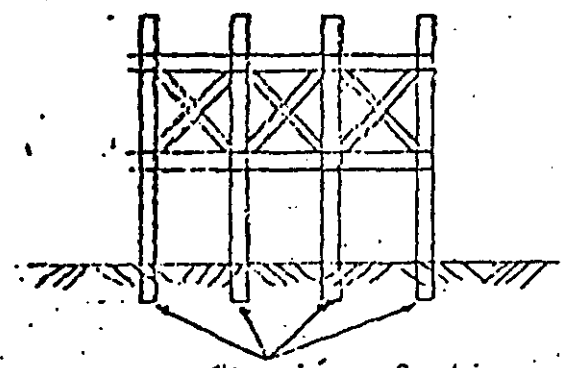
# FIG. 10.15.1 ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA.

## Electrodos naturales



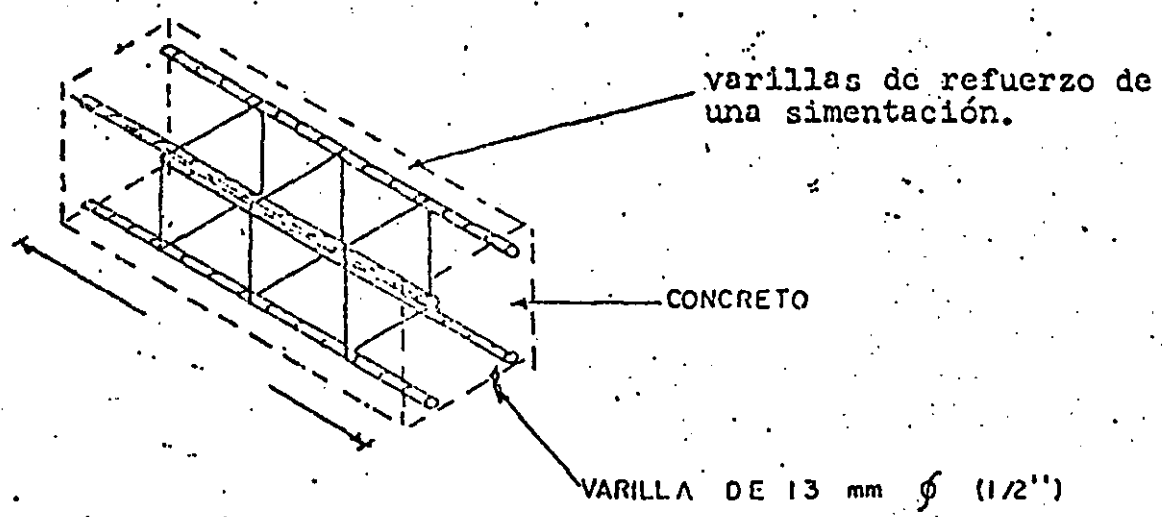
tuberia metálica subterránea de agua.

checa continuidad entre tramos

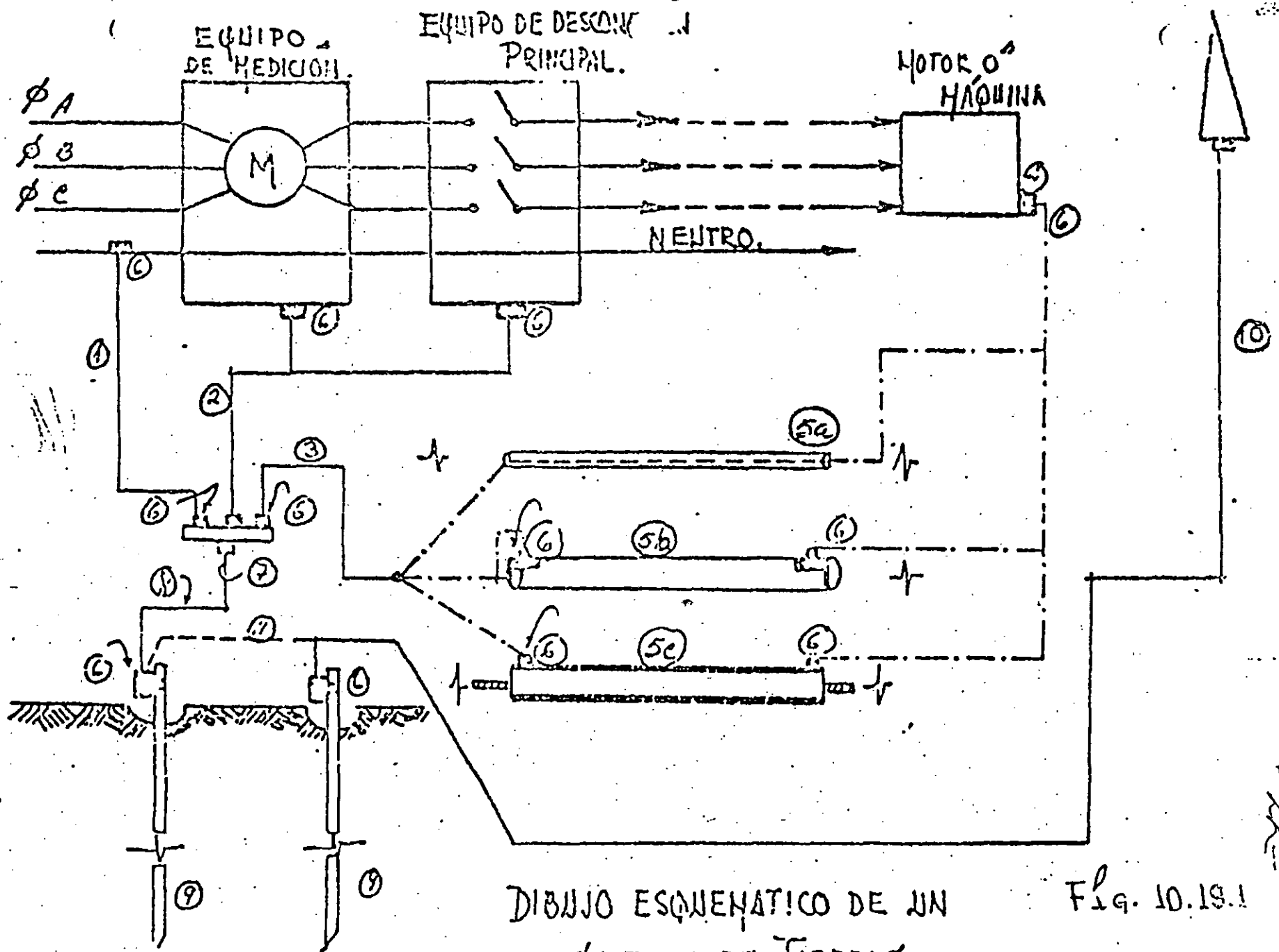


estructura metálica de un edificio

conexión efectiva a tierra.



- Tuberia metálica de revestimiento de un pozo profundo.
- Cañerías metálicas de drenaje
- Tanques metálicos enterrados.



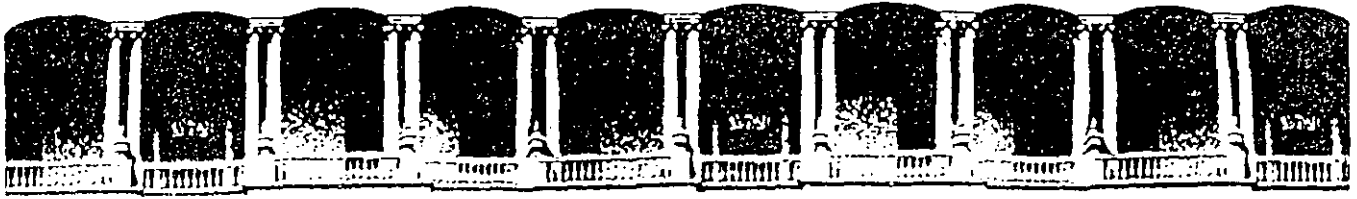
DIBUJO ESQUEMATICO DE UN SISTEMA DE TIERRAS.

Fig. 10.19.1

-22-

- ① CONDUCTOR DE CONEXIÓN A TIERRA DEL SISTEMA.
- ② CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DEL EQUIPO DE MEDICIÓN Y EQUIPO DE DESCONEXIÓN PRINCIPAL.
- ③ CONDUCTORES PRINCIPALES DE PUESTA A TIERRA DEL EQUIPO.
- ④ CARCARA O PARTES METÁLICAS NO CONDUCTORAS DE CORRIENTE, DEL EQUIPO QUE DEBA SER CONECTADO A TIERRA.
- ⑤ CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DEL EQUIPO QUE PUEDEN SER:
  - a) UN CONDUCTOR AISLADO O DESNUDO QUE TIENDA DENTRO DE LA CANALIZACIÓN O FUERA DE ELLA.
  - b) TUBO METÁLICO O RÍGIDO O DUCTOS METÁLICOS.
  - c) CUBIERTA METÁLICA DE CABLE ARJADO.
- ⑥ ACCESORIOS DE SUJECIÓN (ABRAZADERAS, UNIONES, ETC)
- ⑦ PUENTE DE UNIÓN PRINCIPAL.
- ⑧ CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE TIERRA.
- ⑨ ELECTRODO DE TIERRA, QUE PUEDEN SER. °  
NATURAL: TUBERIA METÁLICA DE AGUA, DRENAJE, REVES-  
TIMIENTO ETC.  
ARTIFICIAL: BARRA, TUBO, PLACA. ETC.

- (10) CONDUCTOR "DE BAJADA" DEL PARARAYOS.
- (11) CONEXIÓN DEL PARARAYOS AL ELECTRODO DE TIERRA DEL SISTEMA Y DEL EQUIPO.  
(NO EN TODOS LOS CASOS ES POSIBLE).



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

*CURSOS ABIERTOS*

*INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES.*

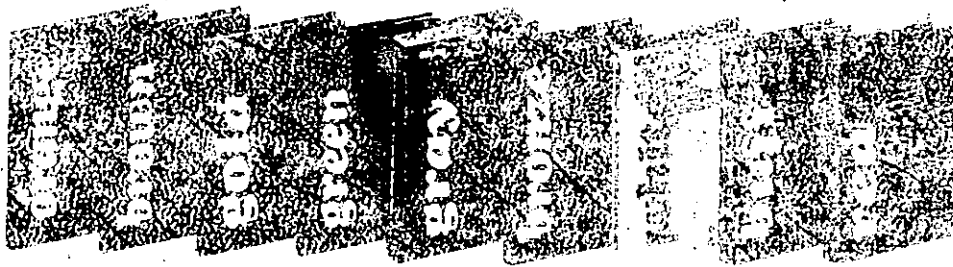
*BIBLIOGRAFIA*

*AGOSTO, 1992.*



BIBLIOGRAFIA RECOMENDADA PARA EL CURSO DE  
INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

1. "IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION FOR INDUSTRIAL PLANTS" (IEEE STD. 141-1986, RED BOOK)
2. "IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR ELECTRIC POWER SYSTEMS IN COMMERCIAL BUILDINGS" (IEEE STD. 241-1983, GRAY BOOK)
3. "INDUSTRIAL POWER SYSTEMS HANDBOOK", DONALD BEEMAN, EDICION 1955
4. "I.E.S. LIGHTING HANDBOOK 1981" VOL. 1: REFERENCE VOLUME; VOL.2: APPLICATION VOLUME
5. "NORMAS TECNICAS DE EL REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS". SEPAFIN, 1982.
6. NATIONAL ELECTRIC CODE, 1984.
7. "IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR PROTECTION AND COORDINATION OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS" (IEEE STD. 242-1975, BUFF BOOK).
8. "IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR POWER SYSTEM ANALYSIS" (IEEE STD. 399-1980, BROWN BOOK).
9. "IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR GROUNDING INDUSTRIAL AND COMERCIAL POWER SYSTEMS" (IEEE STD 142-1982, GREEN BOOK).
10. "IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR EMERGENCY AND STANDBY POWER SYSTEMS FOR INDUSTRIAL AND COMMERCIAL APPLICATIONS" (IEEE STD. 446-1980 ORANGE BOOK).
11. "IEEE 80 GUIDE FOR SAFETY GROUNDING IN AC SUBSTATIONS", 1976. (PARA SISTEMAS DE TIERRAS, NORMA IEEE)
12. "INDUSTRIAL POWER SYSTEMS DATA BOOK, GENERAL ELECTRIC, SCHENECTADY, N.Y. USA.
13. ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK, WESTINGHOUSE
14. STANDARD HANDBOOK FOR ELECTRICAL ENGINEERS. ARCHER E. KNOWLTON  
9<sup>TH</sup>. EDITION
15. IEEE TRANSACTIONS ON "INDUSTRY APPLICATIONS" (SE NECESITA INSCRIBIRSE AL IEEE)
16. IEEE TRANSACTIONS ON "POWER APPARATUS AND SYSTEMS" (SE NECESITA INSCRIBIRSE AL IEEE)
17. APPLIED PROTECTIVE RELAYING, 1979, WESTINGHOUSE



## The IEEE Color Book Series

### **Electric Power Distribution for Industrial Plants**

*ANSI/IEEE Std 141-1986 IEEE Red Book*

Revised and expanded, ANSI/IEEE Std 141-1986, provides the latest procedures for planning the electric power distribution system of an industrial plant. This new edition of the IEEE Red Book includes three new chapters on Surge Voltage Protection, Electrical Energy Conservation, and Costs of Substations and Distribution Systems. Continuity of industrial production depends upon an efficient, reliable electrical system, and this volume gives you complete information on electrical design criteria.

### **Protection & Coordination of Industrial and Commercial Power Systems**

*ANSI/IEEE Std 242-1986 IEEE Buff Book*

Extensively revised and updated, the IEEE Buff Book deals with the proper selection, application, and coordination of the components which constitute system protection for industrial plants and commercial buildings.

A valuable, comprehensive source-book for use at the systems design stage as well as in modifying existing operations, the IEEE Buff Book is arranged in a convenient step-by-step format. It presents complete information on protection and coordination principles designed to protect industrial and commercial power systems against any abnormalities which would reasonably be expected to occur in the course of system operation.

### **Electric Power Systems in Health Care Facilities**

*ANSI/IEEE Std 603-1986 IEEE White Book*

The IEEE White Book will aid designers of electrical systems in health care facilities in achieving safety of life and preservation of property through: operational considerations to reduce electrical failures; maintenance with a minimum need for specialized services; design considerations that recognize the flexibility of electrical systems in terms of layout and placement and fulfill the requirements for proper electrical installations; and coordination of design with professional associates.

### **Energy Conservation and Cost-Effective Planning in Industrial Facilities**

*ANSI/IEEE Std 730-1986 IEEE Bronze Book*

This new recommended practice will be of great value to power-oriented engineers and designers associated with industrial and commercial facilities. The IEEE Bronze Book addresses energy and cost-effective planning in the areas of engineering, design, applications, utilization, and to some extent the operation and maintenance of electric power systems, to provide for the optimal use of electrical energy.

### **Electric Power Systems in Commercial Buildings**

*ANSI/IEEE Std 241-1983 IEEE Gray Book*

This comprehensive source will alert the electrical engineer or designer to the many problems encountered in designing electrical systems for commercial buildings.

The IEEE Gray Book is an aid to all aspects involved in electrical design of commercial buildings. Because of the increasing size and complexity of today's commercial buildings, there is a growing dependence upon adequate and reliable electrical systems.

### **Grounding Industrial and Commercial Power Systems**

*ANSI/IEEE Std 142-1982 IEEE Green Book*

The IEEE Green Book presents a thorough investigation of the problems of grounding and the methods for solving these problems are set forth in a clear, straight-forward manner that provides the electrical engineer with the basis for applying fundamental principles to his particular situation. Probably no other publication contains so much useful, authoritative information on the subject of grounding.

### **Industrial and Commercial Power System Analysis**

*ANSI/IEEE Std 599-1980 IEEE Brown Book*

Written for practicing system designers and plant electrical engineers, the IEEE Brown Book discusses the basic principles of power system analysis and the most frequently applied types of system analysis studies. It explains how and when to use each study, the data required, and the results to be expected.

Properly applied power system analysis can minimize power interruptions and fire resulting safety hazards and productivity losses, while reducing the construction and operating costs of a power system.

### **Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems**

*ANSI/IEEE Std 493-1980 IEEE Gold Book*

The IEEE Gold Book presents the fundamentals of reliability analysis as it applies to the planning and design of industrial and commercial power distribution systems.

Because of the high costs associated with distribution system power outages, it is necessary to consider these costs when making design decisions for new power distribution systems. These recommended practices will enable engineers to make quantitative cost versus reliability trade-off studies during the design of industrial and commercial power systems.

### **Emergency and Standby Power for Industrial and Commercial Applications**

*ANSI/IEEE Std 446-1980 IEEE Orange Book*

The IEEE Orange Book presents the recommended engineering practices for the selection and application of emergency and standby power systems. It provides commercial facility designers, operators, and owners with guidelines for assuring uninterrupted power.

There is the area of industrial operations, medical facilities, and solid-state and computer installations will find the help they need in meeting the demand for uninterrupted power, virtually free of frequency excursions and voltage dips, surges, and transients in this latest edition.

ISBN 471-85687-0



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

**CURSOS ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES**

*Del 17 al 29 de agosto*

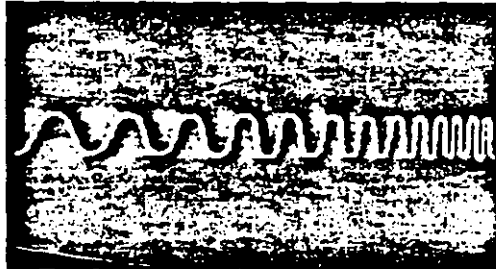
**POTENCIA NO PREDECIBLE**

**J. JOSE QUEZADA RUIZ**

**AGOSTO - 1992**



## Unpredictable Power Problem No. 6



Frequency Deviation

- Causes improper operation of microprocessor timing and logic circuits

7

## Unpredictable Power Problem No. 5

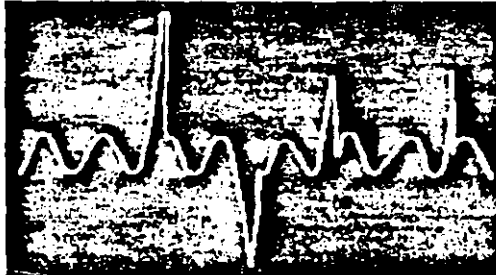


Voltage Instability (Surges, Flickers) [- 20% + 10% of RMS, 4-60 cycles]

- Surges are high-level increases when large loads are suddenly disconnected
- Flickers occur when the power company switches substations because of lightning or other problems
- Caused by large loads such as air conditioners, elevators, induction motors, etc., coming on-line
- All of these can result in sluggish or erroneous operation, failure to operate, memory lapses, damage to drive motors

8

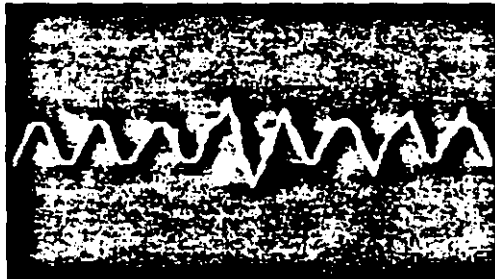
### Unpredictable Power Problem No. 4



**Voltage Transients (Spikes, Glitches)**  
[200 to 400% RMS, spikes 0.5 to 200 ms, oscillatory  $\geq 16.7$  ms]

- Momentary high-frequency spikes on a 60 Hz voltage wave form
- Caused by brush-type motors in office equipment, improper grounding, lightning, etc.
- Results in erratic equipment operation via spurious command signals, negation of valid signals, memory loss, program damage, data errors, damage to components

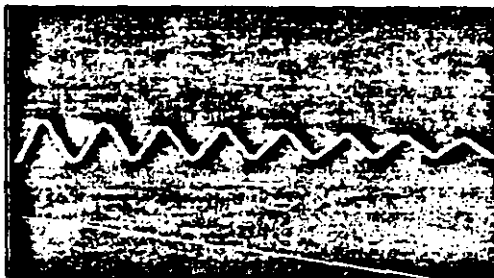
### Unpredictable Power Problem No. 3



**Electrical Noise (Static, interference)**

- Airborne power line pollution induced by electromagnetic radiation or electrostatic coupling
- Caused by radio/TV broadcast transmissions, poor grounding, lightning, heavy equipment and utility network switching
- Results in spurious, erratic, erroneous operation; slow degradation of equipment components

## Unpredictable Power Problem No. 2

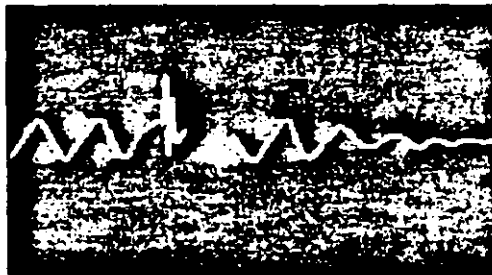


### Brownouts

- Planned power reductions by utilities because of excessive demand
- When the voltage falls under minimum limits, self-protection devices will cause a shutdown

11

## Unpredictable Power Problem No. 1



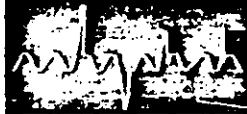
### Blackouts

- Total loss of commercial AC power
- Result from causes beyond utility's control
- Such interruptions often cause equipment damage and/or loss of processing data and memory if equipment is not protected

12

## Why Buy a UPS?

(Keep in mind within a given facility/plant, it's a dynamic situation where all or some of these power problems are present.)



Voltage Transients (Spikes, Glitches)



Brownouts



Voltage Instability (Surges, Flickers)



Blackouts



Electrical Noise (Static, interference)



Frequency Deviation

(UPS Will Take Care of All of The Above.)

## Which Methodology?

- Off-Line / Standby
- Hybrids / Single Conversion
- On-Line / Double Conversion

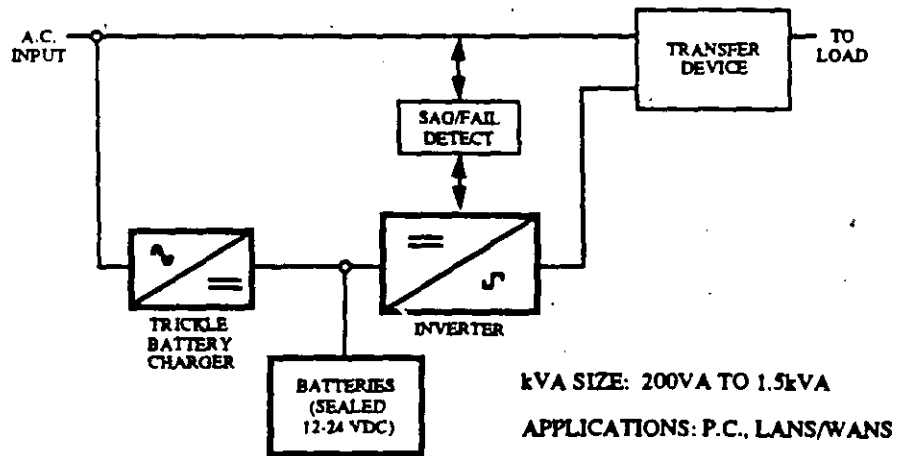


## Off-Line / Standby

- Standby Power Supply (SPS)
- Inverter Normally Off

15

## Off-Line / Standby Power Supply



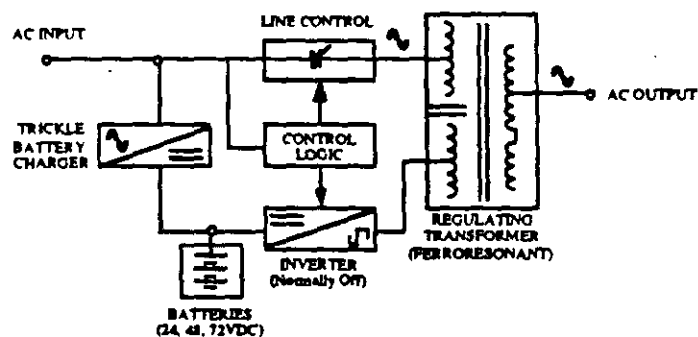
16

## Off-Line / Standby Power Supply

- Pros:**
- Inexpensive
  - Very Small Footprint
- Cons:**
- 4–16 ms – Transfer Time (Faster Better)
  - Can be Pseudo (Square Wave) Output
  - Premature Switching
  - Can be "Fooled" by Brown Out and Voltage Sags
  - No Frequency Shift Isolation
  - No Static Switch
  - Does Not Handle Non-Linear Loads Well

17

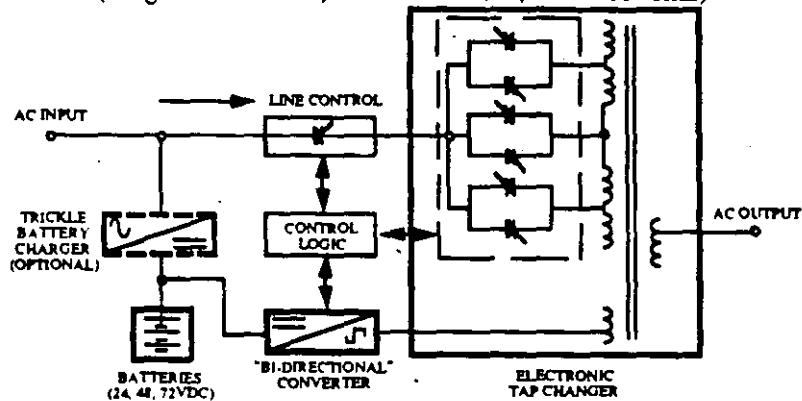
## "Hybrid A" UPS Block Diagram (Single Conversion, Triport, Electronic Flywheel)



kVA RANGE - (500VA to 20kVA - 1Ø Only)  
APPLICATIONS - (LANS/WANS, PLC's, Non-Critical Loads)

18

**"Hybrid B" UPS Block Diagram**  
(Single Conversion, Line Interactive, Bi-Directional)



KVA RANGE - (3kVA - 60kVA 1Ø & 3Ø)  
APPLICATIONS - (LANS/WANS, Mini/Main Frame, Non-Critical Loads)

19

**Hybrid UPS (A & B)**

- Pros:**
- Inexpensive
  - Can Have Fewer Components
  - High Efficiency
- Cons:**
- No Static Switch
  - No Frequency Regulation
  - Does Not Handle Non-Linear (Crest Factor) Type Loads
  - Premature Switching
  - Inverter Components Not Sized For Continuous Operation
  - Very Small Trickle Charger (May Not be Able to Recharge Battery after Repetitive Power Outages)
  - Can Induce Phase Shifts (3Ø Versions)

20

## On-Line

- True UPS  
(Reverse Transfer)
- Double Conversion  
(AC to DC/DC to AC)
- Regenerates Power

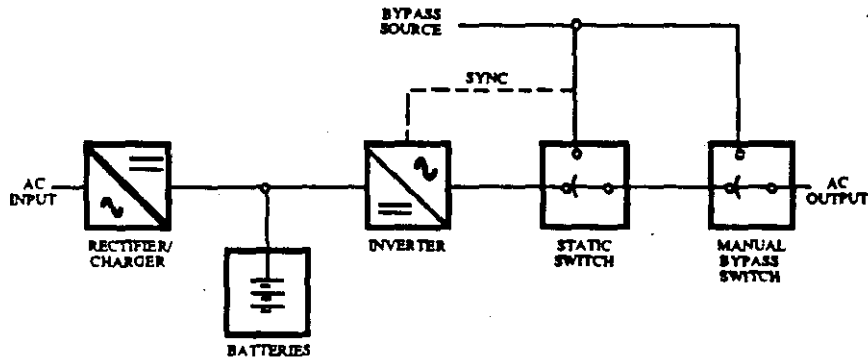
21

## Definition of On-Line

- The Load(s) Are Being Powered Continuously from the Inverter and Reverse Transfers Via a Static Switch to the Bypass (Utility) Source Under Abnormal Conditions

22

### "On-Line" UPS Block Diagram (Double Conversion / Non-Redundant)

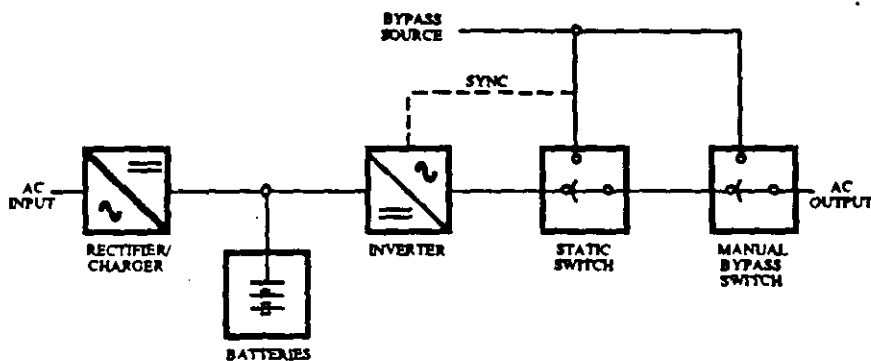


kVA RATING - (3 - 100kVA - 1Ø) (10 - 500kVA - 3Ø)  
 APPLICATIONS - Critical loads that effect people & property

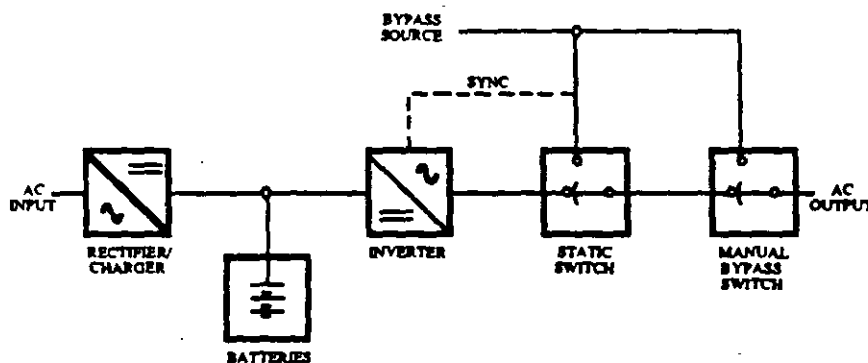
### UPS Modules

- Battery Charger / Rectifier
- Inverter
- Static Switch
- Maintenance Bypass Switch
- Batteries

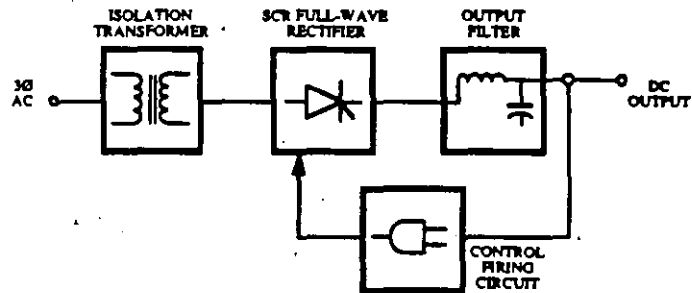
### The Five Modules of UPS (Float / Non-Redundant)



### Battery Charger / Rectifier



## Battery Charger / Rectifier



27

## Battery Charger / Rectifier

### FUNCTION

- Rectifies AC (Unregulated) to DC (Regulated)
- Regulated DC Source to Inverter
- Regulated Source to Float / Equalize Batteries
- Provides Isolation from AC Line
- Low Output Ripple for Inverter and Batteries

### TECHNOLOGY

- Typically SCR's (3 pulse, 6 pulse, 12 pulse)
- Input Isolation Transformer (delta-wye)
- Constant Voltage / Constant Current

### STANDARDS

- NEMA PE5-83

28

### GOTCHA'S

- Rule of Thumb:  
If SCR design, the input kVA will be 2 to 2.5 times output kVA (i.e. P.F., current limit, efficiency, low AC input line)
- Typical reflected harmonic currents:  
3 pulse - 30-35%  
6 pulse / SCR(s) - 15-20%  
12 pulse / SCR(s) - 10-15%
- Power factor should be at least 0.8PF at rated load nominal input

29

### FEATURES

### BENEFITS

---

6 or 12 Pulse Rectifier

- Minimized distortion on input feeders
- Lower output ripple

---

Integral Rectifier Input Isolation Transformer

- Personnel and system safety built into UPS cabinet
- Isolates surges
- Passes ANSI 62.41-80 (old IEEE 587)

---

Industrially Designed

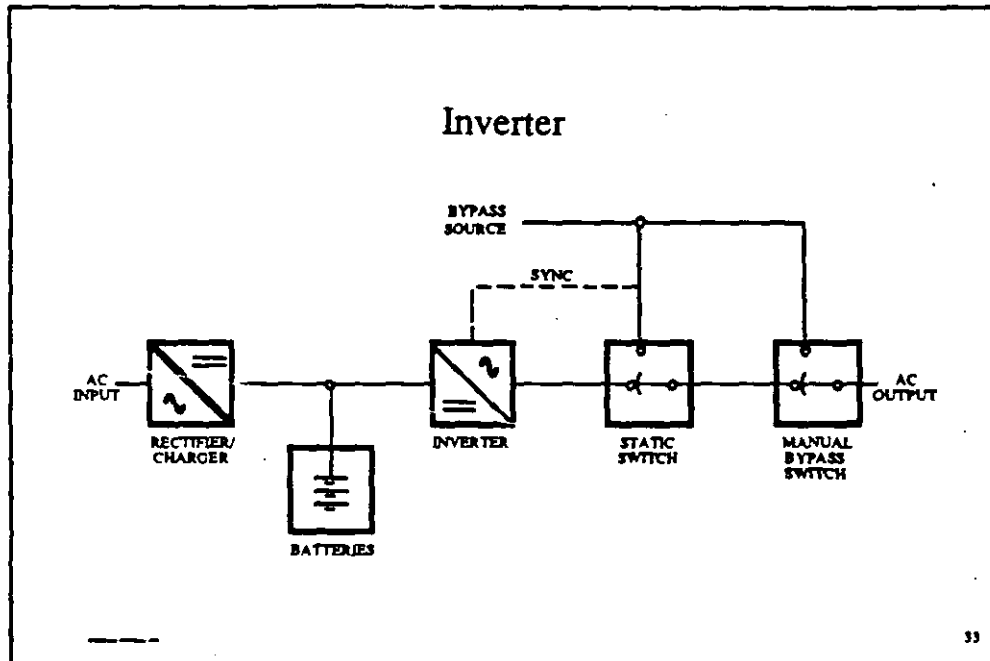
- Charger will still operate with loss of an input phase
- Operates in extreme environmental conditions

30



FEATURES	BENEFITS
Rated for Continuous Operation in Current Limit (125%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No derating /oversizing of charger</li> <li>• Recharges batteries faster</li> </ul>
Load Sharing Capability	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Allow paralleling / sharing of load</li> <li>• Can be easily field installed</li> </ul>
All Magnetic Devices are Copper Wound and Vacuum Pressure Impregnated (VPI) Insulation Having a U.L. Approved Rating of 200°C (220°C Optional)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Better electrical insulation</li> <li>• Longer electrical life and voltage endurance</li> <li>• Unsurpassed heat transfer</li> <li>• Reduced core noise and wire vibrations</li> <li>• Improved mechanical structure</li> <li>• More resistant to moisture</li> </ul>

FEATURES	BENEFITS
Insensitive to Phase Rotation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Will not damage equipment if connected incorrectly</li> </ul>
All Components Are Accessible From the Front	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cabinet does not have to be removed for P.M.'s, service, or upgrades</li> </ul>
No Side or Back Clearance Required	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Can be placed against walls or other equipment (requires less space)</li> </ul>
Indifferent to Various Input Line Configurations	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Will handle delta, wye, open delta, etc.</li> </ul>



### Inverter

**FUNCTION**

- Converts DC to AC (Regulated)
- Regenerates Sinewave
- Current Limit Capability
- Frequency Isolation

**TECHNOLOGY**

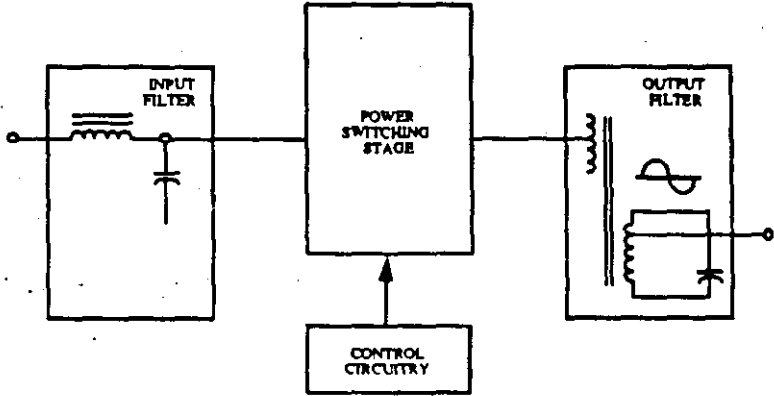
- IGBT's - SCR's, MOSFETS
- Ferroresonant, Pulse Width Modulation (PWM) - Step Wave
- Low to High Frequency

**STANDARDS**

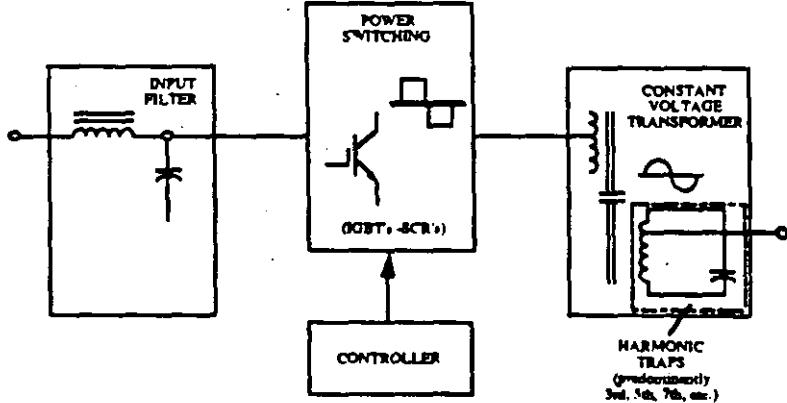
- IEEE 944
- IEEE 446-87 (Orange Book)
- NEMA PE1-91

34

### Typical Inverter Circuit



### Typical Inverter Circuit (Constant Voltage Transformer)



FEATURES	BENEFITS
Input Filter	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Will handle DC transients</li> </ul>
Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT's) Bridge	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inverter bridge output is preregulated</li> <li>• Higher efficiency (less heat)</li> <li>• Lower audible noise</li> </ul>
Ferroresonant Transformer	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Passive regulated (no complex current or voltage feedback loops)</li> <li>• True isolation from load to bridge</li> <li>• Inherent current limit (<math>\approx 200\%</math>)</li> <li>• Low common-mode noise</li> <li>• Constant voltage regulation over fluctuating input</li> <li>• Insensitive to nonlinear loads</li> </ul>

39

FEATURES	BENEFITS
Output Harmonic Traps (Predominantly 3rd, 5th, 7th, etc.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Handles nonlinear loads.</li> <li>• Does not flat top voltage waveform with nonlinear loads</li> <li>• Can handle nonlinear loads having a crest factor rating of 3 without oversizing inverter kVA size</li> </ul>
All Copper Wound Magnetics, Wire and Bus Work	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Longer electrical life</li> <li>• More reliable and efficient than aluminum</li> </ul>

40

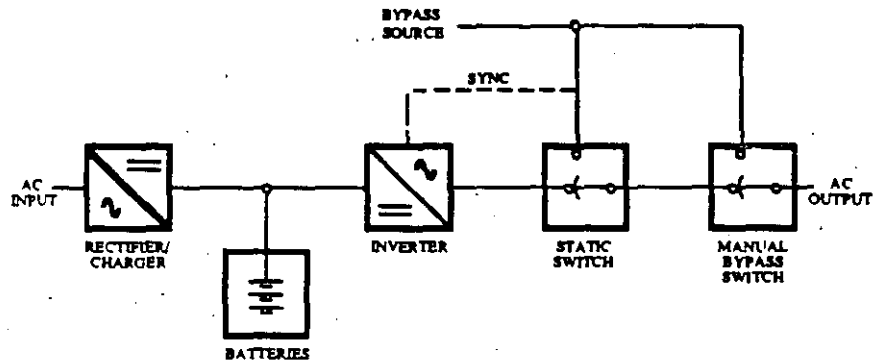
FEATURES	BENEFITS
All Magnetic Devices are Copper Wound and Vacuum Pressure Impregnated (VPI) Insulation Having a U.L. Approved Rating of 200°C	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Better electrical insulation</li> <li>• Longer electrical life and voltage endurance</li> <li>• Unsurpassed heat transfer</li> <li>• Reduced core noise and wire vibrations</li> <li>• Improved mechanical structure</li> <li>• More resistant to moisture</li> </ul>
True kVA Device (20kVA = 20kW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No need to oversize UPS</li> <li>• Inverter output is designed for unity power factor AC loads</li> </ul>

41

FEATURES	BENEFITS
Microprocessor Controlled	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduces component count</li> <li>• Reduces internal connections</li> <li>• Easier to operate and service</li> </ul>
Optional RS232/422 Communications	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Remote diagnostics and monitoring of system</li> </ul>
Industrial Grade	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Built to operate under extreme conditions</li> </ul>
Scott-T Transformation (3Ø Units)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduces triplen harmonics in neutral</li> <li>• Reduces parts by 33%</li> <li>• Will maintain output regulation with one phase 100% unbalanced</li> <li>• Will handle delta or wye loads</li> </ul>

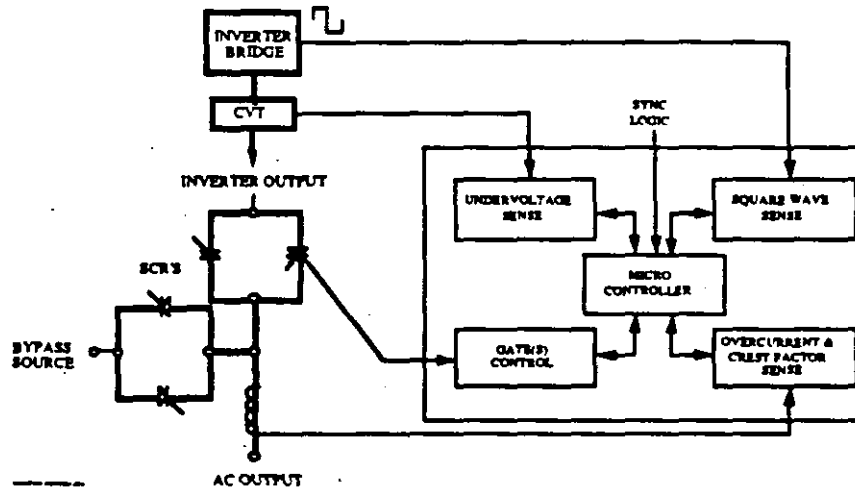
42

## Static Switch



43

## Static Switch Block Diagram (Naturally Commutated)



44

## Static Switch

### FUNCTION

- No Break Transfer to the Bypass Source in the Event of:
  - Overloads (downstream faults)
  - High inrush currents (motors, disc drives)
  - Inverter failure

### TECHNOLOGY

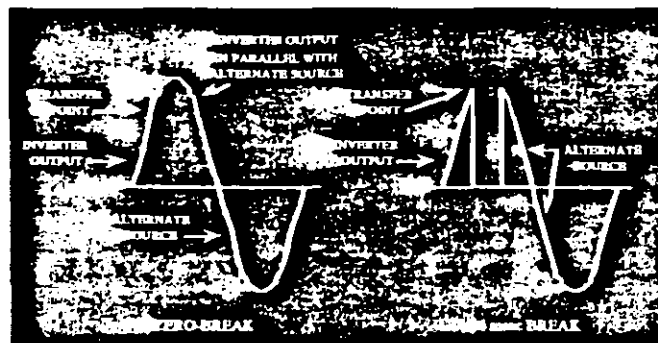
- Typically Silicon Controlled Rectifiers (SCR's) Naturally Commutated or Force Commutated
- Zero Break Transfer

### STANDARDS

- IEEE 944
- NEMA PE1-91

43

## Static Switch Transfer to Bypass Source



44

FEATURES	BENEFITS
Zero Break	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Loads never see any break in transfers</li> </ul>
Crest Factor - Differentiates Between Nonlinear (Peak) Loads and True Overcurrent	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eliminates nuisance type transfer due to high peak current</li> </ul>
Fail Safe Features	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Detects any upstream failure and with ride through capability of constant voltage transformer allows a good transfer</li> <li>• Any logic failure on card also causes transfer</li> </ul>

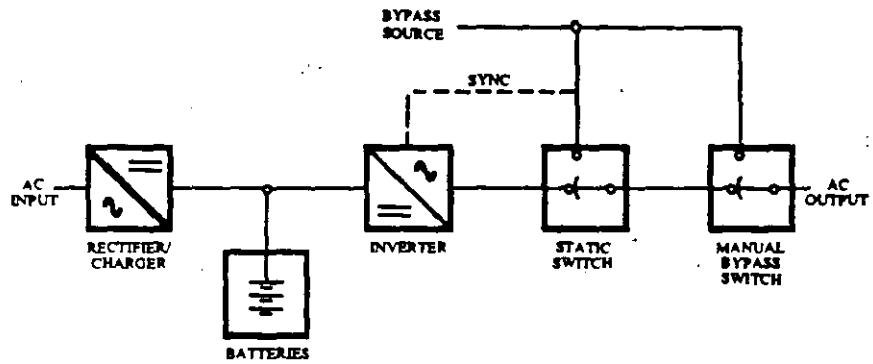
47

FEATURES	BENEFITS
Opto-Coupled	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eliminates possible noise spikes from load or bypass inadvertently firing an SCR</li> </ul>
Auto-Retransfer Logic	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retransfers load back onto inverter automatically after clearing a fault or high inrush</li> </ul>

48



## Manual (Maintenance) Bypass Switch



Internal

---

External - Safety

Manual Switch

## Manual (Maintenance) Bypass Switch

### FUNCTION

- Manually Transfers to Alternate Source for System Maintenance
- Allows the Load to be Powered from Bypass Source During P.M.'s, Upgrade or Repair of UPS

### TECHNOLOGY

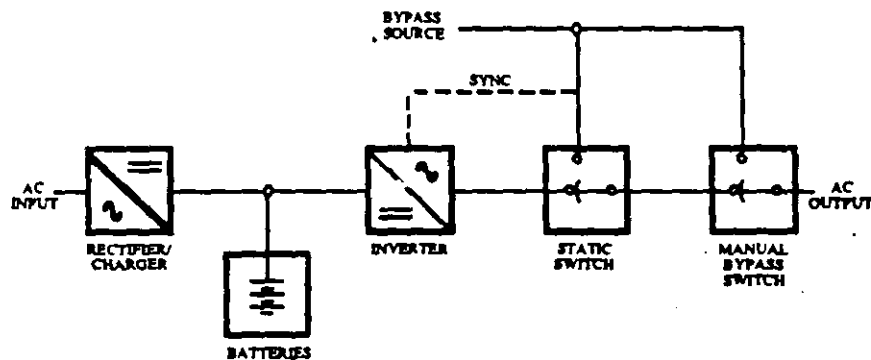
- Typically Electro-Mechanical
- Make-Before-Break
- Internal or External

### STANDARDS

- IEEE 944
- IEEE 446-87
- NEMA PE1-91

51

## Batteries



52

## Batteries

### FUNCTION

- Provides Electrical Power (DC) Independent of an AC Power System(s) or Equipment

### TECHNOLOGY

- Electrochemical Device that Stores Chemical Energy and Converts it into Electrical Energy
- Lead Calcium, Lead Antimony, Nickel Cadmium
- Ampere Hour (AH) or Kilowatt (kW) Rating
- End Discharge 1.75VDC to 1.67VDC

### STANDARDS

- IEEE 450-87      IEEE 1106-87      NEMA IB-2
- IEEE 484-87      IEEE 937-87      NEMA IB-4
- IEEE 485-83      NEMA IB-5
- IEEE 535-86      NEMA IB-7
- SCC 29 COMMITTEE

33

## Battery Considerations

- Back-Up Time
- Wet vs Valve Regulated
- Rack vs Cabinet
- Most Ratings / Assumptions Based on 77°F / 25°C (Watch Valve Regulated)
- Temperature Extremes
- All Warranties are Pro-Rated
- Most Warranties are Now Tied into "X" Number of Discharge Cycles (How to Validate!)
- Cost vs Life Expectancy

34

## Wet Cells

### Advantages

- Large Capacity
- Charge Verifiable
- Hi-Temp Available

### Disadvantages

- Watering
- Hydrogen Venting
- Low Energy Density

---

## Sealed Valve / Regulated

### Advantages

- No Watering
- No Vented Hydrogen
- High Energy Density
- Most Will Work in Any Position

### Disadvantages

- Temperature Sensitive
- Charge State??
- 800AH Upper Limit
- Fairly New Technology

Note: Valve regulated batteries do have vents and the "maintenance free" is in reference to not having to add water.

55

## Gotcha's

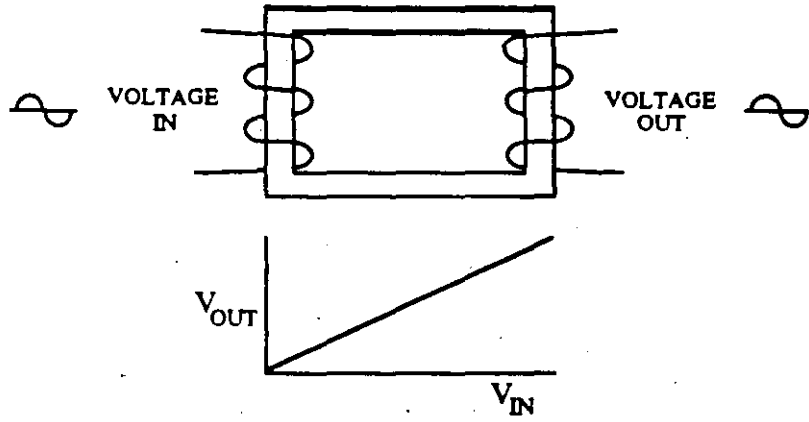
- Many "games" (specmanship) played with batteries
- Very hard to compare apples to apples
- Use IEEE 485-33 to force vendor(s) in providing the best solution for the best price
- No recognized standard(s) yet for valve regulated - Standards Committee (SCC 29) is working on standard Chairman is Brad Radimer - P.S.E&G, Somerville, N.J., 201-359-7570
- Short circuit (SC) calculations - Two possible ways dependant upon battery plate composition and thickness:
  1. Older - 12X the 1 minute rating
  2. Newer - Internal resistance\*

$$\text{Current (SC)} = \frac{\text{Voltage per cell}}{\text{Internal resistance per cell}}$$

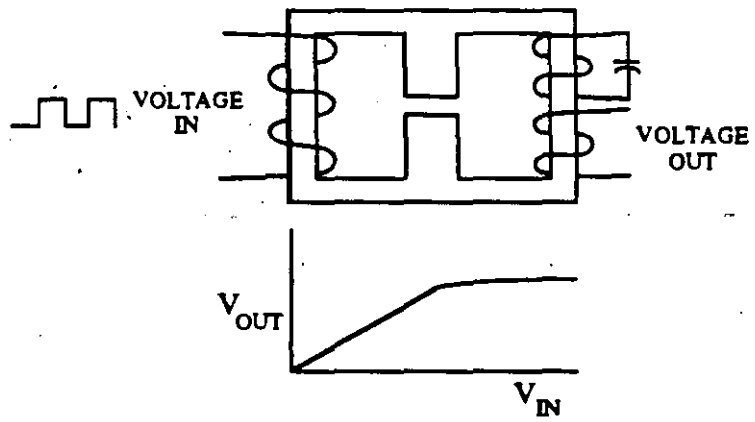
\* Recommended by IEEE 446 & Exide

56

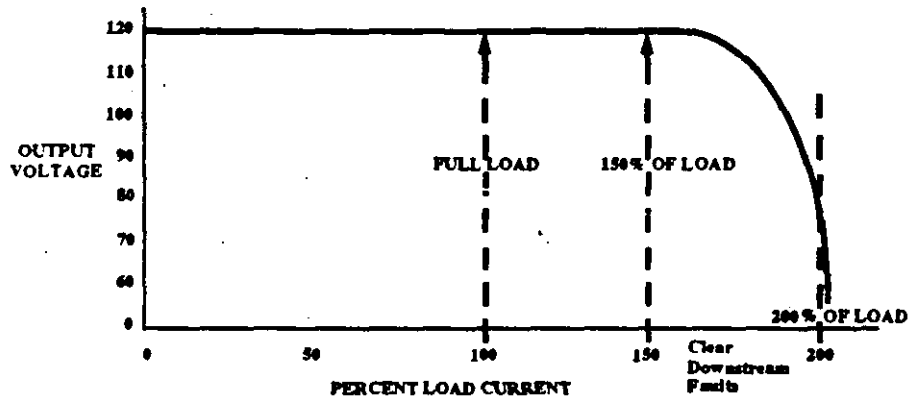
### Linear Transformer



### Ferroresonant Transformer



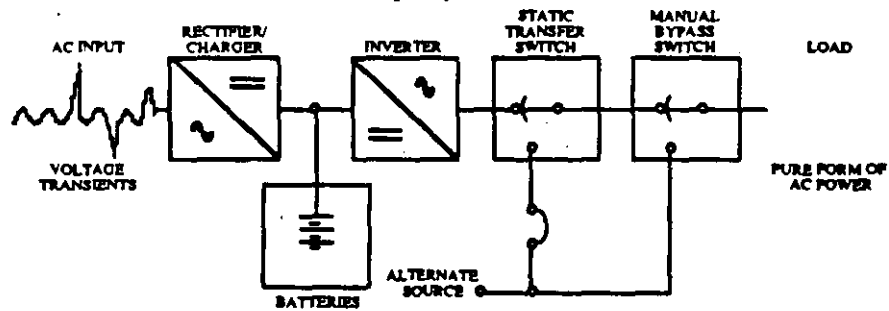
## Ferroresonant Inverter Output Characteristics



59

## Why Buy UPS?

Blackouts, Brownouts, Electrical Noise,  
Voltage Transients, Voltage Instability,  
Frequency Deviation



60

## What Can You Expect?

- Reliability
- Quality
- Price/Value
- Peace of Mind

61

## Don't Forget!

- Warranty
- Service
- Reputation

62

## HOW TO SIZE UPS LOADS

Good data on power consumption is often hard to get for small loads such as personal computers.

Most equipment below, for example, 800 Watts, will be 120 VAC, single phase 60 Hz rated. (Sometimes with a dual rating for 50 Hz and 240 VAC for overseas usage.)

Usually, each component of the computer system will have a tag placed near the location the power cord enters the device.

Underwriter's Laboratory (UL) requires that at a minimum, the voltage, amperage and frequency be identified.

The arithmetic product of the voltage and the amperage, i.e.  $V \times A$ , gives a result in Volt-Amperes often stated simply, VA. The Volt-Ampere (VA) is a universally accepted measure of electrical capacity for the UPS industry.

VA capacity simply states that a given device may draw so many amps (A) at a particular voltage (V). This is often a worst case value.

Many computer manufacturers overstate their equipment capacities by 20% or so to insure that the user provides adequate electrical service to the system.

The VA capacity tells us nothing about how efficiently the device utilizes the energy it receives. The measure of actual electrical energy usage is the watt (W.).

Sometimes the device label will state a wattage value, and this is particularly true for small loads below 800 watts. Many small UPS systems will have their capacity stated in watts rather than volt-amperes.

The ratio of watts over VA, i.e.  $W \div VA$  gives us a measure of power utilization called the power factor (p.f.).

For example a computer with a volt-ampere rating of 120 VA, and a wattage rating of 96 watts has a power factor of 0.8.

$$\frac{96 \text{ watts}}{120 \text{ VA}} = 0.8 \text{ p.f.}$$

A good rule of thumb is to assume a power factor of 0.8 if both the wattage and volt-ampere rating are not known.



For example, an IBM desktop computer, the PS/2 Model 30 has the following label attached in the back:

CPU

100-125 VAC

1.5 A

50/60 Hz.

B/W Monitor

100-125 VAC

.9 A

60 Hz.

Notice that the wattage is not known nor is the power factor. Since in the U.S., 120 VAC is the nominal value of input voltage, we can calculate the CPU's volt-amperes (VA) directly:

$$\text{IBM CPU} - 120 \text{ V} \times 1.5 \text{ A} = 180 \text{ VA}$$

If we use our rule of thumb and assume a power factor of 0.8, then

$$180 \text{ VA} \times .8 = 144 \text{ Watts (W)}$$

For those who love details:

The value difference between 180 VA and 144 W, 36 VA circulates as unused power between the input power source and the computer.

So at this point we have two numbers 180 VA and 144 W, which one do we use? It depends on how the UPS capacity is stated.

The SCI Powerbase UPS have their capacities stated in Volt amperes, but the DataShield UPS have their capacities stated in watts. Use whichever number is appropriate to the UPS system selected.

So far, we've only covered the CPU but the calculations for the monitor are similar:

$$\text{IBM Monitor} - 120 \text{ V} \times .9 \text{ A} = 108 \text{ VA}$$

$$108 \text{ VA} \times .8 = 86 \text{ W}$$

Recap:

<u>CPU</u>	<u>VA</u>	<u>Watts</u>
IBM model 30 CPU	180 VA	144 W
IBM B/W Monitor	108 VA	86 W
System total	288 VA	230 W

In general a good rule of thumb for estimating the input power requirements for a UPS system is to use 2 1/2 times the output kVA rating for our Ferroresonant units and 2 times the output rating for our PWM units.

All wiring, transformers, distribution breakers, etc., must be sized for the maximum currents, as dictated by the NEC, even though, under normal operating conditions, the input current can be expected to be much lower.

The following formula can be used to derive the rectifier/charger input power requirements expressed in (VA) volt amperes.

$$CIP = \frac{V_e \times A_r \times C_l}{PF \times EF}$$

$V_e$  = Charger equalize voltage

$A_r$  = Charger rated output in amperes

$C_l$  = Charge current limit point (typically 1.2 to 1.25)

$PF$  = Charger input power factor (typically 0.8)

$EF$  = Charger efficiency (typically 92-94%)

CIP = Charger input power in (VA) volt amperes

The following formula can then be used to derive the rectifier/charger maximum input current. This information is necessary in determining the UPS system input electrical service requirements.

$$A_c = \frac{CIP}{V_l \times 3}$$

$V_l$  = 3 phase AC input voltage at low line (typically nominal voltage -10 or -15%)

3 = 1.732

$A_c$  = charger input current in amperes

Note: SCI can provide adjustable current limiting from 100% to 125% to aid in limiting the input current requirements under conditions where maximum current limiting is not desirable.

#### E. Bypass Source Supply

The bypass source input must be supplied with an input voltage and frequency which exactly matches the output of the UPS. For example, if the UPS system output is 208Y/120 Vac, 60 Hertz, then the bypass source input must be 208Y/120 Vac, 60 Hertz. If this matching voltage is not available, an appropriate transformer must be installed to provide the proper voltage. SCI can supply this transformer mounted in a matching cabinet, if desired, or can supply a standard transformer of another manufacturer in their own floor-mounted enclosure. Some customers may wish to have their own electrical contractor supply and install this along with other necessary equipment.

F. Output Distribution Panels

The customer's existing distribution panels, which previously supplied the computer loads, should be re-evaluated before utilizing with the UPS. The inverter portion of the UPS can deliver only a small amount of current above its nameplate rating before the output voltage drops off drastically. Consequently, the current available to trip the distribution breakers is severely limited. Ideally breakers and/or fuses should be selected to clear the possible faults without overloading the inverter. When overloads do occur, the static switch will transfer all loads to the bypass (utility) source without interruption, where the larger capacity will clear the fault. Since all transfers involve some risk to the load, all unnecessary transfers should be avoided.

For further information regarding fault protection, please refer to "UPS Systems Distributor Network Protection" by Laura Andrei, R & D Engineer.

G. Consideration Regarding AC Distribution for Computer Rooms

An Uninterruptible Power System (UPS) is the most complete form of power conditioning available. A UPS can provide complete protection from all forms of line voltage transients, surges and sags, long duration brown outs, and is the only device which can provide total 'no break' back-up protection against black outs.

It is commonly recognized that the various voltage related problems that trouble your computer come from two sources. The first is atmospheric and accounts for approximately 20% of the total power problems. The remaining 80% occurs within the users own building. This is a result of a variety of conditions such as the presence of noise generating equipment like contactors, relays, switches and fluorescent lighting, a general high power demand and the presence of high inrush loads like motors and other large inductors. Power problems also occur in the AC distribution system as a result of distribution breakers with dirty contacts which result in high impedance, poor connections including ground connections, incorrect grounding practices, improperly sized ground neutral and power conductors and wiring errors. Surprisingly, wiring errors such as ground-neutral reversals, poor or loose connections and improper wire sizes occur frequently, even in systems which have been in use for a long period of time, and are unknowingly causing computer room problems.

The UPS can correct all voltage problems caused by the various previously mentioned conditions which exist up to the point of input to the UPS itself. However, if the AC distribution system which exists between the output of the UPS and the various computer loads and peripherals has any of the previously mentioned problems, voltage fluctuations may be re-introduced

onto the clean power generated by the UPS and, as a result, trouble with the computer system may continue. It is, therefore, to the user's benefit to be sure that this AC distribution system is designed and operating properly. One would be cautioned not to assume that your AC distribution is error free, but that it be properly analyzed by experts in that field.

Many such AC distribution systems have been designed by experts and have AC verifications performed periodically (at least one a year) to assure that everything is operating properly, that vibration has not loosened any connections, that circuit breakers have clean low impedance contacts, that no loads have been added improperly and that breaker and wire current ratings have not been exceeded. If this is not being done, one would be advised to contact experts in that field to aid you in performing this important periodic analysis.

One should also be aware that some computer peripherals, such as, printers are themselves noise generators, and that proper filters should be used on these lines to prevent the transmission of this noise from one device to another.

#### H. Long Term Power Back-Up - AC Engine Generator

There are several options open to the customer to supply his critical load in the event of a long term power outage. One is to provide a battery bank large enough to carry the load for the prescribed length of time (see discussion of "Battery Sizing/Selection/Installation"). The other is to utilize an engine generator which can supply the load almost indefinitely. If the customer has an existing engine generator, he may wish to utilize it for back-up purposes. There are, however, a number of points which should be understood before using an engine generator.

Even though an engine generator can be used for long-term back-up, batteries will still be needed. In the event of a power outage, the engine generator will need to be started. If it has not been started for some time, there may be some difficulty getting it started. Once started, it will need to be brought up to speed before a steady voltage and frequency is established. During this period of time, batteries will be needed as back-up to the UPS.

The engine generator probably cannot supply the computer directly. Although the engine generator is adequate for loads not requiring precise power, such as lighting, this is obviously not adequate for the computer. The nature of the engine generator is such that we can expect both voltage and frequency to be constantly varying. The proper method of utilizing the engine generator for long term back-up is to supply power to the Rectifier/Charger, thereby utilizing the UPS for voltage and frequency regulation.

The engine generator manufacturer should also be made aware that the load will be of an SCR-type.

For estimating purpose the required engine generator should be approximately 2 1/2 times the kVA rating of the UPS. Please refer to SCI for specific data on specific equipment.

NOTE: SCI can provide logic to cut back current limit while operating from the generator to help minimize the input requirements.

I. Long Term Back-Up DC Engine Generator

An alternative to the use of an AC engine generator is the use of a DC engine generator. In this application the generator size can be smaller due to the fact that the only over-sizing required is that necessary to overcome the inverter losses. Circuitry can be designed so the generator does not attempt to recharge the battery. The generator size need only be from 1.3 to 1.5 times the kVA rating of the inverter.

J. Grounding

All SCI UPS enclosures are provided with grounding terminals located at the bottom. Equipment should be grounded in accordance with the National Electrical Code and applicable local codes. The electrical contractor will be aware of this necessity. A good current reference is FIPS PUB 94, titled Guidelines on Electrical Power for ADP Installations, dated September 21, 1983. A copy of this can be obtained by writing to the National Bureau of Standards.

## SECTION II

### PHYSICAL & ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS

#### Site selection and planning

The site selected for the UPS should be chosen with care since the type and amount of site preparation required will vary according to the specific location and its relative location to the load.

#### A. Locating the UPS

The relative location of the UPS to the load is important for several reasons. First, the greater the distance between the UPS and the load, the longer will be the interconnecting cables, the longer the cables, the larger the wire will need to be in order to minimize the voltage drop in the wires. This means greater expense. For example, a 20 kVA UPS with 120 VAC single phase output of 167 amps, if used with 2/0 gauge wire, has a voltage drop of 2.7 volts in 200 feet. With a 500MCM cable, the voltage drop is only 0.7 volts. However, 500MCM wire is almost four times the size of the 2/0 gauge and proportionally more expensive. Second, and most important, is the fact that these longer cables are more likely to pick up electrical noise from outside sources than are shorter cables, simply because they are more likely to pass near noise generating equipment or other noise carrying conductors. The elimination of electrical noise is one benefit of the UPS. It is important to keep these cable lengths as short as possible and removed from the proximity of other cables or noise generating equipment such as motors, switches, etc. If long cable runs are unavoidable, greater care should be exercised in cable routing and sizing.

#### B. Floor Space Requirements

##### The Inverter and Rectifier/Charger

It is important that adequate floor space be provided for the UPS electrical equipment. Check the dimensional information on the appropriate data sheets for the floor space requirements. The UPS equipment can be mounted with the back against a wall. Side access is not specifically required; however, if side and rear access can be maintained, it may be helpful should service become necessary. A clear area in front of the unit of at least five (5) feet should be maintained for service personnel.

C. Ventilation Clearance

In order to provide for adequate ventilation, the UPS should be installed in a room which has at least 12 inches of clearance over the unit. The area above the UPS should be clear of any obstruction which would impede air flow. Since cooling air enters through a grill at the bottom front of the equipment, this area must also be kept clear of any obstructions.

D. Floor Loading

The Inverter and Rectifier/Charger

Some of the larger UPS systems are relatively heavy. Care should be taken to assure that the floor loading requirements are not exceeded. Reference can be made to the appropriate literature for dimensions and weights. Floor loading can be expected to vary from 90 lbs. per square foot on smaller units to over 300 lbs. per square foot for our very large units. One should plan accordingly.

E. Equipment Mounting Requirements

The Inverter and Rectifier/Charger

This equipment is designed to set on any floor which is adequate to handle the loading. No bolting to the floor is required, although some units have provision for bolting should the customer wish to do so.

F. Inverter and Rectified/Charger Room Requirements

Room Temperature

All SCI Ferroresonant UPS systems are designed to operate at full load in an ambient temperature of 0-40°C (32-104°F); 0 - 95% relative humidity; to altitudes of 5,500 feet (over 5,500 feet consult the factory). All SCI Powerbase (PWM) UPS systems to altitudes of 4920 feet. However, as with all electronic equipment, operating over a prolonged period of time at elevated temperatures may be detrimental to the extended life of the equipment. In all probability we would expect the normal temperature range to be between 70-80°F.

Some installations may require that equipment be designed to operate at 50°C (122°F) for periods of time when normal cooling or ventilation has failed. SCI can design equipment to meet this parameter where it is determined to be necessary.

High temperatures do have a negative effect on virtually all electronic components. For maximum service life, plan the equipment room so that normal operating temperatures are between 65-90°F.

Appendex A shows actual worst case heat dissipation for our standard equipment which will aid you in determining ventilation and air conditioning needs.

Since products do change frequently, you may contact SCI to varify current heat dissipation data.

### Cleanliness

The equipment room should be relatively free of dust and dirt and other airborne contaminants as heavy layers of dust will reduce the cooling efficiency of the electronic components.

### Humidity and Condensation

It is important that the room low temperature control be adjusted to maintain the room temperature above the dew point in order to prevent condensation of moisture on the electrical equipment.

## G. Unloading and Route Inspection

### Unloading Facilities

Before the UPS equipment arrives at the installation site, a number of checks need to be made of the facility. Specific equipment size will determine the importance of each of the following items. First, check if the site has an adequate loading dock or an unloading area that is accessible to the trucker. If unloading facilities are not adequate, one might consider unloading at some other location which has proper facilities; perhaps a nearby business that is willing to cooperate, and using a smaller truck to deliver equipment to the site, or using the services of a professional moving company.

### Moving Equipment

At the unloading area, a forklift may be needed to remove the equipment from the truck. The forklift capacity should be checked to be sure it is adequate to handle the weight of the equipment. This information is available from the data sheets.

Note that the data sheets give total weight. If the outline drawing shows two equally sized cabinets, the weight should be divided with approximately 60% in one cabinet and 40% in the other. If the outline drawings show one larger and one smaller cabinet, the weight should be divided with approximately 75% in the larger and 25% in the single smaller cabinet.

### Route Inspection

Determine how the equipment will be moved from the unloading area to the installation room and examine the passageway through the building to determine if there is adequate clearance to move the largest and heaviest package. Remember, add to the height the lift truck, dolly, or other device that will be used to move the equipment. Especially check doorways or places where the equipment must go around a corner for proper clearance. If an elevator is going to be used, be sure the lift capacity and size is capable of handling the largest and heaviest package. If a lift truck, moving dollies, etc., are not available, these should be rented or otherwise secured and be available when the equipment arrives.



## H. Fire and Safety Precautions

In most cases, building fire and safety codes establish the degree of protection required for installation of electrical equipment and batteries. These should be followed for the installation of UPS systems.

Caution should be used to assure that the UPS is removed from areas in which flammable or explosive materials are kept or manufactured.

Personnel should be instructed in emergency shut down procedures.

Electrical equipment can pose certain hazards to equipment maintenance personnel.

ONLY QUALIFIED PERSONNEL SHOULD BE ALLOWED TO PERFORM MAINTENANCE ON THE EQUIPMENT.

## I. Security

Security of the UPS room or location is as important as security of your computer room or other limited access area. There is a potential for damage to the equipment as a result of ignorance, carelessness, or vandalism. In addition, an inexperienced operator could cause a loss of power to your critical load by improperly manipulating the various controls on the UPS. Consequently, one may wish to limit access to the UPS area and monitor entry through your comprehensive alarm system.

## J. Storage of Supplies

SCI recommends that the customer purchase and keep on hand replacement spare parts for the electrical equipment. See Section VI of this manual. These parts should be stored in a clean, dry location which is subject to the same temperature variations as allowed for the Inverter and Rectifier/Charger, i.e. 32° to 104°F.

## K. Vibration

Standard UPS equipment is built to withstand mild, intermittent building vibration. However, the equipment should not be considered to be seismic or earthquake proof.

It is impossible to predict a designed vibration tolerance for conditions that might be encountered in various installations. If this is a concern, it should be discussed with a SCI factory engineer. SCI has vast experience in designing and qualifying seismic equipment.

## L. Nuclear Class IE Qualified Equipment

SCI has a comprehensive program to provide Nuclear Class IE equipment. All such equipment is custom manufactured to the specific requirements of that particular location. For detailed information please contact SCI.

## SECTION III

### BATTERY SELECTION

All SCI UPS Systems are designed to operate from virtually any commercially available battery bank which exhibits the proper voltage range and current capacity to power that particular UPS.

Choosing the proper battery for the application then becomes one of examining these various parameters and choosing the one most suitable for the particular application. The following is an analysis of various battery types and methods for sizing these batteries utilizing the battery manufacturer's data.

These batteries fall into two general types, stationary and sealed.

Stationary batteries are those which require ventilation due to the fact that they are designed to release gases into the atmosphere including hydrogen when they are charging. Consequently these batteries also require routine maintenance such as periodic watering, specific gravity and voltage checks. In general these batteries are longer-lived than sealed batteries.

Sealed batteries are those which are essentially sealed and release only small amounts of gas under high internal pressure as a safety precaution. This would probably be a result of severe overcharging. Normally the hydrogen and oxygen gases generated as a result of battery charging, recombine within the battery as water. No watering is necessary or possible.

The following batteries are examples of types normally used for UPS back up.

1. Lead Calcium - Stationary Battery

This type offers the best cost versus service reliability for stationary batteries available for UPS installations. These batteries typically carry a 20-year warranty and have a 20-25 year life expectancy when used under float conditions. Hydrogen generation is low compared to lead antimony batteries and when maintained at a float voltage of 2.25 volts/cell, do not require routine equalization. Maintenance consists of watering, terminal cleaning and checking electrolyte specific gravity at six-month intervals. Equalization is necessary only upon initial energization.

2. Lead Antimony - Stationary Batteries

These batteries generally are equal in size and capacity to the lead calcium batteries. Usually they are warranted for 15-20 years, with a life expectancy of 15-22 years. These batteries are normally better suited for applications where they

are cycled rather than in full float application. Hydrogen generation is considerably greater than lead calcium batteries and maintenance is required more frequently, including periodic (monthly) equalization, and weekly watering checks with additions as necessary.

3. Nickel Cadmium - Stationary Batteries

NICAD batteries are the most expensive of the stationary types discussed, costing approximately two to three times calcium batteries. Although it requires 92 cells of nickel cadmium to equal 60 cells of lead calcium, they still have an advantage in being smaller in size and weight for a given capacity. They also have excellent low temperature and high temperature properties and have an exceptionally long service life even at high temperatures. Service life expectancy under normal conditions is approximately 25 years or more.

4. Sealed (Maintenance Free) Batteries

As previously discussed, sealed batteries are those which, due to special construction do not normally vent gas into the atmosphere and because they are sealed require no routine water additions. Because they do not gas, they are well suited for installation into an office area or computer room environment where special ventilation would be difficult or impractical to provide. These two advantages present cost savings which should be considered when evaluating your battery requirements. Sealed batteries lend themselves well to cabinet mountings and as a result can be attractively packaged for installation in an office or computer room along with the UPS system. One can also recognize sealed batteries by the use of names such as Gell Cell, Absorbed Electrolyte, Starved Electrolyte or Suspended Electrolyte.

A word of caution. Sealed batteries are maintenance free only in the sense they require no electrolyte checks or water addition. It is important that the battery terminal connections be inspected and re-torqued periodically to maintain a sound connection.

Life expectancy and manufacturer's warranties vary from 1 year to 20 years with a corresponding variation in price. As an average a 10-year sealed battery on an open rack will be priced approximately equal to the lead calcium 20 year wet battery.

## SECTION IV

### BATTERY ROOM PHYSICAL AND ENVIRONMENTAL CONSIDERATION

#### A. Battery Room Temperature

Since battery operation results from a chemical reaction, temperature plays a significant role in performance and life. A standard temperature of 77° (25°C.) is used to rate the batteries. It is recommended that the battery room temperature be maintained as close as possible to this temperature (72 - 80° F. would be acceptable).

Care should be taken not to locate batteries where they will be in direct sunlight or near a register which might subject one or more cells to high or low temperatures. The temperature differential between all cells in a battery bank should be not more than 5° F. Although battery capacity improves considerably at higher discharge rates as the temperature increases, there is also a significant decrease in battery life. An increase in periodic maintenance, especially watering, can also be expected with stationary types.

Sealed batteries are less tolerant of high temperatures than are wet batteries. If average daily temperatures in the battery room exceed 92 degrees F, you would be advised to consider using only wet stationary battery type.

When batteries are operated at temperatures below the standard of 77° F., the available capacity and consequently, the back-up time is reduced. It is significant to note that the percentage decrease in operating time will be greater than the percent loss of capacity and varies with the rate of discharge. The effect is greater at high discharge rates, such as fifteen minutes, than at lower discharge rates, such as eight hours. Also, since the charging voltage was based on 77° F., reduced temperatures will result in increased recharge time, a likelihood of cell imbalance and, consequently, a need for equalization.

#### B. Physical Considerations

##### 1. Floor Space Required

Various styles and sizes of battery racks are available. The selection of racks will probably be based on available floor space. The two-tier and two-step racks will provide for easier servicing of the battery; however, the three-tier and three-step racks will save floor space. For sealed batteries, cabinets offer the most efficient use of floor space.

Battery banks are heavy and, consequently, floor loading may be a critical consideration. Be sure the floor will be adequate. Floor loading over 600 pounds/square foot can be expected with some battery bank and rack combinations. Obtain floor loading requirements for the proposed location. Floor loading requirements may also help determine the type of racks which can be used in a particular location.

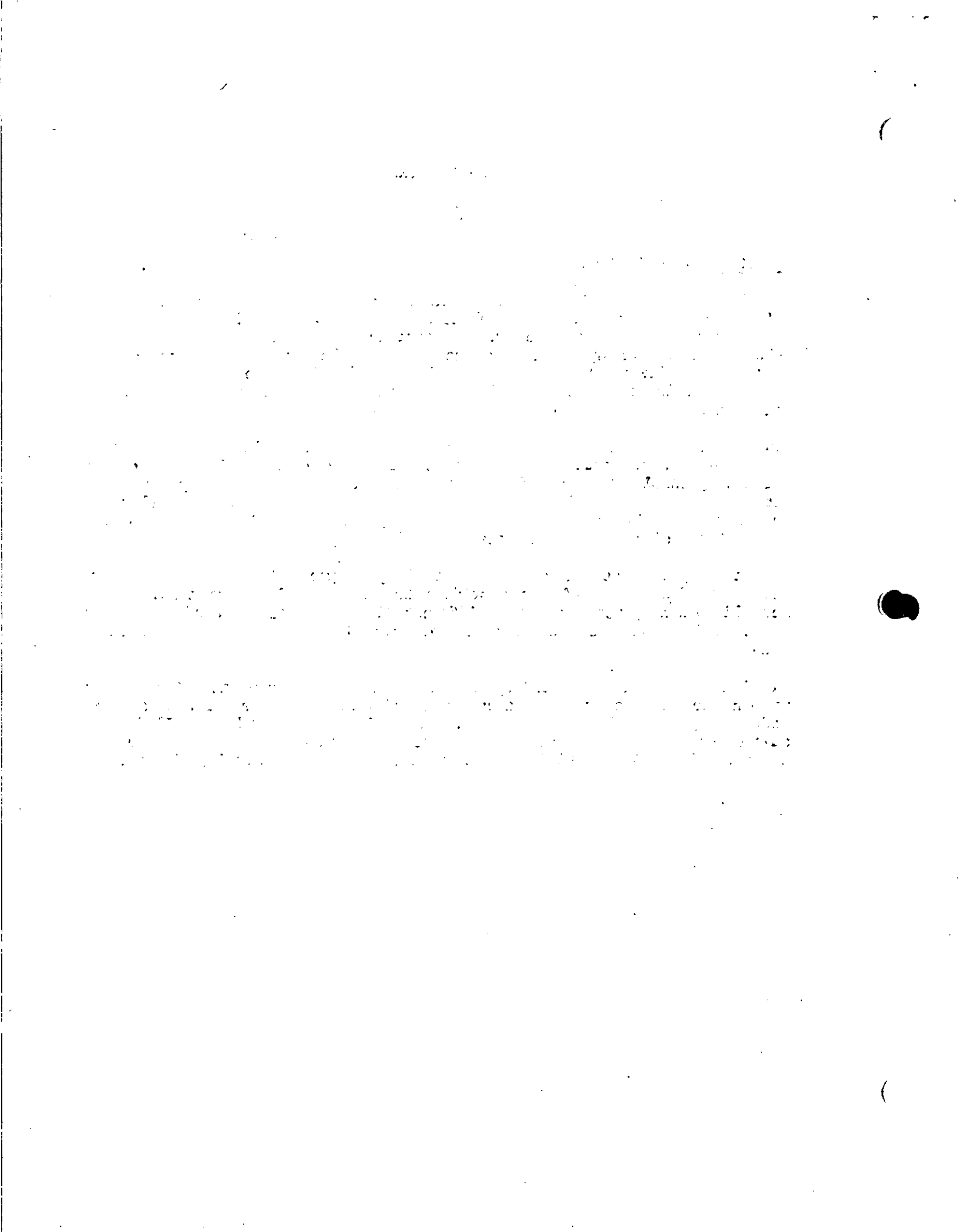
Standard two-tier racks are the most economical and most commonly used models in commercial and industrial applications. They do not include any side or end rails to restrain the battery cells. Your building code may require shock-protecting racks for Zone 1 area applications, or seismic racks for Zones 2, 3, or 4 applications. If these racks are required, SCI can quote prices and supply dimensions. These racks are generally not available in space-saving three-tier or three-step designs. Most sealed batteries in cabinets are suited for UBC Zone 4 applications. Since stationary batteries do require some routine maintenance, adequate space must be allowed around the battery bank to accommodate safe and efficient maintenance. The cells need to be visible in order to check electrolyte levels and be accessible when specific gravity and cell voltage checks are required.

#### 2. Ventilation

All stationary batteries produce hydrogen gas while they are being charged. Gassing does not become a problem until approximately 70% of the charge has been returned to the cells. The battery room must have adequate ventilation, preferably to the outside, to prevent the build-up of hydrogen gas in the room.

The size of the room and the size of the battery bank will determine the amount of ventilation required. As a general rule ventilation should be adequate to provide from one to four air exchanges per hour.

Batteries do not gas when they are being discharged, only when they are being charged. Consequently, loss of ventilation during a power outage is not a problem, unless a critical operating temperature is reached in the room as a result.





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

**CURSOS ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES**

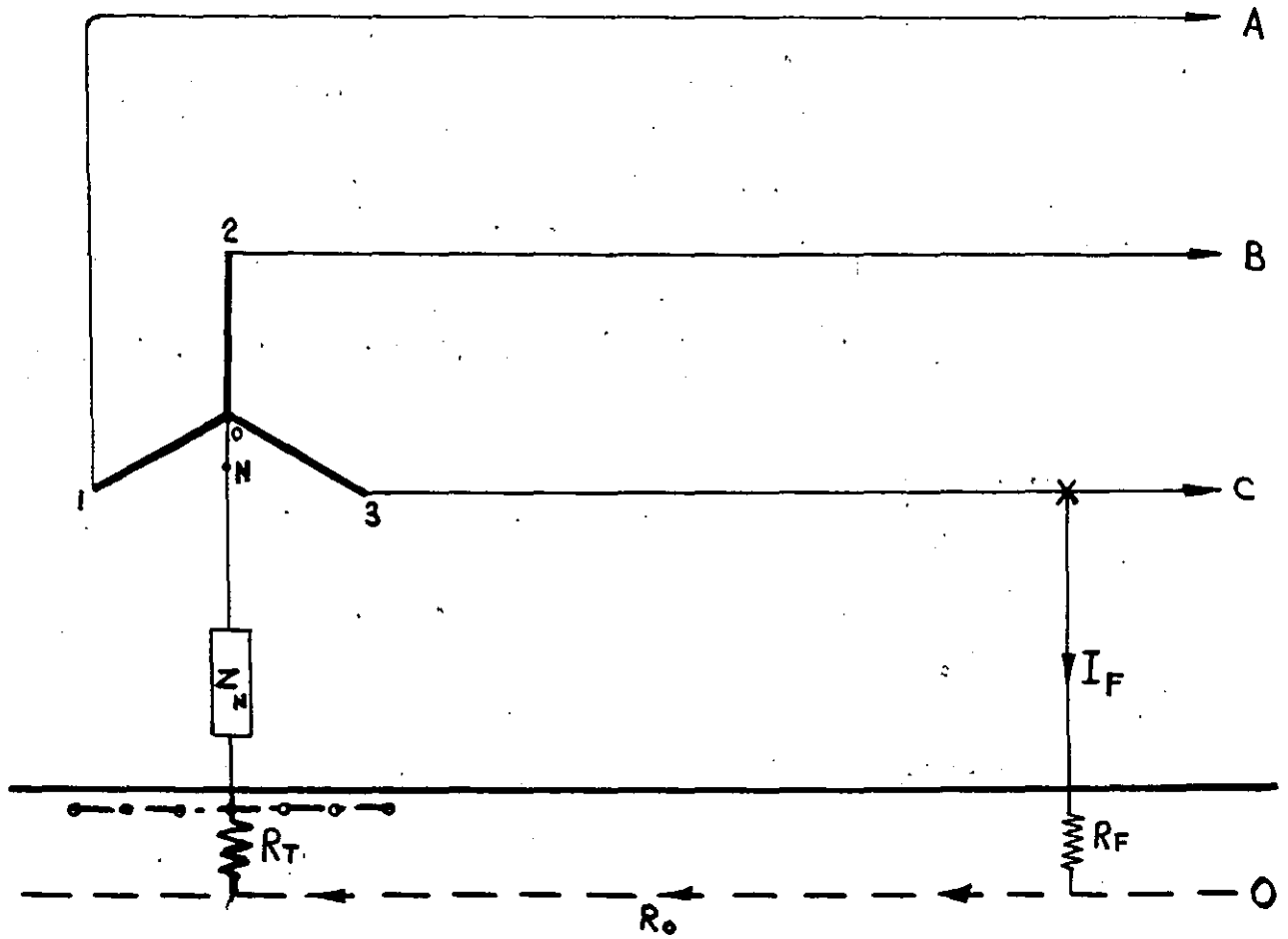
Del 17 al 29 de agosto de 1992

**SISTEMAS DE TIERRAS**

**ING. D.ENRIQUE OROZCO.**

**AGOSTO - 1992**

# SISTEMA ACTIVO



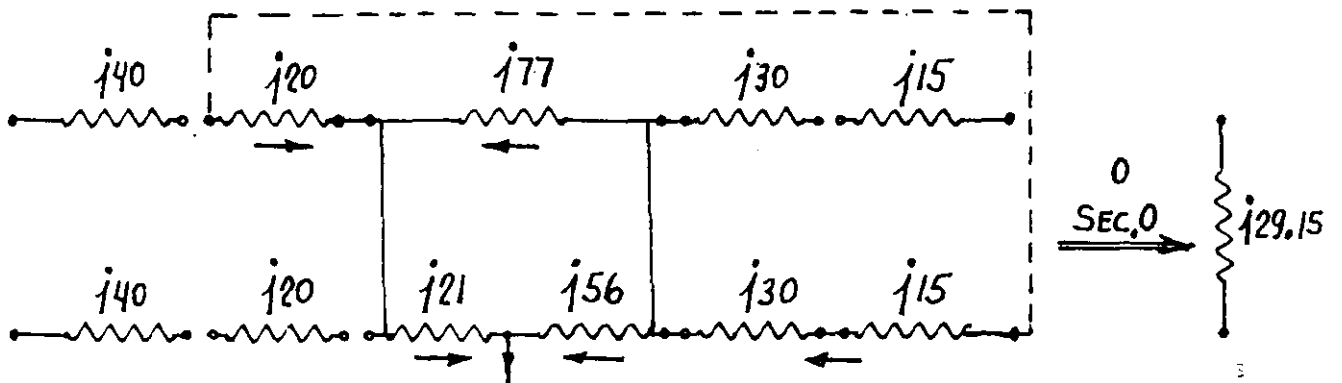
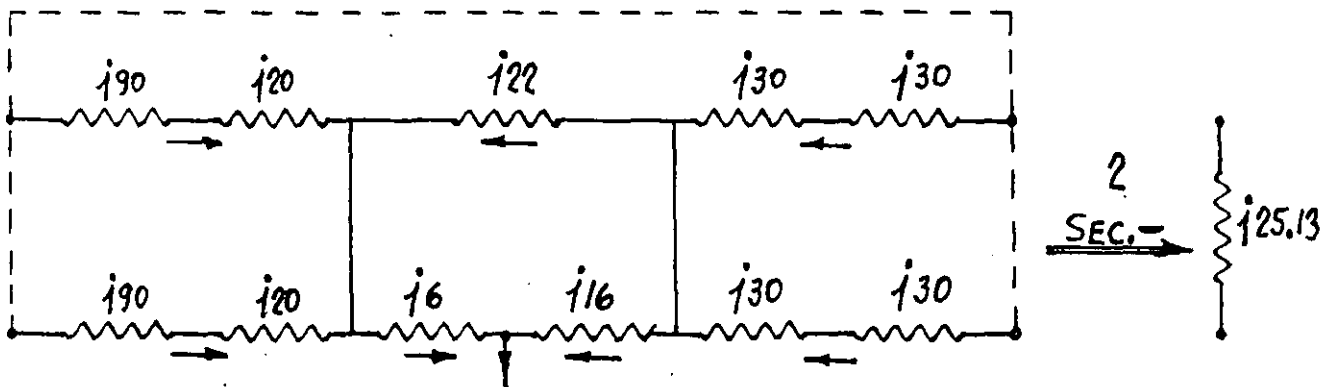
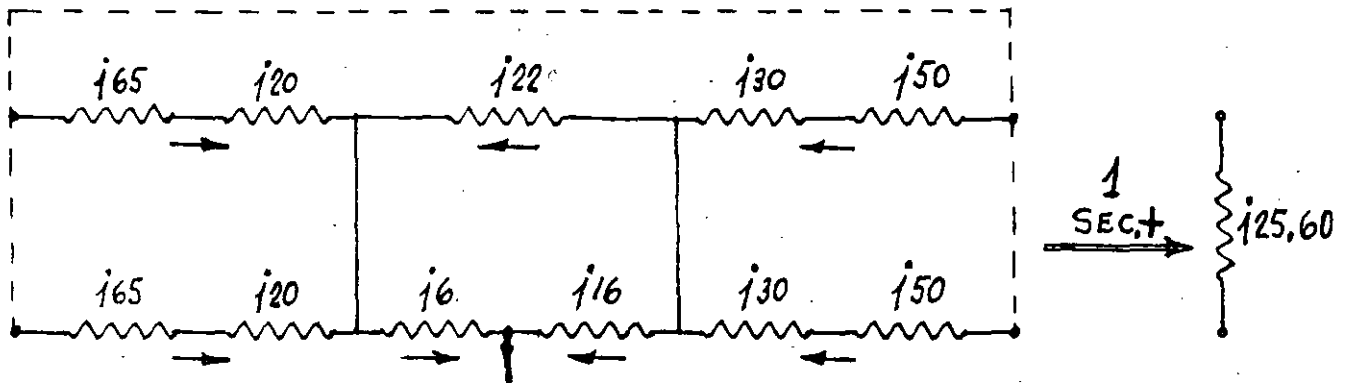
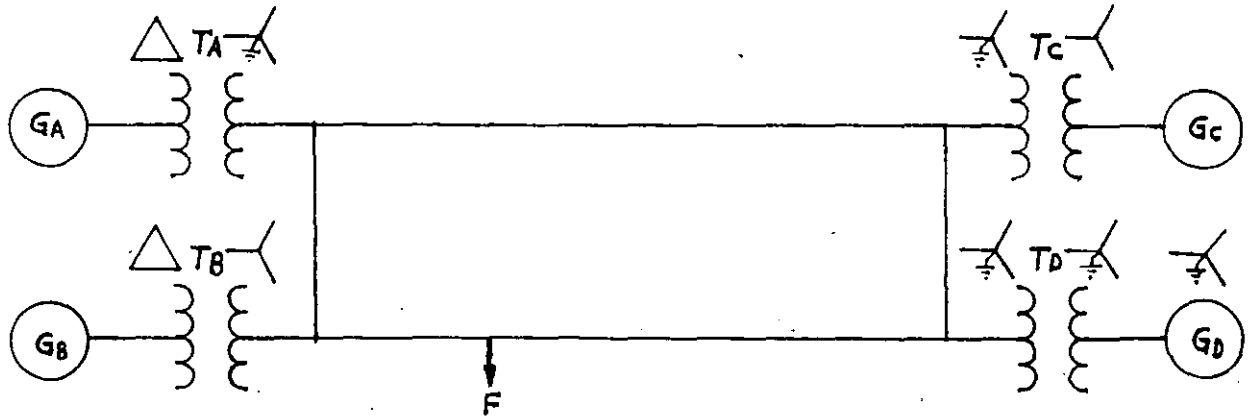
SISTEMA  
DE  
TIERRAS



## ¿PORQUE SE DEBE ATERRIZAR UN SISTEMA ?

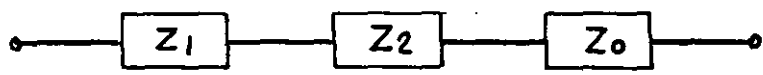
- 1\_ TENER BAJO CONTROL LAS SOBRETENSIONES RESULTANTES A LA FRECUENCIA DEL SISTEMA.
- 2\_ PERMITIR QUE LAS CORRIENTES DE FALLA TENGAN UN CAMINO CONTROLADO DE RETORNO.
- 3\_ LIMITAR LAS TENSIONES DE TIERRA A VALORES SEGUROS PARA EL PERSONAL.
- 4\_ CANALIZAR A TIERRA LAS CORRIENTES ORIGINADAS POR LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS.

# ILUSTRACION DE LA DETERMINACION DE LOS DIAGRAMAS DE SECUENCIA

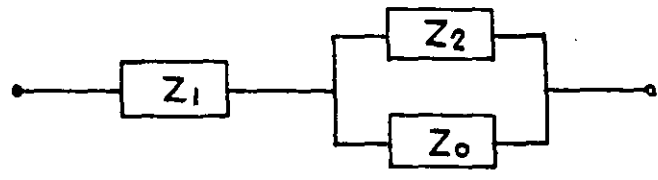


# SOLUCIONES A FALLAS TÍPICAS

1. FALLA DE LINEA A TIERRA.



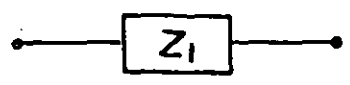
2. FALLA DE DOS LINEAS A TIERRA.



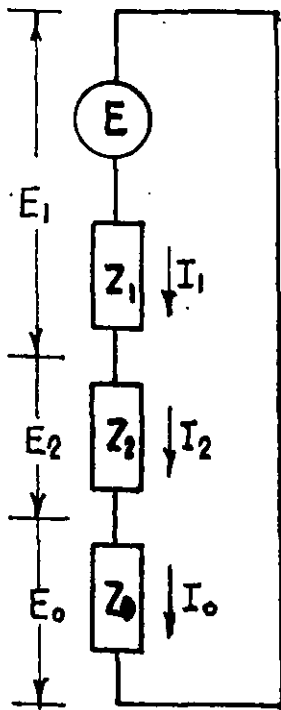
3. FALLA DE LINEA A LINEA.



4. FALLA DE TRES LINEAS.



# SOLUCION A LA FALLA DE LINEA A TIERRA



$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$E_1 = E - I_1 Z_1 = E \left( 1 - \frac{Z_1}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \right)$$

$$E_2 = -I_2 Z_2 = -E \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$E_0 = -I_0 Z_0 = -E \frac{Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

EN UN CIRCUITO COMPLEJO DE POTENCIA  $Z_1 \approx Z_2$

$$V_a = E_0 + E_1 + E_2 = 0 \quad \text{FALLA FASE } \overline{a} \downarrow$$

$$V_b = E_0 + a^2 E_1 + a E_2 = E \left( a^2 - \frac{a^2 Z_1 + a Z_1 + Z_0}{Z_0 + 2Z_1} \right)$$

$$V_c = E_0 + a E_1 + a^2 E_2 = E \left( a - \frac{a Z_1 + a^2 Z_1 + Z_0}{Z_0 + 2Z_1} \right)$$

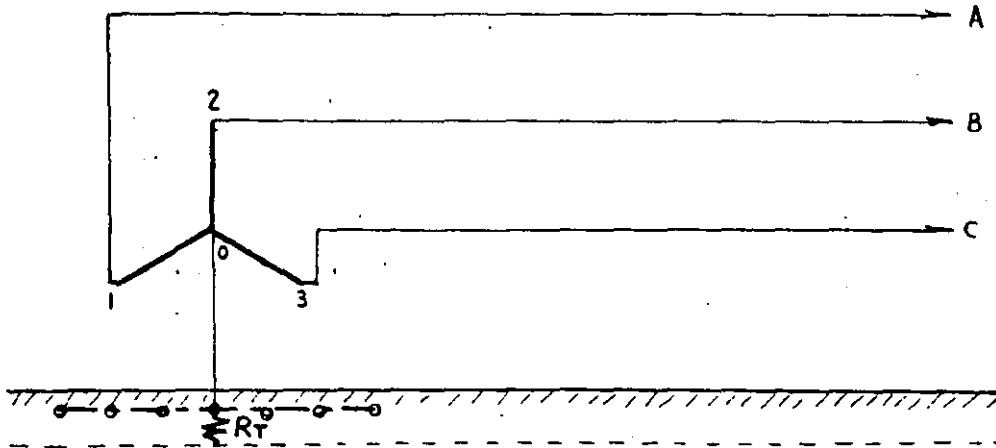
$$a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$Z_1 = R_1 + jX_1 \approx jX_1$$

$$Z_0 = R_0 + jX_0 \approx jX_0$$

# SISTEMA EFECTIVAMENTE ATERRIZADO



$$0 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3$$

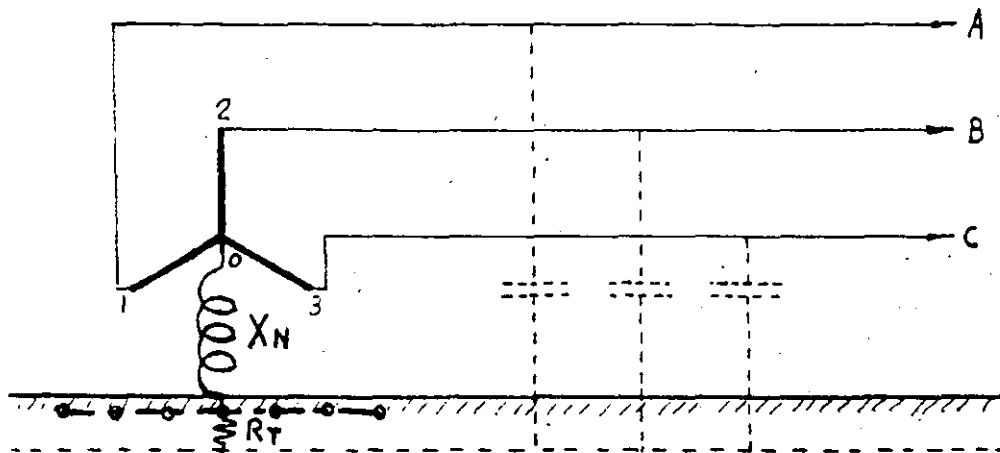
$$0 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

SOBRETENSION MAXIMA A 60 Hz      1.4 P.U

FACTOR DE ATERRIZAMIENTO      0.8

- TODOS LOS SISTEMAS DEL SECTOR ELECTRICO TIENEN ESTAS CONDICIONES DE ATERRIZAMIENTO.
- LA MAYORIA DE LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES SON DE ESTA CATEGORIA DE ATERRIZAMIENTO.

# SISTEMA ATERRIZADO POR REACTANCIA



$$3 < \frac{X_0}{X_1} < 10 \quad 0 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

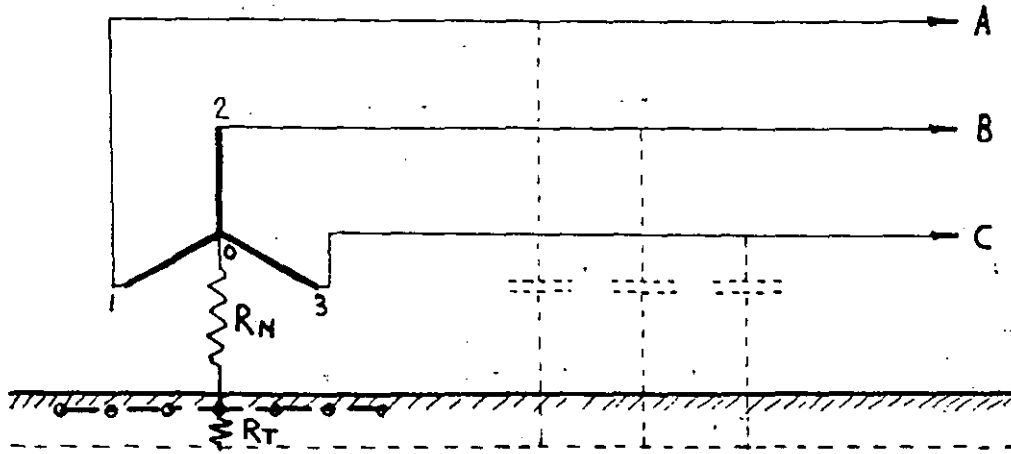
SOBRETENSION MAXIMA A 60 Hz      1.67 p.u.

FACTOR DE ATERRIZAMIENTO      0.95

- SE UTILIZA PARA LIMITAR LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DE FASE A TIERRA A NIVEL DE BANCO O SUBESTACION.

NOTA: LAS OSCILACIONES DE LAS SOBRETENSIONES TRANSITORIAS PUEDEN SER PELIGROSAS 2.7 P.U.

# SISTEMA ATERRIZADO POR RESISTENCIA



$$0 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3$$

$$1 < \frac{R_0}{X_1} < \frac{0.3}{\omega C_0} X_1 \text{ A } 2X_1$$

SIEMPRE DEBE SER  $\rightarrow Z_N = \frac{R(-j\frac{1}{\omega C_0})}{R - j\frac{1}{\omega C_0}}$

$$R = R_N + R_T$$

$C_0 = \text{CAPACITANCIA EN SECUENCIA CERO}$

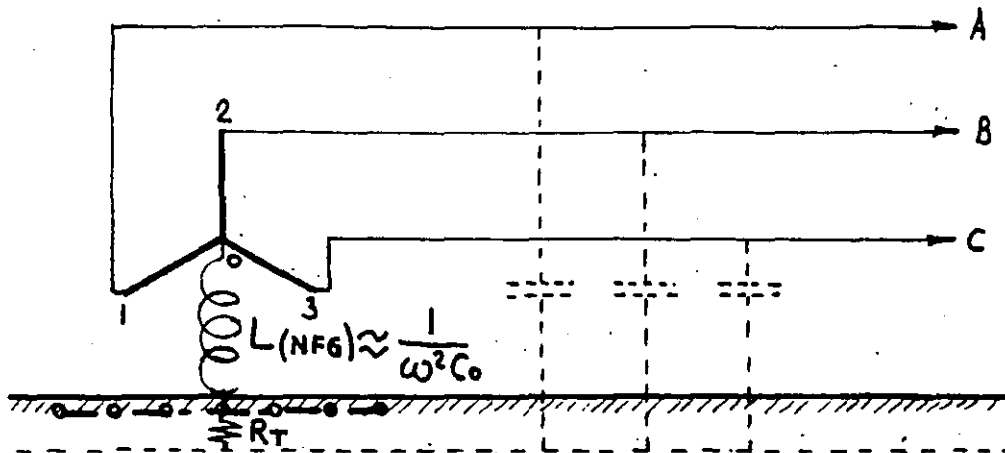
SOBRETENSION MAXIMA A 60 Hz  $< 1.73$

FACTOR DE ATERRIZAMIENTO  $< 1$

SE UTILIZA PARA LIMITAR LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DE FASE A TIERRA A NIVEL BANCO.

NOTA: LA RESISTENCIA ATENUA LAS SOBRETENSIONES TRANSITORIAS.

# SISTEMA ATERRIZADO POR BOBINA DE PETERSEN



$$X_{(NFG)} = \frac{j\omega L \left(-\frac{1}{\omega C_0}\right)}{j\omega L - \frac{1}{\omega C_0}} \approx \infty$$

$C_0$  = CAPACITANCIA EQUIVALENTE EN SECUENCIA CERO

SOBRETENSION MAXIMA A 60 Hz 1.73 P.U.

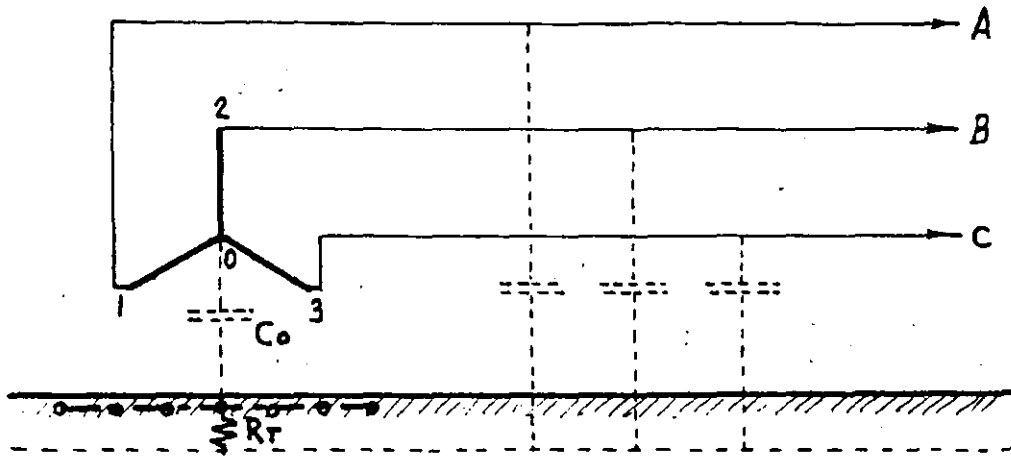
FACTOR DE ATERRIZAMIENTO 1

- SOLAMENTE SE USA EN INSTALACIONES INDUSTRIALES QUE REQUIERAN PROCESOS CONTINUOS. PREVIA JUSTIFICACION ECONOMICA.

$$I_{CC} \text{ FASE A TIERRA} = 0$$



# SISTEMA CON NEUTRO FLOTANTE



EL NEUTRO QUEDA ACOPLADO AL SISTEMA DE TIERRAS CON LA CAPACITANCIA EQUIVALENTE NATURAL EN SECUENCIA CERO DEL SISTEMA.

$$\frac{X_0}{X_1} \leq -10 \quad X_0 \text{ ES NEGATIVO.}$$

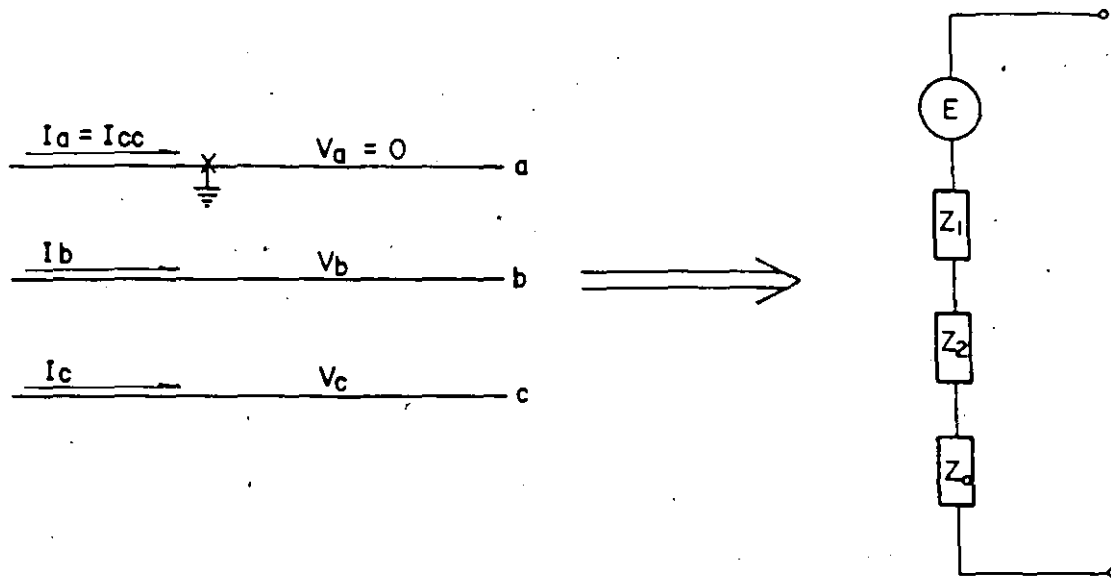
SOBRETENSION A 60 Hz      2 P.U.

FACTOR DE ATERRIZAMIENTO      1.1

- SOLAMENTE SE USA EN INSTALACIONES INDUSTRIALES QUE REQUIERAN PROCESOS CONTINUOS. PREVIA JUSTIFICACION ECONOMICA.

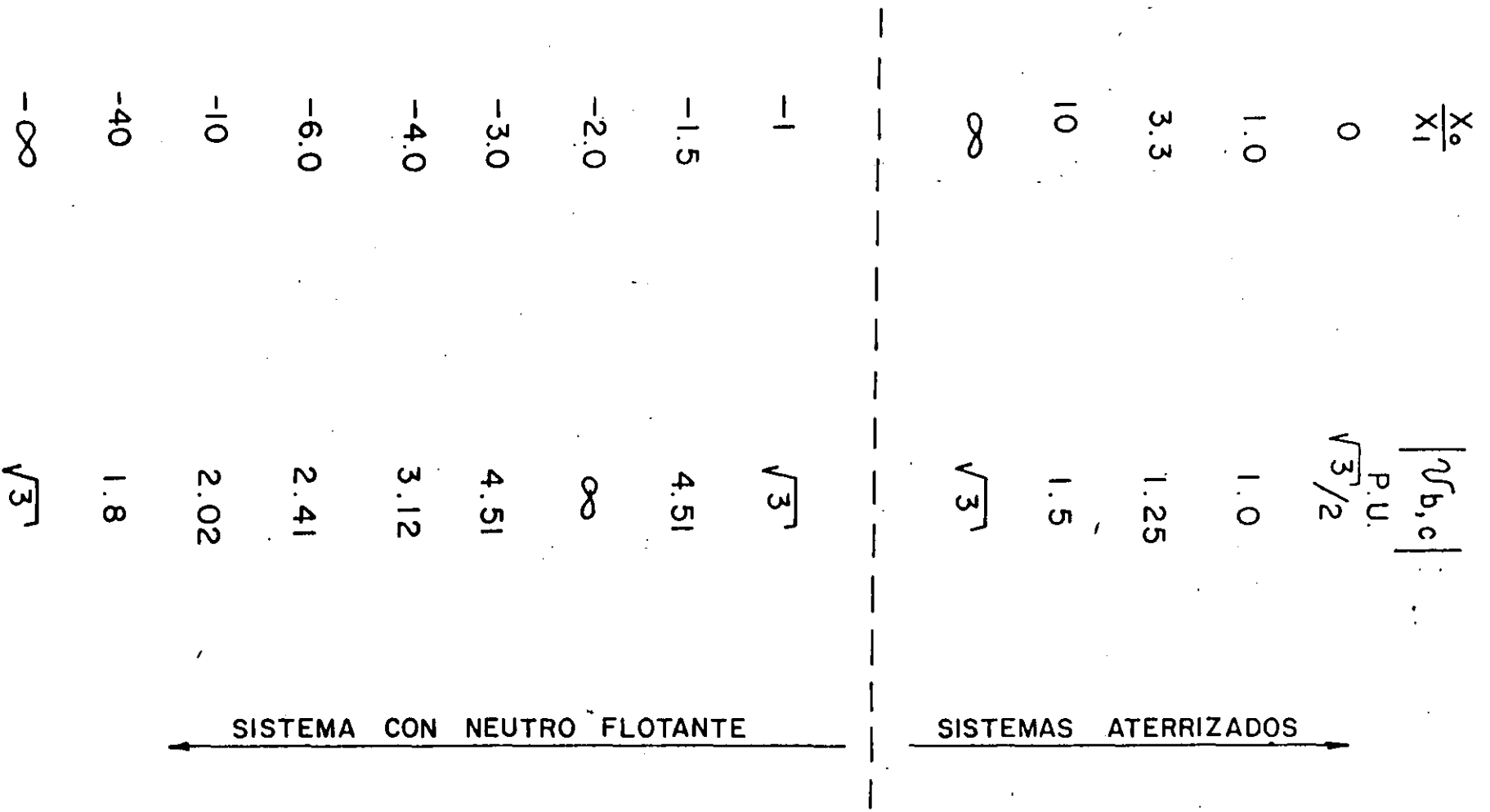
$$I_{CC} \text{ FASE A TIERRA} = 0$$

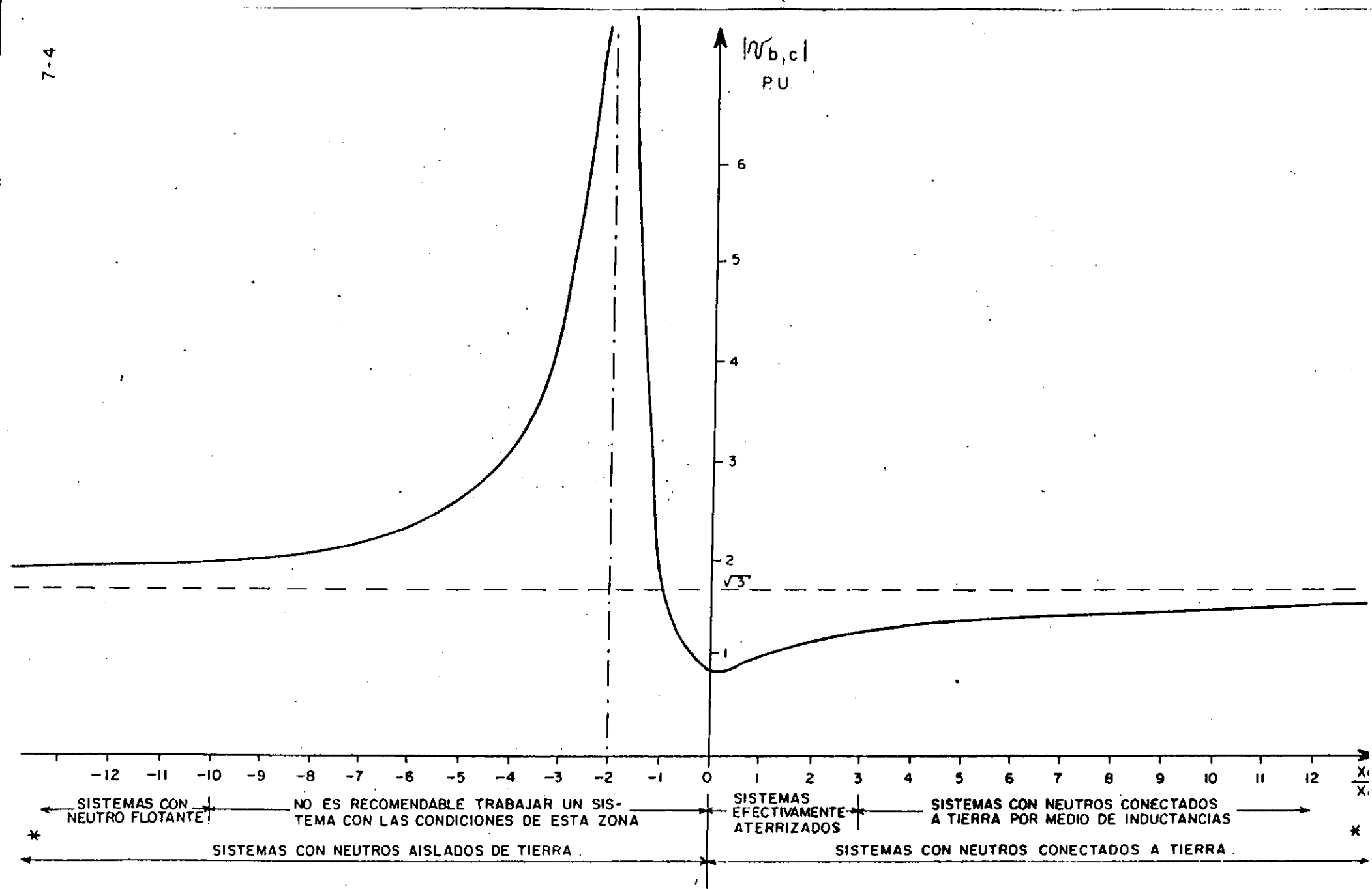
## FALLA DE LINEA A TIERRA



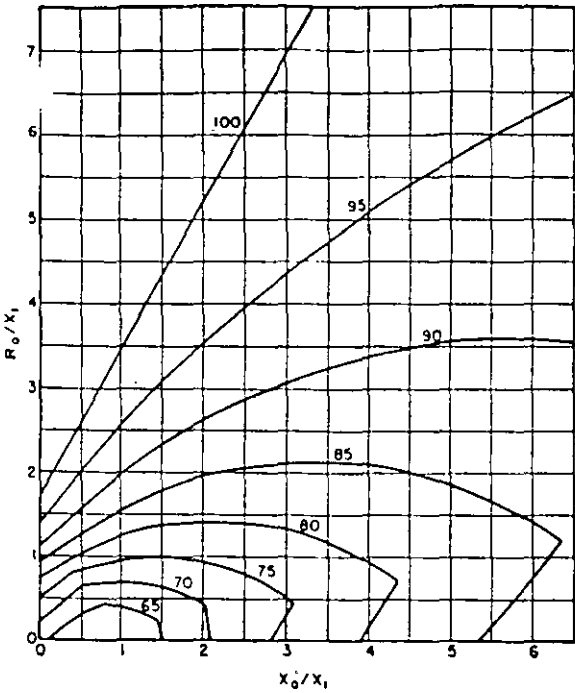
RESOLVIENDO EN FUNCION DE LAS TENSIONES QUE APARECEN EN LAS FASES NO FALLADAS.

$$V_{b,c} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{X_0}{X_1} - 1}{\frac{X_0}{X_2} + 2}$$

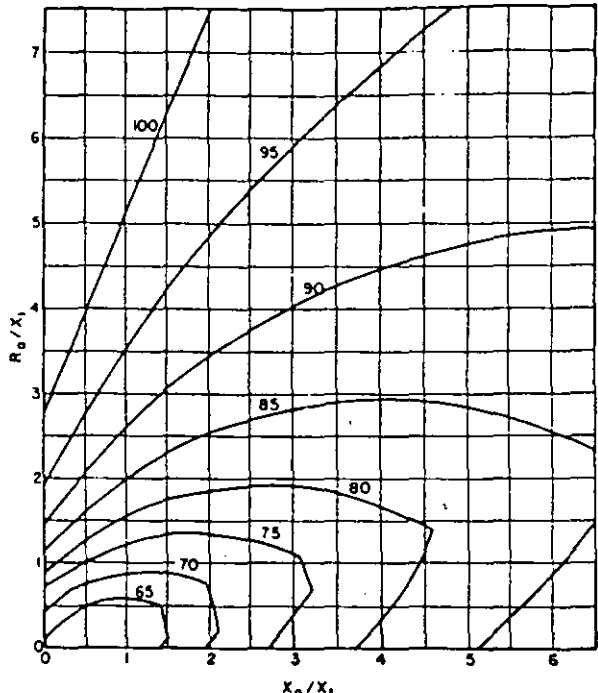




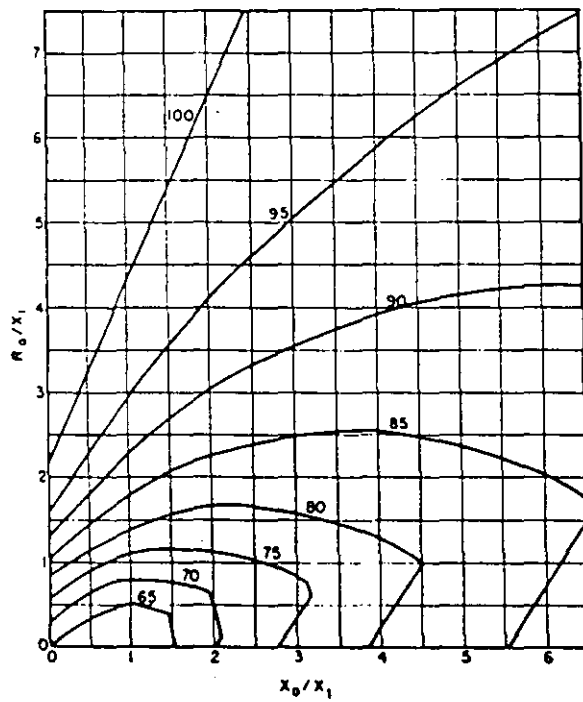
\* LOS PUNTOS EN DONDE  $\frac{X_0}{X_1} \approx \pm \infty$  CORRESPONDEN A SISTEMAS CON EL NEUTRO CONECTADO A TIERRA POR MEDIO DE UNA BOBINA DE PETERSEN



(a) Voltage conditions neglecting positive- and negative-sequence resistance— $R_1 = R_2 = 0$ .



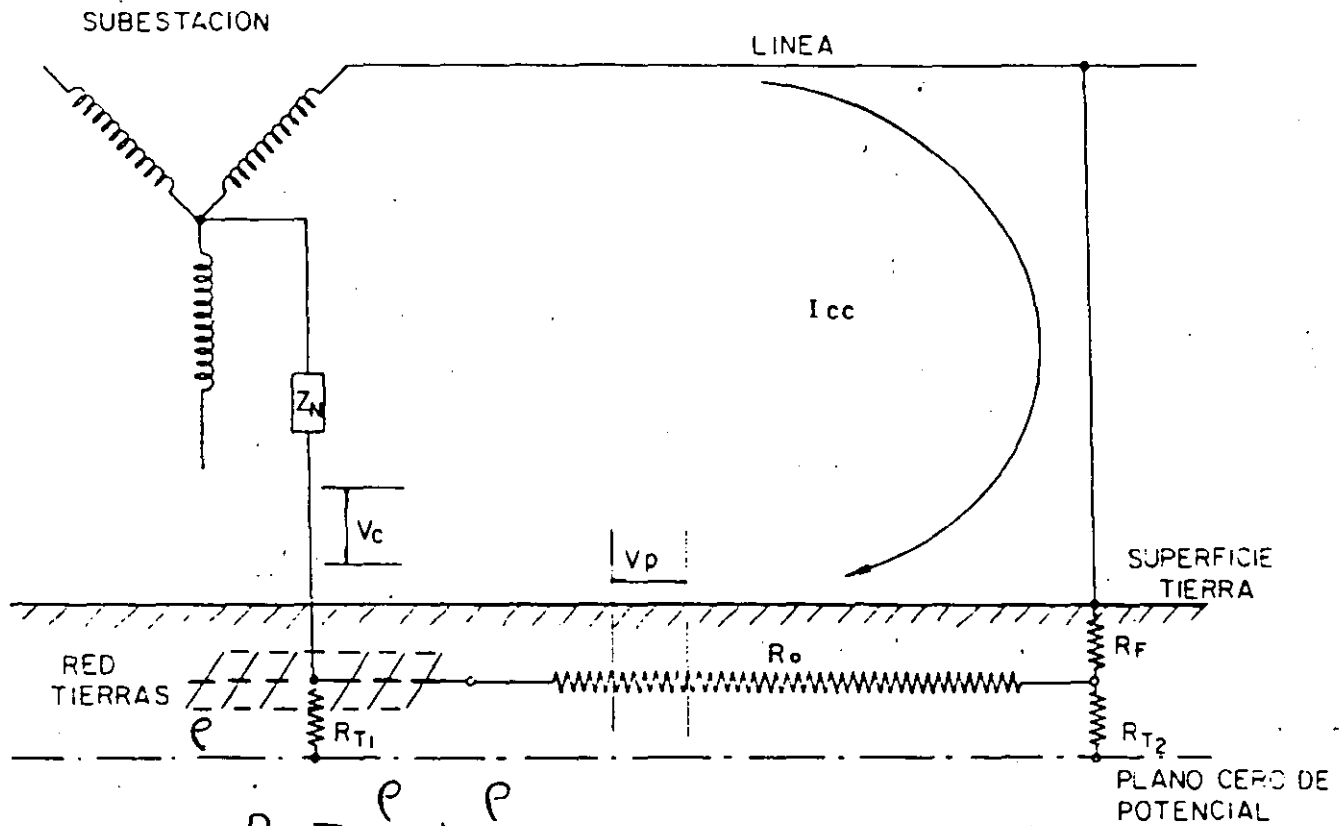
(c) Voltage conditions for  $R_1 = R_2 = 0.2 X_1$ .



(b) Voltage conditions for  $R_1 = R_2 = 0.1 X_1$ .

Figure 5-3  
Maximum Line-to-ground Voltage at Fault Location for Grounded Neutral System Under Fault Condition.

# CAIDA DE TENSION EN LA TIERRA



$$R_{T1} = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

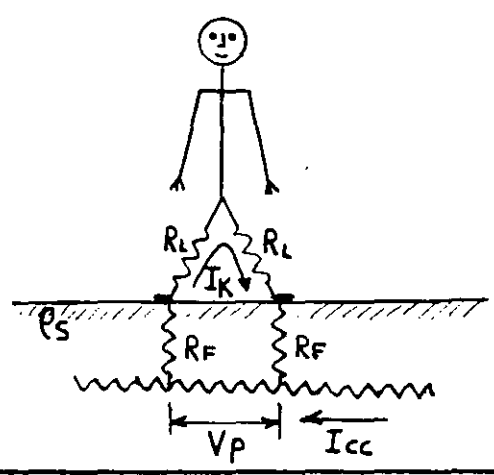
## EFECTO DE LA CORRIENTE EN EL SER HUMANO

<u>m A</u>	<u>EFECTO</u>
1	UMBRAL DE PERCEPCION
9 - 25	DOLOR Y CONTRACCION MUSCULAR
25 - 50	SEVERA CONTRACCION MUSCULAR
50 - 100	FIBRILACION VENTRICULAR

## RELACION DE CHARLES DALZIEL.

$$I_k = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

## TENSION DE PASO



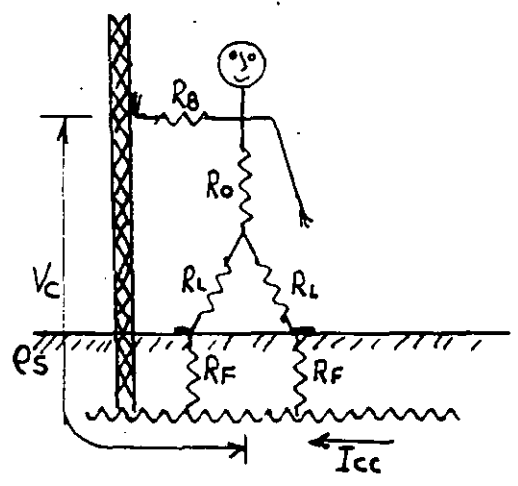
$$V_P = (2R_L + 2R_F) \times I_K$$

$$I_K = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$2R_L \approx R_K = 1000 \Omega$$

$$2R_F = 6 P_s$$

## TENSION DE CONTACTO



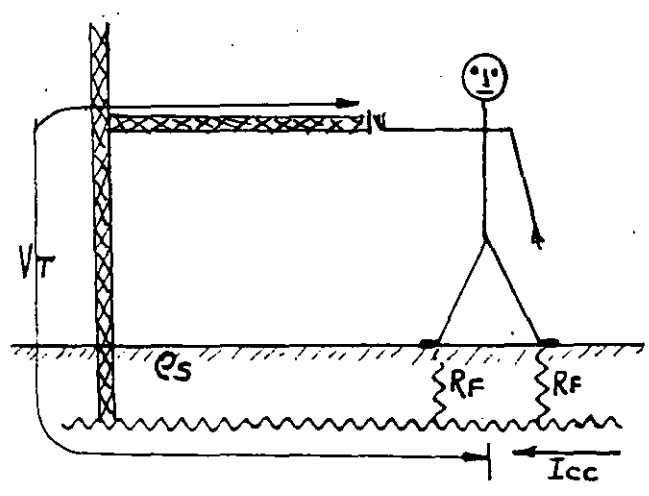
$$V_C = (R_B + R_O + \frac{1}{2} R_L + \frac{1}{2} R_F) I_K$$

$$I_K = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$(R_B + R_O + \frac{1}{2} R_L) \approx R_K = 1000 \Omega$$

$$\frac{1}{2} R_F = 1.5 P_s$$

## TENSION DE TRANSFERENCIA

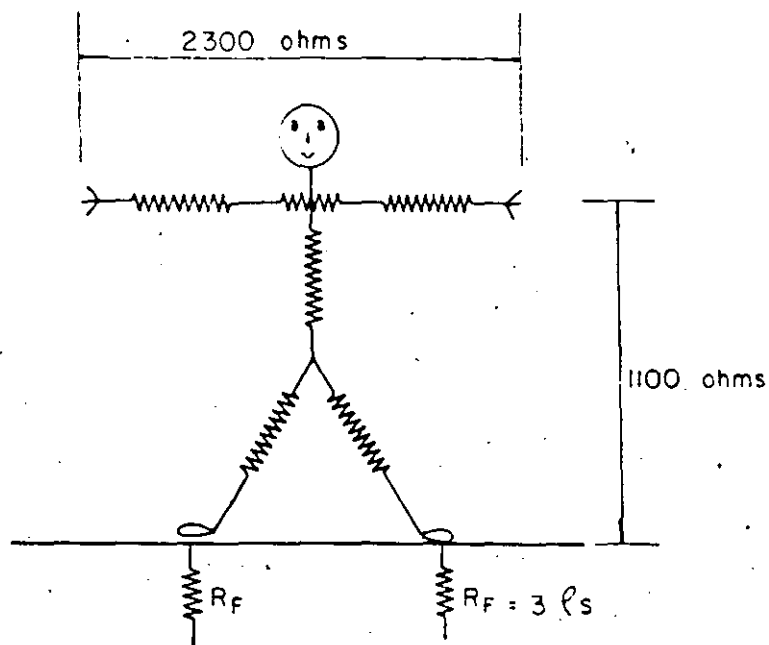


• SE DEBEN EVITAR ESTAS CONDICIONES

• TRATAMIENTO ESPECIAL

- AISLAR PARTES PELIGROSAS
- NORMAS DE SEGURIDAD
- INDICACIONES.

## RESISTENCIA DEL CUERPO HUMANO



$R_K = 1000 \text{ ohms}$
$R_{\text{UN PASO}} = 6 \ell s$
$R_{\text{PARADO}} = 1.5 \ell s$

$$V_P = \frac{116 + 0.7 \ell s}{\sqrt{t}} ; \quad V_C = \frac{116 + 0.17 \ell s}{\sqrt{t}}$$



# ELEMENTOS DE LA MALLA DE TIERRA

## CONDUCTORES

- SE UTILIZA EL CU POR SU BUENA CONDUCTIVIDAD Y RESISTENCIA A LA CORROSION.
- POR RAZONES MECANICAS EL CALIBRE MINIMO EMPLEADO ES DE 4/0.
- ES RECOMENDABLE SOLDAR TODOS LOS NODOS CON EL SISTEMA "CADWELD".

## ELECTRODOS

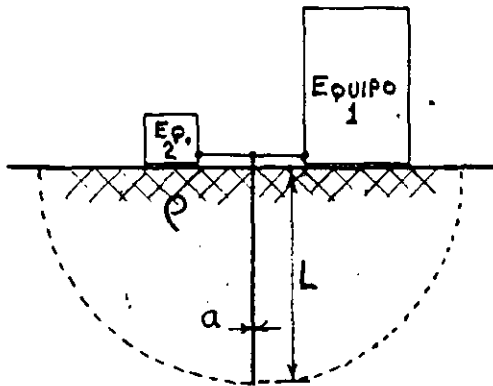
- EN TERRENOS CON BAJA ACTIVIDAD QUIMICA SE PUEDEN USAR TRAMOS DE 3 M DE TUBO GALVANIZADO DE  $\frac{1}{2}$ " ó  $\frac{3}{4}$ " DE DIAMETRO.
- EN TERRENOS CORROSIVOS SE DEBEN USAR VARILLAS DE "COPPERWELD".

## CONECTORES Y ACCESORIOS.

- ATORNILLADOS
- PRENSADOS
- SOLDADOS

# DISPOSICIONES BASICAS DE LAS REDES DE TIERRAS

## I. RADIAL



- ECONOMICO
- GRADIENTES DE POTENCIAL ELEVADOS
- APLICABLE SOLAMENTE PARA BAJAS CORRIENTES DE TIERRA.

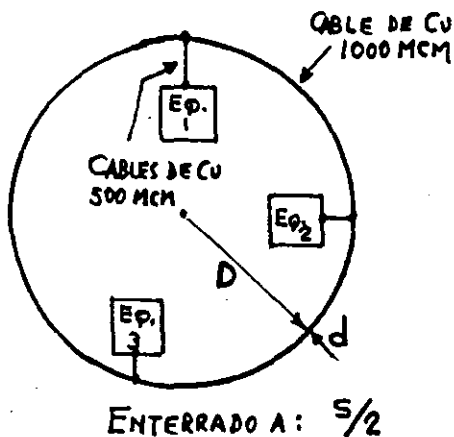
$$R_T = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$$

DOS ELECTRODOS

$$\left. \begin{array}{l} S > L \\ S < L \end{array} \right\} R_T = \frac{\rho}{4\pi L} \left( \ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi S} \left( 1 - \frac{L^2}{3S^2} + \frac{2L^4}{5S^4} + \dots \right)$$

$$R_T = \frac{\rho}{4\pi L} \left( \ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{S} - 2 + \frac{S}{2L} + \frac{S^2}{16L^2} + \frac{S^4}{512L^4} + \dots \right)$$

## II. ANILLO








- ECONOMICO
- GRADIENTES DE POTENCIAL MODERADOS
- APLICABLE PARA CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO BAJAS.

$$R_T = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left( \ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{4D}{S} \right)$$

## III. MALLA

- RECOMENDADO PARA TODOS LOS CASOS.

Table 10  
Formulas for Calculation of Resistances to Ground\*†

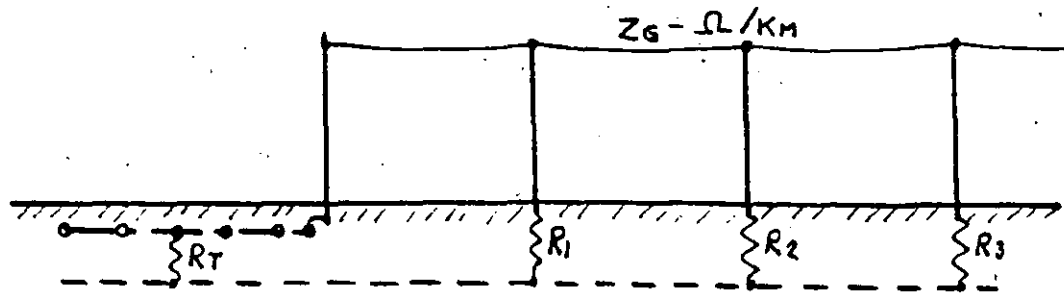
	Hemisphere radius $a$	$R = \frac{\rho}{2\pi a}$
•	One ground rod length $L$ , radius $a$	$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$
• •	Two ground rods $s > L$ ; spacing $s$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left( \ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi s} \left( 1 - \frac{L^2}{3s^3} + \frac{2L^4}{5s^4} \dots \right)$
• •	Two ground rods $s < L$ ; spacing $s$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left( \ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
—	Buried horizontal wire length $2L$ , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left( \ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
L	Right-angle turn of wire length of arm $L$ , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left( \ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} - 0.2373 + 0.2146 \frac{s}{L} + 0.1035 \frac{s^2}{L^2} - 0.0424 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Three-point star length of arm $L$ , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{6\pi L} \left( \ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 1.071 - 0.209 \frac{s}{L} + 0.238 \frac{s^2}{L^2} - 0.054 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
+	Four-point star length of arm $L$ , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8\pi L} \left( \ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 2.912 - 1.071 \frac{s}{L} + 0.645 \frac{s^2}{L^2} - 0.145 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Six-point star length of arm $L$ , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{12\pi L} \left( \ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 6.851 - 3.128 \frac{s}{L} + 1.758 \frac{s^2}{L^2} - 0.490 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Eight-point star length of arm $L$ , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{16\pi L} \left( \ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 10.98 - 5.51 \frac{s}{L} + 3.26 \frac{s^2}{L^2} - 1.17 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
○	Ring of wire diameter of ring $D$ , diameter of wire $d$ , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left( \ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{4D}{s} \right)$
—	Buried horizontal strip length $2L$ , section $a$ by $b$ , depth $s/2$ , $b < a/8$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left( \ln \frac{4L}{a} + \frac{a^2 - \pi ab}{2(a+b)^2} + \ln \frac{4L}{s} - 1 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
	Buried horizontal round plate radius $a$ , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8a} + \frac{\rho}{4\pi s} \left( 1 - \frac{7}{12} \frac{a^2}{s^2} + \frac{33}{40} \frac{a^4}{s^4} \dots \right)$
	Buried vertical round plate radius $a$ , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8a} + \frac{\rho}{4\pi s} \left( 1 + \frac{7}{24} \frac{a^2}{s^2} + \frac{99}{320} \frac{a^4}{s^4} \dots \right)$

\*See Ref 1.

†Approximate formulas including effects of images. Dimensions must be in centimeters to give resistance in ohms.  
 $\rho$  = resistivity of earth in ohms per  $\text{cm}^3$  ( $\text{M}\Omega/\text{m}^3$ ).

# FACTORES A CONSIDERAR EN EL DISEÑO

## I. EFECTO DEL HILO DE GUARDA.



$$R_T = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

$$Z_S = \sqrt{Z_G \cdot R_G}$$

$$R_T' = \frac{R_T Z_S^2}{R_T + Z_S}$$

$$\frac{1}{R_G} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i}$$

$n = \text{TORRES/Km.}$

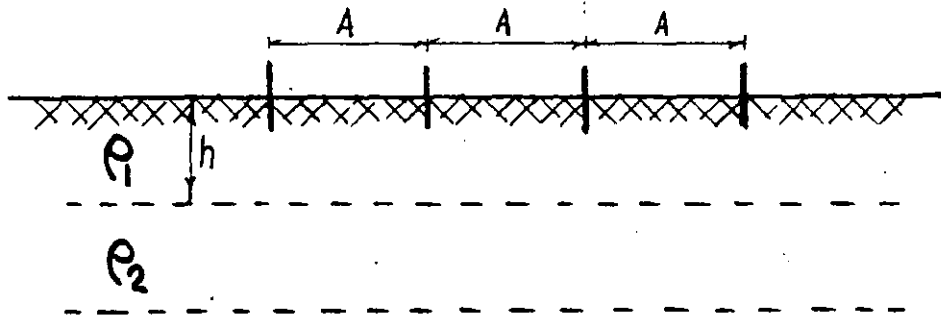
## II. CARACTERISTICAS DEL TERRENO

VALORES TÍPICOS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO	
TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD OHM-M
AGUA DE MAR	1
TIERRA ORGÁNICA HUMEDA	10
SUELO HUMEDO	$10^2$
SUELO SECO	$10^3$
CONCRETO	$10^3$
CAMA ROCOSA	$10^4$
GRANITO	$10^7$
ROCA ARENISCA	$10^8$

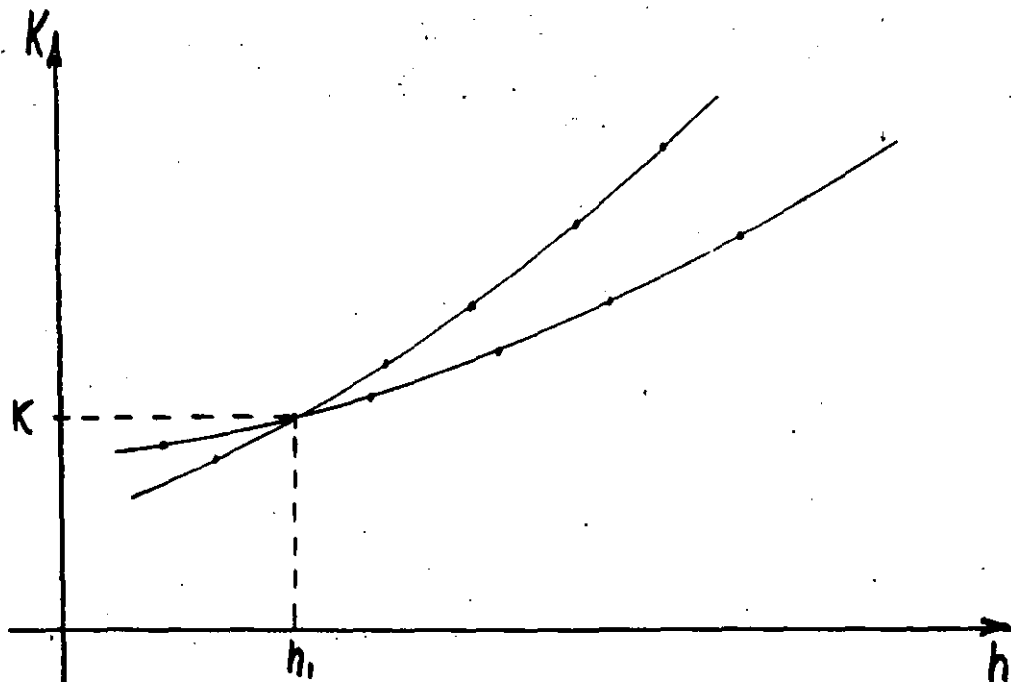
## III. CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO (AT-BT)

- FACTOR DE ASIMETRÍA
- FACTOR DE CRECIMIENTO
- EFECTO DE LA RESISTENCIA DE TIERRA EN EL SISTEMA.

# CALCULO DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO CON DOS CAPAS



$$\frac{\rho_{mA}}{\rho_A} = \frac{1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} K^n \left\{ \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{2nh}{mA}\right)^2}} - \frac{1}{\sqrt{4 + \left(\frac{2nh}{mA}\right)^2}} \right\}}{1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} K^n \left\{ \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{2nh}{A}\right)^2}} - \frac{1}{\sqrt{4 + \left(\frac{2nh}{A}\right)^2}} \right\}}$$



$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1}$$

# TRATAMIENTO DEL TERRENO

## I - SALES MINERALES

CLORURO DE SODIO

SULFATO DE MAGNESIO

SULFATO DE COBRE

## II - MINERALES

CARBON

GRAFITO EN POLVO

## III - PRODUCTOS COMERCIALES

BENTONITA

SOLUCIONES PRECIPITABLES

MASAS GELATINOSAS

# ANALISIS DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

SISTEMA

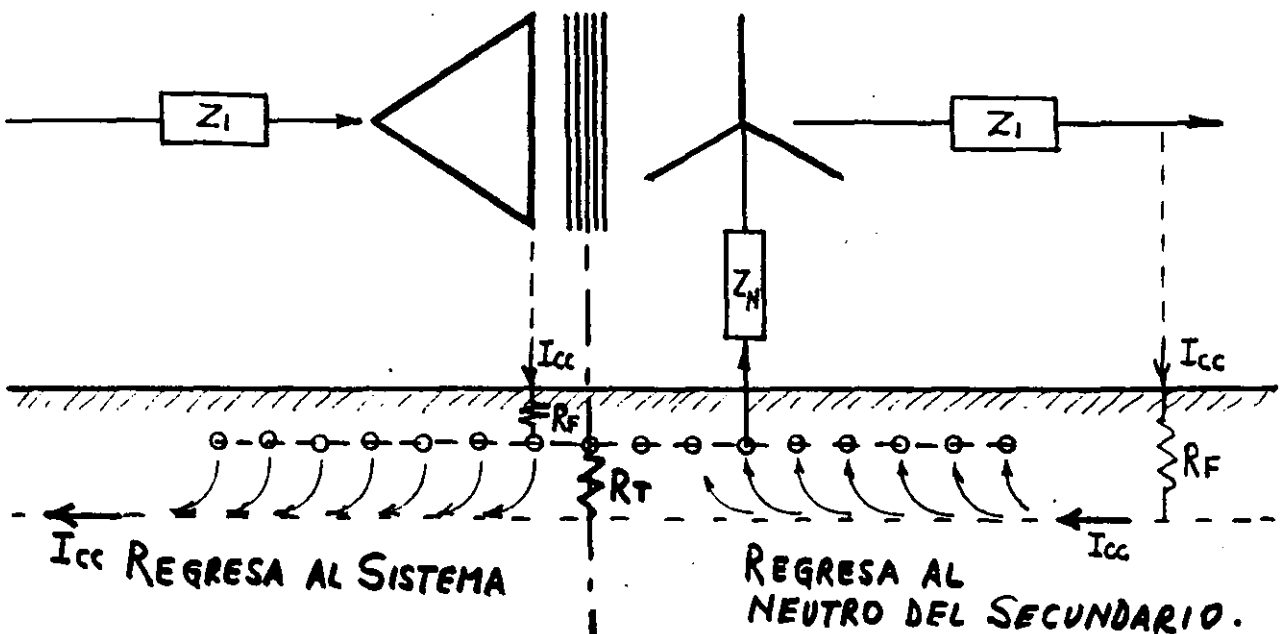
$$0 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3; \quad 0 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

$$Z_1 = \frac{KV_{LL}^2}{MVA_{cc}} \approx Z_2$$

CARGA

$$I_{cc \ 3\phi} = 1000 \frac{KV_{LL}}{\sqrt{3} Z_1}$$

$$I_{cc \ \phi \pm} = \frac{3E}{X_1 + X_2 + X_0 + 3(R_F + R_T + Z_N)}$$



## CALCULO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR

- PREVER QUE LOS CONDUCTORES NO SE FUNDAN Y LAS UNIONES ELECTRICAS NO SE DETERIOREN CON LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.
- TENER RESISTENCIA MECANICA (MINIMO 4/0 AWG)
- TENER ALTA CONDUCTIVIDAD (COBRE)

### ECUACION DE ONDERDONK

$$I_G = S \sqrt{\frac{\text{LOG}_{10} \left( \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}{33 T_G}}$$

$I_G$  - CORRIENTE QUE CIRCULA POR LA RED DE TIERRAS. (AMP)

$T_G$  - TIEMPO DE DURACION DE LA FALLA (SEG.)

$S$  - SECCION MINIMA DEL CONDUCTOR (CIRCULAR-MILLS)

$T_a$  - TEMPERATURA AMBIENTE (40°C)

$T_m$  - TEMPERATURA PERMISIBLE EN LA RED, SIN DETERIORO:

(CABLE - 1083°C, JUNTAS SOLDADAS - 450°C

JUNTAS ATORNILLADAS - 250°C)

$$S = (CM/A) I_G$$

$T_G$ (SEG)	CM/A		
	CABLE (Cu)	TIPO DE CONEXION	
		SOLDADA	ATORNILLADA
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

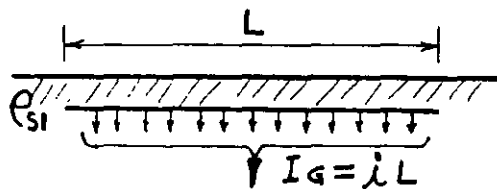


# DISEÑO PRELIMINAR DE LA RED DE TIERRAS

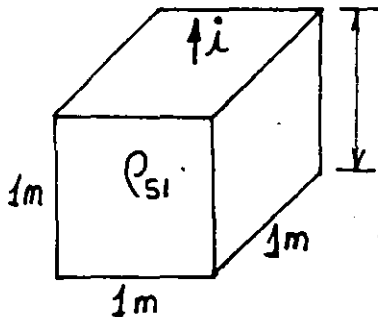
+ LAYOUT.

+ DEFINIR AREA Y RODEARLA CON UN CONDUCTOR.

+ TRAZAR LA MALLA DE TAL MANERA QUE TODOS LOS NEUTROS, EQUIPOS, APARATOS, GABINETES, ESTRUCTURAS ETC. TENGAN UNA CONEXION CORTA.



$i$  - amp/m DE MALLA.



$$V_{MALLA} = \rho_{si} i_m = K_m K_i \rho_{si} \frac{I_G}{L}$$

$K_m$  - COEFICIENTE QUE TOMA EN CUENTA LOS PARAMETROS DE DISEÑO DE LA RED Y SU PORCION ACTIVA  $(n-2)$

$K_i$  - FACTOR DE CORRECCION QUE TOMA EN CUENTA LA DISTRIBUCION IRREGULAR DE LA CORRIENTE ( $K_i \approx 0.65 + 0.172n$ )

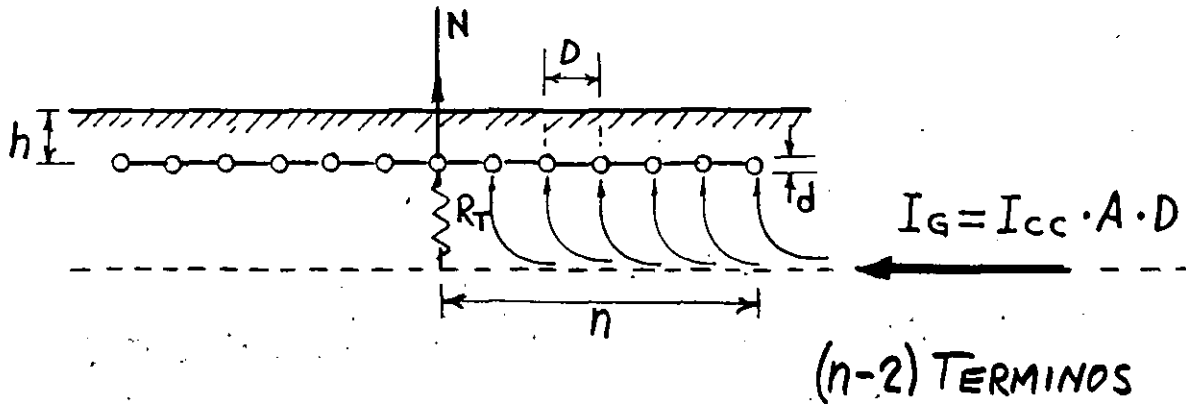
IGUALANDO  $V_{MALLA} = V_{CONTACTO}$

$$K_m K_i \rho_{si} \frac{I_G}{L} = \frac{116 + 0.17 \rho_{s2}}{\sqrt{T}}$$

$$L = \frac{K_m K_i \rho_{si} I_G \sqrt{T}}{116 + 0.17 \rho_{s2}}$$

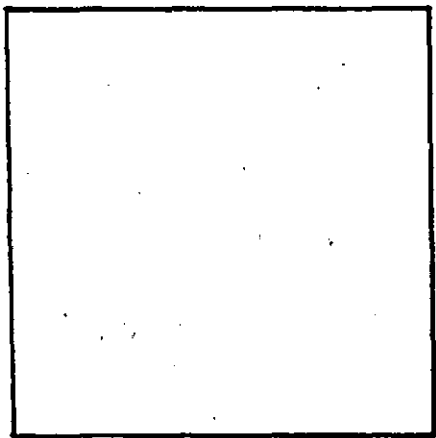
$L \geq$  LONGITUD REAL DE LOS CONDUCTORES ENTERRADOS, TRANSVERSALES LONGITUDINALES Y VARILLAS DE TIERRA. (M).

# COEFICIENTE $K_m$

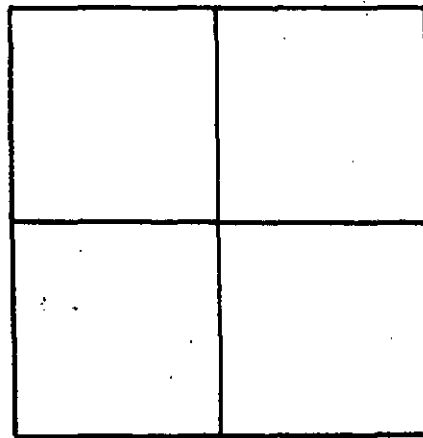


$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16 h t_d} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \cdot \frac{9}{10} \cdot \frac{11}{12} \cdot \frac{13}{14} \dots \right)$$

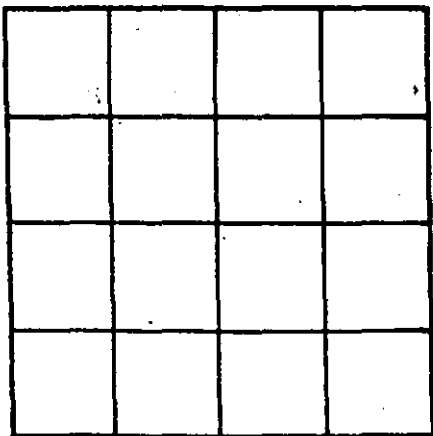
# COEFICIENTE $K_i \approx 0.65 + 0.172 n$



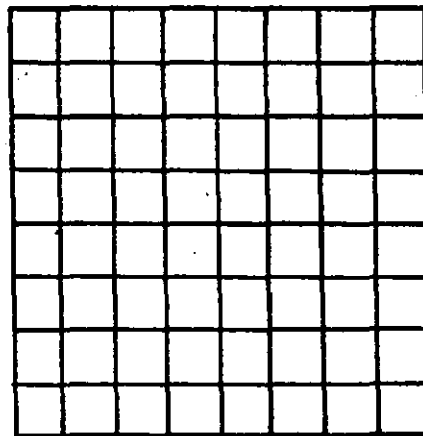
$n=2$   
←  $K_i=1$   $I_G$



$n=3$   
←  $K_i=1.16$   $I_G$



$n=5$   
←  $K_i=1.47$   $I_G$



$n=9$   
←  $K_i=2.21$   $I_G$

## CALCULO DE LA RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRAS.

$$R_T = \frac{\rho_{s1}}{4 \sqrt{\frac{A}{\pi}}} + \frac{\rho_{s1}}{L_R}$$

---

ELEVACION MAXIMA DE POTENCIAL DE LA RED CON RESPECTO A UNA TIERRA REMOTA.

$$E_{MAX} = R_T \cdot I_G \quad \left[ \text{REPRESENTA TAMBIEN LA TENSION MAXIMA DE TRANSFERENCIA} \right]$$

---

TENSION DE PASO EN EL PISO ADYACENTE A LA RED

$$E_s = K_s \cdot K_i \rho_{s1} \frac{I_G}{L_R}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \dots \right) \quad n\text{-TERMINOS}$$

$$E_s < V_s = \frac{116 + 0.7 \rho_{s2}}{\sqrt{T}}$$

SI NO SE CUMPLE LA CONDICION SE RECOMIENDA:

- RODEAR LA PERIFERIA CON UN CONDUCTOR EXTRA.
- AGREGAR UNA  $\perp$  EN LAS ESQUINAS SALIENTES DE LA RED.
- CUBRIR LA SUPERFICIE DE LA PERIFERIA CON GRAVA.
- RECALCULAR.

# INVESTIGACION DE LOS POTENCIALES DE TRANSFERENCIA.

---

## CIRCUITOS DE COMUNICACION

VARISTORES.

TRANSFORMADORES DE AISLAMIENTO.

## RIELES

ATERRIZAMIENTO EN VARIOS PUNTOS.

JUNTAS AISLADAS.

TRAMOS REMOVIBLES.

PLACAS DE TIERRA.

## CIRCUITOS AUXILIARES.

NEUTRO AISLADO (TRATADO COMO VIVO).

TRANSFORMADORES DE AISLAMIENTO.

TRANSFORMADOR PARA SERVICIOS DE ESTACION.

## TUBERIAS

ATERRIZAMIENTO EN VARIOS PUNTOS.

INSERTAR SECCIONES AISLADAS.

## EDIFICIOS AUXILIARES

CERCANOS, SE USA LA MISMA RED.

ALEJADOS, SE USA UNA RED INDEPENDIENTE.

## ZONAS PELIGROSAS.

### PALANCAS Y MANIJAS DE OPERACION.

AGREGAR + EN EL SITIO DEL OPERADOR  
PLACAS DE TIERRA  
GRAVA EN LA SUPERFICIE.

### CERCAS

Si  $E_s < V_s$  LA CERCA SE PUEDE CONECTAR  
A LA RED DE TIERRAS EN VARIOS PUNTOS

EN CASO CONTRARIO LA CERCA DEBE QUEDAR  
FUERA DEL PERIMETRO DE LA RED Y SIN CONEXION.

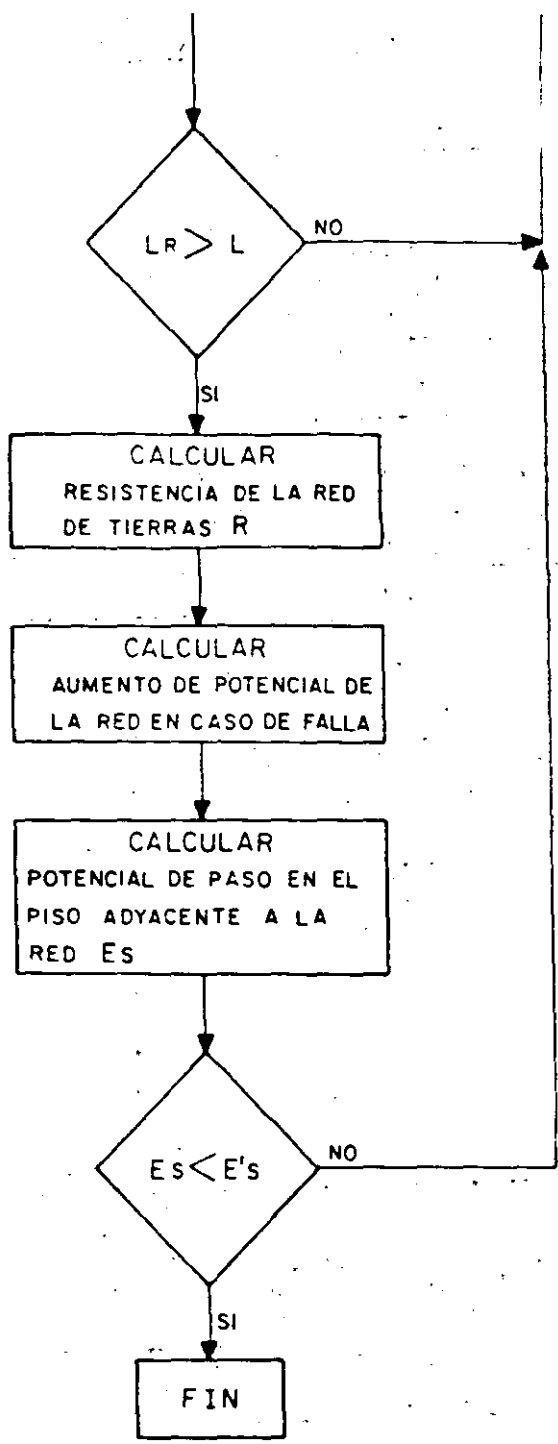
### CONDUITS

AISLADOS Y ATERRIZADOS EN UN PUNTO (TRAMOS CORTOS)  
JUNTAS AISLADAS (TRAMOS LARGOS).

### APARTARRAYOS

BAJADAS DE CABLE 4/0 AWG AISLADAS





R = 0.0397 ohms

E = 4878 volts

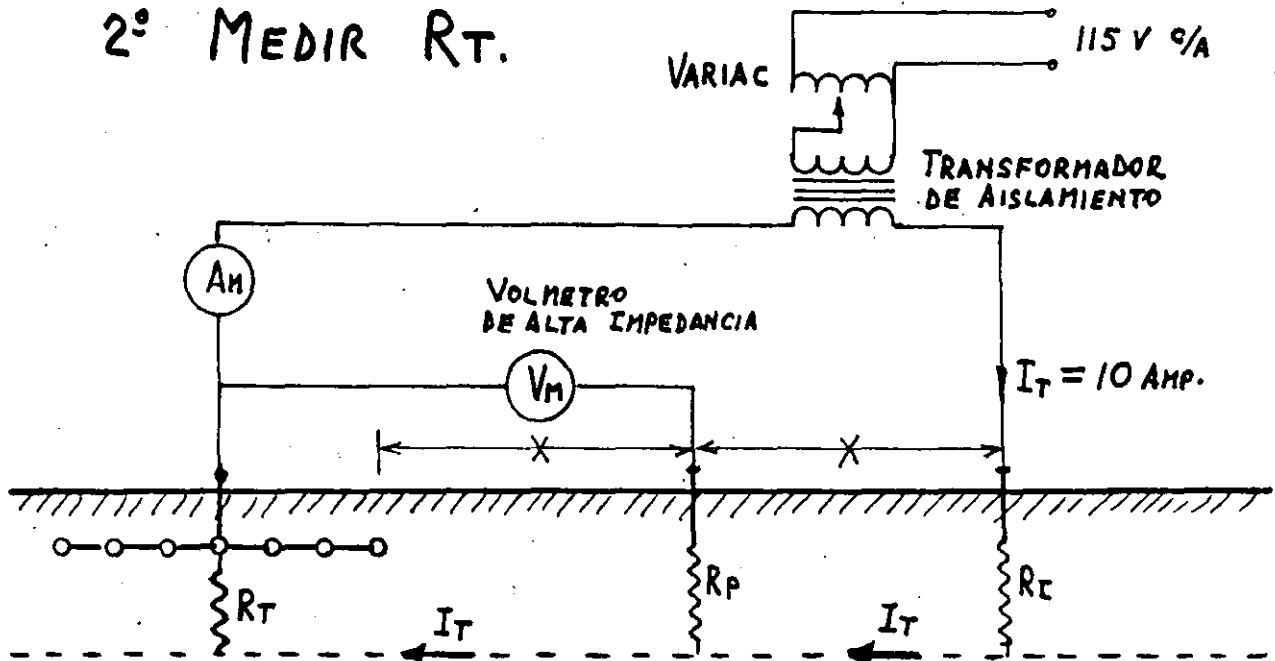
Ks = 0.412  
Es = 336 volts  
E's = 1153 volts

LA RED DE TIERRAS ESTIMADA ES ADECUADA.

# MEDICION DE LAS REDES DE TIERRAS

1º MEDIR CONTINUIDAD DE LA MALLA. DE REGISTRO A REGISTRO.

2º MEDIR  $R_T$ .



$$R_T = \frac{V_m}{I_T}$$

X - DE 10 A 20 m.



## BIBLIOGRAFIA

1. IEEE GUIDE FOR SAFETY IN SUBSTATION GROUNDING.. IEEE STD. 80 - 1976.
2. IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR GROUNDING OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS. IEEE STD. 142-1972 "THE IEEE GREEN BOOK".
3. ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK. WESTINGHOUSE
4. INDUSTRIAL POWER SYSTEMS HAND BOOK. D.L. BEEMAN
5. SYMMETRICAL COMPONENTS. WAGNER AND EVANS.
6. DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS. JOSE RAULL
7. NORMAS TECNICAS DEL REGLAMENTO DE OBRAS.



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

***CURSOS ABIERTOS***

***INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES***

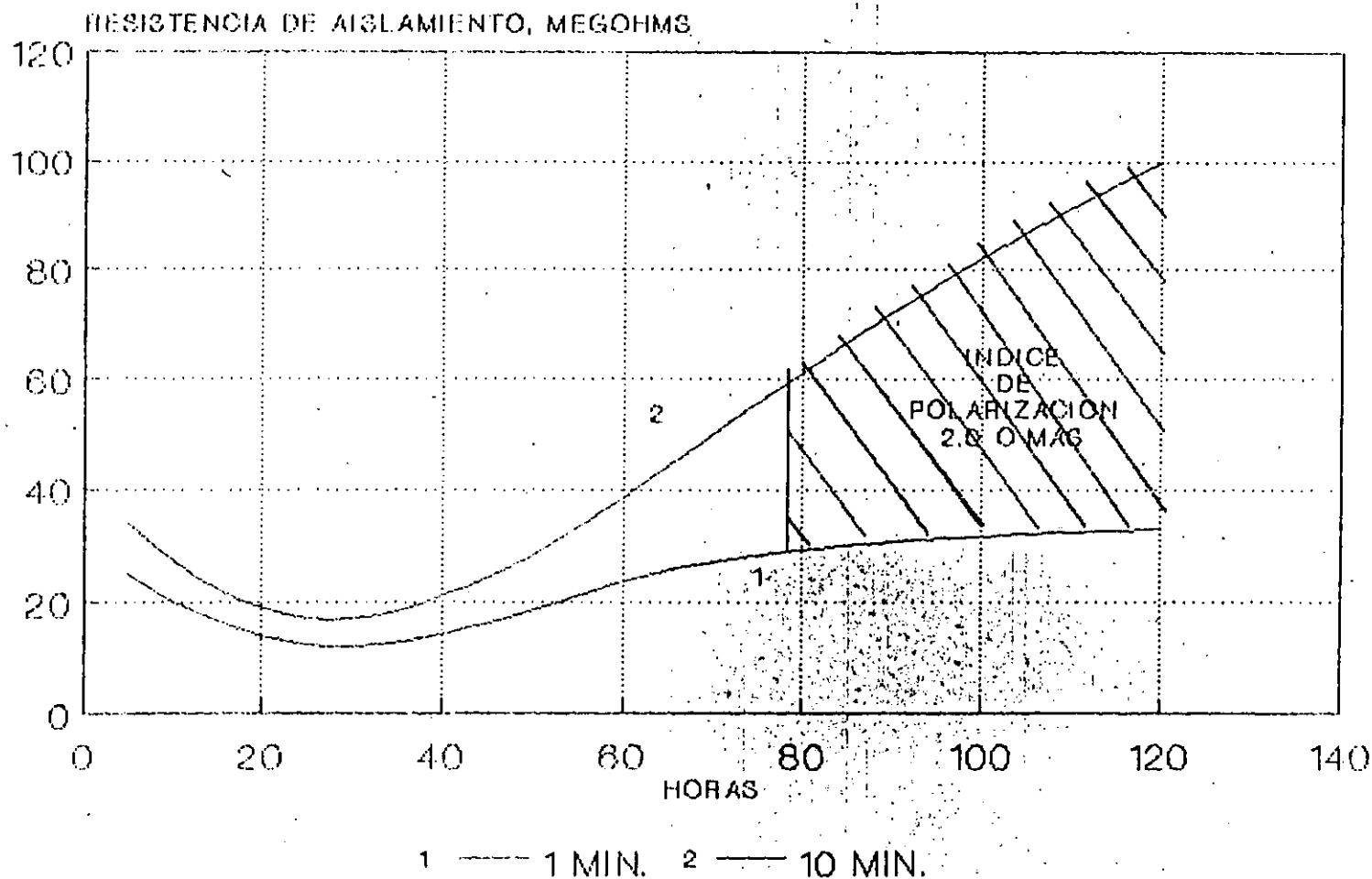
*Del 17 al 29 de agosto de 1992*

***INSTALACIONES ELECTRICAS***

***ING. SERGIO MARTINEZ NAVARRO***

***AGOSTO - 1992***

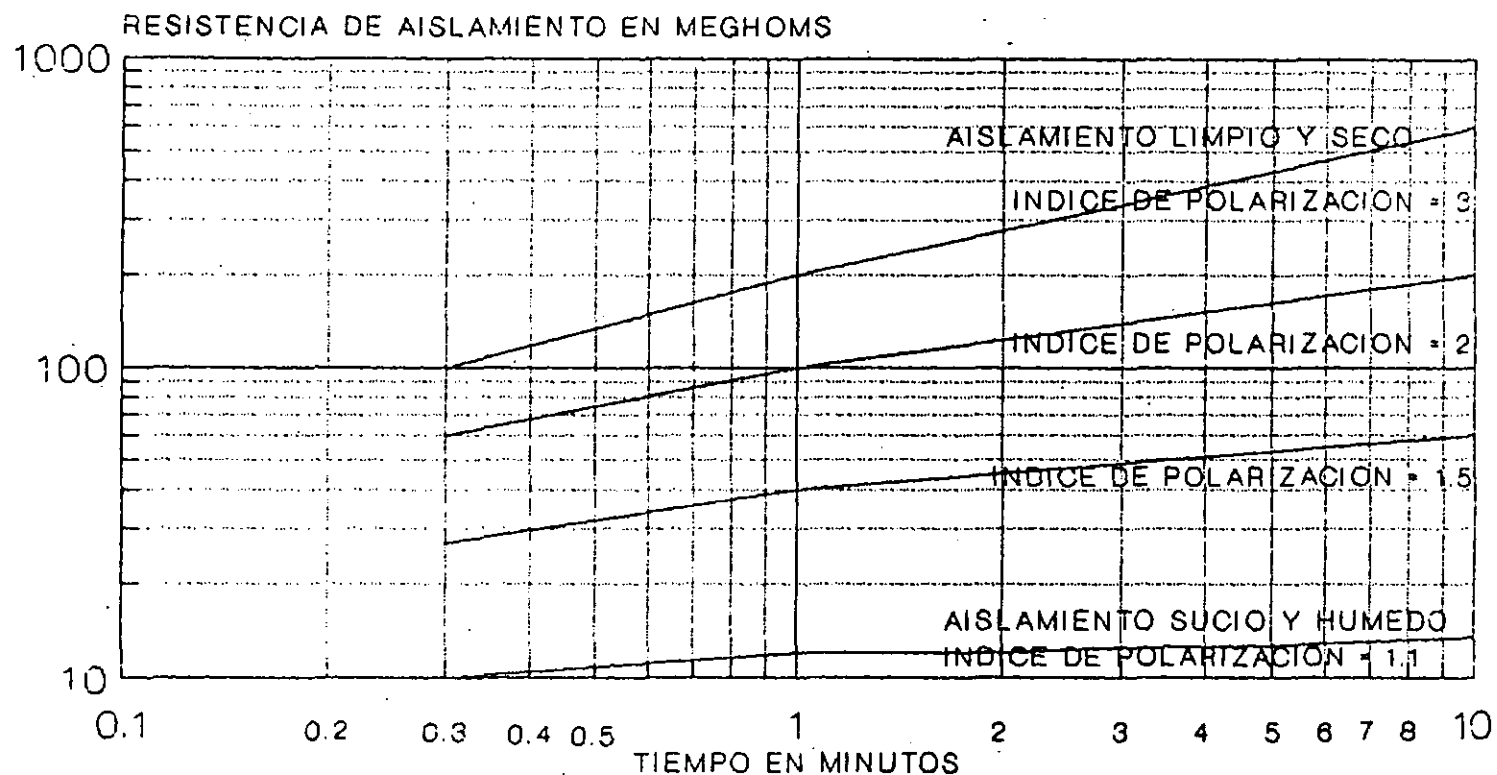
## RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DURANTE EL PROCESO DE SECADO EN 1 Y 10 MINUTOS



INDUSTRIAS IEM, s.a. de c.v.  
PLANTA MOTORES

TEMP. INICIAL EN EL DEVANADO 25 °C  
TEMP. FINAL EN EL DEVANADO 75 °C

# VARIACION DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN EL DEVANADO CON RESPECTO AL TIEMPO.



INDUSTRIAS IEM s.a. de c.v.  
PLANTA MOTORES

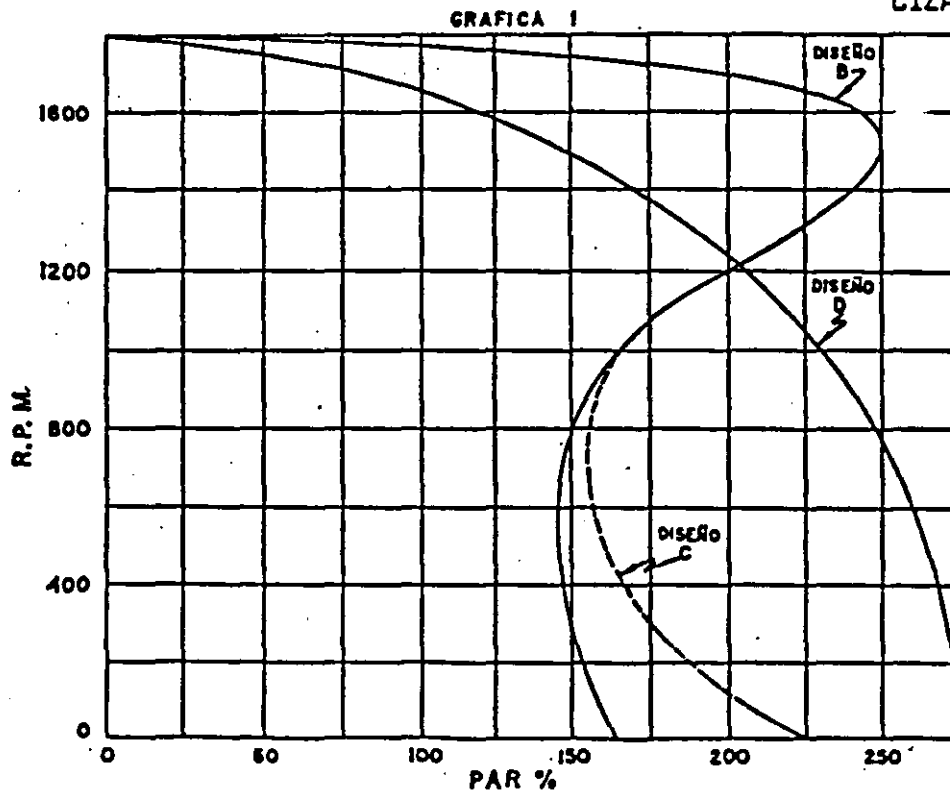
$$I.R.B. = \frac{1000 \times C.P. \times \#}{\sqrt{3} \text{ V}\eta}$$

EJEMPLO: PARA UN MOTOR DE 400 C.P.  
QUE OPERA A 440 VOLTS Y TIENE  
LETRA CLAVE G.

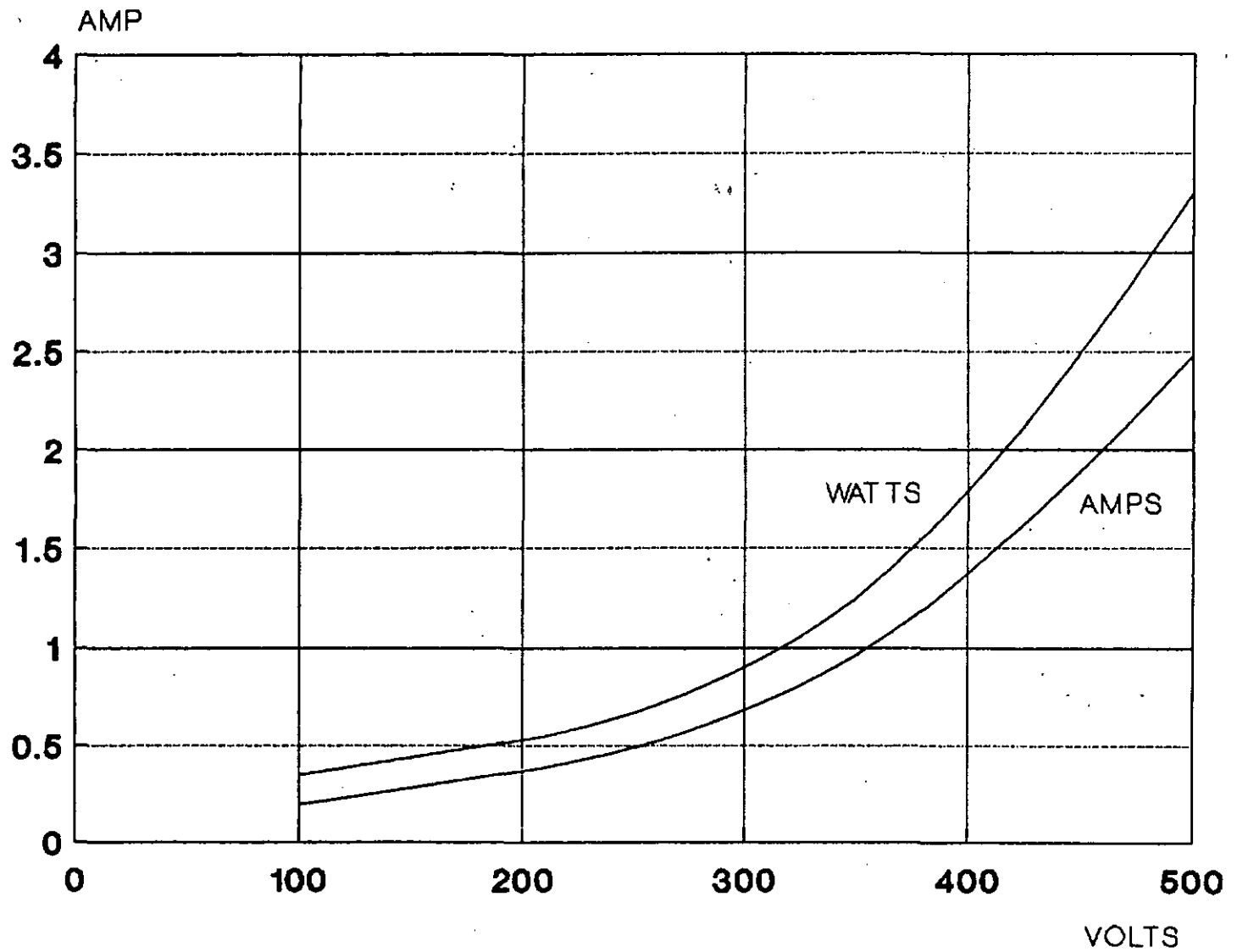
$$I.R.B. = \frac{1000 \times 400 \times 6.3}{\sqrt{3} \times 440}$$

$$I.R.B. = 3306 \text{ AMPS.}$$

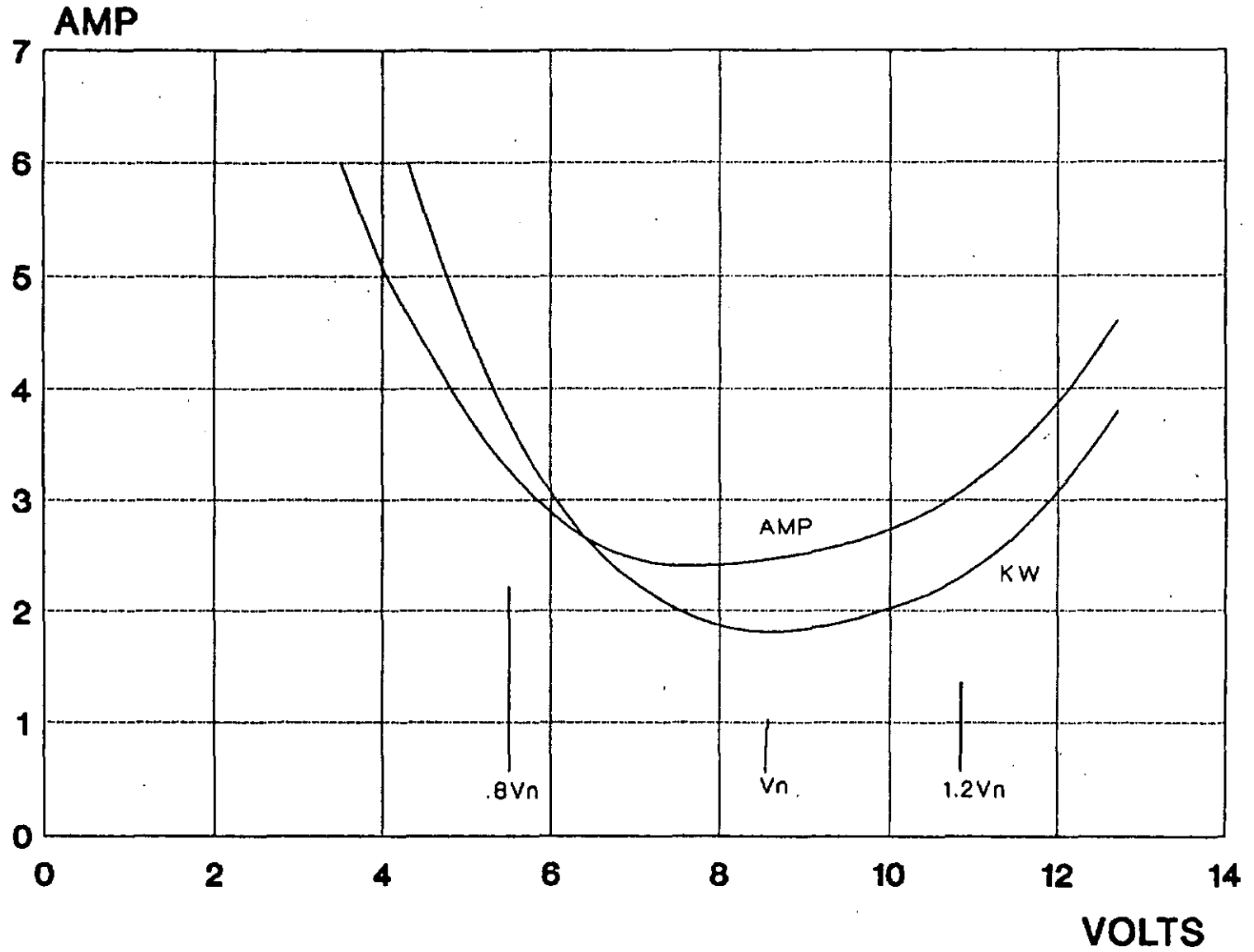
DISEÑO	PAR DE ARRANQUE	CORRIENTE DE ARRANQUE	PAR MÁXIMO	DESGLIZAMIENTO A 100% CARGA	APLICACION TÍPICA
A	NORMAL	NORMAL	ALTO	BAJO (<5)	MAQ. HERRAMIENTAS BOMBAS CENTRIFUGAS VENTILADORES
B	NORMAL	BAJA	ALTO	BAJO (<5)	IGUAL QUE DISEÑO A.
C	ALTO	BAJA	NORMAL	BAJO (<5)	COMPRESORES CAR - GADOS TRANSPORTA- DORES CARGADOS.
D	MUY ALTO	BAJA	--	ALTO	TROQUELADORAS CIZALLAS.



# CURVAS DE SATURACION EN VACIO

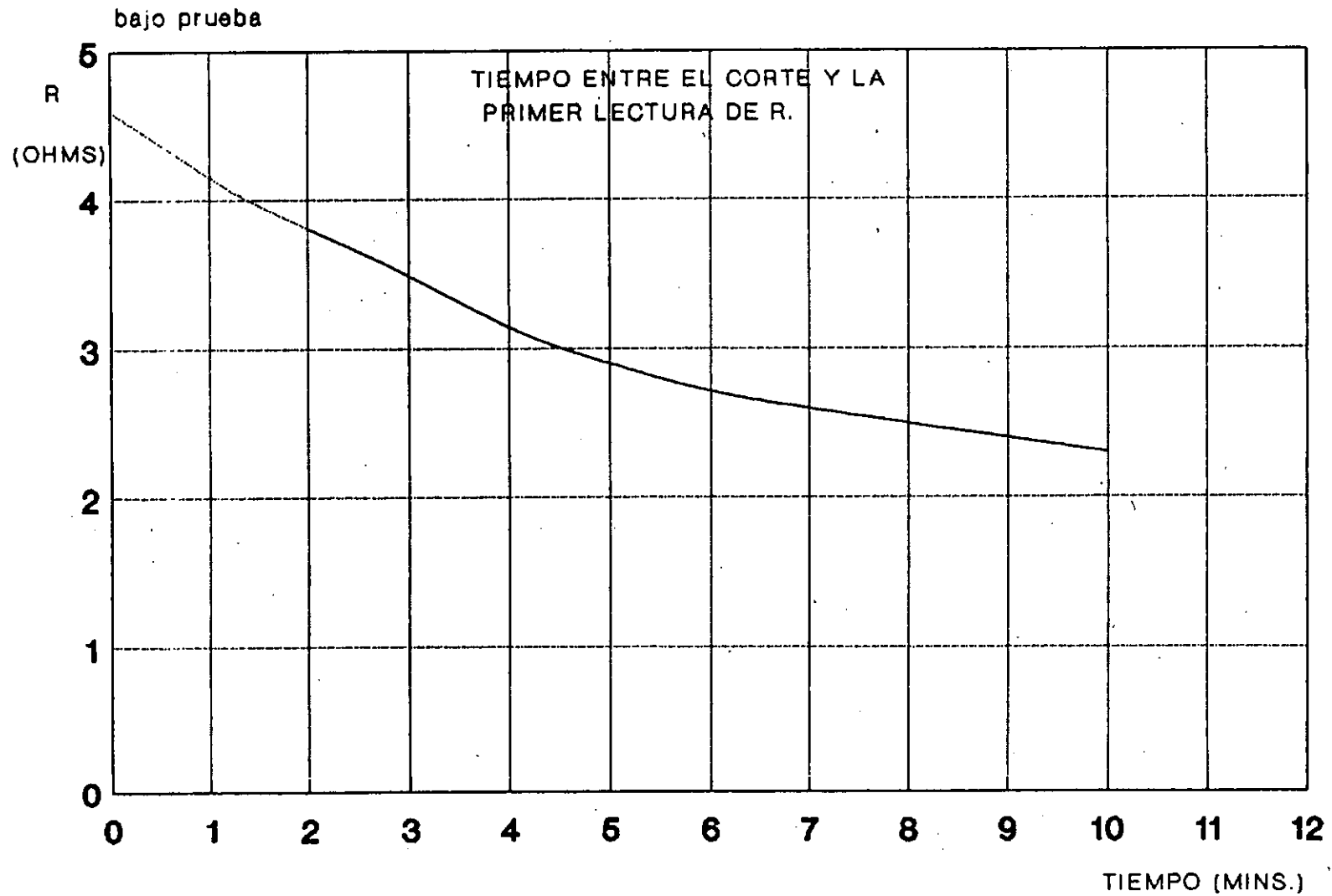


# CURVAS DE SATURACION CON CARGA

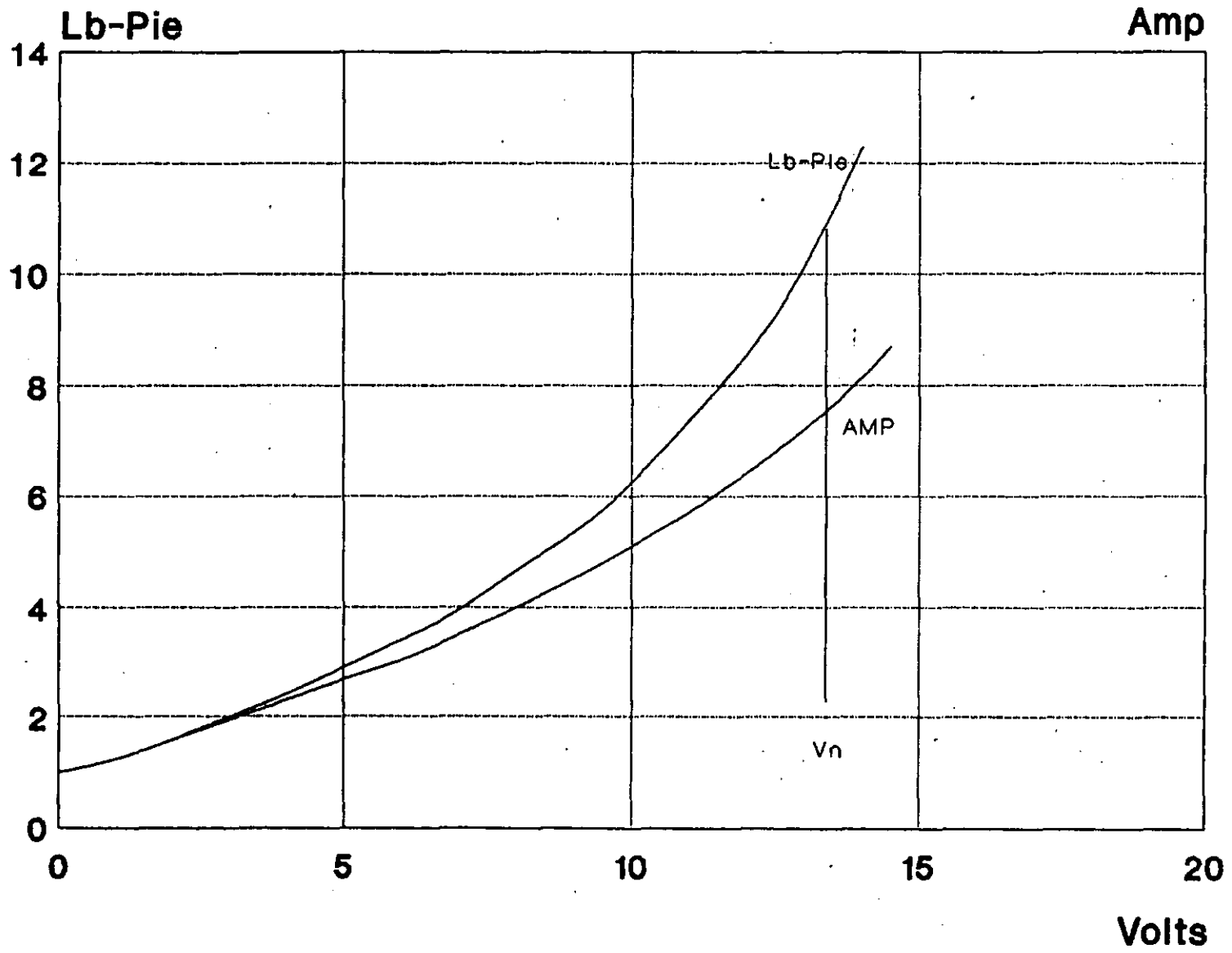


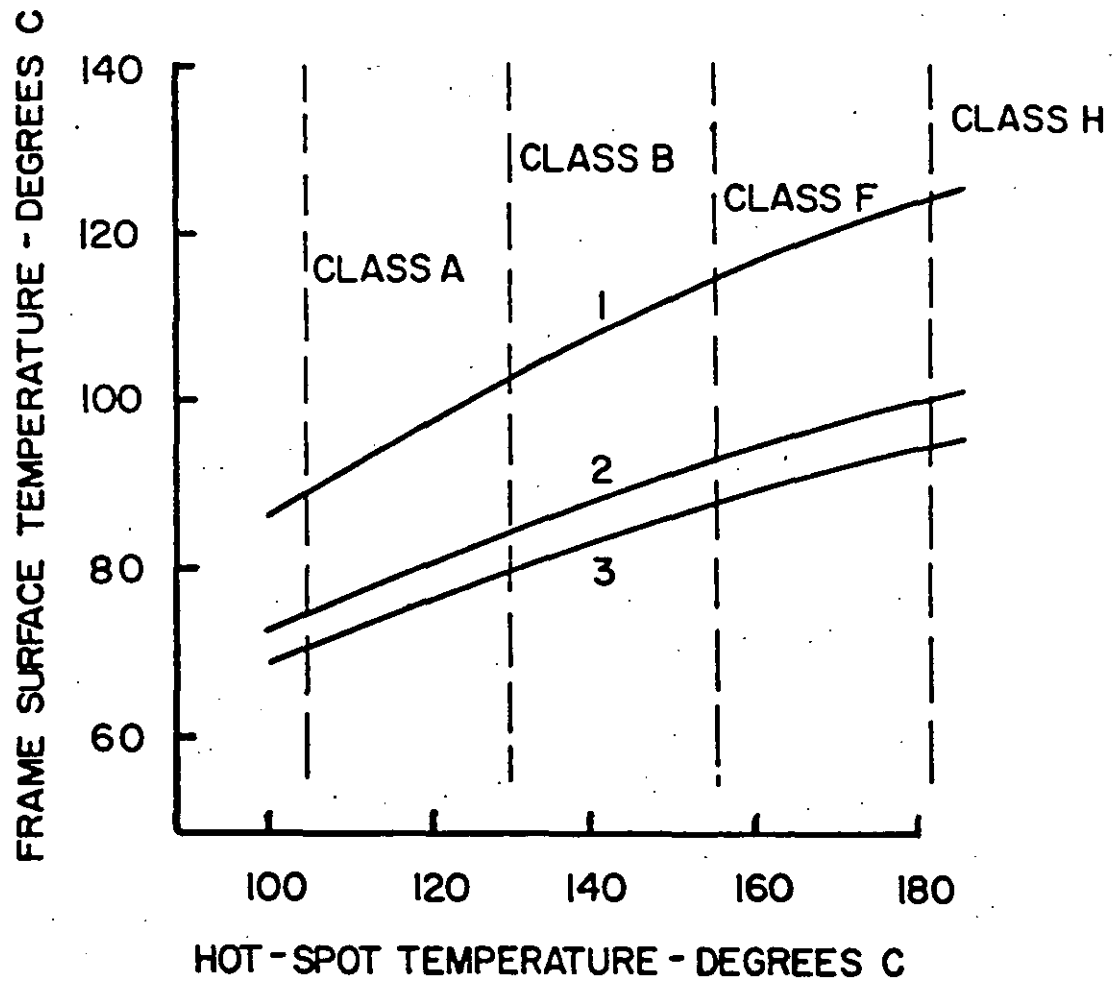


# CURVA DE RESISTENCIA AL CORTE DE LA PRUEBA DE TEMPERATURA



# CURVAS DE SATURACION A ROTOR BLOQUEADO





Frame Surface Temperature  
Figure 5

## RATINGS—AC

Letter Designation	kVA per Horsepower*	Letter Designation	kVA per Horsepower*
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-and up

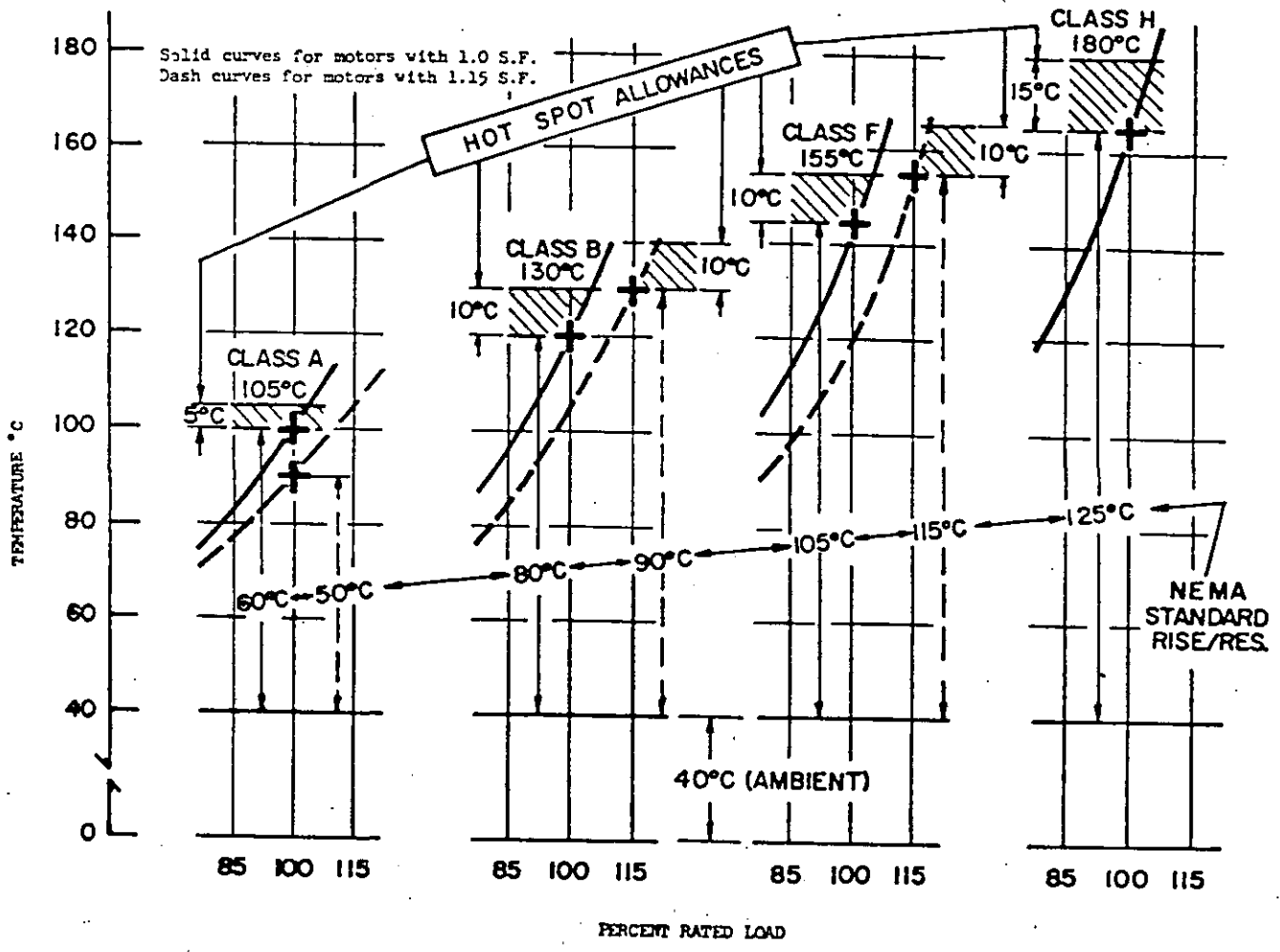
\*Locked kVA per horsepower range includes the lower figure up to, but not including, the higher figure. For example, 3.14 is designated by letter A and 3.15 by letter B.

## RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO.

Se recomienda que antes de energizar los motores se efectúe la medición de la resistencia del aislamiento; ésto particularmente en los casos en que el motor ha sido expuesto a humedad excesiva durante su tránsito o almacenamiento.

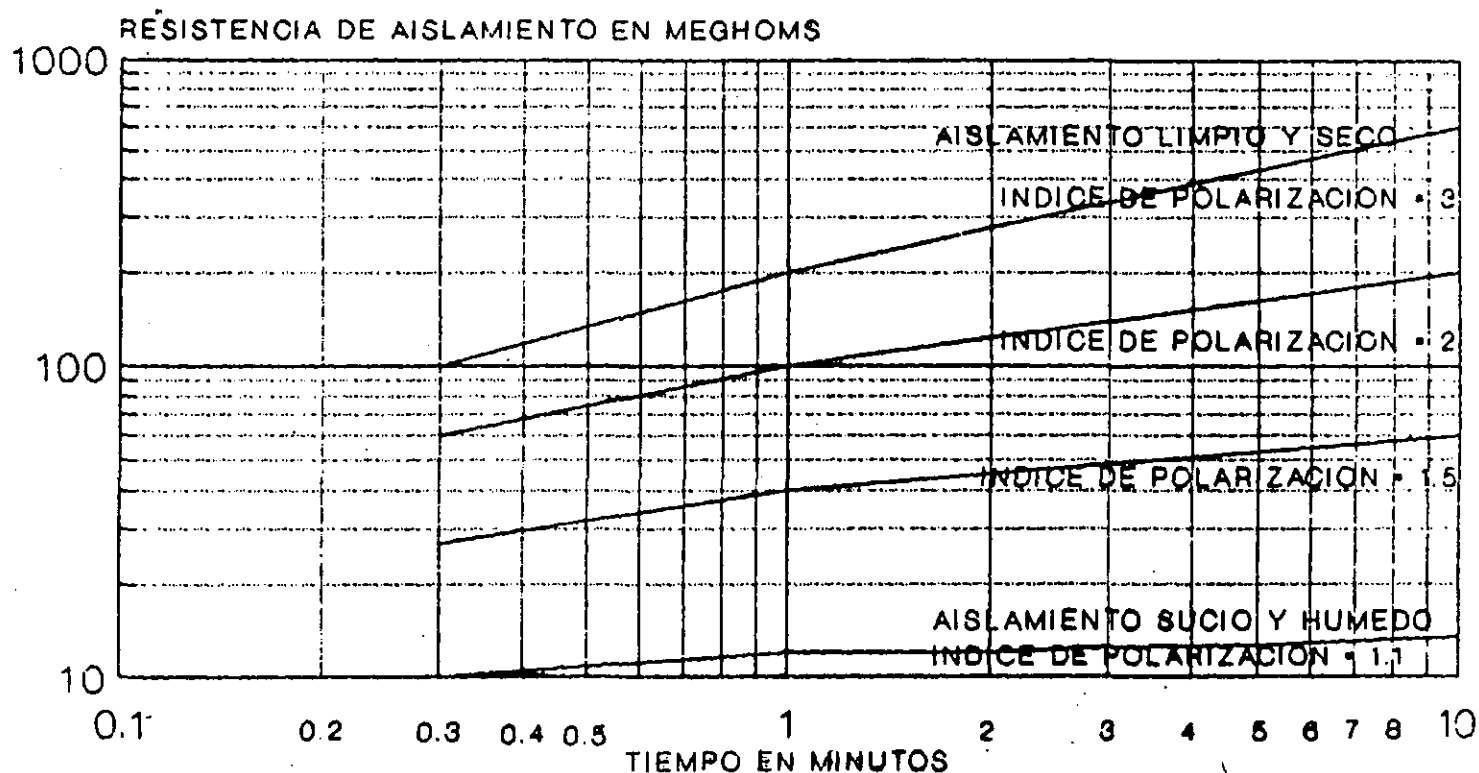
La resistencia de aislamiento del devanado del estator puede ser medida con un instrumento tipo "megger". El valor encontrado no deberá ser menor que los KV (nominales) + 1 en Mega-ohms; por ejemplo, un motor de 2300 V. nominales, deberá tener una resistencia de aislamiento mínima de  $2.3 + 1 = 3.3$  Mega-ohms. Si la resistencia es menor que este valor, es aconsejable eliminar la humedad de algunas de las siguientes maneras:

1. En el caso que el motor esté equipado con calefactores de espacio, energizar éstos hasta que se obtenga una lectura constante de la resistencia de aislamiento.
2. Cubra completamente al motor con una cubierta de lona o material similar dejando un agujero en la parte superior para que escape la humedad. Insértense unidades calefactoras o lámparas para acelerar el proceso de secado.
3. Con el rotor bloqueado y con aproximadamente el 10% del voltaje nominal de placa, hágase pasar a través de los devanados del estator una corriente eléctrica. Esta corriente podrá ser gradualmente aumentada hasta que la temperatura del devanado del estator llegue a  $90^{\circ}\text{C}$ , procurando no rebasar este valor; se mantendrá esta temperatura ( $90^{\circ}\text{C}$ ) hasta que la resistencia del aislamiento se vuelva prácticamente constante.



Motor Winding Temperature vs Percent Load  
 (Standard Temperature Ratings for Drip-Proof and TEFC AC Motors)  
 Figure 6

# VARIACION DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN EL DEVANADO CON RESPECTO AL TIEMPO.





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

*INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES*

*COMPLEMENTO Y ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO  
DE INSTALACIONES ELECTRICAS*

*HECTOR SANCHEZ CEBALLOS*

*SEPTIEMBRE 1992*



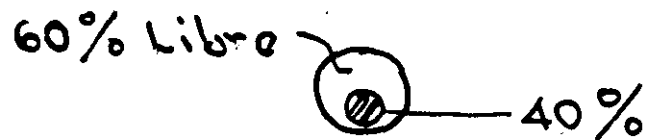
- Los conductores de diferentes sistemas no deben ocupar la misma canalización



Art. 301.9

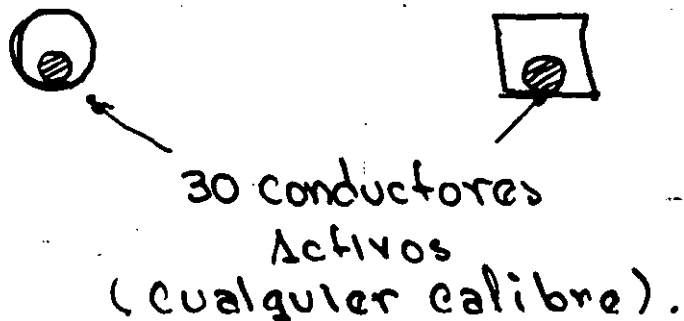
Excepto: Charolas.

- Factor de Relleno.-



Considerar todos los conductores.-

- Las canalizaciones cerradas no deben alojar más de 30 conductores activos.



-En teatros, cines y locales similares utilizar unicamente canalizaciones metálicas. Sec. 512.

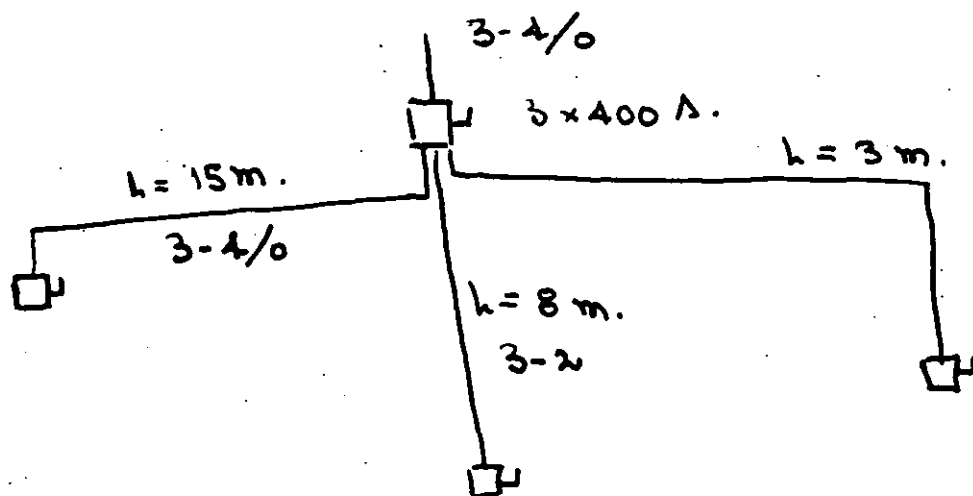
Excepción: Lugares húmedos y corrosivos - Tubo de PVC embutido a 4 cms.

-En la selección de los conductores considerar el F. de  $\Delta$ . y en su caso el F.T.

Nº de Cond.	% del valor de Amp.
4 - 6	80
7 - 24	70
25 - 30	60

No considerar el conductor neutro.

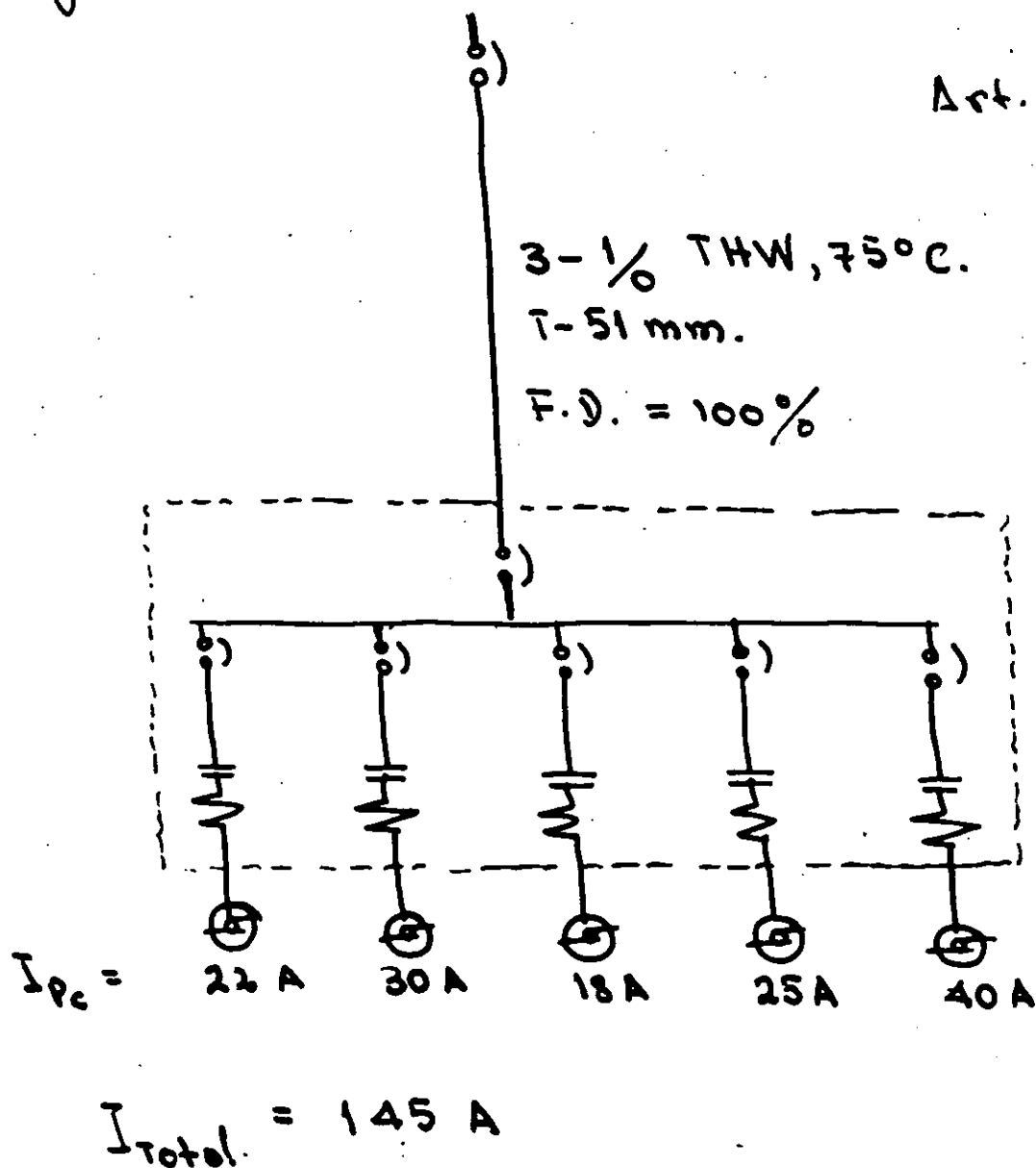
Los dispositivos de protección deben colocarse lo más cerca posible desde su origen.



- Instalar arrancadores a T.R. en motores mayores de 10 c.p.

- Suministro en A.T.
- Suministro en B.T.

- Los alimentadores deben ser suficientes para la carga por servir.



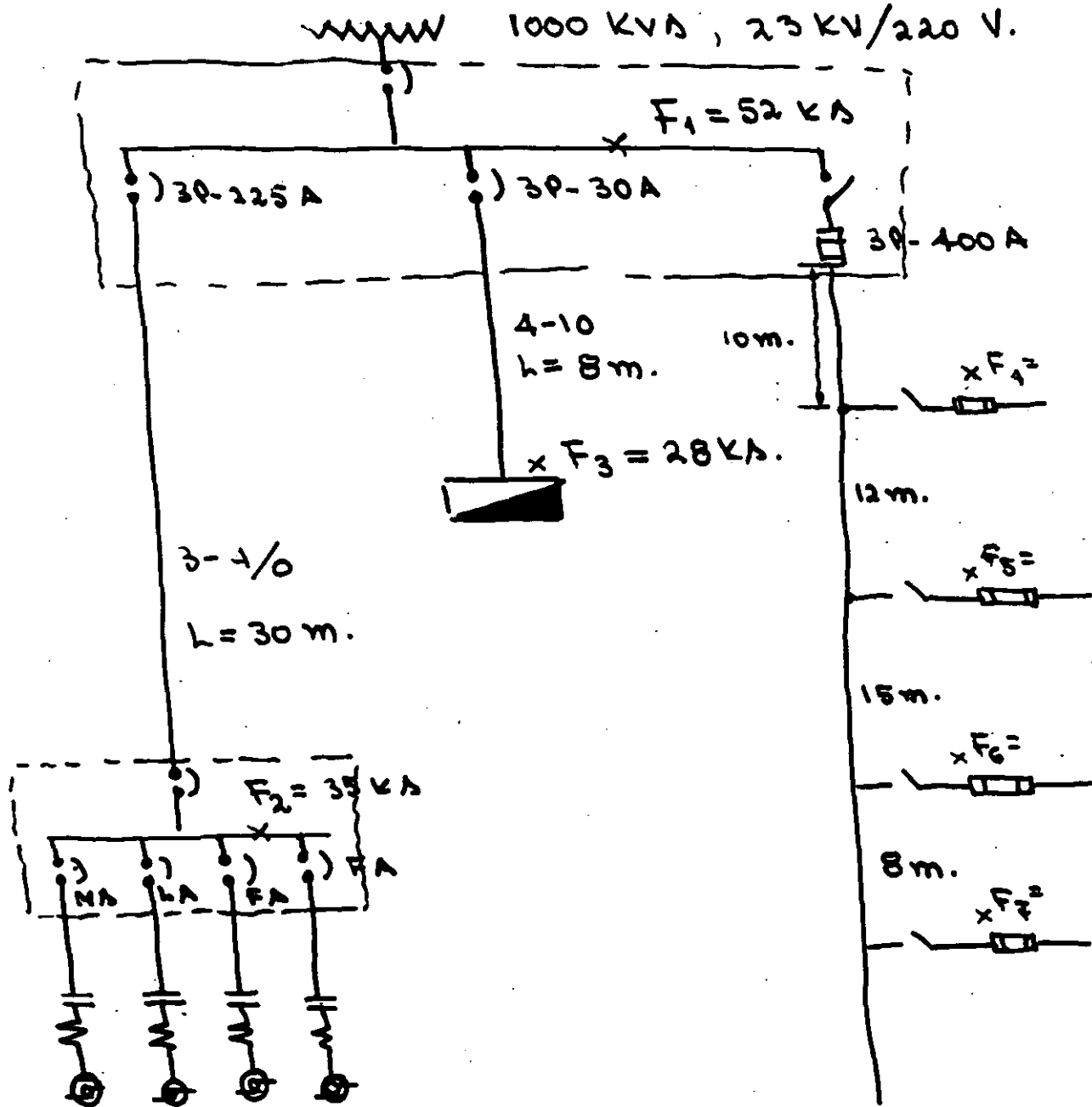
- Los conductores usados en paralelo deben cumplir:

Art. 302.5

- a).- Igual longitud
- b).- Igual tipo de aislamiento
- c).- Misma sección transversal
- d).- Unirse firmemente en sus extre-

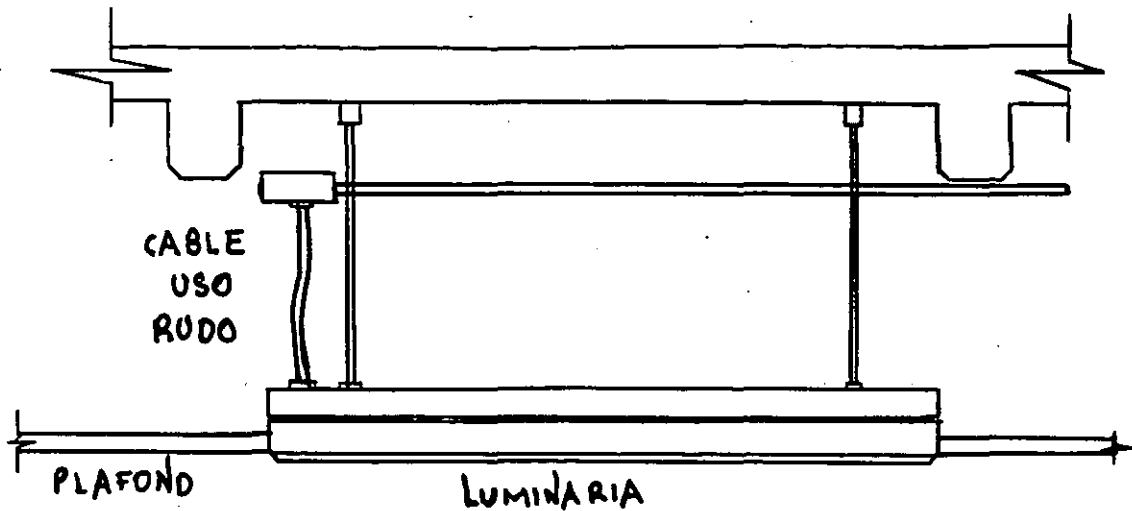
$$\% Z = 5.4$$

1000 KVA, 23 KV/220 V.

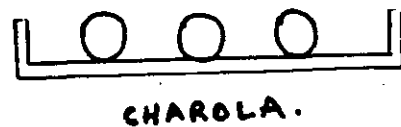


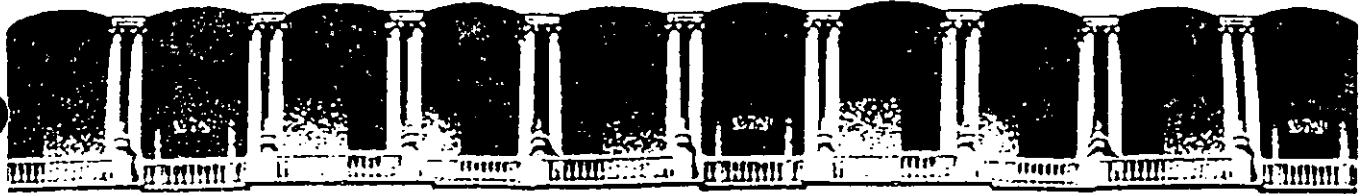
-Todas las protecciones deben tener suficiente capacidad interruptiva.

NO DEBE INSTALARSE CABLE USO  
RUDDO OCULTO DENTRO DE PLAFONES  
ARTICULO 303.4



LOS CONDUCTORES INSTALADOS EN CHAROLA DEBEN  
TENER AISLAMIENTO Y CUBIERTA.  
ARTICULO 311.3





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

*INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES*

*PRUEBAS DE CAMPO A EQUIPO*

*ING. ENRIQUE JIMENEZ OLMOS*

*SEPTIEMBRE 1992*

# PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA

La prueba es la principal herramienta para juzgar con mayor criterio las condiciones de los aislamientos.

Con esta prueba podemos detectar;

- Degradación
- Envejecimiento
- Contaminación
- Humedad

**Definición:** El F. P. en un aislamiento es el coseno del ángulo entre el vector de la corriente de carga y el vector de voltaje aplicado.

- El F. P. será la relación de los watts de pérdida entre la corriente de carga.
- El valor obtenido de ésta relación será independiente del espesor del aislamiento; únicamente dependerá de los factores; degradación, humedad, etc.

En cualquier circuito de C.A el F. P. de un dielectrico es:

$$F.P. = \frac{P}{P_T} = \cos \phi$$





# PRUEBA DE T.P.H

## TC's y TP's

Un transformador de instrumento, consiste generalmente de un devanado de A.T. y B.T., el cual normalmente no es probado por su rango de voltaje.

## PROCEDIMIENTO :

- El transformador debe ser desconectado del bus.
- Corto circuitar devanado A.T.  
[ Para el caso del T.P. desconectar  $P_2$  de tierra ]
- Corto circuitar el Devanado de B.T. y aterrizar.

# FACTORES DE CORRECCION DE FACTOR DE POTENCIA POR TEMPERATURA.

TEMPERATURA DE PRUEBA		TRANSFORMADORES CON ASKAREL.	TRANSF. CON ACEITE Y CONSERVADOR DE AIRE.	TRANSF. CON ACEITE, SELLADO Y GAS A PRESION.	TRANSF. DE INSTRUMENTO CON ACEITE.
°C	°F				
0	32.0		1.98	1.57	1.67
1	33.8		1.84	1.54	1.64
2	35.6		1.82	1.50	1.61
3	37.4		1.80	1.47	1.58
4	39.2		1.48	1.44	1.55
5	41.0		1.46	1.41	1.52
6	42.8		1.43	1.37	1.49
7	44.6		1.44	1.34	1.46
8	46.4		1.43	1.31	1.43
9	48.2		1.41	1.28	1.40
10	50.0		1.38	1.25	1.36
11	51.8		1.35	1.22	1.33
12	53.6		1.31	1.19	1.30
13	55.4		1.27	1.16	1.27
14	57.2		1.24	1.14	1.23
15	59.0		1.20	1.11	1.20
16	60.8		1.16	1.09	1.16
17	62.6		1.12	1.07	1.12
18	64.4		1.00	1.03	1.08
19	66.2		1.04	1.02	1.04
20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00
21	69.8	.93	.98	.98	.97
22	71.6	.90	.91	.95	.93
23	73.4	.85	.87	.94	.90
24	75.2	.81	.83	.92	.86
25	77.0	.76	.79	.90	.83
26	78.8	.72	.75	.86	.80
27	80.6	.66	.73	.86	.77
28	82.4	.64	.70	.84	.74
29	84.2	.60	.67	.82	.71
30	86.0	.56	.63	.80	.69
31	87.8	.53	.60	.78	.67
32	89.6	.51	.58	.76	.65
33	91.4	.48	.56	.75	.62
34	93.2	.46	.53	.73	.60
35	95.0	.44	.51	.71	.58
36	96.8	.42	.49	.70	.56
37	98.6	.40	.47	.69	.54
38	100.4	.39	.45	.67	.52
39	102.2	.37	.44	.66	.50
40	104.0	.35	.42	.65	.48
41	105.8	.34	.40	.63	.47
42	107.6	.33	.38	.62	.45
43	109.4	.31	.37	.60	.44
44	111.2	.30	.36	.59	.42
45	113.0	.29	.34	.57	.41
46	114.8	.28	.33	.56	
47	116.6	.27	.31	.55	
48	118.4	.26	.30	.54	
49	120.2	.25	.29	.52	
50	122.0	.24	.28	.51	
52	123.8	.22	.26	.49	
54	129.2	.21	.23	.47	
56	132.8	.19	.21	.45	
58	136.4	.18	.19	.43	
60	140.0	.16	.17	.41	
62	143.6	.15	.16	.40	
64	147.2	.14	.15	.38	
66	150.8	.14	.14	.36	
68	154.4	.13	.13	.35	
70	158.0	.12	.12	.33	
72	161.6	.11	.12	.32	
74	165.2	.11	.11	.31	
76	168.8	.10	.10	.30	
78	172.4	.09	.09	.28	
80	176.0	.09	.09	.27	

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA

FACTORES DE CORRECCION POR TEMPERATURA DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS AISLAMIENTOS	
TEMPERATURA PROMEDIO °C	FACTOR DE CORRECCION Y
70	3.0
65	2.7
60	2.42
55	2.18
50	1.95
45	1.75
40	1.55
35	1.4
30	1.25
25	1.12
20	1.00
15	0.90
10	0.80

$$f_{p_{20^{\circ}C}} = \frac{f_{p_{1^{\circ}C}}}{K_{1^{\circ}C}}$$

# VARIACION DEL FACTOR DE POTENCIA CON LA TEMPERATURA

- El F.P. de cualquier equipo varía con la temperatura, por esto, es importante que los valores sea ajustados a una base común, referidos a 20°C
- Es importante tomar la lectura del aceite del equipo a probar, si esta no es posible conocerla, se utiliza la temp. ambiente
- Para la corrección por temperatura la DOBLE proporciona una tabla donde relaciona los valores de corrección

# CALCULO DE F.P. A VOLTAJES MENORES DE 2.5 KV.

$$\text{MVA actuales} = 0.16 \times \text{MVA Leídos} \times [\text{KVpba}]^2$$

$$\text{MW actuales} = 0.16 \times \text{MW Leídos} \times [\text{KVpba}]^2$$

## CAPACITANCIA

El aparato tiene la capacidad de medir capacitancias cuando el P.P. es menor 15% y puede ser calculado por:

$$C = 0.425 \times \text{MVA} [\text{PF}] \text{ a } 2.5 \text{KV.}$$

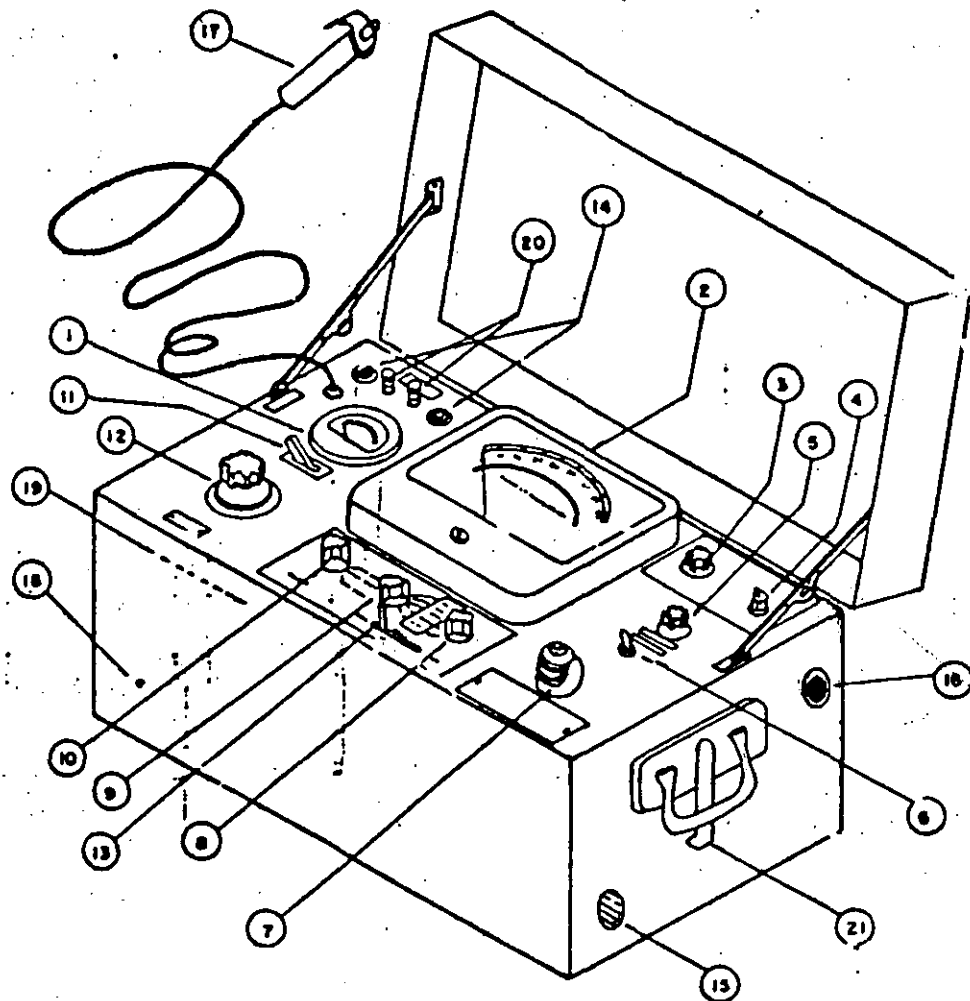
## RESISTENCIA

Para equipos con alta capacitancia es preferible medir resistencia en lugar de F.P.

La resistencia equivalente en C.A.

$$R = \frac{6250}{\text{MW} [\text{a } 2.5 \text{KV}]} [\text{M}\Omega]$$

# PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA



## PARTES PRINCIPALES DEL MEU

- |   |  |
|---|--|
| 1.- VOLTMETRO   | 18.-ENTRADA PARA CONECTAR SWITCH DE SEGURIDAD. |
| 2.- INDICADOR DE mVA y mW.  | 19.-CLAVIJA PARA ALIMENTACION DE C.A.          |
| 3.-PERILLA PARA AJUSTE DE MEDICION                                    | 20.-FUSIBLES DE PROTECCION.                    |
| 4.-L.V. SWITCH. (GROUND, GUARD Y UST)                                 | 21.-PUNTO PARA CONEXION A TIERRA DEL APARATO.  |
| 5.- PERILLA DE POLARIDAD.   |  |
| 6.- REV. SWITCH PARA COMPROBACION DE LECTURAS (DIRECTA-FUERA-INVERSA) |  |
| 7.- AJUSTE DE MILIWATTS (mW ADJ).                                     |  |
| 8.- PERILLA PARA RANGOS DE mW (MILI-WATTS).                           |  |
| 9.- PERILLA PARA RANGOS DE mVA. (MILI-VOLTAMPERES)                    |  |
| 10.-PERILLA PARA RANGOS DE MEDIDA. (HIGH, MED Y LOW)                  |  |
| 11.-SWITCH DE ENCENDIDO (ON - OFF)                                    |  |
| 12.-PERILLA PARA RANGOS DE VOLTAJE                                    |  |
| 13.-SWITCH SELECTOR (mVA, CHECAR Y mW)                                |  |
| 14.-FOCUS PILOTO VERDE Y ROJO.  |  |
| 15.-ENTRADA PARA CABLES DE PRUEBA DE ALTA TENSION.                    |  |
| 16.-ENTRADA PARA CABLES DE PRUEBA, GUARDA O BAJO VOLTAJE              |  |
| 17.-SWITCH DE SEGURIDAD.  |  |

# CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN DIELECTRICO

**G** = FUGAS DE CONDUCTANCIA

**C** = CAPACITANCIA

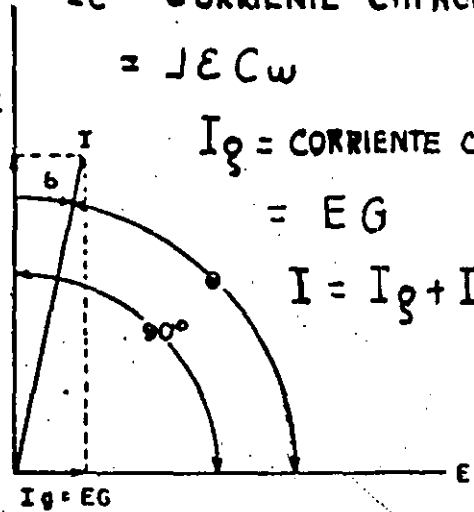
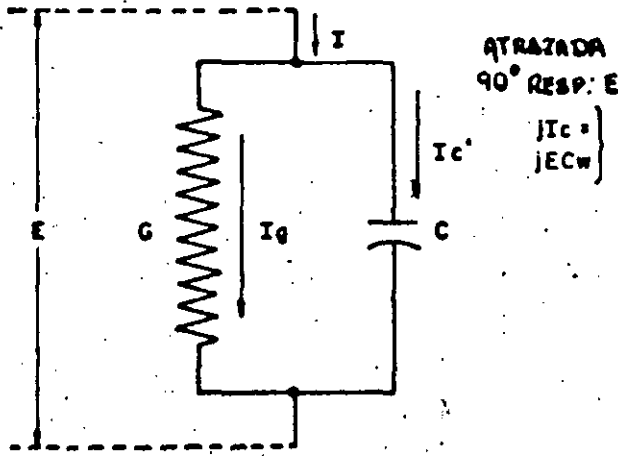
**I<sub>c</sub>** = CORRIENTE CAPACITIVA

$$= j\epsilon C \omega$$

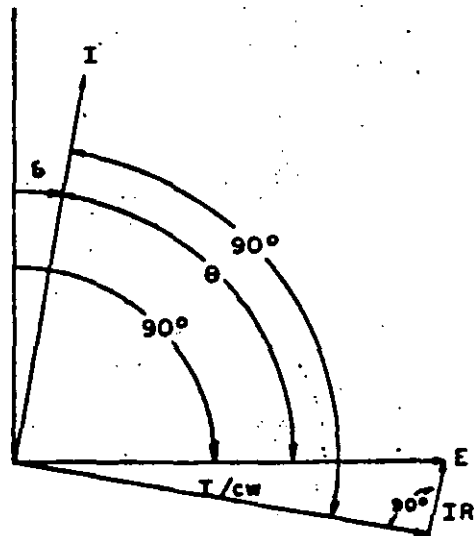
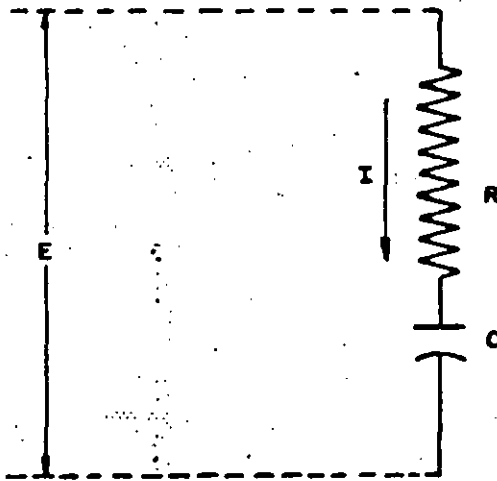
**I<sub>g</sub>** = CORRIENTE CONDUCTIVA (FUGA)

$$= EG$$

$$I = I_g + I_c$$



## c) CIRCUITO PARALELO EQUIVALENTE DE UN DIELECTRICO



## d) CIRCUITO SERIE EQUIVALENTE DE UN DIELECTRICO

**R** = RESISTENCIA EQUIVALENTE DEL DIELECTRICA ( $\Omega$ )

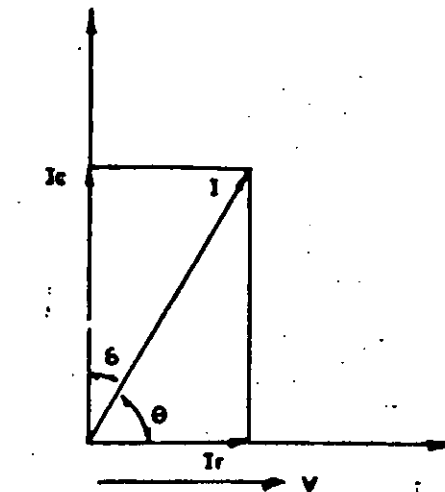
**C** = CAPACITANCIA

**I.R<sup>2</sup>** = PERDIDAS DE ENERGIA

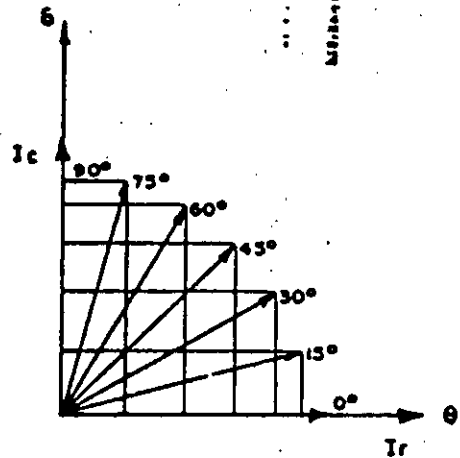


# FACTOR DE POTENCIA Y FACTOR DE DISIPACION

COS. $\theta$		TANG. $\delta$	
0°	1	90°	
15°	.9659	75°	3.732
30°	.8666	60°	1.732
45°	.7071	45°	1
60°	.5000	30°	.5773
75°	.2588	15°	.2679
90°	0	0°	0
89°	.0174	1°	.0174
88°	.0348	2°	.0349
87°	.0523	3°	.0524
86°	.0697	4°	.0699
85°	.0871	5°	.0874
84°	.1045	6°	.1051
83°	.1218	7°	.1227
82°	.1391	8°	.1405
81°	.1564	9°	.1583
80°	.1736	10°	.1763
79°	.1908	11°	.1943
78°	.2079	12°	.2125
77°	.2249	13°	.2308
76°	.2419	14°	.2493
75°	.2588	15°	.2679



$$I = \sqrt{I_r^2 + I_c^2}$$



$$\cos \theta = \frac{I_r}{I} \quad \text{f.p.} = \frac{F.D.}{\sqrt{1 + (F.D.)^2}}$$

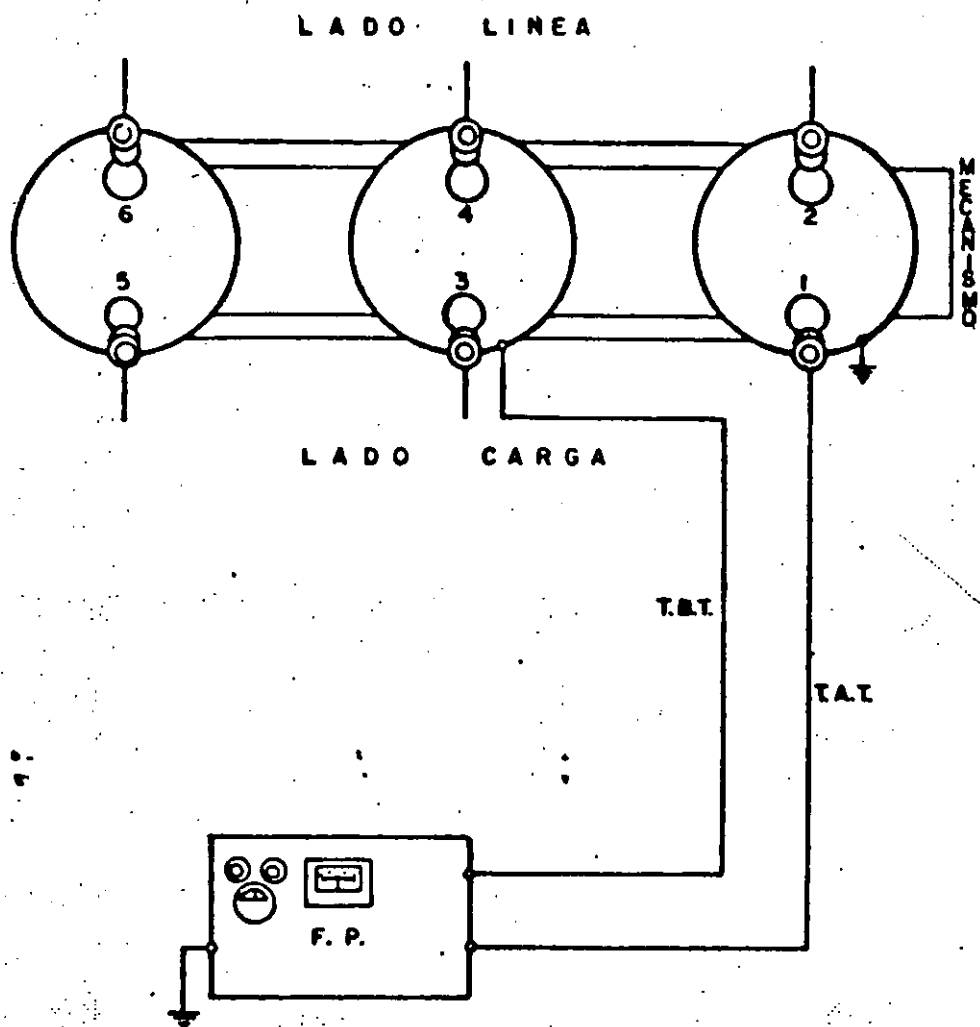
$$\tan \delta = \frac{I_r}{I_c} \quad F.D. = \frac{f.p.}{\sqrt{1 - (f.p.)^2}}$$

$$\frac{I_r}{I} \neq \frac{I_r}{I_c}$$

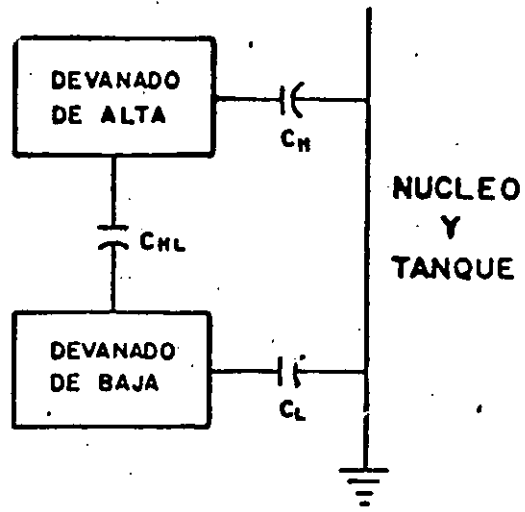
θ = ANGULO DE FASE  
 δ = ANGULO DE PERDIDAS

# PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA

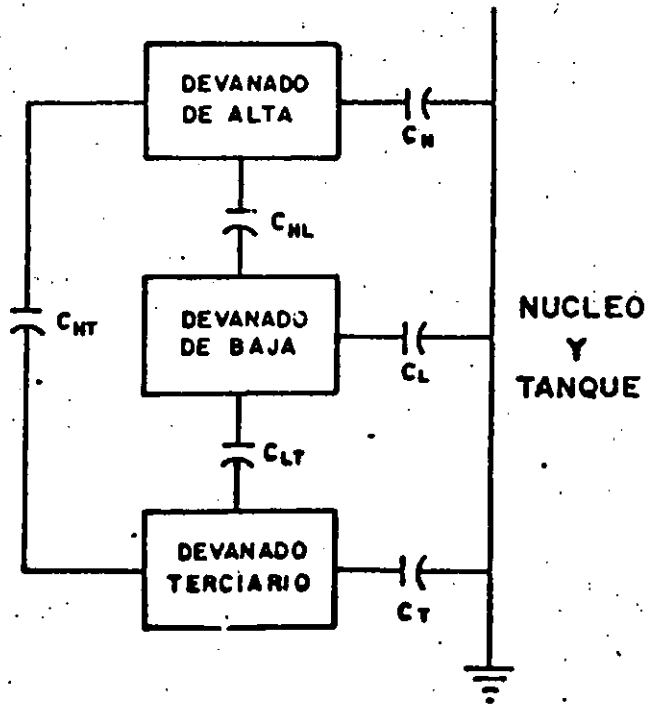
## INTERRUPTORES DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE



PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			POSICION INTERRUPTOR	MIDE
	T. A. T.	T. B. T.	SW LECTOR		
1	1	TANQUE	GROUND	ABIERTO	AISL. P.1
2	2	TANQUE	GROUND	ABIERTO	AISL. R2
3	3	TANQUE	GROUND	ABIERTO	AISL. P.3
4	4	TANQUE	GROUND	ABIERTO	AISL. R4
5	5	TANQUE	GROUND	ABIERTO	AISL. P.5
6	6	TANQUE	GROUND	ABIERTO	AISL. R6
7	1	TANQUE	GROUND	CERRADO	AISL. R1y2
8	3	TANQUE	GROUND	CERRADO	AISL. R3y4
9	5	TANQUE	GROUND	CERRADO	AISL. R5y6

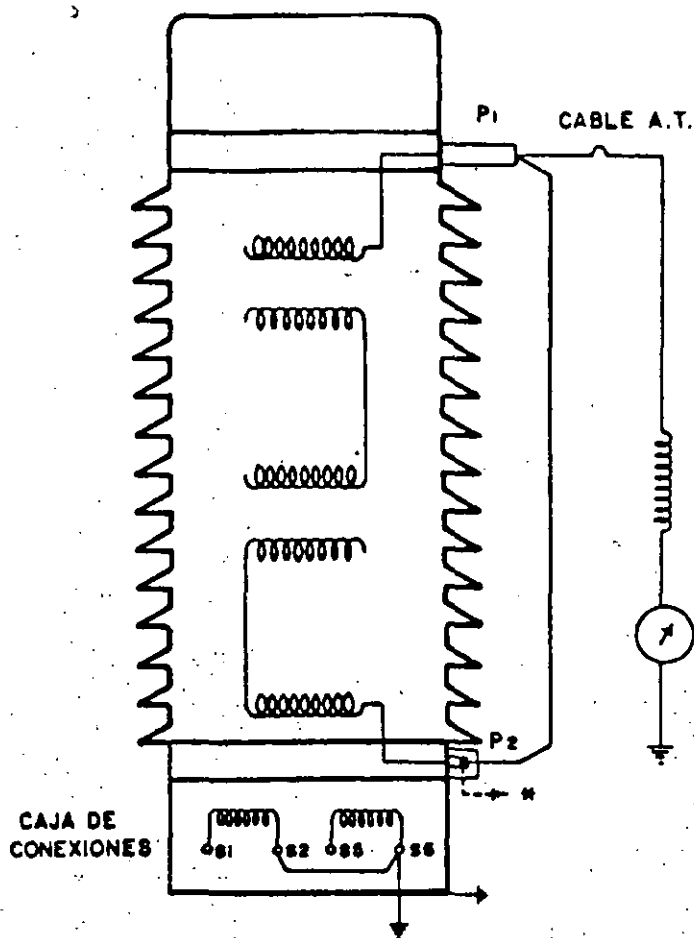


a).- DOS DEVANADOS



b).- TRES DEVANADOS

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP)



TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC)

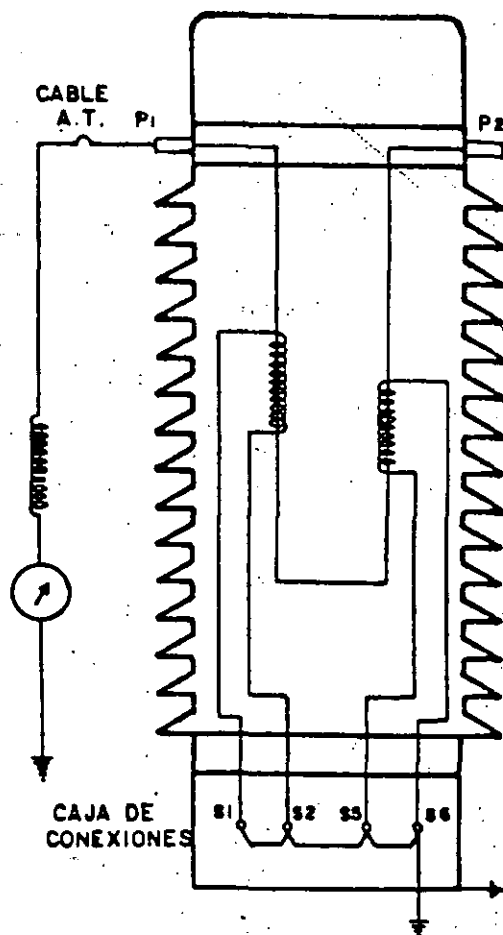


TABLA DE CONEXIONES DE PRUEBA

EQUIPO	ENERGIZAR	ATERRIZAR	GUARDAR	POSICION	MEDICION
TP's	P1 - P2	S2 - S6	—	GROUND	TOTAL
TC's	P1 ó P2	S1 - S2 S5 - S6	—	GROUND	TOTAL

\* EN EL CASO DE LOS TP'S EL BORNE P2 DEBE DESCONECTARSE DE TIERRA PARA REALIZAR LA PRUEBA .

# ANALISIS DE RESULTADOS PARA TP's y TC's

TC's PORCELANA < 1 % F.P.  
TP's PORCELANA < 3 % F.P.

TC's RESINA < 2.5 % F.P.  
TP's RESINA < 3.0 % F.P.

# PROBLEMAS A SISTEMAS DE TIERRAS

Una tierra es un conductor de metal, enterrada en el suelo, utilizada para mantener un potencial a tierra sobre los conductores conectados a esta, y para disipar cualquier corriente que conduzca esta.

LA TIERRA PROPORCIONA;

- Conduce las corrientes de corto circuito
- Previene daños a líneas de potencia
- Mantiene un potencial de referencia para instrumentos de seguridad
- Protege contra la electricidad estática
- Proporciona seguridad al personal que trabaje en la instalación

● RESISTENCIA ELECTRODO TIERRA  
La resistencia de un electrodo

decrece la resistencia un cuanto  
mas se aleja del electrodo

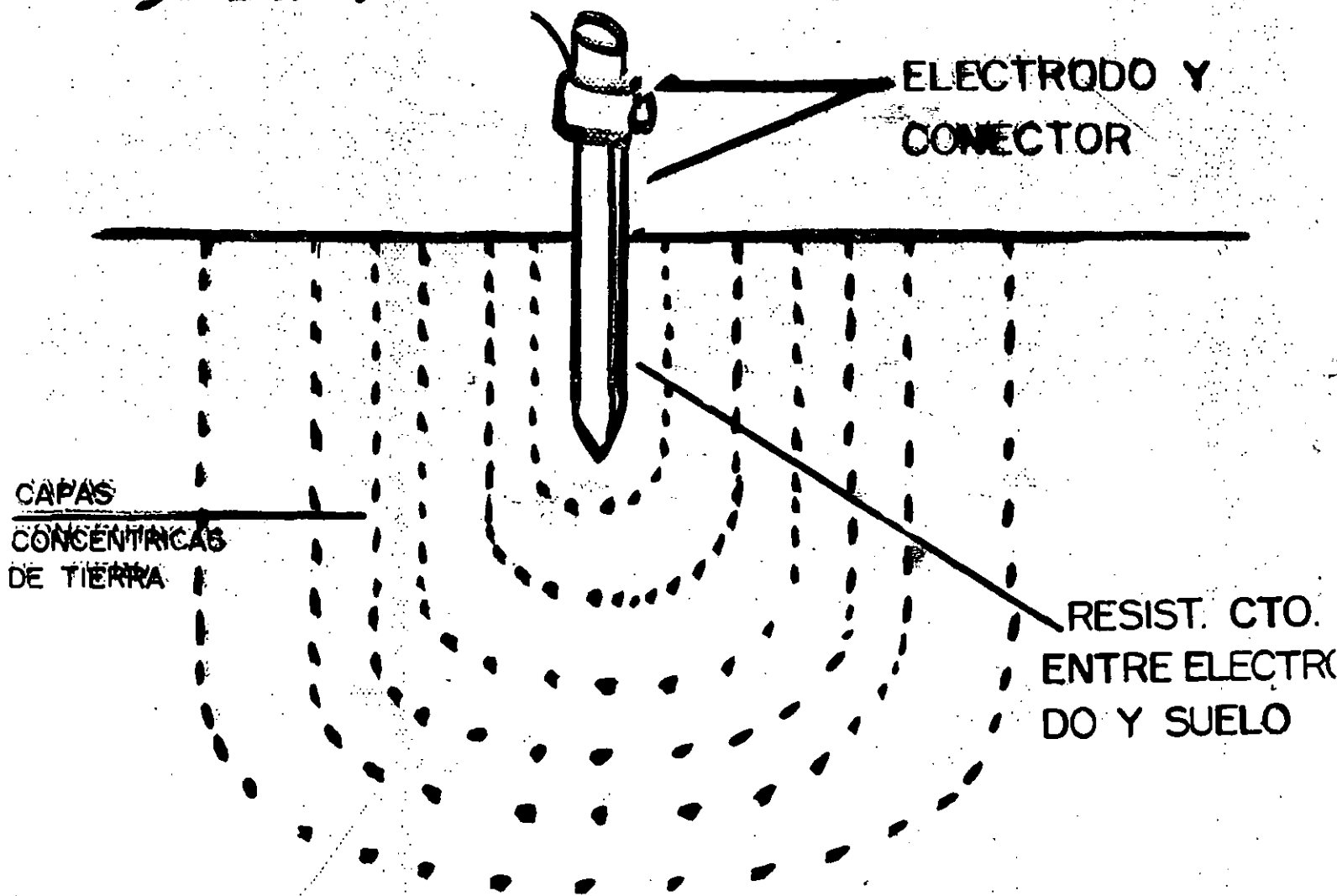
## INSTRUMENTO DE PRUEBA

El instrumento de prueba para  
medir resistencias de tierras  
incluye:

- 1) Un circuito de voltaje
- 2) Un ohmetro para medir  
la resistencia directamente
- 3) Bornes para conectar las  
terminales  $P$ ,  $C_1$ ,  $P_2$ ,  $C_2$

Contiene los siguientes componentes:

- a) la resistencia del metal y las conexiones a este.
- b) la resistencia de contacto del electrodo y suelo
- c) la resistencia del terreno



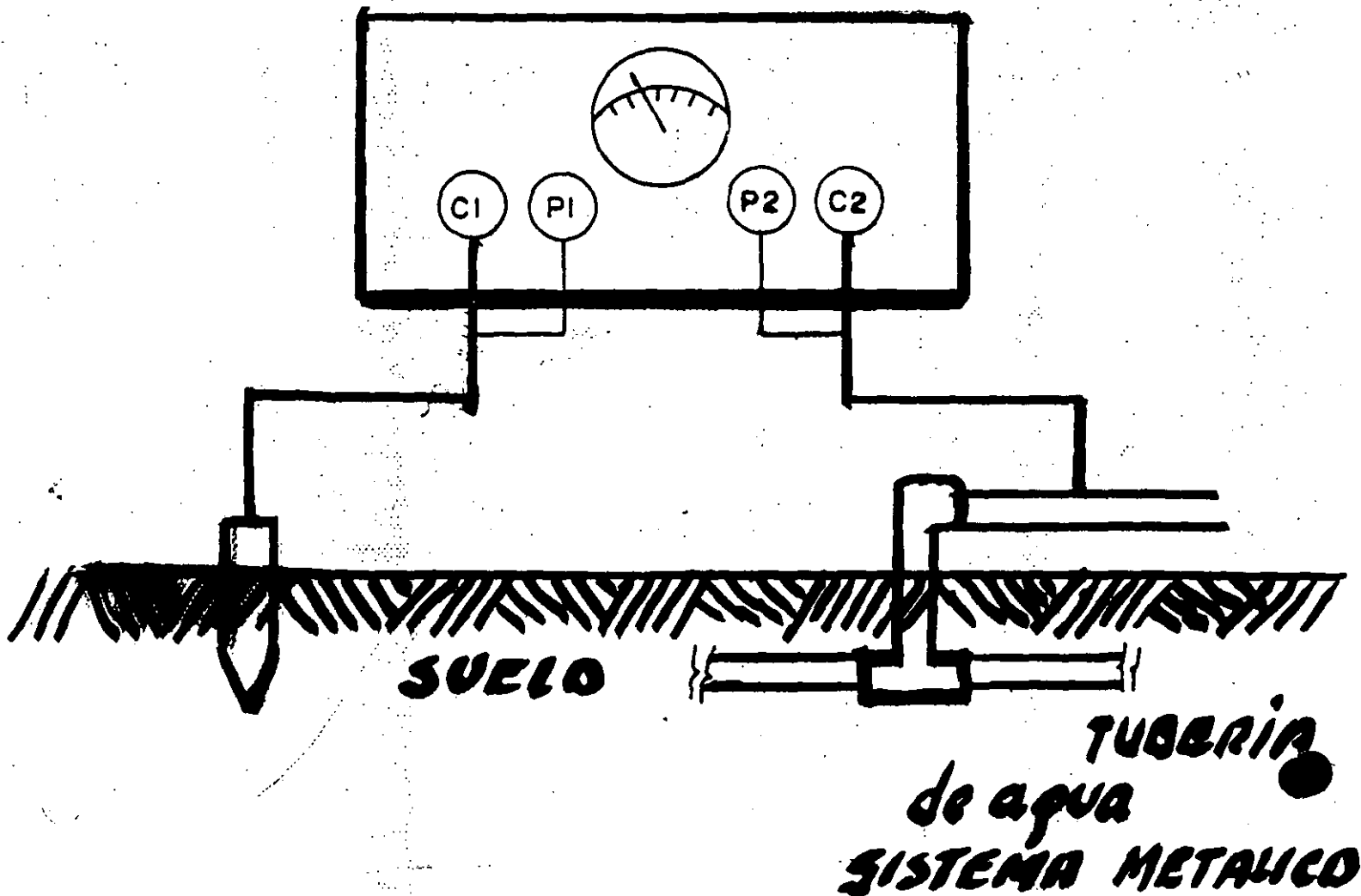


# EXISTEN BASICAMENTE DOS METODOS DE PRUEBA

1. METODO DIRECTO O DOS TERMINALES DE PRUEBA

2. METODO DE TRES TERMINALES

## METODO DIRECTO



Cuando se encuentran valores de resistencia de terreno altos se puede mejorar de la siguiente manera:

- 1) Proporcionar mas profundidad a electrodos
- 2) Aumentar numero de electrodos
- 3) Tratamiento del suelo

## ANALISIS DE RESULTADOS

- Las normas N.E.L. establecen que el valor de resistencia de terreno no debe exceder de  $25 \Omega$
- Para S.Es en tensiones mayores de 85 K.V. el valor no debe exceder de  $1 \Omega$
- Para S.Es de menor tension no debe exceder de  $5 \Omega$

a) Los electrodos son usualmente de un material conductor [cobre] de un diametro adecuado y con una resistencia despreciable

b) La resistencia entre electrodo y suelo debe ser despreciable, para esto el electrodo debe estar libre de pintura grasa o cualquier contaminante, el electrodo debe estar firmemente conectado

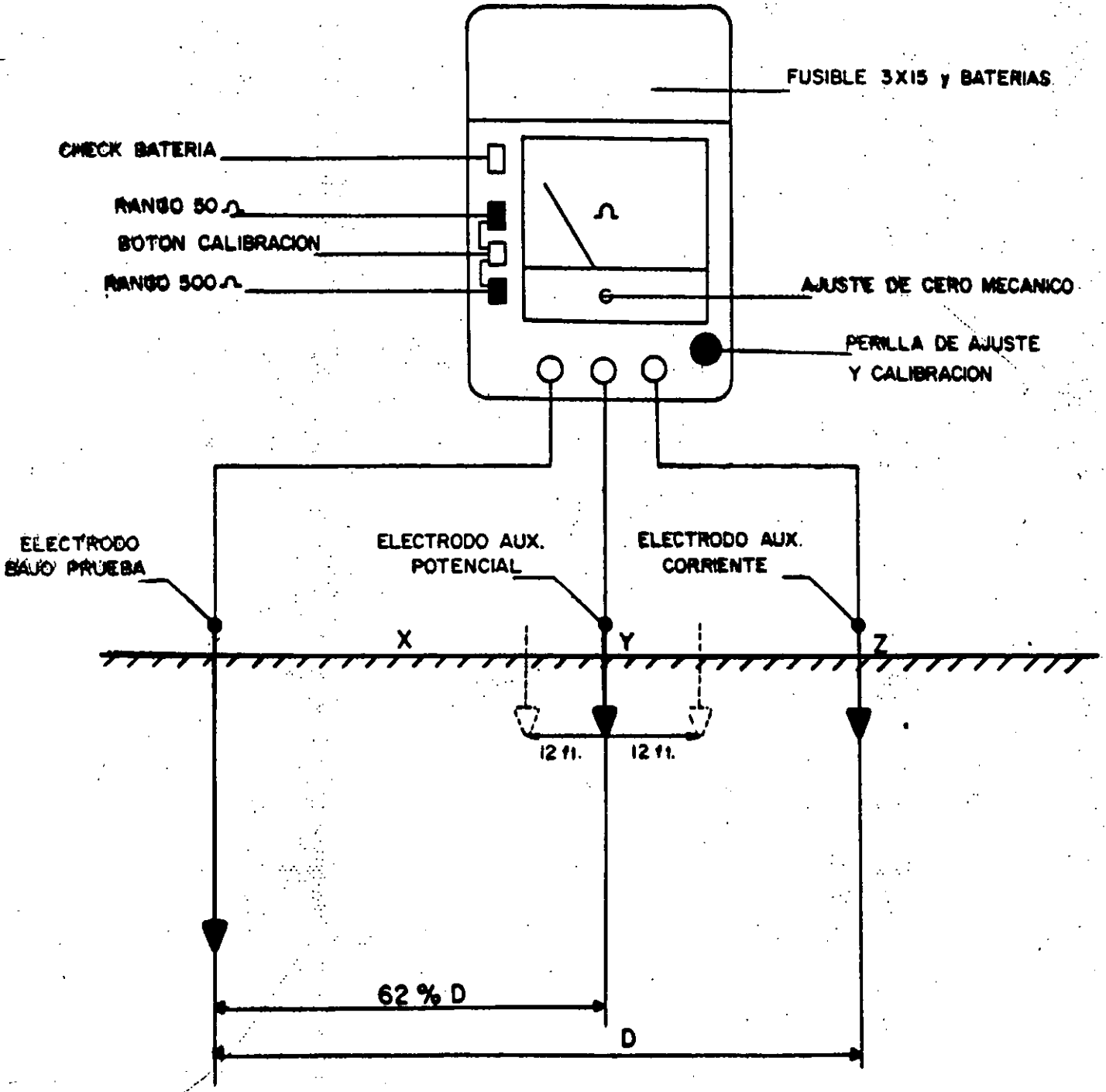
c) El unico componente que permanece es la resistencia de tierra  
El electrodo puede ser introducido mas al suelo para buscar mejores valores de resistencia

En teoria la resistencia de tierra se deriva de la siguiente formula:

$$R = \rho \frac{L}{A}$$

Resistencia = Resistividad x  $\frac{\text{Long.}}{\text{Area}}$

Esta formula claramente ilustra porque las capas concentricas



# RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Esta prueba nos permite determinar en forma aproximada el estado en que se encuentran los aislamientos

**Definición:** Es la resistencia en megohms que presenta un aislamiento al aplicarle un voltaje de C.D. durante un tiempo determinado

A la corriente que resulta de la aplicación del voltaje de C.D. se conoce como corriente de aislamiento y consta de dos componentes

- 1) La corriente que fluye dentro del aislamiento
  - 2) La corriente que fluye sobre la superficie
- 1) La  $I$  que fluye dentro del aislamiento es esta formada por:
- a) Corriente capacitiva; inicialmente tiene un valor elevado y disminuye con el tiempo
  - b) Corriente absorción dieléctrica; de origen  $d$  por el valor baj  $d$  resist.  $d$   $10^4$  m. y disminuye con el tiempo.

c) Corriente de conducción;

Esta corriente fluye través del aislamiento y es practicamente etc

2) La corriente que fluye sobre la superficie del aislamiento;

Esta se conoce como corriente de fuga, esta corriente permanece etc al igual que la corriente de conducción, y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones de un aislamiento.

### INDICES DE ABSORCION Y POLARIZACION.

La resistencia de aislamiento varia con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo; cuando repentinamente se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento, la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse

Este metodo consiste en aplicar el voltaje de prueba durante 10 minutos tomando lecturas a los 15, 30, 45 y 60 segundos y despues cada minuto

Dado que la pendiente de la curva de absorción dieléctrica nos indica las condiciones del aislamiento, esta pendiente puede ser expresada por el índice de absorción y polarización

$$I_{\text{absorción}} = \frac{\text{Resist. aisl. a 60 seg.}}{\text{Resist. aisl. a 30 seg.}}$$

$$I_{\text{polariz}} = \frac{\text{Resist. aisl. a 10 min}}{\text{Resist. aisl. a 1 min.}}$$

## FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

- 1) Condición de la superficie de aislamiento; tales como carbón polvo o aceite
- 2) Efecto de la humedad; gran parte de los aislamientos son higroscópicos y por tanto absorben humedad ocasionando una reducción en la resistencia de aislamiento.

### 3) Efecto de la Temperatura:

La resistencia de aislamiento varía inversamente con la temp. para la mayor parte de los materiales aislantes.

Para comparar apropiadamente las mediciones periódicas de resist. de aislam. es necesario efectuar las mediciones a la misma temp. convirtiendo cada medición a la misma base.

Esta conversión se efectúa con la siguiente ecuación.

$$R_c = K_t \cdot R_t$$

$R_c$ : Resist. aislam. en Megaohms corregida a la temp. base.

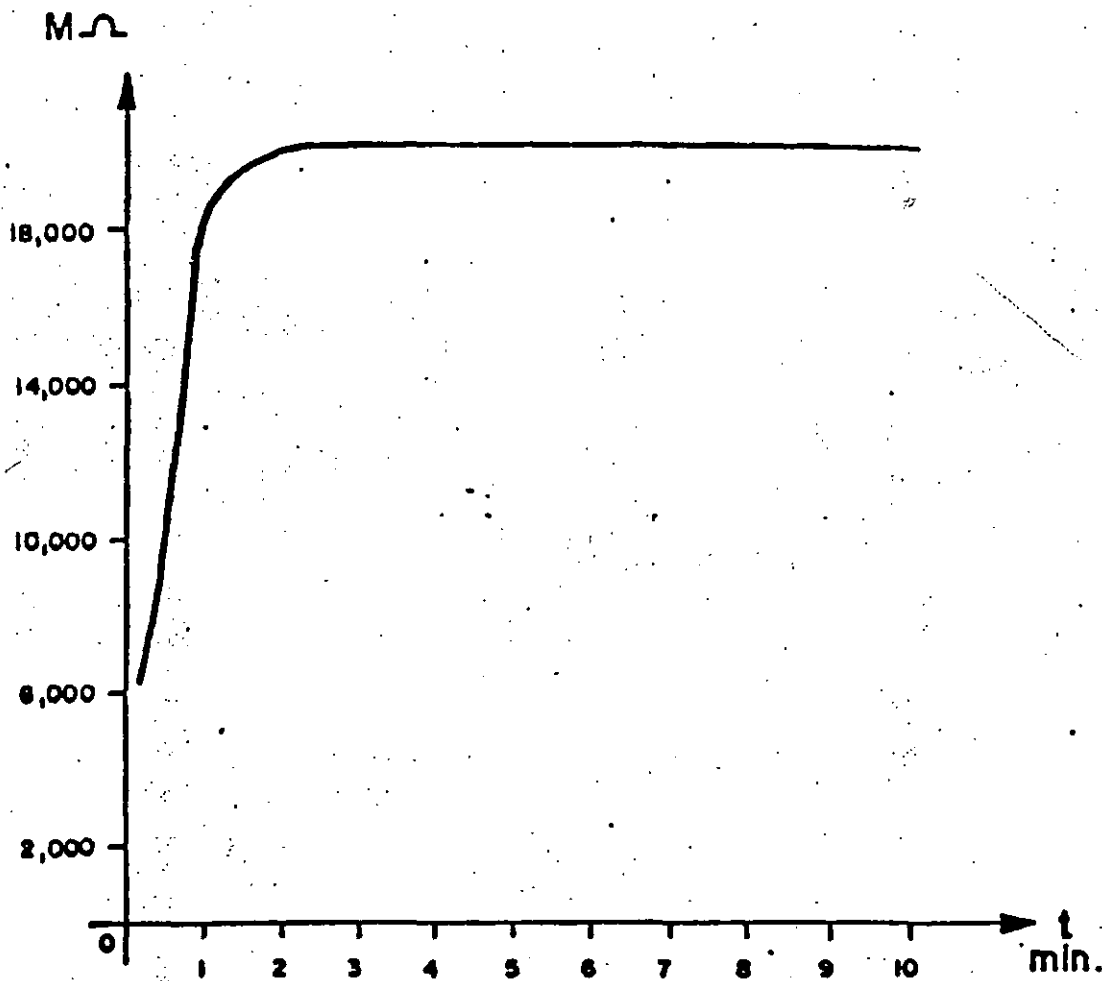
$R_t$ : Resist. aislam. a la temp. que se efectuó la pta.

$K_t$ : Coeficiente de corrección por temp.



TRANSFORMADOR EN ACEITE

H-X+T



CURVA TIPICA

# PRINCIPIO DE OPERACION

Aun cuando existe una gran variedad de instrumentos para la medición puede decirse que la gran mayoría utiliza el elemento de medición de bobinas cruzadas.

El megohmetro consiste fundamentalmente de dos bobinas designadas como A y B, montadas en un sistema móvil común con una aguja indicadora unida a las mismas y con libertad para girar en un campo producido por un imán permanente.

Adicionalmente al elemento de medición el megohmetro tiene un generador de C.D. accionado manualmente mediante un motor el cual proporciona el voltaje necesario para efectuar la medición.

Su principio de operación se basa en aplicar un voltaje de C.D al aislamiento y medir la corriente, indicando la lectura en el instrumento.

El megger consiste fundamentalmente de dos bobinas A y B, montados en un sistema móvil común.

R' En serie con bobina A, limita la corriente que se da al aparato cuando por el <sup>MANUAL</sup> se da el <sup>MANUAL</sup> botón.

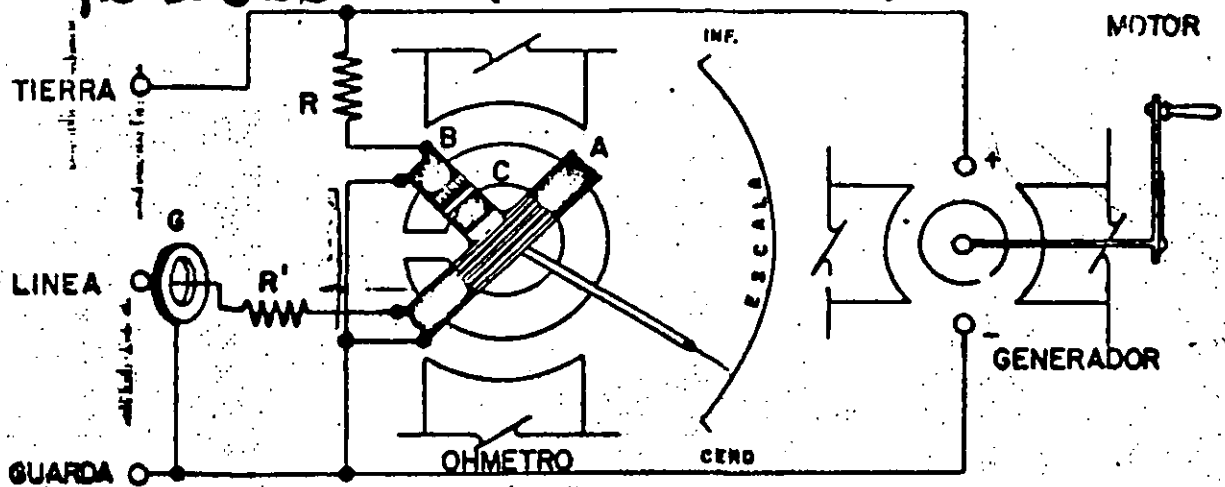


DIAGRAMA ELEMENTAL DEL MEGGER.

Las bobinas A y B están conectadas de tal forma que cuando se les alimenta la corriente desarrollan pares opuestos y la aguja indicadora se estabiliza cuando los pares se balancean.

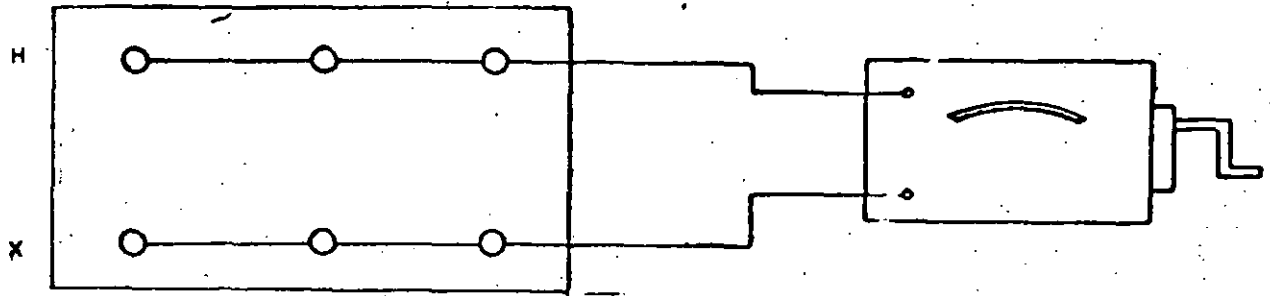
Es arandela metálica conectada al cto de guarda, esto evita errores a los fugas.

# INSTRUCCIONES PARA UTILIZAR EL MEGOHMETRO

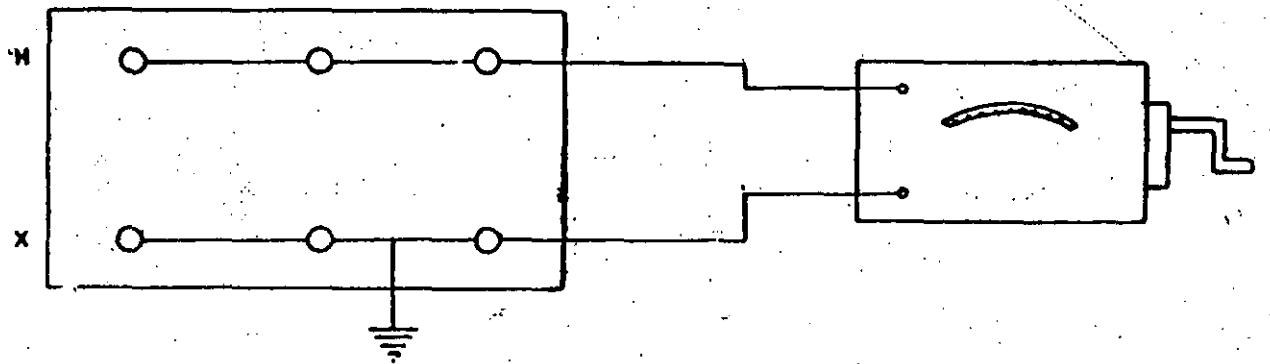
- 1) Coloque el aparato en una base bien nivelada.
- 2) Seleccione y ajuste el voltaje de prueba a utilizar.
- 3) Verifique el aparato; pba de cero y pba de infinito.
- 4) En caso de haber desenergizado al equipo a probar, aterrizar para eliminar toda carga capacitiva.
- 5) Para evitar errores en la medición, en los puntos utilice cobre desnudo.
- 6) Tome la lectura en el tiempo requerido.
- 7) Registre la temp. de pba.
- 8) Descargue el equipo.

# PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

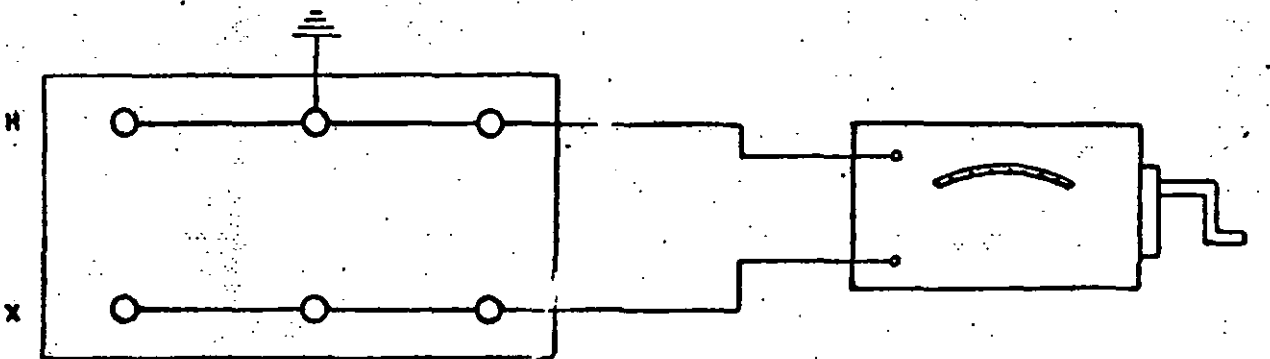
TRANSFORMADOR



DEVANADO DE ALTO VOLTAJE vs. DEVANADO DE BAJO VOLTAJE

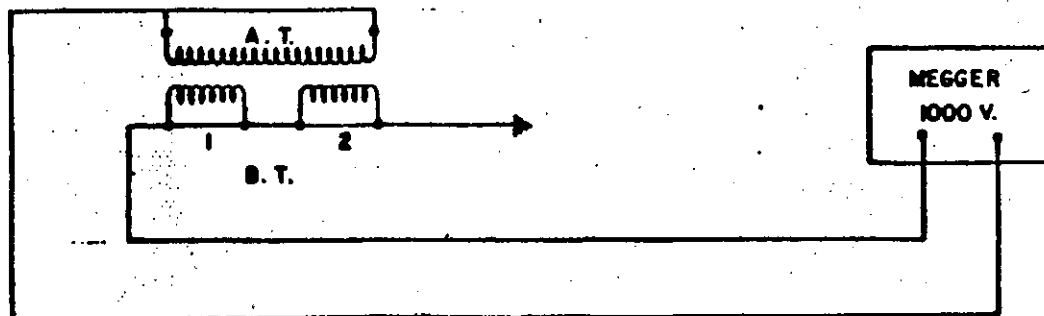
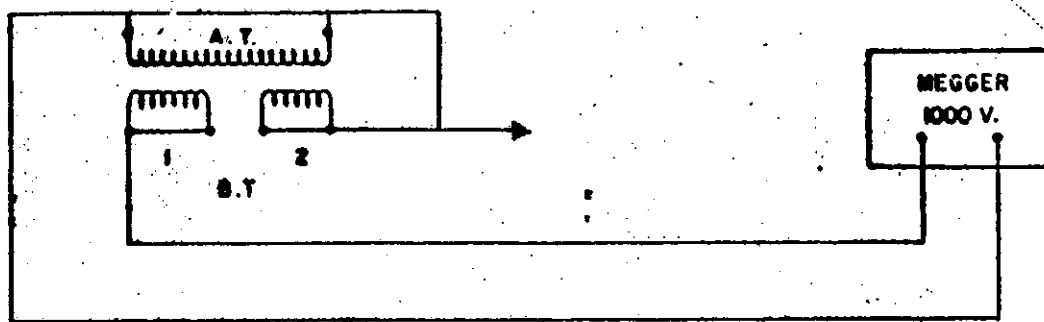
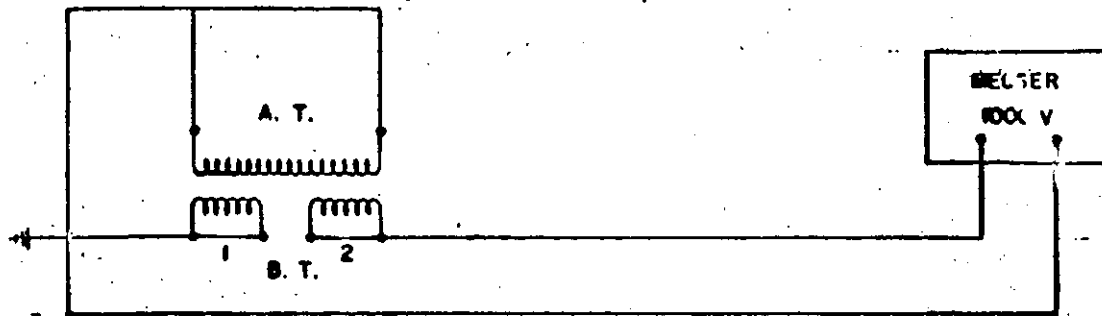


ALTO VOLTAJE vs. BAJO VOLTAJE + TANQUE A TIERRA

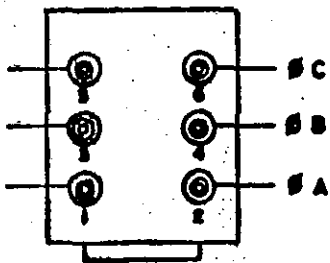
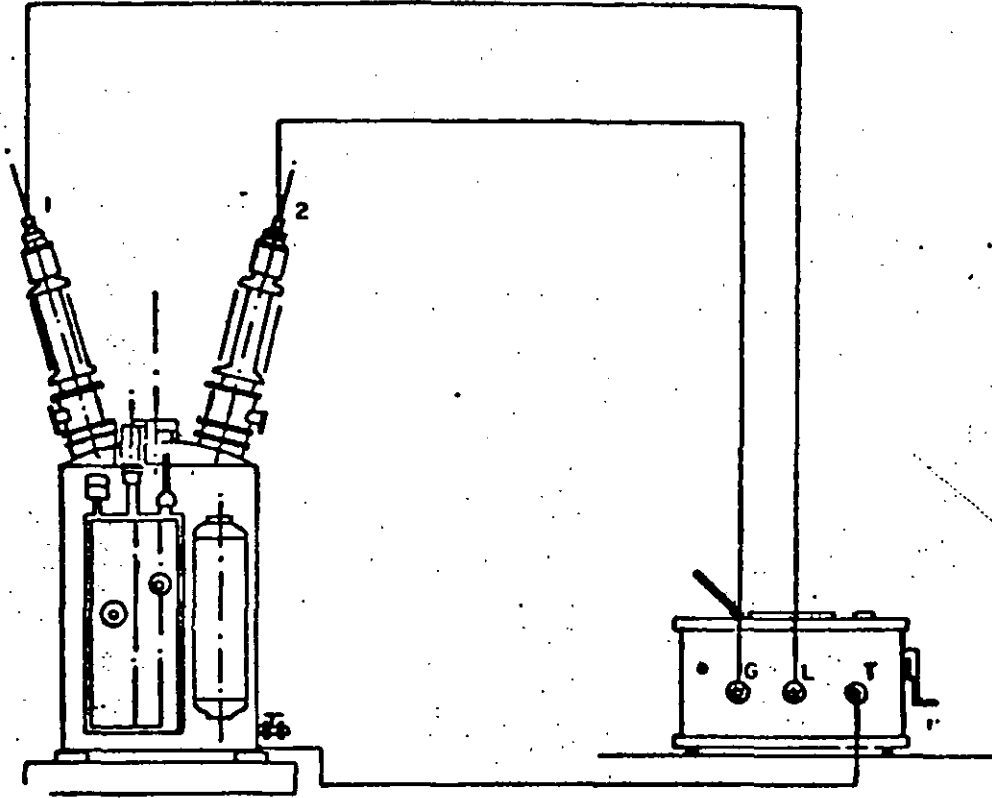


ALTO VOLTAJE + TANQUE A TIERRA vs. BAJO VOLTAJE

# PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TC'S



# PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A INTERRUPTORES



VISTA DE PLANTA DEL INTERRUPTOR

PRUEBA	POSICION	CONEXIONES			MIDE
		L	T	G	
1	ABIERTO	1	TANQUE	2	BOQ. 1
2	"	2	"	1	" 2
3	"	3	"	4	" 3
4	"	4	"	3	" 4
5	"	5	"	6	" 5
6	"	6	"	5	" 6
7	CERRADO	1-2	"	—	FASE "A"
8	"	3-4	"	—	FASE "B"
9	"	5-6	"	—	FASE "C"

**PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO**

INDICE DE ABSORCION	INDICE DE POLARIZACION	CLASIFICACION DEL AISLAMIENTO
MENOR DE 1	MENOR DE 1	PELIGROSO
DE 1 A 1.1	DE 1 A 1.5	POBRE
DE 1.1 A 1.25	DE 1.5 A 2	DUDOSO
DE 1.25 A 1.4	DE 2 A 3	REGULAR
DE 1.4 A 1.6	DE 3 A 4	BUENO
MAYOR DE 1.6	MAYOR DE 4	EXCELENTE

**a) CLASIFICACION DE LOS INDICES DE ABSORCION Y POLARIZACION**

VOLTAJE NOMINAL DEL PROBADOR DE CD.	VOLTAJE NOMINAL DE C.A. DEL EQUIPO QUE SE VA A PROBAR
100 y 250 V.	HASTA 125 V. INCLUYENDO EQUIPOS Y CIRCUITOS DE CONTROL Y SEÑALIZACION
500 V.	DE 125 A 400 VOLTS
1000 V.	DE 400 V. EN ADELANTE
2500 V.	DE 1000 V. EN ADELANTE

**b) VOLTAJES RECOMENDADOS PARA PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO**



# PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

CLASE DE AISLAMIENTO	MEGOHMS
1.2	32
2.5	68
5.0	135
8.7	230
15.	410
25	670
34.5	930
46	1240
69	1860
92	2400
115	3100
138	3720
161	4350
196	5300
230	6200
287	7750
345	9300

RESISTENCIA MINIMA DE AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR  
EN ACEITE A 20°C 1-MIN. 1000 V.

# PRUEBAS DE APERTURA Y CIERRE DE INTERRUPTORES

Estas pruebas son de primordial importancia fundamentalmente en lo que se refiere a los tiempos de apertura, ya que es necesario que esta operación se realice en el menor tiempo posible.

Además de medir los tiempos de cierre y apertura, es necesario medir el asincronismo entre fases.

Para efectuar las pruebas de tiempos de operación se conocen los siguientes equipos:

- 1) FAVAG
- 2) MILLIGRAPH
- 3) TRI-A
- 4) TR-3000

# TIEMPOS DE APERTURA Y CIERRE DE INTERRUPTORES

El objetivo de esta 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 arco 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

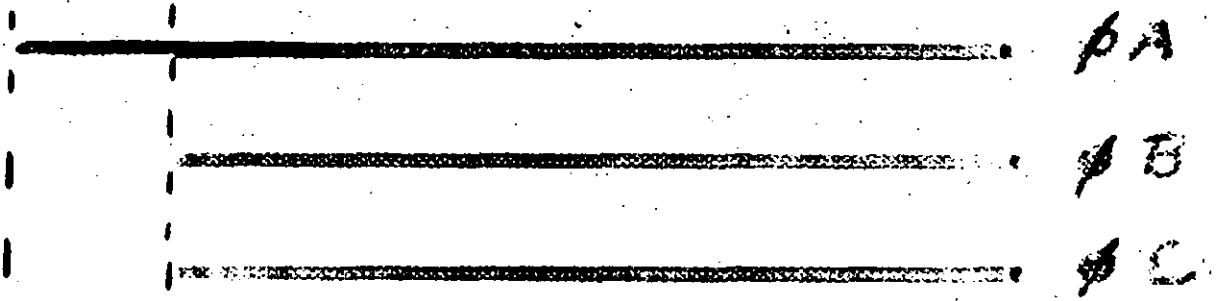
PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE

AIRE COMPRIMIDO

HEXAFLUORURO DE AZUFRE [ $SF_6$ ]

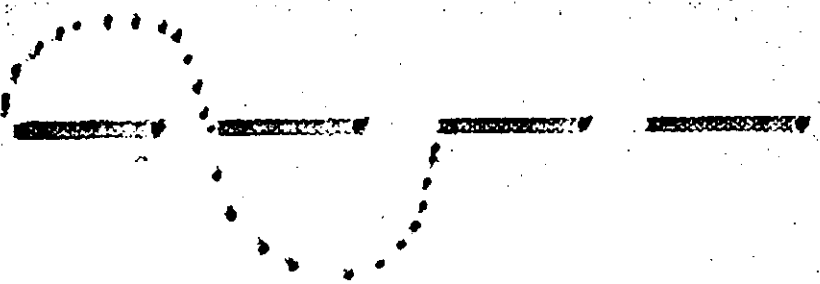
• SOPLO MAGNETICO, etc.

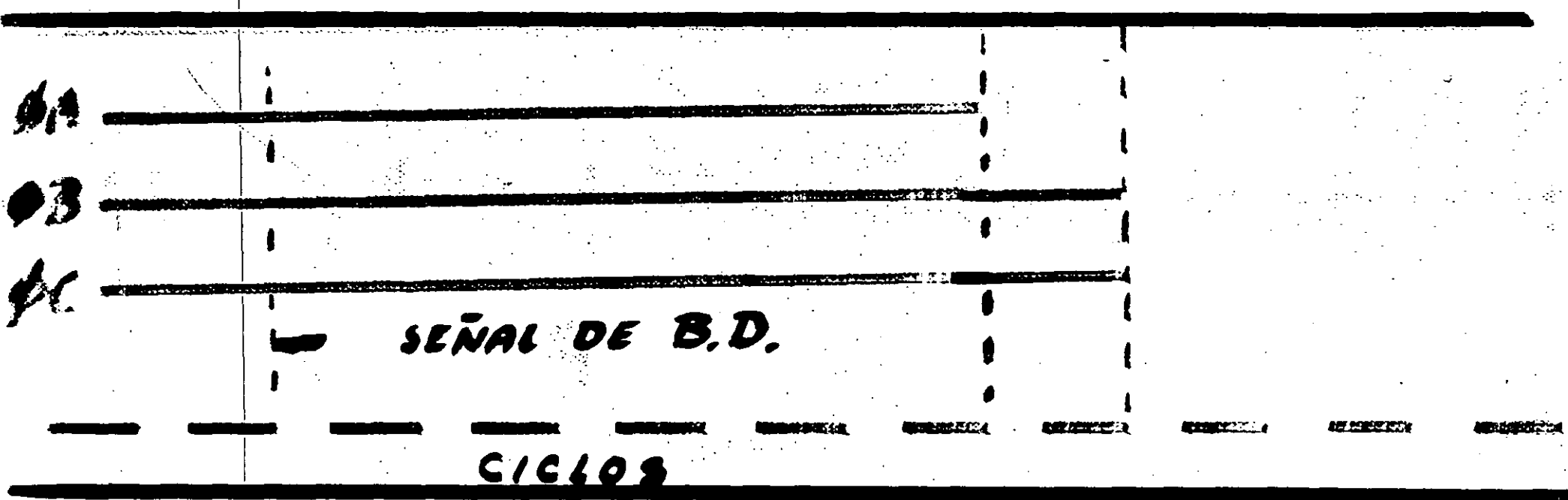
SEÑAL  
B.C.



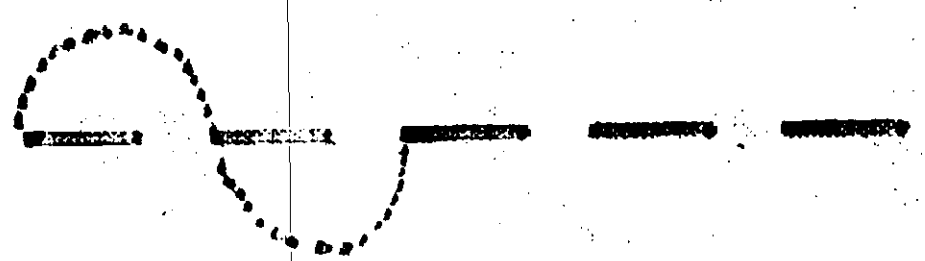
CICLOS

OPERACION: CIERRE





OPERACION: **DISPARO**

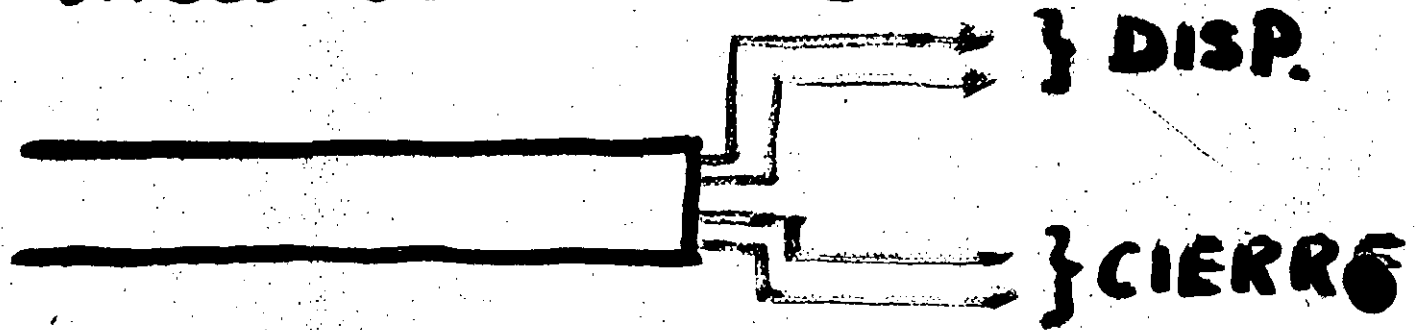


# FINALIZADOR 77-9

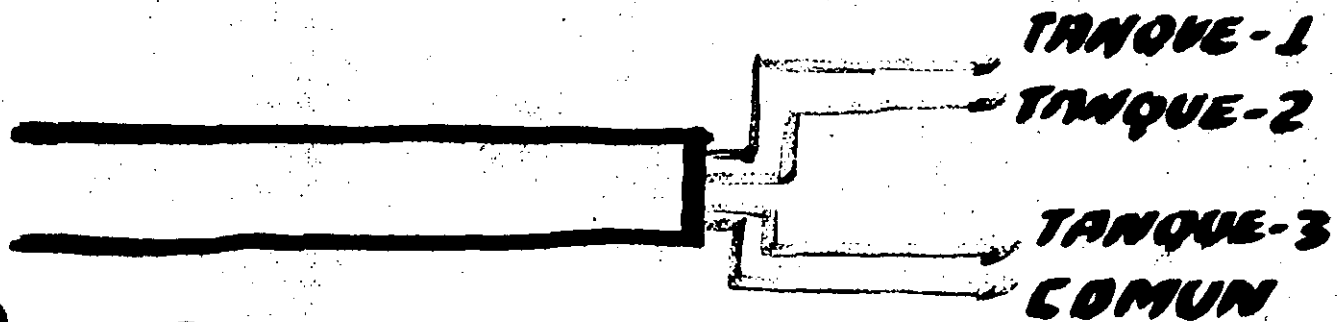
CONSTA BASICAMENTE DE :

- Panel de Control
- Transductor Mecánico
- Cables y Conexiones

## 1) CABLE DE CONTROL



## 2) CABLE DE MONITOREO DE CTOS



## 3) CABLE DE TRANSDUCIDOR

## 4) CABLE DE ALIM. C.A. [127V.]

# ! LAS MEDICIONES QUE PODEMOS REALIZAR

- Tiempos de operación
- Penetración de contactos
- Velocidad
- Inserción de contactos
- Rebotes



## SISTEMA PARA PRUEBA DE CIRCUITOS DE INTERRUPTORES TR-3000 DOBLE

EL SISTEMA TR-3000 ES UN SISTEMA MODULAR QUE INCLUYE DOS INSTRUMENTOS:

- 1.- EL TR3100 MAESTRO
- 2.- EL TR3300 ESCLAVO

LAS FUNCIONES QUE REALIZA SON :

- TIEMPOS DE CONTACTOS PRINCIPALES Y CONTACTOS AUXILIARES
- VELOCIDAD Y MOVIMIENTO
- VALOR DE LA RESISTENCIA DE INSERCIÓN
- VALOR DE LOS GRADIENTES DE CAPACITORES
- REBOTES

OPERACION MANUAL.-

- OPERA PARA CADA PRUEBA, LOS RESULTADOS SON AUTOMATICAMENTE ALMACENADOS EN SU COMPUTADORA INTERNA
- IMPRIME RESULTADOS

OPERACION AUTOMÁTICA.-

- CUANDO SE USA AUTOMATICAMENTE, EL EQUIPO ALMACENA LA INFORMACIÓN, ESTO INCLUYE LOS COMANDOS DE TODAS LAS PRUEBAS, IDENTIFICACIÓN DEL INTERRUPTOR.
- SELECCIONA UN PLAN DE PRUEBAS
- OPERA AL INTERRUPTOR UNA A UNA DE LAS PRUEBAS
- MUESTRA LAS PRUEBAS EN EL DISPLAY
- IMPRIME TODA LA INFORMACIÓN

LOS RESULTADOS SON AUTOMATICAMENTE ALMACENADOS EN SU MEMORIA Y COMPARA CON LAS ESPECIFICACIONES DE TODOS LOS MECANISMOS MEDIDOS EN OTRAS PRUEBAS REALIZADAS.

# PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

Todas las mediciones eléctricas de relación de espiras dependen:

$$a = \frac{V_1}{V_2} = \frac{N_H}{N_X}$$

$a$ : relación de transf.

$V_1$ : Voltaje en vacío prim.

$V_2$ : Voltaje en vacío sec.

$N_H$ : N° espiras de A.T.

$N_X$ : N° espiras de B.T.

Cuando un transformador es excitado por el devanado de B.T. la relación de tensiones sin carga casi es igual a la relación de espiras.

Esta diferencia entre las dos relaciones se debe a la caída de tensión del primario que resulta del paso de la corriente magnetizante a través del mismo.

El T.T.R. está dispuesto de tal manera que el transformador que se va a probar y el transformador de referencia de relación ajustable están excitados de la misma fuente.

● Los devanados secundarios se conectan en serie de oposición a través de un detector de cero.

**El T.T.R. está diseñado para medir la relación de espiras de Transformadores cuya relación sea menor o igual que 130**

**La relación es directa cuando el devanado de B.T. es el primario durante la prueba**

**El T.T.R. detecta**

- 1) Polaridad
- 2) Espiras abiertas
- 3) Espiras en corto circuito

**1. POLARIDAD:** Se conecta el T.T.R. al transf. bajo prueba normalmente

- Se ajusta conmutadores a cero
- Se gira manivela  $\frac{1}{4}$  vuelta
- Si el detector mueve  $\left\{ \begin{array}{l} 120 - \text{SUBSTRAC} \\ \text{DER} - \text{ADITIVA} \end{array} \right.$

**2. DEVANADOS EN CIRCUITO ABIERTO**

- Excitación normal
- Voltaje normal
- Ausencia de deflexión de galvanómetro

**3. DEVANADOS EN CORTO CIRCUITO**

- Alta corriente de excitación
- Baja tensión de generador

# EL I. I. R. LUNSTH

## PRINCIPALMENTE DE :

1. Generador de C.A. con excitación 81
2. Cuatro conmutadores conectados en derivación [ La lectura se hace de 120-DER. ]
3. Punto decimal
4. Detector [D] consiste de un rectificador sincrónico y un micro ampermetro de C.D. con cero central
5. Voltmetro de C.A. indica la tensión de excitación
6. Ampermetro de C.A. corriente de salida del generador
7. Prensas negra y roja [X<sub>1</sub> y X<sub>2</sub>]  
Cable grueso - conecta transf. de referencia y de prueba  
Cable delgado - lleva la I de excitación
8. Caimanes negro y rojo [H<sub>1</sub> y H<sub>2</sub>]  
estos conectan al primario del transformador de referencia al transformador bajo prueba

# PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

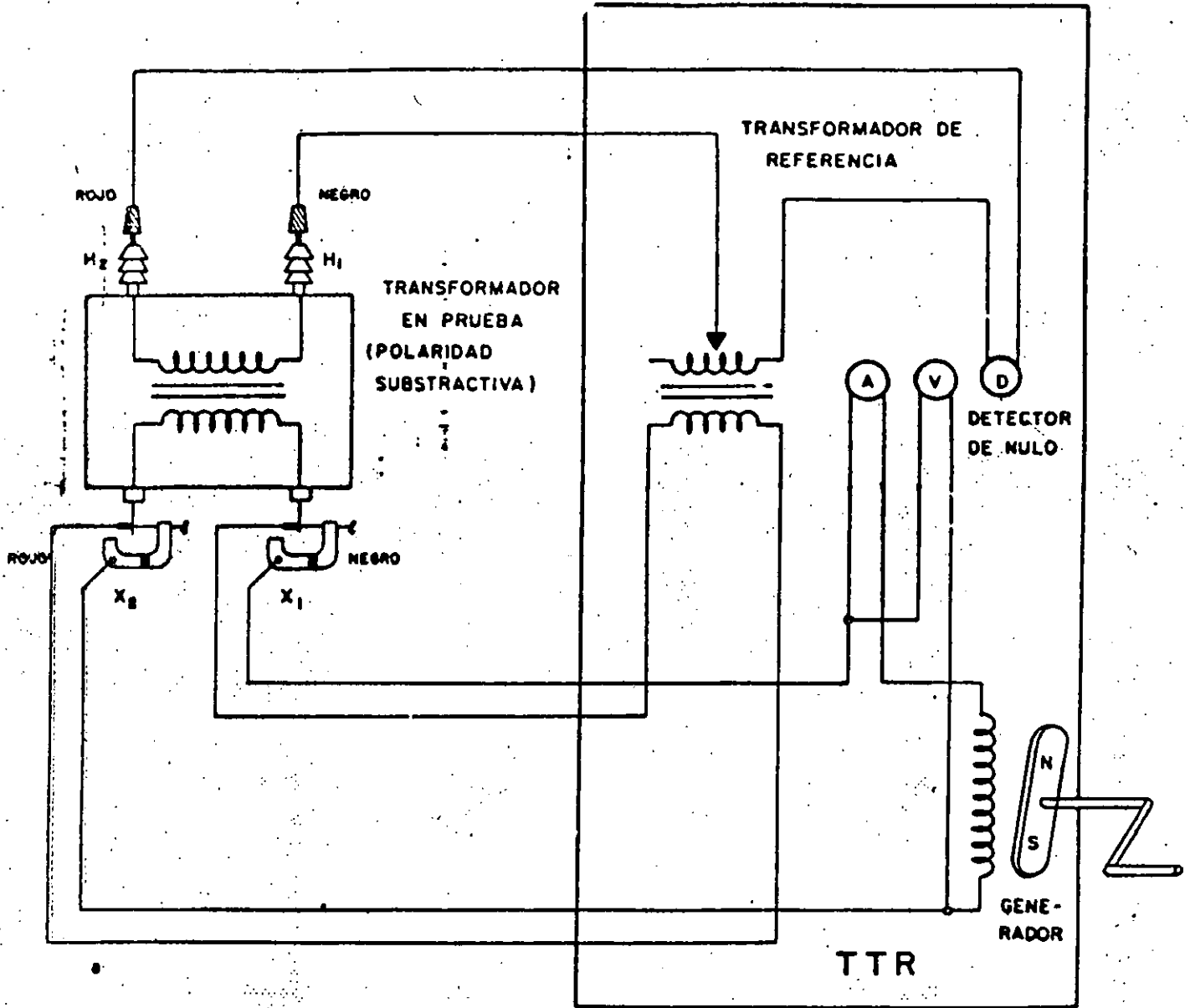
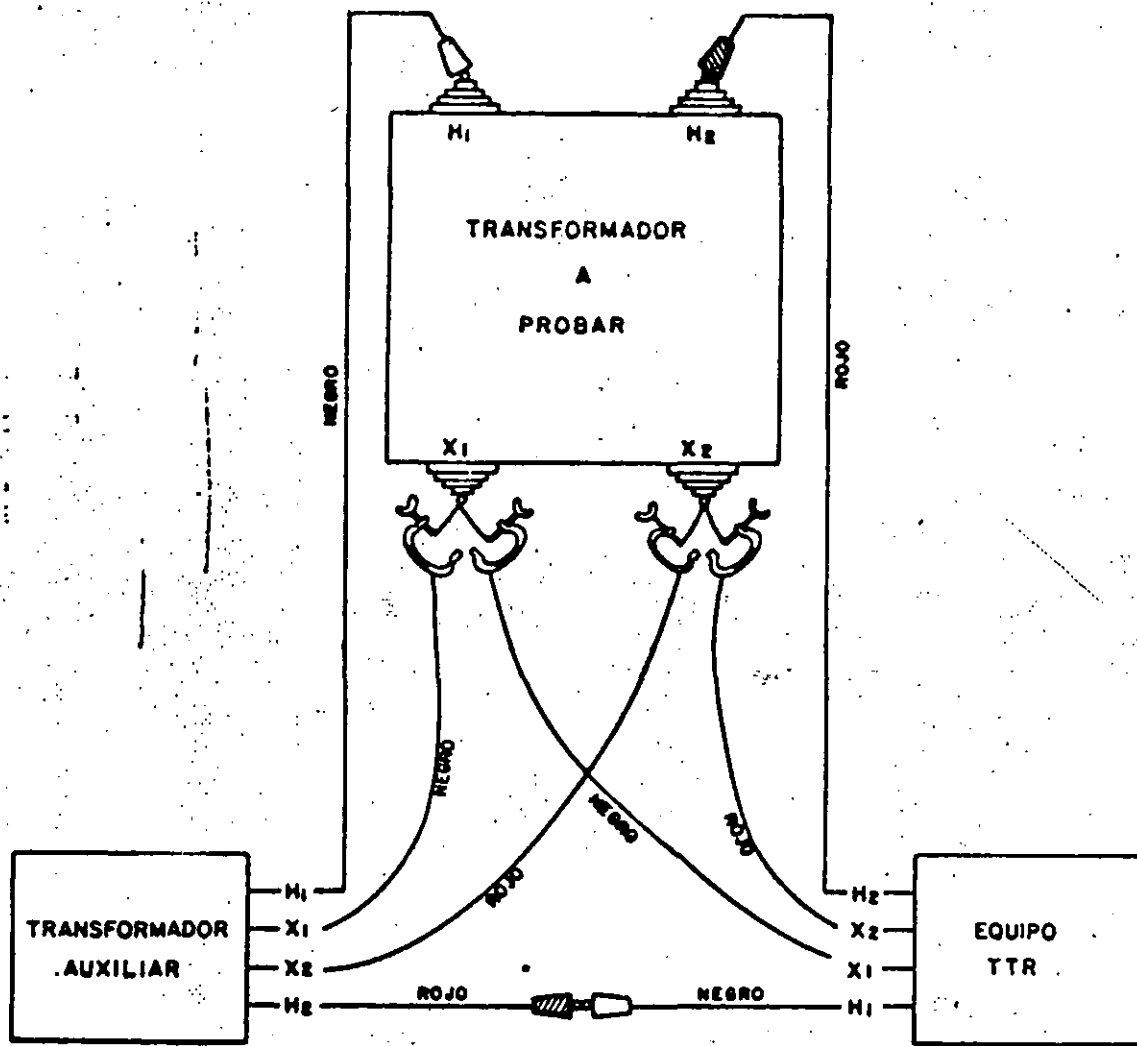
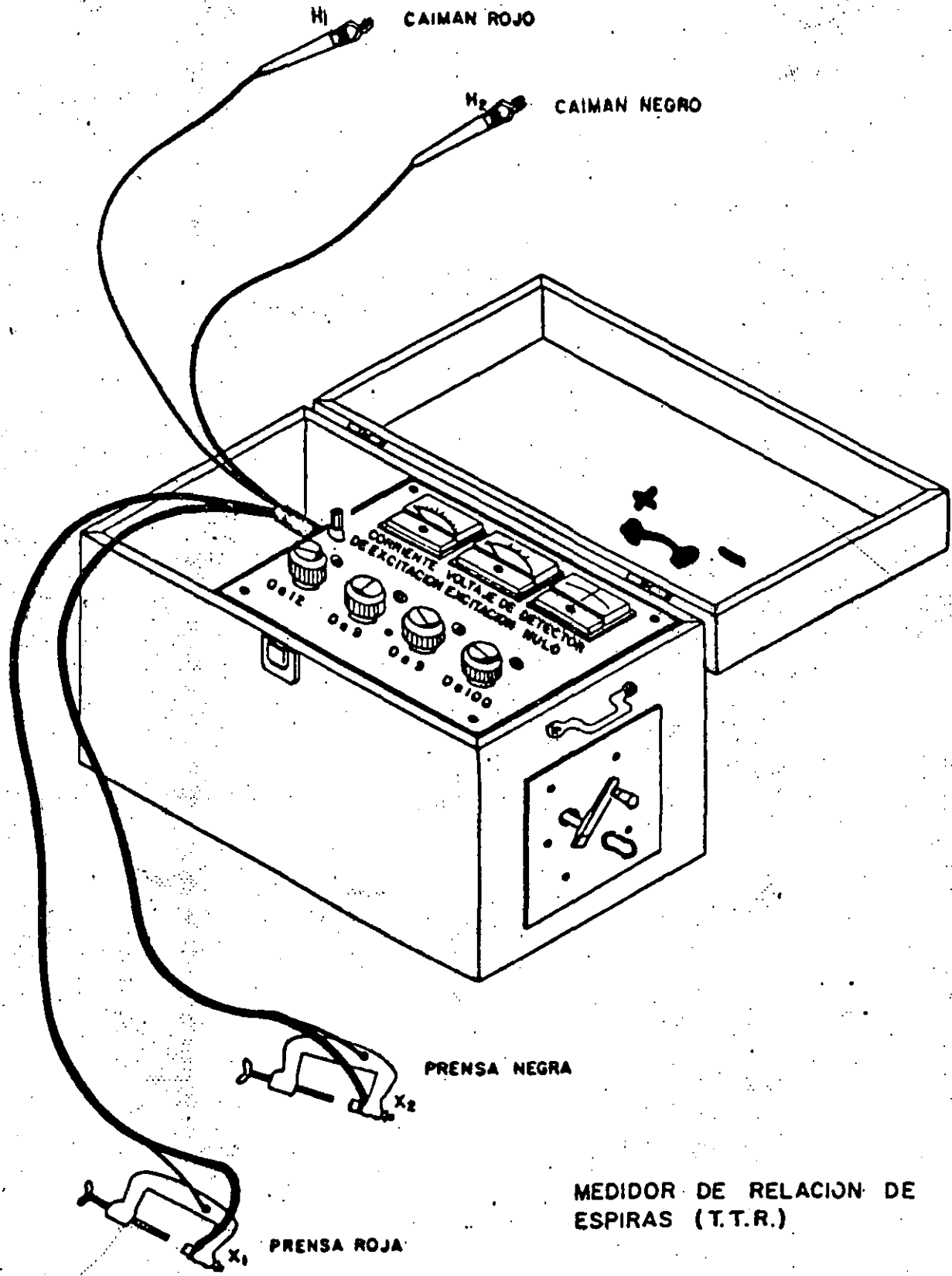


DIAGRAMA ESQUEMATICO SIMPLIFICADO DEL TTR.  
(TRANSFORMER RATIO TEST.)



CONEXIONES DEL TTR CON TRANSFORMADOR AUXILIAR

# PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION



# PRUEBAS PARA COMPROBAR LA OPERACION DEL T. T. R.

## COMPROBACION DE RELACION CERO

- Cerrar los tornillos de las prensas  
contra los cuerpos
- Corto circuitar caimanes [H<sub>1</sub> y H<sub>2</sub>]
- Dejar los cuadrantes en cero [00.00]
- Aplicar los 8 volts
- El detector [D] debe leer cero

## COMPROBACION DE RELACION UNITARIA

- Atornillar las prensas con sus propios  
cuerpos
- Conectar H<sub>1</sub> con X<sub>1</sub> [negras]
- Conectar H<sub>2</sub> con X<sub>2</sub> [rojas]
- Ajustar cuadrantes para leer [01.00]
- Aplicar los 8 volts
- El detector [D] debe leer cero



Cuando la relación de transformación de referencia se ajusta de manera que no hay corriente en el circuito secundario [CERO]

Se cumplen simultáneamente dos condiciones :

- 1) La relación de tensiones de los dos transformadores son iguales
- 2) No hay corriente de carga en ninguno de los secundarios

# PRUEBAS DE COLLAR CALIENTE

Es bien sabido que la porcelana es uno de los principales aislamientos en equipo eléctrico.

La prueba de collar caliente puede indicar:

- Humedad
- Contaminación
- Daños a porcelana

## LAS PRINCIPALES PRUEBAS DE COLLAR SON COLLAR SINGLE

- Se realiza con un collar
- El collar es entredado en la parte de la porcelana que se desea probar.
- El conductor central es atomizado.
- Se energiza el collar.

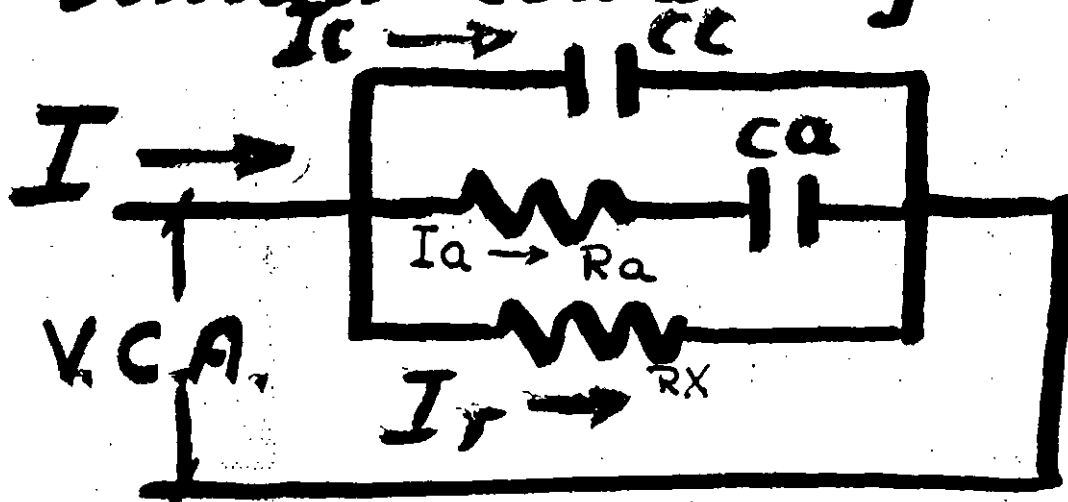
ESTA PRUEBA SE REALIZA PARA  
DISCRIMINAR DONDE ESTA  
FALLADA LA PORCELANA

# PERDIDAS DIELECTRICA

Las pérdidas dieléctricas se deben a la conductividad y a las pérdidas dipolares.

**Conductividad:** Es la capacidad de un dieléctrico para conducir la corriente eléctrica bajo una tensión de C.D..

Las pérdidas dieléctricas se representan como sigue.



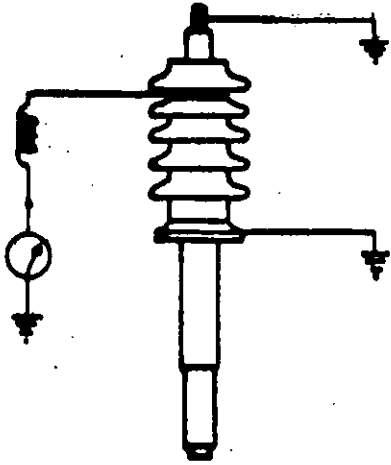
$$I = I_c + I_a + I_r$$

$I = I$  RESULTANTE

$I_c = I$  CAPACITIVA

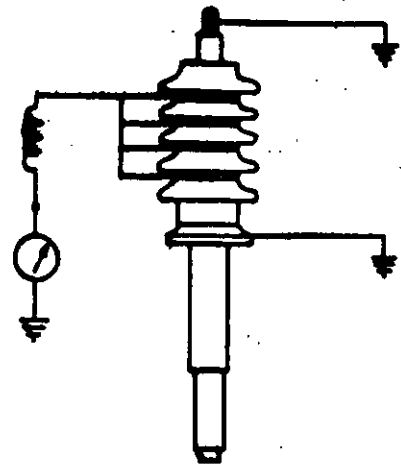
$I_a = I$  ABSORCION DIELECTRICA

$I_r = I$  CONDUCCION



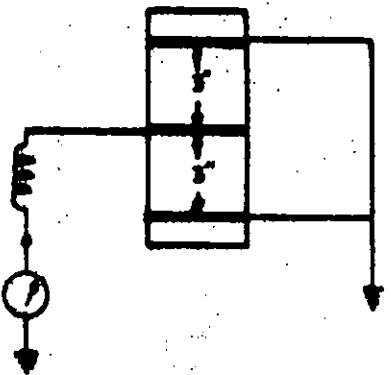
PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE

FIGURA 1



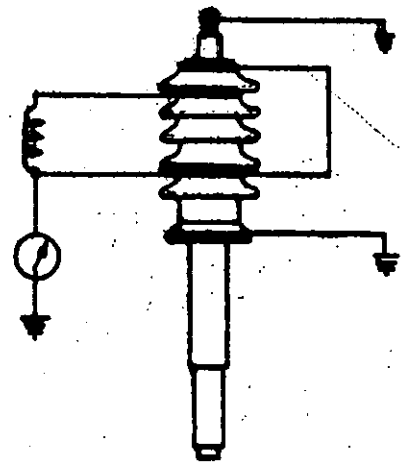
PRUEBA DE COLLAR CALIENTE MULTIPLE

FIGURA 2



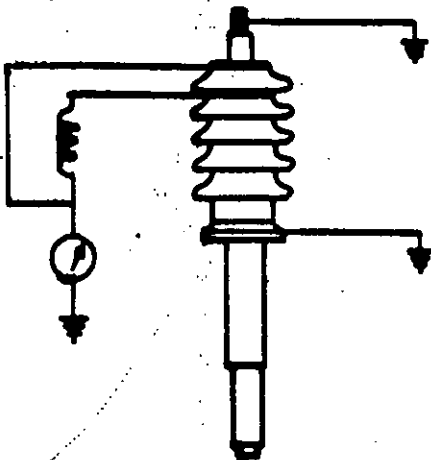
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA TRES ELECTRODOS

FIGURA 3



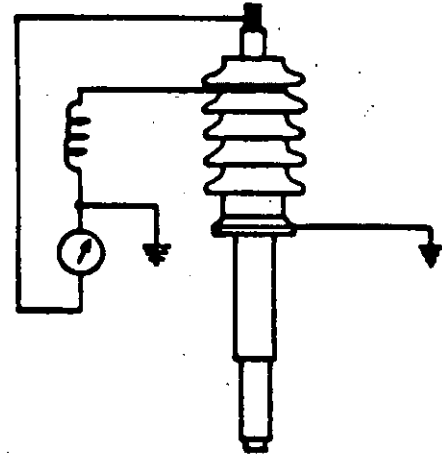
PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE DOBLE GUARDA

FIGURA 4(a)



PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE CON UNA GUARDA

FIGURA 4(b)



METODO DE UST PARA LA PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE

FIGURA 5

# COLLAR MULTIPLE

- Esta prueba nos dará las condiciones generales del aislamiento.
- El procedimiento es el mismo que el de collar single, con la excepción de que se usan dos o más collares cubriendo la totalidad de la porcelana.

## ANALISIS DE RESULTADOS

- Cuando las pérdidas son menores que  $9 \text{ mW}$ , la porcelana está en buenas condiciones.
- Cuando son mayores a  $9 \text{ mW}$  la porcelana deberá ser: secada, e investigada más exhaustivamente.

# PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

La medición es basada en la ley de OHM; que nos dice que la corriente que fluye entre dos puntos a los que se aplica una diferencia de potencia, es directamente proporcional a dicha diferencia de potencial e inversamente proporcional a la resistencia.

$$R = \frac{E}{I} \quad [\Omega]$$

En general la resistencia ohmica de cualquier circuito eléctrico es la oposición que presenta esta, al paso de la corriente, cuando se aplica una diferencia de potencial.

# II. 3 PROHIBICION 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, micro-resistencias, etc. Nosotros los usamos para medir resistencias de contacto en Interruptores y Cuchillas desconectadoras.

Tiene cinco rangos para medición desde 20 ohms hasta 1 microhm.

Están equipados con una fuente

[Interna o externa] la cual se recarga continuamente a través de su cargador, las terminales o pincks deberán

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 indique 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.

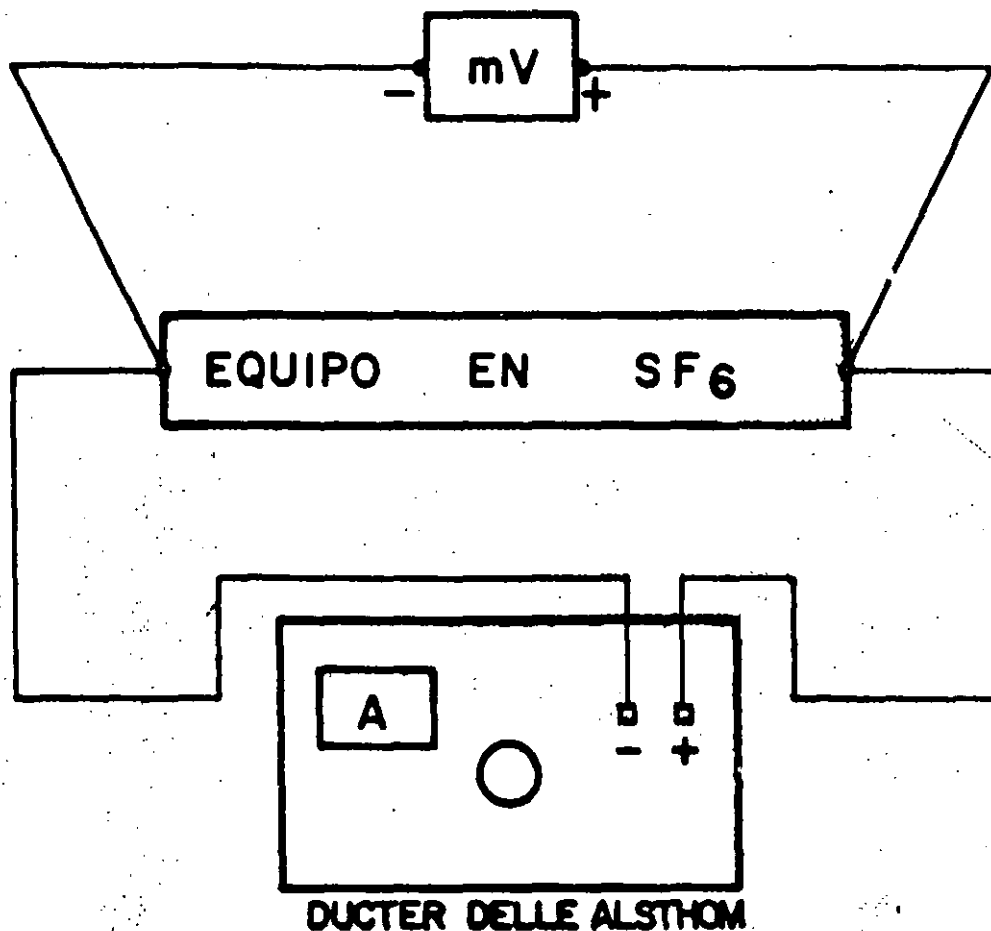
La secuencia y precauciones que se deben seguir al realizar una prueba es la siguiente:

- 1). Los circuitos a probar deben estar desenergizados y desconectados de la fuente de alimentación o de cualquier otro aparato.
- 2). Colocar el ducter sobre una base nivelada, impidiendo que el instrumento quede cerca de campos magnéticos fuertes.
- 3). Checar que las terminales duplex estén 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, seleccionar 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, tomando la lectura obtenida y anotarla en su reporte.

Circuitos Inductivos.- Cuando se trabaje con circuitos inductivos 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 --



# PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS CON DUCTER DELLE ALSTHOM



## PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA

- 1- SE CONECTA EL CIRCUITO ELECTRICO COMO SE INDICA EN LA FIG.
- 2- SE PROCEDE A AJUSTAR EL DUCTER A 100 AMPS.
- 3- SE TOMA LA LECTURA DE LOS mV. (CON MILVOLTMETRO INDEPENDIENTE)
- 4- SE CALCULA  $R = \frac{V}{I}$

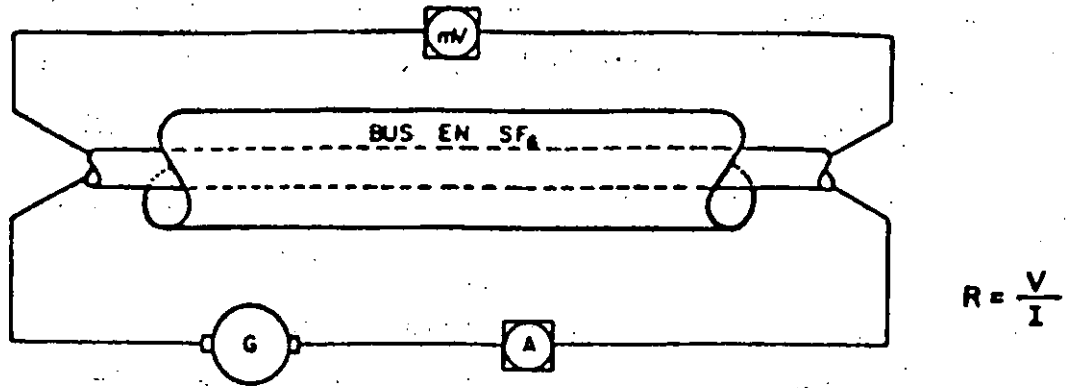
EJEMPLO:

VALORES: A = 100, mV. = 14.1 (LEIDOS)

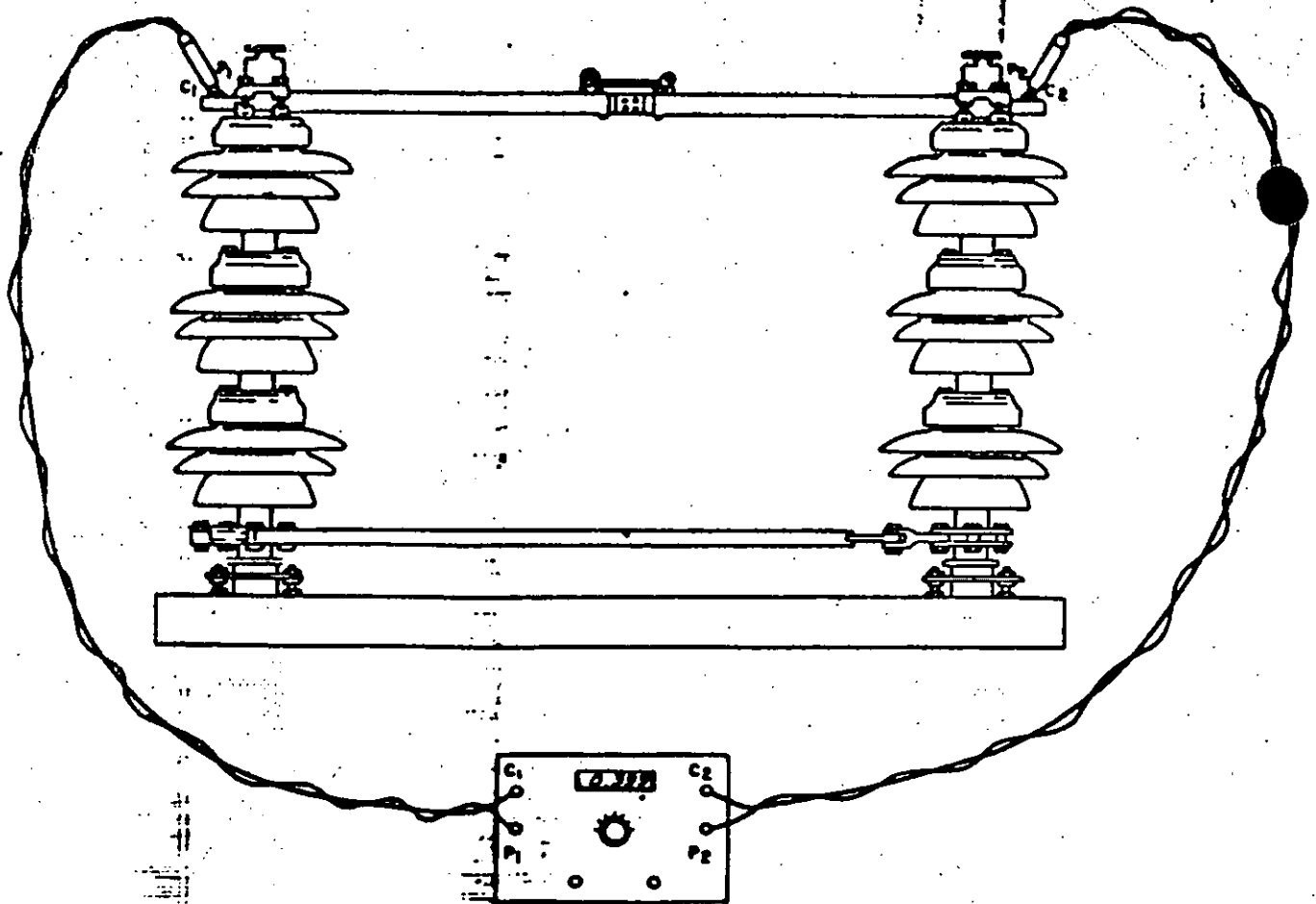
$$R = \frac{V}{I}$$

$$R = \frac{14.1 \text{ mV}}{100,000 \text{ mA}} = 0.000141 \Omega \quad R = 141 \mu\Omega.$$

# PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

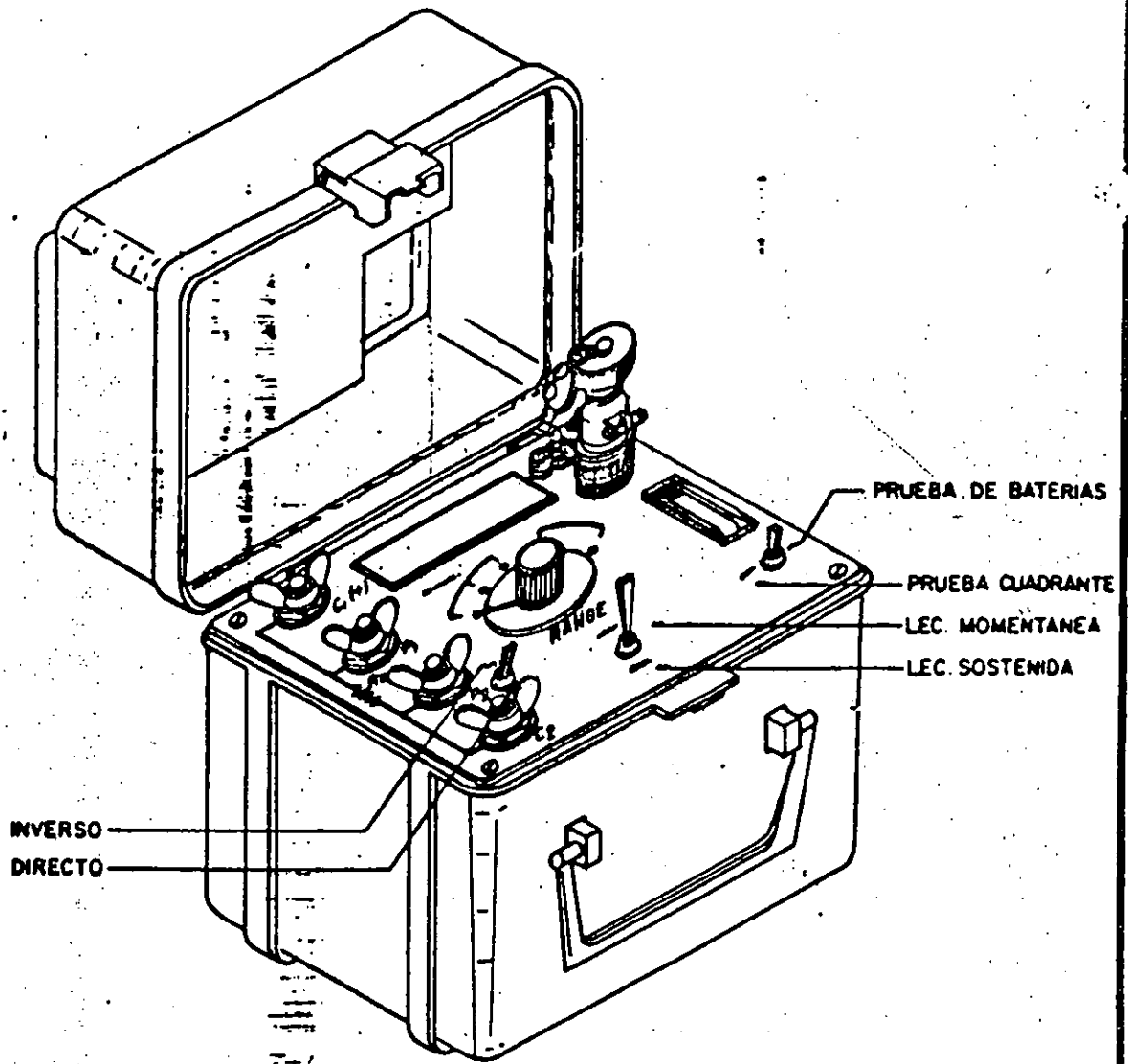


a). - PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS A UN BUS EN SF<sub>6</sub> CON PLANTA DE SOLDAR.



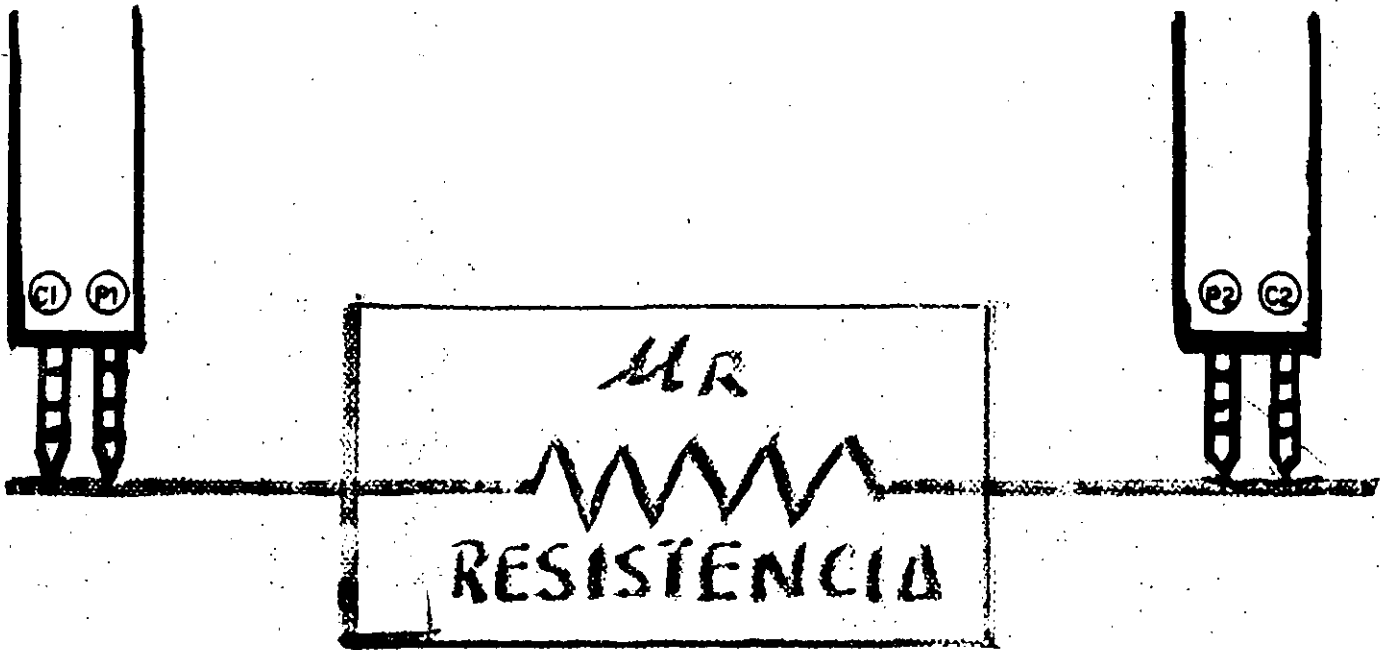
b). - PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS A UNA CUCHILLA DES-  
CONECTADORA.

# PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS



OHMETRO DIGITAL DE BAJAS RESISTENCIAS O DUCTER MARCA BIDDLE

Colocarse de la siguiente manera  
al efectuar la prueba:



Las terminales de los extremos  
siempre serán las corrientes, y  
los potenciales hacia adentro

# PROBLEMAS DE LUNIENTIVO DE

## HUMEDAD

VAPOR: Es definido como la fase gaseosa de una sustancia la cual está en forma líquida a una temp. amb.

Entonces por definición un vapor puede condensarse rápidamente y por esto tiende adherirse sobre la superficie de cualquier material

El parámetro presión está asociada a cualquier gas o vapor y podemos definir a la presión como la fuerza que actúa sobre un recipiente por unidad de área

DEW POINT (PUNTO DE ROCIO) es la temp. a la cual las moléculas de agua entran en la fase gaseosa

Para poder determinar el punto de rocío se puede utilizar los siguientes métodos:

A) HIGROMETRO DE HIELO SECO

B) HIGROMETRO ALNDR

C) HIGROMETRO PANAMETRIC

# H) HIGROMETRO DE HIELO SECO

Este método determina el contenido de vapor de agua de gases por la medición de punto de rocío

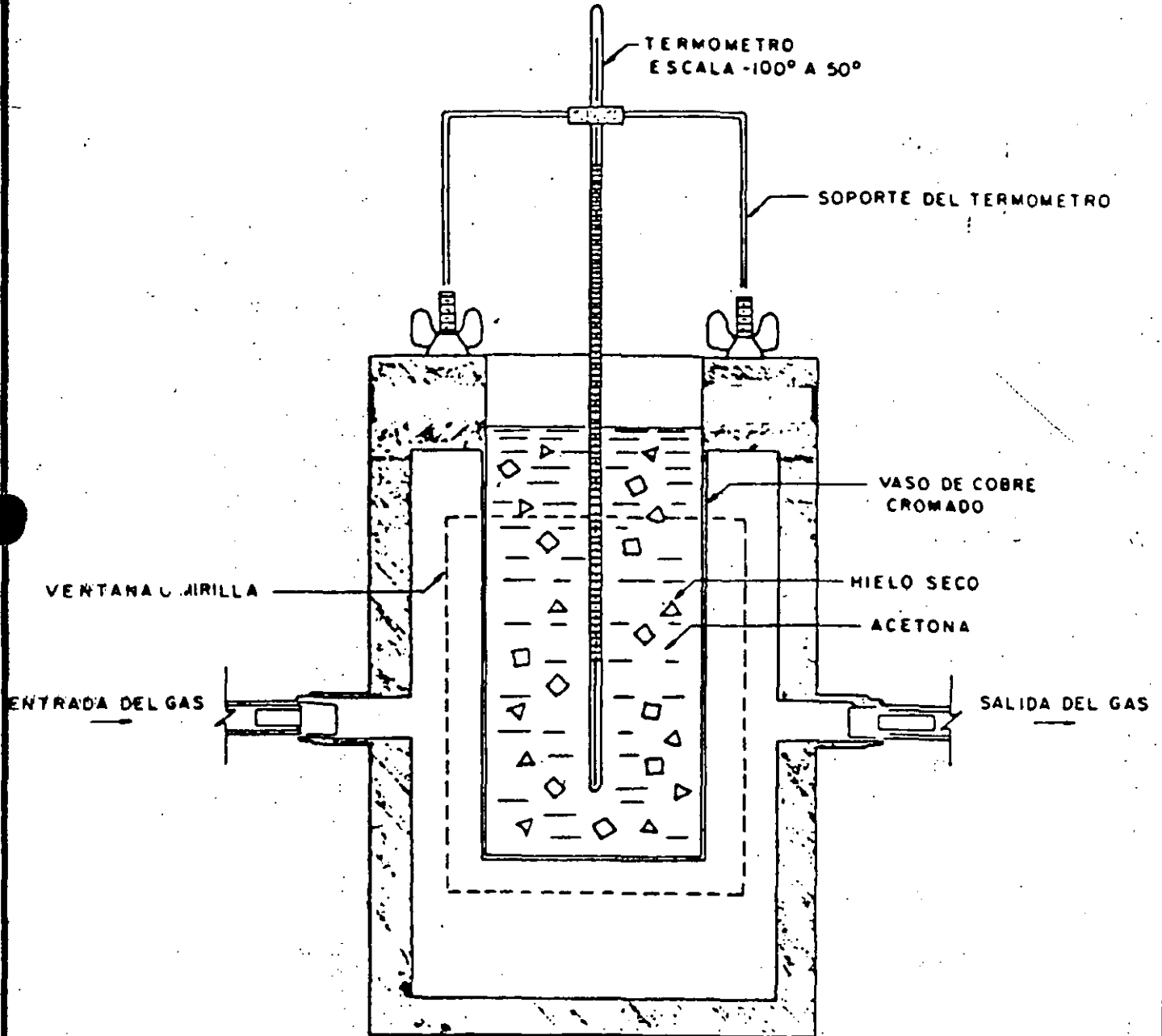
## PROCEDIMIENTO

- 1) Inyectar un flujo de gas a través del Higrometro hacia la atmosfera
- 2) Dentro del vaso se coloca un termómetro  
+50 a -100 °C
- 3) Se vierte acetona pura hasta la mitad del vaso cuidando que el bulbo del termómetro este completamente sumergido en la acetona
- 4) Se van agregando trozos de hielo seco. Hasta el momento de la condensación (opaca el vaso)
- 5) Toma la temp. de punto de rocío

## PROBLEMAS PRINCIPALES

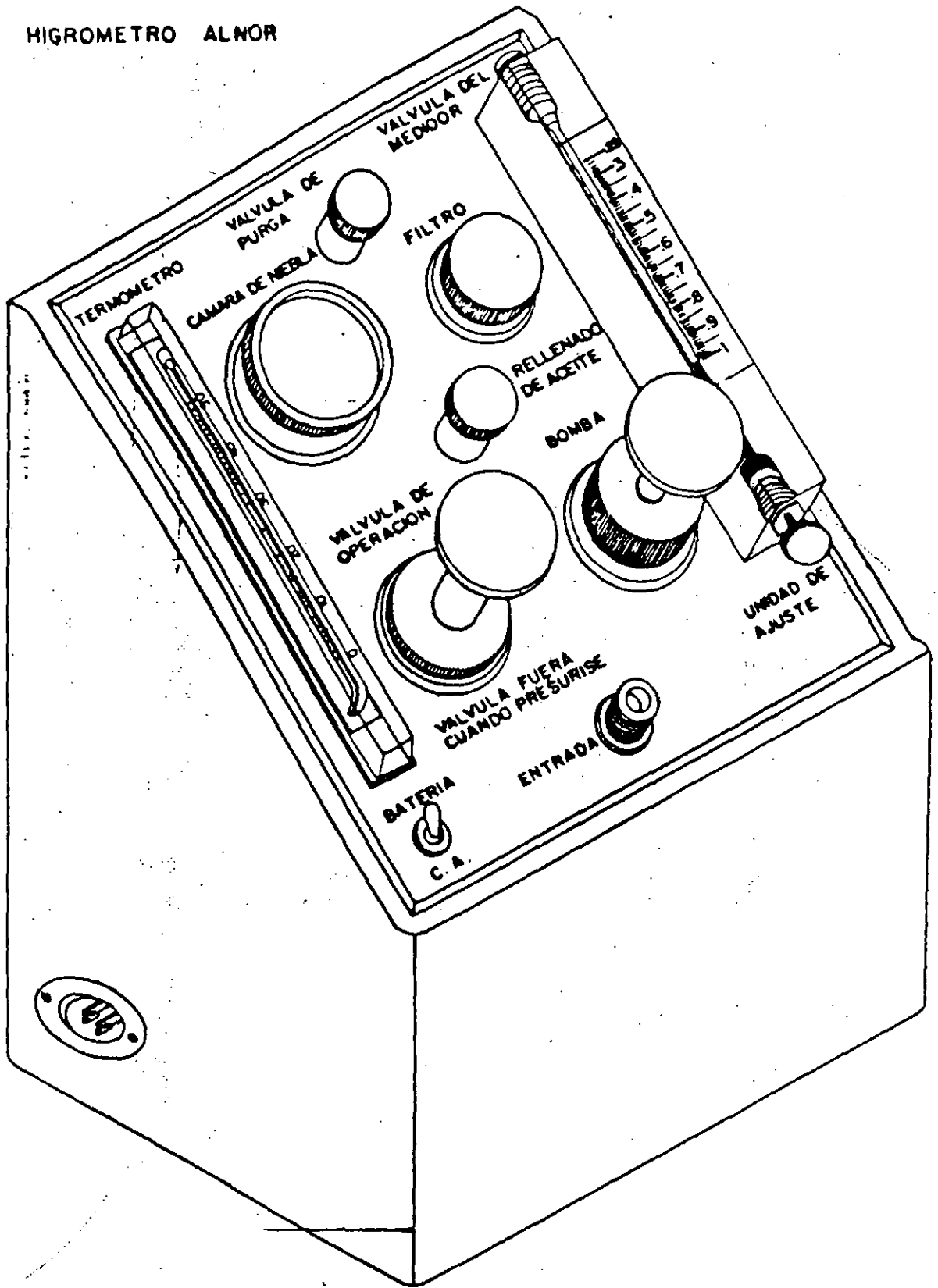
- Error del operador
- Momento exacto de la lectura de la temp. en el momento de condensación
- Precisión del termómetro

# PRUEBA DE CONTENIDO DE HUMEDAD



HIGROMETRO DE HIELO SECO

HIGROMETRO ALNOR





# B) HIBRUMETIKU HILNUR

## PROCEDIMIENTO DE AJUSTE

- 1) Coloque la valvula de op. fuera
- 2) Abra la valvula de purga para asegurarse de que no exista presión en el aparato
- 3) Con la valvula del medidor y la valvula de ajuste ponga el nivel de aceite a nivel.
- 4) Cierre la valvula de purga, bombee hasta que el medidor alcance 0.5

Oprima la valvula de op. y el aceite debera regresar al 1 de la escala

[ En caso de no hacerlo repita el ajuste ]

Con el valor de presión y de la temperatura se calcula el punto de rocío con la siguiente expresión

$$T_{PR} = [T_1 + 460] RP^Q - 460$$

$T_{PR}$  - Temp. pto de Rocío °F

$T_1$  - Temp. de Pba. °F

$RP$  - Valor de presión

$Q$  - Cte del gas

# PRINCIPALES PRUNLEMIH

- La medición depende del observado.
- La temp. es del ambiente
- La presión de pba es regulada

## [ ] HIGROMETRO PANAMETRIE

Se utiliza para medir presión de vapor de agua en un rango de  $+20$  a  $-110$  de punto de rocío, este rango representa la concentración de humedad  $20000$  ppm a  $0.001$  ppm.v

Utiliza un bulbo sensor, el cual está contruida con una banda de aluminio anodizada y una cubierta de oro sobre esa estructura.

El número de moléculas de agua adsorvidas por la estructura, determina la conductividad de las paredes porosas.

Cada valor de estas paredes provee un valor distinto de impedancia la cual es convertida a una medición directa de presión de vapor de agua

Las pruebas de contenido de humedad pueden expresarse en;

- PPM peso

- PPM volumen

- punto de rocío

Para calcular el contenido de humedad es necesario conocer:

- El punto de rocío

- Presión del sistema

para emplear la siguiente expresión

$$P.P.M.V. = \frac{\text{PRESION DE SATURACION DE VAPOR EN mm Hg}}{\text{PRES. ABSOLUTA DE LA CD. DE MEX. EN mm Hg} + \text{PRES. MEDIDA EN mm Hg}} \times 10^6$$

[PRES. ABSOLUTA DE LA CD. DE MEX. EN mm Hg + PRES. MEDIDA EN mm Hg]

PRESION ABSOLUTA = P. AL NIVEL DE MAR + P. MEDIDA

PRESION ABSOLUTA DE LA CD DE MEXICO = 583 mm de Hg

1 BAR = 14.5 lb/pulg<sup>2</sup>

1 Kg/cm<sup>2</sup> = 14.22 lb/pulg<sup>2</sup>

1 Kg/cm<sup>2</sup> = 735.5 mm de Hg

1 lb/pulg<sup>2</sup> = 51.7 mm de Hg

14.7 lb/pulg<sup>2</sup> = 760 mm de Hg

# PSYCHROMETRIC CHART

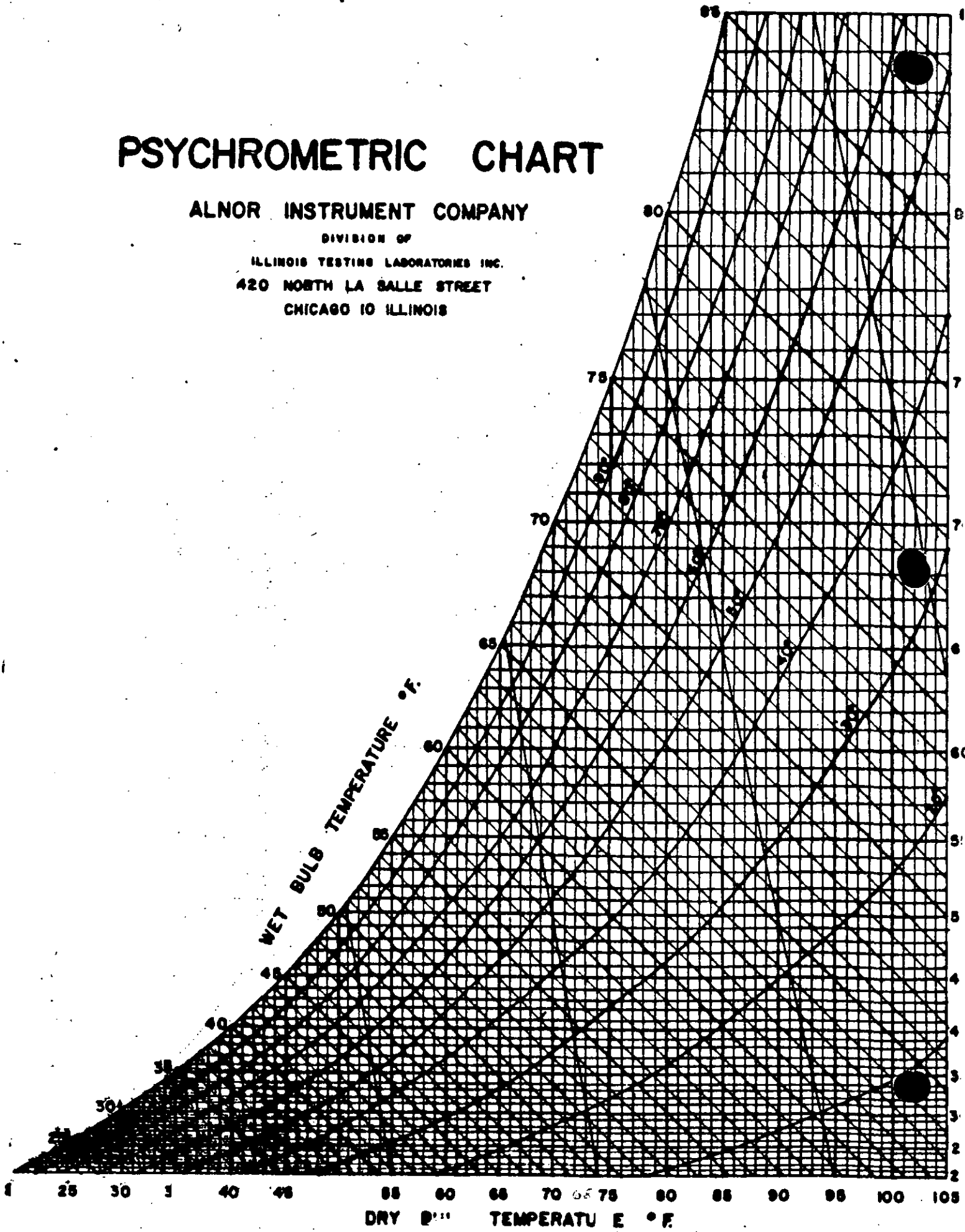
ALNOR INSTRUMENT COMPANY

DIVISION OF

ILLINOIS TESTING LABORATORIES INC.

420 NORTH LA SALLE STREET

CHICAGO 10 ILLINOIS



Si la lectura del higrometro cambia con cambios de los rangos de flujos:

- a) El equilibrio no ha sido alcanzado
- b) El sistema tiene fugas
- c) Ambos

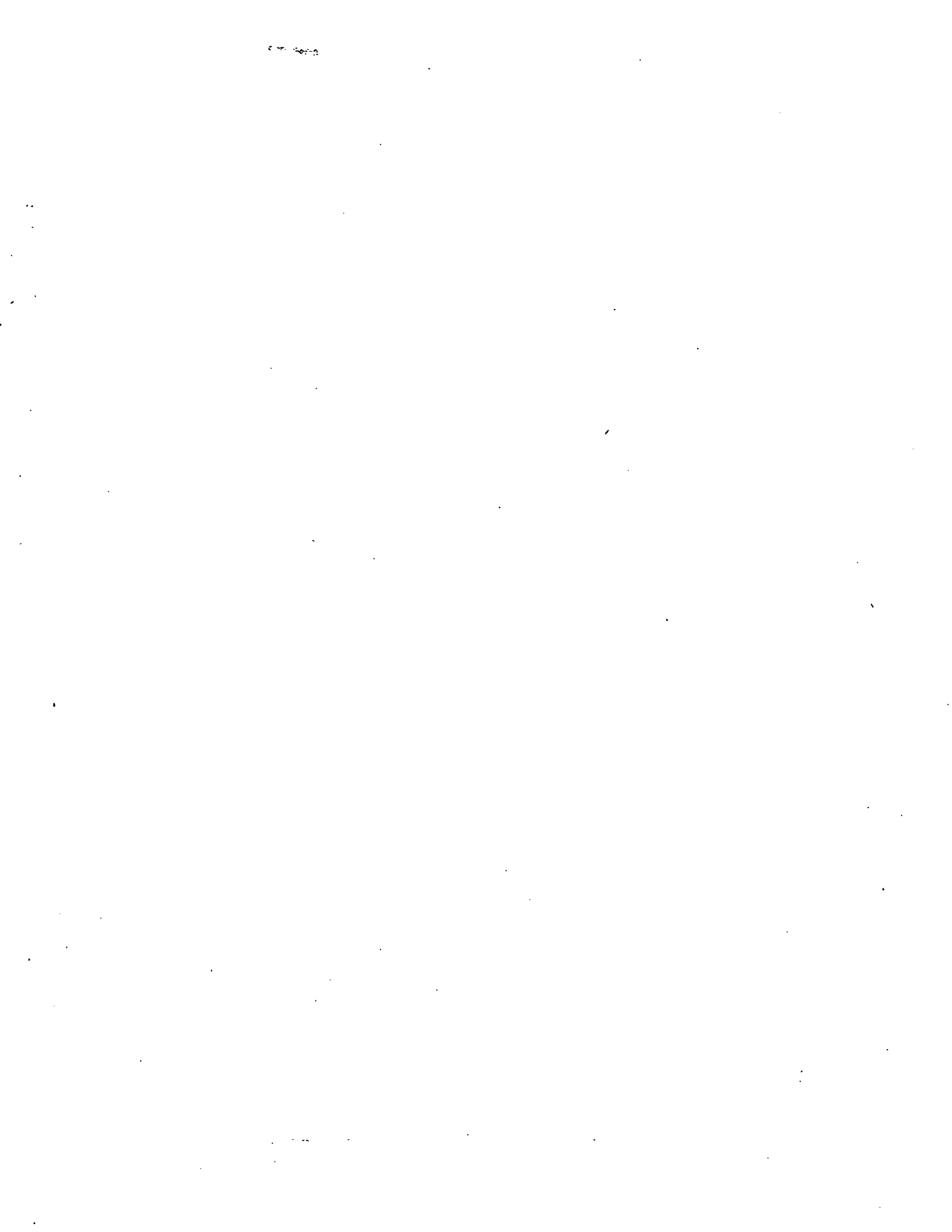
3) Las mediciones deberán ser hechas a presión del sistema o a la presión más alta posible para minimizar "out gassing" de las partes de metal, efectos de las paredes, etc.

4) Utilizar un serpentín de descarga para minimizar efectos de condensación.

5) Utilizar tubería de acero inoxidable lo más corto posible del equipo de prueba a higrometro.

6) Mantener la válvula de salida cerrada para equilibrar presiones parciales del sistema

7) Anotar, punto de rocío, temperatura del gas y ambiente, presión del sistema.



#### a.5- Criterios de aceptación

Existen varios criterios de aceptación para decidir el contenido de humedad es aceptable.

- 1.- Basado en Normas ASTM
- 2.- Criterio de fabricante
- 3.- Estadísticas de valores obtenidos

1.- LA norma ASTM-D2472 indica las especificaciones de hexafluoruro de azufre utilizado como aislante eléctrico.

Max contenido de humedad -45°C

PPM peso= 8.9

PPM volumen= 71

2.- Los criterios de los fabricantes varían de acuerdo a las características de su propio equipo, por ejemplo:

ITE-400PPMV

BBC- 500PPMV

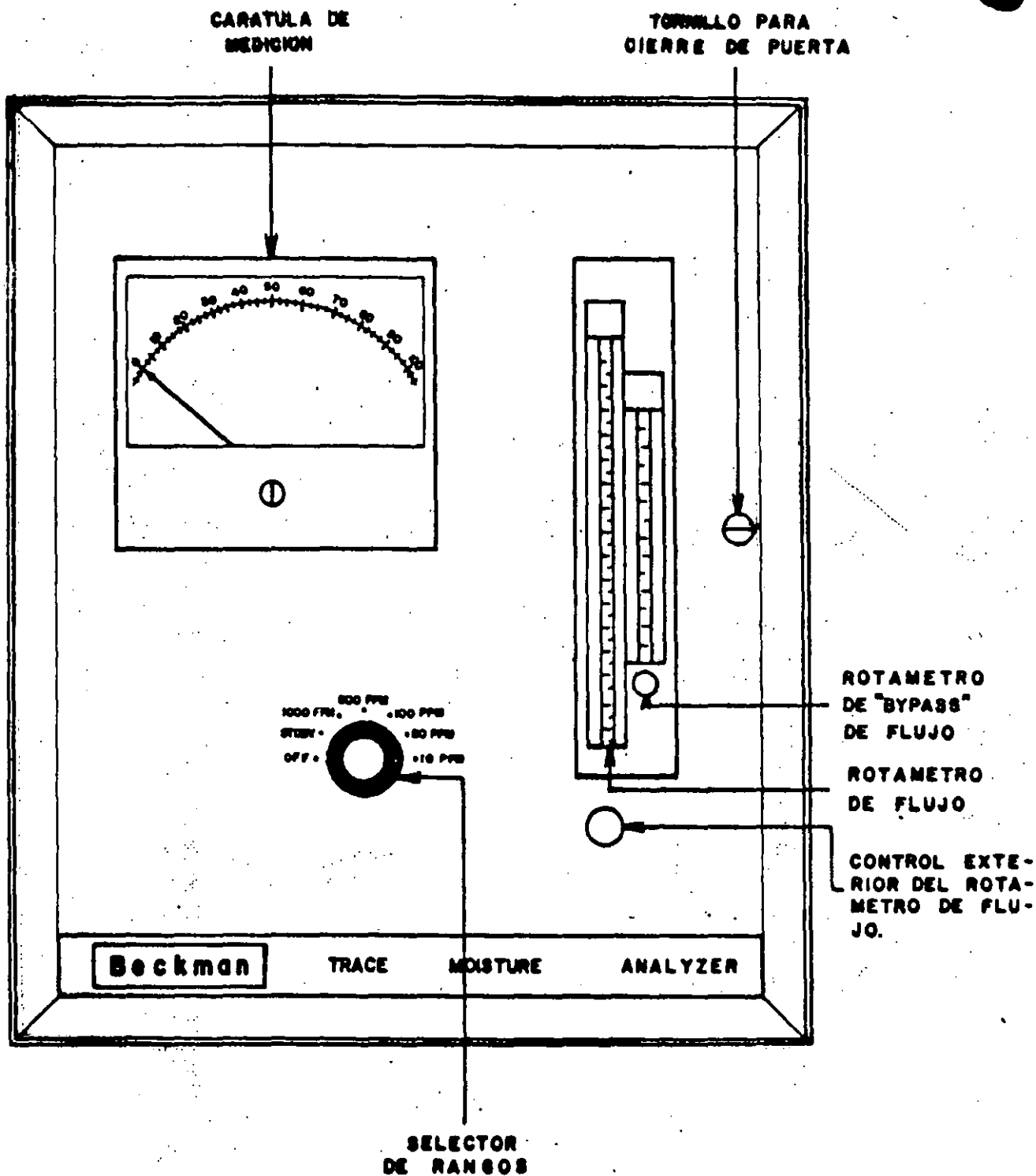
3.- Otro criterio de aceptación es en base a la experiencia de pruebas diferentes equipos y con esto obtuvimos las siguientes estadísticas:

#### a.6- Pruebas de campo

Las consideraciones más importantes para realizar pruebas de contenido de humedad en campo:

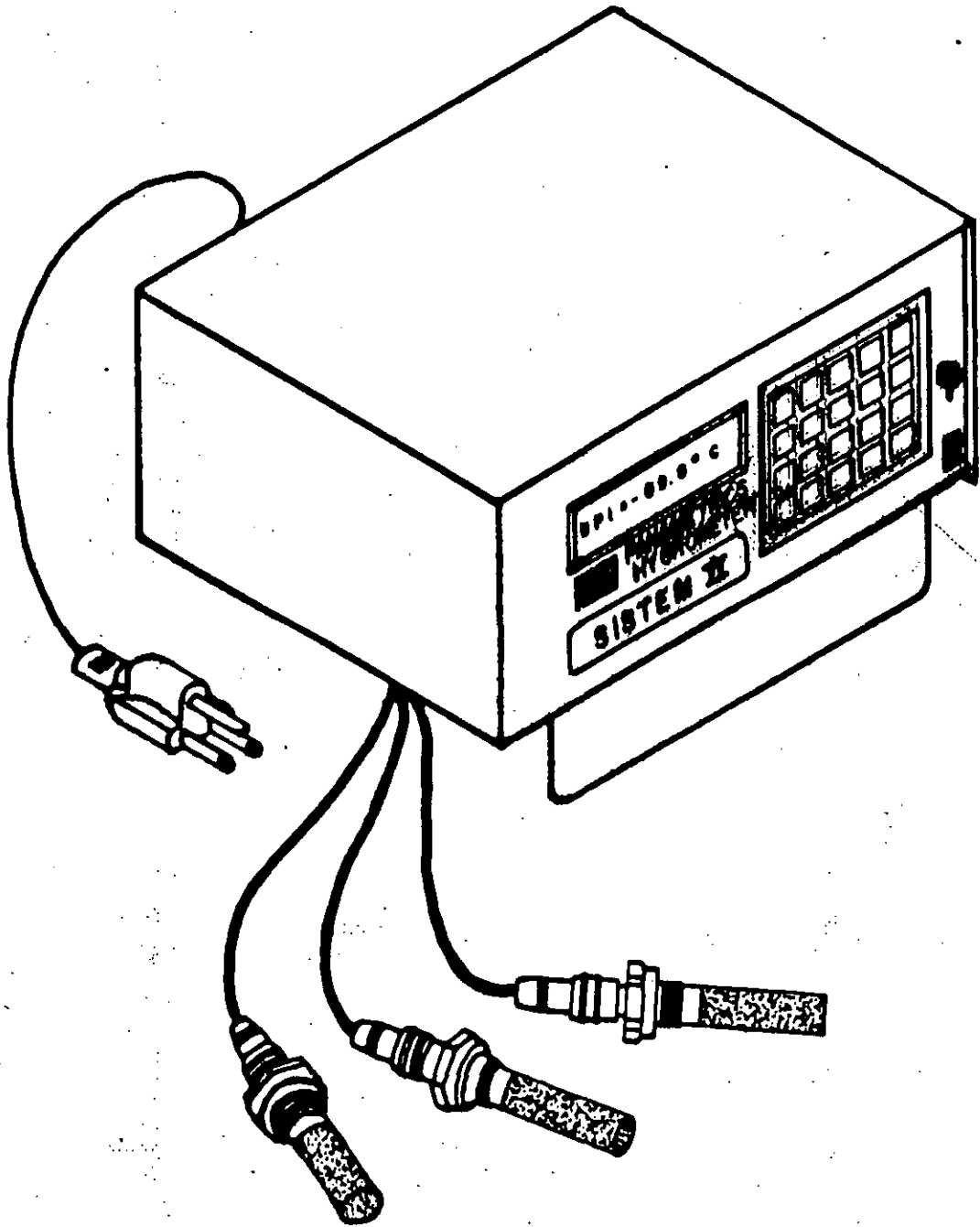
- 1) El sistema deberá dejarse equilibrarse 24 hrs.
- 2) Un flujo de purga ayuda a determinar el punto de equilibrio e indicará la integridad de los sellos.

# ANALIZADOR DE HUMEDAD "BECKMAN"



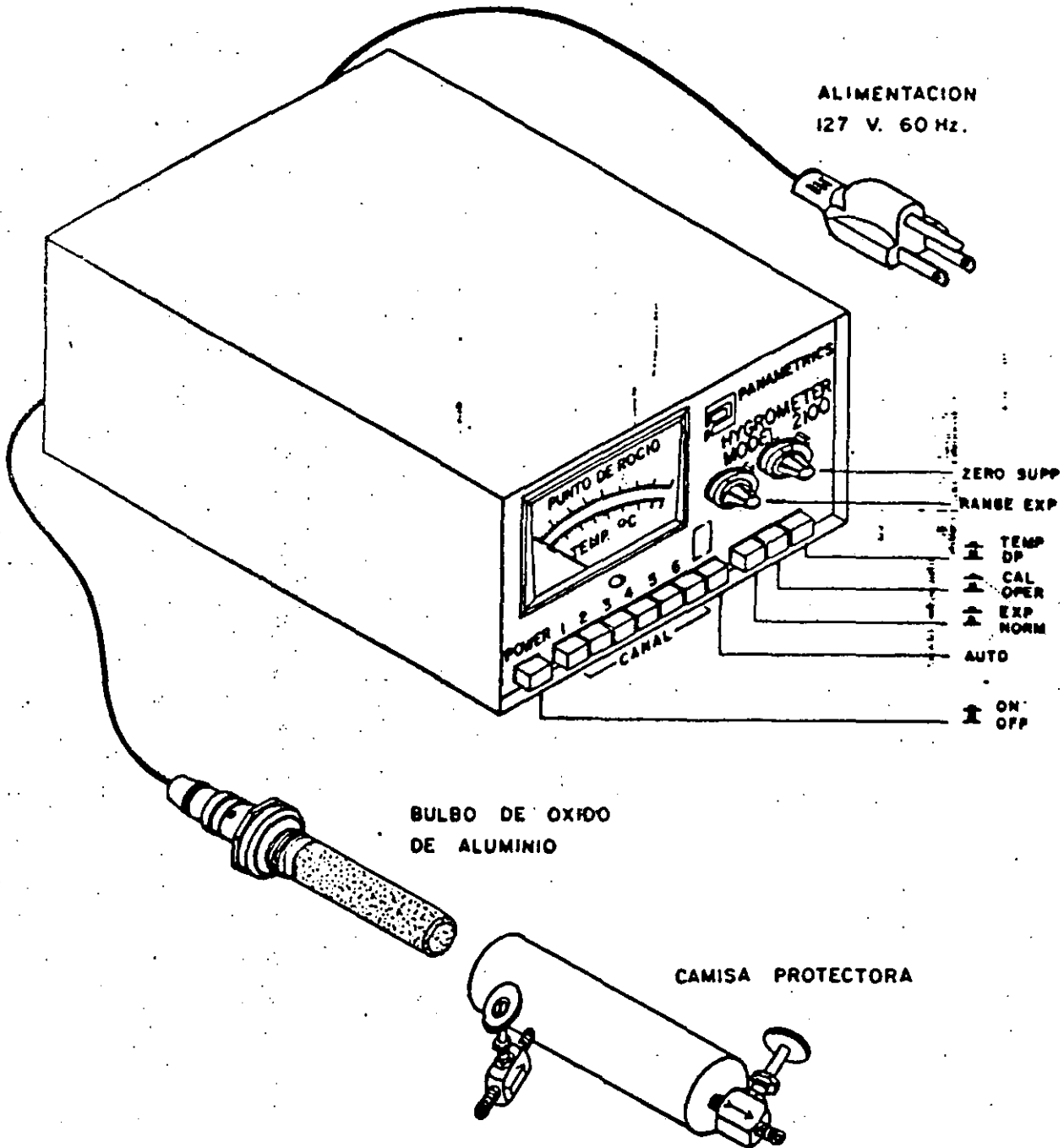


PRUEBA DE CONTENIDO DE HUMEDAD



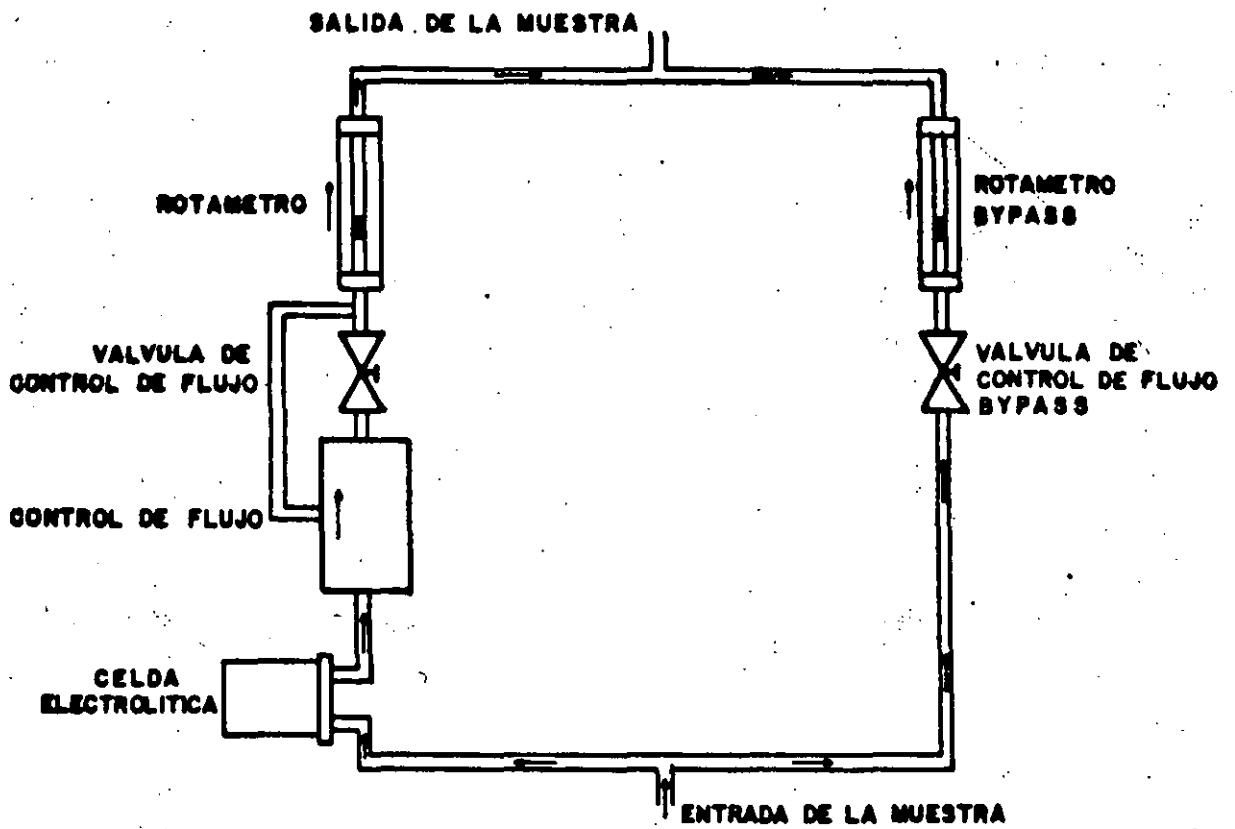
MICROMETRO PANAMETRICS SYSTEM II

# PRUEBA DE CONTENIDO DE HUMEDAD



HIGROMETRO PANAMETRICS MODELO 2100

# DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL ANALIZADOR BECKMAN.



El bulbo puede ser utilizado con presión negativa y positiva

Los Modelos 1000 y 2000, no dan el punto de rocío directo

El Modelo 2100 da directamente el punto de rocío

El equipo paramétrico cuenta con MG-N el cual se utiliza para recalibrar o verificar bulbos sensores

## TEORÍA DE OPERACIÓN (MG-N)

Conociendo la concentración de humedad que es generada por el peso de  $N_2$  seco a través de agua saturada y mezclando este flujo saturado con un flujo de  $N_2$  seco se obtienen diferentes soluciones.

La concentración de humedad de estas mezclas es calculada, de sus rangos de flujo y la presión de vapor de agua es determinada por la temperatura del saturado

## PRUEBAS DE ACEITE . -

La calidad de un aceite aislante, usados en equipo eléctrico, ya sean Transformadores de distribución, potencia, de instrumentos y en interruptores, es el de proveer :

- a) Un aislamiento eléctrico adecuado
- b) Un medio refrigerante.
- c) Conducir calor generado en el aparato
- d) Medio de arrastre de partículas que se forman durante el arqueo.

Como aislante eléctrico tiene el fin de realizar la fuga de electrones desde los conductores y se caracteriza por la escasez de electrones libres en su estructura física.

Para obtener resultados correctos en las pruebas en campo o de laboratorio es necesario realizar un buen muestreo, ya que la influencia de la temperatura, humedad y otros contaminantes son decisivas en los resultados.

El muestreo deberá efectuarse en un día soleado, siempre que la temperatura del aceite sea igual o mayor a la del ambiente, con esto se evita la condensación de humedad en el aceite.

Cuando el tiempo se encuentra nublado o este lloviendo, siendo la humedad relativa superior al 75% lo más conveniente es no muestrear.

En la mayoría de los casos los contaminantes no están uniformemente dispersos a través del aceite, por tal motivo se recomienda tomar la muestra del sitio que se presume más contaminado, por ejemplo: del punto más bajo del recipiente que contiene el aceite. Debido a que el agua y algunas otras impurezas tienen mayor densidad del aceite y por lo tanto existe mayor probabilidad de encontrarlos en el fondo del recipiente que los contiene.

Los recipientes de muestreo deben ser botellas de vidrio claro, para hacer una mejor inspección visual de impurezas, tales como agua y partículas sólidas. Los tapones de las botellas de vidrio pueden ser de corcho, vidrio o tapones de rosca.

Los Recipientes de vidrio deben estar completamente limpios, aún así deben enjuagarse con el aceite que se va a analizar, antes de tomar la muestra definitiva para realizar las pruebas.

Para hacer el muestreo de aceite en Transformadores, interruptores, etc. se deben tomar las siguientes precauciones:

- 1) Se limpia perfectamente la válvula de muestreo del equipo, cuidando de no dejar residuos.
- 2) Cuando exista tubería en el punto de muestreo, debe tirarse un volumen igual al de la tubería antes de tomar la muestra.
- 3) El aceite no debe exponerse al aire por un tiempo prolongado para evitar la contaminación de la humedad.
- 4) El recipiente de muestreo debe enjuagarse con el aceite que se le va a realizar la prueba.
- 5) Se debe evitar la existencia de burbujas en el aceite muestreado, para lograr esto se coloca el recipiente lo más cerca posible de la válvula de muestreo, dejando resbalar el aceite por las paredes del recipiente.

Las pruebas que se realizan al aceite básicamente se dividen en Pruebas de Laboratorio y Pruebas de Campo;

#### PRUEBAS DE LABORATORIO.-

- 1) DENSIDAD.- Es una característica inherente al aceite aislante se define con la relación de los pesos de igual volumen del aceite aislante y agua destilada. La densidad del aceite aislante varía en función de la temperatura, siendo el rango de variación de 0.860 a 0.900.

2) **VISCOSIDAD.**- La viscosidad es la resistencia que opone el flujo continuo y uniforme, sin turbulencia, inercia y otros esfuerzos.

Esta característica es necesaria para conducir el calor generado en el equipo eléctrico y de esta forma actuar como refrigerante.

La viscosidad tiene como límite máximo 60SSU, un aceite con muy baja viscosidad contiene constituyentes volátiles y por ello el punto de inflamación será bajo.

3) **APARIENCIA VISUAL.**- Esta es una prueba sencilla, pero puede ser gran ayuda ya que fácilmente se determina el estado de un aceite, este debe ser limpio transparente y libre de sedimentos.

4) **TENSION INTERFACIAL.**- Es la medida de fuerza molecular existente entre el aceite aislante y el agua destilada. En un aceite aislante nuevo el valor de tensión interfacial depende del grado de purificación y en un aceite usado indica contaminación. El valor límite mínimo aceptable a 25°C es de 36 ( dinas/cm).

5) **TEMPERATURA DE INFLAMACION E IGNICION.**- La temperatura de inflamación del aceite aislante es la temperatura a la cual deber ser calentado para emitir vapores suficientes para formar una mezcla inflamable bajo prueba.

La temperatura de Ignición del aceite aislante es la temperatura a la cual deber ser calentado de tal modo que el aceite se encienda y continúe ardiendo. La especificación es de 145°C como mínimo.

Una temperatura de Ignición alta con una temperatura de inflamación baja en un aceite usado indi

ca arqueo dentro del equipo.

- 6) TEMPERATURA DE ESCURRIMIENTO.- La temperatura de escurrimiento de un aceite aislante es la temperatura a la cual apenas fluye. El aceite tiende a solidificarse si la temperatura baja considerablemente. Esta característica indica la cantidad de parafina existente en un aceite aislante dado que si se presenta en grandes cantidades puede presentar huecos y propiciar la formación del efecto corona.

El valor límite máximo es de  $-26^{\circ}\text{C}$ .

7) COLOR .-

El color es un valor numérico basado en la comparación de una serie de colores patrones con luz transmitida bajo condiciones de prueba.

El color de un aceite aislante nuevo generalmente se interpreta como un índice del grado de afinación. Un cambio de color para un aceite en servicio puede indicar contaminación y/o envejecimiento. El valor límite máximo 1.0

- 8) NUMERO DE NEUTRALIZACION.- El número de neutralización es la cantidad de miligramos de hidróxido de potasio (KOH) requeridos para reaccionar con un gramo de aceite aislante. El número de neutralización indica la presencia de ácidos minerales y ácidos orgánicos. Un número de neutralización alto en un aceite usado indica envejecimiento o contaminación con barnices u otros materiales que constituyen el equipo eléctrico. El valor máximo aceptable es de 0.03 mg.

- 9) CONTENIDO DE HUMEDAD.- Esta prueba determina el contenido total de agua que se encuentra tanto mezclada en suspensión en el aceite aislante. El valor máximo aceptable es de 35 ppm.



10) TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA. - (Rigidez Dieléctrica) Esta Prueba es una medición de la habilidad que tiene el aceite aislante para soportar esfuerzo eléctrico sin que suceda una falla.

Este valor es en función de agentes contaminantes tales como agua, suciedad, partículas conductoras.

Un valor alto de tensión de ruptura (rigidez dieléctrica) no indica necesariamente que el aceite no este contaminado o degradado.

Los equipos eléctricos sumergidos en aceite se encuentran sujetos a esfuerzos eléctricos de diferentes intensidades y varios grados de uniformidad, por esta razón se utilizan varios tipos de electrodos para realizar la prueba de tensión de ruptura.

Los electrodos planos se usan frecuentemente para evaluar aceites nuevos y en servicio.

Los electrodos semisféricos debido a su mayor uniformidad de campo eléctrico son sensibles a pequeñas cantidades de contaminantes, por tal motivo tienen gran aplicación para evaluar a los aceites deshidratados y degasificados.

Valor límite mínimo aceptable:

Electrodos planos 30KV

Electrodos semisféricos 20KV

11) FACTOR DE POTENCIA. - El factor de potencia del aceite aislante, es la relación de la potencia disipada en Watts al producto del voltaje y corriente efectiva en voltsamperes.

El factor de potencia indica pérdidas dieléctricas en el aceite aislante, es sumamente necesario mantener las pérdidas dieléctricas al mínimo

Un valor alto de f.p. indica presencia de conta-

minantes o productos de deterioro tales como: -  
 agua, productos de oxidación, partículas conduc-  
 toras, partículas coloidales, carbón barniz, etc.  
 La prueba de f.p. se realiza a 25°C y a 100°C, -  
 el valor de f.p. a 25°C indica contaminación por  
 humedad y presencia de algunas impurezas que se  
 disuelven en el aceite a esta temperatura, su va-  
 lor máximo aceptable es de 0.05% y el valor a --  
 100°C indica otros contaminantes que se van di--  
 solviendo en el aceite con el aumento de tempera-  
 tura su valor máximo aceptable es de 0.50%

#### PRUEBAS EN CAMPO.-

De las pruebas mencionadas unicamente se realizan en campo las -  
 pruebas de tensión de ruptura (Rigidez Dieléctrica) y factor de poten-  
 cia al aceite aislante.

- 1) Rigidez Dieléctrica (Tensión de Ruptura)
  - a) La toma de muestra se realiza tomando las precauciones antes  
 indicados.
  - b) Ya tomada la muestra se deja reposar 3 minutos para eliminar  
 posibles burbujas.
  - c) Se realizan 5 pruebas y se calcula el promedio, dando un minu-  
 to de reposo entre prueba y prueba.

En la evaluación final de un aceite en terminos de resultados de  
 pruebas dieléctricas en la tensión de ruptura, para un aparato de ---  
 electrodos planos la especificación para aceite nuevo indica un valor  
 de 30KV mínimo.

Para el uso de electrodos esfericos la especificación indica - -  
 20KV mínima.

#### 2) Factor de Potencia.

Uno de los requisitos con que se debe cumplir en un buen aceite  
 aislante es la ausencia de agua. Debe evitarse también otros compues-  
 tos de baja resistividad para evitar la degradación y la falla del --

aislante.

El factor de potencia es una prueba de mucha importancia para evaluar la condición de un aceite desde el punto de vista eléctrico. El tipo, es la medición del coseno de la fase angular o el seno de la pérdida del ángulo. Para un químico es la medición de la pérdida de corriente a través del aceite, el cual mide la contaminación o deterioro del mismo.

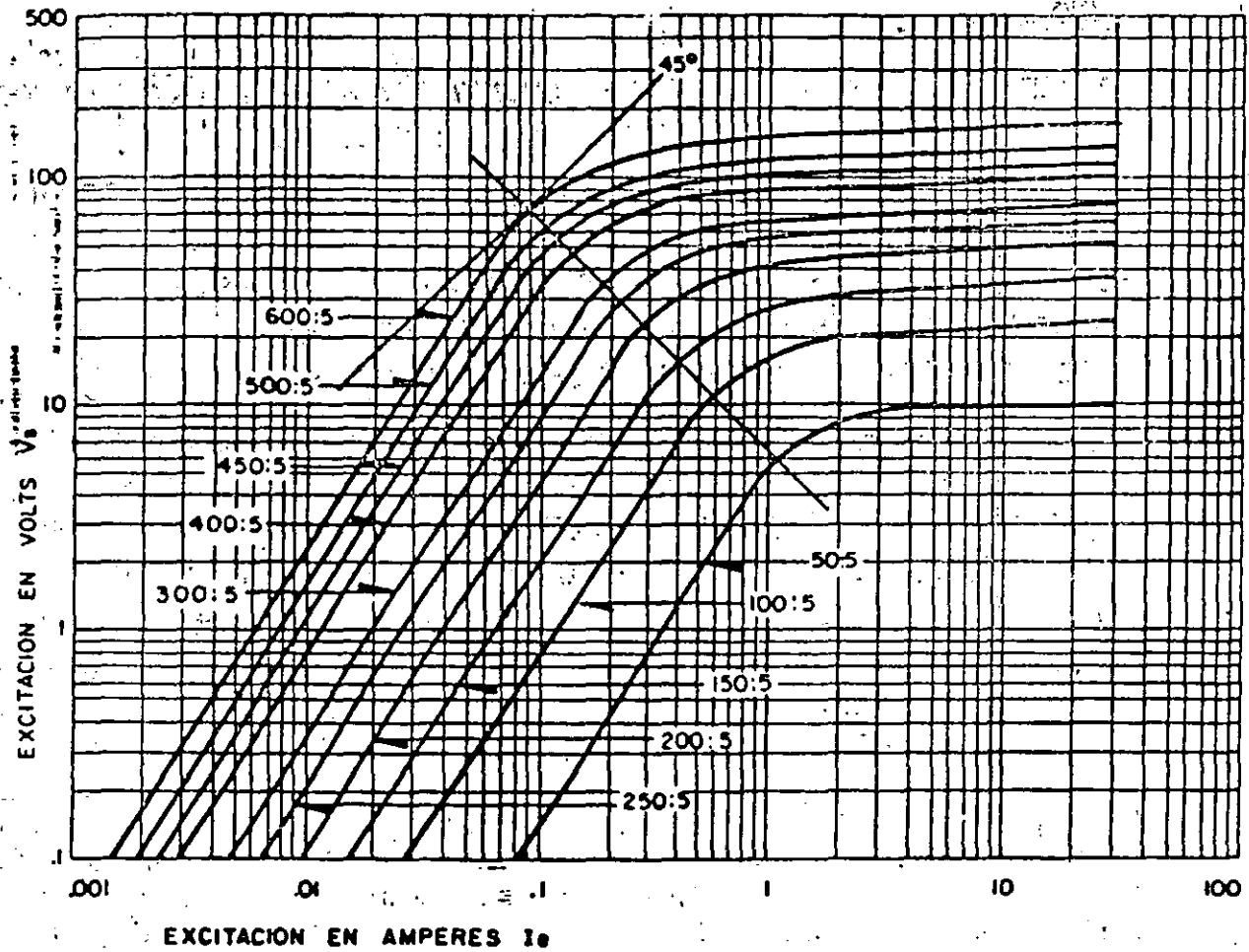
La especificación de la DOBLE indica los valores límite de f.p. al aceite.

Aceite nuevo 0.05

Aceite usado 0.5

Es importante corregir por temperatura a  $20^{\circ}\text{C}$  los valores obtenidos.

# PRUEBAS DE SATURACION A TC's



CURVAS TÍPICAS DE SATURACION DE TC's

# PRUEBA DE POLARIDAD

LA PRUEBA CONSISTE EN DETERMINAR LAS POLARIDADES RELATIVAS DE LAS TERMINALES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

LAS POLARIDADES ESTAN IDENTIFICADAS POR MARCAS PINTADAS O SIMBOLOS, H1 y H2 o P1 y P2 PARA TERMINALES PRIMARIAS X1 y X2, S1 y S2 PARA TERMINALES SECUNDARIAS.

PARA VERIFICAR LAS POLARIDADES SE CUENTA CON LOS SIGUIENTES METODOS:

1) COMPARACION CON UN TRANSFORMADOR PATRON.

SE CONECTAN LOS DEVANADOS DE AT. y BT. DEL QUE SE VA A PROBAR Y DEL TRANSFORMADOR PATRON EN SERIE.

SE CONECTA UN VOLMETRO EN LOS DEVANADOS SECUNDARIOS Y SE HACE CIRCULAR UNA CORRIENTE POR LOS DEVANADOS PRIMARIOS.

EN EL VOLMETRO "A" LA TENSION SERA CERO.

2) GOLPE INDUCTIVO

EN ESTE METODO SE MANDAN PULSOS DE C.D. AL PRIMARIO VERIFICANDO EL SENTIDO DE ESTA EN LAS TERMINALES DEL SECUNDARIO DEL T.C.

LA CONVERSION CONSIDERADA ES QUE CUANDO LA CORRIENTE PRIMARIA ENTRA EN LA TERMINAL PRIMARIA (PI) LA CORRIENTE SALE POR LA TERMINAL (X).

- 10.- DOLores ANGUIANO RAMSES  
DCOTEDPEC 214, COL. MARAVILLAS, CUERNAVACA, MOR.  
TEL. 13 74 87 DDM.
- 11.- DE LA PIEDRA CARRASCO FERMIN  
GERENTE ARLOFER S.A. DE C.V.  
TLACOTALPAN 10, COL. ROMA SUR, DELEG. CUAUHEMOC, C.P.  
06760, TEL. 567 32 36 DFNA.
- 12.- ENRIQUEZ MARTINEZ MARIO VICENTE  
JEFE DE DEPTO., UNIDAD DE CONTROL DE AUTOABASTECIMIENTO  
SECRETARIA DE ENERGIA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL  
FRANCISCO MARQUEZ 160, 2o. PISO, COL. CONDESA, DELEG.  
CUAUHEMOC, C.P. 06140, TEL. 553 91 25 DFNA.
- 13.- FRAGOSO VIQUEZ CLEMENTE JUAN  
JEFE DE SECCION MANTENIMIENTOS.  
MEXICANA DE AUTOBUSES.  
LAGO DE GUADALUPE 289, FRACC. INDUSTRIAL CARTAGENA,  
TULTITLAN, EDO. MEX., C.P. 5400, TEL. 91 591 205 22 DFNA.
- 14.- FUENTES JARA RUBEN  
INGENIERO DE PROYECTOS  
RINES DE ACERO K-H, S.A. DE C.V.  
AV. HIDALGO ESQ. PLAND REGULADOR No. 8, COL. XOCOYAHUALCO  
TLALNEPANTLA, TEL. 563 49 33 DFNA.
- 15.- GALEANA RODRIGUEZ BERNARDO  
TEC. ACADEMICO  
DIRECCION GENERAL DE SERVICIOS DE COMPUTO ACADEMICO, UNAM  
CIUDAD UNIVERSITARIA, D.F.  
TEL. 622 85 25 DFNA.
- 16.- GARCIA CARRANZA ARTURO  
MECANICO ELECTRICISTA  
ANDERSON CLAYTON & CO. S.A. DE C.V.  
CALZ. VALLEJO 1841, COL. SAN JOSE DE LA ESCALERA, DELEG.  
G. A. MADERO, C.P. 07630, TEL. 391 30 88 DFNA.
- 17.- GARCIA GUTIERREZ MAXIMO  
RESIDENTE  
D.G.C.D.H., D.D.F.  
VIADUCTO FIEDAD No. 507, COL. GRANJAS
- 18.- GARCIA HERNANDEZ SERGIO  
AV. BOSQUES DE ECATEPEC 3, COL. VILLAS DE ECATEPEC,  
C.P. 55000
- 19.- GOMEZ HERNANDEZ HORACIO  
JEFE UNIDAD DE CONTROL DE AUTOABAST. DE ENERGIA ELECT.  
SECRETARIA DE ENERGIA, MINAS E IND. PARAESTATAL  
FRANCISCO MARQUEZ 160, 2o. PISO, COL. CONDESA, DELEG.  
CUAUHEMOC, C.P. 06140, TEL. 553 92 25 DFNA.

- 20.- GONZALEZ CARBAJAL MIGUEL ANGEL  
MANTENIMIENTO  
SERVICIO METEOROLOGICO NACIONAL  
AV. OBSERVATORIO 192, TACUBAYA.  
TEL. 352 36 14
- 21.- GONZALEZ GONZALEZ LEOPOLDO
- 22.- GUINEA GONZALEZ SALVADOR R.  
AYUDANTE ELECTRICISTA  
SECRETARIA DE COMUNICACIONES Y TRANSPORTES  
VERTIZ 800, COL. NARVARTÉ, DELEG. B. JUAREZ  
TEL. 590 94 61
- 23.- GUZMAN VALENCIANO JOSE PEDRO  
JEFE DE DEPARTAMENTO  
SECRETARIA DE ENERGIA MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL  
FRANCISCO MARQUES 160, 2o PISO, COL. CONDESA, DELEG.  
CUAUHTEMOC, C.P. 06140, TEL. 553 24 67
- 24.- HERNANDEZ FLORES ADRIAN  
JEFE DE MANTENIMIENTO ELECTRICO  
RIEKE DE MEXICO  
SATURALD No. 22, COL. NVA, IND. VALLEJO, DELEG. S. A.  
MADERO, TEL. 586 12 00 DFNA.
- 25.- HERNANDEZ D. JUAN MANUEL
- 26.- HERNANDEZ ROBLES JUAN ANTONIO  
PROYECTOS E INSTALACIONES  
MAQUINARIA IGSA S.A. DE C.V.  
PASEO DE LA REFORMA 5287, CUAJIMALPA, C.P. 05000  
TEL. 626 54 38 DFNA.
- 27.- HERNANDEZ RICARDEZ BRAULIO  
JEFE DE TECNICOS  
S.A.R.H.  
PROLONGACION 27 DE FEBRERO S/N, TABASCO, C.P. 86500  
TEL. 214 14 DFNA.
- 28.- JIMENEZ PEREZ GERARDO  
SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO ELECTRICO  
FABRICA DE PAPEL LORETO Y PEÑA POBRE  
AV. SAN FERNANDO 329, TLALPAN, COL. PEÑA POBRE  
TEL. 768 10 63 DOM.
- 29.- LOPEZ PEREZ MARIO ALEJANDRO  
INGENIERO DE PROYECTOS  
PETROLEOS MEXICANOS  
ADOLFO RUIZ CORTINEZ 332, COL. CASA BLANCA, VILLAHERMOSA  
TABASCO, TEL. 230 90 DFNA.
- 30.- MACIAS H. MARCO A.

- 31.- MONDRAGON FLORES PABLO JAIME  
ELECTRICISTA  
MEXICANA DE AUTOBUSES S.A.  
LABO DE GUADALUPE 289, FRACC. IND. CARTAGENA TULTITLAN,  
ESTADO DE MEXICO, C.P. 5400  
TEL. 91 591 205 22 DFNA.
- 32.- MONTOYA DOMINGUEZ FELIPE DE JESUS  
JEFE DE OFICINA DE PROYECTOS ELECTRICOS  
DIRECCION GENERAL DE CONSTRUCCION Y OPERACION HIDRAULICA  
VIADUCTO MIGUEL ALEMAN 507-3er. PISO, COL. GRANJAS MEXICO  
DELEG. IZTACALCO, C.P. 08400, TEL. 650 38 64 DFNA.
- 33.- MORALES HERNANDEZ ENRIQUE  
SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO ELECTRICO  
AZTECA TEXTIL S.A. DE C.V.  
CALLE SEIS No. 106, COL. PANTITLAN, DELEG. V. CARRANZA  
C.P. 08100, TEL. 558 04 22 DFNA.
- 34.- NEGRETE VARGAS RAUL  
INGENIERIA DE PROYECTO  
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD,  
RIO MISSISSIPPI No. 71, 11o. PISO, COL. CUAUHTEMOC, DELEG.  
CUAUHTEMOC, TEL. 525 78 80 EXT. 3301 y 3302
- 35.- NOCHEBUENA FLORES PABLO  
INGENIERO RESIDENTE  
DIRECCION GENERAL DE CONSTRUCCION Y OPERACION HIDRAULICA  
AV. RIO CHURUBUSCO No. 1285, COL. SAN JOSE ACULCO, DELEG.  
IZTACALCO, TEL. 657 29 05
- 36.- PASTEUR VALENCIA MAXIMINO  
SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO "A"  
SISTEMA DE TRANSPORTE COLECTIVO METRO  
AV. CHAPULTEPEC No. 466, EDIF. SUR 1er. PISO, COL. ROMA  
SUR, DELEG. CUAUHTEMOC, TEL. 286 63 04 EXT. 2437 DFNA.
- 37.- PORTILLA BECERRA RUBEN  
ELECTRICISTA  
SECRETARIA DE COMUNICACIONES Y TRANSPORTES  
VERTIZ 800, COL. NARVARTE, DELEG. B. JUAREZ  
TEL. 590 94 61 DFNA.
- 38.- PORTUGUEZ JIMENEZ JUAN  
MECANICO ELECTRICISTA  
ANDERSON CLAYTON & CO. S.A. DE C.V.  
CALZ. VALLEJO No. 1841, COL. SAN JOSE DE LA ESCALERA,  
DELEG. G. A. MADERO, C.P. 07630, TEL. 391 30 88 DFNA.
- 39.- RICARDEZ BARBERA JESUS M  
ASESOR TECNICO COMERCIAL  
NACEL S.A. DE C.V.  
BOULEVARD MIGUEL DE CERVANTES SAAVEDRA 255, COL. AMPL.  
GRANADA, TEL. 250 53 00 EXT. 355 Y 356 DFNA.



- 40.- RODRIGUEZ FERREGRINO GABRIEL  
JEFE DE MECANICOS  
CONTINENTAL DE ALIMENTOS S.A. DE C.V.  
AV. DE LAS GRANJAS 388, COL. JARDIN AZPEITIA,  
AZCAPOTZALCO, C.P. 02530; TEL. 561 17 00 DFNA.
- 41.- SANDOVAL OLIVARES NOE  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA  
DESARROLLO INTEGRAL DE INGENIERIA S.A. DE C.V.  
TLIXOCHITL No. 63, COL. AMPL. SAN MARCOS, XOCHIMILCO D.F.  
C.P. 16038, TEL. 675 40 32 DFNA;
- 42.- VEGA CARMONA CARLOS  
RESIDENTE DE OBRA.  
PIESA INGENIERIA S.A. DE C.V.  
TEL. 710 33 22 DOM.
- 43.- VILLANUEVA PEREZ RAMON  
JEFE DE MECANICOS  
CONTINENTAL DE ALIMENTOS S.A. DE C.V.  
AV. GRANJAS 388, COL. JARDIN AZPEITIA, AZCAPOTZALCO,  
C.P. 02530, TEL. 561 17 00 DFNA.
- 44.- VIEYRA ANTERO NOE ADRIAN  
3a. PRIV. IGNACIO ALLENDE 7, SAN JOAQUIN-TACUBA, DELEG.  
MIGUEL HIDALGO, C.P. 11260
- 45.- VIVEROS PLANCARTE LEONARDO  
DUENO  
INGENIERIA DEL MANTENIMIENTO Y ELECTRICA INDUSTRIAL  
SAN LUIS POTOSI No. 7, COL. LUIS ECHEVERRIA, CUAUTITLAN  
IZCALLI, EDO. DE MEXICO, TEL. 905 406 4171 DFNA.
- 46.- YANEZ NAVARRO JULIO  
ELECTRICISTA DE MANTENIMIENTO  
CEMENTOS APASCO  
KM 20.5, CARRETERA MEXICO-TEXCOCO.  
TEL. 755 83 01 DOM.



THE IEEE  
Cable  
Book  
Series

### Electric Power Distribution for Industrial Plants

Written and prepared by IEEE Std 141-1986, provides the latest practices for design and construction of industrial plants. This new edition of the IEEE Red Book includes three new chapters on: Single-Phase, Three-Phase, and Six-Phase Systems of Substations and Distribution Systems; Control of Industrial Plants; and a new chapter on Cable Systems, and this volume gives you complete information on design and construction.

### Protection of Distribution of Industrial and Commercial Power Systems

Recently revised and updated, the IEEE Red Book gives you the proper protection of industrial and commercial power systems. This volume covers protection of the distribution system, including protection of substations, plants, and residential buildings.

A valuable, comprehensive source-book for use of the systems design engineer, this volume provides complete information on protection and coordination of industrial and commercial power systems. It presents complete information on protection and coordination of industrial and commercial power systems, including protection of substations, plants, and residential buildings.

### Electric Power Systems in Health Care Facilities

The IEEE Green Book will aid designers of electrical systems in health care facilities in planning, design, and construction of electrical systems. This volume provides information on the design and construction of electrical systems in health care facilities, including design and construction of electrical systems, and the selection of design with professional standards.

### Energy Conservation and Cost Effective Design in Industrial Facilities

This volume provides information on energy conservation and cost effective design in industrial facilities. It includes information on energy conservation and cost effective design in industrial facilities, including design and construction of electrical systems, and the selection of design with professional standards.

### Power Distribution Systems in Commercial Buildings

This comprehensive source will show the electrical requirements of commercial buildings. It includes information on the electrical requirements of commercial buildings, including design and construction of electrical systems, and the selection of design with professional standards.

### The IEEE Green Book is an aid to all who are engaged in electrical design of commercial buildings.

### Commercial Industrial and Commercial Power Systems

The IEEE Green Book provides thorough information on the design and construction of commercial industrial and commercial power systems. It includes information on the design and construction of commercial industrial and commercial power systems, including design and construction of electrical systems, and the selection of design with professional standards.

### Industrial and Commercial Power System Planning

Written for practicing system designers and plant construction engineers, this IEEE Green Book covers the design and construction of industrial and commercial power systems. It includes information on the design and construction of industrial and commercial power systems, including design and construction of electrical systems, and the selection of design with professional standards.

### Design of Industrial, Commercial and Commercial Power Systems

The IEEE Green Book provides the fundamentals of electrical design for industrial, commercial and commercial power systems. It includes information on the design and construction of industrial, commercial and commercial power systems, including design and construction of electrical systems, and the selection of design with professional standards.

Written for the design engineer, this volume provides information on the design and construction of industrial, commercial and commercial power systems. It includes information on the design and construction of industrial, commercial and commercial power systems, including design and construction of electrical systems, and the selection of design with professional standards.

### Emergency and Standby Power for Industrial and Commercial Plants

This IEEE Green Book provides information on emergency and standby power for industrial and commercial plants. It includes information on the design and construction of emergency and standby power for industrial and commercial plants, including design and construction of electrical systems, and the selection of design with professional standards.

Written for the design engineer, this volume provides information on the design and construction of emergency and standby power for industrial and commercial plants. It includes information on the design and construction of emergency and standby power for industrial and commercial plants, including design and construction of electrical systems, and the selection of design with professional standards.

Written for the design engineer, this volume provides information on the design and construction of emergency and standby power for industrial and commercial plants. It includes information on the design and construction of emergency and standby power for industrial and commercial plants, including design and construction of electrical systems, and the selection of design with professional standards.