15 sep

DIRECTORIO DE PROFESORES DEL CURSO: INSTALACIONES ELECTRICAS

INDUSTRIALES 1984.

1. ING. JESUS AVILA ESPINOSA
Director de Ingeniería Electromecánica
Electromecánica e Industrial
Ingeniería y Procesamiento Electrónico
San Lorenzo No . 153 - 7° Piso
Col. del Valle
03100 México, D.F.
575 77 89

2. ING. JORGE BARRERA ROMERO
Gerente Técnico
C.P.I. Construcciones, S.A.
Prol. Lago Peypus No. 66
Col. Anáhuac
11320 México, D.F.
399 32 99 Y 399 24 44

3. ING. RICARDO BOLADO JIMENEZ
Jefe de la Asesoría Técnica
División Potencia
CONDUMEX, S.A.
Poniente 140 No. 720
Col. Industrial Vallejo
México, D.F.
587 70 11

4. ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO (COORDINADOR)
Superintendente Eléctrico
Gerencia de Construcción
Marte y Rosains 5° Piso
Col. Guerrero
México, D.F.
529 45 30 y 529 35 76

5. ING. GENARO GARCIA CASTRO
Superintendencia de Pruebas
de Control de Calidad
Gerencia de Construcción
Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S.A.
Melchor Ocampo No. 171-5° Piso
México,D.F.

6. ING. ABEL GARCIA OROPEZA
Ingeniería A.G.
Rómulo O'Farril Sr. 1160
Lomas de San Angel Inn
01790 México, D.F.
683 05 02

7. ING. ALFREDO GONZALEZ HERNANDEZ
Asesor Técnico
Crouse Hinds Domex, S.A. de C.V.
Javier Rojo Gómez No. 1170
Iztapalapa
09850 México, D.F.
686 00 66

8. ING. GABRIEL MALDONADO ARCEO
Subjefe de Sección
Servicios de Gobierno
Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S.A.
Melchor Ocampo No. 171 Oficina 411
México, DF.
546 03 67 y 518 00 80 Ext. 496

9. ING. JOSE A. MARTINEZ MENDEZ
Auxiliar del Subgerente Eléctrico
Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S.A.
Melchor Ocampo No. 171-5° Piso Oficina 517
México, D.F.
546 55 46

10. ING. LUIS MUROW ITQUIN (COORDINADOR)
Gerente General
C.P.I. Construcciones, S.A.
Prol. Lago Peypus No. 66
Col. Anáhuac
11320 México, D.F.
399 32 99 y 399 24 44

11. ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ
Encargado del Grupo de Capacitación
Laboratorio de la Cía. de Luz y
Fuerza del Centro, S.A.
Av. Pie de la Cuesta No. 273
Col. San Andrés Tetepilco
09449 México, D.F.
539 68 34 y 556 52 90

12. ING. JUAN JOSE QUEZADA RAMIREZ
Jefe de la Sección de Diseño
de Instalaciones Eléctricas Industriales
Subgerencia Eléctrica de Construcción
Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S.A.
División del Norte No. 3105
Col. Rosedal
México, D.F.
544 79 73 y 544 80 12

13. ING. ENRIQUE RAMIREZ ZERMEÑO
Presupuestos y Consumidores
Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S.A.
Melchor Ocampo 171-7° Piso
Col. Anáhuac
México, DF.
546 39 56 y 591 02 73

14. ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS
Jefe del Departamento de Autorización
de Instalaciones Eléctricas
Secretaría de Comercio y Fomento Industrial
Alfonso Herrera No. 15
Col. San Rafael
México, D.F.
535 02 45

15. ING. MAURICIO SIERRA DUPONT
Gerente General
Federal Pacific Electric de México, S.A. de C.V.
Oriente No. 233-341
Col. Agrícola Oriental
Delegación Iztacalco
08500 México, D.F.
763 10 33

16. ING. SERGIO GARCIA ANAYA
Focos , S.A.
Gerente de Sucursal
Blvd. Puerto Aéreo No. 123
Col. Moctezuma
V.Carranza
15500 México, D.F.
571 69 58, 69 53 y 22 29

17. ING. JUAN BOTELLO BARRON
Jefe de Proyectos de Redes de Distribución
Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S.A.
Melchor Ocampo No. 171-4° Piso
Col. Anáhuac
Miguel Hidalgo
11320 México, D.F.
546 38 73 y 567 65 53

'edcs.
31 VIII 84.

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

PROGRAMA DEL CURSO : INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
QUE SE IMPARTIRA DEL 3 AL 22 DE SEPTIEMBRE DE 1984

FECHA	HORARIO	T E M A	P R O F E S O R
3,Sept/84	17-18	INTRODUCCION	ING. LUIS MUROW ITQUIN ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
3,Sept/84	18-21	PLANEACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES.	ING. LUIS MUROW ITQUIN
4,Sept/84	17-21	CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA.	ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
5,Sept/84	17-21	SELECCION DE CONDUCTORES Y DUCTOS (MEDIA TENSION)	CONDUMEX.
6,Sept/84	17-21	SELECCION DE CONDUCTORES Y DUCTOS (MEDIA TENSION)	CONDUMEX.
7,Sept/84	17-19	SELECCION DE CONDUCTORES Y DUCTOS (BAJA TENSION)	CONDUMEX.
7,Sept/84	19-21	CALCULO DE FALLAS.	ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
8,Sept/84	8-12	SISTEMAS DE TIERRAS: ATERRIZAMIENTO DEL SISTEMA Y MALLAS.	ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ
8,Sept/84	12-14	SISTEMA DE TIERRAS: BAJA TENSION.	ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS
10,Sept/84	17-19	CALCULO DE FALLAS.	ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
10,Sept/84	19-21	PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE:FUSIBLES	ING. MAURICIO SIERRA DUPONT.
11,Sept/84	17-21	PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE:COORDINACION	ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
12,Sept/84	17-19	CORRECCION DE FACTOR DE POTENCIA	ING. LUIS MUROW ITQUIN.
12,Sept/84	19-21	INSTALACIONES EN AREAS RIESGOSAS	ING. ALFREDO GONZALEZ H.
13,Sept/84	17-21	SELECCION Y ESPECIFICACION DE EQUIPOS	ING. JESUS AVILA ESPINOZA
14,Sept/84	17-21	PRUEBAS A EQUIPOS Y MATERIALES	ING. GENARO GARCIA CASTRO.

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

PROGRAMA DEL CURSO : INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
QUE SE IMPARTIRA DEL 3 AL 22 DE SEPTIEMBRE DE 1984

FECHA	HORARIO	T E M A	P R O F E S O R
15.SEPT/84	9-14	PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES	ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ
17.Sept/84	17-19	SISTEMAS DE EMERGENCIA	ING. JUAN JOSE QUEZADA RAMIREZ
17,Sept/84	19-21	ILUMINACION INDUSTRIAL	ING. SERGIO GARCIA ANAYA
18.Sept/84	17-21	ILUMINACION INDUSTRIAL	ING. SERGIO GARCIA ANAYA
19.Sept/84	17-21	REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS	ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS
20.Sept/84	17-19	REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS	ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS
20,Sept/84	19-21	DESCRIPCION DE LA INGENIERIA DE DISEÑO	ING. ABEL GARCIA OROPEZA
21,Sept/84	17-19	CONTROL DE OBRAS ELECTRICAS	ING. JOSE A. MARTINEZ MENDEZ
21,Sept/84	19-21	SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA	COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA
22.Sept/84	9-12	MESA REDONDA	PANELISTAS
22.Sept/84	12-13	CLAUSURA.	

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA No. 2 - PLANEACION DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL

ING. LUIS MUROW ITQUIN

SEPTIEMBRE, 1984

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

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

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

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

LEVANTAMENTO 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.

COODINESE CON LOS DEMAS DISEÑADORES DE LA PLANTA. ELLOS LE IRAN PROPORCIONANDO MAS DATOS.

ELABORE USTED SUS PROPIOS INDICES DE WATTS O VA POR M^2 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^2
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 PEQUENOS APARATOS.	80
MANUFACTURA DE LAMPARAS	54
MANUFACTURA DE PEQUEÑOS COMPONENTES	38

LIBRO ROJO, EDICION 1969.

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

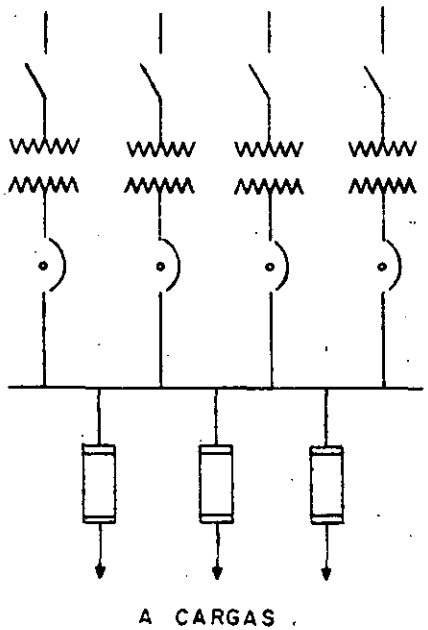
DETERMINACION DE LA DEMANDA

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 especifico intervalo de tiempo. (KVA, A, KW, etc.) El período de tiempo es de 15 minutos, 1/2 horas o 1 hora.

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 INTERRUPCIONES DE NINGUNA ESPECIE, A MENOS QUE FALLE ALGUNO DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS. ADECUADO PARA CARGAS GRANDES.	+COSTOSO +SI FALLA EL TABLERO SECUNDARIO, FALLA EL SISTEMA. +ELEVADAS CORRIENTES DE DE CORTO CIRCUITO.

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 EFECTUARSE UNA REUNION CON LA EMPRESA ELECTRICA PARA DETERMINAR LOS REQUERIMIENTOS 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 Edificios y estructuras.

+ Carga electrica de la planta, preferentemente demanda maxima en KVA.

+ Punto preferido para la conexión del servicio.

+ Arreglo electrico de la compañía suministradora que 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 lineas y punto de suministro.

+ Tarifas

+ Opciones en el suministro: con subestación.

+ Espacio de la subestación si la provee la compañia.

+ Corto circuito y caracteristicas 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 "GRAPNIC 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.
  + Caracteristicas 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

ANALISIS DE CORTO CIRCUITO Y PROTECCION

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

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

EXPANSION FUTURA

- SI ESTA DISEÑANDO LA EXPANSION DE UN SISTEMA EXISTENTE, CUIDE SI EL EQUIPO SOPORTA LA CARGA ADICIONAL Y EL NUEVO CORTO CIRCUITO. CHEQUE CARACTERISTICAS 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 peveer 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 grnade, 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.

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 interruptores 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 nuestras y en - - - equipos debidamente aterrizados.

El mantenimiento debe hacerse cuando el equipo correspondiente este desenergi - zado en caso que no pueda hacerse así, deberá entrenarse al personal de mante - nimiento 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 facil - - - - 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 estadisticos.

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 suminis -- tro, comportamiento de sus líneas sisternas 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 aplicarian en el caso específico.

7.- Si se considera generación de energía para usos propios, debe determinarse los KVA requeridos, encluyendo la carga para emergencia, el voltaje de generación- y los equipos accesorios correspondientes a protecciones, mediciones, rela - - ción de voltaje, sincronización y aterrizaje. Esto debe de revisarse con la -- Cía 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 caida 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 demas códigos relacionados.

13.- Revise que todos los equipos tienen incorporados todos los aditamientos de se- guridad en todos los componentes del sistema, según se ha planeado.

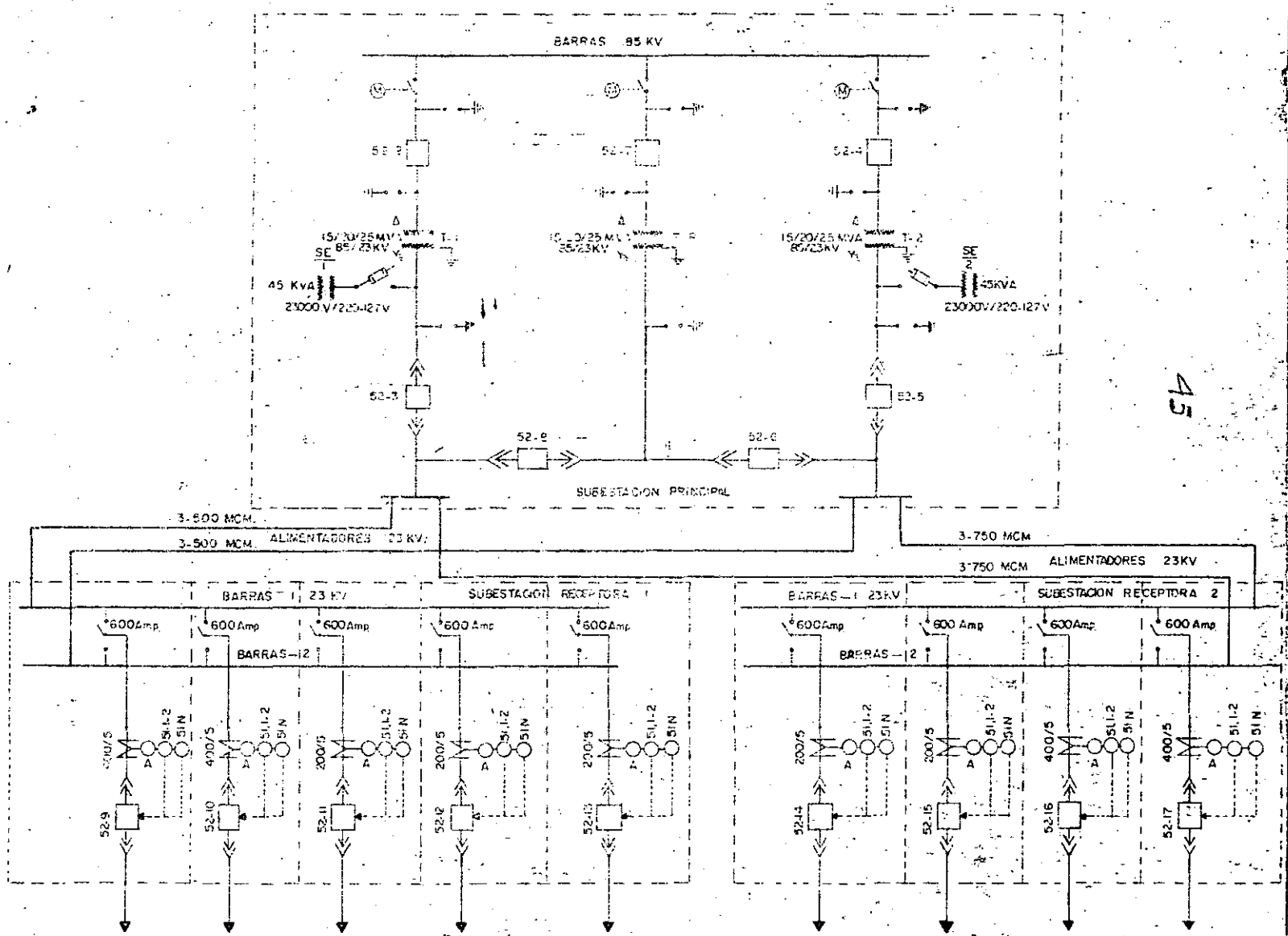
14.- Elabore las especificaciones del equipo.

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 buén criterio de ingeniero.


BARRAS 85 KV
52-1
52-2
52-4
15/20/25 MVA
85/23KV
T-1
T-2
SE
45 KVA
23000V/220-127V
52-3
52-5
52-8
52-6
SUBESTACION PRINCIPAL
3-500 MCM
3-500 MCM ALIMENTADORES 23 KV
3-750 MCM
3-750 MCM ALIMENTADORES 23KV
BARRAS-1 23 KV
SUBESTACION RECEPTORA 1
BARRAS-1 23KV
SUBESTACION RECEPTORA 2
600Amp
BARRAS-2
200/5
400/5
51-1-2
51N
52-9
52-10
52-11
52-12
52-13
52-14
52-15
52-16
52-17

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

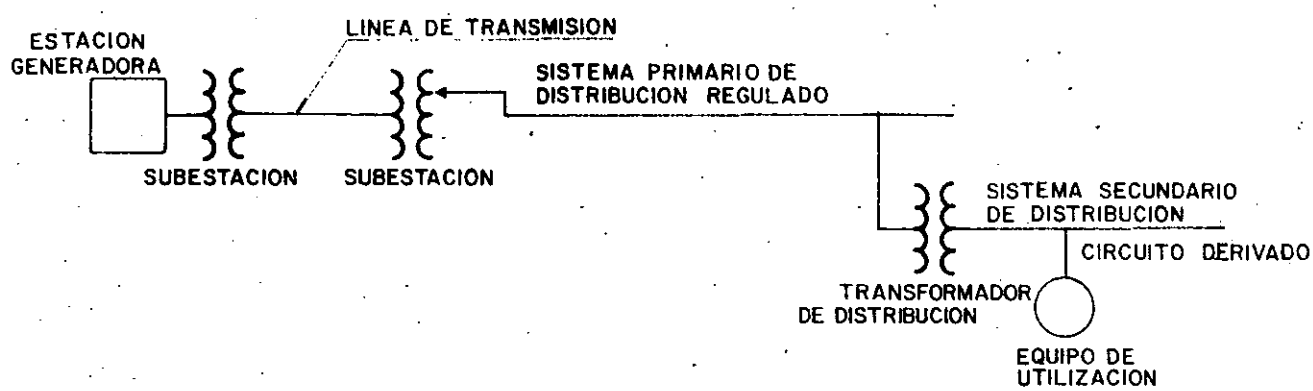
INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA No. 3 - CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA

ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO

SEPTIEMBRE, 1984.

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285



SISTEMA TIPICO DE UNA COMPAÑIA ELECTRICA EN GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION .

2.1.- TENSIONES NORMALIZADAS

TENSIONES MAS USUALES EN MEXICO

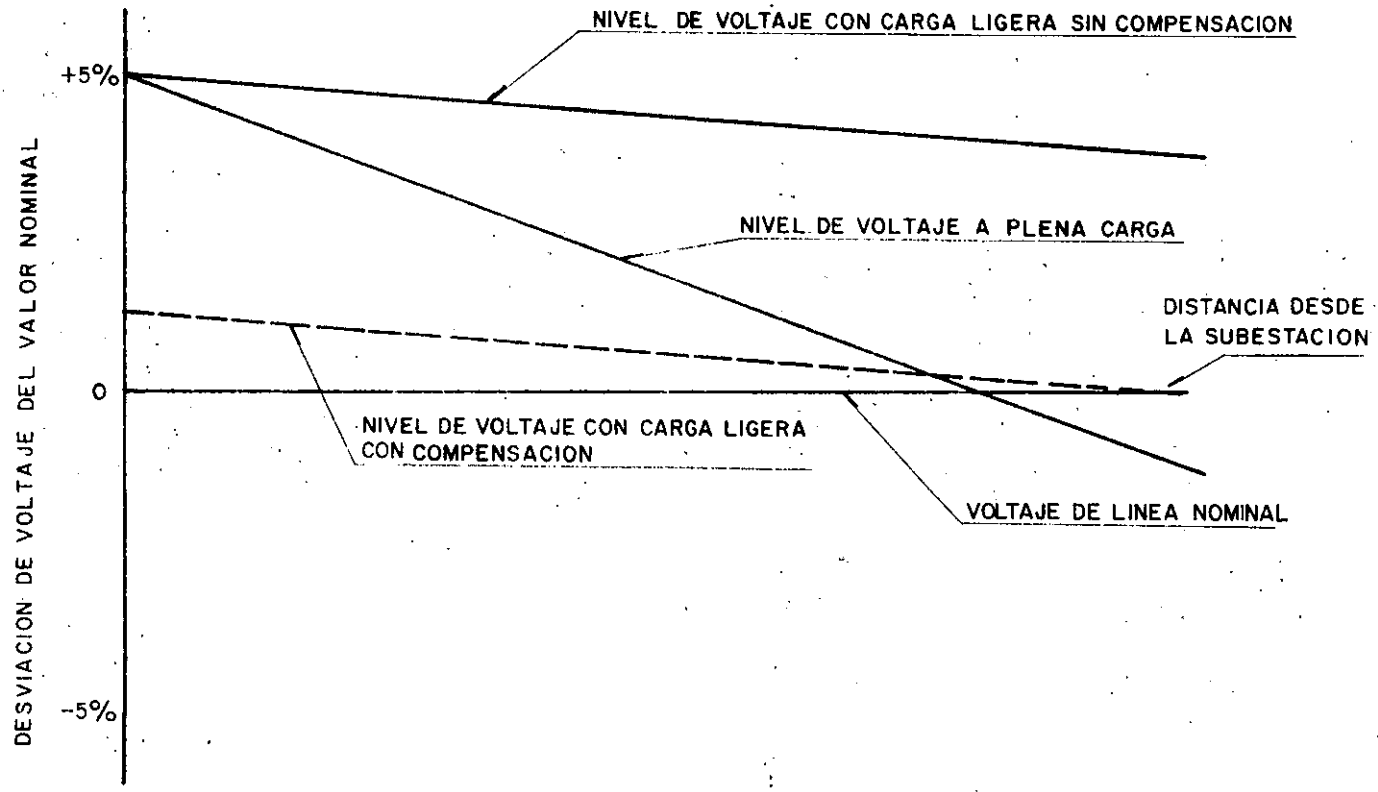
TRANSMISION (C.F.E.) (VOLTS)	DISTRIBUCION PRIMARIA		DISTRIBUCION SECUNDARIA	
	C.F.E. (VOLTS)	INDUSTRIA (VOLTS)	C.F.E. (VOLTS)	INDUSTRIA (VOLTS)
EXTRA ALTA TENSION 400 000 V				
ALTA TENSION (230 KV.)				
230,000				
115,000				
85,000				
69,000				
	MEDIA TENSION (34.5KV)			
	34,500(1)			
	23,000	23000		
	13,800	13800		
		4160		
		2400		
			BAJA TENSION (1000 V)	
			220-127	480-277 440 + 220-127

NOTAS: (1) TENSION DE SUBTRANSMISION

(+) TIENDE A DESAPARECER

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

PLANTAS PEQUEÑAS, O DE ALGUNOS CIENTOS DE KVA. COMO MAXIMO	SE PUEDEN CONECTAR A LA RED DE BAJA TENSION, O A UN 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.



EFECTO 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.

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:

$$\text{DESBALANCEO DE LA TENSION ENTRE FASES} = \frac{\text{DESVIACION MAXIMA RESPECTO AL VOLTAJE PROMEDIO}}{\text{VOLTAJE PROMEDIO ENTRE FASES.}}$$

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

TIPO DE MOTOR	CARGA	% DE DESBALANCE EN TENSION	% DE CALENTAMIENTO EXTRA	CLASE DE AISLAMIENTO	ELEVACION DE TEMPERATURA(°C) OPERACION
MARCO "U"	NOMINAL	0	0	A	60
	NOMINAL	2	8	A	65
	NOMINAL	3 1/2	25	A	75
MARCO "T"	NOMINAL	0	0	B	80
	NOMINAL	2	8	B	86.4
	NOMINAL	3 1/2	25	B	100

TABLA 7

EFECTO 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.	$(\text{VOLTAJE})^2$	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
VELOCIDAD SINCRONA	CONSTANTE	NO CAMBIA	NO CAMBIA
POR CIENTO DE DESLIZAMIENTO	$(\text{VOLTAJE})^{-2}$	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	$(\text{VOLTAJE})^2$	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
RUIDO MAGNETICO -SIN CARGA ESPECIFICA	- - - - - - - - -	DISMINUYE LIGERAMENTE	AUMENTA LIGERAMENTE.

TABLA 7 (CONTINUACION)

(b) MOTORES DE ARMAZON T

CARACTERISTICAS	FUNCION DEL VOLTAJE	VARIACION DEL VOLTAJE 90% DEL VOLTAJE	VARIACION DEL VOLTAJE 110% DEL VOLTAJE
PARES DE ARRANQUE Y DE TRABAJO MAXIMO	$(VOLTAJE)^2$	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
POR CIENTO DE DESLIZAMIENTO	$(VOLTAJE)^{-2}$	AUMENTA 20-30%	DISMINUYE 15-20%
VELOCIDAD A PLENA CARGA	DESLIZAMIENTO DE VELOCIDAD SINCRONA	DISMINUYE LIGERAMENTE	DISMINUYE LIGERAMENTE
EFICIENCIA A:			
PLENA CARGA	- - - - - -	DISMINUYE 0-2%	DISMINUYE 0-3%
3/4 CARGA	- - - - - -	PRACTICAMENTE NO CAMBIA	NO CAMBIA O DECRESE LIGERAMENTE
1/2 CARGA	- - - - - -	AUMENTA 0-1%	DISMINUYE 0-5%
CORRIENTE A PLENA CARGA	- - - - - -	AUMENTA 5-10%	DISMINUYE LIGERAMENTE O AUMENTA HASTA 5%.

CARACTERISTICAS	FUNCION DEL VOLTAJE	VARIACION DEL VOLTAJE 90% DEL VOLTAJE	VARIACION DEL VOLTAJE 110% DEL VOLTAJE
CORRIENTE DE ARRANQUE	VOLTAJE	DISMINUYE ≈ 10%	AUMENTA ≈ 10%
ELEVACION DE TEMPERATURA A PLENA CARGA	- - - -	AUMENTA 10-15%	AUMENTA 2-15%
CAPACIDAD DE SOBRECARGA MAXIMA	$(\text{VOLTAJE})^2$	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
RUIDO MAGNETICO-SIN CARGA ESPECIFICA	- - - -	DISMINUYE LIGERAMENTE	DISMINUYE LIGERAMENTE

TABLA 8

EFECTOS DE VARIACIONES DE VOLTAJE EN LAMPARAS INCANDESCENTES.

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

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

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

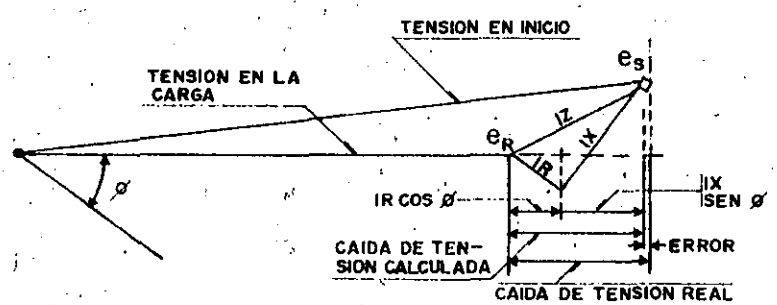


DIAGRAMA FASORIAL DE RELACION DE TENSION

$V = IR \cos \phi + I X \operatorname{sen} \phi$

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.

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

FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA (ATRASADO)	CALIBRE DEL CONDUCTOR (AWG ó Kcmil)																						
	1000	900	800	750	700	600	500	400	350	300	250	4/0	3/0	2/0	1/0	1	2	4	6	8*	10*	12*	14*
Sección 1: Conductores de Cobre en Conduit Magnético.																							
1.00	0.92	1.01	1.11	1.15	1.21	1.38	1.64	1.97	2.23	2.56	3.02	3.61	4.60	5.59	6.90	8.55	11.18	17.43	27.63	42.77	69.09	108.57	174.37
0.95	1.64	1.71	1.80	1.87	1.94	2.10	2.33	2.66	2.89	3.29	3.61	4.27	4.93	6.25	7.56	9.21	11.51	17.43	26.97	42.77	65.8	105.28	164.5
0.90	1.87	1.94	2.03	2.10	2.17	2.33	2.56	2.89	3.12	3.61	3.94	4.27	5.26	6.25	7.56	9.21	11.18	17.10	26.32	39.48	62.51	98.7	157.92
0.80	2.17	2.23	2.33	2.40	2.43	2.63	2.79	3.12	3.29	3.61	3.94	4.60	5.26	6.25	7.56	8.55	10.52	15.79	24.01	36.19	55.93	88.83	141.47
0.70	2.33	2.40	2.50	2.56	2.63	2.73	2.89	3.19	3.29	3.61	3.94	4.27	4.93	5.92	6.90	8.22	9.87	14.47	21.71	32.57	49.35	78.96	125.02
Sección 2: Conductores de Cobre en Conduit no Magnético.																							
1.00	0.75	0.85	0.92	0.95	1.08	1.25	1.48	1.80	2.03	2.40	2.89	3.29	4.27	5.26	6.90	8.55	10.85	17.43	27.63	42.77	69.09	108.57	174.37
0.95	1.31	1.41	1.48	1.54	1.64	1.77	2.03	2.33	2.63	3.02	3.29	3.61	4.93	5.92	7.23	8.88	11.18	17.43	26.47	42.77	65.80	105.28	164.50
0.90	1.54	1.57	1.71	1.77	1.80	1.94	2.23	2.50	2.79	3.12	3.61	3.61	4.93	5.92	7.23	8.88	10.85	16.77	25.99	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	5.59	6.90	8.22	10.19	15.46	23.68	36.19	55.93	88.83	141.47
0.70	1.87	1.94	2.03	2.10	2.17	2.27	2.43	2.73	2.89	3.19	3.61	3.61	4.60	5.26	6.58	7.89	9.21	14.14	21.05	31.91	49.35	78.96	125.02
Sección 3: Conductores de Aluminio en Conduit Magnético.																							
1.00	1.38	1.48	1.61	1.71	1.80	2.07	2.43	2.99	3.29	3.94	4.60	5.59	6.90	8.55	10.85	13.81	17.10	27.63	42.77	69.09	108.57	171.08	—
0.95	2.02	2.13	2.30	2.40	2.50	2.73	3.09	3.61	3.94	4.60	5.26	5.92	7.56	8.88	11.18	13.81	17.43	26.97	42.77	65.80	105.28	164.50	—
0.90	2.27	2.36	2.50	2.59	2.69	2.89	3.25	3.94	4.27	4.60	5.26	6.25	7.56	8.88	11.18	13.48	16.77	25.99	39.48	62.51	98.70	157.92	—
0.80	2.50	2.63	2.73	2.79	2.89	3.12	3.29	3.94	4.27	4.60	5.26	5.92	7.23	8.55	10.52	12.83	15.46	24.01	36.19	55.93	88.87	141.47	—
0.70	2.63	2.73	2.86	2.92	3.02	3.22	3.61	3.94	4.27	4.60	5.26	5.59	6.90	7.89	9.54	11.84	14.14	21.38	32.90	49.35	78.96	121.73	—
Sección 4: Conductores de Aluminio en Conduit no Magnético.																							
1.00	1.18	1.28	1.44	1.54	1.67	1.94	2.30	2.89	3.29	3.94	4.60	5.59	6.90	8.55	10.85	13.81	17.10	27.63	42.77	69.09	108.57	171.08	—
0.95	1.71	1.84	1.97	2.07	2.20	2.43	2.79	3.29	3.61	4.27	4.93	5.92	7.23	8.88	11.18	13.81	17.10	26.97	42.77	65.80	105.28	164.50	—
0.90	1.87	2.00	2.13	2.23	2.33	2.59	2.92	3.61	3.94	4.27	4.93	5.92	7.23	8.55	10.85	13.48	16.45	25.99	39.48	62.51	98.70	157.92	—
0.80	2.07	2.17	2.33	2.40	2.50	2.73	3.02	3.61	3.94	4.27	4.93	5.59	6.90	8.22	10.19	12.50	15.13	23.68	36.19	55.93	88.87	138.18	—
0.70	2.17	2.27	2.40	2.46	2.58	2.73	3.02	3.61	3.61	4.27	4.60	5.26	5.59	7.56	9.21	11.18	13.81	21.05	32.57	49.35	78.96	121.73	—

* Conductor Solido.

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

TABLA 2-12

FUENTE: LIBRO GRIS IEEE

CALCULO DE ALIMENTADORES EN BAJA TENSION

NOMBRE DEL TABLERO	LOCALIZACION DEL TABLERO	CARGA INSTALADA EN WATTS	FASES E HILOS	CARGA DEMANDADA WATTS	CARGA FUTURA WATTS	FACTOR DE POTENCIA	K V A DEMANDADO	CORRIENTE AMP.	LONGITUD DEL ALIMENT. m.	CAIDA DE TENSION MAXIMA %	CALIBRE DE CONDUCTORES		CAIDA DE TENSION REAL %
											POR CORRIENTE	POR C. TENSION	

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA No. 5 - "CALCULO DE FALLAS"

ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO

SEPTIEMBRE, 1984.

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

5.- CALCULO DE FALLAS

5.1.- FUENTES DE CORRIENTE DE FALLA Y REACTANCIA DE MAQUINAS ROTATORIAS.

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

a) GENERADORES SINCRONOS

b) MOTORES Y CONDENSADORES SINCRONOS

c) MOTORES DE INDUCCION

d) COMPAÑIA SUMINISTRADORA

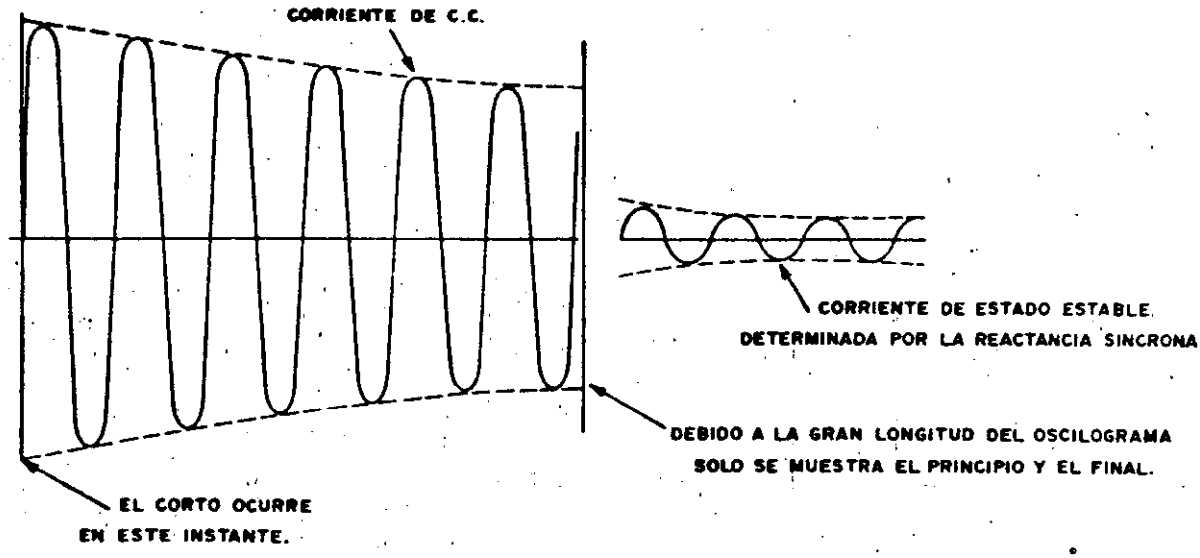
LAS CORRIENTES DE ESTAS FUENTES, QUE ALIMENTAN A LA FALLA, SON LIMITADAS POR LAS IMPEDANCIAS DEL SISTEMA LOS CUALES EN CABLES Y TRANSFORMADORES SON DE UN VALOR FIJO Y EN MOTORES Y GENERADORES SON VARIABLES CON EL TIEMPO.

(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.).

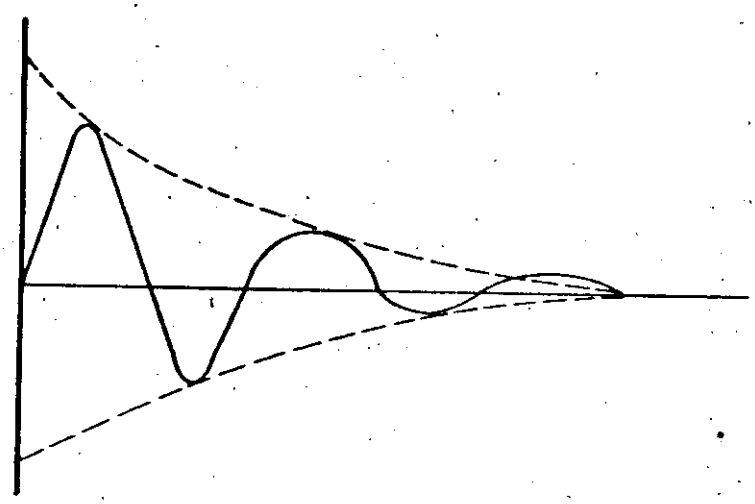
(X'd).- REACTANCIA TRANSITORIA.- ES LA REACTANCIA INICIAL APARENTE DEL ESTATOR, SI SE DESPRECIAN LOS EFECTOS DE TODOS LOS ARROLLAMIENTOS AMORTIGUADORES Y SE CONSIDERA SOLAMENTE LOS EFECTOS DEL ARROLLAMIENTO DEL CAMPO INDUCTOR. ESTA REACTANCIA DETERMINA LA CORRIENTE QUE CIRCULA DURANTE EL PERIODO SIGUIENTE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

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

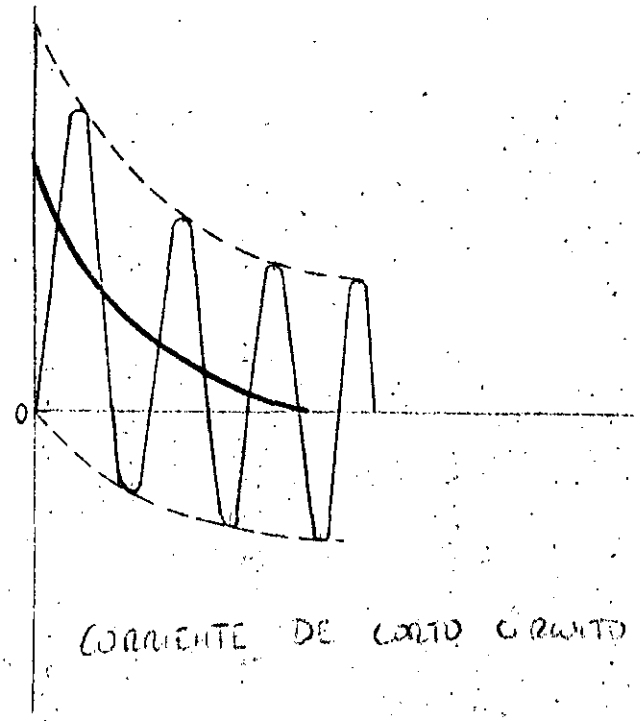
EN LOS GENERADORES Y MOTORES SINCRONOS SE PRESENTAN LOS 3 TIPOS DE - REACTANCIAS ANTERIORES, EN EL MOTOR DE INDUCCION SOLAMENTE LA SUBTRANSITORIA Y EN LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA QUE CONTRIBUYE EN FORMA CONSTANTE AL - CORTO CIRCUITO SE REPRESENTA SU IMPEDANCIA POR UN VALOR UNICO REFERIDO AL PUNTO DE ACOMETIDA.



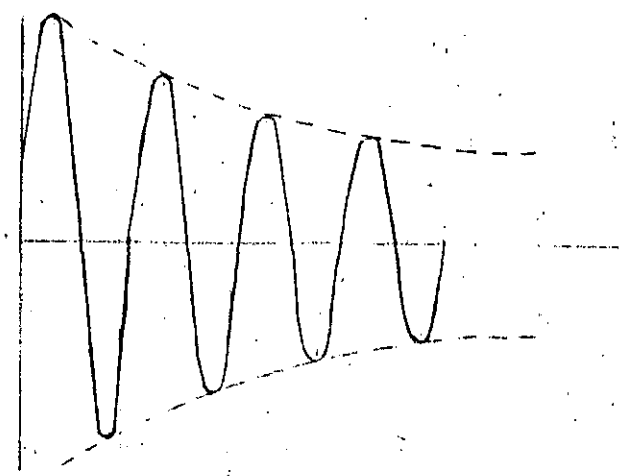
TRAZO DE UN OSCILOGRAMA DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO PRODUCIDA POR UN GENERADOR.



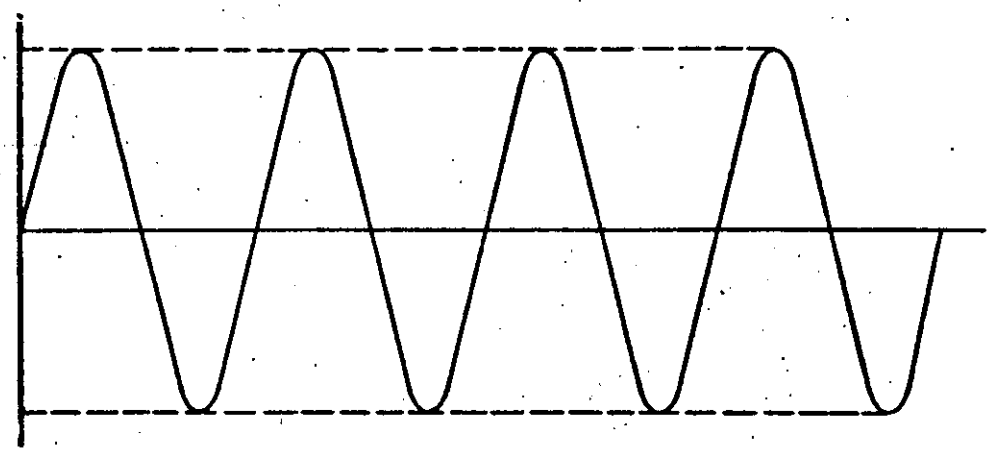
CORRIENTE DE C.C. PROPORCIONADA POR UN MOTOR DE INDUCCION.



CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TOTAL, ASIMETRICA.

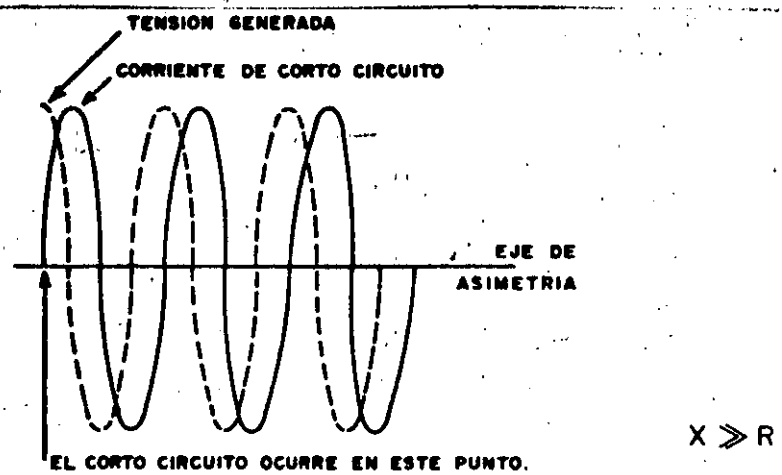


CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TOTAL, SIMETRICA.



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

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



$X \gg R$

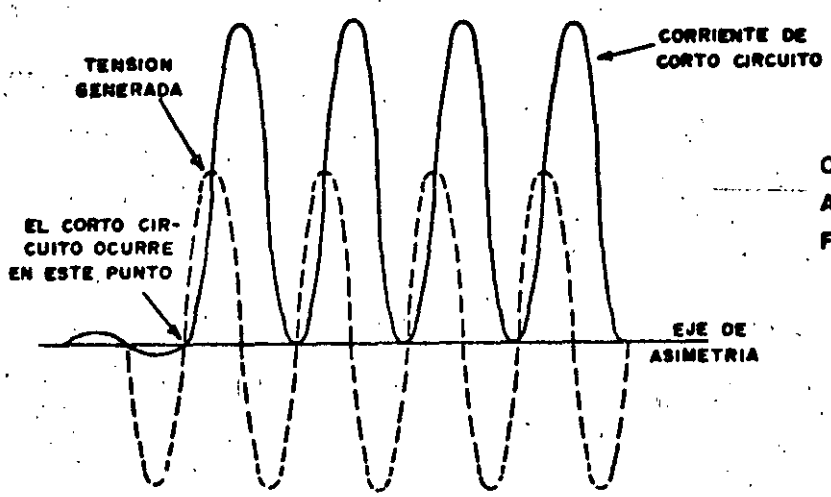
ONDA DE TENSION Y CORRIENTE SIMETRICAS EN UN CIRCUITO DE F.P. = 0

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

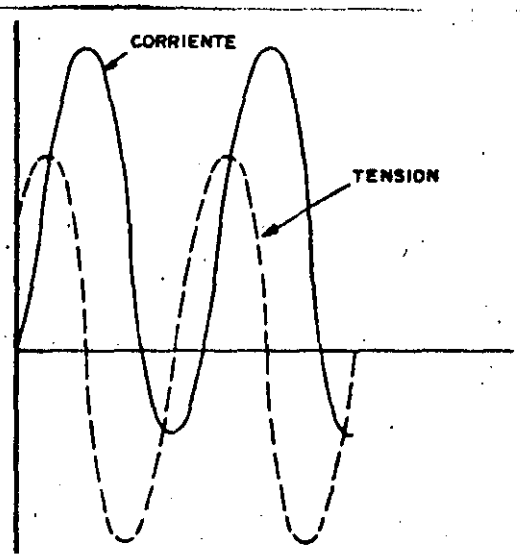
EN LA FIGURA EL C. C. OCURRE EN EL INSTANTE DEL VALOR MAXIMO DE LA ONDA DE TENSION Y LA CORRIENTE DE C. C. INICIA DE CERO, DANDO ORIGEN A UNA ONDA TOTALMENTE SIMETRICA.

SI EL C. C. OCURRE CUANDO LA ONDA DE TENSION ESTA EN CERO, SE PRESENTA LA MAXIMA ASIMETRIA EN LA ONDA DE CORRIENTE LA CUAL SE ATRASA 90º RESPECTO A LA DEL VOLTAJE.

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

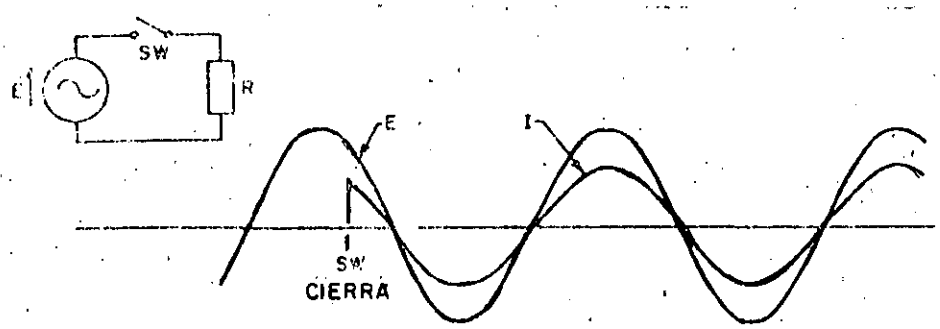


ONDA DE TENSION Y CORRIENTE ASIMETRICAS EN UN CIRCUITO DE F.P. = 0. $X \gg R$

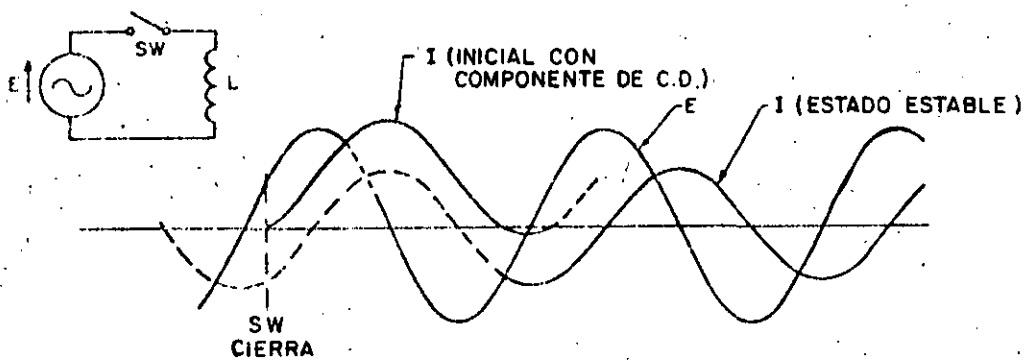


EL CORTO CIRCUITO OCURRE EN ALGUN PUNTO ENTRE EL VALOR CERO Y EL MAXIMO DE LA ONDA DE TENSION. F.P = 0 $X \gg R$

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



TRANSITORIO POR CONMUTACION R



TRANSITORIO POR CONMUTACION L

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

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

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

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

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

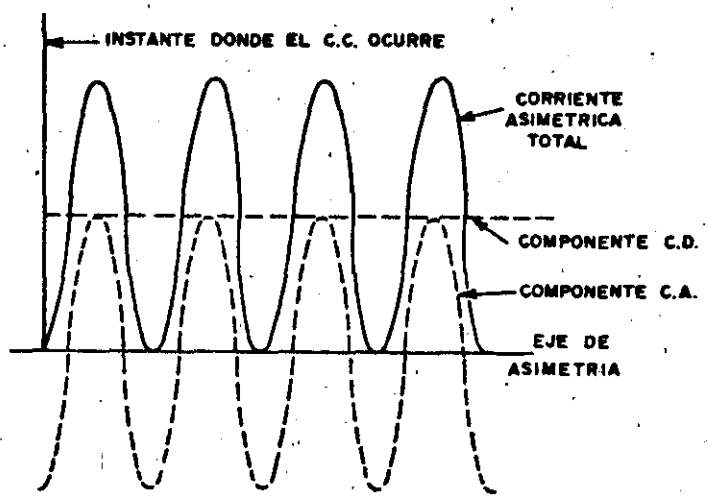
EN EL EXTREMO DERECHO DE LA FIGURA ANTERIOR, APARECE LA CORRIENTE DE ESTADO ESTABLE. ESTA ESTA ATRASADA 90° CON RESPECTO AL VOLTAJE Y TIENE, LA MAXIMA PENDIENTE POSITIVA CUANDO LA TENSION ESTA EN SU MAXIMO VALOR POSITIVO; TIENE UN VALOR FIJO CUANDO LA TENSION ES CERO; REGRESANDO LA CURVA AL MOMENTO DEL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

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

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

a) COMPONENTE DE C. A. SIMETRICA

b) COMPONENTE DE C. D.

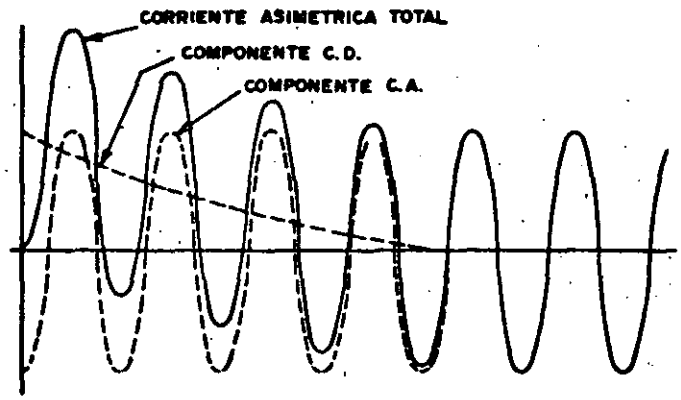


COMPONENTES DE LA CORRIENTE MOSTRADA EN LA FIGURA 5.

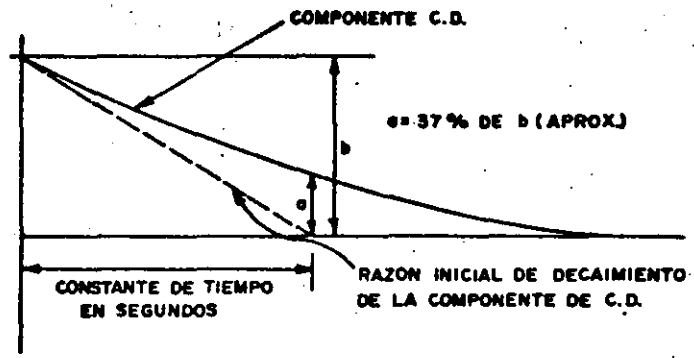
LA MAGNITUD INICIAL DE LA COMPONENTE DE C. D., VARIA DESDE CERO A UN MAXIMO VALOR IGUAL AL PICO DE LA COMPONENTE SIMETRICA DE C. A., DEPENDIENDO DEL INSTANTE EN QUE OCURRE EL C. C.

4.2.2.- RELACION $\frac{X}{R}$.- ESTA RELACION, MEDIDA A LO LARGO DE LA TRAYECTORIA DEL C. C., AFECTA EL COMPORTAMIENTO DE LA COMPONENTE DE C. D., SI $\frac{X}{R} = \infty$, LA COMPONENTE DE C. D. NUNCA 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 APROXIMADAMENTE A UN 37 % DE SU VALOR ORIGINAL.



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



ILUSTRACION GRAFICA DE LA CONSTANTE DE TIEMPO.

4.2.3.- FACTORES DE MULTIPLICACION

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

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

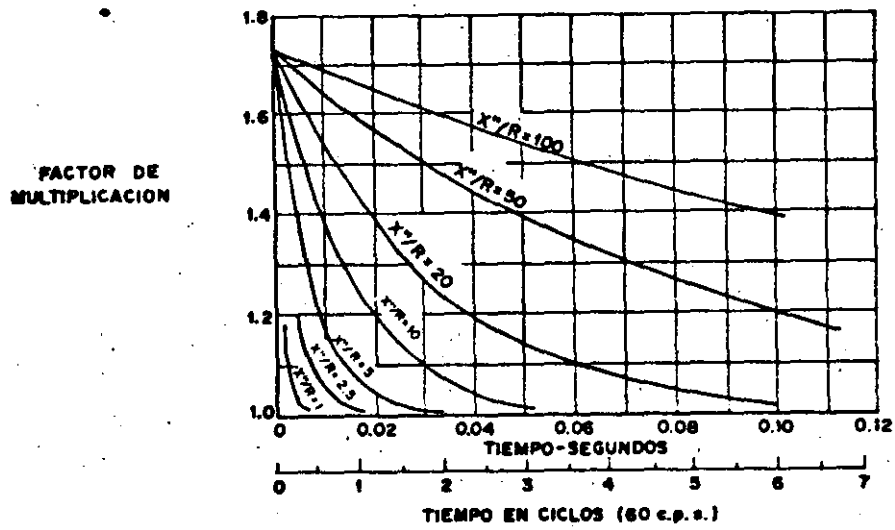


FIG. 9

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

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

TIPO DE DESIGNACION NOMINAL DE CORTO CIRCUITO Y CLASE DE EQUIPO	REACTANCIAS DE MAQUINA A USAR			FACTORES DE MULTIPLICACION A SER APLICADOS AL VALOR SIMETRICO CALCULADO	
	GENERADOR SINCRONO	MOTOR SINCRONO	MOTOR DE INDUCCION	CASO GENERAL *	CASO ESPECIAL *
CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA INTERRUPTORES DE POTENCIA CON LOS SIGUIENTES TIEMPOS DE INTERRUPCION.					
8 CICLOS	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.0	1.1
5 CICLOS	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.1	1.2
3 CICLOS	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.2	1.3
2 CICLOS	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.4	1.5
CAPACIDAD MOMENTANEA PARA INTERRUPTORES DE POTENCIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	CASO GENERAL 1.6 **	CASO ESPECIAL 1.5 **
CAPCIDAD 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 500 V 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"

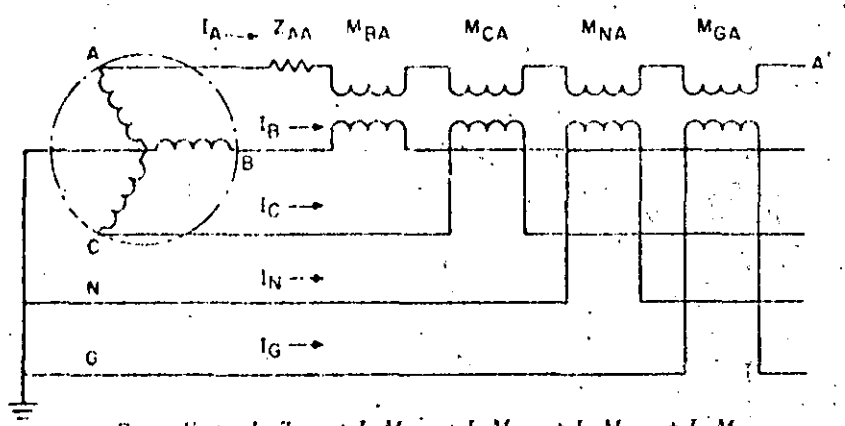
ANSI/IEEE C 37.010. 1979, "IEEE APPLICATION GUIDE FOR A.C HIGH VOLTAGE CIRCUIT BREAKERS RATED ON A SYMMETRICAL CURRENT BASIS (CONSOLIDATED EDITION)"

ANSI/IEEE C 37.5 - 1979 "IEEE GUIDE FOR CALCULATION OF FAULT CURRENTS FOR APPLICATION OF A.C. HIGH VOLTAGE CIRCUIT BREAKERS RATED ON A TOTAL CURRENT BASIS"

ANSI C 37.41 - 1969 (R-1974) "DESIGN TESTS FOR DISTRIBUTION CUT OUTS AND FUSE LINKS, SECONDARY FUSES, DISTRIBUTION ENCLOSED SINGLE POLE AIR SWITCHES, POWER FUSES, FUSE DISCONNECTING SWITCHES AND ACCESORIES".

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:



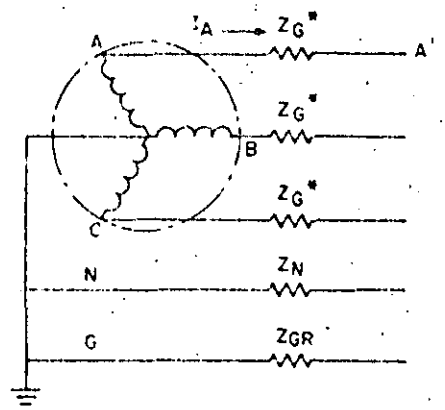
$$E_A - E_{A'} = I_A Z_{AA} + I_B M_{BA} + I_C M_{CA} + I_N M_{NA} + I_G M_{GA}$$

CIRCUITO TRIFASICO, 4 HILOS, CARGA DESBALANCEADA

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

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

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



IMPEDANCIAS PARA CADA SECUENCIA SIMETRICA

SECUENCIA POSITIVA Z_{G1}
SECUENCIA NEGATIVA Z_{G2}
SECUENCIA CERO $Z_{G0} + 3Z_{GR}$*

*** BASADA EN CORRIENTE CERO EN EL CONDUCTOR N.**

$$E_A - E_{A'} = I_{A1} Z_{G1} + I_{A2} Z_{G2} + I_{A0}(Z_{G0} + 3Z_{GR})$$

CIRCUITO TRIFASICO, 4 HILOS, CON CARGA SIMETRICA BALANCEADA

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

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

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

— METODOS DE COMPONENTES SIMETRICAS —

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

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

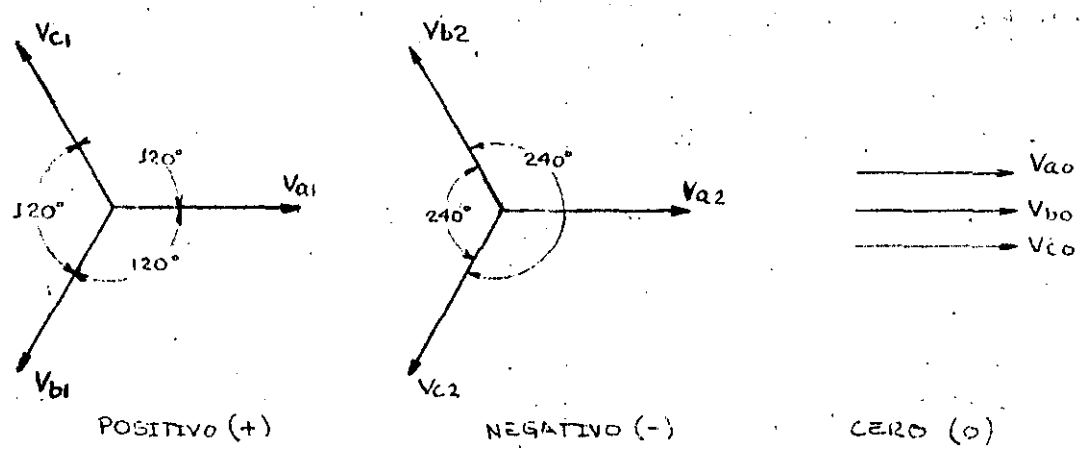


FIGURA COMPONENTES DE SECUENCIA DE VOLTAJES

ESTOS SISTEMAS BALANCEADOS 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 FUENTE. 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 120°, CON UNA SECUENCIA DE FASES OPUESTA A LA SECUENCIA NEGATIVA. LOS COMPONENTES DE SECUENCIA CERO CONSISTEN EN 3 FASORES IGUALES EN MAGNITUD Y EN FASE COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA ANTERIOR.

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

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

ASI:

$$a = 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j\,0.866 \quad \ldots\ldots (1)$$

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = -0.5 - j\,0.866 \quad \ldots\ldots (2)$$

$$a^3 = 1 \angle 360^\circ = 1 \angle 0^\circ \quad \ldots\ldots (3)$$

PUEDEN DERIVARSE DE LAS ECUACIONES ANTERIORES ALGUNAS COMBINACIONES UTILES:

$$1 + a + a^2 = 0 \quad \ldots\ldots (4)$$

$$\left.\begin{array}{l} 1 - a^2 = \sqrt{3} \angle 30^\circ \\ \text{ó} \quad a^2 - 1 = \sqrt{3} \angle 210^\circ \end{array}\right\} \ldots\ldots (5)$$

$$\left.\begin{array}{l} a - 1 = \sqrt{3} \angle 150^\circ \\ \text{ó} \quad 1 - a = \sqrt{3} \angle -30^\circ \end{array}\right\} \ldots\ldots (6)$$

$$\left.\begin{array}{l} a^2 - a = \sqrt{3} \angle 270^\circ \\ \text{ó} \quad a - a^2 = \sqrt{3} \angle 90^\circ \end{array}\right\} \ldots\ldots (7)$$

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

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

$$\dot{V}_b = \dot{V}_{b1} + \dot{V}_{b2} + \dot{V}_{b0}$$

$$= a^2\dot{V}_{a1} + a\dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} \quad \ldots\ldots\ldots (9)$$

$$\dot{V}_c = \dot{V}_{c1} + \dot{V}_{c2} + \dot{V}_{c0}$$

$$= a\dot{V}_{a1} + a^2\dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} \quad \ldots\ldots\ldots (10)$$

ADEMAS :

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

$$\dot{I}_b = a^2\dot{I}_{a1} + a\dot{I}_{a2} + \dot{I}_{a0} \quad \ldots\ldots\ldots (12)$$

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

RESOLVIENDO LAS ECUACIONES 8, 9, 10, 11, 12 y 13 SE TIENE QUE :

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

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

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

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, <u>EXISTIRA EN LAS TRES FASES.</u>

SECUENCIAS EN UN SISTEMA TRIFASICO DE POTENCIA

EN CUALQUIER PARTE BALANCEADA O SIMETRICA DE UN SISTEMA:

— LAS CORRIENTES DE SECUENCIA POSITIVA PRODUCEN SOLO CAIDAS DE TENSION DE SECUENCIA POSITIVA.

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

EN CUALQUIER PARTE BALANCEADA O SIMETRICA LAS TENSIONES GENERADAS POR LA MAQUINA ROTATORIA SON IGUALES EN FASE Y DESPLAZADOS 120° Y LAS IMPEDANCIAS SON IGUALES EN LAS TRES FASES.

EN CUALQUIER PARTE DESBALANCEADA O ASIMETRICA DE UN SISTEMA:

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

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

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

DADO QUE SE PRESUME QUE LOS SISTEMAS 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 — " TRANSITORIA
X_d — " SINCRONA

X''_d Y X'_d SON REACTANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA.
LAS DE SECUENCIA NEGATIVA SE CONSIDERAN APROXIMADAMENTE IGUALES Y COMO LA DE SECUENCIA CERO ES MENOR QUE ESTAS, NO SE 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 -

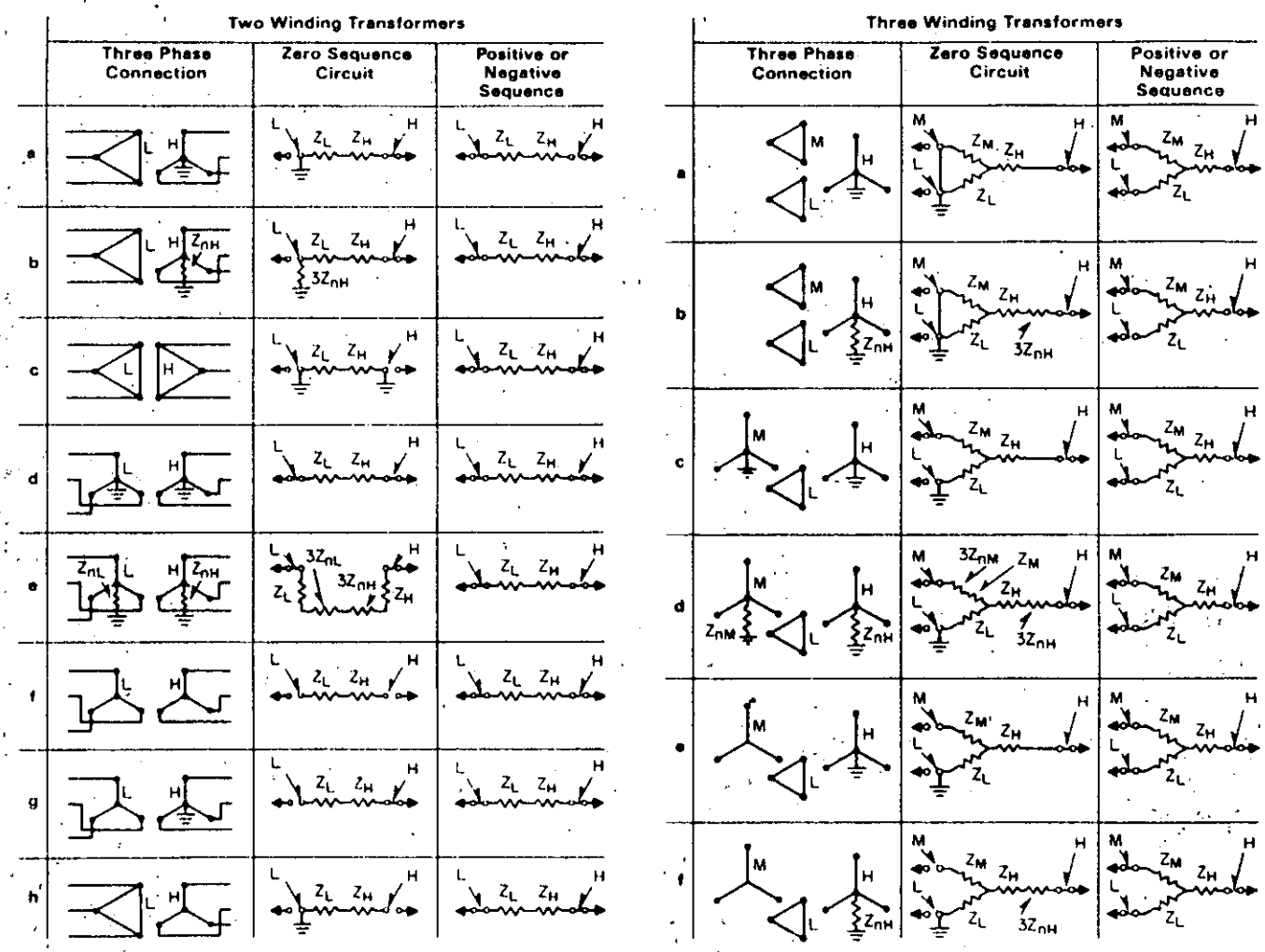
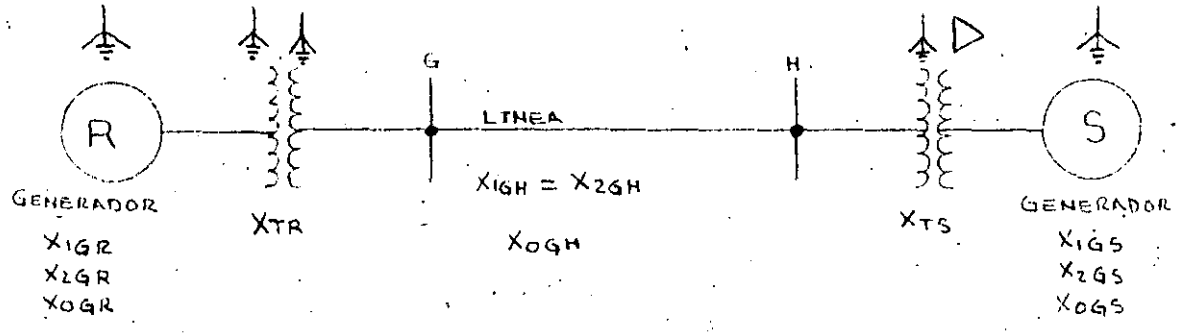


Figure 2-22: Equivalent Positive, Negative and Zero Sequence Circuits for Some Common and Theoretical Connections for Two and Three Winding Transformers.

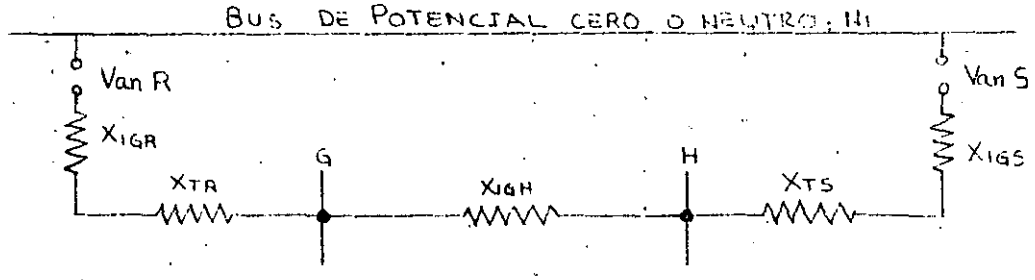
CIRWITOS DE SEWENCIA PARA TRANSFORMADORES

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.

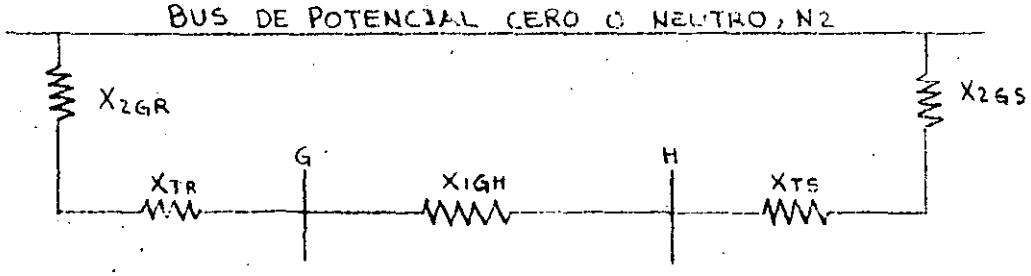
LOS DIAGRAMAS TIPO SE MUESTRAN EN LAS FIGURAS SIGUIENTES:

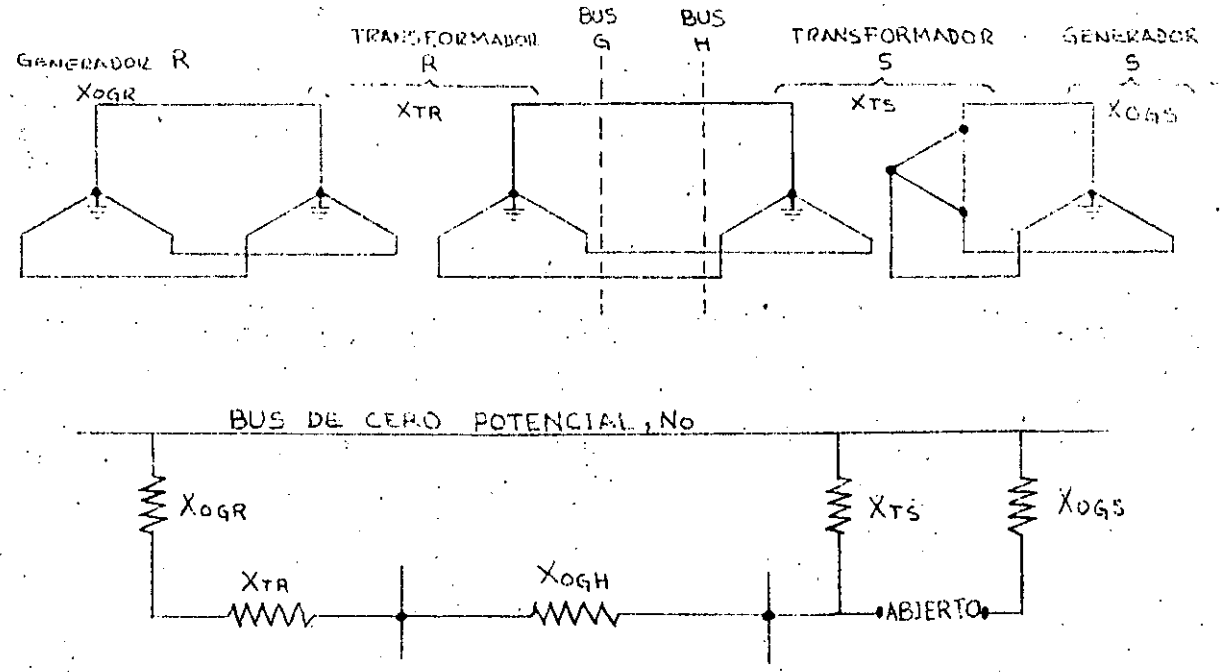


RED DE SECUENCIA POSITIVA



RED DE SECUENCIA NEGATIVA





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

LA RED DE SECUENCIA CERO ES ALGO DIFERENTE A LAS OTRAS DOS: ANTES QUE TODO NO TIENE VOLTAJE: LA MAQUINARIA ROTATORIA NO PRODUCE VOLTAJE DE SECUENCIA CERO. TAMBIEN, LAS CONEXIONES DE TRANSFORMADORES REQUIEREN CONSIDERACION ESPECIAL Y LAS IMPEDANCIAS DE ATE-

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

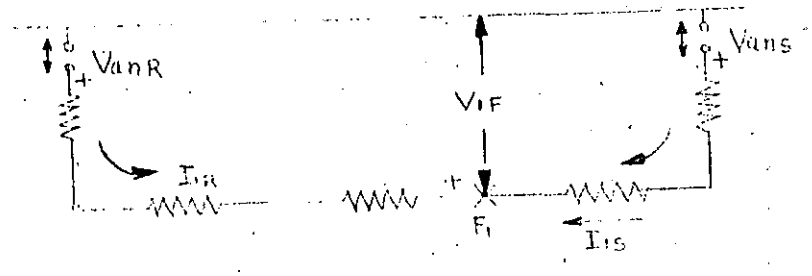
CONEXIONES EN REDES DE SECUENCIA Y VOLTAJES

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:

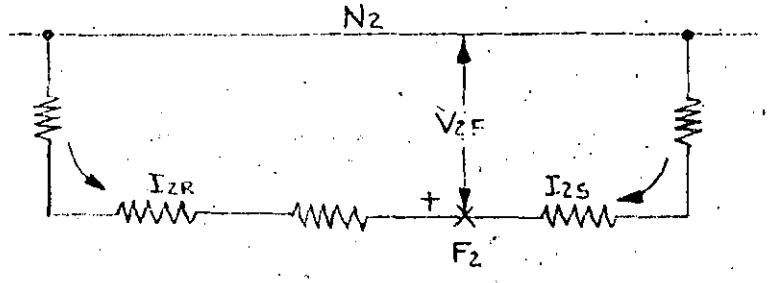
$$\dot{V}_1 = \dot{V}_{an} - \sum \dot{I}_1 \dot{Z}_1$$

DONDE $\sum I_1 Z_1$ ES LA SUMA FASORIAL DE LAS CAIDAS $I_1 Z_1$ DESDE EL BUS DE CERO POTENCIAL (N_1) HASTA EL PUNTO DONDE SE REQUIERE DETERMINAR EL VOLTAJE:



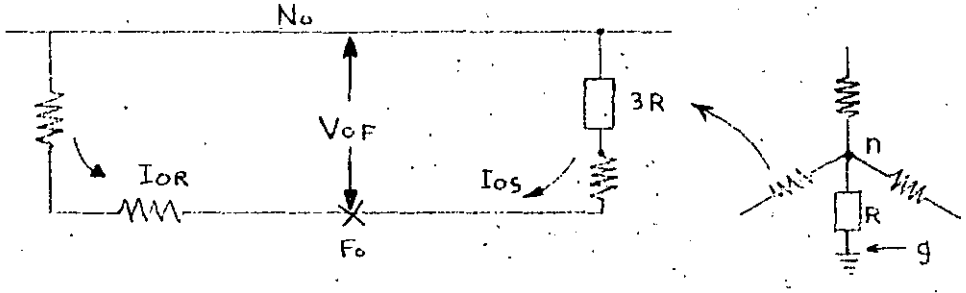
LA RED DE SECUENCIA NEGATIVA :

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



EN LA RED DE SECUENCIA CERO :

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



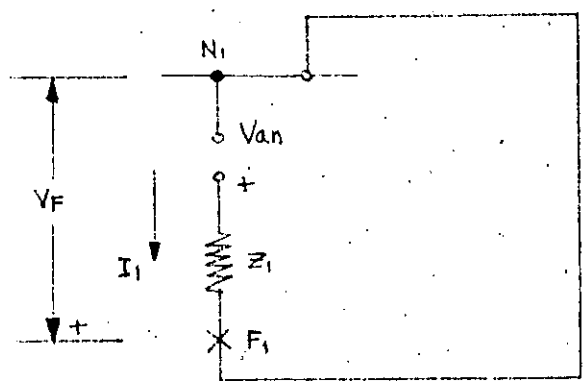
CADA RED DE SECUENCIA ESTA EN POR UNIDAD, REPRESENTANDO UNA DE LAS TRES FASES DEL SISTEMA DE POTENCIA SIMETRICO. POR LA RESISTENCIA R CIRCULA $3I_0$, PERO COMO EN EL DIAGRAMA FLUYE I_0, SE TIENE UNA TENSION EQUIVALENTE CON 3R POR I_0.

LA MULTIPLICACION DE

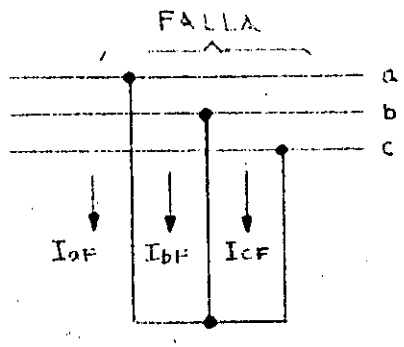
CONEXIONES DE REDES EN CASO DE FALLA O DESBALANCEO GENERAL

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



$$\dot{I}_a = \dot{I}_1 = \frac{\dot{V}_{an}}{\dot{Z}_1}$$



EN LA FALLA

$$\dot{V}_{an} + \dot{V}_{bn} + \dot{V}_{cn} = 0$$

$$\dot{I}_{aF} + \dot{I}_{bF} + \dot{I}_{cF} = 0$$

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 RECONOCERCE SIN EMBARGO, QUE LAS FALLAS REALES CON FRECUENCIA INVOLUCRAN ARQUEO, QUE REDUCE LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE DE FALLA.

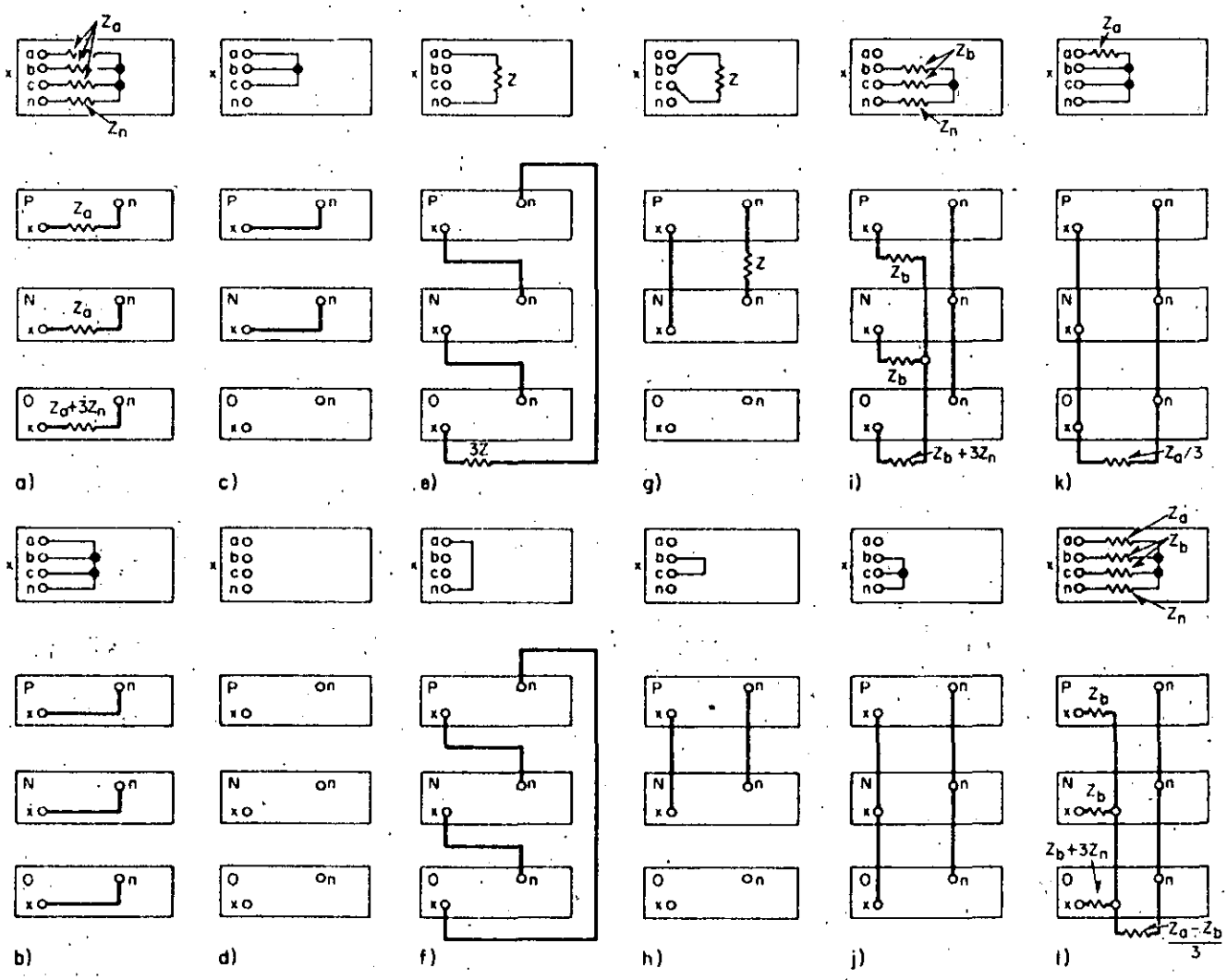
EN LOS SISTEMAS DE BAJA TENSION, SI SE DEBE TOMAR EN CONSIDERACION ESTE EFECTO; CON RELACION A LA FALLA SOLIDA LOS VALORES TIPICOS DE LA FALLA DE ARQUEO SON:

+ 0.89 p.u. A 480 V y 0.12 A 220 V PARA ARQUEO TRIFASICO

+ 0.74 A 480V 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.

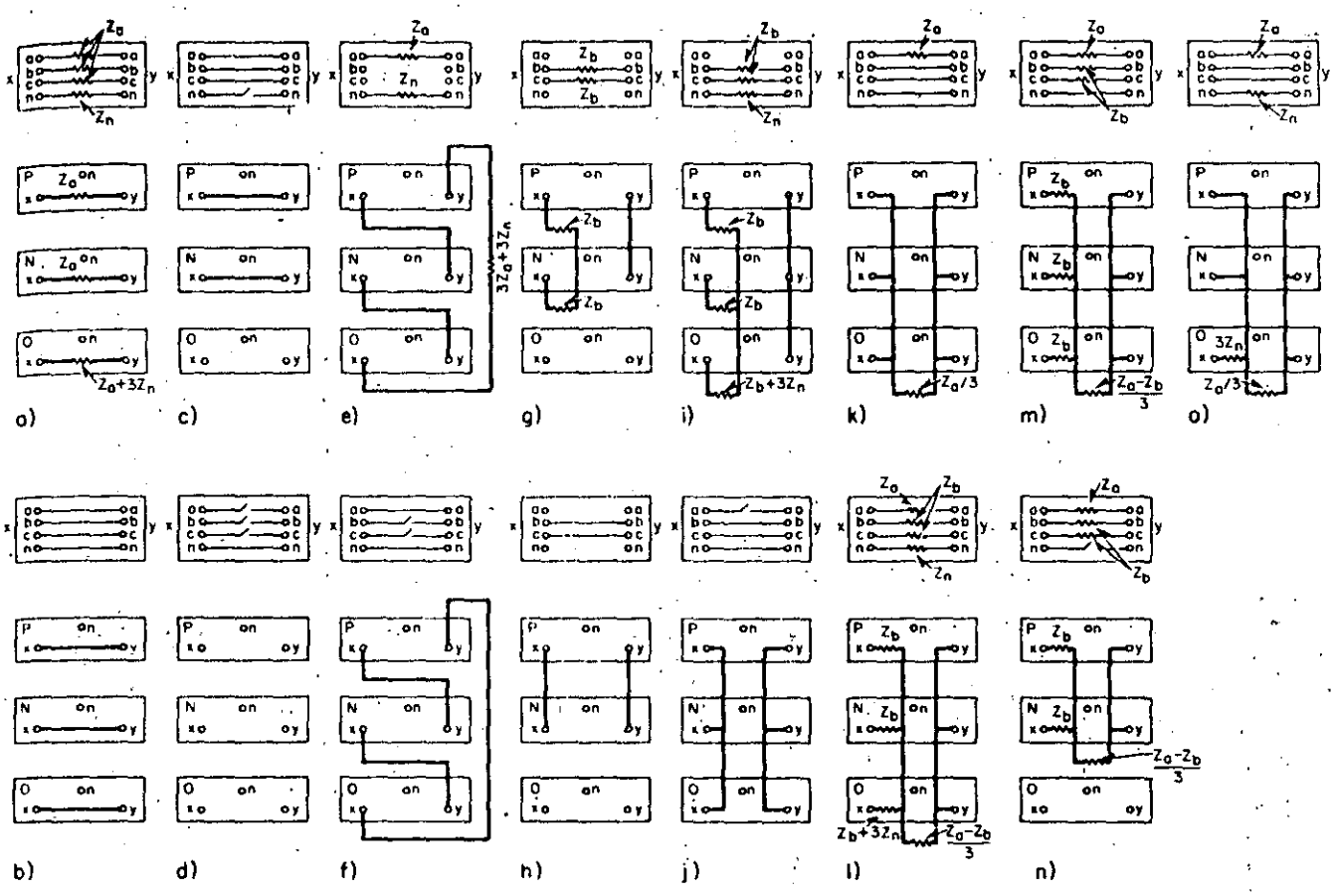
UN ESTUDIO FUNDAMENTAL SOBRE DESBALANCEOS EN SERIE Y PARALELO EN CIRCUITOS, FUE HECHO POR E.L. HARDER, Y SE RESUMEN ESTOS DESBALANCEOS EN LAS FIGURAS 2.31 y 2.32 (VERSION EN INGLES)



Note:

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

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



Note:

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

Figure 2-32: Sequence Network Interconnections for Series Balanced and Unbalanced Conditions.

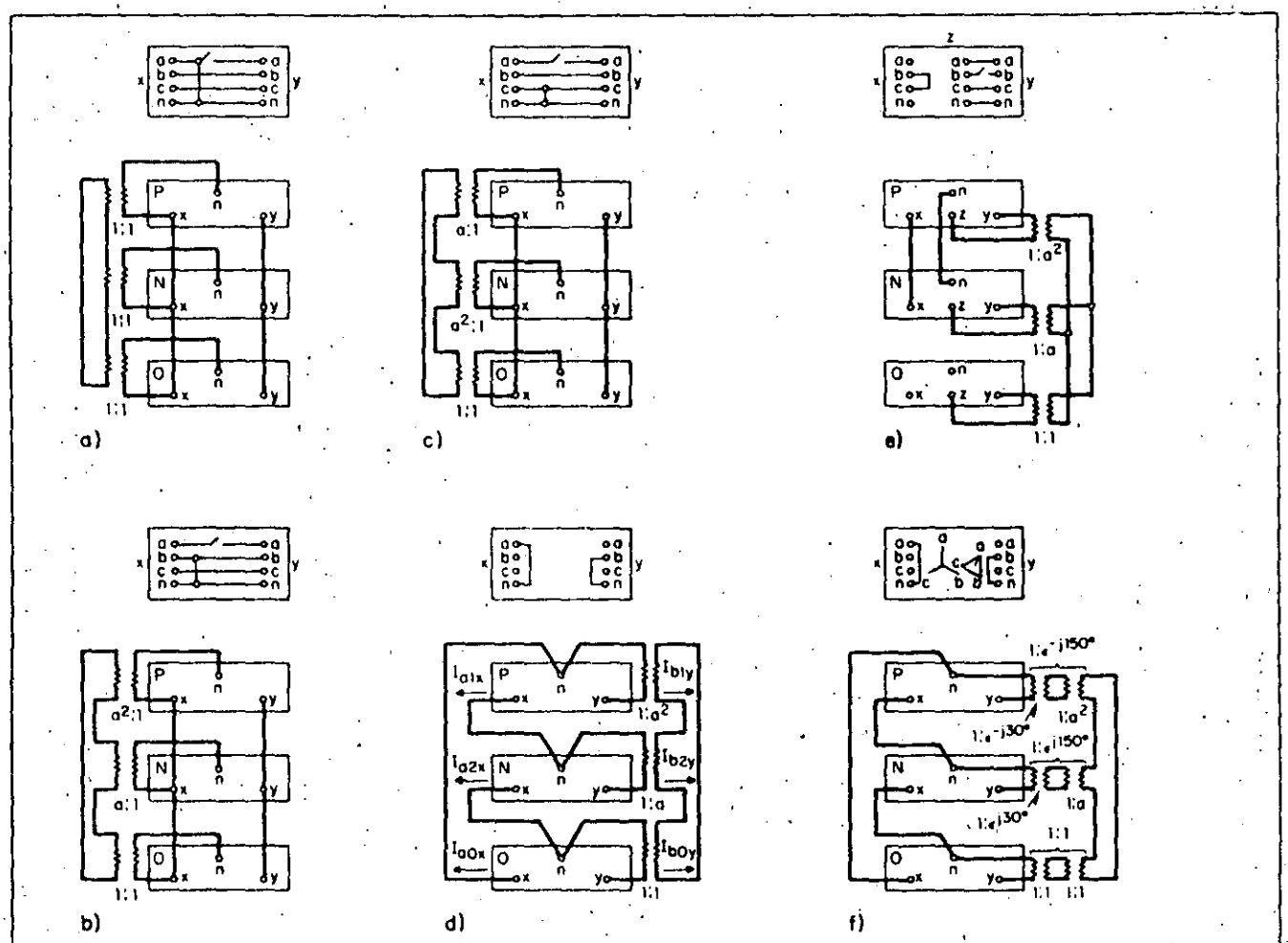


Figure 2-33: Representations for Simultaneous Unbalances.

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

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

REDUCCION DE REDES DE SECUENCIA

CUANDO SE REALIZAN CALCULOS MANUALES, LA RED COMPLETA DEL SISTEMA SE REDUCE A UN UNICO VALOR DE IMPEDACIA 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 Van, CONECTADA A LAS IMPEDANCIAS DEL GENERADOR POR UN BUS (ES DECIR, TODAS LAS FUENTES DE VOLTAJE SE REDUCEN A UNA SOLA, CON

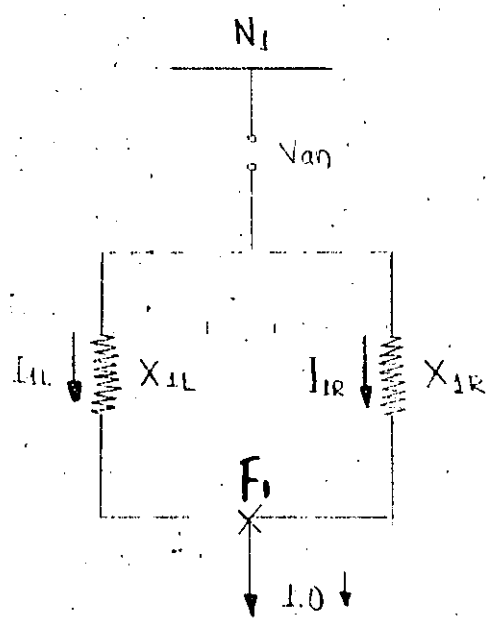
IMPEDANCIAS EN PARALELO).

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

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

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

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



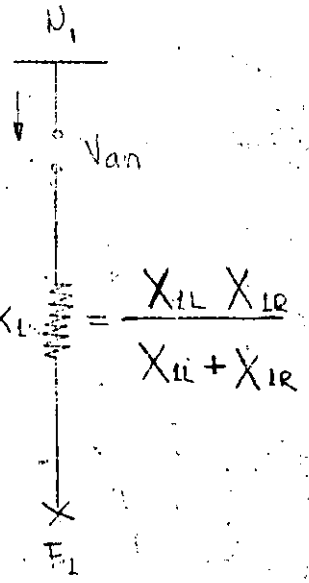
DONDE

$$X_{1L} = X_{1GR} + X_{TR}$$

$$X_{1R} = X_{1GS} + X_{TS} + X_{1GH}$$

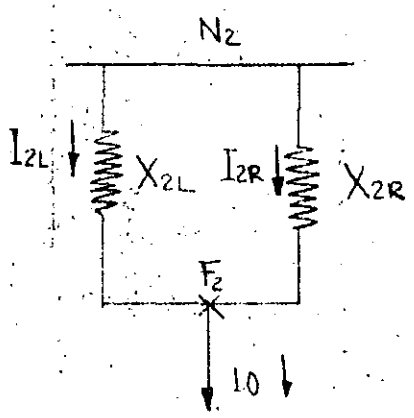
$$I_{1R} = \frac{X_{1L}}{X_{1L} + X_{1R}}$$

$$X_{1L} = \frac{X_{1R}}{X_{1R} + X_{1R}}$$



$$X_L = \frac{X_{1L}\, X_{1R}}{X_{1L} + X_{1R}}$$

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



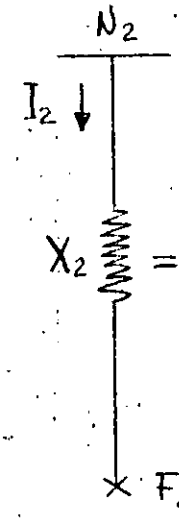
DONDE

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

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

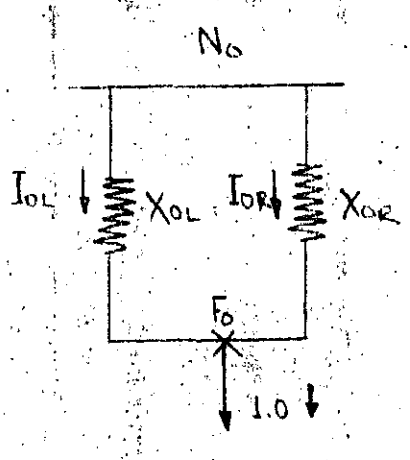
$$I_{2L} = \frac{X_{2R}}{X_{2L} + X_{2R}}$$

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



$$X_2 = \frac{X_{2R}\, X_{2L}}{X_{2R} + X_{2L}}$$

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



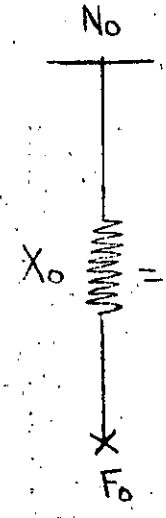
DONDE

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

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

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

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



$$X_0 = \frac{X_{0L}\, X_{0R}}{X_{0L} + X_{0R}}$$

PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR LAS CORRIENTES DE FALLA.

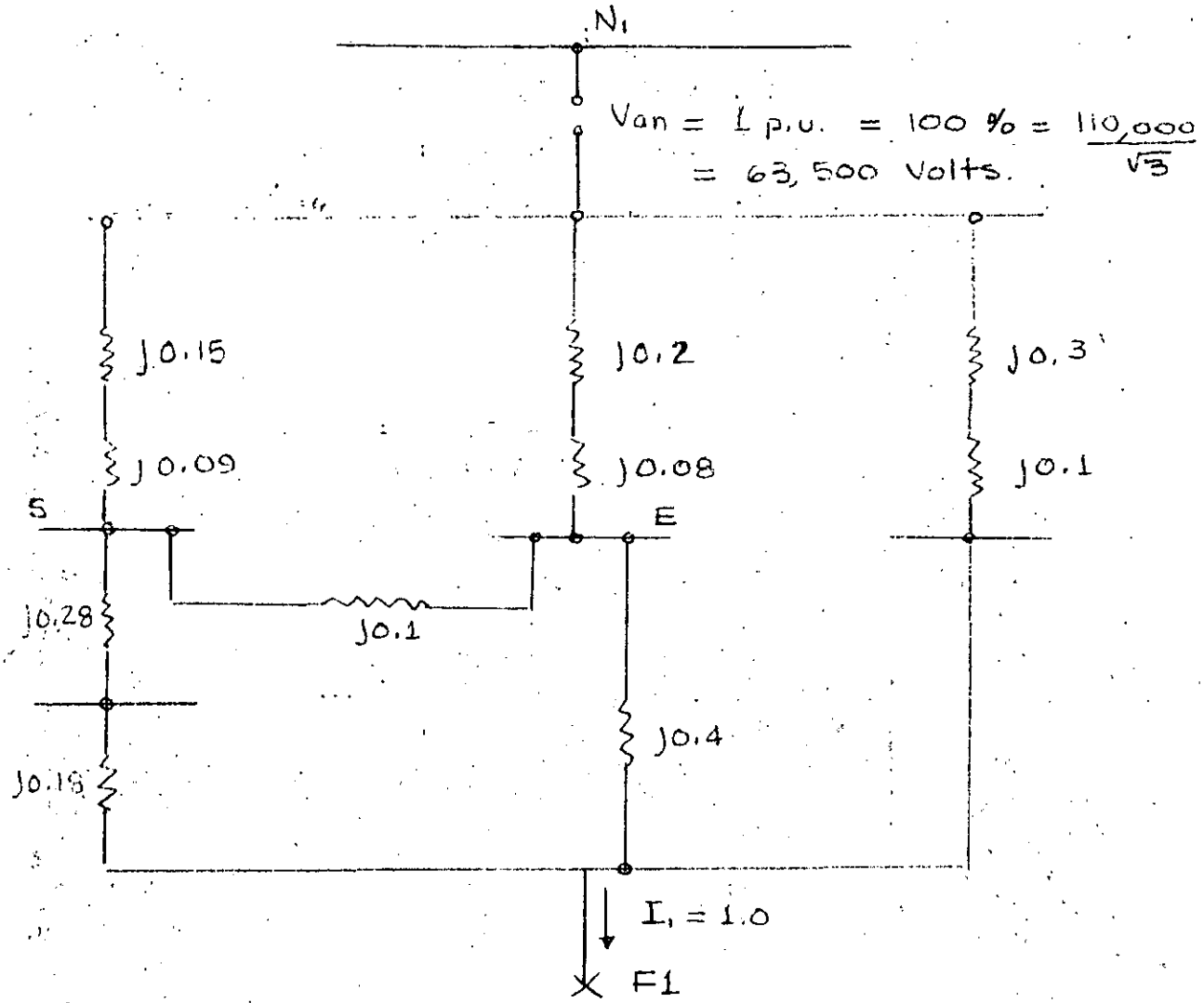
a) ANTES QUE OTRA COSA, SE DEBEN CONOCER LAS CONDICIONES DE OPERACION DE LA RED. QUE INTERRUPTORES ESTAN ABIERTOS Y CUALES CERRADOS; MAXIMA Y MINIMA GENERACION ETC.

b) HAGA UN DIAGRAMA UNIFILAR COMPLETO PARA EL SISTEMA, INCLUYENDO GENERADORES, TRASFORMADORES, 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)

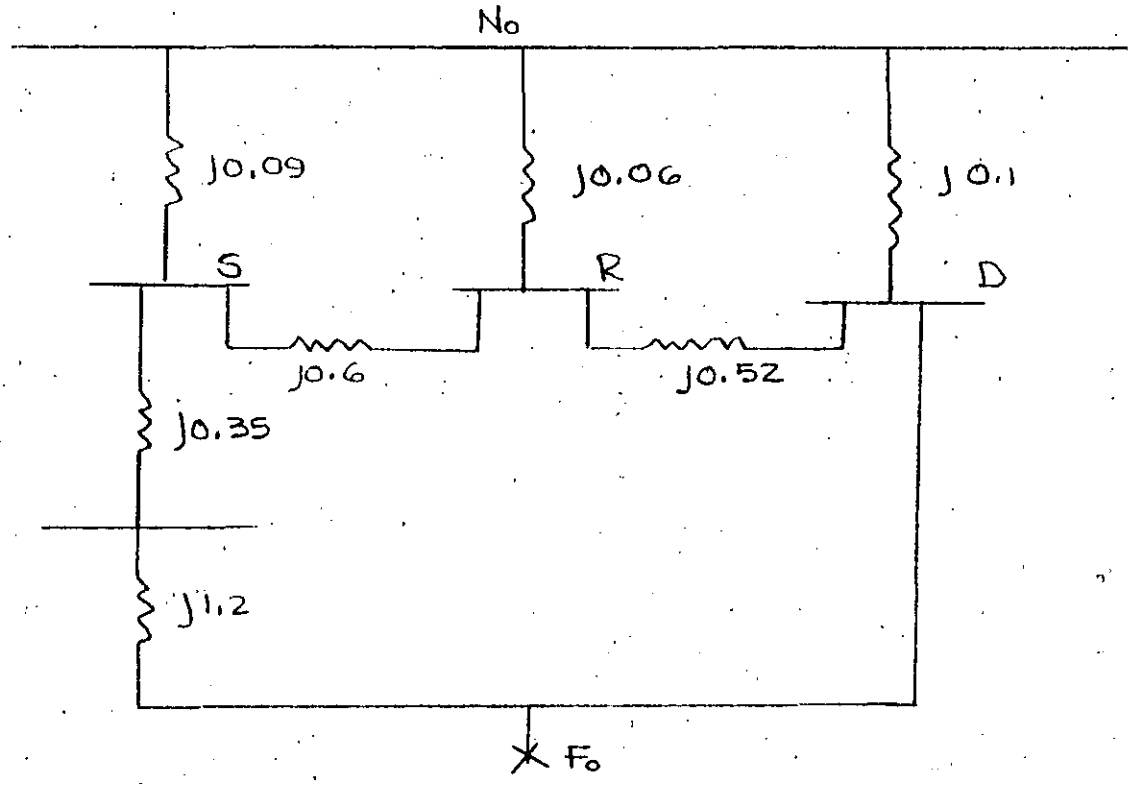
d) REDUZCA LOS VALORES DE IMPEDANCIAS A UNA BASE COMUN. LOS VALORES PUEDEN EXPRESARSE COMO UN PORCENTAJE EN UNA BASE COMUN EN KVA, O COMO IMPEDANCIA EN OHMS EN UNA BASE COMUN DE VOLTAJE.

RED DE SECUENCIA POSITIVA



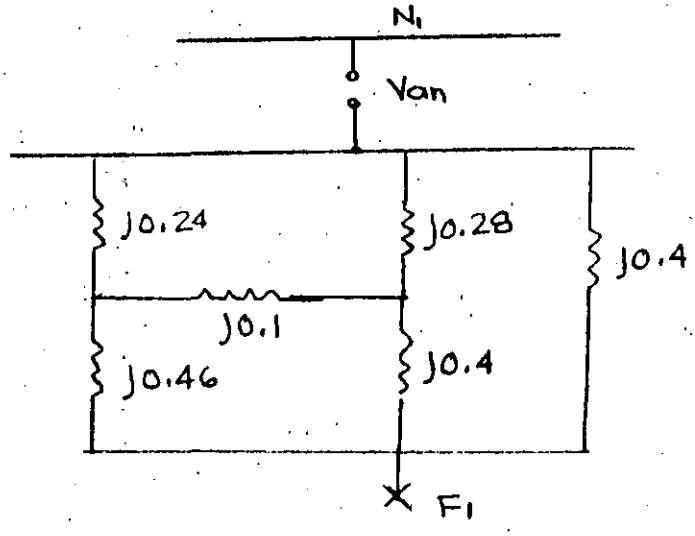
LA RED DE SECUENCIA NEGATIVA ES IGUAL A LA DE SECUENCIA POSITIVA, EXCEPTO QUE NO TIENE EL VOLTAJE Van.

RED DE SECUENCIA CERO

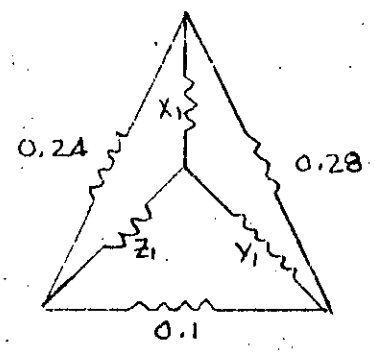


REDUCIENDO LAS REDES :

RED DE SECUENCIA POSITIVA



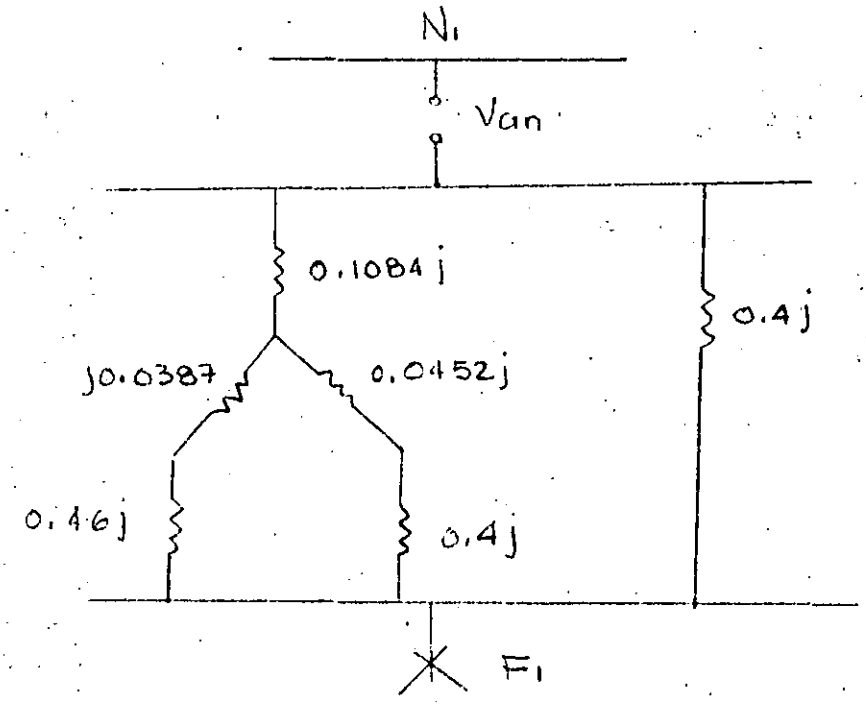
LAS IMPEDANCIAS DE LA DELTA (0.24, 0.1 y 0.28) SE CONVIERTEN A ESTRELLA PARA SU REDUCCION.



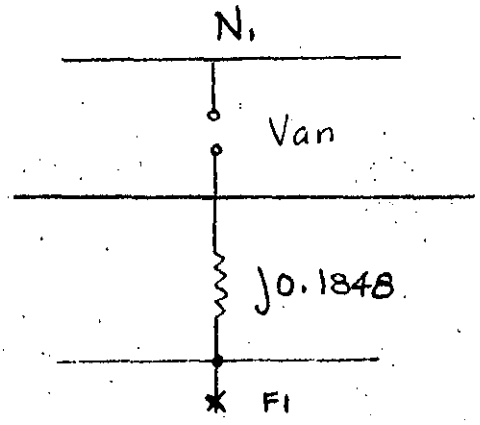
$$X_1 = \frac{0.24 \times 0.28}{0.62} = 0.1084$$

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

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

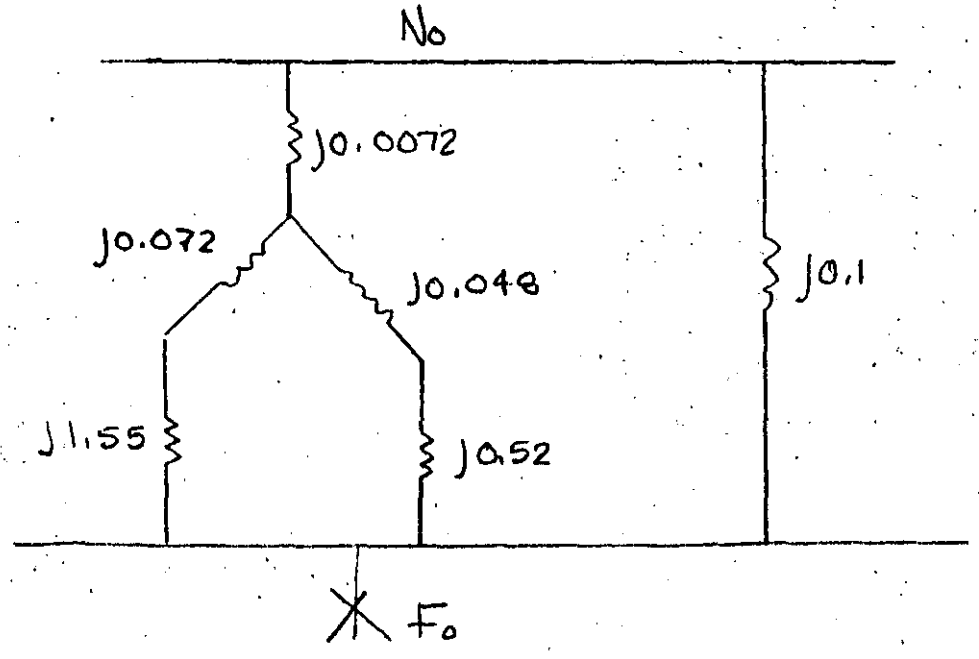


OPERANDO Y REDUCIENDO LA RED. :

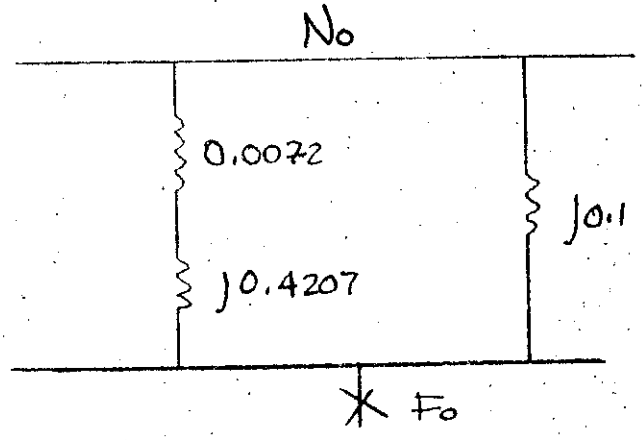


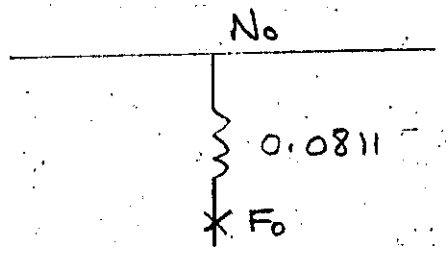
LA RED DE SECUENCIA CERO

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



REDUCIENDO





PARA FALLA TRIFASICA, EL VALOR DE CORRIENTE SERA :

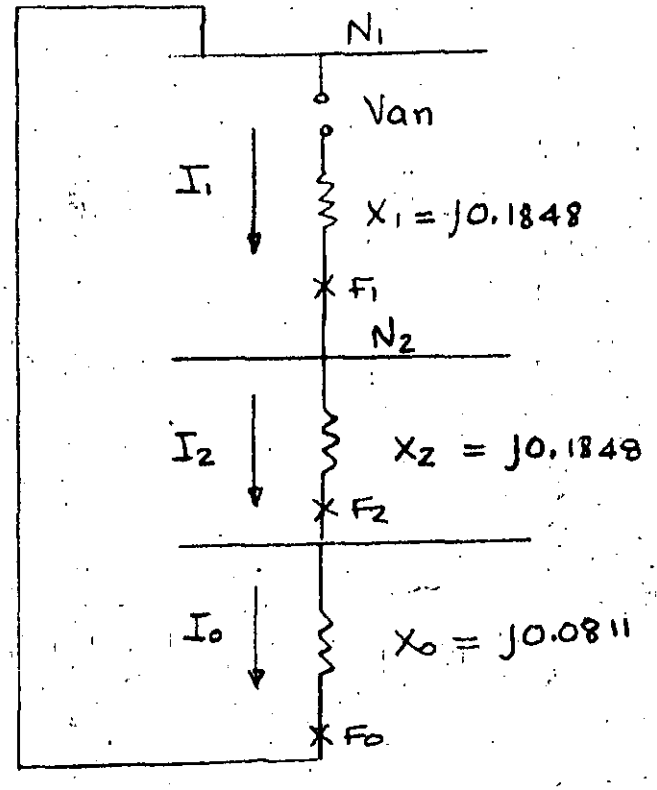
$$I_{3\phi} = \frac{1.0}{0.1848} = 5.41 \text{ p.u.}$$

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

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

$$\boxed{I_{3\phi} = 2839 \text{ A}}$$ a 110 KUOLTS.

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



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

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

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

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

4.5.2.- 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.

LA IMPEDANCIA DE CABLES POR LA TABLA No. 2.

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

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

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

REACTANCIAS TIPICAS DE MOTORES DE INDUCCION

EN P. U., BASE KVA DE LA MAQUINA

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

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

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

EJEMPLOS :

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

DIAGRAMA UNIFILAR

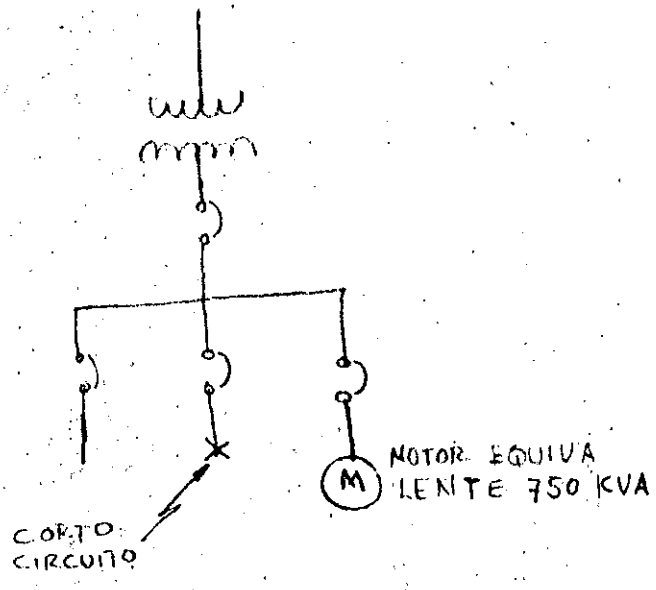
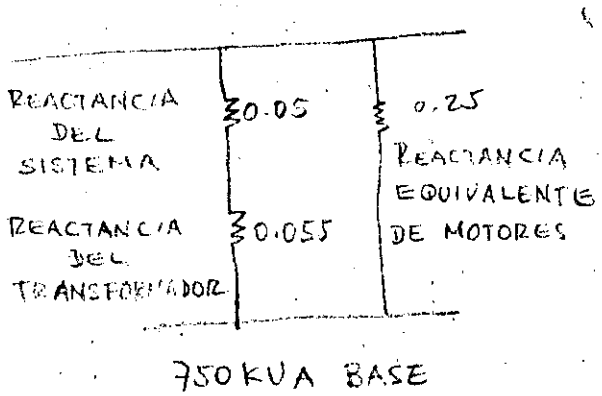


DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS



TOMADA DEL LIBRO INDUSTRIAL POWER SYSTEMS HANDBOOK DE DONALD BEEMAN

PAG. 98.

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

TAMAÑO DE CABLE	TRES CONDUCTORES SENCILLOS POR DUCTO, OHMS POR 100 PIES		
	R*	X	Z
No. 14 AWG.	0.31350	0.00785	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	0.00495	0.0140
No. 2/0 AWG.	0.0106	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	0.00658
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 TAMAÑOS 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

4.5.3.- 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 :

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

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

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

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

EN LA PRACTICA ES MAS CONVENIENTE SELECCIONAR

- VOLTS BASE
- KVA BASE

CON ELLO AUTOMATICAMENTE QUEDAN FIJOS LOS SIGUIENTES VALORES :

PARA SISTEMAS MONOFASICOS

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

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

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

DONDE LOS KVA BASE Y VOLTS BASE SON MONOFASICOS

ES DECIR KVA_B SON DE 1 SOLA FASE Y VOLTS_B DE LINEA A NEUTRO.

PARA SISTEMAS TRIFASICOS SE TIENE :

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

$$\text{OHMS B} = \frac{\text{VOLTS B}}{3 \ I_B}$$

$$\text{OHMS } (^{o}/1) = \frac{\text{OHMS} \times KVA_B \times 1000}{(\text{VOLTS B})^2} = \frac{\text{OHMS} \times KVA_B}{(KV_B)^2 \times 1000}$$

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

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

$$\text{OHMS } (^{o}/1) \text{ DE } KVA_{B2} = \frac{KVA_{B2}}{KVA_{B1}} \times \text{OHMS } (^{o}/1) \text{ DE } KVA_{B1}$$

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

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

$$\text{OHMS } (^{o}/1)_{B2} = \text{OHMS } (^{o}/1)_{B1} \frac{KV_{B1}}{KV_{B2}} \times \frac{KVA_{B2}}{KVA_{B1}}$$

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

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

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

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

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

a).- SE CAE EL VOLTAJE EN CIERTA PROPORCION EN TODO EL SISTEMA.

b).- SE INICIA PROCESO DE COMBUSTION CON TODAS SUS CONSECUENCIAS.

c).- TODOS LOS COMPONENTES QUE SE VEN AFECTADOS POR EL C. C., QUEDAN SUJETOS A ESFUERZOS TERMO MECANICOS.

d).- TODAS LAS MAQUINAS ROTATIVAS SE COMPORTAN COMO GENERADORES Y ALIMENTAN A LA FALLA.

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

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

TABLA No. CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS MARCA F. P. E.

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

* EXISTEN PARA 600 Y 480 V.

TABLA No. CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE INTS. TERMOMAGNETICOS

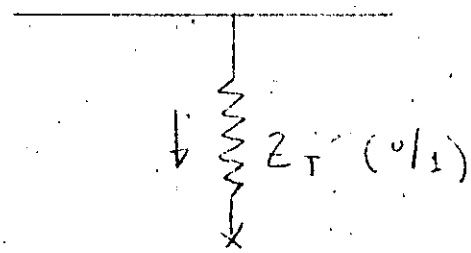
DIFERENTES MARCAS

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

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

ASPECTOS PRACTICOS EN EL CALCULO DE CORTO CIRCUITO

LA MANERA MAS RAPIDA DE SABER EL ORDEN DE LAS CORRIENTES DE C. C. ES CONSIDERANDO AL SISTEMA EN T. COMO " BUS INFINITO" Y APLICANDO LA IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR.



EJEMPLO. SEA UN TRANSFORMADOR DE 500 KVA CON UNA IMPEDANCIA DEL 5% Y TENSIONES DE 13,800/480 V. ¿ CUAL ES LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO ?

$$I_{NOMINAL} = \frac{KVA}{\sqrt{3}kV_L} = \frac{500}{1.732 \times 0.48}$$

$$= 601 \text{ A.}$$

$$I_{c.c.} = \frac{1}{Z_T} \times I_{NOMINAL}$$

$$= \frac{1}{0.05} \times 601$$

$$\boxed{I_{c.c.} = 12{,}020 \text{ A.}}$$

(VALOR RMS PARA UN C.C. TRIFASICO, VALOR SIMETRICO)

EN BAJA TENSION EL FACTOR DE ASIMETRIA PUEDE CONSIDERARSE 1.

SI SE QUIERE TENER UNA IDEA SOBRE LA DEGRADACION DE LA CORRIENTE DE C. C. CON LA DISTANCIA DE LOS CABLES, PUEDEN CONSULTARSE LAS TABLAS ANEXAS.

LA REDUCCION DE LA MAGNITUD DEL C. C. ES PARTICULARMENTE IMPORTANTE PARA SABER LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE LOS TABLEROS SECUNDARIOS DE DISTRIBUCION DE FUERZA Y ALUMBRADO.

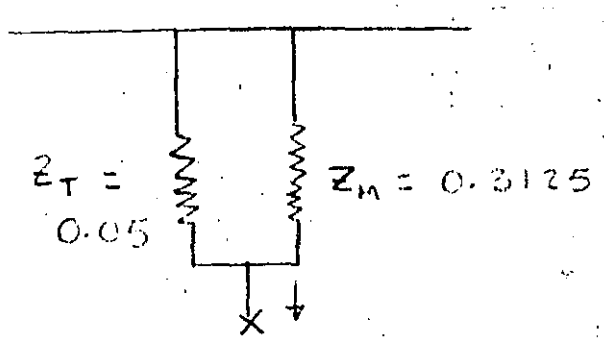
EN EL CASO DE QUE EXISTA CONTRIBUCION DE MOTORES, SE PUEDE SUMAR LA CAPACIDAD TOTAL EN H.P. DE ELLOS Y HACERLA EQUIVALENTE A VALORES EN KVA. (APROX.) LUEGO SE CONSIDERA EL 25% DE LA IMPEDANCIA EQUIVALENTE.

POR EJEMPLO, REFERIDO AL EJEMPLO ANTERIOR, SUPONGAMOS UNA CARGA DE 400 HP TOTALES. LA REACTANCIA (Y EN FORMA PRACTICA, LA IMPEDANCIA) SERIA :

$$Z_{mot} \doteq \frac{500}{400} \times 0.25$$

$$= 0.3125 \text{ P.u.}$$

POR LO QUE EL DIAGRAMA QUEDARIA :



Y LA CORRIENTE DE FALLA SERIA :

$$I\ 3\ \emptyset = \frac{1}{0.05} + \frac{1}{0.3125} \times I\ NOMINAL$$

$$I\ 3\ \emptyset = (23.2) \times (601)$$

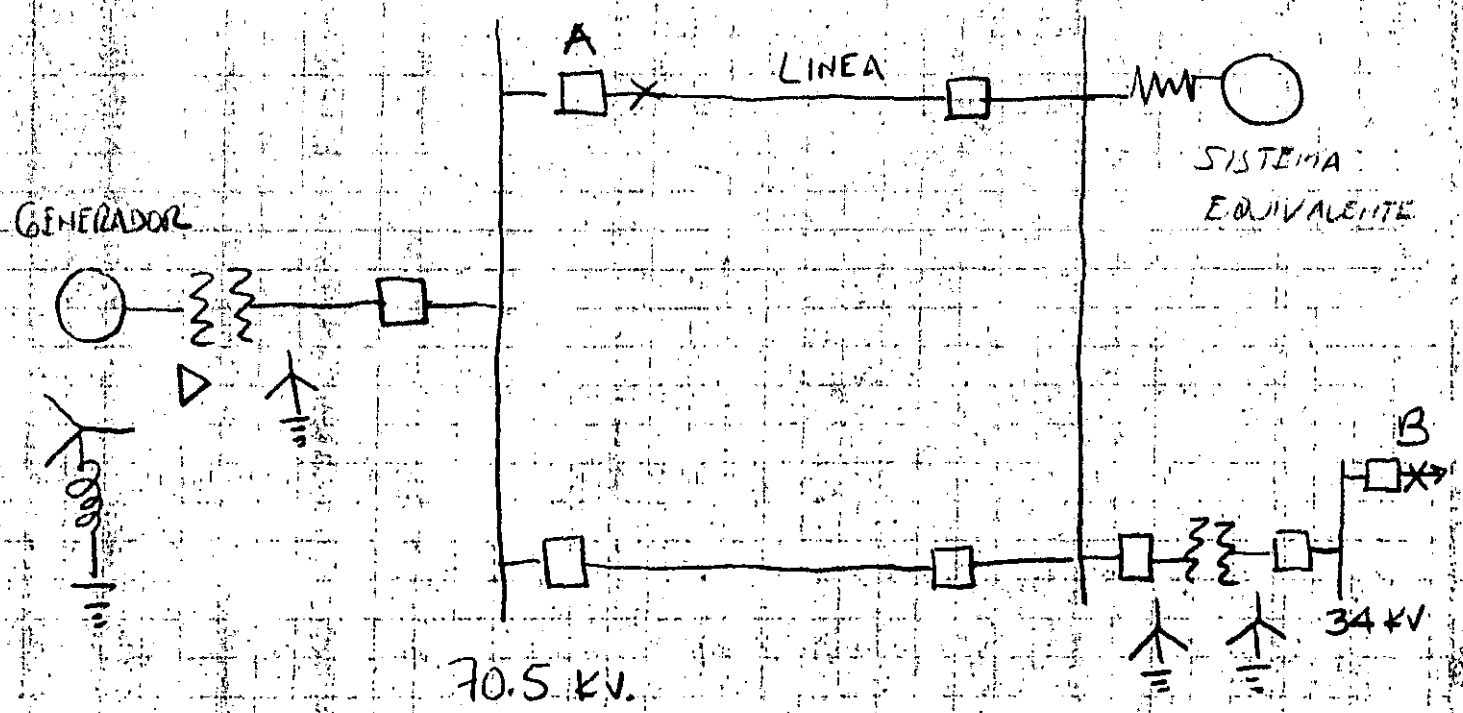
$$\boxed{I\ 3\ \emptyset = 13{,}943.0\ A}$$

RECUERDE QUE EL CORTO CIRCUITO EN UN SISTEMA AUMENTA CONFORME - LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR CRECE. NO SE OLVIDE QUE EL EQUIPO PARA ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA ES MUCHO MAS COSTOSO.

SI OPERA LOS TRANSFORMADORES EN PARALELO, CUIDE LA MAGNITUD DEL CORTO CIRCUITO RESULTANTE. DE PREFERENCIA, NO OPERE TRANSFORMADORES EN PARALELO.

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

SE propone EL SISTEMA :

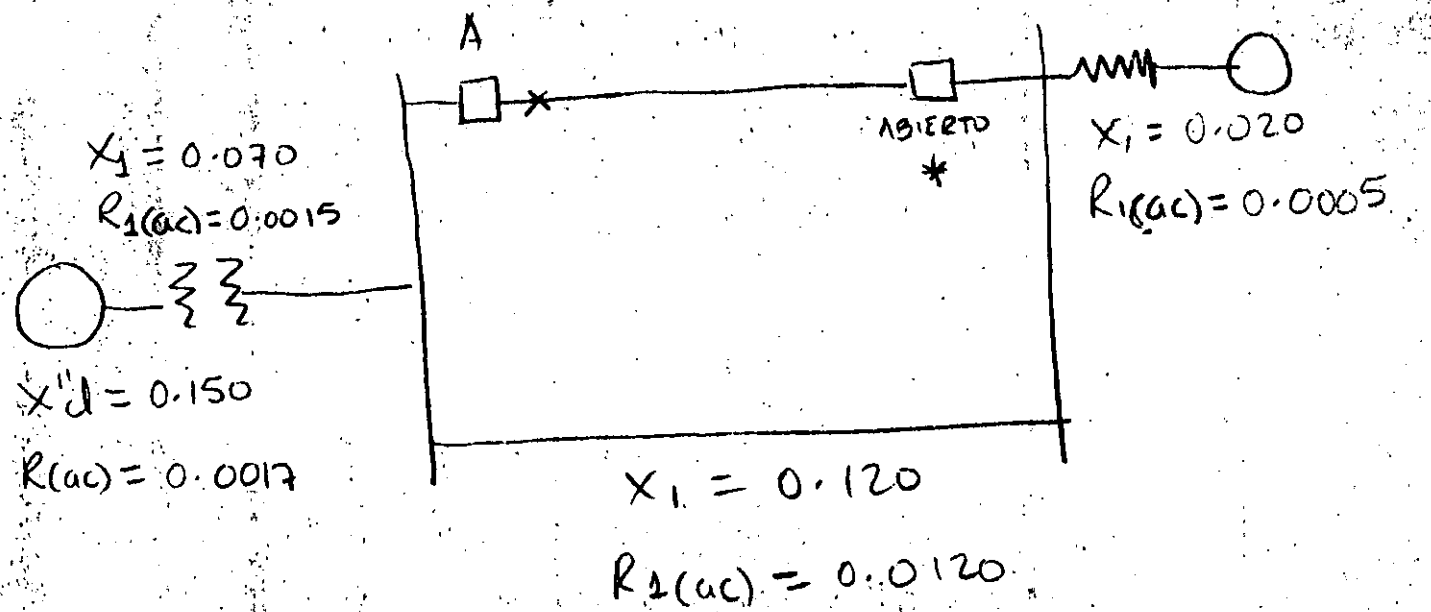


Enseguida se presenta las impedancias de secuencia positiva (y negativa también) Incluye resistencias y reactancias. Las bases son:

Potencia Base = 100 000 KVA

Voltaje Base = 69 KV

Corriente Base = $\frac{100\,000}{\sqrt{3}\ 69}$ = 837 Amps



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

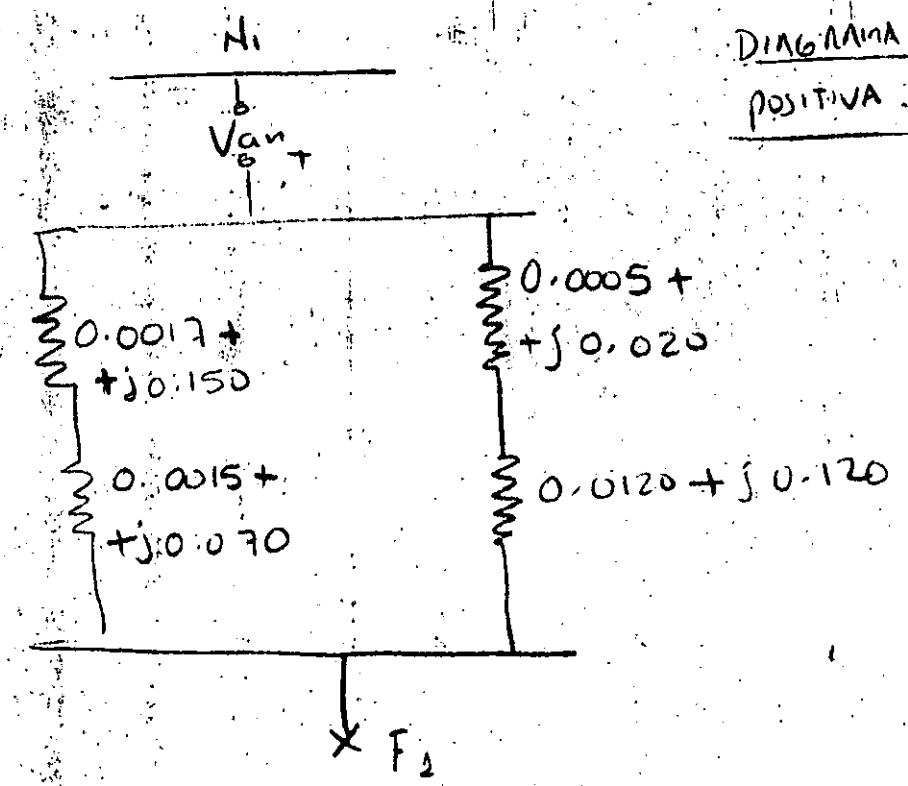


DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA.

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, jackhammers or payloaders, and a large assortment of "undetermined phenomena."

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

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

Clearly, the fault must be quickly removed from the power system, and this is the job of the circuit protective devices—the circuit breakers and 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_1" (bottom of Fig. 1) becomes limited by 0.01 ohm, the impedance of the larger transformer. Although the load current is still five amperes, the short-circuit current increases to 10,000 amperes. Circuit breaker "A" must be able to interrupt that amount.

Sources of Short Circuits

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

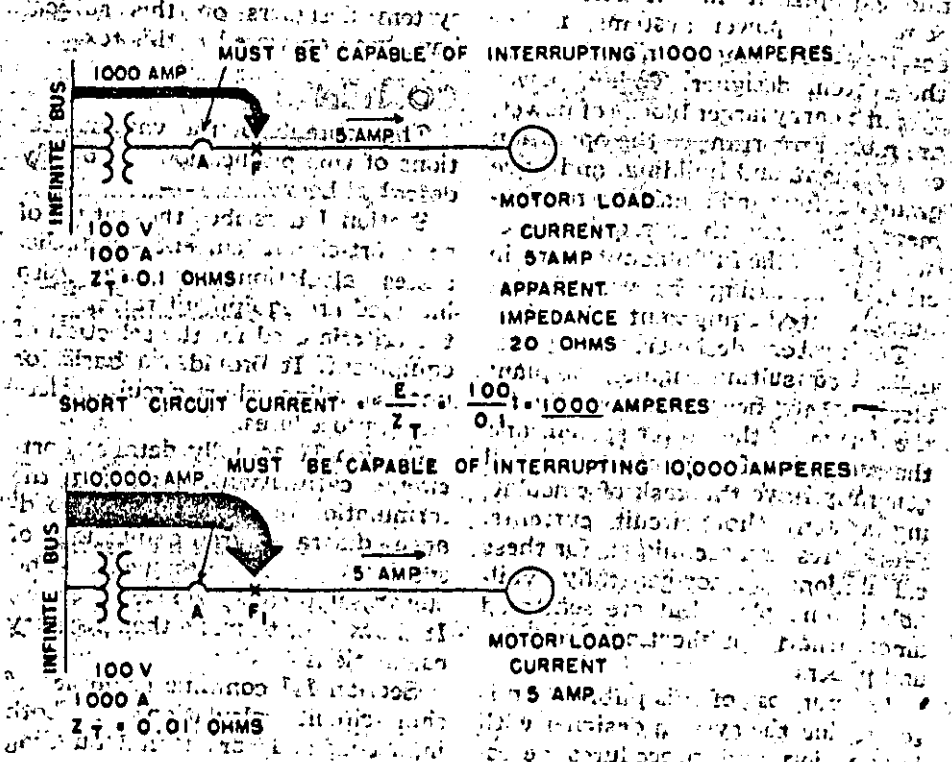


Fig. 1. Note: These values have been chosen to simplify illustrations rather than to represent actual system values.

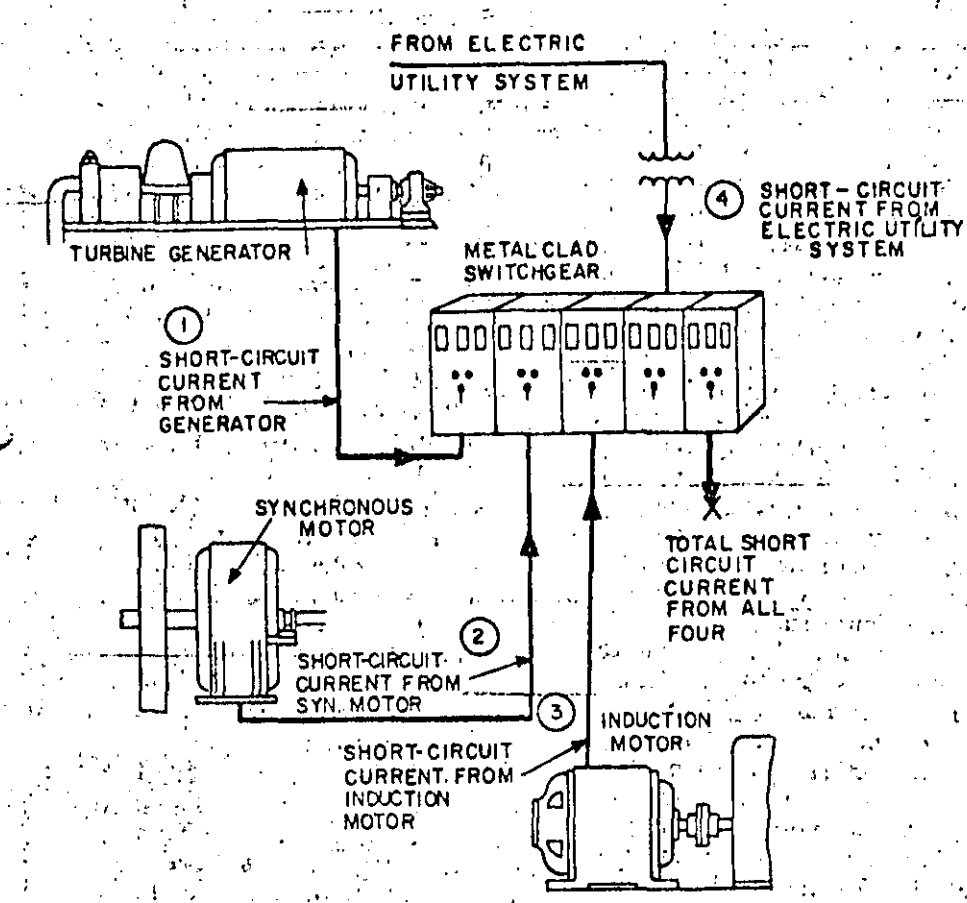


Fig. 2. Total short-circuit current equals sum of sources.

these sources be known.

There are four basic sources of short-circuit current:

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

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

GENERATORS

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

SYNCHRONOUS MOTORS

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

During a system short-circuit, the voltage on the system is reduced to a very low value. Consequently, the motor stops delivering energy to the mechanical load and starts slowing down. However, just as the prime mover drives a generator, the inertia of the load and motor rotor drives the synchronous motor. The synchronous motor then becomes a generator and delivers short-circuit current for many cycles after the short circuit has occurred. The amount of short-circuit current produced by the motor depends upon the impedance of the synchronous motor and impedance of the system to the point of short circuit.

INDUCTION MOTORS

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

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

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

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

ELECTRIC UTILITY SYSTEMS (SUPPLY TRANSFORMERS)

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

ROTATING MACHINE REACTANCE

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

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

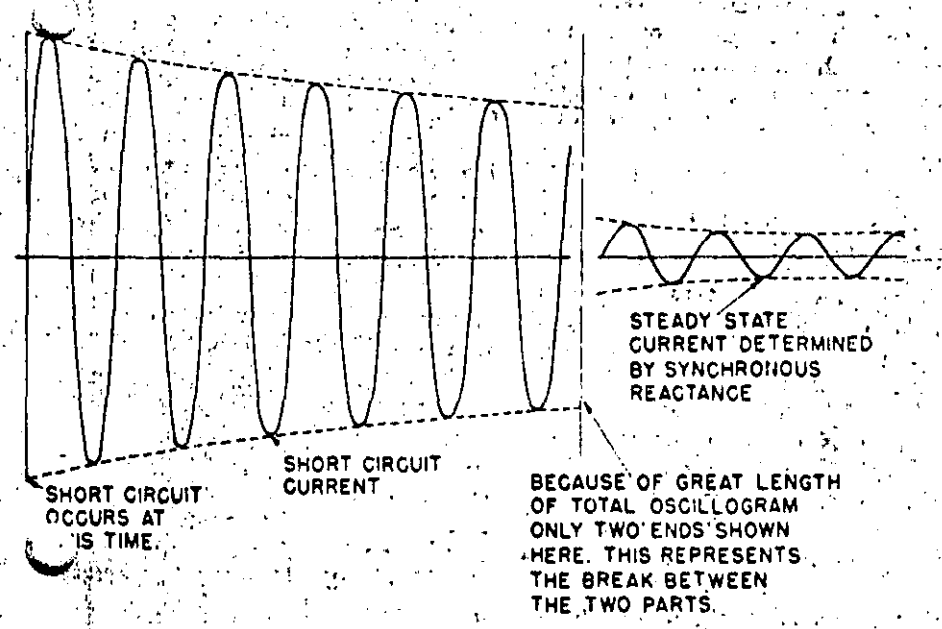


Fig. 3. Oscillogram of a symmetrical short-circuit current produced by a generator.

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

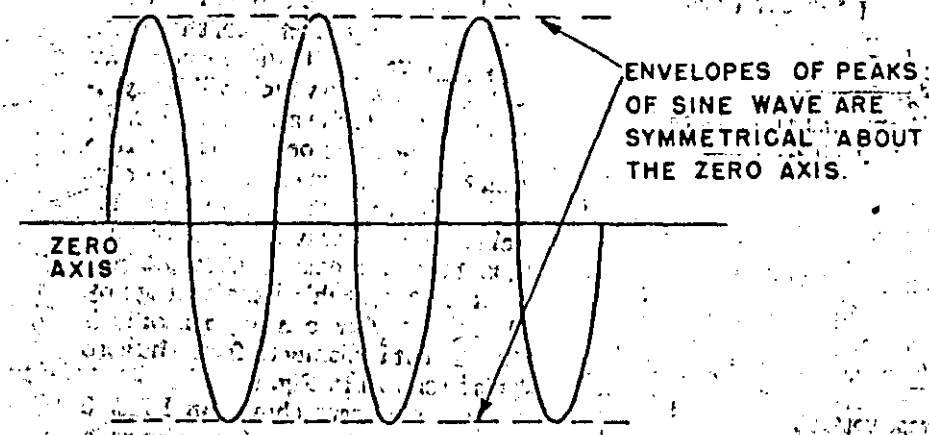


Fig. 4. Symmetrical ac wave.

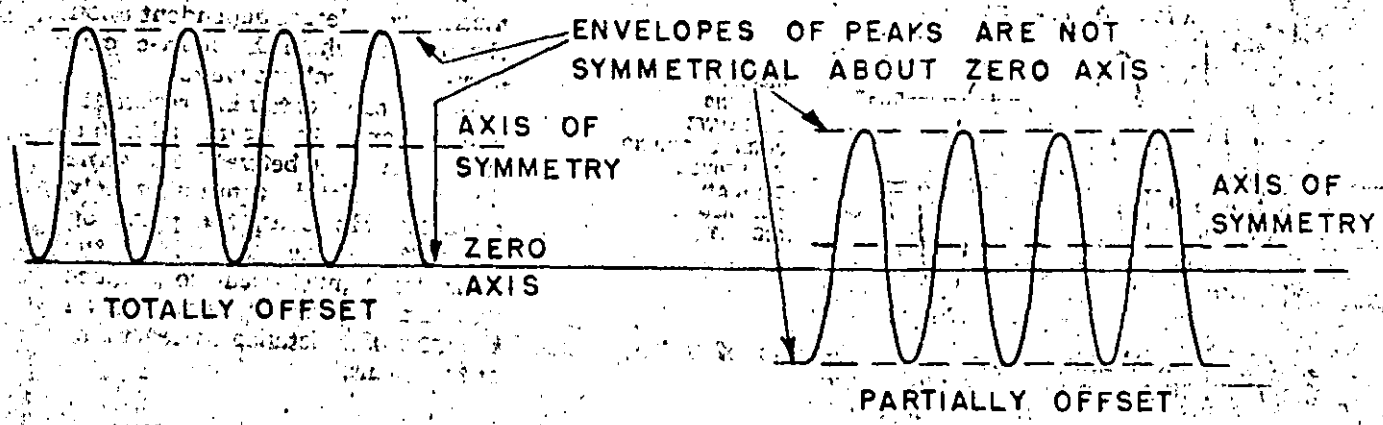


Fig. 5. Asymmetrical ac waves.

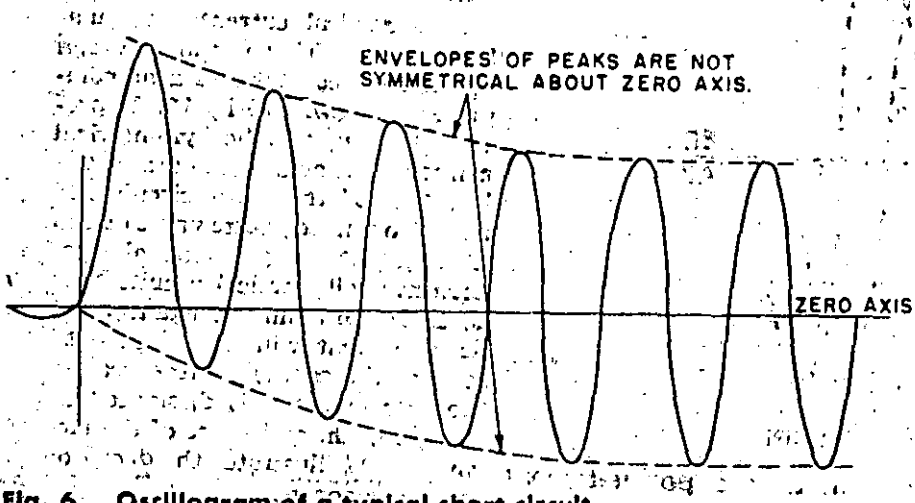


Fig. 6. Oscillogram of a typical short circuit.

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

WHY SHORT-CIRCUIT CURRENTS ARE ASYMMETRICAL

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

The power factor of a short circuit is determined by the series resistance and reactance of the circuit (from the fault back to and including the source or sources of the short circuit). For example, in Fig. 7, the reactance equals 19%, the resistance equals 1.4% and the short-circuit power-factor equals 7.4%, determined by using the formula,

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

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

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

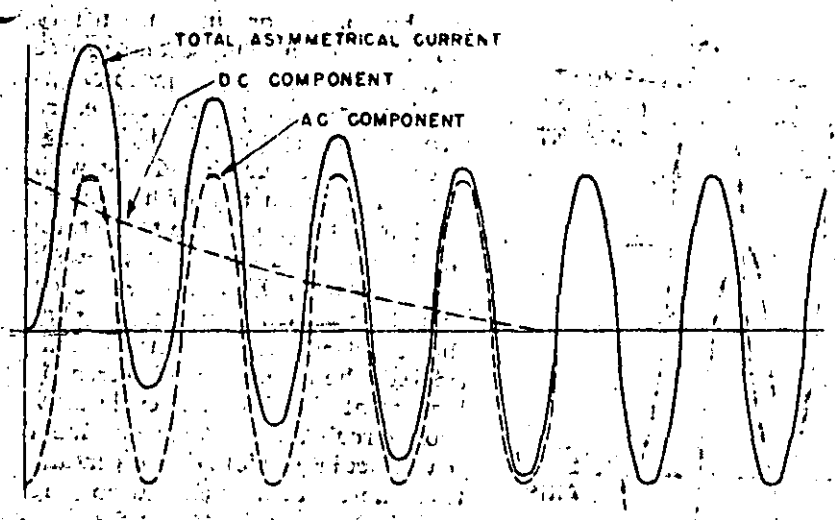


Fig. 11. Oscillogram showing decay of dc component and effect of asymmetry of current.

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

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

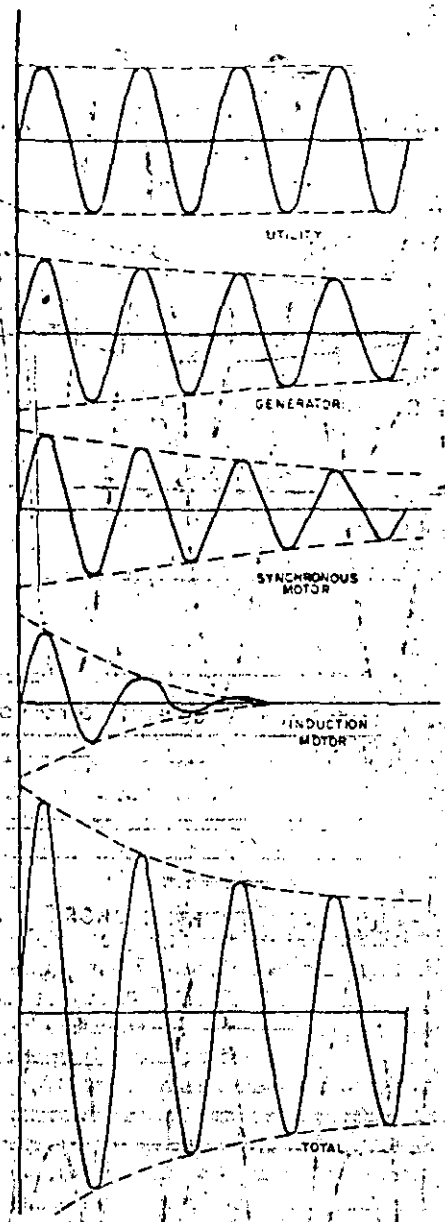


Fig. 12. Symmetrical short-circuit currents from four sources combined into total.

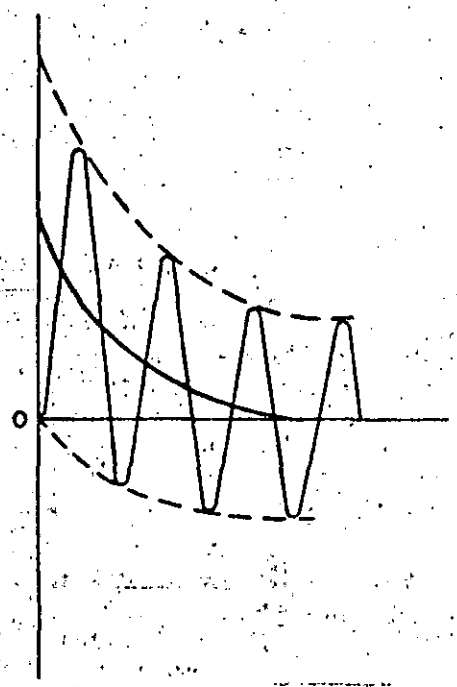


Fig. 13. Asymmetrical short-circuit currents plus the dc component from all sources.

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

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

The contact parting time (interrupting) duty calculated by the *ANSI C37.5-1969* method uses subtransient reactance (X_d'') for synchronous generators, 1.5 times subtransient reactance ($1.5X_d''$) for synchronous motors, and modified subtransient reactances for induction motors which are divided into three categories each with a different reactance multiplier in the power system reactance network equivalent circuit. The circuit is then reduced to an equivalent X (reactance) value and an E/X symmetrical short-circuit current is calculated. Then a multiplying factor obtained from curves in *ANSI C37.5-1969* is applied to obtain the total short-circuit duty to be compared with the capability of a total rated circuit breaker. The multiplying factor depends on the circuit breaker contact parting time, the fault point X/R ratio, and the proximity of generation. *ANSI C37.5-1969* describes the fault point X/R ratio calculation utilizing a resistance network corresponding to the reactance network.

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

Symmetrical Current Basis of Rating

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

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

The contact parting time short-circuit (interrupting) duty calculation, as described by *ANSI C37.010-1972*, uses the same reactance network as the calculation described in *ANSI C37.5-1969* and the same E/X calculated current value. A different multiplying factor is applied to E/X to establish the duty to be compared with the symmetrical short-circuit interrupting capability of a symmetrically rated breaker.

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

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

Comparison of Duty Calculation Methods

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

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

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

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

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

High-voltage Fuses (above 600 volts)

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

TYPES OF POWER SYSTEM FAULTS

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

Three-phase Bolted Fault

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

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

Line-to-line Bolted Faults

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

Line-to-ground Bolted Fault

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

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

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

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

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

Equipment	Type of Short-circuit Rating	Machine Reactances to Use: Synchronous Generators	Synchronous Motors	Induction Motors	Multiplying Factor to be Applied to Calculated Symmetrical Value*	
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") (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¶

* 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.

† Use 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.

¶ Use special-case multiplier ONLY if the operating voltage is 15000 or below, AND the fuses are NOT of the current-limiting type, AND the supply-circuit X/R is less than 4; otherwise use general-case multiplier.

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

Arcing Fault

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

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

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

Selection of Equipment

In order to provide for personal safety and to minimize equipment damage, it is absolutely essential to use equipment with short-circuit ratings equal to or greater than the available short-circuit current that can occur at the equipment location. The 1975 National Electrical Code states:

– Article 110-9

Interrupting Capacity. Devices intended to break current shall have an interrupting capacity sufficient for the voltage employed and for the current which must be interrupted.

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

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

CASCADE OPERATION OF CIRCUIT BREAKERS

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

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

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

CURRENT-LIMITING FUSE PROTECTION FOR DOWN-STREAM EQUIPMENT

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

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

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

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

*Trade-mark of the General Electric Company.

Introduction

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

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

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

Step-by-step Procedures

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

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

A SYSTEM ONE-LINE DIAGRAM

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

TYPE AND LOCATION OF FAULTS REQUIRED

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

SYSTEM CONDITIONS FOR MOST SEVERE DUTY

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

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

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

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

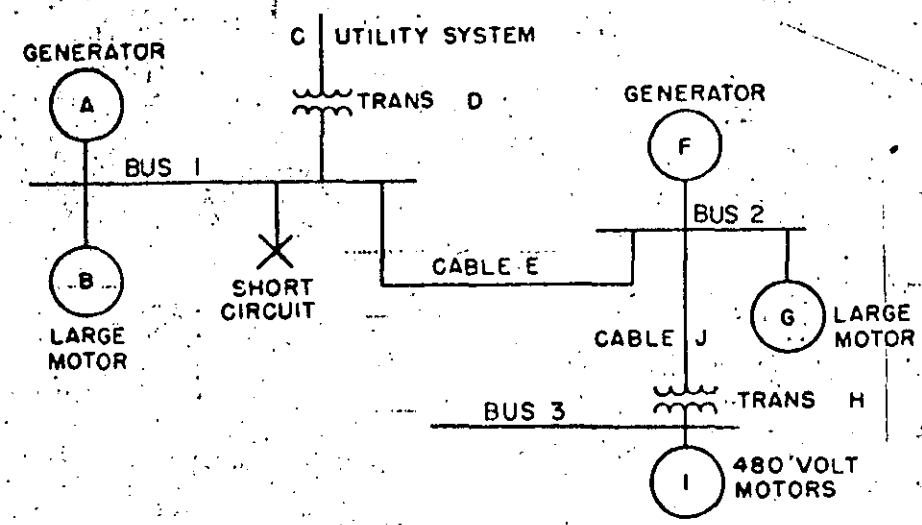


Fig. 14. A typical system one-line diagram.

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

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

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

USE OF PER-UNIT OR OHMS

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

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

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

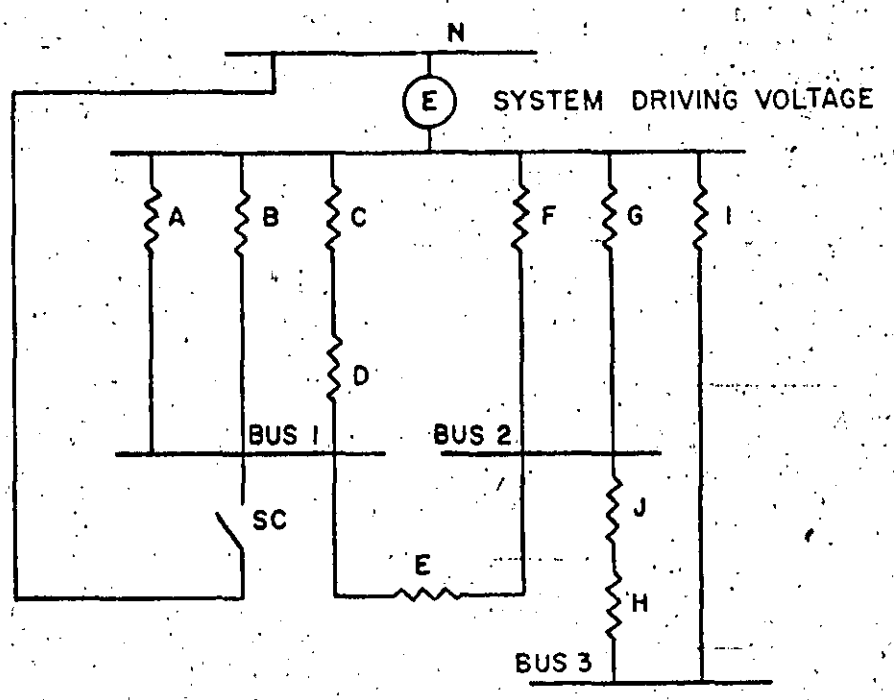


Fig. 15. An equivalent impedance diagram for the system represented in Fig. 14.

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 resistance 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 represented 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.

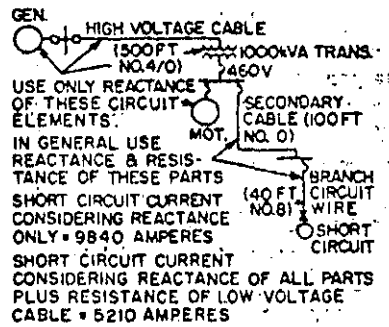


Fig. 16. Locations in system where reactance and resistance are generally used for short-circuit calculations.

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

$$Z = R + jX$$

where: R = 2 and X = 6,

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

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

$$= 6.324$$

Fig. 17. Impedance vectors.

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

Basic per-unit relationship

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

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

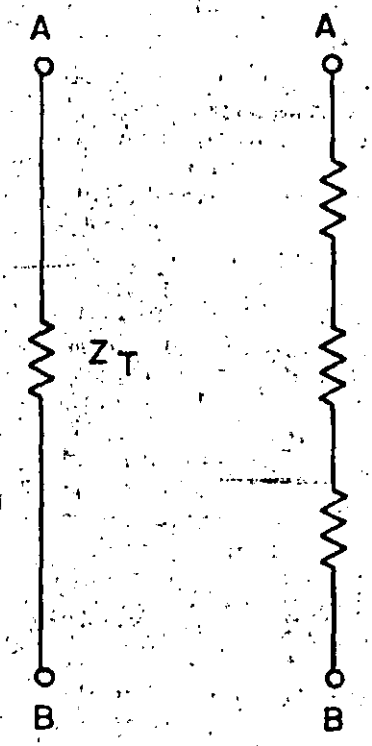
$$\text{Per-unit ohms} = \frac{\text{Actual ohms}}{\text{Base ohms}}$$

For three-phase systems

Assigned Values:

Base volts = line-to-line volts

Base kVA = three-phase kVA



$$Z_1 = R_1 + jX_1 = 2 + j6$$

$$Z_2 = R_2 + jX_2 = 1 + j8$$

$$Z_3 = R_3 + jX_3 = 7 + j7$$

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

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

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

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

$$Z_T = 23.26$$

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

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

2. Available 3ϕ 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

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

Conversion to ohms-per-phase at 480 volts

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

$$X = \frac{kV^2\ (1000)}{kVA} = \frac{(0.48)^2\ 1000}{62{,}270}$$

= 0.0037 ohms-per-phase at 480 volts

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 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 ohms-per-phase at 480 volts

TRANSFORMERS

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

Examples:

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

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

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

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

Conversion to ohms-per-phase at 480 volts

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

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

= 0.023 ohms-per-phase at 480 volts

BUSWAYS, CABLES, CONDUCTORS

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

Examples:

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

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

R = 0.0294 ohms 1000 ft.,

R = 0.00735 ohms 250 ft.

X = 0.0349 ohms 1000 ft.,

X = 0.00872 ohms 250 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 neglible error.

ROTATING MACHINES

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

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

Motors Rated Above 600 Volts

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

Motors Rated 600 Volts or Less

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

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

1. In industrial systems rated 600, 480, or volts, assume that the running motors are grouped at the transformer secondary bus and have a reactance of 25% on a kVA rating equal to *100%* of the transformer rating.

2. In all 208-volt systems and 480-volt commercial building systems, a substantial portion of the load consists of lighting,

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

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_b)

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

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

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

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.

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

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

$= 0.137$ 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

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

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

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

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_b = Base KVA

When calculations are made in ohms:

Sym. 3φ 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:

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

Introduction

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

Example One: The Industrial Power System

STEP A—THE SYSTEM ONE-LINE DIAGRAM

Fig. 19 shows a one-line diagram of an industrial power system. It contains the basic information that identifies the various electric components of the system and shows how they are interconnected. The diagram also includes:

1. The utility short-circuit duty.
2. The kVA and impedance of transformers T1, T2, and T3.
3. The type, size, and reactance(s) of machines G1, M1, M2, M3, and the induction motors on bus 2.
4. The cable type, length, and impedance of the cable between bus 2 and bus 4. (Cables serving T2 and T3 are not included because their length is such that impedance is negligible.)

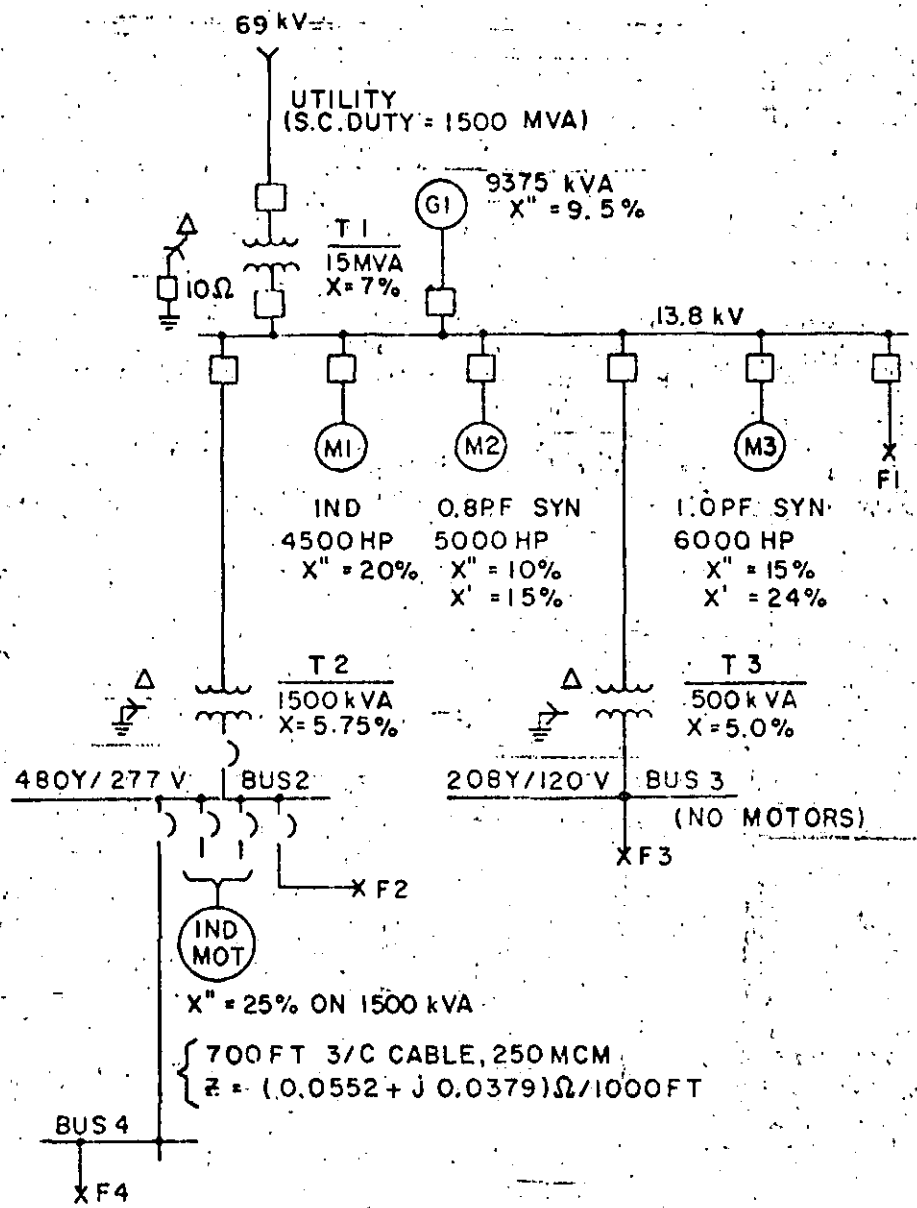


Fig. 19. A one-line diagram of an industrial power system.

STEP B—TYPE AND LOCATION OF SHORT CIRCUITS

Protective devices are located at buses 1, 2, 3 and 4, and these are the locations where short-circuit currents are required. Fault locations F1, F2, F3, and F4 are designated. High-voltage power-circuit breakers are located at bus 1; therefore, both a momentary current and interrupting current will be calculated. Low-voltage circuit breakers and equipment are located at buses 2, 3, and 4, thus requiring a symmetrical short-circuit current calculation at these buses.

Three-phase bolted faults will be calculated because maximum values are needed for device selection. The most severe duty will occur when all breakers are closed, the utility is connected, and G1, M1, M2, M3, and all other induction motors are operating.

STEP C—SYSTEM IMPEDANCE DIAGRAMS

The one or more impedance diagrams should be patterned after the one-line diagram. The arrangement of elements should assist easy identification of any given component in the two types of diagrams (one-line vs. impedance) even though identification of components and significant points in the circuits may become impossible as the network is resolved into a single-value impedance.

The per-unit system lends itself to analysis of this system because of the several voltage levels. A base kVA of 15,000 will be assigned. The assigned base voltages will be the nominal system voltages of 13.800, 480, and 208 volts. Base amperes and base ohms for each of the volt-

Table 3—Three-phase Values for Example One.

Assigned Values		Derived Values	
kVA_B	kV_B	I_B	Z_B
15,000	13.8	627	12.7
15,000	0.480	18040	0.0154
15,000	0.208	41600	0.00289

age levels can then be derived as shown in Table 3.

Figs. 20 and 21 are the impedance diagrams for the one-line diagram in Fig. 19. The impedance diagram in Fig. 20 contains machine subtransient reactances (X″) for calculating high-voltage circuit breaker momentary current at fault location F1 and symmetrical current at F2, F3, and F4. Fig. 21 is the impedance diagram for the calculation of high voltage circuit breaker interrupting current at fault location F1. Note that it contains transient reactances (X′) for the synchronous motors M2 and M3, does not include induction motors. Transformers T2 and T3 and the 480-volt feeder are omitted because they are not involved in the calculation.

The per-unit values for all component impedances in Fig. 20 are derived and listed as follows:

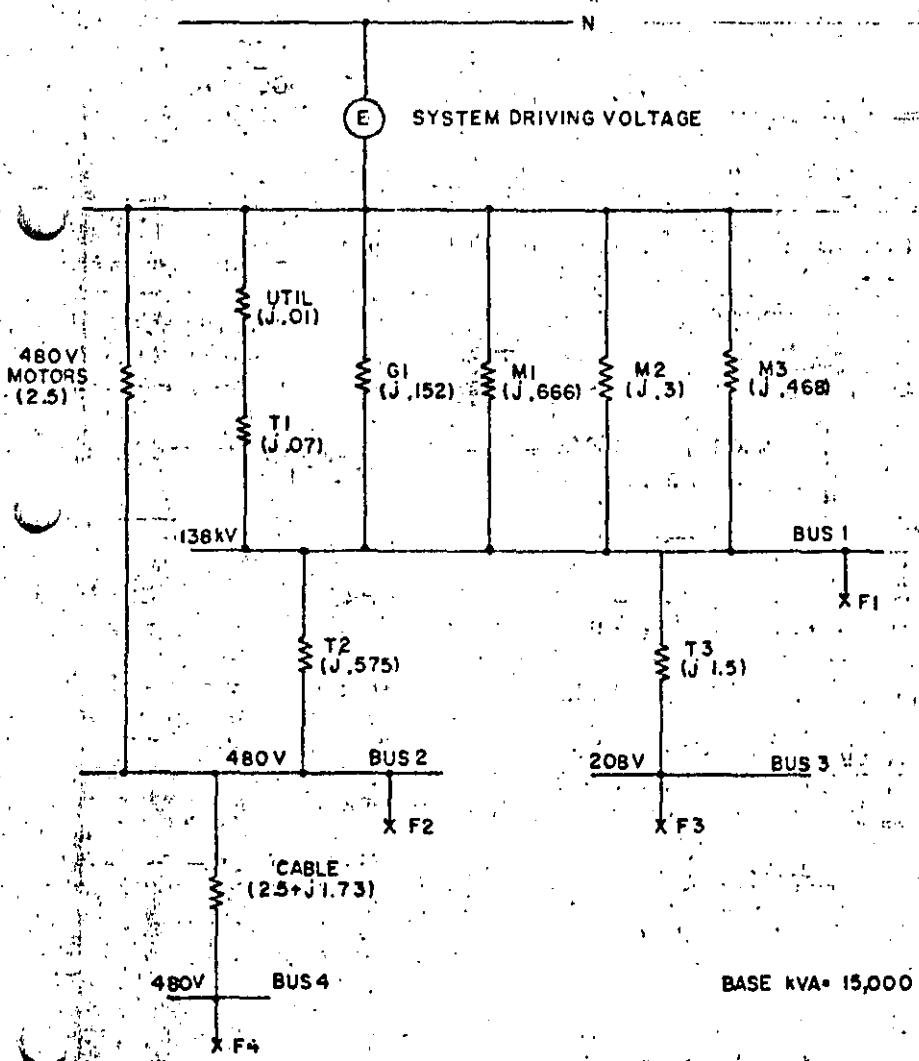


Fig. 20. An impedance diagram for calculating HVCB momentary current and L-V symmetrical current for system shown in Fig. 19.

$$\text{Utility}-X=\frac{15{,}000}{1{,}500{,}000}=0.01\ \text{pu}$$

$$\text{Transf. T1}-X=\frac{7\ (15{,}000)}{100\ (15{,}000)}=0.07\ \text{pu}$$

$$\text{Gen. G1}-X=\frac{9.5\ (15{,}000)}{100\ (9{,}375)}=0.152\ \text{pu}$$

$$\text{Mot. M1}-X=\frac{20\ (15{,}000)}{100\ (4{,}500)}=0.666\ \text{pu}$$

$$\text{Mot. M2}-X=\frac{10\ (15{,}000)}{100\ (5{,}000)}=0.3\ \text{pu}$$

$$\text{Mot. M3}-X=\frac{15\ (15{,}000)}{100\ (6000\times 0.8)}=0.468\ \text{pu}$$

$$\text{480V Mot.}-X=\frac{25\ (15{,}000)}{100\ (1{,}500)}=2.5\ \text{pu}$$

$$\text{Transf. T2}-X=\frac{5.75\ (15{,}000)}{100\ (1{,}500)}=0.575\ \text{pu}$$

$$\text{Transf. T3}-X=\frac{5\ (15{,}000)}{100\ (500)}=1.5\ \text{pu}$$

480V Fdr—250 MCM, 3 C cable

$$Z(700\ \text{ft})=.7(0.0552+j.0379)$$
$$=0.0386+j.0265\ \text{ohms per phase}$$

$$R=\frac{0.0386\ (15{,}000)}{1000\ (0.48)^2}=2.51\ \text{pu}$$

$$X=\frac{0.0265\ (15{,}000)}{1000\ (0.48)^2}=1.73\ \text{pu}$$

The per-unit values for all component impedances in Fig. 21 are derived and listed as follows:

Utility—X = 0.01 pu.

Transf. T1—X = 0.07 pu.

Gen. G1—X = 0.152 pu

$$\text{Mot. M2}-X=\frac{15\ (15{,}000)}{100\ (5{,}000)}=0.45\ \text{pu}$$

$$\text{Mot. M3}-X=\frac{24\ (15{,}000)}{100\ (6000\times .8)}=0.75\ \text{pu}$$

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.

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
	26.37

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-phase PCB interrupting duty at F1.

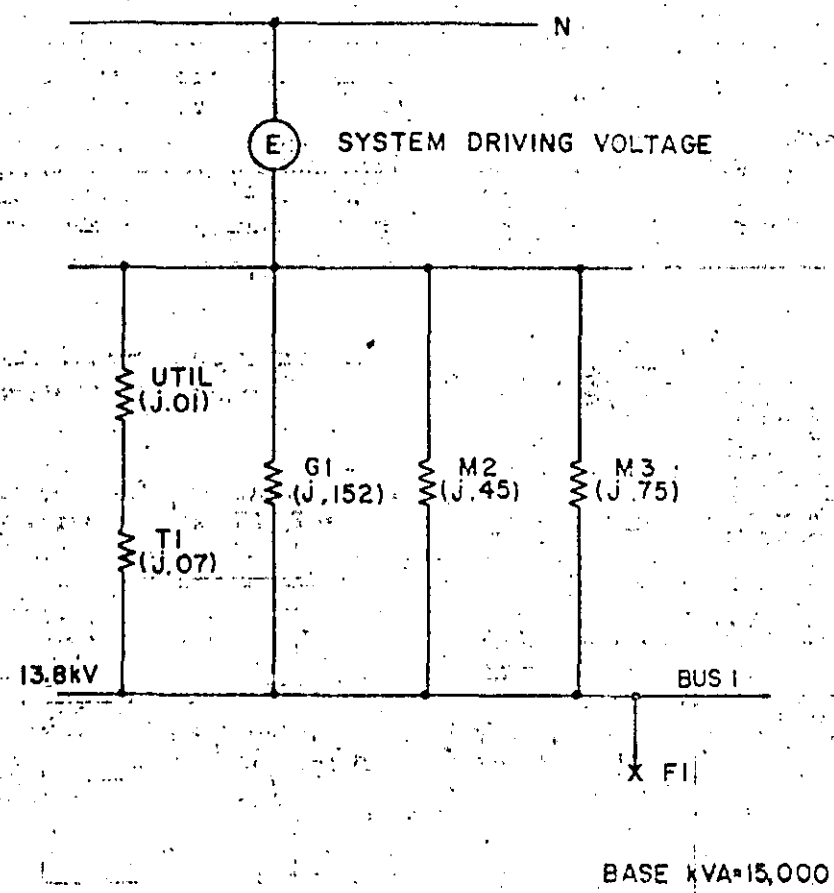


Fig. 21: An impedance diagram for calculating HVPCB interrupting current for system shown in Fig. 19.

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
	22.63

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

$$X1 + T2 = 0.0384 + 0.575 = 0.6134$$

$$\text{Equivalent } X_{F1} = \frac{(X_{mot})\,(X1+T2)}{X_{mot} + (X1+T2)} = \frac{2.5(0.6134)}{2.5+0.6134} = 0.4925$$

The symmetrical fault current at F2 is:

$$I = \frac{I_b}{X_{P2}} = \frac{18{,}040}{0.4925} = 36{,}600 \text{ amperes}$$

(symmetrical)

Low-voltage power-circuit breakers are rated in symmetrical amperes.

Case Four—Fault at F3: LV symmetrical current

The equivalent reactance to bus 1 has already been calculated in Case 1 to be 0.0379. The equivalent reactance for a fault at F3 is therefore:

Equivalent $X_{F3} = 0.0379 + T3$

$= 0.0379 + 1.5 = 1.5379$

The symmetrical fault current at F3 is:

$$I = \frac{I_b}{X_{F3}} = \frac{41{,}600}{1.5379} = 27{,}050 \text{ amperes}$$

(symmetrical)

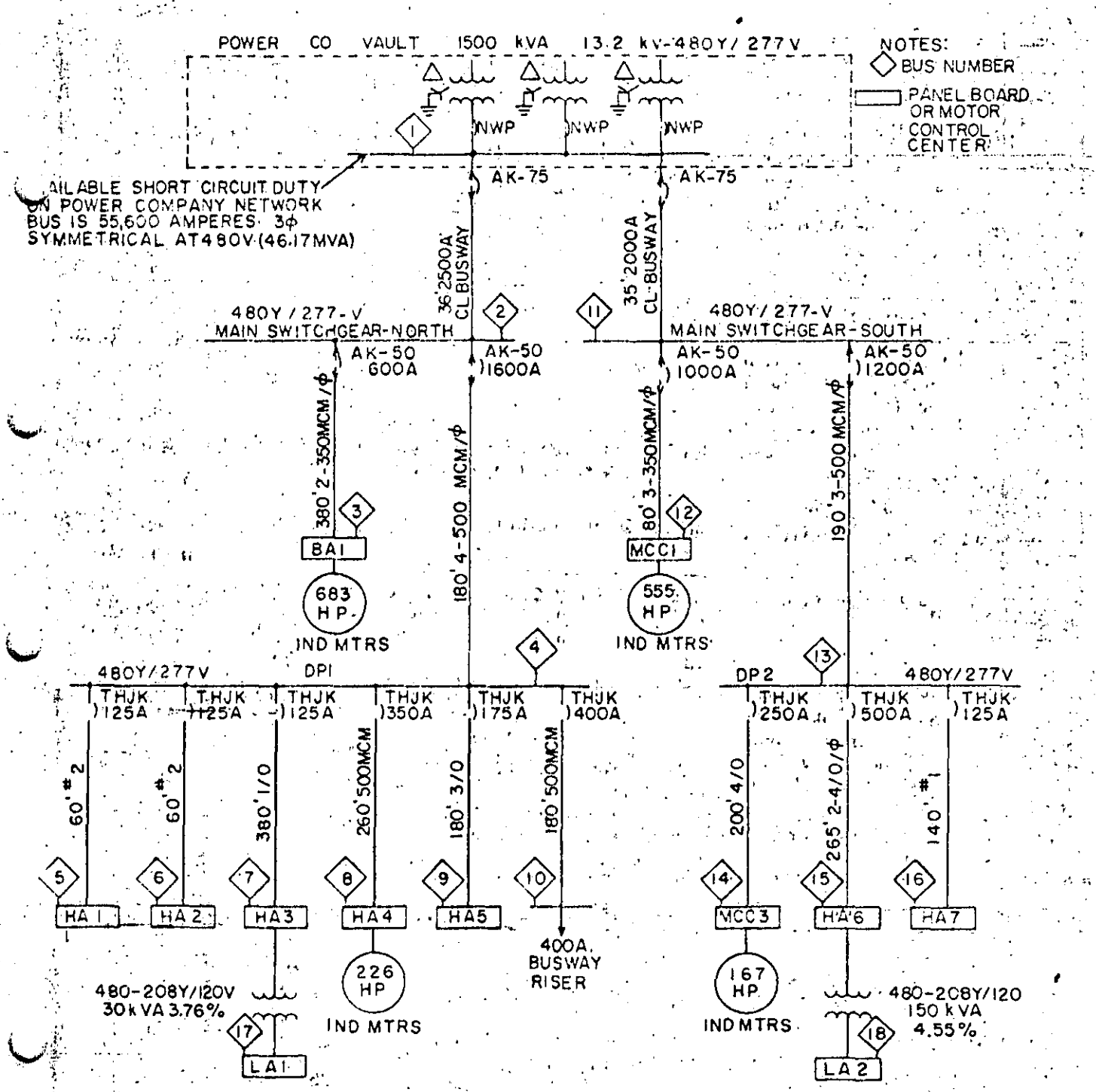


Fig. 22. A one-line diagram for a typical building served from 480Y/277-volt network.

Case Five—Fault at F4: LV symmetrical current

The equivalent reactance to bus 2 has already been calculated in Case 3 to be 0.4925. The cable impedance to bus 4 contains significant resistance which will be included in the calculation for a fault at F4 as follows:

$$X_{P3} = j.4925$$

$$Z_c = 2.5 + j1.73$$

$$Z_{F4} = 2.5 + j2.22$$

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.

$$\text{Equivalent } X = \frac{E_{l\text{-}n}}{I_{sc}} = \frac{277V}{55{,}600}$$

$$= 0.00498 \text{ ohms/phase}$$

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.

$$Z = \frac{380\,(0.0378 + j.0491)}{1000 \quad 2\,(\text{cables}/\phi)} = 0.0072 + j.0093 \text{ ohms/phase}$$

STEP D—CALCULATION OF FAULT DUTIES

The impedances of Figure 23 are resolved into a single equivalent impedance for each fault location. Techniques for the resolution of parallel impedances when the impedances are complex numbers (R & JX) are discussed in detail in the Appendix.

Many of the circuits in the example radial system have impedances in series, and equivalents are determined by summing resistance and reactance components separately. Where the utility and induction motor sources of short-circuit current act together, impedance paralleling is necessary, and this is done by summing reciprocals.

A record is kept of the steps used to calculate the short-circuit currents, because many of the impedance combinations found initially

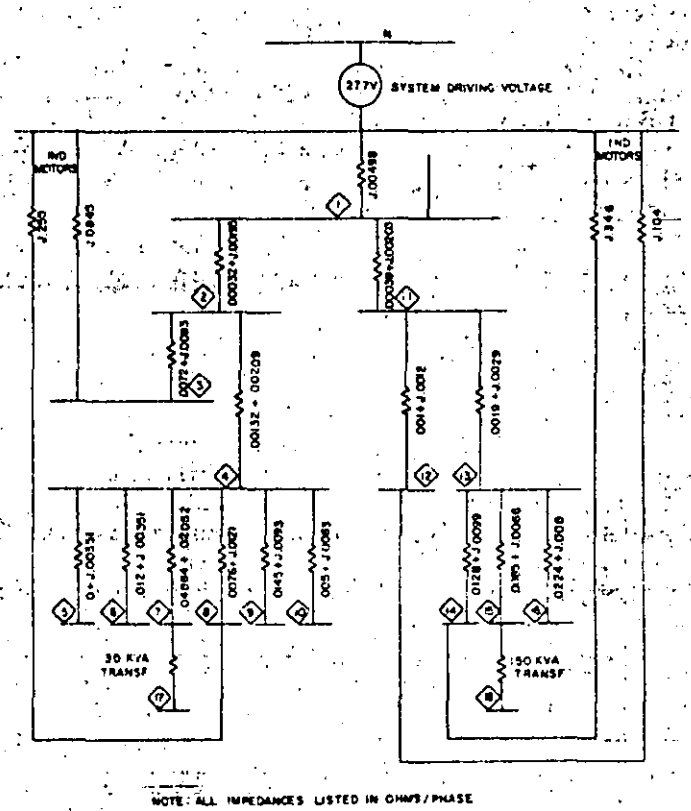


Fig. 23. An impedance diagram for building system shown in Fig. 22.

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_a, utility system S1, as previously determined:

Z_a (S1) $= 0 + j0.00498\,\Omega$

(2) Z_b, 683 hp of induction motors and feeders to bus 2 (S3-2):

motors (S3) $= 0 + j0.0845$

feeder, bus 3 to 2

(3-2) $= 0.0072 + j0.0093$

total, Z_b (S3-2) $= 0.0072 + j0.0938\,\Omega$

(3) Z_c, 226 hp of induction motors and feeders to bus 2 (S8-2):

motors (S8) $= 0 + j0.255$

feeder, bus 8 to 4

(8-4) $= 0.0076 + j0.0121$

feeder, bus 4 to 2

(4-2) $= 0.00132 + j0.00209$

total, Z_c (S8-2) $= 0.00892 + j0.2692\,\Omega$

(4) Z_d, parallel combination of Z_b and Z_c (S3, 8-2):

(a) Components of $1/Z_b$ are

$G_b = R_b/(R_b^2 + X_b^2)$
$= 0.0072/((0.0072)^2 + (0.0938)^2)$
$= 0.0072/0.00885 = 0.814$ mho

$-B_b = X_b/(R_b^2 + X_b^2)$
$= 0.0938/0.00885 = 10.60$ mho

$1/Z_b = 0.814 - j10.60$ mho

(b) Components of $1/Z_c$ are

$G_c = 0.00892/((0.00892)^2 + (0.2692)^2)$
$= 0.00892/0.07255 = 0.123$ mho

$-B_c = 0.2692/0.07255 = 3.71$ mho

$1/Z_c = 0.123 - j3.71$ mho

$1/Z_d = 1/Z_b + 1/Z_c = 0.937 - j14.31$ mho

(c) Components of Z_d are

$R_d = G_d/(G_d^2 + B_d^2)$
$= 0.937/((0.937)^2 + (14.31)^2)$
$= 0.937/205.7 = 0.00456\,\Omega$

$X_b = -B_d/(G_d^2 + B_d^2)$
$= 14.31/205.7 = 0.0696\,\Omega$

Z_d (S3,8-2) $= 0.00456 + j0.0696\,\Omega$

(5) Z_e, impedance Z_d and feeder to bus 1 (S3, 8-1):

Z_d (S3,8-2) $= 0.00456 + j0.0696$

feeder, bus 2 to 1

(2-1) $= 0.00032 + j0.00195$

total, Z_e (S3,8-1) $= 0.00488 + j0.07155\,\Omega$

(6) Z_f, 555 hp of induction motors and feeders to bus 11 (S12-11):

motors (S12) $= 0 + j0.104$

feeder, bus 12 to 11

(12-11) $= 0.001 + j0.0012$

total, Z_f (S12-11) $= 0.001 + j0.1052\,\Omega$

(7) Z_g, 167 hp of induction motors and feeders to bus 11 (S14-11):

motors (S14) $= 0 + j0.346$

feeder, bus 14 to 13

(14-13) $= 0.0128 + j0.0099$

feeder, bus 13 to 11

(13-11) $= 0.0019 + j0.0029$

total, Z_g (S14-11) $= 0.0147 + j0.3588\,\Omega$

(8) Z_h, parallel combination of Z_f and Z_g (S12, 14-11), using the method detailed when calculating Z_d:

$1/Z_f = 0.0904 - j\,9.505$
$1/Z_g = 0.1140 - j\,2.782$

$1/Z_h = 0.2044 - j12.287$ mho

Z_h (S12,14-11) $= 0.00135 - j0.0814\,\Omega$

(9) Z_i, impedance Z_h and feeder to bus 1 (S12, 14-1):

Z_h (S12,14-11) $= 0.00135 - j0.0814$

feeder, bus 11 to 1

(11-1) $= 0.00039 - j0.00203$

total Z_i (S12,14-1) $= 0.00174 - j0.0834\,\Omega$

(10) Z_j, parallel combination of Z_a, Z_e, and Z_i (S1, 3, 8, 12, 14-1), total equivalent impedance for bus 1 short circuit:

$1/Z_a = 0 - j200.8$
$1/Z_e = 0.949 - j\,13.91$
$1/Z_i = 0.250 - j\,11.99$

$1/Z_j = 1.199 - j226.7$ mho

Z_j (S1,3,8,12, 14-1) $= 0.00002 + j0.00441\,\Omega$

$Z_j = \sqrt{(0.00002)^2 + (0.00441)^2}$
$= 0.00441\,\Omega$

The short-circuit current at bus 1 is

$I_1 = E_{L-N}/Z = 277/0.00441 =$
62 810 A, symmetrical rms

Bus 2:

For the short-circuit current at bus 2, similar impedance reduction calculations are recorded in an abbreviated table as follows:

Element*		Z R	Z X		1/Z G	1/Z −B	Sum of Squares†
S12,14-1	(Z_1)	0.00174	0.0834	→	0.250	11.99	0.00696
S1	(Z_0')	0	0.00498	→	0	200.8	
S1,12,14-1		0.00001	0.00470	←	0.250	212.79	45 280
1-2		0.00032	0.00195				
S1,12,14-2		0.00033	0.00665	→	7.444	150.00	4.433×10^{-4}
S3-2	(Z_1)	0.0072	0.0938	→	0.814	10.6	0.00885
S8-2	(Z_0^b)	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.
†$R^2 + X^2$ when finding $1/Z$ from Z, $G^2 + B^2$ when finding Z from $1/Z$.

The total equivalent impedance is

$$Z = \sqrt{(0.00031)^2 + (0.00607)^2} = 0.00608\ \Omega$$

and the short-circuit current at bus 2 is

$$I_2 = 277/0.00608 = 45\ 560\ \text{A, symmetrical rms}$$

Bus 3:

For the bus 3 short-circuit current the abbreviated table is as follows:

Element	Z R	Z X		1/Z G	1/Z −B	Sum of Squares
S1,12,14-2	0.00033	0.00665	→	7.444	150.00	4.433×10^{-4}
S8-2	0.00892	0.2692	→	0.123	3.71	0.0725
S1,8,12,14-2	0.00032	0.00651	←	7.567	153.71	23 680
2-3	0.0072	0.0093				
S1,8,12,14-3	0.00752	0.01581	→	24.535	51.58	3.065×10^{-4}
S3	0	0.0845	→	0	11.83	
S1,3,8,12,14-3	0.00531	0.01372	←	24.535	63.41	4623

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

$$I_3 = 277/0.0147 = 18\ 840\ \text{A, symmetrical rms}$$

Bus 4:

For the bus 4 short-circuit current the values are as follows:

Element	Z R	Z X		1/Z G	1/Z −B	Sum of Squares
S1,12,14-2	0.00033	0.00665	→	7.444	150.00	4.433×10^{-5}
S3-2	0.0072	0.0938	→	0.814	10.60	0.00885
S1,3,12,14-2	0.00032	0.00621	→	8.258	160.60	25 860
2-4	0.00132	0.00709				
S1,3,12,14-4	0.00164	0.00830	→	22.91	115.95	7.158×10^{-5}
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.

$$X_t = \frac{\%X_t}{100}\left(\frac{kV^2\ 1000}{\text{Transf kVA}}\right) = \frac{3.76}{100}\left(\frac{(0.208)^2\ 1000}{30}\right)$$

$$= 0.05422 \text{ ohms/phase at 208 volts}$$

Equivalent impedance to bus seven was calculated to be 0.05028 + j.02892 ohms/phase at 480 volts. These values are changed to a 208-volt level as follows:

$$(0.05028 - j.02892)\left(\frac{208}{480}\right)^2$$

$$= 0.00944 - j.00543$$

Total equivalent impedance to bus 17 equals:

$$\frac{j.05422}{0.00944 - j.00543} = 0.06041$$

$$I_{17} = \frac{120}{0.06041} = 1987 \text{ amperes (symmetrical rms)}$$

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.

Short-circuit kVA at Bus 15 $= \sqrt{3}(0.48)\ (14{,}690) = 12{,}213$

System available on primary of transformer $= \frac{150}{12{,}213} = 0.0123$ pu

Transformer X = 0.0455 pu

Tot. Equiv. Imp. = 0.0578 pu

At a base voltage of 208 volts, the base current, $I_b = \frac{150}{\sqrt{3} \times 0.208} = 416\text{A}$

$$I_{18} = \frac{I_b}{X_{pu}} = \frac{416}{0.0578} = 7197 \text{ amperes (symmetrical rms)}$$

* In this calculation available duty was assumed to be all reactive. The complex value of impedance could have been used for a more accurate result.

COMMENTS ON EXAMPLE TWO

This example illustrates the use of a current-limiting busway to reduce the short-circuit current at the main switchboards (buses two and eleven). If a conventional busway were used, the short-circuit current at these buses would have been only slightly less than at the network bus.

Identical feeders feed buses five and six from bus four. The calculation included R+jX for bus six but only jX for bus five. The short-circuit currents for buses five and six are 23740 amperes and 15560 amperes respectively. This illustrates why resistance should be used in low-voltage fault calculations.

Example Three—Computer Solution

Many computer programs have been written for the calculation of short-circuit currents. The systems designer who knows how to use these programs benefits from the computer's well-known accuracy and speed.

A typical computer solution for the building system described in Example Two and shown in Fig. 22 will be illustrated.

A separate data reduction computer program is used to convert raw data (transformer kVA, cable and busway size and length, motor horsepower, etc.) into impedance values. Using X/R ratios, transient and sub transient reactance, R and X values are calculated which provide more exact values of short-circuit current than is normally done with hand calculations. The R and X values are converted into per unit values which are used as an input to the computer program for calculating short-circuit currents. The first section contains the project identification, the second section shows the input data (per unit) obtained from the data reduction program and the third section shows the output data. This includes for each bus the total short-circuit current available, the contribution from other buses and the X/R ratio.

The time required once the one-line diagram, Figure 22, was complete was less than one hour for someone experienced with the program. Approximately 30 minutes was required to place the information from Figure 22 in a format suitable for entering in the computer, approximately 15 minutes was spent at the teletypewriter entering the information and five minutes was required for printout. Only a small fraction was actual computer calculating time, not only does the computer calculate faster and more accurately but the necessity of making an impedance diagram is eliminated. Raw data from the one-line diagram may be used.

Computer Printout, pg. 30 & 31

Example Four: Estimating Short Circuits

Tables and curves can be very useful in estimating short-circuit duty. For example, consider the 1500 kVA transformer T2 Fig. 19, Example One. The primary available short-circuit duty as calculated for a fault at F1 in Example One is 339 MVA. Refering 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 amperes 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.

```
GENERAL ELECTRIC CO.
 50 BUS SHORT CIRCUIT PROGRAM- 60 HERTZ
CASE 1        11/14/75     BASE MVA :  10

FIRST CYCLE FAULT CURRENT CALCULATIONS
FOR BUILDING SERVED FROM 480/277 VOLT NETWORK
SAMPLE PROBLEM

INPUT DATA
 BUS  TO  BUS  =  R          JX
  0        1     0.01083     0.21659
  7       17     11.6369     4.6548
 15       18     1.2693      2.755
  1        2     0.01406     0.08438
  1       11     0.01701     0.08811
  2        3     0.3123      0.4036
  2        4     0.0573      0.0907
 11       12     0.0434      0.0521
 11       13     0.0825      0.1259
 13       15     0.3689      0.2865
  4        5     0           0.1523
  4        6     0.5208      0.1523
  4        7     2.1111      0.8906
  4        8     0.3299      0.5252
  4        9     0.6293      0.4036
  4       10     0.217       0.3602
 13       14     0.5556      0.4297
 13       16     0.9722      0.3472
  0        3     0.2002      4.3924
  0        8     1.0495      13.2743
  0       12     0.2677      5.4054
  0       14     1.72        17.9641

RESULTS IN SYM KILOAMPS

BUS 1 = 61.5211 ( 51.148 MVA)   X/R = 18.454  VOLT= 0.48  KV
CONTRIBUTION :
BUS 2 = 3.2771          BUS 11 = 2.785          GEN = 55.4648

BUS 2 = 44.5965 ( 37.077 MVA)   X/R = 11.585  VOLT= 0.48  KV
CONTRIBUTION :
BUS 1 = 41.2424          BUS 3 = 2.4938          BUS 4 = 0.8616


BUS 3 = 18.2422 ( 15.166 MVA)   X/R = 2.398  VOLT= 0.48  KV
CONTRIBUTION :
BUS 2 = 15.7001          GEN =  2.7356

BUS 4 = 33.0595 ( 27.485 MVA)   X/R = 4.578  VOLT= 0.48  KV
CONTRIBUTION :
BUS 2 = 32.1982          BUS 5 = 0          BUS 6 = 0
BUS 7 = 0          BUS 8 = 0.8673          BUS 9 = 0
BUS 10 = 0

BUS 5 = 23.4168 ( 19.468 MVA)   X/R = 6.538  VOLT= 0.48  KV
CONTRIBUTION :
```

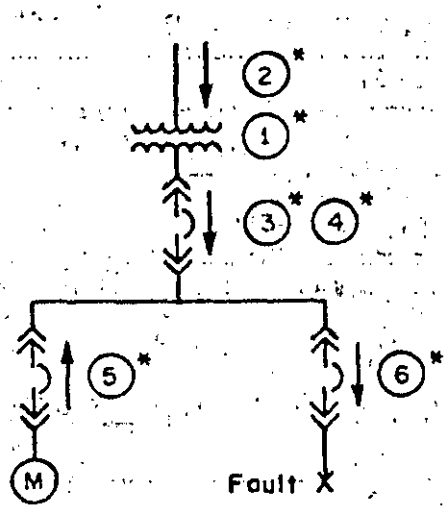
```
BUS 4 = 23.4168

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 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.



* Numbers refer to columns in 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
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
750 5.75%	50	2080	28700	4200	32900
	100		32000		36200
	150		33300		37500
	250		34400		38600
	500		35200		39400
	750		35600		39800
	Unlimited		36200		40400
1000 5.75%	50	2780	35800	5600	41400
	100		41100		46700
	150		43200		48800
	250		45100		50700
	500		46600		52200
	750		47300		52900
	Unlimited		48200		53800
1500 5.75%	50	4160	47600	8300	55900
	100		57500		65800
	150		61700		70000
	250		65600		73900
	500		68800		77100
	750		69900		78200
	Unlimited		72400		80700

**Minimum impedance.

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
500 **4.5%	50	1203	21900	4800	26700
	100		24000		28800
	150		24900		29700
	250		25600		30400
	500		26100		30900
	750		26300		31100
	Unlimited		26700		31500
750 5.75%	50	1804	24900	7200	32100
	100		27800		35000
	150		28900		36100
	250		29600		37000
	500		30600		37800
	750		30800		38000
	Unlimited		31400		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
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

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
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
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
1000 5.75%	50	1203	15500	4800	20300
	100		17800		22600
	150		18600		23600
	250		19600		24400
	500		20200		25000
	750		20500		25300
	Unlimited		20900		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		38600
2000 5.75% 2000	50	2406	24700	9600	34300
	100		31100		40700
	150		34000		43600
	250		36700		46300
	500		39100		48700
	750		40000		49600
	Unlimited		41900		51500
2500 5.75%	50	3008	28000	12000	40000
	100		36400		48400
	150		40500		52500
	250		44500		56500
	500		48100		60100
	750		49500		61500
	Unlimited		52300		64300
3000 5.75%	50	3607	30700	14400	45100
	100		41200		55600
	150		46500		60900
	250		51900		66300
	500		56800		71200
	750		58700		73100
	Unlimited		62700		77100

**Minimum impedance.

Table 4 (Cont'd)

600 volts, three phase

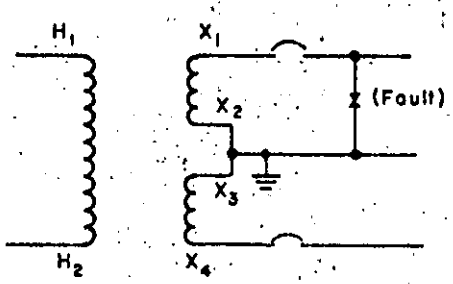
Transformer Rating 3-phase kVA and Impedance Percent	Maximum Short-circuit Mva Available From Primary System	Normal-load Continuous Current Amp	Short-circuit Current RMS Symmetrical Amp: Transformer Alone	100% Motor Load	Combined
1	2	3	4	5	6
300 **4.5%	50	289	5700	1200	6900
	100		6000		7200
	150		6100		7300
	250		6700		7900
	500		6300		7500
	750		6400		7600
	Unlimited		6400		7600
500 **4.5%	50	481	8700	1900	10600
	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	12800
	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		16200		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		27200		34900
	250		29400		37100
	500		31200		38900
	750		32000		39700
	Unlimited		33500		41200
2500 5.75%	50	2406	22400	9600	32000
	100		29200		38800
	150		32400		42000
	250		35700		45300
	500		38500		48100
	750		39600		49200
	Unlimited		41900		51500
3000 5.75%	50	2886	23700	11100	34800
	100		31800		42900
	150		35900		47000
	250		40100		51200
	500		43900		55000
	750		45300		56400
	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 secondary winding (terminals x_1 to x_4). Consequently breaker selections for three-wire service must be based on the faulted half-winding value of short-circuit current.



Basis of Table 5 Values:

1. A half-winding solid fault exists at the transformer low-voltage terminals.
2. The transformer primary was assumed to have the more common line-to-line connected to the three-phase system.
3. The generally permissible assumption of equal positive- and negative-sequence reactances in the three-phase system was made.
4. Because of assumptions 2 and 3 above, the supply stiffness is defined as a single-phase short-circuit mva just one-half the three-phase short-circuit mva.
5. The transformer half-winding reactance was taken from typical transformer designs at 1.2 times the full-winding reactance, while the half-winding resistance was taken at 1.44 times the full-winding resistance, and both values were on the full-kva base.
6. It was assumed that the 120-240-volt unit substation would supply lighting loads only, i.e., no motor contribution.
7. It was assumed that the only source of power for the secondary bus was one transformer of the rating indicated.

Table 5—Estimated Secondary Short-circuit Currents For Single-phase, Three-wire Secondary Distribution Transformers

(7200/12,470Y—120/240-VOLT TRANSFORMER)

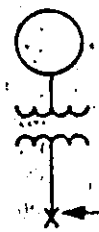
MAXIMUM SYMMETRICAL SHORT-CIRCUIT CURRENT FOR STANDARD 120/240-VOLT, 3 WIRE, SINGLE-PHASE DISTRIBUTION TRANSFORMER (LINE-TO-NEUTRAL FAULT AT TRANSFORMER TERMINALS)

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	16,500	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

$$X \text{ Utility Source} = \frac{225 \text{ kVA}}{250{,}000 \text{ kVA}} = 0.0009 \text{ pu}$$

$$X \text{ Trans} = \left(.017\right)\left(\frac{225 \text{ kVA}}{225 \text{ kVA}}\right) = 0.017 \text{ pu}$$

$$X = X \text{ trans} - X \text{ utility} = 0.0179$$

$$R \text{ trans} = \left(0.0105\right)\left(\frac{225 \text{ kVA}}{225 \text{ kVA}}\right) = 0.0105 \text{ pu}$$

$$Z = \sqrt{R^2 - X^2}$$
$$= \sqrt{(0.0105)^2 - (0.0179)^2}$$
$$= 0.0208$$

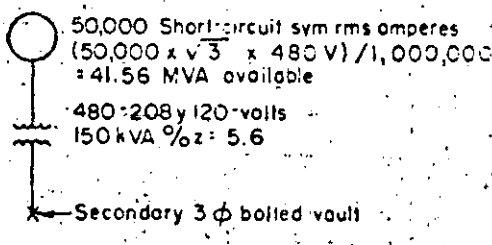
$$I_{sc} = \frac{kVA_b}{\sqrt{3}\,(KV)\,(Z \text{ pu})} = \frac{225}{\sqrt{3}\,(.208)\,(.0208)}$$

$= 30.095$ 3ϕ 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 430Y/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											
	% IR	2.72	2.31	2.1	3.8	2.52	2.27	2.43	2.35	1.15	1.8	1.6
	% IX	1.72	1.16	1.80	1.37	1.73	1.91	3.87	5.0	3.5	4.5	5.9
	Short-circuit Symmetrical rms Amperes											
	Secondary Voltage											
25,000	480	225	415	640	885	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	6,200	6,750	9,350	13,400	16,400
50,000	480	225	420	645	890	1,740	2,925	2,825	3,055	4,400	6,550	8,260
	208	520	965	1,485	2,055	4,025	6,750	6,525	7,125	10,181	15,100	19,160
200,000	480	225	420	650	845	1,760	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	21,700



Solve for the Secondary Fault using the per-unit method.

Select 150 kVA as the study base.

$$X\,\text{available} = \frac{150\ \text{kVA}}{41{,}570\ \text{kVA}} = 0.0036\ \text{pu}$$

$$X\,\text{trans} = (.050)\frac{150\ \text{kVA}}{150\ \text{kVA}} = 0.050\ \text{pu}$$

$$X = X\ \text{avail.} + \text{trans} = 0.0036 + .050 = .0536\ \text{pu.}$$

$$R\,\text{trans} = \left(.0235\right)\left(\frac{150\ \text{kVA}}{150\ \text{kVA}}\right) = 0.0235\ \text{pu}$$

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

$$= \sqrt{(0.0235)^2 + (0.0536)^2}$$

$$= 0.0585$$

$$I_{sc} = \frac{kVA_b}{\sqrt{3}\,(kV)\,(Z)} = \frac{150}{\sqrt{3}\,(.208)\,(.0585)}$$

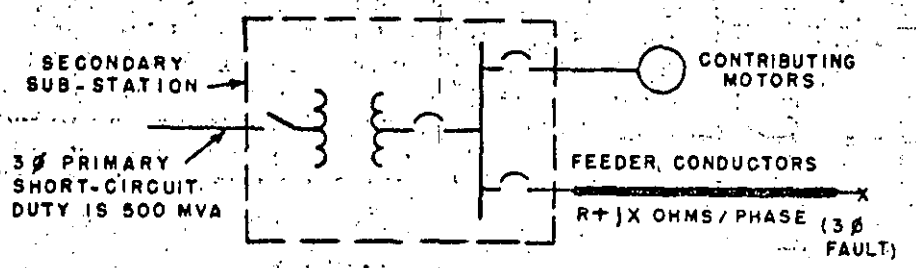
I_{sc} = 7,117 3ϕ Short-circuit Sym. rms Amperes at transformer terminals.

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 calculations on the basis of 100 percent contribution for the 240-, 480-, and 600-volt systems and 50 percent contribution for the 208-volt systems.
4. The feeder-conductor impedance values used in the calculations are indicated for various conductor sizes.



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

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	.0414
250 MCM	.055	.0379
2-500 MCM	.0147	.0174
4-750 MCM	.0054	.0081

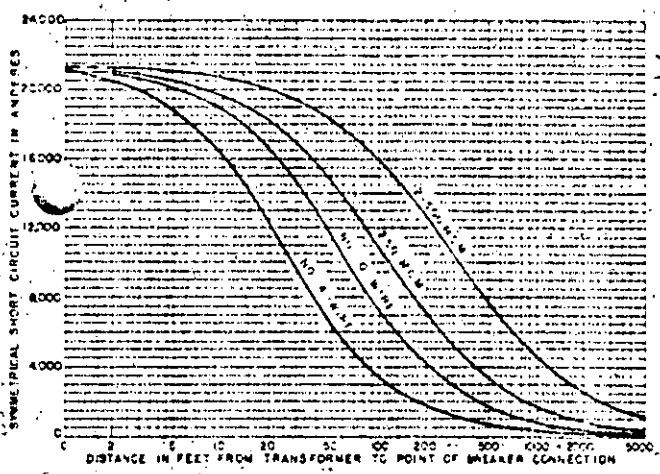


Fig. 1. Transf: 150 kVA, 208 V, 2.0% Z

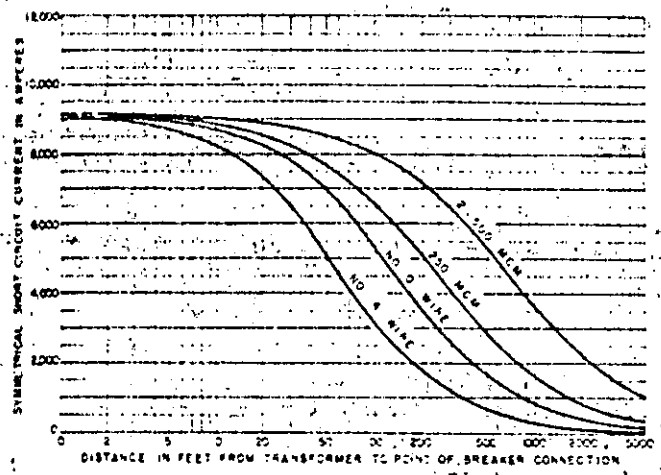


Fig. 25-2. Transf: 150 kVA, 208 V, 4.5% Z

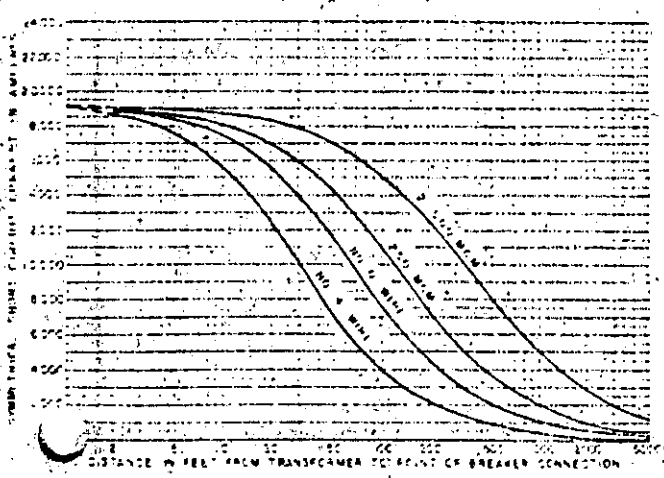


Fig. 25-3. Transf: 150 kVA, 240 V, 2.0% Z

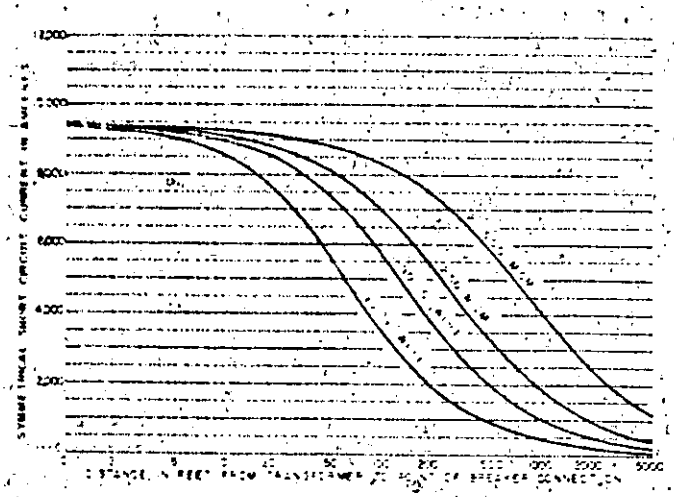


Fig. 25-4. Transf: 150 kVA, 240 V, 4.5% Z

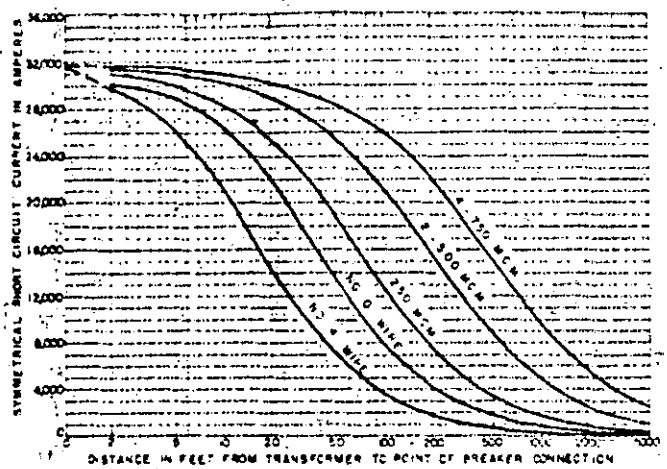


Fig. 25-5. Transf: 225 kVA, 208 V, 2.0% Z

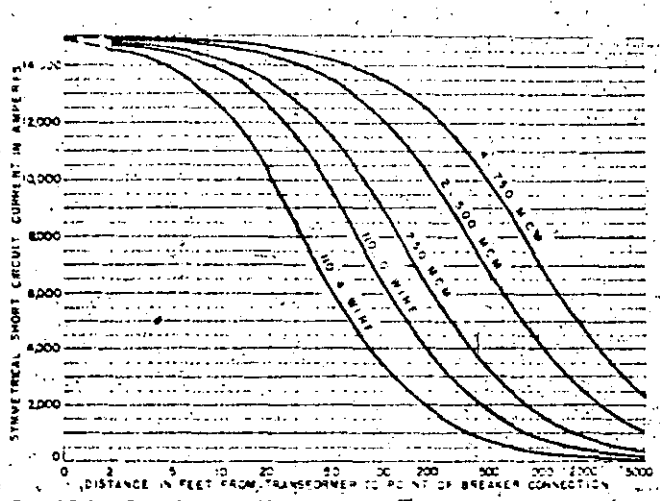


Fig. 25-6. Transf: 225 kVA, 208 V, 4.5% Z

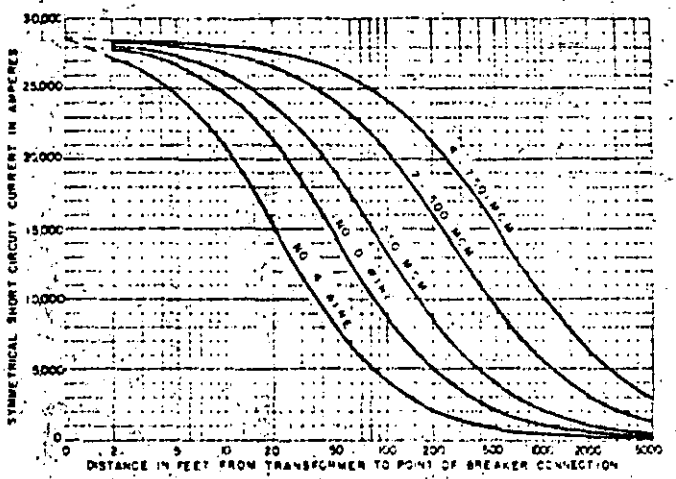


Fig. 25-7. Transf: 225 kVA, 240 V, 2.0% Z

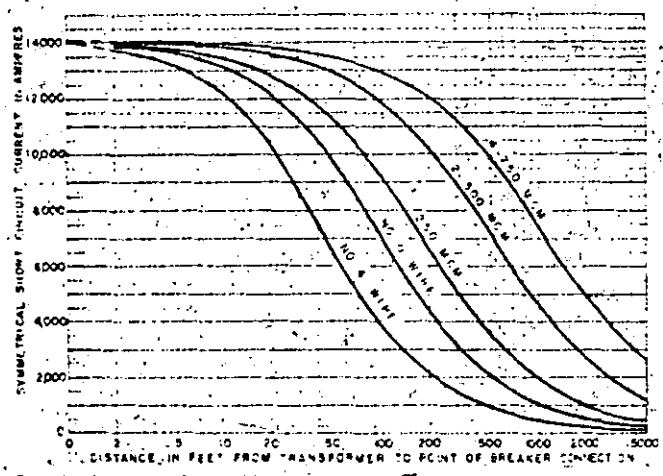


Fig. 25-8. Transf: 225 kVA, 240 V, 4.5% Z

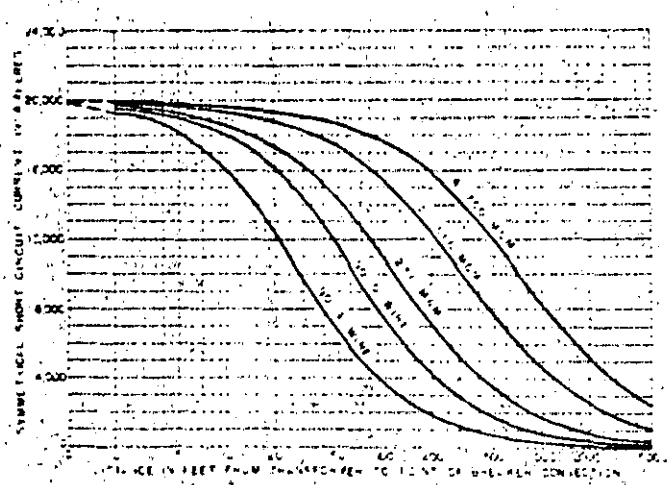


Fig. 25-9. Transf: 300 kVA, 208 V, 4.5% Z

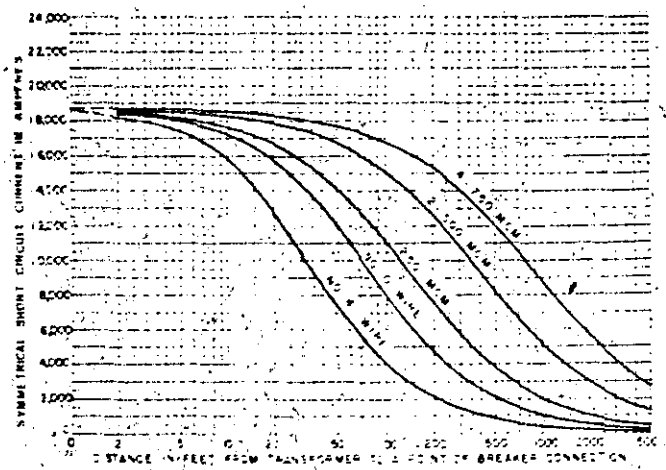


Fig. 25-10. Transf: 300 kVA, 240 V, 4.5% Z

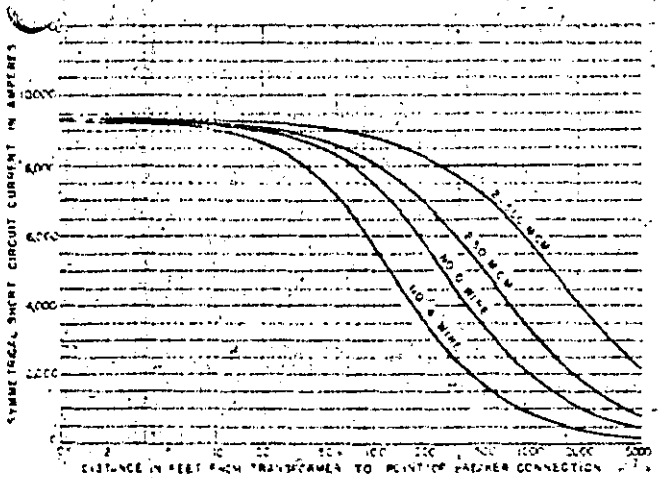


Fig. 25-11. Transf: 300 kVA, 480 V, 4.5% Z

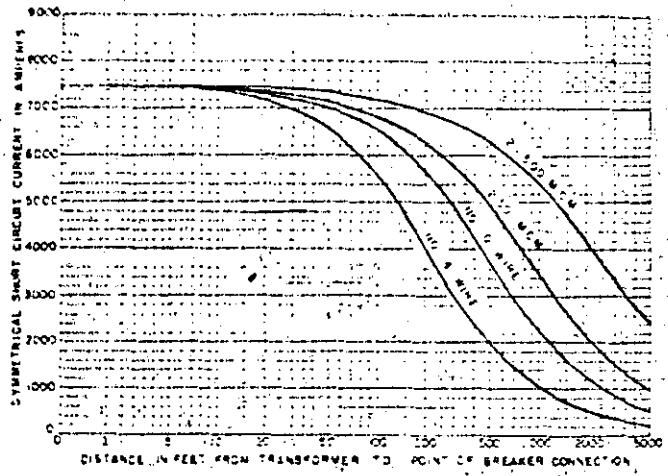


Fig. 25-12. Transf: 300 kVA, 600 V, 4.5% Z

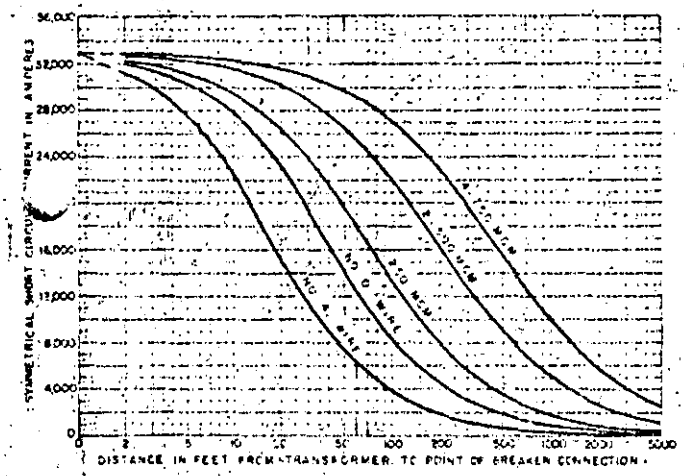


Fig. 25-13. Transf: 500 kVA, 208 V, 4.5% Z

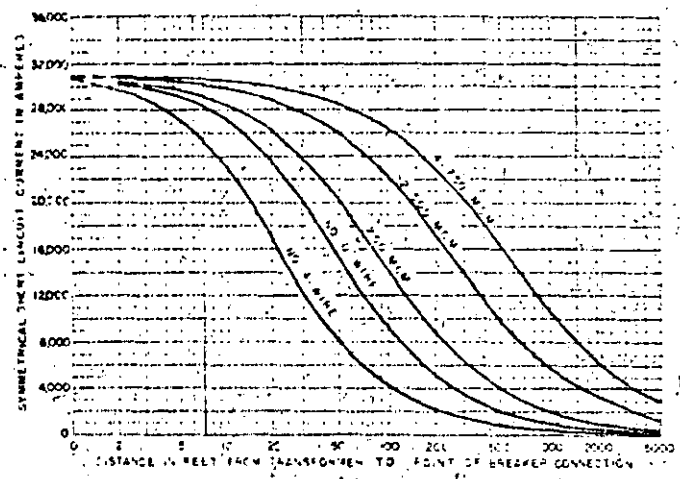


Fig. 25-14. Transf: 500 kVA, 240 V, 4.5% Z

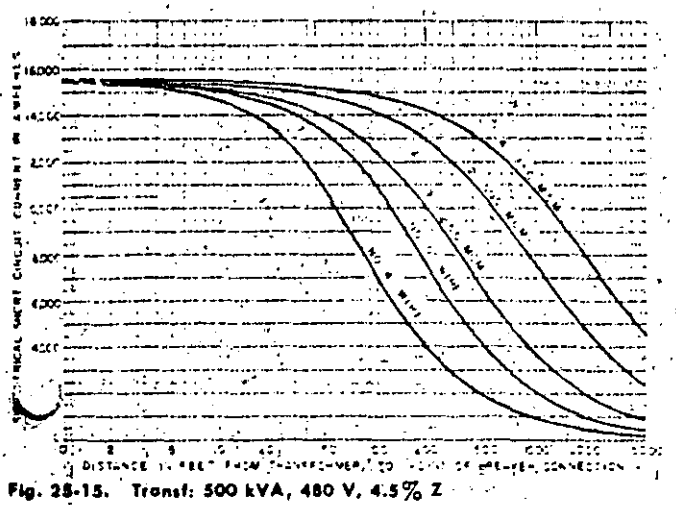


Fig. 25-15. Transf: 500 kVA, 480 V, 4.5% Z

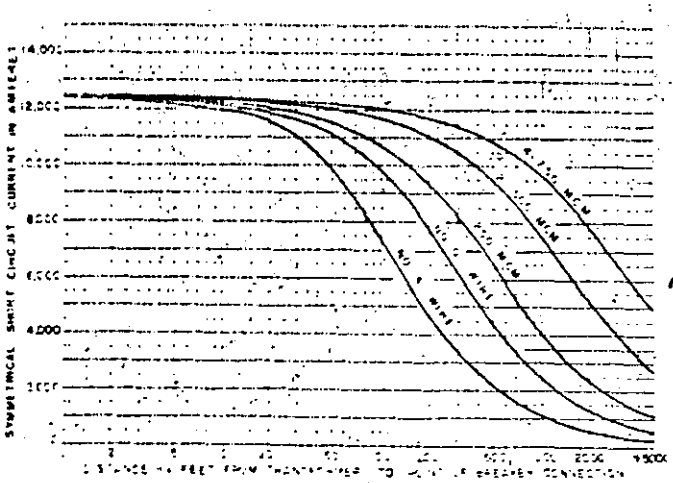


Fig. 25-16. Transf: 500 kVA, 600 V, 4.5% Z

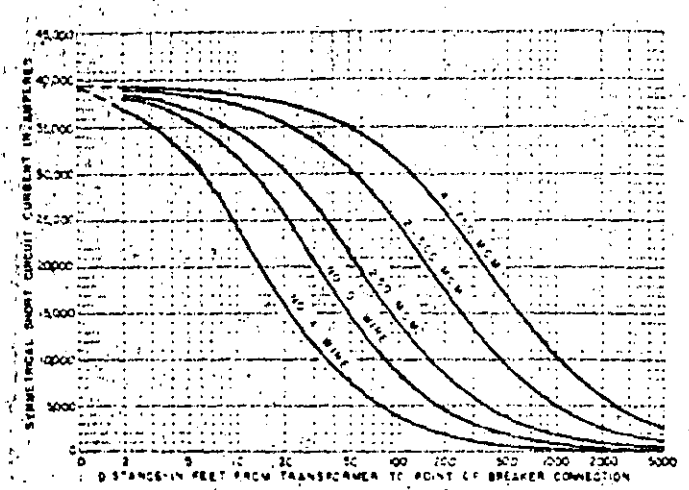


Fig. 25-17. Transf: 750 kVA, 208 V, 5.75% Z

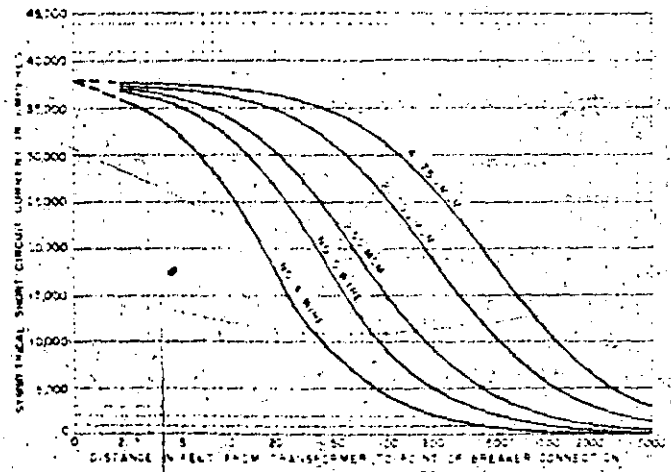


Fig. 25-18. Transf: 750 kVA, 240 V, 5.75% Z

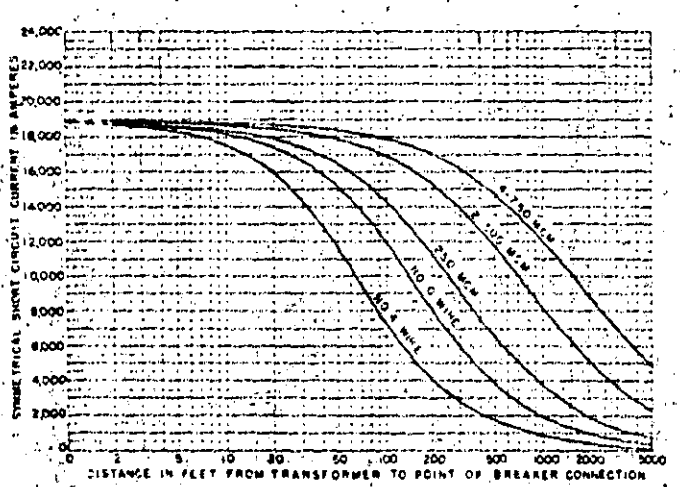


Fig. 25-19. Transf: 750 kVA, 480 V, 5.75% Z

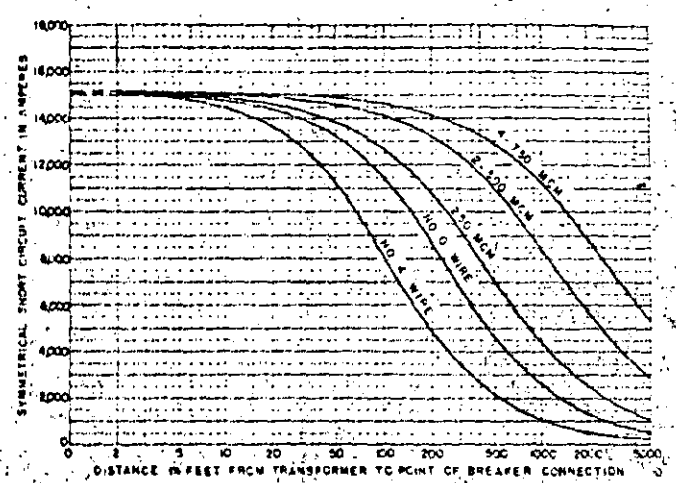


Fig. 25-20. Transf: 750 kVA, 600 V, 5.75% Z

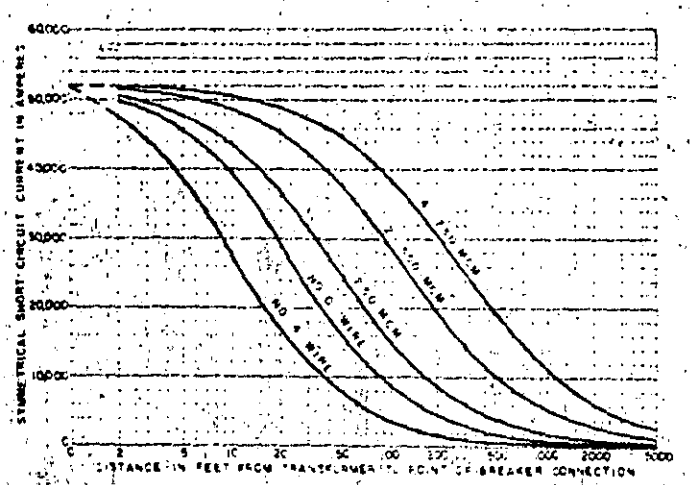


Fig. 25-21. Transf: 1000 kVA, 208 V, 5.75% Z

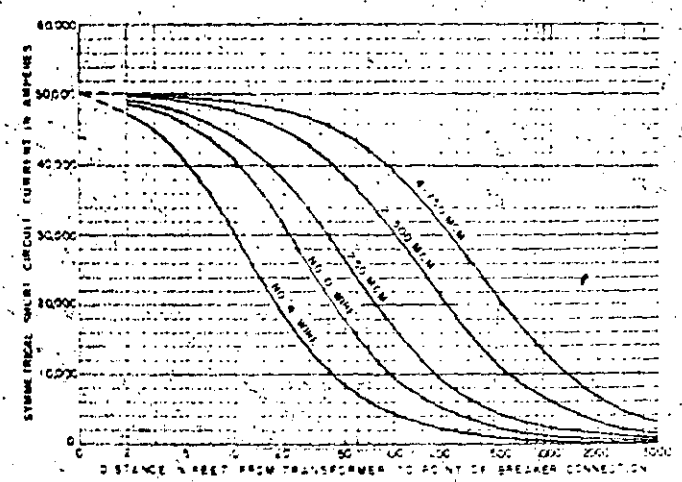


Fig. 25-22. Transf: 1000 kVA, 240 V, 5.75% Z

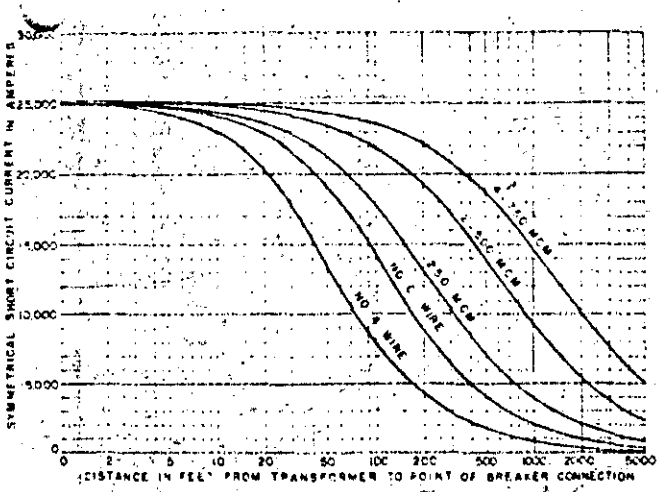


Fig. 25-23. Transf: 1000 kVA, 480 V, 5.75% Z

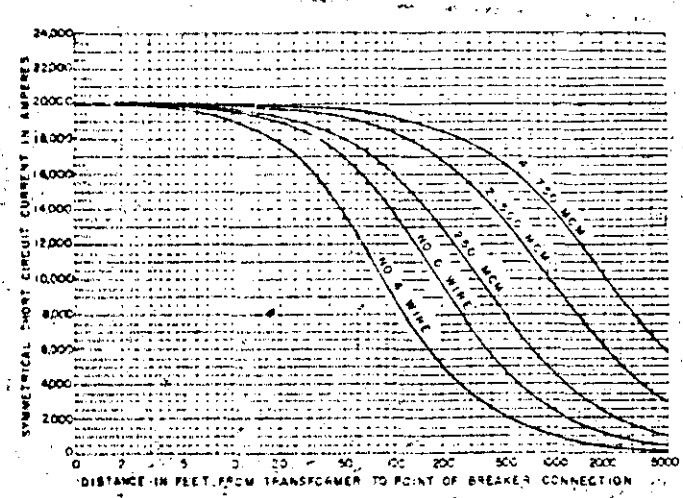


Fig. 25-24. Transf: 1000 kVA, 600 V, 5.75% Z

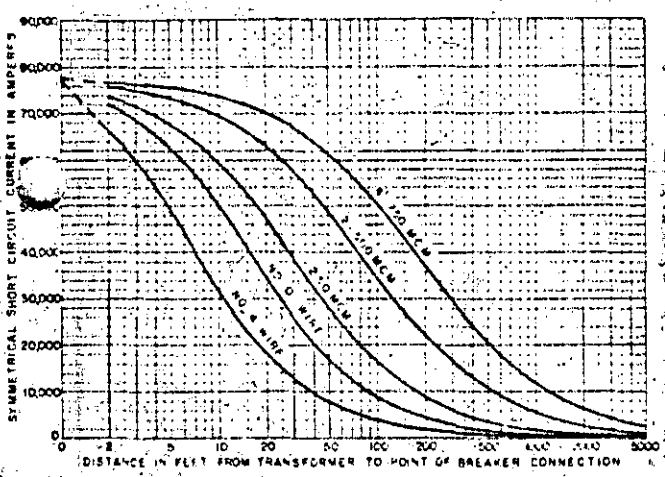


Fig. 25-25. Transf: 1500 kVA, 208 V, 5.75% Z

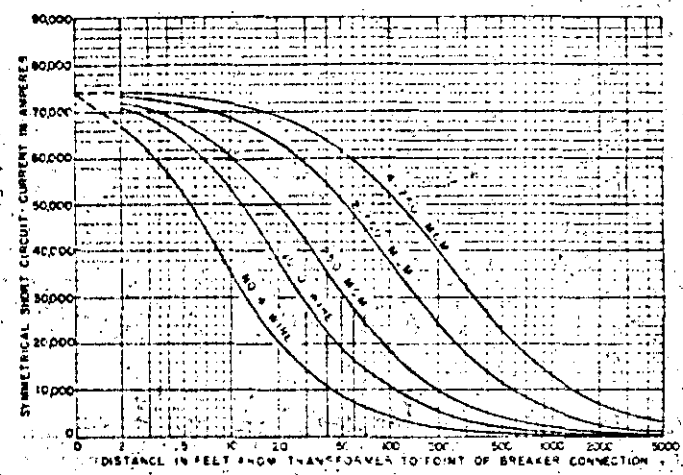


Fig. 25-26. Transf: 1500 kVA, 240 V, 5.75% Z

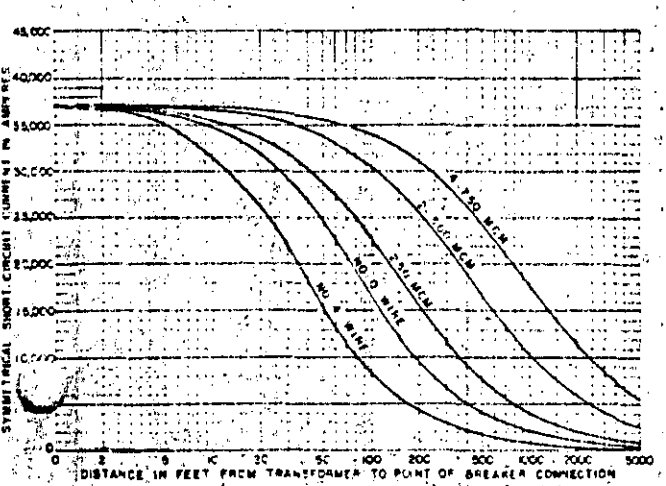


Fig. 25-27. Transf: 1500 kVA, 480 V, 5.75% Z

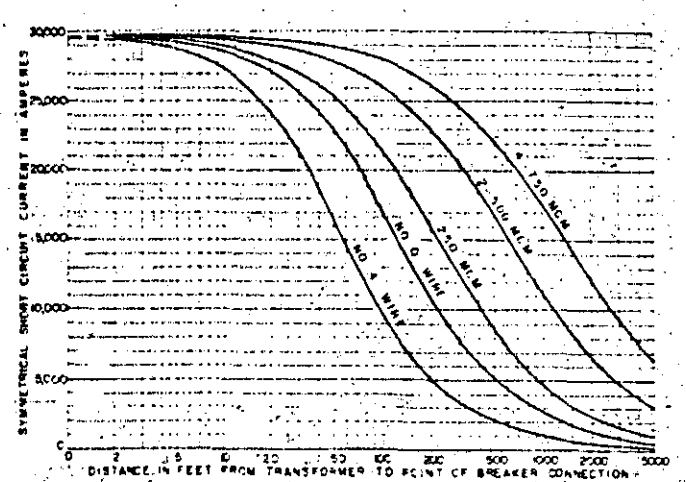


Fig. 25-28. Transf: 1500 kVA, 600 V, 5.75% Z

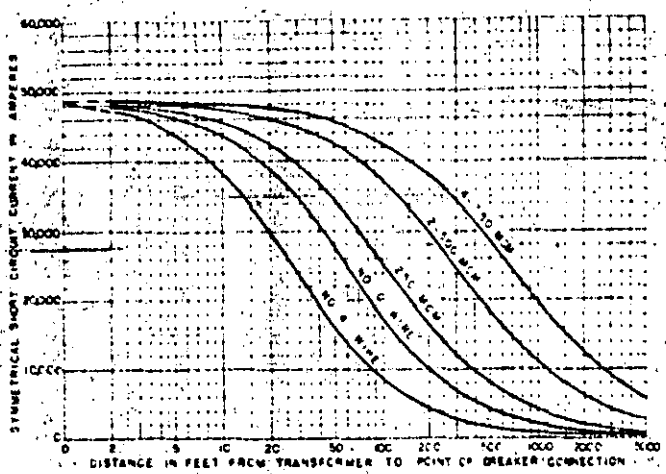


Fig. 25-29. Transf: 2000 kVA, 480 V, 5.75% Z

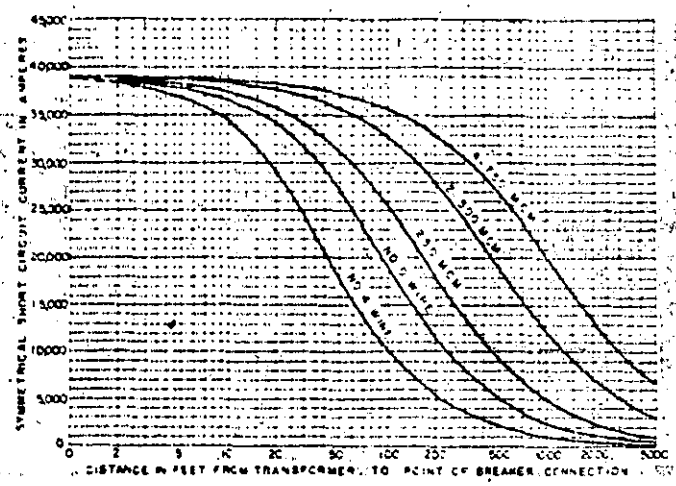


Fig. 25-30. Transf: 2000 kVA, 600 V, 5.75% Z

Part II—Impedance Data

The approximate impedance data listed in these tables are representative of standard equipment in current production. The impedance values of this equipment change from time to time so that the up-to-date validity of the impedance values should be verified.

Table 8—Primary Substation Transformers (501–5000 kVA 1φ, 501–10,000 kVA 3φ)

STANDARD IMPEDANCES

High-voltage Winding BIL kV	Low-voltage Winding BIL kV	Percent Impedance	
		Ungrounded Neutral	Grounded Neutral
110	45	5.75	....
	60–110	5.5	....
150	45	5.75	....
	60–110	5.5	....
200	45	6.25	....
	60–110	6.0	....
	150	6.5	....
250	45	6.75	....
	60–150	6.5	....
	200	7.0	....
350	45	7.25	....
	60–200	7.0	....
	250	7.5	....
450	60–200	7.5	7.0
	250	8.0	7.5
	350	8.5	8.0
550	60–200	8.0	7.5
	250–350	9.0	8.25
	450	10.0	9.25
650	60–200	8.5	8.0
	250–350	9.5	8.5
	450–550	10.5	9.5
750	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
HIGH VOLTAGE 2400/4160Y				
5	120/240	2.0	1.5	2.5
10		1.2	0.7	1.4
15		1.2	1.1	1.6
25		1.1	1.4	1.8
37½		0.9	1.2	1.5
50		0.9	1.3	1.6
75		0.9	1.3	1.6
100		0.9	1.6	1.8
167		0.9	1.6	1.8
10	240/480	1.1	1.0	1.5
15		1.1	1.0	1.5
25		1.1	1.5	1.9
37½		0.9	1.3	1.6
50		0.9	1.3	1.6
75		0.9	1.4	1.7
100		0.9	1.4	1.7
167		0.9	1.3	1.6
HIGH VOLTAGE 4160/7200Y				
5	120/240	2.1	1.5	2.6
10		1.2	0.7	1.4
15		1.2	1.1	1.6
25		1.1	1.4	1.8
37½		0.9	1.2	1.5
50		0.9	1.3	1.6
75		0.9	1.3	1.6
100		0.9	1.7	1.9
10	240/480	1.2	0.9	1.5
15		1.2	1.1	1.6
25		1.1	1.4	1.8
37½		1.0	1.1	1.5
50		1.0	1.3	1.6
75		0.9	1.3	1.6
100		0.9	1.3	1.6
HIGH VOLTAGE 4800/8320Y				
5	120/240	2.1	1.5	2.6
10		1.2	0.9	1.5
15		1.2	0.9	1.5
25		1.1	1.4	1.8
37½		0.9	1.2	1.5
50		0.9	1.3	1.6
75		0.9	1.3	1.6
100		0.9	1.4	1.7
167		0.9	1.6	1.8
10	240/480	1.2	0.7	1.4
15		1.2	0.9	1.5
25		1.1	1.5	1.9
37½		1.0	1.1	1.5
50		1.0	1.1	1.5
75		0.9	1.4	1.7
100		0.9	1.3	1.6
167		0.9	1.4	1.7

kVA	Low Voltage	%IR	%IX	%IZ
HIGH VOLTAGE 7200/12470Y OR 12470GRDY/7200				
5	120/240	2.2	2.2	3.1
10		1.4	0.8	1.6
15		1.3	1.2	1.8
25		1.2	1.6	2.0
37½		1.0	1.3	1.6
50		1.0	1.4	1.7
75		0.9	1.6	1.8
100		0.9	1.4	1.7
167		0.9	1.4	1.7
10	240/480	1.4	0.8	1.6
15		1.3	0.9	1.6
25		1.2	1.6	2.0
37½		1.1	1.3	1.7
50		1.1	1.2	1.6
75		0.9	1.6	1.8
100		0.9	1.4	1.7
167		0.9	1.3	1.6
50	2400 or 4800	1.0	1.1	1.5
100		0.9	1.1	1.4
167		0.8	1.4	1.6
HIGH VOLTAGE 7620/13200Y OR 13200GRDY/7620				
5	120/240	2.2	2.2	3.1
10		1.4	0.8	1.6
15		1.3	1.2	1.8
25		1.2	1.6	2.0
37½		1.0	1.3	1.6
50		1.0	1.5	1.8
75		0.9	1.6	1.8
100		0.9	1.6	1.8
167		0.9	1.7	1.9
10	240/480	1.4	0.9	1.6
15		1.3	1.0	1.6
25		1.2	1.4	1.9
37½		1.1	1.5	1.9
50		1.1	1.7	2.0
75		0.9	1.5	1.8
100		0.9	1.5	1.7
167		0.9	1.5	1.8
HIGH VOLTAGE 14400/24940GRDY OR 24940GRDY/14400				
5	120/240	2.2	2.5	3.3
10		1.6	1.0	1.9
15		1.4	1.1	1.8
25		1.3	1.8	2.2
37½		1.1	1.8	2.1
50		1.1	1.8	2.1
75		1.0	2.0	2.2
100		1.0	2.0	2.2
10	240/480	1.6	1.0	1.9
15		1.4	1.3	1.9
25		1.3	1.9	2.3
37½		1.1	1.8	2.1
50		1.1	1.8	2.1
75		1.0	2.0	2.2
100		1.0	1.8	2.1
50	2400 or 4800	1.1	1.2	1.4
100		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			LOW VOLTAGE 480Y 277		
	%IZ*	%IR	%IX	%IZ*	%IR	%IX
75	1.55	1.27	0.89	1.60	1.29	0.94
75▲	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
112.5▲	3.54	1.10	3.36	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
225▲	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			LOW VOLTAGE 480Y 277		
	%IZ*	%IR	%IX	%IZ*	%IR	%IX
300▲	5.23	0.95	5.14	4.93	0.88	4.85
500	2.00	0.88	1.80	2.10	0.85	1.92
500▲	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
1500				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.
▲Optional impedance values—not standard.

3-phase pads COMPAD III maximum coil voltage of 18,000 volts.

Table 13—Transformers for Integral Distribution Centers and Secondary Unit Substations

kVA	Dry-type 480V %Z	Dry-type 480V X/R *	Dry-type 2400–4800V %Z	Dry-type 2400–4800V X/R *	Dry-type 6.9kV–15kV %Z	Dry-type 6.9kV–15kV X/R *	Liquid-filled 2400–15,000V Percent Impedance %Z	Liquid-filled 2400–15,000V 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 serveral manufacturers' data.
† Minimum impedance.

Table 14—Dry-type transformers—Type QHT, % Impedance, Reactance and Resistance (Temp. Base 170°C)‡

kVA	Single-phase %IX	Single-phase %IR	Single-phase %IZ	Three-phase kVA	Three-phase %IX	Three-phase %IR	Three-phase %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	2.02	1.60	2.6	30	1.37	3.8	4.0
25	2.3	1.4	2.7	45	1.73	2.52	3.1
37.5	2.7	3.6	4.5	75	1.91	2.27	3.0
50	2.8	3.1	4.2	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	3.75	1.60	3.63	300	4.5	1.8	4.9
				500	5.9	1.6	6.1

‡ Typical values based on data from several manufacturers.

Table 15—Standard Current Limiting Reactors

600 Volt Insulation Class, Indoor Service 3φ: Amperes	Fault Current 1 second Duration △	OHMS per Phase	5 kV Insulation Class, Single-phase and Three-phase: Continuous Current Amperes	OHMS per Phase	15 kV Insulation Class, Single-phase and Three-phase: Continuous Current Amperes	OHMS per Phase
1000	23,000	0.015	200	0.25	30	0.50
1000	34,000	.010		.40		.63
						.80
800	12,000	.0285	300	.10		1.0
800	34,000	.010		.16		1.6
				.25		2.5
600	15,000	.0285				
600	15,000	.0230	400	.10	400	.40
600	20,000	.0170		.16		.50
600	25,000	.0130		.25		.63
600	25,000	.010				.80
600	25,000	.0046	600	.063		1.0
				.10		1.6
400	8,000	.0485		.16		
400	15,000	.0285		.25	600	.25
400	15,000	.0230				.40
400	20,000	.0170	1200	.04		.50
400	25,000	.0130		.063		.63
400	25,000	.010		.10		.80
400	25,000	.0046		.16		1.0
225	12,500	.0285				
			2000	.04	1200	.16
				.063		.25
				.10		.40
						.50
						.63
					2000	.10
						.16
						.25
						.40

△ Maximum allowable sustained symmetrical rms amperes

Table 16—Approximate Machine Reactances

LARGE INDUCTION MOTORS

The short-circuit reactance of an induction motor (or induction generator) in percent on its own kVA base may be taken as percent X″ d =

$$\frac{100}{\text{*times normal stalled rotor current}}$$

*with rated voltage and frequency applied.

The reactance of such a machine will generally be approximately (in percent on own kVA base).

X″d Range	X″d Most Common
15–25	25

Table 17—Grouped Small Motors

In many short-circuit studies, the number and size of motors, either induction or synchronous, is not known precisely. However, the short-circuit contribution from these motors must be estimated. In such cases the following table of reactances is used to account for a large number of small induction and synchronous motors.

Item	Motor Ratings and Corrections	Subtransient Reactance X″d (Percent)	Transient Reactance X′d (Percent)
1	600 volts or less—induction	25	—
2	600 volts or less—synchronous (items 1 and 2 include motor leads)	25	33
3	600 volts or less—induction	31	—
4	600 volts or less—synchronous (items 3 and 4 include motor leads and step-down transformers)	31	39
5	Motors above 600 volts—induction	20	—
6	Motors above 600 volts—synchronous	15	25
7	Motors above 600 volts—induction	26	—
8	Motors above 600 volts—synchronous (items 7 8 include step-down transformers)	21	31

Table 18—Synchronous Machines

Percent Values on Machine kVA Rating

	X″d Range	X″d Mean	X′d Range	X′d Mean
(A) Generators (1) Turbo Generators (distributed pole)				
2 pole, 625–9375 kVA	6–13	9	Not used in normal short-circuit calculations.	
2 pole, 12,500 kVA–up	8–12	10		
4 pole, 12,500 kVA–up	10–17	14		
(2) Salient-pole Generators (without amortisseur)				
12 poles or less	15–35	25		
14 poles or more	25–45	35		
(3) Salient-pole Generators* (with amortisseur)				
12 poles or less	10–25	18		
14 poles or more	18–40	24		
(B) Synchronous Condensers	9–38	24		
(C) Synchronous Converters				
600 V dc	17–22	20		
250 V dc	28–38	33		
(D) Synchronous Motors**				
6 pole	7–16	10	10–22	15
8–14 pole (incl.)	11–22	15	17–36	24

* Nearly all salient-pole generators built by GE since 1935 have amortisseur windings.
**These data are useful for estimating reactances of individual large motors of several hundred or several thousand horsepower.

Table 19—Cables

Approximate 60-cycle Resistance, Reactance, and Impedance of Copper Conductor Cable per 1000 Feet*

AWG or MCM	In Magnetic Duct†						In Nonmagnetic Duct‡					
	600-volts and 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
Three-conductor Cable												
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	.0508	.317	.312	.0422	.315	.312	.0495	.316
2	.202	.0448	.207	.202	.0524	.209	.202	.0390	.206	.202	.0457	.207
1	.160	.0436	.166	.160	.0516	.168	.160	.0380	.164	.160	.0450	.166
1/0	.128	.0414	.135	.128	.0486	.137	.127	.0360	.132	.128	.0423	.135
2/0	.102	.0407	.110	.103	.0482	.114	.101	.0355	.107	.102	.0420	.110
3/0	.0805	.0397	.0898	.0814	.0463	.0936	.0766	.0346	.0841	.0805	.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	.0380	.0666
300	.0464	.0377	.0598	.0473	.0431	.0640	.0451	.0379	.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	.515	.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	.0394	.0599	.0460	.0451	.0644
350	.0378	.0491	.0617	.0386	.0562	.0681	.0368	.0393	.0536	.0375	.0450	.0586
400	.0356	.0490	.0606	.0362	.0548	.0657	.0342	.0392	.0520	.0348	.0438	.0559
450	.0322	.0480	.0578	.0328	.0538	.0630	.0304	.0384	.0490	.0312	.0430	.0531
500	.0294	.0466	.0551	.0300	.0526	.0605	.0276	.0373	.0464	.0284	.0421	.0508
600	.0257	.0463	.0530	.0264	.0516	.0580	.0237	.0371	.0440	.0246	.0412	.0479
750	.0216	.0445	.0495	.0223	.0497	.0545	.0194	.0356	.0405	.0203	.0396	.0445

* Resistance based on tinned copper at 60 cycles per 1000 feet at 75 C.
Reactance of 600-volt and 5-kV nonshielded cable based on General Electric 5-kV varnished-cambric braided cable.
Reactance of 5-kV shielded and 15-kV cable based on 5-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:

$R_{Al} = 1.64\,R_{Cu}$

$X_{Al} = X_{Cu}$

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	.00081	.00226
	1000	.00163	.00079	.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	.00081	.00156
	1350	.00099	.00079	.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	.00061
	4000	.00041	.00021	.00046
	5000	.00032	.00016	.00036
LVDP Plug-In With Copper Bus Bars	800	0.00200	0.00160	0.00500
	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	0.00720	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	.0061
	600	.0022	.0034	.0041
	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	0.00353	0.00135	0.00359
	800	.00221	.00097	.00241
	1000	.00166	.00065	.00178
	1200	.00133	.00053	.00143
	1350	.00110	.00045	.00119
	1600	.00107	.00045	.00112
	2000	.00078	.00031	.00084
	2500	.00055	.00023	.00059
	3000	.00049	.00020	.00053
	4000	.00036	.00015	.00039
ARMOR-CLAD Feeder Copper	600	0.00168	0.00168	0.00238
	800	.00226	.00135	.00263
	1000	.00135	.00097	.00166
	1200	.00100	.00065	.00119
	1350	.00096	.00061	.00114
	1600	.00083	.00053	.00099
	2000	.00068	.00047	.00084
	2500	.00051	.00037	.00063
	3000	.00041	.00027	.00049
	4000	.00030	.00020	.00036
	5000	.00023	.00015	.00027
ARMOR-CLAD Plug-In Aluminum	225	0.00795	0.00345	0.00867
	400	.00378	.00433	.00575
	600	.00358	.00380	.00522
	800	.00240	.00252	.00348
	1000	.00159	.00152	.00220
	1200	.00120	.00122	.00171
	1350	.00104	.00106	.00149
	1600	.00110	.00124	.00166
	2000	.00080	.00086	.00118
	2500	.00051	.00057	.00077
	3000	.00110	.00124	.00166
	4000	.00066	.00078	.00102
ARMOR-CLAD Plug-In Copper	225	0.00524	0.00394	0.00656
	400	.00273	.00276	.00388
	600	.00226	.00433	.00488
	800	.00210	.00380	.00434
	1000	.00142	.00252	.00289
	1200	.00109	.00182	.00212
	1350	.00088	.00144	.00169
	1600	.00072	.00117	.00137
	2000	.00066	.00124	.00141
	2500	.00049	.00086	.00099
	3000	.00037	.00066	.00076

Fig. 26. Conductor Constants

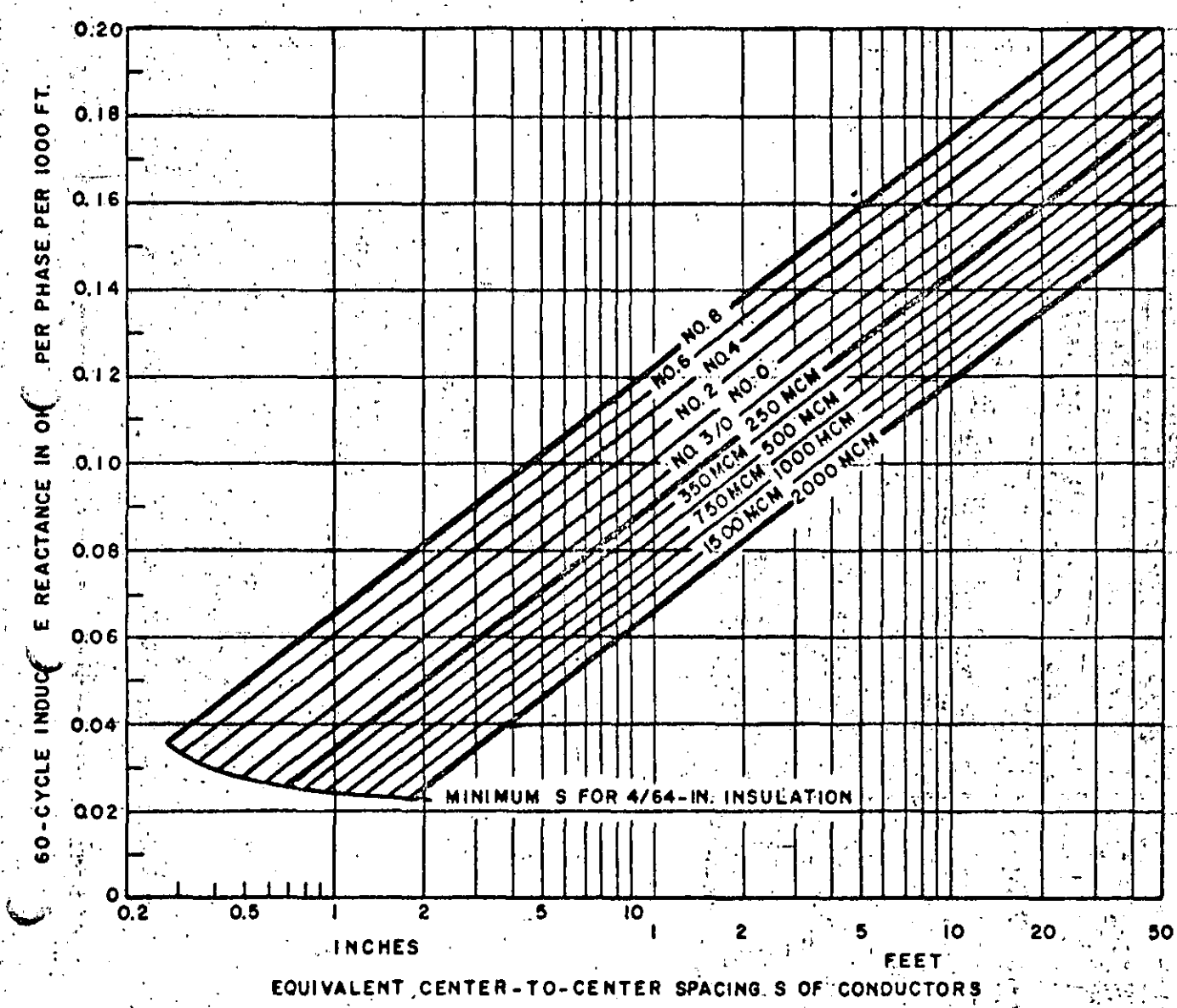


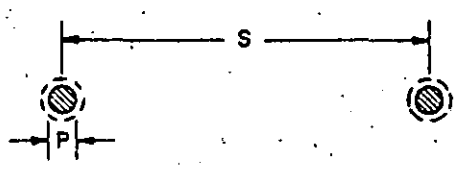
Fig. 26-1. Calculated inductive reactance for parallel conductors with standard stranding where values are per conductor for two-wire, single-phase circuits and line-to-neutral for three-phase circuits

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.

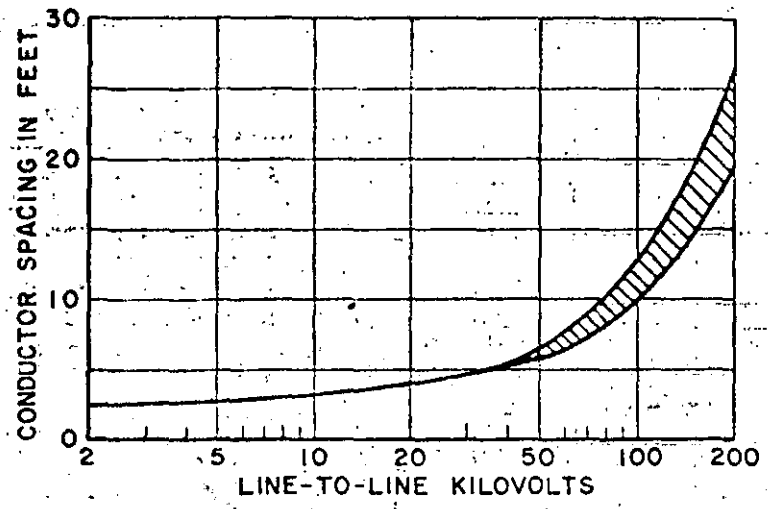


Fig. 26-2. Typical equivalent-delta spacing used for three-wire overhead transmission lines

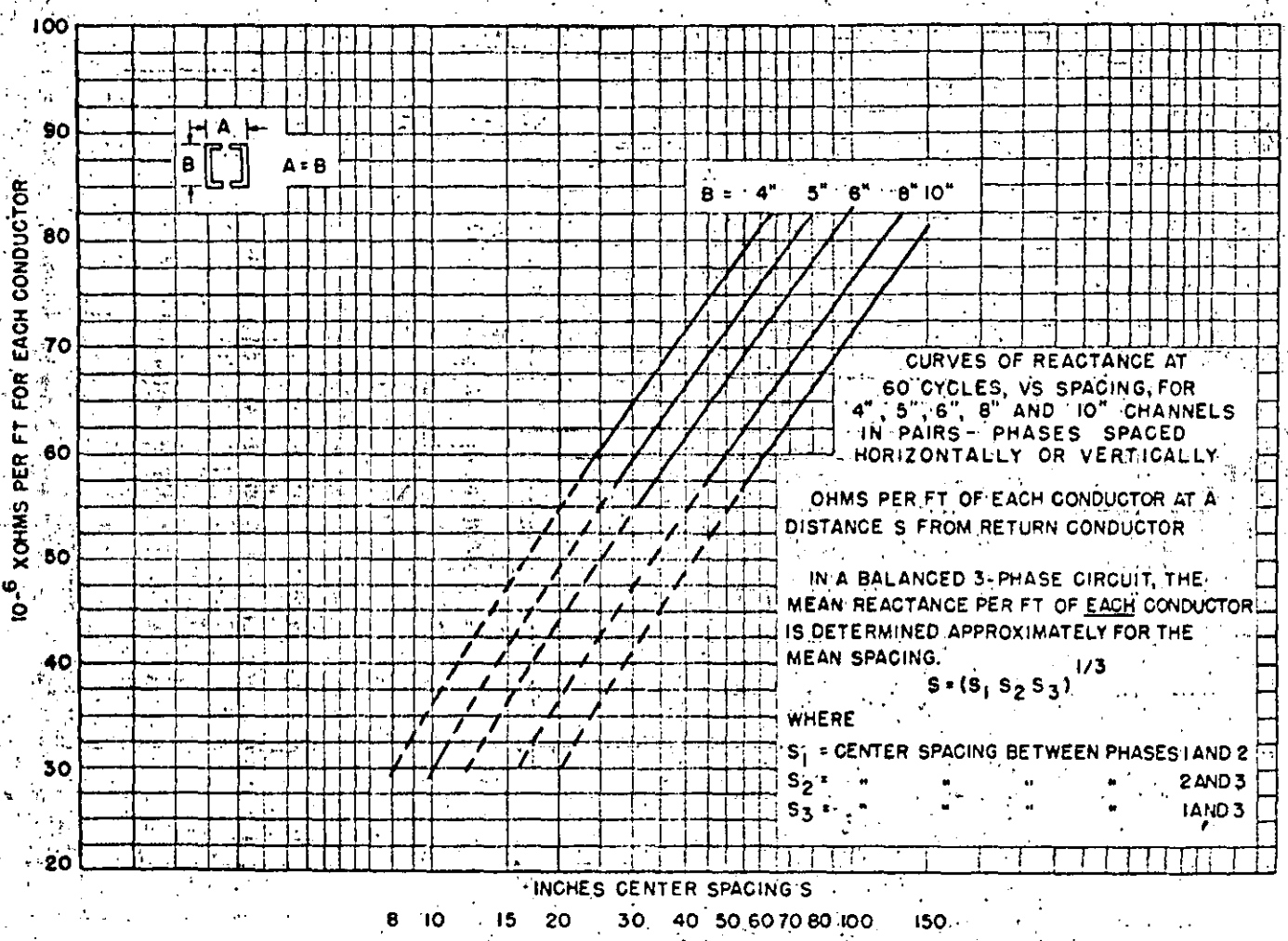


Fig. 26-3

Fig. 26 (Cont'd)

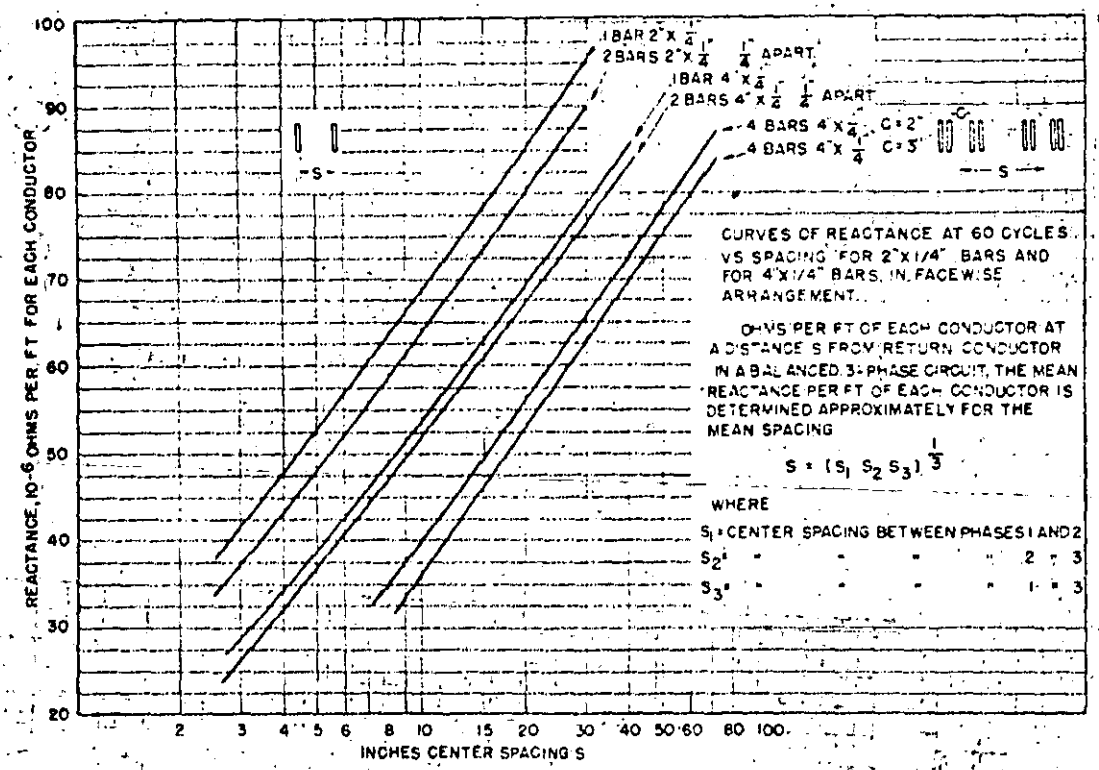


Fig. 26-4

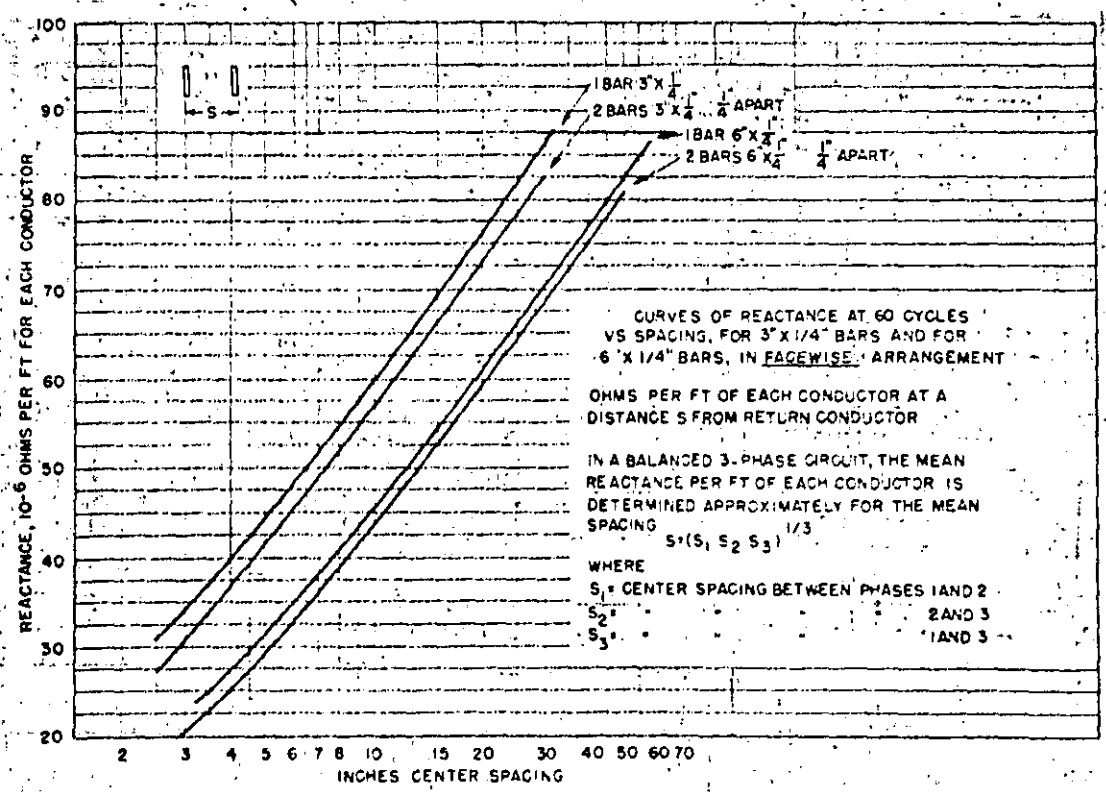


Fig. 26-5

Part III—Short-circuit Ratings of ac Equipment

The short-circuit rtaings 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 Ac	Maximum Voltage Rating Dc	U/L Listed Interrupting Ratings—Symmetrical rms Amperes ③ Ac Voltage 120/240	240	277	480	600	Dc Voltage 125	250
Q LINE	THQP	15-50	1	120/240		10,000						
		15-50	2									
	TQL, TQAL TQB, TQC	5-10	1	120/240		5000 ①						
		5-10	2									
		110-125	2	120/240		10,000						
		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					
		15-100	3									
	THHQB, THHQC, THHQAL THHQL	15-125	1, 2	120/240		22,000						
			2, 3	240								
CB3*	THQL-GF THQB-GF	15-30	1	120		10,000						
	TXQL, TXQB, TXQC	15-30	1	120/240		65,000						
			2									
			2, 3	240			65,000					
	TQDL	125-200	2	120/240		10,000						
	TQD	100-225	2, 3	240			10,000					
	THQD	100-225	2, 3	240			22,000					
	TJD	250-400	2, 3	240	250		22,000					10,000
E 150	TE	10-100	1	120	125	10,000 ②					5000	
	TEB	10-100 ③	2	240	250		10,000					5000
			3									
	TED	10-50 ②	1	480					10,000			
		10-100 ③ ④	1	277	125			14,000			10,000	
			2	480	250		18,000		14,000			10,000
		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									
	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									
F 225	TFJ, TFK	70-225	2	600	250		25,000		22,000	22,000		10,000
			3									
	THFK	70-225	2	600	250		65,000		25,000	22,000		20,000 ③
			3									

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 asymmetrical
20- 50 amp 10,000
70-100 amp 5,000

⑦ Interrupting rating based on:

Interrupting Rating Ampere	Power Factor Min
10,000 or less	0.50
10,000-20,000	0.30
over 20,000	0.20

* Trade-mark of General Electric Company.

Table 21—Molded-case Circuit breakers (Cont'd)

Circuit Breaker Type		Ampere Rating	No. Poles	Maximum Voltage Rating Ac	Maximum Voltage Rating Dc	UL Listed Interrupting Ratings in Symmetrical RMS Amperes — Ac Voltage 120/240	Ac Voltage 240	Ac Voltage 277	Ac Voltage 480	Ac Voltage 600	Dc Voltage 125	Dc Voltage 250
J 600	VersaTrip TJS	150–600	3	600			42,000		30,000	22,000		
	TJJ, TJK4	125–400	2 3	600	250		42,000		30,000	22,000		10,000
	TJK6	250–600	2 3	600	250		42,000		30,000	22,000		10,000
	THJK4	125–400	2 3	600	250		65,000		35,000	25,000		20,000 ②
	THJK6	250–600	2 3	600	250		65,000		30,000	25,000		20,000 ②
K 1200	VersaTrip TKS	800–1200	3	600			42,000		30,000	22,000		
	TKM8	300–800	2 3	600	250		42,000		30,000	22,000		10,000
	TKM12	600–1200	2, 3	600			42,000		30,000	22,000		
	THKM8	300–800	2 3	600	250		65,000		35,000	25,000		20,000 ③
	THKM12	600–1200	2, 3	600			65,000		35,000	25,000		
TRI-BREAK®	TB1	15–100	2 3	600			100,000		100,000	100,000		Refer to Company
	①TB4	125–400	2 3	600			200,000		200,000	200,000		Refer to Company
	TB6	300–600	2 3	600			100,000		100,000	100,000		Refer to Company
	①TB8	600–800	2 3	600			200,000		200,000	200,000		Refer to Company
POWER BREAK*	TPS	600–4000	2, 3	600			100,000		100,000	85,000		40,000 ③
	VersaTrip TPSS		3	600			100,000		100,000	85,000		
	THS		2, 3	600			200,000		150,000	100,000		40,000 ③
	VersaTrip THSS		3	600			200,000		150,000	100,000		
MAG-BREAK	TEC	3–150	2, 3	600			10,000		10,000	10,000		
	①④TECL & TEC	3–150	2, 3	600			100,000		100,000	100,000		
	①TFC	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
	①TBC8	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.

* Trademark 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 Ratings in Amperes				
						EC Trip Coils				
				With Instantaneous Trips	Without Instantaneous Trips	With Instantaneous Characteristic	With 2C or 2CC Instantaneous Characteristic	With 2B or 2BB Instantaneous Characteristic	With 2A or 2AA Instantaneous Characteristic	Power Sensor
600	AK-25	600	22,000	22,000	22,000	40	175	200	250	45
	AK-50, AKR-50	1600	42,000	42,000	42,000	200	350	400	500	200
	AKT-50	2000	42,000	42,000	42,000	200	350	400	500	2000
	AK-75	3000	65,000	65,000	65,000	2000	2000	2000	2000	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	2000	50,000	50,000	50,000	400	350	400	500	2000
	AK-75	3000	65,000	65,000	65,000	2000	2000	2000	2000	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	2000	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 (J,L) (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 miunted on drawout carriage in compartment below CB

Table 24—High-pressure Contact Switches—Type HPC with Class L Fuses

Switch Ampere Rating	UL listed short circuit withstand rating symmetrical (rms) amperes‡
800-4000	200,000

‡ Circuit power factor 20% or larger.

Table 26—Current-limiting Fuses Type CLF®

Class	Voltage	Available Ampere Rating	Interrupting Rating (rms) Symmetrical Amperes UL Listed
K-5	250V and 600V ac	6–200 △	200,000
J	600V ac	3–600	200,000
L	600V ac	601–4000	200,000

△ Class J fuses with adapters to fit K-5 fuse spacings available for 225-600 amperes.

® Registered trademark GE CO.

Table 25—Fusible Switch Short-Circuit Ratings△

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 θ	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		Class L	Current-limiting 800-1200 amp only ¶

△ 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.

θ Not available in ratings above 400 amperes.

When used on systems above 480 volts, the switch short-circuit ratings are 25,000 for QMR and 50,000 for QMW switches.

¶ 800- and 1200-ampere QMR switches are designed to accept only Class L fuses.

Table 27—Molded-case Circuit Breakers Protected by Current-limiting Fuses

Circuit breakers protected as shown in following tables by current limiting fuses (J, L and K-1) may be applied in systems with available short circuit currents in excess of the CB interrupting ratings shown in Table 21.

The fuse sizes shown are based on tests of fuses and circuit breakers. Larger sizes selected on calculated values of equivalent let through current may not provide adequate protection and should not be used.

Explanation of Terms Used:

Maximum Fuse-line Side is the maximum fuse rating that can be used with the circuit breaker. The fuse must be connected on the line side of the circuit breaker.

Maximum Fuse-load Side is the largest size fuse that can be used on the load side of the circuit breaker. These ratings are lower than line-side-mounted fuse ratings because the high transient arcing voltage created across the fuse is impressed across the trip and internal parts of the circuit breaker during 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 ①		THHQB, THHQC ①, THHQL		TXQB, TXQC, TXQL ②		TQD ②			THQD ①			TJD ②			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	250
300															600	800	1000	300
350															600	800	1000	350
400															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

Class J, L or K-1 Current-limiting Fuse Rating—Amperes

Circuit Breaker Amp Rating	TEC ①			TEB ②			TED, THED ②			F 225 ②				J 600 ③				K 1200 ③				Power-Break® ③			
	Min Fuse	Max Fuse		Min Fuse	Max Fuse		Min Fuse	Max Fuse		Min Fuse		Max Fuse		Min Fuse		Max Fuse		Min Fuse		Max Fuse		Min Fuse		Max Fuse	
		Load Side	Line Side		Load Side	Line Side		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	60	100	200	100	200	400																
35				100	100	200	100	200	400																
40				100	100	200	100	300	400																
45				100	150	200	100	300	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																		1200	1600	1600	2000	1200	2500	4000	4000
800																		1200	1600	1600	2000	1200	2500	4000	4000
1000																		1600	2000	1600	2000	1600	3000	4000	4000
1200																		1600	2000	1600	2000	1600	3000	4000	4000
1400																						2000	4000	4000	4000
1600																						2000	4000	4000	4000
1800																						2500	4000	4000	4000
2000																						2500	4000	4000	4000
2300																						4000		5000	5000
2500																						4000		5000	5000
3000																						4000		5000	5000
4000																						4000		5000	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 Motor Circuit Protector Limiter	TFJ TEC & TECL	4	600 600	14,000 100,000
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 Breakers (Downstream)	Circuit Breaker Trip Rating (Amperes)	Service Voltage	TB1 15 to 30 Amperes (3E05 Standard Limiter) Available rms Symmetrical Amperes (in 1000's)				TB1 40 to 100 Amperes (6E09 Standard Limiter) Available rms Symmetrical Amperes (in 1000's)				TB4 125 to 400 Amperes (10F14 Standard Limiter) Available rms Symmetrical Amperes (in 1000's)				TB6 125 to 600 Amperes (10J14 Standard Limiter) Available rms Symmetrical Amperes (in 1000's)				TB8 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								✓		✓ ①	✓	✓		✓ ②	✓	✓				
TJD	250-400	240									✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
E-100 Line																						
T[illegible]	15-30	240	✓	✓	✓	✓				✓												
T[illegible]TED6, THED	15-30	240	✓	✓	✓	✓			✓	✓												
TE[illegible]	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						✓	✓	✓												
F-225 Line																						
TFJ-TFK, THFK	70-125	240, 480, 600											✓	✓			✓	✓				✓
TFJ-TFK, THFK	150-225	240, 480, 600									✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓
J-400 Line																						
[illegible]K, THJK	125-400	240									✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
[illegible]JS	250-600	240									✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
TJJ-TJK, THJK	125-225	480, 600											✓	✓				✓				✓
TJJ-TJK, THJK	250-400	480, 600									✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
TJK, TJS	250-600	480, 600									✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓
K-1200 Line																						
TKM, THKM, TKS	125-800	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.

TB1, 40–100 amperes, with 3E05 Limiters, will protect some downstream breakers as TB1, 15–30 amperes with 3E05 Limiters.

TB4, 125–400 amperes with 3F05 Limiters, will protect some downstream breakers as TB1, 15–30 amperes with 3E05 Limiters.

TB4, 125–400 amperes with 6F09 Limiters, will protect some downstream breakers as TB1, 40–100 amperes with 6E09 Limiters.

TB6, 125–600 amperes with 6J09 Limiters, will protect some downstream breakers as TB1, 40–100 amperes with 6E09 Limiters.

TB6, 125–600 amperes with 3J05 Limiters, will protect some downstream breakers as TB1, 15–30 amperes with 3E05 Limiters.

TB6, 125–600 amperes with 15J20 Limiters, will protect some downstream breakers as TB8, 600–800 amperes with 15K18 Limiters.

① TB4, 125–400 amperes with 6F09 Limiter.

② TB6, 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 ①					
22,000A	Bus with standard 22,000 bracing					
	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	Bus with 42,000A bracing					
	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, K1, K5 L or GE CLF Class H fuses	FU-SW feeder fully rated ④
42,000A	Bus with 42,000A bracing					
	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, K1, K5 L or GE CLF Class H fuses	FU-SW feeder fully rated ④
65,000 A	Bus with 65,000A bracing					
	CB rated 65,000A or above	CB motor starter size 5, 6,7 with CT operated OL's CB fully rated	CB feeder fully rated ③	Any listed motor starter with TEC CB and limiter	Any listed FU-SW motor starter with U/L listed Class J, K1, L or GE CLF Class H fuses	FU-SW feeder fully rated ④
85,000A	Bus with standard 22,000A bracing					
	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, K1, L or GE CLF Class H fuses	FU-SW feeder Fully rated ④	
85,000A	Bus with 42,000A bracing					
	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, K1, L or GE CLF Class H fuses	FU-SW feeder fully rated ④
85,000A	Bus with 65,000A bracing					
	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, K1, L or GE CLF Class H fuses	FU-SW feeder fully rated ④
85,000A	Bus with standard 22,000A bracing					
	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 12,000 ampere or less instantaneous trip is required.

③ 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.

④ 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	
		Actual Ratings Assigned	
Type	Rating in Amperes	Aluminum Bus Bars Symmetrical (Thousands) Amperes	Copper Bus Bars Symmetrical (Thousands) Amperes
LW	30 & 60	....	10
LTG	50	5	....
TK	100	....	5
DH	100	14	....
FVA (Alum. Bus) and FVK (Copper Bus)	225	14	14
	400	22	22
	600	22	22
	800	22	22
	1000	....	22
LVD and LVDP	600	35	....
	800	60	35
	1000	70	65
	1350	85	70
	1600	105	85
	2000	140	105
	2500	175	140
	3000	175	175
	4000	175	175
	5000	175	175

Busway		3-Phase Short-circuit Ratings in rms Amperes	
		Actual Ratings Assigned	
Type	Rating in Amperes	Aluminum Bus Bars Symmetrical (Thousands) Amperes	Copper Bus Bars Symmetrical (Thousands) Amperes
ARMOR CLAD Feeder	600	70	60
	800	80	65
	1000	90	75
	1200	90	85
	1350	90	90
	1600	160	100
	2000	160	150
	2500	170	155
	3000	175	160
	4000	185	165
	5000	....	180
ARMOR CLAD Plug-in	225	20	20
	400	50	22
	600	50	50
	800	55	50
	1000	60	50
	1200	65	55
	1350	70	60
	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
65,000	....	....	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					
			Voltage		Insulation Level		Current					Current Values		
					Rated Withstand Test Voltage							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
												K Times Rated Short-circuit Current		
Line Number	Nominal Voltage Class kV, rms	Nominal 3-phase mVA Class	Rated Maximum Voltage (†)* kV, rms	Rated Voltage Range Factor, K (‡)	Low Frequency kV, rms	Impulse kV Crest	Rated Continuous Current at 60 Hz amp, rms	Rated Short-circuit Current (at Rated Max kV) (§) (‖) kA, rms	Rated Interrupting Time Cycles	Rated Permissible Tripping Delay, Y Sec	Rated Maximum Voltage Divided by K kV, rms	kA, rms	kA, rms	
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: Rated Kv	Maximum Design Kv	Minimum Operating Kv at Rated Mva	Insulation Level: Withstand Test: Low Frequency Rms Kv	Impulse Crest Kv	Current Ratings in Amperes: Continuous at 60 Cycles	Short Time: Momentary§	4 second	60 Cycle Interrupting Rating: 3-phase Rated Mva	In Rms Total Amperes: At Rated Voltage*	Maximum Rating	Rated Interrupting Time in Cycles, 60 Cycle Basis†
OILLESS MAGNE-BLAST CIRCUIT BREAKERS WITH CO-15 SECOND-CO DUTY CYCLE												
AM-4.16-75	4.16	4.76	3.5	19	60	1200	20000	12500	75	10500	12500	8
AM-4.16-250	4.16	4.76	3.85	19	60	1200 2000	60000	37500	250	35000	37500	8
AM-4.16-250B	4.16	4.76	3.85	19	60	1200 2000	80000	37500	250	35000	37500	8
AM-4.16-350	4.16	4.76	4.0	19	60	1200 3000	80000	50000	350	48600	50000	8
AM-7.2-500	7.2	8.25	6.6	36	95	1200 2000	70000	44000	500	40000	44000	8
AM-13.8-500	13.8	15.0	11.5	36	95	1200 2000	40000	25000	500	21000	25000	8
AM-13.8-500B	13.8	15.0	11.5	36	95	1200 2000	60000	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.

ψ Interrupting Ratings—In these tables are listed the rms total amperes which the breakers are rated to interrupt under the conditions imposed by two unit operations with a fifteen-second interval. Each unit operation consists of a closing of the circuit breaker followed immediately by its opening without purposely delayed action. In no case should a breaker be used to interrupt currents greater than the "maximum" interrupting ratings listed. For reclosing-application factors, refer to other pertinent publications.

* To obtain the ampere interrupting rating of a breaker for use on a system having an operating voltage at less than rated nameplate kv (but not less than the listed "minimum operating" voltage) use the following formula:

$$\text{Amp at System Voltage} = \text{Amp at Rated Voltage} \times \frac{\text{Rated Voltage}}{\text{System Voltage}}$$

In figuring the interrupting ratings of breakers, the values should be "rounded off" to the nearest 100 ampere step. If the value so calculated exceeds that of the rated maximum interrupting current, then the latter rating must be used at the interrupting rating of the breaker.

θ Operating time in cycles (60-cycle base) from energizing trip coil until circuit is interrupted at 25 to 100 percent interrupting rating.

Table 36-1—Fusible Stationary Air-Interrupter Switch Equipment—Breakmaster

UNFUSED BREAKMASTER GENERAL RATINGS								
System Voltage (kV)	Nominal Voltage (kV)	Max. Design Voltage (kV)	60-cycle Withstand Voltage (kV)	BIL (kV)	Continuous Current Rating (Amperes)	Contact[2] Interrupting Rating (Amperes)	Momentary* Rating (Amperes)	Fault-Close[1,2] Rating (Amperes*†)
2.4 4.16 4.8	4.8	5.5	19	60	600	600	40,000	40,000
					1200	1200	60,000	60,000
6.9 7.2 12.0 13.2 13.8	13.8	15.5	36	95	600	600	40,000	40,000
					1200	600	60,000	60,000

† Ten-cycle duration.

* Applies to unfused switch units only. Values are expressed in rms total amperes as defined in NEMA and ASA standards.

[1] These ratings apply to breakmaster equipments with stored energy and electrically operated switches.

[2] Non-stored energy units have contact interrupting rating of 100 amperes at 15kV, 400 amperes at 5kV. These units do not have fault close ability. Key interlocking is recommended to prevent 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	2.4	0.5E-200E	80	210
EJ-1		250E-450	80	210
EJO-1	4.16	0.5E-200E	80	360
EJ-1		250E-450	80	360
EJO-1	4.8	0.5E-200E	80	415
EJ-1		250E-450	80	415
EJO-1	6.9	0.5E-200E	80	600
EJO-1	7.2	0.5E-200	80	620
EJO-1	12	0.5E-3E	190	2470
EJO-1		5E-10E	130	1690
EJ-1		15E-100E	60	780
EJ-1		125-175	50	650
EJO-1	13.2	0.5E-3E	190	2700
EJO-1		5E-10E	130	1860
EJ-1		15E-100E	60	860
EJ-1		125-175	50	715
EJO-1	13.8	0.5E-3E	190	2840
EJO-1		5E-10E	130	1940
EJ-1		15E-100E	60	900
EJ-1		125-175	50	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	5E–400E* all ratings	40	104
4.16		40	180
4.8		40	208
6.9		40	300
7.2		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	SYSTEM VOLTAGE kV (Line to Line)	VOLTAGE WITHSTAND TEST: Low Freq. rms kV	VOLTAGE WITHSTAND TEST: Impulse Crest kV 1.5 x 40 MS Wave	FUSED-SWITCH EQUIPMENT‡ π: Current Ratings—Amperes: Continuous	FUSED-SWITCH EQUIPMENT‡ π: Current Ratings—Amperes: Maximum Momentary and Interrupting *†	FUSED-SWITCH EQUIPMENT‡ π: 3-phase Interrupting Rating MVA *φ	UNFUSED-SWITCH EQUIPMENTS‡: Current Ratings—Amperes: Continuous	UNFUSED-SWITCH EQUIPMENTS‡: Current Ratings—Amperes: Maximum Interrupting	UNFUSED-SWITCH EQUIPMENTS‡: Current Ratings—Amperes: Momentary θ
SEM-26	2.4	15	45		60000	150	600	800	40000
	4.16	19	60		60000	250	600	600	40000
	4.8	19	60		60000	250	600	600	40000
SEM-36	6.9	26	75	§	60000	250	600	600	40000
	7.2	26	75		60000	250	600	600	40000
	12.0	36	95		50000	500	600	600	40000
	13.2	36	95		50000	500	600	600	40000
	13.8	36	95		50000	500	600	600	40000

‡ Bus is rated 600 amperes continuous current when included in group-assembled units.

§ The continuous-current ability of the equipment is dependent on the continuous-current rating of the fuse selected.

* The interrupting ratings of fused-switch equipments sometimes must be lowered if the installations include source-side lightning arresters of a rated voltage lower than fuse rated voltage.

† These values are the maximum available asymmetrical first-half-cycle rms short-circuit currents at the point in the a-c system where the equipment is to be installed. These values are in every case reduced by the current-limiting action of the fuses to a maximum asymmetrical first-half-cycle rms let-through current value of 40,000 amperes or less. The load-break switch interrupting rating is the same as for the unfused-switch equipment listed under Maximum Interrupting and Momentary Current Rating.

φ 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.

θ 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.

π 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*△		Continuous Current Ratings Amperes§		Interrupting Ratings 60 Hertz*	
Nominal	Max	EJ-1 (Indoor)	EJO-1 (Outdoor)	Total Rms Amp (Asymm)‡	Max 3φMVA (Symm)†
0.6	0.625	3E-10E	—	100,000	—
2.4	2.75	1E-200E	—	60,000	135
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	1000
34.5	38.0	—	0.5E-10E	70,000	2600
34.5	38.0	—	15E-80E	20,000	750

△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								
							560								
Continuous current rating (amperes)							50	100	140	200	280	400	560	800	1120
Pickup (amperes)							100	200	280	400	560	800	1120	1600	2240
Model No.	Nominal Voltage (kV) rms	Max Design Voltage (kV) rms	60-cycle Withstand (kV) Dry, One Min	60-cycle Withstand (kV) Wet 10 Sec	Ampere Capacity rms	Operating Voltage (kV) rms	Interrupting Ratings—rms Symmetrical Amp*								
OR-A					560	2.4 thru 4.8	3000	6000	8400	12000	12000	12000	12000		
OR-B					1120		3000	6000	8400	12000	16000	16000	16000	16000	16000
OR-A	14.4	15.5	50.0	45.0	560	Above 4.8 thru 8.32	3000	6000	8400	10000	10000	10000	10000		
OR-B					1120		3000	6000	8400	12000	16000	16000	16000	16000	16000
OR-A					560	Above 8.32 thru 15.5	3000	6000	8000	8000	8000	8000	8000		
OR-B					1120		3000	6000	8400	12000	16000	16000	16000	16000	16000
OR-F	23 (also 14.4 24.9)	25.8	60.0	50.0	1120	2.4 thru 15.5	3000	6000	8400	12000	16000	16000	16000	16000	16000
OR-F					1120	Above 15.5 thru 25.8	3000	6000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000

Phase Tripping (Total Clearing Time-current) Vector Curves (See General Electric Apparatus Handbook Section 7033)

Reclosing Time (Seconds) Operations to lockout: readily varied in field.

First Interval	1.3	2	5	10	15	20	30	45	60	75	90	120	150	180
Second Interval		2	5	10	15	20	30	45	60	75	90	120	150	180
Third Interval		2	5	10	15	20	30	45	60	75	90	120	150	180

Resetting Time (Seconds)

30	60	120	180	240

Tripping Sequence

Any combination of instantaneous or time delay, however, do not exceed a total of four. For example: one time delay, one instantaneous, and two time delay.

*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)

Symmetrical Basis of Rating

Breaker Type	Rated Values: Nominal Voltage kV, rms	Nominal 3-Phase MVA	Voltage: Maximum Voltage kV, rms	Voltage: Voltage Range Factor, K	Insulation Level: Rated Withstand Test Voltage: Low Frequency kV, rms	Insulation Level: Rated Withstand Test Voltage: Impulse kV, Crest	Continuous Current at 60 Cycles Amp, rms	Interrupting Rating Symmetrical Amps, rms	Interrupting Time Cycles	Permissible Tripping Delay, γ Sec	Maximum Voltage Divided by K kV, rms	Related Required Capabilities: Current Values: Maximum Symmetrical Interrupting Capability (K Times Rated Short-circuit Current) kA, rms	3 Sec Short-Time Current Carrying Capability (K Times Rated Short-circuit Current) kA, rms	Closing and Latching Capability 1.6 K Times Rated Short-circuit Current kA, 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	280	400	560
Pickup (amperes)								100	200	280	400	560	800	1120
Recloser Type	Nominal Voltage (kV) rms	Max Design Voltage (kV) rms	Ampere Capacity rms	60-cycle Withstand (kV) Dry, One Min	60-cycle Withstand (kV) Wet, 10 Sec	Impulse Withstand (kV)	Operating Voltage (kV) rms	Interrupting Ratings—rms Symmetrical Amperes*						
VR	14.4	15.5	400	50.0	45.0	110.0	2.4 through 15.5	3000	3000	4000	4000	4000	4000	
VIR	14.4	15.5	560	50.0	45.0	110.0	2.4 through 4.8	3000	6000	8400	12000	12000	12000	12000
							Above 4.8 through 15.5	3000	6000	8400	10000	10000	10000	10000

Phase Tripping (Total Clearing Time-current) Vector Curves (See General Electric Apparatus Handbook Section 7034)

Reclosing Time (Seconds)														
First Interval	1/3	2	5	10	15	20	30	45	60	75	90	120	150	180
Second Interval	1/3	2	5	10	15	20	30	45	60	75	90	120	150	180
Third Interval	1/3	2	5	10	15	20	30	45	60	75	90	120	150	180

Resetting Time (Seconds)					
30	60	120	180	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 Symmetrical MVA‡	Capacitor Bank Ratings§ 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 Nominal Voltage kV-rms	Rating Max Design Voltage kV-rms	Rating Continuous Amp at 60 Cyc-rms	Interrupting Rating 2.4 to 15.5 kV Symmetrical Amperes‡	Interrupting Time Cycles	Withstand Test kV 60 Cycle (Dry)	Withstand Test kV Impulse (BIL)	Momentary Amperes	4 Sec Amperes
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 ½-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
TQC (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 ½ 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
1,600 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
TG-General Duty	H	30–600	10,000
TC	H	30–60	10,000

Automatic Transfer Switches

Table 46-1—External Fuse (Non-automatic Circuit Breaker Type)

Ampere Rating	Fuse Type	Fuse Max. Amp Rating	3-phase Interrupting Rating Symmetrical rms Amperes
100	H J, K1, R	125 125	5,000 100,000
225	H J, K1, R	500 500	10,000 100,000
400	H L	600 800	10,000 100,000
600	L	1200	100,000
800	L	1600	100,000
1200	L	1500	100,000

Table 46-2—Automatic Circuit Breaker Type Transfer Switches

Circuit Breaker Rating	Circuit Breaker Type	3-phase Interrupting Rating Symmetrical rms Amperes 240V	480V
100	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,
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 transformers in the system, or a convenient round number such as 1000 or 10,000 or 100,000 kva.

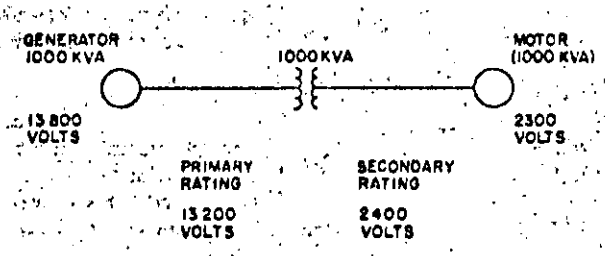
Where two systems of differing voltage are interconnected through a transformer, we may select a common kva base for both systems and the rated voltage of each system as its own base voltage. (These base voltages must have the same ratio to each other as the turns ratio of the transformer connecting 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 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,



TRANSFORMER RATIO = 13 200/2400 = 5.5

(A) HIGH VOLTAGE SYSTEM		(B) LOW VOLTAGE SYSTEM	RATIO (A)/(B)
13 800	BASE VOLTS	2500	5.5
1 000	BASE KVA	1000	1.0
41.6	BASE AMPS	230	1/5.5
190	BASE OHMS	6.25	$(5.5)^2$

(Photo A129287)

Fig. 27

$$\frac{\left(\text{Per-unit ohms on new base kva}\right)}{\left(\text{Per-unit ohms on old base kva}\right)} = \frac{\text{New base kva}}{\text{Old base kva}}$$

and

Per-unit ohms on new base =

$$\left(\text{Per-unit ohms on old base}\right) \times \frac{\text{New base kva}}{\text{Old base kva}}$$

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,

$$\frac{\left(\text{Per-unit ohms on new base volts}\right)}{\left(\text{Per-unit ohms on old base volts}\right)} = \frac{(\text{old base volts})^2}{(\text{new base volts})^2}$$

and

Per-unit ohms on new base volts =

$$\left(\text{Per-unit ohms on old base volts}\right) \times \frac{(\text{old base volts})^2}{(\text{new base volts})^2}$$

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 $= A = jB$ 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 $Z = R - jX$.

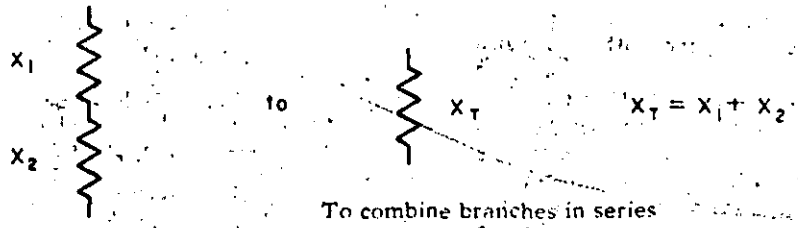
A very common type of problem requires long-hand resolution of a more-or-less complicated network of impedances into a single impedance quantity.

Whenever several impedances appear in the same example, they will have the following identifying notation:

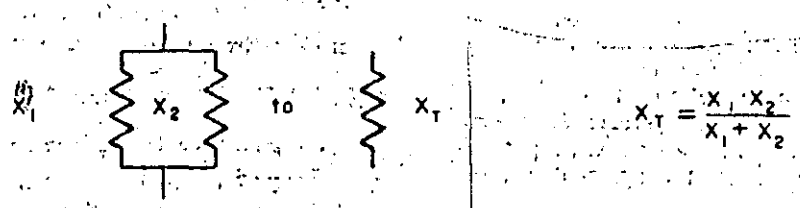
$$Z_1 = R_1 + jX_1$$
$$Z_2 = R_2 - jX_2$$
$$Z_3 = R_3 - jX_3$$

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 expression 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.

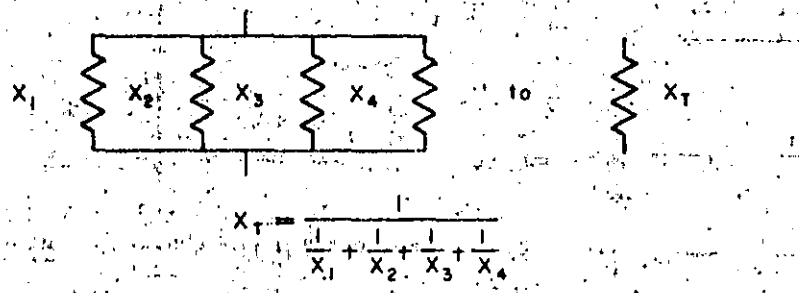
Methods for Combining Reactances



To combine branches in series



To combine branches in parallel for two branches only



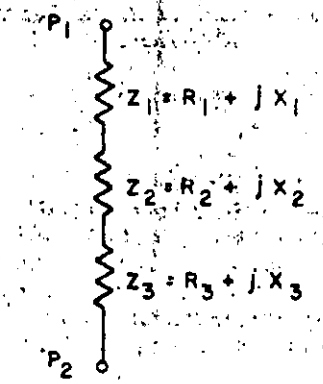
To combine branches in parallel for more than two branches

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:

$$Z_1 = R_1 + jX_1$$
$$Z_2 = R_2 + jX_2$$
$$Z_3 = R_3 - jX_3$$
$$Z_t = R_1 + R_2 + R_3 + j(X_1 + X_2 - X_3)$$
$$= R_t + jX_t$$



The resulting equivalent diagram is:

Subtraction is accomplished as in algebra by first reversing all signs in the subtrahend, and then adding.

Products

Multiplication follows the fundamental rules of multiplying binomials. For example, the product:

$$Z_1 Z_2 = (R_1 - jX_1)(R_2 - jX_2)$$
$$= (R_1 R_2 - X_1 X_2) - j(R_1 X_2 + R_2 X_1)$$
$$= R_{eq} - j X_{eq}$$

Special case where Resistance = 0:

$$Z_1 Z_2 = (-jX_1)(-jX_2)$$
$$= -X_1 X_2$$

Quotients

To resolve an expressed quotient requires applying the rationalization process just described. The resolution is repeated on the next page with respect to two impedances:

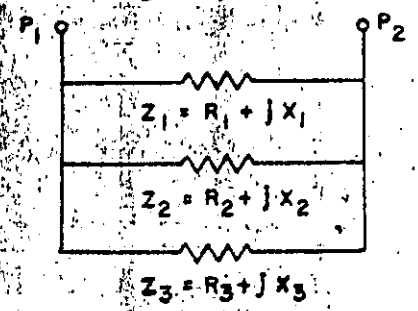
$$\frac{Z_1}{Z_2} = \frac{R_1 + jX_1}{R_2 + jX_2}$$
$$= \frac{R_1 + jX_1}{R_2 + jX_2}\left(\frac{R_2 - jX_2}{R_2 - jX_2}\right)$$
$$= \frac{(R_1R_2 + X_1X_2) + j(R_2X_1 - R_1X_2)}{R_2^2 + X_2^2}$$
$$= \left(\frac{R_1R_2 + X_1X_2}{R_2^2 + X_2^2}\right) + j\left(\frac{R_2X_1 - R_1X_2}{R_2^2 + X_2^2}\right)$$
$$= R_{eq} + j X_{eq}$$

Special case where Resistance = 0:

$$\frac{Z_1}{Z_2} = \frac{+jX_1}{+jX_2} = \frac{X_1}{X_2}$$

Paralleled Impedances

To evaluate a multiplicity of impedances in parallel: (1) determine the admittance $(1/Z)$ of each branch; (2) add the admittances of the several branches; and (3) convert the sum total admittance to an impedance by taking the reciprocal. This process is illustrated by the following example:



The resolution process is readily guided in routine work by the tabular form shown as TABLE 1, in which the parts of the several complex impedances are entered and manipulated as indicated.

Note that a plus sign is proper in all five columns, if the branch impedance is of the more common inductive character $(R + jX)$. If any reactance is capacitive $(-jX)$, the entry in the corresponding "B" column should be assigned a minus sign. In the rare event that a negative resistance $(-R)$ is encountered, the entry in the corresponding "G" column should be assigned a minus sign.

TABLE 1—Form for Converting Parallel Impedances to Single Admittance

	Impedances			Admittances	
	R	X	$Z^2 = R^2 + X^2$	$G = R/Z^2$	$B = X/Z^2$
Branch 1	( )	( )	( )	( )	( )
Branch 2	( )	( )	( )	( )	( )
Branch 3	( )	( )	( )	( )	( )
				G_t	B_t

The tabulation process yields a total admittance $Y_t = G_t - jB_t$, and $|Y_t|^2 = G_t^2 + B_t^2$. 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:

$$Z_{eq} = +j\left(\frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}}\right)$$

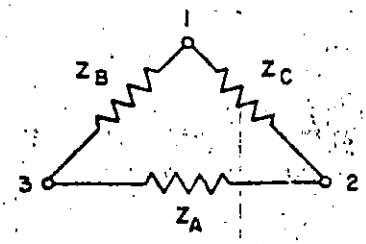
or for two reactances only, rearrangement yields the following valid expression:

$$Z_{eq} = +j\left(\frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2}\right)$$

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.

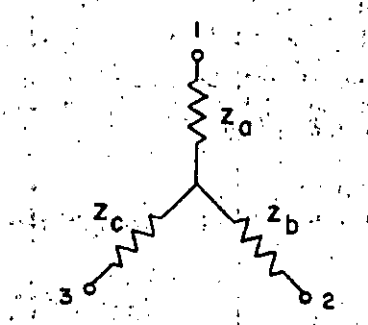


Case 1: With delta-connected impedances Z_A, Z_B, and Z_C known,

$$Z_a = \frac{Z_B Z_C}{Z_A + Z_B + Z_C}$$

$$Z_b = \frac{Z_C Z_A}{Z_A + Z_B + Z_C}$$

$$Z_c = \frac{Z_A Z_B}{Z_A + Z_B + Z_C}$$



Case 2: With Y-connected impedances Z_a, Z_b, and Z_c known,

$$Z_A = Z_b + Z_c + \frac{Z_b Z_c}{Z_a}$$

$$Z_B = Z_a + Z_c + \frac{Z_a Z_c}{Z_b}$$

$$Z_C = Z_a + Z_b + \frac{Z_a Z_b}{Z_c}$$

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA No. 6 - PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO

SEPTIEMBRE, 1984

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

5.1 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 SISTEMA.

- 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 INFLUENCIADO POR CONSIDERACIONES ECONOMICAS, TODO SISTEMA DEBE SATISFACER CIERTOS REQUERIMIENTOS MINIMOS DE SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD.

- NO SE PUEDE TENER, POR IMPRACTICO O ANTIECONOMICO, UN SISTEMA CONTRA TODO TIPO DE FALLA. PUEDEN CUIDARSE ASPECTOS COMO SELECCION 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.

5.2 CONCEPTOS BASICOS DE LA PROTECCION DE CORRIENTE.

- LA PROTECCIONDE CORRIENTE INCLUYE:

  + PROTECCION CONTRA SOBRECARGA.

  + PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE DEBIDA A CORTOS CIRCUITOS.

- SOBRECARGAS: CORRIENTES ORIGINADAS PRINCIPALMENTE EN LOS MOTORES Y VARIAN DESDE EL VALOR DE PLENA CARGA HASTA EL VALOR DE ESTAR BLOQUEADO.

LA CAUSA PUEDE SER UN MAL MONTAJE O UNA INCORRECTA ALINEACION DE LOS MOTORES, O UNA INCORRECTA OPERACION DEL EQUIPO OPERADO POR LOS MOTORES, TAL COMO ARRANQUES DEMASIADO FRECUENTES, VENTILACION OBSTRUIDA O EXTENSOS PERIODOS DE ACELERACION.

LOS CIRCUITOS TAMBIEN PUEDEN SER SOBRECARGADOS SIMPLEMENTE AGREGANDO EQUIPO DE UTILIZACION MAS GRANDE O ADICIONAL A LO PROYECTADO.

- SOBRECORRIENTES POR CORTO CIRCUITO.

SON USUALMENTE DEL ORDEN DE 10 VECES LA CORRIENTE NOMINAL O MAYORES, AUNQUE LA EXCEPCION PUEDE SER LAS CORRIENTES DE FALLA A TIERRA, LIMITADA POR LA IMPEDANCIA DE ARCO O DE LA TRAYECTORIA DE RETORNO A TIERRA.

LOS CORTOS PUEDEN OCURRIR COMO FALLAS DE AISLAMIENTOS EN GENERAL Y EN PARTICULAR DEBIDAS A EXCESIVA HUMEDAD, SOBRECARGA DE UN CIRCUITO O DAÑOS MECANICOS A CONDUCTORES O A EQUIPO ELECTRICO.

- UNA VEZ CONOCIDOS LOS VALORES DE CORTO CIRCUITO EN EL SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL BAJO ESTUDIO, LA SECUENCIA DE LA PROTECCION ES LA SIGUIENTE:

+ SELECCIONE LAS CAPACIDADES DE CORRIENTE NOMINAL Y DE CORTO CIRCUITO DE CADA UNO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA:

  - INTERRUPTORES M.T. Y 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 FALLA. SI ESTE ELEMENTO NO OPERA EN SU ZONA (PRIMARIA) DEBE ACTUAR LUEGO OTRO ELEMENTO EN SERIE CON EL, ACTUANDO COMO RESPALDO. ESTO ES COORDINACION.

- AL OCURRIR UNA FALLA, LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO CIRCULAN POR UNA SERIE DE ELEMENTOS, QUE ESTARAN SUJETOS A ESFUERZOS TERMICOS, MECANICOS Y MAGNETICOS.

- TODOS LOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA TIENEN SUS LIMITES DE CORRIENTE. LA PROTECCION NO DEBE SOBREPASAR ESTOS LIMITES.

- LOS ELEMENTOS CUYOS LIMITES SE ANALIZARAN AQUI, SON:

  + TRANSFORMADORES.
  + CONDUCTORES.
  + MOTORES.
  + TABLEROS Y BARRAS COLECTORAS.

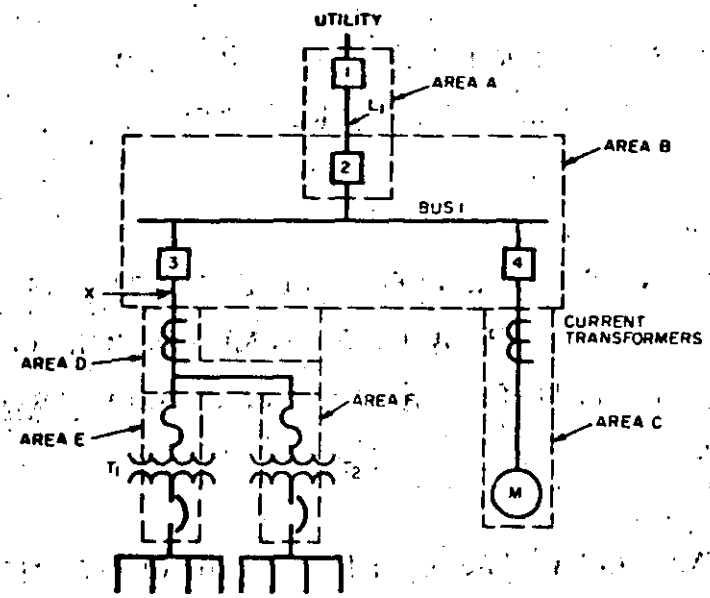


Fig 33
One-Line Diagram Illustrating Zones of Protection

- LOS APARATOS DE DETECCION DE FALLAS QUE SE TRATARAN SON:

  + FUSIBLES EN M.T.

  + RELES DE SOBRECORRIENTE, 50/51.
    (ACTUAN SOBRE INTERRUPTORES EN M.T. Y B.T.)

  + FUSIBLES EN B.T.

  + RELES INTEGRADOS A INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS O DE CAJA MOLDEADA.

  + INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS.

  + RELES TERMICOS DE SOBRECARGA.

5.3 EQUIPO DE PROTECCION.

5.3.1 FUSIBLES.

- FUSIBLES EN MEDIA TENSION.

- EXISTEN DOS TIPOS PRINCIPALES:

  + FUSIBLES DE POTENCIA LIMITADORES DE CORRIENTE.

  + FUSIBLES TIPO EXPULSION.

FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.

ESTA DISEÑADO DE TAL FORMA QUE AL FUNDIRSE EL ELEMENTO FUSIBLE SE 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 TIPICAS: 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 INTERRUPCION 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.

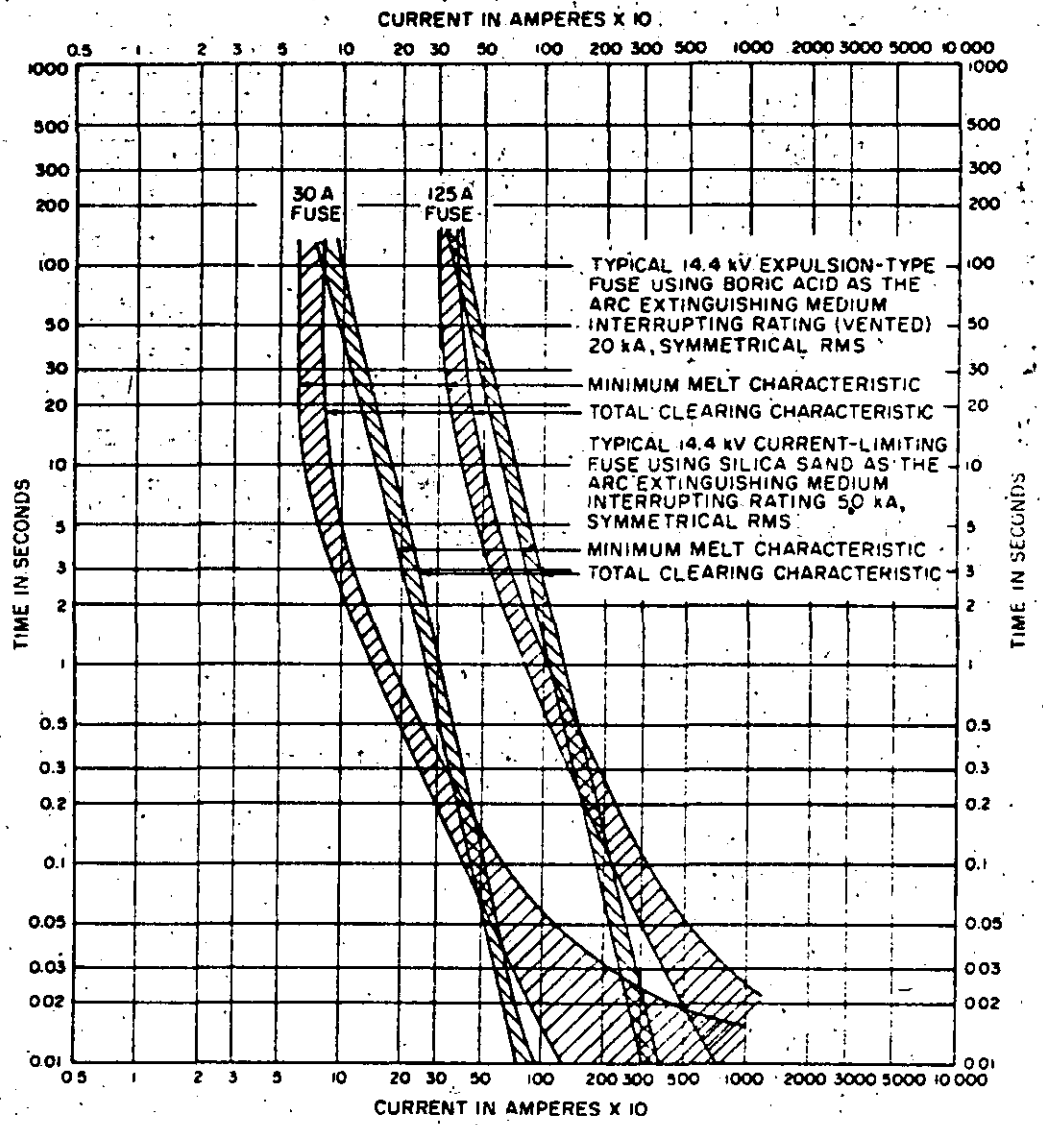


Fig 31
Time—Current Characteristic Curves Showing the Difference Between Boric-Acid Expulsion-Type and Current-Limiting Fuses

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).

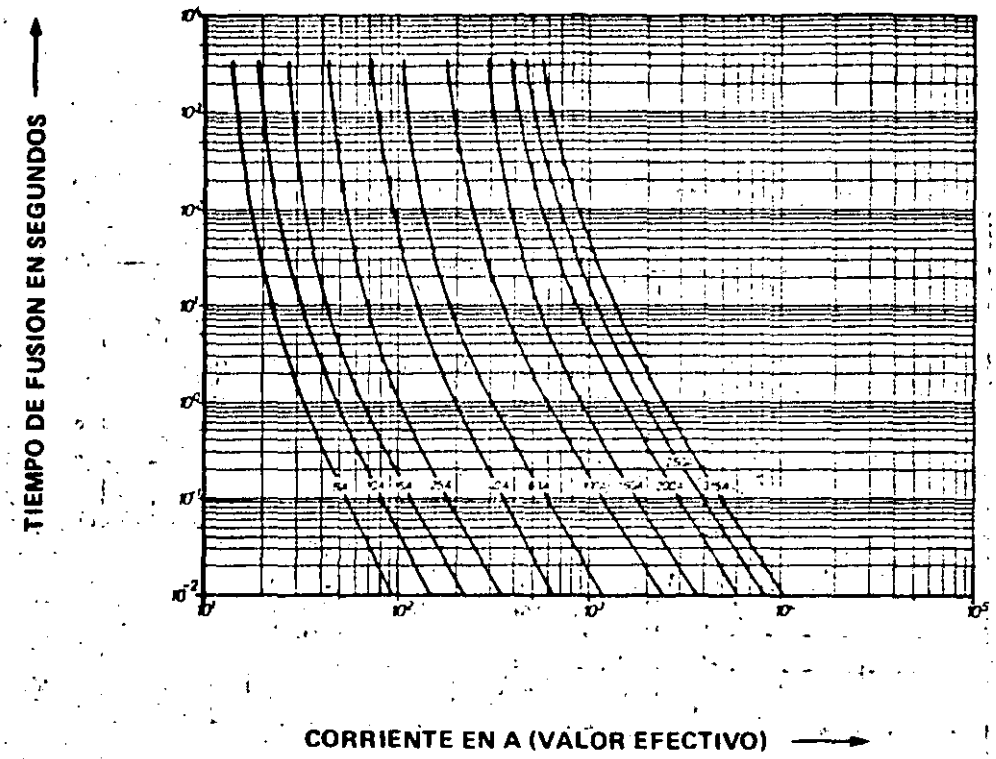
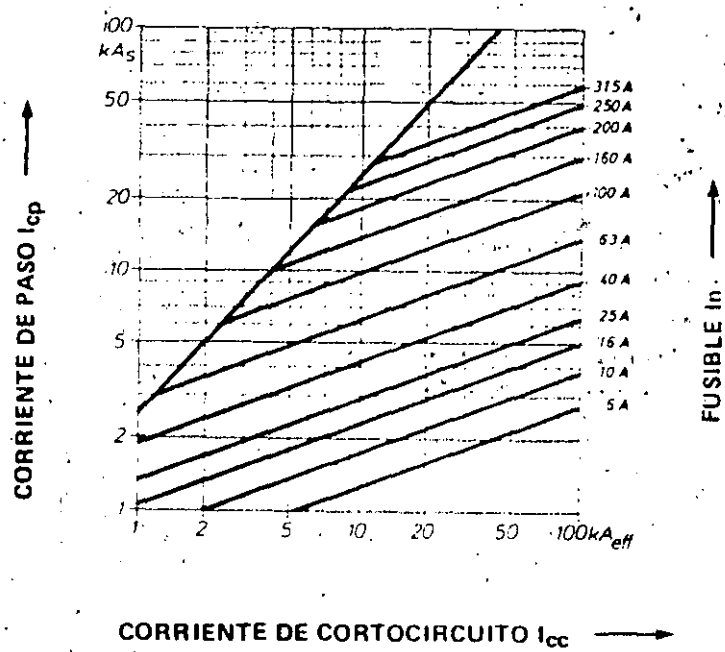


Diagrama 1: Curvas corriente-tiempo.



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.

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 SOBRETENSION 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^2T DEPENDEN PARA CADA CASO.

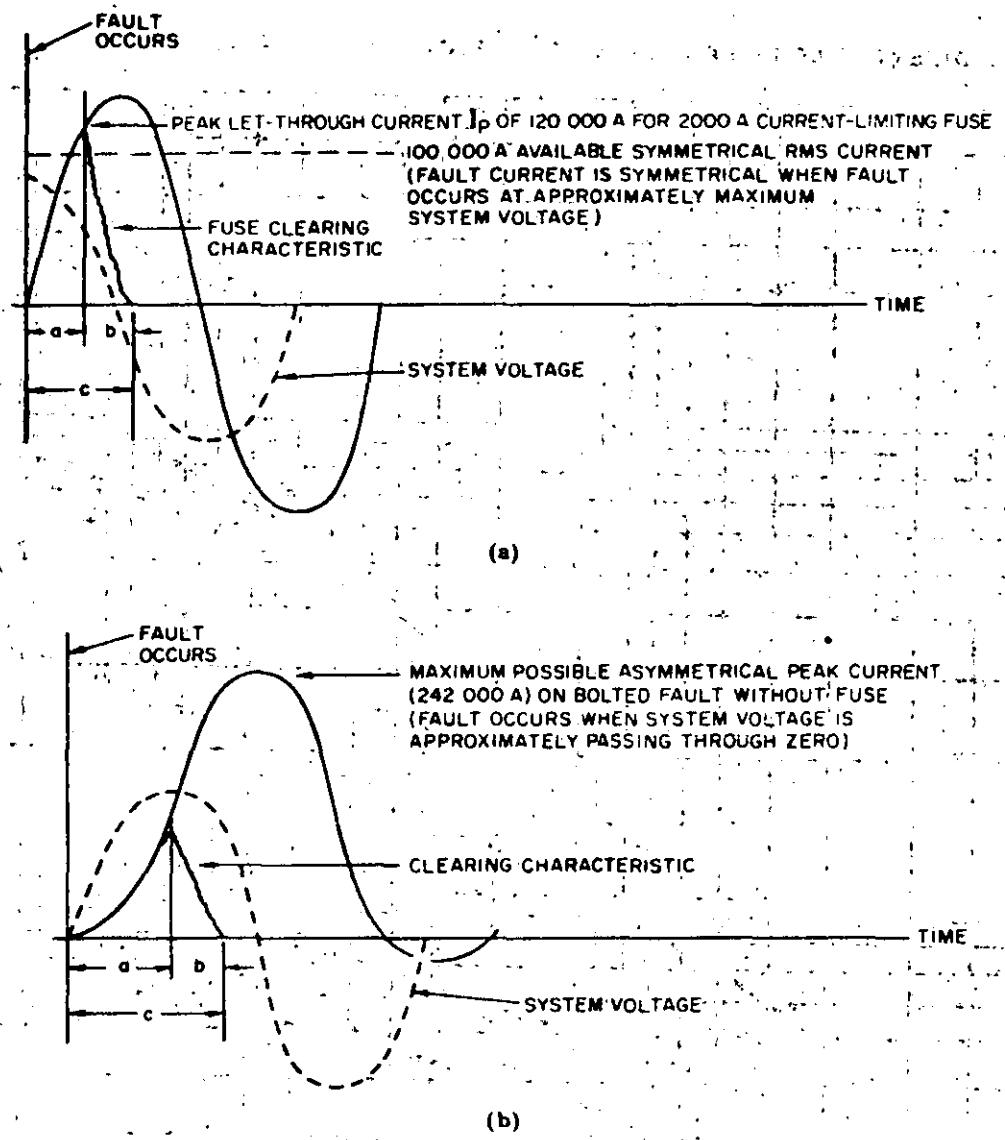
CLASE L. DE 601 A. A 6,000 A. 200,000 A. DE C.I.

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.

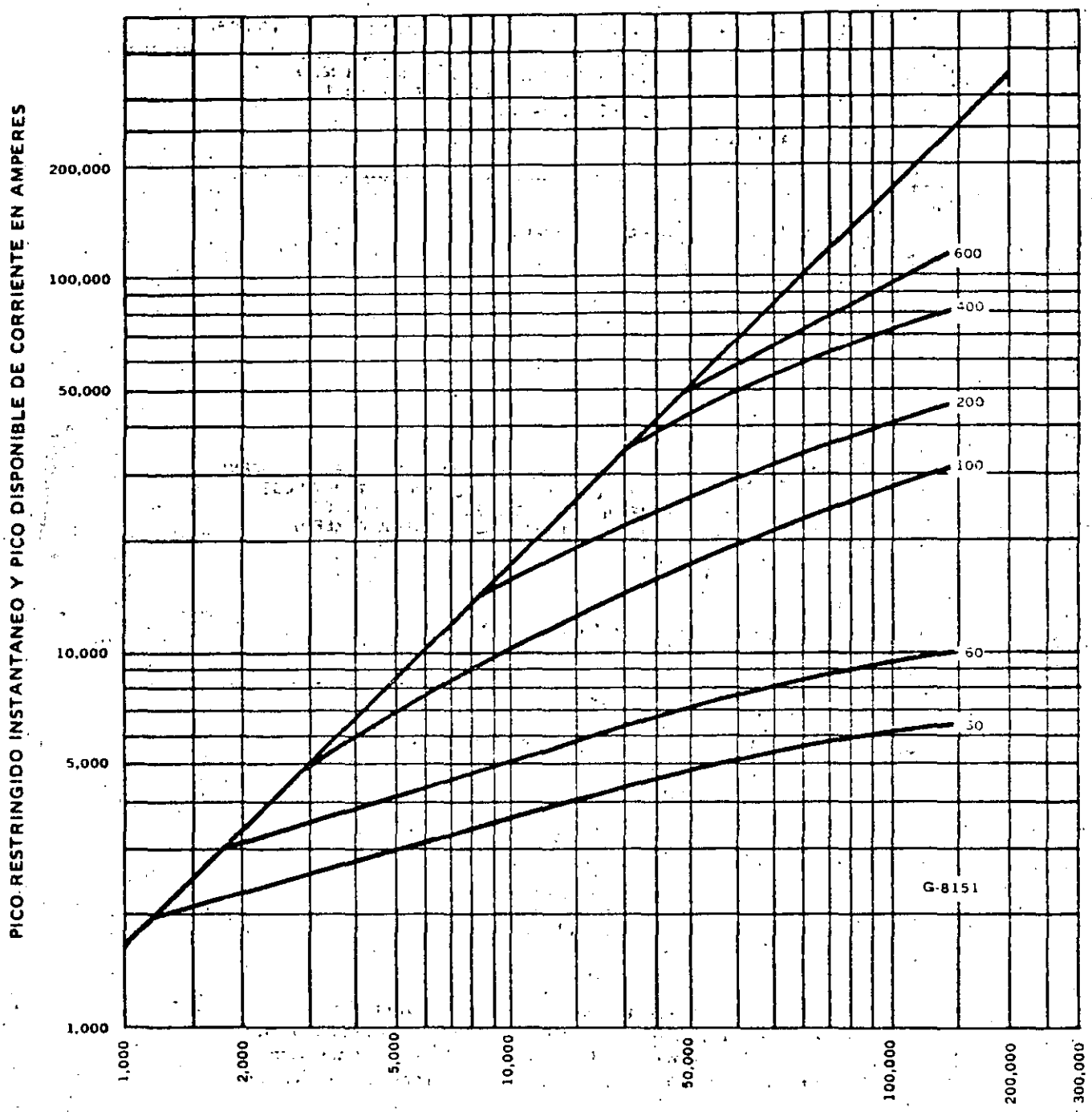
CONCEPTO I^2t. ES LA MEDIDAD DE LA ENERGIA CALORIFICA GENERADA EN UN CIRCUITO DURANTE LA FUSION O APERTURA DE UN FUSIBLE. GENERALMENTE SE DENOMINA FUSION I^2t, SIENDO I LA CORRIENTE EFECTIVA Y t EL TIEMPO. (AMP^2-SEG.).



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

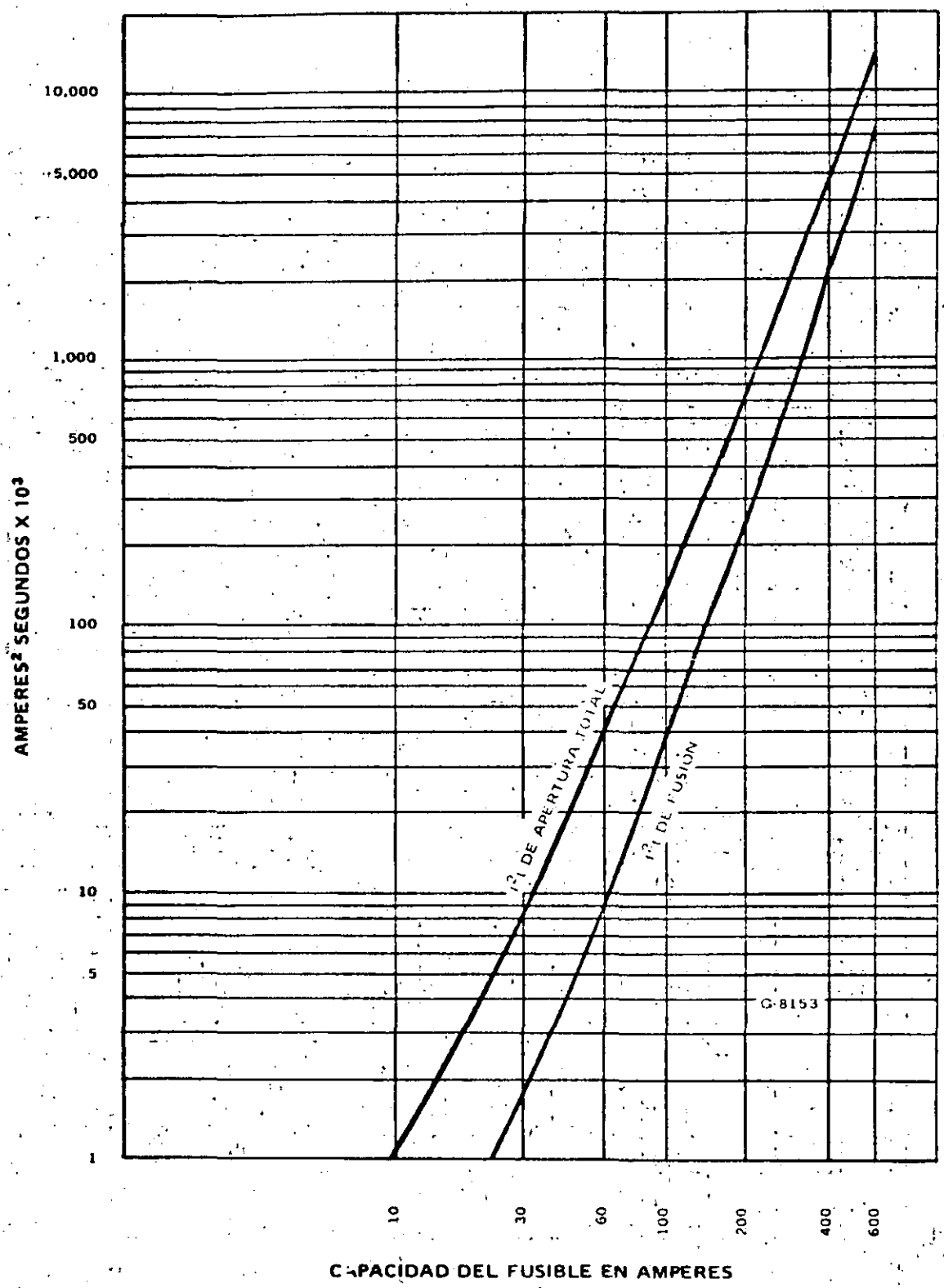
CURVAS DE CORRIENTE PICO DE LA CORRIENTE DE FUGA - Hasta 600 Amp. 250 Volts.



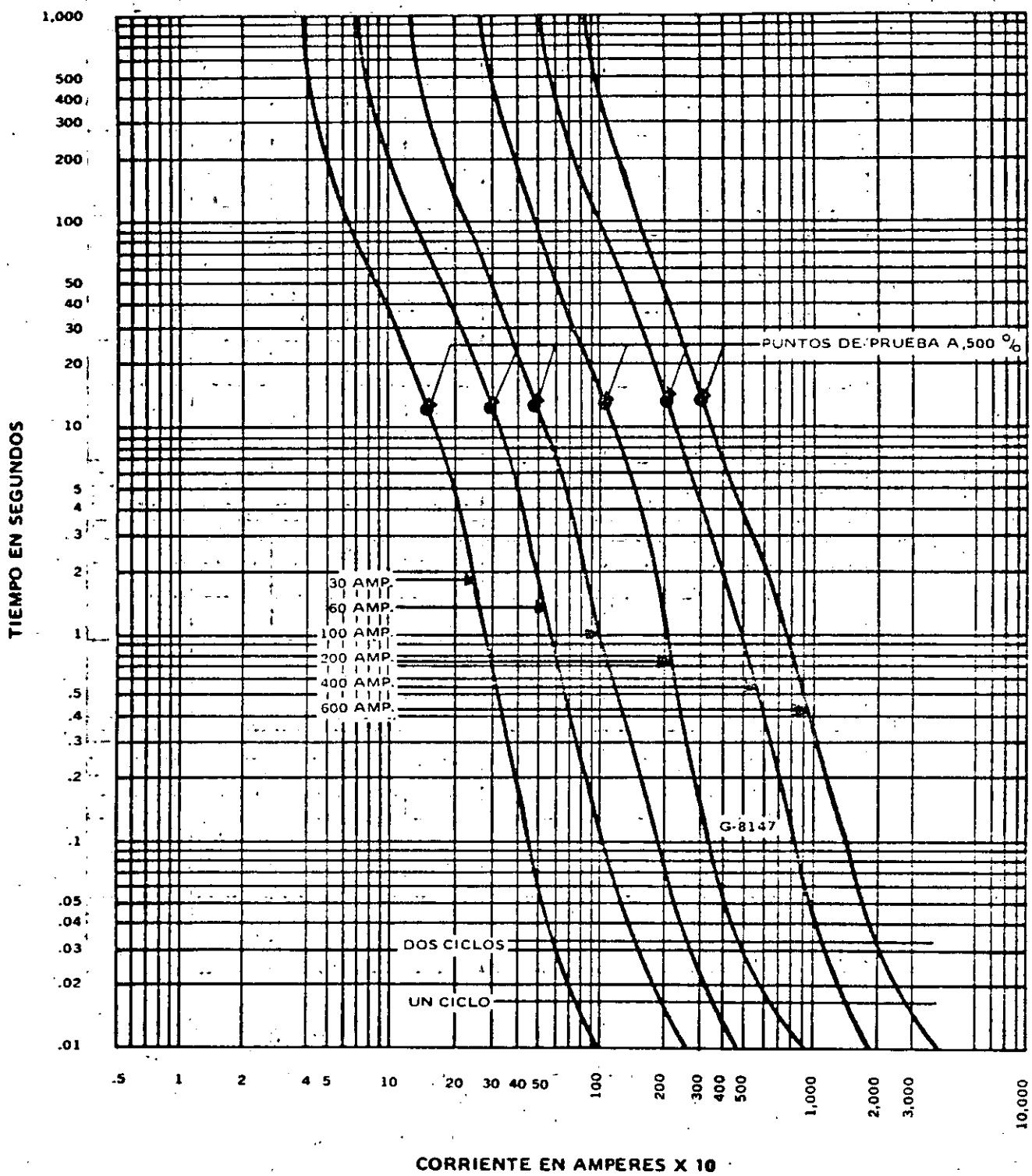
CORRIENTE DISPONIBLE — ASIMETRICA=R.M.C. SIMETRICA X 1.4

NOTA: AMPS. RMC ASIMETRICOS = AMPS. R.M.C. SIMETRICOS X 1.4

CARACTERISTICAS DE LA ENERGIA DE FUGA — Valor I^2t de Prearqueo y Máximo de Apertura hasta 600 Amp. 250 Volts.



CURVAS CARACTERISTICAS PROMEDIO TIEMPO-CORRIENTE – 0 a 600 Amp. 250 Volts.



- LA CORRIENTE DE PICO DE FUGA DE LOS FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE NO DEBE SOBREPASAR EL VALOR DE LA CORRIENTE MOMENTANEA QUE PUEDEN SOPORTAR LOS INTERRUPTORES Y TABLEROS QUE SE ENCUENTRAN DESPUES DE LOS FUSIBLES. CON ESTA PRECAUCION, LOS TABLEROS E INTERRUPTORES PUEDEN OPERAR EN SISTEMAS CON UN CORTO CIRCUITO MAS ELEVADO QUE SU CAPACIDAD.

- CUANDO SE COORDINA UN FUSIBLE CON OTRO, EL DEL LADO DE CARGA DEBE DE TENER UN VALOR I t MENOR QUE EL DE LADO DE LINEA. AL APLICARSE EN UN SWITCH DE SEGURIDAD, EL FUSIBLE DEBE DE TENER UN VALOR DE I t MENOR QUE EL SWITCH.

5.3.2 INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS EN CAJA MOLDEADA.

ESTOS INTERRUPTORES CONTIENEN UNA PROTECCION DE SOBRECARGA (TERMICA, BIMETAL) PARA RESPALDO DE PROTECCION A MOTORES O EN SOBRECARGAS EN CIRCUITOS, Y UNA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE, PARA CORTOS CIRCUITOS, MEDIANTE SU ELEMENTO INSTANTANEO (MAGNETICO).

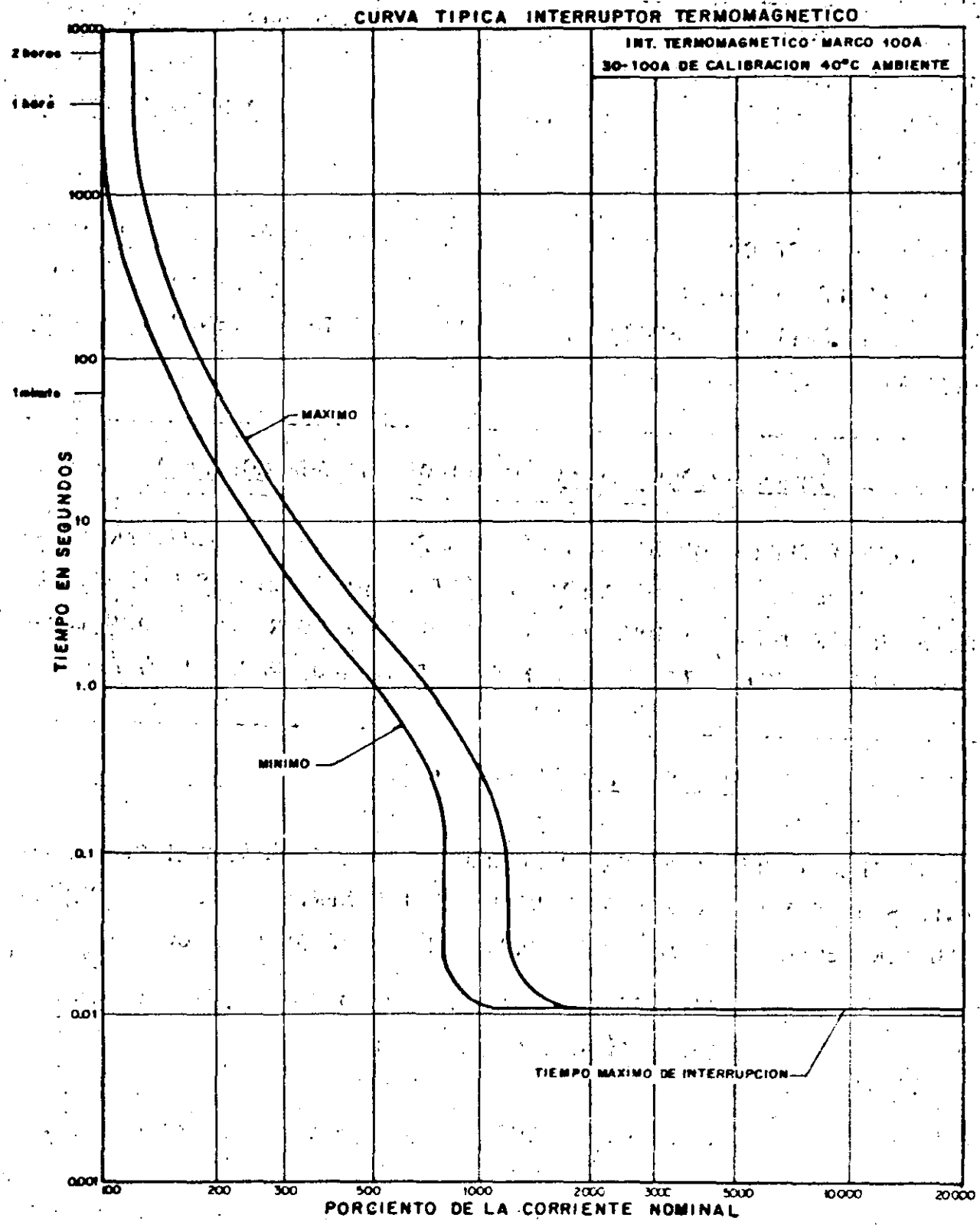
5.3.3 INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS.

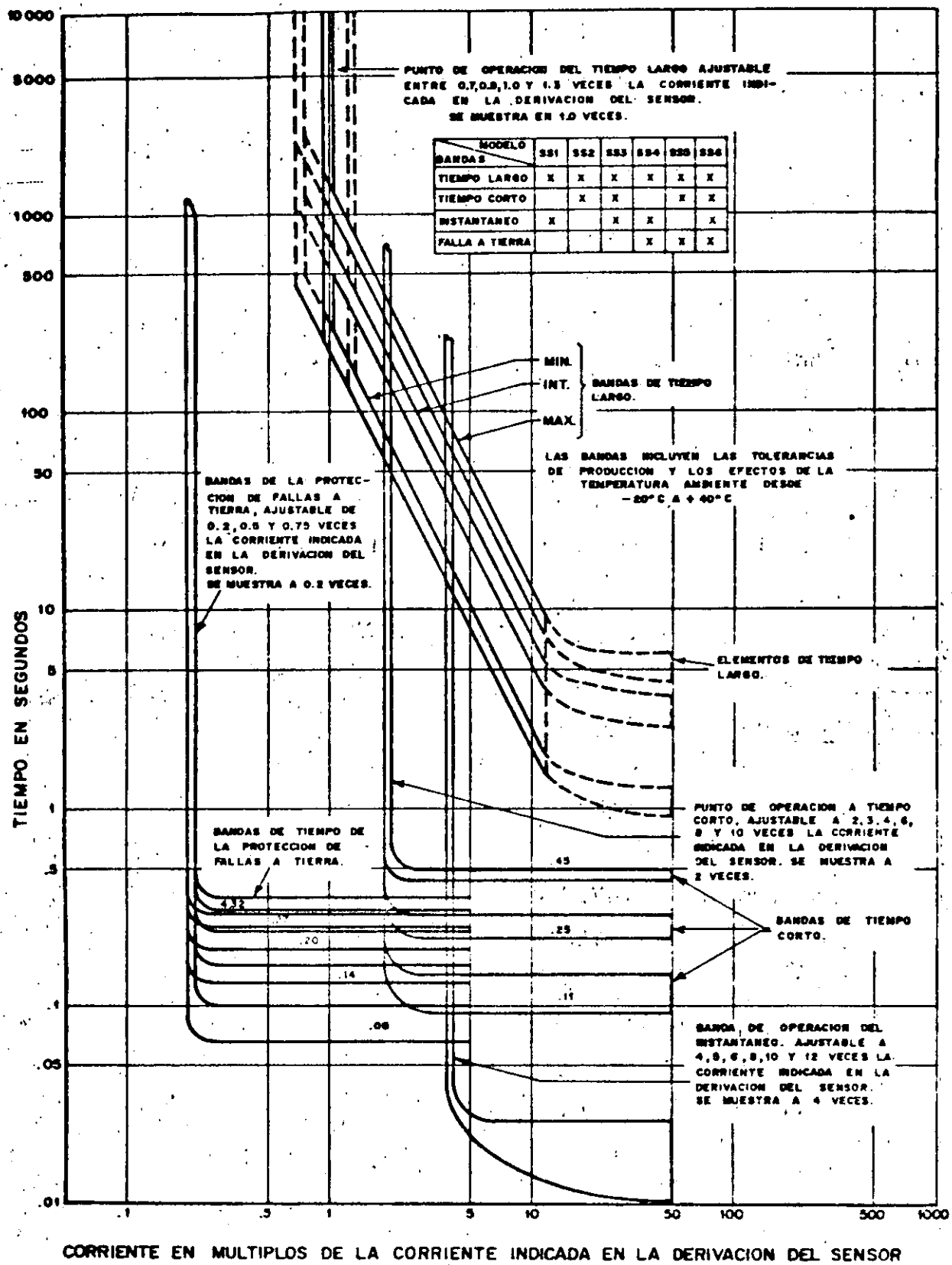
INTERRUPTORES DE MAYOR CAPACIDAD QUE LOS TERMOMAGNETICOS. MEDIANTE SENSORES DE CORRIENTE Y RELES (ULTIMAMENTE DE ESTADO SOLIDO), SE PUEDEN TENER LAS SIGUIENTES CARACTERISTICAS DE PROTECCION:

- DISPARO AJUSTABLE A 0.7, 0.9, 1.0, 1.1 Y 1.3 VECES LA CORRIENTE DEL SENSOR.

TIEMPO LARGO

- CURVAS DE TIEMPO, MINIMA 6.5 SEG., MEDIA 19 SEG., MAXIMA 35 SEG.


CURVA TIPICA INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
INT. TERMOMAGNETICO MARCO 100A
30-100A DE CALIBRACION 40°C AMBIENTE
2 horas
1 hora
1 minuto
10000
1000
100
10
1.0
0.1
0.01
0.001
TIEMPO EN SEGUNDOS
MAXIMO
MINIMO
TIEMPO MAXIMO DE INTERRUPCION
100
200
300
500
1000
2000
3000
5000
10000
20000
PORCIENTO DE LA CORRIENTE NOMINAL



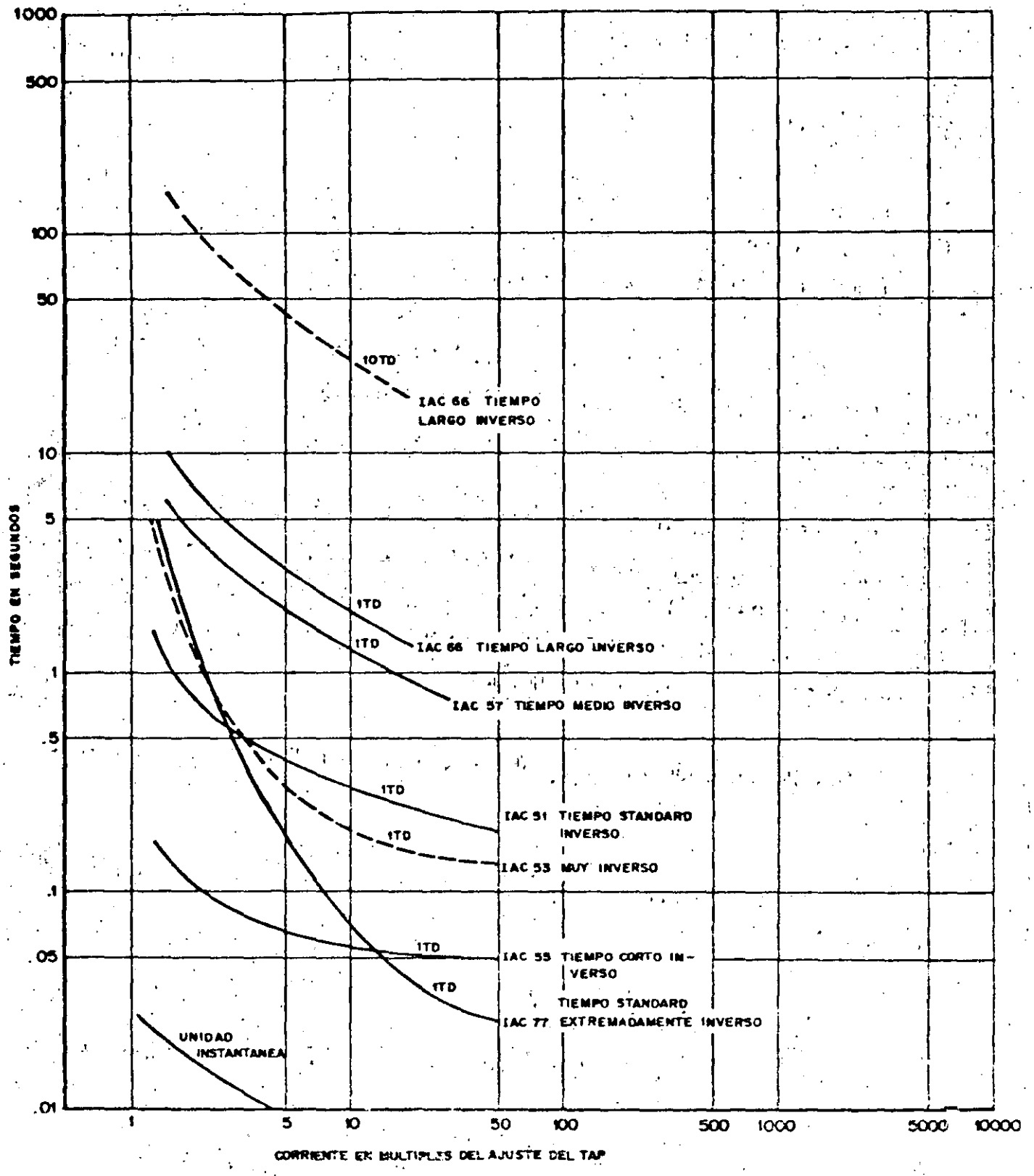
CURVAS TIEMPO-CORRIENTE DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE TRANSISTORIZADOS TIPO SS.

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.

5.3.4 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 INVERSO (IAC 53).

EL RELE DE TIEMPO INVERSO ES MEJOR QUE EL DE TIEMPO MUY INVERSO DONDE HAY UNA AMPLIA VARIACION DE NIVELES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO, DEBIDO AL CAMBIO DE FUENTES DE POTENCIA EN USO.

EL DE CURVA MUY INVERSA ES ADECUADO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION 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 INSTANTANEO. LOS BAJOS RANGOS, COMO EL DE 0.5-2 A. PUEDEN SER USADOS DONDE 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 EJEMPLO, ESTOS SON:

RANGO	TAPS DISPONIBLES
2-16	2.0, 2.5, 3.0, 4.0, 5.0, 6.0, 7.0, 8.0, 10.0, 12.0, 16.0

LAS CURVAS TAMBIEN SE PUEDEN MOVER VERTICALMENTE.

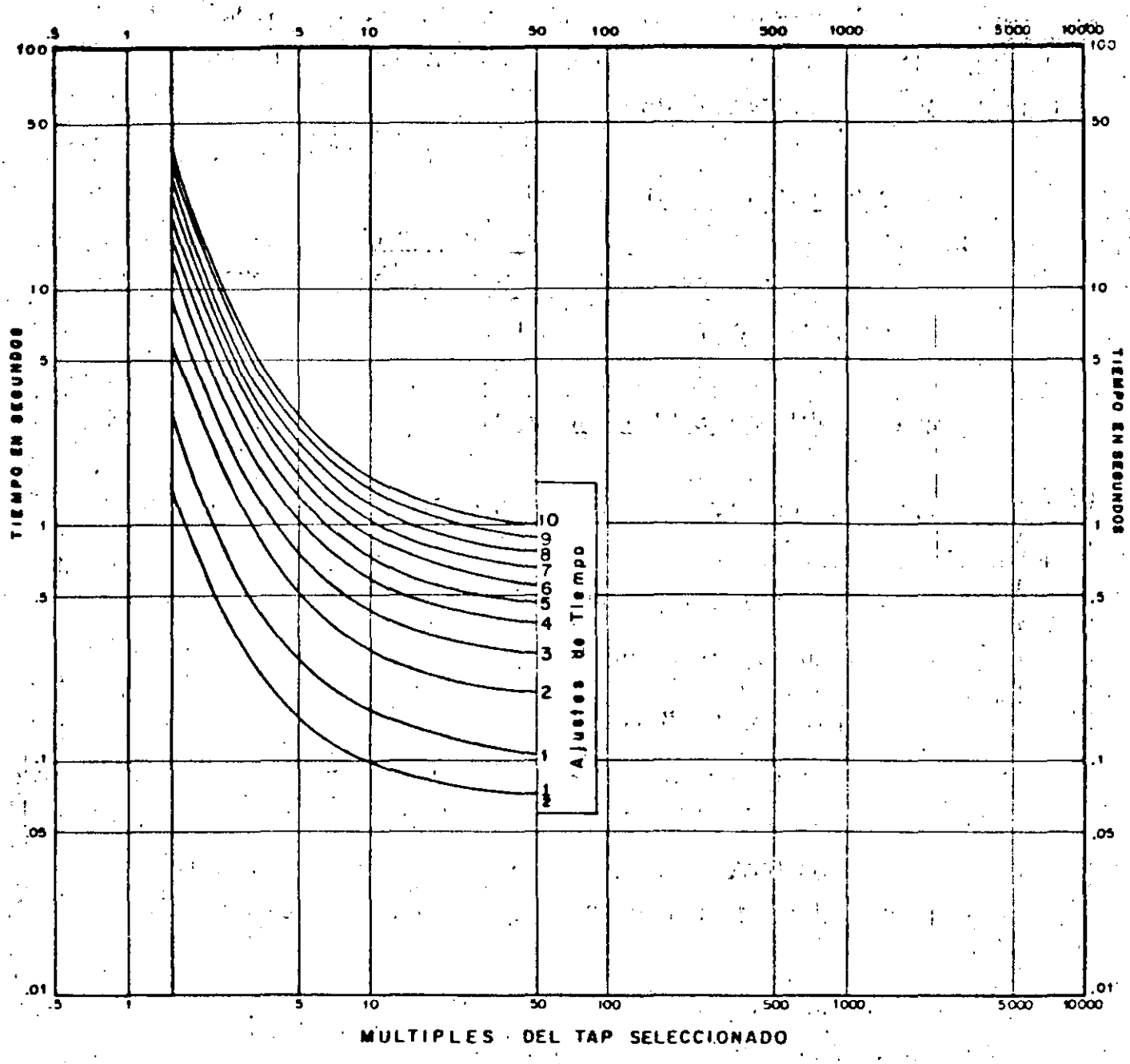


FIG. No. 34 CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE PARA EL RELEVADOR IAC 53

5.4 REQUERIMIENTOS DE PROTECCION DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL.

ES NECESARIO ESTABLECER LOS LIMITES DE VALORES DE CORRIENTE, INFERIORES Y SUPERIORES EN EL QUE TRABAJA EL EQUIPO, Y UN BUEN METODO ES ESTABLECIENDO:

1.- CONDICIONES DE OPERACION.
2.- REQUERIMIENTOS MINIMOS DE PROTECCION.
3.- NIVELES DE CORRIENTE MAXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR LOS EQUIPOS (ANTES DE DAÑARSE).

5.4.1 CONDICIONES DE OPERACION.

- LAS PROTECCIONES DEBEN SER INSENSIBLES A LAS CORRIENTES NORMALES, COMO POR EJEMPLO:
  - CORRIENTES A PLENA CARGA
  - SOBRECARGAS PERMISIBLES
  - ARRANQUE DE MOTORES
  - CORRIENTES TRANSITORIAS (INRUSH)

ESTOS DATOS PUEDEN OBTENERSE DE LOS FABRICANTES DE EQUIPO, EN LAS PLACAS DE LOS APARATOS O EN LOS VALORES DE NORMA.

CUANDO NO SE DISPONGA DE DATOS, LAS SIGUIENTES APROXIMACIONES SON NORMALMENTE ADECUADAS:

- MOTORES:

UN H.P. ES APROXIMADAMENTE IGUAL A UN KVA PARA MOTORES DE INDUCCION Y F.P. DE 0.8. EN MOTORES SINCRONOS CON F.P. DE LA UNIDAD, UN H.P. ES IGUAL A 1.25 KVA.

FACTOR DE SERVICIO DE 1. POR LO TANTO NO HAY CAPACIDAD PARA SOBRECARGARLO.

CORRIENTE TRANSITORIA DE INRUSH IGUAL A 1.76 PARA M.T. Y 1.5 PARA MOTORES EN 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 ENFRIA--- MIENTO 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 ≤2000	FA	1.15	55/65°C	1.12
				65°C	1.0
	>2000 ≤2500	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

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 INSTALA--- CION. LAS TABLAS DE CONDUCTORES EN EL NATIONAL ELECTRIC CODE SIRVEN DE GUIA.

5.4.2. REQUERIMIENTOS MINIMOS DE PROTECCION.

LOS CODIGOS Y STANDARDS LIMITAN LOS AJUSTES DE LOS EQUI-- POS DE PROTECCION.

MOTORES

PARA MOTORES ARRIBA DE 600 VOLTS, EL NEC. EN SU ARTICULO 430, PARTE J, REQUIERE QUE CADA MOTOR SEA PROTEGIDO CONTRA SOBRE-- CARGAS PELIGROSAS MEDIANTE PROTECCION TERMICA INTERNA O EXTERNA. - LA PROTECCION CONTRA CORRIENTES DE FALLA ES MEDIANTE INTERRUPTORES O FUSIBLES.

PARA MOTORES ABAJO DE 600, EL N.E.C. REQUIERE EN SU ARTICULO 430, PARTE C, LO SIGUIENTE: PROTECCION CONTRA SOBRECARGA.

MOTORES PARA FACTOR DE SERVICIO

NO MENOR A 1.15 ———— 125%

MOTORES CON ELEVACION DE TEMPERATURA

NO MAYOR A 40°C ———— 125%

TODO EL RESTO DE MOTORES —— 115%

PARA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE, EL N.E.C. REQUIERE UN DISPOSITIVO DE VALOR NOMINAL O AJUSTADO A:

TIEMPO INVERSO EN INTERRUPTOR	250%
DISPARO INSTANTANEO EN INTERRUPTOR	700%
FUSIBLES SIN RETARDO DE TIEMPO	300%
FUSIBLES DE DOBLE ELEMENTO, CON RETARDO DE TIEMPO	175%

SI EL PROTECTOR CONTRA C.C. FORMA PARTE DE UNA COMBINACION - INTERRUPTOR-ARRANCADOR, SE PUEDE ELEVAR EL VALOR DE AJUSTE INSTANTANEO, PERO A NO MAS DE 1300%.

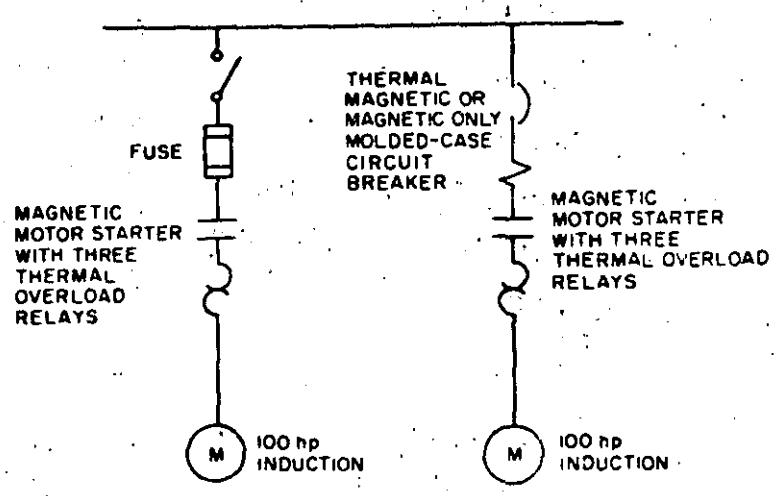


Fig 39
Motor Protection Acceptable to the NEC

TRANSFORMADORES.

LA SIGUIENTE TABLA RESUME LAS CARACTERISTICAS DE PROTECCION.

IMPEDANCIA	LADO PRIMARIO			LADO SECUNDARIO		
	TENSION	INTERRUPTOR	FUSIBLE	≥600 V		≤600 V
				INTERRUPTOR	FUSIBLE	
TODAS	≥600 V	≤ 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

EL N.E.C. REQUIERE QUE LOS CABLES SEAN PROTEGIDOS CONTRA SOBRECORRIENTES COMO SIGUE:

CABLE ALIMENTADOR, TENSION MENOR O IGUAL A 600 V., DENTRO DE SU AMPACIDAD (ARTICULO 240-3).

CABLE ALIMENTADOR ARRIBA DE 600 VOLTS. UN FUSIBLE SELECCIONADO PARA UNA CORRIENTE PERMANENTE QUE NO EXCEDA 3 VECES LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR, O UN INTERRUPTOR QUE TENGA UN AJUSTE DE DISPARO DE NO MAS DE 6 VECES LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR (ARTICULO 240-100).

5.4.3 NIVELES DE CORRIENTE MAXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR - LOS EQUIPOS.

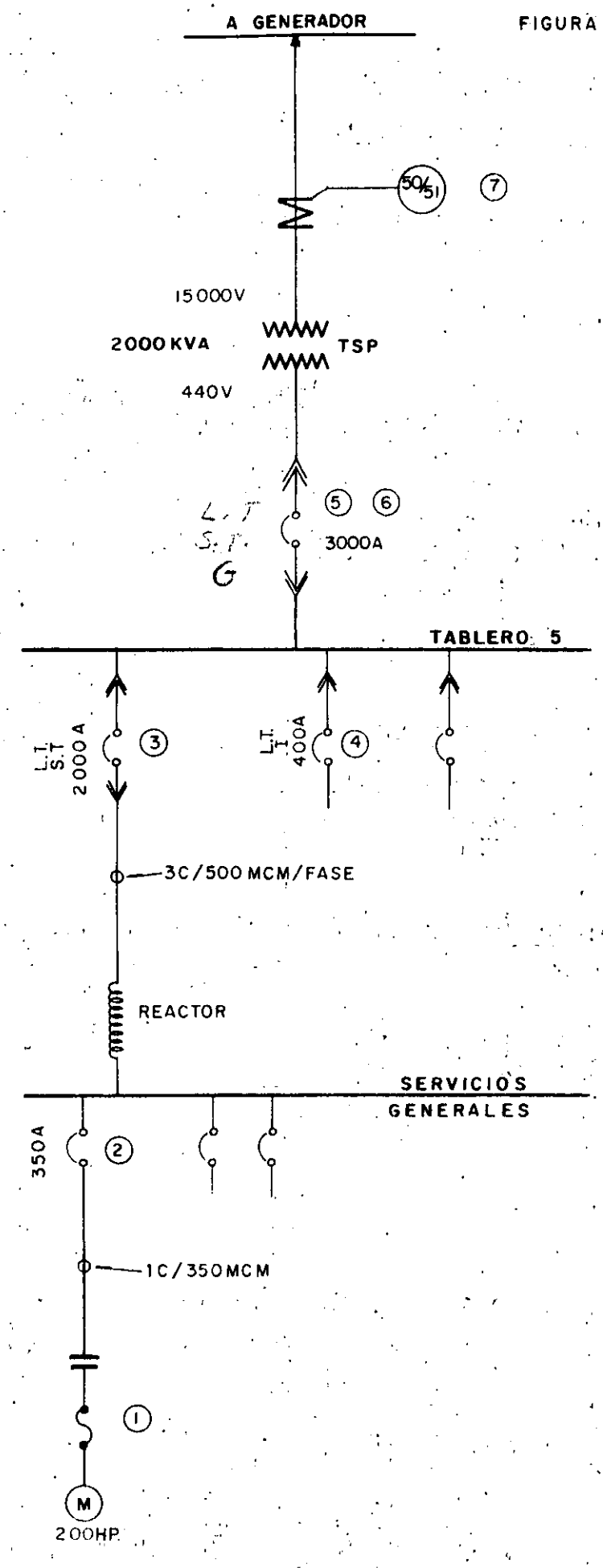
MOTORES. ES EL TIEMPO EN QUE UN MOTOR PUEDE PERMANECER - CON EL ROTOR BLOQUEADO.

TRANSFORMADORES. SE DENOMINA COMO EL PUNTO ANSI (ANSI - C57.12.00, 1973). ESTE PUNTO IDENTIFICA LOS REQUERIMIENTOS DE DISEÑO MEDIANTE LOS CUALES LOS DEVANADOS PUEDEN SOPORTAR, SIN DAÑO, LOS ESFUERZOS MECANICOS Y TERMICOS CAUSADOS POR LOS CORTOS CIRCUITOS. LA TABLA SIGUIENTE RESUME ESTOS VALORES.

DETERMINACION DEL PUNTO ANSI

% Z	CORRIENTE RMS SIMETRICA EN CUALQUIER DEVANADO		PERIODO DE TIEMPO (SEGUNDOS)
	CONEXION Δ Δ Y Y	CONEXION Δ Y	
4.0 MENOS	25x	14.5x	2.0
5	20x	11.6x	3.0
5.25	19x	11.0x	3.25
5.50	18.2x	10.5x	3.50
5.75	17.4x	10.1x	3.75
6.0	16.6x	9.6x	4.0
6.50	15.4x	8.9x	4.50
7.0	14.3x	8.3x	5.0
8.0	12.5x	7.3x	5.0

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 I AC 53 B

EJEMPLO DE APLICACION DE PROTECCIONES Y COORDINACION

PASO Nº 1. CORRIENTES NORMALES DE OPERACION.

A) MOTOR DE BOMBA, 200 H.P.

CORRIENTE PLENA CARGA (CPC) (1 HP = 1 KVA) $= \dfrac{200}{\sqrt{3}\ (0.44)} = 262$ A

CORRIENTE ROTOR BLOQUEADO (CRB)
6 VECES LA CORRIENTE A PLENA CARGA Y SE ASUMEN 8 SEGUNDOS DE DURACION.

CRB = 6 X CPC = 1574 A.

MAXIMA CORRIENTE DE ARRANQUE (MCA)

1.5 VECES CRB DURANTE 0.1 SEG.

MCA = 1574 X 1.5 = 2597 A.

B) CORRIENTES ADICIONALES EN EL TABLERO DE SERVICIOS GENERALES, DEBIDO A OTRAS CARGAS:

CORRIENTES ADICIONALES	=	1353 A.
C.P.C. BOMBA Nº 1	=	262
TOTAL ALIMENTADOR A SERVICIOS GENERALES	=	1615 A.

C) CORRIENTE EN TABLERO 5 SERVICIOS PROPIOS.

ALIMENTADOR SERVICIOS GENERALES	1615 A.
CORRIENTE ADICIONAL	800 A.
TOTAL	2415 A.

D) TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS.

$$\text{ALTA} : \frac{2000}{\sqrt{3}\ 15} = 77 \text{ A.}$$

$$\text{BAJA} : \frac{2000}{\sqrt{3}\ 0.44} = 2624 \text{ A.}$$

LA CORRIENTE DE MAGNETIZACION (INRUSH) SE CONSIDERA - 8 VECES LA CORRIENTE A PLENA CAPACIDAD Y SU DURACION ES DE 0.1 SEG.

CORRIENTE DE MAGNETIZACION TRANSITORIA (CMT) =

$= 8 \times In = 8 \times 77$

CMT = 616 A, DURACION 0.1 SEGUNDOS.

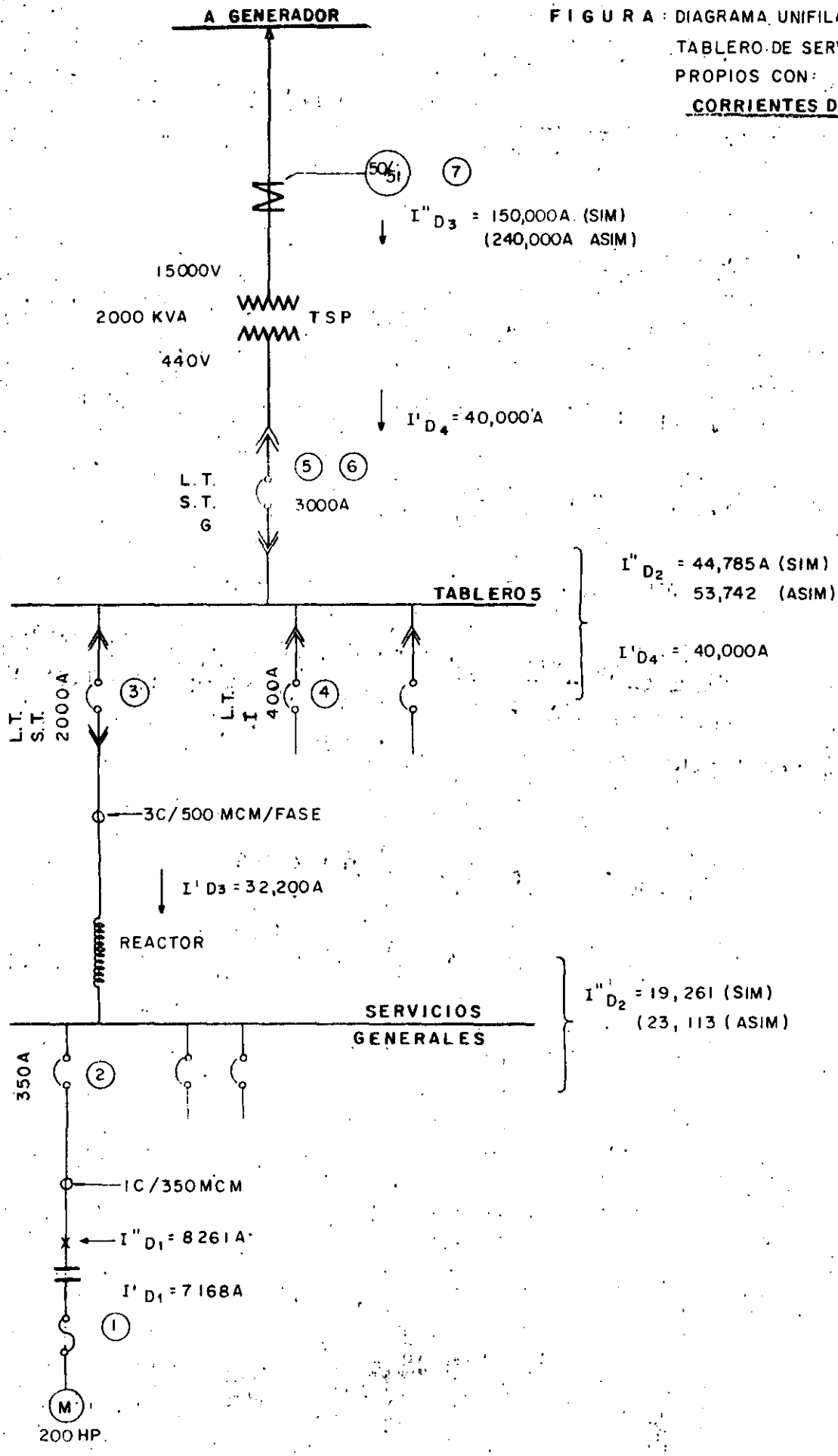
PASO Nº 2. CALCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.

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 TERMO-MAGNETICOS Y RELES -- 50/51	I''_D ASIMETRICA (SUBTRANSITORIA)
BANDAS DE TIEMPO CORTO Y TIERRA EN ELECTROMAG-NETICOS. UNIDAD DE TIEMPO RELE 50/51	I'_D (TRANSITORIA)

FIGURA: DIAGRAMA UNIFILAR DE TABLERO DE SERVICIOS PROPIOS CON: **CORRIENTES DE FALLA**



PASO Nº 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:

$$NEC\text{-}OL = CPC \times 1.25 = 262 \times 1.25$$

$$NEC\text{-}OL = 327 \text{ A.}$$

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:

$$NEC\text{-}OC_1 = CPC \times 2.5 = 262 \times 2.5$$

$$NEC\text{-}OC_1 = \underline{655} \text{ A.}$$

$$NEC\text{-}OC_2 = CPC \times 13 = 262 \times 13$$

$$NEC\text{-}OC_2 = \underline{3400} \text{ A.}$$

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)	75	150
PVC	90	150
POLIETILENO, THHN	75	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_1 = TEMPERATURA INICIAL DEL CONDUCTOR (°C)

T_2 = TEMPERATURA FINAL DEL CONDUCTOR (°C)

PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION SE PONEN COMO DATOS T_1 Y T_2 (75° Y 150°C PARA LOS CABLES DE ESTE ESTUDIO, THW) Y DE -- AHI SE DIBUJA LA CURVA TIEMPO-CORRIENTE DEL CABLE EN PARTICU-- LAR SOBRE EL PAPEL LOG - LOG.

LOS BUSES TIENEN TAMBIEN UN CIERTO LIMITE DE TEMPERATURA AL QUE DEBEN CALENTARSE EN EL CASO DE UN CORTO CIRCUITO, Y ESTE ESTA DADO POR LA SIGUIENTE FORMULA:

$$I = 1974\ A \sqrt{\frac{\log_{10}\left(\frac{T_M - T_A}{234 + T_A} + 1\right)}{33\ S}}$$

EN DONDE:

I = CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN AMPERS.

A = SECCION TRANSVERSAL DE LAS BARRAS EN MM^2

T_M = TEMPERATURA DE FUSION DEL COBRE (1083°C)

T_A = TEMPERATURA AMBIENTE (°C)

S = DURACION DEL CORTO CIRCUITO EN SEGUNDOS.

C) <u>TRANSFORMADOR DE 2000 KVA</u>

DE ACUERDO A LA TABLA DE LA PAGINA 5-27, EL TRANSFORMADOR QUE TIENE UNA IMPEDANCIA MENOR AL 6% DEBE SER PROTEGIDO A <u>600%</u> DEL LADO PRIMARIO Y A <u>250%</u> EN EL LADO SECUNDARIO.

$NEC\text{-}T_1 = I_P \times 6 = 77 \times 6 = \underline{462}\ A$

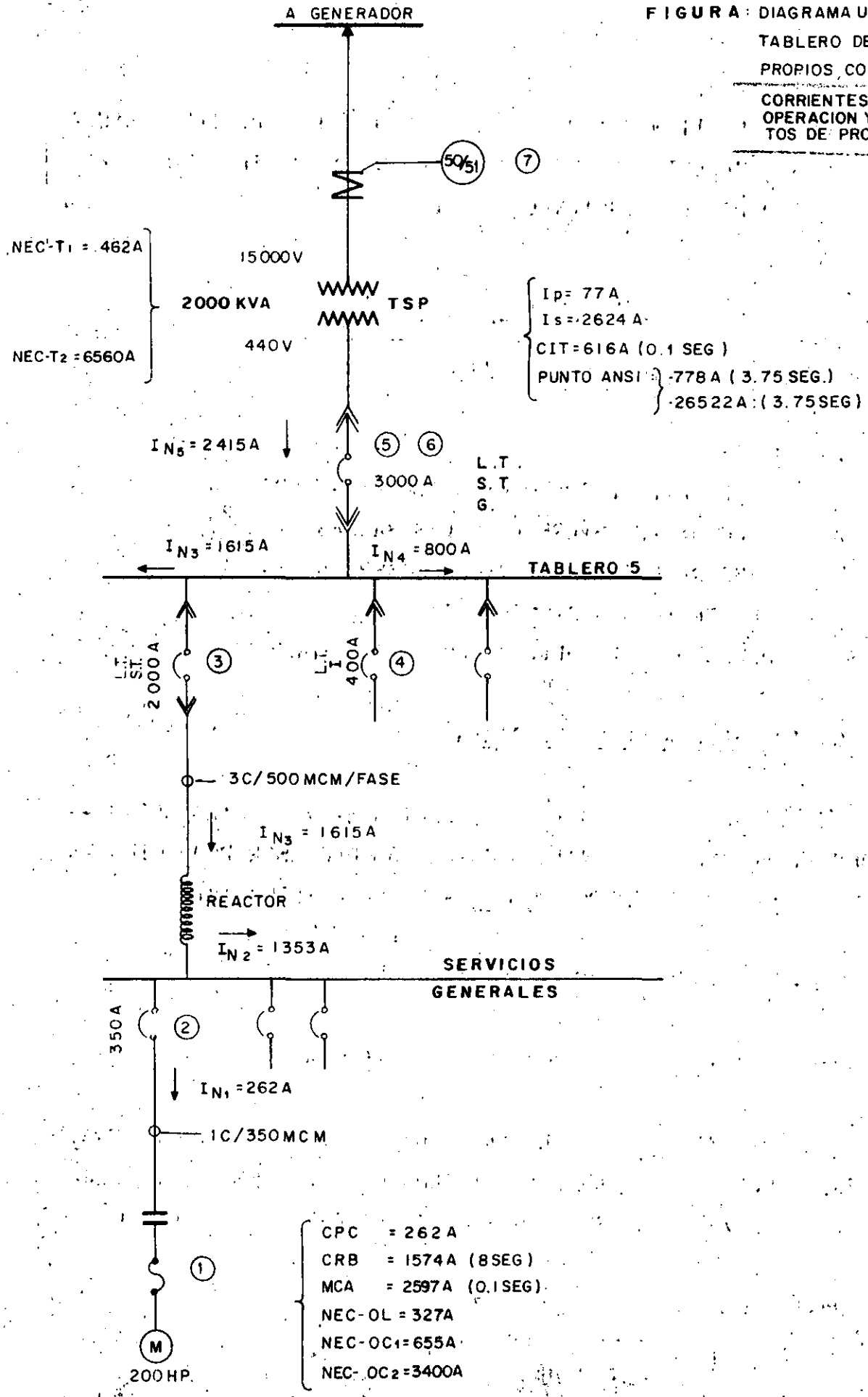
$NEC\text{-}T_2 = I_S \times 2.5 = 2624 \times 2.5 = \underline{6560}\ A.$

EL <u>PUNTO ANSI</u> SE DETERMINA EN BASE A LA TABLA DE LA PAGINA 5-30, Y COMO SE TRATA DE UNA IMPEDANCIA DE 5.75%, ESTE SERA DE 10.1 X Y 3.75 SEGUNDOS (CONEXION DELTA ESTRELLA), POR LO QUE

PUNTO ANSI = 10.1 X 77 = 778 A.
(3.75 SEGUNDOS)

FIGURA: DIAGRAMA UNIFILAR DE TABLERO DE SERVICIOS PROPIOS CON:

CORRIENTES NORMALES DE OPERACION Y REQUERIMIENTOS DE PROTECCION



PASO Nº 4. ELABORACION DE CURVAS TIEMPO CORRIENTE.

A) CURVA TIEMPO CORRIENTE Nº 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:

$$\left[\frac{I}{CM}\right]^2 t = 0.0297 \log_{10} \frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}$$

$T_1 = 75°C$

$T_2 = 150°C$

PARA t = 0.01 SEG.

I = 185,297 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_2. LA CURVA DEL INTERRUPTOR SE CORTA EN 23,113 A QUE ES EL CORTO CIRCUITO ASIMETRICO EN EL TABLERO DE SERVICIOS GENERALES.

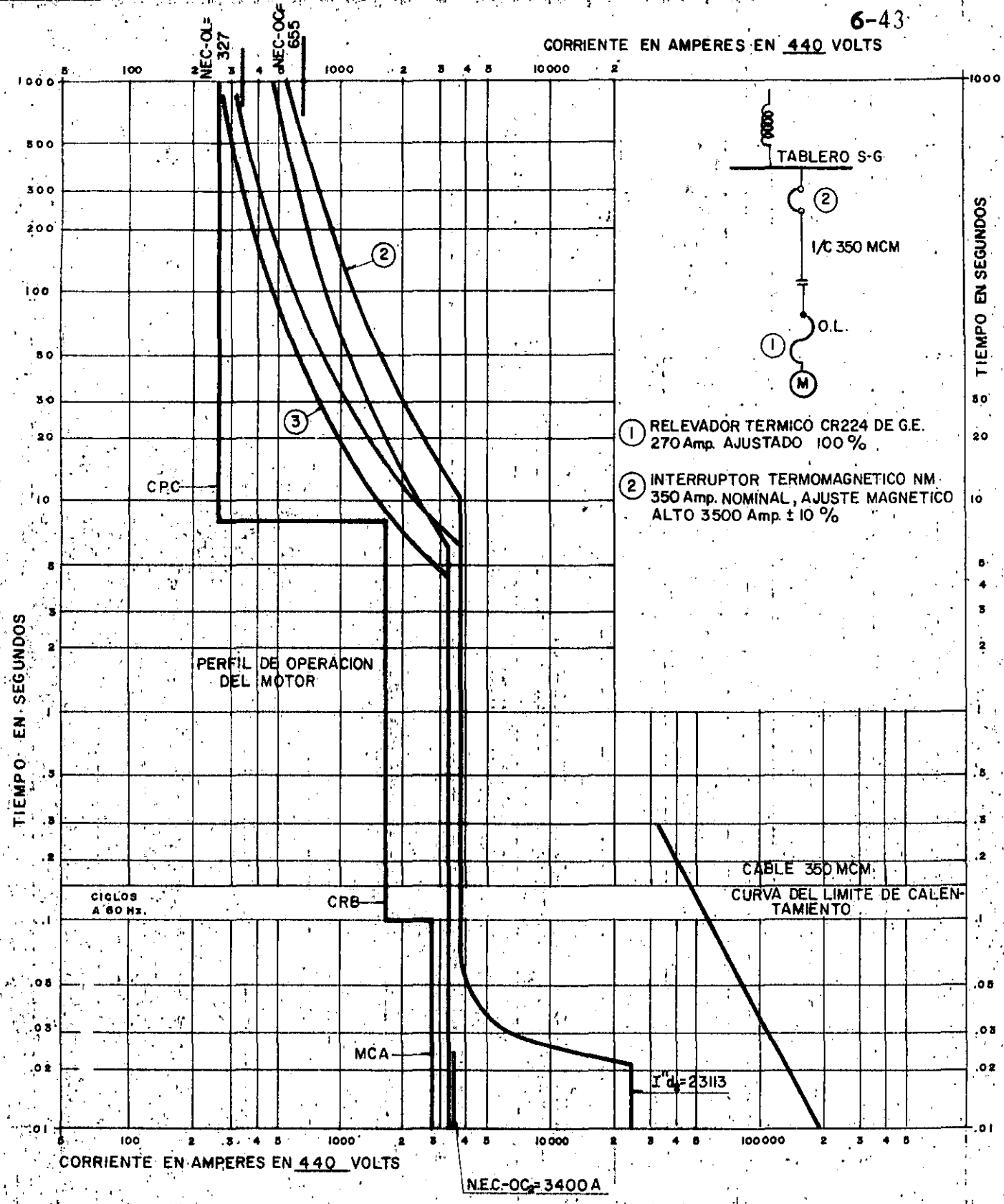
B) CURVA T.C. Nº 2

SE MUESTRA LA COORDINACION ENTRE EL INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 2 Y EL RELEVADOR DE ESTADO SOLIDO DEL ELECTROMAGNETICO 3. ESTE DIBUJO CONTIENE:

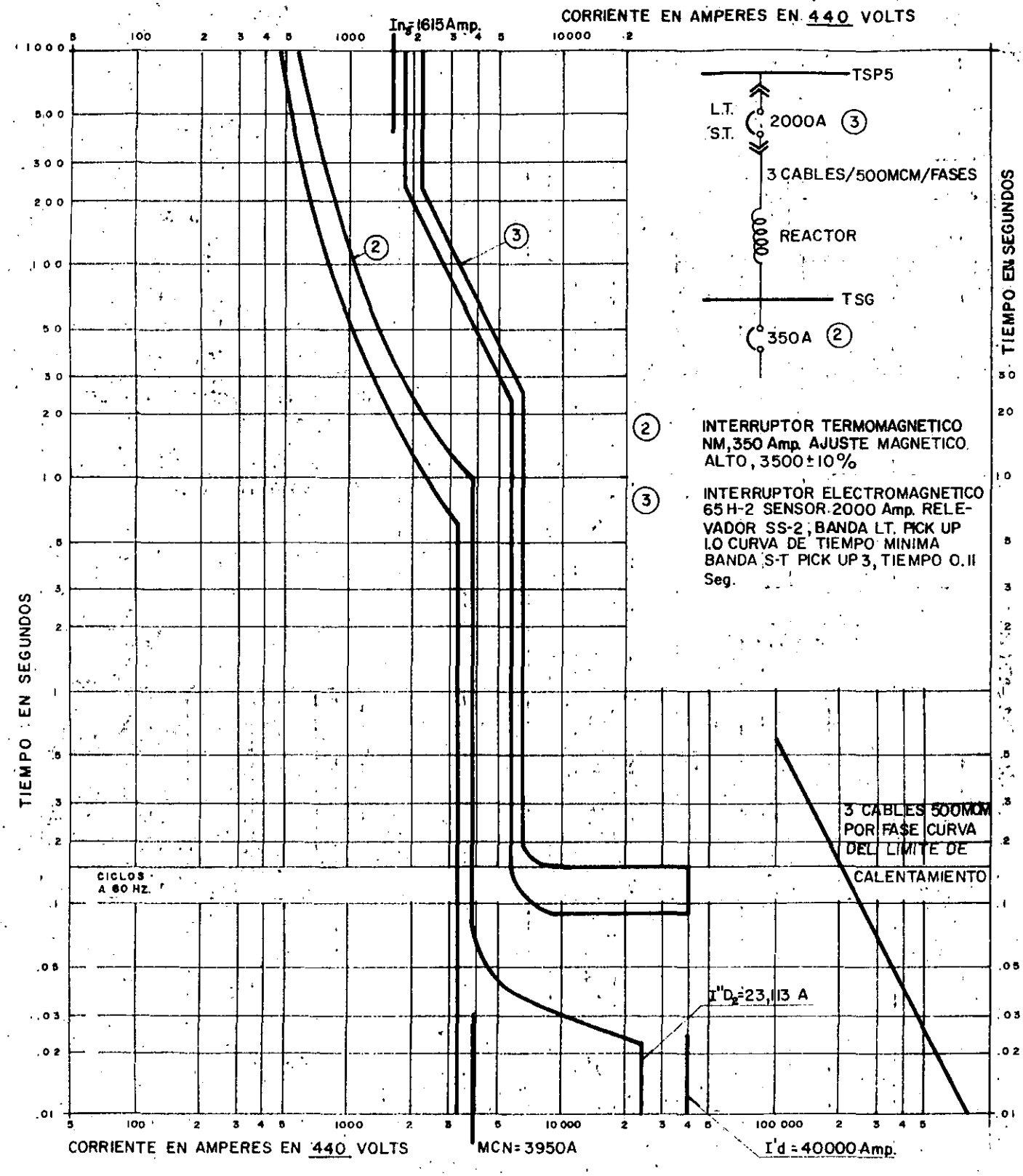
- INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 350 A.
- LIMITE DE CALENTAMIENTO DE 3 CABLES DE 500 MCM (1500 MCM)
- INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO, SENSOR A 2000 A., BANDA DE TIEMPO LARGO (L.T.) AJUSTADA A 1.0 LA CORRIENTE DEL SENSOR Y TIEMPO MINIMO; SE BUSCA ESTAR A LA DERECHA DE I_{N3}. BANDA DE TIEMPO CORTO, AJUSTADA 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 Nº 3

SE REFIEREN A LA COORDINACION ENTRE LOS INTERRUPTORES -- ELECTROMAGNETICOS DERIVADOS Y EL PRINCIPAL DEL TABLERO Nº 5 DE SERVICIOS PROPIOS.



CURVAS TIEMPO-CORRIENTE No. 1	**CURVAS TIEMPO-CORRIENTE** MOTOBOMBA DESAGUE, ALIMENTADOR, TERMOMAGNETICO EN TABLERO DE SERVICIOS GENERALES	No. 1
		FECHA
		DIBUJADO POR
		COMPONENTE MOTO-BOMBA DESAGUE
		LOCALIZACION TAB. SERVS. GRALES.



CURVAS TIEMPO-CORRIENTE No 2	**CURVAS TIEMPO-CORRIENTE** COORDINACION ENTRE INT. TERMOMAGNETICO DE BOMBA DE DESAGUE E INT. ELECTROMAGNETICO 525 SG	No. 2 FECHA DIBUJADO POR COMPONENTE INT. 525 SG LOCALIZACION TAB. 5 SP

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 ESTAES 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 CAPASIDAD EN FORMA PERMANENTE, (2624 A.).

-DEBE PROTEGER A LAS BARRAS COLECTORAS, DE 3000 A.

-DEBE COORDINARSE CON LOS DIPOSITIVOS 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:

$I_{ARC} = 0.19 \times 51{,}000$ (EL VALOR DE FALLA ESTA TOMADO DE CALCULOS QUE NO APARECEN AQUI)

$I_{ARC} = 9690$ (VALOR MINIMO)

POR LO TANTO, EL VALOR DE FALLA PUEDE VARIAR DESDE 9,690 HASTA 51,000 ASIMETRICOS. ¿QUE DAÑOS CAUSA ESTO AL EQUIPO? LA EXPRESION:

$$I_N \times 250 = I_{ARC}^{1.5}\, t$$

EXPRESA LOS DAÑOS.

PARA UN CIRCUITO DE 400 A :

$$I_{ARC}^{1.5}\, t = 400 \times 250 = 100{,}000$$

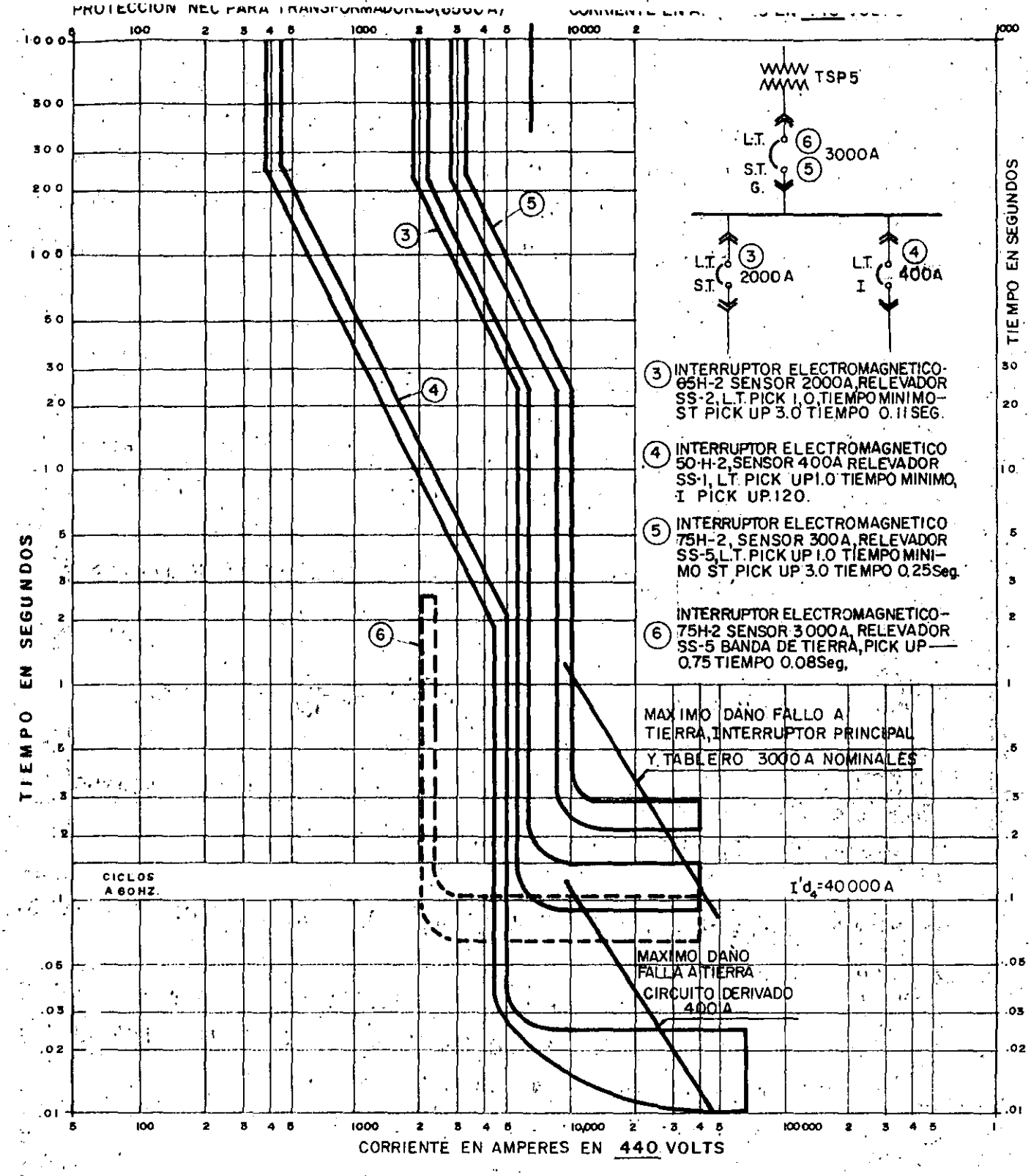
SI $9{,}690 < I_{ARC} < 51{,}000$

SE CALCULA LA CURVA Y SE TRAZA .

PARA UN CIRCUITO DE 3000 A:

$$I_{ARC}^{1.5}\, t = 3000 \times 250 = 750{,}000$$

DONDE $9{,}690 < I_{ARC} < 51{,}000$



CURVAS TIEMPO-CORRIENTE No. 3	CURVAS TIEMPO-CORRIENTE COORDINACION ENTRE INTERRUPTORES ELECTRO-MAGNETICOS PRINCIPAL Y DERIVADOS EN TABLERO 5 DE SP.	NO. 3 FECHA DIBUJADO POR COMPONENTE INTS. VARIOS LOCALIZACION TAB. 5 S.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 Nº 4

SE COORDINAN EL RELE IAC 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:

$$3000 \text{ AMPERS} \dashrightarrow 3000 \times \frac{440}{15000} = 88 \text{ A.}$$

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% Ip, 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., -

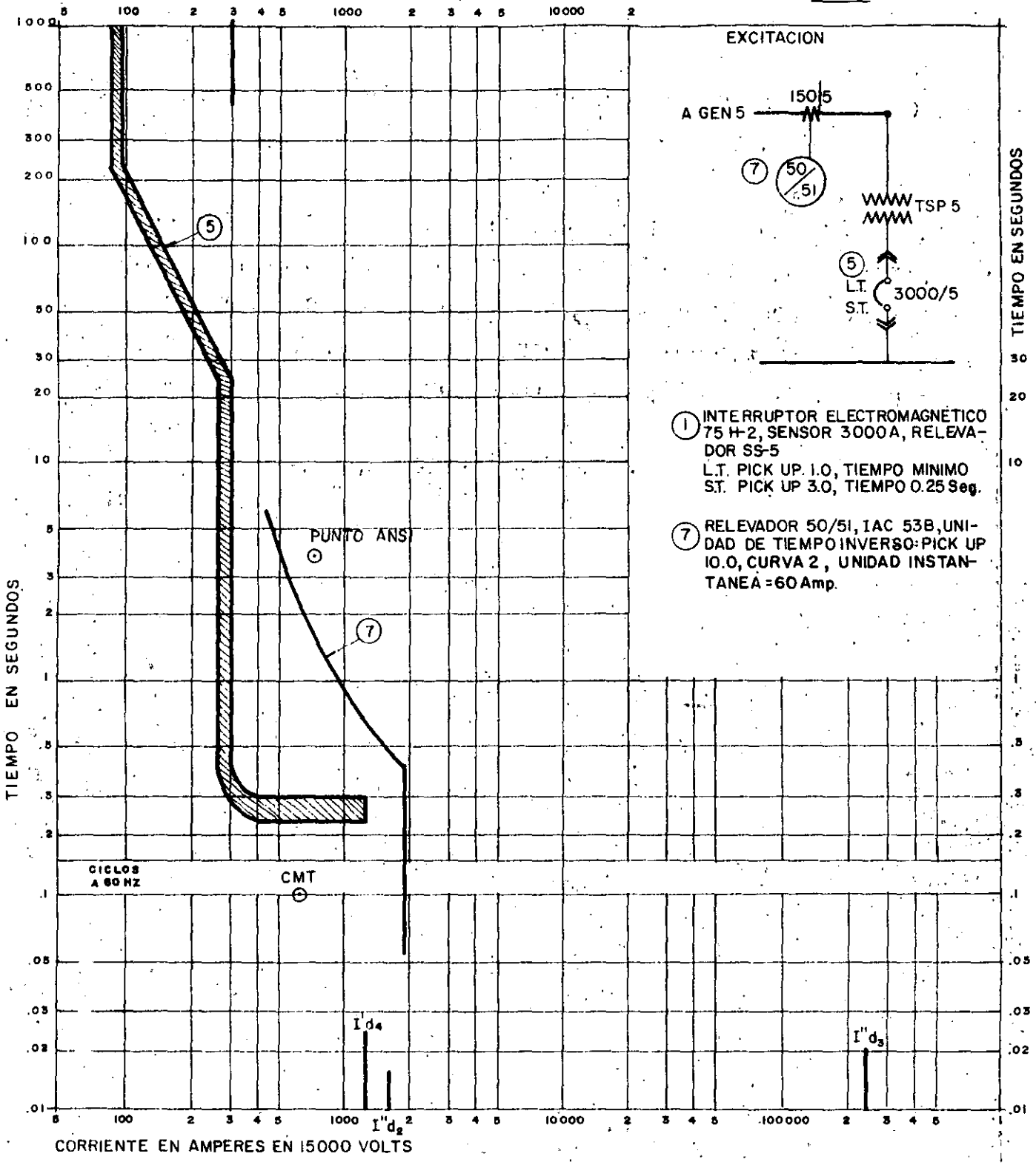
150/5 = 30, EL "TAP" DEBE SER 10). LA CURVA DE TIEMPO SELEC-- CIONADA ES LA Nº 2.

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:

$$60 \times \frac{150}{5} \times \frac{15,000}{440} = 61,363 \text{ A.}$$

PROTECCION NEC PARA TRANSFORMADOR(3079 A)

CORRIENTE EN AMPERES EN 15000 VOLTS



CURVAS TIEMPO-CORRIENTE No. 4	**CURVAS TIEMPO-CORRIENTE**	No. 4
	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 Nº 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.

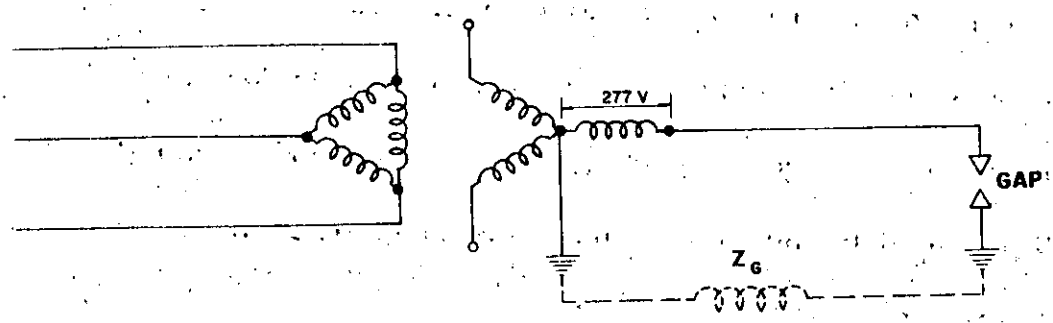
* El valor de la falla sólida a tierra:

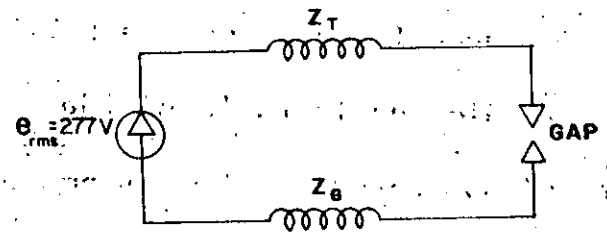
$$I_F = \frac{3\,E_{L-N}}{Z_1+Z_2+Z_0+3Z_G}$$

Z1-Sec(+)
Z2-Sec(-)
Z0-Sec(0)
ZG-Impendancia circuito de tierra variable.

* 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} difíciles de predecir. Sin embargo, las recomendaciones de protección 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 IARC, 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 cantidad de energía que se libera a través del arco y no se disipa en el resto del sistema(buses, cables, etc.) como en el caso de la falla sólida.
* Otra característica de las fallas de arqueo es que en la inmensa mayoría de los casos se presenta exclusivamente en sistemas de 480/277 V, debido a que la tensión teórica necesaria para la reignición del arco es 375 volts y este sistema si la proporciona ($277 \times \sqrt{2} = 391 > 375$ V)

MODELO TEORICO DE LA FALLA

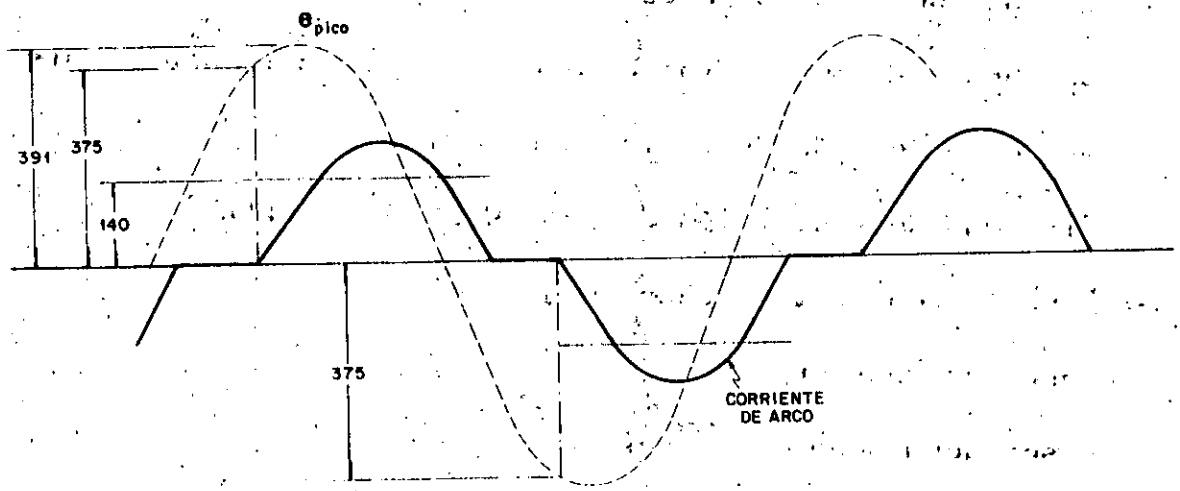




TENSION EN EL GAP

MAYOR DE 375 V → NO HAY CHISPA

MENOR DE 375 V → SI HAY CHISPA



$I_{\phi\text{-}T}$ = 20,000 A

I_{ARC} = 7600 A (38 %)

V_{ARC} = 140 V

Así resulta que es teóricamente poco probable que en un sistema de 220/127 volts se presente una falla de arqueo y no se autoextinga. Las recomendaciones no aconsejan proteger contra este tipo de falla en sistemas de 220/127 V: (NEC, etc.) sin embargo existen algunos casos reportados donde estas fallas no se autoextinguieron...y el caso de Nonoalco es uno de ellos.

* ¿Como se debe proteger un circuito contra fallas de arqueo a tierra?

1º Calibrar si las condiciones de carga lo permiten, la P.S.C.F. entre un 19 a un 38 % del valor de la falla sólida (para efectos prácticos) si estamos cerca del transformador

$I_{FASE\ A\ TIERRA} = I_{3Ø}$

2º Si las condiciones de carga o de coordinación no permiten calibrar la PSCF en forma adecuada, se recomienda un sistema de protección de fallas a tierra.

* Sistemas de protección de fallas a tierra (PFAT)

- Desbalanceo de tensiones en Δ abierta.
- Corriente residual
- Sensor dona abrazando tres fases y neutro.
- Sensor corriente de regreso neutro transformador.

Ya se ha seleccionado el equipo, ¿existe algún criterio para determinar la frontera de los daños admisibles en fallas a tierra? SI:

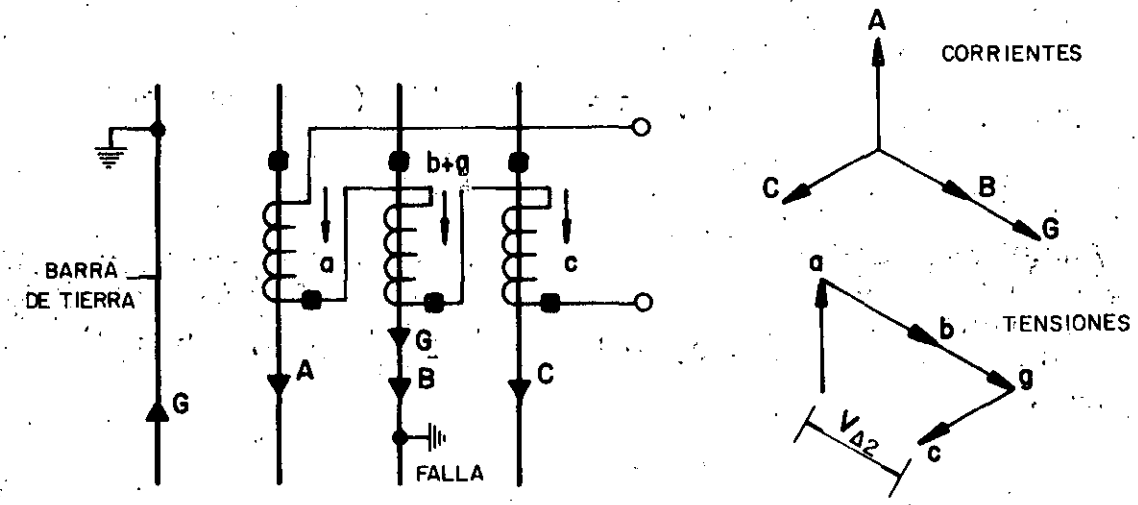
$$250\ In = I_{arc}^{1.5} \times t$$

ALUMINIO : $Y = 1.519 \times 10^{-6}\ I_{arc}^{1.5}$ (pulg-cub-seg)

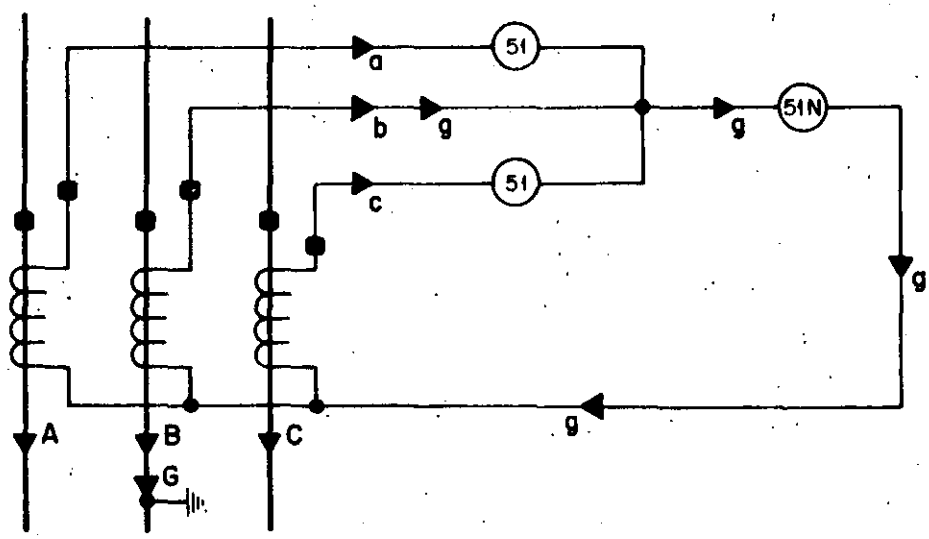
COBRE : $Y = 0.723 \times 10^{-6}\ I_{arc}^{1.5}$ (pulg-cub-seg)

envolvente de acero : $Y = 0.6564 \times 10^{-6}\ I_{arc}^{1.5}$ (pulg-cub-seg)

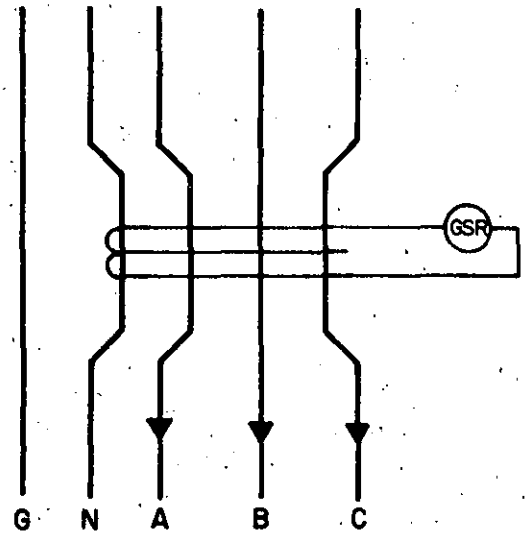
SISTEMAS DE P.F.A.T.



DELTA ABIERTA

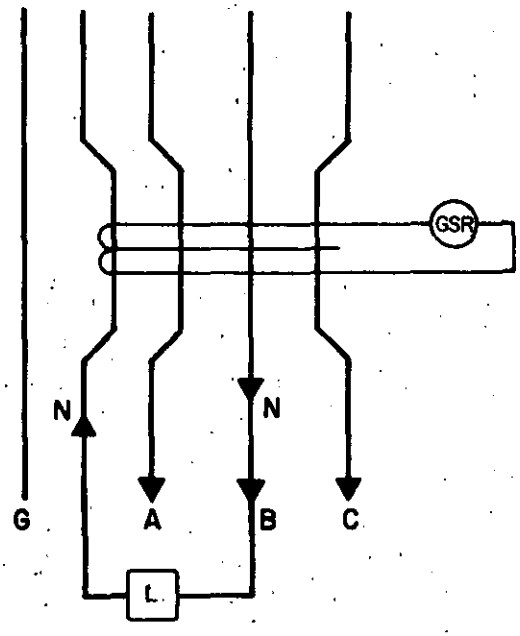


CORRIENTE RESIDUAL



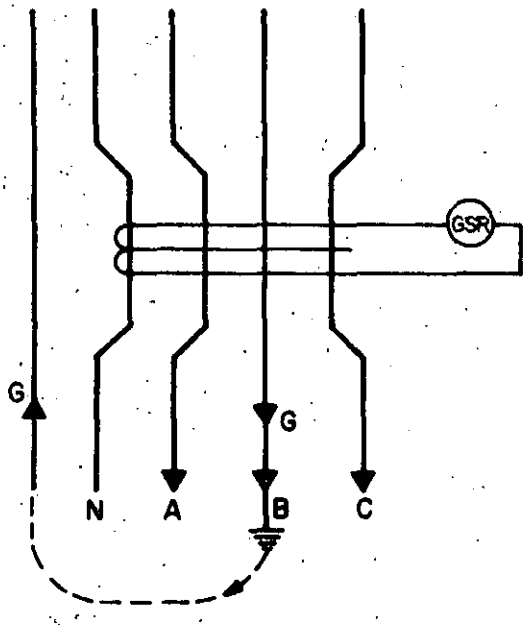
SENSOR DE TIERRA

(CORRIENTES BALANCEDAS)



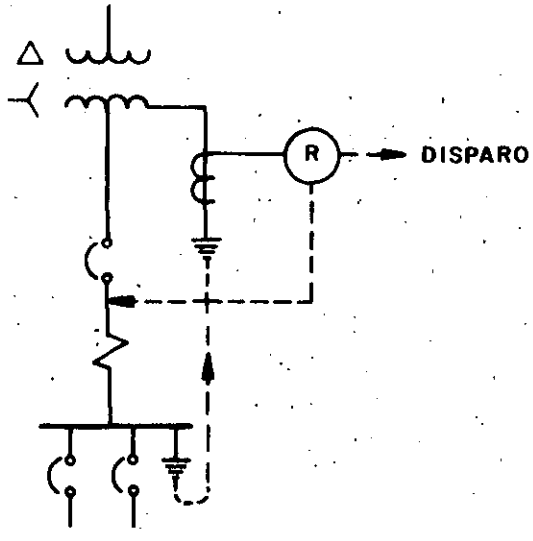
SENSOR DE TIERRA

(MAXIMO CASO DE DESBALANCEO)



SENSOR DE TIERRA

(CONDICION DE FALLA, EL RELEVADOR OPERA)



PROTECCION EN REGRESO

CIRCUITO DE TIERRA

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA No. 7 - SISTEMAS DE TIERRAS

ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ
ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO

SEPTIEMBRE, 1980

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

Generalidades:

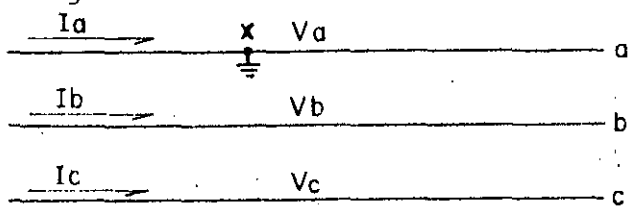
Al proyectar un sistema eléctrico de distribución, se pone especial énfasis en los métodos mejores para conducir el fluído eléctrico, como en la mejor manera de aislarlos del medio ambiente y entre sí. Se aplican los conocimientos tecnológicos de modo de tener el mejor control y la mejor protección para 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 versatil.

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.

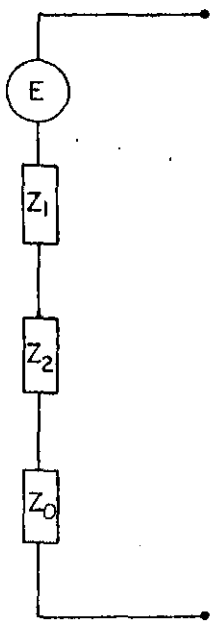
Existen varias formas de referir el neutro de un sistema eléctrico a tierra: aterrizaje directo, por medio de reactancias, por resistencias y también el de neutro aislado de tierra (neutro flotante ó distribución delta).

7.1 TIPOS DE SISTEMAS ATERRIZADOS Y NO ATERRIZADOS.

Supongamos un sistéma trifásico con una falla de linea 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.

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$E_1 = E\left(1 - \frac{Z_1}{Z_0 + 2Z_1}\right)$$

$$E_2 = -E\,\frac{Z_1}{Z_0 + 2Z_1}$$

$$E_0 = -E\,\frac{Z_0}{Z_0 + 2Z_1}$$

$$V_a = 0$$

$$V_b = E_0 + a^2 E_1 + a E_2$$

$$V_c = E_0 + a E_1 + a^2 E_2$$

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$\mathcal{V}_b = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{Z_0}{Z_1}-1}{\frac{Z_0}{Z_1}+2} \qquad (P.U.)$$

$$\mathcal{V}_c = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{\frac{Z_0}{Z_1}-1}{\frac{Z_0}{Z_1}+2} \qquad (P.U.)$$

$Z_1 = R_1 + j X_1$
$Z_0 = R_0 + j X_0$

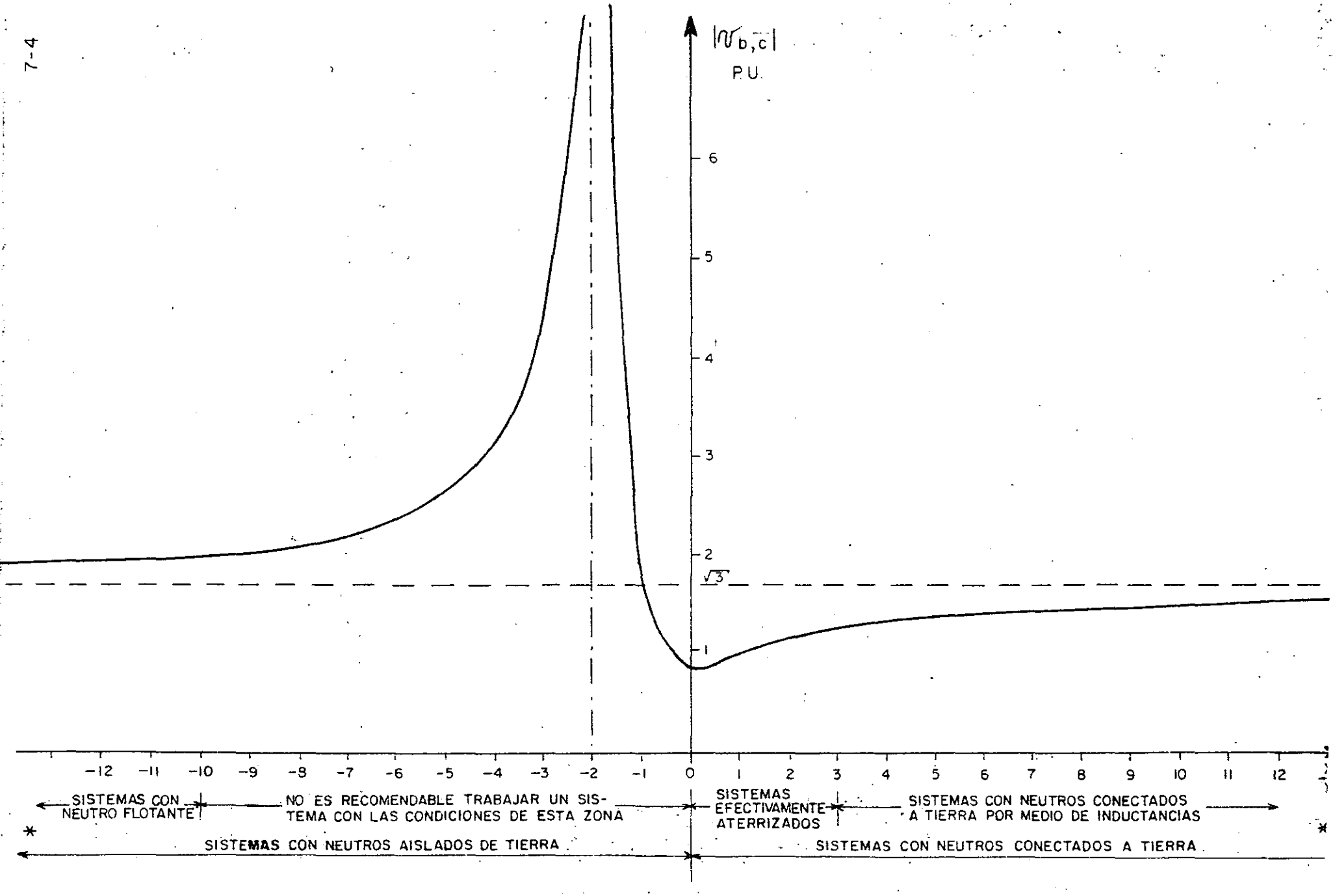
Si para simplificar despreciamos R_1 y R_0 podemos generalizar las ecuaciones anteriores:

$$\mathcal{V}_{b,c} = -\frac{1}{2} \mp j\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{X_0}{X_1}-1}{\frac{X_0}{X_1}+2}$$

Dando valores a la relación X_0/X_1 podemos encontrar las tensiones que aparecen en las lineas (b,c) no falladas:

$\frac{X_0}{X_1}$	$\lvert\mathcal{V}_{b,c}\rvert$ (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 éste caso es de valor positivo y significa que los neutros están conectados a tierra.
1	1	
3	1.25	
10	1.5	
∞	$\sqrt{3}$	
-1	$\sqrt{3}$	La reactancia en secuencia positiva no puede tener valor negativo. Si la reactancia en secuencia cero es de valor negativo, significa que los neutros del sistema están conectados a tierra con capacitancias, y estamos por lo tanto en el caso de neutros flotantes.
-1.5	4.51	
-2	∞	
-3	4.51	
-4	3.12	
-6	2.41	
-10	2.02	
-40	1.8	
$-\infty$	$\sqrt{3}$	

Graficando la Información anterior obtenemos:



* LOS PUNTOS EN DONDE $\frac{X_0}{X_1} \approx \pm \infty$ CORRESPONDEN A SISTEMAS CON EL NEUTRO CONECTADO A TIERRA POR MEDIO DE UNA BOBINA DE PETERSEN

Analizando la gráfica anterior podemos apreciar que el tipo de aterrizamiento de un sistéma 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_o , X_1 y R_o , 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 efectívamente aterrizado, son que para cualquier condición de operación y cualquier capacidad de generación se cumplan las siguientes relaciones.

$$0 \leqslant \frac{X_0}{X_1} \leqslant 3$$

$$0 \leqslant \frac{R_0}{X_1} \leqslant 1$$

Con éstas condiciones las sobretensiones a la frecuencia del sistema nunca podrán ser mayores de 1.4 p.u. , y el factor de aterrizamiento siempre será menor de $1.4 / \sqrt{3} = 0.81$

Prácticamente todos los sistemas de potencia y distribución están efectivamente aterrizados.

La mayoría de las instalaciones industriales nacionales, también caen dentro de ésta 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:

$$3 < \frac{X_0}{X_1} < \infty$$

$$3 \leqslant \frac{R_0}{X_1} \leqslant 1$$

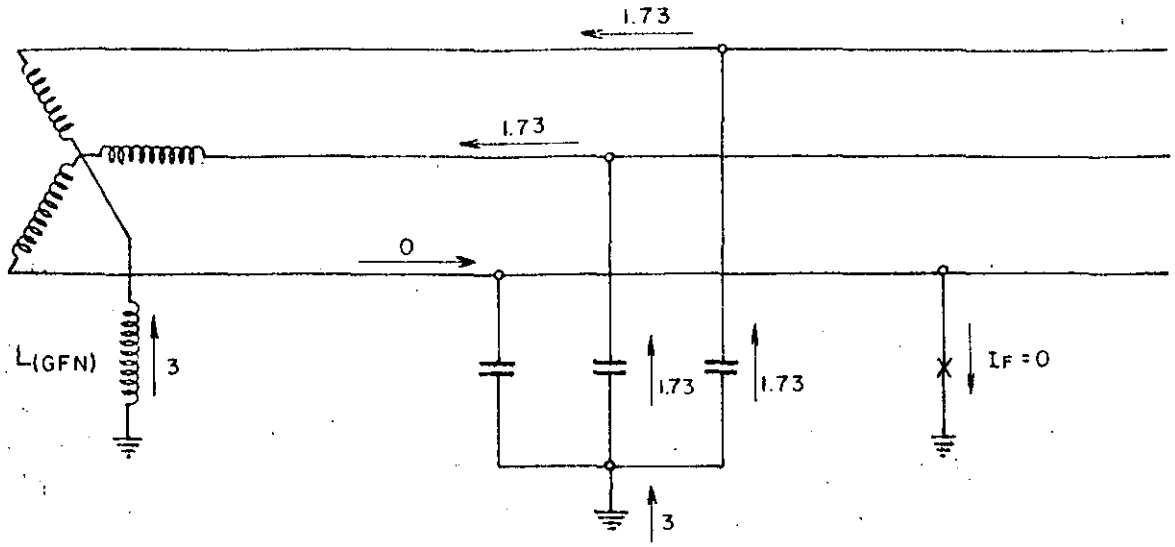
La red de tierras y la reactancia inductiva deben de poder conducir adecuadamente las corrientes de corto circuito del sistema.

Este sistema de aterrizamiento puede oroginar 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.



$$X_0 = \frac{(jWL)\left(-j\frac{1}{WC}\right)}{(jWL)-\left(j\frac{1}{WC}\right)} = \pm\infty$$

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 sitema 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 $X_0/X_1 \leqslant -10$. 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 enutro 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.

$$Zo = \frac{R(-j\frac{1}{WC})}{R-j\frac{1}{WC}}$$

7.2 PROYECTOS DE REDES DE TIERRA.

7-10

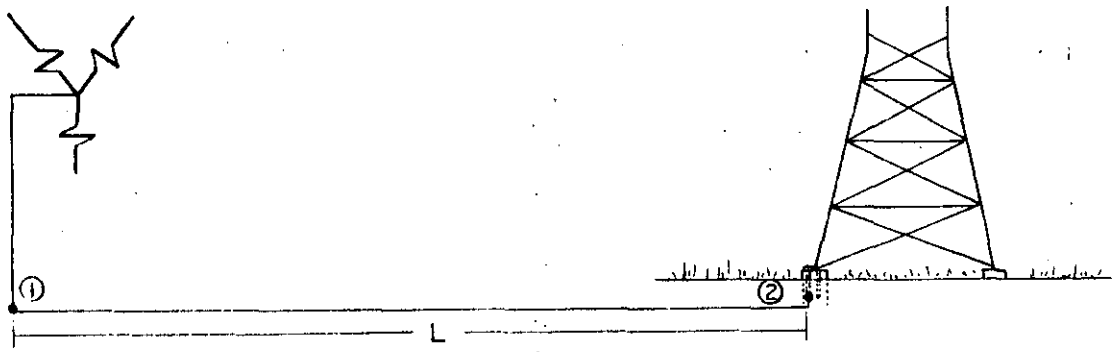
En el pasado, prevalecía el criterio de que cualquier objeto - aterrizado ya fuera que formara parte de un sistema de tierras o que por- opinión propia era parte de una "buena tierra" podría ser tocado con toda seguridad. Aparentemente éste punto de vista era sólido, ya que si una - estructura metálica ,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, recar- gadas en una estructura metálica, morían electrocutados; ¿que pasaba con - las tierras ?

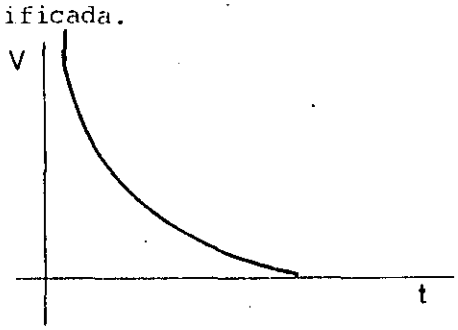
Se había solamente analizado el peligro de tensiones peligrosas- de línea a tierra ya fueran transitorias por descargas atmosféricas ó por - caídas de líneas más no se habían analizado los efectos secundarios de tales circunstancias; no se había contemplado el efecto de la corriente de falla al circular por el terreno.

¿Que pasa cuando ocurre una falla a tierra en un sistema debídamen- te aterrizado?

Supongamos que tenemos un conductor enterrado conectado al neutro de un transformador y una línea cayendo a tierra a una distancia L.



La corriente de falla se distribuirá en el terreno circundante y tratará de cerrar el circuito a través de los puntos ① y ②, ocasionando una curva de niveles de tensión debidos al paso de la corriente de falla por una - resistividad del terreno (ρ) en una longitud (L) lo que por ley de ohm -- $dv = \rho L\, d_{icc}$, que nos arrojará una superficie equipotencial desarrollada de- la siguiente forma simplificada.



Se observa que los decrementos de tensión son sumamente importan - tes en las proximidades del punto de falla ya que a pequeños incrementos de -- longitud, ocurren grandes incrementos de potencial, que pueden resultar de va- rios miles de volts.

¿ Cual es el <u>circuito eléctrico equivalente del cuerpo humano</u> ?

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 efec to doloroso y se empieza a presentar el fenómeno de contracción muscular que -

ocasiona el efecto de aferrarse a los objetos electrizados, 50-100 ma, se presenta el umbral de la fibrilación ventricular, que es un fenómeno de daño irreversible en el corazón, para terminar en valores superiores con el daño total del mismo y la muerte por ausencia total de actividad palpitatoria combinada con la asfixia,

Se puede considerar que un valor seguro para un corazón sano es de 25 ma, a través de él. Naturalmente es muy importante el tiempo de duración de dicha corriente.

Se ha comprobado que si el tiempo es menor, el cuerpo puede soportar corrientes mucho mayores determinándose una relación empírico-matemático por la fórmula de Charles Dalziel, como sigue:

$$I_k^2 \; t = 0.0135$$

de donde:

I_k : corriente en amperes a través del cuerpo

t : duración de la falla en segundos

0.0135: factor empírico basado en el concepto de constante de energía.

De la fórmula anterior:

$$I_k = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

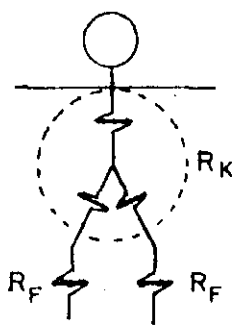
Con respecto a la resistencia del cuerpo, es pertinente anotar que según las experiencias en la Universidad de Columbia, se ha obtenido el valor-

promedio de 2300 ohms entre mano y mano y 1100 ohms entre una mano y un pie

Como seguridad se emplea el valor de 1000 ohms en ambos casos - (R_k).

Además se ha determinado que siendo la resistividad del terreno- ρ_s , la resistencia de un pie (RF) será 3 ρ_s ohms, por lo tanto entre- dos pies en serie (un paso) será 6 ρ_s ohms y los dos pies en paralelo- (tocando con una mano el objeto energizádo) será de 1.5 ρ_s.

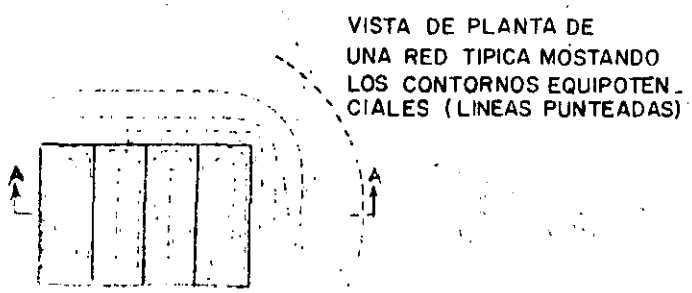
El circuito equivalente de un cuerpo humano promedio será



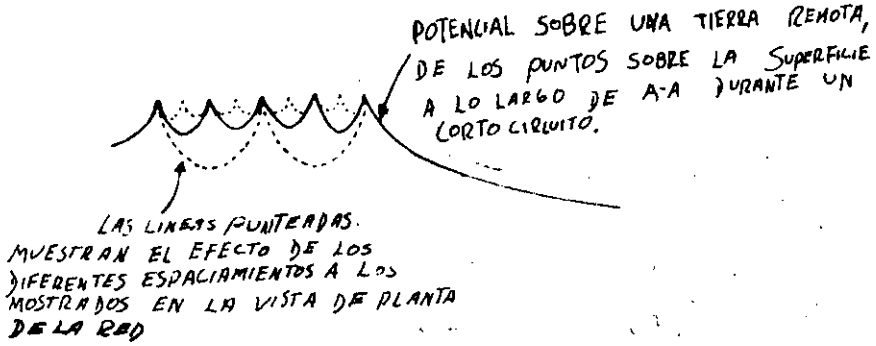
¿ Como se comporta una malla de tierra bajo condiciones de falla?

Por lo que respecta a la dispersión de corrientes en el terreno, como se muestra a continuación.

Por lo que respecta a los niveles de tensión, pueden trazarse superficies equipotenciales como se puede apreciar.

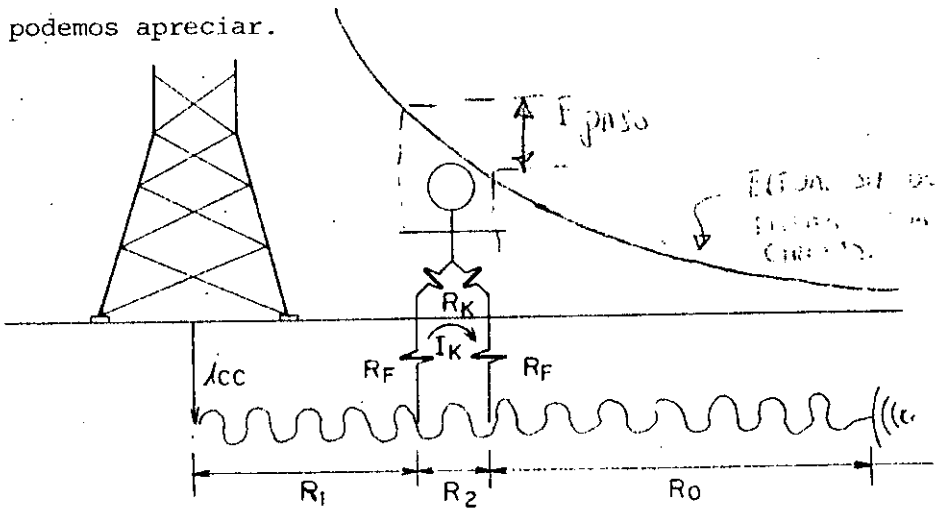


Las tensiones que aparecen en el nivel de piso terminado son:

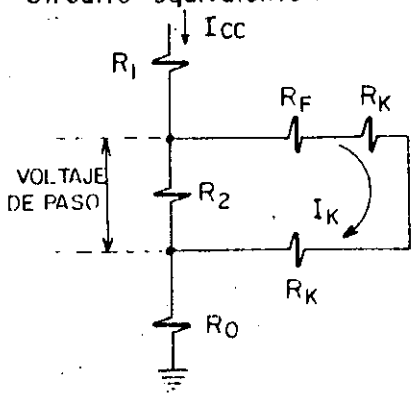


4.- Diferentes posibilidades de accidentes.

La primera posibilidad es que el individuo al dar un paso en -- una superficie bajo tensiones transitorias puede estar sometido a potencia - les peligrosos debido a una falla de fase a tierra (voltaje de paso) como- podemos apreciar.



Circuito equivalente :

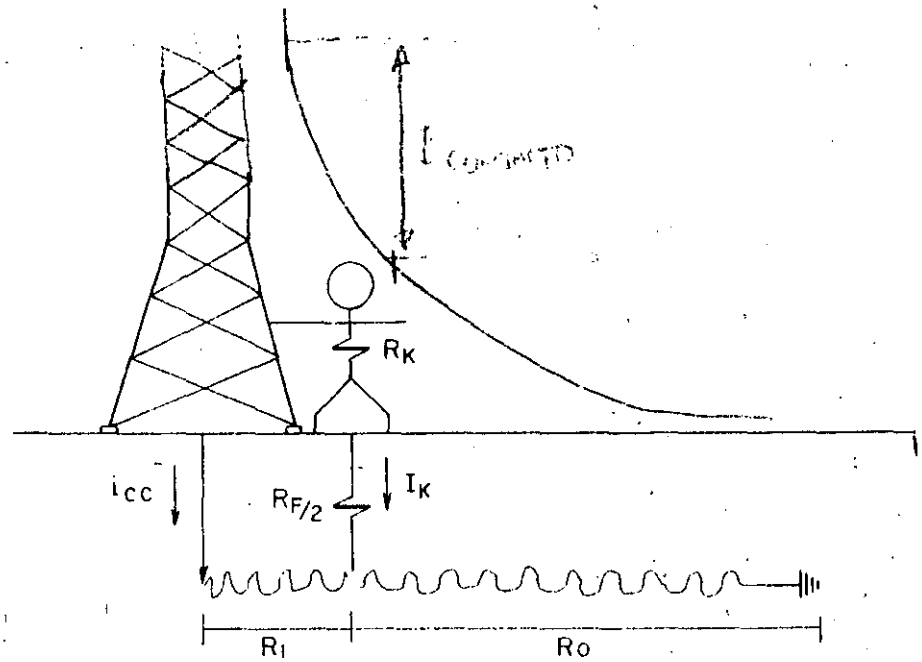


$$V_P = (R_K + 2R_F) \times I_K$$

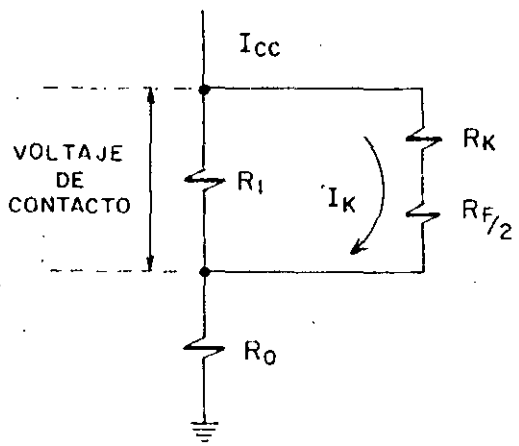
$$= (1000 + 6\rho_s) \times \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$= \frac{116 + 0.7\,\rho_s}{\sqrt{t}}$$

La segunda posibilidad existe cuando una persona está parada junto a una estructura aterrizada y hace contacto manuealmente con ella y ocurre una falla a tierra (voltaje de contacto) como se muestra:



Circuito equivalente :

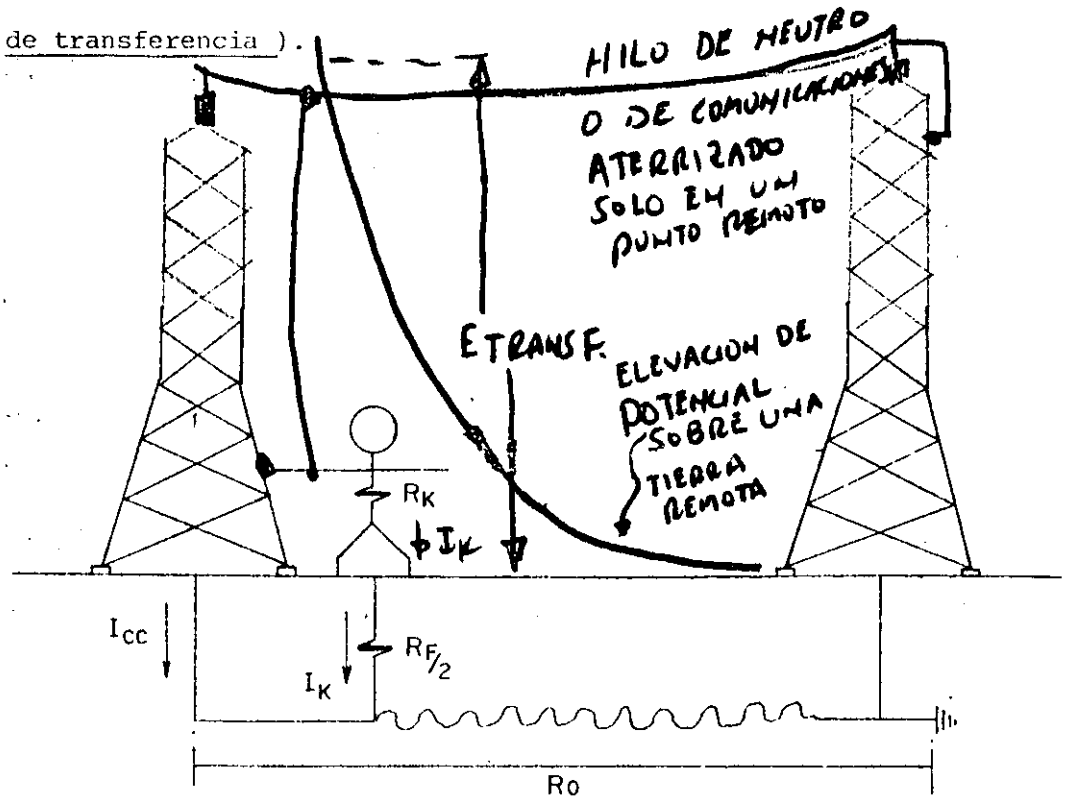


$$V_C = (R + R_{F/2})\, I_K$$

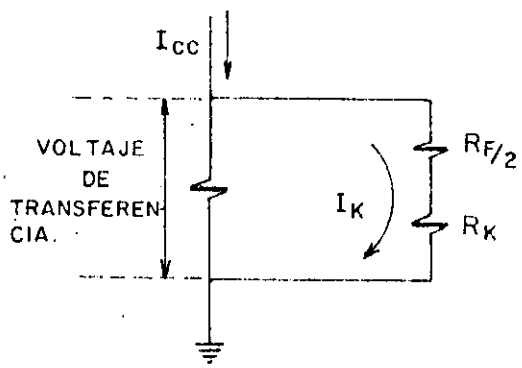
$$= (1000 + 1.5\rho_s)\frac{116}{\sqrt{t}}$$

$$= \frac{116 + 0.17\cdot\rho_s}{\sqrt{t}}$$

La tercera posibilidad es cuando existe un elemento metálico aterrizado en un punto de falla y su longitud es tal que puede hacerse contacto simultáneamente con él y otra superficie también aterrizada (voltaje de transferencia).



Circuito equivalente



$$V_t = (R_{F/2} + R_K)\, I_K$$

$$= (1000 + 1.5\rho_s)\,\frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$= \frac{116 + 0.174\rho_s}{\sqrt{t}}$$

Tanto los voltajes de paso como los de contacto y transferencia han sido fijados en un máximo de 150 V , y la duración máxima será de 1.2 - seg.

La secuencia de cálculo para proyectar una red de tierras con - capacidad de conducir las corrientes de corto circuito y que presente seguridad al personal y equipos se indica a continuación:

CALCULO DE REDES DE TIERRA

1.- Determinación de la corriente máxima de falla a tierra IG.

2.- Determinación del calibre mínimo para evitar fusión mediante table de --- ONDERDONK.

DURACION DE LA FALLA SEG.	CM / A		
	CABLE	CONEXIONES SOLDADAS.	CONEXIONES MECANICAS.
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

$S = (CM / A) \times IG$

3.- Resistividad del terreno.

Fórmula de D.F. WENNER

$$\rho_s = \frac{4 \pi A^2 R}{1 + \frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}}$$

ρ_s = Resistividad el terreno en (ohm - m)

R = Resistencia medida con Megger en (ohms)

A = Distancia entre electródos adyacentes en (m)

B = Profundidad de enterramiento de los electródos en (m)

VALORES TIPICOS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO	
TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD (ohm - m)
Tierra Orgánica mojada.	10
Suelo húmedo.	10^2
Suelo seco.	10^3
Concreto armado.	10^3
Cama rocosa.	10^4

4.- Diseño preliminar de la red de tierras.

$$L = \frac{K_m \, K_i \, \rho_{S1} \, I_{cc} \sqrt{T}}{0.116 + 0.17\rho_{S2}}$$

L - Longitud mínima del conductor enterrado en metros incluyendo las varillas.

Km- Coeficiente que toma en cuenta los conductores de la malla en cuanto a número,calibre y disposición

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{5}{6}\right)\left(\frac{7}{8}\right) \cdots\cdots$$

(n-2) términos ⟶

D - Separación entre conductores de la malla (m)

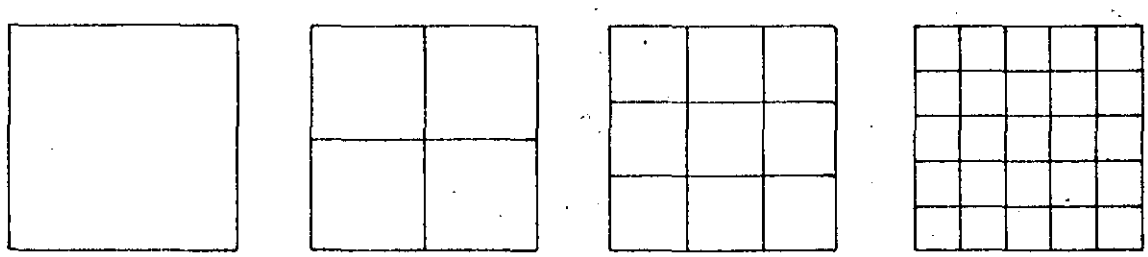
d - Diámetro de los conductores que forman la malla en (m)

h - Profundidad a la que se entierra la red en (m)

n - Espaciamientos de la malla.

K_i.- Factor de corrección por irregularidades, tomando en cuanta la distribución irregular del flujo de corrientes a tierra.

(factores K_i sugeridos por Walter Koch.)



$K_i = 1$ $K_i = 1.16$ $K_i = 1.47$ $K_i = 2.21$

ρ_{s1} - Resistividad del terreno en (ohms - m)

ρ_{s2} - Resistividad del terreno que tocan los pies en (ohms - m)

Icc - 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

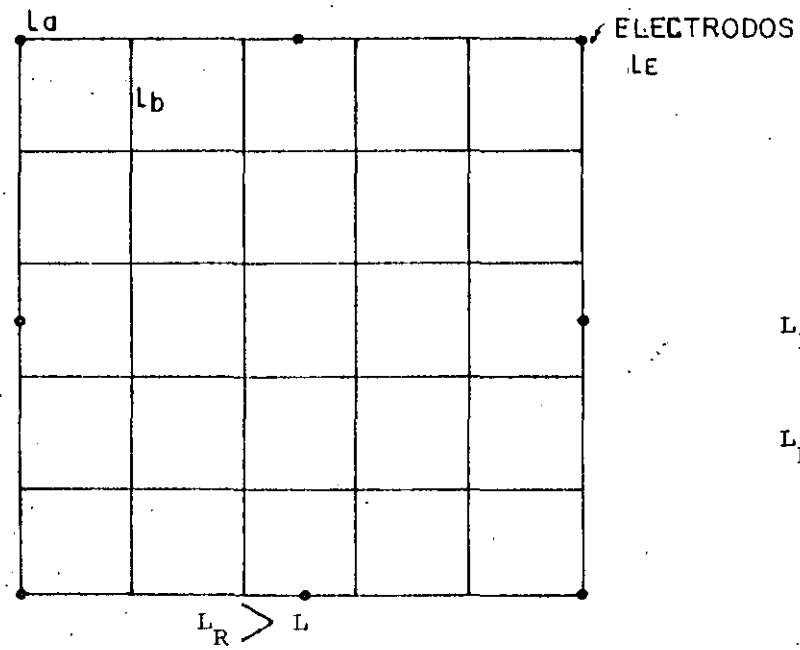
$$D = \sqrt{\frac{1}{T}\left[T + \frac{1}{\omega}\,\frac{X}{R}\left(1 - \epsilon^{-\frac{2\omega T}{X/R}}\right)\right]}$$

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^2).

$$R = \frac{\rho_s}{4r} + \frac{\rho_s}{L_R}$$

R - Resistencia entre la red y tierra en (ohms)

6.- Cálculo del máximo aumento de potencial de la red en caso de falla.

$$E = I_G \, R$$

7.- Cálculo del potencial de paso en el piso adyacente a la red.

$$E_s = K_s \, K_i \, \rho_{SI} \frac{I_G}{L_R}$$

Es = 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)

Ks = Coeficiente que considera la profundidad de enterrado de la red de tierra y el núemro de conductores transversales de la red.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \ldots + \frac{1}{13\,D} \right]$$

Hasta el número de espacios -

K_i - Factor de corrección por irregularidad.

ρ_{S1} - Resistividad del terreno en (ohms - m)

$$Es < E'_s = \frac{116 + 0.7\rho_{S2}}{\sqrt{t}}$$

En caso contrario rediseñar la red para que ésta condición se cumpla.

8.- Cálculo de potencial entre piso y elementos conectados a tierra.

Si $L_R \geqslant L$ se considera que el potencial entre el piso y puntos tocados con la mano están dentro de los límites aceptables.

Como un ejemplo de aplicación presentamos el cálculo de la red de tierra de la unidad 4 de Salamanca.

1.- Determinación de la corriente máxima de falla a tierra.

a) Características del equipo:

Generador.- 344.44 MVA , 20 KV , F.P. = 0.8 , 3 ø

60 cps , 3600 R.P.M.

	xd = 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_o = Reactancia de secuencia cero	=	8.5 %

Transformadores Principales.- Tres de 107 MVA c/u.

20 / 230 Kv . 1 ø , 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:

$$X_{1S} = X_{2S} = X_{0S} = \frac{1 \times 1^{2}}{15,000} = 0.000\ 066\ \%$$

Reactancias de Transformadores Principales:

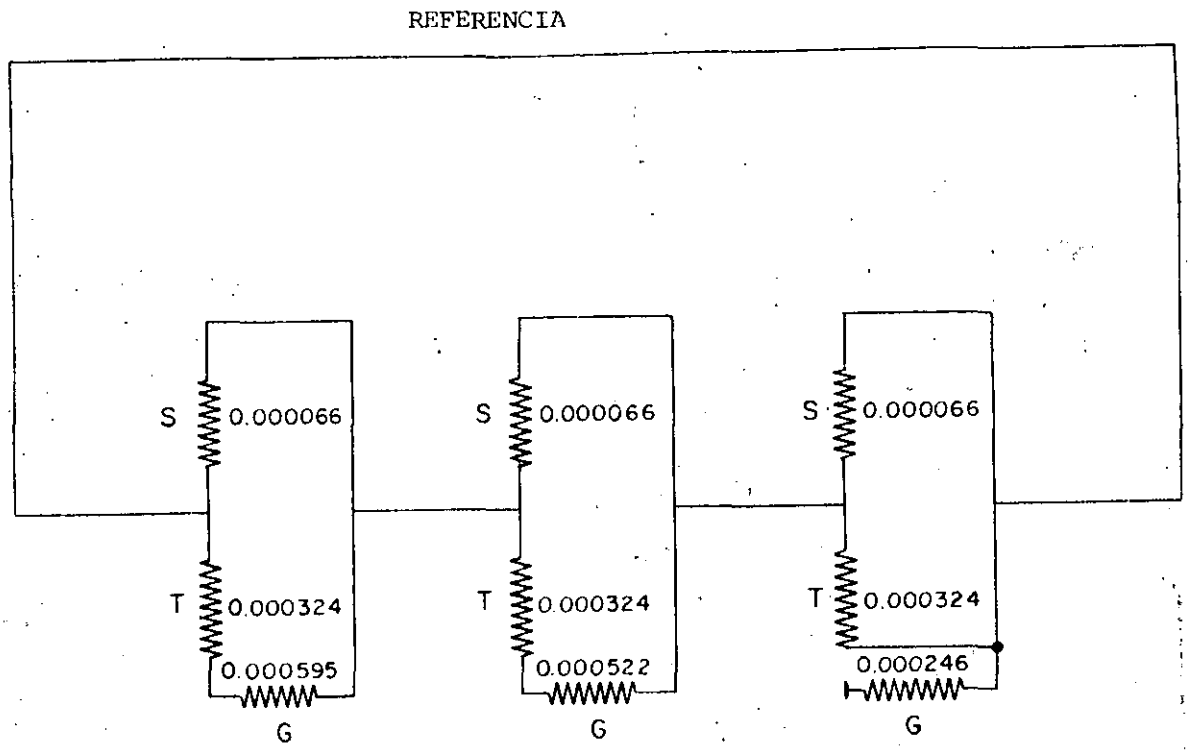
$$X_{1T} = X_{2T} = X_{0T} = \frac{0.104}{3 \times 107} = 0.000\ 324\ \%$$

Reactancias del Generador:

$$X_{1G} = X''_{d} = \frac{0.205 \times 1}{344.44} = 0.000\ 595\ \%$$

$$X_{2G} = \frac{0.18 \times 1}{344.44} = 0.000\ 522\ \%$$

$$X_{0G} = \frac{0.085 \times 1}{344.44} = 0.000\ 246\ \%$$



Cálculo de X_{1R} , X_{2R} , X_{0R}

$$0.000\ 324 + 0.000\ 595 = 0.000\ 919$$

$$X_{1R} = \frac{0.000\ 919 \times 0.000\ 066}{0.000\ 919 + 0.000\ 066} = 0.000\ 0615$$

$$0.000\ 324 + 0.000\ 522 = 0.000\ 846$$

$$X_{2R} = \frac{0.000\ 846 \times 0.000\ 066}{0.000\ 846 + 0.000\ 066} = 0.000\ 0612$$

$$X_{0R} = \frac{0.000\ 324 \times 0.000\ 066}{0.000\ 324 + 0.000\ 066} = 0.000\ 0548$$

Fórmula para determinar la corriente de falla a tierra:

$$I_G = \frac{3}{X_{1R} + X_{2R} + X_{0R}}$$

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:

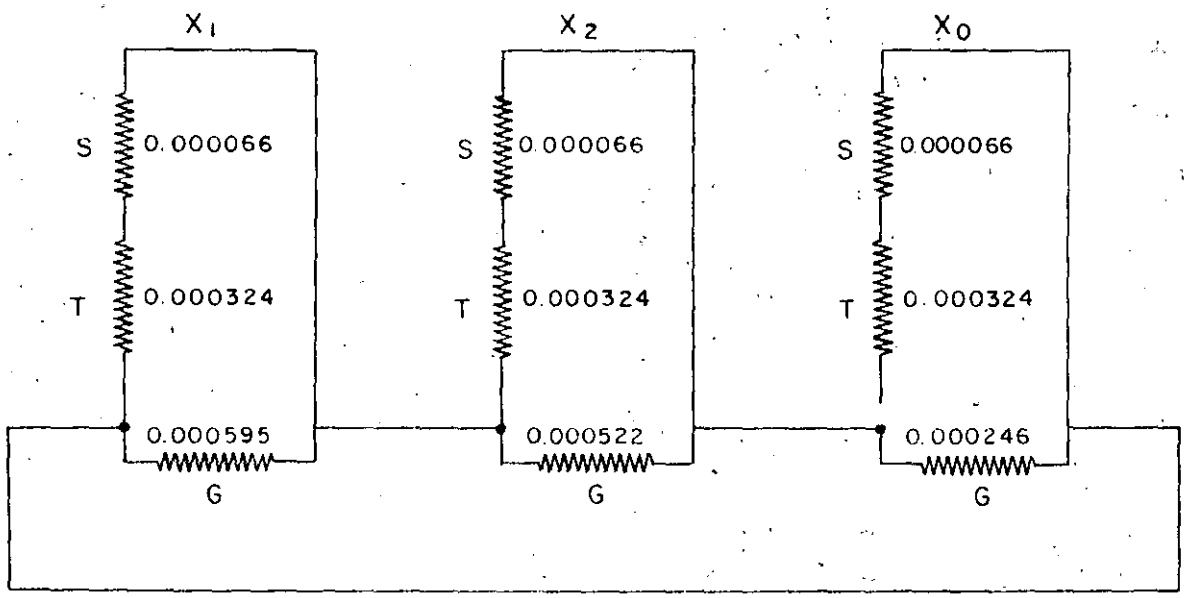
Calibres mínimos para evitar fusión.

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}

$$0.000\,066 + 0.000\,324 = 0.000\,39$$

$$X_{1R} = \frac{0.000\ 39 \times 0.000\ 595}{0.000\ 39 + 0.000\ 595} = 0.000\ 2355$$

$$X_{2R} = \frac{0.000\ 39 \times 0.000\ 522}{0.000\ 39 + 0.000\ 522} = 0.000\ 2232$$

$$I_G = \frac{3}{0.000\ 2355 = 0.000\ 2232 + 0.000\ 246} = 4257.13\ \%$$

$$I_G = \frac{4257.13 \times 1000}{3 \times 20} = 122\ 892.76\ A$$

Como ésta corriente es mayor que la calculada en el lado de 230 Kv, será la que tomaremos en cuenta para el cálculo de nuestro sistema de tierra.

Para determinar el valor de la resistividad emplearemos la siguiente fórmula del D F. WENNER.

$$\rho_s = \frac{4\pi A^2 R}{1 + \frac{2A}{\sqrt{A^2+4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2+4B^2}}}$$

en donde

ρ_s = resistividad del terreno en Ω - m

R = resistencia por medición en (se obtiene con el Megger)

A = distancia entre electródos ayacentes en M.

B = profundidad de enterramiento de los electródos en M.

Dado que se carece de datos se tomó el valor de la resistividad igual que el de la Unidad 3 que fué de $6\ \Omega - m$

2.- Diseño Preliminar de la Red de Tierras

De acuerdo con la tabla anterior se toma 6.5 CM / A para determinar el calibre

$$S = 6.5 \frac{CM}{A} \times 122892 = 798802 \quad C.M.$$

Calibre inmediatamente superior.
1000 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 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:

$$L = \frac{Km \times Ki \times \rho_o \times Icc \times \sqrt{t}}{116 + 0.17\rho_s} \quad (M.)$$

En donde:

L : longitud total del conductor enterrado en metros, incluyendo varillas.

Km : coeficiente que toma en cuenta los conductores de la malla en cuanto a números, calibre y disposición.

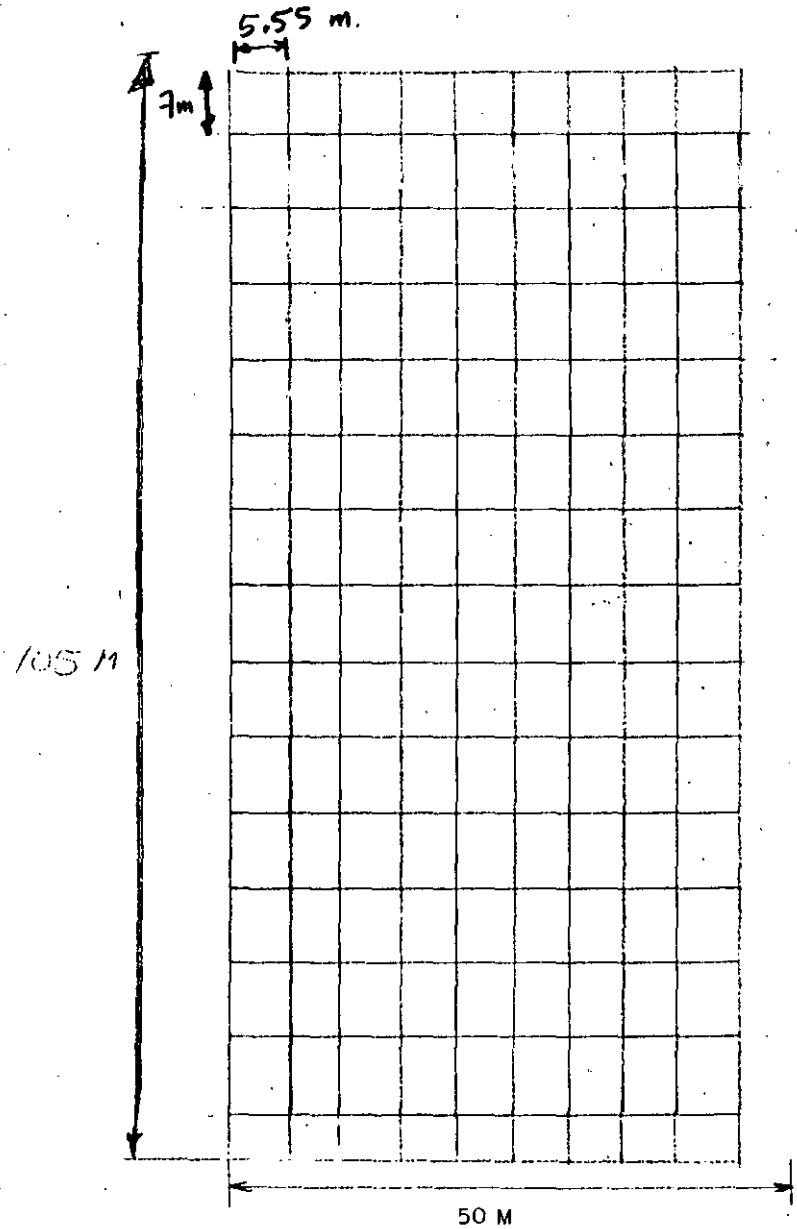
$$Km = \frac{1}{2\pi} L_n \frac{D^2}{16\,hd} + \frac{1}{\pi} L_n \left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{5}{6}\right)\left(\frac{7}{8}\right)\cdots$$

En donde:

D : separación entre conductores de la malla en metros (8 metros).

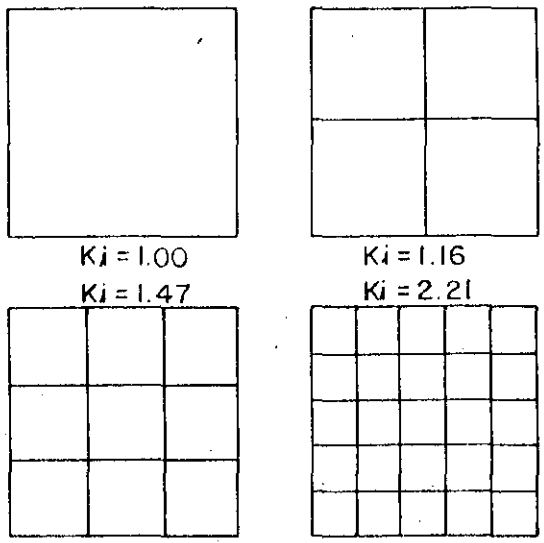
d : diámetro de los conductores que forman la malla = 0.0253 metros

h : profundidad a la que se entierra la red = 0.60 metros.



50 x 16 = 700 M
105 x 10 = 1050 M
36 x 3 = 108 M
L = 2000 M

Ki : Factor de corrección por irregularidades, toma en cuenta la - distribución irregular del flujo de corrientes a tierra.



Factor Ki sugerido por Walter Koch.

ρ : resistividad promedio del terreno = 6 Ω-M

I_{cc} : corriente eficáz máxima que fluirá de la red en conjunto, hacia la tierra, afectada por el factor de decremento D y el factor de ampliación A.

$$I_{cc} = I \times A \times D.$$

Factor de ampliación A = 1.00

Factor de decremento D :

Duración de la falla en ciclos	D
$\frac{1}{2}$	1.65
6	1.25
15	1.10
30 ó más	1.00

$$I_{cc} = 122\ 892.76 \times 1 \times 1 = 122\ 892.76 \text{ A.}$$

ρ_s = Resistividad del terreno que tocan los pies.

= 1000 Ω-M (para concreto armado).

Como la malla tiene un espaciamiento uniforme, se puede hacer la determinación empírica del número de términos de la fórmula de Km.

$$n = 16 - 2 = 14 \text{ términos.}$$

Por lo tanto:

$$Km = 0.1591549\ L_n \frac{7^2}{16\ (0.6)\ (0.0253)} + 0.3183099\ L_n \left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{5}{4}\right)\left(\frac{7}{8}\right)\left(\frac{9}{10}\right)\left(\frac{11}{12}\right)\cdots \cdots\left(\frac{29}{30}\right)$$

(14 términos)

$$Km = 0.159154 \times 5.5740709 + 0.3183099\ L_n\ 0.2889$$

$$Km = 0.4919$$

El tiempo $t = 0.5$ seg.

$Ki = 2.21$

Por lo tanto

$$L = \frac{0.4919 \times 2.21 \times 6 \times 122\ 892.76 \times \sqrt{0.5}}{116 + 0.17 \times 1000}$$

$$L = 19.81 \text{ M.}$$

La longitud obtenida debe ser menor que la indicada en el arreglo

$19.81 < 2000$ 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 circulo 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

$50 \times 105 = 5250 \ m^2$

$$r = \sqrt{\frac{5250}{3.14}} = 40.88 \ M$$

Para el cálculo de la resistencia de la red, se aplica la siguiente fórmula:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

L → Longitud

Sustituyendo:

$$R = \frac{6}{4 \times 40.88} + \frac{6}{2000} = 0.0397 \ (\text{ohms})$$

CALCULO DEL MAXIMO AUMENTO DE POTENCIAL DE LA RED EN CASO DE FALLA.

Aplicando la fórmula

$$E = IR$$

y teniendo $I = 122\ 892.76$ Amp.

$R = 0.0397$ 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

$$E_s = K_s \times Ki \times \rho \times \frac{I}{L}$$

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).

$$Ks = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2\,h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{2\,D} + \frac{1}{3\,D} + \frac{1}{4\,D} \quad \ldots \quad \frac{1}{15\,D} \right]$$

hasta el número de espacios transversales.

donde h : profundidad de enterramiento (0.60 mts.)

D : espacio longitudinal (7 mts.)

Sustituyendo valores

$$Ks = \frac{1}{3.14}\left[\frac{1}{2 \times 0.60} + \frac{1}{7 + 0.60} + \frac{1}{2 \times 7} + \frac{1}{3 \times 7} \cdots \frac{1}{15 \times 7}\right]$$

$$= 0.41256 \quad (0.041256)$$

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

$$E'_s = \frac{116 + 0.7\rho_s}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.7 \times 1000}{\sqrt{0.5}} = 1153 \text{ volts.}$$

$$E_s < E'_s$$

si $E_s > E'_s$ se rediseña la red aumentando (L)

7.- CALCULO DE POTENCIAL ENTRE PISOS Y ELEMENTO CONECTADO A TIERRA.

Si la longitud del cable usado es igual ó mayor que la calculada, se considera que los voltajes entre el piso y el punto tocado con la mano esta dentro de los límites aceptables.

De acuerdo con la figura del terreno, tenemos que (L) = 2000 Mts. (2000 m)

Se incluyen 50 varillas de 3.0 mts. cada una.

Esta longitud es mayor que la calculada, por lo tanto cumple con lo anotado al principio de éste inciso.

8.- Verificación de las condicones de seguridad.

Para que la red diseñada sea considerada como segura, se deberá cumplir la siguiente fórmula

$$\frac{Km \times Ki \times \rho \times Icc \times \sqrt{t}}{L} - 0.17\ \rho s < 116$$

Sustituyendo valores, tenemos:

$$\frac{0.4919 \times 2.21 \times 6 \times 122892.76 \times \sqrt{0.5}}{2000} - 0.17 \times 1000 = 113.4$$

$$113.4 < 116$$

Al cumplirse la fórmula podemos decir que la red diseñada está dentro de los límites de seguridad.

7.3 ATERRIZAMIENTO DE EQUIPO

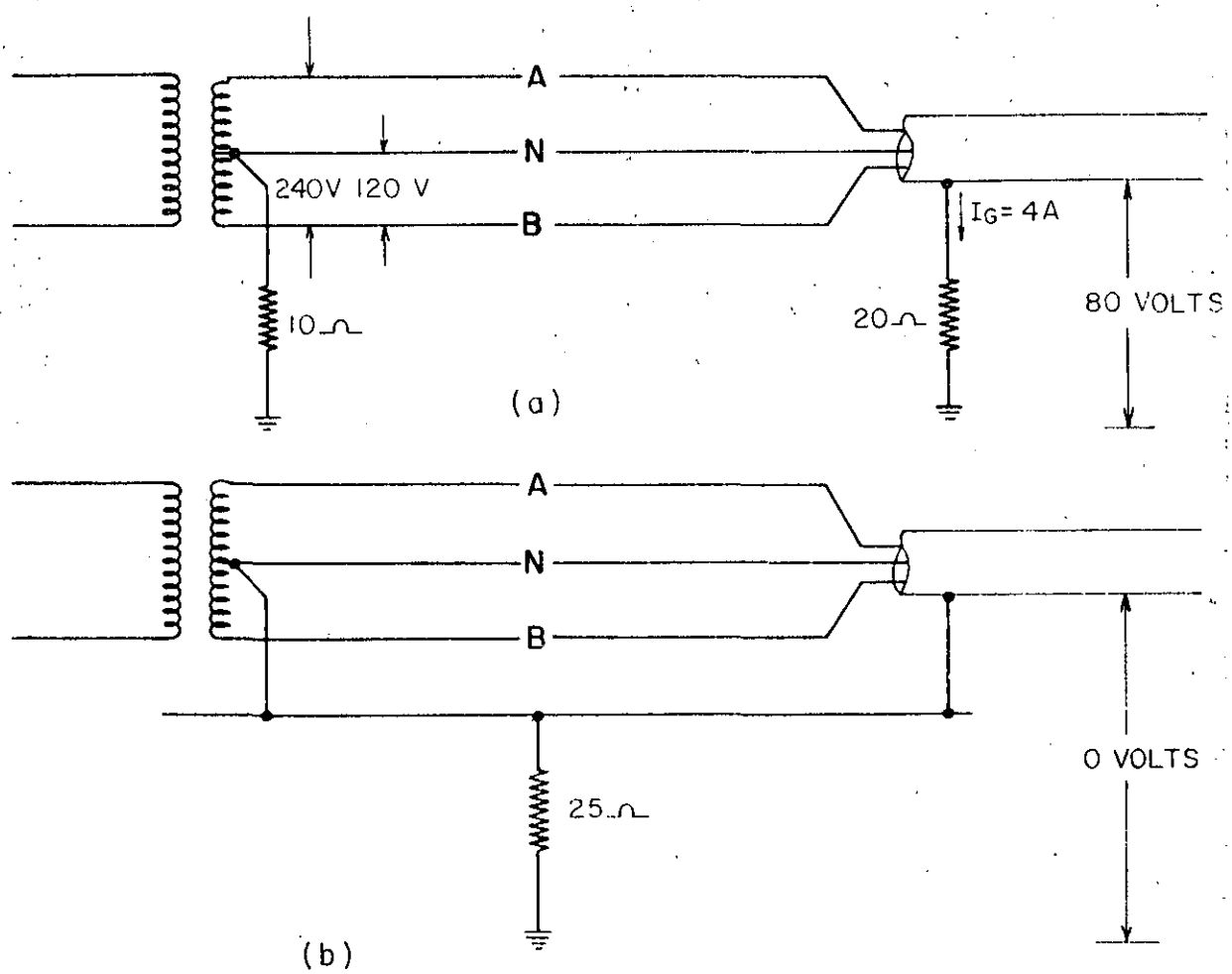
Los propósitos principales por los que las canalizaciones o -- estructuras metálicas que conducen conductos energizados deben estar inter conectadas a un sistema de tierras son:

1.- Mantener una diferencia de potencial baja entre las partes metálicas cercanas dentro de una determinada área y asegurar que el personal que allí se encuentre no corra peligro de sufrir descargas eléctricas.

2.- Proveer de un camino efectivo las corrientes de falla a - tierra las cuales deberán fluir sin evidencia de los esfuerzos térmicos, los cuales son peligrosos y pueden ocasionar incendios de material combustible o por presencia de gases en la atmósfera.

Por lo tanto, Todas las canalizaciones y cubiertas metálicas - de conductores o equipos, armazones de motores, et, Deberán ser puestos a- tierra para satisfacer los requerimientos anteriores.

En caso de una falla de aislamiento a lo largo de un conductor de un circuito eléctrico, entre el conductor energizado y alguna porción - metálica (Tubo, Conduit o Charola), si la parte metálica no fué apropiadamente aterrizada, podría existir un potencial de suficiente magnitud tal que genere daños por descargas eléctricas a quienquiera que toque dichas - partes.


A
N
B
240V 120 V
10Ω
20Ω
IG= 4A
80 VOLTS
(a)
A
N
B
25Ω
0 VOLTS
(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 Ω a tierra, el - tubo conduit está conectado a otro electródo separado, el cual tiene 20 Ω a tierra. Una falla ocurre entre el conductor B y el Conduit

$$\text{Corriente de falla} = \frac{120}{20 + 10} = 4 \text{ A}$$

Caída de potencial de Conduit a tierra será:

$$4 \times 20 = V = 80 \text{ Volts.}$$

En cambio en la figura (B), tanto el neutro del transformador- como el tubo conduit, están conectados a una red de tierra común, la que es conectada a tierra a través de un electródo que tiene 25 Ω 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 energizádas o se suponía que estában desenergizádas.

Así mismo, uno de cada siete incendios en diferentes establecimientos fueron oroginados en el sistema eléctrico, por ello, un desarrollo y adopción de prácticas más efectivas en el aterrizamiento de equipo harían disminuir los riesgos por incendio.

" Factor de suma importancia para la seguridad del personal en plantas industriales, es el aterrizamiento adecuado del propio equipo".

" Conecte a una misma red de tierras, todas las partes metálicas por donde pasan conductores energizados, tubo coduit, charolas, cables con armadura metálica, cajas de conecciones, gabinetes, carcaza de motores, del transformador, etc. Todo aquello que encierre equipo eléctrico o sirva para operar eléctricamente un equipo".

DEFINICIONES:

Electródo de Tierra.- es un conductor embebido en tierra, usado para mantener al potencial de tierra, los conductores conectados al electródo, 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 alrrededor de un establecimiento cualquiera. Debe quedar ligado sólidamente a los electródos 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, empleándoselas siguientes fórmulas.

Cuando el BUS tenga conexiones ensambladas o empalmadas, considerando una temperatura inicial de 26°C

$$A = 10.6 \; I \sqrt{S}$$

Si las conexiones son soldadas a temp. inicial de 26 °C

$$A = 8.7 \; I \sqrt{S}$$

A = sección del conductor en CM

I = corriente de falla en A

S = tiempo de flujo en seg.

En sistemas con neutro aterrizado, la corriente y el tiempo de flujo queda determinado por la impedancia. Normalmente el tiempo está entre 10 y 60 seg.

En sistemas no aterrizados la corriente de falla es aproximádamente igual a la corriente de línea a línea.

En sistemas sólidamente aterrizados, la corriente de falla es aproximádamente 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 plnatas industriales.

RESITENCIA DE LA RED A LA TIERRA FISICA.

En grandes estaciones no debe exceder de 1 Ω

En pequeñas estaciones o plantas industriales no debe ser mayor de 5 Ω

Para clientes residenciales debe aterrizarse el neutro a tubería de agua, la cual proporciona una conexión a tierra de baja resistencia (aproximádamente 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 capáz 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.

1o.- 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.

2o.- 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)

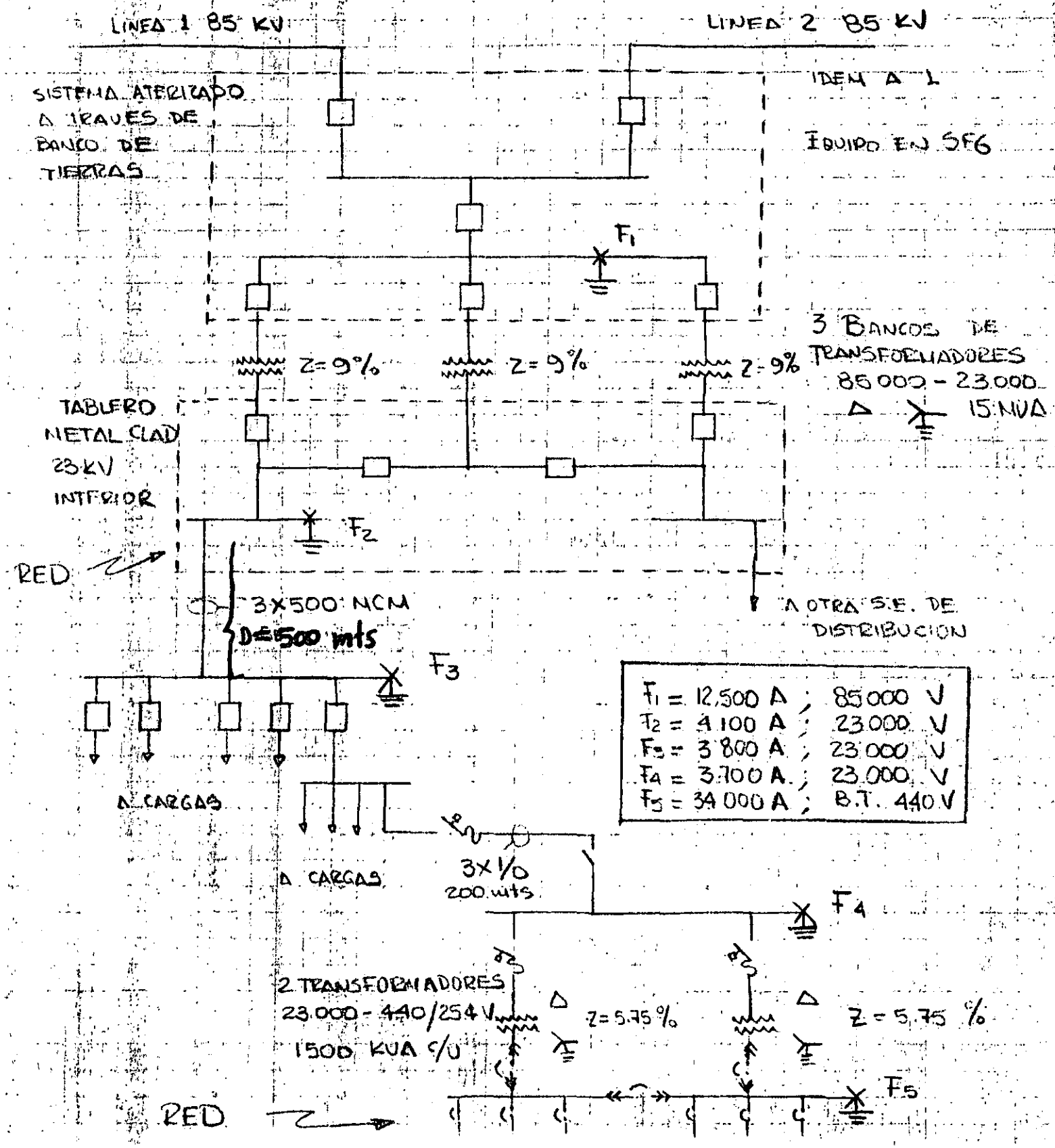
ACOMETIDA * (AWG O MCM) MATERIAL COBRE.	BUS DE TIERRA (AWG O MCM) MATERIAL COBRE.
2 o menor	8
1 / 0	6
2 /0 a 3/0	4
4/0 a 350	2
400 a 600	1 / 0
600 a 1100	2 / 0
1100 a más	3 / 0

* 0 Alimentador Principal.

Calibre de los conductores para puesta a tierra de equipos y canalizaciones interiores.

Capacidad nominal o ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente ubicado antes del equipo, conductor, etc.	Calibre del conductor a tierra. (AWG o MCM)	
No mayor de (amperes)	Cobre	Aluminio
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



F_1 = 12,500 A	;	85000 V
F_2 = 4100 A	;	23000 V
F_3 = 3800 A	;	23000 V
F_4 = 3700 A	;	23000 V
F_5 = 34000 A	;	B.T. 440 V

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 Ω-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 850 m^2

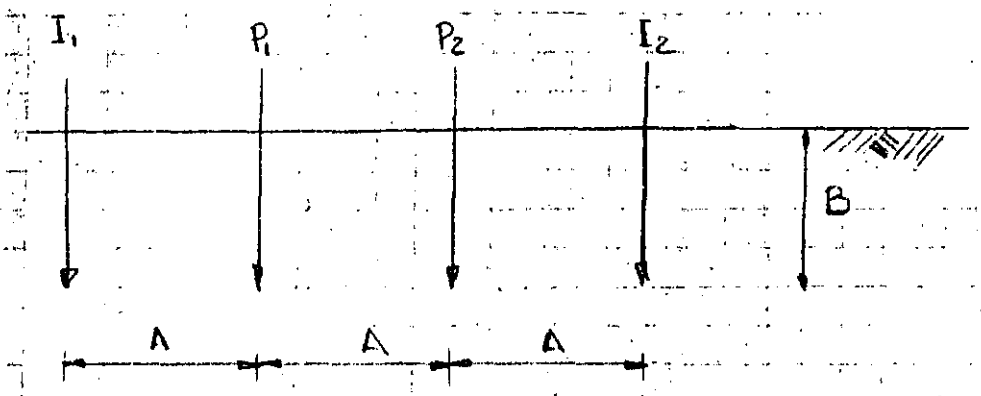
- DISTRIBUCION DE PLANTA EN S.E. 23000/440 V. VER CROQUIS ANEXO

- 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

LECTURAS DE RESISTIVIDAD



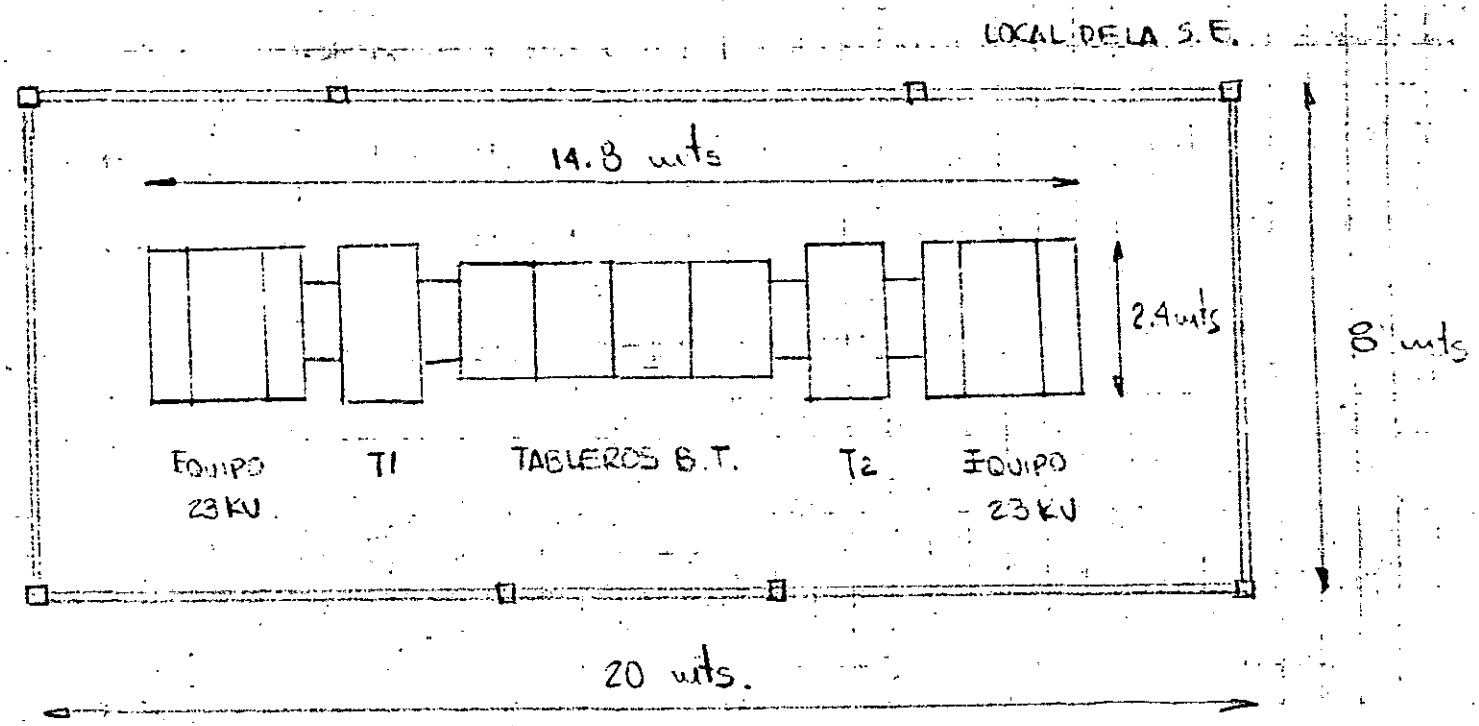
FORMULA CON LA QUE SE CALCULO LA RESISTIVIDAD

$$\rho = \frac{4\pi A R}{1 + \frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}}$$

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 Ω	ρ Ω/m	R Ω	ρ Ω/m	R Ω	ρ Ω/m	R Ω	ρ Ω/m
1.0	0.25	1.6	11.05	2.4	16.58	2.2	15.73	2.2	15.73
1.5	0.25	0.8	7.89	1.3	12.82	0.89	8.94	1.0	10.0
2.0	0.25	0.6	7.74	0.77	9.93	0.6	7.82	0.65	8.47
2.5	0.25	0.5	7.989	0.48	7.66	0.4	6.438	0.45	7.24
3.0	0.25	0.4	7.63	0.38	7.24	0.27	5.32	0.33	6.32

CROQUIS DE LA S.E. DE 23 000 - 440/254 V



ESCALA 1:10.

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

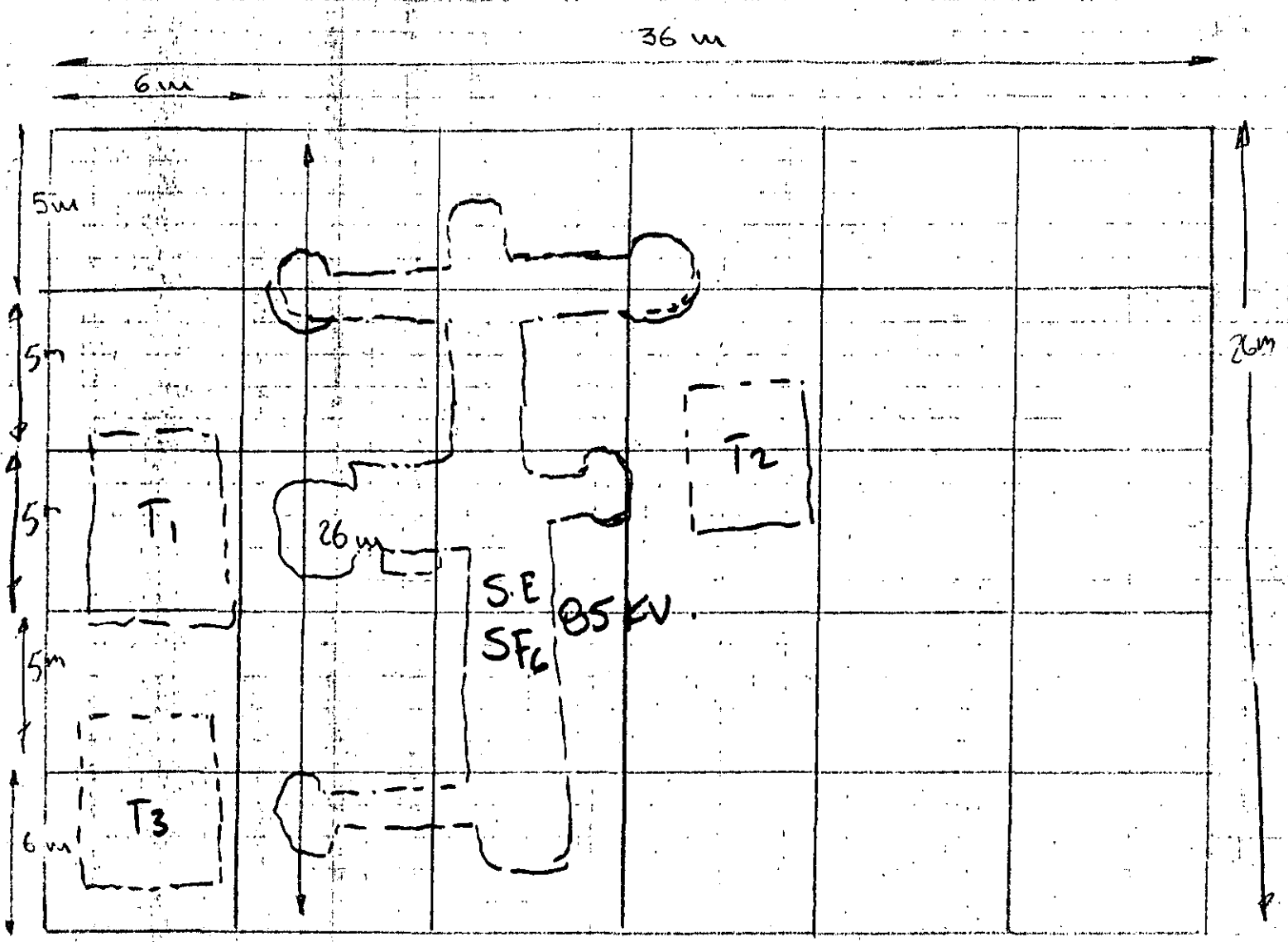
$81\,250 \times 0.00051 = 41.44$ mm² CALIBRE 1

POR NORMAS SE USARA CALIBRE 4/0

3° $\rho_{s_1} = 16.58\ \Omega\text{-m}$

$\rho_{s_2} = 1000\ \Omega\text{-m}$

4° SE PROPONE EVALUAR LA SIGUIENTE RED:



AREA = 36 × 26 = 936 m^2

L_R = 6 × 36 + 7 × 36 + 42 × 3 = 524 m

$$L = \frac{K_m \, K_i \, \rho_{s1} \, I_{cc} \sqrt{t}}{116 + 0.17 \, \rho_{s2}}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16 h d} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{5}{6}\right)\left(\frac{7}{8}\right) \cdots$$

$D = 6$ m N° DE FACTORES $= 7-2 = 5$

$h = 0.5$ m $d = 1.33 \times 10^{-2}$ m (CABLE 4/0)

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{6^2}{16 \times 0.5 \times 1.33 \times 10^{-2}} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{5}{6}\right)\left(\frac{7}{8}\right)\left(\frac{9}{10}\right)\left(\frac{11}{12}\right)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln 338 + \frac{1}{\pi} \ln 0.4511$$

$$K_m = 0.926 - 0.2533 = 0.673$$

SE ASUME UN VALOR DE $K_i = 2.21$

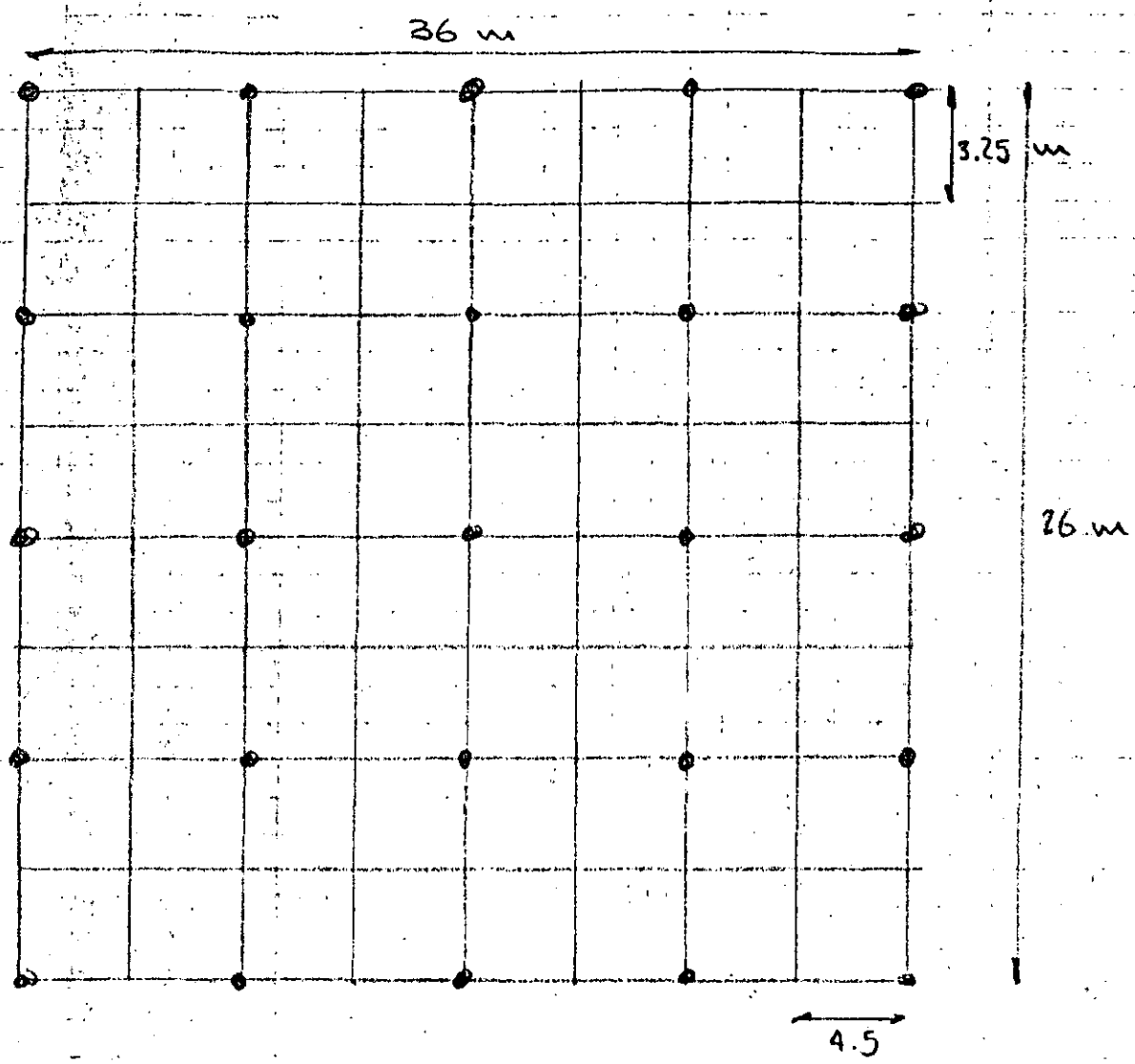
$$L = \frac{(0.673)(2.21) \times (16.58)(12{,}500)(\sqrt{0.5})}{116 + 0.17 \times 1000}$$

$L = 762$ m

$L_R < L \Rightarrow$ LA RED DEBE REDISEÑARSE

SE PROPONE LA SIGUIENTE RED

7-54



$$L_R = 36 \times 9 + 26 \times 9 + 25 \times 3 = 633 \text{ m}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{(4.5)^2}{16 \times 0.5 \times 1.33 \times 10^{-2}} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{5}{6}\right)\left(\frac{7}{8}\right)\left(\frac{9}{10}\right)\left(\frac{11}{12}\right)\left(\frac{13}{14}\right)\left(\frac{15}{16}\right)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln 190.3 + \frac{1}{\pi} \ln 0.3928$$

$$K_m = 0.5379$$

$K_i = 2.21$

$$L = \frac{(0.5379)(2.21)(16.58)(12.500)(\sqrt{0.5})}{116 + 0.17 \times 1000} = 609 \text{ m}$$

$L_R > L \quad (633 > 609 \text{ m})$

LA RED ES ADECUADA

5° $r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{936}{\pi}} = 17.26 \text{ m}$

$$R = \frac{\rho_{s1}}{4r} + \frac{\rho_{s1}}{L_R} = \frac{16.58}{4 \times 17.26} + \frac{16.58}{633}$$

$R = 0.266 \ \Omega$

6° $E = I_{cc} \times R = 12500 \times 0.266$

$E = 3325$ VOLTS

7° $E_s = K_s \, K_i \, \rho_{s1} \, \frac{I_{cc}}{L_R}$

$$K_s = \frac{1}{\pi}\left[\frac{1}{2n} + \frac{1}{D+n} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \frac{1}{5D} + \frac{1}{6D} + \frac{1}{7D} + \frac{1}{8D}\right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi}\left[\frac{1}{2\times 0.5} + \frac{1}{4.5+0.5} + \frac{1}{2\times 4.5} + \cdots + \frac{1}{8\times 4.5}\right]$$

$K_s = 0.5035$ $\qquad$ $K_i = 2.21$

$$E_s = 0.5035 \times 2.21 \times 16.58 \times \frac{12\,500}{633}$$

$E_s = 364.3$ VOLTS

$$E_s' = \frac{116 + 0.7\,\rho_{s2}}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.7\times 1000}{\sqrt{0.5}} = 1153 \text{ VOLTS}$$

$E_s < E_s'$ (LA RED ES SEGURA EN LA PERIFERIA)

B – SUBESTACION DE DISTRIBUCION 23000/440 V

1° $I_G = 3700$ A (LADO 23 KV)

$I_G = 34\,000$ A (LADO 440 V)

2° CONEXION SOLDADA
DURACION FALLA 0.5 seg } CM/A = 6.5

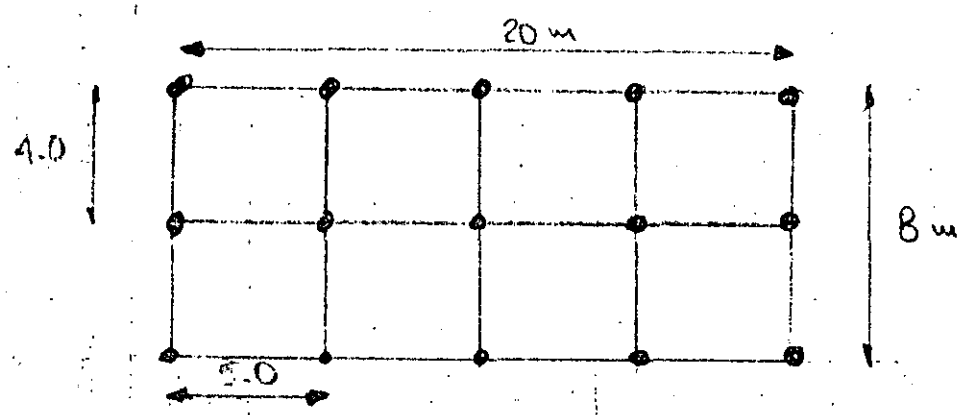
$S = 6.5 \times 34\,000 = 221\,000$ CM (112.71 mm²)

SE PUEDE USAR CONDUCTOR 4/0 (211,600 CM 5% MENOS DE LO CALCULADO)

3° $\rho_{s1} = 16.58$ Ω-m

$\rho_{s2} = 1000$ Ω-m

4° RED SUGERIDA. SE EVALUA A CONTINUACION



AREA $= 8 \times 20 = 160 \ m^2$

$$L_R = 20 \times 3 + 5 \times 8 + 15 \times 3 = 145 \ m$$

$$L = \frac{K_m \, K_i \, \rho_{s1} \, I_{cc} \sqrt{T}}{116 + 0.17 \, \rho_{s2}}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{5}{6}\right)\left(\frac{7}{8}\right) \cdots \quad n \text{ terminos}$$

$D = 5 \ m$

$d = 1.33 \times 10^{-2} \ m$ (CABLE 4/0)

$h = 0.5 \ m$ (PROFUNDIDAD)

$n = 5-2 = 3$ FACTORES

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{(5)^2}{16 \times 0.5 \times 1.33 \times 10^{-2}} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{5}{6}\right)\left(\frac{7}{8}\right)$$

$$K_m = 0.869 + (-0.192)$$

$$\boxed{K_m = 0.677}$$

$$K_i = 1.47$$

$$L = \frac{0.677 \times 1.47 \times 16.58 \times 3700 \sqrt{0.5}}{116 + 0.17 \times 1000}$$

$$L = 151 \text{ m}$$

SE SUGIERE AGREGAR 3 VARILLAS MAS A LA RED PROPUESTA (SE PODRÍAN AGREGAR EN EL PUNTO DE ATERRIZAMIENTO DE LOS EQUIPOS), ASI LR SERÍA

$$L_R = 145 + 3 \times 3 = 154 \text{ m}$$

Y SE CUMPLIRA QUE:

$$L < L_R \qquad (151 < 154 \text{ m})$$

5° $$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{160}{\pi}} = 7.14 \text{ m}$$

$$R = \frac{\rho_{s1}}{4r} + \frac{\rho_{s1}}{L_R} = \frac{16.58}{4 \times (7.14)} + \frac{16.58}{154}$$

$$\boxed{R = 0.688\ \Omega}$$

6° $\quad E = I_{cc} R = 3700 \times 0.688 = 2546$ VOLTS

7° $\quad E_s = K_s K_i \rho_{s1} \dfrac{I_{cc}}{L_R}$

$$K_s = \frac{1}{\pi}\left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D}\right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi}\left[\frac{1}{2\times 0.5} + \frac{1}{5+0.5} + \frac{1}{2\times 5} + \frac{1}{3\times 5} + \frac{1}{4\times 5}\right]$$

$K_s = 0.445 \qquad K_i = 2.21$ (SUGERIDO PARA VOLTAJE DE PASO)

$$E_s = 0.445 \times 2.21 \times 16.58 \times \frac{3700}{154}$$

$E_s = 392$ VOLTS

$$E_s' = \frac{116 + 0.7\,\rho_{s2}}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.7 \times 1000}{\sqrt{0.5}} =$$

$E_s' = 1154$ VOLTS

$E_s < E_s'$ $\quad (392 < 1154$ VOLTS$)$ $\Rightarrow$ LA RED ES SEGURA EN LA PERIFERIA

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

COMPLEMENTO

"TEMA No. 7 - SISTEMAS DE TIERRAS: BAJA TENSION"

ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS

SEPTIEMBRE, 1984.

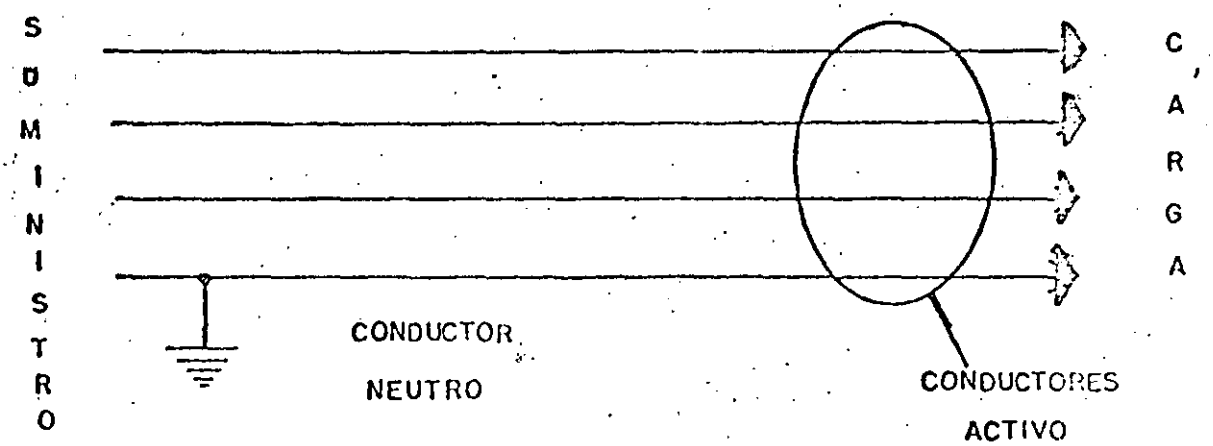
Palacio de Minería · Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

SISTEMA DE TIERRAS

- SISTEMA DE TIERRAS

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 - (switcheo,maniobras,etc,)
- Evita las sobretensiones causadas por contácto con lineas 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

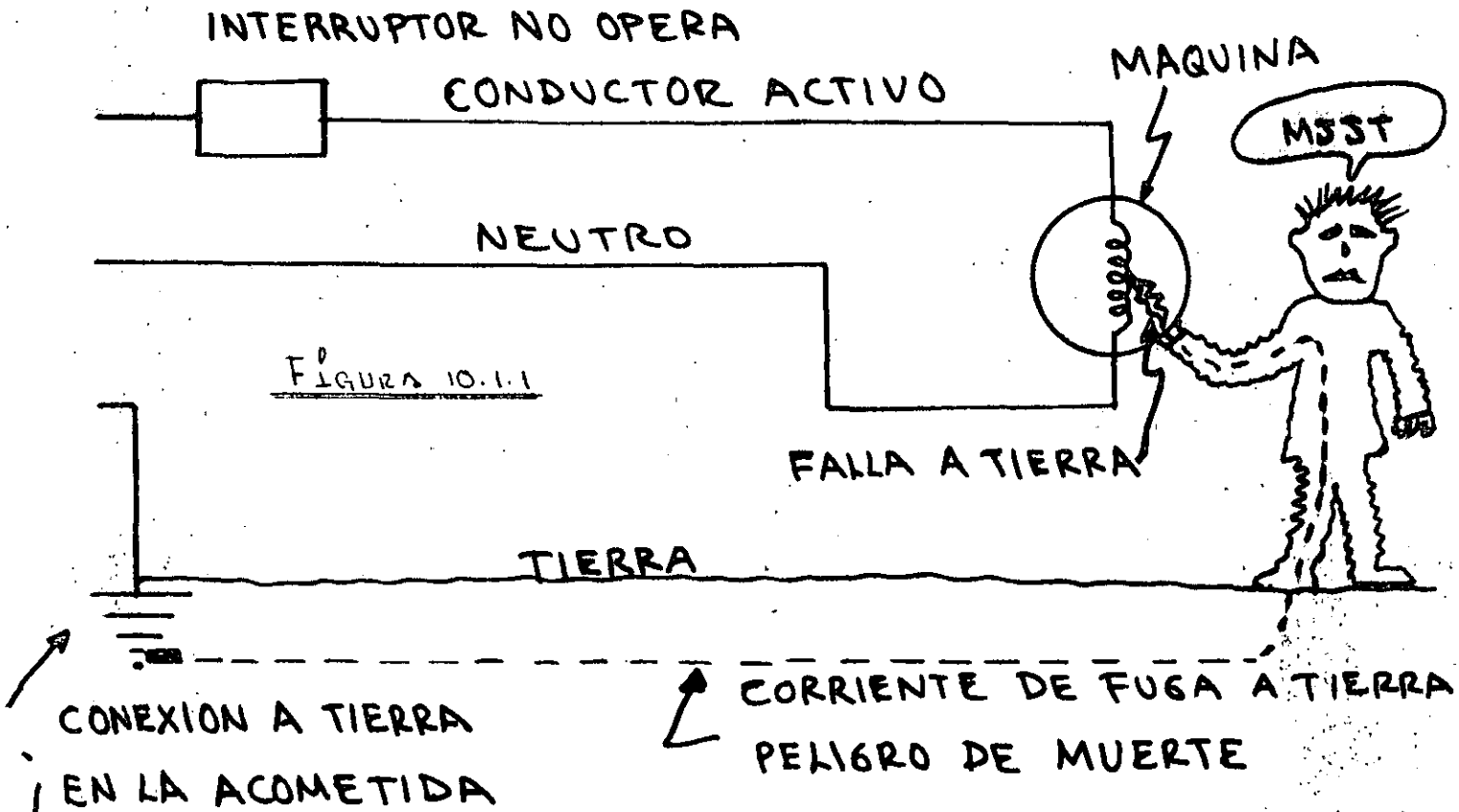


FIGURA 10.1.1

EQUIPOS CONECTADOS A TIERRA

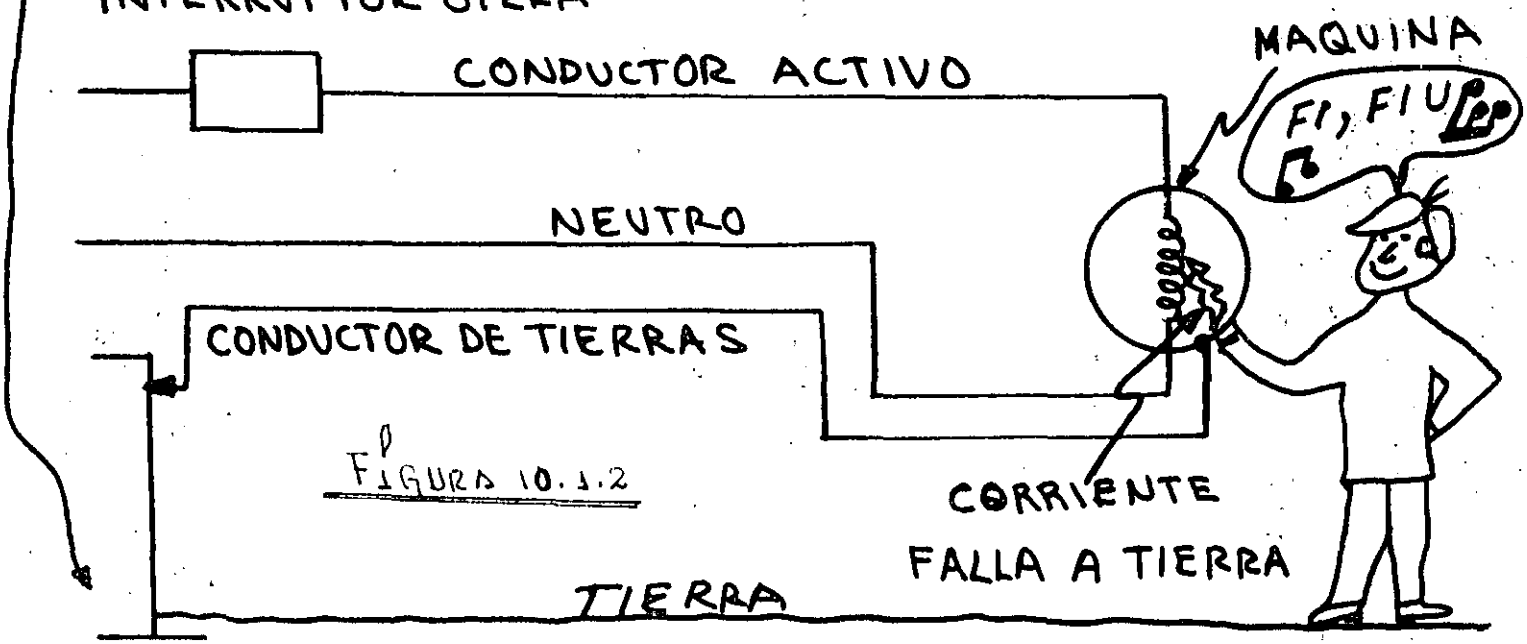


FIGURA 10.1.2

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 corrientes 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 servicio, en el lado de abastecimiento del medio de desconexión principal y no en el lado de la carga. Ver Figuras 10.3.1 y 10.3.2

. Es recomendable interconectar al electrodo mencionado anteriormente, el conductor puesto a tierra del sistema de suministro.

CONEXION A TIERRA DE VARIOS SERVICIOS

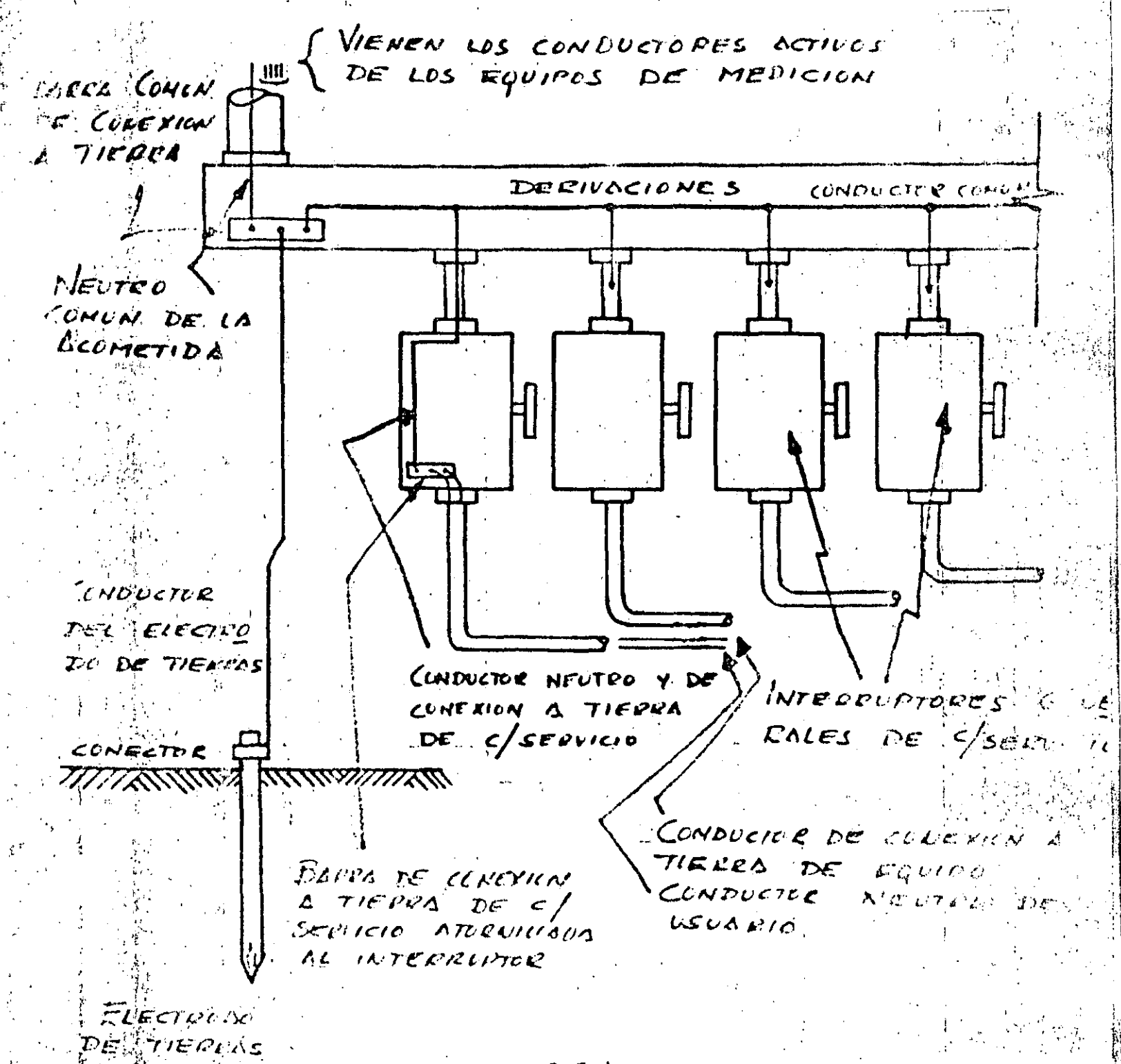
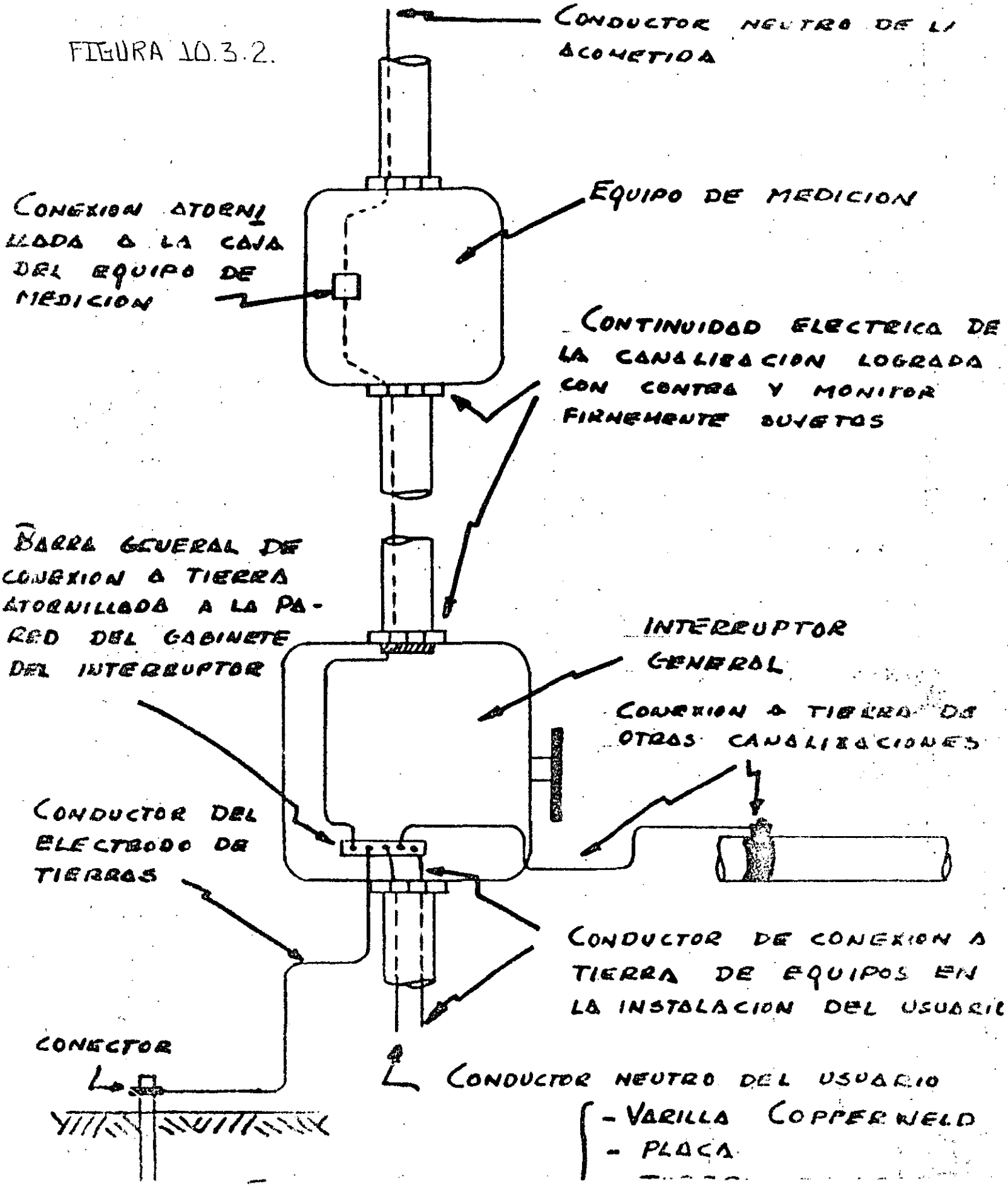


FIGURA 10.3.1.

CONEXION A TIERRA DE UN SERVICIO

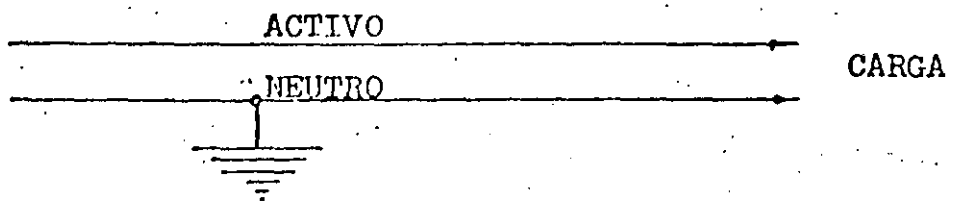
FIGURA 10.3.2.



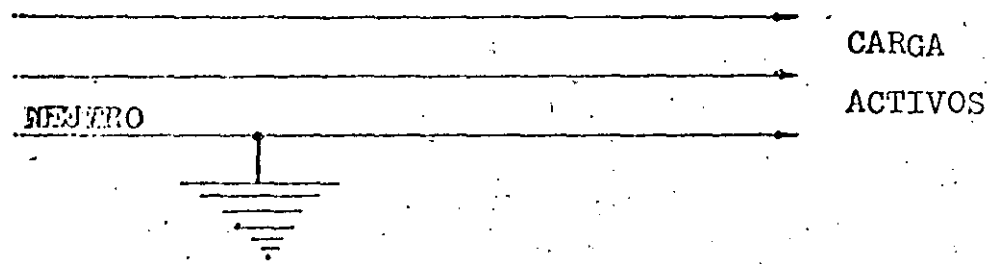
10.4.- ART. 206.5 SISTEMAS QUE REQUIEREN CONECTARSE A TIERRA.- C.A.

a).- Sistemas de 50 hasta 1000 Volts.

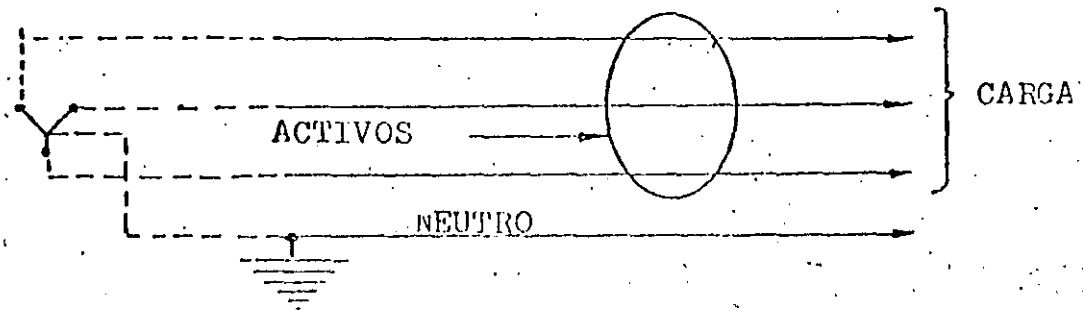
_ SISTEMA MONOFASICO 127 V (1 Ø, 2H)



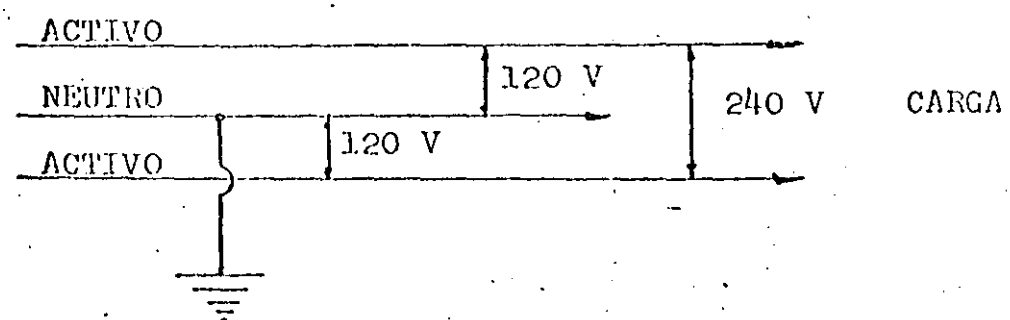
_ SISTEMA BIFASICO 220 V (2 Ø, 3H)



_ SISTEMA TRIFASICO ESTRELLA DE 220 V, 440 V y 480 V



_ SISTEMA MONOFASICO 240/120 V (1 Ø 3H)



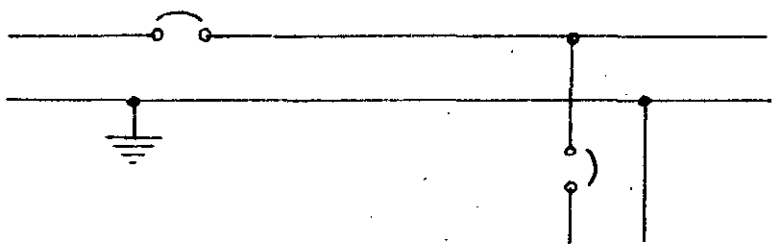
Excepción.- Sistemas eléctricos usados exclusivamente para alimentar hornos industriales de fundición, refinado, etc., no requieren ser puestos a tierra.

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.

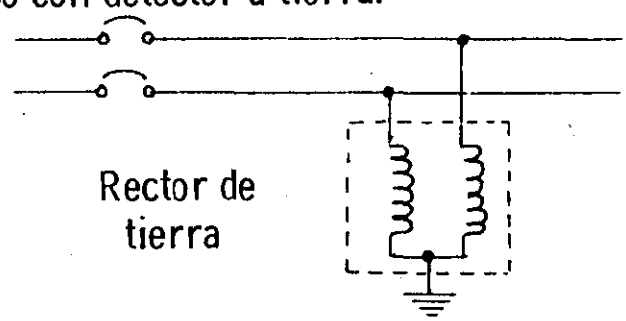
10.5.- Los sistemas de corriente directa que deben conectarse a tierra son: (Artículo 206.4).

a).- Sistemas de 2 hilos.



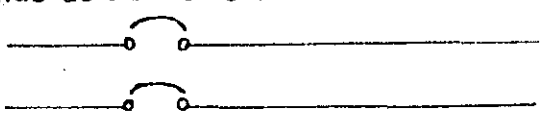
Excepto bajo los siguientes casos:

- Equipo con detector a tierra:



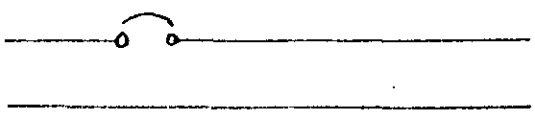
Sistema de equipo industrial en una area limitada

- Sistemas de 50 Volts ó menos entre conductores:



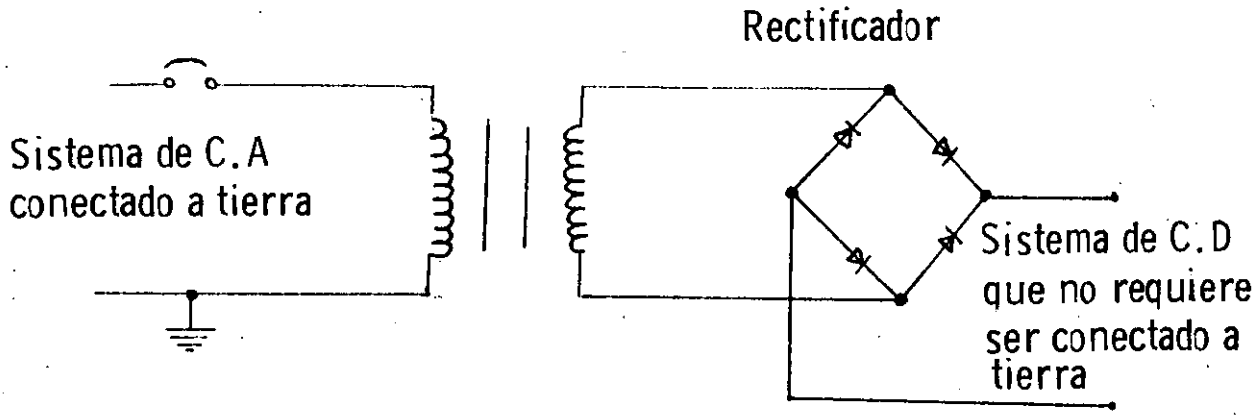
50 Volts o menos entre conductores

- Sistemas sobre 300 Volts entre conductores:



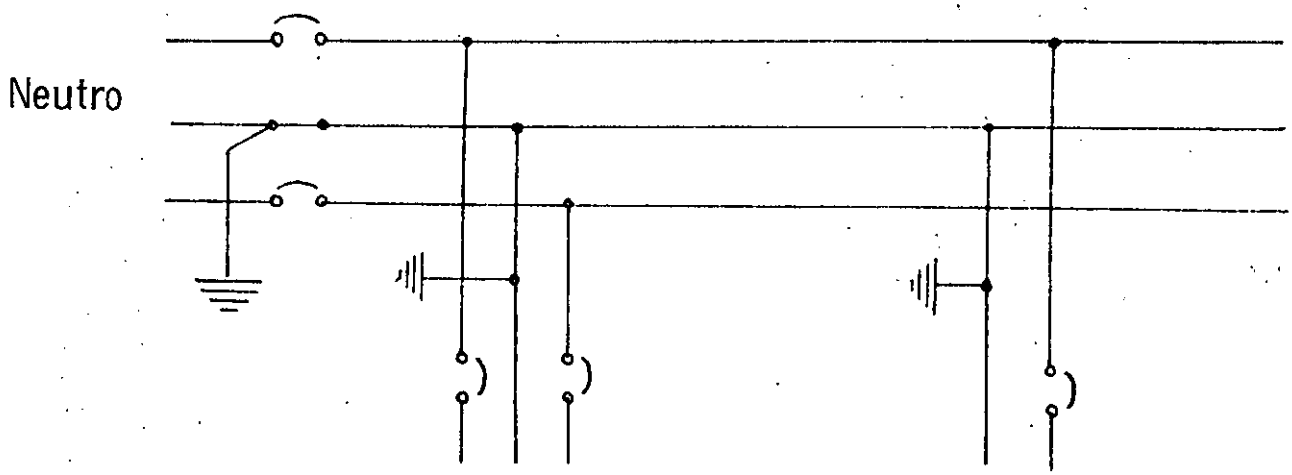
Más de 300 Volts entre conductores

- 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.

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/o	6
2/o a 3/o	4
4/o a 350 MCM	2
400 a 600 MCM	1/o
Mayor de 600 MCM a 1100 MCM	2/o
Más de 1100 MCM	3/o

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:

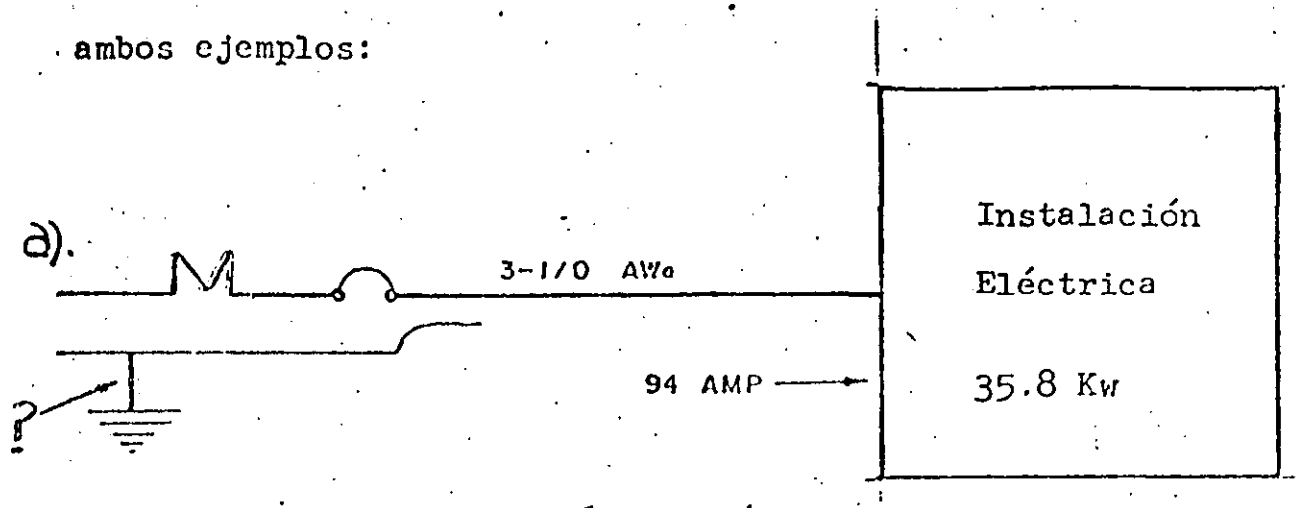
- De cobre
- De cualquier otro material conductor que no se corroa facilmente.

Puede ser:

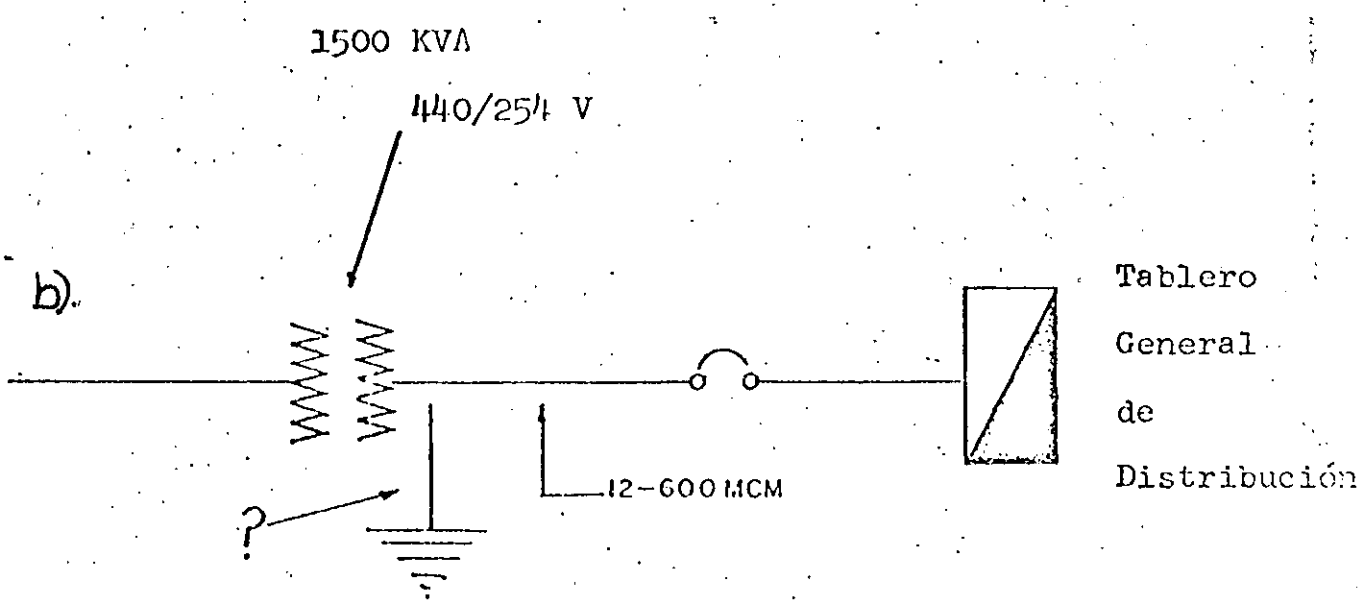
- Sólido
- Trenzado
- Aislado
- Desnudo

EJEMPLOS: 10.2

Seleccionar el conductor de conexión a tierra del sistema de ambos ejemplos:



Conductor seleccionado = 6 como mínimo



4-600 MCM/ fase = 2400 MCM/ fase

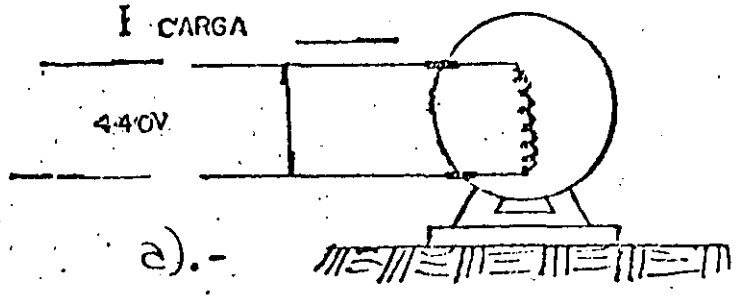
Conductor seleccionado = 3/0 como mínimo

PUESTA A TIERRA DE PARTES METALICAS NO CONDUCTORAS

Figs. 10.11.

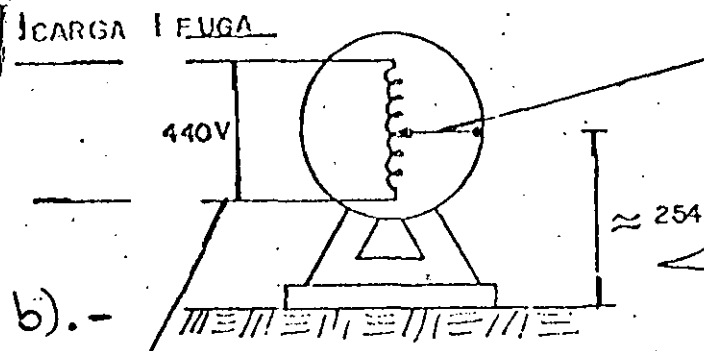
Objetivo Principal:

Evitar que, sobre partes expuestas exista un potencial elevado peligroso



MOTORES EN OPERACION NORMAL.

1er. Caso



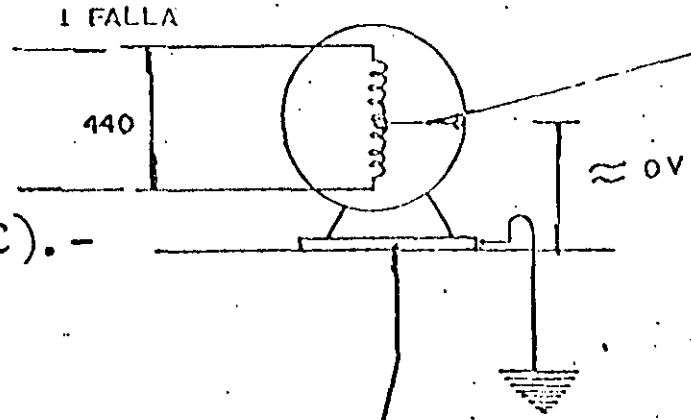
CONTACTO ELECTRICO CON LA CARGA

VOLTAJE PELIGROSO

CARCAZA NO CONECTADA A TIERRA

PROTECCION NO OPERA

2o. Caso



CONTACTO ELECTRICO CON LA CARGA

VOLTAJE INOCUO

CARGA CONECTADA A TIERRA

PROTECCION OPERA

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 humedos 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. Artículos206.29, - 202.10.

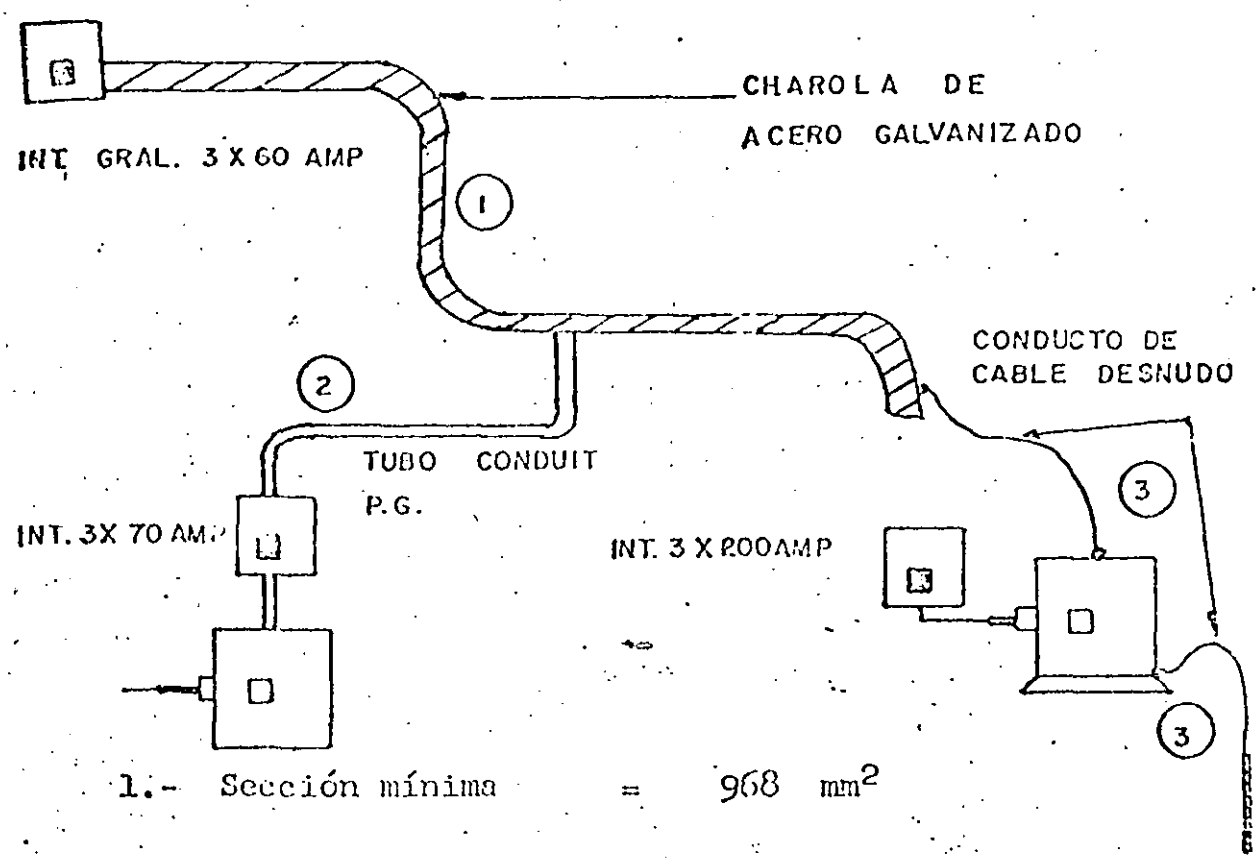
Los contactos que se emplean para la conexión de aparatos descritos posteriormente, deben ser del tipo de puesta a tierra. Ver figura 10.12.1.

. 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 .

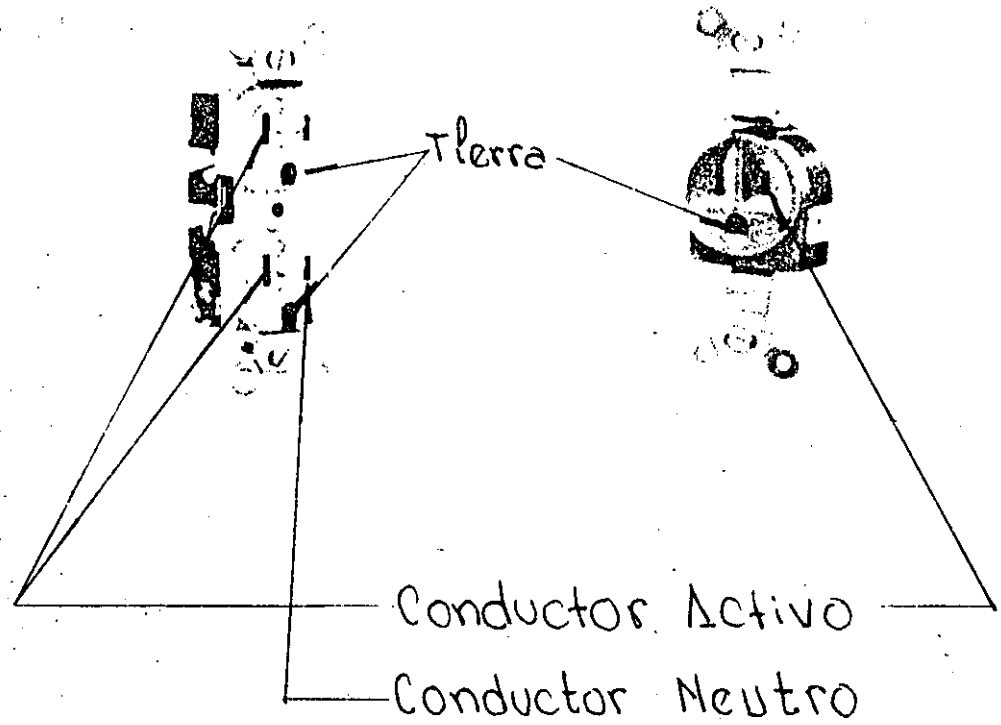


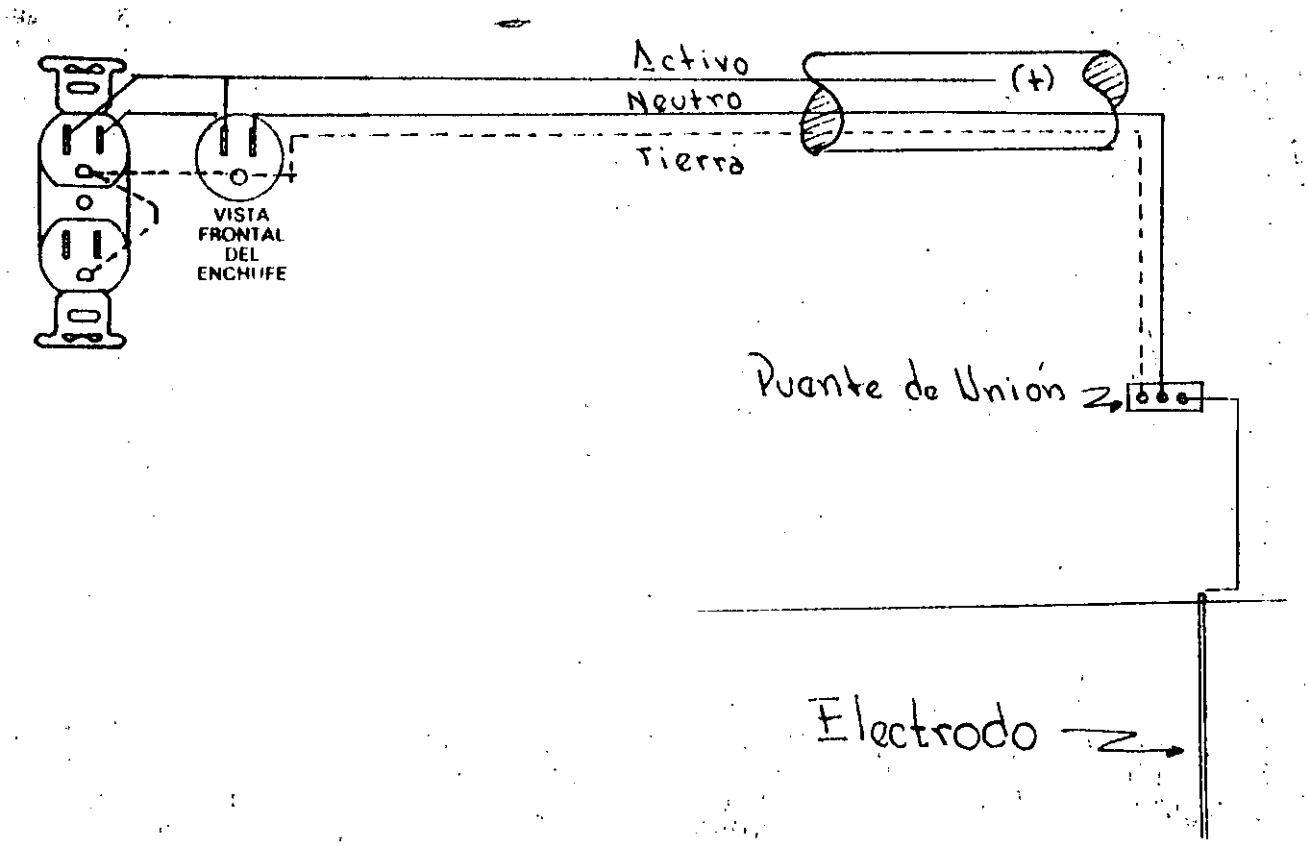
1.- Sección mínima = 968 mm^2

2.- Diámetro mínimo = 25 mm ϕ

3.- Calibre mínimo = 6 AWG

FIGURA 10.12.1





Falta diagrama.

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)

. Tuberia de agua fria. - Debe ser metál continua subterranea, 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:

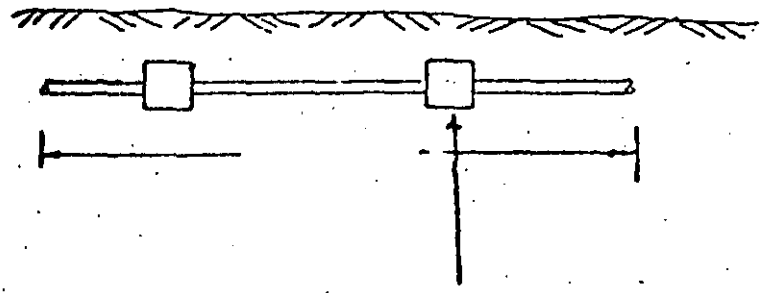
T A B L A II

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. P.G. mm	P.D. mm	CHAROLAS METALICAS Acero mm^2	Aluminio mm^2
20	14	13	13	129	129
30	12	13	13	129	129
60	10	13	13	129	129
100	8	13	13	285	129
200	6	19	25	452	129
400	4	19	32	645	258
600	2	25	32	968 para circuitos mayores de 600 amp. no es recomendable el uso de charolas de acero.	258
800	1/0	25	51		387
1000	2/0	32	51		387
1200	3/0	32	51 para circuitos mayores de 1200 amp. no es recomendable el uso de tubos.		645
1600	4/0				968
2000	250				1290
2500	350				
3000	400				

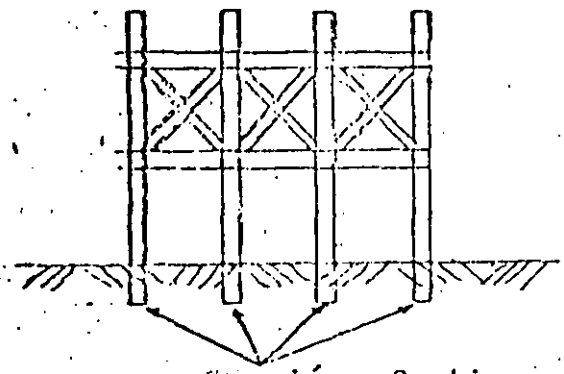
FIG. 10.16.1 ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA.

Electrodos naturales



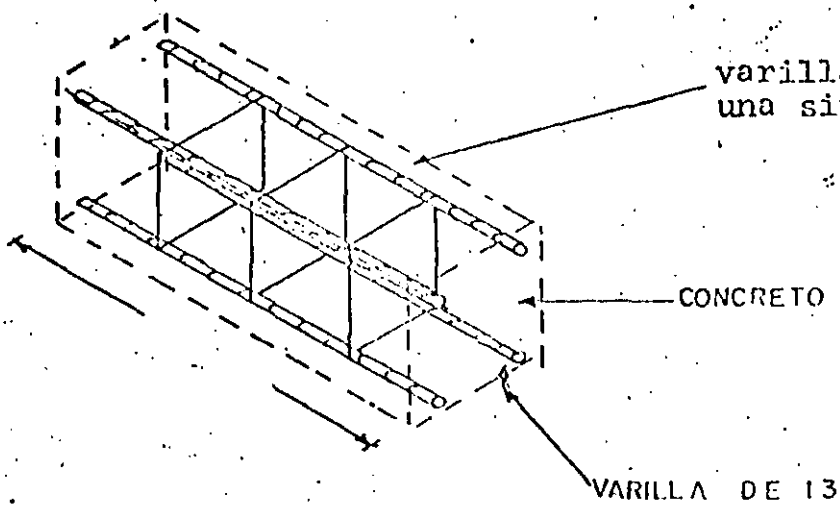
tuberia metálica subterranea de - agua.

checa continuidad entre tramos

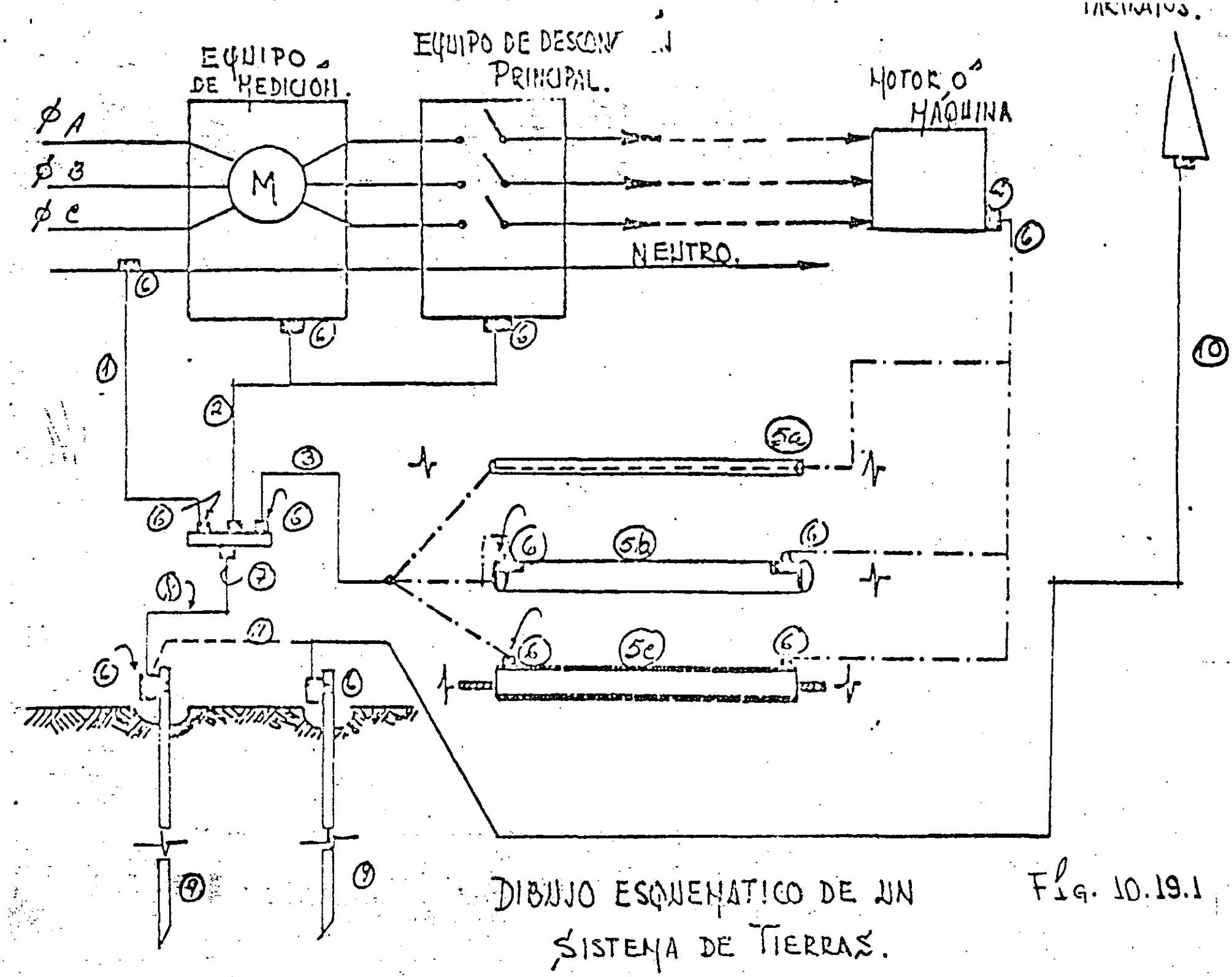


estructura metálica de un edificio

conexión efectiva a tierra



- Tuberia metálica de revestimiento de un pozo profundo.
- Cañerias metálicas de drenaje
- Tanques metálicos enterrados.



DIBUJO ESQUEMATICO DE UN SISTEMA DE TIERRAS.

Fig. 10.19.1

NOTAS :

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. CARCAZA Ó PARTES METÁLICAS NO CONDUCTORAS DE CORRIENTE, DEL EQUIPO QUE DEBA SER CONECTADO A TIERRA.
5. CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DEL EQUIPO QUE PUEDE SER :
   a) UN CONDUCTOR AISLADO Ó DESNUDO QUE TIENDA DENTRO DE LA CANALIZACIÓN O FUERA DE ELLA.
   b) TUBO METÁLICO Ó RÍGIDO Ó DUCTOS METÁLICOS.
   c) CUBIERTA METÁLICA DE CABLE ARMADO.
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, REVESTIMIENTO ETC.

   ARTIFICIAL : BARRA, TUBO, PLACA. ETC.

(10) CONDUCTOR "DE BAJADA" DEL PARARRAYOS.

(11) CONEXIÓN DEL PARARRAYOS AL ELECTRODO DE TIERRA DEL SISTEMA Y DEL EQUIPO (NO EN TODOS LOS CASOS ES POSIBLE).

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA No. 8 - PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES

ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ

SEPTIEMBRE, 1984.

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

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 --- atmosfericas, 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 atmosfericas.

Existen varias teorias 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 contituyen una gigantesca máquina elec--- trostatica que las polariza.

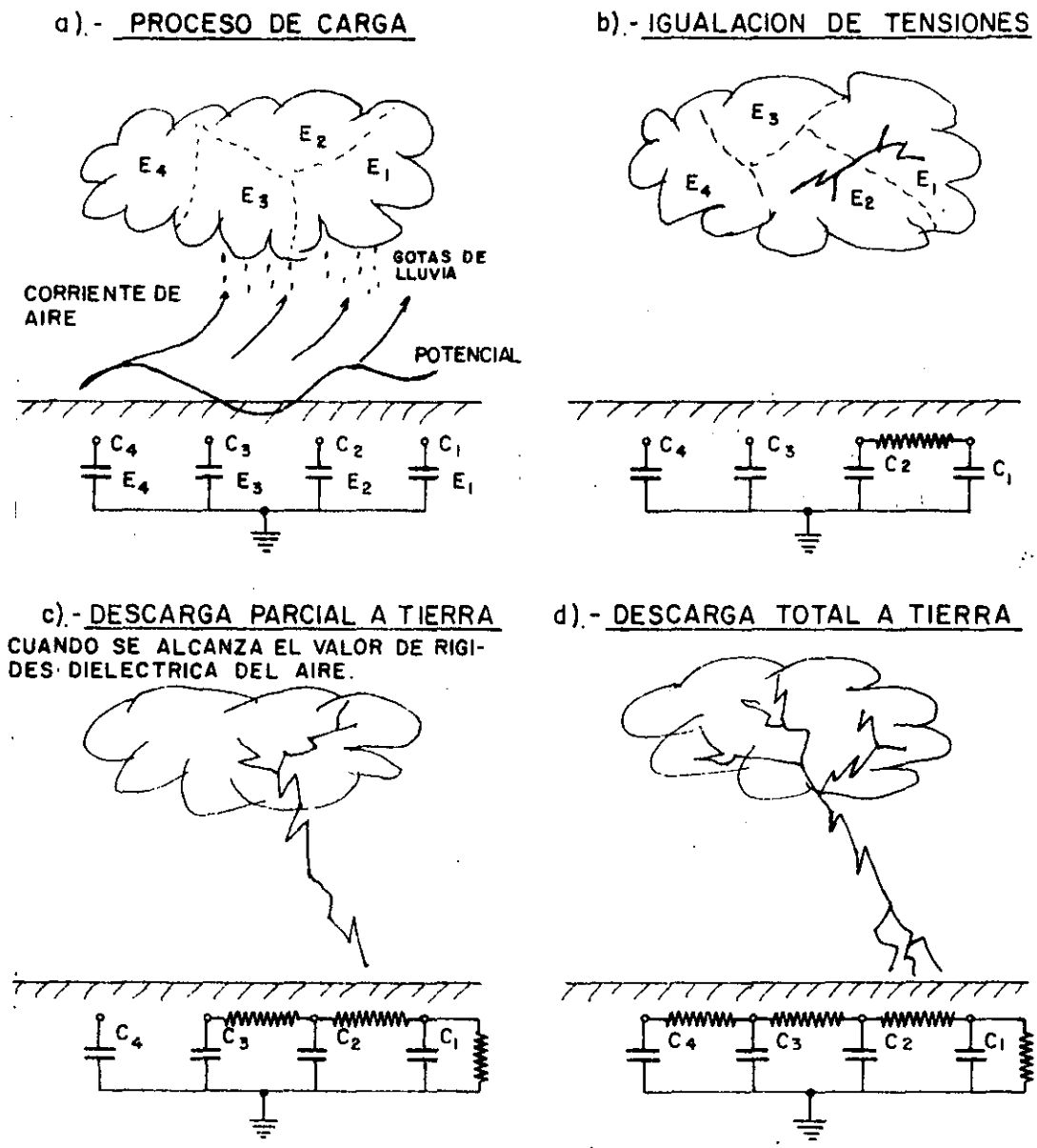
Durante el proceso de carga de una nube las partículas que la -- componen estan separadas y por lo tanto aisladas entre ellas, así - que podemos subdividir las nubes en varias regiones irregulares cada una de ellas con un potencial y una capacitancia a tierra diferentes, estas regiones no son estables, cambian sus condiciones debido a la movilidad de las partículas cargadas o a alguna eventual descarga -- entre regiones cuando se excede la rigidez dieléctrica del espacio.

Este reacomodo de cargas pueden ocasionar que la intensidad de - campo eléctrico nube tierra exceda en algun punto la rigidez dieléctrica admosferica, con lo que se inicia una descarga a tierra.

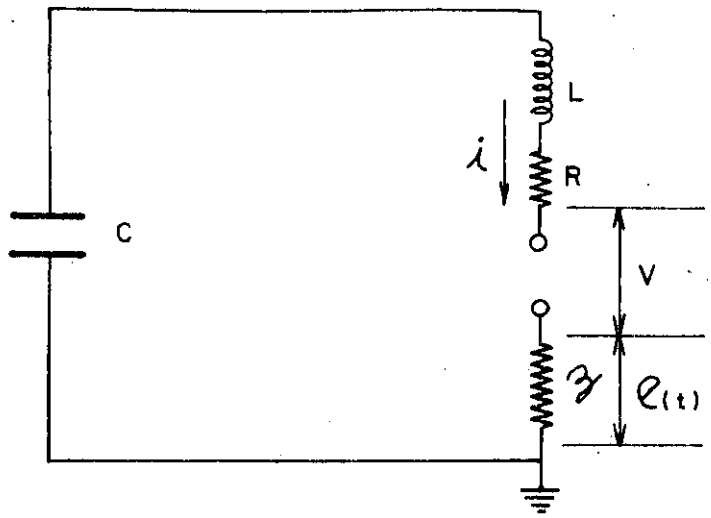
El hecho de que algunas zonas de la nube descarguen a tierra, - trae como consecuencia que se altere la carga total de la nube y que la intensidad de campo eléctrico entre regiones de la nube pueda --- alcanzar el valor critico de ruptura entre ellas y transfiera sus car

gas de una region a otra hacía 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.



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 atmosferica).

La solucion de este circuito en el plano de laplace es:

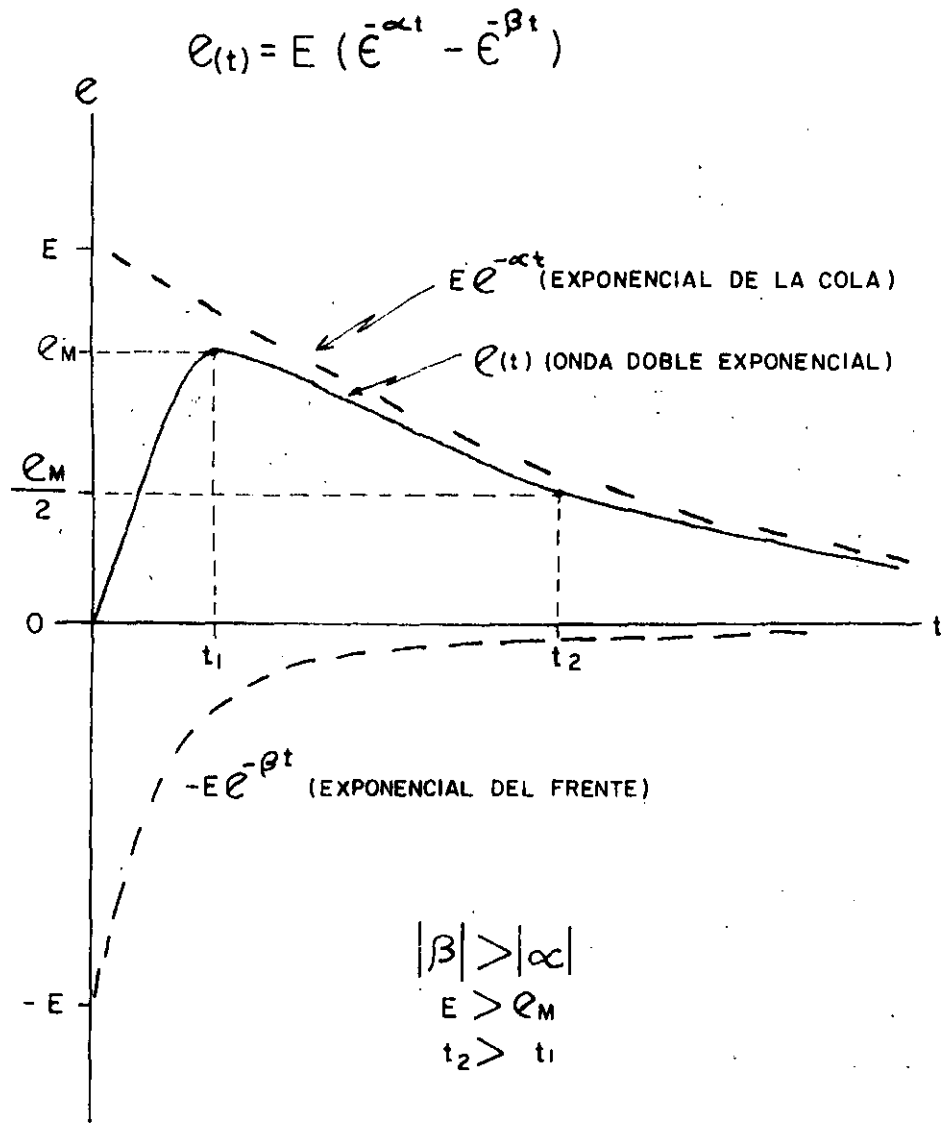
$$e_{(s)} = \frac{V z}{L} \; \frac{1}{s^2 + \frac{R+z}{L} s + \frac{1}{LC}}$$

Cuya solución en el dominio del tiempo nos da como resultado una onda doble exponencial.

$$e_{(t)} = \frac{V z}{L(m_1 - m_2)} \left(\epsilon^{m_1 t} - \epsilon^{m_2 t}\right)$$

$$m_{1,2} = -\frac{R+z}{2L} \pm \sqrt{\left(\frac{R+z}{2L}\right)^2 - \frac{1}{LC}}$$

$$E = \frac{V z}{L(m_1 - m_2)}$$



La onda de tensión doble exponencial es el efecto de las descargas atmosfericas en los objetos (Sistemas Eléctricos) instalados en la tierra.

La notación simplificada para identificar estas ondas es como -- sigue:

$$e_M \,/\, t_1 \,/\, t_2$$

En donde:

e_M-Tensión máxima de cresta de la onda en (KV.)

t_1 - Tiempo para alcanzar la tensión e_M en (μS)

t_2 - Tiempo para alcanzar el 50 % de e_M en la cola en (μS)

La parte de la onda comprendida entre 0 y t_1 μS 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 atmosfericas en lineas de transmisión y edificios mostraron los siguientes resultados.

PROBABILIDAD %	LA DESCARGA EXCEDE EL VALOR DE
99	3 KA
50	15 KA
5	60 KA
1	100 KA
0.1	200 KA

La sobretensión producida por una descarga atmosferica se puede estimar con el producto iZ y sabiendo que el nivel isoserauico de 30 representa una densidad de descarga atmosfericas de 5.29 descargas /Km^2/ año es posible determinar la frecuencia y probabilidad de que un sistema eléctrico pueda ser alcanzado por un rayo.

Basados en la experiencia se normalizo la forma de onda de tensión de BIL/1.2/50 como representativa del efecto de las descargas atmosfericas en los sistemas eléctricos.

B.- Sobretensiones de origen interno.

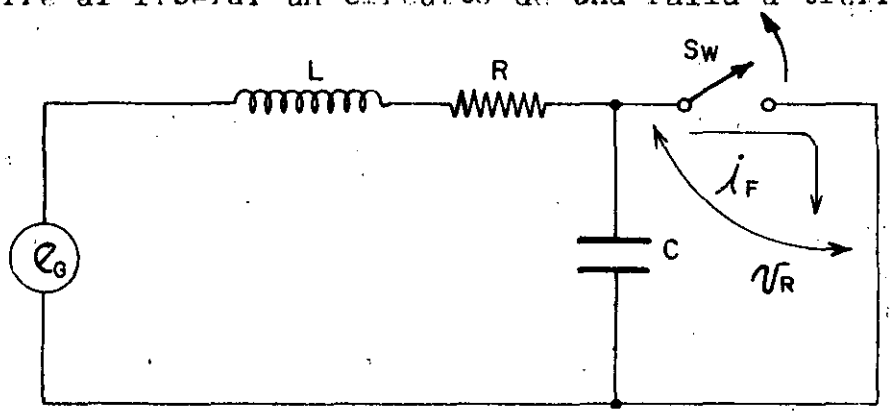
Estas sobretensiones se producen dentro de un sistema eléctrico

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 anormalidades. (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:

$e_G = E \ \text{sen}\, \omega t$ Tensión de Generación.

$i_F = \dfrac{E}{j\omega L + R} \text{sen}\, \omega t$ 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:

$$v_{R(S)} = i_{F(S)} \times z_{SW(S)}$$

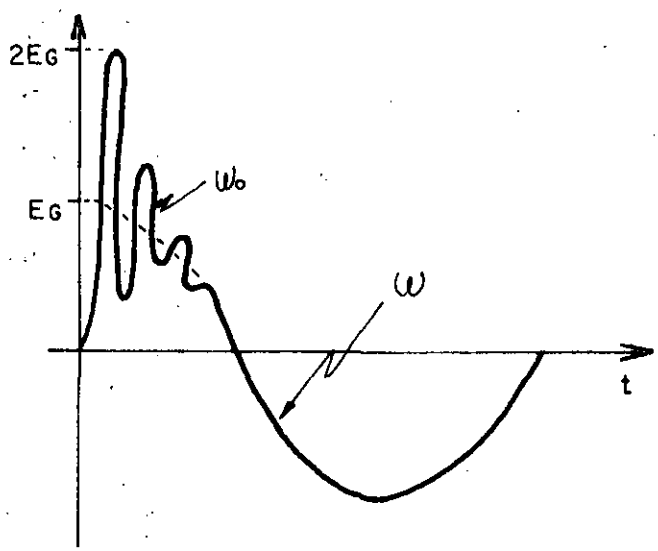
$$i_{F(S)} = \frac{E_G}{\omega L} \times \frac{\omega}{S^2 + \omega^2}$$

$$z_{SW(S)} = \frac{SL \times \frac{1}{SC}}{SL + \frac{1}{SC}} = \frac{S}{C} \times \frac{1}{S^2 + \frac{1}{LC}}$$

$\omega_o = \frac{1}{\sqrt{LC}}$ (Frecuencia natural de resonancia del circuito).

La solución de la ecuación en el dominio del tiempo es:

$$v_{R(t)} = \frac{E_G}{1 - \left(\frac{\omega}{\omega_o}\right)^2} \times \left(\cos \omega t - \cos \omega_o t\right)$$



La tensión de restablecimiento se duplica 2p.μ. y tiene dos - componentes una a la frecuen-- cia del sistema y otra a la -- frecuencia natural de resonan- cia del circuito.

Para fines de normalización y basados en muchas experiencias - se ha determinado que las ondas representativas de las sobreten---- siones de maniobra tienen las siguientes caracteristicas.

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.

SOBRETENSIONES	FORMA	ORIGEN
Frente de Onda	Rampa. Tiempo de duración menor a 1.5 μs.	Descarga atmosferica de gran magnitud, cortada en el frente.
Onda Cortada	Trapecio. Tiempo de duración 1.2 a 3 μs.	Descarga atmosferica de mediana magnitud cortada en la cola.
Impulso de Rayo (BIL)	Onda completa exponencial de 1.2/50 μs.	Descarga atmosferica soportada por los aislamientos del sistema.
Impulso de maniobra (BSL).	Onda completa doble exponencial de 250/2500	Sobretension producida por maniobras en un sistema.
Baja frecuencia	Senoidal a la frecuencia de generación del sistema tiempo de duración de 4 ciclos a 1 minuto	Corto circuito de falla a tierra, líneas en vacio, ferroresonancia, etc.

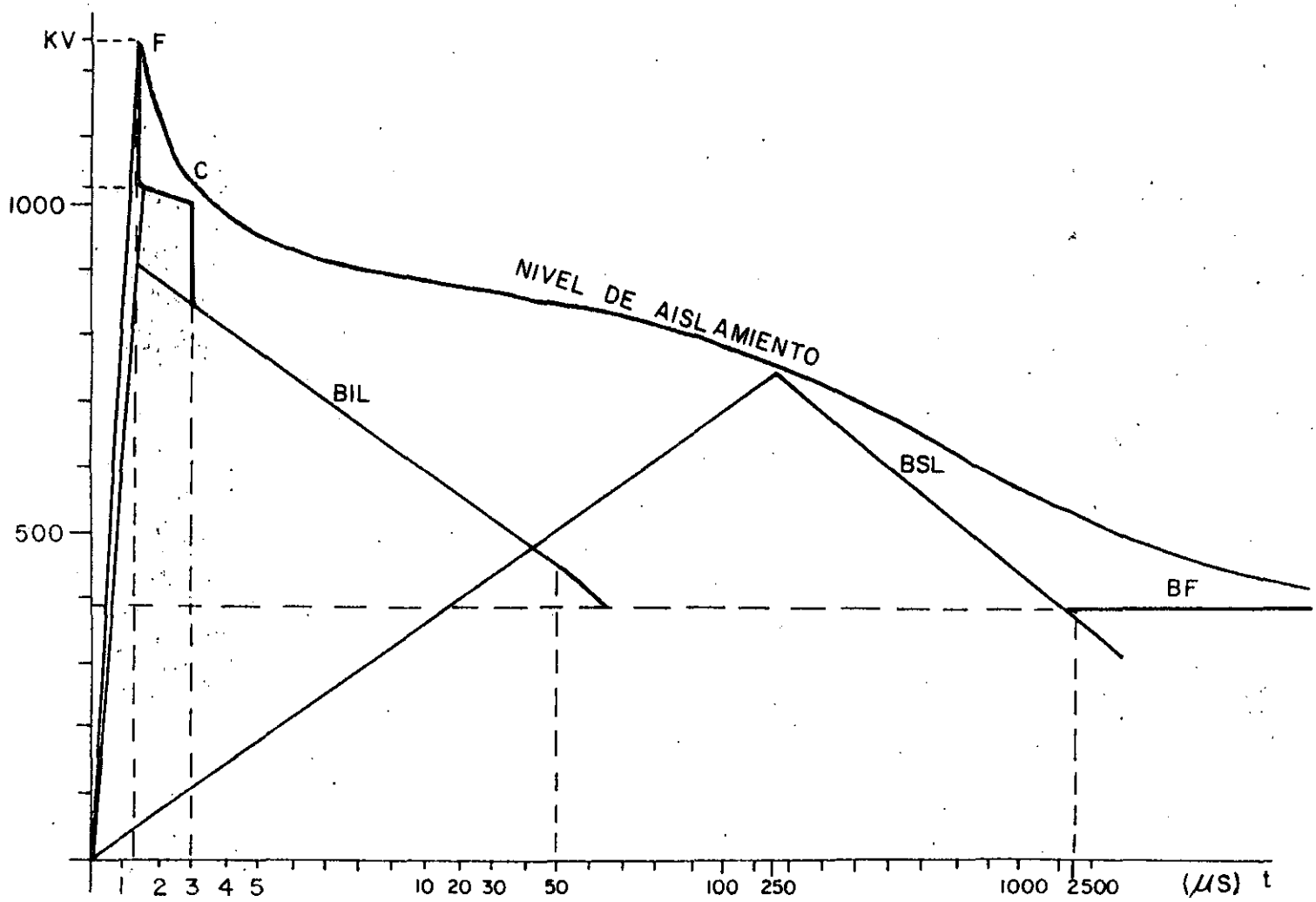
El conjunto de solicitaciones dieléctricas que debe soportar los aislamientos de una máquina, equipo, aparato o componente de un sistema se denomina NIVEL DE AISLAMIENTO.

Por ejemplo un transformador sumegido en aceite de 230 KV en AT, conectado en delta con nivel básico de impulso de 900 KV sus devanados de alta tensión deben poder soportar sin dañarse las siguientes sobretensiones, de acuerdo a las normas ANSI-C57-12-00.

(F)	Frente de onda	1240 KV cortada en 1.24 μs.
(C)	Onda cortada	1035 KV cortada en 3 μs.
(BIL)	Onda completa (BIL)	900/1.2/50
(BSL)	Onda maniobra (BSL)	750/250/2500
(BF)	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 50μS 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 atmosfericas 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 interrupiendo 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:

$$d = \frac{BIL}{K} \times \frac{273+t}{0.392\,b}$$

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 barometrica del lugar en mmHg.

Siempre es conveniente comprobar en el laboratorio la respuesta de los cuernos de arqueo al impulso.

B- Apartarrayos.

Un apartarrayos se define como un elemento de protección, que sirve para limitar un sobrepotencial transitorio, en un equipo eléctrico, derivando a tierra la corriente transitoria asociada a la onda de potencial.

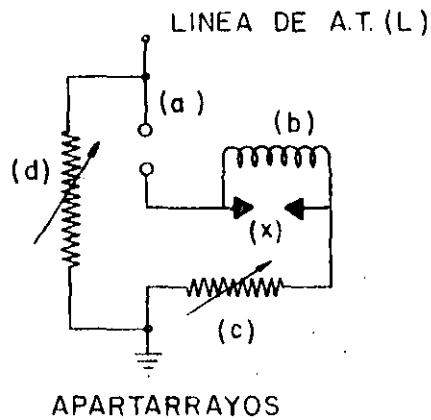
Un apartarrayo está constituido por:

(a) Un electrodo de arqueo

(b) Un sistema de extinción del arco

(c) Una resistencia serie no lineal ($I = K E^n$)

(d) Una resistencia en derivación no lineal

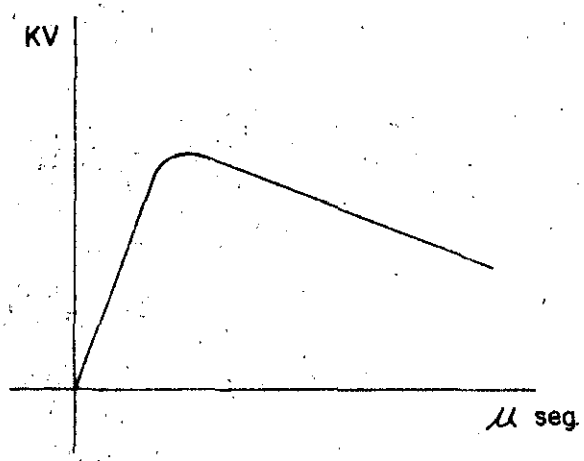


(e_1) Si suponemos que se aplica una onda de tensión entre la terminal L y tierra capaz de flamear los electrodos (a) la onda (e) se cortará en algún punto y se establecerá una corriente a tierra a través de la bobina (b) y la resistencia (c) cuya magnitud dependerá de la impedancia del circuito. La resistencia (c) es inversamente proporcional a la tensión aplicada, por lo que la tensión (e_1) original tendra un nuevo valor $I_2 \gg = e_2 < e_1$. Y la energía disipada por la resistencia será la mínima posible.

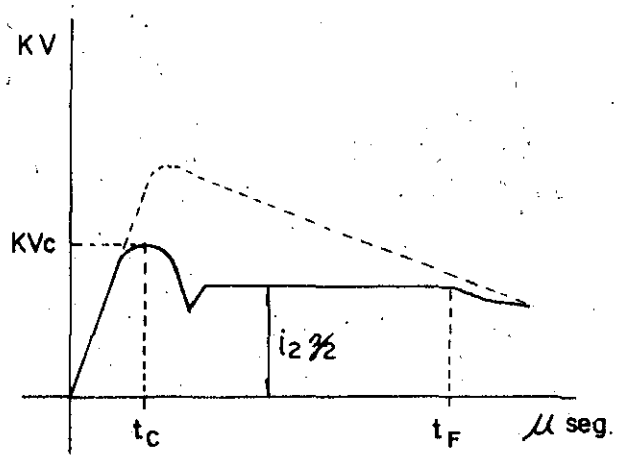
La corriente que circula por la bobina (b) produce un campo magnético que desvía el arco de los electrodos (a) a una zona de extinción Si la corriente es muy alta, la caída de tensión en la bobina es alta también y operan los electrodos auxiliares (x) permitiendo la --

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 ≈ depende de la resistencia serie no lineal.

- El tiempo final (tf) de operación del apartarrayo depende del dispositivo de extinción del arco.

En la tabla siguiente se muestra la respuesta típica de apartarrayos autovalvulares de distribución de un fabricante de EEUU.

LINEA A TIERRA TENSION NOMINAL ①	DESCARGA A 60 Hz	DESCARGA ONDA 1.2/50 ②	TENSION DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE CON FORMA DE ONDA 8/20 ③					
			1.5 KA	3 KA	5 KA	10 KA	20 KA	65 KA
KV RMS	KV RMS	KV CRESTA	KV CRESTA	KV CRESTA	KV CRESTA	KV CRESTA	KV CRESTA	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

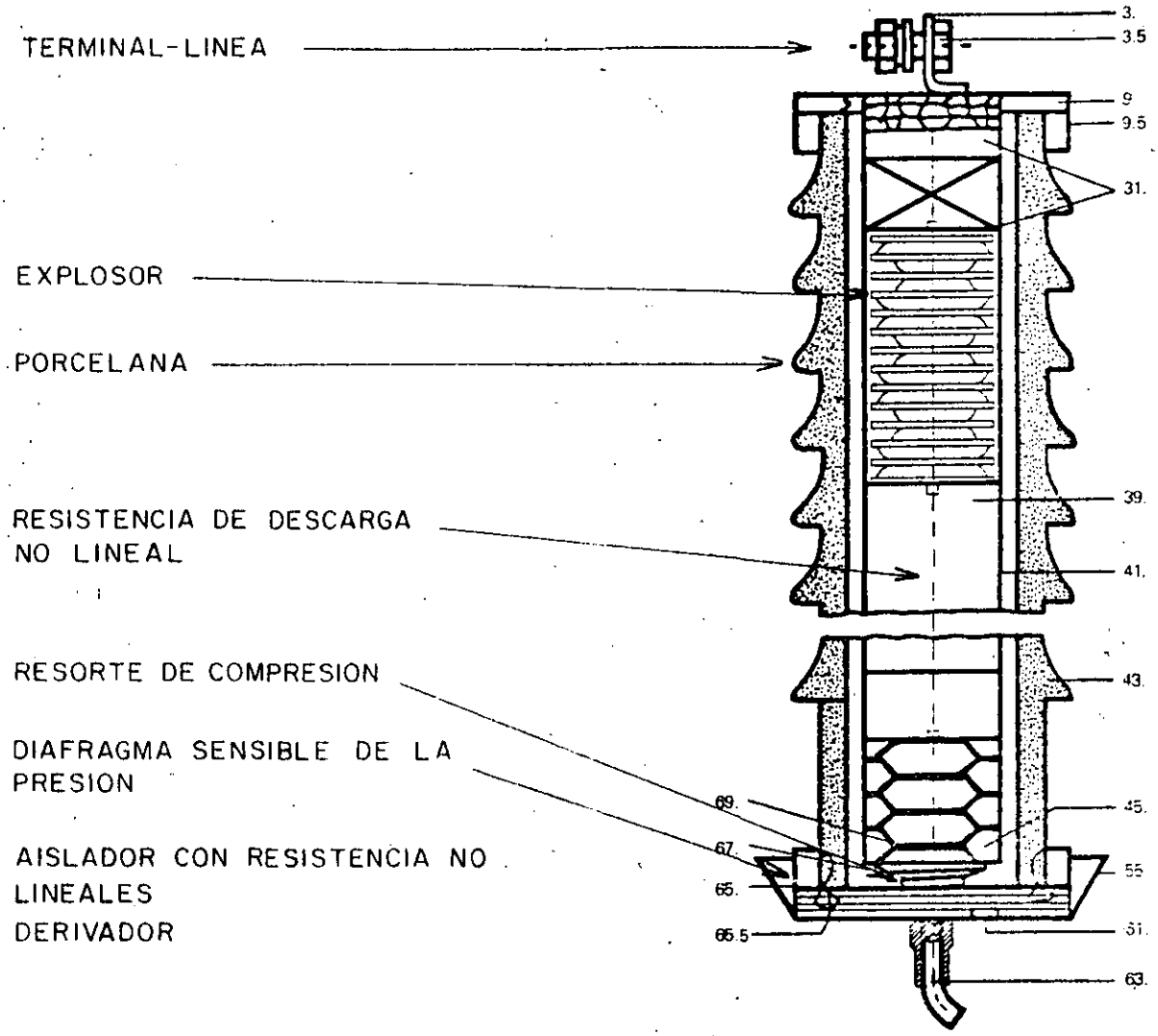


FIGURA. VISTA DE CORTE DE UN APARTARRAYOS.

(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 apar-- tarrayos, en función de la clase de aterrizamiento del sistema.

$$KV_{RMS_{(1)}} = Ce\ KV_{LL}$$

En donde:

$KV_{RMS_{(1)}}$ = Tensión nominal del apartarrayos. En KV.

Ce - Factor de aterrizamiento y tiene los siguientes valores

0.7 a 0.9 Para sistemas efectivamente aterrizados
0.9 a 1.0 Para sistemas aterrizados por reactancia
1.1 Para sistemas con neutro flotante

} VER CURVAS II

KV_{LL} - Tensión nominal de fase a fase del sistema en KV

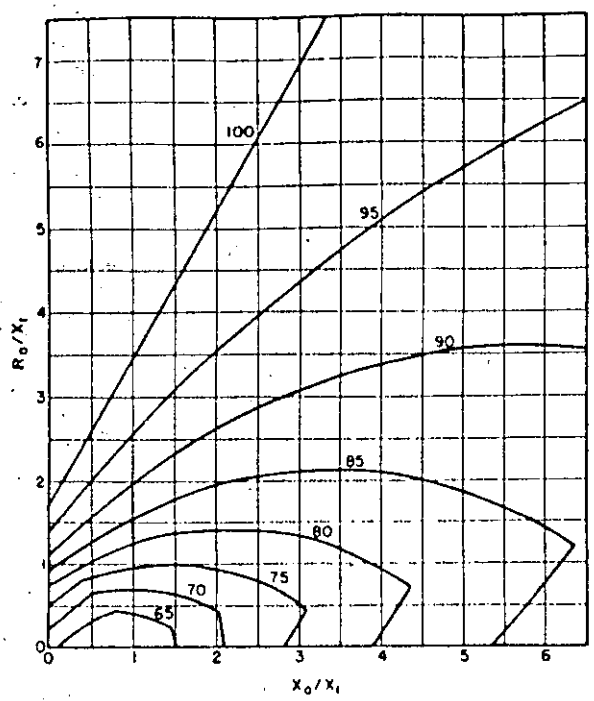
(2) Características de respuesta de los electrodos del aparta--- rrayos.

(3) Características de respuesta de las resistencias no lineales de descarga del apartarrayos.

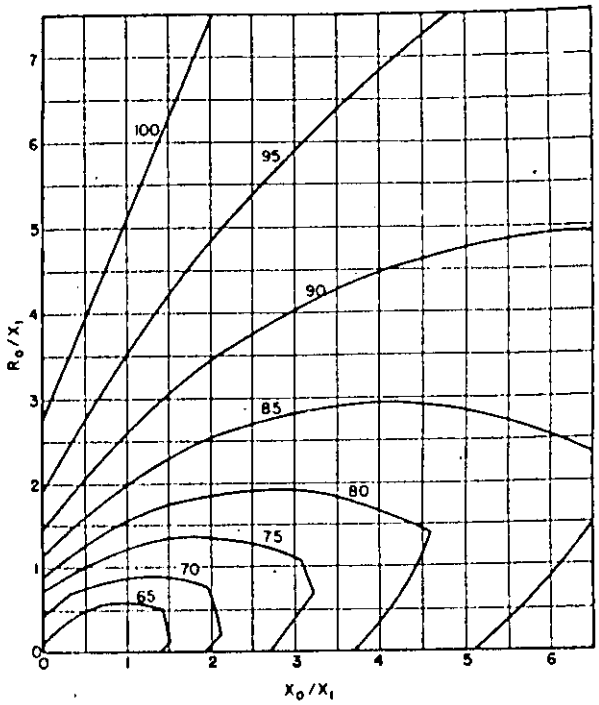
Una vez seleccionado el apartarrayos de acuerdo al criterio -- indicado en (1) se recomienda verificar los margenes de protección - como sigue:

$$M = \frac{BIL}{KV_{AP}(1+0.66T)}$$

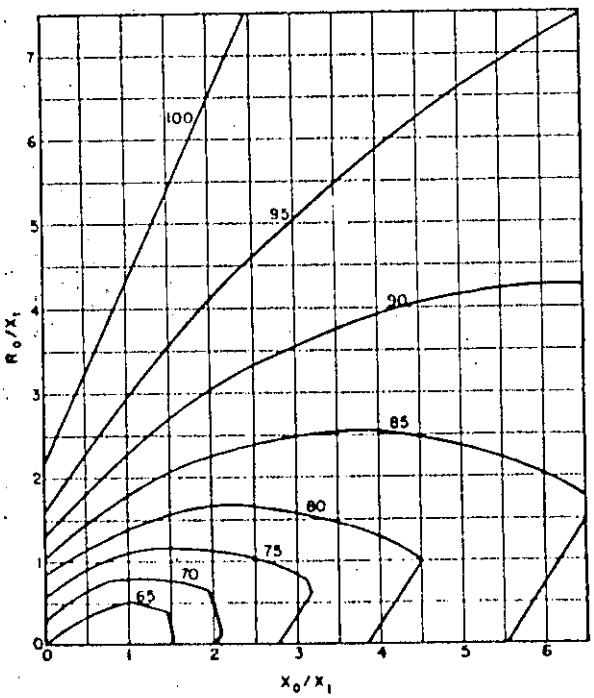
CURVAS II



(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 Neutral System Under Fault Condition.

En donde:

M - Margen de Protección $1.2 \leqslant M \leqslant 1.4$

BIL - Nivel basíco de impulso del equipo por proteger

KV_{AP} - Tensión de cresta de respuesta del apartarrayos

$KV_{②}$ Para encontrar el margen de protección ofrecido por los - electrodos del apartarrayos.

$KV_{③}$ Para encontrar el margen de protección que dan las resistencial no lineales del apartarrayos.

T - Tolerancias de respuesta de los apartarrayos.

Tipo de pararrayo	Tolerancias: Descarga al impulso onda 1.2/50	Tolerancias: Descarga de corriente 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.

$$S = 150 \frac{KV_{AP②}}{n}$$

En donde:

S - Distancia máxima permisible de instalación del apartarrayos con relación al aparato protegido en (m)

$KV_{AP②}$ - Tensión máxima de cresta, onda 1.2/50 ó frente de onda, de operación del apartarrayos.

n - Pendiente del frente de onda que permite pasar el apartarrayos en $KV/\mu s$

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 TECHNOLOGY.

EL ESTUDIO MENCIONADO ARROJO LOS DATOS QUE SE ENCUENTRAN EN LA TABLA I.

TABLA I

ANGULOS DE PROTECCION PARA ASEGURAR 99.5% DE PROTECCION

ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL PISO (METROS)	ANGULO DE PROTECCION (GRADOS)
7.5	60
15.0	47
22.5	33
30.0	20
37.5	10
45.0	0
52.5	-10
60.0	-20

DIBUJANDO LOS DATOS DE ESTA TABLA SE LLEGA A LA FIGURA I.

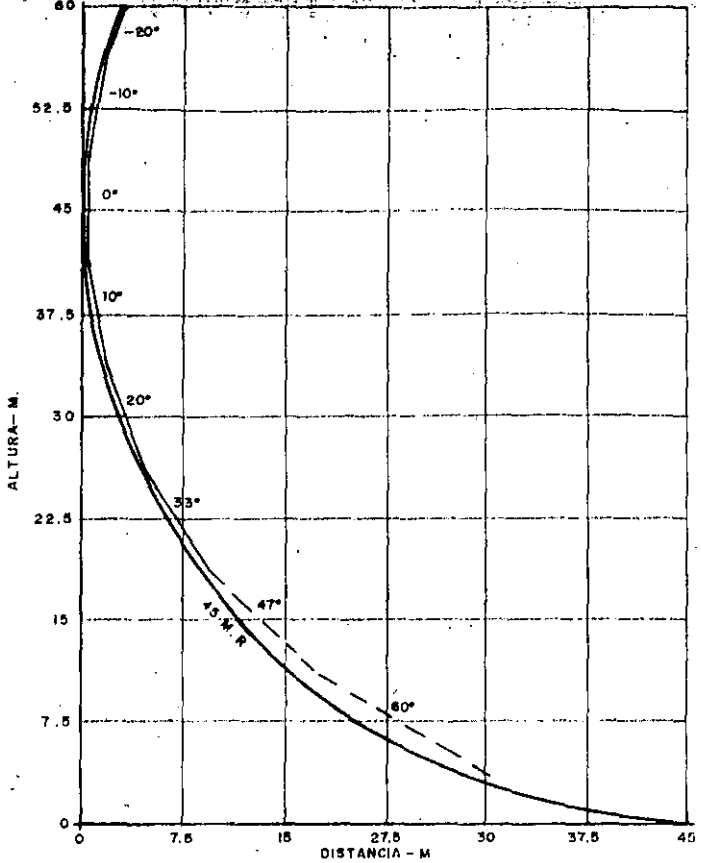
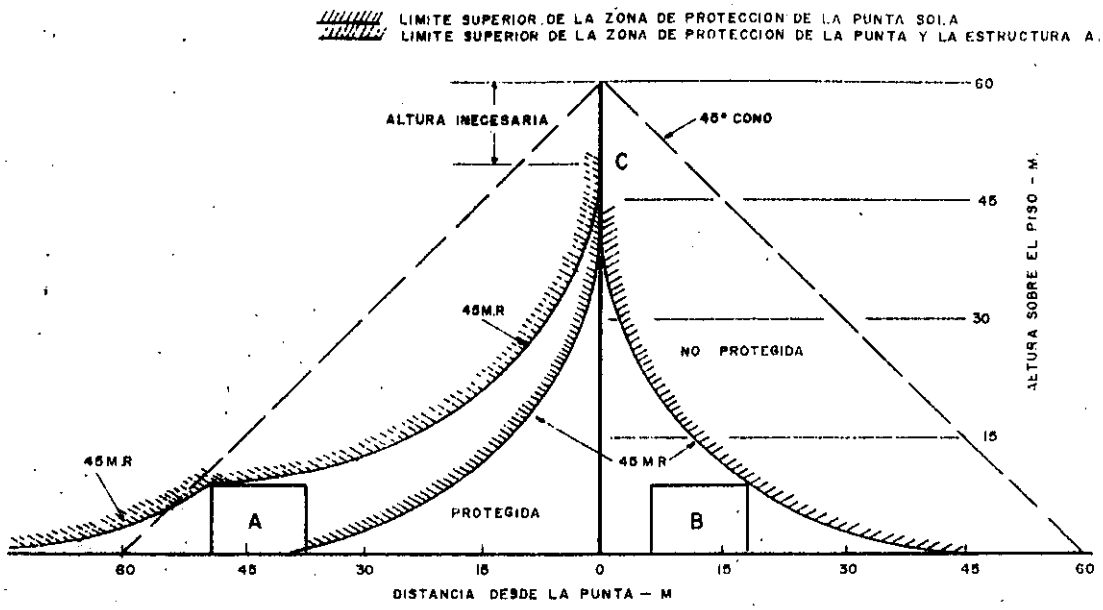


FIG. 1 GRAFICA DE LOS DATOS DE LA TABLA 1 CON UN CIRCULO INSCRITO DE 45m DE RADIO.

ESTE CRITERIO DEL RADIO DE 45m ES UNA HERRAMIENTA CONFIABLE PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS CON PUNTAS APARTARRAYOS.

UN OBJETO QUE SE ENCUENTRE ARRIBA DEL NIVEL DE PISO - ESTARA PROTEGIDO CONTRA RAYOS SI NINGUNA PARTE DE ESTE ESTA ARRIBA DE LA SUPERFICIE DEL ARCO DE UN CIRCULO DE 45m DE RADIO (VER - ESTRUCTURA B DE LA FIGURA 2). CON EL RADIO DE 45m SE CONSIDERA QUE SE TIENE UN 99.5% DE PROTECCION, SE PUEDE AUMENTAR EL % DE -- PROTECCION A 99.9 SI SE REDUCE EL RADIO A 37.5 m.



OTRA FORMA DE VISUALIZAR ESTE CONCEPTO ES IMAGINANDO -- UNA ESFERA DE 45m DE RADIO (90m DE DIAMETRO) RODANDO SOBRE LA SUPERFICIE 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, RECIBE MUY POCA O NINGUNA PROTECCION DE ESA ESTRCTURA.

EN LA FIGURA 2 SE OBSERVA QUE LOS PUNTOS ABAJO DE LA -- CURVA DE RADIO DE 45m Y TOCANDO LA PUNTA PARARRAYOS, COMO LA ES--- TRUCTURA B, ESTAN PROTEGIDOS. LA ESTRUCTURA A, A PESAR DE SER DE_ LAS MISMAS DIMENSIONES, ESTA SUJETA A DESCARGAS DIRECTAS, YA QUE - ESTA FUERA DE LA ZONA DE PROTECCION DE LA PUNTA QUE PROTEGE A B.

LA NUEVA CURVA DE PROTECCION PARA A ES UNA COMBINACION_ DE LAS CURVAS DE 45m DE RADIO QUE SE INTERSECTAN EN LA ESTRUCTURA_ A, UNA DE LAS CURVAS SE LOCALIZA DEL PISO A LA PARTE SUPERIOR DE A Y LA OTRA DE AHI MISMO HASTA EL PUNTO QUE TOCA UNA PUNTA PARARRA-- YOS DE ALTURA C.

EN LA TABLA II SE DA UN EJEMPLO DE UN OBJETO QUE TIENE_ UNA ALTURA DE 11.25m Y SE OBSERVA LA DISTANCIA (HORIZONTAL) QUE -- QUEDA PROTEGIDA DE ACUERDO A LA LONGITUD DE LA PUNTA APARTARRAYOS.

TABLA II

PROTECCION PARA UN OBJETO DE 11.25m DE ALTURA UTILIZANDO UNA PUNTA PARARRAYOS.

ALTURA DE LA PUNTA (METROS)	ALTURA TOTAL (METROS)	DISTANCIA CUBIERTA (METROS)
1.5	12.75	1.5
3.75	15.0	3.75
9.0	20.25	7.5
15.3	26.55	11.25
33.75	45.0	15.0

ESTA TABLA PUEDE SER REDUCIDA OBSERVANDO LA FIGURA 1.

PROTECCION UTILIZANDO 2 O MAS PUNTAS PARARRAYOS.

UNA FORMA DE VISUALIZAR LA ZONA PROTEGIDA POR 2 PUNTAS APARTARRAYOS ES IMAGINANDOSE UNA ESFERA DE 90M. DE DIAMETRO QUE RUEDA SOBRE DOS OBJETOS ELEVADOS, POR EJEMPLO, LOS DOS HILOS DE GUARDA DE UNA LINEA DE TRANSMISION, LA ESFERA PENETRA ENTRE ELLOS SOLO HASTA EL PUNTO EN QUE EL DIAMETRO Y LA SEPARACION DE LOS OBJETOS LO PERMITE. EN ESTE CASO, CUALQUIER OBJETO QUE PERMANEZCA BAJO LA SUPERFICIE DE LA ESFERA PERMANECE PROTEGIDO.

LA FIGURA 3 (A) ILUSTRA EL GRADO DE PROTECCION DE UN TANQUE DE 18M. DE ALTURA Y 30M. DE DIAMETRO UTILIZANDO UNA PUNTA PARARRAYOS Y UTILIZANDO EL CRITERIO DEL ANGULO DE PROTECCION DE 45° RECOMENDADO POR LA NFPA 78. PARA PODER DAR ESTE ANGULO SE REQUIERE QUE LA ALTURA DE LA PUNTA SEA DE 33M. SE MUESTRAN TAMBIEN LOS ARCOS DE 45M. DE RADIO, TANGENTES A LA TIERRA, CON LO CUAL SE VE QUE EL CONO DE 45° NO SERIA EFECTIVO.

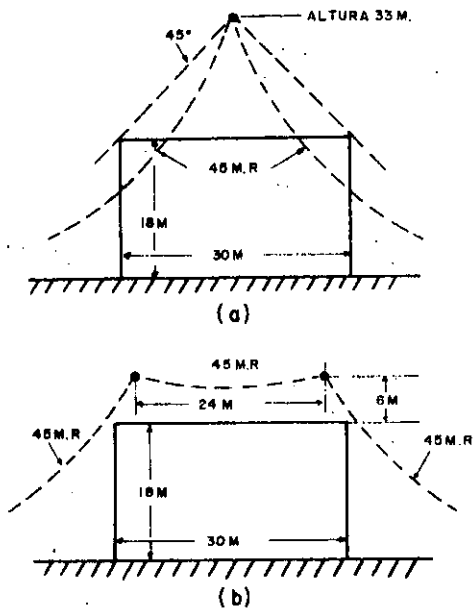


FIG. 3 PROTECCION DE UN TANQUE A) PUNTA PARARRAYOS CONSIDERANDO UN ANGULO DE 45°. INEFECTIVA.
B) DOS PUNTAS CONSIDERANDO UNA ZONA DE 45M. DE RADIO. EFECTIVA.

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

C A P A C I T O R E S

SEPTIEMBRE, 1984.

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

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-

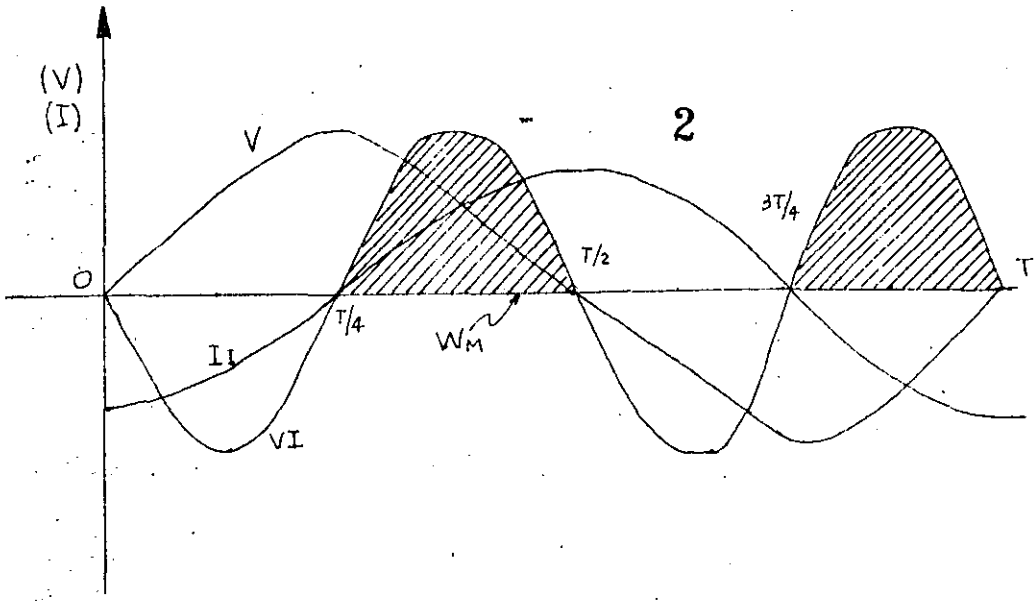


FIG. # 1A.9
EN CASO DE CARGA NETAMENTE INDUCTIVA
WM = ENERGIA DEL CAMPO MAGNETICO

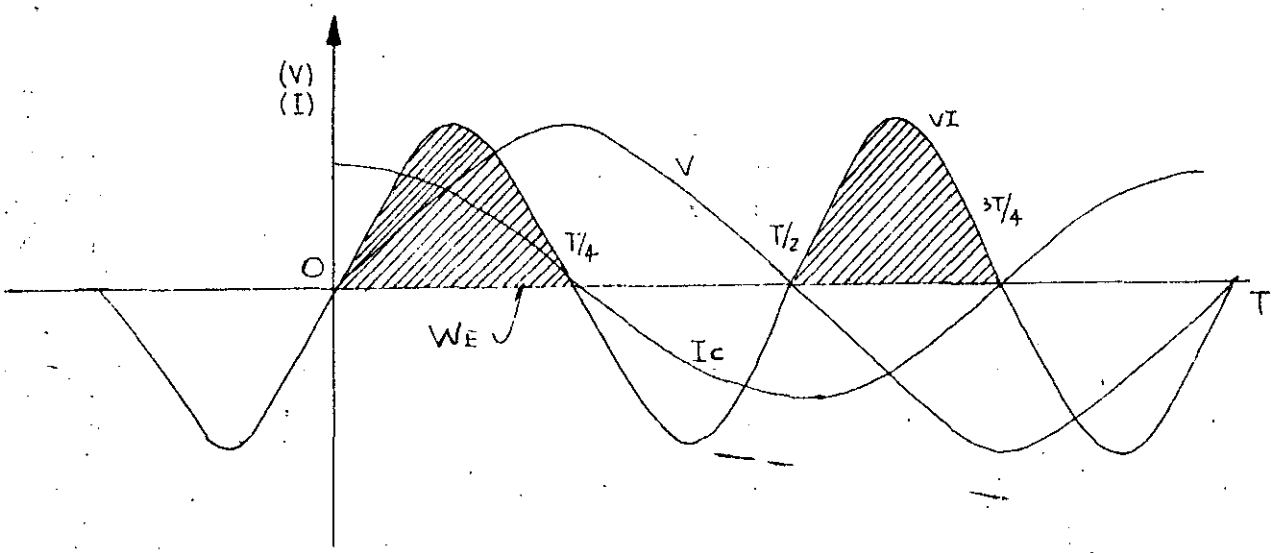


FIG. # 2.9
EN CASO DE CARGA NETAMENTE CAPACITIVA
WE = ENERGIA DEL CAMPO ELECTRICO

REPRESENTACIONES VECTERIALES:

A).- CORRIENTES ACTIVAS:

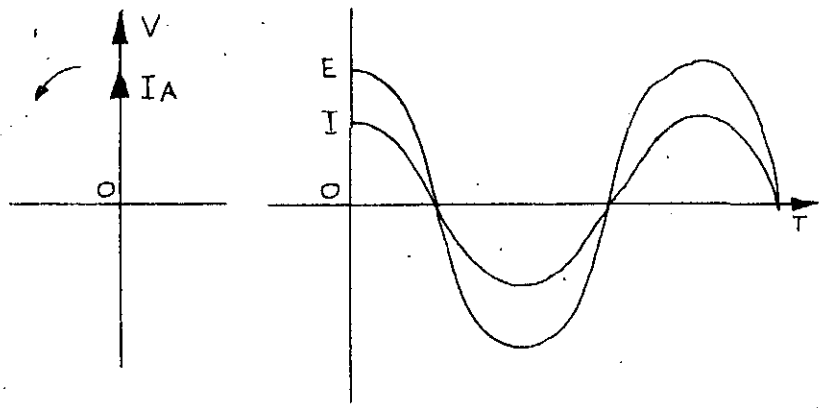
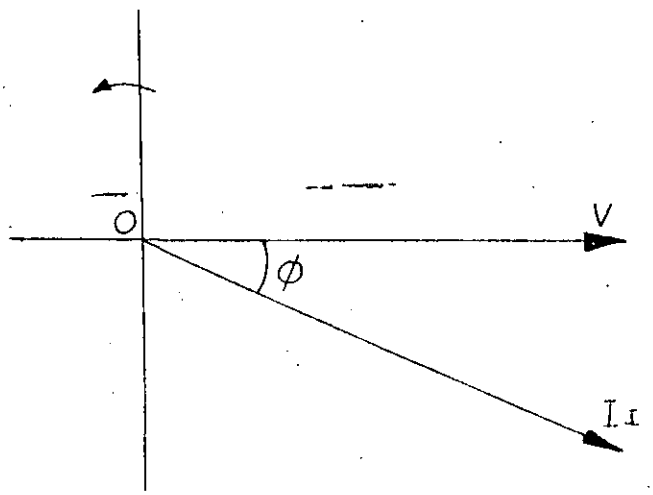


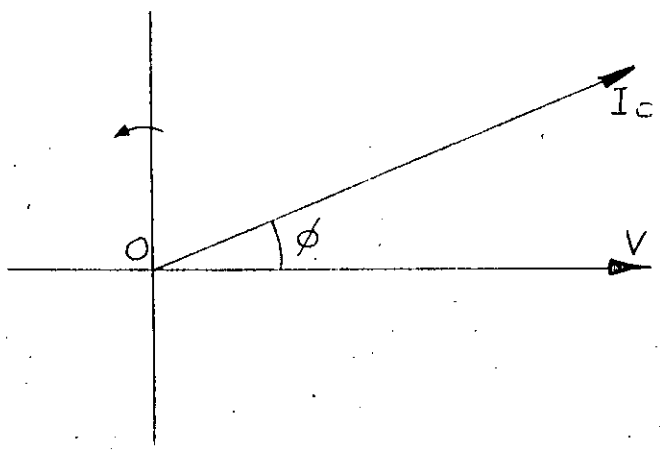
FIG. # 1.9

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 RESPECTIVA-- 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 ORCILACIONES 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 REPRESEN- TADAS 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° EN ATRASO CON RESPECTO AL VOLTAJE.

EN LA FIGURA 2A.9 SE MUESTRA ESQUEMATICAMENTE LA ALIMENTA -

CION 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(XI), ASIMISMO SE INDICAN LAS CORRIENTES(IA) E(II) RESPECTIVAS Y LA CORRIENTE(I) TOTAL CONSUMIDA POR LA PLANTA.

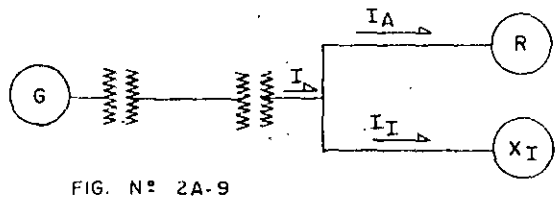


FIG. Nº 2A-9

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-SINUSOIDALES.

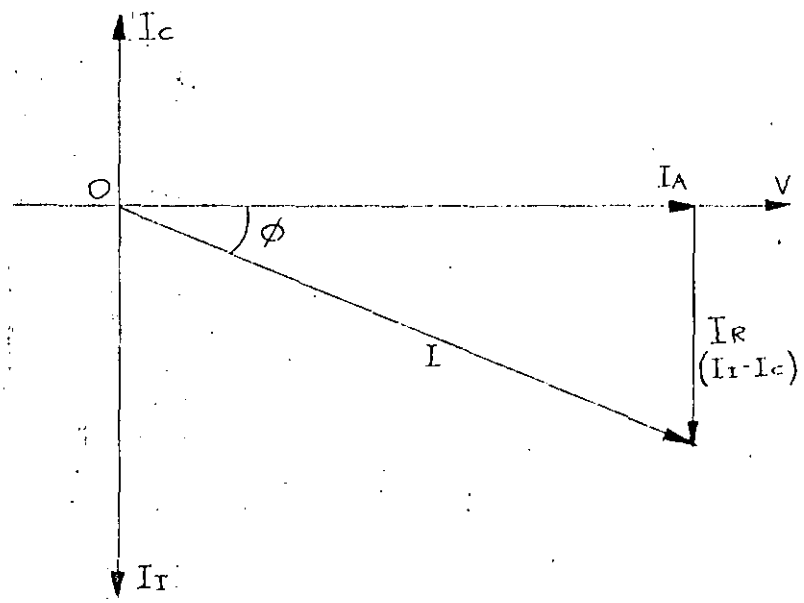
LOS LIMITES DE LOS ANGULOS ϕ SON -90° a $+90^{\circ}$ CORRESPONDIENDO A INDUCTANCIA Y CAPACITANCIA PURAS, RESPECTIVAMENTE.

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

$$P = VI \cos \phi + JVI \operatorname{sen} \phi \quad \text{—— (1)}$$

EL PRIMER TERMINO REPRESENTA LA POTENCIA ACTIVA Y 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 = $I \operatorname{sen} \phi$

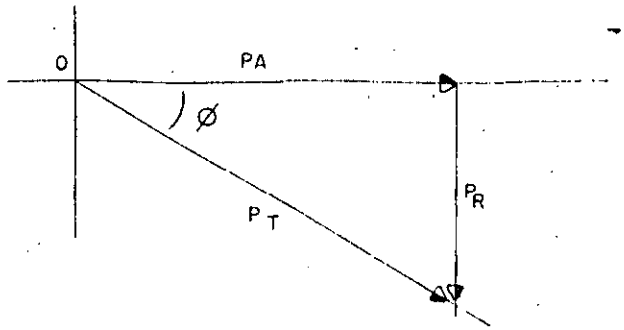


FIG. Nº 4.9

RELACION ANGULAR ENTRE LAS POTENCIAS.

P_A = POTENCIA ACTIVA KW

P_R = POTENCIA REACTIVA KVAR

P_T = POTENCIA APARENTE KVA

$$\cos \phi = F.P. = \frac{PA}{PT} = \frac{KW}{KVA} \quad - \ (\ 2 \ )$$

DE LAS FIGURAS 3.9 Y 4.9 PUEDE OBSERVARSE QUE CUANTO MAYOR SEA LA CO -- RRIENTE REACTIVA I_R, MAYOR SERA EL ANGULO Ø 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 SO- BRECARGAS EN EQUIPOS Y LINEAS ELECTRICAS QUE SE TRADUCE EN LA NECE - SIDAD DE CABLES DE MAYOR CALIBRE, NUEVOS EQUIPOS DE GENERACION Y TRANS FORMACION Y EL PAGO DE LAS PENALIDADES IMPUESTAS POR LAS COMPAÑIAS SU- MINISTRADORAS.

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 ENCUEN - TRAN DEFASADAS 90° 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 (IR).

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

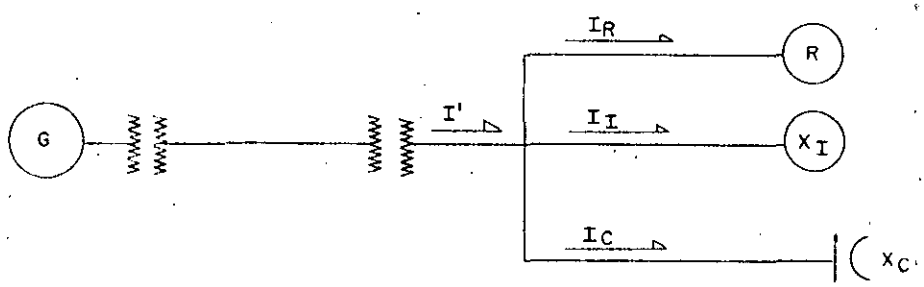


FIG. Nº 4A.9

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 PUNTO EL F.P. ES ATRASADO SI LAS POTENCIAS FLUYEN EN -- LA MISMA DIRECCION, COMO SUCEDE 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.

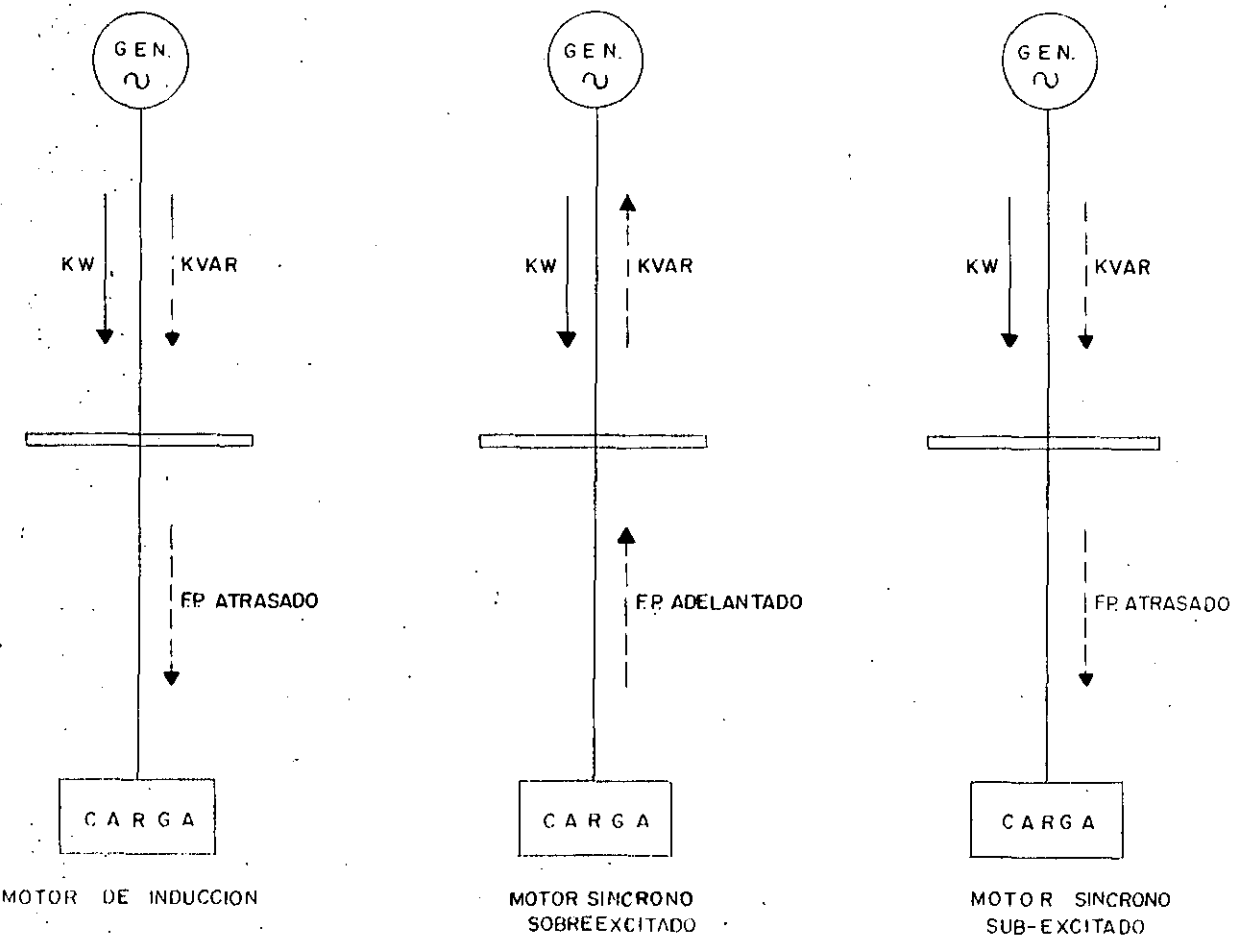


FIG. No. 5.9

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.

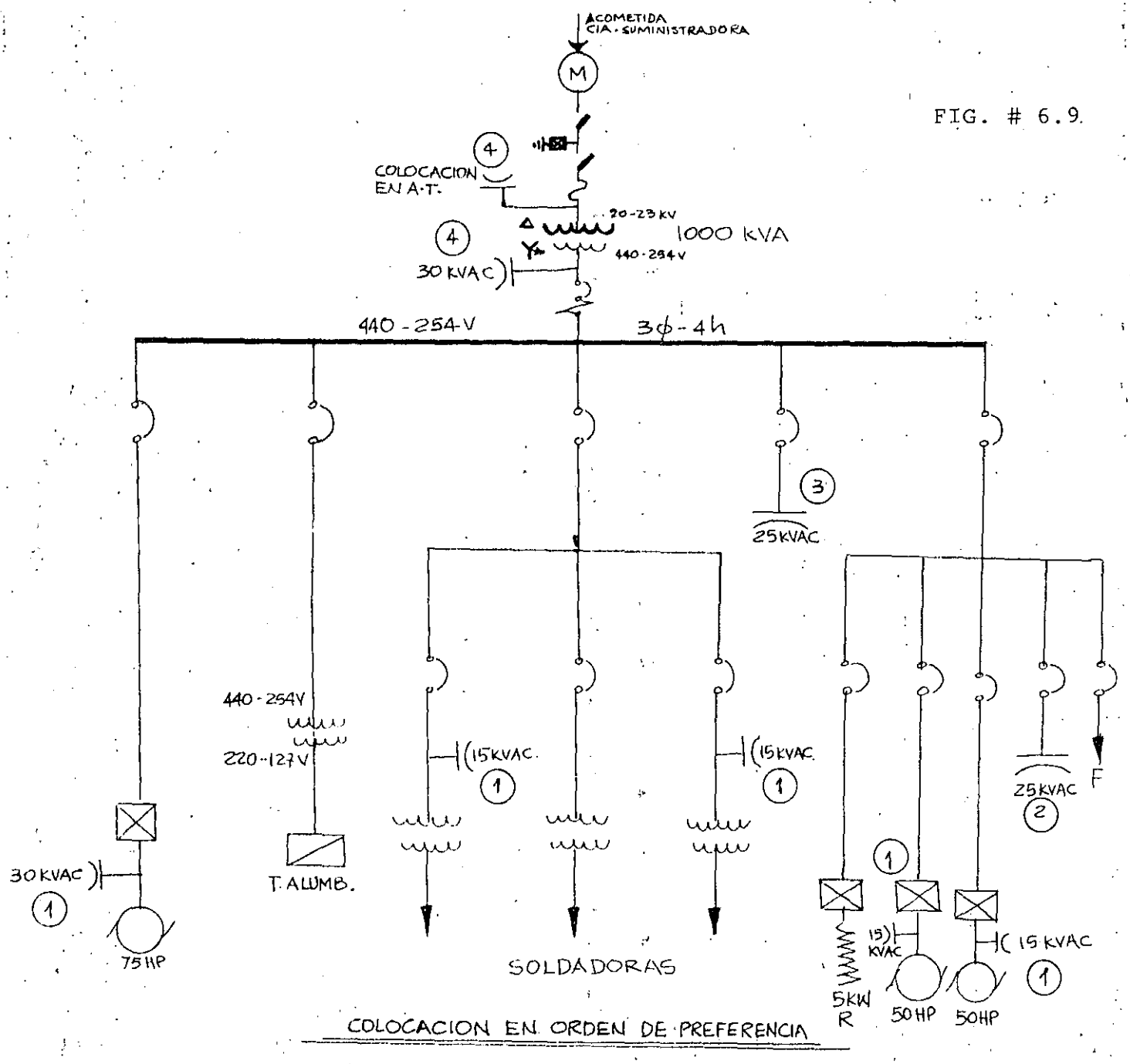


FIG. # 6.9.

COLOCACION EN ORDEN DE PREFERENCIA

93-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 ALIMENTADO- RES 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 PER DIDA 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 PO -- TENCIA 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 $-\Delta P = 100 \times \dfrac{P_1 - P_2}{P_1}$

OBTENEMOS $-\Delta P = 100\left[1 - \left(\dfrac{\cos\phi 1}{\cos\phi 2}\right)^2\right]\%$

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.

$$\Delta V \doteq RI\cos\phi \pm XI\,\mathrm{SEN}\,\phi \qquad \text{EC. 9.5}$$

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

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

EL FACTOR $R\cos\phi$ ES LA CONTRIBUCION DE LA POTENCIA ACTIVA A LA CAIDA DEL VOLTAJE POR AMPER DE CORRIENTE TOTAL.

KSEN ϕ ES LA CONTRIBUCION DE LA POTENCIA REACTIVA A LA CAIDA DE VOLTAJE POR AMPER DE CORRIENTE TOTAL.

AL FACTOR XSEN ϕ ES TIPICAMENTE DE 5 A 10 VECES MAYOR QUE EL FACTOR RCOS ϕ 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.

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

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 ILUSTRA EN EL SIGUIENTE EJEMPLO.

SI UNA PLANTA TIENE UNA CARGA DE 1000 KVA. Y UN F. P. DEL 70%, SE AÑADEN 480 KVAR. POR MEDIO DE CAPACITORES DETERMINAR EL PORCIENTO DE AUMENTO DE CAPACIDAD DEL SISTEMA.

DATOS NECESARIOS PARA EL MANEJO DE LA TABLA :

% P.R.A. (POTENCIA REACTIVA AGREGADA, EN PORCIENTO DE LA POTENCIA APARENTE INICIAL)

F. P. ORIGINAL

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

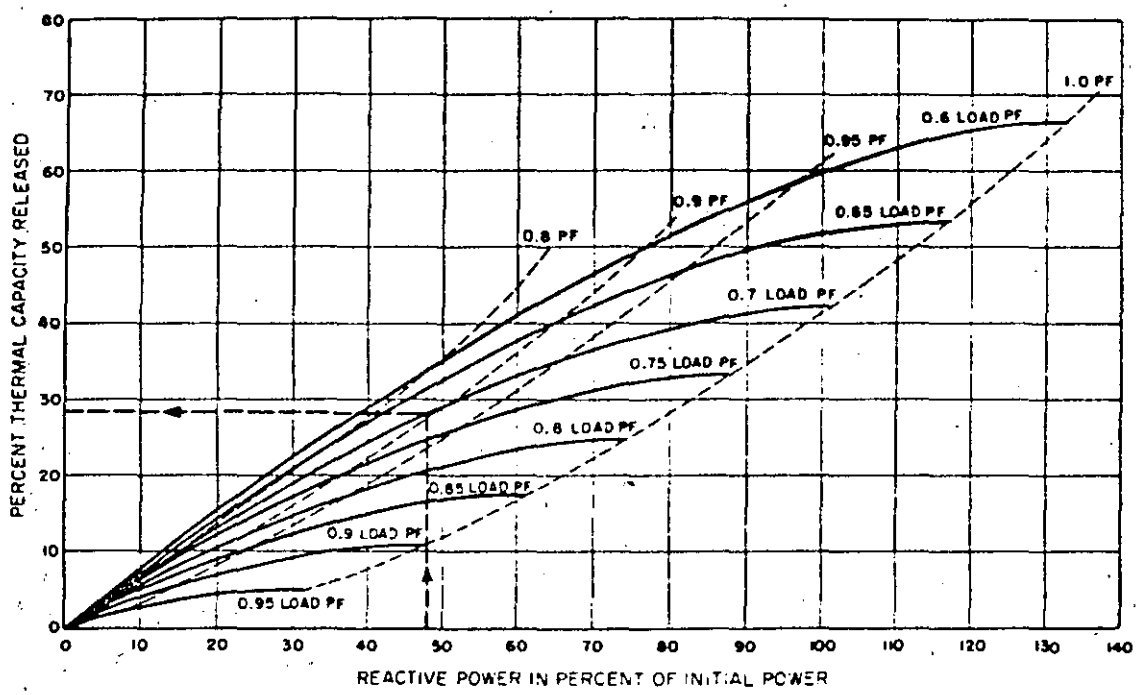
F. P. ORIG. = 0.7

DATOS OBTENIDOS DE LA TABLA.

AUMENTO DE LA CAPACIDAD DEL SISTEMA (EN %) $\doteq$ 28.5

FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO $\doteq$ 90%

FIG. Nº 7·9



Percent Capacity Released and Approximate Combined Load Power Factor with Reactive Compensation
——— Original Load Power Factor ($\cos \phi_1$); – – – Final Power Factor ($\cos \phi_2$)

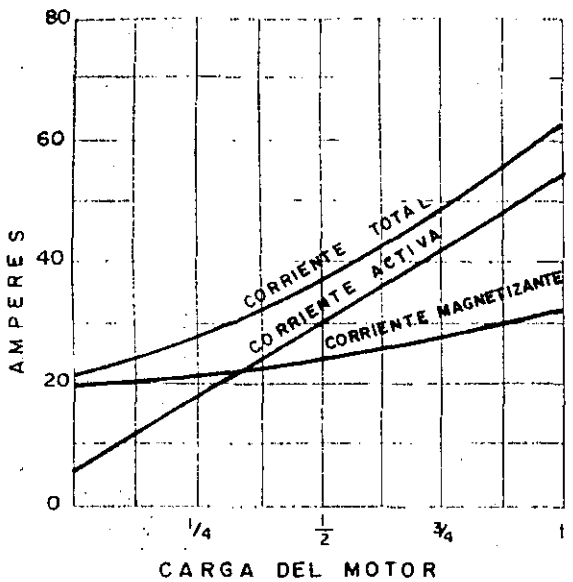
9.4.- FACTORES DE POTENCIA EN LOS EQUIPOS.

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


80
60
40
20
0
AMPERES
CORRIENTE TOTAL
CORRIENTE ACTIVA
CORRIENTE MAGNETIZANTE
1/4
1/2
3/4
1
CARGA DEL MOTOR

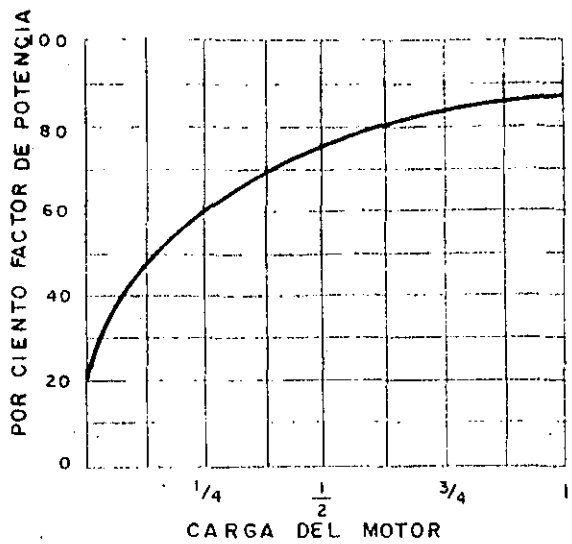
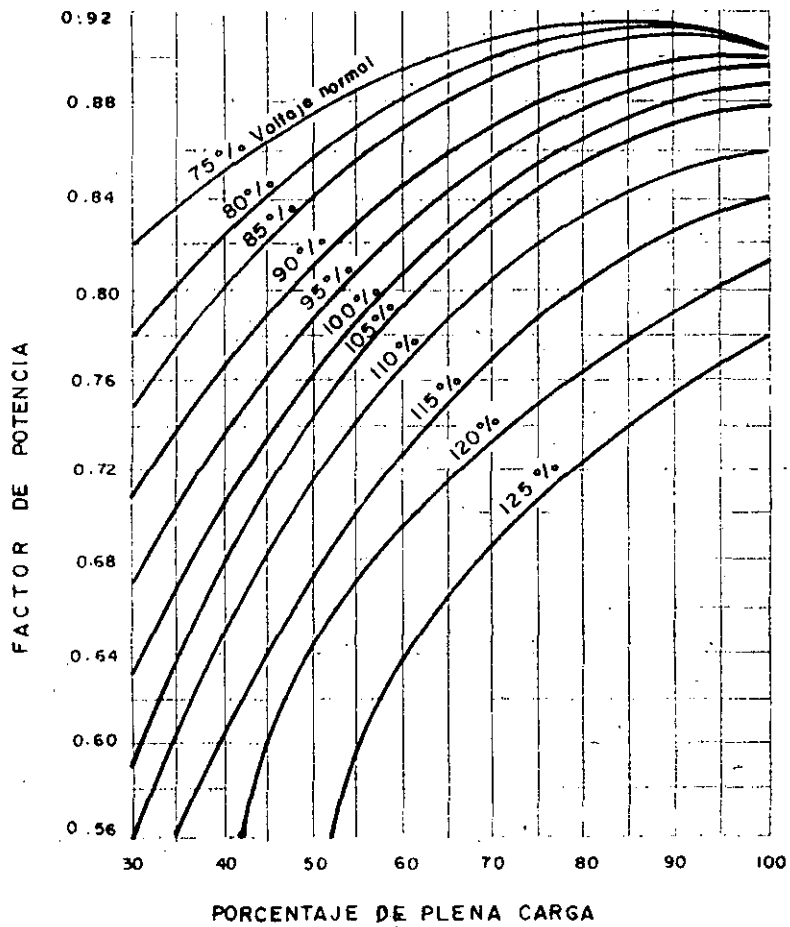

POR CIENTO FACTOR DE POTENCIA
100
80
60
40
20
0
1/4
1/2
3/4
1
CARGA DEL MOTOR

FIG. N° 8-9


0.92
0.88
0.84
0.80
0.76
0.72
0.68
0.64
0.60
0.56
FACTOR DE POTENCIA
75% Voltaje normal
80%
85%
90%
95%
100%
105%
110%
115%
120%
125%
30
40
50
60
70
80
90
100
PORCENTAJE DE PLENA CARGA

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 CORRECCION DE SU F. P. PUEDE SER PROBLEMA.

LOS HORNOS DE INDUCCION TIENEN UN F. P. DE 30-70% DE CORRECCION DE SU F. P. SE DEBE HACER CONECTANDO Y DESCONECTANDO CAPACITORES PARA MANTENERLO LO MAS CERCANO POSIBLE A LA UNIDAD.

TRANSFORMADORES. ORDINARIAMENTE NO SE CONSIDERAN COMO CARGAS, PERO CONTRIBUYEN A BAJAR EL F. P. DEBIDO A QUE SU CORRIENTE DE EXCITACION ES DEL 1 AL 2% DE LA NOMINAL INDEPENDIENTEMENTE DE SU CARGA Y LAS PERDIDAS EN SUS DEVANADOS SON PROPORCIONALES AL CUADRO DE LA CORRIENTE DE CARGA.

VALORES TIPICOS DE F. P. NO CORREGIDOS PARA DIFERENTES INDUSTRIAS

INDUSTRIA	F. P.
PARTES AUTOMOTRICES	75-80
CERVECERAS	75-80
CEMENTERAS	80-85
QUIMICAS	65-75
MINAS DE CARBON	65-80
IND. DE VESTIDOS	35-60
ELECTROPLASTIA	65-70
FUNDICION	75-80
FORJADORAS	70-80
HOSPITALES	75-80
MANUFACTURERAS	
DE MAQUINARIA	60-65
OFICINAS	80-85
BOMBEO	40-65
PLASTICOS	55-70
ESTAMPADO	60-70
SIDERURGICAS	65-80
TEXTILES	65-75
HERRAMIENTA	
TROQUELADORAS	60-65

VALORES TIPICOS DE F. P. EN PLANTAS DE OPERACION

OPERACION	F. P.
COMPRESORES DE AIRE	
MOTORES EXTERNOS	75-80
MOTORES HERMETICOS	50-80
METALISTICA	
SOLDADURA DE ARCO	35-60
CON CAPACITORES	70-80
FRESADO	40-65
CRISOLES	
HORNOS DE ACERO	75-90
HORNOS DE INDUCCION	100
ESTAMPADO	
ESTANDARD	60-70
ALTA VELOCIDAD	45-60
PULVERIZADO	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 KILOWATTHORIMETROS 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 RESPUESTA 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 ESCENSIAL ES COMPENSAR LAS POTENCIAS REACTIVAS PARA ELIMINAR LAS PERDIDAS Y OBTENER LOS BENEFICIOS YA MENCIONADOS.

LO ANTERIOR SE RESUME EN MANTENER UN FACTOR DE POTENCIA ADECUADO (DE 0.85 A 1) LO CUAL PUEDE LOGRARSE MEDIANTE LAS SIGUIENTES FORMAS:

A).- MOTORES SINCRONOS:

EL EMPLEO DE MOTORES SINCRONOS NOS OFRECE AL MISMO TIEMPO UN TRABAJO MECANICO Y SU ACTUACION COMO CARGA CAPACITIVA AL OPERAR SOBREEXCITADOS. SON CAROS Y NO CONSTITUYEN UNA FORMA DE COMPENSACION FACILMENTE CONTROLABLE.

B.- MOTORES DE CAPACIDAD NOMINAL ADECUADA:

UNA BUENA SELECCION DE LAS CAPACIDADES DE LOS MOTORES -- ELECTRICOS NOS MANTENDRA UN FACTOR DE POTENCIA ADECUADO, DEBIDO A QUE TRABAJARAN PRACTICAMENTE A PLENA CARGA. --- ESTO PUEDE LOGRARSE AL ADQUIRIR O DISEÑAR NUEVA MAQUINA.

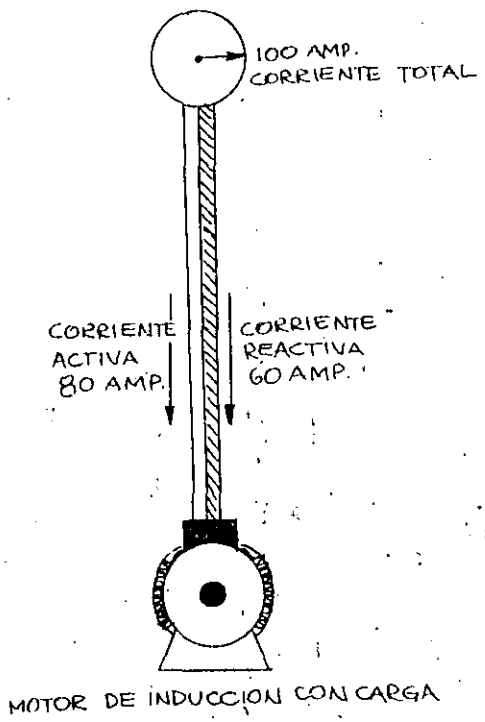
C.- CAPACITORES DE POTENCIA:

PROPORCIONAN LA CORRIENTE REACTIVA DE CARACTER CAPACITIVA NECESARIA, PUDIENDOSE INSTALAR EN BANCOS FIJOS O DIVIDENDOS.

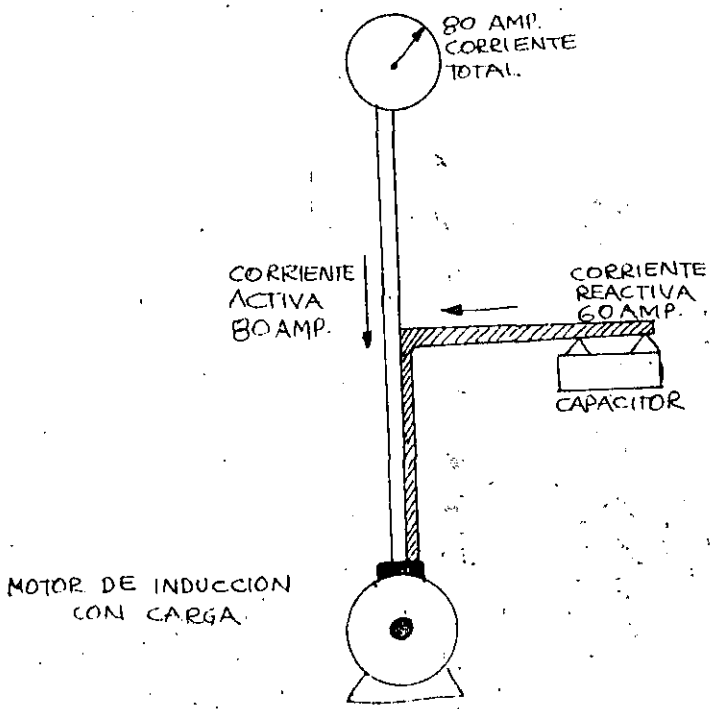
EL USO DE ESTOS CAPACITORES, IMPLICA LAS GRANDES VENTA - JAS DE BAJO COSTO POR KVAR INSTALADO, BAJO COSTO DE MANTENIMIENTO Y FACIL MANEJO CON RESPECTO A OTROS MEDIOS DE GENERACION.

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

EL SUMINISTRO DE POTENCIA REACTIVA POR MEDIO DE CAPACITORES SE ILUSTRA EN LA FIGURA Nº 9.9 Y SU CALCULO SE PUEDE REALIZAR DE ACUERDO A LO DESCRITO EN EL SIGUIENTE INCISO.



(FIG # 9.9)



9.6.- CALCULO DE LA POTENCIA DE LOS CAPACITORES NECESARIOS PARA UNA INSTALACION INDUSTRIAL:

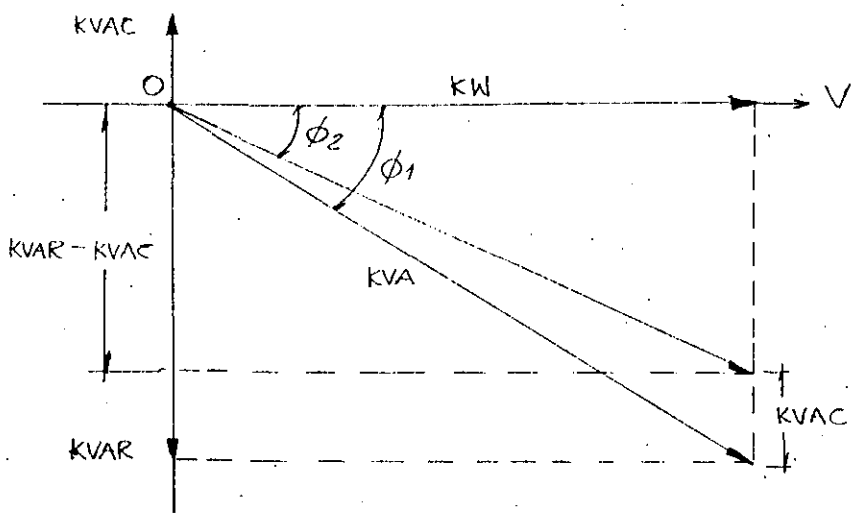


FIG. # 10.9

KVAR = POTENCIA REACTIVA INDUCTIVA

KVAC = POTENCIA REACTIVA CAPACITIVA

ESTE VALOR ESTA EN FASE CON LAS REACTANCIAS Y PUEDE RESTARSE ARITMETICAMENTE.
DE LA FIG. #10.9

$KW = KVA . \cos \phi$ —— (1')
$KVA = \sqrt{KW^2 + KVAR^2}$ —— (2')
$KVAC = KW (\tan \phi 1 - \tan \phi 2)$ —— (3')

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

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

$$\tan \phi 1 = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \phi 1}}{\cos \phi 1} \quad (5')$$

SI QUISIERAMOS MEJORAR EL F. P. A UN VALOR MAS ALTO (Ø2 MENOR)

$$\text{TANG } \emptyset\ 2 = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \emptyset\ 2}}{\cos \emptyset\ 2} \quad (6')$$

LA CARGA CAPACITIVA NECESARIA ESTARA DADA ENTONCES POR LA FORMULA Nº. (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.

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

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

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

DEBE CORREGIRSE A 0.85 = Ø2

$$\therefore \text{TANG } \emptyset 2 = \frac{\sqrt{1 - 0.85^2}}{0.85} = 0.61$$

∴ LA CAPACIDAD DE LOS CAPACITORES DEBERA SER :

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
AGOSTO1982	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 $\emptyset_1$ + Y TANG $\emptyset 1$:

$$\cos \emptyset 1 = \frac{300}{\sqrt{300^2 + 348^2}} = \frac{3.0}{\sqrt{3.0^2 + 3.48^2}} = 0.65$$

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

E).- COS $\emptyset 2$: SE DECEA EL F. P. = 0.85 MINIMO PERMITIDO POR LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA EN SU CONTRATO.

COS $\emptyset 2$ = 0.85

Y TANG $\emptyset 2$ = 0.61

F).- KVAC DE LOS CAPACITORES PARA LA CORRECCION DE F.P.:

KVAC = 300 (1.17 - 0.61)

= 168

LOS CAPACITORES COMERCIALES QUE EXISTEN A LA FECHA TIENEN CAPACIDADES DESDE 5 HASTA 60 KVAR EN MULTIPLOS DE 5 EN 460 V, POR LO CONSIGUIENTE SE SELECCIONARAN LAS CAPACIDADES DE ESTOS DE ACUERDO AL NUMERO DE LUGARES DONDE DEBERAN COLOCARSE Y DE ACUERDO AL ORDEN DE PREFERENCIA SEGUN SE INDICA EN LA FIGURA Nº. 6.9

9.7 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:

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

$$KVAC_S = \frac{FR}{FN}$$

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:

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

$$KVAC_S = \frac{(VR)^2}{(VN)}$$

LAS RELACIONES ANTERIORES SON SECUENCIA DE LA EXPRESION.

$$KVAR = 2\pi FC\,(KV)^2 \times 10^{-3}$$

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.

$$\text{TANG } \phi 1 = \frac{\text{KVAR}}{\text{KW}} \qquad \text{EC. } 1''$$

DESPEJANDO KVAR

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

DEL EJEMPLO TENEMOS QUE

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

Y

$$\text{KVAR LINEA} = \text{KW} \times \text{TANG } \phi 2 \qquad \text{EC. } 3''$$

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

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

$$\text{CKVAR} = \text{KW} (\Delta \text{ TANG}) \qquad \text{EC. } 4''$$

EN BASE A LA ECUACION 4'' LA TABLA 9.1 PROPORCIONA EL "MULTIPLICADOR DE KW" (Δ 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

F. P. ORIGINAL = 0.8

KW DEL SISTEMA = 80

F.P. CORREGIDO = 0.9

EL MULTIPLICADOR DE KW (Δ 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''

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

MULTIPLICADORES DE KW PARA DETERMINAR LOS KILOVARS EN CAPACITORES REQUERIDOS PARA CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA

Factor de Potencia Original	Factor de Potencia Corregido																				
	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.0
0.50	0.982	1.008	1.034	1.060	1.086	1.112	1.139	1.165	1.192	1.220	1.248	1.276	1.306	1.337	1.369	1.403	1.440	1.481	1.529	1.589	1.732
0.51	0.937	0.962	0.989	1.015	1.041	1.067	1.094	1.120	1.147	1.175	1.203	1.231	1.261	1.292	1.324	1.358	1.395	1.436	1.484	1.544	1.687
0.52	0.893	0.919	0.945	0.971	0.997	1.023	1.050	1.076	1.103	1.131	1.159	1.187	1.217	1.248	1.280	1.314	1.351	1.392	1.440	1.500	1.643
0.53	0.850	0.876	0.902	0.928	0.954	0.980	1.007	1.033	1.060	1.088	1.116	1.144	1.174	1.205	1.237	1.271	1.308	1.349	1.397	1.457	1.600
0.54	0.809	0.835	0.861	0.887	0.913	0.939	0.966	0.992	1.019	1.047	1.075	1.103	1.133	1.164	1.196	1.230	1.267	1.308	1.356	1.416	1.559
0.55	0.769	0.795	0.821	0.847	0.873	0.899	0.926	0.952	0.979	1.007	1.035	1.063	1.093	1.124	1.156	1.190	1.227	1.268	1.316	1.376	1.519
0.56	0.730	0.756	0.782	0.808	0.834	0.860	0.887	0.913	0.940	0.968	0.996	1.024	1.054	1.085	1.117	1.151	1.188	1.229	1.277	1.337	1.480
0.57	0.692	0.718	0.744	0.770	0.796	0.822	0.849	0.875	0.902	0.930	0.958	0.986	1.016	1.047	1.079	1.113	1.150	1.191	1.239	1.299	1.442
0.58	0.655	0.681	0.707	0.733	0.759	0.785	0.812	0.838	0.865	0.893	0.921	0.949	0.979	1.010	1.042	1.076	1.113	1.154	1.202	1.262	1.405
0.59	0.619	0.645	0.671	0.697	0.723	0.749	0.776	0.802	0.829	0.857	0.885	0.913	0.943	0.974	1.006	1.040	1.077	1.118	1.166	1.226	1.369
0.60	0.583	0.609	0.635	0.661	0.687	0.713	0.740	0.766	0.793	0.821	0.849	0.877	0.907	0.938	0.970	1.004	1.041	1.082	1.130	1.190	1.333
0.61	0.549	0.575	0.601	0.627	0.653	0.679	0.706	0.732	0.759	0.787	0.815	0.843	0.873	0.904	0.936	0.970	1.007	1.048	1.096	1.156	1.299
0.62	0.516	0.542	0.568	0.594	0.620	0.646	0.673	0.699	0.726	0.754	0.782	0.810	0.840	0.871	0.903	0.937	0.974	1.015	1.063	1.122	1.266
0.63	0.483	0.509	0.535	0.561	0.587	0.613	0.640	0.666	0.693	0.721	0.749	0.777	0.807	0.838	0.870	0.904	0.941	0.982	1.030	1.090	1.233
0.64	0.451	0.474	0.503	0.529	0.555	0.581	0.608	0.634	0.661	0.689	0.717	0.745	0.775	0.806	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.058	1.201
0.65	0.419	0.445	0.471	0.497	0.523	0.549	0.576	0.602	0.629	0.657	0.685	0.713	0.743	0.774	0.806	0.840	0.877	0.918	0.966	1.026	1.169
0.66	0.383	0.414	0.440	0.466	0.492	0.518	0.545	0.571	0.598	0.626	0.654	0.682	0.712	0.743	0.775	0.809	0.846	0.887	0.935	0.995	1.138
0.67	0.359	0.384	0.410	0.436	0.462	0.488	0.515	0.541	0.568	0.596	0.624	0.652	0.682	0.713	0.745	0.779	0.816	0.857	0.905	0.965	1.108
0.68	0.328	0.354	0.380	0.406	0.432	0.458	0.485	0.511	0.538	0.566	0.594	0.622	0.652	0.683	0.715	0.749	0.786	0.827	0.875	0.935	1.078
0.69	0.299	0.325	0.351	0.377	0.403	0.429	0.456	0.482	0.509	0.537	0.565	0.593	0.623	0.654	0.686	0.720	0.757	0.798	0.846	0.906	1.049
0.70	0.270	0.296	0.322	0.348	0.374	0.400	0.427	0.453	0.480	0.508	0.536	0.564	0.594	0.625	0.657	0.691	0.728	0.769	0.817	0.877	1.020
0.71	0.242	0.268	0.294	0.320	0.346	0.372	0.399	0.425	0.452	0.480	0.508	0.536	0.566	0.597	0.629	0.663	0.700	0.741	0.789	0.849	0.992
0.72	0.214	0.240	0.266	0.292	0.318	0.344	0.371	0.397	0.424	0.452	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964
0.73	0.186	0.212	0.238	0.264	0.290	0.316	0.343	0.369	0.396	0.424	0.452	0.480	0.510	0.541	0.573	0.607	0.644	0.685	0.733	0.793	0.936
0.74	0.159	0.185	0.211	0.237	0.263	0.289	0.316	0.342	0.369	0.397	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.766	0.909
0.75	0.132	0.158	0.184	0.210	0.236	0.262	0.289	0.315	0.342	0.370	0.398	0.426	0.456	0.487	0.519	0.553	0.590	0.631	0.679	0.739	0.882
0.76	0.105	0.131	0.157	0.183	0.209	0.235	0.262	0.288	0.315	0.343	0.371	0.399	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.604	0.652	0.712	0.855
0.77	0.079	0.105	0.131	0.157	0.183	0.209	0.236	0.262	0.289	0.317	0.345	0.373	0.403	0.434	0.466	0.500	0.537	0.578	0.626	0.685	0.829
0.78	0.052	0.078	0.104	0.130	0.156	0.182	0.209	0.235	0.262	0.290	0.318	0.346	0.376	0.407	0.439	0.473	0.510	0.551	0.599	0.659	0.802
0.79	0.026	0.052	0.078	0.104	0.130	0.156	0.183	0.209	0.236	0.264	0.292	0.320	0.350	0.381	0.413	0.447	0.484	0.525	0.573	0.633	0.776
0.80	0.000	0.026	0.052	0.078	0.104	0.130	0.157	0.183	0.210	0.238	0.266	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.609	0.750
0.81		0.000	0.026	0.052	0.078	0.104	0.131	0.157	0.184	0.212	0.240	0.268	0.298	0.329	0.361	0.395	0.432	0.473	0.521	0.581	0.724
0.82			0.000	0.026	0.052	0.078	0.105	0.131	0.158	0.186	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.555	0.699
0.83				0.000	0.026	0.052	0.079	0.105	0.132	0.160	0.188	0.216	0.246	0.277	0.309	0.343	0.380	0.421	0.469	0.529	0.672
0.84					0.000	0.026	0.053	0.079	0.106	0.134	0.162	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646
0.85						0.000	0.027	0.053	0.080	0.108	0.136	0.164	0.194	0.225	0.257	0.291	0.328	0.369	0.417	0.477	0.620
0.86							0.000	0.026	0.053	0.081	0.109	0.137	0.167	0.198	0.230	0.264	0.301	0.342	0.390	0.450	0.593
0.87								0.000	0.027	0.055	0.083	0.111	0.141	0.172	0.204	0.238	0.275	0.316	0.364	0.424	0.567
0.88									0.000	0.028	0.056	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540
0.89										0.000	0.028	0.056	0.086	0.117	0.149	0.183	0.220	0.261	0.309	0.369	0.512
0.90											0.000	0.028	0.058	0.089	0.121	0.155	0.192	0.233	0.281	0.341	0.484
0.91												0.000	0.030	0.061	0.093	0.127	0.164	0.205	0.253	0.313	0.456
0.92													0.000	0.031	0.063	0.097	0.134	0.175	0.223	0.283	0.426
0.93														0.000	0.032	0.066	0.103	0.144	0.192	0.252	0.395
0.94															0.000	0.034	0.071	0.112	0.160	0.220	0.353
0.95																0.000	0.037	0.079	0.126	0.186	0.329
0.96																	0.000	0.041	0.089	0.149	0.292
0.97																		0.000	0.048	0.108	0.251
0.98																			0.000	0.060	0.203
0.99																				0.000	0.143
																					0.000

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 ILUSTRA 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 .

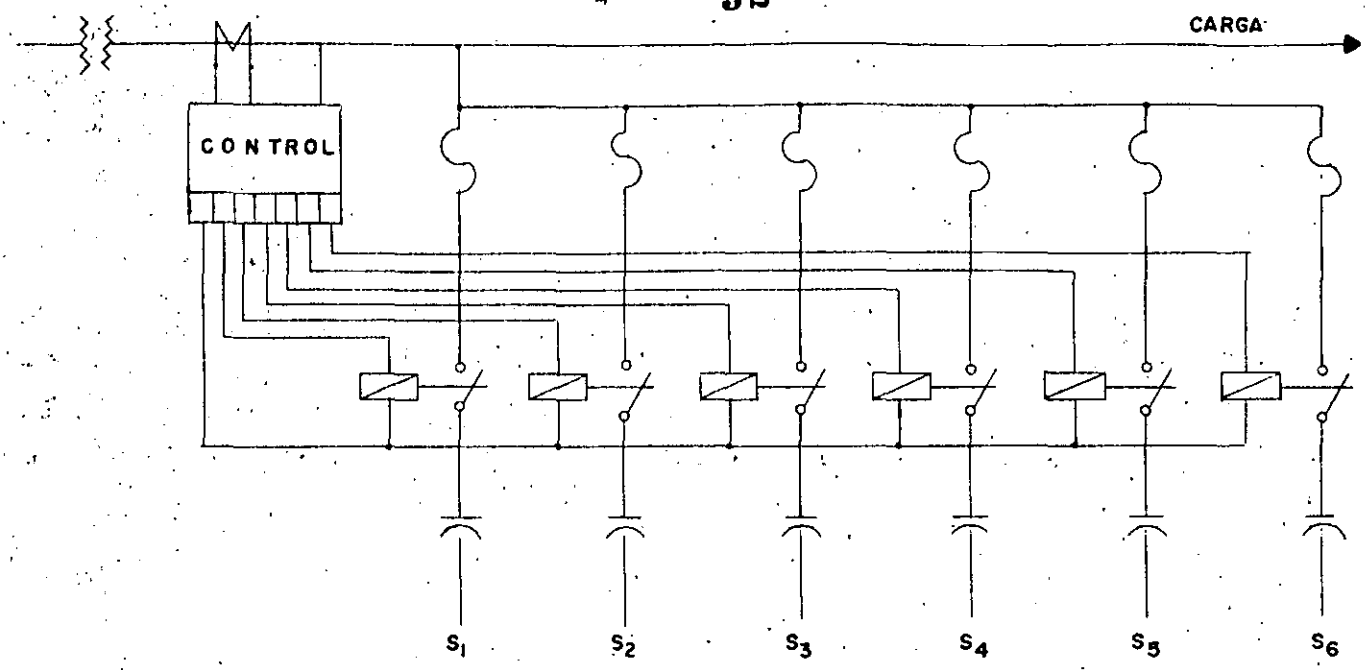
E).- COMPENSACION MIXTA :

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-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%
½	830	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
¾	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	0.89	0.98	1.1	1.3	0.96	1.0	1.1	1.2
1	1720	0.12	0.25	0.40	0.71	0.24	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
1½	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	0.28	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
7½	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	7.5

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%
10	1745	....	0.23	1.6	4.5	....	0.89	1.9	4.1	1.2	1.7	2.4	3.9
	1160	....	0.96	2.3	5.2	0.09	1.6	2.6	4.8	1.6	2.2	2.9	4.4
	865	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	18.0	0.66	4.1	8.0	16.3	4.5	6.8	9.5	15.1
	865	4.8	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	15.0	18.9	27.2
	580	4.0	10.5	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	.....	.....	7.8	28.0	.....	2.6	9.9	25.2	4.1	8.5	13.4	23.8
	1175	.....	1.7	11.4	31.9	.....	6.4	13.7	29.1	6.2	11.1	16.1	26.7
	880	.....	3.4	13.0	33.4	1.2	7.5	14.7	29.9	8.2	12.5	17.4	27.7
	700	.....	8.5	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
	880	.....	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
	1185	.....	.....	15.2	54.7	.....	5.0	19.1	48.9	8.0	16.3	25.9	46.1
	880	.....	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	20.6	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

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	11.0	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	15.0	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	69.8	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			
		85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
7½	3450	.....	0.38	1.4	3.7	0.13	0.82	1.6	3.3	0.89	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	0.90	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	0.68	1.9	3.2	6.1
	1760	.....	1.8	4.5	10.0	0.99	2.7	4.7	8.8	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	5.6	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

TABLE XXVIII—*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%
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	8.4	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	19.2	22.6	29.7
60	3540	.....	4.1	7.7	24.1	.....	1.0	6.9	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	50.2	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	67.6	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, *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	9.7	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	8.1	19.2	0.67	4.1	8.1	16.5	4.1	6.5	9.3	15.1
	1175	4.9	9.4	14.7	25.9	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	8.8	22.5	.....	3.4	8.4	18.7	2.8	5.8	9.1	16.3
	1165	2.2	8.0	14.7	28.7	5.1	9.4	14.4	25.1	8.9	11.9	15.3	22.6
	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	29.8	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	58.9	26.2	32.4	41.8	59.4
	705	8.1	22.9	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

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	22.6	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
	880	3.3	26.2	39.6	80.7	14.7	27.4	42.0	72.8	31.4	40.1	50.2	71.3
	705	6.5	23.5	42.8	84.0	17.6	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	78.0	.....	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
	885	.....	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	0.50	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	0.90	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	0.58	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	5.0	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	3.0	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	.67	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	12.10	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

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	0.64	1.0	0.38	0.49	0.61	0.88	0.46	0.54	0.62	0.83
	1095	0.86	1.0	1.2	1.5	0.95	1.1	1.2	1.5	1.0	1.1	1.2	1.4
	835	1.0	1.2	1.4	1.7	1.1	1.2	1.4	1.6	1.1	1.2	1.3	1.5
1½	1675	0.33	0.55	0.80	1.3	0.45	0.61	0.80	1.2	0.58	0.70	0.83	1.1
	1080	1.3	1.5	1.7	2.2	1.3	1.5	1.7	2.1	1.5	1.6	1.7	2.0
	830	0.69	0.89	1.1	1.6	0.90	1.1	1.2	1.6	0.98	1.1	1.2	1.5
2	1715	0.16	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	0.40	1.1	1.9	3.4	0.92	1.4	1.9	3.1	1.5	1.8	2.2	3.0
	1135	0.72	1.4	2.1	3.6	1.1	1.6	2.1	3.3	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
7½	1690	0.53	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	5.3	7.5	4.4	5.1	5.8	7.3
	685	3.6	4.8	6.2	9.2	5.3	6.3	7.3	9.6	7.2	7.9	8.6	10.2
	575	5.0	6.8	8.2	11.2	6.6	7.5	8.6	10.9	8.2	8.9	9.6	11.2
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	6.0	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	9.6	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	31.0	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
	1100	.....	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	20.5	23.6	30.8
60	1750	.....	1.4	9.2	25.0	.....	2.1	8.0	20.3	2.0	5.4	9.4	17.7
	1170	.....	.....	7.7	24.1	.....	4.1	9.9	22.2	10.2	13.6	17.5	25.9
	865	.....	4.9	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	20.8	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	10.2	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, *2200* VOLTS

Hp.	Full-Load R.P.M.	Full Load				3/4 Load				1/2 Load			
		85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
30	1155	.....	2.9	7.0	15.7	1.8	4.5	67.0	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	24.6	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	26.0	16.0	18.4	21.2	27.0
	685	7.4	12.2	17.6	29.3	9.8	13.4	17.6	26.3	13.6	16.1	18.9	24.9
	570	10.4	15.2	20.8	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	5.8	10.3	21.0	5.9	8.9	12.4	19.8
	865	5.0	11.4	18.1	32.3	11.2	15.6	20.6	31.3	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	16.0	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	.....	2.8	10.7	27.4	1.0	6.2	12.2	24.9	6.9	10.5	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	20.4	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	8.3	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	86.6	33.5	44.8	57.9	85.5
	705	.....	13.5	39.0	92.8	9.7	26.5	45.8	86.6	26.8	38.3	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	96.6

Table 53
Suggested Capacitor Ratings, in Kilovar, for NEMA Class C, D, and Wound-Rotor Motors

Induction Motor Rating (hp)	Design C Motor 1800 and 1200 r/min	Design C Motor 900 r/min	Design D Motor 1200 r/min	Wound-Rotor Motor
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.

TABLE XXXIV

WIRE, SWITCH AND FUSE SIZES FOR 400-VOLT CAPACITORS.

Kv-A.	2-Phase, 4-Wire				3-Phase			
	Amp.	Wire	Switch	Fuses	Amp.	Wire	Switch	Fuses
5	5	No. 12	30-a.	8-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, PUDEN SER CONECTADOS A CADA MOTOR Y SER OPERADOS CON EL COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA 11.9 (a) O (b) O PUEDEN CONECTARSE PERMANENTEMENTE AL ALIMENTADOR.

LA CONEXION "a" SE EMPLEA PREFERENTE,EMTE EN LAS INSTALACIONES NUEVAS CUANDO LOS ELEMENTOS TERMICOS PUEDEN SELECCIONARSE EN EL TIEMPO DE COMPRA EN BASE A LA REDUCCION DE LA CORRIENTE DE LINEA DEBIDA A LA INSTALACION DEL CAPACITOR.

LA CONEXION ("b") ES PREFERIDA EN LAS INSTALACIONES EXISTENTES PARA NO CAMBIAR LOS ELEMENTOS TERMICO, YA QUE LA CORRIENTE ATRAVES DE ELLOS ES LA DEL MOTOR.

EL ARREGLO PRESENTADO EN LA FIGURA 11.9 (c) SE USA CUANDO SE DESEA TENER EL CAPACITOR PERMANENTEMENTE CONECTADO AL SISTEMA, SU PRINCIPAL VENTAJA ES LA ELIMINACION DE UN APARATO DE DESCONEXION PARA EL CAPACITOR.

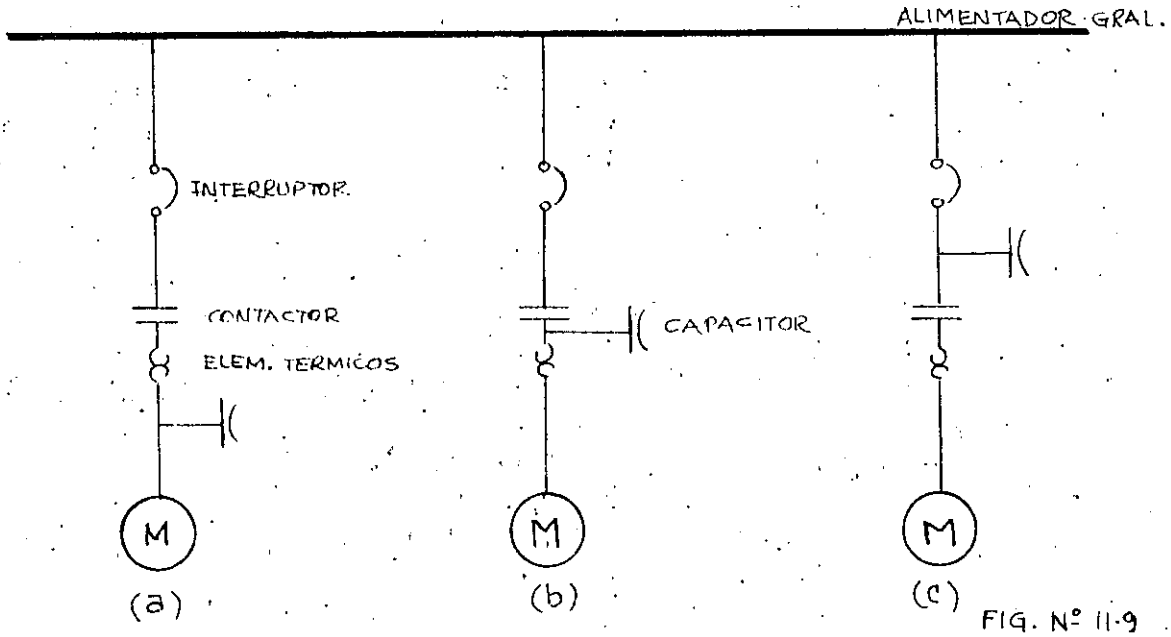


FIG. Nº 11.9

CUANDO SE INSTALAN LOS CAPACITORES DE ACUERDO A LA FIGURA 11.9(a) LA CORRIENTE A TRAVES DE LOS ELEMENTOS TERMICO ES MENOR QUE LA DEL MOTOR. ESTA REDUCCION PUEDE SER ENTRE EL 10 Y 25%.

EL PORCIENTO DE REDUCCION DE CORRIENTE PUEDE CALCULARSE DE UNA MANERA APROXIMADA CON LA SIGUIENTE ESPRESION.

$$\% \Delta I = 100 \left(1 - \frac{\cos \phi 1}{\cos \phi 2} \right)$$

9.9.3 GUIA DE ASIGNACION DE CAPACITORES A MOTORES

1.- DETERMINAR LA CAPACITANCIA 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.

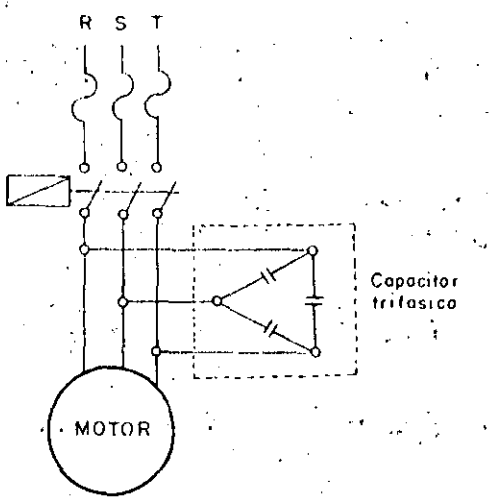
I.- LOS MOTORES NO DEBEN ESTAR SUJETOS A MARCHAS REVERSIBLES.

II.- LOS MOTORES NO DEBEN SER RECONECTADOS MIENTRAS ESTAN GIRANDO Y GENERANDO UN SUBSTANCIAL VOLTAJE.

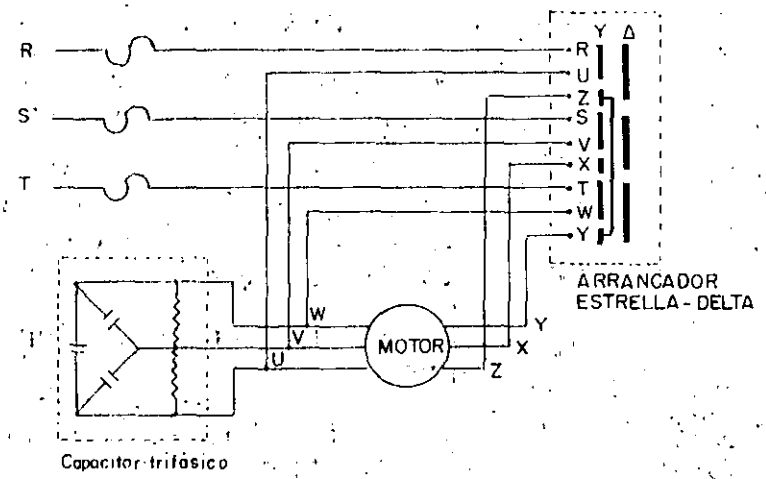
III.- LOS CAPACITORES NO DEBEN USARSE CON MOTORES DE GRUAS O ELEVADORES CUANDO LA CARGA PUEDE CONTROLAR AL MOTOR O EN MOTORES DE MULTIVELOCIDADES.

IV.- CON ARRANCADORES DE TRANSICION ABIERTA A VOLTAJE REDUCIDO. (VER FIGURAS SIGUIENTES)

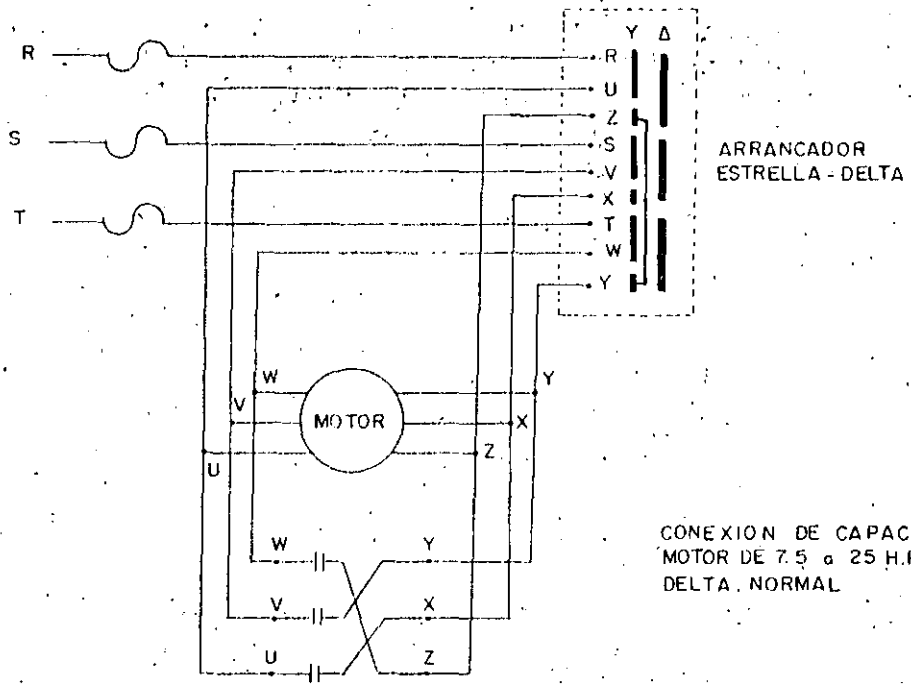
D).- LA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS MOTORES PEQUEÑOS Y DEL PUNTO "C" SE DEBE HACER POR MEDIO DE CAPACITORES EN LOS PUNTOS DE DISTRIBUCION. ESTOS CAPACITORES USUALMENTE SON CONECTADOS PERMANENTEMENTE A LA LINEA A-TRAVES DE SU EQUIPO DE DESCONEXION.



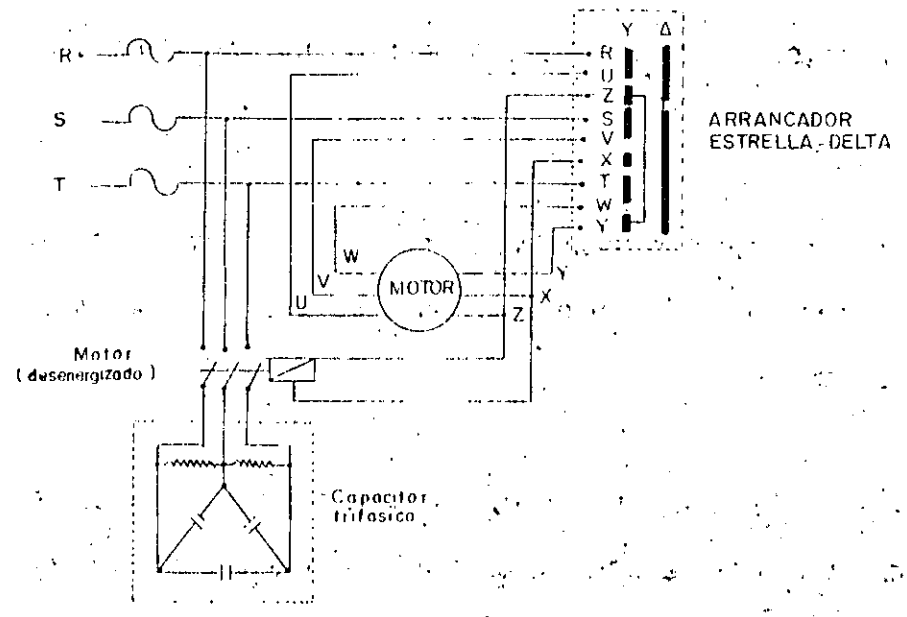
CONEXION DE UN BANCO DE CAPACITORES ACOPLADO A UN MOTOR DE INDUCCION TRIFASICO CON CONTACTOR TRIPOLAR



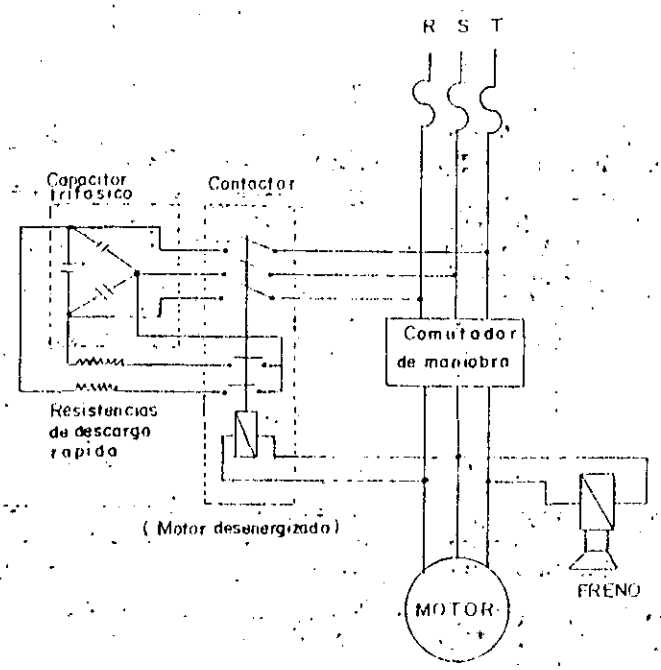
CONEXION DE CAPACITORES EN PARALELO CON UN MOTOR DE POTENCIA INFERIOR A 7.5 H.P. CON ARRANCADOR ESTRELLA-DELTA NORMAL



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



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 ALUMBRADO Y PARA MEJORAR LA REGULACION DEL VOLTAJE EN CUALQUIER CONDICION DE CARGA.

3) PARA CUMPLIR CON LAS CONDICIONES DE CARGA CONTRATADAS.

LOS TIPOS DE CONTROL MAS COMUNES SON:

* CONTROL DE CORRIENTE	DE UN SOLO PASO (ON U OFF)
CONTROL DE VOLTAJE	GENERALMENTE DE UN SOLO PASO. (CON UNO O MAS CAPACITORES)
CONTROL DE POTENCIA REACTIVA	GENERALMENTE DE VARIOS PASOS (USUALMENTE A SERIES DE BLOQUES DE CAPACITORES)
CONTROL DE TIEMPO	

9.10.1 PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

LA PROTECCION PARA SOBRECORRIENTE POR MEDIO DE FUSIBLES EN LOS CAPACITORES, NO ES UNA PROTECCION DE SOBRECARGA COMO SE USA EN LOS APARATOS ELECTRICOS, TALES COMO MOTORES.

DEBIDO A QUE ES NECESARIO SELECCIONAR SU RANGO (DE LOS FUSIBLES) ENTRE EL 165 y 250% DE LA CORRIENTE NOMINAL DEL CAPACITOR, PARA PERMITIR EL FLUJO DE LA CORRIENTE DE INRUSH.

LA SELECCION DEL FUSIBLE DEBERA HACERSE EN BASE A LAS RECOMENDACIONES DEL FABRICANTE DE CAPACITORES. YA QUE LAS CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE DEL FUSIBLE SON EL FACTOR MAS IMPORTANTE EN SU -- COMPORTAMIENTO Y NO ASI LOS VALORES DE CORRIENTE NOMINALES, QUE SE ESTABLECEN PARA CADA TIPO DE FUSIBLE EN PARTICULAR.

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA No. 10 - GUIA PARA LA SEGURIDAD EN AREAS CON PROCESOS PELIGROSOS O CON ATMOSFERAS EXPLOSIVAS.

SEPTIEMBRE, 1984.

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

Actualmente las industrias de manufacturas y procesos están utilizando mas y mas materiales potencialmente explosivos e inflamables que anteriormente. El uso de equipo eléctrico en estas industrias continúa incrementándose. Es imperativo que el equipo eléctrico seleccionado sea adecuado y apropiadamente instalado y mantenido, para proteger al personal y las instalaciones de la planta. En este documento se revisarán los conceptos básicos de equipo para áreas peligrosas. Cubre los aspectos de seguridad en el diseño, selección, instalación y mantenimiento del equipo eléctrico adecuado para usarse en áreas peligrosas. Los principales cambios en el Código Nacional Eléctrico (NEC) Edición 1978, relacionados al equipo para instalaciones en estas áreas estan también detallados.

ASPECTOS GENERALES

El Código Nacional Eléctrico (NEC) es comunmente aceptado como guía para la práctica de seguridad en la selecciónе instalación adecuada de equipo eléctrico. Las áreas peligrosas (clasificadas) están cubiertas en el Capítulo 5, Artículos 500, 501, 502, 503, 510, 511, 514 y 515.

Areas peligrosas son aquellas que contienen vapores, líquidos o gases inflamables o polvos combustibles y fibras, que pueden causar fuegos o explosiones si se someten a una fuente de ignición. Las áreas están clasificadas con base en sus características de peligrosidad.

En el NEC los gases inflamables están clasificados como Clase I. Ya que los diferentes gases tienen una temperatura de ignición y características de explosión diferentes, están subdivididos en 2 grupos. La Tabla 500-2 enlista los gases clasificados. Estos gases están clasificados en los Grupos A, B, C y D, en los cuales el D es de menor clasificación que el C, etc. En la edición 1978 del NEC distintos gases fueron agregados como resultado de un estudio conjunto de varias organizaciones interesadas. Estos gases están indicados en la tabla por la linea vertical. (Ver página 2)

Para completar la descripción del área, el NEC reconoce 2 Divisiones distintas (Div. 1 y 2). Area Clase I División 1, es (1) aquella en la cual la concentración peligrosa de gases o vapores inflamables existen continua, intermitente o periódicamente en el ambiente bajo condiciones normales de operación; o también (2), área en la cual la concentración peligrosa de algunos gases o vapores puede existir frecuentemente por reparaciones de mantenimiento o por fugas. Puede ser también (3) aquella área en la cual por falla del equipo de operación o proceso podrían fugarse gases o vapores inflamables hasta alcanzar concentraciones peligrosas y podría también causar simultáneamente fallas del equipo eléctrico.

Esta clasificación incluye generalmente sitios donde líquidos volátiles inflamables o gases licuados inflamables son transportados de un recipiente a otro; el interior de casetas de pintura por aspersión y zonas aledañas a estas casetas; lugares en los que hay tanques abiertos con líquidos volátiles inflamables; cuartos o compartimentos de secado por evaporación de solventes inflamables; lugares que contienen equipo para la extracción de grasas y aceites que usan solventes volátiles inflamables; zonas de plantas de lavandería y tintorería donde se utilizan líquidos peligrosos; cuartos generadores de gas y otras zonas de plantas de fabricación de gas donde gases inflamables pueden escapar; cuartos de bombeo de gases inflamables o líquidos volátiles inflamables inadecuadamente ventilados; el interior de refrigeradores o congeladores en los cuales materiales inflamables se almacenan en recipientes abiertos no herméticamente cerrados o frágiles y todas las demás zonas de trabajo donde existe la posibilidad de que se presenten concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables en el curso de las operaciones normales.

TABLA 500-2 PRODUCTOS QUIMICOS POR GRUPOS

Atmósferas Grupo A

acetileno

Atmósferas Grupo B

acroleína (inhibida)[2]
butadieno[1]
óxido de etileno[2]
hidrógeno
gases manufacturados que contienen mas de 30% de hidrógeno (en volúmen)
óxido de propileno[2]

Atmósferas Grupo C

acetaldehido
alcohol alílico
n-butiraldehido
monóxido de carbono
crotonaldehido
ciclopropano
éter dietílico
dietilamina
epiclorhidrina
etileno
etilenimina
sulfuro de hidrógeno
morfolina
2-nitropropano
tetrahidrofurano
dimetil hidrazina asimétrica (UDMH 1, 1-dimetil hidrazina)

Atmósferas Grupo D

ácido acético (glacial)
acetona
acrilonitrilo
amoniaco[3]
benceno
butano
1-butanol (alcohol butílico)
2-butanol (alcohol butílico secundario)
n-acetato de butilo
acetato de isobutilo
alcohol sec-butílico
di-isobutileno
etano
etanol (alcohol etílico)
acetato de etilo
etil acrilato (inhibido)
etilén diamina (anhidra)
dicloro etileno
gasolina
heptano
hexano
isopreno
éter isopropílico
óxido de mesitilo
metano (gas natural)
metanol (alcohol metílico)
3-metil-1-butanol (alcohol isoamílico)
metil etil cetona
metil isobutol cetona
2-metil-1-propanol (alcohol isobutílico)
2-metil-2-propanol (alcohol butílico terciario)
nafta de petroleo[4]
piridina
octano
pentano
1-pentanol (alcohol amílico)
propano
1-propanol (alcohol propílico)
2-propanol (alcohol isopropílico)
propileno
estireno
tolueno
acetato de vinilo
cloruro de vinilo
xileno

[1] El equipo para Grupo D se podría usar en esta atmósfera si está aislado de acuerdo con la Sección 501-5 (a), sellando todos los tubos conduit iguales o mayores a 1/2 pulgada.

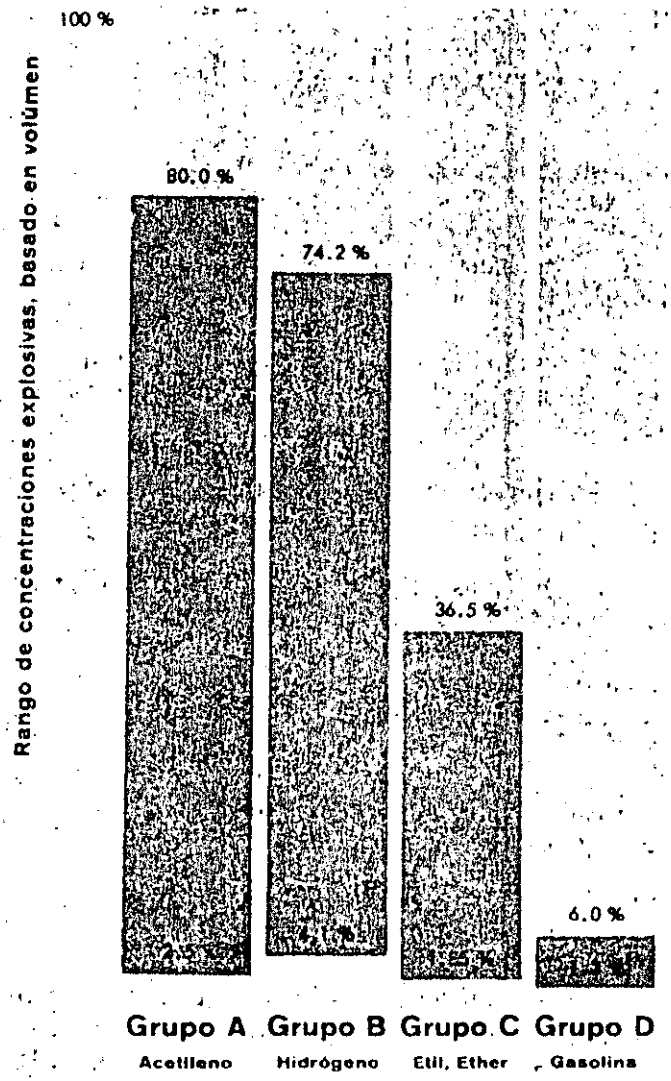
[2] El equipo para Grupo C se podría usar en esta atmósfera si está aislado de acuerdo con la Sección 501-5 (a), sellando todos los tubos conduit iguales o mayores a 1/2 pulgada.

[3] Para la clasificación de áreas con atmósferas de amoniaco, referirse al Código de Seguridad de Refrigeración Mecánica (ANSI B 9.1-1971) y a los Requisitos de Seguridad para Almacenamiento y manejo de Amoniaco Anhidro (ANSI K 61.1-1972).

[4] Mezcla de hidrocarburos saturados que hierve en el rango de 20 a 135°C (68-275°F). También se le conoce como bencina, éter de petróleo, nafta o ligroina.

Clasificación de áreas en donde hay peligro de explosión – Tabla I

Límites de explosividad-Superior e inferior



Clase I-Atmósferas peligrosas

Grupo A

Acetileno

Grupo B

Hidrógeno, gases o vapores de peligrosidad similar tales como gases fabricados

Grupo C

Etil, Ether, Etileno, Ciclopropano

Grupo D

Gasolina, Hexano, Nafta, Bencina, Butano, Propano, Alcohol, Acetona, Bensol, Vapores del Solvente de Laca, Gas natural.

Clase II-Polvos combustibles

Grupo E

Polvo metálico, incluso de Aluminio o Magnesio y otras aleaciones comerciales.

Grupo F

Carbón negro, Antracita o polvo de Coque

Grupo G

Harina, Almidón, polvo de granos

Una área Clase I División 2 es aquella (1) en la cual se manejan, procesan o usan líquidos volátiles o gases inflamables pero en las que estos líquidos o gases se encuentran normalmente dentro de recipientes o sistemas cerrados, de los cuales pueden escaparse solo en caso de ruptura accidental o en caso de operación anormal del equipo, ó (2) en la cual se evitan concentraciones peligrosas de gases o vapores por medio de ventilación mecánica y que solo podrían ser peligrosos en caso de falla u operación anormal del equipo de ventilación, ó (3) aquella adyacente a una área Clase I División 1 y en la cual concentraciones peligrosas de gases o vapores podrían comunicarse a menos de que esta comunicación se evite por medio de una ventilación adecuada con presión positiva de una fuente de aire limpio y protección efectiva contra fallas del equipo de ventilación.

Esta clasificación generalmente incluye sitios donde se usan líquidos volátiles, gases o vapores inflamables pero en los cuales, a juicio de la autoridad correspondiente, llegarían a ser peligrosos solo en caso de accidente u operación anormal del equipo. La cantidad de material peligroso que podría escaparse en caso de accidente, el equipo de ventilación existente, el tamaño del área involucrada y la estadística de explosiones o incendios en esa rama industrial, son todos factores que deben considerarse para determinar la clasificación del área y sus limitaciones en cada sitio.

Tuberias sin válvulas, sellos, medidores y dispositivos similares, ordinariamente no provocan condiciones peligrosas, aún cuando sean utilizados para líquidos o gases peligrosos. Los lugares utilizados para el almacenamiento de líquidos peligrosos o gases licuados o comprimidos dentro de recipientes sellados, normalmente no se consideran peligrosos a menos que esten también sujetos a otras condiciones de peligrosidad.

Cuando las tuberias eléctricas (conduit) y sus correspondientes accesorios se encuentran separados del área de proceso por un solo sello o barrera, deberán clasificarse como División 2 siempre y cuando el exterior de la tuberia y de los accesorios sea una área no peligrosa.

Para describir adecuadamente una area que contiene un gas o vapor inflamable, es necesario determinar la Clase, el Grupo y la División.

En el NEC, los polvos combustibles se clasifican como Clase II y se agrupan de acuerdo con su temperatura de ignición y su grado de conductividad en Grupos E, F y G.

Grupo E: Atmósferas que contienen polvos metálicos, como aluminio, magnesio y sus aleaciones comerciales y otros metales de características de peligrosidad semejantes.

Grupo F: Atmósferas que contienen polvo de carbón mineral, de carbón vegetal o de coque en concentraciones mayores a 8% de material volátil total (especificaciones ASTM D-1620 y ASTM D-271) o atmósferas que contienen estos polvos activados por otros materiales que puedan representar el riesgo de una explosión.

Grupo G: Atmósferas que contienen harina, almidón o polvos de granos.

1. — Algunas atmósferas de productos químicos pueden tener características que requieran una protección mayor que cualquiera de los grupos antes inencionados. El bisulfuro de carbono es uno de estos productos químicos por su baja temperatura de ignición, 100°C, y por la facilidad con que su flama escapa a través de los claros entre las juntas de las cajas que lo contienen.

2. — Algunos polvos metálicos pueden tener características que requieran una protección mayor que la requerida para atmósferas que contienen polvos de aluminio, magnesio y sus aleaciones comerciales por ejemplo los polvos de zirconio, torio y uranio tienen temperaturas de ignición extraordinariamente bajas, 20°C y requieren una cantidad de energía, para su ignición, menor que la de cualquier otro material clasificado en los grupos de las Clases I o II.

Las áreas clasificadas como Clase II también pueden ser subdivididas en División 1 y División 2. Una área clasificada como Clase II División 1 es aquella (1) en la cual hay o puede haber polvo combustible en suspensión en el aire en forma continua, intermitente o periódica bajo condiciones normales de operación, en cantidades suficientes para producir mezclas explosivas o inflamables; (2) o donde debido a fallas mecánicas u operación anormal de la maquinaria o el equipo puedan producirse tales mezclas explosivas o inflamables y que una falla simultánea del equipo eléctrico o de los sistemas de protección pueda originar una fuente de ignición; (3) o en la cual polvos combustibles con características de conductividad eléctrica puedan estar presentes.

Esta clasificación incluye generalmente lugares de trabajo donde existe manejo o almacenamiento de granos; plantas donde hay trituradoras, pulverizadoras, limpiadoras, desgranadoras, descascaradoras, separadores, transportadores o gusanos abiertos, tolvas o embudos abiertos, mezcladoras, empacadoras, pesadoras, elevadores, distribuidores, colectores (excepto colectores totalmente metálicos ventilados hacia el exterior) y toda maquinaria y equipo similar que produce polvos en fábricas o plantas procesadoras de granos, plantas de almidón, plantas pulverizadoras de azucar, plantas de producción de malta, molinos de forraje y otras de naturaleza similar; plantas pulverizadoras de carbón (excepto aquellas donde el equipo de pulverización es a prueba de polvo); todos los lugares de trabajo donde se producen, se procesan, se empacan o se almacenan, excepto en recipientes herméticos, polvos metálicos y todos los lugares similares donde, bajo condiciones de operación normal, estan presentes polvos combustibles en cantidades suficientes para producir mezclas explosivas o inflamables.

Los polvos combustibles no conductores eléctricos incluyen polvos producidos en el manejo y proceso de granos y productos de grano, cocoa y azucar pulverizados, leche y huevo en polvo, especias pulverizadas, almidón y harinas, papas, semillas de frijol, forraje y otros materiales orgánicos que puedan producir polvos combustibles cuando se manejan o procesan. Los polvos no metálicos conductores eléctricos, incluyen polvos de carbón vegetal, carbón mineral y coque. Los polvos que contienen magnesio y aluminio son particularmente peligrosos y se requiere extrema precaución para evitar su ignición y explosión.

Una área Clase II División 2 es aquella en la cual el polvo combustible no está normalmente en suspensión en el aire ni será puesto en suspensión por la operación normal del equipo, en cantidades suficientes para producir mezclas inflamables o explosivas, pero donde (1) el depósito o la acumulación de tal polvo combustible puede ser suficiente para interferir la adecuada disipación de calor del equipo o aparato eléctrico, ó (2) el polvo combustible acumulado o depositado sobre ó alrededor del equipo eléctrico puede inflamarse por arcos, chispas o calentamiento de tal equipo.

Los lugares donde generalmente se reunen las condiciones arriba descritas incluyen secciones de plantas con transportadores y gusanos cerrados, tolvas o embudos cerrados o maquinaria y equipo que producen apreciables cantidades de polvo solo en condiciones anormales de operación; las zonas adyacentes a las áreas clasificadas como Clase II División 1 que se describieron anteriormente y en las cuales concentraciones inflamables o explosivas de polvo en suspensión podrían producirse sólo bajo condiciones anormales de operación; zonas donde la formación de concentraciones inflamables o explosivas de polvo en suspensión se evita por la operación de un equipo efectivo de control de polvos; bodegas y zonas de embarque donde materiales que producen polvo son almacenados o manejados solamente en bolsas o recipientes y otros sitios semejantes.

Las áreas Clase III son aquellas que son peligrosas por la presencia de fibras o materiales volátiles fácilmente inflamables, pero en las cuales tales fibras o volátiles normalmente no se encuentran en suspensión en el aire en cantidades suficientes para producir mezclas inflamables. Las áreas Clase III se dividen en la siguiente forma:

a) Una área Clase III División 1 es aquella en la cual se manejan, fabrican o utilizan fibras fácilmente inflamables o materiales que producen volátiles combustibles.

Estas áreas generalmente incluyen plantas textiles de rayón, algodón y fibras semejantes; plantas fabricantes o procesadoras de fibras combustibles; molinos de semilla de algodón, plantas alijadoras de algodón; plantas procesadoras de lino; fábricas de ropa, talleres de carpintería y todas las industrias o talleres que tienen procesos o condiciones semejantes. Entre las fibras y materiales volátiles fácilmente inflamables se encuentran el rayón, el algodón, el henequén, el ixtle, el yute, la fibra de coco, el cáñamo, la estopa, la lana vegetal, el musgo, la viruta y otros materiales similares.

b) Una área Clase III División 2 es aquella en la cual se manejan o almacenan fibras fácilmente inflamables, con excepción del lugar donde se fabrican.

Para que haya un fuego o una explosión, deben reunirse 3 condiciones:

1. — Un líquido inflamable, vapor o polvo combustible debe estar presente en el ambiente en cantidades suficientes.

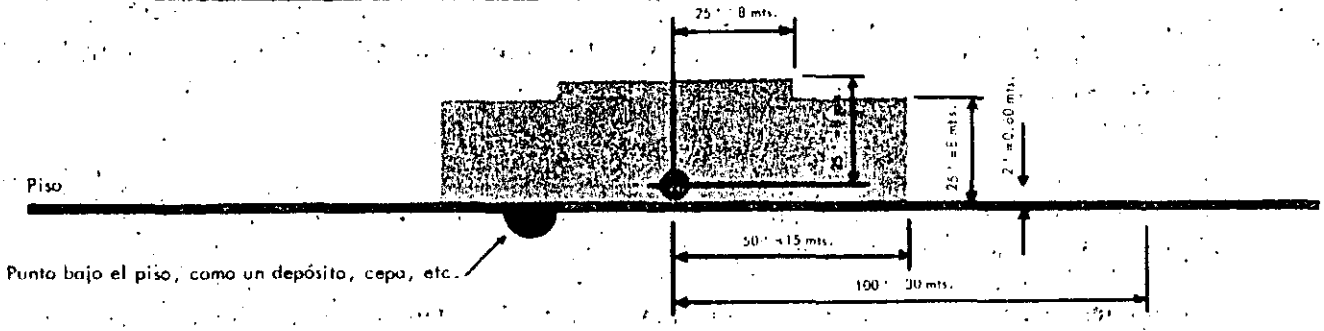
2. — El líquido inflamable, vapor, o polvo combustible debe mezclarse con aire u oxígeno en las proporciones requeridas para producir una mezcla explosiva.

3. — Una fuente de energía debe aplicarse a la mezcla explosiva.

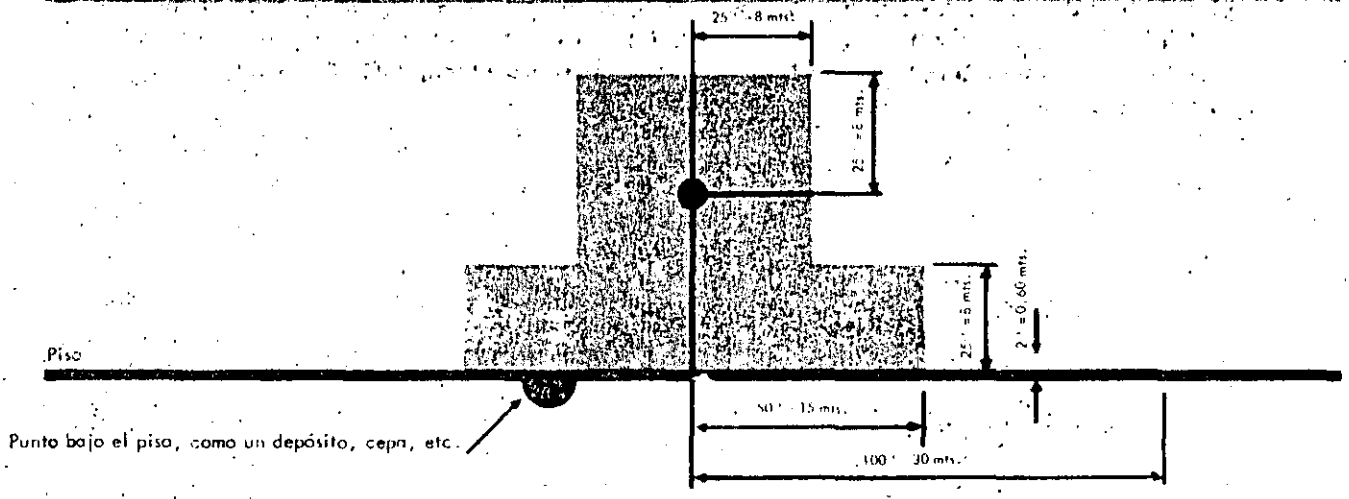
De acuerdo con estos principios, debe considerarse tanto la cantidad de líquido inflamable o vapor que puede encontrarse en el ambiente, como sus características físicas. Por ejemplo los gases mas ligeros que el aire se dispersan tan rápidamente en la atmósfera que, excepto en espacios confinados, no producen mezclas peligrosas en áreas cercanas a instalaciones eléctricas. Los vapores procedentes de líquidos inflamables tienen también una tendencia natural a dispersarse en la atmósfera y se diluyen rápidamente a concentraciones menores al límite inferior del rango inflamable (explosivo), especialmente cuando existe movimiento de aire. La probabilidad de que la concentración de gas se encuentre por arriba del límite máximo del rango inflamable o explosivo, no proporciona ninguna garantía, ya que la concentración debe pasar primero dentro de los límites de dicho rango.

El análisis de estas condiciones básicas es el principio para la clasificación de áreas peligrosas. Después de que una área ha sido clasificada según su Clase, Grupo y División, debe seleccionarse el equipo eléctrico adecuado que puede ser usado en dicha área.

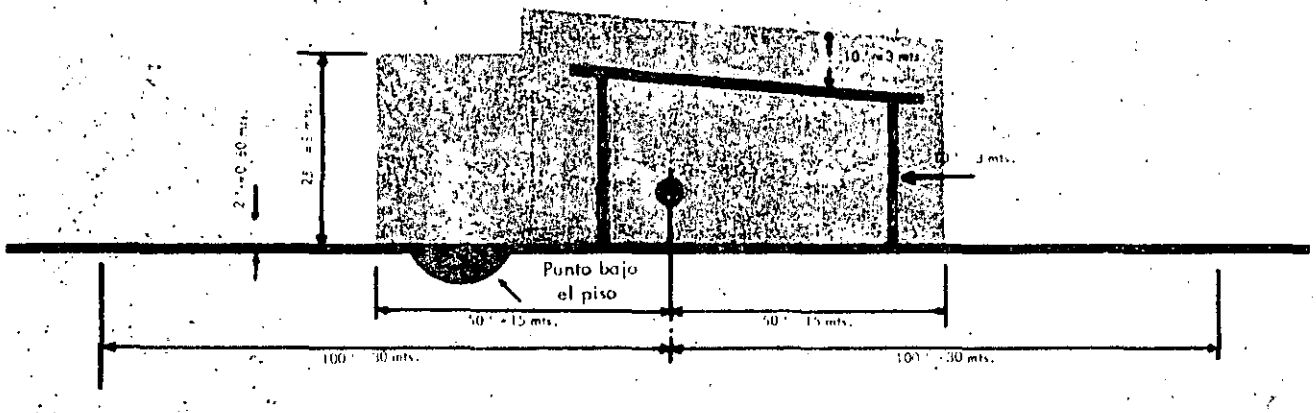
Area de proceso adecuadamente ventilada (Origen del peligro cerca del piso) - Fig. 1



(Origen del peligro localizada arriba del piso).- Fig. 2



Area de proceso con ventilación restringida.- Fig. 3



Fuente de peligro — División 1 — División 2

Area adicional de la Div. 2 cuándo hay un escape grande de volátiles.

TIPOS DE EQUIPO

El equipo eléctrico puede usarse con seguridad en áreas peligrosas siempre y cuando haya sido construído en una forma adecuada para una área definida de acuerdo a su Clase, Grupo y División.

En los Estados Unidos diversos tipos de construcción de equipo se aceptan como apropiados para áreas Clase I. El mas comunmente usado es equipo construído a prueba de explosión.. Este tipo de construcción requiere que la envolvente sea lo bastante fuerte para resistir la explosión interna de un determinado gas o vapor y que impida la ignición del gas o vapor que se encuentra en la atmósfera por chispas o flamas que provengan del interior o por el aumento de la temperatura en la superficie de la envolvente.

Generalmente estas envolventes se hacen de fierro, acero o aluminio con un diseño que impide el paso de la flama o el escape de la presión interna.

Comunmente se utilizan dos tipos de juntas. Una es la junta plana rectificada que se muestra en la **Figura 1**.

En este tipo de unión, las dos superficies se mantienen perfectamente unidas por medio de tornillos. El ancho mínimo para el paso de la flama es de 3/8", con un claro máximo de 0.0015". La experiencia ha demostrado que este claro previene que los gases calientes escapen al exterior.

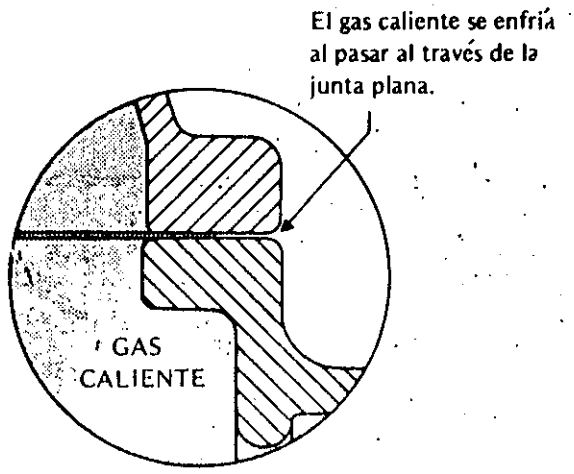


Figura 1: Junta Plana

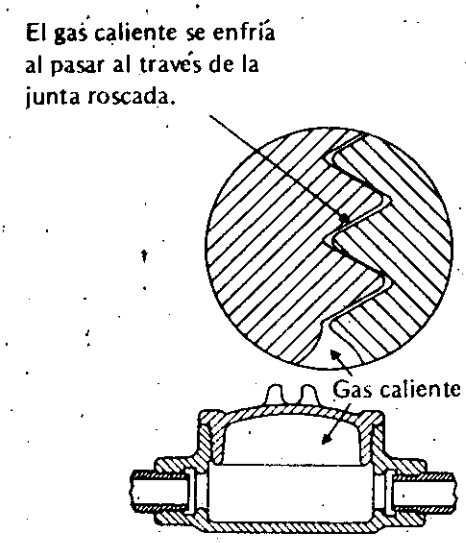


Figura 2: Junta Roscada

Otro tipo de junta que frecuentemente se utiliza, es la tapa roscada que se muestra en la **Figura 2**.

Este tipo requiere que un mínimo de cinco hilos de la rosca estén en contacto. Cuando dentro de la envolvente ocurre una explosión, los hilos de la rosca de la tapa se aprietan contra los hilos de la rosca del cuerpo, forzando así al gas caliente a recorrer toda la trayectoria helicoidal entre el cuerpo y la tapa lo que lo enfría suficientemente antes de lograr salir a la atmósfera circundante.

En los Estados Unidos se aceptan otros tipos de equipo para áreas peligrosas. Entre ellos podemos nombrar los tipos de equipo sumergido en aceite, equipo presurizado y equipo intrinsecamente seguro. El uso del equipo sumergido en aceite está declinando. En este tipo, el equipo eléctrico se sumerge completamente en aceite lo que impide que el gas peligroso se ponga en contacto con el dispositivo que forma el arco eléctrico. Este tipo de equipo se usa frecuentemente en aparatos grandes de control donde no es práctico utilizar equipo a prueba de explosión.

La instalación de equipo presurizado está especificada en el Boletín 496 de la NFPA. Este equipo requiere que aire limpio o gas inerte se bombee dentro del sistema eléctrico lo que impide que el gas peligroso penetre. Los detalles y requisitos específicos se mencionan en el Boletín 496. El uso principal de este tipo de equipo es en cuartos de control, gabinetes para instrumentos grandes y motores de medio y alto voltaje.

El equipo intrínsecamente seguro es un equipo eléctrico especialmente diseñado para limitar la energía disponible a un nivel tan bajo que no produzca una chispa, ni caliente la superficie lo suficiente para encender un gas, vapor o polvo específico. El uso principal de este tipo de equipo es en instrumentos que se utilizan en industrias de proceso. Los requisitos de instalación de este equipo están especificados en el Boletín 493 de la NFPA. Los circuitos eléctricos deben funcionar de tal modo que los voltajes inducidos no se apliquen sobre el alambrado eléctrico.

El principal tipo de equipo para áreas Clase II es el equipo a prueba de ignición de polvo. Su diseño es diferente al del equipo para Clase I, ya que se diseña para impedir la entrada de polvo en el equipo y no requiere soportar explosiones internas. La principal condición que debe reunir el equipo para áreas Clase II es que opere, bajo un manto de polvo, a una temperatura lo suficientemente baja para que no incendie o queme el polvo. La mayor parte del equipo se diseña de tal modo que evita la acumulación del polvo.

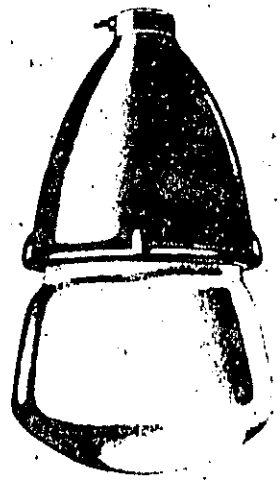


Figura 3: Luminario a prueba de ignición de polvos

El equipo que se instale en áreas Clase III deberá ser capaz de operar a plena capacidad sin calentarse al grado de que cause deshidratación excesiva o carbonización gradual de las fibras o material volátil que se le acumule. El material orgánico carbonizado o excesivamente deshidratado es susceptible de incendiarse espontáneamente.

DISEÑO DE SISTEMAS ELECTRICOS

El diseño de un sistema existente puede o no incluir las recomendaciones del Departamento de Seguridad, sin embargo existen algunos puntos clave que el Ingeniero de Seguridad debería tomar en cuenta al diseñar una nueva instalación eléctrica o modificar la existente.

El Código Nacional Eléctrico especifica los requisitos para instalar equipo eléctrico. Debe tenerse en cuenta que estos son los requisitos mínimos de seguridad. Pueden añadirse requisitos adicionales para obtener instalaciones mas seguras. La creación de la OSHA, hace algunos años, ha originado la necesidad de que todas las instalaciones eléctricas cumplan con el NEC. La OSHA también exige que todos los locales peligrosos cumplan con las especificaciones del NEC de 1971. Por lo tanto, pueden necesitarse ciertas modificaciones en las instalaciones eléctricas existentes, si la planta fue construída antes de esa fecha.

Un nuevo punto añadido al NEC de 1971 exige especial atención del Ingeniero de Diseño. Este punto es el requisito de límite de temperatura. El Código exige que todos los artículos eléctricos que producen calor sean marcados con una clasificación de temperatura tal como se muestra en la Tabla 500-2 (b). Este requisito se modificó en el Código de 1975, el cual señala que cualquier aparato que opere a una temperatura inferior a 100°C no necesita marcarse. De hecho esto significa que los luminarios, motores y otros equipos similares deben marcarse.

Los requisitos para áreas Clase I División 2 han sido modificados en el NEC de 1978. Los equipos eléctricos para dichas áreas pueden ahora operar a temperaturas iguales a la temperatura de ignición de la atmósfera que los rodea. Anteriormente podían operar solo a una temperatura máxima del 80% de la temperatura de ignición de tal atmósfera.

CLASIFICACION DE AREAS

Para poder determinar el tipo de equipo eléctrico que debe usarse, es necesario estudiar cuidadosamente la clasificación de las diferentes áreas. Venturosamente, existen muchos documentos que ayudan en la determinación de los límites de las Divisiones 1 y 2. La correcta clasificación debe proporcionar instalaciones eléctricas seguras y también permitir el uso de equipo mas económico. Algunos de los documentos que pueden usarse como referencia son las Series RP500 del API que muestran en ilustraciones y fotografías los límites de las Divisiones. Además de estas Series, los Artículos 511, 513, 514, 515 y 516 del NEC proporcionan requisitos específicos. El Registro Federal que promulgó los requisitos de OSHA también especifica la clasificación de ciertas áreas. El NFPA 70 C es un nuevo documento que recopila clasificaciones de otros documentos del NFPA y es muy útil ya que concentra toda la información en uno solo.

Un problema que se presenta frecuentemente es el de cómo clasificar un gas o polvo que no está listado en el NEC. Hay muchas maneras de obtener la información. Una forma sería el revisar los estándares internacionales o revisar las publicaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional. En estas organizaciones se han clasificado muchos mas gases que en los Estados Unidos. En muchos casos los estándares internacionales no toman en cuenta la acumulación de presión, así que pueden haber algunas diferencias entre las clasificaciones de Estados Unidos y las de otros paises. Si es necesario, cualquier gas puede ser clasificado mediante el uso del equipo de Underwriters Laboratories.

SELECCIÓN DE EQUIPO

La selección del equipo es una consideración importante. El equipo eléctrico debe ser apropiado para la Clase y el Grupo del área donde va a usarse. Sería muy peligroso usar un equipo para Clase I Grupo D, en atmósferas de hidrógeno. Esto es también cierto al usar equipo para Clase I en áreas Clase II.

En áreas Clase I, los dispositivos que forman arcos eléctricos como arrancadores e interruptores se construyen a prueba de explosión tanto para División 1 como para 2.

Sin embargo las luminarias para División 2 son generalmente unidades selladas y provistas de empaques.

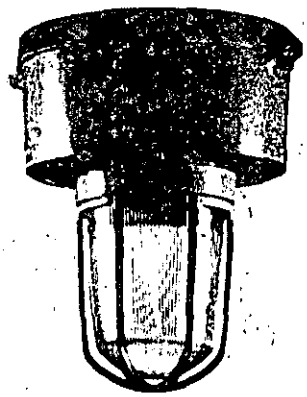


Figura 4: Luminaria Sellada y con Empaque para Clase I División 2

Muchos de los dispositivos que forman arco eléctrico, apropiados para Clase I, lo son tambien para la Clase II. Una cuidadosa revisión de los catálogos de los fabricantes identificará los productos adecuados para cada Clase y Grupo. Información adicional se encuentra en los Artículos 501 y 502 del NEC que especifican los tipos de equipo permitidos para áreas peligrosas.

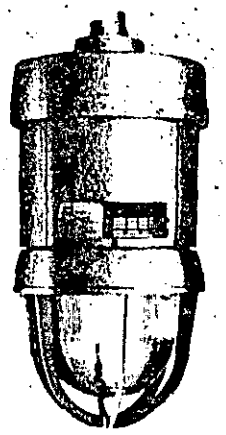
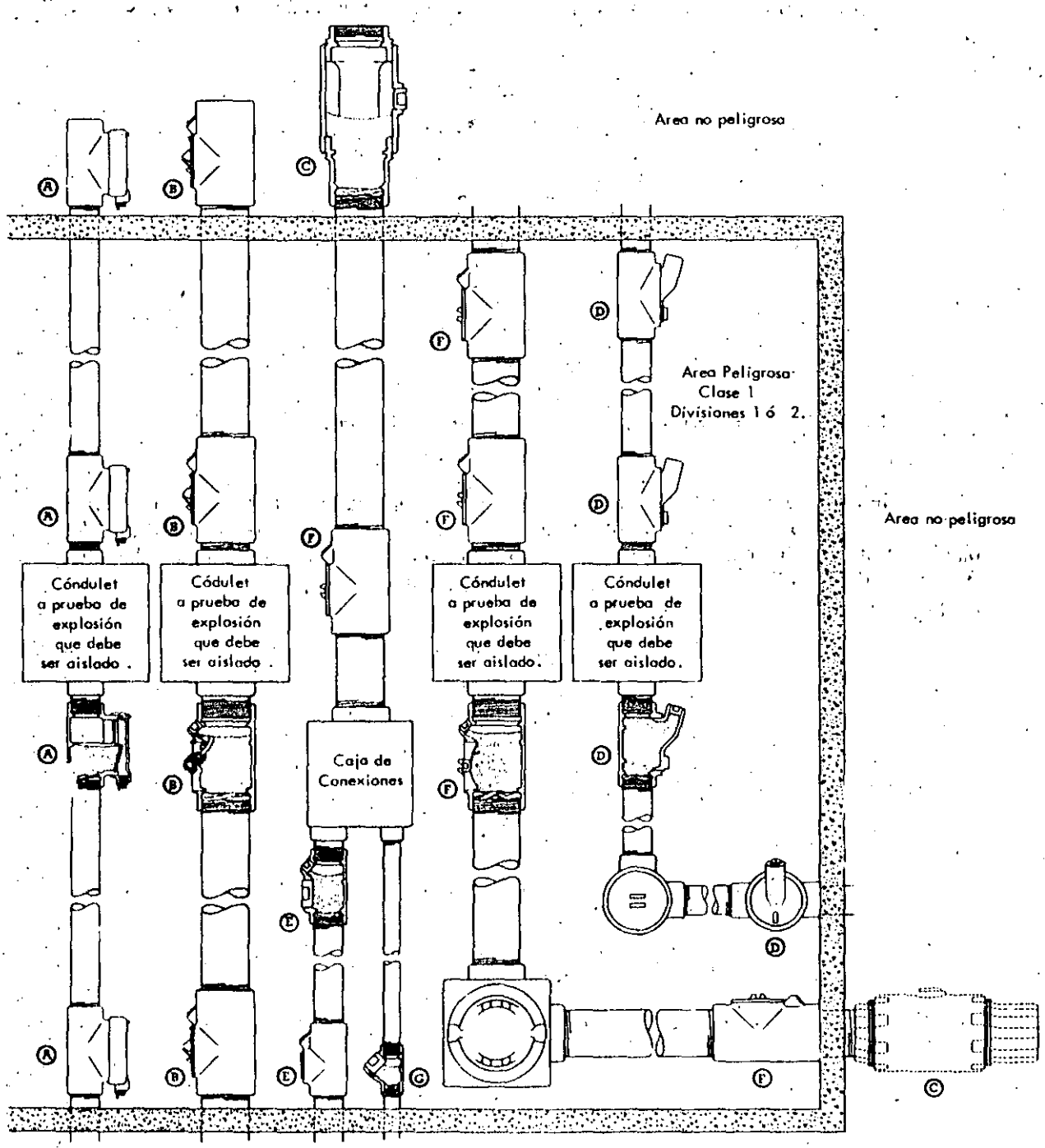


Figura 5: Luminaria HID para Clase I, División 1

En el NEC 75 se adicionó un nuevo Artículo, el 318, titulado Charolas para Cable. El Código ha reconocido también el uso de charolas para cable en áreas División 2. Este artículo detalla los requisitos para la colocación de los cables sobre la charola, los tipos de cable permitidos y los requisitos de área de sección transversal del riel ó larguero lateral. Reconoce también un nuevo tipo de cable, TC (cable para charola) que es un cable no metálico designado especialmente para instalación en charolas. Es necesario leer cuidadosamente este Artículo para cerciorarse de que las instalaciones cumplen con el Código.

El NEC 78 reconoce el uso de tuberia conduit metálica (acero) para instalacion en toda clase de áreas peligrosas. Debe ser roscado NPT, excepto en áreas donde se permite tuberia conduit sin rosca.

SELECCION DE SELLOS



A - Sellos EZD, con dren para instalación vertical, de 1/2 a 2-1/2".
B - Sellos EYD, con dren para isntalacion vertical, de 3 a 6 ".
C - Sellos EZS, para instalación vertical ú horizontal de, 3-1/2 a 6".
D - Sellos EZS, para instalación vertical ú horizontal de, 1/2 a 3".
E,F,G. Sellos EYS, para instalación vertical ú horizontal de, 1/2 a 6".

INSTALACION

Al instalar el equipo, algunos puntos deben vigilarse para asegurarse que la instalación es segura. Uno importante es el que toda la tuberia esté perfectamente apretada a las cajas o coples. Puesto que la tuberia es la trayectoria de regreso para la falla de corriente, las roscas flojas pueden causar sobrecalentamiento y chispas. De hecho, el NEC requiere que el tubo conduit se apriete con una llave de tuercas.

Los sellos constituyen otra consideración importante en las áreas peligrosas. El Código requiere que se instalen dentro de una distancia de 18" (45.72 cm) a los dispositivos que producen arco eléctrico, antes de entrar a ó salir de un área peligrosa, en todos los tubos conduit de 2 ó mas pulgadas de diámetro que salgan de una envolvente y que presenten derivaciones o empalmes. Estos sellos se hallan disponibles en varias formas para instalaciones verticales y horizontales de tuberia conduit.

El compuesto sellador que se use debe ser aprobado para tal fin. Todos estos compuestos se mezclan con agua, se expanden y al solidificarse, resisten el ataque de productos químicos este proceso se llama "curado". Un sello bien "curado" impide el paso del gas o de la presión de una área a otra. La instalación del sello sin el compuesto, no ofrece seguridad en la instalación.

Cuando la instalación se ha terminado, debe hacerse una inspección para cerciorarse que todas las tapas y tornillos están en su lugar. El dejar un solo tornillo fuera de lugar puede destruir la característica "a prueba de explosión" de una instalación. Deben usarse lámparas y calentadores, que son partes de los equipos, del tamaño y capacidad apropiados. Una lámpara de mayor capacidad que la indicada provocaría un sobrecalentamiento en la luminaria y comprometería la seguridad de la instalación.

CORROSION

El uso de equipo eléctrico en ambientes corrosivos ha sido un problema tradicional en la industria. La excelente cooperación entre los fabricantes y los usuarios ha minimizado dicho problema en los últimos años. Ahora existe ya una solución satisfactoria a la mayor parte de los agentes corrosivos, si el usuario inspecciona y mantiene el equipo periódicamente. En los equipos de perforación y en los barcos el mantenimiento de rutina se efectúa a las estructuras de acero y los cascos. Lo mismo debe hacerse con el equipo eléctrico. Al través de muchos años de experiencia, hemos aprendido que la corrosión no es un problema grave si se selecciona el material adecuado para cada aplicación.

Muchos fabricantes de tuberia conduit la recubren ahora con una capa de resina epoxio cloruro de polivinilo PVC. Debe tenerse cuidado al instalar los tubos conduit ya que no se recubren las roscas en los extremos. Muchos productos de Crouse-Hinds se surten con recubrimiento epóxico y pueden obtenerse agregando un sufijo al número de catálogo.

Tenemos mas de 2,000 productos fabricados con Krydon, un material de poliéster reforzado con fibra de vidrio, especialmente diseñado para utilizarse en ambientes corrosivos.

Todos los reflectores de nuestras luminarias estan hechos con este material plástico que previene el ataque de la corrosión. Debe señalarse que algunos plásticos que se usan en la industria eléctrica, no soportan la corrosión o la luz del sol.

En Estados Unidos, el aluminio "libre de cobre" ha tenido éxito cuando es expuesto al agua salada. Por medio de la cuidadosa selección de materiales, hemos aprendido que utilizar el material adecuado es un modo de protegerse contra la corrosión.

REQUISITOS DE MANTENIMIENTO

El mantenimiento del equipo eléctrico en áreas peligrosas se menciona pero no se detalla en el NEC. Los siguientes puntos deben observarse en cualquier instalación:

1. — Debe darse servicio o desarmarse el equipo eléctrico sólo después de desenergizar los circuitos de abastecimiento y debe ensamblarse perfectamente antes de reenergizarlos.

2. — Los martillos, destornilladores y otras herramientas no deben dañar las juntas planas de las envolventes a prueba de explosión.

3. — Las tuercas y tornillos que aseguran juntas a prueba de explosión deben permanecer bien atornilladas durante todo el tiempo que los circuitos estén energizados.

4. — No deben dejarse acumular partículas extrañas en la superficie rectificada de las juntas planas ya que impiden el ajuste adecuado y podrían permitir que las chispas o flamas del interior se propaguen a la atmósfera.

5. — Cuando se ensambla una envolvente, toda la grasa, suciedad, pintura u otro material extraño debe limpiarse de la superficie, utilizando un cepillo y petróleo ó un solvente con un punto de inflamación (flash point) mayor de 38°C. Una película de aceite ligero ó lubricante del tipo recomendado por el fabricante, debe aplicarse a las juntas del cuerpo y de la tapa. Inmediatamente después de aplicarlo, la tapa debe cerrarse perfectamente ya que el lubricante puede atraer materiales extraños.

6. — Las tapas roscadas deben apretarse bien, sin forzarlas, para evitar que se aflojen por vibración.

CAMBIOS EN LA CLASIFICACION DE AREAS PELIGROSAS EN CODIGO NACIONAL ELECTRICO 1978

Los principales cambios o adiciones fueron los siguientes:

Artículos 500 a 516: La tuberia conduit de acero IMC se acepta para todas las áreas Clase I, II y III. Debe ser roscada con cuerda NPT excepto en los casos en que se permite la tuberia sin rosca EMT.

Sección 500-2: Se agregó una nota indicando que los polvos de zirconio, torio y uranio no se clasifican en ningún Grupo de la Clase II debido a su baja temperatura de ignición.

Sección 500-2 (a): Se añadió un párrafo que acepta la utilización del equipo para uso general, en las Secciones apropiadas de los Artículos 501, 502 y 503. Esto no amplía la utilización del equipo para uso general.

Sección 500-2 (b): El equipo para uso general, con la excepción de luminarias fijas, no tiene que ser marcada con la Clase, Grupo y División.

Tabla 500-2: 20 productos químicos se han agregado a la lista clasificada de productos químicos peligrosos.

Sección 501-4 (b): El cable PLTC puede ser usado en áreas Clase I. Es una nueva designación del cable usado para circuitos de señalización. Es similar al cable TC pero tiene conductores mas pequeños.

Sección 501-5 (a): Se ha hecho un intento para definir el uso de uniones, codos y pequeñas cajas de conexión entre una envolvente a prueba de explosión y el sello correspondiente. Se permite el uso de uniones, cajas pequeñas GUA, etc. entre el sello y la envolvente a prueba de explosión.

Sección 501-5 (d): Los cables multiconductores dentro de tubos conduit en áreas Clase I División 1, pueden ser sellados como los que tienen un solo conductor, si es que no trasmiten el gas peligroso. Si trasmiten gas, el forro exterior debe quitarse y los conductores aislados y las terminales del cable sellarse.

Sección 501-5 (e) 2: En las áreas Clase I División 2, los cables con forro contínuo metálico ó no metálico que no escurran mas que un sello en un accesorio sellado, no tienen que sellarse excepto cuando entren a una envolvente a prueba de explosión.

Sección 501-5 (e) 3: Los cables con forro contínuo que puedan transmitir gas, deben ser también sellados cuando salen del área peligrosa.

Sección 501-16 (b): Cuando se utiliza tubo conduit flexible, la continuidad de la conexión puede ser interna o externa.

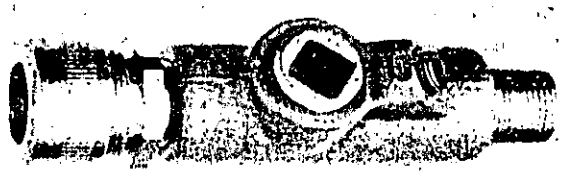
Tabla 502-1: Esta tabla se agregó para mostrar las máximas temperaturas superficiales permitidas para equipo para Clase II. No aparecía antes en el Código, aunque si en los requisitos de U.L.

Sección 516-2 (a): Esta sección sobre procesos de acabado, que define las áreas Clase I División 1, ha sido modificada para reflejar los cambios hechos por la NFPA 33 en sus estándares. Las cifras fueron corregidas para que se puedan leer mas fácilmente.

COMISION ELECTROTECNICA INTERNACIONAL
(I E C)

Es de esperarse que la discusión acerca de la entrada directa e indirecta de cables haya sido finalmente resuelta. Durante algunos años los Comités Nacionales han preferido el método indirecto mientras que otras organizaciones han preferido el método directo. El IEC y los estándares propuestos por el Cenelec reconocen ambos métodos.

El grupo de trabajo de reglamentos para instalación ha reglamentado la instalación de sistemas de tubo conduit y cable. Las reglas para el tubo conduit son las mismas que aparecen en este documento. Otro sistema aceptado es el sistema mixto. Este sistema se usa en algunos paises donde el equipo a prueba de explosión tipo Norteamericano se usa con cables. Abajo se muestran ejemplos de conectores para cable que cumplen con los estándares del IEC:



Conector para cable armado sin forro

Conector para cable armado

RESUMEN

La selección, instalación, operación y mantenimiento del equipo eléctrico en áreas peligrosas requiere de una clasificación precisa de las áreas y de comprensión y atención a los requisitos específicos del equipo y de los sistemas eléctricos.

Existe una gran cantidad de material de referencia para ayudar a la clasificación de las áreas y una variedad amplia de equipos está disponible para todo tipo de áreas peligrosas.

El apropiado uso del equipo eléctrico en áreas peligrosas ayudará a proteger vidas e instalaciones y proporcionará estadísticas de mayor seguridad.

REFERENCIAS

1. — Código Nacional Eléctrico Edición 1978
   NFPA No. 70-1978

2. — Clasificación de Areas Peligrosas
   NFPA No. 70C-1974

3. — Código de Líquidos Inflamables y Combustibles
   NFPA No. 30-1976

4. — Envolventes Presurizados para Equipo Eléctrico
   NFPA No. 496-1974

5. — Equipo Intrínsecamente Seguro para Control de Procesos en Areas Peligrosas Clase I
   NFPA No. 493-1975

6. — Clasificación de Areas Peligrosas Clase I para Instalaciones Eléctricas en Plantas Químicas
   NFPA No. 497-1975

7. — Directorio de Materiales Eléctricos para Construcción (Libro Verde)
   Underwriters Laboratories Inc.

8. — Directorio de Equipo para Areas Peligrosas (Libro Rojo)
   Underwriters Laboratories Inc.

9. — Instituto Americano del Petróleo. Recomendaciones Prácticas para Clasificación de Areas para Instalaciones Eléctricas
   API-RP500A En refinerías de petróleo
   API-RP500B En instalaciones de petróleo
   API-RP500C En instalaciones para transporte de petróleo y gas por tuberia

10. — Compendio del Código — Artículos 500-503 y 510-517 del Código Nacional Eléctrico
    Crouse-Hinds Company Boletin 2916

11. — Guía para Diseño y Construcción de Sistemas Eléctricos en Areas Peligrosas
    Electrical Construction and Maintenance 1974/1975

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA No. 11 - "ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS Y NORMAS - TECNICAS CORRESPONDIENTES"

a) NUEVA REGLAMENTACION

ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS

SEPTIEMBRE, 1984.

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

NORMAS TECNICAS

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 1 (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.

CAPITULO 4.- EQUIPO ELECTRICO DIVERSO

- ALUMBRADO Y CONTACTOS.
- MOTORES.
- TABLEROS.

CAPITULO 5.- INSTALACIONES ESPECIALES

- LUGARES PELIGROSOS.
- EMERGENCIA.
- ELEVADORES.
- PISCINAS.
- ANUNCIOS.
- SOLDADORAS.

CAPITULO 6.- SUBESTACIONES.

CAPITULO 2

SECCION 201.-

- MEDIO PRINCIPAL DE DESCONEXION Y PROTECCION PRINCIPAL.
  - DEBE SITUARSE LO MAS CERCANO A LA ENTRADA DEL SERVICIO.
  - DEBE SER UN SOLO INTERRUPTOR DE APERTURA SIMULTANEA.
  - DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA ADECUADA. -DE FUSIBLES Ó 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 No. 14, y para cargas indefinidas no menor del No. 12 AWG.

- Proteccion contra sobrecorriente; el dispositivo debe estar de acuerdo con el valor 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 fuerza.

  - De 30 A.- unidades de alumbrado fijas, en locales que no sean casas habitacion.

  - De 40 y 50 A.- Similar al anterior, y para alimentar aparatos fijos, cuya capacidad no exceda del 80% de la capacidad nominal del circuito.

Nota.- Las cargas individuales mayores de 50 AMP, deben abastecerse con circuitos derivados individuales.

- Contactos de puesta a tierra; los circuitos derivados deben incluir un conductor de puesta a tierra o estar alojados en canalizaciones metalicas.

IDENTIFICACION (ART. 202.4)

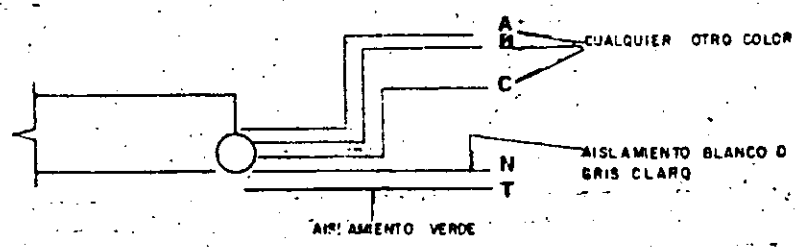
OBJETIVOS:

- Hacer más fácil y rapida la revisión o mantenimiento a los sistemas ó circuitos.

- Brindar seguridad al personal.

LA RECOMENDACION ES:

- Aislamiento verde para el conductor de puesta a tierra.
- Aislamiento blanco ó gris claro para el conductor neutro.
- Cualquier otro color para los activos.



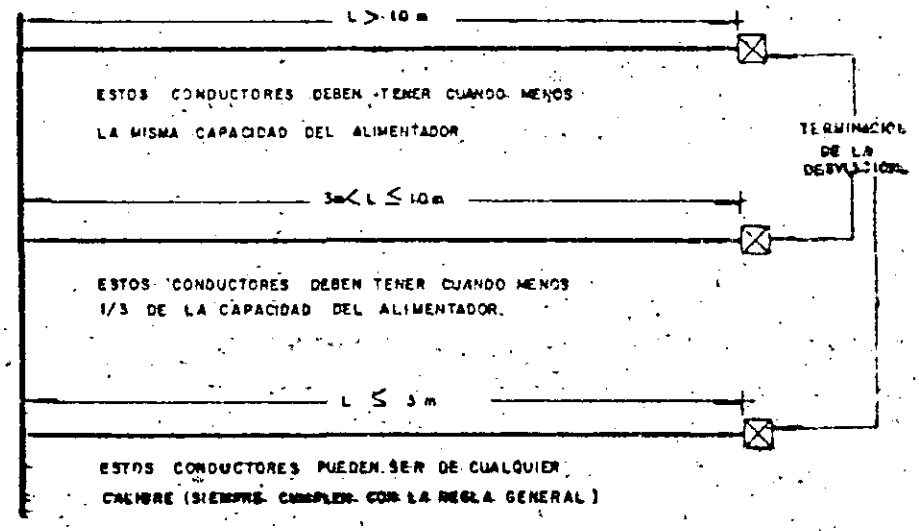
DERIVACIONES (ART. 203.7)

DEBE CUMPLIR CON LO SIGUIENTE:

REGLA GENERAL

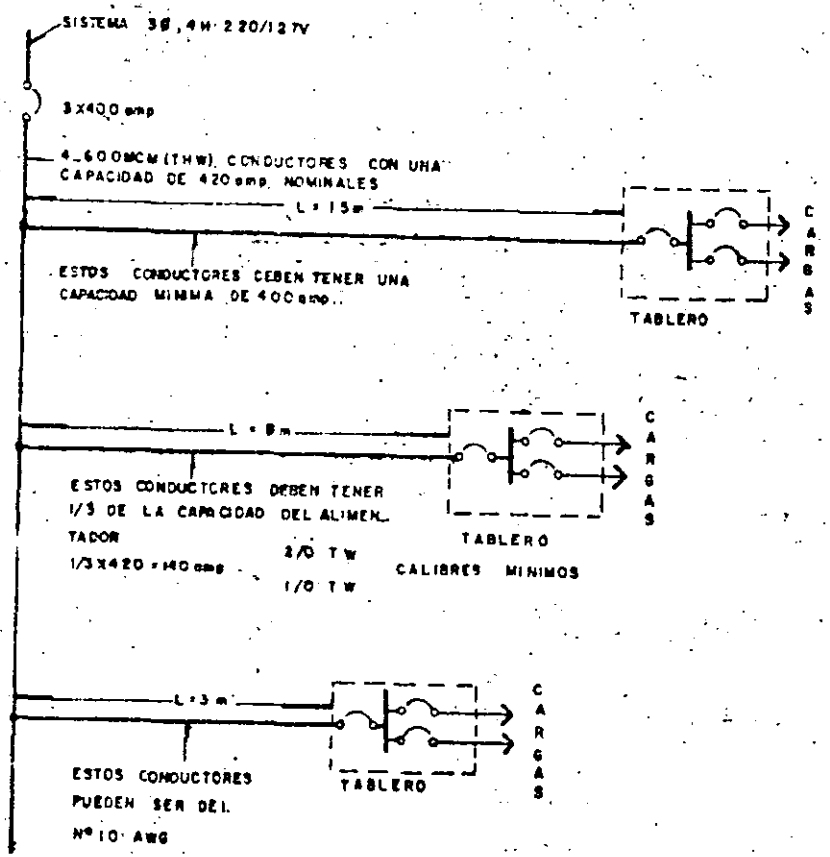
El conductor debe tener una ampacidad adecuada a la carga por servir.

ADEMAS:



EJEMPLO

(Carga por servir 10 Kw I = 26.2 amp.
(número 10 Awg)



CARGA POR SERVIR 10 Kw. I = 26.2 amp.
(Mínimo 10 AWG)

(5)

Reglas Generales Para El Calculo De La Carga En Circuitos Derivados

- Debe Considerarse El 100 % De La Carga Conectada Al Circuito
- En Casas-Habitacion y Hoteles
  - Cada Salida De Alumbrado = 125 W.
  - Cada Contacto = 180 W.

  + Sin Importar Que Se Instalen Lamparas De Menos De 125 Watts o Aparatos De Menos De 180 Watts En Los Contactos. +

- Para Efectos De Estimacion De Carga De Alumbrado y Contactos, Puede Utilizarse La Tabla 201.2 a.2)

TIPO DE LOCAL	Watts / M²
Bodegas o Almacenes	2.5
Estacionamientos	5
Auditorios e Iglesias	10
Casas Hab., Clubes, Casinos, Ed. Ind., Escuelas, Hospitales, Hoteles, Restau.	20
Bancos, Oficinas, Peluquerias, Tiendas	30

CALCULO DE LA CARGA EN ALIMENTADORES

ARTS. 204.7 y 204.8

REGLA GENERAL:

La carga en alimentadores puede calcularse sumando las cargas conectadas a los circuitos derivados

$$C_{ALIM} = \sum C_{CIRC.\ DERIVADOS}$$

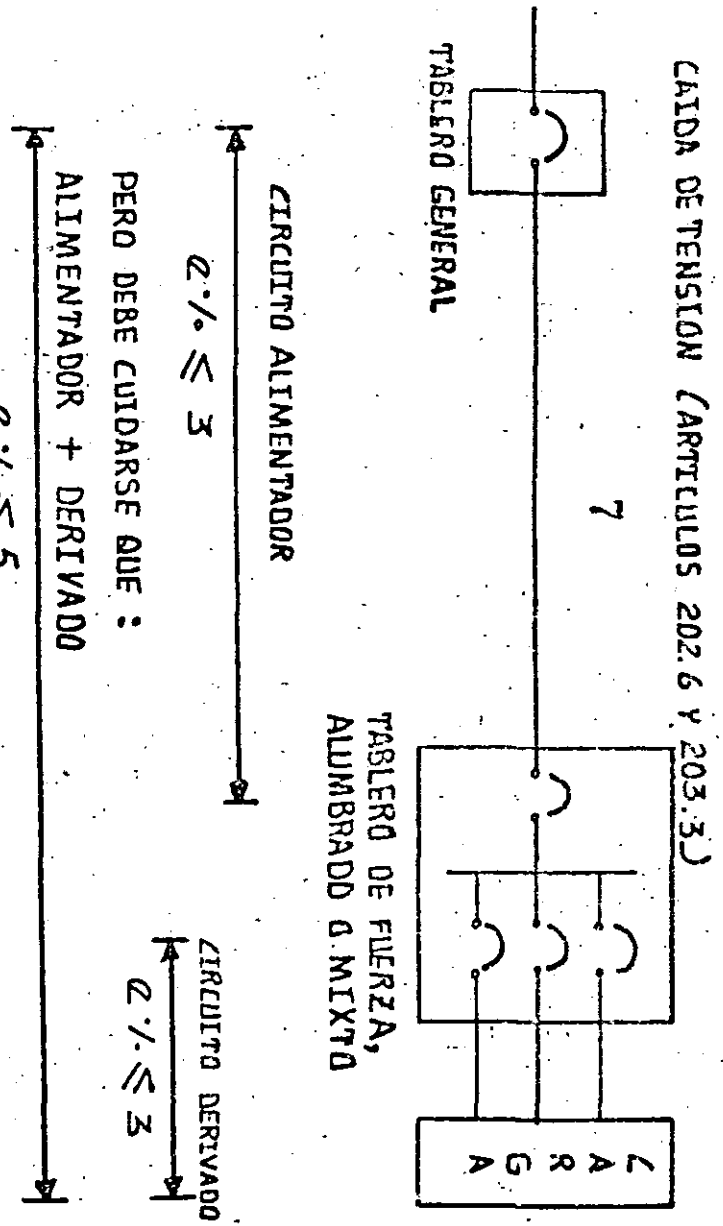
Pueden aplicarse a este cálculo la siguiente tabla de factores de demanda.

TABLA 204.8 a)

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 EDIFICIOS	20000 W ó MENOS	100%
	EXCESO	70%
OTROS LOCALES	CARGA TOTAL	100%

(6)

LA CAIDA DE TENSION REPRESENTA PERDIDAS DE ENERGIA EN LOS CONDUCTORES



CARGA DEL CONDUCTOR NEUTRO.-

LA CORRIENTE QUE SE CONSIDERE PARA EL CONDUCTOR NEUTRO, EN UN CIRCUITO ALIMENTADOR, NO DEBE SER MENOR QUE EL DESEQUILIBRIO MAXIMO DE LA CARGA DEL CIRCUITO.

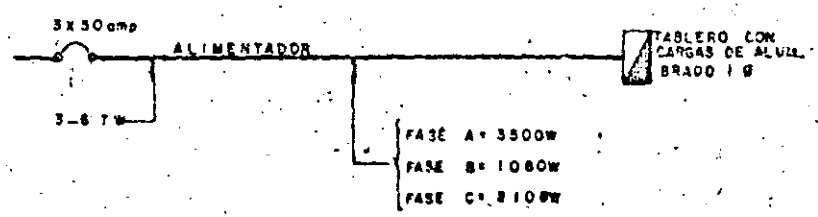
PARA EFECTOS DE CALCULO, ESTE DESEQUILIBRIO MAXIMO, DEBE CONSIDERARSE IGUAL A LA CARGA MAXIMA CONECTADA ENTRE EL NEUTRO Y CUALQUIERA DE LOS CONDUCTORES ACTIVOS.

CARGA DEL NEUTRO (ART. 204.9.

REGLA GENERAL:

La corriente a considerar debe ser igual el máximo desbalanceo posible

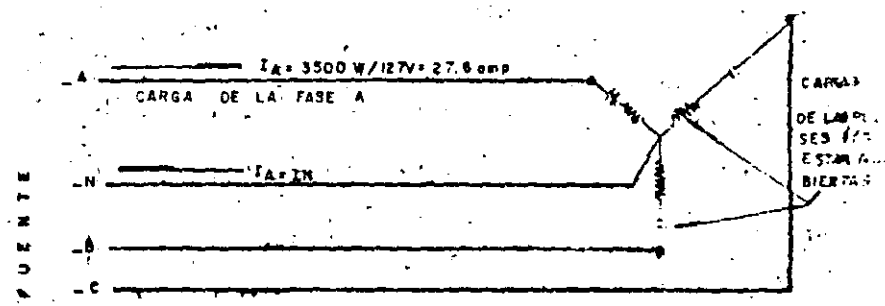
E J E M P L O S :



¿Cúando ocurre el máximo desbalanceo?

CUANDO LA FASE "A" (fase más cargada) ESTA OPERANDO SOLA

¿De qué magnitud es?



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA No. 11 - "ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS Y NORMAS TECNICAS CORRESPONDIENTES"

B) METODOS DE INSTALACION CONDUCTORES Y CANALIZACIONES

ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS

SEPTIEMBRE, 19[illegible]

Palacio de Minería . Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tels: 521-40[illegible] Apdo. Postal M-2285

CAPITULO 3

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 ó 4 HILOS, Y OTRO DE 440 V. 3 ó 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.

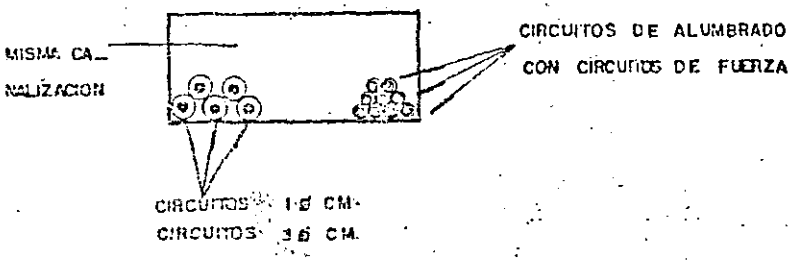
TABLA 301.12.

SEPARACION MAXIMA ENTRE SOPORTES PARA CANALIZACIONES VERTICALES.

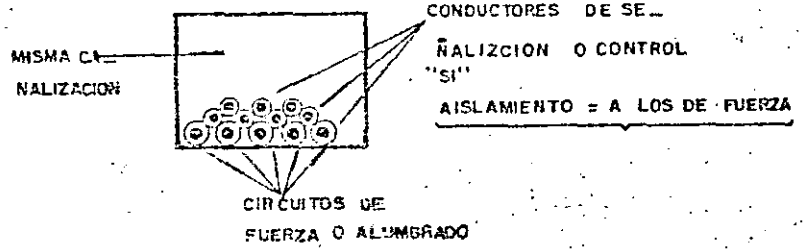
CALIBRE DEL CONDUCTOR (AWG ó MCM)	SEPARACION ENTRE SOPORTES	
	COND. DE COBRE	COND. DE ALUMINIO
18 a 6	30 m.	30 m
6 a 1/0	30 "	30 "
2/0 a 4/0	24 "	27 "
250 a 350	18 "	20 "
400 a 500	16 "	18 "
600 a 750	12 "	15 "
MAYORES a 750	10 "	13 "

ARREGLOS PERMITIDOS

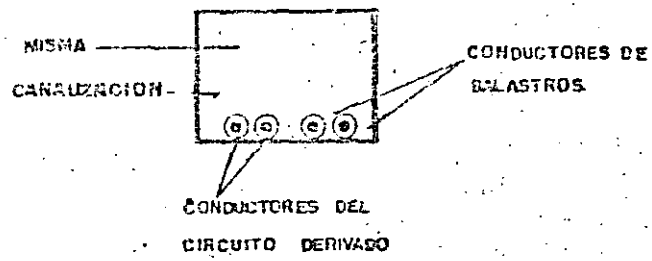
A.-



C.-

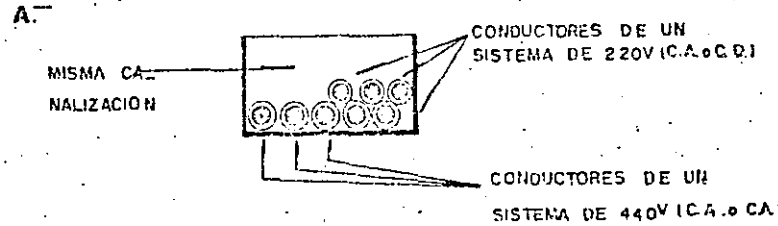


D.-

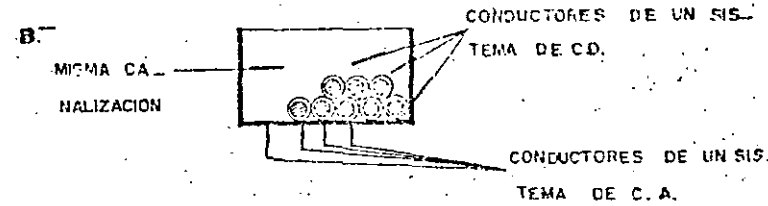


8 ARREGLOS NO PERMITIDOS

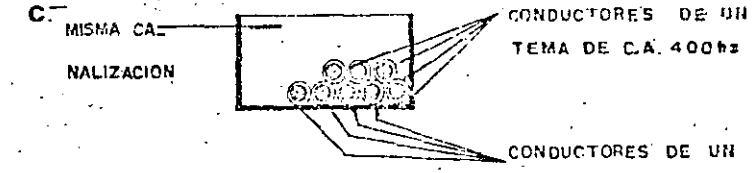
A.-



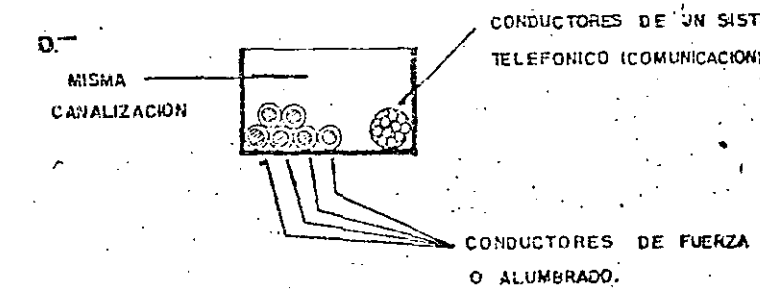
B.-



C.-

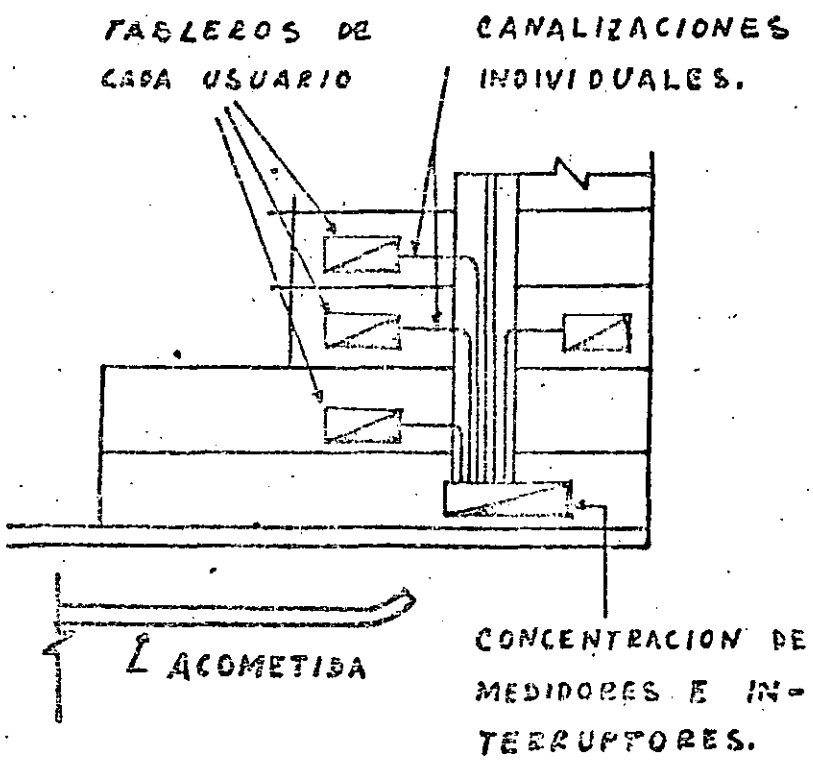


D.-



- CANALIZACIONES EN CONDOMINIO.

EN EDIFICIOS EN CONDOMINIO, DEBEN INSTALARSE CANALIZACIONES DE ALIMENTADORES SEPARADAS PARA CADA USUARIO.

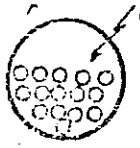


SECCION 302. CONDUCTORES DE USO GENERAL.

- CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDUCTORES AISLADOS.

  - CORRECCION POR AGRUPAMIENTO. SI EL NUMERO DE CONDUCTORES EN UNA CANALIZACION ES MAYOR DE 3, DEBEN APLICARSE LOS FACTORES QUE INDICA LA TABLA 302.4 a)

  - CORRECCION POR TEMPERATURA. SI LOS CONDUCTORES SE INSTALAN EN LOCALES CON TEMPERATURA AMBIENTE MAYOR DE 30°C SE APLICAN LOS FACTORES DE CORRECION DE LA TABLA 302.4 b).



Nº COND. = 15 — F. AGRUP = 0.7. F. TEMP = 0.88 } DE 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.

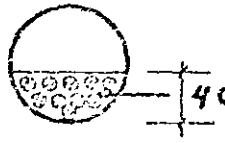
- SECCION Y DIAMETRO MINIMO.

NO DEBE USARSE TUBO METALICO RIGIDO DE DIAMETRO INFERIOR A 13 mm (½ PS).

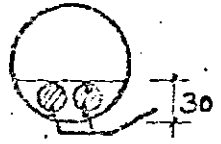
- PUEDE USARSE COMO CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS.

- NUMERO DE CONDUCTORES. FACTORES DE RELLENO.

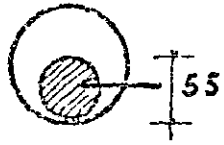
  - EN EL CASO DE 3 CONDUCTORES O' MAS, ESTOS NO DEBEN OCUPAR MAS DEL 40 % DE LA SECCION TRANSVERSAL DEL TUBO.
  - EN EL CASO DE DOS CONDUCTORES NO MAS DEL 30 % DE LA SECCION.
  - EN CASO DE UN SOLO CONDUCTOR NO MAS DEL 55 % DE LA SECCION.



3 O' MAS CONDUCTORES.
40 % DE LA SEC. DEL TUBO



2 CONDUCTORES.



UN CONDUCTOR.

- 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.

(c)

o DIAMETRO MAXIMO.

NO DEBE USARSE TUBO METALICO RIGIDO LIGERO DE DIAMETRO MAYOR A 51 MILIMETROS (2 PS).

— TUBO METALICO FLEXIBLE.

o USOS.

.. EN LUGARES SECOS, NO EXPUESTO A CORROSION Ó DAÑOS MECANICOS

.. NO DEBE USARSE COMO MEDIO DE PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS.

o 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)

o USOS.

.. EN INSTALACIONES VISIBLES Y 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.

o DIAMETRO MINIMO.

SE PERMITE 13 mm (1/2 PS) COMO DIAMETRO MINIMO.

o SON APLICABLES LOS FACTORES DE RELLENO DEL TUBO METALICO.

o ES NECESARIO INSTALAR UN CONDUCTOR DE TIERRA (PARA PUESTA A TIERRA) EN CANALIZACIONES NO METALICAS.

TUBO NO METALICO (ART. 306.1)

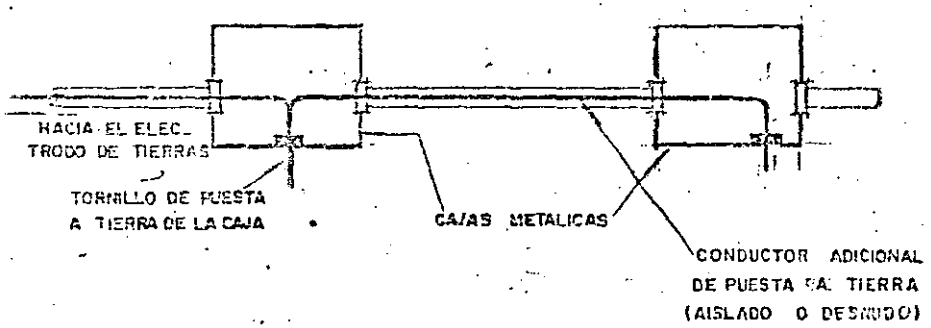
La Norma se refiere unicamente a:

- 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



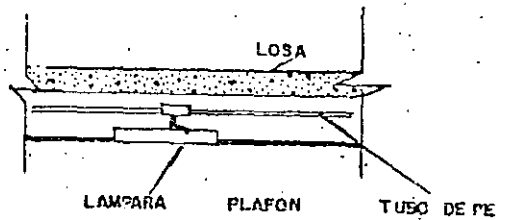
Si la canalización abastece a equipos que requieran conectarse a tierra, debe tenderse el conductor adicional también.

USO PROHIBIDO DEL TUBO DE PE (ART. 306.25)

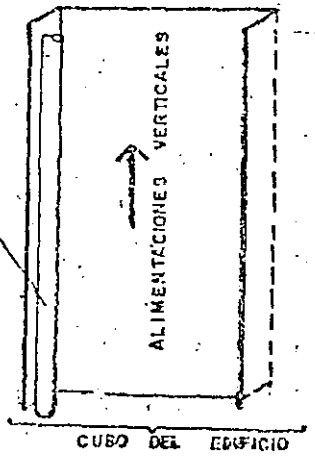
- Todas las limitaciones del tubo de PVC

ADEMAS:

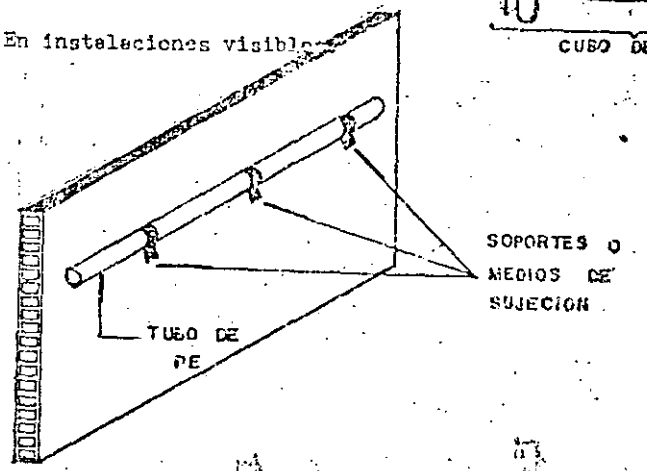
- Oculto por plafones



- En cubos de edificios.

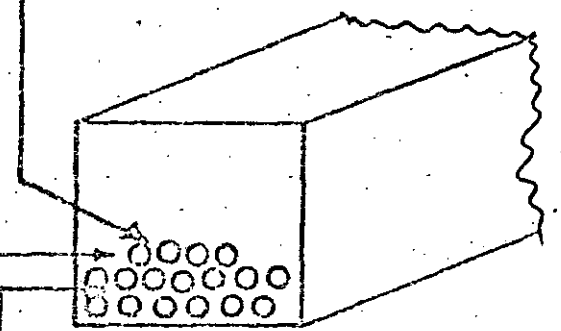


- En instalaciones visibles



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

NUMERO MAXIMO DE CONDUCTORES (ART 308.5)

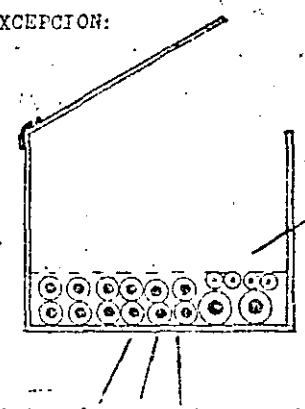
- No se permiten más de 30 conductores activos
- No se consideran activos a :

Los conductores de señalación y control

Los conductores de puesta a tierra

- Conductores neutros se consideran activos.

EXCEPCION:



Conductores ocupando el 20% o menos del área del ducto

No se requiere aplicar factores de agrupamiento

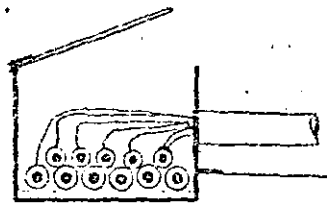
Limite de conductores = 30 Activos

Area útil (FR = 20 %)

845 mm^2	Ducto	6.5 x 6.5 cms.
2000 mm^2	Ducto	10 x 10 cms.
4500 mm^2	Ducto	15 x 15 cms.

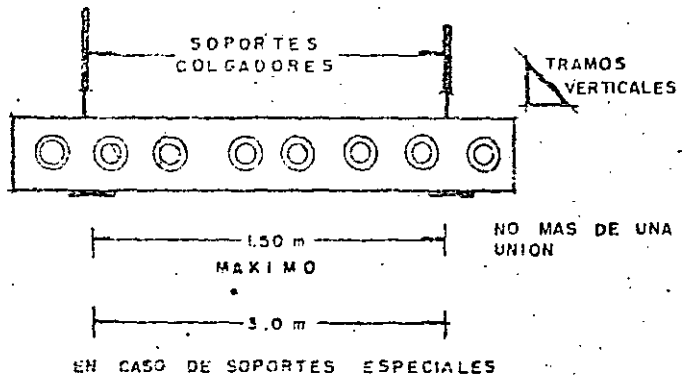
EMPALMES (ART 308.7)

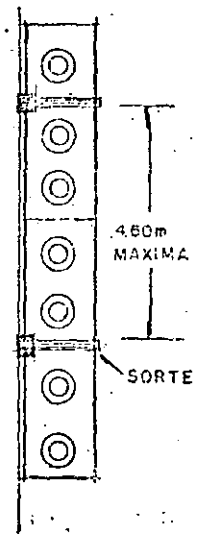
- Pueden hacerse empalmes y derivaciones dentro del ---- ducto.



Los conductores, empalmes y derivaciones no deben - ocupar más del 75% del área del ducto.

Soportes (art. 308.9)



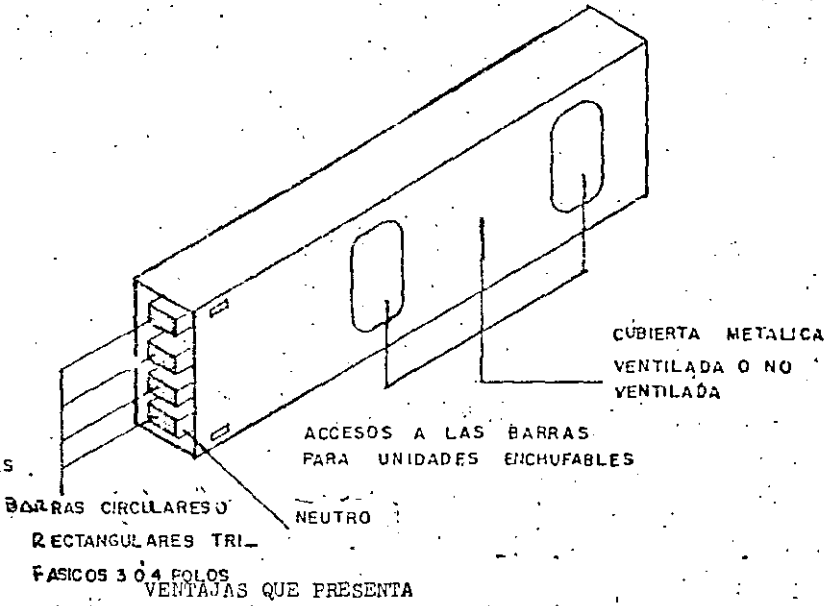


Puestos a tierra (art. 308.12)

Puede usarse como medio de puesto a tierra.

ELECTRODUCTOS:

(Ductos con barras, ductos alimentadores o ductos enchufables)



VENTAJAS QUE PRESENTA

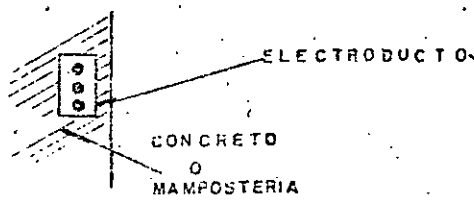
- Gran capacidad de conducción (2000 amp. ó más)
- Baja caída de tensión
- Rapidez de instalación

TIPOS PRINCIPALES

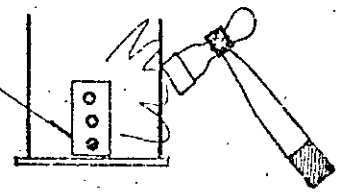
- Electroducto alimentador
- Electroducto enchufable
- Electroducto trolley.

USO PROHIBIDO (ART 309.3)

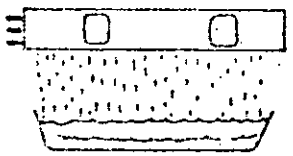
- Instalaciones no visibles



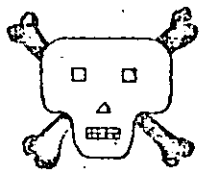
- Daño mecánico severo



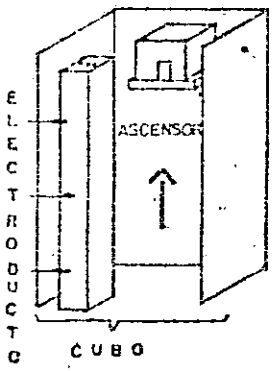
- Sometidos a gases o vapores corrosivos



- Areas peligrosas

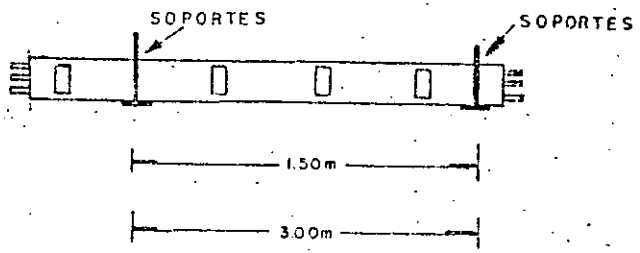


Cubos de ascensores



Si se instalen a la intemperie o en locales húmedos o mojados, deben tener protección especial para evitar la entrada de agua.

SOPORTES (ART 309.4)

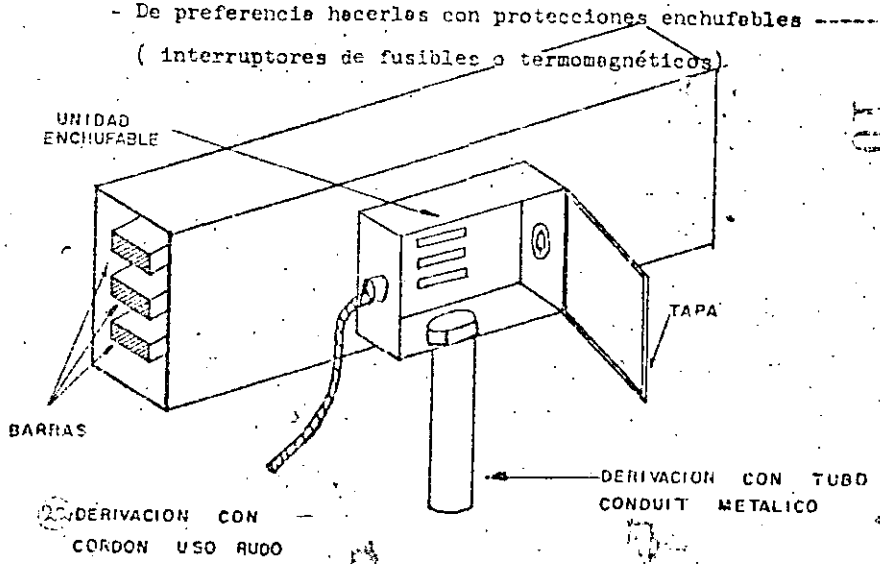


EN CASO DE SOPORTES ESPECIALES

DERIVACIONES (art. 309.8)

- Debe preverse una conección efectiva y permanente a las barras

- De preferencia hacerlas con protecciones enchufables (interruptores de fusibles o termomagnéticos).



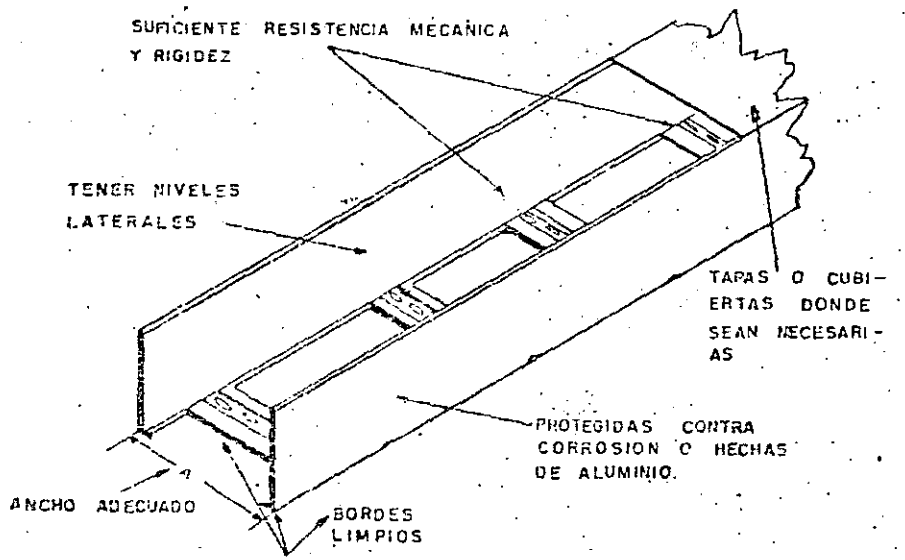
CHAROLAS PARA CABLES:

Pueden ser:

- Charolas
- Escalerillas
- Canales o canaletas

} De metal u otro material incombustible.

CONSTRUCCION E INSTALACION: (ART 311.5 y 311.6)



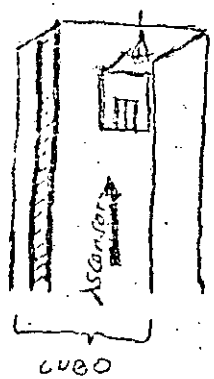
- Contar con accesorios de cambios de dirección y nivel adecuados.

Anchos comunes: 30.5 cms., 45.8 cms. y 61 cms.

CHAROLAS DE ACERO GALVANIZADO.

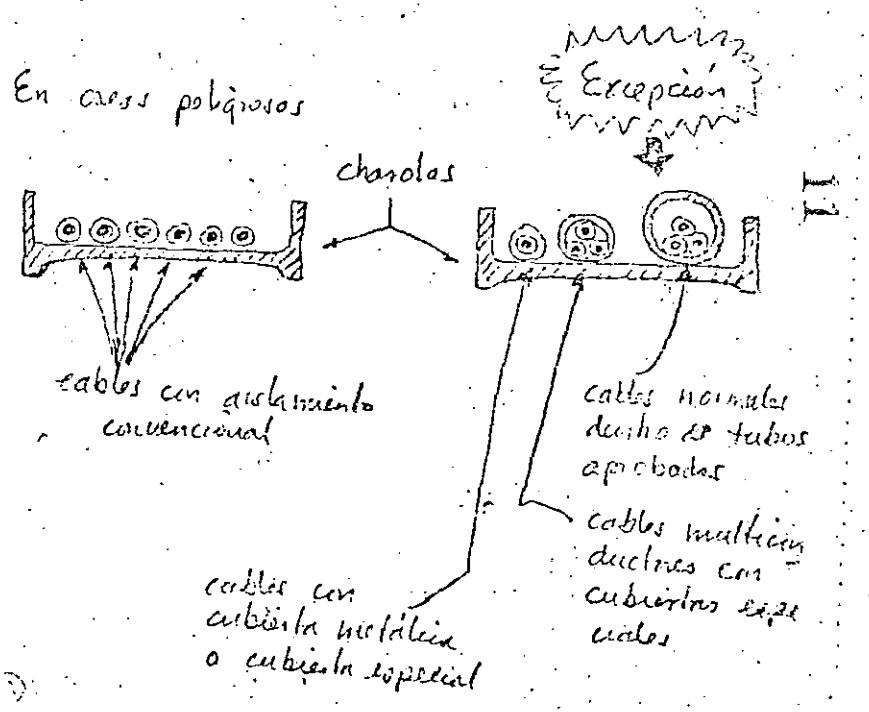
Uso Prohibido (Art 311.4)

- En cubos de ascensores



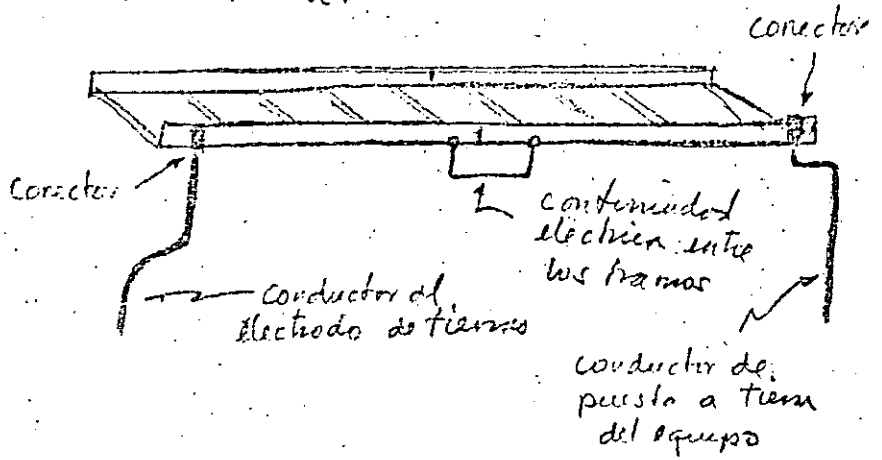
- Expuestos a daño mecánico severo

- En áreas peligrosas



Puesta a tierra (Art 311.7)

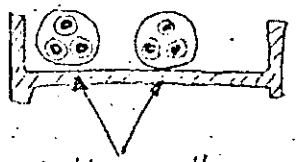
- La charola (metálica), debe conectarse a tierra
- Puede utilizarse como medio de puesta a tierra.



Instalación de cables (Art 311.8)

- Pueden hacerse empalmes y derivaciones
- En tramos verticales, sujetar los cables
- Instalar los conductores por circuitos (agrupados y entrelazados)

12 Número de Cables (Art 311.9)



Cables multiconductores una sola capa

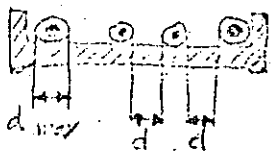
Cables individuales 2 capas máximo

Capacidad de Corriente (Art 311.10)

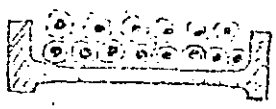
Valores de la tabla 302.4 aplicar

- En tubería

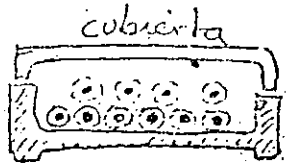
- al aire



- al aire × 0.75



- al aire × 0.7



ARREGLOS

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA No. 11 - "ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS Y NORMAS TECNICAS CORRESPONDIENTES"

C) MOTORES

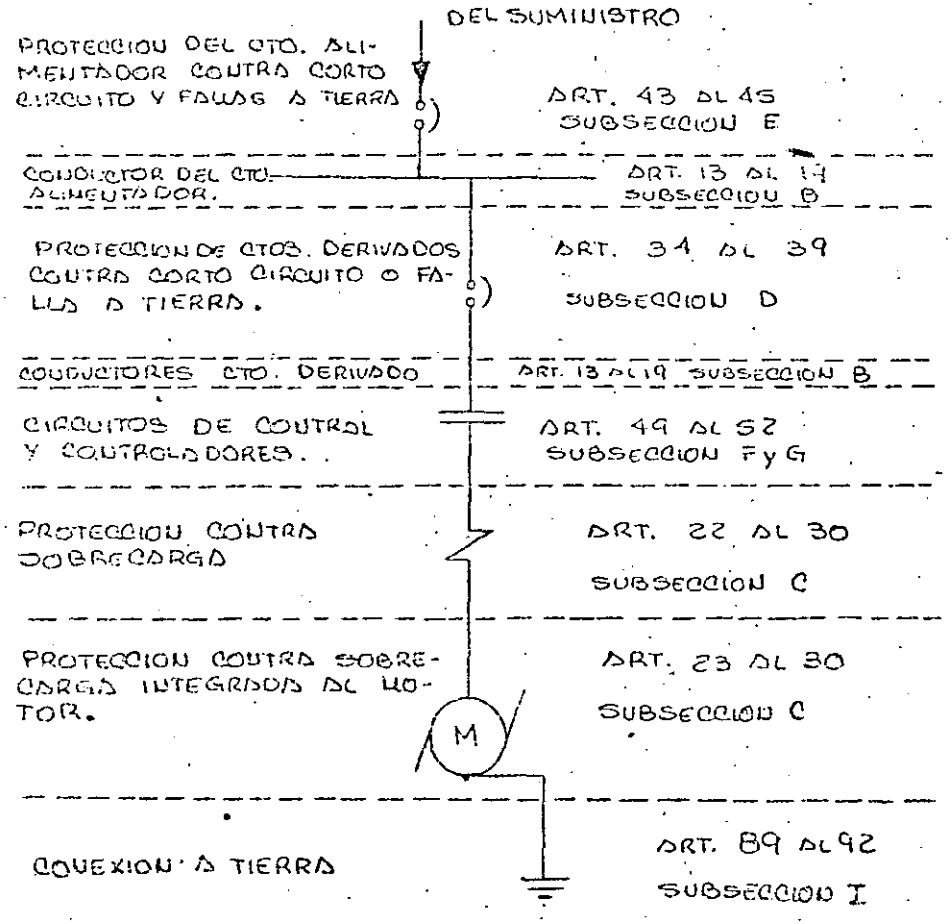
ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS

SEPTIEMBRE 1989.

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso D. Fed. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tels: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

SECCION 403 MOTORES

PUNTOS QUE COMPRENDE ESTA SECCION.



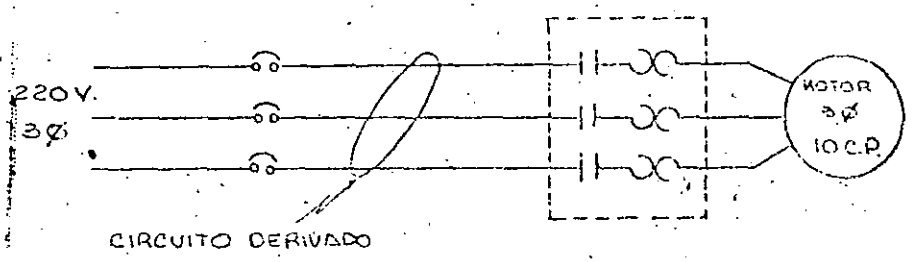
- SUBSECCION B -

- 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 NTIE).

EJEMPLO 8 (DIAGRAMA TRIFILAR)



DATOS:

MOTOR 3Ø, 220 V., 10 C.P. ; I p.c. = 28 Amp.

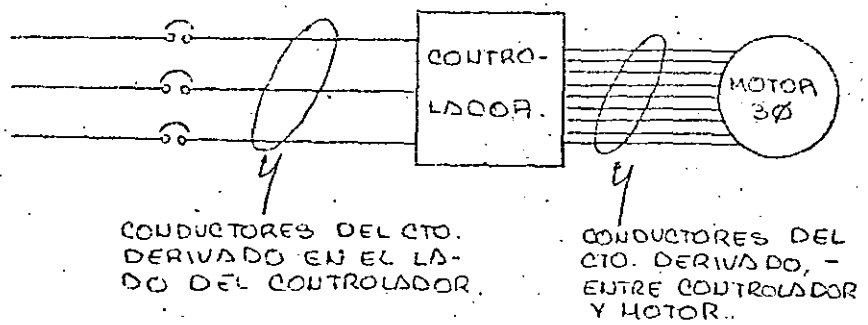
MOTOR DE INDUCCION.

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

  - 1.25 x 28 = 35 Amp.

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

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



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

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

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

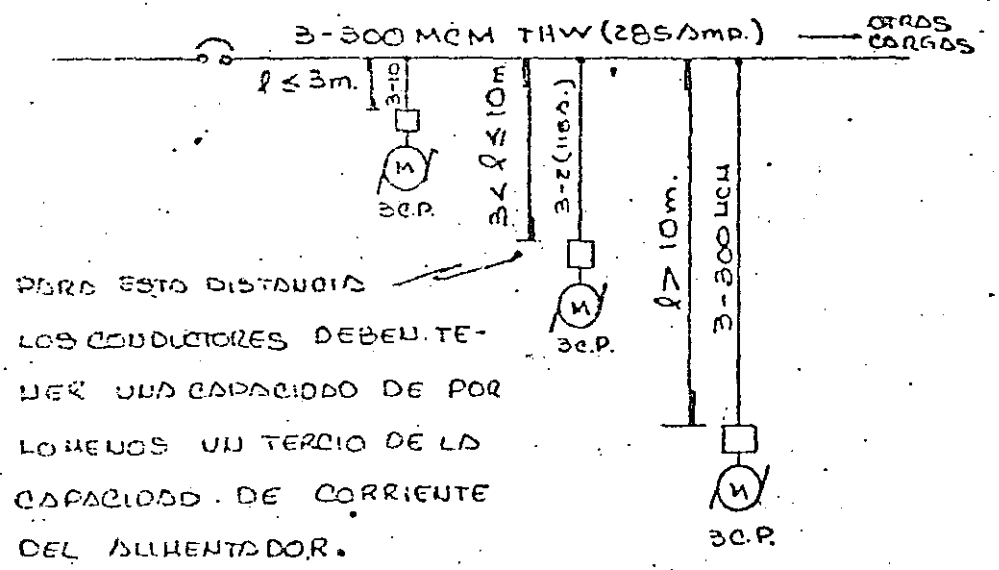
FACTORES PARA SELECCIONAR LOS CONDUCTORES PARA MOTORES QUE NO SEAN DE SERVICIO CONTINUO.

TIPO DE SERVICIO QUE REQUIERE LA CARGA.	PORCIENTO DE LA CORRIENTE NOMINAL INDICADA EN LA PLACA DE DATOS. REGIMEN DE TRABAJO PARA EL CUAL FUE DISEÑADO EL MOTOR.			
	5 MINUTOS	15 MINUTOS	30 Y 60 MINUTOS	CONTINUO
DE CORTO TIEMPO: Accionamiento de valvulas, elevación o descenso de rodillos, etc.	110	120	150	—
INTERMITENTE: Ascensores y Montacargas, Maquinas-Herramientas, Bombas, Puentes Levadizos, o giratorios, plataformas giratorias, etc. (Para soldadoras de arco vease el articulo 518.12 N.T.I.E.)	85	85	90	140
PERIODICO: Rodillos, Maquinas para manipulación de minerales, etc.	85	90	95	140
VARIABLE:	110	120	150	200

DERIVACIONES DESDE UN ALIMENTADOR.

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

EJEMPLO: MOTOR DE 3 C.P., 3Ø, 220 V. y
Ip.c. = 8.1 Amp.



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

∴ 3-2 (115 A.) THW.
MINIMO

(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. A.

  b) DETERMINAR AMPERES NECESARIOS PARA MOTORES DE SERVICIO CONTINUO (100%).

  c) SE OBTIENE EL 25 % DE LA CAPACIDAD DEL MOTOR MAYOR CALCULADO EN a y b.

  d) SUMANDO a, b y c. SE SELECCIONA EL CONDUCTOR.

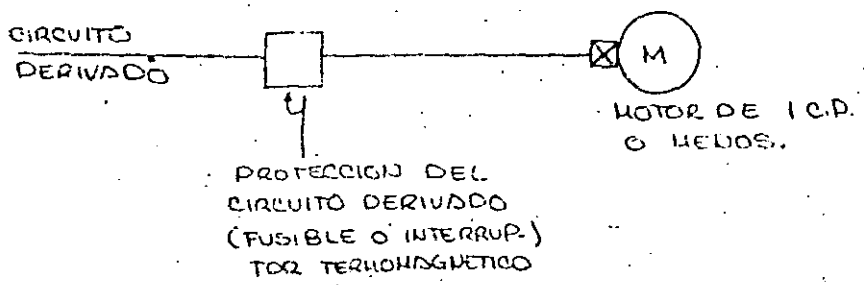
- PROTECCION CONTRA SOBRECARGA.

(4)

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

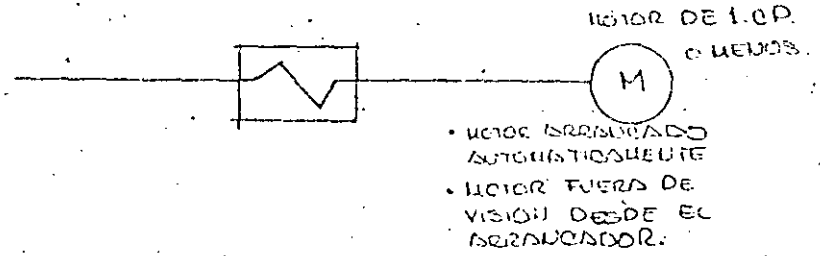
- DE UN CABALLO DE POTENCIA O MENOS. (ARRANQUE MANUAL).
  PARA SERVICIO CONTINUO Y ESTE A LA VISTA DEL PUNTO DONDE SE EFECTUA SU ARRANQUE, SE CONSIDERA PROTEGIDO CONTRA SOBRECARGA POR LA PROTECCION CONTRA CORTO CIRCUITO DEL CIRCUITO DERIVADO.



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 IMPEDANCIA DE LOS DEVANADOS SEA TAL, QUE PREVENGA UN SOBRECALENTAMIENTO DEBIDO A FALLAS EN EL ARRANQUE.

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

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



MOTORES DE SERVICIO NO CONTINUO.

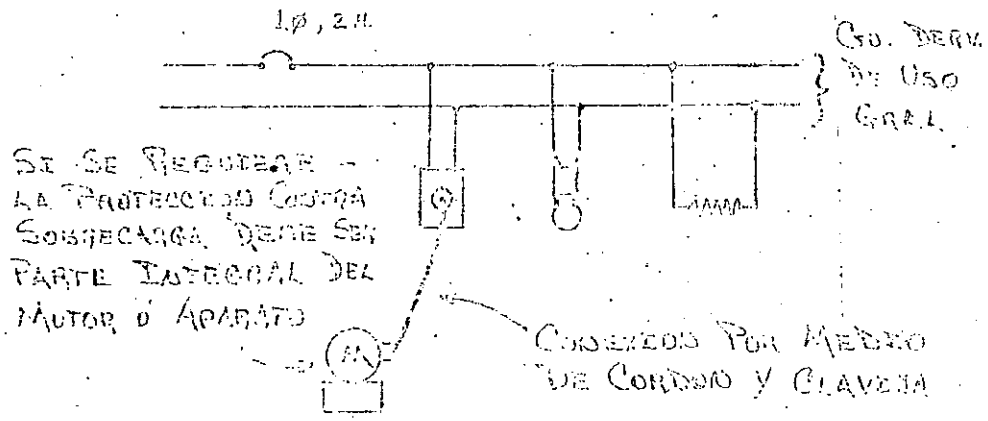
NO REQUIEREN PROTECCION CONTRA SOBRECARGA. Y SE CONSIDERAN PROTEGIDOS POR EL DISPOSITIVO CONTRA CORTO CIRCUITO DEL CTO. DERIVADO.

* Motores Conectados A Circuitos Derivados De Uso General

1). Motores De ≤ 1 C.P.
Uno ó Más Motores Pueden Ser Conectados Sin Protección Individual Contra Sobrecarga. Cumpliendo Sus Limitaciones Contra Circuitos Cortos

2). De Más De 1 C.P.
Con Corriente A Plena Carga ≤ 6 Amp. Deben Estar Provistos De La Protección Individual Contra Sobrecarga.

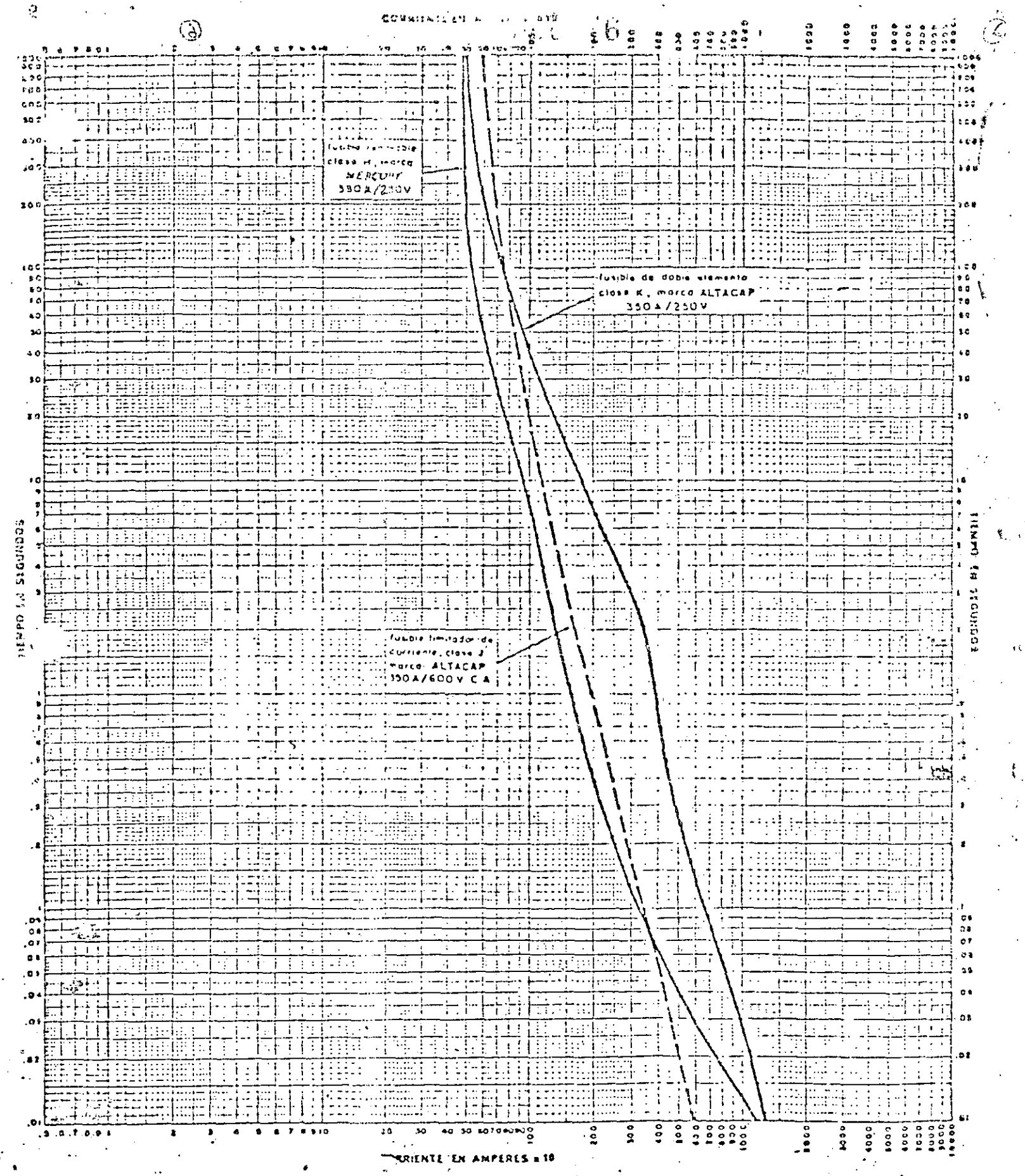
3). Conexión A Través De Clavija Y Contacto.

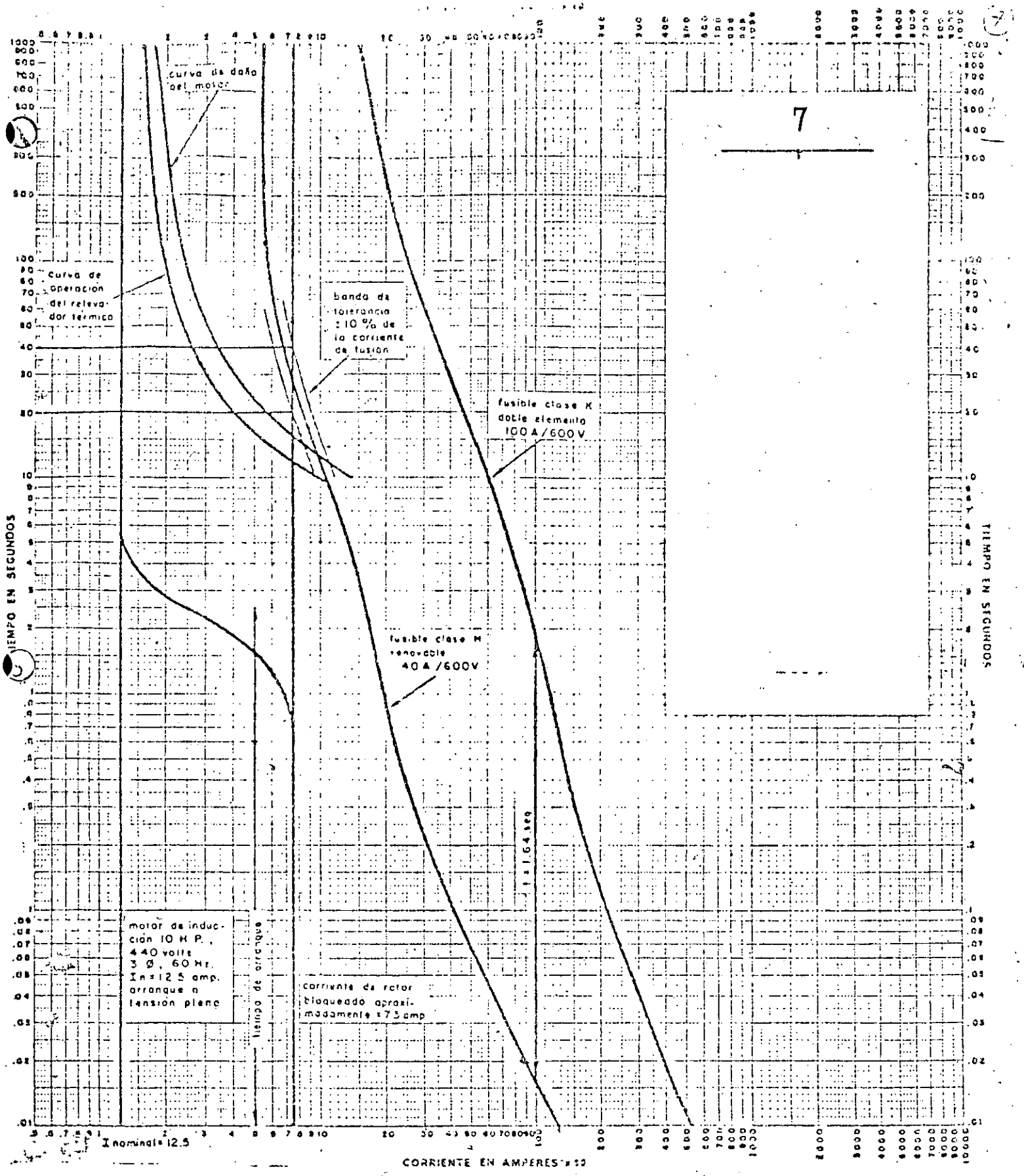


Subseccion - D

Protección Individual Contra Corto Circuitos Y Fallas A Tierra.

I npc Motor	Porcentaje A Aplicar Para Seleccionar La Protección		
	Fusibles s/ Retardo De Tiempo E Int. De Tiempo Inverso	Fusibles c/ Retardo De Tiempo	Interruptor Disparo Instantáneo
> 6 Amp.	400 %	225 %	1300 %
≤ 6 Amp. Dispositivo ≤ 20 Amp.			


fusible de doble elemento
clase K, marca ALTACAP
350 A/250V
fusible limitador de
corriente, clase J
marca ALTACAP
350 A/600V C A
TIEMPO EN SEGUNDOS
CORRIENTE EN AMPERES x 10


7
curva de daño del motor
curva de operacion del relevador termico
banda de tolerancia ±10 % de la corriente de fusión
fusible clase K doble elemento 100 A/600 V
fusible clase H renovable 40 A/600V
t = 1.64 seg
motor de inducción 10 H P., 440 volts 3 Ø, 60 Hz. In = 12.5 amp. arranque a tension plena
tiempo de arranque
corriente de rotor bloqueado aproximadamente = 75 amp
In nominal = 12.5
TIEMPO EN SEGUNDOS
CORRIENTE EN AMPERES

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.

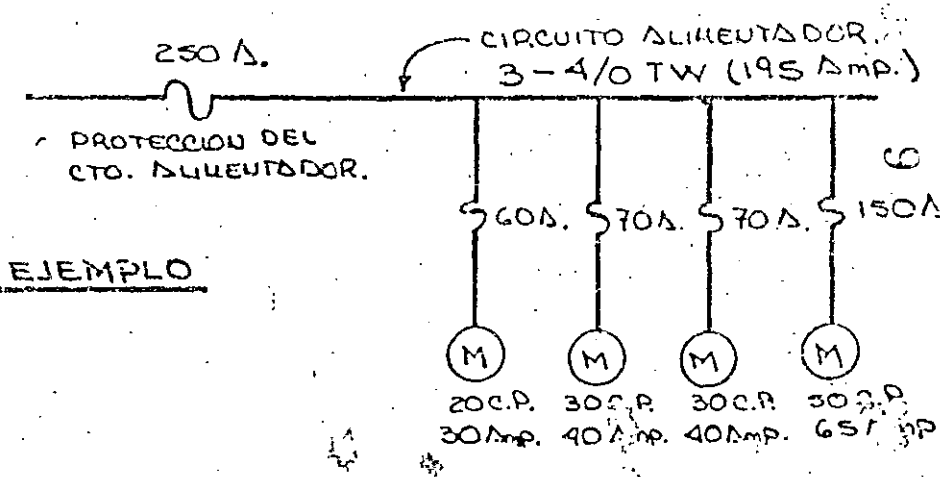
- O QUE LA LONGITUD DE SUS CONDUCTORES NO EXCEDA DE 10 METROS Y CON CAPACIDAD DE CONDUCCION:
  - NO MENOR DEL 125% DE LA I.P.C. DEL MOTOR,
  - NI MENOR QUE 1/3 DE LA CORRIENTE PERMISIBLE EN LOS CONDUCTORES DEL CIRCUITO DERIVADO.

SUBSECCION E.

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 AUMENTOS DE CARGA, LA CAPACIDAD DE ESTA PROTECCION PUEDE ESTAR BASADA EN EL 125% DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE DICHOS ALIMENTADORES

EJEMPLO

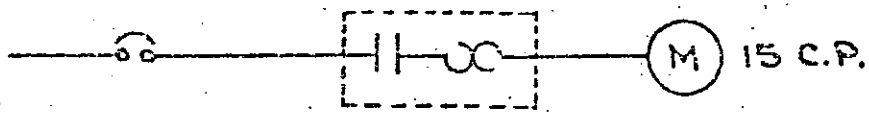


SUBSECCIONES F y G.

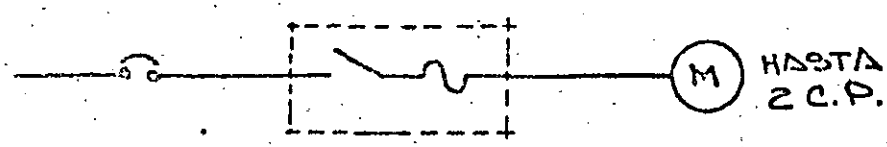
CONTROLADORES DE MOTORES.

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

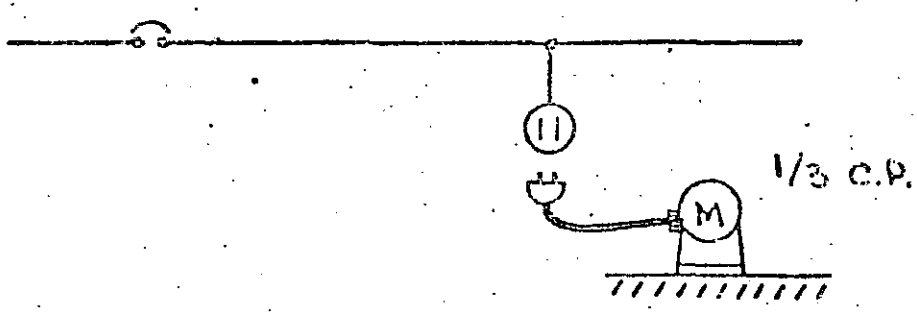
- ARRANCADOR MAGNETICO.



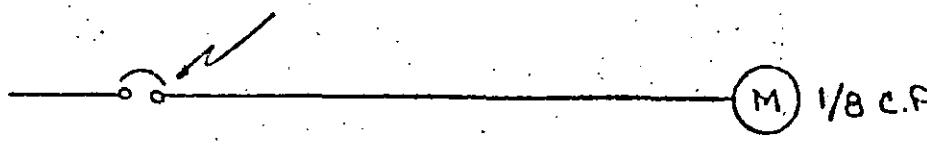
- INTERRUPTOR DE NAVAJAS.



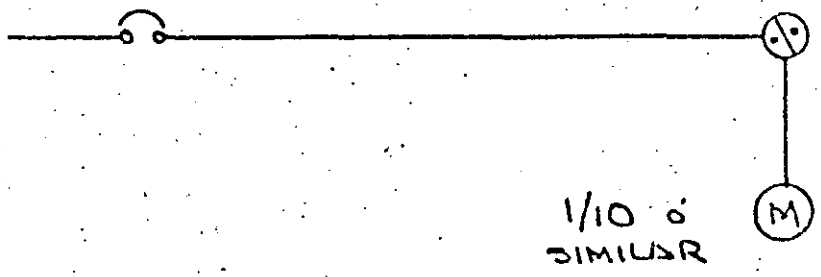
- CLAVIJA Y CONTACTO.



- PROTECCION DEL CIRCUITO.



- POR APAGADOR.



- CAPACIDAD DE CONTROLADORES.

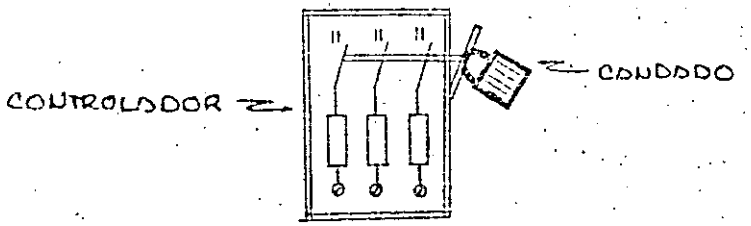
- NO DEBE SER MENOR QUE LA CAPACIDAD DEL MOTOR QUE VA A CONTROLAR.

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

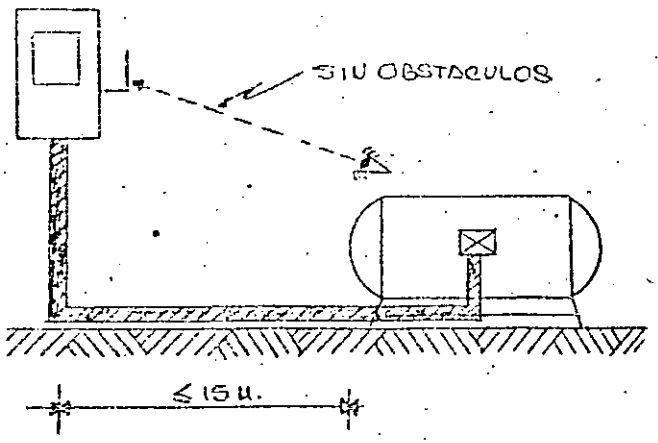
CAPACIDAD MINIMA ≥ 2 I.P.C. MOTOR

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

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



- MEDIO DE DESCONEXION A LA VISTA DEL MOTOR.

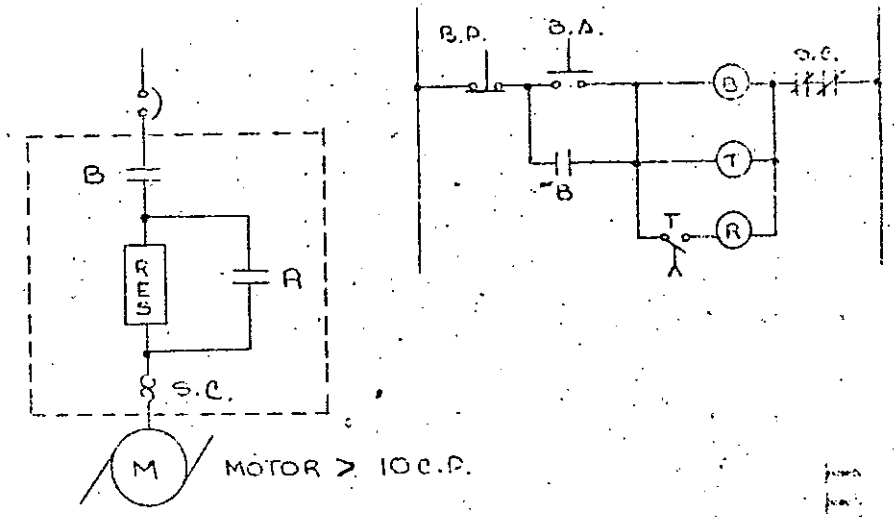


REDUCCION DE LA CORRIENTE DE ARRANQUE EN BAJA TENSION.

ACOMETIDAS EN BAJA TENSION.

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

EJEMPLO:

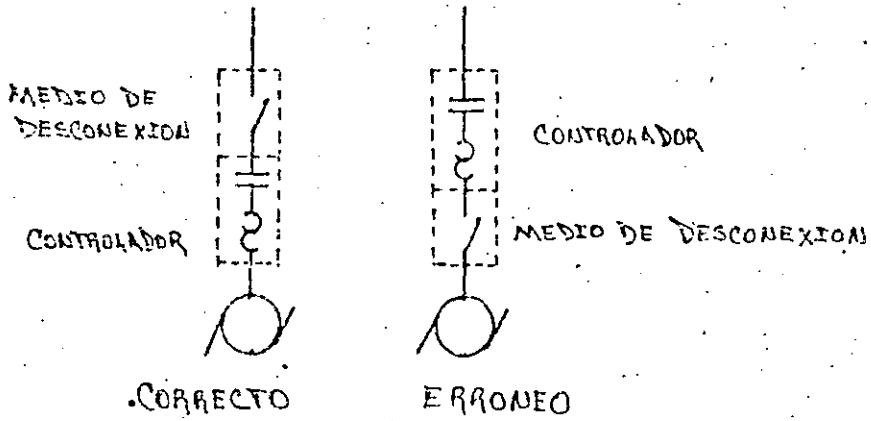


ACOMETIDAS EN ALTA TENSION.

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

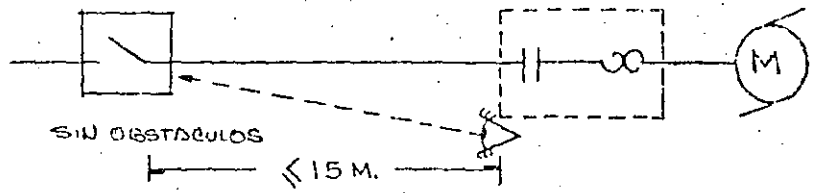
EL MEDIO DE DESCONEXION DEBE CUMPLIR CON:

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



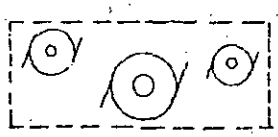
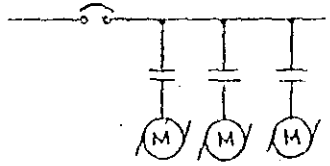
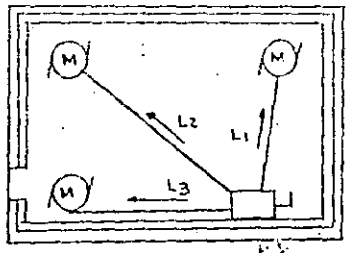
- PUEDE ESTAR ALOJADO EN LA MISMA CUBIERTA QUE EL CONTROLADOR.

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 MAQUINA.
-  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 y L_3 ≤ 15 METROS.

1.- MEDIO DE DESCONEXION Y PROTECCION GENERAL. (ARTICULOS 601.5 Y 601.6).

(Independiente de la cuchilla de paso)

(Ver Figura 6.1a, 6.1b y 6.1c.

a).- Debe ser capaz de operar con carga.

EXCEPCION.- En subestaciones tipo intemperie-abierto de 500 KVA o menos, el medio de desconexión no es necesario que opere con carga. Pero sí es necesario que en el lado secundario 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.I)

2.- SISTEMA DE PROTECCION DEL USUARIO. (ARTICULO 601.8)

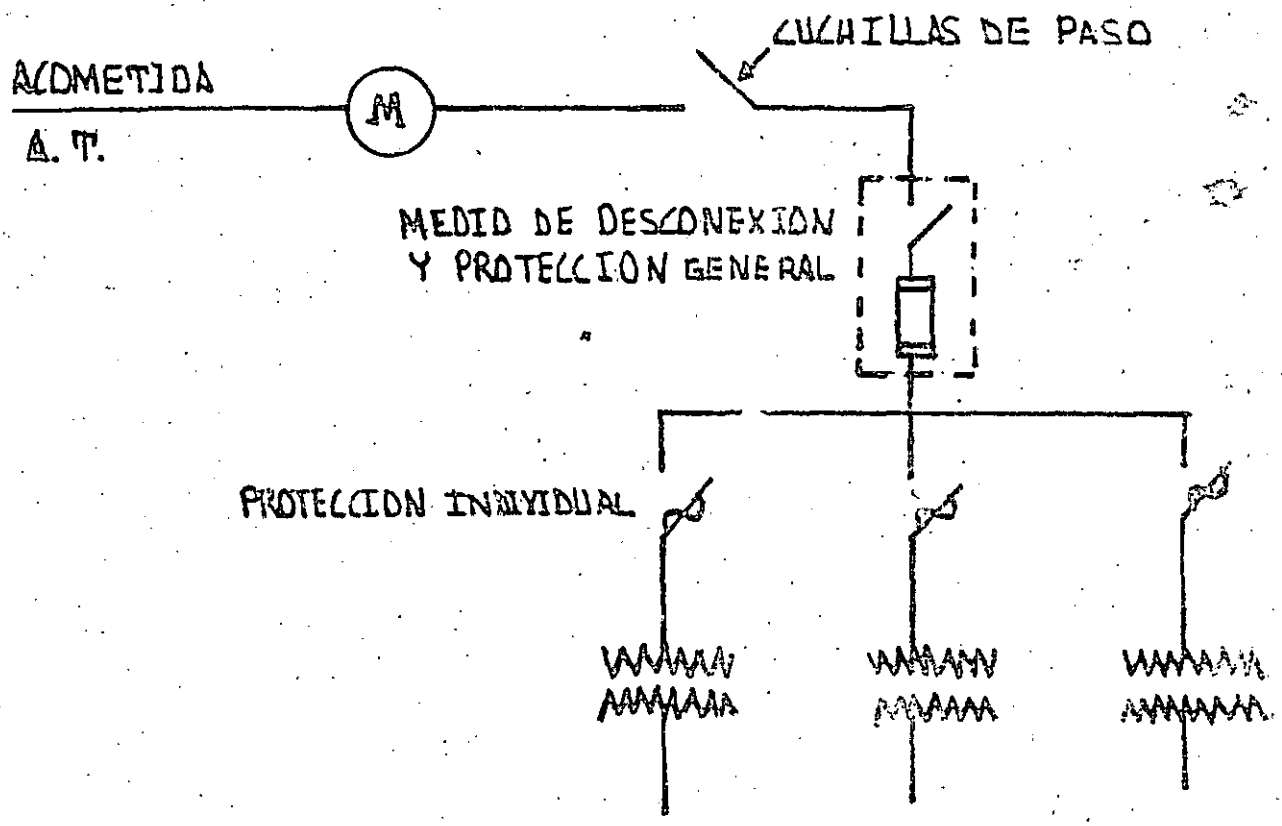
a).- La protección del equipo eléctrico instalado en la subestación del usuario debe ubicarse dentro de su predio.

3.- CUCHILLAS DE PRUEBA Y PASO. (ARTICULO 601.9 Y 605.14)

(Ver Figura 6.1.e y 6.1.f.)

ARREGLO ACEPTADO

FIGURA 6.1.a



ARREGLOS INCORRECTOS.

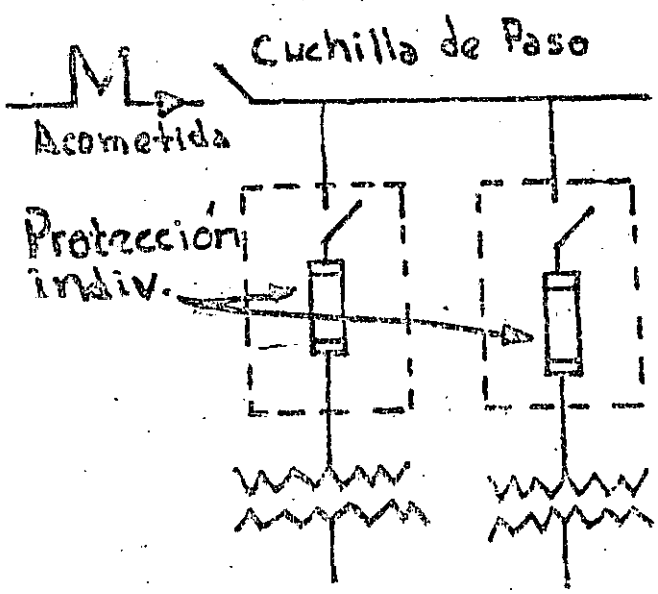


FIGURA 6.1.b

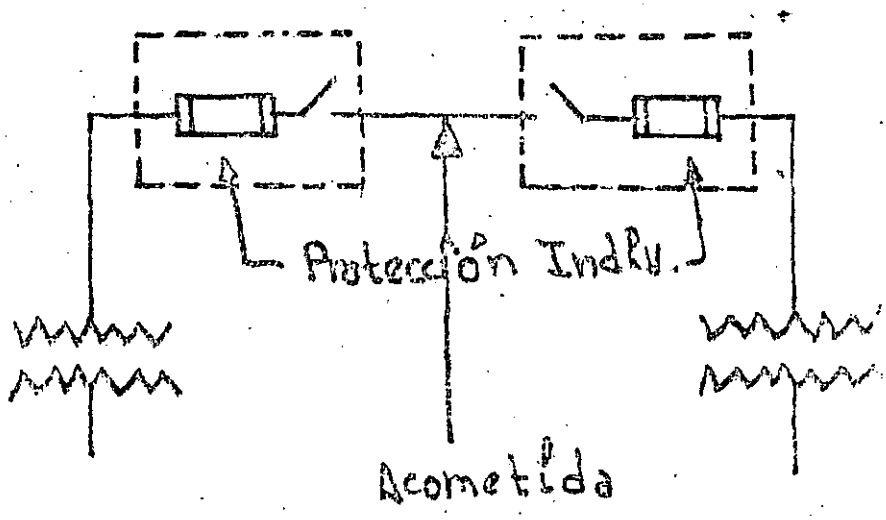


FIGURA 6.1.c

Falta lámina. 8

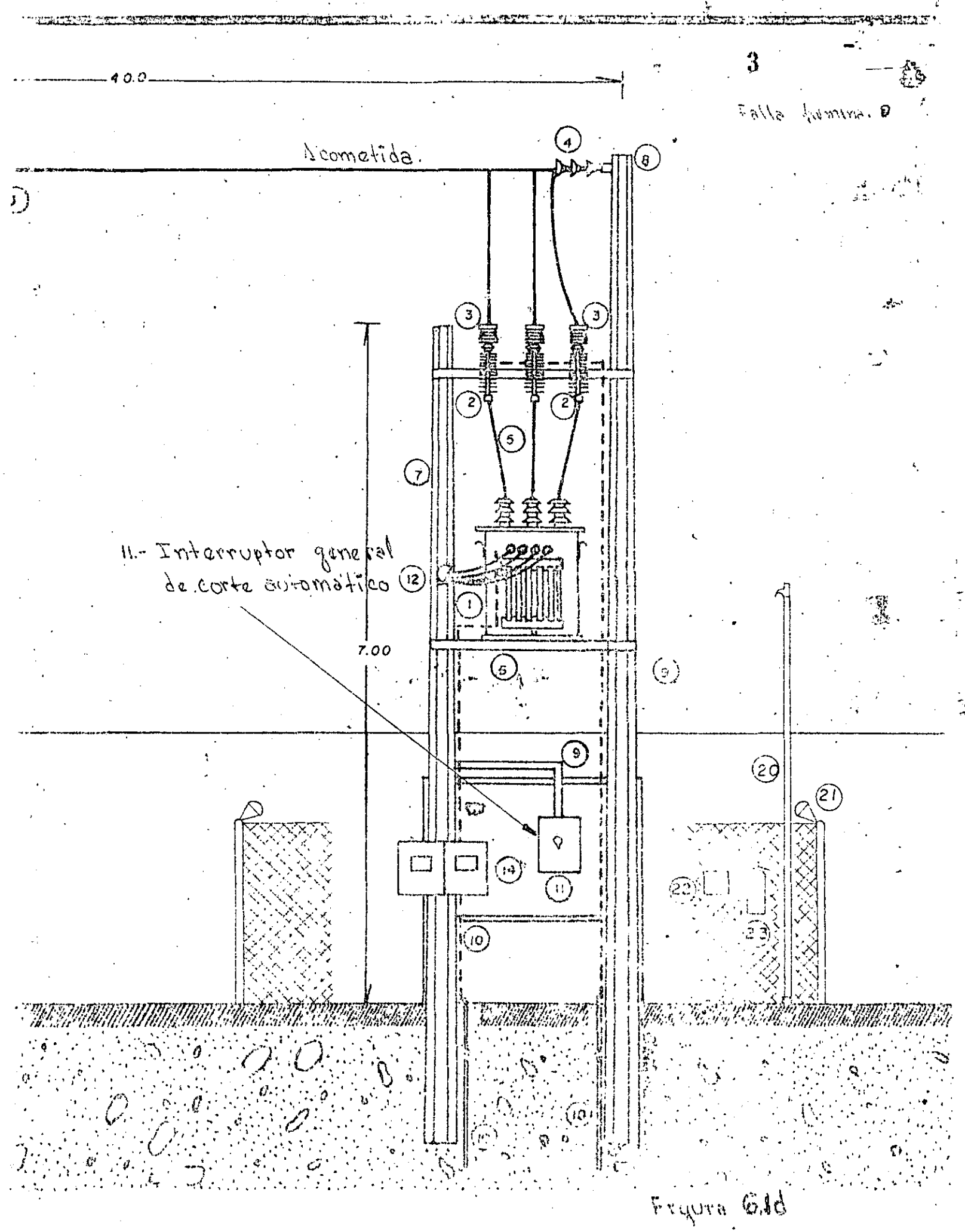
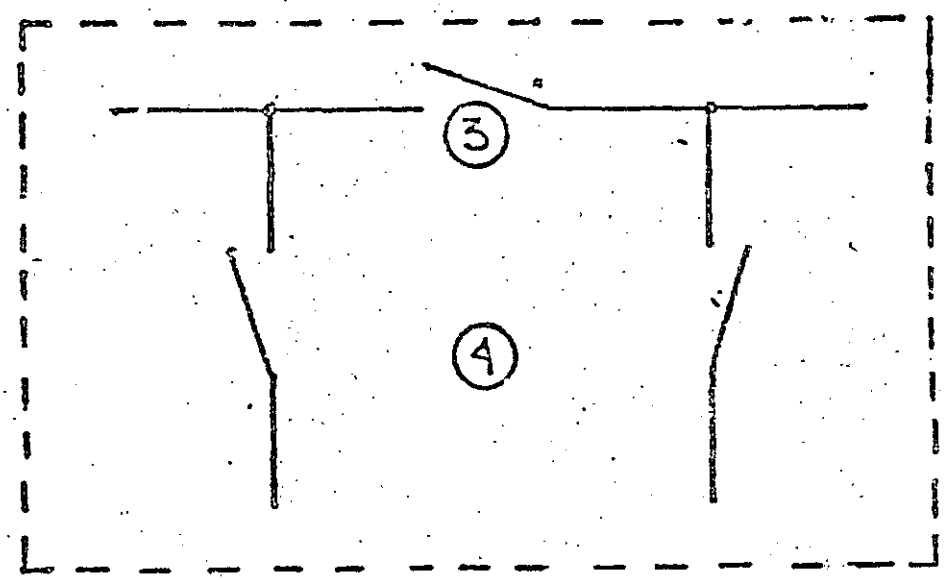


Figura 6.1d

④ CUCHILLAS DE PRUEBA

EN SUBESTACIONES GRANDES CONVIENE INSTALAR OTROS DOS JUEGOS DE CUCHILLAS DESCONECTADORAS, CON EL PROPÓSITO DE QUE PERMITAN INTERCALAR EL EQUIPO DE MEDICIÓN DE PRUEBA Y ASÍ NO SE INTERRUMPA EL SERVICIO.



③ CUCHILLAS DE PASO.

④ CUCHILLAS DE PRUEBA.

FIGURA 6.1.2

CUCHILLA DE PASO

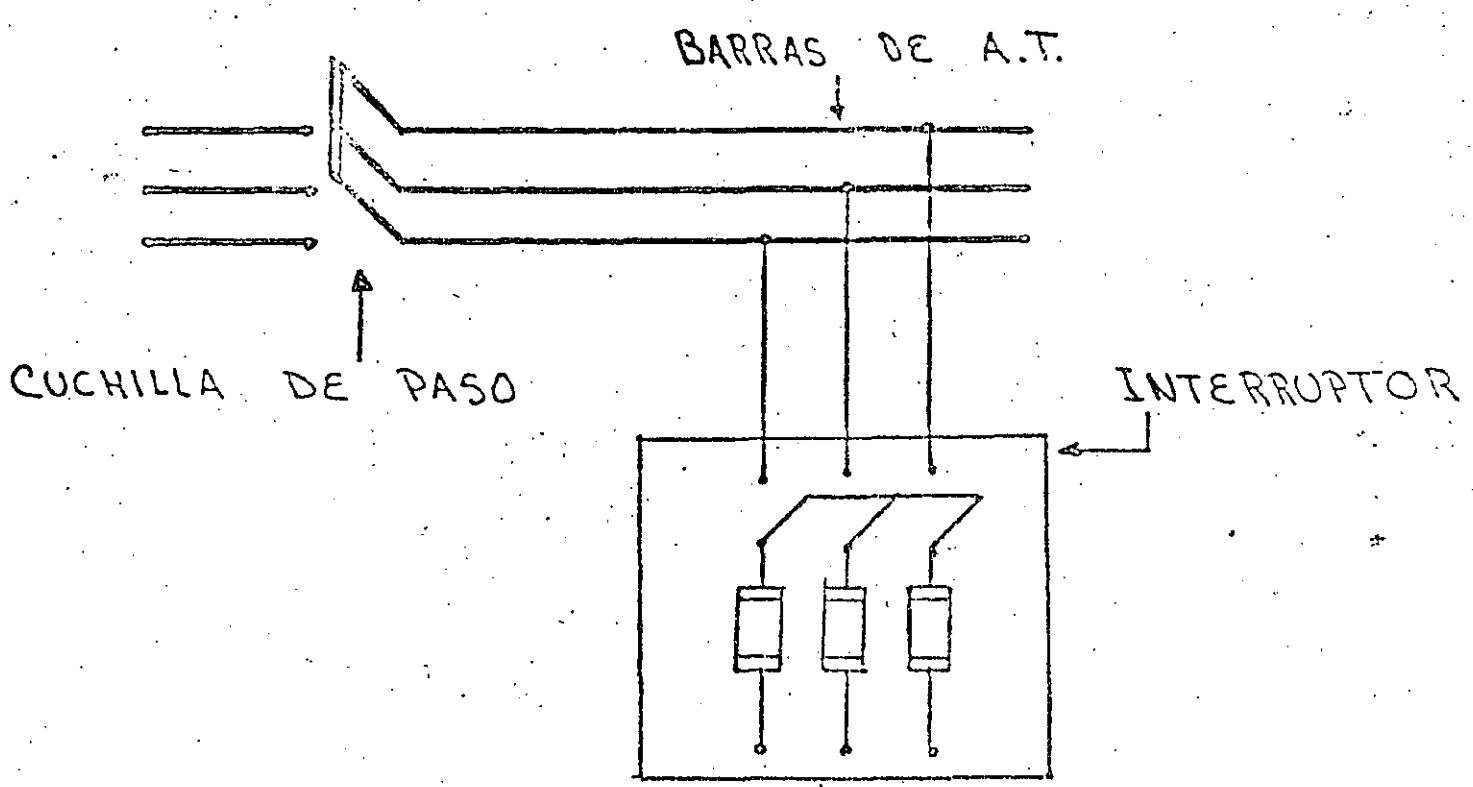
FIGURA 6.1.f.

Falta [illegible]

—EQUIPOS QUE TIENEN LA FUNCIÓN DE DESCONECTAR UN CIRCUITO y AISLAR LAS PARTES ENERGIZADAS

—NORMALMENTE SON DE OPERACIÓN SIN CARGA y ACCIÓN SIMULTANEA. (EN S.E. COMPACTAS

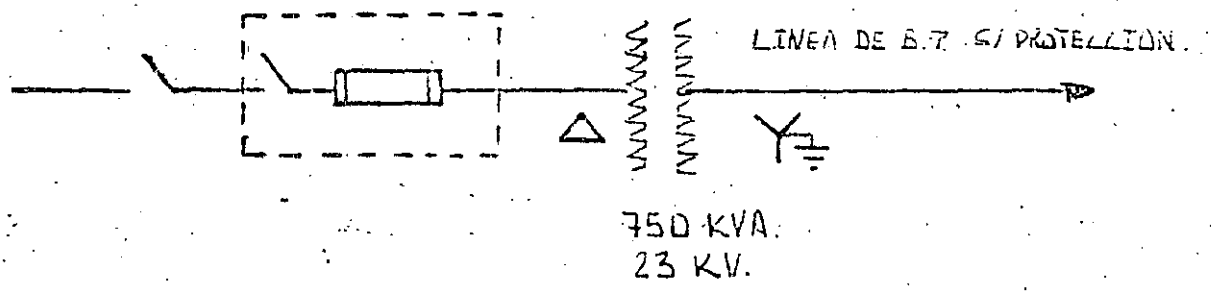
—SE INSTALA UN JUEGO ANTES DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL.



—PERMITEN CAMBIAR SIN PELIGRO LOS FUSIBLES y DAR MANTENIMIENTO AL INTERRUPTOR. ADEMAS POR REGLAMENTO DEBEN INSTALARSE ENTRE EL E.M. Y MEDIO DE PROTECCION Y DESCONEXION GRAL. ART. 6.5.14 (N.T.I.E.)

CONDICION	PORCENTAJE MAXIMO SOBRE I_n DE TRANSFORMADORES
Sin Protección Secundaria	
• Fusibles	250%
• Otros interruptores	300%
Con protección secundaria calibrada a no más del 250 % de la I_n secundaria	
• Fusibles	300%
• Otros interruptores	
$Z_T \leq 6\%$	600%
$Z_T > 6\%$	400%

Caso I.- Transformador sin protección secundaria.



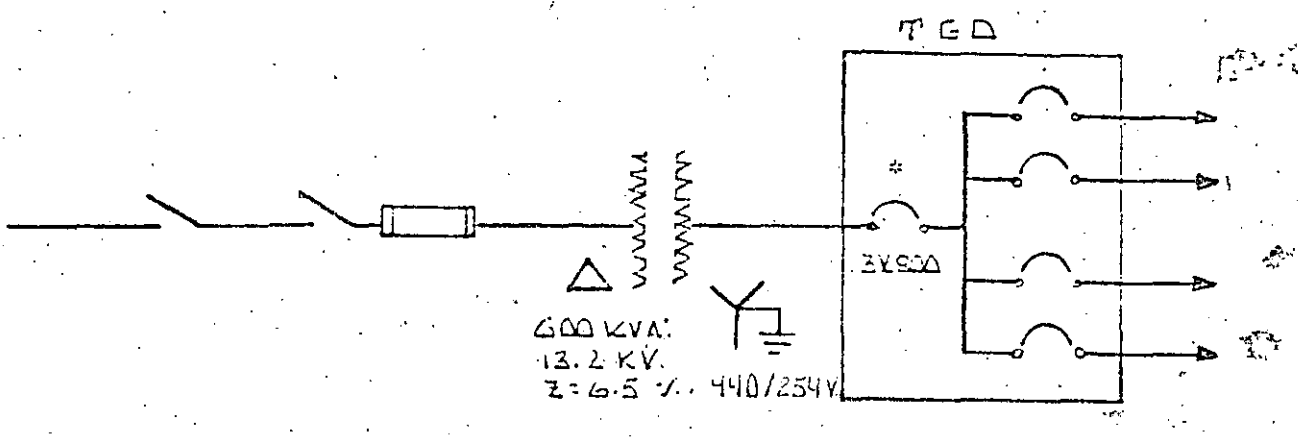
Corriente nominal primaria $= \frac{\text{KVA}}{\quad} = 18.83$ A.

- Fusibles = 2.5 x 18.83 = 47.07 Amps.

  Fusible comercial: 50 Amps.

- Interruptores = 3x18.83 = 56.48 Amps.

CASO 2.- Transformador con protección secundaria, calibrado a no más del 250% de la corriente nominal secundaria.



Corriente Primaria: $= \dfrac{600 \text{ KVA}}{3 \times 13.2 \text{ KV.}} = 26.24$ Amps.

Corriente Secundaria: $= \dfrac{600 \text{ KVA}}{3 \times 0.44 \text{ KV.}} = 787.3$ Amps. *

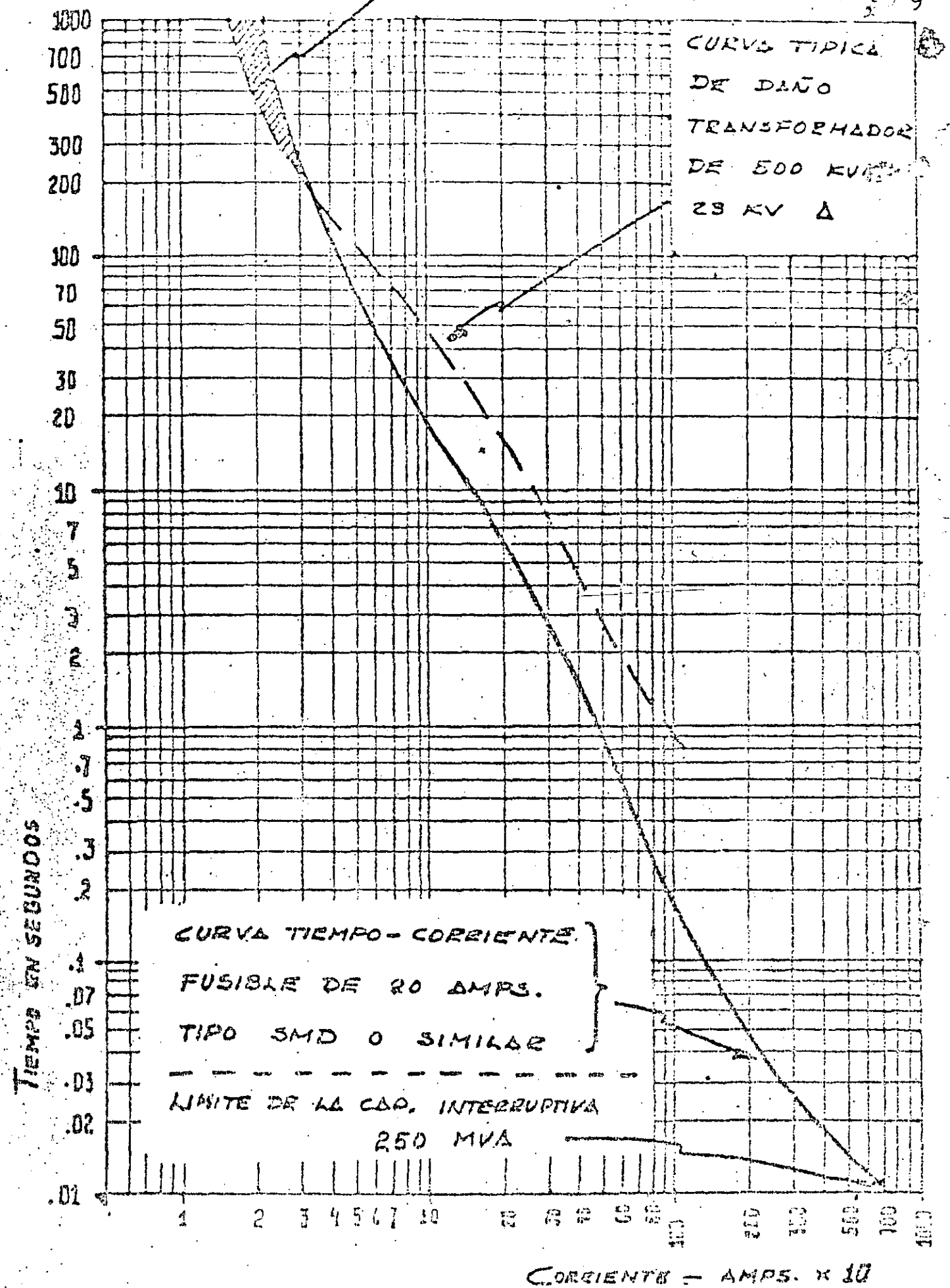
. Fusibles = 3x26.24 = 78.7 Amp.

Valor comercial del fusible: 70 Amps.

. Interruptores = 4x26.24 = 105 Amps.

Calibración: 100 Amps.

* Nótese que el valor de la protección no excede el 250% de la corriente secundaria.


REGION NO PROTEGIDA POR EL FUSIBLE
CURVA TIPICA DE DAÑO TRANSFORMADOR DE 500 KVA 23 KV Δ
CURVA TIEMPO-CORRIENTE FUSIBLE DE 20 AMPS. TIPO SMD O SIMILAR
LIMITE DE LA CAP. INTERRUPTIVA 250 MVA
TIEMPO EN SEGUNDOS
CORRIENTE — AMPS. x 10
1000
100
500
300
200
100
70
50
30
20
10
7
5
3
2
1
.7
.5
.3
.2
.1
.07
.05
.03
.02
.01
1
2
3
4
5
6
7
10
20
30
50
100

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 contáctos 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 cuendo menos dos, en puntos cercanos a la entrada.

7.- SISTEMA DE TIERRAS.- (Artículo 603.2)

a).- La resistencia total de la malla de tierras no debe ser mayor de 10 ohms.

b).- Recomendar que la malla encierre el área ocupada por la subestación y que el conductor de la malla sea de cobre, con un calibre mínimo de 4/0 y los conductores de la puesta a tierra del equipo no sean menores de un calibre No. 2.

c).- Comprobar este valor con los datos del proyecto, empleando la fórmula contenida en el inciso c) del Artículo 603.2. (Ver Ejemplo 6.II.)

d).- Todas las partes metálicas no conductoras de corriente del equipo instalado en las subestaciones deben conectarse a tierra. Verificar esto en el proyecto (Artículo 605.6, 605.24)

8.- TARIMAS Y TAPETES AISLANTES.- (Artículo 604.3)

Verificar la existencia y características de estos elementos en el proyecto.

9.- ESPACIOS PARA TRABAJAR.- (Artículo 604.15)

Verificar que alrrededor del equipo exista el espacio necesario para realizar maniobras de revisión y mantenimiento.

RECOMENDACION: Ancho mínimo frente al equipo principal: 1.50 m.

EJEMPLO 6.II

1) RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.

LA RESISTENCIA TOTAL DE LA MALLA 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.)

ρ: Es la resistividad eléctrica del terreno (Ω-m)

Parte posterior del mismo: 1.30 m.

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 desconectadores.

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 desconectador. No de mordaza.

- Los fusibles No deben ser del tipo de expulsión. Ver figuras 6.2.1 y 6.2.2.

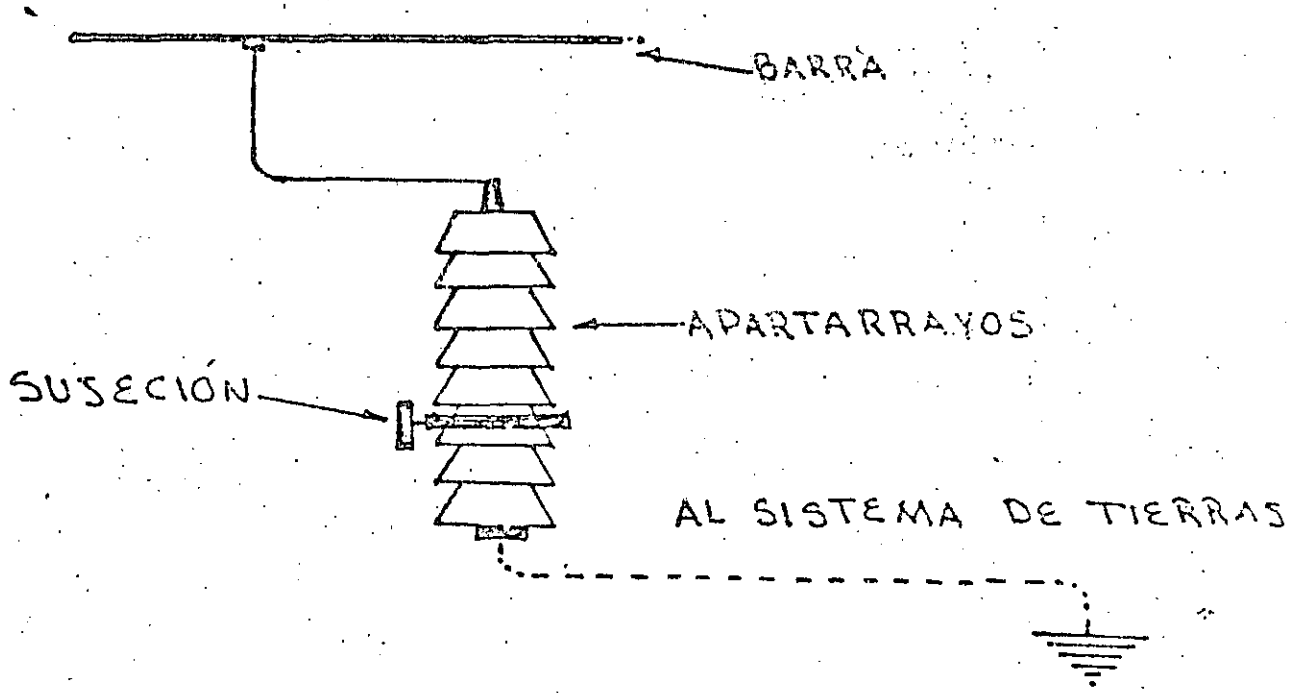
APARTARRAYOS.

FIGURA 6.1.8

—SU FUNCIÓN ES CORTAR LAS SOBRETESIONES OCASIONADAS POR:

- SWITCHEO.
- DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.
- CONTACTO CON LÍNEAS DE MAYOR TENSIÓN

—SE CONECTAN ENTRE FASE Y TIERRA.

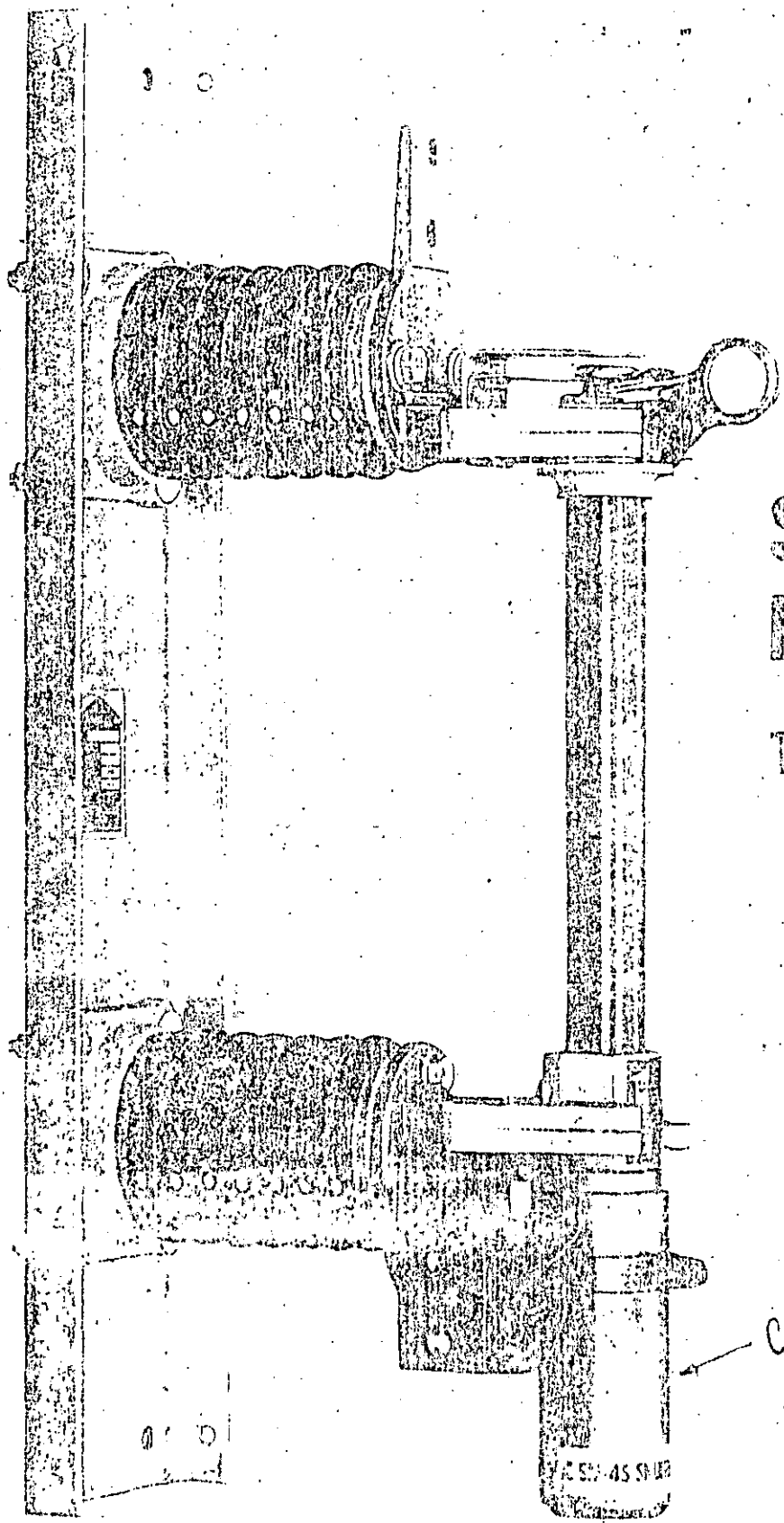


—SE INSTALAN ANTES DE EQUIPO IMPORTANTE

- INTERRUPTORES.
- BANCOS DE CAPACITORES.
- TRANSFORMADORES.

—SU TENSIÓN DE OPERACIÓN DEBE SER SIMILAR A LA DEL EQUIPO E INSTALACIONES QUE PROTEGE.

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.

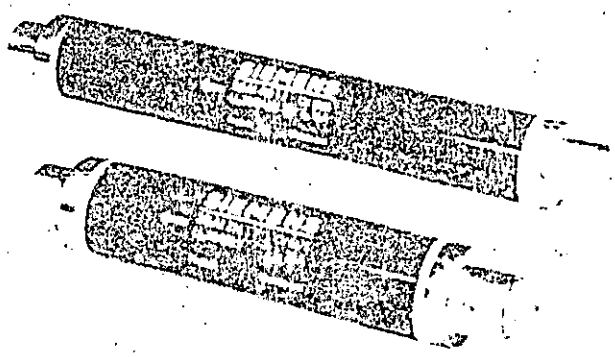
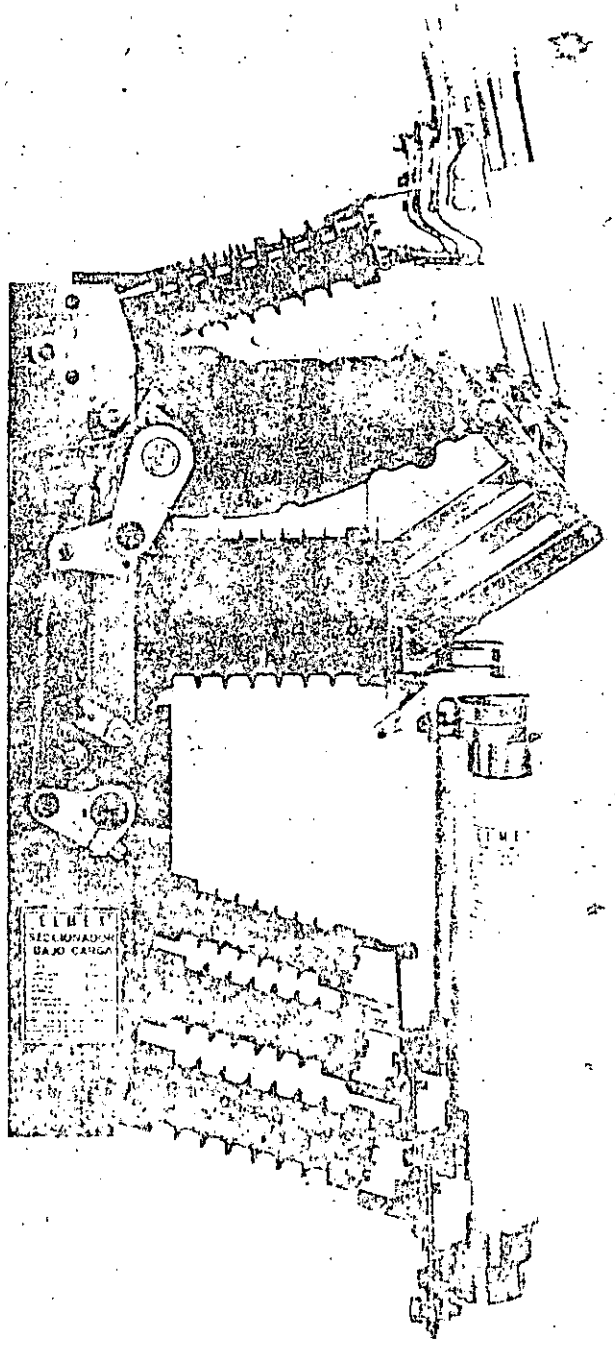


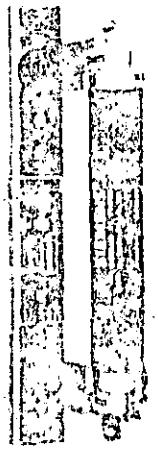
FIGURA 6.2.2.

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 desconectadoras, 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 Tensión nominal entre fases, Volts	2 Altura mínima metros	3 Distancia horizontal mínima, metros	4 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.

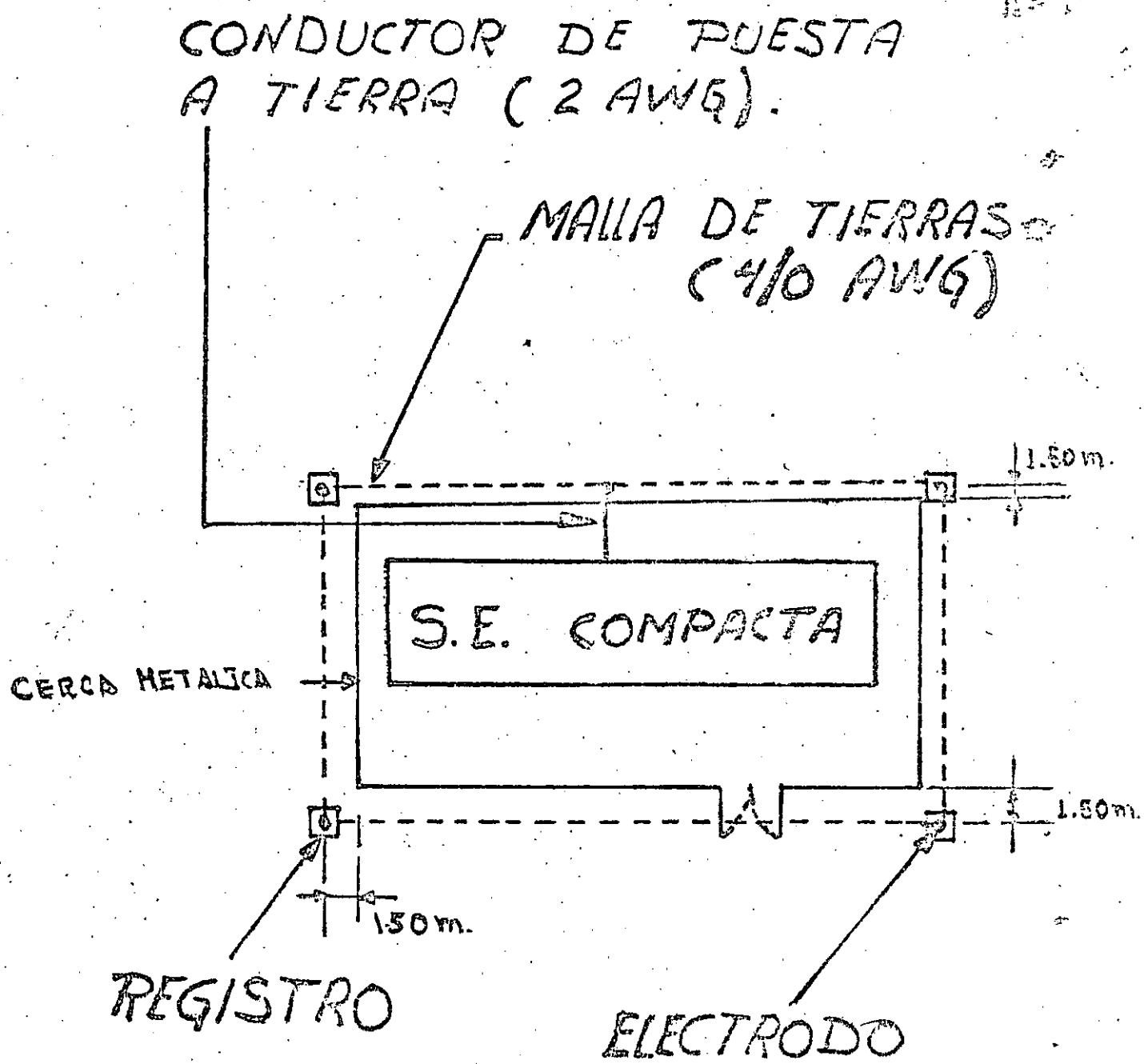

CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA (2 AWG).
MALLA DE TIERRAS (4/0 AWG)
1.50m.
S.E. COMPACTA
CERCA METALICA
1.50m.
1.50m.
REGISTRO
ELECTRODO

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 simultaneamente a la cerca y al equipo. Ver figura 6.2.5

- En las subestaciones de este tipo, de hasta 500 KVA, el medio principal de des-conexión, puede ser de operación sin carga. Pero debe instalarse en el lado secundario del transformador, un interruptor automático. Artículo 601.5. Ver Figura 6.d.

- Todos los fusibles deben ser del tipo desconectador. No de mordaza. Ver Figura 6.2.6.

- Todas las partes vivas descubiertas deben respetar las mismas distancias que se indican en la Tabla 1.

6.3 SUBESTACIONES COMPACTAS.

a). - Interiores

b). - Intemperie.

- Deben estar autorizadas por la Secretaría para su venta y uso. De acuerdo a lo previsto en el Artículo 29 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

- Se fabrican para 6 KV; 13.8 KV y 34.5 KV

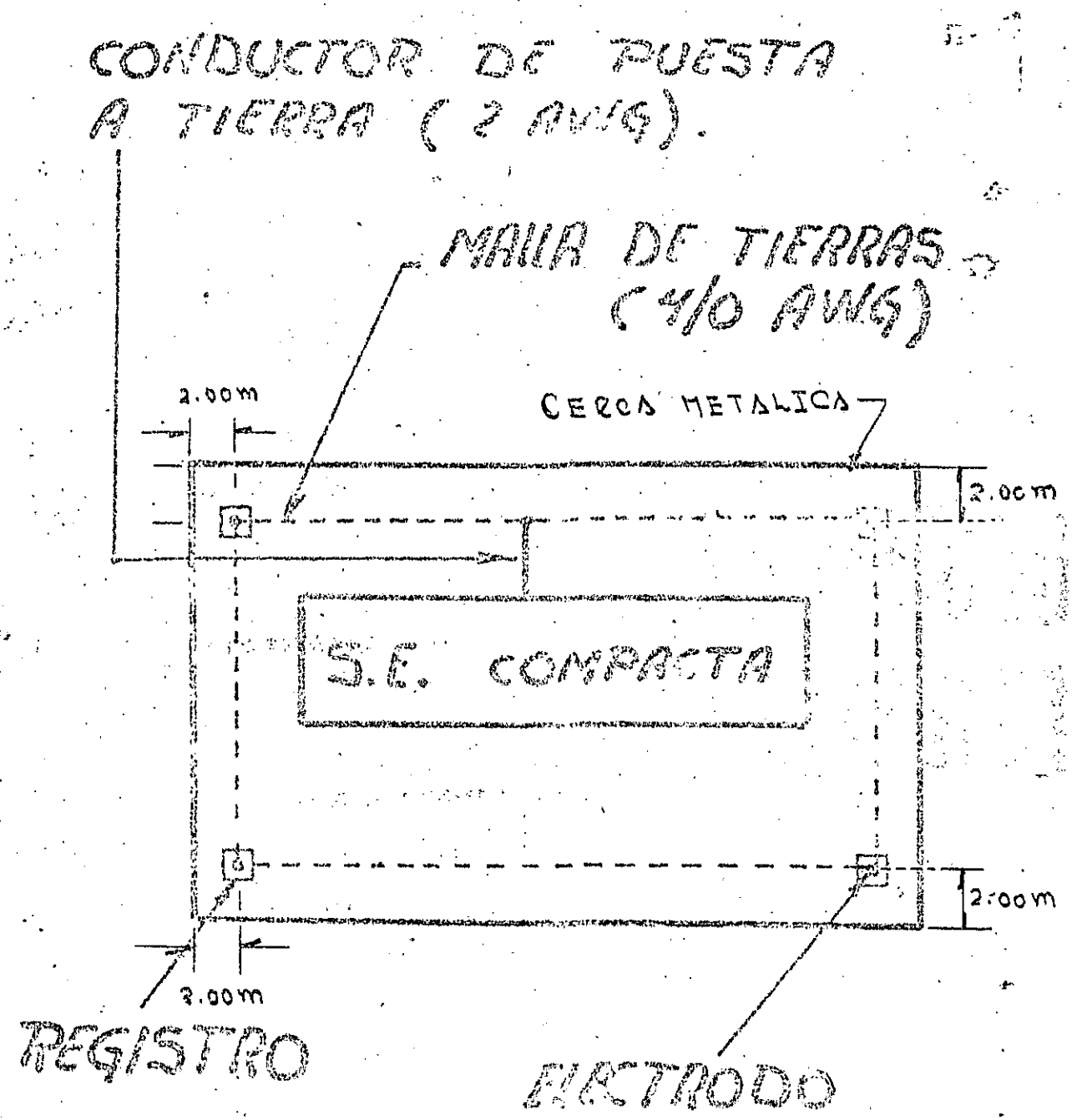

CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA (2 AWG).
MALLA DE TIERRAS (4/0 AWG)
2.00m
CERCA METALICA
2.00m
S.E. COMPACTA
2.00m
3.00m
REGISTRO
ELECTRODO

Figura 6.2.4

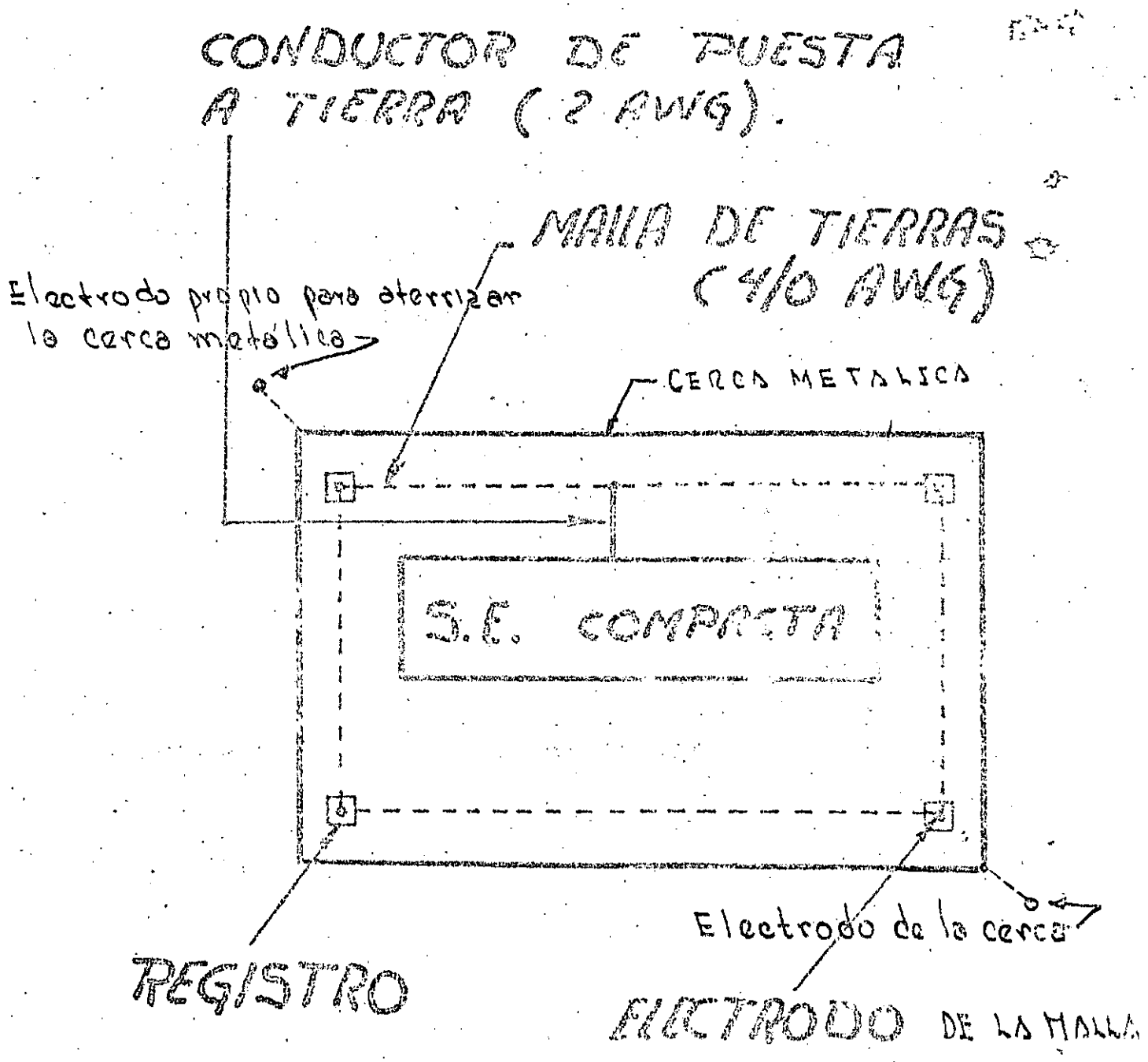
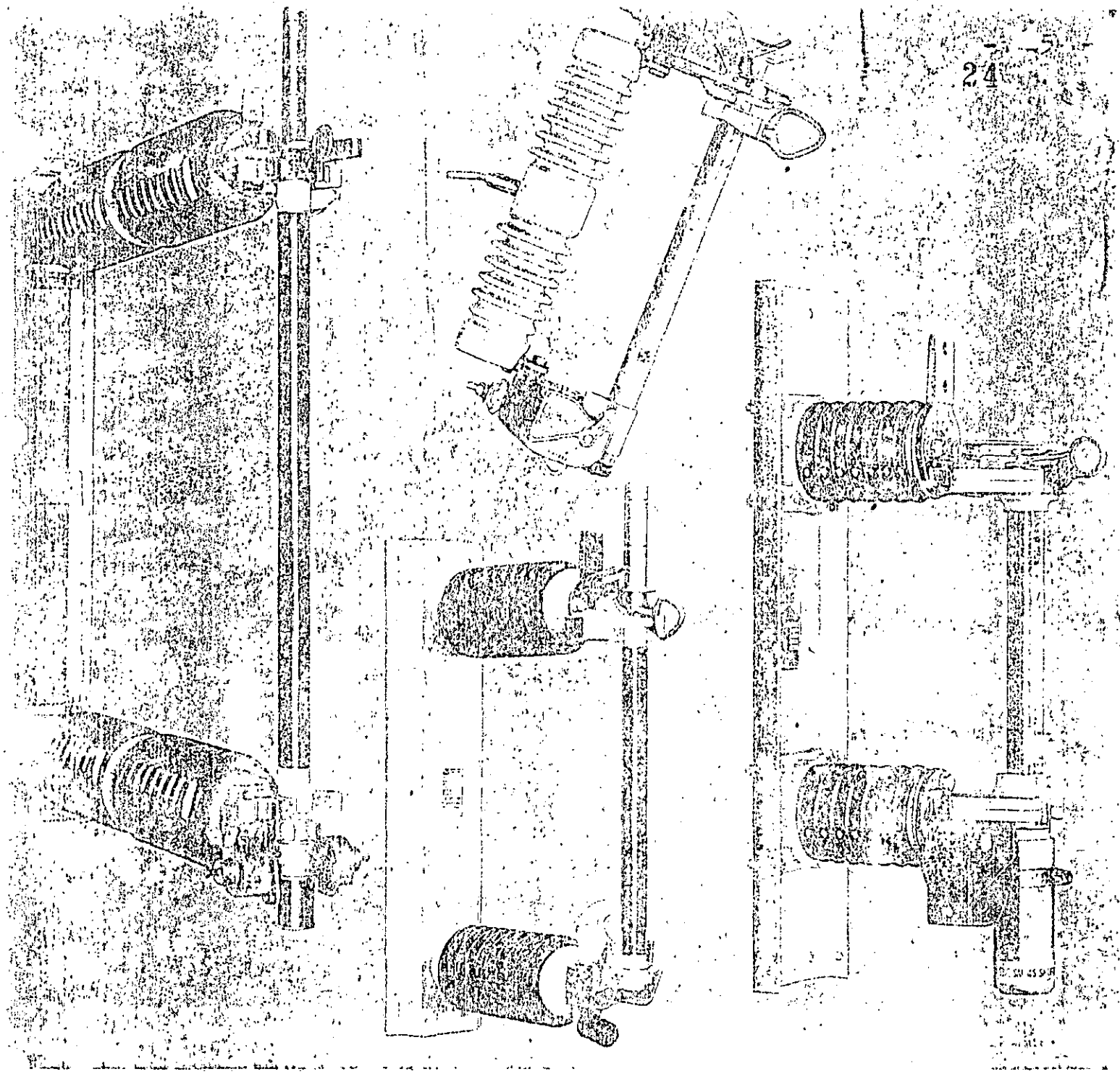

CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA (2 AWG).
MALLA DE TIERRAS (4/0 AWG)
Electrodo propio para aterrizar la cerca metálica
CERCA METALICA
S.E. COMPACTA
Electrodo de la cerca
REGISTRO
ELECTRODO DE LA MALLA

Figura 6.2.5



S&C POWER FUSES
Type SM — Type SMD
50/60-Cycle
Short-Circuit Interrupting Ratings

FIG. 6.2.6

Supersedes Data Bulletin 205-1 dated 3-24-69

S&C ELECTRIC COMPANY · Chicago
S&C ELECTRIC CANADA LTD. · Toronto

- 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 calbes se les retira la pantalla, no deben tocar partes metalicas. 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 auto-- mática el circuito, debe instalarse un interruptor de corte automático, trifásico simultaneo 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.

Publicación
3102
Marzo 1981

CONDUMEX

CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP TIPO DS, PARA 15 Y 25 KV.

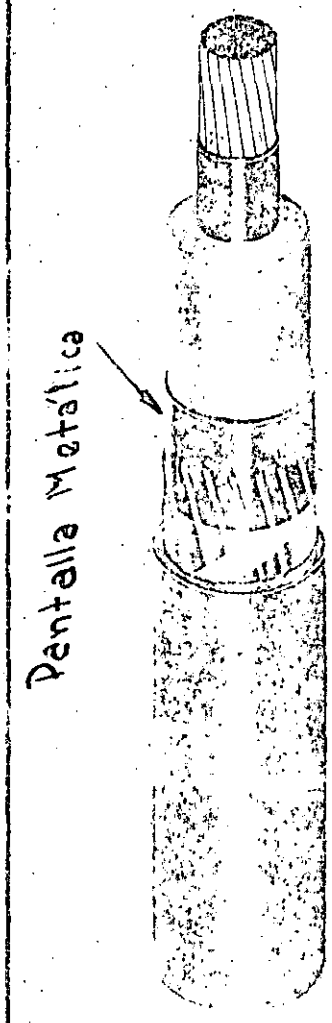


Fig. 6.3.1.

DESCRIPCION:

Conductor compacto de aluminio. Pantalla semiconductora extruida sobre el conductor. Aislamiento de Etileno-Propileno (EP). Pantalla semiconductora extruida sobre el aislamiento. Pantalla electrostática a base alambres de cobre suave dispuestos helicoidalmente y cubierta de PVC 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 SePaNal 21127.

CABLE VULCANEL EP TIPO DS CONDUCTOR DE ALUMINIO

Conductor de aluminio			Diámetro mm*					Peso* kg/km		Rca 90°C y 60 Hz Ohms/km
Calibre	Area	Número	Conductor	Aislamiento*		Total				
AWG-MCM	mm²	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	0.122
750	380.0	61	23.1	33.9	38.5	39.3	43.9	2165	2715	0.098
900	456.0	61	25.4	36.2	40.9	41.6	46.3	2595	2980	0.083
1000	507.0	61	26.9	37.8	41.8	43.2	47.2	2817	3258	0.075

Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias normales de manufactura.
*Nivel de aislamiento 100%.

Calibre	CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE (1)		
	En aire	En ductos subterráneos	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 espaciamiento de 20 cm.

*NIVEL 100% (CLASE 1): Quedan incluidos en esta clasificación los cables utilizados en sistemas cuyas protecciones liberan 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 TIPO AZOTEA

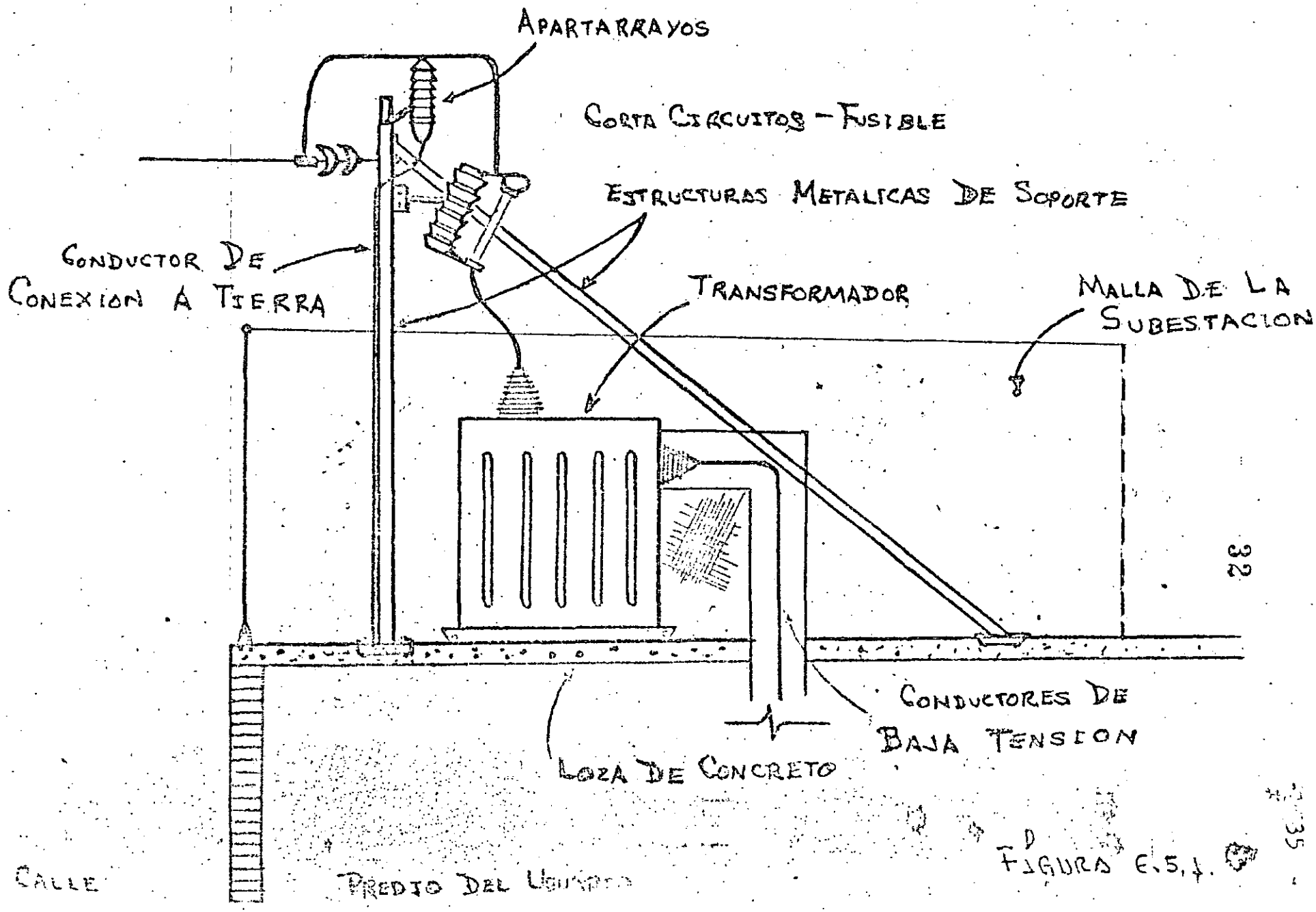


FIGURA E.5.1.

- 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.

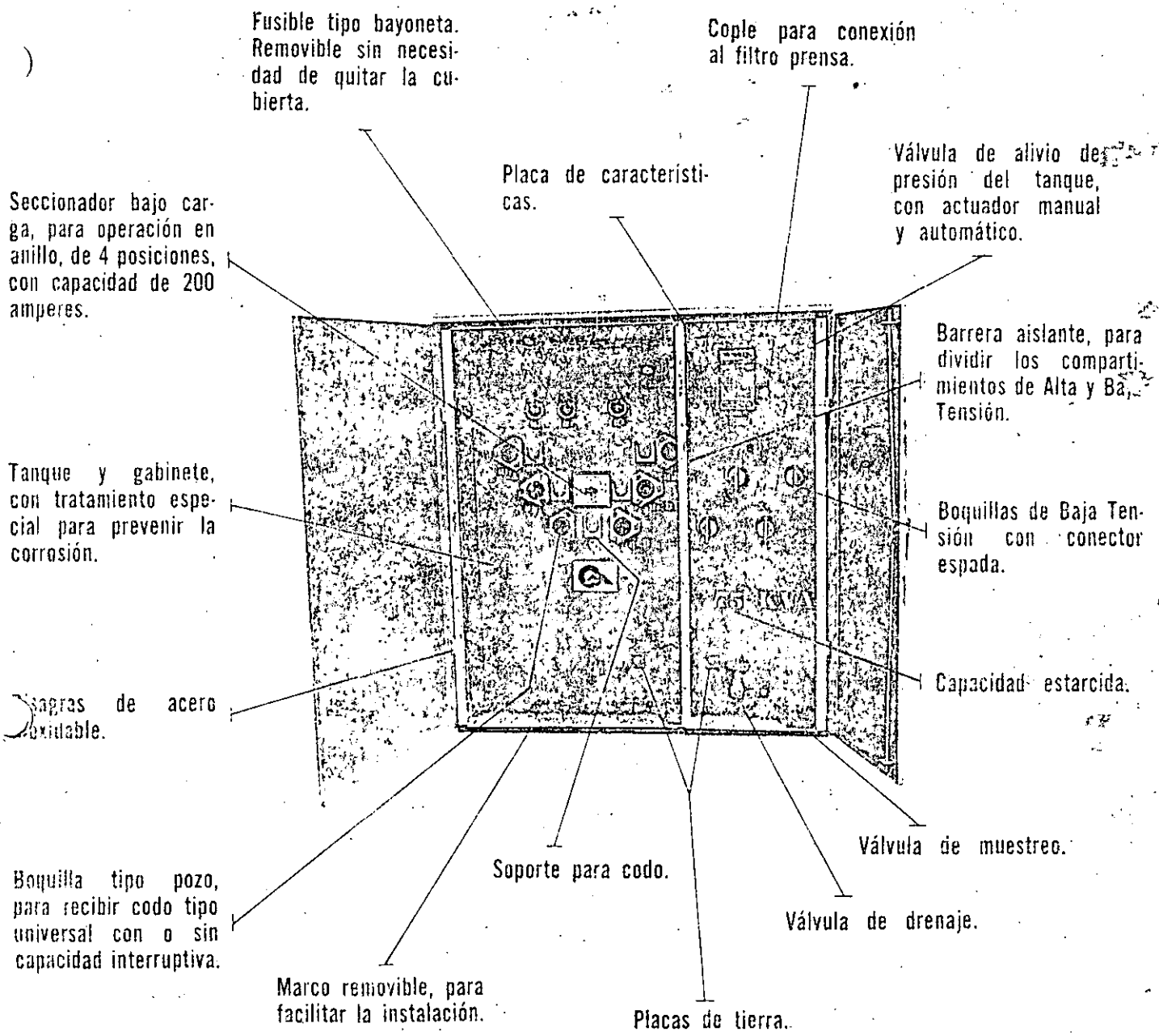


FIG. 6.6.1.

OTRAS CARACTERISTICAS DE CONSTRUCCION

- Gabinete construído con lámina de acero calibre No. 10.
- Tanque construído 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.

CAPITULO 5

INSTALACIONES ESPECIALES

SECCION 501. LUGARES PELIGROSOS

501.6 CLASIFICACION
(DE ACUERDO DE LA NATURALEZA, DE SU PELIGROSIDAD)

CLASE I .- GASES O VAPORES INFLAMABLES O EXPLOSIVOS.

CLASE II .- POLVOS COMBUSTIBLES O ELECTRICAMENTE CONDUCTORES

CLASE III .- FIBRAS O PELUSAS INFLAMABLES (EN POCA CANTIDAD)

501.7, 501.8 y 501.9
DIVISION DE LAS DIFERENTES CLASES

DIVISION 1 - LUGARES CON CONDICIONES MUY CRITICAS.

DIVISION 2 - LUGARES CON CONDICIONES POCO PELIGROSAS O CRITICAS ESPORADICAMENTE.

501.11 LAS AREAS PELIGROSAS DEPENDEN DE:

- TIPO DE FUENTE DE PELIGRO
- CANTIDAD Y DENSIDAD DE AGENTE
- TIPO DE VENTILACION

501.15 EL EQUIPO ELECTRICO A UTILIZAR DEPENDERA DE:

- LA CLASE DE LUGAR DE QUE SE TRATA
- TIPO ESPECIFICO DE AGENTE CONTAMINANTE EN LA ATMOSFERA.

501.16 AGRUPACION DE LAS DIFERENTES ATMOSFERAS PELIGROSAS

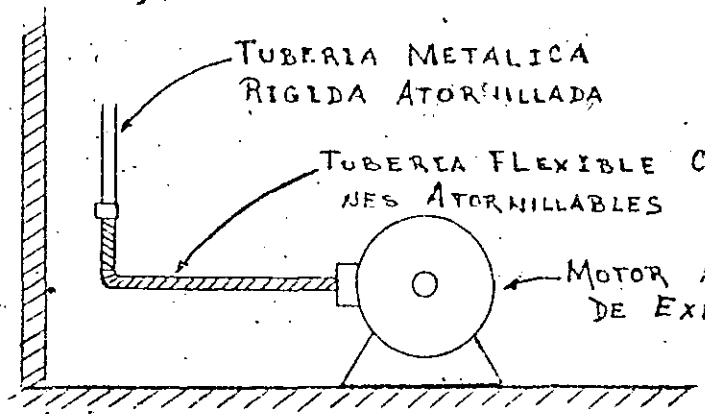
GRUPOS "A" A LA "G"

SECCIONES 502, 503 y 504

CONTIENEN LAS CARACTERISTICAS Y REQUISITOS DEL EQUIPO INSTALADO EN CADA AREA.

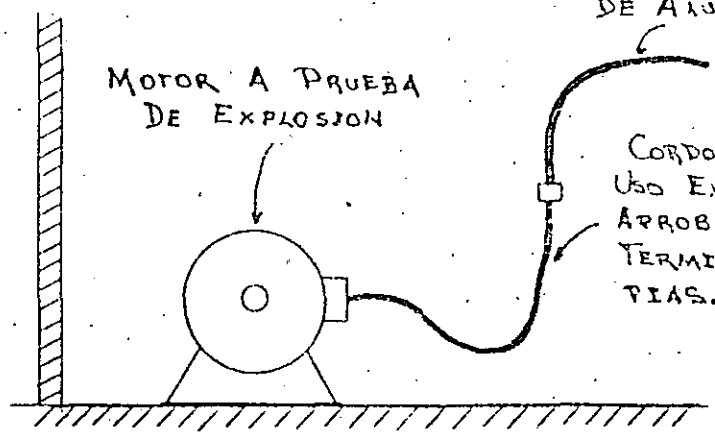
EJEMPLO

CLASE I, DIV. 1



VIOLACION!

CLASE I, DIV. 2



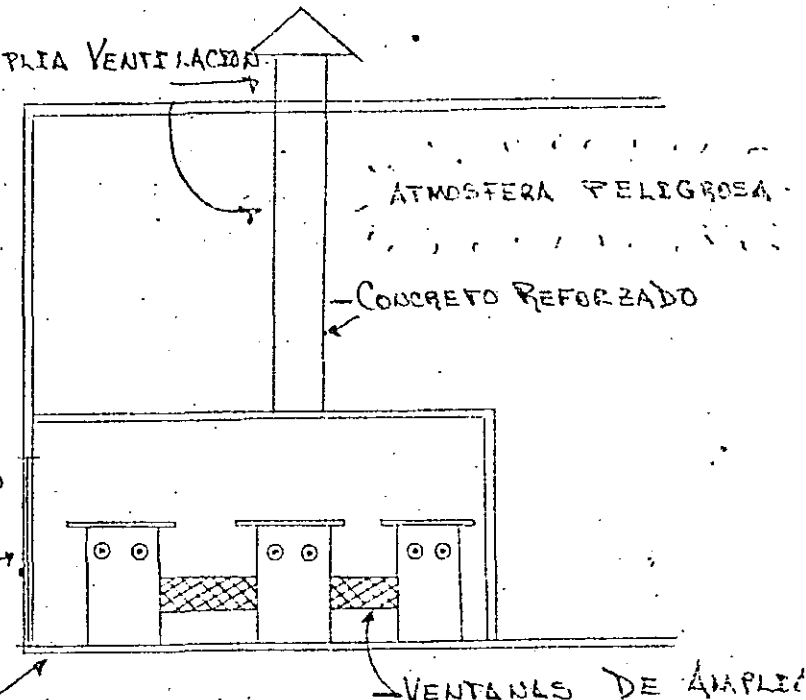
CORRECTO

83

② INSTALACION DE TRANSFORMADORES Y CAPACITORES

SI CONTIENEN LIQUIDOS INFLAMABLES:

- DEBEN INSTALARSE FUERA DEL AREA PELIGROSA
- AMPLIA VENTILACION
- SIN COMUNICACION AL AREA.



• BOVEDA DE TRANSFORMADORES Ó CAPACITORES

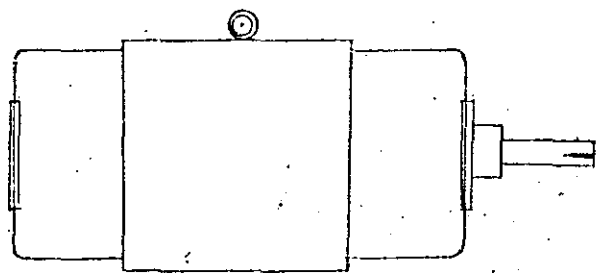
* ESTAS DISPOSICIONES VARIAN CON RESPECTO AL TIPO DE AREA.

84

INSTALACION DE MOTORES Y GENERADORES

EN GENERAL :

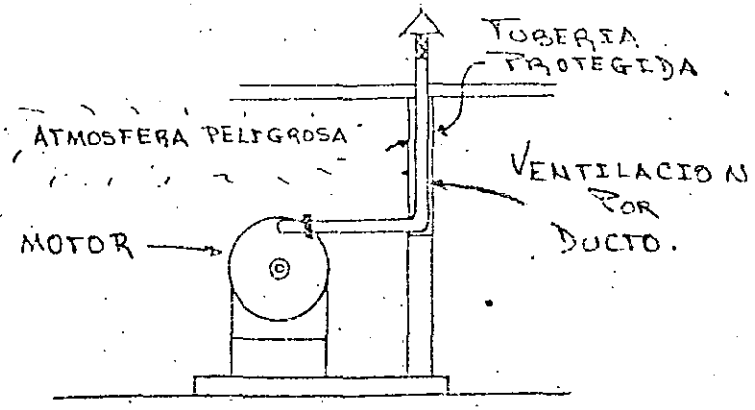
- DEBEN SER DEL TIPO APROBADO PARA EL LUGAR A UTILIZARSE.



CLASE I : - A PRUEBA DE EXPLOSION Ó
- TOTALMENTE CERRADO (VENTILACION POR DUCTOS)

CLASE II : - A PRUEBA DE IGNICION POR POLVO
- TOTALMENTE CERRADO (VENTILACION POR DUCTOS)

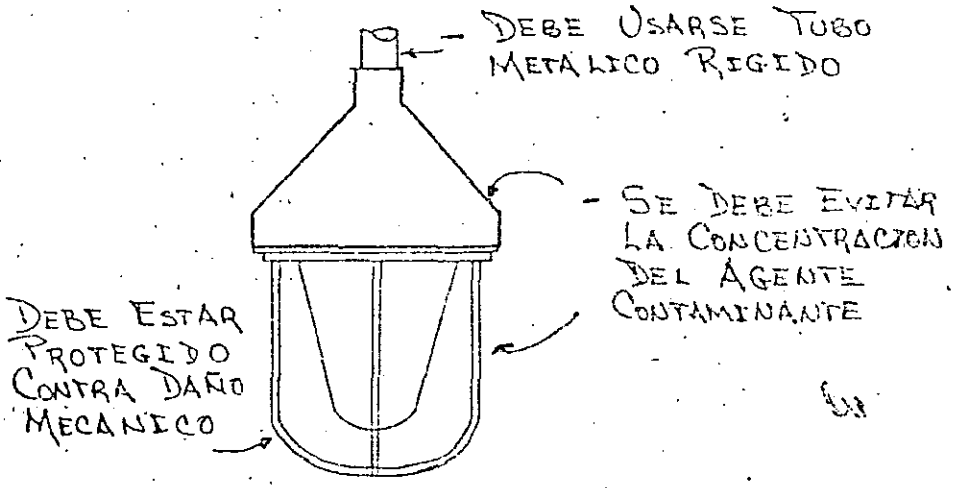
CLASE III : - TOTALMENTE CERRADOS NO VENTILADOS
- TOTALMENTE CERRADOS
  - CON VENTILACION POR DUCTOS
  - Ó CON VENTILACION FORZADA.



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.

ORGANO RECTOR DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE UTILIZACION.Y

SECRETARIA DE COMERCIO Y FOMENTO INDUSTRIAL

SUBSECRETARIA DE COMERCIO INTERIOR

DIRECCION GENERAL DE NORMAS

DIRECCION DE ELECTRICIDAD Y GAS

SUBDIRECCION DE ELECTRICIDAD.

- DEPTO. DE AUTORIZACIONES ELECTRICAS.
- DEPTO. DE AUTORIZACION DE PROYECTOS ELECTRICOS.
- DEPTO. DE RESPONSABLES EN INSTALACIONES ELECTRICAS.

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.

EN LOS QUE CONSTEN MATERIAS RELACIONADAS CON LOS TEMAS:

- SISTEMAS DE UTILIZACION (FUERZA Y ALUMBADO)
- 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 PRESENCIA DE UN REPRESENTANTE DE LA SECOFI, OTRO DE C.F.E. Y OTRO, SI LO DESEA EL SOLICITANTE, 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, EXISTIENDO 6 MESES CUANDO MENOS ENTRE UN EXAMEN Y EL SIGUIENTE.

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.

- 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 RECABAR LA AUTORIZACION PARA EL SUMINISTRO.

- SOLICITUD DE AUTORIZACION QUE CONTENGA LOS DATOS DEL USUARIO INCLUYENDO LISTA DE CARGAS.

- MENCION DEL Nº 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 APEGA AL PROYECTO APROBADO.

QUE SE UTILIZARON EQUIPOS Y COMPONENTES ELECTRICOS AUTORIZADOS POR LA SECRETARIA

QUE LA INSTALACION ELECTRICA CUMPLE CON LAS NORMAS TECNICAS DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS.

QUE SE EFECTUARON LAS PRUEBAS ELECTRICAS.- (Anexar una copia del resultado de ~ pruebas).

— LA SECRETARIA EJERCERA INSPECCION EN LAS INSTALACIONES ELECTRICAS SI ASI LO ~ JUZGA CONVENIENTE.

— LA SECRETARIA EJERCERA CONTROL SOBRE LAS ACTIVIDADES DE LOS RESPONSABLES.

- INCIDIRA SOBRE EL REGISTRO O REFRENDO.

- SE APLICARAN SANCIONES ADMINISTRATIVAS

SI EXISTE DOLO O MALAFE

SI EXISTE INDOLENCIA O IGNORANCIA DE LAS DISPOSICIONES REGLAMENTARIAS DE SEGURIDAD ELECTRICA. (NORMAS TECNICAS).

SI EXISTE DESACATO A CUALQUIER ORDENAMIENTO DE LA SECOFI RELACIONADO CON SU ACTIVIDAD.

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA No. 12 - SELECCION Y ESPECIFICACION DE EQUIPOS

ING. JESUS AVILA ESPINOSA

SEPTIEMBRE, 1980.

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

TABLA 14.0.1 2

CARACTERISTICAS DE UNA INSTALACION

Economía	Costo inicial Costo de operación	Mano de obra Equipo
Vida útil	Deterioro Obsolescencia	
Eficiencia		
Respaldo	Servicio Refacciones	
Mantenimiento	Inspección Servicio Reparación Reemplazo Modificación	
Flexibilidad		
Simplicidad		
Confiabilidad	Continuidad en el servicio	
Seguridad		
Adaptabilidad	Compatibilidad Apariencia	

SECUENCIA PARA ADQUISICION O REEMPLAZO DE UN EQUIPO

1. Recopilación de información

   Planeación del sistema (2)

   Tensión (3)

   Conductores (4)

   Instalación en áreas riesgosas (12)

   Plantas de emergencia (13)

   Suministro (17)

   Diagrama unifilar (16)

2. Planteamiento y análisis del problema

   Fallas (5)

   Protección (6, 8, 9)

3. Identificación de alternativas

4. Arreglo de equipo

5. Selección de equipo

   Normas (11)

6. Elaboración de especificaciones

7. Evaluación de propuestas

8. Instalación

   Pruebas (15)

9. Operación

10. Mantenimiento

Los números entre paréntesis representan el número de capítulo a que se hace referencia en este curso.

7

ESPECIFICACIONES DE CONCURSOS

1. GENERALIDADES DEL CONCURSO

1.1 ANTECEDENTES
- . Registro
- . Precalificación

1.2 OBJETO

1.3 CARACTERISTICAS DEL CONCURSO
- . Nombre del concurso
- . Tipo de fondos
- . Lugar, fecha y hora de recepción de propuestas
- . Lugar, fecha y hora de apertura de propuestas
- . Garantía de seriedad de licitación
- . Oficinas relacionadas con la convocatoria

1.4 DEFINICION DE TERMINOS Y SU INTERPRETACION

1.5 NORMAS DEL LICITADOR

1.6 DERECHOS DEL LICITADOR

1.7 IDIOMA Y SISTEMA DE MEDIDAS

1.8 ASOCIACION DE EMPRESAS

1.9 CAMBIOS A LAS ESPECIFICACIONES

1.10 ACLARACIONES

2. INFORMACION GENERAL DE LA OBRA

2.1 DESCRIPCION GENERAL DE LA OBRA

2.2 CARACTERISTICAS DEL EQUIPAMIENTO

2.3 PROGRAMA DE OBRA

2.4 INFORMACION AL LICITANTE
- . Planos
- . Visita al sitio de la obra

6. ESPECIFICACIONES TECNICAS GENERALES

6.1 NORMAS DE FABRICACION
6.2 PLANOS E INSTRUCTIVOS
6.3 PINTURA Y RECUBRIMIENTO
6.4 INSPECCION Y ACEPTACION DEL EQUIPO EN LA FABRICA
6.5 TIPO E IMPORTE DE LAS PRUEBAS
6.6 EMBARQUE Y LIMITACIONES
6.7 MONTAJE
6.8 INSPECCION Y PRUEBA EN SITIO
6.9 ACEPTACION FINAL
6.10 NORMALIZACION

7. ESPECIFICACIONES TECNICAS PARTICULARES DEL EQUIPO

7.1 OBJETIVO
7.2 DATOS GENERALES
7.3 CONDICIONES DE OPERACION
7.4 NORMAS
7.5 CARACTERISTICAS GENERALES DE CONSTRUCCION
7.6 MATERIALES
7.7 PINTURA
7.8 SISTEMAS AUXILIARES
7.9 INSTRUMENTACION
7.10 PARTES COMPLEMENTARIAS
7.11 PLACA DE CARACTERISTICAS
7.12 MONTAJE
7.13 EFICIENCIA
7.14 INFORMACION QUE PROPORCIONARA EL FABRICANTE
7.15 CUESTIONARIO

ESPECIFICACIONES TECNICAS GENERALES DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

1. Normas
2. Corriente secundaria y aislamiento
3. Clase y carga nominal de precisión
4. Frecuencia
5. Esfuerzos por corto circuito
6. Polaridad
7. Condiciones y altura del lugar de instalación
8. Boquillas
9. Tanque
10. Base
11. Identificación de las terminales
12. Caja para terminales secundarias
13. Montaje
14. Placa de datos
15. Accesorios
16. Refacciones
17. Empaque
18. Diversos
19. Especificaciones técnicas particulares de transformadores de corriente
20. Cuestionario

17

EVALUACION TECNICA

La evaluación técnica de las propuestas se debe realizar con base a un "modelo" el cual es conveniente esté disponible previamente a la invitación al concurso. Esto último es requisito indispensable en los concursos internacionales.

Un modelo de evaluación en general consiste de lo siguiente:

- Definición de indicadores:
  En este concepto se analizan y establecen las principales características a considerar del equipo dentro de la evaluación.

- Determinación de los pesos de los indicadores:
  En esta actividad se define el porcentaje que representa el indicador dentro de la evaluación.

- Forma de evaluar los indicadores:
  En esta parte del modelo se debe definir la forma de cuantificar y/o calificar los indicadores, estableciendo las relaciones, fórmulas y/o criterios, por ejemplo:

  En el caso de evaluar costo, se podrá establecer directamente el precio o bien definir una relación tal que establezca los rangos de precios y sus valores relativos. Otro ejemplo puede ser el aspecto de servicios, el cual se podrá evaluar en función del número de talleres, localización y capacitación del personal. Un ejemplo técnico podría ser el valor del momento de inercia en un motor, con sus unidades métricas.

- Homogenización de los valores de los indicadores:
  Una vez definido en el punto anterior la forma de cuantificar y/o calificar los indicadores, es conveniente homogenizarlos en base a valores relativos, en forma tal de obtener números adimensionales.

Los índices de materiales, salarios y transportes, deberán estar basados en los valores mensuales publicados en forma oficial en el país donde se fabriquen los equipos. El concursante deberá anexar, en su documentación de concurso, la estadística de los índices mensuales de los últimos años (por ejemplo: 2 ó 3 años), al igual que una copia de las publicaciones oficiales sobre las cuales se basarán sus índices en caso de recibir el pedido.

Los índices de los salarios deberán corresponder a valores publicados en forma oficial, no siendo aceptables los correspondientes a revisiones contractuales. Para poder aplicar la escalación de precios el concursante deberá señalar la categoría del personal que, apareciendo en los índices, propone para que sea tomada en cuenta para ajuste por salarios en las diferentes fórmulas escalatorias. En caso de considerar personal de diferentes categorías, deberá manifestar el porcentaje de participación de cada una de ellas en la componente de salarios de las fórmulas escalatorias.

En el caso de revisión de precios por escalación, el concursante deberá presentar un desglose de porcentajes de participación de los diferentes insumos (los más importantes), correspondientes a la componente de materiales de las fórmulas escalatorias, señalando los índices correspondientes que propone.

- Proposición de fórmulas escalatorias.

Se aceptarán proposiciones de fórmulas escalatorias por parte del concursante, las cuales podrán ser o no aceptadas a juicio del cliente, siendo aplicables en este último caso las consignadas por el cliente.

- Derecho a revisión de precios.

Se tendrá derecho a un ajuste de precios conforme al cumplimiento oportuno por parte del contratista del programa de construcción, el calendario de entregas, montaje y pruebas presentado por el concursante y aprobado por el cliente y/o de acuerdo con las órdenes que para el objeto le gire éste al contratista. Los máximos incrementos que se considerarán serán los obtenidos de la aplicación de las fórmulas y criterios aprobados para escalación, con base en los meses o períodos señalados para cada concepto en estas fórmulas y criterios, pero referidos a las fechas del calendario de entregas, montaje y pruebas aprobado, excepto cuando el cliente autorice y acepte entregas previas o anticipadas, en cuyo caso los meses o períodos estipulados en las fórmulas y criterios de escalación se relacionarán con las fechas reales de recepción.

- Normas generales de presentación de precios.
  - Los participantes también deberán especificar separadamente los costos de equipo, accesorios, herramientas, transportes, montaje y otros costos relacionados con la entrega.
  - Las propuestas de concursantes mexicanos se indicarán en moneda nacional y el precio contractual será pagado totalmente en ella.
  - Si un concursante de nacionalidad extranjera resultara favorecido con la adjudicación del contrato y siendo la proposición presentada en moneda diferente a la mexicana, en el concurso base para esta adjudicación, se aplicarán las siguientes disposiciones:

a) En los conceptos de fabricación 100% extranjera, los precios unitarios e importes respectivos se expresarán en moneda mexicana y su equivalente en la moneda extranjera.

b) En los conceptos de fabricación extranjera que incluyan partes de fabricación mexicana, el precio unitario y el importe de los mismos se presentará de la siguiente manera:

A la parte del suministro que corresponda a fabricación extranjera, el precio unitario e importe que corresponda se expresará en moneda mexicana y su equivalente en la moneda extranjera.

A la parte del suministro y montaje que corresponda a fabricación mexicana, el precio unitario y el importe se expresarán en moneda mexicana únicamente.

c) En los conceptos de fabricación 100% mexicana, los precios unitarios e importes respectivos se expresarán únicamente en moneda mexicana. Se garantizará al contratista que los importes de los suministros expresados en moneda extranjera realmente ejecutados por él mismo y aceptados por el cliente serán pagados en moneda mexicana al tipo de cambio publicado oficialmente en México, el día de su pago, conforme a las fechas del calendario propuesto y aceptado por el cliente, siempre y cuando el Contratista cumpla oportunamente con las fechas y plazos de entrega que se estipulan en el calendario de entregas, montaje y pruebas aprobado y/o con las órdenes que para el objeto gire el cliente al contratista.

d) Para determinar el monto de las variaciones de costo, el contratista se sujetará a los criterios establecidos en los puntos correspondientes a este concepto.

Protección a la fabricación local nacional.

La componente nacional de las propuestas goza generalmente de un márgen de preferencia del orden del 15% para efectos de evaluación. Este márgen se aplicará, agregando dicho porcentaje al precio del equipo o material puesto en el sitio de destino, para las ofertas extranjeras o para la componente extranjera de cualquier propuesta.

En caso de que se demuestre que la componente local es inferior a la indicada en la propuesta, se aplicará al contratista una deducción que se determinará multiplicando el importe de su cotización por un factor preestablecido (por ejemplo el doble) del porcentaje que resulte de la diferencia entre los márgenes de preferencia expresados en por ciento, correspondientes a la componente local manifestada en su proposición y la componente local real. Esta deductiva se aplicará sobre el importe total cotizado en su propuesta, con lo que se obtendrá la cotización real o corregida, misma que será la considerada para fines de pago y para cálculo de los incrementos que procedan por concepto de escalación. Esta sanción procederá en el momento en que se detecte que existe una reducción en la componente local manifestada u ofrecida, haciéndose los ajustes que sean necesarios para corregir los pagos indebidos o en exceso que pudieran haberse efectuado por no haber realizado el ajuste correspondiente. Adicionalmente serán por cuenta del contratista todos los incrementos por cualquier tipo de impuestos o gastos que pudieran presentarse, por el hecho de suministrar equipos o parte de éstos con mayor componente extranjera.

ANALISIS DEL FINANCIAMIENTO EN LAS OFERTAS

- Condiciones del financiamiento:

. Importe del financiamiento propuesto
. Plazo de amortización
. Período de gracia
. Frecuencia, importe y moneda o monedas, de los pagos del capital
. Frecuencia, importe y moneda o monedas, de los pagos de los intereses.
. Tasa de interés y tipo de la misma, señalando si los intereses serán o no capitalizables

- Comisiones y cargos:

. Concepto, importe, forma de pago y moneda o monedas en que se efectuarán, base y período de vigencia de las comisiones.
. Concepto, importe, forma de pago y moneda o monedas en que se efectuarán y período de vitencia de los cargos.

- Otras condiciones:

. Condiciones por pagos anticipados.
. Condiciones y características adicionales que estimen pertinentes

30
INSTALACIONES ELECTRICAS

Acometida. Parte de los conductores de una línea de servicio, comprendida desde las líneas o equipos inmediatos del sistema general de abastecimiento, hasta el primer punto de sujección de los conductores (acometida aérea), o el límite (acometida subterránea) de la propiedad servida.

Tipos de acometida { aérea / subterránea

Línea de alta tensión. Voltaje mínimo 750 V entre líneas
Línea de baja tensión. Voltaje máximo 750 V entre líneas.

Línea de comunicación. Canalización para servicios de comunicación y señales con tensión máxima de 400 V a tierra ó 750 V entre conductores.

Líneas de distribución. Para alimentación de cargas a tensiones hasta de 22 KV.

Línea de transmisión. Para conducir energía eléctrica a:
- Un centro de distribución a tensiones entre 11 y 22 KV.
- Interconexión entre plantas generadoras.
- Líneas a tensiones mayores de 22 KV.
  Transmisiones más usuales a tensiones de: 23, 34, 69, 115, 150, 230 y 400 KV.

Línea de servicio: Desde el punto de generación hasta el punto de desconexión y protección contra sobrecorriente de la instalación servida.

INFRAESTRUCTURA ELECTRICA

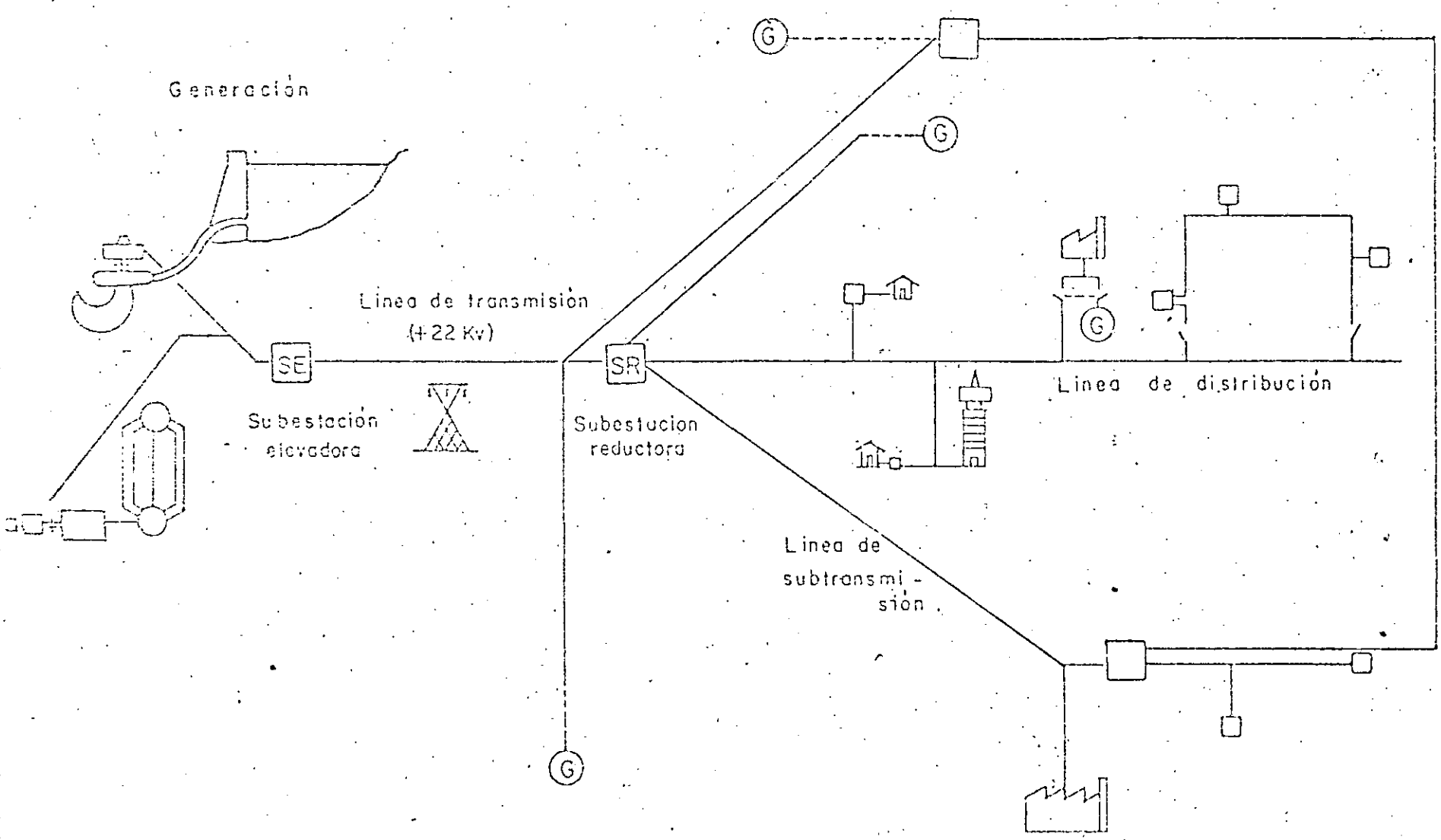


FIG. 14.1

SUBESTACION.

DEFINICION.- Conjunto de equipos que se utilizan para el control, transformación, subdivisión, regulación o convensión de energía eléctrica que reciba o envíe dicha energía a alta tensión.

La energía eléctrica que se suministra a muchas plantas y edificios se hace a voltajes primarios, que son demasiado altos para ser aplicados a las cargas conectadas al sistema eléctrico de dichas plantas y edificios. Con el objeto de convertir los voltajes mencionados a niveles adecuados, tales como 220 ó 440 V, se usan las subestaciones.

CLASIFICACION:

CONVENCIONAL		INTEMPERIE
COMPACTA	Normal Pedestal	INTERIOR

S F 6

Las ventajas de las subestaciones compactas son:

1) Diseñadas totalmente por el fabricante, lo que dá por resultado una subestación compacta, de apariencia moderna, fácil de instalar y fácil de ordenar.

2) El costo de la subestación compacta es bajo, debido al diseño producido en serie y a los métodos de manufactura y de ensamble también normalizados.

3) Su construcción totalmente blindada, "de frente muerto" proporciona seguridad y confiabilidad.

SUBESTACION

DIAGRAMA UNIFILAR

1) Apartarrayos
2) Corta circuitos fusibles
3) Equipo de medición
4) Cuchillas de prueba
5) Apartarrayos
6) Equipo de medición de potencial
7) Equipo de medición de corriente
8) Interruptor general
9) Interruptores derivados
10) Transformador
11) Interruptores generales
12) Interruptores de enlace

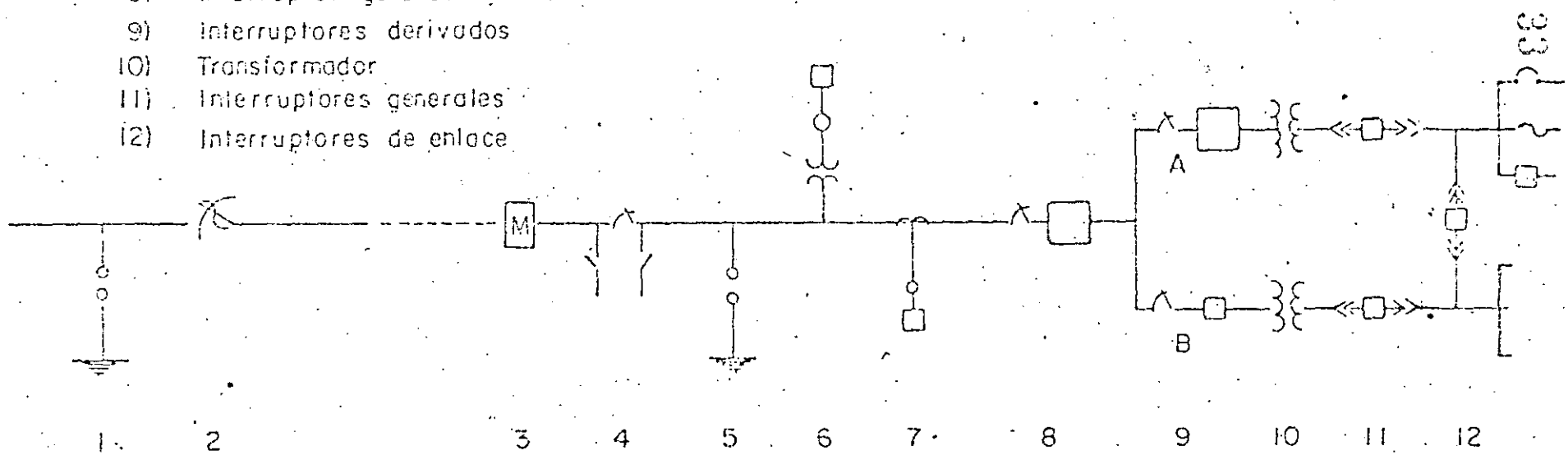


FIG. 14.2

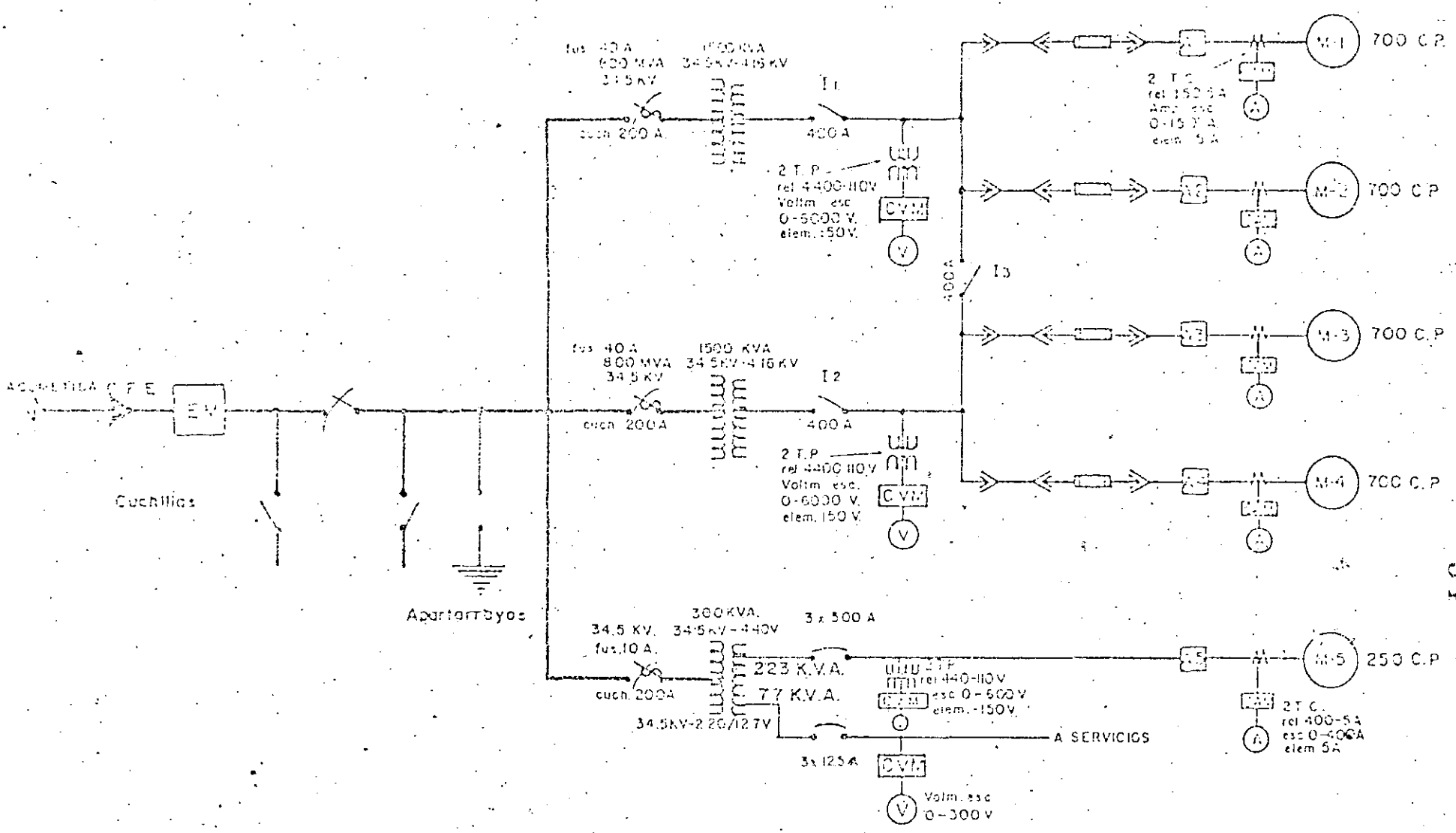


DIAGRAMA UNIFILAR

Fig. 14. 3.

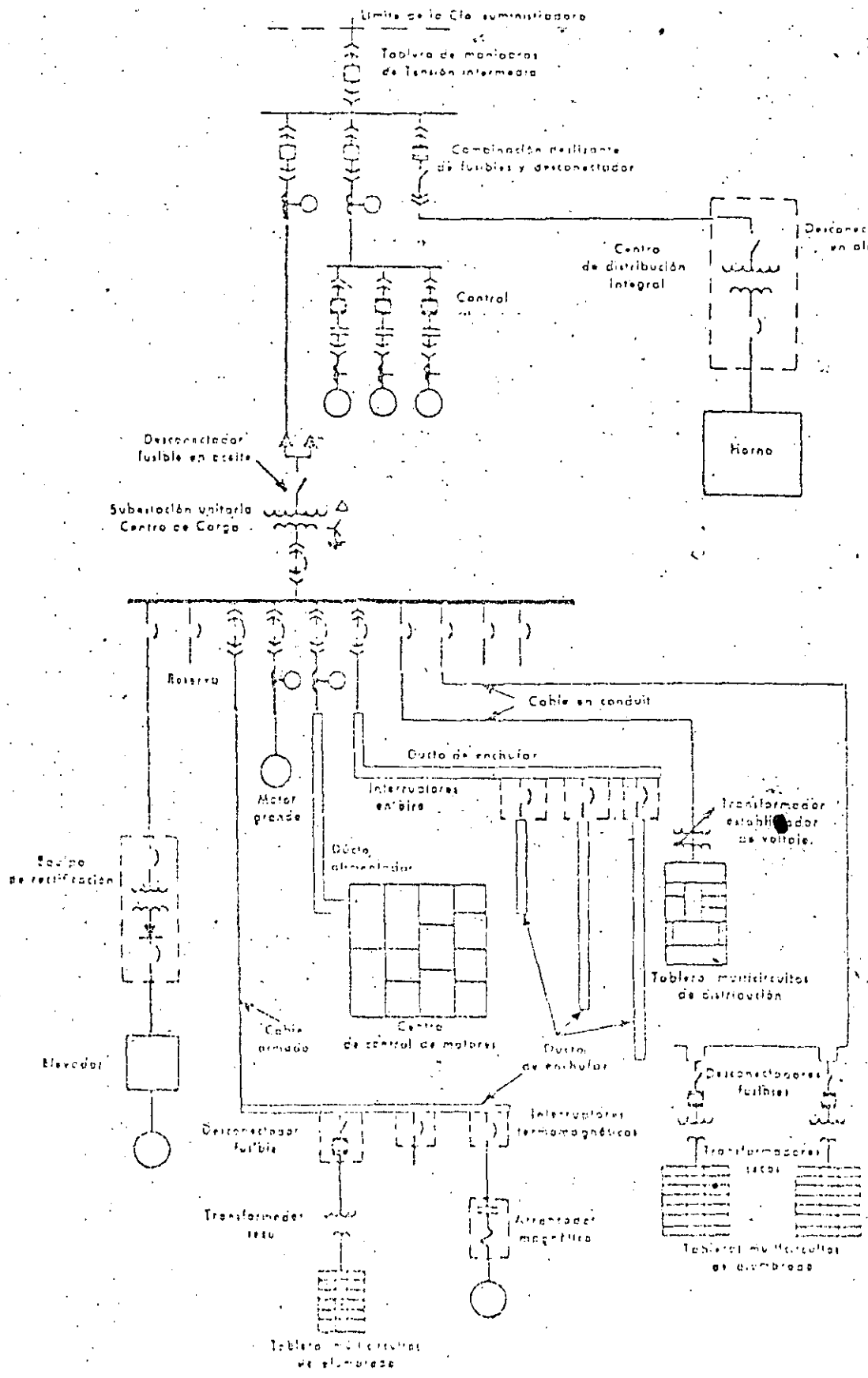

Límite de la Cía suministradora
Tablero de maniobras de Tensión intermedia
Combinación resistente de fusibles y desconectador
Centro de distribución integral
Desconectador en aire
Control
Horno
Desconectador fusible en aceite
Subestación unitaria Centro de Carga
Reserva
Cable en conduit
Ducto de enchufar
Interruptores en aire
Transformador estabilizador de voltaje
Motor grande
Ducto alimentador
Equipo de rectificación
Tablero multicircuitos de distribución
Cable armado
Centro de control de motores
Ducto de enchufar
Elevador
Desconectadores fusibles
Desconectador fusible
Interruptores termomagnéticos
Transformadores secos
Transformador seco
Arrancador magnético
Tablero multicircuitos de alumbrado

Fig. 14.4

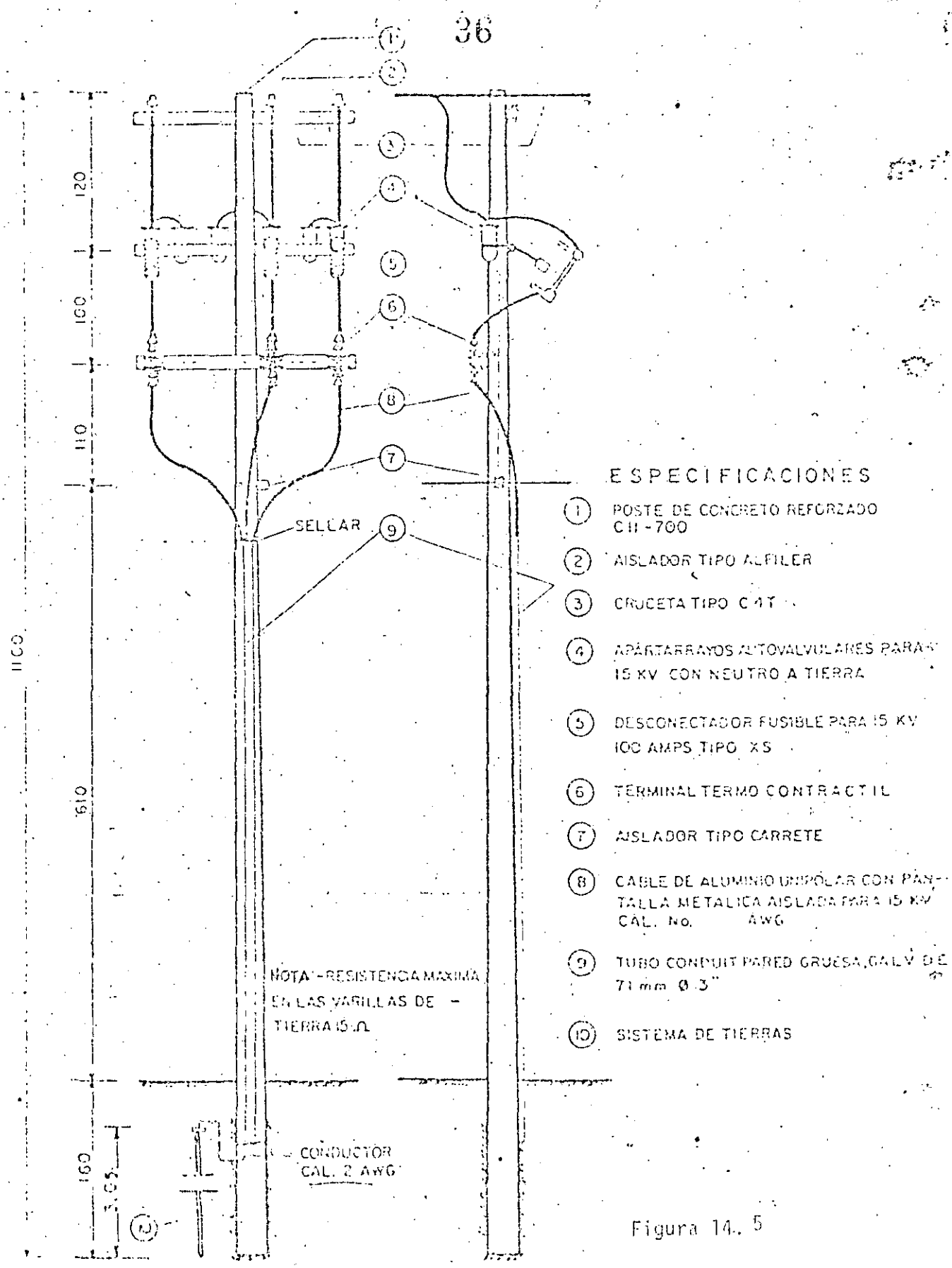

120
100
110
1100
610
160
305
SELLAR
NOTA - RESISTENCIA MAXIMA EN LAS VARILLAS DE TIERRA 15 Ω
CONDUCTOR CAL. 2 AWG
ESPECIFICACIONES
1 POSTE DE CONCRETO REFORZADO CH-700
2 AISLADOR TIPO ALFILER
3 CRUCETA TIPO C4T
4 APARTARRAYOS AUTOVALVULARES PARA 15 KV CON NEUTRO A TIERRA
5 DESCONECTADOR FUSIBLE PARA 15 KV 100 AMPS TIPO XS
6 TERMINAL TERMO CONTRACTIL
7 AISLADOR TIPO CARRETE
8 CABLE DE ALUMINIO UNIPOLAR CON PANTALLA METALICA AISLADA PARA 15 KV CAL. No. AWG
9 TUBO CONDUIT PARED GRUESA, GALV DE 71 mm Ø 3"
10 SISTEMA DE TIERRAS

Figura 14.5

SUBESTACION COMPACTA

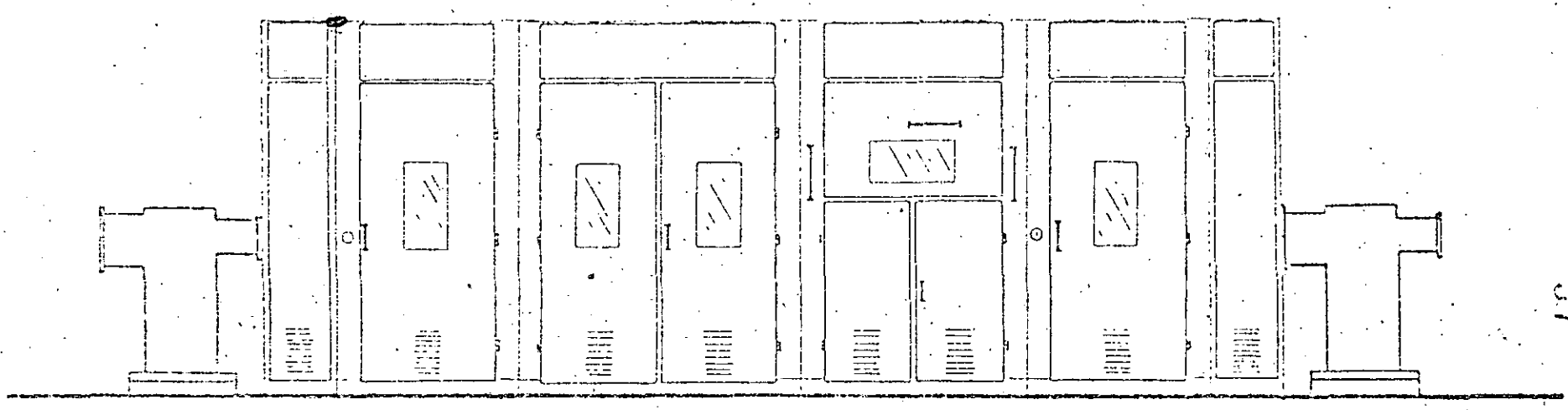


FIG. 6

SUBESTACION COMPACTA

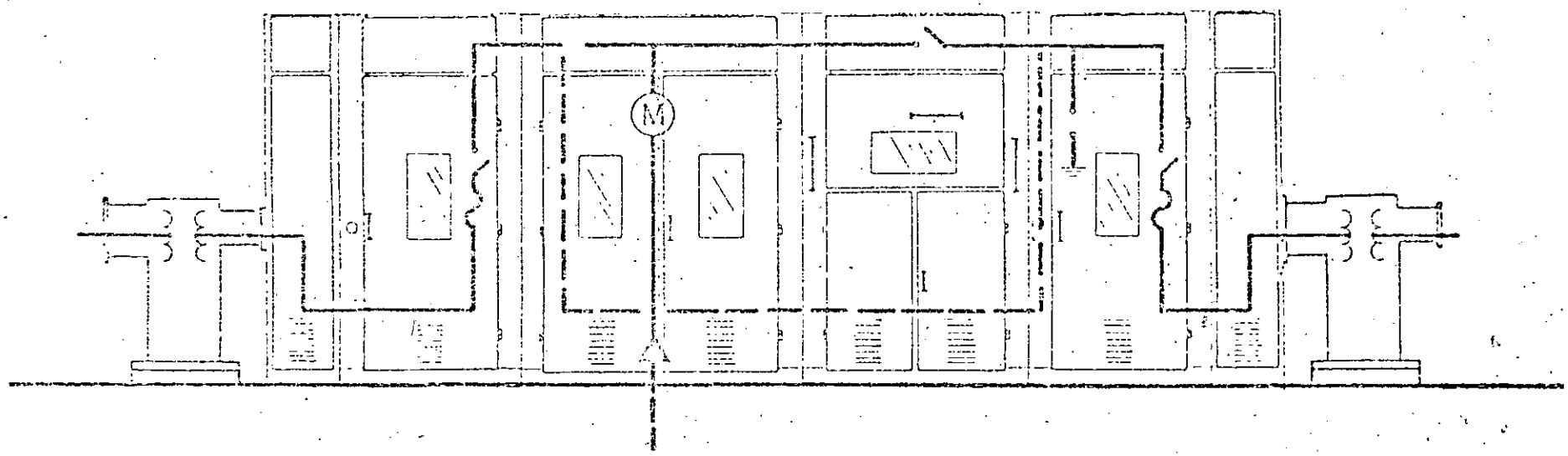


FIG. 7

14.1 EQUIPO DE SECCIONAMIENTO

Dentro de este concepto se consideran las cuchillas seccionadoras, entre las que debemos distinguir:

- Por su operación:
  - Con carga
  - Sin carga

- Por su apertura:
  - Operación individual
  - Operación en grupo

- Por su mecanismo de accionamiento
  - Manual
  - Eléctrico.

Las cuchillas seccionadoras, para operar sin carga, se utiliza normalmente en las siguientes aplicaciones:

- Cambiar conexiones en un circuito.
- Aislar al equipo eléctricamente para su reemplazo.

Las cuchillas, para operar sin carga, deberán operarse después de abrir el circuito, lo cual se logra por medio de otros elementos.

Existen, adicionalmente, cuchillas para operar con carga.

14.2 INTERRUPTORES

Los interruptores son equipos de seccionamiento para operar con carga, los cuales reúnen las siguientes características generales:

- Mayor robustez. Esto es necesario para poder soportar los efectos mecánicos en la apertura y cierre.

- Mayor rapidez en la apertura y cierre. Esto se logra mediante carga mecánica o algún otro dispositivo que asegura una alta velocidad en la apertura o cierre.

- Protección contra el arco eléctrico. Esto se logra, normalmente, mediante:
  - Cámara de arqueo. Tiene como objetivo descomponer un arco eléctrico en un mayor número de arcos de menor intensidad que produzcan menores efectos mecánicos.
  - Cuerno de arqueo. Esto es un elemento sobre el cual se produciría el arco, fuera de los elementos de desconexión para que el efecto mecánico de esta descarga no los afecte.
  - Medio eficiente de extinción. Prácticamente los interruptores se clasifican en función de su medio de extinción, pudiendo ser:

    Aire
    Pequeño volúmen de aceite
    Gran volúmen de aceite
    Vacío
    Hexafloruro de azufre (SF6).

Para la selección de un interruptor se debe tomar en consideración los siguientes conceptos:

- Corriente
- Capacidad interruptiva.
- Tensión de operación
  - Baja tensión
  - Tensión media (2.3, 4.16 KV).
  - Alta tensión.

En la selección de interruptores de alta tensión es muy importante tomar en consideración el fabricante y el desarrollo tecnológico actual.

Normalmente los interruptores van instalados dentro de gabinetes, dentro de los cuales se efectúa la conexión del interruptor con el sistema, se efectúa el control y la medición. El gabinete que presentaría mayores ventajas, sería aquel que sus dimensiones y distribución permita intercambiar diferentes tipos de interruptores e incluso de diferentes marcas.

14.3 TRANSFORMADORES

El transformador es un dispositivo estático de alta eficiencia, que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica de un circuito de corriente alterna a otro, sin contacto eléctrico entre los dos, a la misma frecuencia y cambiando los valores de tensión y corriente.

El traslado de energía eléctrica de un punto a otro actualmente representa problemas por la capacidad a transmitir, y la distancia entre los dos puntos, lo cual creó la necesidad de modificar la forma de efectuar esta transmisión mediante la elevación de la tensión y por lo tanto reducción en la corriente.

Un esquema típico de infraestructura eléctrica está constituído por:

- Generación.- Esto normalmente en plantas hidroeléctricas y termoeléctricas en tensiones hasta de 13 200 V.

- Transmisión.- A partir de la generación es necesario instalar una subestación elevadora para transformar la tensión de la generación en una tensión mayor para reducir las pérdidas.

- Utilización.- En ésto tenemos las redes de distribución a partir de la reducción de la tensión de transmisión a la tensión de subtransmisión o de distribución y posteriormente a la de utilización.

Los transformadores se clasifican en:

- Por características eléctricas.
  - . Transformadores de distribución
  - . Transformadores de potencia

    Capacidad menor o igual a 500 KVA

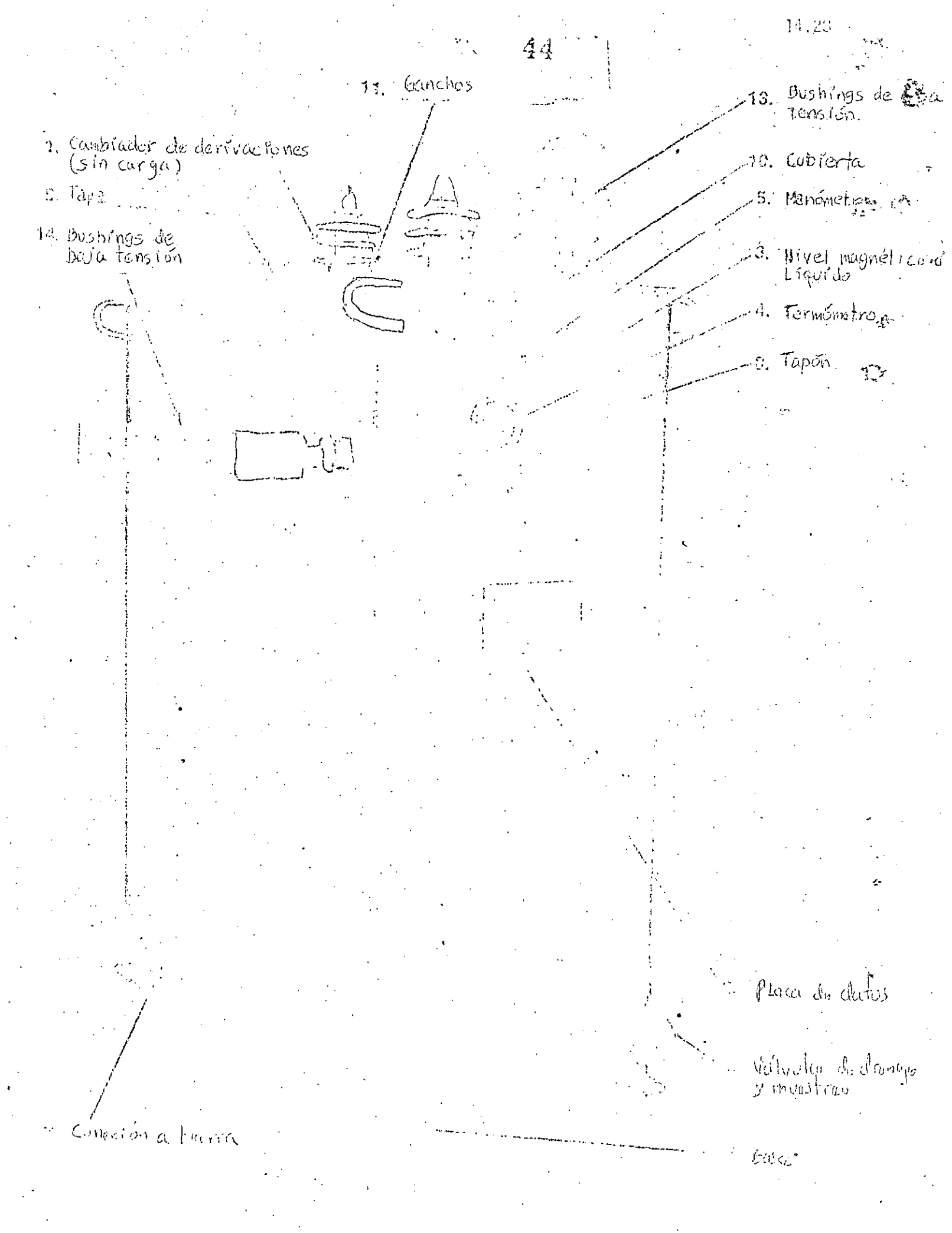
    Tensiones primarias hasta de 67,000 V.

    Tensiones secundarias hasta de 15,000 V.

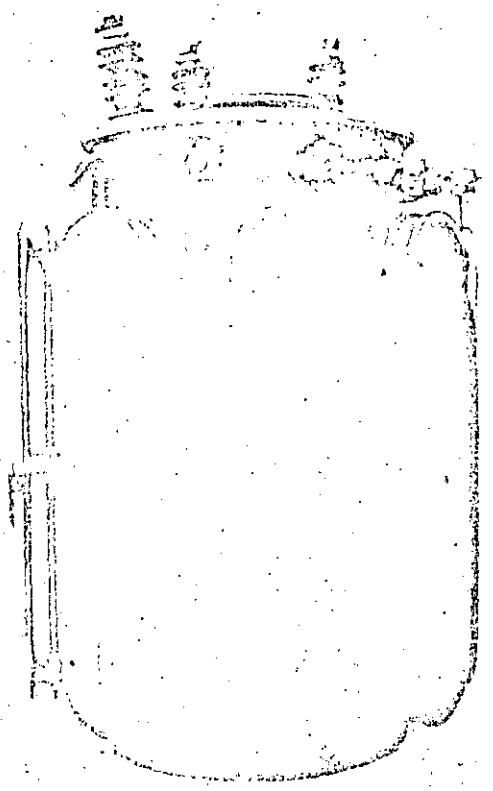
- Por construcción.
  - . Interiores
  - . Intemperie

- Por forma de instalación.
  - . Tipo poste
  - . Tipo subestación.

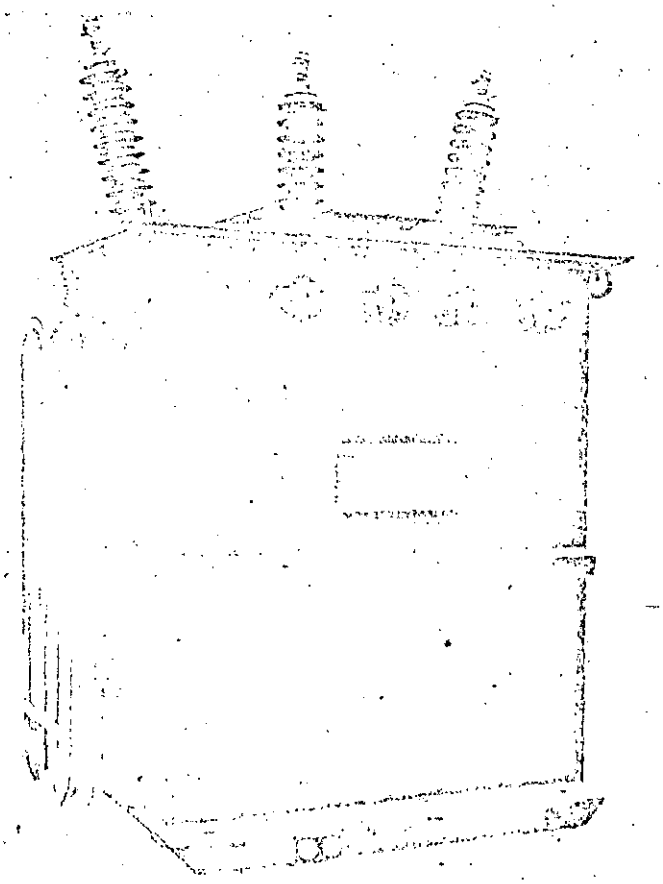
- Por tipo de enfriamiento.
  - . Secos
  - . Aceite.
  - . Líquidos aislantes.


11. Ganchos
13. Bushings de Alta tensión.
1. Cambiador de derivaciones (sin carga)
10. Cubierta
5. Tapa
5. Manómetro
14. Bushings de baja tensión
3. Nivel magnético de Líquido
4. Termómetro
8. Tapón
Placa de datos
Válvulas de drenaje y muestreo
Conexión a tierra
Base

FORMA DE INSTALACION DE TRANSFORMADORES



Tipo poste



Tipo subestación

Fig. 11.3.2

TRANSFORMADOR TRIFASICO DE UN SOLO NUCLEO

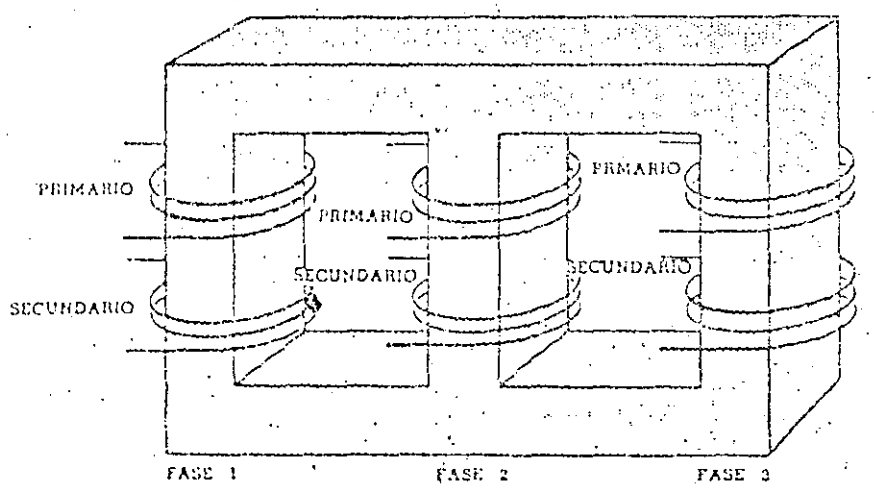


Fig. 14.3.3

FORMA DE ESPECIFICAR UN TRANSFORMADOR

Para definir un transformador es necesario proporcionar los siguientes datos:

1. Capacidad (KVA).
2. Número de fases
3. Frecuencia de operación (Hz).
4. Relación de transformación (tensión en el primario-secundario)
5. Conexión (primario-secundaria).
6. Número de derivaciones arriba y abajo del voltaje nominal y su porcentaje.
7. Tipo de enfriamiento
8. Servicio
9. Altura sobre el nivel del mar à la cual va a operar el transformador
10. Impedancia
11. Sobreelevación de temperatura (°C).
12. Gargantas de ductos en alta y baja tensión y su colocación relativa.
13. Accesorios
14. Condiciones especiales de servicio.

1.- CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR

La capacidad nominal de un transformador se define, como los KVA, que su devanado secundario es capaz de operar por un tiempo especificado, bajo condiciones de tensión y frecuencia de diseño, sin exceder los límites de temperatura establecidos por norma. En los transformadores en aceite la temperatura promedio de un devanado no debe exceder de 65°C, sobre una temperatura promedio de 30°C y máximo de 40°C.

Es muy importante que el responsable de la instalación calcule en forma correcta los KVA, de transformación que necesita, pues en caso contrario se llegará a la situación de tener capacidad ociosa, lo que representa valores altos de corriente de excitación y una inversión inicial mayor, ambos casos son costos que representa pérdidas para el usuario.

A continuación damos a conocer la forma de calcular los KVA, de transformación y un ejemplo para mayor entendimiento:

La forma de calcular la capacidad del transformador es:

$$C = \frac{CI \times FD}{fd}$$

C = Capacidad
CI = Carga instalada
FD = Factor de demanda
fd = Factor de diversidad

T A B L A 14.3.1

CAPACIDADES NOMINALES DE TRANSFORMADORES
(KVA)

MONOFASICO	TRIFASICO
3 #	
5	
10	9 #
15	15
25	30
37.5	45
50	
75	75
100	112.5
167	150
250	225
333	300
500	500
	750 *
	1000 *
	1500 *

* Transformador de potencia

\# Transformadores secos Monofásicos 3 a 50 KVA
Trifásicos 9 a 150 KVA

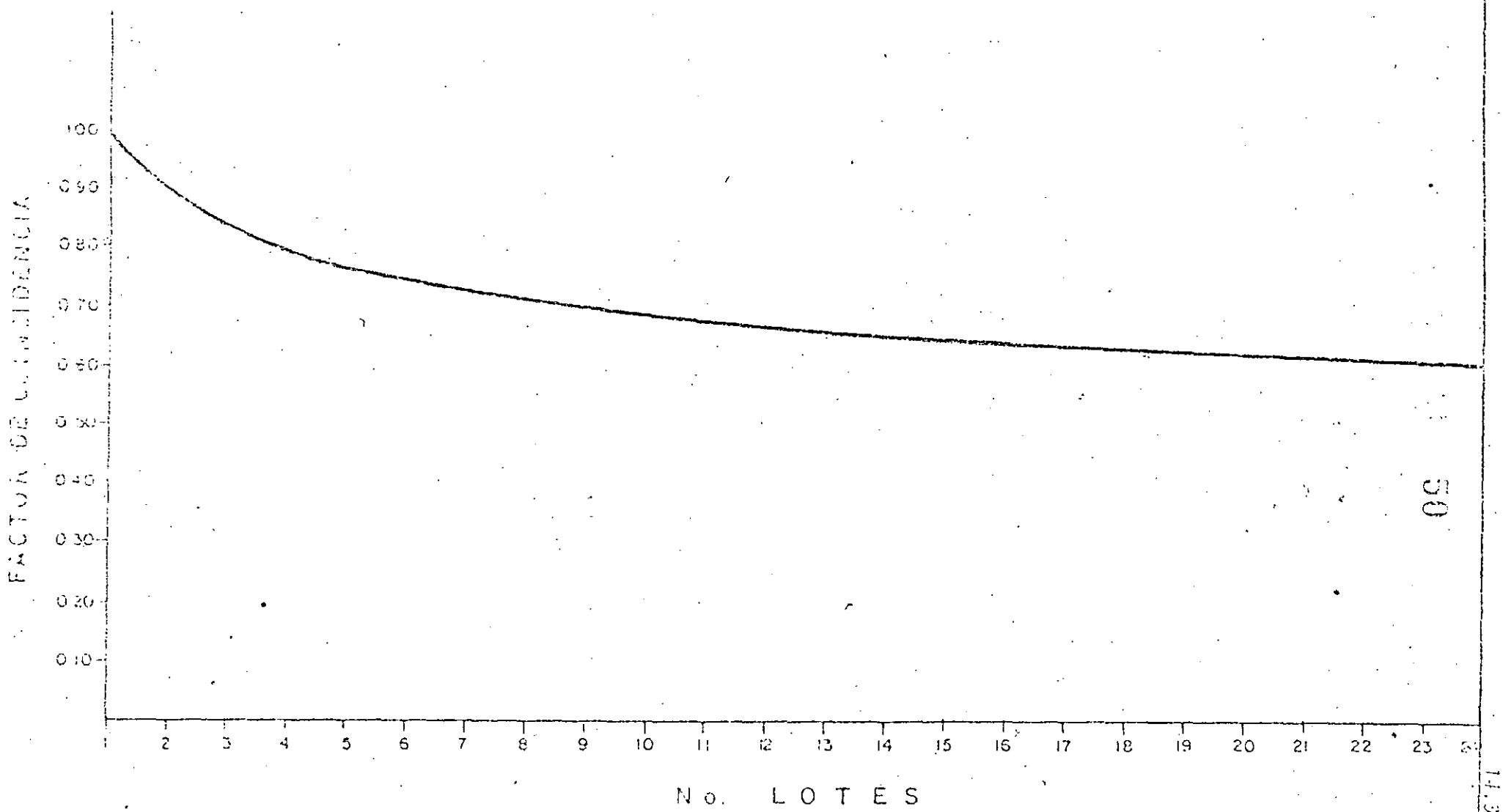


FIG.14.3.4

14.34

2. NUMERO DE FASES

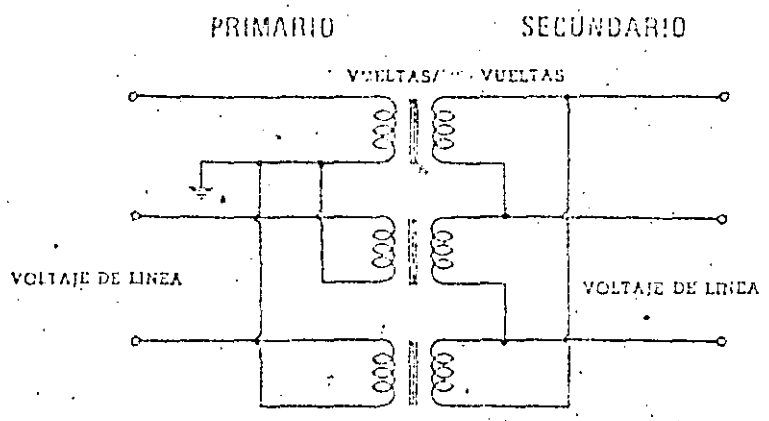
En instalaciones industriales el número de fases es de 3, por las ventajas que representa.

La determinación de si el equipo de transformación por instalar debe ser banco de transformadores monofásicos o trifásicos, así como su tipo de conexión, debe ser el resultado de un análisis exhaustivo tanto técnico como económico. Para este análisis se debe considerar:

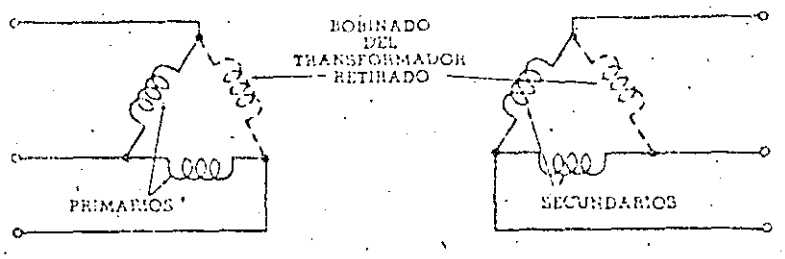
Ventajas del transformador trifásico:
Costo inicial más barato (aproximadamente 35%).
Costos más bajos de instalación y transporte
Menos peso total
Menos superficie requerida

Ventajas de los transformadores monofásicos:
En caso de avería puede reemplazarse una sola unidad
Normalmente se instala un cuarto transformador para asegurar la continuidad en el servicio.
Piezas de repuesto más baratas
Costo de reparación más barato
Más flexibilidad de voltaje.

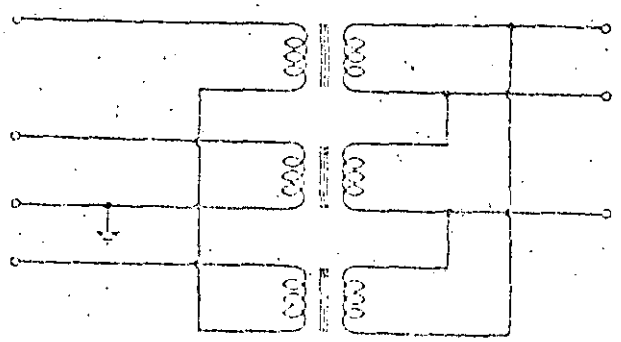
BANCOS DE TRANSFORMACION



TRIFASICO (Y-Δ)



Δ - ABIERTA



MONOFASICO (Y-Δ)

FIG. 14.3.6

CONEXIONES DE TRANSFORMADOR TRIFASICO 14.39

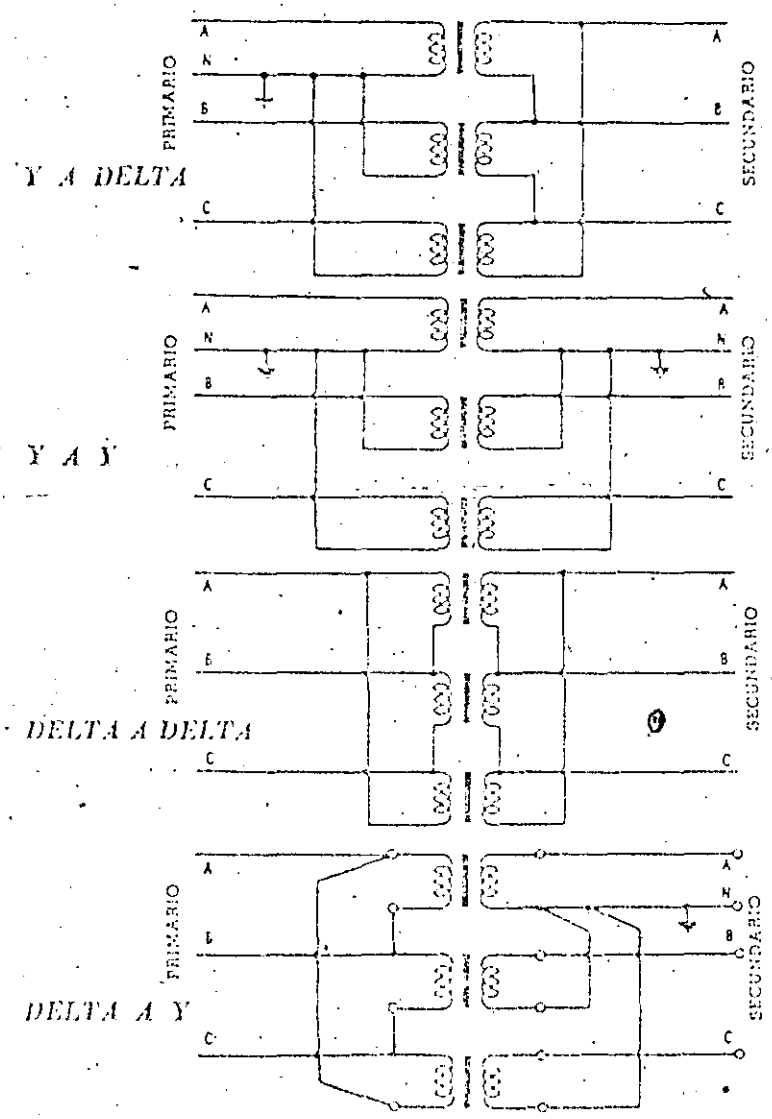


FIG. 14.3.7

FIG. 14.3.7

6. NUMERO DE DERIVACIONES

14.40

El valor de la variación con las derivaciones no debe exceder por norma del 10% de la tensión nominal.

El número más usual de derivaciones es cuatro, cada una del 2.5% del voltaje nominal primario; dos arriba y dos abajo de dicho voltaje.

En ocasiones se tienen también derivaciones de uno arriba y tres abajo de 2.5% cada uno.

7. ENFRIAMIENTO

Existen en el mercado diferentes tipos de enfriamiento para los transformadores:

- Autoenfriados
- Aire forzado
- Elemento líquido aislante

La forma de especificar los tipos de enfriamiento se presenta a continuación:

OA	Autoenfriados en aceite
AA	Autoenfriados secos
OA/FA	Autoenfriados en aceite/enfriados por aire forzado
AFA	Autoenfriados secos/enfriados por aire forzado
FOA	Autoenfriados y enfriados por aire y aceite forzado

OPERACION CON VENTILACION FORZADA

Esta operación consiste en trabajar el transformador con sobrecargas contínuas, pero sujeto a ventilación forzada a fin de que no se exceda el límite de temperatura, para el cual se diseñó y construyó el transformador.

Por norma las sobrecargas a obtener con ventilación forzada, son las indicadas en la tabla.

SOBRECARGA	CAPACIDAD (KVA)
15%	Hasta 2,000
25%	2,001 - 10,000
33%	mayores de 10,000

A continuación se presenta el enlistado de equipo para efectuar la operación con ventilación forzada.

- Transformador de corriente bobina de deflexión y relevador térmico
- Tablero situado a un costado del tanque debidamente alambrado con tablilla de conexiones, fusibles y arrancador termomagnético.
- Ventiladores soportados sobre la estructura de los radiadores.

8. SERVICIO

Esta característica define la localización del transformador. Se clasifica en:

Interior

Intemperie

9. ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR

A mayor altura sobre el nivel del mar, el aire se enrarece, se ioniza y rompe a tensiones menores, tiene menor densidad y por lo tanto su capacidad de disipación térmica se abate. Todos estos factores originan que se incremente el volúmen y peso del transformador y por lo tanto su precio.

Los transformadores de distribución están diseñados para una altitud mínima de 1000 metros sobre el nivel del mar. Sin embargo estos transformadores pueden operarse a capacidad nominal a mayores altitudes, siempre que la temperatura ambiente promedio máxima no exceda de 3°C/1000 m por abajo de los 30°C, como se anota en la tabla 14.3.3

La altitud de 4500 metros es considerada la máxima para transformadores normales.

Si la temperatura ambiente promedio máxima excede de los valores indicados pero sin exceder la temperatura promedio de 30°C, se puede operar a capacidad reducida, en un porcentaje de 0.4% (aproximadamente) por cada 100 metros en exceso de los 1000 m.

La rigidez dieléctrica de algunas partes de un transformador, que dependen total o parcialmente del aire para su aislamiento, disminuye conforme la altitud aumenta. Para una clase de aislamiento, dada la rigidez dieléctrica a 1000 metros de altitud, debe multiplicarse por el factor de corrección apropiado para la nueva altitud a fin de obtener la nueva rigidez dieléctrica a la altitud especificada.

TABLA 14.3.3

14.45

CAPACIDAD NOMINAL DE TRANSFORMADORES
VARIACION POR ALTITUD Y TEMPERATURA

ALTITUD	TEMPERATURA PROMEDIO MAXIMA
1000 msnm	30°C
2000	27°C
3000	24°C
4000	21°C

T A B L A 14.3.4

14.46

FACTORES DE CORRECCION DE RIGIDEZ DIELECTRICA

ALTITUD (msnm)	FACTOR DE CORRECCION
1 000	1.00
1 200	0.98
1 500	0.95
1 800	0.92
2 100	0.89
2 400	0.86
2 700	0.83
3 000	0.80
3 600	0.75
4 200	0.70
4 500	0.67

10. IMPEDANCIA

El valor de la impedancia está definido por la suma vectorial de los valores de la resistencia y de la reactancia. Se mide en porciento o sea un número adimensional.

La impedancia depende en gran parte de la geometría y construcción de las bobinas.

El conocimiento del valor de la impedancia de un transformador, es necesario para seleccionar las protecciones adecuadas tanto para el transformador como para el sistema completo, ya que la impedancia es la limitadora de la corriente en caso de un corto circuito, por lo cual debe ajustarse a las normas y coordinarse correctamente con el circuito de protección.

La impedancia es de mucha importancia cuando el transformador vaya a operar en paralelo.

La impedancia de un transformador se mide colocando en corto circuito un devanado y haciendo circular por el otro corriente de plena carga, leyendo así directamente un voltaje, el cual nos sirve para calcular el porcentaje de impedancia del transformador.

El valor de impedancia de un transformador debe ser definido por:

Su operación, como en el caso de trabajar en paralelo

Valor de corto circuito en sus terminales secundarias

Disponibilidad en el mercado de equipo de interrupción

Valor de regulación que necesite el proceso, etc.

TABLA 14.3.5

IMPEDANCIA EN TRANSFORMADORES

(%)

ALTA TENSION (VOLTS NOMINALES)	VOLTAJE SECUNDARIO 480 V	VOLTAJE SECUNDARIO 2 400 V ó mayor
2400 - 22900	5.75	5.5
26400 - 34400	6.25	6.0
43800	6.75	6.5
67000	----	7.0
115000	----	7.5
138000	----	8.0

13. ACCESORIOS ESPECIALES DE TRANSFORMADORES

- Termómetro con contactos de alarma.
- Indicador del nivel del líquido aislante con contactos de alarma.
- Tanque conservador.
- Relevador Buchholz.
- Indicador de temperatura del punto más caliente, con contactos de alarma.
- Cambiador de derivaciones con 5 posiciciones, además de la tensión nominal.
- Cambiador de derivaciones operado bajo carga.
- Ventiladores.
- Provisión para ventilación por aire forzado.
- Válvula de presión y vacío.
- Conectores para baja tensión.
- Conectores para alta tensión.
- Boquillas de A.T. y B.T. con un aislamiento mayor al de la tensión nominal.
- Base con ruedas para rolar en dos sentidos.
- Caja de boquillas o brida para acoplar a un tablero en el lado de alta tensión.
- Caja de boquillas o brida para acoplar a un tablero en el lado de baja tensión.

14.50

14. CONDICIONES ESPECIALES DE SERVICIO.

Condiciones de servicio fuera de las indicadas en los párrafos anteriores, se deben especificar previamente al fabricante. Ejemplo de algunas de estas condiciones son las siguientes:

- Vapores o atmósferas dañinas, exceso de polvo, polvo abrasivo, mezclas explosivas de polvo o gases, vapor de agua, ambiente salino, humedad excesiva, etc.
- Vibraciones anormales, golpes o cambios de posición.
- Temperaturas ambiente excesivamente bajas o altas
- Condiciones de transporte o almacenaje poco usuales.
- Limitaciones de espacio.
- Otras condiciones de operación, dificultades de mantenimiento, tensión desbalanceada, forma de onda deficiente, necesidades especiales de aislamiento, etc.

14.51

En mantenimiento se debe verificar lo siguiente:

1) Relación de transformación.
2) Resistencia de aislamiento.
3) Factor de potencia del aislamiento.
4) Resistencia óhmica de los devanados.
5) Revisar el termómetro.
6) Verificar el nivel de aceite.
7) Limpiar el tanque y bushings.
8) Verificar fugas.
9) Verificar el estado y sellado de las juntas.
10) Apriete general de tornillería y conexiones.
11) Verificar la ventilación del local en que se aloja el transformador.
12) Verificar que no haya trazos de carbón, ni desprendimiento de gases o humos.
13) Verificar las características del aceite mediante una muestra.

OTRAS CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES

- Operación a tensiones superiores a la nominal.

Los transformadores deben ser capaces de operar:

Con 5% arriba de la tensión nominal del secundario a capacidad nominal en KVA, sin exceder los límites de sobre elevación de temperatura. Este requisito se aplica cuando el factor de potencia de la carga es de 80% mayor.

Con 10% arriba de la tensión nominal del secundario en vacío, sin exceder los límites de sobre elevación de temperatura.

NOTA: Para cualquier derivación se aplican los mismos requisitos anteriores.

- Nivel de ruido.

Los transformadores deben estar construídos para que el promedio del nivel de ruido no exceda los decibeles especificados en la tabla 14 , cuando el transformador sea excitado a tensión nominal, sin carga y sea medido en las condiciones indicadas en el método de prueba.

Los valores en decibeles indicados en la tabla corresponden a los KVA nominales equivalentes a un transformador de dos devanados con la elevación de temperatura permitida por esta norma, para cualquier frecuencia hasta 60 Hz.

T A B L A 14.3.6

NIVEL DE RUIDO (db) EN TRANSFORMADORES

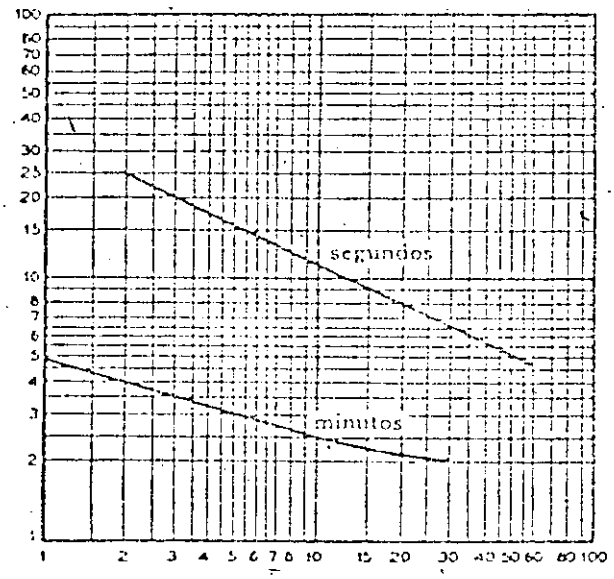
Equivalente a dos devanados (KVA nominales)	CLASE			
	AA	AFA	OA	FA
Hasta 300	66	70	56	70
301 a 500	68	71	58	70

TABLA 14.3.7
CARACTERISTICAS DE TRANSFORMADORES

Clase De Aislamiento (kv)	Voltaje Aplicado (kv)	Nivel Basico De Impulso (kv)	
		Distribucion	Potencia
1.2	10	30	45
2.5	15	45	60
5.0	19	60	75
8.7	26	75	95
15.0	34	95	110
25.0	50	150	150
34.5	70	200	200
46.0	95	250	250
69.0	140	350	350
92.0	185	-	450
115.0	230	-	550

SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES

Número de veces
de corriente nominal

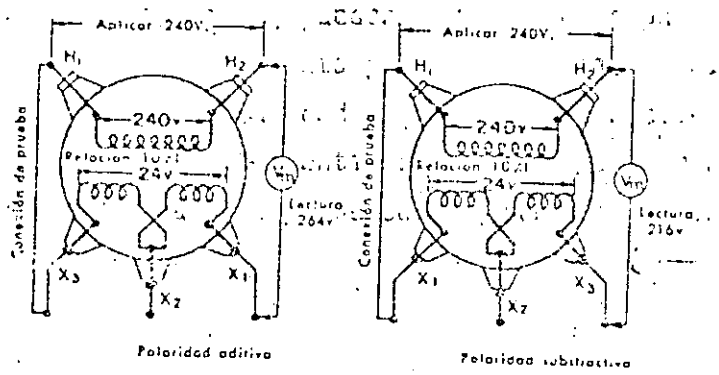


Tiempo

FIG. 14.3.8

Transformadores en baño de aceite.
Temperatura ambiente 30°C.
Enfriados por ventilación natural

14.59



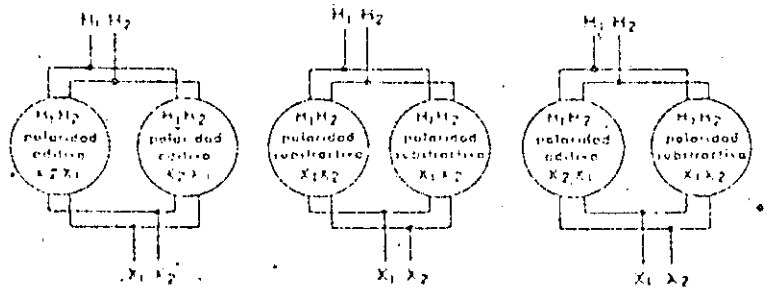


FIG. 14.3.9

FIG. 14.3.9

14.4 EQUIPO EN BAJA TENSION

CARACTERISTICAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

COMPAÑIA SUMINISTRADORA

1.1 Características generales

Tensión: 127 V (Tolerancia ± 10%)
220 V
13.2 KV

Frecuencia: 60 Hz (Tolerancia ± 2%)

1.2 Responsabilidades

- Hasta el punto de entrega
- En interrupciones por servicio:
  - Avisar de la suspensión con una anticipación mínima de 72 h
  - Procurar sea menor a 24 h/mes y/o 8 h/día y/o se presente en horas de menor perjuicio
- No existe responsabilidad en interrupciones por causas de fuerza mayor y/o menores de 2 h.

EQUIPOS

Tensión: 127 V, 220 V, 440 V, 600 V, 2300 V, 4160 V.

Frecuencia: 25, 50, 60, 50/60 Hz

Número de fases: 1, 2, 3

Número de hilos: 1*, 2, 3, 4

Combinaciones: 1Ø, 2H

2Ø, 2H

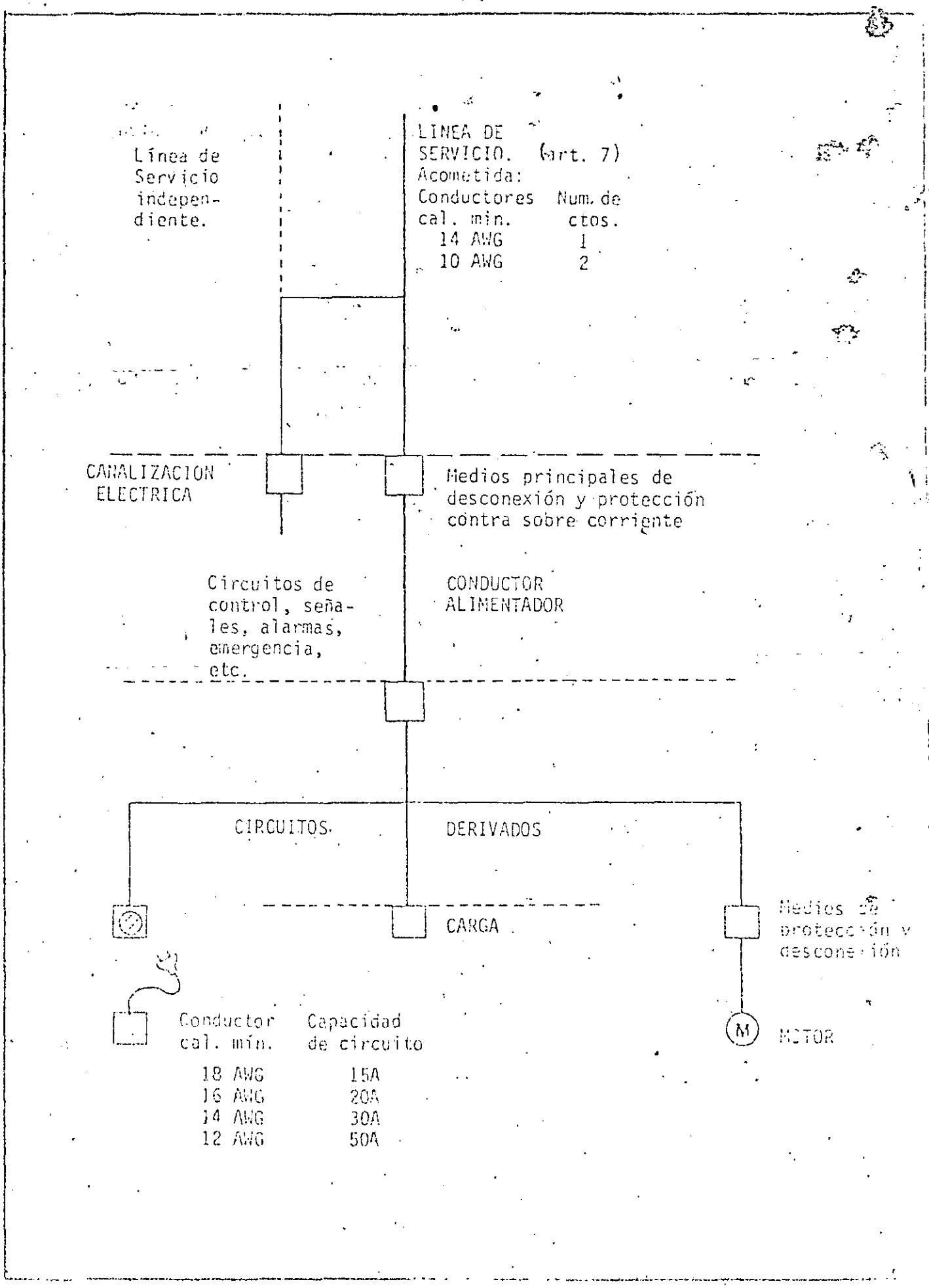
3Ø, 3H

3Ø, 4H

Corriente: alterna

directa

* Automóviles


Línea de Servicio independiente.
LINEA DE SERVICIO. (art. 7)
Acometida:
Conductores cal. min. Num. de ctos.
14 AWG 1
10 AWG 2
CANALIZACION ELECTRICA
Medios principales de desconexión y protección contra sobre corriente
Circuitos de control, señales, alarmas, emergencia, etc.
CONDUCTOR ALIMENTADOR
CIRCUITOS
DERIVADOS
CARGA
Medios de protección y desconexión
M
MOTOR
Conductor cal. mín.
Capacidad de circuito
18 AWG 15A
16 AWG 20A
14 AWG 30A
12 AWG 50A

SOBRECORRIENTE

La sobrecorriente en un circuito eléctrico se presenta por los siguientes conceptos: -

SOBRECARGA.- Es un exceso de corriente dentro del circuito establecido; los efectos son:

. Calor
. Magnetismo
. Arqueo

El incremento de los efectos se presentan en forma gradual; en los dos primeros en forma directamente proporcional al cuadrado de la corriente.

Las principales sobrecargas se presentan:

- Conexión de un mayor número de dispositivos
- En circuitos. Conexión de un dispositivo de mayor capacidad.
- Motores por causas:

  . Mecánica
  . Bajo voltaje
  . Falla de fase

CORTO CIRCUITO. Es un exceso de corriente fuera del circuito establecido, debido principalmente a fallas:

- Aislamiento
- Contacto.

Las fallas pueden ser:

- Entre fases
- Entre fase y tierra

PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

La capacidad de los dispositivos de protección no deberá ser mayor que la corriente permitida por los conductores del circuito.

Cuando el circuito alimente a un solo aparato con capacidad mayor de 10A, la capacidad máxima de la protección contra sobrecorriente es del 150%.

- MOTORES EN SERVICIO CONTINUO.

Mayores de 1 CP

Dispositivo de sobrecorriente individual con ajuste máximo del 140% de la corriente nominal a plena carga.

Menores de 1 CP

Arranque Manual

Se considera protegido contra sobrecorriente por el dispositivo de protección del circuito derivado si no excede de 20 A.

Arranque Automático

Dispositivo de sobrecorriente individual con ajuste máximo del 140% de la corriente nominal a plena carga.

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE MOTORES

28-18 Fusibles. Conductores en los que se intercalan. Si se usan fusibles para la protección contra sobrecarga del motor, deberán intercalarse en cada conductor no conectado a tierra.

28-19 Dispositivos que no sean fusibles, tales como bobinas de disparo, relevadores o elementos térmicos, que se permiten y su colocación.

Clase de motor	Sistema de abastecimiento	Número mínimo y colocación de las de las unidades de protección contra sobrecorriente
Monofásico o de C.D.	Bifilar, monofásico o de C. D., no conectado a tierra.	Uno, en cualquier conductor.
Monofásico o de C.D.	Bifilar, monofásico o de C. D., un conductor conectado a tierra.	Uno, en el conductor no conectado a tierra.
Monofásico o de C.D.	Trifilar, monofásico o de C. D., neutro conectado a tierra.	Uno, en cualquiera de los dos conductores no conectados a tierra.
Trifásico.	Trifilar, trifásico no conectado a tierra.	Dos, en dos conductores cualesquiera.
Trifásico.	Trifilar, trifásico, un conductor conectado a tierra	Dos, en los conductores no conectados a tierra.
Trifásico.	Trifilar, trifásico, neutro conectado a tierra.	Dos, en dos conductores cualesquiera.
Trifásico.	Tetrafilar, trifásico, neutro conectado o no a tierra.	Dos, en dos conductores cualesquiera excepto el neutro.

Fuente: Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas.

- MOTORES EN SERVICIO INTERMITENTE. 14.67

Se considera protegido contra sobrecorriente por el dispositivo de protección del circuito derivado, si éste no es mayor del 400% de la corriente nominal a plena carga del motor.

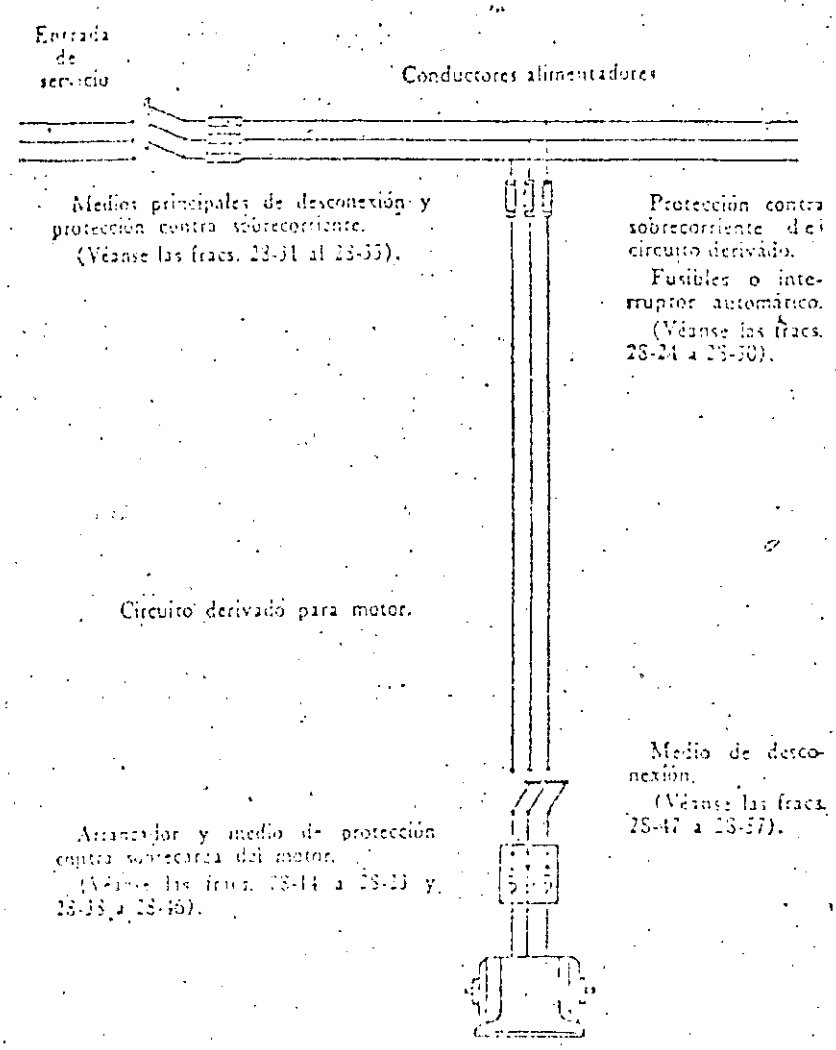
- MOTORES CON CORRIENTES INFERIORES A 4A.

Se consideran protegidos con el dispositivo de protección contra sobrecorriente de 15A del circuito derivado.

Los conductores de control (28-35) se consideran protegidos contra sobrecorriente por dispositivos que no excedan del 500% de la corriente permitida por los conductores.

DIAGRAMA ILUSTRATIVO DE LA FORMA MAS COMUN DE CONECTAR UN MOTOR

(Para otras formas permitidas en diversos casos, véase el artículo 28).



TABLEROS

Un tablero de distribución es un ensamble de uno o mas interruptores o seccionadores con otros equipos de control, medición y protección en una estructura que contiene las interconexiones entre los aparatos, un bus principal y una serie de accesorios como soportes, aisladores, barreras, etc.

Los tableros de distribución son aplicados en las plantas industriales a través de todo un sistema de potencia, pero su principal uso es en la entrada de las líneas del servicio (acometida) y en el control y protección de los centros de carga, motores, transformadores y otros equipos de distribución secundaria.

Los tableros los podemos clasificar en:

- Tablero abierto.- Es aquel que no cuenta con una envolvente metálica como extensión o parte de su estructura.

- Tablero en gabinete.- Generalmente consiste en una estructura metálica envolvente con tapas metálicas en la parte superior y todos sus lados.

Por su localización los tableros pueden ser:

- Interior
- Intemperie

- TABLEROS DE DISTRIBUCION
  - ALTA TENSION (MAYORES DE 1000 VOLTS)
    - TABLEROS BLINDADOS COMPARTIMENTADOS (METAL-CLAD)
    - TABLEROS BLINDADOS DE FASE SEGREGADA
    - TABLEROS BLINDADOS NO COMPARTIMENTADOS
  - BAJA TENSION (MENORES DE 1000 VOLTS)
    - TABLEROS COMPARTIMENTADOS
    - TABLEROS NO-COMPARTIMENTADOS
    - TABLEROS MIXTOS

- TABLEROS DE CONTROL
  - TABLEROS DE CONTROL SECUNDARIO
    - SIMPLEX
    - DUPLEX
    - DUAL
    - ESCRITORIO
  - TABLEROS DE CONTROL DE PROCESO

TIPOS DE GABINETE O CAJAS
(DESIGNACION NEMA Y CONNIE)

TIPO	SERVICIO	PROTEGE AL EQUIPO CONTRA	GABINETE RESISTENTE
1 Usos generales	Interior	Contactos accidentales de personas	
2 A prueba de goteo	Interior	Goteo de líquidos no corrosivos, salpicadura de lodos.	
3 Para servicio intemperie	Exterior	Tolvaneras, aire húmedo	A la corrosión
3R A prueba de lluvia	Exterior	Lluvia	A la corrosión
4 Hermético al agua y al polvo	-	Condensaciones externas, salpicaduras de agua, chorro de manguera	
4X Hermético al agua polvo y resistente a la corrosión	-	Condensaciones externas, salpicaduras de agua, chorro de manguera	A la corrosión (metálico o poliéster)
5 Hermético al polvo	Interior	Polvo	
6 Sumergible, hermético al agua y polvo	Interior Exterior	Inmersión ocacional chorros directos de agua y polvo	

14.71

TIPO	SERVICIO	PROTEGE AL EQUIPO CONTRA	GABINETE RESISTENTE
7 A prueba de gases explosivos (Equipo encerrado en aire)	Atmósferas peligrosas	Una explosión interna sin causar peligros externos	
8 A prueba de gases explosivos (Equipo encerrado en aceite)	Atmósferas peligrosas	Chispas Una explosión interna sin causar peligros externos	
9 A prueba de polvos explosivos (Equipo encerrado en aire)	Atmósferas peligrosas	Ingreso de cantidades peligrosas de polvos explosivos	
10 Para uso en minas	Atmósferas con metano y aire	-	A explosión
11 Resistente a la corrosión (Equipo encerrado en aceite)	-	Condensaciones externas de líquidos corrosivos, humos y gases corrosivos	A la corrosión
12 Uso industrial Hermético al polvo	Interior	Fibras, insectos, pelusas, polvos, salpicaduras ligeras, goteos y condensaciones externas de líquidos	
13 Uso industrial Hermético al aceite y polvo	Interior	Aceites líquidos refrigerantes Polvos	

14.72

TABLERO METAL-CLAD

- El equipo de interrupción es de tipo removible, con mecanismo para moverlo físicamente entre las posiciones de conectado y desconectado, equipados con medios de autoalineamiento e inserción.

- Las partes principales del circuito primario, tales como equipo de interrupción, transformadores de potencia, etc. deben estar rodeadas por barreras metálicas aterrizadas, para asegurar que las partes energizadas del circuito primario no sean accesibles cuando las puertas estén abiertas.

- Todas las partes vivas del circuito primario son automáticamente cubiertas cuando los aparatos removibles están en las posiciones de prueba o desconexión.

- Las barras y conexiones son cubiertos con material aislante.

- Los aparatos son provistos de enlaces o bloqueos mecánicos para asegurar su correcta secuencia de operación.

- Los instrumentos, medidores, relevadores, aparatos de control secundario y su alambrado, son aislados por cubiertas metálicas aterrizadas de todos los elementos del circuito primario.

TABLEROS BLINDADOS DE ALTA TENSION NO COMPARTIMENTADOS. 14.74

- En estos tableros los aparatos de alta tensión deben ser de montaje fijo.

- Las conexiones a los aparatos de alta tensión pueden efectuarse con conductores forrados o desnudos según se especifique. Cuando se usen conductores desnudos, dichos soportes deben ser de porcelana o de un material equivalente.

- Los soportes de los conductores deben tener las resistencias mecánica y dieléctrica adecuadas para soportar los esfuerzos de corto circuito especificados y la prueba dieléctrica correspondiente.

- En los tableros de alta tensión que contengan un desconectador con carga combinado con fusibles, las puertas deben quedar entrelazadas mecánicamente, de tal manera que los fusibles no sean accesibles mientras dicho desconectador esté cerrado.

TABLEROS DE BAJA TENSION COMPARTIMENTADOS 14.75

- Cada interruptor debe tener su compartimiento.

- Los instrumentos de medición y control, elementos indicadores y otros dispositivos, deben alojarse en compartimientos propios o en las puertas o cubiertas frontales de los compartimientos de interruptores.

- Las barras colectoras, deben alojarse en el espacio restante del tablero, donde pueden colocarse también transformadores de medición y control, fusibles, reactores, apartarrayos y condensadores.

- Las barras colectoras correspondientes a diferentes fuentes de alimentacion se separan en compartimientos propios.

TABLEROS DE BAJA TENSION CON INTERRUPTORES DE POTENCIA ENCHUFABLES

- Estos tableros deben ser compartimentados.

- Cada compartimiento de interruptor debe llevar al frente una puerta a menos que el interruptor esté provisto de una cubierta integral.

- Deben proporcionarse cubiertas posteriores y superiores, en cantidad suficiente para permitir el libre acceso a las barras y conexiones que no sean accesibles por el frente.

- Deben proporcionarse medios mecánicos para el cierre y disparo de interruptores de operación eléctrica. El interruptor debe poder dispararse desde el frente del tablero.

- El indicador del cierre o apertura del interruptor debe quedar visible por el frente del tablero.

- Deben proporcionarse dispositivos de entrelace mecánico para:

  . Evitar el enchufe o desenchufe del interruptor cuando esté cerrado.

  . Mantener trabado el interruptor en su posición de enchufado.

  . Evitar el cierre del interruptor mientras no esté en la posición de "enchufado" o no haya una distancia segura entre los elementos de conexión primaria móviles y sus contrapartes estacionarias.

- Las barras colectoras y sus conexiones deben estar desnudas, excepto cuando la distancia entre ellas o a tierra indique que es necesario aislarlas.

14.77

- Todos los interruptores enchufables, con el diseño mecánico y características nominales exactamente iguales, deben ser físicamente intercambiables en todos los compartimientos correspondientes. Esto no implica necesariamente intercambiabilidad en los circuitos auxiliares secundarios.

- Las conexiones del alambrado secundario entre el elemento enchufable y su contraparte estacionaria, deben estar provistas de medios de desconexión automática, cuando éste se mueva de la posición de enchufado, a menos que los contactos de desconexión secundarios pasen a la posición de prueba.

TABLEROS DE BAJA TENSION NO COMPARTIMENTADOS

- Estos tableros no deben llevar barras entre sus elementos, tales como interruptores, equipos de medición y control, barras colectoras, etc.
- En estos tableros se deben montar interruptores en caja moldeada, desconectadores con o sin fusibles u otros similares
- Las conexiones de los interruptores y otros dispositivos de desconexión a las barras colectoras pueden hacerse con alambre, cable o solera según se especifique.
- En los casos de usarse alambre o cables, estos deben estar aislados con aislamiento termoplástico para 90°C y 600 V.

El tablero de alumbrado se clasifica como tablero de distribución en baja tensión, no compartimentado.

ARREGLO DE FASES Y POLARIDAD

- El arreglo de fases debe ser 1, 2, 3 contando del frente hacia atrás, de arriba hacia abajo o de izquierda a derecha, visto el tablero desde el lado del mecanismo de operación del interruptor principal.

- La polaridad en C.D., debe ser positiva, negativa de frente hacia atrás, arriba a abajo, izquierda a derecha, visto desde el mecanismo de operación del interruptor principal.

LOCALIZACION DE EQUIPO

Debe evitarse la localización de aparatos en lugares inaccesibles. Los instrumentos y otros aparatos indicadores montados verticalmente deben ser localizados (cuando sea práctico) a un nivel entre 1.27 y 1.9 m del piso.

Los conmutadores de control y transferencia deben ser localizados entre 1.02 y 1.68 m sobre el piso.

TABLA

LIMITES DE TEMPERATURA EN BARRAS

TIPO DE BUS Y CONEXION	ELEVACION MAXIMA PUNTO MAS CALIENTE (°C)	TEMPERATURA TOTAL PUNTO MAS CALIENTE (°C)
Buses y conexiones de cobre a cobre (Punto de conexión)	30	70
Buses y conexiones plateados (o equivalente) (punto de conexión).	65	105
Conexión a cables aislados (Cobre a cobre)	30	70
Conexión a cables aislados (Superficies plateadas)	45	85

Los interruptores son dispositivos diseñados para proporcionar un medio de:

- Apertura y cierre manual o controlado de un circuito.
- Apertura automática del circuito, protegiéndolo contra posibles daños producido por las condiciones de sobrecorriente.
- Desconexión del circuito.

Los dispositivos protectores de circuitos están diseñados para permitir que fluyan las sobrecorrientes normales (arranque de motores y sobrecargas mecánicas momentáneas) y abrir al presentarse una sobrecorriente durante un período normal de tiempo.

Los interruptores protegen con una característica de retardo de tiempo inverso contra condiciones de sobrecorriente, respondiendo al aumento de calor y magnetismo producido por el flujo excesivo de corriente.

El elemento que protege contra sobrecargas es generalmente un elemento térmico que responde a incrementos de calor.

En los interruptores el dispositivo de protección contra corto circuito es la unidad magnética que reacciona al incremento de magnetismo que resulta del aumento del flujo de corriente.

INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS

Los interruptores electromagnéticos para bajos voltajes son de construcción abierta, ensamblados en estructuras metálicas y diseñados para que todas sus partes sean accesibles para su mantenimiento, reparación y fácil remplazo. Sus unidades de disparo tienen un gran campo de ajuste y son completamente intercambiables en um mismo tamaño (o marco) de interruptor.

En la actualidad estas unidades de disparo por sobrecorriente se construyen en los tipos electromecánicos y de estado sólido, con accionamientos por C.A. o C.D.

Cuando se necesitan capacidades interruptivas de 200 KA o más, se pueden utilizar los modelos con fusibles limitadores de potencia integrados, los cuales tienen equipo de protección contra operación monofásica.

Estos interruptores están diseñados para montarse en cubículos y pueden ser de ejecución extraible (Drawn - Out), lo que da flexibilidad en mantenimiento.

Su operación puede ser eléctrica o manual.

INTERRUPTORES EN CAJA MOLDEADA

El interruptor automático en caja moldeada es un aparato de interrupción y equipo de protección ensamblados en una caja de material aislante. Los interruptores automáticos en caja moldeada están sellados de fábrica para prevenir los daños en sus contactos debidos a la falta de precaución en su inspección. La falta de partes de repuesto en el mercado obliga al remplazo total de la unidad si se presentan fallas.

Se tienen de los siguientes tipos:

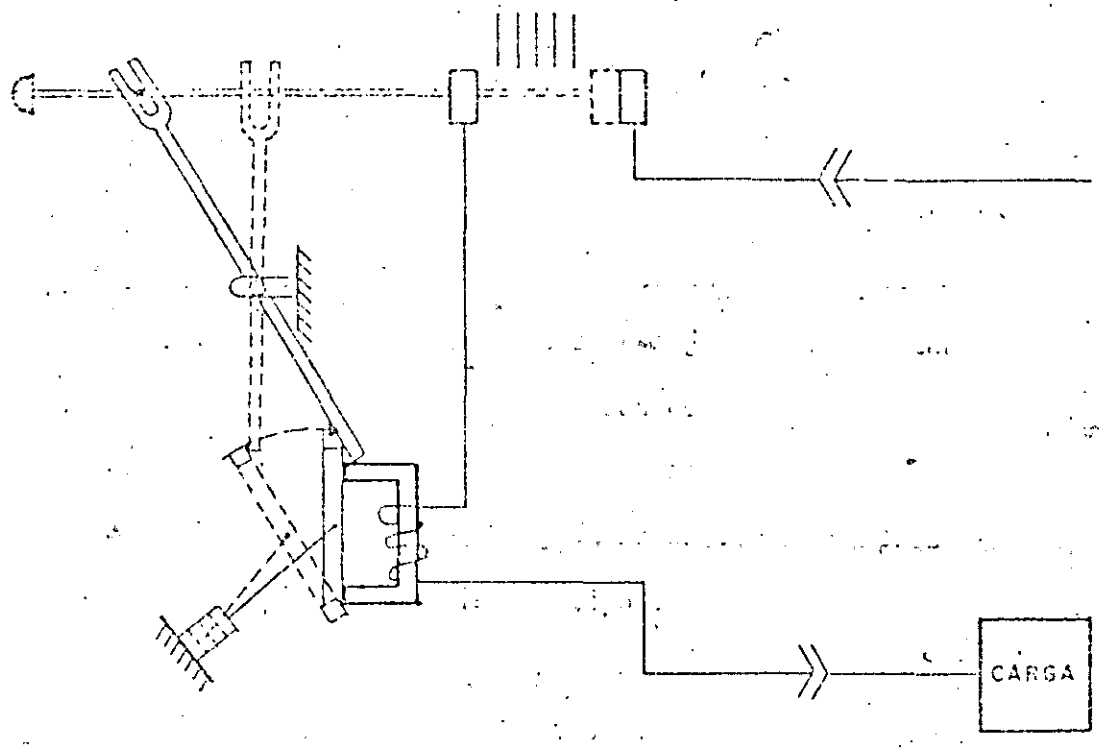
- Termomagnético.- Este tipo tiene un elemento de disparo térmico para sobrecargas y un elemento de disparo instantáneo magnético de protección contra corto circuito.

- Magnético.- Este tipo solo tiene elemento de disparo instantáneo magnético para emplearse cuando solo se requiere protección contra corto circuito.

- Combinación de termomagnético con fusible.- Este tipo combina la protección termomagnética normal contra corto circuito y sobrecarga, con la protección que ofrecen los fusibles limitadores de corriente contra altas corrientes de falla.

- Termomagnéticos de alta capacidad interruptiva.- Este tipo proporciona mayor protección contra altas corrientes, que los termomagnéticos normales, sin la necesidad de fusibles limitadores y sin incrementar su tamaño. Esta línea incorpora contactos y mecanismos más robustos en cajas de alto impacto.

INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO.



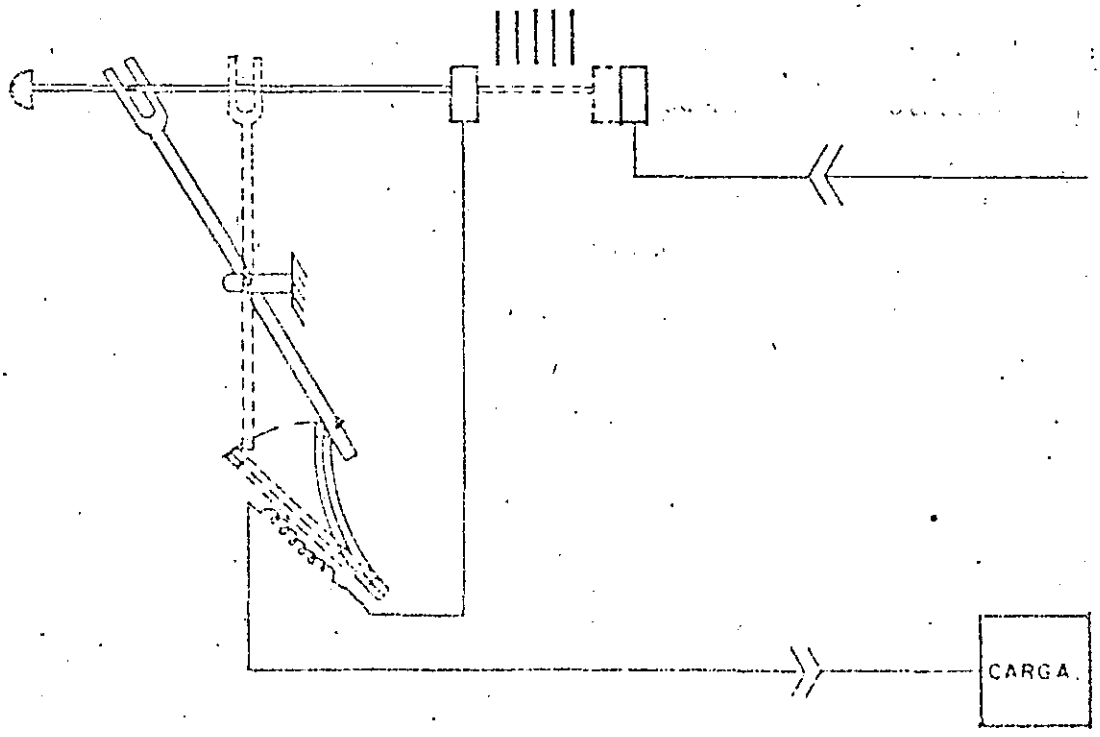


FIG.

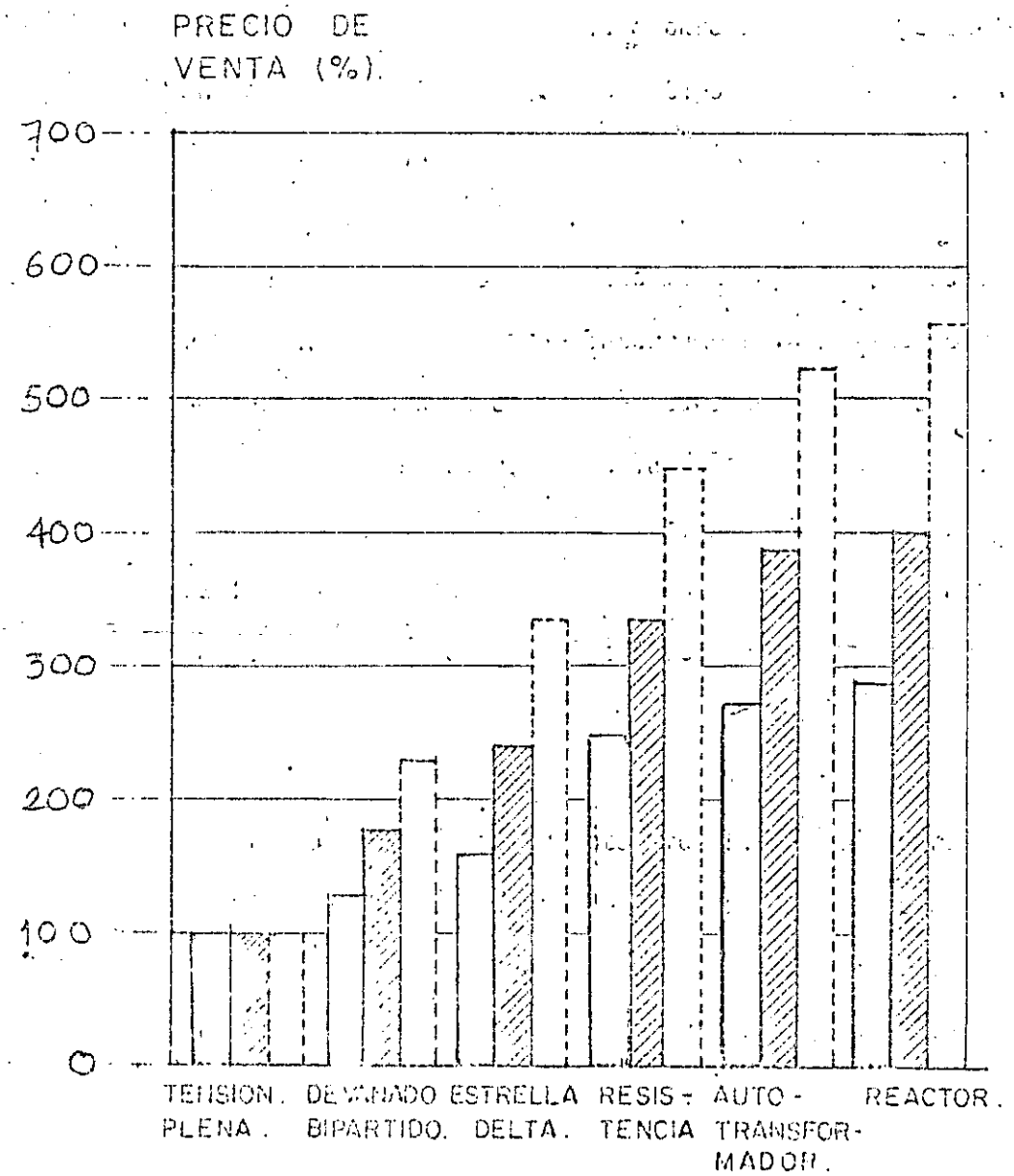
INTERRUPTORES DE SEGURIDAD PARA BAJO VOLTAJE

Los interruptores de seguridad para bajo voltaje son blindados y pueden o no tener fusibles. Este tipo es operado manualmente desde fuera de la caja.

Si el interruptor está adecuadamente aplicado para la capacidad de un motor, éste será capaz de interrumpir la máxima corriente de sobrecarga; ya que éstos se construyen para conducir más de seis veces la corriente de plena carga. En la aplicación de fusibles en los interruptores de seguridad se debe observar la siguiente regla: "La capacidad de los fusibles aplicados a un interruptor de seguridad no debe exceder del 80% de la capacidad de conducción del mismo interruptor sin fusibles".

Con la combinación interruptor-fusibles limitadores de corriente se pueden obtener altas capacidades interruptivas, pero nunca se debe asumir que la combinación de un fusible con alta capacidad interruptiva y un interruptor de baja capacidad, proporciona una elevación de capacidad interruptiva.

COMPARACION DE PRECIOS DE ARRANCADORES.



TAMAÑO NEMA. 5 (100 H.P.)

TAMAÑO NEMA 3 (30 H.P.)

TAMAÑO NEMA. 2 (15 H.P.)

CARACTERISTICAS DE LOS ARRANCADORES

TIPO AUTO TRANSFORMADOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS
	1.- El balance entre tensión y par de arranque se logra mediante las tres piernas del auto-transformador.	Ciclo de trabajo limitado por el autotransformador.
	2.- Alta eficiencia del par de arranque	
	3.- Flexibilidad para la aplicación	
	4.- Protección contra bajo voltaje	
	5.- Relevador de sobrecarga bimetálicos	
	6.- Larga vida con pocas partes móviles	
TIPO MAGNETICO	1.- Operación automática después de la señal de arranque	Más caro que el tipo manual.
	2.- Operación a control remoto de acuerdo a las necesidades.	
	3.- Mayores ciclos de operación que el tipo manual. (15 s en períodos de 4 min. durante 1 hora y después un período de descanso de 2 horas).	
	4.- Circuito de transición cerrada. (El motor está conectado desde arranque hasta plena carga, sin interrupciones de corriente).	
	5.- Protección al auto-transformador.	

TIPO MANUAL	VENTAJAS	DESVENTAJAS
	1.- Más barato que el magnético.	1.- Operación más difícil que el magnético. 2.- 15 s.de arranque en períodos de 4 min. y con un total de cuatro ciclos. 3.- Circuito de transición abierta.
RESISTENCIA PRIMARIA	1.- Es el menos complejo de los arrancadores a voltaje reducido. 2.- Aceleración suave. 3.- Circuito de transición cerrada. 4.- Factor de potencia alto al arranque.	1.- Bajo par de arranque cuando el voltaje decrece. 2.- Las características de arranque no son fácilmente ajustadas después de manufacturarse
DEVANADO BIPARTIDO	1.- Aplicaciones de alto o bajo voltaje. 2.- Circuito de transición cerrado. 3.- Aceleración plena en un paso para la mayoría de los motores de inducción o motores especiales de devanado bipartido.	1.- Normalmente baja eficiencia de par. 2.- No recomendable para motores de alta inercia. 3.- Requiere diseños de motores especiales para motores arriba de 220 V. 4.- Para cargas ligeras únicamente. 5.- Las características del par o corriente de arranque no son ajustables.

ESTRELLA DELTA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
	1.- Alta capacidad de trabajo en el arranque y aceleración durable.	1.- Las características de arranque y par no son ajustables para motores con alta inercia.
	2.- Par eficiente por ser alto.	2.- Requiere de un diseño especial en el motor.
		3.- Circuito de transición abierta.
		4.- Para cargas ligeras únicamente.

TABLA 14.4.1

CARACTERISTICAS DE LOS ARRANCADORES

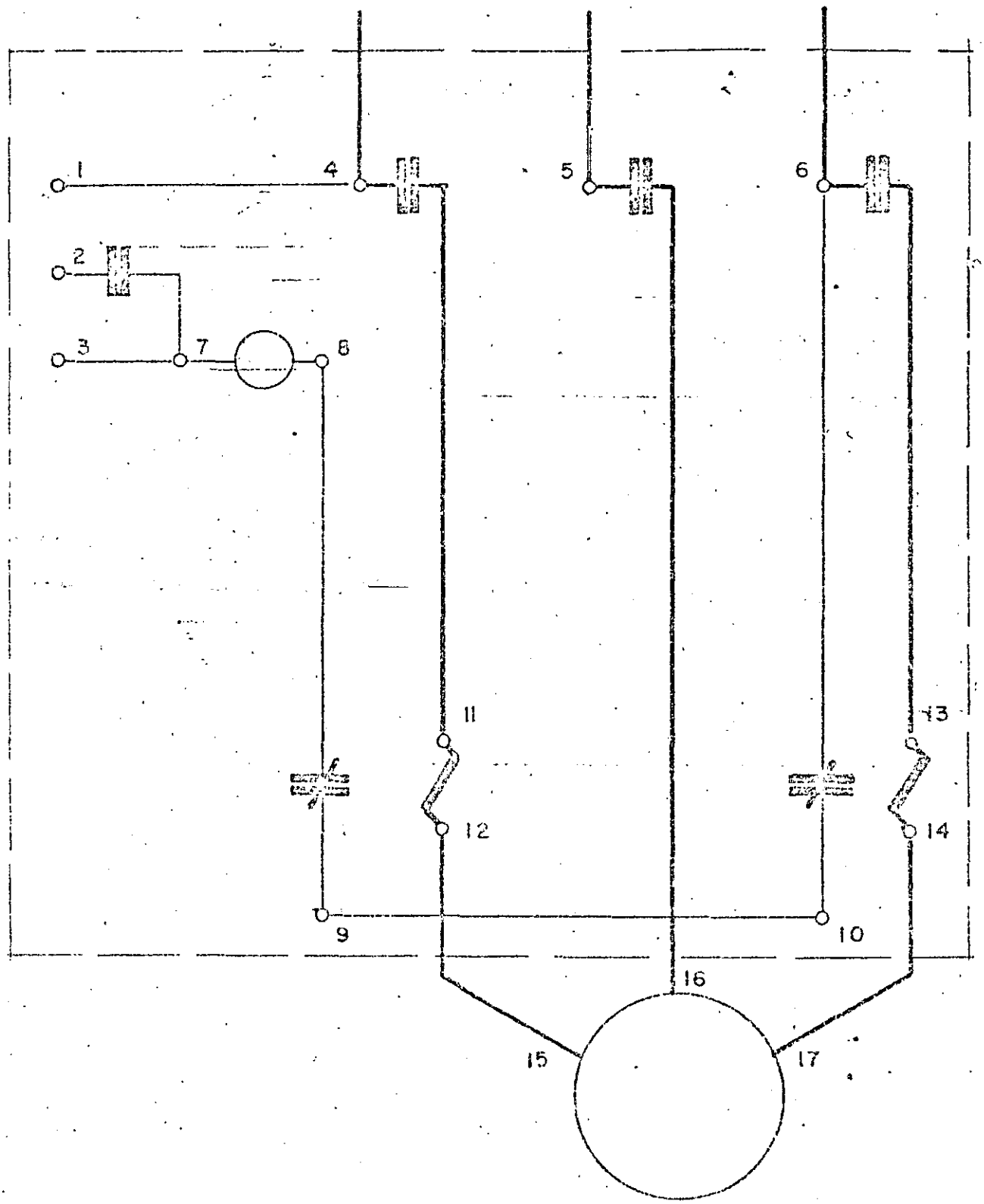
ARRANCADOR	CORRIENTE EN EL ARRANCADOR	PAR DE ARRANQUE	VOLTAJE EN EL MOTOR
Auto Transformador	64	64	80
Magnético	42	42	65
Manual	25	25	50
Resistencia Primaria	80	64	80
Devanado Dipartido	65	42	100
Estrella Delta	33	33	100

TABLA 14.4.2

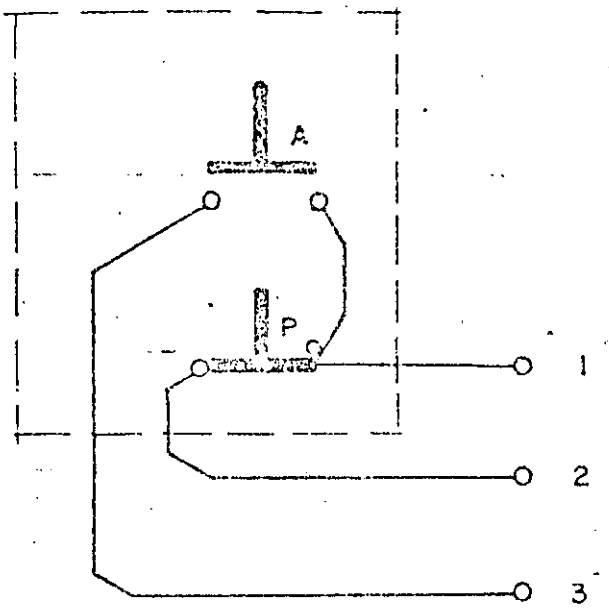
CARACTERISTICAS DE LOS ARRANCADORES

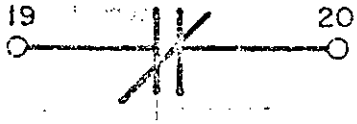
TAMAÑO NEMA	H. P. MAXIMOS 110 V	220 V	440 V
0	2	3	5
1	3	7.5	10
2	7.5	15	25
3	15	30	50
4	25	50	100
5	50	100	200

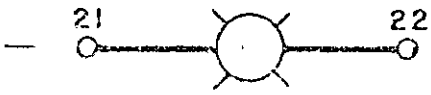
14.94

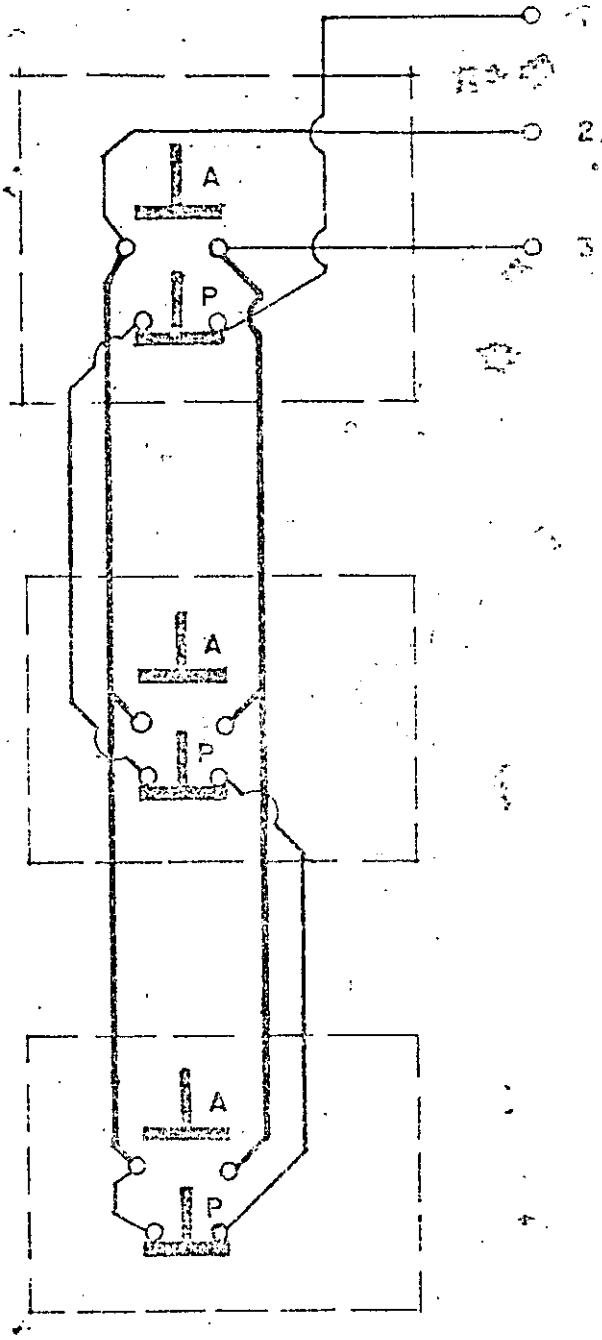


ESTACION DE BOTONES









TEMA 3 (1/22)
"CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION"
COMPLEMENTO

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).- Versátilidad 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 eléctricidad haciendo que un conductor atraviese un campo magnético, éste es en escencia 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 alterno con polos Norte (S) y Sur (ES) 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 nominal de cualquier aparato de inducción es la potencia útil que puede suministrar junto con las características de voltaje, corriente y frecuencia indi--

./.

cados 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 esté 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 cúal se expresa generalmente como porcentaje por lo tanto:

$$S = \frac{(Ns - Nr)}{Ns.} \times 100$$

donde:

S es el por ciento de deslizamiento

Ns es la velocidad síncrona

Nr 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 vacio: 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 perdidas sin carga; éstas pérdidas sin carga son las pérdidas del nucleo, las de fricción y ventilación y las pérdidas del cobre del embobinado debidas a la corriente en vacio.

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

./.

trucción del motor y son muy difíciles de calcular. Las pérdidas combinadas de fricción y ventilación son del orden del 3% de la potencia demandada por el motor.

b).- Pérdidas en el Núcleo: Las pérdidas en el núcleo para motores de inducción se componen de las de histeresis; 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 entrohierro, las de pulsación en los dientes debido a variaciones en la densidad de los dientes, perdidas debidas a rebabas en las ranuras, pérdidas debidas al flujo no distribuido uniformemente, etc.

Las pérdidas por unidad de peso a varias densidades de flujo y para diferentes calidades de acero eléctrico se obtienen de curvas las cuales se trazan a partir de pruebas en muestras. Las pérdidas adicionales no se pueden calcular.

c).- Pérdidas en el Cobre: Tanto en los circuitos de corriente alterna como en las de corriente continua las pérdidas, (I^2 R) en el cobre se calculan multiplicando el cuadrado de la intensidad de corriente en amperes por la resistencia ohmica 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 trigonometrica (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.

$$\eta = N = \frac{Ws}{We} \times 100$$

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 maxima permisible que puede llevar el motor bajo las condiciones especificadas en sus datos de placa.

./.

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.

El problema de la aplicación de motores de inducción jaula de ardilla, se reduce escencialmente 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, asícomo 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 si, es necesario nivelar, alinear y anclar perfectamente el grupo.

./.

Transmisión con banda o cadena.- Al aplicar éstos métodos de transmisión y reducción de velocidad a motores, deben comprobarse siempre dos factores.

a).- Carga radial adicional sobre la chumacera del motor.

b).- Carga combinada de flexión y torsión sobre la extensión de la flecha.

Los límites prácticos establecidos por NEMA para este tipo de transmisiones para asegurar buena vida en las chumaceras y prevenir esfuerzos excesivos en la flecha, son como sigue:

Motor Armazón.	No. de Polos.	Velocidad Sincronica, RPM.	C.P. máximos Por transmitir.
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:

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

c).- Comparación.- Si a) ó b) resultan impráctico hágase una comparación cuidadosa de la máquina a propulsarse con máquinas similares cuyas necesidades de potencia sean conocidos. Este método es el mas 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.

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.

./.

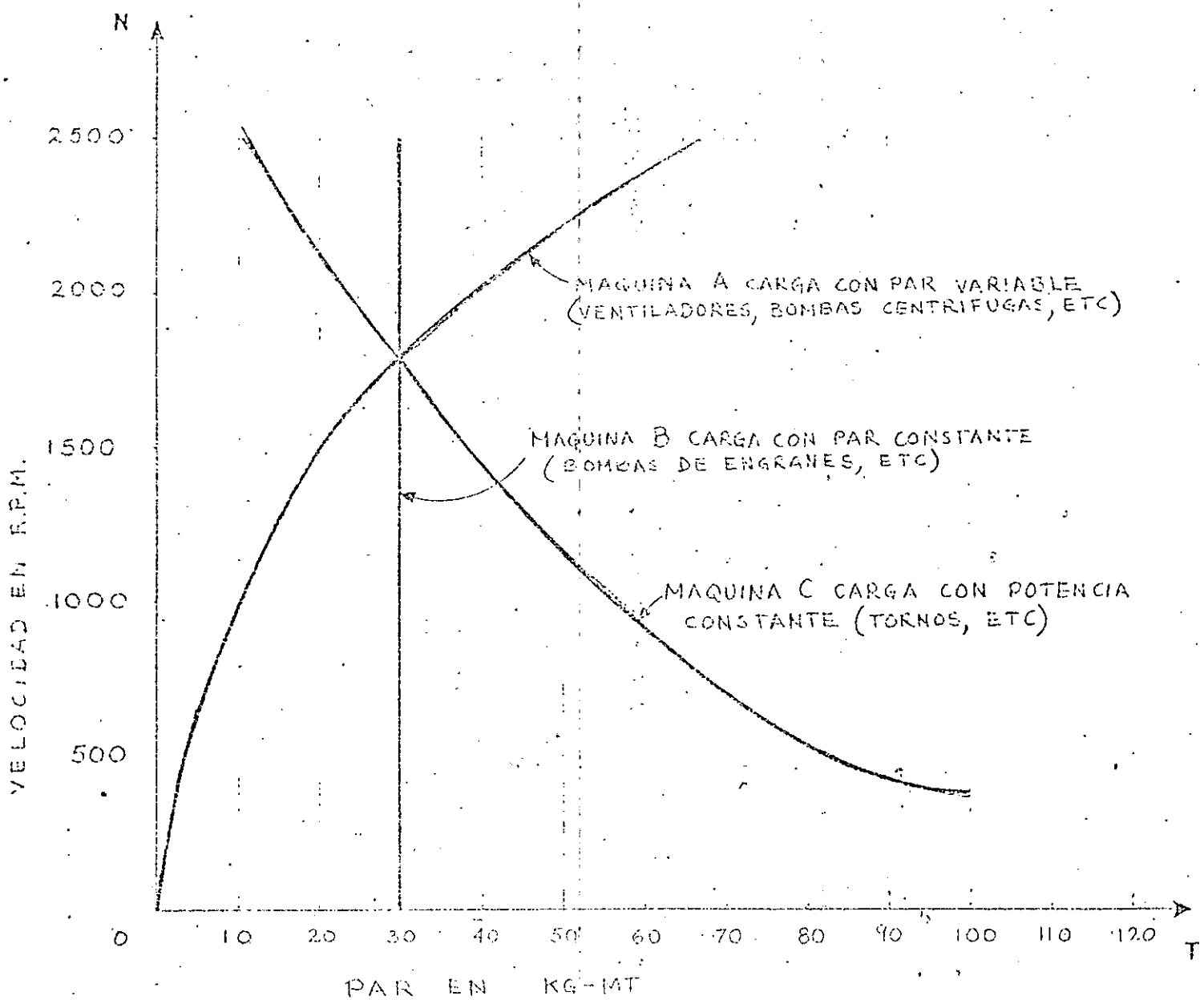


FIG. 1 CARACTERISTICAS DE PAR DE ALGUNAS CARGAS

Características de Par de las Máquinas.-

En general existen tres tipos de requerimientos de par las máquinas movidas como se muestra en la figura No. 1.

Máquina A.- "Carga de Par Variable".- En éstas máquinas el par varía con el cuadrado de la velocidad de operación, como en ventiladores, sopladores y bombas centrífugas, todas las cuales requieren pares mucho más bajos a velocidades bajas que a velocidades altas. En éstas máquinas el par de arranque solo es el requerido por fricción e inercia, que son relativamente bajas.

Máquina B.- "Carga de Par Constante".- En éstas los requerimientos de par no varian con la velocidad. La carga principal en éstas máquinas es de fricción, como en transportadores, máquinas para las industrias del hule y papel, líneas de proceso, bombas de engranes, etc.

Máquinas C.- "Carga de Potencia Constante".- En éste tipo de máquinas, la demanda de par aumenta al decrecer la velocidad. La potencia requerida permanece constante para todo el rango de velocidades. Típico de esta carga, son algunos tornos donde se hacen cortes gruesos a velocidades bajas.

Sin embargo existen máquinas que no caen bajo ninguna de éstas tres clasificaciones. En este caso es necesario obtener la curva Par-velocidad del fabricante.

Máquinas con Velocidad Constante y Carga Variable.-

En muchos casos una máquina de velocidad constante, tiene una carga variable, es decir requiere de una potencia variable. Esto no siempre dicta el uso de un motor cuya potencia sea la 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.- Multipliquese el cuadrado de la potenciapor 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.

./.

3.- Extraígase 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.

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

$$C.P. = 7.72\ C.P.$$

Se escogería un motor de $7\frac{1}{2}$ 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 si. 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 demas 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 Kilógramos.

D = Distancia en metros.

t = Tiempo en minutos.

T = Par en Kg-mts. a un metro de radio.

RPM = Velocidad angular en revoluciónes por minuto.

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

1 CP = 75 kgmts/seg. = 4500 kgmts/min.

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

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

La simple fórmula anterior nos muestra la interrelación entre potencia, par y velocidad. Esta fórmula frecuentemente se olvida al aplicar los motores.

Supongámos 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 dá 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.

Tambien 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 plos tiene mas cobre y hierro para poder desarrollar un par mayor, que los motores de 2 y 4 polos.

./.

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 ademas 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. Tambien 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 absorve la máquina para moverse. En el de un motor, par indica la fuerza rotacional que el mismo produce en su flecha.

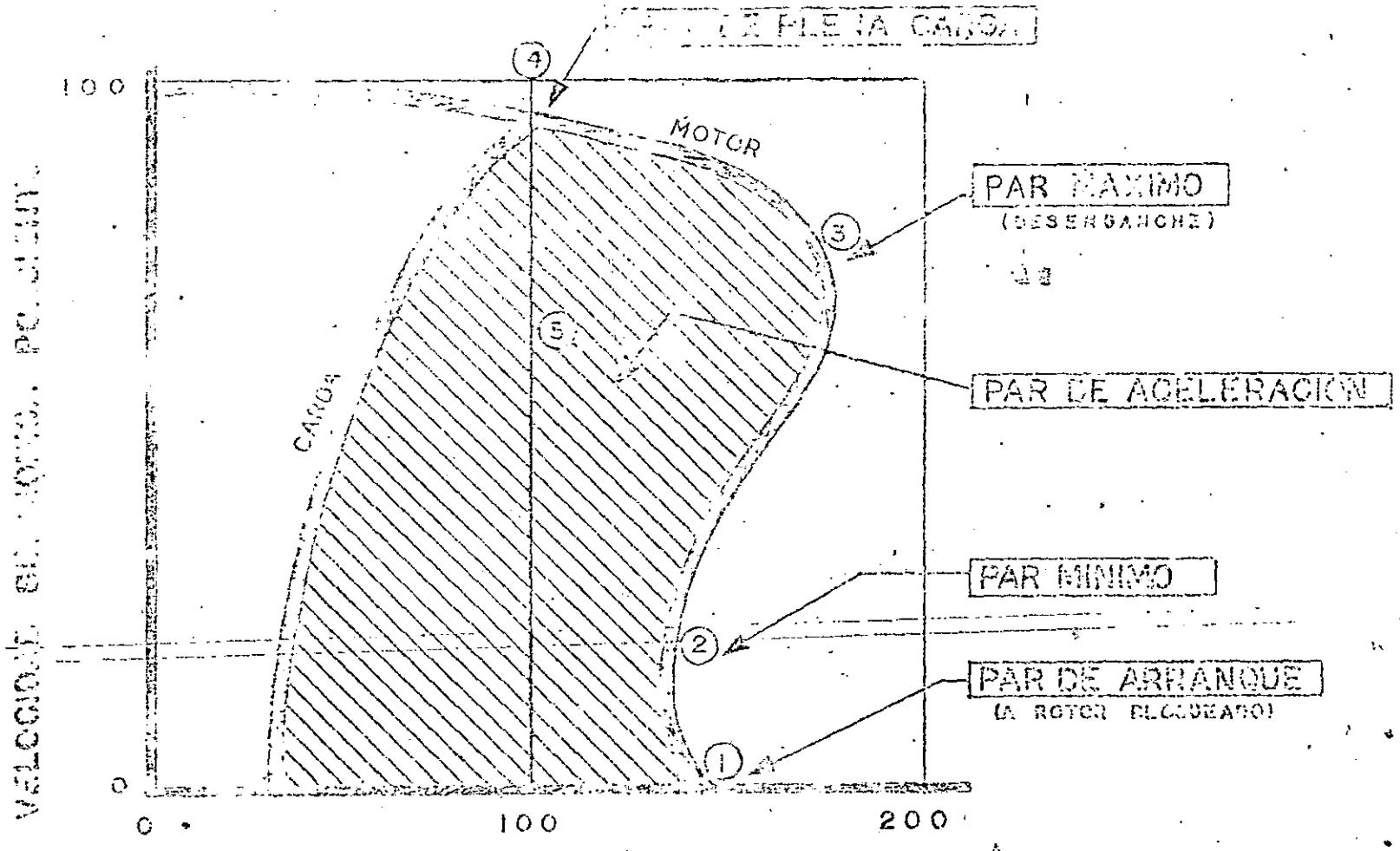
La curva típica "Par-Velocidad" de un motor de inducción mostrada en la Figura No. 2, ilustra los diferentes pares que desarrolla el motor:

"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. Tambien 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.

./.



—PARES DE UN MOTOR DE INDUCCION—

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 vacio. Tambien se le llama "Par de Desenganche".

"Par de Plena Carga", es aquel que desarrolla el motor para producir la potencia de placa a la velocidad especificada, como se muestra en el punto (4) de la curva.

"Par de Aceleración" es la diferencia o exceso de pares entre los desarrollados por el motor y los demandados por la carga. El área ashurada (5) es proporcional a la potencia en exceso desarrollada por el motor para acelerar la carga. Los "pares de aceleración" son la diferencia entre las dos curvas y están dentro de 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. Tambien 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 obje-

to. En éste 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 márgen 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 ésta 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 aqui recaería 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 tipica para toda una familia de motores (NEMA Clase B), pero para ésta 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 I, 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 éste 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 [illegible] 75% de la velocidad sincrónica (3). El motor ha alcanzado ahora el par máximo de desarrollo. La ahora en este punto que necesitamos el par de 250% del par a plena carga [illegible] sea 12.4 kg-mts [illegible] 900 RPM. (75% de 1200 RPM).

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 linea 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 C.P., 6 polos, NEMA B, arrancandolo a plena tensión. Si la tensión no es estable y caé 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. Aqui vemos que el par de arranque es de 200% y que está por encima de la curva. Par-Velocidad del motor diseño NEMA B. Aqui también habría que usar otro tipo de motor como el NEMA C.

Pero refirámonos más a fondo a estos otros diseños. Como deciamos 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 estan limitadas por Normas. No así para el diseño A, de modo que éste se usa solo en motores grandes totalmente cerrados de mas de 100 CP., en donde resulta muy difícil limitar por diseño la corriente de arranque a las Normas NEMA-C[illegible]. 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.

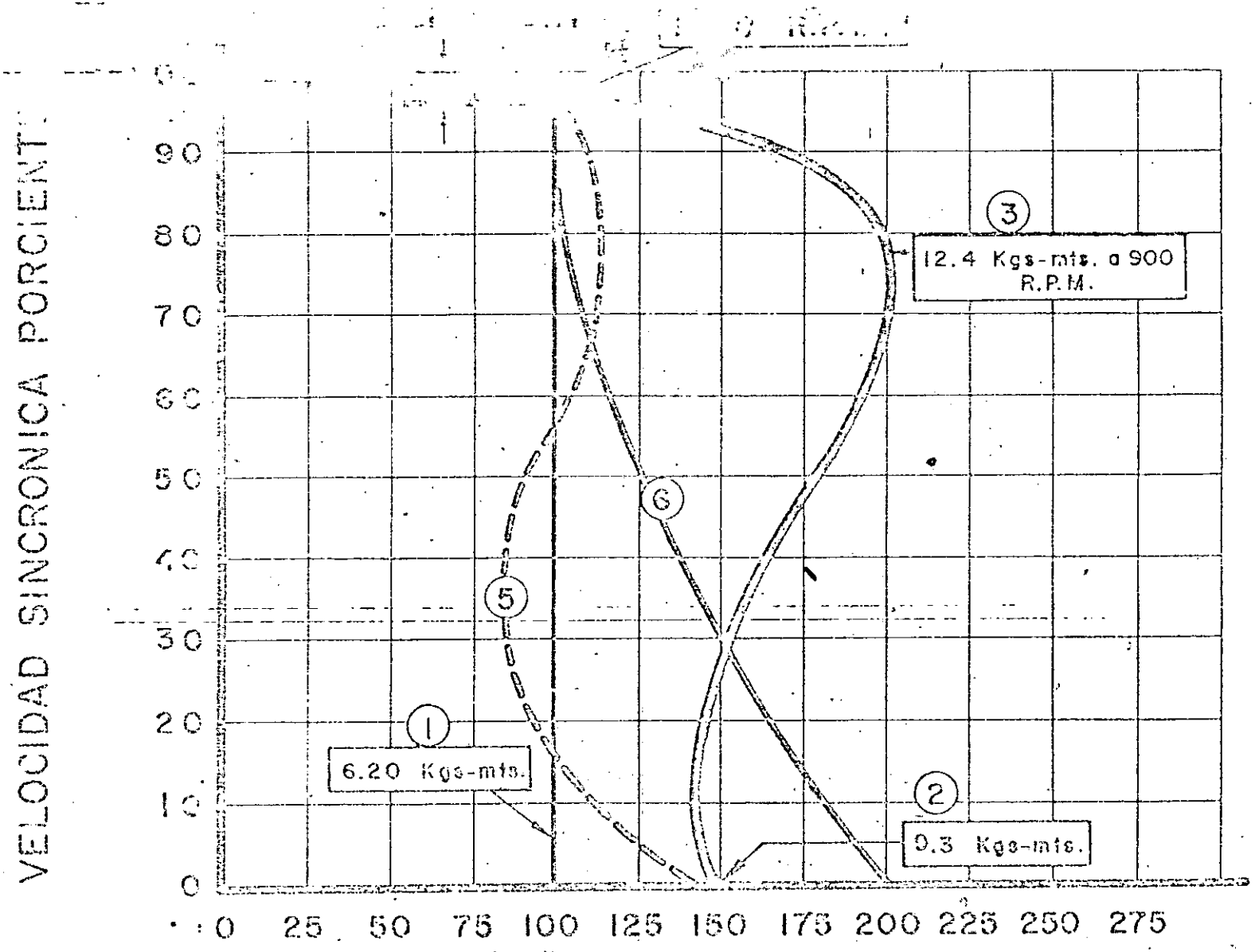
Los motores del diseño NEMA C debido a su alto par de arranque y de aceleración son aplicables a escaleras eléctricas, pulverizadores, compresores sin válvula de descarga, transportadores, etc. Se construyen en tamaños de 3 CP., 6 Polos para arriba. Abajo de este límite los motores normales NEMA B, inherentemente 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. [illegible] 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.

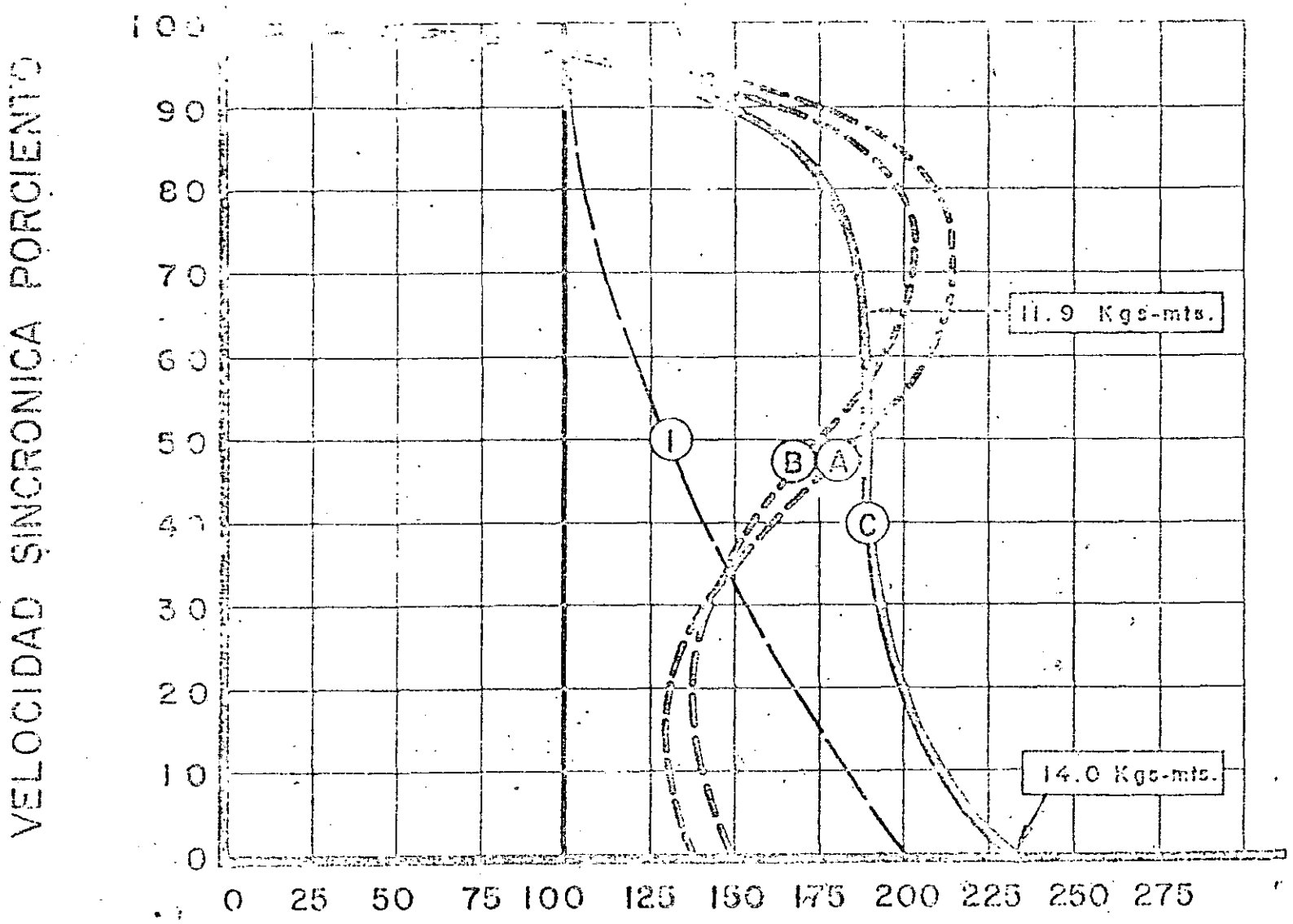
Otra característica poco usual en este tipo de motor es su alto deslizamiento (2) a plena carga. La curva mostrada corresponde a un motor diseño D con deslizamiento de 10%. Los motores diseño NEMA D más usuales se hacen con deslizamientos entre 5 y 8% y el otro grupo menos usual con deslizamientos entre 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 deceleración 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 el volante 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 -



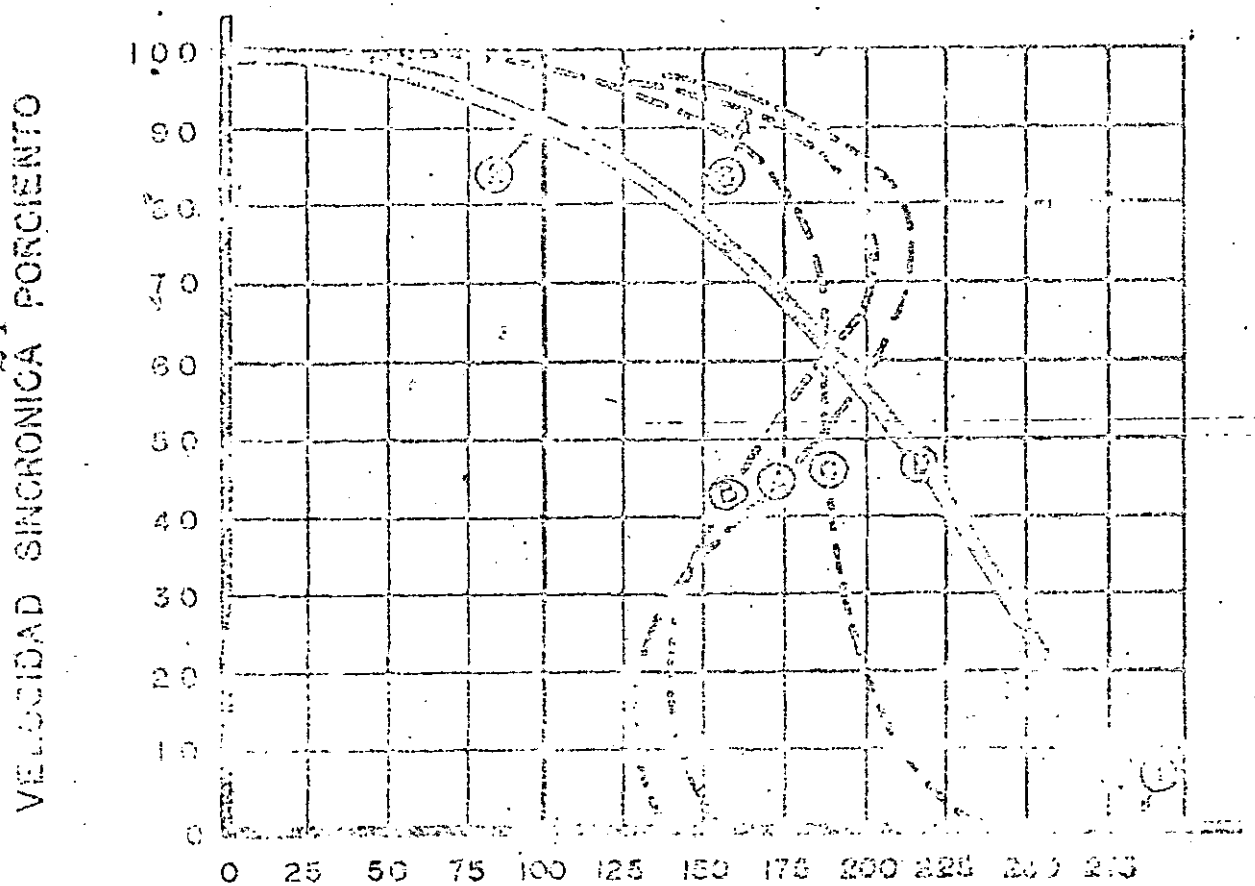
— CURVA PAR-VELOCIDAD.- NEMA B —

FIG. 4



— CURVA PAR VELOCIDAD.-NEMA C —

FIG. 5



— CURVA PAR VELOCIDAD.- NEMA D —

Velocidad	Fuente de Energía	Tipo de Motor	Rango de Potencias	Par de Arranque (1)	Par Máximo (1)	Regulación de Velocidad % de Deslizamiento	Notas Generales
Velocidad Constante	Corriente Alterna 3 y 2 Fases	Jaula de Ardilla Estándar Par Normal, Corriente de Arranque Norm.	½ a 300 HP	150	200 a 250	2 a 5	Usos Generales Amplia Aplicación Control Sencillo
		Jaula de Ardilla, Par Normal, Baja Corriente de Arranque	7½ a 200 HP	125 a 150	200 a 225	2 a 5	
		Jaula de Ardilla, Par Elevado Baja Corriente de Arranque	3 a 100 HP	200 a 250	175 a 225	4 a 5	Arranque Pesado, Control Sencillo
		Jaula de Ardilla, Par Elevado Alto Deslizamiento	½ a 100 HP	200 a 300	200 a 300	8 a 15	Arranque Pesado Cargas Fluctuantes e Intermitentes
		Jaula de Ardilla, Par Bajo, Baja Corriente de Arranque	40 a 100 HP	50 a 80	125 a 150	4 a 5	Usos Especiales, Cargas Constantes, Arranques Ligeros
		Jaula de Ardilla Par Bajo	½ a 10 HP	100 a 125	175 a 200	4 a 5	Servicio Especial, Marcha Atrás Suave
		Rotor Devanado de Anillos	½ a 300 HP	200 a 250	200 a 250	(3)	Arranques Frecuentes, Pesados
	Monofásico	De Capacitor, Fase Partida, Par Abajo	½ a 10 HP	50 a 75	175 a 200	4 a 6	Arranques Ligeros, Carga Conectada Directamente
		De Capacitor, Inducción de Inducción, Par Normal	½ a 10 HP	150 a 200	175 a 200	4 a 6	Uso General, Arranques Poco Frecuentes
	Corriente Continua	De Campo Derivado	½ a 75 HP	150	(2)	5 a 10	Uso General, Cargas Parejas
		Devanado Compound	½ a 75 HP	175 a 200	(2)	10 a 25	Arranques Pesados, Cargas Fluctuantes
		Devanado Serie	¼ a 75 HP	300 a 400	(2)	(3)	Arranques Frecuentes y Pesados
Velocidad Variable	Corriente Alterna 3 y 2 Fases	HP Constante, 2-3-4 Velocidades	¼ a 150 HP	125 a 150	175 a 200	4 a 6	Velocidad Independiente de la Carga
		Par Constante 2-3-4 Velocidades	¼ a 200 HP	125 a 150	175 a 200	4 a 6	Velocidad Independiente de la Carga
		Par Variable, 2-3-4 Velocidades	¼ a 200 HP	125 a 150	175 a 200	4 a 6	Velocidad Independiente de la Carga
	Corriente Continua Rotor Devanado	Control de Campo	½ a 75 HP	150	(2)	5 a 10	Rango Amplio, Control Flexible
		Control de Voltaje Variable	¼ a 30 HP	150	(2)	(3)	Rango Muy Amplio, Control Flexible
	CA	Rotor Devanado	½ a 30 HP	200 a 250	200 a 250	(3)	Rango Limitado, Arranques Pesados
	Corriente Continua Derivado	Control de Armadura	½ a 75 HP	150	(2)	(3)	Rango Limitado, Velocidad Dependiente de la Carga
		Control de Armadura y Campo	½ a 50 HP	150	(2)	(3)	Rango Amplio, Aplicación Limitada
		Control de Voltaje Variable	¼ a 30 HP	150	(2)	(3)	Rango Amplio Baja Eficiencia
	Corriente Continua Serie	Control de Armadura	½ a 75 HP	175 a 200	(2)	(3)	Rango Limitado, Velocidad Dependiente de la Carga
		Control de Armadura y Campo	½ a 20 HP	175 a 200	(2)	(3)	Rango Amplio, Aplicación Limitada
		Control de Voltaje Variable	¼ a 30 HP	175 a 200	(2)	(3)	Rango Amplio, Baja Eficiencia
		Control de Armadura	½ a 75 HP	300 a 400	(2)	(3)	Rango Limitado, Arranques Pesados

Tipo de Motor	Agitadores-Mezcladores	Bombas Alternativas	Bombas Centrífugas y de Turbina	Cabrestantes	Compresores	Elevadores de Cangilones	Extractores (Lavandería y Químicos)	Fresadoras	Fresadoras	Gruas, Montacargas, Elevadores	Lavadoras	Máquinas de Carpintería	Máquinas Rotadoras	Mezcladoras de Masa	Molinos de Bolas o Rodillos	Molinos de Martillos	Moto-Generadores CA-CC	Moto-Generadores CC-CA	Prensas Embrague	Prensas de Imprenta, Sencillas	Prensas de Imprenta, Cama Plana	Prensas de Imprenta, Rotativas y Offset	Pulidoras	Quebradoras y Pulverizadores (con estante)	Quebradoras y Pulverizadores (sin volante)	Secadores Oscilantes	Separadores (Tipo Rodillo)	Taladros	Tornos	Transportadores (Arrastre Cadenas)	Trituradores, Cizallas y Martillos	Ventiladores
Usos Generales Amplia Aplicación Control Sencillo	●		●					●	●			●		●			●			●			●		●		●	●	●			●
	●		●					●	●			●		●			●			●			●		●		●	●	●	-		●
Arranque Pesado, Control Sencillo		●			●	●									●	●								●						●		
Arranque Pesado Cargas Fluctuantes e Intermitentes				●		●	●			●			●		●	●			●					●						●	●	
Usos Especiales, Cargas Constantes, Arranques Ligeros			●														●										●					●
Servicio Especial, Marcha Atrás Suave											●															●						
Arranques Frecuentes, Pesados		●		●	●	●	●			●			●		●	●								●						●	●	
Arranques Ligeros, Carga Conectada Directamente																																●
Uso General, Arranques Poco Frecuentes	●	●	●		●			●	●								●			●			●		●		●	●	●			
Uso General, Cargas Parejas	●		●					●	●			●		●				●					●		●		●	●	●			●
Arranque Pesado, Cargas Fluctuantes		●			●	●	●			●	●				●	●			●	●	●	●		●		●				●	●	
Arranques Frecuentes y Pesados				●						●			●																			
Velocidad Independiente de la Carga									●														●					●	●			●
Velocidad Independiente de la Carga	●	●	●			●	●			●				●	●					●	●	●					●					
Velocidad Independiente de la Carga																																●
Rango Amplio, Control Flexible									●					●									●					●	●			
Rango Muy Amplio, Control Flexible										●																						
Rango Limitado, Arranques Pesados	●	●	●			●				●			●		●					●	●	●					●			●		●
Rango Limitado, Velocidad Dependiente de la Carga	●		●																								●					●
Rango Amplio, Aplicación Limitada																					●	●										
Rango Amplio Baja Eficiencia																					●	●										
Rango Limitado, Velocidad Dependiente de la Carga		●				●									●															●		
Rango Amplio, Aplicación Limitada										●										●	●	●										
Rango Amplio, Baja Eficiencia										●												●										
Rango Limitado, Arranques Pesados				●									●																			

(1) % Del Par de Plena Carga

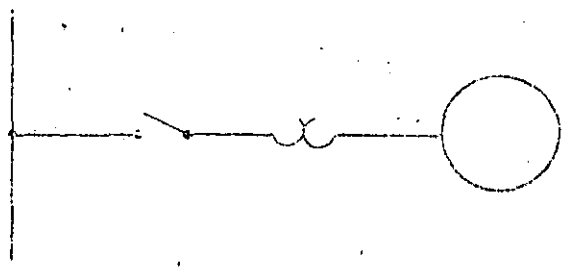
(2) El Par Máximo está limitado por la conmutación, bajo condiciones normales el Motor CC desarrolla 200 a 400 % de par máximo momentáneamente.

(3) Dependiendo de la Carga a Velocidad Normal.

durante los periodos ó 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 á base de altas pérdidas en el rotor.

SISTEMAS DE ARRANQUE APLICABLES AL MOTOR

El sistema mas simple de arrancar los motores es conectarlo 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 al motor. Este equipo de control recibe ordenes dadas por un operario que regula la operación y al propio tiempo protege el equipo.



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. Tambien 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 medio HP, pueden conectarse directamente a la línea, sin riesgo de dañarlos o provocar perturbaciones en el sistema eléctrico.

Los motores mayores de 1/2 HP, pero menores de 10 HP, deben ser arrancados por un arrancador a tensión plena, segun lo establece el Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas: (Art 28.(5) Estos tipos de arrancadores, pueden ser manuales ó magnéticos. Los manuales consisten en una caja que contiene un interruptor de acción rápida de cerrado ó 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 son el control de pequeños motores [illegible]

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

El otro tipo de arrancadores a tensión plena, son los magnéticos que emplean energía electromagnética para cerrar los interruptores del arrancador, esto proporciona un medio seguro conveniente y económico para arrancar motores. Generalmente se usan cuando al motor se le puede aplicar el par de arranque a voltaje pleno, se controlan por dispositivos piloto, tales como estación de botones, interruptores de flotador ó relevadores de control de tiempo.

El motor, como anteriormente se dijo, al recibir la plena tensión, tomará durante el periodo de aceleración de la carga, una corriente que es entre cinco y diez veces la corriente de plena carga.

Este arrancador consiste en una caja donde van montados los contactos que son accionados por una bobina de solenoide.

La bobina es accionada por una estación de botones, o por algún otro medio, Esta bobina nos sirve también como protección por bajo voltaje, ya que si existe un bajo voltaje, la bobina se desenergiza desconectando los contactos, abriendo el circuito de alimentación del motor.

Bajo cualquier condición de sobrecarga, el motor toma una corriente excesiva que causa sobrecalentamiento, por lo que el aislamiento de los devanados se pueden deteriorar, Existen límites establecidos para las temperaturas de operación del motor, empleado relevadores de sobrecarga para limitar la cantidad de corriente, ya sea por medio de fusibles en la línea ó relevadores bimetálicos de sobrecarga en el arrancador.

El motor en el arranque toma una corriente muy alta, que puede resultar objetable, pues produce una caída de tensión considerable, calentamiento de las líneas, del arrancador y del motor mismo y pueden ser objetables ó perjudiciales, por lo que es necesario usar un arrancador que reduzca el voltaje aplicado y en esta forma amortigue el transitorio de corriente a valores aceptables.

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

Existen dos 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

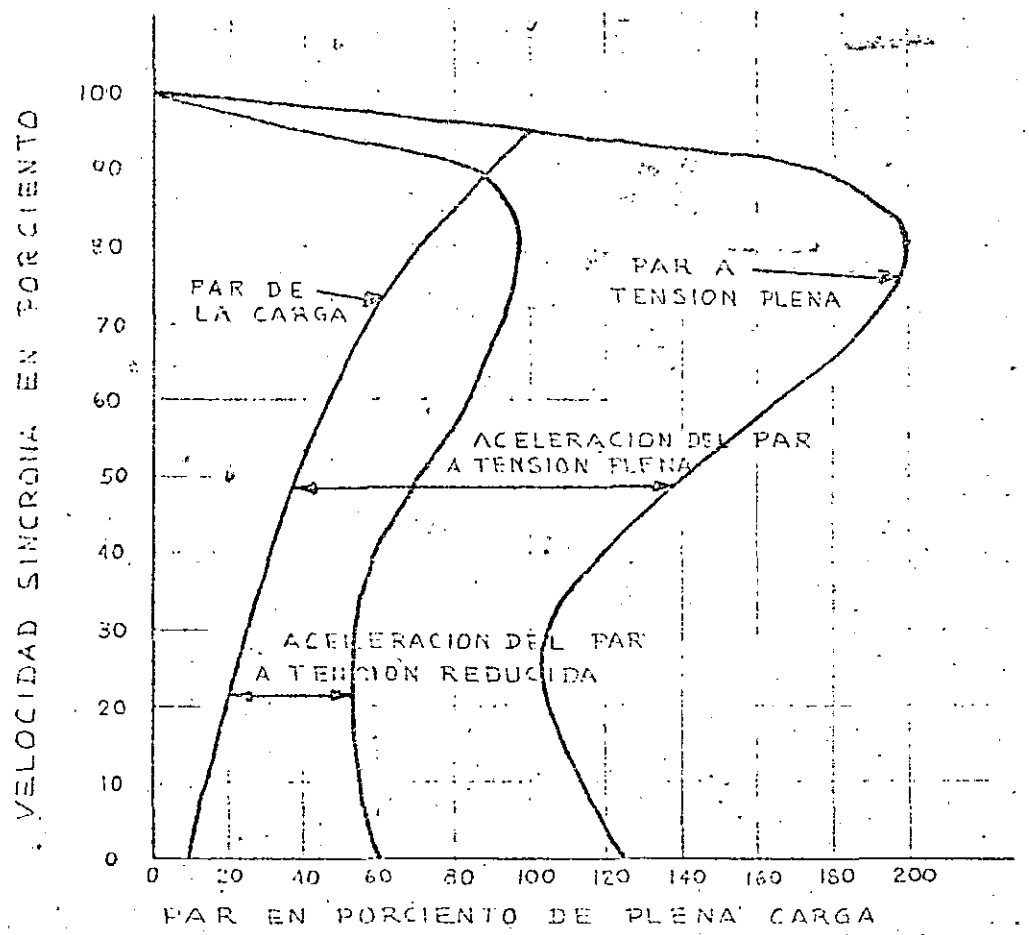


FIG 7. CURVA PAR-VELOCIDAD DE UN MOTOR

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

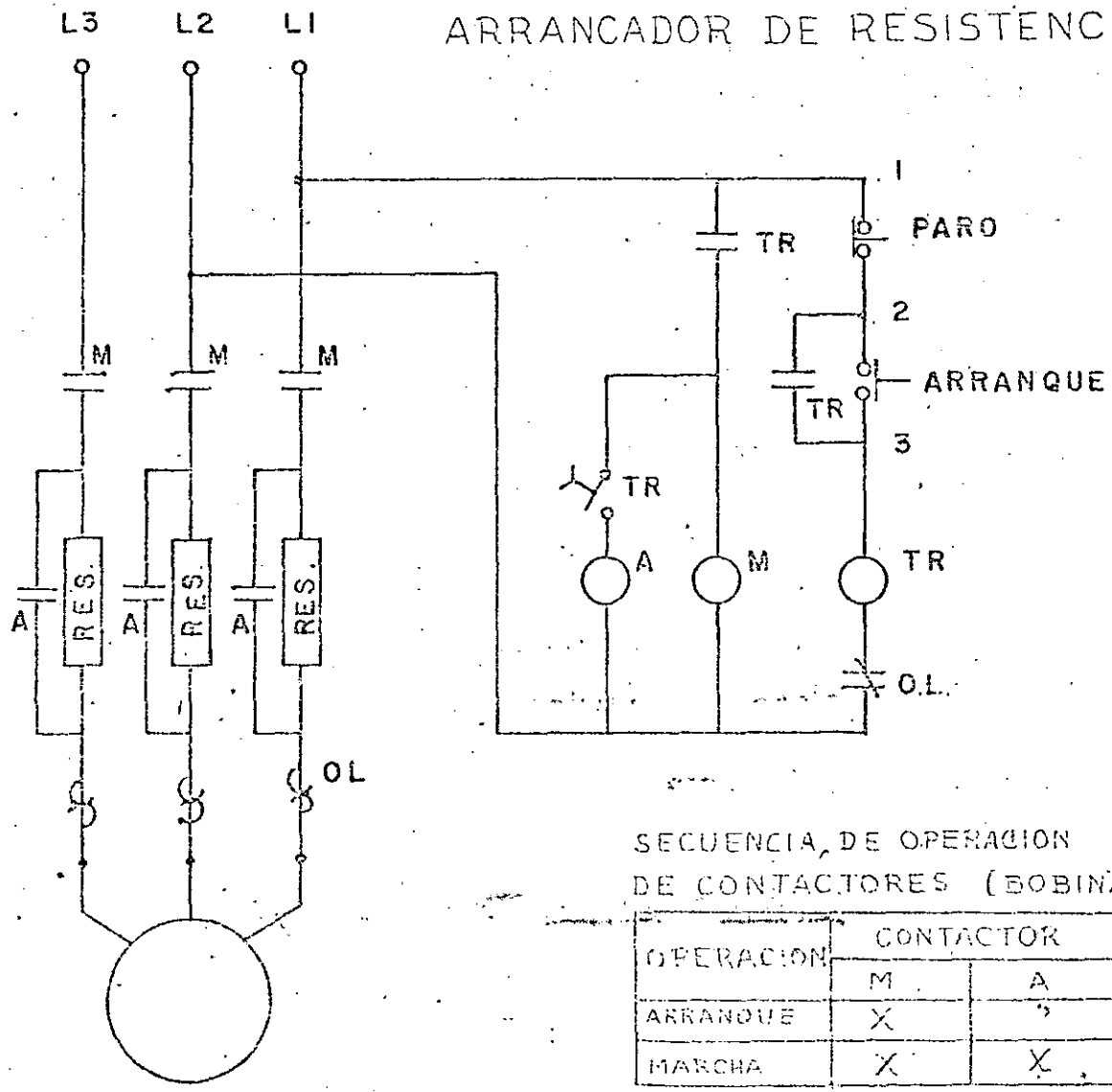
Cuando el arranque del motor es a voltaje reducido, la corriente de arranque también es menor en proporción directa al voltaje aplicado. Por lo tanto el arranque a tensión reducida minimiza estos efectos adversos. FIG 7

REDUCCION DEL PAR.- El arranque a tensión reducida minimiza el choque con la máquina conducida, porque reduce el par del motor. Esto es importante, porque un alto par aplicado puede causar deslizamiento en la banda ó dañar el acoplamiento ó 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.

METODOS DE ARRANQUE.- ARRANCADOR DE RESISTENCIA

Una de las formas mas 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

ARRANCADOR DE RESISTENCIAS



SECUENCIA DE OPERACION DE CONTACTORES (BOBINAS)

OPERACION	CONTACTOR	
	M	A
ARRANQUE	X	
MARCHA	X	X

FIG. 8

ARRANCADOR DE RESISTENCIAS

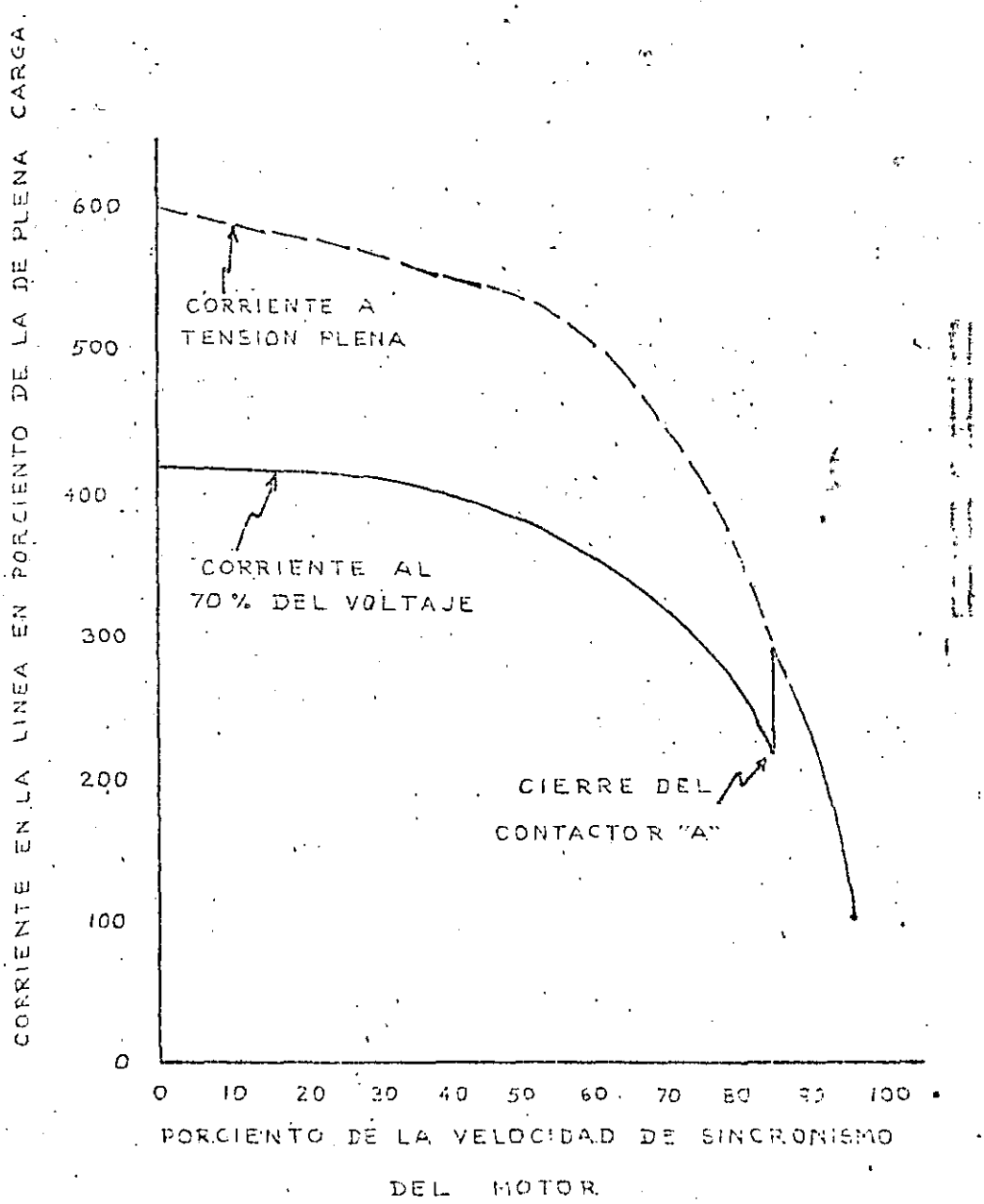


FIG 9 CORRIENTE DEL MOTOR CON UN ARRANCADOR AL 70 % DEL VOLTAJE.

disipa en las resistencias adicionales, mientras que el par es menor debido a la caída de tensión que reduce el voltaje en las terminales del motor. Como el motor esta acelerando, la corriente a traves de las resistencias, decrece para reducir la caída de voltaje e incrementar la tensión en las terminales del motor. El resultado es una aceleración suave con incrementos graduales del par y la tensión.

El ciclo de arranque es con transición cerrada, o sea que el motor nunca queda desconectado de la línea, desde el primer momento en que queda conectado, hasta que el motor opera a voltaje pleno. El arrancador por resistencias consume potencia que se ~~consume~~ disipa por calor 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 6 puntos de aceleración. Si el voltaje esta limitado a valores en los cuales no causen parpadeos perjudiciales a las lámparas; la corriente tomada por los motores en el arranque debe ser limitada a valores determinados de incremento, determinando así el numero 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 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 par se cambia al tap del 80%, cuando el voltaje al 65% crea una excesiva caída en el arranque se cambia al tap del 50% de voltaje de alimentación. Esta disponibilidad solo se obtiene con este tipo de arrancador. El voltaje reducido se obtiene por la acción del transformador y la corriente de línea es menor que la corriente del motor. FIG 10 FIG 11

El arranque por ~~transformador~~ autotransformador emplea la transición en circuito abierto. El estator recibe una tensión reducida (del autotransformador cuando los contactos 1S estan cerrados) cuya magnitud y corriente resultante en el arranque varía con el tap escogido. Despues de un espacio de tiempo determinado, el interruptor puede llevarse a su posición de marcha abriendo los contactos 1S 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 metodo 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.

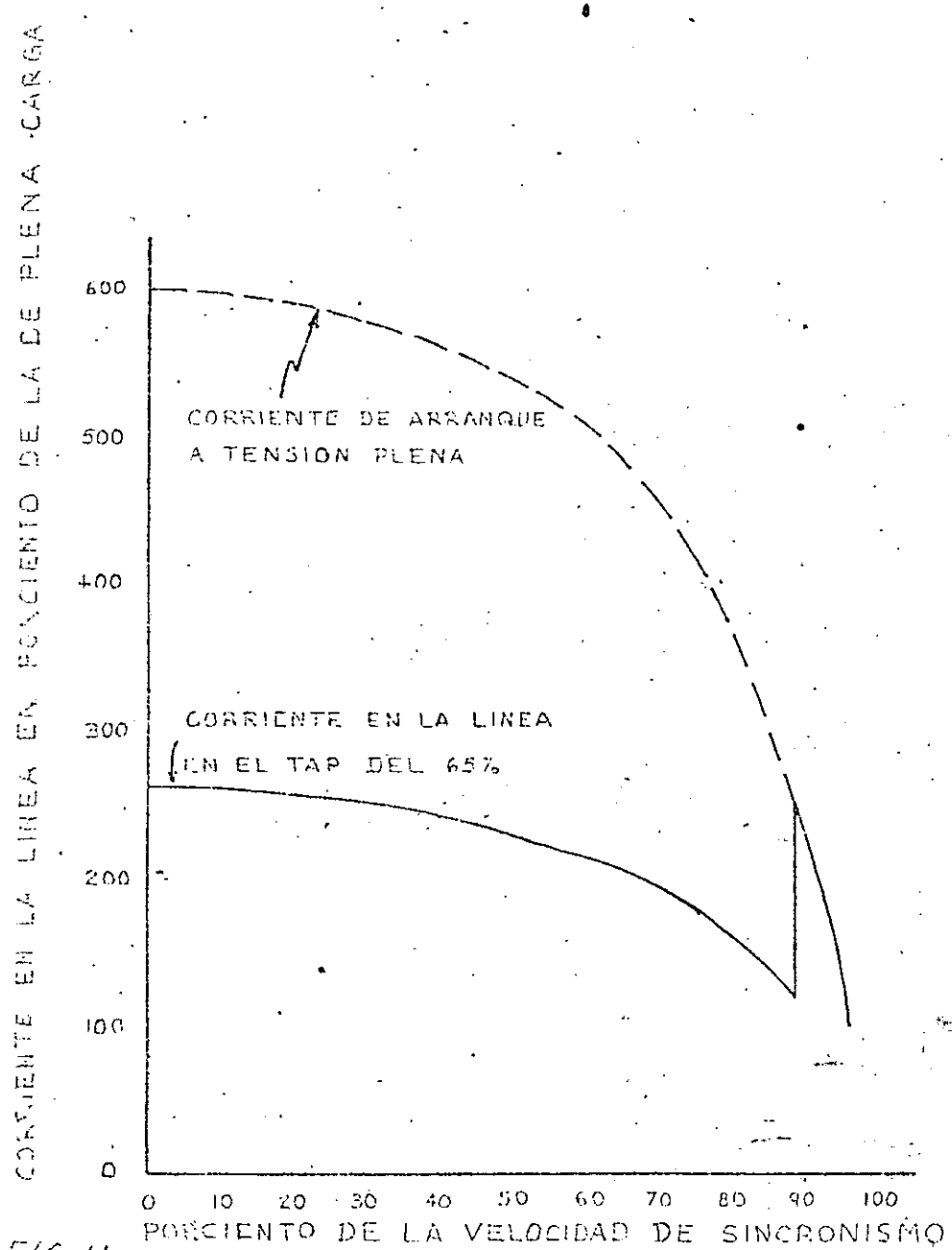


FIG 11

CORRIENTE DE ARRANQUE EN LA LINEA CON UN ARRANCADOR TIPO AUTOTRANSFORMADOR

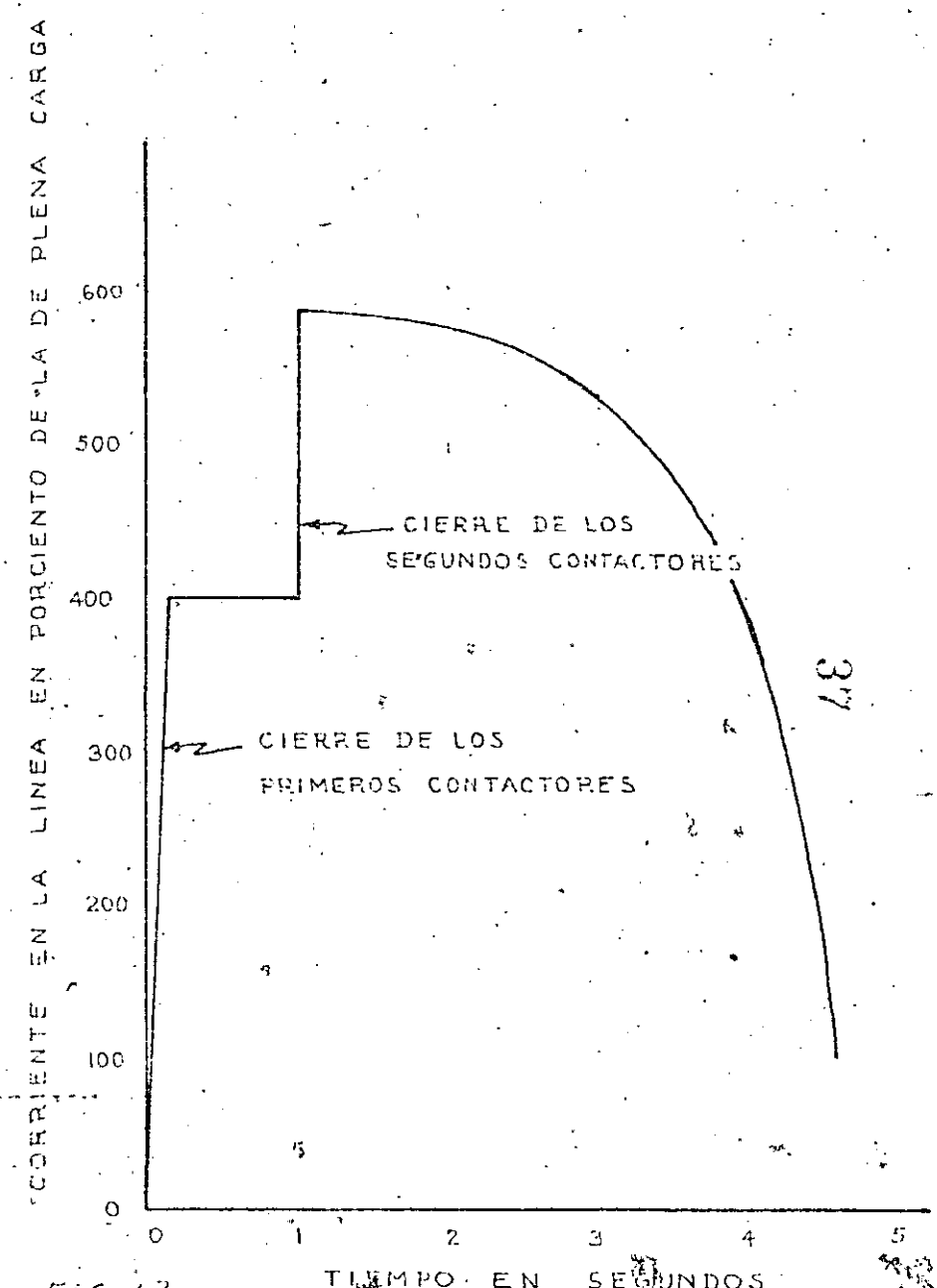
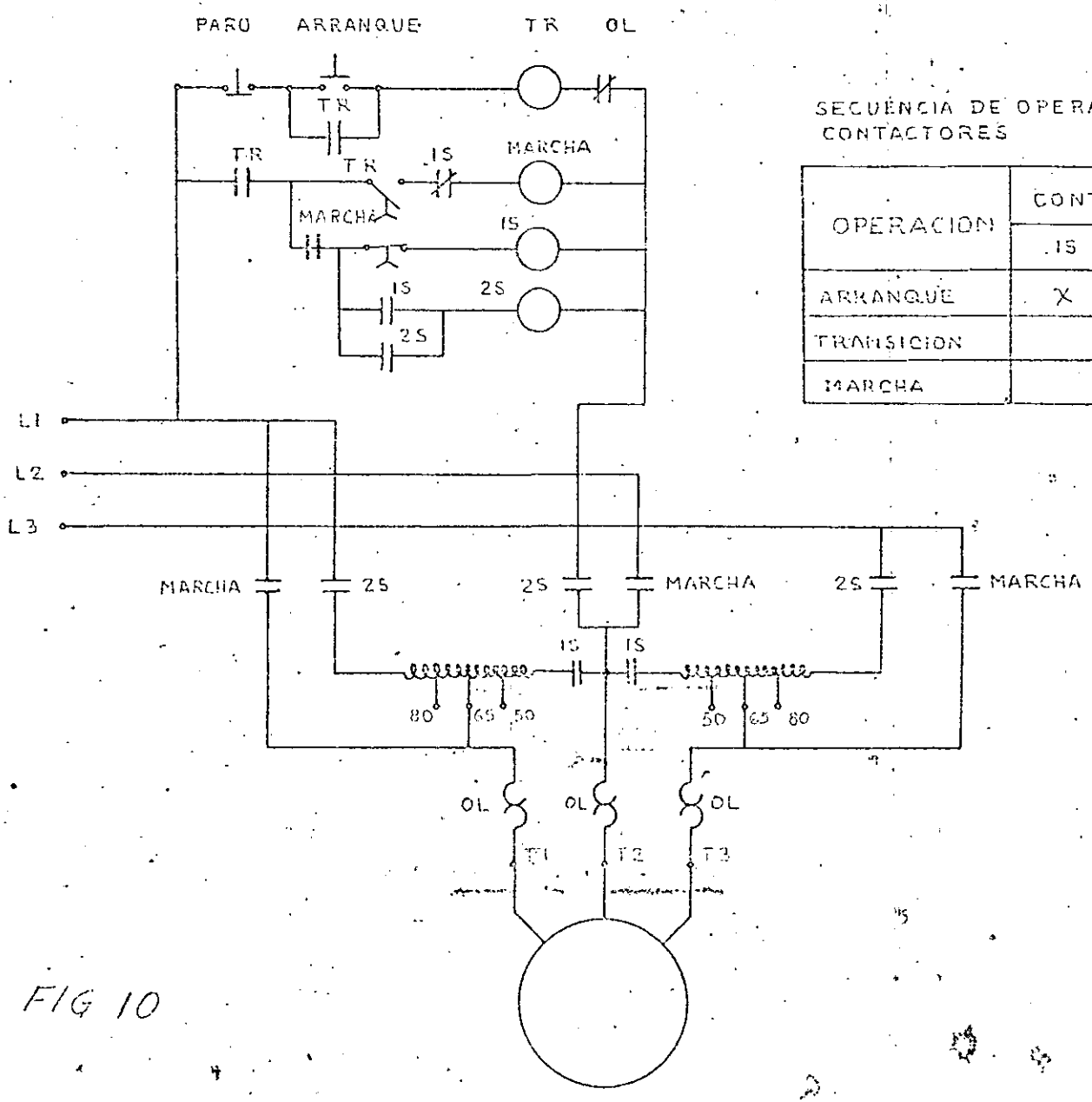


FIG 13

CORRIENTE DE ARRANQUE PARA UN MOTOR CON DEVANADO PARTIDO.



SECUENCIA DE OPERACION DE LOS CONTACTORES

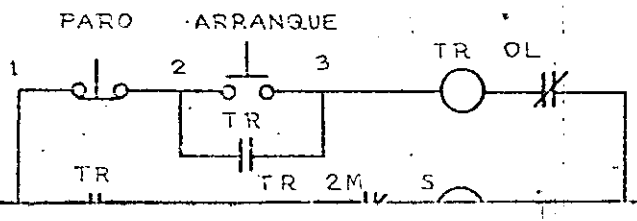
OPERACION	CONTACTOR		
	1S	2S	MARCHA
ARRANQUE	X	X	
TRANSICION		X	
MARCHA			X

FIG 10

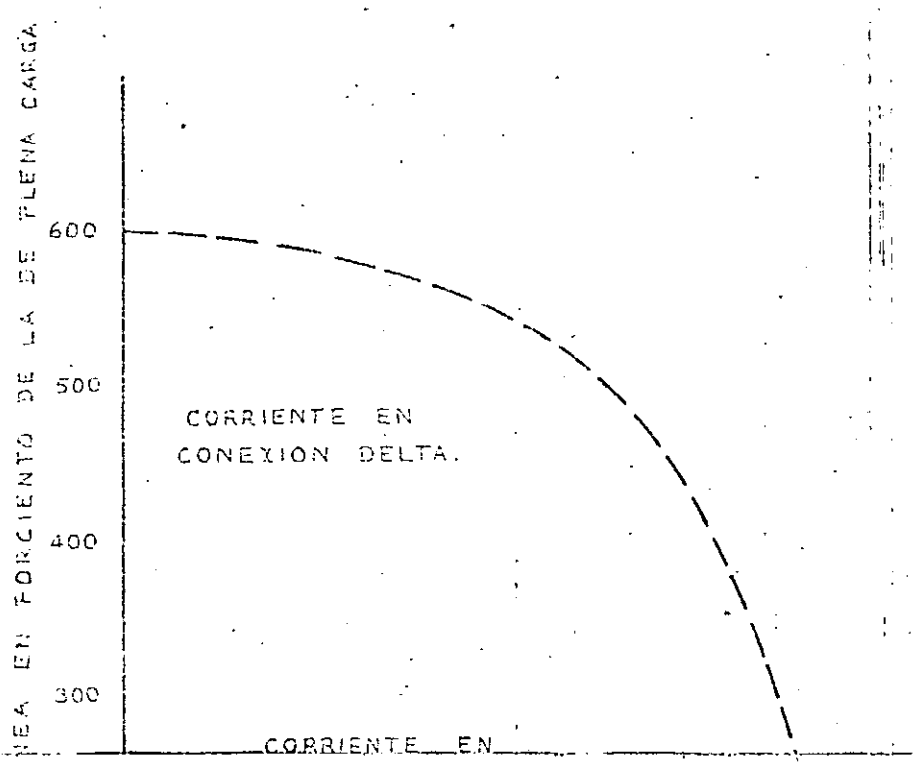
ARRANQUE POR DEVANADO PARTIDO.- Los motores con devanado partido son motores de inducción jaula de ardilla que tienen dos devanados en el estator iguales, estos devanados se pueden conectar en secuencia a la línea de alimentación para producir corriente y par reducidos. El motor se arranca utilizando 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 el 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 movida al ser esta acelerada al par pleno.

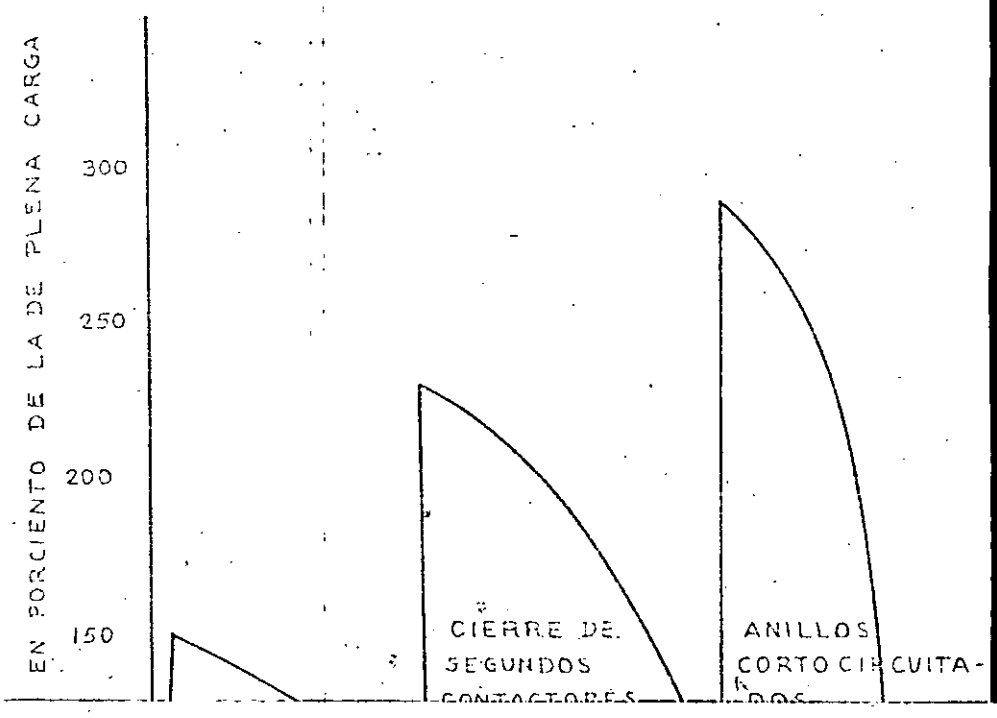
Los motores con devanado partido se emplean para impulsar cargas ligeras como ventiladores, sopladores, bombas centrífugas, etc.

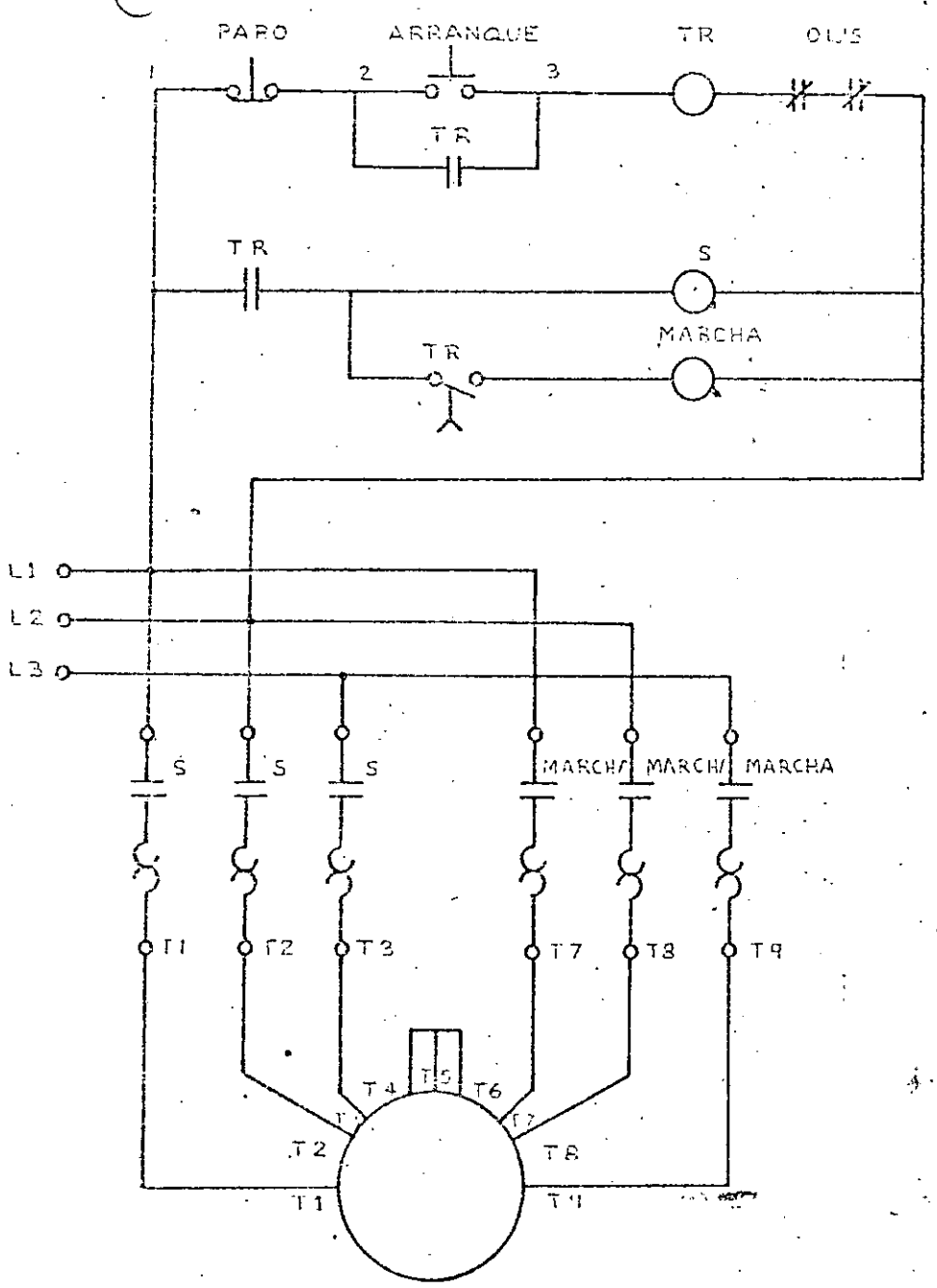
FIG 12 FIG 13



SECUENCIA DE OPERACION
DE LOS CONTACTORES (BOBINAS)







SECUENCIA DE OPERACION DE
LOS CONTACTORES (BOBINAS)

OPERACION	CONTACTOR	
	S	MARCHA
ARRANQUE	X	
MARCHA	X	X

DIAGRAMA ESQUEMATICO
DE ARRANCADOR CON
DEVANADO PARTIDO.

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

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

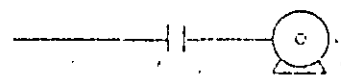
FIG 14 FIG 15

FIG 16 FIG 17

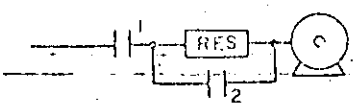
Selección y Aplicación de Equipos
Tema Nº 12 Complementos
Ing. José Avila
Sept/94

METODOS DE ARRANQUE DE MOTORES ELECTRICOS

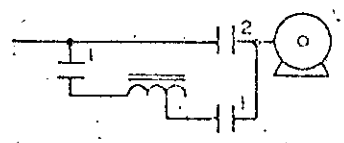
ARRANQUE A TENSION PLENA



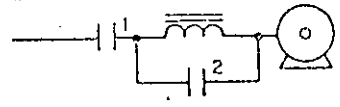
ARRANQUE CON RESISTENCIA PRIMARIA



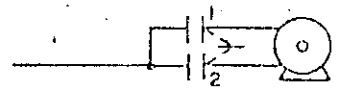
ARRANQUE CON AUTOTRANSFORMADOR



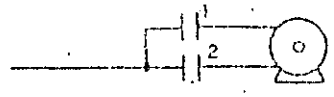
ARRANQUE CON IMPEDANCIA



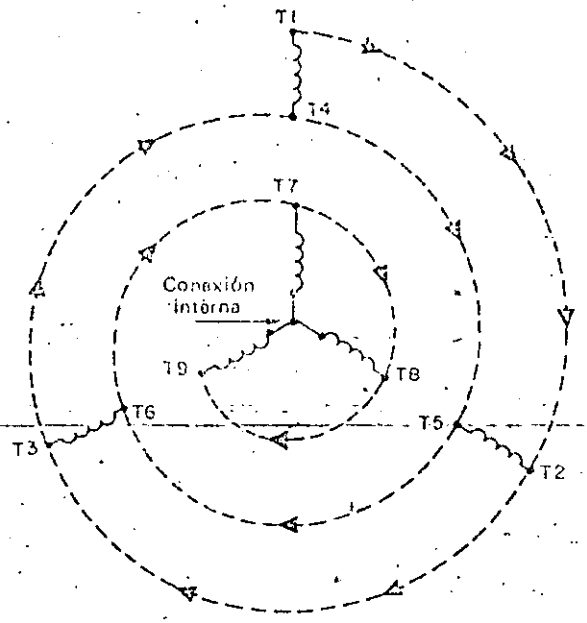
ARRANQUE EN ESTRELLA-DELTA



ARRANQUE CON DEVANADO PARCIAL



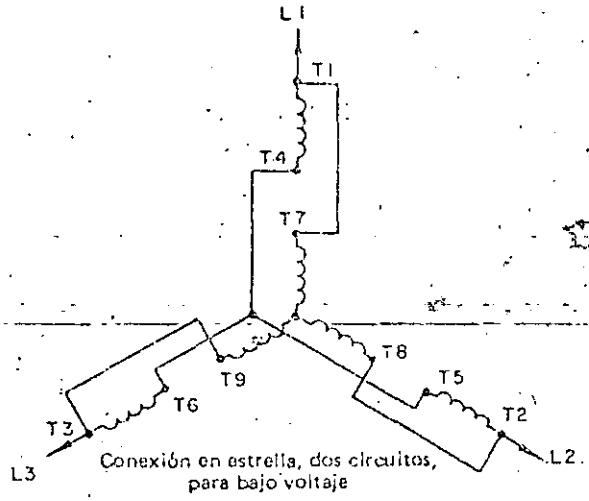
CONEXIONES DE LAS TERMINALES DE UN MOTOR TRIFASICO



Conexión en estrella para alto voltaje

Conectar

T1	A	L1	T4	A	T7
T2	A	L2	T5	A	T8
T3	A	L3	T6	A	T9

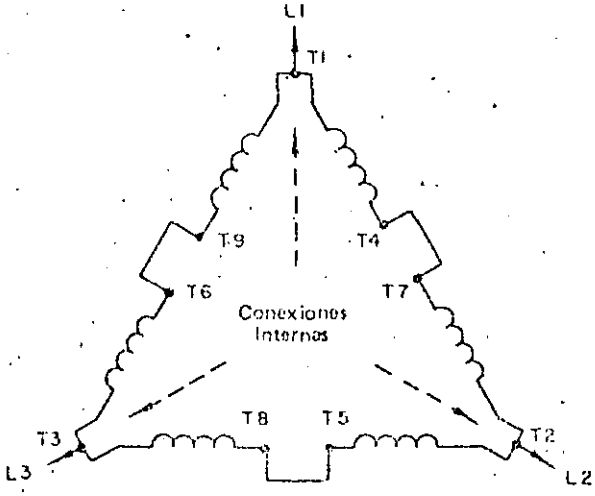


Conexión en estrella, dos circuitos, para bajo voltaje

Conectar

T1	A	L1
T2	A	L2
T3	A	L3

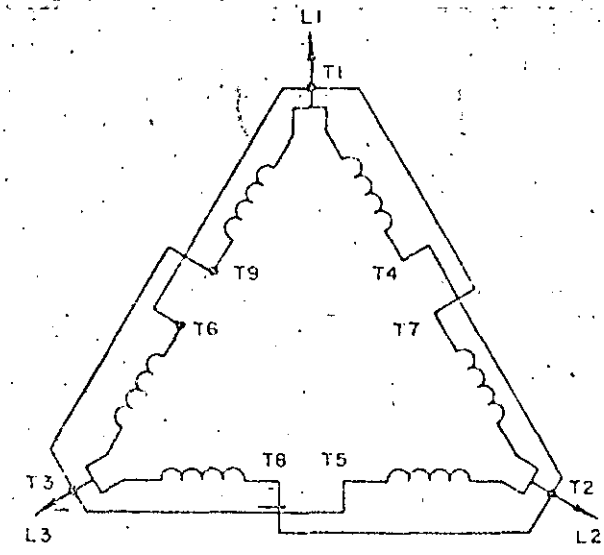
T1	A	T7	T2	A	T8	
T3	A	T9	T4	A	T5	T6



Conexión delta en serie, para alto voltaje

Conectar

L1	A	T1	T4	A	T7
L2	A	T2	T5	A	T8
L3	A	T3	T6	A	T9

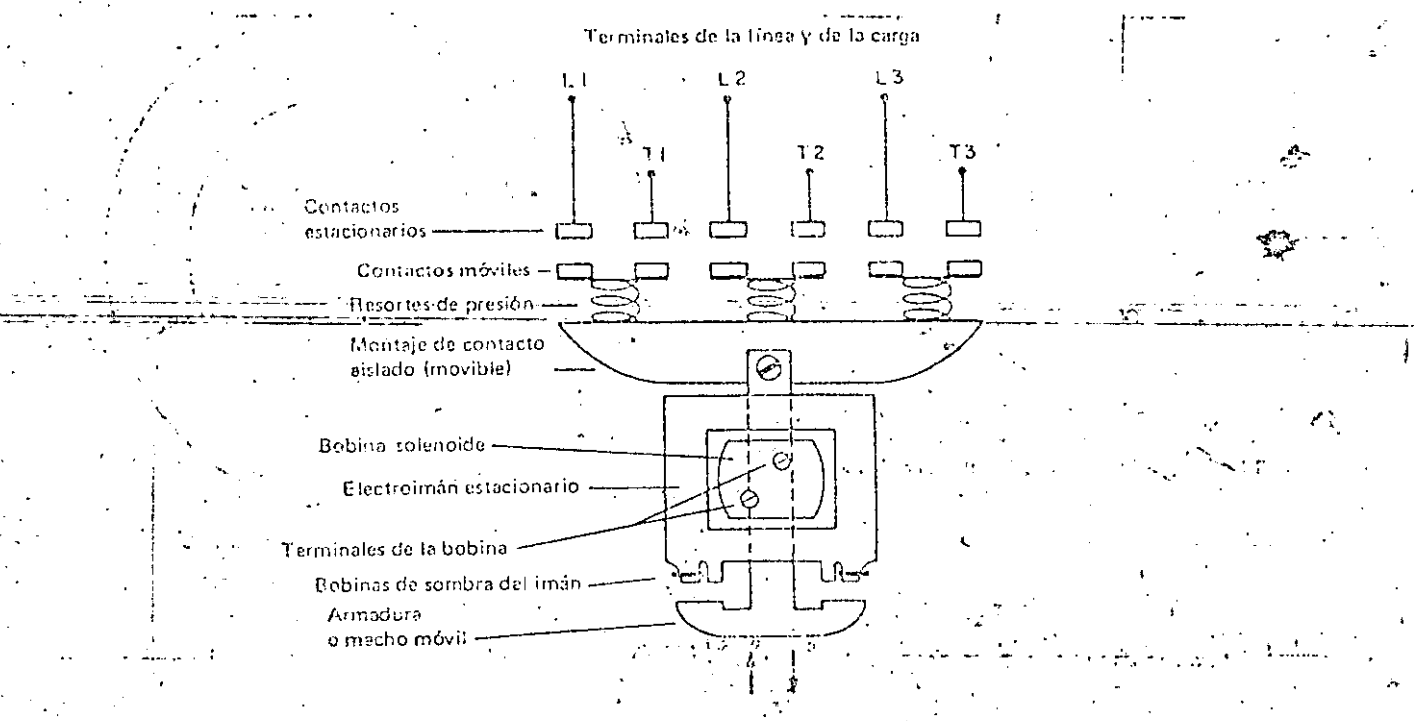


Conexión delta, dos circuitos, para bajo voltaje

Conectar

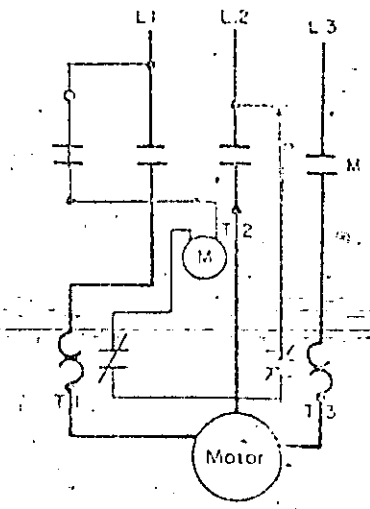
T1, T6, T7	A	L1
T2, T4, T8	A	L2
T3, T5, T9	A	L3

INTERRUPTOR MAGNETICO TRIFASICO

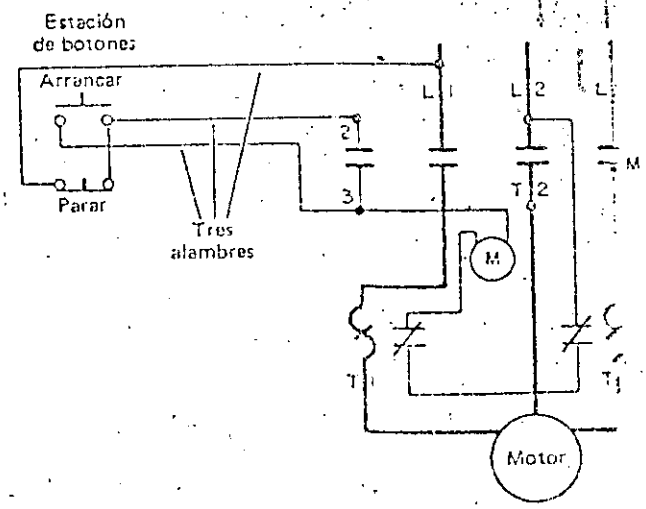


BOBINA

INTERRUPTOR MAGNETICO

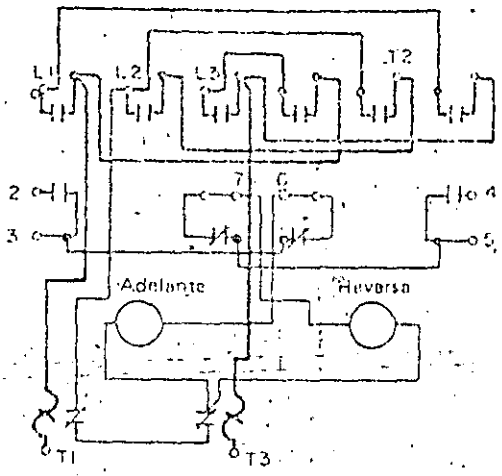


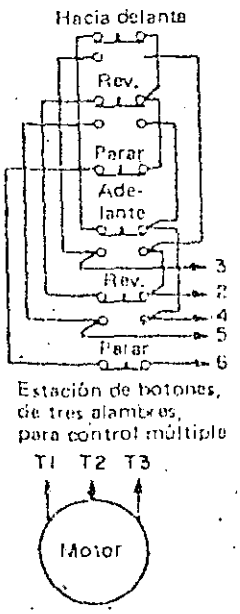
(CONTROL DE DOS ALAMBRES)

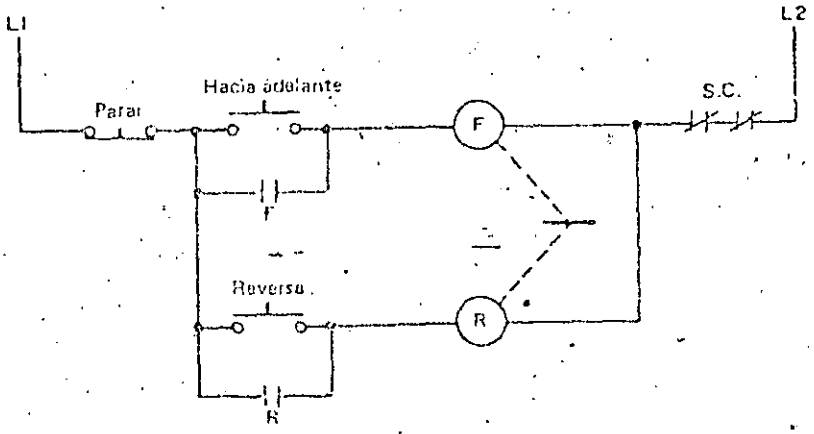


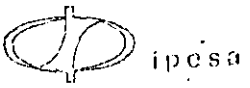
(CONTROL DE TRES ALAMBRES)

CONTROL REVERSIBLE

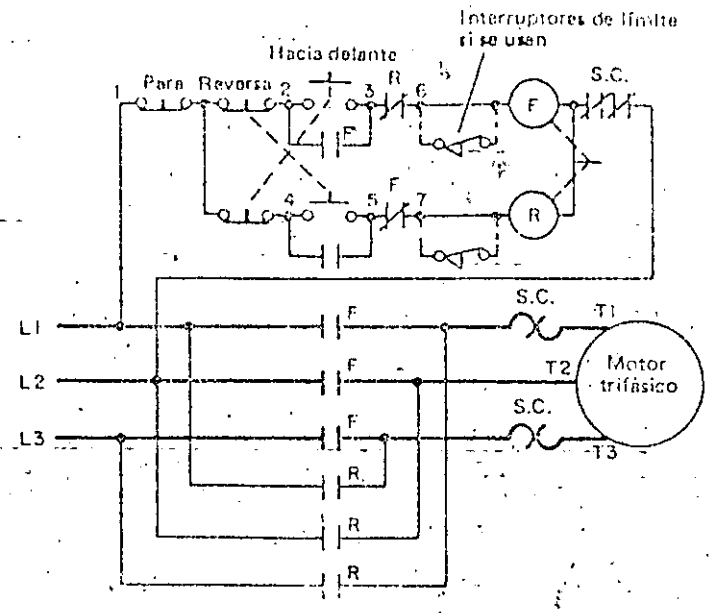


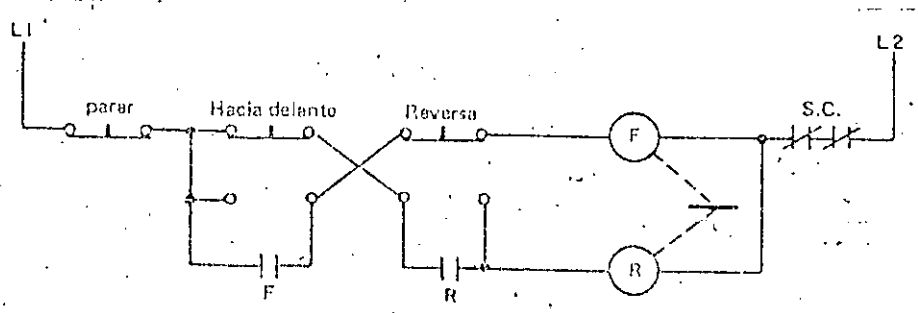




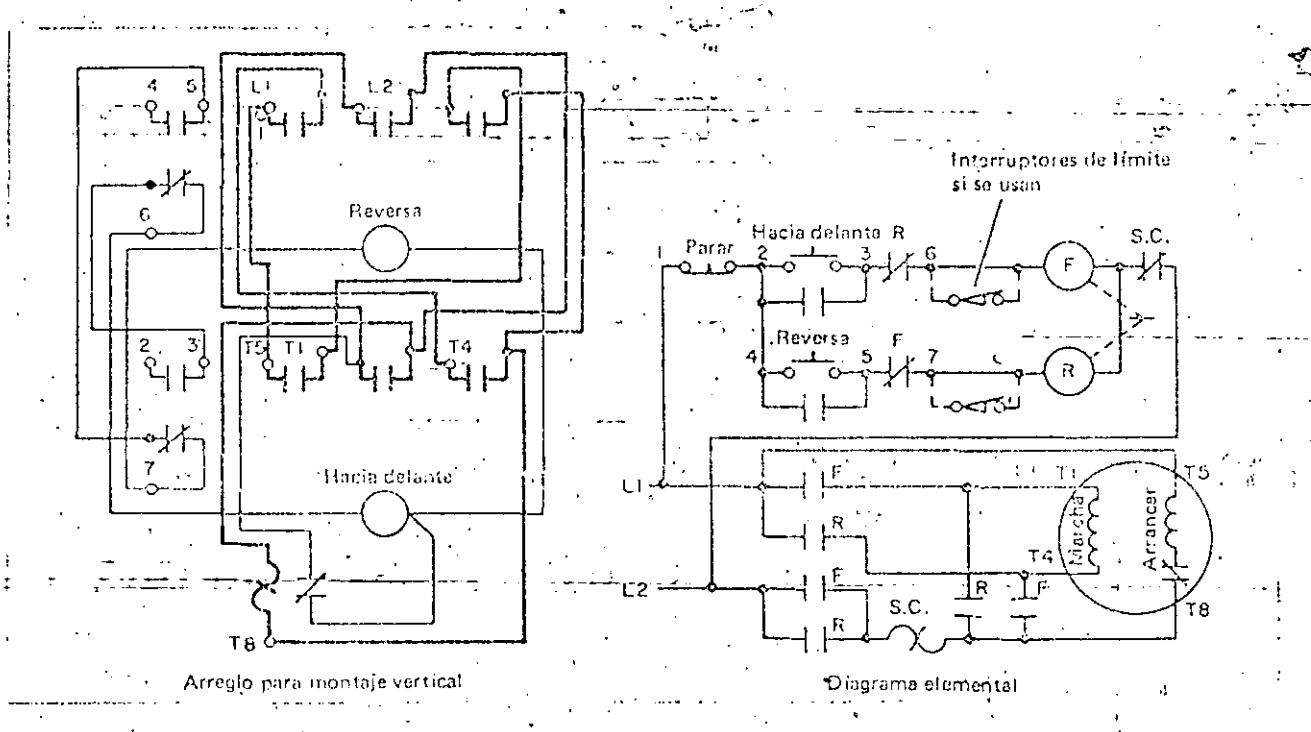


CONTROL REVERSIBLE DE MOTORES



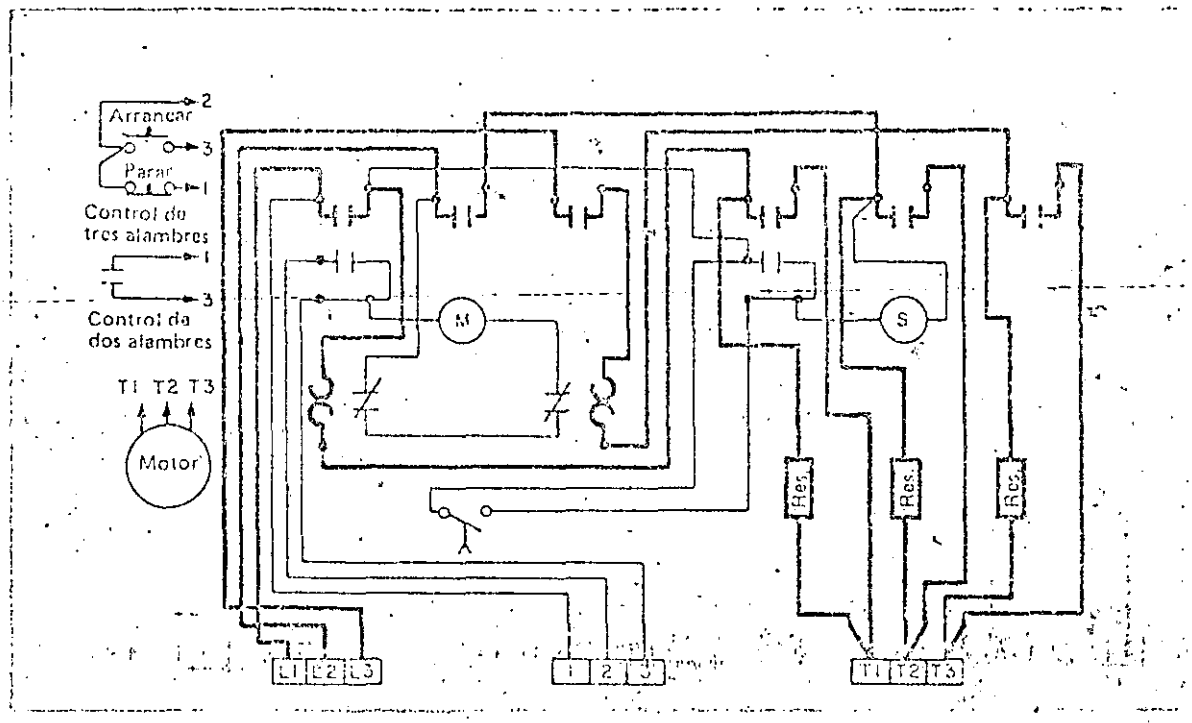


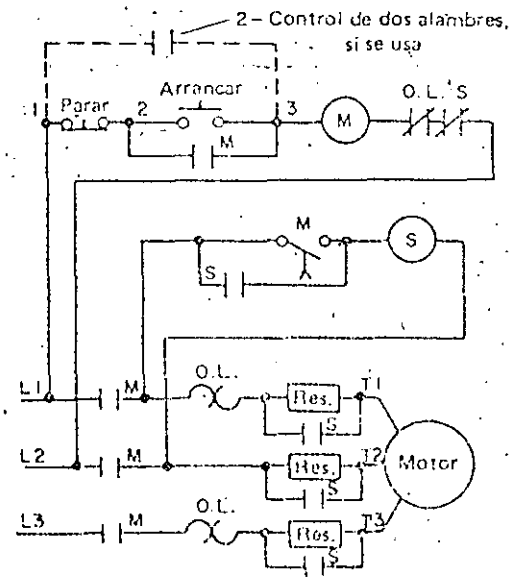
CONTROL REVERSIBLE DE MOTORES



MOTOR MONOFASICO DE INDUCCION
(FASE DIVIDIDA)
(CUATRO ALAMBRES)

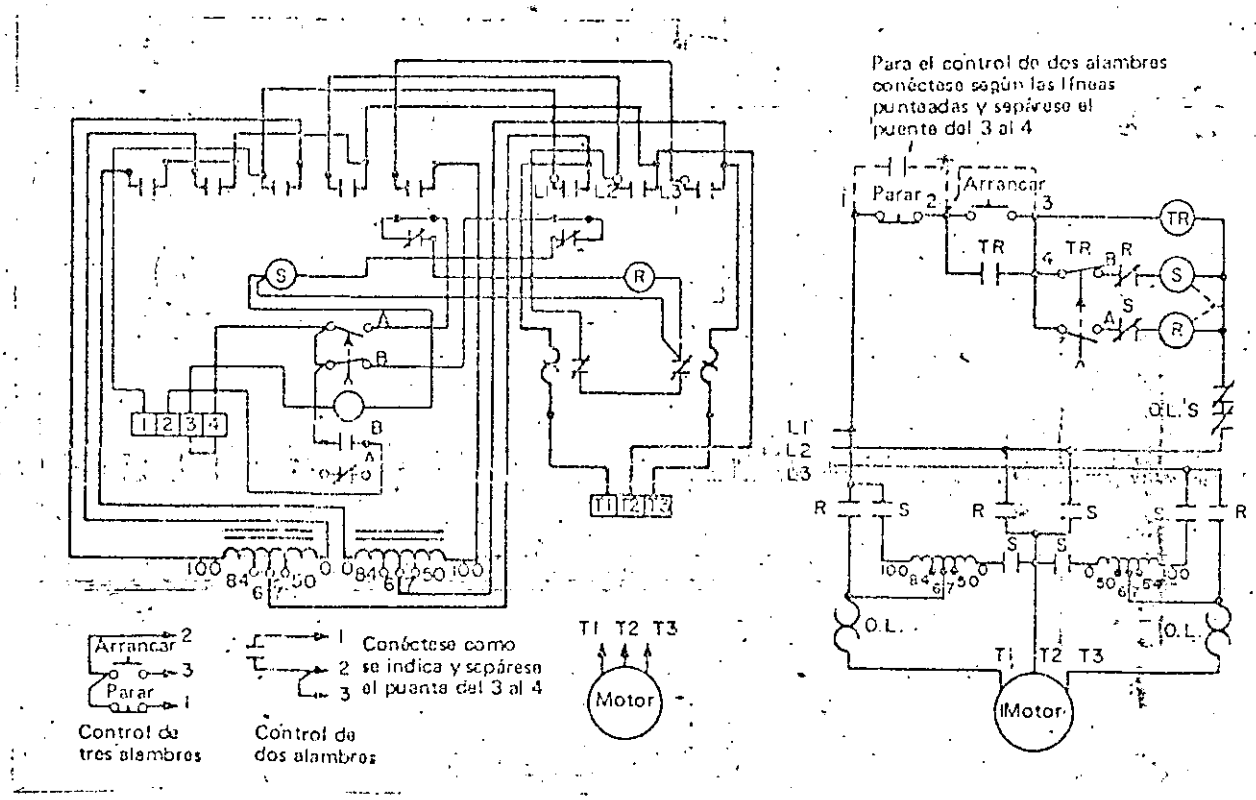
ARRANQUE CON RESISTENCIA PRIMARIA



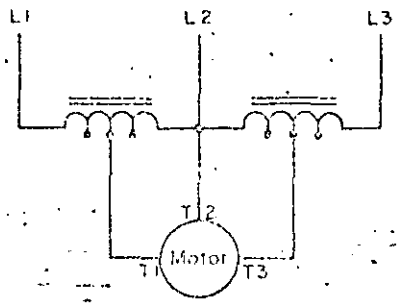


ipesa

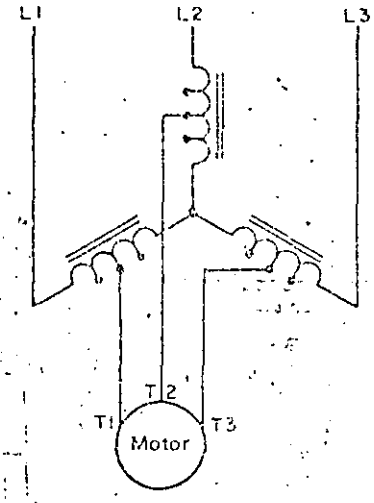
ARRANQUE CON AUTOTRANSFORMADOR



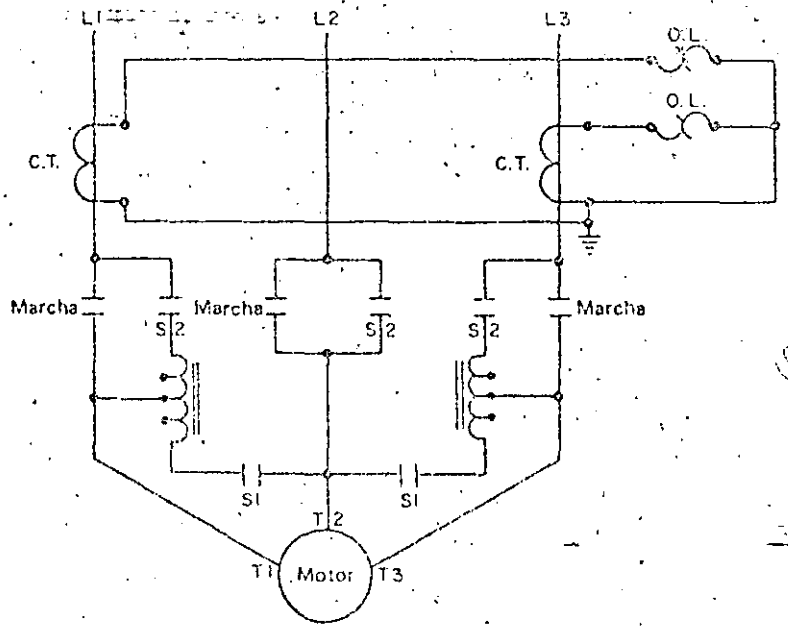
ARRANQUE CON AUTOTRANSFORMADOR



DOS AUTOTRANSFORMADORES

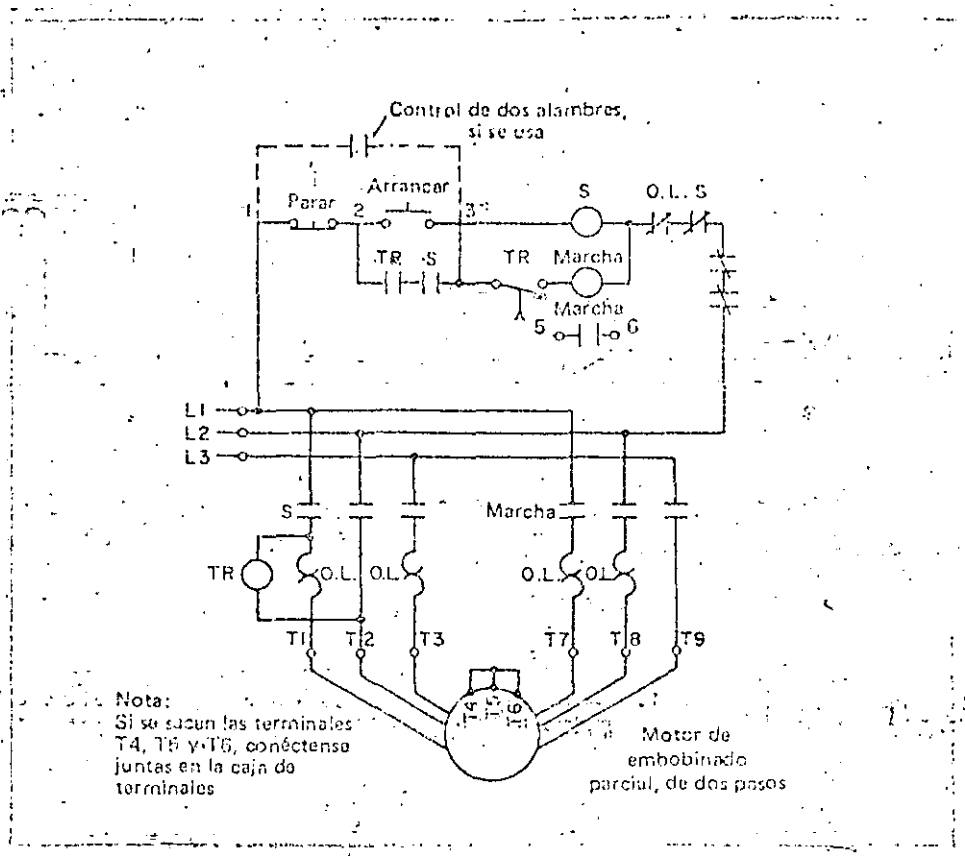


TRES AUTOTRANSFORMADORES

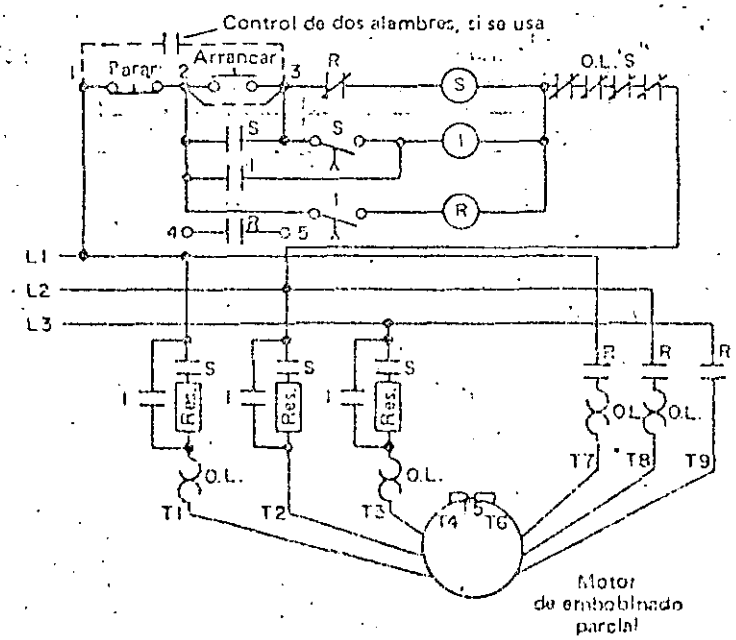


TRANSICION CERRADA

ARRANQUE DE MOTOR CON EMBOBINADO PARCIAL

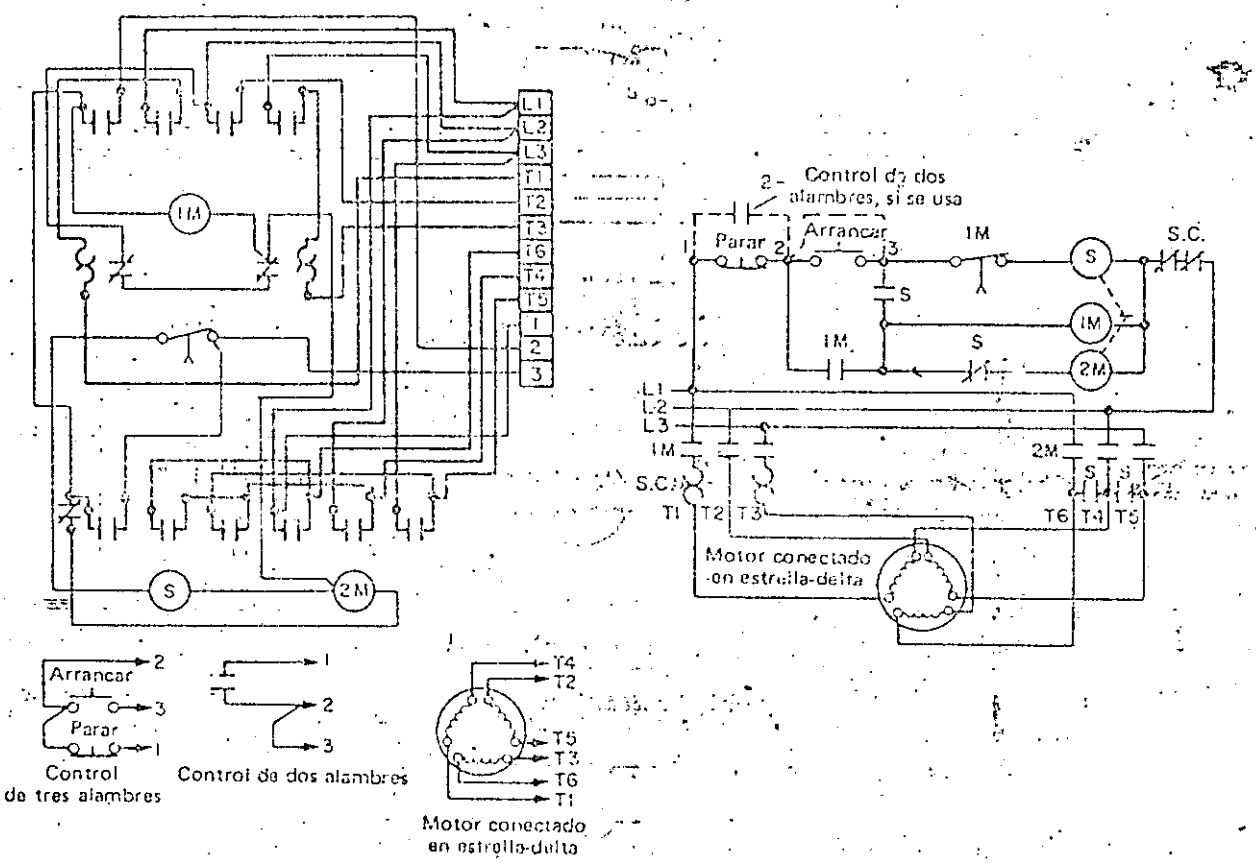


DOS PASOS

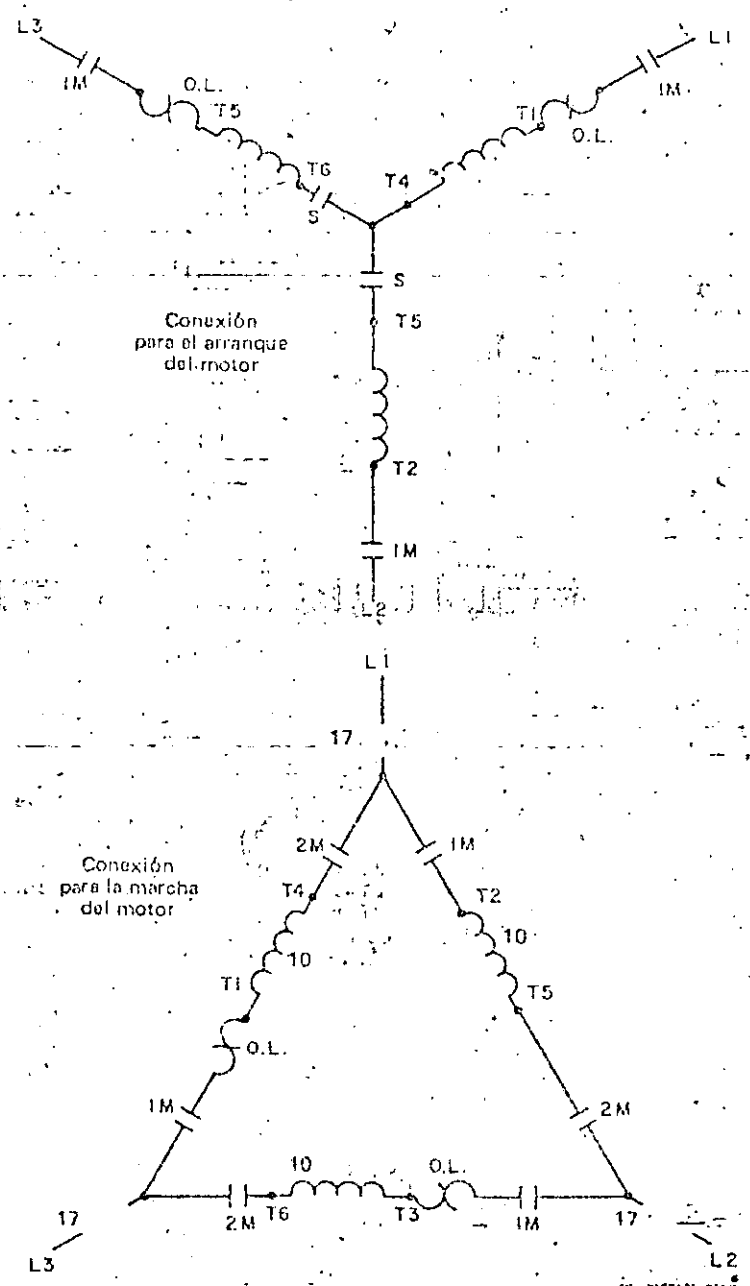


TRES PASOS

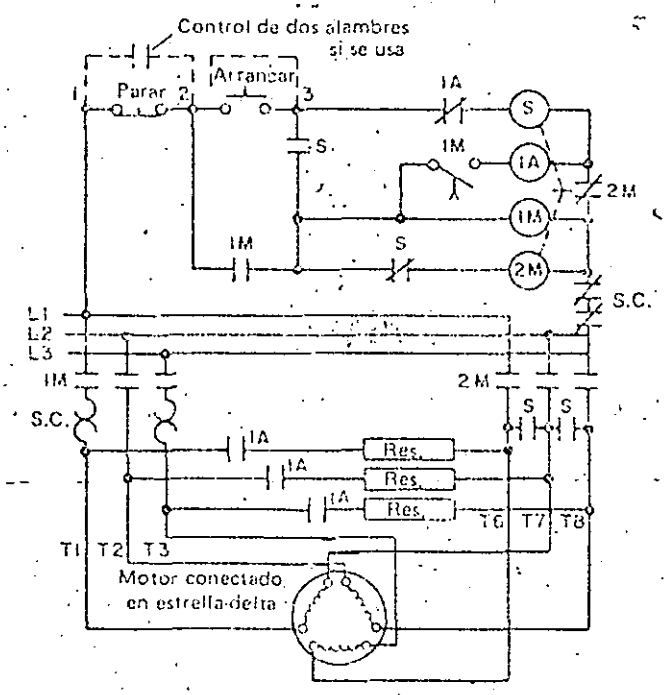
ARRANQUE ESTRELLA DELTA



ARRANQUE ESTRELLA - DELTA



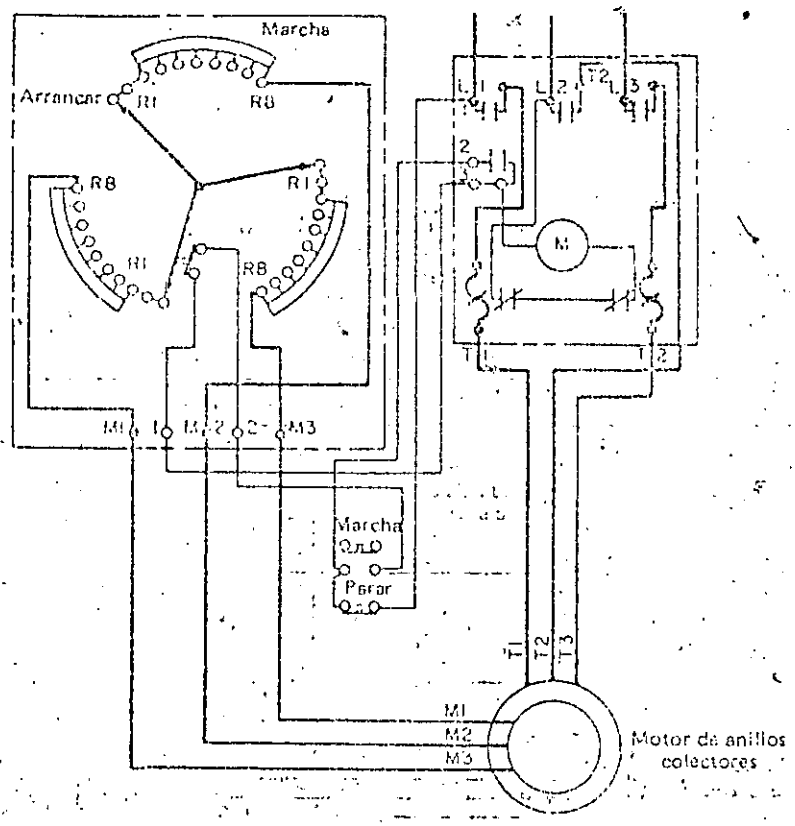
ARRANQUE ESTRELLA - DELTA

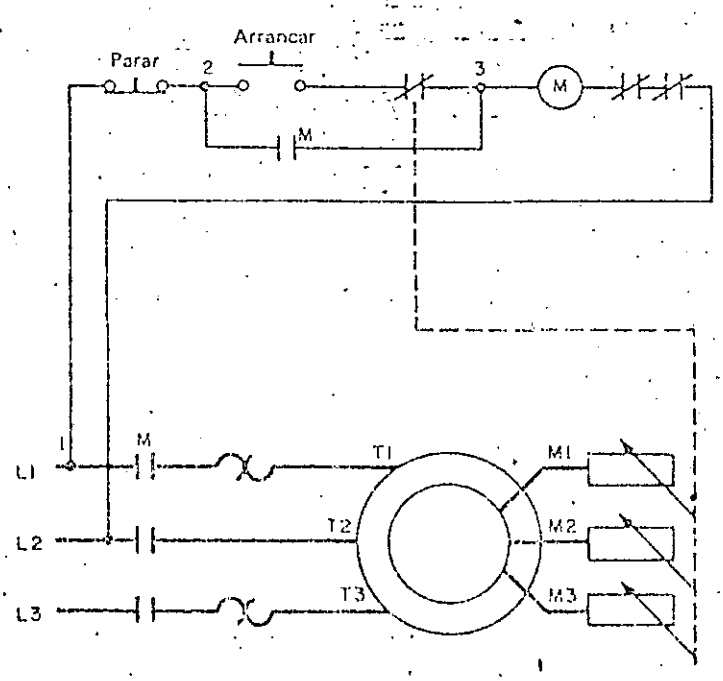


TRANSICION CERRADA

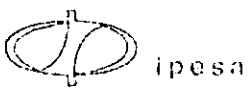
CONTROL DE UN MOTOR DE ANILLOS COLECTORES

60

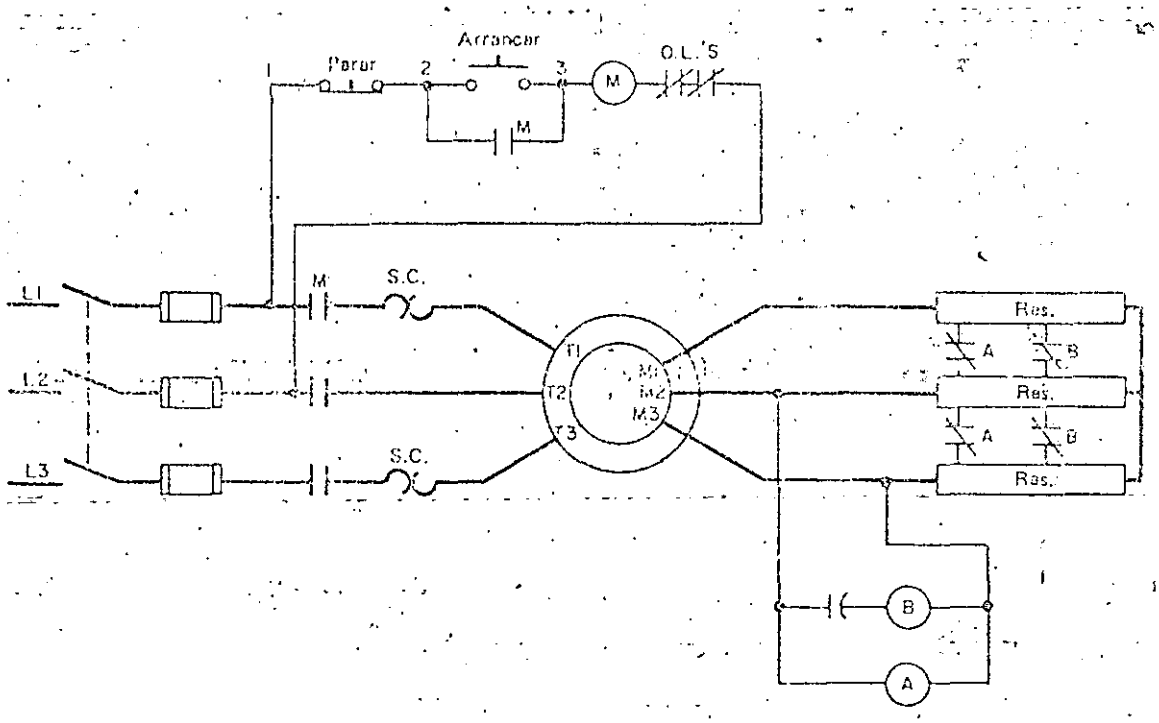




REGULADOR MANUAL

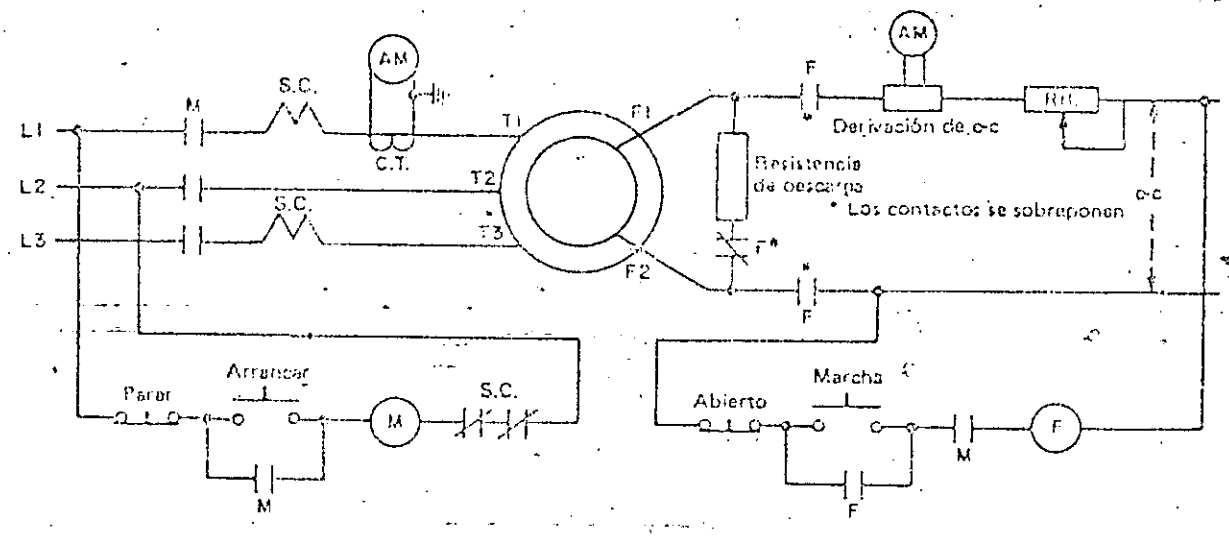


MOTOR CON ROTOR DEVANADO

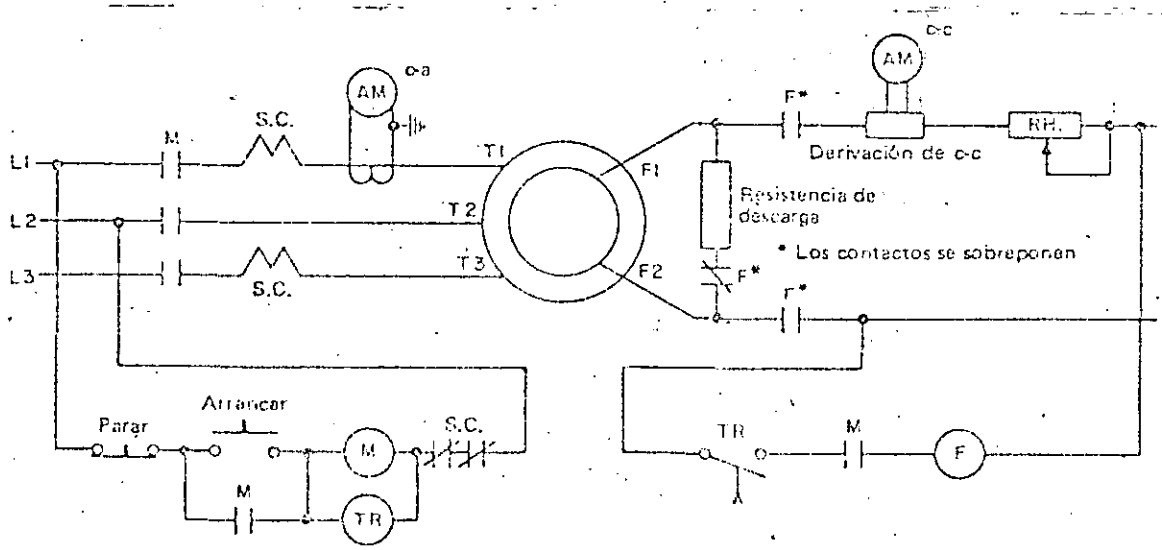


CON RELEVADOR DE FRECUENCIA

MOTOR SINCRONO



SINCRONIZACION POR MEDIO DE BOTONES



SINCRONIZACION SEMIAUTOMATICA CONTROLADA POR TIEMPO

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 SITEMAS 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 determian la aplicación de los Sistemas de Emergencia son :

A).- El hacer frente a los Reglamentos, Codigos y Leyes que regulan estas necesidades.

B).- El mantener la Seguridad y la Salud de las personas presentes durante la falla de los Sistemas de Suministro.

C).- La Reducción de las perdidas al mantener la Energía en los Procesos de : Manufacturera, Computación, Servicios, Etc., Cuando el Suministro Normal de Energía Falla.

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

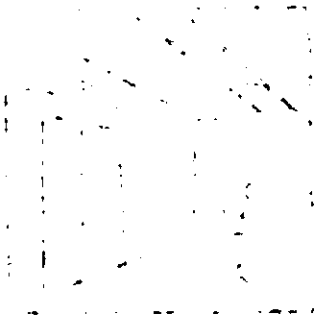
Los factores principales que deben considerarse en la Selección de los Sistemas de Emergencia son :

A).- Las caracteristicas 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.



2.1.6.-
alta int
brado N
para el
de Alta
tablecer
ta lumin

2.2.-

2.2.1.-
planta "
nas preg
Sistemas

(1).-
Arrancar
lleve a

(2).-
nica de

(3).-
cendio es
la Energí

2.2

ta en Ope
una Plant

2.3.- T

E
o más pi
se situa

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

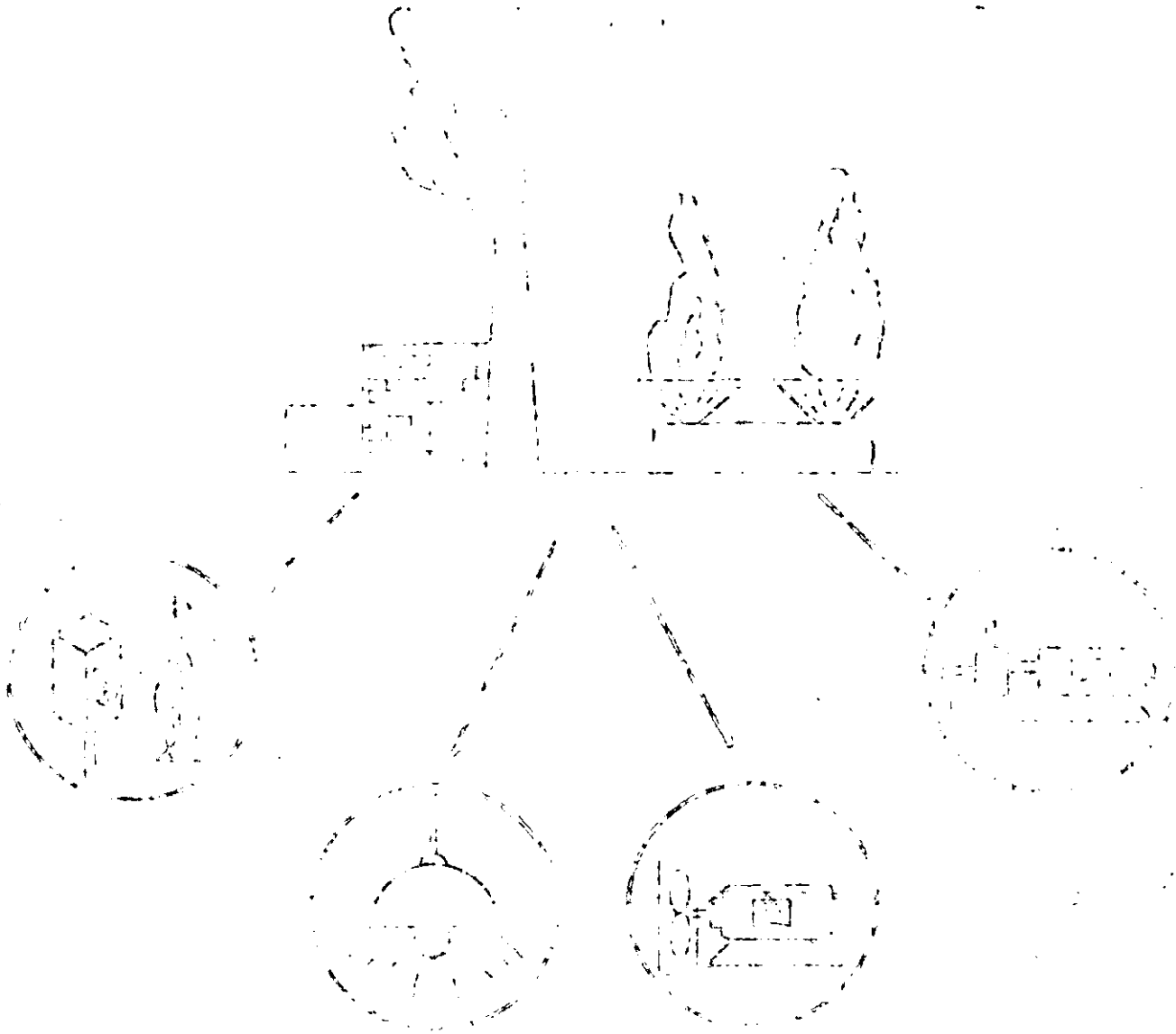
2.1.1.- Alumbrado de Evacuación de Personal. El Proposito del Alumbrado de Emergencia para la evaluación es la de evitar Lesiones o Perdidas de Vida, por lo que debe entrar automaticamente al fallar el Suministro Normal. El Alumbrado de Emergencia para la Evaluación debe suministrar la suficiente Iluminación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

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 Maquinaría. El Operador de una máquina puede estar expusto a un alto riesgo en los primeros segundos después de haber ocurrido la falla del Alumbrado Normal.



res es necesario poder suministrarsela 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 contínuos de las plantas industriales necesitan con frecuencia una producción contínua de vapor. Los requisitos para la producción contínua de vapor son: aire suficiente para la combustión, aire para los instrumentos actuadores, suministro de agua y combustible y suministro contínuo 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.

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

Un connato 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 DECOMPUTO.

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 contínuo 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 construídos 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-

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 contínua en menos de 1 minuto después de ocurrida la falla de suministro son:

(1) Sistemas de alarma contra fuego
(2) Sistemas de iluminación para vigilancia.
(3) Sistemas de señalización en elevadores.

(4) Señales en puertas (de areas 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 caidas de voltaje de hasta un 70%, por lo tanto no requieren de relevadores especiales para su transferencia. Es recomendable que una fuente de energía suministre energía a todas las alarmas contra incendio y a los sistemas de seguridad.

3.- SISTEMAS TIPICOS DE EMERGENCIA.

Los sistemas eléctricos de emergencia son de dos tipos básicos: (1) una fuente de energía eléctrica separada de la fuente primaria operando en paralelo con el suministro, mantiene la energía de las cargas en emergencia o criticas cuando la fuente primaria falla ó (2) una fuente de energía confiable en la cual las cargas críticas son rapida 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.

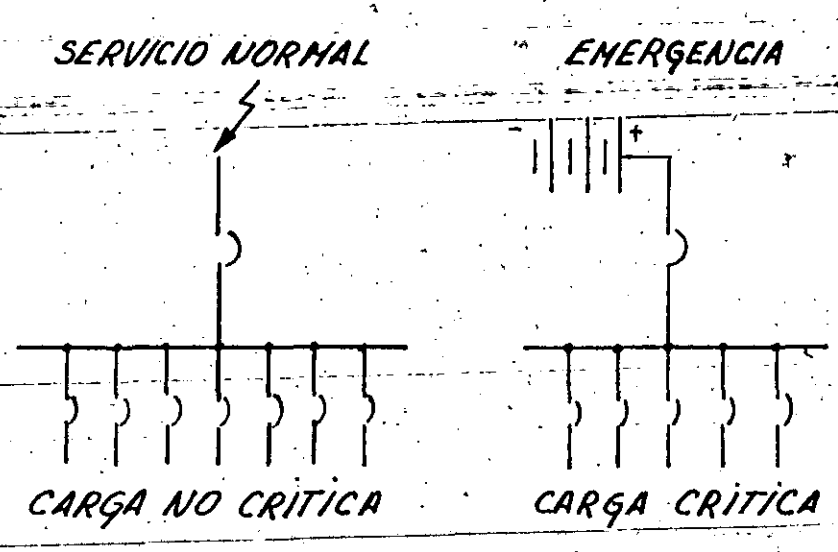
(3) Controles que transfieran la carga de la fuente de emergencia a la primaria y viceversa. Fig. 3.0.3.

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

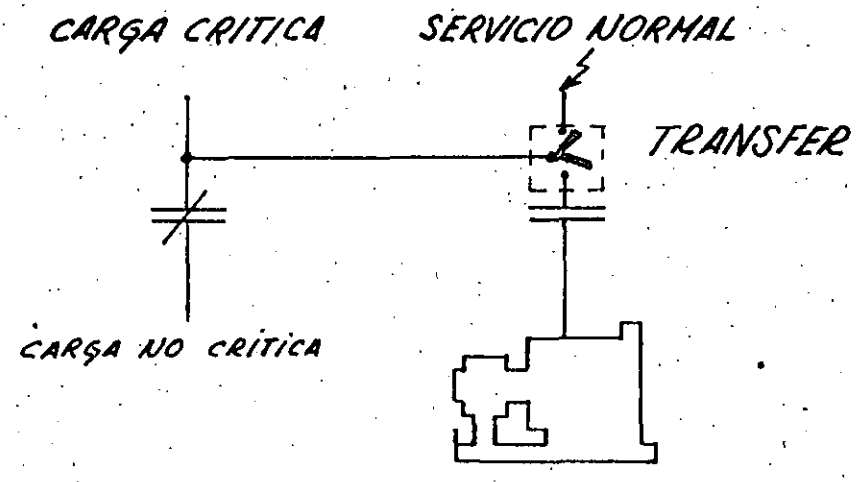
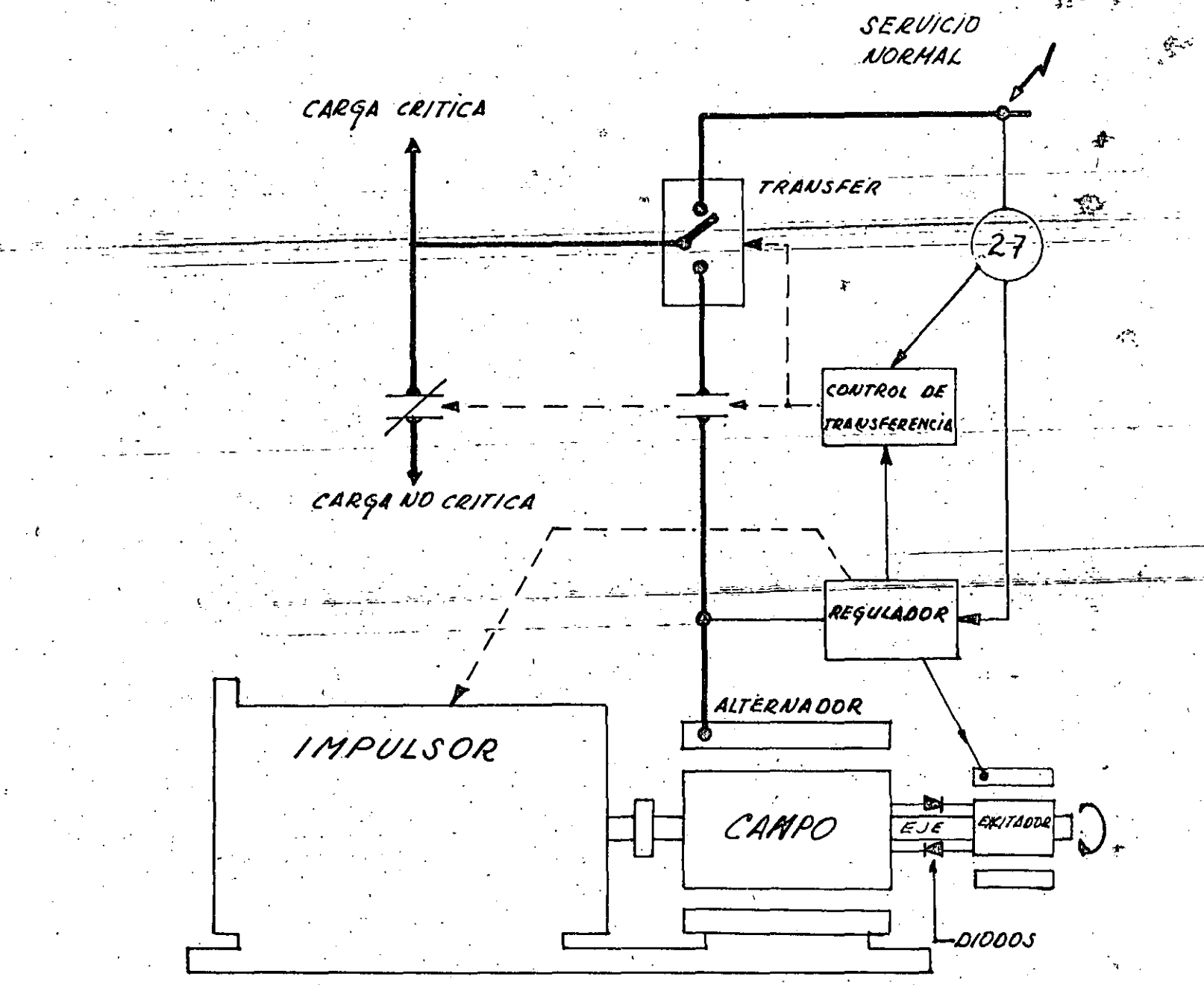


Fig. 3.0.3.

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.

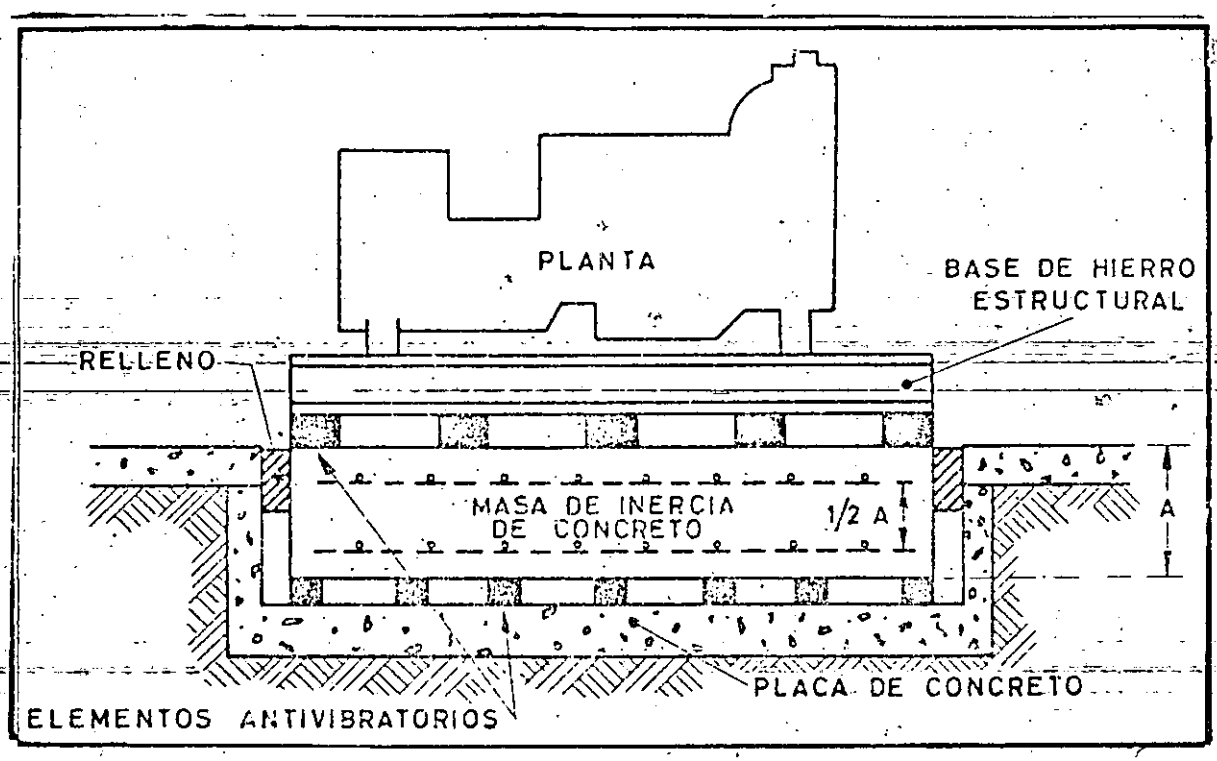
Los motores de gas natural y licuado de petróleo (L.P.) tienen los mismos costos que los de gasolina aproximadamente y están disponibles hasta capacidades de 600 KVA. Pueden arrancar rápidamente después de un período prolongado de paro, debido a su combustible limpio. La vida del motor es más alta y 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 dias. Una alta temperatura de aire en la entrada así como la altitud a la que operen, puede reducir sustancialmente la potencia de salida y con esto su eficiencia; razón por la cual se deben de tomar en cuenta estas limitaciones al hacer el balance de las diferentes opciones de compra. **A fin de ampliar los criterios de selección de las turbinas de gas, como impulsores, la tabla 3.1.2-1 nos ofrece una comparación de las ventajas y desventajas de las turbinas de gas Vs. los motores Diesel.**

IMPULSORES DE COMBUSTION INTERNA



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

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

Factores para Conversión.
1 galón = 3.786 litros = 0.134 pies cúbicos.
1 libra = 0.454 Kg.
1 B.T.U. = 0.252 K cal.
1 K cal. = 3.968 B.T.U.
1 K cal./seg = 4.18 KW = 5.60 CF (o HP)

TABLA 3.1-1

COMPARACION ENTRE LOS DIFERENTES TIPOS DE MOTORES COMBUSTION INTERNA

		GASOLINA	DIESEL	GAS
VENTAJAS	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 ALMACENAMIENTO DE SU COMBUSTIBLE ES MENOS PELIGROSO	* ARRANQUE RAPIDO DESPUES DE UN PERIODO DE PARO PROLONGADO * MAYOR TIEMPO DE VIDA QUE EL DE GASOLINA
	3	* BAJO COSTO DE PIEZAS DE REPUESTO		* REQUIERE MENOS MANTENIMIENTO QUE EL MOTOR DE GASOLINA
	4		* DISPONIBLE EN CAPACIDADES DE 2.5 A 1000 KVA.	* DISPONIBLE EN CAPACIDADES HASTA 600 KVA.
DESVENTAJAS	1		* ALTO COSTO EN TAMAÑOS PEQUEÑOS	
	2	* ALTO COSTO DE OPERACION * GRANDES PELIGROS ASOCIADOS CON EL MANEJO Y ALMACENAMIENTO DE LA GASOLINA		* LA SELECCION DE ESTE MOTOR DEPENDE DE LA DISPONIBILIDAD DE SU COMBUSTIBLE
	3	* INSPECCION Y MANTENIMIENTO FRECUENTES		
	4	* DISPONIBLES SOLO HASTA 150 KVA.		

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

TABLA 3.1-2

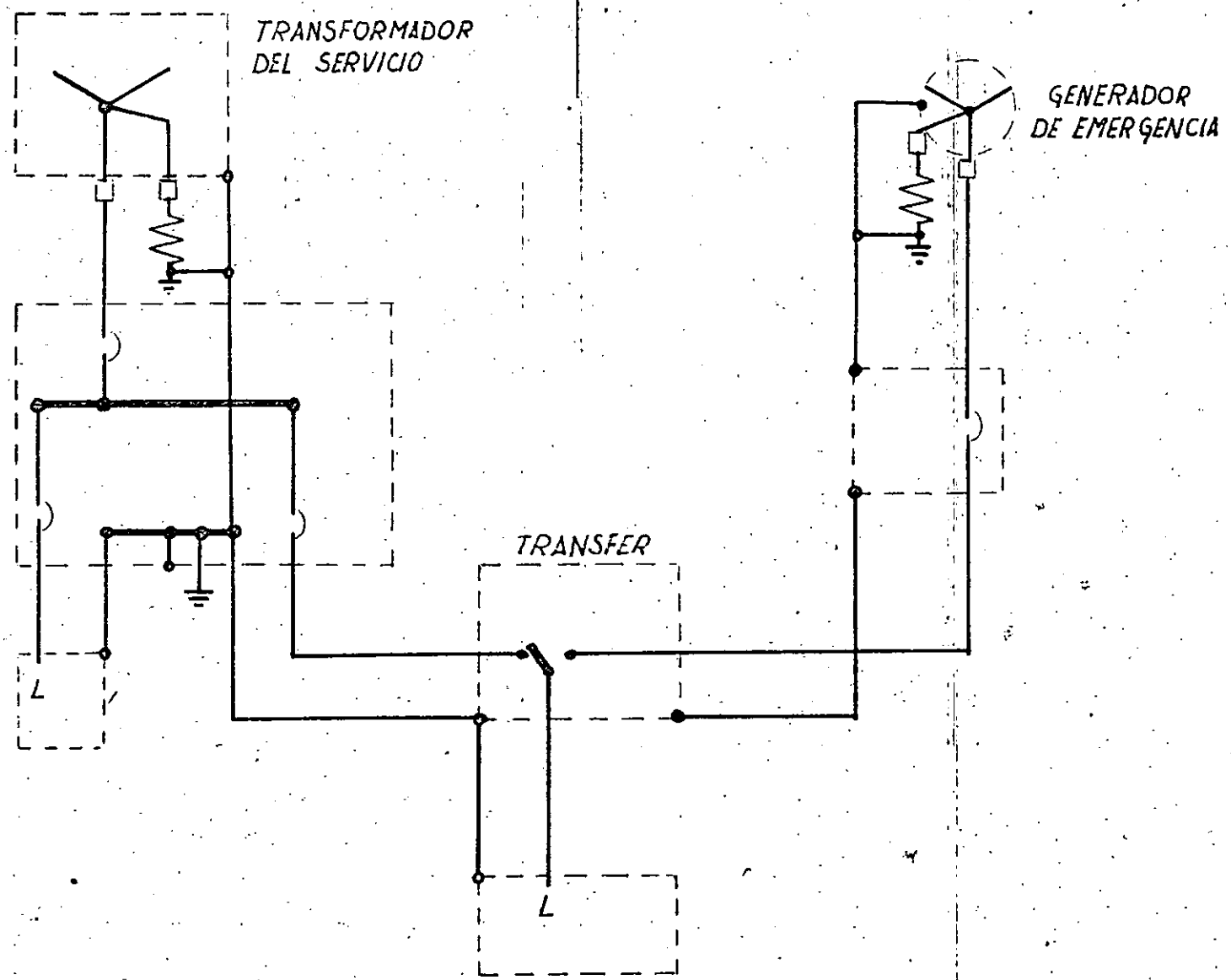


FIG 4.6-4
SISTEMA CON NEUTRO ATERRIZADO ATRAVES DE UNA RESISTENCIA

sistencia alta, no deben ser utilizados a menos que, los sistemas sean equipados con indicadores y alarmas de falla a tierra y que personal calificado esté siempre disponible para localizar y remover rapidamente la falla.

5.- EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE UN SISTEMA DE EMERGENCIA

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

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

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

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

Despues 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 unicamente por la suspensión del suministro de energía eléctrica.

5.2.- EDIFICIOS COMERCIALES.

Para establecimientos comerciales un calculo 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" estan aquellas más dificiles 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 matériales 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 tambien 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 estadistico 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 guia 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 Tecnico-Económico completo para todas y cada una de las necesidades involucradas en condiciones de una falla en el suministro electrico.

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 Sistems for Industrial and Commercial Applications.

2.- Buff book
IEEE Std 242-1975
Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial 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 Applications Group Annual Meeting,
BURCH, B. F., JR.

8.- Lighting Handbook
KAUFMAN, J. E.

9.- Standard Handbook for Electrical Engineers
FINK, D. G., and CARROLL

4.9 Standards References

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

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

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

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

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

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

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

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

EGSMA EGS1-1970, Standard Specifica-

tions for Standby Engine Driven Generator Sets

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

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

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

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

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

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

NFPA No 70-1978, National Electrical Code

NFPA 101-1976, Life Safety Code

4.10 References and Bibliography

4.10.1 *References*

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

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

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

4.10.2 *Bibliography*

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

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

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

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

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

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

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

[11] GROSS, S. Rapid Charging of Lead Acid Batteries. *Conference Record of the 1973 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting,* IEEE 73CHO763-3IA, pp 905–912.

[12] HAUCK, T. A. Motor Reclosing and Bus Transfer. *IEEE Transactions on Industry and General Applications,* vol IGA-6, May/Jun 1970, pp 266–271.

[13] HELMICK, C. G. Designing for System Reliability in Large Uninterruptible Power Supplies. *Conference Record of the 1971 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting,* IEEE 71C1-IGA, pp 371–384.

[14] HELMICK, C. G. Uninterruptible Power Supply Systems—What, Why, Where, and When? Presented at the 34th American Power Conference, Chicago, IL, Apr 18–20, 1972.

[15] KATZAROFF, P. A Base Guide to Uninterruptible Power Systems. *IEEE Conference Record of the 1974 26th Annual Conference of Electrical Engineering Problems in the Rubber and Plastics Industries,* IEEE 74CHO831-8IA, pp 1–6.

[16] KENNY, R. W., McGOVERN, M. J., and TORPEY, P. J. Development of a Gas Turbine-Alternator System for Emergency Power Applications. *IEEE Transactions on Industry and General Applications,* vol IGA-1, Jan/Feb 1965, pp 3–8.

[17] LAWSON, L. J. New Uninterruptible Power System Alternatives Using High Capacity Kinetic Energy Wheels. *Conference Record of the 1973 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting,* IEEE 73CHO763-3IA, pp 151–156.

[18] PALKO, E. Standby Generator Specification Chart. *Plant Engineering,* Feb 18, 1971, pp 65–70.

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

[20] RELATION, E. A., WINPISINGER, J. L., and MITCHELL, J. T. Uninterruptible Power System Using an Improved Magnetic Voltage Stabilizer. *Conference Record of the 1973 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting,* IEEE 73CHO763-3IA, pp 17–23.

[21] RENFREW, R. M. Successful Uninterruptible Power Systems for Computers. *Conference Record of the 1968 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting,* IEEE 68C27-IGA, pp 787–792.

[22] ROBERTS, A. M. Power Failure Ride-Through for an Inverter System Using Its Own Induction Motor Load as the Energy Source. *Conference Record of the 1968 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting,* IEEE 68C27-IGA, pp 737–742.

[23] SCHWARM, E. G., and LITTLE, A. D. Computer Uninterruptible Power System with High Speed Static Bypass. Presented at the Summer Power Meeting and International Symposium of High Power Testing of the IEEE Power Engineering Society, Portland, OR, Jul 18–23, 1971.

[24] SUMMERS, G. E. Providing Reliable Power for Computer Systems. *Plant Engineering,* Jan 7, 1971.

[25] SWENSON, E. C. How to Select and Install Standby Electric Plants. *Electrical Construction and Maintenance,* Jan 1963.

[26] The Exciting World of Rechargeable Batteries. *Factory,* Apr 1967, pp 84–87.

[27] System for Orderly Emergency Shutdown. *Modern Manufacturing*, Dec 1969.

[28] Uninterruptible Power System Prevents Computer Downtime. *Rubber World*, Nov 1970, pp 58–60.

[29] The Electric Way to Standby Power. *Plant Operating Management*, Feb 1970, pp 62–65.

[30] Emergency and Standby Power Systems. *Electrical Consultant*, Oct 1971.

[31] The Automatic Transfer Switch Heart of Emergency Power. A Reliability Study of a Power Supply System. The Battery World. *Electrical Consultant*, vol 88, Nov 1972.

[32] Rating Factors for Generating Plants. Tech Bull T-917. ONAN Company, 1400 73rd Avenue NE, Minneapolis, MN 55432.

[33] TERVAY, J. C. Nickel Cadmium Pocket Plate Batteries for Standby Power Applications and Systems. Nife, Inc, 23 Dixon Avenue, Copiague, NY 11726.

[34] Standby Gas Turbine Alternator Package. Publ SD1984. International Harvester Company, 2200 Pacific Highway, San Diego, CA 92112.

[35] Synchronizer. Publ 200-Syn-68 (Gas Turbine). Electric Machinery Manufacturing Company, Minneapolis, MN 55413.

[36] Emergency Lighting Handbook. Radiant Industries, Inc, 10900 Burbank Boulevard, North Hollywood, CA 91601.

[37] GILL, J. D. Transfer of Motor Loads Between Out-of-Phase Sources. *Conference Record of the 1978 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, pp 1182–1189.

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA No 13 - PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPOS Y MATERIALES EN INSTALACIONES INDUSTRIALES

ING. GENARO GARCIA CASTRO

SEPTIEMBRE, 1984

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

I N D I C E

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.

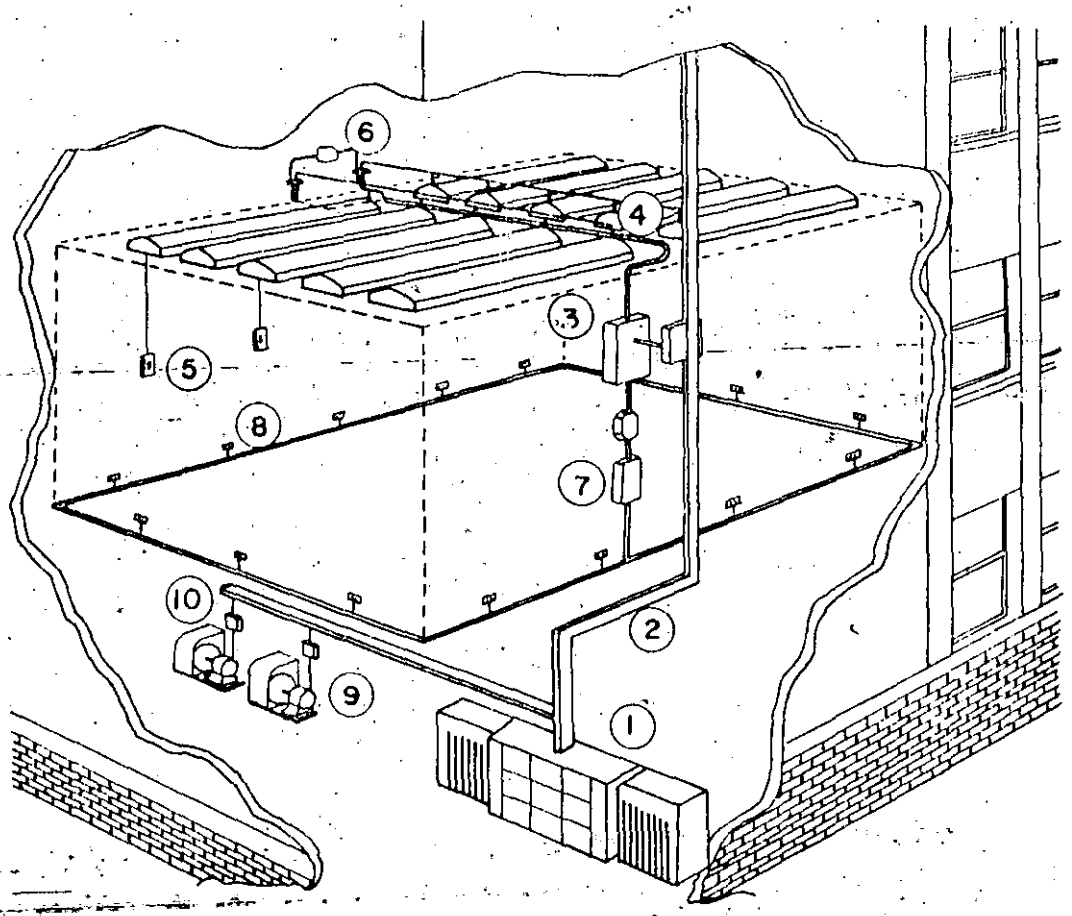
Es de suponer que todo equipo eléctrico es probado en fábrica, lo cual da una garantía al comprador., pero muchas veces es necesario desarmar parte del equipo para su transporte al lugar de su instalación y las condiciones de los aislamientos cambían a los prestablecidos en fábrica por lo cual, todo 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 una 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) Ampermetro 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 ó triplican su carga sin tomar en cuenta la capacidad y diseño de la instalación existente.

6.- El equipo original es modificado o cambiado, si no es capaz de controlar el incremento de carga.

7.- El equipo para producción (Maquinaría) 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 mayor 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 compañias 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 capitulo veremos la teoría aplicable a equipos de pruebas, definiciones, principios básicos, y forma de interpretar los -- resultados obtenidos.

AISLAMIENTO.- El proposito 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 seria cero). b) La resistencia de aislamiento, (cuyo valor en un buen mate-- rial dieléctrico debe ser grande y en el dieléctrico ideal su valor - seria 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 tambien 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 traves de el una corriente, cuando se le aplica una diferencia de potencial con C. D.

PERDIDAS DIELECTRICAS.- Se produce por la corriente que circula a traves 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 traves 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 indice 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 resitencia 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, varia inver-- samente 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 pasamuros, etc. No existe temperatura base, ya que la variación de la resistencia de aislamiento con respecto a la temperatura no es notable.

Al realizar pruebas de resistencia de aislamiento, es muy importante la medición de la temperatura en los equipos ya sea por medio de termopares o detectores de temperatura.

II.1.7 Potencial de Prueba Aplicado:

La Medición de resistencia de aislamiento es una prueba de potencial y debe restringirse a valores apropiados dependiendo de la tensión nominal de operación del equipo que se va a probar y de las condiciones en que se encuentre su aislamiento ya que si la tensión de prueba es alta se puede provocar fatiga en el aislamiento.

Los potenciales de prueba más utilizados son tensiones de 500 a 5000 V. C. D.

Las lecturas de resistencia de aislamiento, disminuyen al utilizar potenciales más altos, sin embargo para aislamientos en buenas condiciones y perfectamente secos, se obtendran valores muy próximos para diferentes tensiones de prueba, siempre que no sobrepasen el valor nominal de operación del equipo que se está probando.

C. D.	C. A.
Voltaje de Prueba del Megger	Voltaje del Equipo a Probar
100 y 250 V.	Hasta 100 V. incluyendo algúnos tipos de equipo de señalización y control.

500 V.	De 100 V. en adelante hasta 400 V.
1000 V.	De 400 V. en adelante hasta 1000 V.
2500 V.	De 2000 V. en adelante.

Estos valores representan un margen seguro, ya que el equipo se fabrica con un grado de seguridad considerable.

II.1.8 Duración del Voltaje Aplicado de Prueba.

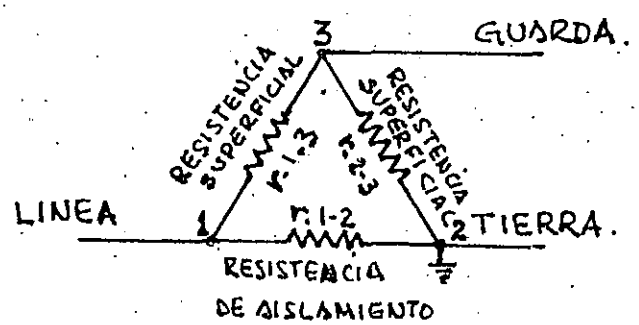
Este efecto tiene una importancia notable en el caso de las grandes máquinas rotatorias y transformadores de potencia con aislamiento en buenas condiciones. Sin embargo en el caso de los interruptores, apartarrayos y cables de pequeña longitud, este efecto carece de importancia y por lo tanto es recomendable efectuar las pruebas a un minuto.

II.1.9 UTILIZACION DE LA CONEXION DE GUARDA.

Todos los Megger con rango mayor de 1000 Megohms están equipadas con una terminal de guarda. El propósito de ésta terminal, es al contar con un medio para efectuar mediciones en mallas de tres terminales, en tal forma que puede determinarse directamente el valor de una de las dos trayectorias posibles.

Concretamente puede decirse que la corriente de fuga de toda componente de un sistema de aislamiento conectada a la terminal de guarda no interviene en la medición.

Así en el caso de la siguiente figura, usando las conexiones indicadas, se medirá la resistencia R-1-2 directamente ya que las otras dos no entran en la medición por estar conectada la terminal 3 a guarda.



COMPARACION DE VALORES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

CLASE DE AISLAMIENTO KV	MΩ REGLA 1MΩ/KVa75°	MΩ SEGUN FABRICANTE	MΩ PRUEBAS Y C. DE CALIDAD
220	11	6	37
6	288	162	300
23	1104	621	1000
85	4080	2295	3100
230	11040	6210	8500
400	19200	10800	15000
	K = 48	K = 27	K = 37.5

II.1.10. INSTRUCCIONES PARA UTILIZAR EL MEGOHMETRO.

1.- Coloque el aparato en una base bien nivelada.

2.- Seleccione y ajuste el voltaje de prueba a utilizar.

3.- Verifique el infinito del aparato operandolo en Vacío o ajustandolo con el tornillo de ajuste.

4.- Corto circuite las terminales línea y tierra para verificar dos cosas:

a). Que los cables no esten abiertos.

b). Ajuste del cero en su aparato (con el potenciómetro de ajuste).

5.- En caso de haber desernigizado el equipo a probar, se deberá aterrizar y dejar por lo menos 10 minutos para eliminar toda carga capacitiva que pueda afectar la Medición.

6.- Registre la temperatura del equipo bajo prueba, anotándola en el formato de Prueba.

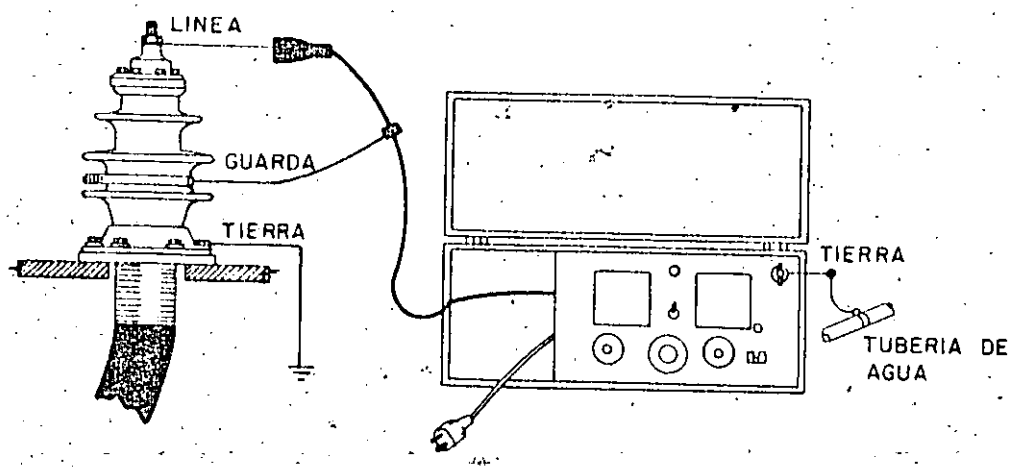
7.- Al efectuar pruebas de absorción en equipos con un volumen grande de aislamiento, se deberá tomar la precaución de descargo de toda corriente capacitiva y de absorción después de la prueba y antes de remover las terminales de prueba.

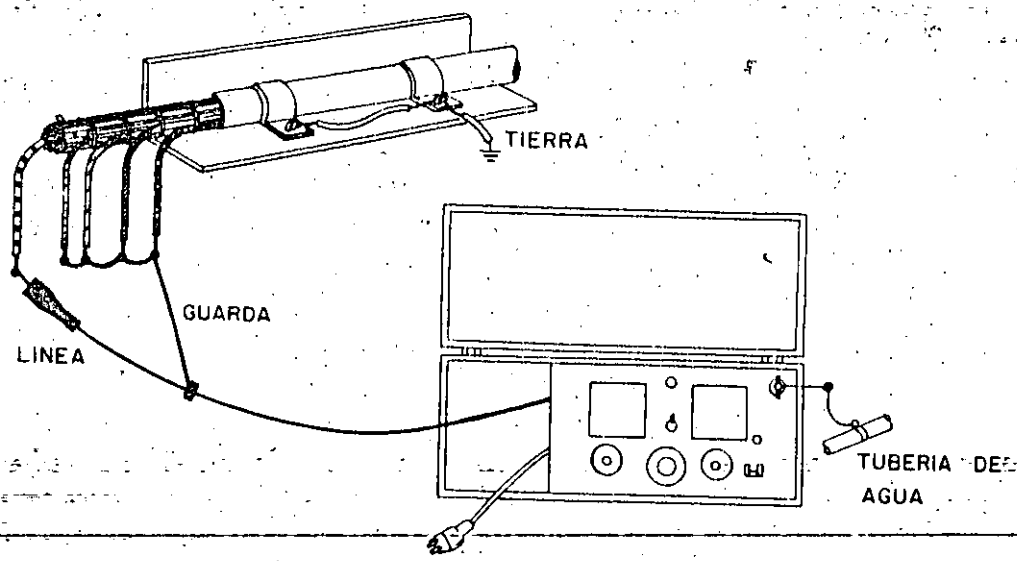
II.1.11. Métodos de Medición de Resistencia de Aislamiento.

Existen 3 métodos prácticos para medir la resistencia de aislamiento mediante un Megohmetro (MEGGER):

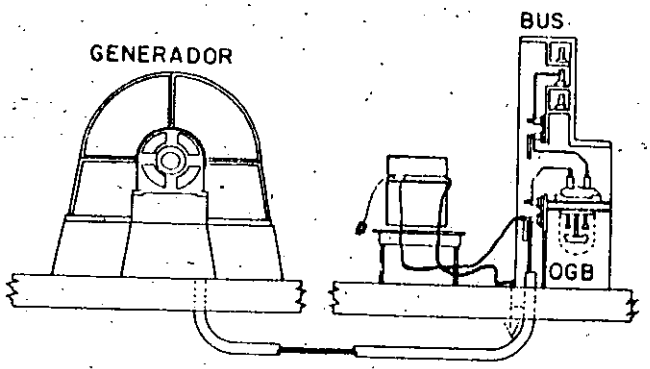
1). Método de Tiempo Corto.- Este método es bueno para la prueba de rutina rápida, para fines de normalización recomienda aplicar voltaje de prueba durante 60 segundos, con objeto de efectuar comparaciones bajo la misma base con los datos de prueba existentes y futuros.

Este método se aplica principalmente a equipos pequeños y en aquellos que no tienen una característica notable de





CONEXIONES GUARDA PARA PRUEBAS 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.

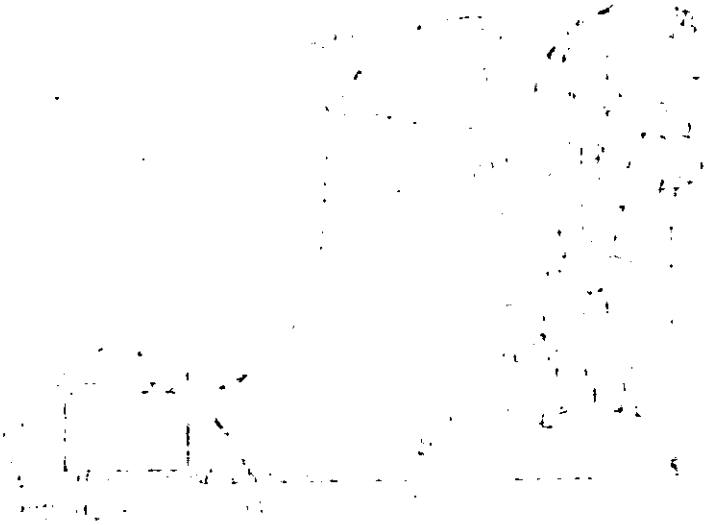
3). Método de Voltajes Multiples.

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



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 sí 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 metalicas del equipo eléctrico a otros elementos, que normalmente no conduzcan corriente y que estén expuestos a energizarse sí ocurre un deterioro en el aislamiento de los conductores, tambien tiene como objeto, "limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosfericas, 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 solida a tierra facilita tambien la operación de los dispositivos, de protección, como la protección contra sobrecorriente, en caso de fallas a tierra. Las canalizaciones y cubiertas metalicas 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 Electrodos Artificiales.

El valor de la resistencia a tierra de los electrodos artificiales, no debe ser mayor a 25 ohms en las condiciones más -

desfavorables.

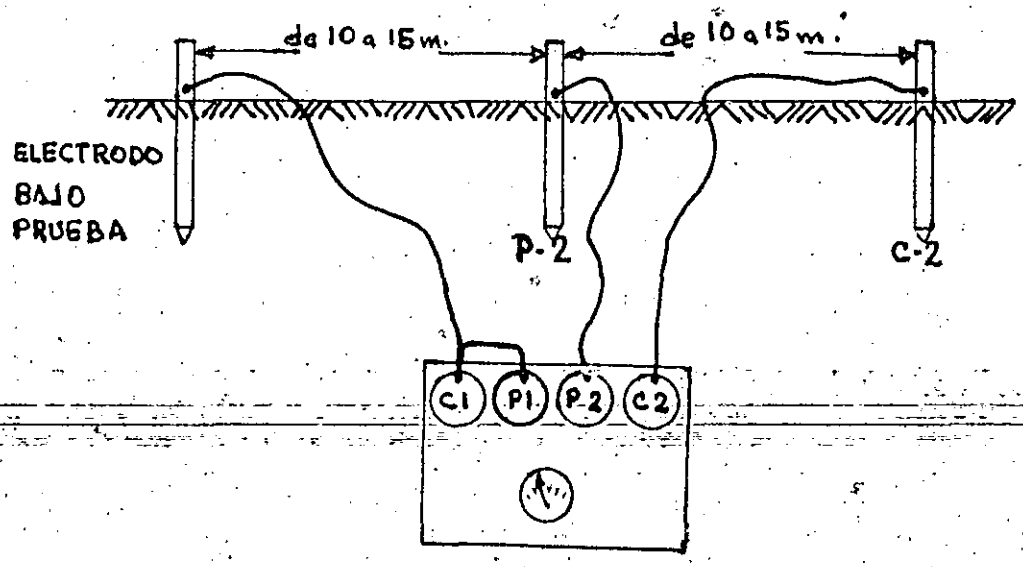
Los sistemas de tubería metalica continua y subterranea para la conducción de agua, tienen en general, una resistencia a tierra menor de 3 ohms. La estructura de edificios tienen en general una resistencia a tierra considerablemente menor de 25 ohms. Se recomienda probar la resistencia a tierra de los electrodos al instalarlos y repetir la prueba periodicamente En subestaciones, la resistencia eléctrica total del sistema de tierras deberá conservar el valor más bajo posible (los valores aceptables van desde 10 ohms. hasta 1 ohms). Incluyendo todos los elementos que forman el sistema de tierras, esto es la malla, los electrodos y los conductores de puesta a tierra, para reducir la resistencia total del sistema se puede aumentar el área total de la malla, reduciendo los espaciamientos entre los conductores de ésta ó bien usar un mayor número de electrodos.

Existen varios tipos de Megger de tierras para medir la resistencia del sistema de tierra, por su funcionamiento puede ser manual o electrónico (de baterías). El caso más comun 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.

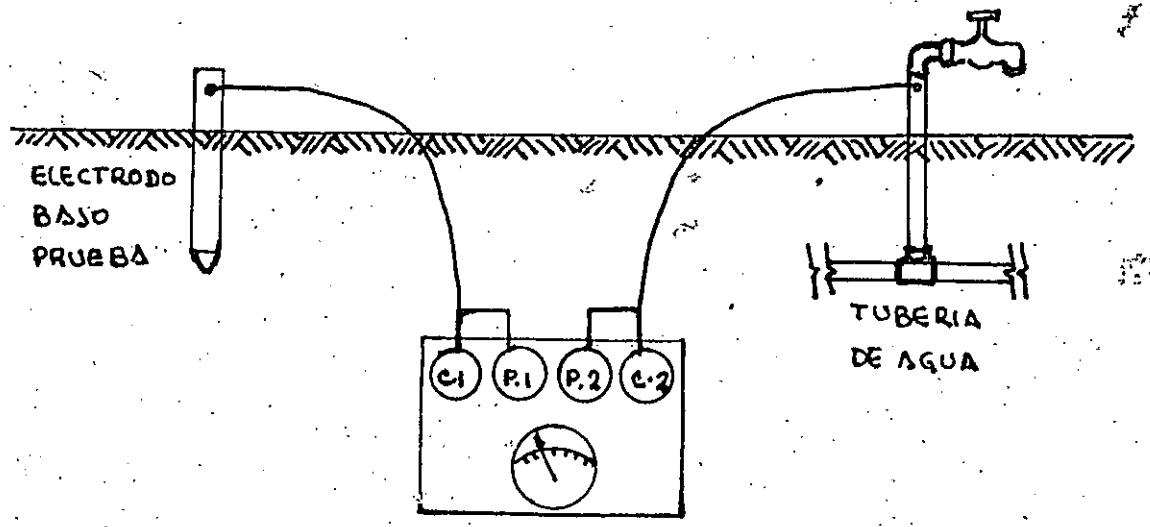
La caida de potencial en la resistencia, se aplica a las terminales P.1 y P.2 provocando una deflexión del Galvanometro. Esta caida de potencial se contraresta con otra igual y opuesta que se produce en una resistencia variable contenida en el aparato, de manera que en condiciones de balance no fluye 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 algúna 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 sí 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 RESITENCIA DE CONTACTOS "DUCTER"

La finalidad del Ducter es poder medir bajas resistencias por el método de caidá de tensión con C. D., tienen varios usos como medición de juntas de ríeles, juntas soldadas, resistencias de contacto, microresistencias, etc. Nosotros los usamos para medir resistencias de contacto en interrutores y cuchillas desconectadoras., 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 traves 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 hacía 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 protocologo de pruebas especificando el valor de resistencia de contactos total obtenido en fábrica, lo cual hay que comprobar en campo con estás 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 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, 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 hacía 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 --

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, pudiendose afirmar que por estas características, es más reveladora 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 detección de algúnos cambios medibles en las características de un aislamiento que puede asociarse, con los efedtos de agentes destructivos como la humedad, el agua, el calor, el efecto corona y en general, un incremento apreciable de las pérdidas dieléctricas en C. A. de Volts-Amperes ó factor de potencia de un aislamiento, es una indicación clara de deterioro.

Para ejecutar una prueba de factor de Potencia con un probador de la doble Engineering, es necesario en primer lugar, conectarle sus cuatro terminales que son:

a). Cable de Alimentación al probador

b). Interruptor de mano para seguridad

c). Cable de Alta Tensión (Gancho)

d). Cable de baja Tensión (Guarda)

Por seguridad, siempre debe estar aterrizado el aparato, con una tierra firme ya que está previsto en cada equipo.

Estando conectado el probador, deben conectárse 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.

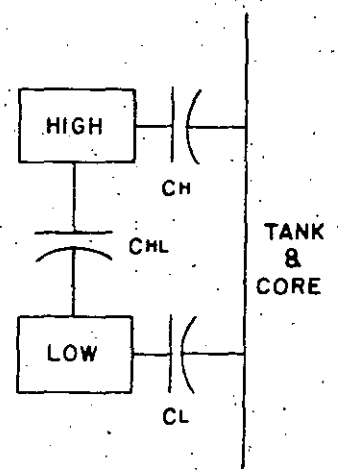
Antes de operar el interruptor general, debe verificarse que el reostato para elevar tensión esté en cero, el selector en la posición check, los rangos en los más altos para MVA y MW el selector de baja tensión en la posición tierra (GROUND) y el interruptor reversible en la posición "ON" dentro.

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	GROUNDED	GUARDED	UST	MEASURE
1	H	L	—	—	$C_H + C_{HL}$
2	H	—	L	—	C_H
3	L	H	—	—	$C_L + C_{HL}$
4	L	—	H	—	C_L
5		Test 1 minus Test 2			C_{HL}
6		Test 3 minus Test 4			C_{HL}
7	H	—	—	L	C_{HL}
8	L	—	—	H	C_{HL}

Por tratarse de una medición de aislamiento, los parametros por medir en los devanados, son exactamente los anteriores, sin embargo las conexiones de prueba presentan ciertas variaciones, debido a que este probador tiene unicamente 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 unicamente dividirlas para obtener el factor de potencia correspondiente.

$$\% f.p. = \frac{MW}{MVA} \times 100$$

11.5 RELACION DE TRANSFORMACION.

El analizador "TTR" está diseñado para determinar con exactitud la relación de vueltas de los devanados de los transformadores de tipo convencional, de potencia y distribución, así como de los autotransformadores, en los que la relación de las tensiones nominales de placa sea la misma que la relación real de vueltas Los Nucleos de los transformadores a probar deben ser normales y todo el nucleo de hierro activo debe estar colocado en su lugar correspondiente (Laminación apretada y sin salientes).

La capacidad del TTR para probar transformadores es de una relación máxima de 130, sin embargo utilizando equipo auxiliar, es posible medir transformadores que tengan relación hasta 330, en

lectura directa.

Durante la prueba de relación, se determina la polaridad y se detectan facilmente 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 (8 volts) porque de hacerlo el ampermetro revasaría su escala, en estos casos devanado de alta tensión puede conectarse como, primario.

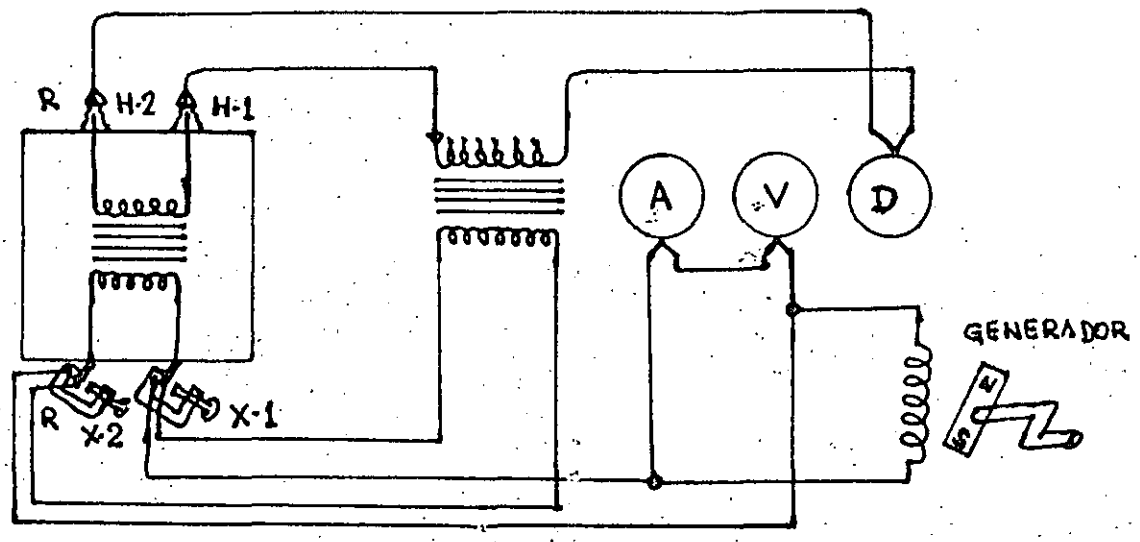
Si el TTR se utiliza de ésta manera, la lectura sera inversa de la relación de vuetas, hasta con tres cifras decimales de aproximación.

Tambien se utiliza el equipo para pruebas de contraste o de comparación en transformadores especiales, tales como: Transformadores de Potencial, Transformadores de Corriente, Transformadores para anuncios luminosos, etc. en tales transformadores el TTR no determinará con precisión la relación de vueltas de sus devanados.

MODO DE EMPLEO:

1). Desconecte y aisle el transformador bajo prueba, observando siempre las precauciones de seguridad.

2). Conecte como se muestra en el siguiente diagrama cerciorandose que las conexiones hagan buen contacto con las terminales del transformador bajo prueba.



3). La prensa X-2 y la pinza H-2 (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 hacía la izquierda indicando que la polaridad - es substractiva, si la aguja deflexiona hacía 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 hacía la derecha. Regrese el conmu-- tador a la posición más alta en donde la aguja deflexione a la izquierda.

6). De la misma manera incrementa la relación sucesivamente en los conmutadores segundo y tercero.

7). Incremente la relación en el cuarto conmutador, ajustando hasta alcanzar un equilibrio en cero en el detector, mientras la velo

cidad se eleva y se mantiene a un valor tal que se obtengan aproximadamente 8 volts de excitación.

3). La relación de vuetas 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 multiple 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 Rigi-- dez dieléctrica en un aceite aislante son:

1). Forma, tamaño y distancia de separación de los electrodos.

2). Efecto del contenido de humedad y otras impuresas.

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° de pruebas.

2). La muestra de aceite a probar, se toma de válvula inferior del - tanque (del transformador ó interruptor) que en esa parte infe-- rior es donde se encuentran las impuresas, 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 protocologo de pruebas.

5). Posteriormente se agitará el aceite y se deja reposar otro mi-- nuto (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 1816 en la cual se basa la norma nacional CCONNIE 8.3.1 .

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.

Exafluoruro de Asufre.

Soplo Magnético, etc.

RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE.

ORMA	FORMA Y DIMENCION DE ELECTRODOS	SEPARACION ENTRE ELECTRODOS mm(inch)	ELEVACION DE TENSION KV/seg.	REPOSO ENTRE LLENADO Y 1ª PRUEBA	NUMERO DE PRUEBAS EFECTUADAS	REPOSO ENTRE PRUEBA Y PRUEBA	TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA	TEMPERATURA MINIMA DE LA MUESTRA
STM 877	TIPO DISCO DE 1" DE DIAMETRO	2.54 mm. (0.099)	3 KV ± 20%	3 MINUTOS	5	1 MINUTO	30 KV MIN.	20°C, 68° F.
STM 816	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.
DINIE S.I.	CONTEMPLA LAS DOS NORMAS ANTERIORES							

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 camaras y mecanismos (acumuladores de presión) y voltaje de control para cierre ó disparo.

Se tomará la precaución de verificar los voltajes nominales del equipo de prueba. (Milligraph ó favac) aterrizandolo.

Las pruebas ó mediciones que se consideran normales para la puesta en servicio de un interruptor son:

a). Determinación del tiempo de apertura.

b). Determinación del tiempo de cierre.

c). Prueba de Antibombeo.

Las pruebas de tiempo de apertura y cierre quedarán grabados en papel metalico en el caso de milligrap y en papel encerado en caso del favac., donde se tienen graficadas cada fase, la bobina al energizarse, y la referencia de tiempo para su cálculo.

Cada aparato, tiene diferentes números de canales existen desde 4, 8, y 12 canales para graficar al mismo tiempo.

III. APLICACIONES Y PRUEBAS.

III.1 PRUEBAS A SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION.

En la siguiente tabla, se muestran las pruebas que se realizan a una subestación de Distribución completa tipo Cía. De Luz, con todo el equipo que utiliza y sus pruebas, así como los aparatos utilizados.

TABLA (I)

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 OPERACIÓN	PERDIDAS DIELECTRICAS	HUMEDAD RESIDUAL	CONTINUIDAD	VOLTAJES MINIMOS
6	INTERRUPTOR 230 KV.	*	*	–	*	*	*	*	*	–	*
12	CUCHILLAS 230 KV.	*	–	–	–		–	–	–	–	–
36	TRANSF. CORRIENTE 230 KV.	*	*	*	–	–	–	–	–	*	–
16	TRANSF. POTENCIAL	*	*	*	–	–	–	–	–	*	–
2	CONDENSADOR DE ACOP. 230 KV.	*	*	–	–	–	–	–	–	–	–
2	TRAMPA DE ONDA	*	–	–	–	–	–	–	–	*	–
12	APARTARRAYOS DE 230 KV.	*	–	–	–	–	–	*	–	–	–
8	BUSHINGS 230 KV.	*	–	–	–	–	–	*	–	–	–
2	TRANSF. DE POTENCIA 60 MVA 230/23 KV.	*	*	*	*	–	–	*	*	–	–
8	BUSHINGS 23 KV.	*	–	–	–	–	–	*	–	–	–
14	INTERRUPTORES 23 KV.	*	*	–	*	*	*	*	*	*	*
28	CUCHILLAS 23 KV.	*	–	–	–	*	–	–	–	–	–
4	CUCHILLAS FUSIBLE 23 KV.	*	–	–	–	*	–	–	–	–	–
94	TRANSF. CORRIENTE 23 KV.	*	*	*	–	–	–	–	–	*	–
6	TRANSF. DE POTENCIAL	*	*	*	–	–	–	–	–	*	–
2	TRANSF. DE DISTRIBUCION	*	*	*	*	–	–	–	–	*	–
6	APARTARRAYOS DE 23 KV.	*	–	–	–	–	–	*	–	–	–
2	REACTORES	*	–	–	–	–	–	–	–	*	–
2	BANCO DE CAPACITORES	*	–	–	–	–	–	–	–	–	–
*	PRUEBAS EFECTUADAS										
	EQUIPO UTILIZADO	MEGER MOTORIZ O ELECT.	MEU MH M2H	TTR	BAUR	DUCTER PILAS O'ELECT	MILIGRAF FABAG ANALIZ.	MEU MH M2H	PANAMETRIC	MEGER MULTIMETRO	

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.

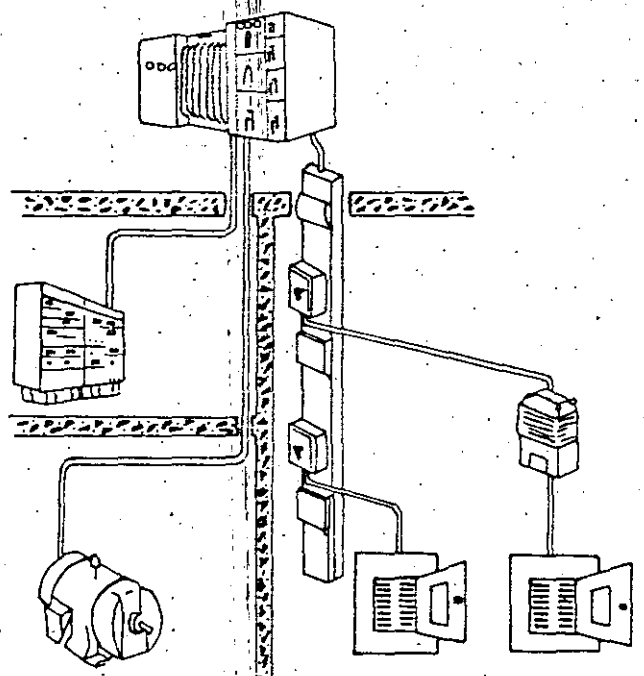
La siguiente tabla 1.5 nos da LOS VALORES MINIMOS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO RECOMENDADOS PARA INSTALACIONES DE 1000 VOLTS Ó MENOS.

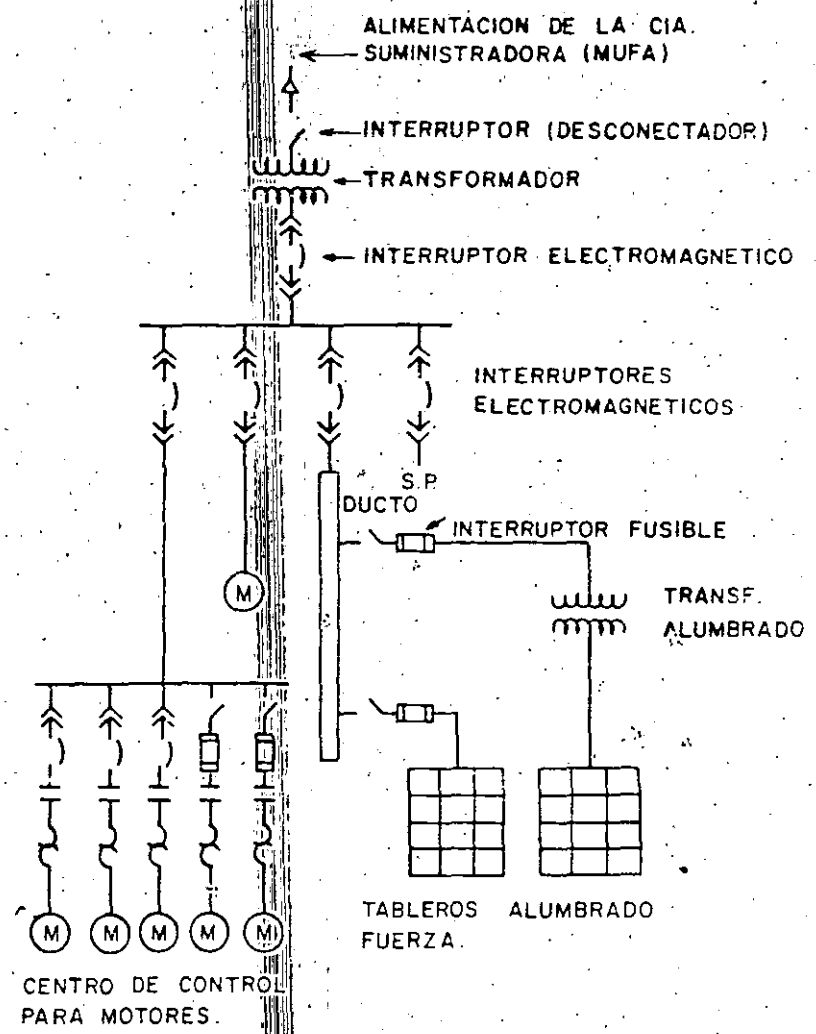
INSTALACION	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN (OHMS)
Para Circuitos con conductores Nº 14 ó Nº 12 AWG .	1 000 000 = 1 M
Para Circuitos con conductores Nº 10 AWG o mayores y con capacidad de conducción de corriente de:	
25 a 50 amperes	250,000
51 a 100 amperes	100,000
101 a 200 amperes	50,000
201 a 400 amperes	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 efectuan 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 baterias.

e). Pruebas al detector de tierras.

f). Prueba de operación a la protección del banco de baterias.

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 téorico y verificación de la conexión.

e). Medición de la resistencia de aislamiento después de la conexión

f). Medición de factor de potencia.

III.3.5.- CUCHILLAS DESCONECTADORAS.

a). Verificar la operación manual.

b). Prueba de mecanismos motorizados.

c). Prueba de resistencia de contactos.

III.3.6.- TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.

a). Medición de la resistencia de aislamiento.

b). Medición de la continuidad de los devanados

c). Verificar la polaridad.

d). Secado de embobinados.

e). Medición de la relación de transformación.

f). Prueba dieléctrica del aceite.

g). Prueba dieléctrico del embobinado.

h). Medición del factor de potencia.

III.3.7.- PARARRAYOS.

a). Verificar las conexiones primarias.

b). Verificar la conexión a tierra.

c). Medición del factor de potencia.

d). Medición de la resistencia de aislamiento.

III.3.8.- RELEVADORES.

a). Verificar el montaje del tablero de control, protección y medición.

b). Verificar continuidad en aparatos y circuitos.

c). Verificar la operación de los releradores.

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 apretes.

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 típo 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 montandas 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 sufrierón 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

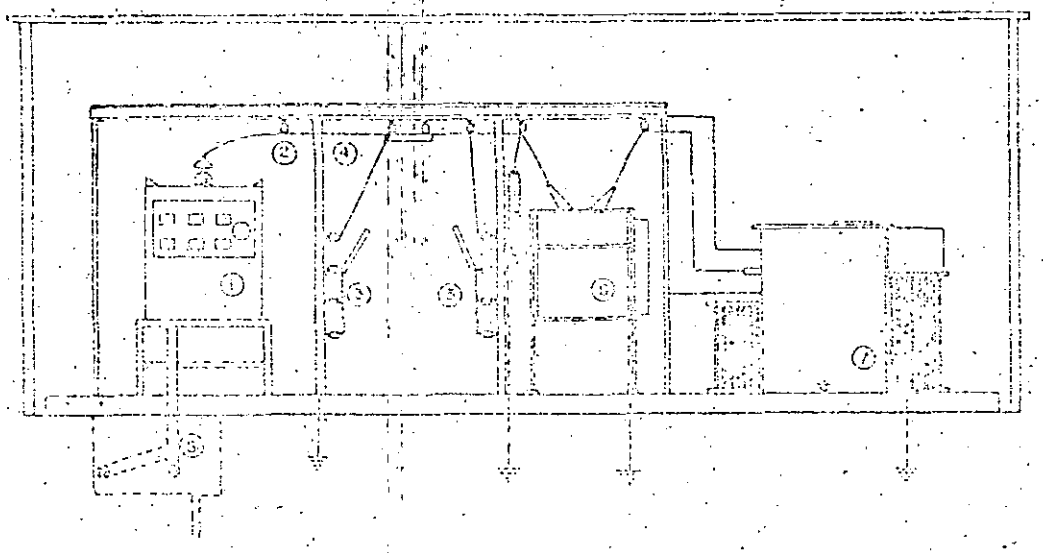
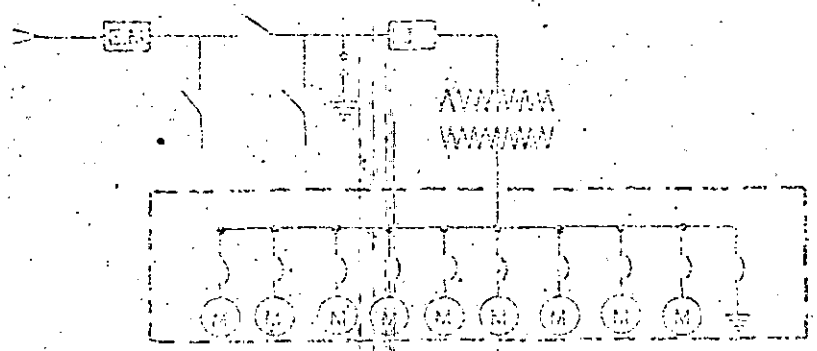


DIAGRAMA UNIFILAR



MATERIA Y EQUIPO

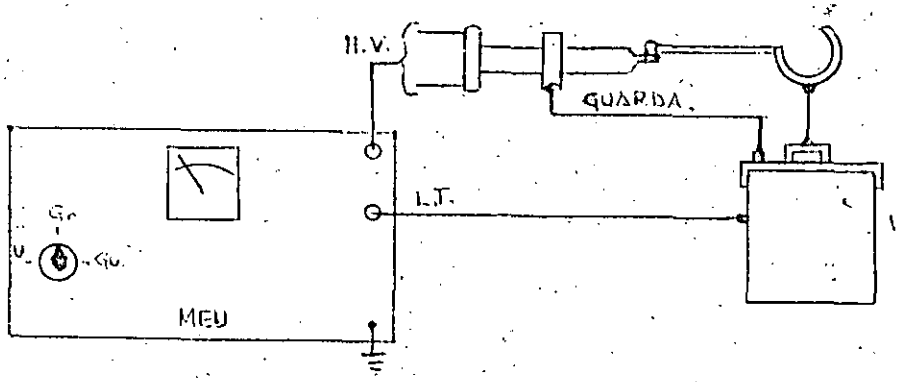
1.- EQUIPO DE MEDICION DE CIA. DE LUZ.
2.- AISLADOR SOPORTE
3.- CUCHILLAS DESCONECTADORAS
4.- BARRAS DE SOLERA DE Cu
5.- PARARAYOS AUTOVALVULAR 23 KV
6.- INTERRUPTOR 23 KV.
7.- TRANSFORMADOR 23 KV./220-127 V.
8.- ACOMETIDA SUBTERRANEA

Hacerle Megger en la posición cerrado de cada fase contra tierra (estructura ó tanque) si hay problemas, descriminar 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 menciono 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 fp = 0.05 % hasta 0.5 %.

IV.2 PRUEBAS A TRANSFORMADORES.

Dentro de una instalación eléctrica, el equipo de mayor importancia es el transformador, conocido como el corazón de la instalación eléctrica, por lo cual hacen muy importantes sus pruebas.

2.1. Prueba de Resistencia de Aislamiento.

Para un transformador de dos devanados se le hacen las siguientes pruebas:

Alta	Vs.	Baja	+	Tierra
Baja	Vs	Alta	+	Tierra
Alta y Baja		Vs		Tierra
Alta	Vs	Baja		

Para transformadores de tres devanados se le hacen las siguientes pruebas:

Alta	Vs	Baja	+	Terciario	+	Tierra
Baja	Vs	Alta	+	Terciario	+	Tierra
Terciario	Vs	Alta	+	Baja	+	Tierra
Alta y Baja	Vs			Terciario	+	Tierra
Alta y Terciario	Vs	Baja	+	Tierra		
Baja y Terciario	Vs	Alta	+	Tierra		
Alta, Baja y Terciario	Vs	Tierra...				

Si la resistencia de aislamiento es medida con el transformador sin aceite, el valor equivalente a con aceite será de la $\frac{1}{2}$ a $\frac{1}{4}$ del valor obtenido sin aceite.

FACTORES DE CORRECCION POR TEMPERATURA PARA LECTURAS DE MEGGER

TEMPERATURA	MAQUINAS ROTATORIAS		TRANSFORMADORES CON ACEITE.
	CLASE "A"	CLASE "B"	
0	.21	.40	0.3
5	.31	.50	0.4
10	.45	.63	0.54
15.6	.71	.81	0.73
20	1.00	1.00	1.00
25	1.48	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 EN ACEITE 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	10,800

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 trasformador 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.

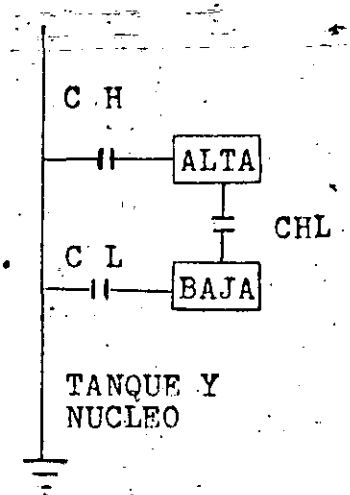
FACTORES DE CORRECCION POR TEMPERATURA DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS AISLAMIENTOS.

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:

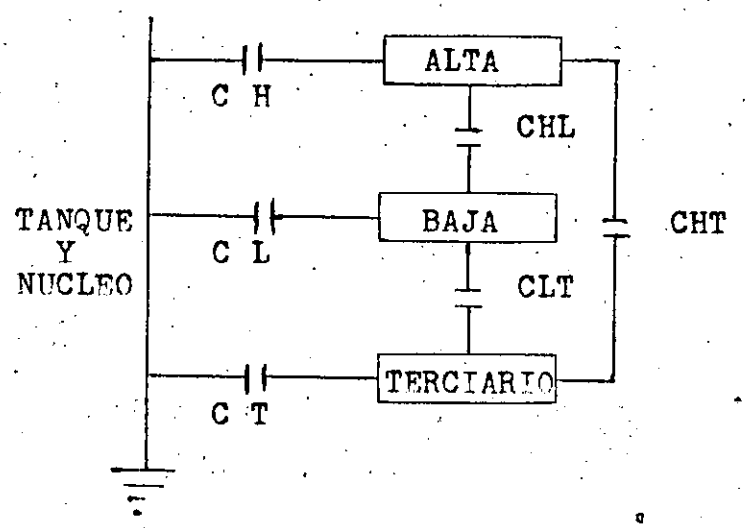
a). Transformadores de dos devanados.

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 TERCIARIO	CH
BAJA	TERCIARIO	ALTA	-
BAJA	---	ALTA Y TERCIARIO	Cl
TERCIARIO	ALTA	BAJA	-
TERCIARIO	---	ALTA Y BAJA	Ct
TODOS	---	---	CH + Cl + C+



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 menciono 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 capitulo 11.

b). Factor de Potencia.- Basado en el procedimiento mencionado anteriomente en el capitulo 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 degradamiento y contaminación con humedad, carbón ó algúnas 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 limites con respecto a la relación teórica con un margen de ± 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 adminita en la relación medida es de ± 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 capitulo 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 minimo 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 RESITENCIA 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 esten 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.

$$C = \frac{I}{2\pi . f . V} \qquad KVAR = 2\pi f C \ (KV)^2 \times 10^{-3}$$

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

Cada fabricante nos da los limites especificados de resistencia de descarga para cada capacidad en KVAR de capacitores.

d). Resistencia entre bornes y el tanque.- Es importante medir esta magnitud, para comprobar es estado de los aisladores que forman los bornes del capacitor y el estado del aislamiento del interior a tierra. La resistencia medida debe ser mayor de 1000 excepto los capacitores de un solo aislador ya que el otro borne está conectado al tanque con resistencia de descarga

interna. En este caso, el valor medido debe coincidir con el de la resistencia de descarga.

e). Prueba de Fugas del Dieléctrico.- La hermeticidad del tanque puede probarse limpiando cuidadosamente el capacitor y sometiendo a una temperatura de 75°C durante 4 horas aproximadamente esto creará una presión interna, debido a la dilatación del líquido impregnante que tendrá a poner de manifiesto la fuga. Es conveniente colocar el capacitor sobre un papel limpio y tendido horizontalmente del lado donde se sospeche que existe la fuga.

f). Factor de Disipación.- El factor de disipación medio con precisión, puede dar una idea del buen estado o el grado de deteriodo del dieléctrico del capacitor, sin embargo es una medida algo más dificil 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.

V._ A P E N D I C E

5.1 .0 EJEMPLOS DE RESULTADOS DE PRUEBAS.

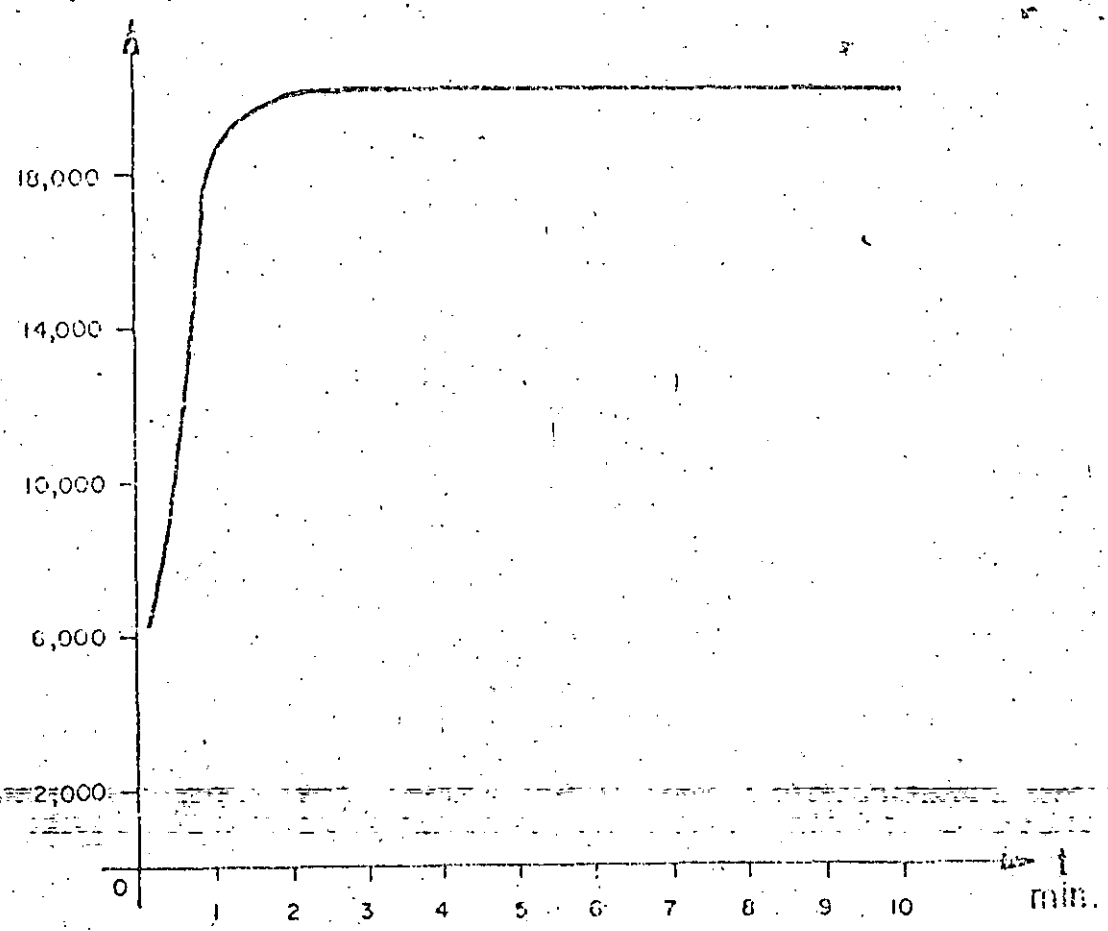
5.2.0 NORMAS CCONNIE USUALES EN PRUEBAS.

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

TIEMPO	M E G O H M S			
	H – X + T	X – H + T	H – X	
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

PRUEBA DEL SISTEMA DE TIERRAS

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 10 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

TRANSFORMADOR

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA A LOS AISLAMIENTOS

CONEXIONES PARA PRUEBA			KV PRUEBA	MILI VOLTAMPERES			MILI WATTS			% f. p.	
ENERGIZAR	A TIERRA	GUARDA		LECTURA	MULTI-PLICADOR	mVA	LECTURA	MULTI-PLICADOR	mW	MEDIDO °C	CORREGIDO 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 _____

TRANSFORMADOR

PRUEBA DE RELACIÓN 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	84.650	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	36
6	—	—	32
PROMEDIO	38.4	42	34
TEMPERATURA °C	22	20	24
NORMA	ASTM	CCONNIE	ASTM
No. NORMA	877	8.61	1816

CRITERIO DE CONSISTENCIA ESTADISTICA

VALOR MAYOR	42	47	38
VALOR MENOR	34	38	29
DIFERENCIA X 3	8 x 3 = 24	9 x 3 = 27	9 x 3 = 27
VALOR SUPERIOR AL MENOR	38	39	32
RESULTADO	BIEN	BIEN	BIEN

N O R M A S C C O N N I E D E C O N S U L T A

NUMERO	DESCRIPCION
2.1.3.	Métodos de prueba de transformadores de Distribución y Potencia.
2.1.4.	Transformadores de Distribución Subterranea típo pedestal.
4.2.1.	Métodos de prueba y funcionamiento de acumuladores - Eléctricos Industriales típo plomo acido.
5.6.1.	Definición de Vocablos Técnicos usados en Interruptores de Potencia.
5.6.2.	Características Nominales de Interruptores de alta - Tensión para C.A.
6.3.1.	Métodos de Prueba de fusibles y corto circuitos.
8.3.4.	Aisladores de porcelana típo alfiler para media y baja tensión.
8.4.2.	Métodos de prueba para la Determinación de la Rigídez 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, Núneros y Simbolos 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 "MEGGER.., 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 Protectión Associa.

7.- Testing and. Maintenance of. Molded case circuit Breakers. General Electric.

8.- Instructivo "TTR" Biddle. (transformer Turn Ratio Test. Sets) James. G. Biddle Co.

9.- Instructión Book. MEU. Doble Electrical Equipment.

10.- Instalation and Maintenance Instructions. AV-Line. SEITCHBO ARDS GENERAL ELECTRIC.

11.- Capacitores de Potencia Balmec S.A.

12.- IEEE Standart test Code For Distribution, Power and Regulating Transformer C57-90-1973

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA No. 14 - "ILUMINACION INDUSTRIAL"

ING. SERGIO GARCIA ANAYA

SEPTIEMBRE, 1984.

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

ILUMINACION INDUSTRIAL

GENERALIDADES

El propósito de la Iluminación Industrial es el proveer de energía lumínica eficiente en calidad y cantidad suficientes para crear un ambiente de seguridad y mejorar la visibilidad y productividad dentro de un ambiente confortable.

La Iluminación debe servir no solamente como una herramienta de producción y un factor de seguridad, sino que deberá de contribuir a mejorar las condiciones ambientales en las áreas de trabajo.

El diseño de un sistema de Iluminación y la selección del equipo adecuado pueden estar influídas por muchos factores relacionados con la energía y la economía. Las condiciones económicas al respecto de un sistema de Iluminación deberán no solamente estar basadas en la inversión inicial y los costos de operación, sino también en una inter-relación entre el costo de iluminación y otros factores productivos así como el costo de mano de obra.

Existen dos requerimientos propios del ser humano referentes a los sistemas de Iluminación. El primero es una necesidad física para asegurar la visión exacta, rápida y con el menor esfuerzo; el segundo corresponde a una necesidad de la luz y el objeto de crear e influir en la respuesta emocional.

En las áreas de trabajo el énfasis ha sido enfocado hacia las necesidades físicas de los trabajadores, de tal forma que los sistemas de Iluminación han sido diseñados para proporcionar un nivel de Iluminación en un punto dado que permita al trabajador realizar su tarea con un mínimo de esfuerzo en cuanto esto sea relacionado con la visión. En la actualidad el énfasis ha sido el utilizar la iluminación como ayuda para crear un sitio donde la gente pueda trabajar confortablemente; en algunos casos estos mejoramientos ambientales se pueden obtener con ningún ó pequeños incrementos en costos. A este respecto la Iluminación se ha evaluado hoy en día más y más sobre la base de una herramienta de producción ya que a mejores sistemas de Iluminación a menudo resultan en incrementos de producción.

El concepto de crear un ambiente placentero se basa sobre la idea de que la gente hace mejor las cosas en un ambiente confortable; de otra forma, crear condiciones placenteras con combinaciones de colores, distribuciones adecuadas y texturas y colores ligeros en las maquinarias.

# # #

VALOR DE LA ILUMINACION

El valor de la Iluminación está determinado en gran parte sobre la base de los beneficios en relación al costo. Los beneficios incluyen mejor producción por trabajador, por máquina ó por metro cuadrado de espacio de fabricación y pocos accidentes. Estos beneficios son el resultado de una rápida visión, más exacta, mejor estado de ánimo, mejor manejo y mejor motivación. Cada tarea y cada área deberán ser evaluadas en términos de su importancia en relación a la producción total.

A la vez influirán sobre las condiciones de seguridad en el trabajador, que son esenciales en cualquier Industria; y los efectos del sistema de Iluminación sobre la seguridad, deberán de considerarse. El ambiente de una área productiva deberá ser diseñado con el objeto de compensar las limitaciones de la capacidad humana, cualquier factor que permita incrementar la posibilidad de mejorar la visión de un trabajador, redundará en poder detectar adecuadamente y a tiempo cualquier causa potencial de un accidente.

Como se mencionó anteriormente el propósito de la Iluminación Industrial es el proveer un ambiente de trabajo seguro, proporcionando una eficiente y confortable visión así como una ayuda en todos los tipos de operaciones industriales reduciendo las pérdidas en el comportamiento visual. Es importante sin embargo, analizar varios factores, los cuales contribuyen a la visión; estos son: la tarea, el ambiente y la Iluminación.

CONDICIONES GENERALES

Factores que afectan la visión en las tareas de la Industria:

En general, el ser humano ve por reflejo, transmisión y siluetas. La visión de siluetas involucra la detección de la presencia de un objeto y su contorno, debido a que la obscuridad hace resaltar por contraste en contra de los alrededores iluminados. La transmisión se refiere a la detección de detalles a través de variación de transmisión de luz blanca, o el cambio de color, a través de materiales que son susceptibles a la penetración.

Asimismo, el método de visión más común es por reflejo, donde la luz y las áreas obscuras o detalles son detectados por diferencia en reflexiones.

# # #

La visibilidad de una tarea u objeto está determinada por su "Tamaño", "Contraste", "Tiempo de visión" y "Luminancia". Cada uno de estos factores es suficientemente dependiente de los otros, de tal forma que una deficiencia en uno puede ser compensada dentro de ciertos límites modificando uno o más de los otros.

"Tamaño".- Cuando el tamaño se incrementa la visibilidad se incrementa y hasta un cierto punto la visión es más fácil, en los casos en que el tamaño del objeto es demasiado pequeño, la operación normal es usar lentes de aumento ó microscopio para identificarlo, en algunos casos el mismo resultado se puede obtener con mayor iluminación, con el objeto de distinguir en forma más fácil los detalles y hacer la visión más efectiva.

"Contraste".- Con el objeto de distinguir más fácilmente los detalles de un objeto, deberá de existir una diferencia en luminancia (ó color), con respecto al ambiente general. Se logrará el máximo de visibilidad cuando el contraste de detalles del ambiente general sea mayor, en otras palabras deberá de existir diferencia de luminancias entre el objeto y el ambiente.

"Tiempo de visión".- La velocidad con la cual un sujeto puede hacer su trabajo es a menudo una medida de su productividad, si la baja luminancia prevalece, tomará un tiempo relativamente largo para lograr la tarea de visión. Incrementando la luminancia, el tiempo requerido para la visión será más corto, de la misma forma la tarea de visión en condiciones de alto contraste y gran tamaño, requerirá generalmente menor tiempo que las tareas realizadas en bajos contrastes y pequeños tamaños.

"Luminancia".- Los factores de tamaño y contraste son inherentes en la tarea por sí misma y, dentro de ciertos límites el tiempo de visión puede ser considerado en esta misma categoría. Sin embargo, en general, la luminancia es importante ya que es un factor controlable. La luminancia resultada de la luz en una tarea y sus alrededores en el campo de visión, puede ser controlada dentro de amplios límites, variando la cantidad y distribución de la luz. Asimismo se puede mencionar que con alta luminancia se pueden compensar deficiencias en otros factores.

Es comúnmente aceptado el hecho de que existe una degeneración de las funciones corporales con la edad. Los ojos no son la excepción, pero nunca dos ojos serán iguales. La degeneración de la visión con la edad puede ser atribuída a varios factores, por lo tanto debe considerarse el proporcionar mayor nivel de iluminación para trabajadores mayores para compensar su pérdida en la capacidad visual.

# # #

De tal forma que se requerirá mayor luminancia de los objetos para crear el mismo grado de luminancia en la retina de los ojos de un trabajador adulto comparado con los de un trabajador joven ya que el tamaño de la pupila decrece con la edad.

Asimismo, la función de acomodación que consiste en el ajuste del lente del ojo para fijar el objeto a una cierta distancia, va cambiando con respecto a la edad ya que el lente tiende a aplanarse permanentemente. La habilidad de un ojo adulto o joven, normal ó sub-normal a la acomodación, se mejora con el incremento en la iluminación, requiriendo mayores incrementos para los ojos con condiciones de acomodación sub-normal.

Existen además otros factores que muestran un deterioro con la edad, tales como la agudeza visual, la velocidad de visión, la habilidad para detectar movimientos perimetrales, la habilidad para ver sobre cambios rápidos de niveles de iluminación y la resistencia al brillo.

FACTORES DE LA BUENA ILUMINACION

En general, deberán de considerarse dos factores, la Cantidad y la Calidad. La cantidad se refiere a la cantidad de iluminación que produce luminancia de la tarea y el ambiente general y la calidad, la cual se refiere a la distribución de la luminancia en el ambiente visual e incluye el color de luz, su dirección, su difusión y el grado de brillo, etc.

Cantidad de Iluminación.- La cantidad de iluminación para cualquier instalación en particular, depende principalmente sobre el trabajo que se vaya a realizar. El grado de exactitud requerida, los detalles a ser observados, el color y la reflectancia, así como el ambiente general afecta los requerimientos de luminancia, la cual producirá óptimas condiciones de visión de tal forma que si la iluminación se incrementa, se facilitará la exactitud y la velocidad con la cual se pueda realizar una tarea.

Las recomendaciones de la cantidad de iluminación deberán de aplicarse a un determinado punto y en el plano de visión en el cual se esté realizando la tarea, ya sea horizontal, vertical ó en algún ángulo intermedio. Para asegurar que un sistema de Iluminación producirá un nivel mantenido es necesario diseñar el sistema a producir mayor cantidad inicialmente, que los niveles mínimos recomendados.

# # #

Calidad de Iluminación.- Como se mencionó anteriormente la calidad de la iluminación se refiere a la distribución de luminancia en el ambiente visual. El término es usado en un sentido positivo e implica que todas las luminancias contribuyen favorablemente al comportamiento visual, comodidad visual, facilidad de visión, seguridad y estética para funciones visuales específicas.

Las relaciones de brillo, difusión, dirección, uniformidad, color, luminancia, tienen significativos efectos en la visibilidad y en la habilidad de ver fácilmente con exactitud y rapidez. Existen ciertas tareas tales como la percepción de finos detalles que requieren de análisis cuidadosos y alta cantidad de iluminación en comparación con otros, de tal forma que en áreas donde se requieren realizar tareas severas y prolongadas, requieren mucho más calidad que donde se realizan tareas eventualmente y de relativa corta duración.

Brillo.- El brillo se puede definir como cualquier luminancia dentro del campo de visión de tal forma que cause incomodidad, molestia, interferencia con la visión ó fatiga del ojo. Cuando el brillo es causado por la fuente de iluminación dentro del campo de visión, ya sea eléctrica ó natural, se describe como brillo directo. Para reducir el brillo directo se pueden seguir los siguientes pasos:

1.- Decrecer la luminancia de la fuente de luz ó el equipo de iluminación, o de ambos.

2.- Reducir el área de alta luminancia que causa la condición de brillo.

3.- Incrementar el ángulo entre la fuente de brillo y la línea de visión.

4.- Incrmentar la luminancia del área circundante a la fuente de brillo.

Con el objeto de reducir el brillo directo, los luminarios deberán estar montadas tan arriba de la línea normal de visión como sea posible y deberá de cumplir con los límites de luminancia y calidad de luz emitida en la zona de 45 a 85°; con el objeto de reducir la diferencia de luminancias entre la superficie iluminada del luminario y las áreas adyacentes del techo se recomienda que las superficies exteriores del luminario tengan alta reflectancia y que el luminario produzca un componente de luz significativo hacia arriba.

# # #

BRILLO REFLEJADO Y VELO POR BRILLO REFLEJADO

El brillo reflejado es causado por las imágenes con alta luminancia ó diferencia de luminancia reflejada de cielos brillantes, paredes, cubiertas, materiales ó superficies dentro del campo visual. Por otra parte, si la tarea de visión se hace sobre una superficie brillante, las imágenes reflejadas de la fuente de luz o luminarios producirán el velo por brillo reflejado y obscurecerán los detalles de la tarea. El brillo reflejado es frecuentemente más molesto que el brillo directo, debido a que es más cercano a la línea de visión, hecho por el cual el ojo no lo puede evitar.

DISTRIBUCION

En iluminación Industrial en interiores, se recomienda que la uniformidad del nivel horizontal de iluminación máximo y mínimo no deberá ser mayor a 1/6 arriba ó abajo del nivel promedio, con el objeto de que permita arreglos flexibles de operación y equipo, y asegurar de esta forma mayor uniformidad en luminancias en el área completa. Aún más, áreas obscuras e iluminadas alternadamente crean altas diferencias de luminancia que no son deseables, debido a que el ojo tiene dificultades en ajustarse por sí mismo a las dos luminancias causando una fatiga en la visión. Con el objeto de lograr la uniformidad deseada es esencial que el equipo de iluminación se coloque a espacios adecuados tomando en cuenta sus características fotométricas y las características físicas del cuarto.

INFLUENCIA DE LOS FACTORES AMBIENTALES

La habilidad de ver detalles depende de la diferencia de luminancia entre el detalle y el fondo. Existen diferentes relaciones de luminancia dependiendo de la aplicación. Las reflectancias de las paredes del cuarto, del techo y piso, así como del equipo, determina el patrón de luminancia influyendo en la visión como parte del medio ambiente. Asimismo, el color puede usarse para hacer el ambiente de trabajo más interesante y placentero.

Debido a la naturaleza de la construcción de los Edificios, es conveniente hacer dos clasificaciones generales: Area de altos montajes y Area de bajos montajes. Las áreas de bajos montajes son generalmente consideradas para construcciones en las cuales el techo es aproximadamente de 7.6 metros ó menos del nivel del piso, las áreas de altos montajes son aquellas cuyo techo está arriba de 7.6 metros (25 pies).

# # #

LUZ DE DIA

Con el objeto de usar la ventaja de la luz de día, deberán de considerarse varios factores para el diseño, los cuales incluyen las variaciones en la cantidad y la dirección de la incidencia de la luz, la distribución de luminancia de un cielo claro, parcialmente nublado ó nublado, variaciones en intensidad solar y su dirección, la nivelación del terreno, el medio ambiente exterior y la cercanía de edificios con el objeto de considerar la disponibilidad de luz. La luz del día que entra a los edificios depende del diseño arquitectónico, la decoración y amueblado del interior.

Existen diferentes maneras de proporcionar luz de día a las áreas productivas como son dientes de sierra, secciones laterales, claros, domos, etc., cada una de ellas tendrán diferente tratamiento.

SISTEMAS DE ILUMINACION

Para mantener buenas condiciones de visión se requieren sistemas eléctricos de iluminación en la mayoría de las áreas industriales ya que no existe a menudo suficiente cantidad de luz de día aún sobre las condiciones óptimas. Con luz de día el espacio a lo largo de las ventanas tiene la mayor iluminación; también a menudo como resultado de un diseño pobre del sistema eléctrico de iluminación este espacio es el que menos iluminación tiene, en otras palabras se requiere que el sistema de iluminación sea diseñado e instalado con el objeto de mantener el nivel de iluminación general aún en las áreas adyacentes a las ventanas ó paredes asegurando un buen nivel de iluminación en el área completa.

TIPOS DE LUMINARIOS

Existe una amplia gama de tipos de luminarios de acuerdo a las necesidades específicas de cada Industria, de tal forma que para considerar una luminario en especial se deben de tomar en cuenta los siguientes parámetros:

Distribución en Candelas potencia: diseño del luminario para evitar brillos indeseables y producir niveles altos de iluminación considerando sus factores de mantenimiento; construcción mecánica que permita una conveniente instalación de servicios, clasificación de luminarios en cuanto a utilización en diferentes tipos de áreas.

Todos los sistemas de iluminación para interiores están comprendidos en alguna de las siguientes clasificaciones:

# # #

A) DIRECTO

Los luminarios clasificados como directos, son aquellos que producen practicamente toda la iluminación hacia el área de trabajo (90 a 100%), por lo tanto en general, tales sistemas proporcionan iluminación en las superficies de trabajo más eficientemente, esto es frecuentemente a expensas de otros factores, por ejemplo: las sombras pueden ser distorsionadas a menos que los luminarios sean relativamente grandes en su área luminosa ó que las unidades sean montadas a menor distancia que la recomendada como distancia máxima de espaciamiento. Estos sistemas adicionalmente producen brillo, directo y reflejado debido a la alta diferencia de luminancia entre la fuente brillante y el área circundante.

Algunos luminarios del tipo industrial clasificados como directos, están diseñados para emitir cuando mucho el 10% de la producción lumínica hacia la parte superior, lo cual mejorará la comodidad visual a la vez que permite el flujo de aire a través de la unidad, lo cual reduce los depósitos de polvo en la lámpara y el reflector.

Asimismo, los luminarios clasificados como directos pueden ser concentrados o abiertos, lo cual nos permitirá determinar la relación conveniente de espaciamiento a la altura de montaje.

B) SEMI-DIRECTO

Los luminarios clasificados como semi-directos son aquellos que proporcionan del 60 al 90% de la luz hacia el plano de trabajo y el resto hacia la parte superior. La utilización de la luz producida por estos luminarios, depende en gran medida de la reflectancia del techo, de tal forma que con cielos pintados de colores claros y alta reflectancia, estos sistemas dan por resultado un mejoramiento en la comodidad visual, reduciendo en mayor proporción la acumulación de polvo en la lámpara y el reflector, debido a la corriente de aire que circula por el luminario, dando como resultado mayor mantenimiento en los niveles de iluminación.

El incremento en la iluminación del techo cuando se usan sistemas de distribución semi-directos, reducen las diferencias de luminancia entre el luminario y el techo, suavizando las sombras e incrementando la difusión.

C) DIFUSO GENERAL O DIRECTO-INDIRECTO

Esta clasificación se refiere a luminarios en los cuales el componente hacia abajo y el componente hacia la parte superior son aproximadamente del mismo valor (40 a 60% del total de la producción lumínica).

# # #

Los luminarios de este tipo emiten luz aproximadamente igual en todas direcciones, en el caso de los luminarios directos-indirectos hay que hacer notar que emiten muy poca iluminación en ángulos cerca a lo horizontal, lo cual es preferible ya que producen baja luminancia en la zona directa de brillo.

La eficiencia de este sistema depende en gran parte de las reflectancias de todas las superficies del cuarto, particularmente del techo, por esta razón estos luminarios son utilizados ampliamente en instalaciones comerciales y no se recomiendan para áreas de fabricación en cuya atmósfera por lo general es sucia.

D) SEMI-INDIRECTO

El sistema semi-indirecto dirige la mayoría de la luz hacia la parte superior, del 60 al 90% del total de la producción. La mayor porción de la luz que llega al plano horizontal del trabajo deberá ser reflejada por el techo y las partes superiores de las paredes, por lo cual es imperativo que las reflectancias de estas superficies se mantengan tan altas como sea posible.

E) INDIRECTOS

Los luminarios de este tipo emiten del 90 al 100% de su luz hacia arriba y muy raramente son aplicados en instalaciones industriales a pesar de que esta iluminación es generalmente la más cómoda, es también la de menor utilización y es a menudo mucho más difícil de mantener.

METODOS DE ILUMINACION PARA AREAS INDUSTRIALES

El principal requerimiento para iluminación de áreas industriales es que exista suficiente cantidad y alta calidad de iluminación en todos los planos de trabajo ya que sobre sus condiciones el personal podrá observar y controlar eficientemente la operación y mantenimiento de los diferentes tipos de maquinarias y procesos.

Existen tres formas de sistemas de Iluminación usados en áreas industriales: 1) General; 2) Localizado general y 3) Suplementario.

1) General.- La iluminación general deberá producir iluminación uniforme a través de toda el área involucrada con la uniformidad requerida, donde la diferencia del máximo y el mínimo de iluminación no sea más de 1/6 parte del nivel promedio en el área.

# # #

2) Localizado general.- El sistema localizado general se requiere debido a la distribución de maquinaria, ensamble de líneas y áreas de inspección que requieren de mayores niveles de iluminación a los generales.

3) Suplementario.- Este sistema se requiere a menudo cuando se tienen condiciones adversas y cuya iluminación no es posible obtenerla del sistema general.

PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCION DE ILUMINANCIA

EL IESNA DESDE 1958 HABIA PUBLICADO VALORES RECOMENDABLES SOBRE ILUMINANCIA. EN RECIENTES AÑOS DEBIDO A LA INVESTIGACION Y A LA EXPERIENCIA EN DISEÑO, HA ESTABLECIDO UN NUEVO PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCION DE ILUMINANCIAS EN BASE A RANGOS DE ILUMINANCIA ACOMPAÑADOS POR UN SISTEMA DE PESOS ESPECIFICOS ENCONTRADOS EN INVESTIGACION.

LA INTENCION DE ESTE NUEVO PROCEDIMIENTO ES ACOPLARSE A LAS NECESIDADES EN LA DETERMINACION DE LOS NIVELES DE ILUMINANCIA, DE TAL FORMA QUE LOS DISEÑADORES PUEDAN CONFECCIONAR SISTEMAS DE ILUMINACION A LAS NECESIDADES ESPECIFICAS, ESPECIALMENTE EN ESTA EPOCA DE AHORRO DE ENERGIA. TAL FLEXIBILIDAD REQUIERE DE INFORMACION ADICIONAL PARA QUE EFECTIVAMENTE SE USEN LOS NUEVOS RANGOS INDICADOS DE TAL FORMA QUE EN LA ILUMINACION EN EL PLANO DE TRABAJO SE PUEDAN CONSIDERAR LOS SIGUIENTES PUNTOS:

1.- DETALLES DE VISION
2.- EDAD DE LOS OBSERVADORES
3.- LA IMPORTANCIA DE LA VELOCIDAD Y PRECISION DEL COMPORTAMIENTO VISUAL
4.- LA REFLECTANCIA DEL PLANO DE TRABAJO (AMBIENTE EN EL CUAL SE OBSERVAN LOS DETALLES)

1.- EN EL PRIMER PUNTO SE INVOLUCRA EL OBJETO EN SI, CON ALGUNAS DIFICULTADES DE VISION INHERENTES AL MISMO.

2.- LA EDAD DEL OBSERVADOR ES UN INDICADOR DE LAS CONDICIONES DEL SISTEMA VISUAL.

3.- LA IMPORTANCIA DE LA VELOCIDAD Y LA PRECISION SE PUEDE DISTINGUIR ENTRE CONDICIONES CASUALES, IMPORTANTES O CRITICAS.

4.- LA REFLECTANCIA DETERMINARA LA ADAPTACION DE LUMINANCIA PRODUCIDA POR LA ILUMINANCIA.

TODAS ESTAS CARACTERISTICAS CONSIDERADAS EN CONJUNTO DETERMINAN LA CANTIDAD APROPIADA DE LUZ PARA EL PLANO DE TRABAJO.

# # #

EN LA APLICACION DEL NUEVO PROCEDIMIENTO EL PRIMER PASO ES DETERMINAR EL RANGO DE ILUMINANCIA ADECUADO PARA LA DIFICULTAD VISUAL PRODUCIDA POR LOS DETALLES DE VISION Y ASI DETERMINAR UN VALOR LIMITE DENTRO DEL RANGO, BASANDOSE EN LAS 3 CARACTERISTICAS RESTANTES.

LA EXPERIENCIA Y EL JUICIO JUEGAN UN PAPEL IMPORTANTE EN EL ACOPLAMIENTO DE LAS DIFICULTADES VISUALES Y SUS RANGOS. NUEVE RANGOS LLAMADOS CATEGORIAS DE ILUMINANCIA SE HAN ESTABLECIDO, LOS CUALES SE DESIGNAN POR LAS LETRAS A, B, C, D, E, F, G, H e I, CUBRIENDO NIVELES DE ILUMINANCIA DE 20 A 20,000 LUXES (Figura 2-2).

ALTERNATIVAMENTE SI LA DIFICULTAD VISUAL DE UN OBJETO HA SIDO MEDIDA EN TERMINOS DE SU CONTRASTE EQUIVALENTE C LAS CATEGORIAS DE ILUMINANCIA SE PODRAN DETERMINAR DE ACUERDO A LA FIGURA 2-3. ESTA TABLA DE CONTRASTES EQUIVALENTES Y CATEGORIAS DE ILUMINANCIA FUERON ESTABLECIDAS PARA RECOMENDACIONES DE CALIDAD Y CANTIDAD DE ILUMINANCIA.

UN VALOR ESPECIFICO DE ILUMINANCIA SE PUEDE ESCOGER DE LOS RANGOS RECOMENDADOS, SIEMPRE Y CUANDO LA 2a., 3a. y 4a. CARACTERISTICAS DEL PLANO DE TRABAJO SE CONOZCAN, TALES COMO: EDAD DE LOS OBSERVADORES, IMPORTANCIA DE LA VELOCIDAD Y/O PRECISION Y REFLECTANCIA DEL PLANO DE TRABAJO. ESTOS VALORES DEBERAN DETERMINARSE AL TIEMPO DEL DISEÑO POR EL DISEÑADOR EN CONJUNTO CON EL USUARIO. EN EL PROCEDIMIENTO, PARA USAR LA 2a., 3a. y 4a. CARACTERISTICAS Y DETERMINAR DE ESTA FORMA EL VALOR DE LA ILUMINANCIA, SE REQUIERE CONSULTAR LA FIGURA 2-4 DE FACTORES DE PESO ESPECIFICOS DE TAL FORMA QUE EL DISEÑADOR O USUARIO DETERMINE EL PESO DE CADA CARACTERISCICA, DANDO COMO RESULTADO QUE LA COMBINACION DE FACTORES DE PESO ESPECIFICOS NOS INDIQUEN EL VALOR DE LA ILUMINANCIA DENTRO DEL RANGO RECOMENDADO.

LIMITACIONES DEL NUEVO PROCEDIMIENTO DE SELECCION

ESTE PROCEDIMIENTO DE SELECCION DE ILUMINANCIA ESTA CONFECCIONADO PARA USARSE EN AMBIENTES INTERIORES DONDE EL COMPORTAMIENTO VISUAL ES UNA CONSIDERACION IMPORTANTE. HA SIDO DESARROLLADO TOMANDO EN CONSIDERACION LOS RESULTADOS DE LA EXPERIENCIA E INVESTIGACION DE EXPERIMENTOS DE COMPORTAMIENTOS VISUALES. SU USO ESTA LIMITADO A APLICACIONES DONDE LA INFORMACION PUEDE APLICARSE DIRECTAMENTE. POR LO TANTO EL PROCEDIMIENTO DE SELECCION NO SE DEBE USAR PARA DETERMINAR LA ILUMINANCIA APROPIADA CUANDO:

# # #

1) EL DEMOSTRAR MERCANCIA ES LA PRINCIPAL ACTIVIDAD EN EL ESPACIO Y CUANDO LA FUNCION PRINCIPAL DEL SISTEMA DE ILUMINACION ES -- MOSTRAR LOS PRODUCTOS.

2) CUANDO EL PROPOSITO DE LA ILUMINACION ES PUBLICIDAD O PROMOCIONES DE VENTAS O ATRACCION.

3) PARA APLICACIONES DE TELEVISION O CINEMATOGRAFIA.

4) CUANDO EL PROPOSITO DEL SISTEMA DE ILUMINACION ES LOGRAR EFECTOS ARTISTICOS.

5) CUANDO LAS RELACIONES DE LUMINANCIA TIENEN UNA MAYOR IMPORTANCIA QUE LA LUMINANCIA DE ADAPTACION, ASI COMO CUANDO SE DESEA LOGRAR UN EFECTO PSICOLOGICO O EMOCIONAL.

6) CUANDO SE REQUIERE MAXIMA ILUMINANCIA PARA SEGURIDAD.

7) CUANDO SE REQUIERE MAXIMA ILUMINANCIA PARA PREVEER EFECTOS NO VISUALES EN APLICACIONES TALES COMO MUSEOS, DEBIDO A LA RADIACION ULTRAVIOLETA E INFRARROJA.

8) CUANDO LA ILUMINANCIA ES PARTE DEL PROCEDIMIENTO DE PRUEBA PARA EVALUACION DE EQUIPO TALES COMO EQUIPO DE CIRUJIA.

EL PROCEDIMIENTO PROVEE UN METODO PARA DETERMINAR UN VALOR MANTENIDO DE ILUMINANCIA PARA UNA TAREA ESPECIFICA Y POR LO TANTO NO ASEGURA UN NIVEL DE ILUMINANCIA ADECUADO PARA UN ESPACIO DADO. LO ANTERIOR ES ESPECIALMENTE NOTORIO CUANDO EN EL LOCAL SE REQUIERE DE DIFERENTES TIPOS DE NIVELES DE ILUMINACION. NOS AYUDA ASEGURAR UNA APROPIADA ILUMINANCIA EN EL PLANO DE TRABAJO ASI COMO UNA DISMINUCION EN EL CONSUMO DE ENERGIA, EL DISEÑADOR DEBERA CONSIDERAR EL VALOR DE ILUMINANCIA COMO LA CANTIDAD DE LUZ REQUERIDA EN EL PLANO DE TRABAJO.

EL NIVEL DE ILUMINANCIA DETERMINADO USA ESTE PROCEDIMIENTO Y ES UNA FUNCION DE LAS CARACTERISTICAS VISUALES DE LA TAREA QUE SE VA A REALIZAR SIN EMBARGO, LA IMPORTANCIA, DURACION Y DIFICULTAD DE CADA TAREA EN EL ESPACIO PUEDE SER CONSIDERADA INDIVIDUALMENTE REQUIRIENDO DIFERENTES NIVELES DE ILUMINANCIA.

EN RESUMEN CADA CATEGORIA PRESCRIBE UN RANGO DE ILUMINANCIAS, PERMITIENDO AL DISEÑADOR ESTABLECER UN VALOR ESPECIFICO QUE RESPONDA A VARIAS TAREAS Y A LAS CARACTERISTICAS DEL OBSERVADOR, INCLUYENDO LA IMPORTANCIA DE LA VELOCIDAD Y/O PRECISION Y LA EDAD DEL OBSERVADOR. LOS PASOS SON LOS SIGUIENTES:

PASO 1.- DEFINA LA TAREA VISUAL

DETERMINE EL TIPO DE ACTIVIDAD PARA EL CUAL EL NIVEL DE ILUMINACION VA A SER SELECCIONADO. TAMBIEN ESTABLEZCA EL PLANO DE TRABAJO EN EL CUAL SE REQUIERE EL NIVEL DE ILUMINANCIA.

PASO 2.- SELECCIONE LA CATEGORIA DE ILUMINANCIA

SELECCIONE LA CATEGORIA APROPIADA EN LA FORMA SIGUIENTE:

a. FIGURA 2-2, PARTE II Y III - CUANDO SE REFIERE A TAREAS ESPECIFICAS

b. FIGURA 2-2, PARTE I - SI NO PUEDE ESTABLECERSE LA TAREA ESPECIFICA, EN OTRAS PALABRAS DEBE USARSE UNA DESCRIPCION GENERICA

c. FIGURA 2-3, SI UN CONTRASTE EQUIVALENTE ($\bar{C}$) HA SIDO DETERMINADO

# # #

PASO 3.- DETERMINE EL RANGO DE ILUMINANCIA

REFIRIENDOSE A LA FIGURA 2-2 PARTE I Y USANDO LA CATEGORIA DE ILUMINANCIA SELECCIONADA EN EL PASO 2, DETERMINE EL RANGO RECOMENDADO DE ILUMINANCIAS.

LAS CATEGORIAS A, B Y C SE REFIEREN A ILUMINANCIAS QUE SE REQUIEREN SOBRE AREAS COMPLETAS EN ESPACIOS INTERIORES, LAS CATEGORIAS D, E Y F, SIN EMBARGO, SE REFIEREN A AREAS RELATIVAMENTE LOCALIZADAS DONDE SE REQUIERE UN EXCELENTE COMPORTAMIENTO VISUAL, LAS CATEGORIAS G, H e I, SE APLICAN PARA TAREAS EXTREMADAMENTE DIFICILES Y QUE PUEDE SER PROBLEMATICO EL SISTEMA DE ILUMINACION. POR RAZONES PRACTICAS Y ECONOMICAS LOS SISTEMAS DE ILUMINACION PARA ESAS TAREAS PUEDEN REQUERIR UNA COMBINACION DE ILUMINACION GENERAL O ILUMINACION LOCALIZADA. SE RECOMIENDA ESPECIFICAMENTE TENER ESPECIAL ANALISIS CUANDO SE UTILIZAN CATEGORIAS G, H e I.

PASO 4.- ESTABLEZCA EL VALOR LIMITE DE ILUMINANCIA

DEL RANGO DE ILUMINANCIA DETERMINADO EN EL PASO 3, LA ILUMINANCIA DE DISEÑO DEBE SER ESTABLECIDA CONSIDERANDO VARIOS FACTORES, LOS CUALES VARIAN DEPENDIENDO DE LA TAREA VISUAL. PARA ILUMINANCIAS CUYA CATEGORIA ES A, B y C, USE EL INCISO A QUE SE INDICA A CONTINUACION PARA ESTABLECER UNA ILUMINANCIA DE DISEÑO.- EN EL CASO DE LAS CATEGORIAS DE ILUMINANCIA D, E, F, G, H e I DEBERA USAR LO INDICADO A CONTINUACION:

A) PARA CATEGORIAS A, B Y C

EL DISEÑADOR DEBERA FAMILIARIZARSE CON EL LOCAL Y SUS OCUPANTES CON EL FIN DE OBTENER LA SIGUIENTE INFORMACION:

1) EDAD DE LOS OCUPANTES

2) REFLECTANCIAS DE LAS SUPERFICIES

DESPUES DE HABER ESTABLECIDO LAS CARACTERISTICAS ANTERIORES, EL DISEÑADOR DEBERA DETERMINAR UN VALOR APROPIADO LIMITE DE LA CATEGORIA DE ILUMINANCIA, USANDO LA FIGURA 2-4 COMO SIGUE:

a. REVISE CADA UNA DE LAS 2 CARACTERISTICAS ANTERIORES Y DETERMINE EL PESO ESPECIFICO APROPIADO (-1, 0, + 1).

b. SUME ALGEBRAICAMENTE LOS 2 FACTORES TOMANDO EN CUENTA LOS SIGNOS.

# # #

c. SI EL FACTOR TOTAL ES -2, USE EL RANGO MENOR DE LAS 3 CATEGORIAS ESTABLECIDAS; SI EL FACTOR TOTAL ES +2, USE LA CATEGORIA SUPERIOR DE LOS 3 VALORES ESTABLECIDOS, DE OTRA FORMA USE LA ILUMINANCIA MEDIA.

B) PARA CATEGORIAS D, E, F, G, H e I

EL DISEÑADOR DEBERA ESTAR COMPLETAMENTE FAMILIARIZADO CON LA TAREA A REALIZARSE Y LOS OCUPANTES DE TAL FORMA QUE SE PUEDA DETERMINAR LA SIGUIENTE INFORMACION:

1. LA TAREA PRECISA A REALIZARSE

2. EDAD DE LOS OCUPANTES

3. IMPORTANCIA DE LA VELOCIDAD

4. IMPORTANCIA DE LA PRECISION

DESPUES DE HABER OBTENIDO LA INFORMACION ANTERIOR EL DISEÑADOR PODRA ESTABLECER UN VALOR LIMITE DE LA CATEGORIA DE ILUMINANCIA BASADO EN LA CATEGORIA 2-4b COMO SIGUE:

a. REVISAR CADA UNA DE LAS 3 CARACTERISTICAS Y DETERMINAR EL FACTOR APROPIADO ESPECIFICO (-1, 0 + 1)

b. SUMAR LOS 3 FACTORES ALGEBRAICAMENTE TOMANDO EN CUENTA LOS SIGNOS.

c. SI EL FACTOR ES -2 ó -3 SE DEBE USAR LA MENOR DE LAS 3 ILUMINANCIAS ESTABLECIDAS EN EL RANGO; SI EL FACTOR ES +2 ó +3 SE DEBE USAR LA MAYOR DE LAS 3 ILUMINANCIAS, DE OTRA FORMA USESE LA MEDIA.

d. CUANDO SE REQUIERA UNA CATEGORIA D, E, F, G, H ó I, SE RECOMIENDA QUE EL NIVEL MINIMO ACEPTABLE EN EL PLANO HORIZONTAL DE ILUMINANCIA SEA DE 200 LUXES (20 PIES BUJIAS) COMO NIVEL GENERAL, NO PARA EL AREA DE TRABAJO ESPECIFICA.

LA DETERMINACION APROPIADA DE LOS FACTORES REQUIERE INFORMACION Y JUICIO POR PARTE DEL USUARIO. UNA SUPOSICION DE VALORES PUEDE RESULTAR EN UN ABUNDANTE O POBRE DISEÑO.

Fig. 2-2. Currently Recommended Illuminance Categories and Illuminance Values for Lighting Design—Target Maintained Levels

The tabulation that follows is a consolidated listing of the Society's current illuminance recommendations. This listing is intended to guide the lighting designer in selecting an appropriate illuminance for design and evaluation of lighting systems.

Guidance is provided in two forms: (1), in Parts I, II and III as an *Illuminance Category*, representing a range of illuminances (see page 2-4 for a method of selecting a value within each illuminance range); and (2), in parts IV, V and VI as an *Illuminance Value*. Illuminance Categories are represented by letter designations A through I. Illuminance Values are given in *lux* with an approximate equivalence in *footcandles* and as such are intended as *target* (nominal) values with deviations expected. These *target* values also represent *maintained* values (see page 2-24).

This table has been divided into the six parts for ease of use. Part I provides a listing of both Illuminance Categories and Illuminance Values for generic types of interior activities and normally is to be used when Illuminance Categories for a specific Area/Activity cannot be found in parts II and III. Parts IV, V and VI provide target maintained Illuminance Values for outdoor facilities, sports and recreational areas, and transportation vehicles where special considerations apply as discussed on page 2-4.

In all cases the recommendations in this table are based on the assumption that the lighting will be properly designed to take into account the visual characteristics of the task. See the design information in the particular application sections in this Application Handbook for further recommendations.

I. Illuminance Categories and Illuminance Values for Generic Types of Activities in Interiors

Type of Activity	Illuminance Category	Ranges of Illuminances: Lux	Ranges of Illuminances: Footcandles	Reference Work-Plane
Public spaces with dark surroundings	A	20-30-50	2-3-5	General lighting throughout spaces
Simple orientation for short temporary visits	B	50-75-100	5-7.5-10	
Working spaces where visual tasks are only occasionally performed	C	100-150-200	10-15-20	
Performance of visual tasks of high contrast or large size	D	200-300-500	20-30-50	Illuminance on task
Performance of visual tasks of medium contrast or small size	E	500-750-1000	50-75-100	
Performance of visual tasks of low contrast or very small size	F	1000-1500-2000	100-150-200	
Performance of visual tasks of low contrast and very small size over a prolonged period	G	2000-3000-5000	200-300-500	Illuminance on task, obtained by a combination of general and local (supplementary lighting)
Performance of very prolonged and exacting visual tasks	H	5000-7500-10000	500-750-1000	
Performance of very special visual tasks of extremely low contrast and small size	I	10000-15000-20000	1000-1500-2000	

II. Commercial, Institutional, Residential and Public Assembly Interiors

Area/Activity	Illuminance Category
Air terminals (see Transportation terminals)	
Armories	C[1]
Art galleries (see Museums)	
Auditoriums	
Assembly	C[1]
Social activity	B
Banks (also see Reading)	
Lobby	
General	C
Writing area	D
Tellers' stations	E[3]
Barber shops and beauty parlors	E
Churches and synagogues	(see page 7-2)[7]
Club and lodge rooms	
Lounge and reading	D
Conference rooms	
Conferring	D
Critical seeing (refer to individual task)	
Court rooms	
Seating area	C
Court activity area	E[3]
Dance halls and discotheques	B

For footnotes, see page 2-19.

Fig. 2–2. *Continued*

II. *Continued*

Area/Activity	Illuminance Category
Depots, terminals and stations	
(see **Transportation terminals**)	
Drafting	
Mylar	
High contrast media: India ink, plastic leads, soft graphite leads	E[3]
Low contrast media: hard graphite leads	F[3]
Vellum	
High contrast	E[3]
Low contrast	F[3]
Tracing paper	
High contrast	E[3]
Low contrast	F[3]
Overlays[5]	
Light table	C
Prints	
Blue line	E
Blueprints	E
Sepia prints	F
Educational facilities	
Classrooms	
General (see **Reading**)	
Drafting (see **Drafting**)	
Home economics (see **Residences**)	
Science laboratories	E
Lecture rooms	
Audience (see **Reading**)	
Demonstration	F
Music rooms (see **Reading**)	
Shops (see Part III, Industrial Group)	
Sight saving rooms	F
Study halls (see **Reading**)	
Typing (see **Reading**)	
Sports facilities (see Part V, Sports and Recreational Areas)	
Cafeterias (see **Food service facilities**)	
Dormitories (see **Residences**)	
Elevators, freight and passenger	C
Exhibition halls	C[1]
Fire halls (see Municipal buildings)	
Food service facilities	
Dining areas	
Cashier	D
Cleaning	C
Dining	B[5]
Food displays (see **Merchandising spaces**)	
Kitchen	E
Garages—parking	(see page 14–24)
Gasoline stations (see Service stations)	
Graphic design and material	
Color selection	F[11]
Charting and mapping	F
Graphs	E
Keylining	F
Layout and artwork	F
Photographs, moderate detail	E[13]

Area/Activity	Illuminance Category
Health care facilities	
Ambulance (local)	E
Anesthetizing	E
Autopsy and morgue[17,18]	
Autopsy, general	E
Autopsy table	G
Morgue, general	D
Museum	E
Cardiac function lab	E
Central sterile supply	
Inspection, general	E
Inspection	F
At sinks	E
Work areas, general	D
Processed storage	D
Corridors[17]	
Nursing areas—day	C
Nursing areas—night	B
Operating areas, delivery, recovery, and laboratory suites and service	E
Critical care areas[17]	
General	C
Examination	E
Surgical task lighting	H
Handwashing	F
Cystoscopy room[17,18]	E
Dental suite[17]	
General	D
Instrument tray	E
Oral cavity	H
Prosthetic laboratory, general	D
Prosthetic laboratory, work bench	E
Prosthetic laboratory, local	F
Recovery room, general	C
Recovery room, emergency examination	E
Dialysis unit, medical[17]	F
Elevators	C
EKG and specimen room[17]	
General	B
On equipment	C
Emergency outpatient[17]	
General	E
Local	F
Endoscopy rooms[17,18]	
General	E
Peritoneoscopy	D
Culdoscopy	D
Examination and treatment rooms[17]	
General	D
Local	E
Eye surgery[17,18]	F
Fracture room[17]	
General	E
Local	F
Inhalation therapy	D
Laboratories[17]	
Specimen collecting	E
Tissue laboratories	F
Microscopic reading room	D
Gross specimen review	F

For footnotes, see page 2–19. For illuminance ranges for each Illuminance Category, see page 2–5.

Fig. 2-2. *Continued*

II. *Continued*

Area/Activity	Illuminance Category
Chemistry rooms	E
Bacteriology rooms	
General	E
Reading culture plates	F
Hematology	E
Linens	
Sorting soiled linen	D
Central (clean) linen room	D
Sewing room, general	D
Sewing room, work area	E
Linen closet	B
Lobby	C
Locker rooms	C
Medical illustration studio[17,19]	F
Medical records	E
Nurseries[17]	
General[18]	C
Observation and treatment	E
Nursing stations[17]	
General	D
Desk	E
Corridors, day	C
Corridors, night	A
Medication station	E
Obstetric delivery suite[17]	
Labor rooms	
General	C
Local	E
Birthing room	F[7]
Delivery area	
Scrub, general	G
General	G
Delivery table	(see page 7-15)
Resuscitation	G
Postdelivery recovery area	E
Substerilizing room	B
Occupational therapy[17]	
Work area, general	D
Work tables or benches	E
Patients' rooms[17]	
General[18]	B
Observation	A
Critical examination	E
Reading	D
Toilets	D
Pharmacy[17]	
General	E
Alcohol vault	D
Laminar flow bench	F
Night light	A
Parenteral solution room	D
Physical therapy departments	
Gymnasiums	D
Tank rooms	D
Treatment cubicles	D
Postanesthetic recovery room[17]	
General[18]	E
Local	H
Pulmonary function laboratories[17]	E
Radiological suite[17]	
Diagnostic section	
General[18]	A
Waiting area	A
Radiographic/fluoroscopic room	A
Film sorting	F
Barium kitchen	E
Radiation therapy section	
General[18]	B
Waiting area	B
Isotope kitchen, general	E
Isotope kitchen, benches	E
Computerized radiotomography section	
Scanning room	B
Equipment maintenance room	E
Solarium	
General	C
Local for reading	D
Stairways	C
Surgical suite[17]	
Operating room, general[18]	F
Operating table	(see page 7-12)
Scrub room[18]	E
Instruments and sterile supply room	D
Clean up room, instruments	E
Anesthesia storage	C
Substerilizing room	C
Surgical induction room[17,18]	E
Surgical holding area[17,18]	E
Toilets	C
Utility room	D
Waiting areas[17]	
General	C
Local for reading	D
Homes (see **Residences**)	
Hospitals (see **Health care facilities**)	
Hotels	
Bathrooms, for grooming	D
Bedrooms, for reading	D
Corridors, elevators and stairs	C
Front desk	E[3]
Linen room	
Sewing	F
General	C
Lobby	
General lighting	C
Reading and working areas	D
Canopy (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Kitchens (see **Food service facilities** or **Residences**)	
Libraries	
Reading areas (see **Reading**)	
Book stacks (vertical 760 millimeters (30 inches) above floor)	
Active stacks	D
Inactive stacks	B
Book repair and binding	D

For footnotes, see page 2-19. For illuminance ranges for each Illuminance Category, see page 2-5.

Fig. 2-2. *Continued*

II. *Continued*

Area/Activity	Illuminance Category
Cataloging	D[3]
Card files	E
Carrels, individual study areas (see Reading)	
Circulation desks	D
Map, picture and print rooms (see Graphic design and material)	
Audiovisual areas	D
Audio listening areas	D
Microform areas (see Reading)	
Lockerrooms	C
Merchandising spaces	
Alteration room	F
Fitting room	
Dressing areas	D
Fitting areas	F
Locker rooms	C
Stock rooms	D
Wrapping and packaging	D
Sales transaction area	E
Circulation (see page 8-6)[6]	
Merchandise (see page 8-6)[6]	
Feature display (see page 8-6)[8]	
Show windows (see page 8-6)[8]	
Motels (see Hotels)	
Municipal buildings—fire and police	
Police	
Identification records	F
Jail cells and interrogation rooms	D
Fire hall	D
Museums	
Displays of non-sensitive materials	D
Displays of sensitive materials (see page 7-29)[2]	
Lobbies, general gallery areas, corridors	C
Restoration or conservation shops and laboratories	E
Nursing homes (see Health care facilities)	
Offices	
Accounting (see Reading)	
Conference areas (see Conference rooms)	
Drafting (see Drafting)	
General and private offices (see Reading)	
Libraries (see Libraries)	
Lobbies, lounges and reception areas	C
Mail sorting	E
Off-set printing and duplicating area	D
Post offices (see Offices)	
Reading	
Copied tasks	
Ditto copy	E[3]
Micro-fiche reader	B[12,13]
Mimeograph	D
Photographs, moderate detail	E[13]
Thermal copy, poor copy	F[3]
Xerograph	D
Xerography, 3rd generation and greater	E
Electronic data processing tasks	
CRT screens	B[12,13]
Impact printer	
good ribbon	D
poor ribbon	E
2nd carbon and greater	E
Ink jet printer	D
Keyboard reading	D
Machine rooms	
Active operations	D
Tape storage	D
Machine area	C
Equipment service	E[10]
Thermal print	E
Handwritten tasks	
#3 pencil and softer leads	E[3]
#4 pencil and harder leads	F[3]
Ball-point pen	D[3]
Felt-tip pen	D
Handwritten carbon copies	E
Non photographically reproducible colors	F
Chalkboards	E[3]
Printed tasks	
6 point type	E[3]
8 and 10 point type	D[3]
Glossy magazines	D[13]
Maps	E
Newsprint	D
Typed originals	D
Typed 2nd carbon and later	E
Telephone books	E
Residences	
General lighting	
Conversation, relaxation and entertainment	B
Passage areas	B
Specific visual tasks[20]	
Dining	C
Grooming	
Makeup and shaving	D
Full-length mirror	D
Handcrafts and hobbies	
Workbench hobbies	
Ordinary tasks	D
Difficult tasks	E
Critical tasks	F
Easel hobbies	E
Ironing	D
Kitchen duties	
Kitchen counter	
Critical seeing	E
Noncritical	D
Kitchen range	
Difficult seeing	E
Noncritical	D
Kitchen sink	
Difficult seeing	E
Noncritical	D
Laundry	
Preparation and tubs	D
Washer and dryer	D

For footnotes, see page 2-19. For illuminance ranges for each Illuminance Category, see page 2-5.

Fig. 2-2. *Continued*

II. *Continued*

Area/Activity	Illuminance Category
Music study (piano or organ)	
Simple scores	D
Advanced scores	E
Substand size scores	F
Reading	
In a chair	
Books, magazines and newspapers	D
Handwriting, reproductions and poor copies	E
In bed	
Normal	D
Prolonged serious or critical	E
Desk	
Primary task plane, casual	D
Primary task plane, study	E
Sewing	
Hand sewing	
Dark fabrics, low contrast	F
Light to medium fabrics	E
Occasional, high contrast	D
Machine sewing	
Dark fabrics, low contrast	F
Light to medium fabrics	E
Occasional, high contrast	D
Table games	D
Restaurants (see Food service facilities)	
Safety (see page 2-45)	
Schools (see Educational facilities)	
Service spaces (see also Storage rooms)	
Stairways, corridors	C
Elevators, freight and passenger	C
Toilets and wash rooms	C
Service stations	
Service bays (see Part III, Industrial Group)	
Sales room (see Merchandising spaces)	
Show windows (see page 8-6)	
Stairways (see Service spaces)	
Storage rooms (see Part III, Industrial Group)	
Stores (see Merchandising spaces and Show windows)	
Television (see Section 11)	
Theatre and motion picture houses (see Section 11)	
Toilets and washrooms	C
Transportation terminals	
Waiting room and lounge	C
Ticket counters	E
Baggage checking	D
Rest rooms	C
Concourse	C
Boarding area	C

III. Industrial Group

Area/Activity	Illuminance Category
Aircraft maintenance (see page 9-12)[21]	
Aircraft manufacturing (see page 9-12)[21]	
Assembly	
Simple	D
Moderately difficult	E
Difficult	F
Very difficult	G
Exacting	H
Automobile manufacturing (see page 9-17)[21]	
Bakeries	
Mixing room	D
Face of shelves	D
Inside of mixing bowl	D
Fermentation room	D
Make-up room	
Bread	D
Sweet yeast-raised products	D
Proofing room	D
Oven room	D
Fillings and other ingredients	D
Decorating and icing	
Mechanical	D
Hand	E
Scales and thermometers	D
Wrapping	D
Book binding	
Folding, assembling, pasting	D
Cutting, punching, stitching	E
Embossing and inspection	F
Breweries	
Brew house	D
Boiling and keg washing	D
Filling (bottles, cans, kegs)	D
Building construction (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Building exteriors (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Candy making	
Box department	D
Chocolate department	
Husking, winnowing, fat extraction, crushing and refining, feeding	D
Bean cleaning, sorting, dipping, packing, wrapping	D
Milling	E
Cream making	
Mixing, cooking, molding	D
Gum drops and jellied forms	D
Hand decorating	D
Hard candy	
Mixing, cooking, molding	D

For footnotes, see page 2-19. For illuminance ranges for each Illuminance Category, see page 2-5.

Fig. 2-2. *Continued*

III. *Continued*

Area/Activity	Illuminance Category
Die cutting and sorting	E
Kiss making and wrapping	E
Canning and preserving	
Initial grading raw material samples	D
Tomatoes	E
Color grading and cutting rooms	F
Preparation	
Preliminary sorting	
Apricots and peaches	D
Tomatoes	E
Olives	F
Cutting and pitting	E
Final sorting	E
Canning	
Continuous-belt canning	E
Sink canning	E
Hand packing	D
Olives	E
Examination of canned samples	F
Container handling	
Inspection	F
Can unscramblers	E
Labeling and cartoning	D
Casting (see Foundries)	
Central stations (see Electric generating stations)	
Chemical plants (see Petroleum and chemical plants)	
Clay and concrete products	
Grinding, filter presses, kiln rooms	C
Molding, pressing, cleaning, trimming	D
Enameling	E
Color and glazing—rough work	E
Color and glazing—fine work	F
Cleaning and pressing industry	
Checking and sorting	E
Dry and wet cleaning and steaming	E
Inspection and spotting	G
Pressing	F
Repair and alteration	F
Cloth products	
Cloth inspection	I
Cutting	G
Sewing	G
Pressing	F
Clothing manufacture (men's)	
Receiving, opening, storing, shipping	D
Examining (perching)	I
Sponging, decating, winding, measuring	D
Piling up and marking	E
Cutting	G
Pattern making, preparation of trimming, piping, canvas and shoulder pads	E
Fitting, bundling, shading, stitching	D
Shops	F
Inspection	G
Pressing	F
Sewing	G

Area/Activity	Illuminance Category
Control rooms (see Electric generating stations—interior)	
Corridors (see Service spaces)	
Cotton gin industry	
Overhead equipment—separators, driers, grid cleaners, stick machines, conveyers, feeders and catwalks	D
Gin stand	D
Control console	D
Lint cleaner	D
Bale press	D
Dairy farms (see Farms)	
Dairy products	
Fluid milk industry	
Boiler room	D
Bottle storage	D
Bottle sorting	E
Bottle washers	22
Can washers	D
Cooling equipment	D
Filling: inspection	E
Gauges (on face)	E
Laboratories	E
Meter panels (on face)	E
Pasteurizers	D
Separators	D
Storage refrigerator	D
Tanks, vats	
Light interiors	C
Dark interiors	E
Thermometer (on face)	E
Weighing room	D
Scales	E
Dispatch boards (see Electric generating stations—interior)	
Dredging (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Electrical equipment manufacturing	
Impregnating	D
Insulating: coil winding	E
Electric generating stations—interior (see also Nuclear power plants)	
Air-conditioning equipment, air preheater and fan floor, ash sluicing	B
Auxiliaries, pumps, tanks, compressors, gauge area	C
Battery rooms	D
Boiler platforms	B
Burner platforms	C
Cable room	B
Coal handling systems	B
Coal pulverizer	C
Condensers, deaerator floor, evaporator floor, heater floors	B
Control rooms	
Main control boards	D[23]
Auxiliary control panels	D[23]
Operator's station	E[23]

For footnotes, see page 2-19. For illuminance ranges for each Illuminance Category, see page 2-5

Fig. 2-2. *Continued*

III. *Continued*

Area/Activity	Illuminance Category
Maintenance and wiring areas	D
Emergency operating lighting	C
Gauge reading	D
Hydrogen and carbon dioxide manifold area	C
Laboratory	E
Precipitators	B
Screen house	C
Soot or slag blower platform	C
Steam headers and throttles	B
Switchgear and motor control centers	D
Telephone and communication equipment rooms	D
Tunnels or galleries, piping and electrical	B
Turbine building	
Operating floor	D
Below operating floor	C
Visitor's gallery	C
Water treating area	D
Electric generating stations—exterior (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Elevators (see Service spaces)	
Explosives manufacturing	
Hand furnaces, boiling tanks, stationary driers, stationary and gravity crystallizers	D
Mechanical furnace, generators and stills, mechanical driers, evaporators, filtration, mechanical crystallizers	D
Tanks for cooking, extractors, percolators, nitrators	D
Farms—dairy	
Milking operation area (milking parlor and stall barn)	
General	C
Cow's udder	D
Milk handling equipment and storage area (milk house or milk room)	
General	C
Washing area	E
Bulk tank interior	E
Loading platform	C
Feeding area (stall barn feed alley, pens, loose housing feed area)	C
Feed storage area—forage	
Haymow	A
Hay inspection area	C
Ladders and stairs	C
Silo	A
Silo room	C
Feed storage area—grain and concentrate	
Grain bin	A
Concentrate storage area	B
Feed-processing area	B
Livestock housing area (community, maternity, individual calf pens, and loose housing holding and resting areas)	B
Machine storage area (garage and machine shed)	B
Farm shop area	
Active storage area	B
General shop area (machinery repair, rough sawing)	D
Rough bench and machine work (painting, fine storage, ordinary sheet metal work, welding, medium benchwork)	D
Medium bench and machine work (fine woodworking, drill press, metal lathe, grinder)	E
Miscellaneous areas	
Farm office (see Reading)	
Restrooms (see Service spaces)	
Pumphouse	C
Farms—poultry (see Poultry industry)	
Flour mills	
Rolling, sifting, purifying	E
Packing	D
Product control	F
Cleaning, screens, man lifts, aisleways and walkways, bin checking	D
Forge shops	E
Foundries	
Annealing (furnaces)	D
Cleaning	D
Core making	
Fine	F
Medium	E
Grinding and chipping	F
Inspection	
Fine	G
Medium	F
Molding	
Medium	F
Large	E
Pouring	E
Sorting	E
Cupola	C
Shakeout	D
Garages—service	
Repairs	E
Active traffic areas	C
Write-up	D
Glass works	
Mix and furnace rooms, pressing and lehr, glass-blowing machines	C
Grinding, cutting, silvering	D
Fine grinding, beveling, polishing	E
Inspection, etching, and decorating	F
Glove manufacturing	
Pressing	G
Knitting	F
Sorting	F
Cutting	G
Sewing and inspection	G
Hangars (see Aircraft manufacturing)	
Hat manufacturing	
Dyeing, stiffening, braiding, cleaning, refining	E

For footnotes, see page 2-19. For illuminance ranges for each Illuminance Category, see page 2-5

Fig. 2-2. *Continued*

III. *Continued*

Area/Activity	Illuminance Category
Forming, sizing, pouncing, flanging, finishing, ironing	F
Sewing	G
Inspection	
Simple	D
Moderately difficult	E
Difficult	F
Very difficult	G
Exacting	H
Iron and steel manufacturing (see page 9-63)[21]	
Jewelry and watch manufacturing	G
Laundries	
Washing	D
Flat work ironing, weighing, listing, marking	D
Machine and press finishing, sorting	E
Fine hand ironing	E
Leather manufacturing	
Cleaning, tanning and stretching, vats	D
Cutting, fleshing and stuffing	D
Finishing and scarfing	E
Leather working	
Pressing, winding, glazing	F
Grading, matching, cutting, scarfing, sewing	G
Loading and unloading platforms (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Locker rooms	C
Logging (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Lumber yards (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Machine shops	
Rough bench or machine work	D
Medium bench or machine work, ordinary automatic machines, rough grinding, medium buffing and polishing	E
Fine bench or machine work, fine automatic machines, medium grinding, fine buffing and polishing	G
Extra-fine bench or machine work, grinding, fine work	H
Materials handling	
Wrapping, packing, labeling	D
Picking stock, classifying	D
Loading: inside truck bodies and freight cars	C
Meat packing	
Slaughtering	D
Cleaning, cutting, cooking, grinding, canning, packing	D
Nuclear power plants (see also Electric generating stations)	
Auxiliary building, uncontrolled access areas	C
Controlled access areas	
Count room	E[23]
Laboratory	E
Health physics office	F
Medical aid room	F
Hot laundry	D
Storage room	C
Engineered safety features equipment	D
Diesel generator building	D
Fuel handling building	
Operating floor	D
Below operating floor	C
Off gas building	C
Radwaste building	D
Reactor building	
Operating floor	D
Below operating floor	C
Packing and boxing (see Materials handling)	
Paint manufacturing	
Processing	D
Mix comparison	F
Paint shops	
Dipping, simple spraying, firing	D
Rubbing, ordinary hand painting and finishing art, stencil and special spraying	D
Fine hand painting and finishing	E
Extra-fine hand painting and finishing	G
Paper-box manufacturing	E
Paper manufacturing	
Beaters, grinding, calendering	D
Finishing, cutting, trimming, papermaking machines	E
Hand counting, wet end of paper machine	E
Paper machine reel, paper inspection, and laboratories	F
Rewinder	F
Parking areas (see page 14-24)	
Petroleum and chemical plants (see page 9-51)[21]	
Plating	D
Polishing and burnishing (see Machine shops)	
Power plants (see Electric generating stations)	
Poultry industry (see also Farm—dairy)	
Brooding, production, and laying houses	
Feeding, inspection, cleaning	C
Charts and records	D
Thermometers, thermostats, time clocks	D
Hatcheries	
General area and loading platform	C
Inside incubators	D
Dubbing station	F
Sexing	H
Egg handling, packing, and shipping	
General cleanliness	E
Egg quality inspection	E
Loading platform, egg storage area, etc.	C
Egg processing	
General lighting	E
Fowl processing plant	
General (excluding killing and unloading area)	E
Government inspection station and grading stations	E
Unloading and killing area	C

For footnotes see page 2-19. For illuminance ranges for each Illuminance Category, see page 2-5

Fig. 2-2. *Continued*

III. *Continued*

Area/Activity	Illuminance Category
Feed storage	
Grain, feed rations	C
Processing	C
Charts and records	D
Machine storage area (garage and machine shed)	B
Printing industries	
Type foundries	
Matrix making, dressing type	E
Font assembly—sorting	D
Casting	E
Printing plants	
Color inspection and appraisal	F
Machine composition	E
Composing room	E
Presses	E
Imposing stones	F
Proofreading	F
Electrotyping	
Molding, routing, finishing, leveling molds, trimming	E
Blocking, tinning	D
Electroplating, washing, backing	D
Photoengraving	
Etching, staging, blocking	D
Routing, finishing, proofing	E
Tint laying, masking	E
Receiving and shipping (see Materials handling)	
Railroad yards (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Rubber goods—mechanical	(see page 9-56)[21]
Rubber tire manufacturing	(see page 9-56)[21]
Safety	(see page 2-45)
Sawmills	
Secondary log deck	B
Head saw (cutting area viewed by sawyer)	E
Head saw outfeed	B
Machine in-feeds (bull edger, resaws, edgers, trim, hula saws, planers)	B
Main mill floor (base lighting)	A
Sorting tables	D
Rough lumber grading	D
Finished lumber grading	F
Dry lumber warehouse (planer)	C
Dry kiln colling shed	B
Chipper infeed	B
Basement areas	
Active	A
Inactive	A
Filing room (work areas)	E
Service spaces (see also Storage rooms)	
Stairways, corridors	B
Elevators, freight and passenger	B
Toilets and wash rooms	C
Sheet metal works	
Miscellaneous machines, ordinary bench work	E
Presses, shears, stamps, spinning, medium bench work	E
Punches	E
Tin plate inspection, galvanized	F
Scribing	F
Shoe manufacturing—leather	
Cutting and stitching	
Cutting tables	G
Marking, buttonholing, skiving, sorting, vamping, counting	G
Stitching, dark materials	G
Making and finishing, nailers, sole layers, welt beaters and seatters, trimmers, welters, lasters, edge setters, sluggers, randers, wheelers, treers, cleaning, spraying, buffing, polishing, embossing	F
Shoe manufacturing—rubber	
Washing, coating, mill run compounding	D
Varnishing, vulcanizing, calendering, upper and sole cutting	D
Sole rolling, lining, making and finishing processes	E
Soap manufacturing	
Kettle houses, cutting, soap chip and powder	D
Stamping, wrapping and packing, filling and packing soap powder	D
Stairways (see Service spaces)	
Steel (see Iron and steel)	
Storage battery manufacturing	D
Storage rooms or warehouses	
Inactive	B
Active	
Rough, bulky items	C
Small items	D
Storage yards (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Structural steel fabrication	E
Sugar refining	
Grading	E
Color inspection	F
Testing	
General	D
Exacting tests, extra-fine instruments, scales, etc.	F
Textile mills	
Staple fiber preparation	
Stock dyeing, tinting	D
Sorting and grading (wool and cotton)	E[19]
Yarn manufacturing	
Opening and picking (chute feed)	D
Carding (nonwoven web formation)	D[24]
Drawing (gilling, gin drafting)	D
Combing	D[24]
Roving (slubbing, fly frame)	E
Spinning (cap spinning, twisting, texturing)	E
Yarn preparation	
Winding, quilling, twisting	E
Warping (beaming, sizing)	F[16]
Warp tie-in or drawing-in (automatic)	E

For footnotes, see page 2-19. For illuminance ranges for each Illuminance Category, see page 2-5

Fig. 2-2. *Continued*

III. *Continued*

Area/Activity	Illuminance Category
Fabric production	
Weaving, knitting, tufting	F
Inspection	G[18]
Finishing	
Fabric preparation (desizing, scouring, bleaching, singeing, and mercerization)	D
Fabric dyeing (printing)	D
Fabric finishing (calendaring, sanforizing, sueding, chemical treatment)	E[16]
Inspection	G[16,25]
Tobacco products	
Drying, stripping	D
Grading and sorting	F
Toilets and wash rooms (see Service spaces)	
Upholstering	F
Warehouse (see Storage rooms)	
Welding	
Orientation	D
Precision manual arc-welding	H
Woodworking	
Rough sawing and bench work	D
Sizing, planing, rough sanding, medium quality machine and bench work, gluing, veneering, cooperage	D
Fine bench and machine work, fine sanding and finishing	E

IV. Outdoor Facilities

Area/Activity	Lux	Footcandles
Building (construction)		
General construction	100	10
Excavation work	20	2
Building exteriors		
Entrances		
Active (pedestrian and/or conveyance)	[illegible]	5
Inactive (normally locked, infrequently used)	10	1
Parking locations or structures	[illegible]	5
Building surrounds	10	1
Buildings and monuments, floodlighted		
Bright surroundings		
Light surfaces	150	15
Medium light surfaces	200	20
Medium dark surfaces	300	30
Dark surfaces	500	50
Dark surroundings		
Light surfaces	50	5
Medium light surfaces	100	10
Medium dark surfaces	150	15
Dark surfaces	200	20
Bulletin and poster boards		
Bright surroundings		
Light surfaces	500	50
Dark surfaces	1000	100
Dark surroundings		
Light surfaces	200	20
Dark surfaces	500	50
Central station (see Electric generating stations—exterior)		
Coal yards (protective)	2	0.2
Dredging	20	2
Electric generating stations—exterior		
Boiler areas		
Catwalks, general areas	20	2
Stairs and platforms	50	5
Ground level areas including precipitators, FD and ID fans, bottom ash hoppers	50	5
Cooling towers		
Fan deck, platforms, stairs, valve areas	50	5
Pump areas	20	2
Fuel handling		
Barge unloading, car dumper, unloading hoppers, truck unloading, pumps, gas metering	50	5
Conveyors	20	2
Storage tanks	10	1
Coal storage piles, ash dumps	2	0.2
Hydroelectric		
Powerhouse roof, stairs, platform and intake decks	50	5
Inlet and discharge water area	2	0.2
Intake structures		
Deck and laydown area	50	5
Value pits	20	2
Inlet water area	2	0.2
Parking areas		
Main plant parking	20	2
Secondary parking	10	1
Substation		
Horizontal general area	20	2
Vertical tasks	50	5
Transformer yards		
Horizontal general area	20	2
Vertical tasks	50	5
Turbine areas		
Building surrounds	20	2
Turbine and heater decks, unloading bays	50	5

For footnotes, see page 2-19. For illuminance ranges for each Illuminance Category, see page 2-5.

Fig. 2-2. *Continued*

IV. *Continued*

Area/Activity	Lux	Footcandles
Entrances, stairs and platforms	50[9]	5[9]
Flags, floodlighted (see Bulletin and poster boards)		
Gardens[19]		
General lighting	5	0.5
Path, steps, away from house	10	1
Backgrounds—fences, walls, trees, shrubbery	20	2
Flower-beds, rock-gardens	50	5
Trees, shrubbery, when emphasized	50	5
Focal points, large	100	10
Focal points, small	200	20
Gasoline station (see Service stations in Part II)		
Highways (see page 14-8)		
Loading and unloading platforms	200	20
Freight car interiors	100	10
Logging (see also Sawmills)		
Yarding	30	3
Log loading and unloading	50	5
Log stowing (water)	5	0.5
Active log storage area (land)	5	0.5
Log booming area (water)—foot traffic	10	1
Active log handling area (water)	20	2
Log grading—water or land	50	5
Log bins (land)	20	2
Lumber yards	10	1
Parking areas (see page 14-24)		
Piers		
Freight	200	20
Passenger	200	20
Active shipping area surrounds	50	5
Prison yards	50	5
Quarries	50	5
Railroad yards		
Retarder classification yards		
Receiving yard		
Switch points	20	2
Body of yard	10	1
Hump area (vertical)	200	20
Control tower and retarder area (vertical)	100	10
Head end	50	5
Body	10	1
Pull-out end	20	2
Dispatch or forwarding yard	10	1
Hump and car rider classification yard		
Receiving yard		
Switch points	20	2
Body of yard	10	1
Hump area	50	5
Flat switching yards		
Side of cars (vertical)	50	5
Switch points	20	2
Trailer-on-flatcars		
Horizontal surface of flatcar	50	5
Hold-down points (vertical)	50	5
Container-on-flatcars	30	3
Roadways (see page 14-8)		
Sawmills (see also Logging)		
Cut-off saw	100	10
Log haul	20	2
Log hoist (side lift)	20	2
Primary log deck	100	10
Barker in-feed	300	30
Green chain	200 to 300[26]	20 to 30[26]
Lumber strapping	150 to 200[26]	15 to 20[26]
Lumber handling areas	20	2
Lumber loading areas	50	5
Wood chip storage piles	5	0.5
Service station (at grade)		
Dark surrounding		
Approach	15	1.5
Driveway	15	1.5
Pump island area	200	20
Building faces (exclusive of glass)	100[14]	10[14]
Service areas	30	3
Landscape highlights	20	2
Light surrounding		
Approach	30	3
Driveway	50	5
Pump island area	300	30
Building faces (exclusive of glass)	300[14]	30[14]
Service areas	70	7
Landscape highlights	50	5
Ship yards		
General	50	5
Ways	100	10
Fabrication areas	300	30
Smokestacks with advertising messages (see Bulletin and poster boards)		
Storage yards		
Active	200	20
Inactive	10	1
Streets (see page 14-8)		
Water tanks with advertising messages (see Bulletin and poster boards)		

For footnotes, see page 2-19.

Fig. 2-2. *Continued*

V. Sports and Recreational Areas

Area/Activity	Lux	Footcandles
Archery (indoor)		
Target, tournament	500[14]	50[14]
Target, recreational	300[14]	30[14]
Shooting line, tournament	200	20
Shooting line, recreational	100	10
Archery (outdoor)		
Target, tournament	100[14]	10[14]
Target, recreational	50[14]	5[14]
Shooting line, tournament	100	10
Shooting line, recreational	50	5
Badminton		
Tournament	300	30
Club	200	20
Recreational	100	10
Baseball		
Major league		
Infield	1500	150
Outfield	1000	100
AA and AAA league		
Infield	700	70
Outfield	500	50
A and B league		
Infield	500	50
Outfield	300	30
C and D league		
Infield	300	30
Outfield	200	20
Semi-pro and municipal league		
Infield	200	20
Outfield	150	15
Recreational		
Infield	150	15
Outfield	100	10
Junior league (Class I and Class II)		
Infield	300	30
Outfield	200	20
On seats during game	20	2
On seats before and after game	50	5
Basketball		
College and professional	500	50
College intramural and high school	300	30
Recreational (outdoor)	100	10
Bathing beaches		
On land	10	1
150 feet from shore	30[14]	3[14]
Billiards (on table)		
Tournament	500	50
Recreational	300	30
Bowling		
Tournament		
Approaches	100	10
Lanes	200	20
Pins	500[14]	50[14]
Recreational		
Approaches	100	10
Lanes	100	10
Pins	300[14]	30[14]
Bowling on the green		
Tournament	100	10
Recreational	50	5
Boxing or wrestling (ring)		
Championship	5000	500
Professional	2000	200
Amateur	1000	100
Seats during bout	20	2
Seats before and after bout	50	5
Casting—bait, dry-fly, wet-fly		
Pier or dock	100	10
Target (at 24 meters [80 feet] for bait casting and 15 meters [50 feet] for wet or dry-fly casting)	50[14]	5[14]
Combination (outdoor)		
Baseball/football		
Infield	200	20
Outfield and football	150	15
Industrial softball/football		
Infield	200	20
Outfield and football	150	15
Industrial softball/6-man football		
Infield	200	20
Outfield and football	150	15
Croquet or Roque		
Tournament	100	10
Recreational	50	5
Curling		
Tournament		
Tees	500	50
Rink	300	30
Recreational		
Tees	200	20
Rink	100	10
Fencing		
Exhibitions	500	50
Recreational	300	30
Football		
Distance from nearest sideline to the farthest row of spectators		
Class I Over 30 meters [100 feet]	1000	100
Class II 15 to 30 meters [50 to 100 feet]	500	50
Class III 9 to 15 meters [30 to 50 feet]	300	30
Class IV Under 9 meters [30 feet]	200	20
Class V No fixed seating facilities	100	10

It is generally conceded that the distance between the spectators and the play is the first consideration in determining the class and lighting requirements. However, the potential seating capacity of the stands should also be considered and the following ratio is suggested: Class I for

For footnotes, see page 2-19.

Fig. 2-2. *Continued*

V. *Continued*

Area/Activity	Lux	Footcandles
over 30,000 spectators; Class II for 10,000 to 30,000; Class III for 5000 to 10,000; and Class IV for under 5000 spectators.		
Football, Canadian—rugby (see Football)		
Football, six-man		
High school or college	200	20
Jr. high and recreational	100	10
Golf		
Tee	50	5
Fairway	10-30[14]	1-3[14]
Green	50	5
Driving range		
At 180 meters [200 yards]	50[14]	5[14]
Over tee area	100	10
Miniature	100	10
Practice putting green	100	10
Gymnasiums (refer to individual sports listed)		
General exercising and recreation	300	30
Handball		
Tournament	500	50
Club		
Indoor—four-wall or squash	300	30
Outdoor—two-court	200	20
Recreational		
Indoor—four-wall or squash	200	20
Outdoor—two-court	100	10
Hockey, field	300	20
Hockey, ice (indoor)		
College or professional	1000	100
Amateur	500	50
Recreational	200	20
Hockey, ice (outdoor)		
College or professional	500	50
Amateur	200	20
Recreational	100	10
Horse shoes		
Tournament	100	10
Recreational	50	5
Horse shows	200	20
Jai-alai		
Professional	1000	100
Amateur	700	70
Lacrosse	200	20
Playgrounds	50	5
Quoits	50	5
Racing (outdoor)		
Auto	200	20
Bicycle		
Tournament	300	30
Competitive	200	20
Recreational	100	10
Dog	300	30
Dragstrip		
Staging area	100	10
Acceleration, 400 meters [1320 feet]	200	20
Deceleration, first 200 meters [660 feet]	150	15
Deceleration, second 200 meters [660 feet]	100	10
Shutdown, 250 meters [820 feet]	50	5
Horse	200	20
Motor (midget of motorcycle)	200	20
Racquetball (see Handball)		
Rifle 45 meters [50 yards]—outdoor)		
On targets	500[14]	50[14]
Firing point	100	10
Range	50	5
Rifle and pistol range (indoor)		
On targets	1000[14]	100[14]
Firing point	200	20
Range	100	10
Rodeo		
Arena		
Professional	500	50
Amateur	300	30
Recreational	100	10
Pens and chutes	50	5
Roque (see Croquet)		
Shuffleboard (indoor)		
Tournament	300	30
Recreational	200	20
Shuffleboard (outdoor)		
Tournament	100	10
Recreational	50	5
Skating		
Roller rink	100	10
Ice rink, indoor	100	10
Ice rink, outdoor	50	5
Lagoon, pond, or flooded area	10	1
Skeet		
Targets at 18 meters [60 feet]	300[14]	30[14]
Firing points	50	5
Skeet and trap (combination)		
Targets at 30 meters [100 feet] for trap, 18 meters [60 feet] for skeet	300[14]	30[14]
Firing points	50	5
Ski slope	10	1
Soccer (see Football)		
Softball		
Professional and championship		
Infield	500	50
Outfield	300	30
Semi-professional		
Infield	300	30
Outfield	200	20

For footnotes, see page 2-19.

Fig. 2-2. *Continued*

V. *Continued*

Area/Activity	Lux	Footcandles
Industrial league		
Infield	200	20
Outfield	150	15
Recreational (6-pole)		
Infield	100	10
Outfield	70	7
Slow pitch, tournament—see industrial league		
Slow pitch, recreational (6-pole)—see recreational (6-pole)		
Squash (see Handball)		
Swimming (indoor)		
Exhibitions	500	50
Recreational	300	30
Underwater—1000 [100] lamp lumens per square meter [foot] of surface area		
Swimming (outdoor)		
Exhibitions	200	20
Recreational	100	10
Underwater—600 [60] lamp lumens per square meter [foot] of surface area		
Tennis (indoor)		
Tournament	1000	100
Club	750	75
Recreational	500	50
Tennis (outdoor)		
Tournament	300	30
Club	200	20
Recreational	100	10
Tennis, platform	500	50
Tennis, table		
Tournament	500	50
Club	300	30
Recreational	200	20
Trap		
Targets at 30 meters [100 feet]	300[14]	30[14]
Firing points	50	5
Volley ball		
Tournament	200	20
Recreational	100	10

VI. Transportation Vehicles

Area/Activity	Lux	Footcandles
Aircraft		
Passenger compartment		
General	50	5
Reading (at seat)	200	20
Airports		
Hangar apron	10	1
Terminal building apron		
Parking area	5	0.5
Loading area	20[14]	2[14]
Rail conveyances		
Boarding or exiting	100	10
Fare box (rapid transit train)	150	15
Vestibule (commuter and inter-city trains)	100	10
Aisles	100	10
Advertising cards (rapid transit and commuter trains)	300	30
Back-lighted advertising cards (rapid transit and commuter trains)—860 cd/m² (250 fL) average maximum.		
Reading	300[3]	30[3]
Rest room (inter-city train)	200	20
Dining area (inter-city train)	500	50
Food preparation (inter-city train)	700	70
Lounge (inter-city train)		
General lighting	200	20
Table games	300	30
Sleeping car		
General lighting	100	10
Normal reading	300[3]	30[3]
Prolonged seeing	700[3]	70[3]
Road Conveyances		
Step well and adjacent ground area	100	10
Fare box	150	15
General lighting (for seat selection and movement)		
City and inter-city buses at city stop	100	10
Inter-city bus at country stop	20	2
School bus while moving	150	15
School bus at stops	300	30
Advertising cards	300	30
Back-lighted advertising cards (see Rail conveyances)		
Reading	300[3]	30[3]
Emergency exit (school bus)	50	5
Ships		
Living Areas		
Staterooms and Cabins		
General lighting	100	10
Reading and writing	300[15,3]	30[15,3]
Prolonged seeing	700[16,3]	70[16,3]
Baths (general lighting)	100	10
Mirrors (personal grooming)	500	50
Barber shop and beauty parlor	500	50
On subject	1000	100
Day rooms		
General lighting	200[15]	20[15]
Desks	500[16,3]	50[16,3]
Dining rooms and messrooms	200	20

For footnotes, see page 2-19.

Fig. 2–2. *Continued*

VI. *Continued*

Area/Activity	Lux	Footcandles
Enclosed promenades		
General lighting	100	10
Entrances and passageways		
General	100	10
Daytime embarkation	300	30
Gymnasiums		
General lighting	300	30
Hospital		
Dispensary (general lighting)	300[16]	30[16]
Operating room		
General lighting	500[16]	50[16]
Doctor's office	300[16]	30[16]
Operating table	20000	2000
Wards		
General lighting	100	10
Reading	300	30
Toilets	200	20
Libraries and lounges		
General lighting	200	20
Reading	300[16,3]	30[16,3]
Prolonged seeing	700[16,3]	70[16,3]
Purser's office	200[16]	20[16]
Shopping areas	200	20
Smoking rooms	150	15
Stairs and foyers	200	20
Recreation areas		
Ball rooms	150[15]	15[15]
Cocktail lounges	150[15]	15[15]
Swimming pools		
General	150[15]	15[15]
Underwater		
Outdoors—600 [60] lamp lumens/square meter [foot] of surface area		
Indoors—1000 [100] lamp lumens/square meter [foot] of surface area		
Theatre		
Auditorium		
General	100[15]	10[15]
During picture	1	0.1
Navigating Areas		
Chart room		
General	100	10
On chart table	500[16,3]	50[16,3]
Gyro room	200	20
Radar room	200	20
Radio room	100[16]	10[16]
Radio room, passenger foyer	100	10
Ship's offices		
General	200[16]	20[16]
On desks and work tables	500[16,3]	50[16,3]
Wheelhouse	100	10
Service Areas		
Food preparation		
General	200[16]	20[16]
Butcher shop	200[16]	20[16]
Galley	300[16]	30[16]
Pantry	200[16]	20[16]
Thaw room	200[16]	20[16]
Scullieries	200[16]	20[16]
Food storage (non-refrigerated)	100	10
Refrigerated spaces (ship's stores)	50	5
Laundries		
General	200[16]	20[16]
Machine and press finishing, sorting	500	50
Lockers	50	5
Offices		
General	200	20
Reading	500[16,3]	50[16,3]
Passenger counter	500[16,3]	50[16,3]
Storerooms	50	5
Telephone exchange	200	20
Operating Areas		
Access and casing	100	10
Battery room	100	10
Boiler rooms	200[16]	20[16]
Cargo handling (weather deck)	50[16]	5[16]
Control stations (except navigating areas)		
General		
Control consoles	200	20
Gauge and control boards	300	30
Switchboards	300	30
Engine rooms	200[15]	20[16]
Generator and switchboard rooms	200[16]	20[16]
Fan rooms (ventilation & air conditioning)	100	10
Motor rooms	200	20
Motor generator rooms (cargo handling)	100	10
Pump room	100	10
Shaft alley	100	10
Shaft alley escape	30	3
Steering gear room	200	20
Windlass rooms	100	10
Workshops		
General	300[16]	30[16]
On top of work bench	500[16]	50[16]
Tailor shop	500[16]	50[16]
Cargo holds		
Permanent luminaires	30[16]	3[16]
Passageways and trunks	100	10

[1] Include provisions for higher levels for exhibitions.

[2] Specific limits are provided to minimize deterioration effects.

[3] Task subject to veiling reflections. Illuminance listed is not an ESI value. Currently, insufficient experience in the use of ESI target values precludes the direct use of Equivalent Sphere Illumination in the present consensus approach to recommend illuminance values. Equivalent Sphere Illumination may be used as a tool in determining the effectiveness of controlling veiling reflections and as a part of the evaluation of lighting systems.

[4] Illuminance values are listed based on experience and consensus. Values relate to needs during various religious ceremonies.

[5] Degradation factors: Overlays—add 1 weighting factor for each overlay; Used material—estimate additional factors.

32

MEDICIONES DE ILUMINANCIA

CON EL OBJETO DE EVALUAR EL SISTEMA DE ILUMINACION DE UNA INSTALACION ACTUAL, ES NECESARIO EL MEDIR O INVESTIGAR LA CALIDAD Y CANTIDAD DE ILUMINACION EN UN AMBIENTE EN PARTICULAR. EL IESNA ESTABLECIO UN METODO TANTO PARA LA INVESTIGACION COMO PARA REPORTAR DE UNA MANERA UNIFORME LOS DATOS RECOPILADOS. LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN ESTA INVESTIGACION SE PUEDEN USAR COMO TALES, O BIEN CON PROPOSITOS DE COMPARACION CON EL OBJETO DE DETERMINAR HASTA QUE GRADO SE ESTA CUMPLIENDO CON LAS ESPECIFICACIONES REQUERIDAS, Y PUEDE SER USADO PARA DETERMINAR LAS NECESIDADES DE MANTENIMIENTO, MODIFICACIONES O REEMPLAZOS.

LAS MEDICIONES EN EL CAMPO (INTERIORES O EXTERIORES) SE APLICAN SOLAMENTE BAJO LAS CONDICIONES EXISTENTES DURANTE LA INVESTIGACION, DE TAL MANERA QUE DEBERAN DE REGISTRARSE TODOS LOS DETALLES QUE EN UN MOMENTO DADO PODRIAN AFECTAR LOS RESULTADOS DEL AREA BAJO INVESTIGACION, TALES COMO: REFLECTANCIAS DE LAS SUPERFICIES, TIPO DE LAMPARAS, Y TIEMPO DE INSTALADAS, VOLTAJE E INSTRUMENTOS USADOS.

EN EL CASO ESPECIFICO DE MEDICIONES DE ILUMINANCIA, SE DEBERAN USAR INSTRUMENTOS CON FOTOCELDA CUYA CARACTERISTICA SEA COSENO Y COLOR CORREGIDO. DEBERA USARSE DE SER POSIBLE A UNA TEMPERATURA MINIMA DE 15°C (60°F) Y MAXIMA 50°C (120°F). SE REQUIERE EVITAR CAMBIOS BRUSCOS DE NIVELES DE ILUMINACION, POR LO CUAL SE RECOMIENDA QUE ANTES DE CUALQUIER LECTURA CON FOTOCELDAS, ESTA SEA EXPUESTA A UNA ILUMINANCIA DE VALOR APROXIMADO A LA QUE VA A SER MEDIDA HASTA QUE SE ESTABILICE; LO QUE REQUIERE APROXIMADAMENTE DE 5 A 15 MINUTOS.

EN EL CASO DE SISTEMAS DE ILUMINACION EN BASE A LAMPARAS DE DESCARGA DE ALTA INTENSIDAD O SISTEMAS CON LAMPARAS FLUORESCENTES, ESTOS DEBERAN DE ENCENDERSE AL MENOS UNA HORA ANTES DE QUE SE EFECTUEN LAS MEDICIONES CON EL FIN DE ASEGURAR LA OPERACION NORMAL DEL SISTEMA Y LA COMPLETA PRODUCCION LUMINICA DEL MISMO. LAS MEDICIONES EN SISTEMAS CON LAMPARAS DE DESCARGA RELATIVAMENTE NUEVAS DEBERAN DE TOMARSE CUANDO HAYAN TRANSCURRIDO AL MENOS 100 HORAS DE OPERACION.

EN SISTEMAS CON LAMPARAS INCANDESCENTES, LA MADURACION DE LOS MISMOS SE LOGRA EN MENOR TIEMPO, RECOMENDANDOSE AL MENOS 20 HORAS DE OPERACION ANTES DE TOMAR LAS LECTURAS.

# # #

MEDICIONES DE ILUMINANCIA PROMEDIO

DETERMINACION DE LA ILUMINANCIA PROMEDIO EN UN PLANO HORIZONTAL - DEL SISTEMA DE ILUMINACION GENERAL.

EL USO DE ESTE METODO EN EL TIPO DE AREAS DESCRITAS, DEBERA RESULTAR EN VALORES DE ILUMINANCIA PROMEDIO, DENTRO DEL 10% DE LOS VALORES QUE PODRIAN OBTENERSE DE DIVIDIR EL AREA EN CUADRADOS DE -- 0.6 m^2 (2 ft^2), TOMANDO LECTURAS EN CADA CUADRADO Y OBTENIENDO UN - PROMEDIO.

LOS INSTRUMENTOS DE MEDICION (FOTOCELDAS) DEBERAN DE COLOCARSE EN FORMA REGULAR A 760 mm (30 pulgs.) DEL PISO. LA LUZ DEL DIA DEBERA DE EXCLUIRSE DURANTE LA MEDICION DE ILUMINANCIA, POR LO QUE SE RECOMIENDA EFECTUAR LAS MEDICIONES DURANTE LA NOCHE.

E J E M P L O S :

I.) AREA REGULAR CON LUMINARIOS ESPACIADOS SIMETRICAMENTE EN -- DOS O MAS HILERAS. Figura "A"

1.) TOMESE LAS LECTURAS EN LOS PUNTOS r-1, r-2, r-3 Y r-4 - DE UNA AREA TIPICA INTERIOR; REPITASE LA OPERACION EN - LOS PUNTOS r-5, r-6, r-7 Y r-8 DE UNA AREA CENTRAL. OBTENGASE EL VALOR PROMEDIO DE LAS 8 LECTURAS, LO QUE DA COMO RESULTADO UN VALOR "R".

2.) TOMESE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS q-1, q-2, q-3 Y q-4 - CUYAS AREAS REPRESENTAN AREAS EXTREMAS DEL LOCAL. OB-- TENGASE EL VALOR PROMEDIO DE LAS 4 LECTURAS, DANDO COMO RESULTADO UN VALOR "Q".

3.) TOMESE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS t-1, t-2, t-3 Y t-4 - CUYAS AREAS REPRESENTAN AREAS EXTREMAS DEL LOCAL. OB-- TENGASE EL VALOR PROMEDIO DE LAS 4 LECTURAS, DANDO COMO RESULTADO UN VALOR "T".

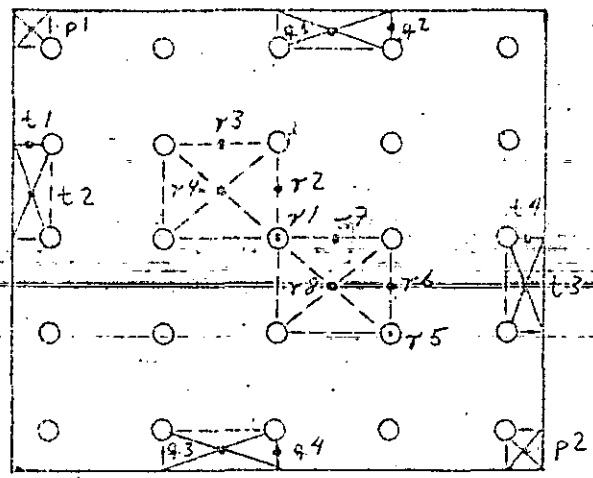
4.) TOMESE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS p-1 Y p-2 LOCALIZADOS EN LAS ESQUINAS DEL LOCAL. OBTENGASE EL VALOR PROMEDIO DE LAS 2 LECTURAS, DANDO COMO RESULTADO UN VALOR "P".

5.) DETERMINESE EL VALOR DE ILUMINANCIA PROMEDIO APLICANDO LA SIGUIENTE ECUACION:

# # #

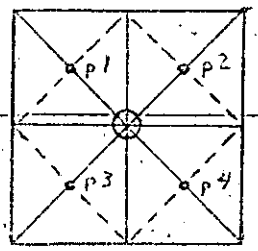
$$A.I = \frac{R(N-1)\ (M-1) + Q(N-1) + T(M-1) + P}{NM}$$

Donde N = NUMERO DE LUMINARIOS POR HILERA
M = NUMERO DE HILERAS



II.) AREA REGULAR CON UNA LUMINARIA SIMETRICAMENTE COLOCADA. Figura "E"

1.) TOMESE LAS LECTURAS EN LOS PUNTOS p-1, p-2, p-3 Y p-4. OBTENGASE EL VALOR PROMEDIO DE LAS CUATRO LECTURAS Y SERA LA ILUMINANCIA PROMEDIO DEL AREA



III.) AREA REGULAR CON UNA HILERA DE LUMINARIOS

1.) TOMESE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS q-1 AL q-8. OBTENGASE EL PROMEDIO DE LAS 8 LECTURAS, DANDO COMO RESULTADO UN VALOR "Q"

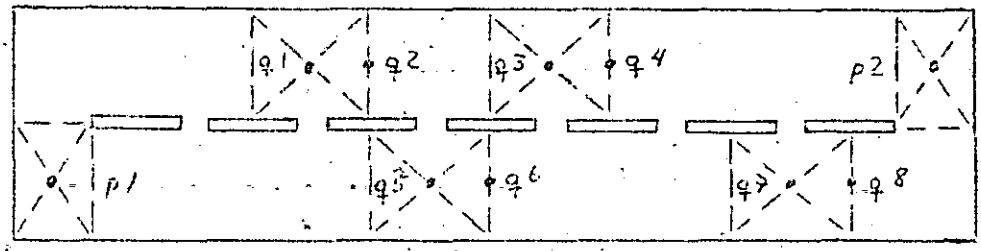
2.) TOMESE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS p-1 Y p-2, PUNTOS TIPICOS EN LAS ESQUINAS. OBTENGASE EL PROMEDIO DE LAS 2 LECTURAS, DANDO COMO RESULTADO UN VALOR "P".

3.) DETERMINESE EL VALOR DE ILUMINANCIA PROMEDIO APLICANDO LA SIGUIENTE ECUACION:

# # #

$$A.I = \frac{Q(N-1) + P}{N}$$

Donde N = NUMERO DE LUMINARIOS



IV.) AREA REGULAR CON 2 Ó MAS HILERAS CONTINUAS DE LUMINARIOS. - Figura "D"

1.) TOMESE LAS LECTURAS EN LOS PUNTOS r-1, r-2, r-3 Y r-4 - LOCALIZADOS CERCA DEL AREA CENTRAL. OBTENGASE EL PROMEDIO DE LAS CUATRO LECTURAS, RESULTANDO "R"

2.) TOMESE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS q-1 Y q-2 LOCALIZADOS EN EL PUNTO MEDIO DEL LOCAL Y LA PARTE MEDIA DE LA ULTIMA HILERA Y LA PARED. OBTENGASE EL PROMEDIO DE LAS 2 - LECTURAS, RESULTANDO "Q"

3.) TOMESE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS t-1, t-2, t-3 Y t-4. OBTENGASE EL PROMEDIO DE LAS 4 LECTURAS, DANDO COMO RESULTADO "T"

4.) TOMESE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS p-1 Y p-2 EN LAS ESQUINAS. OBTENGASE EL PROMEDIO DE LAS 2 LECTURAS, RESULTANDO "P"

5.) DETERMINE EL VALOR DE ILUMINANCIA PROMEDIO APLICANDO LA SIGUIENTE OPERACION:

$$A.I = \frac{RN(M-1) + QN + T(M-1) + P}{M(N-1)}$$

Donde N = NUMERO DE LUMINARIOS POR HILERA
M = NUMERO DE HILERAS

# # #

CONTROL DE OBRAS.

A) Controles de Campo:

1.- Estudio de un proyecto para su construcción y montaje.
2.- Desglose de un proyecto (Incisos).
3.- Presupuesto.
4.- Plan de trabajo detallado para la ejecución de la obra.
5.- Planeación y programación de la obra (Ruta Crítica).
6.- Libro de Campo.
7.- Normas de instalación y sus ventajas.

B) Controles de Avance y Costo:

1.- Métodos para recabar la información de hombre-hora y costo.
2.- Costos directos, costos indirectos, costos totales.
3.- Avances.

C) Aplicaciones:

1.- Problema de selección de diseño (Teoría de Decisiones).
2.- Problema de optimización de transportes de materiales (P. del Agente Viajero).
3.- Presupuesto y Control de obras por módulo (Costos Norma).
4.- Control de personal por computadora.
5.- Control de información por computadora.

1.l 60

muy diversas ramas. La metodología que aquí vamos a estudiar es especialmente adecuada para lograr la coordinación de los esfuerzos de todos los participantes de un proyecto, con el objeto de alcanzar en forma adecuada las metas comunes.

La planeación y programación de cualquier proyecto en sus diversas etapas de desarrollo, requiere de un proceso de aproximaciones sucesivas. Durante el avance del mismo es necesario llevar a cabo un trabajo permanente de planeación y programación que conduzca en todo momento el camino mejor para el éxito del proyecto.

1.1 Etapas generales de un proyecto.-

Un proyecto se genera con una idea y el propósito de un promotor, ya sea un individuo o una organización, de llevarla adelante. El primer paso necesario para el desarrollo del proyecto es la asignación de un presupuesto que haga posible la realización de los estudios previos que a su vez permitan determinar cuál es la mejor forma de alcanzar los propósitos que se generaron con la idea.

Aprobado el presupuesto y disponiéndose de los fondos necesarios para llevar a cabo los estudios, la primera etapa del proyecto consiste en la definición del problema a resolver y el planteamiento de sus diferentes alternativas de solución, definiendo al mismo tiempo un modelo de decisión que nos permita comparar adecuadamente las alternativas y elegir la mejor.

1.- Controles de Campo - 3

1-a Estudio de un proyecto para la construcción y montaje.

La palabra PROYECTO tenía en el pasado un sentido más reducido que el que se le da actualmente. Anteriormente considerábamos como proyecto a un conjunto de diseños únicamente. La influencia de la literatura de habla inglesa que se relaciona con el tema, ha ampliado su significado de la palabra y su sentido actual que sin duda ya ha tomado carta permanente de naturaleza, es el de diseño y desarrollo conjuntos.

Un proyecto es cualquier tarea que tiene un principio y un fin definibles y que requiere el empleo de uno o más recursos, en cada una de las actividades separadas, pero interdependientes que deben ejecutarse para alcanzar los objetivos del proyecto.

Los proyectos pueden se cíclicos, como el de fabricación en serie de un producto industrial o no cíclicos, como la construcción de una nueva fábrica. Los sistemas de administración de proyectos que vamos a estudiar se aplican básicamente a los proyectos no cíclicos, existiendo otros sistemas más adecuados para controlar los proyectos cíclicos.

Un proyecto es normalmente el producto del trabajo conjunto interdiciplinario de profesionales y especialistas de-

La etapa anterior constituye lo que se acostumbra a denominar: Evaluación de un proyecto. Una vez terminada la evaluación y tomada la decisión de elegir una determinada alternativa de solución, comienza propiamente la administración.

Las etapas principales de la administración de un proyecto son las siguientes:

++ Preparación de la ingeniería de detalle.
++ Solución y adquisición del equipo principal.
++ Construcción y montaje del proyecto.
++ Pruebas y puesta en servicio.
++ Entrega a operación normal.

Como vemos un proyecto tiene cuatro funciones principales que son: Ingeniería, adquisiciones, construcción, pruebas y puesta en servicio. Estas funciones se realizan en parte en forma secuencial y en parte en forma paralela y tienen un conjunto importante de permanentes interrelaciones. El éxito de la administración del proyecto, depende fundamentalmente de la capacidad de realizar adecuadamente cada función, pero al mismo tiempo de la habilidad de coordinarlas todas en base a los objetivos y metas del proyecto en su conjunto.

1.2 Planeación y programación de un proyecto.-

No debemos olvidar que al hablar de la planeación y programación de un proyecto nos estamos refiriendo a la etapa de realización del mismo, después de que ya se ha terminado el proceso de evaluación.

La Planeación.-

Tomemos por objeto la previsión del futuro con el objeto de adecuar nuestra presente y futura actividad, para hacer posible el alcance de determinadas metas especificadas, en un tiempo determinado y de acuerdo con ciertas políticas establecidas. Incluye la estimación de los recursos generales necesarios para alcanzar dichas metas.

La planeación la podemos devidir en: Estratégica y Táctica. En la planeación estratégica se toman decisiones que tienen efectos más permanentes y que son más difíciles de cambiar y tienen repercusiones a plazos más largos; la planeación táctica por otra parte, se realiza para acciones a corto plazo y más facílmente cambiables. Ambos tipos de planeación son necesarios y complementarios.

En términos generales se acostumbra dividir a la planeación en cuatro rangos: A corto, mediano, largo plazo y prospectiva. La duración de cada uno de estos rangos es variable con la rama de actividad en la que se realiza la planeación y del dinamismo con que dicha rama se desarrolle.

La Programación.-

Es la etapa final de la planeación, ya que con los factores establecidos en ésta, se procede a realizar el programa detallada de cada una de las actividades que se van a realizar, que quedarán finalmente establecidas con fechas de calendario claramente determinadas. Esta es la Programación.

5 de 66

1) Experiencia, Intuición, Memoria.

2) Diagramas de Barras.

3) Diagramas de Flechas, Ruta Crítica.

4) Combinación de Diagramas de Flechas y Estadística.

5) Planeación conjunta de Diseños, Entrega de materiales y equipo y Construcciones.

6) Aplicación de Ingeniería de Sistemas.

Todos estos caminos llevan a un solo resultado: PREVISION Y CONTROL, tenerlos nos permiten conocer en cualquier proyecto y en cualquier momento, los siguiente:

a) Qué es lo que hay que hacer.

b) Cuándo va a realizarse y cuánto se va a tardar en hacerlo.

c) Qué ha sido ya hecho.

d) Qué se está haciendo.

e) Qué falta por hacer.

f) Cuál es el costo de lo realizado hasta la fecha y cuánto se estima que costará ejecutar lo que falta por hacer.

Para lograr estos controles que son totalmente indispensables para el buen manejo de los proyectos, el empleo de computadoras electrónicas representa un poderoso auxiliar que hace posible en la actualidad tener los controles citados en forma adecuada, por grande que sea el proyecto que se trata de controlar.

Cuando se pone un proyecto en nuestras manos para su realización debemos estudiarlo con todo detalle, para conocer perfectamente qué vamos a hacer, dónde lo vamos a hacer y cuándo se requiere que lo hagamos y cuáles son sus restricciones.

1.3 Pasos de la Planeación.-

Para una mejor comprensión de los pasos necesarios para llevar a cabo la planeación de un proyecto, vamos a analizar inicialmente los que se siguen en la administración de una empresa tradicional y de allí derivaremos en forma natural los pasos correspondientes que es necesario dar, para establecer la planeación de un proyecto.

Los pasos característicos de la planeación en una empresa tradicional son los siguientes:

1.- Establecimiento de objetivos generales.

2.- Establecimiento de metas cualitativas y cuantitativas para cada parte de la organización.

3.- Establecimiento de políticas estratégicas referentes a:

Principales líneas de productos.

Estructura de la organización.

Mercadotecnia.

Precios.

Finanzas.

Relaciones Laborales.

Investigación y desarrollo.

Ingeniería.

Las estrategias anteriores se proporcionan al diseñador de los sistemas de control gerencial, para que a partir de las mismas establezca los procedimientos y los métodos de control, estableciendo procedimientos y un sistema de información para anticipar errores, desviaciones y fallas en el plan, con objeto de prevenirlos o corregirlos en forma permanente.

El establecimiento de las estrategias forma parte de la FORMULACION DE POLITICAS, en oposición a la ADMINISTRACION. La formulación de políticas se refiere a la planeación a largo plazo. La administración a las operaciones corrientes.

La elección de la estructura de la organización cae en el ámbito de la planeación estratégica, aúnque está parcialmente determinada por las consideraciones del control.

Las actividades repetitivas como preparación de listas de raya, inventarios, distribución y producción de la línea, requieren muy poca planeación una vez que los procedimientos para llevar a cabo las actividades han sido preparados y aprobados. En este caso los sistemas administrativos se enfocan predominantemente sobre análisis de variancia.

1.4 Nacimiento de un Proyecto.-

Como se establece en la teoría de la administración, -

Las actividades administrativas son:

++ La Planeación

++ La Organización

++ La Integración

++ La Dirección

++ El Control

Las actividades anteriores se llevan a cabo durante el proceso de administración de un proyecto nuevo, en la forma siguiente:

1.- La Planeación.- Establecimiento de objetivos y metas generales del proyecto.

Estimación de los recursos generales necesarios:

Humanos

Financieros

Tecnológicos

Establecimiento de la estructura de la organización, existendo las siguientes alternativas:

a) Con recursos propios existentes.

b) Con recursos propios parcialmente nuevos

c) Con la misma estructura organizativa o con modificaciones menores.

d) Con una nueva estructura.

e) Con recursos de organización ajenas, total o parcialmente.

Análisis de los efectos que el nuevo proyecto va a tener en el futuro funcionamiento de la empresa.

2.- La Organización.- Establecimiento de la estructura que va a controlar el proyecto y sus relaciones con la organización existente:

Funciones:

Ingeniería

Construcción

Administración

Encargándose la Administración de:

Controles de materiales y equipo

Finanzas

Lista de Raya

Caja

Adquisiciones

Transportes

Control de contratistas

Capacitación, Etc.

Dentro de la actividad de organización que se distribuye entre las diferentes funciones, está la de preparar los manuales de organización y de procedimientos.

3.- La Integración.- Juntas de trabajo para formar equipo.

Participación del personal que estará a cargo del proyecto en la planeación de éste.

Juntas periódicas de revisión del avance de las diferentes áreas del proyecto, con el propósito adicional de mantener la integración.

Formación de comités específicos de personal de las tres funciones citadas, para la realización de determinadas tareas.

4.- La Dirección y el Control.- Establecimiento de los sistemas de retroalimentación para conocer el estado de avance de las actividades y los problemas surgidos, fuera de los planes establecidos.

Revisión periódica de las rutas críticas.

Preparación de curvas, reportes gráficos y preparación de información estadística del cumplimiento de todas las tareas, por excepción, en relación con:

a) Avance de Obra.
b) Entrega de planos e instructivos.
c) Entrega de equipos, materiales y herramientas.
d) Información sobre la contratación de personal.
e) Informes de costos.
f) Informes de egresos.
g) Estadísticas del personal.

12 l. 8

h) Estadísticas de accidentes de trabajo.

i) Informes periódicos del avance del proyecto.

j) Informes de pruebas de equipos.

k) Informes del seguimiento de equipos en fábrica.

l) Informes y estadísticas de equipo de transporte.

1.5 Fases de la Administración de Proyectos.-

La Administración de proyectos puede tener muy diferentes fases, según la importancia del mismo y según el organismo en que se origine. Además es muy común que en un proyecto se combine la acción de muy diferentes organizaciones que pueden jugar muy diferentes papeles en el desarrollo del mismo.

Partiremos de los casos más simples, para llegar a los más complejos. El caso más desarrollado lo representa un organismo completo de diseño y construcción que está organizado para el control de muchos proyectos simultáneamente y en que se están manejando el mismo tiempo proyectos en diversas etapas de su desarrollo.

La primera etapa la representa una empresa que decida su ampliación, a escala menor. En este mismo caso existen diferentes alternativas. La primera es que el Departamento que tenga que ver más con el proyecto se haga cargo de la dirección del proyecto, nombrando un Administrador del Proyecto, el cual tendrá autoridad para el desarrollo y puesta en servicio de las nuevas instalaciones. En todos los casos deberemos

analizar quien va a encargarse de las áreas principales del -- proyecto, éstas son:

Ingeniería del Proyecto.

++ Diseño conceptual.

++ Especificaciones del equipo principal.

++ Ingeniería de detalle.

++ Adquisición del equipo principal.

++ Adquisición del equipo complementario.

++ Preparación del Plan de la Obra.

++ Preparación de los programas generales, para la -- coordinación de la ingeniería, las adquisiciones y entregas, la construcción y el montaje.

Construcción.

++ Preparación del libro de compo para la construcción.

++ Adquisiciones de los equipos, herramientas y material de consumo. Seguimiento

++ Contratación del personal.

++ Establecimiento de los sistemas de control.

++ Realización de la construcción y el montaje.

Entrega a operación o producción.

++ Pruebas y puesta en servicio.

++ Operación inicial de las instalaciones.

++ Recpeción de las instalaciones para su operación y mantenimiento normales.

++ Preparación del Libro de Montaje.

Este Administrador del Proyecto coordinará los diferentes trabajos que tendrán que realizar los otros departamentos de la empresa en una forma equivalente a como funciona un subcontratista y complementará los recursos necesarios ya sea contatando personal propio o contratistas que a su vez podrán hacer todo el trabajo ellos mismos o con la ayuda de subcontratistas.

En cualquiera de las alternativas citadas se deberá procurar que los departamentos funcionales no se distraigan de sus labores fundamentales, este hecho dará la medida de la posibilidad de que colaboren con el proyecto.

Si la empresa tiene otros proyectos podrá en principio seguir el mismo método, nombrando otros Administradores de proyectos. Sin embargo, al ir aumentando la importancia y la variedad de los proyectos será conveniente análizar la conveniencia de cambiar la forma de organización.

En cualquiera de los casos puede que a una empresa le convenga desarrollar más una fase del proyecto para lo cual se encuentre mejor preparada, por ejemplo la Ingeniería, creando una Gerencia de Ingeniería para atender todos los nuevos proyectos que se están desarrollando y contratando la construcción y el montaje a otras empresas contratístas. O puede ser que el área que le convenga desarrollar sea la construcción y

el montaje creando una Gerencia de Construccion.

Nace así como siguiente paso un organismo de ingeniería y construcción, nombrando residentes de construcción para cada obra, que se encargan de llevar a cabo la realización del proyecto que coordina un organismo central. Sin embargo, esta organización puede también evolucionar hacia una organización descentralizada, con un Gerente General de Construcción que tiene Gerentes o Subgerentes funcionales, como son Gerente Civil, Mecánico, Eléctrico, etc., y lo mismo en el área de Ingeniería.

Es muy común también para empresas de ingeniería y construcción muy desarrolladas que exista un organismo central de ingeniería y de apoyo a la construcción, pero el control de los proyectos se realicen en forma descentralizada. Para ello se nombra un Administrador del proyecto que coordina los trabajos en general y quien tiene la responsabilidad total del proyecto, incluyendo, ingeniería y construcción, teniendo el apoyo logístico de una Gerencia funcional de abastecimientos. Para el control de las obras se nombra un Gerente de Construcción quien es responsable del proyecto en el sitio y con quien colabora un gerente administrativo.

Las relaciones, las líneas de autoridad y las coordinaciones pueden ser muy variadas, cambiando entre unas organizaciones y otras.

En estos casos es muy conveniente el empleo de los criterios de:

- Normalización.
- Especialización.
- Mecanización.
- Prefabricación.
- Modulación.

1-b Desglose de un proyecto por incisos:

Una vez que se conocen las características generales de un proyecto, es necesario proceder a la preparación del DESGLOSE DEL PROYECTO como paso preliminar para el análisis detallado del mismo y para el establecimiento de los controles técnicos y administrativos de avances, de hombres-horas, de recepción de equipos y materiales, etc., o sea que, en general, el desglose nos permite establecer los planes para el control de la calidad, el costo y el tiempo del proyecto.

Como ejemplo de lo anterior se puede poner la lista siguiente que formaría parte del desglose del proyecto de una subestación de alta tensión:

2 000 Obra Eléctrica

2 100 Transformadores de potencia

2 110 Vías de maniobra

2 120 Instalación de los transformadores

2 130 Instalación del transformador extra

2 140 Reactores de los neutros

2 200 Interruptores de potencia

2 210 De 85 kv

2 220 De 23 kv

2 300 Cuchillas desconectadoras

2 310 De 85 kv

2 320 De 23 kv

2 330 Portafusibles

1.- INTRODUCCION.-

En está sección veremos el método de Ruta Crítica que consiste en forma fundamental en lo siguiente:

1) Es una herramienta del coordinador de proyectos que sirve para definir y coordinar las actividades que deben de ser realizadas para cumplir con éxito y a tiempo, los objetivos y metas del proyecto.

2) Es una técnica que ayuda en la toma de decisiones, pero no toma las decisiones por sí misma.

3) Existen dos alternativas básicas en el uso de la Ruta Crítica que se analizarán con más detalle después: El C.P.M. (Critical Path Method) y el P.E.R. (Program Evaluation and Review Technique). La diferencia fundamental entre los dos procedimientos es que el primero asigna tiempos determinísticos a las actividades del proyecto y el segundo asigna tiempos aleatorios, basándose en la distribución BETA.

4) Es un método que permite al coordinador del proyecto dirigir su atención hacia:

a) Los problemas latentes que requieren solución.

b) Los procedimientos y ajustes en lo que se refiere al tiempo, los recursos el mejoramiento de la eficiencia, que permitan mejorar la capacidad que se tiene para cumplir con los objetivos propuestos.

Los pasos para Planear y Programar un proyecto son los siguientes:

1) Hacer una relación cuidadosa del trabajo a efectuar, a partir de los planos, especificaciones, memorias y condiciones del proyecto.

2) Separar el trabajo en sus partes principales, analizando que CALIDAD se requiere en cada una de ellas.

3) Hacer el estudio de métodos, tiempos y movimientos de cada una de las actividades a realizar, para encontrar el procedimiento más adecuado para llevar a cabo cada actividad y conocer la suma de recursos que se van a necesitar para su ejecución, asignando TIEMPOS a cada actividad finalmente.

4) Establecer la secuencia lógica necesaria entre las diferentes actividades.

5) Asignar los RECURSOS disponibles a las diferentes actividades.

6) Calcular las fechas limite de inicio y terminación de todas y cada una de las actividades del proyecto.

7) PROGRAMACION de las fechas de inicio y terminación de cada una de las actividades, dentro de sus límites de tiempo, y de acuerdo con los RECURSOS disponibles.

8) Analizar el tiempo total resultante para dar terminación total del proyecto o de una de sus partes, sí así se requiere para ver si es mayor, igual o menor que el requerido. En caso de que el resultado no sea satisfactorio hacer una nueva Planeación y Programación.

9) Calcular los costos Directos e Indirectos del proyecto. En caso de que el costo no se considere adecuado, hacer una nueva planeación y programación o llegar a la conclusión de que el proyecto no es factible.

Diagramas de Flechas.-

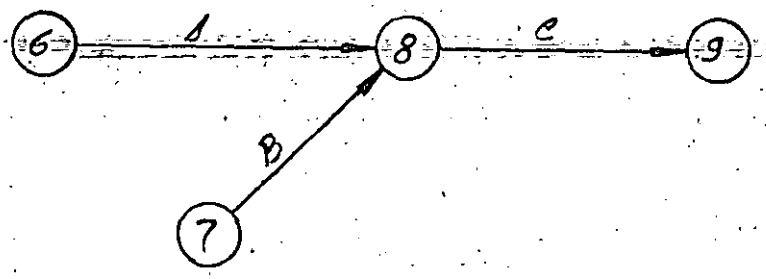
El Diagrama de Flechas es un modelo lógico del programa. En este diagrama cada flecha representa a una diferente actividad. La longitud de cada flecha no tiene importancia ni tampoco su dirección. La cola de la flecha representa el principio de la actividad y su punto el fin de la misma. Como se trata de un modelo lógico, la escala con que se dibuje el tamaño de la flecha no tiene importancia.

Para sacar provecho de los diagramas de flechas en necesario prepararlos siguiendo una serie de convenciones y reglas. Unos autores recomiendan unas, otros recomiendan otras y la práctica otras más, habiendo en conjunto muchas reglas comunes en las que todos están de acuerdo.

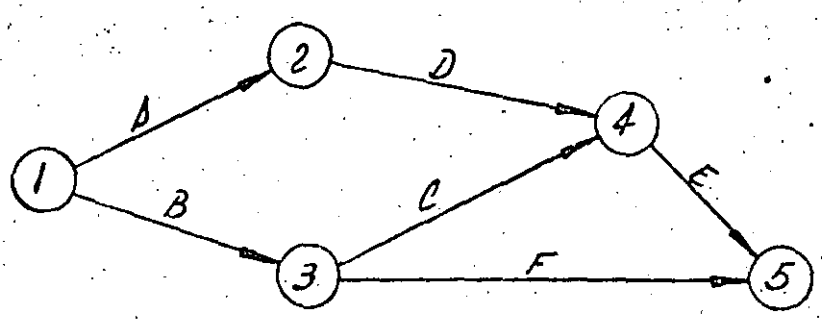
Estas reglas, por otra parte, van cambiando con el tiempo, a medida que se van desarrollando nuevos métodos o se ----

crean nuevos programas para la solución de estos problemas, -- por medio de computadoras eléctronicas. En nuestro caso las - reglas que van a ser empleadas son las siguientes:

Regla 1º. Las actividades se representan por medio de flechas. Las actividades quedan limitadas por nodos o EVENTOS que son acontecimientos que tienen lugar cuando terminan una o varias de las actividades que concurren a ese nodo o evento.



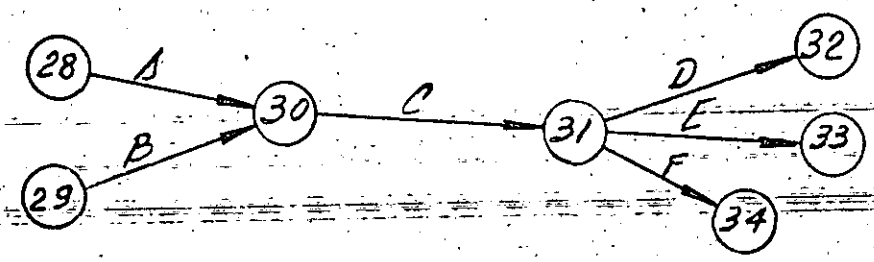
Regla 2. Se usa una flecha y sólamente una para repre-- sentar cada actividad, no teniendo ninguna importancia ni significación la longitud, la forma y el sentido de cada fecha. La cola representa el comienzo de la actividad y la punta - el final de la misma.



Regla 3. Cada flecha o actividad queda denominada de acuerdo con el nodo que la antecede y que la precede y la descripción de la actividad se coloca sobre la flecha misma. En el diagrama anterior la actividad "A" se denomina (1-2).

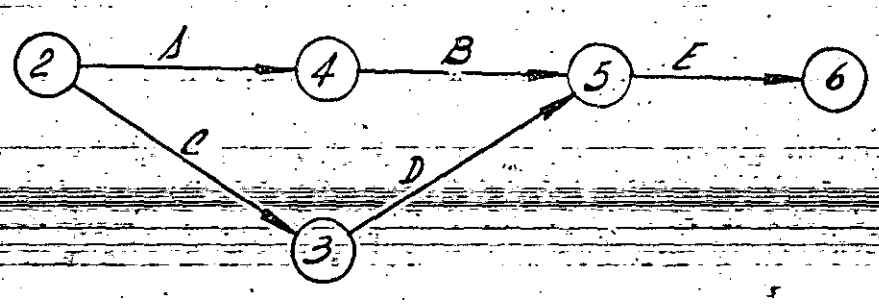
Regla 4. Para dibujar el diagrama de flechas de un proyecto lo más práctico es dibujar todas las flechas correspondientes a las actividades iniciales y avanzar hacia adelante, siguiendo la lógica del programa y estableciendo sistemáticamente todas las relaciones lógicas que existen entre las diversas actividades, hasta llegar a la actividad final.

Regla 5. A los nodos en que concurren más de una actividad se les denomina "CONCURRENTES" y a aquellos de los que parten más de una actividad, se les llama DIVERGENTES.

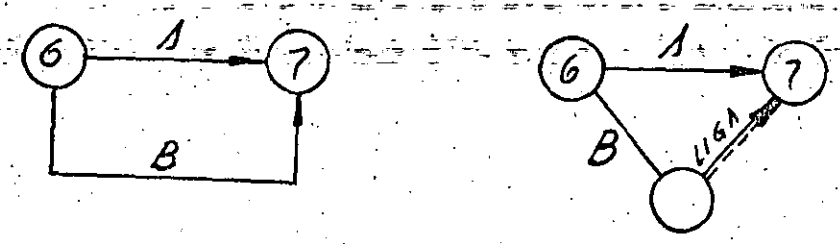


Regla 6. Antes de que una actividad pueda comenzar se deben haberse terminado todas las actividades que concurren al nodo donde dicha actividad comienza. Así, por ejemplo, en la figura siguiente la actividad (5-6) no puede ser comenzada -

mientras no se terminen las actividades (4-5) y (3-5).



Regla 7. Como según la Regla 2 no podemos representar a dos actividades con los mismo números y en muchos casos ocurre que hay dos actividades y sólo dos que comienzan en un mismo nodo y terminan en un mismo nodo, se utilizan las "FLECHAS DE LIGA", adicionales, que no tienen duración, pero si tienen utilidad para dar una secuencia lógica al diagrama de flechas.



Regla 8. En algunos casos es conveniente poner el prin

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 decontacto.

5.- Oxidaciones y cambio de color son síntomas de superficies insuficientes de contacto.

6.- Superficies insuficientes de contacto pueden mostrar puntos de arqueo.

7.- Superficies insuficientes de contacto pueden carbonizar los extremos del tubo del fusible.

8.- Mala instalación de los eslabones fusibles, pueden también carbonizar los extremos del tubo del fusible.

E.- Tableros de Distribución tipo fusible con circuitos ligeramente sobrecargados y con excesivo calor .....

La solución es sustituir los fusibles por fusibles K5, los cuales operan fríos.

F.- La sección del portafusible no es la adecuada al fusible.

G.- Fusibles en lugares con exceso de calor, por ejemplo cerca de cal

deras u otras fuentes de calor .....

La sugerencia es sutituir esos fusibles por fusibles K5.

H.- Vibraciones. .....

Las cuales afectan tremendamente a los eslabones de los fusibles 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 seleción adecuada.

A.- Cuando debe recomendarse un fusible "H" (un tiempo).

En cirucuitos derivados donde estos son la mayor partida a proteger y las corrientes nominales a través de los fusibles no están cerca de la capacidad nominal del fusible y donde no se esperan fallas frecuentes.

B.- 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 obrener 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.- Cuando 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.- Cuando se debe recomendar fusibles limitadores clase "J ó L".

1.- Cuando se tienen niveles de corrientes de cortocircuito mayores- de 100,000 amperes. Estos fusibles interrumpirán seguro y 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 acompañado por una interrupción mucho muy rápida.

3.- Cuando la capacidad del fusible excede de 600 amps. ya que estos fusibles son los únicos disponibles y con normas NEMA.

E.- Cuando se deben recomendar Fusible Miniatura.

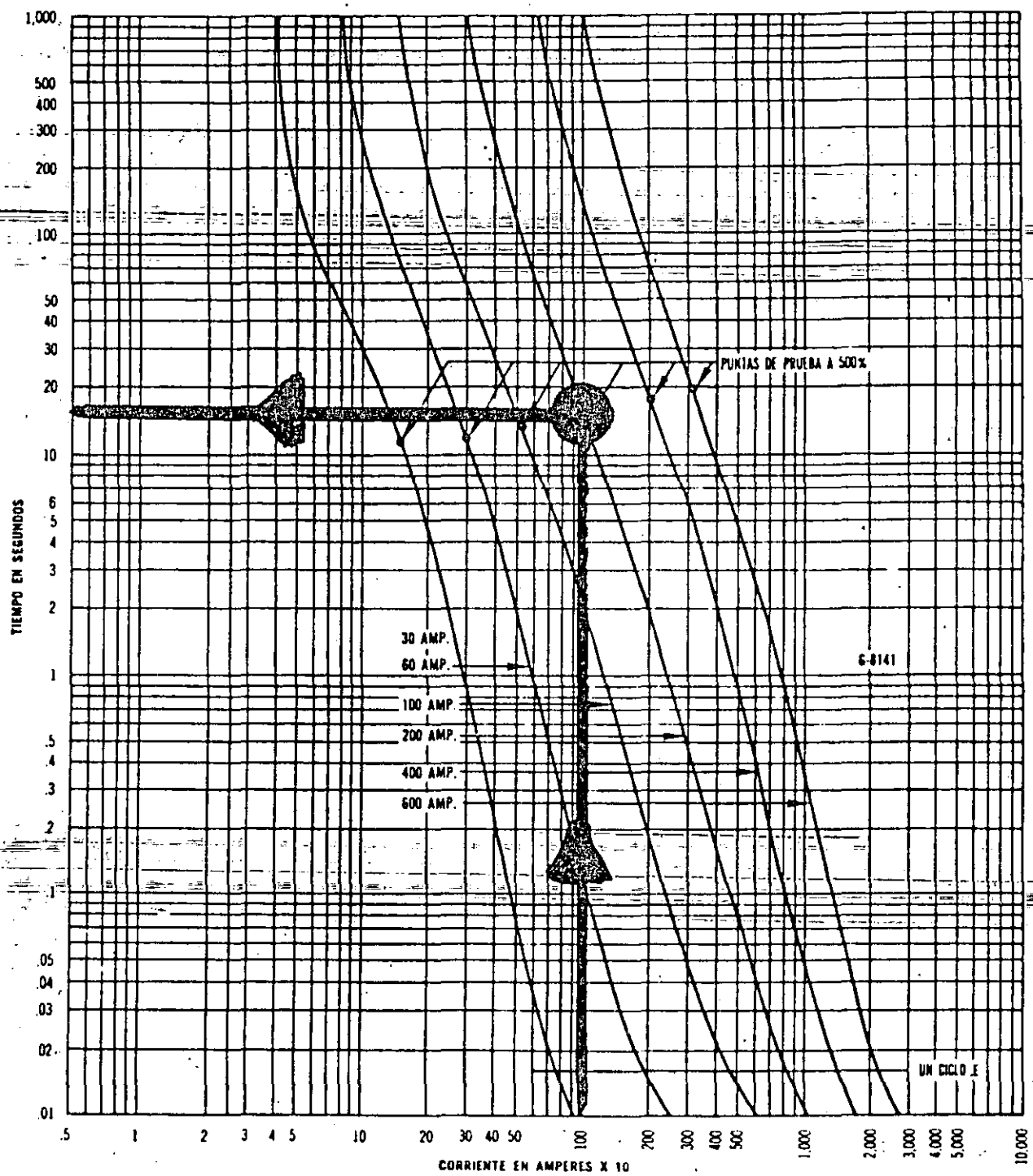
Estos fusibles miniatura se construyen en las siguientes dimensiones - Ø = 13/32" 1 = 1-½" pudiendo ser de un tiempo, doble elemento, renovables y limitadores, pudiendose utilizar donde el factor espacio es primordial y donde la capacidad máxima en amperes no desea mayor de 30 -- Amps., y es específico para protección interior de circuito de control (arrancadores, Interruptores, étc.).

CLASE
1330

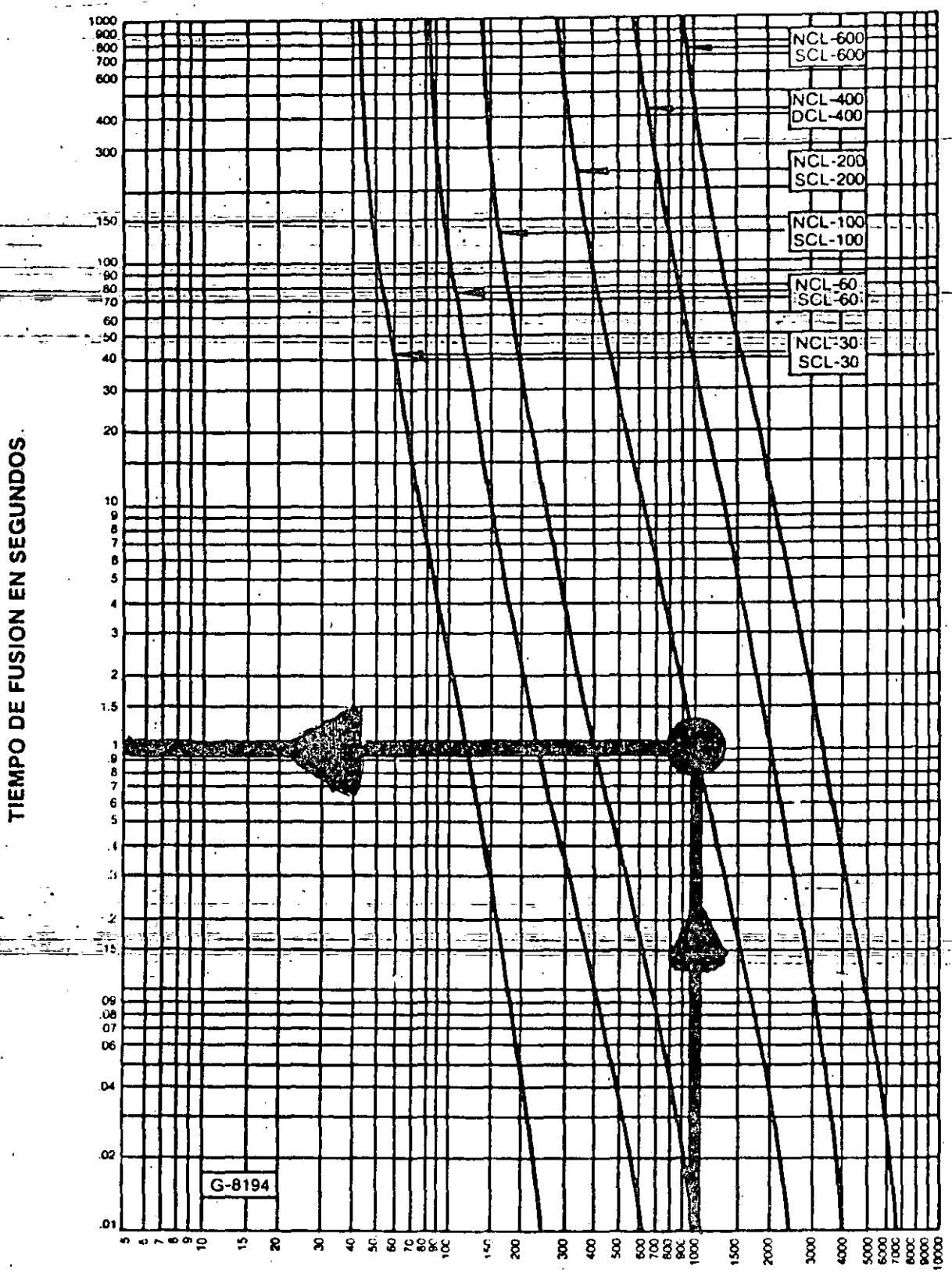
Fusibles de Cartucho Econ® de Doble Elemento
Con Retraso de Precisión y Capacidad Interruptiva de 200,000 Amperes RCM

ECS **CLASE RK 5** 12b

CURVAS CARACTERISTICAS PROMEDIO TIEMPO-CORRIENTE - 0 a 600 Amp. 600 Volts. (20)

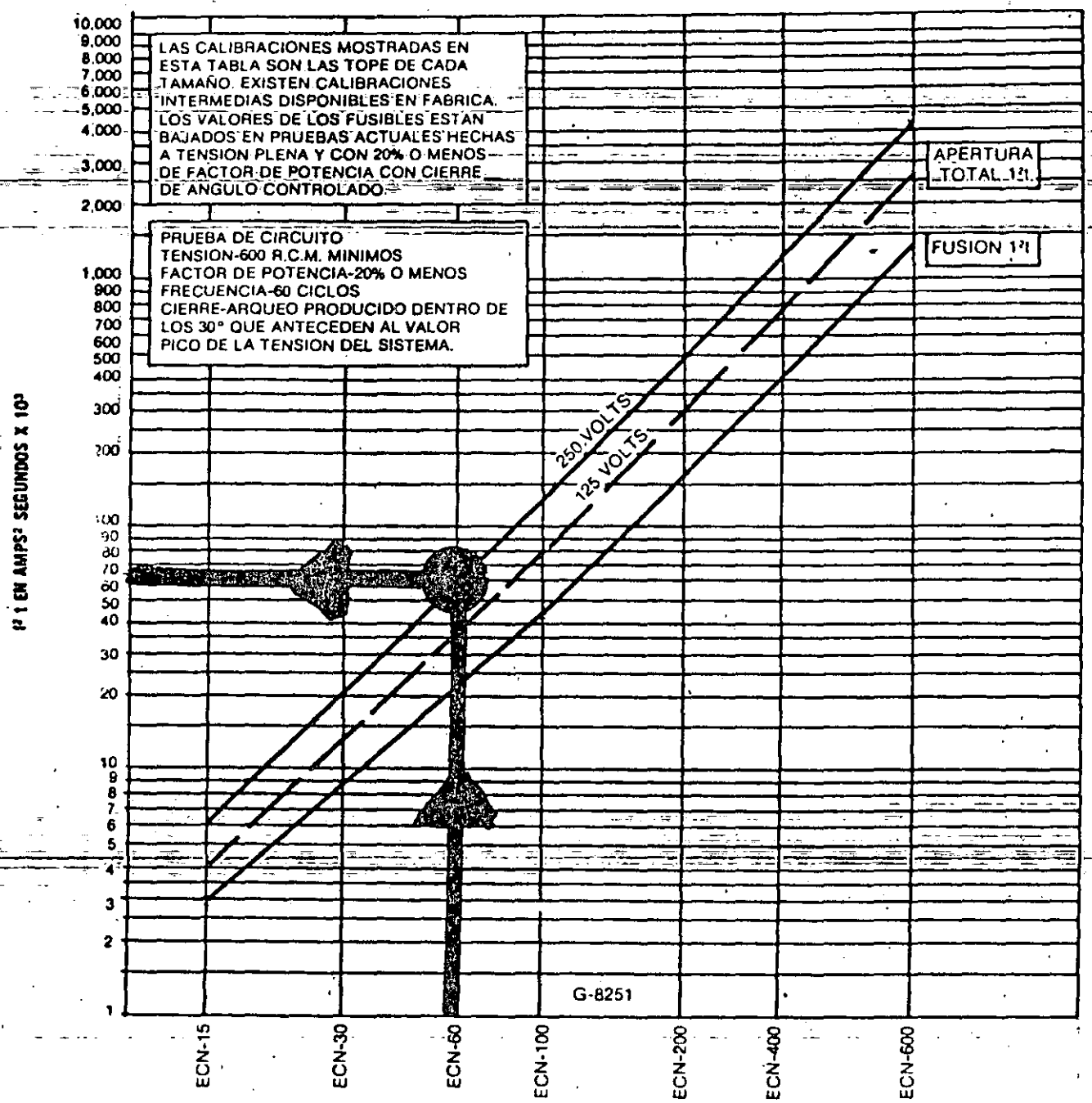


Fusibles Limitadores de Energía
Símbolo NCL y SCL. Clase K-1 de U.L.



CORRIENTE SIMETRICA EN AMPS. R.C.M.
CURVA CARACTERISITICA TIEMPO/CORRIENTE

Fusibles de Cartucho Econ de Doble Elemento Símbolo ECN 250 Volts. Clase K-5 de U.L.

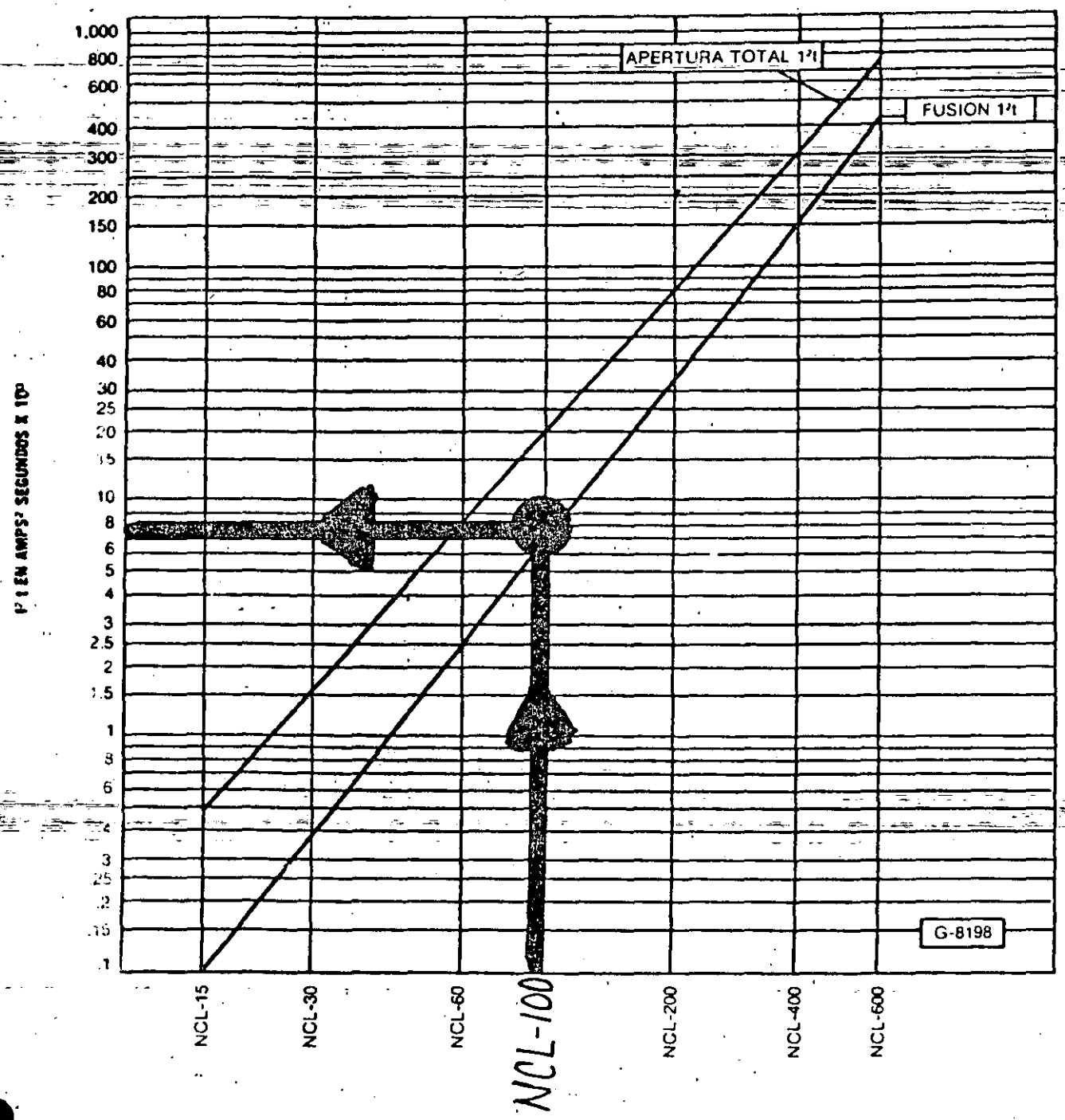


CALIBRACION DEL FUSIBLE EN AMPERES
ENERGIA TOTAL DE FUSION E INTERRUPCION I² t (AMPS² SEGUNDOS)

Fusibles Limitadores de Energía Econolim
Símbolo NCL. Clase K-1 de U.L.

13a

(23)



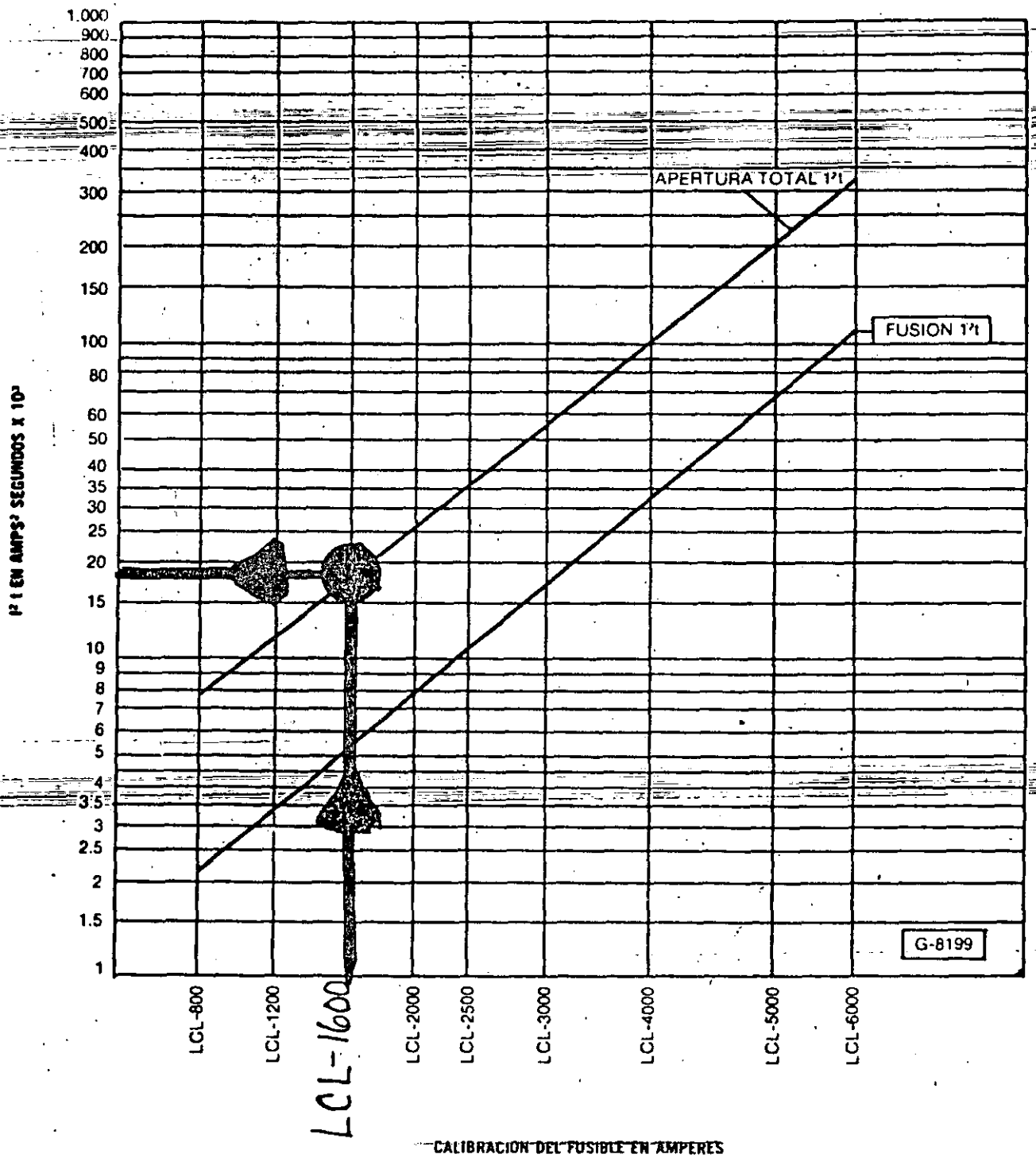
CAPACIDAD DEL FUSIBLE EN AMPERES
ENERGIA TOTAL DE FUSION E INTERRUPCION I² t (AMPS² SEGUNDOS)
BASADO EN CORRIENTE DISPONIBLE DE 100 000 AMPS. R.C.M. A LA TENSION NOMINAL

Fusibles Limitadores Econolim
Símbolo LCL. Clase L de U.L.

FPE

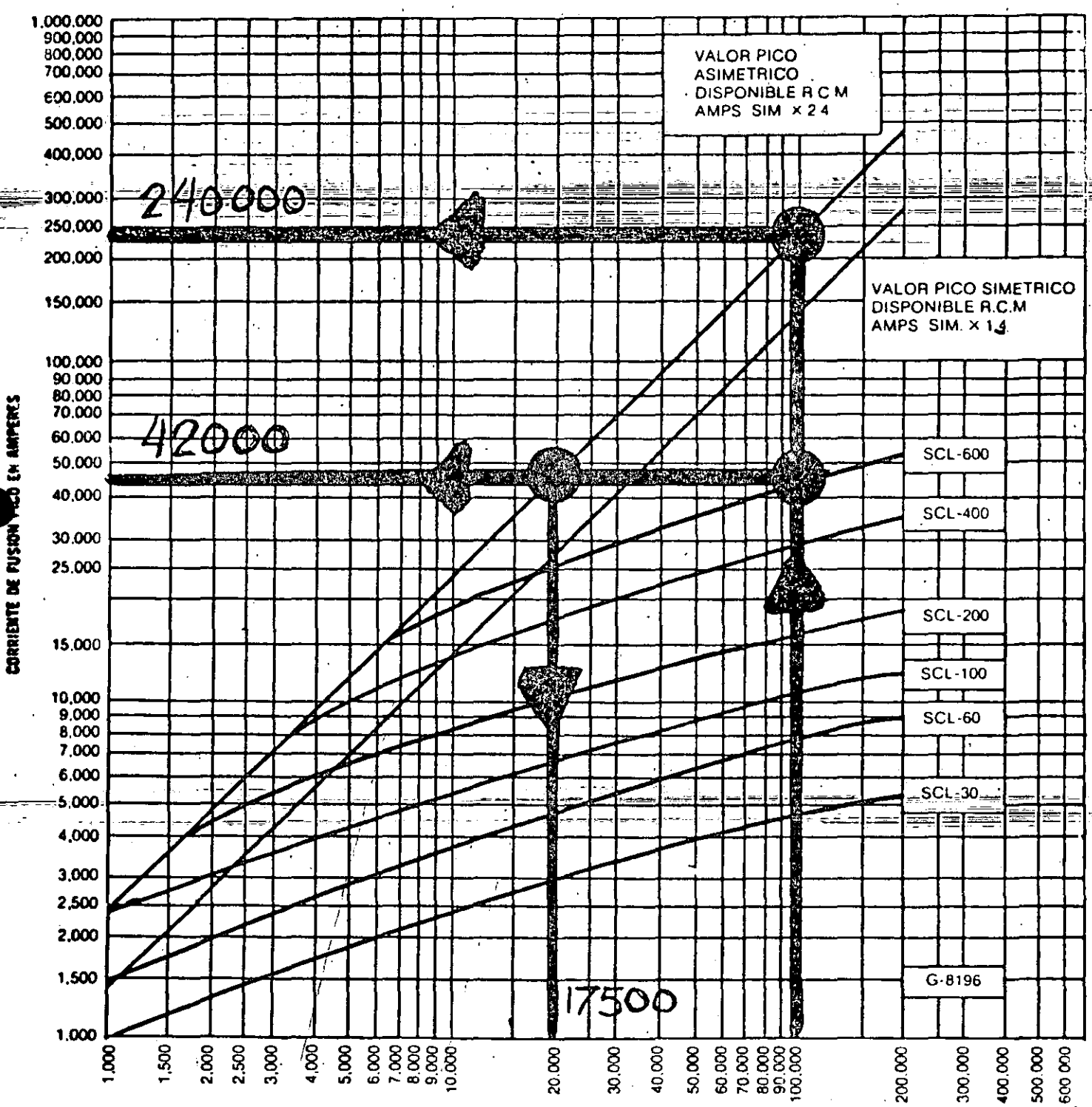
13b

(24)



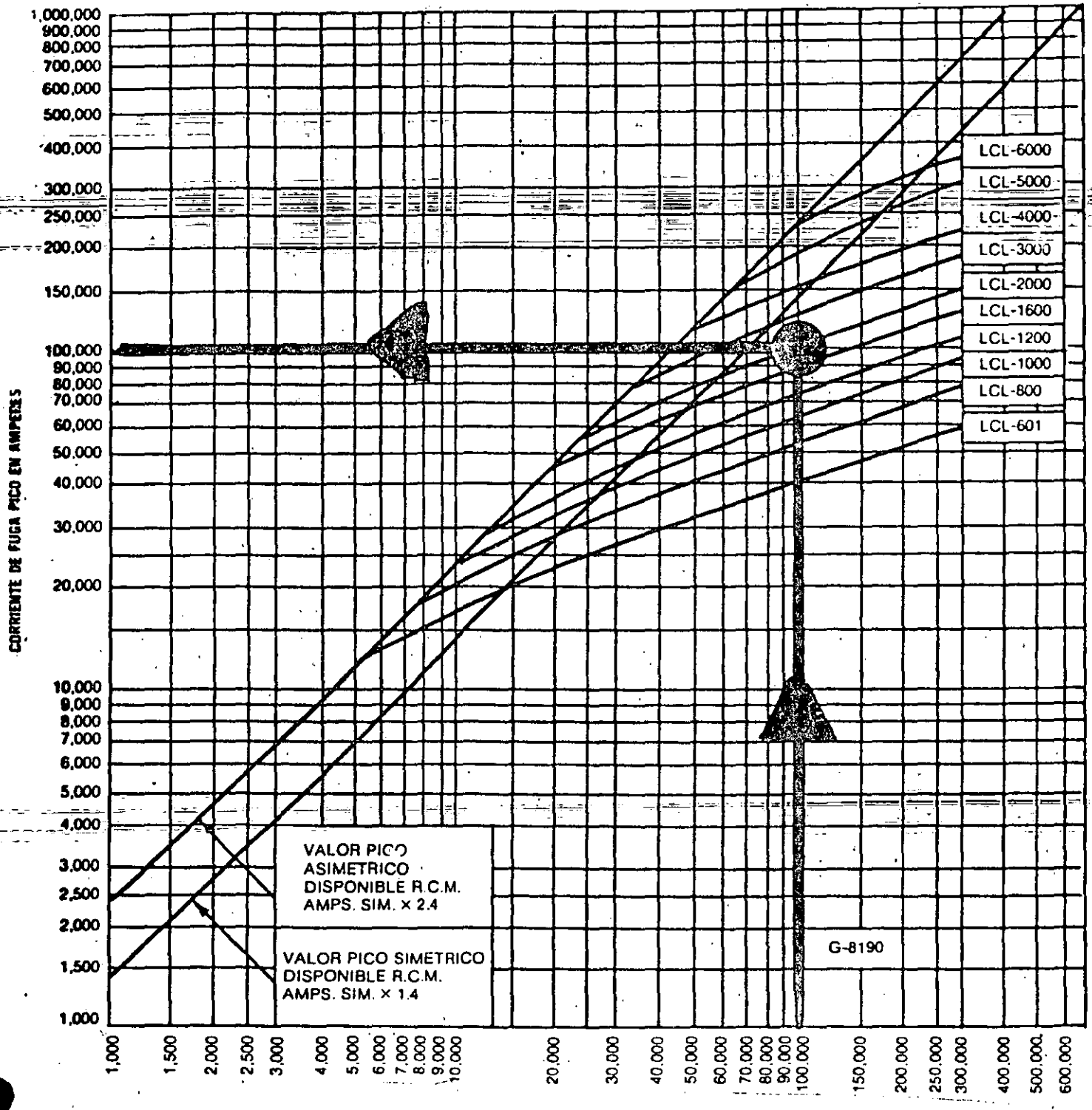
CALIBRACION DEL FUSIBLE EN AMPERES
ENERGIA TOTAL DE FUSION E INTERRUPCION I² t (AMPS² SEGUNDOS)
BASADOS EN CORRIENTE DISPONIBLE DE 100 000 AMPS. A LA TENSION NOMINAL

Fusibles Econolim Limitadores de Energia
Símbolo SCL 600 Volts. Clase K-1 de U.L.



CORRIENTE SIMETRICA DISPONIBLE EN AMPS. R.C.M.
CORRIENTE DE FUGA PICO DE FUSIBLES SCL DURANTE LA INTERRUPCION

Fusibles Limitadores Econolim
Símbolo LCL. Clase L de U.L.



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

FUSIBLES TIPO TAPON

BASE EDISON

1. 125V.C.A.
2. 0-30 AMPS.
3. NO INTERCAMBIABLE

BASE S

1. RETARDO DE TIEMPO 200% 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 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.

CLASE G

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.

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. 601 - 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 500%
6. NO RENOVABLES.
7. ETIQUETADO COMO LIMITADOR DE CORRIENTE.

PROTECCION AL MOTOR.

NEC. TABLAS 430-148 -149 -150 INDICAN QUE EL FUSIBLE QUE PROTEGE EL CIRCUITO DERIVADO DEL MOTOR, NO DEBERA EXCEDER EL PORCENTAJE DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA SIGUIENTE:

CUANDO LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR ES:

MENOR DE 9 AMPERES	170%
9.1 AMPERES - 20 AMPERES	156%
MÁS DE 20 AMPERES	140%

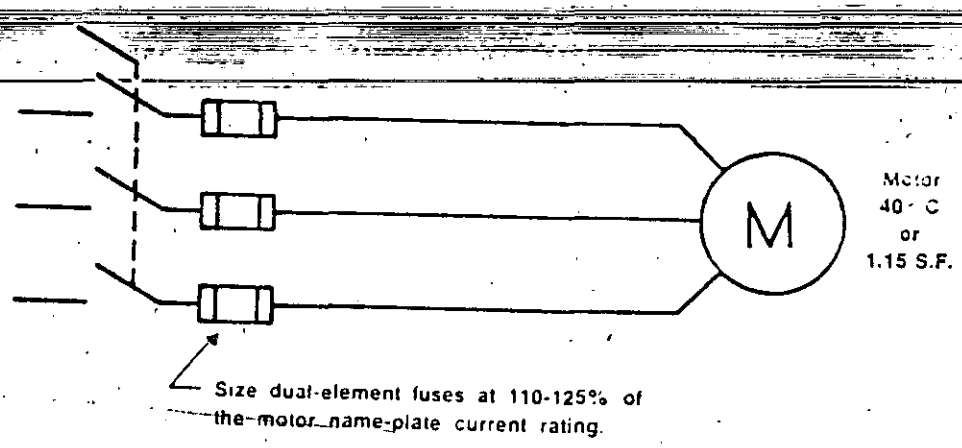
CORRECCION POR TEMPERATURA (FUSIBLE DOBLE ELEMENTO).

EL FUSIBLE ESTA DISEÑADO PARA OPERAR AL 100% DE SU CORRIENTE NOMINAL ENTRE 70 A 80 °F DE TEMPERATURA AMBIENTE, UN AMBIENTE A MAYOR TEMPERATURA REQUIERE DE CORREGIR EL VALOR DE LA CORRIENTE NOMINAL, CADA FABRICANTE DISPONE DE TABLAS PARA ELLO.

PROTECCION AL MOTOR

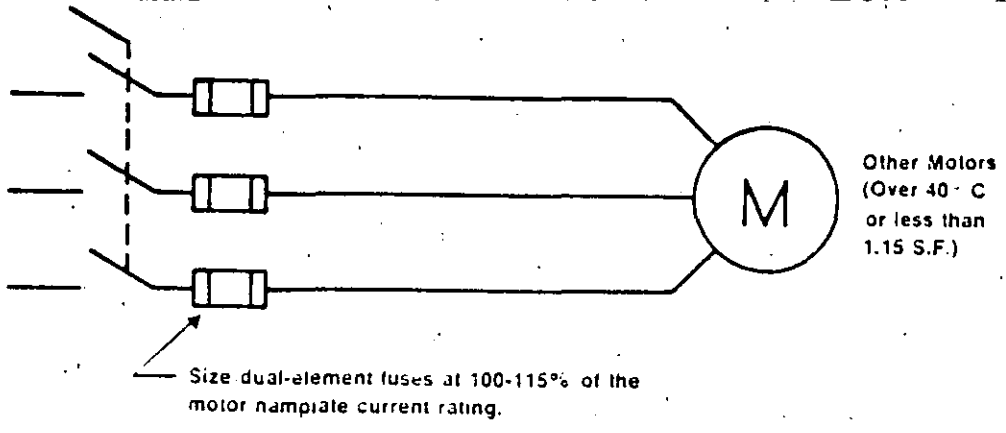
PARA MOTORES DE 40°C O 1.15 F.S.

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.

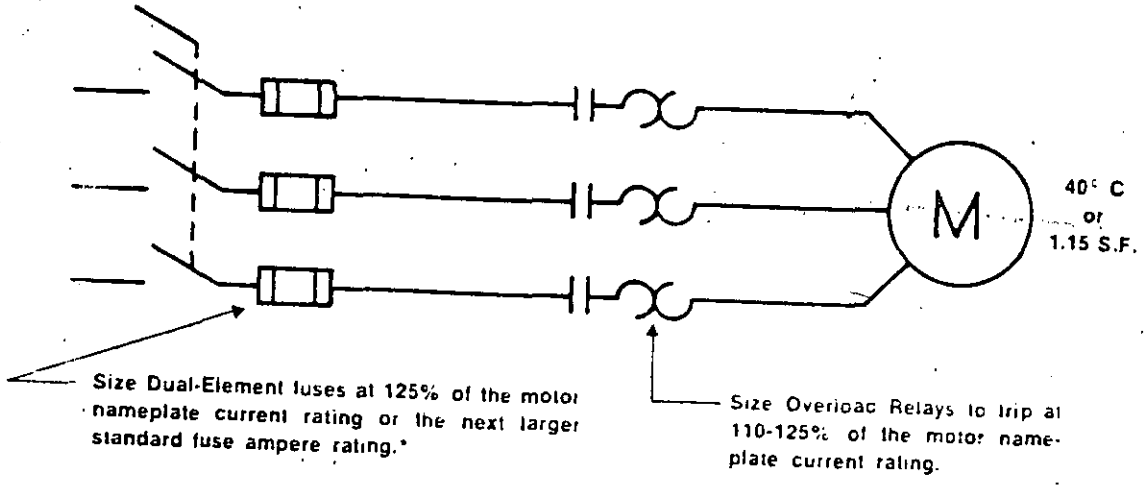


PROTECCION AL MOTOR

PARA MOTORES DE 40°C O 1.15 F.S.

RELEVADOR TÉRMICO DE SOBRECARGA.- DEBERÁ DISPARAR A 110-125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR.

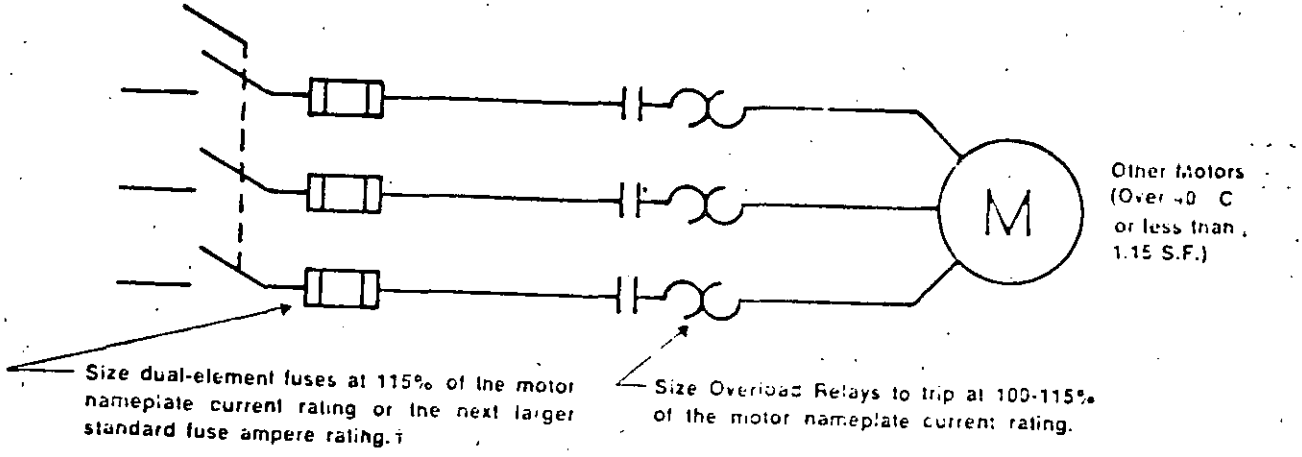
FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERÁ SER 125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR O LA SIGUIENTE CORRIENTE NOMINAL ESTANDARD DEL FUSIBLE.



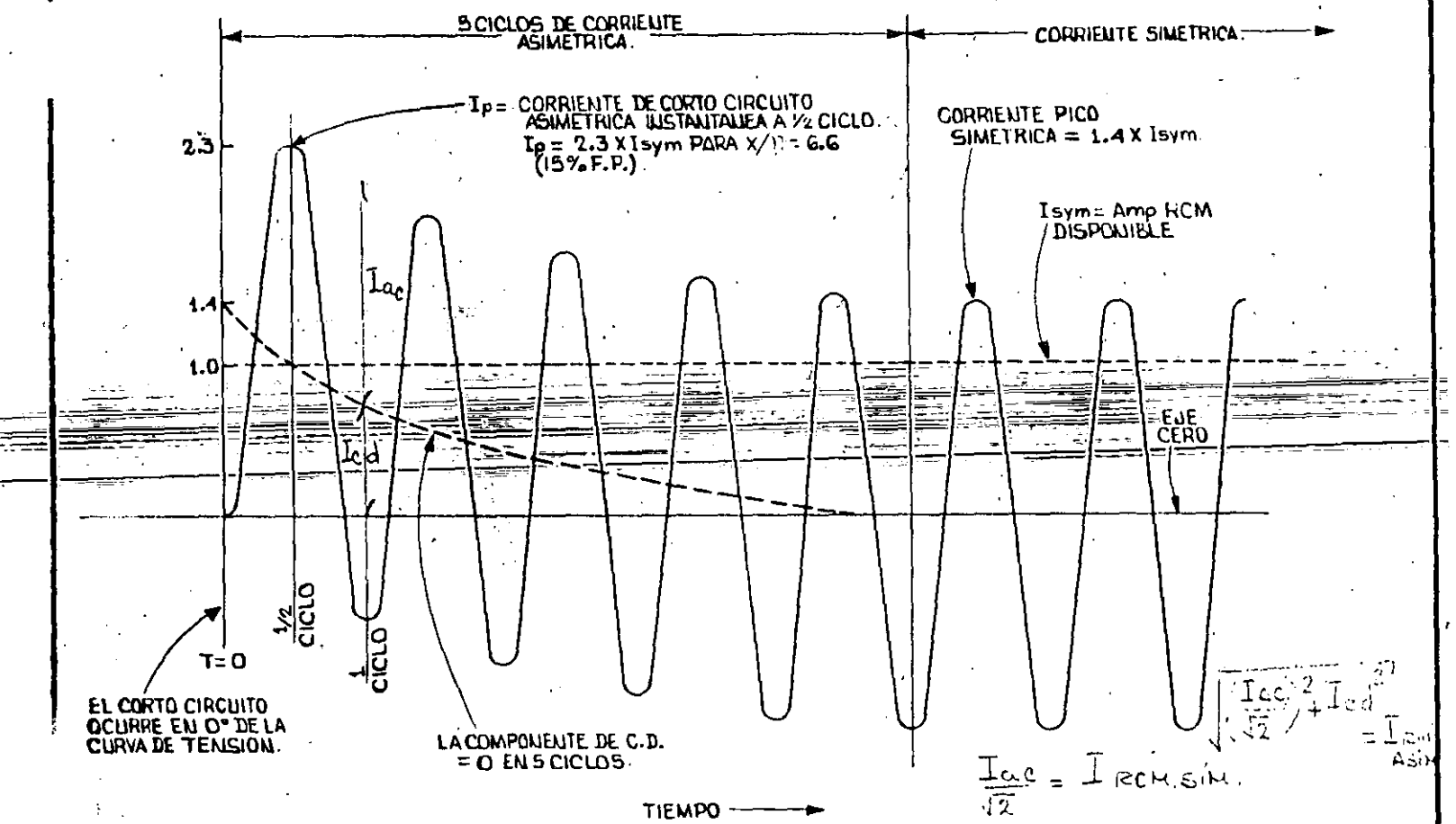
OTROS MOTORES DE MAS DE 40°C O FACTOR DE SERVICIO MENOR A 1.15 F.S.

RELEVADOR TÉRMICO DE SOBRECARGA.- DEBERÁ DISPARAR A 110-125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR.

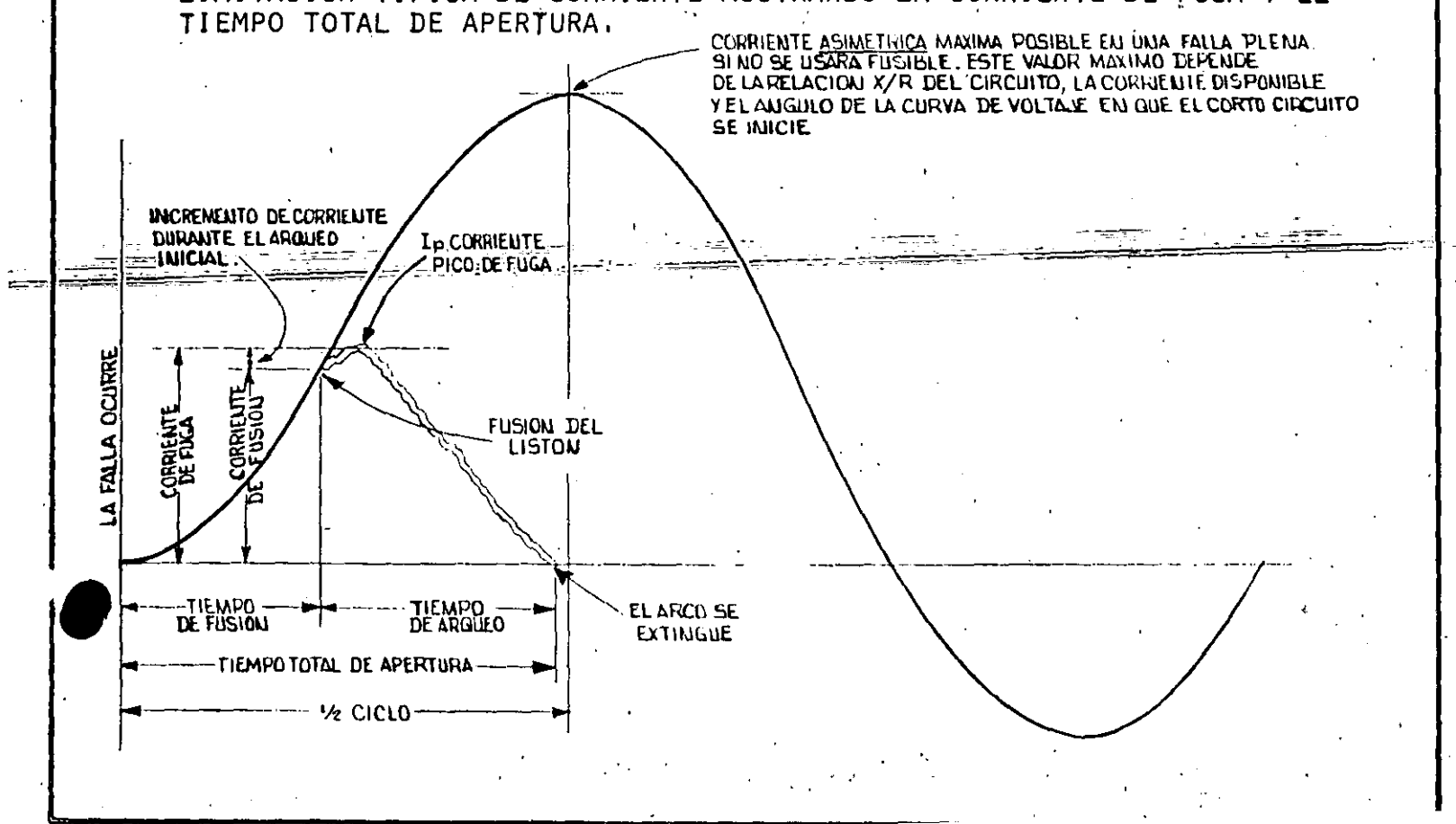
FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERÁ SER 115% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR O LA SIGUIENTE CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE.



CORRIENTE DE FALLA ASIMETRICA: CIRCUITO CON RESISTENCIA Y REACTANCIA



LIMITACION TIPICA DE CORRIENTE MOSTRANDO LA CORRIENTE DE FUGA Y EL TIEMPO TOTAL DE APERTURA.



LIMITADOR DE CORRIENTE

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 SIMETRICA.

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 UNICAMENTE)
0 - 30 AMPS.	800 AMPS.
31 - 60 AMPS.	1200 AMPS.
61 -100 AMPS.	1600 AMPS.
101 -200 AMPS.	2000 AMPS.
201 -400 AMPS.	3000 AMPS.
401 -600 AMPS.	4000 AMPS.
	5000 AMPS.
	6000 AMPS.

*LAS DIMENSIONES DEL CARTUCHO DEL FUSIBLE VARIAN CON FUSIBLES DE 250 A, 600 VOLTS, PESE A QUE SEAN DE LA MISMA CORRIENTE NOMINAL.

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

ANEXO AL TEMA:

"PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES"

Ing. Enrique Orozco López
Ing. Raúl Méndez Albores

SEPTIEMBRE, 1984

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 pri piso De Cuauhtém 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 A Postal M-2285

PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Ing. Enrique Orozco López
Ing. Raúl Méndez Albores
Cía de Luz y Fuerza del Centro
Departamento Laboratorio
Area de Investigación Aplicada

1.- INTRODUCCION

La protección de los equipos eléctricos contra descargas atmosféricas, impone la necesidad de utilizar dispositivos de protección adecuados para limitar la magnitud de las sobretensiones (y sobrecorrientes) y de esta manera definir niveles de aislamiento más bajos, que sean capaces de soportar esto límite de sobretensión durante la vida útil de los equipos eléctricos.

El apartarrayos, es sin lugar a dudas, uno de los dispositivos de protección más importantes que se utiliza en los sistemas eléctricos,para asegurar la continuidad de servicio, a pesar de la frecuente aparición de sobretensiones originadas por la presencia de descargas atmosféricas.

Las descargas atmosféricas producen sobretensiones de tipo externo en los sistemas eléctricos, dichas sobretensiones se deben básicamente a la acumulación de grandes cantidades de carga eléctrica en las líneas aéreas, por la ocurrencia de los rayos. Las descargas atmosféricas pueden caer directamente a las líneas (siendo un caso poco frecuente debido a que las líneas normalmente poseen protección con hilos de guarda) y cuando esto sucede, la carga eléctrica se acumula directamente sobre dicha línea. La acumulación de carga también puede originarse por el fenómeno de inducción electrostática, debido a la presencia de campos eléctricos entre las nubes y tierra durante una tormenta o por descarga directa sobre el hilo de guarda.

Existen varias teorías que tratan de explicar el mecanismo de cargas eléctricas de una nube, sin embargo, casi todas ellas coinciden en aceptar que la acción del viento sobre las partículas de hielo o agua que forman la nube, constituye una máquina electrostática gigante que carga la nube.

Cabe mencionar que en el momento que acontece una descarga atmosférica (ya sea directa o por inducción), la onda de sobretensión resultante se divide en dos ondas viajeras que se propagan en ambas direcciones, a una velocidad cercana a la luz; tal como se muestra en la Fig. 1 y se puede expresar de la forma siguiente:

$$V = 1/2 \; Zo \; Ic$$

donde Ic, es el valor de cresta de la corriente del rayo y $Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$, es la impedancia característica de la línea.

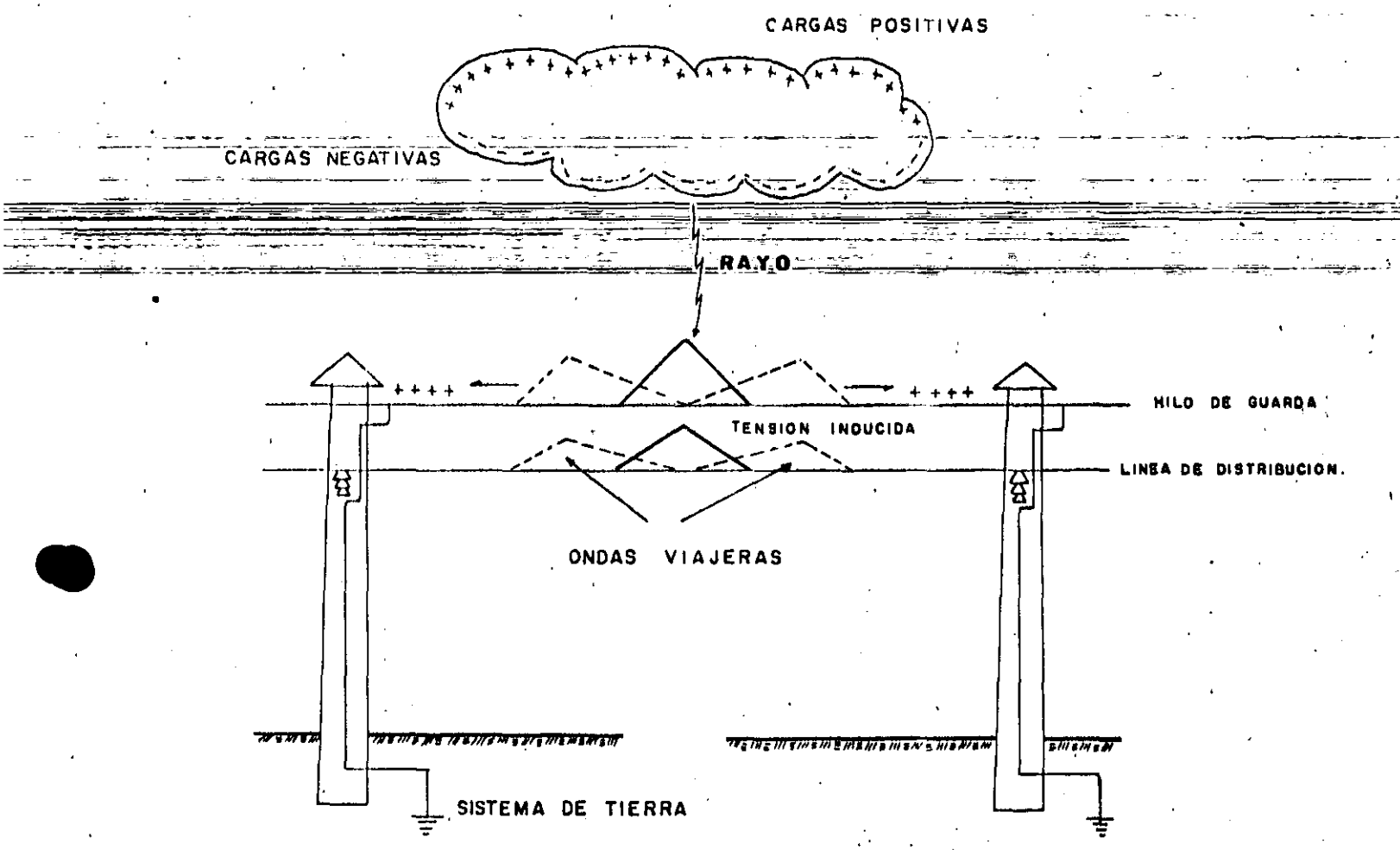


FIG. 1.- ONDA DE SOBRETENSION RESULTANTE, DEBIDO A UNA DESCARGA ATMOSFERICA SOBRE EL HILO DE GUARDA.

La cantidad de carga que viaja a lo largo de la línea constituye una onda viajera de corriente y voltaje, dicha onda se ve distorsionada por pérdidas de energía, debido básicamente a: pérdidas en el conductor, pérdidas por conducción a tierra, pérdidas dieléctricas en los aisladores, radiación electromagnética y efecto corona.

La distribución de la carga eléctrica y su velocidad de propagación, son de tal magnitud que la onda de tensión puede llegar a tener frentes demasiados escarpados; siendo el tiempo de frente para una onda completa de descarga del orden de 1 a 20 μs. Las descargas atmosféricas directas pueden llegar a producir sobretensiones del orden de muchos millones de Volts con corrientes de

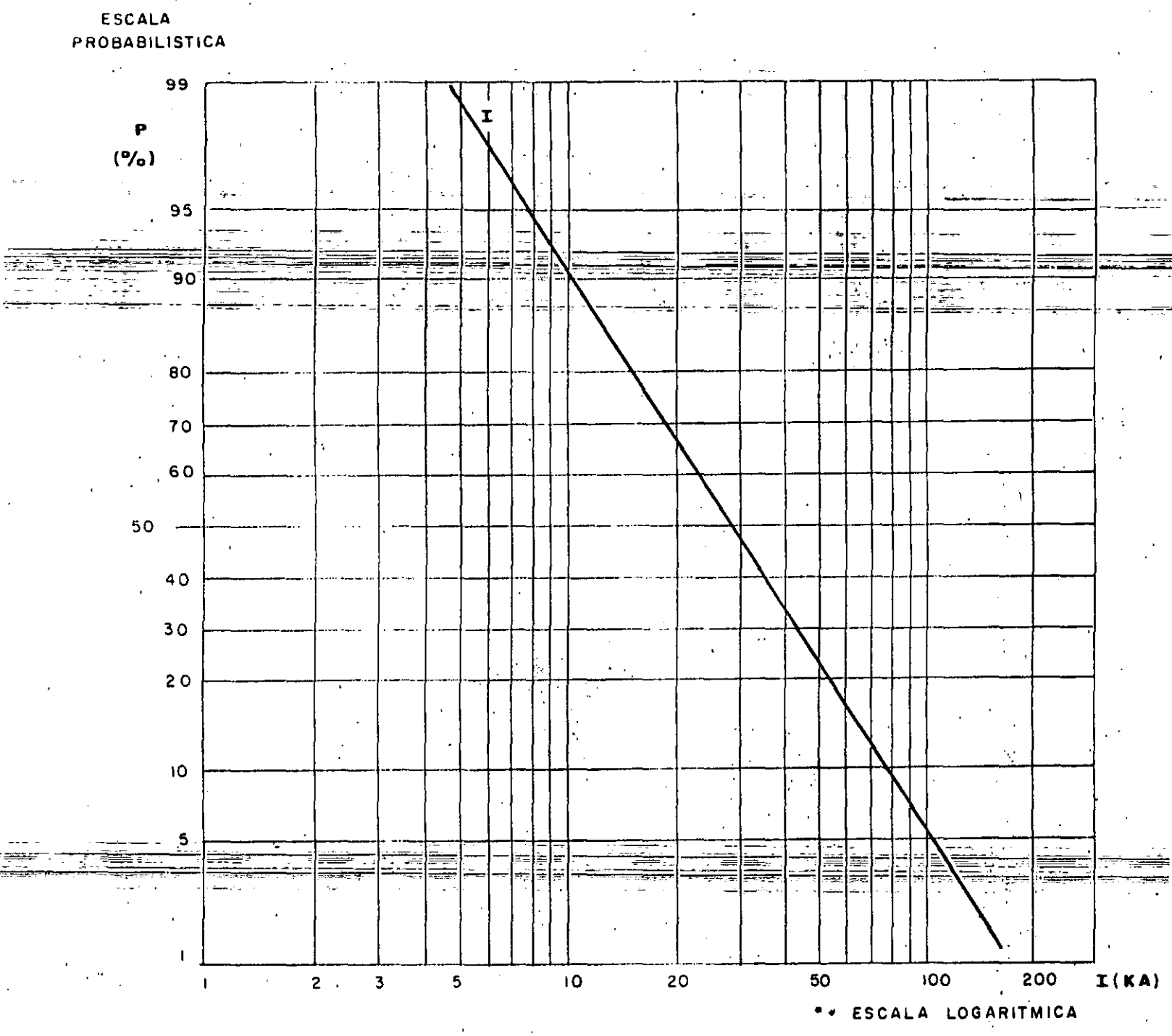


FIG. 2.- CURVA TIPICA DE PROBABILIDAD DE QUE CAIGA UN RAYO CON DETERMINADO VALOR DE CORRIENTE.

descargas de muchos miles de Amperes (A); experimentalmente se ha encontrado que el valor medio de la distribución de la corriente medida es alrededor de 30 kA, tal como se muestra en la Fig.2. Para el caso de sobretensiones por inducción, producen solamente algunos cientos de miles de Volts con corrientes de descargas del orden de 50 a 2000 A.

La forma normalizada de la onda de tensión se expresa como 1.2/50 µs, donde 1.2 µs es el tiempo de frente y 50 µs es el tiempo de cola, tal como se muestra en la Fig. 3.

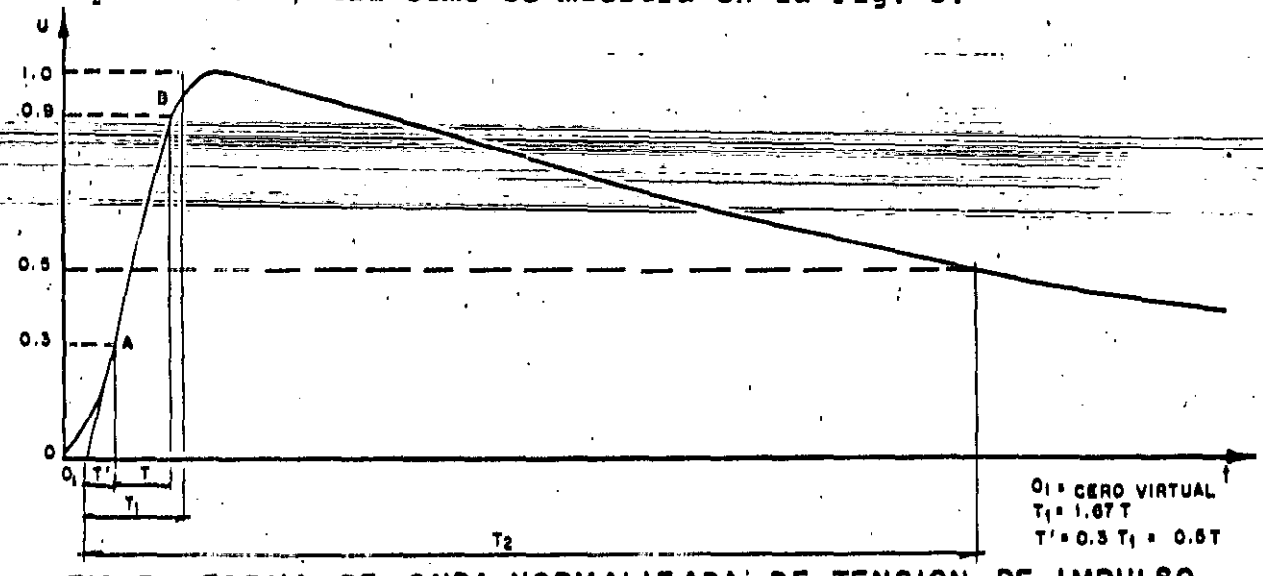


FIG. 3.- FORMA DE ONDA NORMALIZADA DE TENSION DE IMPULSO $T_1 = 1.2\ \mu s / T_2 = 50\ \mu s$

La forma normalizada de la onda de corriente, se expresa como 8/20 µs donde 8µs es el tiempo de frente y 20 µs es el tiempo de cola; tal como se observa en la Fig. 4.

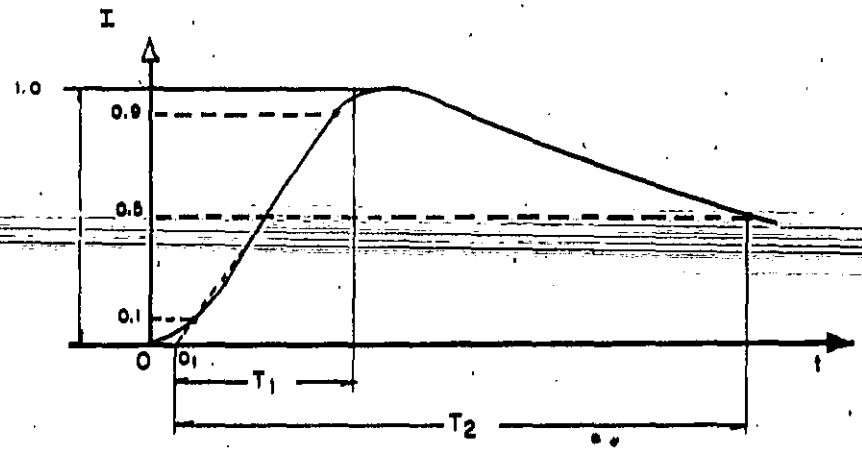


FIG.4.- FORMA DE ONDA NORMALIZADA DE CORRIENTE DE IMPULSO $T_1 = 8\ \mu s / T_2 = 20\ \mu s$

Cuando una onda llega a través de una línea a las boquillas de un transformador, el comportamiento es como si fuera un circuito

abierto, debido a la alta reactancia inductiva del transformador y a la muy alta frecuencia de la onda; como consecuencia, la onda se refleja y empieza a viajar de regreso en la línea, dicha onda reflejada se suma a la onda que llega, obteniéndose como resultante una onda que tiende a duplicarse si el frente de la onda incidente es muy pronunciada.

2.- FUNCIONAMIENTO DEL APARTARRAYOS

Antes de explicar el funcionamiento del apartarrayos, conviene hacer énfasis sobre el comportamiento de sus componentes principales como son: cuernos de arqueo y resistencia limitadora de corriente, y finalmente la integración de ambos (apartarrayos).

2.1 Cuernos de arqueo

Los cuernos de arqueo son un dispositivo de protección contra sobretensiones, que consiste de una distancia dieléctrica de aire entre un electrodo energizado y otro aterrizado.

Este tipo de protección es adecuado para instalaciones en donde las descargas atmosféricas no sean muy severas y las sobretensiones de tipo interno sean de valores bajos.

Los cuernos de arqueo normalmente se encuentran instalados entre la boquilla del transformador y tierra, de tal manera que el arco eventualmente formado entre ellos no dañe la superficie del aislador u otro equipo cercano, incluso bajo condiciones extremas de lluvia o contaminación; para lograr condiciones seguras de trabajo es normal tener distancias dieléctricas de 0.75 d para tensiones bajas, 0.3 d para las más altas;"d" es la separación entre electrodos.

La separación de los electrodos se selecciona de tal forma que exista un margen adecuado (25%) entre el nivel de aislamiento de la máquina y el nivel de protección.

Las condiciones de operación de los cuernos de arqueo dependen de los factores siguientes:

- Separación de los electrodos
- Densidad relativa del aire
- Forma de los electrodos
- Material de los electrodos
- Polaridad de la onda
- Posición de los electrodos con respecto a sus soportes y objetos conductores o aislantes en su alrededor
- Proximidad de partes aterrizadas
- Número de operaciones sin que se afecte su forma y su respuesta, tomando en cuenta la magnitud y duración de la corriente de descarga.

En realidad, los cuernos de arqueo presentan una serie de desventajas que hacen verdaderamente restringido su campo de aplicación, siendo su uso no recomendable para proteger transformadores, por las razones siguientes:

a) No protegen aislamientos reducidos
b) Permite un cortocircuito en el sistema
c) El interruptor debe librar falla
d) Existe la probabilidad de que opere aún con ondas aceptables para el aislamiento.

En las Fig. 5 y 6, se muestran dos casos típicos de -- cuernos de arqueo para transformadores.

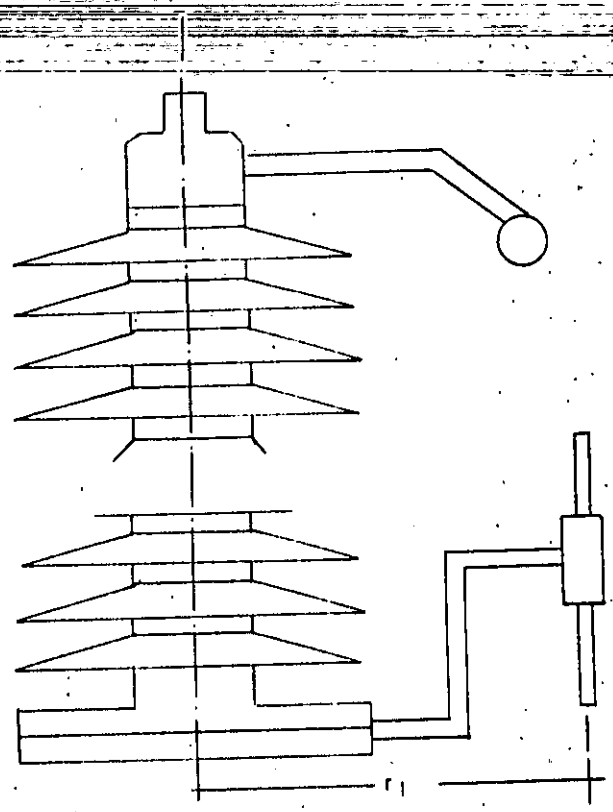


FIG. 5

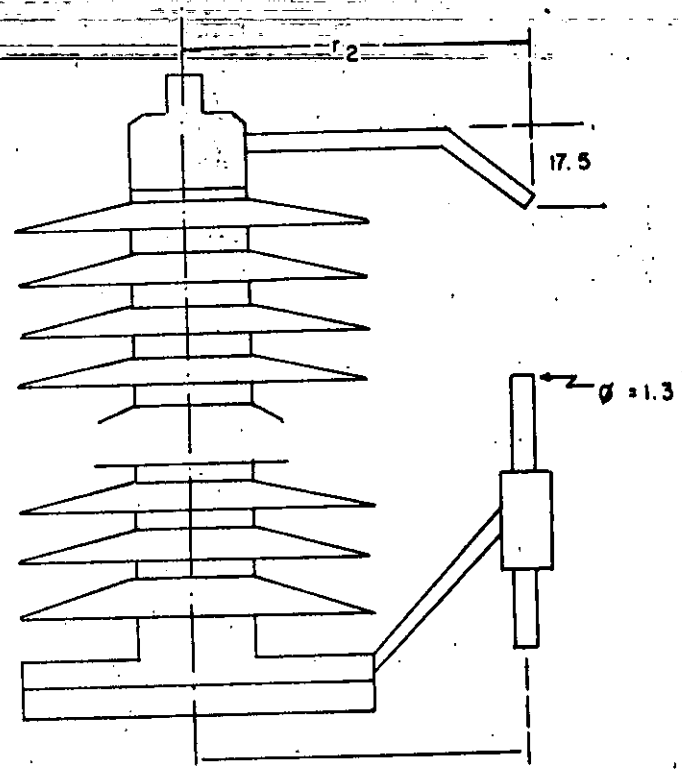


FIG. 6

FIG. 5 y 6.- CASOS TIPICOS DE CUERNOS DE ARQUEO EN TRANSFORMADORES.

Sistema kVrms	BIL (kV cresta) EQUIPO	Fig No.	d cm	r_1 cm	r_2 cm
24	125	5	10 ÷ 11.5	18	12
36	170	5	14 ÷ 16.5	25	13
52	250	5	22 ÷ 26	32	18
72.5	325	6	30 ÷ 34	38	23

Valores referidos a 760 Hg y 20°C

No obstante que los explosores se coloquen dentro de un recipiente hermético de porcelana y que como consecuencia sean más controlables las características de disparo, se tienen las desventajas mencionadas anteriormente.

2.2 Resistencia no lineal limitadora de corriente

Con la finalidad de eliminar la necesidad de que los electrodos sean robustos y el hecho de que el interruptor libre la falla, se requiere el uso en forma adicional de una resistencia con características no lineales en serie con los explosores encerrados en un recipiente hermético.

La resistencia no lineal tiene por un lado la función de presentar una alta resistencia para limitar a valores aceptables, la corriente después de la descarga y por otro la de oponer una baja resistencia para que la corriente de la descarga atmosférica (rayo), no provoque una onda de tensión elevada que pueda ser perjudicial al equipo eléctrico.

3.3 Apartarrayos

Un apartarrayos debe actuar como un interruptor muy rápido, de manera casi instantánea para proteger los aislamientos de un equipo eléctrico, el cual se encuentra normalmente abierto, pero dispuesto a cerrar en el momento que aparezca una sobretensión transitoria de un valor prefijado y a reabrir rápidamente en cuanto el transitorio desaparece.

El apartarrayos se define como un dispositivo de protección que sirve para limitar una sobretensión transitoria en un equipo eléctrico, derivando a tierra la corriente transitoria asociada a la onda de tensión.

Un apartarrayos está constituido básicamente por los componentes siguientes, tal como se muestra en la Fig.7.

a) Explosores de arqueo
b) Sistema de extinción del arco
c) Resistencia no lineal limitadora de corriente ($I = kE^n$)
d) Resistencia en derivación no lineal.

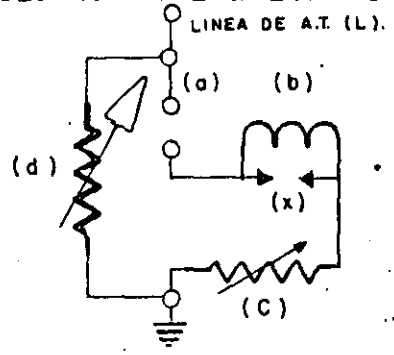


FIG. 7.- COMPONENTES PRINCIPALES DE UN APARTARRAYOS.

Suponiendo que como consecuencia de una descarga atmosférica llega una onda transitoria de tensión (E_1) entre la terminal de AT (L) y tierra, de tal magnitud, que es capaz de flamear los explosores (a), la onda (E_1), se cortará en algún punto y se establecerá una corriente a tierra a través de la bobina (b) y la resistencia (c) cuya magnitud dependerá de la impedancia del circuito. La resistencia (c) es inversamente proporcional a la tensión aplicada, por lo que la tensión original (E_1) tendrá un nuevo valor (E_2), tal que:

$$I_2 Z_2 = E_2 < E_1$$

La energía disipada por la resistencia será la mínima posible.

La corriente que circula por la bobina (b) produce un campo magnético que desvía el arco de los explosores (a) a una zona de extinción. Si la corriente es muy alta, la caída de tensión en la bobina también es alta y operan los electrodos auxiliares (x) permitiendo la operación contínua del apartarrayos a lo largo de un transitorio de alta energía.

La resistencia (d) sirve para uniformizar el campo eléctrico externo al apartarrayos durante su operación.

En la Fig. 8 se observa una onda modificada después de la operación del apartarrayos.

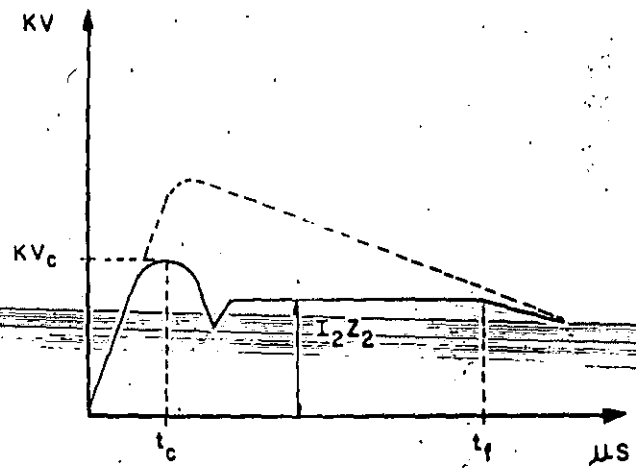


FIG. 8.- ONDA MODIFICADA POR UN APARTARRAYOS

- El valor de cresta (kV_c) y el tiempo (t_c) depende de la respuesta de los explosores (a).
- El valor $I_2 Z_2$ depende de la resistencia serie no lineal (c).
- El tiempo final (tf) de operación del apartarryos, depende del dispositivo de extinción del arco.

3.- TIPOS DE APARTARRAYOS

Básicamente existen dos tipos de apartarrayos, siendo los siguientes:

a) Expulsión
b) Autovalvulares

El apartarrayos de expulsión consiste de un entrehierro o explosor externo en serie con contacto que genera gases al producirse calentamiento, en los extremos se encuentran montadas dos piezas metálicas que sirven como terminales para conectar el explosor y para la conexión a tierra del apartarrayos. Este tipo de apartarrayos actúa en forma semejante a una cuchilla fusible pero sin fusible, esto es, cuando ocurre una sobretensión elevada existe arqueo en las terminales del explosor exterior e interior con lo cual se forma una trayectoria de baja impedancia para la corriente del rayo; una vez que desaparece la tensión del rayo, solamente queda la tensión, debido a la caída en el arco (tensión residual) dentro de la cámara de arqueo, causada por la corriente después de la descarga. Cuando la corriente, después de la descarga pasa por cero, el apartarrayos la interrumpe en forma efectiva en la cámara de arqueo, debido a la expulsión de los gases calientes que se forman al paso de la corriente de arqueo.

El apartarrayos autovalvular igual que el de expulsión tiene un explosor que cierra cuando arquea, debido a la presencia de una sobretensión elevada (tensión de disparo del apartarrayos) entre sus terminales y que reabre el circuito para interrumpir la corriente después de la descarga; dado que el explosor no es capaz de interrumpir corrientes elevadas, es necesario utilizar una resistencia no lineal en serie con dicho explosor para limitar la magnitud de la corriente.

4.- SELECCION Y MARGENES DE PROTECCION

La selección de los dispositivos de protección contra sobretensiones en un sistema representa una decisión compleja de tipo económico, en donde se debe hacer un compromiso, para optimizar los costos, el nivel de sobretensiones, el nivel de aislamiento de los elementos aislantes y equipos, y los dispositivos de protección.

La selección del apartarrayos para proteger transformadores de distribución normalmente se hace en base a la experiencia, sin embargo, para tener una idea más amplia sobre el criterio de selección, en seguida se mencionan las consideraciones principales:

a) Aterrizamiento
b) Tensión nominal
c) Corriente de descarga
d) Coordinación de aislamientos

a) Aterrizamiento

Con la finalidad de seleccionar adecuadamente la tensión nominal del apartarrayos, los sistemas trifásicos se pueden clasificar en base al valor de las relaciones X_0/X_1 y R_0/X_1 , tal como se muestra en el cuadro 1.

CUADRO 1 - CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS PARA LAS DISTINTAS CONDICIONES DE CONEXION A TIERRA DEL NEUTRO

TIPO DE SISTEMA		LIMITE DE LOS VALORES X_0/X_1	LIMITE DE LOS VALORES R_0/X_1	COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO (Ca)
ATERRIZADO	A	No establecido	No establecido	-
	B	≤ 3	≤ 1	0.8
	C	> 3	> 1	1.0
AISLADO	D	- 40 a - ∞	-	1.1
	E	0 a - 40	-	Requiere tensión nominal especial

Donde:

X_0 - Reactancia de secuencia cero
X_1 - Reactancia de secuencia positiva
R_0 - Resistencia de secuencia cero
Ca - Relación de tensión del apartarrayos/tensión del sistema

Tipo A - Este sistema tiene su neutro conectada en forma efectiva a tierra.
Tipo B - Este sistema tiene su neutro sólidamente conectado a tierra.
Tipo C - Este sistema tiene su neutro conectado a través de una resistencia limitadora, reactor, neutralizador de corriente de falla o transformador de tierra.
Tipo D - Este sistema tiene su neutro aislado de tierra en circuitos de longitud usual.
Tipo E - Este sistema tiene su neutro aislado de tierra en circuitos de longitud no usual.

Como se puede observar en el Cuadro 1, se refiere a un sistema en el que se tiene una falla a tierra y como consecuencia la tensión de las fases sanas pueden ser mayor que la normal, dependiendo del tipo de sistema.

En la Fig. 9 se muestra una gráfica de la tensión de las otras fases debido a la falla de una fase a tierra contra relación X_0/X_1 para diferentes valores de R_0/X_1.

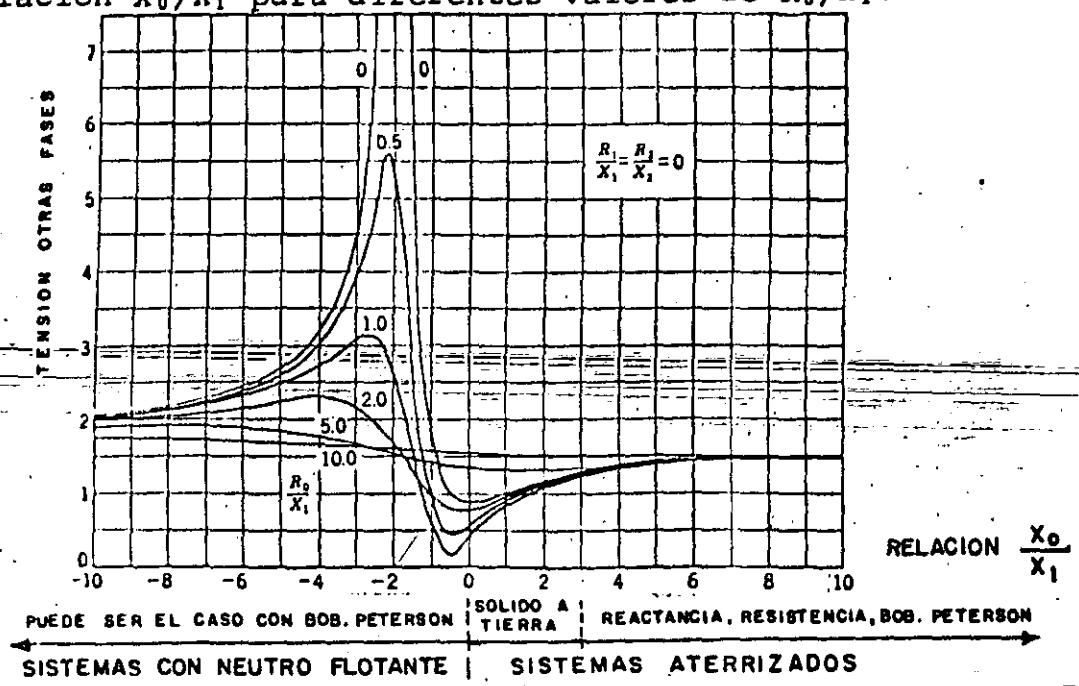


FIG. 9.- TENSION OTRAS FASES DEBIDO A LA FALLA DE UNA FASE A TIERRA VS RELACION X_0/X_1.

Suponiendo que $R_1=R_2=0$ entonces $\frac{R_1}{X_1} = \frac{R_2}{X_2} = 0$ y se puede construir para la relación $\frac{R_0}{X_1} = 0$, el cuadro siguiente:

$\frac{X_0}{X_1}$	Vbc
0	$\sqrt{3}/2$
1	1
3	1.25
10	1.5
-2	∞
-10	2.02
$\pm\infty$	$\sqrt{3}$

b) Tensión nominal (rating voltage)

Una vez que se sabe la forma en que se encuentra conectado el neutro del sistema (coeficiente de aterrizamiento), se debe seleccionar la tensión nominal del apartarrayos; de tal forma que no opere cuando haya una falla de una --

fase a tierra, sino solamente cuando se deba a una descarga atmosférica de un valor inadmisible.

La tensión nominal de apartarrayos se obtiene de acuerdo a la expresión siguiente:

$$kVt = Ca\ kV_{LL}$$

kVt = Tensión nominal mínima de línea a tierra del apartarrayos
Ca = Coeficiente de aterrizamiento
kV_{LL} = Tensión nominal línea a línea del sistema.

Si la verificación de coordinación de aislamientos permite subir el nivel de protección sin sacrificar su margen, esto es más seguro, ya que el apartarrayos operará menos veces con sobretensiones no perjudiciales y se eliminará el riesgo de descargas a 60 Hz.

c) Corriente de descarga

La presencia de una magnitud de corriente de descarga excesiva puede ser una de las principales causas de falla del apartarrayos, por tal motivo es conveniente conocer la forma de corriente (8/20 μs) y su magnitud, para seleccionar en forma adecuada el apartarrayos.

La magnitud de la corriente de descarga depende del grado de blindaje contra descargas atmosféricas que se tengan en las instalaciones eléctricas, tales como: líneas, subestaciones y transformadores de distribución. Estas instalaciones se pueden clasificar en dos grupos:

a) Blindadas efectivamente
b) No blindadas efectivamente

Para el caso de las instalaciones blindadas efectivamente, el valor de cresta de la corriente de descarga depende del nivel de aislamiento del sistema (BIL), de la característica de las resistencias del apartarrayos (V_R), de la impedancia característica de la línea (Z_0) y de la instalación física del apartarrayos; en forma aproximada se puede calcular su magnitud con la expresión siguiente:

$$\hat{I}\ descarga = \frac{2.4\ (BIL) - V_R}{Z_0}$$

donde BIL = Nivel básico de aislamiento de la línea, V_R = tensión residual del apartarrayos y Z_0 = Impedancia característica de la línea.

Generalmente los sistemas de distribución pertenecen a las instalaciones no blindadas efectivamente y la selección de la corriente de descarga depende de:

a) - De la importancia de la instalación
b) - De la probabilidad de ocurrencia de las más altas corrientes
c) - Del nivel de aislamiento de la línea.

Un criterio conservativo consiste en considerar una corriente de descarga de 20 kA. Existe otro menos conservativo que considera una corriente de 10 kA.

Para facilitar la selección de un apartarrayos, en el Cuadro 2 se dan las características típicas de los apartarrayos de distribución.

LINEA A TIERRA TENSION NOMINAL kV (rms)	MAXIMA DESCARGA FRENTE ONDA NORMA ANSI		MAXIMA DESCARGA ONDA 1.2/50µs kV cresta	MAXIMA DESCARGA ONDA 250/2500µs kV cresta	MINIMA DESCARGA A 60 Hz kV cresta	TENSION MAXIMA DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE DE DESCARGA 8/20 µs					
	C62.1 1971	C62.1 1974				1.5 kA	5.0 kA	10.0 kA	15.0 kA	20.0 kA	40.0 kA
3	11	11	10	8.25	4.5	5	6.4	7.3	7.8	8.3	10.2
4.5	16.5	16.5	15	12.4	6.8	7.4	9.5	10.8	11.6	12.3	15.1
6	19	19	16	15.5	9	9.8	12.6	14.3	15.3	16.3	19.9
7.5	24	24	20	19.5	11.3	12.2	15.7	17.7	19	20.3	24.8
9	28.5	28.5	24	23.5	13.5	14.6	18.8	21.2	22.7	24.3	29.6
12	37	37	32	31	18	19.4	24.9	28.1	30.2	32.1	39.2
15	46.5	46.5	40	39	22.5	24.2	31	35	37.5	40	48.8
18	55.5	55.5	48	46.5	27	28.9	37.1	41.8	44.8	47.8	58.5
21	65	65	56	55.5	31.5	33.7	43.2	48.7	52.3	55.5	68
24	74	74	64	62	36	38.4	49.2	55.5	59.5	63.5	77.5
27	83	83	72	70	40.5	43.1	55.3	62.5	67	71.2	87
30	92	92	80	78	45	47.8	61.5	69.5	74.5	79	96.6

d) Coordinación de aislamientos

En la práctica por razones de tipo económico en los sistemas eléctricos, siempre se tiene el riesgo de que presente un disturbio por sobretensiones, que puede dañar algunos de los componentes del circuito y como consecuencia ocasionar una interrupción en el servicio.

Las técnicas y medidas adoptadas para reducir razonablemente este riesgo se conoce como coordinación de aislamientos.

Para una instalación de distribución, es suficiente la coordinación de los aislamientos para descargas atmosféricas (frente de onda y tensión residual), de acuerdo al criterio siguiente:

Las tolerancias permitidas en el apartarrayos de distribución son:

Descarga Impulso Ti	Descarga Corriente TD
+ 0.15%	+ 0.20%

Las relaciones de protección se pueden definir como:

$$Ci = \frac{BIL}{kVi\ (1+0.66\ Ti)} = \frac{BIL}{1.1\ kVi}$$

$$CD = \frac{BIL}{kV_D\ (1+0.66\ TD)} = \frac{BIL}{1.3\ kVD}$$

$1.2 \leq Ci \leq 1.4$

$1.2 \leq CD \leq 1.4$

BIL - Nivel básico de impulso que puede soportar el equipo por proteger.

kVi - Tensión de descarga al impulso onda 1.2/50μs del apartarrayos.

kVD - Tensión de descarga del apartarrayos para onda de corriente de 8/20μs.

5. BIBLIOGRAFIA

a) - APUNTES SOBRE TECNICAS DE LAS ALTAS TENSIONES II
Ing. Enrique Orozco L.
ESIME (1979)

b) - APUNTES SOBRE PROTECCION DE EQUIPO ELECTRICO CONTRA SOBREVOLTAJES
Ing. Armando Valero A.
ESIME (1973)

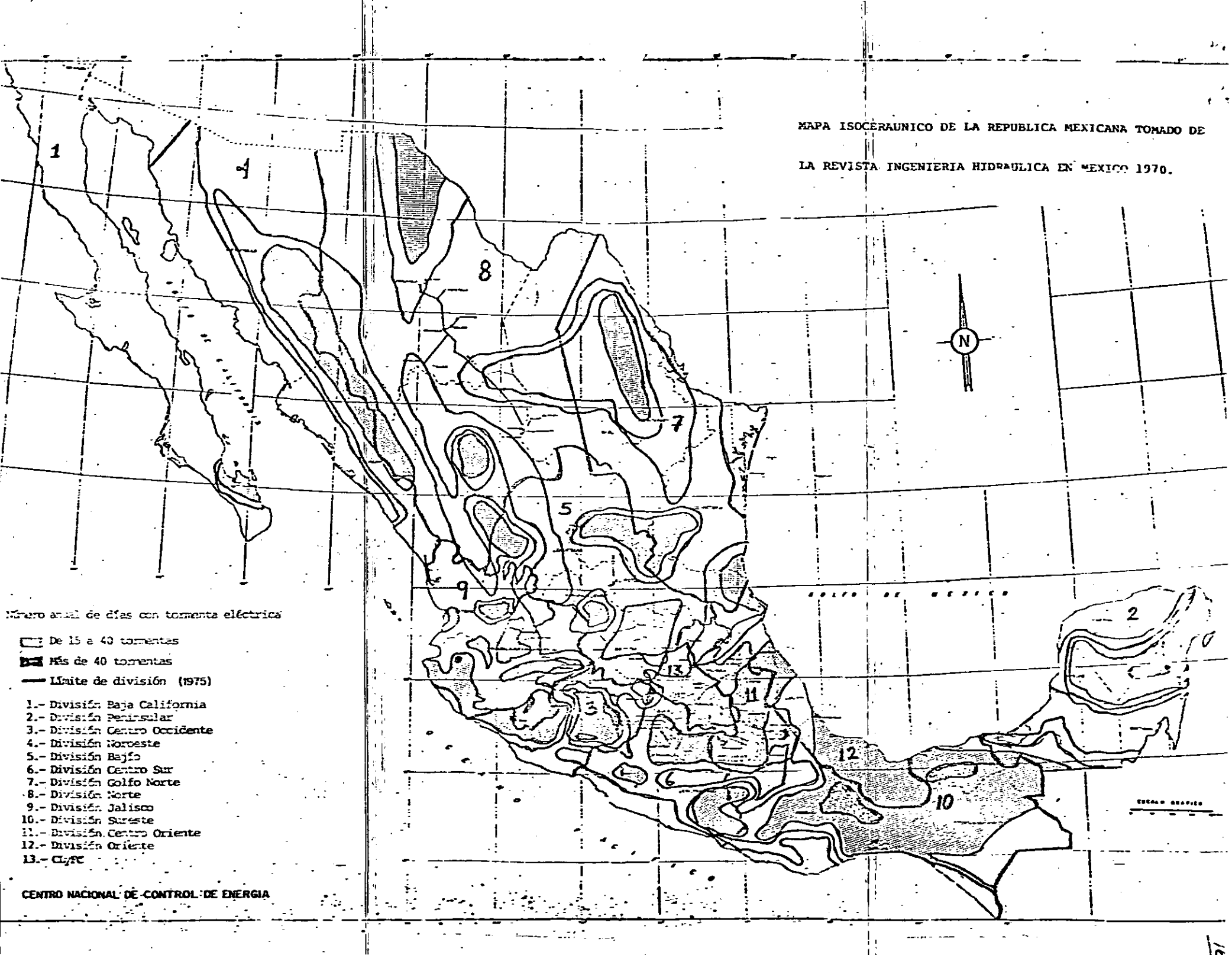
c) - LIGHTNING ARRESTER SEMINAR
General Electric Co.
1970

d) - A REVIEW OF LIGHTNING PROTECTION AND GROUNDING PRACTICES
George W. Walsh
IEEE Paper TOD 72-146 (1972)

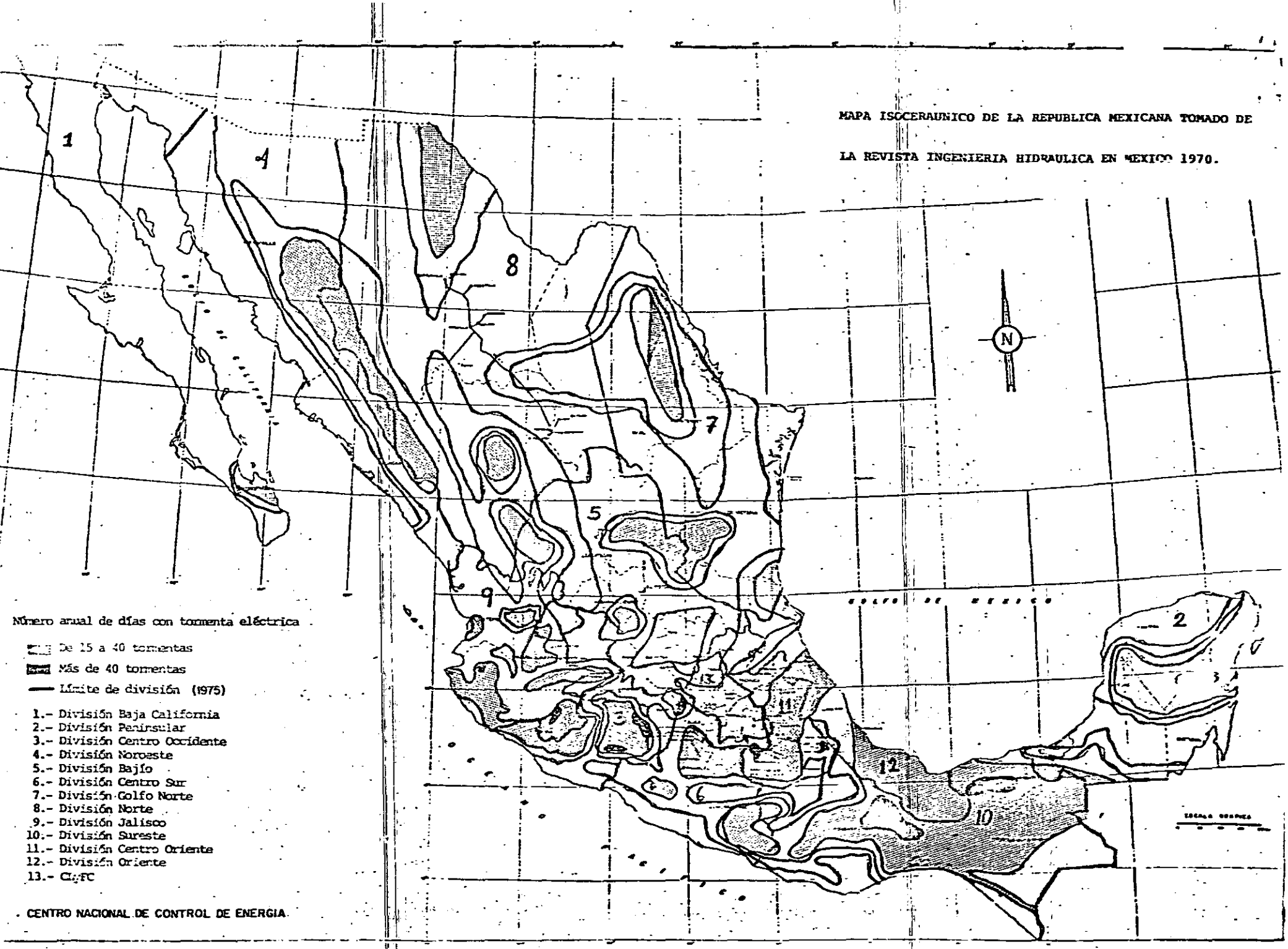
e) - SURGE ARRESTERS, STATION, INTERMEDIATE AND DISTRIBUTION
SELECTION OF VOLTAGE RATINGS
Reference Data R235-90-2
McGraw - Edison Co. (1969)

f) - NORMA ANSI C62.2 (1969) - GUIDE FOR APPLICATION OF VALUE TYPE LIGHTING ARRESTERS FOR ALTERNATING-CURRENT-SYSTEMS.

MAPA ISOCERAUNICO DE LA REPUBLICA MEXICANA TOMADO DE LA REVISTA INGENIERIA HIDRAULICA EN MEXICO 1970.



MAPA ISOCERAUNICO DE LA REPUBLICA MEXICANA TOMADO DE LA REVISTA INGENIERIA HIDRAULICA EN MEXICO 1970.



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

ANEXO AL TEMA 5

" CALCULO DE FALLAS "

ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO

SEPTIEMBRE, 1984

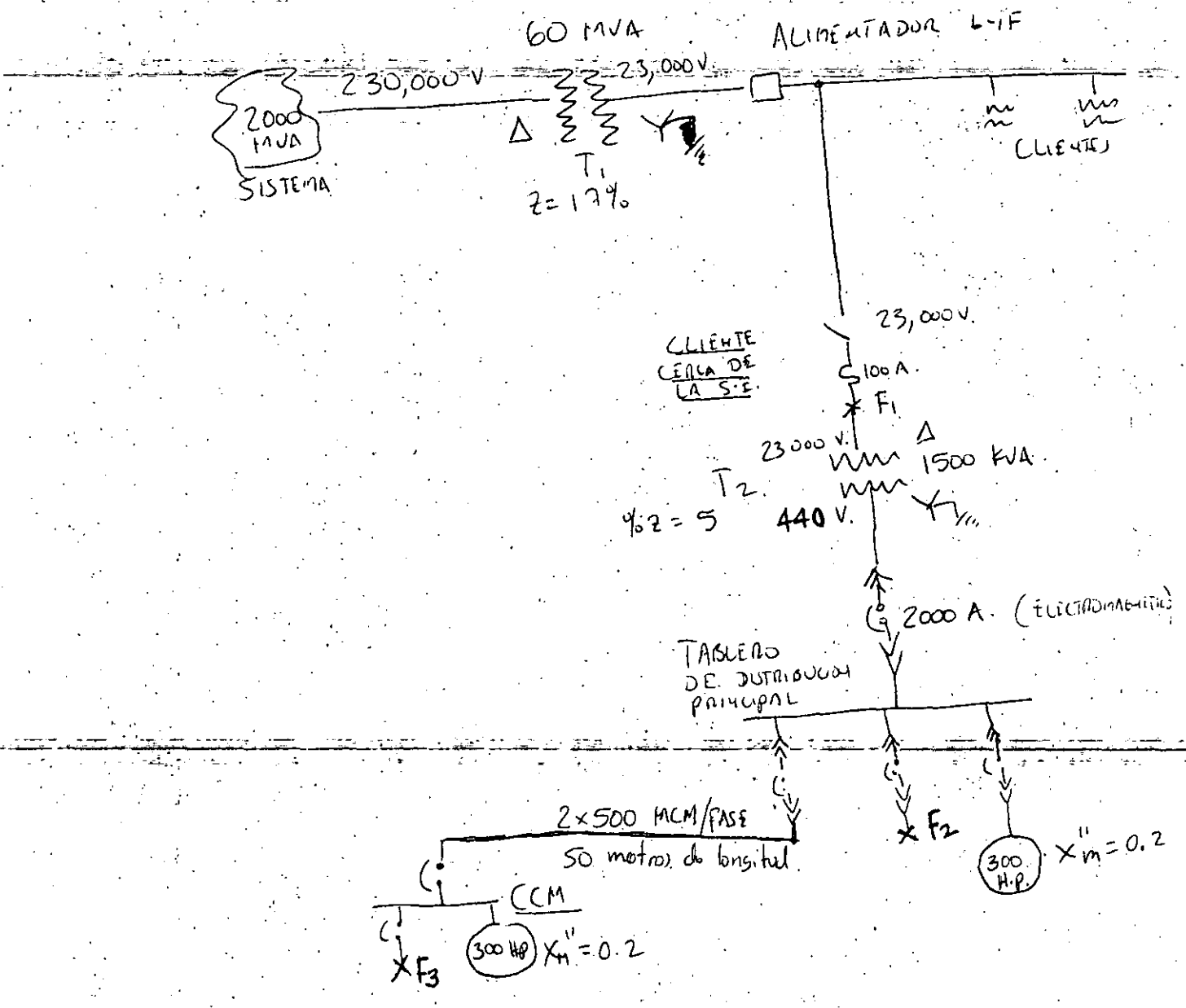
Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

EJEMPLO SIMPLIFICADO DE CALCULO DE CORTO CIRCUITO 2

Sept, 1984

Propósito: Ing. A. Chávez

1/2



BASES:

3

$KVA_{B_1} = 60{,}000$

$KVA_{B_2} = 1500$

$KV_{B_1} = 23$

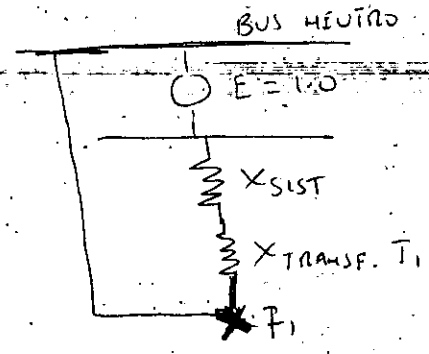
$KV_{B_2} = 0.48$

CALCULO DE IMPEDANCIAS

Se consideran — por simplicidad del ejemplo — que no existen angulos entre resistencias y reactancias, para poder sumarlas algebraicamente. En un ejemplo real si debe de considerarse este aspecto y los datos para su cálculo aparecen en el anexo de General Electric, o en el Libro Rojo del IEEE.

FALLA EN F_1 (TRIFASICA)

Diagrama de Secuencia positiva.



4

$$X_{SIST} = \frac{60,000}{2,000,000} = \underline{0.03}$$

$$X_{T_1} = \underline{0.17} \quad (\text{Base } 60,000 \text{ KVA})$$

$$I_{NOM} = \frac{60,000}{\sqrt{3} \times 23} = \underline{1506 \text{ A}}$$

$$I_{3\phi(0/1)} = \frac{1}{X_{SIST} + X_{T_1}} = \frac{1}{0.03 + 0.17}$$

$$I_{3\phi(0/1)} = \frac{1}{0.2} = \underline{5.0 \text{ p.u.}}$$

$$I_{3\phi\, F_1} = (1506)(5.0) = \underline{7530 \text{ A}}$$

(Amps Simétricos)

Como se trata de evaluar un fusible de Media Tensión tipo limitador de corriente, el factor de asimetría será de 1.6

$$\boxed{I_{3\phi_{F_1}} = (1.6)(7530) = 12,048}$$

Amperes asimétricos)

En MVA:

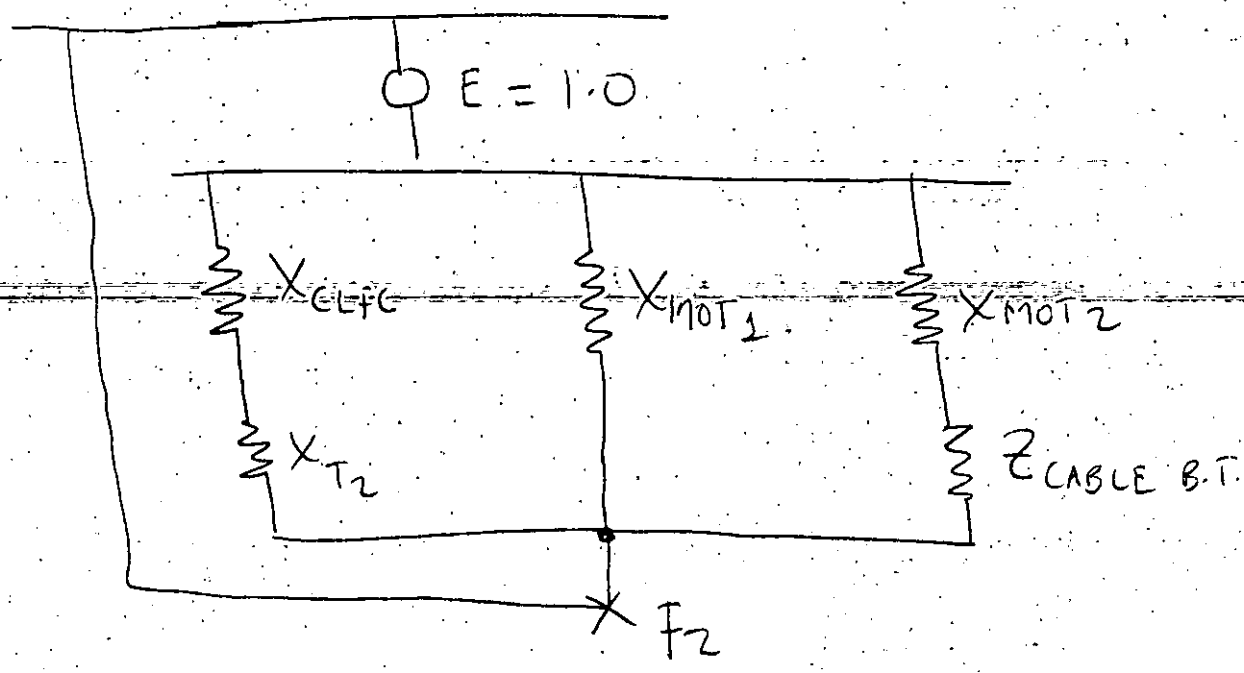
$$MVA_{3\phi} = \sqrt{3}\,(23)(12,048) = \underline{479,944 \text{ MVA}}$$

ASIM.

5

Falla en F2

Diagrama de Sec. (+)



X_{CLFC}. Por simplicidad en el diagrama se considera que en una sola reactancia representamos el valor de la falla en F_1, de 479.944 MVA.

$$X_{CLFC} = \frac{1500}{479{,}944} = 0.003125\ (p.u.)$$

$$X_{T_2} = 0.05 \quad (\text{BASE } 1500\ KVA)$$

$$Z_{M_1} = Z_{M_2} \qquad 1\ H.P. \approx 1\ KVA$$

$$\%\,Z = 20$$

$$Z_{M_1} = Z_{M_2} = \frac{1500}{300} \times 0.2 = 1.0\ (p.u.)$$

$Z_c = 0.0464\ \Omega/1000$ pies. (Nom 500MCM)
(Ver Anexo de General Electric)

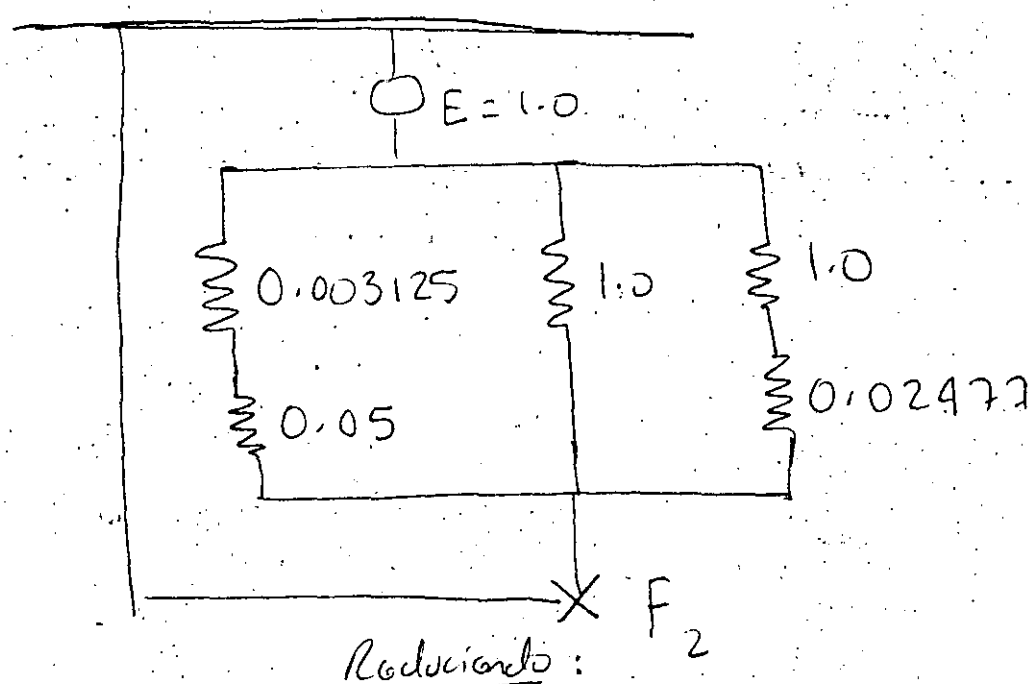
$$Z_c = 0.0464 \times \frac{50\,m.}{304.8\,m.} \times \frac{1}{2}$$

(dos cables x fase)

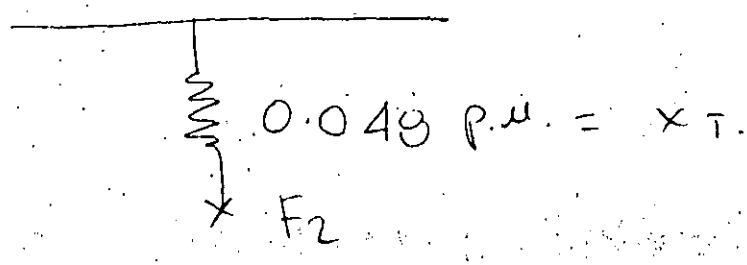
$$Z_c = 0.003805 \text{ (ohms)}$$

$$Z_c(\%) = 0.003805 \times \frac{1500}{(0.49)^2 \times 1000}$$

$$\boxed{Z_c(\%) = 0.02477}$$



Reduciendo:



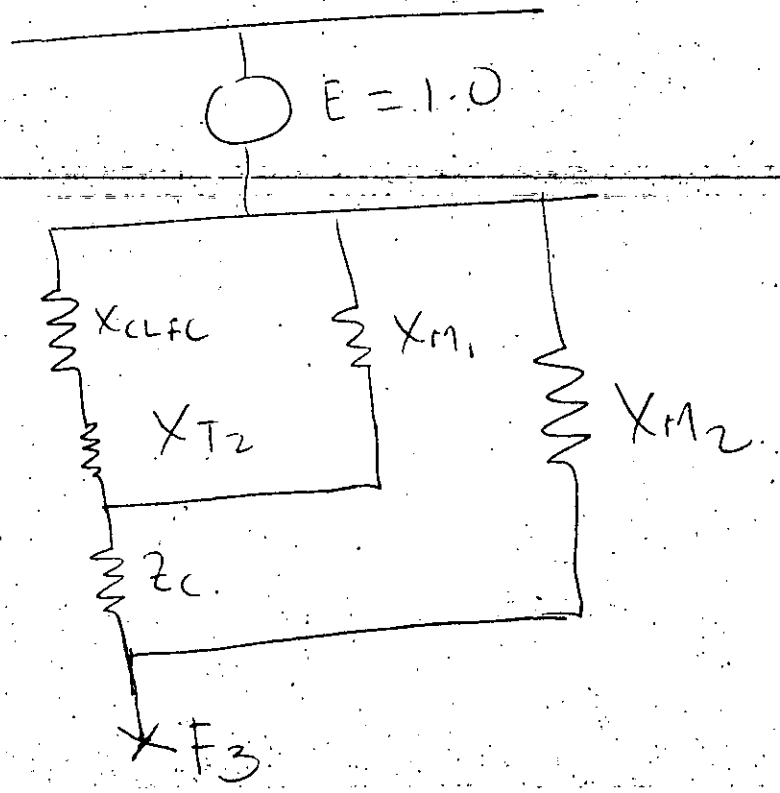
$$I_{40M} = \frac{1500^{7}}{\sqrt{3}\,(0.44)} = 1968$$

$$I_{3\phi(01)} = \frac{1}{0.0.48} = 20.83$$

$$\boxed{I_{3\phi\,F_2} = (20.83)(1968) = 40{,}993 \text{ Amp Sim.}}$$

El factor de asimetría se considera 1.0 en baja tensión.

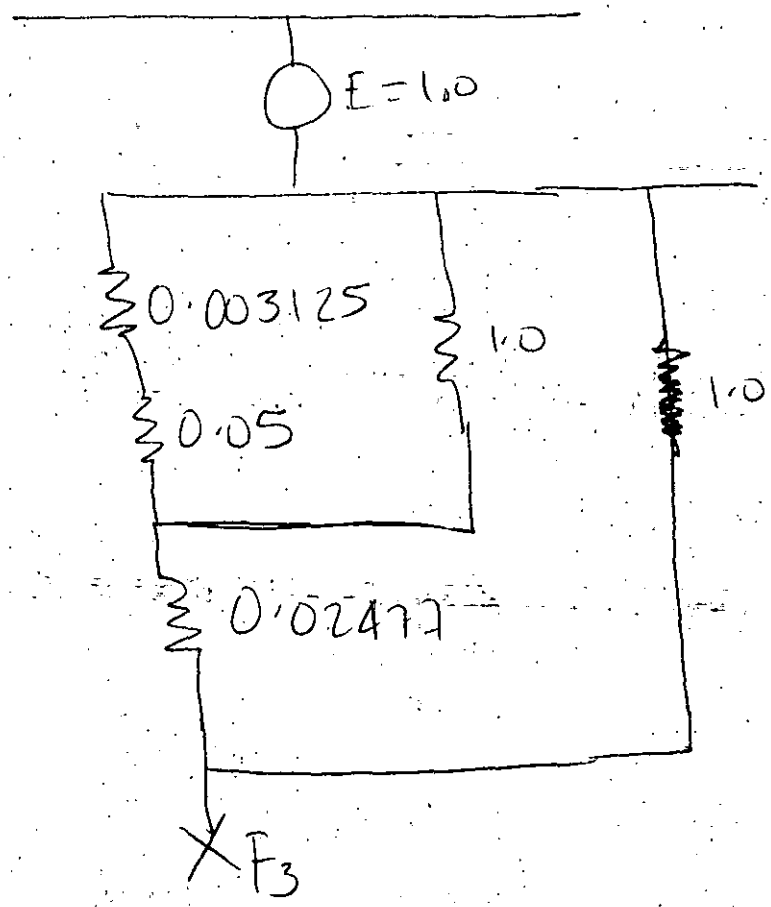
Falla en F3

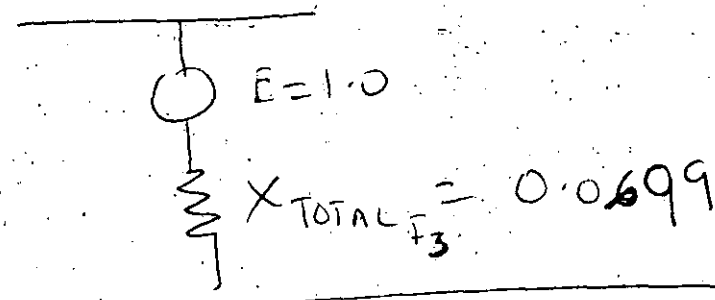


Corto circuito ejemplo simplificado

7/7

8





$$I_{3\phi_{F_3}} = \frac{1}{0.0699} \times 1968 = 28{,}136$$

(Amps simétricos)

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

ANEXO AL TEMA 3

" CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA "

ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUNO

SEPTIEMBRE, 1984

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

TEMA: "CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA"

Sept/1984

/

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 recalcular	71%
Contactores (cierre de bobina)	85%
Contactores (retención de bobina)	80%
Controles Estáticos	90%
Cambios notados en el alumbrado	3% de variación de voltaje

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

Ing. Enrique Ramírez Zermeño

SEPTIEMBRE, 1984

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

INFORMACION Y TRAMITACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA EN CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.

INTRODUCCION

En términos del Artículo No. 7 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la prestación del servicio público de energía eléctrica que corresponde a la nación, está a cargo de Comisión Federal de Electricidad.

Para cumplir con el propósito de dicha prestación dentro de su estructura orgánica, la CFE cuenta con la Subdirección de Operación a través de la cual se atienden los asuntos relacionados con la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica. La Gerencia de Distribución dependiente de la Subdirección de Operación, es la encargada de establecer las políticas y normas generales en materia de distribución y comercialización de la energía eléctrica en el territorio nacional, así como las relativas a electrificación rural, con base en los lineamientos señalados por la Dirección General y la Subdirección de Operación.

Para cumplir con la tarea de distribución y comercializar la energía, la Comisión Federal de Electricidad cuenta con 12 Divisiones de Distribución en el interior del país y Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S.A. (en liquidación), en la parte central del país.

Dentro de la estructura que comprende la organización de la Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S.A., se han designado a la Gerencia Comercial las funciones que a continuación se mencionan.

FUNCIONES DE LA GERENCIA COMERCIAL

La Gerencia Comercial se encarga de las relaciones directas con todos los consumidores de energía eléctrica, que suman 3'038,809 al 31 de diciembre de 1983 en la zona que sirve la Empresa. En la Gerencia Comercial, se atienden los siguientes aspectos:

. . . (hoja -2-)

Celebración de contratos de energía eléctrica.
Conexiones y desconexiones.
Lectura de medidores.
Cobranza a consumidores.
Cancelación de contratos.
Aclaraciones sobre adeudos y consumos.
Quejas acerca del servicio.
Mantenimiento de las instalaciones de servicio.
Electrificación de unidades habitacionales en el lado de alimentación de baja tensión.
Asignación y cobro de aportaciones por nuevos servicios (Solicitudes de Presupuesto).
Recuperación de adeudos de clientes morosos.
Atención de solicitudes de servicios nuevos o ampliaciones.
Cobro de reconexiones.
Adiestramiento del personal operativo y administrativo.
Estadística de consumidores.
Estudios tarifarios.
Análisis de costos.
Interpretación de tarifas.
Contratos especiales.
Relaciones con público y autoridades en todo lo relacionado con los servicios y la venta de energía eléctrica.

Las ramas de atención al público en que se divide la Gerencia Comercial son:

Subgerencia Comercial de Sucursales.
Subgerencia Comercial de Agencias Foráneas.
Subgerencia Comercial de Cuentas Especiales.

A continuación se describen las funciones particulares de las Subgerencias que tienen relación con el usuario y/o solicitante.

SUBGERENCIA COMERCIAL DE SUCURSALES

La Subgerencia Comercial de Sucursales, tiene a su cargo todas las funciones para la atención de los servicios ordinarios, que se suministran en baja tensión en la mayor parte del Distrito Federal y parte del Estado de México.

La Sección de Sucursales tiene a su cargo las funciones administrativas de atención a los usuarios para su contratación, conexión, desconexión, toma de lectura, facturación y cobranza de consumos, para ello cuenta con 28 sucursales divididas en cuatro sectores, cada una de las sucursales, de acuerdo con la zona en la que está situada, atiende determinado número de consumidores.

SUBGERENCIA COMERCIAL DE AGENCIAS FORANEAS

La Subgerencia Comercial de Agencias Foráneas atiende todo lo relacionado con los servicios suministrados a los consumidores ordinarios, en baja tensión principalmente, en las zonas foráneas del D.F. y en los estados de México, Hidalgo, Morales, Guerrero, Puebla, Michoacán y Tlaxcala. Esto se efectúa por medio de 48 agencias foráneas, 9 oficinas de contratos, lecturas y cobros y las unidades comerciales de los departamentos de Toluca y Pachuca.

Esta Subgerencia tiene asignada la atención de consumidores en más de 1120 localidades entre las que se encuentran algunas ciudades como las de Cuernavaca, Toluca y Pachuca, pueblos y otros centros de población.

SUBGERENCIA COMERCIAL DE CUENTAS ESPECIALES.

La Subgerencia Comercial de Cuentas Especiales consta de dos secciones: la Sección de Cuentas Especiales y la Sección de Presupuestos a Consumidores. En esta Subgerencia se realizan las labores tendientes a la atención de los servicios de todos aquéllos usuarios a quienes la Compañía estima que debe dar un tratamiento especial por presentar características diferentes a la mayoría. En este grupo se encuentran incluídos los servicios importantes en baja tensión, todos los servicios que se suministran en alta tensión industriales y comerciales y todos aquéllos que se suministran al gobierno, a las empresas y organismos descentralizados y que suman en total 26,354.

. . . (hoja -4-)

La Sección de Presupuestos a Consumidores tiene a su cargo la tramitación de solicitudes de presupuestos, gestiones de cobro, de aportaciones, contratos, conexiones y desconexiones, cortes y todo lo relacionado con los usuarios en este aspecto.

La Sección de Cuentas Especiales se encarga de los trabajos de toma de lecturas, cobranza, facturación y de la elaboración de los datos básicos para la contabilidad que se ejecuta en forma mecanizada en el Departamento de Máquinas Electrónicas y Procedimientos.

DATOS QUE DEBERAN PROPORCIONAR LOS INTERESADOS AL SOLICITAR -- SERVICIOS DE ENERGIA ELECTRICA. (PARA CARGAS MAYORES DE 40 KW).

I Entregar carta responsiva, firmada por un perito registrado en SEPAFIN. Segun Anexo I (Original y dos copias).

II Presentar escrito u oficio del interesado o su representante - legal (original y dos copias) dirigido a Compañía de Luz y - - Fuerza del Centro, S. A. Av. Melchor Ocampo No 171 7o Piso, -- México 17, D. F. indicando lo siguiente:

1.- Razón Social y dirección anotando calles transversales, colonia o pueblo, zona postal, municipio o delegación, entidad federativa y código postal. Ademas adjuntar croquis -- mostrando la ubicación del predio donde se requiere el servicio.

2.- Actividad o giro para el que se requiere el servicio: fá-- brica de plásticos, fundición, oficinas, etc.

3.- Nombre, teléfono y dirección del Ingeniero o Técnico res-- ponsable de la obra, facultado para tratar los asuntos de carácter técnico relativos.

4.- Relación detallada de la carga total (según ejemplo del -- Anexo 2).

a) Lista de motores de acuerdo a su capacidad expresada en caballos de potencia y su equivalencia en kilowatts de - acuerdo a la tabla de conversión (Anexo 3) clasificados en monofásicos y trifásicos.

b) Lista de lámparas clasificadas por tipo y capacidad en - watts. (fluorescentes, incandescentes, etc.) Para lámparas que operen con reactor, incrementar el 25% de la capacidad.

c) Número de contactos.

d) Relación de otros aparatos fijos, indicando su capacidad y número de fases, según datos de placa (hornos, calentadores, soldadoras mencionando su tipo, punteadoras, etc.)

N O T A

Si se trata de un edificio de oficinas o departamentos, - indicar el número de niveles y carga de cada uno de ellos, especificando el servicio propio del edificio y número de oficinas o departamentos por nivel.

5.- Indicar la tensión deseada para el servicio: Baja Tensión -- (220/127 V) ó Alta Tensión (20/23 Kv).

* * * * *2

6 (8)

a) En Baja Tensión:

Para cargas mayores de 100 Kw adjuntar carta compromiso en la cual aceptan proporcionar un local para alojar -- subestación (Anexo 4).

b) En Alta Tensión:

Presentar plano eléctrico de la subestación propiedad - del solicitante, que indique las características técnicas y localización de está dentro del predio.

6.- Si se trata de un aumento de carga conectada, ademas de -- los datos anteriores indicar nombre, número de cuenta, carga y demanda contratadas. Presentar copia del contrato y - último recibo.

7.- En servicios para edificios de oficinas, conjuntos comer-- ciales o habitacionales y fraccionamientos deberá cubrirse el importe del depósito correspondiente de acuerdo al Anexo 5.

CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.

EJEMPLO DE COMO DEBERA PRESENTAR EL INTERESADO LA RELACION DETALLADA DE CARGA INSTALADA.

	Descripción	Subtotales en KW
a).-	5 motores monofásicos de 1/4 Cp.	1.465
	3 motores monofásicos de 1/2 Cp.	1.531
	2 motores trifásicos de 1 Cp.	1.906
	1 motor trifásico de 5 C.P.	4.490
		9.442
b).-	40 lámparas incandescentes de 60 w	2.400
	20 lámparas fluorescentes de 74 w	1.850
	4 lámparas vapor de mercurio 250 w	1.252
		5.502
c).-	25 contactos monofásicos para varios aparatos con	3.125
	5 contactos trifásicos para varios aparatos portatiles con	1.5
		4.625
d).-	3 calefactores resistivos de 150 w c/u	1.200
	2 copiadoras de 800 w c/u	1.600
	1 horno eléctrico de 1500	1.500
	1 aparato de Rayos "X" de 5 KVA	4.250
		8.550

SUMA TOTAL DE CARGAS ELECTRICAS - - - - - - - - - - - - - - - - 37.561

e).- 1 Planta generadora de emergencia de combustión interna con 50 KVA de capacidad, 3 fases, 220 volts. Anexa proporcionamos memoria de cálculos y carta responsiva del proyecto de instalación.

f).- 2 tableros de fuerza, 3 tableros de alumbrado, 1 tablero mixto.

g).- 95 cajas de conexiones.

TABLA PARA CONVERTIR CABALLOS DE POTENCIA A KILOWATTS

(10)

CAPACIDAD HP.	CAPACIDAD MONOF. KWATTS	CAPACIDAD TRIF. KWATTS	KW/HP
1/20 = 0.0500	0.060		1.200
1/16 = 0.0625	0.080		1.280
1/8 = 0.1250	0.150		1.200
1/6 = 0.1666	0.202		1.212
1/5 = 0.2000	0.233		1.165
0.25	0.293	0.264	1.172 - 1.056
0.33	0.395	0.355	1.197 - 1.075
0.50	0.527	0.507	1.054 - 1.014
0.67	0.700	0.668	1.044 - 0.997
0.75	0.780	0.740	1.040 - 0.986
1.00 ->	0.993	0.953	0.993 - 0.953
1.25	1.236	1.190	0.988 - 0.952
1.50	1.480	1.418	0.986 - 0.945
1.75	1.620	1.622	0.925 - 0.926
2.00	1.935	1.844	0.967 - 0.922
2.25	2.168	2.067	0.963 - 0.918
2.50	2.390	2.290	0.956 - 0.916
2.75	2.574	2.503	0.936 - 0.910
3.00	2.766	2.726	0.922 - 0.908
3.25		2.959	0.910
3.50		3.182	0.909
3.75		3.415	0.910
4.00		3.618	0.904
4.25		3.840	0.903
4.50		4.074	0.905
4.75		4.266	0.898
5.00		4.490	0.898
5.50		4.945	0.899
6.00		5.390	0.898
6.50		5.836	0.897
7.00		6.293	0.899
7.50		6.577	0.877
8.00		7.022	0.877
8.50		7.456	0.877
9.00		7.894	0.877
9.50		8.340	0.877
10.00		8.674	0.867
11.00		9.535	0.867
12.00		10.407	0.867
13.00		11.278	0.867
14.00		12.140	0.867
15.00		12.860	0.857
16.00		13.720	0.857
20.00		16.953	0.847
25.00		21.188	0.847
30.00		24.725	0.824
40.00		32.609	0.815
50.00		40.756	0.815

El factor de conversión de caballos de potencia (C.P.) a KW, para motores de 50 caballos de potencia o mayores, es de 0.8 por cada

9 (11)

ANEXO 4

CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S. A.
SUBGERENCIA COMERCIAL DE CUENTAS ESPECIALES
MELCHOR OCAMPO No 171, 7o PISO
MEXICO 17, D.F.

Por medio del presente, aceptamos proporcionar una superficie de 4 a 6 mts x 3 a 4 mts y por 2.60 de altura, para la instalación de una subestación propiedad de esa Compañía en el predio que ocupa el edificio ubicado en _____

Asimismo estamos de acuerdo en que una vez que se haya preparado el proyecto para el suministro de energía eléctrica, firmaremos el convenio que normará la utilización de la superficie y construcción para la S.E.

Atentamente.

Razón Social _____
Dirección _____
Teléfonos _____

10

(13)

México, D.F. a

CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A. (en liquidación)
Av. Melchor Ocampo No. 171, 7° Piso
México 17, D.F.

At'n: Subgerencia Comercial de Ctas. Especiales,
Sección Presupuestos a Consum.
Ref.: SP. _____ OC. _____
Cuenta _____
Dem. contratada _____ KW

Muy señores nuestros:

Por convenir así a nuestros intereses y de acuerdo con la autorización que nos dió la Dirección General de Energía de la Secretaría del Patrimonio y Fomento Industrial, instalamos una subestación sin cuchillas para prueba, en el servicio de alta tensión para nuestra fábrica ubicada en _____
_____.

Por ese motivo y para los efectos de prueba y calibración del equipo de medición que ustedes instalen dentro de nuestra subestación, damos nuestra conformidad para que se suspenda, en cualquier momento, el servicio que nos suministran.

Atentamente,

Gerente General o Apoderado

c.c.p' Pruebas
S.P.
Distribución
Arch. Central (2)

ATENTO AVISO A NUESTROS CONSUMIDORES

SIRVANSE TOMAR NOTA DE LAS CANTIDADES QUE A PARTIR DE ESTA FECHA DEBERAN CUBRIR A LA CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A. POR CONCEPTO DE DEPOSITOS, AL FORMULAR SOLICITUDES DE PRESUPUESTO.

23 K.V. Doble alimentación	$	50 000.00 *
Relocalizaciones	"	25 000.00 *
Parques Industriales, por hectárea	"	9 000.00 *
Redes de distribución para fraccionamientos:		
Hasta 100 lotes	$	50 000.00 *
Más de 100 lotes, por lote	"	500.00 *
Redes de distribución para Unidades Habitacionales, Centros Comerciales y Fracciones Prediales:		
Hasta 25 servicios	$	25 000.00 *
Hasta 100 servicios	"	50 000.00 *
Mas de 100 servicios, por cada servicio	"	500.00 *
Alumbrado Público, por cada lámpara	"	350.00 *
Hasta 30 lámparas	"	10 500.00 *
Servicios en 85 KV.	"	600 000.00 *

EL HORARIO PARA RECIBIR PAGOS ES:
DE LAS 8.00 HRS. A LAS 12:30 HRS.

* MAS 15% DE IVA

Atentamente

CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.
(EN LIQUIDACION)

MEXICO, D.F. JULIO DE 1983.

1	Doméstico	Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, apartamiento, apartamiento en condominio o vivienda. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa.
1-A	Doméstico para Localidades con Clima muy Cálido	Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, apartamiento, apartamiento en condominio o vivienda, en localidades con clima muy cálido. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa.
2	General hasta 25 Kw de Demanda	Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 (veinticinco) Kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.
3	General para más de 25Kw. de Demanda	Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demendas de más de 25 (veinticinco) Kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.
4	Para Molinos de Nixtamal y Tortillerías	Esta tarifa sólo se aplicará para el servicio en baja tensión a molinos de nixtamal y tortillerías oficialmente autorizados. Se permitirá para alumbrado en los locales de los mismos hasta un máximo de 40 (cuarenta) watts por cada Kilowatt de capacidad instalada en motores o, cuando no haya éstos o sean de reducida capacidad hasta un máximo de 200 (doscientos) watts.

TARIFA Nº	SERVICIO:	APLICACIONES:
5	Para Alumbrado Público.	Esta tarifa sólo se aplicará al suministro de energía eléctrica para el servicio de alumbrado de calles, plazas, parques y jardines públicos, así como el servicio a semáforos.
6	Para Bombeo de Aguas Potables o Negras.	Esta tarifa se aplicará al suministro de energía eléctrica para servicio público de bombeo de aguas potables o negras.
7	Temporal.	Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía temporalmente a cualquier uso, exclusivamente donde y cuando la capacidad de las instalaciones del suministrador lo permitan y éste tenga líneas de distribución adecuadas para dar el servicio.
8	General en Alta Tension.	Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía en alta tensión a cualquier uso, con demanda inicial de 20 (veinte) kilowatts o más.
9	Para Bombeo de Agua para riego Agrícola.	Esta tarifa se aplicará exclusivamente a los servicios en alta o baja tensión, que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.
10	En Alta Tensión para Reventa.	Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en alta tensión para revenderla al público.
11	En Alta Tensión para Explotación y Beneficio de Minerales.	Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en alta tensión para explotación y beneficio de minerales, con una demanda superior a 20 (veinte) kilowatts.

TARIFA N°	SERVICIO:	APLICACIONES:
12	General para 5000 KW o más de Demanda a Tensiones de 66 KVo Superiores.	Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, con una demanda inicial de 5000 (cinco mil) kilwatts o más, suministrados a tensiones de 66 (sesenta y seis) kilovolts superiores.

Organo del Gobierno Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos

DIARIO OFICIAL

México, D. F., Viernes 30 de Diciembre de 1983

Dic 30 11 07 AM '83

PRIMERA SECCION

Registrado como artículo de 2a. clase en el año 1884

Director: Lic. Luis de la Hidalga

Tomo CCCLXXI
No. 44

INDICE

PRIMERA SECCION

SECRETARIAS DE ESTADO

ESTA EDICION CONSTA DE 224 PAGINAS EN 3 SECCIONES

AVISO

EN EL AREA METROPOLITANA PUEDE ADQUIRIRSE EL DIARIO OFICIAL EN TODOS LOS PUESTOS DE VENTA DE PERIODICOS Y REVISTAS.

b).—Reducir el salario del trabajador;

c).—No entregar el salario en la fecha o lugar convenidos o acostumbrados; y

d).—Hacer descuentos al salario por conceptos no permitidos en esta Ley.

V.—Ocasionar el personal directivo o administrativo intencionalmente daños a las herramientas o útiles de trabajo y responsabilizar de ello al trabajador.

VI.—Ocasionar o permitir la existencia de un peligro grave para la seguridad o la salud del trabajador, ya sea por carecer de condiciones higiénicas el establecimiento o porque no se cumplan las medidas preventivas de seguridad que las leyes establezcan;

VII.—Comprometer la institución con su imprudencia o descuido inexcusable la seguridad del establecimiento o de las personas que se encuentren en él, y

VIII.—Las análogas a las establecidas en las fracciones anteriores, de igual manera graves y de consecuencias semejantes en lo que al trabajo se refieren.

ARTICULO 22.—Son causas de terminación de las relaciones de frabajo:

I.—La renuncia del trabajador presentada por escrito;

II.—La terminación del tiempo o de la obra, en los casos en que el trabajador haya sido nombrado por tiempo u obra determinados;

III.—Que el trabajador adquiera la calidad de pensionado por jubilación, por invalidez o por incapacidad permanente total;

IV.—La incapacidad física o mental o la inhabilidad manifiesta del trabajador que haga imposible la prestación del trabajo, y

V.—La muerte del trabajador.

CAPITULO QUINTO

De la Federación Nacional de Sindicatos Bancarios

ARTICULO 23.—Los sindicatos podrán constituir y adherirse a la Federación Nacional de Sindicatos Bancarios, única central reconocida para los efectos de esta Ley.

CAPITULO SEXTO

De la supervisión de las instituciones

ARTICULO 24.—La Secretaría de Hacienda y Crédito Público deberá en todo tiempo supervisar, a través de la Comisión Nacional Bancaria y de Seguros, que las instituciones cumplan con las obligaciones que les impongan la presente Ley y demas disposiciones aplicables, así como para proveer lo necesario para su debida y cabal aplicación

TRANSITORIOS

ARTICULO PRIMERO.—La presente Ley entrará en vigor el 1o. de enero de 1984.

ARTICULO SEGUNDO.—Se derogan las disposiciones que se opongan a lo establecido en este ordenamiento.

ARTICULO TERCERO.—En tanto se expiden las condiciones generales de trabajo de las instituciones, seguirán aplicándose los Reglamentos Interiores de Trabajo respectivos. Dichas condiciones deberán expedirse dentro de los tres meses posteriores a la fecha de entrada en vigor de la presente Ley.

ARTICULO CUARTO.—Las relaciones laborales de los trabajadores al servicio de las instituciones continuarán surtiendo efectos y deberán formalizarse con la expedición de los nombramientos correspondientes, en un plazo no mayor de seis meses a partir de su entrada en vigor. La falta de expedición de los nombramientos no impedirá la continuación de la relación de trabajo establecida con anterioridad al vencimiento de dicho plazo.

México, D. F., a 29 de diciembre de 1983.—Luz Lajous, D.P.—Raúl Salinas Lozano, S.P.—Enrique León Martínez, D.S.—Myrna Esther Hoyos de Navarrete, S.S.—Rúbricas."

En cumplimiento de lo dispuesto por la fracción I del artículo 89 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y para su debida publicación y observancia, expido el presente Decreto en la residencia del Poder Ejecutivo Federal, en la Ciudad de México, Distrito Federal, a los veintinueve días del mes de diciembre de mil novecientos ochenta y tres.—Miguel de la Madrid Hurtado.—Rúbrica.—El Secretario de Hacienda y Crédito Público, Jesús Silva Herzog.—Rúbrica.—Secretario del Trabajo y Previsión Social, Arsenio Farell Cubillas.—Rúbrica.—El Secretario de Gobernación, Manuel Bartlett Díaz.—Rúbrica.

———oOo———

Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.—Secretaría de Hacienda y Crédito Público.—Secretaría Particular.—No. Of.: 101-1060.

ACUERDO QUE AUTORIZA EL AJUSTE, MODIFICACION Y REESTRUCTURACION DE LAS TARIFAS PARA EL SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA.

Con fundamento en los artículos 12 fracción VI, 30, 31, 32 y 33 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica; y en ejercicio de las atribuciones que a esta Secretaría le confiere el artículo 31, fracción XV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal: y

CONSIDERANDO

Que mediante escrito fechado el ocho de diciembre en curso, el Director General de la Comisión Federal de Electricidad, actuando también con el carácter de representante legal de las empresas en liquidación denominadas: Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A. y sus Asociadas, Compañía de Luz y Fuerza de Pachuca, S. A., Compañía Mexicana Meridional de Fuerza, S. A. y Compañía de Luz y Fuerza Eléctrica de Toluca, S. A., solicitó de esta Secretaría, con fundamento en lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la modificación, reestructuración y ajuste de las tarifas que rigen la venta de energía eléctrica en el país, con el fin, según manifestó, de compensar parcialmente los incrementos en los costos internos y externos y el deterioro en el precio real de la electricidad; reducir la presión financiera a que se ha visto sujeto el sector eléctrico nacionalizado en los últimos años y atender la creciente demanda del mercado eléctrico, por lo que requiere ineludiblemente, allegarse recursos propios adicionales que contribuyan gradualmente al mejoramiento de su economía y estar en aptitud de continuar la realización de inversiones en obras nuevas, para garantizar el oportuno suministro de energía, acorde con el desarrollo del país y asegurar la buena marcha del sector eléctrico, el que, de conformidad con lo consignado en la solicitud, ha puesto ya en práctica acciones específicas en materia de productividad y organización interna; y está cumpliendo estrictamente el programa de obras e inversiones, atendiéndose en forma especial la diversificación de las fuentes de energía eléctrica distintas de los hidrocarburos.

Que la Comisión Federal de Electricidad acreditó que según lo previsto en el artículo 12 fracción VI de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, obtuvo de su Junta de Gobierno, la aprobación de las bases, criterios y propuestas de adecuación tarifaria, sometidos a consideración de dicho Organo; y acompañó a la solicitud sus balances generales, estados y proyecciones financieras, estudios y análisis, para fundamentar su propuesta.

Que de la información aportada por la Comisión Federal de Electricidad, se infiere que los recursos propios derivados de la venta de energía eléctrica, constituyen sólo un reducido porcentaje del total que representan los diversos renglones de erogaciones del sector; y que por resultar deficitarias todas las tarifas, se requieren crecientes aportaciones y subsidios del Gobierno Federal.

Del análisis efectuado por esta Secretaría se desprende que el quebranto patrimonial en cuanto a recursos propios del Sector deriva principalmente de la diferencia entre los ingresos por venta de energía eléctrica cuyo precio real se redujo en los últimos años; y el costo de generación, transmisión, distribución y entrega de energía eléctrica, como consecuencia de los fenómenos de inflación y el consiguiente incremento en el precio de los insumos internos y externos y particularmente de los materiales y equipos, así como de los intereses de los créditos obtenidos para hacer frente a los requerimientos de nuevas obras de infraestructura, que es indispensable realizar, en cumplimiento a las medidas de política en materia energética, para satisfacer la demanda de energía eléctrica en los próximos años.

Que por la especial trascendencia que reviste la prestación del servicio público de energía eléctrica, se estima pertinente destacar, con fines de transparencia y para la mejor fundamentación de las modificaciones tarifarias materia del presente, los principales datos y resultados derivados del análisis efectuado:

— El 87% del total de usuarios del sector, se rige por las tarifas domésticas, cuyo importe representa el 21% de las ventas totales y el 52% del déficit total actual por tarifas. El precio del suministro, que en diciembre en curso será de un 17% del costo medio de producción del KWH, ha demostrado una evolución muy inferior a la casi totalidad de los comprendidos en el índice de precios al consumidor.

— El 41% de los susuarios de esas tarifas, consumen 50 KW-hora por mes o menos; por lo cual en ese rango, mientras en 1962 se requerían 14.5 horas de salario mínimo para cubrir la facturación respectiva, para julio de 1983, bastaban aproximadamente 2 horas. Por otra parte, el consumo medio mensual de energía eléctrica en México, para el sector residencial, es de 109 KWH por mes, por lo que la captación de ingresos es muy baja comparada con el costo.

— En tarifa 1-A, para localidades con clima muy cálido, se aplica durante los 5 meses de mayor temperatura en el año, un solo precio reducido al KWH, con un nivel casi igual al precio del primer bloque de energía de la tarifa 1; y puesto que tiene una misma cuota en dicha época para cualquier consumo, propicia el uso dispendioso de la energía, respecto de los usuarios con consumos elevados y favorece en menor grado, a los de bajo consumo; mientras que durante el resto del año la propia tarifa, igual a la tarifa 1, apoya a los usuarios de bajos ingresos.

— De acuerdo con la información examinada, la incidencia en el gasto familiar del costo de energía eléctrica, es muy reducida, en comparación con los diversos renglones que constituyen aquél.

— A partir de 1982, se registra también un déficit en los servicios industriales, cuyo precio medio igualmente ha disminuido en términos reales. Su incidencia es comúnmente inferior al 2% del valor bruto total de la producción industrial, sobrepasando ese porcentaje, únicamente

en 6 ramas de las 72 consideradas en la matriz de insumo-producto, destacando que, de las 205 clases de actividad económica consideradas en el último censo industrial, sólo 20 representan una incidencia superior al repetido porcentaje.

— Las tarifas industriales aplicables al sistema eléctrico nacional, son en general hasta 3.7 veces más bajas, para factores de carga de 0.50, que las de la mayoría de empresas estadounidenses y de Centro y Sur América.

— En la tarifa 2, relativa al servicio general hasta 25 KW de demanda, se encuentran incluidos el 11.4% de los usuarios del sector. Se aplica en un porcentaje apreciable a pequeños comercios y la estructura vigente favorece a bajos consumos.

— La tarifa 5, para alumbrado público, permaneció sin variación en los precios por casi 5 años, hasta agosto de 1982, por lo que su relación precio-costo, es de sólo 0.36.

— La tarifa 9, para servicio agrícola, ha tenido un déficit pronunciado desde 1972, por haberse establecido precios muy inferiores a los costos de suministro, independientemente de los subsidios implícitos y explícitos que ha otorgado el Gobierno Federal a los consumidores correspondientes, quienes se encuentran además, exentos del pago del Impuesto al Valor Agregado; por lo que su efecto directo ha sido muy pequeño, en el valor bruto de la producción del sector agrícola.

— La tarifa 4, para servicio de energía eléctrica para molinos de nixtamal, resulta la más deficiente, al haberse establecido precios muy inferiores al costo, por obvias razones sociales.

— Que por otra parte y según consta de los análisis llevados al cabo, desde 1977 se estableció un plan de incremento de productividad del sector eléctrico, que ha permitido aumentar de 0.733 GWH vendidos por trabajador en operación, a 0.932 en el año de 1982, lo cual significa una mejoría de 27%.

— Igualmente, se han logrado mejorías en la productividad de los combustibles, entre otros motivos por el incremento de la capacidad de las unidades termoeléctricas nuevas que han entrado en operación.

— La capacidad instalada para generar energía eléctrica se incrementó a un ritmo en promedio del 9.7% anual entre 1970 y 1982, al pasar de 6,068 MW a 18,390 MW.

— Han continuado los programas de expansión del sector eléctrico, diversificándose el uso de energéticos primarios, requiriéndose inversiones mayores a fin de reducir proporcionalmente, el consumo de hidrocarburos y a mediano plazo, el costo de operación.

Que los elementos mencionados, robustecen la conclusión en el sentido de que los recursos propios del sector eléctrico nacionalizado, son notoriamente insuficientes para compensar los incrementos en los precios de los insumos, principalmente por la diferencia entre el precio de venta y el costo de producción de la energía, así como por el costo financiero elevado, consecuencia de la contratación de créditos, en su mayoría externos.

Que por los motivos anteriores y pese a las aportaciones del Gobierno Federal y a los citados ajustes tarifarios, subsiste una diferencia respecto de los costos, por el decremento en términos reales del precio de venta de la energía, que es imperativo corregir para evitar que continúe prestándose el servicio en condiciones deficitarias, haciéndose uso excesivo de créditos internos y externos; y absorbiendo el Gobierno Federal, subsidios crecientes, que de todas maneras paga el pueblo, por lo que, en armonía con lo estatuido en el Plan Nacional de Desarrollo expedido por el titular del Poder Ejecutivo Federal y en el Programa de Reordenación Económica, han de adoptarse medidas para asegurar la continuidad del servicio y la indispensable expansión del sector eléctrico, con base en una sana política tarifaria, flexible y realista, que permita a mediano plazo la autosuficiencia de los suministradores; así como una más adecuada distribución de los ingresos del sector público.

Que en los estudios presentados por el Organismo, además del ajuste de tarifas, se propone la adecuación de algunas estructuras tarifarias; estimándose por esta Secretaría que, al unificarse los dos cargos por demanda de las tarifas industriales, tal como se sugiere en la solicitud, se logra una simplificación, propiciándose el uso racional de energía, al relacionarse la utilización de la misma, con el factor de carga; y que procede también la supresión de la Tarifa 11, que se ha dejado de aplicar y que regía específicamente para empresas mineras, las que se incorporaron a las tarifas 8 o 12, según los casos.

Que igualmente en los repetidos estudios, se proponen reformas tendientes a eliminar disposiciones que propicien uso inadecuado de la energía eléctrica, racionalizándolo, así como cuotas diferenciales para los servicios domésticos, de acuerdo con los consumos medios mensuales, estableciéndose por razones sociales, cuotas y cargos menores para el pequeño consumo, que comprende el mayor porcentaje de usuarios a fin de resguardar el poder adquisitivo de los consumidores de bajos ingresos; y aplicándose en cambio ajustes mayores para el consumo de la energía destinada a usos suntuarios.

Que la Comisión Intersecretarial de Precios y Tarifas de los Bienes y Servicios de la Administración Pública Federal, constituida por acuerdo del titular del Poder Ejecutivo Federal, publicado en el Diario Oficial de la Federación de 5 de diciembre en curso, con el objeto de estudiar y analizar las necesidades y los diversos factores que deben tomarse en cuenta por esta Dependencia para la revisión y el establecimiento de los precios y tarifas de los bienes y servicios de la Administración Pública Federal, en dictamen emitido con fecha 15 del presente, estima conveniente se autoricen los ajustes y modificaciones solicitados, para fines de reordenación económica de los suministradores, asegurando la buena marcha del sector eléctrico, con el apoyo solidario de los usuarios y a través de esfuerzos continuados del Gobierno Federal, por lo que se

sugieren diversas modalidades en la aplicación de los ajustes a fin de lograr gradualmente el equilibrio financiero a través de recursos propios, a mediano plazo y sin que incidan en forma brusca en los procesos productivos para reducir el impacto económico a los usuarios.

Que para el efecto, dicho dictamen contiene recomendaciones relativas a continuar con la política actual de financiamiento del sector eléctrico nacionalizado, comprendiéndose aportaciones del Gobierno Federal para asegurar la oportuna expansión del mercado eléctrico y satisfacer la demanda; enfatizándose también la necesidad de continuar aplicando las políticas de productividad trazadas para el propio sector; destacándose las consistentes en los programas de productividad de mano de obra y combustibles, para mejoría en la eficiencia de conversión de energía, ya que son los dos componentes de la estructura de costos sobre los que puede actuarse en forma directa, a través de un control riguroso de la tasa de crecimiento del personal de nuevo ingreso y la asignación eficiente de los recursos de generación disponibles así como el aumento en los índices de disponibilidad de las plantas termoeléctricas y la incorporación de nuevas unidades generadoras, de mayor capacidad, que permitan ahorros de escala en costos de inversión y una mayor eficiencia en la operación.

Que en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 31 reformado de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, los estudios presentados por el solicitante fueron revisados por esta Secretaría, escuchando a las Secretarías de Comercio y Fomento Industrial y de Programación y Presupuesto; y con intervención de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, concluyéndose que las cuotas de venta de energía eléctrica vigentes a la fecha, son insuficientes para atender los requerimientos del sector eléctrico y que procede adecuarlas con base en mecanismos operativos y a fin de lograr en forma gradual y a mediano plazo el incremento de los recursos propios del sector eléctrico en la cuantía necesaria para la reordenación de las finanzas públicas y contribuir al sano financiamiento del desarrollo, fortaleciéndose los ingresos del sector paraestatal, a través de una política realista de precios y tarifas; sin gravar excesivamente al consumo.

Que en armonía con lo estatuido en el Plan Nacional de Desarrollo y en el Programa de Reordenación Económica, expedidos por el titular del Poder Ejecutivo Federal:

— Los precios y tarifas de las empresas públicas serán piezas fundamentales para elevar el ahorro y la capacidad de inversión del Estado y simultáneamente reducir el déficit del sector público, como proporción del Producto Interno Bruto, para sanear las finanzas públicas.

— Es necesario adecuar el crecimiento del sector eléctrico para reducir el consumo de energía por unidades de producción, a niveles de mayor racionalidad.

— Como parte integral del esfuerzo de cambio se han anunciado una serie de decisiones sobre la política de precios y tarifas del sector público, que significan abandonar los esquemas rígidos que habían conducido a la descapitalización de los organismos y empresas públicas, para adoptar un enfoque realista que otorgue a cada bien o servicio un precio acorde a su costo real.

— No es deseable continuar deteriorando la situación financiera de las empresas, al obligarlas a una extrema dependencia de los apoyos fiscales o crediticios.

— La política de precios y tarifas habrá de ser flexible para evitar los rezagos que generó en años anteriores y el crecimiento indiscriminado y sin direccionalidad de los subsidios.

— De los recursos financieros requeridos por el sector eléctrico para el año de 1983, aproximadamente el 30% proviene de ingresos de operación, mientras que el 70% (243 mil millones de pesos) serán transferencias del Gobierno Federal, integradas por aportaciones al patrimonio y subsidios explícitos a los usuarios de energía eléctrica, cuyos pagos son inferiores a los costos del suministro.

— La revisión tarifaria propuesta para el periodo 1984-1988, toma como punto de partida la situación en que se encuentran las tarifas en el presente mes de diciembre, reconociéndose que solamente con una política tarifaria de correcciones graduales, sostenidas durante varios años, será posible alcanzar el equilibrio entre precio medio y costo medio en el sector eléctrico.

Que según lo previsto en el artículo segundo transitorio de la ley que establece, reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones fiscales para el ejercicio de 1983, publicada en el Diario Oficial de la Federación de 31 de diciembre de 1982, durante el año en curso se ha venido aplicando, por concepto de impuesto especial sobre producción y servicios, la suma de un peso por KWH de energía eléctrica consumida, cuyo importe se ha reflejado en las facturaciones respectivas, al trasladarse a los usuarios y dejará de aplicarse a partir del primero de enero de 1984, no obstante que ha constituido fuente importante de ingresos del Erario Federal, para apoyar al sector eléctrico nacionalizado.

Que por ello, los ajustes tarifarios que se autorizan, no representarán de hecho para los usuarios, una erogación adicional, en la misma medida que impliquen un mecanismo substitutivo, vía tarifaria, del citado gravamen, lográndose una mejor redistribución de los ingresos del sector público y una situación más equitativa para el usuario.

Que ante las circunstancias que concurren, esta Secretaría estima conveniente el implantar en forma paulatina los ajustes que se aprueban, para reducir el impacto en los usuarios; y autorizar para los servicios domésticos, cuotas diferenciales en función del consumo, reduciéndose en forma notoria en comparación con el costo medio de producción, las correspondientes a un consumo mensual hasta de 50 KWH, el cual permite satisfacer las necesidades de energía eléc-

trica de la mayoría de los usuarios, le esa tarifa; y eximir de cargos fijos a los que se mantengan en el rango mencionado, para resguardar el poder adquisitivo del salario en favor de personas de escasos recursos.

Que con las propuestas de modificación tarifaria, se tiende a una equitativa distribución social de los costos generales de producción; al racional consumo de energía eléctrica y al objetivo de lograr en forma gradual, la obtención de los recursos propios necesarios para la inversión, que requiere el desarrollo del servicio público de energía eléctrica; por lo cual y a juicio de esta Secretaría, el estudio que sustenta la propuesta del sector eléctrico, con las modalidades y enmiendas aludidas, se ciñe a las normas y principios estatuidos en el artículo 31 reformado de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica; y se justifica en razón de las obligaciones financieras y de los factores ya enunciados y máxime que los ingresos derivados de la venta de energía eléctrica, sólo compensarán parcialmente los costos de producción.

He tenido a bien dictar el siguiente:

ACUERDO QUE AUTORIZA EL AJUSTE, MODIFICACION Y REESTRUCTURACION DE LAS TARIFAS PARA EL SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA.

PRIMERO.—Se autoriza a la Comisión Federal de Electricidad y a las empresas en liquidación denominadas Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A.; Compañía de Luz y Fuerza de Pachuca, S. A.; Compañía Mexicana Meridional de Fuerza, S. A.; y Compañía de Luz y Fuerza Eléctrica de Toluca, S. A., los ajustes, modificaciones y reestructuración de las tarifas generales para el suministro y venta de energía eléctrica, establecidas en el acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación de 2 de agosto de 1982, que expidió la entonces Secretaría de Comercio, en los términos siguientes:

TARIFA No. 1
Servicio Doméstico

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, apartamiento, apartamiento en condominio o vivienda.

Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1 Cargo Fijo

Exento para los servicios con un consumo mensual hasta de 50 (cincuenta) kilowatthoras en los servicios suministrados con 1 (un) hilo de corriente.

$30.00 (treinta pesos) para los demás servicios.

2.2 Cargos adicionales por la energía consumida.

$3.85 (tres pesos ochenta y cinco centavos) por cada uno de los primeros 50 (cincuenta) kilowatthoras.

$6.35 (seis pesos treinta y cinco centavos) por cada uno de los siguientes 25 (veinticinco) kilowatthoras.

$7.20 (siete pesos veinte centavos) por cada uno de los siguientes 25 (veinticinco) kilowatthoras.

$8.00 (ocho pesos) por cada kilowatthora adicional a los anteriores.

3. MINIMO MENSUAL

El equivalente a 8 (ocho) kilowatthora.

4. DEPOSITO DE GARANTIA

El importe que resulte de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 2.2 (dos punto dos) a un consumo mensual de 40 (cuarenta) kilowatthoras para los servicios suministrados con 1 (un) hilo de corriente.

El importe que resulte de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 2.2 (dos punto dos) a un consumo mensual de 250 (doscientos) kilowatthoras para los servicios suministrados con 2 (dos) hilos de corriente.

El importe que resulte de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 2.2 (dos punto dos) a un consumo mensual de 500 (quinientos) kilowatthoras para los servicios suministrados con 3 (tres) hilos de corriente.

TARIFA No. 1-A
Servicio Doméstico para Localidades Con Clima muy Cálido

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, apartamiento, apartamiento en condominio o vivienda, en localidades con clima muy cálido. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa.

2. PERIODO DE APLICACION

El suministrador aplicará las cuotas del punto 3 (tres) en el periodo que comprenda los seis meses consecutivos más cálidos en el año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las observaciones termométricas registradas por la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos. Las cuotas del punto 4 (cuatro) serán aplicadas por el suministrador en los periodos restantes del año.

3. CUOTAS MENSUALES PARA LA TEMPORADA DE CLIMA MUY CALIDO

3.1 Cargo Fijo.

Exento para los servicios con un consumo mensual hasta de 50 (cincuenta) kilowatthoras en los servicios suministrados con 1 (un) hilo de corriente.

$30.00 (treinta pesos) para los demás servicios.

3.2 Cargos adicionales por la energía consumida durante la temporada de clima muy cálido.

$3.85 (tres pesos ochenta y cinco centavos) por cada uno de los primeros 100 (cien) kilowatthoras.

$6.35 (seis pesos treinta y cinco centavos) por cada uno de los siguientes 100 (cien) kilowatthoras.

$7.20 (siete pesos veinte centavos) por cada

kilowatthoras adicionales a los anteriores.

4. CUOTAS APLICABLES FUERA DE LA TEMPORADA DE CLIMA MUY CALIDO

4.1 Cargo Fijo.

Exento para los servicios con un consumo mensual hasta de 50 (cincuenta) kilowatthoras en los servicios suministrados con 1 (un) hilo de corriente.

$30.00 (treinta pesos) para los demás servicios.

4.2 Cargos adicionales por la energía consumida.

$3.85 (tres pesos ochenta y cinco centavos) por cada uno de los primeros 50 (cincuenta) kilowatthoras.

$6.35 (seis pesos treinta y cinco centavos) por cada uno de los siguientes 25 (veinticinco) kilowatthoras.

$7.20 (siete pesos veinte centavos) por cada uno de los siguientes 25 (veinticinco) kilowatthoras.

$8.00 (ocho pesos) por cada kilowatthora adicional a los anteriores.

5. MINIMO MENSUAL

El equivalente a 8 (ocho) kilowatthora.

6. DEPOSITO DE GARANTIA

El importe que resulta de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 4.2 (cuatro punto dos) a un consumo mensual de 40 (cuarenta) kilowatthoras para los servicios suministrados con 1 (un) hilo de corriente.

El importe que resulte de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 4.2 (cuatro punto dos) a un consumo mensual de 200 (doscientos) kilowatthoras para los servicios suministrados con 2 (dos) hilos de corriente.

El importe que resulte de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 4.2 (cuatro punto dos) a un consumo mensual de 500 (quinientos) kilowatthoras para los servicios suministrados con 3 (tres) hilos de corriente.

7. LUGARES DONDE REGIRA LA TARIFA

Esta tarifa regirá con la autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en todas aquellas localidades con clima muy cálido. Se considerarán como localidades con clima muy cálido aquéllas cuya temperatura media mensual durante 2 (dos) meses consecutivos o más, sea de 25°C o mayor, de acuerdo con las observaciones termométricas registradas por la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos.

TARIFA No. 2

Servicio general hasta 25 kw de demanda

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 (veinticinco) kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1 Cargo Fijo

$60.00 (sesenta pesos)

2.2 Cargos adicionales por la energía consumida.

$5.65 (cinco pesos sesenta y cinco centavos) por cada uno de los primeros 50 (cincuenta) kilowatthoras

$6.50 (seis pesos cincuenta centavos) por cada uno de los siguientes 50 (cincuenta) kilowatthoras.

$7.50 (siete pesos noventa centavos) por cada kilowatthora adicional a los anteriores.

3. MINIMO MENSUAL

Cuando el usuario no haga uso del servicio cubrirá como mínimo el cargo fijo a que se refiere el punto 2 (dos) de esta tarifa.

4. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. Cualquier fracción de kilowatt se considerará como kilowatt completo.

Cuando el usuario exceda la demanda de 25 (veinticinco) kilowatts, deberá solicitar al suministrador aplique la tarifa No. 3 (tres). De no hacerlo, a la tercera medición consecutiva en que exceda la demanda de 25 (veinticinco) kilowatts, será reclasificado por el suministrador, notificándole al usuario.

5. DEPOSITO DE GARANTIA

El importe que resulte de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 2.2 (dos punto dos) a un consumo mensual de 40 (cuarenta) kilowatthoras para los servicios suministrados con 1 (un) hilo de corriente.

El importe que resulte de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 2.2 (dos punto dos) a un consumo mensual de 200 (doscientos) kilowatthoras para los servicios suministrados con 2 (dos) hilos de corriente.

El importe que resulte de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 2.2 (dos punto dos) a un consumo mensual de 600 (seiscientos) kilowatthoras para los servicios suministrados con 3 (tres) hilos de corriente.

TARIFA No. 3

Servicio General para más de 25 Kw de Demanda

1. APLICACION

Esta tarifa de aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más de 25 (veinticinco) kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1 Cargo por demanda máxima.

$795.00 (setecientos noventa y cinco pesos) por cada kilowatt de demanda máxima medida.

2.2. Cargo adicional por la energía consumida.

$3.95 (tres pesos noventa y cinco centavos) por cada kilowatthora.

3. MINIMO MENSUAL

El importe que resulte de aplicar 8 (ocho) veces el cargo por kilowatt de demanda máxima.

4. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia y tendrá que ser mayor de 25 (veinticinco) kilowatts. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

5. DEMANDA MAXIMA MEDIDA

La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición que indiquen la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el periodo de facturación.

6. DEPOSITO DE GARANTIA

2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda máxima a la demanda contratada.

TARIFA No. 4

Servicio para Molinos de Nixtamal y Tortillerías

1. APLICACION

Esta tarifa sólo se aplicará para el servicio en baja tensión a molinos de nixtamal y/o tortillerías oficialmente autorizados. Se permitirá, para alumbrado en los locales de los mismos, hasta un máximo de 40 (cuarenta) watts por cada kilowatt de capacidad instalada en motores o, cuando no haya éstos o sean de reducida capacidad, hasta un máximo de 200 (doscientos) watts.

2. CUOTA APLICABLE MENSUALMENTE

2.1. Cargo por la energía consumida.

$2.60 (dos pesos sesenta centavos) por cada kilowatthora.

3. MINIMO MENSUAL

El importe que resulte de aplicar 40 (cuarenta) veces el cargo por kilowatthora.

4. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

5. DEPOSITO EN GARANTIA

4 (cuatro) veces el mínimo mensual aplicable.

TARIFA No. 5

Servicio para Alumbrado Público

1. APLICACION

Esta tarifa sólo se aplicará al suministro de energía eléctrica para el servicio de alumbrado de calles, plazas, parques y jardines públicos, así como el servicio a semáforos.

2. HORARIO

Del anochecer al amanecer del día siguiente, excepto el servicio a semáforos, o el que se establezca en los convenios que en cada caso suscriban las partes contratantes.

3. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

3.1 Cargo por la energía consumida en los servicios suministrados en alta tensión.

$3.35 (tres pesos treinta y cinco centavos) por cada kilowatthora.

3.2 Cargo por la energía consumida en los servicios suministrados en baja tensión.

$4.00 (cuatro pesos) por cada kilowatthora.

4. MINIMO MENSUAL

La cantidad que resulte de aplicar las cuotas correspondientes al consumo equivalente a 4 (cuatro) horas diarias del servicio de la demanda contratada.

5. CONSUMO DE ENERGIA

Normalmente se medirán los consumos de energía, aunque en los contratos respectivos se establecerán el o los procedimientos para determinar el consumo de energía, de acuerdo con las características en que se efectúe el suministro de servicio y de conformidad con las normas aplicables.

6. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

7. REPOSICION DE LAMPARAS

El prestador de servicio de alumbrado público deberá reponer las lámparas, los aparatos y materiales accesorios que requiera la operación de las mismas. Cuando el suministrador esté de acuerdo en tomar a su cargo la reposición de las lámparas y dispositivos necesarios, se fijará en los contratos la forma para el cobro de los gastos que origine este servicio adicional al del suministro de energía.

8. DEPOSITO DE GARANTIA

4 (cuatro) veces el mínimo mensual aplicable.

TARIFA No. 6

Servicio para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará al suministro de energía eléctrica para servicio público de bombeo de aguas potables o negras.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1 Cargo fijo, independiente de la energía consumida.

$875.00 (ochocientos setenta y cinco pesos)

2.2 Cargo adicional por la energía consumida.

$4.40 (cuatro pesos cuarenta centavos) por cada kilowatthora.

3. MINIMO MENSUAL

Cuando el usuario no haga uso del servicio, cubrirá como mínimo el cargo a que se refiere el inciso 2.1 (dos punto uno)

4. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

5. DEPOSITO DE GARANTIA

4 (cuatro) veces el mínimo mensual aplicable.

6. SERVICIO EN ALTA TENSION

Los usuarios podrán contratar sus servicios en tarifas 8 (ocho) o 12 (doce), cuando las características de su instalación lo permitan.

TARIFA No. 7

Servicio Temporal

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía temporalmente a cualquier uso, exclusivamente donde y cuando la capacidad de las instalaciones del suministrador lo

23

permitan y éste tenga líneas de distribución adecuadas para dar el servicio.

2. HORARIO.

Lo convenido en cada caso entre el suministrador y el usuario, el que no deberá hacer uso del servicio fuera del horario estipulado.

3. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

3.1 Cargo por servicio independientemente de la energía consumida.

$250.00 (doscientos sesenta pesos) por el primer día de servicio.

$36.00 (treinta y seis pesos) por cada día adicional de servicio.

3.2 Cargos por demanda y consumo cuando no se haga cargo por servicio.

$720.00 (setecientos veinte pesos) por cada kilowatt de demanda.

$18.00 (dieciocho pesos) por cada kilowatt hora consumido.

3.3 Cargos por equipos eléctricos portátiles.

En los casos de personas o negociaciones que se dediquen a usar aparatos eléctricos portátiles, tales como: máquinas de pulir, encerar y lavar pisos, pintar, soldar, etc., el suministrador podrá optar por aplicar las cuotas de los puntos 3.1 (tres punto uno) o 3.2 (tres punto dos), o bien: $1,485.00 (un mil cuatrocientos ochenta y cinco pesos) por cada kilowatt de demanda.

4. CONTRATACION DEL SERVICIO Y DETERMINACION DE LA ENERGIA ELECTRICA.

Los contratos se celebrarán por el número de días consecutivos por los que el usuario quiera disponer del servicio.

Ningún servicio temporal podrá tener una vigencia mayor de treinta días, excepto en los casos de personas o negociaciones que utilicen máquinas de pulir, encerar y lavar pisos, pintar y soldar, etc., cuya vigencia puede ser por un plazo mayor. El cómputo de la demanda y el consumo se hará de acuerdo con la carga de los aparatos instalados y el número de horas que se use el servicio, el que en ningún caso será menor de 4 (cuatro) horas diarias, teniendo el suministrador derecho de verificar en cualquier tiempo la carga individual y el consumo de cada uno de los aparatos instalados.

El suministrador podrá verificar por medio de procedimientos y aparatos adecuados, aprobados por la autoridad competente, la demanda y el consumo que se haga de la energía eléctrica.

5. FACTURACION Y PAGOS

Las cuentas se formularán aplicando el cargo por servicio o el cargo correspondiente a la demanda, según el que resulte mayor; y los cargos por energía al consumo estimado por el suministrador.

Los pagos se harán por adelantado y conforme a dichas cuentas. En caso de que el suministrador mida los consumos y la demanda, podrá hacer una liquidación final a la terminación del contrato respectivo. En este último caso no habrá pago por adelantado y el usuario depositará, como garantía una cantidad igual al doble de la que resulte de aplicar los cargos por demanda y energía a la demanda y consumos estimados.

6. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

TARIFA No. 8

Servicio General en Alta Tensión

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía en alta tensión a cualquier uso, con una demanda inicial de 20 (veinte) kilowatts o más.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1 Cargo por demanda máxima.

$600.00 (seiscientos pesos) por cada kilowatt de demanda máxima medida.

2.2 Cargo adicional por la energía consumida.

$3.00 (tres pesos) por cada kilowatthora.

3. MINIMO MENSUAL

El importe que resulte de aplicar 10 (diez) veces el cargo por kilowatt de demanda máxima a que se refiere el inciso 2.1 (dos punto uno).

4. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. No podrá ser menor de 20 (veinte) kilowatts. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

5. DEMANDA MAXIMA MEDIDA

La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición que indiquen la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el periodo de facturación.

6. DEPOSITO DE GARANTIA

2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda máxima a la demanda contratada.

TARIFA No. 9

Servicio Para Bombeo de Agua Para Riego Agrícola

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará exclusivamente a los servicios en alta o baja tensión, que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1 Cargos por la energía consumida.

$2.05 (dos pesos cinco centavos) por cada uno de los primeros 5 000 (cinco mil) kilowatthoras.

$2.45 (dos pesos cuarenta y cinco centavos) por cada uno de los siguientes 10 000 (diez mil) kilowatthora.

$2.70 (dos pesos setenta centavos) por cada uno de los siguientes 20 000 (veinte mil) kilowatthoras.

$3.00 (tres pesos) por cada kilowatthora adicional a los anteriores.

3. TENSION Y CAPACIDAD DE SUMINISTRO.

El suministrador sólo está obligado a proporcionar el servicio a la tensión y capacidad disponibles en el punto de entrega.

4. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. Cualquier fracción de kilowatt, se tomará como kilowatt completo.

5. DEPOSITO DE GARANTIA

$95.00 (noventa y cinco pesos) por cada kilowatt de demanda contratada.

TARIFA No. 10

Servicio en Alta Tensión

Para Reventa

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en alta tensión para revenderla al público.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1 Cargo por demanda máxima.

$68.00 (sesenta y ocho pesos) por cada kilowatt de demanda máxima medida.

2.2. Cargos adicionales por la energía consumida.

$2.60 (dos pesos sesenta centavos) por cada uno de los primeros 90 (noventa) kilowatthoras por cada kilowatt de demanda máxima medida.

$2.30 (dos pesos treinta centavos) por cada uno de los siguientes 180 (ciento ochenta) kilowatthoras por cada kilowatt de demanda máxima medida.

$2.00 (dos pesos) por cada kilowatthora adicional a los anteriores.

3. MINIMO MENSUAL

El importe que resulte de aplicar 10 (diez) veces el cargo por kilowatt de demanda máxima.

4. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

5. DEMANDA MAXIMA MEDIDA

La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición que indique la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el período de facturación.

6. DEPOSITO DE GARANTIA

2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda máxima a la demanda contratada.

TARIFA No. 11

Se deroga.

TARIFA No. 12

Servicio general para tensiones de 66 KV o Superiores

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrado a tensiones de 66 (sesenta y seis) kilovolts o superiores.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1 Cargo por demanda máxima.

$620.00 (seiscientos veinte pesos) por cada kilowatt de demanda máxima medida.

2.2. Cargo adicional por la energía consumida.

$2.50 (dos pesos cincuenta centavos) por cada kilowatthora.

3. MINIMO MENSUAL

El importe que resulte de aplicar 20 (veinte) veces el cargo por kilowatt de demanda máxima.

4. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo. El suministrador sólo está obligado a proporcionar el servicio a la tensión y capacidad disponibles en el punto de entrega.

5. DEMANDA MAXIMA MEDIDA

La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición que indiquen la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el período de facturación.

6. DEPOSITO DE GARANTIA

2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda máxima a la demanda contratada.

SEGUNDO: Para las cuotas por consumo de energía eléctrica a que se refiere cada tarifa así como para los cargos fijos que se establecen para diversas de las mismas, se aplicará mensualmente y en forma acumulativa, a partir del primero de febrero de mil novecientos ochenta y cuatro y durante la vigencia del presente acuerdo, un factor de ajuste de 1.025 (uno punto cero dos cinco).

TERCERO: Para el caso particular de la tarifa 1-A (Servicio Doméstico para Localidades con Clima muy Cálido) durante los seis meses más cálidos del año, a que se hace referencia en el inciso 2 del apartado correspondiente a dicha tarifa, se hará un descuento de $1.00 (un peso) por kilowatthora, sobre los precios del segundo y tercer bloques establecidos en el inciso 3.2 (tres punto dos) del mismo apartado, durante la vigencia de este acuerdo.

TRANSITORIOS

PRIMERO.—El presente acuerdo entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación y en dos periódicos diarios de circulación nacional.

SEGUNDO.—El ajuste, modificación y reestructuración de las tarifas autorizadas por presente, se aplicarán a partir del primero enero de mil novecientos ochenta y cuatro. Desde esa fecha y en lo que se opongan a este

10

acuerdo, quedan derogadas las disposiciones en materia tarifaria expedidas con anterioridad.

TERCERO. Durante el ejercicio de 1984, en los casos en que los suministradores no dispongan de moneda fraccionaria, cuando el importe de las facturas correspondientes a la prestación del servicio resulte en fracciones, deberán ajustarlas a la unidad inferior de un peso, tomándose en cuenta [illegible] en materia fiscal por lo que [illegible] al traslado al usuario de los impuestos [illegible].

México, Distrito Federal, diciembre veintinueve de mil novecientos ochenta y tres. El Secretario de Hacienda y Crédito Público, Jesús Silva Herzog.—Rúbrica.

SECRETARIA DE COMUNICACIONES Y TRANSPORTES

Notificación relativa a la concesión para instalar, operar y explotar un sistema de servicio radiotelefónico de portadora común sin conexión a la Red Telefónica Pública, en favor de la empresa denominada Servitel de Guadalajara, S. A. en la Ciudad de Guadalajara, Jal. (Segunda Publicación)

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.—Secretaría de Comunicaciones y Transportes.—Dirección General de Concesiones y Permisos de Telecomunicaciones.

La empresa Servitel de Guadalajara, S. A., quien señaló como domicilio para oír notificaciones el Edificio marcado con el No. 218 Bis de las Calles de Puebla en México 7 D. F., solicitó ante esta Secretaría con fecha 6 de febrero de 1978, la concesión para instalar, operar y explotar un sistema del servicio radiotelefónico de portadora común sin conexión a la Red Telefónica Pública en la Ciudad de Guadalajara, Jal.

El sistema del servicio radiotelefónico de portadora común sin conexión a la Red Telefónica Pública a que se refiere esta concesión solicitada, tendrá las siguientes características:

1. Solicitante: Servitel de Guadalajara, S. A.
2. Frecuencias: 454.775 y 459.775 MHz.
3. Población a servir: Guadalajara, Jal.
4. Horario: Las 24 horas
5. Denominación de la emisión: 16F9
6. Tolerancia de frecuencia: más-menos 0.0005% (desviación máxima admisible entre la frecuencia asignada y la situada en el Centro de la banda de frecuencias ocupada por la emisión).
7. Tipo de antena: Telefónico Dúplex
8. Potencia nominal del transmisor: [illegible]09 Kw.
9. Privacía de las comunicaciones: tonos selectivos.

Cumpliendo con lo dispuesto en el Artículo 15 de la Ley de Vías Generales de Comunicación, se notifica lo anterior a todas las personas físicas y morales que pudieran sentirse afectadas en sus intereses con dicha solicitud a fin de que expongan sus observaciones ante el Departamento de Sistemas Especiales de Telecomunicación, Dirección General de Concesiones y Permisos de Telecomucaciones, de esta Secretaría dentro de un plazo de un mes contado a partir de esta última notificación.

Sufragio Efectivo. No Reelección.

El Director General de Asuntos Jurídicos, Hugo Cruz Valdés.—Rúbrica.

Notificación relativa a la concesión para instalar, operar y explotar un sistema del servicio radiotelefónico de portadora común sin conexión a la red Telefónica Pública en favor de la empresa denominada Autofón de México, S. A., en la Ciudad de México, D. F. (Segunda Publicación)

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.—Secretaría de Comunicaciones y Transportes.—Dirección General de Concesiones y Permisos de Telecomunicaciones.

SEGUNDA NOTIFICACION

La empresa Autofón de México, S. A., quien señaló como domicilio para oír notificaciones el Edificio marcado con el No. 218 Bis de las Calles de Puebla en México 7, D. F., solicitó ante esta Secretaría con fecha [illegible] de 1978, la concesión para instalar, operar y explotar un sistema del servicio radiotelefónico de portadora común sin conexión a la Red Telefónica Pública en la Ciudad de México, D. F.

El sistema del servicio radiotelefónico de portadora común sin conexión a la Red Telefónica Pública a que se refiere esta concesión solicitada, tendrá las siguientes características:

1. Solicitante: Autofón de México, S. A.
2. Frecuencias: 454.775 y 459.775 MHz.
3. Población a servir: México, D. F.
4. Horario: Las 24 horas
5. Denominación de la emisión: 16F9
6. Tolerancia de frecuencia: más menos 0.0005% (desviación máxima admisible entre la frecuencia asignada y la situada en el centro de la banda de frecuencias ocupada por la emisión).
7. Tipo de antena: Telefónico Dúplex.
8. Potencia del equipo: 0.09 Kw.
9. Privacía de las Comunicaciones: Tonos selectivos.

Cumplimiento con lo dispuesto en el Artículo 15 de la Ley de Vías Generales de Comunicación, se notifica lo anterior a todas las personas físicas y morales que pudieran sentirse afectadas en sus intereses con dicha solicitud, a fin de que expongan sus observaciones ante el Departamento de Sistemas Especiales de Telecomunicación, Dirección General de Concesiones y Permisos de Telecomunicaciones, de esta Secretaría dentro de un plazo de un mes contado a partir de la Segunda Notificación.

Sufragio Efectivo. No Reelección.

El Director General de Asuntos Jurídicos, Hugo Cruz Valdés.—Rúbrica.

ESPECIFICACIONES DE LOCALES PROPIEDAD DEL USUARIO PARA LA INSTALACION DE SUBESTACIONES DEL SUMINISTRADOR.

En los servicios solicitados en Baja Tensión en zona de cables subterráneos o bien cuando la magnitud de la carga lo requiera, es necesario que el Usuario adapte un local para la instalación de una subestación, dentro de su predio.

A continuación se indican las especificaciones que ese local debe cumplir generalmente:

1.- PROPIEDAD.- El Suministrador instalará la subestación, quedando esta de su entera propiedad. La ocupación del local por parte del Suministrador será sin retribución.

2.- INCENDIO.- Antes de energizar la subestación en forma definitiva, el Usuario aceptará por escrito:

a).- El Suministrador queda liberado de toda responsabilidad en caso de incendio en el local motivo de estas especificaciones.

b).- En el seguro contra incendio del edificio queda incluido el local de la subestación.

3.- DIMENSIONES.- Las dimensiones interiores del local, son aproximadamente de 6.00 X 5.00 m. por 2.50 m. de altura mínima.

4.- VENTILACION.- La ventilación del local será a través de persianas colocadas en la puerta de acceso, así como por una ventana cuyas dimensiones se indican en plano exprofeso.

5.- PAREDES Y PISO.- Las paredes serán de concreto armado con un espesor mínimo de 0.15 m. y el piso del mismo material y calculado para soportar una carga de 4 toneladas /m2.

6.- DRENAJE.- Para evitar la inundación del local, se instalará una coladera conectada al drenaje general, con un sifón intermedio para recibir el líquido que salga del transformador en caso de falla, teniendo el piso pendiente hacia ella.

7.- PASO DE CABLES.- Se abrirán los pasos de cables necesarios de acuerdo al proyecto que se prepare, siendo estos con ductos de asbesto cemento de 3 o 4 pulgadas según el caso; y llegarán hasta 0.50 en el límite del parámetro exterior.

8.- SISTEMA DE TIERRAS.- Se instalarán dos varillas Copper Weld de 5/8" por 3.00 m. de largo, sobresaliendo 0.20 m. del piso terminado.

MEDICION EN C.I.P.C.

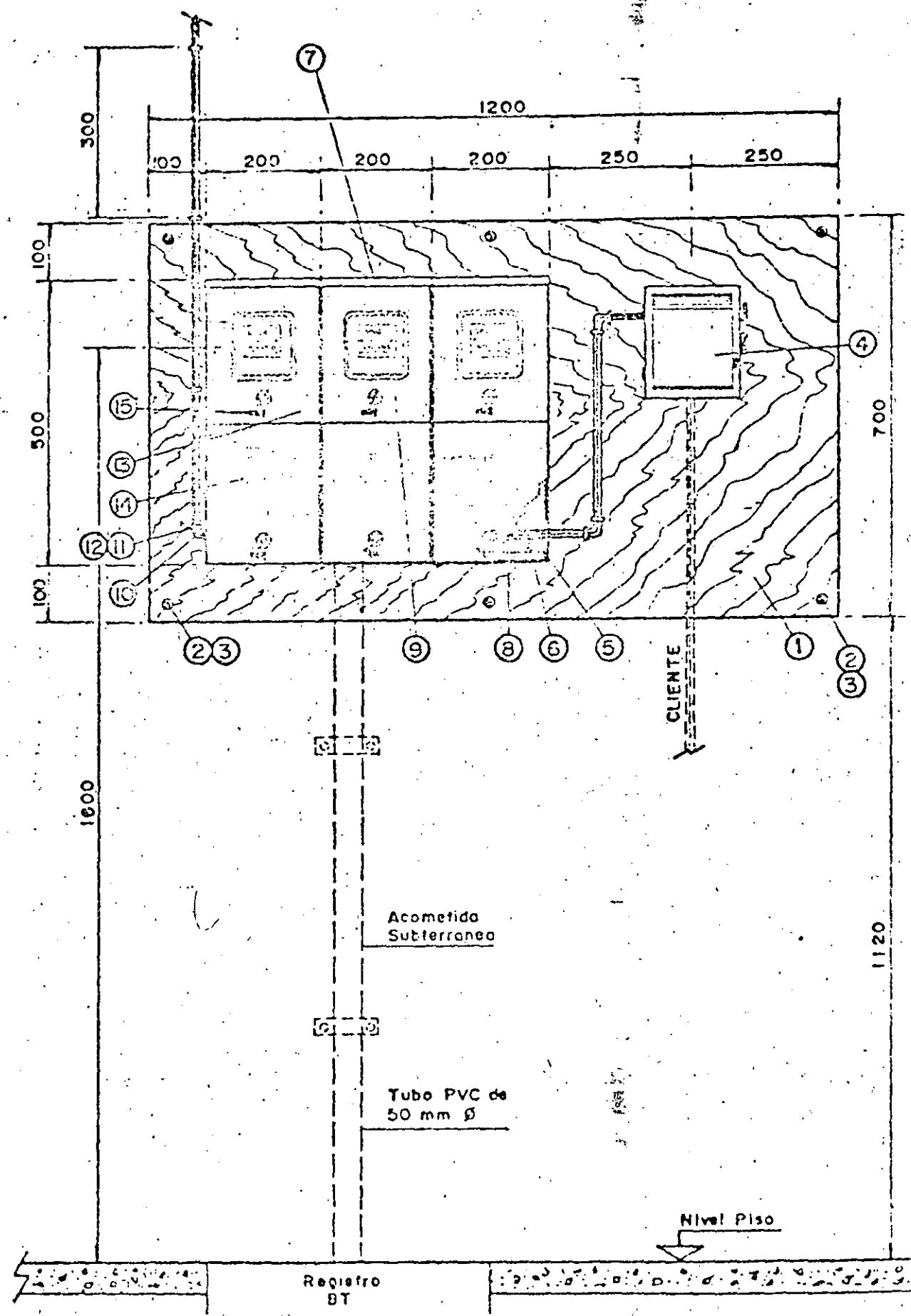
EQUIPOS	B.T.	A.T.	CARGAS CONTROLADAS EN KW
1 WHM	DIRECTA		HASTA 4 KW
2 WHM	DIRECTA		HASTA 8 KW
3 WHM	DIRECTA		HASTA 40 KW
MBT 150/5	INDIRECTA		HASTA 50 KW
MBT 300/5	INDIRECTA		HASTA 100 KW
MBT 600/5	INDIRECTA		HASTA 200 KW
MBT 1000/5	INDIRECTA		HASTA 330 KW
MBT 2000/5	INDIRECTA		HASTA 660 KW
FS-2MP 150/5 ↓ ↓ FS-2MP 2000/5	INDIRECTA TC's fuera del equipo ↓ INDIRECTA		HASTA 50 KW ↓ HASTA 660 KW
MT-23 5/5		INDIRECTA	HASTA 166 KW
MT-23 15/5		INDIRECTA	HASTA 497 KW
MT-23 50/5		INDIRECTA	HASTA 1660 KW
MT-23 150/5		INDIRECTA	HASTA 4970 KW
MT-23 300/5		INDIRECTA	HASTA 9840 KW
MT-23 600/5		INDIRECTA	HASTA 19680 KW
MTS-23 5/5 ↓ ↓ MTS-23 600/5		INDIRECTA ↓ INDIRECTA	HASTA 166 KW ↓ HASTA 19680 KW

MEDICION BT 3G

MONTAJE 4.0230

29

1 de 2.



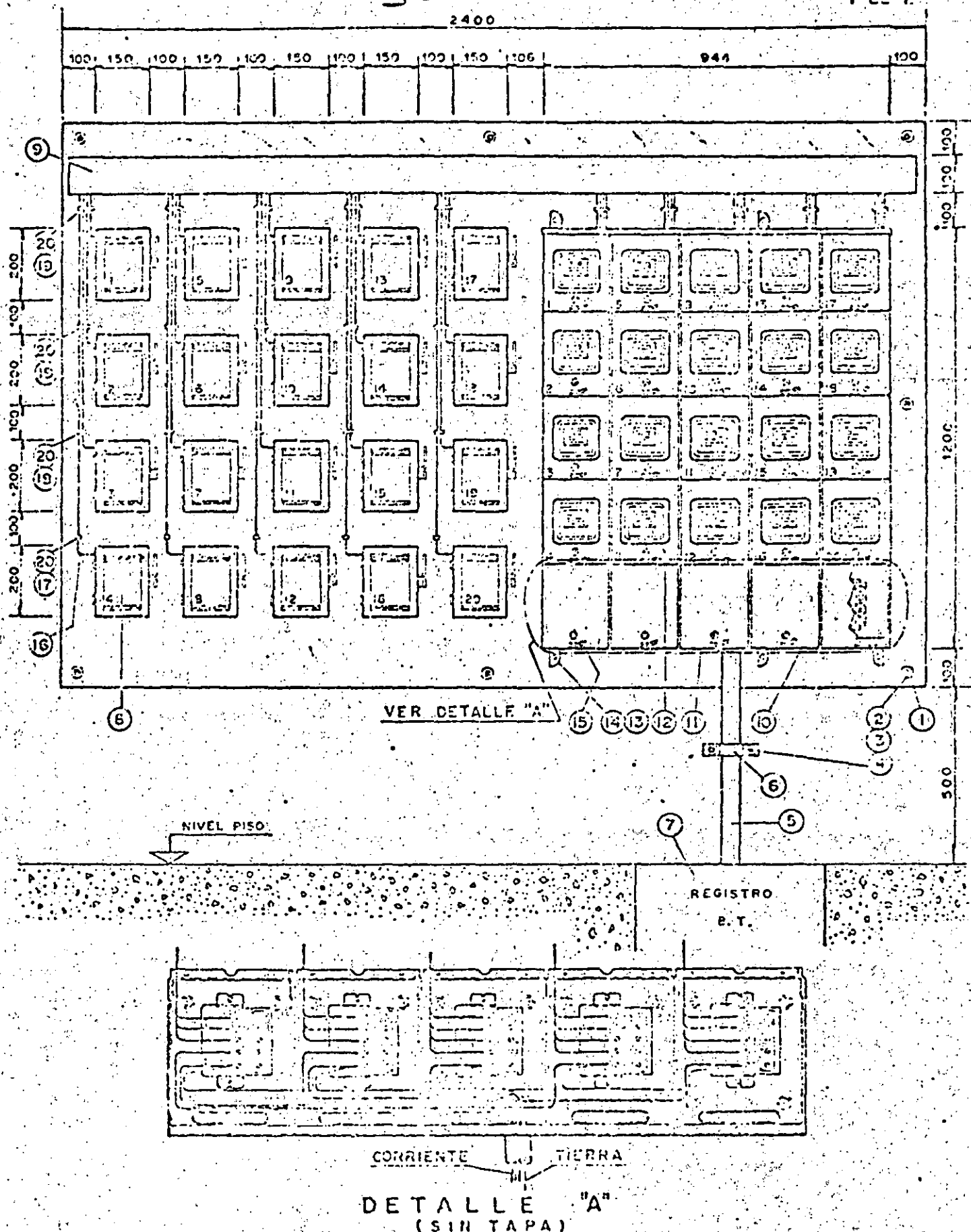
CONCENTRACION M 55

(28)

MONTAJE 4.0241

30

1 de 2



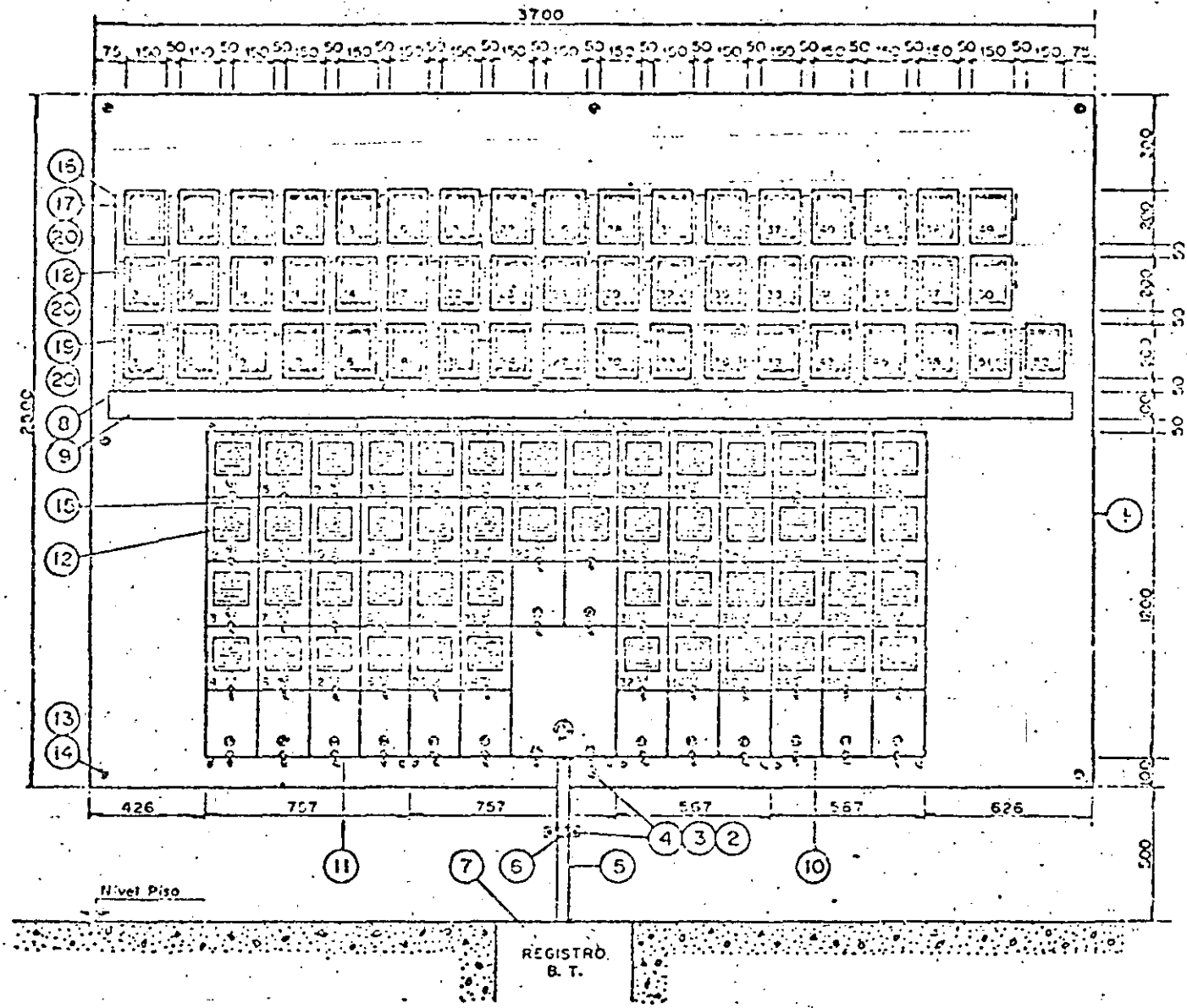
DETALLE "A"
(SIN TAPA)

CONCENTRACION M 514

NORMAS, L.y.F.
MONTAJE
4.0243

31

1 de 2



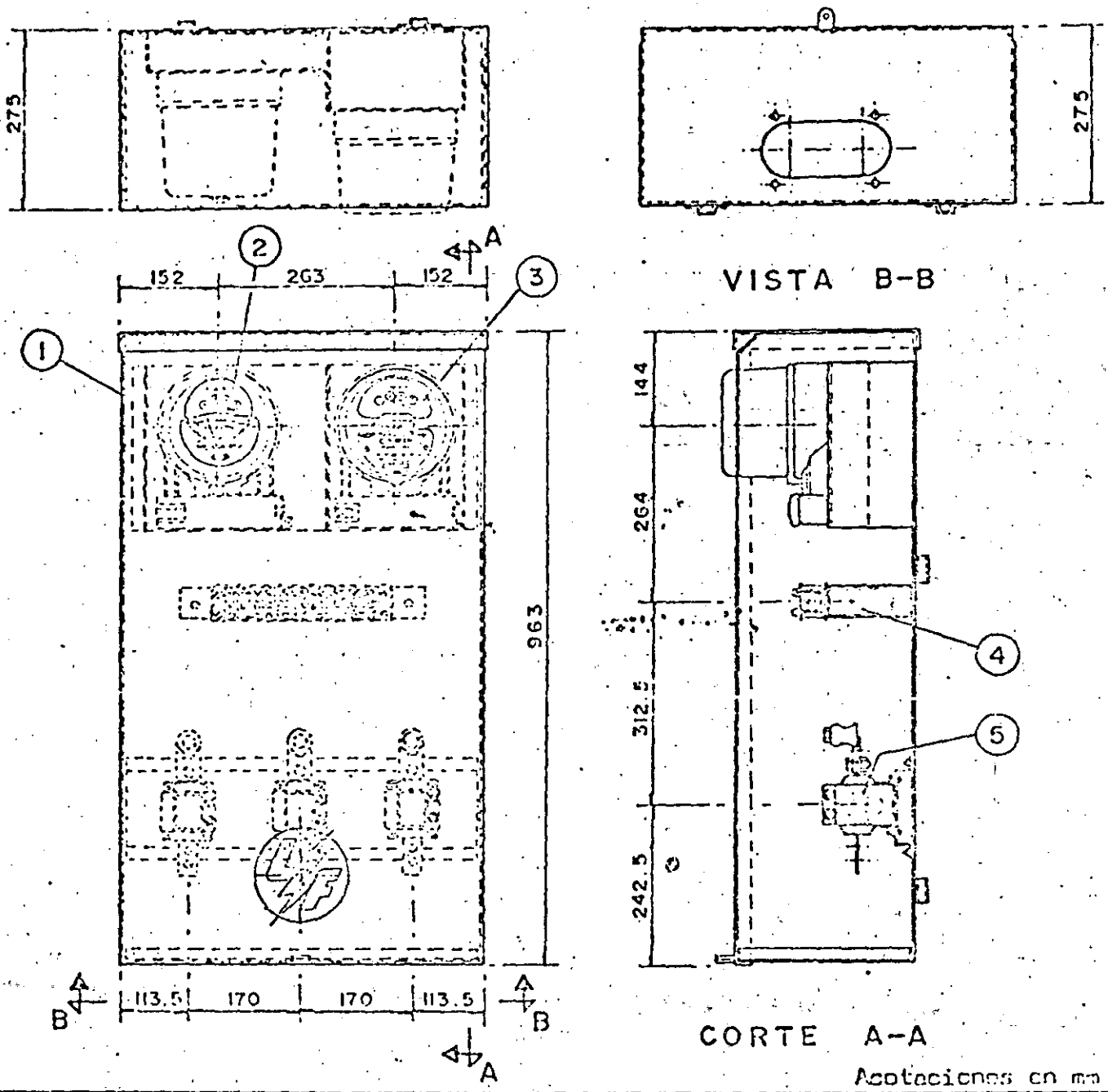
Ago 23

EQUIPOS MBT
150, 300, 600

(30) MATERIAL 2.0476

32

1 de 2



MATERIALES

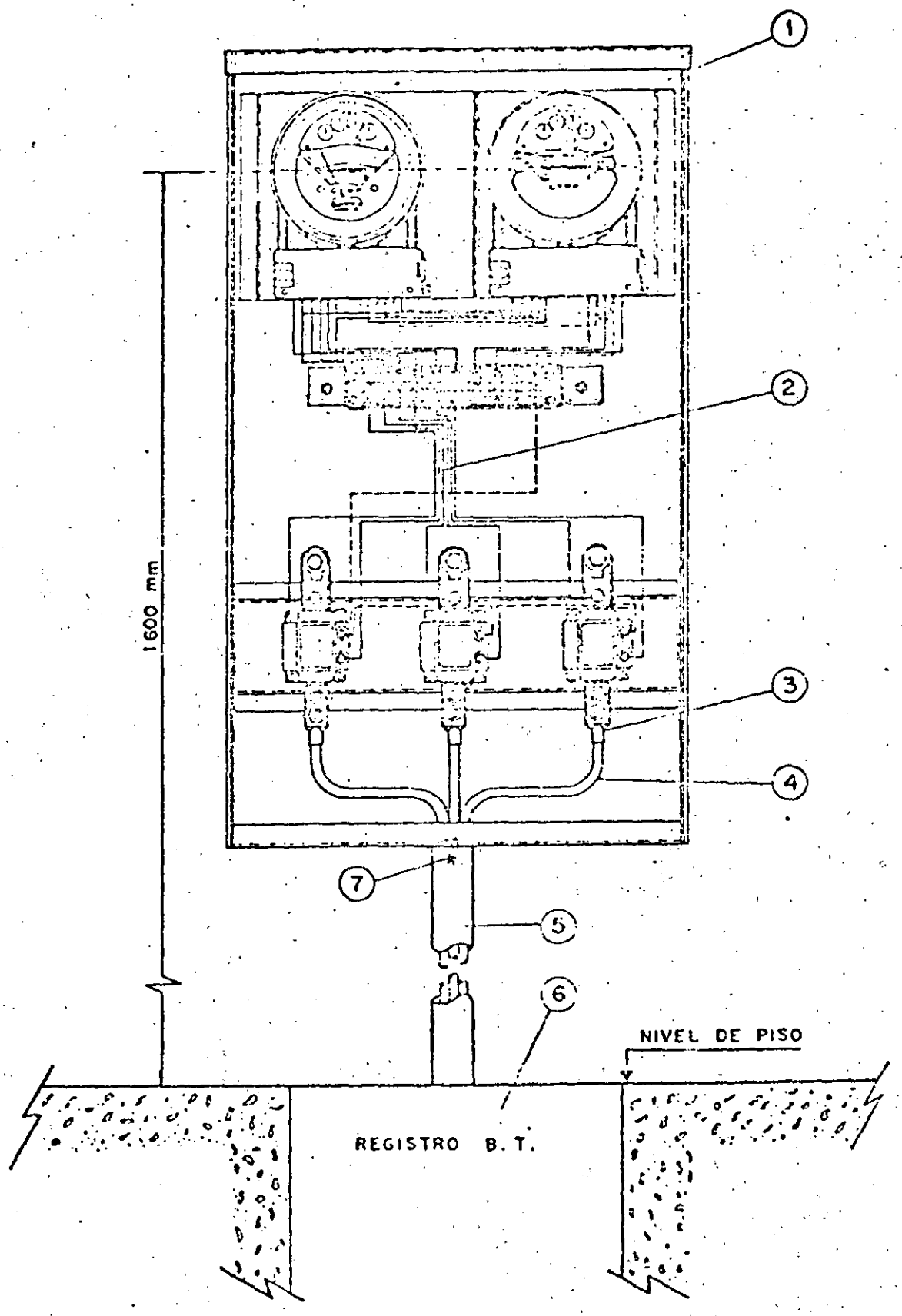
REF.	CANTIDAD	NOMBRE
1	1	Caja VBP
2	1	Wattmetro - Wattmetro DE 3 x 10 (Norma LyF 2.0053)
3	1	Varmetro 3 x 10 (Norma LyF 2.0055)
4	1	Tablilla VT 250 BT (Norma LyF 2.0424)
5	3	Transformador de corriente Norma LyF (2.0445)

USO:

Fijado a muro interior ó exterior mediante 4 tornillos madera de 9.5 x 101.5 mm (3/8" x 4") permite medir en servicios trifásicos de BT el consumo en kwh, kvarh y la demanda máxima en Kw.

EQUIPO MBP 33

MONTAJE 4.0248

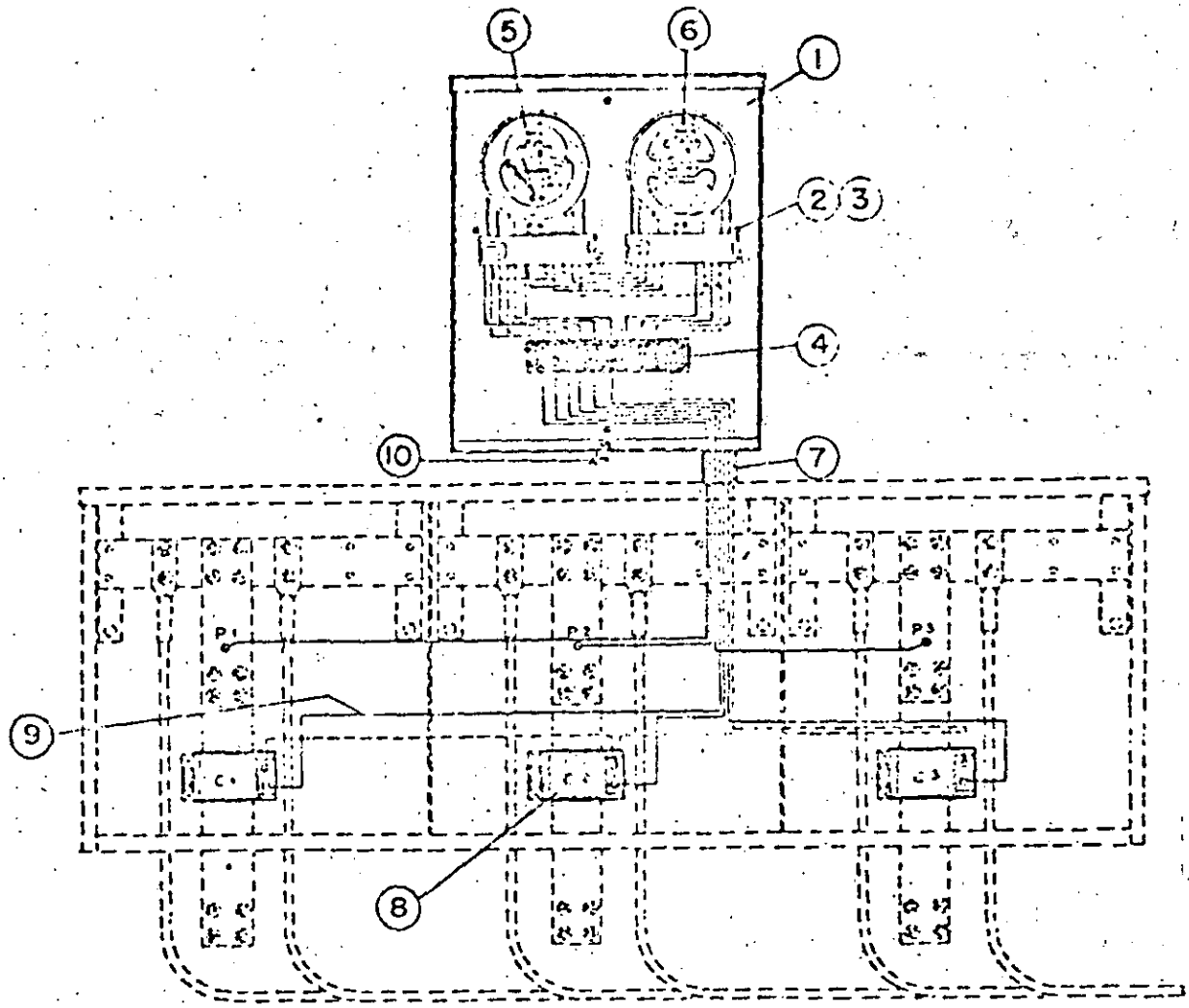


EQUIPO FS-2MP

(32)

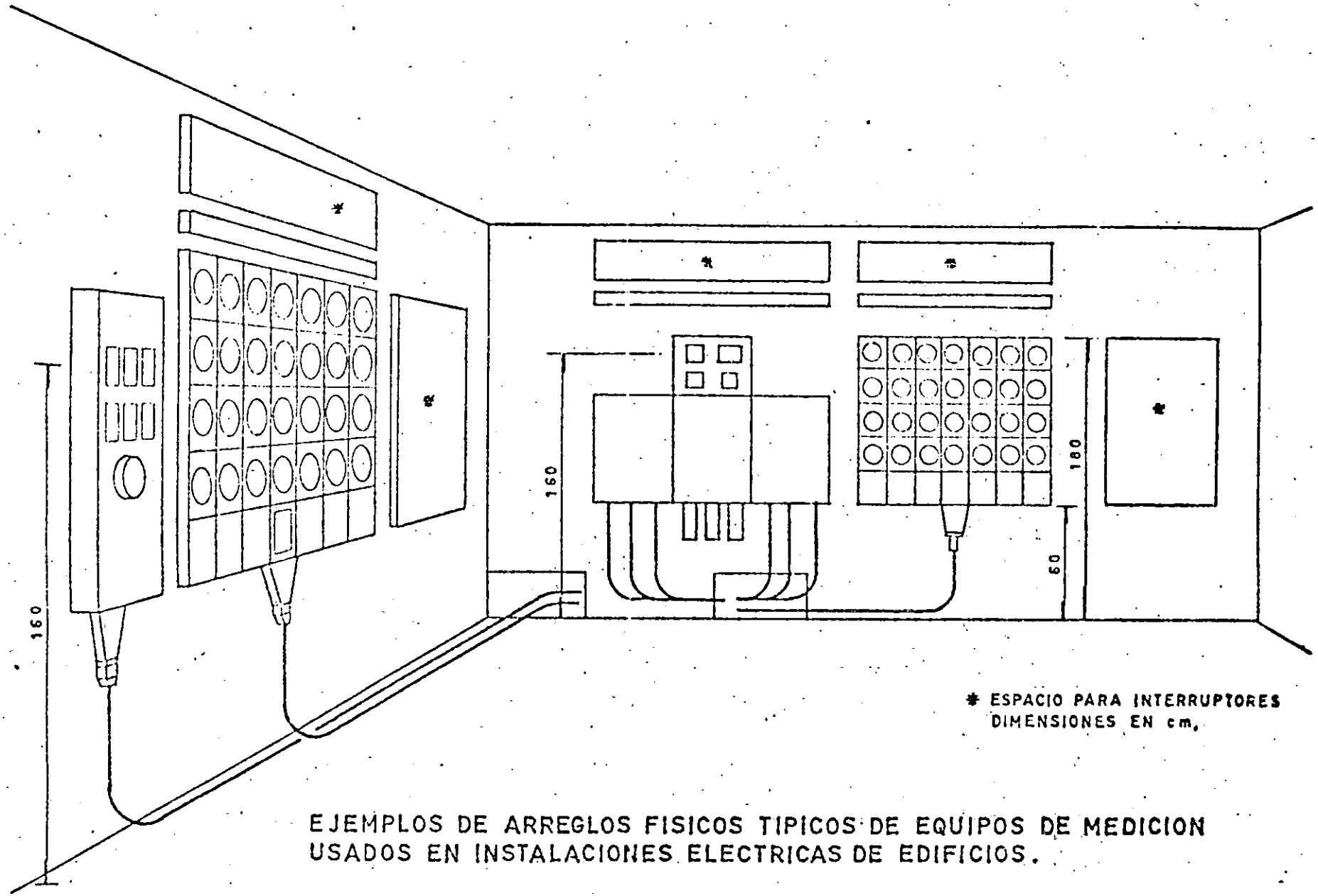
NORMAS LyF
MONTAJE
4.0250

34



MATERIAL. (En orden aproximado de colocación)

Ref.	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Caja 2MP	2.0352	Pza	1
2	Tornillo madera 14 x 3 cg C/roldana de 5.3 mm	2.0443	Pza	2
3	Taquete Nylon 10	2.0003	Pza	2
4	Tablilla MTP 10 BT	2.0474	Pza	1
5	Kotthorímetro - wattmetro DM 3 x 10	2.0053	Pza	1
6	Varorímetro 3 x 10	2.0055	Pza	1
7	Tubo PVC		m	0.10
8	Transformador de corriente BV	2.0449	Pza	3
9	Alambre Cuf 14, Cuf 14 A,B,C,V,N,G	2.0338	m	-
10	Sello plomo A	2.0250	Pza	1



EJEMPLOS DE ARREGLOS FISICOS TIPICOS DE EQUIPOS DE MEDICION USADOS EN INSTALACIONES ELECTRICAS DE EDIFICIOS.

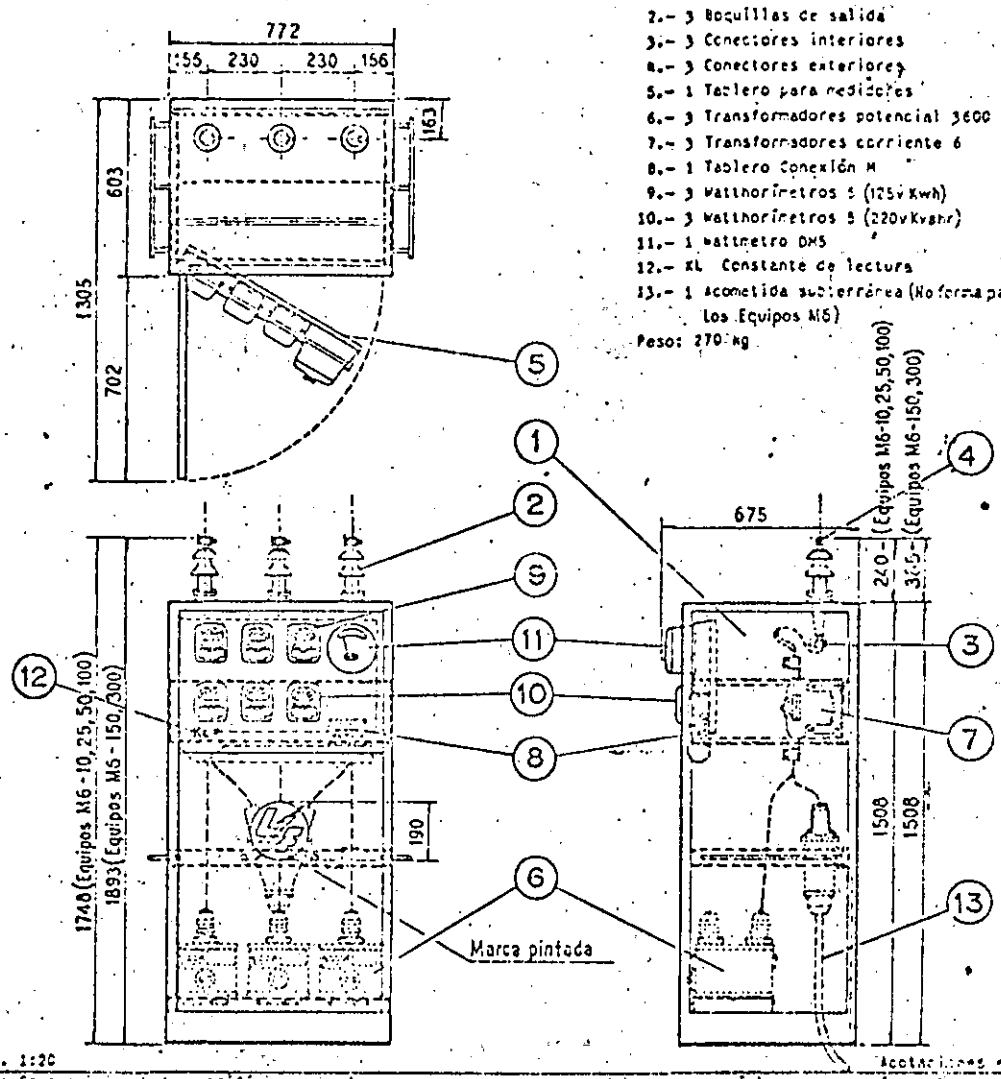
EQUIPOS M 6

NORMA L y F
2.4350.20
Sep 67

31

1.- 1 Gabinete M6
2.- 3 Boquillas de salida
3.- 3 Conectores interiores
4.- 3 Conectores exteriores
5.- 1 Tablero para medidores
6.- 3 Transformadores potencial 3600
7.- 3 Transformadores corriente 6
8.- 1 Tablero Conexión M
9.- 3 Wattorímetros 5 (125v Kwh)
10.- 3 Wattorímetros 5 (220v Kvahr)
11.- 1 Wattmetro DM5
12.- XL Constante de lectura
13.- 1 Acometida subterránea (No forma parte de los Equipos M6)

Peso: 270 kg



Esc. 1:20

Acotaciones en mm

USO: En servicios de 6 kv trifásicos mide los consumos en kwh, kvahr y la demanda máxima en kw según tarifa, se coloca sobre el piso en interior y se alimenta con acometida subterránea según tarifa. Las conexiones del Equipo M6 a los bornillos del conductor se ejecutarán en círculo normas MLF 3.4100.10 y 3.4100.30.

NOMBRE	Corriente máxima permanente Amp	Transformadores de corriente	Acometida de cable AP C AT
EQUIPO M6 - 10	10	6- 10	3 x 31
EQUIPO M6 - 25	25	6- 25	3 x 31
EQUIPO M6 - 50	50	6- 50	3 x 31
EQUIPO M6 - 100	100	6- 100	3 x 70
EQUIPO M6 - 150	150	6- 150	3 x 200
EQUIPO M6 - 300	300	6- 300	3 x 200

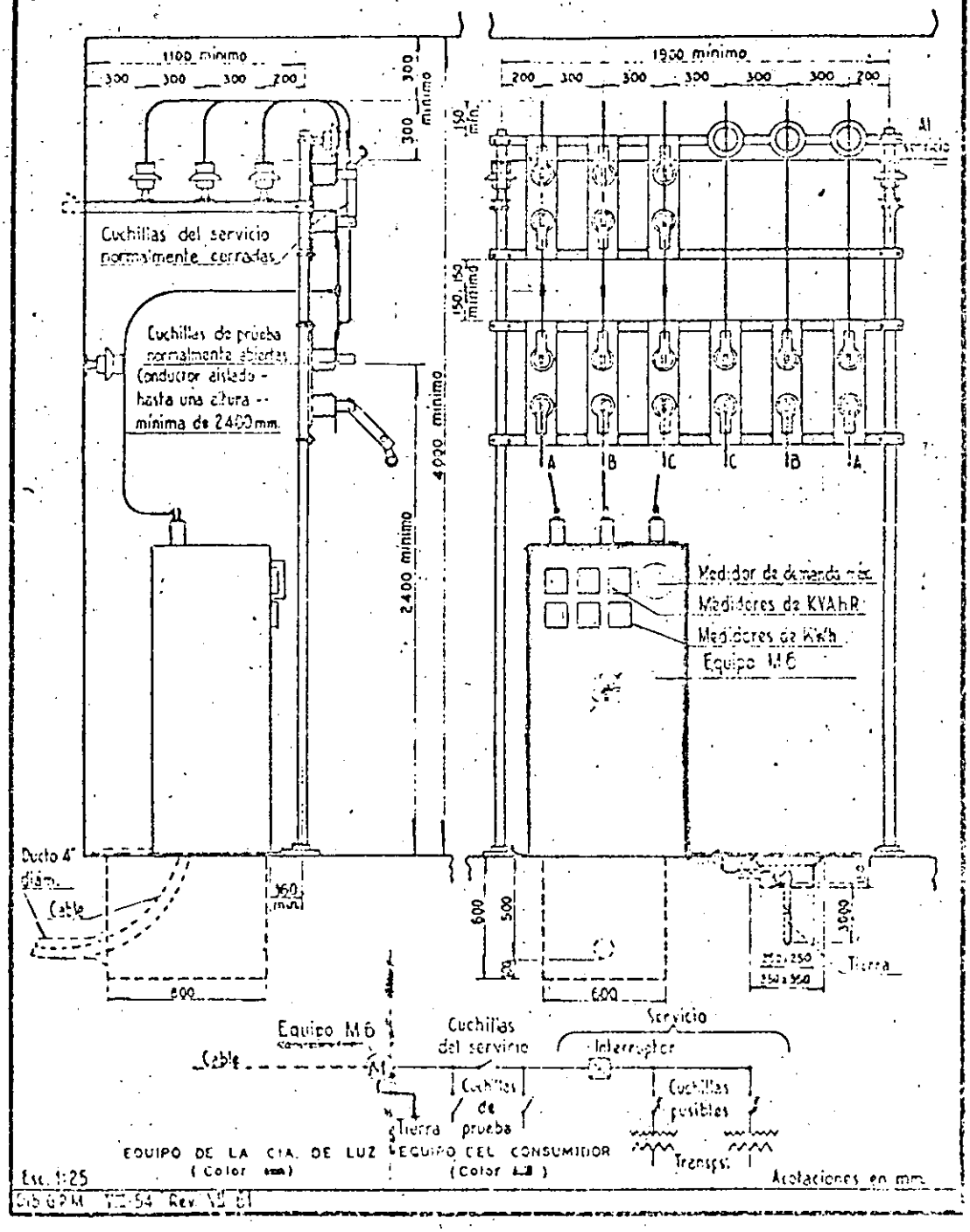
Referencias: Plano DISTRIBUCION A-227 Ay3; Norma MLF 2.5010.10

Clave del nombre:
M6 = Medición en 4000 volts
10, 25, 50, 100, 150 y 300 = Capacidad en amperes.

EQUIPO M6 Y CUCHILLAS DE PRUEBA (35) DESCUBIERTAS EN INTERIOR, PARA SERVICIOS DE 6000V.

NORMAS M.C.F. 3.4100.20 CM

37

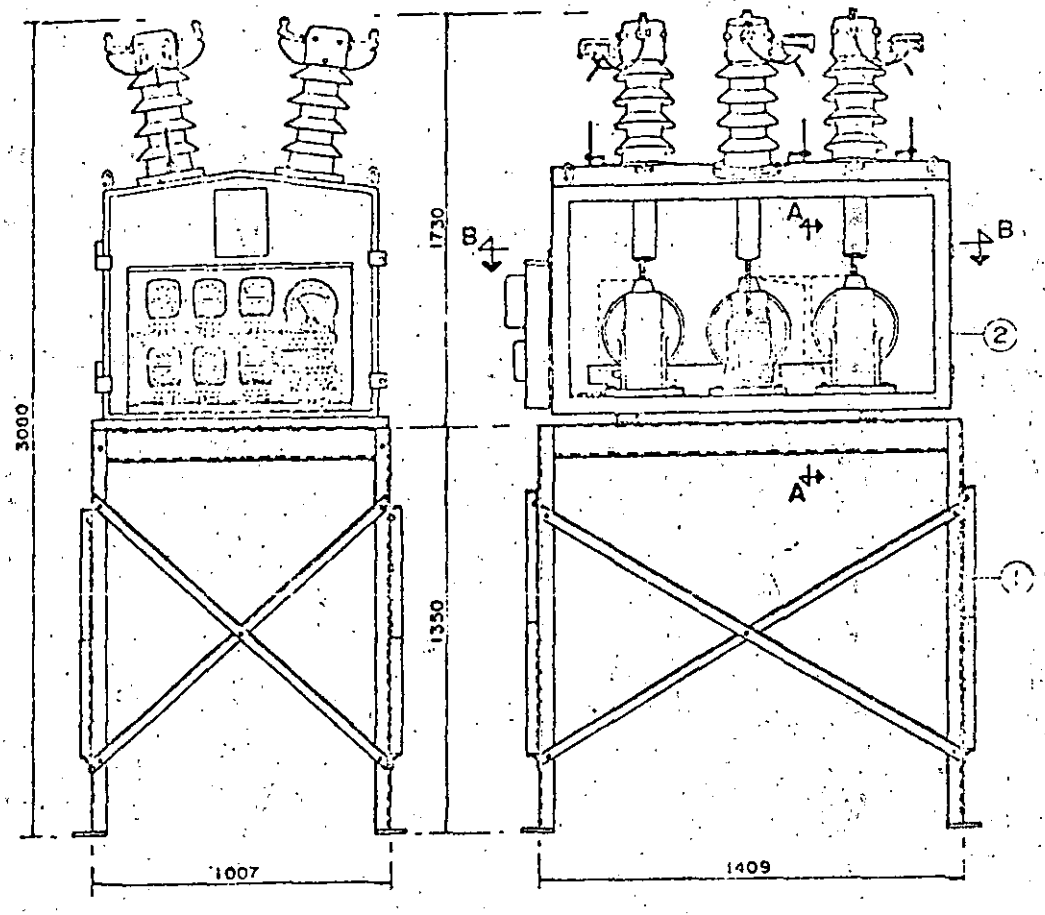


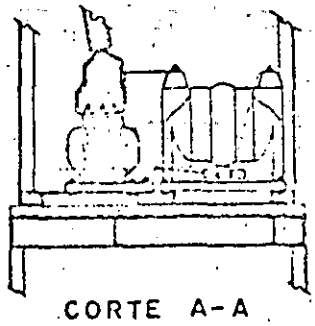
EQUIPOS M 20

NORMAS CYT
MONTAJE
4.0247

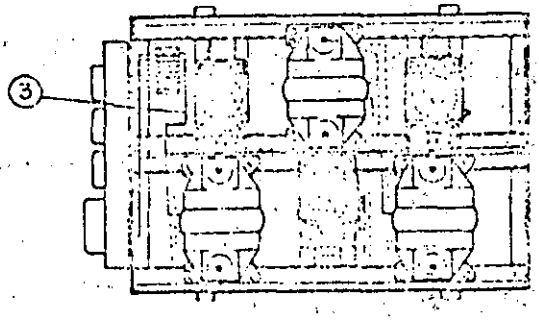
38

1 de 2





CORTE A-A

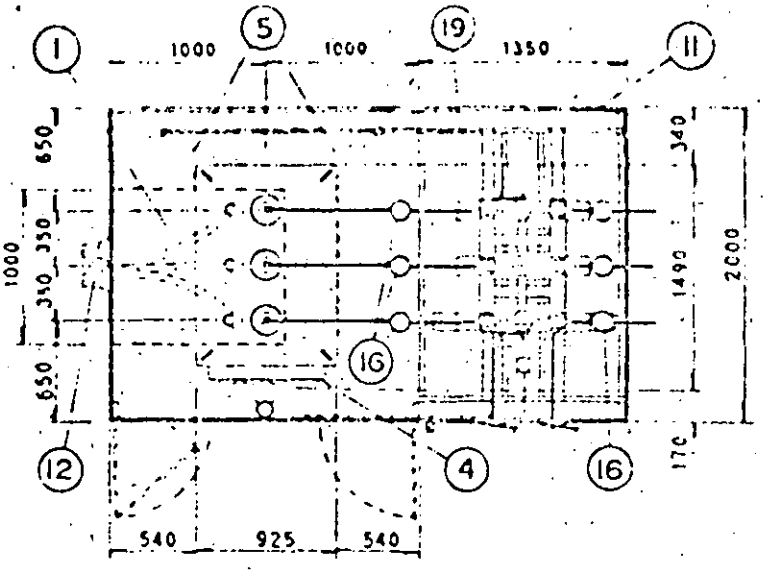


CORTE B-B

EQUIPO MT 20 Y CUCHILLAS DE PRUEBA
CUBIERTAS EN INTERIOR PARA SERVICIOS DE 20 000 V.

NORMA LyF 3.4100.70 Feb. 66

39



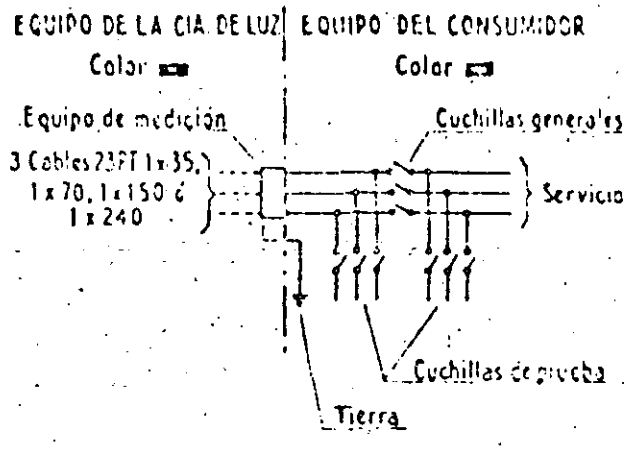
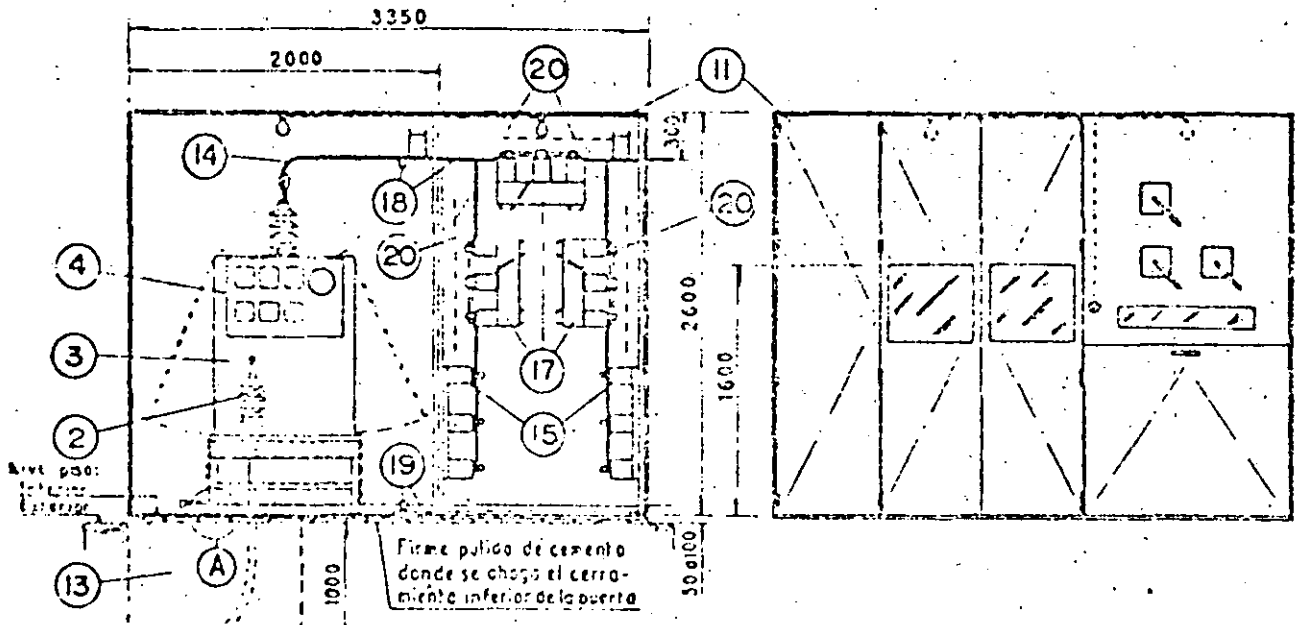
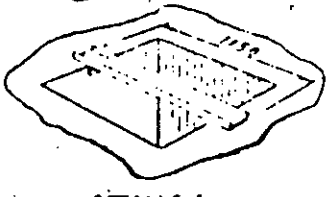


DIAGRAMA TRIFILAR DE CONEXIONES



DESARROLLOS FACTIBLES DE LA S.E.

EM	CP	1	TRANSF.
TRANSF.	1	CP	EM



DETALLE A

Esc. 1:50; Acotaciones en mm

EQUIPO DE LA CIA. DE LUZ

Nº	Cant.	Nombre	Nº Norma
1	3	Cables 23FT 1x35, 1x70, 1x150 ó 1x240	
2	3	Terminales [illegible]	2.9180.45
3	1	Equipo [illegible]	2.[illegible].45
	1	Estructura [illegible]	2.4515.10
4	1	Caja M 18	2.2007.55
5	5m	Alambre Cud 2 (Tierra)	2.0700.15
6	6.15m	Canal fierro ligero de 152 mm con 2 topes de ángulo (DETALLE A)	

EQUIPO DEL CONSUMIDOR

Nº	Cant.	Nombre
11	1	Gabinete cerrado con alumbrado para la instalación del Equipo MT20 y Cuchillas
12	2	Vías Ductos AS con Boquilla ducto AS
13	1	Registro de 1.10x1.00x1.00 m sin tapa
14	3.5m	Alambre Cud 1/0 a 4/0
15	6	Aisladores soporte 20 kv con conectores mecánicos para conectar el equipo de comprobación de medidores
16	6	Aisladores soporte 20 kv
17	9	Cuchillas 20 kv 200 Amp. con movimiento de interrupción paralelo a la base
18		Bases de solera cobre electrolítico 6.2x25.4 mm con conectores mecánicos
19		Barra tierra de solera cobre 6.3x35.1 mm con conectores mecánicos
20		Barreras aislantes micarta 6.3mm grado Nema XX

11-66

GM

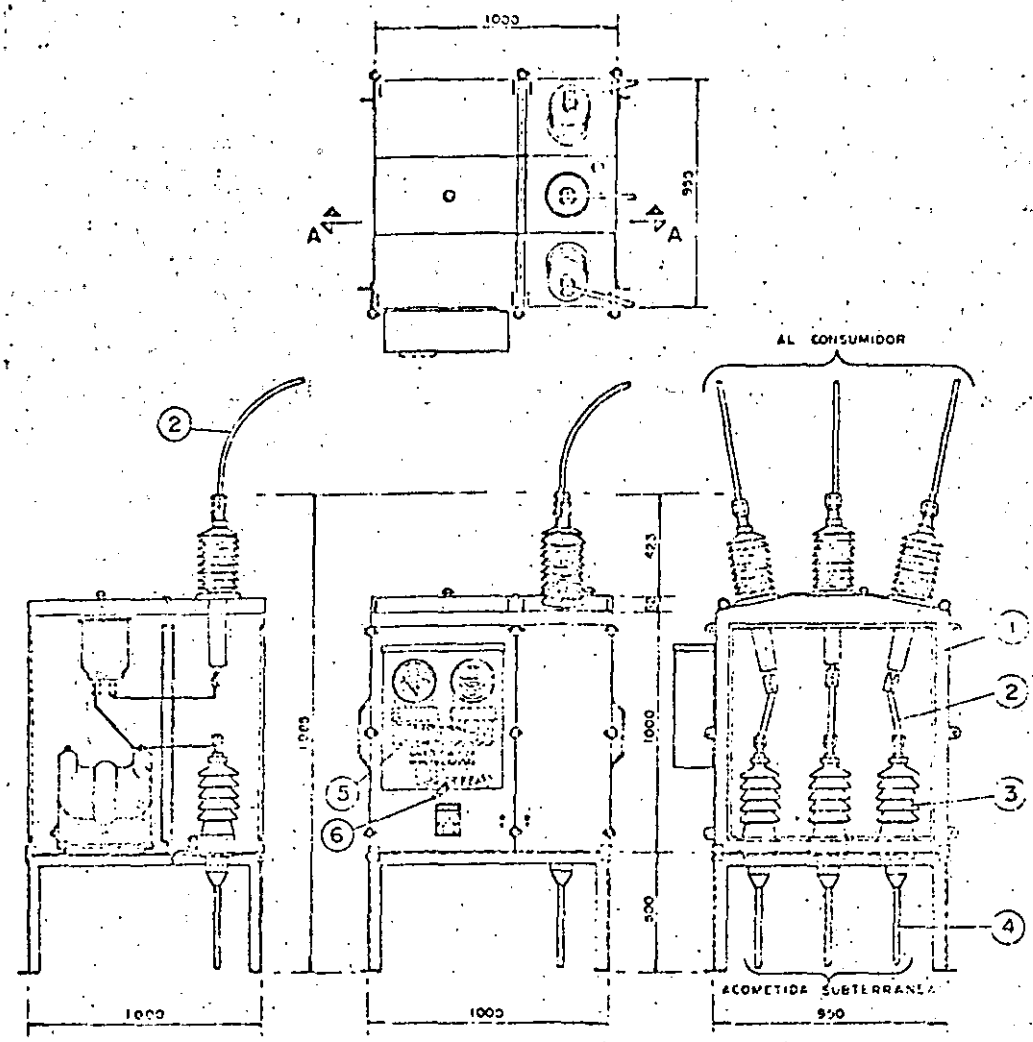
EQUIPO MTS 23

(38)

MONTAJE 4.0251

40

1 de 2



CORTE A—A

VISTA SIN TAPA

MATERIAL. (En orden aproximado de colocación)

Ref.	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Equipo MTS 23	2.0477	Pza	1
2	Cable Cud 2/0 ó 250	2.0112	m	10
* 3	Terminales 25° 1 x 200 ó 25° 1 x 240°	2.0029	Pza	3
4	Cable 23 PT 1 x 35 ó 1 x 70 ó 1 x 150 ó 1x240	2.0033	m	-
5	Alambre Cal. 14, Cal. 14A,B,C,V,W,D,	2.0370	m	-
6	Sello de plomo A	2.0350	Pza	1

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO SA

SEPTIEMBRE, 1984

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

CURSO DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES. U. N. A. M.
SEPTIEMBRE 1984.

SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

INTRODUCCION

INTRODUCCION.

Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., tiene normalizadas las siguientes tensiones de distribución: 23 y 6 KV (por desaparecer) para mediana tensión y 220/127 volts en baja -- tensión. La energía proviene de los anillos de 85 y 230 KV - que rodean el Area Metropolitana y las S.E.'s conectadas directamente a dichos anillos, como se muestra en la figura 1.

1. DESCRIPCION DE LAS REDES DE DISTRIBUCION

1.1 SISTEMA AEREO

Las redes aéreas que se realizan montando sobre postería los transformadores, conductores primarios y secundarios equipos de protección y seccionamiento, se localizan por lo general- en las guarniciones, conservando las distancias a edificios- y alturas reglamentarias. En zonas urbanas con más de 5 MVA/ Km^2 de densidad de carga, presentan un congestionamiento tal que va encontrando limitaciones fuertes en la vía pública, - lo cual representa una restricción al enfrentarla a las potencias por alimentar que están en contínuo crecimiento.
Las redes aéreas son muy vulnerables a contingencias físicas (choques de vehículos y cuerpos extraños) y a los agentes -- atmosféricos (rayos, granizo, lluvia, polvos, sales, etc.), lo que hace necesario dotarlos de un mayor número de elementos automáticos de protección, para aumentar su eficiencia,- redundando en un mayor costo adicional.

Tiene la ventaja de ser accesibles para la reparación fallas, para ampliaciones y modificaciones en zonas sujetas a cam-- bios urbanos. Son de tipo radial; este tipo de instalación - se muestra en la figura 2.

1.2 SISTEMA SUBTERRANEO.

Los Sistemas Subterráneos presentan una exposición muy reducida a fallas en comparación con las aéreas, ofreciendo un servicio de alta confiabilidad y un alto grado de continuidad. Se utilizan en zonas urbanas de más de 5 MVA/km^2, ya que su costo es elevado. No presentan un obstáculo a las restricciones al ocupar la vía pública.

En caso de fallas, el tiempo de reposición del servicio es mayor que en el aéreo por estar las instalaciones ocultas.

En la figura 3, se muestra un plano de la Ciudad de México, D. F., donde se indican la zona aérea y la subterránea, con densidades de 5 hasta 40 MVA/Km^2.

Las redes subterráneas se dividen por su operación en: Radiales y Automáticas. En las primeras se pueden dar servicios tanto en A. T. como en B. T. En las segundas solamente se proporcionan servicios en B. T.

En la figura 4, se muestran las zonas de las diferentes redes subterráneas existentes y por construirse, tanto de operación radial como automática.

1.2.1. RED AUTOMATICA.

La Red Automática es un sistema con dos estructuras diferentes a la red primaria que es de tipo radial simple o en derivación múltiple, constituida con alimentadores primarios imbricados y conectados con el mismo banco de la S. E. de potencia. La red secundaria que es de tipo de operación en paralelo, formando una malla solidamente unida, ver figura 5.

1.2.2. RED RADIAL.

Se emplean fundamentalmente dos tipos de estructura en la

red primaria: Anillo abierto (figura 6 y 7) y alimentadores selectivos (figura 8), ambos en seccionamiento. La red secundaria es del tipo de operación radial simple (figura 9) para la estructura de anillo abierto y radial con amarre (figura 10) para alimentadores selectivos.

1.3 SISTEMA MIXTO.

Este sistema es una mezcla de los dos anteriores, siendo aérea la red de A. T. y la B. T. en Cable Subterráneo (figura 11).

2 ACOMETIDAS.

Se define como acometida (aérea ó subterránea), los conductores que ligan la red de distribución del sistema de suministro, con el punto en que se conecta el servicio a la instalación de un usuario. Se le llama también línea de servicio.

De acuerdo con las disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento, señalados en el Capítulo II, Artículo 11o., Párrafo 2o., en ningún caso el suministrador estará obligado a realizar la instalación de equipos limitadores ó de medición en distancias superiores a 5 (cinco) metros de la entrada oficial, medidos paralelamente al piso, observándose lo que disponga el Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas.

2.1 ACOMETIDAS EN 23 KV.

2.1.1 DE 20 KW A 200 KW DE DEMANDA.

Una acometida en A. T., puede derivarse de una línea aérea o de un cable subterráneo. En el primer caso la acometida se hará con cable subterráneo, bajando de una línea aérea hasta la S. E. del usuario, según se muestra en la figura 12 haciendo la medición en el lado de B. T. de su S. E. El segundo caso se proporciona en las zonas de redes radiales, para lo cual el usuario deberá proporcionar un cuarto donde se instalará un gabinete, como se muestra en la figura 13, haciéndose también la medición en el lado de B. T. de su S. E.

2.1.2 DE MAS DE 200 KW DE DEMANDA.

En este caso, también se puede hacer la acometida desde una línea aérea o de un cable subterráneo, en forma similar a la del inciso anterior, la única diferencia que existe con la anterior, es que la medición se realiza directamente en el lado de A. T., como se observa en las figuras 14 y 15.

2.2.- ACOMETIDAS EN A. T. DE MAS DE 23 KV.

Cuando la demanda es mayor a 9 MVA ó 12 MVA (dependiendo de la zona donde se encuentre el Servicio), es necesario hacer una solicitud de servicio en 85 KV ó 230 KV. En este caso el proyecto lo elabora la Gerencia de Planeación e Ingeniería, a través del Departamento de Desarrollo de la Compañía de Luz; En cada caso se hace el estudio respectivo, para que en el terreno del usuario, se proporcione un espacio para instalar los interruptores y el equipo de medición, junto a su S. E.

2.3. ACOMETIDAS EN B. T.

2.3.1 ACOMETIDAS EN B. T. HASTA 35 KW DE DEMANDA PROBABLE.

Este tipo de acometidas se proporcionan de línea aérea o de cable subterráneo.

2.3.1.1 DE LINEA AEREA.

Las acometidas B-3 y CA-3 (fig. 16 y 17), se proporcionan a servicios de 8.1 KW de carga instalada y hasta 35 KW de demanda.

Se hace notar que hasta 24 KW de demanda estimada, se utili-

zan 3 watthorímetros para la medición y de 25 KW en adelante se instala un equipo de medición de baja tensión polifásico (Equipo MBP), el cual permite medir en los servicios trifásicos de baja tensión, el consumo en KWH, KVAHR y la demanda máxima en KW.

2.3.1.2 DE CABLES SUBTERRANEOS.

En las figuras 18 y 19 se muestran este tipo de acometidas también en este caso se hará la medición con 3 watthorímetros hasta 24 KW de demanda y de 25 KW en adelante se utilizará equipo MBP.

2.3.2 ACOMETIDAS EN B.T. DE 35 A 95 KW DE DEMANDA PROBABLE.

Este tipo de acometidas puede ser de línea aérea o de cable subterráneo.-

2.3.2.1 DE LINEA AEREA.

En las figuras 20, 21 y 22 se muestran este tipo de acometidas.

2.3.2.2 DE CABLE SUBTERRANEO.

En las figuras 23 y 24 se muestran este tipo de acometidas.

Notas: 1).- Si la Red de Distribución esta sobrecargada se le solicitará al interesado local para S. E.

2).- Tanto para línea aérea, como cable subterráneo se instalará en estos casos equipo MBP.

3).- Los equipos de medición de energía eléctrica deberán localizarse a no más de 5 m. de la entra

da oficial del edificio, medidos paralelamente al piso.

4).- El usuario deberá construir un registro de 60 Cm. X 60 Cm. de profundidad e instalar 2 ductos de 10.16 Cm. de diámetro interior entre el registro y la banqueta, hasta 20 Cm. después de paramento. fig. 25.

2.3.3 ACOMETIDAS EN B.T. DE MAS DE 95 KW DE DEMANDA PROBABLE.

Para este tipo de servicios se solicitará invariablemente local para S. E., tanto en zona de línea aérea, como en zona de cables subterráneos.

3. LOCALES PARA GABINETES 23 KV.

En la zona donde se ubican Redes Subterráneas con Alimentadores Selectivos o en Anillo Abierto, se requiere de un Gabinete de Seccionamiento y Protección (como ya se mostró en las fig. 13 y 15), para proporcionar los servicios en 23 KV. Por tal motivo, se solicitará al usuario un espacio para la instalación del Gabinete mencionado. En él, se construirá una trinchera (fig. 26) de la cual saldrán 8 ductos de asbesto cemento de 7.62 Cm. (3") de diámetro interior (que permitirán la entrada y salida de la red de A. T.) y 4 ductos de asbesto cemento de 7.62 Cm. (3") de diámetro interior que se utilizarán en la acometida al servicio propiamente dicho. En cada caso, se elaborarán especificaciones para las obras civiles a construir.

3.1. PARA GABINETES TIPO EXTERIOR.

En la fig. 27 se muestra el área de 4.00 M X 3.00 M que se requiere para instalar, el Gabinete de Seccionamiento y Protección, requerido para proporcionar el servicio en 23 KV.

Debe quedar con entrada directa de la calle, para permitir al personal de los Departamentos de Cables Subterráneos hacer maniobras para operación y mantenimiento, y en un área que no represente peligro para el equipo o en caso contrario, se deberá proporcionar la protección adecuada por medio de una barda o de una alambrada. El Gabinete es propiedad de Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., y únicamente su personal podrá operarlo.

3.2 PARA GABINETES TIPO INTERIOR.

En la fig. 28 se muestra un local de 4.00 M X 3.00 M X 2.50 M.

de altura que se requiere para alojar el Gabinete de Seccionamiento y Protección. Este local tendrá entrada directamente de la calle y las únicas comunicaciones con el resto del edificio, serán la instalación eléctrica para B. T. y la acometida en 23 KV.

4. LOCALES PARA S. E. EN INTERIOR DE EDIFICIOS.

En servicios que requieren local para S.E. en interior de edificios, deberán llenarse ciertos requisitos que la Compañía de Luz proporcionará a cada usuario. Es conveniente que el usuario solicite asesoría con tiempo a CLFC.

4.1 REQUISITOS QUE DEBERA PRESENTAR EL SOLICITANTE DEL SERVICIO.

El solicitante deberá entregar a la CLFC un juego de copias de planos en planta y elevación escala 1:200 y un detalle en escala 1:50, indicando las vías de acceso, que deberán ser libres desde el exterior hasta la puerta de la S. E., con objeto de que CLFC puede hacer maniobras con su equipo a instalar.

4.2 UBICACION DEL LOCAL.

En las figuras 29, 30, 31 y 32 se muestran las probables ubicaciones de los locales, de acuerdo con el tipo de construcción del edificio.

Es necesario que dicho local colinde con el parámetro de la calle o vía pública y de preferencia tan próximo a la entrada principal como sea posible.

Cuando el local se seleccione en lugar diferente de lo antes

expuesto, será motivo de un estudio especial.

4.3 CONSTRUCCION DEL LOCAL.

El local se construirá de concreto armado (de acuerdo con las especificaciones que tiene CLFC), con losa inferior para 6 ton/m^2 de carga rodante y losa superior con resistencia suficiente para fijar estructuras y accesorios necesarios para soportar los cables de la instalación.

Para la construcción del local, CLFC proporciona plano de la O. C. indicando a detalle las características del local (puerta de acceso, ventilación, drenaje, iluminación, etc.).

5. BOVEDAS PARA EQUIPOS SUMERGIBLES.

En las figuras 33, 34 y 35 se muestran los diferentes arreglos de S. E., en bóveda, cuando no se tiene posibilidad de contar con un local en el interior del edificio. Debido a que se utiliza equipo sumergible, el costo se incrementa en forma considerable. El costo de esta bóveda corre por cuenta del usuario.

Los equipos de medición se colocarán en un local próximo a la S. E., según se muestra en la figura 36, o en un local cercano a la entrada principal y a no más de 5 M. del paramento.

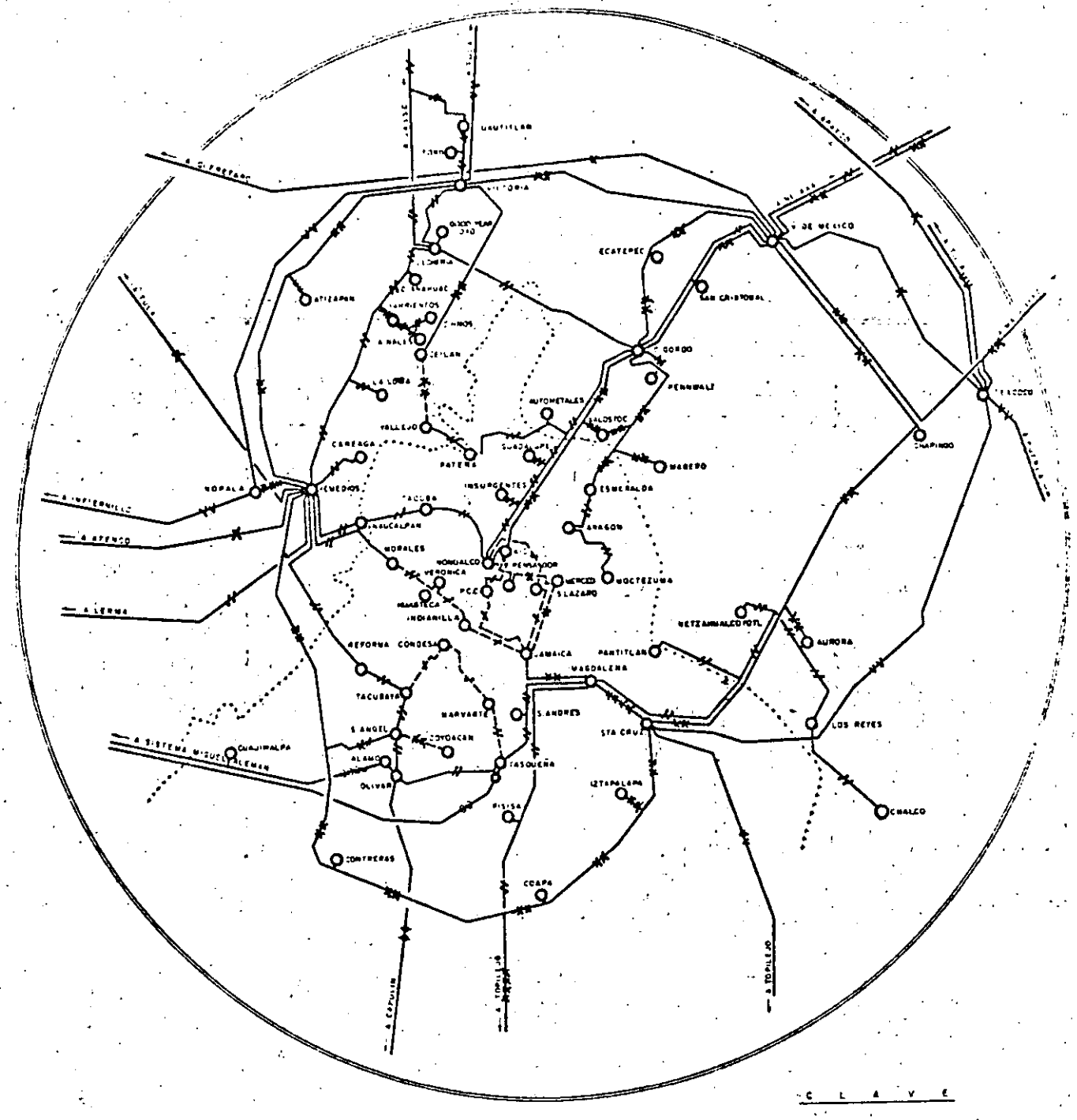
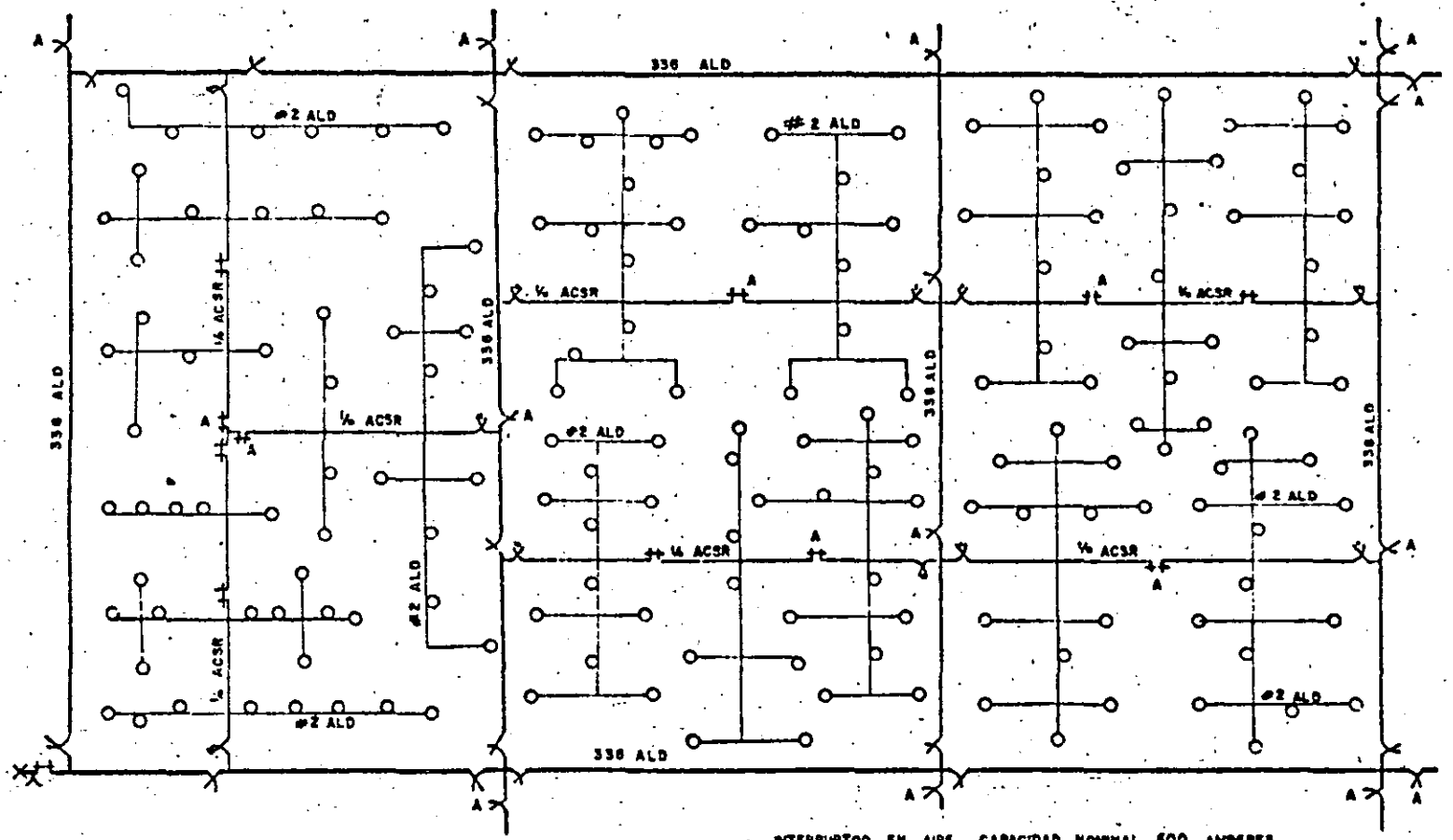

GUTIERREZ
VICTORIA
ECATEPEC
SAN CRISTOBAL
ATIZAPAN
CORDO
PENNOALI
AUTOMOVILES
VALLEJO
CARRERA
PATERNA
SUCURSAL
MAGEPO
INSURGENTES
ESMERALDA
NOPALA
TENEDIOS
TACUBA
ARAGON
NAUCALPAN
MORALES
MONUMENTO
VERONICA
MERCED
MOCTEZUMA
S LAZARO
INDIANILLA
NETZAHUALCOYOTL
AURORA
REFORMA
CONDESA
JAMAICA
PANTITLAN
MAGDALENA
TACUBAYA
MARVARTE
S ANDRES
STA CRUZ
LOS REYES
S ANGEL
COYOACAN
ALAMO
TASQUEÑA
OLIVAR
IZTAPALAPA
CHALCO
CONTRERAS
COAPA
A CUERNAVACA
A TOPILEJO
A CAPULIN
A TOPILEJO
A LERMA
A TEPEXPAN
A TEXCOCO
A PACHUCA
A TLALNEPANTLA
A SISTEMA MIGUEL ALEMAN
CLAVE
SUBESTACION
400 KV
230 KV
150 KV
85 KV
60 KV
44 KV
CABLE SUBTERRANEO

FIG. 1



INTERRUPTOR EN AIRE, CAPACIDAD NOMINAL 600 AMPERES, 1 CAMARA DE EXTINSION (OPERACION MANUAL)

INTERUPTOR EN AIRE, CAPACIDAD NOMINAL 400 AMPERES, 1 CAMARA DE EXTINSION (OPERACION MANUAL)

CUCHILLAS DE NAVAJA PARA ABRIR SIN CARGA (OPERACION MANUAL)

JUEGO DE TERMINALES MONOFASICAS DE 23 KV

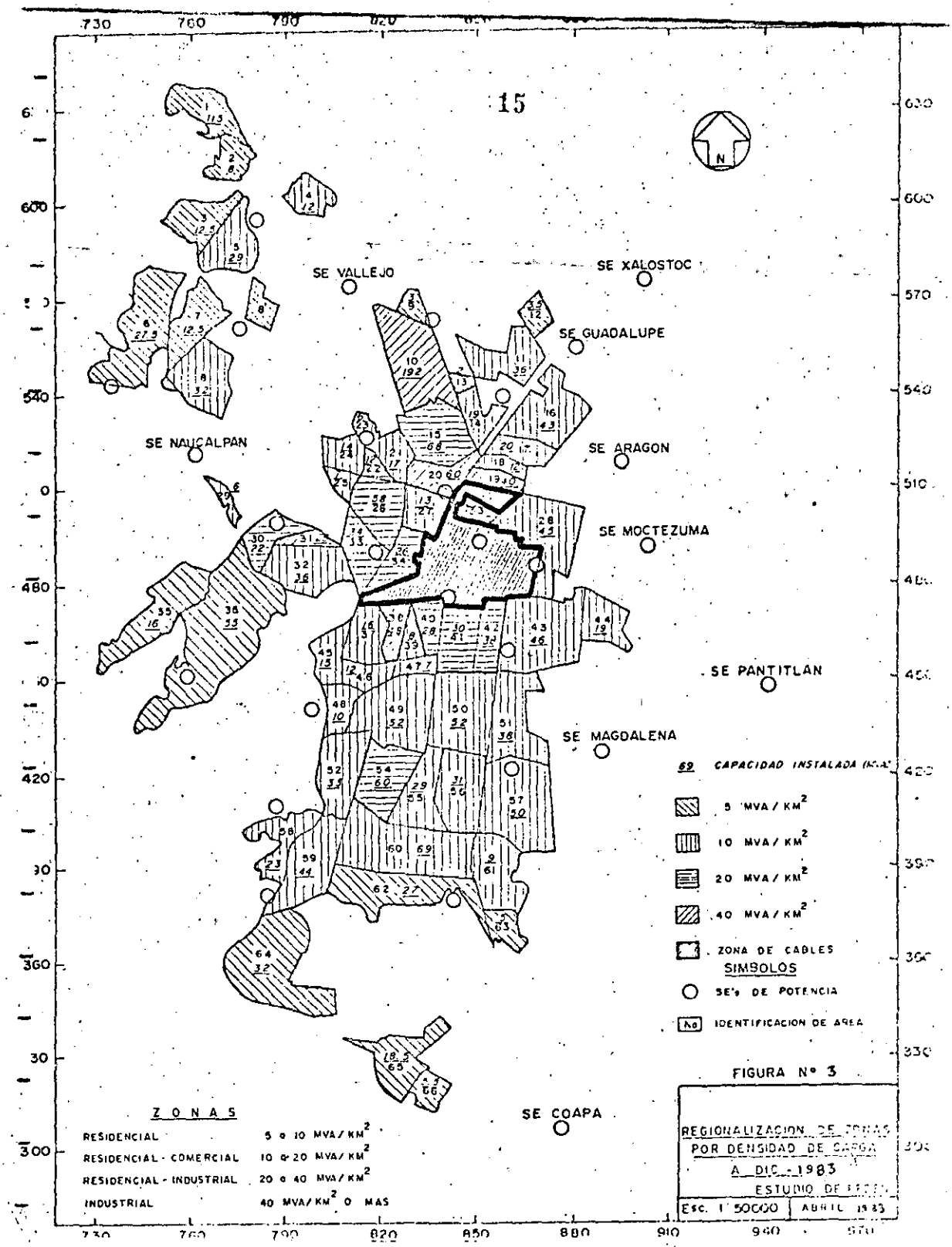
JUEGO DE PARARRAYOS DE 23 KV

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION

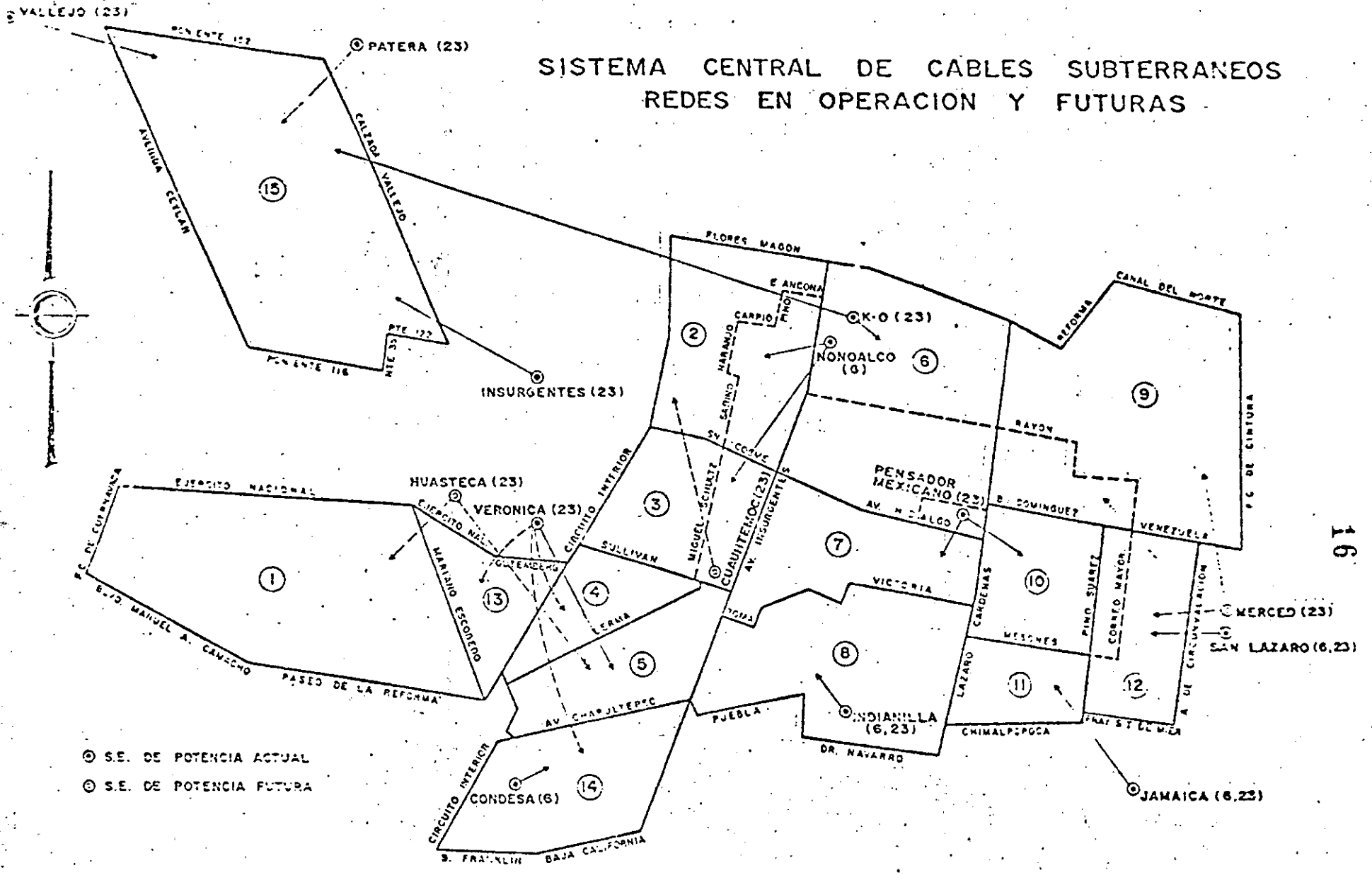
A INTERRUPTORES Y CUCHILLAS NORMALMENTE ABIERTAS

ESTRUCTURA DE LA RED AEREA DE 23 KV

FIGURA Nº 2


SE VALLEJO
SE XALOSTOC
SE GUADALUPE
SE NAUCALPAN
SE ARAGON
SE MOCTEZUMA
SE PANTITLAN
SE MAGDALENA
SE COAPA
N
69 CAPACIDAD INSTALADA (MVA)
5 MVA / KM²
10 MVA / KM²
20 MVA / KM²
40 MVA / KM²
ZONA DE CABLES
SIMBOLOS
SE's DE POTENCIA
No IDENTIFICACION DE AREA
ZONAS
RESIDENCIAL 5 a 10 MVA / KM²
RESIDENCIAL - COMERCIAL 10 a 20 MVA / KM²
RESIDENCIAL - INDUSTRIAL 20 a 40 MVA / KM²
INDUSTRIAL 40 MVA / KM² O MAS
FIGURA Nº 3
REGIONALIZACION DE ZONAS
POR DENSIDAD DE CARGA
A DIC. 1983
ESTUDIO DE
Esc. 1:50000
ABRIL 1983

SISTEMA CENTRAL DE CABLES SUBTERRANEOS
REDES EN OPERACION Y FUTURAS

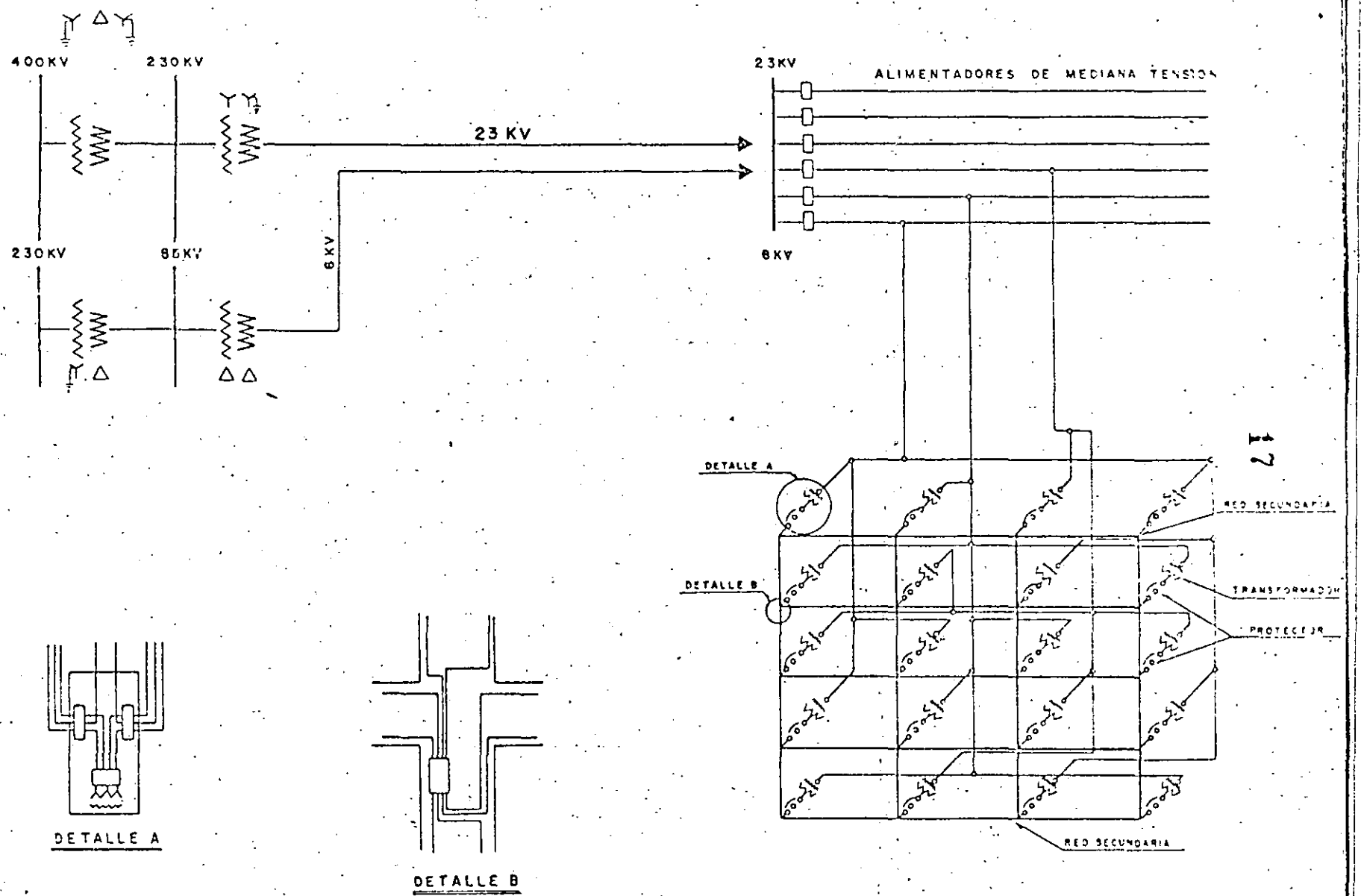


REDES

1 FUTURA RED POLANCO 23 KV
2 FUTURA RED SANTA MARIA 23 KV
3 FUTURA RED SAN RAFAEL 23 KV
4 FUTURA RED CHAUHTEMOC 23 KV
5 RED AUTOMATICA VERONICA 23 KV
6 FUTURA RED BUENAVISTA 23 KV
7 RED AUTOMATICA RESERVA 23 KV
8 RED INDIANILLA 23 KV
9 FUTURA RED MORELOS 23 KV
10 RED AUTOMATICA CENTRAL 23 KV
11 RED AUTOMATICA JAMAICA 6 KV
12 FUTURA RED AUTOMATICA MERCED 23 KV
13 FUTURA RED ANZURES 23 KV
14 FUTURA RED CONDESA 23 KV
15 FUTURA RED INDUSTRIAL VALLEJO 23 KV

FIG. 4

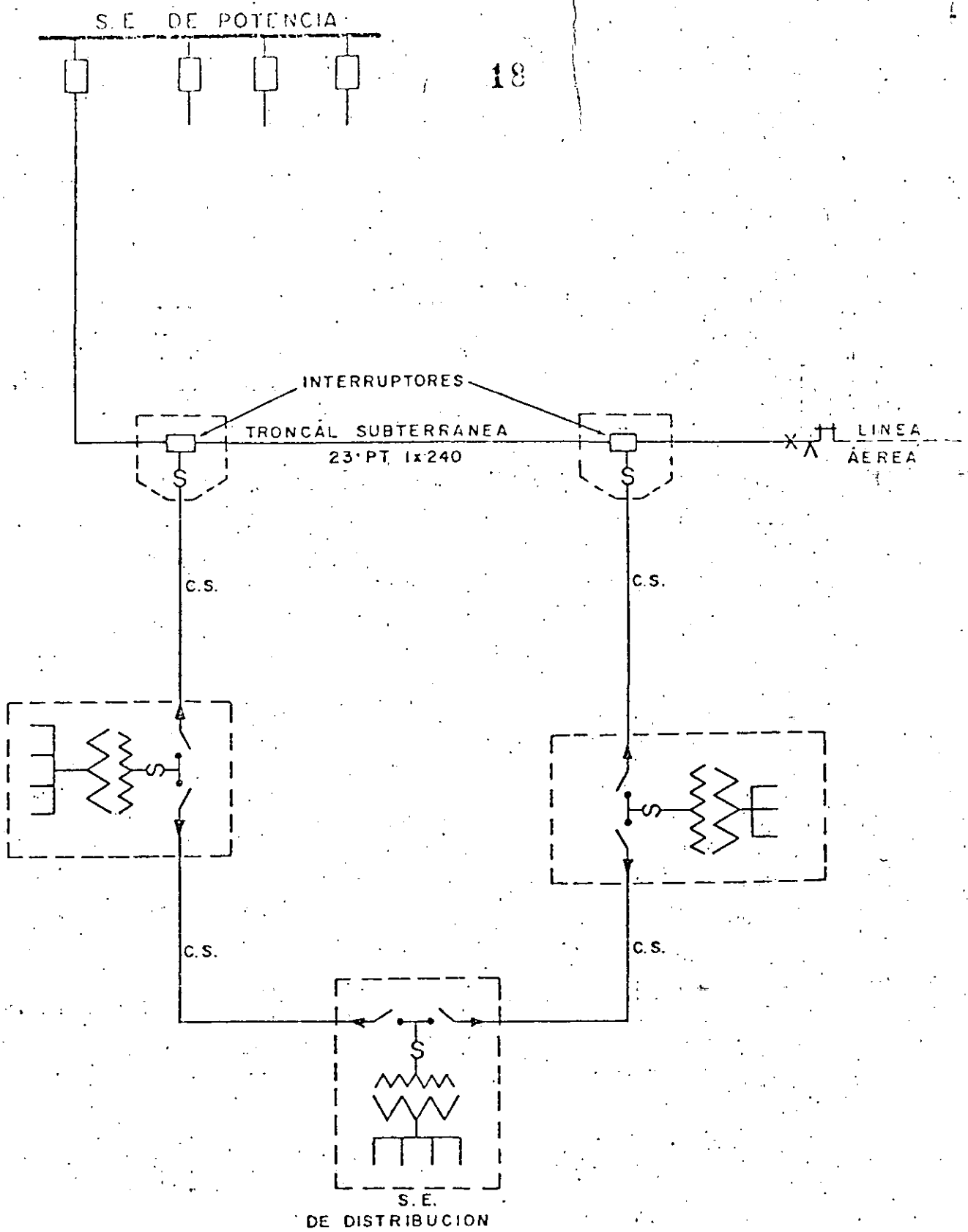
SEPT. DE 1987



COMPAÑIA DE LUZ Y FZA. DEL CENTRO S.A.
EN LIQUIDACION

SISTEMA DE DISTRIBUCION EN RED AUTOMATICA

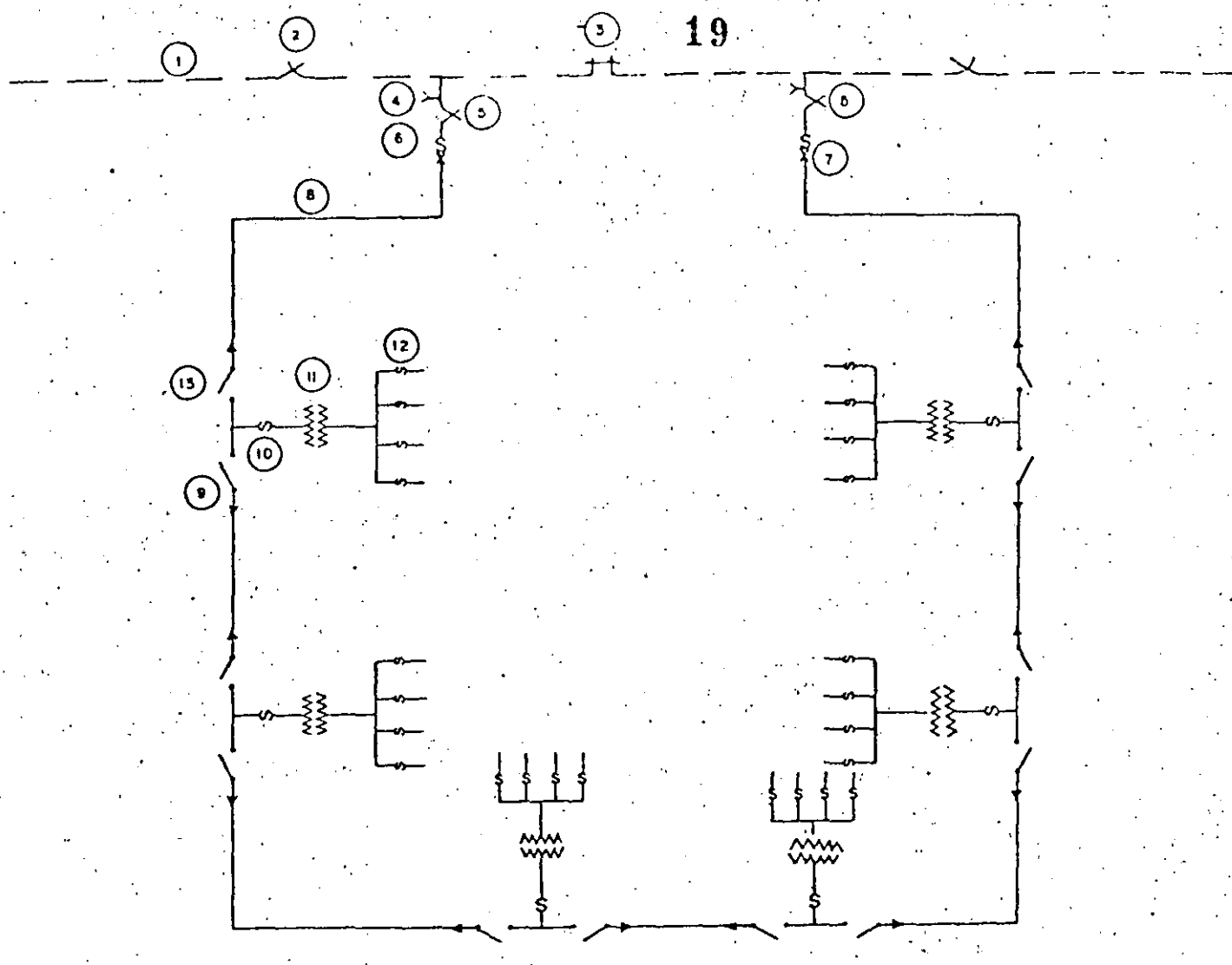
FIGURA NO 5



COMPAÑIA DE LUZ Y FZA DEL CENTRO S.A.
EN LIQUIDACION

DERIVACION DE UNA TRONCAL SUBTERRANEA PARA UNA ESTRUCTURA EN ANILLO ABIERTO

FIGURA No.6

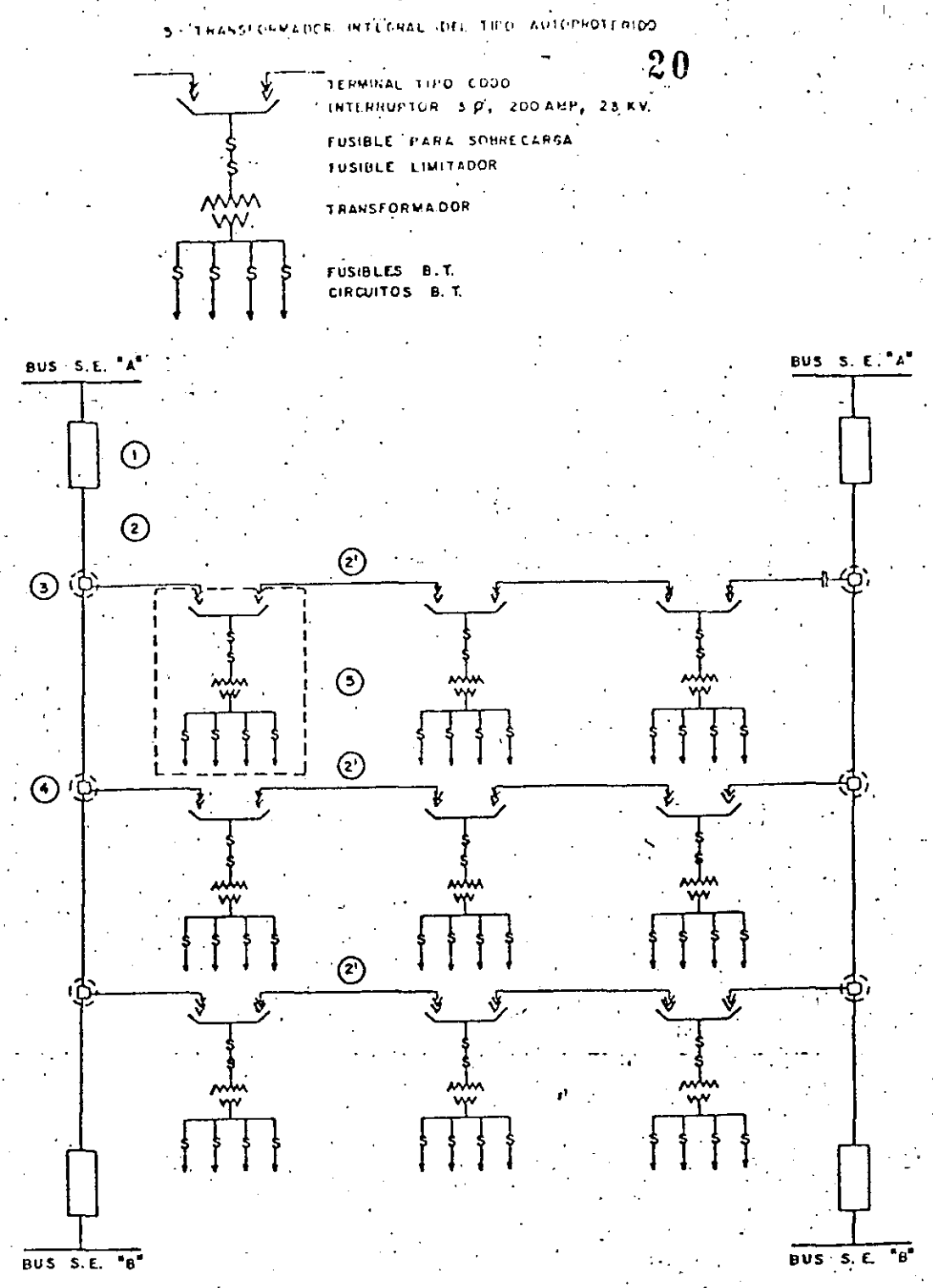


1. LINEA AEREA
2. INTERRUPTOR EN AIRE PARA ABRIR CON CARGA
3. CUCHILLAS DE NAVAJA
4. PARARRAYOS
5. INTERRUPTOR EN AIRE PARA ABRIR CON CARGA
6. CORTACIRCUITOS FUSIBLE
7. TERMINAL
8. CABLE UNIPOLAR DE AISLAMIENTO SECO
9. TERMINAL
10. CORTACIRCUITOS FUSIBLE
11. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION
12. BUS Y CIRCUITOS B.T.
13. CUCHILLAS DE NAVAJA

COMPAÑIA DE LUZ Y FZA. DEL CENTRO S.A

RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA
EN ANILLO ABIERTO

FIGURA No.7



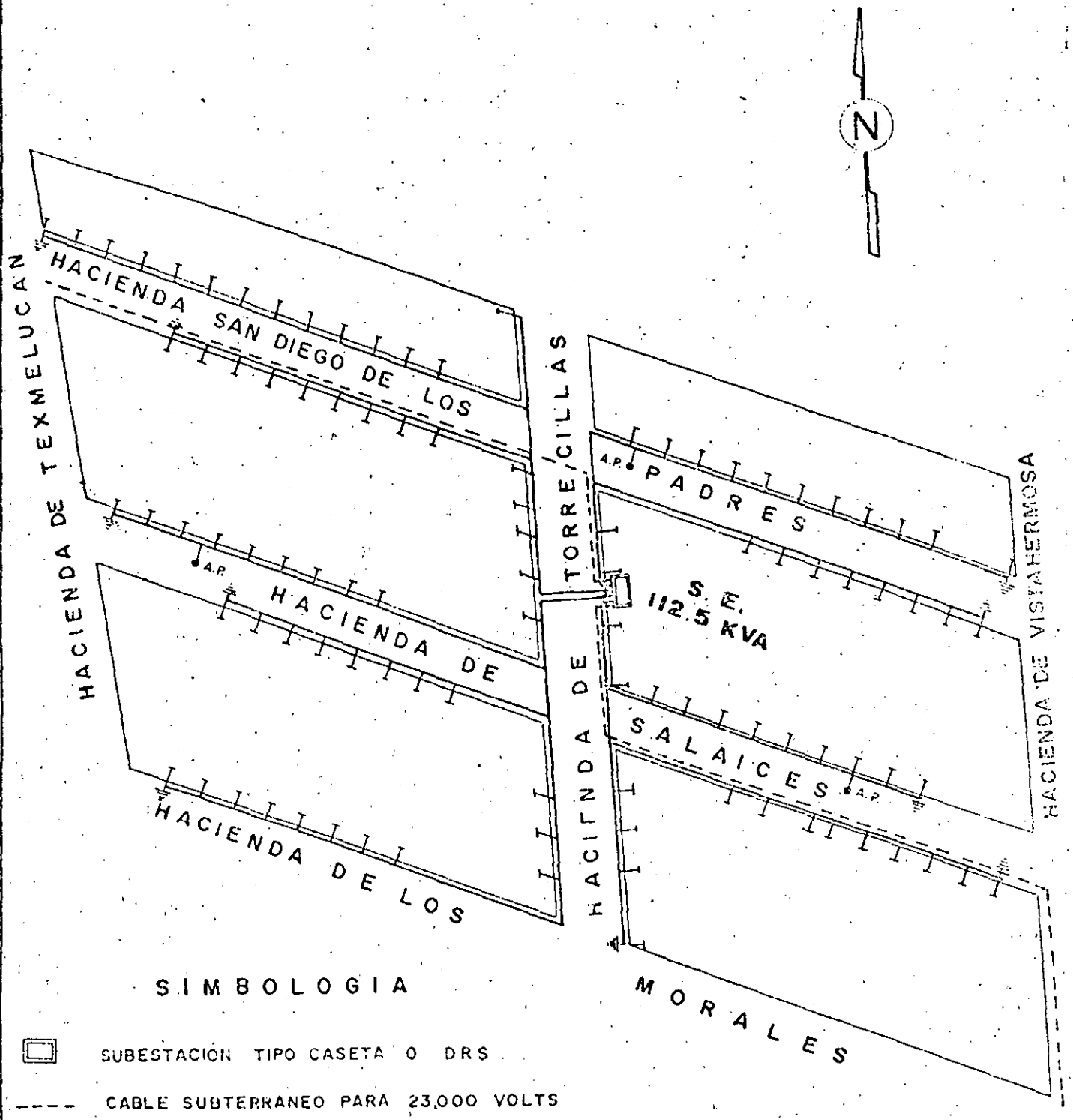
(1) INTERRUPTOR EN LA S.E. DE POTENCIA
(2) CABLE 23 RZ (2') CABLE 23 TC
(3) INTERRUPTOR TRIPOLAR PARA OPERACION CON CARGA
(4) DERIVACION DE TRES VIAS DE TIPO MODULAR

COMPAÑIA DE LUZ Y FZA. DEL CENTRO S.A.
EN LIQUIDACION

ESQUEMA DE UNA RED DE ALIMENTADORES SELECTIVOS

FIGURA No. 8

RED DE DISTRIBUCION SUBTERRANEA SECUNDARIA RADIAL SIMPLE

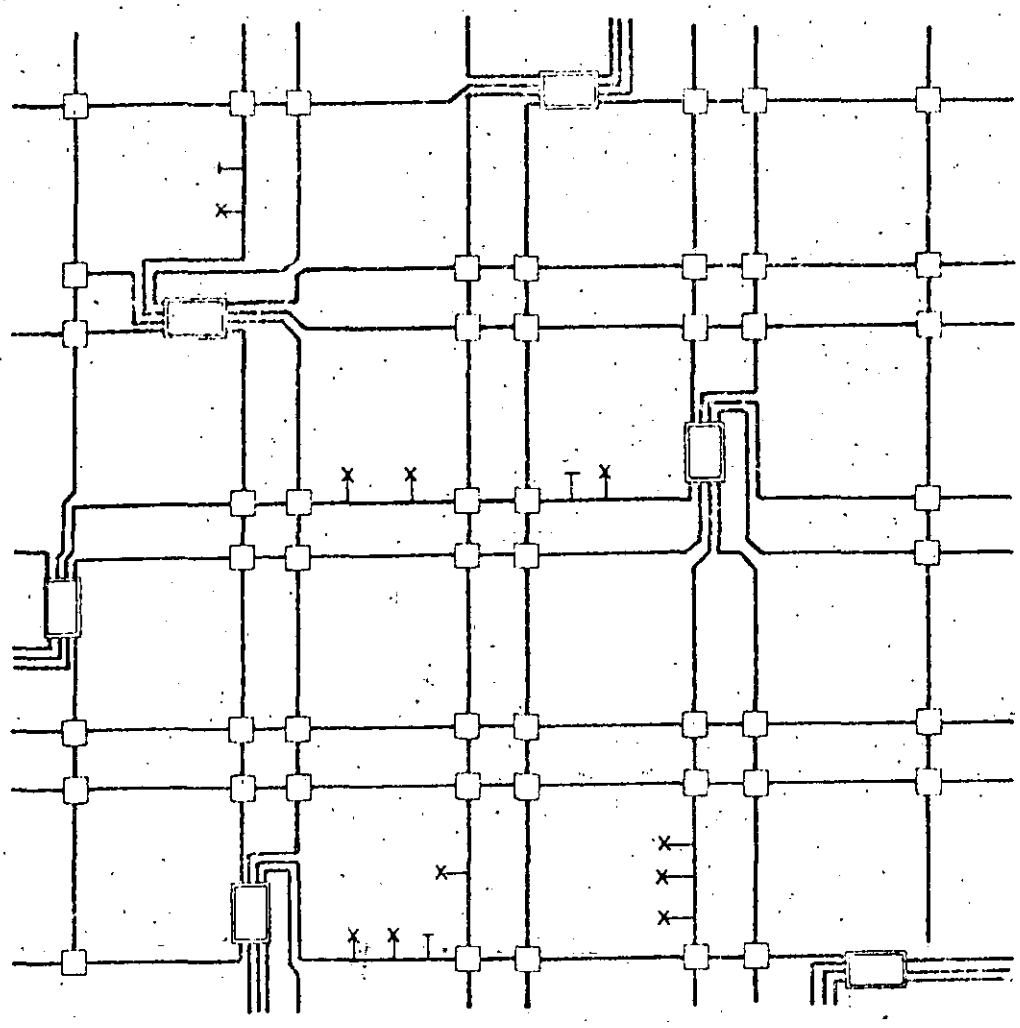


SIMBOLOGIA

- SUBESTACION TIPO CASETA O DRS
- CABLE SUBTERRANEO PARA 23,000 VOLTS
- CABLE SUBTERRANEO DE BAJA TENSION Y ACOMETIDAS
- TIERRA: VARILLA COPPERWELD 15.9 mm Ø Y 3048 mm LONG.

FIGURA Nº 9

RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA RADIAL CON AMARRES



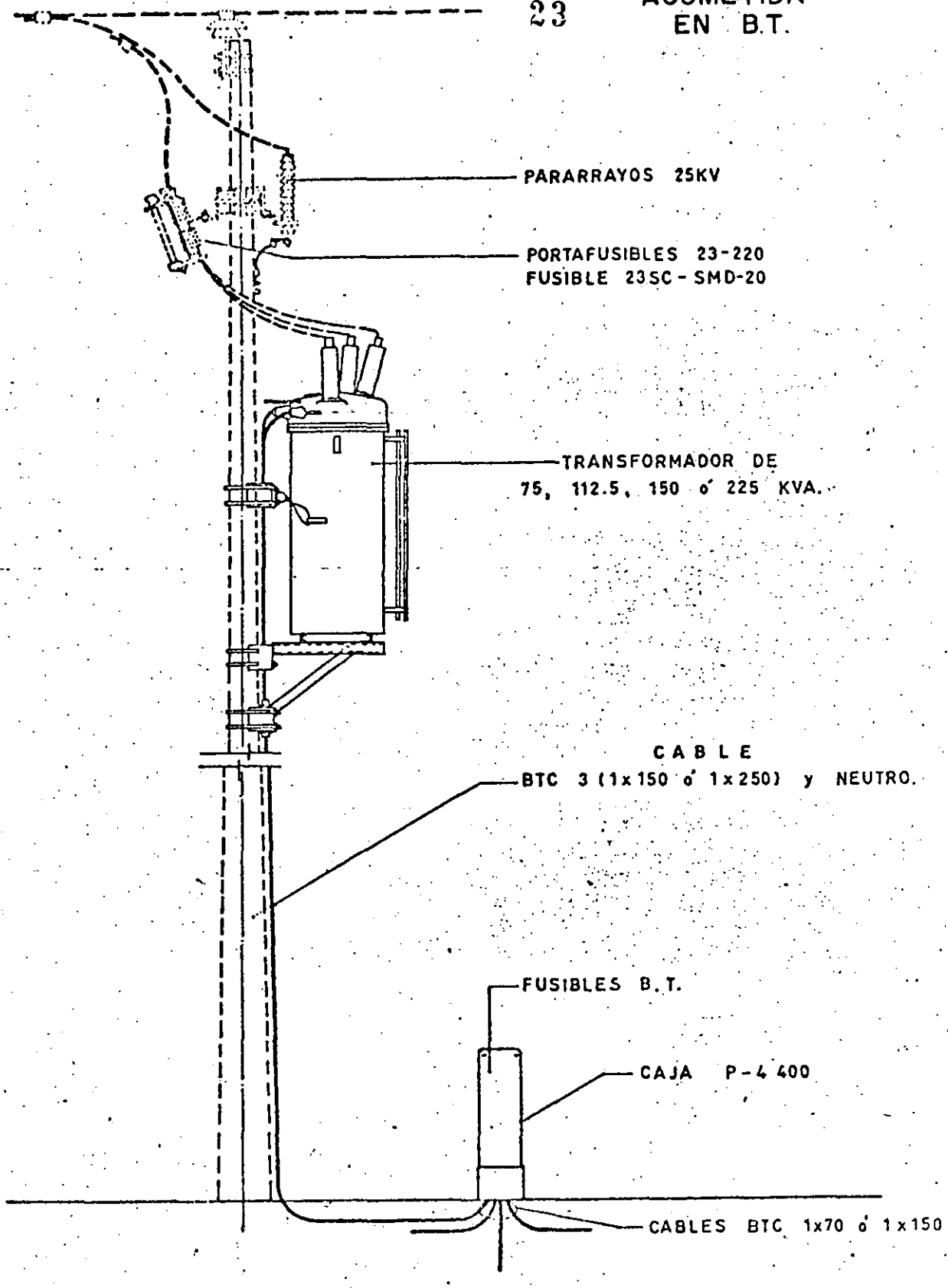
SIMBOLOGIA

BOVEDA O SUBESTACION PARA TRANSFORMADORES.

CAJA TIPO ESQUINA (ELEMENTO DE SECCIONAMIENTO).

CABLE DE BAJA TENSION Y ACOMETIDAS.

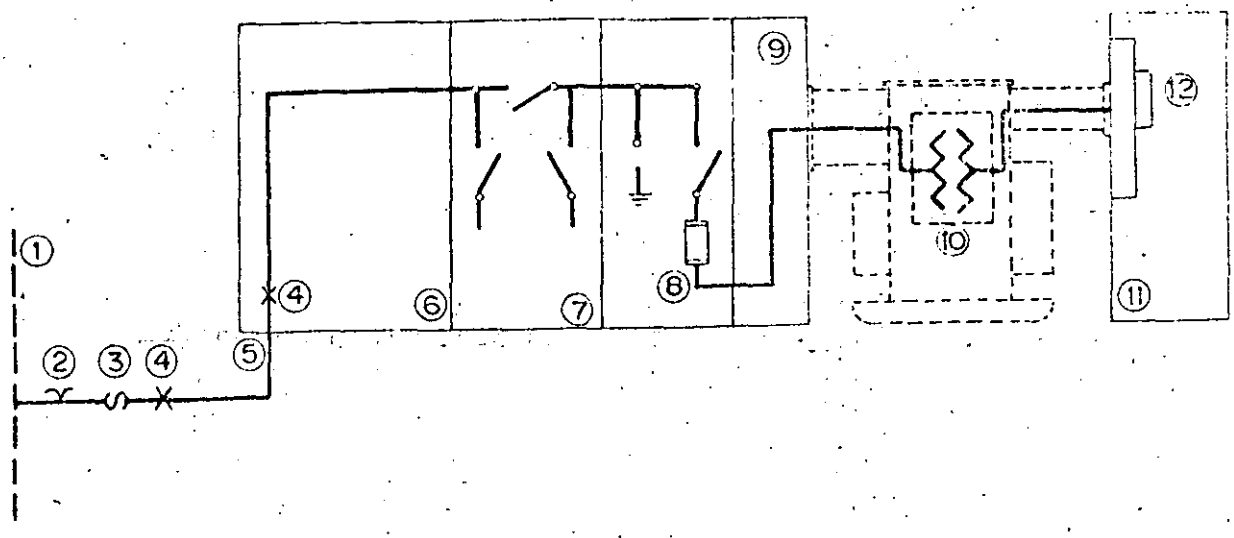
FIGURA Nº 10



MONTAJE DE SUBESTACION
PARA RED MIXTA

FIGURA Nº 11

SERVICIO EN A.T. CON MEDICION EN EL LADO DE BAJA TENSION DEL TRANSFORMADOR DEL CLIENTE CON DERIVACION DE RED AEREA



① - Línea aérea 23,000 Volts.

② - Pararrayos 23 KV, tipo distribución.

③ - Portafusibles 23 KV 200 Amp.

④ Terminal 23 KV.

⑤ - Cable subterráneo de aislamiento seco para 23,000 Volts.

⑥ - Sección para acometida de la Cía. suministradora.

⑦ - Sección de cuchillas de prueba.

⑧ - Sección para interruptor de operación con carga y pararrayos.

⑨ - Sección de acoplamiento.

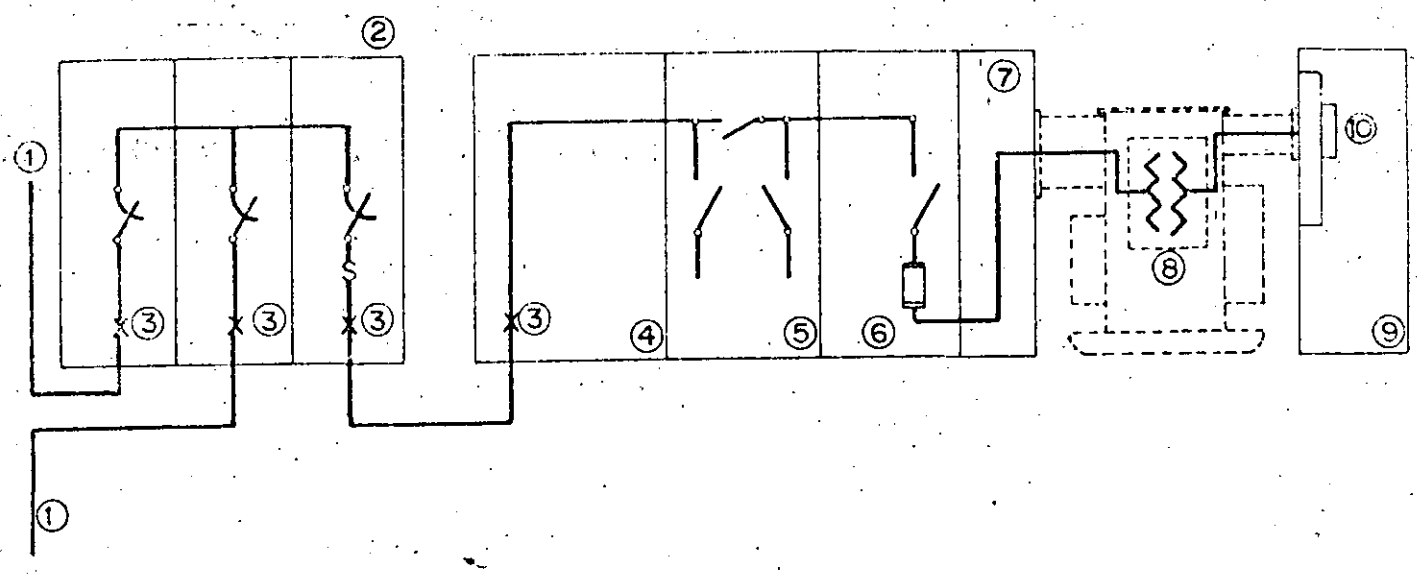
⑩ - Transformador trifásico del cliente.

⑪ - Sección de baja tensión.

⑫ - Equipo de medición de baja tensión de la Cía. suministradora.

FIGURA Nº 12

SERVICIO EN AT CON MEDICION EN EL LADO DE BAJA TENSION DEL TRANSFORMADOR DEL CLIENTE CON DERIVACION DE RED SUBTERRANEA RADIAL



① - Cable subterráneo de aislamiento seco para 23,000 Volts.

② - Gabinete 23 KV, servicio interior con 2 juegos de interruptores en aire de 400 Amp. y un juego de Rupto fusibles, con fusibles limitadores de corriente, instalado dentro de un local independiente de la subestación del cliente.

③ - Terminal 23 KV, tipo interior.

④ - Sección para acometida de la Cía. suministradora.

⑤ - Sección de cuchillas de prueba.

⑥ - Sección para interruptor de operación con carga y pararrayos.

⑦ - Sección de acoplamiento.

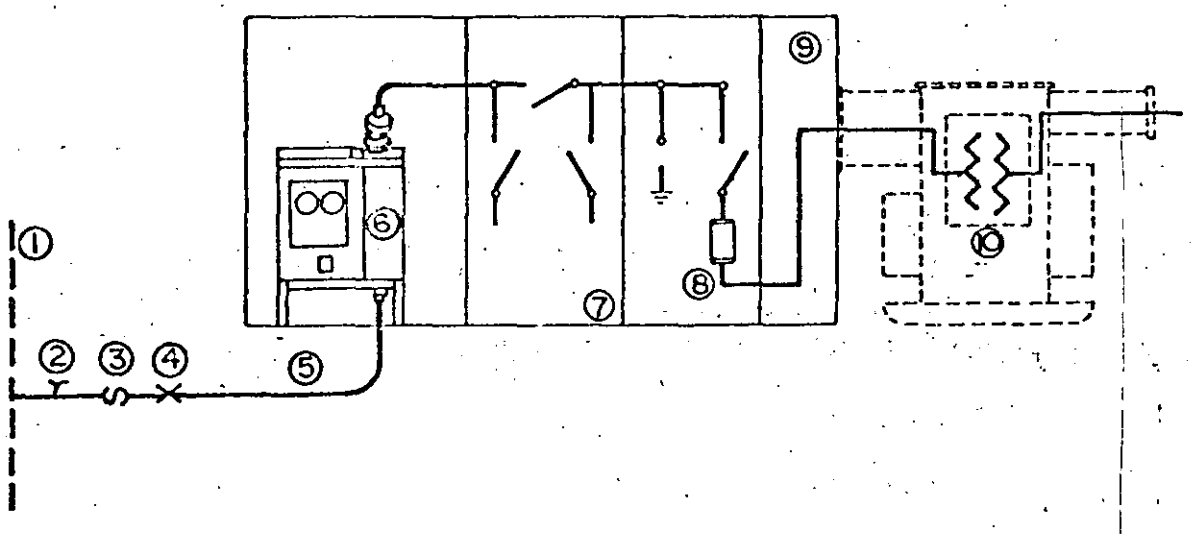
⑧ - Transformador trifasico del cliente.

⑨ - Sección de baja tensión.

⑩ - Equipo de medición de baja tensión de la Cía. suministradora.

FIGURA Nº 13

SERVICIO EN A.T. (23 KV) CON MEDICION EN EL LADO DE ALTA TENSION DEL TRANSFORMADOR DEL CLIENTE CON DERIVACION DE RED AEREA



① Línea aérea 23,000 Volts.

② Pararrayos 23 KV, tipo distribución

③ Portafusibles 23 KV 200 Amp.

④ Terminal 23 KV, tipo Exterior

⑤ Cable subterráneo de aislamiento seco para 23,000 Volts.

⑥ Equipo de medición en 23,000 Volts (MTS 23)

⑦ Sección de cuchillas de prueba.

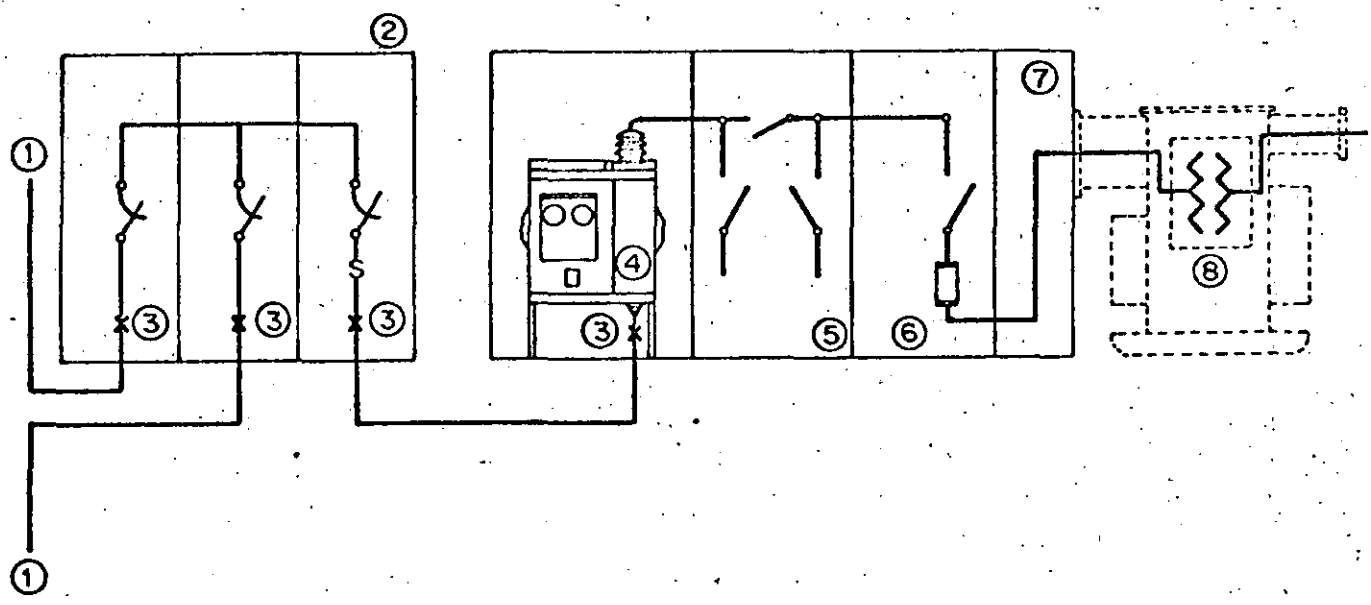
⑧ Sección para interruptor de operación con carga y pararra os.

⑨ Sección de acoplamiento.

⑩ Transformador trifásico del cliente.

Fig. 14

SERVICIO EN A.T. (23KV) CON MEDICION EN EL LADO DE ALTA TENSION DEL TRANSFORMADOR DEL CLIENTE CON DERIVACION DE RED SUBTERRANEA RADIAL



① Cable subterráneo de aislamiento seco para 23,000 Volts.

② Gabinete 23 KV, servicio interior con 2 juegos de interruptores en aire de 400 Amp. y un juego de Rupto fusibles, con fusibles limitadores de corriente, instalado dentro de un local independiente de la subestación del cliente.

③ Terminal 23 KV, tipo interior.

④ Equipo de medición en 23,000 Volts. (MTS 23)

⑤ Sección de cuchillas de prueba.

⑥ Sección para interruptor de operación con carga y pararrayos.

⑦ Sección de acoplamiento.

⑧ Transformador trifásico del cliente.

FIG. 15

ACOMETIDA B 3 28

NORMAS LyF
MONTAJE
4.0223

1 de 2

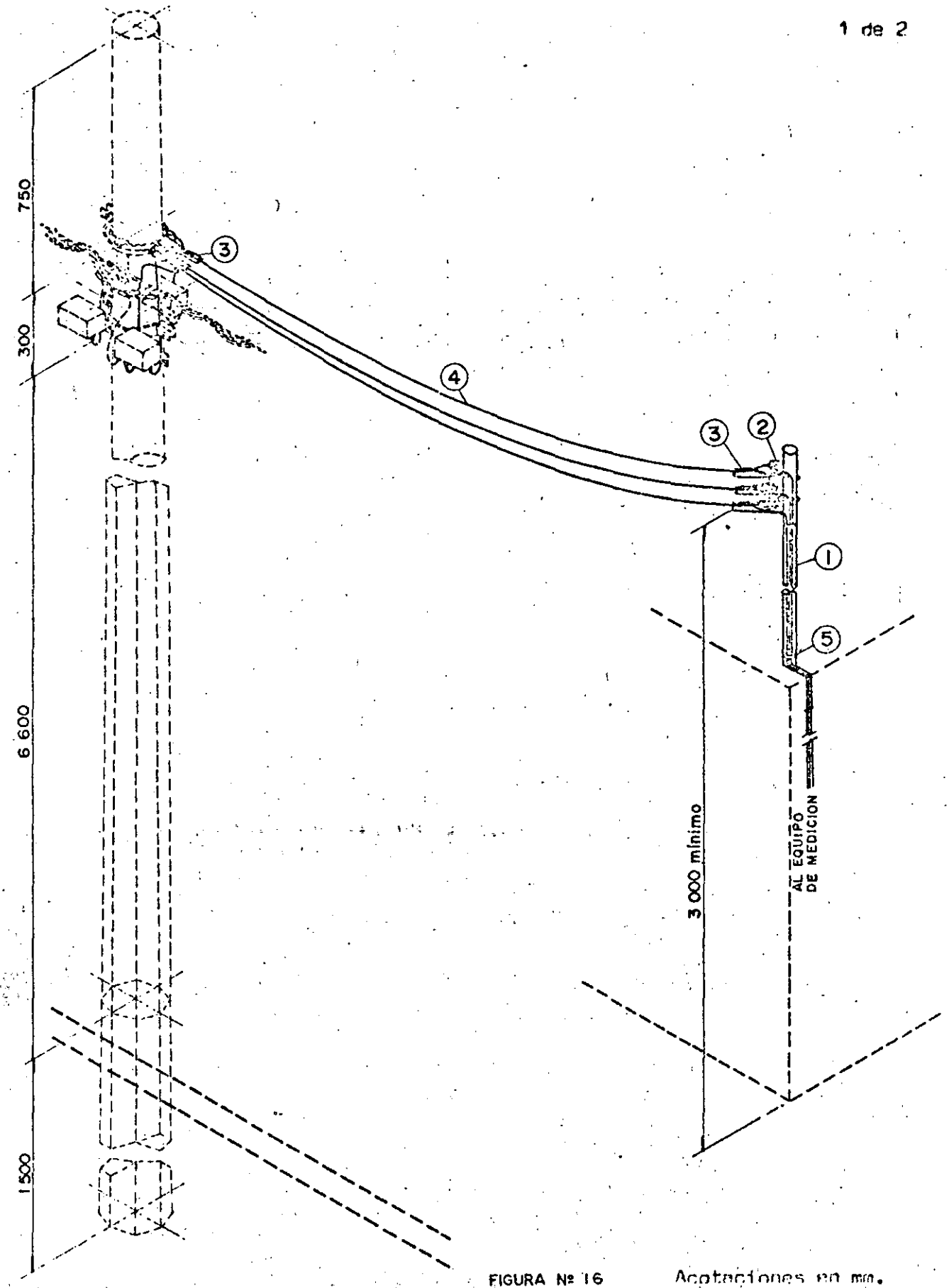


FIGURA Nº 16 Acotaciones en mm.

Ago 22

ACOMETIDA B 3 29

NORMAS LyF
MONTAJE
4.0223

MATERIAL. (En orden aproximado de colocación)

Ref.	N O M B R E	Norma LyF	Unidad	Cantidad
* 1	Tubo galvanizado de 38 mm de diámetro		m	
2	Soporte CM3	2.0419	Pza	1
3	Remate CCE 4, 6, 10 ó 12	2.0416	Pza	6
4	Cable CCE 4, 6, 10 ó 12	2.0216	m	-
5	Grapas CM5 (encadenadas)	2.0407	Pza	8

* Nota.- El material indicado en la referencia 1, será proporcionado y colocado por el cliente, su longitud será tal que la altura mínima del soporte CM3 sea de 3000 mm sobre el nivel del piso terminado.

APLICACION:

Colocada a la red de baja tensión con cajas CM5 y fijada a postes de concreto ó acero con anillo CM y remate CCE, del otro extremo se recibe en un tubo galvanizado de 38 mm de diámetro con soporte CM3 y remates CCE. Alimenta uno o varios servicios domésticos, comerciales e industrias pequeñas con carga total instalada hasta de 35 KW.

CLAVE DEL NOMBRE:

B = Acometida efectuada a un servicio sobre la misma Banqueta.
3 = Servicio a 3 fases.

ACOMETIDA CA 3

NORMAS L y F
MONTAJE
4.0226

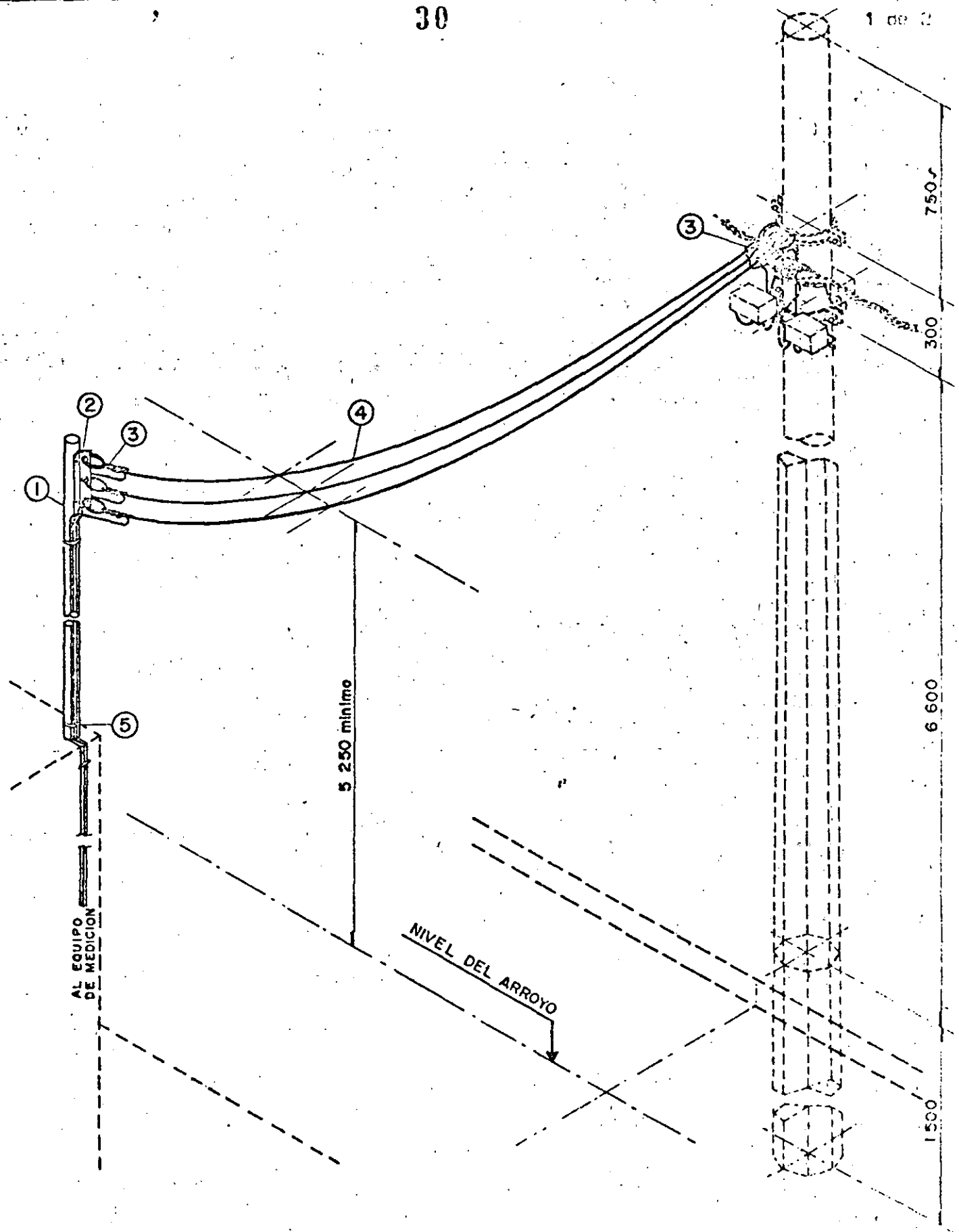


FIGURA Nº 17 Acotaciones en mm.

ACOMETIDA CA 3

31

NORMAS LyF
MONTAJE
4.0226

MATERIAL. (En orden aproximado de colocación)

Ref.	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Tubo galvanizado de 38 mm de diámetro		m	*
2	Soporte CM 3	2.0419	Pza	1
3	Remate CCE 4, 6, 10 ó 12	2.0416	Pza	6
4	Cable CCE	2.0216	m	-
5	Grapas CM 5 (encadenadas)	2.0407	Pza	8

* Nota.- El material indicado en la referencia 1 será proporcionado y colocado por el cliente, su longitud será tal que la altura mínima del cable CCE al cruzar el arroyo sea de 5250 mm.

APLICACION:

Colocada a la red de baja tensión con cajas CM5 y fijada a postes de concreto ó acero con anillo CM y remate CCE, del otro extremo se recibe en un tubo galvanizado de 38 mm de diametro con soporte CM1 y remate CCE. Alimenta servicios domésticos y comerciales con carga total instalada hasta de 35 KW.

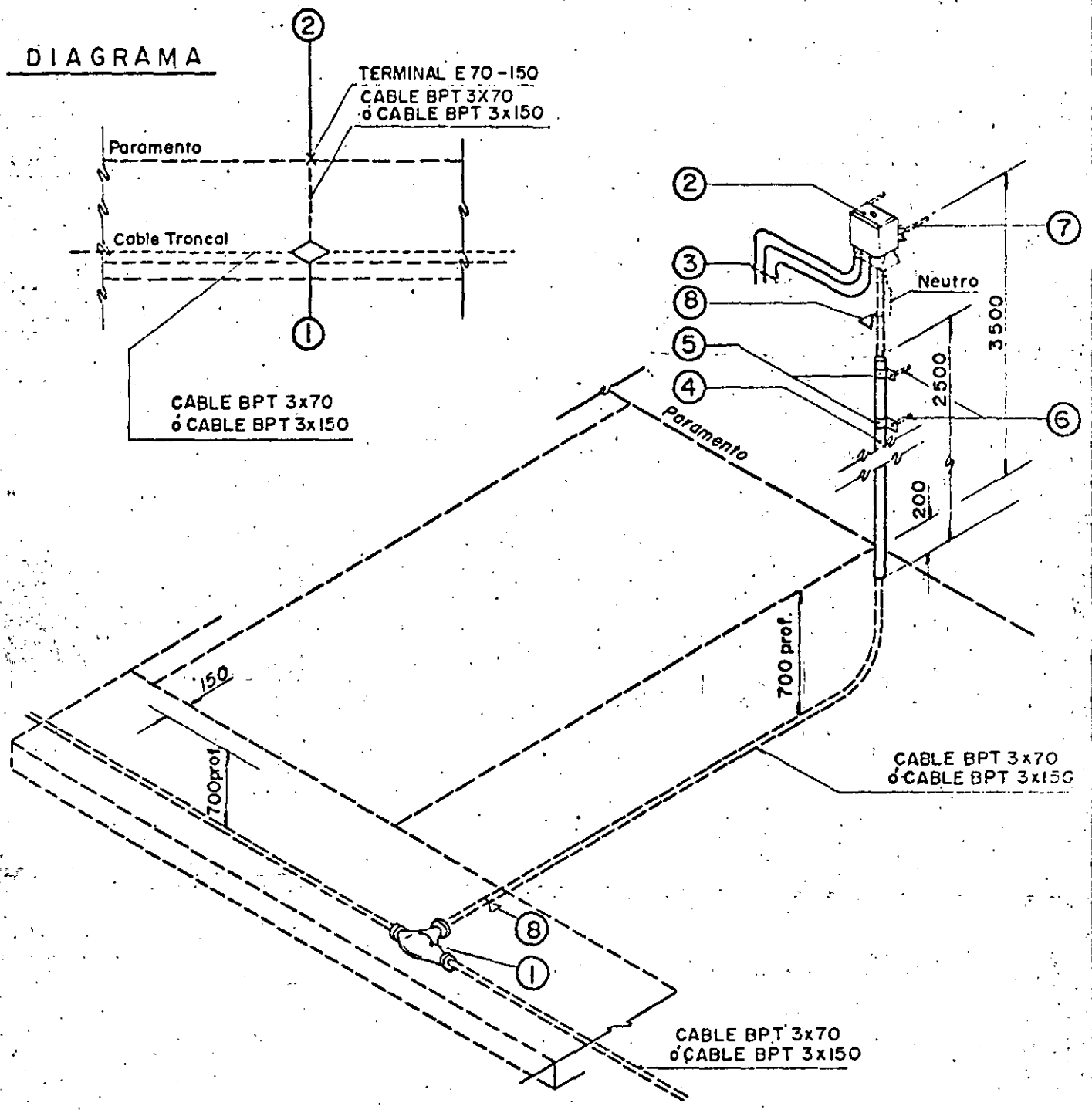
CLAVE DEL NOMBRE:

CA = Acometida efectuada a un servicio con cruce de arroyo.
3 = Servicio a tres fases.

ACOMETIDA BPT 70-150 CABLE-E

NORMAS L y F
MONTAJE
4.0161

DIAGRAMA



Esc. 1:30

Acotaciones en mm

MATERIAL: (en 2 de 2)

APLICACION:

Empalmar y proteger los extremos de cable de acometida 3 x 70 ó 3 x 150 entre cable de alimentación o troncal de igual o mayor sección BPT 3 x 70 ó BPT 3 x 150 y muro o soporte al exterior, en lugar de la acometida.

FIGURA Nº 18

ACOMETIDA BPT 70-150 CABLE-E

NORMAS LyF
MONTAJE
4.0161

MATERIAL:
(En orden aproximado de colocación)

Ref	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Mufa T 150	2.0050	Pza	1
	Aislantes y Auxiliares Mufa T 150	2.0196	Jgo	1
2	Terminal E 70 - 150	2.0287	Pza	1
	Aislantes y Auxiliares Terminal E 70-150	2.0222	Jgo	1
3	Cable BTC 1x70	2.0041	m	3
4	Tubo Protector PVC 2560	2.0292	Pza	1
5	Abrazadera Tubo P-PVC 60	2.0236	Pza	2
6	Tornillo Máq 9.5x60	2.0187	Pza	4
7	Tornillo Máq 12.7x100	2.0187	Pza	2
8	Placa Identificación Cable B	2.0027	Pza	2

CLAVE DEL NOMBRE:

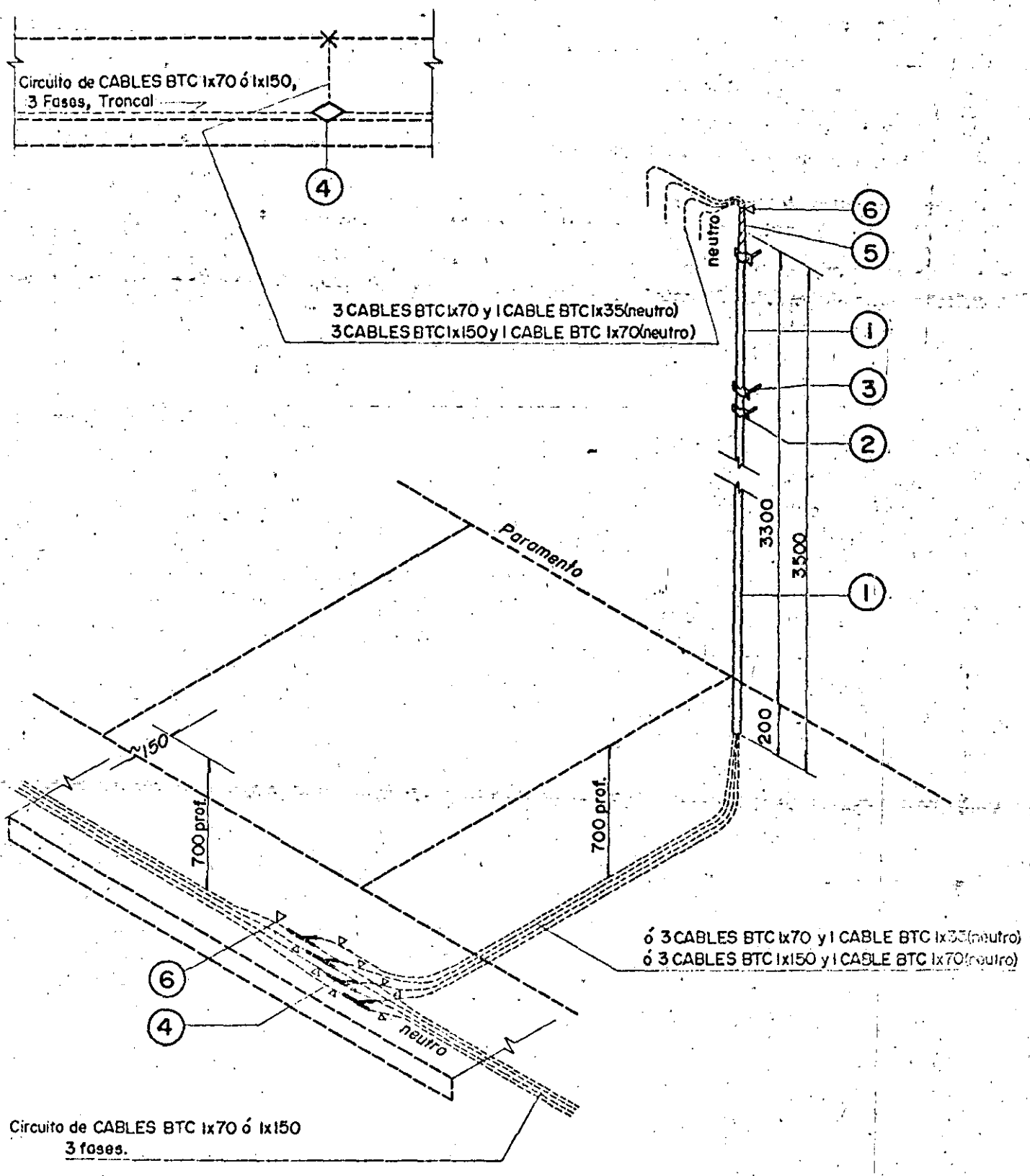
B = Baja tensión
P = Papel plomo, aislamiento papel cubierta plomo del cable.
T = Termoplástico, cubierta exterior del cable
70-150 = 70 mm^2 ó 150 mm^2 sección de los conductores del cable.
E = Exterior, terminal exterior en el lugar de la acometida.

Mar 90	Mayo	Mar 90									

ACOMETIDA BTC 70-150 CABLE-E

NORMAS L y F
MONTAJE
4.0165

DIAGRAMA



MATERIAL:
(En 2 de 2)

FIGURA Nº 19

Acotaciones en mm

Mar. 78 | Rev: | Mar. 78

ACOMETIDA BTC 70-150 CABLE-E

NORMAS L y F
MONTAJE
4.0155

35

MATERIAL:

(En orden aproximado de colocación)

Ref	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Tubo Protector PVC 2060	2.0292	Pza	2
2	Abrazadera Tubo P-PVC 60	2.0236	Pza	3
3	Tornillo Máq 9.5 x 60	2.0187	Pza	6
4	Unión Y BTC 70-70 (ó 150-70)	2.0203	Jgo	4
5	Cinta Selladora	2.0086	m	6
6	Placa Identificación Cable B	2.0027	Pza	12

APLICACION:

Proteger los dos extremos de un circuito trifásico de cables de acometida BTC 1x70 ó 1x150 entre un circuito principal o troncal de cables de igual o mayor sección BTC 1x70 ó 1x150 y muro o soporte al exterior en el lugar de la acometida.

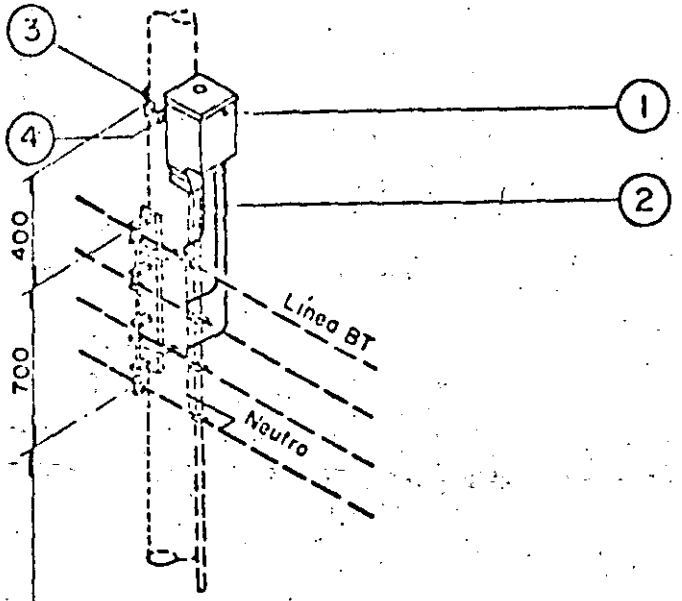
CLAVE DEL NOMBRE:

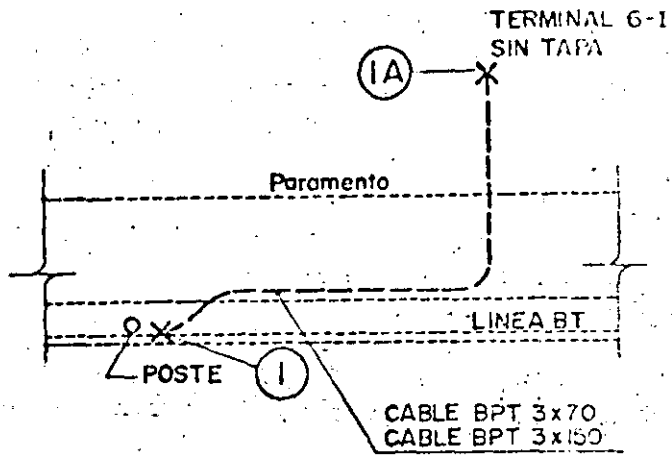
B = Baja tensión
TC = Termofijo, polietileno cadena cruzada, aislamiento de los cables
70-150 = 70 mm^2 ó 150 mm^2 sección del conductor de los cables
E = Exterior, terminación exterior en el lugar de la acometida.

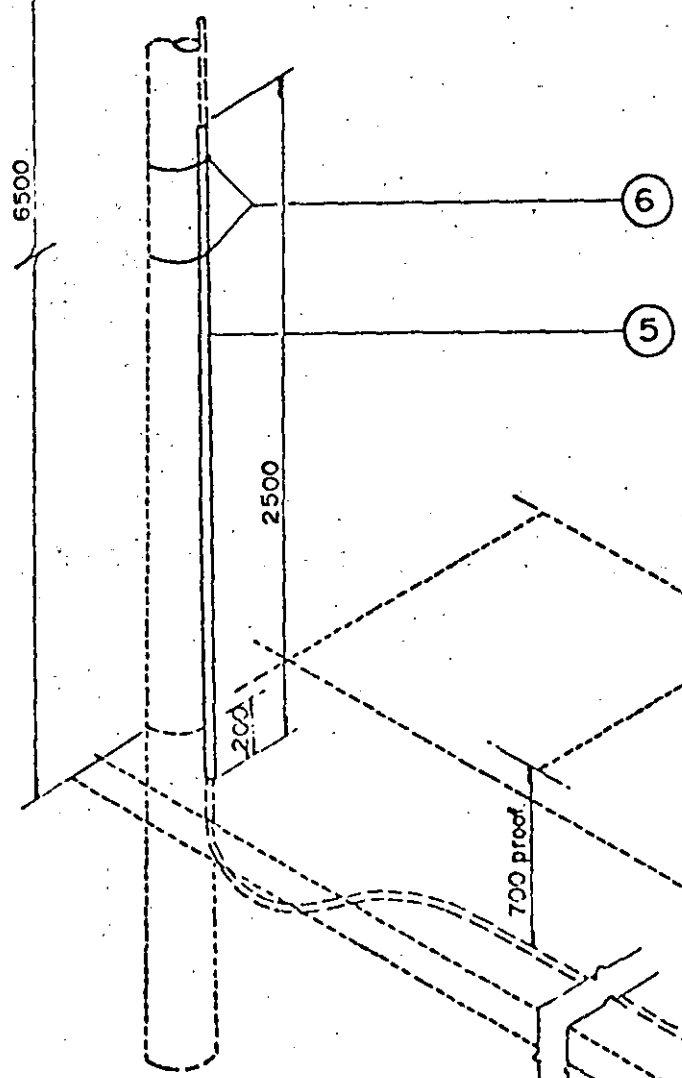
Mtro. Ing.	Revisó	Mar. 76									

ACOMETIDA EPT 70-150 POSTE-I

NORMAS MONTAJE 4.0164







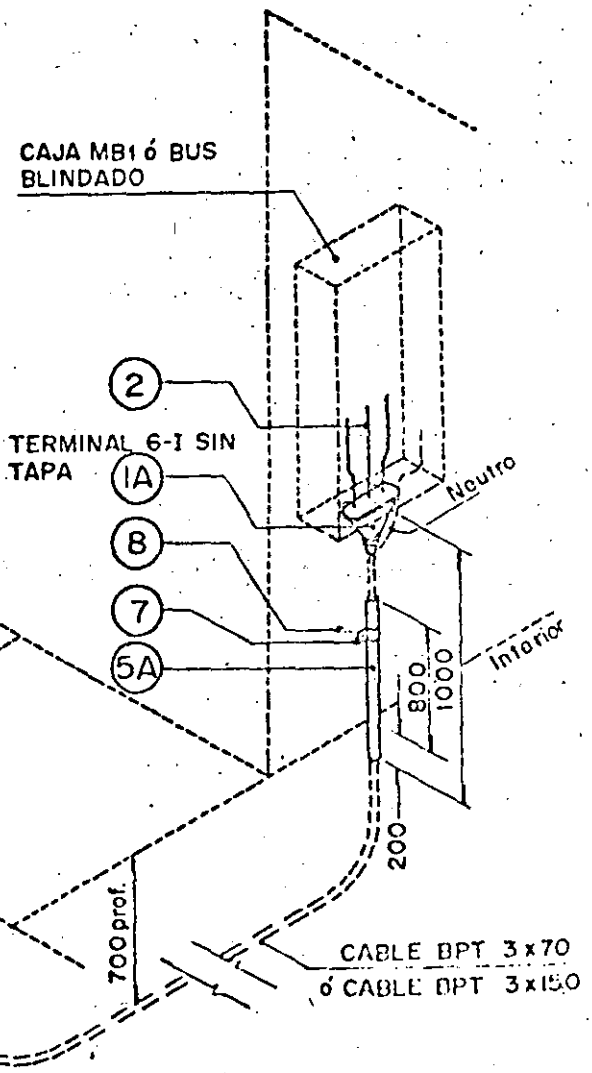


FIGURA Nº 20

ACOMETIDA BPT 70-150 POSTE-I

NORMAS LyF MONTAJE 4.0164

MATERIAL:

(En orden aproximado de colocación)

Ref	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Terminal E 70-150	2.0287	Pza	1
	Aislantes y Auxiliares Terminal E70-150	2.0222	Jgo	1
1A	Terminal SI sin tapa	2.0289	Pza	1
	Aislantes y Auxiliares Terminal SI sin tapa	2.0224	Jgo	1
2	Cable BTC 1x70	2.0041	m	5
3	Soporte Terminal BE 6	2.0280	Pza	1
4	Tornillo Máq 9.5x50	2.0187	Pza	2
5	Tubo Protector PVC 2500	2.0292	Pza	1
5A	Tubo Protector PVC 2050	2.0292	Pza	1
6	Alambre Fe galv. 10	2.0297	m	5
7	Abrazadera Tubo P-PVC 50	2.0235	Pza	2
8	Tornillo Máq 9.5x60	2.0187	Pza	4

APLICACION:

Terminar y proteger los dos extremos de cable de acometida BPT 3x70 ó 3x150 entre poste con línea de alimentación BT y muro o soporte al interior en el lugar de la acometida. La terminal SI sin tapa se coloca preferentemente en caja KB 1 ó Bus blindado.

CLAVE DEL NOMBRE:

B = Baja tensión

P = Papel plomo, aislamiento papel cubierta plomo del cable

T = Termoplástico, cubierta exterior del cable

70-150 = 70 mm^2 ó 150 mm^2 sección de los conductores de los cables

I = Interior, terminal interior en el lugar de la acometida.

ACOMETIDA BTC 70-150 POSTE-I

NORMA MONTAJE 4.017.1

38

1 de 2

DIAGRAMA

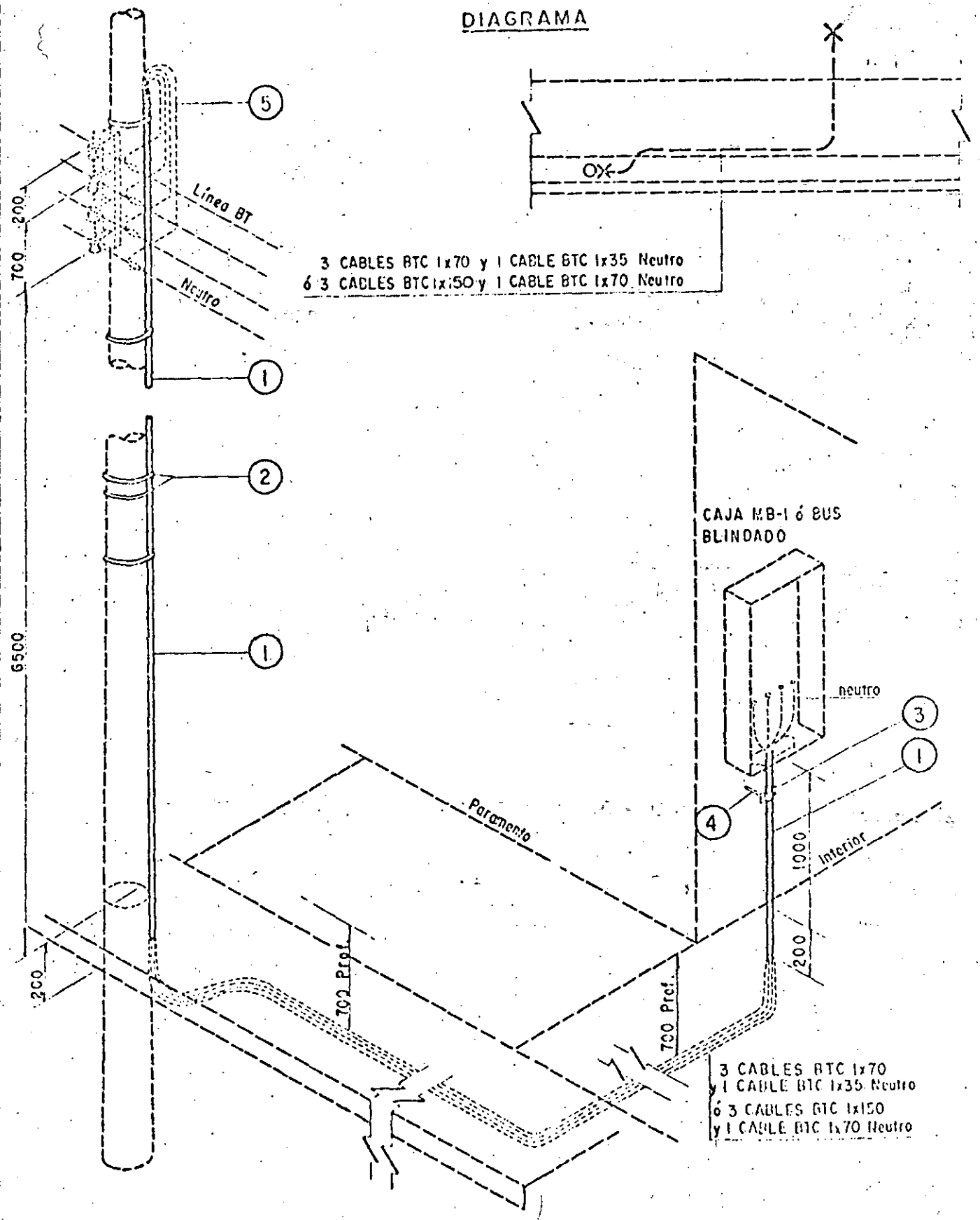


FIGURA Nº 21

ACOMETIDA BTC 70-150 POSTE-I

MONTAJE 4.017.1

MATERIAL:

(En orden aproximado de colocación)

Ref.	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Tubo protector PVC 2060	2.0292	Pza.	5
2	Alambre Fe. Galvanizado 10	2.0297	m	12
3	Abrazadera tubo P - PVC 60	2.0236	Pza.	2
4	Tornillo Máq. 9.5 x 60	2.0187	Pza.	4
5	Cinta Selladora	2.0086	m	12

APLICACION:

Proteger los dos extremos de un circuito de 3 fases de cables de acometida BTC 1 x 70 ó 1 x 150 entre poste con línea de alimentación BT y muro o soporte al interior en el lugar de la acometida. Los cables de acometida se colocan preferentemente en caja MB - 1 ó Bus blindado.

CLAVE DEL NOMBRE:

B = Baja tensión

TC = Termofijo polietileno cadena cruzada aislamiento de los cables

70-150 = 70 mm^2 ó 150 mm^2 sección del conductor de los cables

I = Interior, terminación interior en el lugar de la acometida.

ACOMETIDA EN B.T

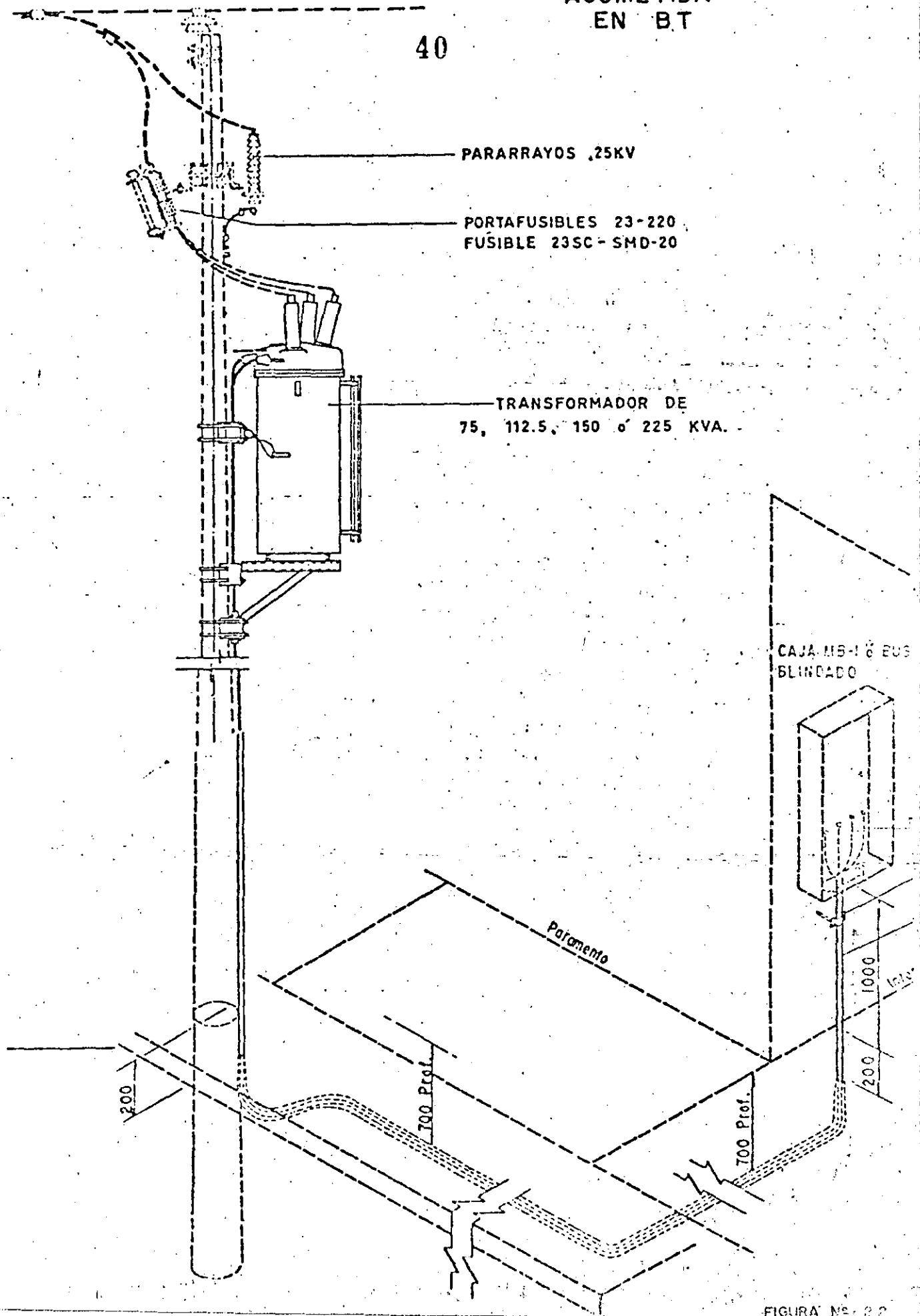
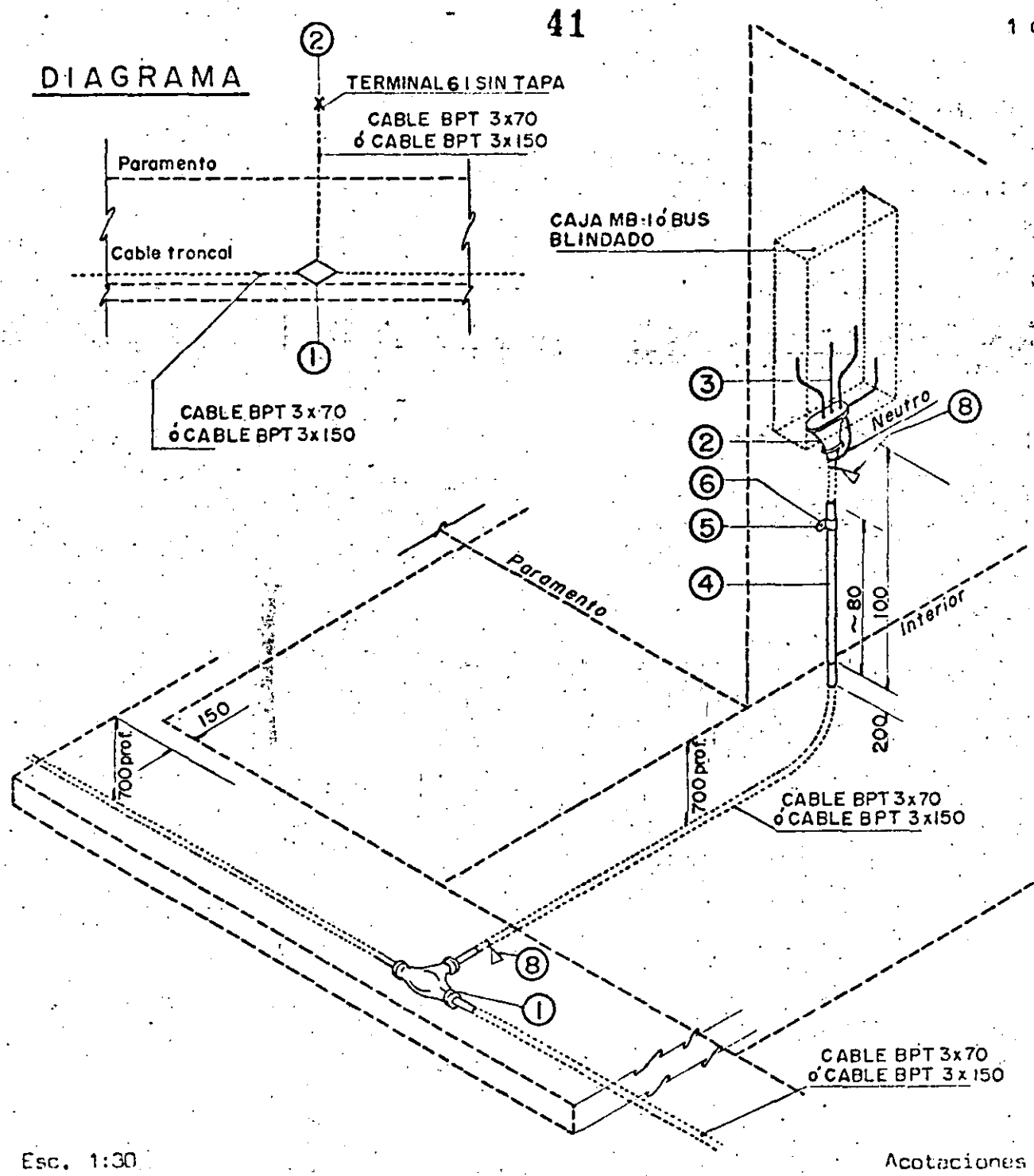


FIGURA Nº 8.2

ACOMETIDA BPT 70-150 CABLE - I

NORMAS L y F
MONTAJE
4.0162



Esc. 1:30

Acotaciones en mm

MATERIAL: (en 2 de 2)

APLICACION:

Empalmar y proteger los extremos de cable de acometida BPT 3 x 70 ó 3 x 150 entre cable de alimentación o troncal de igual o mayor sección BPT 3 x 70 ó 3 x 150 y muro o soporte al interior en el lugar de la acometida.

La terminal 6I sin tapa del cable de acometida, se coloca preferentemente en caja MB-1 ó en Bus Blindado.

FIGURA Nº 23

Mar 24	Rev:	Mar 75									

ACOMETIDA BPT 70-150 CABLE - I

NORMAS LyF
MONTAJE
4.0162

MATERIAL:
(En orden aproximado de colocación)

Ref	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Mufa T 150	2.0050	Pza	1
	Aislantes y Auxiliares Mufa T 150	2.0195	Jgo	1
2	Terminal 6I sin tapa	2.0289	Pza	1
	Aislantes y Auxiliares Terminal 6I sin tapa	2.0224	Jgo	1
3	Cable BTC 1x70	2.0041	m	4
4	Tubo Protector PVC 2550	2.0292	Pza	1
5	Abrazadera Tubo P-PVC 60	2.0236	Pza	2
6	Tornillo Máq 9.5x60	2.0187	Pza	4
8	Placa Identificación Cable B	2.0027	Pza	2

CLAVE DEL NOMBRE:

B = Baja tensión
P = Papel, plomo aislamiento papel cubierta plomo del cable
T = Termoplástico, cubierta exterior del cable
70-150 = 70 mm ó 150 mm^2 sección de los conductores del cable
I = Interior, Terminal interior en el lugar de la acometida.

ACOMETIDA BTC 70-150 CABLE - I

NORMAS L y F
MONTAJE
4.0167

DIAGRAMA

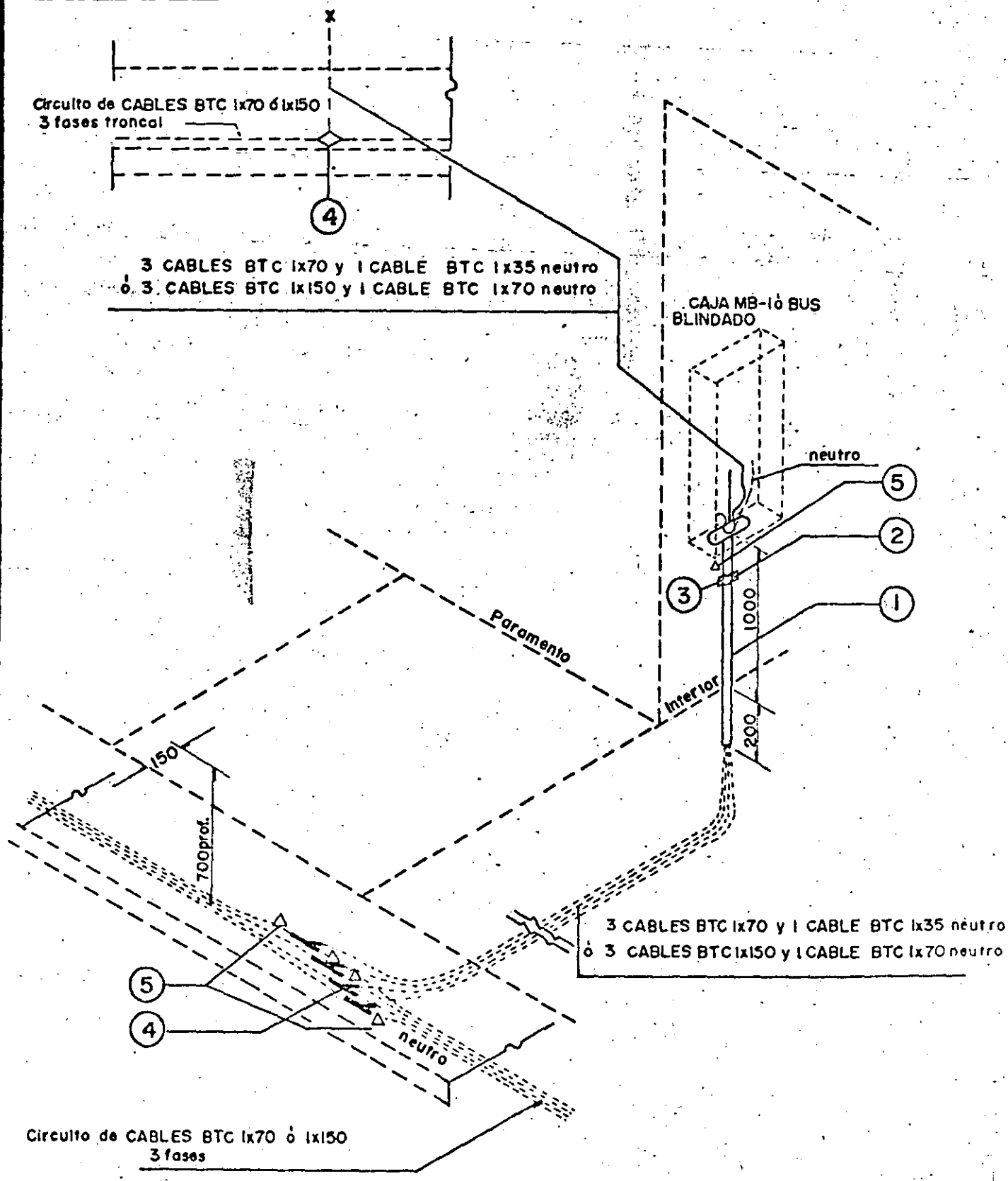


FIGURA Nº 24 Acotaciones en mm

ACOMETIDA BTC 70-150 CABLE - I

NORMAS Ly F
MONTAJE
4.01 67

MATERIAL:

(En orden aproximado de colocación)

Ref	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Tubo Protector PVC 2060	2.0292	Pza	1
2	Abrazadera tubo P-PVC 60	2.0236	Pza	1
3	Tornillo Maq 9.5 x 60	2.0187	Pza	2
4	Unión Y BTC 1x70-70 (ó 150-70)	2.0203	Jgo	4
5	Placa Identificación Cable B	2.0027	Pza	12

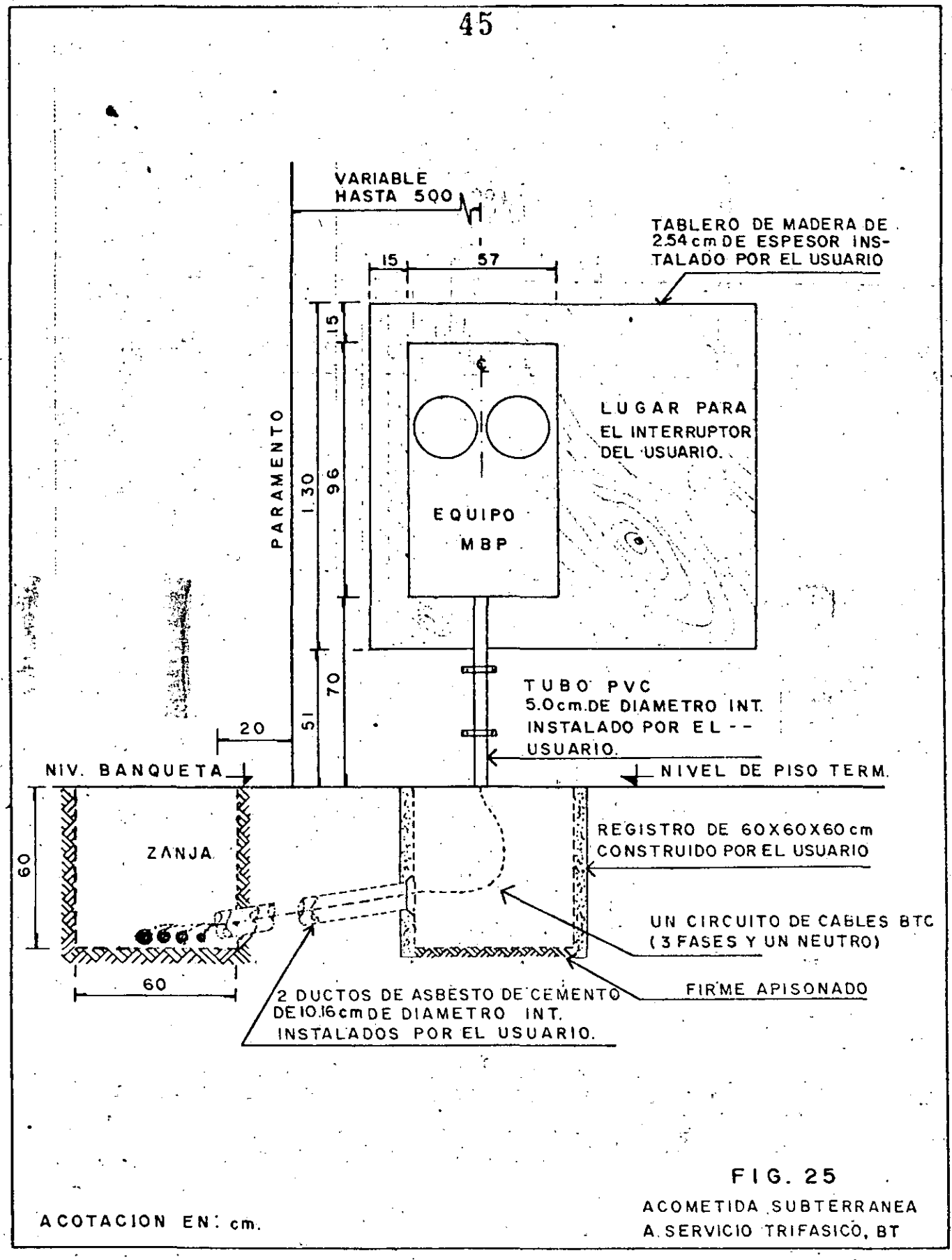
APLICACION:

Proteger los dos extremos de un circuito trifásico de cables de acometida BTC - 1x70 ó 1x150 entre un circuito principal o troncal de cables de igual o mayor - sección BTC 1x70 ó 1x150 y muro o soporte al interior en el lugar de la acometida.

Los cables de acometida se colocan preferentemente en caja MB-1 o bus blindado.

CLAVE DEL NOMBRE:

B = Baja tensión
TC = Termofijo cadena cruzada aislamiento de los cables
70-150 = 70 mm^2 ó 150 mm^2 sección del conductor de los cables
I = Interior terminación interior en el lugar de la acometida.



ACOTACION EN: cm.

FIG. 25
ACOMETIDA SUBTERRANEA
A SERVICIO TRIFASICO, BT

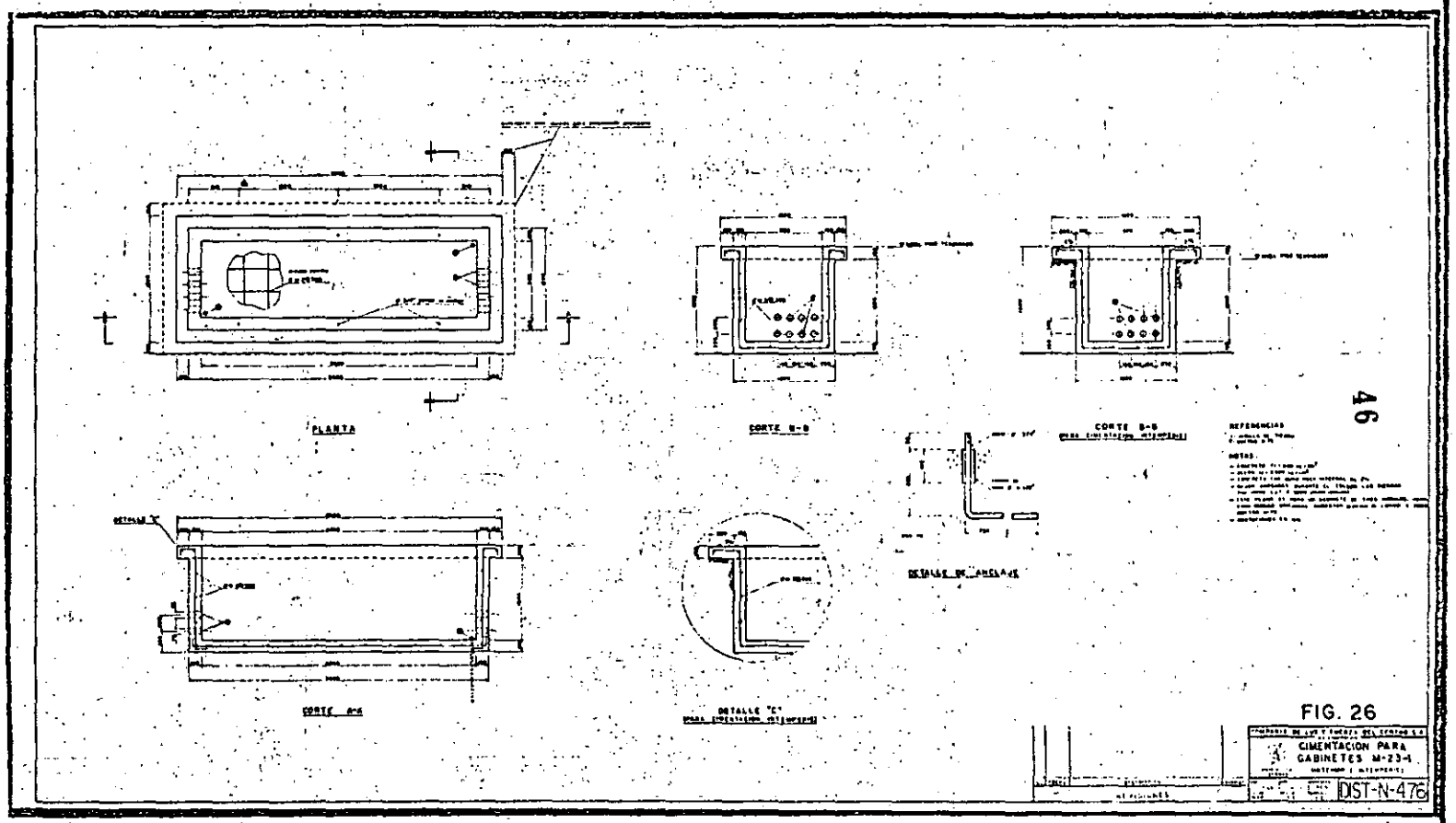
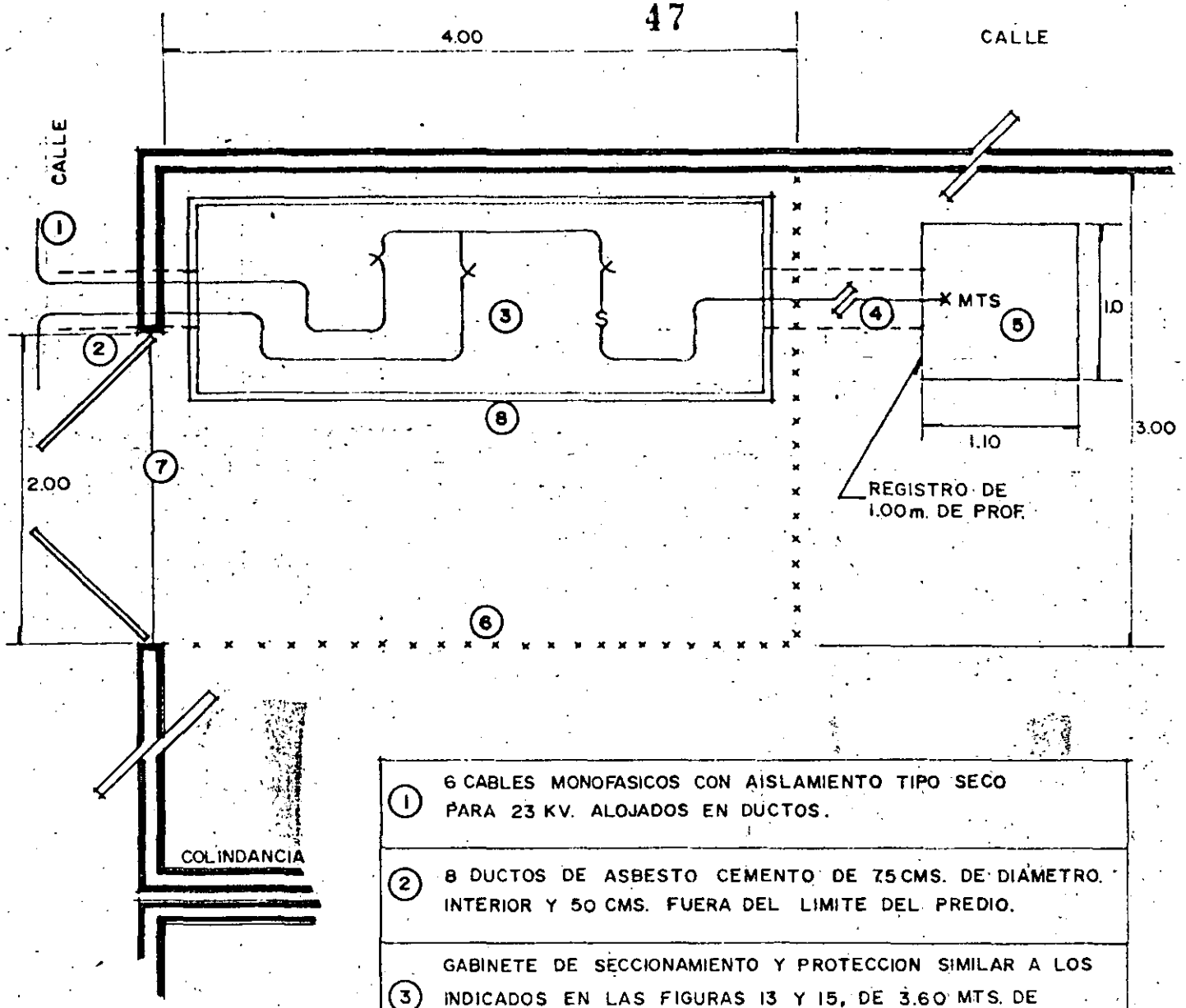

PLANTA
CORTE B-B
CORTE B-B
CORTE A-A
DETALLE "C"
DETALLE DE ANCLAJE
REFERENCIAS
NOTAS.
CIMENTACION PARA
GABINETES M-23-1
DST-N-476

FIG. 26



1	6 CABLES MONOFASICOS CON AISLAMIENTO TIPO SECO PARA 23 KV. ALOJADOS EN DUCTOS.
2	8 DUCTOS DE ASBESTO CEMENTO DE 7.5 CMS. DE DIAMETRO. INTERIOR Y 50 CMS. FUERA DEL LIMITE DEL PREDIO.
3	GABINETE DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION SIMILAR A LOS INDICADOS EN LAS FIGURAS 13 Y 15, DE 3.60 MTS. DE LARGO, 1.22 DE ANCHO Y 2.20 MTS. DE ALTO.
4	3 CABLES MONOFASICOS CON AISLAMIENTO TIPO SECO PARA 23 KV. QUE CONECTARAN AL GABINETE CON EL EQUIPO DE MEDICION EN 23 KV.
5	EQUIPO DE MEDICION EN 23 KV.
6	CERCA DE MALLA CICLONICA (OPCIONAL).
7	ENTRADA PRINCIPAL QUE OSTENTA EL Nº OFICIAL.
8	CIMENTACION PARA GABINETE DE 3 SECCIONES PLANO DIST-N-476 (FIG. 26).

FIGURA Nº 27 AREA PARA LA INSTALACION DE UN GABINETE DE TRES SECCIONES TIPO EXTERIOR.

ACOTACIONES EN: m.

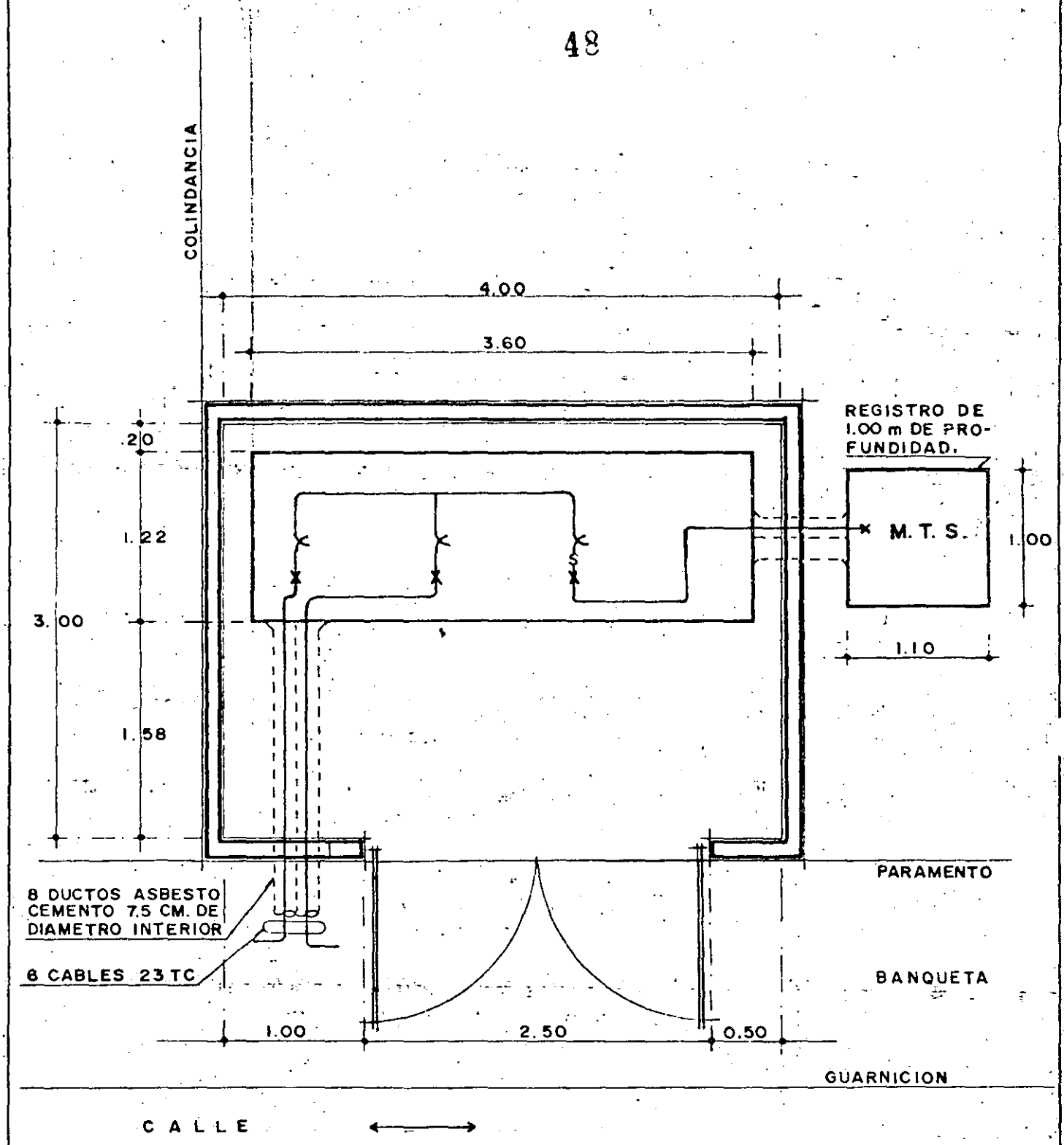
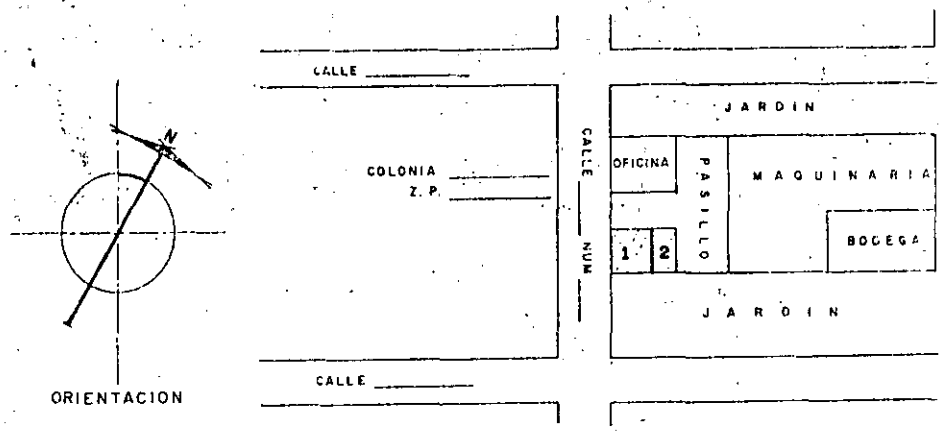


FIG. 28

LOCAL PARA GABINETE 23 KV
3 SECCIONES TIPO INTERIOR

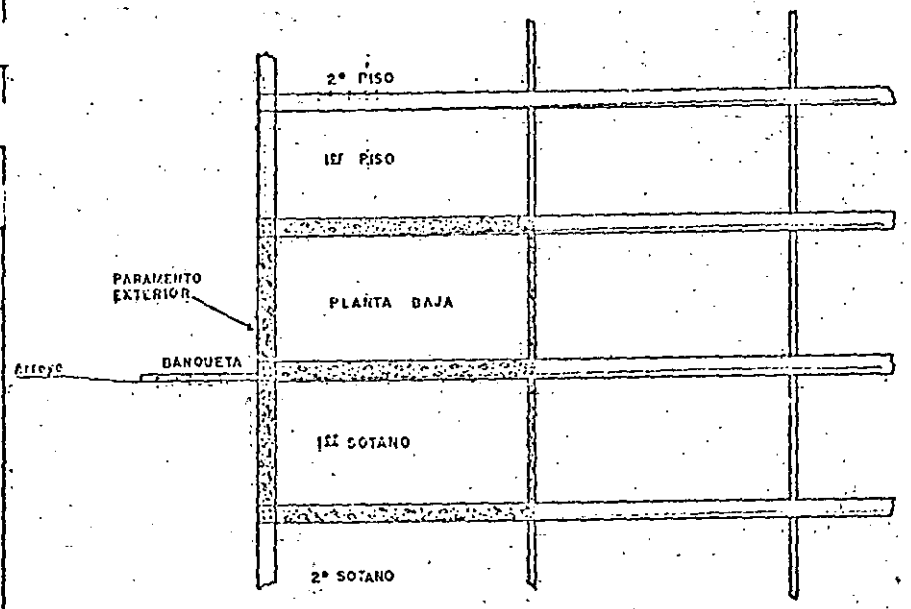
ACOTACIONES EN: m

LOCALIZACION DE SUBESTACION Y EQUIPO DE MEDICION DE ENERGIA ELECTRICA



1.- LOCAL PARA S.E.
2.- LOCAL PARA EQUIPO DE MEDICION E INTERRUPTORES O INTERRUPTOR DEL USUARIO.

FIGURA Nº 29

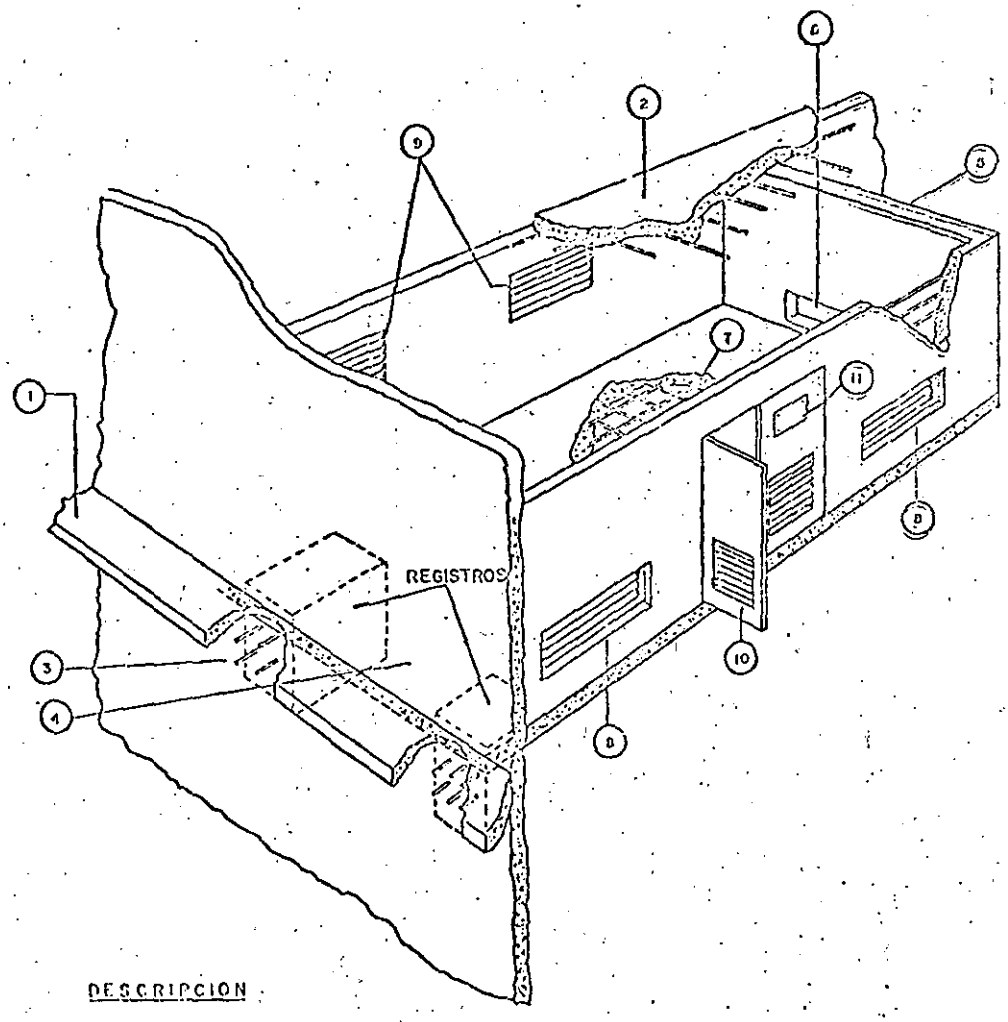


ALTERNATIVA 1.-LOCALIZACION EN LA PLANTA BAJA DEL EDIFICIO Y COLINDANTE CON EL PARAMENTO EXTERIOR.

ALTERNATIVA 2.-LOCALIZACION EN EL 1er SOTANO DEL EDIFICIO Y COLINDANTE CON EL PARAMENTO EXTERIOR.

FIGURA Nº 30

ALTERNATIVA I LOCAL EN INTERIOR

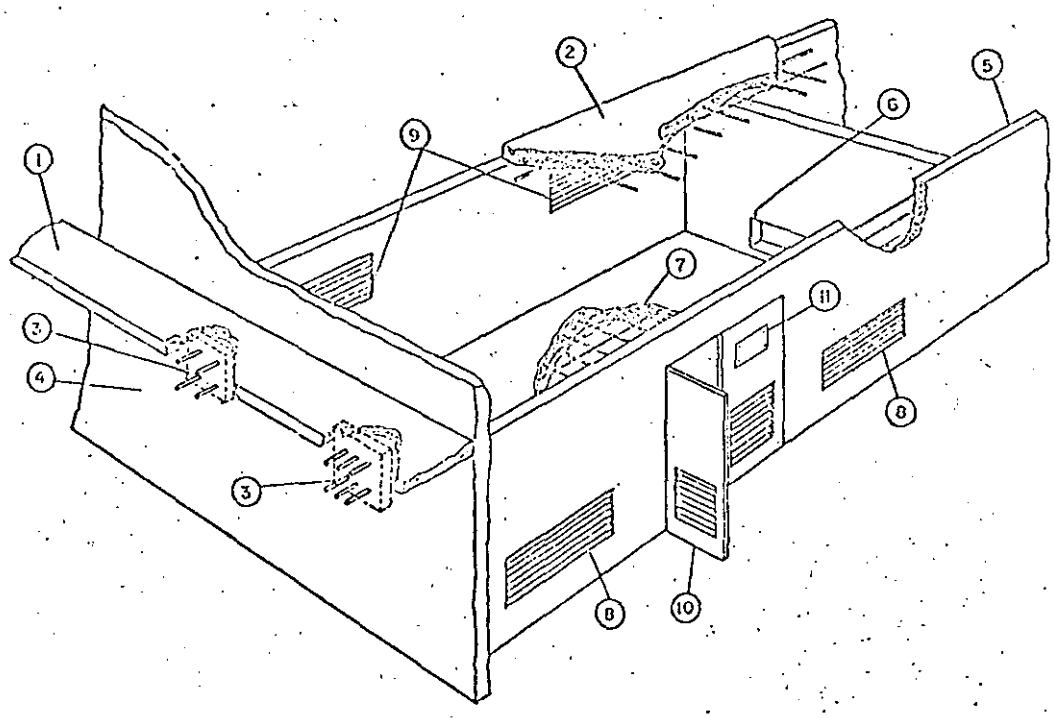


DESCRIPCION

1 BANQUETA
2 LOSA SUPERIOR DE CONCRETO
3 BANCO DE DUCTOS
4 MURO DEL PARAMENTO EXTERIOR
5 MUROS DE CONCRETO ARMADO
6 VENTANA DE PASO
7 LOSA INFERIOR DE CONCRETO ARMADO
8 VENTANA INFERIOR
9 VENTANA SUPERIOR
10 PUERTA DE ACCESO AL LOCAL
11 PLACA CON LEYENDA (PELIGRO ALTA TENSION)

FIGURA Nº 31

ALTERNATIVA 2 LOCAL EN INTERIOR



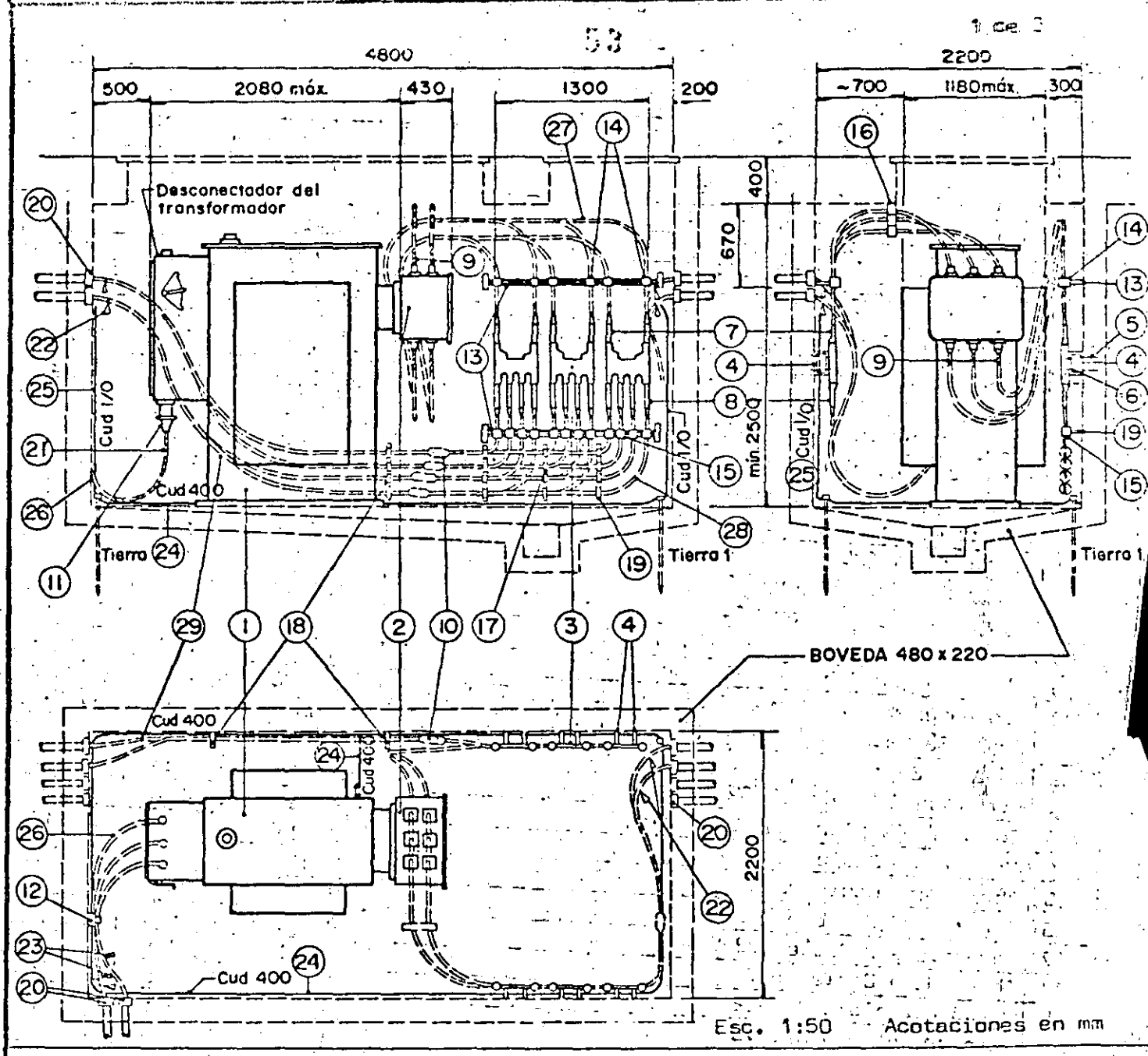
DESCRIPCION

1 BANQUETA
2 LOSA SUPERIOR DE CONCRETO
3 BANCO DE DUCTOS
4 MURO DEL PARAMENTO EXTERIOR
5 MUROS DE CONCRETO ARMADO
6 VENTANA DE PASO
7 LOSA INFERIOR DE CONCRETO ARMADO
8 VENTANA INFERIOR
9 VENTANA SUPERIOR
10 PUERTA DE ACCESO AL LOCAL
11 PLACA CON LEYENDA (PELIGRO ALTA TENSION)

FIGURA Nº 32

S.E. BOVEDA 23 B 500 RAD

NORMAS L y F
MONTAJE
4.0193



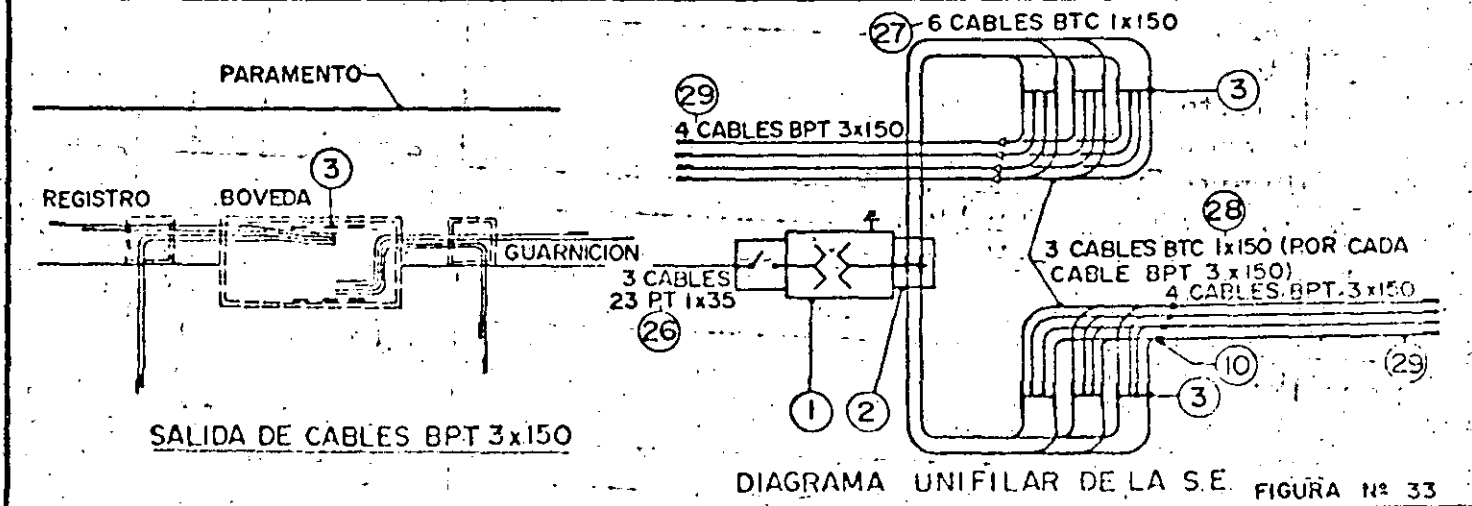
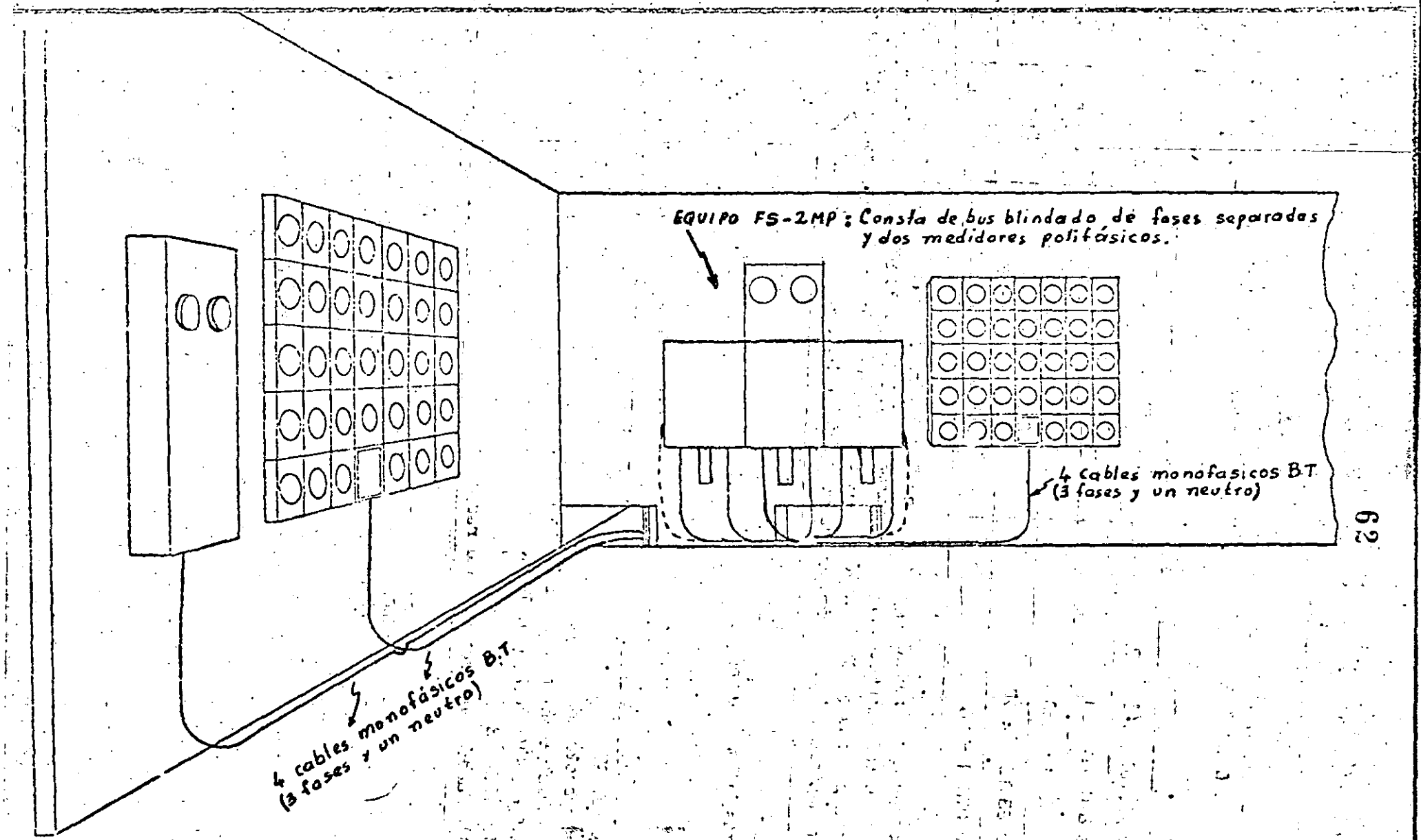


DIAGRAMA UNIFILAR DE LA S.E.

FIGURA Nº 33



Detalle del area de medicion anexa al local de la subestación.

FIGURA Nº 36

CONDUMEX

COMO UNA RESPUESTA A LA NECESIDAD DE CONOCER LOS RE-GLAMENTOS SOBRE INSTALACIONES ELECTRICAS, CONDUMEX - HIZO ESTE BREVE RESUMEN DEL LIBRO QUE EDITO LA SECRETARIA DE PATRIMONIO Y FOMENTO INDUSTRIAL, EN EL AÑO DE 1981.

ESTE RESUMEN SE REGALA EXCLUSIVAMENTE A CLIENTES CONDUMEX.

7 Sep

REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS

[RIE] Y LOS CONDUCTORES

ESTE REGLAMENTO EXISTE COMO DOCUMENTO OFICIAL DESDE EL - 31 DE MARZO DE 1950, FECHA EN EL QUE FUE PUBLICADO POR EL DIARIO OFICIAL, PARA PRECISAR LOS REQUISITOS GENERA - LES PREFERENTES A LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS, PARA SAL VAGUARDAR LA SEGURIDAD DE LOS USUARIOS Y SUS PERTENENCIAS ASÍ COMO EL ESTABLECER BASES QUE FIJEN LA FORMULACIÓN Y- EXPEDICIÓN DE LAS NORMAS TÉCNICAS QUE REGULEN DICHAS - INSTALACIONES.

DESDE EL AÑO DE 1950, DICHO REGLAMENTO NO HABÍA SUFRIDO- MODIFICACIÓN ALGUNA, NO FUE SINO HASTA EL 22 DE JUNIO DE 1981, EN EL QUE APARECIÓ UNA NUEVA PUBLICACIÓN YA REVISA DA Y ACTUALIZADA DE ESTE REGLAMENTO Y AMPARADA POR EL -- DIARIO OFICIAL QUE ESPECIFICA ENTRE OTRAS COSAS:

1° EL PRESENTE REGLAMENTO Y SUS NORMAS TÉCNICAS, SERÁN- DE OBSERVANCIA GENERAL EN TODA LA REPÚBLICA.

2° COMPETERÁ A LA SECRETARÍA DE PATRIMONIO Y FOMENTO IN DUSTRIAL SANCIONAR ADMINISTRATIVAMENTE A LOS USUARIOS QUE VIOLEN LOS REQUISITOS FIJADOS POR EL PRESENTE OR DENAMIENTO.

3° SON MATERIA DE ESTE REGLAMENTO:

A] LAS INSTALACIONES QUE SE EMPLEAN PARA LA UTILIZA CIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN CUALQUIERA DE -- LAS TENSIONES USUALES DE OPERACIÓN, INCLUYENDO - EL EQUIPO CONECTADO A LAS MISMAS POR LOS USUARIOS

B] LAS SUBESTACIONES Y LAS PLANTAS GENERADORAS DE - ENERGÍA, PROPIEDAD DE LOS USUARIOS.

C] LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS Y SU EQUIPO, QUEDANDO COMPRENDIDAS LAS LÍNEAS AÉREAS Y SUBTERRÁNEAS, CONDUCTORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

D] CUALESQUIERA OTRAS INSTALACIONES QUE TENGAN POR FINALIDAD EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

3° EL EQUIPO Y LOS MATERIALES QUE SE EMPLEEN EN LAS INSTALACIONES PARA EL USO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DEBEN SER ADECUADOS PARA CUMPLIR CON TAL FIN, DEBIENDO SATISFACER:

A] LOS LINEAMIENTOS CONTENIDOS EN ESTE REGLAMENTO Y SUS NORMAS TÉCNICAS, ASÍ COMO LAS NORMAS OFICIALES MEXICANAS QUE CORRESPONDAN.

B] LA PREVIA APROBACIÓN DE LA SECRETARÍA, PARA SU VENTA Y USO.

COMO SERÍA MUY EXTENSO EL TRATAR TODO EL REGLAMENTO, QUISIERAMOS ENFOCARNOS NADA MÁS A LO QUE NOS CONCIERNE EN MATERIA DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS Y LOS REQUISITOS FUNDAMENTALES DE INSTALACIÓN, MISMOS QUE PUEDEN AFECTAR EN UN MOMENTO DADO, UNA DECISIÓN EN MATERIA DE SELECCIÓN DE CONDUCTORES.

A CONTINUACIÓN MENCIONAMOS LAS PARTES DE LOS ARTÍCULOS QUE CONSIDERAMOS MÁS APLICABLES EN NUESTRO CASO:

R E G L A M E N T O :

102.3 MARCAS DE IDENTIFICACIÓN.

TODOS LOS EQUIPOS Y MATERIALES QUE SE UTILICEN EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS, DEBEN TENER LA INDICACIÓN DEL NOMBRE DEL FABRICANTE O UNA MARCA QUE PERMITA SU IDENTIFICACIÓN. ASIMISMO, DEBEN TENER INDICACIÓN DE SUS CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS QUE PERMITAN PRECISAR CUÁL ES SU USO CORRECTO, EN LA FORMA QUE SE INDICA EN OTRAS SECCIONES DE ESTAS NORMAS TÉCNICAS O EN LA NORMA OFICIAL MEXICANA CORRESPONDIENTE.

102.5 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

TODA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEBE EJECUTARSE DE MANERA QUE CUANDO ESTÉ TERMINADA, QUEDE LIBRE DE CORTOCIRCUITOS Y DE CONTACTOS CON TIERRA (SALVO LA CONEXIÓN A TIERRA DEL SISTEMA, PARA FINES DE PROTECCIÓN, A QUE SE REFIERE LA SECCIÓN 206). CONSECUENTEMENTE, LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN LA INSTALACIÓN DEBE CONSERVARSE DENTRO DE LOS LÍMITES ADECUADOS, DE ACUERDO CON LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES Y LA FORMA EN QUE ESTÁN INSTALADOS.

Véase la Tabla 1.5 del Apéndice 1, como guía para comprobar los valores mínimos de resistencia de aislamiento.

102.6 CALIBRES DE CONDUCTORES.

LOS CALIBRES DE CONDUCTORES SE HAN DESIGNADO USANDO EL SISTEMA AMERICANO DE CALIBRES (AWG) Y EN CADA CASO, EN EL TEXTO SE INDICA ENTRE PARÉNTESIS LA EQUIVALENCIA EN MILÍMETROS CUADRADOS (mm^2). CUANDO EN UN ARTÍCULO SE HACE REFERENCIA A UN CIERTO CALIBRE DE CONDUCTORES, SIN MENCIONAR MATERIAL, SE ENTIENDE QUE SE TRATA DE CONDUCTORES DE COBRE.

102.12 INSTALACIÓN EN CONDICIONES DESFAVORABLES.

LOS MATERIALES Y EQUIPOS QUE SE INSTALEN A LA INTEMPERIE

O EN LUGARES HÚMEDOS O EXPUESTOS AL EFECTO DETERIORANTE O CORROSIVO DE GASES, HUMOS, VAPORES O CUALQUIER OTRO AGENTE PERJUDICIAL, O BIEN, QUEDEN EXPUESTOS A TEMPERATURAS EXCESIVAS, DEBEN ESTAR PRECISAMENTE DISEÑADOS O CONSTRUÍDOS PARA SOPORTAR LAS CONDICIONES DESFAVORABLES DEL CASO DE QUE SE TRATE.

102.13 DISEÑO DE INSTALACIONES.

A) DISEÑOS AMPLIOS. DENTRO DE LO POSÍBLE, NO DEBE LIMITARSE EL DISEÑO DE LA INSTALACIÓN A LAS CONDICIONES INICIALES DE LA CARGA, SINO QUE DEBE DEJARSE UN MÁRGEN RAZONABLE DE CAPACIDAD PARA TOMAR EL AUMENTO NATURAL QUE TIENE TODOS LOS SERVICIOS.

B) CENTROS DE DISTRIBUCIÓN. DEBEN LOCALIZARSE LOS TABLEROS O CENTROS DE DISTRIBUCIÓN EN LUGARES FÁCILMENTE ACCESIBLES, PARA COMODIDAD Y SEGURIDAD DE FUNCIONAMIENTO.

C) LIMITACIÓN DE DAÑOS POR FALLAS. LOS DIFERENTES ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN DEBEN LOCALIZARSE EN TAL FORMA, QUE, SI POR EFECTO DE UN CORTOCIRCUITO O FALLAS A TIERRA SE PRODUJERA UNA INTERRUPCIÓN, INCENDIO, ETC., LOS DAÑOS QUEDEN CONFINADOS, EN LO POSÍBLE, A LA SECCIÓN EN QUE SE ENCUENTREN LOS CONDUCTORES Y TRAMOS DE CANALIZACIÓN AFECTADOS Y NO QUEDEN INVOLUCRADOS LOS SERVICIOS TOTALES DEL USUARIO NI, SOBRETODO, LOS SERVICIOS ESENCIALES O DE EMERGENCIA.

D) TODA LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEBE EJECUTARSE DE ACUERDO CON UN PLANO PREVIAMENTE ELABORADO; ADEMÁS, CUALQUIER MODIFICACIÓN A LA INSTALACIÓN DEBE ANOTARSE EN EL MISMO O EN UN NUEVO PLANO. EL PLANO ACTUALIZADO DE LA INSTALACIÓN DEBE CONSERVARSE EN PODER DEL PROPIETARIO DEL INMUEBLE PARA FINES DE MANTENIMIENTO.

LO ANTERIOR ES INDEPENDIENTE DE QUE, EN CADA CASO PARTICULAR, EXÍSTA O NO LA OBLIGACIÓN DE PRESENTAR PLANOS DE LA INSTALACIÓN A LA SECRETARÍA, PARA SU APROBACIÓN, SEGÚN LO ES-

TABLEZCA LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU REGLAMENTO.

A C O M E T I D A S.

201.2 A) EN GENERAL, EL SERVICIO A UN INMUEBLE DEBE ABASTECERSE POR MEDIO DE UNA SOLA ACOMETIDA.

B) EN EL CASO DE REQUERIRSE LA INSTALACIÓN DE MÁS DE UNA ACOMETIDA PARA EL SERVICIO A UN INMUEBLE, DEBE CUMPLIRSE CON LO QUE, AL RESPECTO, DISPONGA LA SECRETARÍA O INDIQUE EL SUMINISTRADOR, EN BASE AL REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

C) CUANDO LAS ACOMETIDAS SE INSTALEN EN UNA CANALIZACIÓN, ÉSTA NO DEBE CONTENER A OTROS CONDUCTORES, EXCEPTO CONDUCTORES DE PUESTA A TIERRA.

D) LOS CONDUCTORES DE UNA ACOMETIDA QUE ABASTEZCA A UN EDIFICIO, NO DEBE PASAR A TRAVÉS DE OTRO EDIFICIO O ESTRUCTURA.

E) OTRAS CARACTERÍSTICAS DE LAS ACOMETIDAS Y DE SU INSTALACIÓN SON MATERIA DE LAS NORMAS PROPIAS DEL ORGANISMO SUMINISTRADOR.

201.3 EDIFICIOS PARA VARIOS USUARIOS.

LOS EDIFICIOS PARA VARIOS USUARIOS PUEDEN TENER DOS O MÁS JUEGOS DE CONDUCTORES DE ENTRADA DE SERVICIO, DERIVADOS DE UNA SOLA ACOMETIDA, PARA ALIMENTAR A LOS DIFERENTES SERVICIOS.

LAS PARTES DE UN EDIFICIO QUE TENGAN ENTRADA INDEPENDIENTE POR LA CALLE Y QUE NO SE COMUNIQUEN INTERIORMENTE CON EL RESTO DEL EDIFICIO, PUEDEN CONSIDERARSE COMO EDIFICIOS SEPARADOS Y, POR LO TANTO, ABASTECERSE CON DIFERENTES ACOMETIDAS.

201.4 EQUIPO DEL SERVICIO.

EL EQUIPO DEL SERVICIO EN UN INMUEBLE DEBE QUEDAR SITUADO EN UN LOCAL QUE ESTÉ LIBRE DE MATERIAL FÁCILMENTE INFLAMABLE Y QUE SEA DE DIMENSIONES TALES, QUE PERMITA AL PERSONAL DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA EFECTUAR, CON FACILIDAD Y SEGURIDAD, LA INSTALACIÓN, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y RETIRO DEL MISMO EQUIPO. ASIMISMO, EL EQUIPO DEL SERVICIO DEBE QUEDAR LOCALIZADO EN UN LUGAR DE FÁCIL ACCESO PARA EL PERSONAL DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA.

MEDIOS DE DESCONEXION Y PROTECCION

201.10 LOCALIZACIÓN.

EL INTERRUPTOR EMPLEADO COMO MEDIO DE DESCONEXIÓN PRINCIPAL DEL USUARIO Y EL DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN PRINCIPAL DEBEN QUEDAR SITUADOS EN UN LUGAR EN EL CUAL SEAN FÁCILMENTE ACCESIBLES, PRÓXIMOS AL LUGAR DE ENTRADA DE LA ACOMETIDA Y A UNA DISTANCIA NO MAYOR DE 5 METROS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN.

201.12 CONEXIÓN DIRECTA.

EN NINGÚN MOMENTO LA INSTALACIÓN DEL USUARIO DEBE QUEDAR CONECTADA DIRECTAMENTE AL SISTEMA SUMINISTRADOR, SINO QUE SIEMPRE DEBE ESTARLO A TRAVÉS DE SU CORRESPONDIENTE EQUIPO DE DESCONEXIÓN Y PROTECCIÓN.

CIRCUITOS DERIVADOS.

202.3 LOS CIRCUITOS DERIVADOS QUE ALIMENTAN VARIAS CARGAS PUEDEN SER DE 15, 20, 30, 40 Y 50 AMPERES. LAS CARGAS INDIVIDUALES MAYORES DE 50 AMPERES DEBEN ALIMENTARSE CON CIRCUITOS DERIVADOS INDIVIDUALES, DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 202.10.

202.4 COLORES DE IDENTIFICACIÓN.

A) EL CONDUCTOR PARA PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS DEBE IDENTIFICARSE, CUANDO ES AISLADO, CON UN COLOR DIFERENTE AL DE LOS OTROS CONDUCTORES, DE PREFERENCIA COLOR VERDE.

B) SE RECOMIENDA QUE EL CONDUCTOR NEUTRO Y LOS CON-

DUCTORES ACTIVOS SE IDENTIFIQUEN POR MEDIO DE DIFERENTES COLORES COMO SIGUE:

B.1) CONDUCTOR PUESTO A TIERRA (NEUTRO). CON UN COLOR BLANCO O GRIS CLARO.

B.2) CONDUCTORES ACTIVOS. CON COLORES DIFERENTES PARA CADA CONDUCTOR, QUE NO SEAN BLANCO, GRIS CLARO O VERDE. CUANDO SE TIENEN VARIOS CIRCUITOS EN UNA CANALIZACIÓN, USAR UNA FORMA ADECUADA DE -- IDENTIFICAR A CADA CIRCUITO.

202.6 CAÍDA DE TENSIÓN.

EN UN CIRCUITO DERIVADO QUE ALIMENTE CUALQUIER TIPO DE CARGA (ALUMBRADO, FUERZA O CALEFACCIÓN), LA CAÍDA DE TENSIÓN HASTA LA SALIDA MÁS LEJANA DEL CIRCUITO NO DEBE EXCEDER DEL 3 POR CIENTO. POR OTRA PARTE, LA CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL EN EL CONJUNTO DEL CIRCUITO ALIMENTADOR Y EL CIRCUITO DERIVADO NO DEBE EXCEDER DEL 5 POR CIENTO.

202.7 CONDUCTORES DE CIRCUITOS DERIVADOS.

A) CAPACIDAD DE CORRIENTE. LOS CONDUCTORES DE UN CIRCUITO DERIVADO DEBEN TENER UNA CAPACIDAD DE CORRIENTE NO MENOR QUE LA CAPACIDAD NOMINAL DEL CIRCUITO, DE ACUERDO CON SU CLASIFICACIÓN SEGÚN EL ARTÍCULO 202.3 Y NO MENOR QUE LA CARGA MÁXIMA POR SERVIR.

B) CALIBRE MÍNIMO. EN CIRCUITOS DERIVADOS PARA CARGAS DEFINIDAS, YA SEA DE FUERZA, ALUMBRADO, CALEFACCIÓN O UNA COMBINACIÓN DE ESTAS CARGAS, NO DEBEN USARSE CONDUCTORES DE CALIBRES MENORES QUE EL NO. 14 AWG (2.08 mm^2) Y EN CIRCUITOS DERIVADOS PARA CARGAS INDEFINIDAS (CONTACTOS) NO DEBEN USARSE CONDUCTORES MENORES QUE EL CALIBRE NO. 12 AWG (3.31 mm^2).

CIRCUITO ALIMENTADOR .

203.2 CALIBRE DE LOS CONDUCTORES.

LOS CONDUCTORES DE LOS CIRCUITOS ALIMENTADORES DEBEN -- TENER UNA CAPACIDAD DE CORRIENTE NO MENOR QUE LA CORRESPONDIENTE A LA CARGA POR SERVIR. EN LA SECCIÓN 204 SE DAN BASES PARA- DETERMINAR LA DEMANDA MÁXIMA DE LOS ALIMENTADORES.

INDEPENDIENTEMENTE DE LO ANTERIOR, EL CALIBRE DE LOS -- CONDUCTORES ALIMENTADORES NO DEBE SER MENOR QUE EL No. 10 AWG- (5.26 MM^2) EN LOS SIGUIENTES CASOS:

1) CUANDO UN ALIMENTADOR BIFILAR ABASTEZCA A TRES O MÁS CIRCUITOS DERIVADOS BIFILARES; 2) CUANDO UN ALIMENTADOR TRIFILAR ABASTEZCA A TRES O MÁS CIRCUITOS DERIVADOS BIFILARES; 3) CUANDO UN ALIMENTADOR TRIFILAR ABASTEZCA A DOS O MÁS CIRCUITOS DE- RIVADOS TRIFILARES.

203.3 CAÍDA DE TENSIÓN.

EL CALIBRE DE LOS CONDUCTORES DE UN CIRCUITO ALIMENTA - DOR QUE ABASTEZCA A CIRCUITOS DERIVADOS DE ALUMBRADO, FUERZA O CALEFACCIÓN, DEBE SER TAL, QUE LA CAÍDA DE TENSIÓN DESDE LA ENTRADA DEL SERVICIO HASTA LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE DE LOS CIRCUITOS DERIVADOS, NO EXCEDA DEL 3 POR CIENTO. HAY QUE CONSIDERAR, ADEMÁS, QUE LA CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL EN ALIMENTADORES Y CIRCUITOS DERIVADOS NO DEBE EXCEDER DEL 5 POR CIENTO.

203.5 CIRCUITOS ALIMENTADORES CON NEUTRO COMÚN.

SE PUEDE EMPLEAR UN NEUTRO COMÚN PARA TRES CIRCUITOS -- ALIMENTADORES COMO MÁXIMO. CUANDO SE ALOJEN DENTRO DE CANALIZACIONES METÁLICAS, TODOS LOS CONDUCTORES DE CIRCUITOS ALIMENTA- DORES QUE EMPLEEN UN NEUTRO COMÚN, DEBEN IR JUNTOS DENTRO DE - LA MISMA CANALIZACIÓN.

203.7 DERIVACIONES.

LAS DERIVACIONES QUE SE HAGAN A PARTIR DE UN CIRCUITO ALIMENTADOR DEBEN SATISFACER LOS SIGUIENTES REQUISITOS:

A) DERIVACIONES MAYORES DE 10 METROS. LOS CONDUCTORES DE ESTAS DERIVACIONES DEBEN TENER LA MISMA CAPACIDAD DE CORRIENTE QUE EL CIRCUITO ALIMENTADOR.

B) DERIVACIONES HASTA DE 10 METROS COMO MÁXIMO. LOS CONDUCTORES DE ESTAS DERIVACIONES PUEDEN SER DE CALIBRES MENOR QUE LOS DEL CIRCUITO ALIMENTADOR, SIEMPRE QUE SE CUMPLA CON LO SIGUIENTE:

B.1 LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE LA DERIVACIÓN, ADEMÁS DE SER SUFICIENTE PARA LA CARGA POR ALIMENTAR, DEBE SER POR LO MENOS IGUAL A UN TERCIO DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL ALIMENTADOR.

Excepción. Las derivaciones hasta de 3 metros como máximo no necesitan cumplir con este requisito.

CÁLCULO DE LA CARGA DE LOS CIRCUITOS.

204.2 CÁLCULO DE LA CARGA EN LOS CIRCUITOS DERIVADOS.

A) CARGA DE ALUMBRADO.

A.1 EN EL CASO GENERAL, LA CARGA DE ALUMBRADO EN CIRCUITOS DERIVADOS DEBE CONSIDERARSE IGUAL AL 100 POR CIENTO DE LA CARGA CONECTADA AL CIRCUITO.

EN CASAS HABITACIÓN Y CUARTOS DE HOTELES, PARA EFECTOS DE CÁLCULO, DEBE ASIGNARSE UNA CARGA MÍNIMA DE 125 WATTS POR CADA SALIDA DE ALUMBRADO. EN ESTOS MISMOS LOCALES, DEBE ASIGNARSE UNA CARGA MÍNIMA DE 180 WATTS A CADA UNO DE LOS CONTACTOS DE USO GENERAL, QUE PUEDAN ESTAR CONECTADOS CONJUNTAMENTE CON SALIDAS DE ALUMBRADO EN UN MISMO CIRCUITO-

DERIVADO Y QUE NO SEAN LOS QUE SE MENCIONAN EN EL ARTÍCULO - 204.3 INCISO B).

PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE.

205.5 INSTALACIÓN DE FUSIBLES DE TAPÓN CON ROSCA.

NO DEBEN USARSE FUSIBLES DE TAPÓN CON ROSCA EN CIRCUITOS QUE TENGAN UNA TENSIÓN ENTRE CONDUCTORES MAYOR DE 127 -- VOLTS, EXCEPTO EN EL CASO EN QUE DICHOS CIRCUITOS ESTÁN ALIMENTADOS POR UN SISTEMA CON NEUTRO PUESTO A TIERRA Y SIEMPRE QUE LA TENSIÓN DE CUALQUIERA DE LOS CONDUCTORES CON RESPECTO A TIERRA NO EXCEDA DE 150 VOLTS.

LOS FUSIBLES DE TAPÓN CON ROSCA DEBEN INSTALARSE EN - EL LADO DE LA CARGA DEL CIRCUITO.

205.14 UBICACIÓN EN LOS LOCALES.

LOS DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE DEBEN COLOCARSE -- DONDE:

A) SEAN FÁCILMENTE ACCESIBLES.
B) NO ESTÉN EXPUESTOS A DAÑO MECÁNICO.
C) NO ESTÉN EN LA VECINDAD DE MATERIAL FÁCILMENTE INFLAMABLE.

PUESTA A TIERRA.

206.5 CIRCUITOS Y SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA.

A) CIRCUITOS DE MENOS DE 50 VOLTS. ESTOS CIRCUITOS - REQUIEREN CONECTARSE A TIERRA, EXCEPTO EN LOS CASOS SIGUIENTES:

EXCEPCIÓN 1. CUANDO SE ALIMENTAN POR MEDIO DE -- TRANSFORMADORES CUYO PRIMARIO ESTÁ CONECTADO A UNA - TENSIÓN MAYOR DE 150 VOLTS. A TIERRA.

EXCEPCIÓN 2. CUANDO EL PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR QUE LOS ALIMENTA ESTÁ CONECTADO A UN SISTEMA NO PUESTO A TIERRA.

EXCEPCIÓN 3. CUANDO EL CIRCUITO INCLUYE CONDUCTORES AÉREOS FUERA DE LOS EDIFICIOS.

b) SISTEMAS DE 50 HASTA 1000 VOLTS. LOS SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA INDICADOS A CONTINUACIÓN, DEBEN SER PUESTOS A TIERRA.

B.3 EL SISTEMA TRIFÁSICO CONEXIÓN DELTA DE 240-120 VOLTS. 4 HILOS, EN EL CUAL UN CONDUCTOR DEL CIRCUITO SE DERIVA DEL PUNTO MEDIO DEL DEVANADO DE UNA FASE.

EXCEPCIÓN 1. SISTEMAS ELÉCTRICOS USADOS EXCLUSIVAMENTE PARA ALIMENTAR HORNOS INDUSTRIALES DE FUNDICIÓN, REFINADO, TEMPLADO, ETC., NO REQUIEREN SER PUESTOS A TIERRA.

EXCEPCIÓN 2. LOS CIRCUITOS A QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 206.6

206.6 <u>CIRCUITOS QUE NO DEBEN ESTAR CONECTADOS A TIERRA.</u>

NO DEBEN ESTAR CONECTADOS A TIERRA LOS CIRCUITOS QUE ALIMENTEN A LOS CONDUCTORES DE CONTACTO DE GRÚAS VIAJERAS O EQUIPO SIMILAR, QUE FUNCIONEN EN ATMÓSFERAS DONDE PUEDA HABER PARTÍCULAS DE FIBRAS COMBUSTIBLES O PELUSA, DEBIDO AL MANEJO O ALMACENAMIENTO DE ESTAS FIBRAS, O SEA, EN LUGARES DE CLASE III, QUE SE MENCIONAN EN LA SECCIÓN 501.

206.13 <u>CONEXIÓN A TIERRA DE LOS SERVICIOS EN SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA.</u>

EN UN SISTEMA SECUNDARIO DE SUMINISTRO PUESTO A TIERRA, CADA SERVICIO INDIVIDUAL DEBE TENER UNA CONEXIÓN A UN -

ELECTRODO DE TIERRA. ESTA CONEXIÓN DEBE HACERSE, COMO PARTE DE LA INSTALACIÓN DEL USUARIO, EN EL LADO DE ABASTECIMIENTO DEL MEDIO DE DESCONEXIÓN PRINCIPAL Y NO EN EL LADO DE LA CARGA.

206.29 EQUIPO CONECTADO MEDIANTE CORDÓN Y CLAVIJA

DEBERÁN PONERSE A TIERRA LOS SIGUIENTES EQUIPOS:

C) EN CASAS HABITACIÓN Y LOCALES

C.1 REFRIGERADORES, CONGELADORES Y APARATOS DE AIRE ACONDICIONADO.

C.2 LAVADORAS Y SECADORAS DE ROPA Y MÁQUINAS LAVAPLATOS.

C.3 HERRAMIENTAS Y APARATOS PORTÁTILES DE SUJECIÓN MANUAL Y ACCIONADOS POR MOTOR ELÉCTRICO DE LOS SIGUIENTES TIPOS:

TALADROS, PODADORAS DE ARBUSTOS, SEGADORAS DE PASTO, PULIDORAS DE PISOS, ESMERILES Y SIERRAS.

206.46 TUBERÍAS DE AGUA.

UNA TUBERÍA METÁLICA SUBTERRÁNEA PARA LA CONDUCCIÓN DE AGUA FRÍA PUEDE USARSE COMO ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA, PERO QUE ESTÉ EN CONTACTO DIRECTO CON LA TIERRA CUANDO MENOS EN UNA LONGITUD DE 3 METROS.

206.47 OTROS ELECTRODOS UTILIZABLES.

OTROS ELEMENTOS METÁLICOS QUE PUEDEN SER UTILIZADOS COMO ELECTRODOS DE TIERRA, SON LOS SIGUIENTES:

A) LA ESTRUCTURA METÁLICA DE UN EDIFICIO SI ESTÁ EFECTIVAMENTE PUESTA A TIERRA.

B) LAS VARILLAS DE REFUERZO DE ACERO UBICADAS CERCA DEL FONDO DE UNA CIMENTACIÓN DE CONCRETO QUE ESTÉ EN CONTACTO DIRECTO CON LA TIERRA. ES CONVENIENTE, PARA ESTE FIN, QUE LAS VARILLAS SEAN DE

13 MM. DE DIÁMETRO, COMO MÍNIMO Y DE UNA LONGITUD NO MENOR DE 6 METROS.

C) OTROS SISTEMAS METÁLICOS, TALES COMO LA TUBERÍA METÁLICA DE REVESTIMIENTO DE UN POZO PROFUNDO, UNA CAÑERÍA METÁLICA DE DRENAJE, UN TANQUE METÁLICO O SIMILARES, CON EXCEPCIÓN DE TUBERÍAS O TANQUES QUE CONTENGAN ALGÚN MATERIAL COMBUSTIBLE.

206.48 ELECTRODOS ARTIFICIALES (ELECTRODOS CONSTRUÍDOS ESPECIALMENTE).

DONDE NO SE DISPONGA DE ALGUNO DE LOS ELECTRODOS DESCRITOS EN LOS DOS ARTÍCULOS PRECEDENTES, EL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA PUEDE ESTAR CONSTITUÍDO POR UN TUBO, UNA BARRA O UNA PLACA ENTERRADOS O POR OTRO DISPOSITIVO APROPIADO PARA EL OBJETO, QUE LLENE LOS REQUISITOS SIGUIENTES:

A) ELECTRODOS DE PLACA. CADA ELECTRODO DE PLACA DEBE TENER POR LO MENOS 2 000 CENTÍMETROS CUADRADOS DE SUPERFICIE EN CONTACTO CON LA TIERRA. LOS ELECTRODOS DE PLACAS DE FIERRO O ACERO DEBEN TENER UN ESPESOR NO MENOR DE 6 MILÍMETROS Y LOS DE METAL NO FERROSO, NO MENOR DE 2 MILÍMETROS.

B) ELECTRODOS DE TUBO. LOS ELECTRODOS DE TUBO DEBEN TENER POR LO MENOS 19 MILÍMETROS DE DIÁMETRO EXTERIOR Y SI SON DE FIERRO O ACERO, DEBEN ESTAR GALVANIZADOS.

C) ELECTRODOS DE BARRA. LOS ELECTRODOS DE BARRA DE ACERO O DE FIERRO DEBEN TENER POR LO MENOS 1.6 CENTÍMETROS DE DIÁMETRO (2.0 CENTÍMETROS CUADRADOS DE SECCIÓN TRANSVERSAL). LAS BARRAS DE MATERIALES NO FERROSOS DEBEN TENER UN DIÁMETRO NO MENOR DE 1.27 CENTÍMETROS (1.26 CENTÍMETROS CUA

DRADOS DE SECCIÓN TRANSVERSAL).

206.56 SISTEMA DE CORRIENTE DIRECTA. CALIBRE DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA.

EL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA PARA UN SISTEMA DE - ABASTECIMIENTO DE CORRIENTE DIRECTA, NO DEBE SER MÁS DELGADO QUE EL GRUESO ABASTECIDO POR EL SISTEMA, O SU EQUIVALENTE SI NO SON DEL MISMO MATERIAL. EN NINGÚN CASO EL CONDUCTOR DE -- PUESTA A TIERRA DEBE SER MÁS DELGADO QUE EL CALIBRE No.8 AWG (8.37 MM^2) DE COBRE.

206.57 SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA. CALIBRE DEL CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE TIERRA.

AWG o MCM (COBRE)	AWG o MCM (COBRE)
2 o MENOR	8
1/0	6
2/0 o 3/0	4
4/0 A 350 MCM	2
400 A 600 MCM	1/0
MAYOR DE 600 A 1100	2/0
MÁS DE 1100 MCM	3/0

206.69 MEDIOS DE CONEXIÓN A CIRCUITOS Y A EQUIPO.

LA CONEXIÓN ENTRE EL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA O- LOS PUENTES DE UNIÓN Y LOS TUBOS, GABINETES, EQUIPO, ETC., - QUE REQUIEREN SER PUESTOS A TIERRA, DEBE HACERSE POR MEDIO - DE ZAPATAS, CONECTORES DE PRESIÓN, ABRAZADERAS U OTRO ACCESO RIO SEMEJANTE. NO DEBE UTILIZARSE NINGÚN MEDIO DE CONEXIÓN - QUE INCORPORE UNIONES HECHAS CON SOLDADURA DE ALEACIÓN DE ES TAÑO (SOLDADURA SUAVE).

MÉTODOS DE INSTALACIÓN. (CONDUCTORES Y CANALIZACIÓN).

301.6 CONTINUIDAD DE CONDUCTORES.

A) EN TUBOS Y EN DUCTOS CERRADOS SIN TAPA, LOS CONDUCTORES DEBEN SER FÍSICAMENTE CONTINUOS (SIN EMPALMES) ENTRE DOS CAJAS O ENTRE DOS ACCESORIOS CONSECUTIVOS.

301.7 LONGITUD LIBRE DE LOS CONDUCTORES EN LAS CAJAS DE SALIDA.

DEBE DEJARSE UNA LONGITUD SUFICIENTE DE CONDUCTOR DISPONIBLE EN CADA CAJA DE SALIDA, QUE DÉ FACILIDAD, TANTO PARA LA CONEXIÓN DE APARATOS Y DISPOSITIVOS, COMO PARA EMPALMES DENTRO DE LAS MISMAS Y PREVIENDO POSÍBLES MODIFICACIONES O CORTES EN LA LONGITUD DEL PROPIO CONDUCTOR. EN EL CASO GENERAL, UNA LONGITUD LIBRE DE 15 CENTÍMETROS, COMO MÍNIMO, SE CONSIDERA ADECUADA PARA ESTE PROPÓSITO.

301.9 CONDUCTORES DE DIFERENTES SISTEMAS.

CUANDO SE TENGAN CONDUCTORES DE DIFERENTES SISTEMAS EN UNA MISMA INSTALACIÓN, DEBEN SATISFACER LOS REQUISITOS QUE A CONTINUACIÓN SE MENCIONAN, APLICABLES EN CADA CASO.

A) LOS CONDUCTORES DE FUERZA Y ALUMBRADO CORRESPONDIENTES A SISTEMAS DE TENSIONES DIFERENTES, COMO POR EJEMPLO, UN SISTEMA TRIFÁSICO A 220 VOLTS., 3 Ó 4 HILOS, O UN SISTEMA TRIFÁSICO DE 440 VOLTS., 3 Ó 4 HILOS, O CUALQUIER OTRO SISTEMA DE CORRIENTE ALTERNA O CONTINUA DE TENSIÓN DIFERENTE, NO DEBEN OCUPAR LA MISMA CANALIZACIÓN. NO ES NECESARIO SEPARAR LOS CIRCUITOS DE ALUMBRADO DE LOS DE FUERZA NI LOS MONOFÁSICOS DE LOS TRIFÁSICOS CORRESPONDIENTES AL MISMO SISTEMA. ESTO SE APLICA IGUALMENTE PARA CONDUCTORES DE SISTEMAS QUE OPEREN A MÁS-

DE 600 VOLTS.

B) LOS CONDUCTORES DE SISTEMAS DE FUERZA Y ALUMBRADO DE CORRIENTE CONTINUA, ASÍ COMO LOS DE CORRIENTE-ALTERNA DE FRECUENCIA ESPECIAL, NO DEBEN OCUPAR - LA MISMA CANALIZACIÓN QUE LOS CONDUCTORES DE FUERZA Y ALUMBRADO DE SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA - QUE OPEREN A LA FRECUENCIA NORMAL DE SUMINISTRO.

301.10 NÚMERO DE CONDUCTORES PERMITIDOS EN UNA CANALIZACIÓN.

EN GENERAL, AL INSTALARSE CONDUCTORES EN UNA CANALIZACIÓN DEBE HABER SUFICIENTE ESPACIO LIBRE, QUE PERMITA LA DISIPACIÓN DEL CALOR GENERADO Y UNA FÁCIL INSTALACIÓN Y REMOCIÓN-DE LOS MISMOS CONDUCTORES. PARA UN TIPO ESPECÍFICO DE CANALIZACIÓN, VÉASE LA SECCIÓN CORRESPONDIENTE A TAL CANALIZACIÓN EN ESTE MISMO CAPÍTULO.

301.11 COLOCACIÓN DE LOS CONDUCTORES EN LAS CANALIZACIONES.

LAS CANALIZACIONES DEBEN LIMPIARSE INTERIORMENTE PARA EVITAR REBABA O SALIENTES QUE PUDIERAN DAÑAR A LOS CONDUCTORES. NO DEBEN USARSE LUBRICANTES O LIMPIADORES QUE PUEDAN DAÑAR EL AISLAMIENTO DE DICHOS CONDUCTORES.

301.15 PREVENCIÓN CONTRA LA PROPAGACIÓN DE INCENDIOS.

LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEBEN HACERSE EN TAL FORMA, QUE SE REDUZCA AL MÍNIMO LA POSIBILIDAD DE PROPAGACIÓN DE INCENDIOS A TRAVÉS DE CUBOS VERTICALES DE EDIFICIOS, DUCTOS - DE EXTRACCIÓN Y DUCTOS DE VENTILACIÓN Y AIRE ACONDICIONADO.

CONDUCTORES DE USO EN GENERAL.

302.2 USO DE CONDUCTORES DESNUDOS.

EN INSTALACIONES DE UTILIZACIÓN, PUEDEN USARSE CONDUC

TORES DESNUDOS EN LOS SIGUIENTES CASOS:

A) PARA CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA, DENTRO DE LA - MISMA CANALIZACIÓN DE LOS CONDUCTORES AISLADOS -- DEL CIRCUITO O BIEN, LLEVANDO EN FORMA INDEPENDIENTE COMO SE INDICA EN LA SECCIÓN 206.

B) EN LÍNEAS AÉREAS, EN EL EXTERIOR DE EDIFICIOS.

302.3 USO DE CONDUCTORES AISLADOS.

LOS CONDUCTORES QUE SE EMPLEEN EN INSTALACIONES DE -- UTILIZACIÓN DEBEN ESTAR AISLADOS, DE ACUERDO CON SU TENSIÓN - DE SERVICIO Y CONDICIONES DE OPERACIÓN, EXCEPTO EN LOS CASOS- QUE SE MENCIONAN EN EL ARTÍCULO 302.2 ANTERIOR.

LA TABLA 302.3 MUESTRA LOS TIPOS DE CONDUCTORES AISLADOS MÁS COMÚNES, PARA TENSIONES, PARA TENSIONES HASTA DE 600 VOLTS. Y LAS CARACTERÍSTICAS DE SU AISLAMIENTO. ESTOS CONDUCTORES DEBEN USARSE DE MANERA QUE NO SOBREPASEN LA TEMPERATURA MÁXIMA DE OPERACIÓN INDICADA EN LA MISMA TABLA 302.3 PARA EL- TIPO DE AISLAMIENTO DE QUE SE TRATE.

302.4 CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDUCTORES AISLADOS.

A) FACTORES DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO. LA TABLA 302.4 A) MUESTRA LOS FACTORES DE CORRECCIÓN QUE - DEBEN APLICARSE CUANDO EL NÚMERO DE CONDUCTORES - ALOJADOS EN UNA MISMA CANALIZACIÓN O EN UN CABLE- MULTICONDUCTOR, ES MAYOR DE 3.

B) FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA AMBIENTE. LA TABLA 302.4 B), MUESTRA LOS FACTORES DE CORRECCIÓN QUE DEBEN APLICARSE PARA CONDICIONES DE TEMPERATURA AMBIENTE (DEL LOCAL O DEL LUGAR EN QUE - SE ENCUENTREN LOS CONDUCTORES) DE 31°C O MAYOR.

302.5 APLICACIÓN DE CONDUCTORES AISLADOS.

A) LAS APLICACIONES DE LOS DISTINTOS TIPOS DE CONDUCTORES AISLADOS SE MUESTRAN EN LA TABLA 302.3

B) LOCALES O LUGARES MOJADOS. LOS CONDUCTORES AISLADOS QUE SE USEN EN LOCALES O LUGARES MOJADOS O DONDE HAYA CONDENSACIÓN O ACUMULACIÓN DE HUMEDAD DENTRO DE LAS CANALIZACIONES, DEBEN TENER AISLAMIENTO RESISTENTE A LA HUMEDAD O BIEN UNA CUBIERTA EXTERIOR DE TIPO APROBADO PARA ESTAS CONDICIONES DE TRABAJO.

DICHOS CONDUCTORES NO SON ADECUADOS PARA ENTERRARSE DIRECTAMENTE, A MENOS QUE SE TRATE DE UN TIPO ESPECÍFICAMENTE APROBADO PARA ESTE USO.

C) CONDUCTORES SUBTERRÁNEOS. LOS CONDUCTORES QUE SE INSTALEN ENTERRADOS DIRECTAMENTE O EN CANALIZACIONES SUBTERRÁNEAS, DEBEN SER DEL TIPO ADECUADO Y APROBADOS PARA TAL USO. CUANDO SEA NECESARIO, DEBEN PROTEGERSE CONTRA DAÑO MECÁNICO POR MEDIOS TALES, COMO PLACAS METÁLICAS, LOSAS DE CONCRETO, DUCTOS, ETC.

D) CORROSIÓN. LOS CONDUCTORES EXPUESTOS A VAPORES, ACEITES, GRASAS, GASES, HUMOS Y OTRAS SUBSTANCIAS QUE PUEDAN DETERIORAR AL CONDUCTOR O A SU AISLAMIENTO, DEBEN SER DEL TIPO APROBADO PARA ESTE PROPÓSITO.

E) CALIBRE MÍNIMO. LOS ALAMBRES Y CABLES DE INSTALACIÓN NO DEBEN SER MENORES QUE EL No. 14 AWG (2.08 MM^2) SALVO LOS CASOS DE EXCEPCIÓN QUE CONSIDERAN ALGUNAS SECCIONES DE ESTAS NORMAS TÉCNICAS. NO SE INCLUYEN EN ESTA DISPOSICIÓN LOS CONDUCTORES USADOS EN CIRCUITOS DE COMUNICACIONES, CONTROL Y SEÑALIZACIÓN.

F) CABLES. LOS CONDUCTORES No. 8 AWG (8.37 MM^2) O MAYORES, INSTALADOS EN CANALIZACIONES, DEBEN SER CABLES (O SEA,- FORMADOS POR VARIOS HILOS TRENZADOS), EXCEPTO CUANDO SE USEN COMO BARRAS COLECTORAS.

G) CONDUCTORES EN PARALELO. CUANDO SE USEN CONDUCTORES EN-PARALELO, DEBEN TENER LAS MISMAS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS O SEA, IGUAL LONGITUD, IGUAL TIPO DE AISLAMIENTO, EL -- MISMO MATERIAL DEL CONDUCTOR, CON LA MISMA SECCIÓN TRANSVERSAL; ASÍ COMO UNIRSE FIRMEMENTE EN SUS EXTREMOS PARA ASEGURAR UNA DISTRIBUCIÓN UNIFORME DE CORRIENTE ENTRE — LOS MISMOS CONDUCTORES.

303.3 USO PERMITIDO.

LOS CORDONES Y CABLES FLEXÍBLES PUEDEN USARSE PARA:

A) CONEXIÓN DE APARATOS Y LÁMPARAS PORTÁTILES
B) CONEXIONES COLGANTES
C) ALAMBRADO DE LUMINARIOS
D) ELEVADORES.
E) CONEXIÓN DE EQUIPOS ESTACIONARIOS A FIN DE FACILITAR SU FRECUENTE CAMBIO.
F) LOS CASOS EN QUE SE QUIERA IMPEDIR LA TRANSMISIÓN DE RUIDO O VIBRACIONES.
G) FACILITAR LA DESCONEXIÓN DE APARATOS PARA SU MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN.

303.4 USO PROHIBIDO.

LOS CORDONES Y CABLES FLEXÍBLES NO DEBEN USARSE:

A) COMO SUBSTITUTOS DE INSTALACIONES FIJAS EN ESTRUCTURAS.
B) INSTALADOS A TRAVÉS DE ORIFICIOS EN PAREDES, TE-- CHOS O PISOS.

C) INSTALADOS A TRAVÉS DE MARCOS DE PUERTAS, VENTANAS, O ABERTURAS SIMILARES.

D) FIJADOS A SUPERFICIES DE INMUEBLES.

E) OCULTOS DENTRO DE PAREDES, TECHOS O PISOS DE INMUEBLES.

303.5 EMPALMES.

LOS CORDONES Y CABLES FLEXIBLES DEBEN USARSE SÓLAMENTE EN LONGITUDES CONTINUAS, SIN EMPALMES NI DERIVADOS.

303.7 CALIBRE MÍNIMO.

LOS CONDUCTORES INDIVIDUALES DE LOS CORDONES Y CABLES FLEXÍBLES NO DEBEN SER DE UN CALIBRE MENOR QUE EL No. 18 AWG (0.82 mm^2) EXCEPTO LOS CASOS EN QUE LA SECRETARÍA AUTORICE UN CALIBRE MENOR PARA CONEXIÓN DE APARATOS ESPECÍFICOS.

TUBO METÁLICO RÍGIDO (PESADO- SEMI/PESADO-LIGERO)

304.3 LA SECCIÓN TRANSVERSAL DEL TUBO DEBE SER CIRCULAR. NO DEBE USARSE TUBO METÁLICO RÍGIDO DE DIÁMETRO NOMINAL INFERIOR A 13 MILÍMETROS (1/2 PULGADA).

304.4 NÚMERO DE CONDUCTORES (FACTORES DE RELLENO)

TODOS LOS CONDUCTORES, SEAN PORTADORES DE CORRIENTE O NO, INCLUYENDO SU AISLAMIENTO Y OTROS FORROS, NO DEBEN OCUPAR MÁS DEL 40 POR CIENTO DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL DEL TUBO EN EL CASO DE 3 CONDUCTORES O MÁS; NO MÁS DEL 30 POR CIENTO CUANDO SEAN 2 CONDUCTORES, Y NO MÁS DEL 55 POR CIENTO CUANDO SE TRATE DE UN SOLO CONDUCTOR. (VÉANSE LAS TABLAS DEL APÉNDICE 1)

TUBO METÁLICO RÍGIDO PESADO Y SEMIPESADO.

304.14 USO. EL TUBO METÁLICO EN LOS TIPOS PESADO Y SEMIPESADO, PUEDE USARSE EN INSTALACIONES VISÍBLES U OCULTAS, EMBEBIDO EN CONCRETO O EMBUTIDO EN MAMPOSTERÍA, EN TODA CLASE DE EDIFICIOS Y BAJO CUALQUIER CONDICIÓN ATMOSFÉRICA O DIRECTAMENTE ENTERRADO, SIEMPRE Y CUANDO SE PROTEJA CON EL RECUBRIMIENTO ADECUADO PARA LAS CONDICIONES MÁS SEVERAS EN QUE PUDIERA ESTAR TRABAJANDO.

TUBO METÁLICO RÍGIDO LIGERO.

304.19 USO PERMITIDO.

EL TUBO METÁLICO RÍGIDO TIPO LIGERO PUEDE USARSE EN INSTALACIONES VISÍBLES U OCULTAS, EMBEBIDO EN CONCRETO O EMBUTIDO EN MAMPOSTERÍA, PERO SOLAMENTE EN LUGARES DE AMBIENTE SECO, NO EXPUESTOS A LA HUMEDAD O A UN AMBIENTE CORROSIVO.

304.20 USO NO PERMITIDO.

EL TUBO METÁLICO RÍGIDO TIPO LIGERO NO DEBE INSTALARSE:

A) CUANDO DURANTE SU INSTALACIÓN O DESPUÉS DE ELLA ESTÉ EXPUESTO A DAÑO MECÁNICO.
B) EMBEBIDO EN CONCRETO Y EMBUTIDO EN MAMPOSTERÍA CUANDO ESTÉ EXPUESTO A LA ACCIÓN PERMANENTE DE LA HUMEDAD O DE UN AMBIENTE CORROSIVO.
C) DIRECTAMENTE ENTERRADO.
D) EN LUGARES HÚMEDOS O MOJADOS.
E) EN LUGARES CLASIFICADOS COMO PELIGROSOS.

304.21 DIÁMETRO MÁXIMO.

NO DEBE USARSE TUBO METÁLICO RÍGIDO TIPO LIGERO DE

DIÁMETRO NOMINAL MAYOR DE 51 MILÍMETROS (2 PULGADAS).

TUBO METÁLICO FLEXÍBLE .

305.2 TAMAÑO PERMITIDO

NO DEBE USARSE TUBO METÁLICO FLEXÍBLE DE DIÁMETRO - NOMINAL INFERIOR A 13 MILÍMETROS (1/2 PULGADA) NI SUPERIOR- A 102 MILÍMETROS (4 PULGADAS).

EXCEPCIÓN: SE PERMITE EL USO DEL TUBO DE 9.5 MILÍME METROS DE DIÁMETRO NOMINAL (3/8 DE PULGADA) EN PE-- QUEÑAS EXTENSIONES DE CANALIZACIÓN BAJO EL ENLUCIDO DE MUROS, EN CONEXIONES DE MOTORES Y OTROS EQUIPOS- Y EN TRAMOS NO MAYORES DE 1.80 METROS QUE FORMEN -- PARTE INTEGRAL DE UNIDADES DE ALUMBRADO.

305.7 USO DEL TUBO FLEXÍBLE COMÚN.

A) EL TUBO METÁLICO FLEXÍBLE COMÚN PUEDE USARSE EN LUGARES SECOS DONDE NO ESTÉ EXPUESTO A CORROSIÓN NI A DAÑO MECÁNICO.

PUEDE INSTALARSE EMBUTIDO EN MUROS DE LADRILLO- BLOQUE O SIMILARES, O EN RANURAS PRACTICADAS EN CONCRETO, SIEMPRE QUE NO ESTÉ EXPUESTO A LA AC- CIÓN PERMANENTE DE LA HUMEDAD.

B) EL TUBO METÁLICO FLEXIBLE COMÚN NO DEBE INSTALAR SE.

B.1 EN LUGARES CLASIFICADOS COMO PELIGROSOS, -- SALVO LOS CASOS INDICADOS ESPECÍFICAMENTE - EN LAS SECCIONES 501 A 509.

B.2 DIRECTAMENTE ENTERRADO.

B.3 EMBEBIDO EN CONCRETO

B.4 CUANDO LOS CONDUCTORES (CON FORRO DE HULE)- QUE ALOJE EL TUBO QUEDEN EXPUESTOS A GASOLI NA, ACEITE U OTRAS SUBSTANCIAS QUE TENGAN -

EFECTO DESTRUCTOR SOBRE SU AISLAMIENTO.

B.5 EN SALAS DE BATERÍAS Y ACUMULADORES.

B.6 EN CUBOS DE ELEVADORES, SALVO LOS CASOS SEÑALADOS ESPECÍFICAMENTE EN LA SECCIÓN 516.

TUBO NO METÁLICO. (REQUISITOS GENERALES)

306.3 SECCIÓN Y DIÁMETRO MÍNIMO.

LA SECCIÓN TRANSVERSAL DE LOS TUBOS DEBE SER CIRCULAR. NO DEBEN UTILIZARSE TUBOS DE DIÁMETRO NOMINAL INFERIOR A 13 MILÍMETROS (1/2 PULGADA).

306.4 SUPERFICIE INTERIOR.

LA SUPERFICIE INTERIOR DEL TUBO DEBE SER LISA PARA EVITAR QUE SE DAÑE EL AISLAMIENTO O LA CUBIERTA DE LOS CONDUCTORES. LOS EXTREMOS DEL TUBO DEBEN QUEDAR LIBRES DE BORDES CORTANTES.

306.7 NÚMERO DE CONDUCTORES (FACTORES DE RELLENO)

EL NÚMERO MÁXIMO DE CONDUCTORES EN UN TUBO, DEBE ESTAR DE ACUERDO CON LOS FACTORES DE RELLENO QUE SE INDICAN A CONTINUACIÓN:

TODOS LOS CONDUCTORES, SEAN PORTADORES DE CORRIENTE O NO, INCLUYENDO SU AISLAMIENTO Y OTROS FORROS, NO DEBEN DE OCUPAR MÁS DEL 40 POR CIENTO DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL DEL TUBO EN EL CASO DE 3 CONDUCTORES O MÁS; NO MÁS DEL 30 POR CIENTO CUANDO SEAN 2 CONDUCTORES Y NO MÁS DEL 55 POR CIENTO CUANDO SE TRATE DE UN SOLO CONDUCTOR. (VÉASE LAS TABLAS DEL APÉNDICE 1.)

TUBO RÍGIDO DE PVC

306.14 GENERAL. EL TUBO CONDUIT RÍGIDO DE PVC DEBE SER AU

TOEXTINGUIBLE, RESISTENTE AL APLASTAMIENTO, RESISTENTE A - LA HUMEDAD Y RESISTENTE A AGENTES QUÍMICOS ESPECÍFICOS. SE IDENTIFICA POR EL COLOR VERDE OLIVO. (PARA MAYOR INFORMA - CIÓN CONSÚLTESE LA NORMA NOM-E-12 VIGENTE).

306.15 USO PERMITIDO.

EL TUBO RÍGIDO DE PVC PUEDE USARSE EN LAS CONDICIONES SIGUIENTES:

A) EN INSTALACIONES OCULTAS.

B) EN INSTALACIONES VISIBLES, SIEMPRE QUE EL TUBO NO ESTÉ EXPUESTO A DAÑO MECÁNICO.

C) EN LUGARES EXPUESTOS A LOS AGENTES QUÍMICOS ESPECÍFICOS PARA LOS CUALES EL TUBO Y SUS ACCESORIOS SON ESPECIALMENTE RESISTENTES.

D) EN LOCALES HÚMEDOS O MOJADOS, TALES COMO PARTES DE LECHERÍAS, LAVANDERÍAS, EMPACADORAS DE ALIMENTOS, ETC. (EN EL CASO DE LOCALES MOJADOS, EL SISTEMA COMPLETO DE CANALIZACIÓN, INCLUYENDO LAS CAJAS Y ACCESORIOS, DEBE INSTALARSE O - DISPONERSE DE MANERA QUE EL AGUA NO LE PENETRE. TODOS LOS SOPORTES, ABRAZADERAS, TORNILLOS, ETC. DEBEN SER DE MATERIALES RESISTENTES A LA CORROSIÓN O ESTAR PROTEGIDOS CONTRA ELLA).

E) ENTERRADO A UNA PROFUNDIDAD NO MENOR DE 0.50 - MÉTROS, A MENOS QUE SE PROTEJA CON RECUBRIMIENTO DE CONCRETO DE 5 CENTÍMETROS DE ESPESOR COMO MÍNIMO.

306.16 USO NO PERMITIDO.

EL TUBO RÍGIDO DE PVC NO DEBE USARSE EN LAS CONDICIONES SIGUIENTES:

A) EN ÁREAS Y LOCALES CLASIFICADOS COMO PELIGROSOS

B) EN TEATROS, CINES Y LOCALES SIMILARES, SALVO EL CASO QUE MENCIONA EL ARTÍCULO 512.2, EXCEPCIÓN 1.

C) PARA SOPORTAR LUMINARIOS U OTROS EQUIPOS.

D) DONDE ESTÉ EXPUESTO A TEMPERATURAS MAYORES DE 70°C (TOMANDO EN CONSIDERACIÓN TANTO LA TEMPERATURA AMBIENTE DEL LOCAL, COMO LA DE OPERACIÓN DE LOS CONDUCTORES).

306.17 SOPORTES.

LAS INSTALACIONES CON TUBO RÍGIDO PVC, DEBEN SOPORTARSE A INTERVALOS NO MAYORES QUE LOS INDICADOS A CONTINUACIÓN:

TUBO	DE	13	Y	19	MM	1.20 METROS
TUBO	DE	25	A	51	MM	1.50 METROS
TUBO	DE	63	Y	76	MM	1.80 METROS
TUBO	DE	89	Y	102	MM	2.10 METROS

TUBO DE POLIETILENO.

306.24 USO PERMITIDO.

EL TUBO DE POLIETILENO SÓLO PUEDE USARSE PARA TENSIONES DE OPERACIÓN HASTA DE 150 VOLTS. A TIERRA Y EN LAS CONDICIONES SIGUIENTES:

A) EMBEBIDO EN CONCRETO O EMBUTIDO EN MUROS, PISOS Y TECHOS.

B) ENTERRADO A UNA PROFUNDIDAD NO MENOR DE 0.50 METROS, A MENOS QUE SE PROTEJA CON UN RECUBRIMIENTO DE CONCRETO DE 5 CENTÍMETROS DE ESPESOR COMO MÍNIMO.

306.25 USO NO PERMITIDO. ADEMÁS DE SER APLICABLE LO

QUE ESTABLECE EL ARTÍCULO 306.16, PARA EL TUBO PVC, EL - TUBO DE POLIETILENO NO DEBE USARSE EN LAS CONDICIONES SIGUIENTES:

A) OCULTO POR PLAFONES, EN TECHOS
B) OCULTO EN CUBOS DE EDIFICIOS (PARA ALIMENTADORES VERTICALES).
C) EN INSTALACIONES VISÍBLES.

CHAROLAS PARA CABLES.

311.3 USO PERMITIDO

LAS CHAROLAS PARA CABLES PUEDEN USARSE PARA SOPORTAR CABLES DE FUERZA, ALUMBRADO, CONTROL Y SEÑALIZACIÓN,- QUE TENGAN AISLAMIENTO Y CUBIERTA APROBADOS PARA ESTE TIPO DE ISNTALACIÓN, EN LOCALES CONSTRUIDOS DE MATERIALES - INCOMBUSTIBLES O RESISTENTES AL FUEGO. LAS CHAROLAS TAMBIÉN PUEDEN USARSE PARA SOPORTAR TUBOS U OTRAS CANALIZACIONES.

CUANDO SE INSTALEN A LA INTEMPERIE O EN OTRAS CONDICIONES DE AMBIENTE DESFAVORABLE, TANTO LAS CHAROLAS COMO LOS CABLES DEBEN SER ADECUADOS PARA LAS CONDICIONES -- EXISTENTES.

311.4 USO NO PERMITIDO

LAS CHAROLAS PARA CABLES NO DEBEN INSTALARSE:

A) EN CUBOS DE ASCENSORES.
B) DONDE ESTÉN EXPUESTAS A DAÑO MECÁNICO SEVERO.
C) EN LUGARES PELIGROSOS, A MENOS QUE LOS CABLES ESTÉN ESPECÍFICAMENTE APROBADOS PARA TAL USO. (VÉANSE LAS SECCIONES 501 A 504).

313.2 USO PERMITIDO.

LAS EXTENSIONES CORTAS VISÍBLES PUEDEN HACERSE SI

SE SATISFACEN TODAS LAS CONDICIONES SIGUIENTES:

A) QUE LAS EXTENSIONES PARTAN DESDE CAJAS DE SALIDA EXISTENTES, CORRESPONDIENTES A CIRCUITOS DERIVADOS DE 15 Ó 20 AMPERES.

B) QUE EL CALIBRE DE LOS CONDUCTORES DE LAS EXTENSIONES NO SEA MENOR AL No. 14 AWG (2.08 MM^2).

C) QUE LAS EXTENSIONES SE TIENDAN EN FORMA VISIBLE EN LOCALES SECOS.

D) QUE LAS EXTENSIONES SE HAGAN DENTRO DE LOS LÍMITES DEL CUARTO EN QUE SE ORIGINARON.

E) QUE LOS LOCALES DONDE SE UTILICEN SEAN PARA OFICINAS O CASA HABITACIÓN.

F) QUE LAS SUPERFICIES SOBRE LAS QUE SE INSTALEN SEAN DE MATERIALES INCOMBUSTIBLES Y NO CONDUCTORES.

313.3 USO NO PERMITIDO.

LAS EXTENSIONES CORTAS VISIBLES NO DEBEN EMPLEARSE:

A) COMO SUBSTITUTO DE ALGUNOS DE LOS MÉTODOS GENERALES DE INSTALACIÓN CONSIDERADOS EN EL PRESENTE CAPÍTULO.

B) EN SÓTANOS NO HABITADOS, DESVANES O ESPACIOS EN ENTRETECHOS.

C) SI LA TENSIÓN ENTRE CONDUCTORES ES MAYOR DE 150 VOLTS.

D) DONDE ESTÉN EXPUESTAS A GASES O VAPORES CORROSIVOS.

E) CUANDO TENGAN QUE PASAR A TRAVÉS DE PAREDES O PISOS O SE PROLONGUEN FUERA DEL CUARTO DONDE-

SE ORIGINARON..

EQUIPO DE ALUMBRADO Y CONTACTOS.

401.21 GENERAL.

EL ALAMBRADO DE LOS LUMINARIOS, DENTRO O FUERA DE ELLOS, DEBE ESTAR ORDENADAMENTE DISPUESTO Y PROTEGIDO CONTRA DAÑO MECÁNICO. LOS CONDUCTORES DEBEN DISPONERSE DE MANERA QUE NO ESTÉN SOMETIDOS A TEMPERATURAS MAYORES QUE -- LAS APROBADAS PARA SU OPERACIÓN.

401.22 CALIBRE DE LOS CONDUCTORES.

LOS CONDUCTORES PARA LUMINARIOS DEBEN SER ADECUADOS A LA CORRIENTE DE OPERACIÓN DE LOS MISMOS, PERO EN -- NINGÚN CASO DEBEN SER MENORES DEL CALIBRE No.18 AWG - - - (0.82MM^2).

401.28 USO DE LOS LUMINARIOS COMO CANALIZACIÓN.

LOS LUMINARIOS NO DEBEN USARSE COMO CANALIZACIÓN DE LOS CONDUCTORES DE CIRCUITOS DERIVADOS, EXCEPTO EN LOS CASOS SIGUIENTES.

1) CUANDO LA PROPIA CONSTRUCCIÓN DE LOS LUMINARIOS INCLUYA UNA CANALIZACIÓN EQUIVALENTE A CUALQUIERA DE LAS CONSIDERADAS EN LAS SECCIONES DEL - CAPÍTULO 3.

2) CUANDO LOS LUMINARIOS SEAN ADECUADOS PARA ENSAMBLARSE FORMANDO UNA CANALIZACIÓN CONTINUA O -- PUEDAN UNIRSE POR MEDIO DE UN TUBO U OTRA CANALIZACIÓN CERRADA, EN CUYO CASO SE PERMITE QUE PASEN A TRAVÉS DE ELLOS LOS CONDUCTORES DEL CIRCUITO DERIVADO QUE LOS ALIMENTA.

NOTA: LOS CONDUCTORES DE CIRCUITOS DERIVADOS QUE-

ESTÉN DENTRO DE COMPARTIMIENTOS DONDE SE ALOJEN - BALASTROS, A UNA DISTANCIA MENOR DE 7.5 CENTÍME - TROS DE ÉSTOS, DEBEN ESTAR APROBADOS PARA UNA TEMPERATURA NO MENOR DE 90°C, TALES COMO LOS TIPOS-- RHH, THW, THHN, XHHW, FEP, FEPB, SA Y AVA.

MOTORES:

403.14 CONDUCTORES QUE ALIMENTEN UN SOLO MOTOR.

LOS CONDUCTORES DE UN CIRCUITO DERIVADO QUE ALI-- MENTE UN SOLO MOTOR DEBEN TENER UNA CAPACIDAD DE CONDUC-- CIÓN DE CORRIENTE NO MENOR QUE EL 125 POR CIENTO DE LA CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR.

403.16 CONDUCTORES QUE ALIMENTAN A VARIOS MOTORES.

COMO MÍNIMO, LOS CONDUCTORES QUE ALIMENTAN A DOS- O MÁS MOTORES DEBEN TENER UNA CAPACIDAD IGUAL A LA SUMA-- DEL VALOR NOMINAL DE LA CORRIENTE A PLENA CARGA DE TODOS- LOS MOTORES, MÁS EL 25 POR CIENTO DE LA CORRIENTE DEL MOTOR MÁS GRANDE DEL GRUPO.

403.17 CONDUCTORES QUE ALIMENTEN CARGAS COMBINADAS.

LOS CONDUCTORES QUE ALIMENTEN MOTORES EN COMBINACIÓN CON CARGAS DE ALUMBRADO Y APARATOS, DEBEN TENER UNA CAPACIDAD DE CORRIENTE SUFICIENTE PARA LA CARGA DE LOS MOTORES, MÁS LA CARGA DE ALUMBRADO Y APARATOS. (VÉASE RECOMENDACIÓN DEL ARTÍCULO 202.10, INCISO A).

403.18 DERIVACIONES DESDE UN ALIMENTADOR.

LAS DERIVACIONES QUE SE HAGAN DESDE UN ALIMENTA— DOR PARA ABASTECER MOTORES, DEBEN TENER UNA CAPACIDAD DE- CORRIENTE NO MENOR QUE LA REQUERIDA POR LA CARGA POR ALIMENTAR, TERMINAR EN UN SOLO DISPOSITIVO DE SOBRECORRIENTE Y ADEMÁS, CUMPLIR ALGUNO DE LOS REQUISITOS SIGUIENTES:

A) NO SER MAYOR DE 3 METROS DE LONGITUD.

B) TENER UNA CAPACIDAD DE CORRIENTE DE POR LO MENOS UN TERCIO DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL ALIMENTADOR CUANDO SEA MAYOR DE 3 METROS, PERO NO MAYOR DE 10 METROS DE LONGITUD.

C) TENER LA MISMA CAPACIDAD DE CORRIENTE QUE EL ALIMENTADOR CUANDO SEA MAYOR DE 10 METROS DE LONGITUD.

INSTALACIONES ESPECIALES.

501.6 CLASIFICACIÓN.

PARA EL FIN DE ESTABLECER MEDIDAS DE SEGURIDAD Y LAS CARACTERÍSTICAS NECESARIAS EN INSTALACIONES Y EQUIPOS EN LAS ÁREAS Y LOCALES PELIGROSOS, ESTOS LUGARES SE CLASIFICAN COMO SIGUE, DE ACUERDO CON LA NATURALEZA DE SU PELIGROSIDAD:

A) CLASES I. LUGARES EN LOS CUALES SE ENCUENTRA O PUEDE ENCONTRARSE EN EL AIRE UNA CANTIDAD DE GASES O VAPORES INFLAMABLES SUFICIENTES PARA PRODUCIR MEZCLAS EXPLOSIVAS O INFLAMABLES.

B) CLASE II. LUGARES QUE SON PELIGROSOS DEBIDO A LA PRESENCIA DE POLVOS COMBUSTIBLES O ELÉCTRICAMENTE CONDUCTORES.

C) CLASE III. LUGARES QUE SON PELIGROSOS A CAUSA DE LA PRESENCIA DE FIBRAS O PELUSAS FÁCILMENTE INFLAMABLES, PERO EN LOS QUE NO ES PROBABLE QUE DICHAS FIBRAS O PELUSAS ESTÉN SUSPENDIDAS EN EL AIRE EN CANTIDADES SUFICIENTES PARA PRODUCIR MEZCLAS INFLAMABLES.

CADA UNA DE LAS CLASES ANTERIORES COMPRENDE LAS DIVISIONES QUE SE INDICAN A CONTINUACIÓN, QUE CORRES

PONDEN A LA FRECUENCIA O PERMANENCIA Y GRADO DE LAS CONDICIONES DE PELIGRO Y QUE SE DEFINEN EN LOS ARTÍCULOS QUE SIGUEN.

501.7 DIVISIONES DE LOS LUGARES CLASE I.

A) DIVISIÓN 1, QUE CORRESPONDE A LOS LUGARES CLASE I, EN LOS CUALES:

- EXÍSTEN CONTINUA, INTERMITENTE O PERIÓDICAMENTE, EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN, CONCENTRACIONES PELIGROSAS DE GASES O VAPORES INFLAMABLES; O

- PUEDEN EXISTIR FRECUENTEMENTE CONCENTRACIONES PELIGROSAS DE GASES O VAPORES INFLAMABLES, A CAUSA DE TRABAJOS DE REPARACIÓN O MANTENIMIENTO O A CAUSA DE ESCAPES; O

- UNA INTERRUPCIÓN O EL FUNCIONAMIENTO DEFECTUOSO DEL EQUIPO O LOS PROCESOS PUEDEN PROVOCAR LA FORMACIÓN DE CONCENTRACIONES PELIGROSAS DE GASES O VAPORES INFLAMABLES Y SIMULTÁNEAMENTE PROVOCAR TAMBIÉN LA FALLA DEL EQUIPO ELÉCTRICO.

B) DIVISIÓN 2, QUE CORRESPONDE A LOS SIGUIENTES CASOS EN LA CLASE I:

- LOS LUGARES EN DONDE SE MANEJAN, PROCESAN O USAN LÍQUIDOS VOLÁTILES O GASES O VAPORES INFLAMABLES, QUE ESTÁN NORMALMENTE CONFINADOS EN RECIPIENTES O SISTEMAS CERRADOS, PERO DE LOS CUALES PUEDAN ESCAPAR EN CASO DE RUPTURA O AVERÍA ACCIDENTAL DE LOS RECIPIENTES O SISTEMAS, O EN CASO DE FUNCIONAMIENTO ANORMAL DE LOS EQUIPOS POR MEDIO DE LOS CUALES SE MANEJAN DICHOS LÍQUIDOS, GASES O VAPORES; O

- LUGARES EN LOS CUALES UNA ADECUADA VENTILACIÓN DE PRESIÓN POSITIVA IMPIDE NORMALMENTE LA FORMACIÓN DE CONCENTRACIONES PELIGROSAS DE GASES O VAPORES INFLAMABLES, PERO QUE PUEDEN CONVERTIRSE EN PELIGROSAS POR FALLA O FUNCIONAMIENTO ANORMAL DEL EQUIPO DE VENTILACIÓN; O

- LUGARES ADYACENTES A LOS DE CLASE I, DIVISIÓN 1 Y A LOS CUALES PUEDAN PASAR OCASIONALMENTE CONCENTRACIONES PELIGROSAS DE GASES O VAPORES INFLAMABLES, A MENOS QUE TAL COMUNICACIÓN SE IMPIDA POR MEDIO DE UNA ADECUADA VENTILACIÓN DE PRESIÓN POSITIVA TOMADA DE UNA FUENTE DE AIRE LIMPIO Y SE PROVEAN SALVAGUARDAS EFICACES CONTRA FALLAS DEL EQUIPO DE VENTILACIÓN.

501.8 <u>DIVISIONES DE LOS LUGARES CLASE II</u>.

A) DIVISIÓN 1, QUE COMPRENDE LOS LUGARES CLASE II SIGUIENTES:

- LUGARES EN LOS CUALES HAYA O PUEDA HABER POLVOS COMBUSTIBLES EN SUSPENSIÓN EN EL AIRE EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN, YA SEA CONTINUA, INTERMITENTE O PERIÓDICAMENTE Y EN CANTIDADES SUFICIENTES PARA PRODUCIR MEZCLAS EXPLOSIVAS O INFLAMABLES; O

- LUGARES DONDE PUEDAN FORMARSE DICHAS MEZCLAS EXPLOSIVAS O INFLAMABLES EN CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN O DE FALLA MECÁNICA DEL EQUIPO Y DONDE, AL MISMO TIEMPO, PUEDA PRODUCIRSE UNA FUENTE DE IGNICIÓN POR FALLAS DEL EQUIPO ELÉCTRICO, DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN O POR CUALQUIER OTRA CAUSA; O

- LUGARES DONDE PUEDAN ESTAR PRESENTES POLVOS ELÉCTRICAMENTE CONDUCTORES.

B) DIVISIÓN 2, QUE COMPRENDE LOS LUGARES CLASE II EN DONDE LOS POLVOS COMBUSTIBLES NO ESTÁN NORMALMENTE EN SUSPENSIÓN EN EL AIRE, NI ES PROBABLE QUE SEAN PUESTOS EN SUSPENSIÓN POR LA OPERACIÓN NORMAL DEL EQUIPO, EN CANTIDADES SUFICIENTES PARA FORMAR UNA MEZCLA EXPLOSIVA O INFLAMABLE, PERO DONDE:

- LOS DEPÓSITOS O ACUMULACIÓN DE POLVOS PUEDAN SER SUFICIENTES PARA INTERFERIR CON LA DISIPACIÓN EFECTIVA DEL CALOR DEL EQUIPO O APARATOS ELÉCTRICOS; O DONDE

- LOS DEPÓSITOS O ACUMULACIÓN DE POLVOS DENTRO, SOBRE O CERCA DEL EQUIPO ELÉCTRICO, PUEDAN INFLAMARSE A CAUSA DE ARCOS, CHISPAS O MATERIAL EN COMBUSTIÓN QUE PROVENGAN DEL MISMO EQUIPO.

501.9 <u>DIVISIONES DE LOS LUGARES CLASE III</u>.

A) DIVISIÓN 1, QUE COMPRENDE LUGARES CLASE III, EN LOS CUALES SE MANEJAN, FABRICAN O USAN FIBRAS O MATERIALES FÁCILMENTE INFLAMABLES QUE PRODUCEN PELUSAS COMBUSTIBLES.

B) DIVISIÓN 2, QUE COMPRENDE LOS CASOS EN QUE, FUERA DEL PROCESO DE MANUFACTURA, SE MANEJAN O ALMACENAN LAS FIBRAS FÁCILMENTE INFLAMABLES.

TABLA 501.10

CASOS QUE PUEDEN CONSIDERARS INCLUÍDOS EN LAS DIFERENTES - CLASES DE LUGARES PELIGROSOS.

CLASE 1 FUENTE DE PELIGRO: GASES O VAPORES INFLAMABLES	DIVISIÓN 1 (VÉASE ARTÍCULO 501 7, INCISO A)	LUGARES DONDE SE VIERTAN LÍQUIDOS INFLAMABLES O GASES LICUADOS INFLAMABLES DE UN RECIPIENTE A OTRO; INTERIOR DE LAS CABINAS DE PULVERIZACIÓN Y LAS ÁREAS CERCANAS A LAS DE PINTURA O PULVERIZACIÓN DONDE SE USEN DISOLVENTES VOLÁTILES INFLAMABLES; LUGARES QUE CONTENGAN TANQUES ABIERTOS O DEPÓSITOS DE LÍQUIDOS INFLAMABLES; LOCALES DE SECADO O COMPARTIMIENTO DE EXTRACCIÓN DE GRASAS O ACEITES POR MEDIO DE DISOLVENTES VOLÁTILES INFLAMABLES; PARTES DE LAS PLANTAS DE LIMPIEZA Y TINTORERÍA DONDE SE USEN LÍQUIDOS PELIGROSOS. LOCALES DE GENERACIÓN DE GAS Y LAS DEMÁS PARTES DE LAS PLANTAS MANUFACTURERAS DE GAS DE DONDE PUEDEN ESCAPARSE GASES INFLAMABLES; SALAS DE BOMBEO DE GASES O LÍQUIDOS VOLÁTILES NO ADECUADAMENTE VENTILADOS; INTERIORES DE REFRIGERADORAS Y CONGELADORAS EN LAS CUALES SE ALMACENAN MATERIALES INFLAMABLES VOLÁTILES EN RECIPIENTES ABIERTOS, FÁCILES DE ROMPER O MAL TAPADOS; LUGARES DONDE PUEDAN OCURRIR CONCENTRACIONES DE GASES O VAPORES INFLAMABLES EN EL CURSO NORMAL DE LAS OPERACIONES.
	DIVISIÓN 2 (VÉASE ARTÍCULO 501 7, INCISO B)	LUGARES DONDE SE USEN GASES, VAPORES INFLAMABLES O LÍQUIDOS VOLÁTILES, PERO QUE, A JUICIO DE LA AUTORIDAD COMPETENTE, SÓLO PUEDAN HACERSE PELIGROSOS EN CASO DE ACCIDENTE O ALGUNA CONDICIÓN NO USUAL DE FUNCIONAMIENTO (LA CANTIDAD DE MATERIAL PELIGROSO QUE PUEDE ESCAPARSE EN CASO DE ACCIDENTE, LA EFICACIA DEL SISTEMA DE VENTILACIÓN, EL ÁREA TOTAL AFECTADA Y LA HISTORIA DE LA INDUSTRIA CON RESPECTO A EXPLOSIONES O INCENDIOS SON FACTORES QUE DEBEN CONSIDERARSE AL DETERMINAR LA CLASIFICACIÓN Y EXTENSIÓN DE CADA ÁREA PELIGROSA). LUGARES USADOS PARA EL ALMACENAMIENTO DE LÍQUIDOS O DE GASES LICUADOS O COMPRIMIDOS EN DEPÓSITOS HERMÉTICAMENTE SELLADOS EXPUESTOS A CONDICIONES PELIGROSAS.

CLASE II FUENTE DE PELIGRO: POLVOS - COMBUSTIBLES O CONDUCTORES.	DIVISION - 1. (VÉASE ARTÍCULO 501 8, INCISO A)	ÁREAS DE TRABAJO DE LAS PLANTAS DE - ALMACENAMIENTO O MANEJO DE GRANOS; LOCALES EN ESTAS PLANTAS QUE TENGAN MOLEDORAS O PULVERIZADORAS, MÁQUINAS - QUE SEPAREN LA CÁSCARA DE CEREALES, TRANSPORTADORES ABIERTOS, CAJONES -- ABIERTOS O TOLVAS, MEZCALDORAS, BÁSCULAS AUTOMÁTICAS O CON TOLVAS, EMPACADORAS, ELEVADORES DE MATERIAL, DISTRIBUIDORAS A GRANEL, COLECTORES DE POLVO O MATERIAL A GRANEL (EXCEPTO - LOS COLECTORES TOTALMENTE METÁLICOS Y VENTILADORES AL EXTERIOR); MAQUINARIA Y EQUIPOS SIMILARES QUE PRODUZCAN POLVO EN LAS PLANTAS PROCESADO - RAS DE GRANOS, ALMIDÓN, AZÚCAR PULVERIZADA, MALTA, PICADORAS DE PASTO Y OTRAS DE DESPACHO Y ENTREGA DE NATURALEZA SIMILAR. PLANTAS PULVERIZADORAS DE CARBÓN (EXCEPTO CUANDO EL EQUIPO PULVERIZADOR ES ESPECIALMENTE HERMÉTICO AL POLVO) ÁREAS DE TRABAJO DONDE SE PRODUZCAN, MANEJEN, PROCESEN, EMPAQUEN O ALMACENEN (EXCEPTO EN RECIPIENTES HERMÉTICOS) POLVOS O PARTÍCULAS METÁLICAS. VÉASE NOTA DE ESTA TABLA. OTROS LUGARES DONDE EL POLVO COMBUSTIBLE PUEDA EN CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO NORMALES, ESTAR PRESENTE EN EL AIRE EN CANTIDADES SUFICIENTES PARA PRODUCIR MEZCLAS EXPLOSIVAS O INFLAMABLES.
	DIVISIÓN 2 (VÉASE ARTÍCULO 501 8, INCISO B)	LUGARES DONDE NO ES PROBABLE QUE SE PRODUZCAN CONCENTRACIONES DE POLVO- EN SUSPENSIÓN, PERO DONDE PUEDEN FORMARSE ACUMULACIONES DE POLVO COMO -- SON: LOCALES Y ÁREAS QUE CONTENGAN - CANALETAS DISTRIBUIDORAS Y TRANSPORTADORES CERRADOS; CAJONES O TOLVAS - CERRADAS; MÁQUINAS Y EQUIPOS QUE DEJEN ESCAPAR CANTIDADES APRECIABLES - DE POLVO SÓLO EN CONDICIONES ANORMALES DE FUNCIONAMIENTO. LOCALES O ÁREAS ADYACENTES A LOS LUGARES CLASE II, DIVISIÓN 1, A LOS -- CUALES NO PUEDEN LLEGAR CONCENTRACIONES EXPLOSIVAS O INFLAMABLES DE POLVOS EN SUSPENSIÓN MÁS QUE EN CASO DE

		CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO ANORMALES LOCALES O ÁREAS DONDE LA FORMACIÓN DE CONCENTRACIONES EXPLOSIVAS O INFLAMABLES DEL POLVO EN SUSPENSIÓN, ES IMPEDIDA POR EL FUNCIONAMIENTO EFICAZ DEL EQUIPO DE CONTROL DE POLVO. ALMACENES Y LOCALES DE DESPACHO, DONDE LOS MATERIALES QUE PRODUCEN POLVO SON MANEJADOS ÚNICAMENTE EN SACOS O RECIPIENTES.
CLASE III FUENTE DE PELIGRO: FIBRAS O PELÍCULAS INFLAMABLES.	DIVISIÓN 1 (VÉASE ARTÍCULO 501 9, INCISO A) DIVISIÓN 2 (VÉASE ARTICULO 501. 9, INCISO B)	FÁBRICAS DE RAYÓN Y ALGODÓN Y DEMÁS FÁBRICAS TEXTILES. PLANTAS DE PROCESAMIENTO Y MANUFACTURA DE FIBRAS COMBUSTIBLES. DESMOTADORAS DE ALGODÓN Y TRITURADORES DE SEMILLAS DE ALGODÓN. PLANTAS PROCESADORAS DE LINO. FÁBRICAS DE ROPA. PLANTAS PARA TRABAJAR MADERA Y ESTABLECIMIENTOS E INDUSTRIAS QUE USEN PROCESOS O CONDICIONES IGUALMENTE PELIGROSOS

501.15 APROBACIÓN DEL EQUIPO PARA LUGARES PELIGROSOS.

A) EL EQUIPO ELÉCTRICO QUE REQUIERA APROBACIÓN -- ESPECIAL PARA USARSE EN UN LUGAR PELIGROSO, DEBE ESTAR APROBADO NO SOLAMENTE POR LA CLASE DE LUGAR DE QUE SE TRATA, SINO TAMBIÉN PARA EL TIPO ESPECÍFICO DE GAS, VAPOR O POLVO QUE PUEDA ESTAR PRESENTE EN LA ATMÓSFERA DEL MISMO LUGAR.

DICHA APROBACIÓN PUEDE REFERIRSE AL GRUPO DE - ATMÓSFERA PELIGROSA QUE CORRESPONDA, ENTRE LOS GRUPOS QUE SE MENCIONAN EN EL ARTÍCULO 501.16.

B) EL EQUIPO ELÉCTRICO USADO EN UN LUGAR PELIGROSO NO DEBE TENER EXPUESTA NINGUNA SUPERFICIE - CUYA TEMPERATURA DE OPERACIÓN EXCEDA A LA TEMPERATURA DE IGNICIÓN DEL GAS, VAPOR O POLVO ESPECÍFICO QUE PUEDA ESTAR PRESENTE EN EL LUGAR DE QUE SE TRATE.

501.16 GRUPOS DE ATMÓSFERAS PELIGROSAS.

PARA FINES DE PRUEBA Y DE APROBACIÓN DEL EQUIPO -- ELÉCTRICO ADECUADO PARA UNA CIERTA ATMÓSFERA CON - GASES O VAPORES INFLAMABLES O POLVOS COMBUSTIBLES, SE HAN ESTABLECIDO DIFERENTES GRUPOS DE ATMÓSFERAS PELIGROSAS CON LAS SIGUIENTES DESIGNACIONES:

A) ATMÓSFERAS GRUPOS A.B.C. Y D QUE CORRESPONDEN A LUGARES CLASE I Y QUE CONTIENEN LOS GASES O VAPORES DE LÍQUIDOS VOLÁTILES QUE SE INDICAN - EN LA TABLA 501.16 A), U OTROS DE CARACTERÍSTICAS PELIGROSAS SEMEJANTES.

NOTA: ESTA PELIGROSIDAD DE UNA ATMÓSFERA NO SÓLO - DEPENDE DE LA TEMPERATURA DE IGNICIÓN DEL GAS O VAPOR (O, EN SU CASO, POLVO) QUE CONTIENE, SINO TAMBIEN DE LAS CARACTERÍSTICAS EXPLOSIVAS DEL MISMO -

GAS O VAPOR Y DEL GRADO DE CONCENTRACIÓN DE ÉSTE QUE SE REQUIERE PARA FORMAR UNA MEZCLA EXPLOSIVA.

B) ATMÓSFERAS GRUPOS E, F Y G, QUE CORRESPONDEN A LUGARES CLASE II Y QUE CONTIENEN, RESPECTIVAMENTE:

- EN LAS ATMÓSFERAS GRUPO E, POLVOS METÁLICOS, INCLUYENDO ALUMINIO, MAGNESIO Y SUS ALEACIONES COMERCIALES U OTROS METALES DE CARACTERÍSTICAS PELIGROSAS SEMEJANTES;

- EN LAS ATMÓSFERAS GRUPO F, NEGRO DE HUMO O POLVOS DE CARBÓN VEGETAL O MINERAL O DE COQUE, EN UNA PROPORCIÓN MAYOR DEL 8 POR CIENTO DE MATERIAL VOLÁTIL;

- EN LAS ATMÓSFERAS GRUPO G, HARINA, ALMIDÓN O POLVOS DE CEREALES.

501.17 MARCAS DE IDENTIFICACIÓN.

C) CUANDO NO SE ENCUENTRE INDICADO EN EL EQUIPO APROBADO PARA LUGARES CLASE I, EL VALOR DE LA TEMPERATURA MÁXIMA DE OPERACIÓN O EL NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN, SEGÚN LA TABLA 501.17 B), DEBEN CONSIDERARSE LOS SIGUIENTES:

- ATMÓSFERAS GRUPO A, 280°C
- ATMÓSFERAS GRUPO B, 280°C
- ATMÓSFERAS GRUPO C, 180°C
- ATMÓSFERAS GRUPO D, 280°C

NOTA: LA TEMPERATURA ASIGNADA A CADA GRUPO CORRESPONDE A LA MÁS BAJA TEMPERATURA DE IGNICIÓN DE LOS GASES O VAPORES COMPRENDIDOS EN EL GRUPO; POR LO

QUE LA INCLUSIÓN DE UN NUEVO GAS O VAPOR EN ALGUNO DE LOS GRUPOS, PUEDE DAR LUGAR A QUE SE MODIFIQUE LA TEMPERATURA LÍMITE ASIGNADA A ESE -- GRUPO.

TABLA 501.17 B)

TEMPERATURA MÁXIMA °C	NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN	TEMPERATURA MÁXIMA °C	NUMERO DE IDENTIFICACIÓN.
450	T1	180	T3A
300	T2	165	T3B
280	T2A	160	T3C
260	T2B	135	T4
230	T2C	120	T4A
215	T2D	100	T5
200	T3	85	T6

DISTANCIAS MÍNIMAS A PARTES VIVAS DESCUBIERTAS

TABLA 604,1A)

1	2	3	4
TENSIÓN 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

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

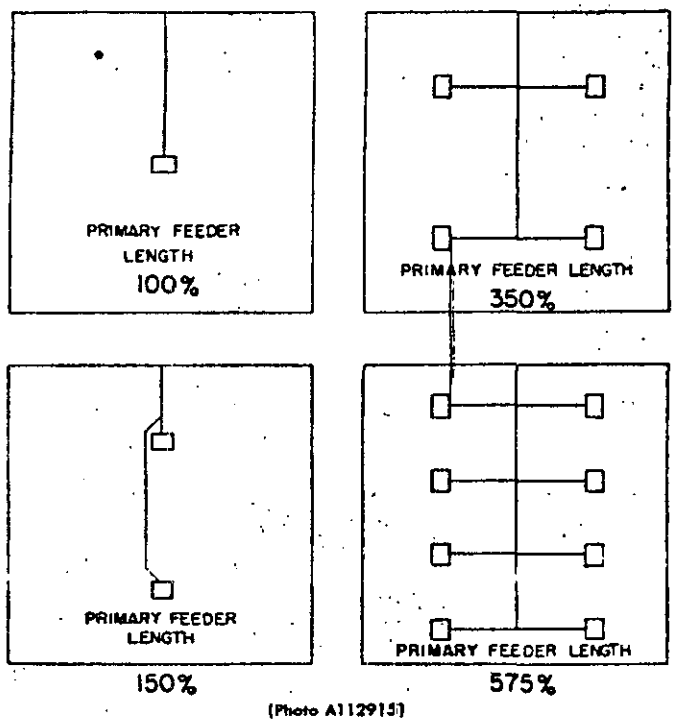
ANEXO TEMA 3

CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA

ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO

SEPTIEMBRE 1984

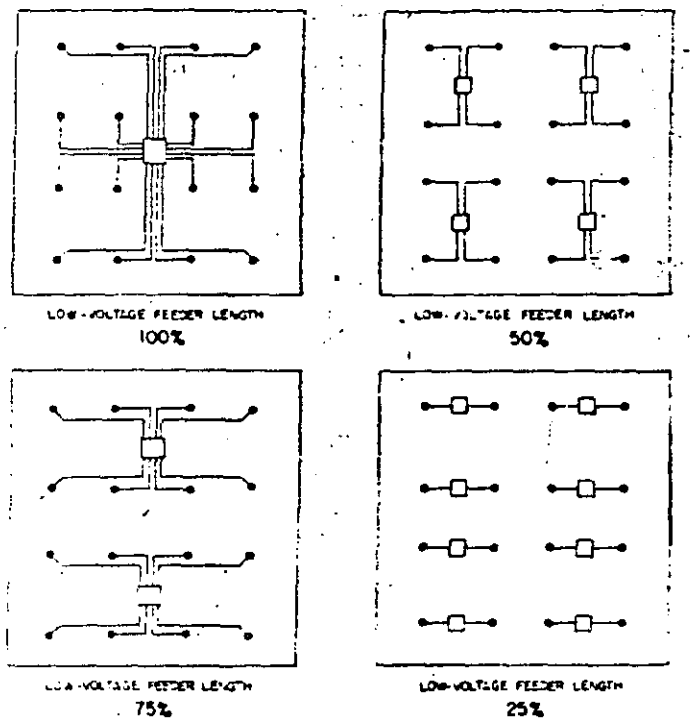
Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285



(Photo A112915)

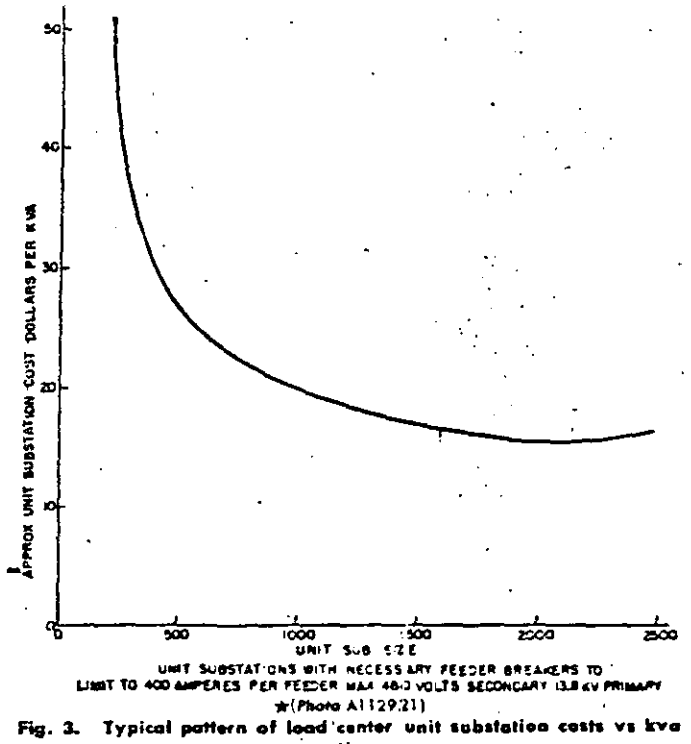
Fig. 1. One-line diagram showing how primary feeder cable length increases as number of substations in an area increases

☆Changed since Jan. 2, 1951 issue.



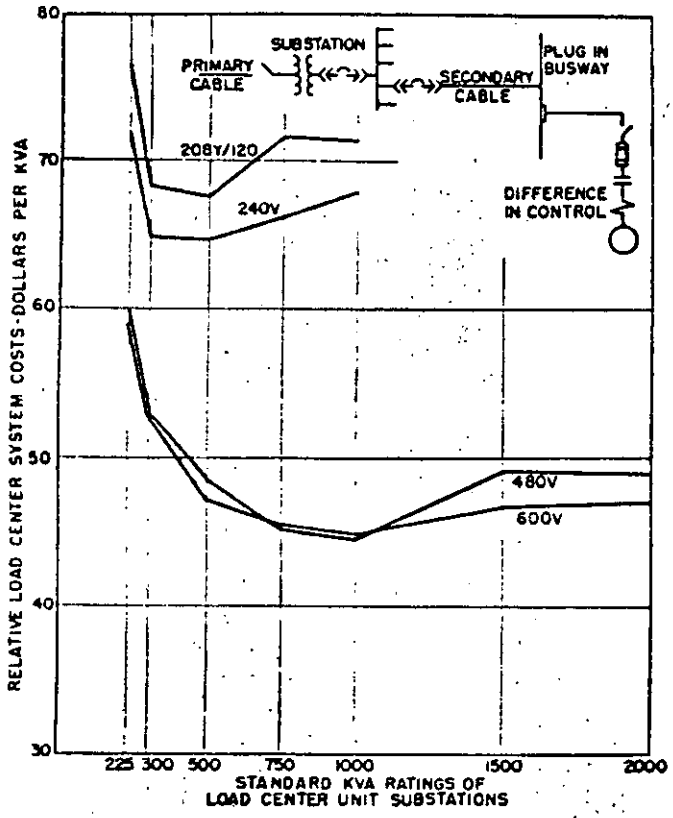
(Photo A112920)

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



★(Photo A112921)

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



(Photo 1097900)

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

3

(4)

FOR UTILIZATION VOLTAGE
CHOOSE 480 VOLTS

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

480 VS. 240

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

(Photo 1097877)

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

VOLTAGE CONSIDERATIONS

(5)

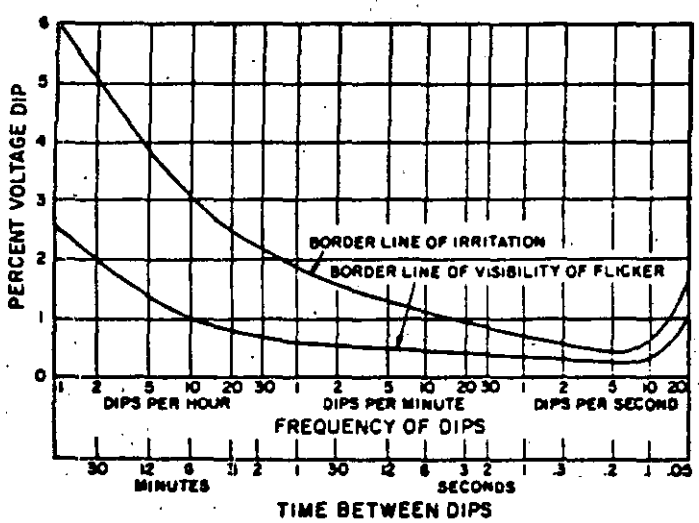


Fig 11
Effect of Recurrent Voltage Dips on Incandescent Lamps

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

ANEXO TEMA 15

DESCRIPCION DE LA INGENIERIA DE DISEÑO

ING. ABEL GARCIA OROPEZA

SEPTIEMBRE 1984

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

SECRETARIA DE COMERCIO Y FOMENTO INDUSTRIAL

Acuerdo que establece los requisitos para la aprobación de los proyectos e instalaciones para el uso de energía eléctrica.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.—Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.

ACUERDO que establece los requisitos para la aprobación de los proyectos e instalaciones para el uso de energía eléctrica.

HECTOR HERNANDEZ CERVANTES, Secretario de Comercio y Fomento Industrial, con fundamento en lo dispuesto en los artículos 34 fracción XXI de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 28, 44 y demás relativos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y

CONSIDERANDO

Que de acuerdo con el artículo 28 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, requieren la previa aprobación de esta Secretaría las instalaciones eléctricas destinadas a industrias, servicios de alta tensión, lugares de concentración pública, edificios para varios usuarios y áreas consideradas peligrosas.

Que el mismo precepto de la Ley mencionada establece que la Comisión Federal de Electricidad sólo suministrará energía eléctrica, previa la comprobación de que las instalaciones destinadas al uso de energía eléctrica hayan sido aprobadas por esta Secretaría en los casos que así se requiere.

Que con el objeto de precisar y facilitar los trámites a realizar para la aprobación de los proyectos e instalaciones eléctricas, es conveniente que se presenten a aprobación de esta Secretaría los planos y proyectos correspondientes, conforme a los cuales deberán ejecutarse las instalaciones, he tenido a bien expedir el siguiente.

ACUERDO QUE ESTABLECE LOS REQUISITOS PARA LA APROBACION DE LOS PROYECTOS E INSTALACIONES PARA EL USO DE ENERGIA ELECTRICA.

ARTICULO 1o.—Requerirán la previa aprobación de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, los proyectos e instalaciones de energía eléctrica que se destinen a:

I.—Industrias con carga instalada mayor de 20 kw.

II.—Suministros en alta tensión, cualquiera que sea el fin al que se destine la energía eléctrica.

III.—Inmuebles de concentración pública.

IV.—Edificios ocupados por arrendatarios, copropietarios o condóminos.

V.—Areas consideradas peligrosas.

ARTICULO 2o.—Para los efectos de este Acuerdo se considerarán:

I.—Industrias, las señaladas en el Catálogo Mexicano de Actividades Económicas.

II.—Inmuebles o lugares de concentración pública:

Arenas de box
Auditorios
Bancos
Baños públicos
Bares y cantinas (1)
Bibliotecas públicas
Cárceles y reclusorios
Carpas y circos
Centros de conferencias
Centros nocturnos (cabarets)
Cines
Edificios para oficinas públicas (1)
Edificios para oficinas privadas en donde se atienda al público (1)
Escuelas y demás centros docentes
Establecimientos comerciales con carga instalada mayor de 20 kw (1)
Estadios
Ferias y exposiciones
Galerías o salas de exposición (1)
Gimnasios y centros deportivos (1)
Hospitales y clínicas
Hoteles, moteles y albergues
Iglesias y templos, capillas ardientes
Mercados
Museos
Plazas taurinas
Restaurantes cafés (1)
Salas para fiestas
Salones de baile
Teatros
Terminales para pasajeros (aéreas, terrestres, marítimas)

Los demás inmuebles destinados a fines de esparcimiento, recreativos, culturales, para recibir un servicio, concertar negocios o cualquier otro que sea motivo de reunión en forma habitual, cuando el suministro sea trifásico, requisito éste que será aplicable también respecto de los establecimientos distinguidos con el signo (1).

III.—Inmuebles y áreas peligrosas:

Bodegas y almacenes de materias líquidas, sólidas y gaseosas peligrosas.
Estaciones terminales de almacenamiento de hidrocarburos líquidos y gaseosos
Fábricas de pinturas a base de solventes
Fábricas de productos de hule y sus derivados
Fábricas donde haya áreas de niquelado, galvanoplastia y polvos metálicos
Fábricas textiles
Fábricas de muebles de madera
Gasolineras
Hangares y talleres de reparación aeronáutica Laboratorio (donde se manejen substancias peligrosas).
Madererías
Minas y plantas de refinación en general
Plantas de bombeo y rebombeo de hidrocarburos líquidos y gaseosos

Plantas de almacenamiento y envasado de gas
Plantas de refinación de petróleo
Plantas de tratamiento de carbón
Plantas químicas y petroquímicas
En general, todos aquellos inmuebles o áreas en que se procesen o almacenen substancias sólidas, líquidas o gaseosas fácilmente inflamables.

ARTICULO 3o.—Los proyectos y la construcción de las instalaciones para el uso de energía eléctrica, estarán a cargo de personas previamente autorizadas por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, a la que en lo sucesivo se le denominará la Secretaría.

ARTICULO 4o.—Préviamente a la elaboración del proyecto, el usuario deberá consultar al suministrador si puede proporcionar el servicio con oportunidad, en los siguientes casos:

1.—Si la carga instalada excede de 20 kw.

2.—Si el lugar en el que deberá proporcionarse el servicio se encuentra a más de 200 m. del registro o poste de la red de alta o baja tensión existente más próxima.

ARTICULO 5o.—El proyecto que se presente a la Secretaría deberá estar integrado por planos y memoria técnica, esta última sólo en el caso de que las instalaciones sean para alta tensión o alta y baja tensión.

ARTICULO 6o.—Los planos se elaborarán tomando en cuenta lo siguiente:

1.—El original se dibujará a tinta, en papel albanene o cualquier otro que permita obtener copias heliográficas con claridad.

2.—El tamaño de los planos se sujetará a las siguientes dimensiones en cm: 70x110, 55x70, 3ix55, 28x40 y 21.5x28.

3.—La letra será de un alto mínimo de 2 mm., y puede ser escrita con plantilla o a mano usando el tipo de imprenta, en cuyo caso deberá ser lo suficientemente clara.

4.—Las escalas serán las adecuadas para que en los tamaños fijados, se tenga el espacio suficiente para lo que se desee presentar, anotándose en cada plano la escala utilizada. Es recomendable según el caso, usar las siguientes escalas: 1:100,000; 1:5,000; 1:2,000; 1:1, 000; 1:500; 1 100 y 1:50.

5.—Se usará el Sistema General de Unidades de Medidas, de acuerdo con la Norma NOM-Z-1 vigente (Sistema Métrico Decimal).

6.—Contendrán exclusivamente los datos relativos a las instalaciones eléctricas, serán claros e incluirán la información suficiente para su correcta interpretación, de manera que permita construir la instalación. Se indicarán notas aclaratorias a los puntos que el proyectista considere necesarios.

7.—Se usarán los símbolos que se indican en la Tabla 1. En caso de tener que usar algún símbolo que no aparezca en dicha Tabla, se indicará su descripción en los planos.

8.—Se dejará en la esquina inferior derecha un cuadro en el que se anotará:

a).—Nombre o razón social del solicitante del servicio.

b).—Domicilio (calle y número, colonia, C. P., Delegación o población, municipio y entidad).

c).—Uso al que se vaya a destinar la instalación (giro o actividad).

d).—Nombre, número de registro en la Secretaría y firma del responsable del proyecto. En el caso de la elaboración de planos de instalaciones ya construidas, el que firma como responsable del proyecto también se hace responsable de ésta.

e).—Fecha de elaboración del proyecto.

f).—Espacio para los sellos y firmas de aprobación por parte de la Secretaría.

9.—En caso de que el proyecto esté integrado por varios planos, se anotará la continuidad de cada plano con respecto al general de conjunto en el que se indicará la acometida, la subestación, en su caso, los alimentadores principales hasta los centros de cargas, anotando los números de los planos correspondientes y acotándose la parte de la instalación comprendida en cada plano.

10.—El proyecto contendrá:

A).—Diagrama unifilar.

B).—Cuadro de distribución de cargas por circuito.

C).—PLanos de planta y elevación, en su caso.

D).—Croquis de localización en relación a las calles más cercanas.

E).—Lista de materiales y equipo por utilizar.

F).—Memoria técnica a que se refiere el artículo 5o. de este Acuerdo.

11.—El diagrama unifilar comprenderá:

A).—Acometida.

B).—Subestación, en su caso, mostrando las características principales de los equipos que la integran. Si la subestación es del tipo unitario se indicará el número de la autorización de la Dirección General de Normas de la Secretaría.

C).—Alimentadores hasta los centros de carga, tableros de fuerza, alumbrado, etc., indicando su longitud en cada caso y caída de tensión representada en por ciento.

D).—Alimentadores y circuitos derivados, excepto los controlados desde los tableros de alumbrado.

E).—Tipo, capacidad interruptiva y rango de ajuste de cada una de las protecciones de los alimentadores principales y derivados.

F).—Calibre, tipo de material y aislamiento de los conductores activos y neutros de los alimentadores principales y derivados.

G).—Tipo y dimensiones de la canalización empleada en cada alimentador.

12.—El cuadro de distribución de cargas comprenderá:

A).—Alumbrado.

Número de circuito, número de lámparas, contactos o dispositivos eléctricos por cada circuito, fases a que va conectado el circuito, carga en watts y corriente en amperes de cada circuito, calibre de los conductores, diámetro de tubería y protección contra sobrecorriente por

cada circuito, desbalanceo entre fases expresado en por ciento.

B).—Fuerza

Número del circuito, fases del circuito, características de los motores o aparatos y sus dispositivos de protección y control así como indicar a qué circuito están conectados y el nombre de la máquina o máquinas que accionen, calibre de conductores, diámetro de tubería o ducto y el resumen de cargas indicando el desbalanceo entre fases expresado en por ciento.

13.—Los planos de planta y elevación comprenderán:

A).—Localización del punto de la acometida, del interruptor general y del equipo principal incluyendo el tablero o tableros generales de distribución.

B).—Localización de centros de control de motores, tableros de fuerza, de alumbrado y contactos y de concentraciones de interruptores.

C).—Trayectoria horizontal y vertical (cuando ésta exceda de 4 metros) de alimentadores y circuitos derivados, tanto de fuerza como de alumbrado identificando cada circuito, e indicando su calibre y canalización, localización de motores y equipos alimentados por los circuitos derivados, localización de los arrancadores y sus medios de desconexión, localización de contactos y unidades de alumbrado con sus controladores, identificando las cargas con su circuito y tablero correspondiente.

D).—Localización, en su caso, de áreas peligrosas indicando su clasificación de acuerdo a las normas técnicas de instalaciones eléctricas.

Si en el proyecto existen puntos que puedan dar lugar a diferentes interpretaciones, se detallará la información pertinente, como por ejemplo en los casos de concentración de interruptores, derivaciones de alimentadores principales, etc.

14.—El croquis de localización comprenderá:

La manzana y las calles que circundan a ésta, la ubicación del predio dentro de la manzana, número de lote o número oficial, la orientación, colonia, población y otras referencias que faciliten su localización.

15.—La lista de materiales y equipo especificado comprenderá:

Cada uno de los principales materiales y equipos que se utilizarán especificando su marca y número de registro en esta Secretaría.

ARTICULO 7o.—La memoria técnica comprenderá:

1.—Los datos que sirvieron de base para establecer el criterio de diseño y que fijará la forma de operar la instalación, tales como factor de demanda de cada alimentador principal y derivado, régimen de trabajo y tipo de servicio de motores y soldadoras, etc.

2.—Los cálculos para la adecuada selección de la capacidad interrruptiva simétrica y nominal de las protecciones principales de la instalación.

ARTICULO 8o.—En la elaboración de los planos de detalle de las instalaciones se tomará en cuenta:

1.—Para subestaciones:

a) Mostrar el arreglo del equipo eléctrico que integra la subestación, indicando las distancias entre partes energizadas entre sí y a tierra. Cuando se trate de subestaciones abiertas, marcar la altura de montaje de cuchillas, interruptores, apartarrayos, postes, etc. La vista de planta, elevación y detalles de la subestación, mostrarán con claridad la acometida del servicio, subidas y bajadas de conductores, cruzamiento entre líneas, mufas, instalaciones de aisladores de suspensión, de alfiler, de tensores y retenidas, etc.

b) Indicar dónde se localiza: el drenaje, la ventilación, los extinguidores, los accesorios de seguridad, los accesos al local, cercas protectoras, sistema de tierra, anuncios de peligro, las tarimas aislantes y las unidades de alumbrado normal y de emergencia que el proyecto incluya.

c) Mostrar la localización e instalación de cables en ductos, excepto lo referente a la acometida del servicio, los registros y las vueltas que los cables efectúen en su recorrido. Asimismo, anotar las características de estos conductores.

d) Indicar claramente la conexión realizada entre el interruptor de alta tensión y el primario del transformador; incluyendo sus medios de soporte y terminales, en su caso.

e) Anotar el tipo de apartarrayos utilizado y su tensión nominal de operación; el o los tipos de interruptores utilizados, su corriente nominal en amperes, su calibración o ajuste del disparo y la capacidad interruptiva simétrica de los mismos; cuando se utilicen fusibles, de indicará si son de expulsión o no, si son limitadores de corriente o son de potencia y si son del tipo indicador, así como el valor del elemento fusible y el valor de su capacidad interruptiva.

f) Anotar la capacidad de corto circuito disponible en el punto de suministro, consultando para el efecto al suministrador.

g) Señalar la existencia de mecanismos que impidan operar con carga los desconectadores y abrir las puertas de los gabinetes cuando existan partes energizadas en el caso de subestaciones compactas.

h) Anotar las características completas del o los transformadores tal y como aparecen en sus placas de datos.

i) Indicar tipo y mecanismos de operación de desconectadores e interruptores, material, tipo y tensión de operación de los aisladores utilizados; material y dimensiones de las barras o conductores de alta tensión, características de capacitores y sus medios de desconexión y puesta a tierra.

2.—Para protección contra sobrecorriente, indicar el tipo de la protección (si es fusible, anotar si es de doble elemento, limitador de corriente o del tipo convencional); tensión y corriente nominal (especificar el valor del elemento fusible o la calibración, en caso de termomagnéticos y electromagnéticos con disparo ajustable); marco y capacidad interruptiva en amperes simétricos y tipo de cubierta. En caso

de utilizarse relevadores se indicará su tipo y rango de ajuste.

3.—Para conductores.—Indicar calibre, tipo de material, clase de aislamiento y tensión en volts, mencionando si es cable o alambre, así como el tipo y material de sus cubiertas y si cuenta con pantallas semiconductoras.

4.—Para canalizaciones:

a) Tubos conduit.—Indicar tipo de material, espesor de la pared, recubrimiento, diámetro nominal y si es flexible o rígido.

b) Ducto metálico con tapa.—Indicar el área o sección transversal del ducto.

c) Charolas.—Anotar tipo de material y ancho de la charola y dibujar detalle del acomodo de los cables en cada tramo.

5.—Para motores:

a) Indicar para cada motor, los datos completos de sus respectivas placas.

b) Cuando se trate de soldadoras, indicar los datos completos de sus placas.

c) Indicar el tipo de controlador (clavija, desconectador, interruptor o contactor), si es automático o manual y si es a tensión reducida o completa, así como el tamaño y tipo de cubierta del mismo.

d) Anotar el valor en amperes de la protección contra sobrecorriente del motor.

e) Tipo, capacidad y tensión nominal del medio de desconexión, indicando las características de la cubierta.

f) Identificar todos los motores que aparecen en los diagramas unifilares, vistas físicas y cuadros de cargas.

6.—Para alumbrado y contactos:

a) Indicar el tipo de lámparas y portalámparas; tensión nominal; capacidad en watts; pérdidas en watts del balastro o reactor, mencionando el número de lámparas que dependen de cada reactor y si éste es parte integrante del portalámpara o no, asimismo, especificar el tipo de cubierta del portalámpara.

b) Indicar la capacidad en watts de los contactos, número de fases especificando si está o no aterrizado, tensión nominal y tipo de cubierta.

7.—Para sistemas de tierras, la instalación referente al aterrizado del sistema eléctrico y a la puesta a tierra de las partes metálicas no conductoras de corriente del equipo eléctrico, pueden representarse en planos o memorias descriptivas, pero en cualquier caso contendrá las características de electrodos, dimensiones, tipo de material y longitud enterrada; especificará las características del puente de unión que conecta el electrodo de entrada del servicio con los conductores de tierra, tanto del sistema como del equipo; indicar las características del conductor de tierra del sistema, las correspondientes al medio de conexión individual de los equipos y/o aparatos al sistema de tierra, señalando las características de los conectores empleados, incluyendo si son del tipo soldable o atornillable; se anotarán los criterios y cálculos, en su caso, que dieron base a la selección del sistema de tierra.

ARTICULO 9o.—Para obtener la aprobación del proyecto, se deberá presentar ante la Dirección General de Normas de esta Secretaría o en la Delegación Federal de la propia dependencia en cuya jurisdicción se encuentra el domicilio del solicitante, una solicitud por escrito, que contendrá la siguiente información:

1.—El nombre y número de registro del responsable del proyecto, el nombre de la persona física o moral propietaria de la instalación y la dirección en donde se localizará ésta (calle y número, colonia, código postal, delegación o población, municipio y entidad), uso al que se vaya a destinar y carga (kw).

2.—Una copia del proyecto de las instalaciones.

3.—Un tanto de la memoria técnica en los casos mencionados en el artículo 5o. de este Acuerdo.

ARTICULO 10.—En los casos a los que se refiere el artículo 1o. de este Acuerdo, la construcción de una instalación o su ampliación deberá estar a cargo de persona previamente autorizada por la Secretaría, quien deberá efectuarla tomando en cuenta lo siguiente:

1.—Apegarse al proyecto previamente aprobado por la Secretaría.

2.—Utilizar los materiales, dispositivos, aparatos y equipos oficialmente aprobados, con especial cuidado en las áreas peligrosas.

3.—En caso de que el proyecto tenga alguna deficiencia, se corregirá ésta, informando al solicitante del servicio.

4.—Cuando durante la construcción surjan cambios importantes al proyecto, deberá actualizarse el mismo y ponerlo nuevamente a consideración de la Secretaría.

5.—Una vez terminada la instalación y antes de energizarla se harán como mínimo las pruebas indicadas en el artículo 11.

ARTICULO 11.—El número de pruebas que deben realizarse en las instalaciones eléctricas serán, como mínimo, las previstas en las Normas Técnicas para Instlaciones Eléctricas cuyo número se indica entre paréntesis.

1.—Resistencia de aislamiento (102.5).

2.—Continuidad de conductores (301.6).

3.—Continuidad de canalizaciones (301.5).

4.—Resistencia de electrodos artificiales (206.49).

5.—Resistencia total del sistema de tierras en las subestaciones (603.2).

ARTICULO 12.—Para obtener la aprobación de la instalación eléctrica se deberá presentar lo siguiente:

1.—Aviso por escrito de terminación de la construcción, firmado por el responsable y el propietario o usuario comunicando el resultado de las pruebas mencionadas en el artículo 11 de este Acuerdo y declarando, bajo protesta de decir verdad, lo siguiente:

a) Nombre y número de registro del responsable del proyecto y fecha de elaboración del mismo.

b) Que la instalación eléctrica se hizo ajustándose al proyecto previamente aprobado.

c) Que se utilizaron los materiales y equipos aprobados por la Secretaría.

d) Que se cumplió con el Reglamento de Instalaciones Eléctricas y sus Normas Técnicas.

e) Que la carga en kw (kva para subestaciones) corresponde a lo que se proyectó anexando la relación de carga de la instalación.

f) Nombre del solicitante del servicio.

g) Dirección de la instalación y giro.

h) Nombre, número de registro en la Secretaría y firma del responsable de la construcción, de la instalación eléctrica.

La Secretaría podrá, de considerarlo necesario, practicar inspección ocular sobre las instalaciones. De satisfacerse todos los requisitos exigibles aprobará la instalación para que pueda contratarse el servicio, sin perjuicio de corroborarse el cumplimiento de los requisitos técnicos y de seguridad que fijen los reglamentos. De no corresponder la instalación al proyecto previamente aprobado, se concederá al interesado el plazo que se considere necesario para que realice los cambios que se requieran.

ARTICULO 13.—Para obtener el suministro de energía eléctrica respecto de los inmuebles o lugares comprendidos en los artículos 1o. y 2o. de este Acuerdo, el solicitante del servicio deberá exhibir al suministrador la aprobación de la instalación expedida por esta Secretaría, sin la cual no podrá contratar el servicio.

En los demás casos no se requerirá de autorización previa de la Secretaría y el suministrador deberá proporcionarlo bajo la responsabilidad del solicitante, salvo de que acuerdo con la Ley u otra disposición vigente no sea procedente o se condicione a satisfacer algún requisito.

ARTICULO 14.—En lo no previsto en los artículos anteriores serán aplicables las demás disposiciones legales en materia de energía eléctrica.

ARTICULO 15.—La Dirección General de Normas de esta Secretaría, llevará un control de las actividades que realicen las personas autorizadas para la proyección y ejecución de obras e instalaciones eléctricas destinadas al uso de la energía eléctrica, el que se tendrá en cuenta para el refrendo del registro correspondiente.

TRANSITORIOS

PRIMERO.—El presente Acuerdo entrará en vigor el 15 de julio de 1984.

SEGUNDO.—Se abroga el Acuerdo por el que se establecen los trámites relativos a la aprobación de los proyectos y construcción de instalaciones destinadas al uso de energía eléctrica y los datos y condiciones que deben satisfacer los mismos proyectos y construcciones, publicado en el Diario Oficial de la Federación de 17 de marzo de 1982.

México, D. F., a 14 de junio de 1984.—El Secretario de Comercio y Fomento Industrial, **Héctor Hernández Cervantes.**—Rúbrica.

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

FUSIBLES EN BAJA TENSION

ING. MAURICIO SIERRA DUPONT

SEPTIEMBRE 1984

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

FUSIBLES DE BAJA TENSION
(0 - 600 VOLTS)
NO LIMITADORES

FUSIBLES TIPO TAPON

BASE EDISON

1. 125V.C.A.
2. 0-30 AMPS.
3. NO INTERCAMBIABLE

BASE S

1. RETARDO DE TIEMPO 200% 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 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.

CLASE G

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.

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. 601 - 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

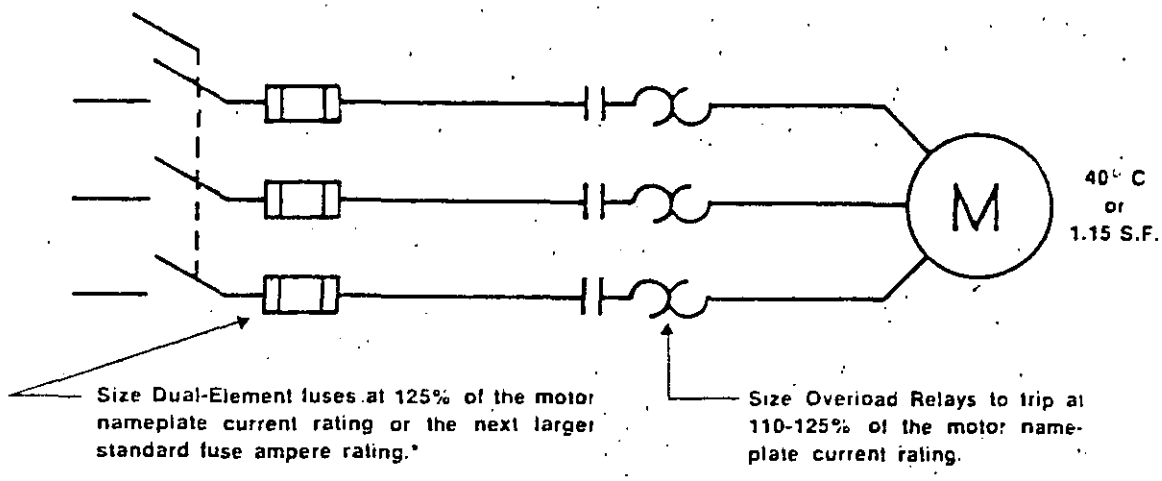
1. 250 Y 600 V.C.A.
2. 0-600 AMPS.
3. CAP. INT. 200 KA.
4. RK-1 - RK-5 NO INTERCAMBIABLE CUENTAN CON ELEMENTO DE RECHAZO
5. RK-5 (DOBLE ELEMENTO) TIEMPO RETARDO 10 SEG. A 500%
6. NO RENOVABLES.
7. ETIQUETADO COMO LIMITADOR DE CORRIENTE.

PROTECCION AL MOTOR

PARA MOTORES DE 40°C O 1.15 F.S.

RELEVADOR TÉRMICO DE SOBRECARGA.- DEBERÁ DISPARAR A 110-125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR.

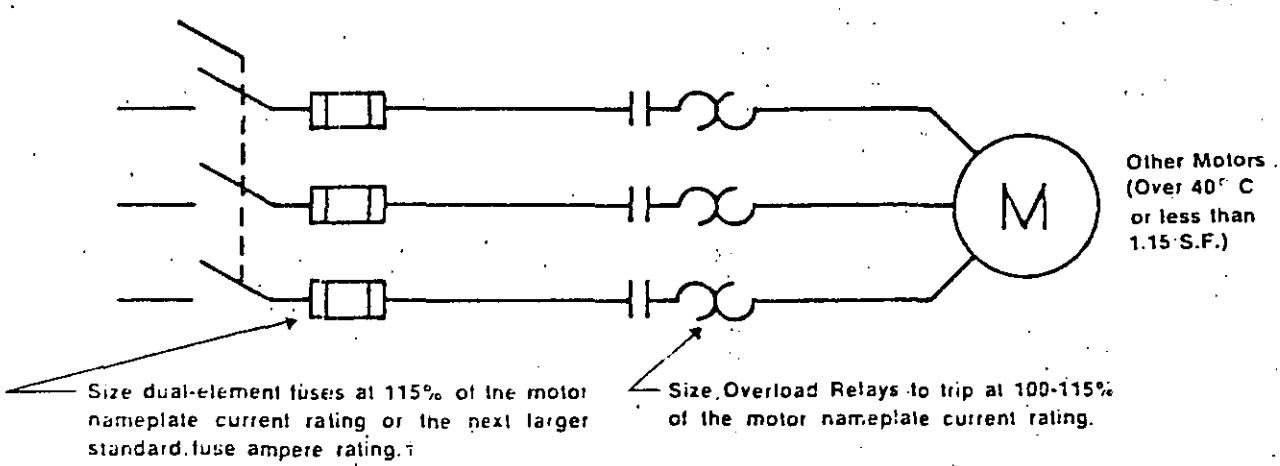
FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERÁ SER 125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR O LA SIGUIENTE CORRIENTE NOMINAL ESTANDARD DEL FUSIBLE.



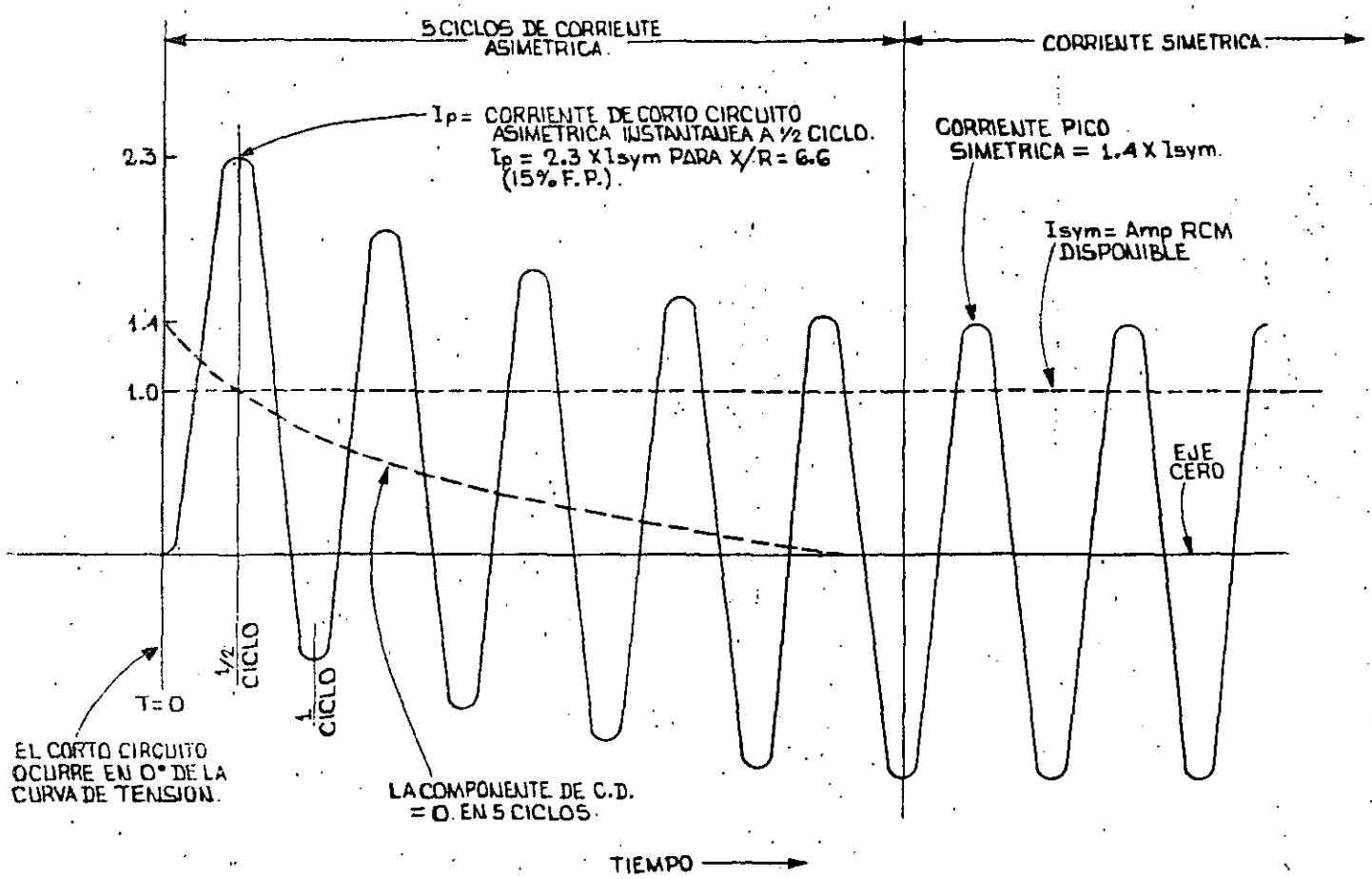
OTROS MOTORES DE MAS DE 40°C O FACTOR DE SERVICIO MENOR A 1.15 F.S.

RELEVADOR TÉRMICO DE SOBRECARGA.- DEBERÁ DISPARAR A 110-125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR.

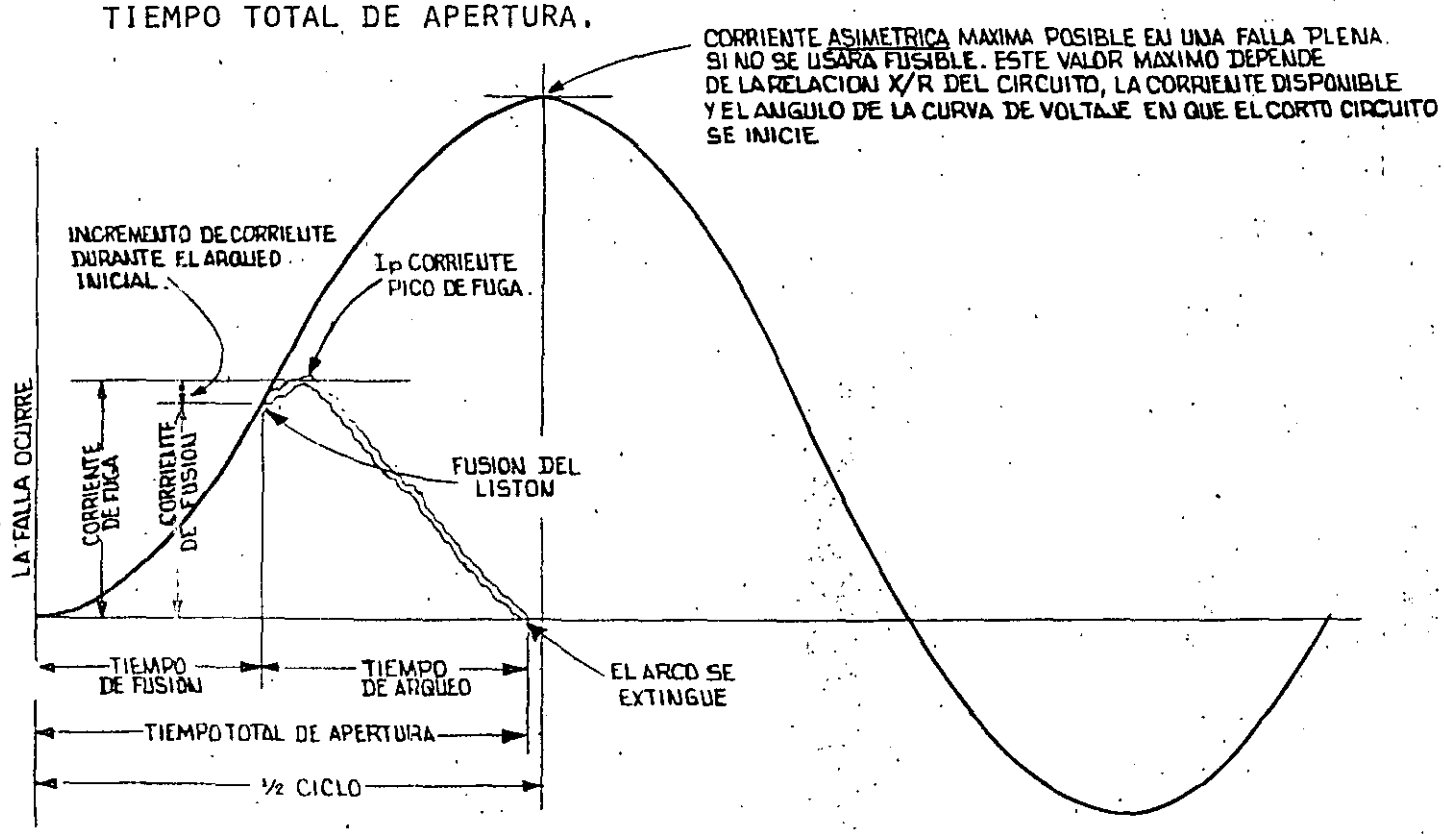
FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERÁ SER 115% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR O LA SIGUIENTE CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE.



CORRIENTE DE FALLA ASIMETRICA: CIRCUITO CON RESISTENCIA Y REACTANCIA

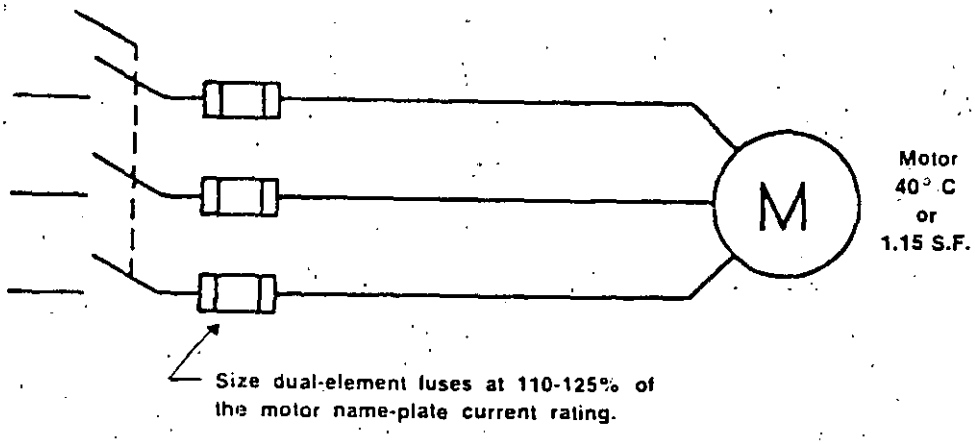


LIMITACION TIPICA DE CORRIENTE MOSTRANDO LA CORRIENTE DE FUGA Y EL TIEMPO TOTAL DE APERTURA.



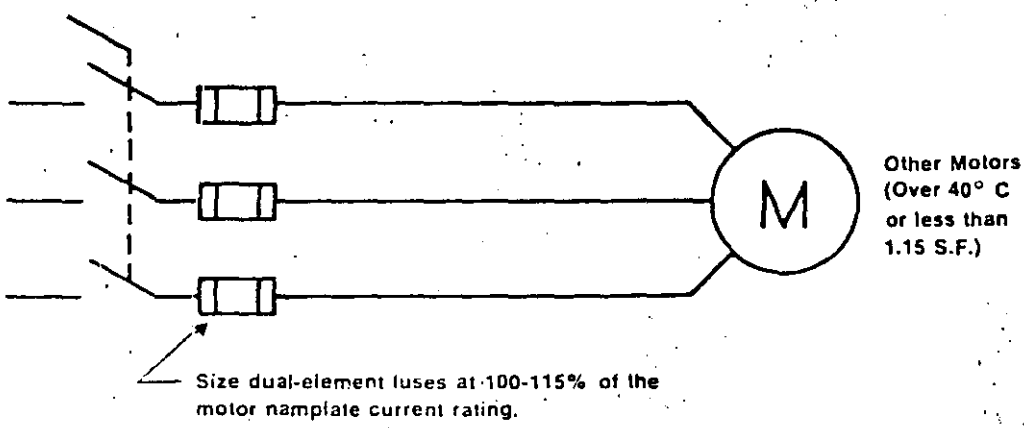
PARA MOTORES DE 40°C O 1.15 F.S.

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 DEBERÁ SER 110-115% DE PLENA CARGA DEL MOTOR.



PROTECCION AL MOTOR.

NEC. TABLAS 430-148 -149 -150 INDICAN QUE EL FUSIBLE QUE PROTEGE EL CIRCUITO DERIVADO DEL MOTOR, NO DEBERA 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

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.

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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

"DESCRIPCION DE LA INGENIERIA DE DISEÑO"

ING. ABEL GARCIA OROPEZA

SEPTIEMBRE 1984.

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

DESCRIPCION DE LA INGENIERIA DE DISEÑO.

1.- GENERALIDADES
- 1.1 Definición
- 1.2 Normas
- 1.3 Consideraciones Básicas.
  - 1.3.1 Consideraciones Básicas Técnicas.
    - 1.3.1.1 Seguridad
    - 1.3.1.2 Confiabilidad
    - 1.3.1.3 Simplicidad
    - 1.3.1.4 Flexibilidad
  - 1.3.2 Consideraciones Básicas Económicas.
    - 1.3.2.1 Costo Inicial
    - 1.3.2.2 Costo de operación y mantenimiento.
    - 1.3.2.3 Costo de fallas
  - 1.3.3 Consideraciones Básicas en Areas de Alto Grado de Continuidad de Servicio

2.- INGENIERIA DE DISEÑO.
- 2.1 Anteproyecto
  - 2.1.1 Análisis de cargas, actual y futura
  - 2.1.2 Características del suministro de Energía Eléctrica.
  - 2.1.3 Centros de carga
  - 2.1.4 Puntos Básicos del Sistema
- 2.2 Ejemplo
  - 2.2.1 Proyecto original
  - 2.2.2 Alternativa
  - 2.2.3 Análisis Comparativo.
  - 2.2.4 Conclusiones.

3.- PROYECTO DEFINITIVO
- 3.1 Diagrama Unifilar definitivo
- 3.2 Corrientes de falla
- 3.3 Selección de equipo de protección
- 3.4 Sistema de Tierras
- 3.5 Alumbrado y Contactos.
- 3.6 Distribución de Fuerza.
- 3.7 Sistema de distribución secundaria
- 3.8 " " " primaria
- 3.9 Plantas de Emergencia.
- 3.10 Coordinación de Protecciones
- 3.11 Corrección del factor de potencia
- 3.12 Pararrayos
- 3.13 Instalaciones menores: teléfonos, sonido, intercomunicación, TV en circuito cerrado, alarmas, etc.

4.- ESPECIFICACIONES.

5.- MEMORIA DE CALCULO

6.- PLANOS

7.- RELACION DE EQUIPO Y MATERIALES.

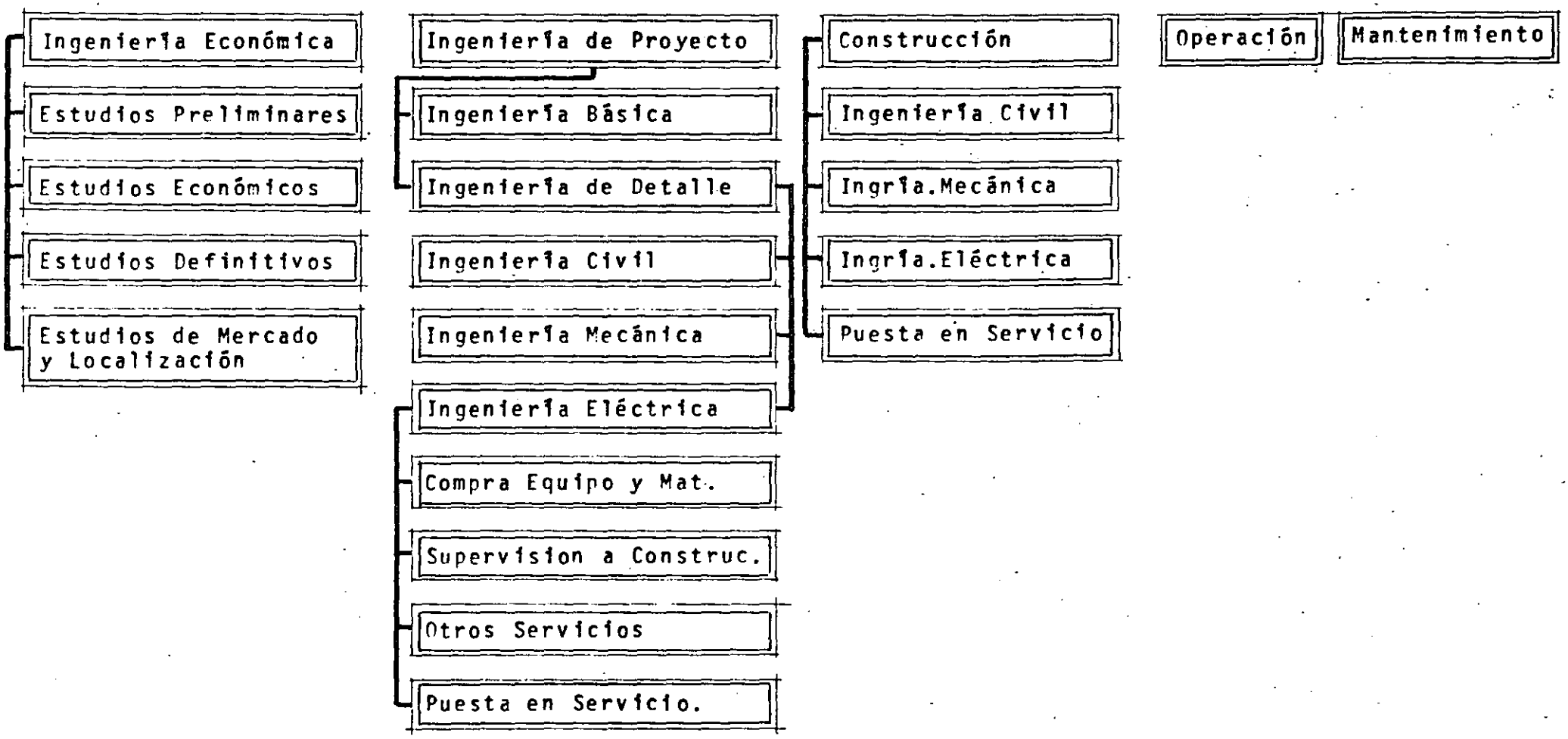
8.- ESTIMACION DEL COSTO.

1.- GENERALIDADES:

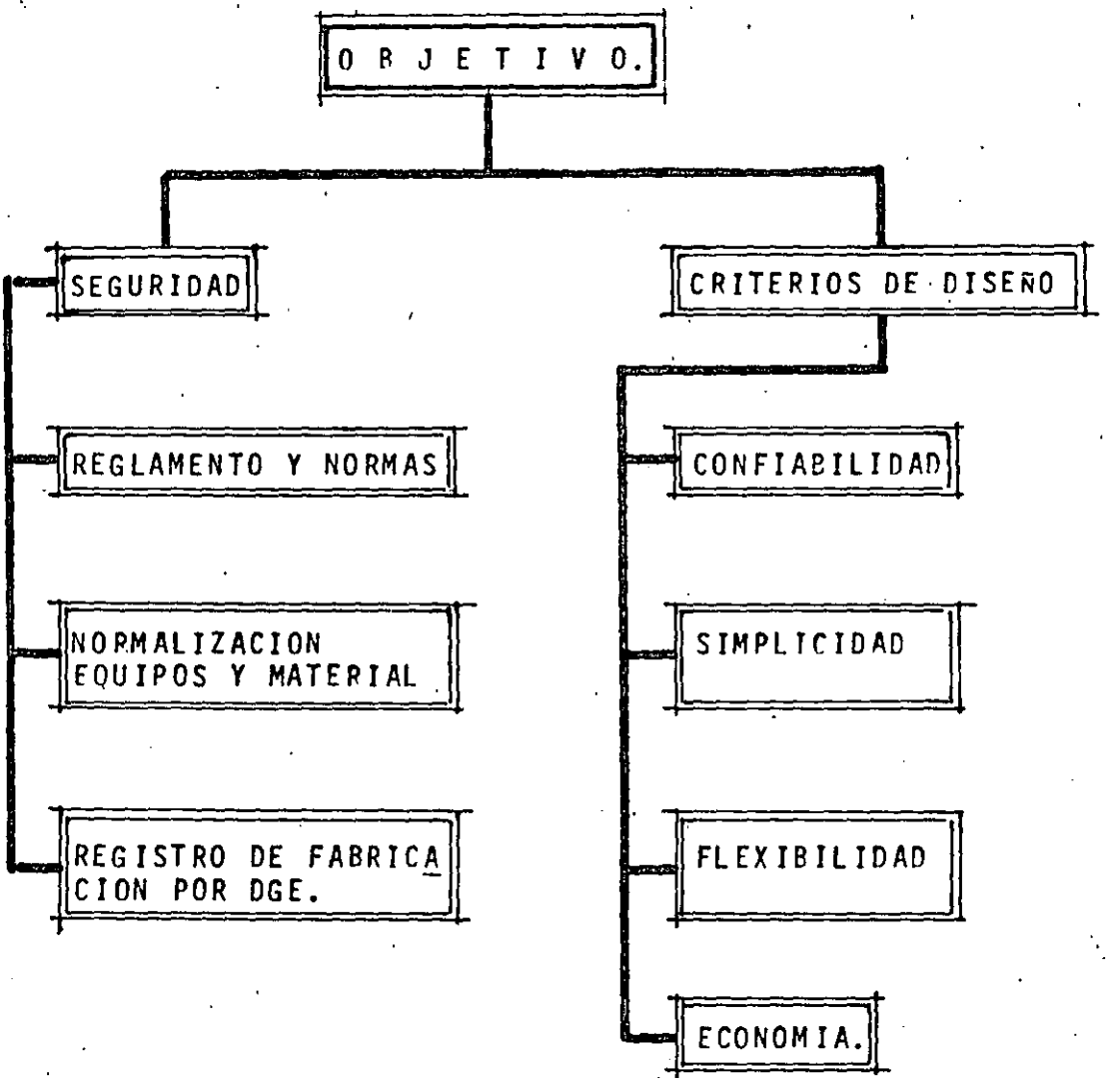
1.1 DEFINICION.

La Ingeniería de Diseño de Instalaciones Eléctricas Industriales permite obtener el distema de distribución de energía eléctrica adecuado a los requerimientos dentro de un valor económico. Estos requerimientos o necesidades se traducen en dibujos o planos y especificaciones que unidos a una Memoria de Cálculo con lo cual se tiene la información para la adquisición de equipo y materiales, instalación y pruebas de puesta en marcha, así como la consideración de la operación del sistema y su mantenimiento.

INGENIERIA Y CONSTRUCCION.



INSTALACIONES ELECTRICAS.



1.3.- CONSIDERACIONES BASICAS.

El sistema de distribución de energía eléctrica debe estar en una base total, que incluye los aspectos técnicos y económicos. Algunos de los más importantes aspectos a considerar son:

1.3.1 CONSIDERACIONES BASICAS TECNICAS.

1.3.1.1 Seguridad.- De la vida de las personas y la preservación de la propiedad.

1.3.1.2 Confiabilidad.- La continuidad del servicio requerido depende del tipo de manufactura o proceso de la planta. Algunas plantas pueden tolerar interrupciones mientras que otras pueden requerir un alto grado de continuidad en el servicio.

1.3.1.3 Simplicidad.- La operación deberá ser tan sencilla como sea posible para encontrar los requerimientos del sistema. Debe considerarse en la operación y mantenimiento seguros y confiables del sistema de potencia industrial.

1.3.1.4 Flexibilidad.- Adaptación del sistema al desarrollo, expansión y cambios requeridos durante la vida de la planta. Debe considerarse la capacidad y espacio suficiente para equipo adicional por incrementos de carga.

1.3.2 CONSIDERACIONES BASICAS ECONOMICAS.

1.3.2.1 Costo Inicial.- En base a un análisis económico y siempre bajo la misma base de comparación. El costo inicial debe incluir todas las partes del sistema a comparar.

1.3.2.2 Costo de operación y mantenimiento.

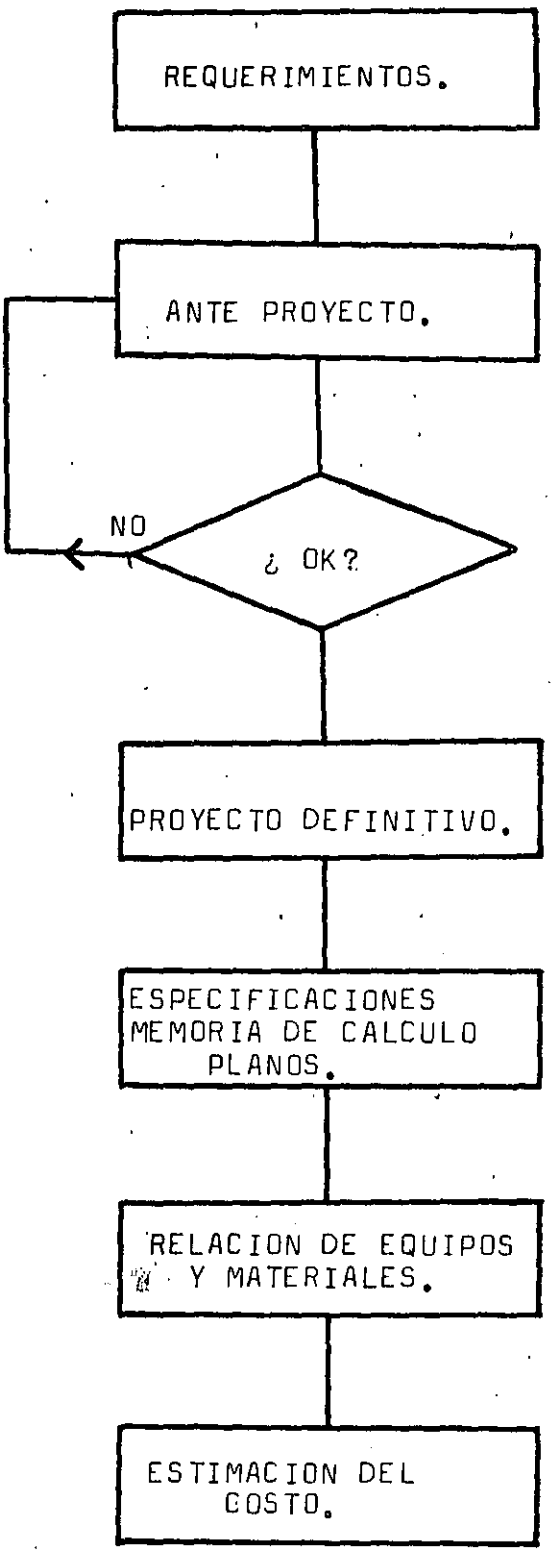
1.3.2.3 Costo de Fallas.

1.3.3 Consideraciones Básicas en áreas de alto grado de continuidad de servicio como son líneas de producción contínua y salas de cómputo.

Además de las consideraciones básicas anteriores se deberán considerar a estas áreas con un sistema.

- Independiente
- Exclusivo
- Redundante

2.- INGENIERIA DE DISEÑO.



2.1.- ANTEPROYECTO

2.1.1 ANALISIS DE LAS CARGAS. ACTUAL Y FUTURA.

- Naturaleza
- Magnitud
- LOcalización.

Además conocer el proceso de manufactura o producción y estimar cargas no conocidas.

2.1.2 CARACTERISTICAS DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA.

- Voltaje, fases, frecuencia.
- Capacidad interruptiva MVA.
- Relación $\frac{X}{R}$
- Interrupciones en la zona.
- Acometida aérea o subterránea.
- Costos de energía. Tarifas.

Iniciar solicitud de presupuesto con CFE ó CLYF para conocer problemas en el suministro.

2.1.3 CENTROS DE CARGA.

Considerar los siguientes criterios:

- Niveles de tensión
- Motores grandes
- Agrupar por: zonas
  función
- Considerar cargas para servicio: Normal
  Emergencia
- Cargas de alta prioridad de continuidad de servicio
- Areas riesgozas

En esta base calcular centro(s) de carga.

2.1.4 PUNTOS BASICOS DEL SISTEMA.

- Niveles de voltaje
  - Distribución Primaria.- En alta tensión.
  - Distribución Secundaria.-En baja tensión.
- Configuración del sistema en base a confiabilidad, flexibilidad, etc.
  - Radial
  - Secundario selectivo

- Malla secundaria
- Otros.

- Localización y tamaño de Subestaciones.
- Circuitos de emergencia.
  - Iluminación
  - Cargas críticas
  - Cargas con alto grado de continuidad de servicio.
- Sistemas combinados de fuerza y alumbrado.
  - Problemas de parpadeo
  - Transformadores secos
  - Luminarios con balastros 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 cargos por bajo factor de potencia.
  - Control de KVAR.

AGRUPAR CARGAS

CONSIDERAR LOS SIGUIENTES CRITERIOS:

- NIVELES DE TENSION
- MOTORES GRANDES
- AGRUPAR POR ZONAS Y FUNCION
- POR SERVICIO

NIVELES DE TENSION.- CUANDO SE REQUIEREN DIFERENTES NIVELES DE TENSION EN UNA INSTALACION ELECTRICA INDUSTRIAL, LAS CARGAS SON AGRUPADAS DE ACUERDO A ESTOS NIVELES.

MOTORES GRANDES.- NORMALMENTE INFLUYEN EN LOS NIVELES DE TENSION ESCOGIDOS. SE DEBE CONSIDERAR LA FLUCTUACION DE LA TENSION DURANTE EL PERIODO DE ARRANQUE.

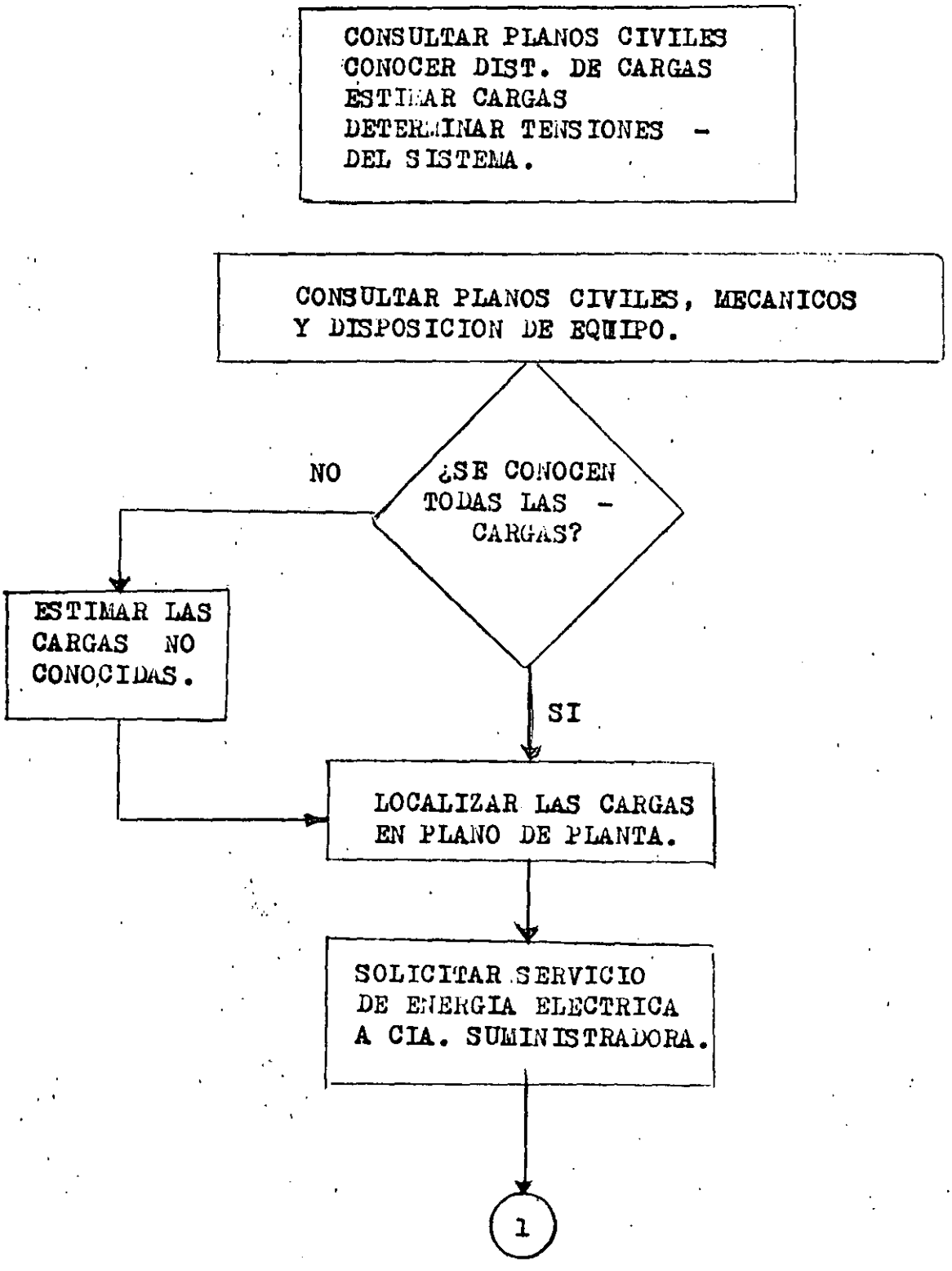
AGRUPACION POR ZONAS.- DE ACUERDO AL ARREGLO QUE SE TIENE DE LAS CARGAS, ESTAS SON AGRUPADAS TAMBIEN POR ZONAS, YA QUE DE NO HACERSE ASI SE TENDRIAN COSTOS MUY ALTOS DE LA INSTALACION DEBIDO A LAS DISTANCIAS QUE SE TENDRIAN DEL CENTRO DE CARGA A LAS CARGAS.

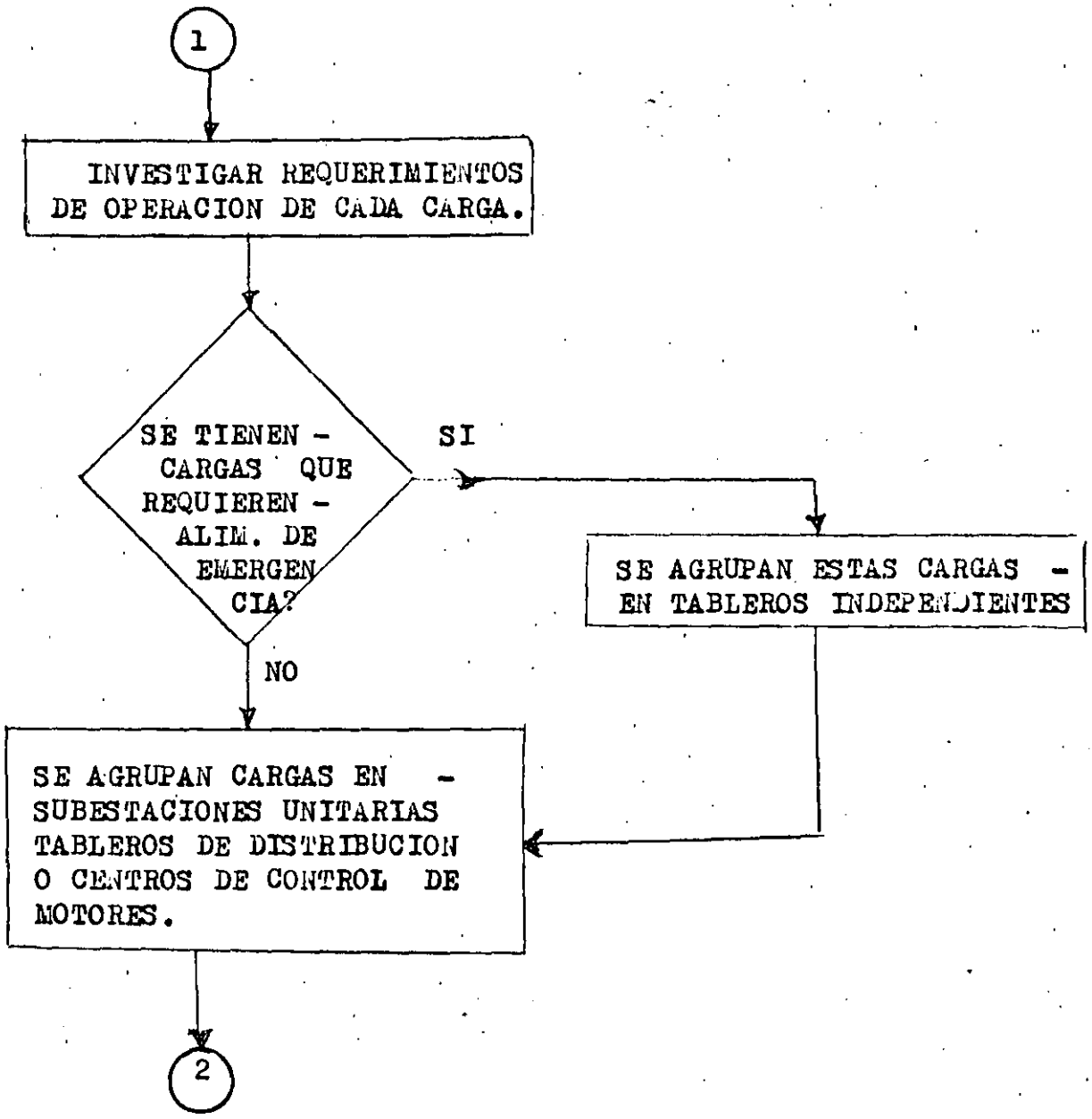
AGRUPACION POR FUNCION.- HAY CARGAS QUE SE PUEDEN CONECTAR DIRECTAMENTE A UN TABLERO DE DISTRIBUCION, MIENTRAS QUE OTRAS REQUIEREN DE DISPOSITIVOS ADICIONALES PARA SU OPERACION (MOTORES) Y QUE GENERALMENTE SE CONECTAN A CENTROS DE CONTROL DE MOTORES.

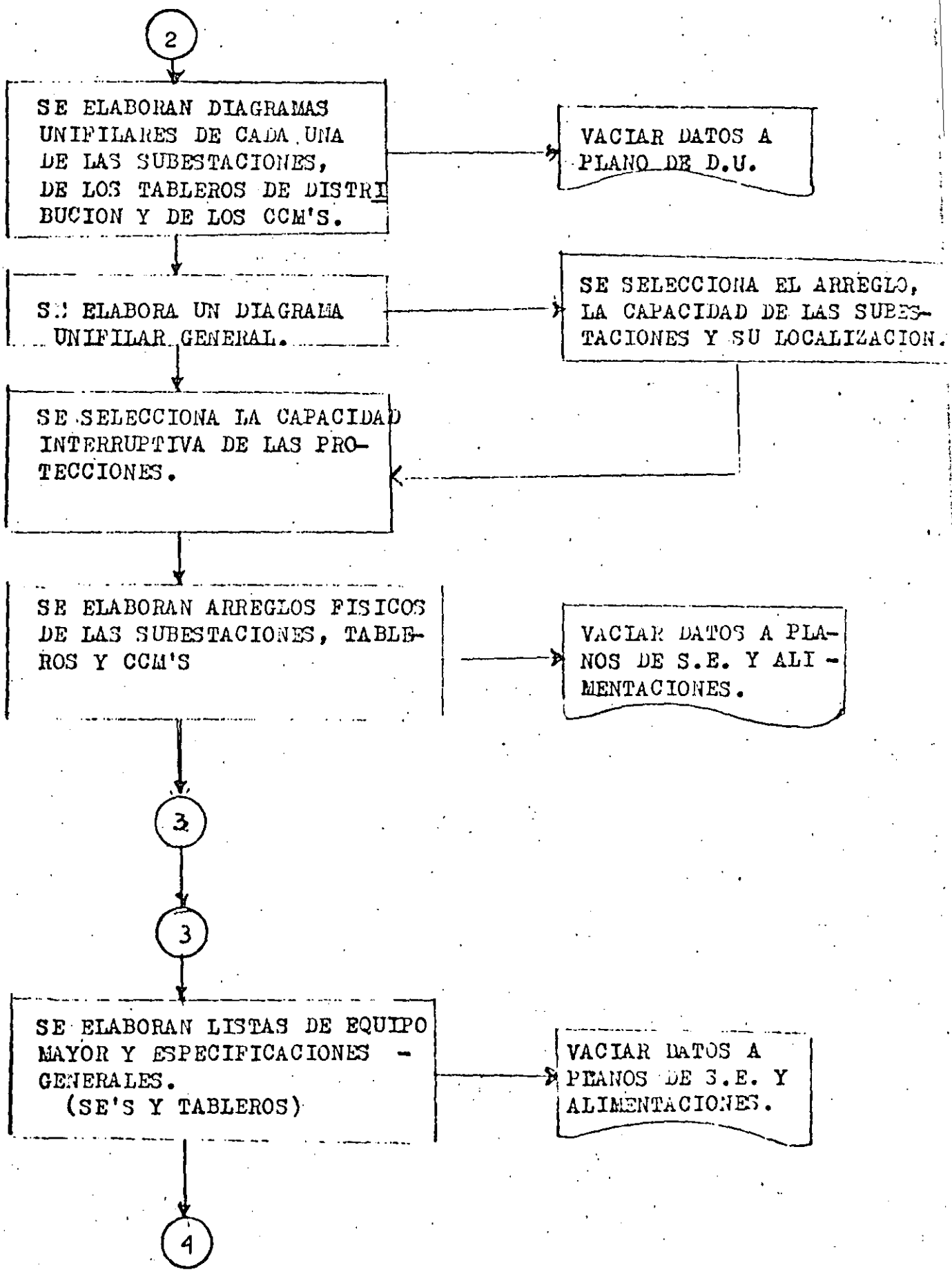
POR SERVICIO.- EN LA GRAN MAYORIA DE INSTALACIONES INDUSTRIALES SE TIENEN SERVICIOS QUE REQUIEREN DE CONTINUIDAD POR SU IMPORTANCIA, POR LO QUE ESTE TIPO DE SERVICIOS SE AGRUPAN EN LO QUE SE LLAMA SERVICIOS DE EMERGENCIA Y DE ALTA PRIORIDAD DE CONTINUIDAD DE SERVICIO INDEPENDIENTES DE LAS CONSIDERADAS COMO CARGAS DE SERVICIO NORMAL. 5 4/4

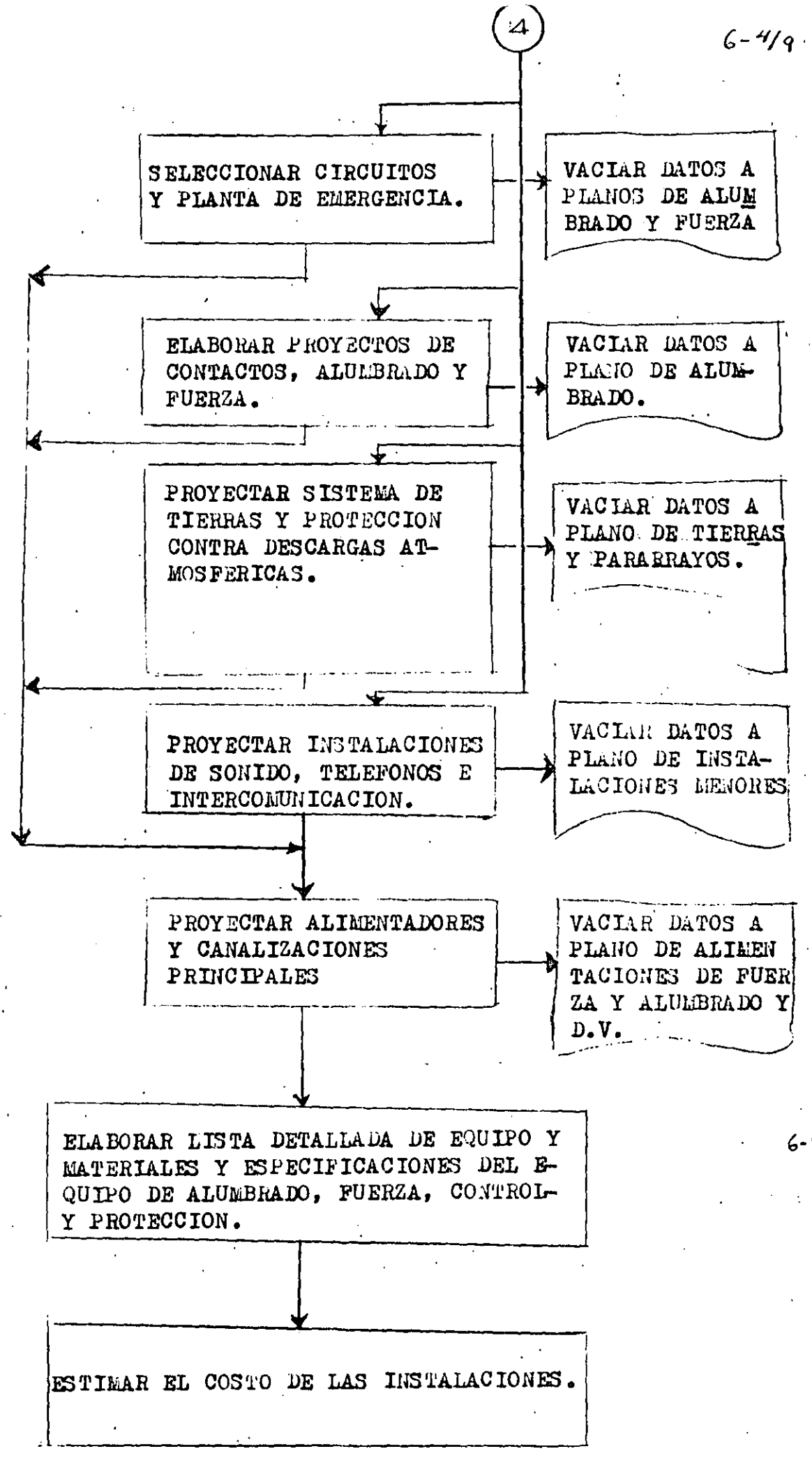
AREAS PELIGROSAS.- POR SUS CARACTERISTICAS REQUIEREN DE EQUIPO E INSTALACIONES ESPECIALES E INDEPENDIENTES.

SECUENCIA DE UN PROYECTO ELECTRICO INDUSTRIAL

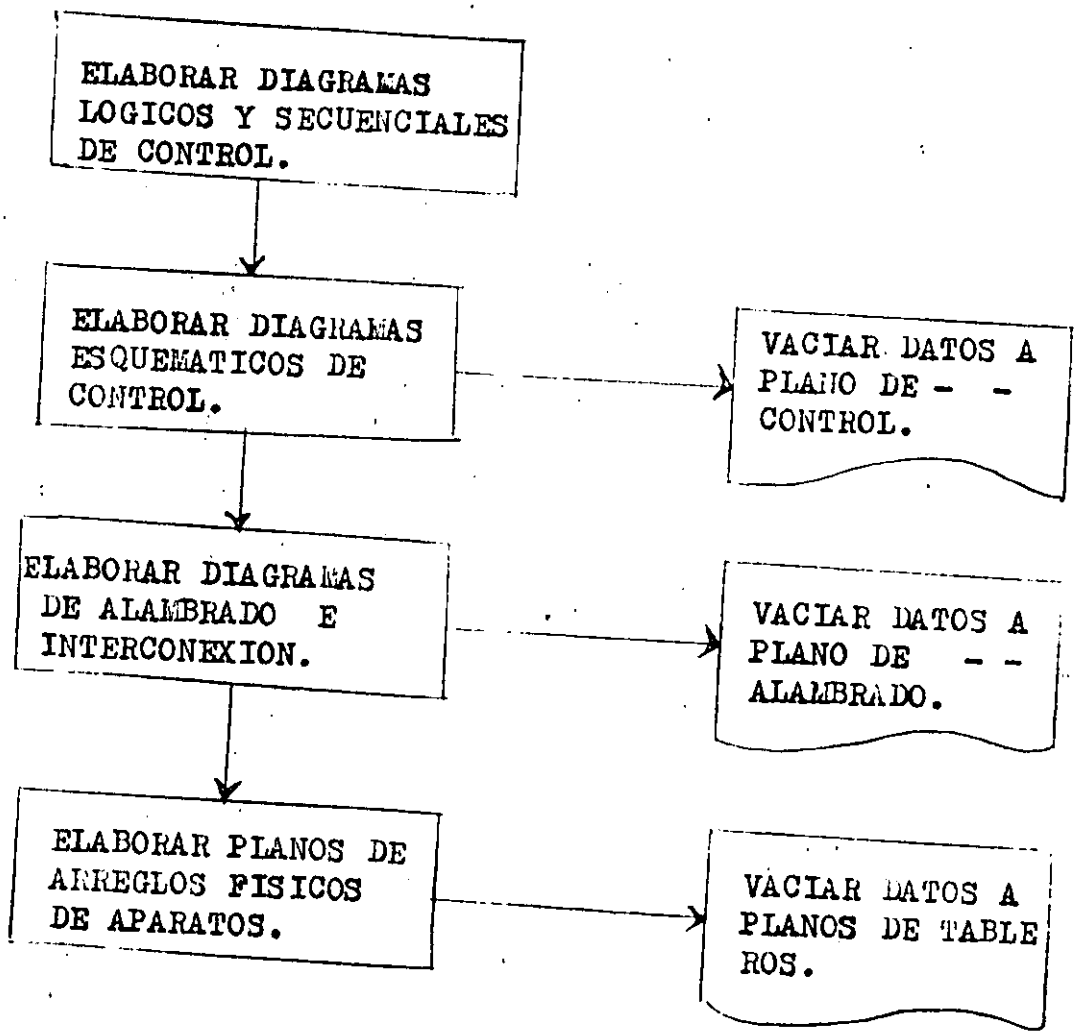


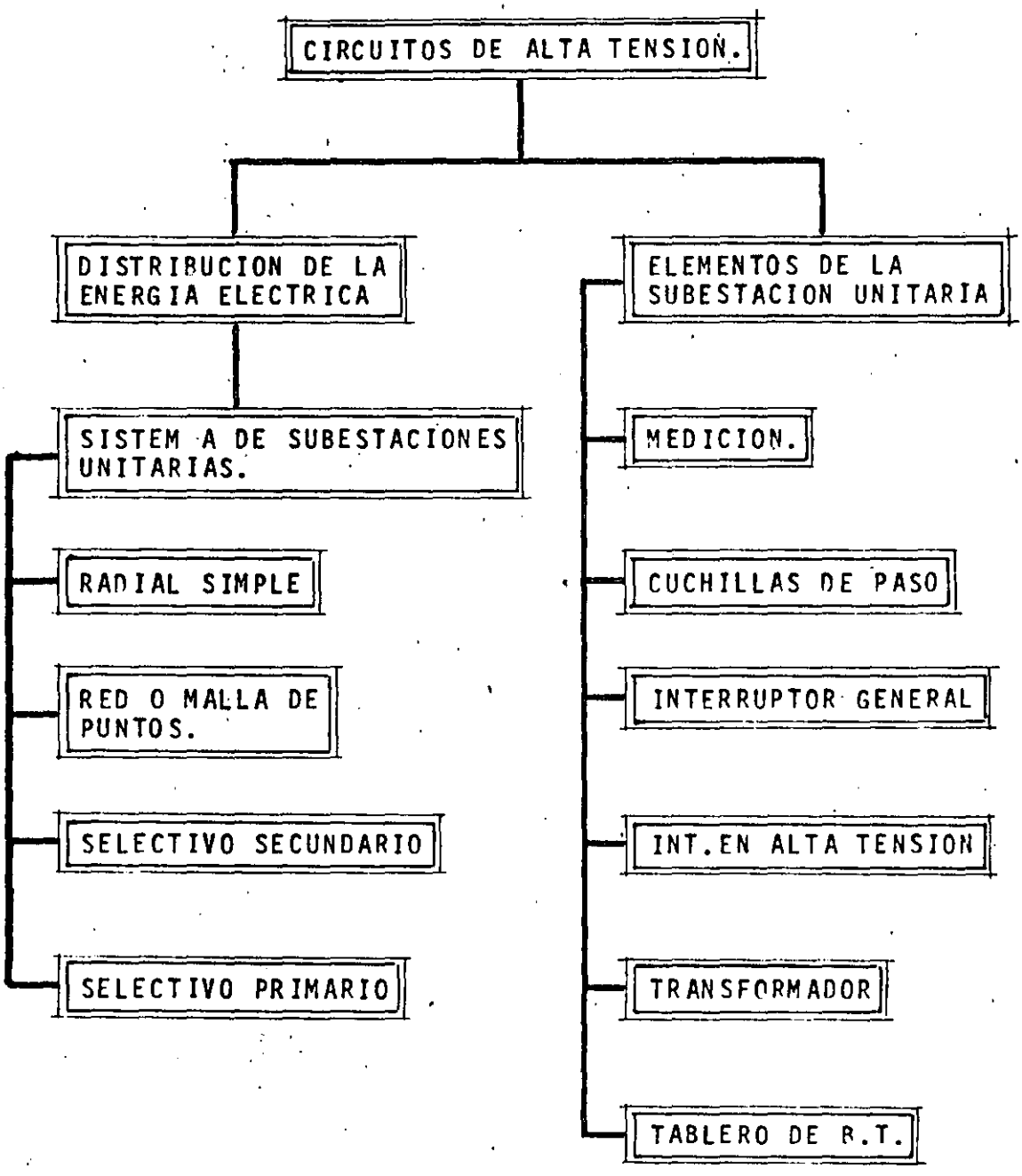

1
INVESTIGAR REQUERIMIENTOS DE OPERACION DE CADA CARGA.
SE TIENEN - CARGAS QUE REQUIEREN - ALIM. DE EMERGEN CIA?
SI
SE AGRUPAN ESTAS CARGAS - EN TABLEROS INDEPENDIENTES
NO
SE AGRUPAN CARGAS EN - SUBESTACIONES UNITARIAS TABLEROS DE DISTRIBUCION O CENTROS DE CONTROL DE MOTORES.
2

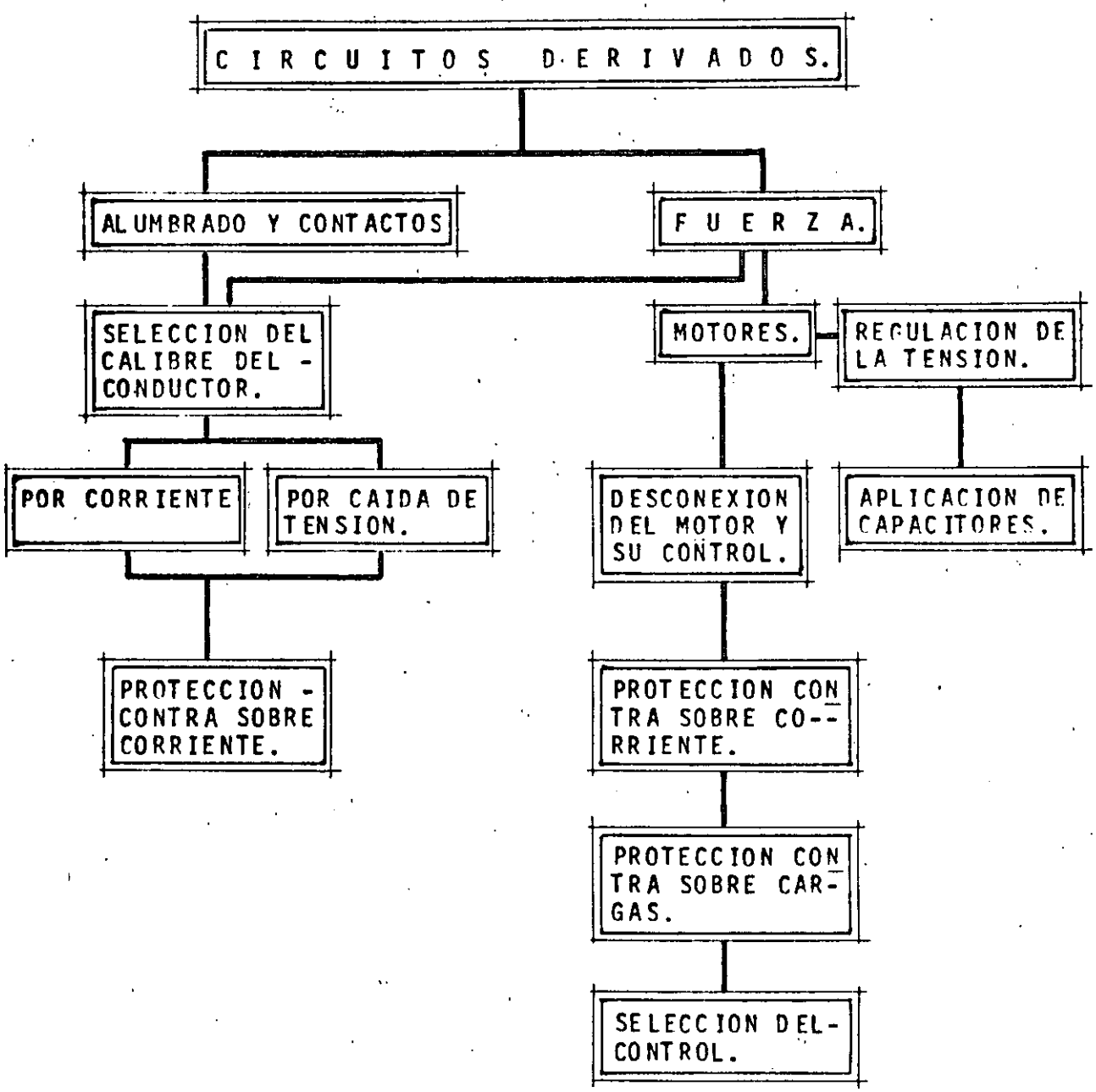

2
SE ELABORAN DIAGRAMAS UNIFILARES DE CADA UNA DE LAS SUBESTACIONES, DE LOS TABLEROS DE DISTRIBUCION Y DE LOS CCM'S.
VACIAR DATOS A PLANO DE D.U.
SE ELABORA UN DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL.
SE SELECCIONA EL ARREGLO, LA CAPACIDAD DE LAS SUBESTACIONES Y SU LOCALIZACION.
SE SELECCIONA LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE LAS PROTECCIONES.
SE ELABORAN ARREGLOS FISICOS DE LAS SUBESTACIONES, TABLEROS Y CCM'S
VACIAR DATOS A PLANOS DE S.E. Y ALIMENTACIONES.
3
3
SE ELABORAN LISTAS DE EQUIPO MAYOR Y ESPECIFICACIONES GENERALES. (SE'S Y TABLEROS)
VACIAR DATOS A PLANOS DE S.E. Y ALIMENTACIONES.
4

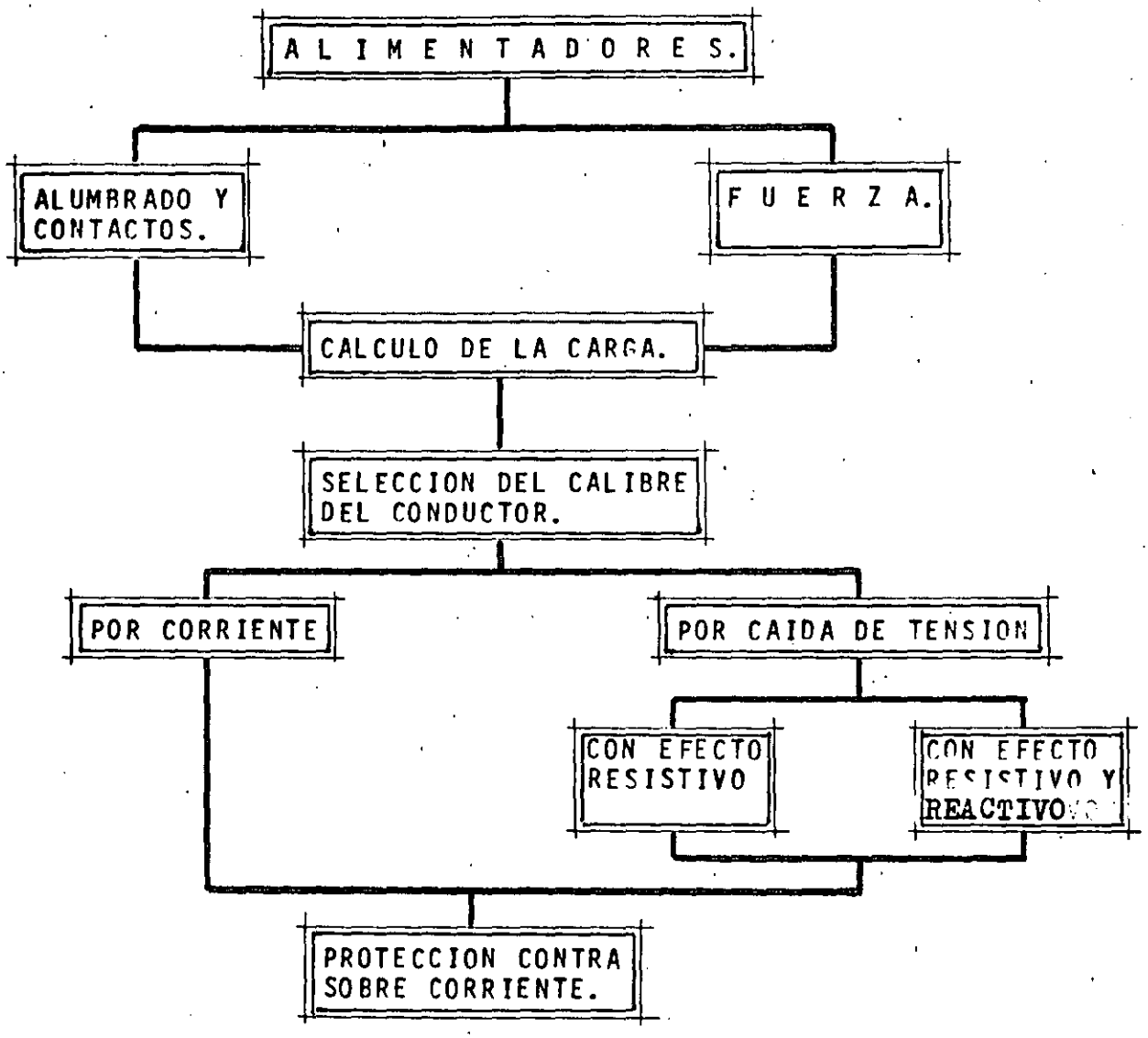

4
SELECCIONAR CIRCUITOS Y PLANTA DE EMERGENCIA.
VACIAR DATOS A PLANOS DE ALUMBRADO Y FUERZA
ELABORAR PROYECTOS DE CONTACTOS, ALUMBRADO Y FUERZA.
VACIAR DATOS A PLANO DE ALUMBRADO.
PROYECTAR SISTEMA DE TIERRAS Y PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS.
VACIAR DATOS A PLANO DE TIERRAS Y PARARRAYOS.
PROYECTAR INSTALACIONES DE SONIDO, TELEFONOS E INTERCOMUNICACION.
VACIAR DATOS A PLANO DE INSTALACIONES MENORES
PROYECTAR ALIMENTADORES Y CANALIZACIONES PRINCIPALES
VACIAR DATOS A PLANO DE ALIMENTACIONES DE FUERZA Y ALUMBRADO Y D.V.
ELABORAR LISTA DETALLADA DE EQUIPO Y MATERIALES Y ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO DE ALUMBRADO, FUERZA, CONTROL Y PROTECCION.
ESTIMAR EL COSTO DE LAS INSTALACIONES.

CIRCUITOS DE CONTROL




CIRCUITOS DE ALTA TENSION.
DISTRIBUCION DE LA ENERGIA ELECTRICA
ELEMENTOS DE LA SUBESTACION UNITARIA
SISTEM A DE SUBESTACIONES UNITARIAS.
RADIAL SIMPLE
RED O MALLA DE PUNTOS.
SELECTIVO SECUNDARIO
SELECTIVO PRIMARIO
MEDICION.
CUCHILLAS DE PASO
INTERRUPTOR GENERAL
INT.EN ALTA TENSION
TRANSFORMADOR
TABLERO DE B.T.


CIRCUITOS DERIVADOS.
ALUMBRADO Y CONTACTOS
FUERZA.
SELECCION DEL CALIBRE DEL - CONDUCTOR.
MOTORES.
REGULACION DE LA TENSION.
POR CORRIENTE
POR CAIDA DE TENSION.
DESCONEXION DEL MOTOR Y SU CONTROL.
APLICACION DE CAPACITORES.
PROTECCION - CONTRA SOBRE CORRIENTE.
PROTECCION CONTRA SOBRE CO-- RRIENTE.
PROTECCION CONTRA SOBRE CAR- GAS.
SELECCION DEL- CONTROL.


ALIMENTADORES.
ALUMBRADO Y CONTACTOS.
FUERZA.
CALCULO DE LA CARGA.
SELECCION DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR.
POR CORRIENTE
POR CAIDA DE TENSION
CON EFECTO RESISTIVO
CON EFECTO RESISTIVO Y REACTIVO
PROTECCION CONTRA SOBRE CORRIENTE.

ANALISIS COMPARATIVO DE INTERRUPTORES Y FUSIBLES.

INTERRUPTORES	FUSIBLES.
1.- Capacidad para cerrar con seguridad cualquier corriente de carga o circuito corto -- dentro de su capacidad momentánea.	Requiere el uso de un desconectador con carga y fusibles.
2.- Capacidad para abrir con seguridad cualquier corriente hasta su capacidad interruptiva.	Idem anterior.
3.- Interrumpe automáticamente - el flujo de corrientes anormales hasta su capacidad interruptiva.	Lo cumple con mayores toleran-- cias.
4.- Elimina operación monofásica.	No se cumple en algunos equipos
5.- Protecciones ajustables.	Protección fija.
6.- Operación eléctrica.- Para - control automático, control-remoto, circuitos auxiliares	No lo cumple.
7.- Amplia selección de características tiempo-corriente.	Uso restringido.
8.- Repetición de operaciones -- sin destruir el elemento interruptor.	Se destruye el elemento inte--- rruptor.
9.- Mismo grado de protección -- después de operar.	Puede cambiarse.
10.- Mínimo efecto de la temperatura ambiente.	Depende de las condiciones térmicas para activarse.
11.- Velocidad de operación moderada.- Facilita la coordinación de protecciones.	La mayoría de los fusibles operan con rapidez; recomendables - para circuitos derivados.
12.- Amplios rangos de corriente.	Capacidades limitadas por consideraciones térmicas. Los fusi-- bles requieren ventilación.

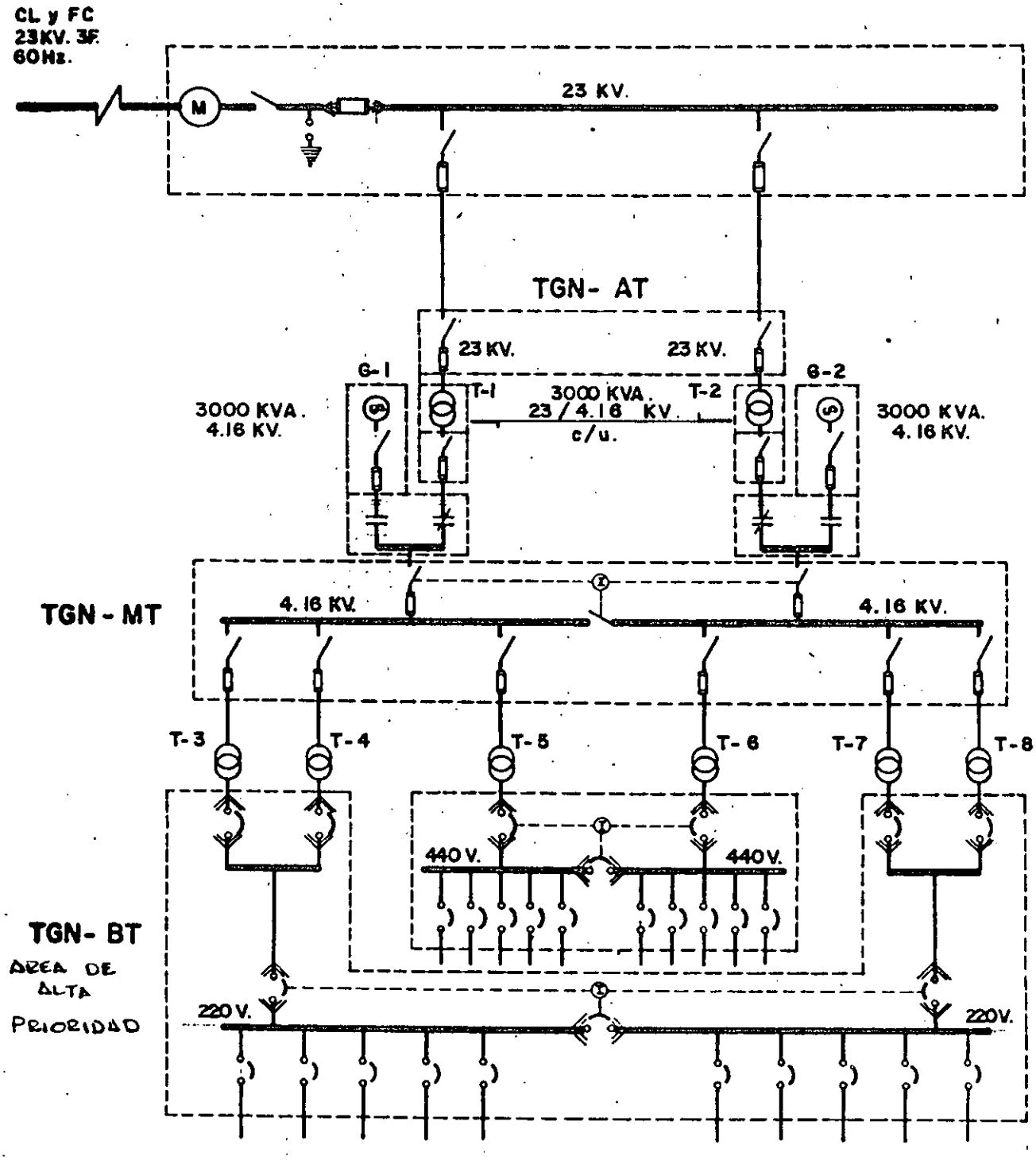
INTERRUPTORES	FUSIBLES.
13.- Mecánicamente complicados	Son más imples mecánicamen-- te.
14.- Son costosos.	Bajo costo.

2.2.- EJEMPLO

ANALISIS TECNICO ECONOMICO
A NIVEL DE ANTEPROYECTO.

2.2.1 Proyecto Original.

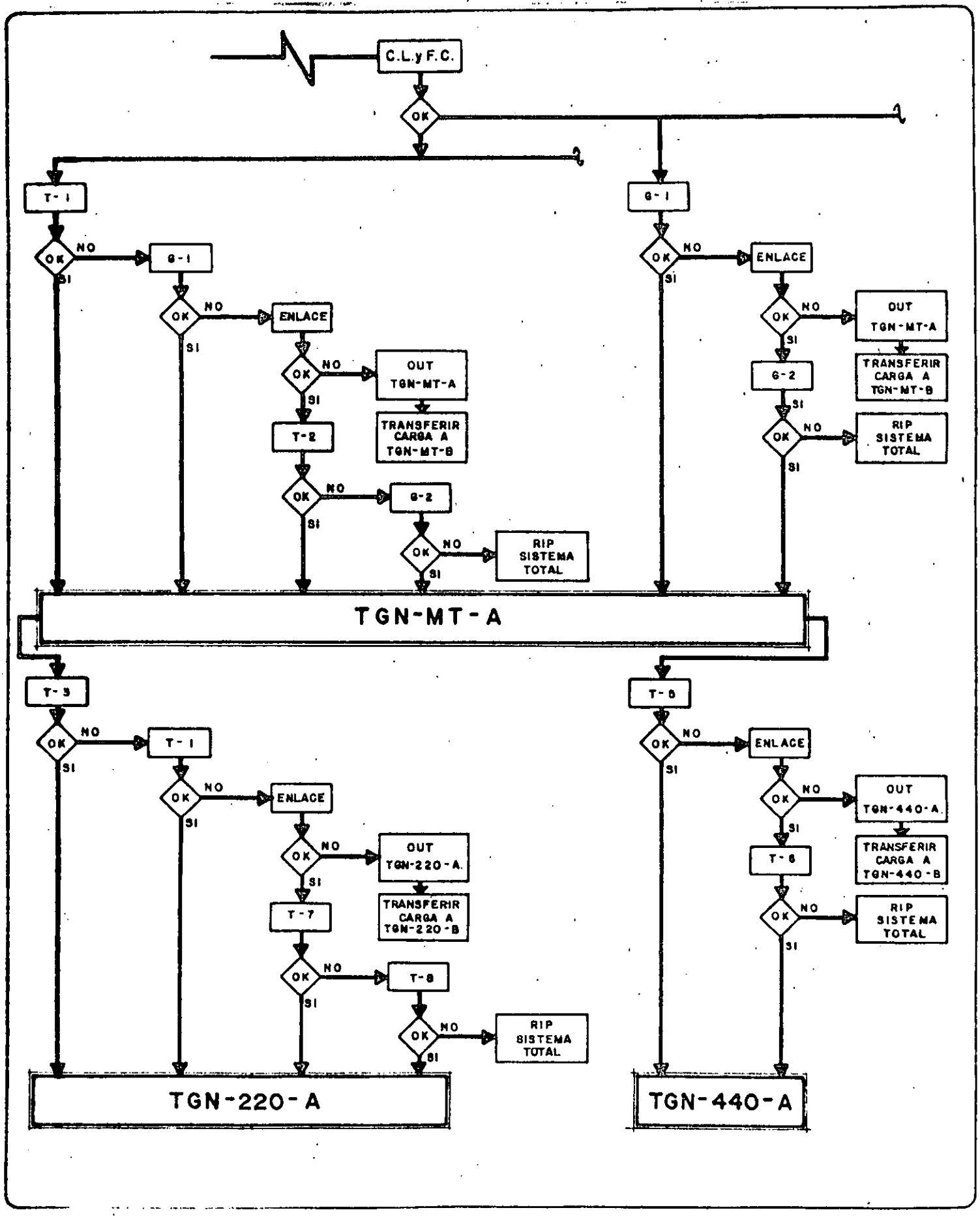
a) Diagrama Unifilar.



TRANSFORMADORES T-3 al T-8 , SON DE 1500 KVA.

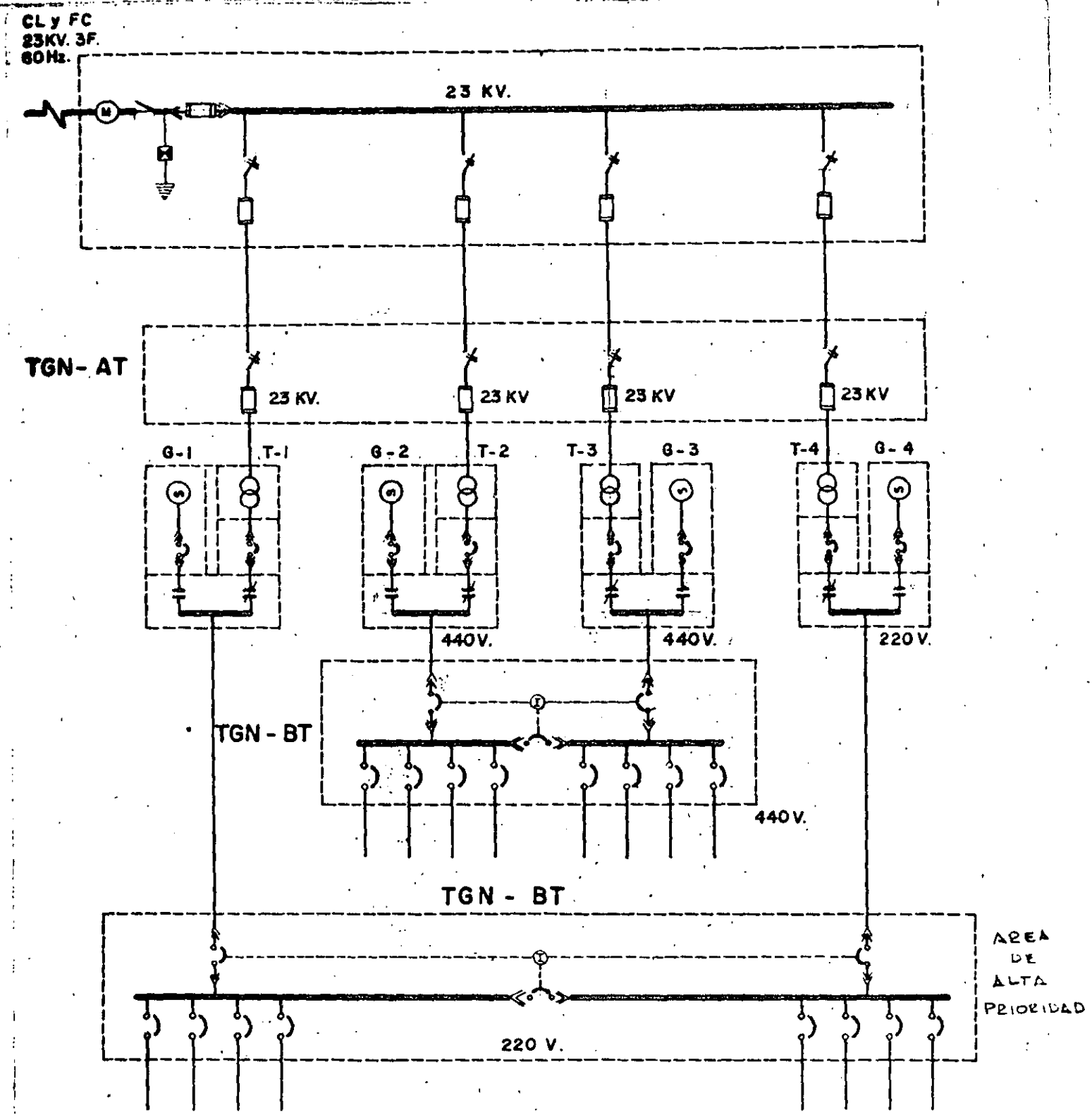
2.2.1. Proyecto Original.

b) Diagrama de Secuencia de Fallas.



2.2.2 Alternativa.

a) Diagrama Unifilar.

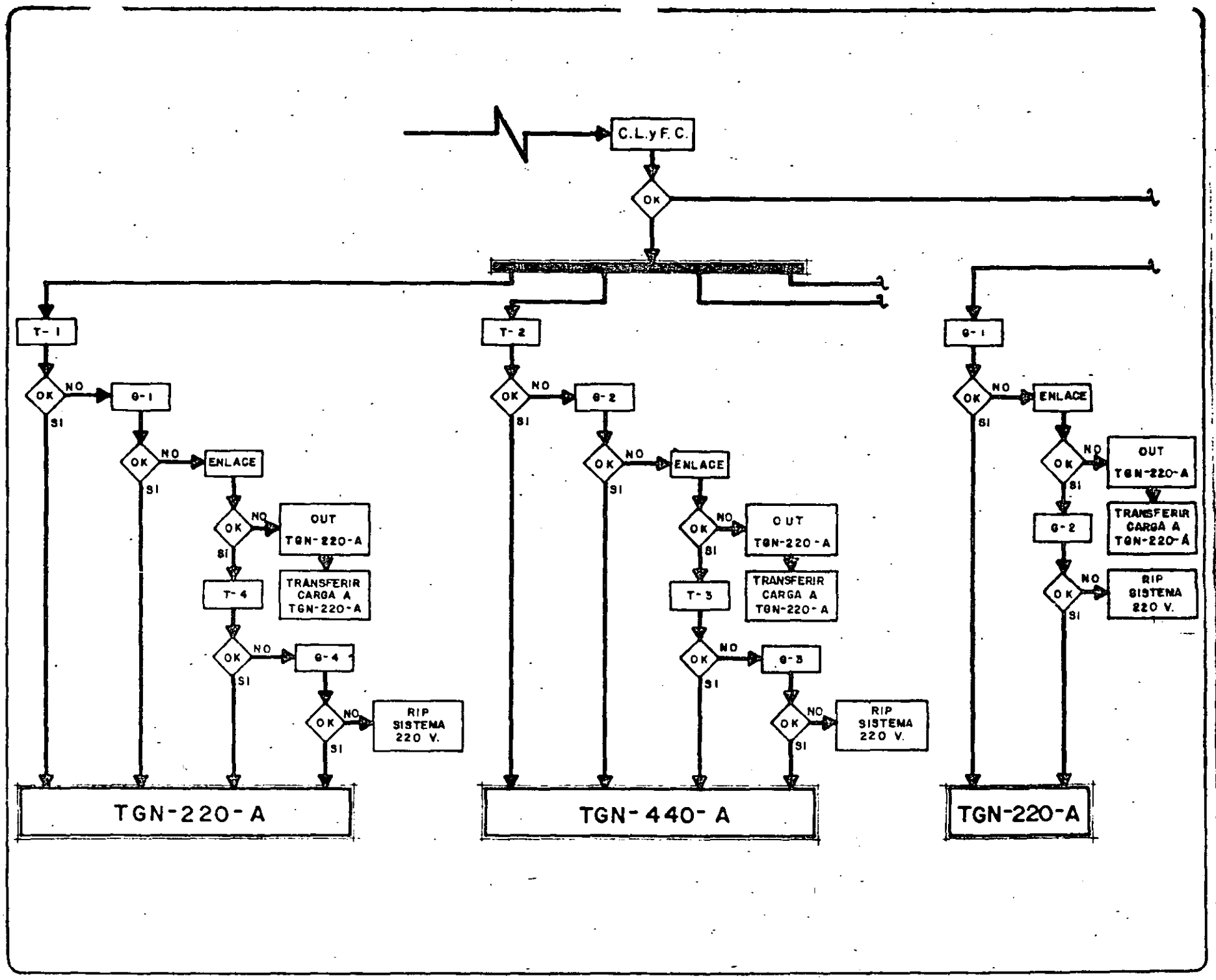


TRANSFORMADORES DE 1500 KVA. c/u.

GENERADORES DE 1500 KVA. c/u.

2.2.2 Alternativa.

b) Diagrama de Secuencia de Fallas.



2.2.3 Análisis Comparativo.

2.2.3.1 ANALISIS TECNICO...

a) CONFIABILIDAD.- *Continuidad en el servicio.*

		ORIGINAL			ALTERNATIVA		
EQUIPOS	IMPORTANCIA	CANTIDAD	CALIFICACIÓN %	TOTAL	CANTIDAD	CALIFICACIÓN %	TOTAL
TRANSFORMADORES	40	8 (15MVA)	50	20	4 (6MVA)	100	40
PROTECCIONES Y TRANSFERENCIAS							
23 KV		4	50	15	8	100	30
4.16 KV	30	11			No hay		
Transferencia		2 (4.16KV)			4 (BT)		
PLANTAS DE EMERGENCIA	25	2 (6 MVA)	100	25	4 (6MVA)	50	125
ALIMENTACIONES 23 KV.	5	2	100	5	4	50	2.5
T O T A L	100			65			85

2.2.3 Análisis Comparativo.

b) SEGURIDAD

EQUIPO	IMPORTANCIA	ORIGINAL CALIFICACION %	ORIGINAL TOTAL	ALTERNATIVA CALIFICACION %	ALTERNATIVA TOTAL
SISTEMA DE TIERRAS	30	85	25.5	70	21.0
TABLEROS BLINDADOS	10	0	0	30	3
EQUIPOS DE ALTA TENSION	10	100	10.0	50	5
OPERACION	50	50	25.0	100	50
T O T A L	100		60.5		79

2.2.3 Análisis Comparativo

c) *SIMPLICIDAD*

		ORIGINAL		ALTERNATIVA	
EQUIPO	IMPORTANCIA	CALIFICACION %	TOTAL	CALIFICACION %	TOTAL
OPERACION					
TRANSFORMADORES PLANTAS DE EMERGENCIA PROTECCIONES LINEAS DE ALIMENTACION	60	60	36	100	60
MANTENIMIENTO TRANSFORMADORES PLANTAS DE EMERGENCIA PROTECCIONES LINEAS DE ALIMENTACION	40	60	24	50	20
T O T A L	100		60		80

2.2.3 Análisis Comparativo

d) FLEXIBILIDAD

EQUIPOS	IMPORTANCIA	ORIGINAL		ALTERNATIVA	
		CALIFICACION	TOTAL	CALIFICACION	TOTAL
OPERACION TRANSFORMADORES PLANTAS DE EMERGENCIA PROTECCIONES LINEAS DE ALIMENTACION	60	100	60	100	60
MANTENIMIENTO TRANSFORMADORES PLANTA DE EMERGENCIA PROTECCIONES LINEAS DE ALIMENTACIONES	30	50	15	100	30
AMPLIACIONES MODIFICACIONES CARGA FUTURA	10	100	10	100	10
T O T A L	100	-	85	-	100

2.2.3 Análisis Comparativo.

2.2.3.2 ANALISIS ECONOMICO.- *Estimación de precio de Equipo* *

	ANTEPROYECTO ORIGINAL	ALTERNATIVA
TRANSFORMADORES	35	22
EQUIPO DE ALTA TENSION 23 KV	15	7
EQUIPO DE MEDIA TENSION 4.16 KV	29	-
EQUIPOS DE BAJA TENSION	40	37
SUBTOTAL	119	66
PLANTAS DE EMERGENCIA	482	527
T O T A L	601	593

* MILLONES DE PESOS.

EVALUACION		ANTE PROYECTO ORIGINAL.		ALTERNATIVA.	
EQUIPO	IMPORTANCIA	CALIFICACION %	TOTAL	CALIFICACION %	TOTAL
VARIOS	100	98	98	100	100

2.2.3 Análisis Comparativo

2.2.3.3 RESUMEN .

		ORIGINAL		ALTERNATIVA	
CONCEPTO	IMPORTANCIA	CALIFICACION %	TOTAL	CALIFICACION %	TOTAL
CONFIABILIDAD	35	65	23	85	30
ECONOMICO	20	98	19	100	20
SEGURIDAD	20	61	12	79	16
SIMPLICIDAD	15	60	9	80	12
FLEXIBILIDAD	10	85	9	100	10
TOTAL	100		72		88

2.2.4 Conclusiones

Acorde a la importancia y a la experiencia, los análisis cualitativo y cuantitativo de los factores y/o -- características del sistema eléctrico indicados, concluímos -- y recomendamos la transformación directa de 23000V a 440/220V. sin tensión intermedia.

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.

5.- MEMORIA DE CALCULO.

a).- CALCULO DE ILUMINACION.- METODO DEL LUMEN.

DEPARTAMENTO	Nivel de Ilum	Unidad Holophane Cat No.	DIMENSIONES (m)				AREA m^2	I.C	C.U.	F.M.	Lumens en Servicio	NUMERO DE UNIDADES						Ajuste "a"
			L	A	H	H_m						75W	100W	150W	200W	300W	500W	
Calib. e Inyectores.	200	684-AL	18.75	12.00	4.40	4.40	225.00	E.	0.61	0.85	87,000				26.4			24
Lavado de Piezas.	150	02480	12.00	6.25	4.40	4.40	75.00	H.	0.49	0.80	28,700				8.7			8
Lavado de Filtros.	150	684-AL	12.00	6.25	4.40	4.40	75.00	H.	0.53	0.85	25,000				7.6			8
Cobrería	150	684-AL	12.00	6.25	4.40	4.40	75.00	H.	0.53	0.85	25,000				7.6			8
Depto. de Aire.	150	684-AL	12.00	6.25	4.40	4.40	75.00	H.	0.53	0.85	25,000				7.6			8
Cuarto de Herramienta.	100	684-AL	12.00	4.25	4.40	4.40	51.00	I.	0.49	0.85	12,300				3.7			4
Oficina Almacenista.	175	S-5540	10.00	6.00	4.40	3.30	60.00	G.	0.49	0.80	26,700					5.3		6
Oficina Mayordomo.	175	S-5540	6.00	5.00	4.40	3.30	30.00	H.	0.45	0.80	14,600				4.4			4
Supte. Almacén.	100	615	15.50	12.00	4.40	3.50	186.00	D.	0.65	0.85	33,700			24.0				18
Pailería.	150	684-AL	12.00	5.00	4.40	4.40	60.00	J.	0.49	0.85	21.600					4.2		4
Carpintería y Pintura.	150	684-AL	6.00	5.00	4.40	4.40	30.00	I.	0.49	0.85	10,800					2.2		2
Baterías.	150	684-AL	12.50	12.00	4.40	4.40	150.00	F.	0.58	0.85	45,700					9.1		10
Equipo en Inspección.	200	685-AL	6.00	5.00	4.40	1.50	30.00	H.	0.51	0.85	11,400						1.5	2
Taller Eléctrico.	200	684-AL	16.00	10.00	4.40	4.40	160.00	F.	0.58	0.85	65,000					12.8		15
Oficina de Control.	175	S-5540	10.00	6.00	4.40	3.30	60.00	G.	0.49	0.80	26,700					5.3		6
Instrumentos Eléctricos	100	620	6.00	5.00	4.40	3.50	30.00	H.	0.51	0.80	7,350				2.2			2
Regaderas.	50	02470	6.00	5.00	4.40	3.50	30.00	H.	0.56	0.80	3,350		2.2					2
W.C.Lavabos,Mingitorios	50	615	12.00	5.00	4.40	3.50	60.00	G.	0.57	0.80	6,590			2.8				3
W. C. y Baños.	50	615	3.25	1.75	3.00	3.00	9.75	J.	0.40	0.80	1,520		1.0					1
Ofna.M. Mecánico	175	S-5540	6.50	6.00	4.40	3.30	39.00	H.	0.45	0.80	19.000					3.8		4
Ofna. Ing. Mecánico	175	S-5540	6.50	6.00	4.40	3.30	39.0	H.	0.45	0.80	19,000					3.8		4
Empleados.	100	615	6.50	6.00	4.40	3.55	39.0	H.	0.55	0.80	9,550			4.0				4
Pasillo. N-S	50	615	52.00	4.00	4.40	5.50	208.0	F.	0.57	0.80	22,800			9.5				10
Pasillo E-O	50	615	12.00	4.00	4.40	3.50	48.0	F.	0.57	0.80	5,300			2.2				3

Tabla No. 3

5.- MEMORIA DE CALCULO.

b1) - CALCULO DEL CENTRO DE CARGA

MOTOR Nº	H P	EJE X X'				EJE Y Y'			
		Signo	Bzo. de Pol.	Mom. (+)	Mom. (−)	Signo	Bzo. de Pol.	Mom. (+)	Mom. (−)
1	3	+	13.0	39.0		+	150.0	450.0	
2	3	+	13.0	39.0		+	150.0	450.0	
3	3	+	13.0	39.0		+	150.0	450.0	
4	3	+	13.0	39.0		+	150.0	450.0	
5	3	+	13.0	39.0		+	150.0	450.0	
6	3	+	13.0	39.0		+	150.0	450.0	
7	15	+	13.0	195.0		+	150.0	2,250.0	
8	75	−	6.0		450.0	+	130.0	9,750.0	
9	1	+	10.5	10.5		+	49.0	49.0	
10	2	+	8.8	17.6		+	49.0	98.0	
11	3	+	6.6	19.8		+	49.0	147.0	
12	4	+	5.2	20.8		+	49.0	196.0	
13	3	+	2.5	7.5		+	49.0	147.0	
14	7.1	+	1.4	10.0		+	41.0	291.1	
15	1/2	+	5.8	2.9		+	43.8	21.9	
16	1/16		0	−		+	34.3	2.1	
17	5	+	2.0	10.0		+	36.0	180.0	
18	5	+	4.0	20.0		+	36.2	131.0	
19	5	+	1.0	5.0		+	29.0	145.0	
20	1/2	+	6.3	3.2		+	21.0	14.0	
21	1/4		0	−		+	27.2	6.8	
22	11/2	+	1.5	2.3		+	23.0	30.5	
23	1	+	1.5	1.5		+	23.0	23.0	
24	11/2	+	1.5	2.3		+	23.0	30.5	
25	1	+	1.5	1.5		+	23.0	23.0	
26	5	+	10.8	54.0		−	21.8		109.0.
27	30	+	11.0	330.0		−	37.3		1119.0
28	19.24KW			−	−		−	−	−
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	0.9	−	4.5		4.1	−	49.0		44.1
33	1/4	−	9.4		2.4	−	49.5		12.4
34	80W		−	−	−			−	−
35	3	+	17.0	51.0		+	4.0	12.0	
36	3	+	24.0	72.0		+	4.0	12.0	
37	3	+	33.0	99.0		+	4.0	12.0	
38	3	+	44.0	132.0		+	4.0	12.0	
39	1/2	+	20.4	10.2			−	−	−
40	1	+	20.4	20.4			−	−	−
41	2	+	20.4	40.8			−	−	−
42	1/2	+	35.6	17.8			−	−	−
43	1	+	35.6	35.6			−	−	−
44	2	+	35.6	71.2			−	−	−
45	1/4	+	62.6	15.7		+	47.6	11.9	
46	15	+	63.0	945.0			[illegible]		
47	1/4	+	63.00	15.8			[illegible]		
48	1	+	64.0	64.0		+	47.0	47.0	

5.- MEMORIA DE CALCULO.

b2) CALCULO DEL CENTRO DE CARGA

MOTOR Nº	HP	EJE X X'				EJE Y Y'			
		Signo	Dzo. de Pol.	Momento (+)	Mom. (−)	Signo	Dzo. de Pol.	Momento (+)	Momento (−)
49	1	+	64.0	64.0		+	4[illegible].9	40.9	
50	1	+	64.0	64.0		+	3[illegible].7	34.7	
51	1/2	+	64.0	37.0		+	2[illegible].4	14.2	
52	1/2	+	64.0	32.0		+	1[illegible].8	7.9	
53	1/2	+	64.0	32.0		+	[illegible].5	1.8	
54	1	+	62.0	186.0		−	5.0		15.0
55	1/4	+	62.0	15.5		−	[illegible].0		1.1
56	71/2	+	64.5	483.8		+	[illegible].5	33.8	
57	71/2	+	64.0	480.0		−	[illegible].5		61.8
58	1/2	+	64.0	32.0		−	1[illegible].7		7.9
59	2	+	64.0	128.0		−	2[illegible].0		44.0
60	1/2	+	75.0	37.5		−	37.6		18.8
61	30	+	55.0	1,650.0				−	−
62	15	+	55.0	825.0				−	−
63	20	+	55.0	1,100.0				−	−
64	5	+	55.0	275.0				−	−
65	1/4	+	56.5	42.4		−	3[illegible].7		23.0
66	30	+	56.5	1,695.0		−	3[illegible].7		921.0
67	1/2	+	72.0	36.0		−	3[illegible].7		15.4
68	3	+	9.5	28.5		−	2[illegible].5		205.5
69	11/2	+	9.5	14.3		−	6[illegible].5		93.8
70	1/4	+	10.0	2.5		−	6[illegible].5		15.7
71	2	+	9.0	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		−	4[illegible].0		67.5
76	1/2	+	13.4	6.7		+	[illegible].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
	375.21	+	25.5	9,575.37		+	3[illegible].4	12,137.24	
A	31.5KW	+	45.0	1,417.5		−	2[illegible].10		885.1
B	31.5	+	45.0	1,417.5		+	2[illegible].10	885.15	
C	28.9	+	28.5	823.7		−	24.80		716.7
D	28.9	+	28.5	823.7		+	24.80	716.7	
E	28.9	+	0	0		−	28.80		832.3
F	17.0	+	13.0	221.0		+	24.50	416.5	
G	19.15	+	12.0	229.8		+	1.80	34.5	
a	8.4	+	45.0	170.0		−	28.10		236.0
b	9.3	+	45.0	418.5		+	28.10	261.3	
c	27.8	+	28.5	792.3		−	24.80		689.4
d	26.4	+	28.5	752.4		+	24.80	654.7	
e	13.2	+	0	0		−	28.80		380.2
f	7.85	+	5.5	43.2		+	25.10	197.0	
		+		7,309.60		+		3,165.85	3,748.7
	278.80	+	26.2	7,309.60		−	2.1		582.9

5.- MEMORIA DE CALCULO.

C1)- DISTRIBUCION GENERAL

A L U M B R A D O													
ALIM Nº	KW			Amps.	COND. Nº	L(m)	r(Ω/Km)	r'Ω			T. cond mm.	e_f	$e_{\%}$
A	31.50			82.6	3/0	75	0.2028	15.4×10^{-3}			51	2.20	1.00
a	8.40			22.0	2	75	0.5127	38.4×10^{-3}			31	1.46	0.66
B	31.50			82.6	1/0	43	0.3224	13.9×10^{-3}			51	1.99	0.90
b	9.30			24.4	4	43	0.8152	35.1×10^{-3}			31	1.48	0.67
C	28.90			76.0	1/0	47	0.3224	15.3×10^{-3}			51	2.01	0.92
c	27.80			73.0	1/0	47	0.3224	15.3×10^{-3}			51	1.93	0.88
D	28.90			76.0	2	16	0.5127	8.2×10^{-3}			31	1.16	0.49
d	26.40			69.4	4	16	0.8152	13.0×10^{-3}			31	1.56	0.71
E	28.90			76.0	3/0	85	0.2028	17.2×10^{-3}			51	2.26	1.05
e	13.20			34.7	1/0	85	0.3224	27.4×10^{-3}			51	1.65	0.75
F	17.00			44.7	4	34	0.8152	27.7×10^{-3}			31	2.11	0.96
f	7.85			20.3	6	40	1.2960	51.8×10^{-3}			25	1.85	0.84
G	19.15			50.3	2	40	0.5127	20.5×10^{-3}			31	1.78	0.81

C2)- DISTRIBUCION GENERAL

FUERZA													
ALIM. Nº	125 I_M	$I_{\Sigma m}$	F.D.	I_T	COND. Nº	L(m)	r(Ω/Km)	r' Ω	x(Ω/Km)	x' Ω	T. Cond. mm.	e_f	$e_{\%}$
F 1	49.80	53.52	1.00	103.32	4/0	190	0.1608	30.6×10^{-3}	0.1276	24.2×10^{-3}	64	6.98	3.17
F 2	223.00		1.00	223.00	500 MCM	160	0.0680	10.9×10^{-3}	0.1150	18.4×10^{-3}	75	8.21	3.73
F 3	37.50	55.34	0.75	79.00	2	60	0.5127	35.8×10^{-3}			31	4.90	2.23
F 4	18.70	51.60	0.75	57.40	6	26	1.2960	33.3×10^{-3}			25	3.35	1.52
F'4	18.70	36.00	0.80	47.50	6	20	1.2960	25.9×10^{-3}			25	2.13	0.97
F 5	91.80		1.00	91.80	2	85	0.5127	43.5×10^{-3}			31	6.90	3.13
F'6	4.37	7.80	1.00	12.17	8	106	2.0610	218.0×10^{-3}			19	4.66	2.13
F"6	11.45	52.25	0.50	37.57	8	20	2.0610	41.2×10^{-3}			19	2.52	1.15
F 7	50.00	20.50	0.75	65.38	4	55	0.8152	44.8×10^{-3}			31	5.07	2.30
F 8	25.40	35.92	0.75	55.04	4	78	0.8152	63.7×10^{-3}			31	6.05	2.74
F 9	96.20	106.00	0.50	149.20	3/0	35	0.2028	7.1×10^{-3}			51	1.83	0.83
F 10	96.50	3.90	1.00	100.40	1/0	75	0.3224	24.2×10^{-3}			51	4.19	1.90
F 11	23.70	58.50	0.70	64.65	2	115	0.5127	59.0×10^{-3}			31	6.60	3.00
F 12	65.00		1.00	65.00	2	130	0.5127	61.8×10^{-3}			31	7.51	3.42
F 13	65.00		1.00	65.00	4	85	0.8152	69.2×10^{-3}			31	7.80	3.55
D.B.	65.00		1.00	65.00	4						31		

FECHA : _____
OBRA : _____

TABLERO: _____

LOCALIZADO EN : _____
ALIMENTADO DE : _____

A _____m. de longitud _____F, _____ H, _____V _____caída de tensión.

CORRIENTE DE REGIMEN

CARGA CONECTADA _____X FACTOR_____=____Demanda máxima.

Motor Mayor.	_____	A X 1.25	=	_____	A
Suma otros motores.	_____	A X ____demanda	=	_____	A
Reserva.	_____	A X 1	=	_____	A
T o t a l.	_____	A	=	_____	A= Ic

PROTECCION

Protección del Motor Mayor.	_____	A	
Suma otros motores.	_____	A	(demanda)
Reserva.	_____	A	
T o t a l.	_____	A	
INTERRUPTOR PRINCIPAL	_____	A	

CALCULO DEL ALIMENTADOR.

A).- POR DENSIDAD DE CORRIENTE:

. CORRECCION POR AGRUPAMIENTO Y TEMPERATURA.

.FACTOR DE AGRUPAMIENTO. FA= _____

.FACTOR DE TEMPERATURA. FT= _____

.CORRIENTE EQUIVALENTE. $=I'=\frac{I}{FA\ FT}=$ _____= A

.CONDUCTOR POR DENSIDAD DE CORRIENTE: _____ AWG. AISLAMIENTO THW QUE TIENE UNA CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE DE _____ A (PARA____ A ____CONDUCTORES).

B).- POR CAIDA DE VOLTAJE POR RESISTENCIA.

.EN CIRCUITO DERIVADO.	_____ %	MAXIMO _____ %
.EN SUBALIMENTADOR.	_____ %	
.EN SUBALIMENTADOR.	_____ %	MAXIMO _____ %
.EN ALIMENTADOR.	_____ %	
T O T A L.	_____ %	MAXIMO _____ %

CALCULO DE LA SECCION POR CAIDA DE TENSION (_____%).

$$S = \frac{LI}{E.e\%} = \_\_\_\_\_ = \quad mm^2 = \_\_\_\_\_$$

$$e\% = \frac{LI}{E.S} = \_\_\_\_\_ = \quad \%$$

CONDUCTOR ESCOGIDO _____ AWG.

.POR DENSIDAD DE CORRIENTE _____ AWG.

. POR CAIDA DE VOLTAJE. _____ AWG.

ALIMENTADOR.

.CONDUCTORES.

C).- .POR CAIDA DE VOLTAJE POR REACTANCIA.

- DE TABLAS Z= _____ Ω/m

.CAIDA DE TENSION POR REACTANCIA.

- e% = _____ X 100
- e% = _____ X100 = %

- SI NO ESTA DENTRO DE LA CAIDA MAXIMA PERMISIBLE.
  - CONDUCTOR POR CONSIDERARSE _____
  - DE TABLAS (KNOLWTON) Z = _____ Ω/m.

.CAIDA DE TENSION POR REACTANCIA.

- e% = _____ X 100 = %

.SELECCION DEL CONDUCTOR

	CONDUCTORES	CANALIZACION
A).- POR DENSIDAD DE CORRIENTE	_____	_____
B).- POR RESISTENCIA	_____	_____
C).- POR REACTANCIA	_____	_____

6.2 INFORMACION NECESARIA EN PLANOS DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES.

P L A N O.	SIMBOLOGIA	VISTA PLANTA	CORTES	CUADRO CARGAS	CROQUIS LOCALIZ.	DETALLES	INDIC. REVIS.	PLANOS RELAC.
DIAGRAMA UNIFILAR	X					X	X	X
ALUMBRADO Y CONTACTOS	X	X	X	X	X	X(1)	X	X
DISTRIBUCION DE FUERZA	X	X	X	X	X	X	X	X
SISTEMAS DE DISTRIBUCION	X	X				X	X	X
PLANTA DE EMERGENCIA	X	X	X		X	X	X	X
SUBESTACION ELECTRICA	X	X	X		X		X	X
SISTEMAS DE TIERRAS	X	X			X	X	X	X
PARARRAYOS	X	X	X			X	X	
INSTALACIONES MENORES	X	X					X	

(1) REQUIERE DIAGRAMA TRIFILAR Y BALANCEO DE FASES.

7.- RELACION DE EQUIPO, MATERIALES Y ESTIMACION DEL COSTO.

a) LISTA DE EQUIPO.

DEBE CONTENER:

- DESCRIPCION DETALLADA DE CADA UNO DE LOS EQUIPOS Y MATERIALES NECESARIOS PARA EFECTUAR LA INSTALACION. DEBE ESTAR ACOMPAÑADA DE ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO MAS COSTOSO (TRANSFORMADORES, TABLEROS, PLANTA DE EMERGENCIA, ETC.).
- EL NUMERO DE UNIDADES DE CADA EQUIPO Y/o MATERIAL.
- ESPACIOS PARA ANOTAR OBSERVACIONES EN LA ADQUISICION DE ESTOS EQUIPOS Y MATERIALES.
- CUADRO PARA ANOTAR REVISIONES.

OBRA		HOJA No. 34
RELACION DE CONCEPTOS	INSTALACION	FECHA

PARTIDA	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	IMPORTE
	SUBESTACION ELECTRICA TIPO COMPACTO,- montaje autosoportado. para servicio NEMA -- KV. con barras generales de , -- A normales, 3 fases, 3 - hilos, 60 Hz.para soportar- esfuerzos de circuito corto de MVA simétricos en - KV. deberá contar con barra de tierra a lo largo de las 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, tendrán ventanas - con cristal inastillable para soportar sobre presiones internas eventuales hasta - de 0.42 Kg/cm^2. para observar su interior. El acabado será con un tratamiento previo de desengrasado y - , pintura anticorrosiva y pintura de color , la Subestación estará formada por los si--- guientes gabinetes de --- :				
	Pza.- Gabinete para- contener el equipo de medición de la compañía suministradora de energía; con placa lateral desmontable.				
	Pza.- Gabinete para- cuchilla de servicio A, KV. catálogo , 3- polos, un tiro, operación - sin carga, por medio de palanca desde el frente del -				

PARTIDA	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	IMPORTE
	gabinete, con portacandado- en las posiciones abierto - cerrado y con bloqueo mecánico que impida su apertura - si antes no se desconecta - el seccionador principal.				
	Pza.- Gabinete para interruptor principal -- A, KV., Catálogo . -- , tres polos, un tiro,- operación con carga por medio de palanca desde el - - frente del gabinete; provisto con lo necesario para la instalación de tres fusi--- bles limitadores de corriente de MVA de capacidad interruptiva simétrica a KV., marca , equipado con dispositivo para disparar tripolarmente el interruptor cuando opera alguno de los fusibles;con seguro- mecánico para evitar abrir- la puerta si no está desco- nectado el interruptor;con- un juego de apartarrayos autovalvulares, para opera--- ción a m.s.n.m. para - sistema con neutro sólida-- mente conectado a tierra, - KV, marca Cat. -				
	Pza.- Gabinete para- interruptor derivado A., KV. catálogo , 3 - polos, un tiro, operación - con carga por medio de pa-- lanca desde el frente del - gabinete; provisto con lo - necesario para la instala-- ción de tres fusibles limi- tadores de corriente de MVA. de capacidad interruptiva simétrica a KV. marca , equipado para -- disparar tripolarmente el -				

PARTIDA	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	IMPORTE
	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 de acoplamiento a transformador, con las barras y soportes necesarios para conectar con las terminales de KV. del transformador.				
	Fusibles limitadores de corriente MVA, de capacidad interruptiva simétrica a KV. marca de: A, Pza. Cat. A, Pza. Cat. A, Pza. Cat. A, Pza. Cat. A, Pza. Cat.				
	La subestación será probada de acuerdo a normas 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.			
	Pza.- Gabinete de cuchillas de prueba a base de 3 juegos de cuchillas A, KV, catálogo , tres polos, un tiro, operació sin carga por medio de volante desde el frente del gabinete.				

SUBESTACION ELECTRICA TIPO COMPACTA.

2 NOMENCLATURA DE LA SUBESTACION.

3. Servicio: Interior ( ) Exterior ( )

4 NEMA:

1.- Servicios generales ( )
2.- A prueba de goteo ( )
3.- Servicio intemperie ( )
3R.- A prueba de lluvia ( )
4.- Hermético al agua y el polvo. ( )
4X.- Hermético al agua, polvo y resistente a la corrosión. ( )
5.- Hermético al polvo. ( )
12.- Uso industrial, hermético al polvo y al goteo. ( )

5 Clase de aislamiento: 7.5KV ( ) 25KV ( ) KV ( )
15KV ( ) 345KV ( )

6 Barras Generales: Material: Cobre electrolítico ( )
Aluminio ( )

7 Capacidad: 400A ( ) 800A ( ) A ( )
600A ( ) 1200A ( )

8 Capacidad de circuito corto.- Investigar o calcular capacidad a la tensión de servicio 1000 MVA a 23 KV

9 Tratamiento: bonderizado ( )
tropicalizado ( )

10 Color: Para interior: gris claro ANSI 61 ( )
" exterior: gris azul ANSI 24 ( )
otros: verde claro ( )

11 Información para construcción: De izquierda a derecha ( )
De derecha a izquierda ( )
Otros ( )

11A Gabinete de medición: 1 Pza ( )

12 Gabinete para cuchilla de servicio: 1 Pza. ( )

13 Dar número de gabinete.

15 Dar número de gabinete

16 Cuchilla de servicio 400A ( ) 7.5KV
600A ( ) 15 KV
A ( ) 23 KV
KV

Catálogo: Siemens, Elmex.

18 Dar número de gabinete.

19 Interruptor principal: 400A ( ) 600A ( ) ____A ( )
7.5KV ( ) 15KV ( ) ____KV ( )

Catálogo Siemens _____
Elmex _____
_____ _____

20 Fusibles limitadores de corriente:
MVA a KV, marca

21 Apartarrayos: Para operar a _____ m.s.n.m., _____ KV
marca _____ Catálogo _____

24 Interruptor derivado:

Corriente nominal- 400A.- Gabinete No. _____
600A.- " " _____
____A.- " " _____

KV: 75KV ( ) 15KV ( ) 23KV ( ) ____KV ( )

Catálogo: Siemens _____
Elmex _____
_____ _____

28 Gabinete de acloylamiento: 7.5KV ( ) 23KV ( )
15 KV ( ) ____KV ( )

29 Fusibles _____A, _____ Pza; Cat. _____
30 " _____A, _____ Pza; Cat. _____
31 " _____A, _____ Pza; Cat. _____
32 " _____A, _____ Pza; Cat. _____
33 " _____A, _____ Pza; Cat. _____

34 NORMAS: NEMA ( )
ANSI ( )
CCONNIE ( )

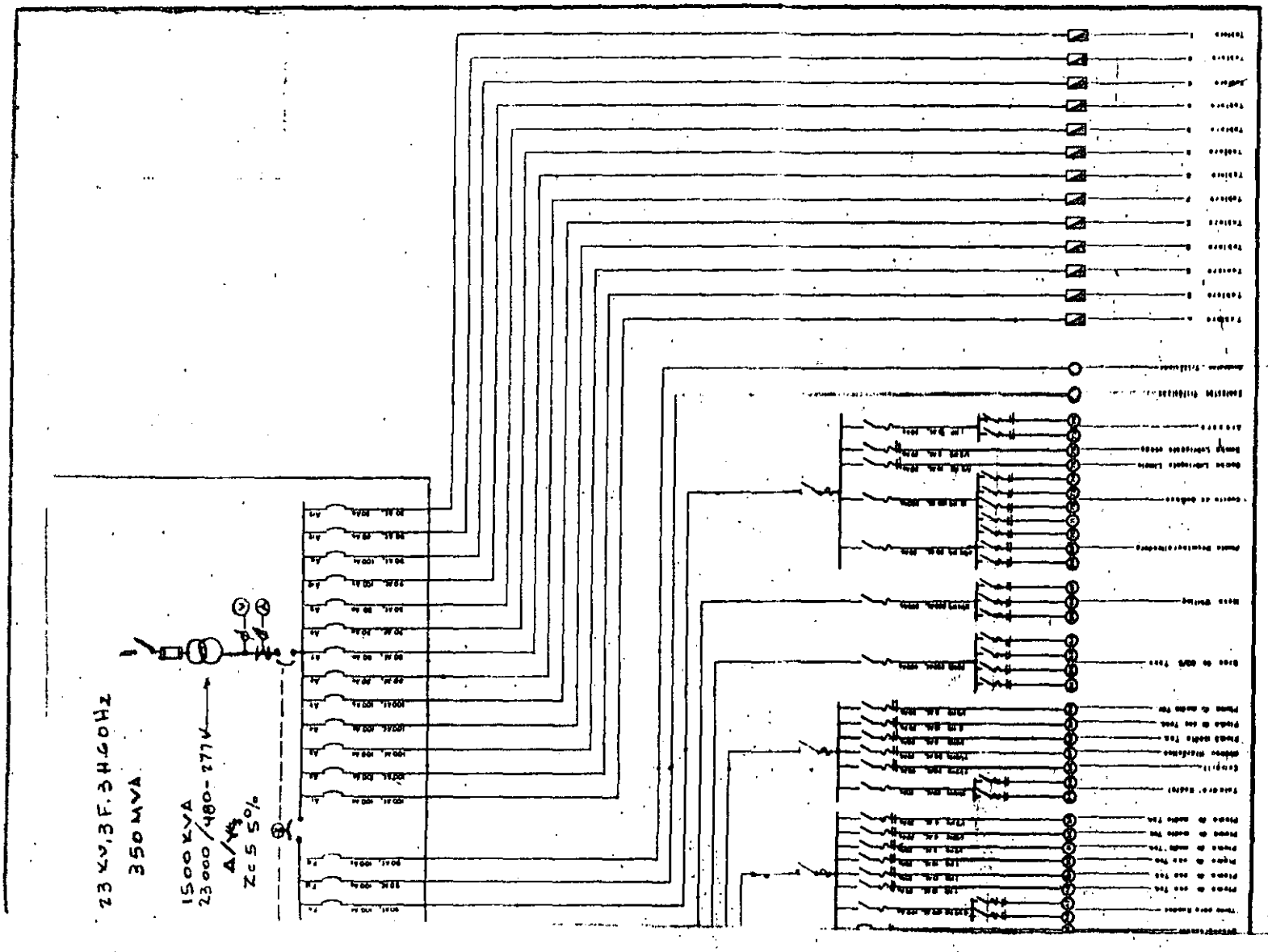
PARTIDA	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	IMPORTE
	PARTIDA 1. SUBESTACION ELECTRICA AIRE ACONDICIONADO. SUBESTACION ELECTRICA RECEPTORA "SERAA", tipo compacto montaje autosoportado para servicio interior, NEMA-1, 25 KV. con barras generales de cobre electrolítico-400A. normales, 3 fases, 3-hilos 60 Hz. para soportar-esfuerzos de circuito corto de 1000 MVAS en 23 KV., deberá contar con barra de -- tierra lo largo de las celdas. Construída en secciones de lámina rolada en - - frío calibre 12, acoplados-entre sí por medio de tornillería; la operación de los equipos se hará por el frente sin abrir las puertas, - las cuales serán embisagradas provistas de manijas de aluminio, chapas y llave, - tendrán ventanas con cristal inastillable para soportar-sobrepresiones internas e-- ventuales de hasta 0.42 Kg/ cm^2. para observar su interior. El acabado será con un tratamiento previo de desgrasado y bonderizado, pintura - anticorrosiva y pintura de-color verde claro. La Subestación estará formada por los siguientes gabinetes de izquierda a dere-- cha. 3 Pzas. Gabinete No. 8,9 y-10 para interruptor derivado, 400A.23KV., Cat.II 2400 3 polos, 1 tiro, operación-				

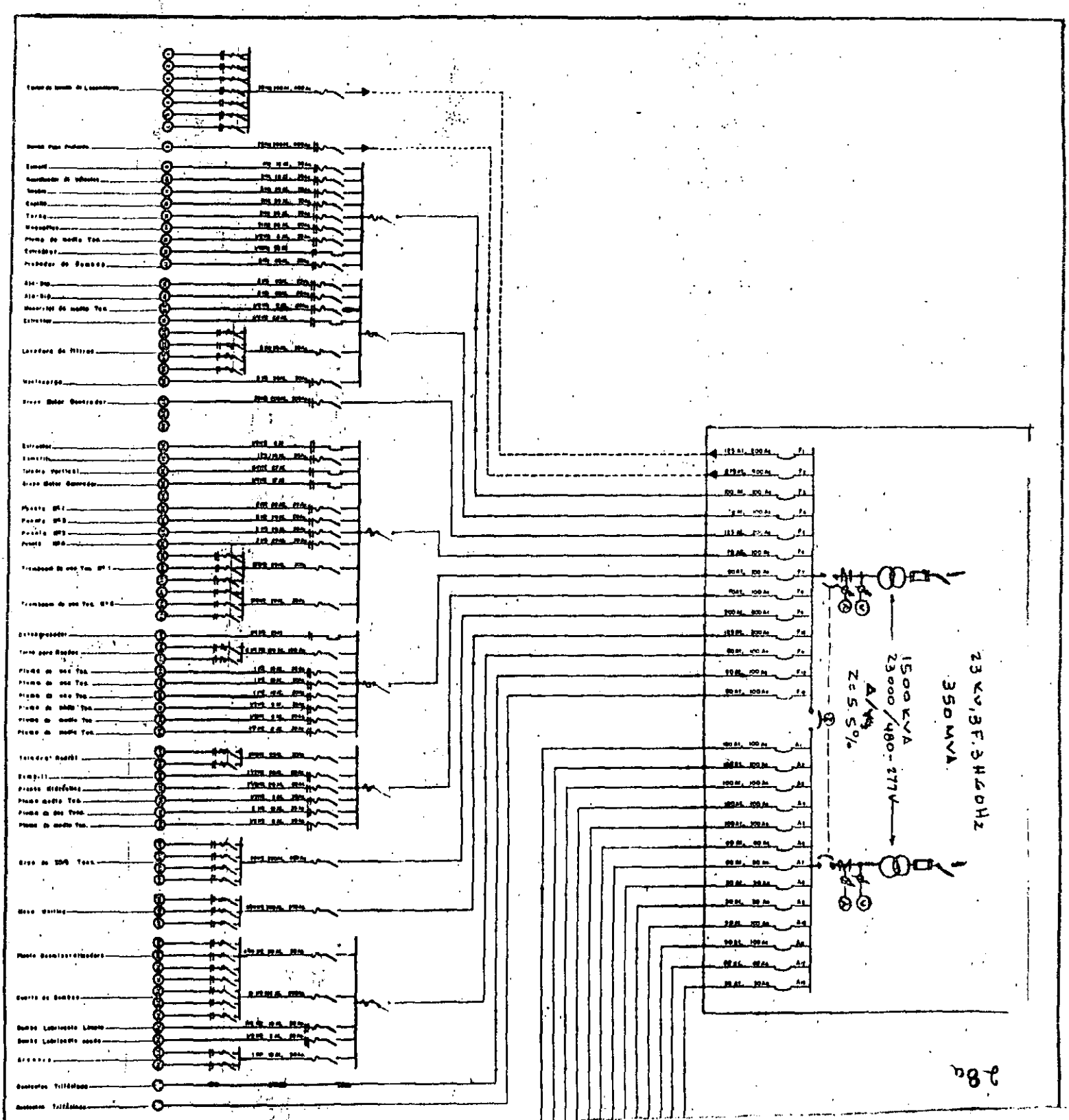
ARTIDA	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	IMPORTE
	con carga por medio de palanca desde el frente del Gabinete; provisto con lo necesario para la instalación de tres fusibles limitadores de corriente de 800 MVA a 24 KV, marca ELMEX equipado para disparar tripolarmente el interruptor cuando opera algunos de los fusibles. Con seguro mecánico para evitar abrir la puerta sino está desconectado el interruptor.				
	1 Pza. placa lateral desmontable.				
	Fusibles limitadores de corriente 800 MVA de capacidad interruptiva simétrica a 24 KV. marca ELMEX de:				
	Fusibles de 100A, 12 Pzas.- Cat. FE-24100.				
	La Subestación será probada de acuerdo a normas NEMA lo requerido en el Reglamento de Instalaciones Eléctricas y sus Normas Técnicas en vigor y garantizada por un año contra todo defecto de manufactura.	Pza.	1		879,873.00
	Estas tres celuas irán acopladas mecánica y eléctricamente a Subestación existente marca SIEMENS, por lo que se deberá incluir todo lo necesario para su acoplamiento.	Lote	1		30,000.00
	VARIOS DE SUBESTACION:				
	Tarima aislante de 0.5x1.0m con marco de madera ensamblada sin partes metálicas				

PARTIDA	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	IMPORTE
	soportadas con aisladores - para 23KV. insertados con - espiga de madera con tapete de hule estriado, pegado -- con adhesivo y barnizadas - con barniz a prueba de aqua.	Pza.	4	1,942.50	7,770.00
	TOTAL DE MATERIALES				917,643.00
	MANO DE OBRA:				23,320.00
	VARIOS Y MATERIALES MENORES:				44,964.50

6.- PLANOS.

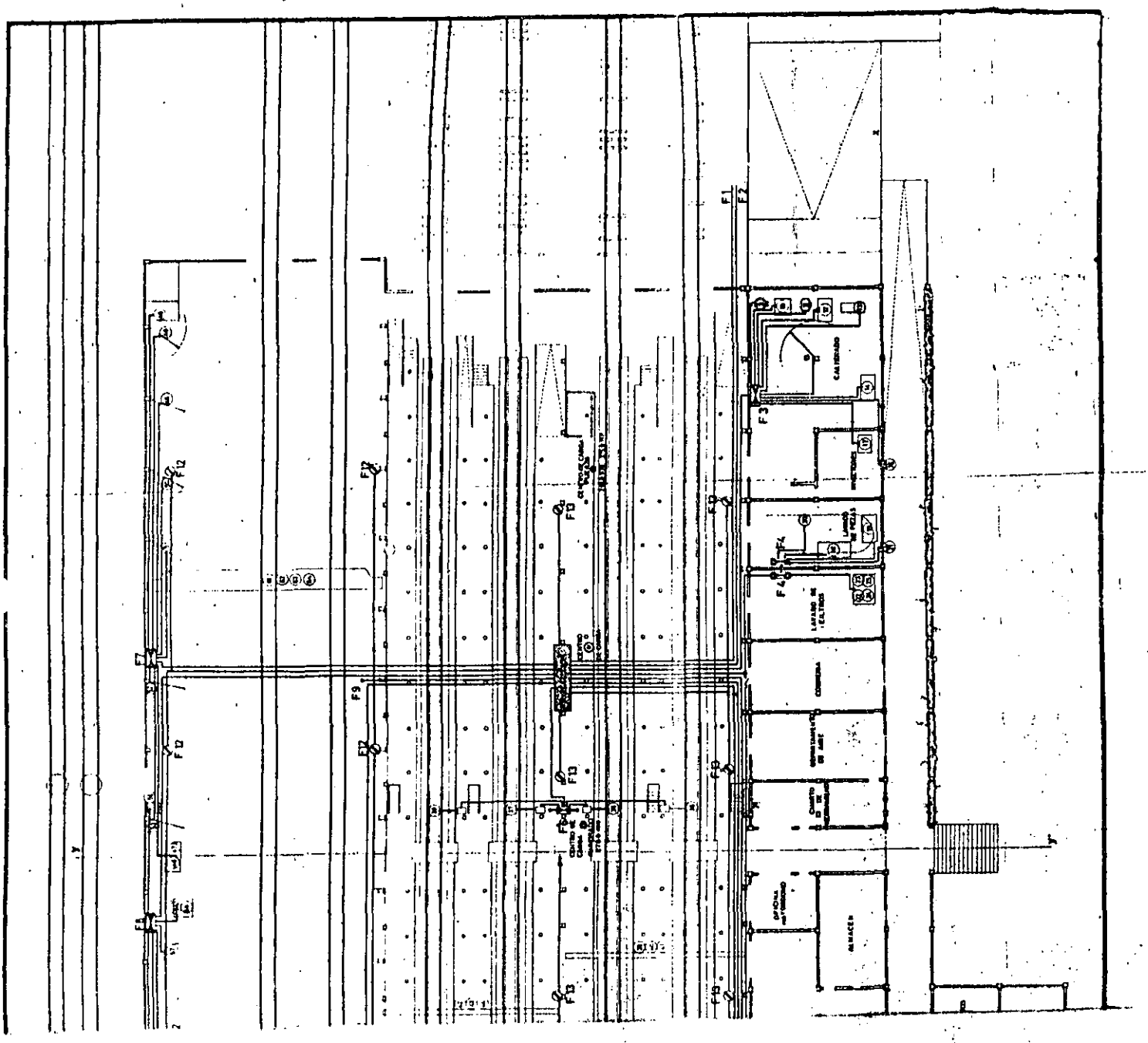
a)- DIAGRAMA UNIFILAR.

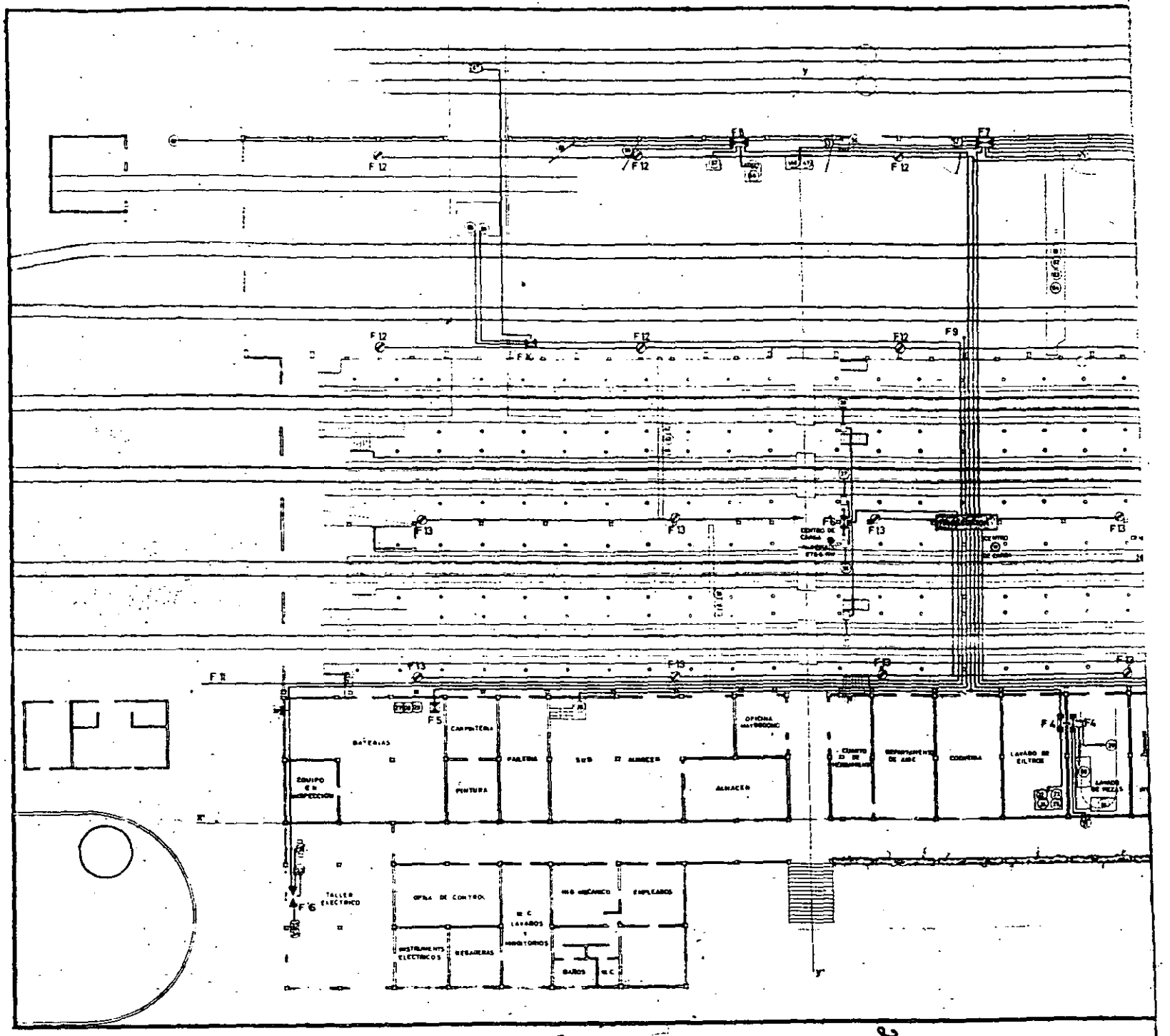



23 KV, 3F, 3H 60Hz
350 MVA
1500 KVA
23000/480-277V
Z=5.5%

6.- PLANOS.

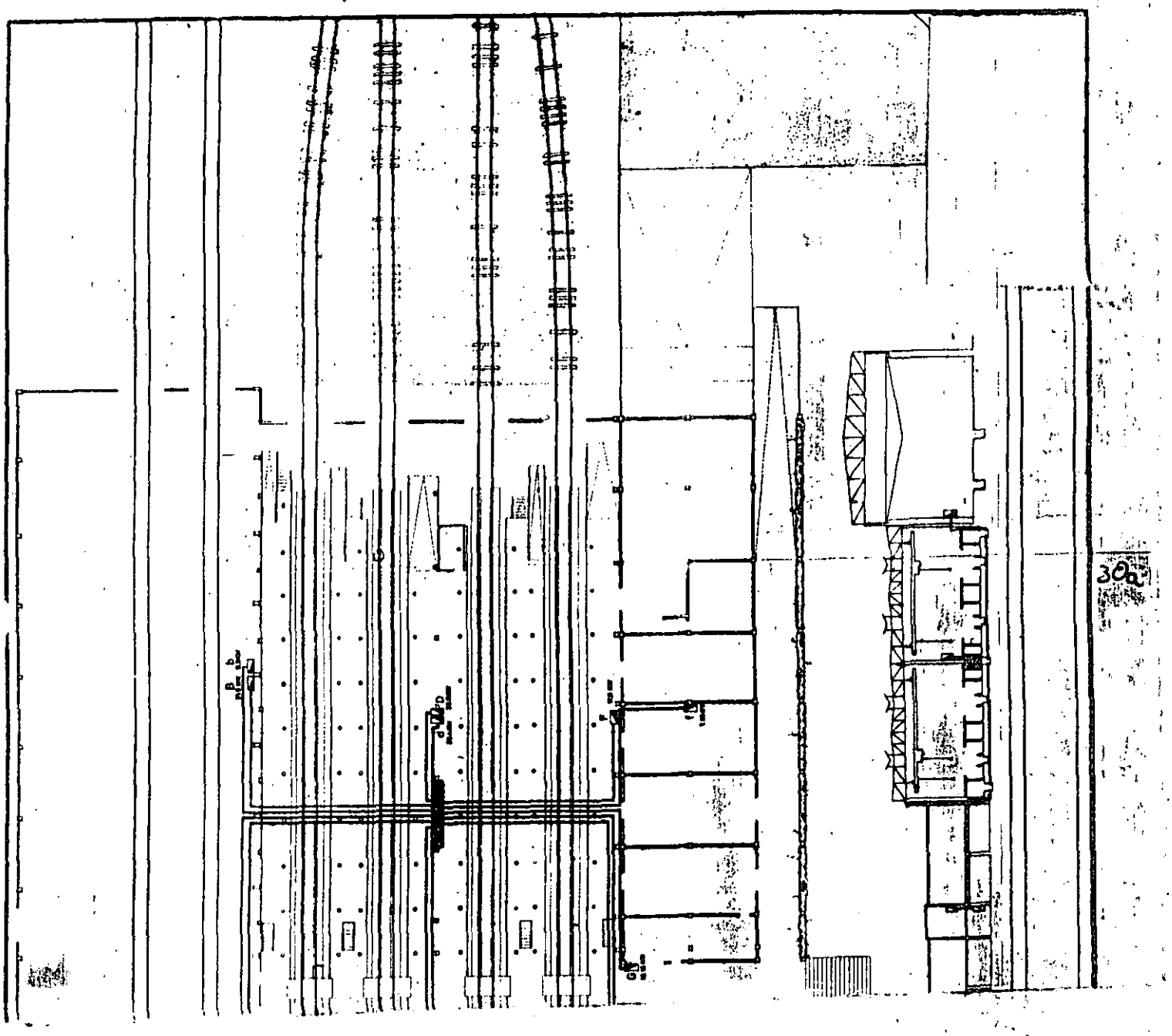
b)- DISTRIBUCION DE FUERZA.

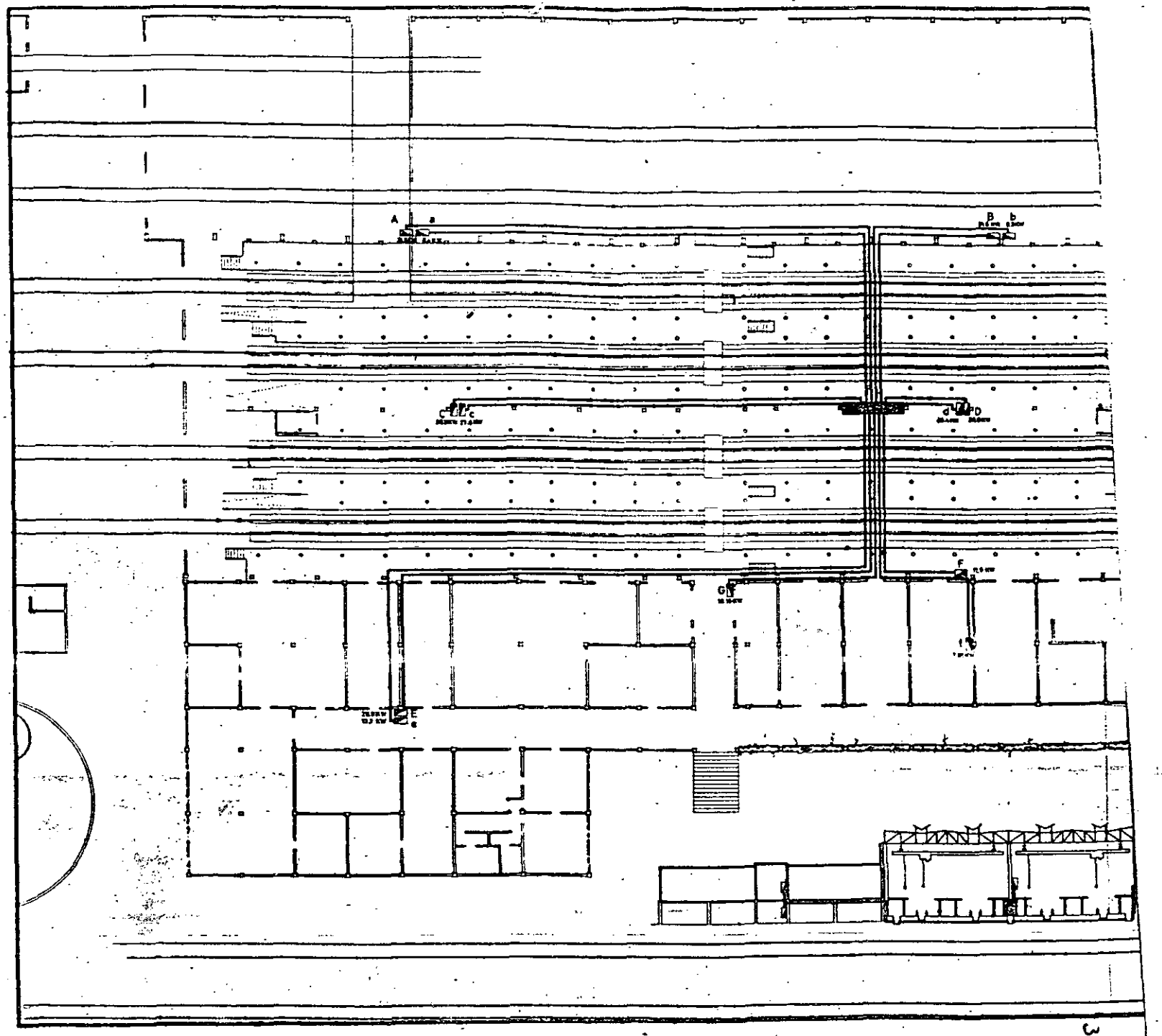



F 12
F 13
F 9
F 8
F 7
F 5
F 6
F 4
BATERIAS
CARPINTERIA
PINTURA
PAÑERIA
ALMACEN
OFICINA
COCINERA
LAVADO DE FILTROS
TALLER ELECTRICO
OFICINA DE CONTROL
INSTRUMENTOS ELECTRICOS
REBAJERAS
EMPLEADOS
BAÑOS

6.- PLANOS.

c)- ALIMENTADORES DE ALUMBRADO.

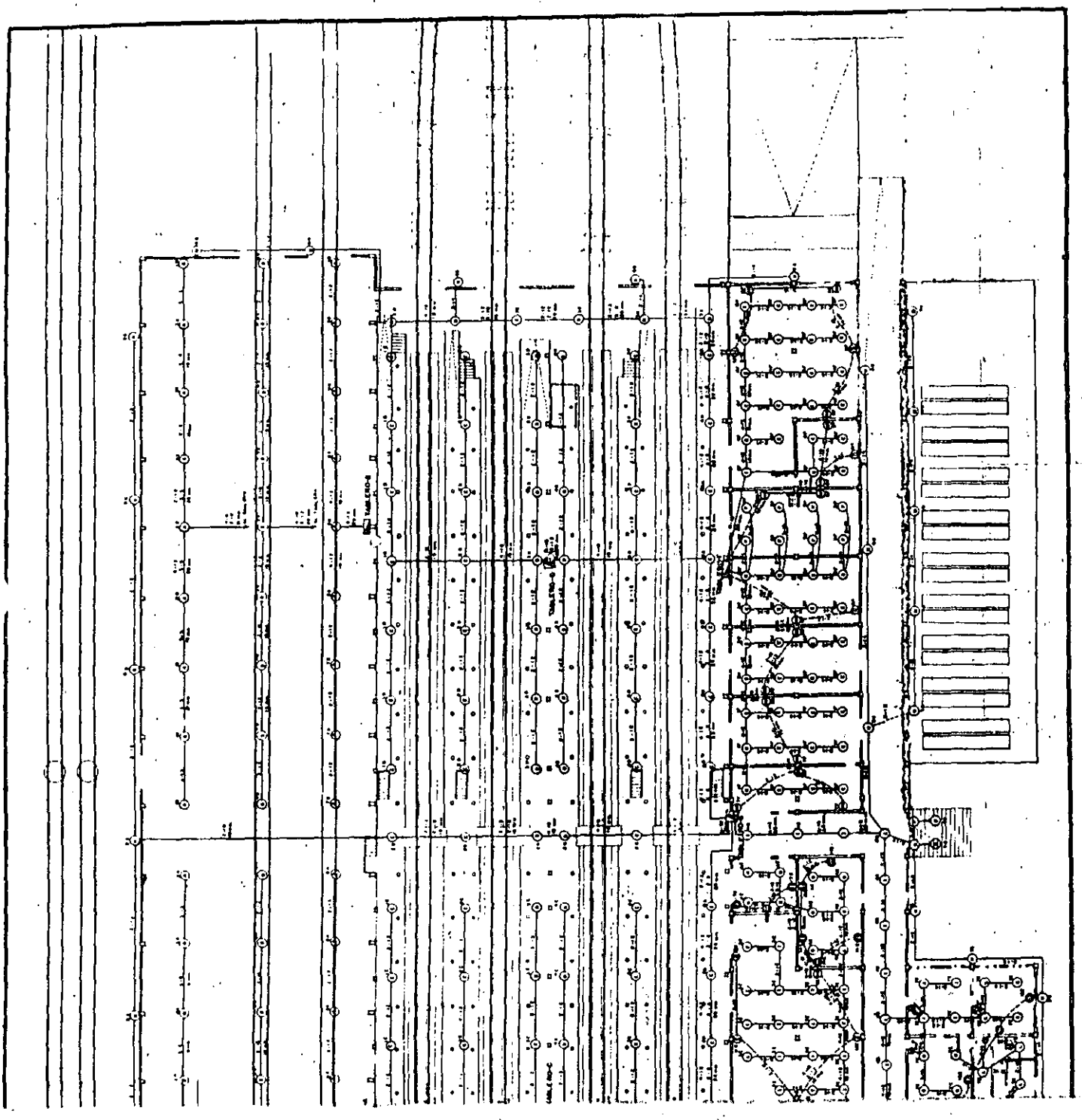




30a

6.- PLANOS.

d)- ALUMBRADO Y CONTACTOS.



31

MANUAL TECNICO DE CABLES DE ENERGIA

22/sept/82

Ing. Andrés Chávez Suñudo
Sullillo Nº 28-202
28655.98

CONDUMEX

. . . . primeros en tecnología

Oficinas generales y fábrica: Poniente 140 No. 720, México, D.F. 02300
Con Oficinas Regionales de Ventas en toda la República.

1a. Edición

Edición a cargo de:

Ing. Víctor Sierra Madrigal
Gte. de Servicios Técnicos
División Potencia.

Ing. Alfonso Sansores E.
Gte. General Div. Accesorios.

Con Colaboración de:

Ing. Ricardo Bolado
Jefe de Asesoría Técnica
Div. Potencia.

Ing. Oscar Grajeda
Asesor Técnico Div. Potencia

Ing. José Formoso
Asesor Técnico Div. Potencia

Nota: Para cualquier información adicional sobre los distintos cables dirigirse a: Condumex División Potencia.

CONTENIDO

Esta primera edición de nuestro Manual Técnico sobre aplicaciones de Cables de Energía, ha sido cuidadosamente preparado por el Departamento de Asesoría Técnica a Clientes de la División Potencia, con el objeto principal de auxiliar a los Ingenieros y Técnicos Especializados en la solución adecuada de los problemas que, en el área de cables aislados de media tensión, se presentan con frecuencia tanto en las compañías de servicio público como en la industria en general.

Debido a que las tensiones de operación de los sistemas eléctricos que se usan en México van generalmente desde 5 KV hasta 35 KV entre fases, toda la información técnica contenida en este Manual se refiere a cables de energía con aislamiento extruido diseñados para operar en este rango de tensiones.

Hemos procurado incluir en este manual los datos técnicos (relativos a nuestros productos) más frecuentemente solicitados por nuestros clientes. Estos datos se presentan de tal forma que su utilización responde a los requerimientos prácticos exigidos en la mayoría de los problemas de cables; sin embargo, toda la información aquí contenida está fundamentada en rigurosos principios técnicos que, por su volumen y complejidad, no se pueden incluir en una obra de esta naturaleza.

Cabe mencionar que en este manual sólo se han considerado los productos (cables y accesorios) que fabrica Condumex en México. Como es sabido, las prácticas de ingeniería de cables son de dominio universal y su adaptación en nuestro país depende principalmente de la disponibilidad de materiales en el mercado y de la habilidad técnica de los instaladores y usuarios para lograr el mejor aprovechamiento de los recursos.

Para obtener información técnica sobre productos y/o servicios no descritos aquí se sugiere consultar al representante de Condumex más cercano a su domicilio ó bien dirigirse al Departamento de Asesoría Técnica a Clientes de la División Potencia, en Poniente 140 No. 720, México D.F. 02300.

DESCRIPCION DE UN CABLE DE ENERGIA TIPICO

La función primordial de un cable de energía aislado, es la de trasmitir energía eléctrica a una corriente y tensión preestablecidas, durante cierto tiempo. Es por ello que sus elementos constitutivos primordiales deben estar diseñados para soportar el efecto combinado producido por estos parámetros.

Los elementos constructivos adecuados para cumplir con estas tres funciones son: a) El conductor, por el cual fluye la corriente eléctrica; b) El aislamiento, que soporta la tensión aplicada; c) La cubierta, que proporciona la protección contra el ataque del tiempo y los agentes externos.

Un cuarto elemento fundamental en la operación correcta de un cable de energía aislado, son las pantallas, que como función principal permiten una distribución de los esfuerzos eléctricos en el aislamiento en forma radial y simétrica.

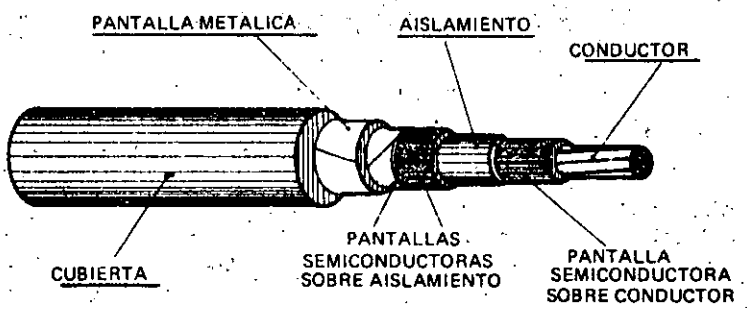


Fig. 1 Cable de energía unipolar aislado para media tensión (5-35 Kv)

Finalmente, sobre los elementos anteriores y cuando es deseable dar protección adicional al cable contra agentes externos y/o esfuerzos de tensión extraordinarios, se usan las armaduras metálicas.

El cable por su formación final podrá ser unipolar (Figura 1) o tripolar (Figura 2), según el número de conductores que contenga.

En el caso de cables tripolares, los espacios dejados entre fases se ocupan con rellenos adecuados.

Los cables unipolares una vez terminados, pueden ser reunidos en un cableado en espiral de paso largo, dando lugar a un cable en formación triplex (ver Figura 3)

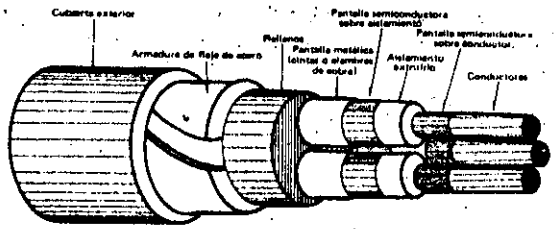


Figura 2.- Cable de energía tripolar aislado para media tensión (5-35 Kv)

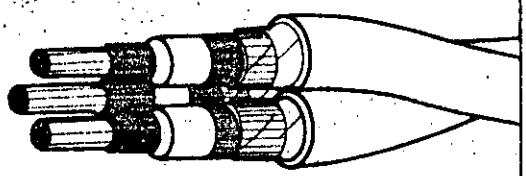
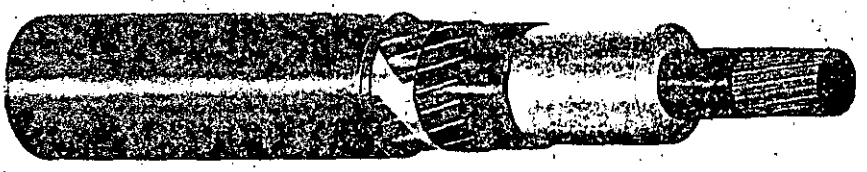
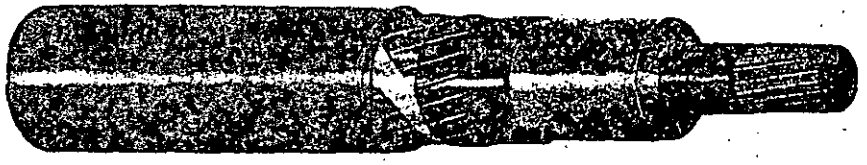


Figura 3.- Cable de energía en formación triplex aislado para media tensión (5-35Kv)

CABLES DE ENERGIA VULCANEL MEJORADO EP Y XLP PARA LA INDUSTRIA EN GENERAL





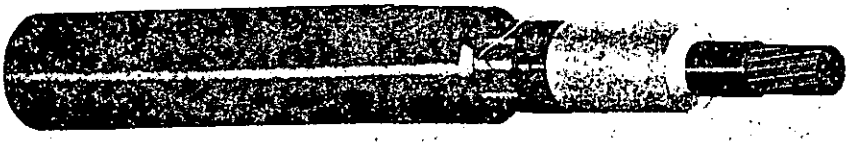
Antecedentes:

Las redes primarias industriales tienen el propósito de garantizar la continuidad de servicio dentro de la industria. Considerando la importancia de estos circuitos, CONDUMEX ha desarrollado el nuevo VULCANEL MEJORADO, que tiene las características adecuadas para operar bajo cualquier condición de instalación, charolas, ductos subterráneos o directamente enterrados.

La construcción del VULCANEL MEJORADO es tal, que su manejo durante la instalación y su operación son sumamente sencillos; el conductor de cobre permite una capacidad de conducción de corriente superior a la del aluminio debido a su baja resistividad eléctrica, la pantalla semiconductora sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento y pantalla semiconductora extruida sobre el aislamiento. La pantalla metálica del VULCANEL MEJORADO está formada por alambres de cobre suave dispuestos helicoidalmente. El área de la pantalla debe calcularse en función de la corriente máxima de cortocircuito del sistema. Para la selección del área de la pantalla, se recomienda consultar el capítulo 3 de este manual. La cubierta exterior es de PVC rojo que provee al cable una protección adecuada contra la mayoría de los agentes químicos que están presentes en las industrias, además de ser resistente a la abrasión e intemperie.

Las múltiples ventajas que presenta el VULCANEL MEJORADO hacen de él un cable insuperable para la industria en general.

CABLE SINTENAX PARA LA INDUSTRIA EN GENERAL



Antecedentes:

En las acometidas cortas a plantas industriales, o en circuitos de distribución dentro de las mismas, se requiere un cable con una serie de características, tales como propiedades eléctricas insuperables y facilidad de manejo, que permitan tanto su instalación como su operación en una forma sencilla y satisfactoria.

Los cables Sintenax son adecuados para instalarse en charolas, directamente enterradas o en ductos subterráneos. Su construcción es como se indica a continuación:

a).- Conductor de cobre suave compacto.

b).- Pantalla semiconductora sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento.

c).- Aislamiento de SINTENAX, que entre sus principales ventajas está su resistencia al efecto corona, y una buena resistencia a la humedad.

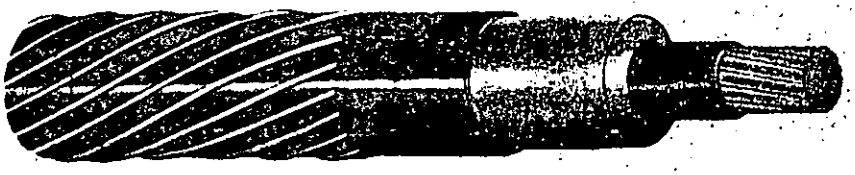
d).- Pantalla sobre el aislamiento formada por cintas semiconductoras y cintas de cobre.

e).- Cubierta exterior de PVC rojo, que es resistente a la abrasión y a la intemperie.

El cable SINTENAX es ligero y fácil de instalar, terminales y empalmes sencillos. Su construcción permite contracciones y dilataciones sin dañar sus componentes.

Toda la información técnica necesaria para la adecuada selección de este cable se encuentra en nuestra publicación HT-1101 que está disponible en nuestro Departamento de Ventas.

CABLES VULCANEL EP – DRS PARA DISTRIBUCION RESIDENCIAL SUBTERRANEA



Antecedentes:

Hace algunos años, la Comisión Federal de Electricidad trazó las directrices para el diseño y construcción de redes de distribución subterráneas en fraccionamientos residenciales. Estas redes, comparadas con las redes aéreas tradicionales, tienen un costo ligeramente mayor, pero también tienen una serie de ventajas que en la mayoría de las veces hacen que el costo no sea un factor limitante. Algunas de estas ventajas son:

– Confiabilidad.– Los cables subterráneos no están expuestos directamente a cargas de viento, granizo, descargas atmosféricas directas, ni a la imprudencia de los con-

ductores de vehículos motorizados.

— Mantenimiento reducido.— Considerando como un factor de costo en los planes de inversión, el mantenimiento de redes subterráneas en fraccionamientos residenciales es mínimo, siempre y cuando se haya hecho una adecuada selección de los diversos elementos del sistema.

— Belleza del Fraccionamiento.— Hay que recordar que el concepto de contaminación no se restringe exclusivamente al área elementos extraños en el aire, agua o tierra, sino que se extiende también a factores como el ruido y a obstáculos que empobrezcan el paisaje. En muchos fraccionamientos modernos, esta razón ha sido suficiente para justificar la inversión en la red subterránea de distribución de energía y otros servicios.

— Plusvalía.— El precio de los terrenos de fraccionamientos residenciales con instalaciones subterráneas es más alto que el correspondiente a fraccionamientos con instalaciones aéreas convencionales.

En México, la tendencia hacia los sistemas monofásicos de distribución residencial subterránea (DRS) requiere la creación y desarrollo de una tecnología apropiada. Por lo que a los cables primarios se refiere, su diseño básico debe reunir las siguientes características:

1.) Dos conductores (fase y neutro) en un solo cable.

2.) Resistencia notable a la humedad para que pueda enterrarse directamente o instalarse en ductos subterráneos.

3.) Resistencia mecánica adecuada para protección contra accidentes por agentes mecánicos externos.

4.) Aislamiento que garantice muchos años de servicio confiable.

5.) Bajo costo consistente con los otros requerimientos.

CABLE PRIMARIO PARA DRS:

La selección para esta aplicación es el cable Vulcanel EP—DRS, cuyas características principales se mencionan a continuación:

a).- Conductor compacto de aluminio

b).- Pantalla semiconductora sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento.

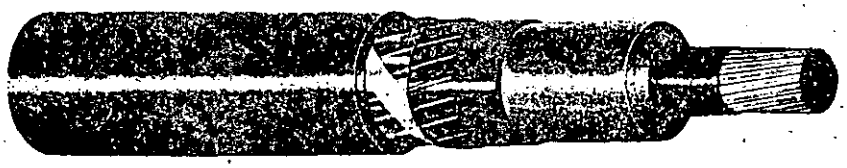
c).- Aislamiento de Etileno— Propileno (EP) que ofrece inmejorables propiedades, como estabilidad térmica, resistencia excepcional a la ionización (corona) y una gran resistencia a arborescencias.

d).- Cubierta semiconductora extruida sobre aislamiento para brindar protección electromecánica.

e).- Neutro concéntrico, a base de hilos de cobre suave estañado, aplicados en forma helicoidal sobre la cubierta, que a la vez hace la función de blindaje electrostático.

Todos los datos técnicos necesarios para la adecuada selección y características de este cable se encuentran en nuestra publicación HT-3103 que se puede obtener a través de nuestro Departamento de Ventas.

CABLE VULCANEL EP TIPO DS PARA DISTRIBUCION SUBTERRANEA



Antecedentes:

Los sistemas trifásicos de distribución subterránea son aquellos que alimentan cargas en zonas comerciales. El tipo de cable que la Comisión Federal de Electricidad ha venido utilizando para este propósito, es el denominado Cable de Energía Vulcanel EP tipo DS. Es adecuado para operar en instalaciones aéreas, ductos o directamente enterrados, siendo la flexibilidad, una de sus principales características.

Su construcción es la siguiente:

a).- Conductor compacto de aluminio.

b).- Pantalla semiconductora sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento.

c).- Aislamiento de Etileno — Propileno (EP) que ofrece inmejorables propiedades, como estabilidad térmica, resistencia excepcional a la ionización (corona) y una gran resistencia de arborescencias.

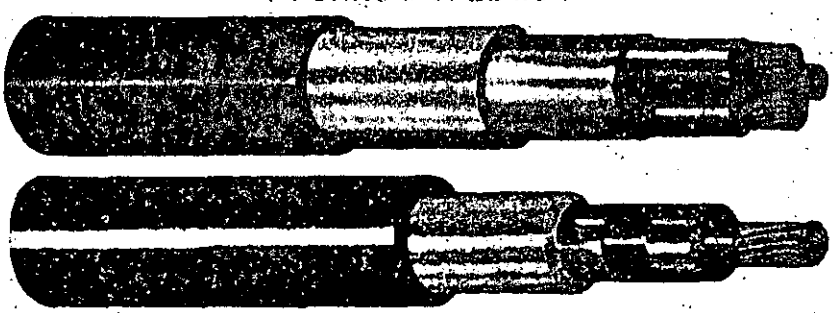
d). Pantalla sobre el aislamiento formada de un material semiconductor extruido y alambres de cobre suave aplicados helicoidalmente.

e).- Cinta separadora entre la pantalla metálica y la cubierta exterior.

f).- Cubierta exterior de PVC rojo resistente a la abrasión e intemperie.

Para facilitar la selección adecuada de este cable, le recomendamos consultar nuestra publicación HT—3102 que se puede obtener en nuestro Departamento de Ventas.

CABLES DE ENERGIA 6PT Y 23PT AISLADOS CON PAPEL IMPREGNADO Y FORRO DE PLOMO



Antecedentes:

Desde finales del siglo pasado, el papel impregnado en aceite ha sido el aislamiento de la mayoría de los cables que, hasta la fecha, siguen operando en algunos circuitos del centro de la Ciudad de México.

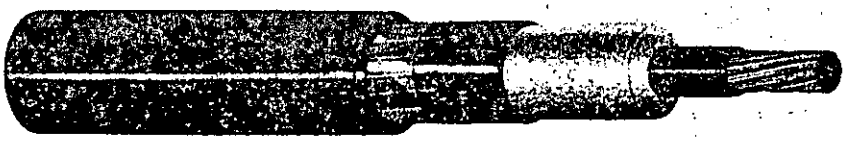
Actualmente la Compañía de Luz y Fuerza del Centro sigue utilizando los cables aislados con papel impregnado tanto en circuito de baja tensión como de media tensión. Los cables de energía 6PT son cables tripolares con conduc-

tor redondo normal y sectorial de cobre suave, cinta de papel semiconductor sobre el conductor, aislamiento de papel impregnado en aceite y una cintura de cintas de papel sobre el conjunto; un forro de plomo que garantiza la hermeticidad del cable contra la entrada de humedad y cubierta exterior de polietileno negro que es resistente a la intemperie y a agentes químicos. La aplicación principal de este cable es en sistemas de 6KV, en circuitos troncales subterráneos. Normalmente va instalado en ductos de asbesto—cemento. cemento.

Los cables de energía 23PT son cables monopolares con conductor redondo normal de cobre suave, cinta de papel semiconductor sobre el conductor y aislamiento de papel impregnado en aceite; la pantalla sobre el aislamiento está formada por una cinta de papel semiconductor y una cinta de papel intercalada con una cinta de cobre. El forro de plomo sobre la pantalla metálica protege al cable de la entrada de humedad. La cubierta exterior es de polietileno negro, resistente a agentes químicos y a la intemperie.

Todos los datos técnicos para una selección adecuada de estos cables podrá encontrarla en nuestras publicaciones técnicas HT-1802 para el cable 6PT y HT-1803 para el cable 23PT. Ambas publicaciones están a su disposición en nuestro Departamento de Ventas.

CABLE DE ENERGIA VULCANEL 23 TC PARA DISTRIBUCION SUBTERRANEA



Antecedentes:

En nuestro país existe el Sistema Eléctrico Central, que está manejado por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro actualmente en pleno proceso de interconexión.

En este sistema se ha venido utilizando un cable, denominado Cable de Energía Vulcanel 23TC cuya principal aplicación es en circuitos para troncales, ramales y acometidas, y su instalación es directamente enterrada.

Su construcción es la siguiente:

a).- Conductor compacto de cobre suave.

b).- Pantalla semiconductora sobre el conductor extruido simultáneamente con el aislamiento.

c).- Aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP), que tiene inmejorables propiedades como excelente resistencia térmica, alta rigidez dieléctrica, baja absorción de humedad y bajas pérdidas dieléctricas. La tensión nominal de operación es de 23 KV.

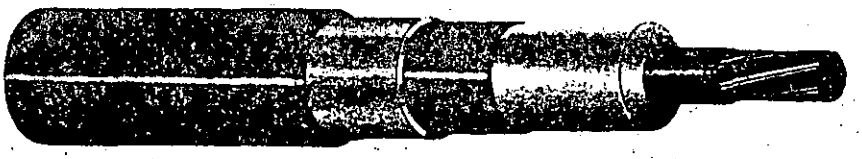
d).- Pantalla sobre el aislamiento formado de un material semiconductor extruido y pantalla electrostática a base de alambres de cobre suave.

e).- Cinta separadora entre la pantalla metálica y la cubierta.

f).- Cubierta exterior de polietileno negro que aparte de proteger mecánicamente al cable es resistente a los agentes químicos y a la intemperie.

Para una selección adecuada de este cable, recomendamos consultar nuestra publicación HT-1604 que está disponible en nuestro Departamento de Ventas.

CABLES PARA REFINERIAS DE PETROLEO Y PLANTAS PETROQUIMICAS



Antecedentes:

Los cables de alta tensión (5 a 35 KV) que forman parte de un sistema industrial de distribución de energía eléctrica, presentan un alto índice de confiabilidad en comparación con otros equipos eléctricos de sofisticado diseño y construcción más delicada.

Las condiciones particulares de las instalaciones eléctricas en refinerías de petróleo y plantas petroquímicas impone serias restricciones al uso de cables de diseño simplificado, principalmente por la presencia de substancias químicas en el subsuelo. Las dos soluciones obvias a este problema son: instalar los cables en soportes abiertos sobre el nivel del piso, o bien pensar en un diseño especial de los cables subterráneos para que soporten adecuadamente las condiciones arriba mencionadas.

La primera solución (uso de soportes abiertos) involucra a su vez dos problemas interesantes: el primero en lo que se refiere a la protección contra la corrosión de las estructuras de soporte, sobre todo en áreas costeras como Ciudad Madero, Minatitlán y Pajaritos, y el segundo, en lo que se refiere al mejor aprovechamiento de los cables desde el punto de vista de la capacidad de conducción de corriente, ya que los cables expuestos al sol deben ser compensados en su sección conductora, a fin de mantener el equilibrio térmico necesario para su correcta operación.

La segunda solución (uso de cables subterráneos en ductos o directamente enterrados), plantea el problema de la protección contra los agentes químicos presentes en el subsuelo de la mayoría de instalaciones de este tipo. En este caso el problema térmico es de menor importancia porque la disipación del calor (generado en los conductores principalmente) se facilita, permitiendo el uso de conductores de menor sección que en el caso de cables expuestos directamente al sol.

Una vez que el diseñador ha seleccionado el tipo de instalación (apoyado en criterios económicos principalmente), se puede pensar en la selección de los cables de alta tensión. Esta selección depende de un gran número de variables que difícilmente pueden conocerse en todo detalle. En los Seminarios de Ingeniería Eléctrica Petrolera, auspiciados por la Dirección de Ingeniería del Instituto Mexicano del Petróleo, se han discutido, entre fabricantes de cables y usuarios (IMP y PEMEX), los muchos factores que intervienen en la selección del tipo de cables empleados en refinerías.

La construcción a la que se llegó con este diseño es como se decribe a continuación:

a).- Conductor compacto de cobre suave.

b).- Pantalla semiconductora sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento.

c).- Aislamiento de:

1.- Etileno-Propileno (EP) que ofrece inmejorables propiedades como estabilidad térmica, resistencia excepcional a la ionización (corona y gran resistencia de arborescencias.

2.- Polietileno de cadena cruzada (XLP) que presenta magníficas propiedades como alta rigidez dieléctrica, baja absorción de humedad y baja pérdidas dieléctricas.

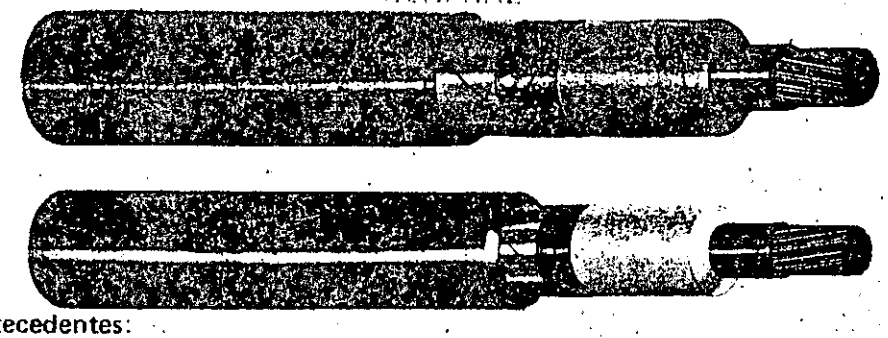
d).- Pantalla semiconductora extruida sobre el aislamiento.

e).- Pantalla electrostática formada por un forro de plomo que además protege al cable de los hidrocarburos del suelo, y le dá mayor resistencia a los humos y gases químicos.

f).- Cubierta de PVC rojo que es resistente a la absorción , ozono, humedad y al desgaste. Protege también al plomo de la corrosión electrolítica.

Una descripción completa de este cable puede encontrarla en nuestra publicación HT-1602, la cual le recomendamos consultar y está disponible en nuestro Departamento de Ventas.

CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP Y XLP PARA LA INDUSTRIA EN GENERAL



Antecedentes:

La distribución de energía eléctrica en el interior de cualquier industria, requiere de un sistema de cables con una confiabilidad elevada, que solo los cables de energía Vulcanel EP y XLP son capaces de ofrecer, ya sea en instalaciones aéreas, ductos o directamente enterrados.

Los cables de Energía Vulcanel EP y XLP permiten una instalación rápida, debido a su facilidad de manejo y la elaboración de sus terminales y empalmes es sencilla. Su construcción es:

a).- Conductor compacto de cobre

b).- Pantalla semiconductora sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento.

c).- Aislamiento de:

1.- Etileno-Propileno (EP) que ofrece inmejorables propiedades como estabilidad térmica, resistencia excepcional a la ionización (corona) y gran Resistencia a las arborescencias.

2.- Polietileno de Cadena Cruzada (XLP) que presenta magníficas propiedades como alta rigidez dieléctrica, baja absorción de humedad y bajas pérdidas dieléctricas.

d).- Pantalla sobre el aislamiento a base de cintas semiconductoras y cintas de cobre.

e).- Cubierta exterior de PVC rojo, resistente a la abrasión y a la intemperie.

Para una selección adecuada de este cable, le recomendamos consultar nuestra publicación HT-1603 que está disponible en nuestro Departamento de Ventas.

1

Sección I.– Diseño

Capítulo 1.– Selección de Conductores

1.1.– Materiales

1.2.– Flexibilidad

1.3.– Forma

1.4.– Dimensiones

1.) SELECCION DE CONDUCTORES.

Son cuatro los principales factores que deben ser considerados en la selección de conductores:

1.1.) Material
1.2.) Flexibilidad
1.3.) Forma
1.4.) Dimensiones

En las páginas a continuación se analizan estos factores en forma más detallada.

1.1.) Materiales:

Los materiales más usados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, aunque el primero es superior en características eléctricas y mecánicas (la conductividad del aluminio es aproximadamente del 60% de la del cobre y su resistencia a la tensión mecánica del 40%), las características de bajo peso del aluminio, han dado lugar a un amplio uso de ambos metales en la fabricación de cables aislados y desnudos.

En la tabla 1.1 se comparan en forma general las principales propiedades de los metales usados en la manufactura de cables. Se han incluido en esta tabla metales que no se utilizan directamente como conductores, v.gr. el estaño, que se utiliza como revestimiento del cobre para aumentar la resistencia a la corrosión y facilitar soldaduras (en cables para usos en electrónica), el plomo usado para asegurar la impermeabilidad del cable y el acero que se emplea como armadura para protección y como elemento de soporte de la tensión mecánica en instalaciones verticales.

TABLA 1.1.— Propiedades comparativas de materiales empleados en la fabricación de cables eléctricos

Metal	Densidad	Temperatura de fusión	Resistividad Eléctrica a 20°C	Coeficiente térmico de Resistividad eléctrica a 20°C	Conductividad Eléctrica* a 20°C	Coeficiente lineal de dilatación
	g/cm³	°C	microhm. cm	1/°C	% de IACS	10^{-6} por °C
Aluminio	2.703	660	2.828	0.00403	60.97	22.9
Cobre recocido	8.89	1083	1.7241	0.00393	100.0	16.5
Cobre duro	8.89	108.3	1.77	0.00383	98.16	16.5
Plomo	11.36	327.4	20.65	0.0043	7.71	29.7
Acero	7.60 7.80	1300 1475	10.4 11.9	0.0016 – 0.0032	12.35	10.5
Estaño	7.30 226°	231.89	11.5	0.0042	14.8	26.92
Zinc	7.14	419.47	5.92 0°	0.0037	30.0	26.28

* IACS = International Annealed Copper Standard

En el cobre usado en conductores eléctricos se distinguen tres temples 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 flexibilidad.

La principal ventaja del aluminio, sobre el cobre es su menor peso (peso específico de 2.70 g /cm^3 contra 8.89 g /cm^3 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

CARACTERISTICAS	COBRE	ALUMINIO
Para igual volumen:		
relación de peso	1.0	0.3
Para igual conductancia:		
relación área	1.0	1.64
relación de diámetro	1.0	1.27
relación de peso	1.0	0.49
Para igual ampacidad:		
relación de áreas	1.0	1.39
relación de diámetro	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

TEMPLES DE COBRE Y ALUMINIO
ALEACIONES
TEMPLES DE COBRE

Ej. Calibre 10 AWG.

Temple	Conductividad % IACS	Esfuerzo de tensión a ruptura kgf/mm²
Cobre suave	100	25
Cobre semiduro	96.66	35.4 a 40.3
Cobre duro	96.16	46.6

TEMPLES DE ALUMINIO

Temple	Conductividad % IACS	Esfuerzo de tensión a ruptura Kgf/mm²
HF	61.3 min.	11.7 — 15.3
HD	61.4 min.	10.7 — 14.3

* IACS "International Annealed Copper Standard".
Patrón Internacional para Cobre Recocido, igual a 100% de conductividad.

EQUIVALENCIAS ENTRE DESIGNACIONES DEL TEMPLE DE ALUMINIO

Nombre descriptivo del temple	Clave internacional (ISO)	Clave EUA (ANSI)
3/4 duro	HF	H 16 y H 26
1/2 duro	HD	H 14 y H 24

El significado de las letras empleadas para los temples usados en estas tablas es el siguiente:

H; Endurecido por tensión mecánica

Se aplica al aluminio cuyo esfuerzo es incrementado por el endurecimiento mecánico, con ó sin tratamiento térmico suplementario.
La letra H es seguido por una letra en la clave internacional (ISO) ó por dos ó mas dígitos en la clave de EUA (ANSI).

HG, HD y HF

La segunda letra, indica en orden alfabético progresivo, el grado ascendente del esfuerzo de ruptura, desde el HA hasta el HH.

1.2.) FLEXIBILIDAD:

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

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

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

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

TABLA 1.4. CLASES DE CABLEADO

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

(*) Nota.— Los cables de media tensión objeto de este manual utilizan en su construcción Conductores CLASE B

1.3.) Forma

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

1) Redonda
2) Sectorial

(Fig. 1.3.1)

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

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

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

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

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

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

pero tienen en cambio estas desventajas:

1) Menor flexibilidad
2) Mayor dificultad de ejecución de uniones.

La experiencia demuestra, sin embargo, que los cables sectoriales se pueden manejar e instalar sin dificultades.

FORMA DE CONDUCTORES

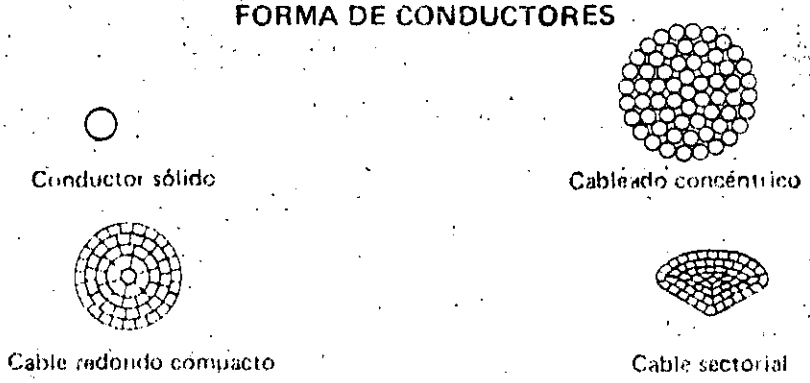


Fig. 1.3.1

1.4.) Dimensiones :

Calibres

Escala AWG

Desde hace años las dimensiones de los alambres se han expresado comercialmente por números de calibres, especialmente en Estados Unidos. Esta práctica ha traído consigo ciertas confusiones debido al gran número de escalas de calibres que se han utilizado.

En Estados Unidos la escala más usada para alambres destinados a usos eléctricos es la "American Wire Gage" (A.W.G.), misma que ha sido ya adoptada en México.

La "American Wire Gage" también conocida como la "Brown and Sharpe Gage" fue ideada en 1857 por J.R. Brown. Esta escala de calibres así como algunas otras de las escalas usadas, tiene la propiedad de que sus dimensiones representan aproximadamente los pasos sucesivos del proceso del estirado del alambre y además, al igual que otras escalas de calibres, sus número son retrogresivos, un número mayor representa un alambre de menor diámetro correspondiendo a los pasos de estirado.

A diferencia de otras escalas, los calibres del "American Wire Gage" no se han escogido arbritariamente, sino que están relacionados por una ley matemática. La escala se formó fijando dos diámetros y estableciendo una ley de progresión geométrica para diámetros intemedios. Los diámetros base seleccionados son 0.4600 pulgadas (calibre 4/0) y 0.0050 pulgadas (calibre 36), y hay 38 dimensiones entre estos dos. Por lo tanto, la relación entre un diámetro cualquiera y el diámetro siguiente en la escala está dada por la expresión.

$$\sqrt[39]{\frac{0.4600}{0.0050}} = \sqrt[39]{92} = 1.1229$$

Esta progresión geométrica puede expresarse como sigue:

La relación entre dos diámetros consecutivos en la escala es constante e igual a 1.1229.

Para secciones superiores a 4/0 se define el cable directamente por su diámetro o área. Las unidades adoptadas en Estados Unidos a este fin son:

Mil, para diámetros, que es una unidad de longitud igual a un milésimo de pulgada.

Circular mil, para áreas, unidad que representa el área del círculo de un mil de diámetro. Tal círculo tiene un área de 0.7854 mils. cuadrados. Para secciones mayores se emplea la unidad designada por las siglas KCM ó MCM que equivale a mil circular mils.

ESCALA MILIMETRICA IEC

La escala de la "International Electrotechnical Commission", es la más usada en la actualidad con excepción de Estados Unidos y la mayor parte de los países Latinoamericanos. En sí la escala consiste en proporcionar la medición directa de las áreas transversales de los calibres en milímetros cuadrados.

En las tablas a continuación se muestran los valores correspondientes de la escala AWG, su equivalente en mm^2 y el calibre correspondiente en la escala milimétrica IEC.

ESCALA AWG – REGLAS PRACTICAS

Hay una serie de reglas aproximadas útiles de recordar, aplicables a la escala de calibres AWG:

1) El incremento de tres números de calibre (verbigracia del 10 al 7) duplica el área y el peso, por lo tanto reduce la resistencia a la corriente continua a la mitad.

2) El incremento de seis números de calibre (verbigracia del 10 al 4) duplica el diámetro.

3) El incremento de 10 números de calibre (verbigracia del 10 al 1/0) multiplica área y peso por 10 y divide entre 10 la resistencia.

Tabla 1.5 Construcciones preferentes de cable de cobre con cableado redondo compacto

Designación AWG ó MCM	mm²	Area de la sección Transversal mm²	Número de alambres	Diámetro exterior nominal mm	Peso nominal kg/Km
8	—	8.37	7	3.40	75.9
6	—	13.30	7	4.29	120.7
4	—	21.15	7	5.41	191.9
2	—	33.6	7	6.81	305
1	—	42.4	19	7.59	385
—	50	48.3	19	8.33	438
1/0	—	53.6	19	8.53	485
2/0	—	67.4	19	9.55	612
—	70	69.0	19	9.78	626
3/0	—	85.0	19	10.74	771
4/0	—	107.2	19	12.06	972
250	—	126.7	37	13.21	1149
—	150	147.1	37	14.42	1334
300	—	152.0	37	14.48	1379
350	—	177.3	37	15.65	1609
400	—	203	37	16.74	1839
—	240	239	37	18.26	2200
500	—	253	37	18.69	2300
600	—	304	61	20.8	2760
750	—	380	61	23.1	3450
800	—	405	61	23.8	3680
1000	—	507	61	26.9	4590

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

Designación AWG ó MCM	Area de la sección transversal mm^2	Número de alambres	Diámetro exterior nominal mm	Peso nominal Kg/Km
2	33.6	7	6.81	92.6
1/0	53.5	19	8.53	147.5
2/0	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

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

2

Capítulo 2.– Comparación de Aislamientos

2.1.– Materiales
2.2.– Características Eléctricas
2.3.– Características Mecánicas
2.4.– Nivel de Aislamiento

2: COMPARACION DE AISLAMIENTOS:

Función:

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

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

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

Características Eléctricas
Características Mecánicas

2.1) Materiales:

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

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

Los aislamientos podemos dividirlos básicamente en dos grupos principales:

A) **De papel Impregnado.**— Emplea un papel especial obtenido de pulpa de madera, de celulosa de fibra larga.

El cable aislado con papel libre de humedad se impregna para mejorar las características del aislante. La impregnación se logra con los siguientes compuestos, los cuales dependerán de la tensión y de la instalación del cable.

1.- Aceite Viscoso
2.- Aceite Viscoso con resinas refinadas.
3.- Aceite Viscoso con polímeros de hidrocarburos
4.- Aceite de baja viscosidad.
5.- Parafinas micro-cristalinas del petróleo

El compuesto ocupa todos los intersticios, dejando libre de burbujas de aire al papel, evitando así la ionización en la operación. Es por esto que el papel es uno de los materiales más usados en cables de alta tensión y en cables de extra alta tensión.

El compuesto podrá ser migrante o no migrante de acuerdo al tipo de instalación del cable; con poco desnivel (hasta 10 m) para el primer tipo y con pendientes mayores para el segundo.

Sus propiedades, ventajas y desventajas comparativas con los aislamientos secos, aparecen en la Tabla No. 2.1.

B).-- **Aislamientos de Tipo Seco.**— A excepción hecha del hule natural (ya en desuso), los aislamientos secos son compuestos cuya resina base es obtenida de la polimerización de determinados hidrocarburos. Según su respuesta al calor se clasifican en dos tipos:

1).- Termoplásticos.— Son aquellos que al calentarse, su plasticidad permite conformarlos a voluntad recuperando sus propiedades iniciales al enfriarse, pero manteniendo la forma que se les imprimió.

2).- Termofijos.— A diferencia de los anteriores, después de un proceso inicial similar al anterior, los subsecuentes calentamientos no los reblandecen.

Sintenax: El PVC (Policloruro de vinilo) 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: resistencia de aislamiento, factor de potencia, constante dieléctrica en presencia de humedad, lo convierten en una mejor selección para ambientes húmedos. En general los cables de energía Sintenax resultan ligeros (no requieren cubierta de plomo), fáciles de instalar y de empalmes y terminales de sencilla manufactura.

COMPARACION DE EP vs XLP.

El hule etileno propileno (EP) y el polietileno de cadena de cruzada (XLP) son los principales materiales empleados en la actualidad para cables de energía con aislamiento extruido en media tensión.

Esto no significa que los cables aislados con EP y con XLP se comportan igualmente bien y con la misma probabilidad de perdurar bajo las condiciones encontradas en operación normal. La selección se debe realizar basada en una comparación del comportamiento en servicio y de pruebas de laboratorio que correlacionan las exigencias de operación y durante la instalación.

COMPORTAMIENTO EN SERVICIO.

Los cables aislados con XLP y EP fueron introducidos en servicio comercial en 5 KV y mayores tensiones a principios de 1961 y 1962 respectivamente. Desde entonces muchos kilómetros de cables en ambos aislamientos se han instalado.

En general las estadísticas de servicio para los dos materiales han sido satisfactorias. La mayoría de las fallas se han debido a daños mecánicos o a condiciones particulares del ambiente (presencia de agua, etc.)

Es ampliamente reconocido que la presencia de agua representa la condición de ambiente más severa que se puede encontrar en servicio para cualquier tipo de material (EP, XLP, PE, PVC, etc.), utilizado como aislamiento en cables de energía.

En particular los cables aislados con XLP o EP y complementados con pantalla sobre el aislamiento a base de cintas textiles semiconductoras, se reconocen como susceptibles a la formación de arborescencias cuando se instalan en lugares húmedos. Y si bien, con el uso de semiconductores extruidos parece haber disminuido la incidencia de las fallas de este tipo, se ha encontrado en pruebas de largo tiempo en agua que se continuan desarrollando arborescencias potencialmente peligrosas.

Aunque especialistas dedicados a la investigación de los mecanismos que rigen la presencia de arborescencias todavía no tienen una comprensión completa del fenómeno, han arribado a la conclusión de que en el rango de los esfuerzos de operación adoptados en la práctica,

- agua en el aislamiento
- tensión aplicada de C.A.
- irregularidades en el aislamiento (cavidades, impurezas, protuberancias en las pantallas semiconductoras).

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

PRUEBAS RELACIONADAS CON LA OPERACION

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

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

- Factores Eléctricos
- Factores Térmicos
- Factores Ambientales

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

- Pruebas de ruptura en tensión de CA y de Impulso.
- Pruebas de envejecimiento bajo ciclos térmicos.
- Pruebas eléctricas de larga duración en agua.

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

- Pruebas y ruptura en tensión de CA y de Impulso.

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

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

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

Aún más, en el rango de la temperatura de emergencia por sobrecargas, las propiedades físicas del XLP están consistentemente por abajo de aquellas de un buen aislamiento de EP.

Por otro lado la vulnerabilidad del XLP al ataque de las descargas parciales está bien documentada. En la práctica aún la presencia de microcavidades que no pueden ser detectadas con los equipos más sofisticados, pueden reducir por más de 30% el esfuerzo dieléctrico de los cables con XLP.

- Pruebas de envejecimiento Cíclico.

Estas pruebas resultan el método más efectivo de laboratorio para comprobar la confiabilidad en servicio de cables de media tensión. El factor más importante es el tiempo en que se presenta la ruptura, aunque los cambios de la Tan δ y del nivel de descargas parciales deben ser también considerados.

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

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 rangos de temperatura, cada uno relacionado con una duración típica:

- Temperatura de Servicio Normal o Contínuo
- Temperatura de emergencia por sobrecargas, hasta 100 h por año.
- Temperatura de corto circuito, típicamente hasta de 1 seg.

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

Especialmente para las temperaturas más altas la estabilidad mecánica del sistema de pantallas debe ser garantizada.

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

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

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

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

- Pruebas eléctricas de Larga Duración en Agua.

Los cables instalados en ductos y directamente enterrados son frecuentemente expuestos a agentes siendo el agua el más frecuente de ellos.

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

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

Debido a la disminución del exponente de vida en agua, es necesario especialmente en el caso de cables de XLP, reducir tanto como sea posible las irregularidades (cavidades, inclusiones debidas a contaminaciones, etc.) y para los enlaces más importantes apli-

car una cubierta metálica para prevenir la penetración de agua.

Para cables con EP, una buena resistencia en presencia de agua puede ser obtenida a través de una adecuada formulación del compuesto, de tal manera que debido también a su menor sensibilidad de este aislamiento a los contaminantes y a las intersecciones de manufactura, las duraciones de vida de 2 a 3 veces mayor que para XLP, pueden ser fácilmente obtenidas para las mismas condiciones de servicio

INSTALACION.

Manejo de los cables

Algunos usuarios prefiren el EP, debido a su mayor flexibilidad, que lo hace más fácil de manejar que el XLP durante la instalación. Esta preferencia se hace mayor en el caso de cables de muy altas tensiones. La dureza de cables de grandes dimensiones de XLP, ha forzado a algunos usuarios a precalentar los extremos del cable en los pozos sólo para colocar el cable en posición adecuada para empalmar.

Empalmes y Terminales

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

Este fenómeno es ciertamente debido a la bien conocida vulnerabilidad del XLP a las descargas parciales originadas en puntos o cavidades sometidas a altos esfuerzos.

Otro factor en conexión con el acabado superficial es la resistencia a la absorción de humedad; nuevamente la superficie raspada de cables con EP es menos peligrosa que en el caso de cables con XLP.

CONCLUSIONES.

Todas las consideraciones anteriores llevan a la conclusión que los cables aislados con EP tienen más confiabilidad en servicios que los cables aislados con XLP.

En particular las siguientes ventajas del EP sobre el XLP pueden ser enfatizadas:

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

2

2.2.) Características Eléctricas:

A continuación se presentan las definiciones ó conceptos de las principales características que identifican a los aislamientos. Una mayor comprensión de estas definiciones permitirá una selección más adecuada. En la tabla 2.1. se muestran los valores típicos de estas características de los diferentes aislamientos.

Rigidez Dieléctrica:

La rigidez dieléctrica se refiere a los valores de gradientes a la tensión de ruptura del aislamiento. Normalmente este valor es cercano al del gradiente de prueba y de 4 a 5 veces mayor que el gradiente de operación normal. Las unidades en que se expresa este valor es usualmente kV /mm

Gradiente de Operación:

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

$$G = \frac{0.869\ Vo}{x\ \mathrm{Log}_{10} \frac{da}{dp}}\ \ kV/mm \qquad (2.1)$$

Donde:

Vo = Tensión al neutro del sistema

da = Diámetro sobre aislamiento (en mm)

dp = Es el diámetro sobre la pantalla semiconductora sobre el conductor. (en mm)

x = La distancia a la que se desea saber el valor del gradiente

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

$$G_{max} = \frac{0.869\ Vo}{dp\ \log_{10} \frac{da}{dp}}\ \ kV/mm \qquad (2.2)$$

y el gradiente mínimo que se presenta en la parte externa del aislamiento:

$$G_{min} = \frac{0.869\ Vo}{da\ \log_{10} \frac{da}{dp}}\ \ kV/mm \qquad (2.3)$$

Resistencia del aislamiento:

La diferencia de potencial entre conductor a la parte externa del aislamiento, hará circular una pequeña corriente llamada de fuga a través del mismo, y la resistencia que se opone al paso de esta corriente se le conoce como Resistencia de Aislamiento (Ra). El aislamiento perfecto resultaría entonces el que tuviera una resistencia de valor infinito y que por tanto inhibiría totalmente el paso de esta corriente. El valor de Ra está dado por la siguiente expresión, usualmente en unidades de Megohms por kilómetro.

$$Ra = K \log_{10} da/dp \quad M\Omega - Km. \qquad (2.4)$$

Donde:

K = Es un valor constante característico del material aislante.

Factor de potencia, tangente δ.

Factor de potencia:

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

Tan δ :

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

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

Tabla 2.1. Propiedades [illegible] tos más comúnmente usados en cables de energía (5-35 kV)

CARACTERISTICAS	SINTENAX	VULCANEL XLP	VULCANEL EP	PAPEL IMPREGNADO
Rigidez dieléctrica, kV/mm, (Corriente alterna, elevación rápida)	16	20	20	22
Rigidez dieléctrica, kV/mm, (impulsos)	47	60	60	73
Permitividad relativa SIC (60 ciclos a temp. de op.)	5.5	2.3	2.8	3.5
Factor de potencia, % (a 60 ciclos a temp. de op.)	1	0.1	1.6	0.8
Constante K de resistencia de aislamiento a 15.6 °C (Megohm-km)	750	6100	6 100	3000
Resistencia a la ionización	excelente	regular	muy buena	buena
Resistencia a la humedad	buena	muy buena	excelente	mala
Factor de pérdidas	mala	excelente	excelente	buena
Flexibilidad	regular	mala	excelente	regular
Facilidad de instalación de empalmes y terminales (problemas de humedad ó ionización)	excelente	regular	muy buena	regular
Temperatura de operación normal (°C)	Hasta 6 kV 80 Superior 6 kV 75	90	90	85
Temperatura de sobrecarga (°C)	100	130	130	100
Temperatura de cortocircuito (°C)	160	250	250	160
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 [illegible]	Rigidez, Bajo resistencia a la ionización	Es atacable por hidrocarburos a temp. superiores a 60°C	Requiere tubo de plomo y terminales herméticas

Capítulo 3.– Funciones de las Pantallas Eléctricas

3.1.– Pantalla sobre el Conductor
3.2.– Pantalla sobre Aislamiento

3.2.1.– Pantalla semiconductora sobre el aislamiento
3.2.2.– Pantalla metálica
3.3.– Selección de la Pantalla metálica
3.4.– Aplicaciones de las Pantallas

3

3.— Funciones de las Pantallas Eléctricas:

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

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

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

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

- Pantalla semiconductora sobre el conductor
- Pantalla sobre el aislamiento.

3.1.— Pantalla semiconductora sobre el conductor.

En circuitos con tensiones de 2 kV y mayores se utiliza la pantalla semiconductora a base de cintas ó extruida. Los materiales usados en la fabricación de estas pantallas, depende del diseño mismo del cable: en cables con aislamiento de papel impregnado se usan cintas de papel CB (Carbon Black), en cables con aislamiento sólido se utilizan pantallas extruídas de material compatible con el utilizado en el aislamiento.

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

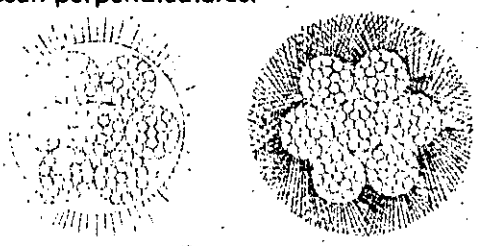
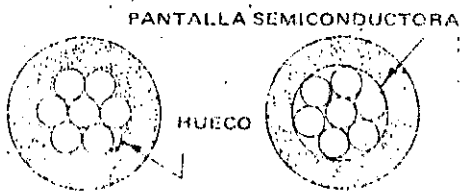


Fig. 3.1.

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



(a) Fig. 3.2. (b)

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

3.2.— Pantalla sobre aislamiento:

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

— Pantalla semiconductora.
— Pantalla metálica.

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

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

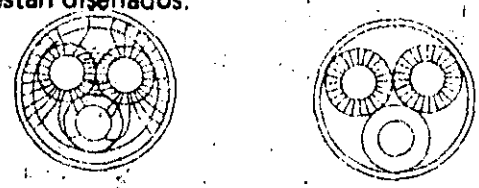
B) Proveer al cable de una capacitancia a tierra uniforme.

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

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

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

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



CABLE SIN PANTALLA (A) — CABLE CON PANTALLA (B)

Fig. 3.3

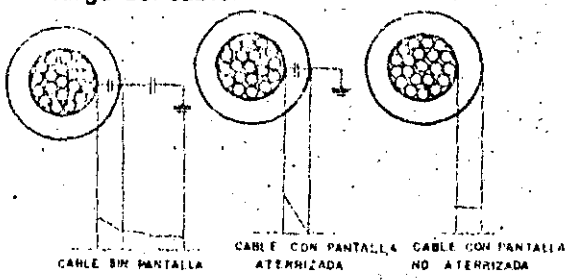
Esfuerzos tangenciales y longitudinales. Uno de los principios básicos de campos eléctricos, es que al aplicar una tensión a dieléctricos colocados en serie con diferente permitividad relativa $K_1 \neq K_2$, esta se dividirá en proporción inversa de las permitividades relativas de ambos materiales.

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

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

Los esfuerzos tangenciales están asociados con campos radiales no simétricos y ocurren en cables multiconductores cuando el conductor individual no está apantallado y en cualquier cable monopolar sin pantalla

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



(A) (B) (C)

Fig. 3.4

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

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

Los cables que se instalan en ductos ó directamente enterrados, normalmente pasarán por secciones de terreno húmedo y seco o ductos de características eléctricas variables. Esto resulta en una capacitancia a tierra variable y consecuentemente en una impedancia no uniforme.

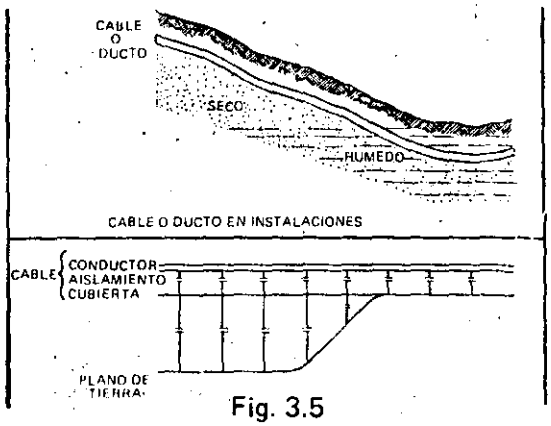


Fig. 3.5

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

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

a) Presentar una impedancia uniforme evitando reflexiones y eliminar la posibilidad de producir sobretensiones 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) Absorver energía de las ondas de sobretensión al inducir en la pantalla una corriente proporcional a la del conductor.

d) Reducir el peligro de choque eléctrico al personal y proveer un drenaje adecuado a tierra de las corrientes capacitivas.

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

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

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

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

Por otra parte cuando se tiene el sistema adecuado de pantallas, se deberá buscar siempre que estas operen a los potenciales lo más cercanos a tierra posible.

Las situaciones de peligro que se derivan de no observar esta práctica resultan aún más críticas desde el punto de vista seguridad, que las que ocasionan los cables sin pantalla. El potencial que se induce en la pantalla en longitudes considerables puede alcanzar valores muy cercanos al potencial del conductor, lo que resulta en una condición más peligrosa.

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

3.2.1.— Pantalla Semiconductora sobre el aislamiento:

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

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

3.2.2.— Pantalla Metálica:

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

a).— Para propósitos electrostáticos.

b). Para conducir corriente de falla.

c).— Como pantalla neutro.

3.3.— Selección de la Pantalla Metálica:

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

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

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

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

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

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

TABLA 3.1 Pantalla de cintas v.s. Pantalla de alambres

Tipo de Pantalla	Ventajas	Desventajas
1. A base de cintas	– Proporciona una pantalla electrostática adecuada. – Reduce el ingreso de humedad en el aislamiento.	– Propiedades eléctricas inconsistentes, debido a que en el manejo se afecta el traslape. – Requiere de radio de curvatura mayores que para cables con pantalla de alambres. – Construcción vulnerable durante la instalación. – En empalmes y terminales se requiere de mayor tiempo y habilidad para ejecutar adecuadamente los cortes.
2. A base de alambres	– Proporciona una pantalla electrostática adecuada. – Las características eléctricas de la pantalla son consistentes y controlables. – Fácilmente se incrementa la capacidad modificando el número de alambres. – No requiere de gran destreza para realizar cortes en empalmes y terminales. – Son menos vulnerables durante la instalación.	– Permite el paso de la humedad libremente. – Requiere precauciones para evitar desplazamiento de los alambres durante la instalación.

3.4.- Aplicaciones de las Pantallas

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

Esto significa que en el rango de 2 kV a 5 kV inclusive, se puede no utilizar pantallas sobre aislamiento, de aquí que una gran dósis de sentido común se involucra, 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 las pantallas de acuerdo a las normas ICEA.

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

a) Conexiones a líneas aéreas
b) Transición a ambiente de diferente conductancia
c) Transición de terrenos húmedo o seco
d) Terrenos secos, de tipo desértico
e) Conduits anegados ó húmedos
f) En donde se utilizan compuestos para facilitar el jalado de los cables
g) Donde fácilmente se depositen en la superficie del cable materiales conductores tales como hollín, sales, etc.
h) Donde pudieran presentarse problemas de radiointerferencia.
i) Donde se involucre la seguridad del personal.

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

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

CONEXION A TIERRA Y TERMINACION DE LAS PANTALLAS

En todas las terminaciones de los cables se deben remover completamente las pantallas y sustituir por un cono de alivio de esfuerzos adecuado. Si las pantallas no se retiran, se presentarán 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, ó al potencial de tierra. La pantalla que no tiene la conexión adecuada a tierra es más peligrosa del punto de vista seguridad que el cable sin pantalla. Además del peligro al personal, una pantalla "flotante" puede ocasionar daños al cable. Si el potencial de dicha pantalla es tal que perfore la cubierta, la descarga resultante producirá calor y quemaduras al cable.

Las pantallas deben conectarse preferentemente en dos ó más puntos. En caso de que se conecten en un solo punto precaución especial se deberá aplicar.

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

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

Capítulo 4.– Propiedades de las Cubiertas

4.1.– Selección de las Cubiertas
4.2.– Propiedades

4

4. PROPIEDADES DE LAS CUBIERTAS

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

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

4.1. Selección de las cubiertas.

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

Las cubiertas pueden ser principalmente de los siguientes materiales:

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

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

II. Cubiertas Termoplásticas: Las más usuales son fabricadas con PVC (Policloruro de vinilo) y polietileno de alta y baja densidad.

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

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

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

1) Térmicas: La temperatura de operación en la cubierta es de vital importancia, al igual que en el caso de los aislamiento. Excesos sobre los límites establecidos conducen a una degradación permatura de las cubiertas.

2) Químicas: Los componentes de los cables son compuestos o mezclas químicas y como tales su resistencia ante ciertos elementos del medio donde se instalen, son previsibles y muy importantes de considerar para la sección del material de la cubierta.

3) Mecánicas: Los daños mecánicos a que pueden estar sujetos los cables de energía se deben para cables en instalaciones fijas, a los daños derivados del manejo en el transporte e instalación como son: Radios de curvatura pequeños, tensión excesiva, compresión, cortes, abrasión, etc. que reducen la vida del cable completo.

4) Eléctricas: También para la cubiertas debe tomarse en cuenta las solicitaciones de carácter eléctrico como son: corrientes elevadas de corto circuito en las pantallas.

4.2. Propiedades

En la tabla 4.1. se presentan las propiedades de las cubierta en cuanto a las solicitaciones antes mencionadas.

TABLA 4.1 PROPIEDADES DE CUBIERTAS

CARACTERISTICAS	P.V.C.	Polietileno Baja Densidad	Polietileno Alta Densidad	Neoprene	Polietileno 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
Debilidad en frío	R	E	MB	B	R	—
Propiedades eléctricas	MB	E	E	R	B	—
Resistencia a la intemperie	MB	E+	E+	B	E+	MB
Resistencia a la llama	MB	M	M	B	B	B
Resistencia al calor	B	M	R	MB	E	MB
Resistencia a la radiación nuclear	R	B	B	B	MB	E
Resistencia a la oxidación	E	R	R	MB	E	B
Resistencia al ozono	E	E	E	B	E	E
Resistencia al efecto corona	E	B	B	R	B	E
Resistencia al corte por compresión	B	B	B	B	B	M
Resistencia a ácidos:						
— 30% sulfúrico	E	E	E	R	B	E
— 3% sulfúrico	E	E	E	R	R	E
— 10% nítrico	R	E	E	R	R	M
— 10% clorhídrico	B	E	E	R	R	R
— 10% fosfórico	E	E	E	R	R	B
Resistencia a álcalis y sales:						
— 10% hidróxido de sodio	E	E	E	M	R	B
— 2% carbonato de sodio	B	B	E	R	R	B
— 10% cloruro de sodio	E	E	E	B	B	B
Resistencia a agentes químicos orgánicos:						
— Acetona	M	B	B	B	B	E
— Tetracloruro de carbón	B	B	B	M	M	E
— Aceites	E	B	B	B	B	E
— Gasolina	B	B	B	B	B	E
— Creosota	R	B	B	M	M	—
Rango de temperatura de operación (°C) MIN.	−68	−60	−60	−30	−20	—
Rango de temperatura de operación (°C) MAX.	+75	+75	+75	+90	+108	—
Peso específico	1.4	0.9	1.0	1.3	1.2	11.3
Principales aplicaciones:	Uso general, cables para interiores y exteriores subterráneos.	Cables a la intemperie. Cubiertas sobre plomo.	idoro, pero cuando se requiere mayor resistencia a la abrasión.	Cables flexibles. Cables para minas.	Cables flexibles de alta calidad.	Cables con alamiento de papel impregnado. Cables para refinerías de petróleo y plantas petroquímicas.

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

Sección II.— Parámetros Eléctricos

Capítulo 5.— Resistencia del conductor

5

5.– RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

INTRODUCCION

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

5.1.– Resistencia a la corriente directa

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

$$Rcd = \rho \frac{L}{A} \text{ en Ohms.} \qquad (5.1)$$

en donde:

L = Longitud del conductor

A = Area seccional del conductor

ρ = Resistividad volumétrica del material de conductor en unidades compatibles con "L" y con "A".

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

1.7241	microhms cm
0.67879	microhms pulgada
10.371*	ohm-cmil/pie
17.241*	ohm-mm²/Km

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

2.828	microhms-cm
1.1128	microhms-pulgada
17.002*	ohm-cmil/pie
28.28*	ohm-mm²/Km

*Estos valores 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 por el número de ellos.

$$Rcd = \frac{R'}{n} = \frac{\rho}{n} \cdot \frac{L}{A'} \qquad (5.2)$$

en donde:

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

$$Rcd = \rho \frac{L}{A} (1 + kc) \qquad (5.3)$$

en donde:

kc es el "factor de cableado" y los valores correspondientes para diferentes ti-

5

pos de cuerdas se encuentran en la Tabla 5.1. y en las tablas a continuación se encuentran los valores de Resistencia a la corriente directa de los conductores usuales.

TABLA 5.1

INCREMENTO DE LA RESISTENCIA POR EFECTO DE CABLEADO

Tipo de cableado	kc
Redondo normal	0.020
Redondo compacto	0.020
Sectoral	0.015
Segmental	0.020

TABLA 5.1.a. Resistencia a la Corriente Directa a 20°C de conductores de cobre en cableado concéntrico normal comprimido y compacto.

mm²	AWG MCM	AREA DE LA SECCION (mm²)	RESISTENCIA ELECTRICA NOMINAL CD 20°C (Cu Suave) Ω/Km.
	8	8.37	2.10
	6	13.30	1.322
	5	16.77	1.050
	4	21.16	0.830
	3	26.70	0.658
	2	33.60	0.523
35		34.40	0.511
	1	42.20	0.415
50		48.30	0.364
	1/0	53.50	0.329
	2/0	67.50	0.261
70		69.00	0.255
	3/0	85.00	0.207
	4/0	107.20	0.164
	250	127.70	0.139
150	300	152.00	0.1157
	350	177.40	0.0991
	400	202.70	0.0867
240		242.50	0.0726
	500	203.30	0.0696
	600	304.10	0.0578
	700	354.70	0.0496
	750	380.00	0.0463
	800	405.40	0.0434
	1000	506.7	0.0343

5

TABLA 5.1.b. Resistencia a la corriente directa a 20°C de conductores de aluminio en cableado concéntrico [illegible] comprimido y compacto.

DESIGNACION AWG MCM	AREA DE LA SECCION TRANSVERSAL (mm^2)	RESISTENCIA ELECTRICA NOMINAL A CD OHM/KM A 20°C
2	33.6	0.858
1/0	53.5	0.539
2/0	67.1	0.4277
3/0	85.0	0.3391
4/0	107.2	0.2689
250	126.7	0.2275
350	177.3	0.1628
500	253.4	0.1139
600	304.0	0.0948
700	354.7	0.0813
1000	506.7	0.0569

5.2.– Efecto de la Temperatura en la Resistencia

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

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

Si efectuáramos mediciones de la resistencia en un conductor a distintas temperaturas y trazáramos los valores obtenidos en una gráfica, obtendríamos la siguiente curva:

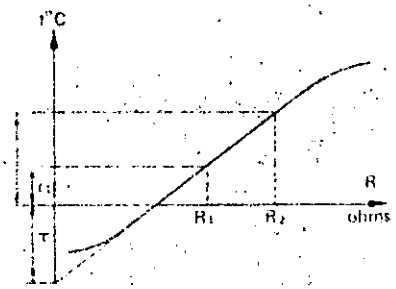


Fig. 5.1.

[illegible] de la resistencia de un conductor eléc[illegible] en la temperatura.

en donde:

α se denomina "Coeficiente de Corrección por Temperatura" y sus dimensiones son grados centígrados recíprocos. El valor de la resistividad es expresado generalmente a una temperatura estándar de 20°C (68°F), y puesto que la resistencia de un conductor dado es proporcional a su resistividad, podemos escribir:

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:

$$R_2 = R_1 [1 + \alpha (T_2 - T_1)] \qquad (5.4)$$

El punto de intersección de la prolongación de la parte plana de la curva de la figura con el eje de las "t" (temperaturas), es un valor constante para cada material; en esta temperatura el valor teórico de la resistencia del material es nula. Valores de "T" en °C, para los materiales comúnmente usados en la fabricación de conductores eléctricos están dados a continuación:

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

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

" 228 °C para aluminio estirado en frío con 61% de conductividad según IACS.

De la figura 5.1. se deduce que:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{t_2 + T}{t_1 + T} \qquad (5.5)$$

expresión útil para cálculos prácticos de ingeniería (Ver Tabla 5.2) Asimismo es fácil demostrar que si:

$$\alpha = \frac{1}{234.5} = 0.00427 \text{ a } 0°C$$

entonces:

$$\alpha = \frac{1}{243.5 + X°C} \text{ a } X°C \qquad (5.6)$$

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

Temperatura del conductor en °C	Factor de corrección a 20°C	
	Cobre	Aluminio
0	1.085	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	0.926
45	0.910	0.908
50	0.894	0.892
55	0.879	0.876
60	0.869	0.861
65	0.850	0.846
70	0.836	0.832
75	0.822	0.818
80	0.809	0.805
85	0.796	0.792
90	0.784	0.780

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

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{234.5 + 20}{234.5 + T} = \frac{254.5}{234.5 + T} \quad (5.7)$$

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

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{228 + 25}{228 + T} = \frac{253}{228 + T} \quad (5.8)$$

5.3.— Resistencia a la corriente alterna

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

— El efecto superficial ó piel y

— El efecto de proximidad

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

$$R_{CA} = R_{CD} (1 + Ys + Yp) \quad (5.9)$$

donde:

R_{CA} = Resistencia a la corriente alterna

R_{CD} = Resistencia a la corriente directa corregida

Ys = Factor debido al efecto piel

Yp = Factor debido al efecto de proximidad

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

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

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

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 contra electromotriz inducida en los filamentos centrales será mayor que en la inducida en los filamentos superficiales.

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

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

El factor Ys del efecto piel se calcula por:

$$Ys = \frac{Xs^4}{192 + 0.8\,Xs^4} \qquad (5.10)$$

con:

$$Xs^2 = \frac{8\pi f}{R'} \cdot 10^{-7}\, ks \qquad (5.10)$$

donde:

f = frecuencia del sistema H_z

R' = Resistencia del conductor a la CD corregida a la temperatura de operación, ohm/Km.

Valores de ks se dan en la tabla 5.3

$$Yp = \frac{Xp^4}{192 + 0.8\,Xp^4}\left(\frac{dc}{s}\right)^2\left[0.312\left(\frac{dc}{s}\right)^2 + \frac{1.18}{\frac{Xp^4}{192 + 0.8\,Xp^4} + 0.27}\right] \qquad (5.11)$$

con:

$$Xp^2 = \frac{8\pi f}{R'} \cdot 10^{-7}\, kp \qquad (5.\ )$$

donde:

dc = Diámetro del conductor (cm)

s = Distancia entre ejes de los conductores (cm)

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

dc = dx que es el diámetro de un conductor redondo de la misma área que el conductor sectoral.

s = dx + t

donde: t es el espesor de aislamiento

Efecto de proximidad.

Cuando un conductor por el que fluye una corriente eléctrica de variación cíclica, se encuentra cercano a otro que transporta un flujo de iguales características pero de sentido contrario, crea una resta vectorial de densidad de flujo, originando una reducción en la inductancia de las caras próximas y un aumento en las diametralmente opuestas, dando por resultado una distribución no uniforme de la densidad de corriente y un aumento aparente de la resistencia efectiva que se calcula afectando la resistencia original por un factor (Yp).

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

TABLA 5.3

FACTORES Ks y Kp.	Ks	Kp
Conductor redondo compacto de cobre	1.0	0.6
Conductor redondo de cobre	1.0	0.8
Conductor compacto segmental de cobre	0.39	0.46
Conductor redondo compacto de aluminio	1.0	0.5
Conductor redondo de aluminio	1.0	0.5

De donde:

R_1 = Resistencia a 20°C

R_2 = Resistencia medida a la temperatura de prueba

T = Temperatura de prueba

Relación de Resistencia CA/CD para conductores de Cobre y Aluminio a una frecuencia de 60 CPS. Cableado concéntrico normal

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

5

NOTA: (1) Use la columna (1) para relación CA/CD para:

A.— Conductor monofásico con cubierta no metálica, instalados en aire o en ducto no metálico.

B.— Conductor monofásico con cubierta metálica, instalados con las cubiertas aisladas, en aire, o en ductos no metálicos separados.

La columna (1) incluye únicamente el efecto piel (skin). Los factores de proximidad que varían con el espaciamiento, pueden generalmente ser despreciados para instalaciones espaciadas en forma uniforme.

NOTA: (2): Use la columna (2) para relación CA/CD para:

A.— Cables multiconductores con cubierta metálica.

B.— Cables multiconductores con cubierta no metálica en conduit metálico.

C.— Dos o múltiplo de dos conductores monofásicos con cubierta no metálica, instalados en el mismo conduit metálico.

D.— Cables multiconductores con cubiertas no metálicas, instalados al aire o en conduit no metálico.

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

5.4.— Ejemplos

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

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

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

Mediante Fórmulas:

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

Por tablas (aproximaciones):

1. Resistencia a la CD a 20°C (Tabla 5.1.a)
2. Dividir por el factor correspondiente en la Tabla 5.2
3. y 4. Aproximar los efectos de proximidad y superficial multiplicando por el factor de la Tabla 5.4.

Ejemplo:

1. $R_{CD20°C} = \frac{17.241}{258.35} =$

$\doteq 0.06805$ Ohms/Km

Ecuación 5.1

Corrección por cableado

$R_{CD20°C} = 0.0680 \times 1.02 =$

$= 0.0695$ Ohm/Km

Ecuación 5.3.

De la tabla 5.1.a

$R_{CD20°C} = 0.0696$

2. A la temperatura de operación:

$\alpha = \frac{1}{234.5 + 20} = 0.00392\ 1/°C$

Ecuación 5.6

$R_{CD90°C} = 0.0695\,[1 + 0.00392\,(90-20)]$

$= 0.0885$ Ohm/Km.

Ecuación 5.4.

Tomando el valor de corrección de la tabla 5.2.

$R_{CD90°C} = \frac{0.0695}{0.784} = 0.0886$

3. Por efecto piel y proximidad.

Efecto piel:

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

$= 1.703$

$Y_s = \frac{(1.703)^2}{192 + 0.8(1.703)^2} = 0.015$

De proximidad

$X_p^2 = \frac{8\pi}{0.0885}\,(60) \times 10^{-4}\,(0.6)$

$= 1.0223$

$Y_p = 0.0002$

$R_{CA90°C} =$

$= 0.0885\,(1 + 0.015 + 0.0002)$

$= 0.0898$ Ohm/Km.

Con el factor de corrección de la Tabla 5.4.

Incluimos el efecto piel y proximimidad.

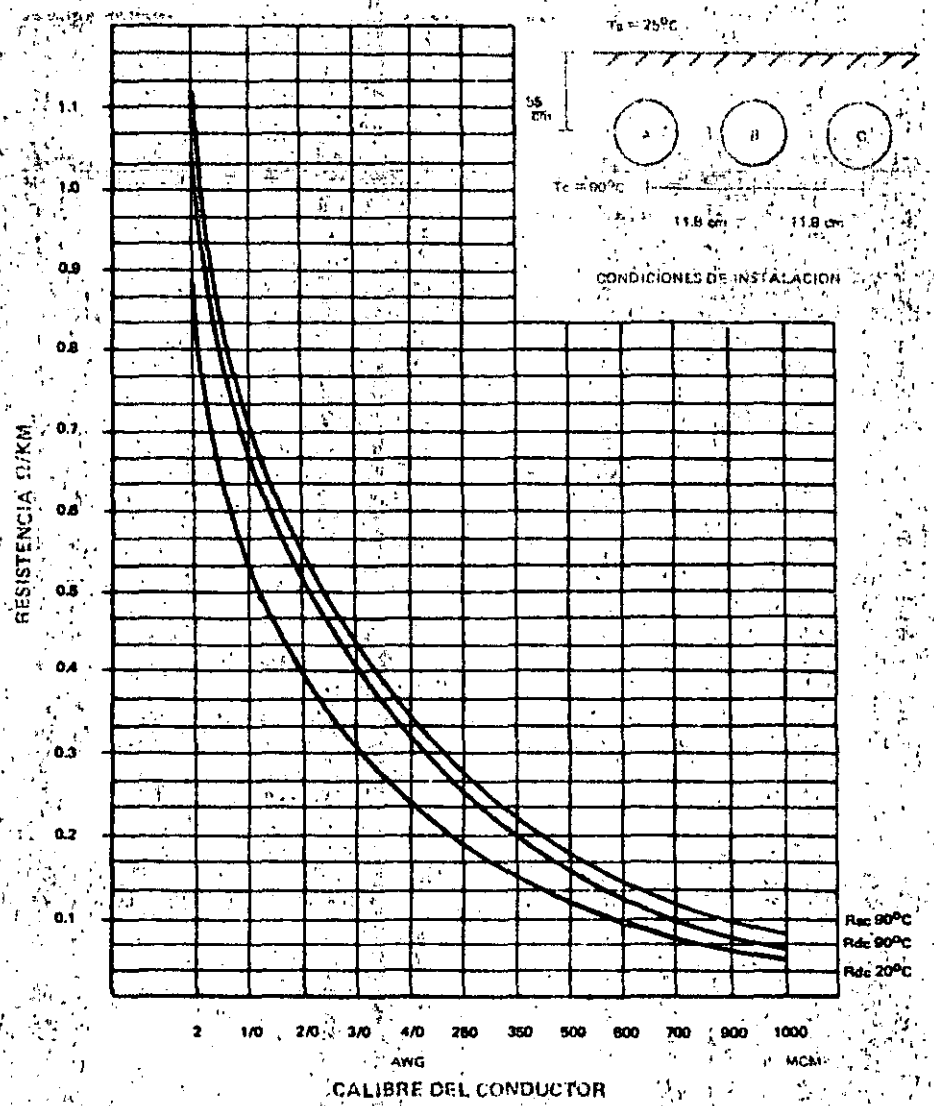
$R_{CA90°C} = 0.0886 \times 1.018 =$

$= 0.0901$ Ohm/Km.

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

GRAFICA No. 5.1

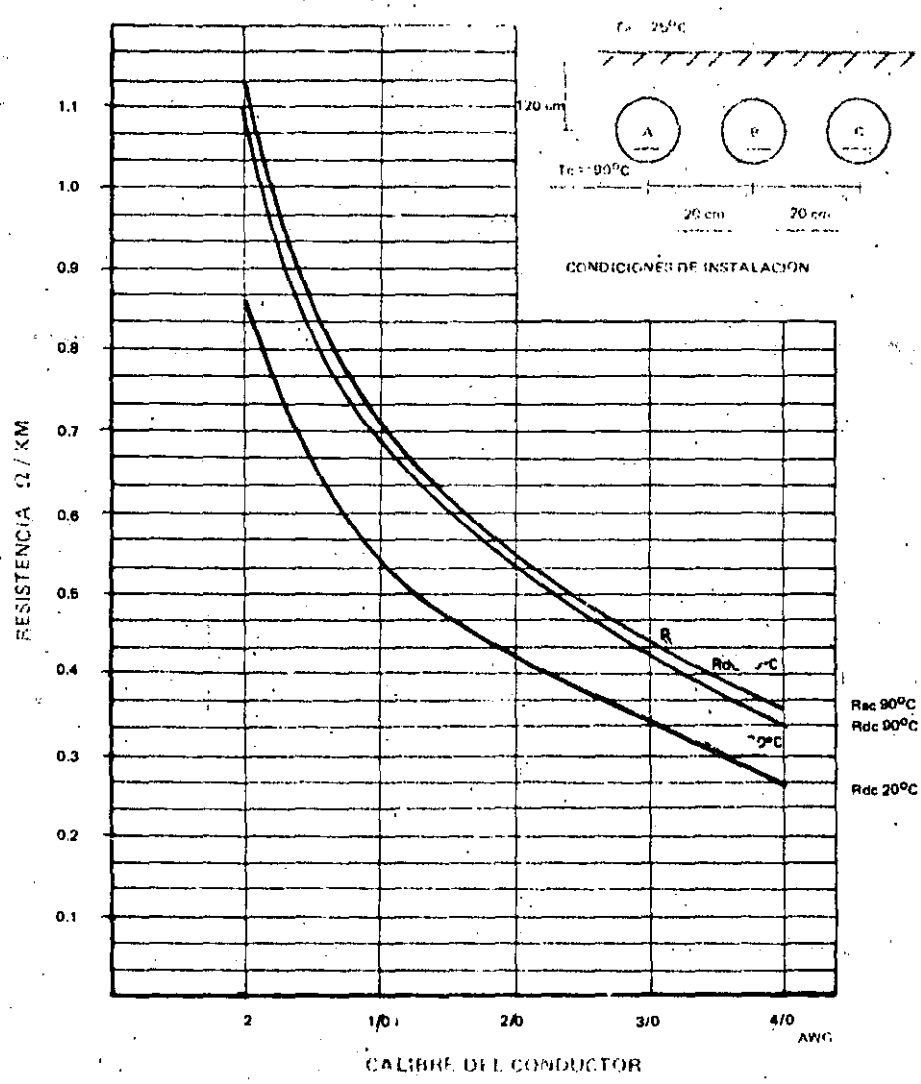
RESISTENCIA DE CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP
TIPO DS, CONDUCTOR DE ALUMINIO 15 Y 25 KV.



5

GRAFICA No. 5.7

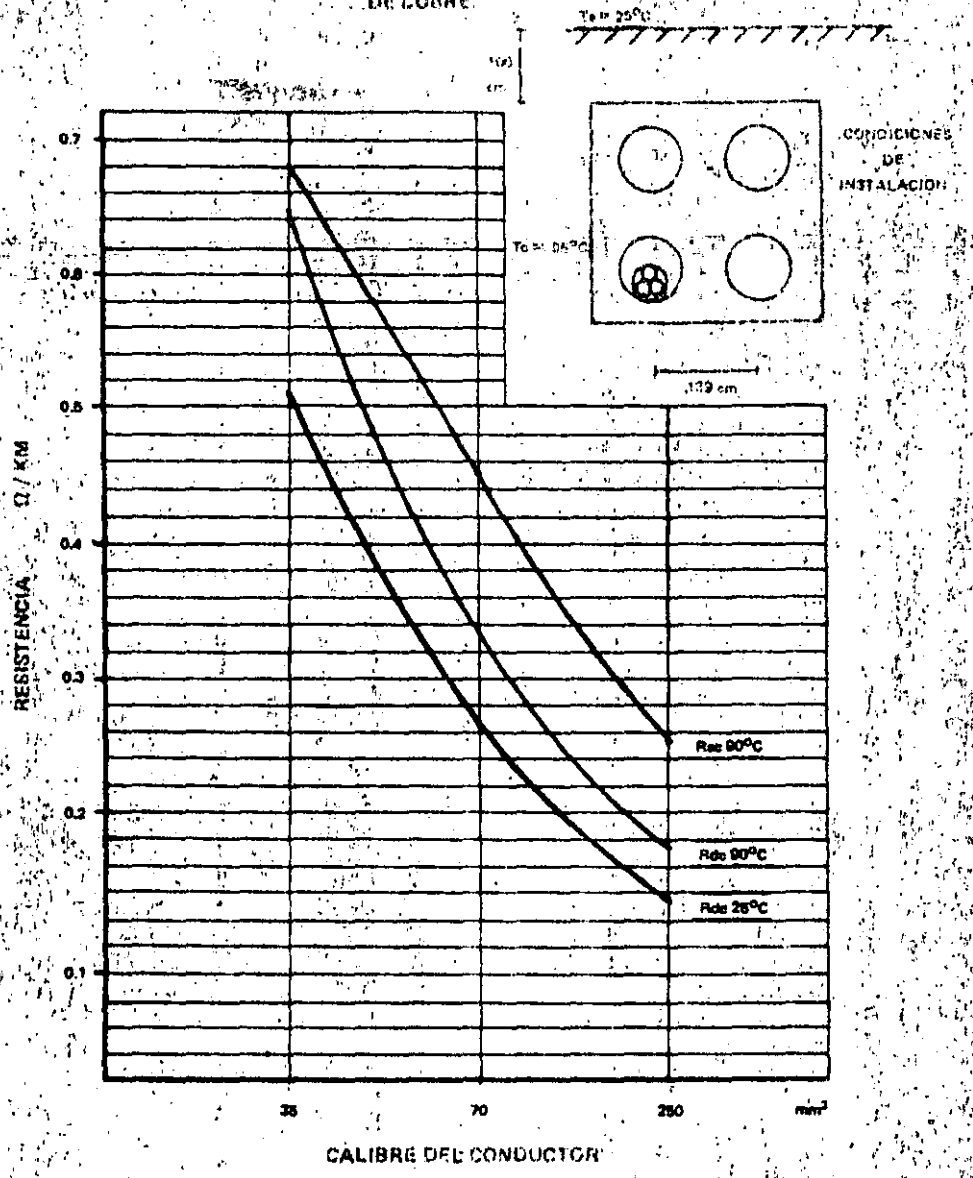
RESISTENCIA DE CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP–DRS.
CONDUCTOR DE ALUMINIO



5

GRÁFICA No. 6.3

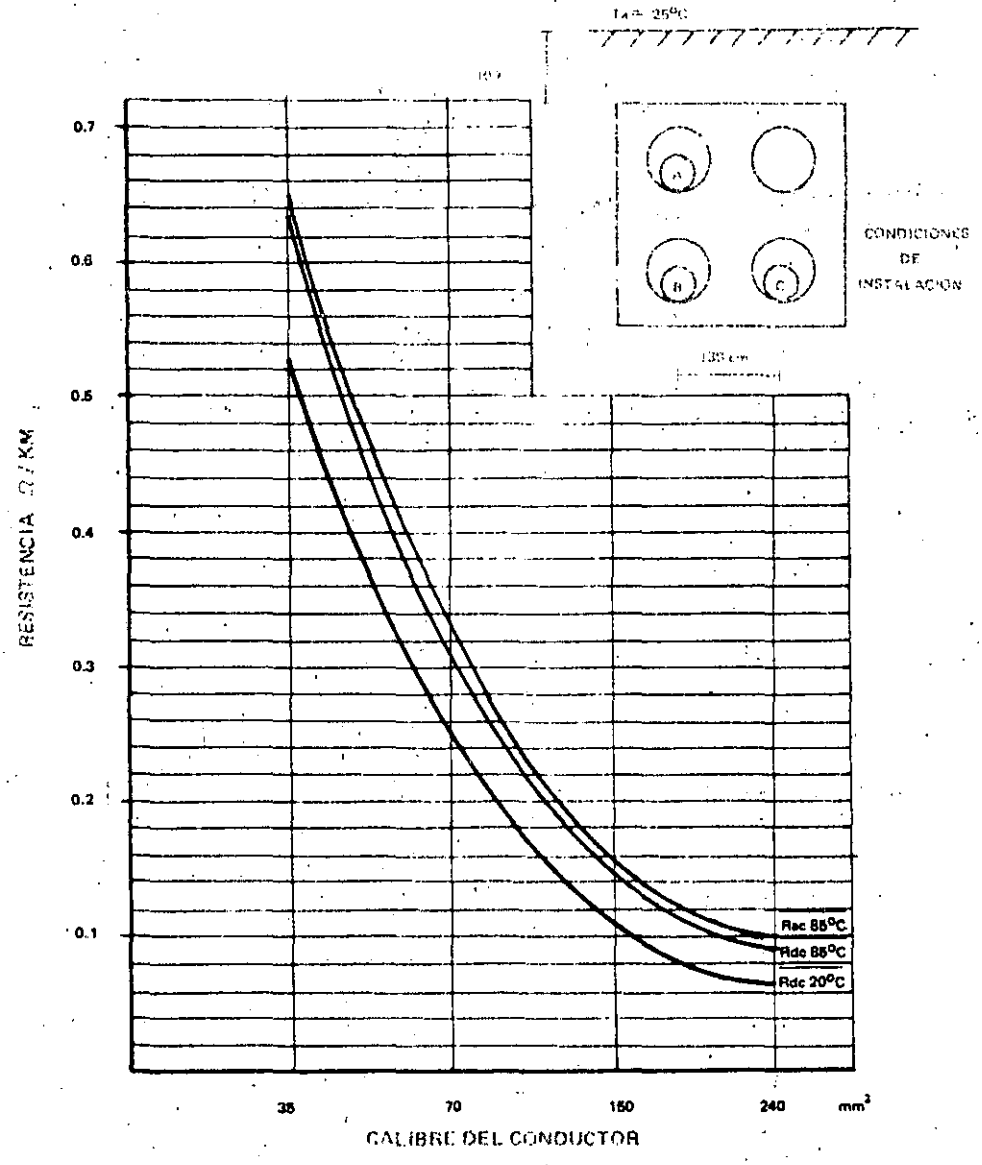
RESISTENCIA DE CABLES TIPO POLAIRES TIPO 6 PT. CON AISLAMIENTO DE PAPEL IMPREGNADO, 6 KV. CONDUCTOR DE COBRE



5

GRAFICA No. 5.4

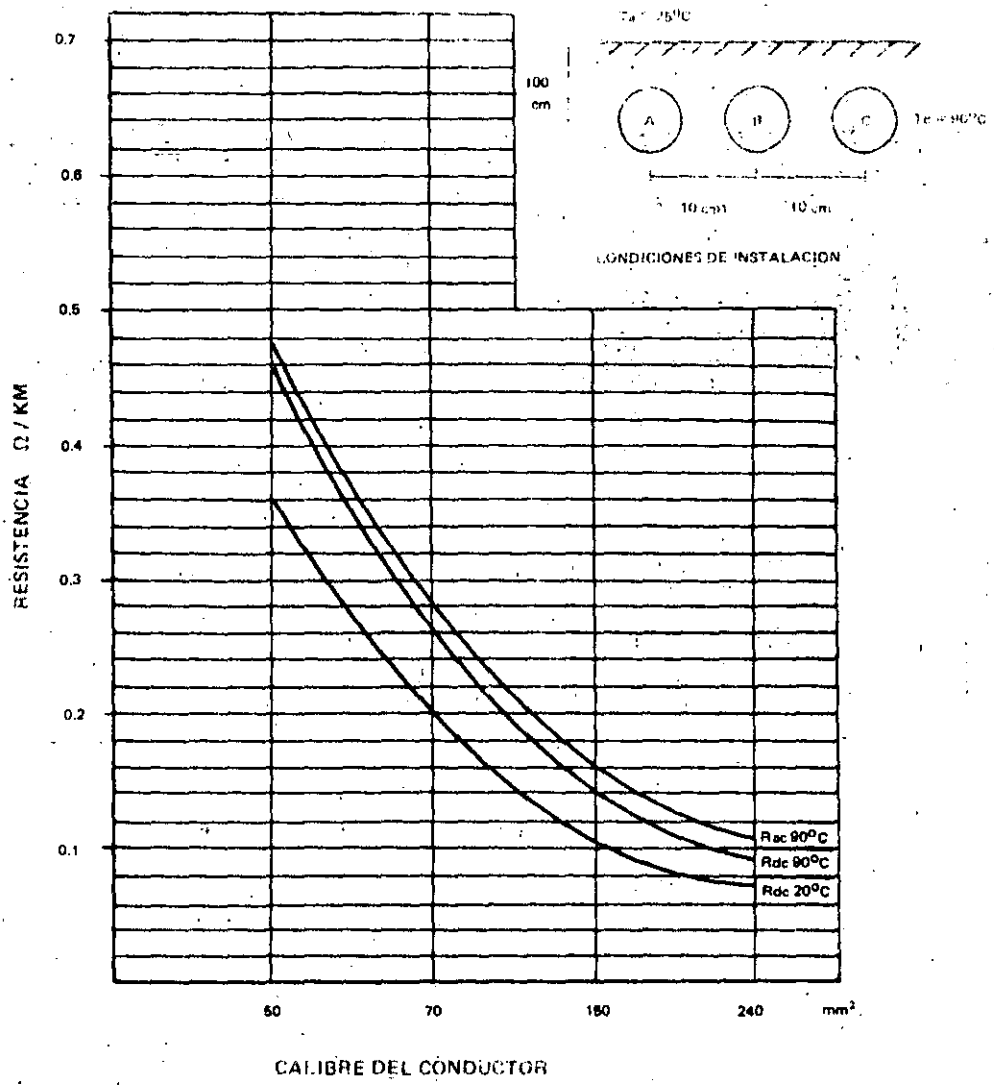
RESISTENCIA DE CABLES MONOPOLARES TIPO 23 PT. AISLADOS
CON PAPEL IMPREGNADO Y FORRO DE PLOMO
CONDUCTOR DE COBRE, 23 KV.



5

GRAFICA No. 5.5

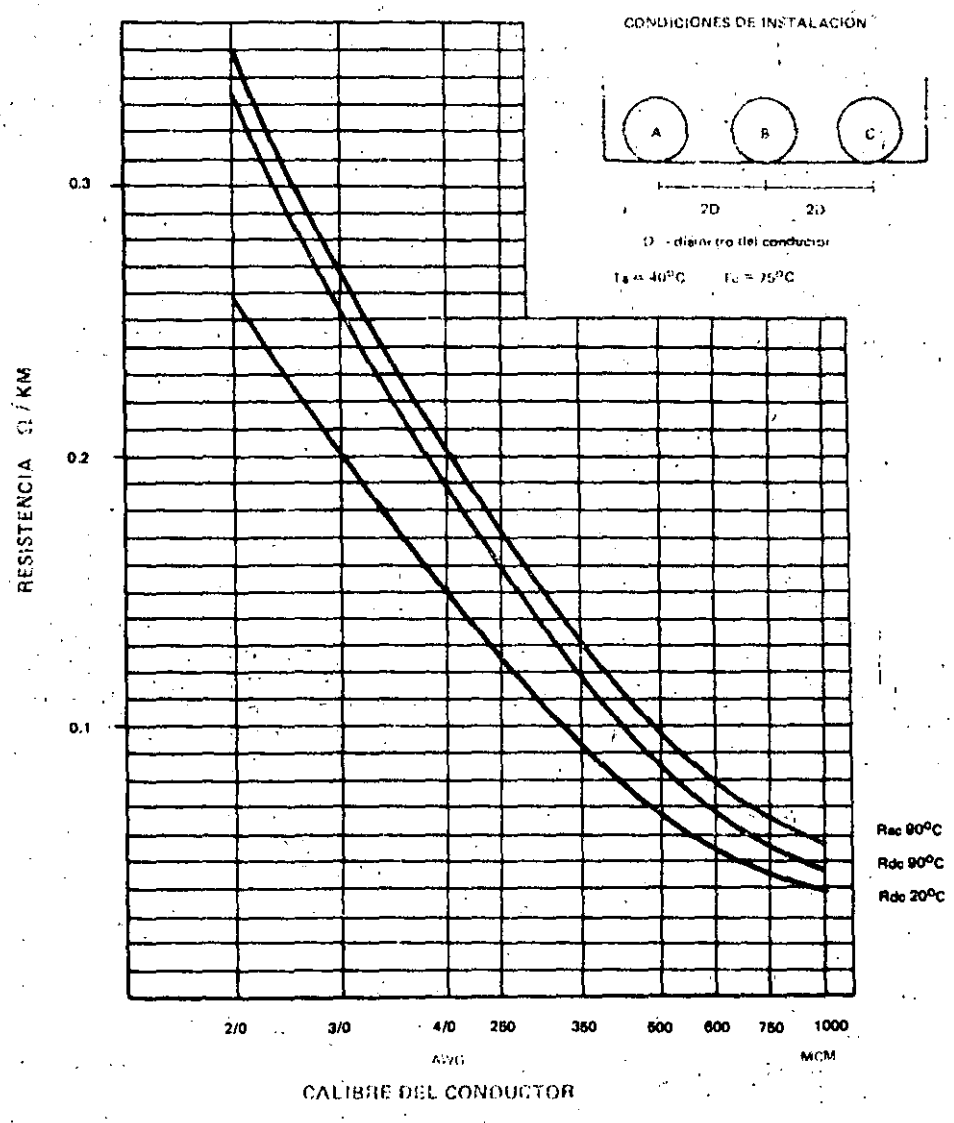
RESISTENCIA DE CABLES MONOPOLARES TIPO 23 TC. CON AISLAMIENTO DE XLP Y CONDUCTOR DE COBRE



5

GRAFICA No. 5.6

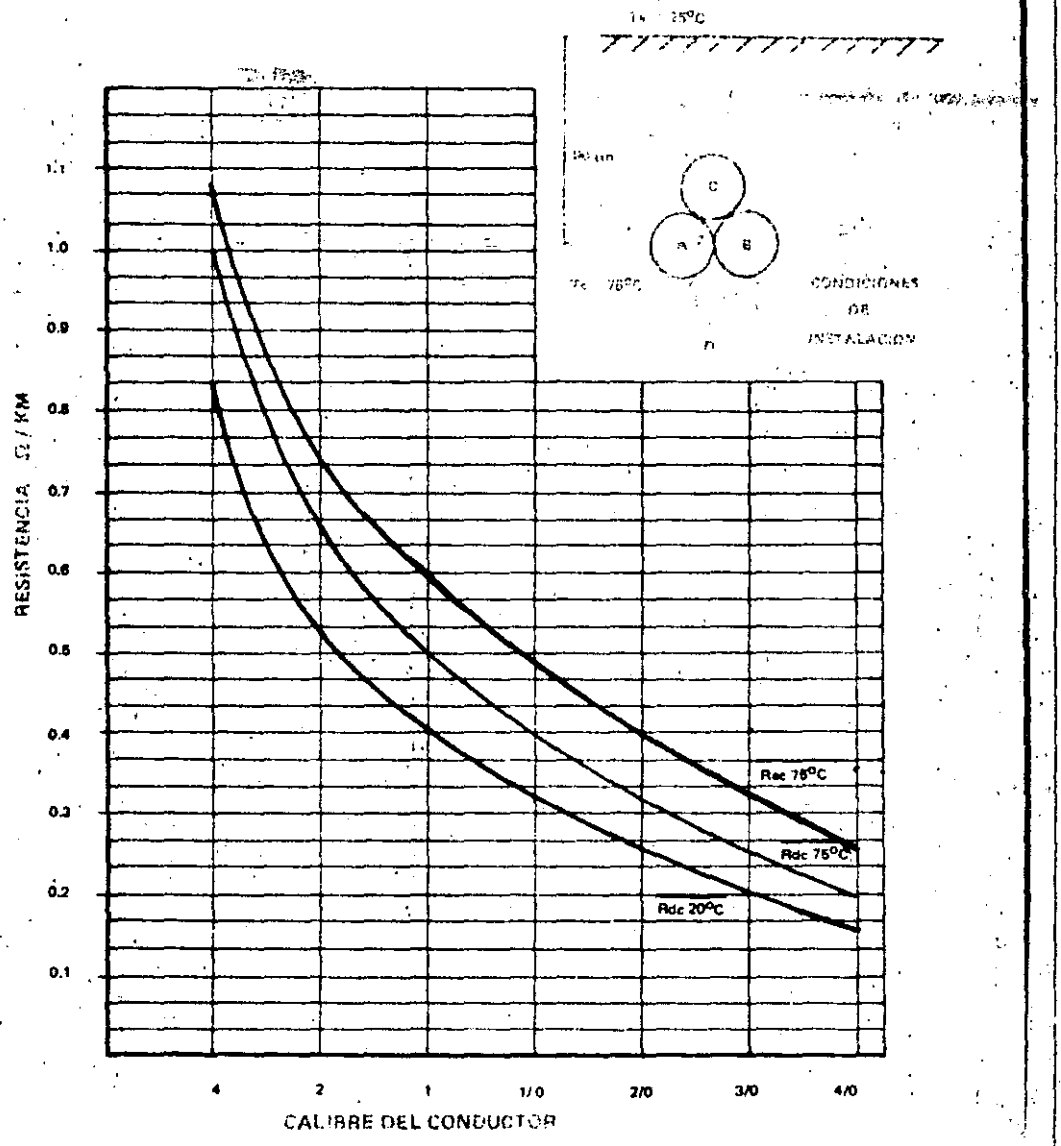
RESISTENCIA DE CABLES UNIPOLARES CON AISLAMIENTO EP – XLP. CONDUCTOR DEL COBRE. TENSIONES DE OPERACION. 5, 15, 25 Y 35 KV.



5

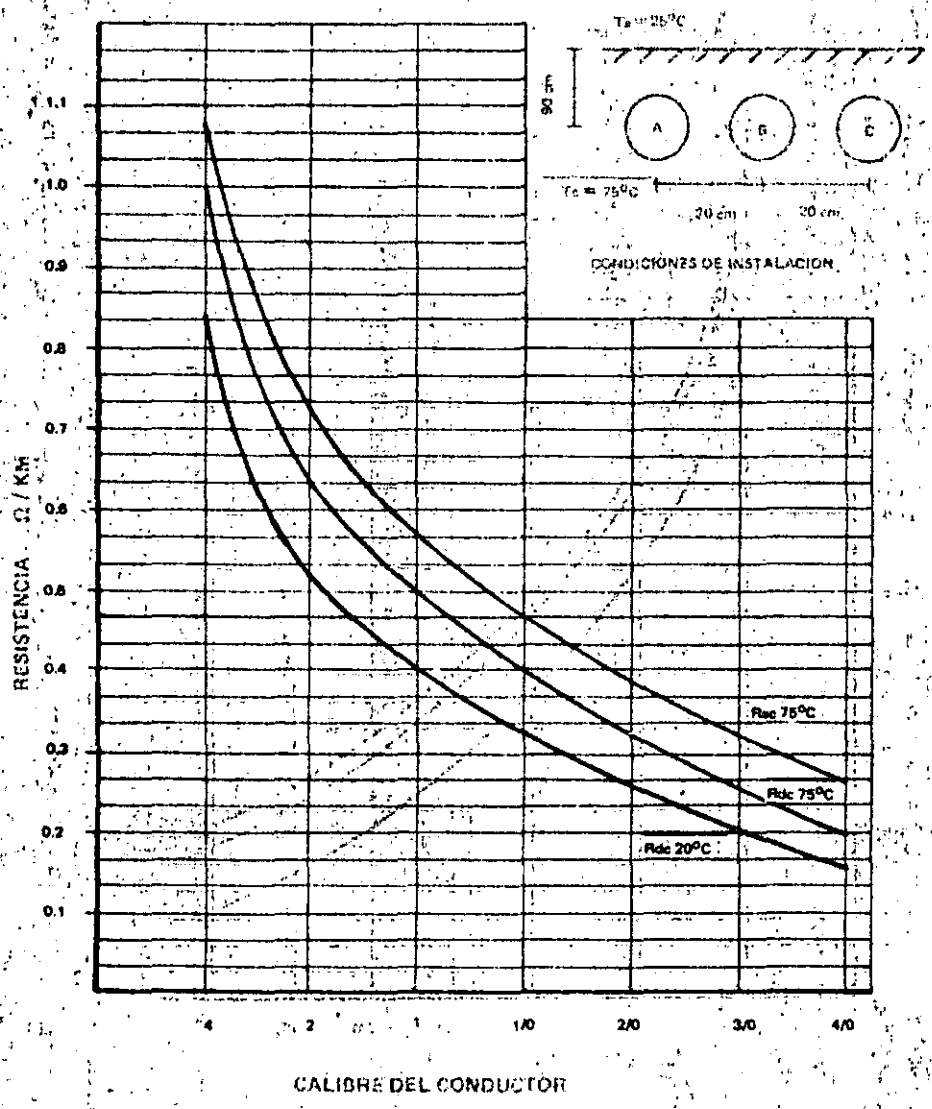
GRAFICA No. 5.7

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



GRAFICA No. 5.8

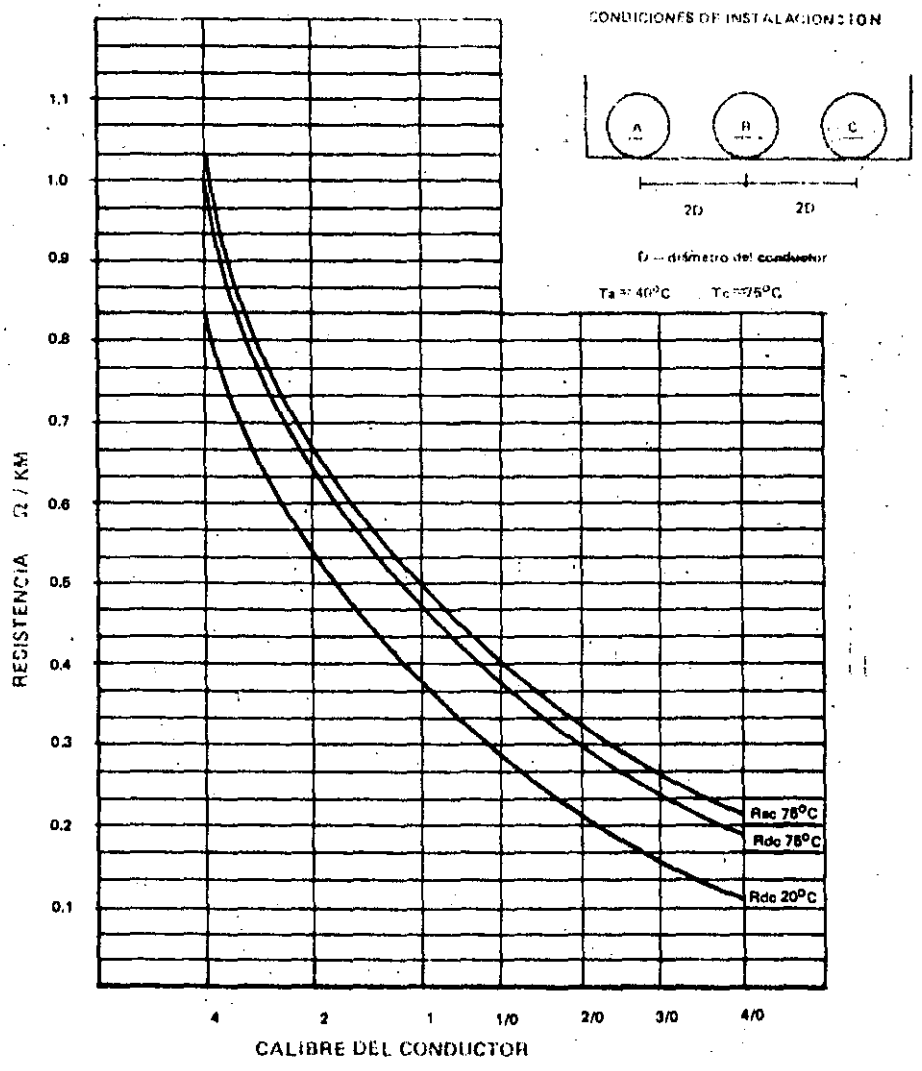
RESISTENCIA DE CABLES UNIPOLARES. AISLAMIENTO SINTENAX, 75°, CONDUCTOR DE COBRE. 15 Y 25 KV.



5

GRÁFICA No. 5.8

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



5

Capítulo 6.— Inductancia y Reactancia Inductiva

6

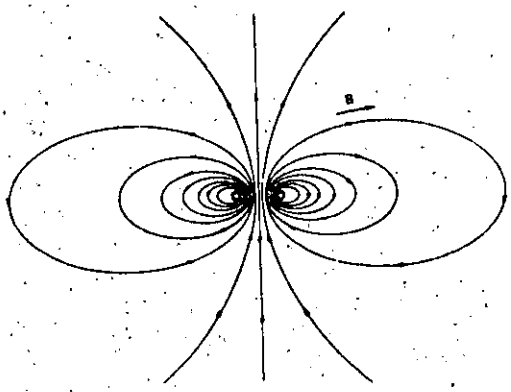
6. INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

6.1.) Inductancia:

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

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

En donde la inductancia L está dada en Henrys



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

$$L = Lo + Lm \qquad 6.1$$

La inductancia propia (Lo) de un conductor es constante dependiendo únicamente de su construcción, si es sólido o cableado. Matemáticamente se puede demostrar que podemos considerar un conductor imaginario al cual el flujo generado no lo corta, lo anterior se logra afectando al radio (R) de la sección conductora por una constante (ver tabla 6.1), que da lugar al radio de un conductor imaginario, al cual todo el flujo es externo. Al radio así calculado se le conoce como radio medio geométrico del conductor (RMG) y la ecuación 6.1. se puede expresar en función de RMG según se indica en la tabla 6.2.

Tabla 6.1

RADIO MEDIO GEOMETRICO DE CONDUCTORES USUALES	
CONSTRUCCION DEL CONDUCTOR	R M G
Alambre sólido	0.779 R
Cable de un solo material	
7 hilos	0.726 R
19 hilos	0.758 R
37 hijos	0.768 R
61 hilos	0.772 R
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 ó no de pantallas ó cubiertas metálicas y conexión a tierra de las mismas.

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

1.— Cables sin pantalla ó cubierta metálica ó bien los cables que provistos de Pantallas ó cubiertas metálicas se encuentren conectadas a tierra de tal forma que no existen corrientes a través de las mismas.

2.— Cables con pantallas[2] o cubiertas metálicas que se encuentren conectadas a tierra de tal forma que permitan corrientes circulantes a través de las mismas.

6.2.) Reactancia inductiva:

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

$$X_L = 2\pi f L \quad \text{Ohms/Km} \qquad (6.2.)$$

Donde: f = Frecuencia del sistema en Hz

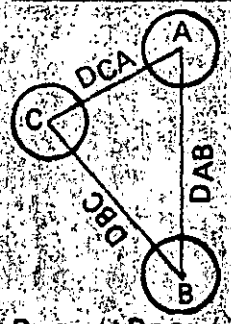
L = Inductancia en Henrys/Km

Nota.— (2) Para efectos prácticos los cables con pantalla a base de cintas metálicas ó equivalente, con conexión a tierra de la pantalla en dos ó más puntos y que por lo tanto presentan el fomento de corrientes circulantes, pueden ser considerados dentro del primer caso para calcular la inductancia total, ya que la sección de estas pantallas es muy pequeña dando lugar a una resistencia eléctrica tan elevada que limita las corrientes circulantes a valores depreciables.

TABLA 6.2

FORMULAS DE CALCULO DE INDUCTANCIA TOTAL (H/Km)

CASO 1.— Cables sin pantallas o cubiertas metálicas, ó cables que provistos de éstas se encuentran conectadas a tierra de tal forma que no permiten el paso a corrientes circulantes.



El valor medio de inductancia total del sistema es:

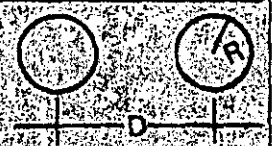
$$L = 2 \times 10^{-4} \ \ln \frac{DMG}{RMG} \qquad (6.5)$$

Donde DMG es la distancia media geométrica y queda definida como:

$$DMG = \sqrt[3]{DAB \times DBC \times DCA} \qquad (6.5')$$

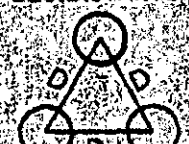
$D_{AB} \neq D_{BC} \neq D_{CA}$

FORMACION TRIANGULAR



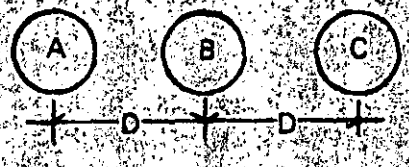
$$Lm = 2 \times 10^{-4} \ \ln \frac{D}{RMG} \qquad (6.3)$$

FORMACION TRIANGULAR EQUIDISTANTE



$$L = L_A = L_B = L_C$$

$$L = 2 \times 10^{-4} \ \ln \frac{D}{RMG} \qquad (6.4)$$



El valor medio de inductancia total es:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ \ln \frac{DMG}{RMG}$$

FORMACION PLANA (6.6) Donde $DMG = \sqrt[3]{2 \times D}$

CASO 2.– Cables con pantallas ó cubiertas metálicas que se encuentren conectadas a tierra de tal forma que permitan corrientes circulantes a través de las mismas

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

En este inciso se hará un especial énfasis en el tratamiento del efecto de estas corrientes circulantes, basado en el trabajo desarrollado por Halperin y Miller[1] que se utilizará no sólo en este inciso, sino también en los desarrollos correspondientes a voltajes, corrientes inducidas y perdidas en las pantallas y cubiertas metálicas.

6.3.1 Resistencia y Reactancia aparente

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

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

El valor final de la resistencia aparente se obtiene de adicionar a la resistencia efectiva a la C.A. determinada en la sección 5 más un término (ver tabla 6.3) que incluye los efectos de la corriente inducida en la pantalla o cubierta metálica.

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

La reducción aparente en la reactancia inductiva, debido a las corrientes circulantes es de poca magnitud y de ninguna manera comparable al incremento aparente que afecta a la resistencia, por lo que es de esperarse en cables con pantallas ó cubiertas metálicas valores mayores de caída de tensión e impedancia que en los cables desprovistos de estas.

En circuitos trifásicos con cables monopolares colocados equidistantes ó circuitos monofásicos (para otras disposiciones ver tabla) la resistencia aparente (Ra) y reactancia inductiva aparente (XLA) estan dadas por:

$$R_A = R + \frac{Xm^2 \cdot Rp}{Xm^2 + Rp^2}$$

$$X_{LA} = X_L - \frac{Xm^3}{Xm^2 + Rp^2}$$

donde:

R = Resistencia efectiva del conductor a la C.A. ohms/Km

$X_L = 2\pi fL$ ohms/Km

NOTA 1.– Ver. "Reduction of sheath losses in single conductor cables". Messrs. Halperin and Miller, Transactions del A.I.E.E. Abril de 1929 pg. 399.

6

L = Calculada de acuerdo a la tabla 6.2.

$X_m = 2\pi f M$

M = Inductancia mutua entre conductor y pantalla ó cubierta metálica

$$X_m = 2\pi f \left(2 \times 10^{-4} \ln \frac{d}{r_o}\right) =$$

$$= 0.0754 \ln \frac{d}{r_o} \left[\frac{OHMS}{KM}\right] \quad (6.7)$$

Rp = Resistencia de la pantalla a la temp. de operación ver tabla 6.5

f = Frecuencia en ciclos por segundo

d = Distancia entre centros de los cables en cms.

R_o = Radio medio de la pantalla en cms.

TABLA 6.5

Resistencia (R_A) ohms/Km

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

Reactancia (X_L) ohms/Km

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

CONFIGURACIONES PAR[illegible]ULO DE RESISTENCIA Y REACTANCIA APARENTE

CONFIGURACION	I MONOFASICA	II EQUILATERA	III RECTANGULAR	IV PLANA	V DOBLE CIRCUITO	VI DOBLE CIRCUITO
$Y =$		X_M	$(X_M + \frac{a}{2})$	$(X_M \pm a)$	$(X_M + a + \frac{b}{2})$	$(X_M + a - \frac{b}{2})$
$Z =$		X_M	$(X_M - \frac{a}{6})$	$(X_M - \frac{a}{3})$	$(X_M + \frac{2}{3} - \frac{b}{6})$	$(X_M + \frac{a}{3} - \frac{b}{6})$

$P = \frac{R_p}{Y}$; $Q = \frac{R_p}{Z}$

$X_M = 2\pi f\,(2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{r_0})$; $a = 2\pi f\,(2 \times 10^{-4} \ln 2)$; $b = 2\pi f\,(2 \times 10^{-4} \ln 5)$

En ohms/Km $X_M = 0.0754 \ln S/r_0$; $a = 0.0523$; $b = 0.1214$

En el caso de cables tripolares con pantalla o cubierta común (fig. 6.1.) el valor de la resistencia aparente del conductor está dada por la siguiente ecuación:

$R_A = R + R_e$ ohms/Km

donde:

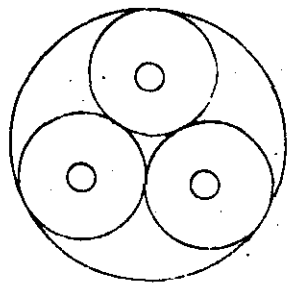
R = Resistencia efectiva del conductor a la CA.

$R_e = \frac{1.3 \times S^2}{R_p R_o^2} \times 10^{-4}$ Ohms/Km.

S = Distancia del centro de los conductores al centro geométrico del cable (cms)

para conductores redondos

$S = (1/\sqrt{3})(d + 2t)$



6

TABLA 6.5

Fórmulas para cálculo de resistencia eléctrica en pantalla y cubierta metálica	
Pantalla de alambres	Resistencia eléctrica $Rp = \rho \frac{1.02}{nd^2 \times 0.7854}$ ohms/km ρ = Resistividad del material a la temperatura de operación de los alambres de la pantalla (ohms-mm²/km) n = Número de alambres que forman la pantalla. d = Diámetro de los alambres (mm)
Tubular de plomo	$Rp = \frac{\rho}{dm.e}$ Ohms/Km ρ = Resistividad de material en Ohms mm²/km a la temperatura de operación. e = Espesor del forro metálico (mm) dm = Diámetro medio del forro metálico (mm)
Pantalla de cintas de cobre con traslape	$Rp = \frac{5.33\ \rho K}{Do \times e}$ Ohms/Km ρ = Resistividad del material en $\left(\frac{Ohms - mm^2}{Km}\right)$ Do = Diámetro medio de la pantalla (mm) e = Espesor de la cinta (mm) (Aprox.0.12 mm) K = Factor para incrementar la resistencia debido al contacto en el traslape ( )

MATERIAL	(ρ) RESISTIVIDAD A 20°C $\left(\frac{ohms - mm^2}{Km}\right)$
COBRE	17.241
ALUMINIO	28.28
PLOMO	241

6

6.4.) Inducción de cables en paralelo:

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

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

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

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

Ⓐ Ⓐ Ⓐ Ⓑ Ⓑ Ⓑ Ⓒ Ⓒ Ⓒ

a) Posición incorrecta; cables de la misma fase contiguos

Ⓐ Ⓑ Ⓒ Ⓒ Ⓑ Ⓐ Ⓐ Ⓑ Ⓒ

b) Posición correcta; cables de distintas fases formando sistemas

Ⓐ Ⓑ Ⓒ Ⓐ Ⓑ Ⓒ Ⓐ Ⓑ Ⓒ

c) Posición incorrecta; cables con una mala secuencia de fases

Fig. 6.2

El orden de las fases dentro de un sistema es igualmente de gran importancia. En concordancia con el número de sistemas trifásicos se recomienda la sucesión de fases de la fig. 6.2 (b)

Con esta disposición los coeficientes de inducción de los cables paralelos en una fase son prácticamente iguales, mientras que las fases A, B y C difieren entre sí. Sin embargo esto es menos perjudicial que la diferencia en inducción de cables de la misma fase.

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

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

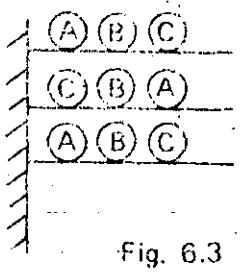


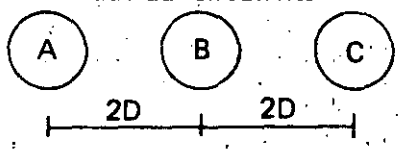
Fig. 6.3

Cables dispuestos en charolas

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

6.5.) EJEMPLOS

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



1.— Búsqueda de datos para calcular la inductancia total de la Tabla 6.2.

$$L = 2 \times 10^{-4} \; Ln \frac{DMG}{RMG} \left[\frac{H}{Km} \right] \qquad (6.6)$$

donde:

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

D = Distancia entre centros de cables.

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

RMG = 0.768 R

donde:

R = es el radio del conductor

El cable vulcanel XLP 15 KV cobre, tiene las siguientes dimensiones.

Diámetro del conductor = 13.2 mm

Diámetro. total = 28.7 mm

II. SOLUCION NUMERICA

RMG = 0.768 (13.2) = 5.0688 mm

$DMG = \sqrt[3]{2} \times (2 \times 28.7) =$

= 72.32 mm

$$L = 2 \times 10^{-4} \; Ln \frac{72.32}{5.1} \left[\frac{H}{Km} \right]$$

$$L = .532 \left[\frac{mH}{Km} \right]$$

La reactancia inductiva esta dada por.

$$X_L = 2 \pi f L \left[\frac{ohms}{Km} \right] \qquad (6.2)$$

donde:

f es la frecuencia de operación del sistema

f = 60 Hz

L es la inductancia total en $\left[\frac{H}{Km} \right]$

$$X_L = 2 \pi (60) (.532 \times 10^{-3}) \left[\frac{ohms}{km} \right]$$

$$X_L = 0.198 \left[\frac{ohms}{Km} \right]$$

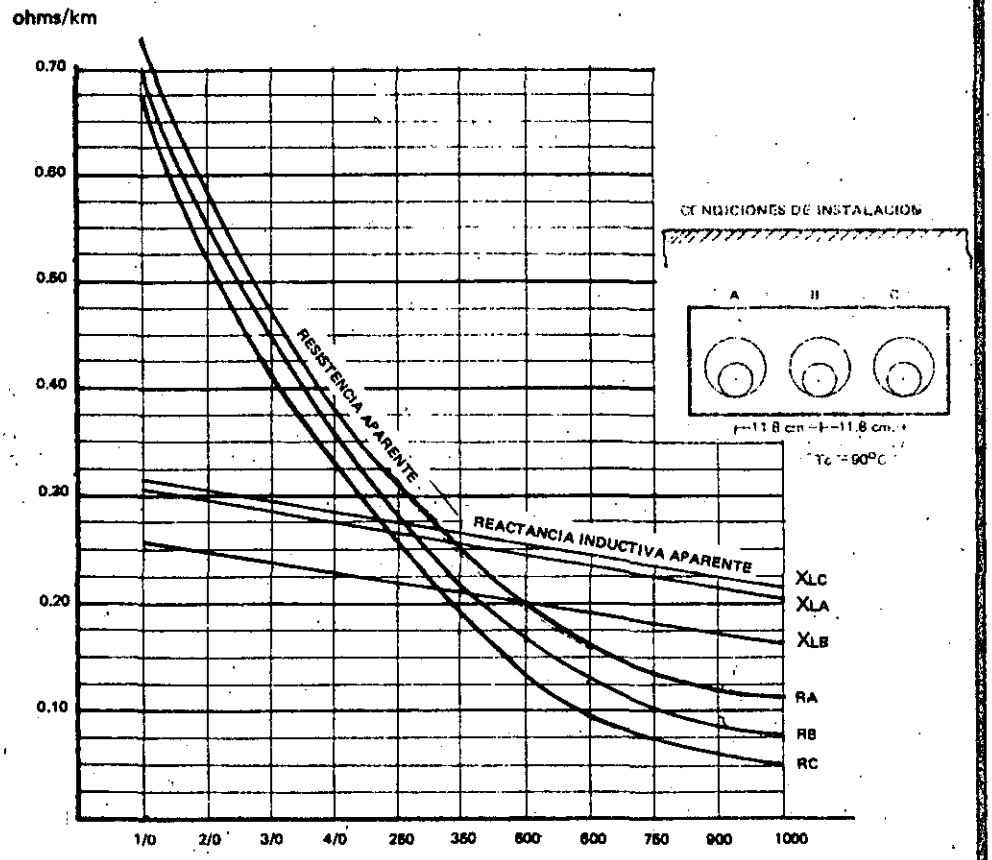
III SOLUCION GRAFICA

Viendo la gráfica No. 6.7 de ésta sección se puede leer directamente

X_L = 0.189 ohms/Km

GRAFICA No 6.1.

RESISTENCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA APARENTES DE CABLES DE ENERGÍA VULCANEL EP TIPO DS PARA 15 y 25 KV.



COMO USAR LA GRAFICA: CALIBRE DEL CONDUCTOR AWG – MCM

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

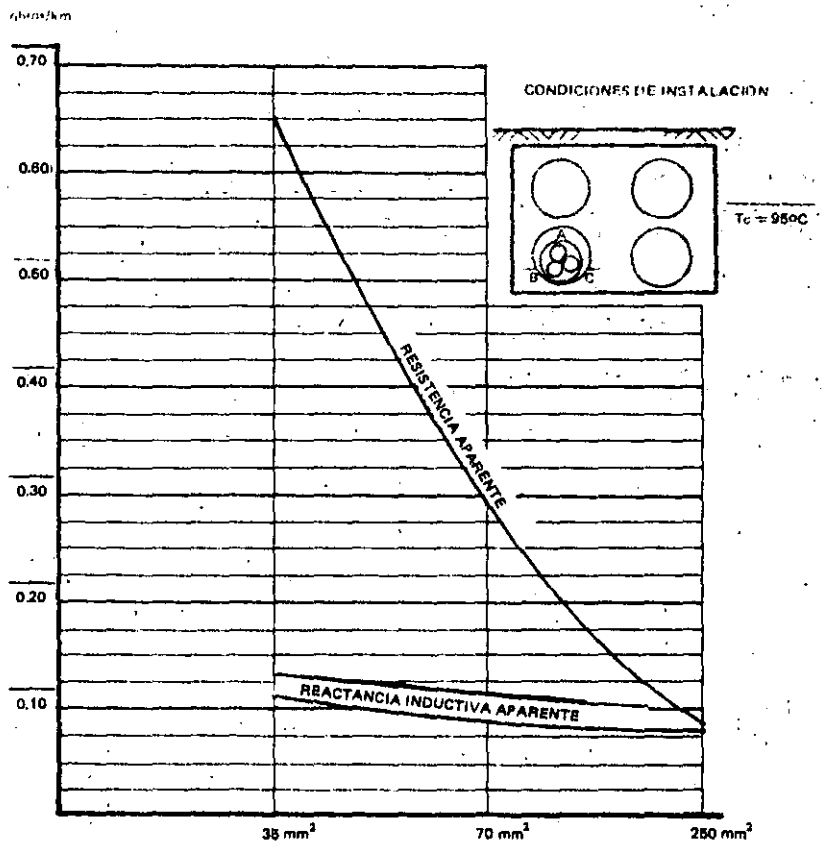
$$\Delta V = \sqrt{3}\, L\, I\, (R \cos \phi + X_L \sin \phi)$$

donde ΔV = caída de tensión en volts.
L = longitud de la línea en Kms.
I = corriente del sistema en Amps.
R = resistencia del conductor en ohms/Km.
X_L = reactancia inductiva del sistema en ohms/Km.
$\cos \phi$ = factor de potencia del sistema.

6

GRAFICA No 6.2

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



COMO USAR LA GRAFICA: **CALIBRE DEL CONDUCTOR**

1.– Para obtener la resistencia y reactancia inductiva totales, multiplicar por la longitud de la línea.

2.– Para obtener la caída de tensión de las fases:

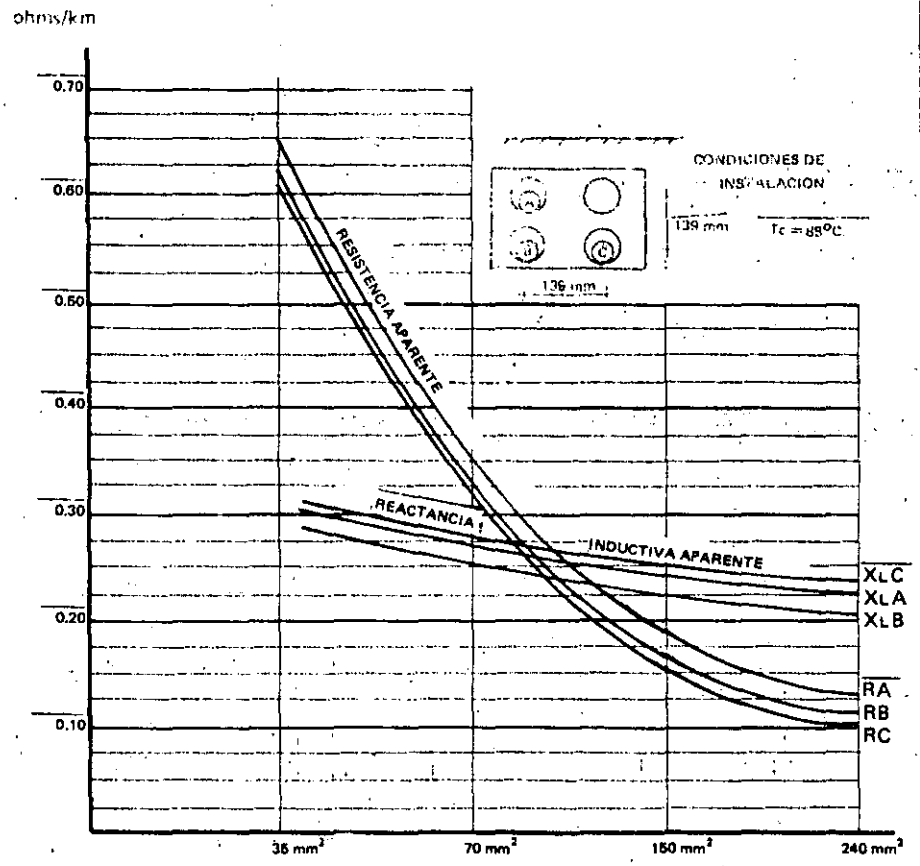
$\Delta V = \sqrt{3}\, L\, I\, (R \cos\phi + \operatorname{sen}\phi)$ donde:

ΔV = caída de tensión en volts.
L = longitud de la línea en kms.
I = corriente del sistema en amps.
R = resistencia del conductor en ohms/km.
X_L = reactancia inductiva en ohms/km.
$\cos\phi$ = factor de potencia del sist.

6

Gráfica No. 6.3

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



COMO USAR LA GRAFICA:

1.– Para obtener la resistencia y reactancia inductiva totales, multiplicar por la longitud de la línea.

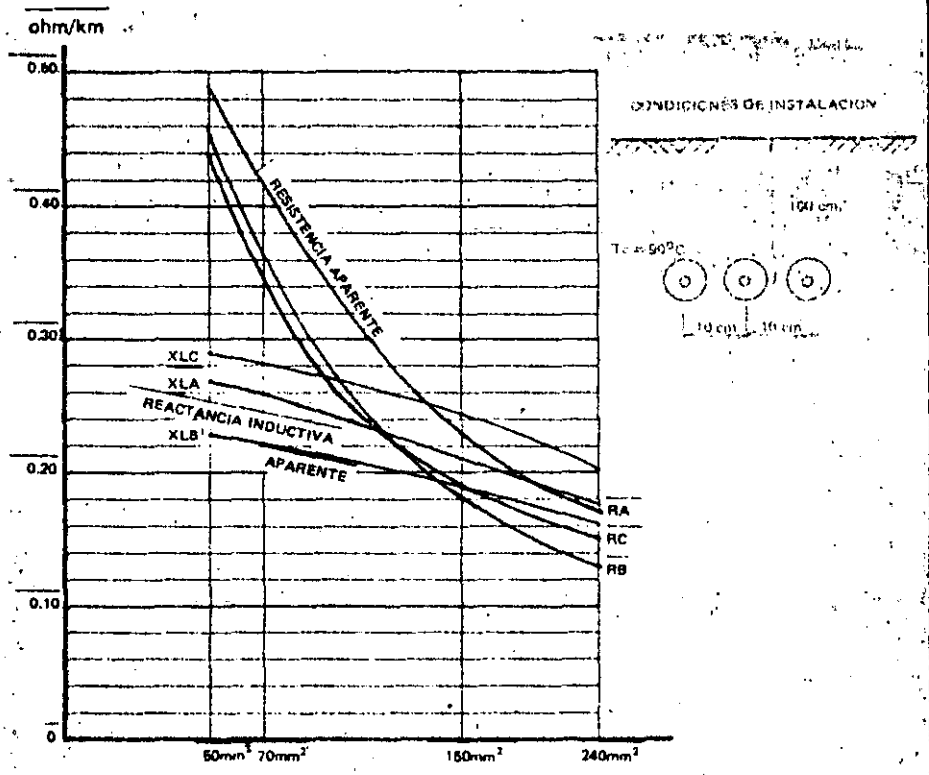
2.– Para obtener la caída de tensión de cada una de las fases:

$$\Delta V = \sqrt{3}\, L\, I\, (R \cos\phi + X_L \operatorname{sen}\phi) \quad \text{donde:}$$

- ΔV caída de tensión en volts.
- L longitud de la línea en kms.
- I corriente del sistema en amps.
- R resistencia del conductor en ohms/km.
- X_L reactancia inductiva en ohms/km.
- $\cos\phi$ factor de potencia del sistema.

GRAFICA No. 6.4

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



COMO USAR LA GRAFICA — CALIBRE DEL CONDUCTOR

1.– Para obtener la resistencia y reactancia inductiva totales, multiplicar por la longitud de la línea.

2.– Para obtener la caída de tensión de las fases:

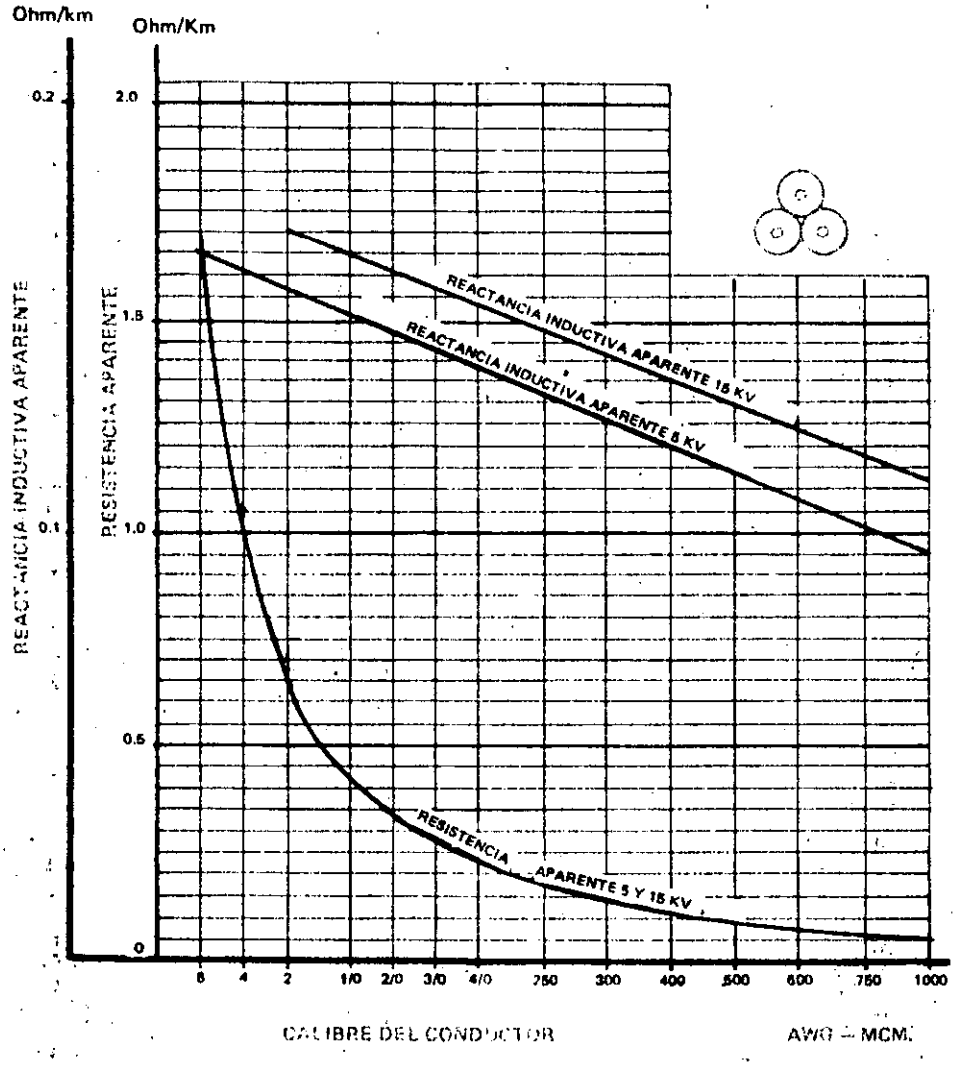
$\Delta V = \sqrt{3}\, L I (R \cos\phi + X_L \operatorname{sen}\phi)$ donde:

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

6

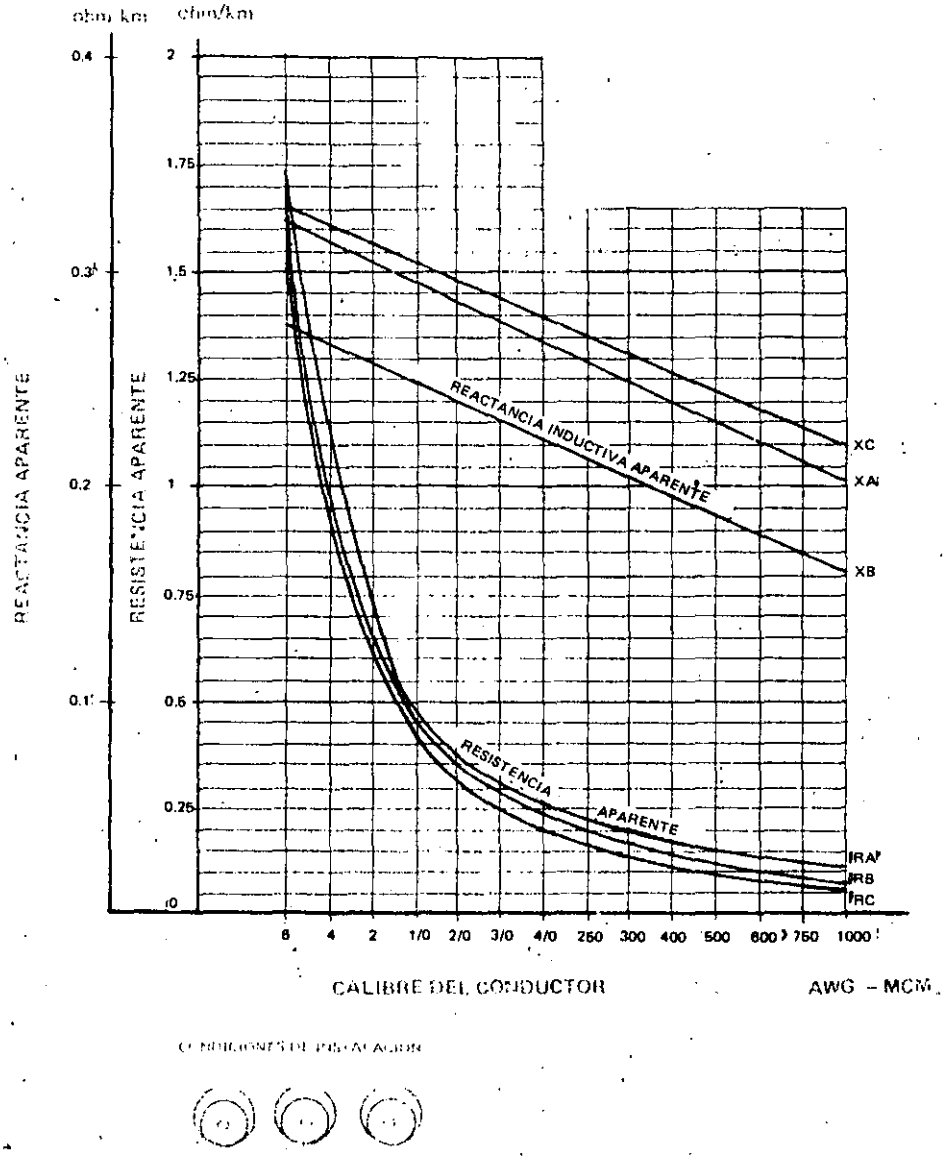
GRÁFICA No. 6.5

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



GRAFICA No. 6.6

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

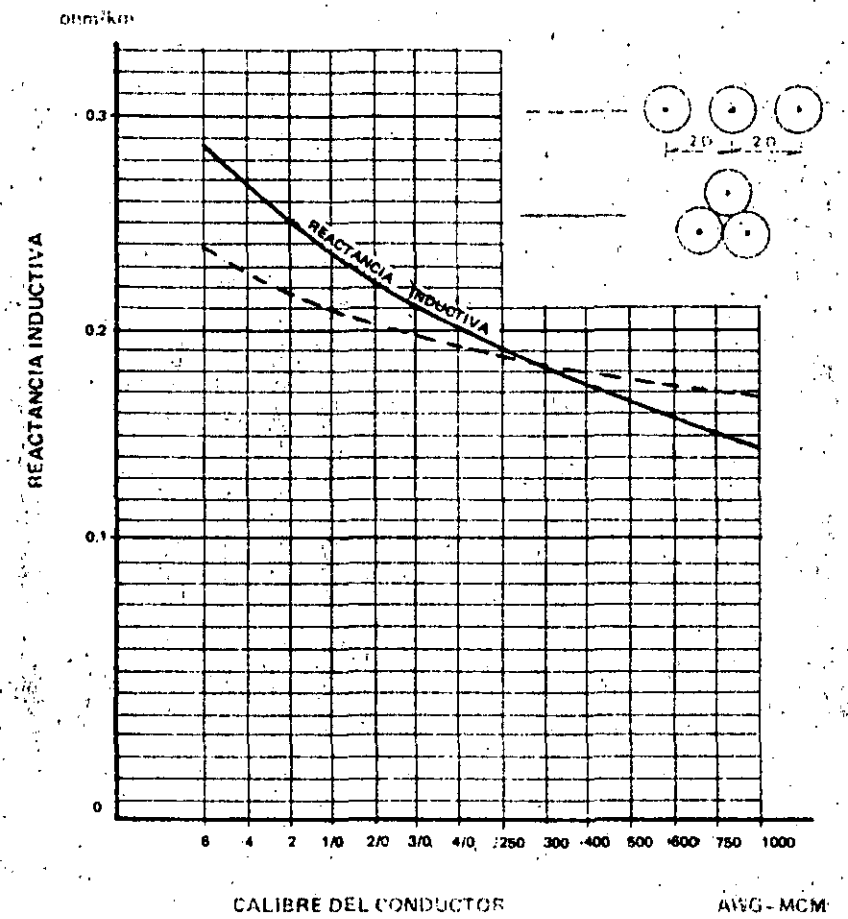


CONFIGURACIONES DE INSTALACION

6

GRAFICA No. 6.7

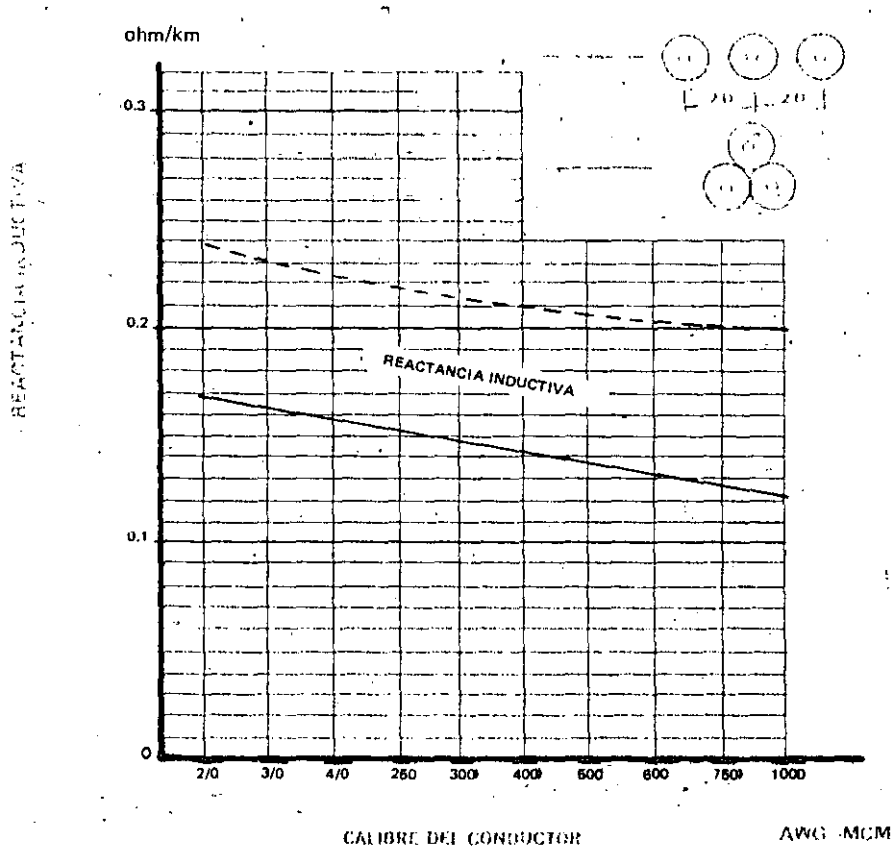
REACTANCIA INDUCTIVA EN CABLES VULCANEL EP Y XLP, 5 Y 15 KV EN CHAROLAS.



6

GRAFICA No. 6.8

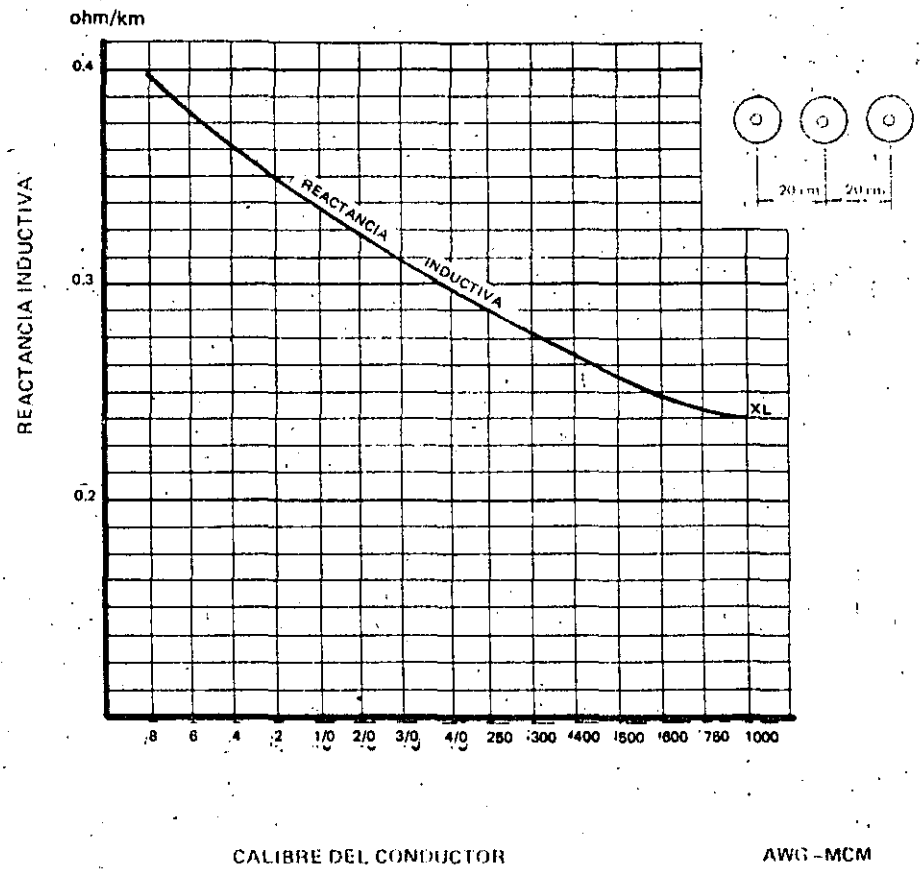
REACTANCIA INDUCTIVA EN CABLES VULCANEL EP-Y XLP. 25 Y 35 KV EN CHAROLA.



6

GRAFICA No. 6.9

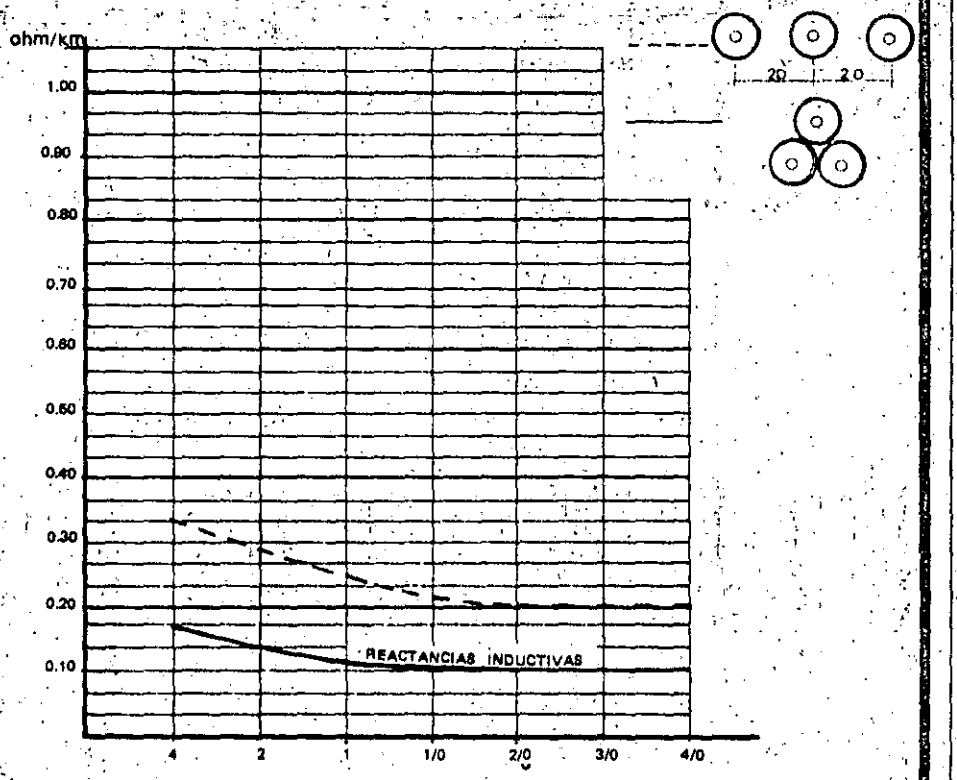
REACTANCIA INDUCTIVA EN CABLES VULCANEL EP Y XLP. 5, 15,25 Y 35 KV INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS O DIRECTAMENTE ENTERRADOS.



6

GRAFICA No. 6.10

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

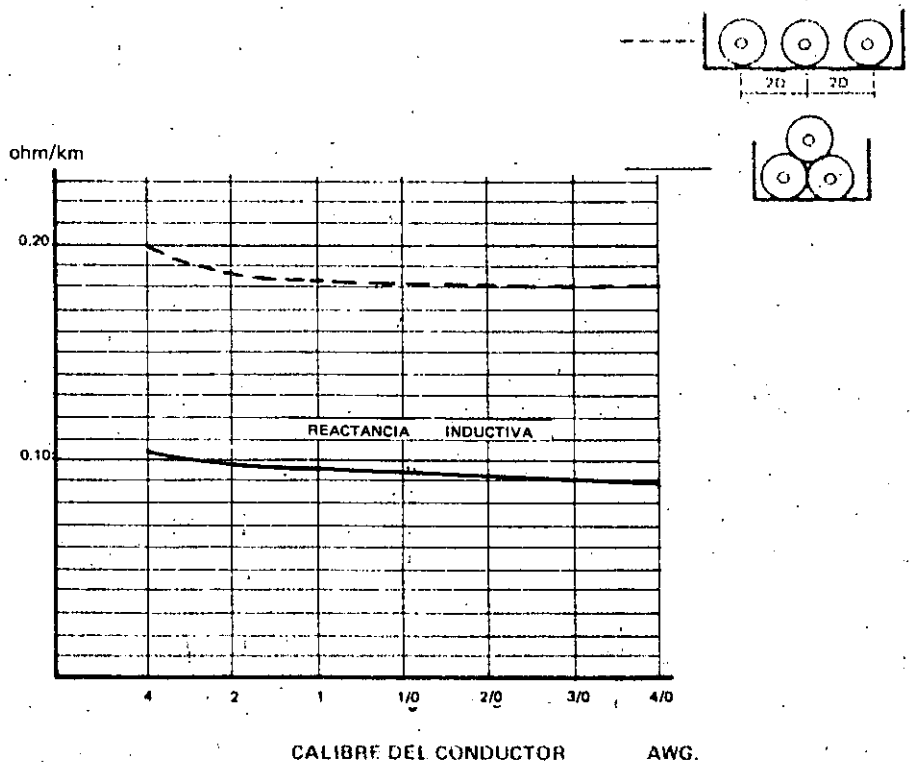


CALIBRE DEL CONDUCTOR AWG

6

GRAFICA No. 6.11

REACTANCIA INDUCTIVA EN CABLES SINTENAX INSTALADOS EN CHAROLAS



Capítulo 7.– Capacitancia y Reactancia Capacitiva

7

7. CAPACITANCIA Y REACTANCIA CAPACITIVA.

La capacitancia entre dos conductores se define como la relación de carga entre dos conductores con respecto a la diferencia de potencial aplicado entre ellos y que en forma de ecuación se expresa como:

$$C = q/v \qquad (7.1)$$

Donde:

q = Representa la carga entre conductores en coulombs por kilómetro y:

v = Es la diferencia de potencial.

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

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

Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica.

Cable tripolar con cubierta común.

7.1.) Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica.

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

En términos de la definición de capacitancia de la ecuación 7.1, se puede demostrar que para este tipo de cables la fórmula está dada por:

$$C = \frac{0.0241\,SIC}{\log \frac{da}{dc}} \times 10^{-6} \text{ farads/km} \qquad (7.2)$$

Donde:

SIC = constante inductiva específica del aislamiento (ver tabla 9.2)

da = Diámetro sobre aislamiento

dc = Diámetro bajo aislamiento

7.2.) Cable tripolar con cubierta común.

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

$$C = \frac{0.166\,E}{G} \text{ F/km} \qquad (7.3)$$

El factor geométrico G está dado por la construcción del cable, es adimensional y depende únicamente de la relación entre conductores y aislamiento. Los valores adecuados para "G" pueden tomarse de la gráfica 7.1.

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

7.3.) Reactancia capacitiva:

La reactancia capacitiva queda definida con la siguiente ecuación:

$$Xc = \frac{1}{2\pi f C}$$

donde:

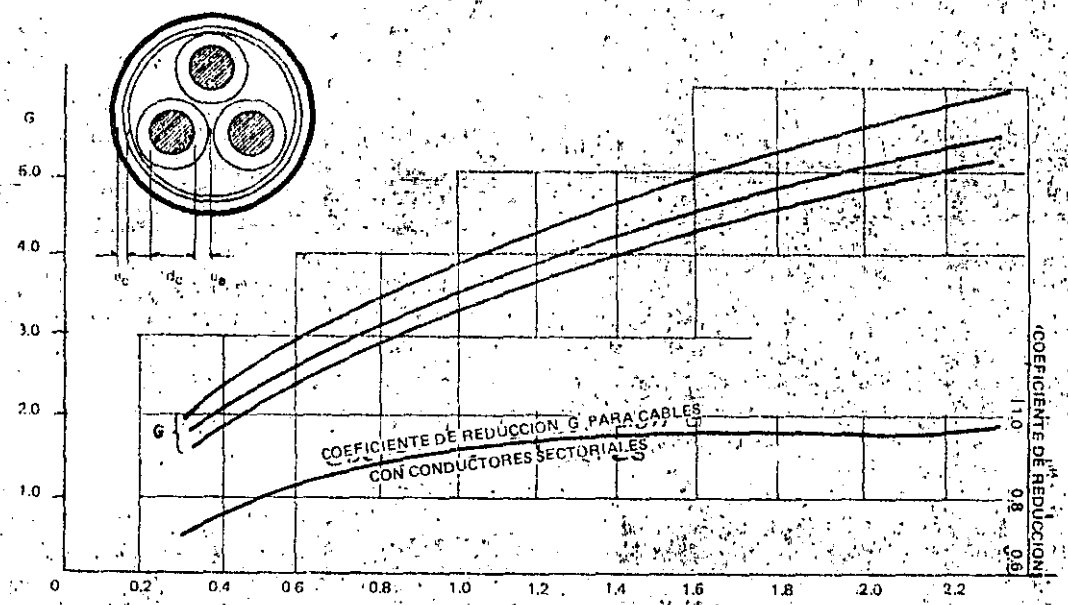
X_C es la reactancia capacitiva en Mohms/km

C es la capacitancia en farads/km calculada de los incisos anteriores.

f es la frecuencia del sistema

GRAFICA No. 7.1

COEFICIENTE GEOMETRICO G EMPLEADO EN EL CALCULO DE LA CAPACIDAD



7.4.) Ejemplo de Cálculo

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

Características del cable y del sistema

Diámetro sobre aislamiento — 29.43 mm

Diámetro bajo aislamiento — 20.19 mm

Constante inductiva específica EP = 2.6 Tabla (9.2). La frecuencia de operación del sistema es 60 Hz.

De la ecuación (7.2)

$$C = \frac{0.0241\,(2.6)}{\text{Log}\left[\frac{29.43}{20.19}\right]}\left[\frac{\mu F}{Km}\right] =$$

$$= 3.829 \times 10^{-1}\ \frac{\mu F}{Km}$$

$$Xc = \frac{1}{2\,\pi\,fC}$$ Mohms - km de la ecuación (7.4)

$$Xc = \frac{1}{2\,\pi\,(60)\,(3.829 \times 10^{-1})} =$$

$$= 0.00692\ M\Omega - Km$$

Sección III.— Operación

Capítulo 8.— Impedancia, caída de Tensión y Regulación

8.1.— Impedancia
8.2.— Caída de tensión
8.3.— Regulación
8.4.— Ejemplo de aplicación
8.5.— Gráficas

8

8. IMPEDANCIA, CAIDA DE TENSION Y REGULACION

El calibre ó sección de un conductor requerido para una aplicación específica esta determinado por la corriente requerida por la carga (capítulo 10), por la caída de tensión permisible y por la corriente de cortocircuito que pudiera recorrer el conductor (capítulo 11). De aquí la importancia del concepto de caída de tensión y términos afines que se definen en esta sección.

8.1.) Impedancia

Al energizar con una tensión "E" un elemento puramente resistivo "R" provoca el flujo de una corriente "I" de magnitud acorde con la ley de ohm.

$$I = \frac{E}{R} \qquad (8.1)$$

de igual manera si el elemento resistivo se sustituye por un elemento reactivo "X" inductivo ó capacitivo, el flujo de corriente estaría dado por:

$$I = \frac{E}{X} \qquad (8.2)$$

Con un ángulo de defasamiento de 90° con respecto al voltaje aplicado, atrasado ó adelantado según la reactancia sea inductiva (capítulo 6) ó capacitiva (capítulo 7) respectivamente.

En la práctica en un circuito siempre existirá la combinación de resistencias, capacitancias e inductancias, por lo que es necesario utilizar el concepto de impedancia y la ley de ohm generalizada:

$$I = \frac{E}{Z} \qquad (8.3)$$

Donde:

$$Z = R + j(X_L - X_C) \qquad (8.4)$$

Siendo la impedancia representada por la letra Z

El operador j imprime un giro de 90° a la parte imaginaria ó reactancia "X" siendo positivo ó negativo según X_L sea mayor ó menor que X_C. La magnitud (ó módulo) de Z se obtiene como:

$$Z = \sqrt{R^2 + j(X_L - X_C)^2} \qquad (8.5)$$

y el ángulo de fase ó argumento entre R y X se calcula como:

$$\theta = \text{ang. tan.} \frac{X}{R} \qquad (8.6)$$

Para un cable de energía aislado, la impedancia esta dada por la ecuación 8.7, que es similar a la 8.4, excepto que se multiplica por la longitud de línea "L" en kilómetros para ser consistentes con las unidades derivadas en los capítulos 6, 7 y 8. Al mismo tiempo no se incluye en 8.7 la reactancia capacitiva. dado el alto valor que tiene.

$$Z = (R + jX_L)L =$$

$$L\sqrt{R^2 + X_L^2} \angle\theta \qquad (8.7)$$

8.2) Caída de tensión

Las aplicaciones generales de cables de energía aislados para media tensión implican rara vez distancias mayores a los 10 kilómetros, lo que nos permite calcular estos cables como una línea de transmisión corta. El valor de la reactancia capacitiva en derivación es despreciable para los efectos de cálculo y solo se considera el circuito equivalente a la resistencia y reactancia induc-

tiva en serie como se ilustra en la figura 8.1.

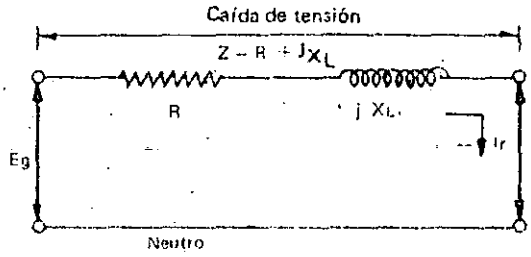


Figura 8.1
Circuito equivalente de un cable tratado como una línea de transmisión corta.

REPRESENTA EN LA FIGURA:

Eg. la tensión de envío
Er. la tensión recibida
Ir. la corriente enviada ó recibida
R y X_L la resistencia y reactancia inductiva del cable
Z Impedancia de la línea
IZ Caída de tensión en el cable

En las figuras 8.2 A, B y C se ilustran los diagramas fasoriales de la línea corta de la figura 8.1 con factor de carga atrasado (carga inductiva), unitario (carga resistiva) y adelantado (carga capacitiva). En los tres casos el voltaje y corriente recibidos Er e Ir son de las misma magnitud y ya que la impedancia del cable es constante, la caída de tensión en la línea es la misma.

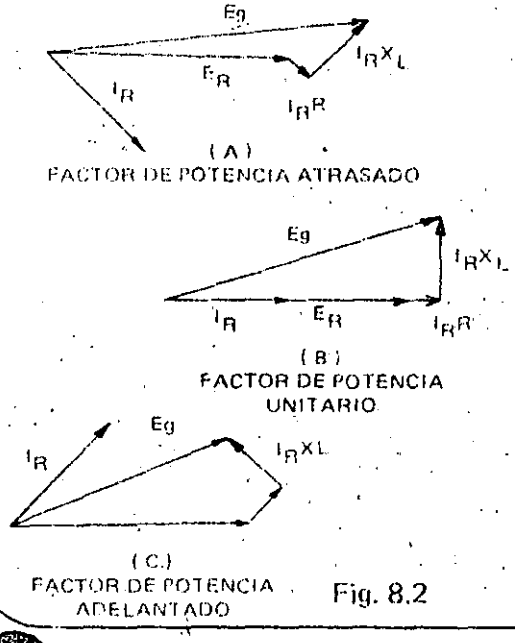


Fig. 8.2

8.3) Regulación

En los diagramas fasoriales de la figura 8.2 se puede observar que se requiere una tensión de envío (Eg) mayor (Fig. 8.2 A) para mantener la tensión recibida (Er) constante, cuando la corriente requerida por la carga esta defasada en atraso con respecto a la tensión, comparada con la misma corriente en fase en Er (Fig. 8.2 B). Una tensión de envío todavía menor se requiere para mantener la tensión recibida cuando la corriente tomada por la carga está defasada en adelanto. Se dice que en el primer caso (factor de potencia atrasado) la regulación es mayor, mientras que es menor (factor de potencia unitario) ó incluso negativa cuando el factor de potencia está en adelanto.

La regulación de la tensión por lo tanto está ligada al factor de potencia de la carga. El concepto de regulación se define de la siguiente manera:

La regulación de tensión de una línea es el incremento de tensión en el extremo de recepción, expresado en porciento de la tensión a plena carga cuando la carga a un cierto factor de potencia se retira, mientras que la tensión en el extremo de envío permanece constante. En forma de ecuación:

$$\%\ \text{regulación} = \frac{|Vsc| - |Vpc|}{|Vpc|} \times 100$$

Donde:

/ Vsc / = Eg = tensión sin carga

/ Vpc / = Er = Tensión a plena carga

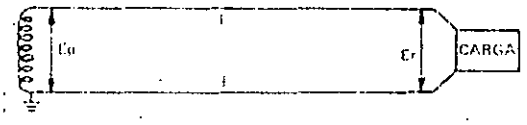


Fig. 8.3
Circuito monofásico a dos hilos

La corriente en la línea es:

$$I = \frac{W}{Er \cdot \cos \emptyset} = \frac{VA}{Er}, \text{ en amperes}$$

Caída de tensión $= I \cdot Z \cdot 2L =$

$$= I \sqrt{(Er \cos \emptyset + IR)^2 + (Er \operatorname{sen} \emptyset + IX)^2} - Er \;] \times 2L, \text{ en Volts}$$

CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS DE CORRIENTE ALTERNA, BALANCEADOS, TRIFASICOS A TRES O CUATRO HILOS.

Es el caso de la mayoría de los circuitos tanto residenciales como industriales y comerciales. En la figura 8.4 se representa un circuito de este tipo y se dan las ecuaciones para el cálculo de la caída de tensión.

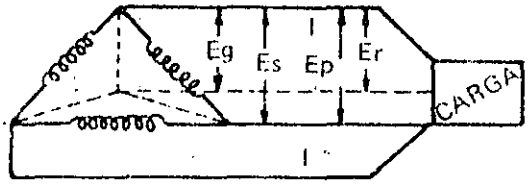


Fig. 8.4

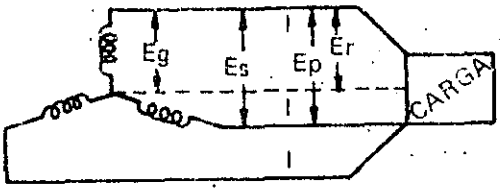


Fig. 8.4
Circuitos trifásicos balanceados
(3 ó 4 hilos)

$$Er = \frac{Ep}{\sqrt{3}}, \text{ en volts}$$

Corriente en la línea $= I =$

$$\frac{W}{\sqrt{3}\, Er \cdot \cos \emptyset}, \text{ en amperes}$$

Caída de tensión al neutro $= I \cdot Z \cdot L =$

$$= I \sqrt{(Er \cos \emptyset + IR)^2 + (Er \operatorname{sen} \emptyset + IX)^2} - Er \;] \cdot L \text{ en volts}$$

La caída de tensión entre fases se calcula multiplicando la caída de tensión al neutro por $\sqrt{3}$.

En las fórmulas anteriores, los símbolos tienen el siguiente significado:

- I = Corriente en la línea, en amperes
- Eg = Tensión al neutro en el extremo de envío, en volts.
- Er = Tensión al neutro en el extremo receptor, en volts
- W = Potencia real entregada a la carga, en watts
- $\cos \emptyset$ = Factor de potencia de la carga
- VA = Potencia aparente entregada a la carga, en voltamperes

Z = Impedancia de la línea, en ohms por kilómetro

L = Longitud de la línea en kilómetros.

R = Resistencia a la corriente alterna de la línea, en ohms por kilómetro

X = Reactancia inductiva de la línea a la frecuencia de operación, en ohms por kilómetro

8.4) Ejemplo de aplicación

Calcular la caida de tensión al neutro en el extremo de un circuito de 5 Km de longitud, que lleva 400 amperes y que utiliza el cable vulcanel EP, 500 MCM cobre. El factor de potencia de la carga es 0.8 atrasado y la tensión entre fases en el extremo receptor es de 22.9 Kv.

Datos:

$R_{ca} = 0.088$ ohms/Km

$X_L = 0.103$ ohms/Km

$Z = 0.135 \angle 49.5^o$ ohms/Km

$I = 400 \angle \text{ang cos } 0.8 =$

$= 400 \angle -36.9^o$ amperes

Caída de tensión el neutro = $I \cdot Z \cdot L$

$= 400 \angle -36.9^o \times 0.135 \angle 49.5 \times 5 =$

$= 270 \angle 12.6^o$ volts

Tensión al neutro en el extremo generador

$E_G = E_R$ + Caída de tensión

$$= \frac{22{,}900}{\sqrt{3}} \angle 0^o + 270 \angle 12.6$$

$$= 13.491 \angle 0^o\ 15'$$

$$= 2.13\%$$

$$\text{Regulación} = \frac{13491 - 13221}{13221} \times 100$$

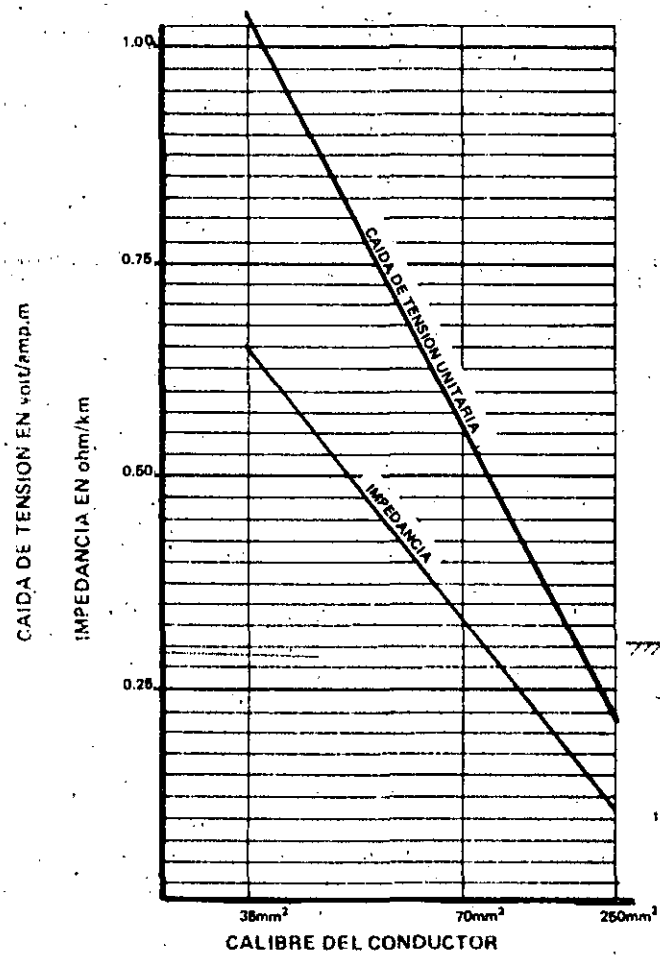
$$= 2.04\%$$

Cuando las líneas alimentan una carga balanceada, el neutro no lleva corriente y las fórmulas anteriormente expuestas se pueden aplicar exista o no el hilo neutro (circuitos de 3 ó 4 hilos).

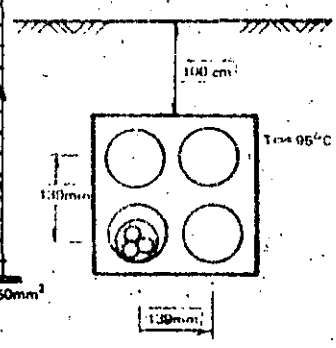
Para el cálculo de la regulación de tensión en líneas cortas de cables aislados, se consideran las mismas fórmulas anteriores. En el caso de líneas largas (más de 16 Km), se debe considerar la tensión al neutro en el extremo receptor pero SIN CARGA. Esta consideración hace que, en líneas largas, la regulación de voltaje resulte entre 1 y 2% mayor que la caída de tensión.

GRAFICA No. 8.1

IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION POR FASE DE CABLES TRIPOLARES 6 PT AISLADOS CON PAPEL IMPREGNADO Y CON FORRO DE PLOMO PARA 6 KV

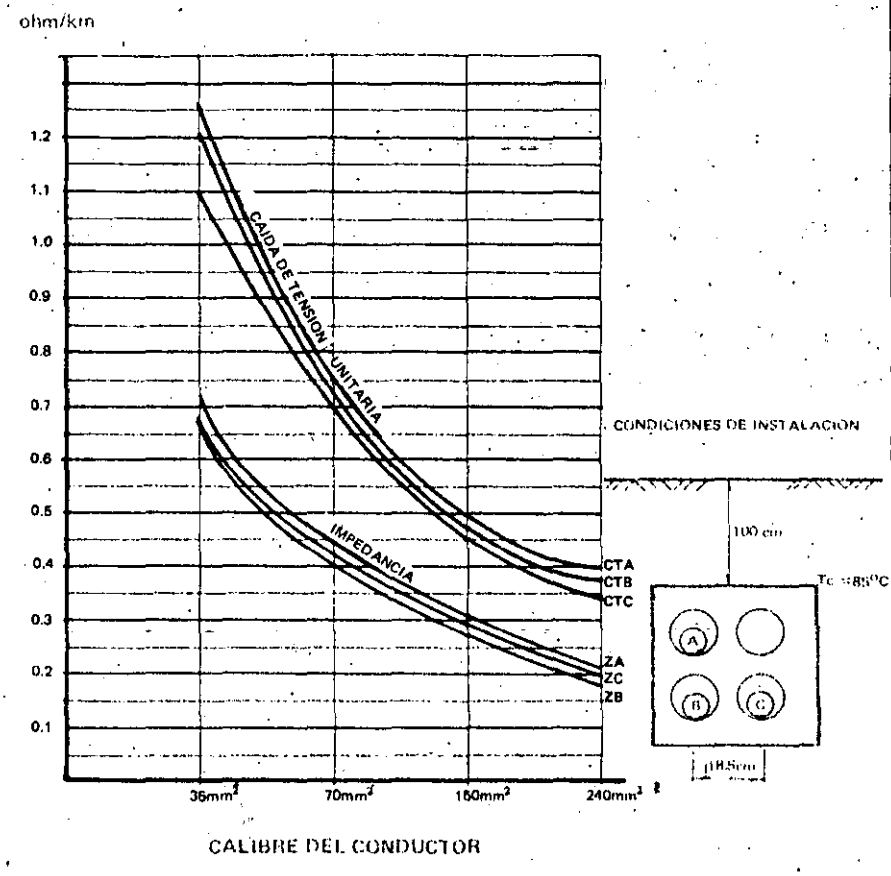


CONDICIONES DE INSTALACION



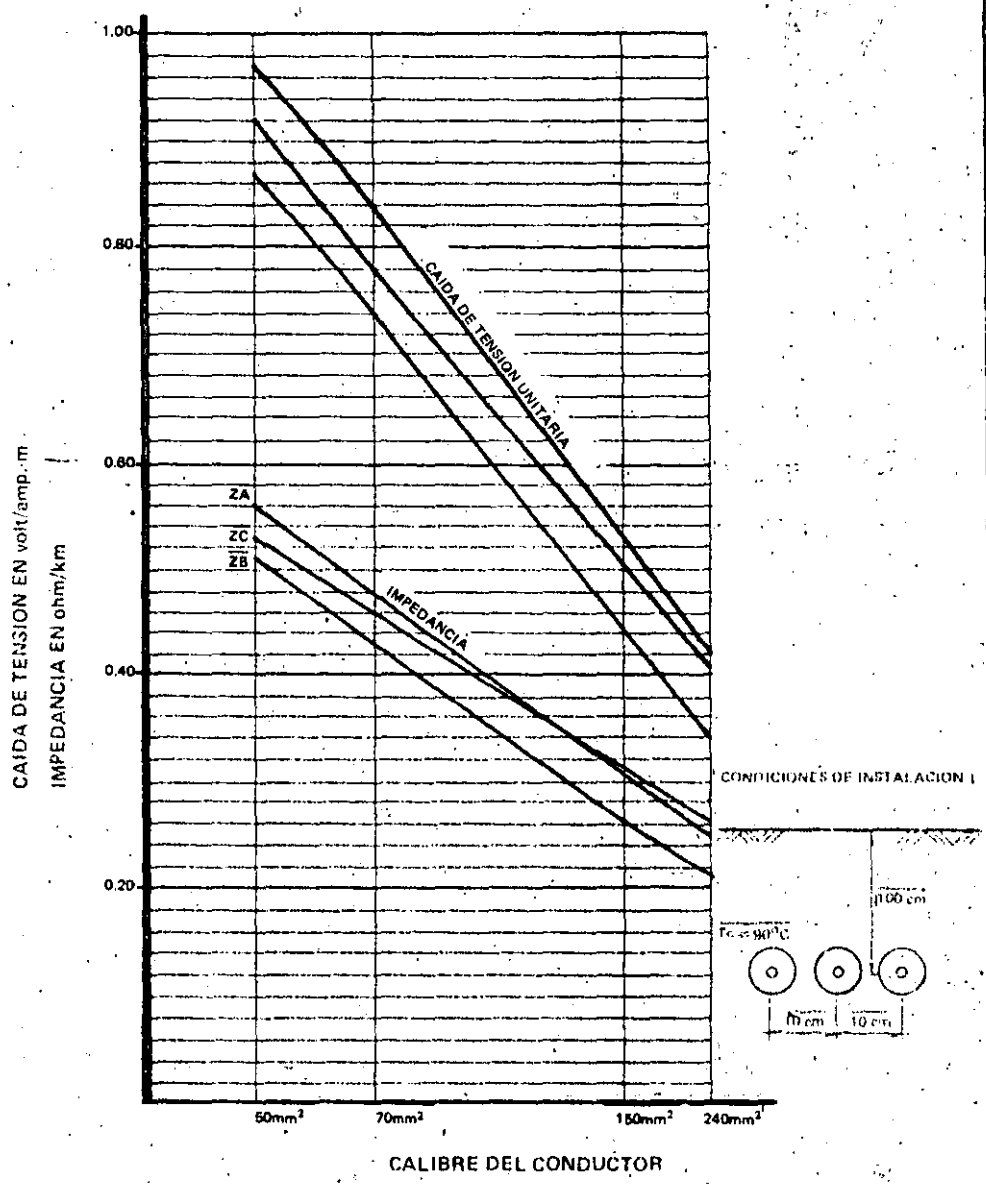
GRAFICA No. 8.2

IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION POR FASE DE CABLES MONOPOLARES TIPO 23 PT AISLADOS CON PAPEL IMPREGNADO Y FORRO DE PLOMO

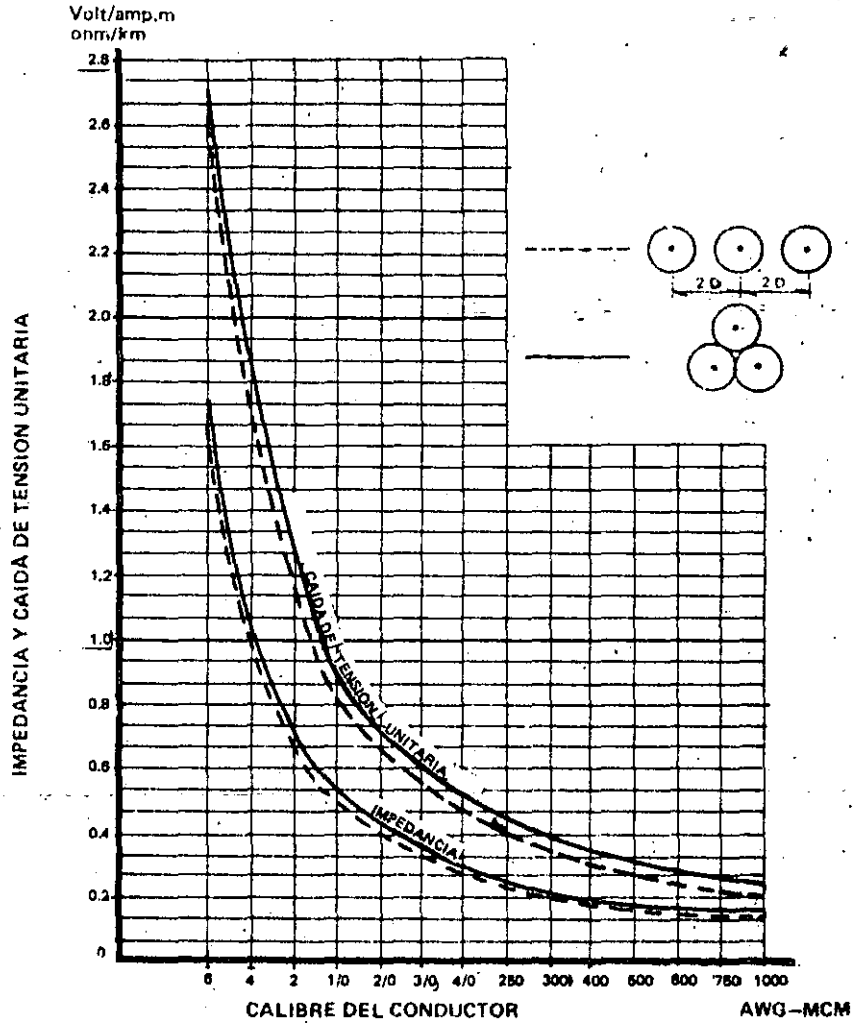


CALIBRE DEL CONDUCTOR

GRAFICA No. 8.3
IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION POR FASE DE CABLES DE ENERGIA
VULCANEL 23 TC



GRAFICA No. B.4
IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION EN CABLES VULCANEL EP Y XLP, 5 Y 15 KV EN CHAROLAS.



COMO USAR LA GRAFICA:

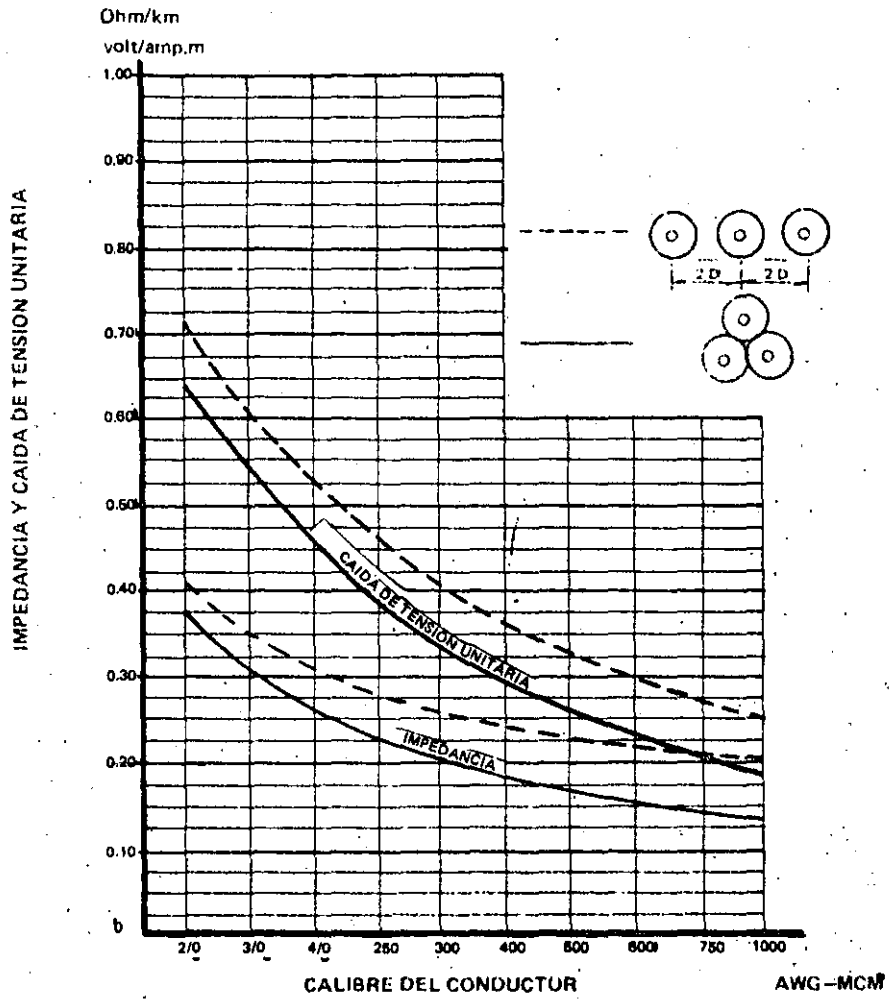
Para obtener la caída de tensión en volts, multiplíquese el valor tomado de la gráfica por la longitud de la línea en kms. y la corriente por conductor en amperes.

CONDICIONES SUPUESTAS:

Sistema trifásico, factor de potencia 85%, frecuencia 60 HZ, temperatura en el conductor 90°C.

GRAFICA No. 8.5

IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION EN CABLES VULCANEL EP Y XLP, 25 Y 35 KV EN CHAROLA.

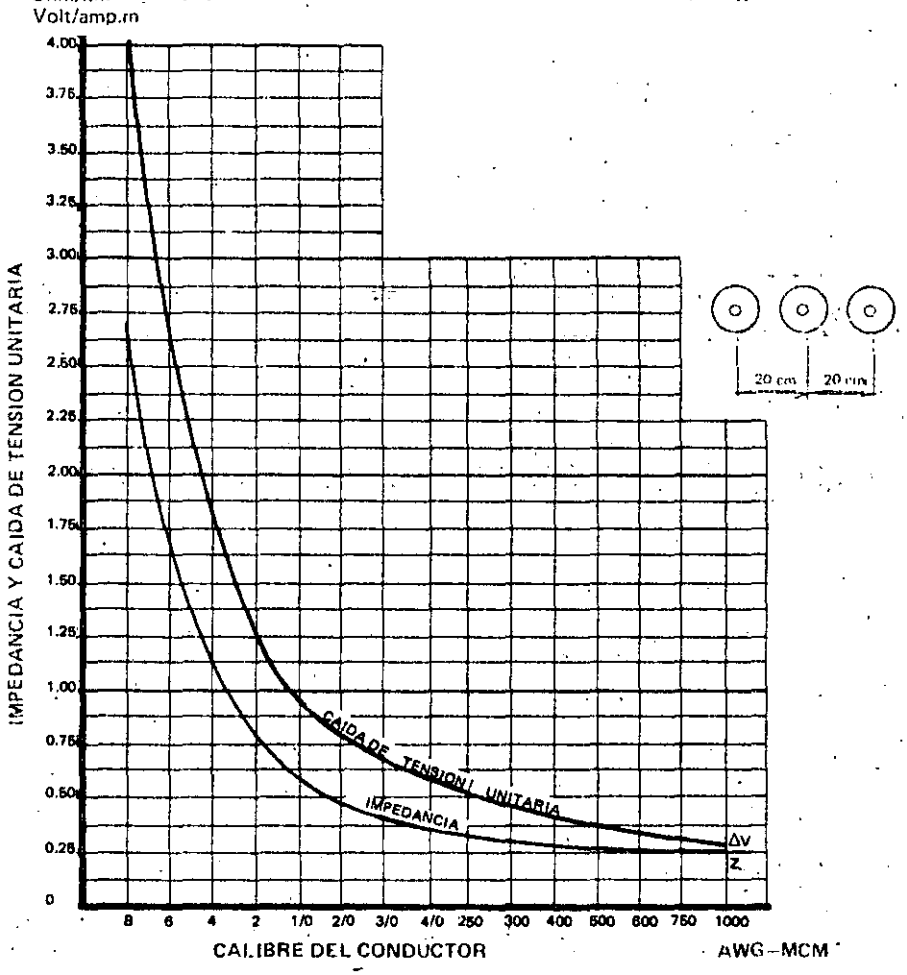


COMO USAR LA GRAFICA:
Para obtener la caída de tensión en volts, multiplíquese el valor tomado de la gráfica, por la longitud de la línea en kms. y la corriente por conductor en amperes.

CONDICIONES SUPUESTAS:
Sistema trifásico, factor de potencia 85%, frecuencia 60 Hz, temperatura en el conductor 90°C.

GRAFICA No. 8.6

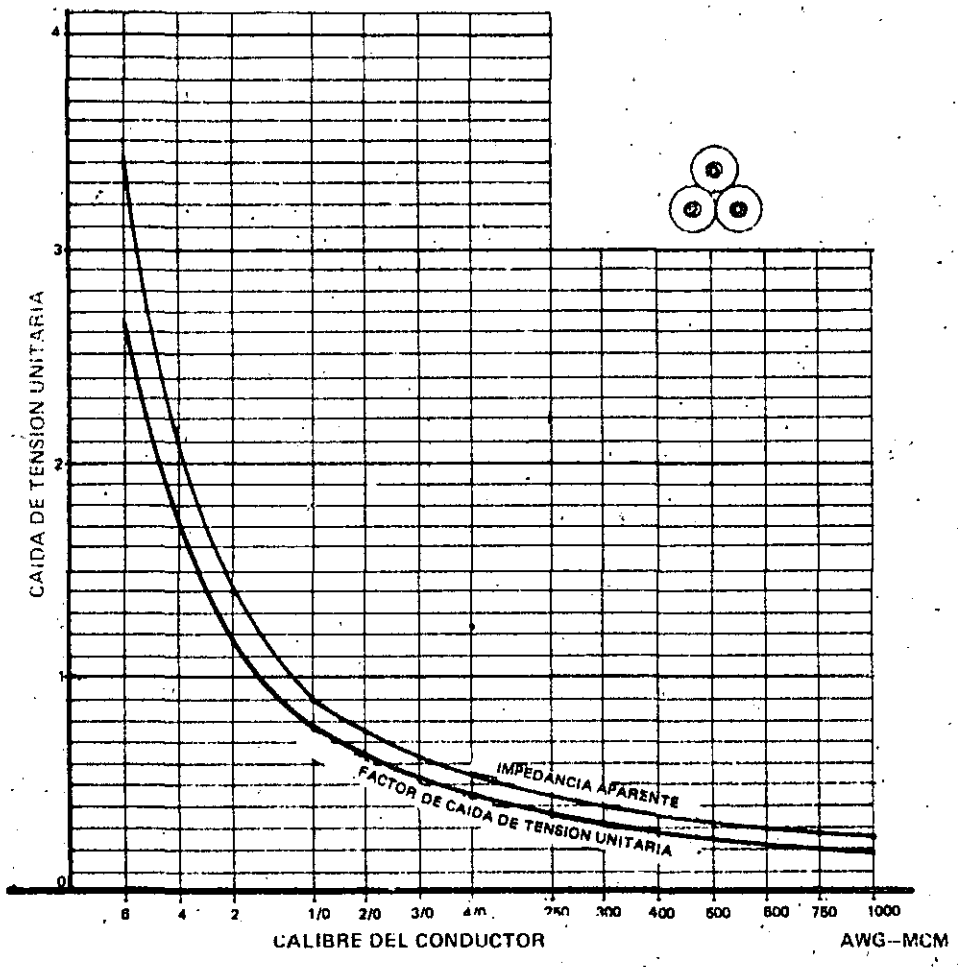
IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION EN CABLES VULCANEL EP Y XLP, 5, 15, 25 Y 35 KV CON PANTALLAS A TIERRA, INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS O DIRECTAMENTE ENTERRADOS.



COMO USAR LA GRAFICA:
Par obtener la caída de tensión en volts, multiplíquese el valor tomado de la gráfica por la longitud de la línea en kms. y la corriente por conductor en amperes.

CONDICIONES SUPUESTAS:
Sistema trifásico, factor de potencia 85%, frecuencia 60 Hz, temperatura en el conductor 90°C.

GRAFICA No. 8.7
IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION UNITARIA DEL CABLE VULCANEL EP Y XLP, 5 Y 15 KV, CON PLOMOS A TIERRA, INSTALADO EN CHAROLAS, DUCTOS SUBTERRANEOS O DIRECTAMENTE ENTERRADOS.

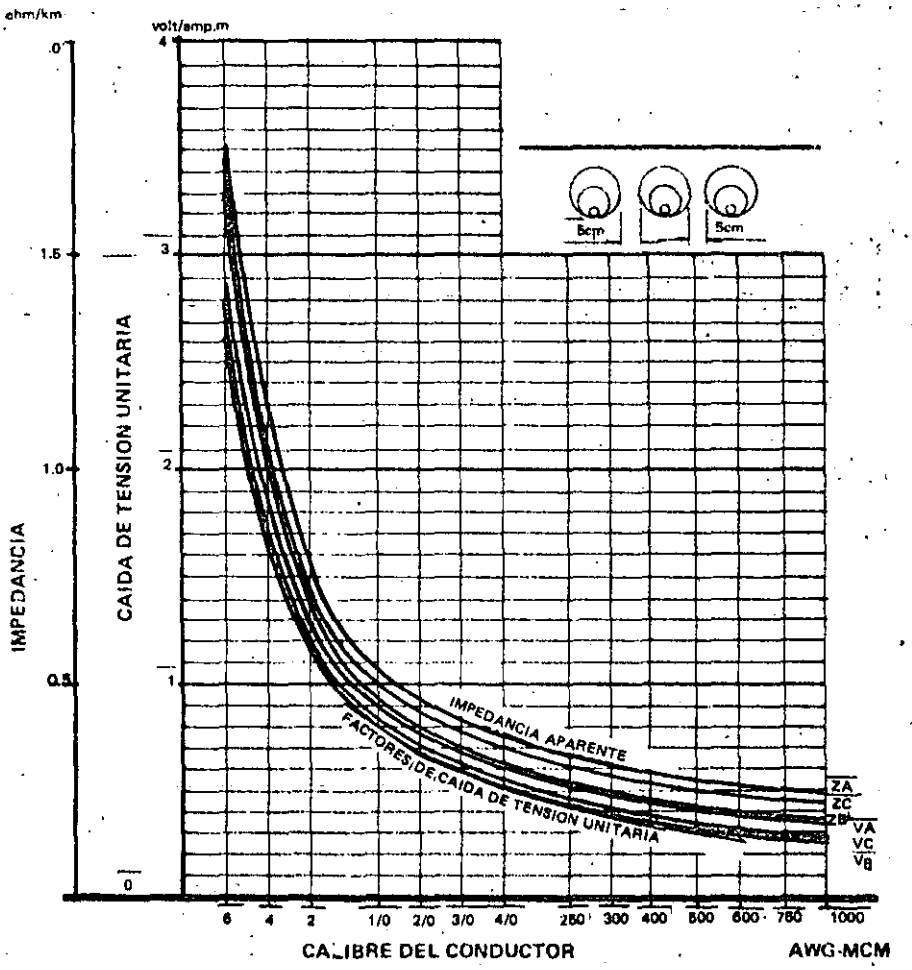


COMO USAR LA GRAFICA:
Para obtener la caída de tensión en volts, multiplíquese el valor tomado de la gráfica por la longitud de la línea en kms. y la corriente por conductor en amperes.

CONDICIONES SUPUESTAS:
Sistema trifásico de potencia 85%, frecuencia 60 Hz, temperatura del conductor 90ºC.

GRAFICA No. 8.8

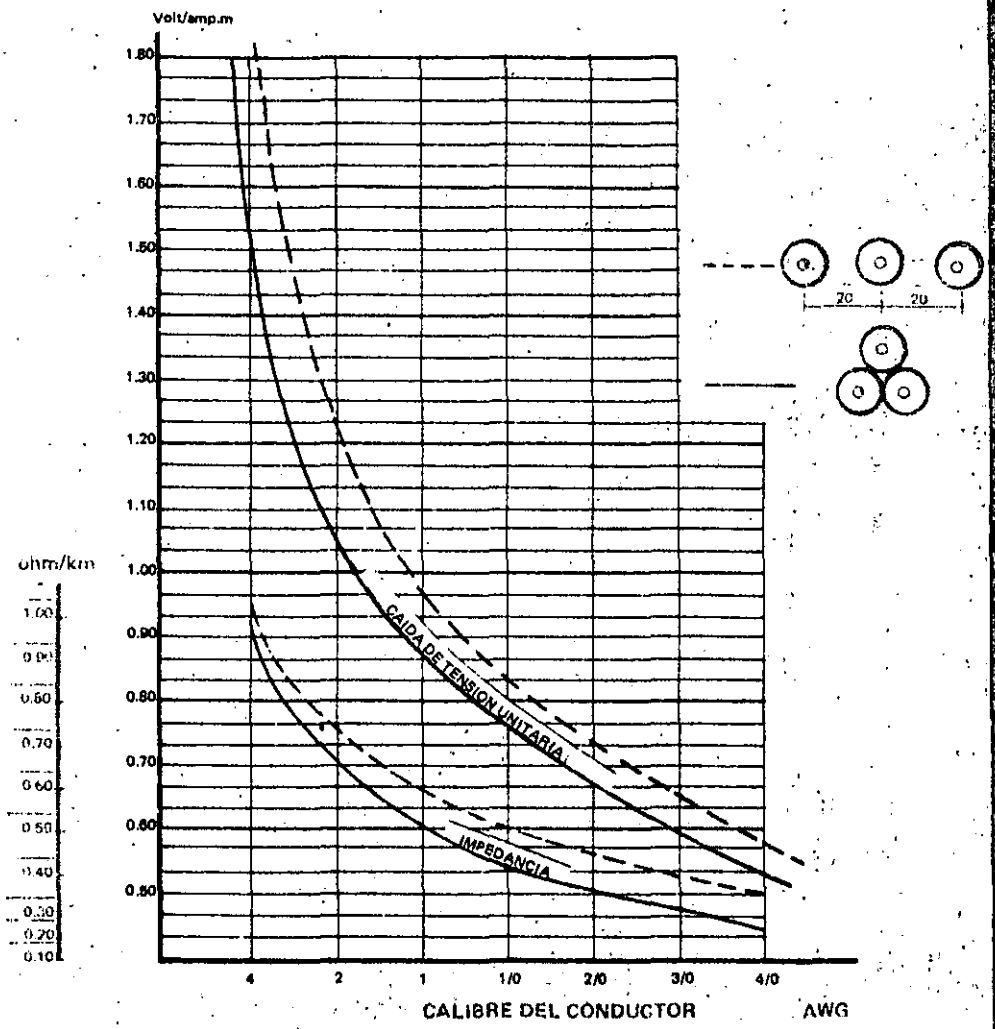
IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION UNITARIA DEL CABLE VULCANEL EP Y XLP, 5 Y 15 KV CON PLOMOS A TIERRA, INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS O DIRECTAMENTE ENTERRADOS.



COMO USAR LA GRAFICA:
Para obtener la caída de tensión en vols, multiplíquese el valor tomado de la gráfica por la longitud de la línea en kms. y la corriente por conductor en amperes.

CONDICIONES SUPUESTAS:
Sistema trifásico, factor de potencia 85%, frecuencia 60 Hz, temperatura del conductor 90°C.

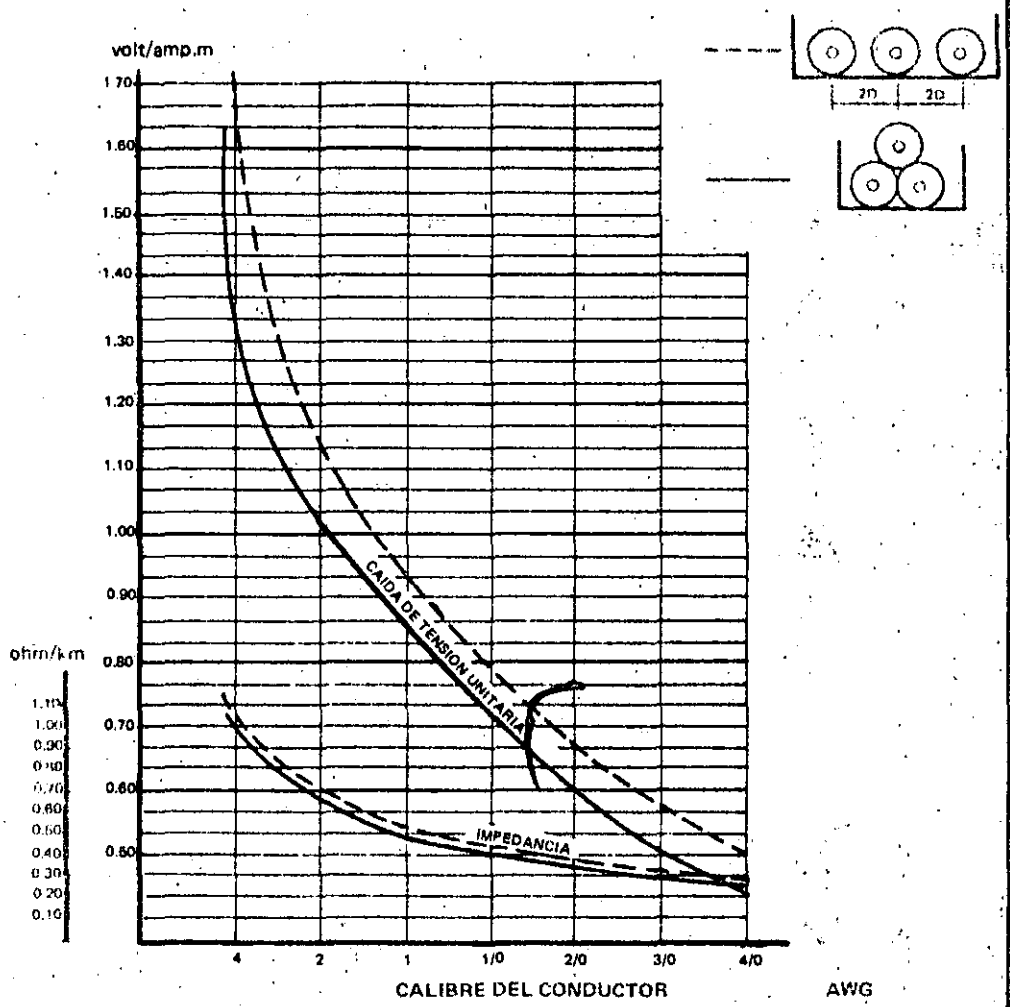
GRAFICA No. 8.9
IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION EN CABLES SINTENAX EN DUCTOS Y DIRECTAMENTE ENTERRADOS. 15 Y 25 KV.



COMO USAR LA GRAFICA:
Para obtener la caída de tensión en volts, multiplíquese el valor tomado de la gráfica por la longitud de la línea en kms. y la corriente por conductor en amperes.

CONDICIONES SUPUESTAS:
Factor de potencia 85%, sistema trifásico. Frecuencia 60 Hz., temperatura en el conductor 75°C.

GRAFICA No. 8.10
IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION EN CABLES SINTENAX INSTALADOS EN CHAROLAS.



COMO USAR LA GRAFICA:
Para obtener la caída de tensión en volts, multiplíquese el valor tomado de la gráfica por la longitud de la línea en kms. y la corriente por conductor en amps.

CONDICIONES SUPUESTAS:
Factor de potencia 85%, sistema trifásico. Frecuencia 60 Hz., temperatura en el conductor 75°C.

9

Capítulo 9.— Pérdidas de Energía

9.1.— Pérdidas en el conductor
9.2.— Pérdidas en el dieléctrico
9.3.— Pérdidas en las pantallas o cubiertas metálicas
9.4.— Selección del calibre económico
9.5.— Ejemplos

9. PERDIDAS DE ENERGIA:

Parte de las pérdidas que tienen lugar en los sistemas eléctricos, se deben a la conversión de energía eléctrica a energía calorífica que se efectúa en los cables aislados.

En este inciso se desarrollan las pérdidas que en forma de calor se producen en tres elementos del cable:

- Conductor
- Aislamiento
- Pantallas o cubiertas metálicas.

9.1.) Pérdidas en el conductor (Wc)

Las pérdidas por calor generado en el conductor están descritas por el "efecto joule" y están en función del cuadrado de la corriente que circula por el conductor y a la resistencia efectiva que ofrece el conductor al paso de la corriente. Esta resistencia efectiva deberá ser calculada a la tempertura de operación del conductor y deberá tomar en cuenta los efectos de piel y de proximidad, según las condiciones de instalación y operación.

En unidades de potencia podemos escribir lo anterior así:

$$Wc = I^2 \times Rca \times 10^{-3} \text{ Kw/Km} \qquad (9.1)$$

La corriente I dada en ampres y Rca en ohms/kilómetro.

A fin de efectuar valuaciones totales en un cierto periodo (normalmente un año) se usa ponderar las pérdidas en unidades de energía como son Kilowats-hora, en esta unidad la ecuación 9.1 se expresa de la siguiente manera:

$$Wc = wc \times L \times N \times H \times Fp^{(1)}$$

$$\text{Kw -- hr/año} \qquad (9.2)$$

Donde:

Wc = Pérdidas valuadas con la ecuación 9.1 Kw/Km.

L = Longitud del circuito en Km

N = Número de cables del sistema

H = Horas efectivas de operación del sistema después de descontar mantenimiento, paros programados etc. (ver tabla 9.1.)

Fp = Factor de pérdidas

$$= 0.3\,(F.C.) + 0.7\,(F.C.)^2 \qquad (9.3)$$

Fc = Factor de carga en por unidad

(1) Las pérdidas en el conductor y la pantalla no son constantes ya que la carga varía en el ciclo diario, mensual y anual; el factor de pérdida nos permite relacionar las variaciones de carga en un ciclo (factor de carga) y calcular las pérdidas correspondientes.

Tabla 9.1 Horas efectivas en que se verifican las pérdidas de acuerdo a la operación

Tipo de Operación	Horas efectivas
a) Equipo de trabajo ocasional	0 – 500
b) Carga irregular durante un turno	500 – 1500
c) Carga irregular en varios turnos	1500 – 3500
d) Carga uniforme en varios turnos	3500 – 7000
e) Carga plena ocasionalmente desconectada	7000 – 8000
f) Carga plena conectada permanentemente	8760

9.2.) Pérdidas en el dieléctrico

Partiendo de la hipótesis de que ningún material aislante es perfecto, ésto es de que todo material conocido sujeto a una diferencia de potencial permite una circulación de corriente activa entre dos puntos de diferente potencial, podemos establecer que esa corriente eléctrica también producirá calor.

Las pérdidas en el aislamiento de un cable de energía dependerán fundamentalmente de las características del material, características tales como: La permitividad del dieléctrico y factor de potencia que se ha relacionado con expresiones matemáticas que nos permiten cuantificar las pérdidas.

La expresión para el cálculo de las pérdidas en el dieléctrico de un cable de energía es la siguiente:

$$wd = 2\pi f C Eo^2 \tan\delta \times 10^{-3} \text{ Kw/Km} \qquad (9.4)$$

Donde:

f = Es la frecuencia en Hertz

Eo = Es la tensión al neutro, en volts

tanδ = Factor de pérdidas del aislamiento a la frecuencia y temperatura de operación (ver tabla 9.2) en por unidad.

C = Capacitancia F/km =

$$= \frac{0.0241 \text{ SIC} \times 10^{-6}}{\log \frac{da}{dc}} \qquad (9.4')$$

SIC = Constante inductiva específica del aislamiento (ver tabla 9.2)

da = Diámetro sobre aislamiento

dc = Diámetro bajo aislamiento

En unidades de energía las pérdidas se expresan como:

$$Wd = wd \times L \times N \times H \text{ kw-hr/año} \qquad (9.5)$$

Donde:

wd = Pérdidas calculadas de acuerdo a (9.4)

L = Longitud en Km.

N = Número de cables del sistema

H = Número de horas de operación efectiva en un año

Es importante notar que mientras que las pérdidas en conductor y pantallas están ligadas a las variaciones de corriente, las pérdidas en el dieléctrico son constantes y bastará energizar el cable aun sin la carga, para que se presenten los valores máximos calculados de acuerdo a la ecuación 9.5.

Tabla 9.2 Valores de permitividad relativa (SIC) y Tan δ para Aislamientos usualmente empleados

Aislamiento	Tan δ (%)	SIC
Vulcanel EP	0.6	2.6
Vulcanel XLP	0.01	2.3
SINTENAX	1.0	5.5
Papel Impregnado hasta 8 kv.	1.6	3.8
Papel Impregnado hasta 23 kv.	0.8	3.5

9.3.) Pérdidas en las pantallas o cubiertas metálicas

La corriente que circula por el conductor inducirá a su vez una corriente por las pantallas o cubiertas metálicas, cuando éstas se encuentran conectadas a tierra en sus extremos.

Las pérdidas en la pantalla ó cubierta de manera similar al conductor se deben al efecto Joule ó sea derivadas del paso de la corriente inductiva Ip por un elemento metálico que ofrece una resistencia Rp (ver tabla 6.5) que se expresa:

$$wp = Ip^2 . Rp \times 10^{-3} \quad kw/Km \qquad (9.6)$$

wp = Pérdidas en la pantalla de un cable del sistema Kw/Km

Donde:

Ip = Es la corriente circulante por la pantalla en amperes.

Rp = Es la resistencia de la pantalla ohms/Km.

Mientras que la resistencia de la pantalla ó cubierta es constante y debe ser únicamente corregida a la temperatura de operación (10°C abajo de la del conductor) la corriente Ip depende de la corriente en el conductor, la construcción del cable, y la disposición y espaciamiento de los cables del sistema.

En función de la corriente del conductor, la corrriente Ip que circula por las pantallas para cables monopolares en sistema monofásico ó trifásico con los cables dispuestos en configuración equilátera equidistante, se calcula con la siguiente expresión:

$$Ip = \frac{I\,Xm}{\sqrt{Xm^2 + Rp^2}} \quad \text{amperes} \qquad (9.7)$$

con

I = La corriente del conductor en amperes

Xm = Reactancia mutua entre conductor y pantalla ó cubierta metálica (ver sección 6.3)

Rp = Resistencia eléctrica de la pantalla a la temperatura de operación.

Para otras disposiciones la magnitud de Ip se deberá calcular para cada cable del sistema (ver tabla 9.3) y las pérdidas del sistema estarán dadas por:

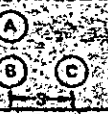
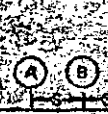
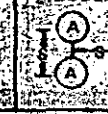
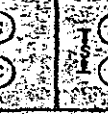
$$wp = \sum_{i=1}^{n} Ip^2_i \, Rp \times 10^{-3} \quad Kw/Km \qquad (9.8)$$

Donde:

N = Número de cables para los que se calculan las pérdidas

Ip^2_i = Corriente que circula por la pantalla de cada cable de acuerdo a la tabla 9.3. Nótese que de estas tablas se obtiene directamente el valor del cuadrado de la corriente Ip.

Tabla 9.3 Formulario para cálculo de corrientes circulantes en las pantallas

CONFIGURACION	I MONOFASICA	II EQUILATERA	III RECTANGULAR	IV PLANA	V DOBLE CIRCUITO	VI DOBLE CIRCUITO
						
PANTALLAS SOLIDAMENTE ATERRIZADAS						
$\frac{Is1^2}{I^2} = \frac{Ws1 \times 10^3}{I^2 Rs} = \frac{Ro1}{Rs}$ $\frac{Is2^2}{I^2} = \frac{Ws2 \times 10^3}{I^2 Rs} = \frac{Ro2}{Rs}$ $\frac{Is3^2}{I^2} = \frac{Ws3 \times 10^3}{I^2 Rs} = \frac{Ro3}{Rs}$ $\frac{WsT \times 10^3}{3I^2 Rs} = \frac{Ro\ promp}{Rs}$	$\frac{XM^2}{Rs^2 + XM^2}$ $\frac{XM^2}{Rs^2 + XM^2}$	$\frac{XM^2}{Rs^2 + XM^2}$ $\frac{XM^2}{Rs^2 + XM^2}$ $\frac{XM^2}{Rs^2 + XM^2}$ $\frac{XM^2}{Rs^2 + XM^2}$	$\frac{(p^2 + 3Q^2) + 2\sqrt{3}(P - Q) + 4}{4(p^2 + 1)(Q^2 + 1)}$ $\frac{1}{(Q^2 + 1)}$ $\frac{(p^2 + 3Q^2) - 2\sqrt{3}(P - Q) + 4}{4(p^2 + 1)(Q^2 + 1)}$ $\frac{p^2 + Q^2 + 2}{2(p^2 + 1)(Q^2 + 1)}$		
$P = \frac{Rs}{Y}$ $Q = \frac{Rs}{Z}$ $Y =$ $Z =$	XM XM	$(XM + \frac{a}{2})$ $(XM - \frac{a}{6})$	$(XM + a)$ $(XM - \frac{a}{3})$	$(XM + a - \frac{b}{2})$ $(XM + \frac{a}{3} - \frac{b}{6})$	$(XM + a + \frac{b}{2})$ $(XM + \frac{a}{3} - \frac{b}{6})$	

$XM = 2\pi f (2 \times 10^{-4} \ln \frac{s}{ro})$, $a = 2\pi f (2 \times 10^{-4} \ln 2)$, $b = 2\pi f (2 \times 10^{-4} \ln 6)$

En ohms/Km $XM = 0.0764 \ln s/ro$, $a = 0.0573$, $b = 0.1214$

En términos de unidades de energía las pérdidas en las pantallas están dadas para los cables del sistema de la siguiente manera:

$$Wp = wp \times L \times H \times Fp \quad \text{Kw-Hr/año} \qquad (9.9)$$

con

wp calculada con la ecuación (9.8)

L = Longitud en Km.

H y Fp definidas de la misma manera que para las pérdidas en el conductor.

El problema se reduce pues a evaluar la magnitud de las corrientes inducidas, problema que por otra parte se complica por los efectos de inducción de los demás cables del sistema.

La complejidad de los efectos inductivos se puede simplificar por desarrollos matemáticos que nos permiten asumir una resistencia efectiva (Re) tal de la pantalla, que al ser multiplicada por el cuadrado de la corriente en el conductor se obtengan directamente las pérdidas en la pantalla o cubierta metálica.

Para el caso de dos cables monopolares en circuito monofásico o tres de circuito trifásico, en distribución triangular equilátera, separados una distancia D la resistencia efectiva Re está dada por:

$$Re = \frac{+^2 m \ Rp}{Xm^2 + Rp^2} \quad \text{Ohms/Km} \qquad (9.10)$$

Con Xm y Rp reactancia inductiva mutua y resistencia de la pantalla respectivamente.

En el caso de cables multiconductores con pantalla común, las corrientes inducidas son usualmente pequeñas, ya que la pantalla o cubierta circunda a todos los conductores y los efectos inductivos de la corriente en un conductor son neutralizados casi por completo por los efectos de las corrientes en los demás conductores. Sin embargo para conductores de secciones mayores y corrientes elevadas, la neutralización no es completa y existen pérdidas apreciables en la pantalla.

Para cables tripolares con conductores redondos la resistencia efectiva Re se puede calcular con:

$$Re = \frac{1298.9 \times S^2}{Rp \ Ro^2} \quad \text{ohms/km} \qquad (9.11)$$

Donde S está dada a su vez por:

$$S = \frac{1}{\sqrt{3}} (d + 2e)$$

Siendo:

d = Diámetro del conductor en cms.

e = Espesor de aislamiento en cm

Rp = Resistencia de la pantalla ohms/km

Ro = Radio medio de la pantalla o cubierta en cms.

Para conductores sectoriales se puede derivar el valor de S multiplicando el diámetro d del conductor redondo equivalente en sección por 0.84.

La resistencia efectiva Re debe ser cuidadosamente distinguida de la resistencia aparente Ra.

Mientras que esta última adecuadamente combinada con la reactancia inductiva aparente Xa nos permite con la corriente del conductor, calcular con exactitud la impedancia de la línea, caída de tensión, regulación, etc.

La resistencia efectiva a diferencia debe ser empleada en evaluaciones de pérdidas en la pantalla y cálculos relacionados con capacidad de conducción de corriente del conductor.

Esta corriente no es constante y varía de acuerdo al ciclo diario de carga, variación que se resume en el factor de carga (F.C.) del sistema. El factor de carga es la relación de la corriente promedio entre la corriente máxima ocurrente en el ciclo diario (figura 9.1)

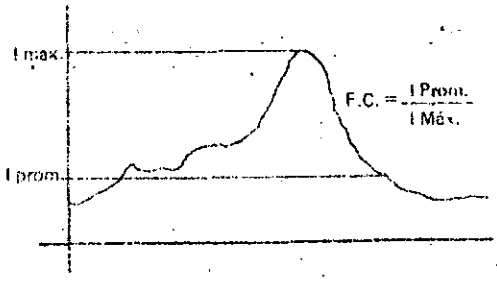


Fig. 9.1
Representación del factor de carga

Las pérdidas serán entonces función de esta variación de corriente y estarán ligadas al factor de carga por el llamado factor de Pérdidas F.P. que se calcula con la siguiente ecuación:

$$F.P. = 0.3\ F.C + 0.7\ (F.C.)^2 \qquad (9.11')$$

El factor de pérdidas afecta directamente a pérdidas en el conductor (Wc) y en las pantallas (Wp), no así a las pérdidas en el dieléctrico, ya que estas están en función del cuadrado de la tensión de operación y se presentan en todo el cable energizado aunque no esté conectada carga alguna.

Para totalizar las pérdidas, se deberá pues, considerar ciclos diarios de operación; generalmente las pérdidas totales se consideran de acuerdo a períodos anuales, por lo que la expresión para valuar pérdidas en el periodo anual quedaría de la siguiente manera:

$$Wt = [\ (We + Wp) \times F.P. + Wd\ ] \times L \times N \times T \quad \text{Kw-Hora/año}$$

Donde:

We = Pérdidas en el conductor Kwatts/Km

Wp = Pérdidas en la pantalla Kwatts/Km

Wd = Pérdidas en el dieléctrico Kwatts/Km

F.P. = Factor de pérdidas

L = Longitud del circuito en Km

N = Número de cables en el sistema

T = Horas de operación en el año.

En términos económicos, bastará multiplicar el precio del Kw-hora por el producto obtenido, para saber el costo de las pérdidas en el sistema.

$$Wt = Wc + Wp + Wd \quad \text{Kw-hr/año}$$

Donde:

Wt = pérdidas totales del sistema en Kw-hr/año

9.4.) Selección de calibre económico

Las pérdidas identificadas en los incisos 9.1, 9.2 y 9.3 valuadas en términos económicos y sumadas a los costos por mantenimiento, representan los costos totales de operación de un sistema por lo que a cables se refiere.

Para una carga determinada existe una sección ó calibre mínima aceptable, secciones mayores a este mínimo producirán menos pérdidas y en consecuencia menores costos de operación. Por otra parte el calibre mínimo representa los menores costos iniciales y sec-

ciones mayores darán lugar a un incremento en estos costos iniciales. Esta relación se debe utilizar (fig. 9.2) para seleccionar el tamaño del conductor de mayores ventajas económicas.

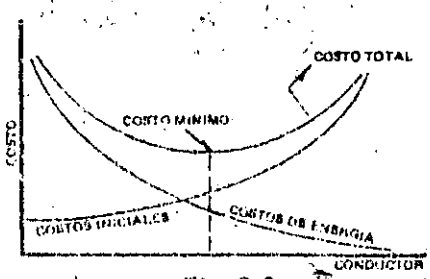


Fig. 9.2
Costos iniciales vs. costos de las pérdidas

COSTO DE LAS PERDIDAS

Los costos de los energéticos se han incrementado en forma dramática en los últimos años, por lo que a nivel mundial se observa un énfasis especial en políticas de conservación de energía y eficiencia en los sistemas de potencia.

En los cables de potencia el calor generado es energía perdida y es el costo que se incurre por transmitir la energía. Conforme la temperatura del conductor se incrementa este costo aumenta.

Existe una relación inversa entre las pérdidas en el conductor y la sección del conductor. El incremento de sección resulta en pérdidas menores debido a que presenta una resistencia eléctrica menor, tanto por el aumento del área conductora como por la menor temperatura de operación. Sin embargo hay una relación directa entre los costos iniciales y la sección del conductor.

La curva del costo total (CT) figura 9.2 se expresa como la suma de los costos iniciales CI más los costos de operación (energía perdida) en la vida útil del cable. El mínimo de la curva resulta cuando el cambio en los costos totales al cambiar el calibre resulta cero; o bien cuando los costos iniciales son iguales a los costos de operación o valor presente.

ANALISIS ECONOMICO:

Los costos de operación se dan en forma contínua en la vida útil del cable, por lo que el análisis económico se debe realizar considerando que los egresos se realizan en tiempos diferentes.

Las técnicas de análisis "valor presente" nos permiten comparar los egresos que se realizan a través del tiempo en una base común que es el tiempo presente.

El valor del tiempo se refleja en el interés ganado por nuestro capital. Un peso de ahora genera intereses que resultan en un incremento de pesos en el futuro, de igual manera un peso en el futuro se deberá "descontar" para obtener su valor en el presente. Por ejemplo: Un peso a un año de distancia equivale a 90 centavos de hoy aplicando una tasa de interés del 10%.

Los costos de las pérdidas en los cables crean "anualidades" que son una serie de pagos realizados en un periodo de tiempo.

Para comprender el concepto de valor presente de una anualidad supongamos que se ofrecen las siguientes alternativas: Una anualidad de tres años a razón de 1000 pesos anuales ó una suma global en la actualidad. No necesitamos el dinero en los próximos tres años, por lo que se acepta la anualidad y se depositan los ingresos en una cuenta de ahorros que rinde un 4% de interés. ¿De qué cantidad tendría que ser la suma del pago global para que fuera equivalente en la actualidad a la anualidad? la ilustración gráfica de la figura 9.3 ayuda a explicar el problema.

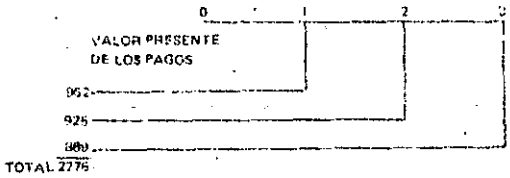


Fig. 9.3
Valor presente de una anualidad

El valor presente de la anualidad del año 1 a un interés i es de

$1000\,[\,1/(1+i)\,]$;

del segundo es

$1000\,[\,1/(1+i)^2\,]$ y así sucesivamente. Al definir el valor actual de una anualidad de n años como An, podemos escribir la siguiente ecuación.

$$An = R\left[\frac{1}{1+i} + \frac{1}{(1+i)^2} + \cdots + \frac{1}{(1+i)^n}\right]$$

$$= R \cdot \frac{(1+i)^{n-1}}{i(1+i)^n} = R \cdot \frac{1-(1+i)^{-n}}{i} = R.A. \qquad (9.12)$$

Siendo:

R = El pago total anual.
i = El interés por cada período
n = Número de períodos
A = Factor de interés de la anualidad

Del ejemplo podemos observar que el valor presente de la anualidad de 3000 pesos tomando una tasa de interés del 4% es de 2776 pesos.

Finalmente el cálculo del costo total, combinación de costo inicial más el costo de operación se obtiene de la siguiente fórmula:

$$CT = CI + A(E \times P) \text{ pesos} \qquad (9.13)$$

Donde:

E = Pérdidas en el cable en kw-Hr/año
P = Precio estimado de la energía eléctrica $/Kw-hr.
A = Factor de interés de la anualidad definida anteriormente.

INFLACION:

La inflación distorsiona el valor del dinero en el tiempo y tiende a reducir la tasa del interés efectivo. Por ejemplo para una tasa de interés de 14% y una inflación de 10% anual el interés efectivo es cercano al 4%.

Mientras más bajo es el valor de la tasa de interés efectivo más alto es el valor presente del costo de las pérdidas.

VIDA DEL CABLE:

El número de períodos para los que se debe efectuar el análisis económico, está en función del número de años en que se espera opere en forma satisfactoria el cable.

Decir cual es la vida útil del cable resulta difícil; se han encontrado instalaciones de cables de media tensión con más de 50 años de servicio, sin embargo de acuerdo a las disposiciones de la Ley de Impuesto sobre la Renta (art. 45) la depreciación anual autorizada para equipos eléctricos utilizados en la distribución de energía eléctrica es de 3%, por lo que para efectos de cálculos económicos se puede estimar una vida para cables de energía de 33 años.

APROXIMACIONES A LA SECCION ECONOMICA:

La selección del calibre económico solo se logra mediante la comparación de los costos iniciales, pérdidas, etc. de distintas secciones, comparación que resulta sencilla si tenemos acceso a computadoras, sin embargo este es el

caso general, por lo que debemos reducir al mínimo el número de comparaciones.

En un cálculo aproximado la sección económica se puede definir haciendo las siguiente consideraciones:

A) La mayor parte de las pérdidas se producen en el conductor.

B) Las pérdidas en pantalla y dieléctrico sufren pequeñas variaciones al considerar distintos calibres.

C) Las variaciones de precios para una tensión determinada están ligados a la sección conductora y se pueden aproximar por una recta de pendiente G Fig. 9.2 que cruza el eje de ordenadas en un punto D que es variable conforme a los precios del mercado. Definir el valor de G de la siguiente manera:

$$G = \frac{D_2 - D_1}{S_2 - S_1} \qquad (9.14)$$

Siendo D_2 y D_1 los precios de los calibres S_2 y S_1

Bajo estas consideraciones la ecuación 9.13 se puede aproximar de la siguiente manera:

$$CT = (D.L. + GSL) + \frac{(I^2\ p.n.H.P.Fp.A. \times 10^{-3}\ L)}{S} \qquad (9.15)$$

derivando con respecto a S e igualando cero para encontrar el mínimo de la curva costo total (CT) tenemos:

$$0 = GL - \frac{I^2\ p.n.H.P.Fp.A. \times 10^{-3}\ L}{S^2} \qquad (9.16)$$

y la sección económica. Se obtiene despejando de 9.16.

$$Se = I \times \sqrt{\frac{P \times n \times H \times Fp \times P \times A \times 10^{-3}}{G}} \qquad (9.17)$$

con:

Se = La sección económica del conductor en mm^2

I = La corriente nominal en ampers.

P = Resistividad del material del conductor a la temperatura de operación* ohms — mm^2/Km.

n = Número de cables activos del sistema.

H = Número de horas de operación en un año.

Fp = Factor de pérdidas.

P = Precios de la energía $/Kwh.

A = Factor de Interés.

G = Pendiente de la recta. Precios vs AREA.

L = Longitud del circuito

OBSERVACIONES:

Es importante notar que la sección económica es independiente de la longitud del circuito y se obtiene en forma aproximada ya que por las siguientes razones se incurre en un error despreciable:

— No se considera el incremento de resistencia en el conductor por el efecto de la corriente alterna.

(*) NOTA.— La temperatura de operación que se debe considerar para cables Vulcanel es de 70°C, Sintenax 55°C y de Papel impregnado de 65°C.

- No se consideran las pérdidas en pantallas y aislamiento.
- Los precios de los cables se describen gráficamente mediante una curva.
- La sección económica resulta por lo general de mayor área que la requerida por corriente nominal y se asume que la temperatura del conductor estará por abajo de la máxima de operación.

9.5.) Ejemplos

Calcular las pérdidas para un alimentador de una fábrica, la que trabaja a plena carga desconectada ocasionalmente.

Se dará suministro a una fábrica, en la tensión de 23 KV. La fábrica requiere de 10 MVA, para satisfacer sus necesidades, (la subestación se encuentra a 100 mts., del suministro).

Calcular las pérdidas anuales en $\frac{(KW - hr)}{AÑO}$, si se ha seleccionado un cable con las siguientes características:

Cable de Energía Vulcanel EP 25 KV calibre 4/0 AWG

El tipo de instalación será en configuración trébol y directamente enterrado.

Ta = 25°C

De las gráficas de corriente (capítulo 10) para éstas condiciones de instalación y suponiendo una resistividad térmica del terreno de 120°C-cm/Watt y un factor de carga del 75%, la corriente que conducirá será de 290 amperes.

Aplicando el método del cálculo para la resistencia a la corriente alterna descrito en la sección 5.3 obtenemos que:

RCA = 0.2505 ohms/km a 90°C

CALCULO DE PERDIDAS

– PERDIDAS EN EL CONDUCTOR

$$wc = Rca \times I^2 \times 10^{-3} \quad \left[\frac{KW}{Km}\right] \qquad (9.1)$$

donde:

I = Corriente en amperes

Rac = Resistencia a la temperatura de operación.

$$wc = (290)^2 \times (0.2505) \times 10^{-3} \quad \left[\frac{KW}{Km}\right]$$

$$wc = 21.06 \left[\frac{KW}{Km}\right]$$

EN TERMINOS DE ENERGIA

$$Wc = wc \times L \times N \times H \times F.P \left[\frac{Kw - hr}{año}\right] \qquad (9.2)$$

$$FP = 0.3\,(FC) + 0.7\,(FC)^2 = 0.6188$$

$$Wc = 21.06 \times .1 \times 3 \times 8000 \times 0.6188 \quad \left[\frac{Kw - hr}{AÑO}\right]$$

$$Wc = 31.28 \left[\frac{MW - hr}{AÑO}\right]$$

$$wd = 2\,\pi\, f\, C\, Eo^2\, \tan\delta \times 10^{-3} \quad [\frac{KW}{Km}]$$

(9.4)

$$C = \frac{0.0241\, SIC \times 10^{-6}}{\log \frac{da}{dc}} \quad [\frac{F}{Km}]$$

La SIC de la TABLA 9.2: EP = 2.6

da = diámetro sobre aislamiento = = 26.8 mm

dc = diámetro bajo aislamiento = = 13.3 mm

$$C = \frac{0.0241\,(2.6) \times 10^{-6}}{\text{Log}\,\frac{26.8}{13.3}} \quad [\frac{F}{Km}]$$

$$C = 2.059 \times 10^{-7} \quad [\frac{F}{Km}]$$

$$Eo = \frac{25\ Kv}{\sqrt{3}} = 14.43$$

$\tan\delta = 0.6\ \% = 0.006$ (Tabla 9.2)

$$wd = 2\,\pi\,(60)\ 2.059 \times 10^{-7} \times (14{,}430.00)^2\ (0.006) \times 10^{-3} \quad [\frac{KW}{Km}]$$

$$wd = 0.0970 \quad [\frac{KW}{Km}]$$

EN TERMINOS DE ENERGIA

$$Wd = wd \times L \times N \times H \quad [\frac{Kw - hr}{AÑO}]$$

(9.5)

$$Wd = 0.0970 \times (.100) \times (3) \times (8000)$$

$$Wd = 232.74 \quad [\frac{KW - hr}{AÑO}]$$

$$wp = Ip^2\, Rp \times 10^{-3} \quad [\frac{KW}{km}] \qquad (9.6)$$

Ip: Para cables en formación trébol está dada por:

$$Ip = \frac{I\, Xm}{Xm^2 + Rp^2} \quad \text{amperes} \qquad (9.7)$$

$$Xm = 2\,\pi\, f\,(2 \times 10^{-4}\ \ln \frac{d}{ro})$$

d = Distancia entre centros de cables (cm) = 3.18

ro = Radio medio de la pantalla (cm) = = 1.35

$$Xm = 2\,(60)\,\pi\,(2 \times 10^{-4}\ \ln \frac{3.18}{1.35})$$

Xm = 0.0646 ohms/km

De la Tabla 6.5:

$$Rp = \rho\, \frac{5.53\ K}{Do \times e} \quad [\frac{ohms}{Km}]$$

$$Rp = \frac{17.241\,(5.53)\,(.875)}{(2.7)\,(1.7)} \quad [\frac{ohms}{Km}]$$

$$Rp = 181.7 \quad [\frac{ohms}{km}]$$

$$Ip = \frac{290\,(0.0646)}{\sqrt{(181.7)^2 + (0.0646)^2}}$$

Ip = 0.1031 amperes

$$wp = (0.1031)^2\ (181.7) \times 10^{-3}$$

$$wp = 0.0019 \quad [\frac{KW}{km}] \text{ por conductor}$$

EN TERMINOS DE ENERGIA
(EN LOS TRES CONDUCTORES)

$$Wp = 0.0019 \times (.100) \times (8000) \times$$

$$\times (.6188)\ (3)\ \left[\frac{Kw - hr}{AÑO}\right]$$

$$Wp = 1.8812\ \left[\frac{KW - hr}{AÑO}\right]$$

LAS PERDIDAS TOTALES SERAN
EN $\left[\frac{Kw - hr}{AÑO}\right]$:

$$Wt = (31280) + (232.74) + (1.8812)$$

$$Wt = 31.51\ \left[\frac{MW - hr}{AÑO}\right]$$

10

Capítulo 10.– Capacidad de Conducción de Corriente

10. CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE:

El problema de la determinación de la capacidad de conducción de corriente (AMPACIDAD) en cables de energía, es un problema de transferencia de calor.

Las pérdidas analizadas en el capítulo 9, es energía que se transforma en el cable en forma de calor, necesario de cuantificar para definir que cantidad de calor es posible disipar al medio ambiente a través de las resistencias térmicas que se oponen al flujo del mismo en que se exceda la temperatura permisible de operación en el conductor.

10.1) Ley de ohm térmica

La ecuación que nos relaciona la transferencia de calor, que pasa a través de elementos que se oponen al flujo de calor a un gradiente de temperatura, se le denomina "LEY DE OHM TERMICA" (Fig. 10.1) por su analogía con la Ley de ohm Eléctrica y se expresa como:

$$\Delta T = w \Sigma Rt \qquad (10.1)$$

ΔT = Gradiente de temperatura originado por la diferencia de temperatura entre conductor y medio ambiente es análogo al voltaje en la Ley de Ohm Eléctrica.

$= Tc - Ta$

w = Calor generado en el cable y es análoga a la corriente eléctrica.

ΣRt = Suma de resistencia térmicas que se oponen al flujo de calor. Análogo a la resistencia eléctrica

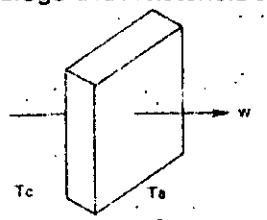


Fig. 10.1 Ley de Ohm térmica

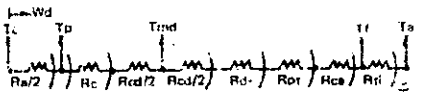
Ley de Ohm Térmica Generalizada

Las fuentes de generación de calor en un cable de energía son:

A) el conductor
B) el dieléctrico
C) las pantallas

Por otra parte la suma de resistencias térmicas que se oponen al calor generado en cada una de las fuentes difiere, así por ejemplo en el caso del conductor y de la pantalla del cable (fig. 10.3), mientras que el calor generado en el conductor debe pasar por las resistencias térmicas que se inician con el aislamiento, en la pantalla las resistencias térmicas se inician en la cubierta. De igual manera sucede con el calor generado en el aislamiento (figura 10.2).

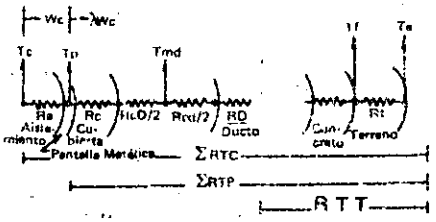
DIAGRAMA DE CIRCUITO TERMICO SIN INCLUIR PERDIDAS EN EL CONDUCTOR



Tc = Temperatura del conductor
Ra = Resistencia térmica del aislamiento
Tp = Temperatura de la pantalla metálica
Rc = Resistencia térmica de la cubierta
Rcd = Resistencia térmica del aire ó aceite dentro del ducto
Tmd = Temperatura media del ducto.
Rd = Resistencia térmica del ducto
Rpt = Resistencia térmica protección tubería
Rco = Resistencia térmica del concreto
Tf = Temperatura interfase

Fig. 10.2

DIAGRAMA DE CIRCUITO TERMICO SIN INCLUIR PERDIDAS DIELECTRICAS



CALOR GENERADO	RESISTENCIAS TERMICAS
Wc = Conductor	Ra = Aislamiento
	Rc = Cubierta
λWc = Pantalla metálica	Rcd = Aire

TEMPERATURAS

Tc = Conductor	Ta = Ambiente
Tp = Pantalla metálica	Rd = Ducto
Tmd = Media del ducto	Rco = Concreto
Tf = Interfase	Rt = Terreno

Separando las fuentes con las respectivas resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor la ecuación 10.1 se puede escribir como:

$$Tc - Ta = wc\,\Sigma\,Rtc + Wd\Sigma\,R_{td} + Wp\,\Sigma\,Rtp \qquad (10.2)$$

$$= I^2\,Rc\,\Sigma\,Rtc + wd\,\Sigma\,Rta + KI^2\,Rp\,\Sigma\,Rtp \qquad (10.3)$$

Donde: *

$I^2\,Rc$ = Las pérdidas en el conductor

$\Sigma\,Rtc$ = La suma de resistencias térmicas que se opone al flujo de calor del conductor.

$\Sigma\,Rd$ = La suma de resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor generado en el dieléctrico.

$KI^2\,Rp$ = Pérdidas en las pantallas siendo K el factor de inducción e I la corriente del conductor.

$\Sigma\,Rtp$ = La suma de resistencia térmicas que se oponen al flujo de calor de la pantalla.

De la ecuación 10.3 podemos calcular la corriente permisible en el conductor despejando I:

$$I = \sqrt{\frac{Tc - Ta - wd\,Rtd}{R\,\Sigma\,Rtc + KRp\,\Sigma\,Rtp}} \qquad (10.4)$$

O bien conociendo la corriente permisible podemos mediante la ecuación 10.3 encontrar la temperatura en el conductor.

La expresión 10.4 permite el cálculo de la corriente permisible conociendo la corriente de la pantalla de acuerdo al capítulo 9 Expresiones más sencillas de manejar para este cálculo se pueden obtener puesto que las pérdidas en el conductor están relacionadas con las pérdidas en la pantalla. Esta relación se le conoce como factor de pérdidas y se representa con la letra griega λ en publicaciones como la norma IEC 287 "Calculation of the continous current rating of cables" y en base a esta relación podemos calcular la corriente I

$$I = \sqrt{\frac{Tc - Ta - wd\,\Sigma\,Rtd}{R\,\Sigma\,Rtc + R(1 + \lambda)\,\Sigma\,Rtp}} \qquad (10.5)$$

Para encontrar la corriente permisible en el conductor es necesario pues definir:

1) Gradiente de temperatura:

   Se encuentra conociendo la máxima temperatura de operación permisible sin degradar el aislamiento (tabla 10.1)

2) Resistencia térmicas:

   Encontrar la magnitud de las resistencias térmicas que se oponen al flujo del calor (inciso 10.2)

3) Factor de pérdidas:
   Calcular el factor de pérdidas de la pantalla (inciso 10.3)

Tabla 10.1 Temperaturas máximas permisibles en cables de energía

Aislamiento	Temperatura °C
Vulcanel Ep	90
Vulcanel XLP	90
Sintanex	75
Papel impregnado en aceite	85

10.2) Resistencias térmicas

La analogía de la resistencia eléctrica con la resistencia térmica se demuestra en la figura 10.4A, donde se puede observar que el valor de la resistencia térmica depende de la resistividad del material del espesor y del área por la que el calor debe circular. En la figura 10.4.B se muestra la ecuación que permite el cálculo de resistencias térmicas para superficies cilíndricas.

CALCULO DE RESISTENCIAS TERMICAS

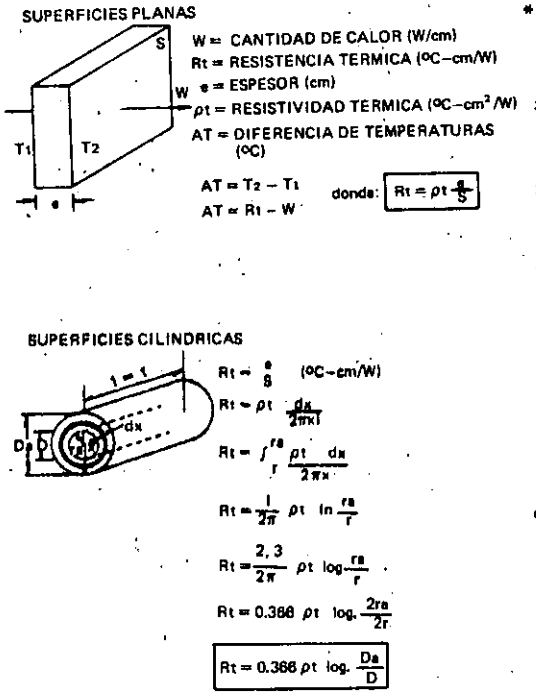
10.2.1 Del aislamiento (Ra):

CABLES MONOPOLARES:

$$Ra = 0.366\ \rho a\ \text{Log}\ \frac{Da}{D} \qquad (10.6)$$

FIGURA 10.4
ANALOGIA DE RESISTENCIAS TERMICAS

(A)



(B)

Donde:

Ra = Resistencia Térmica del aislamiento

ρa = Resistividad térmica del aislamiento

Da = Diámetro sobre el aislamiento

D = Diámetro sobre conductor incluyendo pantalla

$$Ra = \frac{\rho_a}{2} G \qquad (10.7)$$

Donde:

G = Factor Geométrico (figura 10.5)

A continuación se mencionan valores de resistividad de algunos aislamientos:

Tabla 10.2 Resistividad de aislamientos

AISLAMIENTO	ρa (ºC – cm/W)
Papel	600
Polietileno	350
XLP	350
EPR	500
PVC*	600

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

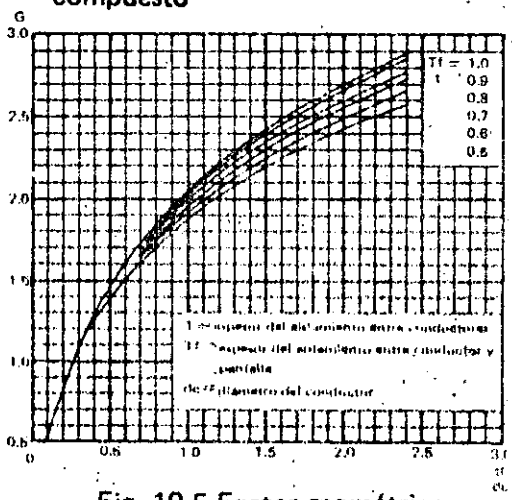


Fig. 10.5 Factor geométrico

10.2.2) De la cubierta (Rc)

$$Rc = 0.366\ \rho c\ \text{Log}\ \frac{Dc}{Do} \qquad (10.8)$$

Donde.

Rc = Resistencia térmica de la cubierta

ρ c = Resistividad térmica de la cubierta

Dc = Diámetro sobre la cubierta

Do = Diámetro bajo la cubierta

A continuación se incluyen valores de x de algunas cubiertas:

Tabla 10.3.
Resistividad de cubiertas

CUBIERTA	ρc (°C·cm/W)
Policloropreno	550
PVC	700

10.2.3) Del aire dentro del ducto: (Rcd)

$$Rcd = \frac{100\ A}{1 + (B + C\Theta m)\ De} \qquad (10.9)$$

Donde:

A,B,C = Constantes en la función del tipo de instalación (Tabla 10.4)

De = Diámetro exterior del cable (cm)

θm = Temperatura del medio dentro del ducto.

Tabla 10.4. Valores de A, B, C.

INSTALACION	A	B	C
Conduit Metálico	5.2	1.4	1.011
Ducto de asbesto-cemento en el aire	5.2	1.2	0.008
Ducto de asbesto-cemento en concreto	5.2	1.1	0.011

10.2.4 del ducto: (Rd)

$$Rd = 0.366\ \rho\ d\ Log\ \frac{De}{Di} \qquad (10.10)$$

Donde:

Rd = Resistencia térmica del ducto

ρ d = Resistividad térmica del ducto (Tabla 10.5)

De = Diámetro exterior del ducto

Di = Diámetro interior del ducto

A continuación se incluyen valores de d de algunos materiales.

Tabla 10.5 Resistividad de Materiales Empleados en Ductos.

MATERIAL	ρ d (°C·cm/W)
Asbesto Cemento	200
Concreto	100
PVC	700

10.2.5) Del terreno

— Efecto de la Resistividad Térmica del Terreno sobre la Capacidad del Conductor.

La temperatura máxima de operación cíclica en el conductor tiene una influencia decisiva en la capacidad de conducción y la vida útil de los cables subterráneos y debe ser limitada a valores aceptables. El elemento que más influye para limitar las elevaciones de temperatura originadas por la carga, es el circuito externo que rodea al conductor, ya que todo el calor generado debe ser disipado a través de él y es a la vez el que ofrece la máxima resistencia del circuito térmico. En la gran mayoría de los casos la resistividad térmica del terreno es demasiado alta, alcanzando en algunos lugares valores próximos a los 300°C·cm/W. Para abatir las resistividades elevadas se acostumbra rellenar las trincheras donde han de colocarse los cables con materiales espe-

ciales de baja resistividad, tales como arenas térmicas, dando como resultado una resistividad equivalente ó efectiva de un valor adecuado en la trayectoria de disipación del calor.

Es importante notar que la fórmula 10.5, nos permite calcular la corriente admisible, cuando se prevee operar el cable con una corriente constante, es decir, cuando el factor carga es igual al 100%.

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

El factor de carga está definido como la corriente de carga promedio dividida entre la máxima corriente de carga para un período dado. Similarmente el Factor LF, es definido como la corriente de carga promedio al cuadrado dividida entre la máxima corriente ce carga al cuadrado.

$$F.C. = \frac{I\ prom.}{I\ máx.} \qquad \text{Factor de Carga}$$

$$LF. = \frac{I^2\ prom.}{I^2\ máx.} \qquad \text{Factor de Pérdidas}$$

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

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

Para tener en cuenta los efectos de variación de corriente, se utiliza en los elementos que están ligados a esta variación (conductor y pantallas, cubierta y tuberías metálicas) introducir el factor de pérdidas LF afectando a las pérdidas $I^2 R$. Sin embargo, dado que es un producto, matemáticamente podemos considerar que multiplica a la resistencia térmica del terreno.

— **Resistencia Térmica del Terreno para Cables Directamente Enterrados.**
Haciendo Re' = (LF) Rt

$$Re' = 0.366\ \rho_t n' \left[\frac{\text{Log } 21.08}{De} + \frac{LF \text{ Log } (4\ L \times F)}{21.08} \right] \qquad (10.12)$$

Donde:

ρ_t = Resistividad térmica del terreno (°C-cm/W)

n' = Número de cables enterrados

De = Diámetro exterior del cable (cm)

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

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

F = Factor de calentamiento

NOTA:
El factor de calentamiento F tiene cuenta de efectos de calentamiento mutuo entre cables colocados en una misma trinchera ó banco de ductos y se calcula con el método de imágenes ilustrado en la figura 10.7 con la siguiente ecuación:

$$F = \frac{d12}{d12} \times \frac{d13}{d13} \times \ldots \times \frac{din'}{din'}$$

(N-I TERMINOS)

— Resistencia Térmica del Terreno para Cables enterrados en ductos

$$Re' = 0.366\ \rho_c\ n' \text{ Log } \frac{21.08}{De} + LF \log \frac{4L \times F}{21.08} + 0.366 (\rho_t - \rho_c)$$

n'/N/LF/Gb Gb

Donde:

De = Diámetro exterior del ducto (cm)

ρ_c = Resistividad térmica del concreto ("C-cm/W)

N = Número de cables del sistema

Gb = Factor Geométrico (Fig. 10.6)

ρ_t = Resistividad térmica del terreno

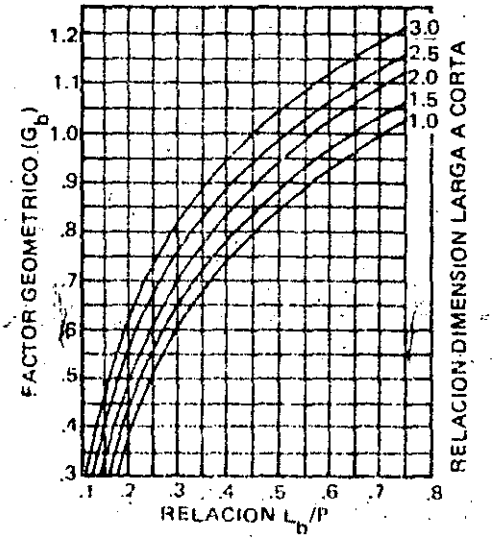


Fig. 10.8

Debido a que la variación de la corriente no influye en el cálculo del calor generado en el dieléctrico (Wd), las ecuaciones se calculan para un factor de carga de 100% 10.12 y 10.13

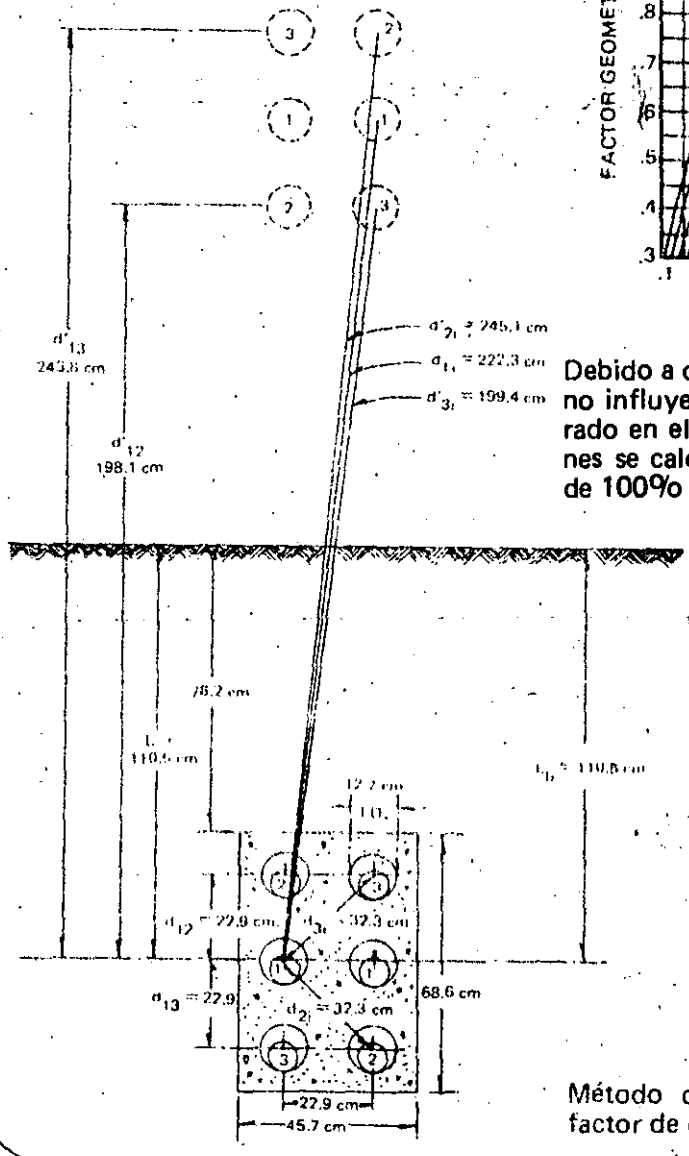


Fig. 10.7

Método de imagenes para obtener el factor de calentamiento.

10.3) Factor de pérdidas

Las fórmulas en esta sección expresan las pérdidas de la pantalla en términos de las pérdidas totales en el conductor ó conductores y para cada caso se indica qué tipo de pérdidas se consideran.

El factor de pérdidas en las pantallas λ consiste en la suma de las pérdidas causadas por corrientes circulantes (λ') y corrientes parásitas (λ'')

$$\lambda = \lambda' + \lambda''$$

El valor λ, depende de la construcción del cable, disposición y separación de los cables del sistema y conexión a tierra de la pantalla ó cubierta metálica.

Las fórmulas que se presentan en esta sección son las correspondientes a los casos que cubre este manual, otras situaciones se pueden consultar en la norma IEC – 287

En el caso de "λ''" solo se calcula para conductores segmentales de grandes secciones. Dado que este caso no se encuentra en México se le da el valor de cero.

– Cables Monopolares en Formación Trébol, Pantallas aterrizadas en ambos extremos

Para este caso el factor de pérdidas está dado por:

$$\lambda' = \frac{Rp}{R} \frac{1}{1 + \frac{(Rp)^2}{x}}$$

Donde:

Rp = Resistencia por unidad de longitud de la pantalla Ohm/cm

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

$$= 4.6\, \omega \text{ Log } \frac{(2s)}{d}\, 10^{-9} \text{ Ohm/cm}$$

s = Distancia entre los centros de los conductores

d = Diámetro medio de la pantalla metálica

$$\omega = 2\pi f$$

– Cables Monopolares en Formación Plana, Pantallas Aterrizadas en los Extremos.

Para cables monopolares, en formación plana, con el cable central equidistante de los cables exteriores y con las pantallas aterrizadas en ambos extremos, el factor de pérdidas para el cable que tiene las mayores pérdidas (esto quiere decir, el cable exterior que lleva la fase atrasada) está dado por:

$$\lambda' = \frac{Rp}{R} \left[\frac{3/4\, P^2}{Rp^2 + P^2} + \frac{1/4\, Q^2}{Rp^2 + Q^2} + \frac{2RpPQXm}{\sqrt{3}(Rp^2 + P^2)(Rp^2 + Q^2)} \right]$$

$$\lambda' = \frac{Rp}{R} \left[\frac{3/4\, P^2}{Rp^2 + P^2} + \frac{1/4\, Q^2}{Rp^2 + Q^2} - \frac{2RpPQXm}{\sqrt{3}(Rp^2 + P^2)(Rp^2 + Q^2)} \right]$$

Para el cable central, las pérdidas están dadas por:

$$\lambda' = \frac{Rp}{R} \frac{Q^2}{Rp^2 + Q^2}$$

En estas fórmulas:

$$P = X + Xm \qquad Q = X - \frac{Xm}{3}$$

Donde:

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

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

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

$$= 4.6\ \omega\ \text{Log}\ (2)\ 10^{-9}\ \text{Ohm/cm}$$

— Cables Tripolares con Pantalla Común

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

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

$$\lambda'' = \frac{3Rp}{R}\left[\left(\frac{2c}{d}\right)^2 \frac{1}{1 + \left(\frac{159Rp10^6}{f}\right)^2} + \left(\frac{2c}{d}\right)^4 \frac{1}{1 + 4\left(\frac{159Rp10^5}{f}\right)^2}\right]$$

Donde:

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

d = Diámetro de la pantalla, cm

f = Frecuencia, Hz

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

$$\lambda'' = \frac{3.2\ \omega^2}{R\ Rp}\left(\frac{2c}{d}\right)^2 \times 10^{-18}$$

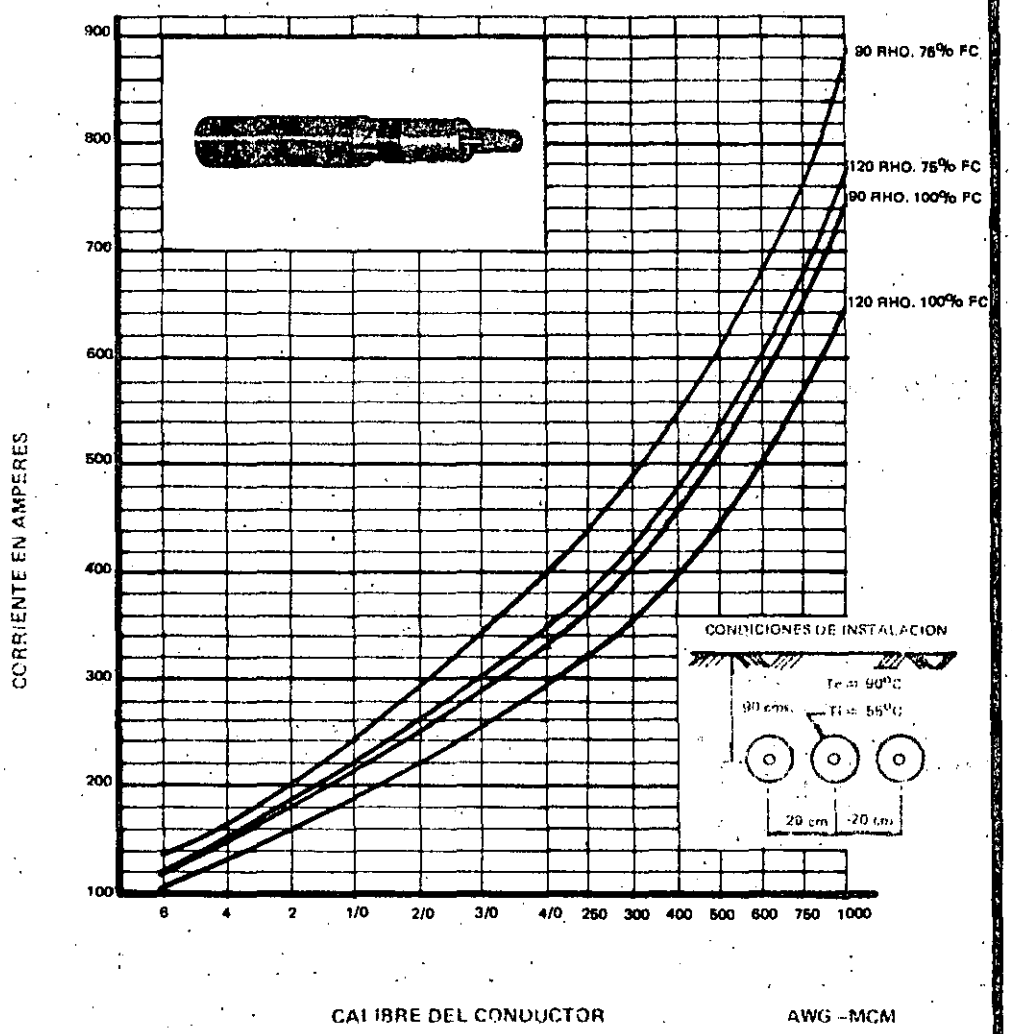
10.4 GRAFICAS DE CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE EN CABLES DE ENERGIA

USO DE LAS GRAFICAS

- Seleccione la gráfica adecuada en función del tipo de cable y forma en que será instalado.
- Compruebe que los datos que aparecen al pie de la gráfica coincidan con los datos reales de la instalación.
- En caso de que sus datos sean diferentes haga uso de los factores de corrección que aparecen en las tablas después de las gráficas.
- En caso de dudas estudie los ejemplos que aparecen al final de esta publicación

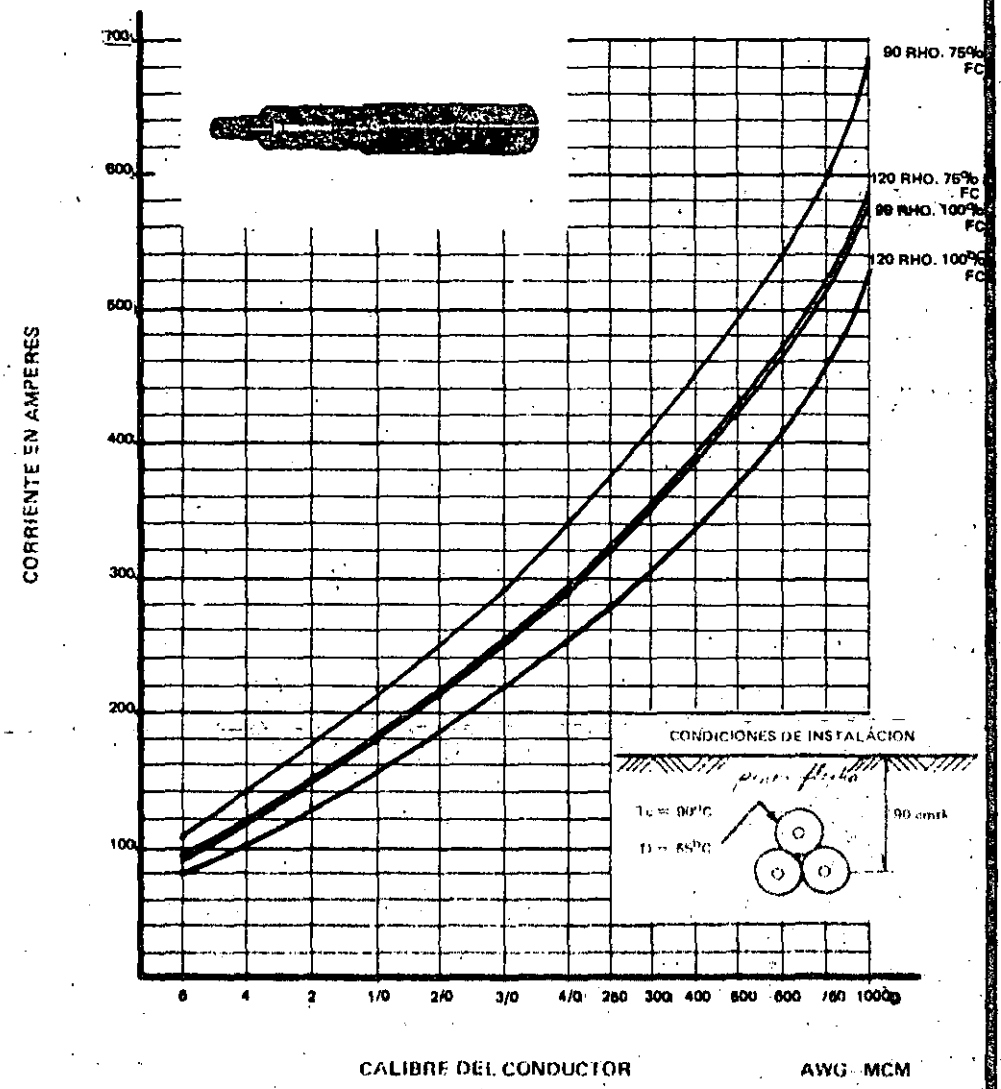
GRAFICA No. 10.1

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP Y XLP; 5, 15, 25, 35 KV DIRECTAMENTE ENTERRADOS Y PANTALLAS A TIERRA.



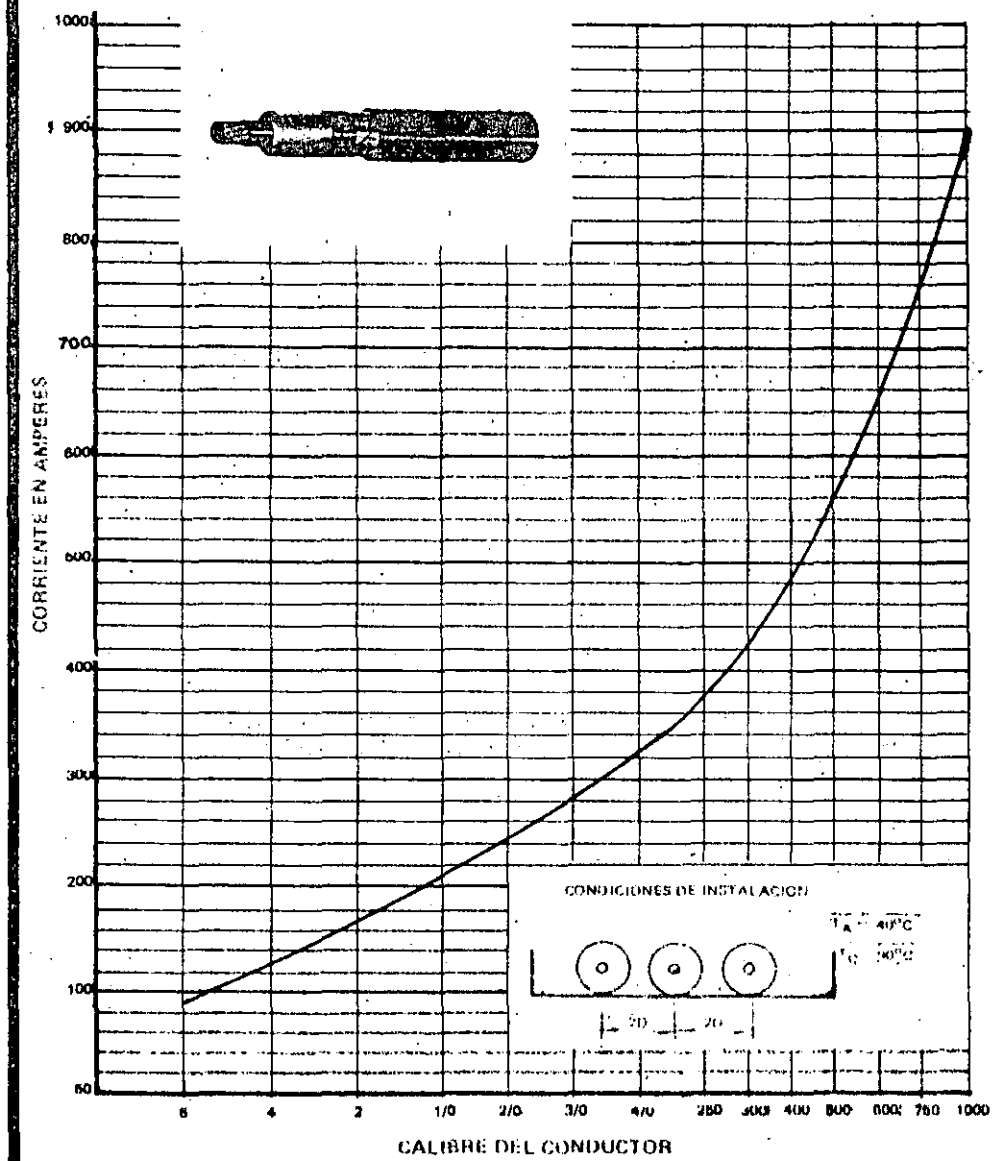
GRAFICA No 10.2

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP Y XLP, 5, 15, 25 Y 35 KV DIRECTAMENTE ENTERRADOS Y PANTALLAS A TIERRA.



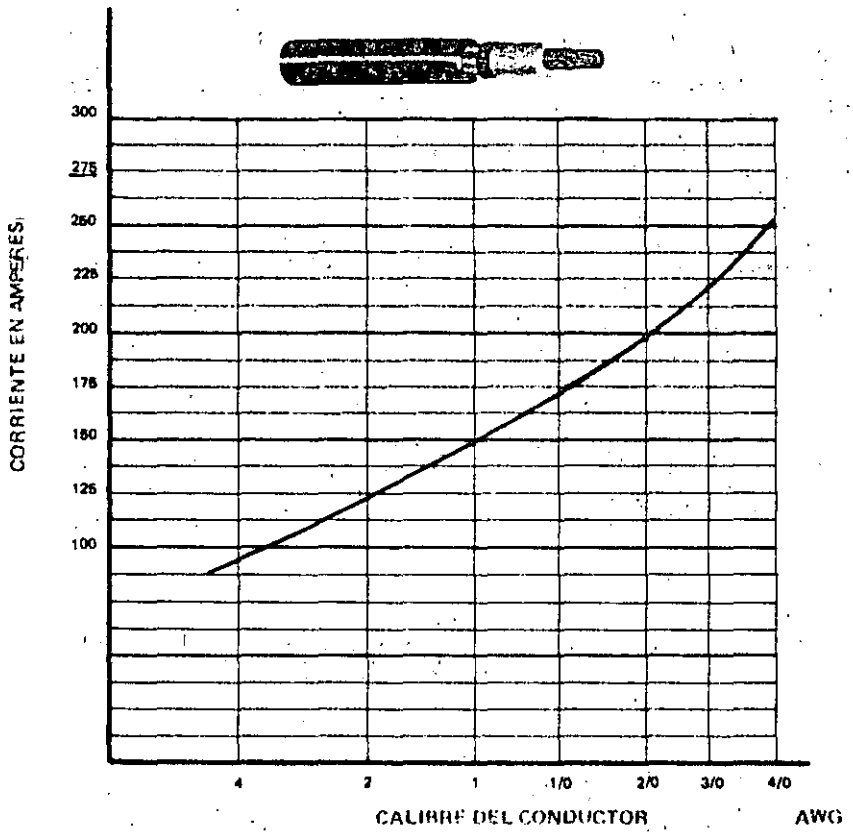
GRAFICA No. 10.3

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGIA UNIPOLARES CON AISLAMIENTO EXTRUIDO EPR–XLP, 5, 15, 25 Y 35 KV. INSTALADO EN CHAROLAS.



GRAFICA No. 10.4

CORRIENTE EN CABLES UNIPOLARES, AISLAMIENTO SINTENAX INSTALADO EN CHAROLAS. TENSION DE OPERACION 15 Y 25 KV.

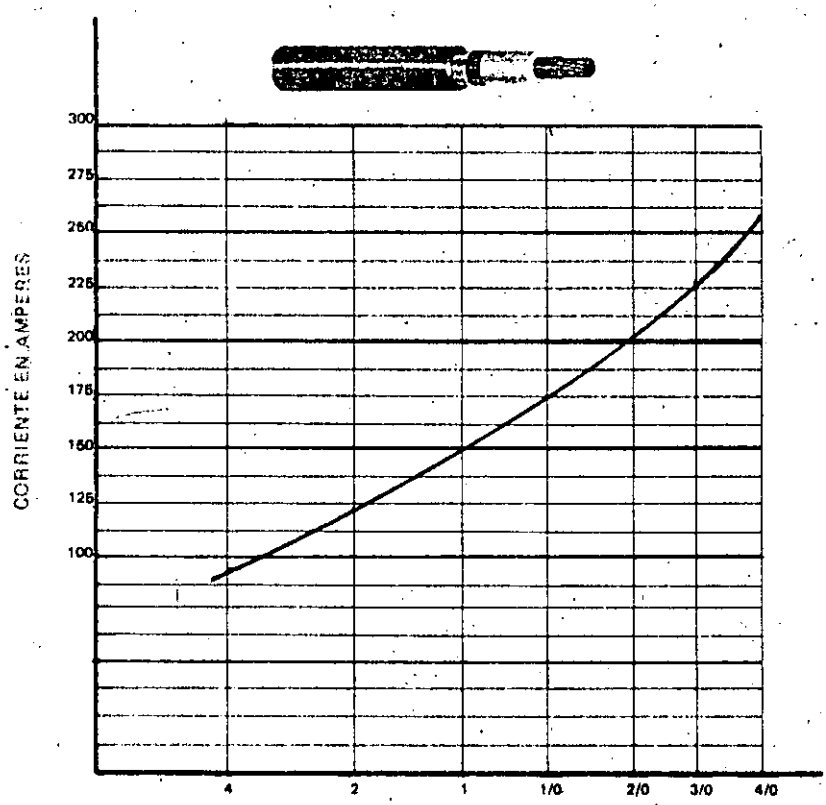


CONDICIONES SUPUESTAS

TEMPERATURA AMBIENTE: 40°C
TEMPERATURA DE OPERACION: 75°C

GRAFICA No. 10.5

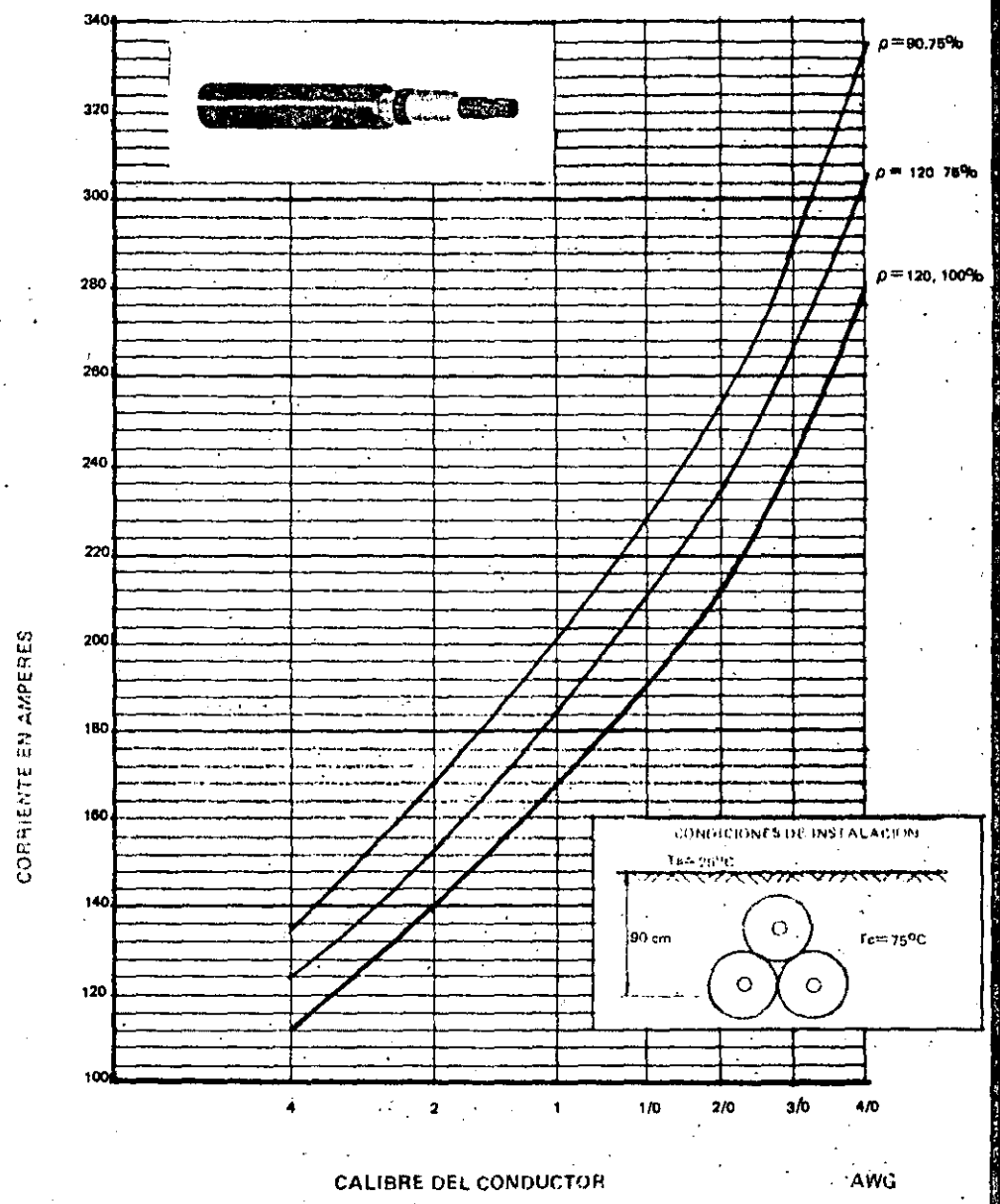
CORRIENTE EN CABLES UNIPOLARES, AISLAMIENTO SINTENAX INSTALADO EN CHAROLAS. TENSION DE OPERACION 15 Y 25 KV.



CONDICIONES SUPUESTAS
TEMPERATURA AMBIENTE 40°C
TEMPERATURA DE OPERACION 90°C

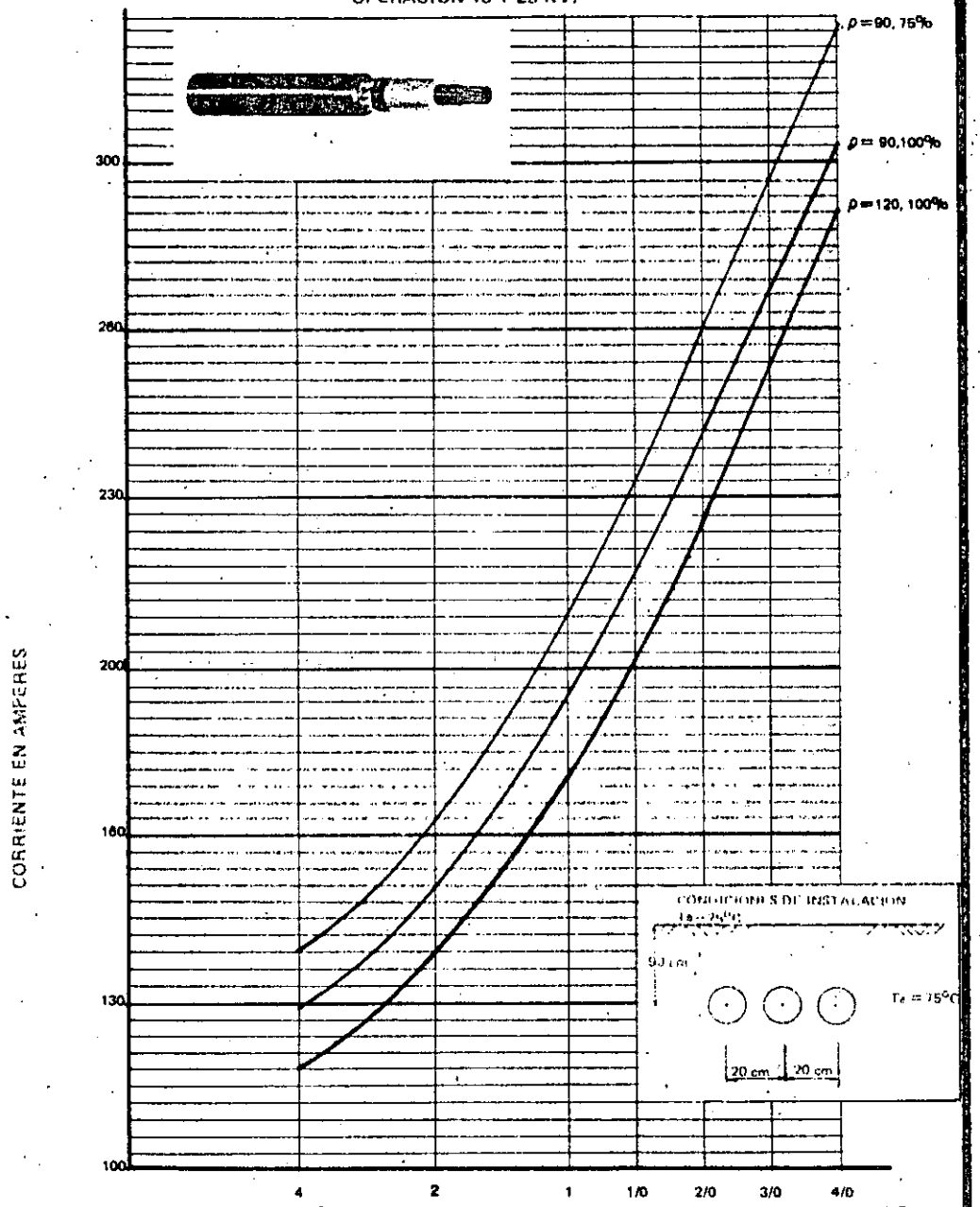
GRAFICA No. 10.6

CORRIENTE EN CABLES UNIPOLARES, AISLAMIENTO SINTENAX, 75°C. ENTERRADOS DIRECTAMENTE. TENSION DE OPERACION: 15 Y 25 KV.



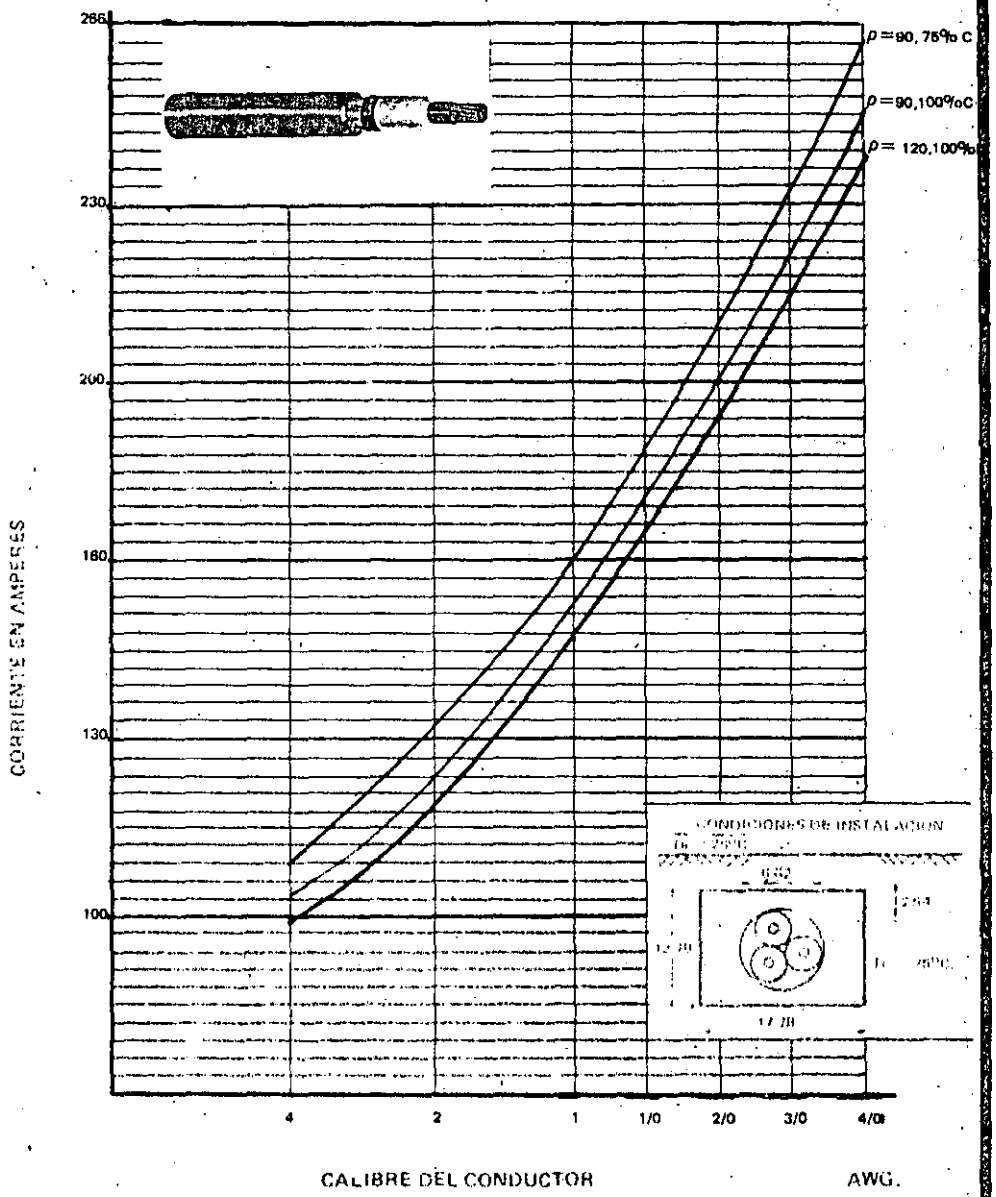
GRAFICA No. 10.7

CORRIENTE EN CABLES UNIPOLARES, AISLAMIENTO SINTENAX, 75°C, ENTERRADOS DIRECTAMENTE, PANTALLAS A TIERRA. TENSION DE OPERACION 15 Y 25 KV.



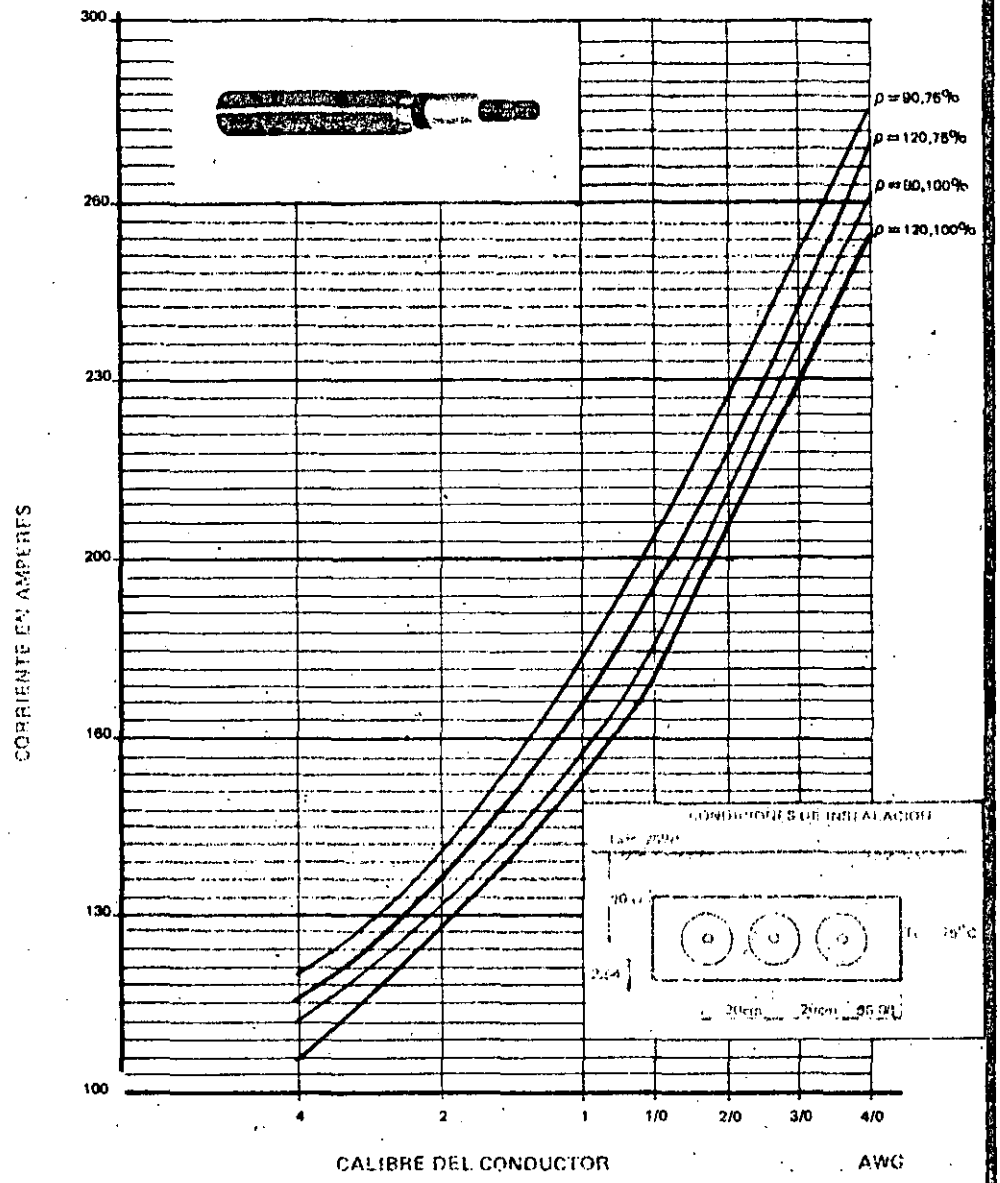
GRAFICA No. 10.8

CORRIENTE EN CABLES UNIPOLARES, AISLAMIENTO SINTENAX 75ºC, INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS. TENSION DE OPERACION 15 Y 25 KV.



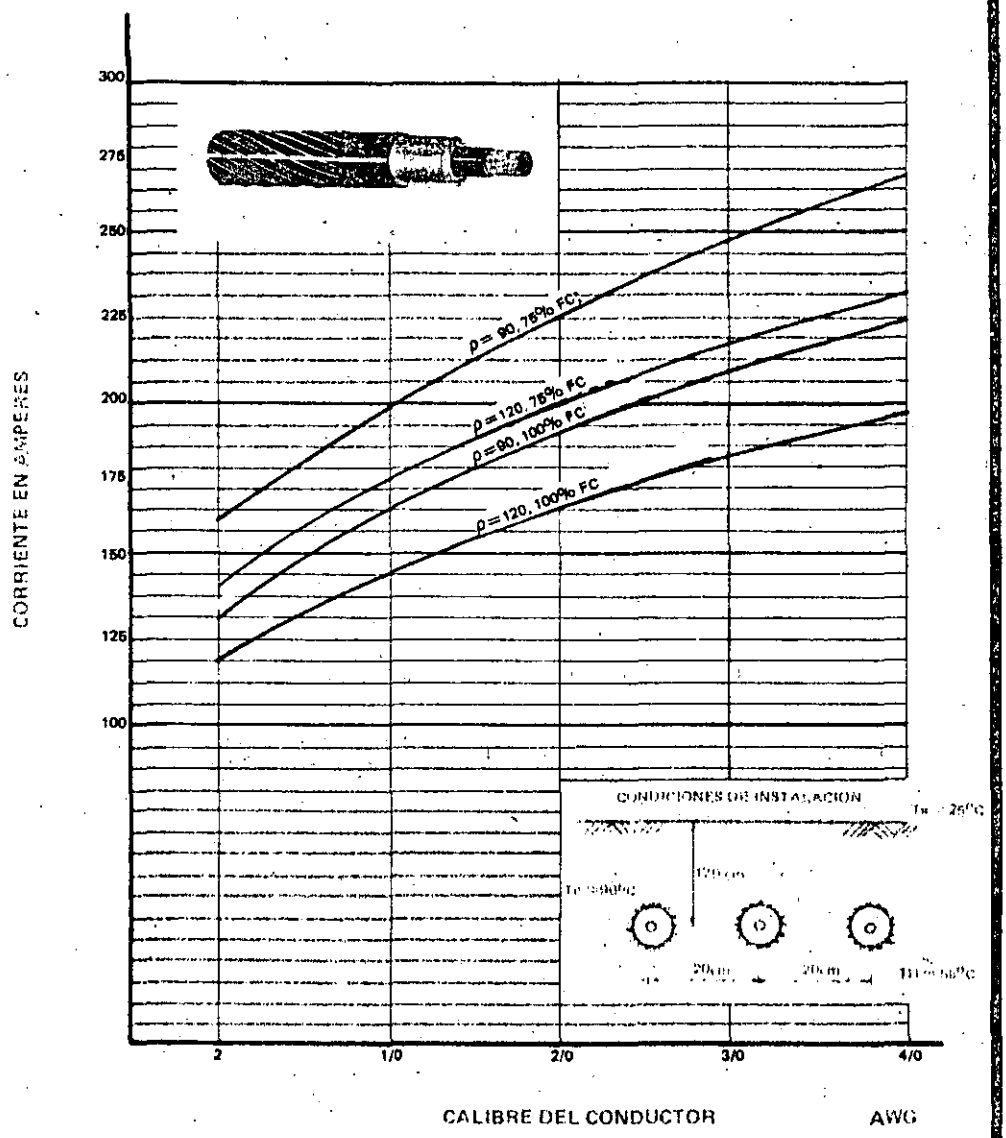
GRAFICA No. 10.9

CORRIENTE EN CABLES UNIPOLARES, AISLAMIENTO SINTENAX, 75ºC, INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS, TENSION DE OPERACION: 15 Y 25 KV.



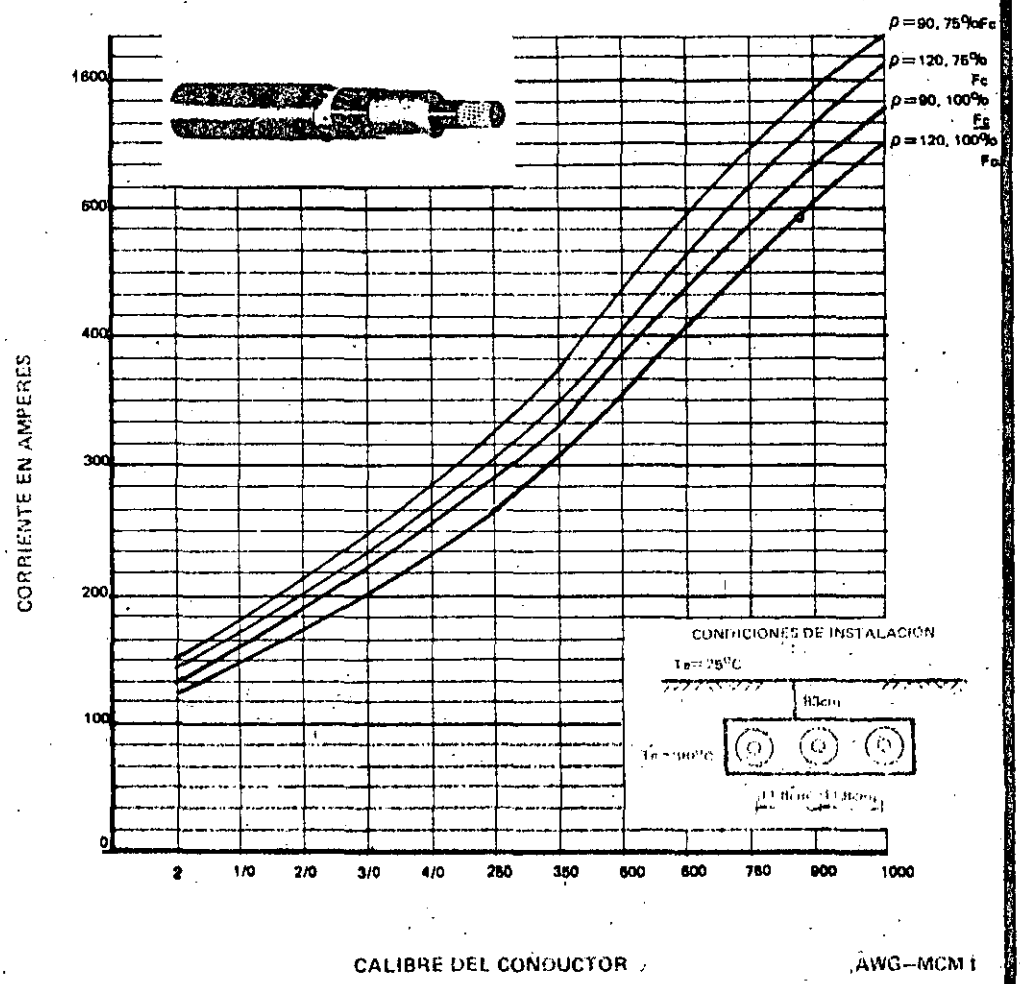
GRAFICA No. 10.10

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP–DRS INSTALADOS DIRECTAMENTE ENTERRADOS



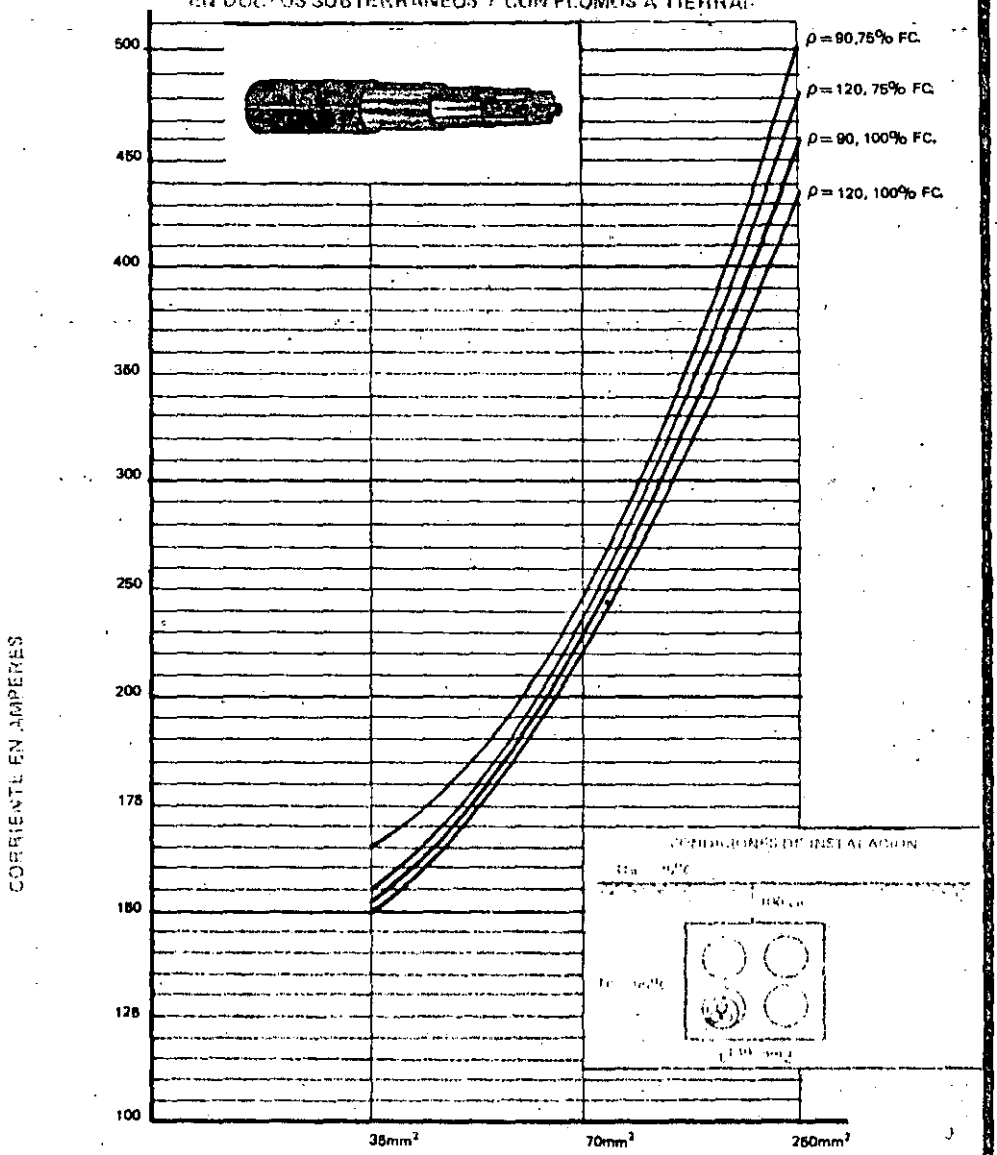
GRAFICA No. 10.11

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP TIPO DS PARA 15 Y 25 KV INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS Y PANTALLAS A TIERRA.



GRAFICA 10.12 —

CORRIENTE EN CABLES TRIPOLARES TIPO SPT, AISLADOS CON PAPEL IMPREGNADO Y CON FORRO DE PLOMO PARA 6 KV, INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS Y CON PLOMOS A TIERRA.



GRAFICA No 10.13

CORRIENTE EN CABLES MONOPOLARES TIPO 23 PT AISLADOS CON PAPEL IMPREGNADO Y FORRO DE PLOMO PARA 23 KV INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS Y CON PLOMOS A TIERRA.

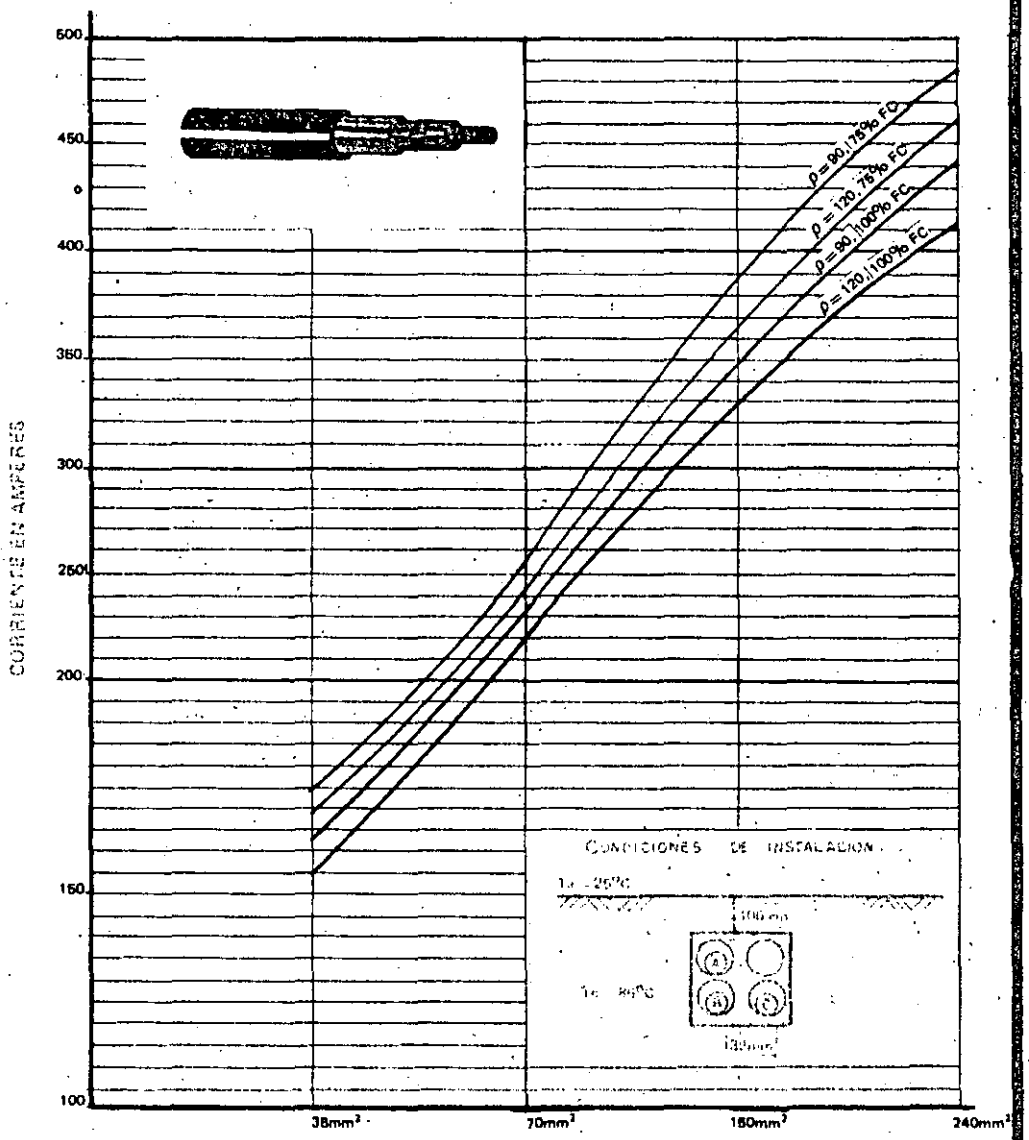


TABLA 10.9

FACTORES DE CORRECCION POR VARIACION DE LA

RESISTIVIDAD TERMICA DEL TERRENO. RHO EN $\frac{°C-cm}{W}$

CONTRUCCION DEL CABLE	AREA DEL CONDUCTOR		CABLES ENTERRADOS DIRECTAMENTE						CABLES EN DUCTOS					
			RESISTIVIDAD TERMICA DEL TERRENO											
	mm^2	AWG MCM	60	90	120	150	180	240	60	90	120	150	180	240
UNIPOLARES	16	6	1.27	1.11	1.00	0.91	0.85	0.75	1.14	1.06	1.00	0.95	0.90	0.83
	70	2/0	1.31	1.13	1.00	0.91	0.84	0.74	1.17	1.07	1.00	0.94	0,89	0.81
	150	300	1.32	1.13	1.00	0.91	0.84	0.74	1.19	1.08	1.00	0.94	0.88	0.80
	240	500	1.33	1.13	1.00	0.91	0.84	0.73	1.20	1.08	1.00	0.93	0.88	0.79
	300	600	1.34	1.14	1.00	0.91	0.83	0.73	1.21	1.09	1.00	0.93	0.87	0.78
	500	1000	1.35	1.14	1.00	0.90	0.83	0.72	1.23	1.10	1.00	0.92	0.86	0.77
TRIPOLARES	16	6	1.17	1.07	1.00	0.94	0.88	0.80	1.08	1.04	1.00	0.97	0.93	0.88
	70	2/0	1.22	1.09	1.00	0.93	0.87	0.78	1.11	1.05	1.00	0.96	0.92	0.86
	150	300	1.24	1.10	1.00	0.92	0.87	0.77	1.12	1.05	1.00	0.95	0.91	0.84
	240	500	1.26	1.11	1.00	0.92	0.86	0.76	1.13	1.06	1.00	0.95	0.91	0.83
	300	600	1.27	1.11	1.00	0.92	0.85	0.75	1.15	1.07	1.00	0.95	0.90	0.83
	500	1000	1.29	1.12	1.00	0.91	0.85	0.75	1.16	1.07	1.00	0.94	0.89	0.81

TABLA 10.10 A

FACTORES DE CORRECCION POR AGRUPAMIENTO EN INSTALACION SUBTERRANEA DE CABLES

a) Un cable triplex o tres unipolares en el mismo ducto, o un cable tripolar por ducto

Tipo de cable	Tipo de agrupamiento*	Número de circuitos	Referencia	Cables directamente enterrados					Cables en ductos			
				Espaciamiento entre centros (d)								
				Cables tocándose	15 cm	30 cm	45 cm	60 cm	Cables tocándose	30 cm	45 cm	60cm
TRIPLEX O UNIPOLARES EN TREBOL	PLANO	2	Fig. 1a	0.78	0.81	0.86	0.89	0.90	0.87	0.87	0.90	0.92
		3	Fig. 1b	0.67	0.71	0.77	0.81	0.84	0.79	0.79	0.83	0.85
		4	Fig. 1c	0.61	0.65	0.72	0.77	0.80	0.74	0.74	0.79	0.82
		6	Fig. 1d	0.53	0.58	0.66	0.71	0.76	0.68	0.68	0.74	0.77
	HILERAS**	2	Fig. 2a	0.77	0.80	0.83	0.85	0.86	0.85	0.85	0.87	0.89
		3	Fig. 2b	0.66	0.70	0.74	0.76	0.79	0.76	0.76	0.78	0.81
		2x2	Fig. 2c	0.59	0.63	0.68	0.71	0.73	0.70	0.70	0.73	0.75
		2x3	Fig. 2d	0.49	0.54	0.59	0.62	0.65	0.61	0.61	0.64	0.67
		3x3	Fig. 2e	0.42	0.46	0.50	0.53	0.56	0.53	0.53	0.55	0.58
		4x3	Fig. 2f	0.38	0.41	0.45	0.47	0.49	0.48	0.48	0.50	0.53
TRIPOLARES	PLANO	2	Fig. 3a	0.80	0.84	0.88	0.90	0.92	0.89	0.91	0.93	0.94
		3	Fig. 3b	0.69	0.75	0.80	0.83	0.85	0.82	0.84	0.87	0.89
		4	Fig. 3c	0.63	0.69	0.75	0.79	0.82	0.77	0.80	0.84	0.87
		6	Fig. 3d	0.55	0.62	0.69	0.75	0.78	0.71	0.76	0.81	0.84
	HILERAS**	2	Fig. 4a	0.79	0.83	0.87	0.89	0.91	0.88	0.90	0.91	0.92
		3	Fig. 4b	0.68	0.74	0.78	0.81	0.83	0.81	0.83	0.85	0.87
		2x2	Fig. 4c	0.60	0.67	0.72	0.76	0.79	0.76	0.79	0.81	0.84
		2x3	Fig. 4d	0.51	0.57	0.63	0.67	0.69	0.67	0.71	0.74	0.77
		3x3	Fig. 4e	0.43	0.48	0.53	0.56	0.58	0.58	0.61	0.63	0.66
		4x3	Fig. 4f	0.40	0.45	0.50	0.52	0.54	0.54	0.57	0.60	0.63

* Los factores para cables en hileras ya toman en cuenta el incremento en la profundidad de instalación.

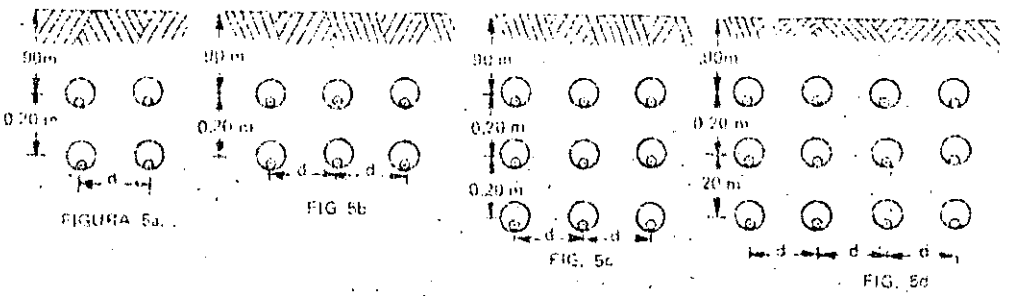
TABLA 10.10 B

FACTORES DE CORRECCION POR AGRUPAMIENTO EN INSTALACION SUBTERRANEA DE CABLES

b) Cables unipolares con separación mantenida de 10 cm. y factor de carga de 75% (*)

Sección del Conductor	Número de cables			
	3	6	9	12
	Fig. 5a	Fig. 5b	Fig. 5c	Fig. 5d
Hasta 100 mm²	1.00	0.89	0.80	0.74
120 a 185 mm²	1.00	0.88	0.74	0.72
Más de 240 mm²	1.00	0.87	0.78	0.71

* A 75% de F.C., la ampacidad de conducción es mayor que al 100% debiéndose multiplicar ésta por 1.08 para calibres menores al 35 mm² ; por 1.1 para cables entre 50 y 185 mm² y por 1.12 para calibres mayores a 185 mm².



Disposiciones típicas de cables unipolares instalados en hileras. Los factores de la Tabla V-B se aplican también a cables directamente enterrados.

TABLA 10.11

FACTORES POR AGRUPAMIENTO DE TUBOS CONDUIT AEREOS

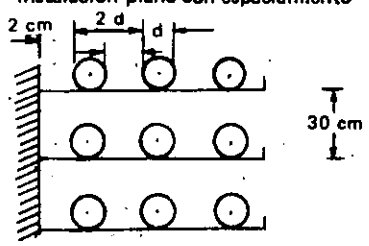
Número de tubos verticalmente	Números de tubos horizontalmente					
	1	2	3	4	5	6
1	1.00	0.94	0.91	0.88	0.87	0.86
2	0.92	0.87	0.84	0.81	0.80	0.79
3	0.85	0.81	0.78	0.76	0.75	0.74
4	0.82	0.78	0.74	0.73	0.72	0.72
5	0.80	0.76	0.72	0.71	0.70	0.70
6	0.79	0.75	0.71	0.70	0.69	0.68

NOTA.- Separación entre tubos 1/4 a 1 diámetro de uno de ellos.

TABLA 10.12
FACTORES DE AGRUPACION PARA CABLES EN CHAROLAS (*)

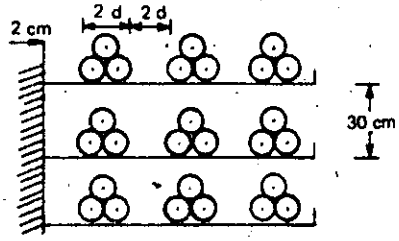
CABLES MONOFASICOS

Instalación plana con espaciamiento



No. de charolas	No. de circuitos		
	1	2	3
	Factor de agrupamiento		
1	1.0	0.97	0.96
2	0.97	0.94	0.93
3	0.96	0.93	0.92
6	0.94	0.91	0.90

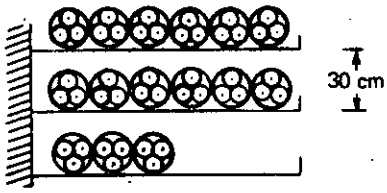
Instalación trébol



No. de charolas	No. de circuitos		
	1	2	3
	Factor de agrupamiento		
1	1.00	0.98	0.96
2	1.00	0.95	0.93
3	1.00	0.94	0.92
6	1.00	0.93	0.90

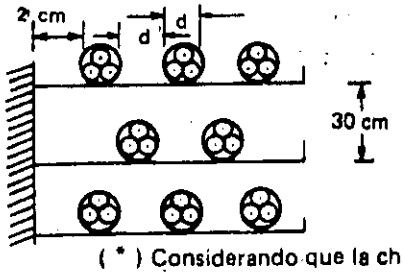
CABLES TRIFASICOS

Sin espaciamiento



No. de charolas	No. de circuitos				
	1	2	3	6	9
	Factor de agrupamiento				
1	0.95	0.84	0.80	0.75	0.73
2	0.95	0.80	0.76	0.71	0.69
3	0.95	0.78	0.74	0.70	0.68
6	0.95	0.76	0.72	0.68	0.66

Con espaciamiento



No. de charolas	No. de circuitos				
	1	2	3	6	9
	Factor de agrupamiento				
1	1.00	0.98	0.96	0.93	0.92
2	1.00	0.95	0.93	0.90	0.89
3	1.00	0.94	0.92	0.89	0.88
6	1.00	0.93	0.90	0.87	0.86

(*) Considerando que la charola es del tipo escalera.

10.5) Ejemplos

1.— Cables en charolas:

En el interior de una fábrica se quieren instalar sobre charolas cables unipolares para transmitir 1000 amp. a 15 Kv en un sistema trifásico.

La temperatura ambiente máxima es de 30°C

Solución

Se usará un cable Vulcanel EP para 90°C. Para el cálculo de calibre adecuado en charolas, en configuración plana, recurrimos a la gráfica 10.3.

Observamos que no podemos transmitir 1000 amps. con un solo cable por fase. Emplearemos, por lo tanto, 2 cables por fase, cada uno con 500 amps. Existirán entonces, 6 cables sobre la charola.

Las condiciones actuales son diferentes a las de la gráfica por lo que recurriremos a factores de corrección.

a) Factor de corrección por agrupamiento:

De la tabla 10.12 = 0.97

b) Factor de corrección por temperatura ambiente

De la tabla 10.6 = 1.10

Por lo que la corriente corregida con la que tenemos que entrar a la gráfica es:

$$I = \frac{500}{0.97 \times 1.10} = 469 \text{ amp}$$

Para esta corriente vemos que corresponde un calibre 400 MCM.

2.— Cables en ductos subterráneos

Para alimentar una fábrica con 10000 KVA instalados se quiere instalar un cable desde el límite de la propiedad hasta la subestación.

La tensión de operación es de 23 KV y la temperatura del terreno es de 20°C. La resistividad térmica del terreno es de 120 ohms termicos y 75% de factor de carga.

Solución

El tipo de cable a utilizar será un 23 PT con aislamiento de papel impregnado y forro de plomo, normalizado por CLFC. La gráfica que consultaremos es la No. 10.13.

La corriente por fase es:

$$\frac{10000}{\sqrt{3} \times 23} = 251 \text{ amp.}$$

Las condiciones actuales son diferentes a las de la gráfica por lo que recurrimos a factores de corrección.

a) Factor de corrección por temperatura.

De la tabla 10.6 = 1.04

Por lo que la corriente corregida con la que tenemos que entrar a la gráfica es:

$$I = \frac{251}{1.04} = 241 \text{ amp.}$$

Para esta corriente vemos que corresponde un calibre 70 mm²

3.– Cables directamente enterrados

En una planta se quieren llevar cables a través de un jardín para alimentar una carga trifásica de 15000 KVA a 25 KV.

La temperatura del terreno es de 20° C. La resistividad térmica del terreno es 150 ohms térmicos y factor de carga del 75%.

Solución:

El jardín se presta apra abrir una zanja y enterrar directamente el cable.

Se seleccionaron cables unipolares Vulcanel EP.

Este tipo de cable tiene excelente estabilidad térmica y flexibilidad (facilidad de manejo). La gráfica que consultaremos es la No. 10.1.

La corriente por fase es:

$$I = \frac{15000}{\sqrt{3} \times 25} = 346 \text{ amps.}$$

Las condiciones actuales son diferentes a las de la gráfica, por lo que recurrimos a factores de corrección:

a) Factor de corrección por temperatura del terreno:

De la tabla 10.6 = 1.03

b) Factor de la corrección por resistividad térmica del terreno:

De la tabla 10.9 = 0.92 (tomando como referencia 120 ohms-térmicos)

Por lo que la corriente corregida con la que tenemos que entrar a la gráfica es:

$$I = \frac{346}{1.03 \times 0.92} = 365 \text{ amps.}$$

Para esta corriente vemos que corresponde un calibre 250 MCM.

Capítulo 11.– Sobrecargas y Cortocircuito

11.1.– Sobrecargas
11.2.– Cortocircuito
11.3.– Gráficas

11

11. SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITO

En un cable de energía, expuesto a condiciones anormales de operación tales como altas corrientes debidas a sobrecargas o cortocircuitos, el calor producido por efecto Joule puede ocasionar un daño parcial o total al aislamiento en función de la magnitud de la corriente y del tiempo de duración de la misma. Es por esto que consideraciones especiales se deberán de observar en la sección del conductor adecuado.

11.1) Sobrecargas.

Si el valor de la corriente nominal de un cable de energía se incrementa, la respuesta térmica no es instantánea, es decir la temperatura en el cable va aumentando paulatinamente hasta alcanzar su nivel máximo de equilibrio térmico. Es por esto que las normas para cables admiten la posibilidad de sobrecarga bajo un tiempo limitado, durante una emergencia. La Tabla 11.1 da los valores de temperturas recomendados por ICEA, en operación de emergencia de los principales aislamientos usados en cables de energía de media tensión fabricados en México.

En el anteproyecto de la Norma CCONNIE 10.2.4 se especifica que la temperatura de emergencia es aplicable para un promedio de varios años, de un período de no más de 36 horas por año, para cables de 5 a 35 Kv, pero para un total de no más de tres de tales períodos en cualquiera de 12 meses consecutivos.

El método de cálculo de capacidad de conducción de corriente de un conductor depende como se vió en el Capítulo 10 de ciertos parámetros, los cuales están relacionados con la transmisión del calor generado en el conductor, a través del cable mismo y el medio que lo rodea, despreciando las pérdidas en el dieléctrico. Una forma abreviada de obtener la corriente permisible en el conductor resulta:

$$I = \sqrt{\frac{\Delta T}{nRcGt}} \qquad (11.1)$$

en donde I, es la máxima corriente que un cable puede llevar. El cálculo de corriente de sobrecarga está basado en el incremento de la tempertura máxima de operación hasta la temperatura máxima de emergencia.

Si denominamos como In e Isc las corrientes normales de operación y de sobrecarga respectivamente, la ecuación 11.1 se puede escribir como sigue:

$$In = \sqrt{\frac{\Delta Tn}{nRcGT}} \qquad (11.2)$$

$$Isc = \sqrt{\frac{\Delta Tsc}{nRoGT}} \qquad (11.3)$$

y haciendo Tn = Tc – Ta y ΔTsc = To – Ta (lo que en realidad no es exacto), dividiendo (11.2) entre (11.3), y despejando Isc, obtenemos una expresión (11.4) que en forma aproximada nos da el incremento permisible en la ampacidad de un cable aislado para media tensión en un período de sobrecarga.

$$Isc = In \sqrt{\frac{To - Ta}{Tc - Ta} \times \frac{Rc}{Ro}} \qquad (11.4)$$

en donde:

In = Valor de la corriente permisible normalmente en el cable.

Isc = Valor de la corriente de sobrecarga del cable.

To = Temperatura máxima de emergencia del conductor en °C.

Tc = Temperatura máxima de operación normal del conductor en °C.

Ta = Temperatura del medio ambiente.

Rc = Factor de corrección de la resistencia del conductor a la temperatura máxima de operación nominal.

Ro = Factor de corrección de la resistencia del conductor a la temperatura máxima de emergencia.

Valores de Rc y Ro, se muestran en la Tabla 11.2.

La fórmula anterior nos da el valor aproximado de la corriente de sobrecarga sostenida en un período no mayor de 2 horas, partiendo de la temperatura nominal de operación del cable.

Para períodos mayores, valores más precisos se pueden obtener con ecuaciones más complejas como la que se expresa a continuación:

$$Isc = In \sqrt{\frac{(To - Tc) + B\,(To - Tc_1)}{(Tc - Ta)}} \text{ Amps.} \qquad (11.5)$$

en donde:

$$B = \frac{e^{-t/k}}{1 - e^{-t/k}}$$

t = Duración de la sobrecarga en horas.

k = Constante térmica de tiempo, que depende de la resistencia térmica entre el conductor y el medio que lo rodea, así como de su diámetro. Valores de k están tabulados en la tabla 11.3

tc_1 = Temperatura del conductor en el momento en que la sobrecarga se inicia.

TABLA 11.1

TEMPERATURA DE SOBRECARGA DE CABLES DE ENERGIA DE MEDIA TENSION

TIPO DE AISLAMIENTO	TEMPERATURAS	
	MAXIMA	EMERGENCIA
Papel Impregnado		
8 KV		115°C
25 KV		105°C
SINTENAX		100°C
VULCANEL XLP		130°C
VULCANEL EP		130°C

TABLA 11.2

FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA RESISTENCIA POR VARIACION DE LA TEMPERATURA DEL CONDUCTOR

TEMPERATURA °C	FACT. DE MULTIPLICACION	
	COBRE	ALUMINIO
20	1.0000	1.0000
25	1.0196	1.0202
30	1.0393	1.0393
40	1.0786	1.0806
50	1.1179	1.1210
60	1.1572	1.1613
70	1.1965	1.2016
75	1.2161	1.2218
80	1.2358	1.2419
85	1.2554	1.2621
90	1.2750	1.2823
95	1.2947	1.3024
100	1.3143	1.3226
105	1.3340	1.3427
110	1.3536	1.3629
130	1.4322	1.4435
150	1.5108	1.5242
160	1.5501	1.5645
200	1.7073	1.7258
250	1.9073	1.9274

Generalmente se encontrará que la temperatura del conductor para las condiciones de diseño debe ser precisamente la de operación, es decir $Tc = Tc_1$, por lo que la fórmula 11.5 se reduce a:

$$Ia = Ia \sqrt{\frac{(1 + B)(Tc - To)}{(Tc - Ta)}} \qquad (11.7)$$

La gráfica 11.1, establece la relación en crecimiento de la temperatura del conductor y el tiempo, cuando se ha roto el equilibrio térmico del mismo, por el paso de una sobrecorriente; como se ve, la variación no es lineal sino que obedece a una ley exponencial.

La tabla 11.4, nos da valores ya tabulados de B, en función de "t" y "k"

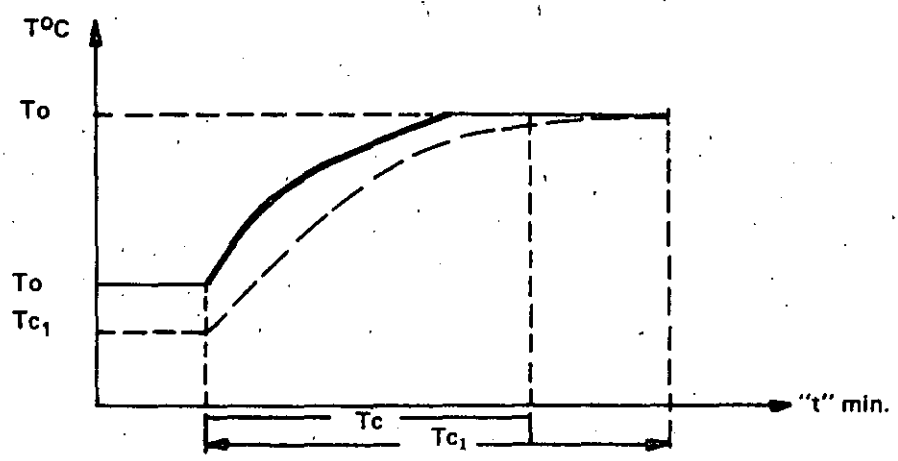


Fig. 11.1
Gráfica del incremento de temperatura inicial en el conductor.

TABLA 11.3

VALOR APROXIMADO DE LA CONSTANTE K.

CALIBRE DEL CONDUCTOR UNIPOLAR O TRIPOLAR	CABLE EN AIRE	CABLE EN CONDUIT EXPUESTO	CABLE EN DUCTO SUBTERRANEO	CABLE DIRECTAMENTE ENTERRADO
Hasta 4 AWG	0.33	0.67	1.00	1.25
No. 2 a 4/0 AWG	1.00	1.50	2.50	3.00
250 MCM y mayores	1.50	2.50	4.00	6.00

TABLA 11.4

VALOR DE B EN FUNCION DE t Y k

t \ k	0.33	0.67	1.00	1.25	1.50	2.50	3.00	4.00	6.00
1/4 h.	0.8825	2.2110	3.5208	4.5167	5.5139	9.5083	11.5069	15.5052	23.5035
1/2 h.	0.2817	0.9016	1.5415	2.0332	2.5277	4.5167	5.5139	7.5104	11.5069
3/4 h.	0.1149	0.4847	0.8953	1.2164	1.5415	2.8583	3.5208	4.8489	7,5104
1 h.	0.0508	0.2900	0.5820	1.8160	1.0551	2.0332	2.5277	3.5208	5.5139
2 h.	0.0023	0.0532	0.1565	0.2530	0.3580	0.8160	1.0551	1.5415	2.5277
3 h.		0.0115	0.0524	0.0998	0.1565	0.4310	0.5820	0.8953	1.5415
5 h.			0.0068	0.0187	0.0370	0.1565	0.2329	0.4016	0.7687
7 h.				0.0037	0.0095	0.0647	0.1074	0.2103	0.4552
9 h.					0.0025	0.0281	0.0524	0.1178	0.2872
12 h.						0.0083	0.0187	0.0524	0.1565
15 h.							0.0068	0.0241	0.0894
18 h.								0.0112	0.0524
24 h.								0.0025	0.0187
36 h.									0.0025
48 h.									0.0003

11.2) Corto Circuito

Bajo condiciones de corto circuito los elementos metálicos de los cables de energía, conductor y pantalla o cubierta metálica (cuando están diseñados para tal fin) incrementan la temperatura rápidamente y el límite depende de la temperatura máxima admisible para el cual no se deteriore el material de las capas vecinas; aislamiento para el conductor o aislamiento/cubierta para la pantalla la que resulte menor. En la tabla 11.5 aparecen los valores máximos aceptados en las normas ICEA.

TABLA 11.5

TEMPERATURAS MAXIMAS ADMISIBLES EN CONDICIONES DE CORTOCIRCUITO (°C)

MATERIAL DEL CABLE EN CONTACTO CON EL METAL DE. . . .	CONDUCTOR	PANTALLA
Termofijos (XLP o EP)	250	350*
Termoplástico (PVC o PE)	160	200
Papel Impregnado en aceite	200	200

* Para cables con cubierta de plomo. Esta temperatura deberá limitarse a 200°C

Si la sección del conductor o de la pantalla no es la adecuada para soportar las condiciones de corto circuito, el intenso calor generado en tan poco tiempo, produce daño severo en forma permanente en el aislamiento e incluso cavidades entre pantalla y aislamiento que ocasionan serios problemas de ionización.

Por otra parte, para determinar la corriente permisible en el conductor o pantalla, es necesario conocer la duración antes de que las protecciones operen para liberar la falla.

Asimismo, de acuerdo al tipo de falla se deberán verificar los distintos componentes de la siguiente manera:

A) Para el conductor.

- Corto circuito trifásico balanceado
- Corto circuito trifásico desbalanceado, calculando la corriente de falla de secuencia cero.

B) Para la pantalla.

- Corto circuito fase a tierra.
- Corto circuito trifásico desbalanceado, calculando la corriente de falla de secuencia cero.

La ecuación 11.8 permite verificar la sección del conductor, conocidos los amperes de falla y duración de la misma.

$$\left(\frac{I}{A}\right)^2 t = K \, \mathrm{Log} \frac{T_2 + T}{T_1 + T} \qquad (11.8)$$

11

en donde:

I = Máxima corriente de corto circuito permitida — ampers.

K = Constante que depende del material conductor.

A = Area transversal del conductor en mm^2

t = Tiempo de duración del corto circuito en segundos.

T = Temperatura en °C (Bajo Cero) en la cual el material del que se trate tiene resistencia eléctrica teóricamente nula.

T_1 = Temperatura inicial del conductor °C.

T_2 = Temperatura final del conductor °C.

Esta ecuación está basada en la premisa de que debido a la cantidad de metal concentrado y la duración tan corta de la falla, el calor permanece en el metal formando un sistema adiabático.

Esta consideración es muy cercana a la realidad en el caso del conductor, pero objetable para las pantallas, ya que estas tienen una mayor área de disipación de calor y una menor concentración de la masa metálica.

La ecuación 11.8 resultaría entonces conservadora para las pantallas y en la mayoría de los casos daría como resultado mayor área de la necesaria. Para compensar esta situación de la Tabla 11.5 se puede observar que para un mismo material se recomiendan temperaturas mayores en condiciones de corto circuito.

Modificando la ecuación podemos encontrar el área de la pantalla de un sistema en que se conozca magnitud y duración de la corriente de falla o el tiempo de duración de la falla para una pantalla o cubierta de sección conocida.

Cuando se trate de analizar el comportamiento bajo condiciones de corto circuito de nuestros cables comerciales con parámetros perfectamente definidos, la fórmula (8) se puede escribir como:

$$I = C \cdot \frac{A}{\sqrt{t}} \qquad (11.9)$$

A y t tienen el mismo significado anterior, la constante C depende: a) las unidades de "A"; b) el material del conductor, y; c) el tipo de aislamiento.

En la tabla 11.6 se encuentran tabulados valores de C, para nuestros cables de media tensión de manufactura normal.

El área del conductor o pantalla se deberá verificar con la dimensión en mm^2 tomada de la sección 1.4 para el conductor y de la Tabla 11.7 para la pantalla.

TABLA 11.6

VALORES DE "C" PARA DETERMINAR LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN CONDUCTOR Y PANTALLA O CUBIERTA

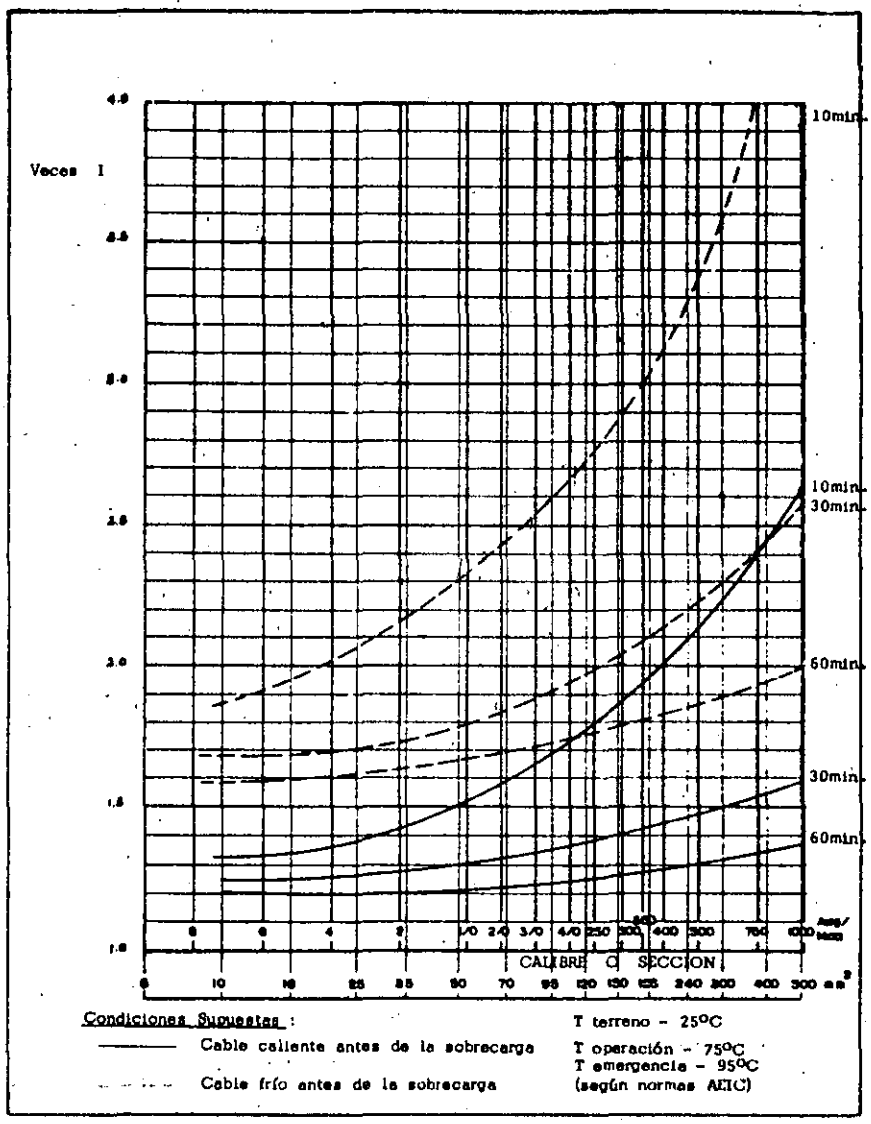
TIPO DE CABLE	CONDUCTOR*	PANTALLA**
Vulcanel (EP o XLP)	141.90	128.28
Sintenax	110.32	138.14
Vulcanel 23 TC	141.90	128.28
Vulcanel (EP o XLP) con cubierta de plomo.	141.90	23.68
Vulcanel – DRS	92.76	177.62
Vulcanel – DS	92.76	128.28
6 PT	77.16	23.68
23 PT	83.48	25.65

*NOTA La temperatura en el conductor se asume como la máxima de operación.
El material del conductor (cobre o aluminio) es el usual de estas construcciones.

**NOTA: La temperatura en la pantalla se considera para cables de media tensión 10°C abajo de la del conductor. Las cubiertas o pantallas son las usuales de construcción de los cables señalados.

GRAFICA No. 11.2

SOBRECARGAS EN CABLES UNIPOLARES CON AISLAMIENTO DE PAPEL IMPREGNADO, HASTA 20 Kv. ENTERRADOS DIRECTAMENTE.



Condiciones Supuestas :

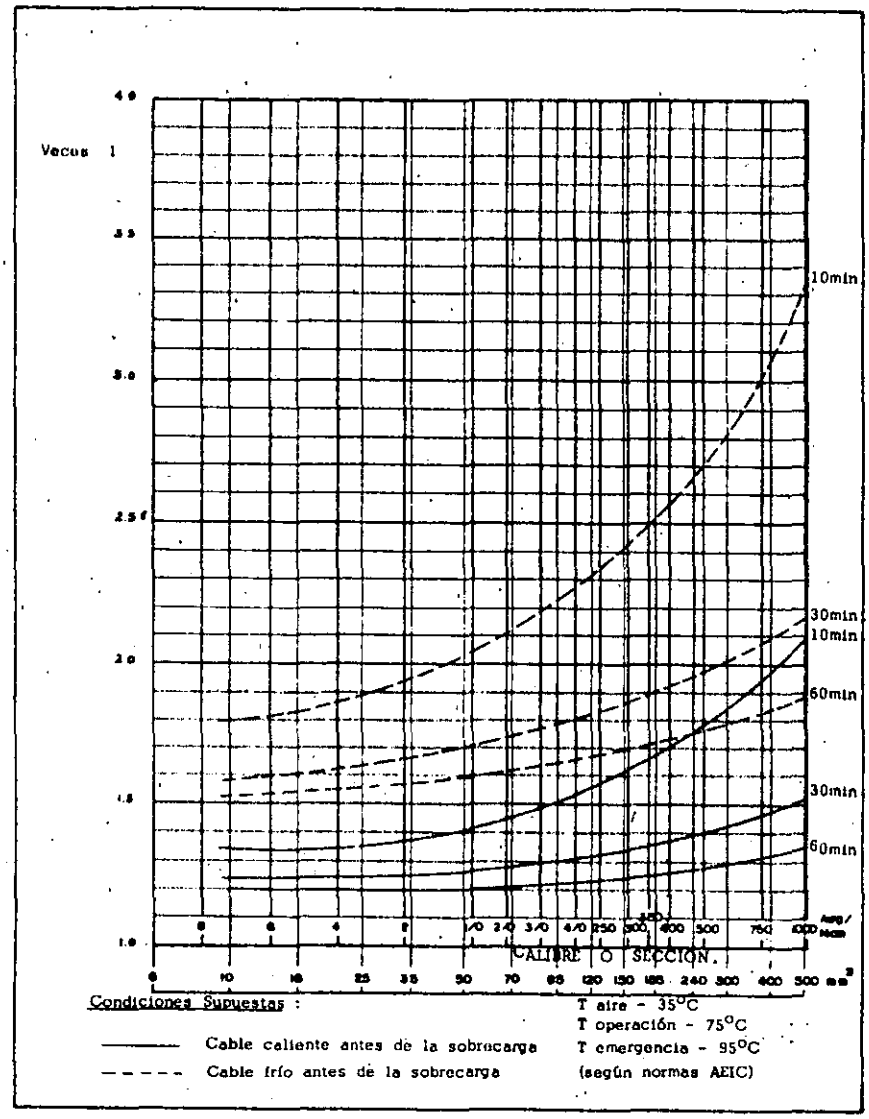
——— Cable caliente antes de la sobrecarga

- - - - Cable frío antes de la sobrecarga

T terreno - 25°C
T operación - 75°C
T emergencia - 95°C
(según normas AEIC)

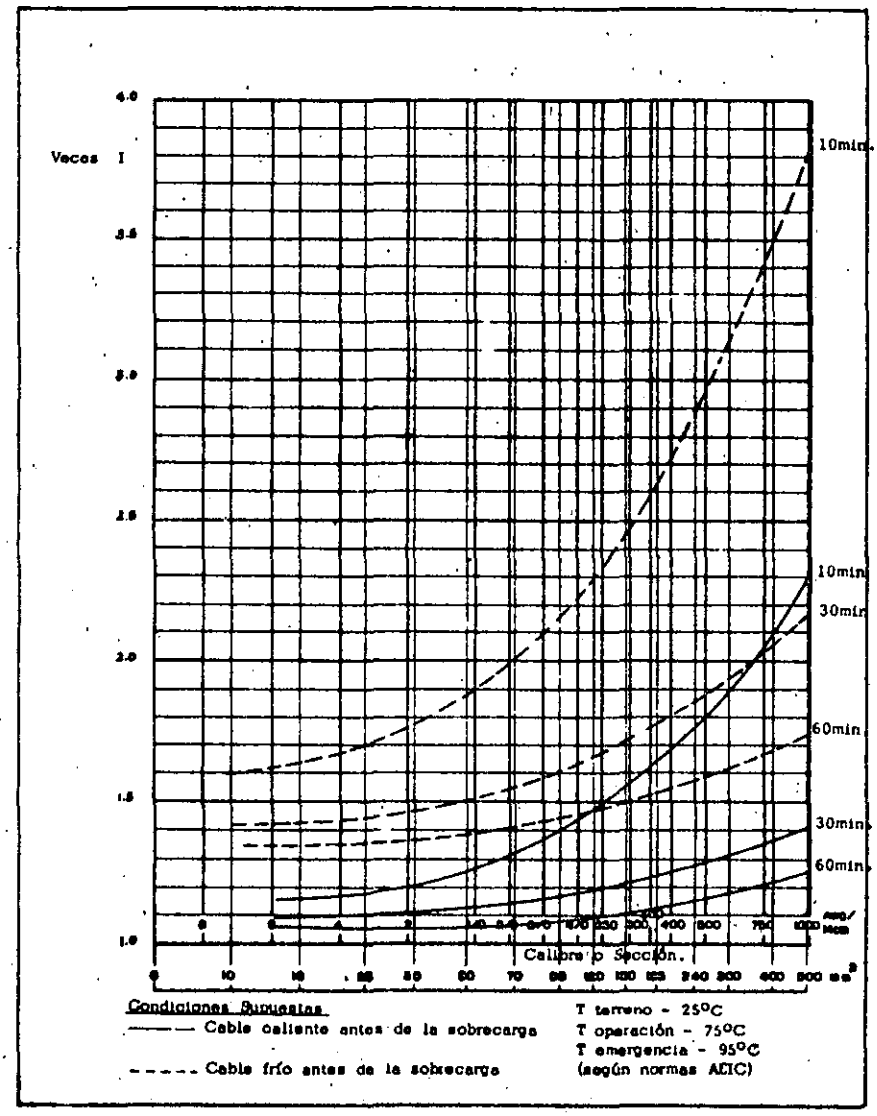
GRAFICA No. 11.3

SOBRECARGAS EN CABLES UNIPOLARES CON AISLAMIENTO DE PAPEL IMPREGNADO, HASTA 20 Kv. EN AIRE.



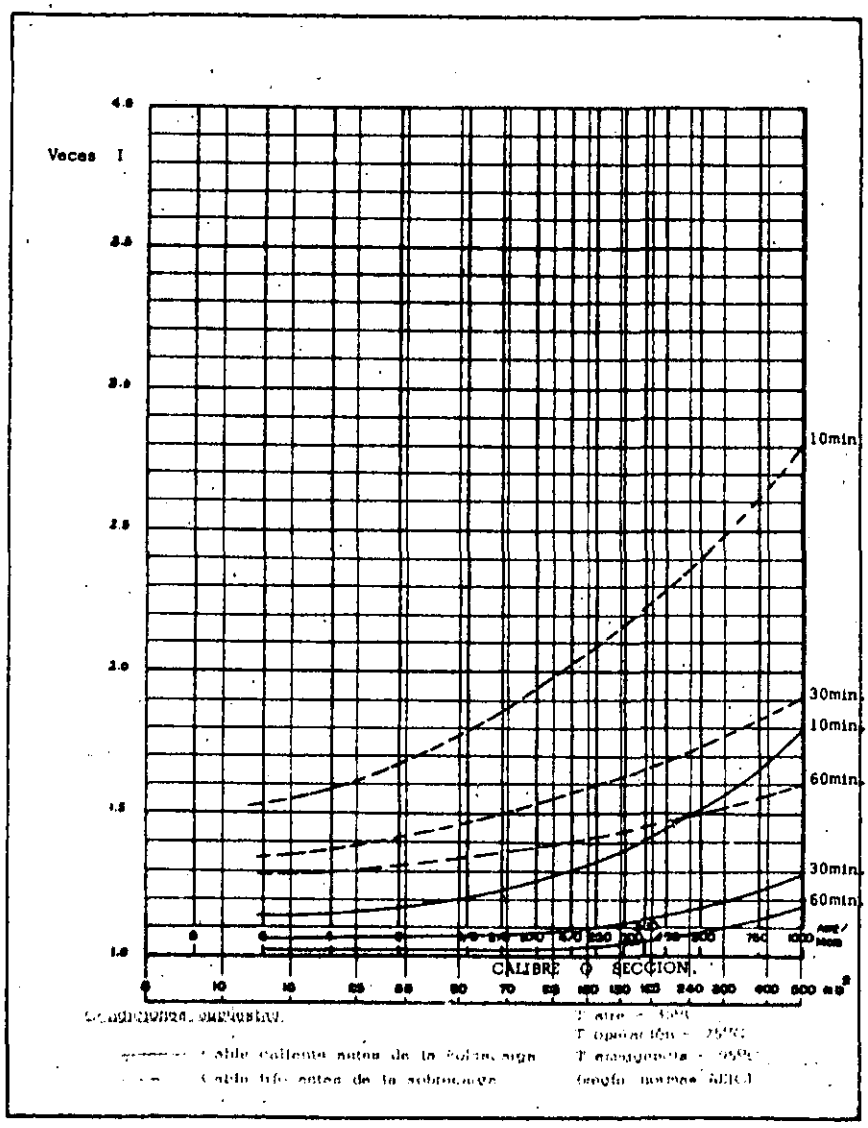
GRÁFICA No. 11.4

SOBRECARGAS EN CABLES TRIPOLARES CON AISLAMIENTO DE PAPEL IMPREGNADO, HASTA 20 Kv. ENTERRADOS DIRECTAMENTE.



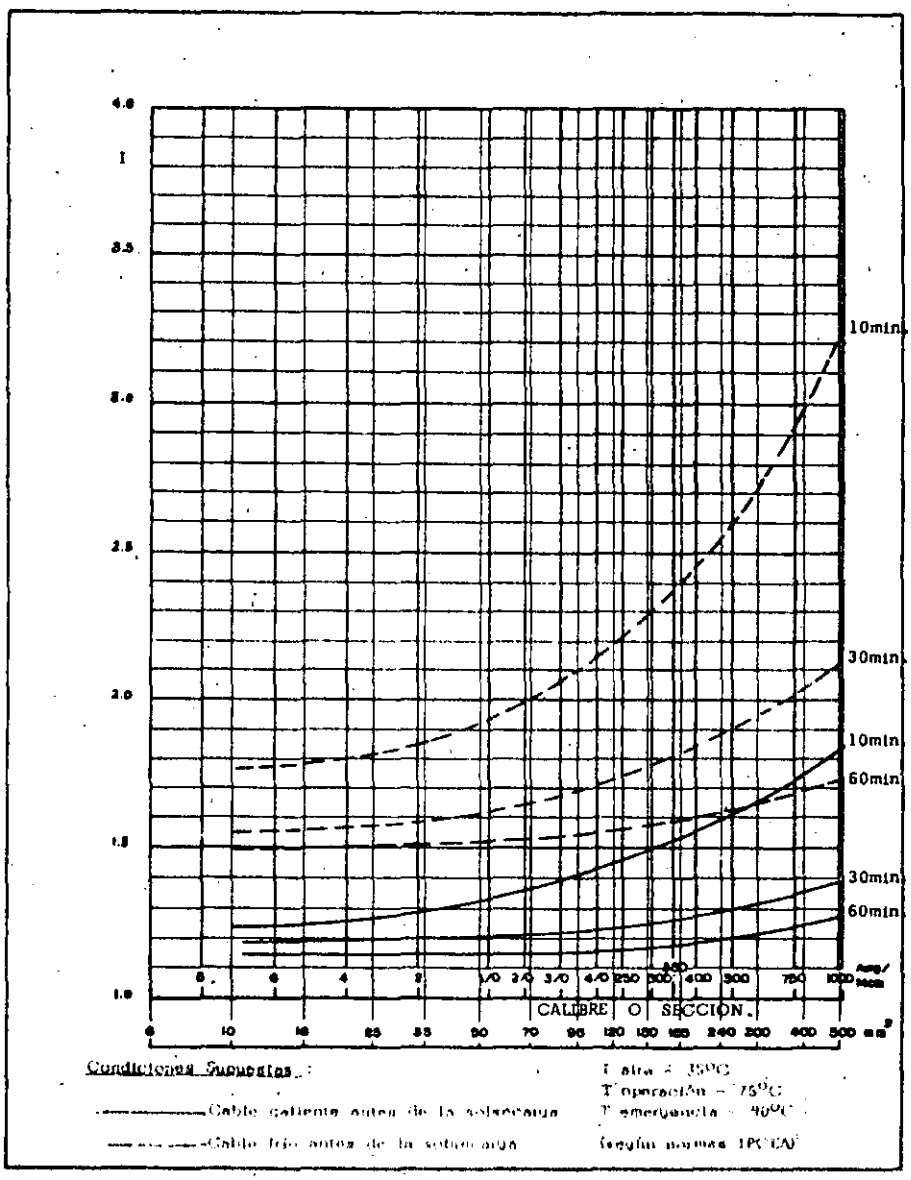
GRAFICA No. 11.5

SOBRECARGAS EN CABLES TRIPOLARES CON AISLAMIENTO DE PAPEL IMPREGNADO. HASTA 28 Kv. EN AIRE.



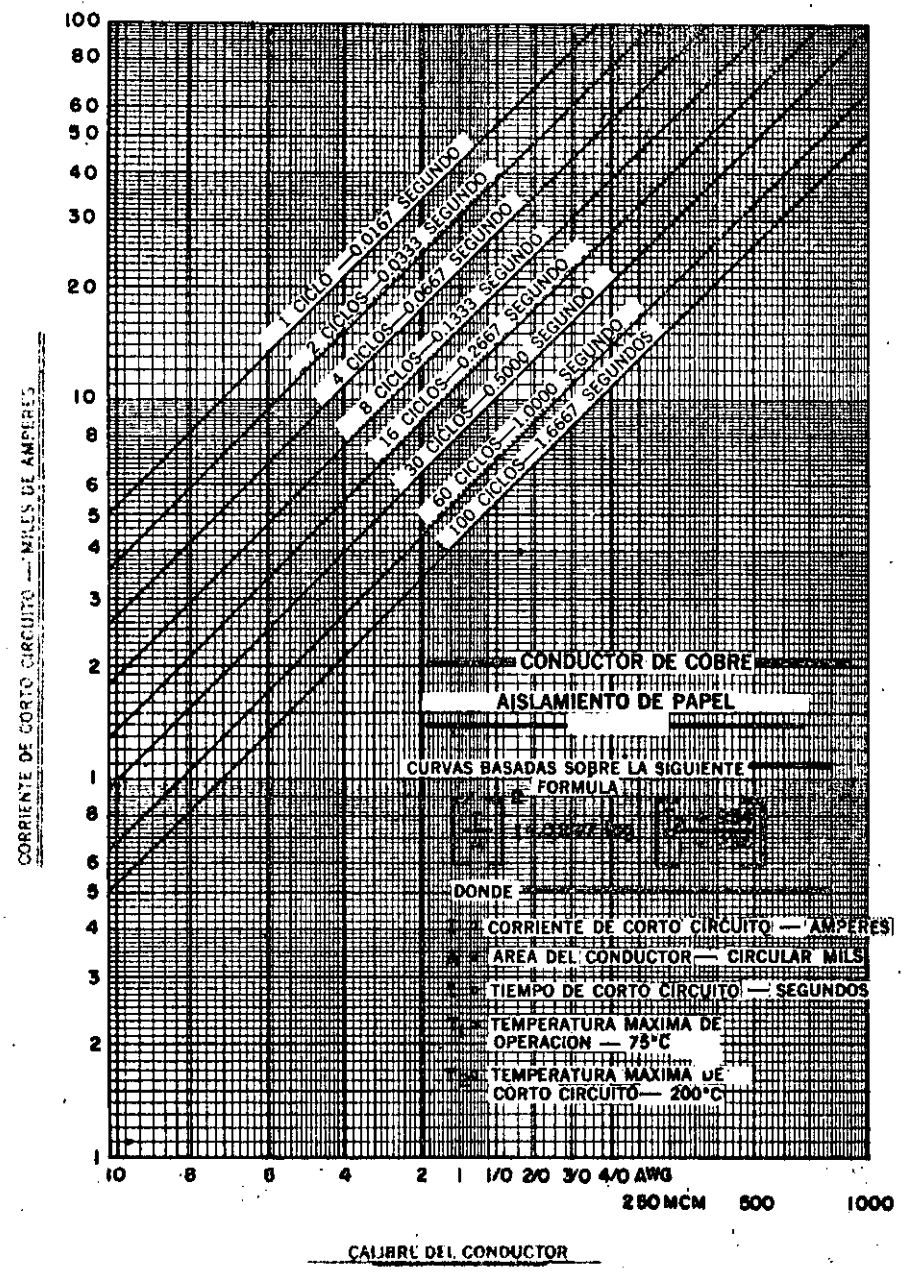
GRAFICA No. 11.6

SOBRECARGAS EN CABLES UNIPOLARES CON AISLAMIENTO DE HULE O TERMOPLASTICO 75°C, HASTA 15 Kv. EN AIRE.



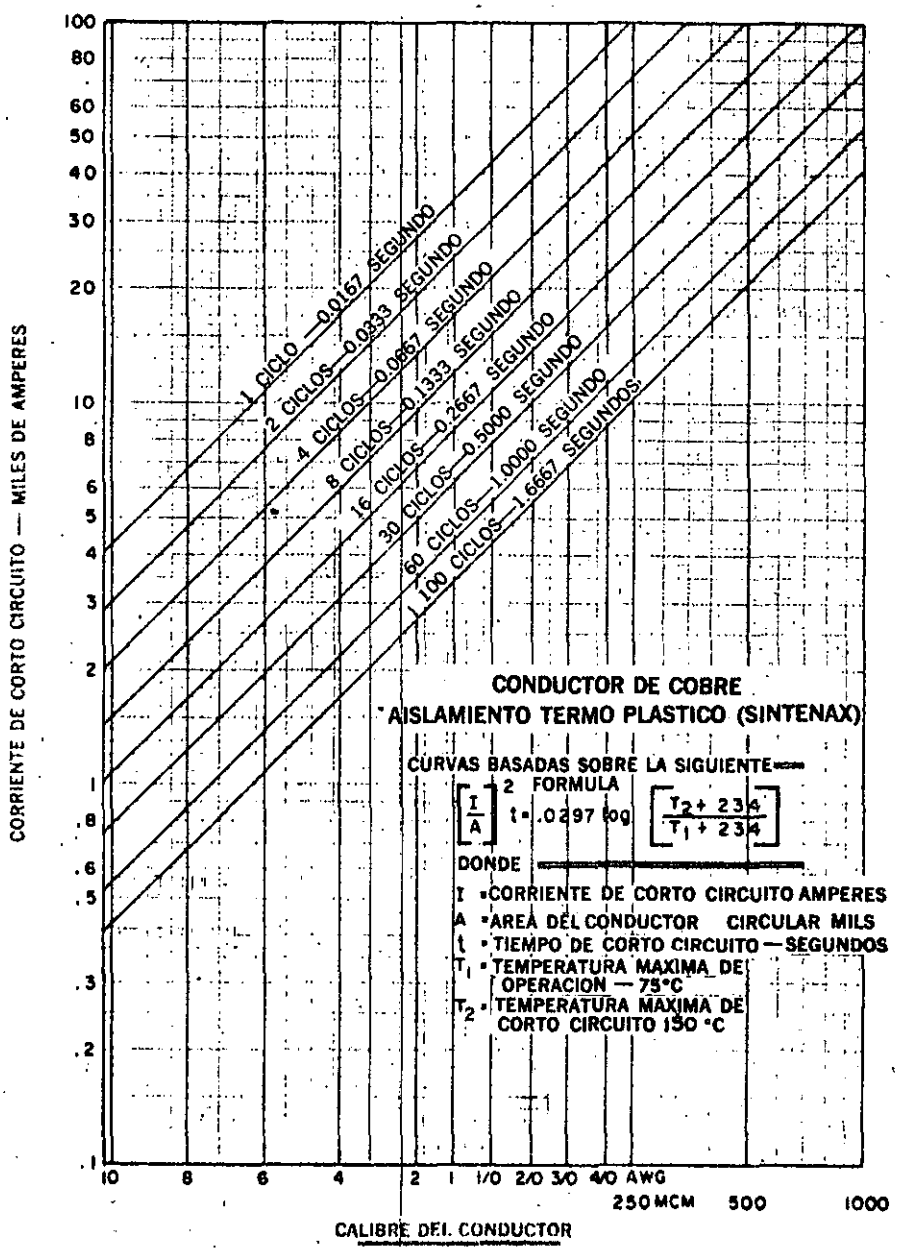
GRAFICA No. 11.7

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE COBRE



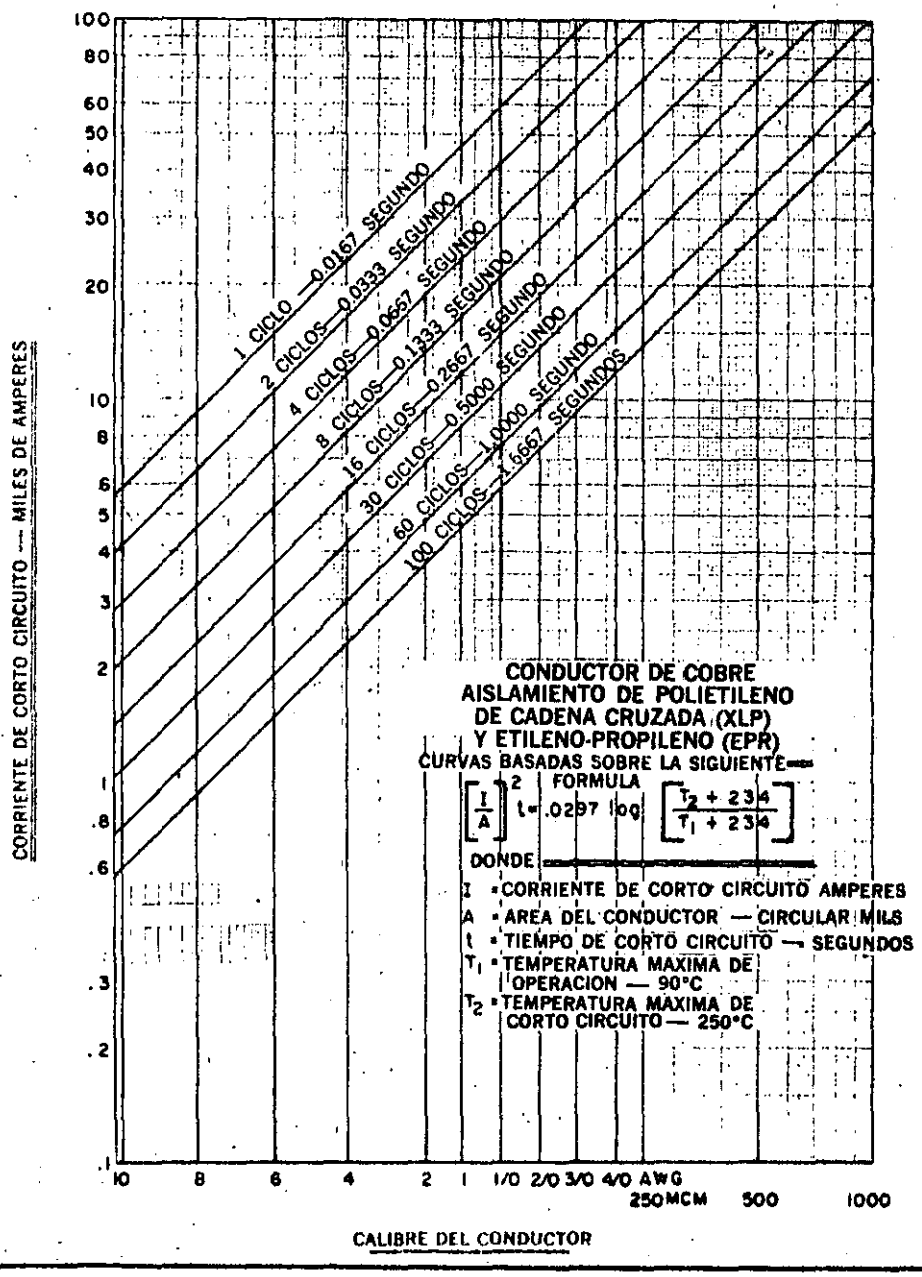
GRAFICA No. 11.8

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE COBRE



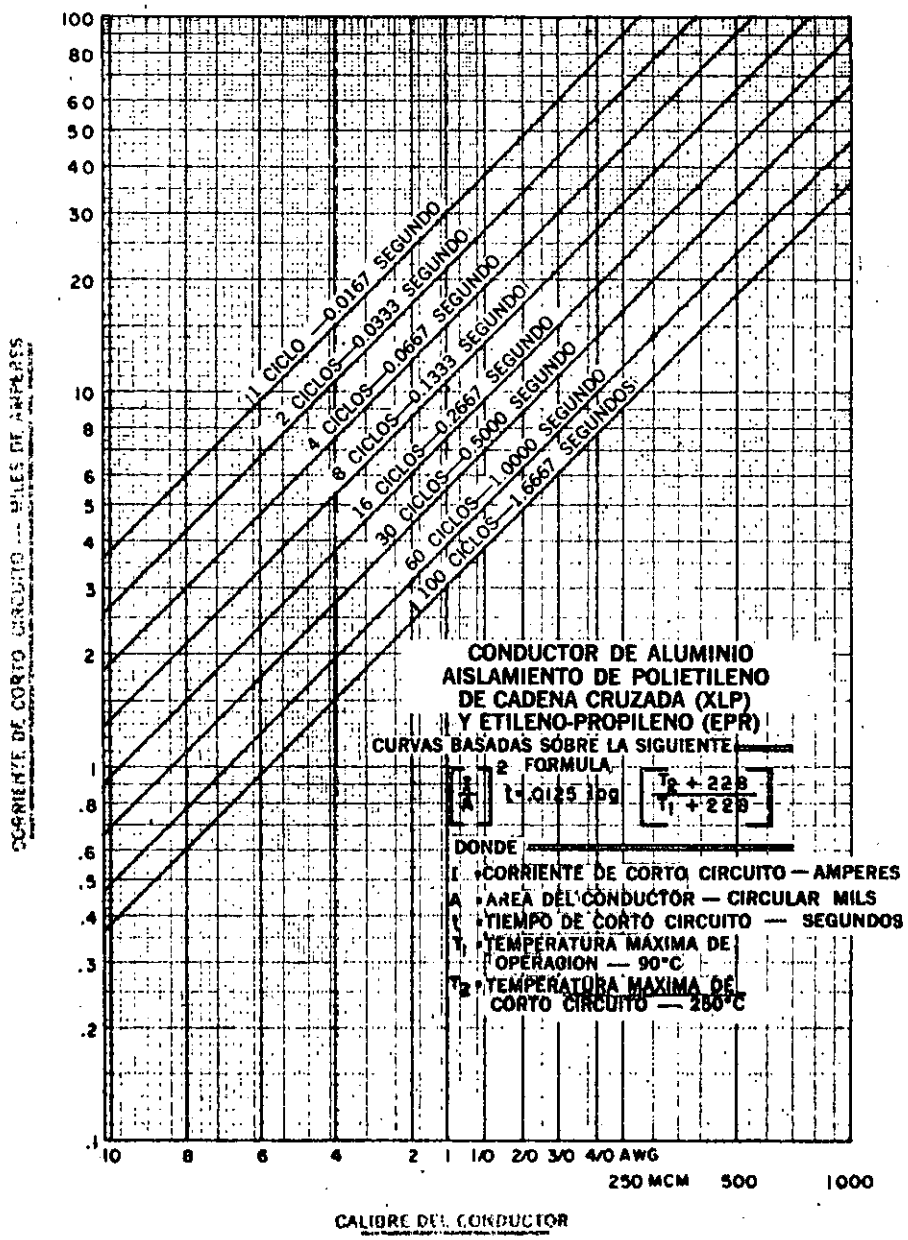
GRAFICA No. 11.9

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE COBRE



GRAFICA No. 11.10

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE ALUMINIO



Capítulo 12.– Tensiones Inducidas en las Pantallas o Cubiertas Metálicas...

12.1.– Conexión a tierra
12.2.– Ejemplos
12.3.– Gráficas

12

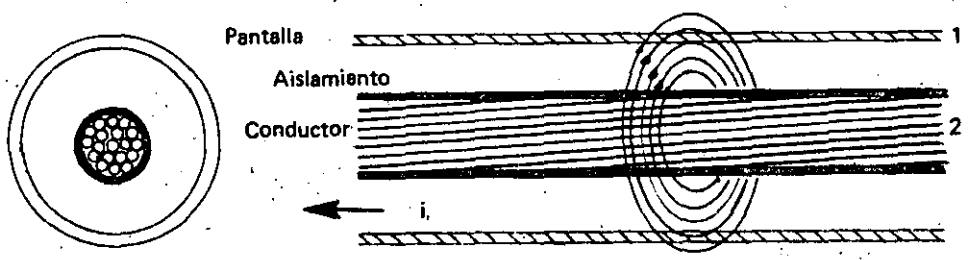


Fig. 12.2
Tensión inducida en la pantalla metálica de un cable para media tensión.

En la figura 12.2 la corriente alterna que circula por el conductor central crea un campo magnético alterno cuyas líneas de flujo enlazan a la pantalla metálica y, se induce en ella una tensión a tierra cuya magnitud aproximada está dada por ecuaciones cuyas variables son función de la posición relativa que guardan entre sí el conductor central y la pantalla metálica.

12.1 Conexión a tierra

La conexión de las pantallas a tierra es de gran importancia. Si los extremos no se conectan se inducirá en la pantalla una tensión muy cercana al potencial del conductor, de manera similar al secundario de un transformador. Por lo que se procura aterrizar la pantalla evitando peligros de choque eléctrico al personal y posible daño al cable, por efecto de sobretensiones inducidas en las pantallas que pudieran perforar las cubiertas.

Usualmente las conexiones se realizan en un punto, fig. 12.3, o en dos o más puntos, fig. 12.4. El tipo de conexión a tierra debe analizarse con particular cuidado en función de la tensión máxima que se pudiera alcanzar.

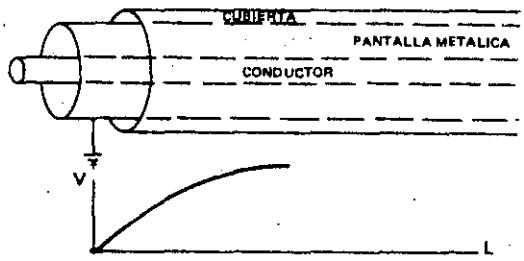


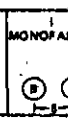
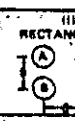
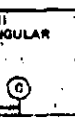
Fig. 12.3
Pantalla o cubierta aterrizada en un punto

Cuando la pantalla del cable está aterrizada en ambos extremos, como sucede en la mayoría de los casos encontrados en la práctica, la tensión inducida producirá la circulación de corriente a través de la pantalla.

Esta corriente inducida produce a su vez una caida de tensión, que punto a punto es igual a la tensión inducida y el efecto neto de ambos fenómenos es igual a cero.

Por lo anterior el potencial a tierra de las conexiones de los extremos se mantiene a lo largo de la pantalla del cable. Sin embargo es conveniente aterrizar la pantalla en el mayor número de puntos posibles, en la eventualidad que se abra alguna de las conexiones.

TABLA 12.1

CONFIGURACION	I MONOFASICA	II EQUILATERA	III RECTANGULAR	IV PLANA	V DOBLE CIRCUITO	VI DOBLE CIRCUITO
						
PANTALLAS ABIERTAS						
$\frac{E_{s1}}{I} = \frac{E_{s1}}{I}$	X_M	X_M	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_M - \frac{a}{2})^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_M - a)^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_M - \frac{b}{2})^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_M - \frac{b}{2})^2}$
$\frac{E_{s2}}{I} = \frac{E_{s2}}{I}$	X_M	X_M	X_M	X_M	$(X_M + \frac{a}{2})$	$(X_M + \frac{a}{2})$
$\frac{E_{s3}}{I} = \frac{E_{s3}}{I}$		X_M	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_M - \frac{a}{2})^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_M - a)^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{3Y^2 + (X_M - \frac{b}{2})^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{2Y^2 + (X_M - \frac{b}{2})^2}$
PANTALLAS SOLIDAMENTE ATERRIZADAS						
$\frac{I_{s1}^2}{I^2} = \frac{W_{s1} \times 10^3}{I^2 R_s} = \frac{R_{o1}}{R_s} =$	$\frac{X_M^2}{R_s^2 + X_M^2}$	$\frac{X_M^2}{R_s^2 + X_M^2}$	$\frac{(p^2 + 3Q^2) + 2\sqrt{3}(P - Q) + 4}{4(p^2 + 1)(Q^2 + 1)}$			
$\frac{I_{s2}^2}{I^2} = \frac{W_{s2} \times 10^3}{I^2 R_s} = \frac{R_{o1}}{R_s} =$	$\frac{X_M^2}{R_s^2 + X_M^2}$	$\frac{X_M^2}{R_s^2 + X_M^2}$	$\frac{1}{(Q^2 + 1)}$			
$\frac{I_{s3}^2}{I^2} = \frac{W_{s3} \times 10^3}{I^2 R_s} = \frac{R_{o3}}{R_s} =$		$\frac{X_M^2}{R_s^2 + X_M^2}$	$\frac{(p^2 + 3Q^2) - 2\sqrt{3}(P - Q) + 4}{4(p^2 + 1)(Q^2 + 1)}$			
$\frac{W_{sT} \times 10^3}{3I^2 R_s} = \frac{R_{e\,prom}}{R_s}$		$\frac{X_M^2}{R_s^2 + X_M^2}$	$\frac{p^2 + Q^2 + 2}{2(p^2 + 1)(Q^2 + 1)}$			
DONDE $p = \frac{R_s}{Y}$, $Q = \frac{R_s}{Z}$	$Y = X_M$	X_M	$(X_M + \frac{a}{2})$	$(X_M + a)$	$(X_M + a - \frac{b}{2})$	$(X_M + a + \frac{b}{2})$
	$Z = X_M$	X_M	$(X_M - \frac{a}{6})$	$(X_M - \frac{a}{3})$	$(X_M + \frac{a}{3} - \frac{b}{6})$	$(X_M + \frac{a}{3} - \frac{b}{6})$

$X_M = 2\pi f\,(2 \times 10^{-4} \ln \frac{d}{r_{eq}})$; $a = 2\pi f\,(2 \times 10^{-4} \ln 2)$; $b = 2\pi f\,(2 \times 10^{-4} \ln 5)$

En ohms/Km $X_M = 0.0764 \ln {}^{d}/_{r_{eq}}$; $a = 0.0873$; $b = 0.1214$

Se conectan a tierra las pantallas metálicas de los cables en todos aquellos puntos accesibles al personal (principalmente en los empalmes y las terminales), garantizando una diferencia de potencial nula entre pantalla y tierra en esos puntos; sin embargo, el hecho de conectarlas entre sí y a tierra en dos o más puntos del circuito, permite la circulación de corriente, cuya magnitud es función de la impedancia de la pantalla. Esta corriente produce tres efectos desfavorables sobre el cable:

a) Produce pérdidas

b) Puede reducir notablemente la ampacidad de los cables sobre todo en calibres mayores (350 MCM y mayores)

2) Produce calentamientos que pueden llegar a dañar a los materiales que lo rodean (aislamiento y cubierta del cable).

A pesar de las desventajas arriba mencionadas, se recomienda conectar entre sí y a tierra las pantallas metálicas de los cables de energía en todos aquellos puntos accesibles al personal de operación y mantenimiento.

GENERALIDADES:

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

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

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

13. TERMINALES

13.1.) Principios de operación

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

a) Terminal Clase 1:

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

b) Terminal clase 2:

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

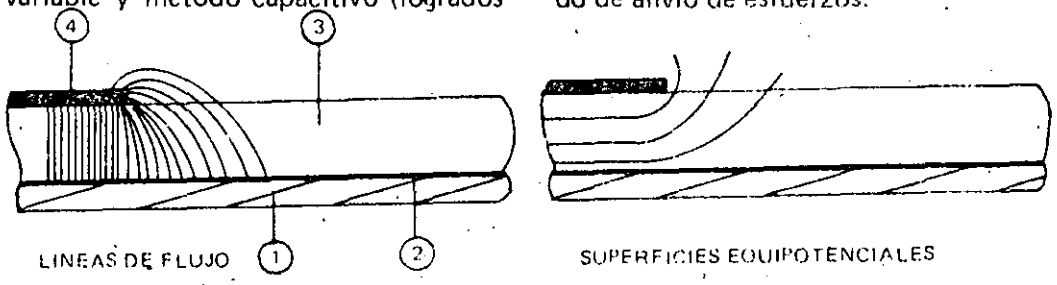
c) Terminal clase 3:

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

Existen dos formas básicas para efectuar el alivio de los esfuerzos eléctricos en la terminación de la pantalla electrostática; estos son: Método resistivo y método capacitivo; dentro de estos

dos métodos se encuentran contenidos todos los métodos de alivio con diferentes técnicas y materiales. De esta manera se pueden dividir en tres tipos básicos los cuales son: Método geométrico (cono de alivio) método de resistividad variable y método capacitivo (logrados con diversos materiales sin conformar el cono de alivio).

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



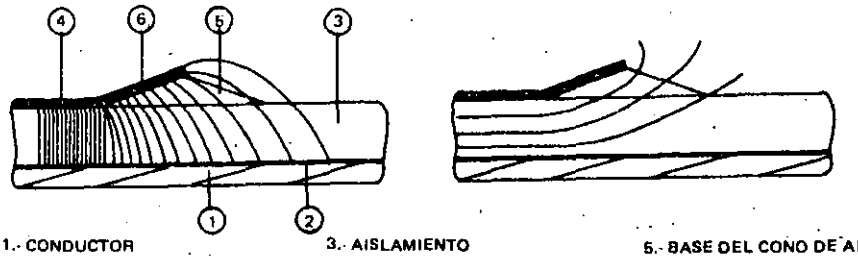
1.- CONDUCTOR
2.- PANTALLA SOBRE CONDUCTOR
3.- AISLAMIENTO
4.- PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO

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

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

a) Método Geométrico (cono de alivio)

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



1.- CONDUCTOR
2.- PANTALLA SOBRE CONDUCTOR
3.- AISLAMIENTO
4.- PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO
5.- BASE DEL CONO DE ALIVIO
6.- PLANO DE TIERRA

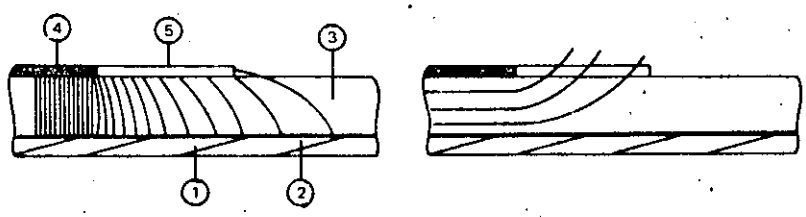
Fig. 13.2
Control de esfuerzos eléctricos por medio del cono de alivio

b) Método de Resistividad Variable

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

c) Método Capacitivo

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



1.- CONDUCTOR
2.- PANTALLA SOBRE CONDUCTOR
3.- AISLAMIENTO
4.- PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO
5.- MATERIAL CON RESISTIVIDAD VARIABLE CON EL GRADIENTE

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

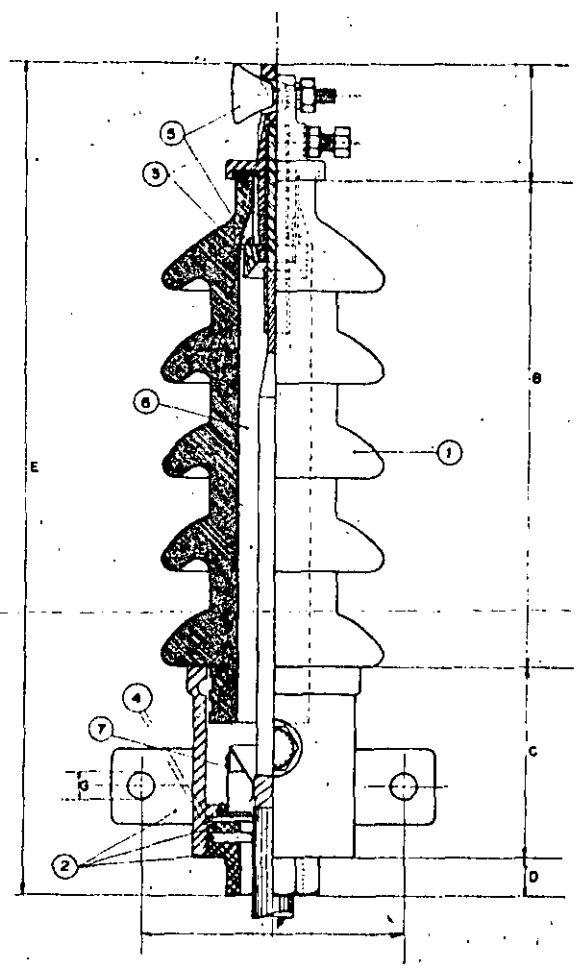
13.2.) Tipos de terminales

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

Terminales clase 1

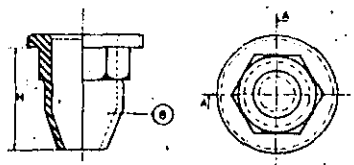
En la figura 13.4 se ilustra una terminal de porcelana (terminal tipo bayoneta) la cual contiene como elementos funcionales considerados para la clasificación los siguientes:

Fig. 13.4
Detalle constructivo de terminal tipo Bayoneta (T.T.B.) instalada en cable con aislamiento extruido



TTB'S	DIMENSIONES 6 mm.							
	A	B	C	D	E	F	G	H
TTB-15-1	65	165	113	20	363	140	14	—
TTB-15-2	79	165	113	20	377	140	14	—
TTB-25-1	65	259	113	20	457	140	14	65
TTB-25-2	79	257	150	20	506	140	14	84
TTB-25-3	90	257	150	20	517	140	14	—
TTB-35-1	79	347	150	20	596	140	14	—
TTB-35-2	112	347	162	20	641	146	14	—

θ DIMENSIONES SUJETAS A TOLERANCIAS NORMALES DE MANUFACTURA.



LISTA DE MATERIALES

1 AISLADOR DE PORCELANA
2 BASE, TAPA Y CONTRATAPA DE ALUMINIO
3 CONECTORES INTERIOR Y EXT. DE COBRE
4 EMPAQUE Y DIAFRAGMA DE EP.T.
5 CONECTOR DE OJO Y ANILLO DE CIERRE DE BRONCE
6 COMPUESTO AISLANTE
7 CONO DE ALIVIO
8 BOQUILLA DE BRONCE

NOTAS:

- Para cables con aislamiento laminar y cubierta de plomo usar boquilla de bronce.
- Para cable con aislamiento extruido usar contratapa.

— Cono de alivio metálico preformado, su función es la de controlar el esfuerzo eléctrico que se presenta sobre el aislamiento del cable en la zona donde se retira el blindaje electrostático. En la terminal en cuestión este cono de alivio es integrado al cuerpo de la terminal logrando un contacto eléctrico y soporte mecánico, adecuados para cumplir su función satisfactoriamente.

— Aislador de porcelana: Una de sus principales funciones es la de brindar al cable de una distancia de fuga aislada adicional y por el material con que está hecho es utilizable en lugares de ambiente altamente contaminados.

— Base y elementos de sello: La función primordial que tienen estos materiales es la de proporcionar al sistema cable-terminal, de una hermeticidad total con el objeto de que el fluido aislante contenido dentro de la terminal no fluya hacia el exterior, ni exista la posibilidad de ingreso de humedad al interior de la terminal.

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

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

Terminal clase 2

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

Cono de alivio premoldeado: Consta de dos materiales elastoméricos uno de características aislantes y el otro de características semiconductores, unidos en el proceso de fabricación por medio de la aplicación de presión y temperatura, asegurando con esto una adhesión total eliminando la posibilidad de burbujas de aire ocluidas en el cuerpo aislante y la unión entre dos piezas. La función que desempeña este cono premoldeado es el de controlar los esfuerzos que se presentan sobre el aislamiento del cable al retirar el blindaje electrostático.

Campanas premoldeadas: Consisten de módulos de material elastomérico aislante el cual tiene entre sus propiedades más sobresalientes una alta resistencia a la formación de trayectorias carbonizadas (tracking), asimismo una alta resistencia a las diferentes radiaciones solares a las que estará expuesto el material cuando se encuentre operando en condiciones de intemperie. La función que tienen estas piezas modulares en la terminal es la de proporcionar una distancia de fuga aislada adicional, cuya magnitud estará basada en la clase de aislamiento del sistema en el que se instale y se logrará colocando un número determinado de campanas para la clase de aislamiento en cuestión, así para sistemas 8.7 KV, 15 KV, 25 KV y 34.5 KV el número de campanas respectivamente será 3, 4, 6 y 8 campanas. Con el propósito de evitar el ingreso de humedad a la interface campana— cable cada

uno de los módulos ensambla y traslapa con el complementario una distancia de magnitud suficiente para evitar la posibilidad de deterioro del aislamiento del cable por agentes del medio ambiente.

a) Cono premoldeado

b) Campana terminal intemperie en las siguientes cantidades:

3 para sistemas 5-8.7KV

4 para sistemas 15 KV

6 para sistemas 25 KV

8 para sistemas 34.5 KV

c) Sello Terminal Intemperie

d) Conector Universal

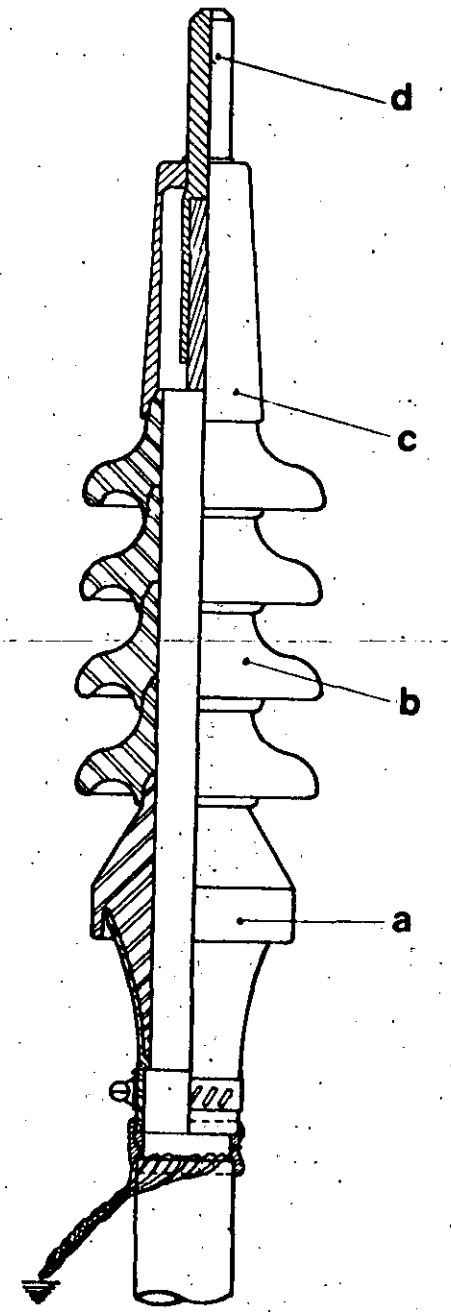


Fig. 13.5

Terminal modular para intemperie (TMI)

Con los elementos antes descritos esta terminal TMI queda clasificada como terminal clase 2, adicionales a los referidos elementos cuenta también con dos partes que tienen un papel importante cuando las terminales se utilizan en condiciones de intemperie, estas partes son:

- Conector Universal: El cual se instala en el conductor cable y formará parte del enlace entre el cable aislado y la conexión al equipo ó línea aérea. El diseño de esta pieza, se ha integrado un pequeño reborde que evitará que el capuchón semiconductor se deslice y abandone su lugar.

- Sello semiconductor: Corresponde a una pieza elastomérica premoldeada cuyas funciones son eléctricas y mecánicas; la función eléctrica es la de homogenizar el campo eléctrico presente en el extremo del conductor –conector, y elimina la necesidad de efectuar punta de lápiz sobre el aislamiento; la función mecánica corresponde a proporcionar sello contra el ingreso de humedad a la región en donde se retira el aislamiento impidiendo así que esta humedad pueda causar deterioro al aislamiento del cable y por lo tanto la integridad del sistema de distribución.

La figura 13.6, ilustra el detalle de instalación de una terminal interior premoldeada (TIP) en un cable con aislamiento extruido el elemento funcional de esta terminal es básicamente el cono de alivio, el cual está constituido de materiales elastoméricos premoldeados; éstos materiales elastoméricos son de características uno de ellos aislante y el otro semiconductor (dentro del rango referido en std. IEEE No. 592-1977), unidos perfectamente durante el proceso de fabricación aplicando presión y temperatura. El cono de alivio proporcionará al cable en que se instale únicamente el control de los esfuerzos que se presentan al retirar el blindaje electrostático sobre aislamiento y la distancia de fuga necesaria para la terminal se obtiene con la magnitud libre de aislamiento entre el conductor y el corte de la pantalla, es precisamente por esta razón que este tipo de terminales, está limitada para ser utilizada en condiciones de interior, esto es que no esté en contacto con las radiaciones solares directas, ni tampoco en contacto directo con precipitaciones pluviales.

DESCRIPCION:

1 Cable con aislamiento extruido y pantalla a base de cintas
2 Cono de alivio premoldeado
  A) Semiconductor
  B) Aislamiento
3 Trenza plana para conexión a tierra

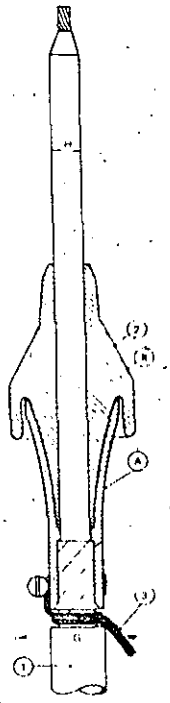


Fig. 13.6 Detalle constructivo de terminal para [illegible]

13.3.) Selección e instalación

13.3.1. Terminales TTB

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

a) El gradiente de esfuerzos que proporciona el cono de alivio, el cual estará en función de diseño del cono y del diámetro sobre aislamiento del cable;

b) La distancia de fuga, función del diseño del aislador y

c) La ampacidad la cual será función de los conectores de la terminal.

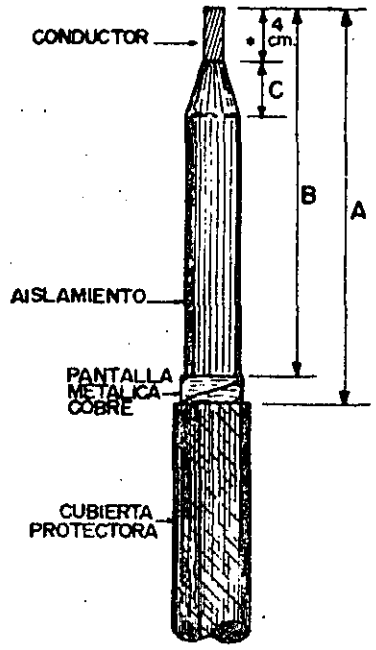
Considerando los parámetros mencionados y auxiliándose de información de características de los cables en que se utilizan estas terminales, se ha elaborado la tabla No. 13.1 de selección del tamaño de la terminal, debiendo adicionar al código obtenido una letra "S" para cuando se trate de cable con aislamiento extruido ó una letra P para cuando el cable sea con aislamiento laminar, y de igual manera indicar el calibre y material del conductor del cable.

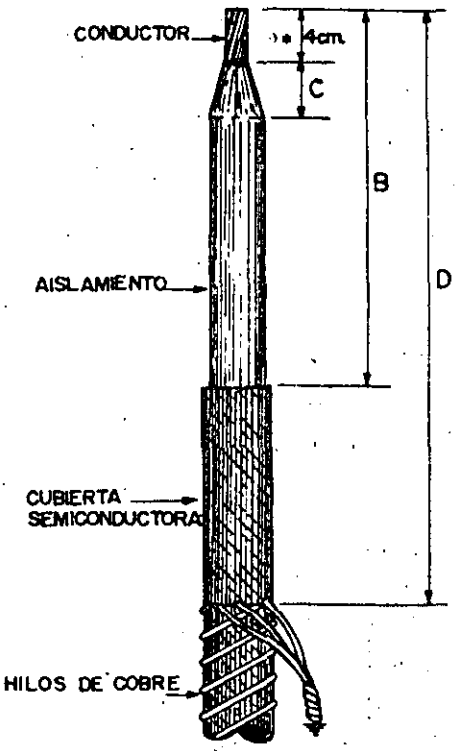
TABLA 13.1 TERMINALES DE BAYONETA

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

* Diámetro sobre aislamiento (mm).

Cada uno de los estuches de este tipo de terminales contiene un instructivo de instalación en el que se describe paso a paso la secuencia de instalación; a continuación de manera general se indican las distancias de preparación en las construcciones de cables más comunmente empleados, y posteriormente se describen algunas de las operaciones a efectuar para la instalación de las terminales.





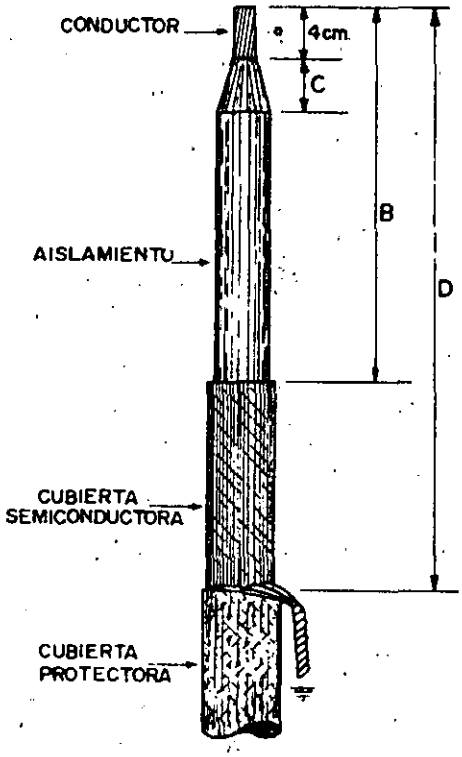
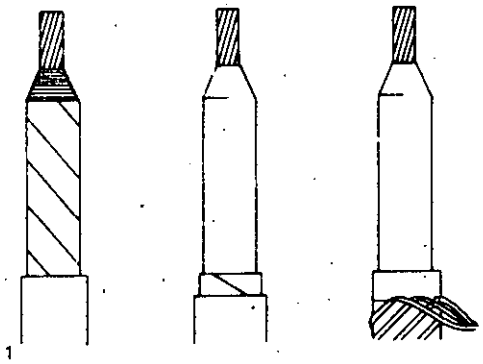


TABLA DE DIMENSIONES
(CENTIMETROS)

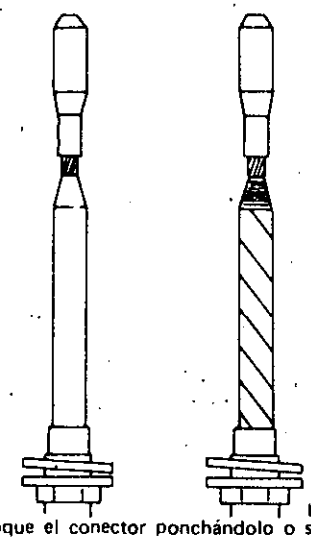
T T B. No.	DIMENSIONES			
	A	B	C	D
15-1	19.5	17.5	2.0	50.0
15-2	19.5	17.5	2.0	50.0
25-1	29.0	27.0	4.0	50.0
25-2	30.7	28.7	4.0	50.0
25-3	30.7	28.7	4.0	50.0
35-1	41.3	39.3	7.0	80.0
35-2	43.0	41.0	7.0	80.0

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

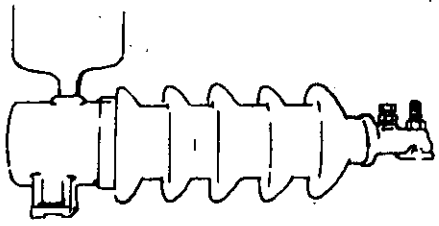
Fig. 13.7



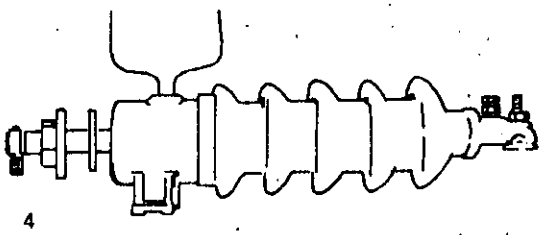
1
Prepare la punta del calibre respetando las dimensiones estipuladas en los instructivos.



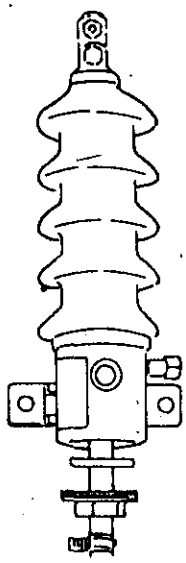
2
Coloque el conector ponchándolo o soldándolo e introduzca la abrazadera, la contratapa y el empaque, en este orden, sobre el cable.



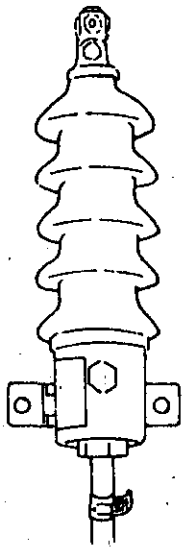
3
Quite el tapón de la terminal y en su lugar coloque la botella de plástico. Afloje el tornillo del conector exterior para que pase libremente el conector interior.



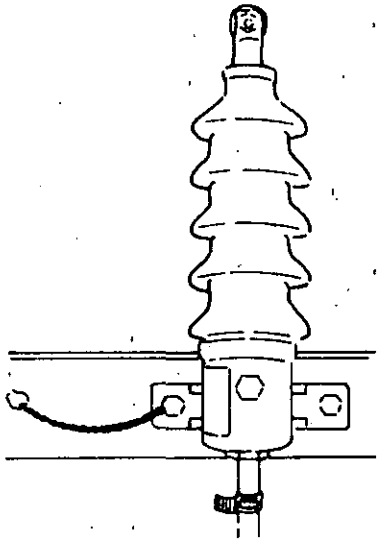
4
Introduzca el cable hasta que el conector interior embone con el exterior.



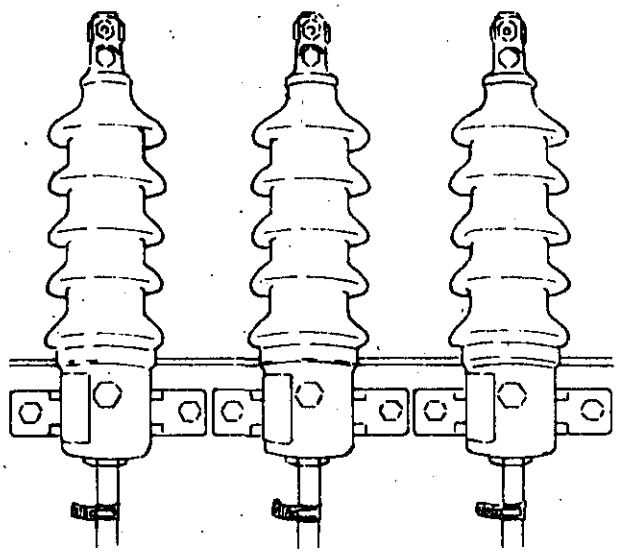
5
Quite la botella y coloque el tapón. Apriete el tornillo del conector exterior.



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



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



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

13.3.2) Selección Terminales TMI

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

Estas terminales modulares podrán ser utilizadas en un rango de clase de aislamiento desde 5 Kv hasta 34.5 KV, y calibres de conductores cobre ó aluminio desde 6 AWG hasta 1000 MCM, por medio de la utilización de 8 diferentes tamaños básicos de rangos de diámetro sobre aislamiento de los cables y adicionando campanas según sea la clase de aislamiento.

Para seleccionar el estuche apropiado para cubrir los requerimientos existentes en el sistema, se hace necesario especificar sustituyendo las literales de la siguiente expresión:

TMI – "X" – "Y" – "C" – "M"

en donde:

TMI = Prefijo que indica terminal modular intemperie

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

"Y" = Clase de aislamiento del sistema cable-accesoría en KV

"C" = Calibre del conductor indicando si es AWG, MCM ó mm^2.

"M" = Material del conductor: Cu para cobre ó Al para aluminio.

La tabla 13.2 muestra la designación que deberá indicarse en lugar de la letra "X", es importante considerar que si el rango de diámetro sobre aislamiento de tamaño básico seleccionado no cubre el diámetro sobre aislamiento del cable, la terminal no podrá cumplir su función adecuadamente.

A manera de guía general para selección de tamaño básico de la terminal, se ha preparado la tabla No. 13.3 en la que se ilustra la selección con base en el calibre del conductor y la clase de aislamiento.

Tabla 13.2

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

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

TABLA 13.3

TENSION	CALIBRE (A.W.G. o M.C.M.															
	6	4	2	1	1/0	2/0	3/0	4/0	250	300	350	400	500	600	750	1000
5 KV	RR			R			1			2			3	4		5
8 KV	RR		R			1			2			3		4	5	
15 KV	R		1			2			3		4			5		6
25 KV	—		2		3			4			5		6			7
34.5 KV	—				4			5			6			7	8	

* Nota: Esta tabla de Selección es solamente una guía, basada en las dimensiones de los cables según norma. La selección debe verificarse o hacerse según el diámetro sobre aislamiento real del cable.

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

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

La tensión de 13200 voltios corresponde a una clase de aislamiento de 15 KV. Por lo tanto, Y = 15.

La terminal se ordena por lo tanto como sigue:

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

INSTALACION

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

Como características importantes de estas terminales es conveniente hacer mención que no es necesario hacer punta de lápiz en el aislamiento y que las características elásticas de los componentes asegurarán un contacto y presión artificial entre cable y terminal durante el servicio del sistema.

A continuación se muestran las distancias de preparación en algunas de las construcciones de cable más comúnmente utilizadas, asimismo se muestra el proceso de instalación general de este tipo de terminales y vistas de instalaciones en usos intemperie e interior.

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

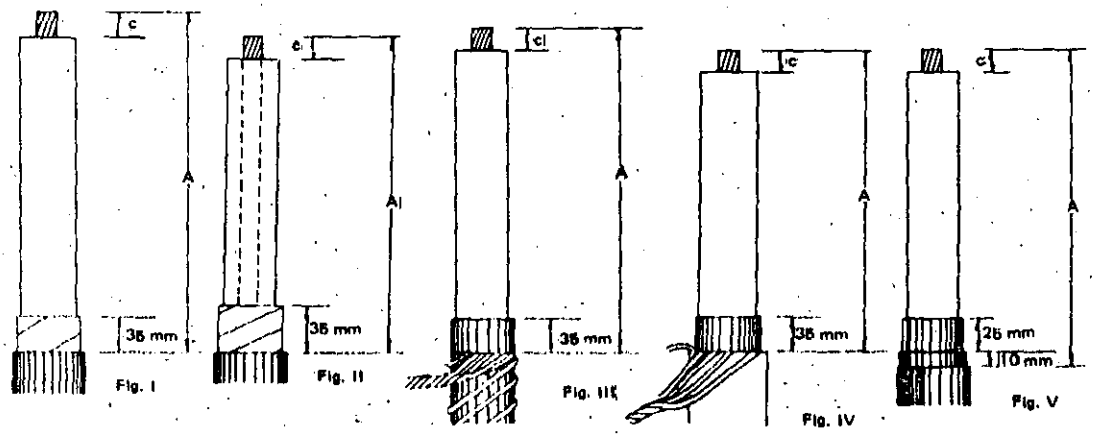


TABLA DE DIMENSIONES

Dimensiones (mm.)	Clase de Aislamiento (KV)			
	Hasta 87	15	25	34.5
A	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

13

Tipos de cables

I: Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de cinta semiconductora 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.

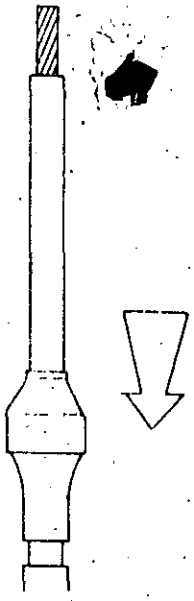
III: Cable de energía para distribución residencial subterránea (DRS), con pantalla semiconductora extruida que es al mismo tiempo cubierta protectora, y neutro formado por hilos de cobre estañado colocados en forma helicoidal sobre la cubierta.

IV: Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido e hilos de cobre dispuestos helicoidalmente, y cubierta protectora.

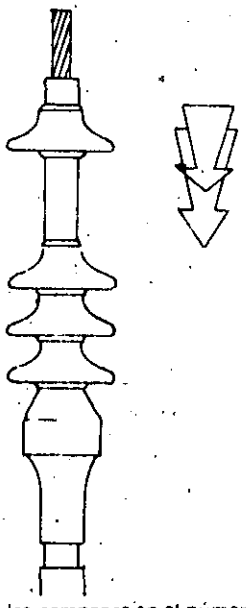
V: Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido y forro de plomo, y cubierta protectora.

Fig. 13.10

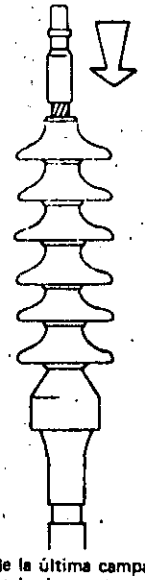
PROCESO DE INSTALACION DE TMI



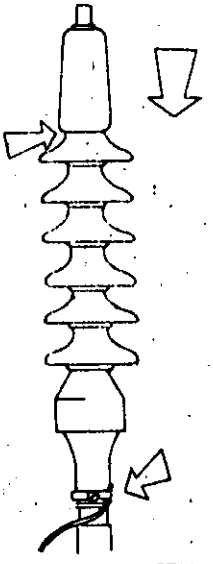
1
Prepare el cable e instale el cono de acuerdo con el instructivo incluído en cada estuche.



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



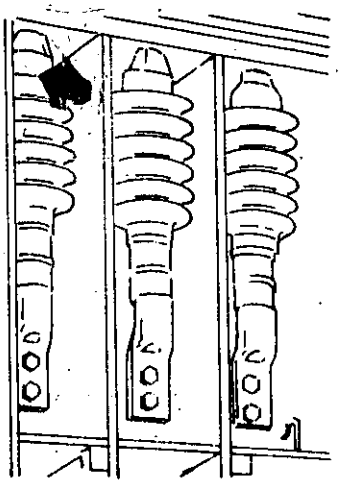
3
Corte a ras de la última campana el aislamiento del cable. Instale el conector universal a compresión.



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

13

Fig. 13.11



13.3 3. Terminales TIP.

Selección

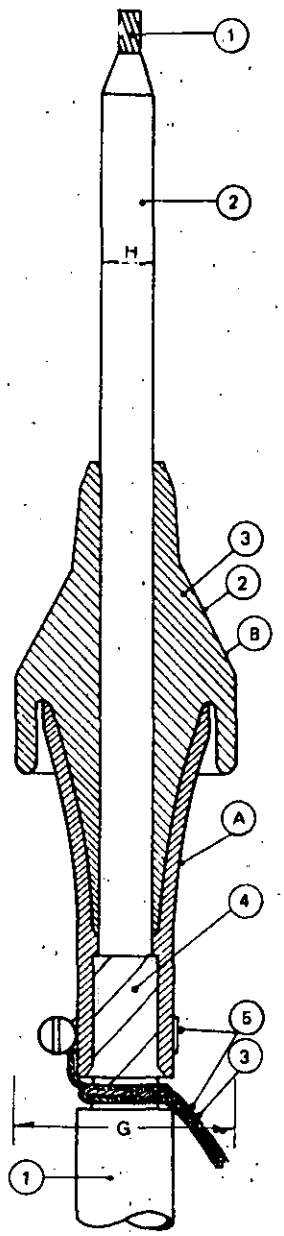
Las terminales TIP están diseñadas para controlar los esfuerzos presentes en cables de 5 KV hasta 34.5 KV con blindaje electrostático, su aplicación es exclusivamente en condiciones de interior para lo cual no será necesario adicionar ningún otro elemento para protección del cable, los cables en los que se pueden instalar serán siempre del tipo de aislamiento extruido, para seleccionar este tipo de terminales será necesario únicamente conocer el diámetro sobre el aislamiento real del cable (fig. 13-12) y de esta manera localizar en la tabla No. 13.4, el tamaño del TIP apropiado, seleccionando aquel rango en el que quede comprendido el diámetro sobre aislamiento del cable en cuestión.

Como una guía general para selección del tamaño del TIP, se ha preparado la tabla No. 13.5 en la que se relaciona el calibre del cable con la clase de aislamiento del cable (nivel 100%) y se determina el TIP correspondiente.

Este tipo de terminales se deberá utilizar el tamaño seleccionado únicamente en cables que estén comprendidos dentro del rango del diámetro sobre aislamiento correspondiente, porque, de lo contrario la terminal no podrá dar el servicio esperado.

Tabla No. 13.4 Selección del tamaño del TIP.

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



DESCRIPCION

1.- Conductor del Cable.

2.- Aislamiento del cable.

3.- Blindaje electrostático del cable.

4.- Cono TIP.

5.- Conexión a tierra del cono de alivio y blindaje del cable.

H.- Diámetro sobre aislamiento.

G.- Diámetro externo del TIP.

Fig. 13.12 Forma típica de instalación de TIP con dimensiones para selección.

Tabla 13.5

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

TENSION	CALIBRE (A.W.G. o M.C.M.)														
	6	4	2	1	1/0	2/0	3/0	4/0	250	300	350	400	500	600	750	1000
5 KV	RR			R			1			2			3	4		5
8 KV	RR		R			1			2			3		4	5	
15 KV	R		1			2			3		4			5		6
25 KV	___		2		3			4			5		6			7
34.5 KV	___				4			5			6			7	8	

*Nota: Esta tabla de Selección es solamente una guía, basada en las dimensiones de los cables según norma. La selección debe verificarse o hacerse según el diámetro sobre aislamiento real del cable.

Ejemplos de selección.

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

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

13

INSTALACION

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

Como características importantes de este tipo de terminales cabe hacer mención que las características elásticas del cono de alivio asegurarán un contacto interfacial con el cable en condiciones de servicio del sistema, y otra característica es que no será necesario adicionar ningún encintado adicional a la terminal para cuando sea instalada en condiciones de interior.

A continuación en la figura 13.13 se ilustran las dimensiones a las que será necesario retirar los diferentes elementos de diversas construcciones de cable en los que este tipo de terminal puede ser instalado. Y en la figura 13.14 se describe en forma general el proceso de instalación en la TIP.

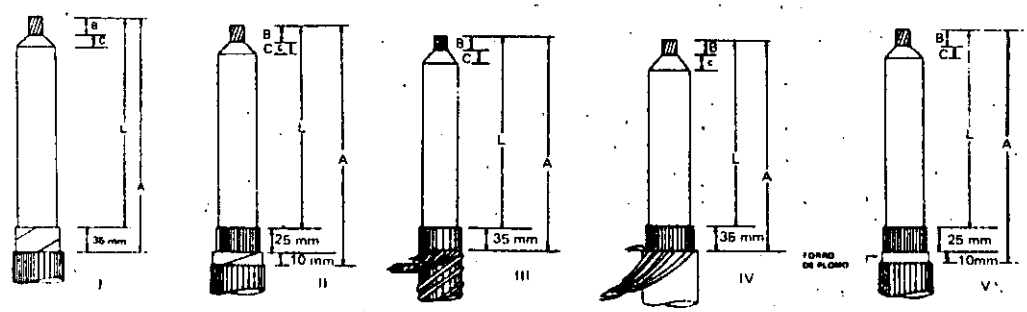


Fig. 13.13

Distancias de preparación para TIP en diversas construcciones de cables.

TABLA DE DIMENSIONES (mm.)

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

Descripción de cables.

I: Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de cinta semiconductora 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 semiconductora extruida que es al mismo tiempo cubierta protectora, y neutro formado por hilos de cobre estañado colocados en forma helicoidal sobre la cubierta.

IV: Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido e hilos de cobre dispuestos helicoidalmente, y cubierta protectora.

V: Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido y forro de plomo; y cubierta protectora.

Fig. 13. 14
PROCESO DE INSTALACION DE TIP

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

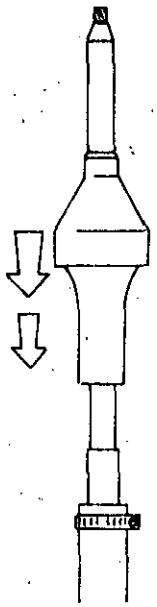


FIG. 2.- Inserte la abrazadera para conectar a tierra, aflojando previamente el tornillo. Lubrique el cono según instructivo, y empiece a insertarlo.

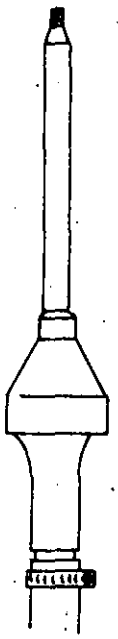


FIG. 3. . . . hasta que su extremo inferior tope con la cubierta o la marca hecha en la pantalla (vea instructivo).

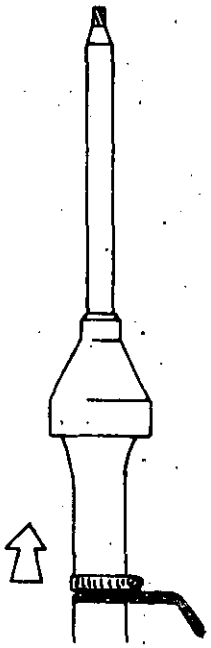


FIG. 4.- Conecte a tierra la trenza plana y el conductor a la fase con una zapata apropiada, la terminal está lista para ser energizada.

13.3.4) Terminales para cables Trifásicos

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

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

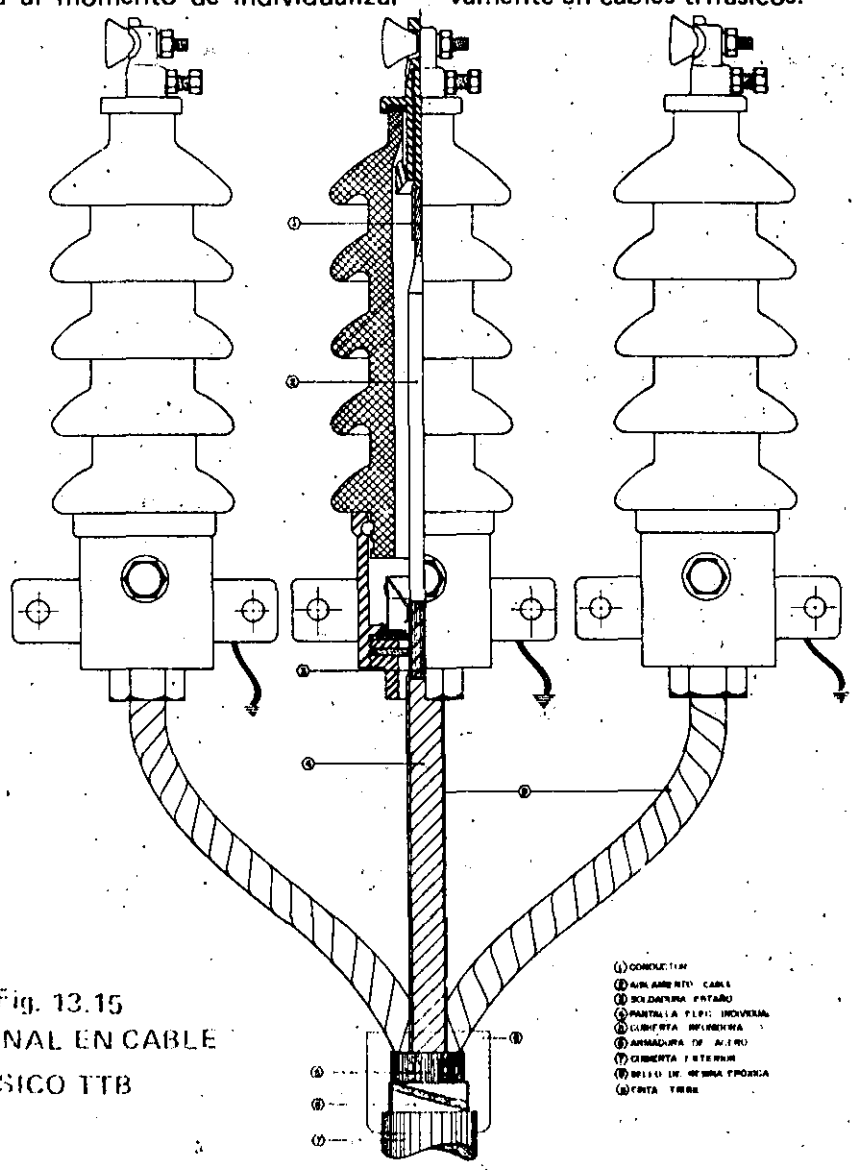
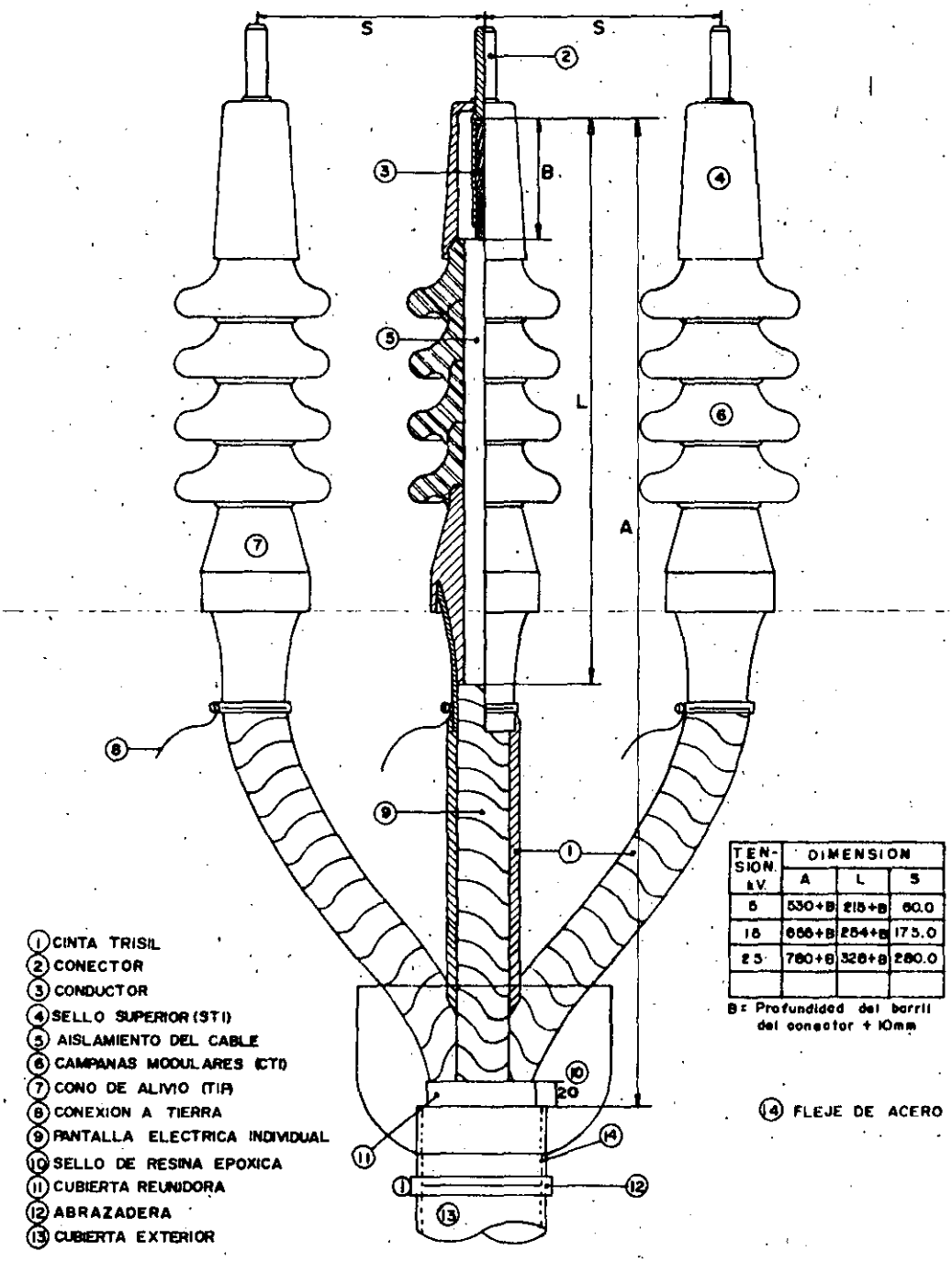


Fig. 13.15
TERMINAL EN CABLE
TRIFASICO TTB

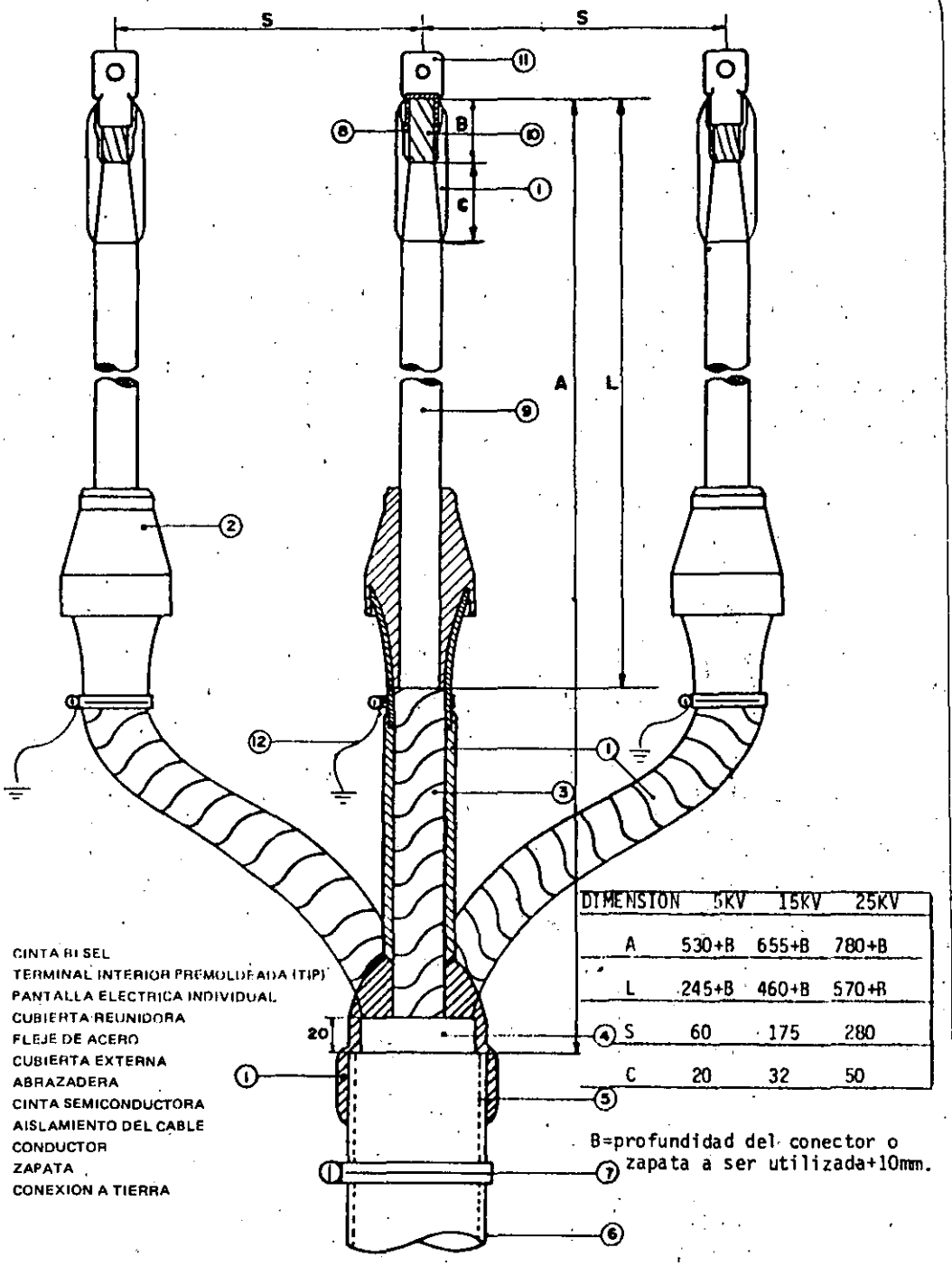


TENSION kV	DIMENSION		
	A	L	S
5	530+B	215+B	60.0
15	656+B	254+B	175.0
25	760+B	328+B	280.0

B= Profundidad del barril del conector + 10mm

Fig. 13.16

TERMINAL "TMI" EN CABLE TRIFASICO



DIMENSION	5KV	15KV	25KV
A	530+B	655+B	780+B
L	245+B	460+B	570+B
S	60	175	280
C	20	32	50

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

Fig. 13.17

TERMINAL TIP EN CABLE TRIFASICO

Capítulo 14.– Empalmes

14

14. EMPALMES

14.1. Principios de operación:

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

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

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

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

En tanto el cable no pierde su continuidad, los gradientes de tensión típicos en su aislamiento son los indicados en la tabla 15.1 y las superficies equipotenciales y líneas de fuerza se pueden representar como se ilustra en la figura No. 14.1, sin embargo, en la unión, el electrodo de alta tensión (conductor-conector), presenta un contorno que produce cambios en el campo eléctrico.

GRADIENTES DE TENSION EN CABLES CON AISLAMIENTO EXTRUIDO

SECCION TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR		(1) GRADIENTE DE TENSION MAXIMO EN EL AISLAMIENTO (VOLTS/mm.)		
		15 KV (e = 4.45 mm)	25 KV (e = 6.60 mm)	35 KV (e = 8.76 mm)
35 mm²	(2 AWG)	2717	3583	
50 mm²	(1/0 AWG)	2520	3268	3898
	(4/0 AWG)	2283	2992	3425
240 mm²	(500 MCM)	2087	2638	2874
500 mm²	(1000 MCM)	1969	2441	2795

(1) SOBRE EL CONDUCTOR
e = ESPESOR DEL AISLAMIENTO

(Continuación TABLA 14.1)

SECCION TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR		(2) GRADIENTE DE TENSION MINIMO EN EL AISLAMIENTO (VOLTS/mm.)		
		15 KV (e = 4.45 mm)	25 KV (e = 6.60 mm)	35 KV (e = 8.76 mm)
35 mm²	(2 AWG)	1142	1220	
50 mm²	(1/0 AWG)	1181	1299	1299
	(4/0 AWG)	1299	1417	1471
240 mm²	(500 MCM)	1417	1535	1437
500 mm²	(1000 MCM)	1457	1654	1693

(2) BAJO PANTALLA ELECTROSTATICA

Existen gradientes radiales, igual que en el cable, pero además se presentan gradientes axiales que no existen en el cable.

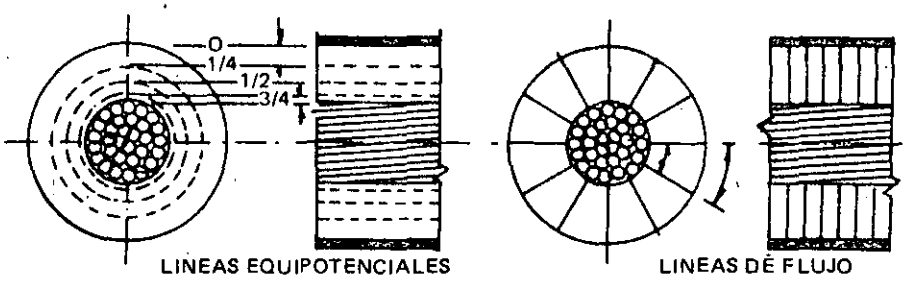


Fig. 14.1 Líneas de flujo en cables blindados

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

Los gradientes en la unión están relacionados con el logaritmo de las relaciones de los diámetros de los materiales, y sus constantes dieléctricas.

En la figura 14.2 se muestra la distribución de líneas equipotenciales en una unión encintada y en la figura No. 14.3 en una unión premodelada.

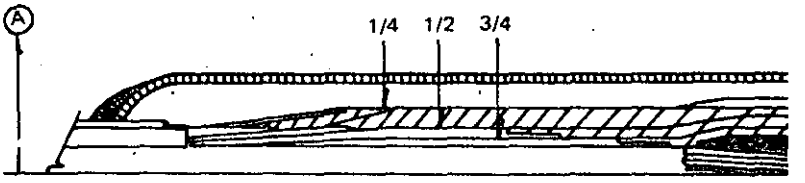
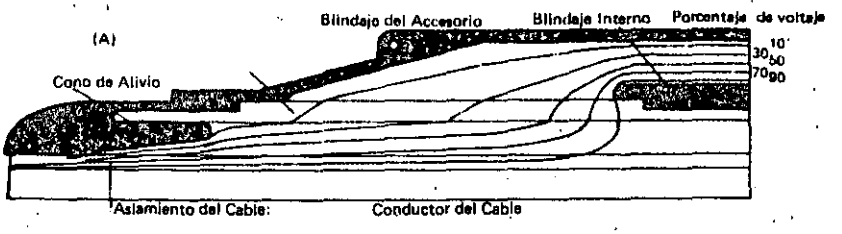


Fig. 14.2 Líneas equipotenciales en empalme encintado

Una vez calculados los gradientes que se presentan en la unión se comprueba que estén dentro de los limitantes permitidos, y la bondad del diseño y materiales debe verificarse siguiendo los lineamientos establecidos en algunos estándares como por ejemplo: NOM J-158, IEEE-404.



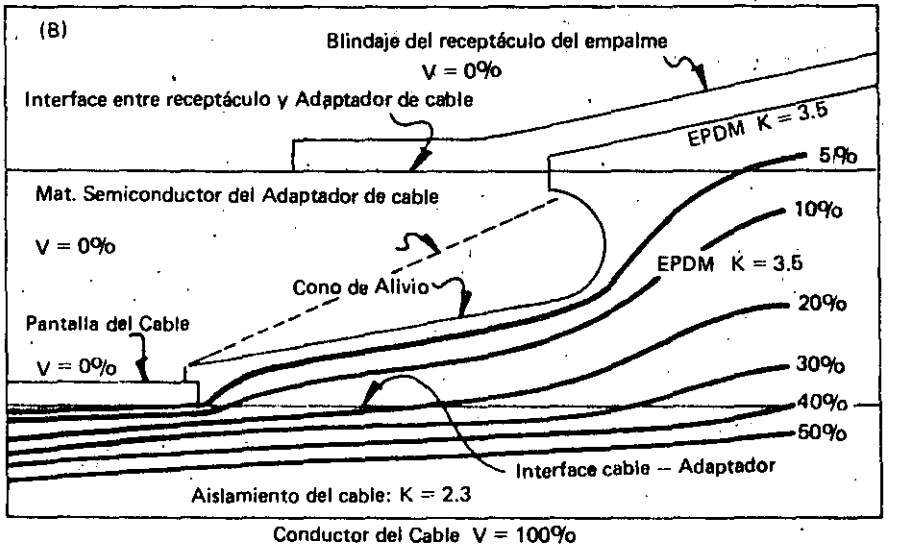


Fig. 14.3.

Las líneas equipotenciales en una unión premoldeada:

A).- En la sección del blindaje del conductor y

B).- En la sección de interferencia con el aislamiento del cable y partes de ensamble de la unión.

14.2. Tipos de empalmes

Existen varios tipos de empalmes los cuales son identificables considerando los materiales utilizados y la forma en que se aplican para restituir el aislamiento de los cables por unir, de esta manera se conocen los siguientes tipos de empalmes:

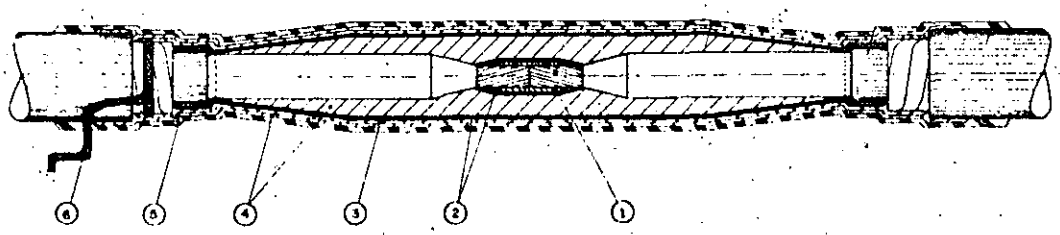
a).- Encintado.
b).- Moldeados en fábrica.
c).- Moldeados en el campo.
d).- Termocontráctiles.

A).- Encintados

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

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

En la figura 14.4 se muestran los detalles constructivos de un empalme encintado.



DESCRIPCION DE COMPONENTES

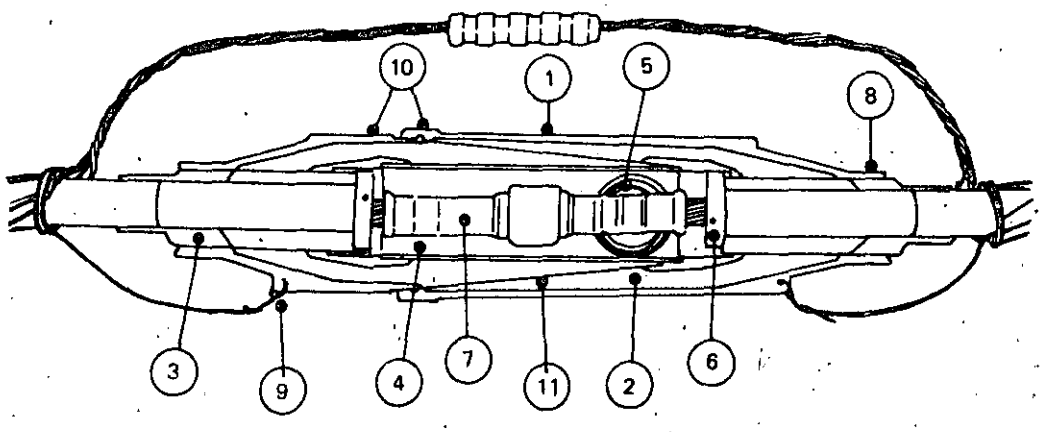
1 CONECTOR	4 CINTA AISLANTE
2 CINTA CONDUCTORA No. 17	5 CINTA VINILICA CON ADHESIVO
3 MALLA DE COBRE	6 TRENZA PLANA ESTAÑADA

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

Son aquellos en que los componentes son moldeados por el fabricante utilizando materiales elastoméricos.

Los componentes son ensamblados sobre los cables a unir en el lugar de trabajo. Existen varios criterios de diseño de este tipo de empalmes; esto es, algunos fabricantes los elaboran en forma integral de tal forma que todos los elementos elastoméricos que los constituyen se encuentran contenidos en una sola pieza; existen otros que los fabrican utilizando varias piezas elastoméricas para obtener el empalme total. Ya que este tipo de accesorios consta en cualquier caso de componentes moldeados con dimensiones específicas, es necesario que se efectúe la selección utilizando las características reales del cable en que se instalará.

En la figura 14.5 se muestran los detalles constructivos de un empalme premoldeado de varias piezas.



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

Figura 14.5
EMPALME PREMOLDEADO

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

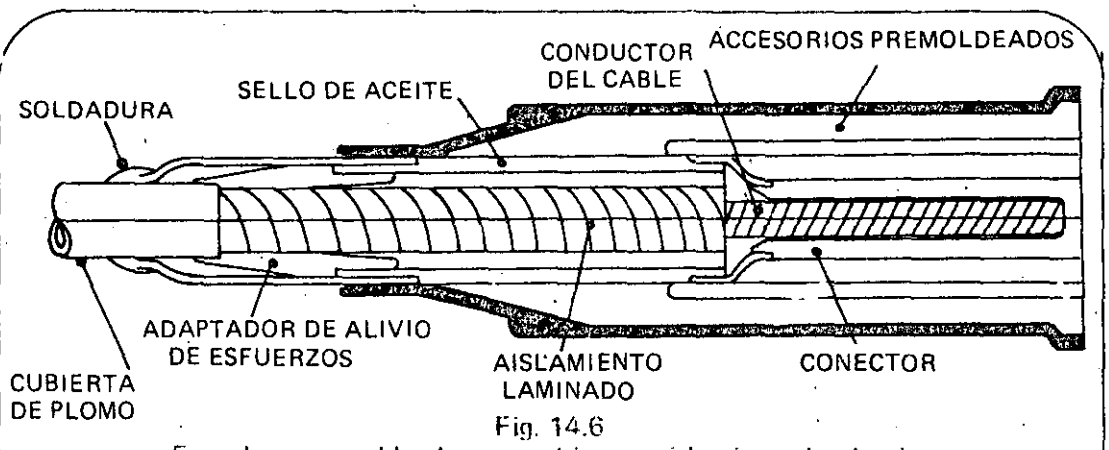


Fig. 14.6
Empalme premoldeado para cable con aislamiento laminado.

C).- Moldeados en el campo.

Son aquellos en que los componentes del empalme son aplicados en el cable a unir utilizando materiales sólidos vulcanizables por medio de calor y presión suministrados por medio de equipo diseñado para tal fin.

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

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

D). Termocontractiles.

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

Actualmente el uso de empalmes elaborados con esta técnica es utilizado en cables con aislamiento extruido y algunos países de Europa también usan esta técnica para unir cables con aislamiento laminar.

14.3) Selección e instalación

Selección

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

Los datos básicos para selección son:

a).- Empalme recto o derivación.

b).- Clase de aislamiento del sistema.

c).- Cable monofásico o trifásico.

d).- Calibre del conductor indicando si es redondo normal o redondo compacto.

e).- Material del conductor (cobre o aluminio).

f).- Construcción del blindaje del cable sobre aislamiento*.

g).- Si requiere protección exterior adicional.

* Diversas formas del blindaje del cable son:

1.- Semiconductor extruido y neutro concéntrico.

2.- Semiconductor extruido y cintas de cobre traslapadas.

3.- Semiconductor extruido, cintas de cobre y forro de plomo.

4.- Semiconductor a base de cinta y cintas de cobre traslapadas.

Instalación

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

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

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

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

Ejemplos de selección de empalmes para cables con blindaje sobre aislamiento a base de material semiconductor y cintas de cobre traslapadas:

El nombre de este empalme está formado por el prefijo "CPM" que quiere decir "Cable con Pantalla Metálica", seguido del número 1 ó 3 que indica si el cable es monofásico o trifásico, a continuación aparece el calibre del mismo en A.W.G., M.C.M. ó mm², posteriormente Cu ó Al., según se trate de conductor de cobre o de aluminio, finalmente la clase de aislamiento del cable, o sea:

CPM [1 ó 3] x [Cal. AWG, MCM ó mm²], [Cu ó Al.], [5 a 138] KV.

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

TCPM – [1 ó 3] x [Cal. WAG, MCM ó mm²] –

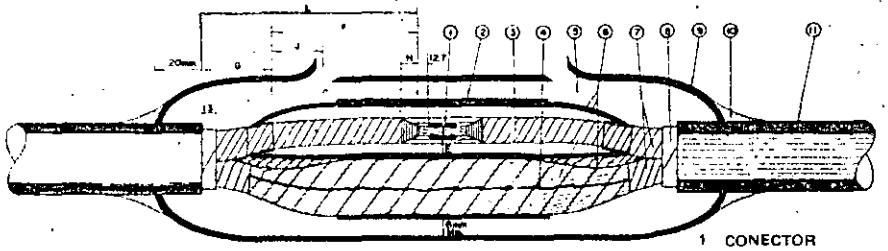
– [1 ó 3 x Cal. AWG, MCM, ó mm²] – [Cu ó Al], [5 a 138] KV

Ejemplo

Para hacer un empalme recto en un cable de energía con aislamiento extruido, calibre 250 MCM, Conductor de cobre, 34.5 Kv., monofásico, el estuche a seleccionar será:
CPM 1 x 250 MCM, Cu, 34.5 KV.

Fig. 14.7

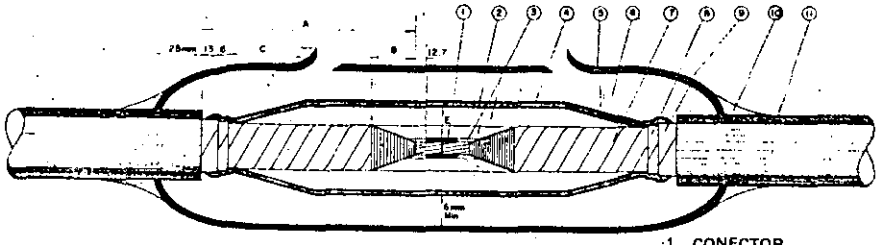
CONSTRUCCION DE UN EMPALME RECTO EN DOS CABLES DE POTENCIA MONOPOLARES O TRIPOLARES, 13,000 A 35,000 VOLTS CON PANTALLA ELECTRICA.
"EMPALME DE BALA"



VOLTAJE	DIMENSIONES en mm.					
KV	** L	** G	F	H	J	E
15	208-256	90-100	180	19	30	9
25	236-287	90-100	180	38	64	11
35	280-370	90-100	242	*38	100	17.5

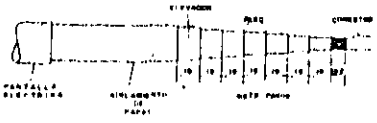
NOTAS:
** LA MEDIDA MAYOR SE APLICA EN CABLES MAYORES DE 250 MCM.
* EN 35 KV, PUEDE HACERSE EN EL AISLAMIENTO, UNA PUNTA DE LAPIZ O BIEN ESCALONARESE. ESTO ULTIMO ES PREFERIBLE, Y EL DETALLES DEL ESCALONAMIENTO SE MUESTRA A CONTINUACION

1 CONECTOR
2 AMARRE CON CINTA TERAGLAS
3 CINTA TERAGLAS
4 SOLDADURA (1 CORDON)
5 COMPUESTO AISLANTE
6 COMPUES
6 MALLA DE COBRE
7 PANTALLA INDIVIDUAL
8 PANTALLA GENERAL
9 TUBO DE PLOMO
10 SOLDADURA DE PLOMO-ESTAÑO
11 CUBIERTA DE PLOMO



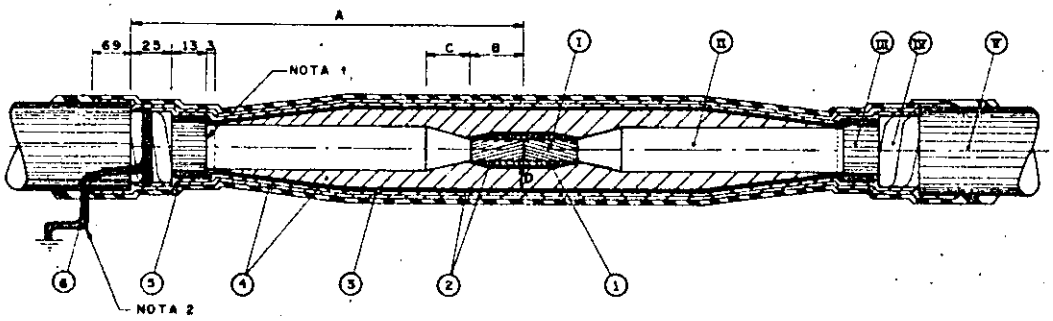
VOLTAJE	DIMENSIONES en mm.			
KV	A	B	C	E
15	155	19	30	9
25	167	38	64	11
35	242	*38	100	17.5

NOTA: EN 35 KV, PUEDE HACERSE EN EL AISLAMIENTO, UNA PUNTA DE LAPIZ O BIEN ESCALONARSE. ESTO ULTIMO ES PREFERIBLE, Y EL DETALLE DEL ESCALONAMIENTO SE MUESTRA A CONTINUACION:



1. CONECTOR
2 MALLA DE COBRE
3 CINTA TERAGLAS
4 SOLDADURA (1 CORDON)
5 TUBO DE PLOMO
6 COMPUESTO AISLANTE
7 AISLAMIENTO DEL CABLE
8 CINTA SEMICONDUCTORA
9 PANTALLA DE COBRE
10 SOLDADURA DE PLOMO-ESTAÑO
11 CUBIERTA DE PLOMO

Fig. 14.8 EMPALME CPM RECTO



DESCRIPCION DEL CABLE

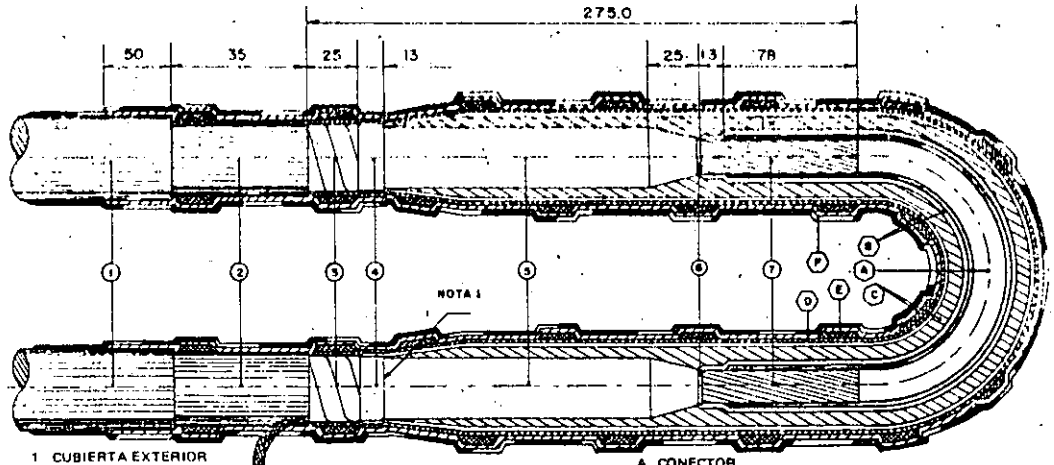
- I CONDUCTOR
- II AISLAMIENTO
- III CUBIERTA SEMICONDUCTORA
- IV PANTALLA DE COBRE
- V CUBIERTA DE PVC

MATERIAL POR ORDEN APROXIMADO DE COLOCACION

- 6 TRENZA PLANA ESTAÑADA
- 5 CINTA VINILICA CON ADHESIVO
- 6 CINTA BI-SEAL
- 3 MALLA DE COBRE
- 2 CINTA CONDUCTORA No. 17
- 1 CONECTOR DE COMPRESION

DIMENSIONES DEL EMPALME	VOLTAJE DE OPERACION N.A.T.			
	5	15	23	35
A	MITAD DEL LARGO DEL CONECTOR MAS			
	153 mm	210 mm	260 mm	330
B	MITAD DEL LARGO DEL CONECTOR MAS			
	13 mm	13 mm	13 mm	13
C	19 mm	25 mm	51 mm	77
D	1.5 VECES EL ESPESOR DEL AISLAMIENTO DEL CABLE			

Fig. 14.9
EMPALME UCPM 1X500 MCM, Cu. 15 KV



1 CUBIERTA EXTERIOR
2 CUBIERTA DE Pb
3 PANTALLA DE Cu.
4 SEMICONDUCTOR
5 AISLAMIENTO
6 SEMICONDUCTOR SOBRE CONDUCTOR
7 CONDUCTOR

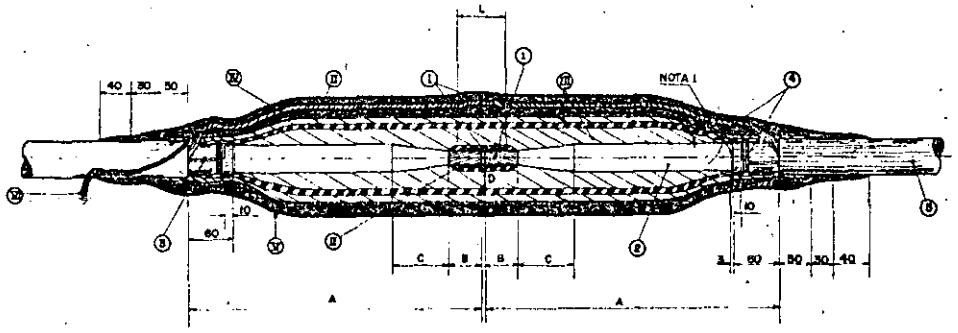
ACOTACIONES mm.

TRENZA DE COBRE ESTAÑADA No. 12 AWG (CONEXION A TIERRA)

1.5 VECES EL ESPESOR DE AISLAMIENTO DEL CABLE

A CONECTOR
B CINTA SEMICONDUCTORA
C CINTA AISLANTE AUTOVULCANIZABLE
D MALLA DE COBRE ESTAÑADA
E TRENZA DE COBRE ESTAÑADA No. 4 AWG
F CINTA DE FIBRA DE VIDRIO IMPREGNADA CON EPOXI.

FIG. 14 - 10
EMPALME ENCINTADO PARA CABLE CON AISLAMIENTO EXTRUIDO, NEUTRO CONCENTRICO Y CUBIERTA EXTERIOR



COMPONENTES CABLE

1 CONDUCTOR 2 AISLAMIENTO DEL CABLE
3 PANTALLA SEMICONDUCTORA EXTRUIDA
4 NEUTRO CONCENTRICO 5 CUBIERTA EXTERIOR

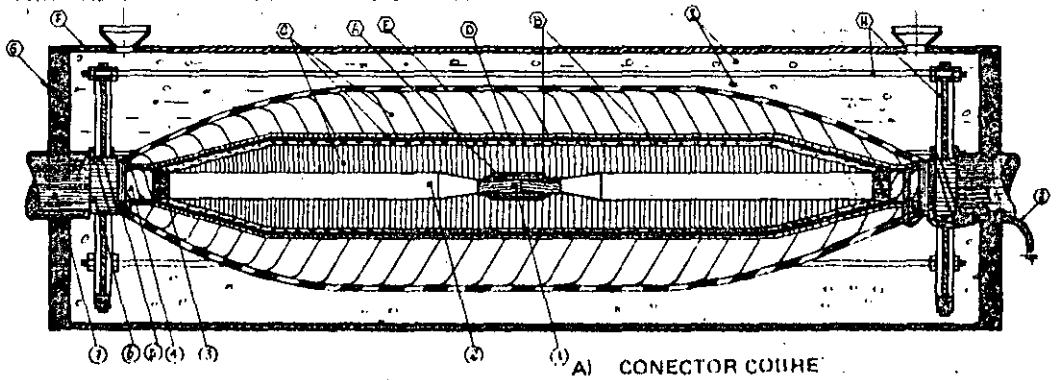
COMPONENTES EMPALME

I CONECTOR
II CINTA CONDUCTORA No. 17
III CINTA BI–SEL
IV CINTA VINILICA CON ADHESIVO
V CINTA F.V IMPREGNADA CON RESINA EXPOXICA
VI TRENZA PLANA

DIMENSIONES DEL EMPALME (mm)	CLASE DE AISLAMIENTO kV			
	5	15	23	35
A	MITAD DEL LARGO DEL CONECTOR MAS.			
	175	235	285	365
B	MITAD DEL LARGO DEL CONECTOR MAS			
	13	13	13	13
C	19	26	51	77
D	1.5 VECES EL ESPESOR DEL AISLAMIENTO DEL CABLE			

L = Largo del conector.

FIG. 14 - 11
EMPALME C.P.M. TRIFASICO PARA CABLE ARMADO CON FLEJE DE ACERO



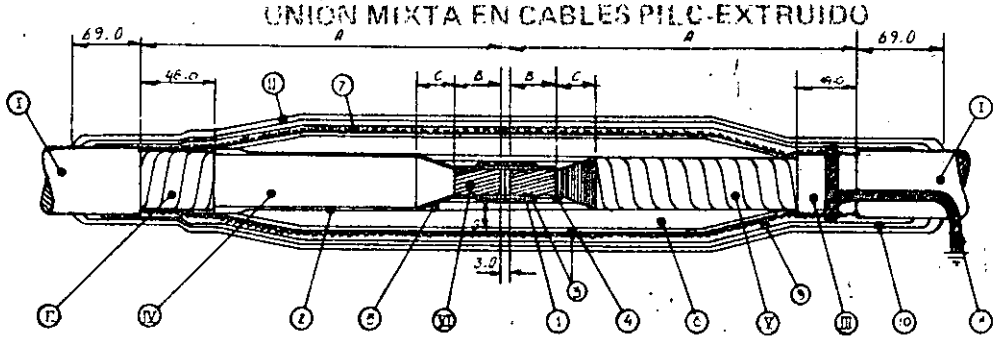
LISTA DE MATERIALES

1 CONDUCTOR
2 AISLAMIENTO
3 CINTA SEMICONDUCTORA
4 PANTALLA METALICA INDIVIDUAL
5 CUBIERTA REUNIDORA
6 FLEJE DE ACERO
7 CUBIERTA EXTERIOR

A) CONECTOR COBRE
B) CINTA SEMICONDUCTORA No. 17
C) CINTA BI--SEAL No. 3
D) MALLA DE COBRE ESTAÑADA
E) CINTA DE F.V. CON EPOXY
F) TUBO DE P.V.C.
G) TACON DE NEOPRENO
H) PROTECCION MECANICA DE EMPALME PARA CABLE ARMADO
I) COMPUESTO ASFALTICO
J) TRENZA PLANA

Fig. 14 - 12

UNION MIXTA EN CABLES PILC-EXTRUIDO



DESCRIPCION DEL CABLE

I	CUBIERTA EXTERIOR	IV	AISLAMIENTO EXTRUIDO
II	PANTALLA DE COBRE	V	AISLAMIENTO LAMINAR
III	CUBIERTA DE PLOMO	VI	CONDUCTOR

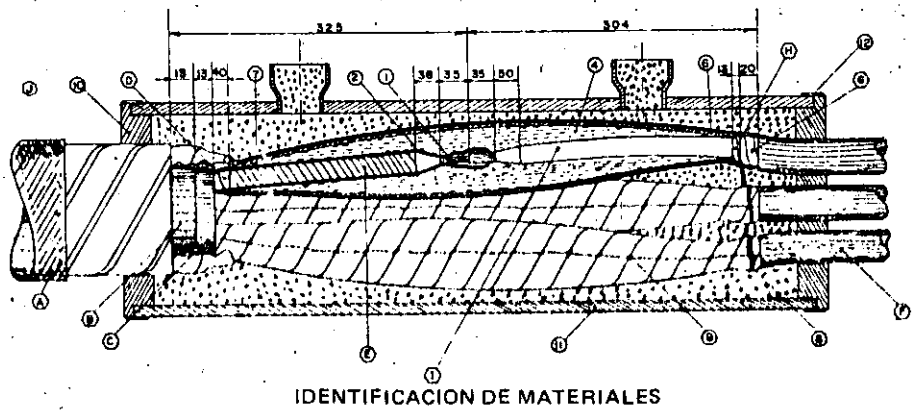
TABLA DE DIMENSIONES (mm.)				
REFERENCIA	CLASE DE AISL. KV.			
	5	8.7	15	23
A	MITAD DEL LARGO DEL CONECTOR MAS			
	163.0	163.0	220.0	270.0
B	MITAD DEL LARGO DEL CONECTOR + 13.0			
C	19.0	19.0	25.0	51.0
G	1.5 VECES EL ESPESOR MAXIMO DEL AISLAMIENTO DEL CABLE			

MATERIALES

1 CONECTOR
2 CINTA TRI-SIL
3 CINTA SEMICONDUCTORA
4 TERAGLAS DE 6.3 mm DE ANCHO
5 TERAGLAS DE 12.7mm DE ANCHO
6 TERAGLAS DE 25.4 mm DE ANCHO
7 MALLA DE COBRE
8 TRENZA PLANA ESTAÑADA
9 CINTA BI-SEAL (AUTOVULCANIZABLE)
10 FIBRA DE VIDRIO CON EPOXI
11 CINTA DE PVC SIN ADHESIVO

Fig. 14.13

EMPALME MIXTO PILC-EXTRUIDO 25 KV

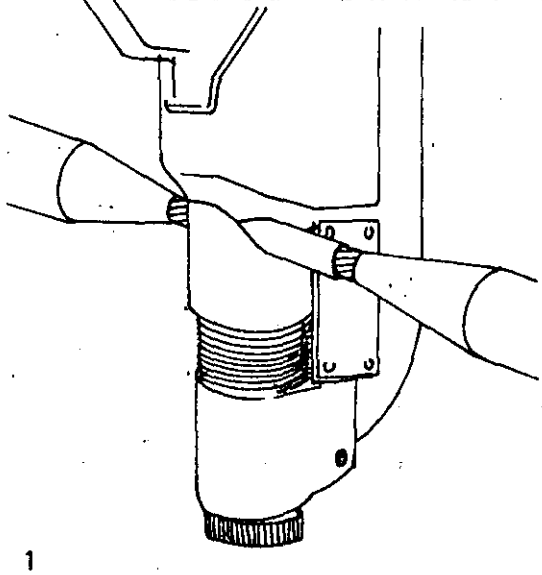


IDENTIFICACION DE MATERIALES

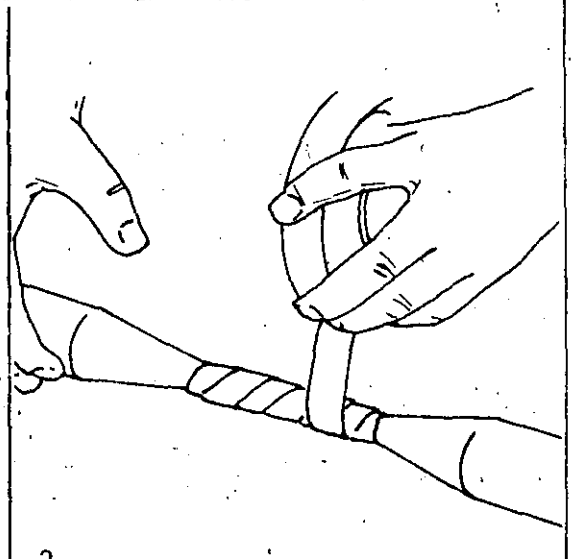
1	CONECTOR	A	CUBIERTA PROTECTORA DE YUTE
2	CINTA TRI-SIL	B	CUBIERTA DE P.V.C.
4	CINTA BI-SEAL No. 3	C	PANTALLA GENERAL DE COBRE
6	CINTA SEMICONDUCTORA No. 17	D	PANTALLA INDIVIDUAL DE COBRE
7	MALLA DE COBRE ESTAÑADA	E	AISLAMIENTO LAMINAR
8	TRENZA PLANA ESTAÑADA	F	CUBIERTA EXTERIOR
9	CORDON DE SOLDADURA	G	PANTALLA DE COBRE
10	TACONES DE NEOPRENO	H	CUBIERTA SEMICONDUCTORA
11	MOLDE DE PVC	I	AISLAMIENTO EXTRUIDO
12	CINTA DE PVC CON ADHESIVO	J	FLEJE DE ACERO

Fig. 14.14

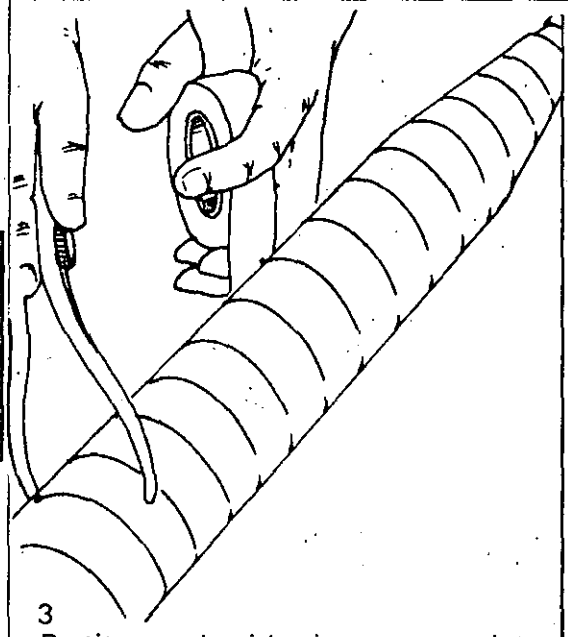
PROCESO DE ELABORACION DE EMPALME ENCINTADO



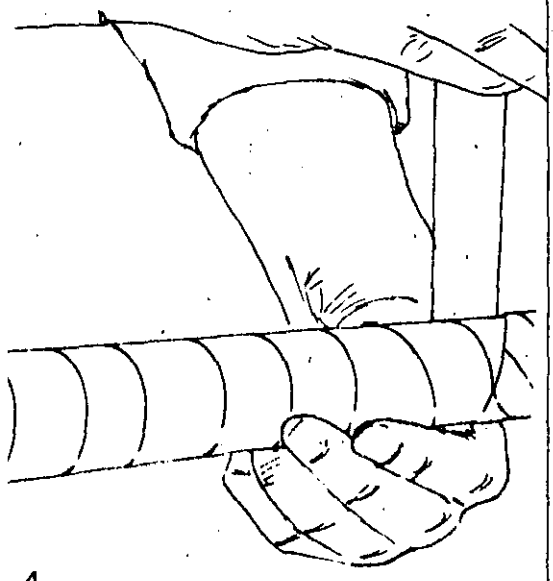
1
Prepare las puntas a unir, de acuerdo con el instructivo incluido en el estuche, e instale el conector, preferentemente de compresión—para cables con aislamiento seco.



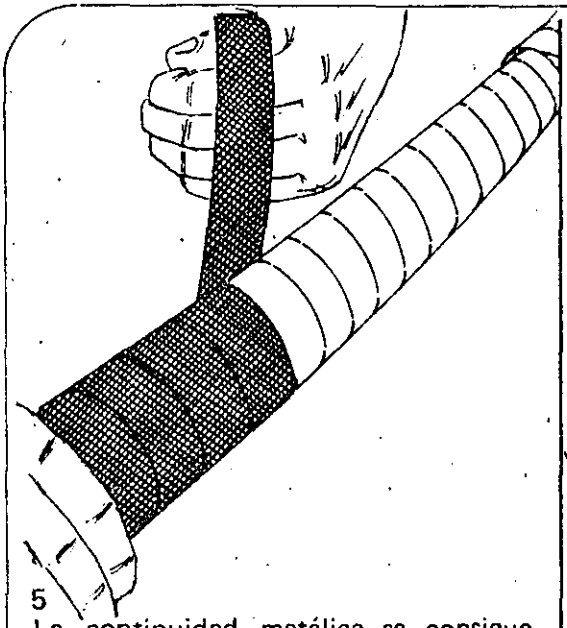
2
Rellene las indentaciones producidas por las pinzas en el conector y cubra el mismo y el conductor desnudo con cinta conductora Bishop No. 17, a fin de uniformizar el perfil.



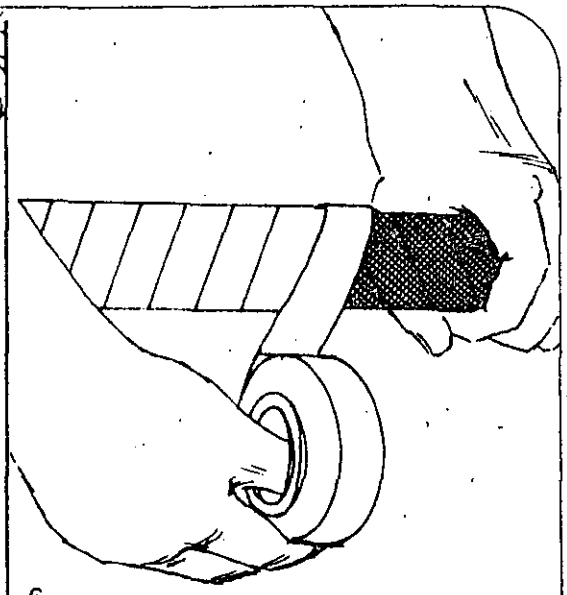
3
Restituya el aislamiento con cinta autovulcanizable Bishop Bi-seal No. 3, hasta obtener un espesor igual a 1 1/2 veces el del aislamiento original del cable.



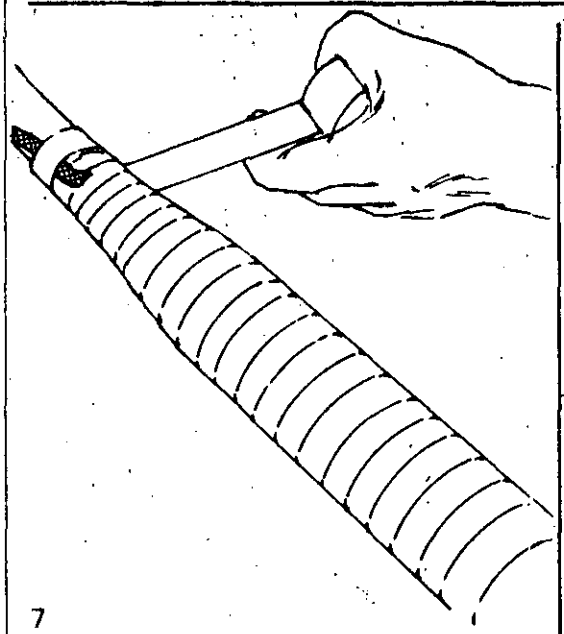
4
Restituya el primer elemento conductor de la pantalla del cable con cinta conductora Bishop No. 17, encintando a medio tralape y con tensión uniforme. Esta cinta vulcaniza con la Bi-seal No.3



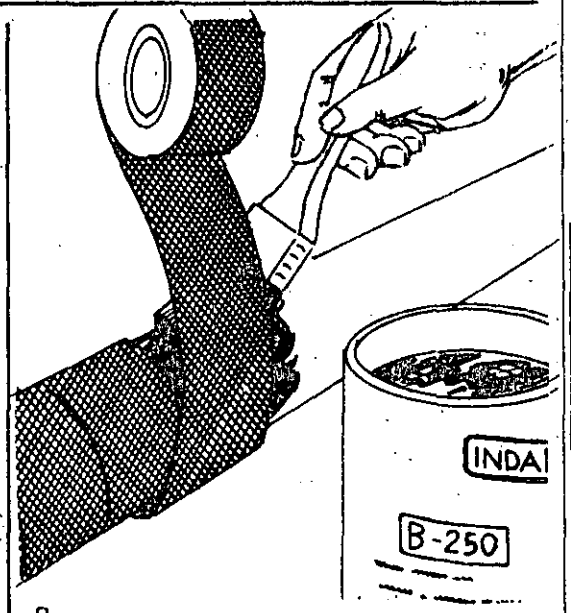
5
La continuidad metálica se consigue dando un encintado a medio traslape con malla de cobre estañada INDAEL. Es necesario soldar a la pantalla original tanto la malla como la trenza para conectar a tierra.



6
Eléctricamente terminado el empalme, falta ahora proporcionar la protección necesaria. Esta se logra con cinta Biseal No. 3 aplicada sobre la malla de cobre, y. . .



7
Restituyendo la cubierta externa original de cable con cinta de neopreno Bishop Bi-rene, o vinílica según sea el material original.

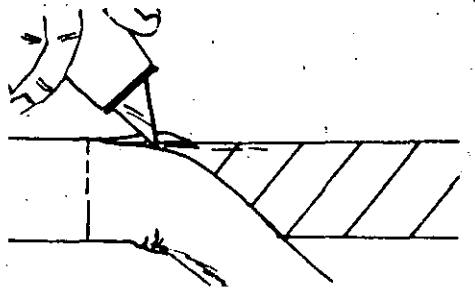


8
Si la cubierta del cable es de plomo, o si se desea protección para enterrar directamente o en registros inundados, dé una cubierta de cinta de fibra de vidrio impregnada en resina epoxi.

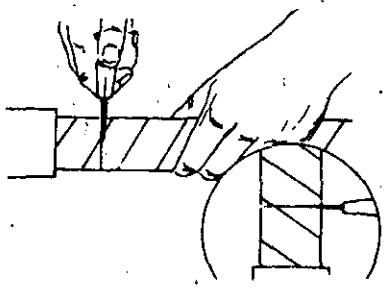
14

FIG. 14.15

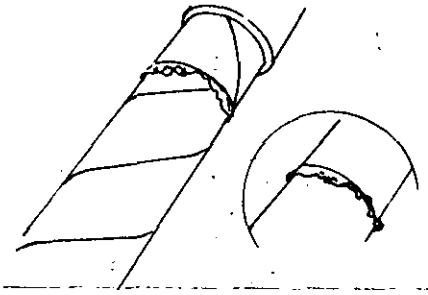
FALLAS MAS COMUNES EN SU ELABORACION



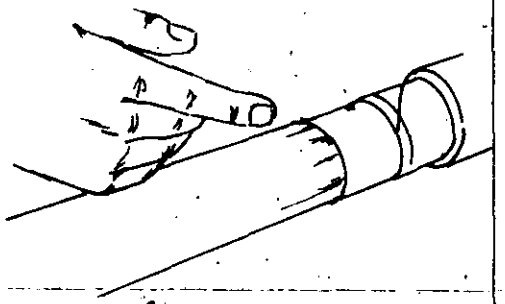
1
Al cortar la cubierta protectora del cable, no dañar la pantalla electrostática, sobre todo cerca de donde se inició el corte.



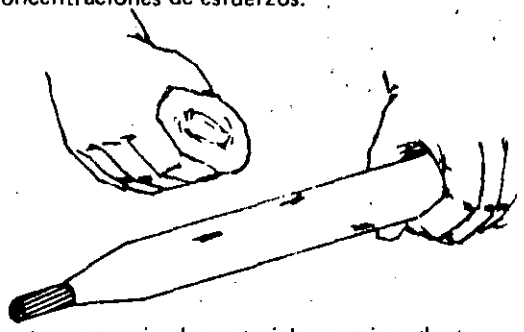
2
Al efectuar el corte de la pantalla, no cortar o lastimar el aislamiento, ya que esto equivaldría a dejar una burbuja ocluida.



3
La terminación de la pantalla metálica no debe dejar rebabas ya que producen peligrosas concentraciones de esfuerzos.

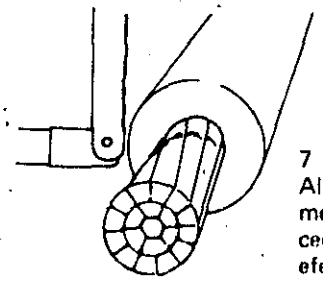


4
Al hacer el corte en la cinta semiconductora original del cable, este debe ser uniforme, y no dejar manchas o hilos.



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 de.



7
Al cortar el aislamiento, no debe lastimarse o mellarse alguno de los conductores. Si esto sucediere, equivaldría a una reducción del área efectiva del conductor.

Capítulo 15.– Conectores Aislados Separables

15.1.– Principios de Operación
15.2.– Clasificación y tipos
15.3.– Selección e instalaciones

15

15. CONECTORES AISLADOS SEPARABLES (CAS).

15.1) Principios de operación:

Se define como conector aislado separable (CAS) al sistema completamente aislado, usado para efectuar la unión eléctrica de un cable de energía aislado a un aparato eléctrico u otros cables de energía, o ambos, de tal manera que la conexión pueda ser establecida o interrumpida fácilmente, acoplando o separando las partes de unión del conector en la interface o interfaces operativas.

Dos de las características principales de este sistema son las siguientes:

a).- Una vez integrado el conjunto, queda un sistema de frente muerto.

b).- El ensamble se logra mediante interfaces operativas que están debidamente normalizadas; esto es, existe la posibilidad de intercambiar partes de diferentes fabricantes.

Los elementos funcionales básicos de este tipo de accesorios pueden ser agrupados con base en la función que desempeñen y se dividen en:

– Conductor:
Es el elemento que efectuará la conducción de la energía entre dos de los componentes del CAS o bien entre el cable o equipo y el elemento del CAS.

– Blindaje interno:
La función que tienen estos elementos es la de uniformizar el campo eléctrico presente en la zona de transición de dos ó más componentes de CAS, y con esto asegurar el aislamiento correspondiente esté expuesto a un esfuerzo eléctrico unfiorme.

Aislamiento:

Elemento que soportará el esfuerzo eléctrico presente en el sistema cable-CAS o CAS-equipo.

Blindaje exterior:

Las funciones que desempeña este elemento en cada uno de los componentes del CAS es primeramente la de confinar el esfuerzo eléctrico presente en el conjunto, y segundo la obtención de sistemas de frente muerto al estar todos los componentes del CAS interconectados entre sí y debidamente aterrizados, trayendo como ventaja la seguridad al personal que opera los sistemas en que se instalen al no tener potencial en el interior.

Adicionalmente a los elementos básicos descritos anteriormente, dependiendo de la pieza del CAS que se trate, se tendrán mayor cantidad de componentes, a continuación se mencionan algunos de éstos y en que elemento del CAS se localiza:

Elementos.	Piezas de 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 que se lleva a cabo en los CAS del tipo de operación con cargo es el referente a la extinsión del arco que se presenta cuando se efectúan operaciones de conexión o desconexión con carga. A continuación se describe de manera general en que consiste y como es controlado este fenómeno.

La interrupción de la corriente en un conector de operación con carga, se logra mediante la separación de los contactos y la estrangulación del arco entre el material aislante y deionizante (Snuffer y arc follower) colocado en el conductor tipo codo y la terminal tipo inserto, material que debido al calor producido por el arco, libera un gas que eleva la presión en la cámara de arqueo para enfriar y deionizar el arco.

A cada paso de la onda de corriente por su valor cero, se desarrolla una carrera entre la tensión de recuperación (recovery voltage) entre los contactos abiertos y los elementos que proporcionan la resistencia de aislamiento. Generalmente, el arco, se extingue después de uno a uno y medio ciclos después.

Los conectores deben cumplir con las siguientes características fundamentales:

a).- Cerrado debe ser un conductor ideal.

b).- Abierto debe ser un aislador ideal.

c).- Cerrado debe de ser capaz de interrumpir la corriente a la que fue diseñado en cualquier instante sin producir sobretensiones peligrosas.

d).- Abierto debe ser capaz de cerrar rápidamente en cualquier instante, inclusive bajo corrientes de corto circuito sin soldarse los contactos por las altas temperaturas.

La interrupción depende de varios factores, uno de los cuales es la separación de los contactos. Básicamente, si esta separación es menor que la distancia nominal para mantener la resistencia de aislamiento, una vez interrumpida la corriente, después del primer cero en el valor de la corriente, se puede provocar un rearqueo.

En algunos modelos, el gas producido durante una operación de cierre contra falla, acciona un pistón que 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 deionizante y a que los gases producidos durante la extinción afectan las superficies de interfase, se recomienda cambiar completos el conector tipo codo y la terminal tipo inserto después de 10 operaciones de cierre más 10 operaciones de apertura a plena carga (200 A) o después de una operación de cierre contra falla.

Una recomendación práctica es instalar una tarjeta de material plástico en cada conector y por medio de una ponchadora ir marcando con agujeros el número de veces que se opera el conector. Si las operaciones de apertura y cierre se hacen con menos de 200 A. El número de operaciones se puede incrementar.

Pueden presentarse tres tipos de modos de falla durante el switcheo:

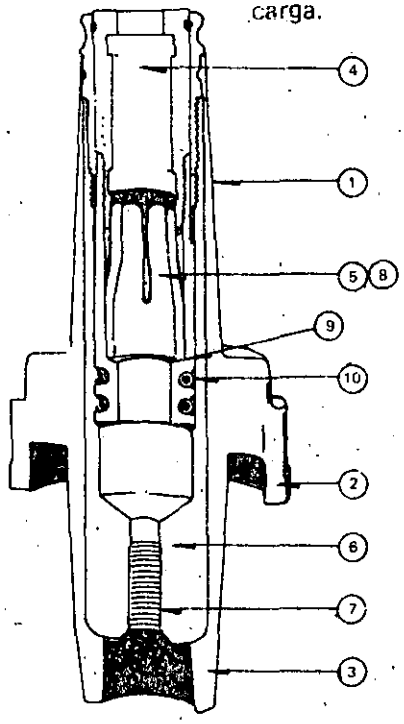
a).- Falla de soportar la tensión del circuito entre los contactos mientras el operador posiciona el seguidor (arc. follower) en la cavidad, al preparar una operación de conexión con carga.

b).- Falla de interrumpir la corriente en una operación de desconexión con carga.

c).- Falla de mantener rigidez dieléctrica entre contactos energizados y tierras adyacentes después de que la corriente ha sido interrumpida.

En la figura 15.1 se ilustra un corte de uno de los varios diseños de inserto para operación con carga existentes en el mercado.

Fig. 15.1 Corte de inserto para operación con carga.



1.- Material aislante elastomérico.
2.- Blindaje semiconductor externo.
3.- Interface normalizada.
4.- Extinguidor de arco.
5.- Contacto de cobre.
6.- Receptáculo.
7.- Cuerda de receptáculo para boquilla tipo pozo.
8.- Diseño para contención de gases.
9.- Contactos movibles.
10.- Arrollamientos helicoidales plateados.

15.2.) Clasificación y tipos

Podemos clasificar los CAS como sigue:

1.- Por las características de desconexión, se tienen conectores desconectables con carga y desconectables sin carga.

2.- Por su corriente nominal, se tiene para hasta 200 A, 400 A y 600 A. Los sistemas para 400 A son utilizados principalmente en Europa.

3.- Por su tensión máxima, según el circuito (1Ø ó 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.

En el párrafo de seccionalización de circuitos, más adelante, se tratará con más detalle la seccionalización de circuitos monofásicos y trifásicos, y la razón del doble rango de tensiones en la clasificación.

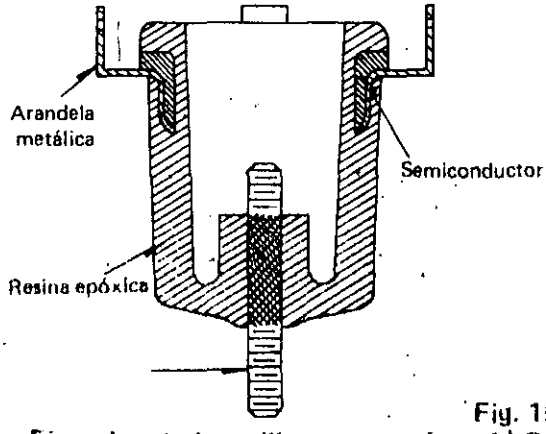
La función y clasificación de cada uno de los elementos que constituyen los CAS, serán los puntos a considerar para definir su geometría y materiales con que se fabricarán.

A continuación se describen brevemente las funciones a desempeñar de algunos de los componentes de los CAS:

a).- Boquillas para integrar al equipo este tipo de elementos tiene la función de servir de enlace entre el embobinado primario del transformador, o bien, a la terminal del equipo en que se encuentre instalada (Interruptor, seccionalizador, etc), y el resto de los componentes de los CAS.

Para esta aplicación se tienen versiones de 200 A ó 600 A, y clase 15 KV, 25 KV ó 34.5 KV en lo referente a clase de aislamiento.

En la figura 15.2 se ilustran dos tipos diferentes de las boquillas para equipo.



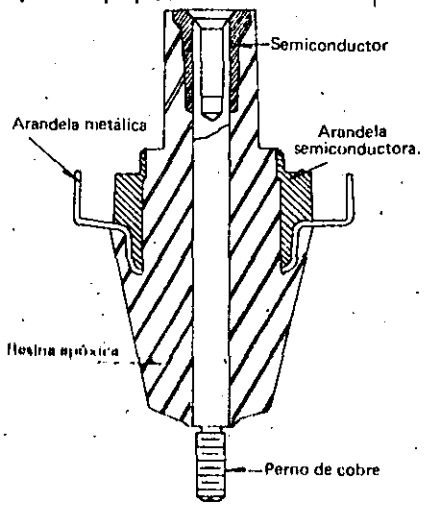


Fig. 15.2
Ejemplos de boquillas para equipo: A) Boquilla tipo pozo 200 A. y B) Boquilla integral 200 A. desconexión sin carga.

b).- Componentes tipo inserto. Existen varios diseños de este tipo de elementos, para clasificarlos se hará necesario hacerla de acuerdo a lo indicado en la sección de clasificación, ya que con base en dicha clasificación serán los componentes que contenga el inserto.

La función general que tienen es la de servir de enlace entre dos ó más elementos del sistema de CAS.

Algunos ejemplos de estos insertos son mostrados en la fig. 15.3.

c).- Conectores tipo codo y cuerpos para arreglos modulares.

Estos elementos se utilizan para hacer la integración del cable al sistema de CAS, de esta forma hacen posible la interconexión de cables a equipo (transformador, seccionalizador, interruptor, etc.), entre varios cables.

Para nivel de 200 A se tienen codos tanto para operación con carga como también para operación sin voltaje, los cuales se ensamblarán a sus correspondientes insertos, en la figura 15.4 se muestran dos tipos diferentes de estos codos, y en la fig. 15.5 se muestra un esquema típico de instalación de codos.

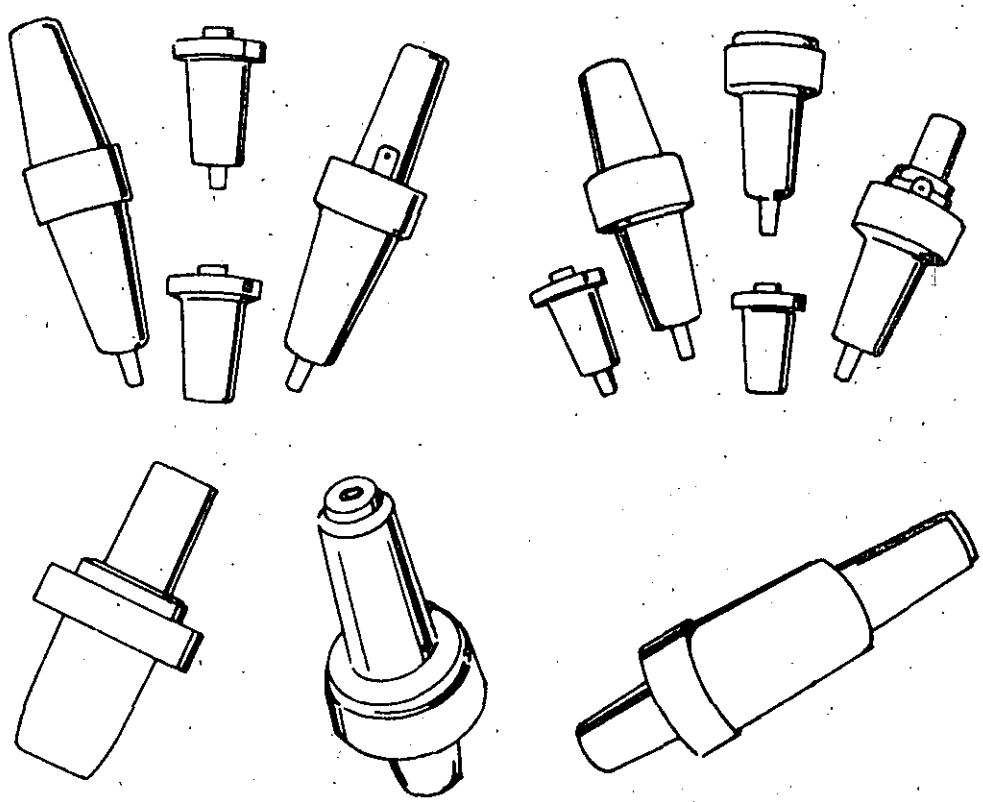


Fig. 15.3
Diferentes construcciones de insertos, en la parte superior se ilustran algunos para 600 A y en la parte inferior para 200 A.

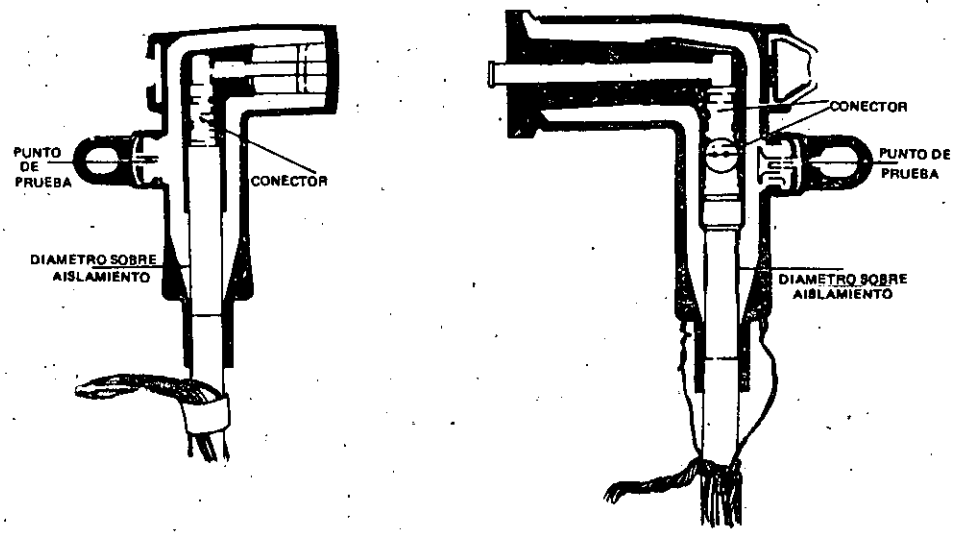


Fig. 15.4
CAS tipo codo 200 A, a la izquierda uno para operación sin voltaje, y a la derecha para operación con carga.

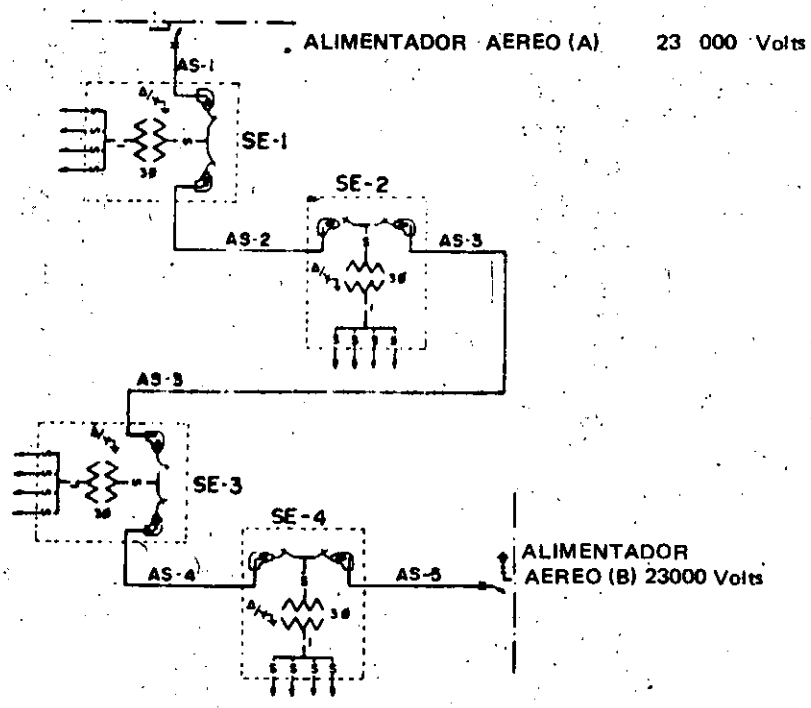


Fig. 15.5
Esquema general de una instalación típica de CAS tipo codo.

Para clase 600 A, no obstante que no se cuenta con codos de una sola pieza como en el caso de 200 A, pero 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 es factible hacer cualquier tipo de configuración dependiendo sólo de las necesidades que se tengan porque al tener los conjuntos en forma modular es posible lograr inclusive arreglos entre componentes de 600 A a 200 A. La figura 15.6 muestra algunos ejemplos de las posibles configuraciones que se pueden lograr utilizando el concepto de CAS.

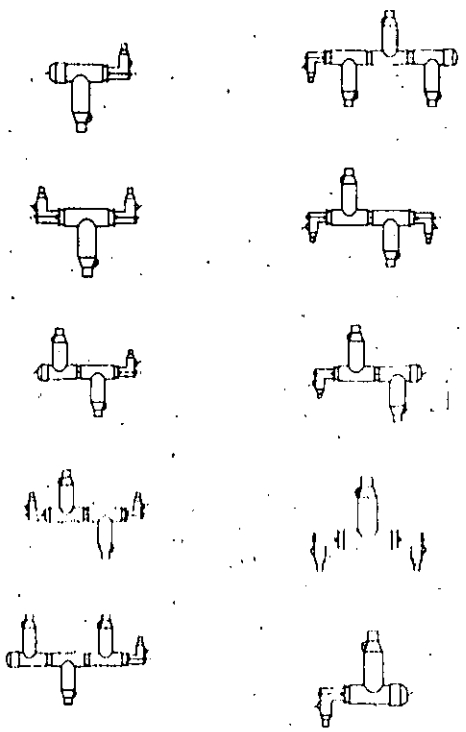


Fig. 15.6.
Arreglos modulares entre componentes de 600 y 200 A

Para aplicaciones en las cuales convencionalmente se hacía necesario utilizar dos cuerpos en "T" en un arreglo modular, es posible utilizar un cuerpo "Y" trayendo como ventajas las 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.

La Fig. 15.7 ilustra que para un arreglo utilizando cuerpos en "Y", el espacio requerido es considerablemente menor que el espacio requerido cuando se utilizan cuerpos en "T".

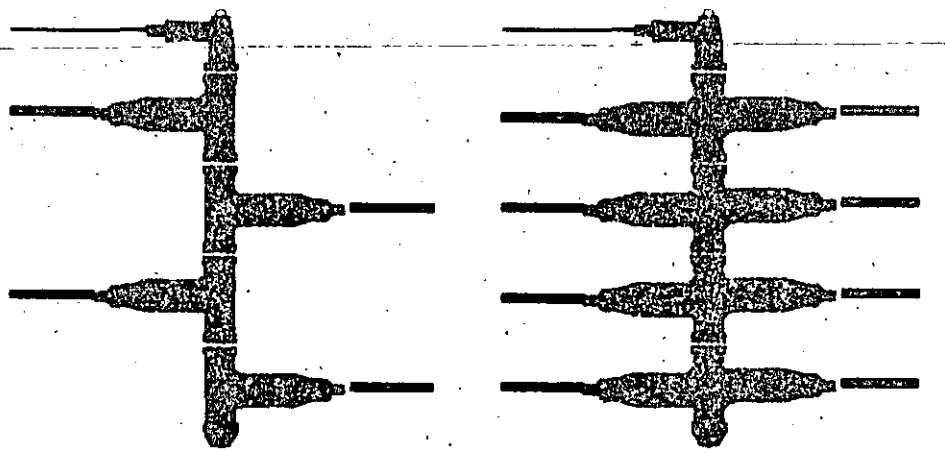


Fig. 15.7
DIAGRAMAS A ESCALA

Se muestra como se duplican los esquemas derivables en el mismo espacio reemplazando los cuerpos de empalme "YB65" de Blackburn.

INTERCAMBIABILIDAD

Uno de los aspectos más importantes en los sistemas de CAS es su intercambiabilidad.

Las siguientes áreas de intercambiabilidad son las consideradas en los estándares:

a).- Interface codo-inserto.

b).- Interface cable-codo

c).- Distancias de preparación del cable.

d).- Dimensiones del conector interno-ancho y longitud.

e).- Longitud del inserto macho del codo.

La importancia de esta normalización redunda en mayor confiabilidad, reducción de partes de repuesto y los consiguientes costos.

Seccionalización de circuitos monofásicos y trifásicos con conectores aislados separables.

El conector de operación con carga fue inicialmente desarrollado para seccionalizar transformadores y ramales monofásicos; sin embargo, debido al incremento del uso de cables con aislamiento extruido en sistemas trifásicos comerciales y el uso de sistemas trifásicos residenciales, ha crecido el interés en aplicar conectores de operación con carga en sistemas trifásicos. Su conveniencia y economía, hacen necesario asegurar la confiabilidad de esta técnica.

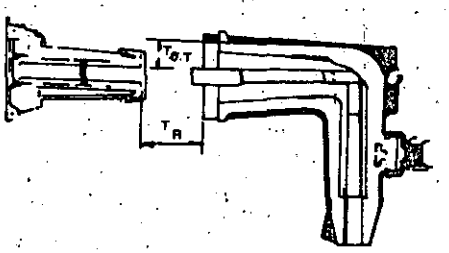
Hay dos clases de efectos a considerar:

1.- El comportamiento del conector

2.- Los fenómenos indeseables que pueden ocurrir en el sistema como resultado de la operación del conector.

El mecanismo de interrupción del arco, fue originalmente diseñado para operar con tensiones de fase a tierra. Si dicho mecanismo se somete a tensiones mayores, habrá en promedio más ciclos de corriente antes de que el arco sea extinguido y por lo tanto la vida del conector se reducirá. Esto ha llevado a considerar las tensiones que ocurren cuando se seccionalizan circuitos trifásicos.

Los primeros modelos de conectores de operación con carga fueron diseñados para sitemas monofásicos en donde las tensiones de recuperación entre contactos abiertos son iguales a la tensión entre fase y tierra del sistema.



SISTEMA TRIFASICO:

$T_{\emptyset-T}$ = 8.3, 15.2, 21.1 KV.

T_R = 14.4, 26.3, 36.6 KV.

$T_R = 1.73\ (T_{\emptyset-T})$

SISTEMA MONOFASICO:

$T_{\emptyset-T} = T_R$ = 8.3, 15.2, 21.1 KV

Posteriormente, en 1975 se introdujeron los conectores de operación con carga para sistemas trifásicos en donde se pueden presentar tensiones de recuperación de hasta la tensión entre fases del sistema.

Por lo anterior, la selección del rango correcto ha llegado a ser más complicado y ello requiere de una guía basada en el tipo de sistema en donde se utilizará el conector.

Guía de aplicación general:

La guía básica para la aplicación de conectores separables de operación con carga es:

1.- La tensión nominal de fase a tierra del conector no debe de ser rebasada cuando el conector está cerrado o abierto.

2.- La tensión de recuperación no debe exceder el rango de tensión entre fase y tierra para conectores de un solo rango.

3.- La tensión de recuperación no debe exceder el rango de tensión entre fases para conectores de doble rango.

Para la correcta aplicación de los conectores de operación con carga, se deben conocer las tensiones que se presentan a través de los contactos abiertos y entre el contacto del conector y tierra, durante las operaciones de cierre y apertura de carga, de cierre contra falla y durante condiciones de falla del sistema.

Las tensiones de recuperación y las tensiones entre fase y tierra en un sistema trifásico depeden de:

- Tensión del sistema.
- Conexión del transformador y tipo de núcleo.
- Conexión de la carga del transformador.
- Tipo de conexión a tierra del sistema.
- Secuencia de seccionalización.
- Tipo de falla y localización de la misma.

Tensión de recuperación durante operaciones de apertura y cierre con carga en función de la conexión del transformador y de la carga.

15.3) Selección e instalación.

Selección

Dependiendo de las necesidades que se tengan en una instalación, serán los componentes de CAS que se tendrán que seleccionar, así por ejemplo si se tiene una red de alimentación en la cual la corriente máxima que se tenga sea de 200 A. El bosquejo de productos de la figura No. 15-8 dará una idea de los productos necesarios para cubrir gran parte de dichas necesidades. De tratarse de redes en las cuales se haga necesario el empleo de componentes para 600 A, el bosquejo a consultar será entonces el de la figura 15.9.

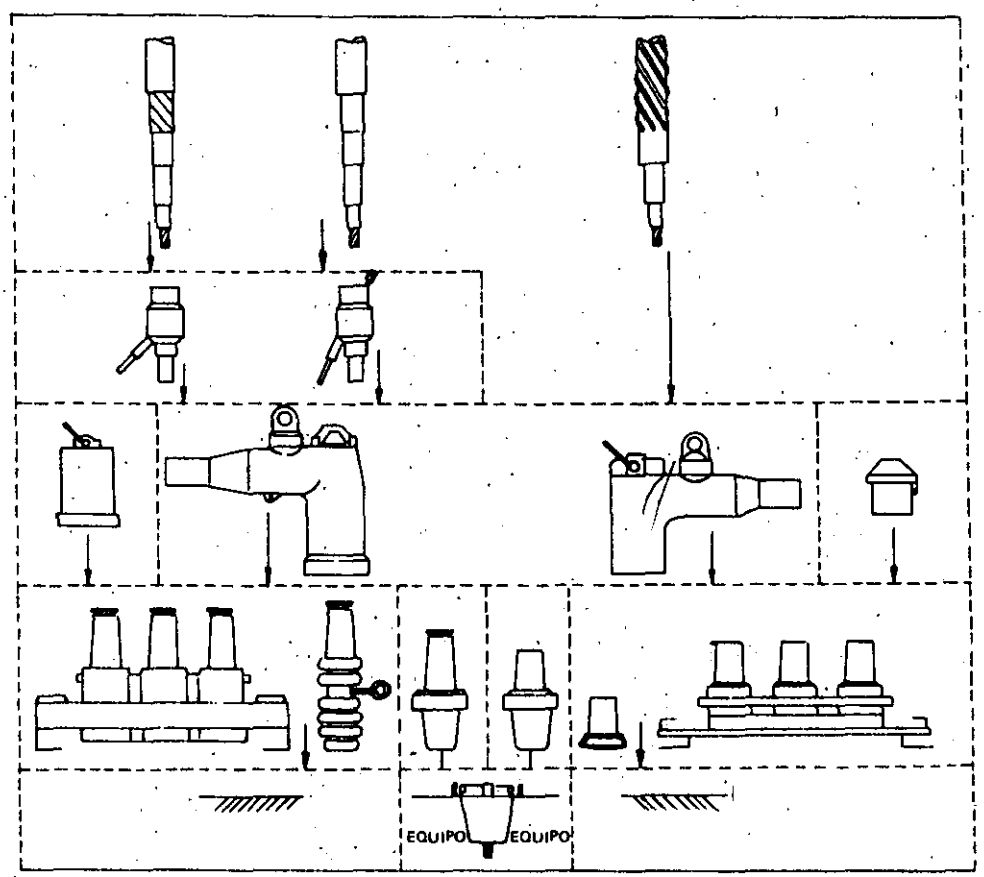


Fig. 15.8
Componentes de CAS para 200 A.

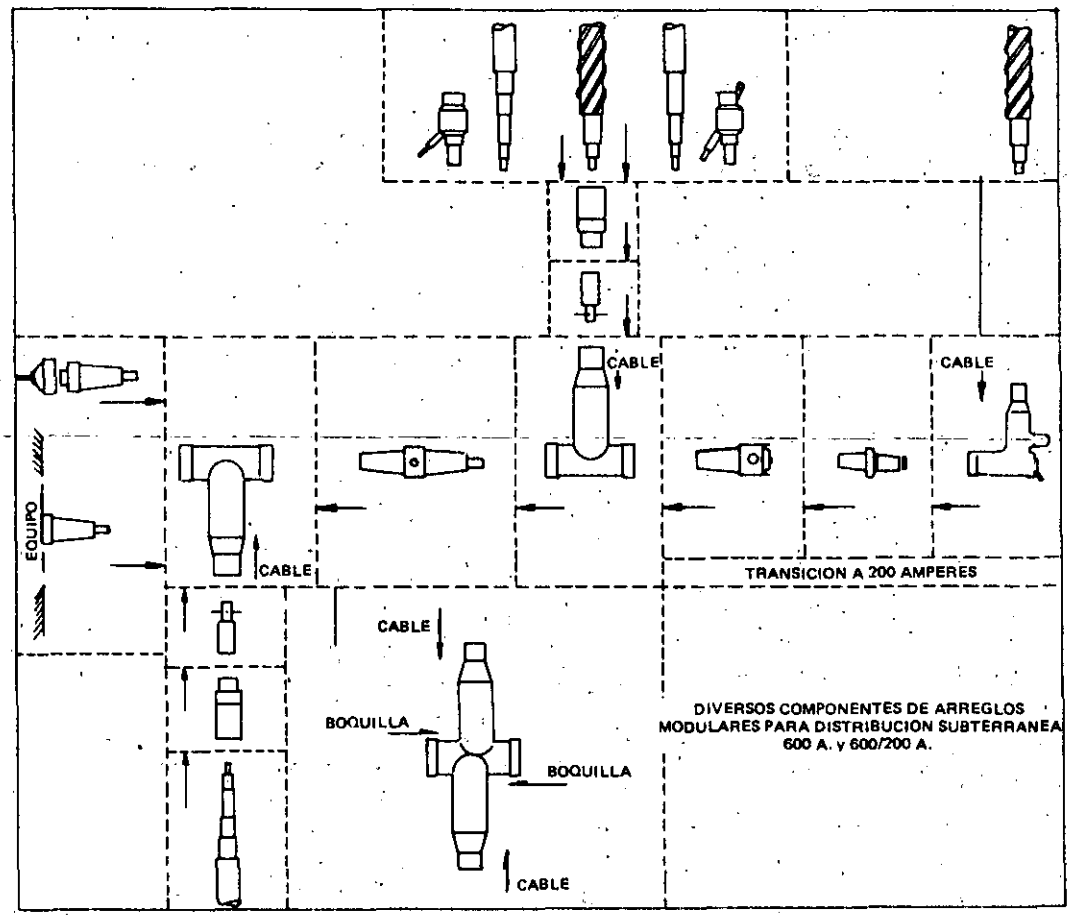


Fig. 15.9
Diversos componentes de arreglos modulares para distribucion subterranea
600 A y 600/200 A.

TABLA 15.1

TABLA COMPARATIVA DE SELECCION DE TERMINALES TIPO CODO DE RANGO EXTENDIDO, 200 A

ACTUAL*		ANTIGUO	
NUEVO CODIGO	RANGO DE DIAMETROS SOBRE AISLAMIENTO (mm.)	CODIGO ANTIGUO	RANGO DE DIAMETROS SOBRE AISLAMIENTO (mm.)
—	—	EF FA	13.5 — 18.3 14.7 — 17.5
C	1.60 — 20.1	FAB FB	16.0 — 18.8 17.3 — 20.1
E	18.5 — 22.6	FG GA	18.5 — 21.3 19.8 — 22.6
G	21.1 — 25.1	GAB GB	21.1 — 23.9 22.4 — 25.1
J	23.6 — 29.2	GH HA	23.6 — 26.4 24.9 — 28.4

* Aplicable a terminales Tipo Codo de ITT Blackburn solamente

TABLA 15.2

RANGO DEL DIAMETRO SOBRE AISLAMIENTO (mm.)	SIMBOLO PARA TAMAÑO DE ADAPTADOR PARA CABLE (600 A)
21.1 — 23.9 22.4 — 25.1	GAB GB
23.6 — 26.4 24.9 — 28.4	GH HA
27.7 — 29.2 29.2 — 30.7 30.7 — 32.5 32.5 — 34.3 34.3 — 35.3 35.3 — 38.6 38.6 — 40.9 40.9 — 43.2 43.2 — 45.5 45.5 — 47.3	HAB HB HJ JA JAB JB KA KB PA PB

TABLA 15.3

CALIBRE DEL CONDUCTOR		SIMBOLO PARA	SIMBOLO PARA
CABLEADO REDONDO NORMAL (AWG ó MCM)	CABLEADO REDONDO COMPACTO (AWG ó MCM)	"Y"	"N"
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

SELECCION DEL ADAPTADOR PARA PANTALLA DEL CABLE

	NUMERO DE CATALOGO	Descripción
	10CA "X"	Para cables con pantalla de cintas, cubierta de plomo.
	20CAFA-GAB 20 CAGB-PA	Para cables con pantalla a base de cintas (200 A)
	21CAFA-GAB 21CAGB-PA	Para cables con neutro concéntrico y cubierta exterior. (200 A)
	302CAFA-GAB 302CAGB-PA	Para cables con pantalla a base de cintas (600 A)
	312CAFA-GAB 312CAGB-PA	Para cables con neutro concéntrico y cubierta exterior (600 A)

Cuando sea el caso de seleccionar elementos que se ensamblarán en cables, será necesario hacer la elección considerando lo siguiente:

a).- Nivel de aislamiento del conjunto (8.3 KV, 8.3/14.4 KV, etc.).

b).- Características de operación: Con carga o sin voltaje. Aplicable solamente a 200 A, porque en 600 A siempre será para operación sin voltaje.

c).- Diámetro sobre aislamiento real del cable: Ver tabla 15.1 para productos 200 A y tabla 15.2 para productos para 600 A y así localizar el tamaño más apropiado al diámetro sobre aislamiento que se tenga.

d).- Calibre del conductor: Ver tabla 15.3 para localización de código a seleccionar en función del calibre.

e).- En caso de construcciones de cables diferentes a cables con 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 No. 15.4.

Cuando se requieran de arreglos modulares utilizando componentes 600 A y 200 A, en las figuras 15.10 a 15 se indican que tipo de componentes forman parte de cada uno de los arreglos mostrados.

Instalación.

Cada uno de los componentes o arreglos de CAS contiene su instructivo de instalación ampliamente detallado, como observaciones generales se encuentran las siguientes:

1.- Leer el instructivo antes de iniciar la instalación y asegurarse que se cuenta con todos los elementos de CAS necesarios y las herramientas adecuadas para llevar a cabo la instalación.

2.- Todas las partes deben estar limpias y las interfaces operativas será necesario lubricarlas antes de hacer el ensamble.

3.- En el caso de preparaciones de cable, éstas deben ser hechas siguiendo las dimensiones indicadas en el instructivo.

4.- Operar los conjuntos de CAS exactamente en las condiciones para las cuales fueron fabricados, esto es, no operar accesorios de características sin voltaje, en condiciones de carga porque puede traer como consecuencia un lamentable accidente.

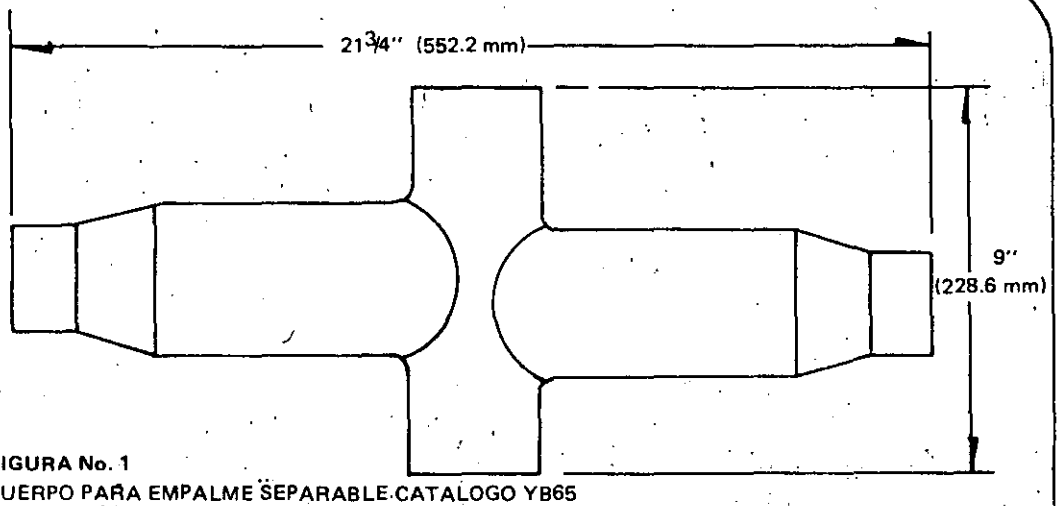


FIGURA No. 1
CUERPO PARA EMPALME SEPARABLE CATALOGO YB65
PARA CLASE 15 KV: YB65B
PARA CLASE 25 KV: YB65C

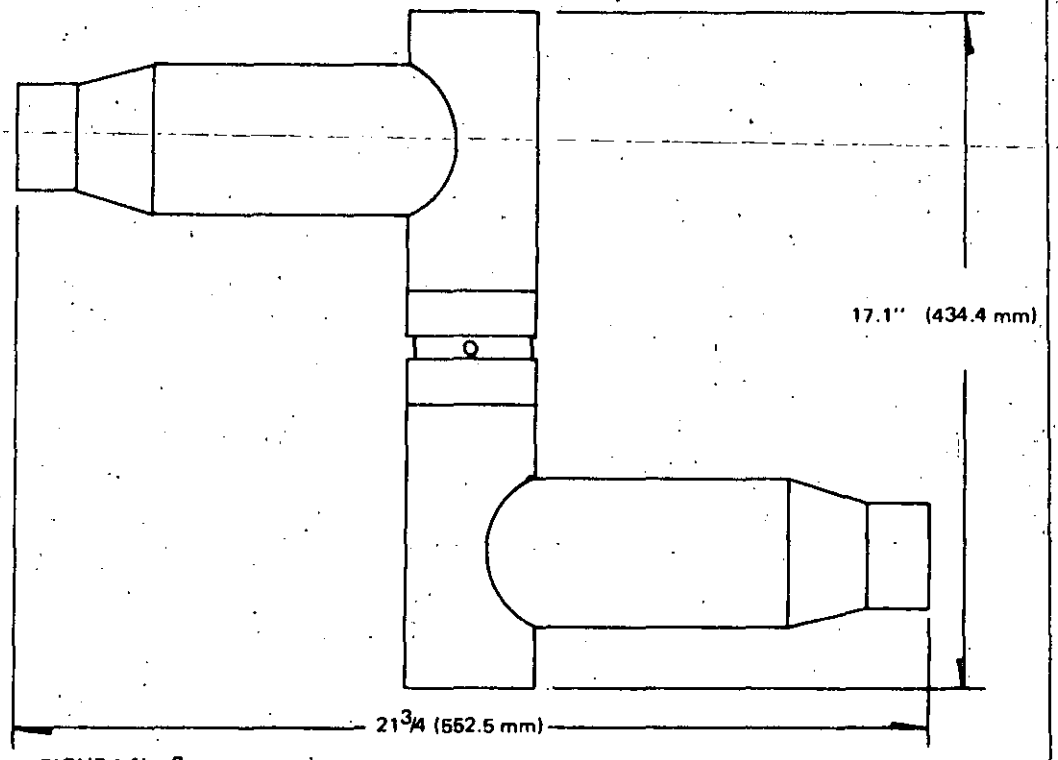
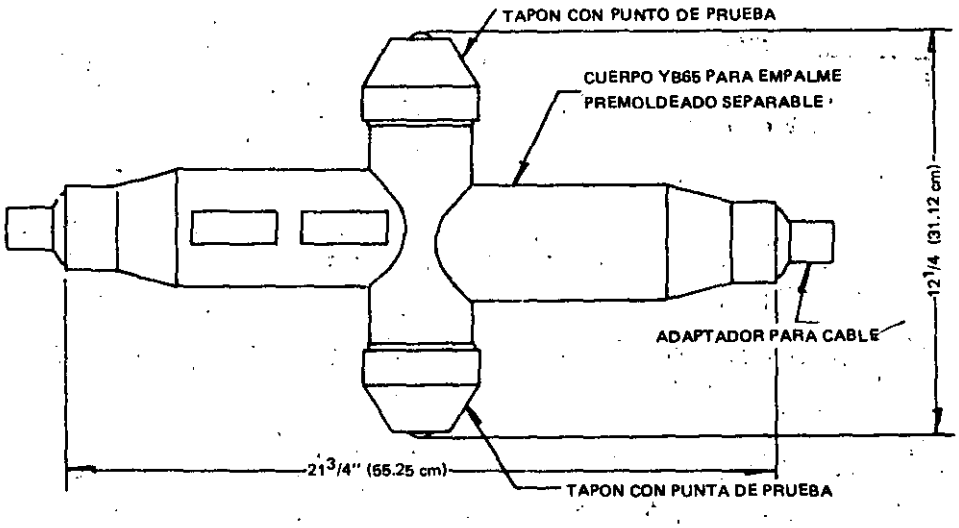


FIGURA No. 2
2 CUERPOS TIPO CODO CATALOGO TB65 15 KV: TB65 B 25 KV.: TB65 C ENSAMBLADOS CON UN CONECTOR DE UNION CATALOGO T C 6 TC6B: 15 KV. TC6C: 25 D TC6C: 25 KV

Fig. 15.10
CONECTORES AISLADOS SEPARABLES
CONJUNTOS MODULARES 600 - 200 AMPERES
EMPALMES SEPARABLES MODULARES 600 A
TIPO 65

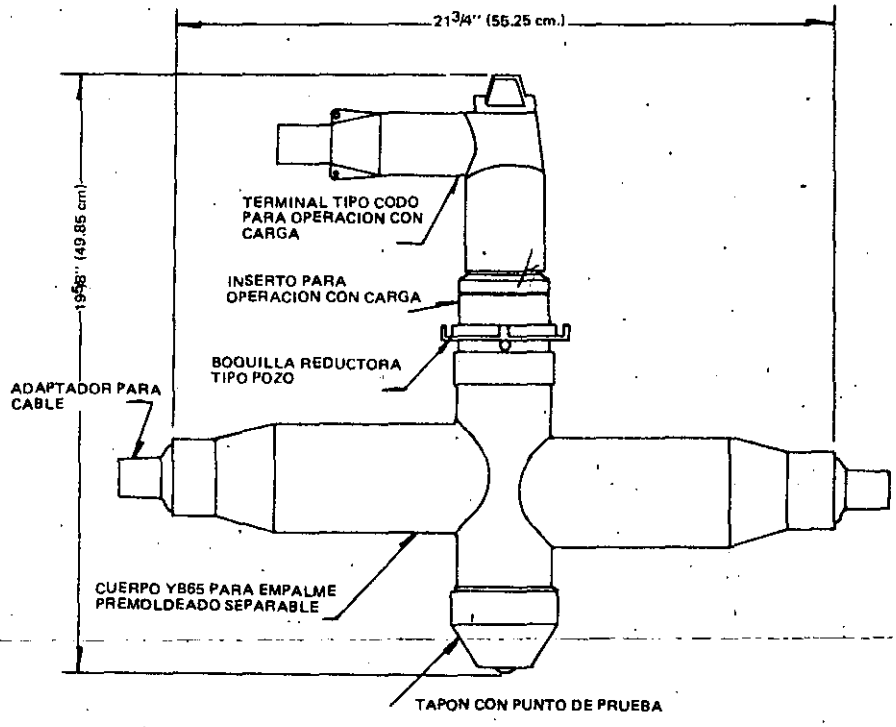


DISEÑADO y PROBADO SEGUN LAS SECCIONES APLICABLES DE LOS SIGUIENTES ESTANDARES:

NEMA CC-P2-1971
EEI-NEMA TDJ162
ANSI C119.2

	DESCRIPCION	8.3 KV. A TIERRA	15.2 KV A TIERRA	CANTIDAD
1	CUERPO PARA EMPALME SEPARABLE, CON PERNO	Y865B-S	Y865C-S	1
2	TAPON CON PUNTO DE PRUEBA	T16B	T16 C	2
	(ORDENAR POR SEPARADO)			
3	CONECTOR DE COMPRESION	TC 65 'Y'	TC 65 'Y'	2
4	ADAPTADOR PARA CABLE	TA65B 'X'	TA 65C 'X'	2

Fig. 15.11
CONECTORES AISLADOS SEPARABLES
CONJUNTOS MODULARES 600 – 200 AMPERES
EMPALME SEPARABLE 600 A, 2 VIAS
Y65B-L2 y Y65C - L2



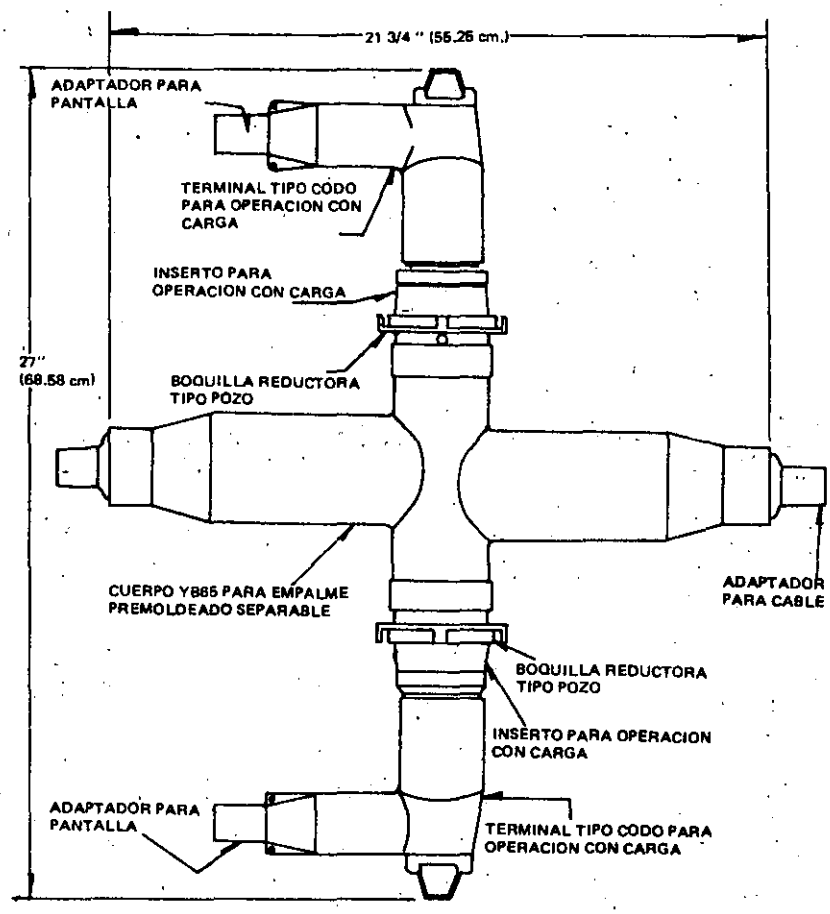
DISEÑADO Y PROBADO SEGUN LAS SECCIONES APLICABLES DE LOS SIGUIENTES ESTANDARES

NEMA CC-P2-1971
EEI NEMA TDJ 162
ANSI C 119.2

– LISTA DE MATERIALES –

	DESCRIPCION	8.3 KV. A TIERRA	15.2 KV. A TIERRA	CANTIDAD
1	CUERPO PARA EMPALME SEPARABLE, CON PERNO	YB65B-S	YB65C-S	1
2	TAPON CON PUNTO DE PRUEBA	T16 B	T16 C	1
3	BOQUILLA REDUCTORA	RW16B	RW16C	1
	(ORDENAR POR SEPARADO)			
4	INSERTO OPERACION CON CARGA	L B 2 B	L B 2 C	1
5	CONECTOR DE COMPRESION	TC65 'Y'	TC65 'Y'	2
6	ADAPTADOR PARA CABLE	TA65B 'X'	TA65C'X'	2
7	TERMINAL TIPO CODO	T 2 B	T 2 C	1

Fig. 15.12
CONECTORES AISLADOS SEPARABLES
CONJUNTOS MODULARES 600 – 200 AMPERES
DERIVACION OPERACION CON LARGA
Y65B-L12 y Y65C-L12



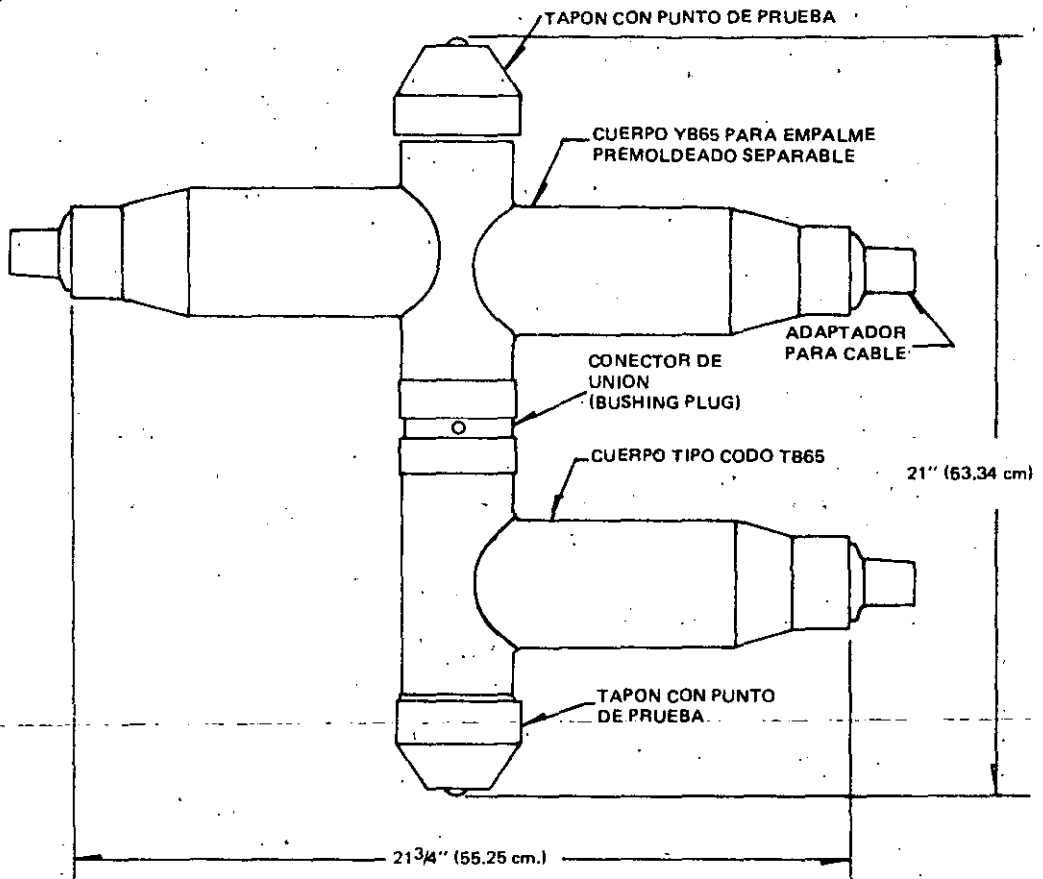
DISEÑADO y APROBADO SEGUN LAS SECCIONES APLICABLES DE LOS SIGUIENTES ESTANDARES

NEMA-CC-P2-1971
EEI NEMA TDJ 162
ANSI C119.2

LISTA DE MATERIALES –

	DESCRIPCION	8.3 KV. A TIERRA	15.2 KV. A TIERRA	CANTIDAD
1	CUERPO PARA EMPALME SEPARABLE, CON PERNO	YB65B-S	YB65C-S	1
2	BOQUILLA REDUCTORA	RW16B	RW16 C	2
	ORDENAR POR SEPARADO)			
3	INSERTO OPERACION CON CARGA	L B 2 B	L B 2 C	2
4	CONECTOR CON COMPRESION	TC65 'Y'	TC65 'Y'	2
5	ADAPTADOR PARA CABLE	TA65B 'X'	TA65C 'X'	2
6	TERMINAL TIPO CODO	T 2 B	T 2 C	2
7	ADAPTADOR PARA PANTALLA	20 CA 6	312 CA	2

Fig. 15.13
CONECTORES AISLADOS SEPARABLES
CONJUNTOS MODULARES 600 200 AMPERES
DOS DERIVACIONES OPERACION CON CARGA
YB65B-L13 y YB65C-L13



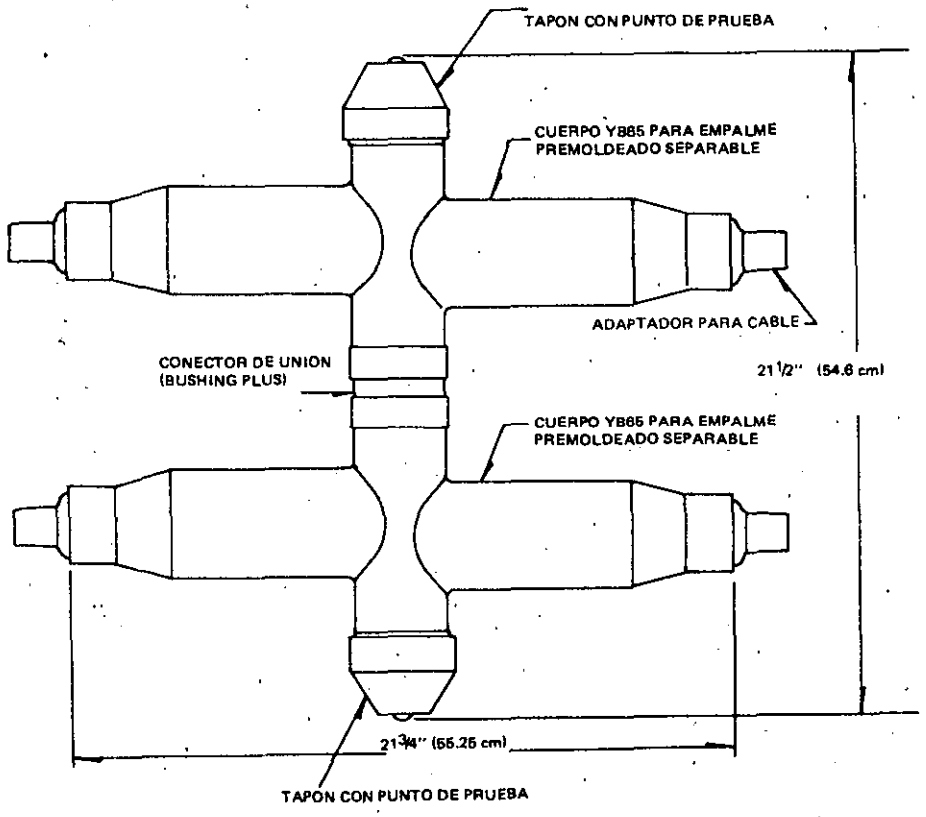
DISEÑADO Y PROBADO SEGUN LAS SECCIONES APLICABLES DE LOS SIGUIENTES ESTANDARES

NEMA-CC-P2-1971
EEI NEMA TDJ 162
ANSI C119.2

LISTA DE MATERIALES

	DESCRIPCION	8.3 KV. A TIERRA	15.2 KV. A TIERRA	CANTIDAD
1	CUERPO PARA EMPALME SEPARABLE, CON PERNO	YB65B-S	YB65C-S	1
2	CUERPO PARA CODO CON PERNO	TB65B-S	TB65C-S	1
3	TAPON CON PUNTO DE PRUEBA	T 16 B	T 18 C	2
4	CONECTOR DE UNION	TC16 B	TC 16 C	1
	(ORDENAR POR SEPARADO)			
5	CONECTOR DE COMPRESION	TC 65 'Y'	TC65 'Y'	3
6	ADAPTADOR PARA CABLE	TA65B 'X'	TA65C 'X'	3

Fig. 15.14
CONECTORES AISLADOS SEPARABLES
CONJUNTOS MODULARES 600-200 AMPERES
EMPALME SEPARABLE 600A, 3 VIAS
Y65B-L3 y Y65C-L3



DISEÑADO y PROBADO SEGUN LAS SECCIONES APLICABLES DE LOS SIGUIENTES ESTANDARES

NEMA-CC-P2-1971
EEI NEMA TDJ 162
ANSI C 119.2

– LISTA DE MATERIALES –

	DESCRIPCION	8.3 KV. A TIERRA	15.2 KV. A TIERRA	CANTIDAD
1	CUERPO PARA EMPALME SEPARABLE CON PERNO	Y865B-S	Y865C-S	2
2	TAPON CON PUNTO DE PRUEBA	T16B	T16 C	2
3	CONECTOR DE UNION	TC16B	TC 16 C	1
	(ORDENAR POR SEPARADO)			
4	CONECTOR DE COMPRESION	TC65 'Y'	TC65 'Y'	4
5	ADAPTADOR PARA CABLE	TA65B 'X'	TA65C 'X'	4

Fig. 15.15
CONECTORES AISLADOS SEPARABLES
CONJUNTOS MODULARES 600 - 200 AMPERES
EMPALMES SEPARABLE 600A, 4 VIAS
Y65B-L4 y Y65C L4

Capítulo 16.– Indicadores de Fallas

16.1.– Principios de operación
16.1.– Guías de utilización
16.3.– Selección e instalaciones

16

16 INDICADORES DE FALLA.

16.1) Principios de operación

La complejidad de los sistemas de distribución de potencia, en constante incremento aunada a la creciente demanda pública de más eficiencia y más rápida reparación de interrupciones en el sistema, requiere de dispositivos que permitan localizar tales fallas de manera más simple y efectivamente.

Un análisis efectuado a los sistemas de distribución de potencia actuales, muestra que el uso de detectores de fallas automáticos, situados a intervalos regulares a todo lo largo del sistema, brinda la solución más económica para la detección y localización de fallas.

Dichos detectores deben tener las siguientes características:

a).- La capacidad para detectar las más rápidas fallas transitorias y responder a todas las condiciones de fallas antes que los fusibles de más alta velocidad utilizados.

b).- Proporcionar una lectura totalmente definida y ser legible a distancia.

c).- Detectar las sobrecorrientes con precisión y restablecerse intantáneamente cuando la corriente de línea se restablezca a la corriente normal.

d).- El mecanismo indicador debe ser capaz de proporcionar un registro de las fallas después de que la línea haya sido desenergizada.

e).- Resistente a la corrosión para que pueda operar adecuadamente en ambientes con alta concentración de humedad.

f).- Como características deseables se encuentran: La instalación rápida sobre las líneas existentes sin desconectarlas, larga vida activa.

En la práctica los indicadores de falla en una red de distribución subterránea, se instalan en cada transformador tipo pedestal o sumergible. Para localizar la sección de falla del circuito, se sigue la trayectoria de distribución desde la alimentación hasta la carga, revisando cada detector automático de fallas a lo largo de la misma. Cuando un detector es identificado con indicación de que una falla ha ocurrido, la falla se sitúa entre el detector con indicación de "falla" y el siguiente detector con indicación de "normal".

Los indicadores de falla modelos EC-100 y EC-300, son dispositivos, totalmente sumergibles de estado sólido, resistentes, capaces de soportar las condiciones más severas encontradas en líneas aéreas y subterráneas. Consisten de un traductor sensible a la corriente que pasa sobre la línea monitoreada y un indicador.

El indicador de fallas mostrará la letra "F" sobre la carátula cuando la corriente de línea exceda el valor especificado por el usuario para que sea la corriente de falla. Cuando la corriente de línea retorna a los niveles normales, el indicador se restablecerá automáticamente y la indicación será con una letra "N" sobre la carátula. Si la energía en la línea es interrumpida en cualquier momento, por cualquier razón, los modelos EC-100 y EC-300 continuarán indicando el último estado de la corriente de línea antes de que la energía se suspendiera.

Para el diseño de los indicadores de fallas modelos EC-100 y EC-300, ha sido tomado en cuenta en forma muy especial que sean capaces de brindar

instantáneamente la lectura de las condiciones de la corriente de línea así como permitir al usuario coordinar los indicadores con los más rápidos fusibles limitadores de corriente disponibles (fig. 16.1). Los modelos EC-100 y EC-300 reaccionarán a los transitores de la falla tan pequeñas en duración como es 200 microsegundos. Para cortos circuitos momentáneos cuando los árboles rocen los cables, en corrientes anormales momentáneamente, etc. La unidad indicará la falla durante el período en que la corriente se exceda y volverá a su estado normal cuando la línea se restablezca a las condiciones normales.

Las ventajas más sobresalientes en los modelos EC-100 y EC-300 son las siguientes:

a).- Núcleo cerrado de ferrita.

b).- Totalmente sumergible.

c). Precisión del indicador de ± 5% de la corriente nominal.

d). Amplio rango de temperatura de operación desde -40°C a + 85°C.

En el diseño del elemento sensor se han considerado las características de diversos sensores que dependiendo del material con que sean hechos los núcleos se clasifican en: Saturados y no saturados. Y en función de como se forme el circuito magnético se definen como de núcleo abierto ó núcleo cerrado. Las características de cada uno de ellos son:

Saturación: Al tener un circuito magnético el hecho de utilizar un material con suficiente capacidad de magnetizarse como puede ser acero, el problema que se presenta es que a medida que se incrementa la corriente del sistema mayor será la potencia transmitida por el cable de enlace del sensor y la carátula pudiendo darse el caso de tener por efecto de dicha potencia un incremento de temperatura tal que puede ocasionar la destrucción del indicador o bien riesgos a los trabajadores que revisarán la red de distribución.

Al utilizar un núcleo del tipo saturado, como es el caso del núcleo de ferrita, la corriente de saturación es tan pequeña, debido a las propiedades tan pobres de magnetización del núcleo, por lo cual aún al tener mayor corriente en el cable, la potencia transmistida por el sensor a la carátula será tan pequeña que el calor generado si acaso elevará la temperatura de la carátula uno ó dos grados centígrados.

Núcleo cerrado o abierto: Al tener el sensor abierto en alguno de sus extremos y estar instalado en una red en la cual existen varios cables instalados, el posible problema a presentarse es que la acción magnética de los cables que rodean al sensor puede ejercer ciertos disturbios en el indicador en cuestión y por lo tanto, restarle su confiabilidad y precisión.

En el caso de los modelos EC-100 y EC-300, el núcleo es del tipo cerrado y no tendrá influencia de otros cables colocados alrededor del sensor; además la forma de cerrar el circuito magnético es tal que el núcleo siempre estará en esa posición debido a los elementos rígidos utilizados para mantenerlo en esa posición. Existen algunos núcleos que permanecen cerrados debido a la acción de un resorte, y el problema que se puede presentar es que por efectos de maniobras de instalación se llegue a desalinear las partes móviles del núcleo y por lo tanto quede de la forma de núcleo abierto.

En la figura 16.2, se ilustran los diferentes tipos de núcleos y se aprecia la forma en que pueden ser influenciados por la acción de cables adyacentes. Lógicamente los factores que determinan la influencia de cables adyacentes serán: La magnitud de la corriente que circule, y la distancia entre uno y otro.

Fig. 16.1

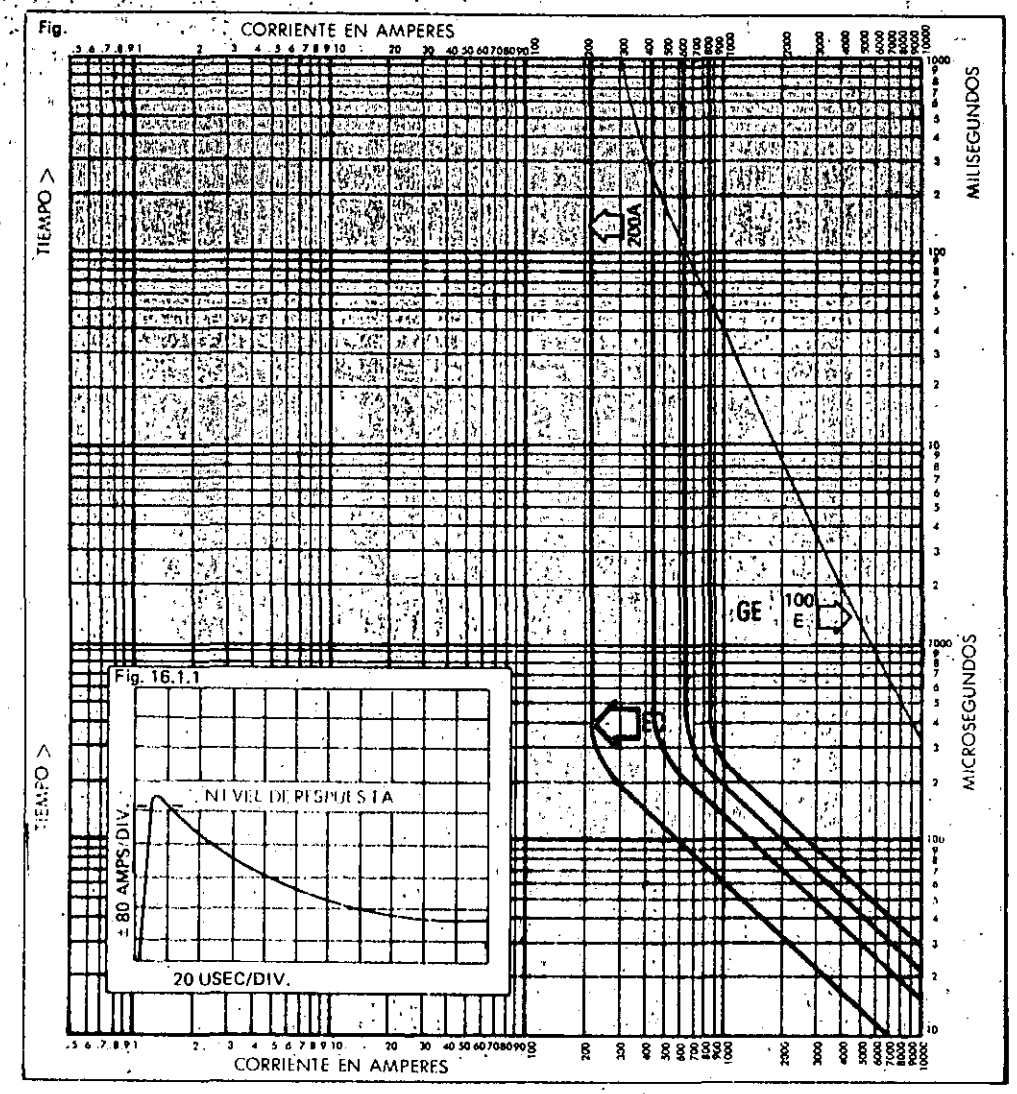
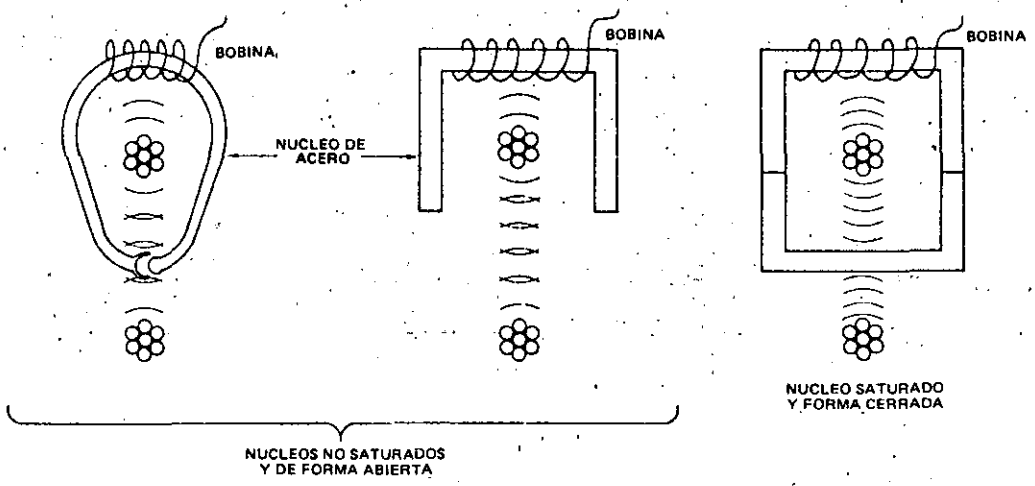


Fig.
CORRIENTE EN AMPERES
TIEMPO >
MILISEGUNDOS
MICROSEGUNDOS
200A
GE
100
E
E
Fig. 16.1.1
NIVEL DE RESPUESTA
± 80 AMPS/DIV.
20 USEC/DIV.
CORRIENTE EN AMPERES

Fig. 16.2
Formas típicas de núcleos sensores de indicadores y falla, mostrando la acción que tienen cables adyacentes sobre la operación de las unidades.



16-2) Guía de utilización

Considérese una falla en un sistema de distribución subterráneo tal como el normalizado por C.F.E. para áreas residenciales, en anillo, con operación radial, abierto aproximadamente en su centro de carga, y provisto con un medio de seccionalización en todos los transformadores y derivaciones del anillo (norma CFE-DRS, Septiembre, 74, pág. 3).

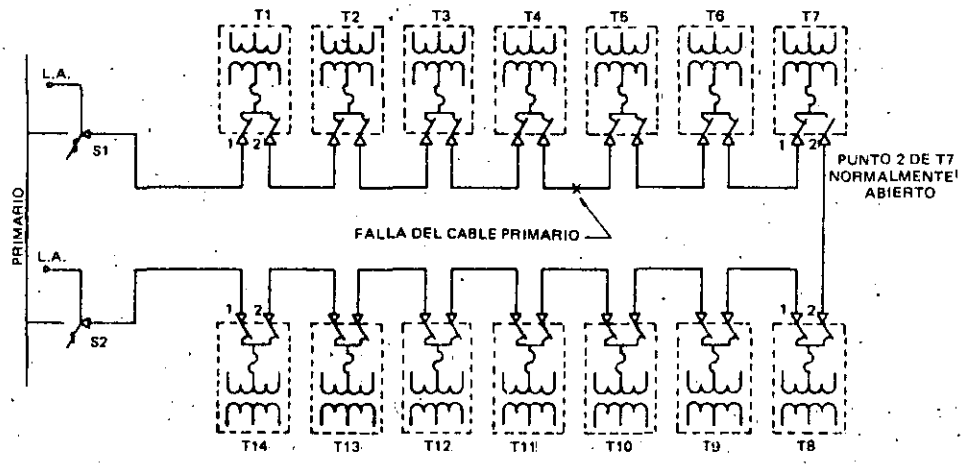


Fig. 16.3 Sistema de Distribucion Típico

Considérese que la falla se ha presentado entre los transformadores T4 y T5, y que el switch 2 de T7 está normalmente abierto, en el sistema presentado en la figura 1. Suponiendo que no estuvieran instalados los indicadores de falla, se procederá a efectuar las siguientes operaciones:

1.- Inspección visual de cada transformador en sus terminales.
2.- Verificar que ningún tramo de cable se haya sometido a daño mecánico.
3.- Seccionar el sistema por medio de aperturas y cierres o por bisección, partiendo del switch 1 de T-4, en el centro de la mitad del anillo que está fuera de servicio.
4.- Seccionar en tres etapas con operación de switcheo.
5.- Verificación de la falla antes de cualquier seccionalización.
6.- Posible aumento a 7 etapas de seccionalización.
7.- Localización de tramo de la falla.
8.- Localización de falla.

Suponiendo que en cada transformador o punto de switcheo hubiera un indicador de fallas, las operaciones a efectuar serían las siguientes:

1.- Inspeccionar indicadores de falla, secuencialmente o al azar.
2.- Establecer la localización del tramo de falla.
3.- Localización de falla.

Pueden disponerse de dos opciones con, indicadores de falla para localizar fallas en el sistema.

Contemplando la segunda opción tiene una ventaja principal que incluye inversiones financieras relativamente reducidas sobre el equipo, puesto que sólo son necesarios indicadores de falla para equipar a las cuadrillas. Sin embargo, algunas desventajas podrían resumirse en:

a).- Tiempo utilizado para determinación de donde se colocarán los I.F. portátiles.
b).- Limpieza suficiente para la operación.
c).- Limpieza o fumigación del lugar.
d).- Instalación de indicadores.
e).- Cambio de fusibles y recierre del sistema.
f).- Chequeo de posición en los indicadores (falla o normal).
g).- Localización de falla.

Estas desventajas tienden a aumentar el costo de la simple operación de localizar la falla, por lo que se desprende que el uso de indicadores de falla permanentes es el más recomendado.

Coordinación con fusibles o dispositivos de protección:

Un indicador de falla ideal sólo respondería cuando el dispositivo de protección en el circuito actuara. Las curvas tiempo corriente establecidas para los indicadores, permiten estudios de coordinación para tiempos mayores de 1 ciclo. La figura 16.4 muestra las curvas representadas de algunas unidades disponibles. Los valores abajo de 0.01 seg. no son prácticos para los estudios de coordinación, puesto que las curvas de dispositivos de protección no están usualmente disponibles para esos tiempos y no hay acuerdo general en los métodos para cubrir esta área. Si el dispositivo puede actuar en tiempos menores a 1 ciclo, es prudente referirse al fabricante para datos de prueba actualizados. La fig. 16.1 muestra una comparación entre curvas tiempo-co-

rriente de un indicador Edison y un fusible marca G E. de acción rápida. En la figura 16-1 se observa la gráfica de osciloscopio de la respuesta de un indicador EC establecido a 225 amperes R.M.S., correspondiente a un nivel de funcionamiento de 335 amperes pico y una corriente de falla de 4000 amperes.

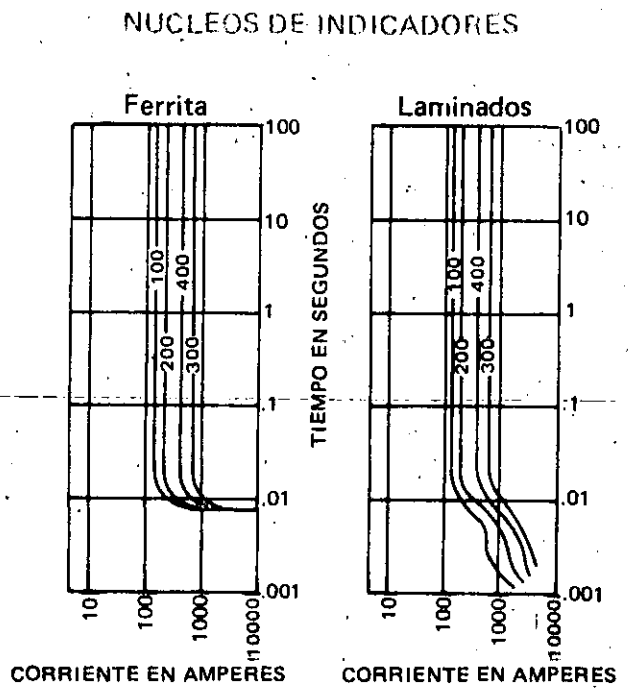


Fig. 16.4
Curvas representativas de dos diferentes indicadores con nucleos diferentes.

Normas de indicadores de falla de restablecimiento automático:

Un producto de esta naturaleza requiere cierto grado de normalización para asegurar una mutua comprensión entre usuario y fabricante. Varias asociaciones en los Estados Unidos han tomado esta tarea y la tabla mostrada a continuación enlista aquellos requerimientos que se consideran significativos, así como los valores propuestos por los diferentes grupos.

Requerimientos	Comité de T y D, IEEE.	Comité de I y D, EEI.	Comité Western Underground
Rangos en amperes, R.M.C. simétricos.	200, 400, 600, 800, 1000 1200.	100, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1200.	200, 400, 500, 600, 800, 1000 1200
Tolerancia	± 5%	± 5%	± 10%
Corriente de restablecimiento, amperes, R.M.C.	3.5 + 5%	3 máx.	3 máx.
Diámetro interno del núcleo (Pulg.).	1.5, 2.0, 2.5	2.0	1.5, 2.0, 2.5
Longitud de la punta del cable para el indicador (pies).	6	8	6
Temperatua de operación (°C)	De -20 a+ 55	De -40 a+ 85	De -40 a+ 85
Capacidad de soportar la falla, amperes R.M.C., simétricos	25 kA, 0.17 seg.	20 kA, 10 ciclos	20 kA
Altura de letras "N" (normal), y "F" (falla) en pulgadas, mínima	1/4"	3/8"	1/4"
En todos los casos se requieren marcar: Nombre de fabricante, modelo, corriente de disparo y fecha de fabricación, además:		Corriente de restablecimiento	Corriente de restablecimiento y tiempo de respuesta.
Inmersión en agua.	Ciclo de calentamiento a 1 pie de profundidad, 3 semanas a 6 pies de profundidad.	10 pies	15 pies, 168 horas

16.3) Selección e instalación

Los indicadores de falla Edison-control se presentan en las siguientes configuraciones y especificaciones:

1. MODELO EC100—DISPARO RAPIDO, AEREO, PARTE No. 01.

Una unidad de rápido funcionamiento (1 Microseg.) de una sola fase con indicador integrado con núcleo para aplicación manual o remota para cables aéreos.

2. MODELO EC100—DISPARO RAPIDO, SEÑALIZACION REMOTA, PARTE No. 02

De las mismas especificaciones que la Parte 01, pero con el indicador remoto montado desde el núcleo sensor por un cable (longitud estándar: 1.8 Mts.).

3. MODELO EC300—Rápido, 3 Fases con Restablecimiento Individual, Parte No. 03.

Un sistema de nivel de fase de rápido funcionamiento, con 3 núcleos sensores que alimentan un solo indicador. La reposición se efectúa al restablecer la energía a cualquiera de los 3 cables.

4. MODELO EC300—Fases Restablecimiento general, Parte No. 04.

Una unidad del funcionamiento rápido similar al de Parte 03, pero que requiere el restablecimiento de energía en los 3 cables para reponer el indicador.

TABLA DE CARACTERISTICAS Y SELECCION

MODELO	DESCRIPCION	"X"	"Y" (CALIBRACION EN AMPERES)	"L" (LONGITUD DEL CABLE EN METROS)
EC 100 OH	SEÑALIZACION (CARATULA INDICADORA EN CONDICION DE FALLA) INTEGRADA AL NUCLEO, DISPARO RAPIDO	01	CUALQUIER MAGNITUD DE CORRIENTE DE 50 A 1 500 AMPERES ESTANDAR: 200 400, 600 AMPERES	1.8 METROS LONGITUD ESTANDAR
EC 100	SEÑALIZACION REMOTA, DISPARO RAPIDO, MONOFASICO	02		INDICAR EN METROS OTRA LONGITUD DESEADA
EC 300	SEÑALIZACION REMOTA, DISPARO RAPIDO, TRIFASICO, RESTABLECIMIENTO INDIVIDUAL.	03		
EC 300	SEÑALIZACION REMOTA, DISPARO RAPIDO, TRIFASICO, RESTABLECIMIENTO COMBINADO.	04		

METODO DE SELECCION:

MODELO — "X" — "Y" — "L"

EJEMPLO:

Seleccionar indicador de falla de señalización remota, longitud estándar del cable, para un sistema de distribución residencial monofásico, calibrado a 200 Amperes:

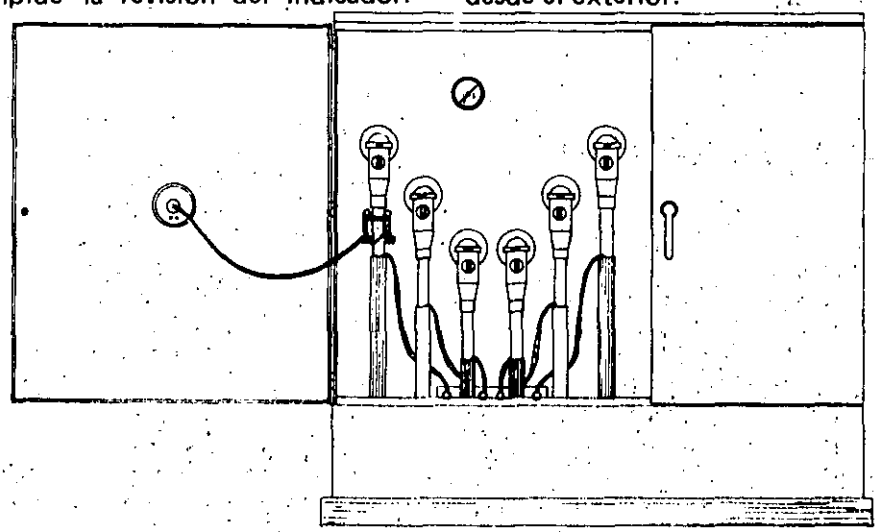
EC 100-02-200-1.8

Instalación.

Con el objeto de revisar la condición de falla o normal en los indicadores de falla, se instalan las carátulas de tal forma que se puedan revisar sin tener que abrir las puertas del equipo, reduciendo así el tiempo de revisión de los indicadores, en cuyo caso se cuenta con estuches que contienen todos los elementos para llevar a cabo dicho montaje, como son:

- Placa de material plástico: Resistente a la acción de la intemperie y al abuso mecánico, su función es la de proteger la carátula del indicador, como es transparente no impide la revisión del indicador.
- Tornillos para fijación: Para fijar la placa al equipo y la carátula a la placa.
- Plantilla de dimensiones autoadherible: Para indicación de los barrenos necesarios para llevar a cabo la instalación y poder revisar la carátula del indicador.

En la figura 16-5 ilustran la instalación de la carátula de los indicadores sobre la pared lateral de un transformador tipo pedestal. Y la figura 16-6 muestra los elementos que contiene el estuche para instalación de carátula sobre pared lateral del equipo y lectura desde el exterior.



Instalación de carátula sobre pared lateral de transformador tipo pedestal.

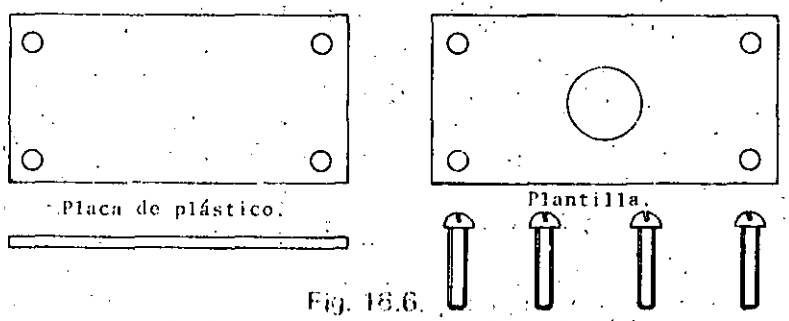
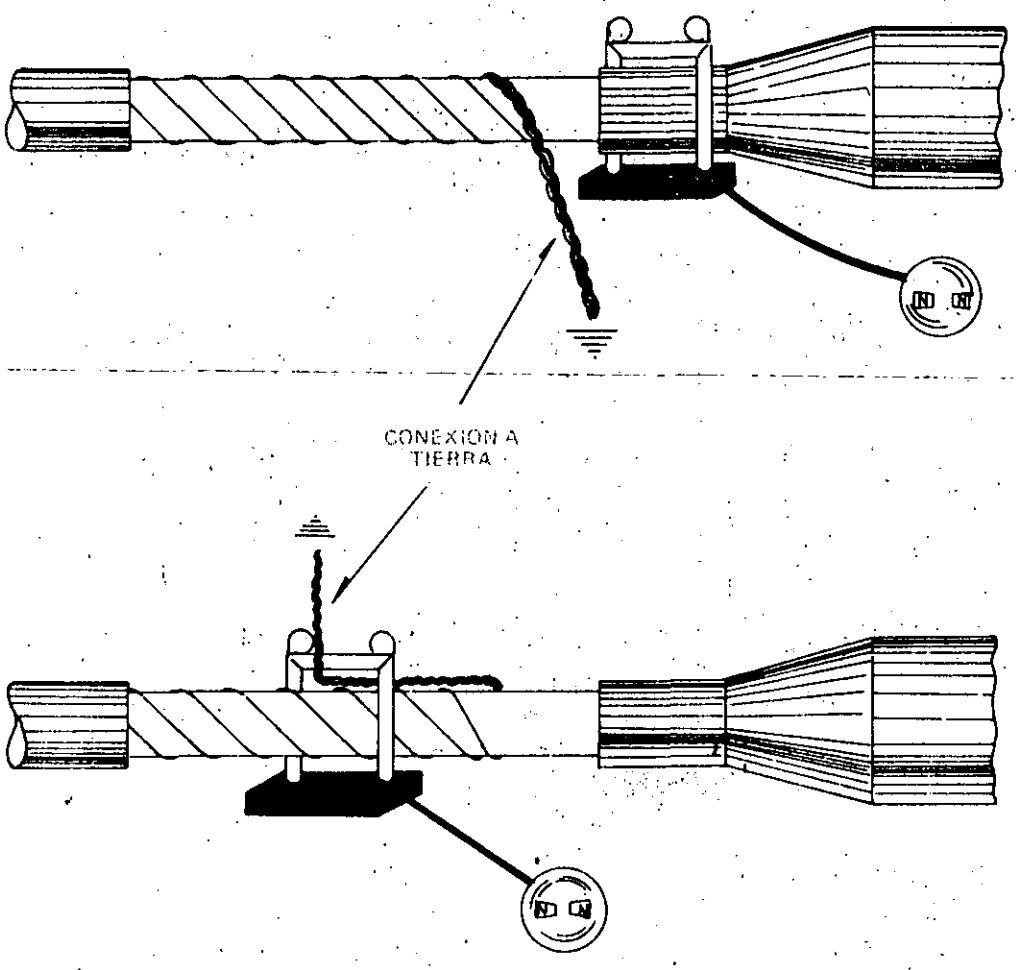


Fig. 16.6.
Componentes del juego para instalar carátula de indicador en pared lateral de equipo

La forma correcta de instalar el elemento sensor en el cable de distribución subterránea es la mostrada en la figura 16.7



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

HOJAS ANEXAS

ING.LUIS MUROW ITQUIN

SEPTIEMBRE, 1984

...io de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

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_I) RESPECTIVAS Y LA CORRIENTE (I) TOTAL CONSUMIDA POR LA - PLANTA.

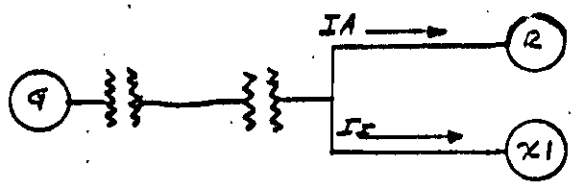


FIG. Nº 2A-9

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.

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 PROPORCIONALES AL CUADRADO DE LA CORRIENTE, POR TANTO SI LA REDUCCION DE CORRIENTE ES DIRECTAMENTE PROPORCIONAL A LA CORRECCION DEL F.P., LAS PERDIDAS SON INVERSAMENTE PROPORCIONALES AL CUADRADO DEL F.P.:

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

$$\% \text{ REDUCCION DE PERDIDAS} = 100 \quad 1- \frac{\text{F.P. ORIGINAL}}{\text{F.P. CORREGIDO}}$$

9.3.B.- REGULACION DE VOLTAJE

AUNQUE EL AUMENTO DE VOLTAJE POR SI SOLO NO JUSTIFICA EL EMPLEO DE CAPACITORES ES IMPORTANTE TOMARLO EN CUENTA COMO UN BENEFICIO ADICIONAL.

LA SIGUIENTE EXPRESION MUESTRA LA IMPORTANCIA DE LA REDUCCION DE LA CORRIENTE REACTIVA EN LA CAIDA DE VOLTAJE.

$$\Delta V \doteq RI,\cos\phi \pm XI,\operatorname{sen}\phi \qquad \text{EC. } 9.5$$

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

$$\Delta V \doteq (R,\cos\phi \pm X,\operatorname{sen}\phi)$$

EL FACTOR R,COS Ø ES LA CONTRIBUCION DE LA POTENCIA ACTIVA A LA CAIDA DEL VOLTAJE POR AMPER DE CORRIENTE TOTAL.

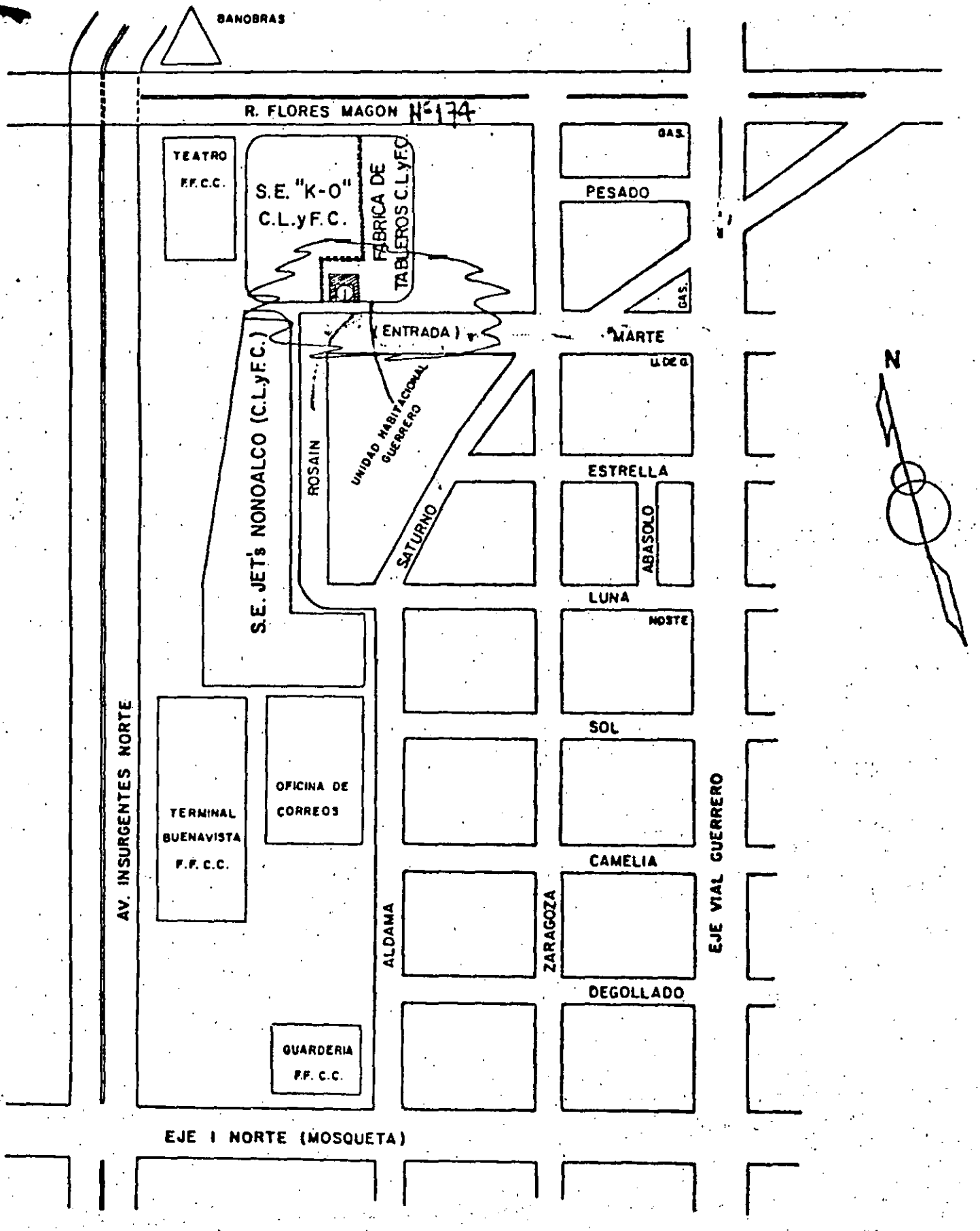
XSEN Ø ES LA CONTRIBUCION DE LA POTENCIA REACTIVA A LA CAIDA DE VOLTAJE POR AMPER DE CORRIENTE TOTAL.

AL FACTOR XSEN Ø ES TIPICAMENTE DE 5 A 10 VECES MAYOR QUE EL FACTOR RCOS Ø POR TANTO LA CAIDA DE VOLTAJE PRODUCIDO POR EL FLUJO DE LA POTENCIA REACTIVA ES VARIAS VECES MAYOR QUE LA PRODUCIDA POR LA POTENCIA ACTIVA.

LA ECUACION 9.6 PUEDE SER REESCRITA DE LA SIGUIENTE FORMA PARA DETERMINAR EL CAMBIO DE VOLTAJE EN LOS TRANSFORMADORES DEBIDO A LA ADICION DE CAPACITORES.

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

LA REGULACION DEL VOLTAJE POCAS VECES ES MAYOR AL 2%



CROQUIS DE LOCALIZACION

TEMA "PRUEBAS DE CAMPO A EQUIPOS Y MATERIALES"

14 SEPTIEMBRE 14:30 hs

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA UNAM.

CURSO DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

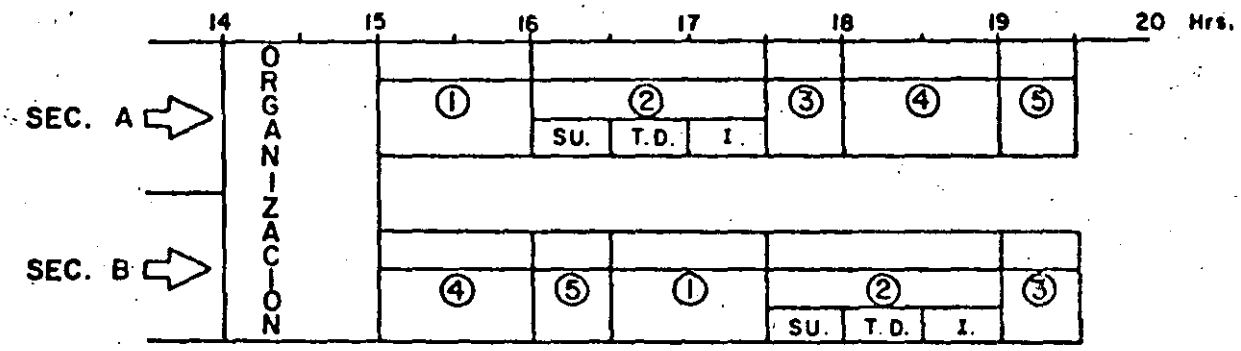
PROGRAMA PARA EL DIA ~~20~~ 1A DE SEPTIEMBRE DE 1984

TEMA: "PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPOS Y MATERIALES ELECTRICOS"

Nº DE PARTICIPANTES 80 APROX.

SE DIVIDIRA EN DOS SECCIONES DE 40 PERSONAS CADA UNA, LLAMADAS SECCION A Y SECCION B RESPECTIVAMENTE:

HORARIO DE RUTINA



① TEORIA DE PRUEBAS EN CAMPO
② PRACTICA DE PRUEBAS
③ DUDAS Y ACLARACIONES
④ TEORIA Y PRACTICA DE PROTECCIONES
⑤ VISITA A LA FABRICA DE TABLEROS DE LyF

PARA LA PRACTICA DE PRUEBAS (TEMA 2) SE PROBARAN TRES EQUIPOS QUE SON:

X).- SUBESTACION UNITARIA

Y).- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Z).- INTERRUPTOR EN PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE

PARA LO CUAL, CADA SECCION SE DIVIDE EN TRES GRUPOS DE 13 PERSONAS QUE LLAMAREMOS, PARA LA SEC. "A", 1A, 2A y 3A, PARA LA SEC. "B" SERAN 1B, 2B y 3B.

SOLAMENTE ESTARAN 30 MINUTOS EN CADA ESTACION ("X", "Y" y "Z")

BAJO EL SIGUIENTE PROGRAMA Y HORARIO.

SEC. "A"

	16	16 ½	17	17 ½ Hrs.
X	1 A	3 A	2 A	
Y	2 A	1 A	3 A	
Z	3 A	2 A	1 A	

SEC. "B"

	17 ½	18	18 ½	19 Hrs
X	1 B	3 B	2 B	
Y	2 B	1 B	3 B	
Z	3 B	2 B	1 B	

ESTACION "X" SUBESTACION COMPACTA

PRUEBA	EQUIPO	PROGRAMA DETALLADO
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	MEGGER	CALIBRACION DEL EQUIPO CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
RESISTENCIA DE CONTACTOS	DUCTER	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
PERDIDAS DIELECTRICAS CON C. A.	EQUIPO MEU o' MH	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

ESTACION "Y" TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION .

PRUEBA	EQUIPO	PROGRAMA DETALLADO
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	MEGGER	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
RELACION DE TRANSFORMACION	T.T.R.	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE	BAUR	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
FACTOR DE POTENCIA A LOS AISLAMIENTOS	EQUIPO MEU	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
FACTOR DE POTENCIA AL ACEITE	EQUIPO MEU	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

ESTACION "Z" INTERRUPTOR EN PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE .

PRUEBA	EQUIPO	PROGRAMA DETALLADO
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	MEGGER	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
FACTOR DE POTENCIA A LOS AISLAMIENTOS	EQUIPO MEU	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
TIEMPOS DE OPERACION	MILLIGRAPH	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
RESISTENCIA DE CONTACTOS	DUCTER	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE	BAUR	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

DIRECTORIO DE ALUMNOS DEL CURSO "INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES" IMPARTIDO EN ESTA DIVISION DEL 3 AL 23 DE SEPTIEMBRE DEL PRESENTE AÑO.

1.- ACEVES ROSAS SERGIO
DIRECCION COMPUTO ADMON. CENTRAL

2.- AGUILERA ALONSO JAVIER C.

AV. TAMAULIPAS No. 65
COL. CONDESA
DELEGACION CUAUHTEMOC
06140 MEXICO, D.F.
286-65-79

3.- ANAYA ASTORGA JESUS
CI.A LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
SUPERINTENDENTE ELECTRICO
MELCHOR OCAMPO No. 173
COL. ANAHUAC
529-19-87

PROL. SIERRA VISTA 609 ARROYO NUEVO
COL. LA ESCALERA
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07320 MEXICO, D. F.
754-42-24

4.- ARRIAGA DUARTE JOSE
TESORERIA DEL D. F.
JEFE DE SECCION
DR. LAVISTA Y NIÑOS HEROES
COL. DOCTORES
DELEGACION CUAUHTEMOC
761-45-58

ALDAMA No. 13
COL. SN. ANTONIO NAUCALPAN
358-78-14

5.- BAEZA CHAVEZ ROGELIO
TESORERIA DEL D. F.
MECANICO ELECTRICISTA
DOCTOR LAVISTA Y NIÑOS HEROES
COL. DOCTORES
DELEGACION CUAUHTEMOC

AV. 557 No. 16
COL. SAN JUAN DE ARAGON
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO

6.- BENITEZ FLORES A. MANUEL

7.- CANO ANZURES JUAN ENRIQUE
S.E.D.U.E.
SUPERVISOR TECNICO
INSURGENTES CENTRO NO. 56
COL. TABACALERA
DELEGACION CUAUHTEMOC
566-72-60

CALLE 13 No. 120
COL. I. ZARAGOZA
DELEGACION VENUSTIANO CARRANZA
15000 MEXICO, D.F.
762-59-27

8.- CAPORAL PELAEZ HESIQUIO
DIREC. GRAL. CONSTRUC. OPERAC.
HIDRAULICA DEL D. D. F.
JEFE DE LA SECCION ELECTRICA
SAN ANTONIO ABAD No. 231-5o. PISO
COL. OBRERA
DELEGACION CUAUHTEMOC
588-31-21

CHOPIN No. 149
COL. EXHIPODROMO DE PERALVILLO
DELEGACION CUAUHTEMOC
597-15-99

9.- CARTAS LUNA JAVIER
CROUSE HINDS POMEX, S.A. DE C.V.
JEFE DE MANTO.
JAVIER ROJO GOMEZ No. 1170
COL. MORAL
DELEGACION IZTAPALAPA
09850 MEXICO, D.F.
686-00-66 ext. 286

VERGELITO No. 384
COL. BENITO JUAREZ
DELEGACION NEZAHUALCOYOTL
57000 MEXICO, D.F.

10.- CARVAJAL MARTINEZ FRANCISCO ANTONIO
U. N. A. M.
PROFESOR

UXMAL No. 147-7
COL. NARVARTE
DELEGACION BENITO JUAREZ
03020 MEXICO, D.F.
530-40-99

11.- CASASOLA SOTO RODOLFO
F.E.S.C. U.N.A.M.
AYUDANTE DE PROFESOR
CUAUTITLAN IZCALLI

BUGAMBILIA No. 4
FRACC. MIRAFLORES
TLALNEPANTLA
54160 EDO. DE MEXICO

12.- CORTES HERNANDEZ ABRAHAM ELISEO
CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
TECNICO
MELCHOR OCAMPO No. 171
COL. ANAHUAC
539-80-68

AGRUP 26 EDIF. 2 DEPTO. 2
COL. UNIDAD HADA. VICENTE GUERRERO
DELEGACION IZTAPALAPA
09200 MEXICO? D.F.
691-29-49

13.- CORTES SOLANO RICARDO ADOLFO
TESORERIA DEL D. F.
MECANICO ELECTRICISTA
DR. LAVISTA Y NIÑOS HEROES
COL. DOCTORES
DELEGACION CUAUHTEMOC
761-45-58

U. HAB. ISSFAM No. 1 EDIF. T-3 DEPTO.201
COL. TLALPAN
DELEGACION TLALPAN
655-48-72

14.- COPIL SOSA UBALDO HUMBERTO
SEDUE
SUPERVISOR TECNICO
INSURGENTES CENTRO No. 56
COL. TABACALERA
566-72-60

PLAYA CORTES No. 409
COL. MARTE
DELEGACION IZTACALCO
579-37-70

15.- CORONA SANCHEZ MIGUEL B.
NEOTEC INGENIERIA, S.A.
GERENTE DE PROYECTOS
TEPIC No. 139-204
COL. ROMA SUR
DELEGACION CUAUHTEMOC
06700 MEXICO, D.F.
574-71-24

CALLE CENTRAL No. 112-3
COL. ATLANTIDA
DELEGACION COYOACAN
04370 MEXICO, D.F.
544-55-64

16.- CUCURAQUE HERNANDEZ JOSE RODODALFO
D. G. O. M.
JEFE TALLERES
PROVIDENCIA No. 807
COL. DEL VALLE
DELEGACION BENITO JUAREZ
687-79-41

EDIF. M-4 Ent. 4 depto. 31
LOMAS DE PLATEROS
COL. MIXCOAC
DELEGACION ALVARO OBREGON
01480 MEXICO, D.F.
680-08-87

17.- CHERIZOLA NAVA JOSE ERNESTO
NEOTEC INGENIERIA, S.A.
GERENTE GENERAL
TEPIC No. 139-204
COL. ROMA SUR
DELEGACION CUAUHTEMOC
06760 MEXICO, D.F.
584-23-80 y 574-30-21

RETORNO RANCHO DEL ARCO 50-01
COL. LOS GIRASOLES
DELEGACION COYOACAN
04920 MEXICO, D.F.

18.- DE LA ROSA RAMIREZ VICTOR
ALMACENES NACIONALES DE DEPOSITO
JEFE OFICINA TECNICA
PLAZA CONSTITUYENTES No. 7
COL. CENTRO
DELEGACION CUAUHTEMOC
518-10-20

ORIENTE 156 No. 122
COL. MOCTEZUMA 2a. SECCION
DELEGACION VENUSTIANO CARRANZA
15500 MEXICO, D.F.
762-74-16

19.- FLORES CAMPERO MARIO

20.- FLORES GARCIA ALFREDO
SEICSA
INGENIERO DE PROYECTOS
SAN LORENZO No. 153-6o. PISO
COL. DEL VALLE
DELEGACION BENITO JUAREZ
03100 MEXICO, D. F.
559-19-45

INVIERNO No. 23
COL. MERCED GOMEZ
DELEGACION ALVARO OBREGON
01600 MEXICO, D.F.
598-73-66

21.- FLORES HERNANDEZ GERMAN
SEGUROS MONTERREY SERFIN, S.A.
TECNICO ELECTRICISTA
MARIANO ESCOBEDO No. 555
COL. POLANCO
DELEGACION MIGUEL HIDALGO

LAGO VIESCA no. 41-11
COL. ANAHUAC
DELEGACION MIGUEL HIDALGO

22.- GALLARDO GARCIA ROSAUA
EQUIPOS PARA CLIMAS
MOLIERE No. 321
COL. POLANCO

23.- GALVEZ CALDERON CUAUHTEMOC
SERVICIOS TECNICOS
PROPIETARIO
NORTE 79 A No. 98-2
COL. CLAVERIA
DELEGACION ATZCAPOTZALCO
02080 MEXICO, D.F.

BOSQUES DE FRANCIA No. 57
COL. BOSQUE DE ARAGON
DELEGACION NETZAHUALCOYOTL
57170 MEXICO, D.F.

24.- GARCIA CANSINO LUIS GERARDO
MINERALES CERAMICOS, S.A.
MANTENIMIENTO
AV. F.F.C.C. no. 45
COL. BONDOJITO
537-16-19

DR. ATL No. 45
CIRC. PINTORES
53100 SATELITE, EDO. DE MEXICO

25.- GARCIA CORTES GUSTAVO
SEGUROS MONTERREY SERFIN, S.A.
SUBJEFE DE SECCION MANTO.
MARINAO ESCOBEDO No. 555
COL. POLANCO
DELEGACION MIGUEL HIDALGO
250-84-00

26.- GOMEZ FUSTER JUAN VICENTE
SEDUE
JEFE OFNA. DE HIDROMETRIA
INSURGENTES CENTRO No. 56-5o. PISO
COL. REVOLUCION
DELEGACION CUAUHTEMOC
06030 MEXICO, D.F.
592-28-42

PISCO No. 574
COL. LINDAVISTA
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07300 MEXICO, D.F.

27.- GUTIE_REZ TORRES GONZALO

28.- HERRERA MARTIENZ JUAN

AV. PARQUE DE NIÑOS No. 9
COL. LAS ARBOLEDAS
DELEGACION ATIZAPAN
54500 EDO. DE MEXICO

29.- HERNANDEZ GUZMAN RUTILO
D. G. C. O. M.
RESIDENTE DE OFNA. VIADUCTO
SAN ANTONIO ABAD No. 231
COL. OBRERA
DELEGACION CUAUHTEMOC

VIOLETA No. 1=A
COL. LA CAÑADA
DELEGACION NAUCALPAN

30.- JAUREGUI BELAUSTEGUIGOITIE LANDER J.

31.- JUAREZ CASTELLANOS FELIPE DE JESUS
SOSA TEXCOCO, S.A.
KM. 23.5 CARRETERA MEXICO LAREDO

EDIFICIO PIEDRA DEL SOL. No. 2-005
COL. IZTACALCO
DELEGACION IZTACALCO INFONAVIT

32.- KATSICAS OCHOA EDUARDO
TESORERIA

GUERRERO No. 56
COL. DEL CARMEN
DELEGACION COYOACAN
04100 MEXICO, D.F.
554-28-11

33.- LARA LARA CARLOS ANTONIO
AGENCIAS ECLIPSE, S.A.
AV. VERACRUZ No. 80
COL. ROMA
DELEGACION CUAUHTEMOC
06700 MEXICO, D.F.
286-46-44

FRONTERA No. 9 DEPTO. 9
COL. ROMA
DELEGACION CUAUHTEMOC
06700 MEXICO, D.F.
547-83-99

34.- MARTINEZ BALBUENA JUAN

35.- MARTINEZ HERNANDEZ GABRIEL
VIDRIERA ORIENTAL, S.A.
SUPERVISOR
ORIENTE 233 No. 68
COL. AGRICOLA ORIENTAL
DEELEGACION IZTACALCO
558-21-99

CALLE 31 No. 7
CO L. V. GOMEZ FARIAS
DELEGACION VENUSTIANO CARRANZA
15010 MEXICO, D.F.
762-10-37

36.- MARTINEZ RICHA LUIS
INSTALACIONES Y MONTAJES PLANEADOS
FEEL, S.A.
GERENTE
AV. DE LAS FUENTES No. 35-2D
COL. TECAMACHALCO
DELEGACION NAUCALPAN

NICOLAS SAN JUAN No. 1356
COL. DEL VALLE
DELEGACION BENITO JUAREZ
03100 MEXICO, D.F.

37.- MARTINEZ ZAMBRANO CARLOS

38.- MEDELLIN RIVAS ROBERTO

AV. SOSA TEXCOCO No. 50-D-3
COL. SAN MARTIN DE PORRES

39.- MENDOZA CRUZ MIGUEL
PERRY INGENIEROS PROYECTOS
JEFE DE GRUPO DE DISEÑO ELECTRICO
SHAKESPEARE No. 182
COL. ANZURES
DELEGACION MIGUEL HIDALGO
11590 MEXICO, D.F.
545-35-14

HERODOTO 21 Int. 11
COL.
DELEGACION MIGUEL HIDALGO
11590 MEXICO, D.F.
254-29-24

40.- MENDOZA SILVA RUBEN
SEDUE
JEFE DE OFNA.
REFORMA No. 51-18o. piso
COL. CENTRO
DELEGACION CUAUHTEMOC
06030 MEXICO, D.F.
546-25-31

PRIV. DE VALLARTA No. 7-7
COL. TABACALERA
DELEGACION CUAUHTEMOC
06030 MEXICO? D.F.

41,- MOTA MENDEZ JORGE RICARDO
SERVICIOS ESP. DE ING. CIVIL
ING. DE PROYECTO
SAN LORENZO No. 153-6o. PISO
COL. DEL VALLE
DELEGACION BENITO JUAREZ
03120 MEXICO, D.F.

SUR 12 "C" RETORNO4No.7
COL. AGRICOLA ORIENTAL
DELEGACION IZTACALCO
08500 MEXICO, D.F
763-44-89

42.- OLVERA BAÑOS ANGEL
SECRETARIA DE COMUNICACIONES Y TRANSP.
ANALISTA DE PRECIOS UNITARIOS
INSURGENTES SUR 664 -6o.PISO
COL. DEL VALLE
DELEGACION BENITO JUAREZ
03100 MEXICO, D.F.
523-80-94

AV. 513 No. 203
COL. UNIDAD ARAGON
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07970 MEXICO, D.F.

43,- ORTIZ GARCIA GILBERTO

44.- PACHECO COBOS MIGUEL ANGEL
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
INGNEIERO DISEÑADOR
EJE CENTRAL LAZARO CARDENAS No. 152
COL. SAN BARTOLO ATEPEHUACAN
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07730 MEXICO, D.F.

CARLOS B. ZETINA No. 129
COL. TACUBAYA
DELEGACION MIGUEL HIDALGO
11870 MEXICO, D.F.
377-14-76

45.- PACHECO CRUZ RUBEN
CIA. DE LUZ Y FZA. DEL CENTRO
INGENIERO
MELCHOR OCAMPO No. 171
COL. ANAHUAC
DELEGACION MIGUEL HIDALGO
566-42-68

NARANJO No. 95
COL. STA. MA. LA RIBERA
DELEGACION CUAUHTEMOC
06900 MEXICO, D.F.
541-02-03

46.- PAREDES MONTAÑO V. CELSO

47.- PEREZ GARCIA MANUEL DE JESUS
VOSA
SUPERVISOR ELECTRICISTA
ORIENTE 233
COL. AGRICOLA ORIENTAL
DELEGACION IZTACALCO
538-21-99

ORIENTE 233
COL. AGRICOLA ORIENTAL
DELEGACION IZTACALCO

48.- PEREZ SANCHEZ SERGIO

RIO.NIAGARA No. 8
COL. CUAUHTEMOC
DELEGACION

49.- QUINTERO CHAVEZ JOSE T. DE JESUS
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
AUXILIAR SUPERINTENDENCIA
PLAYA DEL CARMAN Q. ROO

MELCHOR OCAMPO No. 20
ZUMPANGO, EDO. DE MEXICO

50.- RAMIREZ FLORES JUAN MANUEL
3 M MEXICO
AV. SAN JUAN DE ARAGON No. 516
COL. CARRERA LARDIZABAL
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO

EDIFICIO 123 DEPTO. 401
COL. JUAN ESCUTIA
DELEGACION IZTAPALAPA
9100 MEXICO, D.F.

51.-REYES SANCHEZ BALTASAR
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
INGENIERO DE OPERACION
AV. EJE CENTRAL LAZARO CARDENAS 152
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO

ARROYO GUADALUPE 14-402
COL. LA ESCALERA
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07300 MEXICO, DF

52.-ROBELO JUAREZ ENRIQUE
CONSTRUCCIONES INST. Y DEMOLICIONES
RESIDENTE DE OBRA
PESTALOZZI No. 317
COL. NARVARTE
03020 MEXICO, D.F.

PRIMAVERA No. 61
COL. SANTA FE
DELEGACION ALVARO OBREGON
01210 MEXICO, D.F.
570-05-52

53.-RUBIO ANDRADE SAUL
COMISION FORESTAL DEL EDO. DE HIDALGO
PALACIO DE GOBIERNO 3er. PISO
PACHUCA, HGO.

FCO. I. MADERO No. 20-4
IXMIQUILPAN,HGO.

54. SALAS YAÑEZ ERASMO
DIRECCION GRAL. CONSTRUCCION OPERAC.
PORTUARIA
JEFE OFNA. PROYECTOS ELECTRICOS
SAN ANTONIO ABAD No. 231

FCO. I. MADERO No. 48-A
COL. BENITO JUAREZ
DELEGACION TULTITLAN, EDO. DE MEXICO

55.-SALAZAR GARCIA SERGIO ARMANDO
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
JEFE GRUPO
EJE CENTRAL LAZARO CARDENAS No. 152
COL. SAN BARTOLO ATEPEHUACAN
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07730 MEXICO, D.F.

ROSAS MORENO No. 103
COL. SAN RAFAEL
DELEGACION CUAUHTEMOC
06470 MEXICO, D.F.
535-67-52

56.-SANDOVAL SANCHEZ MARIO
I. M. S. S.
TECNICO DE CONSERVACION
CALZADA DEL HUESO S/N
COL. JARDINES DE COYOACAN
DELEGACION COYOACAN
677-61-62

LIC. FRANCISCO BENITEZ No. 57
COL. PROGRESO
DELEGACION ALVARO OBREGON
01080 MEXICO, D.F.
595-50-34

57.-SANCHEZ CRUZ ALEJANDRO
TESORERIA DEL D. F.
MECANICO ELECTRICISTA
DR. LAVISTA Y NIÑOS HEROES
COL. DE LOS DOCOTES

LAGO MASK No. 95-4
COL. ANAHUAC
DELEGACION MIGUEL HIDALGO
11320 MEXICO,D.F.

58.- SERRANO LOPEZ ALFREDO
CIA. DE LUZ Y FZA. DEL CENTRO
ING. ELECTRICISTA
MELCHOR OCAMPO No. 171-4o. PISO
COL. TLASPANA
592-09-12

CALLE 26 MZANA. 16 LOTE 5
COL. RODEO
DELEGACION IZTACALCO
02510 MEXICO, D.F.

59.- SOBERANES HERNANDEZ FELIPE
D.G.C.O.H. D.D.F.
XOTEPINGO No. 99
COL. CD. JARDIN
DELEGACION COYOACAN
549-64-71

VALLE DE AMECA No. 30
COL. VALLE DE ARAGON
EDO. DE MEXICO

60.- SUAREZ FERNANDEZ ROBERTO
TESORERIA DEL D. F.
MECANICO ELECTRICISTA
NIÑOS HEROES Y DOCTOR LAVISTA
COL. DOCTORES
DELEGACION CUAUHTEMOC
761-45-58

VICTOR HUGO No. 20 ALTOS
COL. PORTALES
DELEGACION BENITO JUAREZ

61.- SUMAHANA BALLADOS ENRIQUE

TONGANACA No. 11
COL. CHIMALI
DELEGACION TLALPAN
14370 MEXICO, D.F.

62.- TENA HUERTA JOSE SALVADOR
SOSA TEXCOCO

BOSQUES DE CHAPULTEPEC No. 137
COL. FRAC. BSOQUES DEL VALLE

63.- PEREZ HERRERA FRANCISCO
D. G. O. M.
PROYECTISTA
INSURGENTES SUR No. 464
COL. ROMA SUR
DELEGACION MIGUEL HIDALGO

ZAHUATLAN No. 352
COL. ROMANA
TLALNEPANTLA EDO. DE MEXICO

64.- TORRES GUERRERO RODOLFO
S.E.D.U.E.
JEFE OFINA.
INSURGENTES CENTRO No. 56
COL. REVOLUCION
DELEGACION CUAUHTEMOC
06030 MEXICO, D.F.
592-28-42

RUBI No. 55
COL. ESTRELLA
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07810 MEXICO, D.F.
781-53-68

65.- TREJO JUAREZ JOSE LUIS

CALLE CANELA No. 431
COL. GRANJAS MEXICO
DELEGACION IZTACALCO

66.- ULLOA COBANERA NORBERTO
C. F. E.
ING."B" MINIMO
MISSISSIPPI No. 71-11o. PISO
COL. GUAUHTEMOC

VILLA SAHAGUN No. 72
COL. VILLA DE ARAGON
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07570 MEXICO, D.F.

67.- BARGAS LOPEZ JORGE

ABASOLO No. 204
COL. FLORES MAGON
POZA RICA VERACRUZ

68.- VAZQUEZ RINCON BERSAIN
D.G.C.O.H. OFNA. BOMBEO ZONA NTE.
RESIDENTE OFNA. GRAN CANAL
IMPRENTA No. 33
COL. MORELOS
DELEGACION VENUSTIANO CARRANZA
789-06-46

PROSPERIDAD No. 208 INT. 3
COL. PANTITLAN
DELEGACION IZTACALCO
08100 MEXICO, D.F.

69.- VELAZQUEZ LUGO ANTONIO
PRODUCTORA NACIONAL SEMILLAS
JEFE SECCION SISTEMAS INDUSTRIALES
AV. PROGRESO No. 3
COL. COYOACAN
DELEGACION COYOACAN
554-51-53

EDIFICIO 26-B-302
UNIDAD LINDAVISTA VALLEJO
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07720 MEXICO, D.F.
554-51-53

70.- VILLA CHAVEZ JOSE LUIS
SEDUE
SUPERVISOR TECNICO
INSURGENTES No. 56-4
COL. TABACALERA
DELEGACION CUAUHTEMOC
566-72-60

ALFAJAHUCAN No. 129
COL. SAN ANDRES TETEPILCO
DELEGACION IXTAPALAPA
09440 MEXICO, D.F.

71.- VILLAVICENCIO MORALES ALEJANDRO
D. D. F. SISTEMA NORTE
ING. ELECTRICISTA

ZOCAPOAXTLA M-36 L-24
COL. SAN FELIPE DE JESUS
DELEGACION GUSTAVO A. MADERO
07510 MEXICO, D.F.
753-65-94

72.- ZENIL MONROY GABINO
D. D. F.
JEFE DE SECTOR ELECTROMECANICO
AV. UNIVERSIDAD

BOCA DEL TORO No. 9
AMPLIACION PETROLERA
ATZCAPOTZALCO