



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

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA, UNAM  
DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS  
MODULO IV: INSTALACIONES PARA LA INDUSTRIA  
DEL 24 DE JUNIO AL 5 DE JULIO DE 1996  
DIRECTORIO DE PROFESORES

M. EN I. JOSE S. COHEN SAK  
PROFESOR DE CARRERA  
DEPFI, UNAM  
CIUDAD UNIVERSITARIA  
COYOACAN  
04510 COYOACAN, MEXICO D.F.

ING. ABEL GARCIA OROPEZA  
DIRECTOR DE INGENIERIA.  
INGENIERIA ABEL GARCIA, S.A. DE C.V.  
ROMULO O'FARRIL No 1160  
LOMAS DE SAN ANGEL INN  
01790 ALVARO OBREGON, MEXICO D.F.  
681 97 90

DR. VICTOR FEDERICO HERMOSILLO WORLEY  
JEFE DE LA OFNA. DE EST. DE LA TRANS.  
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
LEON TOLSTOI No 29 PISO 13  
NUEVA ANZURES  
11500 MIGUEL HIDALGO, MEXICO D.F.  
286 99 73 545 31 21 553 71 33

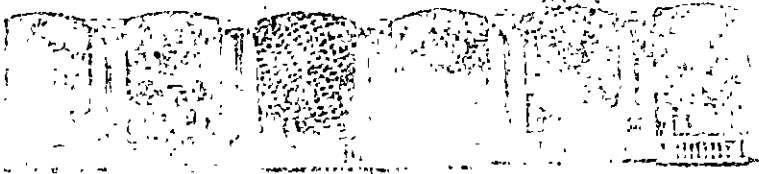
ING. AUGUSTO OCTAVIO HINTZE VALDEZ  
SUBJEFE DE UNIDAD DE INGRIA ESPECIALIZAD  
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
EDIF. ANEXO AL MUSEO TECNOLOGICO  
BOSQUES DE CHAPULTEPEC  
11100 MIGUEL HIDALGO, MEXICO D.F.  
516 60 01

ING. JOSE ANTONIO MARTINEZ MENDEZ  
SUBGERENTE DE PROTECCION AMBIENTAL  
COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO  
MELCHOR OCAMPO No 171 PISO 5  
TLAXPANA  
11370 MIGUEL HIDALGO, MEXICO D.F.  
140 01 54

ING. ARTURO MORALES COLLANTES  
JEFE DE DEPTO DE INGRIA. ELECTRICA DE POT  
FACULTAD DE INGENIERIA, UNAM  
CIUDAD UNIVERSITARIA  
COYOACAN  
04510 COYOACAN, MEXICO D.F.  
622 31 06 622 08 82

MTRO. MANUEL VILA VIVALDO  
GERENTE GENERAL  
VILA ORTIZ Y COMPAÑIA, S.A. DE C.V.  
PERIFERICO ORIENTE No 2516-A  
VILLA CUEMANCO  
14360 TLALPAÑ, MEXICO D.F.  
671 21 30

M. EN I. RAMON ISIDRO VILA VIVALDO  
CONSULTOR INDEPENDIENTE  
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS  
TRABAJADORES SOCIALES No 29-42  
SIFON  
09400 IZTAPALAPA, MEXICO D.F.  
533 44 44 511 32 67



REPUBLICA DE CHILE  
MINISTERIO DE INTERIORES

SECRETARIA DE INTERIORES  
SALA DE REPOSICION DE PASAPORTES  
SANTIAGO, CHILE

REPUBLICA DE CHILE  
MINISTERIO DE INTERIORES  
SECRETARIA DE INTERIORES  
SALA DE REPOSICION DE PASAPORTES  
SANTIAGO, CHILE

REPUBLICA DE CHILE  
MINISTERIO DE INTERIORES  
SECRETARIA DE INTERIORES  
SALA DE REPOSICION DE PASAPORTES  
SANTIAGO, CHILE

REPUBLICA DE CHILE  
MINISTERIO DE INTERIORES  
SECRETARIA DE INTERIORES  
SALA DE REPOSICION DE PASAPORTES  
SANTIAGO, CHILE

REPUBLICA DE CHILE  
MINISTERIO DE INTERIORES  
SECRETARIA DE INTERIORES  
SALA DE REPOSICION DE PASAPORTES  
SANTIAGO, CHILE

REPUBLICA DE CHILE  
MINISTERIO DE INTERIORES  
SECRETARIA DE INTERIORES  
SALA DE REPOSICION DE PASAPORTES  
SANTIAGO, CHILE



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

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA, UNAM  
DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS  
MODULO IV: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA  
DEL 24 DE JUNIO AL 5 DE JULIO DE 1996  
DIRECTORIO DE ASISTENTES

ING. ENRIQUE ARIAS CHABLE  
PROFESOR INVESTIGADOR  
UNIV.-JUAREZ- AUT. DE TABASCO  
AV. UNIVERSIDAD  
ZONA UNIVERSITARIA  
86000 VILLAHERMOSA TABASCO  
12 72 11

ING. PABLO ARELLANO MORALES  
ING. DE INFRAESTRUCTURA  
INTEGRADORA DE SERV.OPERATIVOS  
AV. SAN LORENZO N|252  
BOS. RESID. DEL SUR XICHIMILCO  
01610 MEXICO D.F.  
2 78 01 57 Y 57

TEC. BARAQUIEL BARRERA MORAN  
ELECTRICISTA INDUSTRIAL  
PARTICULAR  
ALDAMA S/N  
CENTRO TECAMAC  
55740 TECAMAC EDO. DE MEXICO  
7 10 84 69

ING. ENRIQUE BECERRIL LERIN  
INGENIERIA DE PROYECTO  
AUTOMAT.ELECTRONICA Y EQUIPO  
TRIPOLI N|221  
PORTALES BENITO JUAREZ  
03300 MEXICO D.F.  
6 88 11 66

ING. DESIDERIO BRISEÑO PEREZ

ING. JOAQUIN CHAVEZ CUCUE  
JEFE DE SERVICIOS  
PREPARATORIA N|1  
PROL. ALDAMA Y AV.LAS TORRES S/N  
LAS PERITAS TEPEPAN XOCHIMILCO  
16010 MEXICO D.F.  
6 76 94 66

ING. JESUS DIAZ RAMOS  
JEFE DE MANTENIMIENTO  
RAY-O-VAC DE MEXICO SA DE CV  
SOR JUANA INES DE LA CRUZ N|232  
CENTRO TLALNEPANTLA  
54000 TLALNEPANTLA EDO. DE MEXICO  
5 65 60 00

ING. ERICK ESTRADA HERNANDEZ

5 85 49 63



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

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA, UNAM  
DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS  
MODULO IV: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA  
DEL 24 DE JUNIO AL 5 DE JULIO DE 1996  
DIRECTORIO DE ASISTENTES

ING. HUGO ALFREDO GRAJALES ROMAN  
PROFESOR TIEMPO COMPLETO  
FACULTAD DE INGENIERIA UNAM  
CIRCUITO EXTERIOR  
CIUDAD UNIVERSITARIA COYOACAN  
MEXICO D.F.  
5 68 50 27

ING. JOEL HIGAREDA QUINTANAR  
INGENIERO MECANICO ELECTRICIS.  
CODEEASA S.A. DE C.V.  
CERRO DEL AJUSCO N|13  
LOS PIRULES TLALNEPANTLA  
54040 TLALNEPANTLA EDO. DE MEXICO  
3 70 72 81

ING. ROGELIO MONTALVO VASQUEZ  
INGENIERO DE PROYECTOS  
H. SCHALL CONTROL ELECTRICO  
AV. 1|DE MAYO N|126  
SN. PEDRO DE LOS PINOS BENITO JUAREZ  
03800 MEXICO D.F.  
2 71 09 83

ING. MIGUEL ANGEL NAVA CAMPOS  
DISEÑO Y SUPERVISION  
SEG. INDUSTRIAL E ING. ELECTR.  
ELEUTERIO MENDEZ N|14 -D  
SAN SIMON BENITO JUAREZ  
03660 MEXICO D.F.  
6 72 04 23

ING. ALEJANDRO ORIHUELA ARIAS

TOLUCA  
15 66 93

ING. ENRIQUE RENE PIERZO HERNANDEZ  
INGENIERO EN COMUNICACIONES  
BANCO DE MEXICO  
CINCO DE MAYO N\$ 2  
CENTRO HISTORICO CUAUHEMOC  
06059 MEXICO D.F.  
2 37 22 96

ING. ANDRES RIVERA RIVERA  
ENCARGADO  
INDEPENDIENTE  
GUADALUPE VICTORIA N|22  
TOTOLAPA POZA RICA  
92900 POZA RICA VERACRUZ  
91-782 4 21 96

ING. LUIS IGNACIO ROBLES JIMENEZ  
DIRECCION DE PROYECTOS  
E.R.P.I.  
SILVERIO PEREZ N|114  
CENTRO TEXCOCO  
56100 TEXCOCO EDO. DE MEXICO  
91 595 5 31 61



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

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA, UNAM  
DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS  
MODULO IV: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA  
DEL 24 DE JUNIO AL 5 DE JULIO DE 1996  
DIRECTORIO DE ASISTENTES

ING. CASILDO RODRIGUEZ ARCINIEGA  
JEFE DEL DEPTO. DE INGENIERIA  
FAC. DE EST. SUP. CUAUTITLAN  
KM. 2.5 CARR. CUAUT. TELOYUCAN  
CUAUHTITLAN IZCALLI  
ESTADO DE MEXICO  
6 23 18 89

ING. SERGIO SANTOS DELGADO  
SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO  
SIS. DE TRANS. COLEC. METRO  
DELICIAS N|67  
CENTRO HISTORICO CUAUHTEMOC  
06070 MEXICO D.F.  
6 27 49 01 Y 49 06

ING. FCO. JAVIER TORRES DEL RIO  
MANTENIMIENTO  
SRIA. DE LA DEFENSA

ING. IRENE TREJO RUBIO  
CONTROL DE PROYECTO  
SIEMENS S.A. DE C.V.  
PONIENTE 116 N|590  
INDUSTRIAL VALLEJO AZCAPOTZALCO  
02300 MEXICO D.F.  
3 28 20 00

2 95 22 00



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

MODULO : 4

## **INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA**

---

**PLANEACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES  
DE ACUERDO A LA NOM-001-SEMP-1994**

**ING. ABEL GARCIA OROPEZA  
24 DE JUNIO DE 1996**

**PLANEACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES  
DE ACUERDO A LA NOM-001-SEMP-1994**

---

**RECURSOS DE UNA PLANTA INDUSTRIAL.**

- \* Buen diseño del producto.
- \* Máquinas modernas de producción.
- \* Inventario suficiente de materia prima.
- \* Mano de obra : Capacitada.  
Entrenada.  
Motivada.
- \* Otros conceptos para producir con rapidez y bajo costo.

**INSTALACION ELECTRICA EN UNA PLANTA INDUSTRIAL.**

- \* Sistema de distribución de energía eléctrica desde el punto de suministro hasta el punto de utilización.
- \* Costo dentro de un valor económico.
- \* Debe asegurar el suministro de energía eléctrica de acuerdo a los requerimientos de cada área.

Lo anterior da origen a las siguientes definiciones :

La ingeniería de diseño de una instalación eléctrica industrial permite obtener un sistema de distribución de energía eléctrica adecuado a los requerimientos o necesidades que se traducen en dibujos o planos, memoria de cálculo, la información para la adquisición de equipo y materiales, la instalación y las pruebas de puesta en marcha, así como la consideración de la operación del sistema y su mantenimiento.

La calidad de la energía eléctrica (power quality) es un término empleado para conocer el comportamiento del suministro de energía eléctrica en corriente alterna en lo referente a tensión, corriente y frecuencia, comparada con Normas y expectativas.

## PLANEACION TOTAL DE LA INSTALACION.

El sistema de distribución de energía eléctrica debe estar en una base total y los criterios generales de diseño siguientes :

### CONSIDERACIONES BASICAS TECNICAS.

**SEGURIDAD.** De la vida de las personas y la preservación de la propiedad.

- \* Diseño del sistema para que no sea necesario trabajar con tensión.
- \* Canalización y gabinete sin partes vivas y con las partes metálicas aterrizadas.
- \* Utilizar equipos adecuados para la protección de los circuitos.

**CONFIABILIDAD.** La continuidad del servicio requerido depende del tipo de manufactura o proceso de la planta. Algunas plantas pueden tolerar interrupciones mientras que otras pueden requerir un alto grado de continuidad en el servicio.

Un servicio confiable puede obtenerse mediante :

- \* Duplicado de líneas de alimentación de cargas donde se requiere a confiabilidad.
- \* Instalación de equipo eléctrico de la mejor calidad disponible y uso de los mejores métodos de instalación.

**SIMPLICIDAD.** La operación debe ser tan sencilla como sea posible para encontrar los requerimientos del sistema. Debe considerarse en la operación y mantenimiento del sistema de potencia industrial lo siguiente :

- \* La mayoría de interrupciones son el resultado de sistemas complicados.
- \* Los operadores no tienen emergencias todos los días. La experiencia demuestra que en sistemas complicados se cometen errores en una emergencia.
- \* El sistema debe ser simple en las condiciones normales y de emergencia.

**FLEXIBILIDAD.** Adaptación del sistema al desarrollo, expansión y cambios requeridos durante la vida de la planta; debe considerarse la capacidad y espacio suficiente para equipo adicional por incremento de carga. Se puede tender hacia la obtención de mayor flexibilidad mediante :

- \* Sistema de "centros de carga".
- \* Sistema de distribución con flexibilidad como pueden ser los electroductos del tipo enchufable.



**CONSIDERACIONES BASICAS ECONOMICAS:**

**Costo inicial.** En base a un análisis costo-beneficio y siempre bajo la misma base de comparación. El costo inicial debe incluir todas las partes del sistema a comparar.

**Costo de operación y mantenimiento.**

**Costo de fallas:**

En cualquier caso el costo debe ser coherente con el tipo y operación de la planta.

**CARGAS CRITICAS.**

Se denominan a las cargas con alto grado de continuidad de servicio como son las líneas de producción continua y salas de cómputo.

Además de las consideraciones básicas anteriores se deben considerar a estas áreas con un sistema:

- \* Independiente.
- \* Exclusivo.
- \* Redundante.

Considerar cada para servicio para cada carga crítica.

En cada caso calcular el costo de cada carga crítica.

Distintos niveles de control.

Niveles de control. Distribución primaria. En alta tensión, 115.0 y 230.0 KV. Distribución secundaria. En baja tensión, normalmente 480V, 277V para instalaciones eléctricas industriales.

Considerar el sistema de distribución de energía eléctrica.

Selección primaria. Selección secundaria.

Control de potencia. Ahorro por control.

1) Administración de la energía.

- \* Ahorro de energía.
- \* Monitoreo y control.
- \* Estudio de coordinación de protecciones.
  - \* La calibración de relevadores debe señalarse para permitir que se aisle una falla en el mínimo de tiempo y solo el área afectada.
  - \* La calibración debe verificarse con regularidad.

**INSTALACIONES ESPECIALES.**

- \* Sistema de detección de incendio.
- \* Circuito cerrado de televisión.
- \* Control de accesos.
- \* Voz y datos.
- \* Sistema inteligente.

**TENSIONES NORMALIZADAS.**

- \* La norma ANSI C84.1 - 1989 establece los rangos de tensión nominal y tolerancias de operación para sistemas eléctricos de potencia a 60 Hz, mayores de 100V y hasta 230 kv.

También se hacen recomendaciones de otros grupos normalizados con respecto a rangos de tensión para equipos usados en sistemas de potencia y para equipos de utilización conectados a los mismos.

- \* En las definiciones se citan entre otras lo siguiente:
  - \* Tensión del sistema. Es la raíz media cuadrática de la tensión de fase a fase de una parte del sistema eléctrico de corriente alterna. Cada sistema de tensión o de tensiones, pertenece a una parte del sistema que está limitado por transformadores o equipo de utilización. (Todas las tensiones son a partir de la raíz media cuadrática de fase a fase o fase a neutro).
  - \* Tensión de servicio. Es la tensión en el punto donde el sistema eléctrico del suministrador y del usuario se conectan.
  - \* Tensión de utilización. Es la tensión en las terminales de línea del equipo de utilización.
- \* Las tensiones normalizadas según la Norma ANSI C84.1 - 1989 están de acuerdo a la Tabla 10.
- \* Para México, se tiene la Norma NMX-J-98 donde las tensiones son diferentes. Se tiene un proceso la revisión de esta Norma, con la tendencia a seguir la Norma ANSI, con algunas modificaciones.

## DISEÑO Y PROTECCION DE LA INSTALACION ELECTRICA.

La Norma NOM-001-SEMP-1994 define :

- \* **Circuito derivado.** Conductores del circuito formado entre el último dispositivo contra sobrecorriente que protege el circuito y la(s) carga(s) conectada(s). Artículo 210.
  
- \* **Tensión máxima de los circuitos derivados.**  
127V entre conductores. Terminales de portalámparas de casquillo roscado, equipo auxiliar de lámparas de descarga y equipo de utilización conectado permanentemente.  
  
277V a tierra. Luminarios de descarga eléctrica equipados con lámparas de casquillo roscado, equipo auxiliar de lámparas de descarga, equipo de utilización conectado permanentemente y luminarios que no sean del tipo de apagador integrado y que se instalen a una altura no menor de 2.4 m sobre el nivel del piso.
  
- \* **Conductores.**  
Deben tener una capacidad de conducción no menor que la correspondiente a la carga por servir (Art. 210-19) y se deben proteger contra sobrecorriente de acuerdo con la capacidad de conducción de corriente (Art. 240-3), exceptuando los circuitos de motores que deben efectuarse de acuerdo al Art. 430.  
  
La carga máxima si es continua, no debe exceder el 80% de la capacidad nominal del circuito derivado (Art. 210-22).  
  
La capacidad del circuito derivado no debe ser menor a la suma de la carga no continua más el 125% de la carga continua (Art. 220-3.a).
  
- \* **Circuito alimentador.** Conductores del circuito formado entre el equipo de servicio o la fuente de un sistema separado y el dispositivo final contra sobrecorriente del circuito derivado. Artículo 220.
  
- \* **Calibre mínimo.** Para cargas continuas y no continuas, el valor nominal del dispositivo de sobrecorriente no debe ser menor a la suma de las cargas no continuas más al 125% de las cargas continuas (Art. 220-10.b).
  
- \* **Protección de equipo contra fallas a tierra.** Se requiere para interruptores ajustados a 1000A o más en el sistema en estrella sólidamente aterrizado con tensión a tierra mayor de 150V a tierra y menor de 600V entre fases (Art. 215-10).
  
- \* **Capacidad de corriente del neutro.** Sin reducción para la carga de alumbrado con lámparas de descarga, procesadores de datos y equipo similar en sistemas 3F, 4H (Art. 220-22).

\* **Caída de tensión.** Se establece en las secciones 210-19 y 215 que la caída de tensión global desde el medio de desconexión principal hasta la salida mas alejada de la instalación, considerando alimentadores y circuitos derivados, no debe exceder del 5%; dicha caída de tensión se debe distribuir razonablemente en el circuito derivado y en el circuito alimentador, procurando que en cualquiera de ellos la caída de tensión, no sea mayor de 3%.

\* **Conexiones eléctricas.**

\* La temperatura de operación del conductor (Art. 710-14.e), asociada con su capacidad de conducción de corriente, debe seleccionarse y coordinarse para que no exceda la temperatura de operación de cualquier elemento del sistema que tenga la menor temperatura de operación, tales como conectores, otros conductores ó dispositivos.

Para 100A ó menos (conductores No. 1 AWG ó menos) deben usarse para temperatura de operación máxima de 60° C.

Para más de 100A deben usarse conductores de temperatura de operación de 75°C.

**CUBIERTAS DE DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE.**

Los dispositivos de sobrecorriente deben quedar encerrados en cajas o gabinetes.

Quedan excentos de lo anterior los que formen parte de un conjunto aprobado especialmente y que ofrezca protección equivalente.

Debe seleccionarse el gabinete adecuado a las necesidades de la instalación; a continuación se menciona la descripción de las aplicaciones NEMA para gabinetes :

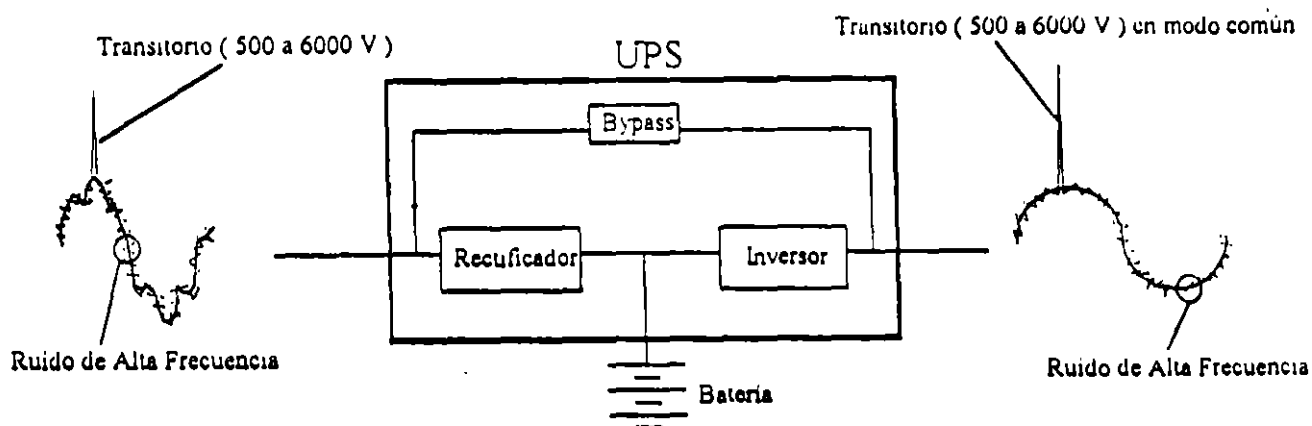
- NEMA 1. Usos generales.
- NEMA 2. A pruebas de goteo.
- NEMA 3. Servicio intemperie.
- NEMA 3R. A prueba de lluvia.
- NEMA 4. A prueba de agua y polvo.
- NEMA 5. A prueba de polvo.
- NEMA 7. A prueba de gases explosivos.
- NEMA 9. A prueba de polvos explosivos.
- NEMA 12. Servicio industrial.

## SUPRESION DE TRANSITORIOS Y RUIDO DE ALTA FRECUENCIA (TVSS).

### \* SISTEMA DE FUERZA ININTERRUMPIBLE.

Un sistema de fuerza ininterrumpible no constituye la protección total para una carga crítica. Tanto la IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineer) como grupos, instituciones y estudios de "POWER QUALITY" (que en los últimos tres años han generado gran atención), demuestran contundentemente esta realidad.

Los fenómenos transitorios de tensión y el ruido de alta frecuencia transgreden constantemente la protección del UPS aún cuando éste sea doble conversión, "true On-line", y alcanzan a las cargas electrónicas sensibles.



El UPS contiene elementos digitales con uniones de smiconductores que también son sensibles al ruido de alta frecuencia y sobre todo a los transitorios de alta tensión, cuyos efectos incluyen desde degradar su funcionamiento hasta quemar los componentes, según la magnitud del transitorio.

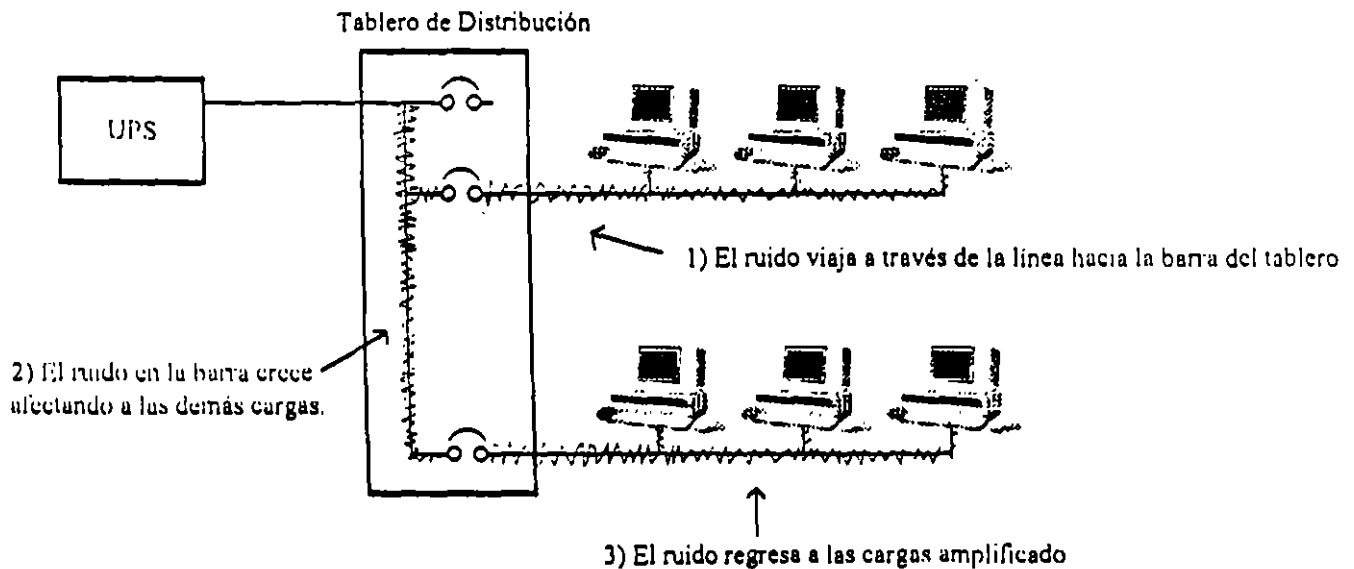
El punto anterior conlleva al hecho que ya no son las prácticas de proyecto e instalación eléctricos de hoy, iguales a los que solían ser en el pasado. La práctica del "POWER QUALITY" para cargas electrónicas sensibles, exige el diseño de instalaciones Grado Computador, irresistiblemente asociadas a la aplicación de productos TVSS.

### \* RUIDO DE ALTA FRECUENCIA.

El ruido de alta frecuencia se genera en su mayoría internamente, es decir, dentro de las instalaciones del cliente. Balastras, motores de velocidad variable y especialmente las computadoras generan este tipo de ruido.

Los equipos (computadoras p.ej.) que hacen competitivas a las organizaciones, demandan energía de manera tal que se generan problemas internamente (alta distorsión armónica, transitorios, ruido), afectando al medio circulante. De ahí que los productos no solo se deben proteger contra fenómenos externos sino también, y cada día más contra los que provocan las cargas propias de los usuarios.

El ruido de alta frecuencia transgrede la protección del UPS. Además el ruido de alta frecuencia se genera en su mayoría por las mismas cargas. Este ruido viaja a través de la línea hasta la barra del tablero más cercano, en donde se suma con el demás ruido, haciéndose más grande y afectando a las máquinas en su camino de regreso. Es necesario filtrar este ruido en el tablero de distribución.



Cualquier dispositivo con "cerebro" (lógica digital o microprocesadores) es sensible al ruido de alta frecuencia. Durante su estado digital de "1" o "0" lógico, el dispositivo es muy estable. En el momento de transición entre estos estados, se vuelve un amplificador retroactivo (feedback) que aumenta el ruido de alta frecuencia montada en la señal, teniendo la salida un 50% de posibilidades de ser errónea.

Los productos TVSS protegen los equipos contra fallas catastróficas (rayos transitorios) y contra perturbaciones en los Sistemas de Procesamiento e aparentemente no tienen origen ni motivo alguno.

## INSTALACIONES GRADO COMPUTADOR.

El libro esmeralda de la IEEE es la publicación que contiene las recomendaciones para una instalación grado computador. En este se indica la aplicación de sistemas TVSS, así como los siguientes puntos:

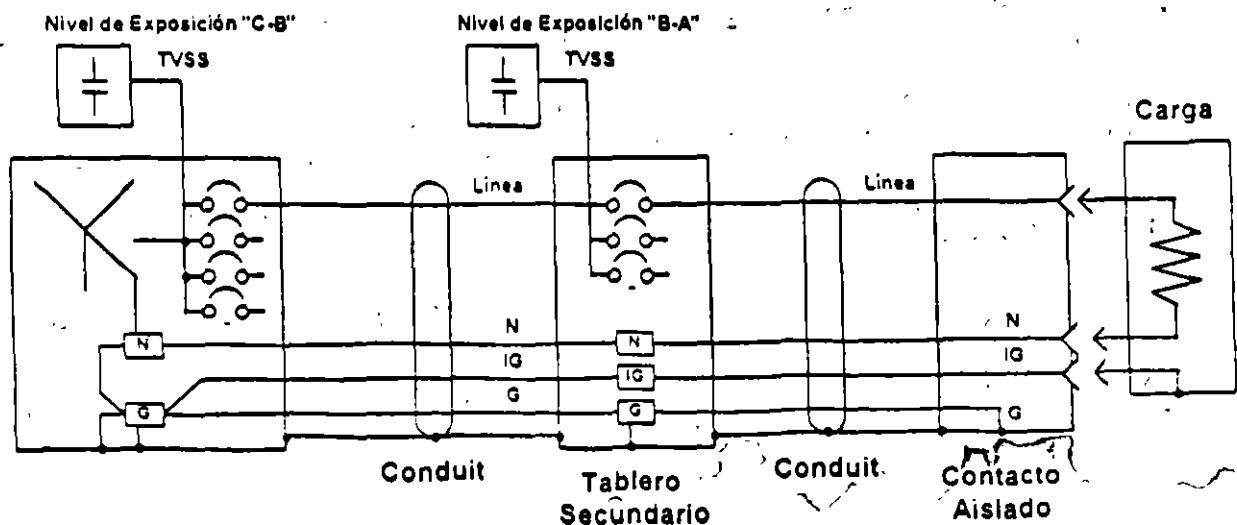
Para cualquier instalación de cargas críticas grado computador, es necesario que la carga cuente con un contacto IG (tierra aislada) para evitar que el ruido eléctrico de alta frecuencia (ring wave) generado por las fuentes internas de las computadoras (switch power mode supply) se retroalimente a la carga.

A continuación se muestra el diagrama a bloques del standard IEEE 1100-1993 para alimentación de cargas críticas. El bloque representado como carga no necesariamente es la computadora, sino cualquier UPS o cargas que contengan tarjetas impresas y circuitos impresos, el cual debe tener referencia aislada a tierra.

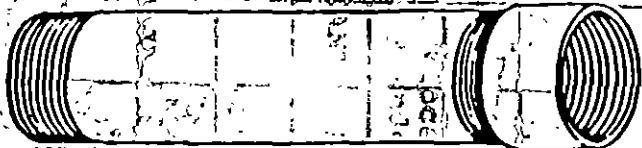
Las instalaciones grado computador se realizan bajo standard IEEE 1100-1993 libro esmeralda. Para lograr una instalación grado computador la IEEE estipula en su publicación los siguientes requerimientos:

- \* Tierra electrónica aislada.
- \* Tierra de seguridad.
- \* Para cargas monofásicas no lineales dimensionar el neutro al doble para soportar las armónicas.
- \* Contactos IG.
- \* Sistemas TVSS en por lo menos en los niveles de exposición "A" y "B" debido a que un transitorio externo debe ser atenuado desde la acometida para evitar que genere inducción de potencial en neutro y tierra.

El diagrama IEEE lo muestra como sigue:



## Intermediate Metal Conduit (IMC)



### NEC 300-5

Burial depth is 6".

### NEC 345-3

Conduit may be used in all hazardous locations.

### NEC 345-6

Conduit is available in sizes 1/2" to 4".

### NEC 345-11

Total number of bends in a conduit run must equal no more than 360°.

### NEC 345-12

Conduit must be supported every 10' and within 3' of every outlet. Note: 345-12, Ex. 1 permits use of Table 346-12. See also Ex. 2.

### NEC 345-3(c)

Conduit must be encased in a concrete layer at least 2" thick to be buried in a cinder fill, or it must be buried at least 18" below the cinder fill.

### NEC 345-8

Conduit ends must be reamed after cutting. If conduit is threaded in the field, a cutting die with taper must be used.

### NEC 345-15

Bushings must be used over the ends of the conduit to protect the wire from abrasion. This rule applies for conduit entering boxes, cabinets, and enclosures.

### NEC 345-16

General requirements are:

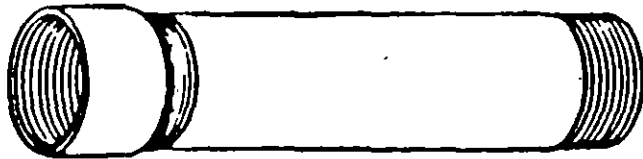
1. Conduit must be shipped in 10' lengths.
2. Conduit made of material other than steel must be so marked.
3. The letters "IMC" must be marked every 2'-6" on each length of conduit with the manufacturer's name.

General rules for using intermediate metal conduit (IMC)



## Metal Conduit

### Rigid Metal Conduit.



#### NEC 346-3

Conduit must be encased in a concrete layer at least 2" thick to be buried in a cinder fill, or it must be buried at least 18" below the cinder fill.

#### NEC Table 300-5

Conduit must be buried at least 6" deep with exceptions per 300-5.

#### NEC 346-7, 8

Conduit ends must be reamed after cutting with bushings over the ends of conduit.

#### NEC 346-11

Total bends in a run of conduit must not exceed 360°.

#### NEC 346-1(b)

Where possible, boxes and fittings must be of the same material to prevent galvanic action. Aluminum fittings are an exception.

#### NEC 346-12

Conduit must be supported every 10' and within 3' of every outlet or fitting with two exceptions per Table 346-12.

#### NEC 346-5

The smallest size conduit permitted is 1/2", with two exceptions:

Size 3/4" conduit may be used to connect a motor that is separated from the motor box. [430-145(b)]

#### NEC 346-15

General requirements are:

1. Must be shipped in 10' lengths.
2. Nonferrous, corrosion-resistant conduit must be so marked.
3. Manufacturer's name must appear on each length of conduit.

General rules for using rigid metal conduit

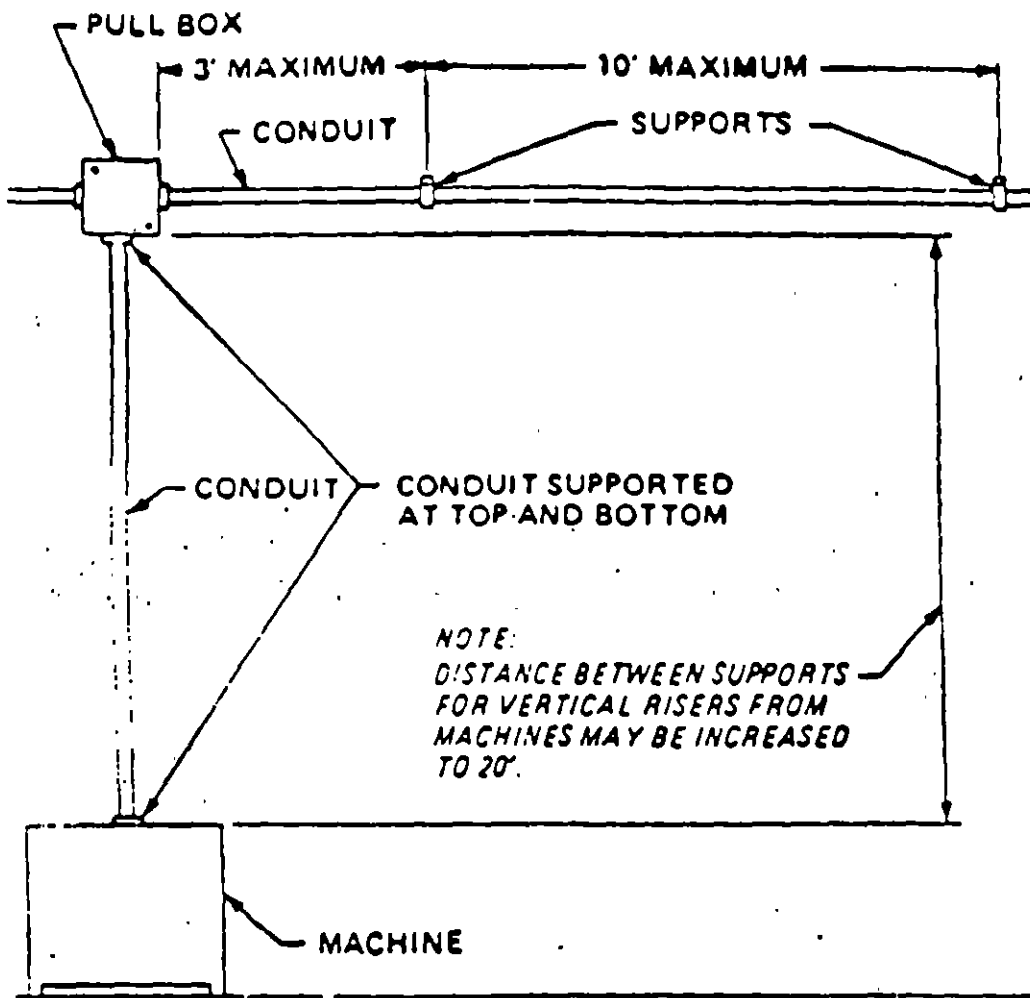


Table 346-12

Specifications for supporting rigid metal conduit.

# Nonmetallic Conduit

## Rigid Nonmetallic Conduit (PVC).



### NEC 347-2

Conduit may be installed in:

1. The ground at least 18" deep.
2. Walls, floors, ceilings, or concealed work.
3. Exposed work not subject to damage.
4. Cinder fill.
5. Dry or wet locations.
6. Corrosive atmospheres.

NOTE: Cold weather can cause PVC to become brittle and more subject to damage.

### NEC 347-3

Conduit may not be installed in:

1. Hazardous locations, except for underground runs from gas dispenser to gas stations (must be 2' deep).
2. Support of fixtures.
3. Areas subject to damage.
4. Temperatures above that allowed for conduit materials.
5. Systems with voltage over 600 volts unless encased in concrete.

### NEC 347-8

Conduit must be supported per Table 347-8.

### NEC 347-10

Minimum size is 1/2".

### NEC 347-14

Total number of bends in a conduit run must not exceed 360°.

### NEC 347-17

Conduit must be shipped in 10' lengths with coupling included. Manufacturer's name must be on each 10' length.

### NEC 300-5

Conduit must be buried in ground not less than 18" from top of conduit with exceptions per 300-5.

General rules for using rigid nonmetallic conduit

## Electrical Metallic Tubing (EMT)



### NEC 348-1

Conduit may be installed in any location except:  
Where subject to physical damage.

In hazardous locations, except for Class II,  
Division 2.  
In ~~con~~ concrete.

### NEC 348-5

The smallest size permitted is  $\frac{1}{2}$ ", with these exceptions:

1. Size  $\frac{3}{16}$ " for underplaster extensions.
2. Size  $\frac{3}{8}$ " for motor separated from motor junction box. The maximum size permitted is 4".

### NEC 348-10

Total number of bends in a conduit run must not exceed 360°.

### NEC 348-11

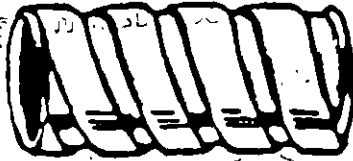
When conduit is cut in the field, it must be reamed to remove all sharp edges.

### NEC 300-5

Conduit must be buried in the ground not less than 18" unless an exception applies.

General rules for using electrical metallic tubing (EMT).

# Flexible Metal Conduit (Greenfield).



## NEC 350-2

Conduit may not be installed in:

1. Wet locations without a W-rated weatherproof insulation.
2. Hoistways, except for control circuits and short extensions on elevator cars.
3. Storage-battery rooms.
4. Hazardous locations, Class I, Division 1. Can be installed in Class I, Division 2.
5. Oil or gasoline areas without wire insulation approved for such areas.
6. Embedded in poured concrete or buried underground.

## NEC 350-4

Conduit must be supported every 4'-6" and not over 12" from boxes and fittings, with this exception: For fishing or when flexibility is required, the distance may be increased to 36".

## NEC 350-1

Conduit must have at least 6" clearance from a scuttle-hole entrance.

## NEC 350-2, Ex. 2

Conduit can be used for flexible connections with equipment grounding conductor.

## NEC 350-3

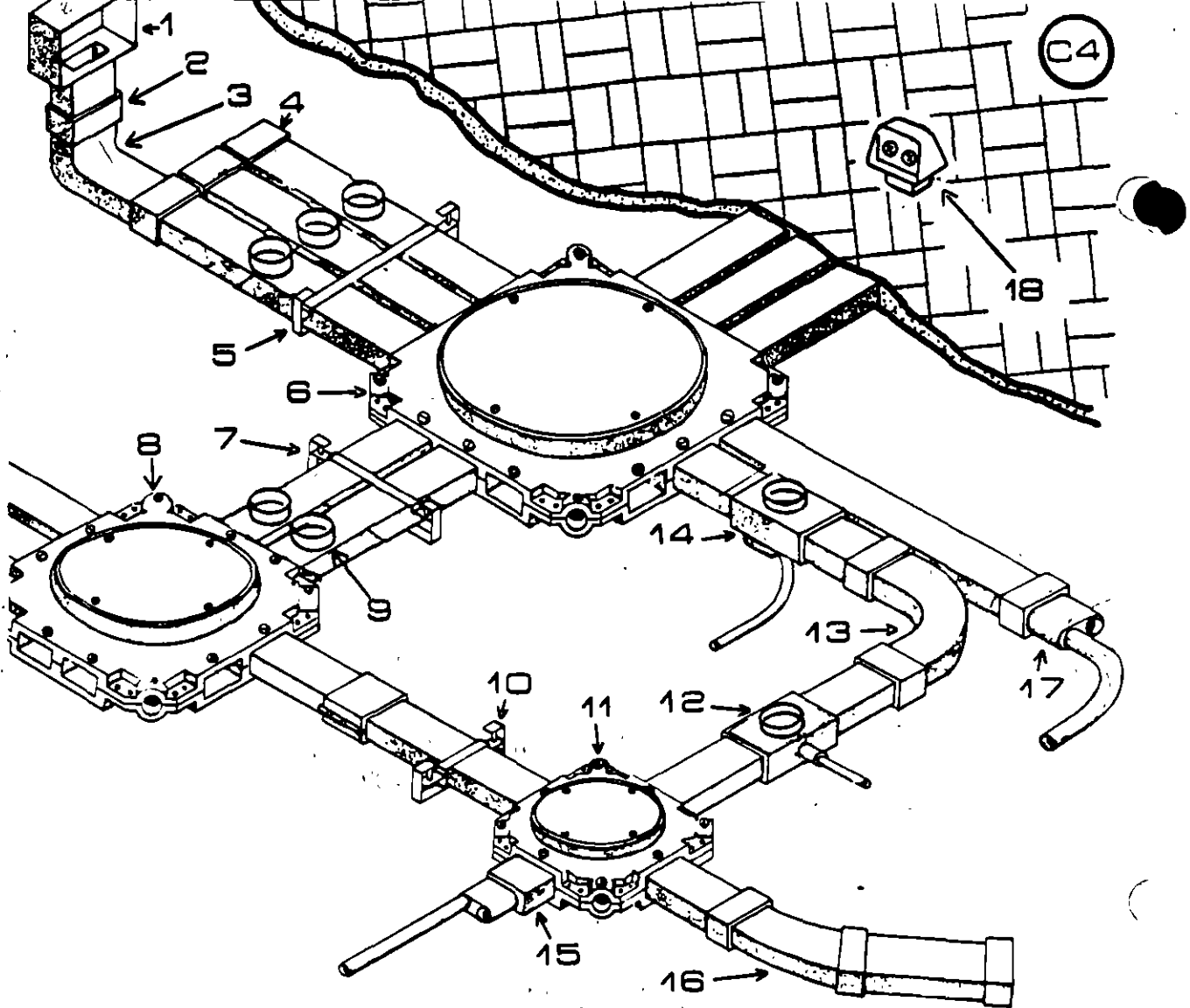
Minimum size permitted is 1/2", with these exceptions:

1. Size 1/4" for underplaster extensions per 344-2, Ex.
2. Size 3/8" to connect motor to motor junction box per 430-145(b).
3. Size 3/8" to connect lighting fixture to junction boxes.

## NEC 350-5

Conduit may be used for grounding of equipment in lengths of 6' or less and protected at 20' amps or less.

General rule for flexible metal conduit (Greenfield).

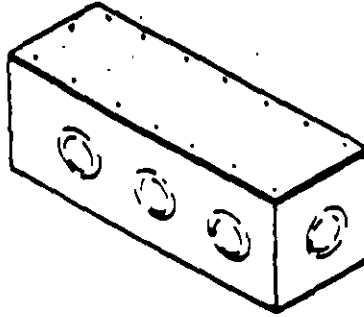


## SISTEMA DE DUCTOS.

teléfono  
contactos  
interfon  
alarmas

1		caja de registro.	11	A-100	caja registro sencilla.
2	C-10	cofle para ducto.	12	CS-10	cofle, salida lateral.
3	CM90	codo 90° para muro.	13	CP-90	codo piso 90°.
4	TT-10	tapón de salida.	14	CST-10	cofle, salida inferior.
5	S-300	soporte triple.	15	AC-10	adaptador: de registro a tubo conduit.
6	A-300	caja registro triple.			
7	S-200	soporte doble.	16	CP-45	codo 45° para piso.
8	A-200	caja registro doble.	17	AD-10	adaptador: de ducto a tubo conduit.
9		cofle de salida 51mm			
10	S-100	soporte sencillo.	18		contacto polarizado.

# DESIGNING WIREWAYS



SCREW-COVER WIREWAY

## NEC 362-2

Wireways may not be used:

1. Where subject to severe mechanical injury.
2. In corrosive atmosphere.
3. In hazardous locations, with this exception: If dust-tight, may be used in Class I, Division 2, and in Class II, Division 2.

## NEC 362-4

No conductor that is larger than the maximum size for which the wireway is designed may be installed.

## NEC 362-5

Wireway is limited to thirty current-carrying conductors except for signaling or control circuits. More than thirty current-carrying conductors must be derated by Note 8 to Tables 310-16 through 310-31.

## NEC 362-6

Splices and tapped conductors may not fill wireway to more than 75% of the cross-sectional area of the duct.

## NEC 362-8

Wireways may not be concealed, but they may pass through a dry wall if a joint does not fall within the wall.

## NEC 362-7

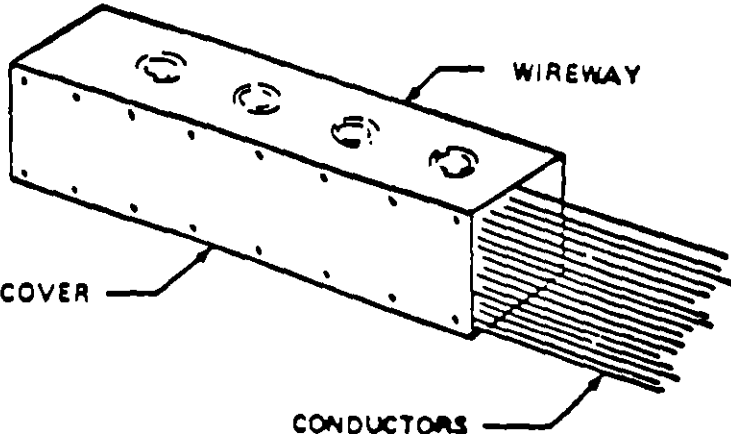
Wireways must be supported every 5' when running horizontally. Spacing may be over 5' for special ducts. For vertical runs, spacing may be 15', provided there is not more than one joint between supports.

## NEC 362-1

Wireway must be completely installed before conductors or cables are laid in place.

General rules for wireways.

# Sizing



362-5

**PROBLEM:** What size wireway is required for six #2/0 THW, eight #6 THW, and twenty-two #12 THWN copper conductors?

**STEP 1:**

$$\begin{array}{r} 6 \times .2781 = 1.6686 \text{ sq. in.} \\ 8 \times .0819 = .6552 \text{ sq. in.} \\ 22 \times .0117 = .2574 \text{ sq. in.} \\ \hline 2.5812 \text{ sq. in.} \end{array}$$

**STEP 2:** Multiplier of 100 divided by 20% fill equals 5.

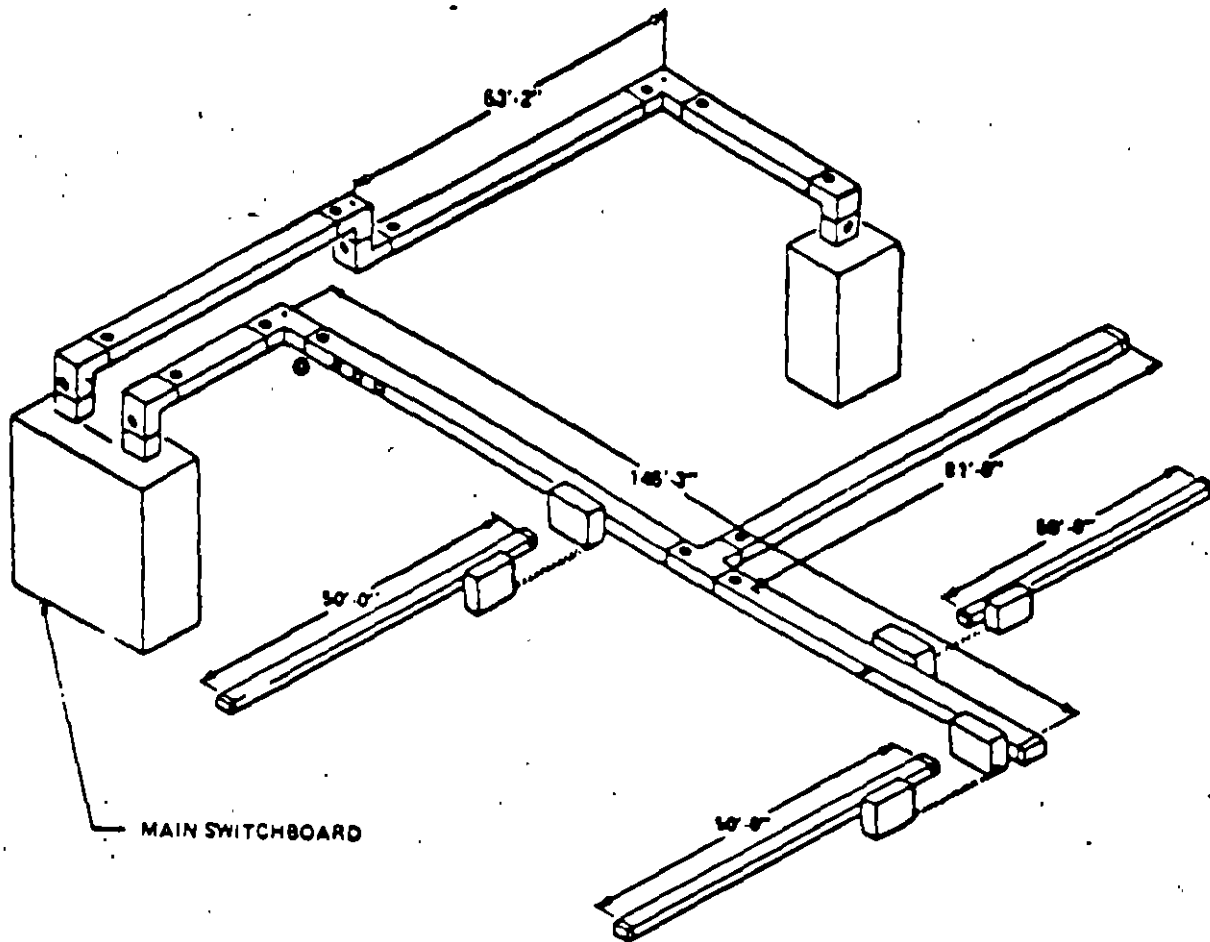
$$\begin{array}{r} 2.5812 \times 5 = 12.906 \text{ sq. in.} \\ (4 \times 4 = 16 \text{ sq. in.}) \end{array}$$

**ANSWER:** 4" x 4" wireway is required.

Sizing wireways.



# DESIGNING BUSWAYS



## NEC 364-4

Busways may be used only for exposed work. An exception permits them to be installed behind removable panels.

## NEC 230-43

Busways may be used at 600 volts or less as service equipment.

## NEC 364-4

Busways must not be installed:

1. Where subject to severe mechanical injury or corrosive vapors.
2. In hoistways.
3. In hazardous locations, except for enclosed gasketed busways permitted in Class I, Division 2 locations.
4. In damp or wet locations unless approved.

## NEC 364-8

Seven types of wiring are permitted to tap or branch off busways:

1. Rigid metal conduit.
2. Flexible metal conduit (Greenfield).
3. EMT.
4. Nonmetallic raceway.

8. Surface metal conduit.

9. Hard-usage cord assemblies.

10. Armored cable (BX).

## NEC 364-5

For horizontal runs, busways must be supported every 5', unless marked for 10' spacing. The maximum spacing for vertical runs is 16'.

## NEC 364-13

Overcurrent protection for busways used as branch circuits is the same as for other wiring used for branch circuits. For a 20-amp branch circuit, use a 20-amp protective device. For a 30-amp branch circuit, use a 30-amp protective device, etc.

## NEC 364-10

Overcurrent protection for busways is as follows:

1. A 100-amp busway requires a 100-amp main.
  2. A 200-amp busway requires a 200-amp main.
- Should the busway fail to correspond to a standard fuse or circuit breaker, the next size may be used.

**Most Commonly Used Approximate Formula.** Where either  $e_R$  or  $e_S$  is known, then

$$\text{Line-to-neutral voltage drop} = I(R \cos \theta + X \sin \theta) \quad (4.7)$$

Equation (4.7) can be converted as follows to calculate the per cent voltage drop:

$$\text{Per cent voltage drop} = \frac{\text{kva} (R \cos \theta + X \sin \theta)}{10 (\text{kv})^2} \quad (4.8)$$

where kva is three-phase kva and kv is line-to-line kilovolts. For single-phase circuits the per cent drop is twice this value.

From the vector-diagram in Fig. 4.28 it can be seen that, while Eqs. (4.7) and (4.8) are approximate, they are close enough for practical purposes. In practical cases the angle between  $e_R$  and  $e_S$  will be small. In these formulas the error diminishes as the angle between  $e_R$  and  $e_S$  approaches zero and is exact if that angle is zero. The latter condition will exist when the power factor of an inductive load is the same as the power factor of the inductive circuit through which load current is causing the voltage drop. In Fig. 4.28,  $\theta$  is the power factor of the load.

**Effect of Nonlinear Loads.** The error caused by variation of load current and power factor with voltage applied to the load is not taken into consideration in any of the foregoing formulas. If this error is significant, it may be compensated for by using the cut-and-try method; that is, first assume a given load or receiver-end voltage  $e_R$  in the formulas. Then if the value obtained by subtracting the calculated voltage drop from the sending-end voltage is considerably different from the assumed receiving-end voltage, make another try. Generally such refinement is not necessary when the total plant voltage drops are less than 10 per cent.

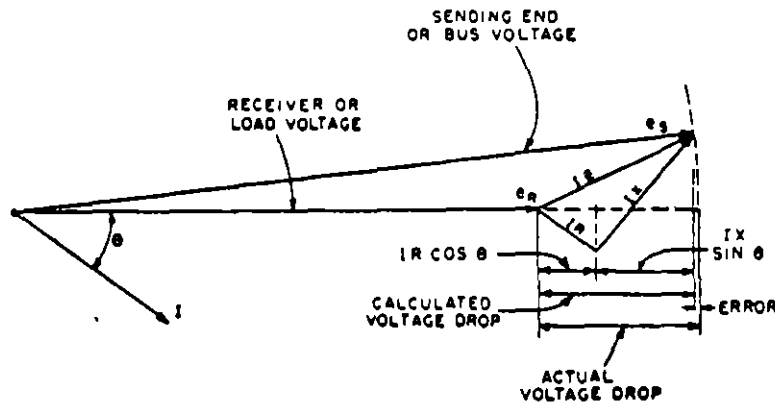
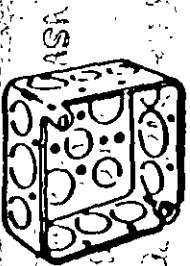
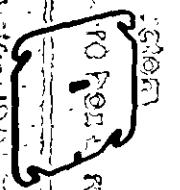


FIG. 4.28 Diagram indicating magnitude of error when using Eqs. (4.7) and (4.8).

# Accessories



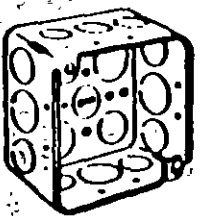
1 1/2" DEEP, 1/2" and 3/4" KNOCKOUTS



FLAT, BLANK



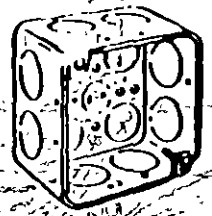
FLAT, 1/2" KNOCKOUT



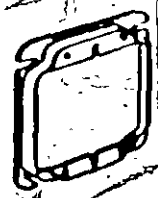
2 1/8" DEEP, 1/2" and 3/4" KNOCKOUTS



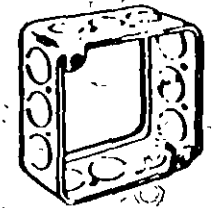
FOR ONE DEVICE



2 1/8" DEEP, 1" KNOCKOUTS



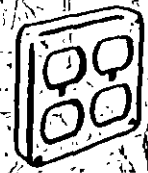
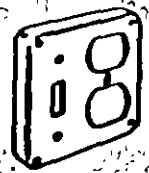
FOR TWO DEVICES



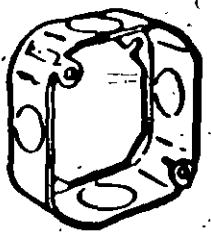
1 1/2" DEEP, 1/2" KNOCKOUTS (EXTENSION RING)



FOR EXPOSED WORK, RAISED 1/2"



## SQUARE BOXES AND COVERS (4" x 4")



1 1/2" DEEP



FLAT, BLANK



FLAT, 1/2" KNOCKOUT



RAISED 1/2" OR 1/4" OPEN



FLAT, TOGGLE



FLAT, DUPLEX RECEPTACLE

## OCTAGON BOX AND COVERS

General rules for using square and octagon boxes.

# ARTICULO 384-TABLEROS DE DISTRIBUCION Y GABINETES DE CONTROL

**384-1 Alcance.** Este artículo cubre (1) todos los tableros de distribución, gabinetes de control y tableros instalados para el control de circuitos de alumbrado y de energía, y (2) los tableros para carga de acumuladores, alimentados por circuitos de alumbrado o de energía.

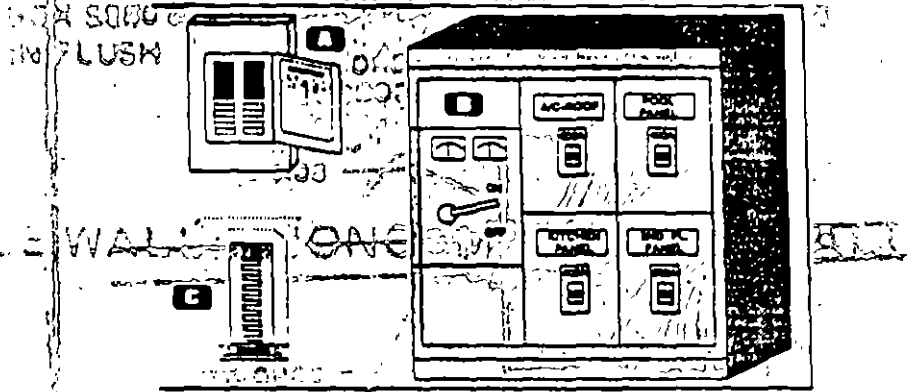


Fig. 162

Article 384 covers panelboards and switches. (A)

Panelboards are installed in a cabinet. (B)

Switchboard. (C) Panelboard is often called \_\_\_\_\_ in the field.

STEP 1: Point to the hot conductors  
 Four to four conductors  
 Four to four conductors

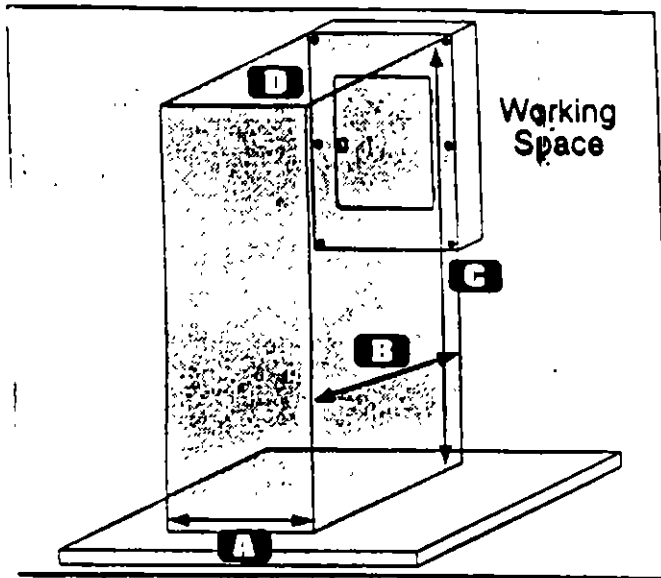
STEP 2: Tap to 370 (6) All the same conductors  
 With 4 conductors

ANSWER: A 1A, 1B and 1C are required.

**384-4 Instalación.** Los equipos cubiertos por el Artículo 384, deben instalarse en cuartos o en espacios destinados para tal equipo. Dichos espacios deben incluir, el espacio descrito en la Sección 110-16 y además, debe considerar un espacio exclusivamente dedicado, entre el piso y la estructura del cielo falso, que tenga una altura de 7.5 m a partir del piso, con el mismo ancho y profundidad del equipo. No se permite la instalación de tuberías, ductos, o equipos ajenos al equipo eléctrico o estructural, en, entre, o a través, de dichos espacios o cuartos.

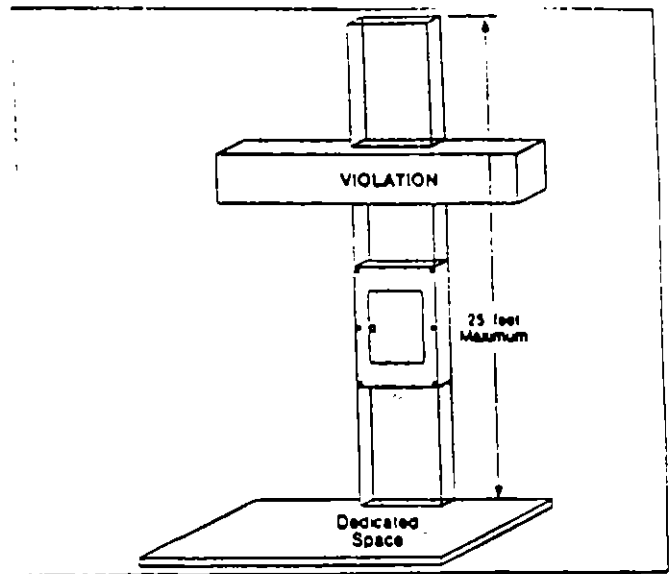
**Nota 1:** No se pretende que sea obligatorio tener un cuarto exclusivo.

**Nota 2:** En esta Sección no se pretende prohibir el uso de un rociador para la protección de la instalación eléctrica.



**Fig. 163**

Working space must be maintained in front of panelboards, according to 110-16 and 384-4. (A) Minimum width, 30 inches or width of equipment. (B) Minimum depth, 36 inches up to 48 inches, depending on the conditions, as listed in Section 110-16(a). (C) Minimum height, 6 feet 6 inches, as required in Section 110-16(f). (D) Illumination of working space required.



**Fig. 164**

Dedicated space includes the area above (up to 25 feet) and below (to the floor) the panelboard and switchboard. The dedicated space shall be the width and depth of the equipment, and must not contain any nonelectrical equipment.

COMPARACION DE ESPESORES \* : USA. VS. MEX.

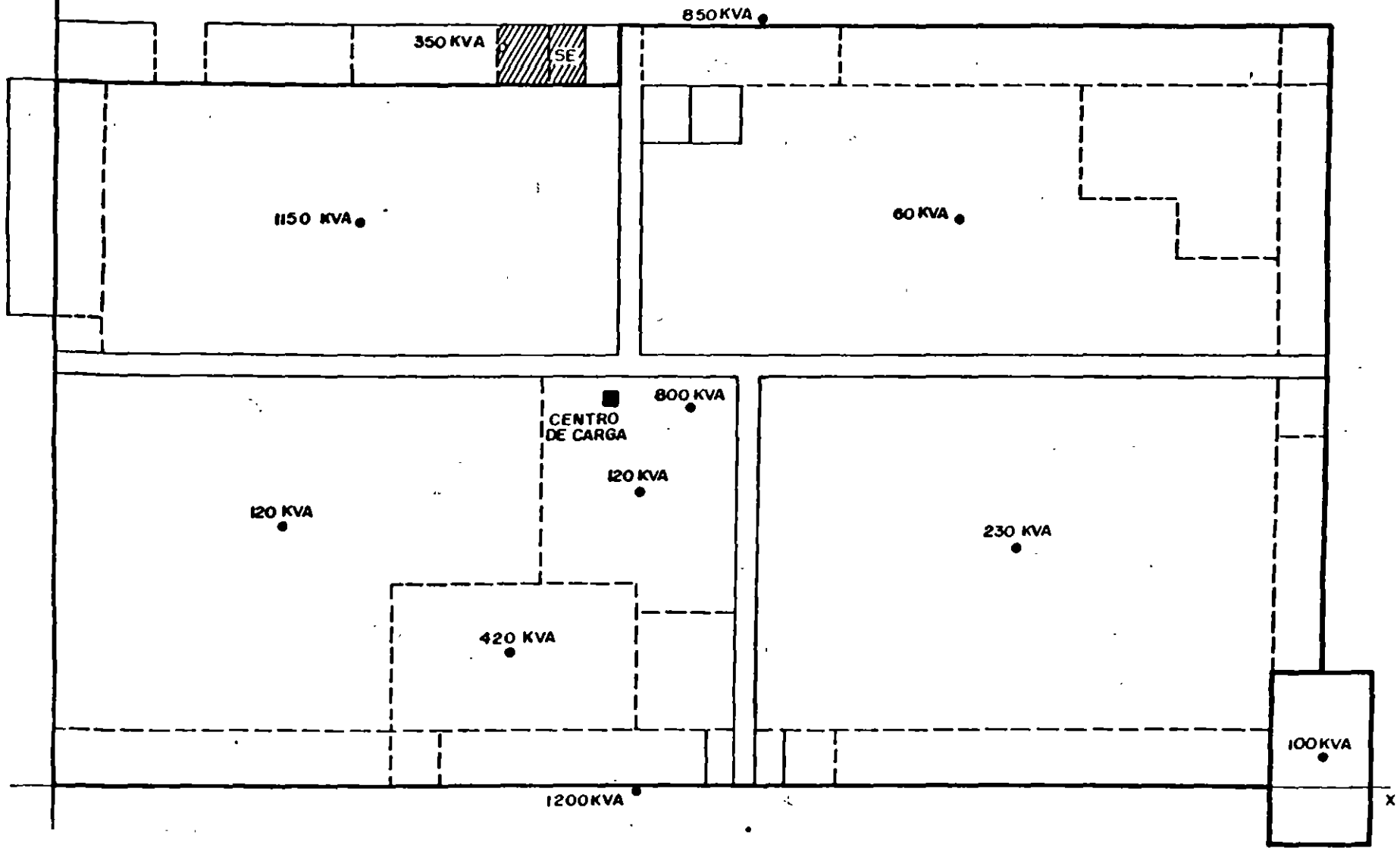
TUBO CONDUIT 19 mm .						
	GRC	CED 40	IMC	PGG	EMT	PDG
DIAMETRO EXTERIOR	26.67		26.14	25.40	23.42	23.50
DIAMETRO INTERIOR	20.93		21.92	22.40	20.93	21.40
ESPESOR DE LA PARED	2.87	2.87	2.11	1.52	1.24	1.06

GRC: GALVANIZED RIGID CONDUIT .

IMC: INTERMEDIATE METAL CONDUIT .

EMT: ELECTRIC METALLIC TUBE .

\* VALORES EN mm.

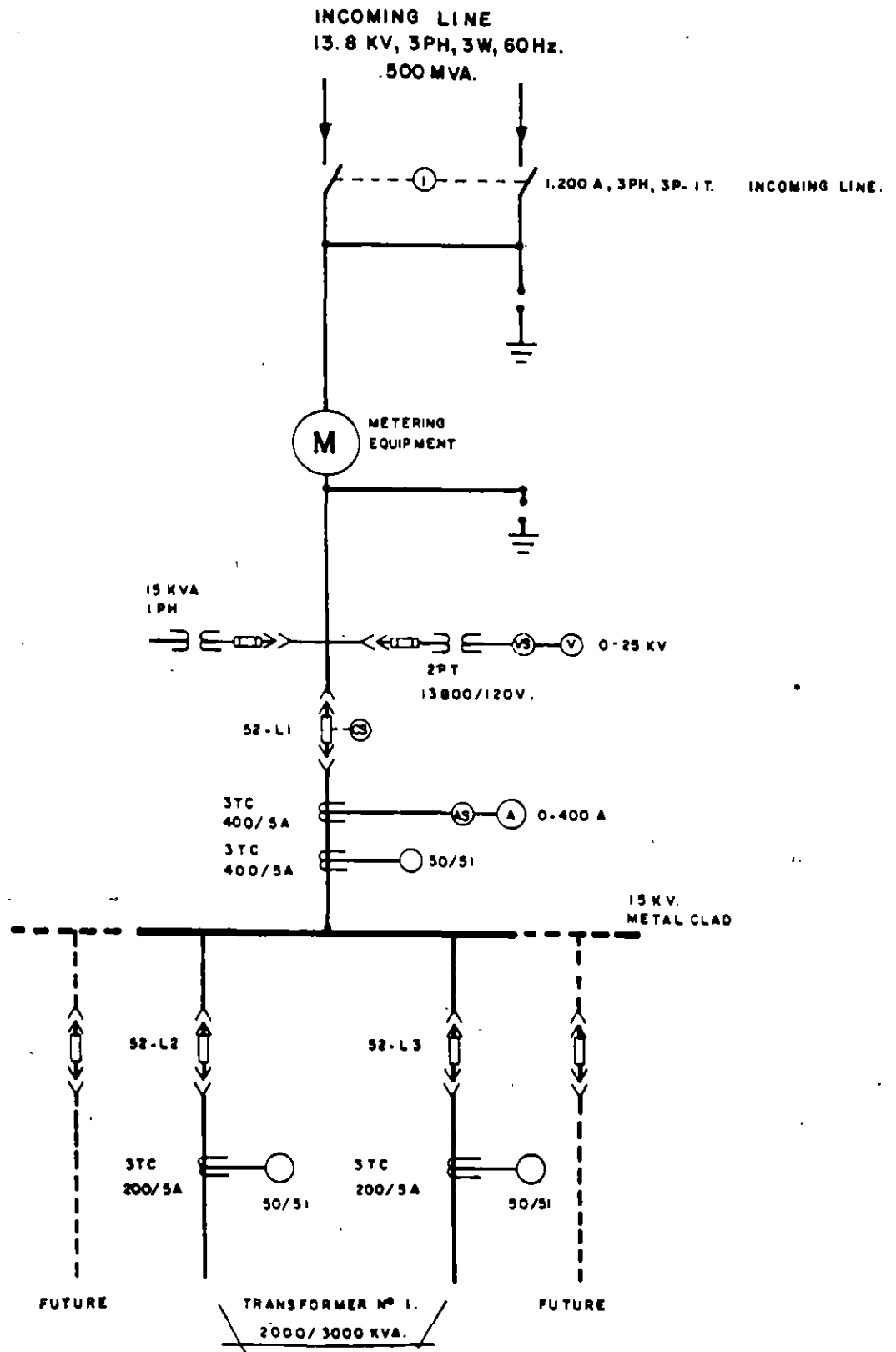


5.- MEMORIA DE CALCULO.

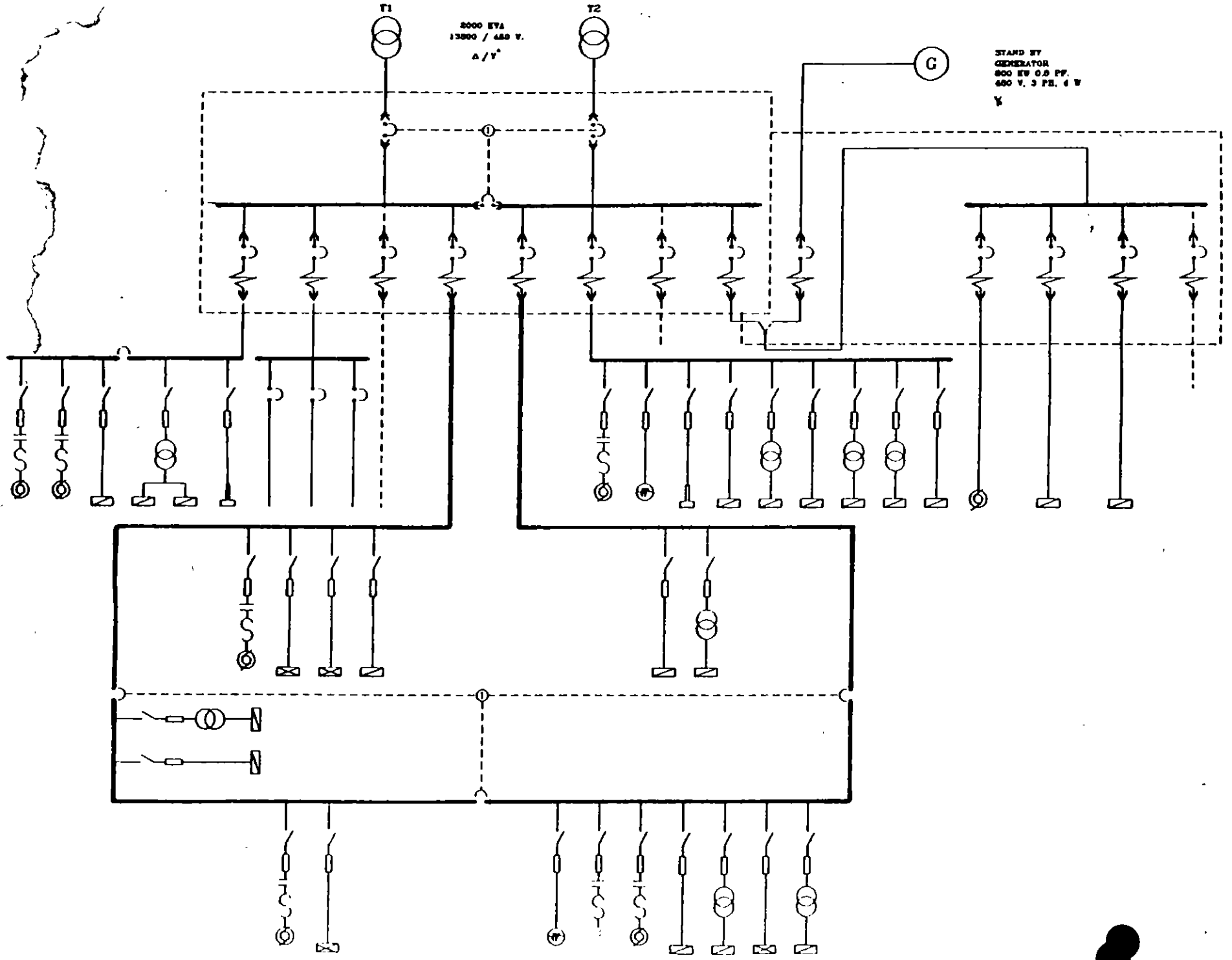
b1) - CALCULO DEL CENTRO DE CARGA

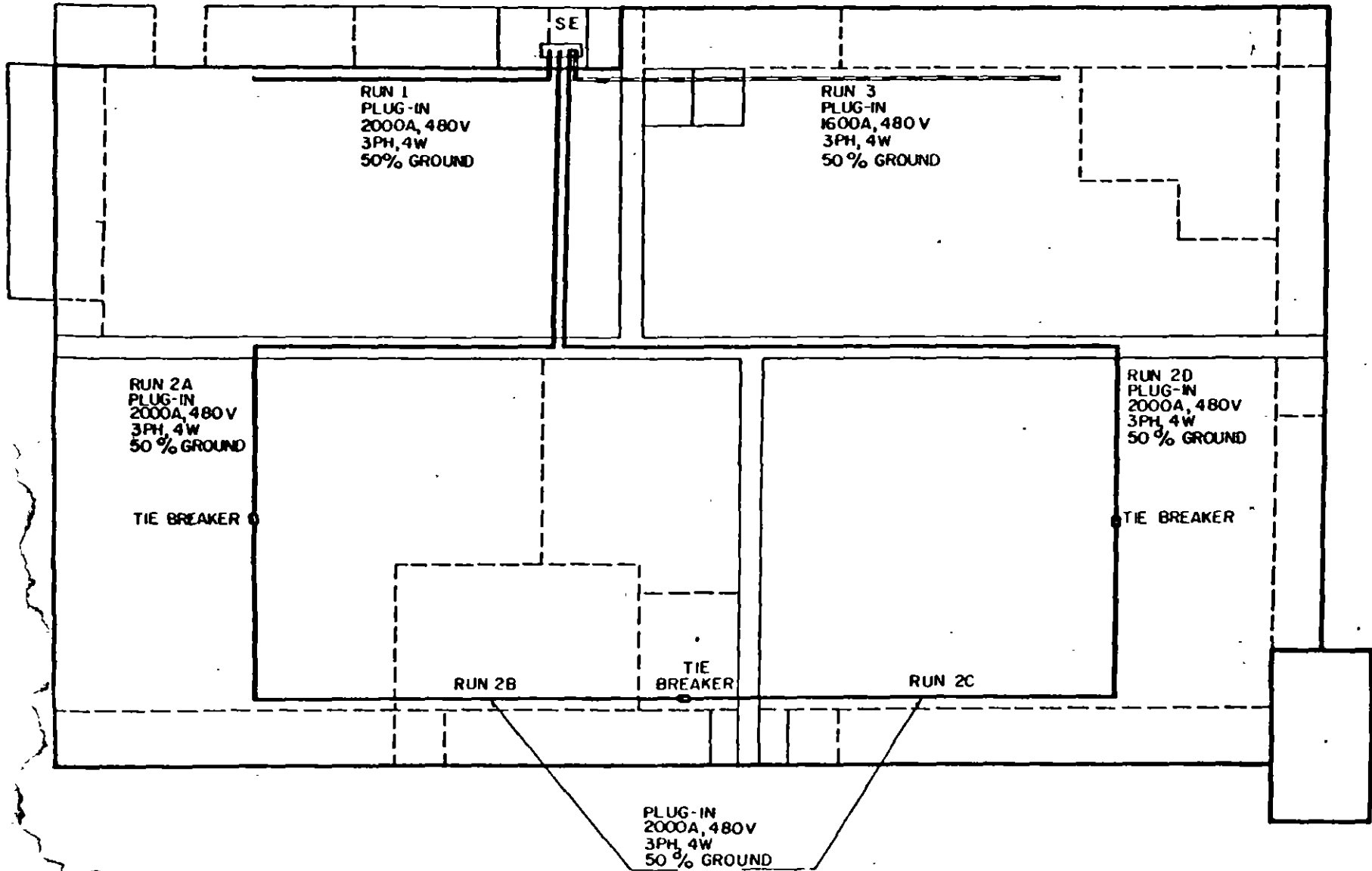
MOTOR Nº	HP	EJE X X'				EJE Y Y'			
		Signo	Dist de Pto	Mom (+)	Mom (-)	Signo	Dist de Pto	Mom (+)	Mom (-)
1	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
2	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
3	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
4	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
5	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
6	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
7	15	•	11.0	165.0		•	150.0	2,250.0	
8	75	-	6.0		450.0	•	110.0	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	-		•	14.1	2.1	
17	5	•	2.0	10.0		•	16.0	160.0	
18	5	•	4.0	20.0		•	26.2	131.0	
19	5	•	1.0	5.0		•	29.0	145.0	
20	1/2	•	6.3	3.2		•	28.0	14.0	
21	1/4		0	-		•	27.2	6.4	
22	11/2	•	1.5	2.1		•	23.0	30.5	
23	1	•	1.5	1.5		•	23.0	23.0	
24	11/2	•	1.5	2.1		•	23.0	30.5	
25	1	•	1.5	1.5		•	23.0	23.0	
26	5	•	10.8	54.0		-	21.8		109.0.
27	30	•	11.0	330.0		-	37.3		1110.0
28	14.24KW			-		-	-		-
29	0.75KW			-		-	-		-
30	1/3	•	10.4	3.47		-	50.0		16.7
31	1	-	2.5		2.5	-	49.0		49.0
32	0.0	-	4.5		4.1	-	45.0		44.1
33	1/4	-	9.4		2.4	-	49.5		12.4
34	40.			-		-			-
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	•	25.4	25.4					
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	•	72.5	18.1		•	47.6	11.5	
46	15	•	11.0	165.0					
47	1/4	•	61.00	15.2					
48	1	•	64.0	64.0		•	4.0	47.6	





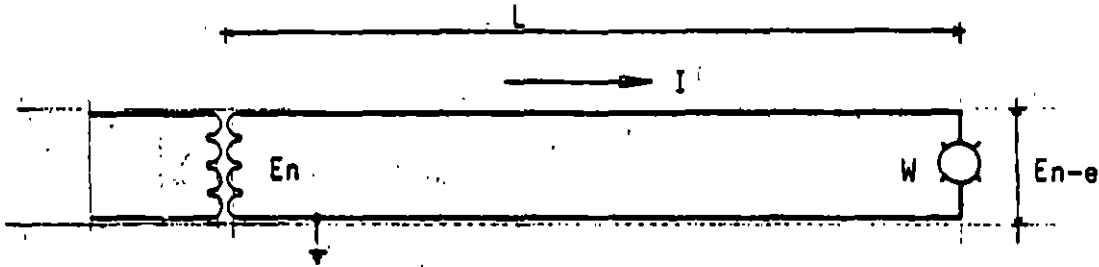
SINGLE LINE DIAGRAM.





FORMULAS USADAS:

Monofásico a dos hilos.



$$W = E_n I \cos \theta \dots\dots\dots 1$$

$$e = R I \dots\dots\dots 2$$

$$R = \frac{\rho}{S} \cdot 2 L \dots\dots\dots 3$$

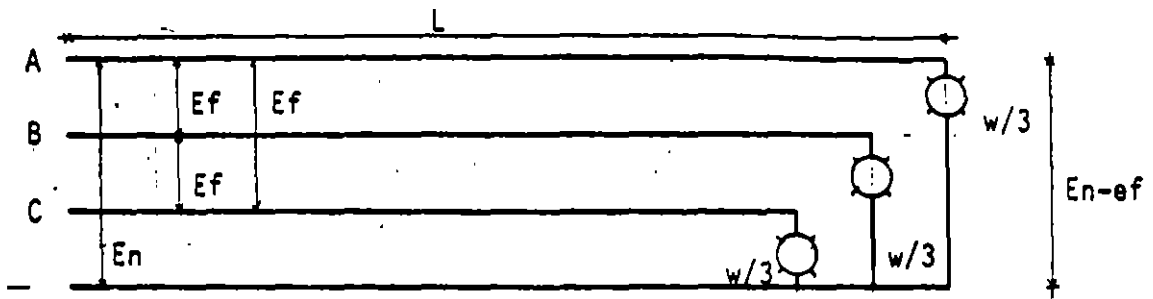
$$\rho = \frac{1}{58} \quad \Omega/\text{m}/\text{mm}^2 \geq 20^\circ\text{C} \dots\dots 4 \quad 0.0172$$

$$\rho = \frac{1}{50} \quad \Omega/\text{m}/\text{mm}^2 \geq 60^\circ\text{C} \dots\dots 5 \quad 0.0200$$

$$e = R I = \frac{\rho}{S} \cdot 2 L \cdot I = \frac{2 L I}{50 S} = \frac{L I}{25 S} \quad \text{volt para } 60^\circ\text{C} \dots\dots 6$$

$$\% e = \frac{e}{E_n} \cdot 100 = \frac{L I}{25 S E_n} \times 100 = \frac{4 L I}{S E_n} \dots\dots\dots 7$$

SISTEMA 3 FASES, 4 HILOS



$$W = 3 E_n I \cos \theta ; E_n = \frac{E_f}{\sqrt{3}} ; W = 3 \frac{E_f}{\sqrt{3}} I \cos \theta = \sqrt{3} E_f I \cos \theta$$

$$W = \sqrt{3} E_f I \cos \theta \dots \dots \dots 1$$

$$1 \theta \quad e_n = R I \dots \dots \dots 2$$

$$3 \theta \quad e_f = \sqrt{3} e_n = \sqrt{3} R I \dots \dots \dots 3$$

$$R = \frac{\rho}{S} \cdot L \dots \dots \dots 4$$

$$\rho = \frac{1}{58} \quad \Omega / m / mm^2 \text{ a } 20^\circ C = 0.0172 \quad \Omega / m / mm^2 \dots \dots \dots 5$$

$$\rho = \frac{1}{50} \quad \Omega / m / mm^2 \text{ a } 60^\circ C = 0.0200 \quad \Omega / m / mm^2 \dots \dots \dots 6$$

$$e_f = \sqrt{3} R I = \sqrt{3} \left( \frac{\rho}{S} \cdot L \right) I = \frac{\sqrt{3} L I}{50 S} \text{ volts para } 60^\circ C \dots \dots \dots 7$$

$$e\% = \frac{e_f}{E_f} \times 100 = \frac{\sqrt{3} L I}{50 S E_f} \times 100 = \frac{2\sqrt{3} L I}{S E_f} \dots \dots \dots 8$$

CALCULO DE ALIMENTADOR DE FUERZA.

OBRA: \_\_\_\_\_  
 TABLERO: \_\_\_\_\_ ALIMENTADOR: \_\_\_\_\_  
 LONGITUD: \_\_\_\_\_ m. TENSION \_\_\_\_\_ V. FASES \_\_\_\_\_ HILOS \_\_\_\_\_

CARGA CONECTADA	A. x	=	
Motor mayor (ART. 430-24)	A. x	=	A.
Suma otros motores uso continuo	A. x	=	A.
Suma otros motores uso no continuo	A. x	=	A.
Reserva	A. x	=	A.
		=	A.

CORRECCION POR AGRUPAMIENTO Y TEMPERATURA.

Factor de agrupamiento = \_\_\_\_\_ Factor de temperatura = \_\_\_\_\_  
 (ART. 310.8.a) (ART. 310-16 a 310-19)

Corriente Equivalente: I' =  $\frac{\text{Fa.} \times \text{Ft.}}{\text{x}}$  = \_\_\_\_\_ = A.

CONDUCTOR POR DENSIDAD DE CORRIENTE: \_\_\_\_\_ AWG., Aislamiento THW \_\_\_\_\_  
 que tiene una capacidad de conducción de corriente de \_\_\_\_\_ A. (para  
 \_\_\_\_\_ conductores).

CAIDA DE TENSION (ART. 210-19, 215-2).

En circuito derivado	%	Máximo	%
En subalimentador	%		
En subalimentador	%	Máximo	%
En alimentador	_____ %		
Total	%	Máximo	_____ %

CALCULO DE LA SECCION POR CAIDA DE TENSION DE \_\_\_\_\_ %

$$S = \frac{2 \sqrt{3} \cdot LI}{E_f \cdot e\%} = \frac{2 \times 1.73 \times \text{X} \times \text{X}}{\text{X}} = \text{mm}^2 \quad \text{AWG.}$$

$$e\% = \frac{2 \sqrt{3} \cdot LI}{E_f \cdot S} = \frac{2 \times 1.73 \times \text{X} \times \text{X}}{\text{X}} = \%$$

CONDUCTOR ESCOGIDO: \_\_\_\_\_ AWG.

Por densidad de corriente: \_\_\_\_\_ AWG.

Por caída de tensión : \_\_\_\_\_ AWG.

PROTECCION DEL ALIMENTADOR (ART. 340-52, 430-110).

Protección del motor mayor x A. = A. A.

Suma de corriente de los otros motores = A.  
(x factor de demanda Suma: \_\_\_\_\_ A.)

Interruptor 3 x A.

ALIMENTADOR:

Conductores : \_\_\_\_\_ AWG. \_\_\_\_\_ mm<sup>2</sup>.

Tubo conduit: \_\_\_\_\_ mm. \_\_\_\_\_ mm<sup>2</sup> . ( %)

Calculó \_\_\_\_\_ Fecha \_\_\_\_\_

## SUBESTACION ELECTRICA TIPO COMPACTO

OBRA :  
UBICACION:

ESPECIFICACION No. : 1  
FECHA :

SUBESTACION ELECTRICA 2 TIPO COMPACTO, montaje autoportado, para servicio 3, NEMA 4, 5 kV, con barras generales de 6, 7 A normales, 3 fases, 3 hilos, 60 Hz. para soportar esfuerzos de circuito corto de 8 MVA simétricos en 5 kV. Debe contar con barra de tierra a lo largo de las celdas. Construida en secciones de lamina rolada en frío, calibre 12, acopladas entre sí por medio de tornillería; la operación de los equipos se hará por el frente sin abrir las puertas, las cuales serán embisagradas, provistas de manijas de aluminio, chapas y llave; para observar su interior se tendrán ventanas con cristal inastillable para soportar sobrepresiones internas eventuales hasta de 0.42 kg/cm<sup>2</sup>. El acabado será con un tratamiento previo de desengrasado y 9, pintura anticorrosiva y pintura de color 10. La subestación estará formada por los siguientes gabinetes de 11 :

Pza.- Gabinete 12 para contener el equipo de medición de la compañía suministradora de energía; con placa lateral desmontable.

Pza.- Gabinete 13 para cuchilla de servicio 14 A, 14 kV, catalogo 14, 3 polos, un tiro, operación sin carga, por medio de palanca desde el frente del gabinete, con portacandado en las posiciones abierto y cerrado y con bloqueo mecánico que impida su apertura si antes no se desconecta el seccionador principal.

Pza.- Gabinete 15 para interruptor principal 16 A, 16 kV, Catalogo 16, tres polos, un tiro, operación con carga por medio de palanca desde el frente del gabinete; provisto con lo necesario para la instalación de tres fusibles limitadores de corriente de 17 MVA de capacidad interruptiva simétrica a 17 kV, marca 17; equipado con dispositivo para disparar tripolarmente el interruptor cuando opera alguno de los fusibles; con seguro mecánico para evitar abrir la puerta si no está desconectado el interruptor; con un juego de apartarrayos autovalvulares para operar a 18 m.s.n.m. para sistema con neutro sólidamente conectado a tierra, 18 kV, marca 18 Cat. 18.



Pza.- Gabinete 19, para interruptor derivado 20 A, 20 kV, catalogo 20, 3 polos, un tiro, operación con carga por medio de palanca desde el frente del gabinete; provisto con lo necesario para la instalación de tres fusibles limitadores de corriente de 21 MVA. de capacidad interruptiva simétrica a 21 kV. marca 21; equipado con dispositivo para disparar tripolarmente el interruptor cuando opera alguno de los fusibles; con seguro mecánico para evitar abrir la puerta si no está desconectado el interruptor.

Pza,- Placa lateral desmontable.

Pza.- Gabinete 22 de acoplamiento a transformador, con las barras y soportes necesarios para conectar con las terminales de 23 kV. del transformador.

Fusibles limitadores de corriente de 24 MVA, de capacidad interruptiva simétrica a 24 kV. marca 24 de:

Fusibles <u>25</u> A,	_____ Pza;	Cat. _____	en Gabinete(s) _____.
Fusibles <u>26</u> A,	_____ Pza;	Cat. _____	en Gabinete(s) _____.
Fusibles <u>27</u> A,	_____ Pza;	Cat. _____	en Gabinete(s) _____.
Fusibles <u>28</u> A,	_____ Pza;	Cat. _____	en Gabinete(s) _____.
Fusibles <u>29</u> A,	_____ Pza;	Cat. _____	en Gabinete(s) _____.

La subestación será probada de acuerdo a normas 30, y garantizada por un año contra todo defecto de manufactura.

Pza.- Gabinete 31 de cuchillas de prueba a base de 3 juegos de cuchillas de 32 A, 32 kV, catalogo 32, de tres polos, un tiro, operación sin carga por medio de volante desde el frente del gabinete.

**SUBESTACION ELECTRICA TIPO COMPACTA.**

- 1.- ESPECIFICACION No.:
- 2.- NOMBRE DE LA SUBESTACION:
- 3.- SERVICIO:             interior ( )                         exterior ( )
- 4.- NEMA:                 1 para servicios generales.             ( )  
                               2 a prueba de goteo.                                 ( )  
                               3 para servicio intemperie.             ( )  
                               3R a prueba de lluvia.                                 ( )  
                               4 hermético al agua y el                                 ( )  
   polvo.   ( )  
                               4X hermético al agua, polvo                                 ( )  
   y resistente a la corro-                                 ( )  
   sión.   ( )  
                               5 hermético al polvo.                                 ( )  
                               12 para uso industrial, hermético                                 ( )  
   al polvo y al goteo.                                 ( )
- 5.- CLASE DE AISLAMIENTO:     7.5kV ( )     25 kV ( )             kV ( )  
   15 kV ( )     34.5kV ( )
- 6.- BARRAS GENERALES:    Material : cobre electrolítico ( )  
   aluminio                                 ( )
- 7.-                                 Capacidad: 400A ( )     800A. ( )     A ( )  
   600A ( )     1200A ( )
- 8.- CAPACIDAD DE CIRCUITO CORTO: Investigar con CFE ó LyFC:  
   \_\_\_ MVA a \_\_\_ kV
- 9.- TRATAMIENTO:     bonderizado ( )  
   tropicalizado ( )
- 10.- COLOR:    Para interior: gris claro ANSI 61 ( )  
   Para exterior: gris azul ANSI 24 ( )  
   Otros                 : verde claro ( )
- 11.- INFORMACION PARA CONSTRUCCION: de izquierda a derecha ( )  
   de derecha a izquierda ( )  
   otros ( )

12.- GABINETE DE MEDICION: Dar numero de gabinete:

13.- GABINETE PARA CUCHILLA DE SERVICIO: Dar numero de gabinete: \_\_\_\_\_

14.- CUCHILLA DE SERVICIO: 400A ( ) 7.5kV ( )  
600A ( ) 15kV ( )  
A ( ) 23kV ( )  
kV ( )

Catalogo: Siemens \_\_\_\_\_  
Elmex \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

15.- GABINETE PARA INTERRUPTOR PRINCIPAL: Dar numero de gabinete.

16.- INTERRUPTOR PRINCIPAL: 400A ( ) 7.5kV ( )  
600A ( ) 15kV ( )  
A ( ) kV ( )

Catalogo: Siemens \_\_\_\_\_  
Elmex \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

17.- FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE:

\_\_\_\_\_ MVA a \_\_\_\_\_ kV marca \_\_\_\_\_

18.- APARTARRAYOS: Para operar a \_\_\_\_\_ m.s.n.m., \_\_\_\_\_ kV  
marca \_\_\_\_\_ Catalogo \_\_\_\_\_

19.- GABINETE(S) PARA INTERRUPTOR(ES) DERIVADO(S): Dar numero(s) de gabinete(s): \_\_\_\_\_

20.- INTERRUPTOR DERIVADO: Dar numero de gabinete.

Corriente nominal: 400A.- Gabinete No. \_\_\_\_\_  
600A.- " " \_\_\_\_\_  
A.- " " \_\_\_\_\_

kV: 7.5kV ( ) 15kV ( ) 23kV ( ) kV ( )

Catalogo: Siemens \_\_\_\_\_  
Elmex \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

21.- FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE:

\_\_\_\_\_ MVA, \_\_\_\_\_ kV, marca \_\_\_\_\_

22.- GABINETE DE ACOPLAMIENTO: Dar numero de gabinete: \_\_\_\_\_

23.- 7.5kV ( ) 15kV ( ) 23kV ( ) kV ( )

24.- FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DE \_\_\_\_\_ MVA SIMETRICOS A  
\_\_\_\_\_ kV, MARCA \_\_\_\_\_ :

25.- FUSIBLES \_\_\_\_\_ A, \_\_\_\_\_ Pza; Cat. \_\_\_\_\_ en Gabinete(s) \_\_\_\_\_

26.- FUSIBLES \_\_\_\_\_ A, \_\_\_\_\_ Pza; Cat. \_\_\_\_\_ en Gabinete(s) \_\_\_\_\_

27.- FUSIBLES \_\_\_\_\_ A, \_\_\_\_\_ Pza; Cat. \_\_\_\_\_ en Gabinete(s) \_\_\_\_\_

28.- FUSIBLES \_\_\_\_\_ A, \_\_\_\_\_ Pza; Cat. \_\_\_\_\_ en Gabinete(s) \_\_\_\_\_

29.- FUSIBLES \_\_\_\_\_ A, \_\_\_\_\_ Pza; Cat. \_\_\_\_\_ en Gabinete(s) \_\_\_\_\_

30.- NORMAS : NEMA ( )  
ANSI ( )

31.- GABINETE DE CUCHILLA DE PRUEBA: Dar numero de gabinete: \_\_\_\_\_

32.- CUCHILLAS DE PRUEBA 400A ( ) 7.5kV ( )  
200A ( ) 15 kV ( )  
A ( ) 23 kV ( )  
kV ( )

Catalogo: Siemens \_\_\_\_\_  
Elmex \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

## TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA

OBRA :  
UBICACION:

ESPECIFICACION No.:  
FECHA :

### PARTIDA No. 1

TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA, clase 2 , autoenfriado en 3 ,  
servicio 4 , 5 kVA de capacidad, 3 fases, 60 Hz., 6 kV de tensión  
primaria, 7 kV de nivel básico de impulso (NBI), conexión 8 con  
derivaciones de 9 del voltaje nominal, operados desde el 10 ;  
11 V de tensión secundaria, 12 kV de NBI, conexión 13 .  
Diseñado, construido y probado según normas ANSI C 57.12.00 para operar  
con una sobre elevación de temperatura de 14 °C sobre un medio ambiente  
de 30°C promedio y 40°C máximo, a una altura de operación de 15 m.s.n.m.;  
impedancia 16 con accesorios 17 , 18 de alta tensión en  
19 , y 20 en baja tensión en 21 ; completo  
con el liquido aislante necesario.

## TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA

1.- PARTIDA:

2.- CLASE:        OA (   )        FA (   )        previsión FA (   )        \_\_\_\_\_ (   )

3.- AUTOENFRIADO EN:    aceite(   )        liquido RTemp (   )

4.- SERVICIO:        interior (   )        exterior (   )

5.- CAPACIDAD:        750 kVA (   )        2000 kVA (   )        \_\_\_\_\_ kVA (   )  
                           1000 kVA (   )        3000 kVA (   )  
                           1500 kVA (   )        5000 kVA (   )

6.- TENSION PRIMARIA:    2.4 kV (   )        13.2 kV (   )        \_\_\_\_\_ (   )  
   4.16 kV (   )        23 kV (   )  
   6.0 kV (   )        34.5 kV (   )

7.- CLASE DE AISLAMIENTO:

Clase de aislamiento	DISTRIBUCION	POTENCIA
	< 500 kVA	> 500 kVA
1.2	30	45
2.5	45	60
5.0	60	75
15.0	95	110
23.0	150	150

8.- CONEXION:        delta                    (   )  
                           estrella                (   )

9.- DERIVACIONES:    + 2, 2 1/2%            (   )  
   + 2-4, 2 1/2%        (   )  
   \_\_\_\_\_                (   )

10.- DERIVACIONES OPERADAS DESDE EL:        exterior (   )  
   interior (   )

11.- TENSION SECUNDARIA:    208Y/120 V (   )  
   480Y/277 V (   )  
   \_\_\_\_\_ V (   )

12.- NIVEL BASICO DE IMPULSO:

Clase de aislamiento	Distribución	Potencia	( )
1.2	30 kV	45 kV	( )
2.5	45 '	60 '	( )
5.0	60 '	75 '	( )
15.0	95 '	110 '	( )
23.0	150 '	150 '	( )

13.- CONEXION: estrella, neutro fuera del tanque ( )  
( )

14.- ELEVACION DE TEMPERATURA: 65 C ( )  
55/65 C ( )

15.- ALTURA: \_\_\_\_\_ m.s.n.m.

16.- IMPEDANCIA: \_\_\_\_\_ según normas ( )  
garantizada de \_\_\_\_\_ % ( )

17.- ACCESORIOS: normales ( )  
especiales siguientes: ( )

Accesorios especiales. Marcar con X los que se requieran.

- 1.- Termómetro tipo carátula para el liquido aislante ( )
- 2.- Termómetro tipo carátula con contactos de alarma por sobretemperatura del liquido aislante NA NC ( )
- 3.- Nivel magnético para el liquido aislante ( )
- 4.- Nivel magnético con contactos de alarma por bajo nivel del liquido aislante NA NC ( )
- 5.- Tanque conservador ( )
- 5.1.- Nivel magnético con contactos de alarma por bajo nivel de liquido aislante en tanque conservador NA NC ( )
- 6.- Relevador buchholz ( )
- 7.- Cambiador de derivaciones con 5 posiciones además de la tensión nominal; operación sin carga ( )
- 8.- Cambiador de derivaciones operado bajo carga ( )
- 9.- Enfriamiento FOA, previsión ( )
- 10.- Previsión para ventilación por aire forzado (FOA) incluye: ( )
- 10.1- Termómetro de imagen térmica ( )
- 10.2- Bobina calefactora ( )
- 10.3- Transformador de corriente ( )
- 10.4- Caja de control ( )

- 10.5- Conexiones y ménsulas ( )
- 11.- Válvula de presión y vacío ( )
- 12.- Válvula de sobrepresión, operación mecánica ( )
- 13.- Conectores para A.T. ( )
- 14.- Conectores para B.T. ( )
- 15.- Boquillas de A.T. y B.T. con un aislamiento mayor al de la tensión normal:
  - Alta tensión:\_\_\_\_\_ kV; Baja tensión:\_\_\_\_\_ kV. ( )
- 16.- Base con ruedas para rolar en 2 sentidos ( )
- 17.- Caja de boquillas o brida para acoplar a un tablero en el lado de:
  - Alta tensión ( ) Baja tensión ( )
- 18.- Termómetro tipo carátula y accesorios especiales para medir la temperatura de los devanados ( )
- 19.- Relevador de presión anormalmente alta ( )
- 20.- Relevador de vacío/anormalmente alto ( )
- 21.- Líquido aislante de enfriamiento ( )
- 22.- Preservación líquido aislante ( )
- 23.- Transformadores de corriente tipo bushing
  - Relación ( )
  - Precisión ( )
- 24.- Pruebas eléctricas ( )
- Observaciones: ( )

- 18.- ALTA TENSION: garganta ( ) boquillas ( )
- 19.- ALTA TENSION: el costado izquierdo ( )
  - el costado derecho ( )
  - la parte superior ( )
- 20.- BAJA TENSION: garganta ( ) boquillas ( )
- 21.- BAJA TENSION: el costado izquierdo ( )
  - el costado derecho ( )
  - la parte superior ( )



No.	CONCEPTO	AVANCE %					JUN		JUL				AGO					
		20	40	60	80	100	19	26	03	10	17	24	31	07				
1	OBRA CIVIL (1)	■	■	■	■	■	*	*	*									
2	PLANTAS 350KW Y TRANSFER (1)	■	■	■			*		*	*								
3	TABLERO GE	■	■	■			*				*	*	*					
4	UPS Y BATERIAS (1)	■	■	■	■		*			*								
5	TABLERO TBP	■	■	■	■	■	*				*	*	*					
6	TABLERO PDM (1)	■	■	■	■		*				*	*	*					
7	LINEAS L10 Y L11	■	■	■	■	■	*	*	*	*	*	*						
8	LINEAS L12, L12A, L13 Y L13A (3)	■					*			*	*	*						
9	LINEAS L14 Y L15						*						*	*				
10	LINEAS L16, L18, L18A, L19 Y L19A (2)	■	■	■	■		*		*	*	*	*	*	*	*	*		
11	LINEA L23	■	■	■	■		*						*	*				
12	ILUM. CUARTO MAQ. Y UPS	■	■												*			
13	PRUEBAS												*	*				
	NOTAS:																	
	1. SUMINISTRADO POR BANCOMER																	
	2. L18A Y L19A INSTALADOS Y SUMINISTRADOS POR OTROS.																	
	3. SUMINISTRO E INSTALADO POR OTROS																	

(\* ) PROGRAMADO (■) REAL





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

**CURSOS ABIERTOS  
DIPLOMADO DE ACTUALIZACION EN INSTALACIONES ELECT.  
INDUSTRIALES Y PARA EDIF.**

**MODULO IV: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA  
INDUSTRIA.**

**TEMA: LA DIFERENCIA EN COSTO ENTRE UN SISTEMA**

**EXPOSITOR: ING. ARTURO MORALES COLLANTES.**

LA DIFERENCIA EN COSTO ENTRE UN SISTEMA BIEN PLANEADO Y UNA INSTALACION MEDIOCRE ES GENERALMENTE PEQUEÑA. TOMESE EN CUENTA QUE EL SISTEMA ELECTRICO, EN GENERAL, COSTARA ALREDEDOR DEL 2 AL 10 % DEL COSTO GLOBAL DE LA PLANTA.

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

NO PLANEE UN SISTEMA ELECTRICO SIN PARTICIPACION DE:

EL PERSONAL DE PRODUCCION DE LA PLANTA. ELLOS CONOCEN EL PROCESO, CUALES MAQUINAS PUEDEN QUEDAR FUERA EN UNA EMERGENCIA Y CUALES NO, LA NECESIDAD DE CAMBIOS FUTUROS.

EL PERSONAL DE MANTENIMIENTO. INDICACION EN BASE A SUS PROGRAMAS, COMO DEBE HACERSE LA INSTALACION PARA DARLE MANTENIMIENTO SIN RIESGO Y CON FACILIDAD Y QUE SISTEMAS QUEDAN CONECTADOS Y CUALES FUERA.

EL PERSONAL DE SEGURIDAD

EL GRUPO DE INGENIERIA INDUSTRIAL QUE PLANEA LA FABRICA Y LOS DEMAS GRUPOS DE CONSTRUCCION, MECANICA Y CIVIL. DEBE HABER COORDINACION ENTRE TODOS.

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

- + EL SISTEMA NO ESTARA BIEN DISEÑADO.
- + LOS COSTOS INICIALES SE ELEVARAN.
- + SE VERA AFECTADA SERIAMENTE TODA SU PLANEACION ..

SI NO PUEDE PONERSE EN CONTACTO CON ESTAS PERSONAS, TRATE AUNQUE SEA INDIRECTAMENTE DE OBTENER DATOS ACERCA DEL FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA.

## 1.2. CONSIDERACIONES BASICAS DE DISEÑO

### SEGURIDAD

{ EN VIDAS NO HAY ALTERNATIVA,  
SOLO LA OPCION SEGURA ES LA  
VIALE.  
EN LA PROPIEDAD PUEDE EVALUAR  
SE ECONOMICAMENTE.

CONFIABILIDAD DEPENDE DEL TIPO DE PROCESO. ALGUNAS PLANTAS TOLERAN INTERRUPCIONES, OTRAS NO. LAS FALLAS DEBEN AISLARSE CON UN MINIMO DISTURBIO AL RESTO DEL SISTEMA.

SIMPLICIDAD DE OPERACION UNA VEZ SATISFECHOS LOS REQUERIMIENTOS DEL PROCESO, EL SISTEMA DEBE SER TAN SIMPLE COMO SEA POSIBLE.

REGULACION DE TENSION LAS BAJAS TENSIONES PRODUCEN DAÑOS AL EQUIPO.

MANTENIMIENTO ACCESO CON SEGURIDAD Y FACILIDAD PARA LIMPIEZA, REPARACIONES, AJUSTES Y MANTENIMIENTO RUTINARIO.

FLEXIBILIDAD DEBEN PREVERSE CAMBIOS FUTUROS, DENTRO DE LO ECONOMICAMENTE CONVENIENTE.

COSTOS INICIALES FACTORES MUY IMPORTANTES AL DECIDIR ENTRE DISTINTAS ALTERNATIVAS.

EXPANSIONES FUTURAS TAMBIEN DEBEN CONSIDERARSE YA QUE, GENERALMENTE TODAS LAS INDUSTRIAS TIENDEN A CRECER. ESTO NO DEBE OLVIDARSE PARA TOMAR EN CUENTA EN LA SELECCION DE VOLTAJES, CAPACIDADES DE EQUIPO, ESPACIO PARA INSTALACION. TODO ESTO DEBE ESTAR CIMENTADO EN EL ESTUDIO ECONOMICO CORRESPONDIENTE.

### 1.3 GUIA PARA LA PLANEACION DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL

EL SIGUIENTE PROCEDIMIENTO PODRA GUIAR AL INGENIERO EN EL DISEÑO DE UN SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION INDUSTRIAL.

- + LEVANTAMIENTO DE CARGAS.
- + DETERMINACION DE LA DEMANDA.
- + ARREGLO ELECTRICO.
- + LOCALIZACION DEL EQUIPO.
- + SELECCION DE TENSIONES.
- + COMPAÑIA SUMINISTRADORA.
- + GENERACION.
- + DIAGRAMA UNIFILAR.
- + ANALISIS DE CORTO CIRCUITO.
- + PROTECCION.
- + EXPANSION FUTURA.
- + OTROS REQUERIMIENTOS.

## LEVANTAMIENTO DE CARGAS

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

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

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

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



## DENSIDADES DE CARGA ESTIMADAS EN VARIAS INDUSTRIAS

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

TIPO DE PLANTA	VOLT-AMPERS DEMANDADOS VA/ M2
FABRICA DE AEROPLANOS	162 -270
FABRICA AZUCAR	200
FABRICA DE PAPEL	150
FABRICA TEXTIL	130
MANUFACTURA DE CIGARRILLOS	
MANUFACTURA EN GENERAL, QUIMICOS, EQUIPO ELECTRICO	108
TALLER DE REPARACION DE MAQUINAS, FABRICACION DE PEQUEÑOS APARATOS	80
MANUFACTURA DE LAMPARAS	54
MANUFACTURA DE PEQUEÑOS COMPONENTES	38

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

## DETERMINACION DE LA DEMANDA

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

## DEFINICIONES

**DEMANDA** LA CARGA ELECTRICA EN LAS TERMINALES DE SALIDA, PROMEDIADA SOBRE UN ESPECIFICO INTERVALO DE TIEMPO ( KVA, A, KW, ETC. ) EL PERIODO DE TIEMPO ES DE 15 MINUTOS, 1/2 HORAS O 1 HORA.

**CARGA PICO** LA MAXIMA CARGA CONSUMIDA O PRODUCIDA POR UNA UNIDAD O GRUPO DE UNIDADES EN UN PERIODO DE TIEMPO ESTABLECIDO. PUEDE SER LA MAXIMA CARGA INSTANTANEA O LA MAXIMA CARGA PROMEDIO DURANTE EL PERIODO.

**DEMANDA MAXIMA** LA MAYOR DE LAS DEMANDAS QUE HAN OCURRIDO DURANTE UN ESPECIFICO PERIODO DE TIEMPO ( PARA LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA ESTE PUEDE SER DE 1 MES ).

**FACTOR DE DEMANDA** LA RAZON DE DEMANDA MAXIMA DE UN SISTEMA A LA CARGA TOTAL DEL SISTEMA.

**FACTOR DE DIVERSIDAD.** LA RAZON DE LA SUMA DE LAS DEMANDAS INDIVIDUALES MAXIMAS DE LAS SUBDIVISIONES DE UN SISTEMA A LA DEMANDA MAXIMA DEL SISTEMA TOTAL.

**FACTOR DE CARGA** LA RAZON DE LA CARGA PROMEDIADA SOBRE UN CIERTO PERIODO DE TIEMPO A LA CARGA PICO OCURRIDA EN ESE PERIODO.

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

HORNOS DE ARCO	100
SOLDADURAS DE ARCO	30
HORNOS DE INDUCCION	80
ALUMBRADO	100

### MOTORES

1.-USO GENERAL, MAQUINAS HERRAMIENTAS, GRUAS, VENTILACION, COMPRESORAS, BOMBAS, ROLADORAS, ETC.	30
2.- PROCESOS SEMICONTINUOS, PAPELERAS, REFINERIAS, INDUSTRIA DEL HULE, ETC.	60
3.- PROCESOS CONTINUOS, TEXTILES, PLANTAS QUIMICAS, ETC.	90
SOLDADURAS DE RESISTENCIA	20
HORNOS DE RESISTENCIAS, CALENTADORES, FUNDIDORAS.	80

## SISTEMAS O ARREGLOS ELECTRICOS

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

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

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

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

## LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA DEBE PROPORCIONARLO

- + TENSION DE SUMINISTRO O TENSIONES DISPONIBLES, PROPIA O DEL CLIENTE.
- + RUTA DE LAS LINEAS Y PUNTO DE SUMINISTRO.
- + TARIFAS.
- + OPCIONES EN EL SUMINISTRO: CON SUBESTACION.
- + ESPACIO DE LA SUBESTACION SI LA PROVEE LA COMPAÑIA.
- + CORTO CIRCUITO Y CARACTERISTICAS DEL SISTEMA EN PUNTO DE SUMINISTRO.
- + REQUERIMIENTOS PARA MEDICION.
- + TIPO DE ATERRIZADO EN EL SISTEMA DE SUMINISTRO.
- + REQUERIMIENTOS DE COORDINACION CON EL SISTEMA DE PROTECCION DE LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA.
- + DATOS SOBRE CONFIABILIDAD DE LA RED, SI ES NECESARIO.
- + ALIMENTACIONES DE RESPALDO, DE SER NECESARIAS.

## COMPANÍA SUMINISTRADORA

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 COMPANÍA DE ELECTRICIDAD DEBE PLANEAR LOS CABIOS A SU RED DE DISTRIBUCION.

### DATOS QUE SE SUGIERE PROPORCIONAR ..

- + DISTRIBUCION DE PLANTA MOSTRANDO EDIFICIOS Y ESTRUCTURAS.
- + CARGA ELECTRICA DE LA PLANTA, PREFERENTEMENTE DEMANDA MAXIMA EN KVA.
- + PUNTO PREFERIDO PARA LA CONEXION DEL SERVICIO.
- + ARREGLO ELECTRICO DE LA COMPANÍA SUMINISTRADORA QUE SE DESEA.
- + PROGRAMA DE CONSTRUCCION Y DE PUESTA EN SERVIVIO.
- + MOTORES MUY GRANDES FUERA DE LO USUAL QUE SE TENGAN.
- + FACTOR DE POTENCIA ESPERADO.
- + DESCRIPCION DE LA CARGA CONECTADA.

## LOCALIZACION DE EQUIPO

EN GENERAL, ESTRE 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.



## 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 OIDIA UTILIZARSE ESTA ENERGIA.

## DIAGRAMA UNIFILAR

- ES UN ELEMENTO MUY IMPORTANTE EN LA PLANEACION.
- LOS SIMBOLOS ESTAN DEFINIDOS EN EL IEE STANDARD 315-1975 "GRAPHIC SYMBOLS FOR ELECTRICAL AND ELECTRONICS DIAGRAMS" (ANSI Y 32.2 - 1975 )
- EL DIAGRAMA UNIFILAR DEBE CONTENER LO SIGUIENTE:
  - + FUENTES DE POTENCIA, TENSIONES Y CORRIENTES DE C.C.
  - + TIPO, TAMAÑO, CAPACIDADES Y NUMEROS DE CONDUCTORES.
  - + CARACTERISTICAS DE TRANSFORMADORES ( RVA, TENSIONES, IMPEDANCIA, CONEXIONES Y METODOS DE PUESTA A TIERRA ).
  - + IDENTIFICACION DE LOS APARATOS DE PROTECCION ( 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 DISEÑADO 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 PREVEER 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 O 20 AÑOS ) Y REPLANTEE QUE PREPARACIONES DEBE TENER PARA ESTAS CONDICIONES, CUIDANDO DESDE LUEGO LOS COSTOS.

TAMBIEN ES CONVENIENTE INCLUIR, EN EL DIAGRAMA UNIFILAR LOS PUNTOS DONDE SE DESEAN HACER MEDICIONES Y SUS CARACTERISTICAS.

LO MISMO QUE, EN SU CASO, SI LA INSTALACION ES GEOGRAFICAMENTE GRANDE, DEBE INCLUIRSE SU LOCALIZACION.

NO OLVIDARSE TAMBIEN DE INDICAR LAS APLICACIONES FUTURAS QUE SE HAYAN CONSIDERADO O PLANES FUTUROS.

### SEGURIDAD

VERIFIQUE DE QUE 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, VENTILACION ADECUADA, REDUCIR CORROSION, MANTENIMIENTO DE CONDUCTORES, INSPECCIONES Y PRUEBAS RUTINARIAS, LLEVAR RECORDS, APLICACION DE CODIGOS Y NORMAS.

### SISTEMAS ELECTRICOS DE EMERGENCIA

HEMOS VISTO HASTA HORA DIFERENTES ARREGLOS QUE UNO CON RESPECTO AL OTRO NOS INDICAN MAYOR O MENOR CONFIABILIDAD DEPENDIENDO LOGICAMENTE DEL COSTO DE EQUIPO UTILIZANDO Y SU INSTALACION, ADEMAS QUE, EN CASO DE ALGUNA FALLA DE ALGUNO DE LOS EQUIPOS O MATERIALES USADOS, EL TIEMPO PARA RESTAURAR EL SERVICIO ES MENOR, ESTADISTICAMENTE 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 CONTINUACION DEL SERVICIO EN CUALQUIER PUNTO PARTICULAR DE UTILIZACION DE LA ENERGIA Y QUE DE ACUERDO CON LAS CARACTERISTICAS DE ESTE SERVICIO ESTE DEBA SER DE UN MINIMO DE TIEMPO DE INTERRUPCION O NO INTERRUMPIBLE, SI ESTE FUERA EL CASO.

PARA LO ANTERIOR SE PUEDEN AGREGAR SISTEMAS DE EMERGENCIA O DE OPERACION INMEDIATA. LA DECISION EN EL USO DE ESTOS SISTEMAS AGREGADOS DEPENDERA Y SE JUSTIFICARA UNICAMENTE POR SU COSTO Y POR SU NECESIDAD EN EL PROCESO DE LA PRODUCCION O DE LA OPERACION.

EL SISTEMA DE EMERGENCIA A SELECCIONAR DEPENDE DE LO QUE SE ESPERA QUE LLEGUEN A EFECTUAR. AL PROYECTAR SE DEBEN CONSIDERAR LAS NECESIDADES COMO LA DE SI EL SISTEMA NORMAL DE PRODUCCION DE OPERACION PUEDE TOLERAR UNA FALLA DE ENERGIA DE 1 MILISEGUNDO, 10 SEGUNDOS, UN MINUTO O MAS Y POR CUANTO TIEMPO EL SISTEMA DE EMERGENCIA O LA INSTALACION DE RESERVA VA A DESARROLLAR SUS FUNCIONES EN HORAS, MINUTOS O SEGUNDOS.

UN SISTEMA DE EMERGENCIA DESCONECTADO ES EL QUE ESTA EN ESTADO DURMIENTE HASTA QUE ES LLAMADO A OPERAR COMO UN MOTOR GENERADOR DE DIESEL QUE OPERA CUANDO OCURRE LA FALLA. UNO CONECTADO ES EL QUE OPERA EN TODO MOMENTO COMO UN INVERSOR ALIMENTADO CON C.C. A TRAVES DE UN CARGADOR DE BATERIA Y UNA BATERIA EN FLOTACION QUE ALIMENTA EL INVERSOR EN CASO DE FALLA DEL SISTEMA PRIMARIO DE ALIMENTACION.

AL DISEÑAR Y SELECCIONAR UN SISTEMA DE EMERGENCIA ES NECESARIO TOMAR EN CUENTA, ADEMAS DE SU DISPONIBILIDAD, TAMBIEN SU CONFIABILIDAD. POR EJEMPLO, UN EQUIPO DE TRANSFERENCIA TIENE COMPONENTES QUE TIENEN UNA PROBABILIDAD DE FALLA EN SI MISMOS QUE EN REALIDAD REDUCE LA CONFIABILIDAD DEL CONJUNTO EN LA ENERGIA ENTREGADA O SEA QUE CON EL TRANSFER CONECTADO, EL SISTEMA PRIMARIO ES MENOS CONFIABLE PORQUE ESTE EN SI ES UN PUNTO DE FALLA QUE NO EXISTIRIA SI NO HUBIERA UN SISTEMA DE EMERGENCIA.

ES NECESARIO SOPESAR LOS CONVENIENTES E INCONVENIENTES Y EN LO POSIBLE EFECTUAR UN ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DEL EQUIPO EN QUE APOYAR LA DECISION Y ESTO SE LOGRA CON ESTADISTICAS DE FALLAS DE EQUIPO QUE ESTAN EN PODER DE ALGUNOS FABRICANTES Y QUE EN MEXICO SERIA MUY INTERESANTE DESARROLLAR A NIVEL DE GOBIERNO O USARIOS O DE LA PROPIA INDUSTRIA LA QUE SE PLANEE EFECTUAR TODA LA INSTALACION DEL SISTEMA ELECTRICO.

SE DEBE RECLAMAR PUES, QUE LOS SISTEMAS DE EMERGENCIA DEBEN ESTAR EN DISPONIBILIDAD PARA PROPORCIONAR ENERGIA EN FORMA CONFIABLE PARA SOBRELLEVAR PROBLEMAS OCASIONADOS POR INTERRUPCIONES QUE VAN DE MILLISEGUNDOS A VARIAS HORAS.

MAS DE UN TIPO DE SISTEMAS PUEDE SER UTIL PARA UNA APLICACION. LA SELECCION DEL MAS APROPIADO DEPENDERA DEL COSTO INICIAL, DE LOS COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO, NECESIDADES DE COMBUSTIBLE, CONFIABILIDAD DEL SISTEMA, CALIDAD DE LA ENERGIA ENTREGADA, CAPACIDAD PARA EXPANSIONES Y CONSIDERACIONES ECOLOGICAS EN SU CASO.

DESCRIPCION Y APLICACION DE ALGUNOS DE LOS SISTEMAS DE EMERGENCIA MAS USUALES:

## 1.-GENERADORES IMPULSADOS POR MOTOR DE COMBUSTION INTERNA.

ESTAS UNIDADES SE PUEDEN CONSEGUIR DESDE 1 KW A VARIOS MILES DE KW DE CAPACIDAD Y USAN COMO COMBUSTIBLE EN LOS MOTORES AL DIESEL, GASOLINA, GAS NATURAL O GAS LP ( BAJO PROPANO ). BIEN MANTENIDOS PUEDEN ENTRAR EN SERVICIO ENTRE 8 Y 15 SEGUNDOS.

LAS UNIDADES DIESEL SON GENERALMENTE PARA TRABAJO PESADO. EL COMBUSTIBLE ES EL DE MENOR COSTO Y EL PELIGRO DE INCENDIO ES MENOR QUE LOS QUE USAN GASOLINA. ESTAS SON USUALES HASTA LOS 100 KW Y TIENEN UN COSTO INICIAL MENOR QUE LAS DE DIESEL. LAS UNIDADES DE GAS NATURAL O LP FACILES DE ARRANCAR, AUN DESPUES DE PERIODOS LARGOS SIN USO, PERO TIENEN EL PROBLEMA DE QUE EL SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE ES MAS CONFLICTIVO CUANDO SE NECESITA EL SISTEMA.

LA APLICACION DE ESTOS TIPOS DE MOTOR - GENERADORES ES EN SISTEMA DESCONECTADOS PARA REDUCIR EL TIEMPO DE INTERRUPCION O EN COMBINACION CON SISTEMAS DE ENERGIA MECANICA ALMACENADA ( VOLANTES), CON LO CUAL SE MEJORA LA DISPONIBILIDAD Y CONFIABILIDAD DEL CONJUNTO.



## 2.- TURBO - GENERADORES:

SE UTILIZAN TURBINAS DE VAPOR O GAS COMO MOTORES. LAS DE VAPOR SE UTILIZAN UNICAMENTE CUANDO HAY DISPONIBILIDAD DE ESTE EN EL MISMO PROCESO PRODUCTIVO. LOS TAMAÑOS USUALES VAN DESDE 100 HASTA VARIOS MILES DE KW EN LAS DE GAS, SIENDO ESTAS LAS MAS COMUNES Y USAN DIFERENTES GRADOS Y TIPOS DE COMBUSTIBLE LIQUIDO, ASI COMO GAS NATURAL O LP. ESTAS UNIDADES PUEDEN ESTAR EN OPERACION EN 20 SEGUNDOS, LAS UNIDADES CHICAS Y HASTA 5 MINUTOS PARA UNIDADES GRANDES. POR SU PESO Y TAMAÑO PUEDEN INSTALARSE EN LOS TECHOS DE EDIFICIOS YA QUE SU PESO / KW ES MENOR QUE LAS DE MOTO - GENERADORES DE COMBUSTION INTERNA. ..

ESTE DIAGRAMA MUESTRA EL CASO TIPICO. EL MOTOR DE C.A. MUEVE A UN GENERADOR DE C.C., QUE A SU VEZ ENTREGA ENERGIA PARA MOVER EL MOTOR DE C.C. QUE MUEVE UN GENERADOR DE C.A. Y LA BATERIA SUMINISTRA A SU VEZ ENERGIA AL MOTOR DE C.C. EN CASO DE FALLA EN EL SISTEMA PRIMARIO. EL GENERADOR DE C.A. PROVEE DE ENERGIA ININTERRUMPIBLE A LA CARGA. EL HECHO DE QUE NO HAYA PARTES MOVILES EN LOS INVERSORES ESTATICOS Y RECTIFICADORES HA PROBADO SER UN PUNTO IMPORTANTE PARA PREFERIR ESTOS SOBRE LOS MECANICOS RODANTES.

CON ESTO HEMOS QUERIDO DAR ALGUNOS ASPECTOS DE LOS MUCHOS SISTEMAS QUE SE PUEDEN FORMAR SEGUN NECESIDADES DE LA OPERACION Y SU COSTO INICIAL Y DE OPERACION Y MANTENIMIENTO.

EN EL USO DE QUIPO Y MATERIALES, AL PLANEAR EL SISTEMA, TAMBIEN PODEMOS AFIRMAR QUE LAS TENDENCIAS ACTUALES CADA VEZ SE INCLINAN MAS AL USO DE :

- 1.- TABLEROS DE DISTRIBUCION TIPO METAL-CLAD, QUE SON LOS TABLEROS BLINDADOS, CON ENTRECERRRES Y ALGUNOS CON INTERRUPTORES CON CONTROL ELECTRICO Y OPERACION REMOTADA.
- 2.- CENTROS DE CONTROL DE MOTORES TIPO DRAW-OUT O DE LOS QUE ESTAN EN COMPARTIMIENTO 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 CAMARAS EN VACIO.

4.- PARA EL USO EN LOCALES CERRADOS SE USAN TRANSFORMADORES TIPO SECO O EN ASKAREL O PYRANOL, AUNQUE ESTOS LIQUIDOS EMITEN GASES VENENOSOS Y SE ESTA PROHIBIENDO SU USO ACTUALMENTE.

LOS TRANSFORMADORES TIPO SECO CON 15 A 20% MAS CAROS QUE LOS NORMALES, PERO SON MAS BARATOS QUE LOS LIQUIDOS 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 % MAS CAROS.

5.- CUANDO LAS CARGAS VARIAN DE POSICION O DE MAGNITUD SE HA HECHO MAS COMUN EL USO DE BUSES BLINDADOS EN LA DISTRIBUCION. 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 ENERGIA Y PERDIDAS EN TRANSFORMADORES Y ALIMENTADORES Y QUE AUMENTAN LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACION Y CONDUCCION Y QUE VEREMOS EN PLATICA APARTE.

7.- REGULADORES DE VOLTAJE DONDE LAS VARACIONES DE VOLTAJE SON CRITICAS SOBRE TODO EN LOS EQUIPOS AUTOMATIZADOS MODERNOS. TAMBIEN SE ESTA ACRECENTANDO EL USO DE CAMBIADORES DE DERIVACIONES AUTOMATICOS BAJO CARGA, EN TRANSFORMADORES, CON LOS RESULTADOS DESEABLES DE REGULACION.

TAMBIEN DEBEMOS HACER HINCAPIE, AL PLANEAR SU SISTEMA Y SU CONSTRUCCION, DE LAS SIGUIENTES MEDIDAS DE SEGURIDAD, ENTRE OTRAS PARA LA OPERACION Y MANTENIMIENTO.

- 1.- LOS EQUIPOS DE INTERRUPCION DEBEN SER CAPACES SIEMPRE DE OPERAR BAJO LAS MAS SEVERAS CONDICIONES DE OPERACION 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 OPERACION CON CARGA DE DISPOSITIVOS QUE NO ESTAN HECHOS PARA ESO, COMO CUCHILLAS DESCONECTORAS. EN ESTOS CASOS ES CONVENIENTE UN ENTRECIERRE PARA EVITAR LA OPERACION HASTA NO DESCONECTAR EL INTERRUPTOR CORRESPONDIENTE AL CIRCUITO.
- 4.- ESPACIO SUFICIENTE SIN OBSTACULOS EN LAS AREAS DONDE ESTA EL EQUIPO ELECTRICO LOCALIZADO, SOBRE TODO EN LUGARES CERRADOS.
- 5.- SUFICIENTES SALIDAS EN NUMERO Y TAMAÑO, DISEÑADAS CON PUERTAS CON APERTURA HACIA AFUERA Y CERRADURAS DE APERTURA TIPO PANICO O EMERGENCIA.

- 6.- LETRETOS Y ETIQUETAS CON NOMENGLATURA DE EQUIPO Y CABLES PARA DAR INSTRUCCIONES PERMANENTES Y LA DEBIDA IDENTIFICACION 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 DESENERGIZADO EN CASO QUE NO PUEDA HACERSE ASI, DEBERA DE ENTRENARSE AL PERSONAL DE MANTENIMIENTO PARA TRABAJAR EN PARTES VIVAS CON EL EQUIPO Y HERRAMIENTAS DE SEGURIDAD NECESARIAS PARA CADA CASO.

- 8.- DEBEN USARSE GUANTES DE HULE, PROTEGIDOS POR GUANTES DE CUERO PARA NO DAÑARLOS, AL OPERAR EQUIPOS VIVOS SOBRE TODO EN VOLTAJES MAYORES DE 600 VOLTS.
- 9.- DEBE INSTALARSE ALUMBRADO DE EMERGENCIA EN LOS LUGARES CLAVE PARA FACIL TRANSITO EN LUGARES PELIGROSOS.

RESUMIENDO EN PARTE LO QUE SE HA PLATICADO, PODEMOS ACONSEJAR LO SIGUIENTE, PARA PLANEAR UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL.

- 1.- OBTENGA UNA DISTRIBUCION 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 LAS CARGAS DE ALUMBRADO, VENTILACION O AIRE ACONDICIONADO Y OTRAS DIFERENTES A LAS DE FUERZAS EN LO POSIBLE DE DATOS REALES O DE TABLAS Y DATOS ESTADISTICOS.
- 3.- DETERMINE LA CARGA TOTAL CONECTADA Y CALCULE LA DEMANDA MAXIMA 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, OPERACION DE HORNOS DE ARCO O SOLDADORAS Y CONDICIONES DE OPERACION ESPECIALES COMO MOTORES AUXILIARES DE LAS CALDERAS O CARGAS QUE DEBEN MANTENERSE EN OPERACION BAJO TODAS CONDICIONES Y TAMBIEN LAS CARGAS QUE TIENEN UN CICLO ESPECIAL EN SU USO.
- 5.- ESTUDIE LOS VARIOS TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION Y SELECCIONE EL SISTEMA O LA COMBINACION DE SISTEMAS QUE MEJOR SE ACOPLEN A LOS REQUERIMIENTOS DE SU PLANTA Y ORIGINE SU DIAGRAMA UNIFILAR PRELIMINAR.
- 6.- OBTENGA DE LA CIA. SUMINISTRADORA DEL SERVICIO, EL DATO DE VOLTAJE DE SUMINISTRO, COMPORTAMIENTO DE SUS LINEAS SISTERNAS DISPONIBLES, ATERRIZAJE DE NEUTROS, PROTECCIONES, MEDICIONES Y LOS REQUERIMIENTOS FISICOS DEL EQUIPO.

TAMBIEN CAPACIDADES INTERRUPTIVAS DE INTERRUPTORES ASI 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 ESPESIFICO.

- 7.- SI SE CONSIDERA GENERACION DE ENERGIA PARA USOS PROPIOS, DEBE DETERMINARSE LOS KVA REQUERIDOS, INCLUYENDO LA CARGA PARA EMERGENCIA, EL VOLTAJE DE GENERACION Y LOS EQUIPOS ACCESORIOS CORRESPONDIENTES A PROTECCIONES, MEDICIONES, RELACION DE VOLTAJE, SINCRONIZACION Y ATERRIZAJE. ESTO DEBE DE REVISARSE CON LA CIA. SUMINISTRADORA EN CASO DE OPERACION, EN PARALELO, PARA ACOPLARSE A SUS NECESIDADES.
- 8.- ES INDISPENSABLE HACER EL ANALISIS DE COSTOS CORRESPONDIENTES A LOS ESTUDIOS DE LOS DIFERENTES NIVELES DE VOLTAJE Y LOS VARIOS ARREGLOS DE EQUIPOS, PARA PODER JUSTIFICAR LA SELECCION 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 CALCULOS DE C.C., PARA ASEGURARSE QUE LOS INTERRUPTORES SON DE LA CAPACIDAD ADECUADA, REVISE TAMBIEN LA SELECTIVIDAD DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION DURANTE LA OPERACION NORMAL Y LAS CONDICIONES DE DISTURBIO O FALLA.
- 10.- CALCULE LA DISTRIBUCION Y CAIDA DE VOLTAJE EN VARIOS PUNTOS CRITICOS.
- 11.- IGUALMENTE DETERMINE LOS REQUERIMIENTOS DE LOS DIFERENTES COMPONENTES DEL SISTEMA ELECTRICO CON ATENCION A LAS CONDICIONES DE OPERACION Y CUIDADO DEL EQUIPO.
- 12.- REVISE LAS NORMAS DE INSTALACIONES ELECTRICAS EN VIGOR PARA CUMPLIR CON LAS MISMAS Y CON LOS DEMAS CODIGOS RELACIONADOS.

- 13.- REVISE QUE TODOS LOS EQUIPOS TIENEN INCORPORADOS TODOS LOS ADITAMENTOS DE SEGURIDAD EN TODOS LOS COMPONENTES DEL SISTEMA, SEGUN 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 OPERACION, CAPACIDAD INTERRUPTIVA Y CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE.
- 17.- PROGRAME CON CASO DE APLICACIONES, QUE LAS INTERCONEXIONES ENTRE LO ACTUAL Y LO NUEVO SE HAGAN CON UN NUMERO DE TIEMPO DE INTERRUPCION.

TODOS ESTE PROCEDIMIENTO PARA PLANEAR EL SISTEMA NO ASEGURA EL EXITO POR SI MISMO, SINO QUE DEBE ESTAR COMPLEMENTADO Y CIMENTADO EN UN BUEN CRITERIO DE INGENIERO.



EL SISTEMA DE EMERGENCIA A SELECCIONAR DEPENDE DE LO QUE SE ESPERA QUE LLEGUEN A EFECTUAR. AL PROYECTAR SE DEBEN CONSIDERAR LAS NECESIDADES COMO LA DE SI EL SISTEMA NORMAL DE PRODUCCION DE OPERACION PUEDE TOLERAR UNA FALLA DE ENERGIA DE 1 MILLISEGUNDO, 10 SEGUNDOS, UN MINUTO O MAS Y POR CUANTO TIEMPO EL SISTEMA DE EMERGENCIA O LA INSTALACION DE RESERVA VA A DESARROLLAR SUS FUSIONES EN HORAS, MINUTOS O SEGUNDOS.

UN SISTEMA DE EMERGENCIA DESCONECTADO ES EL QUE ESTA EN ESTADO DURMIENTE HASTA QUE ES LLAMADO A OPERAR COMO UN MOTOR GENERADOR DE DIESEL QUE OPERA CUANDO OCURRE LA FALLA. UNO CONECTADO ES EL QUE OPERA EN TODO MOMENTO COMO UN INVERSOR ALIMENTADO CON C.C. A TRAVES DE UN CARGADOR DE BATERIA Y UNA BATERIA EN FLOTACION QUE ALIMENTA EL INVERSOR EN CASO DE FALLA DEL SISTEMA PRIMARIO DE ALIMENTACION.

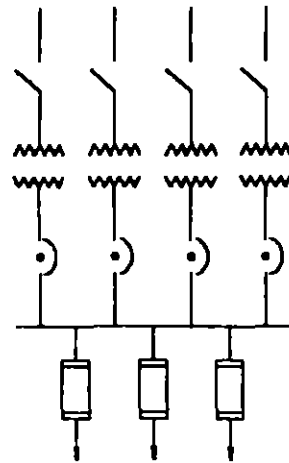
AL DISEÑAR Y SELECCIONAR UN SISTEMA DE EMERGENCIA ES NECESARIO TOMAR EN CUENTA, ADEMAS DE SU DISPONIBILIDAD, TAMBIEN SU CONFIABILIDAD. POR EJEMPLO, UN EQUIPO DE TRANSFERENCIA TIENE COMPONENTES QUE TIENEN UNA PROBABILIDAD DE FALLA EN SI MISMOS QUE EN REALIDAD REDUCE LA CONFIABILIDAD DEL CONJUNTO EN LA ENERGIA ENTREGADA O SEA QUE CON EL TRANSFER CONECTADO, EL SISTEMA PRIMARIO ES MENOS CONFIABLE PORQUE ESTE EN SI ES UN PUNTO DE FALLA QUE NO EXISTIRIA SI NO HUBIERA UN SISTEMA DE EMERGENCIA.

SISTEMA

VENTAJAS Y USOS

DESVENTAJAS

6.- RED SECUNDARIA CON PROTECTORES



MUY CONFIABLE, NO HAY INTERRUPTIONES DE NINGUNA ESPECIE, A MENOS QUE FALLE ALGUNO DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS

ADECUADO PARA CARGAS GRANDES

COSTOSO

SI FALLA EL TABLERO SECUNDARIO, FALLA EL SISTEMA

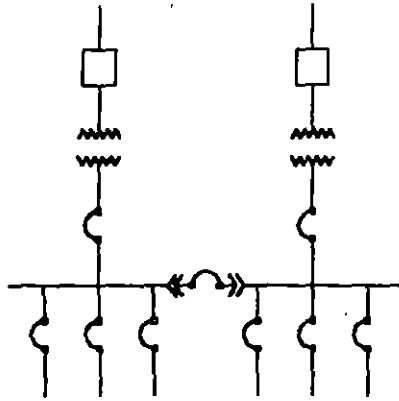
ELEVADAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

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

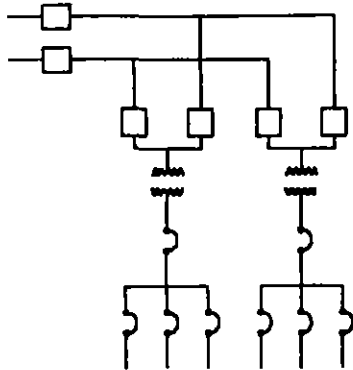
OPERACION MAS COMPLEJA

SISTEMA

VENTAJAS Y USOS

DESVENTAJAS

3.- SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO

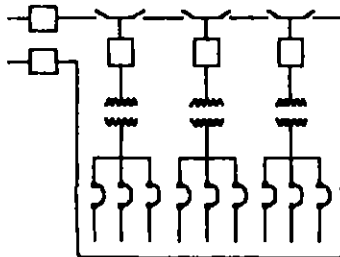


SE TIENEN DOS FUENTES DIS-  
TINTAS DE ALIMENTACION EN EL  
PRIMARIO

SE PUEDE DAR UN MEJOR  
MANTENIMIENTO AL EQUIPO PRI-  
MARIO DE BUSES E INTERRUPTO-  
TORES

MAS COSTOSO QUE EL RADIAL  
DESVENTAJA DE FALLA EN  
TRANSFORMADOR O EN TABLE-  
RO SECUNDARIO

4.- PRIMARIO EN ANILLO



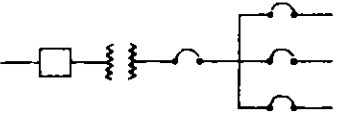
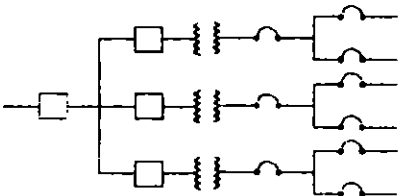
OFRECE LAS MISMAS VENTAJAS  
Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA  
PRIMARIO SELECTIVO

LIGERAMENTE MAS ECONOMICO  
QUE EL PRIMARIO SELECTIVO

ENCONTRAR UNA FALLA EN UN  
CABLE DEL ANILLO ES DIFICUL-  
TOSO

ES PELIGROSO PORQUE SE  
PUEDE ENERGIZAR UN PUNTO  
POR DOS LADOS

CARACTERISTICAS DE LOS PRINCIPALES SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA

SISTEMA	VENTAJAS Y USOS	DESVENTAJAS
<p>1.- RADIAL</p> 	<p>EL MAS ECONOMICO OPERACION Y EXPANSION SIMPLE SATISFACTORIO PARA PEQUEÑAS INDUSTRIAS. DONDE EL PROCESO PUEDE INTERRUMPIRSE Y LA PLANTA PUEDE ALIMENTARSE CON UN SOLO TRANSFORMADOR</p>	<p>CONFIABILIDAD BAJA SI NO SE USAN ELEMENTOS DE MUY BUENA CALIDAD UNA FALLA DE CUALQUIER ELE- MENTO DEJA FUERA EL SISTE- MA EL EQUIPO DEBE DESCONECTAR- SE PARA MANTENIMIENTO RUT- NARIO</p>
<p>2 - RADIAL EXPANDIDO</p> 	<p>MISMAS QUE EL CASO ANTERIOR SE UTILIZA CUANDO LA MAGNITUD DE LA CARGA REQUIERE USAR MAS TRANSFORMADORES</p>	<p>MISMAS QUE EL CASO ANTERIOR</p>

ALIMENTADORES  
PRIMARIOS

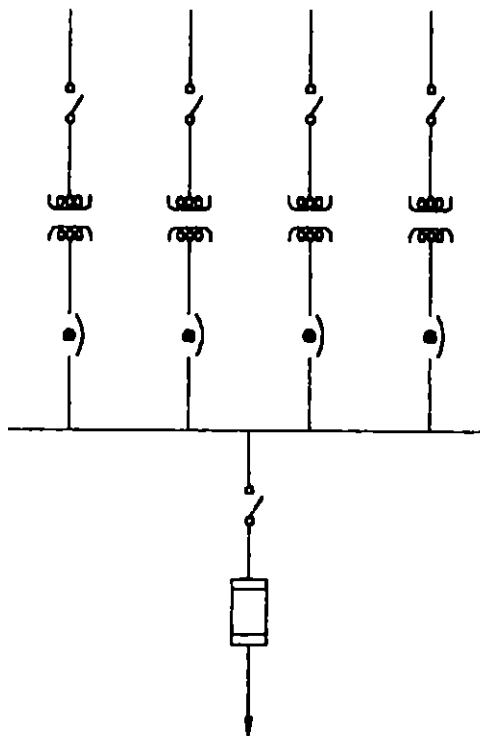
DESCONECTOR

TRANSFORMADOR  
DE DISTRIBUCION

PROTECTOR  
DE RED

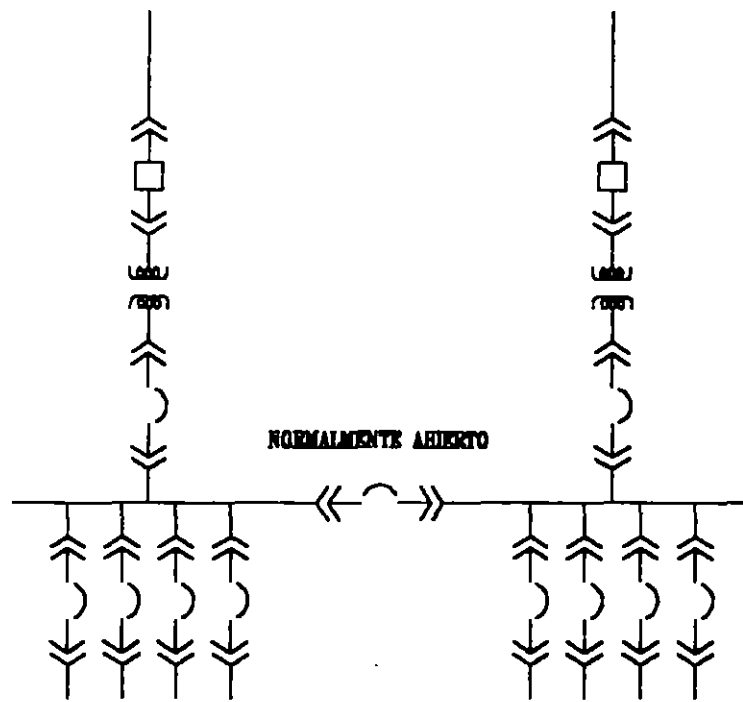
BARRA SECUNDARIA

ALIMENTADORES  
SECUNDARIOS



A LA CARGA

## RED SECUNDARIA CON PROTECTORES



**SISTEMA SECUNDARIO SELECTIVO**

### SISTEMA PRIMARIO EN ANILLO

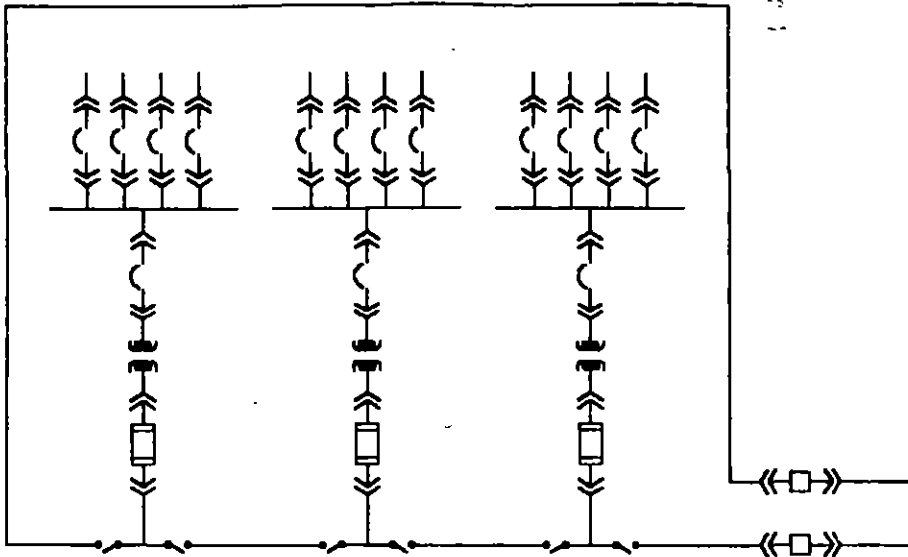


Diagrama de un sistema primario en anillo.

### SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO

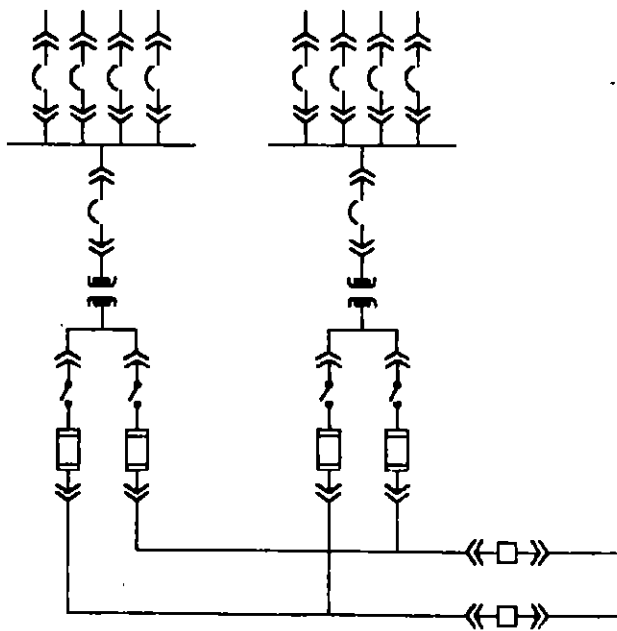
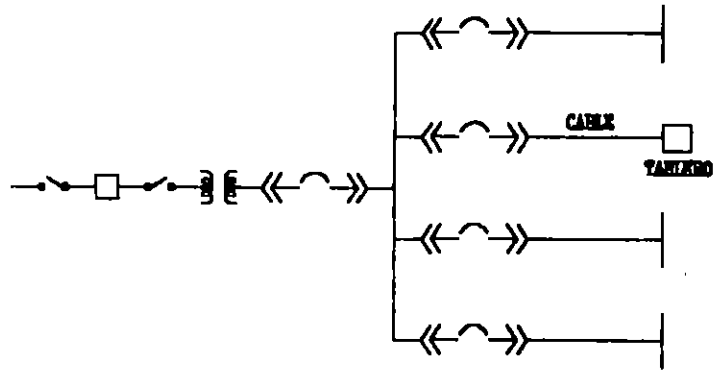
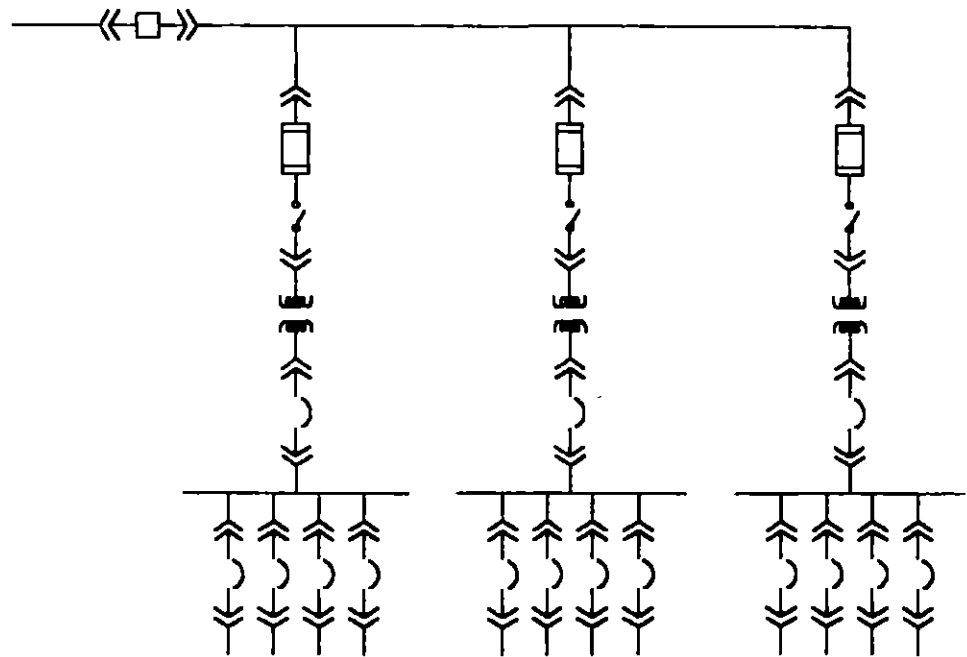


Diagrama de un sistema primario selectivo.





**SISTEMA RADIAL SIMPLE**



**SISTEMA RADIAL EXPANDIDO**

SECCION 311. - CHAROLAS PARA CABLES.

311.3 Usos permitidos.

- \* En locales contruidos de materiales incombustibles o resistentes al fuego.
- \* A la intemperie si son las adecuadas para las condiciones existentes
- \* Cables con aislamiento y cubierta aprobados.

311.4 Uso no permitido.

- A) Uso de ascensores.
- B) Expuestas a daños mecánicos.
- C) En lugares peligrosos a menos que los cables esten aprobados para ese uso.

311.6 Instalación.

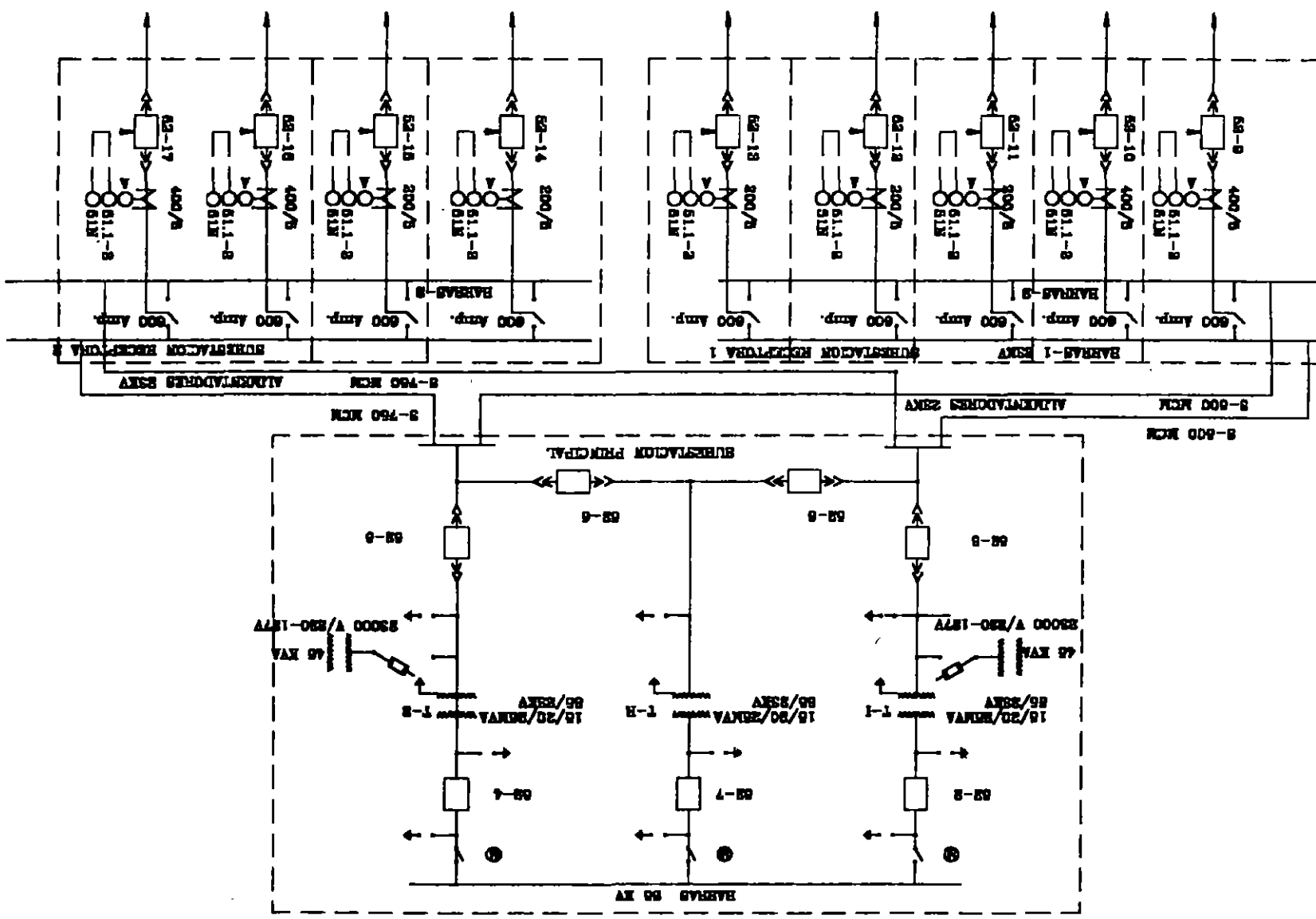
- D) Barrera combustible cuando contenga circuitos de tensiones diferentes o distancia adecuada de protecciones equivalentes.

311.9 Número de cables.

- \* Cables multiconductores. En una sola capa.
- \* De un solo conductor. En dos capas.

311.10 Capacidad de corriente.

- A) Cables multiconductores, según tabla 302.4 en la columna "Tubería o Cable".
- B) De un solo conductor:
  - B.1) En una sola capa, según 302.4 en charola descubierta y con separación no menor de un diametro del cable de mayor sección.
  - B.2) En una o dos capas en charola descubierta y sin separación: 75% de lo indicado en la tabla 302.4 columna "Aire".  
Si esta cubierta más de 1.80 m. Aplicar el 70%.



31



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

**CURSOS ABIERTOS  
DIPLOMADO DE ACTUALIZACION EN INSTALACIONES  
ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIF.**

**MODULO IV: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA  
LA INDUSTRIA.**

**TEMA: SELECCION DE CONDUCTORES Y CANALIZACIONES**

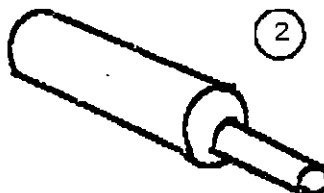
**EXPOSITOR: MANUEL VILA VIVALDO.**

## CALCULO Y SELECCION DE CONDUCTORES EN BAJA TENSION

- \* Por capacidad de corriente ó ampacidad.
- \* Por caída de tensión o Impedancia (Resistencia + Reactancia Inductiva).
- \* Por cortocircuito.

- Los principales factores que se deben considerar al calcular el calibre mínimo para un conductor son:

③ Que la caída de tensión esté dentro de Normas



② Que la temperatura del conductor no dañe el aislamiento

① Que la sección del conductor pueda conducir la corriente necesaria

Los factores son de vital importancia considerarlos, debido a que se pueden presentar los siguientes problemas:

- A) Si la sección del cobre es menor:
  - El conductor tendrá una mayor resistencia eléctrica, aumentando las pérdidas de energía.
  - El conductor tendrá una mayor temperatura de operación, aumentando una vez más la resistencia eléctrica y deteriorando el aislamiento.
  - La caída de tensión en la línea será mayor a la permitida, lo cual puede afectar la operación en el punto de carga, dañar los siguientes equipos:
- B) Si no se protege el aislamiento.
  - El aislamiento sufrirá deterioro por alta temperatura, aumentando el riesgo de fugas de corriente cortocircuitos.
- C) Si no se cuida que la tensión sea correcta.
  - El circuito y los conductores trabajaran fuera de normas.

- Pueden dañarse los equipos alimentados o no dar el servicio requerido.

Al hablar de temperatura máxima de operación de un conductor debemos ser más específicos. Los conductores no se dañan inmediatamente al rebasar la temperatura máxima; esto no significa que si un producto TW trabaja a  $61^{\circ}\text{C}$ , no se abrirá ni se fundirá su aislamiento, pero si se va deteriorando y con el tiempo reduce su vida útil.

Por ejemplo: un alambre TW que trabaje a  $68^{\circ}\text{C}$  en lugar de  $60^{\circ}\text{C}$ , no va a "Reventar", ni fallará de momento, pero en vez de durar 30 años trabajando durará solo 15. Esta comprobado que por cada  $8^{\circ}\text{C}$  que se incremente la temperatura de operación del conductor, su vida útil se reduce un 50%.

Es por ello importante que los conductores solo transporten la corriente para la que fueron diseñados, ya que de otra forma tendremos que cambiar la instalación en un lapso de tiempo corto.

#### \* DATOS NECESARIOS PARA EL CALCULO.

##### A) Conductor de corriente

- Factor de potencia del equipo
- Eficiencia del equipo
- Potencia en H.P. o KW del equipo a alimentar
- Voltaje de alimentación 127, 220, 440, ... Volts.
- Tipo de corriente directa o alterna, 10, 20, 30

##### B) Protección del Aislamiento

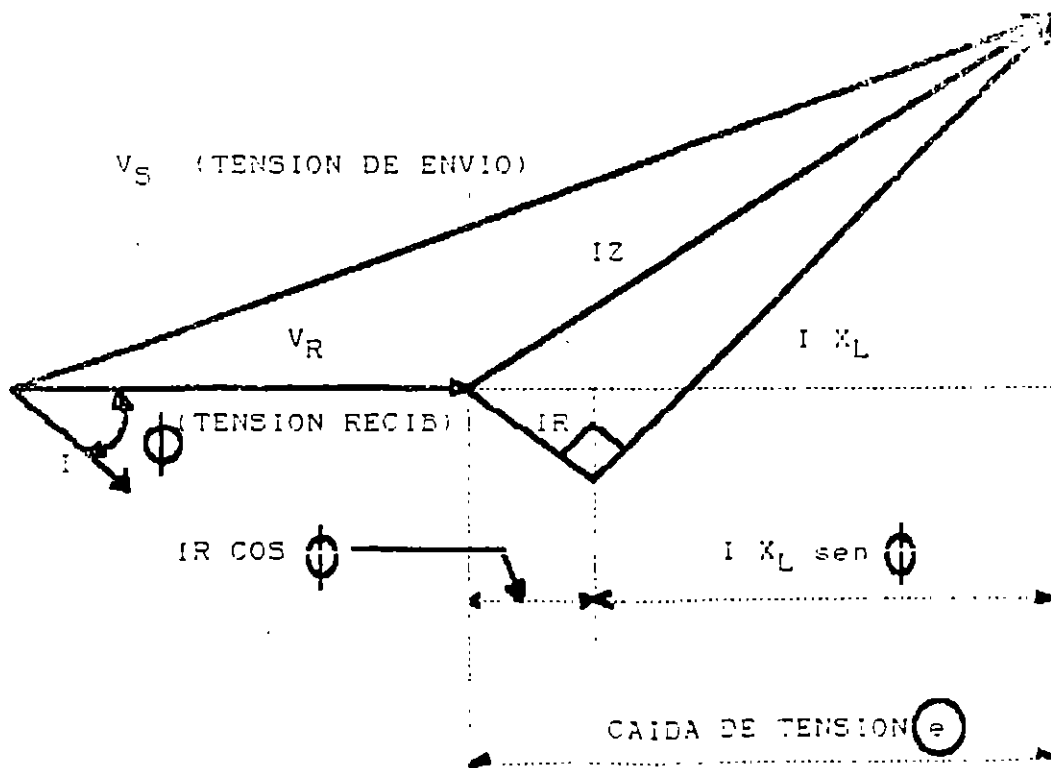
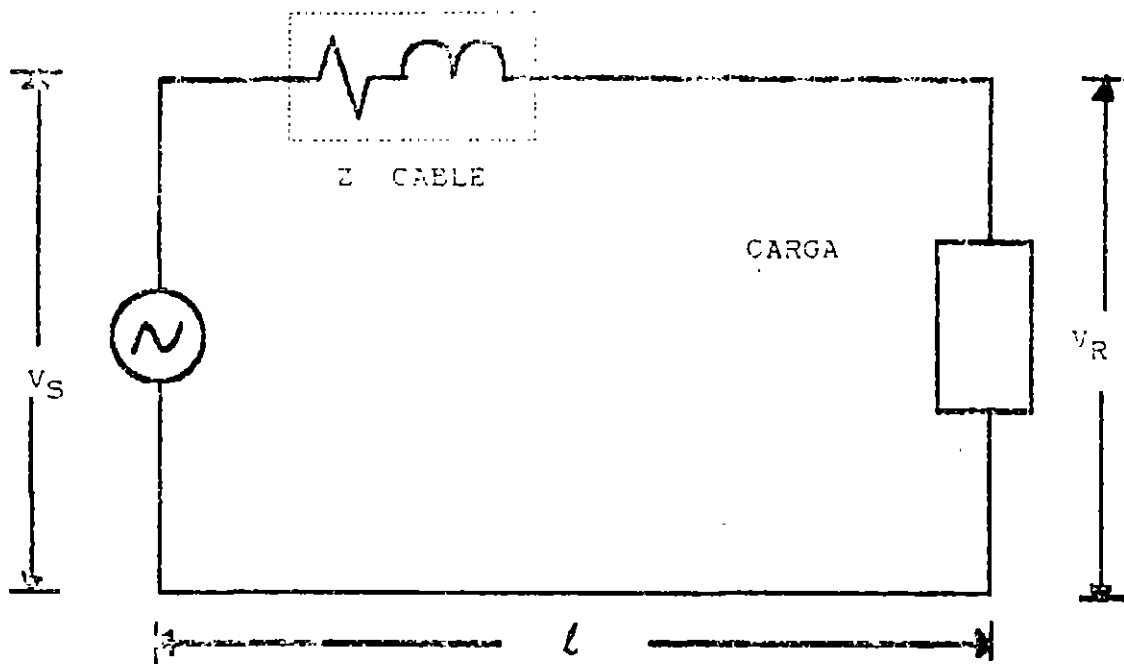
- Tipo de instalación, al aire libre, conduit, charola, enterrado.
- Tipo de servicio 24 Hrs. arranque-paro, continuo, servicio nocturno.
- Temperatura ambiente del local

##### C) Caída de Tensión

- Longitud de la instalación
- Tipo de circuito derivado o alimentador

Al seleccionar conductores eléctricos debe tenerse cuidado de asegurar que la selección transversal del conductor sea lo suficientemente grande para evitar una caída de tensión excesiva.

La siguiente figura nos muestra la relación factorial entre la tensión al inicio del circuito, la caída de tensión en el mismo y la tensión al final del circuito.



En el Circuito anterior, se tiene que:

La resistencia Ohmica

$$R \quad (\text{EN } \frac{\text{OHMS}}{\text{KM}})$$

La reactancia inductiva

$$X \quad (\text{EN } \frac{\text{OHMS}}{\text{KM}})$$

De un cable de longitud

$$L \quad (\text{EN KM})$$

Por el que pasa una corriente

$$I \quad (\text{EN AMPERES})$$

En un sistema, originan una caída de tensión.

$$e \quad (\text{EN VOLTS})$$

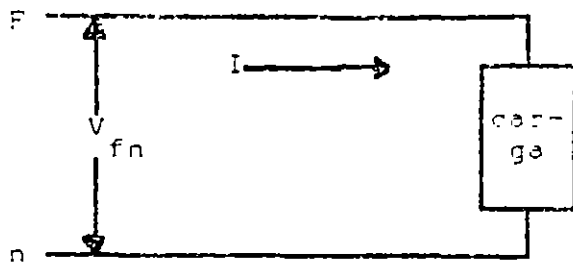
FACTOR DE POTENCIA  $\cos \theta$

Siendo  $\theta$  el ángulo existente entre la intensidad  $I$  y la tensión  $V$  carga existente en el extremo del cable, de lo cual resulta:

\* CAIDA DE TENSION EN UN

- SISTEMA MONOFASICO A DOS HILOS





$I$  = Corriente que circula por el circuito  
 $V_{Fn}$  = Voltaje de fase a neutro  
 $F$  = Fase  
 $n$  = Neutro  
 $e$  = Caída de tensión  
 $e\%$  = Caída de tensión en por ciento

$$e = 2 Z I \quad \text{--- ec (1)}$$

Sust/ la ec (1) en ec (2) .

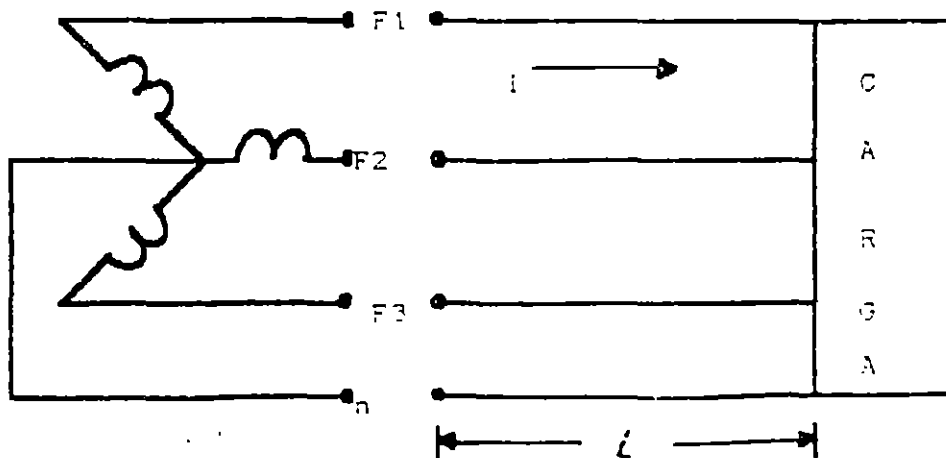
$$e\% = \frac{e \times 100\%}{V_{Fn}} \quad \text{ec (2)}$$

$$e\% = \frac{2Z I l \times 100}{V_{Fn}}$$

SUST.  $Z = R \cos \phi + X_L \text{ SEN } \phi$

$$e\% = \frac{200 I \cdot l \cdot (R \cos \phi + X_L \text{ sen } \phi)}{V_{Fn}}$$

\* CAIDA DE TENSION EN UN  
 + SISTEMA MONOFASICO A 3 HILOS



$$e = Z I \quad \text{---} \quad \text{ec} \quad (1)$$

$$\text{ex} \% = \frac{e}{V_{Fn}} \times 100 \quad \text{---} \quad \text{ec} \quad (2)$$

Sust. (1) en ec (2)

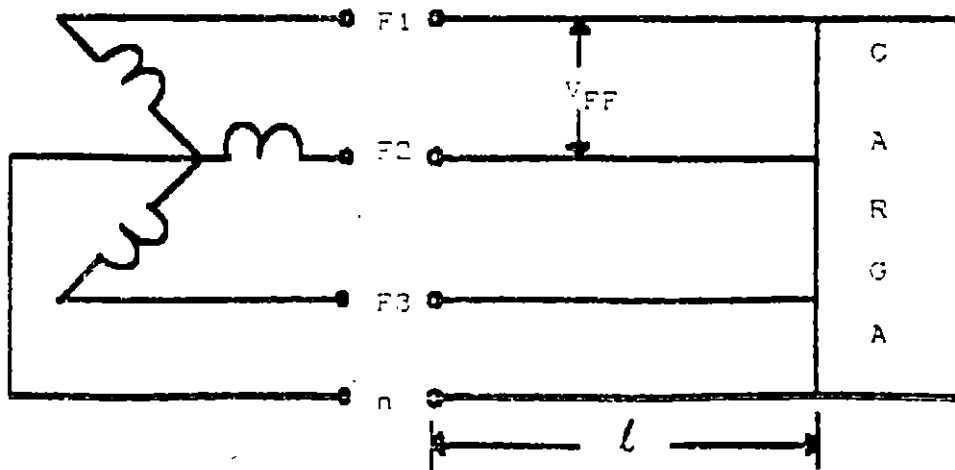
$$\text{ex} = \frac{Z I l}{V_{Fn}} \times 100$$

$$\text{Sust. } z = r \cos \theta + X_L \text{ SEN } \theta$$

$$\text{ex} = \frac{100 I l (R \cos \theta + X_L \text{ sen } \theta)}{V_{Fn}}$$

\* CAIDA DE TENSION EN UN

+ SISTEMA TRIFASICO DE 3 HILOS



$$e = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot Z \text{ --- ec } \textcircled{1}$$

$$e\% = \frac{e}{V_{FF}} \times 100\% \text{ ec } \textcircled{2}$$

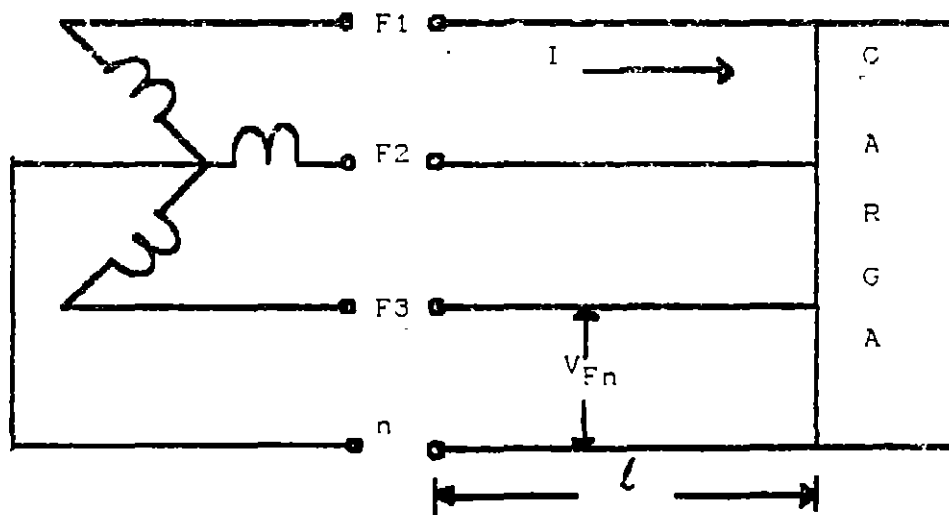
SUST. ec  $\textcircled{1}$  en ec  $\textcircled{2}$

$$e\% = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot z \times \text{sen } 100}{V_{FF}}$$

SUST.  $Z = (R \cos\theta + X_L \text{ sen}\theta)$

$$e\% = \frac{173 \cdot I \cdot l \cdot (R \cos\theta + X_L \text{ sen}\theta)}{V_{FF}}$$

\* CAIDA DE TENSION EN UN  
+ SISTEMA TRIFASICO A CUATRO HILOS.



$$e = Z I L \text{ ec } \textcircled{1}$$

$$e\% = \frac{e}{V_{Fn}} \times 100 \text{ ec } \textcircled{2}$$

SI SUST. ec  $\textcircled{1}$  en ec  $\textcircled{2}$

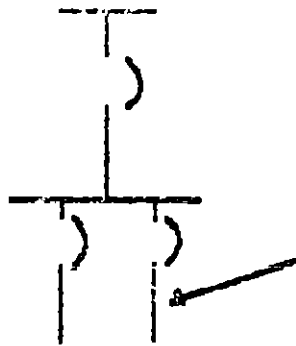
$$e\% = \frac{Z I l}{V_{Fn}} \times 100$$

SUST.  $Z = R \cos\theta + X_L \text{ sen}\theta$

$$e\% = \frac{100 \cdot I \cdot l \cdot (R \cos\theta + X_L \text{ sen}\theta)}{V_{Fn}}$$

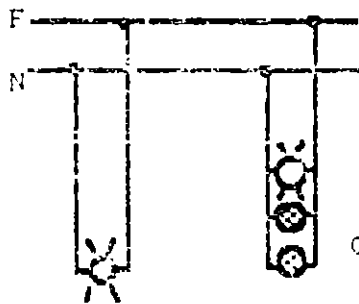
ART. 202.7 CONDUCTORES DE CIRCUITOS DERIVADOS.

- CAPACIDAD DE CORRIENTE.



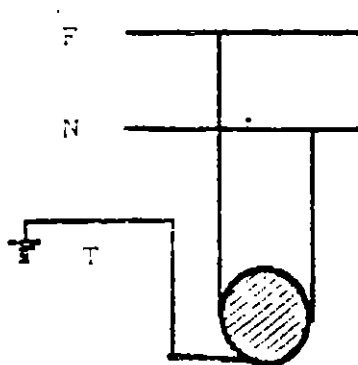
1 CONDUCTOR  $\geq$  CAPACIDAD NOMINAL DEL CIRCUITO.

- CALIBRE MINIMO.



CONDUCTOR  $\geq$  CALIBRE No. 14 awg.  
CALEFACCION

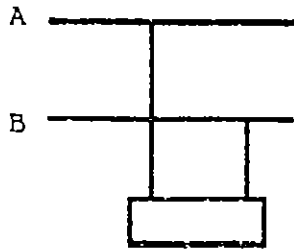
- CARGAS INDEFINIDAS - CONTACTOS.



CONDUCTOR CALIBRE No. 12 awg

202.8

EQUIPOS DE ILUMINACION QUE UTILICE BALASTROS, TRANSFORMADORES O AUTOTRANSFORMADORES SE DEBE CONSIDERAR LA CORRIENTE TOTAL.

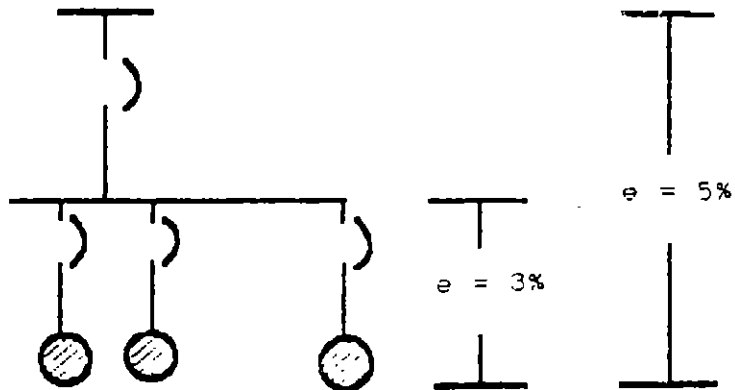


2 X 78 W

$$I_C = 1.25 \times I_n$$

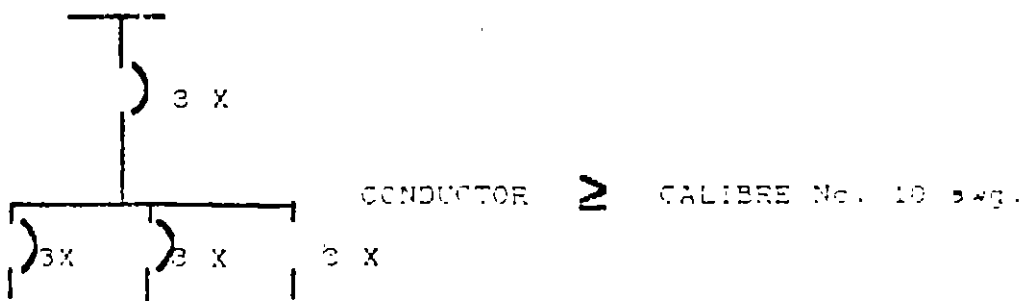
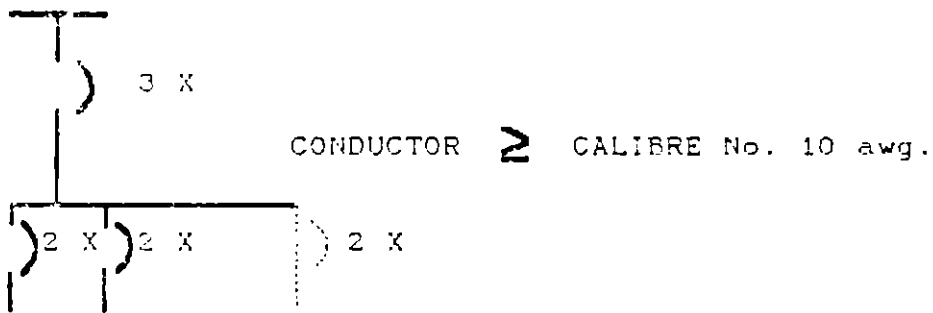
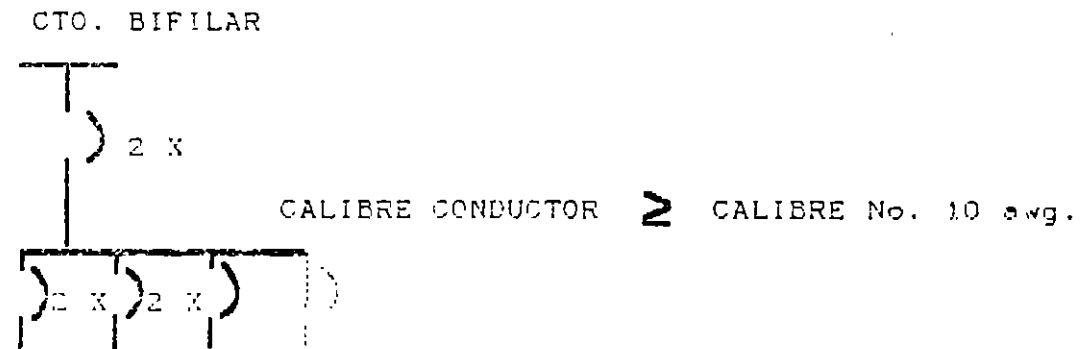
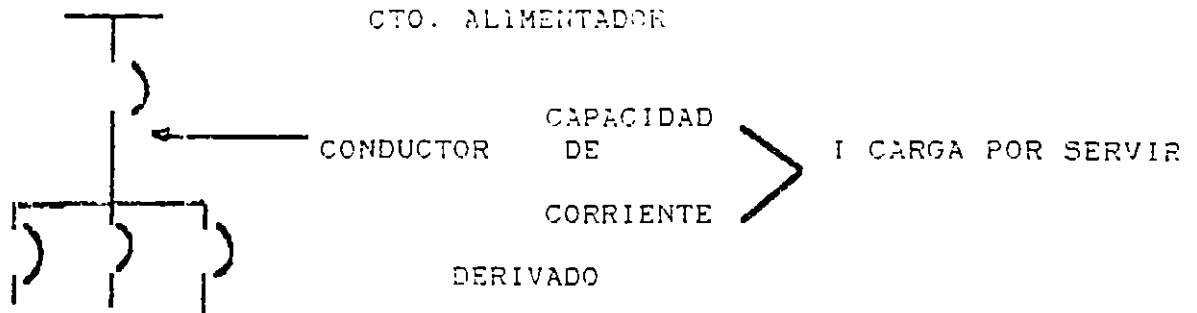
202.

CAIDA DE TENSION.

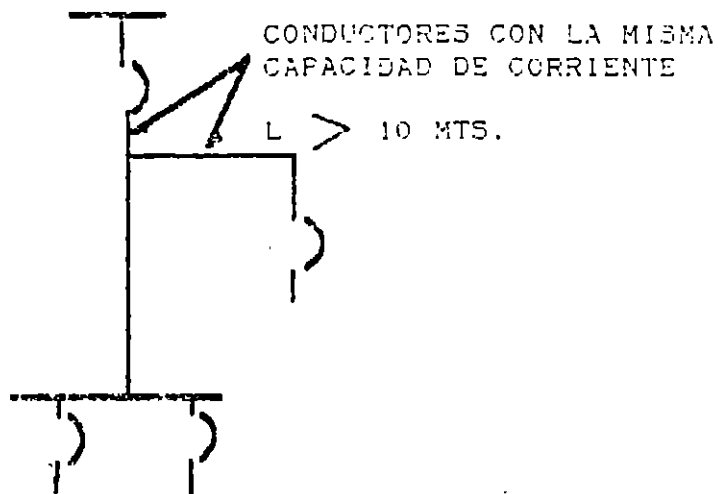


SECCION 203 CTOS. ALIMENTADORES

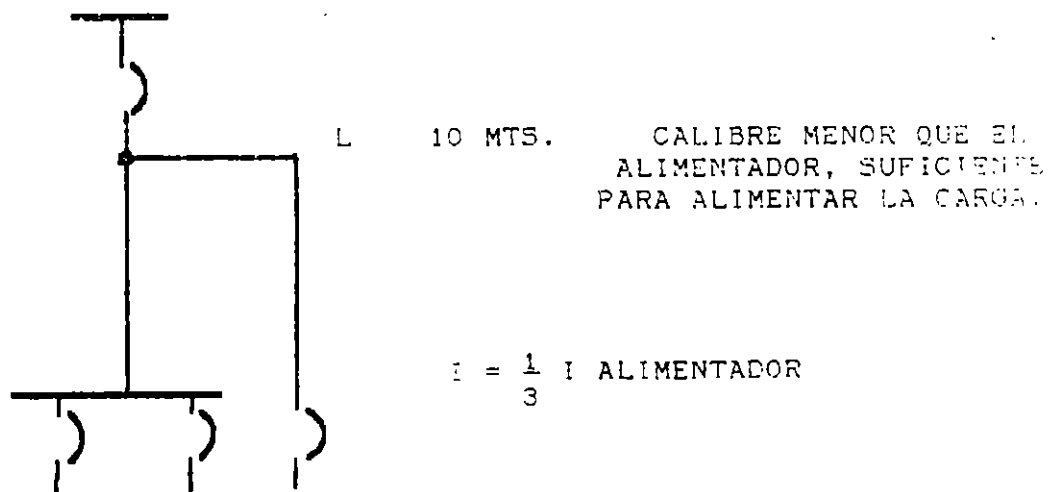
203.2 CALIBRE DE LOS CONDUCTORES.



a)



b)  $L \leq 3$  MTS. NO NECESITA CUMPLIR ESTE REQUISITO



LA DERIVACION DEBE TERMINAR EN UN SOLO DISP. DE PROTECCION.

302.4 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTORES AISLADOS.

TABLA 302.1 TUBERIA Y CHAROLA DUCTO

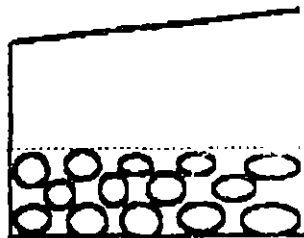
303.9 CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL CORDON O CABLE.

TABLA 303.9

CABLES FLEXIBLES	3 CONDUCTORES q' TRANSPORTA CORRIENTE
CABLES FLEXIBLES	6 CONDUCTORES q' TRANSPORTA CORRIENTE DEBE USARSE UN FACTOR DE REDUCCIONES DE 0.80

SECCION 308 pág.. 102

308.4 TODOS LOS CONDUCTORES PORTADORES O NO DE CORRIENTE.  
NO DEBEN OCUPAR MAS DEL 40% DE LA SECCION TRANSVERSAL  
INTERIOR DEL DUCTO.



40% DE SECCION

EXCEPCION: CUANDO OCUPEN EL 20% O MENOS DE LA SECCION TRANSVERSAL  
DEL DUCTO, NO SE REQUIERE APLICAR FACTORES POR AGRUPAMIENTO.



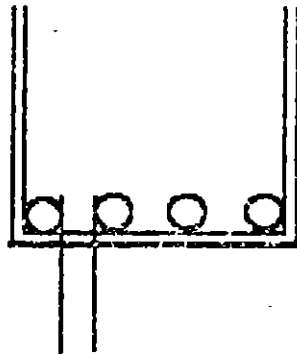
SECCION 311 CHAROLAS PARA CABLES.

311.10 CAPACIDAD DE CORRIENTE.

a) CABLES MULTICONDUCTOR: DEBE COLOCARSE EN UNA SOLA CAPA.  
LA CORRIENTE PERMISIBLE, SON LOS VALORES INDICADOS EN LA  
TABLA 302.4 COLUMNA PARA "TUBERIA O CABLE".

b) CABLES DE UN SOLO CONDUCTOR

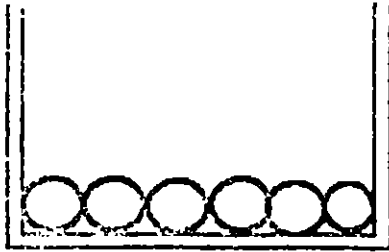
b.1



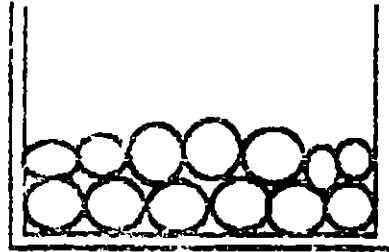
$d \geq$  DIAMETRO DEL CABLE DE SECCION MAYOR

- CORRIENTE PERMISIBLE, IGUAL A LOS VALORES DE LA TABLA 302.4  
DE LA COLUMNA AL AIRE.

UNA CAPA



DOS CAPAS

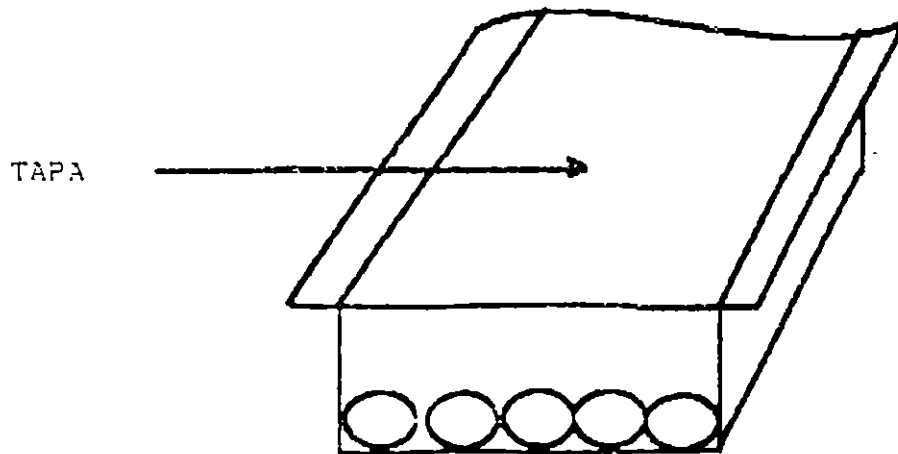


- CABLES SIN SEPARACION

- I PERMISIBLE 75% DE LOS VALORES DE LA TABLA 302.4 DE LA COLUMNA TITULADA "AL AIRE"

-- SI LA CHAROLA ESTA CUBIERTA EN MAS DE L = 1.90 MTS.

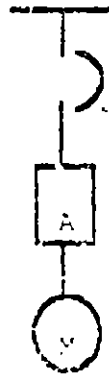
LOS VALORES DE I PERMISIBLE 70% DE LOS VALORES DE LA TABLA 302.4 DE LA COLUMNA TITULADA AL "AIRE"



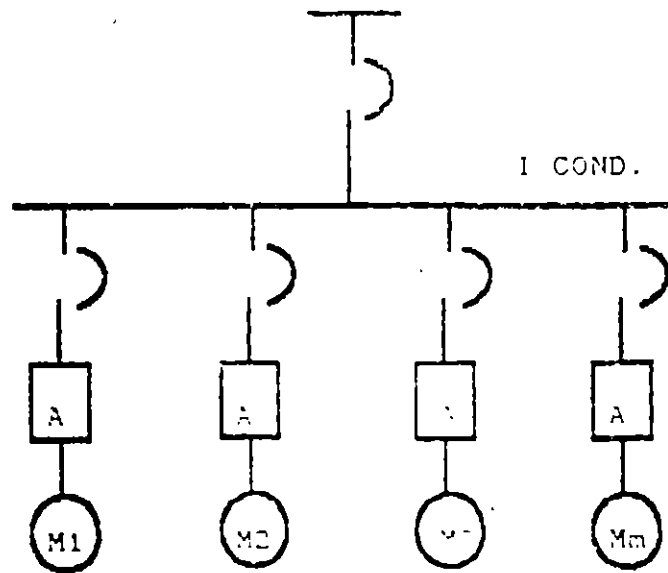
SECCION 403 MOTORES.

B) CONDUCTORES PARA CIRCUITOS DE MOTORES.

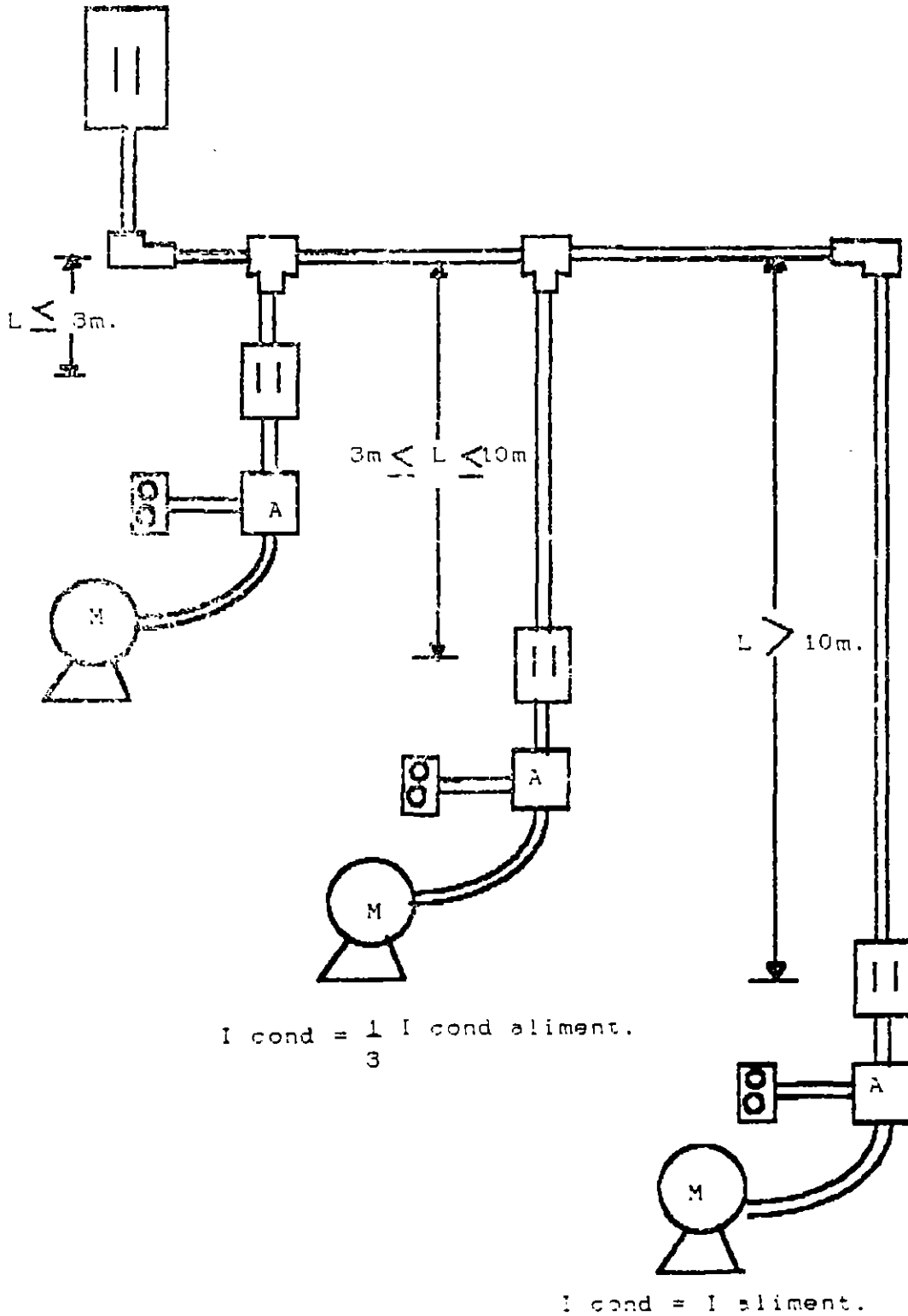
403.14 CONDUCTORES QUE ALIMENTAN UN SOLO MOTOR.



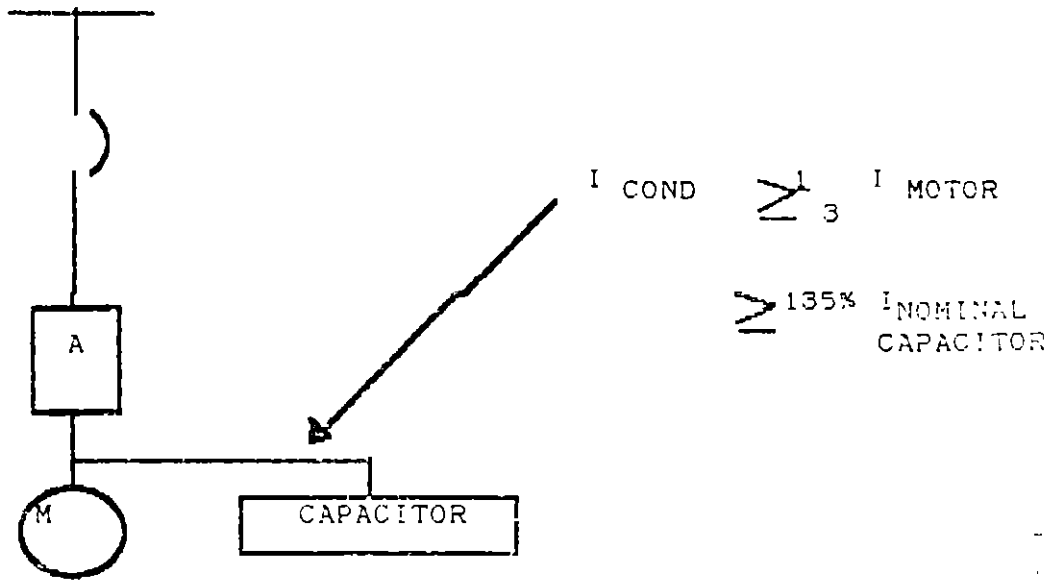
403.16 CONDUCTORES QUE ALIMENTEN VARIOS MOTORES.



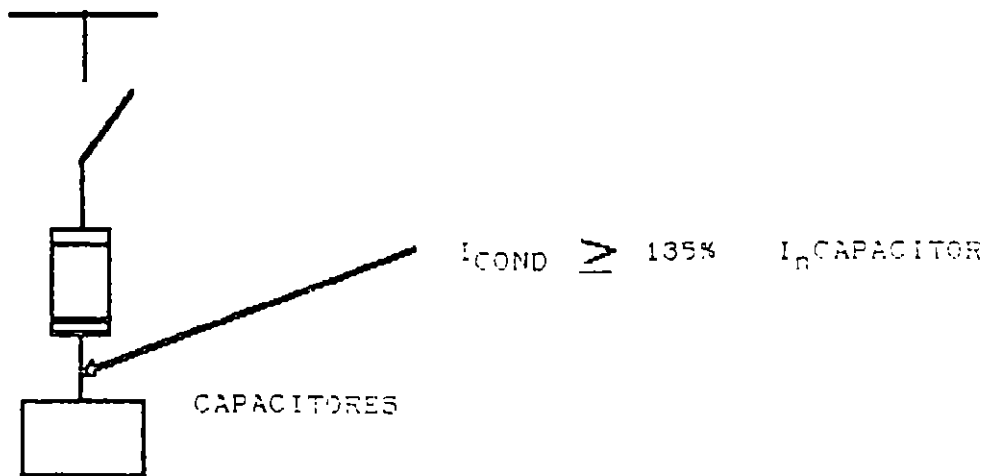
$$I \text{ COND.} = I_{M1} + I_{M2} + I_{M3} + \dots$$



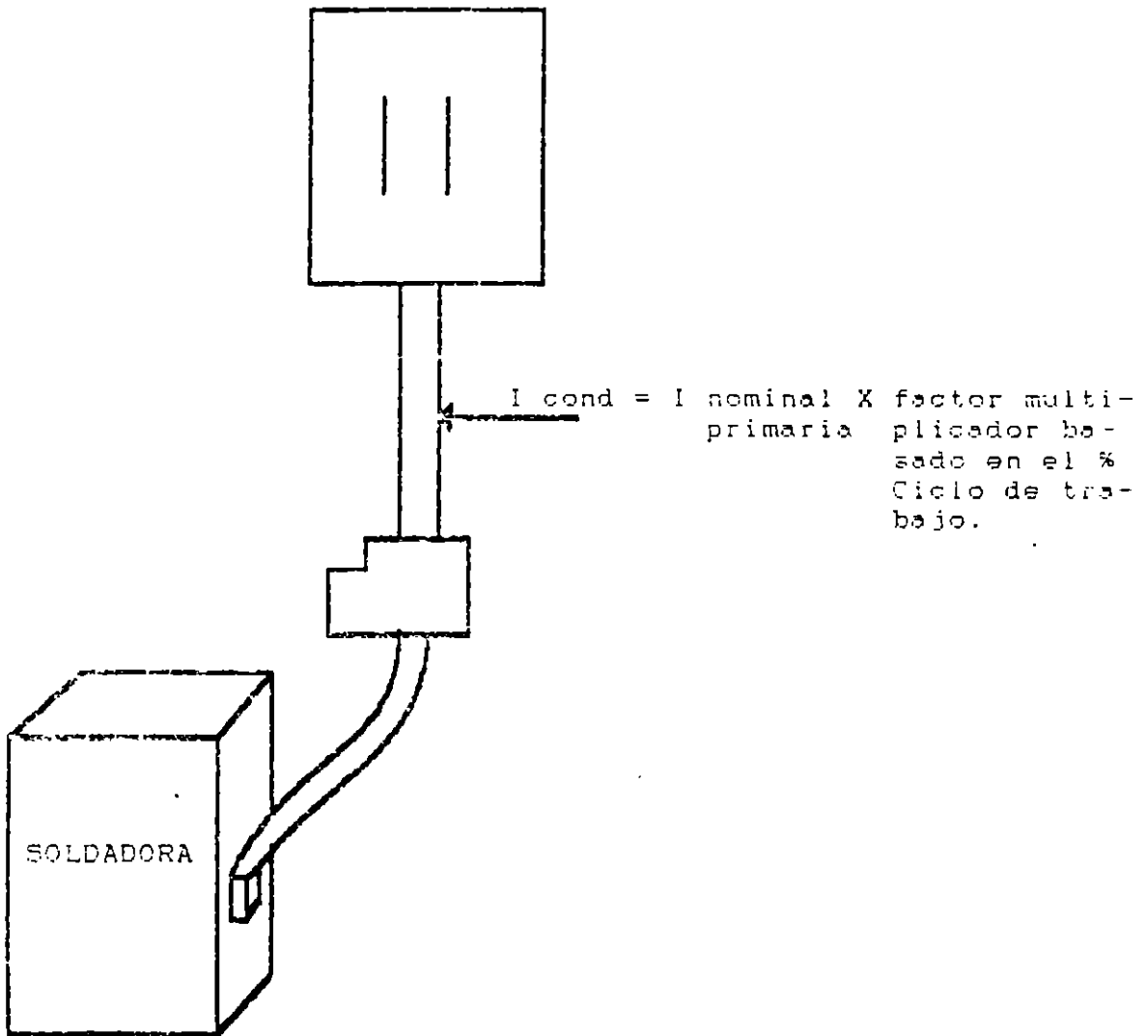
403.19

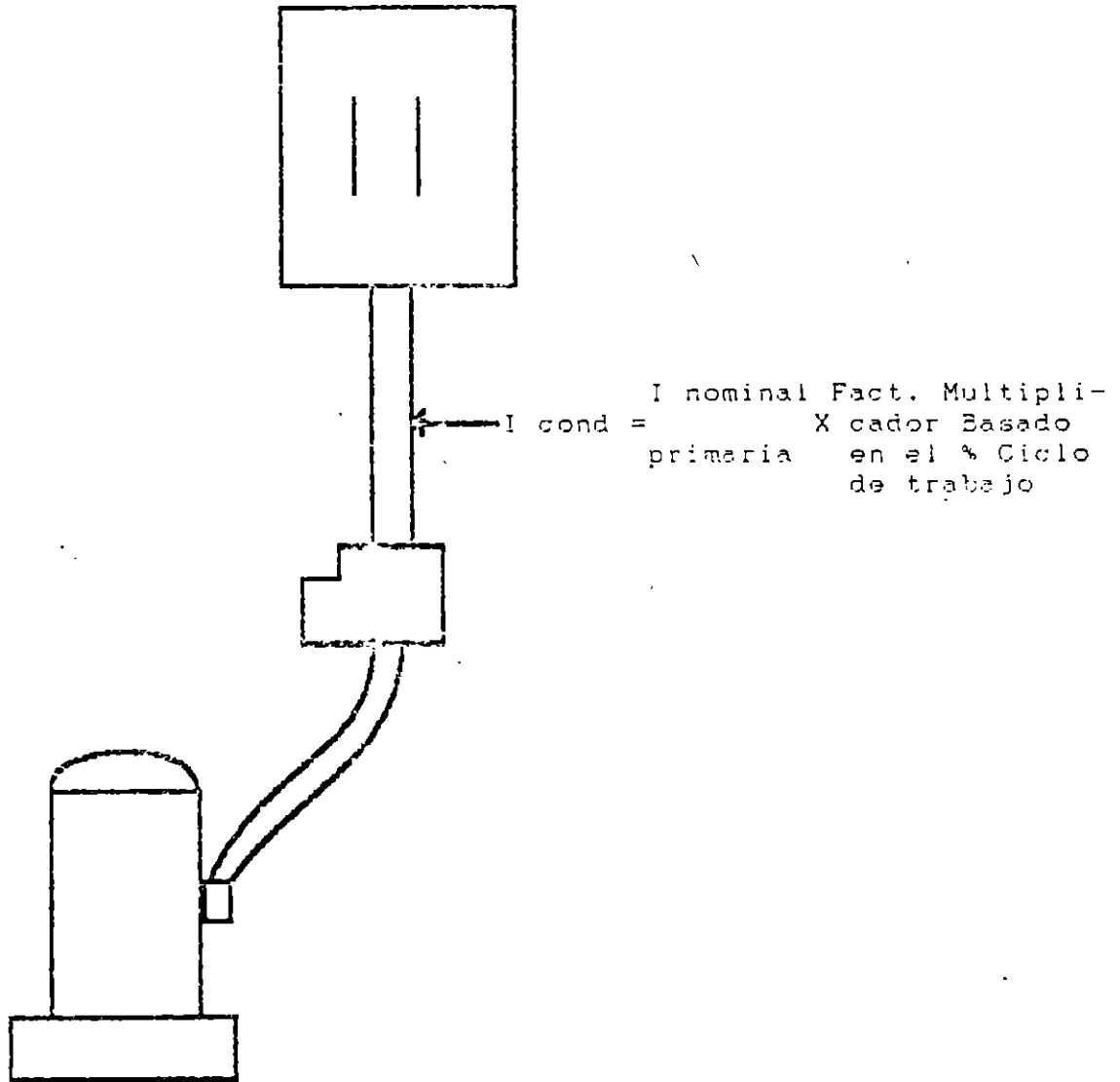


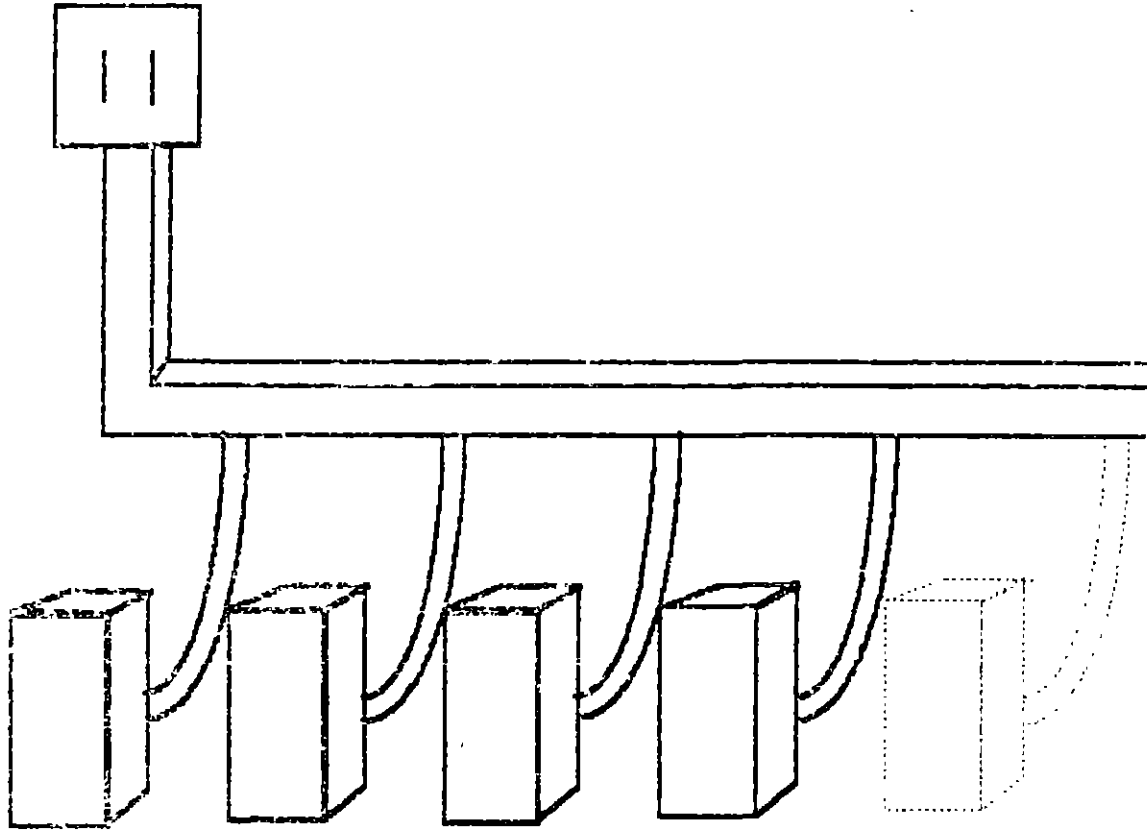
406.7 CAPACITORES.



510.5 a) SOLDADORAS INDIVIDUALES







1a	2a	3a	4a	RESTANTES
MAYOR	ORDEN DE	ORDEN DE	ORDEN DE	60% $I_n$
CAPACIDAD	CAPACIDAD	CAPACIDAD	CAPACIDAD	

$$I_{cond} = 100\% I_n + 100\% I_n + 85\% I_n + 70\% I_n + 60\% I_n (\text{RESTANTES})$$



## CALCULO DE CONDUCTORES PARA ALUMBRADO Y CONTACTOS

Los conductores para circuitos derivados de alumbrado, se calculan, POR AMPACIDAD Y POR CAIDA DE TENSION; y estos, no deberán ser menores que el No. 14 AWG (202.7 - b NOM-EM-001-SEMP-1993).

Para circuitos de contactos, no deberá ser menor que el No. 12 AWG.

En circuitos de alumbrado, se procurará, que la carga sea de un 50% de la capacidad del conductor seleccionado y, de preferencia, no deberán cargarse más allá de 3000 Watts por circuito de 125V.

Las normas no limitan el número de salidas por circuito de alumbrado, pero, se recomienda, no poner más de 10 salidas por circuito.

Para seleccionar el conductor de un circuito de alumbrado o contactos, se procede de la siguiente manera:

### POR CAPACIDAD:

- 1.- Se calculan los AMPERES a partir de la LEY DE WATT, y a este valor se le denomina CORRIENTE NOMINAL ( $I_n$ ).
- 2.- Se le aplica el FACTOR DE AGRUPAMIENTO, el cual, se saca de la tabla 302.4 - a de las NOM-EM-001-SEMP-1993.
- 3.- Se le aplica el FACTOR POR TEMPERATURA, el cual, se saca de la tabla 302.4 - b de las NOM-EM-001-SEMP-1993.  
Cuando ya se han aplicado estos factores, se llama: CORRIENTE CORREGIDA ( $I_c$ ).
- 4.- Con la corriente corregida, se entra a las tablas de capacidad en amperes de los conductores y se selecciona el calibre que habrá de instalarse. 302.4 NOM-EM-001-SEMP-1993.

### POR CAIDA DE TENSION:

- 5.- Si la distancia L del circuito es considerable (25 mts. o más en circuito de alumbrado) se calcula el conductor por caída de tensión seleccionándose el que salga mayor.

### EJEMPLO:

Calcular el conductor de un circuito de alumbrado que tiene ocho luminarios de 2 x 74W, 125V, cuyo control está a 30 metros de distancia y los conductores estarán alojados en un Tubo Conduit que aloja en total 5 conductores y pasan por una zona cuya temperatura es de 31° C, aproximadamente.

SOLUCION:

Los luminarios fluorescentes, tienen una pérdida en el balastro (reactor), que la Compañía de Luz considera de 25%.

Por lo tanto:  
8 luminarios de 2 x 74W (185 W) = 1480 W

POR CAPACIDAD:

1.- Aplicando la Ley de Watt

$$I_n = \frac{1480}{127V} = 11.65 \text{ A}$$

2.- Aplicando el FACTOR DE AGRUPAMIENTO:

En la tabla 302.4 a) de las NOM-EM-001-SEMP-1993 dice que para 5 Conductores en un solo tubo, la capacidad se afecta al 90% de lo indicado.

Por consiguiente:

$$\frac{11.65}{0.9} = 14.56 \text{ Amperes}$$

3.- Aplicando el FACTOR DE TEMPERATURA:

En la tabla 302.4 b) de las NOM-EM-001-SEMP-1993 dice que para 31° C. de temperatura ambiente, y utilizando un conductor con aislamiento propio para 60° C. (TW), la capacidad se afecta al 82% de lo indicado.

Por consiguiente:

$$\frac{14.56}{0.82} = 17.76 \text{ Amperes}$$

Por lo tanto:

$$I \text{ corregida} = I_c = 17.76 \text{ Amperes}$$

4.- Entrando a las tablas (302.4 NOM-EM-C01-SEMP-1993) para cable TW (150° C.), el calibre adecuado es el No. 12 AWG, que es propio para 20 A CONDUCTOR POR CAPACIDAD: cable TW-12 AWG.

5.- CALCULO POR CAIDA DE VOLTAJE:

Empleemos la formula de IF, CH

$$\%e = \frac{200 \times I \times L \times Z}{E_n}$$

En donde:

L = Distancia del circuito en km = 0.030

I = Corriente nominal ( $I_n$ ) = 11.65 A

$E_n$  = Voltaje de Fase a Neutro = 127V.

e = Caída de Voltaje en % = 3%.

Z = Impedancia del Conductor.

Substituyendo valores:

$$Z = \frac{E_n \times \%e}{200 \times I \times L} = \frac{127 \times 3}{200 \times 11.65 \times 0.030}$$

Z = 5.45

En virtud de que el alambre 12 AWG tiene una impedancia de 6.002782, se selecciona el No. 10 AWG, que tiene una impedancia de 3.673424.

CONDUCTOR POR CAIDA : cable TW - 10 AWG.

CONDUCTOR SELECCIONADO : cable THW - 10 AWG.

NOTA: Observese que los calculos se hacen con TW y la seleccion se hace con THW.

## CALCULO DE CONDUCTORES PARA UN SOLO MOTOR

Para seleccionar el Conductor para un motor, se procede del siguiente modo:

### POR CAPACIDAD:

- 1.- Se calculan los amperes a partir de la LEY DE WATT, o bien se sacan de la placa de datos del propio motor y a este valor se le denomina CORRIENTE NOMINAL ( $I_n$ ).
- 2.- Se le agrega, por lo menos, el 25% de dicho valor (artículo 403.14 NOM-EM-001-SEMP-1993.)
- 3.- Se le aplica al FACTOR DE AGRUPAMIENTO, el cual se saca de la tabla 302.4 a) de las NOM-EM-001-SEMP-1993.
- 4.- Se le aplica el FACTOR DE TEMPERATURA, el cual se saca de la tabla 302.4 b) de las NOM-EM-001-SEMP-1993.

Quando se le han aplicado estos factores, se llama CORRIENTE CORREGIDA ( $I_c$ ).

- 5.- Con la CORRIENTE CORREGIDA, se entra a las tablas de capacidad en amperes de los conductores, y se selecciona, el calibre que habrá de instalarse.

Recordaremos que de acuerdo a la temperatura que habrán de soportar, existen diversos tipos de aislamientos en los Conductores.

En general se recomienda escoger el calibre indicado para 90°C, e instalar el mismo calibre, con un aislamiento para mayor temperatura.

### POR CAIDA DE TENSION:

- 6.- Si la distancia L del circuito (el motor, es considerable (10 Mts. o más para circuitos de fuerza), se calcula el conductor, POR CAIDA DE TENSION, seleccionandose el que siga mejor.

EJEMPLO:

Calcular el Conductor de:

Un motor de 10 CP, 220V, 3F, 0.9 de eficiencia y 0.80 de F.P., se va a instalar a 32 Mts. de distancia del Tablero de Distribución, en una zona cuyo temperatura es de 30°C, y el tubo de alimentación lleva en total 9 conductores iguales.

SOLUCION POR CAPACIDAD:

1.- Aplicando la LEY DE WATT, calculamos la CORRIENTE NOMINAL ( $I_n$ ).

$$\text{Fórmula: } I_n = \frac{\text{C.P.} \times 746}{E_f \times 3 \times \text{F.P.} \times M}$$

En donde:

$I_n$  = CORRIENTE NOMINAL  
C.P. = Caballos de Potencia = 10  
 $E_f$  = Voltaje entre Fases = 220V  
F.P. = Factor de Potencia = 0.80  
 $M$  = Eficiencia del Motor = 0.94

Sustituyendo valores:

$$I_n = \frac{10 \times 746}{220 \times 1.73 \times 0.80 \times 0.94}$$

$$I_n = 29.13 \text{ Amperes}$$

2.- Se le agrega 25% de 29.13 = 7.28 Amperes.

$$29.13 + 7.28 = 36.41 \text{ Amperes}$$

3.- Aplicando el FACTOR DE CORRIENTE:

En la tabla 302.4 al referirse a la norma IEEE-3101-SEMP-1993 dice que para 9 conductores en un solo tubo de protección se afecta el 70% de lo indicado.

Por consiguiente:

$$36.41 / 0.70 = 52.02 \text{ Amperes}$$

4.- Aplicando en FACTOR POR TEMPERATURA:

En la tabla 302.4 b, de las NOM-EM-001-SEMP-1993, dice que para 35°C de temperatura ambiente, y utilizando un conductor de aislamiento propio para 60°C (TW), la capacidad se afecta al 82% de lo indicado.

Por consiguiente:

$$52.02 / 0.82 = 63.44 \text{ Amperes}$$

Por lo tanto:

$$I_{\text{corregida}} = I_c = 63.44 \text{ Amperes.}$$

5.- Entiendo a las tablas de 302.4 NOM-EM-001-SEMP-1993, para cable TW (60°C), el calibre adecuado es:

CABLE - TW-4AWG

6.- Cálculo por CAIDA DE VOLTAJE

Expresamos la fórmula 3F, 3H

$$Z = \frac{E_f \times \%e}{173 \times J \times L}$$

En donde:

Z	= IMPEDANCIA DEL CONDUCTOR	
L	= DISTANCIA DEL CIRCUITO	= 32 MTS.
I <sub>n</sub>	= CORRIENTE NOMINAL	= 29.13
e	= CAIDA DE TENSION EN %	= 2
E <sub>f</sub>	= VOLTAJE ENTRE FASES	= 220 VOLTS.

Sustituyendo valores:

$$Z = \frac{220 \times 2}{173 \times 29.13 \times 0.032}$$

$$Z = 2.7285$$

Que corresponde al cable 6 AWG (Z=2.396129)  
CONDUCTOR POR CAIDA: Cable TW-6 AWG.

Por lo tanto, seleccionamos el conductor mayor que el  
CONDUCTOR SELECCIONADO POR CAPACIDAD: CABLE THW - 4 AWG

NOTA: Observece que los calculos se hacen con TW y la selecc. se hace con THW.

## CALCULO DE CONDUCTORES QUE ALIMENTAN A VARIOS MOTORES

Para seleccionar el conductor de un circuito, que alimenta a varios motores se procede del siguiente modo:

### POR CAPACIDAD

- 1.- Se calculan los amperes de cada uno de los motores, a partir de la LEY DE WATT y a éstos valores, se les denomina CORRIENTE NOMINAL de cada motor.
- 2.- Se suman las corrientes nominales de todos los motores y a este valor, se le denomina CORRIENTE NOMINAL DEL CIRCUITO.
- 3.- A la corriente nominal del circuito se le agrega por lo menos el 25% de la corriente nominal, del motor mayor del grupo. (Art. 403.16 NOM-EM-001-SEMP-1993).

$$I = I_n + 0.25 I_M$$

- 4.- Se le aplica el FACTOR DE AGRUPAMIENTO el cual se saca de la tabla 302.4 a NOM-EM-001-SEMP-1993.
- 5.- Se aplica el FACTOR DE TEMPERATURA, el cual se saca de la tabla 302.4 b de las NOM-EM-001-SEMP-1993.

Cuando ya se han aplicado estos factores, se le llama CORRIENTE CORREGIDA DEL CIRCUITO ( $I_c$ ).

- 6.- Con la corriente corregida, se entra a las tablas de capacidad en amperes de los conductores y se selecciona el calibre que habra de instalarse.

Recordemos que de acuerdo a la temperatura que habrán de soportar, existen diversos tipos de aislamiento en los conductores.

En general, se recomienda, escoger el calibre indicado para 60°C, e instalar el mismo calibre, con un aislamiento para mayor temperatura (75°C).

## FOR CAIDA DE TENSION

2.- Si la distancia L del circuito del motor es considerable (60 Mts. o más para circuitos de fuerza), se calcula el conductor por CAIDA DE TENSION, seleccionandose, el que salga mayor.

### **EJEMPLO:**

Calcular el conductor de alimentación para 3 motores: 3F, 220V, 0.84 de eficiencia y 0.80 de F.P.; uno de ellos de 5 C.P., otro de 7.5 y el otro de 10 C.P..

El alimentador correrá desde el tablero general, hasta el tablero de distribución de motores, a una distancia de 65 mts. y en una temperatura ambiente de 32°C. La canalización en que se alojara éste alimentador, llevará 6 conductores.

### SOLUCION POR CAPACIDAD:

1.- Aplicando la LEY DE WATT, calculemos las Corrientes Nominales de los motores:

$$\text{Fórmula: } I_n = \frac{C.P. \times 746}{E_f \times 3 \times F.P. \times \eta}$$

En donde:

$I_n$  = Corriente Nominal  
 $C.P.$  = Caballos de Potencia  
 $E_f$  = Voltaje entre Fases = 220V  
 $F.P.$  = Factor de Potencia = 0.80  
 $\eta$  = Eficiencia del motor = 0.84

Sustituyendo valores:

$$\text{Motor de 5 C.P. } I_5 = \frac{5 \times 746}{220 \times 1.73 \times 0.80 \times 0.84} = 14.17 \text{ A}$$

$$\text{Motor de 7.5 C.P. } I_7 = \frac{7.5 \times 746}{220 \times 1.73 \times 0.80 \times 0.84} = 21.35 \text{ A}$$



$$\text{Motor de 10 C.P. } I_{10} = \frac{10 \times 746}{220 \times 1.73 \times 0.60 \times 0.84} = 29.13 \text{ A}$$

2.- Sumando las Corrientes Nominales de los motores:

$$I = 14.57 + 21.05 + 29.13 = I_n$$

Por lo tanto:  $I_n = 65.55$  Amperes.

3.- En virtud de que la corriente del motor mayor es de 29.13 A, el 25% de dicha corriente es 7.28 A.

Aplicando la fórmula:  $I = i + i_M$

$$\begin{aligned} \text{En donde } i_n &= I_n = 65.55 \text{ A.} \\ i_M &= \text{Corriente del Motor Mayor} = 29.13 \text{ A.} \end{aligned}$$

Sustituyendo valores:

$$I = 65.55 + (0.25 \times 29.13) = 72.83 \text{ Amperes}$$

$$\text{o bien } I = 65.55 + 7.28 = 72.83 \text{ Amperes}$$

4.- Aplicando el FACTOR DE AGRUPAMIENTO:

En la tabla 302.4 a) NOM-EM-001-SEMP-1993, dice que para 6 conductores en un solo tubo, la capacidad afecta al 50% de lo indicado.

Por consiguiente:

$$72.83 / 0.50 = 145.66 \text{ amperes}$$

5.- Aplicando el FACTOR DE TEMPERATURA:

En la tabla 302.4 b) NOM-EM-001-SEMP-1993, dice que para 32°C de temperatura ambiente y utilizando un conductor con aislamiento propio para 60°C (TW), la capacidad se afecta al 80% de lo indicado.

Por consiguiente:

$$145.66 / 0.80 = 182.08 \text{ amperes}$$

Por lo tanto:

$$I \text{ Correjada} = I_c = 111.00 \text{ amperes}$$

6.- Escorando a las tablas 302.4 NOM-EM-001-SEMP-1993, para cable TW (60°C), el calibre adecuado es:

CABLE TW - 1/0 AWG

Por CAPACIDAD corresponde:

CABLE TW - 1/0 AWG

7.- Cálculo por CAIDA DE VOLTAJE

Empleemos la fórmula de 3F, 3H

$$Z = \frac{E_f \times \%e}{173 \times I \times L}$$

En donde:

Z = Impedancia del conductor  
L = Distancia del circuito = 55 mts.  
In = Corriente Nominal del circuito = 72.83 A.  
Ef = Voltaje entre fases = 220 V  
e = Caída de tensión entre fases en % = 2

Sustituyendo valores:

$$Z = \frac{220 \times 2}{173 \times 72.83 \times 0.065}$$

$$Z = 0.537258$$

Que corresponde al calibre No. 1/0 AWG

CONDUCTOR SELECCIONADO: CABLE THW - 1/0 AWG  
POR CAPACIDAD Y CAIDA DE TENSION

## COMO PROYECTAR UNA INSTALACION ELECTRICA

El proyecto de Instalacion Electrica de una industria, requiere primeramente, de un serio de datos, por ejemplo:

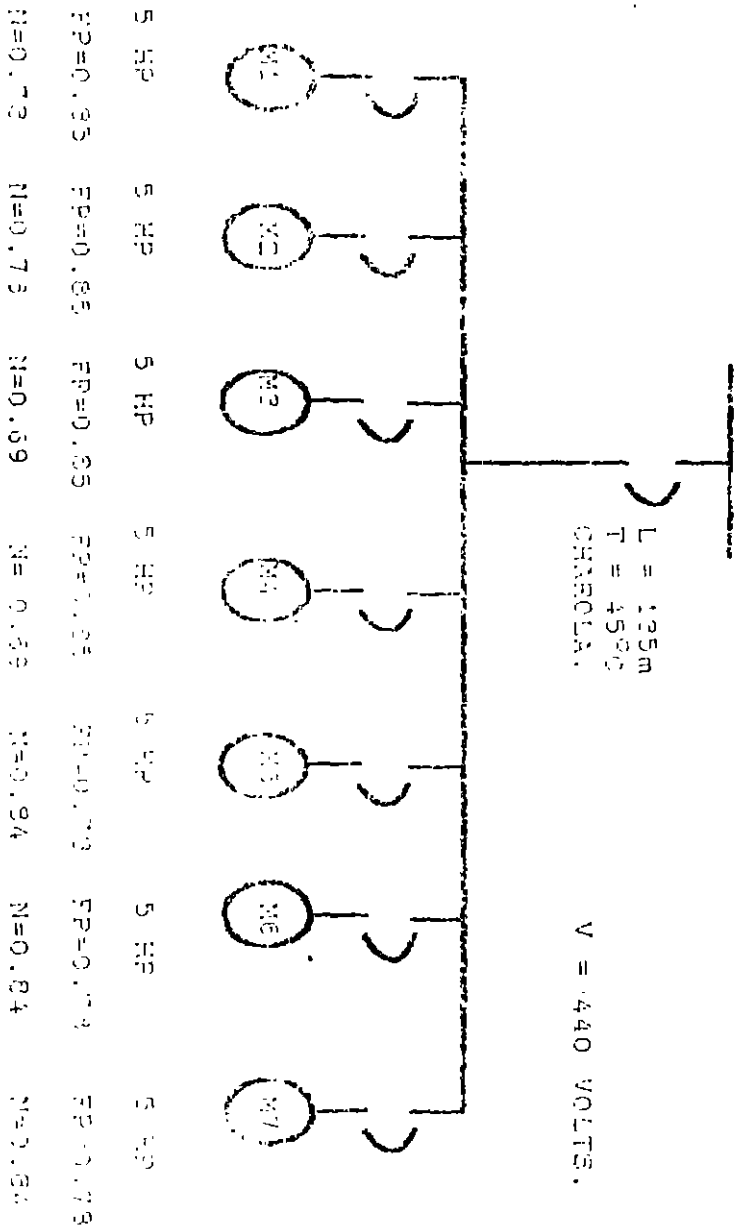
- 1.- Qué es lo que va a fabricar o que tipo de industria es.
- 2.- En donde va a estar localizada, para ver si cuenta con posibilidad de acometida inmediata.
- 3.- Cuenta carga eléctrica (KW) van a necesitar.
- 4.- Una lista detallada de las cargas.
- 5.- Un diagrama de flujo de dichas cargas; es decir, la ubicacion de las máquinas (Lay Out).
- 6.- En función de lo anterior, ver si requiere o no una subestación.
- 7.- Los planos del proyecto de obra civil.
- 8.- Atención a las alturas de los techos, para la selección de las luminarias.
- 9.- Tener pláticas preliminares con los contratistas de las demás obras, para ver grados de dificultad y coordinar alturas de montaje, trayectorias, etc., con el fin de no obsacultizarse unos y otros desde el proyecto.
- 10.- Es muy importante advertir al usuario, que los trámites para la acometida, por parte de la Empresa Suministradora (C.F.E.), tardan un promedio de 4 meses y a veces más, por lo que se recomienda, que ese tema sea de los primeros a tratar.
- 11.- También es importante señalar que es recomendable tener el proyecto eléctrico terminado, antes de iniciar la obra.
- 12.- Vale la pena averiguar, dentro de su etica correspondiente, que tan restringidos estan en dinero, para determinar el sistema del proyecto.

Una vez que se tiene idea de los datos anteriormente divididos el proyecto en dos partes A -- ALUMBRADO Y B -- FUEGO.

Calibre No. 2 AWG - 70°C

**BIPOLO EN CHAROLA.**

Seleccionar el calibre del cable del alimentador del regulador de voltaje. Los cables se alojan en charola, en una sola capa, y con un factor de potencia de 0.85.



- Calculando la corriente en cada motor se tienen.

$$I = \frac{H.P.}{1.73 \times E \times N \times FP}$$

$I_{M1} = 7.9 \text{ Amp.}$   
 $I_{M2} = 9 \text{ Amp.}$   
 $I_{M7} = 15 \text{ Amp.}$

+ Calculando la corriente total del circuito.

$$n = 70.9 \text{ Amp.}$$

+ Utilizando los reguladores de la sección 11.

$$I = 70.9 = 0.25 \times 11$$

$$I = 74.55 \text{ Amp.}$$

- Aplicando factores de corrección por temperatura.

Para  $T = 45^{\circ}\text{C}$  y conductor a  $75^{\circ}\text{C}$  THW el factor es 0.82

$$I = \frac{74.55}{0.82} = 90.91 \text{ AMP.}$$

-  $I_c = 30.91$ , consultando la tabla 202.4 en la columna el otro nos da el calibre No. 6 Awg.

- Tabla de conductores por caída de tensión entre fases.

$$e\% = \frac{173 \times 1.12}{V \times F}$$

Considerando  $e = 2\%$

$$2 = \frac{2\% \times V \times F}{173 \times 1.12} = \frac{2 \times 1.440}{173 \times 1.155 \times 0.135} = 0.505 \text{ Ohms/m}$$

Consultando la tabla No. 9 del NEC, se obtiene

$$\text{Calibre No. 1/0} - 2 = 0.22104$$

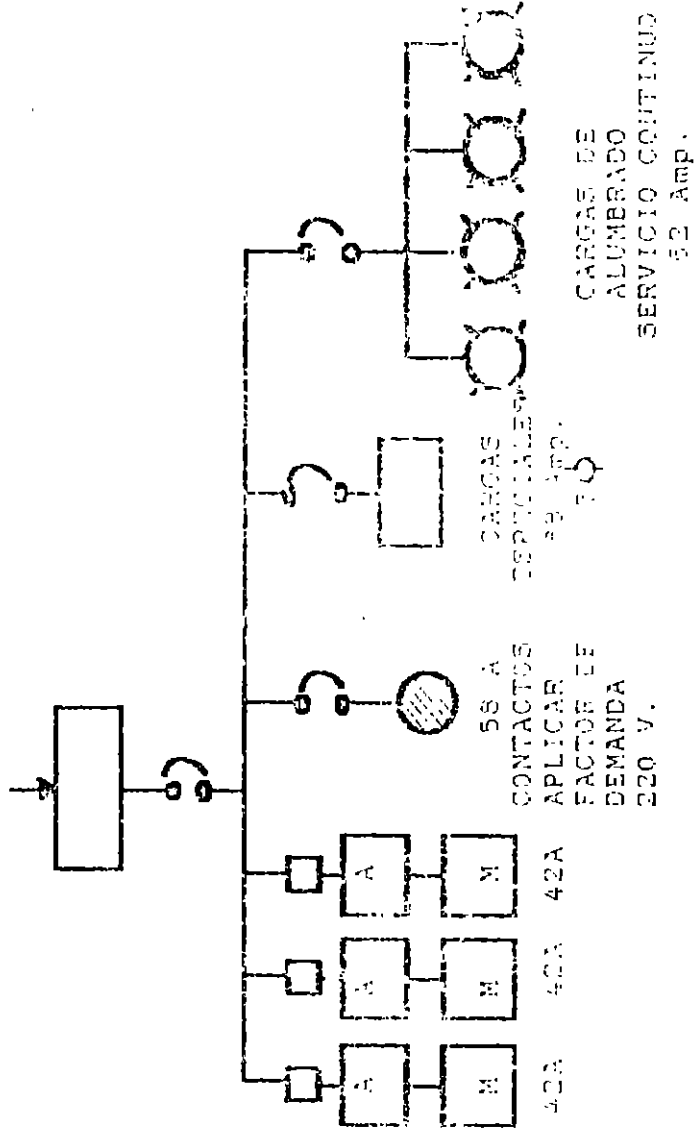
- Sustituyendo el valor  $T$ , para obtener la nueva caída de tensión de 10'.

$$e = \frac{173 \times 1.12 \times 0.22104 \times 1.155}{1000} = 0.459\%$$

El calibre adecuado, es el calculado por caída de tensión, esto es:

Calibre No. 10 MC THW

Se requiere alimentar un edificio comercial con cargas de motores, contactos, alumbrado y cargas especiales, igual sera el calibre adecuado con conductores de cobre THW 75°C si se utiliza charbia y arreglo en una sola capa.



1) Para la carga de alumbrado.

$$62 \times 1.25 = 77.5 \text{ Amp.}$$

2) Para la carga de contactos, se aplica el artículo 201.2

$$20T = 58 \times \sqrt{3} = 100$$

Aplicando los factores de demanda de la tabla 201.2

Primeros  $20,000 \text{ VA} \times 100\% = 20,000 \text{ VA}$   
Exceso  $2,100 \text{ VA} \times 70\% = 1,470 \text{ VA}$

$$I = \frac{\text{VA}}{\text{V}} = \frac{21,470}{380} = 56.50 \text{ Amp}$$

$$\sqrt{3} \sqrt{3 \times 220}$$

Para las cargas especiales.

$$I = 88 \text{ Amp}$$

a) Para los motores, aplicando Art. 403.15 y 403.17

$$I_{MI} = 42 \times 1.25 = 52.5 \text{ Amp.}$$

$$I_{M2} = 52.5 + 22 \times 1.7 = 87.5 \text{ Amp}$$

b) La suma total de las cargas es:

$$I = 77.5 + 56.54 + 88 + 87.5 = 313.54 \text{ Amp.}$$

c) De la tabla 302.4, se selecciona el conductor para cada fase.

Calibre No. 400 KCM AWG (AW 759C)

Calculando el calibre de los conductores, se tiene.

Carga de alumbrado  $175 \text{ A}$

Carga de contactos  $100 \text{ Amp.}$

$100 \text{ Amp.}$

Consultando la tabla 302.4, se selecciona el conductor adecuado es:

Calibre No. 400 KCM AWG

TABLA 302.4  
Capacidad de corriente de conductores de cobre aislados (amperes)

Temperatura mínima del aislamiento	60 °C		75 °C		85 °C		90 °C	
Tipos	THWN, RUW, T, TW, TWD, MTW		RH, RHW, RUH, THW, THWN, DF, XHHW		PILC, V, SH		TA, TBS, SA, AVB SIS, FEP, THW RHH, THHN, MTW, EP, XHHW *	
Calibre AWG NOM	En tubería o cable	Al aire	En tubería o cable	Al aire	En tubería o cable	Al aire	En tubería o cable	Al aire
14	15	20	15	20	25	30	25	30
12	20	25	20	25	30	40	30	40
10	30	40	30	40	40	55	40	55
8	40	55	45	65	50	70	50	70
6	55	80	65	95	70	100	70	100
4	70	105	85	125	90	135	90	125
3	80	120	100	145	105	155	105	155
2	95	140	115	170	120	180	120	180
1	110	165	130	195	140	210	140	210
0	125	195	150	230	155	245	155	245
00	145	225	175	265	165	235	185	285
000	165	260	200	310	210	330	210	330
0030	195	300	230	360	235	385	235	385
250	215	340	255	405	270	425	270	425

NFIE-01



NTIE -81

NOTAS DE LA TABLA 302.4

NOTA 1. Los valores de la tabla 302.4 son aplicables cuando se tienen 3 conductores como máximo alojados en una canalización o en un cable multiconductor. Para un número mayor de conductores, se deben aplicarse los siguientes factores de corrección (excepto en casos específicos en que se indique lo contrario):

Tabla 302 Factores de corrección por agrupamiento

Número de conductores	Porcentaje del valor En la tabla 302.4
4 a 6	80
7 a 24	70
25 a 42	60
Más de 42	50

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.

NOTA 2. Los valores de la tabla 302.4 deben corregirse para temperaturas ambientales (del local o del lugar en que se encuentren los conductores) mayores de 50 °C de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 302.4 Factores de corrección por temperatura ambiente.

Temperatura ambiente °C	Temperatura máxima permisible en el aislamiento °C						
	60	75	85	90	110	125	200
31 - 40	0.32	0.88	0.90	0.91	0.94	0.95	---
41 - 45	0.71	0.82	0.85	0.87	0.90	0.92	---
46 - 50	0.58	0.75	0.80	0.82	0.87	0.89	---
51 - 55	0.11	0.67	0.74	0.76	0.83	0.86	---
56 - 60	---	0.58	0.67	0.71	0.79	0.83	0.91
61 - 70	---	0.35	0.52	0.58	0.71	0.76	0.87
71 - 80	---	---	0.30	0.41	0.61	0.68	0.84
81 - 90	---	---	---	---	0.50	0.61	0.80
91 - 100	---	---	---	---	---	0.51	0.77
101-120	---	---	---	---	---	---	0.69
121-140	---	---	---	---	---	---	0.59

Tabla 1.3  
Número máximo de conductores que pueden alojarse en tubo conduit

Tipo de Conductor	Calibre de conductor AWG MCM	Diámetro nominal de tubo (in)																		
		1.3	1.5	2.5	3.2	3.8	5.1	6.3	7.6	8.9	10.2									
THWN y THHN	14*	13	24	37	66															
	14	11	20	32	57	67														
	12*	10	18	28	49	57	71													
	12	8	15	23	42	57	71													
	10*	6	11	18	32	43	59													
	10	5	9	15	26	36	59													
	8	3	5	9	15	21	35	49												
	6	2	4	6	11	15	25	36	56											
	4	1	2	4	7	9	16	22	34	46										
	2	1	1	3	5	7	11	16	25	33	42									
1/0	-	1	1	3	4	7	10	15	20	26										
2/0	-	1	1	2	3	6	8	13	17	22										
3/0	-	1	1	1	3	5	7	11	14	18										
4/0	-	1	1	1	2	4	6	9	12	15										
250	-	1	1	1	1	1	3	4	7	10										
300	-	1	1	1	1	1	3	4	7	10										
350	-	1	1	1	1	1	3	4	7	10										
400	-	1	1	1	1	1	2	3	5	7										
500	-	1	1	1	1	1	1	1	2	4										

\*Alambres.

Notas:

- Esta tabla es basada en factores de relleno de 40 por ciento para tres conductores o más, 30 por ciento para dos conductores y 25 por ciento en el caso de un solo conductor.

- Debe tenerse en cuenta que para más de tres conductores en un tubo, la capacidad de corriente permisible en los mismos se ve reducida de acuerdo con los factores de corrección de la Tabla 302.4 a).

Tabla 1.4  
Resistencia eléctrica de conductores de cobre

Calibre AWG MCM		Área de la sección transversal (mm <sup>2</sup> )	Número de hilos	Resistencia eléctrica C.U.-20°C (ohm/km)
A L A M B R E S	18	0.823	-	21.0
	16	1.308	-	13.2
	14	2.08	-	8.27
	12	3.31	-	5.22
	10	5.26	-	3.28
C A B L E S	18	0.823	7	21.3
	16	1.308	7	13.12
	14	2.08	7	8.45
	12	3.31	7	5.32
	10	5.26	7	3.35
	8	8.37	7	2.10
	6	13.30	7	1.322
	4	21.15	7	0.830
	2	33.6	7	0.533
	1/0	53.5	19	0.329
2/0	67.4	19	0.261	
3/0	85.0	19	0.207	
4/0	107.2	19	0.1649	
250	126.7	37	0.1390	
300	152.0	37	0.1157	
350	177.4	37	0.0991	
400	202.7	37	0.0867	
500	253.3	37	0.0695	
600	304.1	61	0.0578	
750	380.0	61	0.0463	
1 000	506.7	61	0.0348	
1 250	633.3	91	0.0278	
1 500	760.1	91	0.0232	

#### 4 CALCULO DE CONDUCTORES POR CORTO CIRCUITO EN BAJA TENSION.

Si la selección del conductor no es la adecuada para soportar las condiciones de corto circuito, el intenso calor generado en tan poco tiempo produce daño severo en el aislamiento, por lo que es necesario conocer el tiempo en que transcurre la falla antes de que las protecciones operen para liberar la falla.

Para determinar la corriente permisible en el conductor, se tiene que considerar:

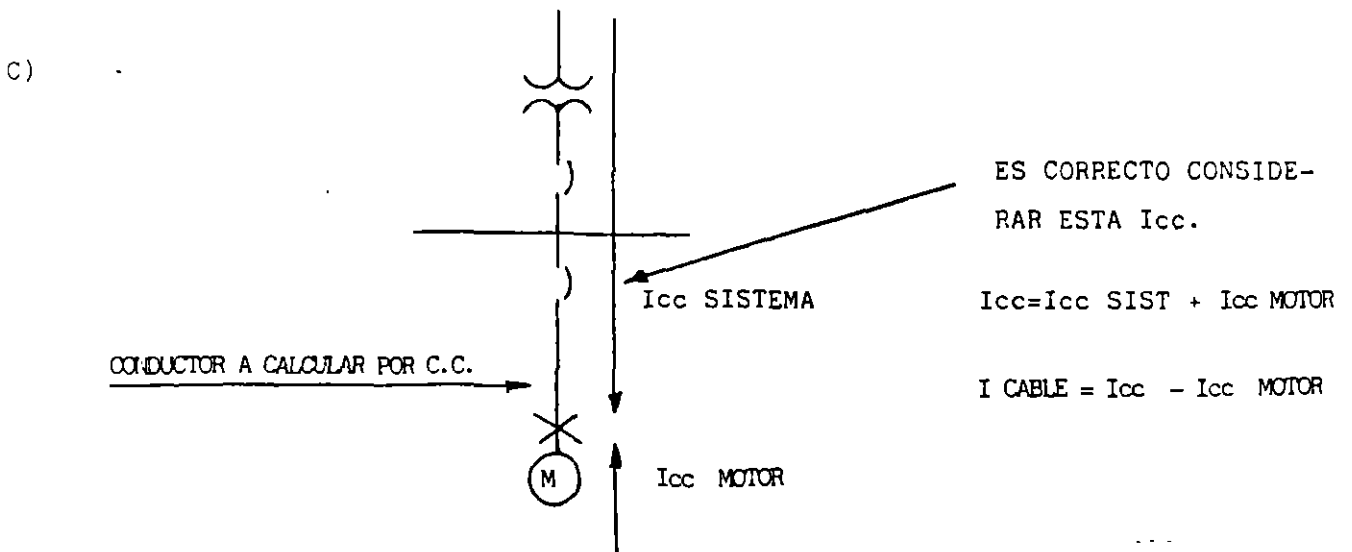
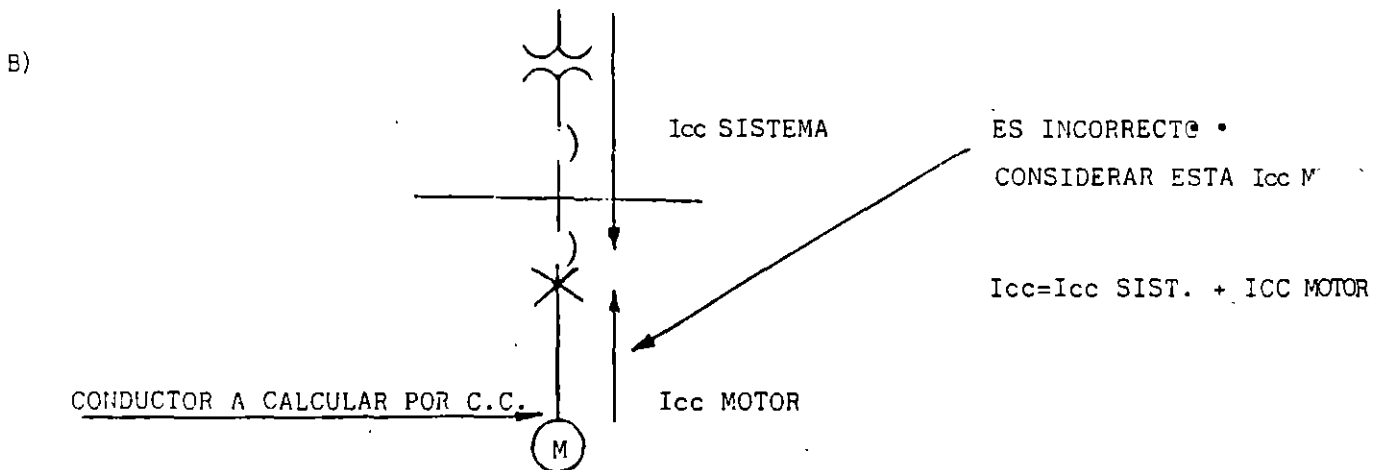
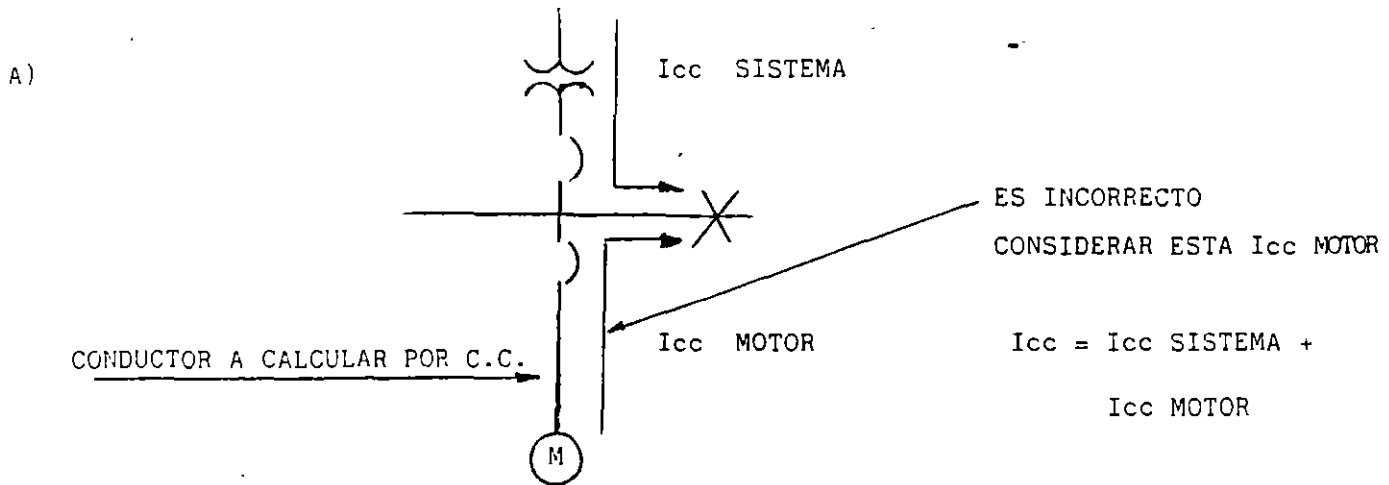
- A) El corto circuito balanceado.
- B) Corto circuito balanceado, calculando la corriente de falla de secuencia cero.

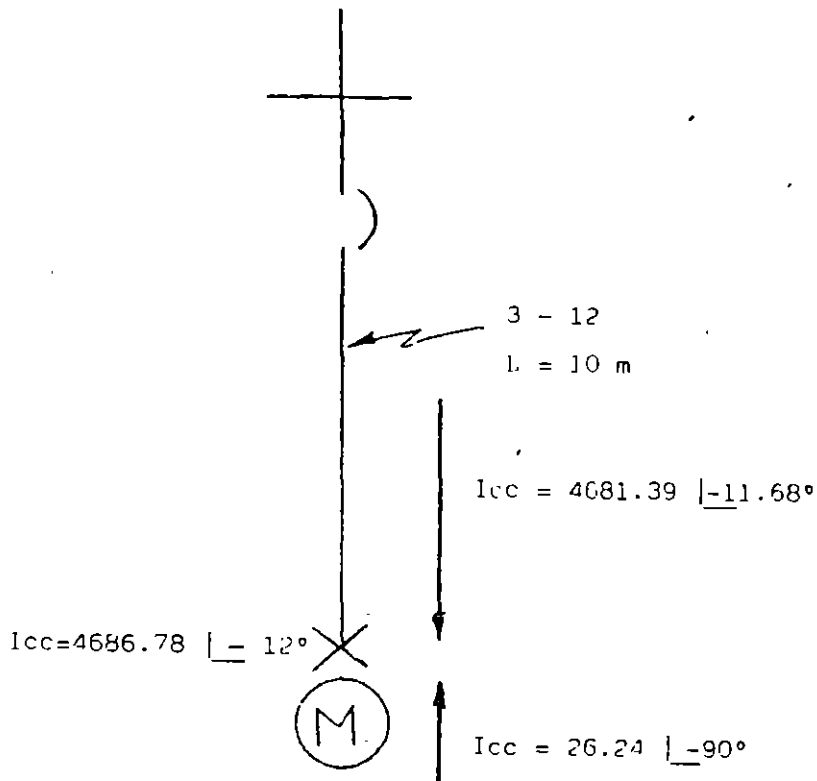
La siguiente ecuación permite verificar la sección del conductor, conocidos los amperes de falla y duración de la misma.

$$\left[ \frac{I}{A} \right]^2 t = K \log \left[ \frac{T_2 + T}{T_1 + T} \right]$$

- I = Corriente máxima de corto circuito permitida, Amp.
- K = Cte. del material del conductor.
- A = Sección transversal del conductor, circular mils.
- t = Tiempo de duración del corto circuito, seg.
- T = Temperatura en °C (Bajo cero), en la cual el material del que se trate tiene resistencia eléctrica teóricamente nula.
- T1 = Temp. inicial del conductor, °C.
- T2 = Temp. final del conductor, °C.
- Consultando las gráficas de corriente de corto circuito para cables aislados (cobre o aluminio), se calcula el calibre del conductor teniendo la duración de falla y la corriente de corto circuito.

La corriente de corte circuito a considerar, es cuando para por el conductor la máxima corriente de cortocircuito, es decir:





$$I_{cc \text{ CABLE}} = I_{cc} - I_m$$

$$I_{cc \text{ CABLE}} = 4686.78 \angle -12^\circ - 26.24 \angle -90^\circ$$

$$I_{cc \text{ CABLE}} = 4681.39 \angle -11.68^\circ$$

- De acuerdo a la tabla No. A, La sección del conductor requerida para un tiempo de duración de la falla igual a un ciclo será:

$$AREA = 2.4385 \times I_{cc \text{ CABLE}}$$

$$AREA = 2.4385 \times 4.68139 = 11.415 \text{ KCM}$$

- + Consultando la tabla No. B, con la sección obtenida observamos que el conductor Calibre No. 12 AWG, tiene una sección de 6.53 KCM, por lo que no cumple por cortocircuito.

- A) Si aumenta la longitud del circuito  $A L = 15$  m, se tiene que calcular la corriente de corto circuito que circulaba por el cable, obteniéndose:

$$\text{AREA} = 2.4385 \times 3.15178 \text{ KCM}$$

Se sabe que el Calibre No. 12 AWG, tiene una sección de 6.53 KCM, por lo que no cumple por corto circuito.

- B) Si se aumenta la longitud del circuito  $A L = 20$  m, se tiene que calcular la nueva corriente de corto circuito que circulaba por el cable obteniéndose,

$$\text{AREA} = 2.4385 \times 2.37296 = 5.7864 \text{ KCM}$$

Se observa que cable Calibre No. 12, soporta la corriente de corto circuito, por lo que el alimentador para el motor deberá tener mínimo una longitud de 20 mts., lo cual es la práctica no es posible hacerlo, ya que los equipos ya tienen ubicaciones fijas.

- C) Otra solución para que el conductor pase por corto circuito es,

- limitar la corriente de corto circuito, esto es:

- 1) Con fusibles de 1/2 ciclo, según la tabla No. A

$$\text{AREA} = 1.7242 \text{ Icc}$$

$$\text{AREA} = 1.7242 \times 4.68139 = 8.07165 \text{ KCM}$$

+ Se observa que el cable No. 12 AWG con una selección de 6.53, no pasa por corto circuito.

- 2) Con fusibles de 1/4 ciclo, la sección se calcula por medio de la fórmula.

$$\left[ \frac{I}{A} \right]^2 = T = K \log \left[ \frac{2 + T}{T(1 + T)} \right]$$

$$\left[ \begin{array}{r} 4521.33 \\ \hline 9 \end{array} \right]$$

$$(4.16 \times 10^3) = 0.0297 \text{ log}$$

$$\left[ \begin{array}{r} 150 + 234 \\ \hline .75 + 234 \end{array} \right]$$

Obteniendo, Jose,

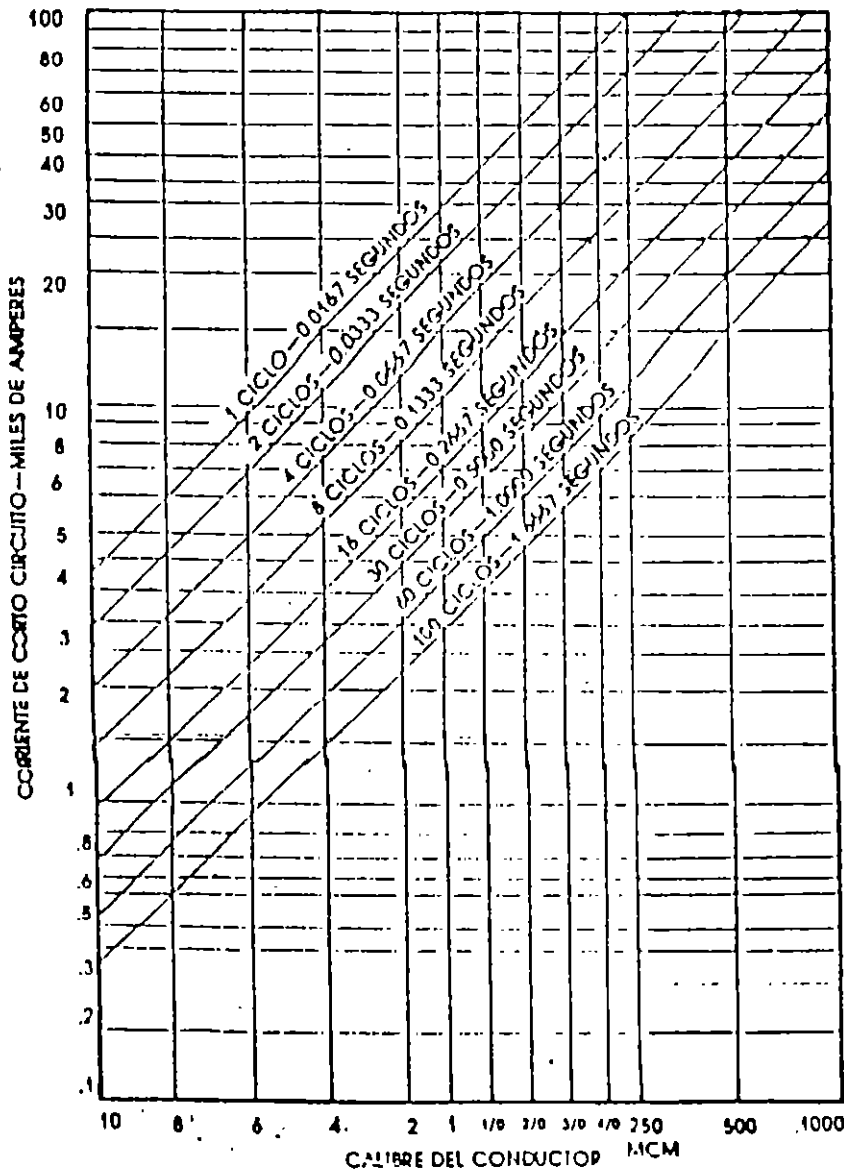
$$A = 5,703.21 \text{ CM}$$

$$A = 5,70321 \text{ KCM}$$

Por lo tanto, el Calibre No. 12 AWG, con sección de 6.53 KCM con un fusible limitador de 1/4 ciclo, soportará la corriente de corto circuito que circulará por el.

# GRAFICA 1

## CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES CON AISLAMIENTO A 90°C Y CONDUCTOR DE COBRE



CONDUCTOR DE COBRE  
AISLAMIENTO TERMO PLASTICO (PVC)

FORMULA

$$\left[ \frac{I}{A} \right]^2 = -0.0297 \log \left[ \frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right]$$

DONDE:  
I - Corriente de corto circuito amperes.  
A - Area del conductor circular mils.  
t - Tiempo de corto circuito segundos.  
T<sub>1</sub> - Temperatura máxima de operación - 90°C  
T<sub>2</sub> - Temperatura máxima de corto circuito - 180°C



TIEMPO		AREA		
Ciclos	Segundos	TW 60°C	THW 75°C	THW 90°C
0.5	0.0083	1.5553 I	1.7242 I	1.9500 I
1	0.0167	2.1996 I	2.4385 I	2.7578 I
2	0.0333	3.1106 I	3.4485 I	3.9001 I
3	0.0500	3.8097 I	4.2235 I	4.7771 I
4	0.0667	4.3991 I	4.8769 I	5.5161 I
5	0.0833	4.9183 I	5.4525 I	6.1672 I

I en Amperes  
 Area en Circular Mils

Tabla No. A Cálculo de áreas de conductores por corto circuito

## DATOS DE REFERENCIA

CALIBRE		DIAMETRO CONDUCTOR	
Circular Mils.	A.W.G.	Pulgadas	Milímetros
1,000,000		1.152	29.26
800,000		1.031	26.18
750,000		.998	25.35
700,000		.964	24.48
600,000		.893	22.68
500,000		.813	20.65
400,000		.728	18.49
350,000		.681	17.29
300,000		.630	16.00
250,000		.575	14.60
211,600	4/0	.528	13.41
167,800	3/0	.470	11.93
133,100	2/0	.419	10.64
105,500	1/0	.373	9.47
83,690	1	.332	8.43
66,370	2	.292	7.41
52,630	3	.260	6.60
41,740	4	.232	5.89
26,240	6	.184	4.67
16,510	8	.146	3.70
10,330	10	.116	2.94
6,530	12	.0915	2.32
4,110	14	.0726	1.84

TABLA No. B AREAS DE CONDUCTORES

CALCULO Y SELECCION  
DE  
CANALIZACIONES

## CANALIZACIONES

Hasta 100 V a menos que otra cosa se especifique.

### 301.3 Construcción y Protección.

- \* Protección mecánica para los conductores.
- \* Resistencia mecánica para soportar esfuerzos durante:
  - \* Transporte.
  - \* Almacenamiento.
  - \* Instalación.
- \* Resistencia a la corrosión en ambientes húmedos.
- \* Canalizaciones separadas de la pared o de la superficie que las soporta.

### 301.4 Protección Mecánica de Conductores.

- \* Cuando los conductores no lleven canalizaciones deben protegerse contra daño mecánico:
  - \* Por su propia ubicación.
  - \* Con cubiertas adecuadas.

### 301.5 Continuidad Eléctrica y Mecánica.

- A) Eléctrica.- Conexión a tierra según sección 206, subsección D.
- B) Mecánica.- Continuidad de: Caja a Caja.  
Accesorio a Accesorio.

### 301.8 Cajas.- Donde se Requieren.

- \* En empalmes.
- \* En derivaciones,
- \* Punto de confluencia de la canalización.
- \* Cambio de tipo de canalización.
- \* No se requiere cuando:
  - \* Hay tapas removibles.
  - \* En charolas.
  - \* A la salida, dentro de tableros de distribución o de control.

### 301.9 Conductores de Diferentes Sistemas.

- \* No aplicables a charolas ni trincheras. Único lugar donde aparece en las NTIE en término "Trincheras".
- \* Debe satisfacer:
  - A) Conductores de sistema de tensiones diferentes no deben ocupar la misma canalización.
  - B) Sistema de CD y CA deben separarse. Igual para diferentes frecuencias.
  - C) Conductores de señalización y control pueden ir en la misma canalización, con aislamiento según la tensión máxima.
  - D) Conductores para la conexión de balastras pueden ocupar la misma canalización del circuito derivado.

E) Conductores de sistema de comunicación en canalización separada. en ductos para piso donde confluyen varios ductos se permiten otros sistemas si hay separadores.

301.10 Número de Conductores en una Canalización.

- \* Deben permitir: Disipar el calor generado.  
Facilitar la instalación.  
Facilitar la remodelación de los conductores.
- \* Deben cumplir con los factores de relleno y número máximo indicando en las NTIE.

301.14 Corrientes Inducidas en las Cubiertas Metalicas. Para más de 50 A.

- \* A través de placas metalicas.- Los conductores activos y el neutro de tal forma que se evite el sobrecalentamiento por inducción en el metal que los rodea.
- \* En orificios individuales.- El efecto de inducción se elimina con ranuras entre orificios o con placa aislante suficiente y con orificios individuales.

301.15 Prevención Contra la Propagación de Incendios.

- \* Reducir al mínimo la propagación en:  
Cubos verticales.  
Los claros alrededores de cables o canalizaciones que atraviesen paredes, pisos o techos resistentes al fuego deben tener barreras.

SECCION 304. TUBO METALICO RIGIDO.

- \* Material : Acero  
Aluminio  
Aleaciones especiales.

- \* Tubo de Acero : Pesado.  
Semipesado.  
Ligero.

304.3 Diametro minimo 13 MM.

304.4 Número de conductores de acuerdo a los siguientes factores de relleno.

		NEC
* 3 o más Conductores.	40%	40%
* 2 Conductores	30%	31%
* Un Conductor	55%	53%
	Con cubierta de plomo	Todos, menos conductores con Cubierta de plomo

304.6 Monitores.

En entradas de : Caja  
Ducto.  
Gabinete.

304.7 Doblado.

- \* Radio interior de las curvas no menores a 6 veces el diametro exterior del tubo.
- \* Cuando se usen cables con cubierta metalica el radio debe ser 10 veces el diametro exterior del tubo.

304.8 Número de curvas en un tramo.

- \* No más de dos curvas de 90° o su equivalente (180°).
- \* Se admiten cuatro curvas de 90° o su equivalente (360°), si se hace con un radio suficiente para facilitar el alambrado.

304.9 Soportes.

- \* Mínimo cada 3M
- \* A no más de 90 CM. de cada caja, gabinete o accesorio.

30.10 Puesta a Tierra.

- \* Puede utilizarse como conductor de puesta a tierra.

304.B TUBO METALICO RIGIDO PESADO Y SEMIPESADO.

304.14 Uso.- En todas las condiciones siempre y cuando se proteja con el recubrimiento adecuado.  
Expuesto a la entrada de agua, el tubo y accesorios deben ser hermeticos con caja, uniones y accesorios adecuados.

304.15 Accesorios.

- \* Deben asegurar la continuidad eléctrica.

304.C TUBO METALICO RIGIDO LIGERO.  
VISIBLE U OCULTO, EN CONCRETO O EN MAMPOSTERIA PERO SOLO AMBIENTES SECOS.

304.19 Uso.- En todas las condiciones pero de ambiente seco, no expuesto a la humedad o a un ambiente corrosivo.

304.20 Uso no Permitido.

- \* Instalaciones expuestas a daño mecánico.





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

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS  
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS INTERNACIONAL**

**MODULO IV: INSTALACIONES PARA LA INDUSTRIA**

**SELECCION Y MANTENIMIENTO DE EQUIPO ELECTRICO**

**Presentado por : ING. JOSE ANTONIO MARTINEZ MENDEZ**

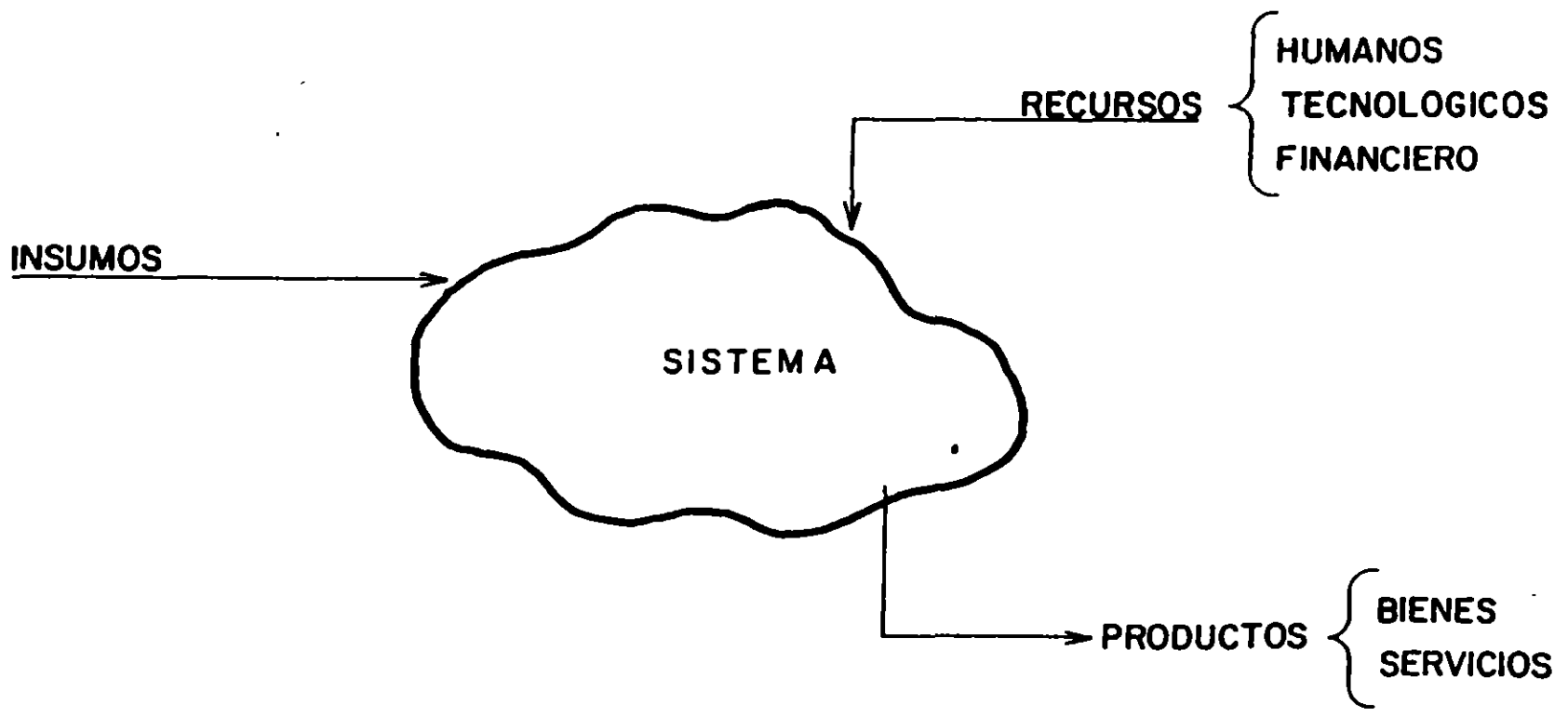
1996

## ¿ COMO SE DIVIDEN LOS SISTEMAS ?





# ¿ QUE ES UN SISTEMA ?



2

H2

3

306.15' Uso Permitido.

- \* Instalaciones ocultas.
- \* Instalaciones visibles sin exposición a daño mecánico.
- \* Instalaciones expuestas a agentes químicos.
- \* Locales húmedos.
- \* Enterrado a más de 50 CM. o menos si se recubre con concreto de 5 CM. de espesor.

306.16 Uso no Permitido.

- \* Areas peligrosas.
  - \* Teatros, cines y similares.
  - \* Soportes de luminarios y otros equipos.
  - \* Expuestos a más de 70 grados centígrados.

306.17 Soportes.

- \* Separación entre soportes de 1.20 M. en tubo de 13 MM. y 2.1 M en tubo de 102 MM.

306.18 Juntas de Expansión.

- \* Cuando se requieran, para compensar dilataciones y contracciones.

COMPARACION DE ESPESORES \* : USA VS MEX.

	TUBO	CONDUIT		19 mm		
	GRC	CED 40	IMC	PGG	EMT	PDG
DIAMETRO EXTERIOR	26.67		26.14	25.40	23.42	23.50
DIAMETRO INTERIOR	20.93		21.92	22.40	20.93	21.40
ESPESOR DE LA PARED.	2.87	2.87	2.11	1.52	1.24	1.06

GRC = GALVANIZED RIGID CONDUIT.  
IMC = INTERMEDIATE METAL CONDUIT.  
EMT = ELECTRIC METALLIC TUBE.  
\* VALORES EN mm

SECCION 308.- DUCTOS METALICOS CON TAPA.

308.2      Uso permitido :

- \* En locales secos.
- \* En plafones si hay acceso.
- \* A la intemperie si es a prueba de lluvia.

308.3      Uso no permitido:

- \* Sujetos a daño mecánico severo.
- \* Sometidos a ambiente corrosivo.
- \* En lugares peligrosos.

308.5      Número máximo de Conductores.

- \* No más de 30 conductores portadores de corriente.  
    Aplicar factores de relleno y agrupamiento.

308.      Empalmes y Derivaciones.

- \* Sólo si quedan accesibles y no deben ocupar más del 75% del área interior del ducto en los puntos de empalme.

Ejemplos:

Calcular la tubería para alojar los siguientes conductores THW:

4-4

3-8

1-80

Consultando las tablas 1.2 y 1.4 de las NTIE se tiene:

$$4 \times 70.1 = 280.4 \text{ mm}^2$$

$$3 \times 30.4 = 91.2 \text{ mm}^2$$

$$1 \times 8.37 = 8.37 \text{ mm}^2$$

Área ocupada por los conductores 379.97 mm<sup>2</sup>.

El tubo de 38 mm tiene una sección total de 1134 mm<sup>2</sup> por lo que el 40% útil será de 454 mm<sup>2</sup>.

Calcular el ducto cuadrado para alojar los siguientes conductores THW. Se requiere que no ocupen más del 20% de la sección para no utilizar factor de corrección por agrupamiento.

7-4/0

1-40

Consultando las tablas 1.2 y 1.4 de las NTIE se tiene:

$$7 \times 251.8 = 1762.6 \text{ mm}^2$$

$$1 \times 21.15 = 21.15 \text{ mm}^2$$

Área total ocupada por los conductores 1783.75 mm<sup>2</sup>

Sección total de un ducto de 65 X 65 mm 4225 mm<sup>2</sup>.

Sección máxima a ocupar por nuestros conductores sin afectarlos por factor de agrupamiento ( 20 % ) 845 mm<sup>2</sup>.

Por lo que nuestro ducto seleccionado será de 100 X 100 mm<sup>2</sup>.

Calcular la charola que se necesita para canalizar los siguientes conductores THW. Como condición se tiene que deben ir en una capa y no corregir su capacidad por agrupamiento.

4-350 KCM

12-750 KCM

8-1/0

8-2

1-4D

Consultando las tablas 1.2 y 1.4 de las NTIE se tiene:

$$4 \times 22.2 = 90.8 \text{ mm.}$$

$$12 \times 31.7 = 380.4 \text{ mm.}$$

$$8 \times 13.9 = 111.2 \text{ mm.}$$

$$8 \times 11 = 88 \text{ mm}$$

$$1 \times 5.18 = 5.18 \text{ mm}$$

Longitud total ocupada por los conductores 675.58 mm.

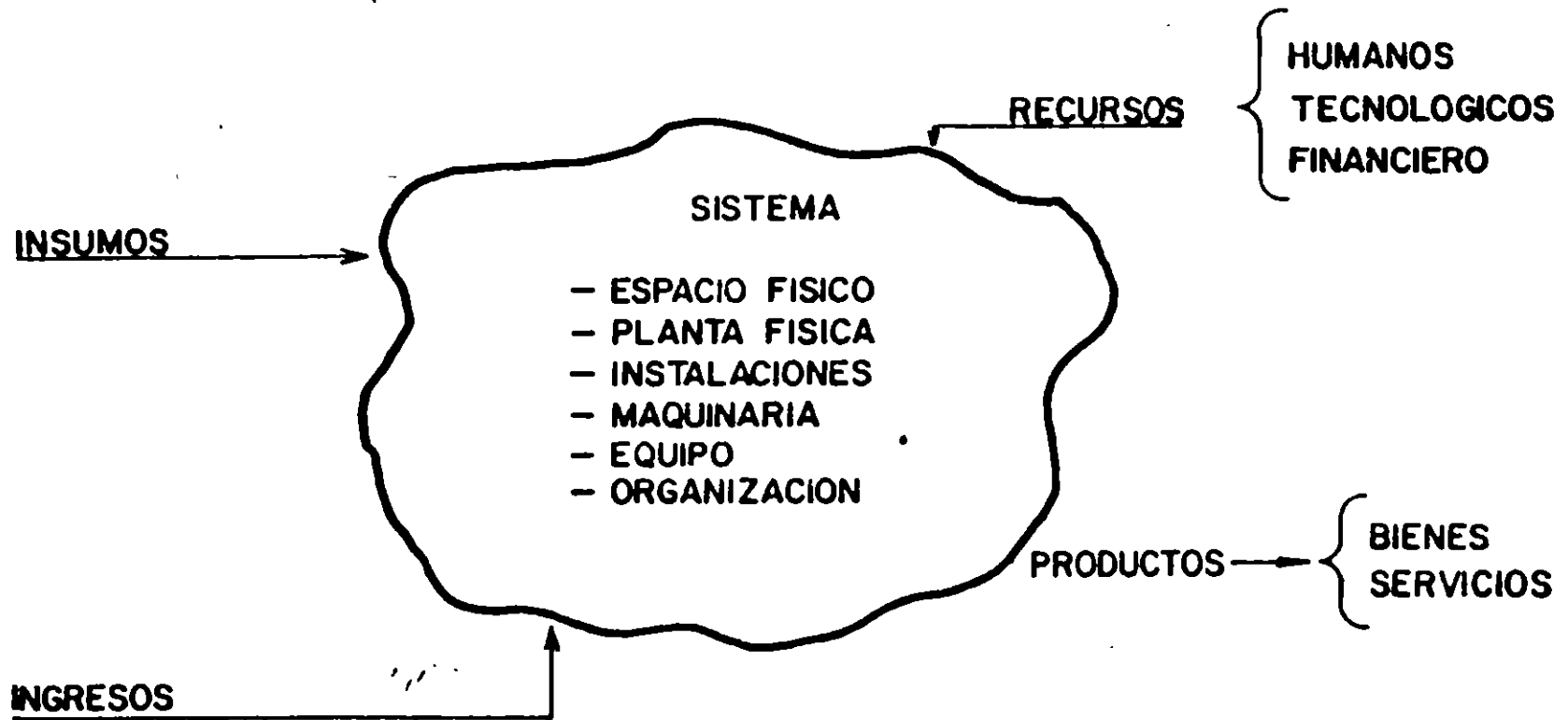
Necesitamos que entre cada conductor exista una separación igual al diámetro del conductor mayor.

$$12 \times 31.7 = 380.4 \text{ mm.}$$

Ancho total de la charola necesaria:

$$675.58 + 380.4 = 1055.98 \text{ mm}$$

# ¿COMO ES UN SISTEMA PRODUCTIVO?



## **PASOS A SEGUIR PARA CORREGIR LOS SISTEMAS**

### **MODELO GENERAL DE PROCESO DE SOLUCION.**

- 1.- ANALISIS**
- 2.- EVALUACION (EX-POST.)**
- 3.- DIAGNOSTICO**
- 4.- IDENTIFICACION DE OPCIONES**
- 5.- EVALUACION DE OPCIONES (EX-ANTE.)**
- 6.- SELECCION**
- 7.- IMPLANTACION**
- 8.- CONTROL**

## 1.- ANALISIS

a).- SE DEBE SEGREGAR CADA PARTE DEL SISTEMA

b).- SE DEBE DESCOMPONER A SU MINIMA EXPRESION CADA PARTE

## 2.- EVALUACION EX-POST.

a).- HACER LAS SIGUIENTES PREGUNTAS

a1).- ¿ EL SISTEMA SATISFACE LOS OBJETIVOS PARA LO QUE FUE CONCEBIDO ?

a2).- ¿ EL SISTEMA OPERA A SU MAXIMA PRODUCTIVIDAD ?



### 3.- DIAGNOSTICO

a). - HAY QUE HACERCE UNA PREGUNTA.

a1)- ¿ POR QUE ¿

### 4.- IDENTIFICACION DE OPCIONES

a). - PARA ENCONTRAR LAS OPCIONES, HAY QUE HACER 2 COSAS QUE SON :

a1). - REMOVER EFECTOS

a2). - REMOVER CAUSAS

## 5.- EVALUACION DE OPCIONES (EX-ANTE.)

a).- EN ESTA SECCION ES DONDE SE DEBEN USAR TODAS LAS HERRAMIENTAS DE LA INVESTIGACION DE OPERACIONES.

## 6.- SELECCION

a).- SE DESIGNARA LA MEJOR OPCION DE ACUERDO A LAS POLITICAS DE LA EMPRESA QUE PUEDEN SER:

a1).- OPCION DE MAYOR RENDIMIENTO.

a2).- OPCION DE MENOR INVERSION.

a3).- OPCION DE MAXIMA PRODUCCION.

a4).- ETC.

## 1.- ANALISIS

a).- SE DEBE SEGREGAR CADA PARTE DEL SISTEMA

b).- SE DEBE DESCOMPONER A SU MINIMA EXPRESION CADA PARTE

## 2.- EVALUACION EX-POST.

a).- HACER LAS SIGUIENTES PREGUNTAS

a1).- ¿ EL SISTEMA SATISFACE LOS OBJETIVOS PARA LO QUE FUE CONCEBIDO ?

a2).- ¿ EL SISTEMA OPERA A SU MAXIMA PRODUCTIVIDAD ?

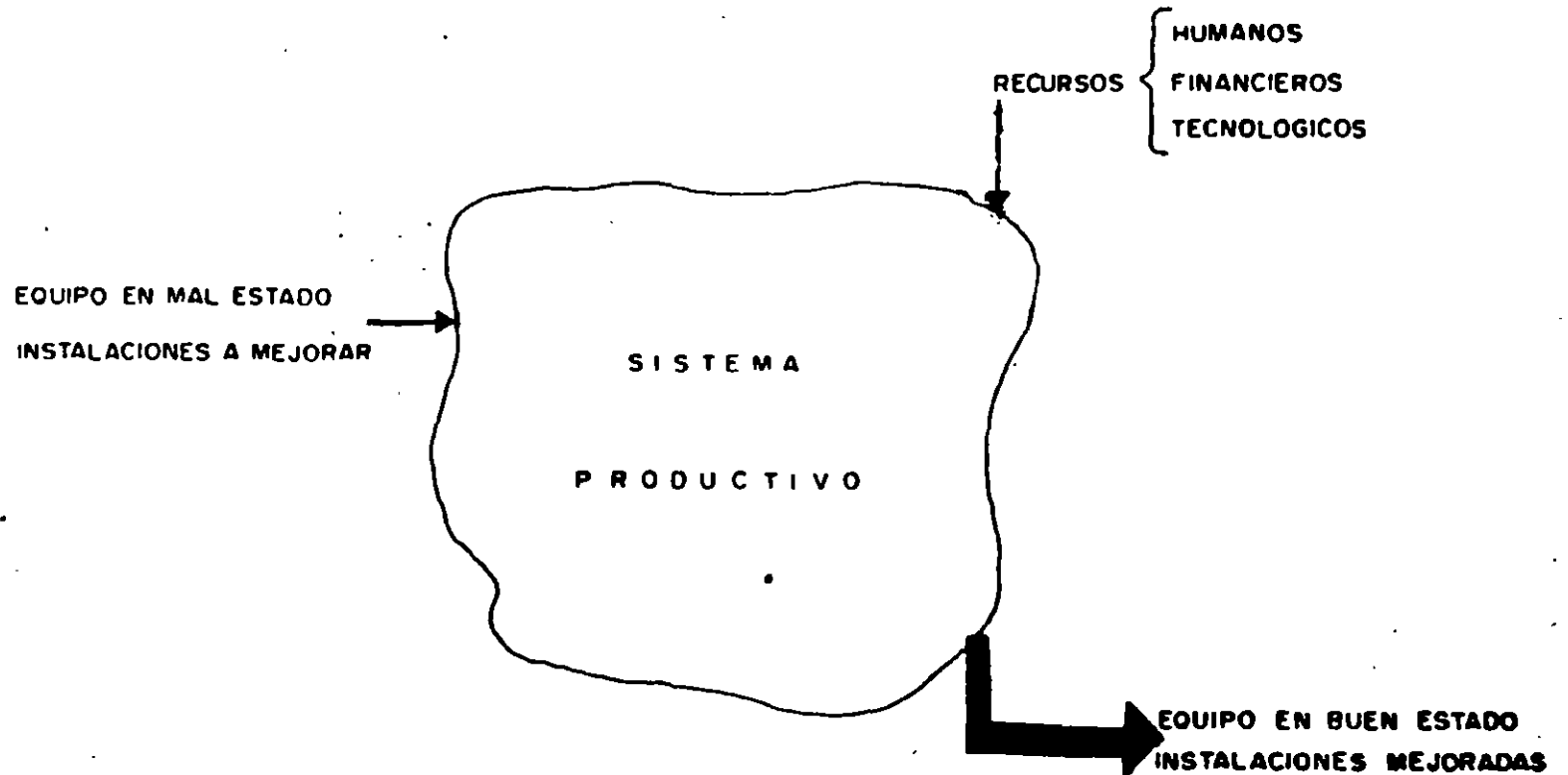
## 7.- IMPLANTACION

ES LA PUESTA EN FUNCIONES DE LA OPCION SELECCIONADA.

## 8.- CONTROL

- a).- SE CREAN LAS AYUDAS PARA LOGRAR LOS OBJETIVOS.
- b).- SE VE QUE SE CUMPLAN CON EL TIEMPO
- c).- SE CHECA QUE LA INVERSION SEA LA PREVISTA.
- d).- SE ASEGURA QUE LAS METAS DESEADAS SEAN ALCANZADAS.

DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO Y TALLERES



JH

# Selección de equipo

## INDICE

1. INTRODUCCION
2. TERRENOS Y MALLA DE TIERRA
3. DISEÑO SISTEMA ELECTRICO
4. INTERRUPTORES
5. TRANSFORMADORES
6. PARARRAYOS
7. PROTECCIONES Y CONTROL
8. SERVICIOS AUXILIARES Y SISTEMA C.C.
9. ALUMBRADO
10. AUTOMATISMO
11. BIBLIOGRAFIA

- TABLA 1 REVISION TRIENAL DE INT. Y SECC. EN HH
- TABLA 2 HORAS HOMBRE INVERTIDAS EN CONSERVACION DE INTERRUPTORES DURANTE 6 AÑOS.
- TABLA 3 CARACTERISTICAS DE LAMPARAS DE ALUMBRADO
- TABLA 4 ILUMINANCIAS
- FIGURA 1 DISPOSICIONES DE ESQUEMA ELECTRICO
- FIGURA 2 DIFERENTES REALIZACIONES DE ESTRUCTURA SOPORTE DEL SISTEMA ELECTRICO.
- FIGURA 3 ESQUEMA ELECTRICO PROTECCION SOBRECARGA INSTANTANEA TRANSFORMADOR.
- FIGURA 4 DIFERENTES TIPOS DE APARATOS DE ALUMBRADO CONVENCIONAL.
- FIGURA 5 DISTRIBUCION DE APARATOS CON DISPOSICION CONVENCIONAL Y HORIZONTAL CON PROYECTORES.
- FIGURA 6 CURVAS FOTOMETRICAS Y DIMENSIONES PROYECTOR
- FIGURA 7 FOTOGRAFIAS DE SISTEMAS DE ALUMBRADOS COMPARADOS

## 2. TERRENOS Y MALLA DE TIERRA

En instalaciones situadas en la cornisa cantábrica era frecuente la disposición del parque de salida de líneas en hierba ya que, por la humedad de la zona, se mantenían con un bonito aspecto, sin importar los cortes periódicos, muchas veces sin coste por aprovecharse como alimento para el ganado.

Si al año se precisan unos cinco cortes de hierba, resulta un costo anual de unas 125 ptas/m<sup>2</sup>.

La realización de un desmonte de unos 15 cm y su posterior relleno con grava, tiene un coste aproximado de 1.000/- ptas/m<sup>2</sup>.

Como ventajas adicionales obtenemos reducir la tensión de paso y contacto es decir mejorar la seguridad de las personas. También evitaremos posibles incidentes del personal dedicado a la siega sistemática. La instalación queda más segura por no ser posible la propagación de probables incendios, al no tener hierba que en verano podría estar alta y seca.

Es aconsejable, antes de decidir la implantación de la capa de grava, estudiar la malla de puesta a tierra y hacer una medición de tensión de paso y contacto por si fue-



## RENTABILIDAD DE LA ACTUALIZACION DE SUBESTACIONES

### 1. INTRODUCCION

Al comparar el diseño y tecnologías aplicadas en instalaciones de transformación realizados en los años 50 con las que se están construyendo en la actualidad, encontraremos diferencias muy notables.

Las realizaciones actuales además de instalar aparatos de mayor calidad, tiene en cuenta el futuro ahorro en la conservación de los equipos y es más exigente en cuanto a disponibilidad.

Es frecuente en instalaciones de antiguos diseños, no hacer mas modificaciones que las que vienen impuestas por la evolución de la demanda con aumento de transformación o, sustitución de interruptores por falta de potencia de cortocircuito.

Trataremos de plantear en estas notas el interés que tiene hacer modificaciones, en muchas ocasiones con una repercusión económica directa, en otras con mejora de la seguridad de las personas o de calidad de servicio, si es que no afectan a los tres factores enunciados.

ra necesario algún refuerzo en el sistema de puesta a tierra, para quedar dentro de lo exigido por el Reglamento.

También debemos mencionar la malla metálica de limitación de la instalación. Si esta malla tiene su pintura en mal estado no se debe proceder a su repintado. El m<sup>2</sup> de pintura puede costar por encima de 1.000 ptas/m<sup>2</sup>, por ambas caras. La malla metálica de Al o galvanizada plastificada, cuesta unas 900 ptas/m<sup>2</sup> por lo que es claro el interés de la sustitución de la malla, pintando solo los tubos soporte, aunque haya que agregar la mano de obra para la sustitución.

### 3. DISEÑO SISTEMA ELECTRICO

El diseño del esquema eléctrico ha variado radicalmente debido a dos factores principalmente: mayor fiabilidad de los interruptores y tener los sistemas mallados.

Anteriormente, primaba la colocación del by-pass con diseños con una o dos barras como pueden ser los A, B, C, D, de la fig. 1. Actualmente es muy raro instalar by-pass, yendo a esquemas como los M, N, P, Q.

Pudiera razonarse que, aunque si se hiciera nueva la instalación, no se configuraría con by-pass, deben utilizarse

en instalaciones que lo tienen, ya que el desembolso está hecho.

Si comparamos el esquema A con el M la diferencia es de 7 seccionadores a 4. Es decir la eliminación del hv-pass implica la de tres seccionadores.

En la tabla siguiente se indica las horas hombre (hh) utilizadas en una revisión trienal de interruptor y seccionador para diferentes tensiones.

	<u>220 kV</u>	<u>132 kV</u>	<u>46-30 kV</u>	<u>13 kV</u>
Seccionador	29	19	15	5
Interruptor	82	62	36	26
Posición con by-pass (7 sec)	285	195	141	61
Posición sin by-pass (4 sec)	198	138	96	46
DIFERENCIA	87	57	45	15

**TABLA 1** REVISION TRIENAL INT. Y SECC. hh

De esta tabla se deducen dos consecuencias importantes:

El nivel de riesgo personal no solo disminuye por quitar los elementos a mayor altura, o ser menos los elementos a revisar, sino por quitar puntos de tensión que pueden dar lugar a equívocos.

La realización de maniobras se simplifica.

Al estar menos elementos en tensión es menor la probabilidad de averías.

Es muy sencillo el diseño de bloqueos que eviten falsas maniobras.

Puede eliminarse parte de la estructura soporte con el consiguiente ahorro en pintura.

Se simplifica el control.

Si se desmontan seccionadores de buena calidad y estado, pueden utilizarse para sustituir otros que esten en mala situación.

Es muy sencillo, con aisladores procedentes de un by-pass, hacer un juego de puentes, que estaría previsto para puentear algún interruptor que sufriera una seria avería o fuera preciso sustituir.

18 No se mejora la disponibilidad, ya que la revisión de tres seccionadores más, es similar a la de un interruptor.

20 Un ahorro de hh entre un 42 y un 33%, según tensiones.

Excepcionalmente no se quitarán by-pass existentes en posiciones de líneas en antena o de bancos cuando es único.

En disposiciones de barra auxiliar como la C, se deberá considerar la posibilidad de modificarlo a doble barra como la M figura 1, con lo que se obtiene una mayor disponibilidad y flexibilidad. En dicha disposición si se impone la necesidad de by-pass, se puede estudiar la posibilidad de modificarlo con la fórmula D, para proteger las líneas por parejas, cortando la continuidad de la barra. Esta disposición tiene la ventaja que en caso de falta (en la línea sin interruptor), no haría disparar a todas las alimentaciones lo que produciría un 0 de tensión. En la situación planteada como alternativa, la falta de una línea solo afecta a la pareja.

Los by-pass suelen obligar a la disposición de otro plano de barras, al eliminarlos se quitan los aparatos situados a mayor nivel.

Vamos no obstante a plantear la situación de instalaciones en las que estaban instalados interruptores de seccionamiento y ruptura por aire comprimido con el consiguiente equipo de aire centralizado.

Se reflejan horas hombre empleadas en el mantenimiento de interruptores durante un período de seis años, separando interruptores de aire comprimido con un sistema de producción y almacenamiento del aire centralizado, de interruptores de pequeño volumen de aceite (Tabla 2).

En la figura 2 se ven tres disposiciones de estructura en celosía en sistema de 220 kV y una de sección variable en 132 kV. Son realizaciones del año 1958, 1974, 1989 y 1992 respectivamente.

Debe notarse, comparando la vista A con cualquiera de las otras, que la desaparición del by-pass, implica anular el llamado "seccionador de carro", seccionador situado en altura que aísla ambos lados del interruptor. Este seccionador siempre ha sido de conservación muy problemática por la transmisión con cadena para conseguir la traslación de ambas columnas de seccionadores. Anulado el by-pass es sencillo la ubicación de seccionador de línea como se ve en las secciones B, C o D de dicha figura y eliminar un pilar de la estructura.

#### 4. INTERRUPTORES

Aunque los interruptores actuales existentes en el mercado tienen grandes ventajas respecto a fiabilidad y coste de conservación, respecto a los de hace 40 años, la amortización de la inversión no justificaría la sustitución de interruptores en buen estado y para los que se cuenta con repuestos.

		<u>6 AÑOS</u>						
		<u>NO</u>	<u>MANT.</u>	<u>AVER.</u>	<u>R.A.P.</u>	<u>TOTAL</u>	<u>MEDIA</u>	<u>MEDIA/2</u>
	Sist. Aire	21	19.086	1.451	3.881	24.418	1.162	581
	380 kV	11	3.901	134	12	4.047	368	184
AIRE	220 kV	73	18.882	1.384	341	21.607	296	148
	132 kV	51	5.659	436	280	6.375	125	62
	TOTAL	135	37.528	3.084	4.514	56.447	418	209
	380 kV	25	7.204	297		7.513	300	150
PEQ.	220 kV	138	25.276	275		25.954	188	94
VOL.	132 kV	195	27.805	2.281		30.104	154	77
ACEITE	TOTAL	358	60.285	3.153		63.571	177	88

MANT.: Revisión periódica

AVER.: Reparación averías

R.A.P.: Pruebas para cumplimentar el reglamento aparato a presión.

TABLA 2: HORAS HOMBRE INVERTIDAS EN CONSERVACION DE INTERRUPTORES DURANTE 6 AÑOS.



De su estudio podemos sacar varias consecuencias. Entre ellas señalaremos comparando los de aire con los de pequeño volumen:

Precisan de un 30 a un 60% más hh de revisión.

Necesitan el 50% más de mantenimiento correctivo.

Si hacemos recaer, proporcionalmente al número y tensión de interruptores el trabajo empleado en el sistema centralizado de aire y se agregan el tiempo empleado en R.A.P., las horas hombre necesarias por trienio serían:

- Int. 380 kV 184 + 159 = 343 hh
- " 220 kV 148 + 106 = 254 hh
- " 132 kV 125 + 53 = 178 hh

El 240% superior a los interruptores de pequeño volumen.

En instalaciones donde se han ido sustituyendo interruptores de aire comprimido, quedando solo uno ó dos, debe considerarse su sustitución, para eliminar totalmente el aire, ya que las 581 hh trienales de conservación del sistema de aire recaerán sobre el único interruptor que esté instalado.

## 5. TRANSFORMADORES

Con la utilización de chapa magnética de grano orientado a partir de 1960 y un diseño más detallado, se han reducido notablemente las pérdidas de los transformadores, tanto en el hierro como en el cobre.

Se puede considerar un 50% en el hierro y un 30% en el cobre la reducción de pérdidas de un transformador de fabricación actual respecto a uno comprado hace cuarenta años.

Se han hecho estudios sobre un numeroso parque de máquinas de más de cuarenta años en servicio, no siendo rentable su sustitución (considerando 7 ptas. el coste del kWh), a pesar de considerar el precio como chatarra del transformador viejo, atendiendo solo a mejora de pérdidas. No obstante este término hace decidir, sin duda, la sustitución de transformadores muy antiguos, con una fiabilidad en descenso.

Se debe sin embargo atender a mejorar el equipo de control de refrigeración y regulación. La inversión para la sustitución de fusibles por interruptores magnetotérmicos, sustitución de contactores o termostatos en mal estado, es rentable en cuanto se considere pueda evitar la avería de un solo motor.

## 6. PARARRAYOS

Actualmente es admitido el óxido de Cinz como el producto mejor para la limitación de tensión de autoválvulas.

El elemento que fundamentalmente debe protegerse de sobretensiones, en un parque, es el transformador de potencia.

Hoy día está totalmente admitido que una correcta protección de los transformadores se realiza instalando autoválvulas en todos los devanados de la máquina y situados inmediatos a ella (15-20 m. como máximo). Es muy importante que la unión a la malla de tierra de las autoválvulas, neutro y cuba del transformador, sea lo más directa posible.

En proyectos antiguos era habitual la disposición de las autoválvulas sobre barras generales. La modificación de situación o colocación de pararrayos individualizado para cada transformador es siempre una inversión rentable. Debe hacerse notar que el precio, tensión y potencia de un transformador es normal esten en la misma proporción. El precio de un pararrayos está muy condicionado por la tensión, por lo que aún en transformadores de poca potencia, es rentable una inversión que puede evitar una seria avería y el deterioro de la calidad de servicio.

## 7. PROTECCIONES Y CONTROL

Naturalmente que se ha alcanzado un avance en este tema considerable, consiguiendo con los relés electrónicos una sensibilidad y precisión muy superior a la conseguida con los electromecánicos.

No obstante no parece, hablando de sustituciones parciales, una inversión muy rentable la que se hiciera en este tema. No es recomendable la renovación generalizada de relés salvo que esté enfocada dentro de una total sustitución del control. Los relés electrónicos tienen unas exigencias para no ser influidos por radiaciones electromagnéticas que en relés electromagnéticos no tienen importancia.

Es sin embargo interesante y de poco coste la sustitución de fusibles de control por interruptores con protección magnetotérmica y contacto auxiliar.

En diseños antiguos era muy frecuente dotar las posiciones de elementos de medida con una gran profusión. La instalación de contadores, megavatímetro, amperímetros, etc., en cada posición, era frecuente.

Actualmente se montan los aparatos de medida indispensables. Un amperímetro con maxímetro es suficiente por lí-

nea. Contadores solo se instalarán en líneas de alta y en transformador donde también es interesante la medida de energía reactiva. Salvo que la línea sea para un cliente y se facture con su contador, no tiene porque ser necesaria la medida generalizada en líneas de salida.

Es interesante anular las conexiones de todos los elementos de medida, que no se utilicen, ya que con ello, además de lograr reducir los circuitos y por tanto la posibilidad de avería, se descarga los t.t., evitando las caídas de tensión, que puede afectar a los contadores realmente importantes, sobre todo si son de facturación. En los circuitos de intensidad también es interesante la eliminación de aparatos sin utilización para mejorar la clase del t.i al reducir la impedancia de salida.

Puede ser interesante mejorar la protección de transformadores como se indica:

Es casi habitual tener las protecciones de sobreintensidad instantánea de los transformadores anulada. Como es sabido es muy difícil conseguir la selectividad necesaria para que, en un cortocircuito cercano sobre una línea, disparen sus relés instantáneos sin que actúe el disparo instantáneo de trafo.

Bastantes cortocircuitos se producen por olvidos de puestas a tierra y, en todo caso, un disparo por falta en barras, si no hay líneas con retorno, se tendrá que ratificar volviendo a dar tensión con el banco. Con el planteamiento que vamos a describir, se llega a la conclusión de que puede compatibilizarse la intervención del elemento instantáneo sin actuaciones inoportunas por falta de selección. Para ello se agrega un relé temporizado que permite la actuación de los relés instantáneos de sobreintensidad del neutro, durante un breve tiempo después de la energización o reenganches. Transcurrido ese tiempo la protección instantánea se bloquea, como se ve en esquema de la fig. 3.

#### 8. SERVICIOS AUXILIARES Y SISTEMA DE C.C.

El buen diseño de estos elementos, como de cualquier infraestructura, es fundamental para el funcionamiento fluido de los componentes principales.

Hace unos años era generalizada la protección de circuitos auxiliares tanto de corriente alterna como de continua a base de fusibles con los grandes inconvenientes que pueden presentar su fusión: para sustituir por el correcto, identificarlo o posible avería en motores.

El diseño de cuadro de servicios auxiliares y c.c. nuevo, en base de salidas protegidas por pequeños interruptores, con protección magnetotérmica, es una inversión que por su poco monto e importante repercusión en la buena actuación del conjunto da una gran rentabilidad y es básico en instalaciones desatendidas. La distribución de alimentaciones y alumbrado de edificios irán protegidos con pequeños cuadros comerciales con salidas protegidas con magnetotérmicos y diferenciales en los que lo precisen.

Se debe sustituir el cableado de distribución eléctrica, en edificios antiguos, cuando su aislamiento sea a base de componentes asfálticos que se degradan con el tiempo.

Sería inconcebible tener un incendio en una instalación eléctrica por un cortocircuito en los circuitos de alumbrado.

## 9. ALUMBRADO

Este tema podemos dividirlo en dos apartados con problemática totalmente diferenciada según sea intemperie o interior.

TIPO	RENDIMIENTO l m/h	VIDA MEDIA h.	TIEMPO REACCIONADO	EQUIPO ARRANQUE	COLOR	PRECIO 250 W			RELACION precio/vida pta. 1000/h	RELACION precio/ vida €	POTENCIA INSTALADA 100 m <sup>2</sup> 100 lux W	GASTO ANUAL 10 h/día 100 m <sup>2</sup> 100 lux Pts
						LAMPARA		Equipo Pts				
						W	Pts		Pts			
FILAMENTO	8-20	1000	Instantáneo	Ninguno	Día	250	400	0	400	28,3	714	17.993
HALOGENA INCANDESCENTE	14-22	2000	Instantáneo	Ninguno	Día	250	1650	0	825	43,47	526	13.255
FLUORESCENTE	35-60	9000	Rápido	R.C.CE	Diversos	36	300	1.500	33	0,7	210,5	5.306
FLUORESCENTE SL.	47-55	5000	Rápido	Ninguno	Blanco	25	2500	0	500	9,8	196	4.999
LUZ MEZCLA	19-32,5	6000	3'	Ninguno	Algo azulado	250	2140	0	356	13,70	374	9.425
VAPOR MERCURIO A.P.	40-65	15000	5'	R.C.	Blanco Azulado	250	2500	6.000	166	3,19	190,5	4.801
HALOGENOS	67-80	6000	6'	R.C.CE	Día	250	9500	17.800	1.583	21,34	136	3.427
SODIO A.P.	90-120	12000	6'	R.C.CE	Amarillento	250	6500	10.000	541	5,15	92	2.318
SODIO B.P.	130-180	9000	7'	R.C.CE	Amarillo	250	13500	20.000	1.500	9,68	64,5	1.625

Potencia Instalada = 10000/€ medio

Precio kWh: 7 B

Gasto Anual =  $W \times 10 \times 360 \times 7/1000 = W.25,2$

Tabla 3 CARACTERISTICAS LAMPARAS ALUMBRADO



El alumbrado con lámpara incandescente debe proscribirse por antieconómico respecto a consumo y reposición y poco confortable. El empleo de lámparas fluorescentes 36 W es claramente el que mejores condiciones reúne para interiores. Para exteriores observando la tabla 3 se advierte la clara ventaja del alumbrado con lámparas de sodio alta presión, su color amarillo es interesante para la penetración en situación de niebla.

El color amarillo haría a estas lámparas desechables para utilizar con idea decorativa, si hay elementos vegetales.

Los alumbrados que se proyectaban hasta hace no muchos años eran con muchos puntos de luz repartidos entre el aparellaje y situados entre 3 y 5 m. de altura, como se indica en fig. 4.

Las lámparas se fueron cambiando las primitivas incandescentes por luz mezcla, o, en todo caso, vapor de mercurio, pero sin modificar aparatos.

Para fijar ideas vamos a reflejar datos comparativos del alumbrado de una superficie de 9625 m<sup>2</sup> con dos disposiciones:

Convencional: 47 luminarias

3 farolas

Lámpara vapor de mercurio 250 W

Proyectores: 18 proyectores haz disperso

Lámpara bulbo sodio alta presión 250

La distribución de puntos de luz para ambas disposiciones se representa en fig. 5.

Comparemos bajo el punto de vista de la iluminación ambas disposiciones:

	CONVENCIONAL		PROYECTORES	
	<u>Media</u>	<u>Máxima</u>	<u>Media</u>	<u>Máxima</u>
0,5 m horizontal	5,58	29,19	6,97	186,76
" vertical	6,33	17,94	17,86	252,54
3,5 m horizontal	6,13	352,83	11,73	344,02
" vertical	13,18	234,89	20,13	368,57
6,5 m. horizontal	6,93	79,05	12,24	56,59
" vertical	7,20	54,87	15,35	76,80

	CONVENCIONAL		PROYECTORES	
	<u>Media</u>	<u>Máxima</u>	<u>Media</u>	<u>Máxima</u>
Media horizontal	6,21		10,31	
" vertical	8,90		17,78	
" conjunta	7,92		14,05	

Tabla 4 ILUMINANCIA (lux).

De la tabla, en la que se resumen los valores de Iluminancia en planos a diferentes alturas del suelo, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

Con los proyectores se alcanza casi el 180% de Iluminancia.

Sólo a 0,5 m. de altura hay valores máximos en alumbrado de proyectores que pudieran dar lugar a deslumbramiento.

Realicemos la comparación de ambos alumbrados respecto a costes de construcción.

El punto de luz por proyector, considerando conducción, fundación, soporte y proyector, tiene un coste de

89.400 ptas.

En alumbrado convencional con los mismos componentes dan un coste entre material y montaje para la luminaria de:

75.370 ptas.

y para la farola de:

84.750 ptas.

El coste total será:

Para 29 proyectores ..... 2.592.600 ptas.  
Para 47 luminarias y 3 farolas ..... 3.796.640 "

Casi un 50% más de costo para el alumbrado convencional.

Consideremos los costos de funcionamiento exclusivamente en costo de energía, suponiendo 10 h. de funcionamiento diario y 7 ptas. el coste del kWh. El coste de la energía consumida anualmente por los reflectores será:

$29 \times 0,250 \times 10 \times 360 \times 7 = 182.700$  ptas.

Siendo el gasto anual en energía del alumbrado convencional:

$$50 \times 0,250 \times 10 \times 360 \times 7 = 315.000 \text{ ptas.}$$

Lo que representa un ahorro anual de 132.300 ptas. en caso del alumbrado con reflectores.

Si se tiene en cuenta el ahorro en material y mano de obra de reposición, la adopción de célula fotoeléctrica para gobierno automático del alumbrado, la disposición de dos circuitos para habitualmente disponer del 50% del alumbrado, puede llegar a hacer rentable la inversión de sustitución del alumbrado.

Se han considerado diferentes tipos de proyecto con varias potencias y situados a alturas diferentes. Naturalmente puede realizarse un alumbrado más barato utilizando menos reflectores de más potencia, pero iría en detrimento de la calidad del alumbrado al aumentar el deslumbramiento.

Se ha seleccionado un proyector de haz muy disperso y con una potencia de 250 W en sodio alta presión que consideramos discreta. Este reflector está dotado de giro en plano vertical y en el horizontal hasta 360°, lo que nos da una gran versatilidad en el alumbrado al poder variar su dirección según la necesidad.

También la altura elegida con un soporte muy sencillo de 1,5 m. es fruto de varios tanteos. La altura de 1,7 a la que resulta situado el punto de luz es muy buena para la actuación sobre él en cuanto a conservación y movimiento cuando se precisa. Esta altura también es apropiada para lograr un bajo deslumbramiento.

En la fig. 6 se representa la curva fotométrica del reflector viéndose en las fotografías de fig. 7, el aspecto del conjunto de este alumbrado con reflectores y un caso de alumbrado convencional.

#### 10. AUTOMATISMO

El ahorro que supone evitar el personal, a pié de instalación, para realizar la operación y resolver las incidencias que puedan producirse, es muy alto.

El gasto de personal continuado es muy caro y con la calidad y estabilidad actual de instalaciones y sistemas, sólo es justificable para el control de conjuntos de instalaciones.

La automatización de las instalaciones para poder dejarlas sin atención directa y continuada es barata y de una gran rentabilidad.

No vamos a profundizar en el diseño de una automatización, pero sí apuntaremos que debe ser muy sencilla para conseguir una gran seguridad.

En alimentaciones o líneas de alta además de contemplar el reenganche en caso de disparo se debe prever un cero de tensión debiendo disparar el automatismo todas las líneas, para poder seleccionar y aislar la línea que pudiera tener la falta que ocasione el 0 de tensión.

En media tensión somos partidarios en pro de la sencillez indicada, de disponer sólo reenganches en líneas y uno sólo en transformador.

Con estos automatismos y una transmisión de alarmas para poder acudir personal en caso de anomalías, es posible la eliminación de la atención continua. Naturalmente lo ideal es disponer de un telecontrol que pueda controlar la instalación desde un Centro de Control general.

Debe tenerse en cuenta que la renovación y puesta al día de los temas que se han examinado en este artículo son esenciales para poder abandonar con éxito las instalaciones.

#### 11. BIBLIOGRAFIA

ESTUDIOS COSTE/BENEFICIO PLAN DE AREA DIGET DE IBERDROLA.

SISTEMA INTEGRADO DE MANTENIMIENTO.

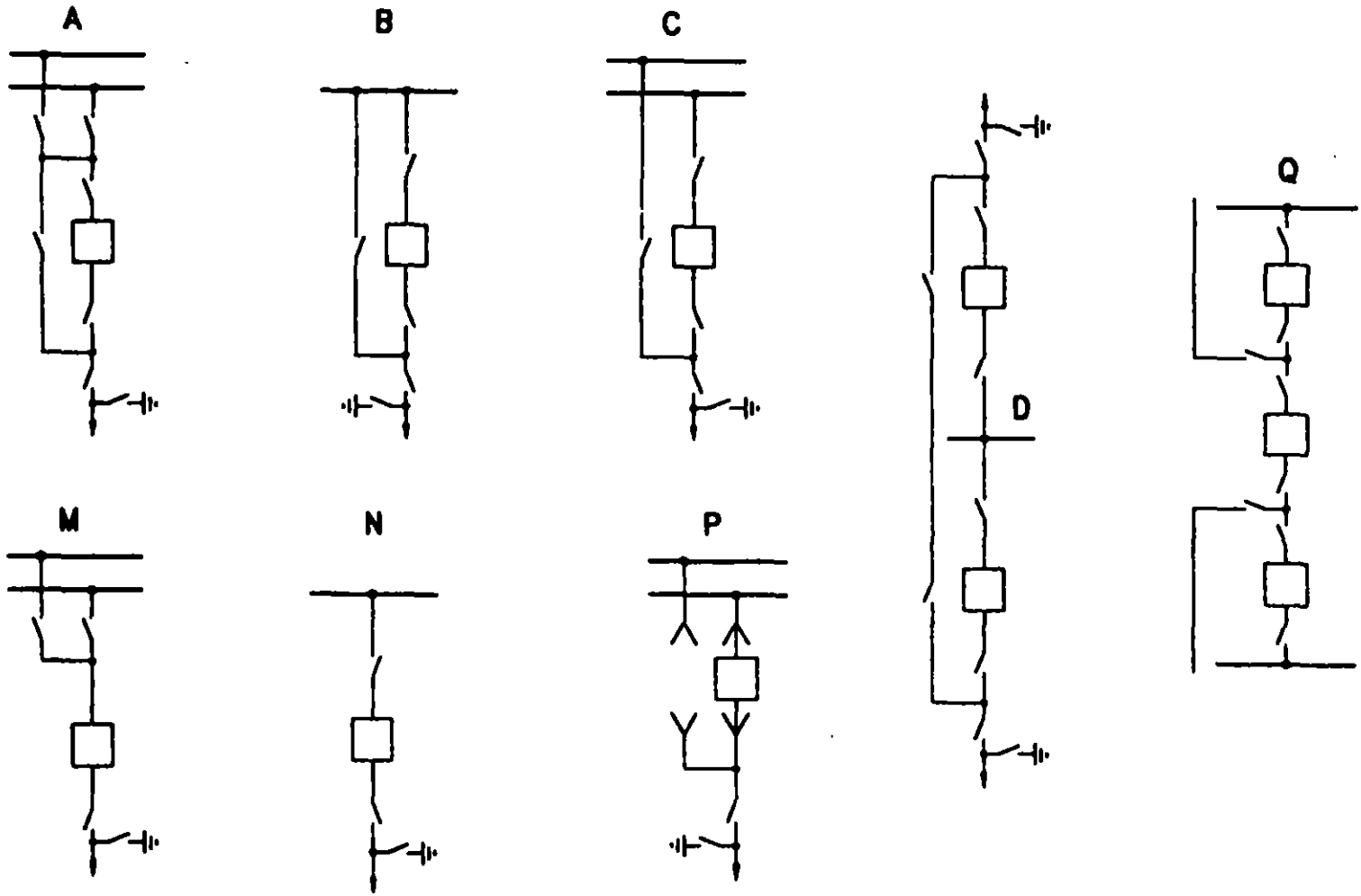


Fig.1 DIFERENTES DISEÑOS DE SISTEMAS ELECTRICOS

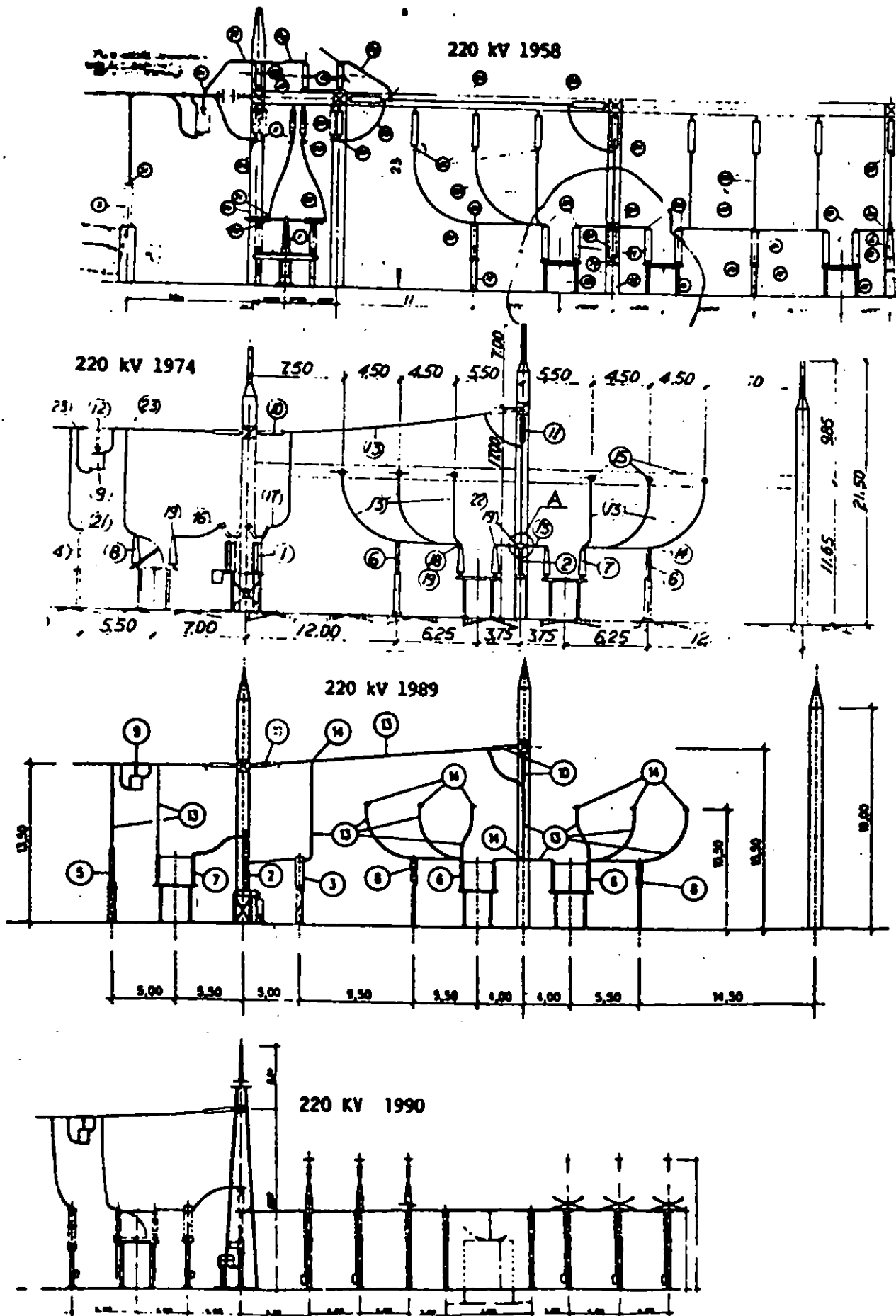


Fig. 2 DIFERENTES REALIZACIONES DE ESTRUCTURA SOPORTE DEL SISTEMA ELECTRICO



H-23

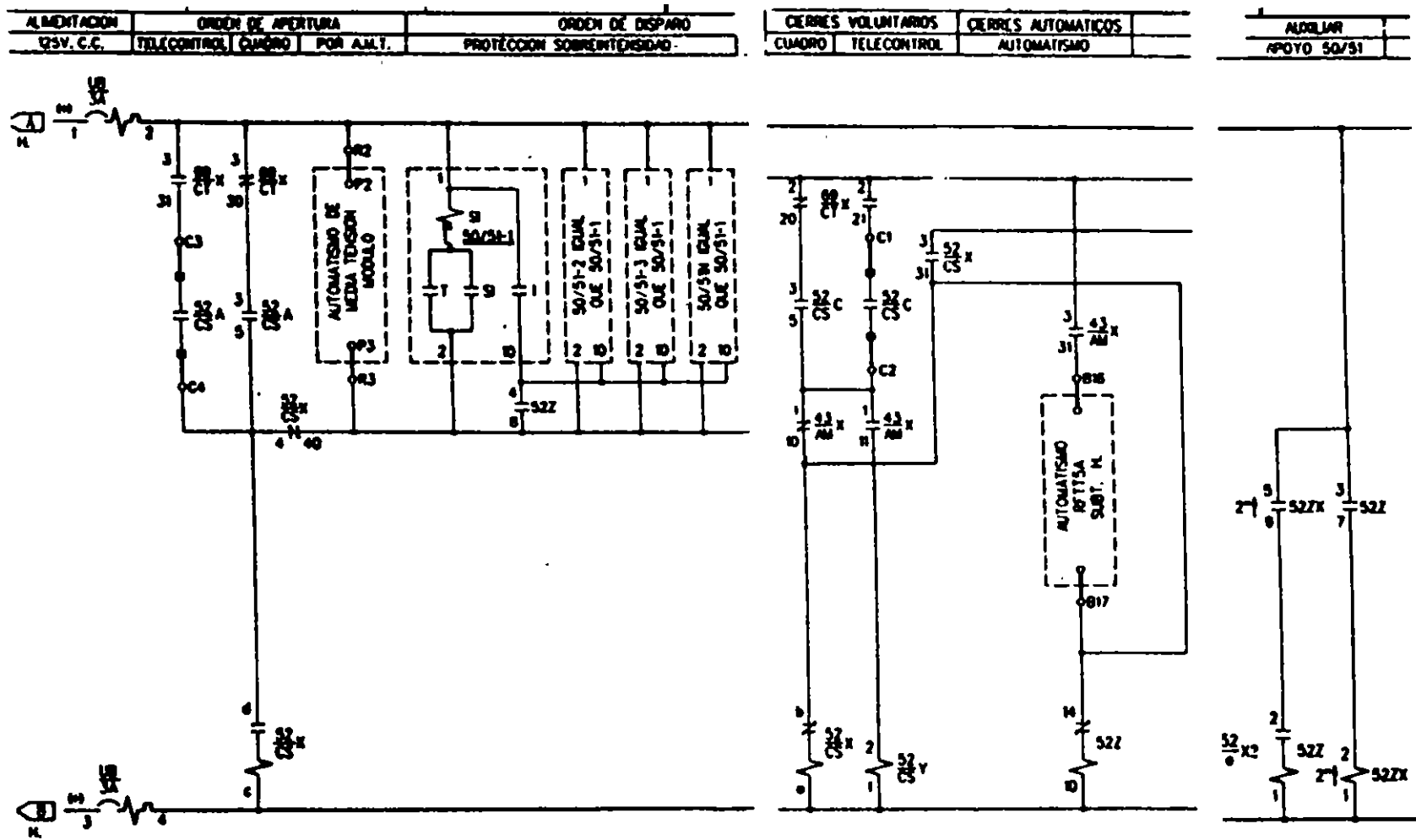


Fig. 3 ESQUEMA ELECTRICO PROTECCION, SOBRECARGA INSTANTANEA TRANSFORMADOR

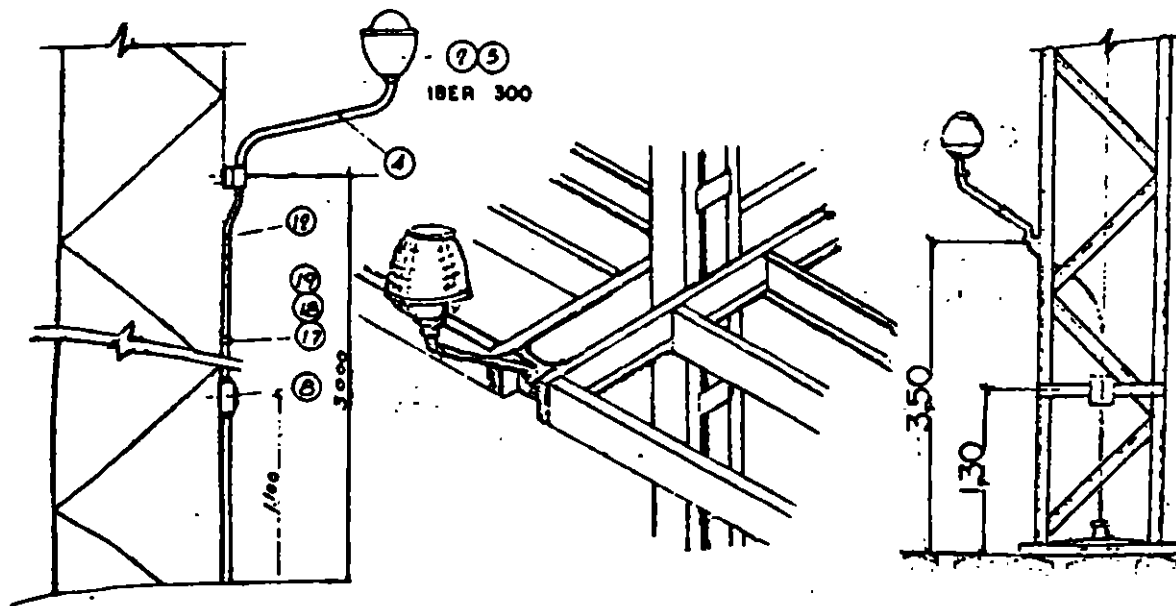
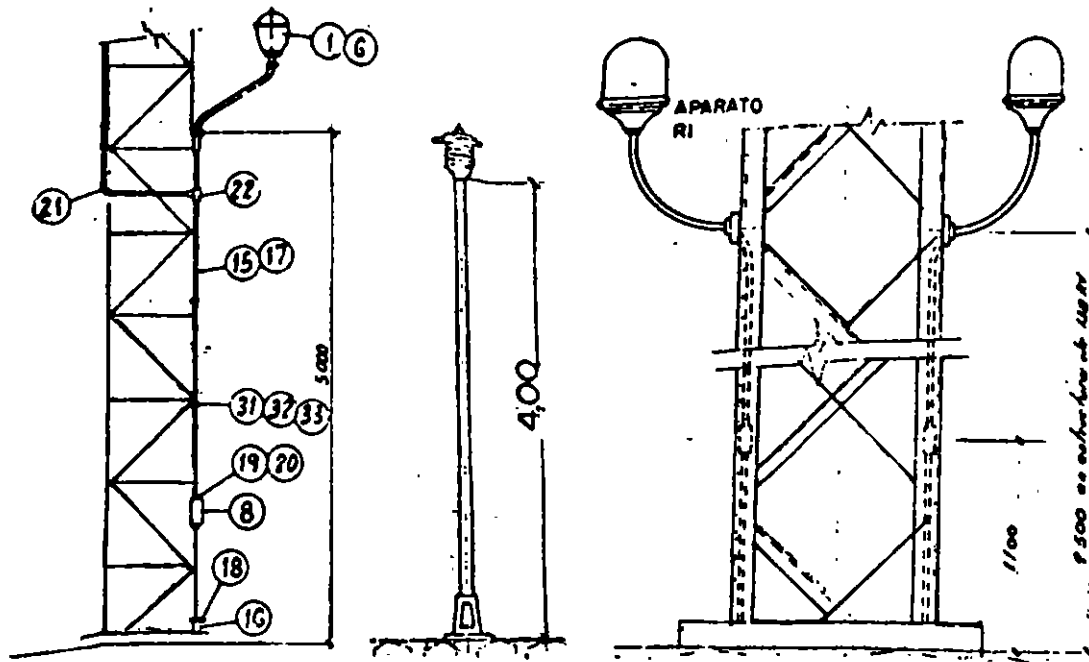


Fig. 4 DIFERENTES DISPOSICIONES DE APARATOS DE ALUMBRADO CONVENCIONAL

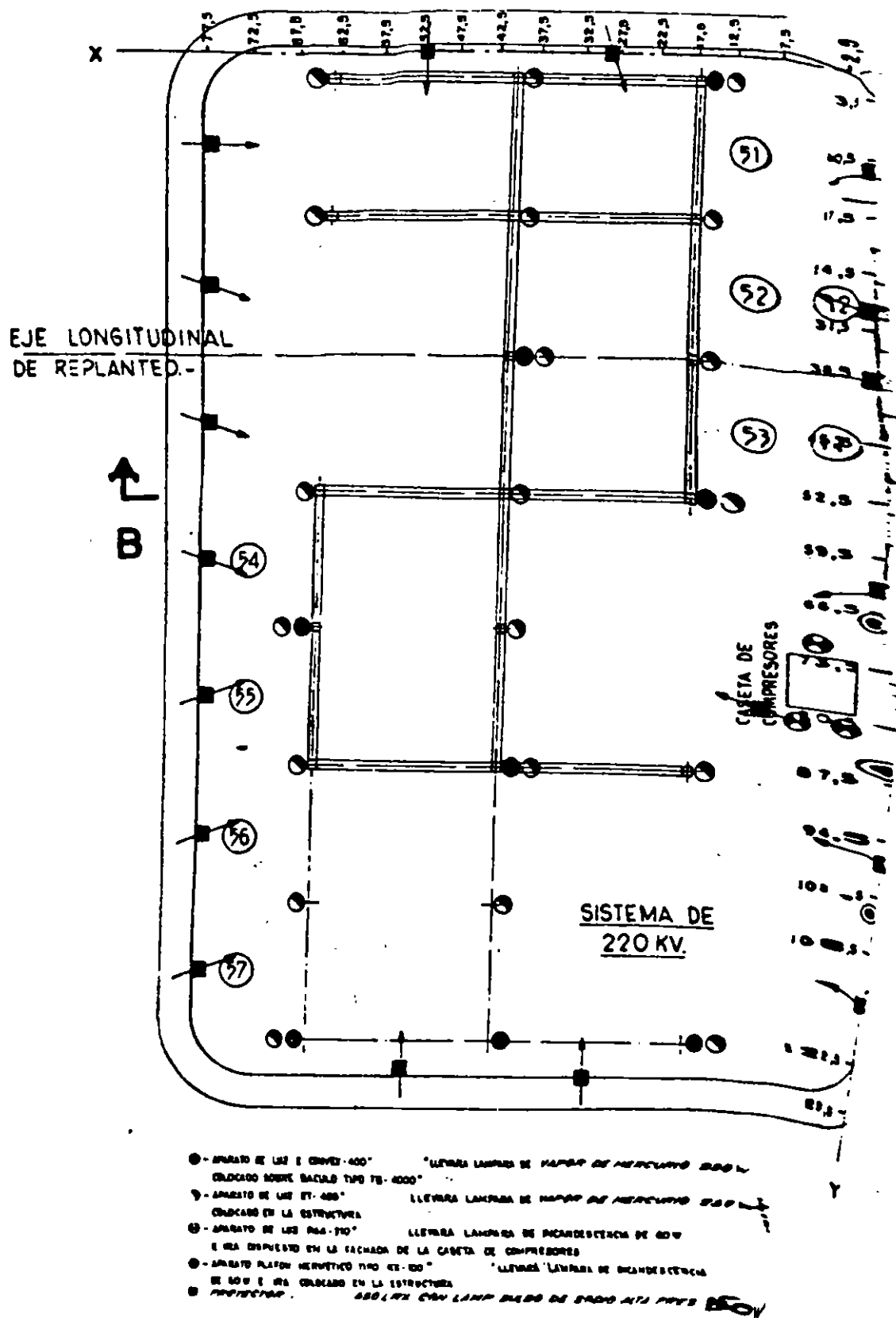


Fig. 5 DISTRIBUCION DE APARATOS  
DISPOSICION CONVENCIONAL Y HORIZONTAL CON PROYECTORES

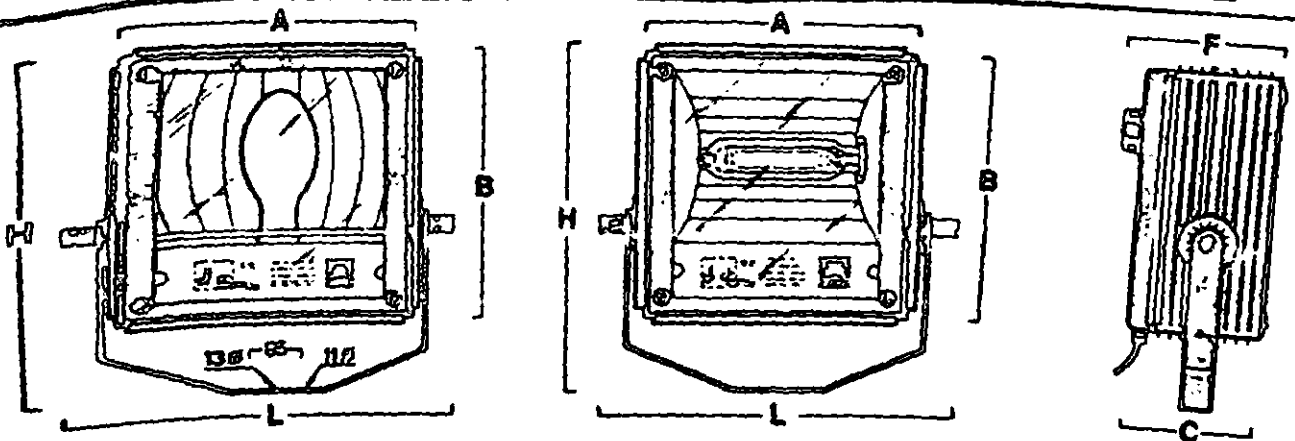
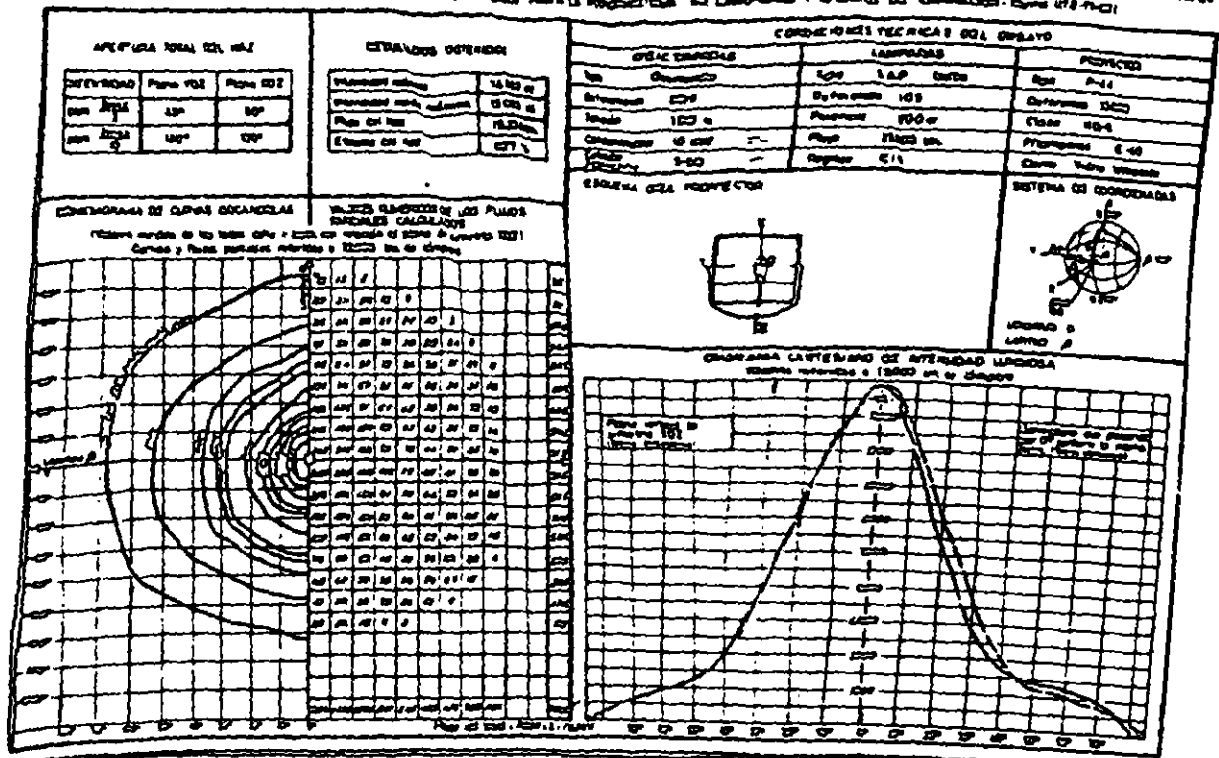
424

250 w.

ORIENTACION FOTOMETRICA PARA PROYECTORES

INDICADORES DE ADECUO CON LOS CRITERIOS RECOMENDADOS PARA LA PROYECCION DE LAMPARAS Y APARATOS DE ILUMINACION - CONEY UTE-TR-01

Fecha 1-1-78  
D. G. MORA 78708

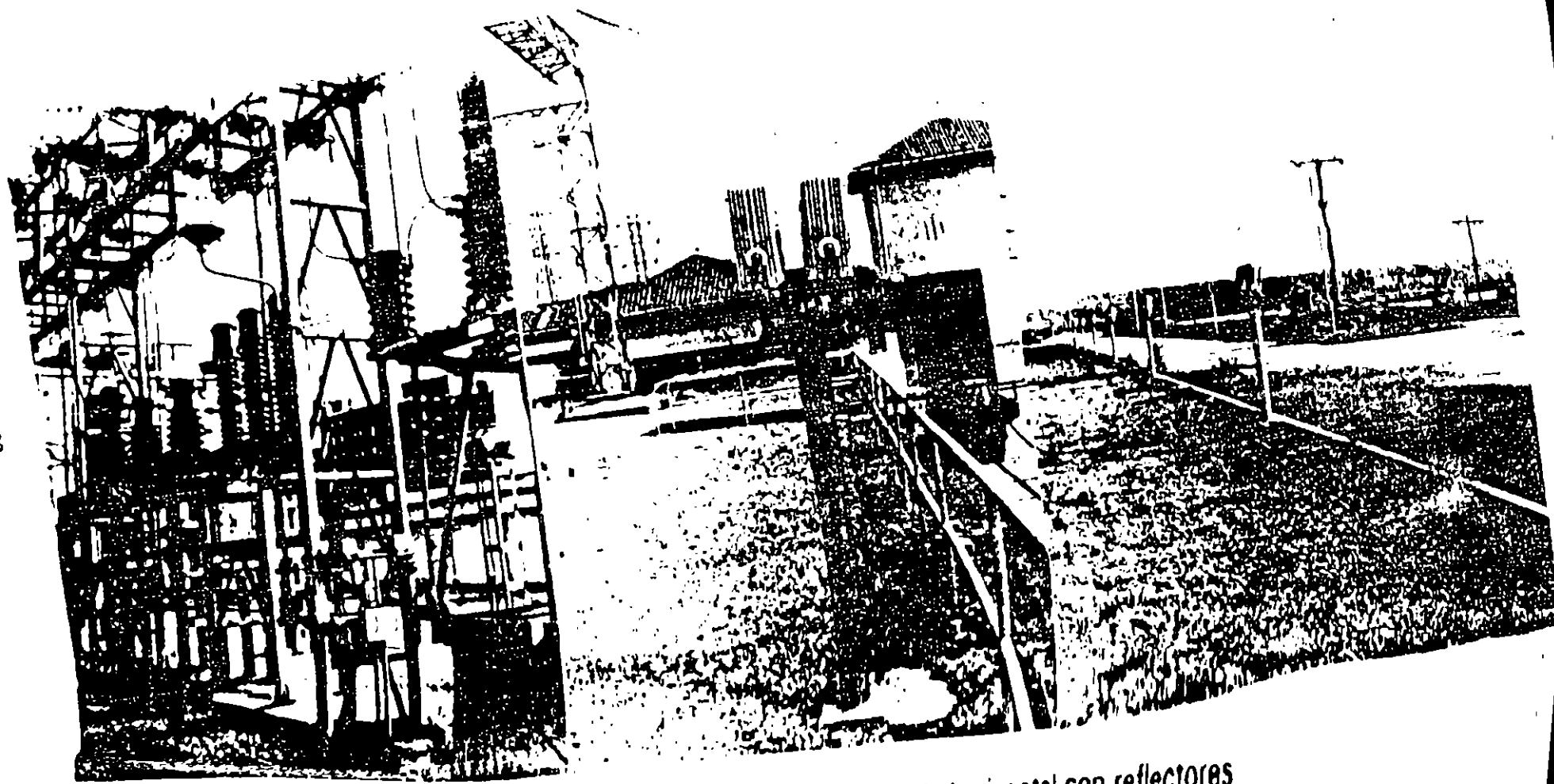


MODELO	Referencia	Lámpara	P/lámparas	A	B	C	F	L	H	Peso Kg.	Observaciones
450-LRJK	36800	250 w 400 w	E-40	450	450	210	250	580	600	12,500	Con elevacion para las accesorias de anclaje

Fig. 6 CURVAS FOTOMETRICAS Y DIMENSIONES PROYECTOR

425

122



Alumbrado convencional distribuido

Alumbrado horizontal con reflectores

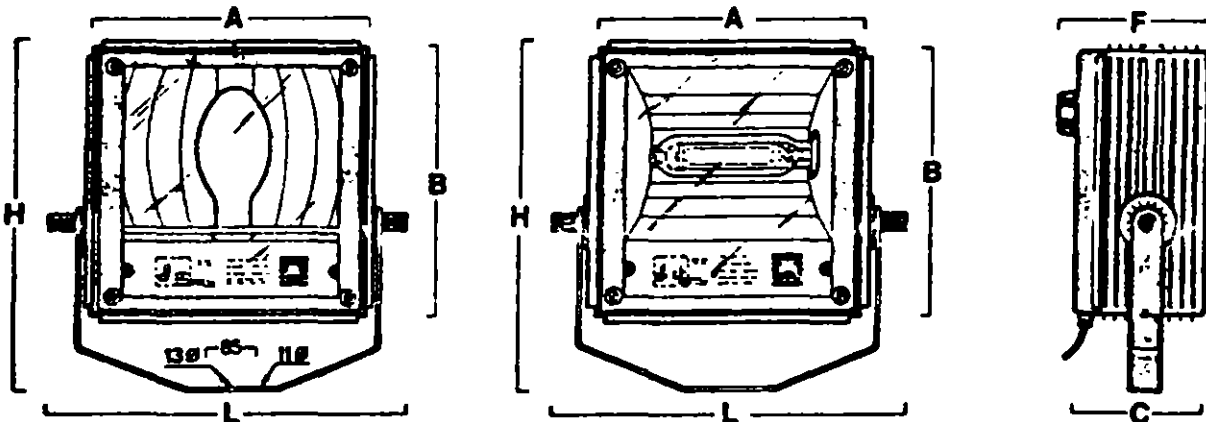
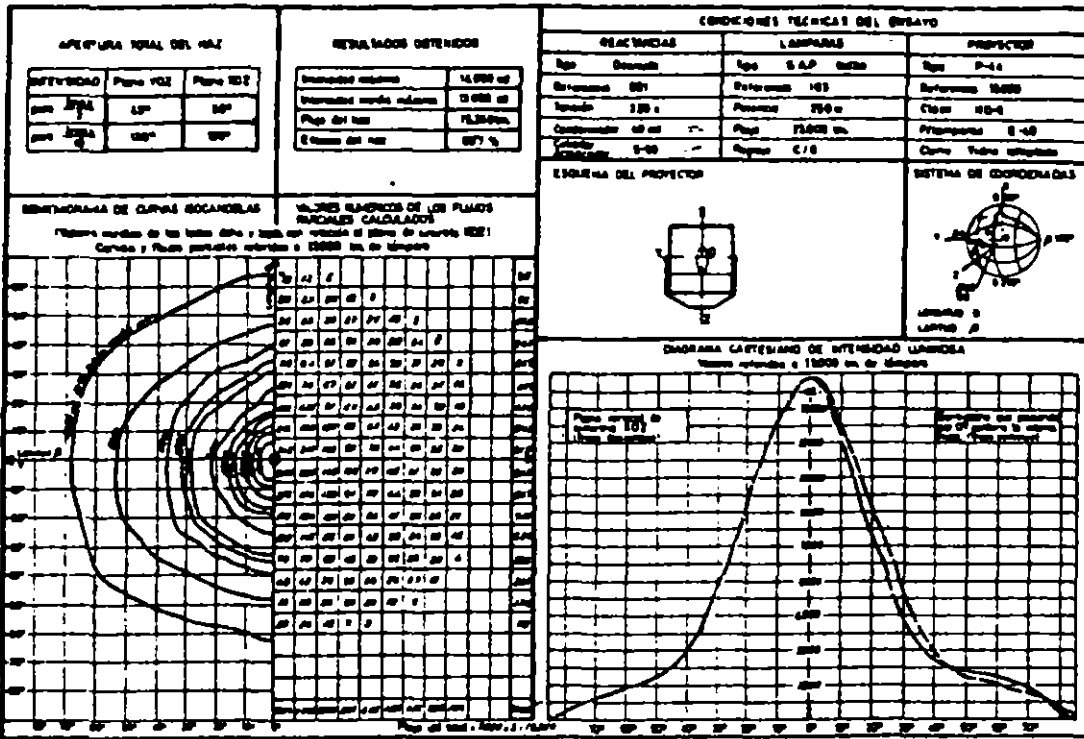
Fig. 7 - FOTOGRAFIAS DE SISTEMA DE ALUMBRADO COMPARADOS

250 w.

DOCUMENTACION FOTOMETRICA PARA PROYECTORES

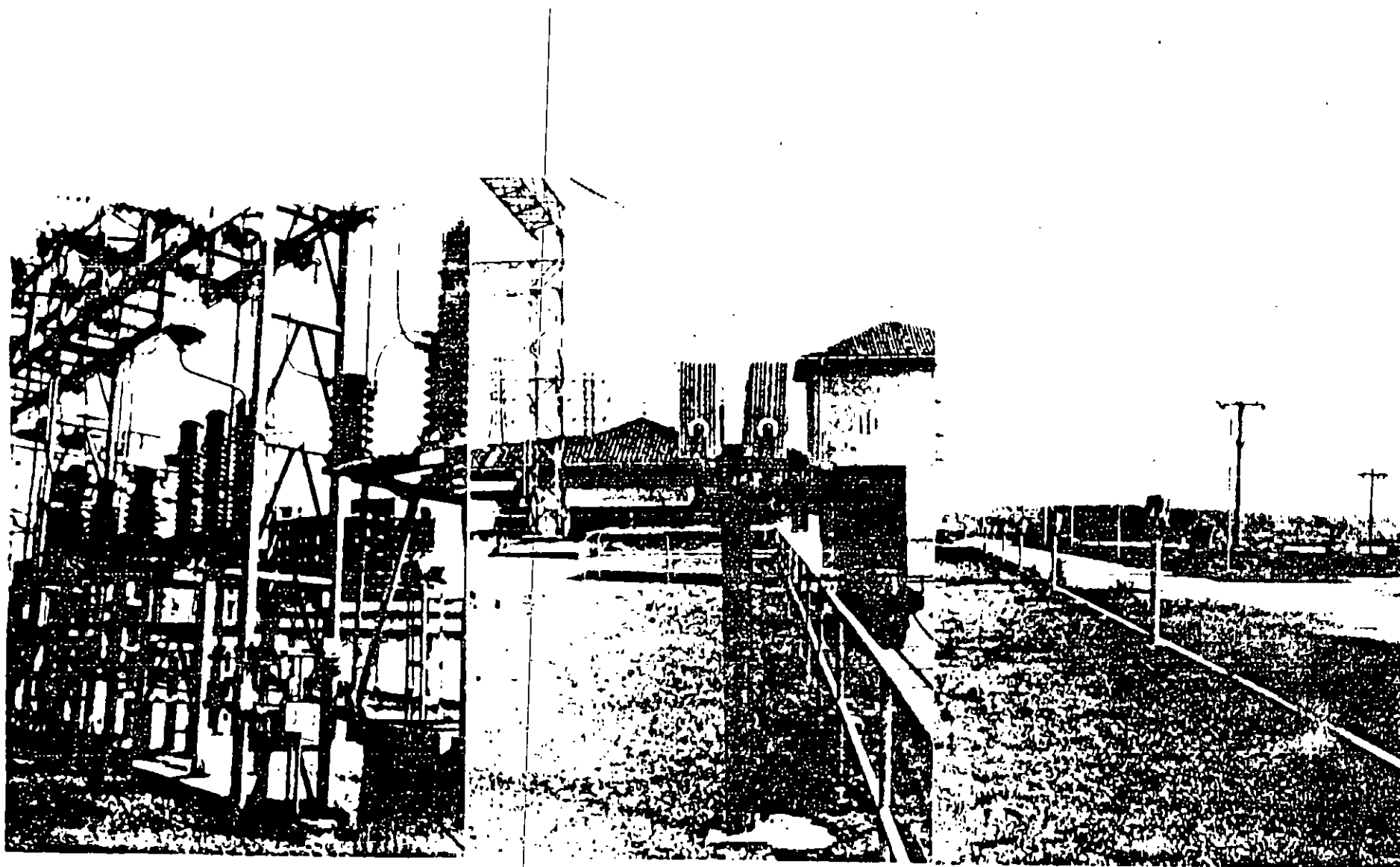
Fecha 1-1-73  
 No. de orden 73004

(RECOMENDADOS DE ACUERDO CON LOS METODOS RECOMENDADOS PARA LA FOTOMETRIA DE LAMPARAS Y APARATOS DE ILUMINACION - Norma ITC-73-03)



MODELO	Referencia	Lámpara	P/lámparas	A	B	C	F	L	H	Peso Kg.°	Observaciones
450-LRX	36800	250 w 400 w	E-40	450	450	210	250	580	600	12,500	Con alojamiento para los accesorios de encendido

Fig. 6 CURVAS FOTOMETRICAS Y DIMENSIONES PROYECTOR



Alumbrado convencional distribuido

Alumbrado horizontal con reflectores

Fig. 7 - FOTOGRAFIAS DE SISTEMA DE ALUMBRADO COMPARADOS

OBSTACULOS QUE PROVOCAN PERDIDAS DE RECURSOS Y  
TIEMPO EN UNA OBRA

- 1.- No tener plan definido de trabajo
- 2.- No tener proyecto definido para la obra
- 3.- Que no se tengan especificaciones completas para los trabajos.
- 4.- Que falten planos y catálogos actualizados
- 5.- No tener la lista de materiales necesarios a tiempo
- 6.- No tener el material suficiente a tiempo en la obra.
- 7.- No tener medios para obtener el material a tiempo
- 8.- No hacer anticipadamente las requisiciones de materiales equipo, herramientas, etc., que se van necesitando.
- 9.- No especificar detalladamente en la requisición los materiales o equipos.
- 10.- No hacer a tiempo las órdenes de compra para la adquisición de material
- 11.- Material mal surtido en cuanto a especificaciones
- 12.- Material con falta de calidad
- 13.- Material defectuoso que origine trabajos adicionales no recuperables o que causen vicios ocultos.
- 14.- Pedir más material del necesario
- 15.- Tener que comprar, localmente materiales, sin créditos y en casas que no den los descuentos para contratistas.
- 16.- Compras de emergencia
- 17.- Compras de pánico
- 18.- Sustracciones, desperdicios y pérdidas en la obra.
- 19.- Escasez real o ficticia de material en el mercado
- 20.- No tener contratada la gente a tiempo.



- 21.- No tener bien programada la cantidad de personal de acuerdo con las áreas que se pueden atacar.
  - 22.- No tener la gente debidamente contratada
  - 23.- No tener el personal obrero adecuado
  - 24.- No tener el supervisor idóneo para la obra
  - 25.- Que el supervisor no este debidamente enterado de sus funciones, de lo que se pretende, de los trámites de costos, presupuestos, etc.
  - 26.- No tener el supervisor personas que le ayuden a labores varias.
  - 27.- Bajo rendimiento de personal
  - 28.- Ausentismo en la obra (principalmente foránea), por días festivos, puentes, vacaciones, etc.
  - 29.- Que no haya visitas periódicas de sobre supervisión
  - 30.- Problemas con sindicatos
  - 31.- No tener programa de obra para las instalaciones
  - 32.- No tener un control adecuado para el embargue de los materiales.
  - 33.- No tener un control adecuado para el recibo de los materiales
  - 34.- No llevar un control adecuado para la entrega de materiales al personal
- 
- 35.- No llevar control de avance de obra
  - 36.- No tener sistemas y procedimientos adecuados
  - 37.- No tener la papelería necesaria
  - 38.- Que no haya coordinación con las otras secciones
  - 39.- Que los receptores no tengan el personal necesario
  - 40.- Que operación no tome decisiones oportunas
  - 41.- Falta de bitacora en obra

- 42.- Fallas con la programación de áreas por atacar
- 43.- Falta de control adecuado de los trabajos extras, en bitácora de obra.
- 44.- No hacer las anotaciones procedentes y suficientes en bitácora
- 45.- No lograr la firma de las personas responsables, en bitácora
- 46.- No cumplir con las fechas estipuladas.
- 47.- No obtener constancia de trabajos terminados parcial y totalmente.
- 48.- Que no se cumplan las instrucciones dictadas
- 49.- Falta de balances periódicos de costos contra obra terminada
- 50.- Falta de programas para tomar decisiones
- 51.- Cambios de proyectos por fallas de diseño
- 52.- Desperfectos causados a las instalaciones por otras secciones.
- 53.- Falta de coordinación en los proyectos de las instalaciones principalmente, lo que origina interferencias
- 54.- Falta de bitácora en obra
- 55.- Que no se tengan buenas relaciones en obra
- 56.- Que no haya medidas disciplinarias con el personal
- 57.- Falta de intereses del personal
- 58.- No deslindar responsabilidades a tiempo
- 59.- No aceptar responsabilidades
- 60.- Falta de colaboración de la oficina central con los supervisores.
- 61.- No tener suministro de energía eléctrica, agua y otros elementos en el momento adecuado.
- 62.- Hacer trabajos que no correspondan a instalaciones (obra civil, taladros, resanes, etc.)

- 63.- Cambio del residente por parte del diseñador o de producción.
  - 64.- Retraso en las obras imputables a las líneas de fletes y extravío o daño de los materiales y equipo.
  - 65.- Falta de seguros de transporte, de maniobra de instalación, etc.
  - 66.- No tener el precio unitario de los trabajos a ejecutar.
  - 67.- No comprar a buen precio.
  - 68.- Falta de equipo y herramienta adecuada.
  - 69.- Que el presupuesto no considere el alza del precio en el material y obra de mano.
  - 70.- No tener catálogo depurado de materiales y mano de obra para poder presupuestar a tiempo.
  - 71.- No presupuestar los extras a tiempo.
  - 72.- Gastos adicionales no previstos, como indirectos, otras áreas como auxilio, etc.
  - 73.- Alto índice de imprevistos.
  - 74.- Gastos fijos elevados.
  - 75.- No considerar el valor real de financiamientos.
  - 76.- Retraso de pagos a proveedores que reduce créditos.
-

## M A N T E N I M I E N T O

1. PREDICTIVO
2. PREVENTIVO
3. CORRECTIVO

### OBJETIVO INMEDIATO:

El objetivo inmediato del mantenimiento es conservar en condiciones de funcionamiento seguro, eficiente y confiable las propiedades de la Compañía para no demorar ni - interrumpir sus servicios.

### OBJETIVOS BASICOS:

El objetivo básico del mantenimiento es contribuir con los medios disponibles a - sostener lo más bajo posible el costo de operación de las propiedades de la Compañía.

## MANTENIMIENTO PREVENTIVO

1. Los trabajos están señalados en la fecha debida
2. Da tiempo para programar y preparar refacciones
3. Da como resultado un funcionamiento eficiente
4. Aumenta la productividad
5. Uniformidad en la carga de trabajo
6. Disminución del tiempo muerto
7. Disminución de las existencias de almacén
8. Confiabilidad
9. Mayor vida útil
10. Costo de reparación global menor

## PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

1. ¿ Que debe inspeccionarse ?
2. ¿ Con qué frecuencia ?
3. ¿ A qué debe dársele servicio ?
4. ¿ Con qué frecuencia ?
5. ¿ A qué componenets debe asignársele una vida útil ?
6. ¿ Cuanto debe ser la vida útil ?
7. Reparaciones
8. Cambio de unidades.

### ¿ Qué debe inspeccionarse ?:

Todo lo que sea susceptible de falla mecánica como:  
(desgaste, corrosión, vibración).

Todo lo que está expuesto a falla por acumulación de materias extrañas como:  
(Filtros separadores de agua, drenes de tanques y depósitos).

Todo lo que sea susceptible de fuga como:  
(sistemas de combustibles),  
(sistemas hidráulicos),  
(sistemas neumáticos),  
(tuberías).

**S E R V I C I O :**

Se define como servicio aquéllos trabajos de mantenimiento sin los -  
cuales es imposible mantener la buena apariencia y el buen funcionamiento  
de las prioridades físicas del equipo tales como:

Limpieza ,  
pintura,  
tratamiento anticorrosivo,  
lubricación,  
carga de flúidos,  
etc.

## REPARACION :

Las reparaciones abarcan trabajos necesarios para corregir una anomalía ó falla sin recurrir al cambio de unidades.

### CAMBIO DE UNIDADES:

Es necesario para establecer un plan de mantenimiento preventivo, para determinar las unidades o componentes de un equipo que deben cambiarse - - habiendo operado determinado tiempo.

Para determinar los puntos anteriores, se recurre a lo siguiente:

- Recomendaciones del fabricante.
- Recomendaciones de operadores o trabajadores por su experiencia.
- Análisis y estudio detallado del equipo, sus características de cons- - trucción y operación y las condiciones en que va a operar.

De lo cual se deduce los puntos que deben inspeccionarse

•  
•



## FACTORES DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El encargado de mantenimiento preventivo deberá procurar seguir los pasos - siguientes:

1. Conocer y analizar los objetivos básicos del lugar para poder definir el objetivo de mantenimiento.
2. Conocer a fondo el equipo que se maneja y también las necesidades, planes períodos y tipo de servicio.
3. Estudiar y tomar en cuenta la capacidad y la habilidad del personal.
4. Establecer programas de adiestramiento en caso que sea necesario.
5. Estudiar los diferentes planes de mantenimiento aplicables a cada equipo en particular.
6. Establecer los controles necesarios e indispensables para que el plan - prefijado se cumpla.
7. Estudiar cada 3, 6 ó 12 meses, los beneficios, dificultades y fracasos de períodos pasados.
8. Tomando en cuenta las conclusiones obtenidas en el punto anterior, iniciar una nueva acción, que afine, corrija o modifique el plan inicial.

## MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Consiste en corregir fallas cuando se presentan, ya sea por síntomas - claros y avanzados o por paro del equipo.

Este sistema de mantenimiento, es el más generalizado por ser el que menos conocimiento y organización requiere.

El empleo único de mantenimiento correctivo origina cargas de trabajo - incontrolables, que causan actividad intensa y lapsos sin trabajo.

Cuando las necesidades son imperiosas, obligan al pago de horas extras, se interrumpe el servicio.

Hay que comprar todos los materiales en un momento dado, en resumen, son las consecuencias lógicas que se presentan cuando se sufre un accidente inesperado.

Esta forma de aplicar el mantenimiento impide al diagnóstico exacto de las causas que provocan la falla, pues se ignora si falló por mal trato, por abandono, por desconocimiento de manejo o por desgaste natural.

Son muchos los aspectos negativos que trae consigo este sistema y solo debe aplicarse como emergencia.

MOTOR Y GENERADOR CA

Utilice la Lista de Revisión siguiente, califique cada partida como sigue:

2= Aceptable

1= Manténgase bajo observación

0= Requiere atención inmediata

**ARMADURA**

- a \_\_\_\_\_ Condición de aislamiento
- b \_\_\_\_\_ Compactamiento del embobinado
- c \_\_\_\_\_ Limpieza
- d \_\_\_\_\_ Condición de la laminación
- e \_\_\_\_\_ Condición de los contactos
- f \_\_\_\_\_ Claro
- g \_\_\_\_\_ Temperatura del embobinado

**ROTOR**

- h \_\_\_\_\_ Condición de aislamiento
- i \_\_\_\_\_ Compactamiento del embobinado
- j \_\_\_\_\_ Limpieza
- k \_\_\_\_\_ Láminas/polos
- l \_\_\_\_\_ Contactos
- m \_\_\_\_\_ Anillos colectores
- n \_\_\_\_\_ Escobillas
- o \_\_\_\_\_ Sistema Portaescobillas
- p \_\_\_\_\_ Conmutador
- q \_\_\_\_\_ Cojinetes
- r \_\_\_\_\_ Acoplamiento flecha-diferencial
- s \_\_\_\_\_ Vibración
- t \_\_\_\_\_ Lubricación

Comentarios (Describe la condición de todas las partidas calificadas con cero): \_\_\_\_\_

---

---

---

---

---

Calificación = Suma de partidas

(40 máx.)

MOTOR JAULA DE ARDILLA-AC

Utilizando la lista siguiente de revisión, califique la partida como sigue:

2= Aceptable

1= Manténgase bajo observación

0= Requiere atención inmediata

Si no se aplica ninguna partida, califíquela con 2.

**ARMADURA**

- a. \_\_\_\_\_ Condición del aislamiento
- b. \_\_\_\_\_ Compactamiento del embobinado
- c. \_\_\_\_\_ Limpieza
- d. \_\_\_\_\_ Condición de las láminas
- e. \_\_\_\_\_ Condición de los contactos
- f. \_\_\_\_\_ Claro
- g. \_\_\_\_\_ Temperatura del embobinado

ROTOR

- h. \_\_\_\_\_ Compactamiento del embobinado
- i. \_\_\_\_\_ Limpieza
- j. \_\_\_\_\_ Láminas/polos
- k. \_\_\_\_\_ Cojinetes
- l. \_\_\_\_\_ Acoplamiento flecha-diferencial
- m. \_\_\_\_\_ Vibración
- n. \_\_\_\_\_ Lubricación

Comentarios (Describe la condición de todas las partidas calificadas con 0): \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Calificación = Suma de partidas

(28 máx)

- DIFERENTES CONDICIONES DE TRABAJO DE LAS PIEZAS
  
- UTILIZACION DE DIFERENTES TIPO DE MATERIALES ENTRE LAS PIEZAS, A CAUSA DE LA NECESIDAD DE DISMINUIR LAS PERDIDAS DE ENERGIA POR FRICCION.
  
- EXISTENCIA DE VARIACIONES EN LAS PROPIEDADES DE LOS MATERIALES, TOLERANCIA DE FABRICACION Y LAS CONDICIONES DE LINEALIDAD, PARALELISMO, PERPENDICULARIDAD.
  
- INFLUENCIAS DIVERSAS DE LAS CONDICIONES DE EXPLOTACION SOBRE LAS DISTINTAS PIEZAS
  
- RESPETAR LOS FACTORES DE SEGURIDAD DE LOS QUE EN EL DISEÑO JERARQUIZAN LOS ELEMENTOS INTEGRANTES DEL EQUIPO.

1º DEBEMOS PREFIJAR LOS DIFERENTES PERIODOS DE TRABAJO DE LAS PIEZAS EN FORMA OPTIMA SIN PERMITIR A QUE LLEGUEN A SU PERIODO DE NO REUSO. (TODAS SIN EXCEPCION)

2º SE DEBE PREPARAR UN PROGRAMA DE SUBSTITUCION DE PIEZAS EL CUAL DEBE COINCIDIR FORZOSAMENTE EN LA OPTIMIZACION Y ECONOMIA DE LOS PAROS RUTINARIOS QUE SE TENGAN PREPARADOS PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO, PARA LO CUAL SE DEBE TENER LOS ELEMENTOS LISTOS PARA NO HACER MAYOR LA INTERRUPCION A LA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO.



### COSTO DE FABRICACION DEL EQUIPO NUEVO

$$C = \frac{Q_1 + \sum q_1}{L_1} = \frac{Q + \sum q}{L}$$

DONDE:

$\sum q$  = GASTOS POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y REPARACIONES EVENTUALES

$L$  = PERIODO DE SERVICIO DEL EQUIPO NUEVO EN HORAS, DIAS O AÑOS DE TRABAJO

$Q_1$  = GASTOS PARA LA RECUPERACION DEL EQUIPO

$\sum q_1$  = GASTOS PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL EQUIPO DURANTE UN NUEVO PERIODO DE EXPLOTACION.

$L_1$  = PERIODO DE SERVICIO DEL EQUIPO DESPUES DE LA RECUPERACION GENERAL PARA UNA NUEVA EXPLOTACION

EN LA PRACTICA PODEMOS EXPRESAR QUE CUANDO

$$Q_1 < Q, \sum q_1 > \sum q \quad \text{o} \quad L_1 < L$$

, LA PRIMERA IGUALDAD SERA POSITIVA Y CONSTANTE NO ASI CON LAS OTRAS DOS DESIGUALDADES.

## PRIMER GRUPO

LAS PIEZAS EN QUE  $t_{\text{DESG}} = t_{\text{SOL}} < t$

DONDE:

$t_{\text{DESG}}$  = PERIODO DE SERVICIO DE LAS PIEZAS POR DESGASTE

$t_{\text{SOL}}$  = PERIODO DE SERVICIO DE LAS PIEZAS POR SOLIDEZ

$t$  = REPARACION GENERAL

## SEGUNDO GRUPO

LAS PIEZAS EN QUE  $t_{\text{DESG}} = t_{\text{SOL}} = t$

## TERCER GRUPO

LAS PIEZAS EN QUE  $t_{\text{DESG}} = t_{\text{SOL}} > t$  EN ESTE CASO:

$$\frac{t_{\text{DESG}}}{t} = \frac{t_{\text{SOL}}}{t} > 1$$

## CUARTO GRUPO

LAS PIEZAS EN QUE  $t_{\text{SOL}} > t_{\text{DESG}} < t$  DE DONDE TENEMOS:

$$\frac{t_{\text{DESG}}}{t} = k_1 \quad \text{y} \quad \frac{t_{\text{SOL}}}{t} = k_2$$

DONDE:  $k_1$  y  $k_2$  SON NUMEROS MAYORES QUE 1

$$\alpha_t = \frac{t}{t + t_r} \times 100$$

DONDE:

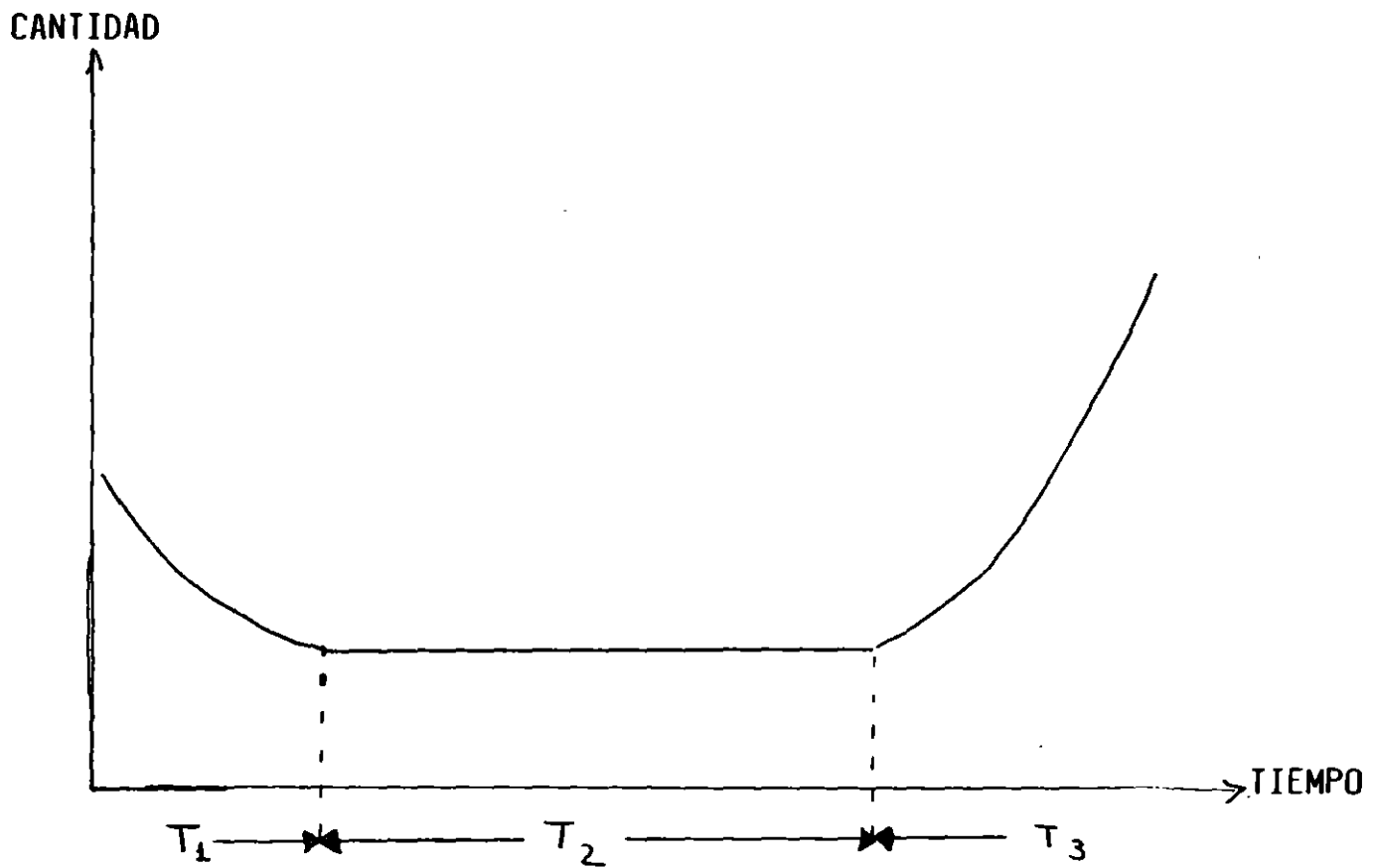
t = TIEMPO PROMEDIO DE TRABAJO SIN ROTURAS (EN HORAS, DIAS, AÑOS).

t<sub>r</sub> = TIEMPO PROMEDIO DE LA REPARACION

DURANTE EL PERIODO DE SERVICIO DEL EQUIPO, ESTE COEFICIENTE VA DISMINUYENDO Y ALCANZA SU MINIMO VALOR EN EL TERCER PERIODO SEGUN GRAFICA.

LAS PROPIEDADES DE LAS PIEZAS ESTAN RELACIONADAS ENTRE SI.

LA PIEZA PUEDE PERDER LA RESISTENCIA AL DESGASTE, PERO CONSERVAN LA SOLIDEZ; Y AL MISMO TIEMPO EN MUCHOS CASOS OCURRE TAMBIEN LA PERDIDA DE LA RIGIDEZ, ESTO NOS LLEVE A LA FORMACION DE CUATRO GRUPOS.



- h) El número de grupos de mantenimiento de algunas líneas aéreas, mantenimiento eléctrico o mecánico.

LA TEORIA DE LINEA DE ESPERA TIENE LOS SIGUIENTES OBJETIVOS:

- a) Caracterizar cuantitativa y cualitativamente a una cola
- b) Determinar los niveles adecuados de ciertos parámetros del sistema que balancean el costo social de la espera con el costo asociado al consumo de recursos.

La teoría de línea de espera es un intento matemático que tiene como objetivo contestar preguntas como las siguientes:

- a) El número de médicos que deben atender el servicio de emergencia de un hospital, variando ese número en el tiempo y en el espacio.
- b) El número de camas que debe tener el pabellón gineco-obstétrico de un hospital.
- c) El número de cajas que deben operar en un banco o en una tienda de auto servicio, en función de la hora y el día de la semana.
- d) El número de autotransportes que deben distribuir productos perecederos en una región.
- e) El número de operadores de tráfico aéreo, que varían en el tiempo y en el lugar.
- f) La secuenciación automática de encendido de semáforos a lo largo de una avenida.
- g) El número de operadores que atienden llamadas de larga distancia durante un turno.

TEORIA DE COLAS  
(T. DE ESPFRA)

EJEMPLOS DE TEORIA DE COLAS.

- a) Regreso a la ciudad de México un domingo en la tarde por la fabulosa autopista Cuernavaca-México (70 kms, en 2 hrs., si es semana santa, 4 horas).
- b) Trayecto de la casa al trabajo en la ciudad de México por el flamante periférico (entre las 7.30 a.m. y 9.00 a.m. 13 kms. en 1 1/2 hrs.)
- c) Solicitud de un teléfono por parte de un habitante de alguna colonia popular de la ciudad de México (1 a 2 años, si hay líneas).
- d) Asistencia al cine a ver King Kong, El Padrino o, a la India María - (3 ó 4 horas esperando en la cola de la taquilla de boletos, si no se agotaron las localidades).
- e) Recepción de una carta (15 a 30 días, si no se pierde).

ALGUNOS CASOS DE CARACTERIZACION DE LINEA DE ESPERA

CLIENTE	ESTABLECIMIENTO	SERVICIO	SERVIDOR
Paciente	Servicio de Emergencia	Tratamiento médico	Médicos y/o enfermera.
Ciudadano	Central Telefónica	Larga distancia	Operadora- Telefónica
Ciudadano	Banco	Bancario	Cajero
Ciudadano	Tienda de autoservicio	Pago de Mercancía	Cajera
Barco	Muelle	Carga/descarga	Grúas
Avión	Pista de aterrizaje	Permiso e instrucc- ciones.	Operador de Tráfico aéreo.
Avión	Taller de Mantenimiento	Revisión y Manteni- miento.	Mecánicos expertos
Parturienta	Sala de Labor y de partos.	Partos	Ginecólogo
Paciente	Quirófano	Cirugía	Cirujano.



ILUSTRACION DE VARIOS SISTEMAS:

1.- Una cola- un servidor.

La taquilla de un cine en donde se venden boletos de acuerdo a como llegan los espectadores.

2.- Una cola-servidores múltiples en paralelo.

Una peluquería con 5 sillones (5 peluqueros), que prestan sus servicios siguiendo una política de atender a los clientes en el orden con que llegan al establecimiento (no se aceptan reservaciones).

3.- Filas múltiples-servidores múltiples en paralelo, con cambio de colas.

Es el caso de un banco, donde existen 18 cajas y los clientes se forman en la cola que más les convenga, con la opción de cambiarse de una cola a otra.

4.- Filas múltiples-servidores múltiples en paralelo, sin cambio de colas.

Es el caso de cualquier trámite burocrático, por ejemplo, la oficina de préstamos a corto plazo del BUCUPEDE (Burocratas - Cumplidos Pensantes y Dedicados) donde existen 5 ventanillas de recepción de documentos, de acuerdo a la inicial del apellido paterno (A-E, F-J, K-O, P-T, U-Z).

5) Una fila-servidores múltiples en serie.

En una embotelladora, las botellas usadas se esterilizan, después pasan al llenado del líquido, encorcholado, etiquetado y empaquetado. Se cuenta con una sola esterilizadora, una sola máquina de llenado, una encorcholadora, una etiquetadora y una empaquetadora.

6) Filas múltiples-servidores múltiples en sistema mixto.

El mismo ejemplo anterior, pero con más de una unidad de las diferentes máquinas que se mencionaron.

VER FIGURA 1.

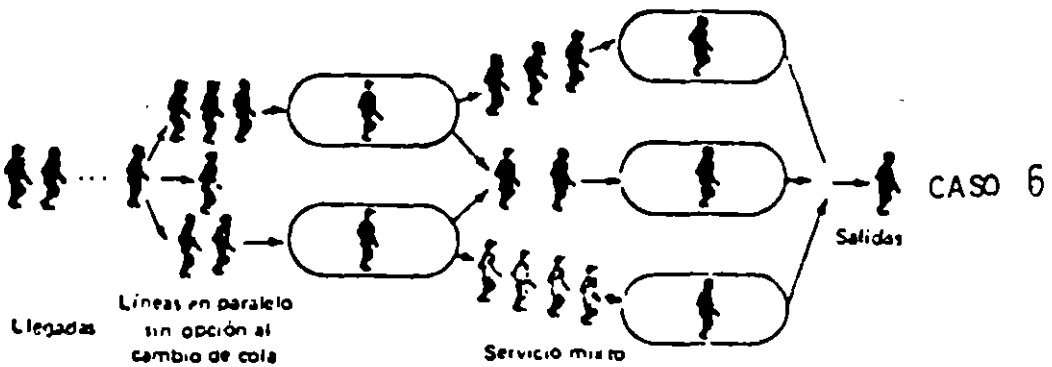
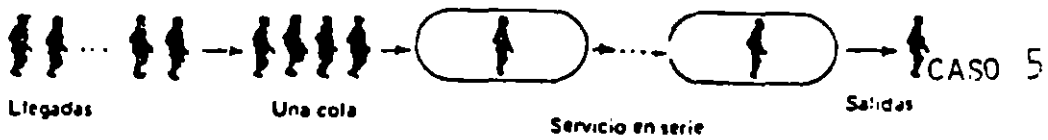
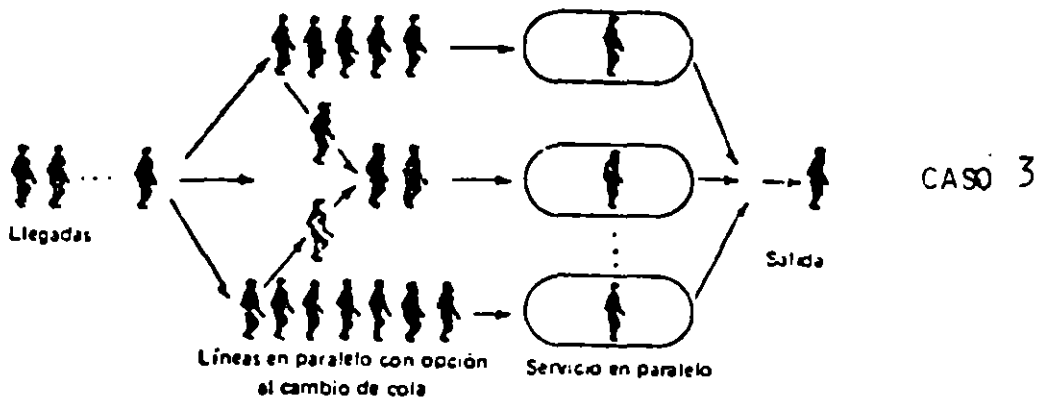
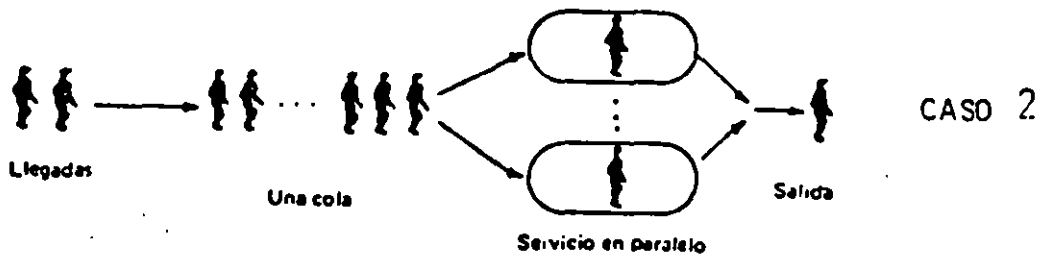
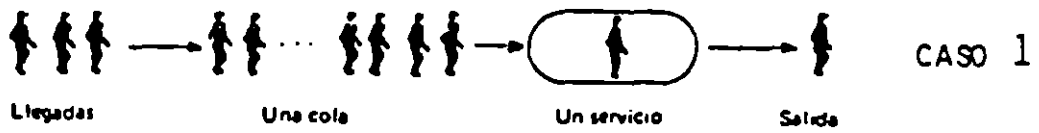


FIGURA 1

NOTACION.

$\lambda$ : Número promedio de llegadas al sistema por unidad de tiempo "

$\mu$ : Número promedio de servicios por unidad de tiempo

$\rho = \lambda/\mu$ : Factor de utilización del sistema con un servidor:

$S$ : Número de servidores en el sistema

$\rho = \lambda / (S\mu)$ : Factor de utilización de un sistema con servidores múltiples

$T_s$ : Esperanza<sup>s</sup> del tiempo de espera para que se proporcione servicio a la última llegada de la cola

$T_w$ : Esperanza del tiempo de espera para que la última llegada de la cola abandone el sistema una vez que se le haya proporcionado el servicio

$1/\lambda$ : Tiempo promedio que transcurre entre dos llegadas consecutivas

$1/\mu$ : Tiempo promedio de servicio de un cliente

$\lambda_n$ : Número esperado de llegadas de nuevos clientes por unidad de tiempo, cuando ya existen  $n$  en el sistema

$\mu_n$ : Número esperado de servicios por unidad de tiempo, cuando existen  $n$  clientes en el sistema. Representa la tasa combinada de servicios a la cual trabajan todos los servidores ocupados.

$L$ : Valor esperado del número de gentes formadas en la cola

$W$ : Valor esperado del número de gentes en el sistema, es decir, esperando en la cola y recibiendo un servicio

$P_m(t)$ : Probabilidad de que en el momento  $t$  de arribo a la cola se encuentren  $m$  personas en el sistema,  $S$  recibiendo servicio, en el caso de  $S$  ( $S > 1$ ) servidores, y  $m-S$  formados en la cola

$P_0(t)$ : Probabilidad de que en el momento  $t$  de arribo a la cola, el sistema se encuentre vacío

$C_s$ : Número esperado de clientes que no requieren de un servicio en el momento de arribar al sistema<sup>6</sup>

$\mu_s$ : Utilización promedio de cada uno de los  $S$  servidores ( $S > 1$ ), dada en porcentaje de tiempo.

UNA COLA-UN SERVIDOR POBLACION INFINITA

Suponga una línea de espera y un servidor. La disciplina de la cola es "primero que llega primero que se le proporciona servicio".

TEORIA DE LINEAS DE ESPERA

Se supone una población infinita y una sala de espera de capacidad ilimitada. El tiempo de llegada tiene una distribución de Poisson, con media  $\lambda$ . Esto quiere decir que si, por ejemplo, llegan 5 clientes en promedio cada minuto ( $\lambda = 5$ ), la media de la distribución es 0.2 minutos ( $1/\lambda$ ), es decir, 12 minutos. La media  $\lambda$  representa el tiempo promedio que transcurre entre llegadas. El tiempo de servicio tiene una distribución exponencial negativa con tiempo medio de servicio  $1/\mu$ .

Matemáticamente, lo anterior quiere decir que si  $A(t)$  es el número de llegadas en un intervalo de tiempo  $T$ , con una distribución de Poisson, entonces la probabilidad de que  $A(t)$  sea igual a  $k$  llegadas está por:

$$P\{A(t) = k\} = e^{-\lambda t} (\lambda t)^k$$

Por inducción matemática se puede llegar a que:

$$P_m(t) = \left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^m P_0(t)$$

$$P_0(t) = \frac{\mu - \lambda}{\mu} = 1 - \frac{\lambda}{\mu}$$

$$P_m = \left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^m \left(\frac{\mu - \lambda}{\mu}\right) = \rho^m (1 - \rho)$$

$$W = \frac{\lambda}{\mu - \lambda}$$

$$L = \frac{\lambda^2}{\mu(\mu - \lambda)}$$

$$B_s = \rho$$

$$T_s = \frac{\lambda}{\mu(\mu - \lambda)}$$

$$T_w = T_s + \frac{1}{\mu}$$

Ejemplo 3.1: Petróleos Mexicanos estudia la utilización de la gasolinera que se encuentra en el kilómetro 70 de la carretera estatal Toluca-Valle de Bravo, en el Estado de México. La gasolinera tiene 6 bombas, 4 para gasolina nova, 1 para gasolina extra y otra para diesel.

Las llegadas de autobuses que cargan diesel muestran una distribución que se aproxima a la de Poisson, mientras que el servicio muestra una distribución exponencial.

El promedio de llegadas a la bomba diesel es de 5 autobuses por hora, mientras que los servicios promedios en esa bomba son de 7 por hora.

Sólo se puede dar servicio en esa bomba a un autobús a la vez, y se sirve a los autobuses en el orden en que llegan a la bomba.

Encuentre todos los parámetros que describen cuantitativamente a esta bomba diesel, para que posteriormente se pueda tomar una decisión, acerca de la instalación de otras bombas diesel en ese lugar.

$$\lambda = 5$$

$$\mu = 7$$

$$\rho = \frac{5}{7} < 1$$

Se puede aplicar la teoría de espera.

$$P_0(t) = 1 - \frac{5}{7} = 0.29$$

- a) Considerar 1 autobús cargando y otros 2 esperando

$$P_0(t) = \left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^3 P_0(t) = \left(\frac{5}{7}\right)^3 0.29 = 0.11$$

- b) Número esperado de autobuses en la cola:

$$L = \frac{\lambda^2}{\mu(\mu-\lambda)} = \frac{5^2}{7(7-5)} = \frac{25}{14} = 1.79 \text{ autobuses}$$

- c) Vehículos en la cola

$$W = \frac{\lambda}{\mu-\lambda} = \frac{5}{7-5} = 2.5 \text{ autobuses}$$

- d) Tiempo promedio en la cola

$$T_s = \frac{\lambda}{\mu(\mu-\lambda)} = \frac{5}{7(7-5)} = 0.36 \text{ de hora} \approx 22 \text{ minutos}$$

- e) Tiempo para cargar diesel y abandonar

$$T_w = T_s + \frac{1}{\mu} = 0.36 + \frac{1}{7} = 0.5 \text{ de hora} \approx 30 \text{ minutos}$$

- f) Probabilidad de encontrar 3 autobuses

$$P(T_s > 0.75) = \frac{5}{7} e^{-7(1-\frac{5}{7}) \times 0.75} = 0.16$$

- g) Probabilidad de esperar 1 hora o más en el sistema

$$P(T_w > 1) = e^{-7(1-\frac{5}{7})^1} = 0.14$$



Cada autobús de la línea "El Saltito de Mota, S.A." hace 6 recorridos diarios Valle de Bravo-Toluca-Valle de Bravo. El recorrido es tal que obliga a los autobuses a rellenar sus tanques de diesel cada tercer viaje redondo. El tiempo promedio de espera en el sistema para cargar diesel por autobús es de 30 minutos. El costo de operación mensual de un autobús (sueldos del operador, gasolina, aceite, mantenimiento, refacciones, seguros, depreciación, otros) es de 50 mil pesos y opera 22 - días por mes, 18 horas por día, por lo tanto, el costo diario (cada 24 horas), por esperar a cargar diesel por autobús es:

$$\frac{\text{cargas}}{\text{día}} \times \frac{1/2 \text{ hora de espera}}{\text{carqa}} \times \frac{50 \text{ mil pesos}}{\text{mes}} \times \frac{1 \text{ mes}}{22 \text{ días}} \times \frac{1 \text{ día}}{18 \text{ horas}} =$$

126.26 pesos/día (costo por esperar).

## REEMPLAZO EN GRUPO

Este sistema se usa cuando el costo de reemplazo individual después de una falla es alto y la probabilidad de que ocurra dicha falla se incrementa con el tiempo.

G =Costo de reemplazo individual

I(t) =Recursos fallan

t =Período transcurrido desde el último reemplazo

DT =Período de reemplazo

C =Costo total por reemplazo

$$C = (G + I(t)) \frac{1}{T}$$

EJEMPLO:

Suponga que el tramo de salida de la carretera Toluca-Morelia tiene 150 lámparas de sodio, cada una con valor de \$100 y se les puede reemplazar durante la noche del domingo a un costo fijo de \$5,000 por lo tanto el costo de reemplazo de todo el -- grupo es:  $100(150) + 5,000 = 20,000$

Para reemplazar una unidad cuesta \$ 300

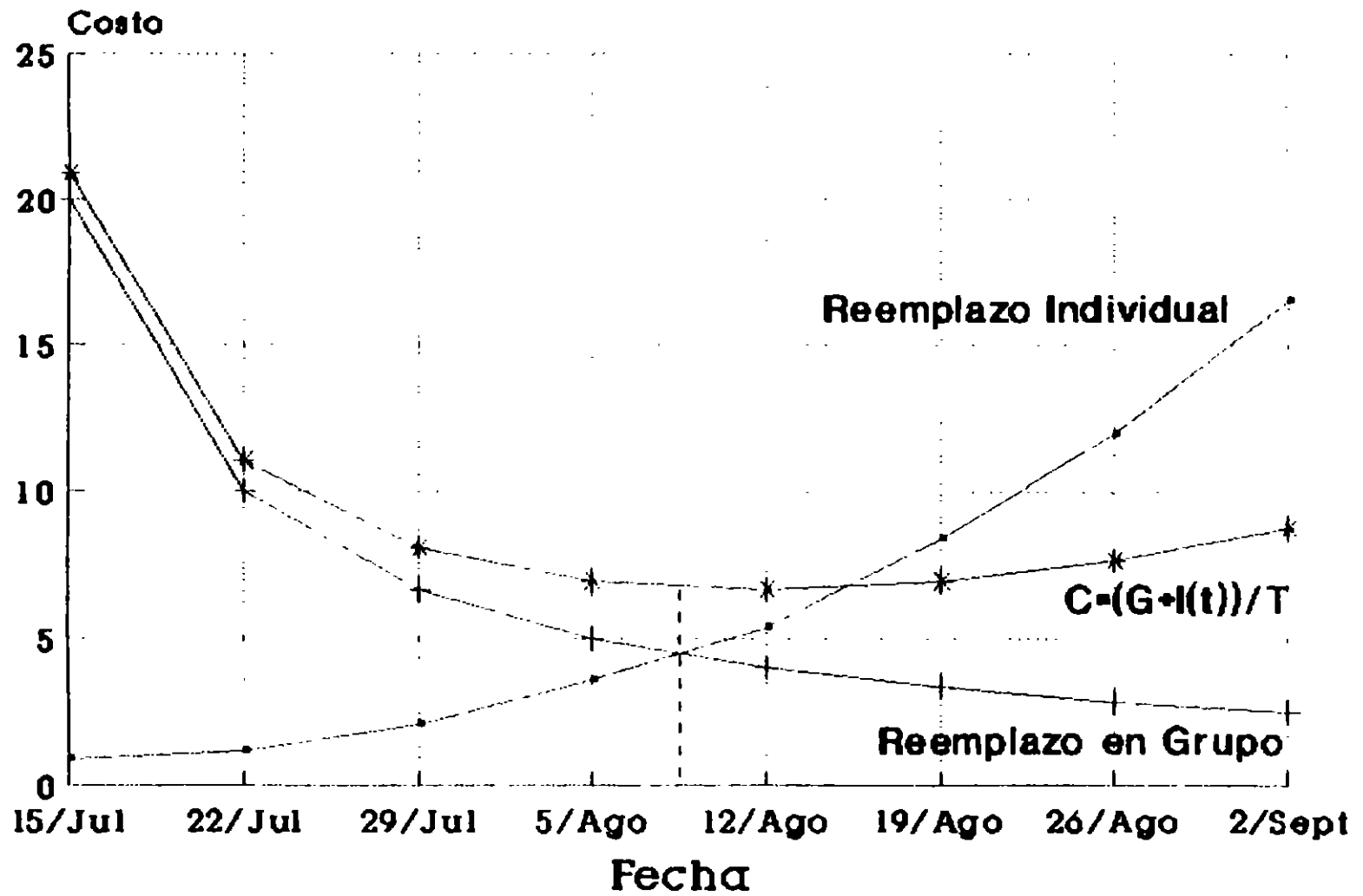
Se tiene un registro estadístico de las fallas ocurridas en las últimas 8 semanas, fecha en la que se instalaron por última vez los focos nuevos, como se aprecia en la Tabla.

SEMANA QUE FINALIZA	No. DE FOCOS REEMPLAZADOS	T
Jul. 15	3	1
22	4	2
29	7	3
Ago. 5	12	4
12	18	5
19	28	6
26	40	7
Sept. 2	55	8
9	43	9
16	40	10

SEMANA QUE FINALIZA	#DE FOCOS REEMPLAZADOS	T	COSTO PROMEDIO DE REEMPLAZO $G = \frac{20,000}{T}$	COSTO DE REEMPLAZO INDIVIDUAL $300 \times \#$	COSTO DE REEMPLAZO INDIVIDUAL ACUMULADO. I	$\frac{I}{T}$	$\frac{G + I}{T}$
Jul. 15	3	1	20,000	900	900	900	20,900
22	4	2	10,000	1,200	2,100	1,050	11,050
29	7	3	6,666	2,100	4,200	1,400	8,066
Ago. 5	12	4	5,000	3,600	7,800	1,950	6,950
12	18	5	4,000	5,400	13,200	2,640	6,640
19	28	6	3,333	8,400	21,600	3,600	6,933
26	40	7	2,857	12,000	33,600	4,800	7,657
Sept. 2	55	8	2,500	16,500	50,100	6,262	8,762
9	43	9					
16	40	10					

PUNTO OPTIMO EN LA SEMANA 6 CAMBIAR TODOS LAS LAMPARAS

# Reemplazo en Grupo





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

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS  
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS INTERNACIONAL**

**MODULO IV: INSTALACIONES PARA LA INDUSTRIA**

**CORTOCIRCUITO Y CALCULO DE FALLAS**

Presentado por : M. EN I. RAMON VILA VIVALDO

1996

## CORTOCIRCUITO

### OBJETIVO

"Los valores máximos calculados de las corrientes de cortocircuito son usados para seleccionar dispositivos de una capacidad interruptiva adecuada, checar la capacidad de los componentes del sistema para resistir esfuerzos mecánicos y térmicos y para determinar la coordinación tiempo-corriente de los relevadores de protección. Los valores mínimos son usados para establecer la sensibilidad requerida de los relevadores de protección." [3]

## FUENTES DE CORRIENTE DE FALLA

Las corrientes que fluyen durante una falla provienen de las máquinas eléctricas rotatorias. Para una planta industrial se pueden dividir en cuatro categorías:

Generadores síncronos  
Motores y condensadores síncronos  
Máquinas de inducción  
Sistema de Suministro de Energía eléctrica

### Generadores síncronos

"Si un cortocircuito ocurre en las terminales de un generador síncrono, la corriente de cortocircuito empieza desde un valor alto y decae hasta un valor de estado estable después de haber transcurrido un periodo de tiempo desde el inicio del cortocircuito. Como un generador síncrono continúa siendo movido por su primotor y tiene su campo externamente excitado, el valor de estado estable de la corriente de falla persistirá a menos que sea interrumpida por algún medio de desconexión. Para representar esta característica, uno puede usar un circuito equivalente consistente de una fuente de voltaje constante en serie con una impedancia que varía con el tiempo. Esta impedancia variable consiste principalmente de reactancia.

Para propósitos de cálculo de corrientes de falla, las normas industriales han establecido tres nombres específicos para los valores de esta reactancia variable, llamada reactancia subtransitoria, reactancia transitoria y reactancia síncrona.

$X''_d$  = reactancia subtransitoria; determina la corriente durante el primer ciclo después de haber ocurrido la falla. En aproximadamente 0.10 seg la reactancia se incrementa a:

$X'_d$  = reactancia transitoria; considerada para determinar la corriente después de varios ciclos a 60 Hz. En cerca de  $\frac{1}{2}$  a 2 seg la reactancia se incrementa a:

$X_d$  = reactancia síncrona; este es el valor que determina la corriente que fluye después que la condición de estado estable es alcanzada.

Como la mayoría de los dispositivos para protección contra fallas, tales como interruptores y fusibles, operan adecuadamente antes que las condiciones de estado estable sean alcanzadas, la reactancia síncrona del generador es rara vez usada en el cálculo de las corrientes de falla para aplicarse en esos dispositivos." [3]

### Motores y condensadores síncronos

"Los motores síncronos suministran corriente a una falla casi de la misma forma que los generadores síncronos. Cuando una falla ocasiona que el voltaje del sistema caiga, el motor síncrono



recibe menos potencia del sistema para mover su carga. Al mismo tiempo el voltaje interno causa que una corriente fluya hacia la falla en el sistema. La inercia del motor y su carga actúan como un primotor y con el campo de excitación sostenido, el motor actúa como un generador que suministra corriente de falla. Esta corriente de falla disminuye conforme decae el campo magnético de la máquina.

El circuito equivalente del generador es utilizado para motores síncronos. Nuevamente, una fuente de voltaje constante y las mismas tres reactancias  $X''_d$ ,  $X'_d$  y  $X_d$  son usadas para establecer valores de corriente a tres puntos de tiempo.

Los condensadores síncronos son tratados en la misma forma que los motores síncronos." [3]

### Máquinas de inducción

"Un motor de inducción tipo jaula de ardilla contribuirá con corriente de falla a un circuito fallado. Esta es generada por la inercia moviendo al motor en la presencia de un flujo de campo producido por inducción del estator en vez de un devanado de campo de corriente directa. La contribución de corriente de un motor de inducción a una falla en sus terminales se reduce y desaparece completamente después de unos cuantos ciclos, pues el flujo inducido disminuye al perder la fuente de voltaje causada por una falla en las terminales del motor.

Como el campo de excitación no es sostenido, no hay valor de estado estable de la corriente de falla como en el caso de las máquinas síncronas. Nuevamente, el mismo circuito equivalente es usado, pero los valores de reactancia transitoria y síncrona se aproximan a infinito. Como una consecuencia, a los motores de inducción se les asigna solo un valor de reactancia subtransitoria  $X''_d$ . Este valor es muy cercano al valor de reactancia de rotor bloqueado.

Para cálculo de fallas un generador de inducción puede ser tratado en la misma forma que un motor de inducción. Motores de inducción de rotor devanado normalmente operando con sus anillos del rotor cortocircuitados contribuirán con corrientes de falla en la misma forma que los motores de inducción tipo jaula de ardilla. Ocasionalmente motores grandes de rotor devanado operando con alguna resistencia externa mantenida en sus circuitos del rotor puede tener constantes de tiempo de cortocircuito lo suficientemente bajas para que su contribución a la falla no sea significativa y pueda ser despreciada. Una investigación específica debe ser hecha para determinar cuando debe despreciarse la contribución de un motor de rotor devanado." [3]

## Sistema Externo de Suministro de Energía Eléctrica

"Los generadores remotos del sistema de suministro de energía eléctrica son una fuente de corriente de cortocircuito, a menudo transmitida a través de un transformador. El circuito equivalente del generador puede ser usado para representar este sistema. Los generadores del sistema eléctrico están usualmente lejos de las plantas industriales. La corriente de contribución a una falla en una planta remota representa simplemente un pequeño incremento en la corriente de carga de las grandes centrales generadoras, y esta contribución de corriente tiende a permanecer constante. El sistema eléctrico es por lo tanto usualmente representado en la planta por una impedancia equivalente de un sólo valor referida al punto de conexión." [3]

## CANTIDADES EN POR UNIDAD

"Una parte importante de la preparación para el cálculo de las corrientes de cortocircuito es establecer la impedancia de cada elemento del circuito, y convertirlas para que sean consistentes con todas las demás y combinarlas en serie y paralelo. Fuentes de valores de impedancia para los elementos del circuito son datos de placa, manuales, catálogos del fabricante y tablas.

Dos formas consistentes para expresar las impedancias, son en Ohms y en por unidad (por unidad difiere de por ciento sólo por un factor de 100). Las impedancias individuales de los equipos son a menudo dadas en por ciento, lo cual hace que las comparaciones sean fáciles, pero impedancias en por ciento raramente son usadas sin conversión en los cálculos del sistema. La forma en por unidad de la impedancia es usada porque es más conveniente que la forma óhmica cuando el sistema contiene varios niveles de voltaje. Impedancias expresadas en por unidad sobre una base definida pueden ser combinadas directamente, sin importar cuantos niveles de voltaje existan desde la fuente hasta la falla. Para obtener esta utilidad, el voltaje base en cada nivel de voltaje debe ser referido de acuerdo a la relación de transformación de los transformadores interconectados.

En el sistema en por unidad hay cuatro cantidades base, potencia aparente base en volts-ampere, voltaje base, corriente base e impedancia base. La relación entre cantidades base, por unidad y reales es como sigue:

$$\text{Cantidad en Por Unidad} = \text{Cantidad Real} / \text{Cantidad Base}$$

Usualmente un valor conveniente es seleccionado para la potencia aparente base en volts-ampere, y un voltaje base en un nivel es seleccionado para igualar el voltaje nominal del transformador a ese nivel. Voltajes base a otros niveles son establecidos por la relación de transformación del transformador. Corriente base e impedancia base en cada nivel son entonces obtenidas por las relaciones normales. Las siguientes formulas se aplican a sistemas trifasicos, donde el voltaje base es el voltaje fase a fase y la potencia aparente base es la potencia aparente trifásica:

$$I_{\text{base}} \text{ (Amperes)} = \text{KVA}_{\text{base}} / \sqrt{3} \text{ KV}_{\text{base}}$$

$$Z_{\text{base}} \text{ (Ohms)} = (\text{KV}_{\text{base}})^2 / \text{MVA}_{\text{base}}$$

Las impedancias de los elementos individuales del sistema de potencia usualmente son obtenidas en formas que requieren conversión a las bases referidas para un cálculo en por unidad. [3]

Para convertir a por unidad cuando se conoce el valor en Ohms se usa la siguiente expresión:

$$Z_{\text{pu}} = Z(\Omega) \text{ MVA}_{\text{base}} / (\text{KV}_{\text{base}})^2$$

De la ecuación anterior se deduce que:

$$Z(\Omega) = Z_{pu} (KV_{base})^2 / MVA_{base}$$

Como el valor en Ohms de la impedancia debe permanecer constante independientemente de los valores base seleccionados (base1 o base2), se puede hacer la siguiente igualdad:

$$Z_{pu_{base1}} (KV_{base1})^2 / MVA_{base1} = Z_{pu_{base2}} (KV_{base2})^2 / MVA_{base2}$$

De la que se deriva la siguiente ecuación para el cálculo de impedancias en pu a cantidades base diferentes a las originales (convertir de base1 a base2):

$$Z_{pu_{base2}} = Z_{pu_{base1}} (MVA_{base2} / MVA_{base1}) (KV_{base1} / KV_{base2})^2$$

## COMPONENTES SIMÉTRICAS

"En el año de 1918 C.L. Fortescue, presentó en una reunión del "American Institute of Electrical Engineers", un trabajo que constituye una de las herramientas más poderosas para el estudio de los circuitos polifásicos desequilibrados. El trabajo de Fortescue demuestra que un sistema desequilibrado de "n" vectores relacionados entre sí, puede descomponerse en "n" sistemas de vectores equilibrados denominados componentes simétricos de los vectores originales. Los "n" vectores de cada conjunto de componentes son de igual longitud, siendo también iguales los ángulos formados por vectores adyacentes. Aunque el método es aplicable a cualquier sistema polifásico desequilibrado, limitaremos nuestro estudio a los sistemas trifásicos.

Según el teorema de Fortescue, tres vectores desequilibrados de un sistema trifásico puede descomponerse en 3 sistemas equilibrados de vectores. Los conjuntos equilibrados de componentes son:

1) Componentes de secuencia positiva, formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fase de  $120^\circ$  y con la misma secuencia de fases que los vectores originales. (fig 1)

2) Componentes de secuencia negativa, formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fase de  $120^\circ$  y con la secuencia de fases opuesta a la de los vectores originales. (fig 1)

3) Componentes de secuencia cero, formados por tres vectores de igual módulo y con una diferencia de fase nula." [1] (fig 1)

Suponiendo un sistema desbalanceado de tres vectores (fig 2), donde cada uno de los vectores desequilibrados originales es igual a la suma de sus componentes, los vectores originales expresados en función de sus componentes serían:

$$a = a_0 + a_1 + a_2 \quad \text{Ec. 1}$$

$$b = b_0 + b_1 + b_2 \quad \text{Ec. 2}$$

$$c = c_0 + c_1 + c_2 \quad \text{Ec. 3}$$

"En un sistema trifásico es conveniente, por los desplazamientos de fase de las componentes simétricas de tensiones y corrientes disponer de un método para indicar la rotación de  $120^\circ$  de un vector." [1]

La letra  $\alpha$  se utiliza normalmente para designar al operador que origina una rotación de  $120^\circ$  en sentido contrario al movimiento de las manecillas del reloj. Tal operador es un número complejo de módulo unidad y argumento de  $120^\circ$  definido por las siguientes expresiones:

$$\alpha = \text{mag } 1 \text{ ang } 120^\circ = -0.5 + j \sqrt{3}/2$$

$$\alpha^2 = \text{mag } 1 \text{ ang } 240^\circ$$

$$\alpha^3 = 1$$

$$\alpha^4 = \alpha$$

$$\alpha^5 = \alpha^2$$

$$\alpha^2 \neq -\alpha$$

$$\alpha + \alpha^2 = -1$$

$$\alpha - \alpha^2 = j \sqrt{3}$$

$$1 + \alpha + \alpha^2 = 0$$

$$1 - \alpha = \alpha^2 j \sqrt{3}$$

$$1 - \alpha^2 = \text{mag } \sqrt{3} \text{ ang } 30^\circ$$

$$1 + \alpha^2 = -\alpha$$

Examinando las ecuaciones 1, 2 y 3 se puede ver la descomposición de tres vectores asimétricos en sus componentes simétricas.

En primer lugar se observa que el número de magnitudes desconocidas puede reducirse, expresando cada componente de  $b$  y  $c$  como el producto de una función del operador  $\alpha$  y un componente de  $a$ . De la fig 1 se derivan las relaciones siguientes:

$$b_1 = \alpha^2 a_1 \quad \text{Ec. 4.1}$$

$$b_2 = \alpha a_2 \quad \text{Ec. 4.2}$$

$$b_0 = a_0 \quad \text{Ec. 4.3}$$

$$c_1 = \alpha a_1 \quad \text{Ec. 4.4}$$

$$c_2 = \alpha^2 a_2 \quad \text{Ec. 4.5}$$

$$c_0 = a_0 \quad \text{Ec. 4.6}$$

Sustituyendo las Ecuaciones anteriores en las Ecuaciones 1, 2 y 3, se obtiene:

$$a = a_0 + a_1 + a_2$$

$$b = a_0 + \alpha^2 a_1 + \alpha a_2$$

$$c = a_0 + \alpha a_1 + \alpha^2 a_2$$

O bien en forma matricial

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{bmatrix}$$

Ec. 5

Donde:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}$$

Para encontrar  $a_0$ ,  $a_1$  y  $a_2$  el sistema de ecuaciones planteado en la ecuación 5 se resuelve por la regla de Cramer

$$\det \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} = (\alpha^4 - \alpha^2) - (\alpha^2 - \alpha) + (\alpha - \alpha^2) = 3(\alpha - \alpha^2)$$

$$a_0 = \frac{\det \begin{bmatrix} a & 1 & 1 \\ b & \alpha^2 & \alpha \\ c & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}}{\det [A]} = \frac{a(\alpha^4 - \alpha^2) - b(\alpha^2 - \alpha) + c(\alpha - \alpha^2)}{3(\alpha - \alpha^2)}$$

$$a_0 = \frac{a(\alpha - \alpha^2) + b(\alpha - \alpha^2) + c(\alpha - \alpha^2)}{3(\alpha - \alpha^2)} = \frac{1}{3} (a+b+c)$$

$$a_1 = \frac{\det \begin{bmatrix} 1 & a & 1 \\ 1 & b & \alpha \\ 1 & c & \alpha^2 \end{bmatrix}}{\det [A]} = \frac{-a(\alpha^2 - \alpha) + b(\alpha^2 - 1) - c(\alpha - 1)}{3(\alpha - \alpha^2)}$$

$$a_1 = \frac{a(\alpha - \alpha^2) + b\alpha(\alpha - \alpha^2) + c\alpha^2(\alpha - \alpha^2)}{3(\alpha - \alpha^2)} = \frac{1}{3}(a + b\alpha + c\alpha^2)$$

$$a_2 = \frac{\det \begin{bmatrix} 1 & 1 & a \\ 1 & \alpha^2 & b \\ 1 & \alpha & c \end{bmatrix}}{\det [A]} = \frac{a(\alpha - \alpha^2) - b(\alpha - 1) + c(\alpha^2 - 1)}{3(\alpha - \alpha^2)}$$

$$a_2 = \frac{a(\alpha - \alpha^2) + b\alpha^2(\alpha - \alpha^2) + c\alpha(\alpha - \alpha^2)}{3(\alpha - \alpha^2)} = \frac{1}{3}(a + b\alpha^2 + c\alpha)$$

Expresado en forma matricial se tiene:

$$\begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 6}$$

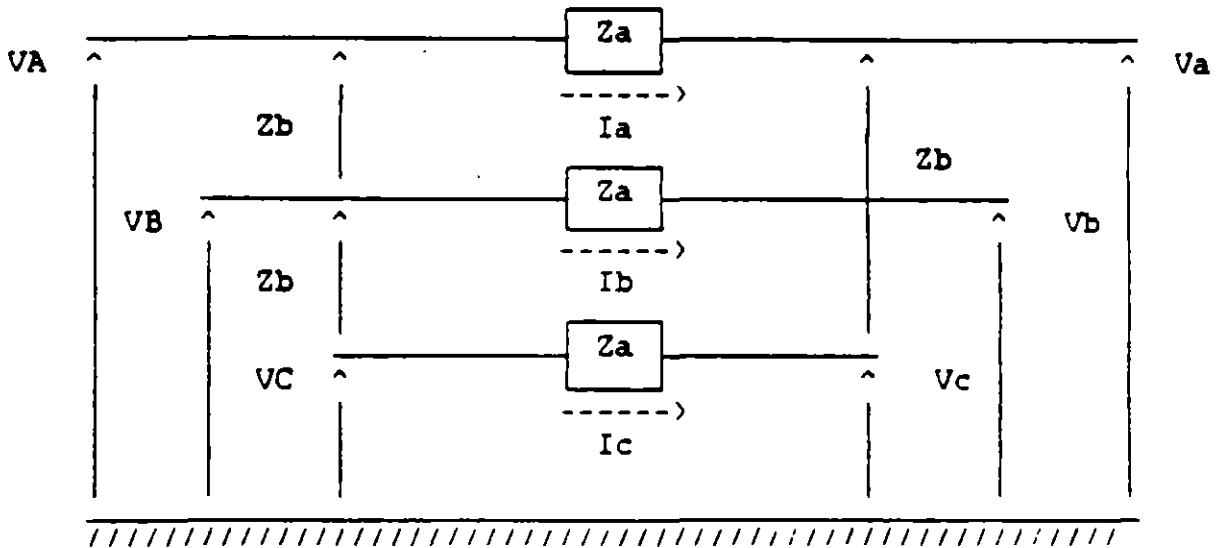
Estas expresiones muestran como descomponer tres vectores asimétricos en sus componentes simétricas. Si se necesitan, los componentes  $b_0$ ,  $b_1$ ,  $b_2$ ,  $c_0$ ,  $c_1$  y  $c_2$  se pueden determinar por las Ecs. 4.

Toda esta teoría se aplica tanto a corrientes como a voltajes.



## CALCULO DE LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS

El siguiente circuito representa las tres fases de un sistema eléctrico.



Donde  $Z_a$  y  $Z_b$  son las impedancias propias y mutuas de la línea respectivamente.

Del circuito anterior se deduce que:

$$\begin{aligned} \delta V_a &= V_A - V_a = Z_a I_a + Z_b I_b + Z_b I_c \\ \delta V_b &= V_B - V_b = Z_b I_a + Z_a I_b + Z_b I_c \\ \delta V_c &= V_C - V_c = Z_b I_a + Z_b I_b + Z_a I_c \end{aligned}$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \delta V_a \\ \delta V_b \\ \delta V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_a & Z_b & Z_b \\ Z_b & Z_a & Z_b \\ Z_b & Z_b & Z_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Aplicando componentes simétricas a  $[\delta V]$  e  $[I]$

$$[A] [\delta V_c] = [Z] [A] [I_c]$$

$$[\delta V_c] = [A]^{-1} [Z] [A] [I_c]$$

Donde:  $[\delta V_c]$  = vector de caídas de voltaje de componentes simétricas

$[I_c]$  = vector de corrientes de componentes simétricas

Por lo tanto la matriz de componentes simétricas resultante es:

$$[Z_{cs}] = [A]^{-1} [Z] [A]$$

Sustituyendo valores:

$$[Z_{cs}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_a & Z_b & Z_b \\ Z_b & Z_a & Z_b \\ Z_b & Z_b & Z_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}$$

Multiplicando las matrices y aplicando igualdades

$$[Z_{cs}] = \begin{bmatrix} Z_a + 2Z_b & 0 & 0 \\ 0 & Z_a - Z_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_a - Z_b \end{bmatrix}$$

Donde:

$$\begin{aligned} Z_0 &= \text{impedancia de secuencia cero (0)} = Z_a + 2Z_b \\ Z_1 &= \text{impedancia de secuencia positiva (+)} = Z_a - Z_b \\ Z_2 &= \text{impedancia de secuencia negativa (-)} = Z_a - Z_b \end{aligned}$$

Simplificando:

$$[Z_{cs}] = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix}$$

Si:

$$[S V_{cs}] = [Z_{cs}] [I_{cs}]$$

Sustituyendo respectivamente:

$$\begin{bmatrix} S V_0 \\ S V_1 \\ S V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

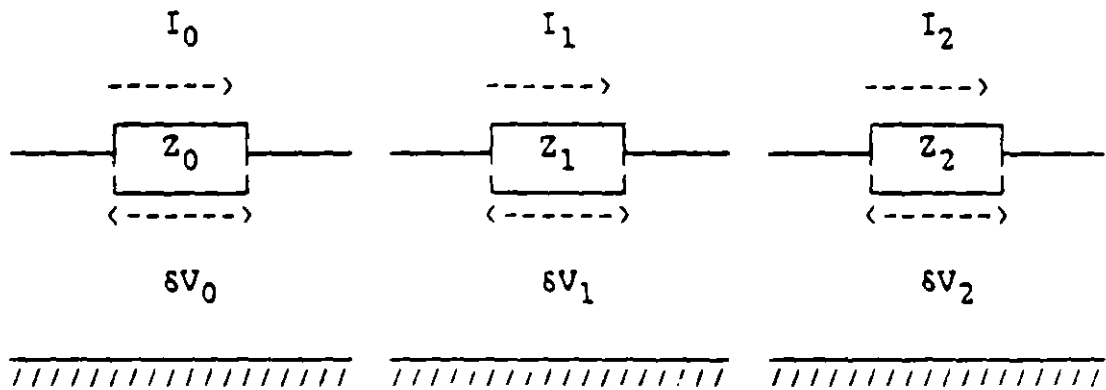
Obteniendo:

$$\delta V_0 = I_0 Z_0$$

$$\delta V_1 = I_1 Z_1$$

$$\delta V_2 = I_2 Z_2$$

Representandose eléctricamente a través de la siguiente figura:



Demostrando finalmente que los sistemas pueden descomponerse en tres redes independientes (secuencia cero, positiva y negativa), cada una con sus respectivos valores de secuencia.

## DIAGRAMAS DE SECUENCIA DE UN GENERADOR [1]

En la fig 3 se muestra un generador en vacío conectado a tierra a través de una reactancia. Los sentidos de las corrientes y las redes de secuencia para el generador se muestran en la fig 4.

Por componentes simétricas:

$$I_{a_0} = (I_a + I_b + I_c) \div 3 = I_n \div 3$$

Por lo tanto:

$$I_n = 3 I_{a_0}$$

En la fig 4 se observa que la corriente que pasa por la impedancia  $Z_n$  entre el neutro y tierra es:

$$3I_{a_0}$$

y la caída de tensión de secuencia cero, desde el punto "a" hasta tierra es:

$$-3I_{a_0}Z_n - I_{a_0}Z_{g_0}$$

Donde  $Z_{g_0}$  es la impedancia de secuencia cero por fase del generador.

La red de secuencia cero, es un circuito monofásico por el que solamente pasa la corriente de secuencia cero de una fase por una impedancia total de secuencia cero:

$$Z_0 = 3Z_n + Z_{g_0}$$

## REDES DE SECUENCIA CERO [1]

Las corrientes de secuencia cero de un sistema trifásico funcionan como uno monofásico, debido a que tienen el mismo valor absoluto e igual fase en cualquier punto en todas las fases del sistema. Por consiguiente, las corrientes de secuencia cero circularán solamente si existe una trayectoria de retorno por la cual pueda completarse el circuito.

La fig <sup>p.p. 39</sup> 5 muestra las redes de secuencia cero para cargas conectadas en estrella y en delta.

Los circuitos equivalentes de secuencia cero de los transformadores trifásicos merecen una atención especial, ya que las diversas combinaciones posibles de los devanados primario y secundario conectados en estrella y delta varían la red de secuencia cero. La teoría de los transformadores hace posible la construcción del circuito equivalente de la red de secuencia cero.

Recordando que por el primario de un transformador no circulará corriente, a menos que circule por el secundario, y despreciando la pequeña corriente de magnetización, la corriente primaria estará determinada por la secundaria y la relación de transformación. Estos principios sirven de base en el análisis de los casos particulares. Se estudiarán cinco posibles conexiones de transformadores de dos devanados, representadas en la fig 6. Las flechas indican las trayectorias de circulación de la corriente de secuencia cero, cuando no exista tal indicación la conexión del transformador no permitirá la circulación de las corrientes de secuencia cero. En la misma figura, para cada conexión se representa el circuito aproximado equivalente de secuencia cero, con resistencia y una trayectoria para la corriente de magnetización omitidas. Las letras P y Q identifican los puntos correspondientes en los diagramas de conexiones y circuitos equivalentes. La justificación respectiva del circuito equivalente para cada conexión es la siguiente:

Caso 1.- Conexión estrella-estrella. Un neutro a tierra. Si uno de los dos neutros de un banco estrella-estrella no está conectado a tierra, la corriente de secuencia cero no puede circular en ninguno de los dos devanados. La ausencia de trayectoria por un devanado impide la corriente en el otro. Para la corriente de secuencia cero existe un circuito abierto entre las dos partes del sistema conectado por el transformador.

Caso 2.- Conexión estrella-estrella. Ambos neutros conectados a tierra. Cuando ambos neutros de un transformador estrella-estrella están conectados a tierra, existe trayectoria en los dos devanados para las corrientes de secuencia cero. Si la corriente de secuencia cero puede seguir un circuito completo fuera del transformador en ambos lados de éste, puede circular en ambos devanados del transformador. En la red de secuencia cero, los puntos de ambos lados del transformador se unen por la impedancia de secuencia cero del transformador.

Caso 3.- Conexión estrella-delta. Estrella conectada a tierra. Si el neutro de un transformador estrella-delta es conectado a tierra, las corrientes de secuencia cero tienen trayectoria a tierra a través de la conexión a tierra de la estrella, ya que las corrientes inducidas correspondientes pueden circular en la conexión en delta. La corriente de secuencia cero, que circula en la delta para equilibrar la corriente de secuencia cero en la estrella, no puede circular en las líneas conectadas a la delta. El circuito equivalente debe proporcionar una trayectoria desde la línea en el lado en estrella, a través de la resistencia equivalente y la reactancia de pérdida del transformador, hasta la barra de referencia. Es preciso que haya un circuito abierto entre la línea y la barra de referencia en el lado de la delta. Si la conexión del neutro a tierra contiene una impedancia  $Z_n$ , el circuito equivalente de secuencia cero debe tener una impedancia  $3Z_n$  en serie con la resistencia equivalente y la reactancia de pérdida del transformador para conectar la línea en el lado en estrella a tierra.

Caso 4.- Conexión estrella-delta. Sin conexión a tierra. Si la estrella no está conectada a tierra, la impedancia  $Z_n$  entre el neutro y tierra es infinita. La impedancia  $3Z_n$  en el circuito equivalente del Caso 3 para la impedancia de secuencia cero, se hace infinita. La corriente de secuencia cero no puede circular en los devanados del transformador.

Caso 5.- Conexión delta-delta. Como un circuito delta-delta no proporciona trayectoria de retorno a la corriente de secuencia cero, no puede haber corriente de secuencia cero en un transformador delta-delta, aunque puede circular dentro de los devanados en delta.

## FALLA TRIFASICA BALANCEADA

La fig 7 representa una falla trifásica balanceada.

De donde se deduce que:

$$I_{af} + I_{bf} + I_{cf} = 0 \quad (\text{falla balanceada})$$

$$V_{af} = V_{bf} = V_{cf} = 0 \quad (\text{fase-tierra})$$

Como el circuito es balanceado:

$$\begin{aligned} I_{bf} &= \alpha^2 I_{af} \\ I_{cf} &= \alpha I_{af} \end{aligned}$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{af} \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix}$$

Desarrollando se obtiene:

$$I_{0f} = (I_{af} + I_{bf} + I_{cf}) \div 3 = 0$$

$$\begin{aligned} I_{1f} &= (I_{af} + \alpha I_{bf} + \alpha^2 I_{cf}) \div 3 \\ &= (I_{af} + \alpha^2 I_{af} + \alpha^3 I_{af}) \div 3 = I_{af} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{2f} &= (I_{af} + \alpha^2 I_{bf} + \alpha I_{cf}) \div 3 \\ &= (I_{af} + \alpha I_{af} + \alpha^2 I_{af}) \div 3 = 0 \end{aligned}$$

Como:  $V_{af} = V_{bf} = V_{cf} = 0$

Se cumple que:  $V_{0f} = V_{1f} = V_{2f} = 0$

Concluyendose que para una falla trifásica balanceada la única red que interviene es la de secuencia positiva. El circuito equivalente para esta falla se muestra en la fig 3.

## FALLA DE LINEA A TIERRA

La fig 9 es una representación de este tipo de falla.

De donde se deduce que:

$$I_{bf} = I_{cf} = 0 \quad (\text{fases no falladas})$$

$$V_{af} = 0 \quad (\text{fase-tierra})$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{af} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Desarrollando se obtiene:

$$I_{0f} = I_{1f} = I_{2f} = I_{af} \div 3 \quad \text{Ec. 7}$$

Aplicando componentes simétricas a los voltajes

$$\begin{bmatrix} 0 \\ V_{bf} \\ V_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{0f} \\ V_{1f} \\ V_{2f} \end{bmatrix}$$

Se obtiene:

$$0 = V_{0f} + V_{1f} + V_{2f} \quad \text{Ec. 8}$$

Para que se cumplan las condiciones planteadas en las ecuaciones 7 y 8 es necesario que los circuitos equivalentes de las secuencias se conecten como lo indica la fig 10.



## FALLA DE LINEA A LINEA

La fig 11 es una representación de este tipo de falla

De donde se deduce que:

$$I_{af} = 0$$

$$I_{cf} = - I_{bf}$$

$$V_{bf} = V_{cf}$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_{bf} \\ -I_{bf} \end{bmatrix}$$

Desarrollando:

$$I_{0f} = 0$$

$$I_{1f} = (\alpha - \alpha^2) I_{bf} \div 3 = j\sqrt{3} I_{bf} \div 3 = j I_{bf} / \sqrt{3}$$

$$I_{2f} = (\alpha^2 - \alpha) I_{bf} \div 3 = -j\sqrt{3} I_{bf} \div 3 = -j I_{bf} / \sqrt{3}$$

De las dos ecuaciones anteriores se obtiene:

$$I_{1f} = - I_{2f} \quad \text{Ec. 9}$$

Aplicando componentes simétricas a los voltajes:

$$\begin{bmatrix} V_{0f} \\ V_{1f} \\ V_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{af} \\ V_{bf} \\ V_{bf} \end{bmatrix}$$

Desarrollando:

$$V_{0f} = (V_{af} + V_{bf} + V_{bf}) \div 3 = (V_{af} + 2V_{bf}) \div 3$$

$$V_{1f} = (V_{af} + \alpha V_{bf} + \alpha^2 V_{bf}) \div 3 = (V_{af} - V_{bf}) \div 3$$

$$V_{2f} = (V_{af} + \alpha^2 V_{bf} + \alpha V_{bf}) \div 3 = (V_{af} - V_{bf}) \div 3$$

De las dos ecuaciones anteriores se obtiene:

$$V_{1f} = V_{2f} \quad \text{Ec. 10}$$

Para que se cumplan las condiciones planteadas en las ecuaciones 9 y 10 es necesario que los circuitos equivalentes de las secuencias se conecten como se indica en la fig 12.

## FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA

La fig 13 es una representación de este tipo de falla.

De donde se deduce que:

$$I_{af} = 0$$

$$V_{bf} = V_{cf} = 0$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix}$$

Obteniendo:

$$0 = I_{0f} + I_{1f} + I_{2f} \quad \text{Ec. 11}$$

Aplicando componentes simétricas a los voltajes .

$$\begin{bmatrix} V_{0f} \\ V_{1f} \\ V_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{af} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Obteniendo:

$$V_{0f} = V_{1f} = V_{2f} = V_{af} \div 3 \quad \text{Ec. 12}$$

Para que se cumplan las condiciones planteadas en las ecuaciones 11 y 12, es necesario que los circuitos equivalentes de las secuencias se conecten como se indica en la fig 14.

## METODO DE LA NORMA ANSI/IEEE 141-1986

El método consiste básicamente en la aplicación de ciertos factores de multiplicación sobre el cálculo de las corrientes de cortocircuito, mismos que dependen del punto del sistema en el cual se analiza la falla, de la relación X/R de los equivalentes correspondientes del sistema reducido, tiempo en que se inicie la apertura de los contactos primarios del interruptor y uso de la corriente calculada.

La Norma considera la elaboración de tres redes (circuitos equivalentes del sistema eléctrico) para los cálculos de las corrientes de cortocircuito. La diferencia entre cada red es el valor de la impedancia de las máquinas rotatorias, el cual varía en función de la red.

### PRIMERA RED

Su finalidad consiste en obtener las corrientes de cortocircuito momentáneas, que circulan durante el primer ciclo después de haber ocurrido la falla, para elaborar esta red deberán tomarse en cuenta los valores subtransitorios de todas las fuentes de corriente que contribuyen al cortocircuito afectadas por los factores indicados en las tablas 24 y 25 de la Norma y los elementos estáticos, considerando los motores menores de 50 HP agrupados en un equivalente.

Las corrientes calculadas con esta red pueden tener diferentes usos:

- a. Para seleccionar capacidades de fusibles.
- b. Para seleccionar capacidades de interruptores.

Para ambos casos se deberán calcular corrientes de cortocircuito simétricas y asimétricas, el factor de asimetría se determina de acuerdo a los siguientes criterios:

- Para fusibles  
1.2 si el voltaje es menor a 15 KV y si la relación X/R es menor a 4.  
1.55 para los demás casos  
(ANSI/IEEE C37.41-1981)
- Para interruptores en baja tensión  
(menores o iguales a 1 KV)  
El factor varía en función de la relación X/R  
(NEMA AB-1-1986)
- Para interruptores en media y alta tensión  
(arriba de 1 KV)  
1.6 en todos los casos  
(ANSI/IEEE C37.010-1979 y C37.5-1979)

## SEGUNDA RED

Con esta red se obtiene la corriente interruptiva de cortocircuito que ocurre en el momento en que los contactos del interruptor inician su apertura, los resultados deberán usarse para selección de interruptores en media y alta tensión (arriba de 1 KV).

Durante la elaboración de esta red se deben afectar las impedancias subtransitorias de las máquinas rotatorias por los factores indicados en las tablas 24 y 25 de la Norma.

Con la relación  $X/R$  de los circuitos equivalentes interruptivos al punto de falla, se determina el factor de multiplicación utilizando las curvas de las figuras 101, 102, 103 o 104 de la Norma ANSI/IEEE 141-1986. La Norma recomienda usar siempre factores de multiplicación remotos que impondrían las condiciones más severas de falla.

En esta red se desprecian los motores agrupados de capacidades menores de 50 HP.

## TERCERA RED

Con esta red se obtienen las corrientes que se requieren para el cálculo de los ajustes de relevadores con retardo de tiempo (mayor a 6 ciclos).

El circuito equivalente de la red que se utiliza, deberá elaborarse considerando únicamente los valores de impedancia transitoria de los generadores e impedancias de los equipos estáticos (cables, transformadores, reactores, etc.), instalados entre ellos y los puntos de falla, despreciando las contribuciones de todos los motores.

El factor de multiplicación para esta red es de 1.0 para todos los casos.

En los ajustes de los relevadores instantáneos se utilizan las corrientes momentáneas de cortocircuito obtenidas en la primera red.

Se recomienda mantener equivalentes separados de reactividades y resistencias para encontrar las relaciones  $X/R$  y la impedancia equivalente al punto de falla, sin embargo, para niveles de falla de arriba de 1 KV, la resistencia podrá omitirse al calcular la impedancia equivalente para fallas trifásicas balanceadas.

## EJEMPLO

Siguiendo el procedimiento de la Norma IEEE/ANSI 141-1986, se desean calcular fallas trifásicas balanceadas y de línea a tierra en los buses 1 y 2 del diagrama unifilar de la fig. 15, bajo las siguientes consideraciones:

- 1.) Para las fallas trifásicas balanceadas se calcularán las corrientes de las tres redes indicadas en la Norma
- 2.) Para las fallas de línea a tierra se calcularán únicamente las corrientes de la tercera red, debido a que éstas solo se usarán para ajuste de dispositivos de protección.
- 3.) Las impedancias de secuencia (+), (-) y (0) de cada uno de los elementos del sistema son iguales
- 4.) Se utilizarán interruptores de potencia de 5 ciclos con tiempo de apertura de contactos de 3 ciclos

Los datos del ejemplo son los siguientes:

GENERADOR	25 MVA 13.8 KV $X''_d = 9 \%$ $X'_d = 13.5 \%$ $X/R = 45$
CONTRIBUCION DE CFE	1000 MVAcc 69 KV $X/R = 22$
MOTOR SINCRONO	6000 HP 13.2 KV FP = 0.80 EFIC = 0.9325 720 REV/MIN $X''_1 = 0.20 \text{ pu}$ $X/R = 30$
MOTOR DE INDUCCION	100 HP 460 V FP = 0.80 EFIC = 0.9325 1400 REV/MIN $X''_B = 5 \text{ pu}$ $X/R = 8$
MOTORES DE INDUCCION AGRUPADOS (MENORES DE 50 HP)	100 HP (suma total) 460 V $X''_B = 5.9642 \text{ pu}$ $X/R = 5.6$

**TRANSFORMADOR 1**                    20 MVA  
    69-13.8 KV  
    Z = 7 % (dato de placa)  
    X/R = 21  
    R = 6.6  $\Omega$  (Resistencia de puesta a tierra)

**TRANSFORMADOR 2**                    1.5 MVA  
    13.8-0.480 KV  
    Z = 5 % (dato de placa)  
    X/R = 8

**REACTOR**                                Z = 0.001  $\Omega$  (dato de placa)  
    X/R = 80

**CABLE**                                    1 cond/fase de 500 MCM  
    Cobre  
    75 °C  
    ducto no magnético  
    circuito de 25 m  
    DMG = 2 pulgadas

Selección de cantidades base:

100 MVA  
 69.0 KV    para el primario del transformador 1  
 13.8 KV    para el bus 1  
 0.48 KV    para el bus 2

Cálculo de impedancias en por unidad (pu):

**GENERADOR**

primera y segunda red:

$$\begin{aligned}
 X''_d \text{ pu} &= 0.09 \text{ pu} (100 \text{ MVA}/25 \text{ MVA}) (13.8 \text{ KV}/13.8 \text{ KV}) \\
 &= 0.36 \text{ pu}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 R''_d \text{ pu} &= 0.36 \text{ pu}/45 \\
 &= 0.008 \text{ pu}
 \end{aligned}$$

tercera red:

$$\begin{aligned}
 X''_d \text{ pu} &= 0.135 \text{ pu} (100 \text{ MVA}/25 \text{ MVA}) (13.8 \text{ KV}/13.8 \text{ KV}) \\
 &= 0.54 \text{ pu}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 R''_d \text{ pu} &= 0.54 \text{ pu}/45 \\
 &= 0.012 \text{ pu}
 \end{aligned}$$

## CONTRIBUCION DE CFE

las tres redes:

$$Z \text{ pu} = (100 \text{ MVA}/1000 \text{ MVA}) (69 \text{ KV}/69 \text{ KV})^2 \\ = 0.10 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 0.10 \text{ pu} / \sqrt{1 + 22^2} \\ = 0.0045 \text{ pu}$$

$$X \text{ pu} = 0.0045 \text{ pu} \times 22 \\ = 0.0999 \text{ pu}$$

## MOTOR SINCRONO

primera red:

$$X \text{ pu} = 0.20 \text{ pu} \left[ \frac{100,000 \text{ KVA} \times 0.8 \times 0.9325}{0.746 \times 6,000 \text{ HP}} \right] \left[ \frac{13.2 \text{ KV}}{13.8 \text{ KV}} \right]^2 \\ = 3.0498 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 3.0498 \text{ pu}/30 \\ = 0.1017 \text{ pu}$$

segunda red:

$$X \text{ pu} = 1.5 \times 3.0498 \text{ pu} \\ = 4.5747 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 4.5747 \text{ pu}/30 \\ = 0.1525 \text{ pu}$$

## MOTOR DE INDUCCION

primera red:

$$X \text{ pu} = \left[ \frac{1.2}{6 \text{ pu}} \right] \left[ \frac{100,000 \text{ KVA} \times 0.8 \times 0.9325}{0.746 \times 100 \text{ HP}} \right] \left[ \frac{0.46 \text{ KV}}{0.48 \text{ KV}} \right]^2 \\ = 183.6806 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 183.6806 \text{ pu}/8 \\ = 22.9601 \text{ pu}$$

segunda red:

$$X \text{ pu} = \left[ \frac{3.0}{6 \text{ pu}} \right] \left[ \frac{100,000 \text{ KVA} \times 0.8 \times 0.9325}{0.746 \times 100 \text{ HP}} \right] \left[ \frac{0.46 \text{ KV}}{0.49 \text{ KV}} \right]^2 \\ = 459.2014 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 459.2014 \text{ pu}/8 \\ = 57.4002 \text{ pu}$$

MOTORES DE INDUCCION AGRUPADOS (MENORES DE 50 HP)

primera red:

$$X \text{ pu} = \left[ \frac{1.67}{5.9643 \text{ pu}} \right] \left[ \frac{100,000 \text{ KVA}}{100 \text{ HP}} \right] \left[ \frac{0.46 \text{ KV}}{0.48 \text{ KV}} \right]^2 \\ = 257.1522 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 257.1522 \text{ pu}/6.6 \\ = 38.9624 \text{ pu}$$

TRANSFORMADOR 1

las tres redes:

$$Z \text{ pu} = 0.07 \text{ pu} (100 \text{ MVA}/20 \text{ MVA}) (69 \text{ KV}/69 \text{ KV})^2 \\ = 0.35 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 0.35 \text{ pu} / \sqrt{1 + 21^2} \\ = 0.0166 \text{ pu}$$

$$X \text{ pu} = 0.0166 \text{ pu} \times 21 \\ = 0.3496 \text{ pu}$$

TRANSFORMADOR 2

las tres redes:

$$Z \text{ pu} = 0.05 \text{ pu} (100 \text{ MVA}/1.5 \text{ MVA}) (13.8 \text{ KV}/13.8 \text{ KV})^2 \\ = 3.3333 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 3.3333 \text{ pu} / \sqrt{1 + 9^2} \\ = 0.4134 \text{ pu}$$

$$X \text{ pu} = 0.4134 \text{ pu} \times 9 \\ = 3.3076 \text{ pu}$$

REACTOR

las tres redes:

$$Z \text{ pu} = 0.001 \Omega (100 \text{ MVA}/(0.48 \text{ KV})^2) \\ = 0.434 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 0.434 \text{ pu} / \sqrt{1 + 30^2} \\ = 0.0054 \text{ pu}$$



$$X \text{ pu} = 0.0054 \text{ pu} \times 80 \\ = 0.434 \text{ pu}$$

### CABLE

las tres redes:

$$XA = 0.0839 \Omega/1000 \text{ pies a 1 pie de DMG (tabla N1.3)} \\ R = 0.0246 \Omega/1000 \text{ pies a } 50^\circ\text{C y } 60 \text{ Hz (tabla N1.3)}$$

$$XB = 0.052917 \text{ Log}_{10} (2 \text{ plg}) - 0.057107 \\ = -0.0412 \Omega/1000 \text{ pies}$$

$$25\text{m} = 25\text{m} (1 \text{ pie}/0.3048\text{m}) \\ = 82.021 \text{ pies}$$

$$X \Omega = (0.0839 - 0.0412) (\Omega/1000 \text{ pies}) 82.021 \text{ pies} \\ = 0.0035 \Omega$$

$$X \text{ pu} = 0.0035 \Omega (100 \text{ MVA}/(13.8 \text{ KV})^2) (1/1)^* (3/3) \\ = 0.0018 \text{ pu}$$

\* se recomienda usar estos valores cuando el circuito está en ducto no magnético

$$R \Omega @ 75^\circ\text{C} = \left[ \frac{0.0246 \Omega}{1000 \text{ pies}} \right] 82.021 \text{ pies} \left[ \frac{234.5+75^\circ\text{C}}{234.5+50^\circ\text{C}} \right] \\ = 0.0022 \Omega$$

$$R \text{ pu} = 0.0022 \Omega (100 \text{ MVA}/(13.8 \text{ KV})^2) (3/3) \\ = 0.0012 \text{ pu}$$

A continuación se muestra una tabla con los valores calculados en por unidad:

### CANTIDADES EN POR UNIDAD

ELEMENTO	1a. RED		2a. RED		3a. RED	
	R	Xj	R	Xj	R	Xj
TRANSFOR 1	0.0166	0.3496	0.0166	0.3496	0.0166	0.3496
TRANSFOR 2	0.4134	3.3076	0.4134	3.3076	0.4134	3.3076
REACTOR	0.0054	0.4340	0.0054	0.4340	0.0054	0.4340
CABLE	0.0012	0.0018	0.0012	0.0018	0.0012	0.0018
CFE	0.0045	0.0999	0.0045	0.0999	0.0045	0.0999
GENERADOR	0.0080	0.3600	0.0080	0.3600	0.0120	0.5400
MOT SIN	0.1017	3.0498	0.1525	4.5747	-----	-----
MOT IND	22.9601	183.6806	57.4002	459.2014	-----	-----
MOT AGRU	38.9624	257.1522	-----	-----	-----	-----

### FALLA TRIFASICA BALANCEADA

En las figuras 16, 17 y 18 se muestran los diagramas unifilares de reactancias y resistencias para cada una de las redes, respectivamente.

Los equivalentes de Thevenin a los puntos de falla y los resultados de las corrientes de cortocircuito para cada red, se muestran en la siguiente tabla:

### FALLA TRIFASICA BALANCEADA

#### PRIMERA RED

B	Rpu	Xpu	X/R	KV	Zpu	uso	Fm	Icc(KA)	Pcc(MVA)
1	0.0055	0.1873	34.12	13.8	0.1873	I	1.600	35.740	954.270
1	0.0055	0.1873	34.12	13.8	0.1873	F	1.550	34.623	827.574
2	0.4122	3.7902	9.20	0.48	3.8126	I	1.218	38.426	31.947
2	0.4122	3.7902	9.20	0.48	3.8126	F	1.550	48.200	40.655

#### SEGUNDA RED

B	Rpu	Xpu	X/R	KV	INT	Fm	Icc(KA)	Pcc(MVA)
1	0.0056	0.1915	34.25	13.8	SIM	1.18	25.785	616.320
1	0.0056	0.1915	34.25	13.8	TOT	1.28	27.971	668.562

#### TERCERA RED

B	Rpu	Xpu	KV	Zpu	Icc(KA)
1	0.0076	0.2453	13.8	0.2453	17.055
2	0.4264	3.9869	0.48	4.0096	29.998

### FALLA DE LINEA A TIERRA

Para el cálculo de las corrientes de falla de línea a tierra es necesario obtener el valor en pu de la resistencia de puesta a tierra del TRANSFORMADOR 1:

$$R_{pu} = 6.6 \Omega (100 \text{ MVA} / (13.8 \text{ KV})^2) \\ = 3.4657 \text{ pu}$$

En la fig 19 se muestran los diagramas unifilares de reactancias y resistencias de secuencia cero.

Las resistencias y reactancias equivalentes de secuencias positiva, negativa y cero requeridas para el cálculo son las siguientes:

BUS 1

$$\begin{aligned} \text{Req pu} &= 2 (0.0076 \text{ pu}) + 10.4136 \text{ pu} \\ &= 10.4288 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Xeq pu} &= 2 (0.2453 \text{ pu}) + 0.3496 \text{ pu} \\ &= 0.8402 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Zeq pu} &= \sqrt{10.4288^2 + 0.8402^2} \\ &= 10.4626 \text{ pu} \end{aligned}$$

BUS 2

$$\begin{aligned} \text{Req pu} &= 2 (0.4264 \text{ pu}) + 0.4188 \text{ pu} \\ &= 1.2716 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Xeq pu} &= 2 (3.9869 \text{ pu}) + 3.7416 \text{ pu} \\ &= 11.7154 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Zeq pu} &= \sqrt{1.2716^2 + 11.7154^2} \\ &= 11.7842 \text{ pu} \end{aligned}$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para las corrientes de falla:

#### FALLA DE LINEA A TIERRA

##### TERCERA RED

BUS	Zeq pu	KV	Icc (A)
1	10.4626	13.8	1,199.62
2	11.7842	0.48	30,620.97

## ANEXO 1 CALCULO DE IMPEDANCIAS EN POR UNIDAD

### 1.- Aportación de cortocircuito del sistema

$$Z_{pu} = (MVAB/MVAcc) (KVcc/KVB)^2$$

$$R_{pu} = Z_{pu} / \sqrt{1 + (X/R)^2}$$

$$X_{pu} = R_{pu} (X/R)$$

donde:

MVAB	potencia base en MVA
MVAcc	potencia de cortocircuito de la contribucion en MVA
KVcc	voltaje nominal en la falla en KV
KVB	voltaje base en KV
X/R	valor de la relacion X/R

### 2.- Transformador de dos devanados

$$Z_{pu} = Z_{tpu} (MVAB/MVAT) (KVT/KVB)^2$$

$$R_{pu} = Z_{pu} / \sqrt{1 + (X/R)^2}$$

$$X_{pu} = R_{pu} (X/R)$$

donde:

Ztpu	impedancia del transformador en pu
MVAB	potencia base en MVA
MVAT	potencia nominal del transformador en MVA
KVB	voltaje base en KV
KVT	voltaje nominal del transformador en KV
X/R	valor de la relacion X/R

para datos tpicos multiplicar la Zpu por 0.925

### 3.- Motores de induccion

$$X_{pu} = (1/IRB) [(KVAB FP EFIC)/(0.746 HP)] (KVM/KVB)^2$$

$$R_{pu} = X_{pu} / (X/R)$$

donde:

HP	potencia del motor en HP
EFIC	eficiencia del motor en pu
FP	factor de potencia del motor en pu
IRB	corriente a rotor bloqueado del motor en pu
KVM	voltaje nominal del motor en KV
KVB	voltaje base en KV
KVAB	potencia base en KVA
X/R	valor de la relacion X/R

#### 4.- Motores sincronos

$$X_{pu} = X''_d [(KVAB FP EFIC)/(0.746 HP)] (KVM/KVB)^2$$

$$R_{pu} = X_{pu} / (X/R)$$

donde:

HP	potencia del motor en HP
EFIC	eficiencia del motor en pu
FP	factor de potencia del motor en pu
X'' <sub>d</sub>	reactancia subtransitoria del motor en pu
KVM	voltaje nominal del motor en KV
KVB	voltaje base en KV
KVAB	potencia base en KVA
X/R	valor de la relacion X/R

#### 5.- Cables

$$XB = 0.052917 \log_{10} D - 0.057107$$

$$X_{pu} = (XA+XB) (FT/1000) (MVAB/KVB^2) (XMG/XNMG) (3/NUC)$$

$$R_{pu} = R (FT/1000) (MVAB/KVB^2) [(K+GD)/(K+GR)] (3/NUC)$$

donde:

XB	factor de correccion por espaciamento en $\Omega$ /cond/1000 pies a 60 Hz.
D	espaciamento equivalente en delta del alimentador en pulgadas
XA	reactancia del alimentador a un pie de espaciamento en $\Omega$ /cond/1000 pies a 60 Hz.
FT	longitud del alimentador en pies
MVAB	potencia base en MVA
KVB	voltaje base en KV
XMG	reactancia de un circuito trifasico tipico instalado en ducto magnetico en $\Omega$ /1000 pies a 60 Hz.
XNMG	reactancia de un circuito trifasico tipico instalado en ducto no magnetico en $\Omega$ /1000 pies a 60 Hz.
NUC	cantidad de conductores del alimentador
GR	temperatura en °C a la cual se encuentra la resistencia del alimentador.
GD	temperatura en °C a la cual se desea calcular la resistencia del alimentador.
R	resistencia del alimentador a la temperatura GR en $\Omega$ /cond/1000 pies a 60 Hz.
K	variable en funcion del material del conductor

K = 234.5 para cobre recocido (100% conductividad)

K = 241.5 para cobre estirado duro (79.3% conductividad)

K = 228.1 para aluminio

## 6.- Reactores limitadores de corriente

$$Z_{pu} = Z\Omega (MVAB/KVB^2)$$

$$R_{pu} = Z_{pu} / \sqrt{1 + (X/R)^2}$$

$$X_{pu} = R_{pu} (X/R)$$

donde:

Z $\Omega$	impedancia del reactor en $\Omega$
MVAB	potencia base en MVA
KVB	voltaje base en KV
X/R	valor de la relación X/R

para datos típicos multiplicar la Zpu por 0.925

## 7.- Dato conocido en ohms

$$R_{pu} = R\Omega (MVAB/KVB^2)$$

$$X_{pu} = X\Omega (MVAB/KVB^2)$$

donde:

R $\Omega$	resistencia del elemento en $\Omega$
X $\Omega$	reactancia del elemento en $\Omega$
MVAB	potencia base en MVA
KVB	voltaje base en KV

## 8.- Generadores

$$X_{pu} = XG (MVAB/MVAG) (KVG/KVB)^2$$

$$R_{pu} = X_{pu} / (X/R)$$

donde:

XG	reactancia del generador en pu
MVAB	potencia base en MVA
MVAG	potencia nominal del generador en MVA
KVB	voltaje base en KV
KVG	voltaje nominal del generador en KV
X/R	valor de la relación X/R

## 9.- Motores de inducción acoplados

$$X_{pu} = (1/Irb) (KVAB/\Sigma HP) (KVM/KVB)^2$$

$$R_{pu} = X_{pu} / (X/R)$$

donde:

Irb	corriente promedio a rotor bloqueado en p. del motor equivalente del grupo
$\Sigma$ HP	potencia total del grupo de motores en HP
KVAB	potencia base en KVA
KVB	voltaje base en KV
KVM	voltaje nominal del grupo de motores en KV
X/R	valor de la relación X/R del grupo de motores

10.- Transformadores de tres devanados

$$ZPS_{pu} = ZPS (MVAB/MVAPS) (KVT/KVB)^2$$

$$ZPT_{pu} = ZPT (MVAB/MVAPT) (KVT/KVB)^2$$

$$ZST_{pu} = ZST (MVAB/MVAST) (KVT/KVB)^2$$

$$ZP_{pu} = (ZPS_{pu} + ZPT_{pu} - ZST_{pu}) \div 2$$

$$ZS_{pu} = (ZPS_{pu} + ZST_{pu} - ZPT_{pu}) \div 2$$

$$ZT_{pu} = (ZPT_{pu} + ZST_{pu} - ZPS_{pu}) \div 2$$

En cada  $ZP_{pu}$ ,  $ZS_{pu}$  y  $ZT_{pu}$  habrá que aplicar:

$$R_{pu} = Z_{pu} / \sqrt{1 + (X/R)^2}$$

$$X_{pu} = R_{pu} (X/R)$$

donde:

ZPS	impedancia primario-secundario en pu
ZPT	impedancia primario-terciario en pu
ZST	impedancia secundario-terciario en pu
MVAPS	potencia base de ZPS en MVA
MVAPT	potencia base de ZPT en MVA
MVAST	potencia base de ZST en MVA
KVT	voltaje nominal del transformador en KV (primario, secundario o terciario)
KVB	voltaje base en KV (primario, secundario o terciario)
MVAB	potencia base en MVA
ZP <sub>pu</sub>	impedancia del primario en pu
ZS <sub>pu</sub>	impedancia del secundario en pu
ZT <sub>pu</sub>	impedancia del terciario en pu
X/R	valor de la relación X/R

Cuando se utilizan datos típicos del transformador multiplicar la  $Z_{pu}$  por 0.90

11.- Dato conocido en pu

$$R_{pu} = R (MVAB/MVA) (KV/KVB)^2$$

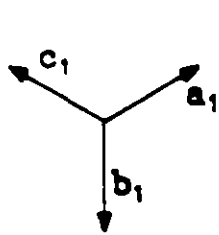
$$X_{pu} = X (MVAB/MVA) (KV/KVB)^2$$

donde:

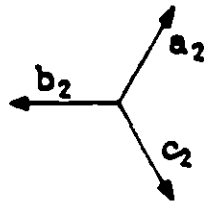
R	resistencia del elemento en pu @ MVA y KV
X	reactancia del elemento en pu @ MVA y KV
MVA	potencia base anterior en MVA
KV	voltaje base anterior en KV
MVAB	potencia base nueva en MVA
KVB	voltaje base nuevo en KV

**ANEXO 2 FIGURAS Y TABLAS**

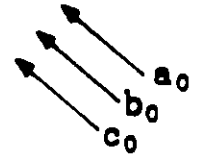




Componentes de  
secuencia positiva



Componentes de  
secuencia negativa



Componentes de  
secuencia cero

DIAGRAMAS VECTORIALES DE COMPONENTES SIMETRICAS

fig. 1

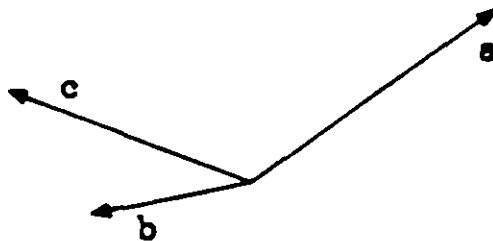


DIAGRAMA VECTORIAL DE UN SISTEMA DESBALANCEADO

fig. 2

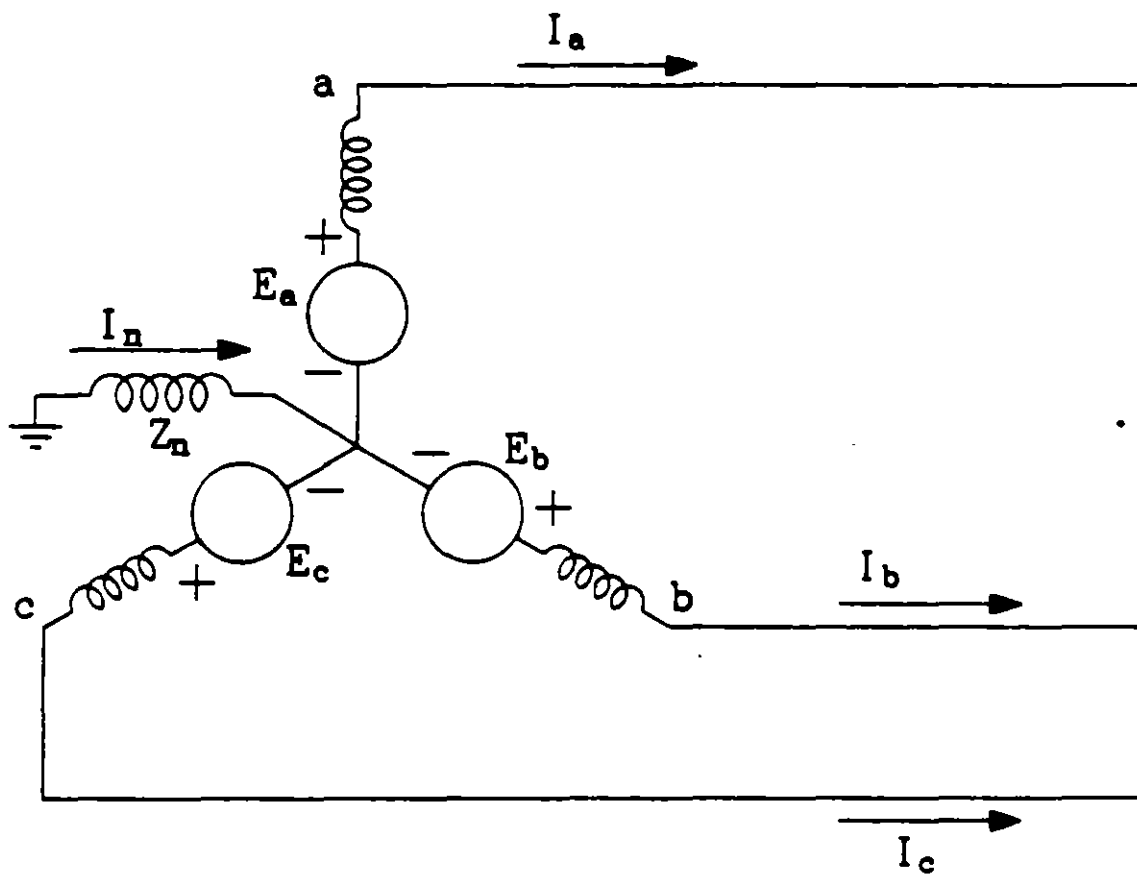
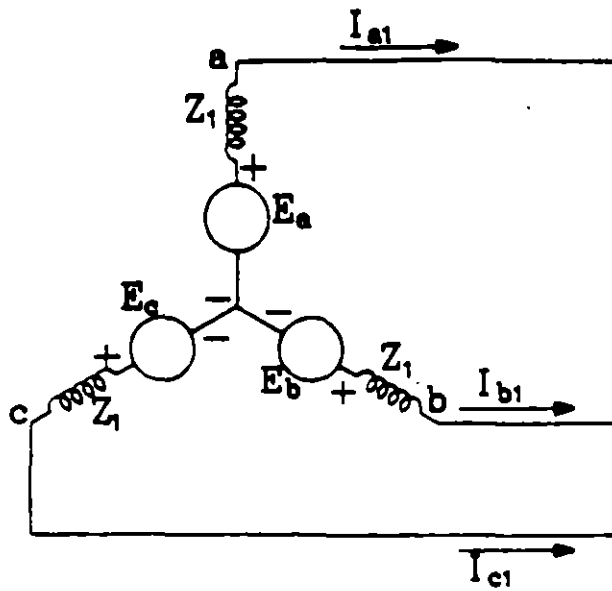
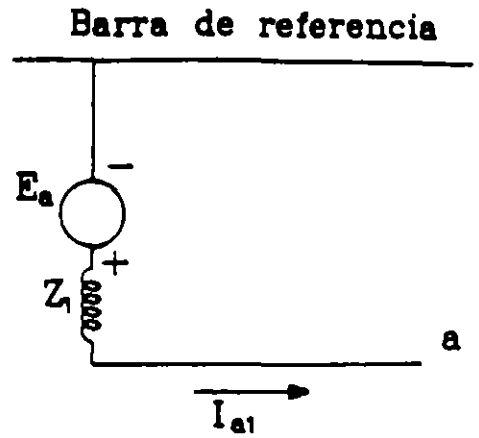


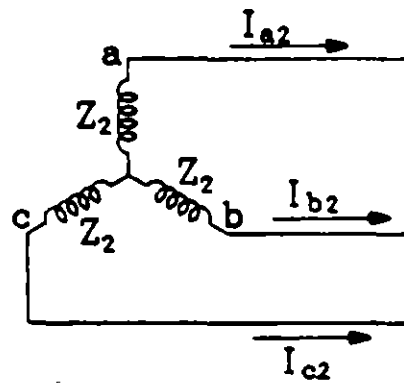
DIAGRAMA DE UN GENERADOR EN VACIO  
fig. 3



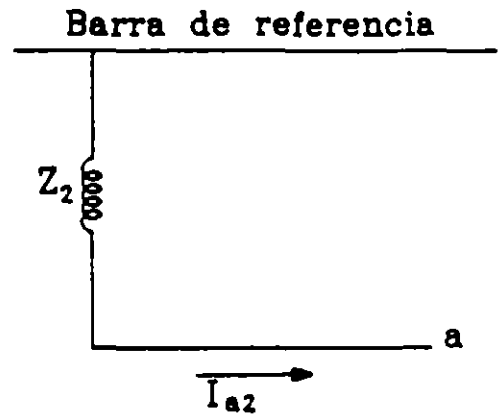
(a) Sentido de las corrientes de secuencia positiva



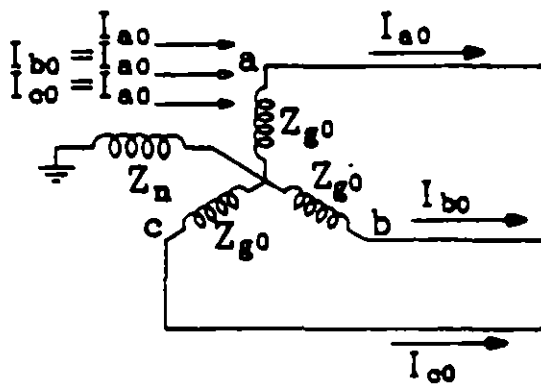
(b) Red de secuencia positiva



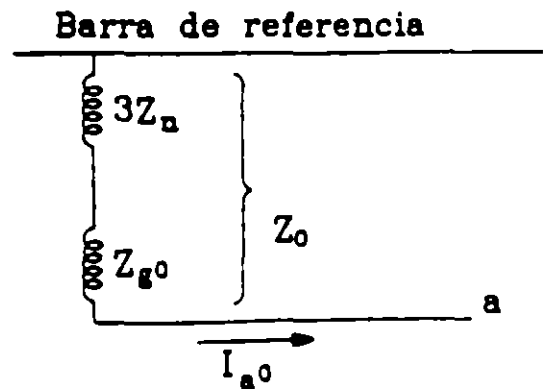
(c) Sentido de las corrientes de secuencia negativa



(d) Red de secuencia negativa

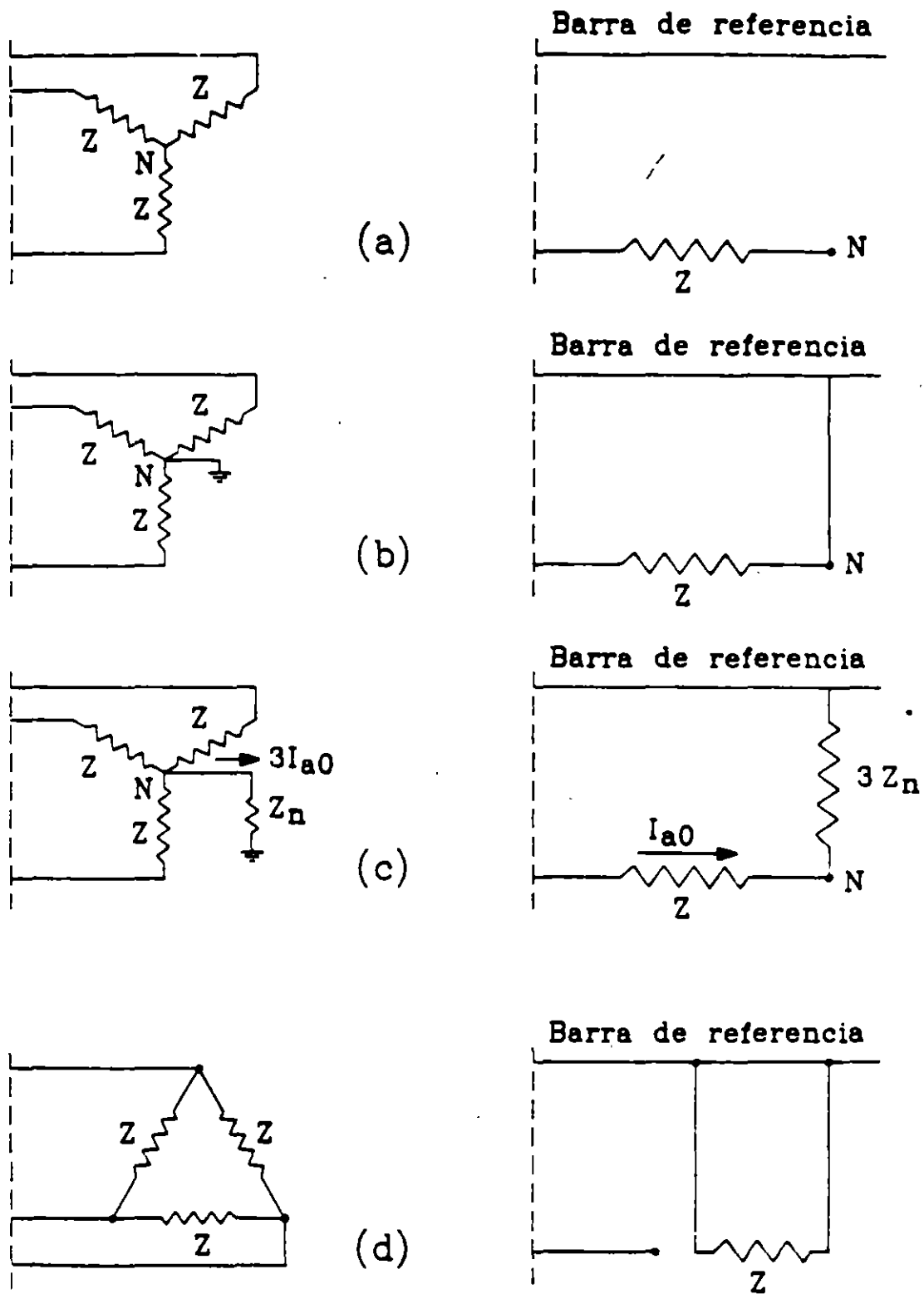


(e) Sentido de las corrientes de secuencia cero



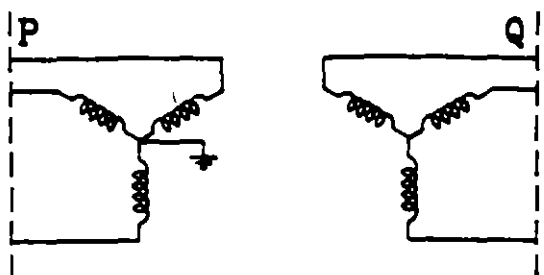
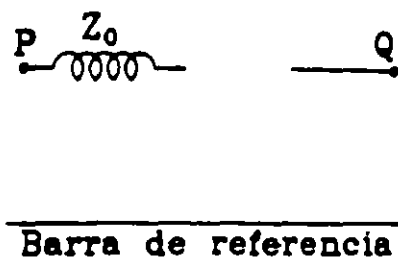
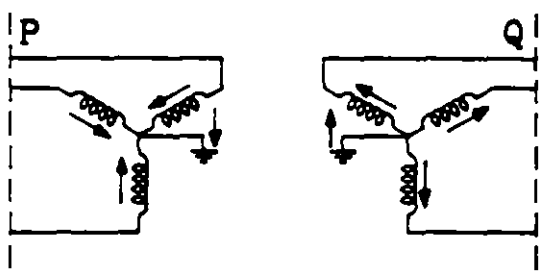
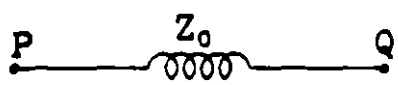
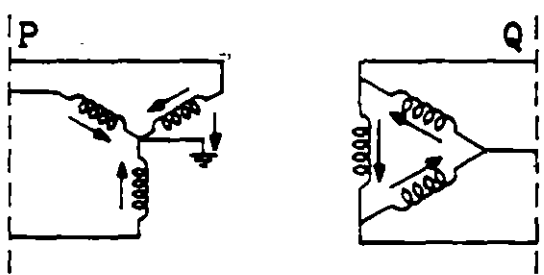
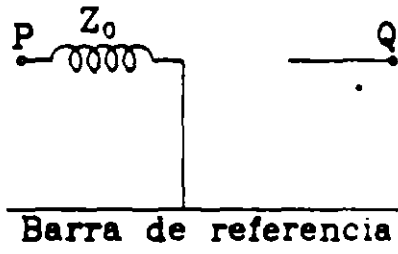
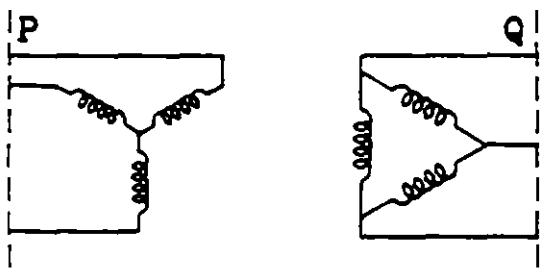

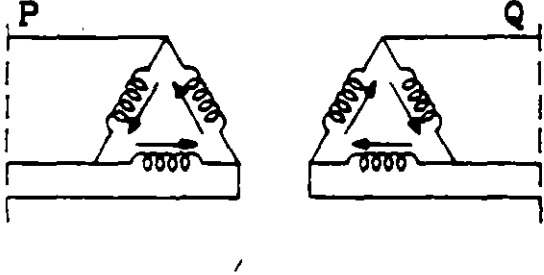
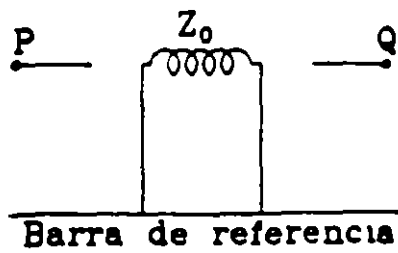
(f) Red de secuencia cero

REDES DE SECUENCIA PARA UN GENERADOR TRIFASICO

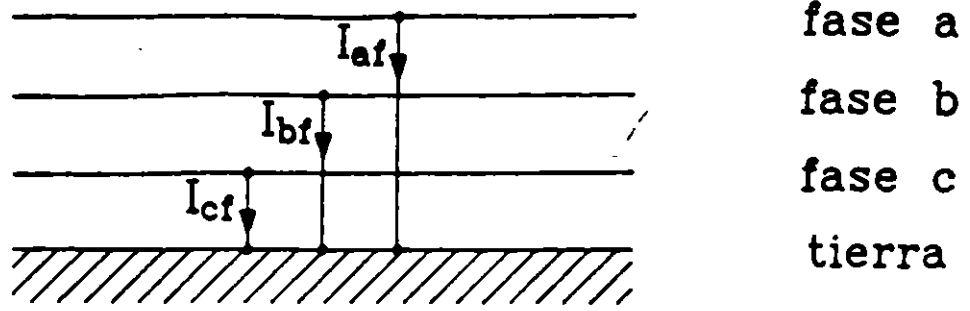


REDES DE SECUENCIA CERO PARA CARGAS  
 CONECTADAS EN ESTRELLA Y DELTA

fig. 5

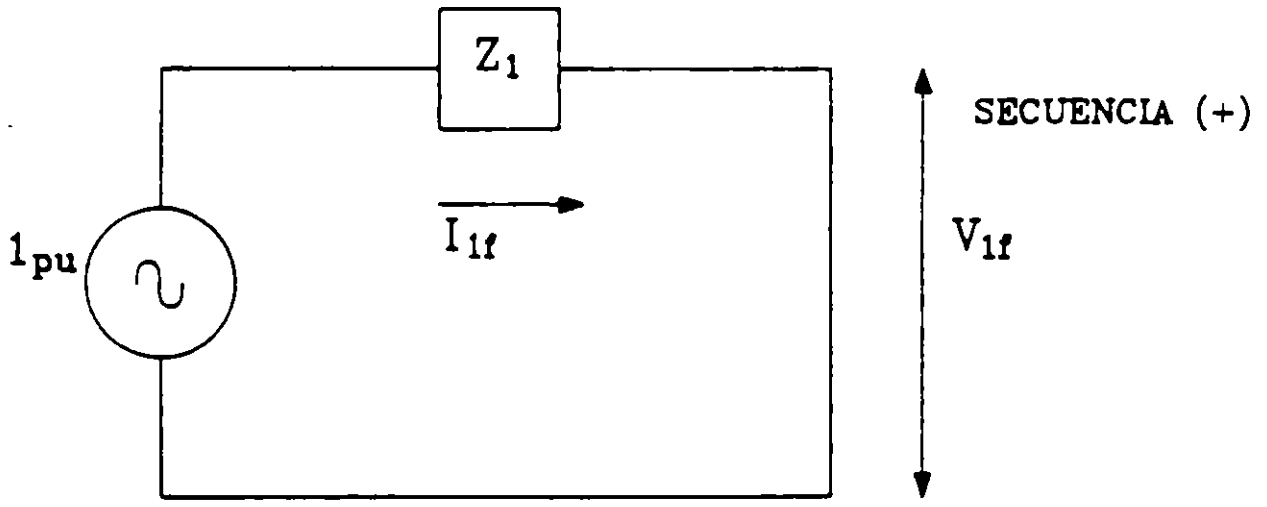
ESQUEMAS DE CONEXIONES	CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SECUENCIA CERO
	 <p style="text-align: center;">Barra de referencia</p>
	 <p style="text-align: center;">Barra de referencia</p>
	 <p style="text-align: center;">Barra de referencia</p>
	 <p style="text-align: center;">Barra de referencia</p>
	 <p style="text-align: center;">Barra de referencia</p>

EQUIVALENTES DE SECUENCIA CERO  
DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS



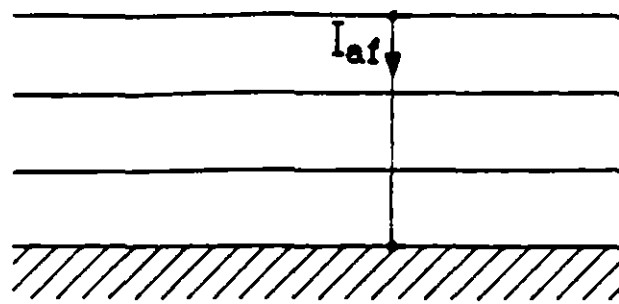
ESQUEMA DE UNA FALLA TRIFASICA BALANCEADA

fig. 7



CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA TRIFASICA BALANCEADA

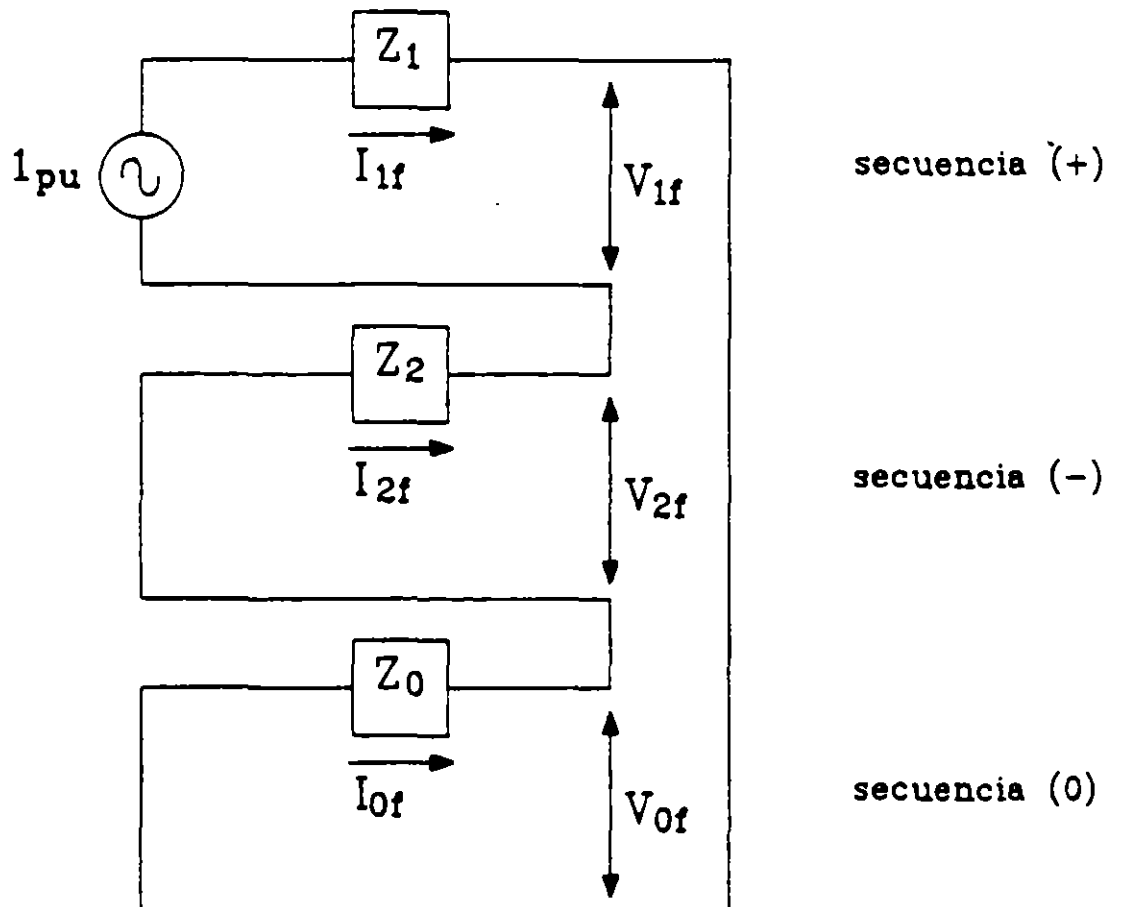
fig. 8



fase a  
 fase b  
 fase c  
 tierra

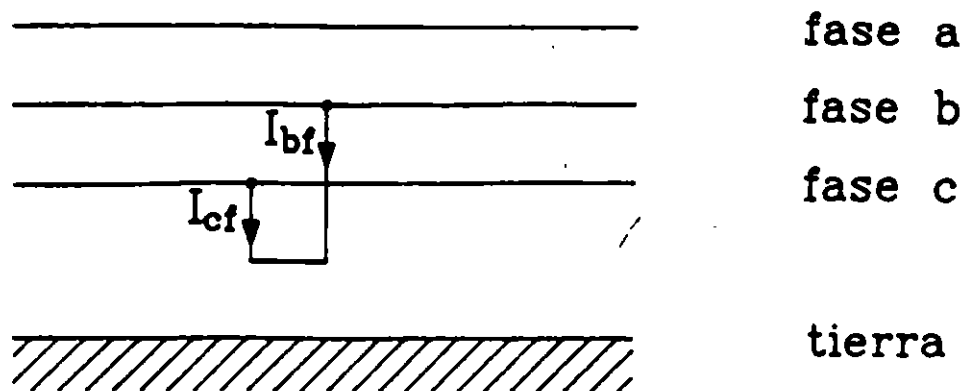
ESQUEMA DE UNA FALLA DE LINEA A TIERRA

fig. 9



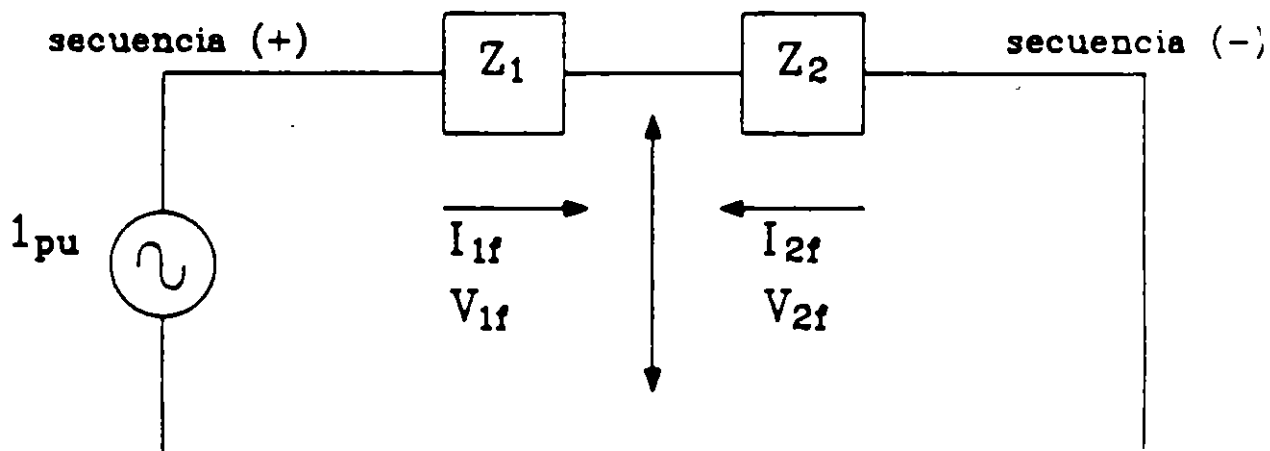
CIRCUÍTO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA DE LINEA A TIERRA

fig. 10



ESQUEMA DE UNA FALLA DE LINEA A LINEA

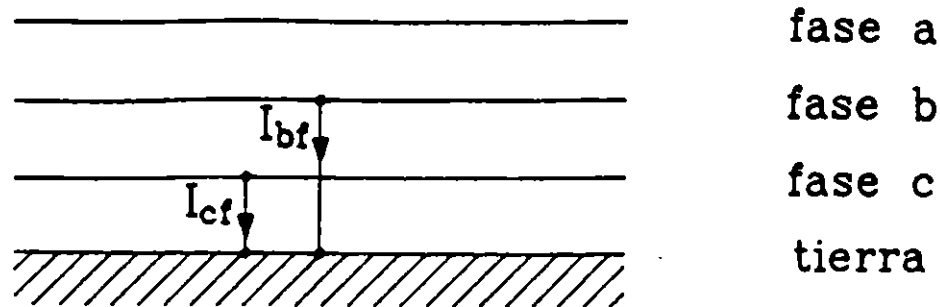
fig. 11



CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA DE LINEA A LINEA

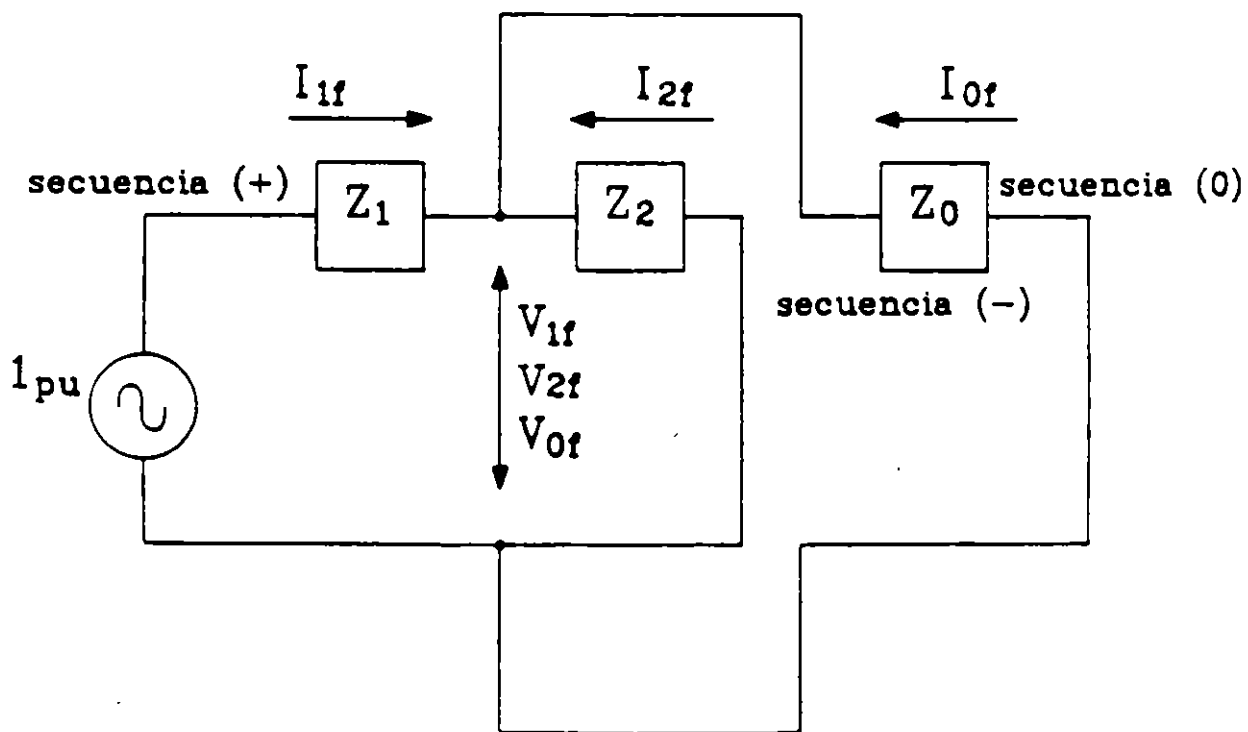
fig. 12





ESQUEMA DE UNA FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA

fig. 13



CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA

fig. 14

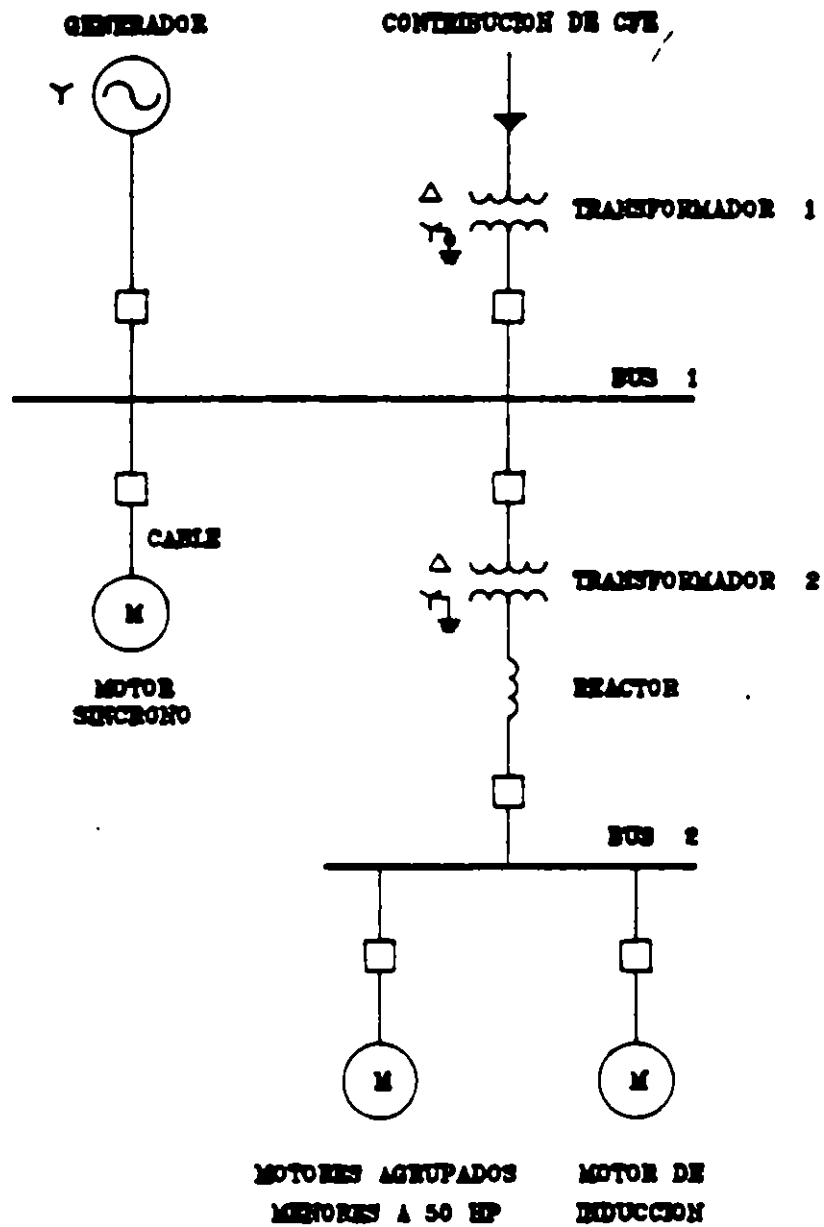
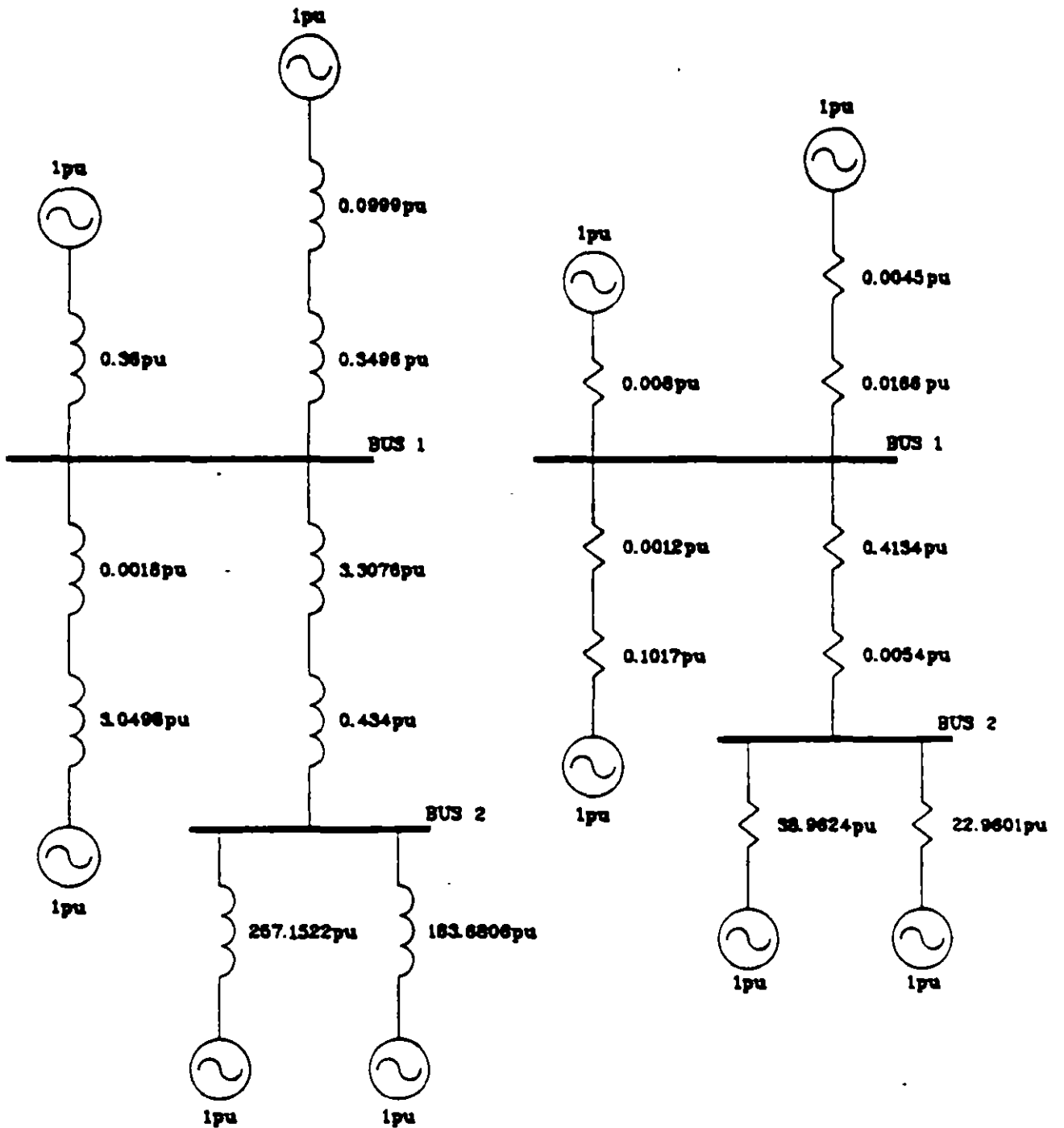
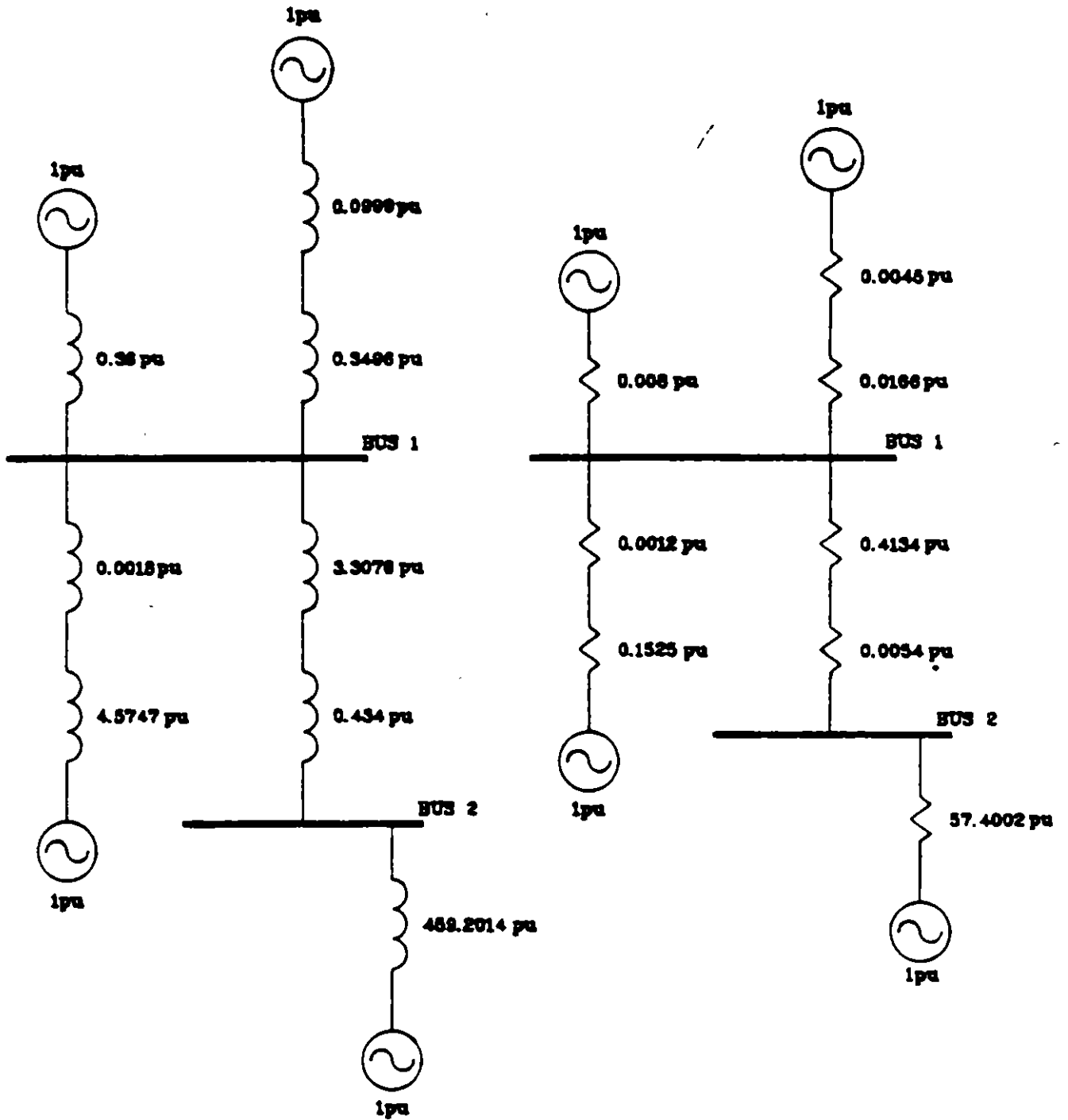


DIAGRAMA UNIFILAR DEL EJEMPLO  
fig. 15



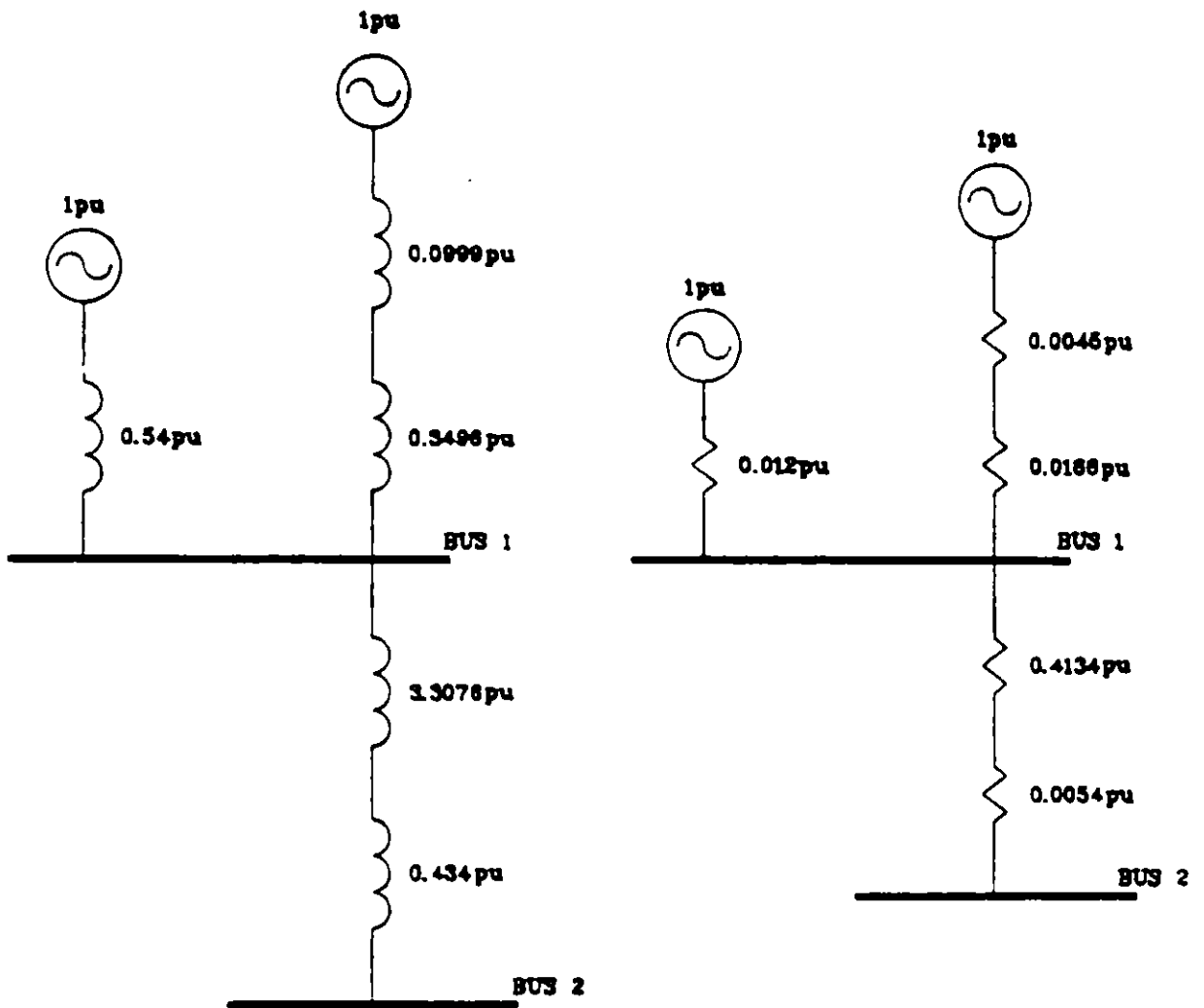
DIAGRAMAS DE REACTANCIAS Y RESISTENCIAS DE SECUENCIA POSITIVA PARA PRIMERA RED

fig. 16



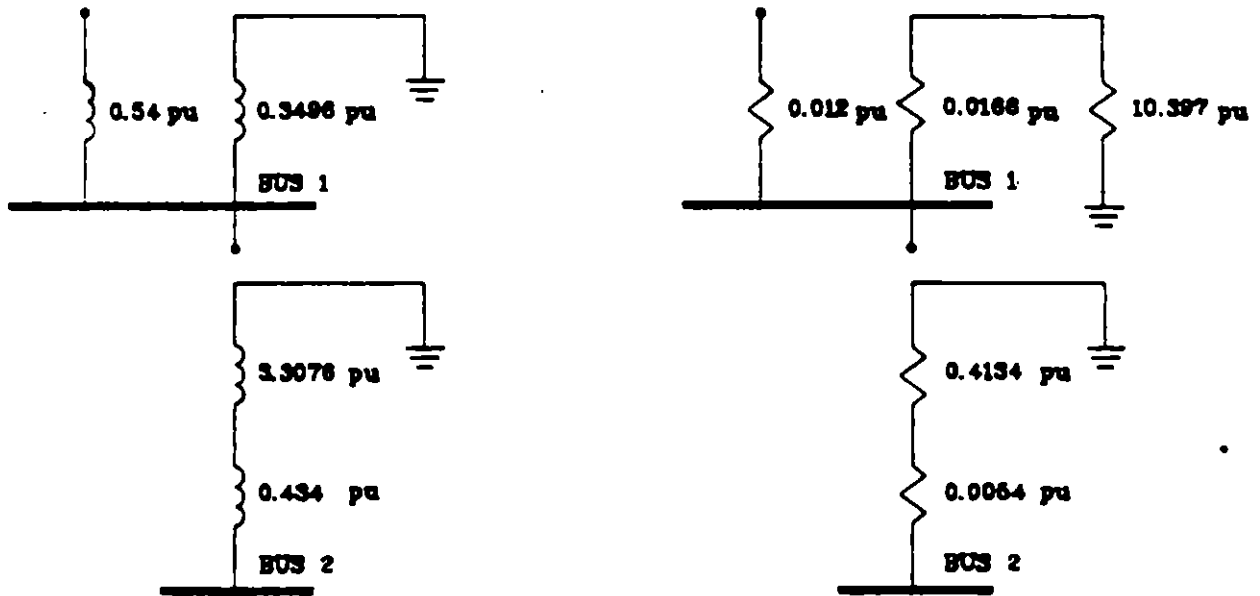
DIAGRAMAS DE REACTANCIAS Y RESISTENCIAS DE SECUENCIA POSITIVA PARA SEGUNDA RED

fig. 17



DIAGRAMAS DE REACTANCIAS Y RESISTENCIAS DE SECUENCIA  
POSITIVA PARA TERCERA RED

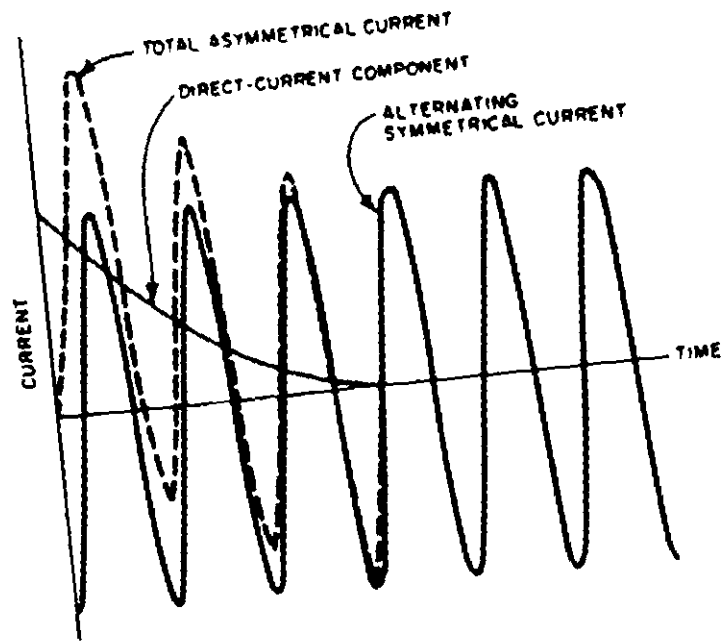
fig. 18



DIAGRAMAS DE REACTANCIAS Y RESISTENCIAS DE SECUENCIA  
CERO PARA TERCERA RED

fig. 19

# Typical System Fault Current



**Table 24**  
**Rotating Machine Reactance (or Impedance) Multipliers**

Type of Rotating Machine	First-Cycle Network	Interrupting Network
All turbine generators; all hydrogenerators with amortisseur windings, all condensers	$1.0 X_d'$	$1.0 X_d'$
Hydrogenerators without amortisseur windings	$0.75 X_d'$	$0.75 X_d'$
All synchronous motors	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
Induction motors		
Above 1000 hp at 1800 r/min or less	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
Above 250 hp at 3600 r/min	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
All others, 50 hp and above	$1.2 X_d'$	$3.0 X_d'$
All smaller than 50 hp	Neglect	Neglect

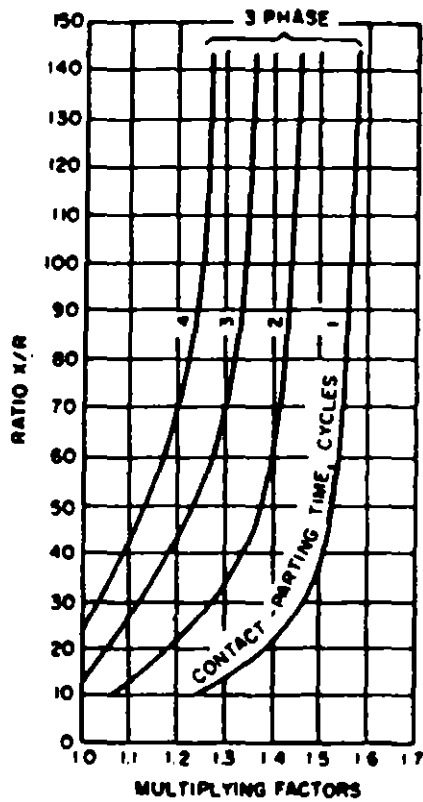
From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2] and ANSI/IEEE C37.6-1979 [3].

**Table 25**  
**Combined Network Rotating Machine Reactance (or Impedance) Multipliers**  
**(Changes to Table 24 for Comprehensive Multivoltage System Calculations)**

Type of Rotating Machine	First-Cycle Network	Interrupting Network
Induction Motors		
All others, 50 hp and above	$1.2 X_d''^*$	$3.0 X_d''^*$
All smaller than 50 hp	$1.67 X_d''^{\dagger}$	Neglect

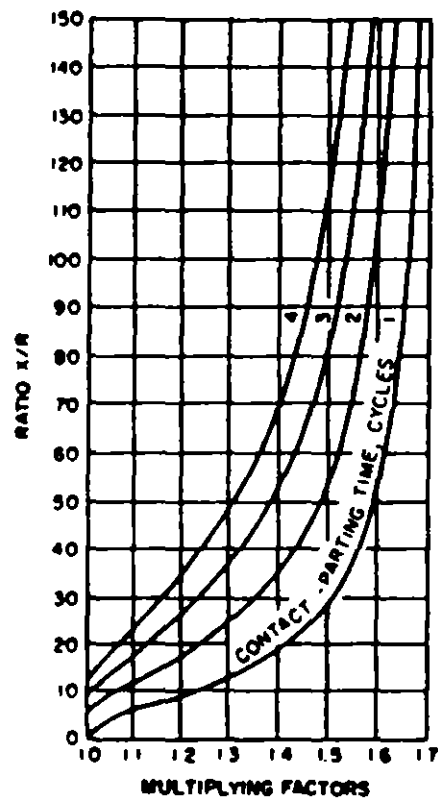
- \* or estimate the first-cycle network  $X = 0.20$  per unit based on motor rating
- † or estimate the first-cycle network  $X = 0.28$  per unit based on motor rating
- ‡ or estimate the interrupting network  $X = 0.50$  per unit based on motor rating





NOTE: Fed predominantly from generators through no more than one transformation or with external reactance in series that is less than 1.5 times generator subtransient reactance (local) (ANSI/IEEE C37.5-1979 [3])

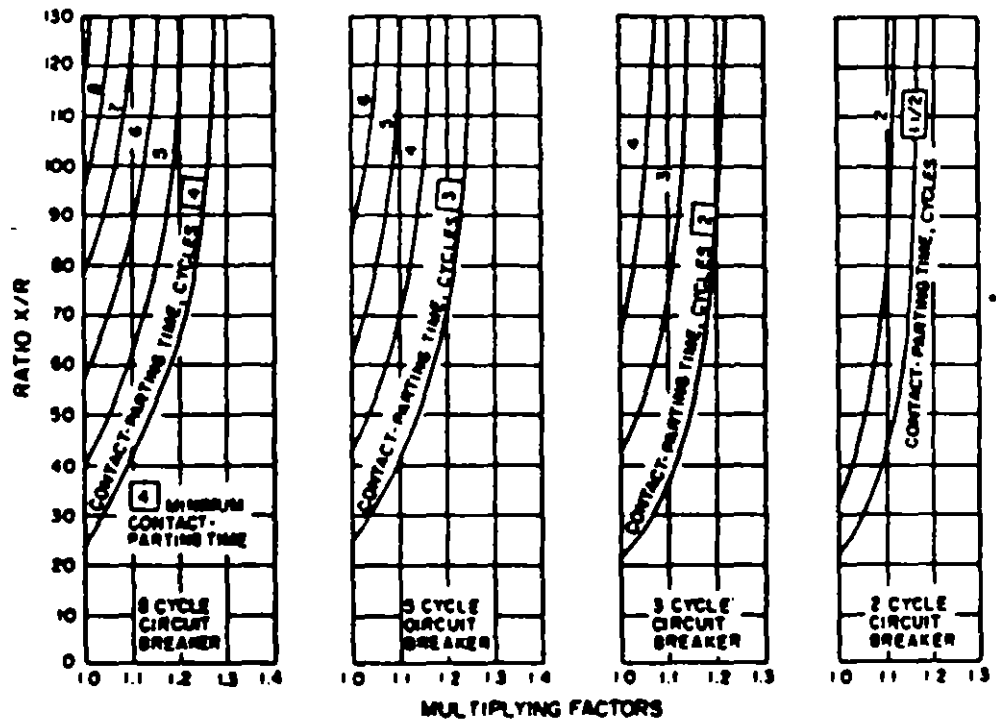
**Fig 101**  
**Multiplying Factors (Total Current Rating Basis) for Three-Phase Faults**



NOTE: Fed predominantly through two or more transformations or with external reactance in series equal to or above 1.5 times generator subtransient reactance (remote) (ANSI/IEEE C37.5-1979 [3])

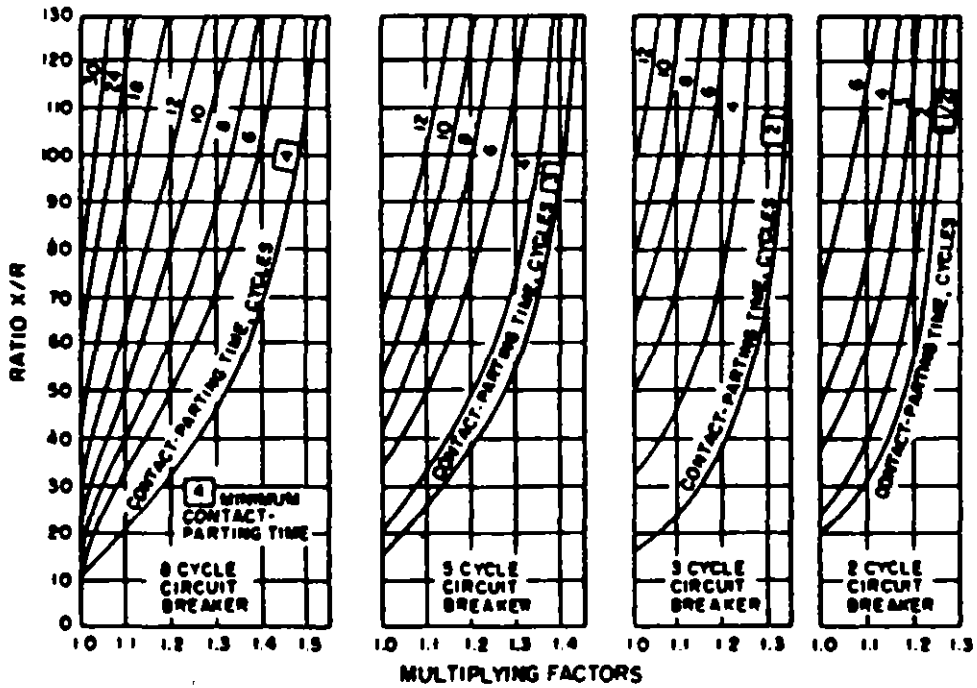
**Fig 102**  
**Multiplying Factors (Total Current Rating Basis) for Three-Phase and Line-to-Ground Faults**

**Fig 108**  
**Multiplying Factors for Three-Phase Faults Fed Predominantly from Generators**



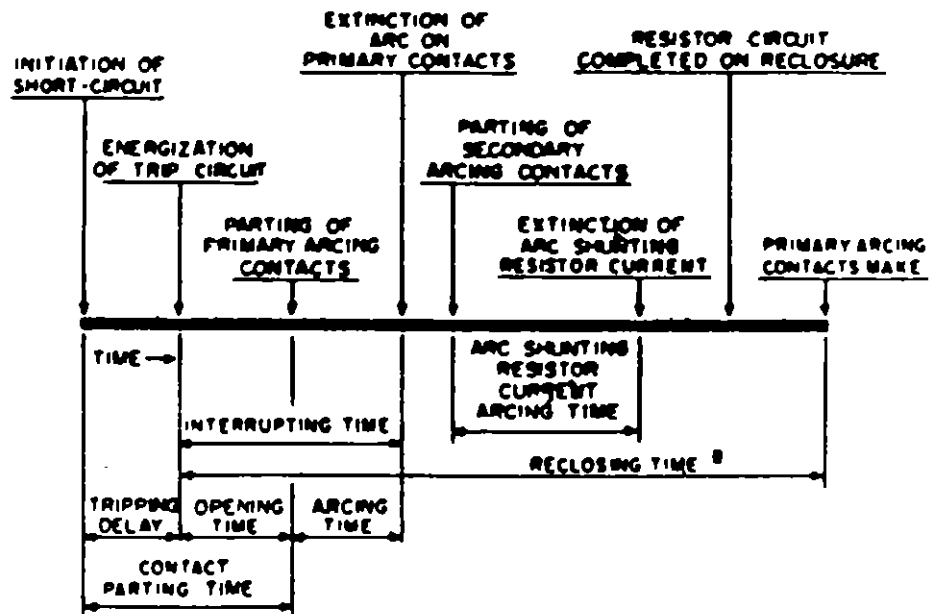
NOTE: Through no more than one transformation or with external reactance in series that is less than 1.5 times generator subtransient reactance (local) (ANSI/IEEE C37.010-1979 (2))

**Fig 104**  
**Multiplying Factors for Three-Phase and Line-to-Ground Faults**  
**Fed Predominantly from Generators**



NOTE: Through two or more transformations or with external reactance in series that is equal to or above 1.5 times generator subtransient reactance (remote) (ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

### Operating Time



(8) RECLOSING TIME IS THE TIME INTERVAL BETWEEN ENERGIZATION OF THE TRIP CIRCUIT AND MAKING OF THE PRIMARY ARCSING CONTACTS WHERE LOW OHMIC RESISTORS ARE USED, MAKING OF THE RESISTOR CONTACT ON RECLOSURE MAY BE MORE SIGNIFICANT

**Table N1.1**  
**Typical Reactance Values for Induction and Synchronous**  
**Machines, in Per-Unit of Machine kVA Ratings\***

	$X_d'$	$X_d''$
Turbine generators†		
2 poles	0.09	0.16
4 poles	0.16	0.23
Salient-pole generators with damper windings†		
12 poles or less	0.16	0.33
14 poles or more	0.21	0.33
Synchronous motors		
6 poles	0.16	0.23
8-14 poles	0.20	0.30
16 poles or more	0.28	0.40
Synchronous condensers†	0.24	0.37
Synchronous converters†		
600 V direct current	0.20	—
250 V direct current	0.33	—
Individual large induction motors, usually above 600 V	0.17	—
Smaller motors, usually 600 V and below	See Tables 24 and 25 in text.	

NOTE: Approximate synchronous motor kVA bases can be found from motor horsepower ratings as follows:

- 0.8 power factor motor - kVA base = hp rating
- 1.0 power factor motor - kVA base = 0.8 · hp rating

\* Use manufacturer's specified values if available.  
 †  $X_d''$  not normally used in short-circuit calculations.

**Table N1.2**  
**Representative Conductor Spacings**  
**for Overhead Lines**

Nominal System Voltage (volts)	Equivalent Delta Spacing (inches)
120	12
240	12
480	18
600	18
2400	30
4160	30
6900	36
13 800	42
23 000	48
34 500	64
69 000	96
115 000	204

NOTE:

When the cross section indicates conductors are arranged at points of a triangle with spacings A, B, and C between pairs of conductors, the following formula may be used:

$$\text{equivalent delta spacing} = \sqrt[3]{A \cdot B \cdot C}$$

When the conductors are located in one plane and the outside conductors are equally spaced at distance A from the middle conductor, the equivalent is 1.26 times the distance A:

$$\begin{aligned} \text{equivalent delta spacing} &= \sqrt[3]{A \cdot A \cdot 2A} \\ &= 1.26 A \end{aligned}$$

Table N1.3  
 Constants of Copper Conductors for 1 ft Symmetrical Spacing\*

Size of Conductor (AWG No.) (cmil)	Resistance R at 50 °C, 60 Hz (Ω/conductor/1000 ft)	Reactance X <sub>A</sub> at 1 ft Spacing, 60 Hz (Ω/conductor/1000 ft)
1 000 000	0.0130	0.0758
900 000	0.0142	0.0769
800 000	0.0159	0.0782
750 000	0.0168	0.0790
700 000	0.0178	0.0800
600 000	0.0206	0.0818
500 000	0.0246	0.0839
450 000	0.0273	0.0864
400 000	0.0307	0.0887
350 000	0.0348	0.0903
300 000	0.0407	0.0922
250 000	0.0487	0.0953
211 600	0.0574	0.0981
167 800	0.0734	0.101
133 100	0.0911	0.103
108 600	0.115	0.106
83 890	0.148	0.108
68 370	0.181	0.111
53 830	0.227	0.113
41 740	0.288	0.116
33 100	0.363	0.121
26 250	0.453	0.123
20 800	0.570	0.126
16 610	0.720	

NOTE: For a three-phase circuit the total impedance, line to neutral, is  
 $Z = R + j(X_A + X_B)$   
 \* Use spacing factors of X<sub>B</sub> of Tables N1.5 and N1.6 for other spacings.

**Table N1.4**  
**Constants of Aluminum Cable, Steel Reinforced (ACSR),**  
**for 1 ft Symmetrical Spacing\***

Size of Conductor (cm <sup>2</sup> )	(AWG No)	Resistance R at 60 °C, 60 Hz (Ω/conductor/1000 ft)	Reactance $X_A$ at 1 ft Spacing, 60 Hz (Ω/conductor/1000 ft)
1 590 000		0.0129	0.0679
1 431 000		0.0144	0.0692
1 272 000		0.0161	0.0704
1 192 500		0.0171	0.0712
1 113 000		0.0183	0.0719
954 000		0.0213	0.0738
795 000		0.0243	0.0744
715 500		0.0273	0.0756
636 000		0.0307	0.0766
556 500		0.0352	0.0786
477 000		0.0371	0.0802
397 500		0.0445	0.0824
336 400		0.0526	0.0843
266 800		0.0662	0.0945
	4/0	0.0835	0.1099
	3/0	0.1052	0.1175
	2/0	0.1330	0.1212
	1/0	0.1674	0.1242
	1	0.2120	0.1259
	2	0.2670	0.1215
	3	0.3370	0.1251
	4	0.4240	0.1240
	5	0.5340	0.1259
	6	0.6740	0.1273

NOTE: For a three-phase circuit the total impedance, line to neutral, is

$$Z = R + j(X_A + X_B)$$

\* Use spacing factors of  $X_B$  of Tables N1.5 and N1.6 for other spacings.

**Table N1.5**  
**60 Hz Reactance Spacing Factor  $X_p$ , in Ohms per Conductor per 1000 ft**

(feet)	Separation (Inches)											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	—	-0.0571	-0.0412	-0.0319	-0.0252	-0.0201	-0.0159	-0.0124	-0.0092	-0.0066	-0.0042	-0.0020
1	—	0.0018	0.0035	0.0051	0.0061	0.0080	0.0093	0.0106	0.0117	0.0129	0.0139	0.0149
2	0.0159	0.0169	0.0178	0.0186	0.0195	0.0203	0.0211	0.0218	0.0225	0.0232	0.0239	0.0246
3	0.0252	0.0259	0.0266	0.0271	0.0277	0.0282	0.0288	0.0293	0.0299	0.0304	0.0309	0.0314
4	0.0319	0.0323	0.0328	0.0333	0.0337	0.0341	0.0346	0.0350	0.0354	0.0358	0.0362	0.0366
5	0.0370	0.0374	0.0377	0.0381	0.0385	0.0388	0.0392	0.0396	0.0399	0.0402	0.0406	0.0409
6	0.0412	0.0415	0.0418	0.0421	0.0424	0.0427	0.0430	0.0433	0.0436	0.0439	0.0442	0.0445
7	0.0447	0.0450	0.0453	0.0455	0.0458	0.0460	0.0463	0.0466	0.0468	0.0471	0.0473	0.0476
8	0.0478											



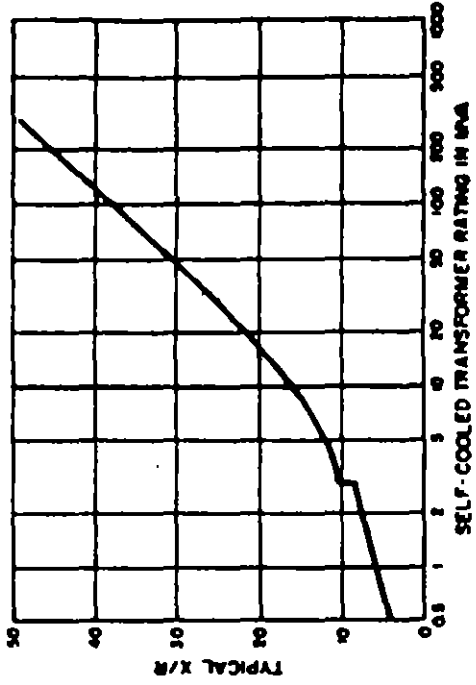
**Table N1.6**  
**60 Hz Reactance Spacing Factor  $X_g$ , in Ohms per Conductor per 1000 ft**

(inches)	Separation (quarter inches)			
	0	1/4	2/4	3/4
0	—	—	-0.0729	-0.0696
1	-0.0571	-0.0619	-0.0477	-0.0443
2	-0.0412	-0.0384	-0.0359	-0.0339
3	-0.0319	-0.0301	-0.0283	-0.0267
4	-0.0252	-0.0238	-0.0225	-0.0212
5	-0.0201	-0.01795	-0.01795	-0.01684
6	-0.0159	-0.01484	-0.01399	-0.01323
7	-0.0124	-0.01152	-0.01078	-0.01002
8	-0.0093	-0.00852	-0.00794	-0.00719
9	-0.0068	-0.00605	-0.00529	-0.00474
10	-0.0042	—	—	—
11	-0.0020	—	—	—
12	—	—	—	—

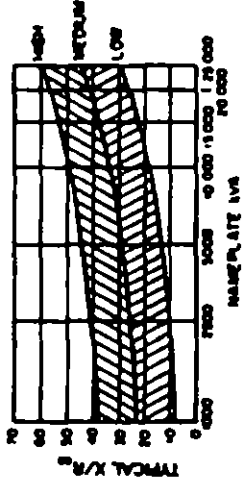
**Table N1.7**  
**60 Hz Reactance of Typical Three-Phase Cable Circuits, in Ohms per 1000 ft**

Cable Size	System Voltage				
	600 V	2400 V	4160 V	6900 V	13800 V
<b>4 to 1</b>					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0520	0.0620	0.0618	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0381	0.0384	0.0384	0.0522	0.0526
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0310	0.0335	0.0335	0.0453	0.0457
<b>1/0 to 4/0</b>					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0480	0.0550	0.0550	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0380	0.0346	0.0346	0.0448	0.0452
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0280	0.0300	0.0300	0.0386	0.0390
<b>250-750 kcmil</b>					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0480	0.0500	0.0500	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0385	0.0310	0.0310	0.0378	0.0381
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0270	0.0275	0.0275	0.0332	0.0337

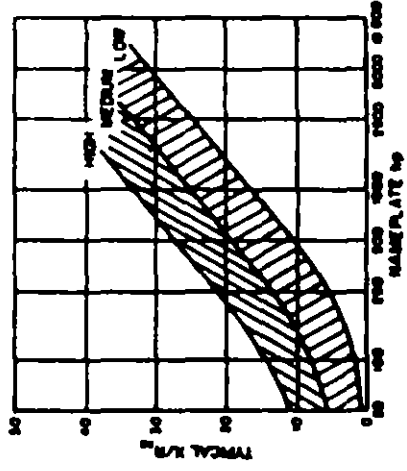
NOTE: These values may also be used for magnetic and nonmagnetic armored cables.



**Fig N1.1**  
**X/R Ratio of Transformers (Based on ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])**



**Fig N1.3**  
**X/R Range for Small Generators and Synchronous Motors (Solid Rotor and Salient Pole)**  
 (From ANSI/IEEE C37.010-1979 [3])



**Fig N1.3**  
**X/R Range for Three-Phase Induction Motors**  
 (From ANSI/IEEE C37.010-1979 [3])

**Table 71**  
Copper-Cable Impedance Data, in Ohms per 1000 ft at 75 °C\*

(a) Three Single Conductors

AWG or kcmil	In Magnetic Duct						In Nonmagnetic Duct					
	600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV			600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
8	0.811	0.0754	0.814	0.811	0.0860	0.816	0.811	0.0603	0.813	0.811	0.0688	0.814
8 (solid)	0.786	0.0754	0.790	0.786	0.0860	0.791	0.786	0.0603	0.788	0.786	0.0688	0.789
6	0.510	0.0685	0.515	0.510	0.0796	0.516	0.510	0.0548	0.513	0.510	0.0636	0.514
6 (solid)	0.496	0.0685	0.501	0.496	0.0796	0.502	0.496	0.0548	0.499	0.496	0.0636	0.499
4	0.321	0.0632	0.327	0.321	0.0742	0.329	0.321	0.0506	0.328	0.321	0.0594	0.328
4 (solid)	0.312	0.0632	0.318	0.312	0.0742	0.321	0.312	0.0506	0.318	0.312	0.0594	0.318
2	0.202	0.0585	0.210	0.202	0.0685	0.214	0.202	0.0467	0.207	0.202	0.0547	0.209
1	0.160	0.0570	0.170	0.160	0.0675	0.174	0.160	0.0456	0.166	0.160	0.0540	0.169
1/0	0.128	0.0540	0.139	0.128	0.0635	0.143	0.127	0.0432	0.134	0.128	0.0507	0.138
2/0	0.102	0.0533	0.115	0.103	0.0630	0.121	0.101	0.0426	0.110	0.102	0.0504	0.114
3/0	0.0805	0.0519	0.0958	0.0814	0.0605	0.101	0.0766	0.0415	0.0971	0.0805	0.0484	0.0939
4/0	0.0640	0.0497	0.0810	0.0650	0.0583	0.0929	0.0633	0.0398	0.0748	0.0640	0.0466	0.0792
250	0.0552	0.0495	0.0742	0.0557	0.0570	0.0797	0.0541	0.0396	0.0670	0.0547	0.0458	0.0712
300	0.0464	0.0493	0.0677	0.0473	0.0564	0.0736	0.0451	0.0394	0.0599	0.0460	0.0451	0.0644
350	0.0378	0.0491	0.0617	0.0386	0.0562	0.0681	0.0368	0.0393	0.0536	0.0375	0.0450	0.0586
400	0.0356	0.0490	0.0606	0.0362	0.0548	0.0657	0.0342	0.0392	0.0520	0.0348	0.0438	0.0559
450	0.0322	0.0480	0.0578	0.0328	0.0538	0.0630	0.0304	0.0384	0.0490	0.0312	0.0430	0.0531
500	0.0294	0.0466	0.0551	0.0300	0.0528	0.0505	0.0276	0.0371	0.0464	0.0284	0.0421	0.0508
600	0.0257	0.0463	0.0530	0.0264	0.0516	0.0580	0.0237	0.0371	0.0440	0.0246	0.0412	0.0479
750	0.0216	0.0445	0.0495	0.0223	0.0497	0.0545	0.0194	0.0356	0.0405	0.0203	0.0394	0.0435

\*Resistance values ( $R_L$ ) at lower copper temperatures ( $T_L$ ) are obtained by using the formula  $R_L = \frac{R_{75} (234.5 + T_L)}{309.5}$

**Table 71 (Continued)**  
Copper-Cable Impedance Data, in Ohms per 1000 ft at 75 °C\*

(b) Three Conductor Cable

AWG or kcmil	In Magnetic Duct and Steel Interlocked Armor						In Nonmagnetic Duct and Aluminum Interlocked Armor					
	600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV			600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
8	0.811	0.0577	0.813	0.811	0.0658	0.814	0.811	0.0503	0.812	0.811	0.0574	0.813
8 (solid)	0.786	0.0577	0.789	0.786	0.0658	0.789	0.786	0.0503	0.787	0.786	0.0574	0.788
6	0.510	0.0528	0.513	0.510	0.0610	0.514	0.510	0.0457	0.512	0.510	0.0531	0.513
6 (solid)	0.496	0.0528	0.499	0.496	0.0610	0.500	0.496	0.0457	0.498	0.496	0.0531	0.499
4	0.321	0.0483	0.325	0.321	0.0568	0.326	0.321	0.0422	0.324	0.321	0.0496	0.325
4 (solid)	0.312	0.0483	0.318	0.312	0.0568	0.317	0.312	0.0422	0.315	0.312	0.0496	0.318
2	0.202	0.0448	0.207	0.202	0.0524	0.209	0.202	0.0390	0.206	0.202	0.0457	0.207
1	0.160	0.0436	0.166	0.160	0.0516	0.168	0.160	0.0380	0.164	0.160	0.0440	0.166
1/0	0.128	0.0414	0.138	0.128	0.0486	0.137	0.127	0.0360	0.132	0.128	0.0423	0.135
2/0	0.102	0.0407	0.110	0.103	0.0482	0.114	0.101	0.0355	0.107	0.102	0.0420	0.110
3/0	0.0805	0.0397	0.0898	0.0814	0.0463	0.0936	0.0766	0.0346	0.0841	0.0805	0.0403	0.090
4/0	0.0640	0.0381	0.0748	0.0650	0.0446	0.0788	0.0633	0.0332	0.0715	0.0640	0.0389	0.0748
250	0.0552	0.0379	0.0670	0.0557	0.0436	0.0707	0.0541	0.0330	0.0634	0.0547	0.0380	0.0666
300	0.0464	0.0377	0.0598	0.0473	0.0431	0.0640	0.0451	0.0329	0.0559	0.0460	0.0376	0.0596
350	0.0378	0.0373	0.0539	0.0386	0.0427	0.0616	0.0368	0.0328	0.0492	0.0375	0.0375	0.0530
400	0.0356	0.0371	0.0514	0.0362	0.0416	0.0611	0.0342	0.0327	0.0475	0.0348	0.0368	0.0505
450	0.0322	0.0361	0.0484	0.0328	0.0404	0.0630	0.0304	0.0320	0.0441	0.0312	0.0360	0.0476
500	0.0294	0.0349	0.0456	0.0300	0.0394	0.0640	0.0276	0.0311	0.0416	0.0284	0.0361	0.0453
600	0.0257	0.0343	0.0429	0.0264	0.0382	0.0664	0.0237	0.0309	0.0389	0.0246	0.0364	0.0422
750	0.0216	0.0326	0.0391	0.0223	0.0364	0.0637	0.0197	0.0297	0.0355	0.0203	0.0359	0.0389

NOTE: Resistance based on tinned copper at 60 Hz. 600 V and 5 kV nonshielded cable based on varnished cambric insulation. 5 kV shielded and 15 kV cable based on neoprene insulation.

\*Resistance values ( $R_L$ ) at lower copper temperatures ( $T_L$ ) are obtained by using the formula  $R_L = \frac{R_{75} (234.5 + T_L)}{309.5}$

**Table 72**  
**Aluminum-Cable Impedance Data, in Approximate Ohms per 1000 ft at 90 °C\***  
**(Cross-Linked Polyethylene Insulated Cable)**

*(a) Three Single Conductors*

AWG or kcmil	In Magnetic Duct						In Nonmagnetic Duct					
	600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV			600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
6	0.847	0.053	0.849	—	—	—	0.847	0.042	0.848	—	—	—
4	0.532	0.050	0.534	0.532	0.068	0.536	0.532	0.040	0.534	0.532	0.054	0.535
2	0.335	0.046	0.338	0.335	0.063	0.341	0.335	0.037	0.337	0.335	0.050	0.339
1	0.268	0.048	0.269	0.268	0.059	0.271	0.268	0.035	0.267	0.265	0.047	0.269
1/0	0.210	0.043	0.214	0.210	0.056	0.217	0.210	0.034	0.213	0.210	0.046	0.218
2/0	0.167	0.041	0.172	0.167	0.055	0.176	0.167	0.033	0.170	0.167	0.044	0.173
3/0	0.133	0.040	0.139	0.132	0.053	0.142	0.133	0.037	0.137	0.132	0.042	0.139
4/0	0.106	0.039	0.112	0.105	0.051	0.117	0.105	0.031	0.109	0.105	0.041	0.113
250	0.0896	0.0384	0.0975	0.0892	0.0495	0.102	0.0894	0.0307	0.0945	0.0891	0.0396	0.097
300	0.0750	0.0375	0.0839	0.0746	0.0479	0.0877	0.0746	0.0300	0.0804	0.0744	0.0383	0.083
350	0.0644	0.0369	0.0742	0.0640	0.0468	0.0793	0.0640	0.0245	0.0705	0.0638	0.0374	0.074
400	0.0568	0.0364	0.0675	0.0563	0.0459	0.0726	0.0563	0.0291	0.0634	0.0560	0.0367	0.070
500	0.0459	0.0355	0.0580	0.0453	0.0444	0.0634	0.0453	0.0284	0.0535	0.0450	0.0355	0.057
600	0.0388	0.0359	0.0529	0.0381	0.0431	0.0575	0.0381	0.0287	0.0477	0.0377	0.0345	0.051
700	0.0338	0.0350	0.0487	0.0332	0.0423	0.0538	0.0330	0.0280	0.0433	0.0326	0.0338	0.047
750	0.0318	0.0341	0.0466	0.0310	0.0418	0.0521	0.0309	0.0273	0.0412	0.0304	0.0335	0.045
1000	0.0252	0.0341	0.0424	0.0243	0.0414	0.0480	0.0239	0.0273	0.0363	0.0234	0.0331	0.040

\*Resistance values ( $R_L$ ) at lower aluminum temperatures ( $T_L$ ) are obtained by the formula  $R_L = \frac{R_{90}(228.1 + T_L)}{318.1}$

**Table 72 (Continued)**  
**Aluminum-Cable Impedance Data, in Approximate Ohms per 1000 ft at 90 °C\***  
**(Cross-Linked Polyethylene Insulated Cable)**

*(b) Three-Conductor Cable*

AWG or kcmil	In Magnetic Duct						In Nonmagnetic Duct					
	600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV			600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
6	0.847	0.053	0.849	—	—	—	0.847	0.042	0.848	—	—	—
4	0.532	0.050	0.534	—	—	—	0.532	0.040	0.534	—	—	—
2	0.335	0.046	0.338	0.335	0.056	0.340	0.335	0.037	0.337	0.335	0.045	0.338
1	0.268	0.048	0.269	0.268	0.053	0.270	0.265	0.035	0.267	0.265	0.042	0.268
1/0	0.210	0.043	0.214	0.210	0.050	0.216	0.210	0.034	0.213	0.210	0.040	0.214
2/0	0.167	0.041	0.172	0.167	0.049	0.174	0.167	0.033	0.170	0.167	0.039	0.171
3/0	0.133	0.040	0.139	0.133	0.048	0.141	0.133	0.037	0.137	0.133	0.038	0.139
4/0	0.106	0.039	0.112	0.105	0.046	0.114	0.105	0.031	0.109	0.105	0.036	0.111
250	0.0896	0.0384	0.0975	0.0895	0.0436	0.100	0.0894	0.0307	0.0945	0.0893	0.0349	0.095
300	0.0750	0.0375	0.0839	0.0748	0.0424	0.0900	0.0748	0.0300	0.0804	0.0745	0.0340	0.081
350	0.0644	0.0369	0.0742	0.0643	0.0418	0.0787	0.0640	0.0245	0.0705	0.0640	0.0334	0.072
400	0.0568	0.0364	0.0675	0.0564	0.0411	0.0700	0.0563	0.0291	0.0634	0.0561	0.0329	0.067
500	0.0459	0.0355	0.0580	0.0457	0.0399	0.0607	0.0453	0.0284	0.0535	0.0452	0.0319	0.052
600	0.0388	0.0359	0.0529	0.0386	0.0390	0.0549	0.0381	0.0287	0.0477	0.0380	0.0312	0.049
700	0.0338	0.0350	0.0487	0.0336	0.0381	0.0507	0.0330	0.0280	0.0433	0.0328	0.0305	0.044
750	0.0318	0.0341	0.0466	0.0315	0.0379	0.0493	0.0309	0.0273	0.0412	0.0307	0.0303	0.041
1000	0.0252	0.0341	0.0424	0.0248	0.0368	0.0444	0.0239	0.0273	0.0363	0.0237	0.0294	0.037

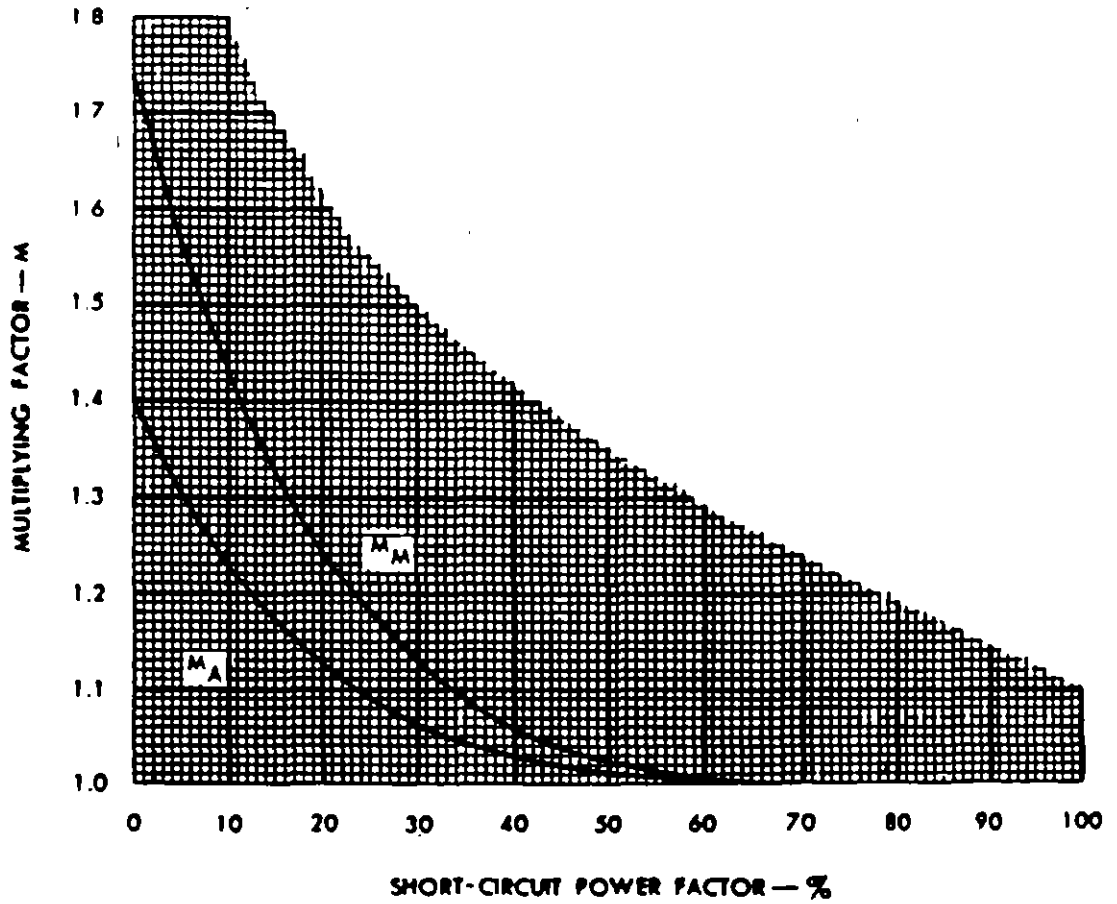
\*Resistance values ( $R_L$ ) at lower aluminum temperatures ( $T_L$ ) are obtained by the formula  $R_L = \frac{R_{90}(228.1 + T_L)}{318.1}$

From Kaiser Aluminum Electrical Products Division.

**Table 74**  
**Asymmetrical Factors**

Short Circuit Power Factor (%)	Short-Circuit X/R	Ratio to Symmetrical RMS Current		
		Maximum Single-Phase Instantaneous Peak Current $I_p$	Maximum Single-Phase RMS Current at Half-Cycle $I_m$	Average Three-Phase RMS Current at Half-Cycle $I_a$
0	∞	2.828	1.732	1.384
1	100.00	2.785	1.696	1.374
2	49.993	2.743	1.665	1.365
3	33.322	2.702	1.636	1.356
4	24.979	2.663	1.608	1.348
5	19.974	2.625	1.588	1.341
6	16.623	2.589	1.540	1.335
7	14.281	2.554	1.511	1.329
8	12.460	2.520	1.485	1.325
9	11.066	2.487	1.460	1.321
10	9.950	2.455	1.436	1.320
11	9.0354	2.424	1.413	1.316
12	8.2733	2.394	1.391	1.314
13	7.6271	2.364	1.372	1.313
14	7.0721	2.336	1.350	1.312
15	6.5912	2.309	1.330	1.311
16	6.1695	2.282	1.312	1.311
17	5.7947	2.256	1.294	1.312
18	5.4649	2.231	1.277	1.313
19	5.1672	2.207	1.262	1.315
20	4.8990	2.183	1.247	1.317
21	4.6557	2.160	1.232	1.319
22	4.4341	2.138	1.218	1.322
23	4.2312	2.11	1.205	1.325
24	4.0450	2.095	1.192	1.329
25	3.8730	2.074	1.181	1.333
26	3.7138	2.054	1.170	1.337
27	3.5661	2.034	1.159	1.341
28	3.4286	2.015	1.149	1.345
29	3.3001	1.996	1.139	1.350
30	3.1798	1.978	1.130	1.355
31	3.0669	1.960	1.121	1.360
32	2.9608	1.943	1.113	1.365
33	2.8606	1.926	1.105	1.370
34	2.7660	1.910	1.098	1.375
35	2.6764	1.894	1.091	1.380
36	2.5916	1.878	1.084	1.385
37	2.5109	1.863	1.078	1.390
38	2.4341	1.848	1.073	1.395
39	2.3611	1.833	1.068	1.400
40	2.2913	1.819	1.062	1.405
41	2.2246	1.805	1.057	1.410
42	2.1608	1.791	1.053	1.415
43	2.0996	1.778	1.049	1.420
44	2.0409	1.765	1.045	1.425
45	1.9845	1.753	1.041	1.430
46	1.9303	1.740	1.038	1.435
47	1.8780	1.728	1.034	1.440
48	1.8277	1.716	1.031	1.445
49	1.7791	1.705	1.029	1.450
50	1.7321	1.694	1.026	1.455
55	1.5185	1.641	1.015	1.468
60	1.3323	1.594	1.009	1.480
65	1.1691	1.562	1.004	1.490
70	1.0202	1.517	1.002	1.500
75	0.8819	1.466	1.000	1.500
80	0.7500	1.460	1.000	1.500
85	0.6198	1.439	1.000	1.500
100	0.0000	1.414	1.000	1.500

From NEMA AB 1-1969 (12) pt 3, pp 4, 5.



Multiplying factors to obtain short circuit asymmetrical current from symmetrical values, at an instant one-half cycle (on a 60-cycle basis) after initiation of a fault.

Fig. 2-4

## B I B L I O G R A F I A

1. STEVENSON, W. D. Jr., Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, McGraw-Hill, 1982
2. ANDERSON Analysis of Faulted Power Systems, Iowa State University Press
3. ANSI/IEEE Std 141-1986, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (Red Book).
4. ANSI/IEEE C37.010-1979, IEEE Application Guide for AC High Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.
5. Electrical Transmission and Distribution Reference Book, East Pittsburgh, PA: Westinghouse Electric Corporation, 1964.
6. HUENING, W. C., Jr. Interpretation of New American National Standards for Power Circuit Breaker Applications. IEEE Transactions on Industry and General Applications, Vol IGA 5 No 5, Sep/Oct 1969.
7. BEEMAN, D. L., Industrial Power Systems Handbook. New York, McGraw-Hill, 1955.
8. LAZAR, I., Electrical Systems Analysis and Design for Industrial Plants, McGraw-Hill, 1980.
9. ANSI/IEEE Std 241-1983, IEEE Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings (Gray Book).



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

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS  
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS INTERNACIONAL**

**MODULO IV: INSTALACIONES PARA LA INDUSTRIA**

**PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES**

Presentado por **ING AUGUSTO O. HINTZE VALDEZ**

1996



UNAM

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

PROTECCION  
DE  
SISTEMAS ELECTRICOS  
INDUSTRIALES

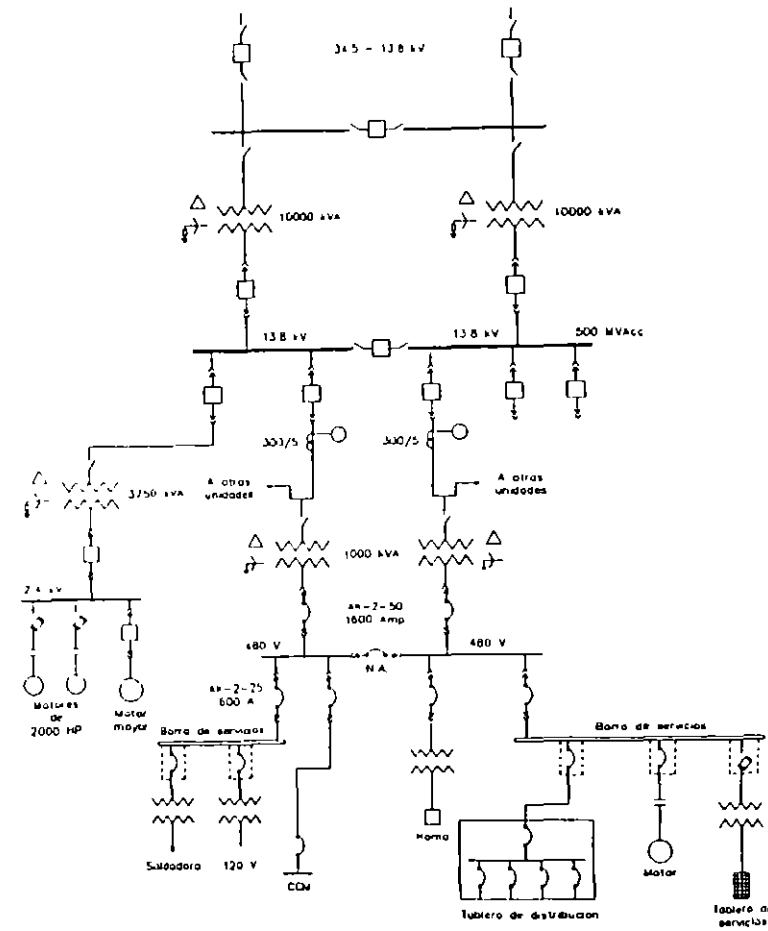


Fig. 1.1 Diagrama unifilar ilustrativo de un sistema de distribución de potencia industrial.

**OBJETIVO:**

**PROTECCION  
DE  
SISTEMAS ELECTRICOS  
INDUSTRIALES**

**QUE LOS PARTICIPANTES  
ACTUALIZEN SUS CONOCIMIENTOS  
SOBRE LA  
APLICACION DE PROTECCIONES  
A LOS DIVERSOS  
ELEMENTOS QUE CONFORMAN  
UN  
SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL**

**CONTENIDO:**

- 1.- INTRODUCCION
- 2.- ELEMENTOS DE UN SEI
- 3.- ELEMENTOS DE PROTECCION DE UN SEI
- 4.- PROTECCION DE:
  - 4.1.- MOTORES
  - 4.2.- CABLES
  - 4.3.- CENTROS DE CONTROL DE MOTORES
  - 4.4.- TRANSFORMADORES
  - 4.5.- GENERADORES
  - 4.6.- BARRAS COLECTORAS
- 5.- TOPICOS DE ACTUALIDAD

**1.- INTRODUCCION**

**SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL  
(SEI)**

**ES EL CONJUNTO DE ELEMENTOS  
UTILIZADOS**

**PARA:**

**PRODUCIR,  
TRANSFORMAR,  
TRANSMITIR,  
DISTRIBUIR Y  
UTILIZAR LA ENERGIA ELECTRICA,  
DE TAL MANERA,**

**QUE TODO ESTO SE LOGRE  
CON LA MAS ALTA CALIDAD  
Y AL MENOR COSTO POSIBLE**

## **LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN**

**SEI SON:**

**MOTORES**

**CABLES Y LINEAS DE DISTRIBUCION**

**CENTROS DE CONTROL DE MOTORES**

**TRANSFORMADORES**

**GENERADORES (SI SE APLICA)**

**BARRAS COLECTORAS**

**REACTORES**

**CAPACITORES**

**ETC.**

**CUALQUIERA DE LOS ELEMENTOS DE UN SEI  
PUEDE FALLAR**

PARA QUE UN ELEMENTO DE UN SEI TENGA UN COSTO DE FABRICACION ECONOMICO, SE DEJA LA POSIBILIDAD ESTADISTICA PARA QUE, EN DETERMINADAS CONDICIONES, EL ELEMENTO FALLE.

UN ELEMENTO PUEDE VERSE SOMETIDO A CONDICIONES DE OPERACION FUERA DE SU TOLERANCIA O PUEDE QUEDAR EXPUESTO A FENOMENOS TRANSITORIOS SEVEROS QUE, AUNQUE REMOTOS, SE PRESENTAN.

CUANDO UN ELEMENTO DEL SISTEMA FALLA,  
TODO EL SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL  
LO SIENTE

ANTE LA POSIBILIDAD DE QUE LA FALLA SE  
PROPAGUE A OTROS ELEMENTOS DEL  
SISTEMA, ES NECESARIO AISLAR EL  
ELEMENTO PARA:

1) MANTENER LA INTEGRIDAD DEL  
SEI

2) MINIMIZAR EL DAÑO EN EL  
ELEMENTO FALLADO

PARA DETECTAR Y EVALUAR LAS  
CONDICIONES EN LAS QUE OPERA UN  
ELEMENTO DEL SEI SE USAN LOS  
SENSORES, LOS TRANSFORMADORES DE  
INSTRUMENTO Y LOS RELEVADORES.

PARA DESCONECTAR EL ELEMENTO FALLADO  
DEL SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL SE  
UTILIZAN LOS FUSIBLES, LOS  
INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS Y LOS  
INTERRUPTORES DE POTENCIA

**LOS SENSORES, TC'S, TP'S, FUSIBLES,**

**RELEVADORES Y**

**LOS INTERRUPTORES FORMAN EL SISTEMA**

**DE PROTECCION DEL ELEMENTO.**

## **FALLAS**

### **FALLAS EN EL SEI**

**A CUALQUIER CAMBIO EN LA RED QUE  
NO HA SIDO PLANEADO SE LE LLAMA :**

### **DISTURBIO**

**SU CAUSA PUEDE SER:**

**1) FALLA DE UN ELEMENTO DEL SEI**

**2) FALLA DE UN EQUIPO AUXILIAR**

**3) FALLA EN LA RED**

## CAUSAS DE UNA FALLA

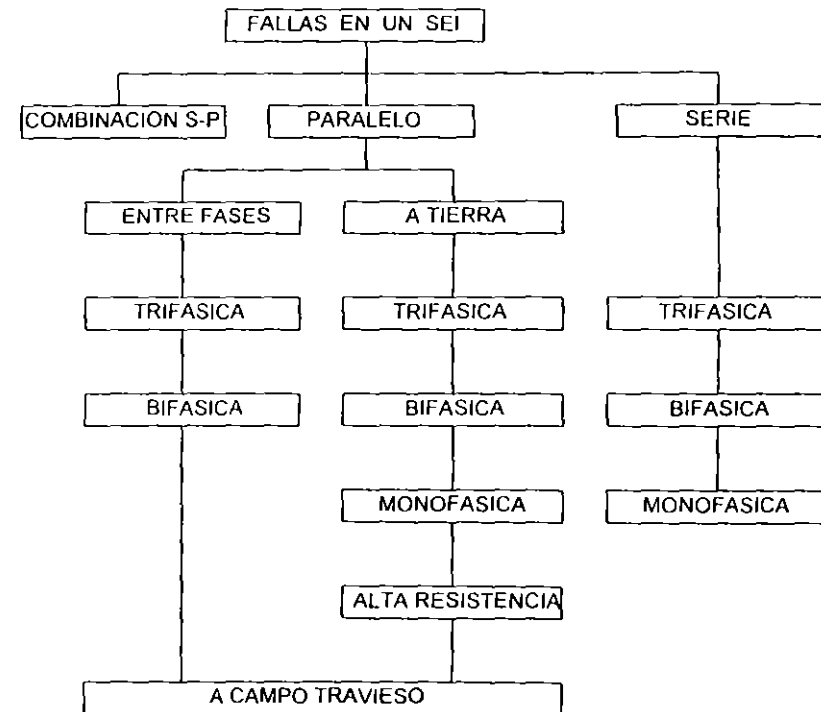
(EJEMPLO TIPICO)

CAUSA	% DEL TOTAL
DESCARGAS ATMOSFERICAS	30
CONTAMINACION	15
EQUIPO PRINCIPAL	20
EQUIPO DE CONTROL	18
PERSONAL TRABAJANDO	5
OTROS	12
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>

"OTROS" PUEDE SER:

VANDALISMO, SABOTAJE, ETC.

## TIPOS DE FALLAS



## **FILOSOFIA DE LA PROTECCION**

- ⊛ **ZONAS PRIMARIAS**
- ⊛ **ZONAS DE RESPALDO**
- ⊛ **ZONAS DE DETECCION**  
( POR FU's, TC's Y TP's )
- ⊛ **ZONAS DE LIBRAMIENTO**  
( POR FU's , INTERRUPTORES O  
POR CESE DE EXCITACION )
- ⊛ **CARACTERISTICAS DE LOS**  
**ESQUEMAS DE PROTECCIÓN**

## **HECHO:**

**LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN NO SON  
INFALIBLES**

## **CONSECUENCIA:**

**TODOS LOS ELEMENTOS DE UN SEI DEBEN  
CONTAR CON UNA PROTECCION DE  
RESPALDO, ADEMÁS DE LA PROTECCION  
PRIMARIA.**

**LA FALLA DE CUALQUIER ESLABÓN EN LA  
CADENA QUE CONSTITUYE EL ESQUEMA  
DE PROTECCIÓN, IMPLICA LA FALLA DE LA  
CADENA.**



**LAS CAUSAS QUE CONTRIBUYEN A LA  
FALLA DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION  
SON (EN ORDEN DE APARICION):**

- 1.- PERDIDA DE LAS CARACTERISTICAS  
DE LOS FUSIBLES.**
- 2.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y  
SUS CIRCUITOS ASOCIADOS.**
- 3.- TRANSFORMADORES DE POTENCIAL Y  
SUS CIRCUITOS ASOCIADOS.**

- 4.- PÉRDIDA DE ALIMENTACIÓN AUXILIAR  
DE C.D. Y/O C.A. POR:  
A) CORTO CIRCUITO  
B) CIRCUITO ABIERTO  
C) FALLA DE SWITCHES AUXILIARES**
- 5.- FALLA DE RELEVADORES**

**LOS ESQUEMAS DE PROTECCION SE  
ESLABONAN FINALMENTE A LOS  
INTERRUPTORES PARA AISLAR LA  
FALLA. ESTOS TAMBIEN FALLAN  
OCASIONALMENTE. LAS CAUSAS DE SUS  
FALLAS SON (EN ORDEN DE APARICION):**

- 1.- PÉRDIDA DE LA FUENTE AUX. DE CD**
- 2.- BOBINA DE DISPARO ABIERTA**
- 3.- BOBINA DE DISPARO EN CORTO CTO.**
- 4.- FALLA DEL MECANISMO DE DISPARO**
- 5.- INCAPACIDAD DE LOS CONTACTOS**

**PRINCIPALES PARA INTERRUMPIR LA  
CORRIENTE.**

## **CARACTERISTICAS DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION**

- RAPIDEZ**
- SENSIBILIDAD**
- SELECTIVIDAD**
- CONFIABILIDAD**
- ECONOMIA**

## **- RAPIDEZ**

- **MEJORA LA ESTABILIDAD**
- **MEJORA TIEMPOS DE PROTECCION DE RESPALDO**
- **DISMINUYE EL DAÑO AL EQUIPO Y POR LO**

**TANTO, REDUCE LOS TIEMPOS DE REPARACION**

**SI BIEN ES DESEABLE QUE UN ESQUEMA DE PROTECCIONES TOME UNA ACCION RÁPIDA PARA AISLAR O ELIMINAR UNA FALLA, TAMBIEN ES CIERTO, QUE EL ÚNICO METODO CONOCIDO PARA PODER OBTENER UN BALANCE ADECUADO ENTRE CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD, CONSISTE EN PERMITIR QUE EL ESQUEMA ANALICE LAS**

**VARIABLES DURANTE UN LAPSO DE TIEMPO SUFICIENTE (POR CORTO QUE ESTE SEA).**

**EN PROTECCIÓN EL ADJETIVO "INSTANTÁNEO" SE USA PARA INDICAR QUE UN ELEMENTO, O UNA PARTE DE UN ESQUEMA ESTÁ LIBRE DE RETRASOS INTENCIONALES.**

## **- SENSIBILIDAD**

**ES LA HABILIDAD DE LOS RELEVADORES  
O DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION PARA  
DETECTAR TODAS LAS FALLAS QUE SE  
PRESENTAN DENTRO DE LOS LIMITES DE  
OPERACION DEL SISTEMA Y DE LAS  
CONDICIONES DE FALLA ESPERADAS**

### **CONSIDERAR:**

**GENERACION MINIMA**

**GENERACION MAXIMA**

**FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA**

## **- SELECTIVIDAD**

**HABILIDAD DE LOS RELEVADORES Y DE LOS  
SISTEMAS DE PROTECCION PARA  
DISCRIMINAR ENTRE LAS FALLAS DENTRO DE  
LA ZONA PROTEGIDA Y LAS FALLAS  
EXTERNAS U OTRAS CONDICIONES DE  
OPERACION DEL SISTEMA.**

**LA SELECTIVIDAD TRATA DE EVITAR EL  
DISPARO INNECESARIO DE ALGUNOS  
ELEMENTOS DEL SISTEMA QUE REDUCIRIA  
LA CONFIABILIDAD GENERAL.**

## **- CONFIABILIDAD**

**ES UNA MEDIDA DEL GRADO DE CERTEZA QUE EL RELEVADOR O EL SISTEMA DE PROTECCION SE COMPORTARA CORRECTAMENTE.**

**LO DESEABLE SERIA 100% DE CONFIABILIDAD 100% DEL TIEMPO.**

**NOS PODEMOS ACERCAR A ESTA META UTILIZANDO SISTEMAS DE PROTECCION ADECUADOS.**

**EN PROTECCION LA CONFIABILIDAD TIENE DOS ELEMENTOS:**

### **DEPENDABILIDAD Y SEGURIDAD**

**LA DEPENDABILIDAD ES LA HABILIDAD DE UN RELEVADOR O SISTEMA DE PROTECCION PARA OPERAR CORRECTAMENTE CUANDO SE REQUIERE.**

**PUEDE CONducIR A LA DESTRUCCION COMPLETA DE UN ELEMENTO O A UN COLAPSO TOTAL DEL SEI.**

**FACTORES QUE AFECTAN LA  
DEPENDABILIDAD:**

- **DISEÑO DEL RELE O DEL SISTEMA DE PROTECCION:**
  - **CARACTERISTICA,**
  - **SENSIBILIDAD,**
  - **INVULNERABILIDAD A CONDICIONES AMBIENTALES ADVERSAS**
- **DISPONIBILIDAD ( MUCHO MANTENIMIENTO POCA DISPONIBILIDAD )**
- **CANTIDAD Y ARREGLO DEL EQUIPO**

**-SEGURIDAD**

**ES LA HABILIDAD DE LOS RELEVADORES O DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION PARA NUNCA OPERAR INCORRECTAMENTE.**

**PUEDE SER ADVERSAMENTE AFECTADA POR:**

- **TRANSITORIOS EN TC's Y EN TP's**
- **TRANSITORIOS EN CAPACITORES SERIE**
- **SOBREVOLTAJES POR MANIOBRA EN ALTO VOLTAJE O EN VOLTAJE DE CONTROL (IEM)**

**LA SEGURIDAD SE PUEDE INCREMENTAR  
UTILIZANDO RELEVADORES O ESQUEMAS  
DISEÑADOS PARA COMPORTARSE  
CORRECTAMENTE EN LOS AMBIENTES  
ELECTRICAMENTE HOSTILES DE LAS SE's**

**FIN DEL CAPITULO 1**

## PROTECCION DE TRANSFORMADORES INDUSTRIALES

### CONTENIDO

- 1.- GENERALIDADES.
- 2.- NECESIDAD DE LA PROTECCION.
- 3.- OBJETIVO DE LA PROTECCION DE TRANSFORMADORES.
- 4.- TIPOS DE TRANSFORMADORES.
- 5.- SISTEMAS DE PRESERVACION.
- 6.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION PARA LOS SISTEMAS DE PRESERVACION DE TRANSFORMADORES EN LIQUIDO.
- 7.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE TRANSFORMADORES.
- 8.- PROTECCION DE TRANSFORMADORES CONTRA DISTURBIOS ELECTRICOS.
- 9.- PROTECCION DEL TRANSFORMADOR CONTRA EL AMBIENTE.
- 10.- CONCLUSIONES.
- 11.- REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA.



## 1.- GENERALIDADES.

El uso cada vez mayor de la potencia eléctrica en plantas industriales ha estado requiriendo mas grandes y mas caros transformadores tanto primarios como secundarios. Estas notas van enfocadas hacia la selección apropiada de las protecciones de este tipo de transformadores.

La capacidad de los transformadores primarios cae en el rango de los 1,000 a los 12,000 kVA con tensiones primarias entre los 2,400 y los 13,800 V. Los transformadores secundarios vienen en capacidades de 300 a 2,500 kVA con tensiones secundarias de 208, 240 o 480 V. Aunque las protecciones que aquí discutiremos también pueden ser aplicadas a transformadores mas grandes.

## 2.- NECESIDAD DE LA PROTECCION.

La falla de un transformador puede resultar en la pérdida del servicio. Sin embargo, una desconexión rápida del transformador, además de minimizar el daño y el costo de la reparación, comúnmente minimiza el disturbio del sistema, la magnitud del área sin servicio y la duración de la pérdida del servicio. El rápido aislamiento de la falla generalmente previene un daño catastrófico. De aquí que sea importante proporcionarle una protección adecuada a los transformadores de cualquier tamaño, aun cuando ellos pueden ser los componentes mas sencillos y mas confiables del sistema eléctrico de la planta.

Un estudio previo (1) indica que los transformadores de mas de 500 kVA tiene una relación de fallas mas baja que la mayoría de los otros componentes del sistema eléctrico. En este estudio, los transformadores promediaron solamente 76 fallas por cada 10,000 años-transformador. Tal vez esto se pueda tomar incorrectamente e implicar que poca o ninguna protección se requiere para el transformador, sin embargo, si consideramos el promedio de horas fuera de servicio a causa de una falla interna en un transformador, la necesidad de la protección es ampliamente recomendada.

Las fallas en los tranformadores pueden ser originadas por cualquiera de las condiciones internas o externas que hagan que el banco no pueda llevar a cabo su función en forma apropiada, ya sea por problemas eléctricos o mecánicos. Las fallas en los transformadores se pueden agrupar como sigue:

- A) Fallas en los devanados:
  - deterioro de los aislamientos
  - defectos de fabricación
  - sobrecalentamiento
  - esfuerzos mecánicos
  - vibración
  - sobretensiones

- B) Fallas en los conectores y en los cambiadores de derivaciones.  
sin carga:  
ensamble inapropiado  
daños durante el transporte  
vibración excesiva  
diseño inadecuado
- C) Fallas en los bushings  
vandalismo  
contaminación  
envejecimiento  
fracturado, agrietamiento  
animales
- D) Fallas en los cambiadores de derivaciones bajo carga.  
mal funcionamiento del mecanismo  
problemas de contacto  
contaminación de líquido aislante  
vibración  
ensamble inapropiado  
esfuerzos internos excesivos
- E) Fallas misceláneas  
pérdida de aislamiento del núcleo  
falla en los transformadores de corriente de bushing  
fugas del líquido aislante por malas soldaduras o  
daño en el tanque  
daños durante el transporte y materiales extraños dentro del tanque.

Es conveniente observar que los cambiadores de derivaciones bajo carga son mas bien utilizados en los sistemas de alta tensión de las compañías suministradoras y poco en los sistemas eléctricos industriales.

Las fallas de otros equipos dentro de la zona de protección del transformador pueden ser la causa de la pérdida del transformador para el sistema. Entre estos equipos podrían estar cualquiera de los instalados entre el siguiente dispositivo de protección hacia la fuente y el siguiente dispositivo de protección hacia la carga. Pueden quedar incluidos componentes tales como cables, buses ductos, interruptores, cuchillas, transformadores de instrumento, apartarrayos y dispositivos para conectar el neutro a tierra.

### 3.- OBJETIVOS DE LA PROTECCION DE TRANSFORMADORES.

Una buena protección se logra con una combinación adecuada del diseño del sistema, de la disposición física y de los dispositivos de protección necesarios para satisfacer económicamente los requisitos de la aplicación y para:

- 1) Proteger al sistema eléctrico contra los efectos de una falla en el transformador.

- 2) Proteger al transformador contra disturbios que ocurran en el sistema eléctrico al cuál esta conectado.
- 3) Proteger al transformador tanto como sea posible contra algún mal funcionamiento interno del propio transformador.
- 4) Proteger al transformador contra las condiciones físicas del medio ambiente que puedan afectar el comportamiento confiable.

#### 4.- TIPOS DE TRANSFORMADORES.

En una clasificación muy burda de transformadores, podemos decir que hay dos tipos que se usan ampliamente en los sistemas eléctricos industriales y comerciales: tipo seco y tipo líquido. Este último esta construido para que los elementos esenciales, el núcleo y las bobinas, queden dentro de un contenedor lleno de líquido, en donde este líquido proporciona el medio aislante y el medio para la transferencia de calor necesarios para el funcionamiento del transformador. Los transformadores tipo seco se construyen para que su núcleo y sus bobinas queden rodeadas por una atmósfera, que puede ser el aire que los rodea, libre de circular desde el exterior al interior del lugar donde se encuentra. Los devanados del tipo seco pueden ser del tipo convencional con conductores aislados o del tipo encapsulado, donde las bobinas estan embebidas al vacio en resina epóxica.

Una alternativa para el transformador tipo seco con el aire circulando desde el exterior a través de él, es el tenerlo encerrado en una caja llena con gas o vapor. En cualquier caso, este medio circundante actúa tanto, como un medio aislante y como un medio para transferir el calor generado en las bobinas y en el núcleo, hacia el exterior. Es muy importante, que tanto en los transformadores tipo seco como en los tipo líquido, se monitoree la calidad y el funcionamiento del medio circundante para evitar daños al núcleo y a las estructuras de las bobinas. En los renglones siguientes veremos los sistemas para preservar o proteger el medio que rodea al núcleo y a las bobinas.

#### 5.- SISTEMAS DE PRESERVACION.

##### 5.1.- SISTEMAS DE PRESERVACION DEL MEDIO AISLANTE PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO.

Los sistemas para preservar el medio aislante se usan para asegurar el suministro adecuado de aire limpio para ventilación a una temperatura ambiente aceptable. Una contaminación de los ductos de aislamiento dentro del transformador puede conducir a una reducción de la capacidad disruptiva del medio aislante y tal vez a un severo sobrecalentamiento. El método de protección mas comúnmente empleado en aplicaciones comerciales, consiste de un dispositivo indicador de temperatura con sensores instalados en los ductos de los devanados del transformador, con contactos que darán la señal de alarma audible y visual, cuando la temperatura

alcance un valor peligrosamente alto.

Los tipos de sistemas de preservación para transformadores tipo seco mas utilizados son los siguientes:

- 1) Ventilación abierta.
- 2) Ventilación filtrada.
- 3) Totalmente encerrados, sin ventilación.
- 4) Sellado con aire o con gas

#### 5.2.- SISTEMAS DE PRESERVACION DEL MEDIO AISLANTE PARA TRANSFORMADORES TIPO LIQUIDO.

Los sistemas para preservar el líquido se utilizan para preservar la cantidad de líquido y para prevenir su contaminación por la atmósfera circundante que puede introducir humedad y Oxígeno que conduciría a la reducción o pérdida de su capacidad de aislamiento y a la formación de lodos en los ductos de enfriamiento.

La importancia de mantener la pureza del aceite aislante se hace mas crítica a tensiones mas altas debido al mayor esfuerzo eléctrico en el aceite aislante.

En aplicaciones industriales y comerciales la tendencia actual es a usar preferentemente el sistema con tanque sellado, aunque en el campo se encuentran también los siguientes tipos de sistemas:

- 1) Tanque sellado.
- 2) Gas inerte a presión positiva.
- 3) Sello de gas-aceite.
- 4) Tanque conservador

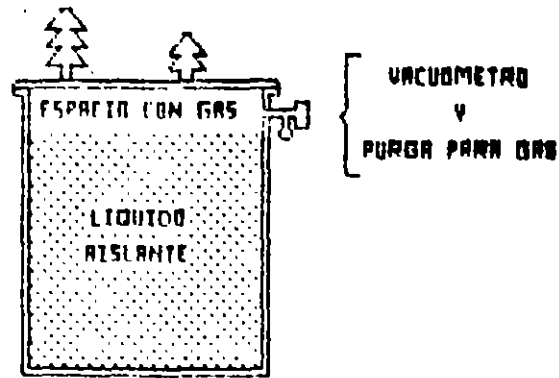
Los sistemas de preservación del tipo líquido han sido llamados históricamente sistemas de enfriamiento por aceite, aunque el medio fuese askarel o un sustituto para el askarel.

- 1) Tanque sellado.

El diseño con tanque sellado es el mas comúnmente utilizado y es estandar en casi todas las instalaciones de transformadores de subestación. Como su nombre lo indica, el tanque del transformador está sellado, aislándolo de la atmósfera exterior.

Se mantiene un espacio de gas igual a una decima parte del volumen del líquido para permitir las expansiones térmicas. Este espacio esta libre de aire y se llena de Nitrógeno.

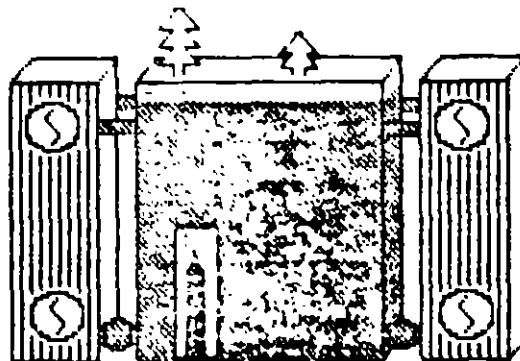
Se puede acoplar al tanque un dispositivo para respirar y medir la presión / vacío y que permita monitorear la presión interna o el vacío y liberar cualquier sobrepresión que se genere internamente y que pueda llevar a dañar el tanque o provocar la operación de la válvula de liberación de presión. El sistema es el mas simple y el que menos mantenimiento requiere de todos los sistemas de preservación.



EL TANQUE SELLADO ES EL TIPO DE SISTEMA DE PRESERVACION DE ACEITE MAS COMUNMENTE USADO PARA TRANSFORMADORES EN SUBESTACIONES INDUSTRIALES

2) Gas inerte a presión positiva.

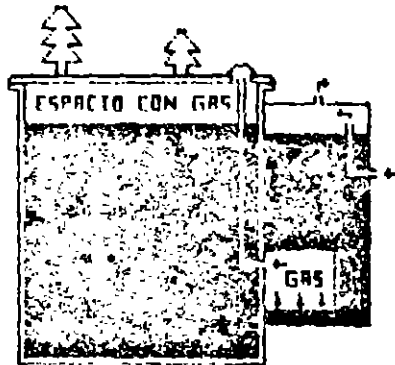
El diseño mostrado en la figura es similar al del tanque sellado con la adición de gas (usualmente Nitrógeno) presurizando el ensamble. Este ensamble proporciona una presión ligeramente positiva en la línea de suministro de gas para prevenir que entre el aire durante cambios de temperatura o diversos modos de operación. Este dispositivo se puede acondicionar a transformadores con devanados primarios de 69 kV o mas y de 7,500 kVA para arriba.



### 3) Sello de gas-aceite.

Este diseño incorpora un espacio con gas cautivo que aísla un segundo tanque de aceite auxiliar del aceite principal del transformador como se observa en la figura de abajo. El tanque auxiliar está abierto a la atmósfera y proporciona espacio para las expansiones térmicas del volumen del aceite del transformador principal.

El aceite del tanque principal se expande o se contrae debido a los cambios de temperatura, haciendo que el nivel del tanque auxiliar se eleve o se baje en razón a que el volumen de gas cautivo se vea forzado a salir o a reentrar en el tanque principal. La presión del aceite en el tanque auxiliar sobre el gas cautivo mantiene una presión positiva en el espacio del gas, previniendo la entrada de vapores atmosféricos al tanque principal.

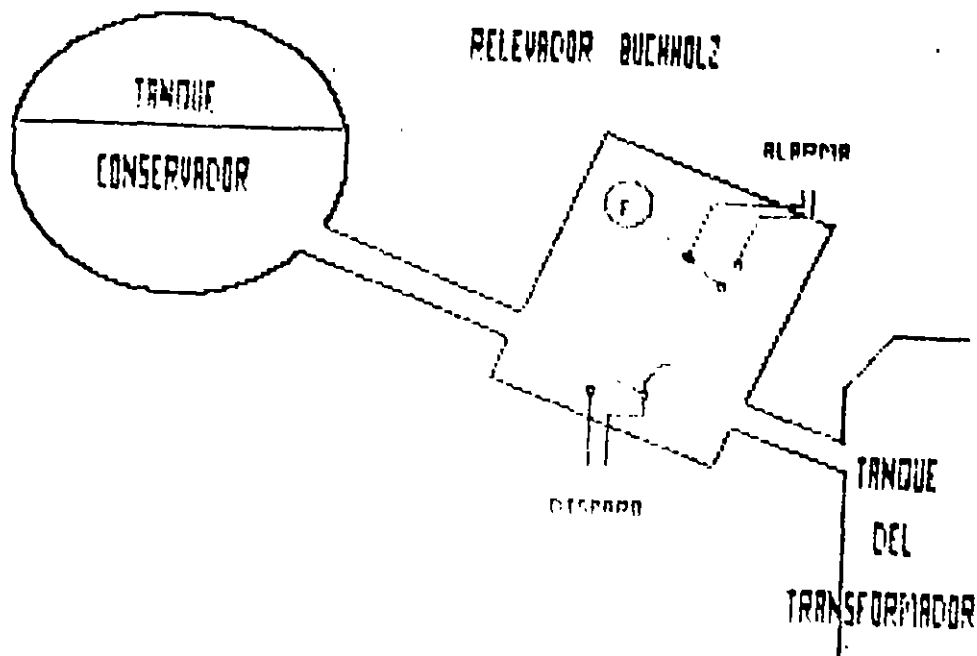


EL DISEÑO CON SELLO DE GAS-ACEITE AISLA EL ACEITE DEL TANQUE PRINCIPAL DE LA ATMÓSFERA. ESTE DISEÑO HA ENCONTRADO POCAS APLICACIONES EN LA INDUSTRIA NACIONAL.

### 4) Tanque conservador.

El diseño del sistema con tanque conservador se observa en la figura de abajo, no tiene ningún espacio con gas arriba del aceite del tanque principal. Incluye un segundo tanque situado por encima de la cubierta del tanque principal, con un espacio con gas adecuado para absorber la expansión térmica del volumen del aceite del tanque principal. El segundo tanque se conecta al principal a través de una tubería llena de aceite.

En la cubierta del tanque principal se encuentra una tubería de diámetro grande conectada hacia arriba con un ángulo inclinado y terminada en una membrana que se romperá en caso de que se presente una formación muy rápida de grandes volúmenes de gases, liberando la presión interna que haría fallar al tanque.



6.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION PARA LOS SISTEMAS DE PRESERVACION DE TRANSFORMADORES EN LIQUIDO.

- 6.1.- Medidor de nivel del líquido.
- 6.2.- Medidor de presión / vacío.
- 6.3.- Válvula de respiración presión / vacío.
- 6.4.- Dispositivo liberador de presión.
- 6.5.- Relevador de presión súbita.
- 6.6.- Relevador detector de gases.
- 6.7.- Relevador de gas combustible.

6.1.- Medidor de nivel del líquido.

El medidor de nivel mostrado en la figura anexa se usa para medir el nivel del líquido aislante dentro del tanque con respecto a un nivel predeterminado, generalmente indicado al nivel a 25 grados Centígrados. Un nivel excesivamente bajo podría indicar la pérdida del líquido aislante, situación que podría conducir a sobrecalentamientos y tal vez a arcos internos si no se corrige. Normalmente se realiza una observación periódica para verificar que el nivel del líquido aislante esté dentro de límites aceptables. Cuando así se especifica, el medidor de nivel puede tener contactos para alarma de bajo nivel del líquido. Se recomienda especificar los medidores de nivel con contactos de alarma principalmente en subestaciones no atendidas, para que, a través de un enlace de comunicaciones se pueda enviar una alarma a la subestación atendida para que se tomen las medidas necesarias y se evite así un problema por pérdida de aislamiento. Los contactos deben cerrar para un valor de nivel tal que represente un paso previo al que determina ya una condición de inseguridad.



#### 6.2.- Medidor de presión / vacío.

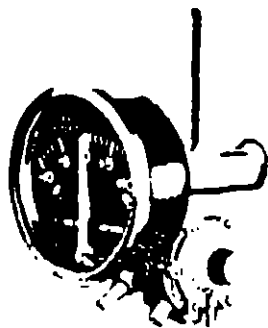
El medidor de presión / vacío indica la diferencia entre la presión del gas en el interior del transformador y la presión atmosférica. Se utiliza en transformadores con sistema de preservación del líquido aislante en tanque de aceite sellado. Tanto el medidor de presión / vacío como el sistema de preservación en tanque de aceite sellado son estándar en la mayoría de los transformadores de potencia pequeños y medianos.

La presión en el espacio con gas está normalmente relacionada con expansión térmica del líquido aislante y variará con los cambios de carga y de temperatura ambiente. Las presiones positivas grandes o negativas podrían indicar una condición anormal tal como una fuga de gas, particularmente si se había observado que el transformador había permanecido dentro de los límites de presión normal por algún tiempo, o si el medidor de presión / vacío ha permanecido en cero por un largo período de tiempo. El medidor se puede equipar con contactos que operen a ciertos valores límite que detectan un vacío excesivo o una presión positiva alta que pueda ser causa de una ruptura o deformación del tanque. La necesidad de alarmas es menos urgente si el transformador está equipado con un dispositivo liberador de presión.



### 6.3.- Válvula de respiración presión / vacío.

Un transformador opera de diseño en un rango alrededor de los 100 grados centígrados, generalmente de  $-30^{\circ}\text{C}$  a  $+70^{\circ}\text{C}$ . En caso de que la temperatura exceda estos límites la válvula de respiración presión/vacío ajusta en forma automática para prevenir cualquier operación con una presión en exceso de 5 psig. Esta válvula también previene la operación del dispositivo de presión en respuesta a incrementos lentos de presión originados por calentamientos debidos a severas sobrecargas o a temperaturas ambiente extremas. También, incorporada a la válvula respiradora de presión/vacío se tiene un tubo auxiliar y una válvula de operación manual para permitir purgar o verificar fugas uniendo al transformador a una fuente externa de gas a presión. La válvula de respiración presión/vacío se monta frecuentemente, con el medidor de presión/vacío tal y como se ve en la figura.



El medidor de presión de gas indica la presión relativa a la presión atmosférica ; el respiradero permite que se iguale la presión manualmente.

### 6.4.- Dispositivo liberador de presión.

El dispositivo liberador de presión es un dispositivo estandar en todos los transformadores de subestación aislados en líquido, excepto aquellas unidades secundarias, aisladas en aceite e instaladas en subestaciones que por su tamaño hagan esta condición opcional. Este dispositivo que diagramáticamente se observa en la figura anexa, puede liberar presiones internas pequeñas o ya serias. Cuando la presión interna sobrepasa la presión de disparo (10 psi, + o - 1), el dispositivo abre, permitiendo liberar el exceso de gas o de fluido. Al operar se actúa un pin (estandar), un contacto de alarma (opcional), o un semáforo (opcional). Este dispositivo es normalmente de autoreposición y de autosellado y requiere nada o casi nada de mantenimiento o de ajustes.

Este dispositivo se monta en la cubierta del transformador y por lo general tiene un indicador tipo visual. El indicador debe

reponerse manualmente para indicar la siguiente operación. Cuando esta provisto de contactos de alarma junto con el relevador de autosellado, puede ser utilizado para enviar una alarma remota. Cualquier operación del dispositivo liberador de presión que no haya sido precedida por una sobrecarga con alta temperatura es indicativa de un problema potencial en los devanados.

La función principal del dispositivo liberador de presión es prevenir la ruptura o el daño del transformador debido a una presión excesiva en el tanque. Las presiones excesivas se desarrollan debido a cargas muy altas, a cargas que tienen una duración muy larga o a fallas internas con producción de arcos.

#### 6.5.- Relevador de presión súbita.

Este relevador sensible a la presión se usa normalmente para iniciar la desconexión del transformador del sistema eléctrico y para limitar el daño de la unidad cuando hay una elevación abrupta en la presión interna del transformador. La elevación abrupta de la presión se debe a la vaporización del líquido aislante debido a una falla interna, tal como un corto entre espiras, fallas a tierra, o fallas entre devanados. La burbuja de gas formada en el líquido aislante crea una onda de presión que activa rápidamente al relevador.

Como la operación de este dispositivo esta asociada muy de cerca con las fallas recientes en los devanados, es peligroso energizar un transformador que ha sido desconectado del sistema por el relevador de presión súbita. El transformador se debe sacar de servicio para inspección y diagnóstico visual para determinar el alcance del daño.

Un tipo de relevador usa el líquido aislante para transmitir la onda de presión a los fuelles del relevador. Dentro de los fuelles un aceite especial transmite la onda de presión a un pistón que actuará sobre un juego de contactos. Este tipo de relevador se monta en el tanque del transformador abajo del nivel de aceite.

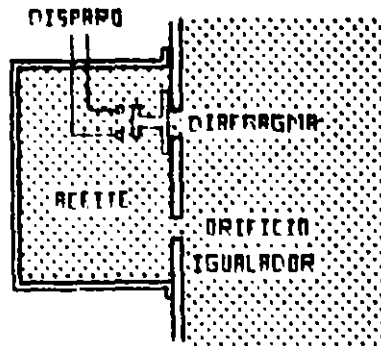
Otro tipo de relevador utiliza el gas inerte arriba del líquido aislante para transmitir la onda de presión a los fuelles del relevador. La expansión de los fuelles actúa un juego de contactos. Este tipo de relevador se monta en el tanque del transformador arriba del nivel de aceite.

Ambos tipos de relevador tienen una abertura igualadora de presiones para prevenir la operación del relevador durante elevaciones graduales de la presión interna debido a los cambios de carga o de condiciones ambientales.

Ambos tipos de relevadores de presión súbita son muy sensibles a la velocidad de variación de la presión interna. El tiempo de operación del relevador es del orden de 4 ciclos para tasas altas de elevación de presión [25 psi/s de variación de presión del aceite; 5 psi/s de elevación de presión del aire]. Estos relevadores se diseñan para ser insensibles a los impactos mecánicos y a la vibración, a fallas externas y a la corriente inrush de magnetización.

El uso de relevadores de presión súbita se incrementa con el tamaño y costo de los transformadores. La mayoría de los trans-

formadores desde 5000 kVA y mayores, vienen equipados con este tipo de dispositivo. Este relevador proporciona una valiosa protección a bajo costo.

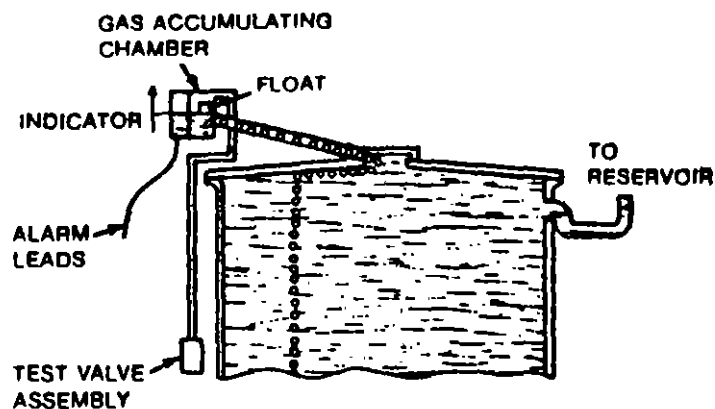


### PRINCIPIO DE OPERACION DEL RELEVADOR DE PRESION SUBITA

#### 6.6.- Relevador detector de gases.

El relevador detector de gases mostrado en la figura de abajo es un dispositivo usado para detectar e indicar la acumulación de gas de un transformador con tanque conservador. Las fallas incipientes en los devanados o los puntos calientes en el núcleo normalmente generan pequeñas cantidades de gas, que se canalizan a la parte superior de la cubierta especialmente diseñada. De aquí las burbujas entran a una cámara de acumulación del relevador a través de una tubería. La acumulación del gas se indica en un medidor en centímetros cúbicos. Una acumulación de gas de 100 a 200 cm<sup>3</sup>, bajará un flotador y operará un contacto de alarma, indicando la necesidad de una investigación. Este gas se puede sacar para su análisis y registro.

La tasa de acumulación de gas es una indicación de la magnitud de la falla. Si la cámara continua llenandose rápidamente, con la consecuente operación del relevador, el peligro potencial puede justificar la desconexión del transformador para verificarlo.

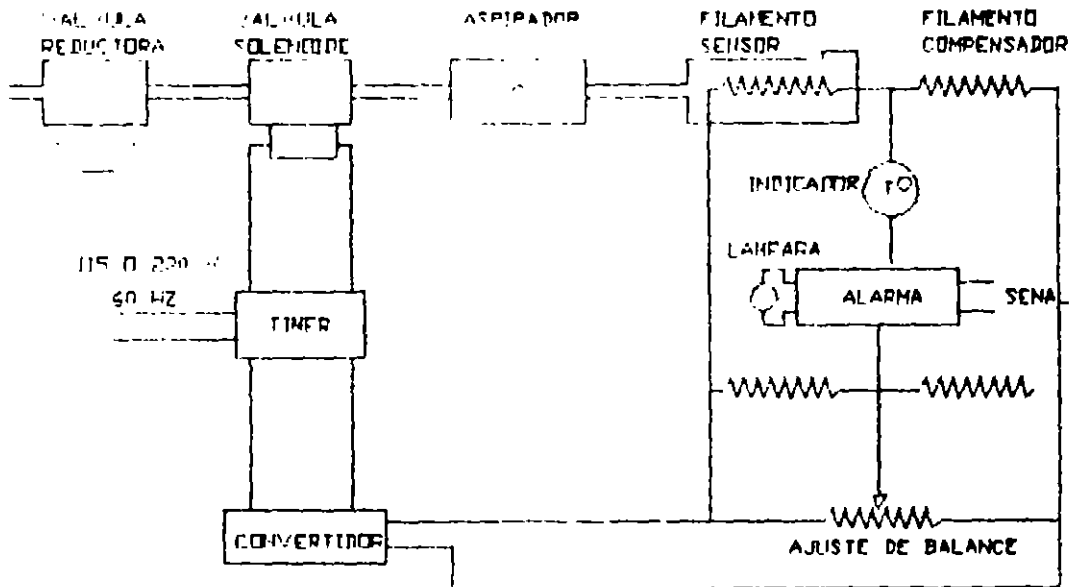


## 6.7.- Relevador de gas combustible.

El relevador de gas combustible mostrado en la figura de abajo es un dispositivo especial para detectar e indicar la presencia de gas combustible proveniente del transformador. El gas combustible se forma por la descomposición de los materiales aislantes dentro del transformador debido a una falla de bajo nivel o por descargas discontinuas (parciales o corona). Estas fallas normalmente no son detectadas hasta que se convierten en unas mas grandes y dañinas.

El relevador de gas combustible se puede usar en transformadores con sistemas de preservación de aceite con gas inerte a presión positiva. El relevador periódicamente toma muestras del gas en el transformador y las prueba con un sensor calentado. Si los gases combustibles se encuentran en la muestra, se encenderán, calentando aun más el sensor que a su vez cambia su resistencia. El cambio se detecta en un puente y activa un relé de alarma. El relevador de gas combustible es caro, y normalmente no se aplica en transformadores de subestación.

Para probar la composición de gases en los transformadores se puede utilizar equipo portátil de análisis de gas. Analizando el porcentaje de gases extraños o descompuestos en el transformador se puede determinar si el transformador tiene una falla de bajo nivel, y si así es, se puede saber que tipo de falla ha ocurrido. Este tipo de dispositivo se usa en sistemas de potencia que tienen un número grande de transformadores de gran capacidad.



## 7.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION DEL TRANSFORMADOR.

Una falla en el sistema eléctrico en el punto de conexión del transformador puede surgir de una falla interna del transformador o de una condición anormal en el circuito conectado al secundario del transformador tal como un corto circuito (falla externa). El medio predominante para aislar tales fallas es un dispositivo interruptor de corriente en el lado primario del transformador, tal como un fusible, un interruptor o un circuit switcher. Cualquiera que se escoja, el dispositivo de protección en el lado primario debe tener una capacidad interruptiva adecuada para la corriente de corto circuito máxima que pueda ocurrir en el lado primario del transformador o, alternativamente debe ser protegido con relevadores que sean sensibles para detectar y aislar fallas internas de baja corriente o fallas en el secundario. Los elementos instantáneos de los relevadores utilizados para proteger el lado de alta tensión: su alimentador principal y los devanados de alta tensión se ajustan por encima de la falla externa máxima en el secundario del transformador. La corriente de operación en el dispositivo de protección en el lado primario debe ser menor que la corriente de corto circuito del transformador limitada por la combinación de las impedancias del sistema y del transformador. Lo anterior es verdad para un fusible o un relevador de sobrecorriente de tiempo. El punto de operación no debe ser tan bajo sin embargo, ya que esto causaría la interrupción del circuito debido a la corriente inrush de excitación del transformador o a corrientes transitorias normales en los circuitos secundarios. Por supuesto cualquier dispositivo que opera para proteger al transformador desconectándolo del sistema, al detectar condiciones anormales dentro del transformador, también opera para proteger al sistema; pero éstos están subordinados a la protección en el lado primario como se discutió antes.

## 8.- PROTECCION DE TRANSFORMADORES CONTRA DISTURBIOS ELECTRICOS.

Las fallas en los transformadores originadas por abuso en las condiciones operativas son a causa de:

- 1) sobrecarga continua
- 2) corto circuito
- 3) fallas a tierra
- 4) sobretensiones transitorias

### 8.1.- Protección contra sobrecargas.

Una sobrecarga dará origen a una elevación de temperatura de las diversas partes del transformador. Si la temperatura final está por arriba de la temperatura de diseño límite, ocurrirá un deterioro del aislamiento que provocará la reducción de la vida útil del transformador. El aislamiento se puede debilitar a tal grado que una moderada sobretensión lo puede conducir a una falla antes de que se termine el período de vida esperado. Los transformadores tienen una cierta capacidad de sobrecarga que varía con la temperatura ambiente, con la carga anterior y con la duración de la sobrecarga. Estas capacidades se definen en las normas

ANSI/IEEE C57.92-1981 y ANSI C57.96-1959. Se debe reconocer que siempre que la temperatura de un devanado se incrementa el aislamiento se deteriora mas rápidamente y la vida esperada del transformador se acorta.

La protección contra sobrecargas consiste en limitar la carga y en detectar la sobrecarga. La carga del transformador se puede limitar diseñando un sistema donde la capacidad del transformador sea mayor que la carga total conectada, suponiendo una diversidad en la utilización de la carga. Este es un método caro de proporcionar protección contra sobrecargas, ya que el crecimiento de la carga y los cambios en los procedimientos de operación podrían, con frecuencia, eliminar la capacidad extra necesaria para lograr esta protección. Es una buena práctica de ingeniería, dimensionar al transformador con un valor de 125% de la carga actual para permitir el crecimiento del sistema y los cambios en la diversidad de las cargas. La especificación de una menor elevación de temperatura ANSI también permitirá una determinada capacidad de sobrecarga.

La limitación de la carga desconectándole parte de la misma, se puede hacer en forma manual o automática. Sin embargo, los esquemas de corte de carga automáticos, debido a su costo, se restringen a las unidades más grandes. La operación manual se prefiere porque da una mayor flexibilidad para seleccionar las cargas a desconectar.

En algunos casos, el crecimiento de la carga se puede acomodar especificando ventiladores para enfriamiento o haciendo los preparativos para instalarlos en un futuro.

El método mas adecuado para limitar la carga y que se le puede aplicar apropiadamente a un transformador, es aquel que opere en respuesta a la temperatura. Monitorando la temperatura del transformador se pueden detectar las condiciones de sobrecarga. Un cierto número de dispositivos de monitoreo para montarse en un transformador se tienen disponibles como accesorios estandar u opcionales.

Estos dispositivos se utilizan normalmente para alarma o para iniciar la operación de un dispositivo de protección secundario.

Entre ellos se incluyen:

#### 8.1.1.- Indicador de temperatura del líquido.

El indicador de temperatura del líquido, mostrado en la figura siguiente, mide la temperatura del líquido en la parte superior del transformador. Como el líquido mas caliente es menos denso y se mueve a la parte de arriba del tanque, la temperatura del líquido de la parte superior refleja parcialmente la temperatura de los devanados del transformador que esta relacionado con la carga que lleva el transformador.

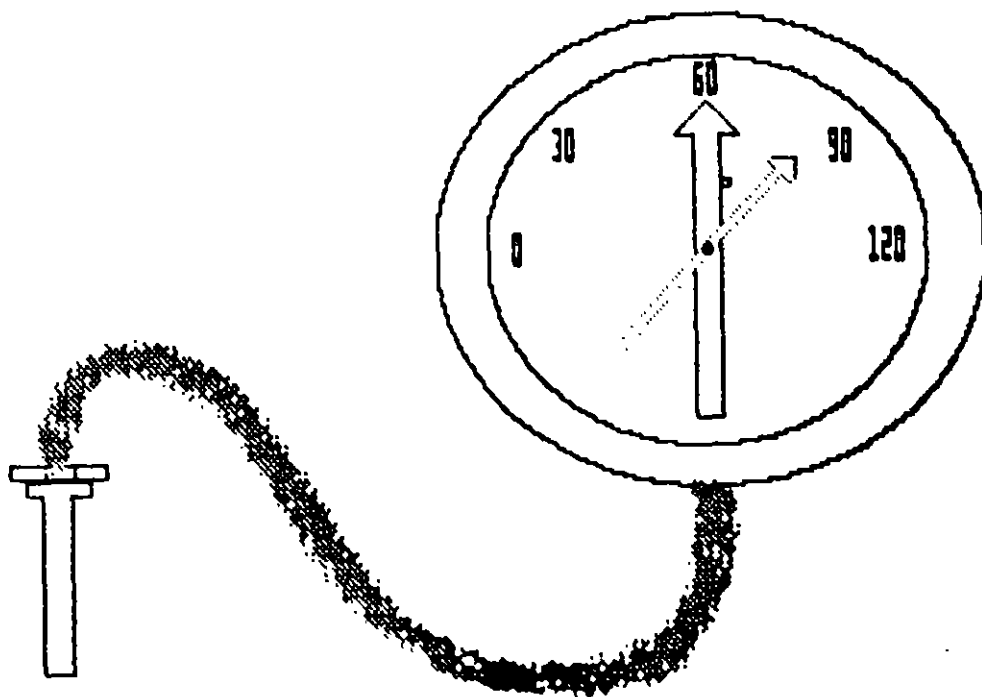
La lectura del termómetro esta en relación a la carga del transformador siempre y cuando la carga afecte la elevación de la temperatura del líquido por encima de la ambiente. El líquido del transformador tiene una constante de tiempo mucho mayor que la del propio devanado, y responde mas lentamente a los cambios de pérdidas por carga que afectan directamente la temperatura del

devanado. Así que la advertencia de la temperatura del termómetro variará entre muy conservativa o muy pesimista, dependiendo de la tasa y de la dirección del cambio de la carga. Una lectura alta podría indicar una condición de sobrecarga.

El indicador de temperatura del líquido normalmente se compra como un accesorio estándar en los transformadores de potencia. Está equipado con una aguja indicadora de la temperatura y una loca que muestra la más alta temperatura alcanzada desde la última vez que se repuso.

Este dispositivo se puede equipar con uno, dos o tres contactos ajustables que operan a temperaturas predefinidas. Un contacto se podrá usar para alarma. Cuando se emplea enfriamiento por aire forzado, el primer contacto inicia la operación del primer juego de ventiladores. El segundo contacto inicia la operación del segundo juego de ventiladores, si se tiene, o una alarma. Las temperaturas ajustadas pueden variar para diferentes diseños de sistemas de aislamiento.

Dispositivos similares como se describen antes en este documento, están disponibles para responder a temperaturas del aire o del gas en transformadores tipo seco. En subestaciones no atendidas, estos dispositivos se podrán conectar a alarmas centralizadas.



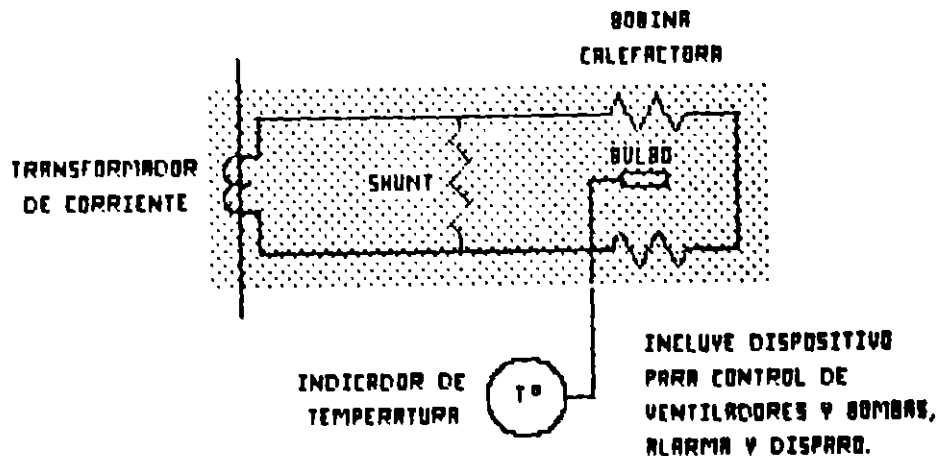
### 8.1.2.- Relevadores térmicos.

Los relevadores térmicos mostrados diagramáticamente en la siguiente figura se usan para dar una indicación más directa de las temperaturas en los devanados de los transformadores tipo líquido o seco. Un transformador de corriente montado en las tres fases de los bushings del transformador, suministran corriente a la bobina calefactora del bulbo-termómetro que contribuye a calentar apropiadamente y simular muy de cerca la temperatura del punto caliente del transformador.

El monitoreo de más de una fase es deseable cuando existe una razón para esperar un desbalance entre las cargas por fase.

El indicador de temperatura es un instrumento conectado a través de un tubo capilar al bulbo del termómetro. El fluido en el bulbo se expande o contrae proporcionalmente a los cambios de temperatura y se transmite a través del tubo al instrumento. Acoplada a la flecha del instrumento indicador hay tres levas que operan contactos individuales a niveles preajustados de temperatura.

Los relevadores térmicos se usan más frecuentemente en transformadores de 10 o más MVA's que en transformadores pequeños. Se pueden usar en transformadores de subestación de cualquier tamaño.

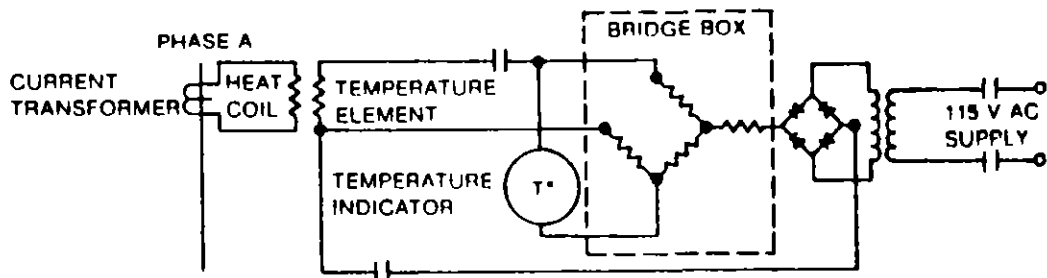


EL RELEVADOR DE IMAGEN TERMICA (TEMPERATURA DE DEVANADO) UTILIZA UN ELEMENTO CALEFACTOR PARA DUPLICAR EL EFECTO DE LA CORRIENTE EN EL TRANSFORMADOR.



### 8.1.3.- Termómetros para medir puntos calientes.

El equipo para detectar la temperatura de puntos calientes mostrado en la figura que sigue, es similar al equipo del relevador térmico en un transformador ya que indica la temperatura del punto mas caliente del transformador. Mientras que el relevador térmico lo hace con la expansión de un fluido y un instrumento bourdon, el equipo de medición de la temperatura mas caliente lo hace usando el método del puente de Wheatstone midiendo la resistencia de un detector de temperatura tipo resistencia que responde a los cambios de temperatura del transformador, aumentando cuando la temperatura es mas alta. Como esto se puede usar con más de una bobina detectora se pueden verificar las temperaturas de varios puntos dentro del transformador.



El indicador de temperatura de puntos calientes utiliza el método del puente de Wheatstone para determinar la temperatura del transformador.

### 8.1.4.- Enfriamiento con aire forzado.

Otro medio de protegerse contra sobrecargas es incrementar la capacidad del transformador con enfriamiento auxiliar a base de ventiladores. La capacidad del transformador se puede incrementar entre un 15 y un 33% de la capacidad nominal, dependiendo del diseño y de la capacidad del transformador. Un enfriamiento dual con un segundo juego de ventiladores de aire forzado o un sistema de aceite forzado dara un segundo incremento en la capacidad y es aplicable a transformadores trifasicos con 12,000 kVA nominales o mas.

El enfriamiento con aire forzado se puede agregar en una fecha posterior para incrementar la capacidad del transformador para que pueda soportar el incremento en la carga, siempre y cuando el transformador hubiese sido ordenado con las provisiones para llevar enfriamiento por ventiladores en el futuro.

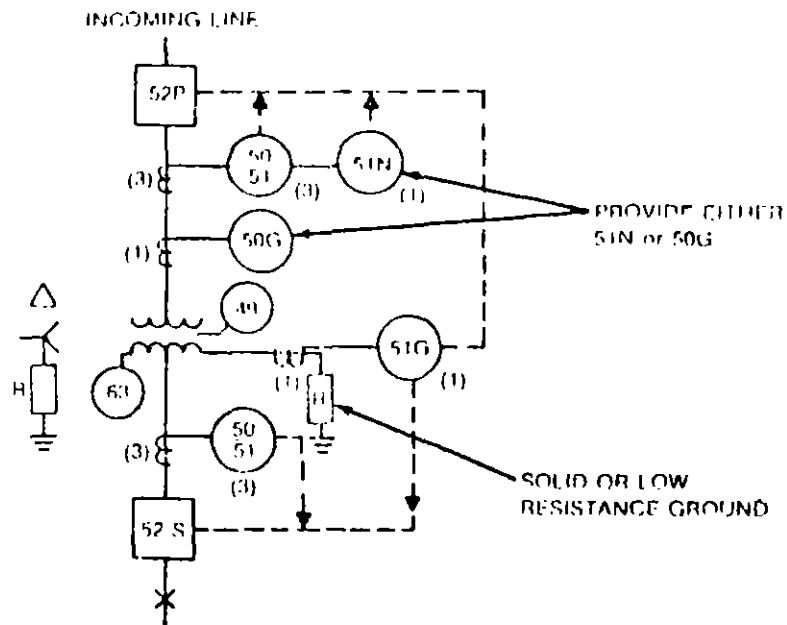
El enfriamiento auxiliar del líquido aislante ayuda a mantener la temperatura de los devanados y otros componentes por abajo de los

límites de diseño de temperatura. Por lo general, la operación del equipo de enfriamiento es iniciada automáticamente por el indicador de temperatura o por el relevador térmico después de que se alcanza una temperatura predeterminada.

#### 8.1.5.- Relevadores de sobrecorriente.

La protección contra sobrecorriente del transformador se puede dar con relevadores. Estos relevadores se aplican junto con transformadores de corriente y un interruptor o un circuit switcher, dimensionado para los requerimientos de capacidad continua máxima y de interrupción para esa aplicación. Una aplicación típica se muestra en la figura siguiente.

Los relevadores de sobrecorriente se seleccionan para proporcionar un rango de ajuste de sobrecorriente por encima de las sobrecargas permitidas y ajustes instantáneos cuando sea posible dentro de la capacidad del transformador para soportar sobrecorrientes por fallas externas. Estas características deben seleccionarse para coordinar con los dispositivos colocados arriba y abajo del flujo eléctrico.



Las fallas a tierra que ocurren en el secundario del transformador de la subestación o entre el secundario del transformador y el dispositivo de protección principal en el secundario no pueden ser aislados por el dispositivo de protección principal en el secundario, que se localiza en el lado de la carga de la falla a tierra. Estas fallas a tierra, cuando están limitadas por un resistor entre neutro y tierra, pueden no ser vistas por los fusibles en el primario del transformador o por los relevadores diferenciales del transformador. Solamente pueden ser aisladas por el interruptor en el primario o por otros dispositivos de protección disparados por un relé de tierra en el circuito del resistor del neutro o por un relevador diferencial de tierra. Un relevador diferencial de tierra puede consistir en un simple relevador de sobrecorriente conectado a un TC en la conexión del neutro a tierra y a un circuito residual de los TC's de línea acoplado a través de un TC auxiliar para compensar la relación de transformación, como este esquema está sujeto a errores durante fallas externas debido a la diferente saturación de los TC's, un relevador con bobinas de restricción se puede utilizar en lugar de un relevador de sobrecorriente sencillo.

Los relevadores de sobrecorriente aplicados en el lado primario de un transformador proporcionan protección contra fallas en los devanados del transformador, así como protección de respaldo contra fallas en el secundario del transformador. Cuando los relevadores de sobrecorriente se aplican también en el lado secundario del transformador, estos relevadores forman la protección principal contra fallas del lado secundario del transformador. Sin embargo, los relevadores de sobrecorriente aplicados en el lado secundario del transformador no proporcionan protección contra fallas en los devanados del transformador.

Los ajustes de los relevadores de sobrecorriente deben cumplir los requisitos de los estándares y códigos aplicables así como las necesidades del sistema de potencia. Los requisitos de ANSI/NEPA 70-1984 (NEC) representan los límites superiores que se deben cumplir al seleccionar dispositivos de sobrecorriente. Estos requisitos sin embargo, no son guías para el diseño de un sistema que proporcione la máxima protección de transformadores. Por ejemplo el ajuste de dispositivo de protección por sobrecorriente en el primario o en el secundario de un transformador a 2.5 veces la corriente nominal, permite que el transformador se dañe sin que el dispositivo de protección opere.

La mejor protección para los transformadores se dará con interruptores o fusibles en ambos lados del transformador ajustados o seleccionados para operar a valores mínimos. Una práctica común es que los fusibles o interruptores en el lado secundario operen con cargas de 125% de la capacidad máxima.

El utilizar un interruptor en el lado primario de cada transformador es caro, sin embargo, especialmente para transformadores de poca capacidad y de poco valor, se puede considerar un compromiso económico instalar un interruptor que alimente de 2 a 6 transformadores relativamente pequeños. Cada transformador tiene su propio interruptor en el lado secundario, y en la mayoría de los casos un desconectador en el primario. La protección por sobrecorriente debe satisfacer los requisitos del NEC.

La principal desventaja es que todos los transformadores serán

desenergizados al abrirse el interruptor en el lado de los primarios. Mas aún, la capacidad o ajuste de un interruptor en el circuito de los primarios seleccionado para acomodar los requisitos de la carga total de todos los transformadores podría ser tan grande que solamente se proporcionaría un margen pequeño de protección contra fallas en el lado secundario, y casi ninguna protección de respaldo para cada transformador individual.

Si usamos cortacircuitos fusibles en el lado primario de cada transformador, se puede proporcionar protección contra cortos circuitos para cada transformador y se proporciona selectividad adicional para el sistema. Si se usan cortacircuitos fusibles y elementos fusibles duales con retraso de tiempo en el secundario de cada transformador permitirá dimensionarlos mas estrechamente (típicamente 125% de la corriente de plena carga) dando una excelente protección contra sobrecargas y corto circuito para aplicaciones en tensiones de 600 volts o menos.

## 8.2.- Protección contra sobretensiones.

La causa mas común de las fallas en los transformadores son las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosfericas, sobretensiones por maniobra y otros disturbios del sistema. Ciertos tipos de carga y la línea de alimentación pueden generar disturbios con altas tensiones. Existe una idea erronea que los servicios subterranos estan libres de estos disturbios. La coordinación de aislamiento del sistema en el uso y localización de apartarrayos en el primario y en el secundario es muy importante. Normalmente los transformadores con líquido aislante tienen niveles básicos de aislamiento nominales mas altos que los transformadores tipo seco con ventilacion estandar y que los tipo seco sellados. Los transformadores con bobinas aisladas con dieléctricos sólidos tienen niveles básicos de impulso iguales a los transformadores aislados en aceite. Los transformadores tipo seco ventilados y los transformadores tipo seco sellados se pueden especificar para que tengan niveles de aislamiento básico al impulso igual al de los transformadores aislados en líquidos.

### 8.2.1.- Apartarrayos.

Por lo general, si el transformador aislado en líquido esta alimentado por conductores encerrados desde los secundarios de transformadores con una adecuada protección contra ondas en el primario, puede que no se requiera protección adicional, dependiendo del diseño del sistema. Sin embargo, si el primario del transformador o el secundario esta conectado a conductores que estan expuestos a descargas atmosféricas, es necesaria la instalación de apartarrayos. Para una mejor protección el apartarrayos debe montarse tan cerca como sea posible de las terminales del transformador, de preferencia, dentro de un metro y del lado de la carga del switch de llegada.

El grado obtenido de protección contra ondas esta determinado por la cantidad de exposición, al tamaño e importancia del transformador en el sistema, el tipo y el costo de los apartarrayos. En orden descendente en costo y grado de protección, los apartarrayos disponibles son tipo estación, tipo intermedio y tipo distri-

bucion. Los transformadores con menor nivel básico al impulso son menos costosos e igualmente confiables si se protegen con apartarrayos compatibles.

Los transformadores tipo seco ventilados y tipo seco sellados se usan normalmente en interiores y la protección contra ondas es necesaria. Como todos los sistemas tienen el potencial para transmitir ondas primarias y secundarias, causadas por descargas y disturbios en el sistema se han desarrollado apartarrayos tipo distribución de bajo flameo y apartarrayos de baja tensión para la protección de transformadores tipo seco y máquinas rotatorias. La selección de apartarrayos (la clase de aislamiento en kV) debe estar basado en la tensión del sistema y en las condiciones del sistema (conectado a tierra o aislado de tierra). La clase en kV del apartarrayos no esta determinada por la clase en kV del devanado primario del transformador.

#### 8.2.2.- Capacitores contra ondas.

También puede ser apropiado para todos los tipos de transformadores proporcionarles protección adicional en forma de capacitores contra ondas localizados tan cerca como sea posible de las terminales del transformador. Los devanados del transformador pueden experimentar una distribución no muy uniforme de una onda de frente rápido. Los capacitores contra ondas tienen la doble función de disminuir la pendiente de los transitorios de frente rápido que puedan chocar contra el devanado del transformador, así como la de reducir la impedancia efectiva contra la onda presentada por el transformador a la onda que llega. Este tipo de protección adicional es apropiado contra tensiones transitorias generadas dentro del sistema debidas a condiciones del circuito tales como preencendidos y reencendidos (prestriking, restriking), interrupciones de corriente de alta frecuencia, reencendidos multiples, escalada de tensiones, supresion o corte de corriente (chopping) resultado de conmutaciones, operaciones de fusibles limitadores de corriente, encendido de tiristores, o condiciones de ferresonancia.

#### 8.2.3.- Ferresonancia.

La ferresonancia es un fenómeno que resulta en el desarrollo de una tensión por arriba de la nominal en los devanados de un transformador. Estas sobretensiones pueden originar la operación de apartarrayos, daño al transformador y riesgo de choque eléctrico. Las condiciones siguientes se combinan para producir ferresonancia:

- 1) Transformador en vacio.
- 2) Un circuito abierto en una de las terminales primarias del transformador y al mismo tiempo una terminal energizada; en el caso de transformadores trifásicos una o dos de las tres terminales primarias puede ser desconectada.
- 3) El punto de desconexión no esta cerca al transformador.
- 4) Existe una tension potencial entre el conductor de la terminal desconectada y tierra.

El circuito resonante puede ser trazado desde la terminal energizada a través del primario del transformador a una de las terminales desconectadas, luego a través del aislamiento del conductor de la terminal aislada a tierra, y luego de regreso a través del sistema de alimentación a la terminal energizada. Ver la figura siguiente.

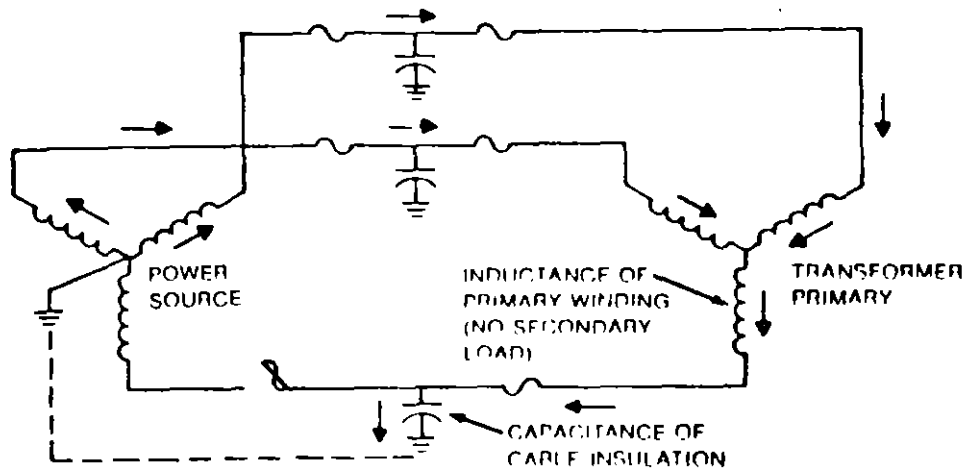


Diagrama unifilar mostrando el flujo de corrientes que puede conducir a Ferresonancia.

Aunque es más común en sistemas de distribución subterráneos la ferresonancia puede ocurrir en líneas aéreas, cuando el punto con una fase abierta está suficientemente lejos del transformador. Los escenarios típicos para la resonancia involucran el switcheo remoto de transformadores en vacío, o la operación de fusibles remotos en una fase o la falla de los tres polos de un dispositivo tripolar para abrir apropiadamente acompañado de la desconexión de la carga secundaria.

La ferresonancia se puede minimizar o eliminar teniendo carga conectada al secundario cuando se switchea una fase en el primario usando switches operados en grupo, interruptores, o circuit switchers, o previniendo que los dispositivos interruptores de corriente estén localizados muy cerca del o en el transformador. El tópico de la ferresonancia es muy complicado, y la literatura debe ser revisada por personas especializadas para evitar ferresonancia en la operación de los interruptores o en el diseño del sistema.

### 8.3.- Protección contra corrientes de cortos circuitos.

Además del daño térmico que producen las sobrecargas prolongadas, los transformadores se ven también afectados adversamente durante las condiciones de corto circuito externo o interno, que pueden conducir en fuerzas electromagnéticas internas, elevación de temperatura y arcos con liberación de energía.

Los cortos circuitos en el lado secundario pueden sujetar al transformador a magnitudes de corriente de corto circuito limitadas solamente por la suma de las impedancias de la fuente y del transformador. De aquí que los transformadores con impedancias desacomodadamente bajas pueden experimentar corrientes de corto circuito extremadamente altas que originan daños mecánicos. El flujo prolongado de una corriente de corto circuito de menor magnitud también puede infringir un daño térmico.

La protección del transformador contra fallas internas y externas debe ser tan rápida como sea posible para reducir el daño a un mínimo. Esta protección sin embargo, puede ser reducida por limitaciones en el diseño de un sistema de coordinación selectiva y por procedimientos de operación.

Existen varios dispositivos sensores disponibles que proporcionan grados variables de protección contra corto circuito. Estos dispositivos sensan dos aspectos diferentes de un corto circuito. El primer grupo de dispositivos sensa la formación de gases consecuentes a una falla y se usan para detectar fallas internas. El segundo grupo sensa directamente la magnitud de la corriente de corto circuito.

Los dispositivos sensores de gas incluyen dispositivos liberadores de presión, relevadores de presión súbita, relevadores detectores de gas, y relevadores de gas combustible. Los dispositivos sensores de corriente incluyen fusibles, relevadores de sobrecorriente y relevadores diferenciales.

#### 8.3.1.- Dispositivos sensores de gas.

Las fallas de poca magnitud en el transformador, producen gases formados por la descomposición del aislamiento expuesto a alta temperatura en la falla. La detección de la presencia de estos gases puede permitir sacar de servicio el transformador antes de que ocurra la propagación del daño. En algunos casos se puede detectar el gas mucho tiempo antes de que la unidad falle. Las corrientes de falla de gran magnitud generalmente serán sensadas por otros detectores, pero el dispositivo sensor de gas responderá con un modesto retraso de tiempo. Estos dispositivos fueron descritos antes en detalle en el inciso 6.

#### 8.3.2.- Dispositivos sensores de corriente.

Los fusibles, relevadores de sobrecorriente y relevadores diferenciales se deben seleccionar para proporcionar el máximo grado de protección al transformador. Estos dispositivos de protección deben operar en respuesta a una falla antes que la magnitud y duración de la sobrecorriente exceda los límites de carga por corto tiempo recomendados por el fabricante del transformador. En ausencia de información específica aplicable a un transformador

en particular, los dispositivos de protección deben ser seleccionados de acuerdo con guías de aplicación para los límites máximos permisibles de carga por corto tiempo del transformador. Las curvas que ilustran estos límites, para transformadores sumergidos en líquido se discuten en la siguiente sección, además las capacidades o ajustes de los dispositivos de protección se deben seleccionar de acuerdo con el capítulo 4, artículo 450 del NEC.

La siguiente discusión extraída del apéndice A del ANSI/IEEE C-37.91-1985 titulado aplicación de la Guía de la duración de corriente de falla externa de transformadores de potencia. Información y curvas de protección contra fallas externas similares se pueden obtener en ANSI/IEEE C57.109-1985. La siguiente discusión se basa en estas dos estándares. Curvas de protección contra fallas externas similares para transformadores tipo seco están en desarrollo actualmente.

Los dispositivos de protección de sobrecorriente tales como fusibles y relevadores tienen características de operación bien definidas que relacionan la magnitud de la corriente de falla con el tiempo de operación. Es deseable que las curvas características de estos dispositivos se coordinen con curvas comparables, aplicables a transformadores, que reflejan su capacidad de aguante durante fallas externas. Tales curvas para transformadores sumergidos en líquidos Categoría I, II, III y IV (como se describe en ANSI/IEEE C57.12.00-1980), se presentan en estas notas como curvas de protección contra fallas externas.

Es muy conocido que el daño sufrido por los transformadores durante fallas externas se debe tanto a los efectos térmicos como a los efectos mecánicos. Estos últimos han ganado recientemente un reconocimiento cada vez mayor, como la causa principal de las fallas en los transformadores. Aunque la elevación de la temperatura asociada con corrientes de falla externa de gran magnitud, es típicamente bastante aceptable, los efectos mecánicos son intolerables si se permite que tales fallas ocurran con regularidad. Este resultado se debe a la naturaleza acumulativa de algunos de los efectos mecánicos, particularmente la compresión del aislamiento, desgaste del aislamiento y fricción inducida por desplazamiento. El daño que ocurre como resultado de estos efectos acumulados es, por lo tanto una función no solo de la magnitud y duración de las fallas externas, sino también del número total de tales fallas.

Las curvas de protección contra fallas externas aquí presentadas, toman en consideración el hecho de que el daño al transformador, tal como se discutió antes, es acumulativo y el hecho de que el número de fallas externas a las que el transformador puede ser expuesto, es inherentemente diferente para diferentes aplicaciones del transformador. Por ejemplo, los transformadores que tienen los conductores secundarios encerrados en conduits o aislados en alguna otra forma, tal como aquellos típicamente encontrados en los sistemas de potencia industriales, comerciales e institucionales, experimentan una incidencia de fallas externas extremadamente baja. En contraste los transformadores con líneas aéreas en el lado secundario, tales como los que se tienen en las subestaciones de distribución de las compañías suministradoras, tienen una incidencia de fallas externas relativamente alta, y el uso de restauradores o de interruptores con recierre



automático pueden sujetar al transformador a repetidas ondas de corrientes cada vez que ocurre una falla. Entonces, para un transformador dado en estas dos diferentes aplicaciones, se deberá aplicar una curva de protección contra fallas externas diferente. Para aquellas aplicaciones en las que las fallas ocurren con poca frecuencia, la curva de protección contra fallas externas debe reflejar primeramente las consideraciones por daños térmicos, ya que los efectos acumulativos originados por las fallas externas, que producen daños mecánicos no serán un problema. Para aquellas aplicaciones en las cuales las fallas ocurren frecuentemente, la curva de protección debe reflejar el hecho que el transformador se verá sujeto tanto a los efectos térmicos y a los efectos de daños mecánicos acumulados producidos por fallas externas.

Al usar las curvas de protección contra fallas externas para seleccionar la característica corriente-tiempo de los dispositivos de protección, el ingeniero de protecciones deberá tomar en cuenta, no solamente el inherente nivel de incidencia de fallas externas, como se describe anteriormente sino también la localización de cada dispositivo de protección y su papel en darle protección al transformador. Como se observó, los transformadores de subestación con líneas aéreas en el lado secundario tienen una incidencia de fallas relativamente alta. El equipo de protección del alimentador en el lado secundario es la primera línea de defensa contra fallas externas y su característica corriente-tiempo debe, por lo tanto, seleccionarse con referencia a la curva de protección contra fallas que inciden frecuentemente. Más específicamente, las características corriente-tiempo de los dispositivos de protección del alimentador deben quedar abajo y a la izquierda de la apropiada curva de protección contra fallas que inciden frecuentemente. Los dispositivos de protección primaria en el lado secundario (si se aplican) y los dispositivos de protección en el lado primario operan típicamente para proteger contra fallas externas en el raro caso de una falla entre el transformador y los dispositivos de protección de los alimentadores, o en el igualmente raro caso que un dispositivo de protección en los alimentadores no opere o lo haga muy lentamente debido a una capacidad incorrecta (más alta) o a un ajuste equivocado. Las características corriente-tiempo de estos dispositivos, por lo tanto, se deben seleccionar, con referencia a la curva de protección contra fallas que inciden con poca frecuencia. Además, estas características corriente-tiempo se deben seleccionar para lograr la coordinación deseada entre los diversos dispositivos de protección.

En contraste, los transformadores con conductores secundarios protegidos (por ejemplo, cable, bus ducto o tablero) experimentan una incidencia de fallas externas extremadamente baja. Por lo tanto los dispositivos de protección del alimentador se debe seleccionar con referencia a la curva de protección contra fallas de incidencia poco frecuente. El dispositivo de protección principal en el lado secundario (si es aplicable) y el dispositivo de protección en el lado primario se deben seleccionar con referencia a la curva de protección contra fallas de incidencias poco frecuente. Otra vez, estas características corriente-tiempo se deben seleccionar para lograr la coordinación deseada entre los

diversos dispositivos de protección.

Para los transformadores de la Categoría I (monofásicos de 5-500 kVA, trifásicos de 15-500 kVA), se aplica una curva de protección contra fallas externas sencilla. Ver Fig 191. Esta curva se puede usar para seleccionar las características corriente-tiempo de los dispositivos de protección para todas las aplicaciones independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas.

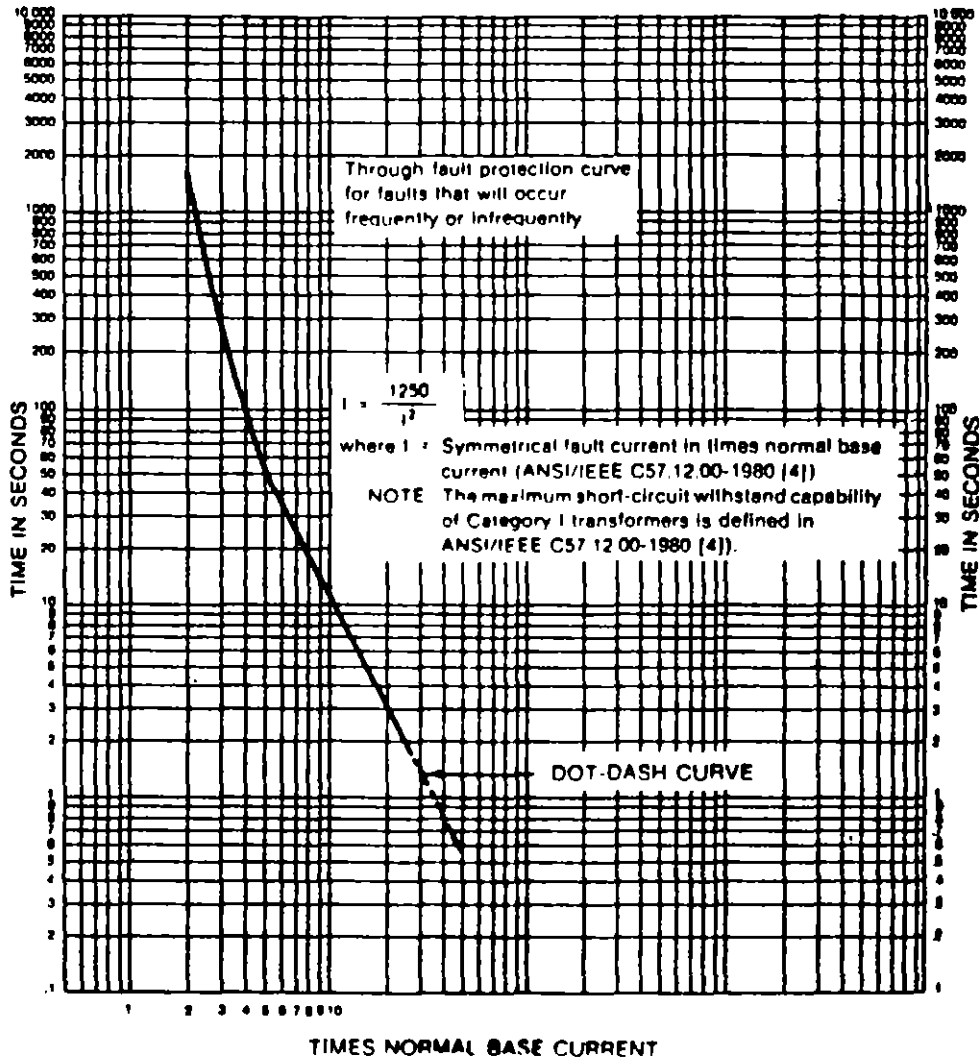


Fig 191  
Curva de protección contra fallas externas para Transformadores Categoría I. (Monofásicos 5 - 500 kVA, Trifásicos 15 - 500 kVA)

Para los transformadores de la Categoría II (monofásicos de 501-1667 kVA, trifásicos de 501-5000 kVA) se aplican dos curvas de protección contra fallas externas. Vea Fig 192. La curva de la izquierda en la Fig 192 refleja tanto las consideraciones de daño térmico y mecánico, y se puede usar para seleccionar las características corriente-tiempo del dispositivo de protección del alimentador para aplicaciones con fallas de incidencia frecuente.

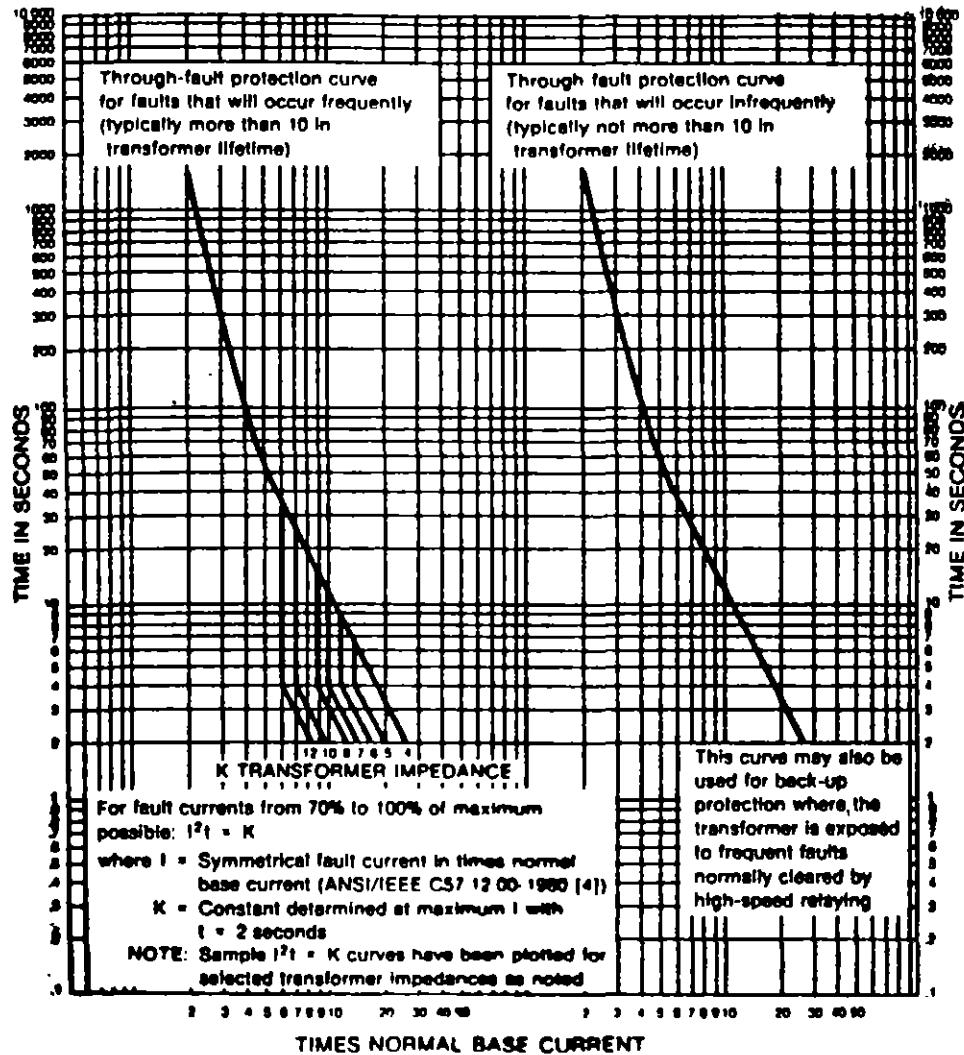


Fig 192  
Curvas de protección contra falla externa para Transformadores Categoría II (Monofásicos 501-1667 kVA, Trifásicos 501-5000 kVA)

La curva de la derecha en la Fig 192 refleja primeramente las consideraciones por daño térmico y se puede usar para seleccionar características corriente-tiempo del dispositivo de protección del alimentador en aplicaciones contra falla de incidencia poco frecuente. Esta curva también se puede usar para seleccionar el dispositivo de protección principal en el lado secundario (si se aplica) y las características corriente-tiempo del dispositivo de protección en el lado primario para todas las aplicaciones, independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas. Para los transformadores de la Categoría III (monofásicos de 1668-10000 kVA, trifásicos de 500-30000 kVA) se aplican dos curvas de protección contra fallas externas. Ver Fig 193.

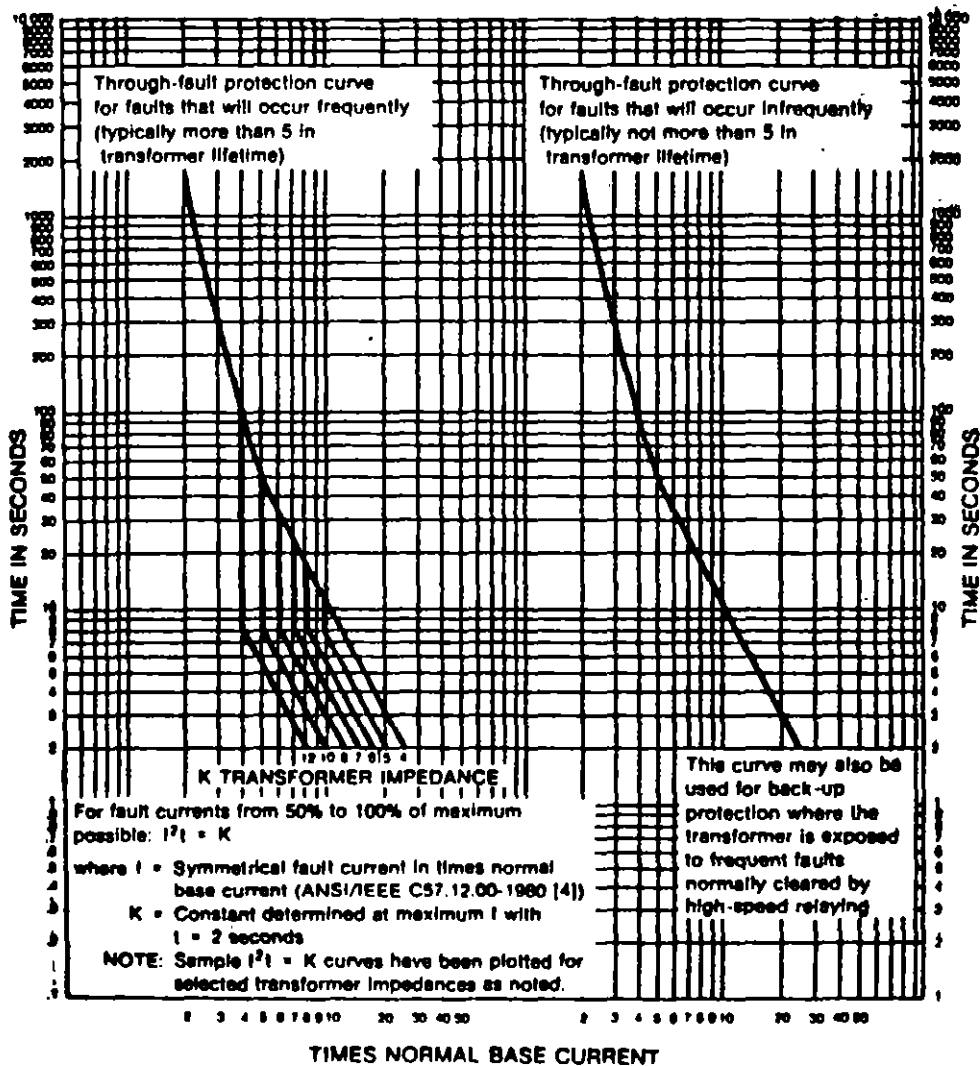


Fig 193  
Curvas de protección contra falla externa para Transformadores Categoría III (Monofásicos 1.668-10 MVA, Trifásicos 5.001-30 MVA)

La curva de la izquierda de la Fig 193 refleja consideraciones de daño térmico y mecánico, y se puede usar para seleccionar las características corriente-tiempo del dispositivo de protección del alimentador para aplicaciones con fallas de incidencia frecuente. La curva de la derecha de la Fig 193 refleja primeramente las consideraciones por daños térmicos y se puede usar para seleccionar las características corriente-tiempo del dispositivo de protección del alimentador en aplicaciones con fallas de incidencia poco frecuente. Esta curva también se puede utilizar para seleccionar las características corriente-tiempo el dispositivo de protección principal en el lado secundario (si se aplica) y del dispositivo de protección en el lado primario para todas las aplicaciones, independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas.

Para transformadores de la Categoría IV (monofásicos arriba de 10000 kVA, trifásicos arriba de 30000 kVA), se aplica una sola curva de protección contra fallas externas. Ver Fig 194. Esta curva refleja las consideraciones de daño térmico y mecánico y se puede utilizar para seleccionar las características corriente-tiempo del dispositivo de protección para todas las aplicaciones, independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas. La descripción anteriormente mencionada de la aplicación de transformadores de las Categorías II y III para fallas de incidencia frecuente contra incidencia poco frecuente, se puede relacionar con la zona o la localización de la falla. Ver Fig. 195.

La curva característica del dispositivo de protección en el lado primario puede cruzar la curva de protección contra fallas externas a niveles de corriente mas pequeños, ya que la protección contra sobrecargas de bajas corrientes, es una función del dispositivo o dispositivos de protección en el lado secundario. Sin embargo, se deben hacer esfuerzos para que la curva del dispositivo de protección del lado primario intersepte la curva de protección contra fallas externas en una corriente tan baja como sea posible, para maximizar el grado de protección de respaldo para los dispositivos en el lado secundario.

Los valores en la curva de protección contra fallas externas se basan en las relaciones devanado-corriente para una falla trifásica en el secundario, y se puede usar para transformadores conectados delta-delta y estrella-estrella. Para transformadores conectados en delta-estrella, los valores de la curva de protección para fallas externas se deben reducir al 58% de los valores mostrados, para dar una protección apropiada durante fallas de una fase al neutro en el lado secundario.

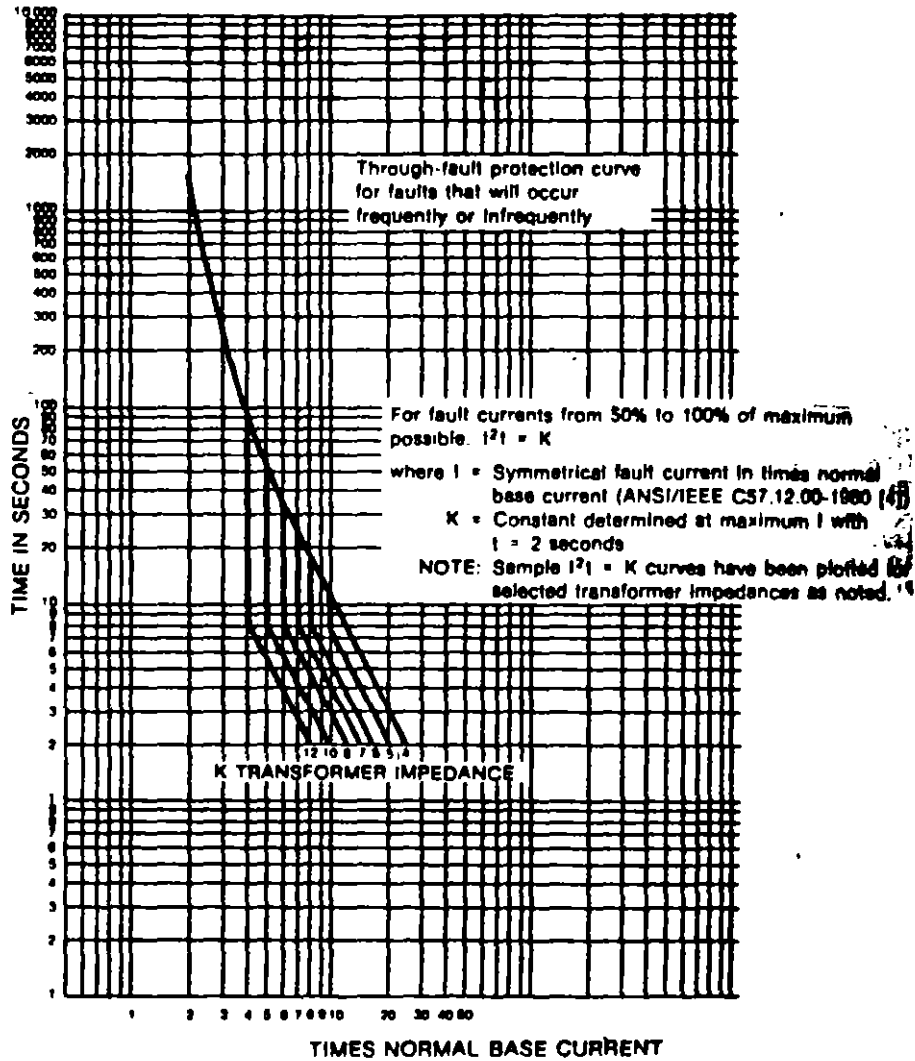
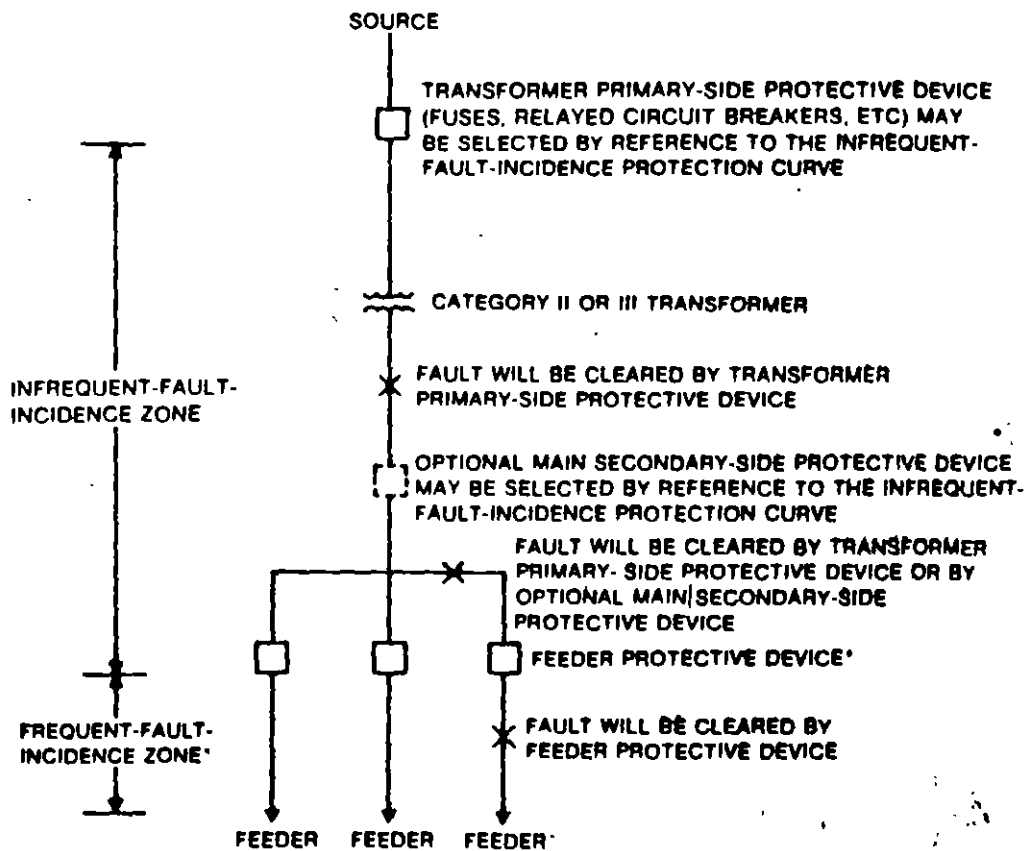


Fig 194  
 Curvas de protección contra falla externa para Transformadores  
 Categoría IV (Monofásicos >10 MVA, Trifásicos >30 MVA)



\*Should be selected by reference to the frequent-fault-incidence protection curve. For transformers serving systems with secondary-side conductors enclosed in conduit, bus duct, etc. the feeder protective device may be selected by reference to the infrequent-fault-incidence protection curve.

Fig 195  
 Zonas de Falla de Incidencia Frecuente y Poco Frecuente de Transformadores Categoría II y III

### 8.3.3.- Fusibles.

Los fusibles utilizados en el primario del transformador son dispositivos de una sola operación, relativamente sencillos y económicos que proporcionan protección al transformador contra cortos circuitos. Los fusibles se aplican en combinación con cortacircuitos fusibles capaces de interrumpir la corriente de plena carga. Utilizando donde sea posible, cortacircuitos fusibles en el lado primario, se le puede dar al transformador protección contra corto circuito, así como un alto grado de selectividad al sistema.

Las consideraciones para la selección del fusible incluyen el que tengan una capacidad interruptiva igual o mayor que la capacidad de falla del sistema en el punto de aplicación, que tengan una capacidad de corriente continua por encima de la corriente continua máxima bajo los diversos modos de operación, y que tengan una característica corriente-tiempo que deje pasar las corrientes de inrush de magnetización y de carga que ocurren simultáneamente después que ocurre una interrupción momentánea sin la operación del fusible y que interrumpa antes que se alcance el punto de aguante del transformador. Los fusibles así seleccionados pueden proporcionar protección contra fallas secundarias entre el transformador y el dispositivo de protección contra sobrecorrientes en el lado secundario, así como protección de respaldo de este último.

La magnitud y duración de las corrientes de inrush de magnetización varían según los diferentes diseños de los transformadores. Corrientes de inrush de 8 a 12 veces la corriente nominal de plena carga durante 0.1 segundo se usan comúnmente para coordinación.

Cuando se usan fusibles, se puede dar la protección contra sobrecargas usando un contacto del indicador de temperatura del transformador para cortar carga no esencial o bien, disparando el dispositivo de protección por sobrecorriente en el lado secundario del transformador.

Cuando existe la posibilidad de una alimentación por el lado de baja tensión, se recomienda que el cortacircuito, la puerta de acceso al fusible, y el dispositivo de protección por sobrecorriente en el secundario del transformador, tengan un interlock para asegurar que el fusible este desenergizado antes de darle servicio.

Los sistemas de protección por relevadores pueden ofrecer protección por sobrecorriente de bajo nivel. Los sistemas de protección por relevadores así como los cortacircuitos fusibles, pueden dar protección contra operación monofásica, cuando se usa un apropiado detector de fase abierta que inicie la apertura del interruptor o del switch interruptor si ocurre una condición de fase abierta.

### 8.3.4.- Relevadores instantáneos.

Los relevadores de sobrecorriente de fase con elementos instantáneos proporcionan, a los transformadores, protección contra cortacircuitos además de protección contra sobrecargas. Cuando se usan en el lado primario, generalmente coordinan con los dispositi-



tivos de protección del lado secundario. El ajuste de los relevadores instantáneos se selecciona en su aplicación con respecto a los dispositivos de protección en el secundario y al arreglo de los circuitos.

### 8.3.5.- Relevadores diferenciales de fase y de tierra.

La protección diferencial compara la suma de las corrientes entrando a la zona de protección con la suma de las corrientes saliendo de la zona de protección; las sumas deben ser iguales. Si la suma de las corrientes entrando difieren en más de una cierta cantidad o por ciento de la suma de las corrientes saliendo de la zona protegida, es indicativo de la existencia de una falla y el relevador opera para aislar la zona fallada.

Los relevadores diferenciales del transformador operan con un porcentaje entre la corriente diferencial y la corriente de restricción; este porcentaje se llama pendiente del relevador. Un relevador con 25% de pendiente operará si la diferencia entre las corrientes entrando y saliendo es mayor del 25% de la suma de las corrientes que entran y salen, siempre y cuando la magnitud sea mayor del valor de pickup mínimo del relevador.

La sensibilidad para la detección de fallas de los relevadores diferenciales queda determinado por la combinación del ajuste del relevador y los parámetros del circuito. Para la mayoría de los relevadores diferenciales de transformadores de alta velocidad, el pickup del relevador es de alrededor de 30% del ajuste del tap. Dependiendo del ajuste, la sensibilidad será de entre 25 y 50% de la corriente de plena carga. Para transformadores conectados en delta-estrella con capacidades alrededor de 10000 kVA y que alimentan sistemas de suministro conectados a tierra a través de una resistencia, se recomienda agregar a los relevadores diferenciales de fase, relevadores diferenciales de tierra en el secundario (87TG), como el mostrado en la Fig 196, para proporcionar sensibilidad adicional contra fallas a tierra en el secundario.

Es necesario hacer varias consideraciones cuando se aplican los relevadores diferenciales:

1) El sistema debe estar diseñado de tal forma, que los relevadores puedan operar un interruptor en el lado primario del transformador. Si se va a operar un interruptor remoto, se debe utilizar un sistema de disparo remoto, utilizando ya sea un hilo piloto o una cuchilla de tierra de alta velocidad. Con frecuencia las compañías que suministran la energía eléctrica controlan el interruptor remoto y puede que no permitan su disparo. La operación de un interruptor primario local propiedad del usuario, no presenta ningún problema.

2) Los transformadores de corriente asociados con cada devanado tienen diferentes relaciones de transformación y diferentes características cuando se sujetan a cargas muy grandes y a cortos circuitos. Se pueden seleccionar transformadores de corriente de relaciones múltiples y taps en los relevadores para compensar las diferencias de relación. Un método aceptable, pero menos preferible consiste en usar transformadores auxiliares.

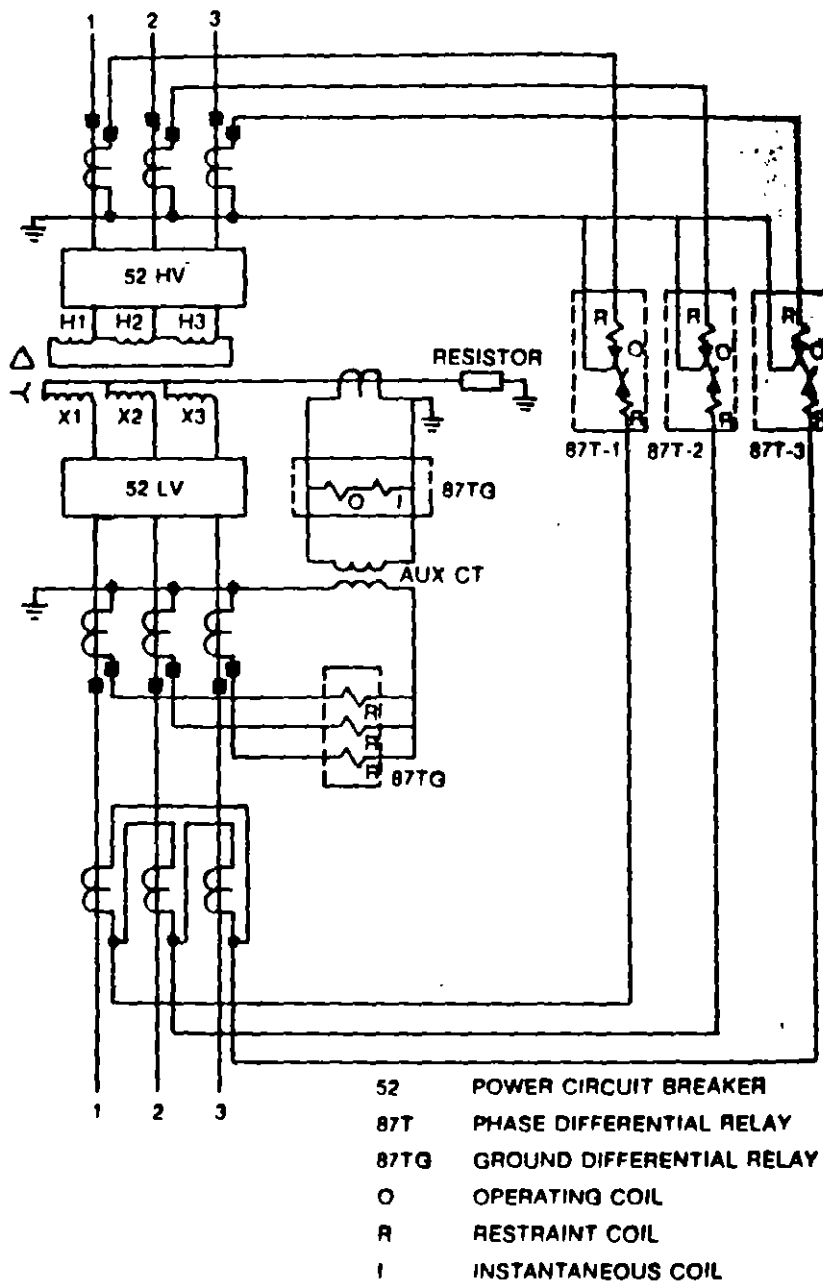


Fig 196  
 Relevador diferencial de fase y tierra del transformador con  
 las conexiones de los TC's y de las bobinas de corriente

- 3) Los taps en el transformador se pueden operar cambiando la relación efectiva de vueltas. Si se elige la relación y los taps para el rango medio el desbalance máximo será equivalente a la mitad del rango de los taps del transformador.
- 4) Se recomienda que los transformadores de corriente usados en los diferentes devanados sean del mismo tipo y del mismo fabricante para minimizar la corriente de error debida a las diferentes características de los TC's.
- 5) La corriente inrush de magnetización se vé como una falla por los relevadores diferenciales. Los relevadores deben ser desensibilizados a la corriente de inrush, pero deben ser sensibles a los cortos circuitos dentro de la zona durante el mismo período, ésto se puede lograr utilizando relevadores con restricción de armónicas. La corriente inrush de magnetización tiene una componente armónica muy grande, que no está presente en las corrientes de corto circuito. Esto permite que los relevadores con restricción de armónicas distingan entre fallas e inrush.
- 6) Las conexiones del transformador introducen con frecuencia, un desplazamiento de fase entre las corrientes de alta y baja tensión. Esto se compensa con la conexión apropiada de los transformadores de corriente. Para un transformador con el primario en delta y con el secundario en estrella, los transformadores de corriente normalmente se conectan en estrella en el primario y en delta en el secundario.
- 7) Las corrientes altas para fallas externas a la zona de protección pueden causar un desbalance entre los transformadores de corriente. Los relevadores diferenciales de porcentaje, Fig 197,

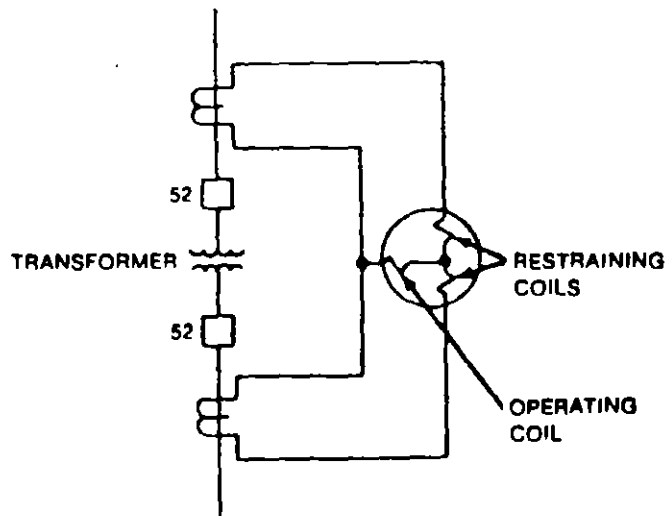


Fig 197

Los relevadores diferenciales de porcentaje proporcionan gran sensibilidad, a la vez que minimizan las operaciones erróneas que se producen por desacoples de los TC's durante fallas externas severas.

que operan cuando la diferencia es mayor que un porcentaje definido de la corriente de fase, se diseñan para resolver este problema. Los relevadores diferenciales de porcentaje también ayudan para resolver el problema de cambio de taps y el problema de balance de la relación de transformación de corriente de los TC's. Las pendientes disponibles son de 15% para los transformadores estandar, 25% para transformadores con cambiadores de taps bajo carga y 40% para aplicaciones especiales.

Los relevadores diferenciales de porcentaje con restricción de armónicas se recomiendan para transformadores de 5000 kVA para arriba.

A diferencia de los relevadores diferenciales que se aplican para barras de alta tensión o motores, la aplicación de los relevadores diferenciales de transformadores tienen que considerar armónicas y desplazamientos de fase. Aunque todos los relevadores diferenciales de transformador no incluyen filtros de armónicas, la experiencia con los filtros de armónicas ha sido benéfica y de acción rápida, y permite pickups más sensibles.

8) Un transformador delta-estrella, o estrella-delta con el neutro a tierra es una fuente (generador) de corriente de falla de secuencia cero (de tierra). Una falla a tierra en el lado estrella de un transformador, externa a la zona de protección diferencial, hará que las corrientes de secuencia cero circulen en los transformadores de corriente en el lado estrella del transformador sin el correspondiente flujo de corrientes en los TC's de línea en el lado delta del transformador. Si a estas corrientes de secuencia cero se les permite circular a través de los relevadores diferenciales, causarán un disparo indeseable e inmediato. Para prevenir tal disparo indeseable, las conexiones del transformador de corriente deben ser tales, que hagan circular las corrientes de secuencias cero en una trayectoria de baja impedancia en delta cerrada de los secundarios de los TC's, en lugar de circular por la bobina de operación del relevador diferencial. Esto es fácilmente realizado conectando en delta, los secundarios de los TC's del lado estrella del transformador.

La protección para un transformador monofásico se muestra en la Fig 197 aunque la mayoría de las aplicaciones de la protección diferencial del transformador se hacen a bancos de 5 MVA y mayores.

En la Fig 197 se muestran dos bobinas de restricción y una de operación. Las RTC's se seleccionan de tal forma que produzcan corrientes secundarias esencialmente iguales, tales que bajo condiciones sin falla la corriente secundaria del TC entrando a una bobina de restricción continuará a través de la otra bobina de restricción sin que pase corriente diferencial por la bobina de operación. Debido a los desacoples en la relación de los TC's y los ajustes en los taps de los relevadores, puede ser que siempre exista alguna corriente en el circuito de la bobina de operación aún en condiciones sin falla.

Cuando la falla es interna en la zona de protección diferencial, cantidades definidas de corriente circularán por el circuito de la bobina de operación. Entonces el relevador responderá a esta corriente diferencial y determina la relación de las corrientes de operación a las corrientes por las bobinas de restricción. El relevador operará y disparará cuando esta relación excede el

ajuste de la pendiente (generalmente se dispone de ajustes de pendiente de 15, 25, 30 y 40%) y está por arriba de la sensibilidad mínima del relevador. La conexión mostrada en la Fig 19A ilustra una aplicación típica para proteger un transformador trifásico. Generalmente el transformador está conectado en estrella-delta, seleccionado así para proporcionar una conexión secundaria aislada de tierra mientras que permite que el neutro de la estrella en el primario sea conectado sólidamente a tierra. Otras configuraciones podrían estar invertidas, y la estrella a tierra podría ser la conexión en el secundario. La conexión básica delta-estrella o estrella-delta produce un desplazamiento de fase entre la corriente entrando por el primario y la corriente saliendo por el secundario. Por esta razón los transformadores de corriente en lado de la estrella tienen sus secundarios conectados en delta, y los transformadores de corriente en el lado de la delta tienen sus secundarios conectados en estrella. Además del desplazamiento de fase que es fácilmente corregible, las magnitudes de las corrientes secundarias raramente son iguales entre sí debido al empleo de relaciones de transformación estandar en los TC's. Para compensar esto, casi todos los relevadores diferenciales de porcentaje tienen autotransformadores con taps seleccionables (en un rango de 3:1) a la entrada de cada bobina de restricción. Siguiendo las instrucciones del relevador se puede hacer el mejor acoplamiento de tal forma que se minimice la corriente sin falla a través de la bobina de operación. En algunos casos donde están involucradas subestaciones de alta tensión, los ajustes disponibles en el relevador son inadecuados y se hacen necesaria la aplicación de transformadores o de autotransformadores de corriente auxiliares. Esto se debe intentar solamente después de un profundo exámen de los efectos que las corrientes de falla externa y de los burdens secundarios, producen en los transformadores de corriente primarios. Suponiendo que los problemas de las RTC's y del desplazamiento de fase se pueden resolver, debe observarse que con frecuencia el secundario de un transformador se puede conectar a más de un bus. En ese caso se requiere una bobina de restricción para cada bus. El conectar en paralelo varios secundarios de TC's en lugar de utilizar varias bobinas de restricción puede conducir a operaciones equivocadas durante fallas externas si los buses secundarios son fuentes fuertes de corrientes de falla. Si solo son fuentes débiles, se acepta la conexión en paralelo de varios secundarios de TC's. Durante la energización de transformadores, períodos de sobretensiones y fallas externas, se pueden desarrollar armónicas en el circuito primario, en otras palabras cuando ocurre una falla fuera de la zona de protección del relevador diferencial. Las armónicas pueden conducir a una operación errónea del relevador diferencial sino son reconocidas. Para la mayor parte las armónicas de secuencias cero ( $1^a$ ,  $2^a$ , etc) quedan excluidas del relevador por la conexión de los secundarios de los TC's. Excepto por el filtraje de la segunda armónica para propósitos de restricción, los expertos no se ponen de acuerdo en los métodos de filtrar otras armónicas (5, 7, 11, 13, etc) para restricción. La práctica presente ha sido filtrar la segunda armónica y aplicarla a la bobina de restricción cuando la magnitud de la segunda

armónica excede 20% de la corriente fundamental. Debido a los problemas de errores de operación, hay fabricantes que inician la restricción con segunda armónica cuando la corriente de esta armónica excede 7.5% de la corriente fundamental. Durante condiciones normales sin falla, esta temprana restricción es benéfica, pero este ajuste de 7.5% hace al relevador menos sensible durante una falla interna.

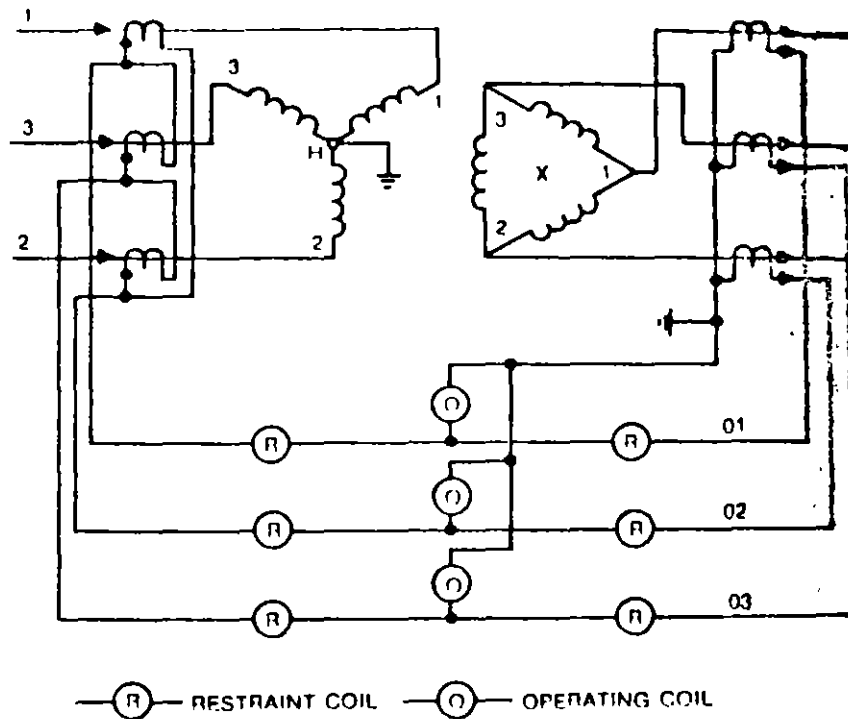


Fig 198

Conexiones esquemáticas típicas para una protección diferencial de porcentaje de un transformador estrella delta.

La protección de transformadores con relevadores diferenciales de pendiente mejora la efectividad total para detectar fallas internas de fase a fase. Sin embargo, las fallas a tierra en un devanado en estrella no pueden ser indistintamente detectadas si el transformador esta conectado a tierra a través de una resistencia y la corriente de falla a tierra esta limitada a un valor por abajo del nivel de pickup del relevador diferencial. Tales fallas a tierra pueden conducir a una destructiva falla entre fases. Cuando el transformador esta conectado sólidamente a tierra, el relevador diferencial operará para fallas a tierra dentro de la zona de protección diferencial.

Se pueden fácilmente adaptar dos métodos para darle una protección mas efectiva al devanado estrella. La Fig 199 ilustra un enfoque que emplea un relevador de sobrecorriente en conexión diferencial. Se muestran las corrientes de secuencia cero por una falla externa. Cuando se conecta apropiadamente la corriente

secundaria circulará durante esta falla externa sin pasar por el relevador, pero será aditiva para una falla interna y hará que el dispositivo 51G opere.

El circuito de la Fig 199 es susceptible para fallas externas que puedan saturar los TC's de fase y hagan operar el 51G. Por esta razón se hace mas apremiante la selección de los TC's y los ajustes del 51G son menos sensibles de los que originalmente se pudiera creer.

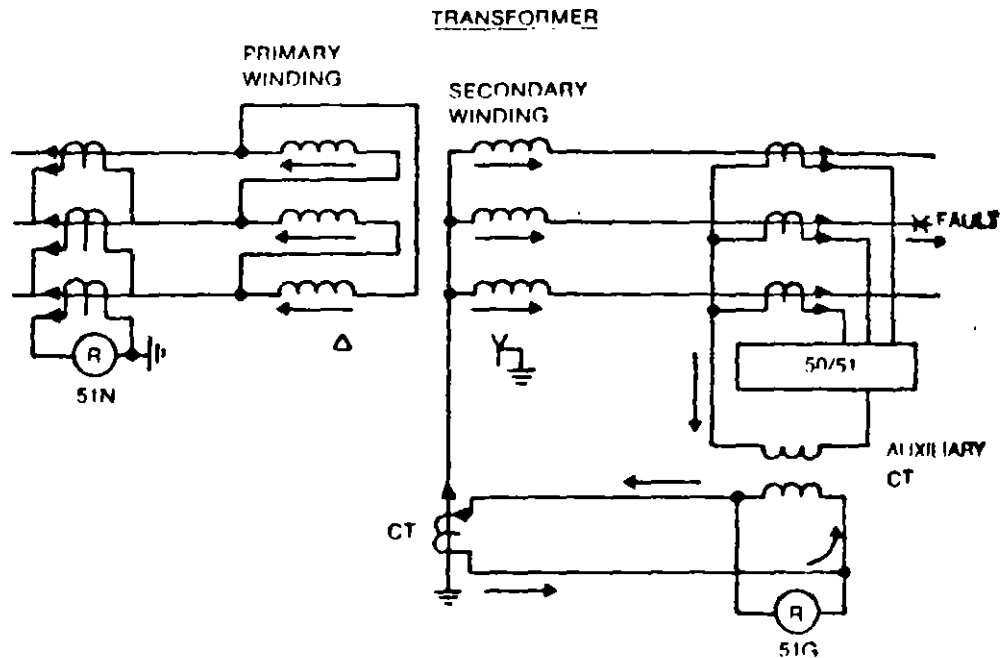


Fig 199

Protección completa contra fallas a tierra para un banco delta-estrella, utilizando un relevador de sobrecorriente residual y un relevador de tierra diferencialmente conectado; las flechas de las corrientes de secuencia cero son para una falla a tierra externa para la cuál el relevador no operará.

Una forma de resolver los problemas presentados por las fallas externas y por los TC's, se logra con el relevador direccional mostrado en la Fig 200. Las corrientes mostradas son para una falla externa y las corrientes secundarias circularán como se muestra. Sin embargo, en caso de una falla interna, las corrientes secundarias se suman en la bobina de operación como se muestra en la Fig 201. Este relevador direccional tiene el elemento adicional que previene la operación equivocada, y de hecho permite que un relevador con operación mas rápida, un relevador tipo producto que opera en menos de un ciclo. Comparando este tiempo de operación con los segundos que tarda un 51G se facilita la selección del relé.

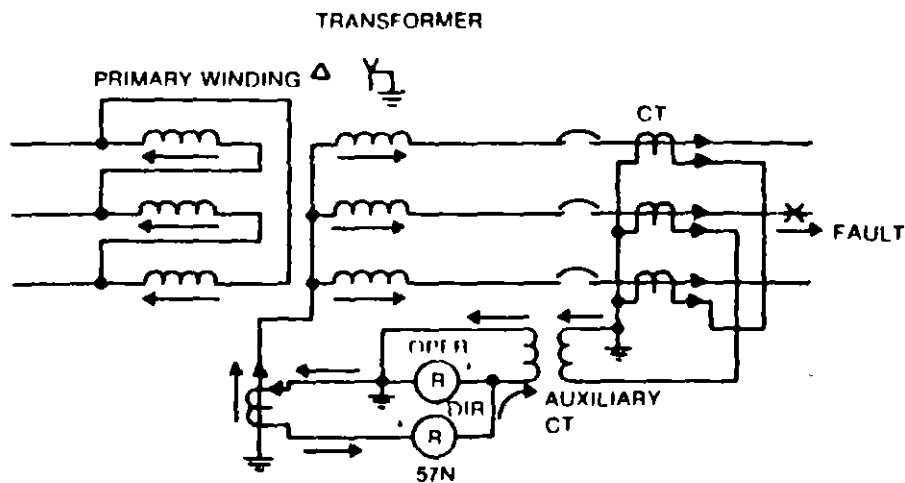
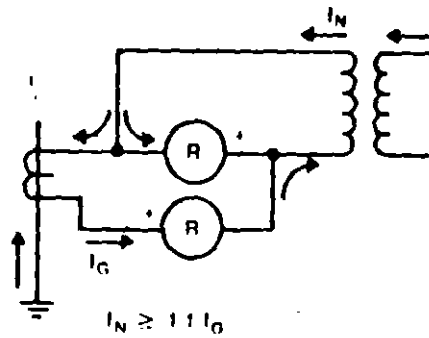


Fig 200

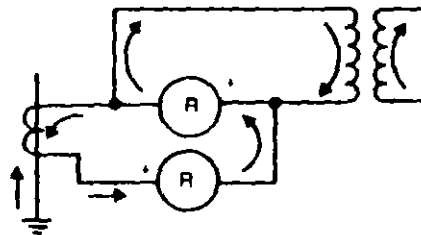
Relevador direccional para la detección de fallas a tierra en transformadores con la estrella conectada a tierra; las flechas de las corrientes de secuencia cero son para una falla a tierra externa para la cuál el relevador no operará.

En ambas aplicaciones de relevadores diferenciales de falla a tierra, la selección de las RTC's es muy importante. Puede que la RTC del TC del neutro sea mas pequeña que la del TC de fase (generalmente el caso), el TC auxiliar en el secundario residual puede corregir este desacople. Algunos usuarios eligen la relación del TC auxiliar de tal forma que circule una corriente de restricción ligeramente mayor durante una falla externa, como se muestra en la Fig 202. En efecto esta corriente secundaria en exceso circulará en la dirección opuesta en la bobina de operación impidiendo una operación en falso.





**Fig 202**  
**Relay Current During External Fault**  
**When Auxillary CT Ratio is Selected to Restrain**



**Fig 201**  
**Corrientes en el relevador durante fallas internas en el transformador.**

**9.- PROTECCION DEL TRANSFORMADOR CONTRA EL AMBIENTE.**

Además de la protección eléctrica es necesario proteger al transformador contra las condiciones ambientales que puedan afectar el comportamiento confiable. Aunque la mayoría de estas son obvias, son suficientemente importantes para que sean listadas. Las condiciones indeseables son:

- 1) Temperaturas ambientes promedio arriba de  $30^{\circ}\text{C}$  cuando el transformador lleva sus kVA nominales o más.
- 2) Agentes corrosivos, materiales abrasivos, y contaminantes de la superficie derivados de la atmosfera circundante.
- 3) Condiciones que puedan conducir a la penetración de humedad o a la condensación en devanados y otros componentes electricos internos.
- 4) Sumergir en agua o lodo.
- 5) Obstrucción de la apropiada ventilación en los radiadores en los transformadores con aceite aislante o, en el caso de transformadores tipo seco, fugas en el circuito de ventilación.
- 6) Acceso de vehiculos que puedan producir daños por colisión.
- 7) Vibración excesiva.
- 8) Acceso a vandalismo.

## 10.- CONCLUSIONES.

La protección de los actuales transformadores, mas caros y mas grandes, con una selección y aplicación apropiada de los diversos dispositivos de protección. Son pocas en número las guías d aplicación publicadas que cubran a los transformadores; po ejemplo la ANSI/IEEE C37.91-1985. El ingeniero de diseño de sistemas debe apoyarse fuertemente en su sano juicio de ingeniería para lograr un sistema de protección adecuado.

## 11.-Referencias y Bibliografía.

### a) Referencias:

1) Dickinson, W. H. Report on reliability of Electric Equipment in Industrial Plants. AIEE Transactions, pt II, Vol. 81, Jul 1962, pp 132-151.

### b) Bibliografía:

1) Applied Protective Relaying. Newark, N. J. : Westinghouse Electric Co.

2) The Art of Protective Relaying. Philadelphia, P.A.: G.E.C. bulletin 1768

3) Industrial Power Systems Handbook. Beeman, D.L., New York: Mc. Graw Hill 1955

# COORDINACION DE PROTECCIONES

## OBJETIVO

### LIMITES DE PROTECCION

- Transformadores
- Motores
- Tableros de distribución
- Cables

### DISPOSITIVOS DE PROTECCION

- Fusibles
- Interruptores de baja tensión
- Relevadores

### MARGENES DE COORDINACION

-----

## OBJETIVO

El objetivo de un estudio de coordinación de protecciones es determinar las características, rangos y ajustes de los dispositivos de protección. En caso de falla, la operación de los mismos deberá ser confiable, rápida y selectiva, para aislar únicamente la parte fallada del sistema.

-----

## LIMITES DE PROTECCION

En cualquier estudio de coordinación de protecciones se deberá considerar la protección de transformadores, motores, tableros de distribución y cables.

Cada uno de estos elementos tiene límites de protección que determinan condiciones normales de operación o daño del equipo, estos límites son utilizados para determinar las zonas de operación de los dispositivos de protección. A continuación se describen los límites de protección de cada elemento.

### TRANSFORMADORES

#### a) Curva ANSI

Esta curva representa la máxima capacidad que puede soportar el transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por un corto circuito. Para calcular la curva ANSI es necesario clasificar los transformadores en categorías como se muestra en la Tabla 1. La categoría del transformador define la forma de la curva ANSI (Fig. 1) y los puntos se deberán calcular como se indica en la Tabla 2.

Al calcular los puntos de la curva ANSI es necesario verificar que la impedancia del transformador no sea menor a las indicadas en la tabla 3, además, dependiendo de la conexión del transformador los valores de la curva se deben multiplicar por el factor ANSI de la Tabla 4.

#### b) Límites NEC

El National Electric Code (NEC) proporciona los límites máximos requeridos para protección contra sobrecorriente de transformadores, en la Tabla 5 se resumen estos límites en porcentaje, tomando como base la corriente nominal del transformador.

### c) Capacidad de sobrecarga

La capacidad de sobrecarga se refiere a los Amperes de plena carga multiplicados por los factores de enfriamiento y elevación de temperatura. La sobrecarga de un transformador depende de su tipo de enfriamiento y de la temperatura de diseño. Los factores de enfriamiento y temperatura se indican en la Tabla 6.

### d) Punto de magnetización

Es una aproximación del efecto que ocasiona la corriente de magnetización en el transformador, este punto es variable y depende principalmente del magnetismo residual y del punto de la onda de voltaje aplicado cuando ocurre la energización del transformador. La corriente de magnetización de un transformador se considera como un múltiplo de su corriente nominal, que varía de acuerdo a la capacidad nominal del transformador como se indica en la Tabla 7. El tiempo de duración de la corriente de magnetización es, invariablemente, de 0.10 segundos.

## MOTORES

Las curvas características T-I tiempo-corriente de los motores están constituidas por las siguientes partes:

- a) Corriente a plena carga
- b) Corriente de magnetización
- c) Tiempo de aceleración
- d) Corriente a rotor bloqueado
- e) Tiempo de atascamiento máximo permitido.

### a) Corriente a plena carga

Es el valor de la corriente que demanda el motor en condiciones de voltaje, potencia, y frecuencia nominales. Normalmente este dato aparece indicado en la placa del motor. En caso de que no se conozca, se pueden utilizar datos típicos proporcionados por tablas de fabricantes.

### b) Corriente de magnetización

Es el valor de la corriente que circula a través de los devanados del motor cuando este es energizado inicialmente. En forma aproximada su valor alcanza 1.76 veces el de la IRB para motores de medio y alto voltaje y 1.5 veces para los de bajo voltaje con una duración de 0.1 segundos.

### c) Tiempo de aceleración

Es el tiempo de transición entre la corriente de arranque y la de plena carga del motor. Depende de la capacidad nominal (HP), del par de arranque y de la inercia de la carga.

### d) Corriente a rotor bloqueado

Es la corriente del motor a velocidad cero (rotor bloqueado). Si no se conoce su valor, se puede utilizar la Letra Código (NEMA) para determinarlo.

### e) Tiempo de atascamiento máximo permitido

El tiempo de atascamiento del rotor, representa en un motor, un punto en la curva límite de calentamiento definido por  $I^2t$  a corriente de rotor bloqueado. Generalmente este valor lo proporciona el fabricante del motor. La protección contra sobrecorriente deberá tener un ajuste de tiempo suficiente que permita que circule la corriente de arranque del motor, pero que le permita operar en caso de que se alcance el tiempo de atascamiento máximo permitido al rotor.

Los ajustes máximos permitidos a los dispositivos de protección de sobrecorriente para la protección contra sobrecargas son los indicados en la Tabla 8 donde se indica el porcentaje de ajuste en función de la corriente a plena carga del motor.

## TABLEROS DE DISTRIBUCION

Si un grupo de motores en un tablero de distribución esta protegido por un interruptor se requiere graficar la curva de operación del bus que considere el arranque del motor de mas capacidad, mas la corriente nominal del resto de la carga.

El dispositivo de protección debe ajustarse para que opere arriba de esta curva y que no dispare cuando los motores del bus estén contribuyendo con corrientes de corto circuito en el caso de ocurrir una falla en algún bus adyacente.

## CABLES

Para la protección de cables se debe asegurar que su curva de daño quede sobre la correspondiente del dispositivo que la protege. En el caso de interruptores se deben ajustar a valores de corriente no mayores de 600% a la ampacidad del conductor.

Para el cálculo de la curva de daño del cable se utiliza la ecuación proporcionada por el fabricante o en su defecto, las siguientes ecuaciones:

Para cobre:

$$(I/CM)^2 (t) Fac = 0.0297 \text{ Log10 } \left\{ \frac{(t_f + 234.5)}{(t_o + 234.5)} \right\}$$

Para el aluminio:

$$(I/CM)^2 (t) Fac = 0.0125 \text{ Log10 } \left\{ \frac{(t_f + 228.1)}{(t_o + 228.1)} \right\}$$

Donde :

I	Corriente que fluye por el cable (Amperes)
CM	Calibre del conductor (Circular Mills)
t	Tiempo que fluye la corriente (segundos)
t <sub>o</sub>	Temperatura inicial antes de un cambio de corriente (°C)
t <sub>f</sub>	Temperatura final después de un cambio de corriente (°C)
Fac	Relación del efecto piel o relación de CA CD

## DISPOSITIVOS DE PROTECCION

En un estudio de coordinación de protecciones, las características de operación de los dispositivos de protección están representadas por curvas tiempo-corriente en hojas log-log. El tiempo cero representa el momento en que ocurre la falla, y todos los demas son posteriores. En un sistema radial todos los dispositivos que se encuentre entre el punto de falla y la fuente detectan corrientes anormales hasta que uno de ellos interrumpe el circuito. En la Fig. 2 se representa una curva de coordinación de un dispositivo de protección donde la región inferior representa el area de No operación y la superior la de operación. Estas curvas son una familia de pares de coordenadas (tiempo-corriente) que indican el tiempo de operación del dispositivo a un valor de corriente determinado

Insertar Fig. 2

## FUSIBLES

Generalmente se utilizan para protección de transformadores y motores en medio voltaje.

### Protección de transformadores

En este caso se deberá cumplir con: permitir la energización y circulación de la corriente de sobrecarga operando antes de alcanzar los valores de la curva ANSI.

### Protección de motores

Al utilizarse como protección de motores normalmente se usan en conjunto con dispositivos de protección contra sobrecarga para proporcionar protección contra corto circuito y para interrumpir niveles de corriente mayores a las nominales del interruptor o contactor asociado. Es necesario que la curva de operación del fusible permita el arranque del motor.

## INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE

Se utilizan para protección de motores o tableros de distribución

### Protección de motores

- Debe permitir su arranque
- Debe proteger contra sobrecarga
- Debe evitar alcanzar el tiempo máximo de atascamiento

### Protección de tableros de distribución

Debe permitir sin operar:

- La máxima sobrecarga del bus
- El arranque del motor mas grande cuando opera a la carga nominal
- La contribución de corriente de corto circuito cuando ocurra una falla en el bus adyacente.

## RELEVADORES

Se emplean para proteger principalmente transformadores, motores, y tableros de distribución.

### Protección de transformadores

No deberá operar durante:

- La corriente de magnetización
- La máxima sobrecarga permitida
- Después de la curva ANSI

### Protección de motores

- Deberá permitir el arranque del motor
- Debe operar antes de alcanzar el tiempo máximo de atascamiento del rotor

### Protección de tableros de distribución

Debe permitir sin operar :

- La máxima sobrecarga del bus
- El arranque del motor de mayor capacidad
- La contribución de corrientes de cortocircuito cuando ocurra una falla en el bus adyacente

Las curvas de los relevadores de protección se representan por una sola línea y las de interruptores y algunos fusibles por medio de una banda que indica los límites donde se espera que opere el dispositivo

A continuación se describen los criterios de aplicación de los principales dispositivos de protección contra sobrecorriente en un sistema eléctrico.

-----

### **MARGENES DE COORDINACION**

Durante la coordinación se deben considerar ciertos intervalos de tiempo entre las curvas de los dispositivos de protección, para asegurar la correcta operación secuencial. Estos márgenes se requieren debido a que los relevadores tienen un tiempo de sobreviaje, los fusibles características de operación bien definidas y los interruptores ciertos tiempos de operación.

Si se coordinan relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, el margen es normalmente de 0.3 a 0.4 seg. distribuidos en la forma siguiente :

- a) tiempo de apertura de los contactos del interruptor principal                      0.08 seg. (52's de 5 ciclos)
- b) sobreviaje del relevador :                      0.1 seg.
- c) factor de seguridad (margen):                      0.12 a 0.22 seg

En los relevadores de estado sólido se elimina el tiempo de sobreviaje

El margen permitido entre un relevador y el dispositivo de protección aguas abajo, como en el caso de un fusible o de un interruptor de bajo voltaje con disparo de acción directa, solo requiere del sobreviaje del relevador y del margen de seguridad considerado. debido a que el tiempo de apertura de los contactos del interruptor ya se incluye en la curva graficada.

Conviene recordar que cuando se coordinan dispositivos de acción directa es necesario verificar que su operación sea en forma secuencial.

## **EJEMPLO**

**La figura 3 representa un diagrama unifilar de una sección de los servicios auxiliares d una central de generación.**

**En la figura 4 se muestran las gráficas de los dispositivos de protección y en la tabla 9 los ajustes correspondientes.**

**A continuación se presentan en detalle los cálculos realizados para los ajustes de los dispositivos de protección:**

### **MOTOR 1**

**50 HP**

**480 V**

**$I_{nom} = 60 \text{ A}$**

**$I_{rb} = 6.5 \text{ pu}$**

**Tiempo máximo de aceleración = 5 seg.**

**Tiempo máximo permitido de atascamiento = 20 seg.**

**Factor de Servicio = 1.5**

**Temperatura = 40 grados centígrados.**

**Curva de arranque del motor:**

$$I_{nom} = 60 \text{ A} \times 1.15$$

$$= 69 \text{ A}$$

$$I_{rb} = 6.5 \text{ pu} \times I_{nom}$$

$$= 6.5 \text{ pu} \times 69 \text{ A}$$

$$= 448.5 \text{ A a 5 seg.}$$

$$I_{mag} = 1.5 \times I_{rb}$$

$$= 1.5 \times 448.5 \text{ A}$$

$$= 672.75 \text{ A a 0.10 seg.}$$



## Protección Térmica contra Sobrecarga (1):

GOULD  
NEMA 4  
G30T57  
 $I_{min} = 71.3 \text{ A}$

$$\text{Ajuste min} = \frac{\overset{\text{Sobrecarga}}{1.15 \times I_{nom}}}{1.25 \times I_{min}} \quad \text{Para 100 \%}$$

$$\text{Ajuste min} = \frac{1.15 \times 69.0 \text{ A}}{1.25 \times 71.3 \text{ A}} = 0.89 \text{ (seleccionado)}$$

$$\begin{aligned} \text{Ajuste max} &= \frac{\overset{\text{Sobrecarga máx.}}{1.40 \times I_{nom}}}{1.25 \times I_{min}} \\ &= \frac{1.40 \times 69.0 \text{ A}}{1.25 \times 71.3 \text{ A}} = 1.08 \end{aligned}$$

## Interruptor Magnético (2):

GOULD  
NEMA 4  
A80N10  
100 A

$$\begin{aligned} \text{Ajuste min} &> I_{mag} \\ &> 672.75 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ajuste max} &\leq I_{rb} \times 2.2 && \text{Recomendación: el ajuste} < 2.2 I_{rb} \\ &\leq 448.5 \text{ A} \times 2.2 \\ &\leq 986.7 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{Ajuste seleccionado} = 750 \text{ A}$$

### Cable I

Cobre  
105.5 MCM  
165 A  
 $t_o = 85^\circ\text{C}$   
 $t_f = 250^\circ\text{C}$   
 $I = \text{cond/fase}$   
 $\text{Fac} = 1.02$

Si

$$t = 10 \text{ seg}$$

$$I = \sqrt{\frac{0.0297}{t \times \text{Fac}} \log_{10} \frac{t_f + 234.5}{t_o + 234.5}} \quad \text{CM}$$

$$I = \sqrt{\frac{0.0297}{10 \text{ seg} \times 1.02} \log_{10} \frac{250 + 234.5}{85 + 234.5}} \quad 105,500 \text{ CM}$$
$$= 2,420.79 \text{ A}$$

Si

$$t = 0.10 \text{ seg.}$$

$$I = 24,207.91 \text{ A}$$

### Bus 1

MCC-1, 480 V  
300 KVA  
42 KA (corriente de falla 3a. red)

$$I_{\text{nombus}} = \frac{300 \text{ KVA}}{3 \times 0.480 \text{ KV}} = \underline{360.84 \text{ A}}$$

$$I_{\text{rbus}} = 360.84 \text{ A} - 9 \text{ A} + 448.5 \text{ A} = \underline{740.34 \text{ A}}$$

$$I_{\text{magbus}} = 360.84 \text{ A} - 69 \text{ A} + 672.75 \text{ A} = \underline{964.59 \text{ A}}$$

### Interruptor Electromagnético (3):

**GOULD  
SS-4  
LT-ST  
600 A**

#### **Ajuste de Múltiplo Largo (ML):**

$$ML \geq 1.15 \quad \frac{In_{\text{obus}}}{In_{\text{mint}}}$$

$$ML \geq 1.15 \quad \frac{360.84 \text{ A}}{600 \text{ A}}$$

$$ML > 0.69$$

$$ML < 1.3 \quad \frac{In_{\text{obus}}}{In_{\text{mint}}}$$

$$ML < 1.3 \quad \frac{360.84 \text{ A}}{600 \text{ A}}$$

$$ML < 0.78 \quad 0.69 \leq ML \leq 0.78 \text{ rango disponible}$$

**seleccionar ML = 0.70**

#### **Ajuste de Tiempo Largo (TL):**

**TL = mínimo (3 seg. banda máxima a 6 veces)**

### Ajuste de Múltiplo Corto (MC):

$$MC \geq 1.15 \left[ \frac{Inobus}{Inomint} \right]$$

$$MC \geq 1.15 * \frac{964.59 A}{600 A}$$

$$MC \geq 1.85$$

$$MC \geq 1.15 * \left[ \frac{\text{Ajuste magnético max bus}}{Inomint} \right]$$

$$MC \geq 1.15 * \frac{750 A}{600 A}$$

$$MC > 1.44$$

$$MC > \frac{\text{Falla Estable Bus}}{Inomint}$$

$$MC > \frac{42,000 A}{600 A}$$

$$MC > 70$$

Seleccionar MC = 2

### Ajuste de Tiempo Corto (TC):

TC = mínimo (0.17 seg. banda máxima)

**Cable 2**

**Cobre**  
**500 MCM**  
**415 A**  
**t<sub>o</sub> = 85 °C**  
**t<sub>f</sub> = 250 °C**  
**1 cond/fase**  
**Fac = 1.13**

**Si t = 10 seg.**

$$I = \sqrt{\frac{0.0297}{t \times \text{Fac}} \log 10 \frac{t_f + 234.5}{t_o + 234.5}} \quad \text{CM}$$

$$I = \sqrt{\frac{0.0297}{10 \text{ seg} \times 1.13} \log 10 \frac{250 + 234.5}{85 + 234.5}} \quad 500,000 \text{ CM}$$

$$= 10,900.23 \text{ A}$$

**Si t = 0.10 seg**

$$I = 109,002.32 \text{ A}$$

## Transformador TI

2,500 KVA

4.16 - 0.48 KV

Z = 5.7%

OA

Delta - Estrella conectada sólidamente a tierra

65 °C

### Curva ANSI (Categoría II)

#### Punto 1

$$I_1 = \frac{I_{pc}}{Z_t} \cdot 0.58$$

$$I_1 = \frac{2,500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0.48 \text{ kV} \times 0.057 \text{ pu}} \cdot 0.58$$

$$I_1 = 30,597.88 \text{ A a } 2 \text{ seg.}$$

#### Punto 2

$$I_2 = 0.7 \frac{I_{pc}}{Z_t} \cdot 0.58$$

$$I_2 = 0.7 \frac{2,500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 0.48 \text{ KV} \times 0.057 \text{ pu}} \cdot 0.58$$

$$I_2 = 21,418.51 \text{ A a } 4.08 \text{ seg.}$$

#### Punto 3

$$I_3 = I_2$$

$$= 21,418.51 \text{ A}$$

$$t_3 = 2,551 (0.057)^2$$

$$= 8.29 \text{ seg}$$

#### Punto 4

$$I_4 = 5 * \frac{2,500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 0.48 \text{ KV}} * 0.58$$
$$= 8,720.39 \text{ A a } 50 \text{ seg}$$

#### Límite NEC

$$\text{NEC primario} = 3 * \frac{2,500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 4.16 \text{ KV}}$$
$$= 1,040.90 \text{ A}$$

#### Capacidad de Sobrecarga

$$I \text{ sobrecarga} = I \text{ plena carga} \times Fe \times Ft$$

donde:

**Fe = Factor de enfriamiento**

**Ft = Factor de temperatura**

$$I \text{ sobrecarga} = \frac{2,500 \text{ KVA}}{3 \times 4.16 \text{ KV}} \times 1 \times 1$$
$$= 346.97 \text{ A}$$

#### Corriente de Magnetización:

$$I \text{ magnetización} = 10 \times I \text{ plena carga}$$

$$= 10 * \frac{2,500 \text{ KVA}}{3 \times 4.16 \text{ KV}}$$
$$= 3,469.70 \text{ A}$$

**Relevador de Sobrecorriente 50/51 (4):**

**Westinghouse  
CO-11  
TAPS 1-12 A  
INST 6-144 A  
RTC 600/5**

**Taps disponibles: 1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5, 4.0,  
5.0, 6.0, 7.0, 8.0, 10.0 y 12.0 A**

$$\text{TAP} \geq \frac{I_{\text{sobrecarga}}}{\text{RTC}}$$

$$\text{TAP} \geq \frac{346.97 \text{ A}}{600/5}$$

$$\text{TAP} \geq 2.89 \text{ A}$$

$$\text{TAP} \leq \frac{\text{NEC primario}}{\text{RTC}}$$

$$\text{TAP} \leq \frac{1,040.90 \text{ A}}{600/5 \text{ A}}$$

$$\text{TAP} \leq 8.67 \text{ A}$$

**Seleccionar TAP de 3 A**

**Inicio de operación del relevador = 3 A x 120 = 360 A**

**En este caso para seleccionar el DIAL, se requiere que la curva del relevador pase sobre la del interruptor electromagnético anterior, a un valor de 0.39 seg (0.17 seg + 0.22 seg) al valor de falla estable del bus 1 (42 KA).**

$$\text{Múltiplo} = \frac{42,000 \text{ A}}{360 \text{ A}} * \frac{0.48 \text{ KV}}{4.16 \text{ KV}} = 13.46$$

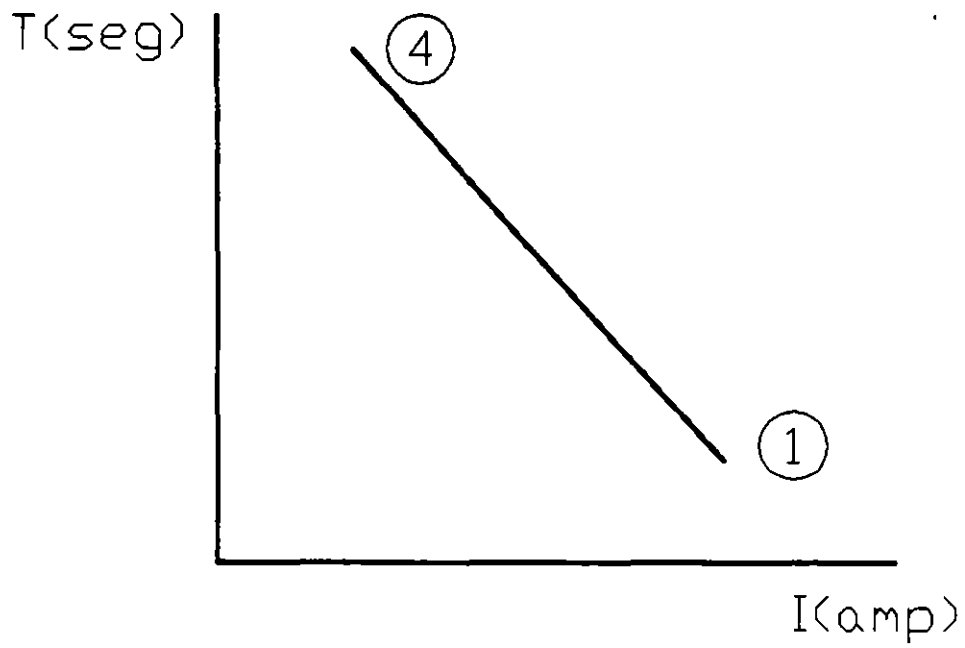
**Con este Múltiplo ( 13.46 ) y el tiempo de 0.39 seg, en la curva del fabricante del dispositivo CO-11 se encuentra el valor de la palanca 6.5.**



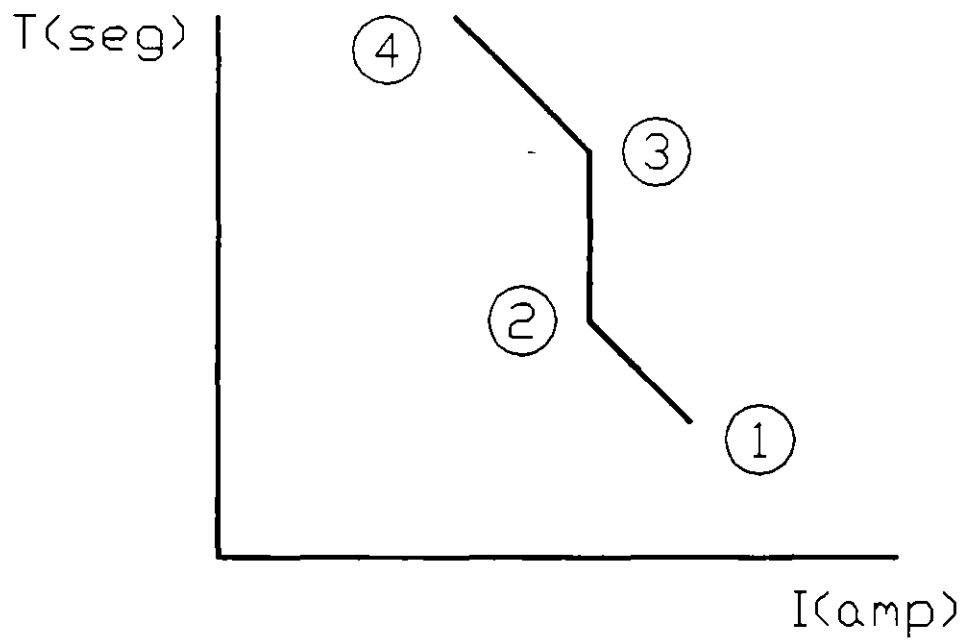
Para calcular el Instantáneo, es necesario conocer la corriente momentánea que pasará por el relevador, cuando ocurra la falla en el bus 2 (64 KA en 480 V).

$$\text{INST} > \frac{\text{Imom 3-4}}{\text{RTC}}$$
$$\text{INST} > \frac{64,000 \text{ A}}{600/5} \frac{0.48 \text{ KV}}{4.16 \text{ KV}}$$
$$> 61.54 \text{ A}$$

Seleccionar INST = 62 A

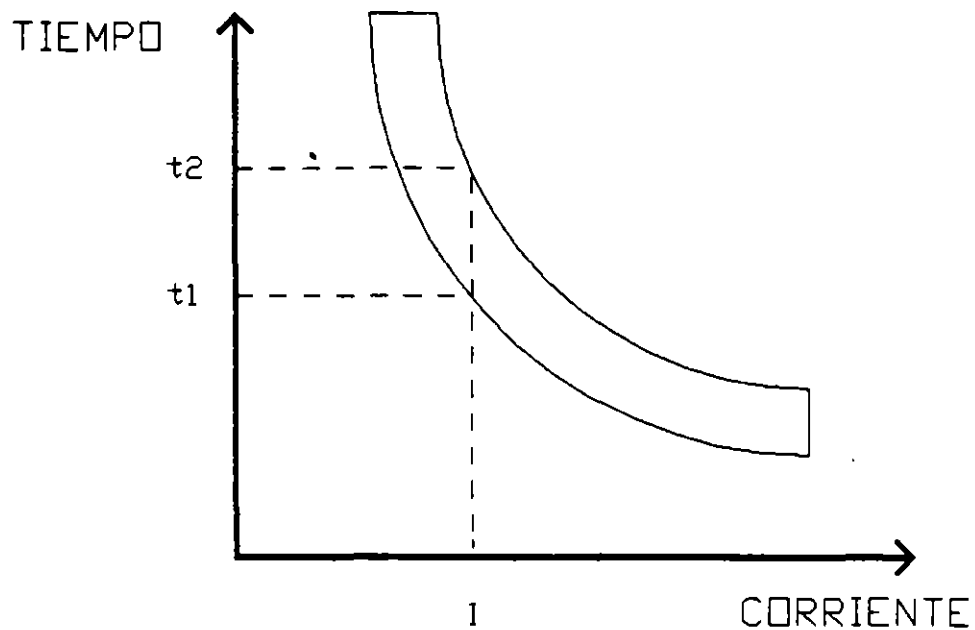


Categoria I



Categorías II, III y IV

FIGURA 1 CURVAS ANSI  
PARA TRANSFORMADORES



t2 ES EL TIEMPO MAXIMO DESDE QUE SE INICIA EL FLUJO DE LA CORRIENTE I, EN EL QUE SE ASEGURA LA OPERACION DEL DISPOSITIVO Y DEL INTERRUPTOR.

t1 ES EL TIEMPO DESDE QUE SE INICIA EL FLUJO DE CORRIENTE I, EN EL QUE LA CORRIENTE DEBE NORMALIZARSE PARA EVITAR QUE EL DISPOSITIVO BAJO CONSIDERACION OPERE.

FIGURA 2

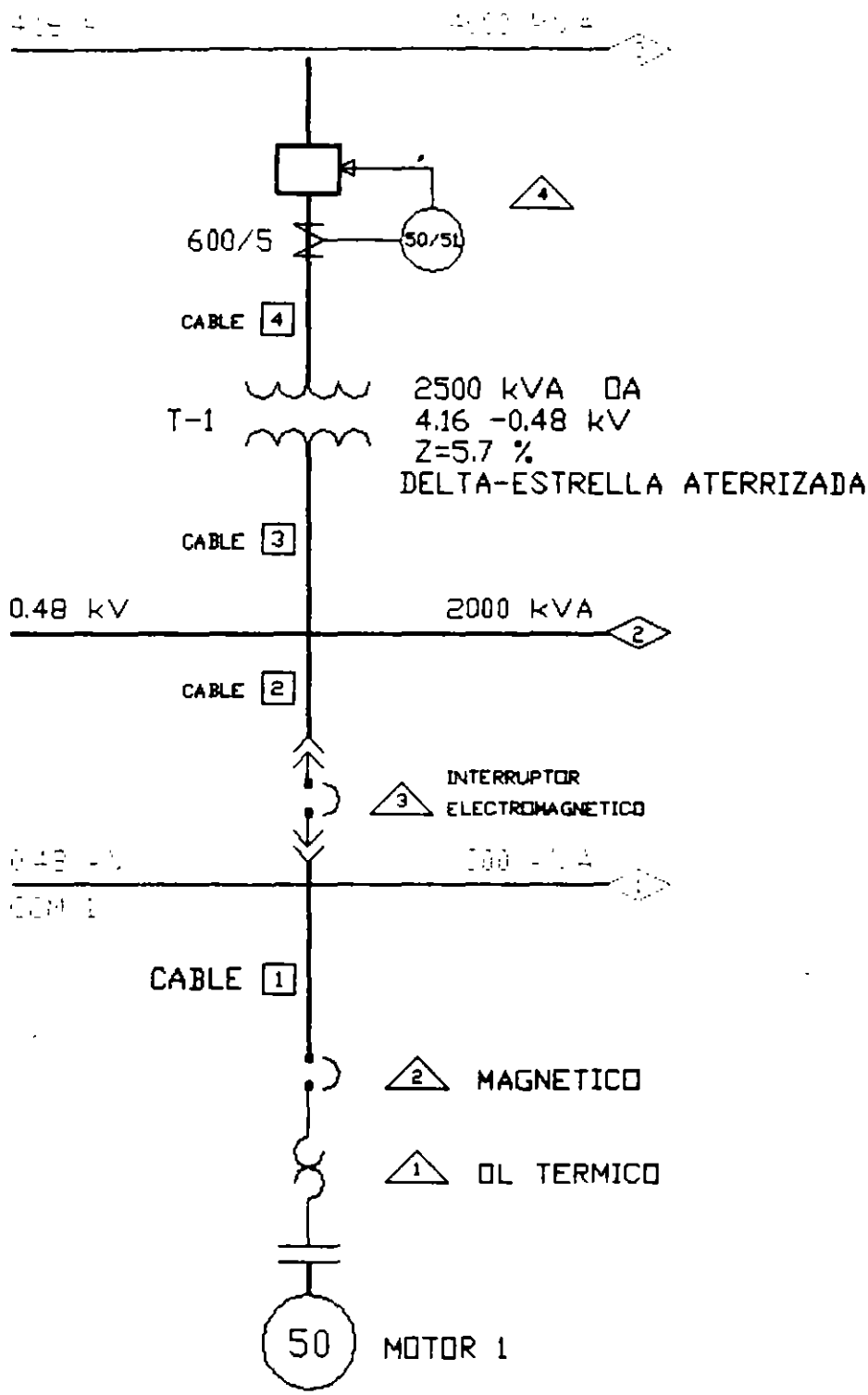


FIGURA 3  
DIAGRAMA UNIFILAR

**Tabla 1**

**CATEGORIAS DE TRANSFORMADORES**

---

**KVA Nominales de placa**

**(devanado principal)**

---

<b>CATEGORIA</b>	<b>MONOFASICOS</b>	<b>TRIFASICOS</b>
<b>I</b>	<b>5-500</b>	<b>15-500</b>
<b>II</b>	<b>501-1,667</b>	<b>501-5,000</b>
<b>III</b>	<b>1,668-10,000</b>	<b>5,001-30,000</b>
<b>IV</b>	<b>arriba de 10,000</b>	<b>arriba de 30,000</b>

---

**Tabla 2**  
**PUNTOS DE CURVA ANSI**

PUNTO	CATEGORIA DEL TRANSFORMADOR	TIEMPO (seg.)	CORRIENTE (Amperes)
1	I	$1,250 (Z_t)^2$	$I_{pc}/Z_t$
	II	2	$I_{pc}/Z_t$
	III,IV	2	$I_{pc}/(Z_t + Z_s)$
2	II	4.08	$0.7 I_{pc}/Z_t$
	III,IV	8.0	$0.5 I_{pc}/(Z_t + Z_s)$
3	II	$2,551 (Z_t)^2$	$0.7 I_{pc}/Z_t$
	III,IV	$5,000 (Z_t + Z_s)^2$	$0.5 I_{pc}/(Z_t + Z_s)$
4	I,II,III,IV	50	5 $I_{pc}$

Donde:

**Z<sub>t</sub>** Impedancia del transformador en por unidad en base a los KVA con enfriamiento OA.

**Z<sub>s</sub>** Impedancia de la fuente en por unidad en base a los KVA del transformador con enfriamiento OA.

**I<sub>pc</sub>** Corriente en Amperes a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA.

**Tabla 3**

**IMPEDANCIAS MINIMAS**

<b>MONOFASICO</b>	<b>TRIFASICO</b>	<b>IMPEDANCIA MINIMA Z t</b>
<b>KVA</b>	<b>KVA</b>	<b>EN POR UNIDAD</b>
		<b>EN BASE A LOS</b>
		<b>KVA DEL TRANSFORMADOR</b>
<b>5-25</b>	<b>15-75</b>	<b>0.0250</b>
<b>37.5-100</b>	<b>112.5 - 300</b>	<b>0.0286</b>
<b>167-500</b>	<b>500</b>	<b>0.0400</b>

**Tabla 4**

**FACTOR ANSI**

---

<b>CONEXION DEL TRANSFORMADOR</b>	<b>FACTOR ANSI</b>
<b>DELTA - DELTA</b>	<b>0.87</b>
<b>DELTA - ESTRELLA</b>	<b>0.58</b>
<b>DELTA - ESTRELLA</b>	<b>1.00</b>
<b>ESTRELLA ATERRIZADA - ESTRELLA</b>	<b>1.00</b>
<b>ESTRELLA ATERRIZADA- ESTRELLA ATERRIZADA</b>	<b>1.00</b>
<b>ESTRELLA - ESTRELLA ATERRIZADA (TIPO NUCLEO)</b>	<b>0.67</b>
<b>ESTRELLA - ESTRELLA (TIPO ACORAZADO)</b>	<b>1.00</b>
<b>ESTRELLA - ESTRELLA</b>	<b>1.00</b>
<b>ESTRELLA ATERRIZADA - DELTA</b>	<b>1.00</b>
<b>ESTRELLA - DELTA</b>	<b>1.00</b>

---



# Tabla 5

## LIMITES NEC

	PRIMARIO			SECUNDARIO		
				ARRIBA DE 600 V	600 V O MENOS	
IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR (Z %)	VOLTAJE (V)	AJUSTE INTERRUPTOR (%) Ipc	CAPACIDAD FUSIBLE (%)	AJUSTE INTERRUPTOR (%)	CAPACIDAD FUSIBLE (%)	INTERRUPTOR O FUSIBLE (%)
TODAS		300	250	NINGUNA	NINGUNA	NINGUNA
Z% ≤ 6	ARRIBA	600	300	300	250	125
6 < Z % ≤ 10	DE 600	400	300	250	225	125
TODAS		125	125	--	--	NINGUNA
		250	250	--	--	125
Z% ≤ 6	600 V	600	600	--	--	*
6 < Z % ≤ 10	O MENOS	400	400	--	--	*

\* PROTECCION TERMICA DE SOBRECARGA COORDINADA

**Tabla 7**

**MULTIPLoS PARA CORRIENTES DE MAGNETIZACION**

---

<b>CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR</b>	
<b>KVA</b>	<b>MULTIPLo</b>
$KVA \leq 1,500$	<b>8</b>
$1,500 < KVA < 3,750$	<b>10</b>
$3,750 KVA \leq KVA$	<b>12</b>

---

## Tabla 8

### SOBRECARGA EN MOTORES

---

CONSIDERACIONES	MAXIMO AJUSTE (%)
SI $F_s \geq 1.15$ ó $T \leq 40$ °C	140
Todos los demás	130

---

Donde:

**F<sub>s</sub>** = Factor de servicio

**T** = Elevación de temperatura en °C

## Tabla 22

**TAMAÑO NEMA 4**

**PARA TODOS LOS GABINETES STANDARD:**

**TRES RELEVADORES DE SOBRECARGA POR ARRANCADOR**

---

NUMERO DEL CATALOGO DEL TERMICO	CORRIENTE DEL MOTOR	
	MIN.	MAX.
G30T50A	40.0	42.9
G30T51A	43.0	46.5
G30T53A	46.6	53.5
G30T54	53.6	60.4
G30T55	60.5	71.2
G30T57	71.3	79.4
G30T58	79.5	86.1
G30T59	86.2	94.9
G30T60	95.0	105.0
G30T61	106.0	117.0
G30T62	118.0	132.0
G30T63	133.0	146.0
G30T64	147.0	150.0

---

**TABLA PARA SELECCIONAR TERMICOS MARCA GOULD**

**SELECCION Y APLICACION DE LA BOBINA DE DISPARO DEL INTERRUPTOR  
 PARA RAMAS DE CIRCUITOS USADOS CON INTERRUPTOR MAGNETICO  
 TRIFASICOS, DE CORRIENTE ALTERNA A PLENO VOLTAJE  
 COMBINANDO LOS ARRANCADORES PARA MOTOR**

HP DEL MOTOR A VOLTAJE DE:	MOTOR ARRANCADOR		MAXIMA CORRIENTE					POSICION DEL AJUSTE DE DISPARO								
	NEMA TAMAÑO	# CATALOGO	CONTINUA EN AMPERES	RANGO DE DISPARO AJUSTABLE AMPERES					A VOLTAJE DE DE LINEA DE:							
115 200 230 380 460 575				LO	1	2	3	4	5	HI	115	200	230	380	460	575
- - - - - 60	4	A80M10	75	460	540	620	660	710	770	800	-	-	-	-	-	4
- 30 - 60 60 75	4	A80N10	100	640	750	860	920	975	1050	1100	-	HI	-	5	3	3
- 40 40 75 75 100	4	A80P10	150	1000	1180	1380	1480	1575	1720	1800	-	3	1	1	1	1
- - 50 - 100 -	4	A80P10	150	1000	1180	1380	1480	1575	1720	1800	-	-	4	-	3	-



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

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS  
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS INTERNACIONAL**

**MODULO IV: INSTALACIONES PARA LA INDUSTRIA**

**ARMONICAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES**

**Presentado por : ING. JOSE COHEN SAK**

**1996**

## ARMONICAS EN SISTEMAS INDUSTRIALES

### Contenido:

1. Conceptos generales y definiciones.
2. Efectos de las armónicas
3. Mediciones
4. Ejemplo de mediciones de campo.
5. Compensación (eliminación) de armónicas.

1. Conceptos generales y definiciones.

La naturaleza de la carga ha cambiado dramáticamente en los últimos años. De los sistemas donde las cargas consistían en lámparas incandescentes y motores, se ha pasado a otros donde predominan dispositivos no lineales. En los EEUU el 30% de la carga es de este tipo y se estima que a finales de siglo el 60% de la carga estará constituida por equipo electrónico basado en fuentes de conmutación, vale decir será carga no lineal que genera armónicas.

En estas cargas se incluyen la mayoría de los sistemas electrónicos y la iluminación fluorescente. Los convertidores estáticos de potencia irrumpen en la industria y las no-linealidades propias de los dispositivos de conmutación utilizados generan la presencia de corrientes armónicas en la línea de distribución.

El concepto de armónicas es una resultante de la utilización de las Series de Fourier para modelar la presencia de señales no-senoidales. En un sentido muy estricto lo que existe es corrientes y tensiones cuya forma de onda se aparta de la forma senoidal. La representación de Fourier da un método sencillo para evaluar la distorsión (respecto a una senoide pura) de la onda en cuestión.

En el análisis armónico se parte de la relación dada por Fourier para expresar matemáticamente cualquier función periódica. La expresión nos dice que cualquier función periódica puede ser expresada como la suma de senoides (cosenoides) con cierto peso de frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental de la señal. La expresión dada por Fourier es:

$$f(t) = \sum_n (a_n \cos n\omega t + b_n \sin n\omega t)$$

$\omega = 2\pi f$ ,  $f$  es la frecuencia medida en Hertz,

$n$  es un subíndice que varía entre 0 e infinito;  $n = 0$  indica la componente de directa,  $n = 1$  es la primera armónica o fundamental. Para México esta fundamental es de 60 Hz,  $n = 2$  indica la segunda armónica, etcétera.

$a_n$  y  $b_n$  dan la contribución (peso) de cada armónica a la señal total.

Veamos un par de ejemplos:

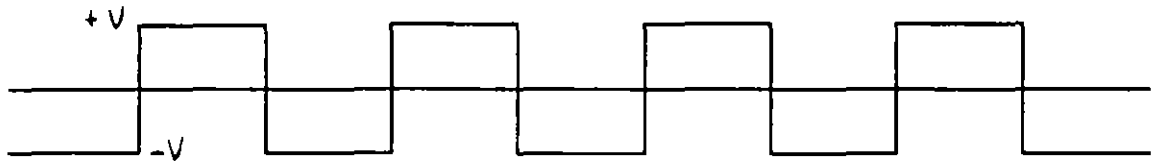
La expresión de Fourier de una señal  $f(t)$  cuadrada de frecuencia  $f$ , valor de pico  $V$ , y ciclo de 50 %, es:

$$f(t) = 4V/\pi (\sin \omega t + 1/3 \sin 3\omega t + 1/5 \sin 5\omega t + \dots)$$

Un breve análisis de la expresión nos permitirá una mejor comprensión del concepto de armónicas: Se ve que la senoide fundamental tiene el triple de amplitud que la senoide de frecuencia  $3f$ , cinco veces la amplitud de la componente de la quinta armónica, etcétera.

Por supuesto que en esta onda bipolar de amplitud  $V$  y  $-V$  no hay componente de directa o continua.





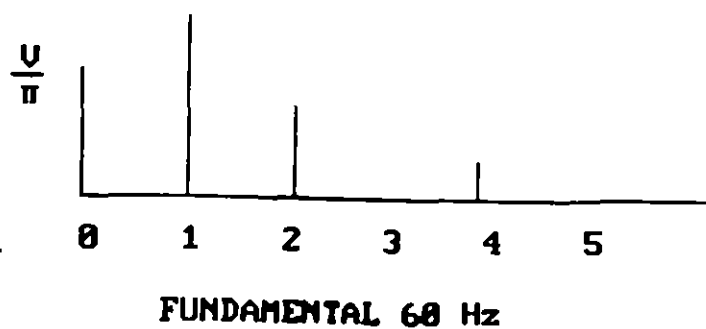
La expresión de Fourier de una onda senoidal rectificada de frecuencia  $f$  y valor de pico  $V$  es:

$$f(t) = \frac{V}{\pi} \left( 1 + \frac{\pi}{2} \text{sen } \omega t - \frac{2}{3} \text{sen } 2\omega t - \frac{2}{15} \text{sen } 4\omega t - \dots \right)$$

Aquí se ve que existe una componente de frecuencia 0 o directa cuya amplitud es  $V/\pi$ .



A partir de la expresión analítica es posible crear un gráfico en el cual se representa la amplitud de cada componente armónica en función de cada armónica. En el eje de las abscisas se ubica la frecuencia o bien un número indicando el orden de las armónicas.



Si las señales consideradas son la tensión y corriente presentes en los sistemas de distribución de energía eléctrica, la aplicación del análisis armónico o de Fourier nos permite expresar las tensiones y corrientes no senoidales que aparecen por la presencia de cargas no lineales y en muchos casos excitación no-senoidal, en función de las componentes armónicas. Estas señales son siempre periódicas y su expresión no contiene componente de tensión continua o directa y queda solamente en términos de armónicas impares.

Un parámetro que nos permite evaluar el efecto total de las diferentes armónicas es el llamado factor de distorsión. Así se definen factores de distorsión para la corriente y para la tensión.

Dados los efectos no deseables de las armónicas (los cuales se estudian en la unidad 2) los proveedores del servicio eléctrico en todo el mundo han comenzado un proceso con el fin de generar normas y recomendaciones que limiten la presencia de tensiones y corrientes armónicas en los sistemas de distribución.

En los EEUU se aplica una recomendación (norma no obligatoria) que indica que el máximo de THD no exceda el 5%.

La comunidad económica europea creó la norma, la IEC 555-2 de 1992, que fija una serie de valores máximos de corriente para cada componente de frecuencia o armónica. A modo de breve comentario diremos que al tratarse con equipo de más de 300 Watts de consumo se establece que las corrientes máximas para cada armónica son:

Armónica	I máx. (A)
3	1.08
5	0.60
7	0.45
9	0.30
...	

Si bien la norma europea se extiende hasta la armónica número 40, en la mayoría de las evaluaciones es posible reducir este estudio hasta la armónica número 25.

De lo dicho hasta este punto se comprende que un determinado patrón temporal de la presencia de armónicas depende de la forma de onda de la excitación - la señal provista por el proveedor del servicio eléctrico - y la carga conectada. Para el caso de convertidores estáticos de potencia y de controladores de corriente alterna, la operación varía temporalmente.

Igual consideración aplica en el caso de la iluminación y de equipo como fotocopiadoras, refrigeradores, calentadores, etcétera. Así, la carga no es constante y del mismo modo el patrón de presencia armónica en la red.

En el caso de la excitación existen diferencias significativas de acuerdo a la hoara del día considerada. En ciertas zonas del DP, en hoars tempranas de la noche, la señal eléctrica se asemeja más a auna onda cuadrada que a una senoide. Como se verá en la unidad 6 de estos apuntes, los métodos de cancelación de armónicas deberán tomar en cuenta las variaciones de éstas debidas a los cambios en la carga y en la excitación del sistema.

Para concluir esta introducción comentaremos brevemente la generación de armónicas en los sistemas de iluminación.

La tendencia hacia el uso de "iluminación eficiente" que comenzo con las lámparas fluorescentes y se desarrolla hacia la utilización de balastros electrónicos junto a la creación de lámparas llamadas compactas, ha generado una serie de estudios que muestran que la distorsión de corriente excede los límites establecidos.

Estos valores van desde el 14 % para lámparas con balastros convencionales hasta el 80 % utilizando balastros electrónicos.

## 2. Efectos de las armónicas

Los efectos de las tensiones y corrientes armónicas en los sistemas eléctricos son variados y se puede afirmar que se afecta a todos los componentes del sistema: cables, equipo, lámparas, motores, etcétera.

En los siguientes párrafos describiremos brevemente algunos de estos efectos, así como, fórmulas sencillas para su cálculo.

La presencia de tensiones y corrientes de frecuencias múltiplo de la fundamental pueden generar, con las inductancias propias del sistema (líneas de transmisión, motores, electroimanes, etc.) y los bancos de capacitores, circuitos resonantes que producen sobretensiones cuya magnitud debe ser evaluada en cada situación. En la unidad 3 se vuelve sobre este tema.

Estas sobretensiones pueden generar daños en equipo conectado a la misma línea a la vez que someter a los aislantes de cables a esfuerzos peligrosos.

### 2.1. En conductores, transformadores y máquinas rotativas

La resistencia de los conductores y por ende las pérdidas, son una función de la frecuencia. Solamente mencionaremos que para un conductor típico la resistencia se duplica para la quinta armónica.

Un ejemplo ilustrativo nos indica lo siguiente

$$i(t) = 200 \text{ sen } \omega t + 12 \text{ sen } ( 11 \omega t + 4 ) \quad \text{Amperios}$$

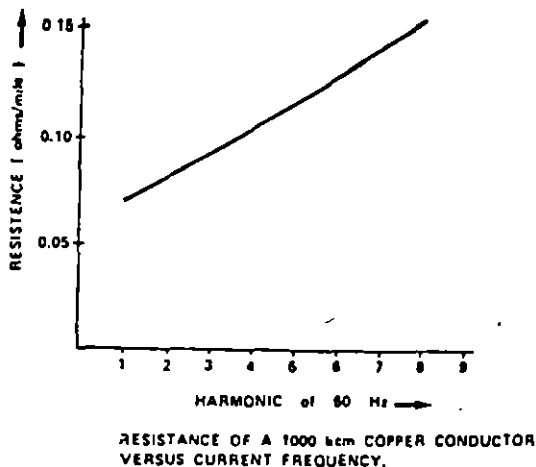
La resistencia del citado conductor es de .07 ohm/milla a 60 Hz y .165 ohm/milla a 660 Hz.

Las pérdidas totales en el conductor serán la suma de las pérdidas a la fundamental y a la armónica existente en el presente ejemplo.

De la evaluación resultó:

Pérdidas totales : 1.4 KW/milla

Pérdida debida a la armónica # 11 : 13 W/milla



Los efectos en las armónicas en los transformadores e inductores son:

- .- aumento de pérdidas en los devanados
- .- aumento de pérdidas en el hierro
- .- posibilidad de resonancia entre los devanados del transformador y la capacitancia de la línea.
- .- esfuerzo sobre el aislamiento

Es importante notar que el aumento en las pérdidas implican necesariamente un aumento en el calor a disipar en conductores, transformadores, equipo en general. Este esfuerzo térmico adicional deberá ser considerado escrupulosamente. La experimentación nos indica que cuando la distorsión armónica total de corriente no excede el 5%, las pérdidas adicionales en transformadores están acotadas dentro de un 5%.

Respecto al esfuerzo de aislamiento se define el Factor de Magnitud (MF) para indicar las sobretensiones a las que estarán sometidos los conductores, bajo la presencia de armónicas.

$$MF = \frac{1}{V_1} \sum_{n=2} V_n ,$$

$V_1$  es la tensión a la fundamental ó 60 Hz, y  $V_n$  es la tensión a la armónica n. MF es una cota superior a la tensión en el sistema.

## 2.2. En plantas industriales.

En este punto se describe el efecto de las armónicas sobre dos componentes básicos del sistema eléctrico de casi cualquier planta industrial: motores y bancos de capacitores.

Para las máquinas rotativas monofásicas o trifásicas los efectos son de dos tipos: calentamiento en cobre e hierro y aparición de torques no deseados que pueden oponerse o sumarse al torque principal.

Estas pulsaciones se reflejan en el eje del motor o generador y pueden afectar tanto a la máquina eléctrica como a los dispositivos conectados a ella.

Si bien en las especificaciones de la mayoría de las máquinas rotativas no se especifica la distorsión armónica máxima admisible algunos autores reportan que este límite deberá estar ubicado por debajo del 5 %.

En los bancos de capacitores, utilizados para la compensación de las componentes reactivas del sistema eléctrico y corregir así el factor de potencia, la presencia de armónicas genera los siguientes problemas:

- .- aumento en las pérdidas en el dieléctrico y por lo tanto calentamiento
- .- condiciones de resonancia que magnifican las tensiones armónicas.
- .- sobretensiones en la línea.

Un ejemplo nos permitirá una mejor comprensión de este tópico:  
La frecuencia de resonancia (capacitores e inductancia típica de la línea) viene dada por:

$$f_o = \frac{1}{2\pi (LC)^{1/2}}$$

Esta frecuencia puede coincidir con la de alguna armónica, para la cual la tensión de pico es  $V_n$ .

Para un banco de compensación de 900 kVA, la capacidad es:

$$C = 16.5 \mu F$$

En una línea típica de 12 kV,  $L = 5.3$  mH y  $R = .5$  ohms

A partir de estos valores,  $f_o = 538$  Hz. Vemos que es muy cercana a la 9na armónica (540 Hz).

El factor de amplificación de la tensión de pico de  $V_9$  viene dada por:

$$FA = \frac{1}{w R C} \quad (1)$$

Al reemplazar valores en (1) resulta que el factor de amplificación es de 35.8. Si la tensión de pico fuera de 30 Volts, se generarían sobretensiones de cerca de 1 kV.

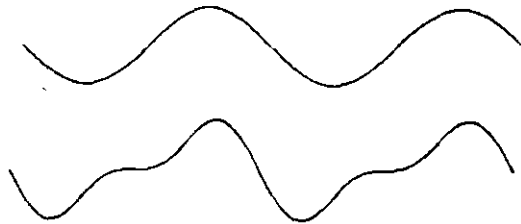
### 2.3. En equipo electrónico.

Si bien resulta difícil dar un criterio general acerca de la afectación de equipo electrónico en la presencia de tensiones armónicas, intentaremos dar algunos lineamientos generales a este respecto.

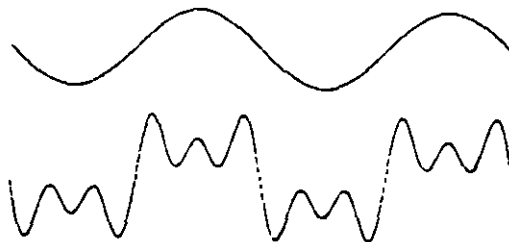
Se parte de la idea de que este equipo fué creado para funcionar bajo cierta tensión y frecuencia nominal. La presencia de

armónicas puede modificar el funcionamiento del equipo en cuestión desde su fuente de alimentación - calentamiento, daño por sobretensiones, etc. - hasta cada componente del mismo.

Un ejemplo clásico de afectación se tiene en la situación cuando la presencia de armónicas (la distorsión causada por éstas) modifica el instante de cruce por cero de la onda de la línea. Por esto, cierto equipo de control se disparará en momentos inadecuados a los fines del control deseado.



Algunos sistemas digitales utilizan la señal de la línea como referencia de contadores. La presencia de armónicas - al modificar la forma de la senoide - podrán generar errores en los contadores y así en todo el sistema.



La afectación se da también en convertidores CA-CD y CD-CA - inversores - , equipo de control, medidores, etc.

En general no existe una forma universal de abordar el problema de la afectación de equipo electrónico por la presencia de armónicas; Es un asunto complejo que requiere mucha investigación y un abordaje particular en cada situación .



La IEEE generó en 1981 una guía para solucionar parte de esta situación: IEEE Standard 519, 1981 " IEEE Guide for Harmonic Control and Reactive Compensation of Static Power Converters ".

#### 2.4. En las comunicaciones.

La presencia de líneas de transmisión de voz o datos cerca de sistemas generadores de armónicas genera en aquellos ruido o interferencia. Este efecto se evalúa con un parámetro denominado TIF (Telephone Interference factor) y su expresión es:

En las plantas modernas las comunicaciones entre equipo de control, transductores, computadoras, etcétera, se realizan mediante fibra óptica, cable coaxial y par trenzado blindado.

#### 2.5. En los medidores.

Uno de los aspectos que más preocupan a los proveedores del servicio eléctrico es el comportamiento de los Watthorímetros. Los 15,000,000 de estos aparatos instalados en nuestro país son electromecánicos - equipados con el llamado motor tipo Ferranti - y su respuesta a las armónicas no está todavía suficientemente bien determinada.

La literatura reporta que bajo diferentes condiciones de carga, vale decir bajo diferente presencia de armónicas en la red de distribución, las lecturas varían entre un - 9% y + 5%.

Los medidores de factor de potencia utilizados en la práctica fueron diseñados para señales senoidales de 60 Hz. La presencia de formas de onda distorsionadas por las cargas no-lineales, modifican la respuesta de los medidores de factor de potencia y así sus lecturas están en entredicho.

Situación similar se presenta con los amperímetros y voltímetros de uso corriente. Este puede ser un problema importante en el dimensionamiento de conductores o el tipo de aislamientos utilizar.

Una solución a este problema la ofrece la utilización de medidores que registren el valor rms "verdadero" de las variables bajo medición. En todo caso se recomienda la cuidadosa lectura de la información provista por el fabricante del instrumento, para tener una idea más real de lo que se está midiendo.

### 3. Mediciones

La evaluación de las componentes de tensión y corriente armónica puede realizarse mediante diferentes metodologías: desde la simple inspección visual de la forma de onda hasta el cálculo de la transformada rápida de Fourier (FFT) utilizando equipo de cómputo y algoritmos pertinentes.

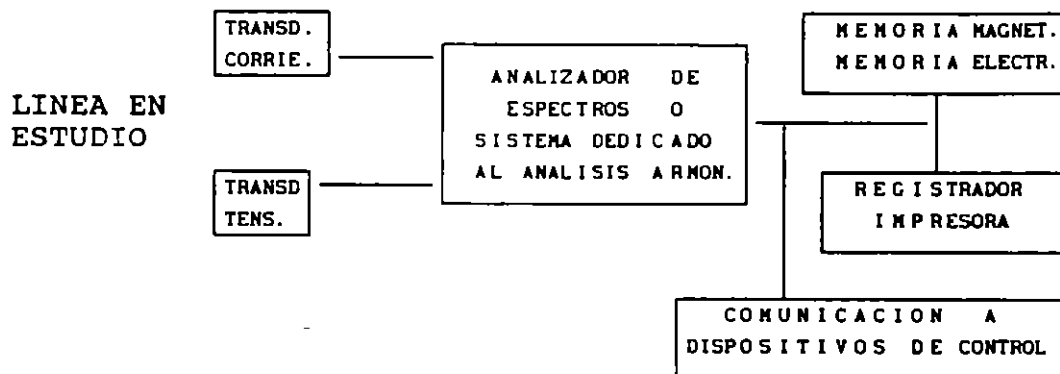
El equipo involucrado en el proceso de medición y registro de las componentes armónicas comprende: osciloscopio con memoria, analizador de espectro, voltímetros con selección de frecuencia de registro, graficadores, sistemas de cómputo, entre otros.

Las señales de tensión y corriente en la línea bajo análisis pueden ser monitoreadas y/o registradas a través de transductores de tensión y corriente y un sistema de registro convencional. Alternativamente es posible evaluar, mediante la instrumentación adecuada, la distorsión armónica (THD). En este caso es importante conocer la fórmula o el algoritmo que emplea el instrumento para calcular la THD.

El conocimiento de las componentes armónicas es básico cuando se trata de compensar las armónicas, así el conocimiento de la distorsión armónica total (tensión o corriente) será solamente importante cuando se trate de cumplir con alguna norma o

recomendación oficial.

El sistema general utiliza transductores de corriente y tensión, el instrumento seleccionado y algún tipo de registrador - magnético, en papel, etc. - para registrar la salida de interés.



### 3.1. Transductores

Para monitorear la corriente se utiliza generalmente un "clamp" o gancho de corriente tal que su respuesta en frecuencia se extienda hasta el orden de la armónica que se desea evaluar.

El mercado ofrece una cantidad de marcas para diferentes capacidades de corriente. Estos ganchos proveen una tensión proporcional a la corriente que circula sobre el conductor en el cual se aplica el transductor de corriente.

Algunos sistemas utilizan como transductor transformadores de corriente convencionales; en estos se requiere evaluar la respuesta en frecuencia del transformador para asegurar que la lectura será útil en la evaluación de las componentes armónicas.

La señal de tensión puede ser captada a través de un transformador convencional, con la adecuada relación de transformación y carga

en el secundario suficientemente alta de modo de asegurar la respuesta en frecuencia deseada.

Otras formas para el monitoreo de la tensión es mediante divisores de tensión, resistivos o capacitivos; aquí es preciso hacer notar que se deberá tener particular cuidado en el manejo de las tierras del sistema de instrumentación y la línea bajo estudio.

### 3.2. Convertidor A/D y cálculo de la FFT

Las señales de tensión y corriente pueden, también, ser digitalizadas a través de un sistema de cómputo provisto de tarjeta(s) de adquisición de datos.

La información digitalizada puede ser procesada y almacenada en la computadora. Las técnicas o formas de procesamiento proporcionarán información de diversa índole: es posible calcular las diversas potencias en juego en el sistema bajo análisis, el factor de potencia, la distorsión armónica (THD), corrientes y/o tensiones eficaces y mediante un algoritmo llamado Transformada Rápida de Fourier (FFT) las componentes armónicas de tensión y/o corriente.

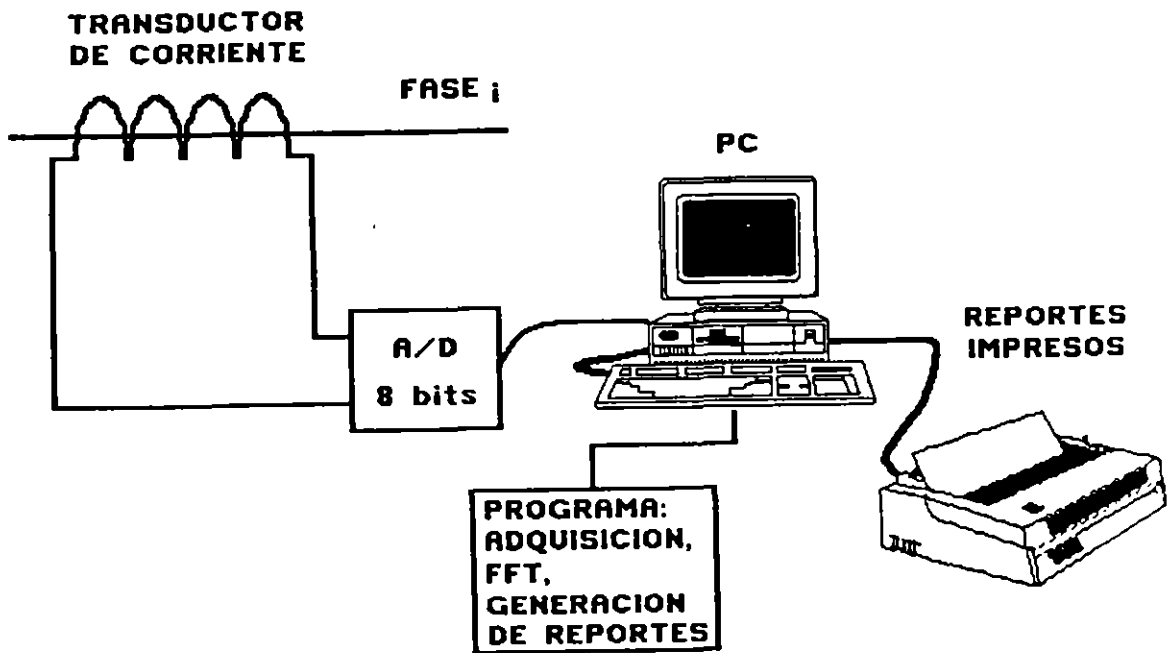
La literatura reporta una serie de programas para el cálculo de la FFT, la diferencia entre ellos estriba en la rapidez del procesamiento, la resolución y la presentación de la información. Esta puede ser en forma de una gráfica o un listado, tal como se ilustra a continuación,



THD1 = 28.00 %

ORDEN DE LA ARMÓNICA	
3	12.00
5	15.00
7	5.00
9	1.00
11	1.00

Las posibilidades de los sistemas de cómputo permiten obtener casi en tiempo real estos resultados a la vez que realizar lecturas en momentos predefinidos de la operación del sistema bajo estudio.



#### 4. Ejemplo de mediciones de campo.

En este apartado se suman las mediciones realizadas en una ciudad de los EEUU en 1992. Se evaluaron cuatro diferentes situaciones de carga: área residencial, edificio de oficinas, planta fundidora y planta maquiladora de plásticos.

##### 4.1. Area residencial.

La carga es de tipo lineal (calentadores, estufas e iluminación) y no-lineal (motores, refrigeradores, hornos, equipo electrónico en general, iluminación). El consumo oscila entre 100 y 200 kW. Las mediciones se indican a continuación.

Tensiones, Volts RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.
1	116	119	121
3	0	.1	.2
5	0.05	.8	1.2
7	0	.5	.8
9	0	0.1	0.38
11	0	.06	.03
THD %	.4	1.27	1.35

Corrientes, Amperes, RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.
1	300	350	630
3	0	12	27
5	1	17	28
7	0	2.9	6.1
THD %	0	6.11	6.38

#### 4.2. Edificio de oficinas.

En éste la carga la constituyen la iluminación - principalmente fluorescente - computadoras, refrigeradores - compresores - copiadoras, etcétera.

Los valores medidos son:

Tensiones, Volts RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.
1	268	276	285
3	.1	.8	3.3
5	.1	3.8	6
7	.2	1.7	3.5
9	0	.6	1.5
THD %	.22	1.56	2.84

Corrientes, Amperes, RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.
1	205	300	600
3	13	23	38
5	33	39	45
7	4	7.2	9.5
9	.1	1.2	3.6
11	1.8	4	6.5
THD %	17.5	15.5	10.1

En la última tabla es posible observar que la THD % de corriente excede hasta en un 350 % el máximo dado por la recomendación IEEE Std. 519 de 1990. Esto se debe a la presencia de tercera y quinta armónica, generadas principalmente por la iluminación y las fuentes de conmutación del equipo de cómputo.

#### 4.3. Planta de fundición de tubería

La carga la constituyen resistencias, motores de DC - activados por circuitos en base a tiristores - e iluminación fluorescente. El consumo varía entre 100 kW y 400 kW.

La distorsión armónica de tensión y corriente se muestra a continuación.

Orden de la armónica	Tensiones, Volts RMS		
	Min.	Media	Máx.
1	267	279	320
3	0	1.1	2.5
5	0	1.2	5.3
7	0	.5	4.7
9	0	.2	1.6
THD %	0	.63	2.4

Orden de la armónica	Corrientes, Amperes, RMS			Horas de Producción Noches, Sáb. Dom.	
	Min.	Media	Máx.	Min.	Máx
1	160	280	600	25	40
3	2	6	23	1.5	6
5	2	10	45	.2	1
7	3.8	5.8	21	.1	1
9	.7	.9	13	.1	.4
THD %	3	4.7	9.4	6.1	15.5



#### 4.4. Planta de maquinado y prensado.

La carga la constituyen principalmente motores (DC y AC) e iluminación. Los motores están controlados por inversores y convertidores y la iluminación es básicamente fluorescente.

El consumo en horas de producción se muestra en la tabla siguiente:

kW	430 a 720
KVar	40 a 480
PF	.99 a .83 en retraso

La distorsión armónica de tensión y corriente se muestra en las tablas siguientes:

Tensiones, Volts RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.
1	582	601	608
3	2.6	3.4	5
5	2	6	11
7	.2	.5	1.5
9	.03	.3	.75
THD %	.57	1.16	2.10

Horas de Producción Noches, Sáb. Dom.					
Corrientes, Amperes, RMS					
Orden de la armónica	Min.	Media	Máx.	Min.	Máx
1	250	375	460	70	80
3	4	6.2	8.5	1	2.8
5	2.1	4	8.0	1	3.0
7	.5	2	7.5	1	3
9	.3	.6	1.7	.3	.6
THD %	5.1	4	4.7	6.1	13.5

En los últimos dos ejemplos es posible ver la incidencia de la tercera armónica, los fines de semana y en horarios nocturnos, generada principalmente por la iluminación fluorescente. En esta situación se ve que se excede la distorsión máxima admitida por la recomendación IEEE Std. 519.

En todos los casos se ve que la distorsión de la tensión es muy pequeña (comparada con el 5 % que fija la citada recomendación). Se recuerda que los ejemplos citados fueron registrados en una ciudad de EEUU y estos valores no son necesariamente extrapolables a nuestra realidad.

En nuestro caso deberemos evaluar la calidad de la forma de onda provista por la Compañía de Luz o la CFE en su caso, ya que se reporta que el incremento de la distorsión de tensión se traduce en un importante incremento en la distorsión de corriente. Dependiendo de la naturaleza de la carga, el citado incremento oscila entre el 15 y el 10%.

##### 5. Compensación (eliminación) de armónicas.

Existen varias formas para eliminar las armónicas de tensión y corriente presentes en el sistema de distribución. La más utilizada es a través de filtros pasivos de diseño particular.

Si bien las armónicas presentes y significativas en los sistemas son casi siempre las impares de orden menor a 11, en instalaciones particulares es posible encontrar armónicas de magnitud considerable y orden superior al citado.

La metodología de empleo de filtros es relativamente sencilla y la especificidad de cada diseño radica en la potencia que deberá ser capaz de manejar cada filtro.

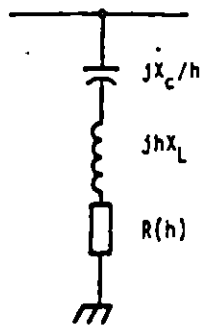
En los últimos años se han creado una serie de dispositivos activos para el filtrado de las armónicas. En esta unidad

mencionaremos brevemente esta tecnología que, si bien aún no está disponible en el mercado, sin duda será de uso corriente en los próximos años.

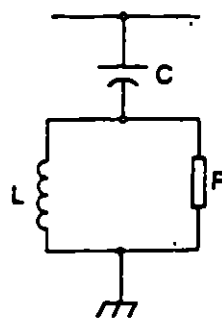
### 5.1. Filtros pasivos.

La evaluación del contenido armónico nos proporciona la proporción entre la fundamental y cada armónica. El conocimiento (medición o cálculo) de la corriente a 60 Hz, nos indica la potencia que deberá manejar el filtro de armónica(s) particular.

Es práctica común la utilización de filtros LC para las armónicas 3, 5 y 9 y un filtro pasa-altas para las armónicas de orden superior. El esquema típico se ilustra a continuación:



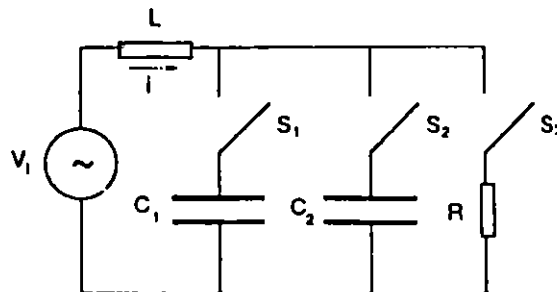
Band pass filter.



High pass filter.

### 5.2. Dispositivos con capacitores conmutados.

El esquema general de un dispositivo de este tipo es:



Triple-switch double-capacitor circuit

La inductancia  $L$  y las diferentes capacidades generarán circuitos resonantes ( baja impedancia ) a las diferentes armónicas.

El dispositivo de control de los conmutadores, realizados en base a SCR"s o MOSFET de potencia, se debe basar en algún microprocesador o microcontrolador que provea de manera permanente el peso de las diferentes armónicas, ya que al cambiar las condiciones de operación del sistema eléctrico, cambia la relación entre la fundamental y las diferentes armónicas.

Si por ejemplo, para una cierta condición de carga preponderan las armónicas 5<sup>ta</sup> y 9<sup>na</sup>, los conmutadores  $S_5$  y  $S_9$  deberán estar cerrados y los otros abiertos.

Es de esperar que en pocos años los filtros pasivos utilizados actualmente serán reemplazados por este tipo de dispositivos.

## Referencias.

IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.

Smith, R., "Application Consideration in Handling Effects of SCR Generated in Cement Plants", IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.

Stratford, R. , "Harmonic Pollution on Power Systems - A change in Philosophy", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol IA, No 5, Sept.- Oct., 1980, pp. 617-623.

Degeneff, R., Ihara, S. & Lindi, C., " AC Filter Design for HVDC Converter Stations, IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.

Sheperd, W. & Zand, P., Energy Flow And Power Factor In Nonsinusoidal Circuits, Cambridge University Press, Londres, UK, 1979.

Grady, W., Heydt, G., Mahmoud, A. & Shultz, R. "System response to Harmonics", . IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.

Pileggi, D., Emanuel, A. & Ortmeyer, T., "An Examination of Existing Harmonic Recommended limits, Guides and Standards", IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.

George, T. & Bones, D., "Harmonic Power Flow determination using the Fast Fourier Transform", IEEE trans. on Power Delevery Vool 6, No. 2, Abril 1991, pp. 530-535.

Pryce, D., "Specialized IC's correct power factor in switching supplies", EDN, Julio 4, 1991, pp. 106-114.

Arrillaga, J., Power System Harmonics, Wiley, N.Y., USA, 1985.

Cohen, J., "Sistema para el monitoreo y registro del contenido armónico de la corriente en la línea de distribución de energía eléctrica, en baja tensión", presentado en la VI Reunión de Verano de Potencia, de la IEEE Seccion México, Acapulco, Gro. México, Julio de 1993.

Burwen, R., "Kilowatts on order", IEEE SPECTRUM, Febrero de 1993, pp. 32-37.

Lowenstein, M., "Controlling Harmonics While Improving Power Factor", Electrical System Design, Marzo de 1988, pp. 38-44.

IEEE Tutorial Course: NONSINUSOIDAL SITUATIONS EFFECTS ON THE PERFORMANCE OF METERS AND DEFINITION OF POWER, editor: Dr. Alexander Emanuel, USA, 1990.

Emanuel, A. , "A Survey of Harmonic Voltages and Currents at the Customer's Bus", IEEE Trans. on Power Delivery, Enero de 1993, págs. 411 a 421.

Arseneau, R. , "The Effects of Supply Harmonics on the Performance of Compact Fluorescent Lamps", IEEE Trans. on Power Delivery, Abril de 1993, Págs. 473 a 479.

Arseanu, R. , "The Performance of Demand Meters Under Varying load Conditions ", Trans. on Power Delivery, Octubre de 1993, págs. 1708-1711.



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

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS  
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS INTERNACIONAL**

**MODULO IV: INSTALACIONES PARA LA INDUSTRIA**

**SISTEMA DE SUMINISTRO**

**Presentado por : ING. ARTURO MORALES COLLANTES**

**1996**

## SISTEMAS DE SUMINISTRO

### Tarifas eléctricas

La Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica según sus artículos 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 y 22 y la Ley Orgánica de Administración Pública Federal establecen como tarifas de servicio industriales de las compañías administradoras las siguientes:

servicio	nivel de servicio	demanda	tensión
servicio general	10 kw	baja tensión	
servicio general	25 kw	baja tensión	
servicio general	1000 kw	media tensión	
servicio general	1000 kw	media tensión	
servicio general	medio uso	nivel de subtransmisión	
servicio general	alto uso	nivel de subtransmisión	
servicio general	alto uso	nivel de transmisión	

De acuerdo con el tamaño de la planta industrial, del proceso de fabricación, de los costos del equipo instalado y de los requerimientos de calidad de suministro de la energía, podría conectarse a cualquiera de las tensiones del sistema.

En función de la cantidad o capacidad de energía instalada las plantas industriales pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

pequeña industria es aquella que va desde 0 de alcance kw. de potencia hasta algunos cientos de kw. de potencia y que pueden conectarse a la red de baja tensión, o a un sistema de distribución especial de las compañías suministradoras, o contar con un sistema de subtransmisión y red secundaria.

plantas medianas desde algunos cientos hasta algunos miles de kw. de potencia y que pueden conectarse a la red de distribución.

plantas grandes desde algunos miles de kw. de potencia hasta decenas de miles de kw. de potencia y que pueden conectarse dentro del predio de la fábrica alimentando a parte del mismo o menor nivel de tensión mediante subestaciones secundarias de distribución y red secundaria.

plantas grandes de más de 10 a 15 MVA

estas plantas pueden conectarse al sistema de subtransmisión o transmisión de potencia y abastecer a través de subestaciones reductoras, a algunos miles de kw. de potencia, a subtransmisión o distribución primaria, que a su vez abastece a algunos miles de kw. de potencia, a circuitos de distribución y subestaciones secundarias interconectadas con la planta de proceso.

Lo anterior deberá permitir satisfacer con la mayor calidad posible el suministro de energía a cada una de las industrias, de modo que el proceso que se efectúe en la planta, con las mejores características de producción y mínimo de pérdidas.



**Table 1**  
**Standard Nominal System Voltages and Voltage Ranges**

VOLTAGE CLASS	NOMINAL SYSTEM VOLTAGE (Phase #)			VOLTAGE RANGE A (Phase #)			VOLTAGE RANGE B (Phase #)		
				Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum
	Phase-to-Phase	Phase-to-Phase	Phase-to-Phase	Line-to-Line and Service Voltage (Range A)	Service Voltage	Maximum Voltage	Line-to-Line and Service Voltage	Service Voltage	Line-to-Line Voltage
Low Voltage (Phase 1)	<b>Single-Phase Systems</b>								
	120			126	114	110	127	110	106
		120/240		120/252	114/228	110/220	127/254	110/220	106/212
	<b>Three-Phase Systems</b>								
		200Y/120 (Phase #) 240/120	210Y/120 252/120	197Y/114 228/114	191Y/110 220/110	220Y/127 254/127	191Y/110 (Phase #) 220/110	184Y/106 (Phase #) 212/106	
	240	480Y/277	604Y/291	480Y/263	440Y/254	600Y/293	440Y/254	424Y/245	
	480		564	480	440	500	440	424	
	600 (Phase #)		630 (Phase #)	570	550	635 (Phase #)	550	530	
Medium Voltage	2400	4160Y/2400	2520	2340	2160	2540	2280	2000	
	4160		4370/2520	4050/2340	3740/2160	4400/2540	3950/2280	3600/2000	
	4800		4370	4050	3740	4400	3950	3600	
	6900		5040	4680	4320	5080	4560	4160	
			7240	6730	6210	7260	6560	5940	
		8320Y/4800	8730Y/5040	8110Y/4680		8800Y/5080	7900Y/4560		
		12000Y/6930	12600Y/7270	11700Y/6760		12700Y/7330	11400Y/6580		
		12470Y/7200	13090Y/7600	12160Y/7020		13200Y/7620	11860Y/6940		
		13200Y/7820	13880Y/8000	12870Y/7430		13970Y/8070	12604Y/7240		
		13800Y/7970	14490Y/8370	13460Y/7770		14570Y/8380	13110Y/7570		
	13200	14400	13460	12420	14620	13110	11800		
		20780Y/12000	21870Y/12600	20760Y/11700		22000Y/12700	19740Y/11400		
		22660Y/13700	24000Y/13860	22790Y/12870		24700Y/13970	21770Y/12540		
	23000	24150	22430	22430	24340	22340	21850		
		24945Y/14400	26169Y/16120	24320Y/14040		28400Y/16240	23899Y/13860		
		34560Y/19920	36238Y/20820	33840Y/19420		38810Y/21000	32750Y/19920		
	34500	36730	33640		36510	32780			
	46000								
	60000								
		Maximum Voltage (Phase #)	48300 72600						
High Voltage		118 000	121 000						
		138 000	146 000						
		161 000	169 000						
		239 000	242 000						
		Phase #							
		345 000	342 000						
		648 000	650 000						
		785 000	800 000						
		1180 000	1200 000						

**NOTE 1** Minimum utilization voltages for 120-600 volt circuits not supplying lighting loads are as follows:

Phase-to-Phase System Voltage	Range A	Range B
120	106	104
120/240	106/212	104/208
200Y/120	187Y/108	180Y/104
240Y/120	216/108	208/104
240	216	214
480Y/277	432Y/240	418Y/240
600	432	418
671	540	520

**NOTE 2** Many 220 volt motors were applied on existing 208 volt systems on the assumption that the utilization voltage would not be less than 187 volts. Caution should be exercised in applying the Range B minimum voltages of Table 1 and Note (1) to existing 208 volt systems supplying such motors.

1100 Standard system voltages in bold face type

## Clasificación de Voltajes

En función de su nivel de intensidad los voltajes de suministro y utilización se clasifican según el estándar I41.1-1986 del ANSI-IEEE según la tabla I del estándar antes, en función se reduce esta clasificación de la siguiente manera:

Utilización	Aplicación	Nivel de voltaje
Sala generación	Utilización	Hasta 1,000 Volts
Medio consumo	Distribución y utilización	Level a 24,500 Volts
Baja tensión	Distribución y utilización	69,000 a 200,000 Volts

Los voltajes de baja tensión son utilizados principalmente para el abastecimiento de energía del equipo de utilización industrial y de otros equipos de pequeña escala en industrias pequeñas.

Los voltajes de media tensión pueden ser de suministro para las industrias industriales, que a su vez pueden tener distribución interna en el mismo o tener nivel de tensión a través de subestaciones secundarias de distribución y mantener los diferentes tipos de carga de fuerza y control con que cuenta la planta en diferentes niveles de tensión.

Los voltajes de alta tensión son generalmente voltajes de suministro a grandes industrias, las que los transforman mediante subestaciones secundarias a voltajes de transmisión o distribución en centros de carga de las áreas de proceso de las plantas, desde las que existen las cargas en sus diferentes niveles de tensión.

La tabla siguiente es una clasificación de voltajes nominales de los sistemas emitida en el estándar I41-1986 de ANSI IEEE:

### Control del voltaje en los sistemas eléctricos

El controlador de un sistema eléctrico cuenta con una serie de elementos para controlar la calidad del fluido eléctrico, que debe entregar al usuario dentro de condiciones de continuidad, frecuencia y regulación de voltaje adecuadas.

La continuidad de servicio depende básicamente de la estructura de la red, la cual generalmente cuenta con características surtidoras para garantizar un alto grado de confiabilidad.

La frecuencia es función de la demanda y de la capacidad disponible de generación, debido a las características de los generadores sincronizados de las unidades térmicas este parámetro no puede tener grandes variaciones, por lo tanto generalmente se mantiene dentro de valores aceptables.

La regulación de voltaje del sistema eléctrico depende de la estructura de la red y de la variación de la carga, los elementos de control de este parámetro del sistema son: la excitación de las unidades

**Table 2**  
**Standard Voltage Profile for**  
**Low-Voltage Regulated Power Distribution System, 120 V Base**

	Range A (V)	Range B (V)
Maximum allowable voltage	126 (125*)	127
Voltage drop allowance for primary distribution line	9	13
Minimum primary service voltage	117	114
Voltage drop allowance for distribution transformer	3	4
Minimum secondary service voltage	114	110
Voltage drop allowance for plant wiring	6 (4†)	6 (4†)
Minimum utilization voltage	108 (110†)	104 (106†)

\* For utilization voltage of 120-600 V.

† For building wiring circuits supplying lighting equipment.

**Table 3**  
**Nominal System Voltages**

Standard Nominal System Voltages	Associated Nonstandard Nominal System Voltages
<i>Low voltages</i>	
120	110, 115, 125
120/240	110/220, 115/230, 125/250
208Y/120	216Y/125
240/120	
240	230, 250
480Y/277	460Y/265
480	440
600	550, 575
<i>Medium Voltages</i>	
2400	2200, 2300
4160Y/2400	
4160	4000
4800	4600
6900	6600, 7200
8320Y/4800	11 000, 11 500
12 000Y/6930	
12 470Y/7200	
13 200Y/7620	
13 200	
13 800Y/7970	14 400
13 800	
20 780Y/12 000	
22 860Y/13 200	
23 000	
24 940Y/14 400	
34 500Y/19 920	
34 500	33 000
46 000	44 000
69 000	66 000
<i>High Voltages</i>	
115 000	110 000, 120 000
138 000	132 000
161 000	154 000
230 000	220 000
<i>Ultra-High Voltages</i>	
345 000	
500 000	
765 000	
1 100 000	

generadores, la propia red del sistema, los cambiadores de derivaciones de los bancos de transformadores, los bancos de reactores y capacitores, etc.. la figura 1 nos muestra un arreglo elemental de un sistema de eléctrico elemental.

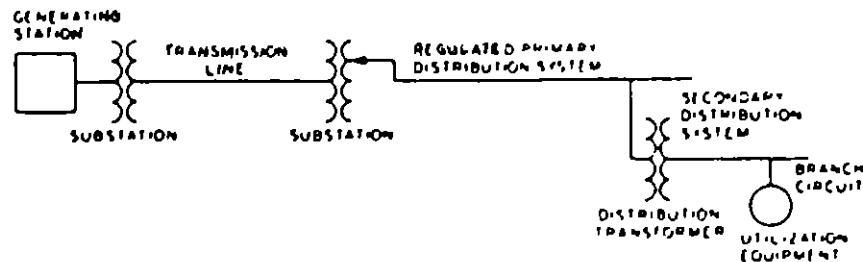


Fig. 1 Sistema típico de producción, transporte, distribución eléctrica.

Dadas las condiciones actuales de los sistemas eléctricos, que en su mayoría han evolucionado enormemente, la regulación de voltaje es un parámetro difícil de controlar con precisión; no es sencillo mantener un perfil de voltaje homogéneo para cada uno de los usuarios, sobretodo tomando en cuenta que no todos ellos hacen un uso cuidadoso de la energía, por esta razón las compañías suministradoras especifican como voltaje de suministro el voltaje nominal mas menos 1%.

#### Limites de tolerancia de la variación del voltaje

Cualquier equipo eléctrico ya sea de fuerza o alumbrado, operará con mayor eficiencia cuanto mas cerca este el voltaje de suministro respecto al voltaje de operación o de placa del mismo; todo aquel equipo que opere fuera de sus especificaciones de placa, estara sujeto a condiciones de operación que de alguna manera lo harán ineficiente y desde luego lo someteran a un mayor desgaste que acortara su vida útil.

Las normas internacionales contemplan algunas tolerancias respecto a los voltajes de operación de los equipos eléctricos, por ejemplo en Estados Unidos, ANSI C84.1-1932 basada en ANSI NEMA MG1-1978 establece los límites de tolerancia de voltajes en 10% para motores eléctricos de inducción, y presenta la tabla 2 normalizada de tensiones de distribución de baja tensión en términos de una base de 120 volts anexa.

De la cual puede observarse que los valores oscilan entre límites máximos 126 v y 127 v mínimos 103 y 104, que para condiciones de operación, independientemente de la capacidad de tolerancia del equipo son indeseables desde el punto de vista de operación y desde luego inciden directamente en su vida.

Respecto a los voltajes de distribución con que suministran la energía las empresas eléctricas que van desde 120 a 50,000 volts, basados en el método critério se presenta la figura 13. en la cual se muestra el perfil de tensiones de los límites de rango, según la misma norma y en base de 100 volts para tensiones de 11,000 volts en media y 480 en baja tensión, así como la fila de las relaciones de voltaje basados en rangos de voltaje. Anexo del estándar 141.1935 de ANSI-IEEE anexo 3a.

#### Selección del voltaje de suministro

La selección de los sistemas de suministro es uno de los aspectos más importantes en el diseño de los sistemas eléctricos industriales, el cual es función de las características y magnitud de la carga instalada y la correspondiente selección del equipo motor de la misma.

#### Tensión nominal del equipo eléctrico de la planta

El primer paso consistió en hacer una selección del equipo por áreas de producción, capacidad, nivel de voltaje, etc., mediante la cual se podrá cuantificar la carga, determinar la ubicación de los centros de carga de cada una de las áreas y con ellas la demanda a contratar.

Es conveniente hacer hincapié en la ventaja de generalizar el uso de un tipo polifásico siempre que sea posible, así como de incrementar los niveles de voltaje, tanto más cuanto mayor sea la capacidad de equipo, con lo cual se logrará una mayor eficiencia y un mejor aprovechamiento de la energía.

La tabla 12 del estándar 141.1935 de ANSI-IEEE anexa muestra los niveles de voltaje recomendados para el uso de motores de acuerdo con su capacidad.

Cuando no se tenga información de las características de la carga y se requiera tomar una decisión acerca del voltaje de operación de la planta, pueda tomarse como referencia la siguiente tabla de selección del voltaje de operación en función de la demanda instalada.

KVA. DEL SISTEMA	VOLTAJE DE OPERACION
HASTA 500 KVA	220 volts
500 - 1,500 KVA	440 "
1,500 a 3,000 KVA	2,400 "
1,500 a 10,000 KVA	4,160 "
10,000 a 20,000 KVA	13,800 "
MAyores de 20,000 KVA	25,000 "

Mediante el estudio de carga instalada y los factores de diseño correspondientes se estará en condiciones de determinar la demanda a contratar, para lo cual las tablas eléctricas son la mayor guía de selección, apoyadas en algún criterio económico del valor del dinero en el tiempo.

Voltage Profile of Limits of Range A, ANSI C81.1-1982 [2]

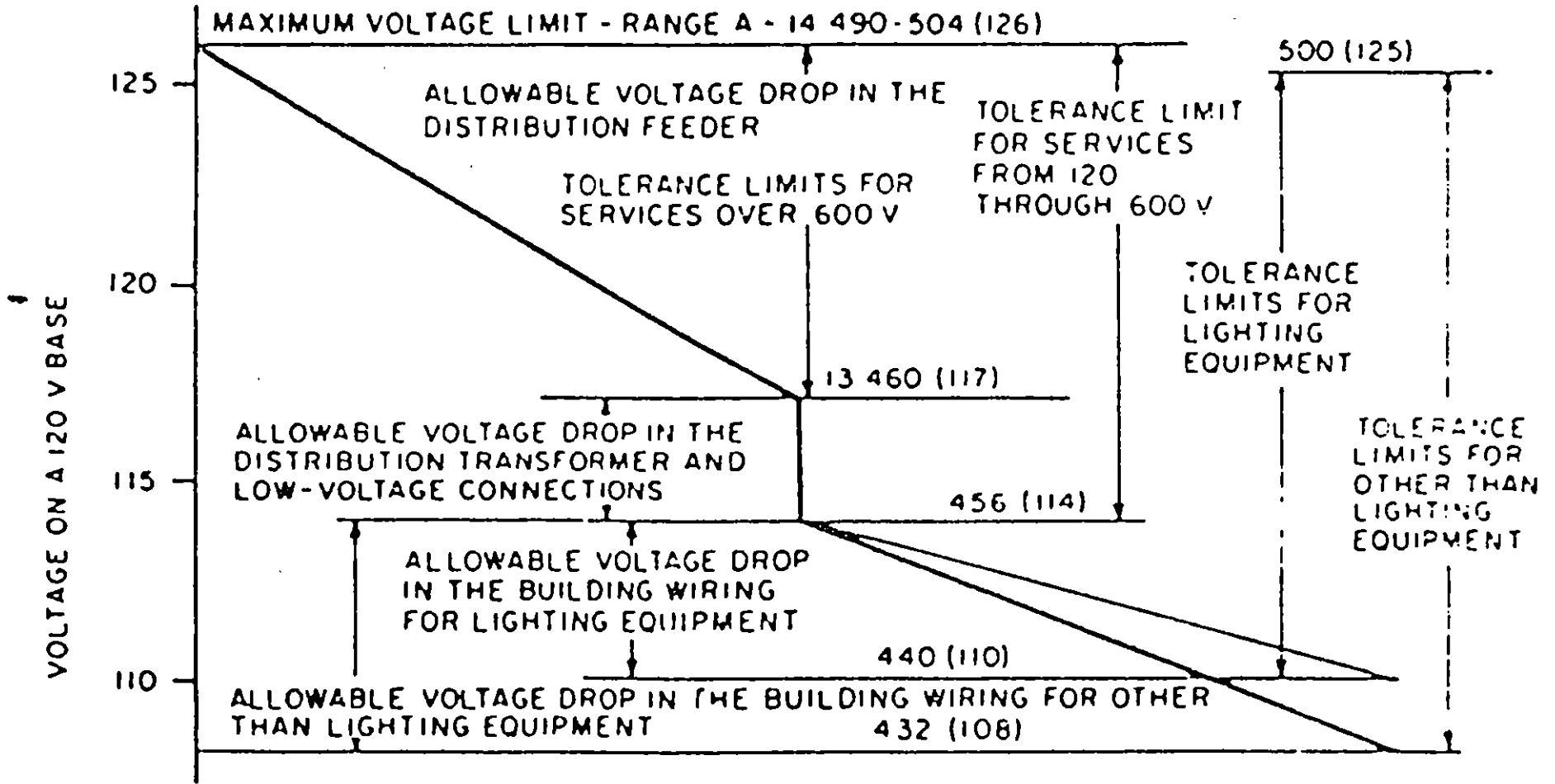
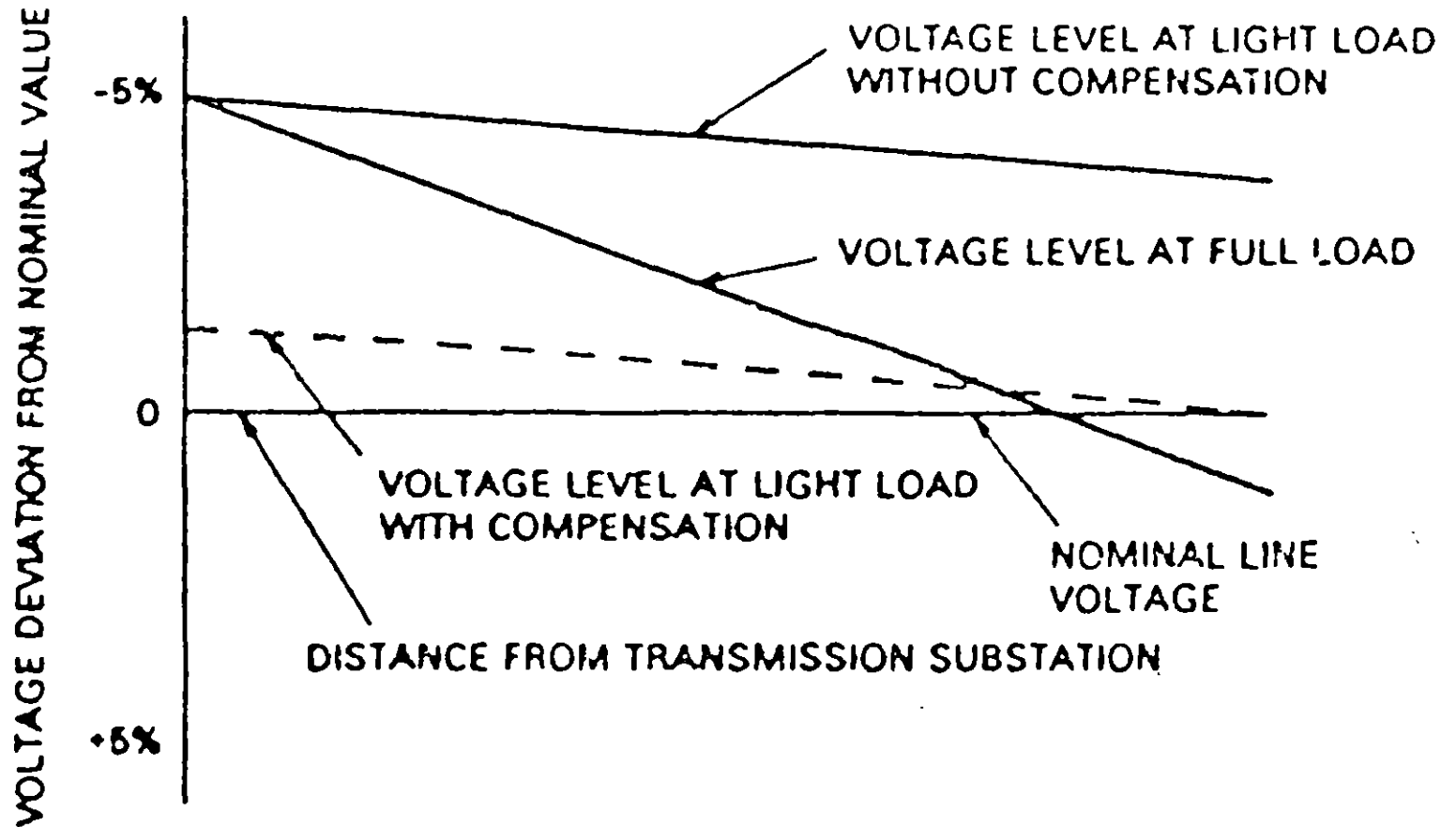


Fig 12

Effect of Regulator Compensation on Primary Distribution System V





## Tensión de suministro de la compañía

Los niveles de tensión primarios en media y alta tensión son determinados por las tensiones de operación de las compañías suministradoras y debido a que la adición de equipo estándar en otros niveles incluido por estas tensiones, también pueden verse internamente en la planta.

Es conveniente hacer hincapié en que cuando se trate de ser suministrador en media y alta tensión, se hacen las desiciones correspondientes con los suministradores y con el cliente contratante o proveedor en el suministro del servicio.

La nueva ley del servicio público de Energía Eléctrica establece que todos los servicios de alta tensión y concentración pública deben ser aprobados por una Unidad de Verificación para poder ser contratados. De tal manera que de ser posible este trámite deberá iniciarse en cuanto se abra el proyecto y casi simultáneamente los límites de servicio de generación ante la empresa suministradora.

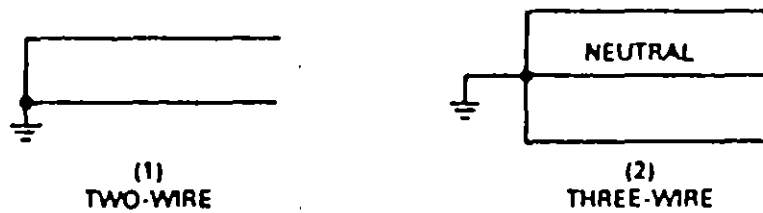
**Table 1**  
**Standard Nominal System Voltages and Voltage Ranges (continued)**

**NOTES:**

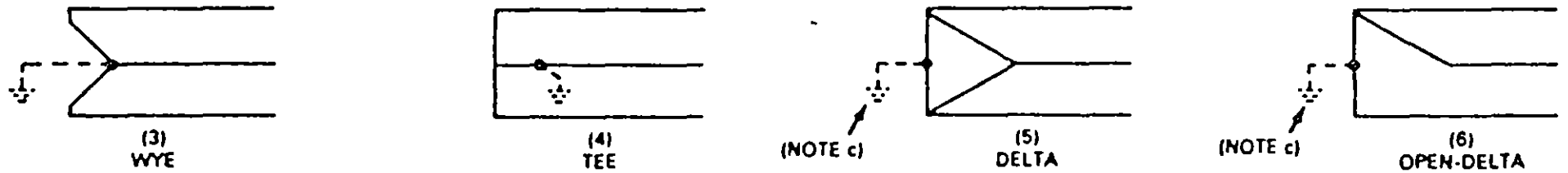
- (a) Three-phase three-wire systems are systems in which only the three-phase conductors are carried out from the source for connection of loads. The source may be derived from any type of three-phase transformer connection, grounded or ungrounded. Three-phase four-wire systems are systems in which a grounded neutral conductor is also carried out from the source for connection of loads. Four-wire systems in Table 1 are designated by the phase-to-phase voltage, followed by the letter Y (except for the 240/120 volt delta system), a slant line, and the phase-to-neutral voltage. Single-phase services and loads may be supplied from either single phase or three-phase systems. The principal transformer connections that are used to supply single-phase and three-phase systems are illustrated in Appendix A.
- (b) The voltage ranges in this table are illustrated in Appendix B.
- (c) For 120-600 volt nominal systems, voltages in this column are maximum service voltages. Maximum utilization voltages would not be expected to exceed 125 volts for the nominal system voltage of 120, nor appropriate multiples thereof for other nominal system voltages through 600 volts.
- (d) A modification of this three-phase, four-wire system is available as a 120/208Y volt service for single-phase, three-wire, open-wye applications.
- (e) Certain kinds of control and protective equipment presently available have a maximum voltage limit of 600 volts; the manufacturer or power supplier or both should be consulted to assure proper application.
- (f) Utilization equipment does not generally operate directly at these voltages. For equipment supplied through transformers refer to limits for nominal system voltage of transformer output.
- (g) For these systems Range A and Range B limits are not shown because, where they are used as service voltages, the operating voltage level on the user's system is normally adjusted by means of voltage regulation to suit their requirements.
- (h) Standard voltages reprinted from American National Standard C92.2-1981 for convenience only.

This material is reproduced with permission from American National Standard Voltage Ratings for Electric Power Systems and Equipment (60 Hz) ANSI C84.1-1982, copyright 1982 by the American National Standards Institute. Copies of this standard may be purchased from ANSI, 1430 Broadway, New York, NY 10018.

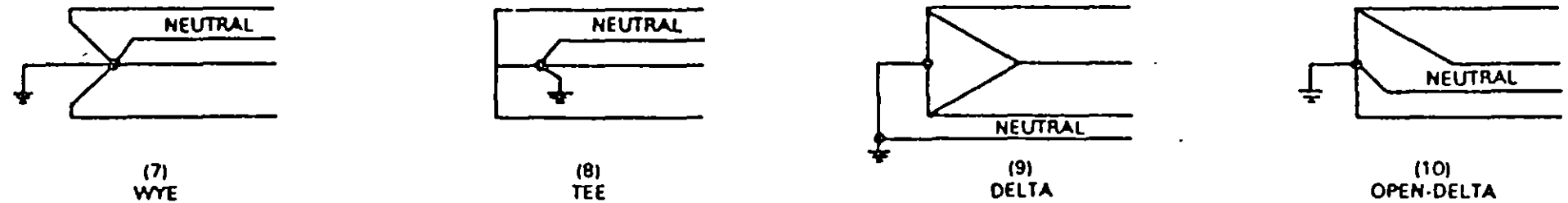
SINGLE-PHASE SYSTEMS



THREE-PHASE THREE-WIRE SYSTEMS  
(NOTE b)



THREE-PHASE FOUR-WIRE SYSTEMS



NOTES: (a) The above diagrams show connections of transformer secondary windings to supply the nominal system voltages of Table 1. Systems of more than 600 V are normally three-phase and supplied by connections (3), (5) ungrounded, or (7). Systems of 120-600 V may be either single-phase or three-phase and all of the connections shown are used to some extent for some systems in this voltage range.

(b) Three-phase, three-wire systems may be solidly grounded, impedance grounded, or ungrounded, but are not intended to supply loads connected phase-to-neutral (as the four-wire systems are).

(c) In connections (5) and (6), the ground may be connected to the midpoint of one winding as shown (if available), to one phase conductor (corner grounded), or omitted entirely (ungrounded).

(d) Single-phase services and single-phase loads may be supplied from single-phase systems or from three-phase systems. They are connected phase-to-phase when supplied from three-phase, three-wire systems and either phase-to-phase or phase-to-neutral from three-phase, four-wire systems.

Fig 10.  
Principal Transformer Connections to Supply the System Voltages of Table 1



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

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS  
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS INTERNACIONAL**

**MODULO IV: INSTALACIONES PARA LA INDUSTRIA**

**ESTABLECIMIENTO DE TARIFAS**

**Presentado por : ING. ARTURO MORALES COLLANTES**

**1996**

## ESTABLECIMIENTO DE LAS TARIFAS

DE ACUERDO CON EL ARTICULO 31 DE LA SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO, CON LA PARTICIPACION DE LAS SECRETARIAS DE ENERGIA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL Y DE COMERCIO Y FOMENTO INDUSTRIAL Y A PROPUESTA DE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, FIJARA LAS TARIFAS, SU AJUSTE O REESTRUCTURACION, DE MANERA QUE TIENDA A CUBRIR LAS NECESIDADES FINANCIERAS Y LAS DE AMPLIACION DEL SERVICIO PUBLICO, Y EL RACIONAL CONSUMO DE ENERGIA.

ASIMISMO Y A TRAVES DEL PROCEDIMIENTO SEÑALADO LA SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO PODRA FIJAR TARIFAS ESPECIALES EN HORAS DE DEMANDA MAXIMA, DEMANDA MINIMA O UNA COMBINACION DE AMBAS.

**CONCEPTOS BASICOS QUE INTERVIENEN EN LA APLICACION  
DE LAS TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA**

**1. TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA**

LAS TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA SON LAS DISPOSICIONES ESPECIFICAS, QUE CONTIENEN CUOTAS Y CONDICIONES QUE RIGEN PARA LOS SUMINISTROS DE ENERGIA ELECTRICA AGRUPADOS EN CADA CLASE DE SERVICIO.

LAS TARIFAS SE IDENTIFICAN OFICIALMENTE POR SU NUMERO Y/O LETRA(S). PARA LA CONTRATACION Y DEMAS PROPOSITOS INTERNOS, LAS TARIFAS SE DENOMINARAN INVARIABLEMENTE DE ACUERDO CON SU IDENTIFICACION, SOLAMENTE EN LOS CASOS EN QUE SEA PRECISO COMPLEMENTAR LA DENOMINACION, ADELANTE DE SU IDENTIFICACION SE ESCRIBIRA EL TITULO DE LA RESPECTIVA TARIFA, TAL COMO A CONTINUACION SE DETALLAN:

**IDENTIFICACION DE TARIFAS**

<b>TARIFA</b>	<b>APLICACION</b>
1	SERVICIO DOMESTICO
1A	SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 25 GRADOS CENTIGRADOS.

## IDENTIFICACION DE TARIFAS

TARIFA	APLICACION
1B	SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 26 GRADOS CENTIGRADOS.
1C	SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 30 GRADOS CENTIGRADOS.
1D	SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 31 GRADOS CENTIGRADOS.
2	SERVICIO GENERAL HASTA 25 KW DE DEMANDA
3	SERVICIO GENERAL PARA MAS DE 25 KW DE DEMANDA
5	SERVICIO PARA ALUMBRADO PUBLICO (APLICABLE EN ZONAS CONURBANAS DEL DISTRITO FEDERAL, MONTERREY Y GUADALAJARA.
5A	SERVICIO PARA ALUMBRADO PUBLICO (APLICABLE A TODO EL PAIS EXCEPTO LAS ZONAS DESCRITAS EN LA TARIFA ANTERIOR.
6	SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUAS POTABLES O NEGRAS DE SERVICIO PUBLICO
7	SERVICIO TEMPORAL
9	SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA
O-M	TARIFA ORDINARIA PARA SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION CON DEMANDA MENOR A 1,000 KW.
H-M	TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION CON DEMANDA DE 1,000 KW O MAS

- H-S      TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA TEN  
SION NIVEL SUBTRANSMISION.
- H-T      TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA TEN  
SION, NIVEL TRANSMISION
- H-SL     TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA TEN  
SION, NIVEL SUBTRANSMISION, PARA LARGA UTILIZACION
- H-TL     TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA TEN  
SION, NIVEL TRANSMISION, PARA LARGA UTILIZACION
- I-30     TARIFA PARA SERVICIO INTERRUMPIBLE APLICABLE A  
USUARIOS DE TARIFAS HS, HT, H-SL Y H-TL.

DE ACUERDO A SU APLICACION, LAS TARIFAS SE CLASIFICAN EN:

#### ESPECIFICAS

LAS TARIFAS ESPECIFICAS SON AQUELLAS QUE SE APLICAN A LOS SUMI  
NISTROS DE ENERGIA ELECTRICA UTILIZADOS PARA LOS PROPOSITOS  
QUE LAS MISMAS SEÑALAN: A ESTE GRUPO CORRESPONDEN LAS SIGUIEN  
TES 1, 1A, 1B, 1C, 1D 5, 5A, 6 Y 9.

#### USOS GENERALES

LAS TARIFAS PARA USOS GENERALES, SON AQUELLAS APLICABLES A  
CUALQUIER SERVICIO ELECTRICO, EXCEPTUANDO LOS ESPECIFICOS AN  
TES SEÑALADOS, SALVO EL CASO DE TARIFA 6 A CUYO USO PUEDE APLI  
CARSE LA TARIFA DE USO GENERAL QUE CORRESPONDA A LAS CONDICIO  
NES DE SUMINISTRO. ESTE GRUPO COMPRENDE LAS SIGUIENTES: 2, 3, 7,  
O-M, H-M, H-S, H-T, H-SL, H-TL Y LA I-30.



## TARIFAS DE USO GENERAL

TARIFA	DESCRIPCION
3	PARA SERVICIOS EN BAJA TENSION CON MAS DE 25 KW DE DEMANDA
O-M	SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION (MAYOR DE 1 KV Y HASTA 35 KV) CON DEMANDA MENOR DE 1,000 KW.
H-M	SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION (MAYOR DE 1 KV Y HASTA 35 KV) CON DEMANDA DE 1,000 KW O MAS.
H-S	SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL SUBTRANS <u>MISION</u> , (MAYOR DE 35 KV Y MENOR DE 220 KV).
H-T	SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL TRANSMI <u>SION</u> , (IGUAL O MAYOR DE 220 KV).
H-SL	SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL SUBTRANS <u>MISION</u> , PARA LARGA UTILIZACION (MAYOR DE 35 KV Y MENOR DE 220 KV).
H-TL	SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION NIVEL TRANSMI <u>SION</u> PARA LARGA UTILIZACION (IGUAL O MAYOR DE 220 KV)
I-30	PARA SERVICIO INTERRUMPIBLE SE APLICA A LOS USUA <u>R</u> IOS DE LAS TARIFAS HS, HT, HSL Y HTL QUE SOLICITEN ADICIONALMENTE INSCRIBIRSE EN ESTE SERVICIO Y QUE TENGAN UNA DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA O BASE, MAYOR O IGUAL A 20,000 KW DURANTE LOS 3 MESES PREVIOS A LA SOLICITUD DE INSCRIPCION.

**CLASIFICACION DE TARIFAS  
POR ESTRUCTURA**

**I. SOLO CARGOS POR CONSUMO Y CARGOS FIJOS**

**TARIFAS 1, 2, 5, 5A, 6 Y 9.**

**II. CARGOS POR CONSUMO Y DEMANDA MAXIMA**

**ORDINARIAS (NO HORARIAS): 3, 7 Y OM**

**HORARIAS: H-M, H-S, H-SL, H-T, H-TL E I-30.**

## **TENSIONES DE SUMINISTRO**

### **BAJA TENSION:**

**TENSIONES MENORES DE 1 KV**

### **TENSION MEDIA:**

**1 KV A 35 KV**

### **TENSION DE SUBTRANSMISION:**

**MAYORES DE 35 KV Y MENORES DE 220 KV**

### **TENSION DE TRANSMISION:**

**IGUAL O MAYORES DE 220 KV**

### CARGA

ES LA POTENCIA ENTREGADA EN UN PUNTO DADO, EXPRESA EN WATTS, KILOWATTS U OTRAS UNIDADES CONVENIENTES.

W, kW, MW, GM.

### CARGA TOTAL CONECTADA

ES LA SUMA DE LAS CAPACIDADES DE LAS LAMPARAS, APARATOS, MOTORES Y EQUIPOS QUE CONSUMEN ENERGIA ELECTRICA, CONSIDERADOS INDIVIDUALMENTE EN SU CAPACIDAD EN WATTS, QUE SE ENCUENTRAN CONECTADOS AL SISTEMA DEL SUMINISTRADOR.

### DEMANDA

ES LA CARGA PROMEDIO EN LAS TERMINALES DE UNA INSTALACION O SISTEMA EN UN INTERVALO ESPECIFICADO, EXPRESADO EN WATTS, KILOWATTS U OTRAS UNIDADES CONVENIENTES.

### DEMANDA CONTRATADA

ES LA DEMANDA QUE EL SUMINISTRADOR Y EL CLIENTE CONVIENEN INICIALMENTE EN EL CONTRATO RESPECTIVO, SU VALOR NO SERA ME NOR DEL 60% DE LA CARGA TOTAL INSTALADA, NI MENOR DE 25 KW EN TF-3, NI MENOR DE 20 KW EN TF-OM, NI MENOR DE LA CAPACIDAD DEL MAYOR MOTOR O APARATO INSTALADO POR EL CONSUMIDOR.

## DEMANDA MAXIMA MEDIDA

SE DETERMINA MENSUALMENTE POR MEDIO DE INSTRUMENTOS DE MEDICION QUE INDICAN LA DEMANDA MEDIA EN KW DURANTE CUALQUIER INTERVALO DE 15 MIN., EN EL CUAL EL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA SEA MAYOR QUE EN CUALQUIER OTRO INTERVALO DE 15 MIN., EN EL PERIODO DE FACTURACION.

## FACTOR DE CARGA

### DEFINICION (FC)

ES LA RELACION ENTRE LA DEMANDA MEDIA ( $D_m$ ) Y LA DEMANDA MAXIMA (DM) DE UNA CURVA DE CARGA, DURANTE UN PERÍODO DE TIEMPO DADO (DIA, SEMANA, MES, ETC.)

## **AJUSTE POR COMBUSTIBLE**

### **DISPOSICION COMPLEMENTARIA 10 BIS.**

#### **CLAUSULA DE LOS AJUSTES DE LA FACTURACION DE LA ENERGIA POR VARIACION EN LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES**

##### **APLICACION DE LOS AJUSTES**

ESTA CLAUSULA DE LOS AJUSTES SE APLICARA A LA FACTURACION DE LA ENERGIA CONSUMIDA EN LAS TARIFAS 2, 3 Y 7, O-M, H-M, H-S, H-SL Y HTL PARA REFLEJAR LAS VARIACIONES DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

##### **CALCULO DE LOS AJUSTES**

PARA CADA MES CALENDARIO EL MONTO DE LOS AJUSTES EXPRESADOS EN PESOS, SE CALCULARA MULTIPLICANDO EL TOTAL DE ENERGIA CONSUMIDA EN DICHO MES EXPRESADO EN KILOWATTS-HORA, POR LOS FACTORES MENSUALES DE AJUSTED QUE SE EXPRESAN EN PESOS POR KILOWATT-HORA.

## RESUMEN

LA APLICACION DE LA FORMULA PARA DETERMINAR EL MONTO  
DEL AJUSTE MENSUAL POR COMBUSTIBLE PRODUCE LOS  
SIGUIENTES RESULTADOS

1993

MONTO EN N\$/MWh

TARIFA	HT Y HTL	HS Y HSL	OM Y HM	2,3 Y 7
ENERO	+ 14.03	+ 14.20	+ 14.54	+ 15.05
FEBRERO	+ 5.98	+ 6.06	+ 6.20	+ 6.42
MARZO	+ 4.92	+ 4.98	+ 5.10	+ 5.28
ABRIL	+ 3.40	+ 3.44	+ 3.52	+ 3.64
MAYO	+ 5.73	+ 5.80	+ 5.94	+ 6.14
JUNIO	+ 8.54	+ 8.65	+ 8.86	+ 9.16
JULIO	+ 9.07	+ 9.19	+ 9.41	+ 9.74
AGOSTO	- 0.09	- 0.09	- 0.09	- 0.10
SEPTIEMBRE	+ 1.66	+ 1.68	+ 1.72	+ 1.78
OCTUBRE	- 0.13	- 0.14	- 0.14	- 0.14
NOVIEMBRE	+ 2.60	+ 2.63	+ 2.69	+ 2.79
DICIEMBRE	- 1.24	- 1.26	- 1.29	- 1.33

- CREDITO

+ CARGO



## RESUMEN

LA APLICACION DE LA FORMULA PARA DETERMIANR EL MONTO  
DEL AJUSTE MENSUAL POR COMBUSTIBLE PRODUCE LOS  
SIGUIENTES RESULTADOS

1994

MONTO EN N\$/MWh

TARIFA	HT Y HTL	IIS-HSL	OH Y HM	2, 3 Y 7
ENERO	- 4.10	- 4.15	- 4.25	- 4.40
FEBRERO	- 2.86	- 2.90	- 2.97	- 3.07
MARZO	- 0.35	- 0.36	- 0.37	- 0.38
ABRIL	+ 1.84	+ 1.86	+ 1.91	+ 1.97
MAYO	+ 6.87	+ 6.95	+ 7.12	+ 7.37
JUNIO	+ 5.70	+ 5.77	+ 5.91	+ 6.11
JULIO	+ 11.25	+ 11.40	+ 11.67	+ 12.08
AGOSTO	+ 12.75	+ 12.91	+ 13.22	+ 13.68
SEPTIEMBRE	+ 14.97	+ 15.16	+ 15.52	+ 16.06
OCTUBRE	+ 9.29	+ 9.41	+ 9.63	+ 9.97
NOVIEMBRE	+ 5.93	+ 6.00	+ 6.14	+ 6.36
DICIEMBRE				

- CREDITO

+ CARGO

## FACTORES DE AJUSTE

LOS FACTORES DE AJUSTE DEL MES CALENDARIO SE CALCULARAN MEDIANTE LA SIGUIENTE FORMULA PARA CADA NIVEL DE TENSION DE SUMINISTRO:

$$\text{FACTORES DE AJUSTE } j = Ft_j \prod_{i=1}^5 e_i (P_i - P_{Bi})$$

DONDE:

- "j" EXPRESA CADA UNO DE LOS 4 (CUATRO) VALORES, PARA LOS 4 (CUATRO) NIVELES DE TENSION DE SUMINISTRO.
- "i" EXPRESA CADA UNO DE LOS 5 (CINCO) VALORES, PARA LOS 5 (CINCO) COMBUSTIBLES QUE SE SOMETEN AL AJUSTE MENSUAL.
- "P<sub>Bi</sub>" EXPRESA EL PRECIO BASE (SIN IVA) PARA CADA COMBUSTIBLE
- "P<sub>i</sub>" ES EL PRECIO (TAMBIEN SIN IVA) PARA CADA COMBUSTIBLE, VIGENTE EN LA QUINCENA ANTERIOR AL MES CALENDARIO DEL CALCULO DEL MONTO DEL AJUSTE.
- "a<sub>i</sub>" CORRESPONDE A LOS COEFICIENTES DE AJUSTE PARA CADA COMBUSTIBLE
- "F<sub>Tj</sub>" REPRESENTA UN FACTOR APLICABLE A CADA UNO DE LOS CUATRO NIVELES DE TENSION DE SUMINISTRO.

MEDICION EN EL LADO DEL PRIMARIO O EN EL LADO  
DEL SECUNDARIO DE LOS TRANSFORMADORES

EN LOS SERVICIOS QUE SE PROPORCIONEN EN ALTA TENSION,  
EL SUMINISTRADOR PODRA EFECTUAR LA MEDICION DE LA  
ENERGIA ELECTRICA CONSUMIDA Y DE LA DEMANDA MAXIMA  
EN EL LADO DEL SECUNDARIO O EN EL DEL PRIMARIO DE LOS  
TRANSFORMADORES DEL USUARIO. SI SE HICIERE EN EL LADO  
DEL SECUNDARIO, LAS FACTURACIONES SE AUMENTARAN EN  
UN 2% (DOS POR CIENTO).

EN LOS SERVICIOS CON TARIFA DE BAJA TENSION, SI LA ME  
DICION SE HICIERE EN EL LADO PRIMARIO DE LOS TRANSFOR  
MADORES, LAS FACTURACIONES SE DISMINUIRAN EN UN 2%  
(DOS POR CIENTO).

**CARGO POR MANTENIMIENTO DE LAS  
REDES DE DISTRIBUCION**

**EN LA REVISION DEL PACTO DE ESTABILIDAD Y CRECIMIENTO  
ECONOMICO (PECE) REALIZADO EL MES DE JULIO DE 1990, SE  
ACORDO EL ESTABLECIMIENTO DE UNA CUOTA FIJA, INTEGRA  
DA A LA ESTRUCTURA TARIFARIA, PARA EL MANTENIMIENTO  
DE LAS REDES DE DISTRIBUCION.**

## ESPIRITU DE LA REESTRUCTURACION TARIFARIA

- \* LOGRAR USO EFICIENTE DE LA CANTIDAD INSTALADA
  - TARIFAS HORARIAS
  - TARIFAS ESPECIALES (DEM 20 MW Y FC 0.7)
  
- \* REDUCCION DE PERDIDAS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA
  
- \* APROVECHAR LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE CON REGIONALIZACION

## REGIONALIZACION DE LAS TARIFAS

CONFORME AL ACUERDO DEL 91-11-10, SE PROCEDIO AL DISEÑO DE TARIFAS QUE CONSIDERAN LAS DIFERENTES REGIONES Y ESTACIONES EN LOS COSTOS DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA PARA USUARIOS EN MEDIA Y ALTA TENSION CON EL OBJETO DE REFLEJAR EL COSTO REAL DEL SERVICIO.

SE FORMARON 8 REGIONES EN EL PAIS.

LA ZONA DE INFLUENCIA DE CLFC ESTA COMPRENDIDA DENTRO DE LAS REGIONES CENTRAL Y SUR.

DEL AREA ATENDIDA POR CLFC:

EN LA REGION CENTRAL SE ENCUENTRAN TODAS LAS DELEGACIONES DEL DF, LOS 20 MUNICIPIOS DEL ESTADO DE MEXICO CONURBADOS CON EL DF Y EL MUNICIPIO DE CUERNAVACA EN EL ESTADO DE MORELOS.

EN LA REGION SUR SE ENCUENTRAN OTROS 60 MUNICIPIOS DEL ESTADO DE MEXICO, 3 DE PUEBLA, 1 DE MORELOS Y 45 MUNICIPIOS DEL ESTADO DE HIDALGO.

**AJUSTE Y REESTRUCTURACION DE TARIFAS**

Diario Oficial de la Federación del 3/abril/1992

SE ESTABLECEN LAS TARIFAS SIGUIENTES QUE SE APLICAN PREVIA SOLICITUD DE INSCRIPCION POR PARTE DEL USUARIO.

- H-SL - TARIFA HORARIA PARA ALTA TENSION NIVEL SUBTRANSMISION (MAYOR DE 35 KV Y MENOR DE 220 KV), PARA LARGA UTILIZACION.
- H-TL - TARIFA HORARIA PARA ALTA TENSION NIVEL TRANSMISION (IGUAL O MAYOR DE 220 KV), PARA LARGA UTILIZACION.
- I-30 - TARIFA PARA SERVICIO INTERRUMPIBLE PARA LOS USUARIOS DE TARIFAS DE ALTA TENSION NIVELES SUBTRANSMISION Y TRANSMISION, CON DEMANDAS DE O MAYORES A 20 MW.

LA DISPOSICION COMPLEMENTARIA 10-BIS ESTABLECE AJUSTES A LA FACTURACION DE LA ENERGIA CONSUMIDA EN TARIFAS O-M, H-M, H-S, H-T, H-SL Y H-TL, PARA REFLEJAR LAS VARIACIONES DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA.

## TARIFA I-30

### TARIFA PARA SERVICIO INTERRUMPIBLE

#### 1. APLICACION

ESTA TARIFA SERA APLICABLE A LOS USUARIOS DE LAS TARIFAS H-S, H-T, H-SL Y H-TL QUE SOLICITEN INSCRIBIRSE ADICIONALMENTE EN ESTE SERVICIO Y QUE TENGAN UNA DEMANDA MAXIMA EN PERIODO DE PUNTO O BASE, MAYOR O IGUAL A 20,000 (VEINTE MIL) KILOWATTS DURANTE LOS TRES MESES PREVIOS A LA SOLICITUD DE INSCRIPCION.

#### 2. DEMANDA INTERRUMPIBLE CONTRATATA Y DEMANDA FIRME CONTRATADA.

EL USUARIO QUE SOLICITE SERVICIO EN ESTA TARIFA DEBERA CONTRATAR UNA DEMANDA INTERRUMPIBLE Y UNA DEMANDA FIRME. LA DEMANDA INTERRUMPIBLE CONTRATADA NO PUEDE SER MENOR A 7,000 KW NI MAYOR AL 70 (SETENTA) PORCIENTO DEL PROMEDIO DE SU DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA DURANTE LOS TRES MESES PREVIOS A SU SOLICITUD DE INSCRIPCION.



### 3. BONIFICACION MENSUAL

PARA LOS USUARIOS DE TARIFAS M-T Y HTL N\$4.988 POR CADA KILOWATT DE DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE.

PARA LOS USUARIOS DE TARIFAS H-S Y H-SL N\$5.237 POR CADA KILOWATT DE DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE.

LA BONIFICACION MENSUAL SERA APLICADA EN LA FACTURACION DEL USUARIO CALCULADA DE ACUERDO CON LA TARIFA APLICABLE.

### 4. DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE

LA DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE MENSUALMENTE SERA LA MINIMA ENTRE LA DEMANDA INTERRUPTIDA CONTRATADA Y EL RESULTADO DE RESTAR A LA DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA LA DEMANDA FIRME CONTRATADA. EN CASO DE QUE AL DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA SEA INFERIOR A LA DEMANDA FIRMA CONTRATADA, LA DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE SERA 0 (CERO).

SE DEFINE LA DEMANDA FIRMA CONTRATADA, COMO LA QUE FIJA RA EL USUARIO EN BASE A SUS NECESIDADES DE OPERACION Y CORRESPONDE A LA DEMANDA MINIMA QUE EL SUMINISTRADOR ES TA OBLIGADO A ABASTECER AL USUARIO, DURANTE UN PERIODO DE INTERRUPCION.

EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION DEL 4 DE OCTUBRE DEL ACTUAL, SE PUBLICO EL ACUERDO QUE AUTORIZA EL AJUSTE, MODIFICACION Y REES TRUCTURACION DE LAS TARIFAS PARA SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA, QUE ENTRARA EN VIGOR A PARTIR DEL 5 DE OCTUBRE DE 1993. AL RESPECTO LES INFORMO LO SIGUIENTE:

TARIFAS 1, 2, 3 Y 7: SE MODIFICA EL FACTOR DE AJUSTE A 1.0041 MENSUAL ACUMULATIVO.

TARIFAS 5, 5A Y 6: SE APLICARA UN FACTOR DE INCREMENTO MENSUAL ACUMULATIVO DE 1.0041.

TARIFA 9: SE ELIMINA EL FACTOR DE AJUSTE MENSUAL ACUMULATIVO DE 1.005.

TARIFAS O-M, H-M: NO SE MODIFICAN.

TARIFAS H-S Y H-T: SE MODIFICAN LOS CARGOS QUEDANDO COMO SIGUE:

<u>TARIFA</u>	<u>REGION</u>	<u>CARGO POR kW DE DEMANDA FACTURA BLE.</u>	<u>CARGO POR kWh ENERGIA DE PUNTA.</u>	<u>CARGO POR kWh ENERGIA DE BASE</u>
H-S	CENTRO	N\$ 24.320	N4 0.15859	N\$ 0.08827
H-S	SUR	23.612	0.15397	0.08570
H-T	CENTRO	22.496	0.14897	0.08266
H-T	SUR	21.842	0.14463	0.08025

TARIFAS H-SL Y H-TL SE MODIFICAN LOS CARGOS Y LA ESTRUCTURA QUEDANDO COMO SIGUE:

<u>TARIFA</u>	<u>REGION</u>	<u>CARGO POR kW DE DEMANDA FACTURA BLE.</u>	<u>DE PUNTA MINIMA</u>	<u>DE PUNTA EXCEDENTE</u>	<u>DE BASE</u>
H-SL	CENTRO	N\$ 24.320	N\$0.25649	N\$0.11702	N\$0.06889
H-SL	SUR	N\$ 23.612	N\$0.24901	N\$0.11362	N\$0.06689
H-TL	CENTRO	N\$ 22.496	N\$0.19090	N\$0.10785	N\$0.06697
H-TL	SUR	N\$ 21.842	N\$0.18533	N\$0.10471	N\$0.06502

## ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA Y DE BASE

ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA MINIA: ES EL 80 (OCHENTA) PORCIENTO DEL PRODUCTO DE LA DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA POR EL NUMERO DE HORAS DEL PERIODO DE PUNTA.

ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA EXCEDENTE: ES EL RESULTADO DE RESTAR A LA ENERGIA CONSUMIDA DURANTE EL PERIODO DE PUNTA, LA ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA MINIMA. EN AQUELLOS CASOS EN QUE LA ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA MINIMA SEA SUPERIOR A LA ENERGIA CONSUMIDA DURANTE EL PERIODO DE PUNTA, LA ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA EXCEDENTE SERA IGUAL A CERO.

ENERGIA FACTURABLE DE BASE: ES EL RESULTADO DE RESTAR A LA ENERGIA TOTAL CONSUMIDA DURANTE EL MES LA SUMA DE LA ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA MINIMA Y LA ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA EXCEDENTE.

SE AUTORIZA AL SUMINISTRADOR PARA QUE CELEBRE CONVENIOS CON LOS USUARIOS DE LAS TARIFAS H-S, H-T, H-SL Y H-TL QUE ASI LO SOLICITEN, PARA QUE SE LES COBRE EN BASE A DEMANDA CONTRATADA.

### TARIFA I-15.

SE CREA ESTA TARIFA APLICABLE A LOS USUARIOS DE LAS TARIFAS H-S, H-T, H-SL Y H-TL QUE SOLICITEN INSCRIBIRSE ADICIONALMENTE EN ESTE SERVICIO Y QUE TENGAN UNA DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA O BSE, MAYOR O IGUAL A 10,000 (DIEZ MIL) KILOWATTS DURANTE LOS TRES MESES PREVIOS A LA SOLICITUD DE INSCRIPCION.

LA BONIFICACION MENSUAL POR CAD KW DE DEMANDA INTERRUMPIBLE BONIFICABLE PARA LOS USUARIOS DE LAS TARIFAS H-T SERA DE N\$ 9.976 Y PARA LOS USUARIOS DE LAS TARIFAS H-S Y H-SL SERA DE N\$ 10.474.



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

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS  
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS INTERNACIONAL**

**MODULO IV: INSTALACIONES PARA LA INDUSTRIA**

**FACTOR DE POTENCIA**

**Presentado por : ING. ARTURO MORALES COLLANTES**

**1996**

## CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

### TIPOS DE CARGAS:

Depende del punto de vista del consumidor de electrico se tienen dos tipos de carga, resistiva, capacitiva,

Las cargas resistivas son aquellas en las que al producirse un voltaje producido dan lugar a la existencia de una corriente, cuya caracteristica fundamental es que su fase con el voltaje que la produce genera un desfase de  $90^\circ$  en sentido contrario al de la resistencia, lamparas incandescentes, etc.

Las cargas reactivas pueden ser inductiva o capacitiva y si se aplican un voltaje en un instante determinado el voltaje tiene como caracteristica actuar en un tiempo en el que el voltaje aplicado adelanta de reactivas en un tiempo en el que el voltaje aplicado va atras de reactivas. Las reactivas no son comunes en las instalaciones de potencia sin embargo las de tipo inductivo se presentan en las instalaciones de los elementos de proceso industrial, tales como transformadores, motores electricos, torques de induccion, etc. Las reactivas de los sistemas se llaman torques.

En general dichas cargas reactivas se caracterizan por ser en si mismas, sino que por lo general los efectos se combinan en sus diferentes posibilidades, como es el caso de los transformadores que dependen fundamentalmente de las reactivas de los mismos por ejemplo una lampara incandescente, que es una carga resistiva que depende de la resistencia como una carga inductiva, mientras que una bobina aunque pudiera ser una carga inductiva depende de la inductancia que forma una resistencia que depende de la longitud del cable que se pueda conectar con que esta conectado de tal manera que ya puede considerarse que el efecto de las reactivas es una combinacion de los dos anteriores, lo mismo sucede con los transformadores, un motor electrico, etc.

Las corrientes producidas por las cargas reactivas se refieren a estas como corrientes reactivas, en la parte de los dispositivos electricos de uso comun, en las instalaciones de potencia un desfase respecto al voltaje aplicado y  $90^\circ$  grados y con un desfase de  $180^\circ$  en las cargas reactivas y otra en cuadratura con el voltaje, llamadas como reactiva capacitiva e inductiva de la corriente.

Al coseno del ángulo que forma el voltaje de fase y la corriente se le denomina como factor de potencia, que depende de la potencia de fase de una carga, se llama como factor de potencia, su valor varia entre 0 y 1 y es una medida de la potencia que se consume se refleja en el grado de eficiencia de las instalaciones electricas.

El producto de la intensidad de corriente por la tensión de suministro constituye lo que se conoce como potencia aparente, la unidad de medida

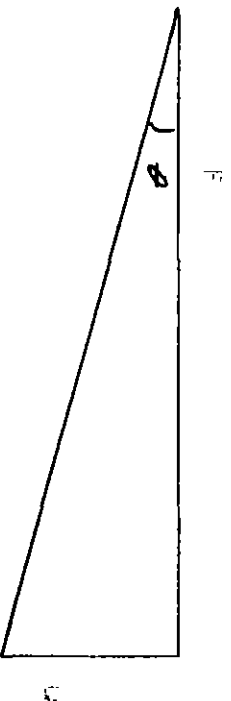
medida normalmente en medida de dicha potencia es el kVA y se realiza mediante la letra "S".

De la misma manera que, los corrientes de este tipo de cargas puedan ser descompuestas en componentes en fase y cuadratura con el voltaje, la potencia también puede descomponerse en dos componentes con la misma dirección que las componentes de la corriente original, a las cuales se les denomina como potencia real y potencia reactiva.

La componente real de la potencia es aquella que se convierte en energía útil: mecánica, luminosa, calorífica, etc., de la realizada por los wattmetros, facturada en los recibos de las compañías suministradoras y correspondiente a la energía mecánica aplicada a los generadores de los sistemas eléctricos.

La componente reactiva de la potencia es aquella que sirve para crear el campo magnético necesario para producir la conversión electromagnética de la energía en valor promedio es nulo por lo cual no se realiza en wattmetros sin embargo su presencia limita la capacidad de producción, transporte y uso eficiente de los componentes del sistema y produce pérdidas en los mismos, por lo cual es necesario compensarla.

La suma vectorial de la potencia activa P más la potencia reactiva Q es igual a la potencia aparente "S", y su relación se muestra en el siguiente diagrama de potencias:



La potencia reactiva y la potencia aparente mantienen la misma relación angular que el voltaje y la corriente, por lo que el factor de potencia también se podrá obtener mediante la siguiente relación de potencia:

$$\begin{aligned} P &= S \cos \theta \\ \cos \theta &= \frac{P}{S} \end{aligned}$$

Para ilustrar lo antes expuesto, supóngase que se cuenta con una instalación monofásica alimentada con una tensión de 120 volts, en la línea se miden con un amperímetro un ampe y con wattmetro 4 kw

- a) Cuál será el factor de potencia si que opera la instalación
- b) Cuáles serán los valores de la potencia reactiva y aparente

Solución:

$$P = S \cos \theta$$

Por lo tanto  $S = P / \cos \theta$ :

$$P = V \times I \cos \theta =$$

$$4000 = 220 \times 20 \cos \theta$$

$$\cos \theta = 4000 / 4400 = 0.90$$

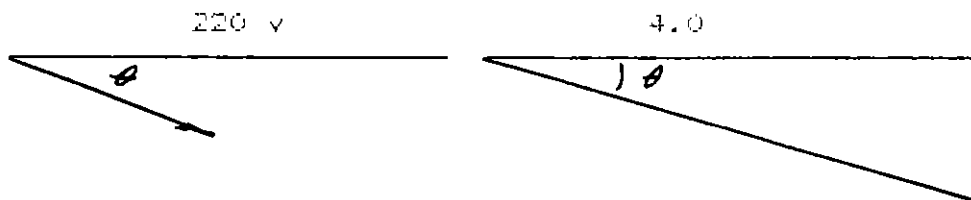
La potencia aparente se puede obtener despejándola de la primera expresión de la siguiente manera:

$$S = \frac{P}{\cos \theta} = \frac{4000}{0.9} = 4.44 \text{ kVA}$$

La potencia reactiva puede obtenerse del triángulo de potencias de la manera siguiente:

$$Q = S \sin \theta = 4.44 \sin 25.842 = 1.955 \text{ kVAR}$$

Los diagramas vectoriales representativos de voltaje, corriente y potencias quedarán de la siguiente manera:



Supóngase ahora que se trate de una instalación trifásica cuyo voltaje de suministro es de 480 volts, la corriente de carga de 90 amps y la potencia consumida de 45 kw.

Cuáles serán los resultados de los datos obtenidos en el caso anterior

Solución:

Como se trata ahora de un circuito trifásico la potencia total será la suma de las potencias de cada una de las fases, por lo que la expresión que se pueda aplicar será:

$$P = 5 \times 27 \times 14 \text{ por } \theta$$

suos (cuando) valores:

$$4500 = 11 \times 4500 \text{ (1.101) } \times 70 \text{ por } \theta$$

Deberíamos el factor de potencia:

$$\cos \theta = \frac{4500}{11 \times 4500} = 0.5014$$

El valor del factor de potencia ablan a manifestar una anomalía en la operación de la instalación, de esos el punto de vista científico, no presenta un caso aislado de consumo irregular de energía, que debería limitarse en cuanto al objeto de hacer eficiente, o, caso y oportuno se introducción de ese consumo.

Verificadas de factor de potencia

Desde el punto de vista eléctrico, las cargas eléctricas pueden ser clasificadas como cargas de motor y cargas de alumbrado. Siempre las primeras se que tienen como función la conversión de la energía eléctrica en trabajo mecánico, mientras que las segundas tienen como función la iluminación de los áreas.

Las cargas fijas se pueden referir a elementos con las características antes mencionadas, es decir elementos con componentes combinados resistivo-reactivo que dan lugar a corrientes derivadas respecto al voltaje o consumidoras de potencia activa.

Las cargas con cargas tanto individualmente como en combinación con otros similares dan lugar a una alteración en el factor de potencia combinado del conjunto, produciendo serios problemas de regulación, cuando no sólo representan problemas para los usuarios sino que cuando la anomalía no se corrige también afecta al suministrador, razón por la cual aplica penalizaciones a los usuarios que lo alteran severamente.

El efecto del consumo de energía con bajo factor de potencia no solamente estriba en el costo de facturación, sino que afecta desde diversas puntos de vista la operación del equipo de las instalaciones, por lo que es conveniente hacer un análisis de su comportamiento para evaluar sus efectos.

Las cargas resistiva, inductiva y capacitiva representadas a través de los diagramas ondulatorios de voltaje corriente y potencia correspondientes quedarían como se muestra en la hoja anexa:

En ellas podemos hacer las siguientes observaciones:



a) En el circuito resistivo la corriente se encuentra en fase con voltaje, la potencia aparente es igual que el voltaje y la corriente senoidal, pero de una frecuencia del doble de la fundamental, siendo su valor promedio igual a la potencia real.

b) En el circuito inductivo la corriente se encuentra atrasada 90° respecto al voltaje, la potencia aparente igual que en el caso anterior es senoidal con un valor de frecuencia del doble de la fundamental, pero en este caso la diferencia del anterior al valor promedio es cero, es decir no existe potencia real en dicho circuito.

c) En el circuito capacitivo sucede un fenómeno similar, únicamente que la diferencia del inductivo, en este caso la corriente está adelantada respecto al voltaje, y la onda de la potencia aparente que conserva la misma frecuencia que las anteriores, también se encuentra adelantada respecto a la inductiva 180°, debido a lo cual como se puede apreciar sus efectos se contrarrestan.

De lo anterior se observa que los efectos reactivos de los elementos eléctricos son útiles para determinar procesos, pero no representan ningún beneficio desde el punto de vista de aprovechamiento de energía, ya que periódicamente la absorben y devuelven la fuente; sin embargo el hecho de que ellos actúen en oposición entre sí, nos permite utilizarlos cuando nos esta afectando para contrarrestar su efecto.

#### Corrección del factor de potencia

Como se quedado demostrado la operación con factores de potencia muy alejados del unitario, representan una serie de desventajas tanto desde el punto de vista económico como del de eficiencia de operación de la instalación eléctrica, de tal manera que su corrección cuando está rebasando ciertos límites es obligada, el interés de corregir el factor de potencia reside básicamente en que con ello sea posible obtener las siguientes ventajas:

- \* Evitar penalizaciones
- \* Aumentar la capacidad de carga de los circuitos
- \* Obtener mayor estabilidad de voltaje
- \* Reducir las pérdidas de potencia en la instalación

Para ilustrar un poco más estas consideraciones supóngase que se cuenta con un motor de 150 kw, siendo el factor de potencia de operación, de 0.65

$$\cos \theta = \text{Pot activa} / \text{Pot aparente}$$

$$S = P / \cos \theta$$

$$P = 180 / 0.65 = 277 \text{ kVA}$$

La empresa suministradora para que su cliente pueda disponer de los 180 kW, deberá producir los 277 kVA. Los equipos y líneas deberán estar previstos para transportar esta potencia aparente, que comandará una corriente de:

$$I = 277,000 / (\sqrt{3} \times V)$$

si suponemos que el servicio es en fase tensión, 220 volts, el valor de la corriente será:

$$I = 277,000 / (\sqrt{3} \times 220)$$

$$= 726.936 \text{ amps}$$

Suponemos ahora que se dispone de una línea capaz de transportar los 277 kVA, con el factor de potencia de 0.65 puede suministrar una potencia activa de:

$$P \text{ activa} = 277 \times 0.65$$

$$= 180 \text{ kW}$$

sin embargo si el factor de potencia se mejora hasta 0.9, potencia que será capaz de transportar ahora será:

$$P \text{ activa} = 277 \times 0.9$$

$$= 249.3 \text{ kW}$$

La capacidad de carga de la línea aumentaría y en estas condiciones podrían conectarse cargas adicionales hasta  $249.3 - 180 = 69.3$  kW adicionales sin riesgo de sobrecargar los circuitos o tener que cambiarlos por otros de mayor sección, y que en terminos de corriente representaría:

$$I = 69,300 / (\sqrt{3} \times 220)$$

$$= 181.985 \text{ amps}$$

menos, es decir la corriente de carga total será:

$$I_t = 726.936 - 181.985$$

$$= 545.07 \text{ amps solamente}$$

Ahora bien, si el problema es desde el punto de vista de suministro de energía, considérase un generador de 10,000 kVA, instalado en una planta generadora; si dicho generador suministra carga con:

$$\text{Cos } \theta = 1.0 \text{ puede proporcionar hasta } 10,000 \text{ kW.}$$

$\cos \theta = 0.5$  puede proporcionar hasta 5,000 kw.

Un factor de potencia bajo aumenta las pérdidas en los circuitos de suministro eléctrico, estas pérdidas son mayores cuanto mayor es la intensidad de corriente que circula por la línea.

$$P = \sqrt{2} * V * I * \cos \theta$$

$$I = P / (\sqrt{2} * V * \cos \theta)$$

Como puede observarse cuando menor sea  $\cos \theta$  (menor denominador) mayor será la corriente  $I$ , al crecer la corriente  $I$  aumentan las pérdidas en la línea y por lo tanto la caída de tensión en el sistema.

La tabla siguiente muestra la corriente aparente y las dos componentes real y reactiva o magnetizante en que se descompone, para el caso de un generador trifásico de 10,000 kw de potencia a 400 voltios.

Relación entre corriente útil (activa) y corriente magnetizante.

Factor de potencia	Potencia suministrada kw	Corriente útil (amperios)	Corriente magnetizante (amperios)	Corriente total
1.0	10,000	14.4	—	14.4
0.7	10,000	14.4	6.99	16.
0.5	10,000	14.4	10.83	16.
0.2	10,000	14.4	14.75	20.1
0.5	10,000	14.4	17.25	21.
0.2	10,000	14.4	25.00	28.1

Obsérvese que para suministrar la misma potencia con un factor de potencia de 0.5, las líneas deberán transportar una intensidad es el doble de la que circularía si el factor de potencia fuera unidad. Ésto representa que las secciones de cobre necesarias generador, en la línea de transporte, en los transformadores realidades en todo el sistema que se extiende desde la generadora hasta los puntos de consumo, estarán en función de la intensidad que pase a través de ellos.

La pérdida de energía en forma de calor en cada uno de los elementos del sistema, es proporcional al cuadrado de la intensidad que los atraviesa, por lo tanto cuanto menor sea el factor de potencia, mayor es la pérdida de energía en los elementos de la red.

La corriente magnetizante que aparece en la tabla anterior, ocupa parte de la sección de cobre que podría ser aprovechada para el paso de corriente útil, esto es igualmente válido para las líneas y equipos de las empresas suministradoras.

Los aparatos eléctricos se construyen para determinados valores de voltaje y corriente, es por esto que se da como característica su potencia aparente, en función de este y de su diseño para una determinada aplicación que demandará una cantidad de energía. La máquina suministrará una potencia mecánica que para el efecto de la potencia eléctrica real: la potencia aparente correspondiente dependerá de esta primera y del factor de potencia, que a su vez dependerá de las condiciones de diseño de la máquina.

Los transformadores, equipo de soldar, hornos de inducción, lámparas de descarga, (fluorescentes, de vapor, de mercurio, etc.), los motores eléctricos de corriente alterna y todos los equipos eléctricos en general, consumen tanto potencia real, la cual es transformada en otra forma de energía como potencia reactiva inductiva, las que combinadas constituyen la potencia aparente mencionada atrás.

Si la combinación entre la potencia activa y la reactiva demandada por los equipos mantiene una relación de factor de potencia aceptable (0.9 (antes 0.85) para las empresas suministradoras y tan cercano a 1.0 como sea posible desde el punto de vista del consumidor, se puede considerar que la instalación se encuentra operando en forma adecuada, sin embargo si dicha relación de consumo produce un factor de potencia más bajo se hará necesario compensarlo de alguna manera.

La composición de la potencia reactiva consiste en generación de la potencia reactiva opuesta a la que se desea eliminar, dicha compensación puede ser efectuada de las siguientes maneras:

- a) Mediante generadores rotatorios de potencia reactiva, dichos equipos son máquinas síncronas operando subexcitadas o sobreexcitadas, dependiendo los requisitos de potencia reactiva capacitiva o reactiva inductiva respectivamente, mediante lo cual es posible compensar tanto factores de potencia atrasados como adelantados.
- b) Mediante capacitores, elementos formados por grupos de placas conductoras adyacentes separadas por un material aislante, cuyo valor de capacitancia es proporcional al área de las placas en proporción inversa al espesor del dieléctrico.

Los capacitores no consumen prácticamente potencia real, por lo cual son muy populares, los condensadores síncronos consumen únicamente la energía requerida para vencer sus pérdidas, lo cual representa menos de un diez por ciento de su capacidad, por ello cuando esta bien seleccionada su respuesta es muy satisfactoria.

## CAPACITORES

Las fuerzas electromotrices inducidas por un generador trifásico pueden ser representadas mediante el diagrama de la siguiente figura

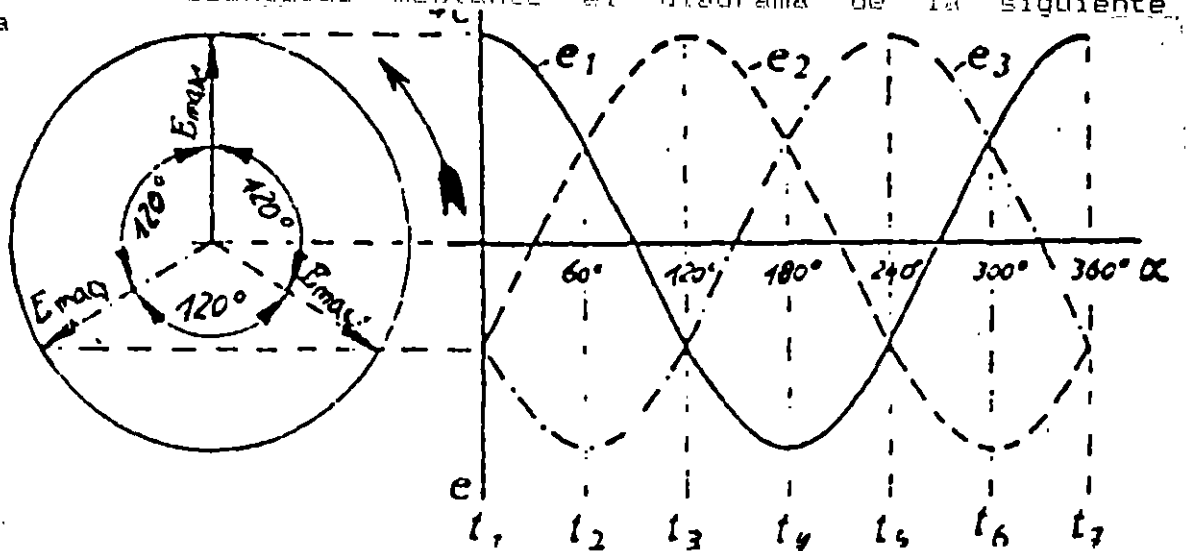


Fig. 1 Diagrama fasorial y curvas de fuerzas electromotrices inducidas de un generador trifásico

Las ecuaciones para las fems correspondientes quedan por lo tanto:

$$\begin{aligned} e_1 &= E_0 \sin \omega t \\ e_2 &= E_0 \sin (\omega t - 120^\circ) \\ e_3 &= E_0 \sin (\omega t - 240^\circ) \end{aligned} \quad (1)$$

Dichas fem pueden referirse a las diferencias de potencial del neutro a cada una de las líneas o entre líneas, consideremos solamente ondas sinusoidales de 60 Hz.

Recordaremos aquí que la fuente de suministro puede estar conectada en estrella o en delta, ya sea generador o el secundario de un transformador o banco.

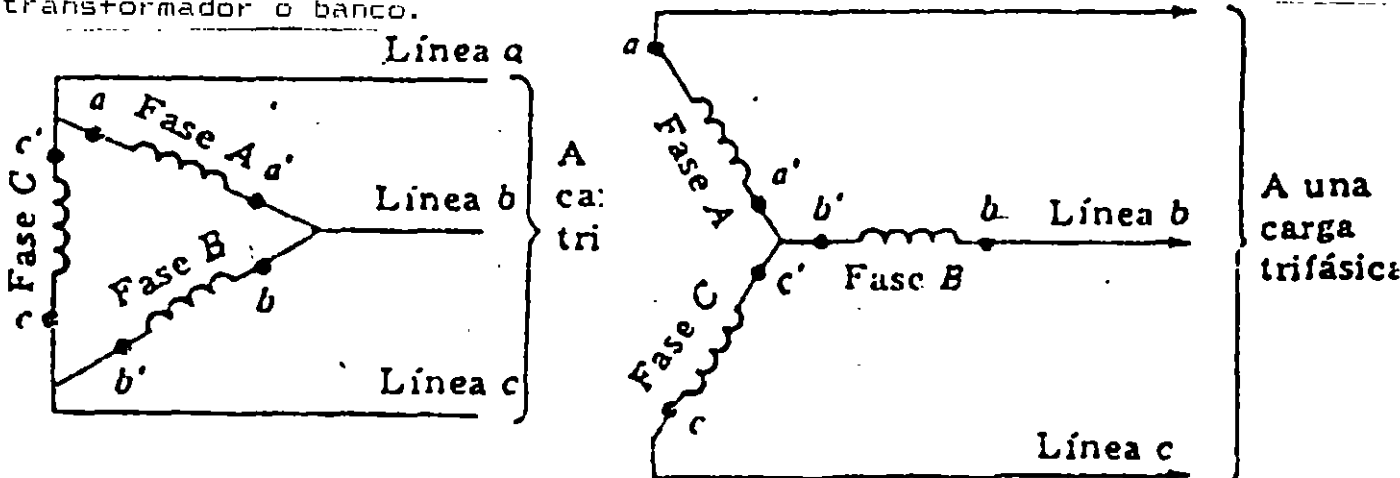


Fig. 2 Circuitos trifásicos conectados en estrella y en delta

Cuando se tiene carga conectada a un sistema trifásico las corrientes sufrirán un defasaje con respecto a la tensión aplicada o diferencia de potencial.

Dicho defasaje estará en función de las componentes resistiva R, inductiva L o capacitiva C de la carga y de la proporción en que intervienen:

1.- Para el caso único de un circuito que fuera puramente resistivo la onda de corriente y la de potencia quedan en fase con la onda de potencial.

$$i = I_0 \text{ sen } \omega t \quad (2)$$

$$p = v i = v_0 I_0 \text{ sen}^2 \omega t \quad (3)$$

$$= 0.5 V_0 I_0 (1 - \cos 2 \omega t)$$

La figura 3 nos muestra los diagramas ondulatorios de voltaje, corriente y potencia de un circuito resistivo de 25 Ohm, alimentado por una fuente de 100 volts en función del tiempo.

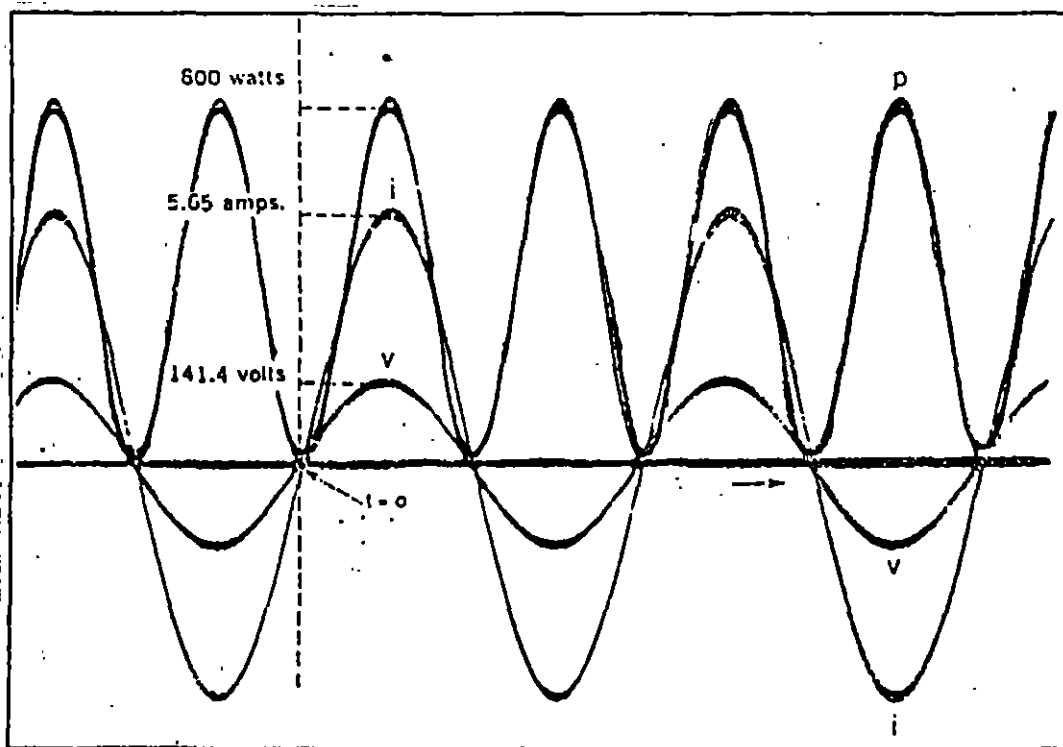


Fig. 3 Diagrama ondulatorio de voltaje, corriente y potencia para un circuito resistivo puro.

2.- Para un circuito que constará solamente de una inductancia con coeficiente de autoinducción  $L$ , para la que la onda establecida de corriente está atrasada  $90^\circ$  respecto de la tensión y la potencia resulta cero al ser integrada en medio ciclo.

$$i = I_0 \sin(\omega t - 90^\circ) \quad (4)$$

$$p = V_0 I_0 (-\sin \omega t \cos \omega t) \quad (5)$$

$$p = -0.5 V_0 I_0 \sin 2\omega t$$

$$P_m = 0 \quad (6)$$

La figura 4 muestra los diagramas ondulatorios de voltaje, corriente y potencia de un circuito inductivo con  $21.2 \text{ ohm}$ , alimentado por una fuente de senoidal de  $100 \text{ volts}$ .

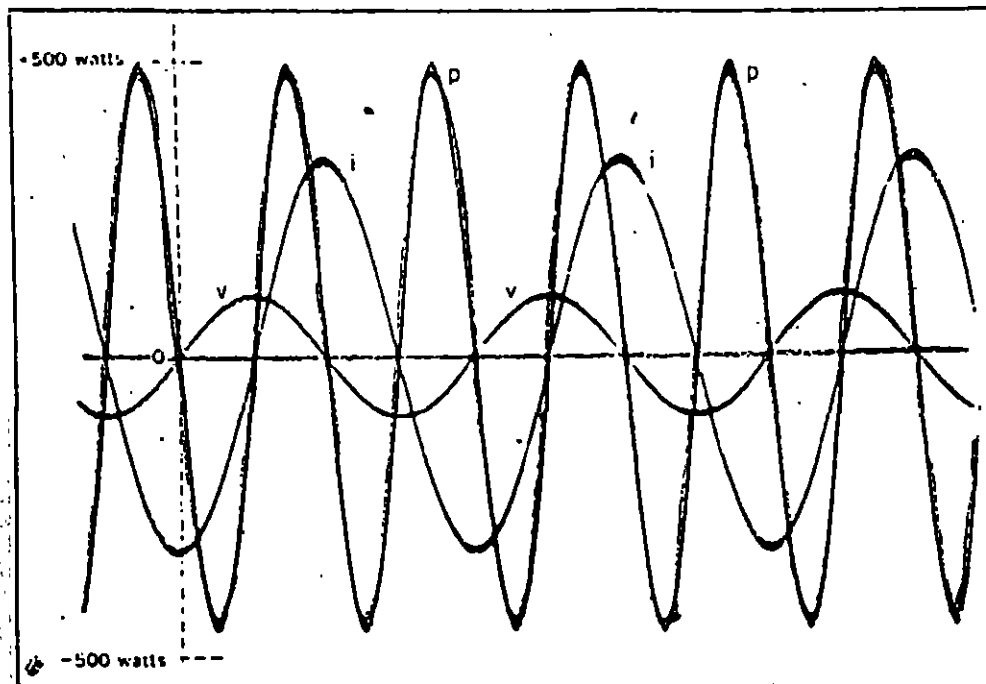


Fig. 4 Diagrama ondulatorio de voltaje, corriente y potencia para un circuito inductivo puro.

3.- Consideremos un circuito que consta solamente de capacitancia con capacidad del condensador  $C$ , la onda establecida de corriente adelantada  $90^\circ$  respecto de la onda de tensión y la potencia resulta cero al ser integrada en medio ciclo.

$$i = I_0 \text{ sen } (\omega t + 90^\circ) \quad (7)$$

$$p = V_0 I_0 \text{ sen } \omega t \text{ cos } \omega t \quad (8)$$

$$= 0.5 V_0 I_0 \text{ sen } 2 \omega t$$

$$p_m = 0 \quad (9)$$

La figura 5 muestra los diagramas ondulatorios para un circuito capacitivo puro con reactancia capacitiva  $X_c = 21.2 \text{ ohm}$ , alimentada por una fuente senoidal de 100 volts.

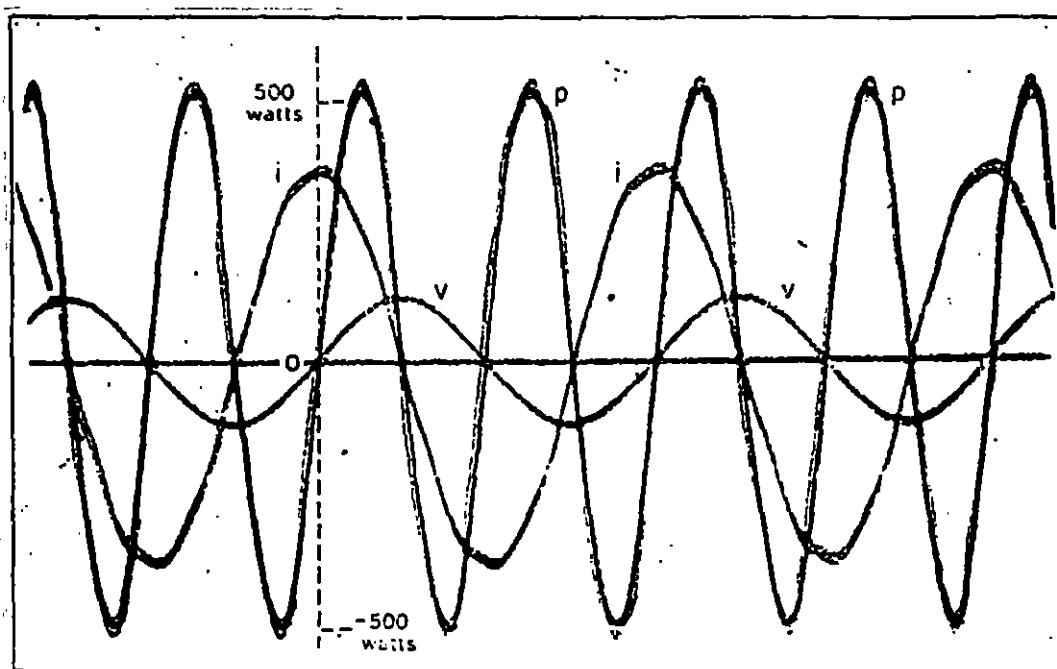


Fig. 5 Diagrama ondulatorio de tensión, corriente y potencia de un circuito capacitivo puro.



4.- Si ahora nuestro circuito esta constituido por lo tres elementos resistivo, inductivo y capacitivo, alguno de los elementos reactivos predominará, y como ellos actuan en oposición se contrarrestaran dando la impresion de ser un circuito formado por solo dos de ellos: lo mas común desde el punto de vista practico es que el elemento predominante sea el inductivo, es decir el circuito resultante será del tipo RL, en cuyo caso la onda de corriente estará atrasada entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$  respecto del voltaje aplicado y la potencia adquiere los valores correspondientes a la parte de carga resistiva  $P$ , que fasorialmente actuan en fase con el voltaje y valores correspondientes a la carga reactiva  $Q$  que actuan en cuadratura con el voltaje y cuya suma corresponde al valor de la potencia  $S$  actuante en el circuito, la cual recibe el nombre de potencia aparente que se representa por:

$$S = P + jQ$$

$$S = (P^2 + Q^2)^{1/2}$$

La figura 6 muestra el diagrama ondulatorio correspondiente a un circuito tipo resistivo-inductivo, en el cual se muestran los diagramas ondulatorios del voltaje, la corriente y la potencia

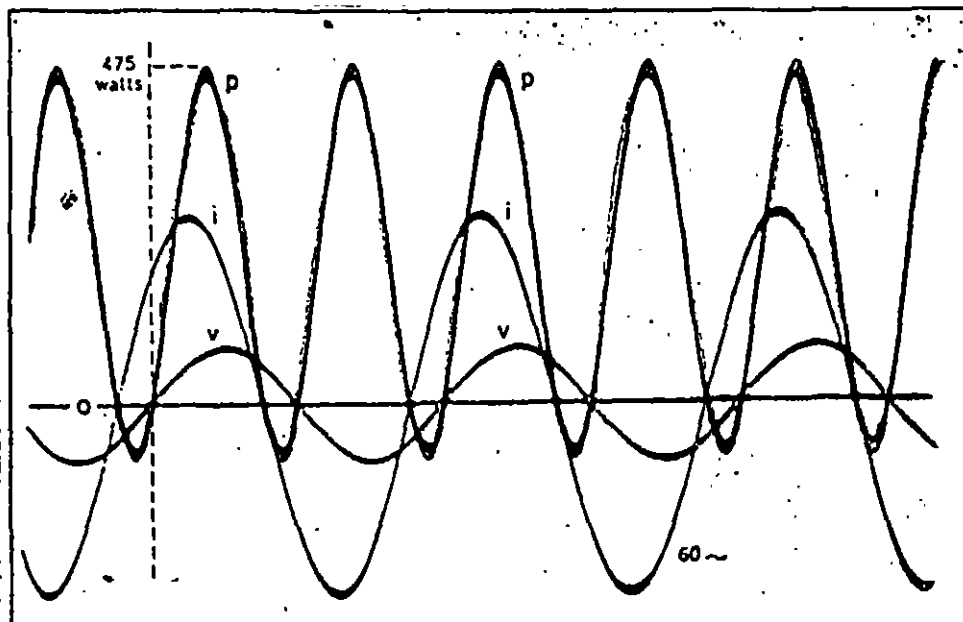


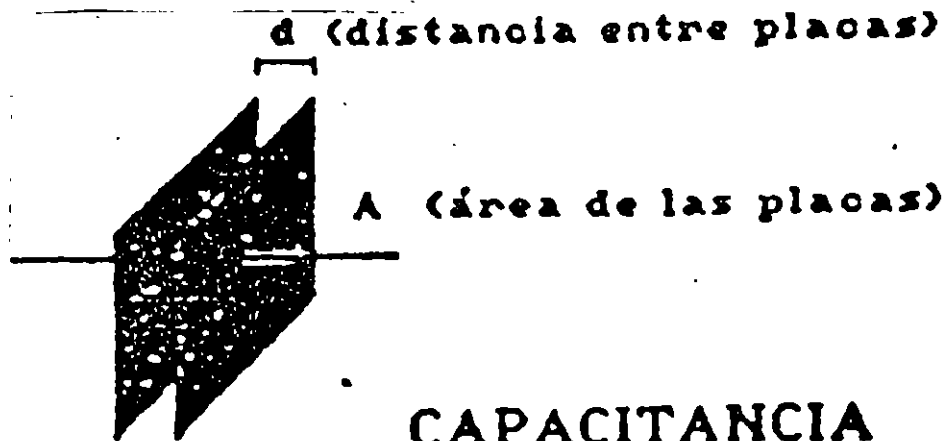
Fig. 6 Diagrama fasorial de voltaje corriente y potencia de un circuito resistivo inductivo.

## CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

Que es un capacitor

La Norma Oficial Mexicana NOM 0-200 define un capacitor eléctrico o condensador como un conjunto de dieléctrico y electrodos dentro de un recipiente con terminales, capaz de aportar capacitancia a un circuito eléctrico.

La representación típica de un capacitor es la de dos placas metálicas paralelas con un área de enfrentamiento entre ellas y separadas una distancia fig. 1. En esa distancia de separación se interpone un material aislante que se conoce como dieléctrico por su propiedad de almacenar energía electrostática. El valor de la capacitancia se mide en faradios y este dado por la expresión:



**CAPACITANCIA**  
 **$C = K * A/d$**

Donde "k" es una constante que depende de las características del dieléctrico; principalmente de su permitividad relativa, es decir, el número de veces que almacena más energía electrostática comparada con la que almacena el aire.

"A" es el área de enfrentamiento de las placas.

"d" es la distancia entre ellas.

Como puede observarse, entre mayor sea el área de las placas y menor sea la distancia de separación entre ellas, mayor será la capacitancia del capacitor y por lo tanto, mayor será la potencia reactiva capacitiva que aporte al circuito, ya que, como se mencionó antes, esta potencia es igual a:

$$Q = \omega C V^2 \text{ (vars).}$$

### Capacitor en corriente directa

Al estar conectado a un circuito de corriente directa, la placa conectada al terminal negativo de la fuente se cargará negativamente, es decir, existirá una concentración de electrones a costa de una deficiencia de estos en la placa opuesta, que se cargará entonces positivamente (fig. 2).

## Capacitor en corriente directa

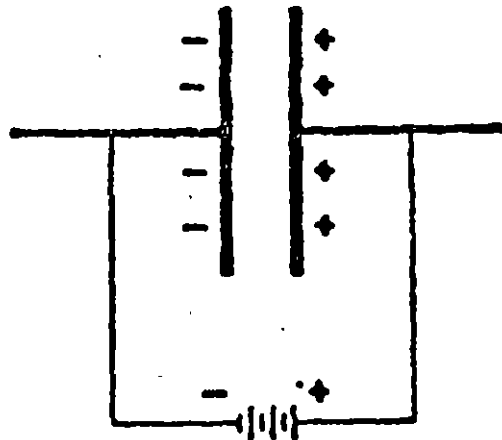


Fig. 2 Capacitor en corriente directa

### Capacitor en corriente alterna

Como sucede en corriente directa, las placas adquirirán cargas eléctricas que se irán alternando cada medio ciclo de tensión, es decir, la placa que se cargó positivamente al estar la tensión en su semiciclo adquirirá carga negativa al pasar la tensión a su semiciclo negativo y viceversa fig. 3.

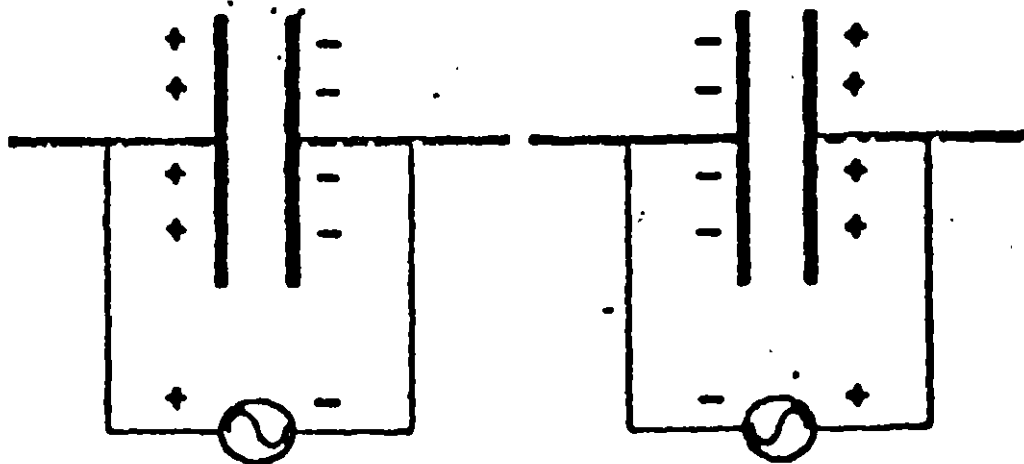


Fig. 3 Capacitor en corriente alterna

La gran mayoría de las cargas industriales son de tipo inductivo, como ejemplo mencionaremos:

TRANSFORMADORES  
MOTORES DE INDUCCION  
REGULADORES  
AIRE ACONDICIONADO  
MAQUINAS SOLDADORAS  
HORNOS DE INDUCCION  
BALASTROS

Estas cargas requieren para la energización de sus campos magnéticos de una corriente inductiva, por lo que la representación esquemática del circuito de una planta industrial puede hacerse mediante una carga resistiva y una carga inductiva conectadas en paralelo fig. 4.

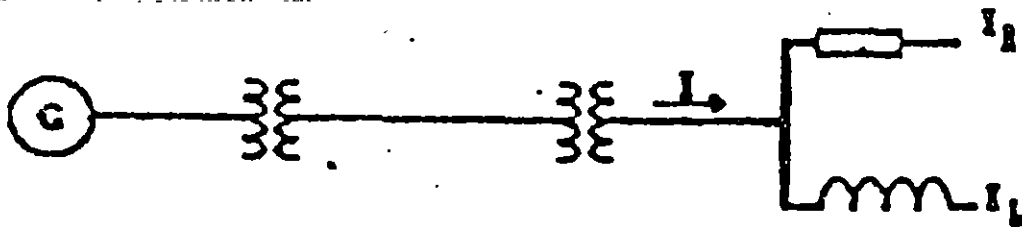


Fig. 4 Circuito eléctrico de una planta industrial

La corriente total del circuito será la resultante de la corriente activa o resistiva en fase con la tensión y la corriente reactiva inductiva. Al ángulo resultante le llamaremos  $\theta_1$  (fig. 15).

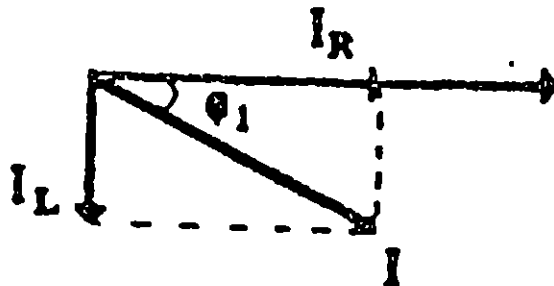


Fig. 15 Diagrama fasorial tensión corriente de una industria típica

Multiplicando dichas corrientes por la tensión en el circuito obtendremos los valores de potencia. A la relación que existe entre la potencia real consumida o potencia activa (P) y la potencia aparente que llega a la planta (S) se le conoce como factor de potencia fig. 6.

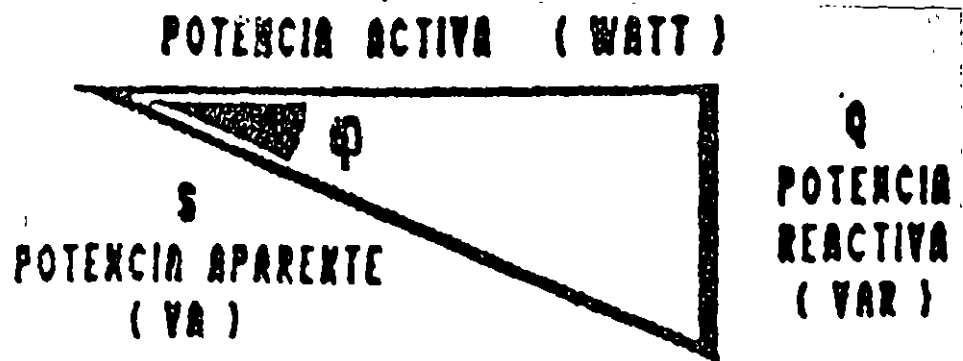


Fig 6. Triángulo de potencias real, reactiva y aparente

$$fp = \text{Potencia activa} / \text{Potencia aparente.}$$

y puede expresarse también como el coseno del ángulo  $\theta$ .

$$fp = \text{Cos } \theta$$

En México, la CFE y la CL y FC cobran a los usuarios por la energía activa consumida, que es el producto de la potencia activa por el tiempo y se mide en kilowatt-hora, lo que significa que entre mayor sea la potencia reactiva de tipo inductivo que tenga instalada, mayor será la potencia aparente que la generadora proporcione sin que necesariamente se aproveche como potencia útil o activa. Es por esa razón que se definió un límite de factor de potencia mínimo permitido de 0.9 y se estableció una multa para los usuarios que tengan un factor de potencia menor. En el caso de que el fp tenga un valor igual o superior de 90%, el suministrador tendrá la obligación de bonificar al usuario la cantidad que resulte de aplicar a la factura el porcentaje de bonificación según la fórmula.

El cargo por bajo factor de potencia en % se calcula con la fórmula:

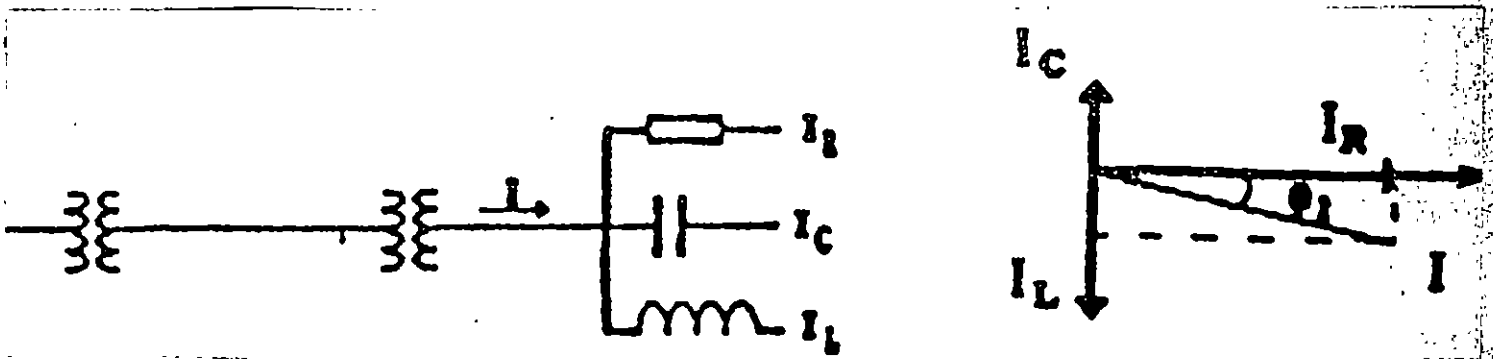
$$\text{Cargo por bajo fp} = \text{facturación} \times 3/5 (90 / fp \text{ medido}) - 1 \times 100$$

La bonificación en % se calcula con la fórmula:

$$\text{Porcentaje de bonificación} = \text{facturación} \times 1/4 (1 - (90 / fp \text{ medido}) \times 100$$

De aquí surge la necesidad de compensar el factor de potencia, es decir, reducir el ángulo que existe entre la potencia activa y la potencia aparente. Esto se logra conectando en el circuito una carga capacitiva que contrarreste la corriente de tipo inductivo. fig. 7.

Al instalar un capacitor en paralelo con la carga se presentará en el circuito una corriente capacitiva  $I_C$  en oposición con la corriente inductiva  $I_L$ . Esto significa un flujo local de corriente entre el capacitor y la carga inductiva, ocasionando una reducción de la corriente resultante en el circuito y además una reducción del ángulo  $\theta$  que llamaremos ahora  $\theta_2$  fig. 8.



Figs.7 y 8. Circuito eléctrico con capacitores y diagrama fasorial

La compensación del factor de potencia se simplifica a pasar de un factor de potencia  $fp_1$  a un factor de potencia  $fp_2$  reduciendo el ángulo  $\theta$  tanto como se desee.

Para esto es necesario conocer el tamaño del capacitor en kvar que reduzca el efecto inductivo de la carga fig. 9.

La fórmula para lograrlo es:

$$kvar = kW (tg\theta_1 - tg\theta_2)$$

Esto puede explicarse con un ejemplo:

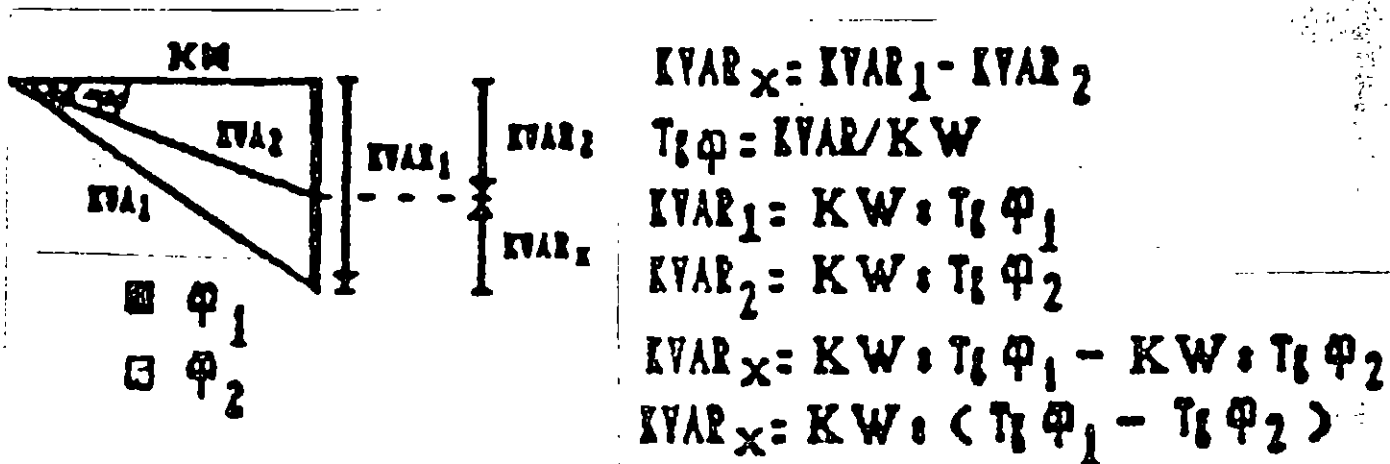


Fig. 9 Determinación del tamaño del capacitor

Si tenemos una carga de 500 kw con factor de potencia de 0.7 y queremos pasar a un fp de 0.95, podemos calcular el tamaño del capacitor requerido con la fórmula anterior.

$$\cos \theta_1 = 0.7, \quad \theta_1 = \arccos \frac{-1}{0.7} = 45.60, \quad \text{tg } \theta_1 = 1.021$$

$$\cos \theta_2 = 0.95, \quad \theta_2 = \arccos \frac{-1}{0.95} = 18.20, \quad \text{tg } \theta_2 = 0.329$$

$$\text{kw} = 500$$

$$\text{kvar} = 500 (1.021 - 0.329)$$

$$\text{kvar} = 500 (0.692)$$

$$\text{kvar} = 346$$

Lo que significa que se necesitará un capacitor de 346 kvar o el tamaño inmediato superior comercialmente disponible en paralelo con la carga del circuito.

Al factor  $(\text{tg } \theta_1 - \text{tg } \theta_2)$  se le identificará con la constante  $k$  y puede consultarse directamente en gráficas o en tablas (fig. 10 y tabla 1), evitando con esto la realización de cálculos y agilizando la identificación del capacitor requerido, ya que la fórmula se reduce a:

$$\text{kvar} = k \times \text{kw}$$

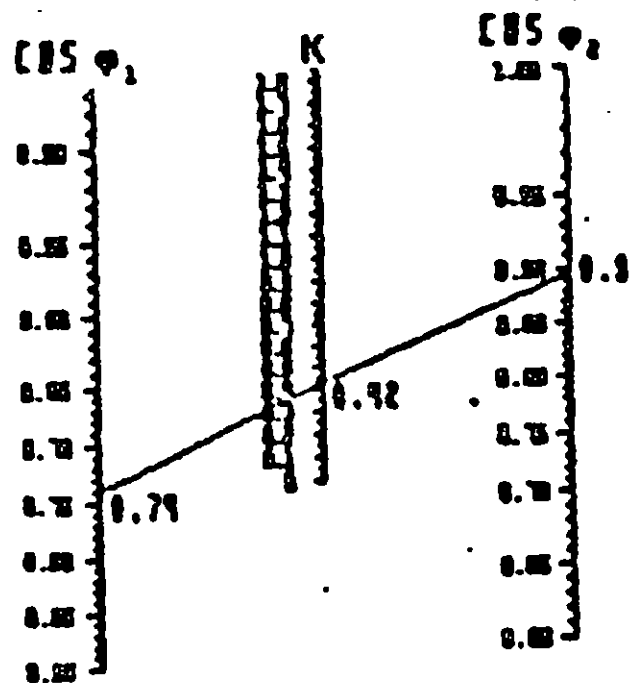


Fig. 10 Nomograma para la obtención del factor de corrección de la potencia reactiva.

## TIPOS DE COMPENSACION.

De acuerdo a las necesidades de potencia reactiva de la instalación, la compensación de potencia reactiva puede hacerse desde diferentes puntos (Fig. 11), ya sea que quiera compensarse toda la carga junta o que se compense localmente en los puntos que presentan mayores problemas de factor de potencia. De esta forma se identificarán diferentes formas de compensación:

- Compensación central
- Compensación en grupo
- Compensación individual
- Compensación combinada

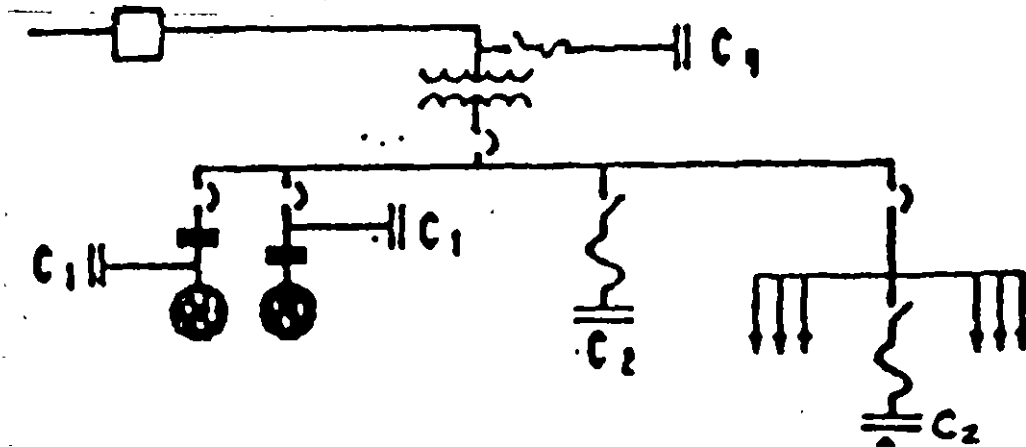


Fig 11. Diferentes formas de compensación de potencia reactiva.

### 3.1.1 Compensación central.

Consiste en instalar capacitores en un solo punto del circuito para compensar el factor de potencia de toda la instalación. Esto puede ser en el lado de alta o de baja tensión.

### 3.1.2 Compensación en grupo.

En este caso se instalan capacitores para compensar el factor de potencia de un grupo de motores. Los capacitores se conectan y desconectan del sistema según estén o no conectados los motores.

### 3.1.3 Compensación individual.

De este modo se corrige el factor de potencia de un solo motor de inducción, conectando y desconectando los capacitores al mismo tiempo que los motores.

### 3.1.4 Compensación combinada.

Se utiliza para compensar individualmente cargas grandes y el resto en grupo o de manera central.



## AHORRO DE ENERGÍA

Los beneficios que se obtienen al mejorar el factor de potencia en las plantas industriales son evidentes desde el punto de vista de las compañías generadoras, ya que no tendrán que proporcionar potencia aparente en exceso sino que generarán únicamente la necesaria para el consumo de los usuarios. Para el usuario las ventajas de mejorar el factor de potencia se reflejarán en ahorro de dinero, ya que detección de potencia generada que prácticamente no están aprovechando. Y por último es económico por mantener el factor arriba del 90%.

El siguiente ejemplo pretende mostrar cómo una de las ventajas que se obtienen con la compensación del factor de potencia:

Ejemplo.

Instalación industrial	
Transformador	200 kva. 22000 - 220/127 v.
Carde alimentada	100 kw.
Longitud del circuito simple	100 m.
Cable vinavil 2000, 600 F	3 conductores por fase
Operación constante	24 horas diarias
Factor de potencia	0.7

Costo de energía eléctrica.

Tarifa	0.18 (Medición Central)
Costo de kWh	\$ 139.72
Costo de kw de demanda máxima	\$ 23,778.00
Multa por bajo factor de potencia:	

$$\text{Cargo} = \text{facturación} \times 3/5 \quad \text{si } \text{fp} < 0.9 \quad \text{y} = \text{facturación} \times 0.171$$

Datos del recibido de consumo = 100 días mensual.

Demanda máxima medida 300 kw	\$ 8'122,300.00
Energía activa 210 000 kWh	\$29'341,200.00
Facturación	\$37'663,500.00
Cargo por bajo fp (0.7)	\$ 6'456,600.00
Sub-total	\$44'120,100.00
15% I.V.A	\$ 4'412,010.00
Total	\$48'532,110.00

Para evitar el pago de multa se deberá corregir el factor de potencia a 0.95

## EFECTOS DE CORRIR EL FACTOR DE POTENCIA

Como el cambio de valor de potencia se atenderá:

- Aumentación de potencia del transformador,
- Reducción de corriente en alimentadores,
- Reducción de pérdidas en alimentadores,
- Reducción de carga de línea,
- Menor el costo de líneas.

### 4.1.1. Liberación de potencia del transformador,

Potencia demandada del transformador con  $\text{fp} = 0.7$

$$P_{v1} = 1000 \times 1.73 = 1730 \text{ kva}$$

Potencia demandada del transformador con  $\text{fp} = 0.95$

$$P_{v2} = 1000 / 0.95 = 1052.63 \text{ kva}$$

Potencia liberada =  $P_{v1} - P_{v2} = 1730 - 1052.63 = 677.37 \text{ kva}$

### 4.1.2. Reducción de corriente en alimentadores,

Corriente con  $\text{fp} = 0.7$

$$I_1 = P_w \times 1000 / (1.73 \times V \times \text{fp}) = 350000 / (1.73 \times 220 \times 0.7) = 1312 \text{ A}$$

Corriente con  $\text{fp} = 0.95$

$$I_2 = P_w \times 1000 / (1.73 \times V \times \text{fp}) = 350000 / (1.73 \times 220 \times 0.95) = 967 \text{ A}$$

Reducción de corriente =  $I_1 - I_2 = 1312 - 967 = 345 \text{ amperes}$

#### 4.1.3 Reducción de pérdidas en alimentadores.

Al ser una instalación con dos conductores por fase, circulará por cada uno la corriente de fase dividida entre dos.

Corriente por conductor con  $I_1 = 1312/2 = 656$  amperes

Corriente por conductor con  $I_2 = 965/2 = 482.5$  amperes

Las pérdidas por alimentador son  $P = I^2 \cdot R$  (watts)

Donde R es la resistencia del conductor

El cable VMANET 1000 cal. tipo 600 A.M. tiene una resistencia de 0.00753 ohms/m a su temperatura de operación (90 °C).

Para una distancia de 100 m. que es la longitud de los alimentadores, la resistencia será

$$R = 0.00753 \times 100 = 0.00753 \text{ ohms}$$

Pérdidas con  $I_1$

$$P_1 = I_1^2 \cdot R = 656^2 \times 0.00753 = 3240 \text{ watts}$$

Pérdidas con  $I_2$

$$P_2 = I_2^2 \cdot R = 482.5^2 \times 0.00753 = 1760 \text{ watts}$$

Intercepta =  $P_1 + P_2 = 3240 + 1760 = 5000$  watts o 1.48 kW

Considerando los 6 conductores del circuito, las 20 horas diarias que opera y el costo de la energía eléctrica (tarifa de Julio 1992) obtendremos la cantidad que deja de pagarse mensualmente a la generadora por pérdidas en los alimentadores.

$$\text{ahorro} = 1.48 \times 6 \times 20 \times 30 \times 135.725 = 744.428.00 \text{ pesos mensuales}$$

#### 4.1.4 Disminución de la caída de tensión.

La caída de tensión es directamente proporcional a la corriente que circula por el circuito, por lo que al disminuir dicha corriente, la caída de tensión disminuye en el mismo porcentaje.

$$\% V = 100 - (100 \times I_2 / I_1) = 25.2\%$$



## APÉNDICE II

### DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

Existen cinco formas para determinar el factor de potencia de una instalación eléctrica:

a) CON TABLAS DEL CONCEPTO GLOBAL DE ENERGÍA.

b) La carga no está sujeta a grandes alteraciones durante las horas de trabajo.

$$\cos \phi = \frac{P_{WH}}{\sqrt{I^2 W_H + V^2 A^2 B^2}}$$

Si durante las horas de trabajo se producen grandes variaciones de carga, resulta más conveniente medir el factor de potencia a plena carga.

a) CON UN REGISTRADOR DE POTENCIA REACTIVA (WVARH).

b) CON UN REGISTRADOR DE POTENCIA REACTIVA Y UN REGISTRADOR DE POTENCIA ACTIVA.

$$\cos \phi = \frac{P_{WH}}{\sqrt{P_{WH}^2 + P_{VARRH}^2}}$$

a) CON UN WATTMETRO

$$P_{VA} = 3 (EV) I$$

$$\cos \phi = \frac{P_{WH}}{P_{VA}}$$

$\cos \phi_2$  = Factor de potencia deseado entre 0.9 y 0.95  
 $\cos \phi_1$  = Factor de potencia actual  
 kW = Consumo de la carga (demanda máxima)  
 kWh = kWh necesarios  
 $kW (tg \phi_1 - tg \phi_2)$  =

FORMULA PARA EL CALCULO DEL FACTOR DE POTENCIA EN PLANA CARGA

$\cos \phi_2$  = Factor de potencia deseado  
 $\cos \phi_1$  = Factor de potencia actual  
 kW = Consumo de la carga (demanda máxima)  
 kWh = kWh necesarios  
 $kW (tg \phi_1 - tg \phi_2)$  =

FORMULA PARA EL CALCULO DEL FACTOR DE POTENCIA EN PLANA CARGA

Factor de potencia = 0.95

El factor de potencia es el cociente entre la potencia real y la potencia aparente. Se expresa en forma de un número decimal o un porcentaje. El factor de potencia debe ser siempre mayor o igual a 0.95.

El factor de potencia es el cociente entre la potencia real y la potencia aparente. Se expresa en forma de un número decimal o un porcentaje. El factor de potencia debe ser siempre mayor o igual a 0.95.

Para las condiciones de carga son  
 para las condiciones de carga son  
 para las condiciones de carga son  
 para las condiciones de carga son  
 para las condiciones de carga son

CONDICIONES DE CARGA Y DEBILITACION

Para las condiciones de carga son  
 para las condiciones de carga son  
 para las condiciones de carga son  
 para las condiciones de carga son  
 para las condiciones de carga son

CON CONDICIONES DE CARGA Y DEBILITACION

INSTALACION DE BANCOS DE CAPACITORES

Al instalar un banco de capacitores en una red eléctrica, deben tomarse en cuenta las siguientes precauciones:

A. VERIFICACION DE LA RED

Generalmente las pérdidas eléctricas en calor de los capacitores son muy bajas. El capacitor opera a una temperatura media de unos 70°C por encima de la temperatura ambiente de operación. Puede significar una reducción en la vida útil del capacitor de hasta un 10%.

B. VOLTAJES Y CAPACIDAD NOMINAL DE OPERACION

No existe ningún impedimento para que los capacitores operen a niveles de 10 y voltajes superiores.

Pero existe un límite a una reducción de la potencia reactiva.

$$I_{max} = \frac{V_a}{\sqrt{2}} \times I_{cap} \text{ nom}$$

Análogamente para el voltaje:

$$V_{max} = \frac{V_a}{\sqrt{2}} \times V_{cap} \text{ nom}$$

C. CORRIENTE NOMINAL DE OPERACION

La corriente que toma un capacitor es directamente proporcional a la frecuencia de operación, a su capacidad y al voltaje aplicado entre terminales:

$$I_n = 2 \pi f C V$$



#### 4) IDENTIFICAR INSTALACIONES CON PROBLEMAS DE RESONANCIAS Y/O RESONANCIA.

Los fenómenos ocurren sucesivamente y son resacas por lo que es muy importante considerarlo.

#### 5) CONTROL LINEA ENHABILIDA DE 11 KV CON

- Ventilación inadecuada
- Temperaturas ambiente muy elevadas
- Alturas superiores a los 2500 msnm
- Efectos de armónicos
- Ambientes con humos y vapores corrosivos
- Vibraciones o choques mecánicos
- Radiaciones de radio

#### 7) PREVENIR DE FALLAS

Cuando el un banco no funciona han sucedido problemas que hacen pensar en la existencia de alguna unidad fallada, es conveniente observar las siguientes causas:

- Líneas eléctricas (11 KV en CD y 2 KV en CA)
- Capacidad Vn
- Resistencia entre borne y gabinete
- Perforas o factor de distribución

#### 8) MANEJABILIDAD Y FIDELIDAD DEL CEMPU

- Voltajes y corrientes balanceadas
- Potencia reactiva del banco
- Ventilación
- Fugas
- Temperatura de operación
- Pintura
- Resistencias de descargas

THE UNIVERSITY OF CHICAGO PRESS

CHICAGO, ILLINOIS

INSPECCION Y PRUEBAS FINALES EN UNO DE LOS PROBLEMAS

EN VOLTAJE

Inspección

- Apariencia
- Marcado
- Cables
- Resistencia
- Indiferencia

Pruebas eléctricas

- Voltajes en los terminales en el C.R.D.
- Voltaje en el L.H. que indica el nivel de carga
- Medición de capacidad en el C.R.D.
- Medición del factor de potencia en las pérdidas (W. - Watts por KVAr máximos).

EN UNIDADES

Inspección

- Apariencia
- Marcado
- Dimensiones
- Conexiones y resistencias

Pruebas eléctricas

- Sobretensoión de corto circuito entre terminales y al C.R.D.
- Medición de capacidad en el C.R.D.
- Medición del factor de potencia en las pérdidas (W. - Watts por KVAr máximos).
- Medición de resistencias en las conexiones

## C) BANCOS AUTOMÁTICOS

### Información

#### Adaptación

##### -- Mercado

##### Operación

- Bancos automáticos / cajeros automáticos

- Cuentas y saldos de conductores

- Interacción y conductores

### Información

- Información de otros temas de

información de otros temas de

información de otros temas de

- Información de otros temas de

- Información de otros temas de

- Información de otros temas de

- Información de otros temas de

- Información de otros temas de



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

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS  
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS INTERNACIONAL**

**MODULO IV: INSTALACIONES PARA LA INDUSTRIA**

**REGULACION DE VOLTAJE**

**Presentado por : ING. ARTURO MORALES COLLANTES**

**1996**

## REGULACION DE VOLTAJE

La regulación de voltaje se puede expresar como la capacidad de un sistema eléctrico: sistema, transformador, generador, motor, etc., de mantener su valor de voltaje dentro de ciertos límites; se expresa matemáticamente en porcentaje mediante la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Reg.} = \frac{\text{Voltaje sin carga} - \text{Voltaje plena carga}}{\text{Voltaje a plena carga}} \times 100$$

Por tanto, los voltajes son mayores en las terminales de un generador.

Para un circuito resistivo uno en línea de transmisión, un cable, etc., la regulación anterior resulta:

$$\% \text{ Reg.} = \frac{I R}{V_R} \times 100$$

en un:

VR: Voltaje en el sistema receptor o fuente  
 IR: Voltaje en el sistema receptor o fuente

La figura muestra un circuito eléctrico interconectado la fuente y la carga de un sistema simplificado.

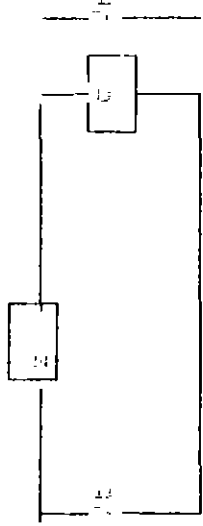


FIG. 1. Diagrama unifilar de un circuito simplificado de un sistema

La regulación de equilibrio de voltaje correspondiente es:

$$\% \text{ Reg.} = V_E + V_R + Z * I$$

$$V_E = V_R + (R + jX) * I$$

El diagrama vectorial correspondiente:

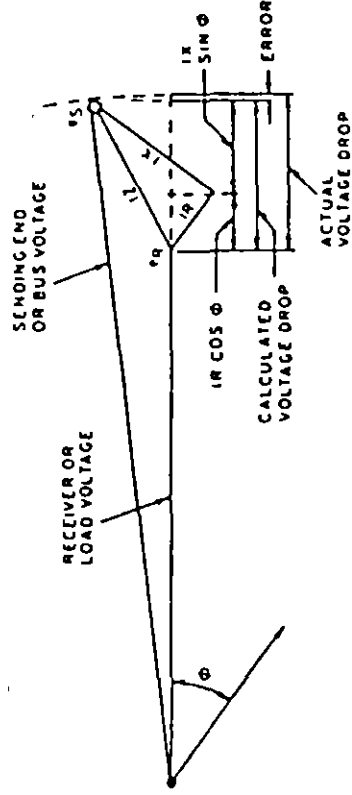


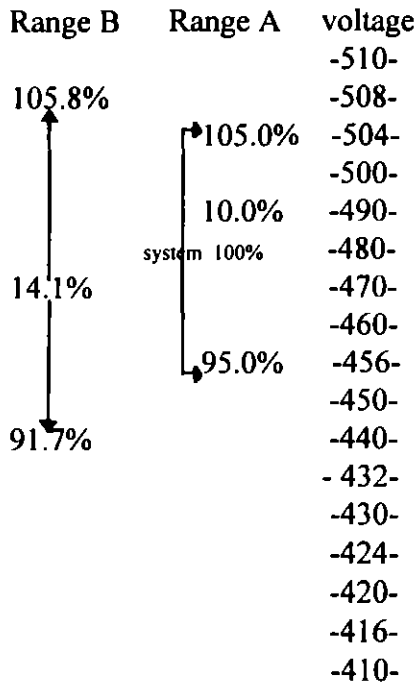
FIG. 2. Diagrama vectorial de un cable de un circuito

# VOLTAGE CONSIDERATIONS

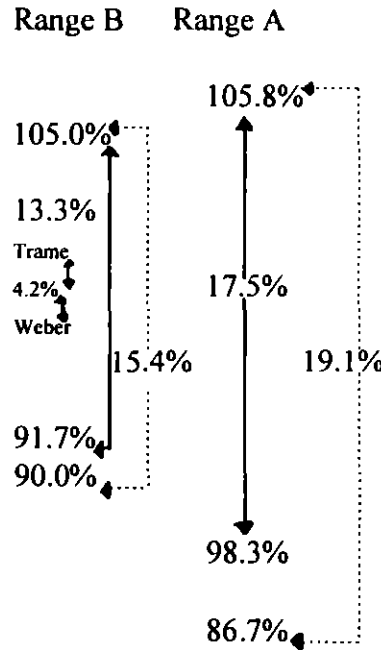
## 480V Three-Phase System

## 120/240V Single-Phase and 240V Three Phase System

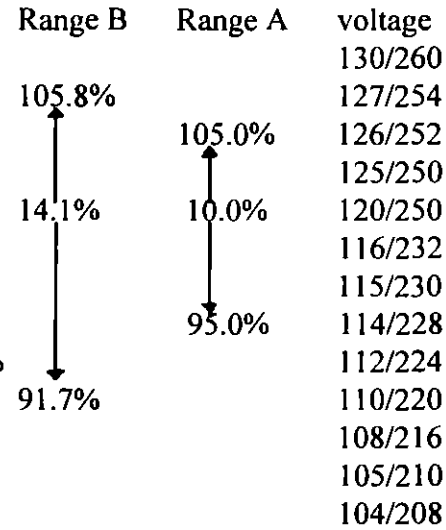
voltage at point of service entrance



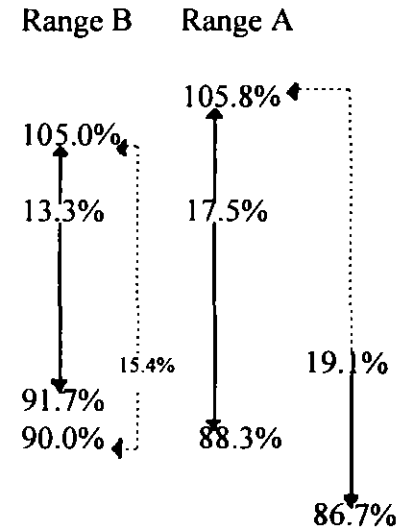
voltage at point of utilization equipment



voltage at point of service entrance



voltage at point of utilization equipment



————— Lighting or combination lighting power circuits

..... Power circuits

Como podemos observar de las figuras 1 y 2 la caída de potencial en la línea de alimentación, es el producto de la corriente por la impedancia del circuito y se puede obtener de la fig 1 mediante la expresión:

$$Z * I = V_a - V_r$$

o mediante el diagrama vectorial de la figura 3 por:

$$Z * I = I \sqrt{R^2 \cos^2 \theta + X^2 \sin^2 \theta} + I \sqrt{R^2 \sin^2 \theta + X^2 \cos^2 \theta}$$

en que:

- R: resistencia del circuito
- X: reactiva del circuito
- I: corriente de carga
- cos θ: factor de potencia de la carga

Como podemos observar de las figuras 1 y 2 la caída de potencial en la línea de alimentación, es el producto de la corriente por la impedancia del circuito y se puede obtener de la fig 1 mediante la expresión:

$$Z * I = V_a - V_r$$

o mediante el diagrama vectorial de la figura 3 por:

$$Z * I = I \sqrt{R^2 \cos^2 \theta + X^2 \sin^2 \theta} + I \sqrt{R^2 \sin^2 \theta + X^2 \cos^2 \theta}$$

en que:

- R: resistencia del circuito
- X: reactiva del circuito
- I: corriente de carga
- cos θ: factor de potencia de la carga

### determinación de la regulación mediante uso de tablas y gráficos

La determinación de la caída de tensión se puede llevar a cabo de una forma muy aproximada mediante el empleo de las tablas y gráficos que se publican en el estándar 141-1925 de ANSI IEEE que se presenta en la figura 4. Hay cuatro opciones: conductores de cobre en ductos magnéticos, conductores de cobre en ductos no magnéticos, conductores de aluminio en ductos magnéticos y conductores de aluminio en ductos no magnéticos. Los factores de la tabla están dados para la caída que se produce en los conductores de diferentes calibres con 10.000 ampere-pie, para los factores de potencia.

Para determinar la caída de potencial es necesario seguir los siguientes pasos:

- 1.- Obtener los ampere-pie multiplicando la carga del circuito por la



**Table 13**  
**Three-Phase Line-to-Line Voltage Drop for 600 V Single-Conductor Cable per 10 000 A·ft**  
**(60 °C Conductor Temperature, 60 Hz)**

Load Power Factor Lagging	Wire Size (AWG or kcmil)																						
	1000	900	800	750	700	600	500	400	350	300	250	4/0	3/0	2/0	1/0	1	2	4	6	8*	10*	12*	14*
<b>Section 1: Copper Conductors in Magnetic Conduit</b>																							
1.00	0.28	0.31	0.34	0.35	0.37	0.42	0.50	0.60	0.68	0.78	0.92	1.1	1.4	1.7	2.1	2.6	3.4	5.3	8.4	13	21	33	53
0.95	0.50	0.52	0.55	0.57	0.59	0.64	0.71	0.81	0.88	1.0	1.1	1.3	1.5	1.9	2.3	2.8	3.5	5.3	8.2	13	20	32	50
0.90	0.57	0.59	0.62	0.64	0.66	0.71	0.78	0.88	0.95	1.1	1.2	1.3	1.6	1.9	2.3	2.8	3.4	5.2	8.0	12	19	30	48
0.80	0.66	0.68	0.71	0.73	0.74	0.80	0.85	0.95	1.0	1.1	1.2	1.4	1.6	1.9	2.3	2.6	3.2	4.8	7.3	11	17	27	43
0.70	0.71	0.73	0.76	0.78	0.80	0.83	0.88	0.97	1.0	1.1	1.2	1.3	1.5	1.8	2.1	2.5	3.0	4.4	6.6	9.9	15	24	38
<b>Section 2: Copper Conductors in Nonmagnetic Conduit</b>																							
1.00	0.23	0.26	0.28	0.29	0.33	0.38	0.45	0.55	0.62	0.73	0.88	1.0	1.3	1.6	2.1	2.6	3.3	5.3	8.4	13	21	33	53
0.95	0.40	0.43	0.45	0.47	0.50	0.54	0.62	0.71	0.80	0.92	1.0	1.1	1.5	1.8	2.2	2.7	3.4	5.3	8.2	13	20	32	50
0.90	0.47	0.48	0.52	0.54	0.55	0.59	0.68	0.76	0.85	0.95	1.1	1.1	1.5	1.8	2.2	2.7	3.3	5.1	7.9	12	19	30	48
0.80	0.54	0.55	0.57	0.59	0.62	0.66	0.73	0.81	0.88	0.97	1.1	1.1	1.4	1.7	2.1	2.5	3.1	4.7	7.2	11	17	27	43
0.70	0.57	0.59	0.62	0.64	0.66	0.69	0.74	0.83	0.88	0.97	1.1	1.1	1.4	1.6	2.0	2.4	2.8	4.3	6.4	9.7	15	24	38
<b>Section 3: Aluminum Conductors in Magnetic Conduit</b>																							
1.00	0.42	0.45	0.49	0.52	0.55	0.63	0.74	0.91	1.0	1.2	1.4	1.7	2.1	2.6	3.3	4.2	5.2	8.4	13	21	33	52	—
0.95	0.62	0.65	0.70	0.73	0.76	0.83	0.94	1.1	1.2	1.4	1.6	1.8	2.3	2.7	3.4	4.2	5.3	8.2	13	20	32	50	—
0.90	0.69	0.72	0.76	0.79	0.82	0.88	0.99	1.2	1.3	1.4	1.6	1.9	2.3	2.7	3.4	4.1	5.1	7.9	12	19	30	48	—
0.80	0.76	0.80	0.83	0.85	0.88	0.95	1.0	1.2	1.3	1.4	1.6	1.8	2.2	2.6	3.2	3.9	4.7	7.3	11	17	27	43	—
0.70	0.80	0.83	0.87	0.89	0.92	0.98	1.1	1.2	1.3	1.4	1.6	1.7	2.1	2.4	2.9	3.6	4.3	6.5	10	15	24	37	—
<b>Section 4: Aluminum Conductors in Nonmagnetic Conduit</b>																							
1.00	0.36	0.39	0.44	0.47	0.51	0.59	0.70	0.88	1.0	1.2	1.4	1.7	2.1	2.6	3.3	4.2	5.2	8.4	13	21	33	52	—
0.95	0.52	0.56	0.60	0.63	0.67	0.74	0.85	1.0	1.1	1.3	1.5	1.8	2.2	2.7	3.4	4.2	5.2	8.2	13	20	32	50	—
0.90	0.57	0.61	0.65	0.68	0.71	0.79	0.89	1.1	1.2	1.3	1.5	1.8	2.2	2.6	3.3	4.1	5.0	7.9	12	19	30	48	—
0.80	0.63	0.66	0.71	0.73	0.76	0.83	0.92	1.1	1.2	1.3	1.5	1.7	2.1	2.5	3.1	3.8	4.6	7.2	11	17	27	42	—
0.70	0.66	0.69	0.73	0.75	0.78	0.83	0.92	1.1	1.1	1.3	1.4	1.6	1.7	2.3	2.8	3.4	4.2	6.4	9.9	15	24	37	—

\*Solid Conductor. Other conductors are stranded.

To convert voltage drop to	Multiply by
Single-phase, three-wire, line-to-line	1.18
Single-phase, three-wire, line-to-neutral	0.577
Three-phase, line-to-neutral	0.577

## longitud

2.- Obtener la relación entre los amperios del circuito y los especificados para la tabla del escander.

3.- Graficar por la constante del bobinado indicada en la tabla, según se muestra en el gráfico de los tipos de sistemas de conexión de capacitores.

4.- Determinado un bobinado, estos tres casos sera la caída de potencial del circuito dado.

Ejemplo considere un circuito con conductores de cobre calibre 30, con un en bobinado conducto imagnética, a longitud del circuito es de 200 pies y carga de 500 amperes a un factor de potencia de 90%. cuál es la caída de potencial al neutro?

Respuesta del circuito:

$$500 \text{ A} \times 100 \text{ A} = 50,000 \text{ Amper}$$

segun la tabla de calculo de caída de potencial la caída de tensión para 1000 amperes, 200 pies, factor de potencia de 0.9 y ducto magnetico es 5.1 volts, por lo que para la caída de potencial será:

$$5.1 \times 577 = 2.9 \text{ volts al neutro}$$

Caída de tensión en transformadores

Se usan las graficas de caída de voltaje aproximada para transformadores en tablas de 10,000 KVA, 2 a 25 KV y 1,500 a 10,000 VA, 34.5 KV hasta con impedancias de 3.0 y 6 % respectivamente.

Ejemplo considere un transformador trifásico de relación 4,160/480 V, 1,000 KVA con carga de 1000 KVA a factor de potencia 0.85.

Entrando a la gráfica para transformadores de 5 a 25 KV con el valor de 1,000 KVA, intersectar la curva de 0.85 F.P. y buscar el % de caída en el eje vertical de la carta:

$$\text{Porcentaje de caída a plena carga} = 3.67$$

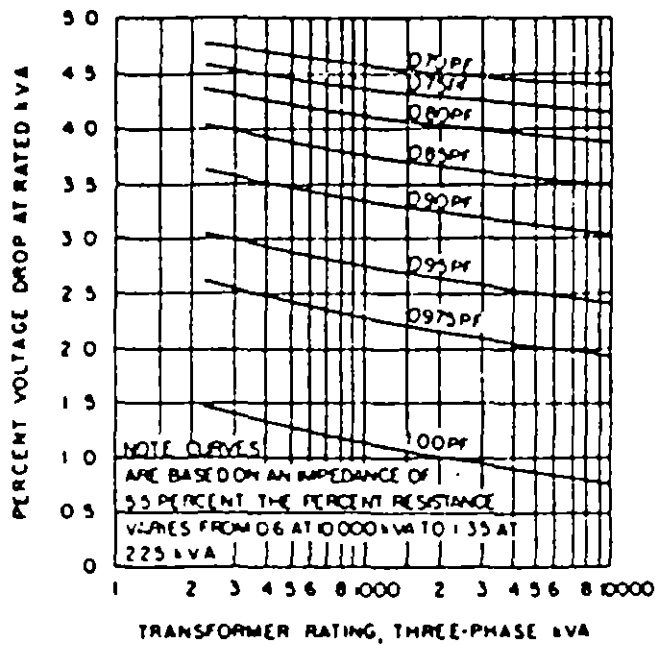
$$\text{Porcentaje de caída a 1,500 KVA} = 3.67 \times 1,500/2,000$$

$$= 2.75$$

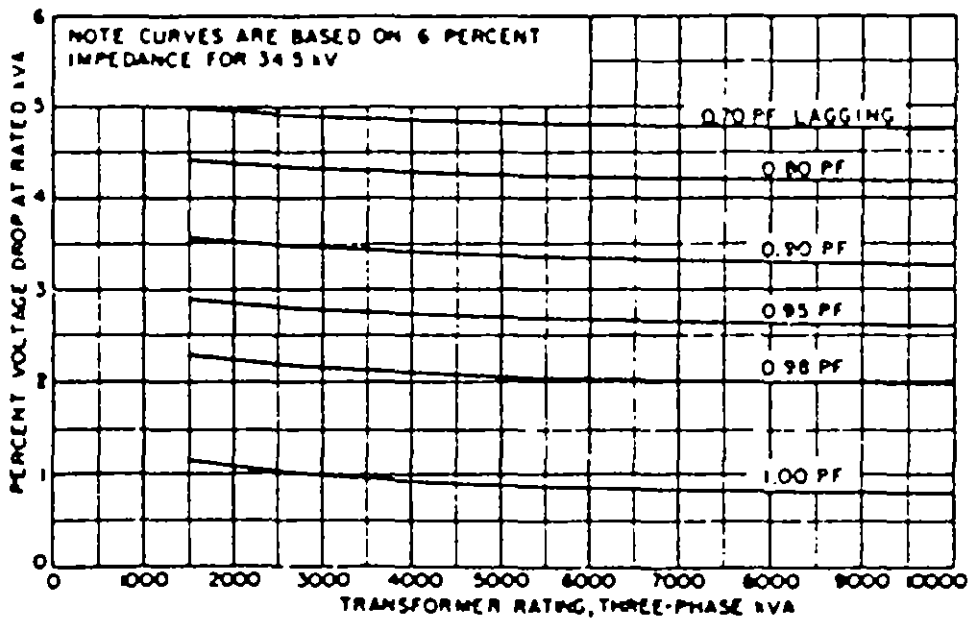
La caída de tensión real en baja tensión será:

$$\text{Caída de tensión real} = 0.0275 \times 480$$

$$= 13.2 \text{ Volts}$$



**Fig 18**  
**Approximate Voltage Drop Curves for Three-Phase Transformers, 225-10 000 kVA, 5-25 kV**



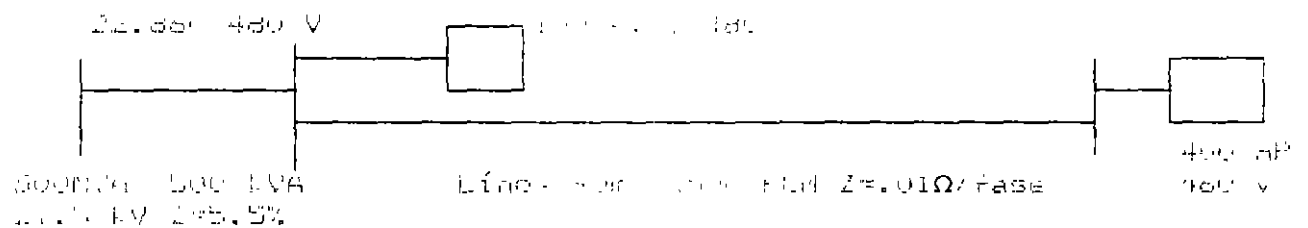
**Fig 19**  
**Approximate Voltage Drop Curves for Three-Phase Transformers, 1500-10 000 kVA, 34.5 kV**

El valor de la regulación de voltaje es sumamente importante en la operación de los equipos, un equipo abastecido con un voltaje igual o muy cercano a su voltaje nominal de operación, será capaz de dar su máxima eficiencia con un mínimo de pérdidas, mientras que un equipo abastecido a través de un circuito que opere con un bajo valor de regulación se sobrecalentará consumiendo más energía.

Las empresas suministradoras de energía eléctrica en nuestro país, comparten el uso y tenencia en el centro de generación Federal de Electricidad en el interior de la República, debido a la interconexión de sus sistemas de transmisión (interconexión a nivel nacional), no son capaces de satisfacer los niveles adecuados de voltaje de suministro, ya que los elementos de control en nivel nacional están tan dispersos que es casi imposible mantener un nivel de voltaje satisfactorio para cada uno de los usuarios.

Por tal motivo es fundamental en el diseño la concepción del proyecto sea satisfactorio esta anomalía, para ello se requiere selección de los equipos y dispositivos necesarios para asegurar una óptima operación de la planta.

Para ilustrar las consecuencias de los transformadores subongamos la necesidad de conocer un perfil de voltaje de suministro y utilización, que se esperan para una industria que su demanda de alimentación eléctrica será de 500 KVA en 20 KV, tal como se muestra en la figura.



Los tres puntos a considerar son:

- a) La subestación de la compañía suministradora y su red de distribución en 20 KV.
  - b) El transformador de distribución de la empresa industrial.
  - c) La red de distribución en la subestación dentro de la Fábrica.
- a) Compañía Suministradora.

Las empresas suministradoras controlan los transformadores de las subestaciones de distribución, los transformadores de derivaciones que automáticamente mantienen el nivel de regulación en las terminales de los transformadores, en el valor de voltaje para suministrar al cliente dicho voltaje dentro de un rango que permite una variación no mayor del 5% en el área de control central, el voltaje oscila entre 20 y 21 KV según sea la zona de suministro, para poder dar variaciones de 1.5% para compensar las variaciones producidas por el comportamiento de la carga.

transformador en media y baja tensión de la industria

Transformador trifásico delta-estrella, 500 kVA, 22,860-480/277 volts, con cambiador de derivaciones en 4 pasos de 2.5% cada uno, dos arriba y dos abajo, e impedancia 5.5%.

Consideramos como tensión nominal de la red de 21,500 volts (previene caer el transformador con el regulador de derivaciones de 4 pasos que sea 5%, por lo que la relación de transformación sea:

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

La caída de tensión en el transformador la obtenemos mediante lo siguiente del ejemplo del libro de HUBBELL.

Supongamos que el transformador sea un tipo tipo de plena carga con un factor de potencia de 0.85 para el nivel de potencia de salida de 1000 kw de H.H.H.

el sea en baja tensión.

Las curvas típicas para instalaciones eléctricas especifican que el porcentaje de regulación entre el punto de suministro en baja tensión y el último cliente no deberá exceder del 5%.

El nivel de tensión de la red se hace referir al valor en la tensión que se tendría en el punto de suministro. La variación en el nivel de 21,500 a 22,000 se refiere en baja tensión

$$V_L = \frac{21,717}{n} = \frac{21,717}{45.244} = 479.597 \text{ volts}$$

Aplicando la caída de tensión de 4.25 obtenida antes para el transformador de 500 kVA, a la tensión de 479.597 volts:

$$V_L = (0.0425) \times (479.597) = 20.39 \text{ volts}$$

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

$$V_L = 479.597 + 20.39 = 499.987 \text{ volts}$$

Indicando el valor del voltaje anterior el 5% de la caída de tensión en la red de baja tensión, obtenemos el voltaje esperado en el equipo:

$$AV = 499.987 \times 0.95 = 474.987 \text{ volts}$$

... tensión más baja que permitiría haber en el motor ser a:

$$V_{ed} = 456,1977 \cdot \frac{114,1}{114,1} = 456,623 \text{ volts}$$

que representa 5% de más de la tensión nominal de 450 volts, lo cual es un valor aceptable para estos tipos de motores eléctricos.

Efecto de la variación de la tensión en los equipos eléctricos

Motores de inducción

Los motores de inducción operando a valores bajos de tensión sufrirán con consecuencias que producen una acción de temperatura y desde luego pérdidas reduciendo notablemente su eficiencia, también se afecta en el dar de arranque que a su vez varía en forma proporcional a la tensión.

La tabla B ameri proporciona el estándar 141-156 de ANSI-IEEE, en ella se describe la variación de las características de los motores de inducción en función de la variación de voltaje normalizada.

El aumento de voltajes son desequilibrados el problema se agrava de acuerdo con el porcentaje de desequilibrio, el desbalance de fases produce que no existen variaciones notables y no se encuentran bien distribuidas, dicho desbalance se evalúa mediante la siguiente profesión:

$$\text{Desviación máxima respecto al voltaje promedio} \\ \text{Desbalance de voltaje} = \frac{\text{Voltaje promedio entre fases}}{\text{Voltaje promedio de las tres fases}}$$

En términos de componentes simétricas a través de la componente de secuencia negativa, el desbalance se expresa en términos de un factor:

$$\text{Factor desbalance volt} = \frac{\text{Voltaje de secuencia negativa}}{\text{Voltaje de secuencia positiva}}$$

Las corrientes de secuencia negativa que circulan internamente en el motor, producen un calentamiento como se conserva en la tabla II del estándar 141.1986 ANSI-IEEE ameri.

Motores sincrónicos

También se afecta en la misma forma que los motores de inducción, siendo en la velocidad que depende de la frecuencia, pero si en el par de arranque que varía en forma proporcional a la tensión.

Table 8

## General Effect of Voltage Variations on Induction-Motor Characteristics

## (a) U-Frame Motors

Characteristic	Function of Voltage	Voltage Variation	
		90% Voltage	110% Voltage
Starting and maximum running torque	(Voltage) <sup>2</sup>	Decrease 19%	Increase 21%
Synchronous speed	Constant	No change	No change
Percent slip	1/(Voltage) <sup>2</sup>	Increase 23%	Decrease 17%
Full-load speed	Synchronous speed slip	Decrease 1½%	Increase 1%
Efficiency			
Full load	—	Decrease 2%	Increase ½-1%
¾ load	—	Practically no change	Practically no change
½ load	—	Increase 1-2%	Decrease 1-2%
Power factor			
Full load	—	Increase 1%	Decrease 3%
¾ load	—	Increase 2-3%	Decrease 4%
½ load	—	Increase 4-5%	Decrease 5-6%
Full-load current	—	Increase 11%	Decrease 7%
Starting current	Voltage	Decrease 10-12%	Increase 10-12%
Temperature rise, full load	—	Increase 6-7 °C	Decrease 1-2 °C
Maximum overload capacity	(Voltage) <sup>2</sup>	Decrease 18%	Increase 21%
Magnetic noise — no load in particular	—	Decrease slightly	Increase slightly

## (b) T-Frame Motors

Characteristic	Function of Voltage	Voltage Variation	
		90% Voltage	110% Voltage*
Starting and maximum running torque	(Voltage) <sup>2</sup>	Decrease 19%	Increase 21%
Percent slip	1/(Voltage) <sup>2</sup>	Increase 20-30%	Decrease 15-20%
Full-load speed	Synchronous speed slip	Slight decrease	Slight increase
Efficiency			
Full load	—	Decrease 0-2%	Decrease 0-3%
¾ load	—	Practically no change	No change to slight decrease
½ load	—	Increase 0-1%	Decrease 0-5%
Power factor			
Full load	—	Increase 1-7%	Decrease 5-15%
¾ load	—	Increase 2-7%	Decrease 5-15%
½ load	—	Increase 3-10%	Decrease 10-20%
Full-load current	—	Increase 5-10%	Slight decrease to 5% increase
Starting current	Voltage	Decrease ~ 10%	Increase ~ 10%
Temperature rise, full load	—	Increase 10-15%	Increase 2-15%
Maximum overload capacity	(Voltage) <sup>2</sup>	Decrease 19%	Increase 21%
Magnetic noise — no load in particular	—	Slight decrease	Slight increase

\*There may be wide variations depending upon type of motor, such as drip-proof ("D") or totally enclosed fan cooled (TEFC), and horsepower rating, with the smaller ratings showing the greater variations. Some data will vary according to manufacturers.

VOLTAGE CONSIDERATIONS

**TABLE 11**

**Effect of Phase-Voltage Unbalance on Motor Temperature Rise**

Motor Type	Load	Percent Voltage Unbalance	Percent Added Heating	Insulation System Class	Temperature Rise (°C)
U-frame	Rated	0	0	A	60
	Rated	2	8	A	65
	Rated	3	25	A	75
T-frame	Rated	0	8	B	80
	Rated	2	8	B	86.4
	Rated	3	25	B	100

motors operate with higher current densities in the windings because of the added cooling effect of refrigerant. Thus the same percent increase in the heat loss due to circulating currents, caused by phase-voltage unbalance, will have a greater effect on the sealed compressor motor than it will on a standard air cooled motor.

Since the windings in sealed compressor motors are inaccessible, they are normally protected by thermally operated switches embedded in the windings, set to open and disconnect the motor when the winding temperature exceeds the set



## Reactores, Capacitores y Relaysadores Magnéticos

Como la Potencia reactiva varía directamente al cuadrado del voltaje, variaciones notables de la tensión provocan variaciones importantes de potencia reactiva en estos equipos. Limitando las ventajitas que suministra al sistema eléctrico su utilización.

Reparar así arranque de los motores eléctricos en sistemas industriales con variación de arranque de los motores eléctricos cuyo nivel oscile entre 1 y 1.2 veces la corriente nominal, de acuerdo a sus tablas de conexión son realizadas en el artículo 130 del Manual Eléctrico Coder. Otra corrección provocará caídas de tensión en los circuitos eléctricos asociados, incluyendo los transformadores y causará perturbaciones a otros equipos de la planta.

La falta de conexión de los sistemas de arranque de los transformadores de arranque trifásico y de los elementos de asociamiento, vista desde el punto de suministro, incluye a los transformadores, circuitos suministradores primitivos y secundarios tanto principales como derivados, también enunciaré cada uno de los elementos involucrados en el circuito para determinar si se cumple con los recomendaciones normalizadas.

Es conveniente hacer notar que la integración de la carga al sistema será mucho severa cuanto más capacitivamente se adicione, de tal manera que la ausencia de arranque de los motores es importante si se encuentran reducir la corriente de arranque podría multiplicarse durante de los motores, cuyos beneficios se resumen en la tabla de comparación de métodos de arranque para motores eléctricos del estándar IEEE de Instalación nueva.

Para ilustrar lo expuesto consideremos el análisis de un proceso de arranque de motores de una industria.

Se desea conocer cual será la tensión de suministro  $V_1$  en la barra asociada al transformador de 500 kVA, durante el arranque del motor de 400 HP ubicado en un punto remoto y cuál será la tensión en el bus  $V_2$  del propio motor durante su arranque.

### Solución

Emplearemos el sistema por unidad para la solución del presente problema, seleccionando como valores base los siguientes:

PB = 500 kVA

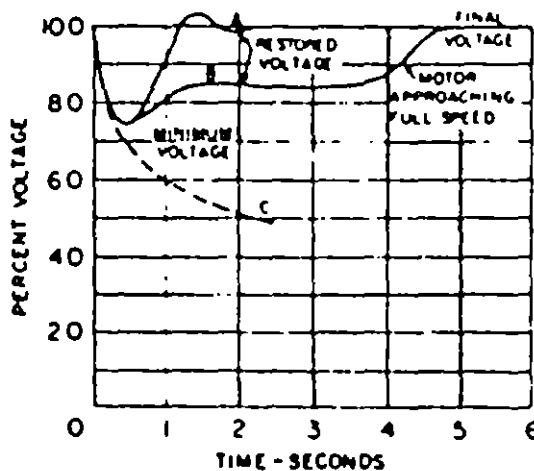
VB = 13.8 kV

**Table 14**  
**Comparison of Motor-Starting Methods**

Type of Starter (Settings Given Are the More Common for Each Type)	Motor Terminal Voltage (Percent Line Voltage)	Starting Torque (Percent Full- Voltage Starting Torque)	Line- Current (Percent Full- Voltage Starting Current)
Full-voltage starter	100	100	100
Autotransformer			
80% tap	80	64	68
65% tap	65	42	46
50% tap	50	25	30
Reactor starter, single step (adjusted for motor voltage to be 80% of line voltage)	80	64	80
Reactor			
50% tap	50	25	50
45% tap	45	20	45
37.5% tap	37.5	14	37.5
Part-winding starter (low-speed motors only)			
75% winding	100	75	75
50% winding	100	50	50

NOTE: For a line voltage not equal to the motor-rated voltage, multiply all values in the first and last columns by the ratio (actual voltage)/(motor-rated voltage). Multiply all values in the second column by the ratio [(actual voltage)/(motor-rated voltage)]<sup>2</sup>.

**Fig 20**  
**Typical Generator Voltage Behavior Due to  
Full-Voltage Starting of a Motor**



Motor starting kVA = 100% of  
generator rating  
A — No initial load on generator  
B — 50% initial load on generator  
C — No regulator

Determinación de las impedancias del sistema

Para simplificar la solución supondremos los valores dados en el ejemplo como reactivos puros, con objeto de que se puedan manejar matemáticamente sin tomar en cuenta los ángulos, si la solución requiriera mayor precisión, se recomendaría tomar en cuenta los valores vectoriales.

Sistema

$$Z_{L1} = \frac{1000}{1000000} = 0.001 \text{ pu}$$

Transformador

$$Z_L = 0.003 \text{ pu}$$

Carga en el bus 1

$$Z_C = \frac{1000}{1000000} = 0.001 \text{ pu}$$

$$Z_C = \frac{1}{1000000} = 1 \times 10^{-6} \text{ (Ohms)}$$

$$Z_C = \frac{1000}{1000000} = 0.001 \text{ pu}$$

Linea de baja tensión

$$Z_L = \frac{0.01 \times 5000}{1000000} = 5 \times 10^{-6} \text{ pu}$$

Carga el bus 2

Se considera que I.H.P. a I.H.P. la corriente de arranque de 6 veces la nominal, por lo que si la corriente nominal del motor es de 450 volts la corriente de carga será:

$$I_{NOM} = \frac{4500}{\sqrt{3} \times 450} = 5.77 \text{ amp}$$

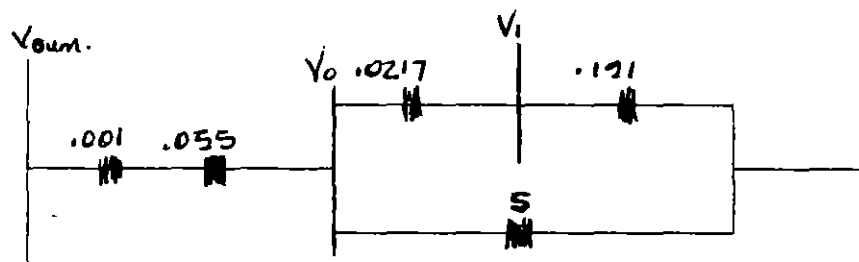
10

$$Z_M = \frac{V_{f-n}}{I_{nom} \times 6} = \frac{4507 \sqrt{3}}{502.04 \times 6}$$

$$Z_M = 0.063 \text{ (ohms)}$$

$$Z_D = \frac{0.068 \times 500}{(0.487 \times 1000)^2} = .191 \text{ pu}$$

El diagrama de impedancia equivalente del sistema:



Resolviendo el paralelo tenemos:

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

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

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

El diagrama queda reducido



La tensión  $V_1$  :

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

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

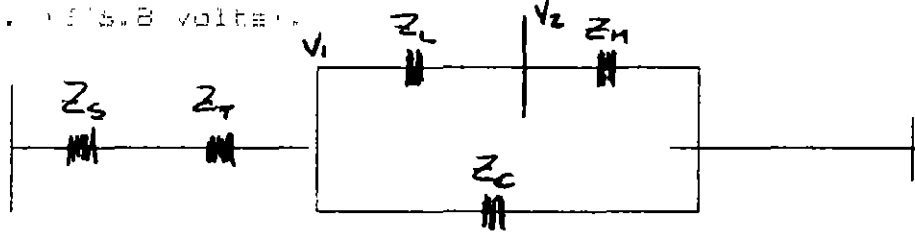
$$V_1 = 0.785 \text{ p.u.}$$

$$V_1 = (0.785) \cdot 480 = 376.6 \text{ volts}$$

$$V_1 = 376.6 \text{ volts}$$

Cálculo de la tensión  $V_2$ :

Primero se calcula el valor real de la corriente de arranque del motor, considerando que al mismo arranque, la tensión en  $V_1$  es 0.785 p.u. (376.6 volts).



$$I_M = \frac{V_1}{Z_L + IMA} = \frac{0.785}{0.0217 + 0.191} = 3.69 \text{ pu}$$

La tensión  $V_2$  :

$$V_2 = V_1 + Z_L I_M = 0.785 + (0.0217) (3.69) = 0.7049 \text{ pu}$$

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

La tensión nominal de 480 volts vendrá un decremento del orden:

$$\%e = \frac{480 - 338}{480} \times 100 = 29$$

la caída de Tensión	aceptable
Términos del motor	80%
Otros motores por reaccelerar	71%
Contactores (cierre de bobina)	85%
Contactores (retención de bobina)	80%
Controles estáticos	90%
Cambios notados en el alumbrado	11% de variación de voltaje

## Equipo de alumbrado

Para las lámparas incandescentes los efectos son severos, altos voltajes deterioran rápidamente y bajos voltajes ocasionan notablemente en su luminosidad y eficiencia. Las lámparas fluorescentes pueden operar satisfactoriamente con tensiones de más o menos 10%, mayores voltajes ocasionan en algunas condiciones de luz. Las lámparas de alta tensión en un porcentaje cuando no cuentan con balastros regulados y la tensión varía en más de 10% la intensidad de luz varía en proporcionalmente 30%. Los bulbos usan balastros de potencia constante con la misma variación de tensión la intensidad de luz será del 90% aproximadamente. Cuando se observan las variación de 20% por medio del dialy manual, el arco se vuelve, si esto sucede frecuentemente, se disminuye sensiblemente la vida de la lámpara.

Las cables 4, 5 y 6 del sistema de distribución de ANUL-LITE muestran los límites de tolerancias para circuitos de alumbrado, motores trifásicos, y balastros de lámparas fluorescentes.

**Tolerance Limits for Lighting Circuits  
from Table 1, Range A, in Volts**

Nominal System Voltage (volts)	Transformer Tap	Minimum Utilization Voltage (volts)	Maximum Utilization Voltage (volts)
480Y/277	Normal	440Y/254	500Y/288
468Y/270	Plus 2½%	429Y/248	488Y/281
456Y/263	Plus 5%	418Y/241	475Y/274

**Table 5  
Tolerance Limits for Low-Voltage  
Three-Phase Motors, in Volts**

Motor Rating (volts)	- 10 Percent	+ 10 Percent
460	414	506
440	396	484

**Table 6  
Tolerance Limits for Low-Voltage  
Standard Fluorescent Lamp Ballasts, in Volts**

Ballast Rating (volts)	- 10 Percent	+ 10 Percent
277	249	305
265	238	292

**Table 7**  
**Nameplate Voltage Ratings of**  
**Standard Induction Motors**

Nominal System Voltage	Nameplate Voltage
<b>Single-phase motors</b>	
120	115
240	230
<b>Three-phase motors</b>	
208	200
240	230
480	460
600	575
2400	2300
4160	4000
4800	4600
6900	6600
13 800	13 200



**TABLE 9**  
**EFFECT OF VOLTAGE VARIATIONS ON INCANDESCENT LAMPS**

---

LAMP RANKING

APPLIED VOLTAGE	120 V		125V		130V	
	PERCENT LIFE	PERCENT LIGHT	PERCENT LIFE	PERCENT LIGHT	PERCENT LIFE	PERCENT LIGHT
10.5	575	64	880	55	--	--
11.0	310	74	525	65	880	57
11.5	175	87	295	76	550	66
12.0	100	100	170	88	280	76
12.5	58	118	100	100	165	88
13.0	34	132	59	113	100	100

96



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

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS  
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS INTERNACIONAL**

**MODULO IV: INSTALACIONES PARA LA INDUSTRIA**

**SISTEMAS DE TIERRAS**

Presentado por **ING ARTURO MORALES COLLANTES**

1996

# I N D I C E

## INTRODUCCION

- 1.- GENERALIDADES
- 2.- ANALISIS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO, MEDICIONES DE CAMPO Y SELECCION DEL MODELO DEL SUELO
- 3.- CORRIENTE MAXIMA DE LA MALLA, ANALISIS DE FALLAS, DIVISION DE CORRIENTE Y ASIMETRIA
- 4.- RESISTENCIA A TIERRA
- 5.- CALCULO DE POTENCIALES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO
- 6.- CALCULO DE LA SECCION DEL CONDUCTOR
- 7.- CALCULO DE POTENCIALES EN LA MALLA
- 8.- PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

## BIBLIOGRAFIA

## INTRODUCCION.

Durante la última década, el desarrollo y aplicación de modelos y técnicas de evaluación para los estudios de sistemas de potencia han mejorado considerablemente y este ha sido el principal objetivo de muchas publicaciones.

Uno de estos estudios es el diseño de sistemas de tierra para las subestaciones eléctricas.

Si bien la necesidad de un adecuado diseño del sistema de tierra ha sido reconocido por muchos años, los criterios normalizados de diseño fueron establecidos hace solo 27 años con la publicación en 1961 de la Norma AIEE Std 80 -- Guide for Safety in AC Substation Grounding del American Institute of Electrical Engineers (AIEE).

Desde esa fecha se han publicado muchos trabajos que han mejorado los criterios de diseño y han desarrollado mejores métodos de análisis para determinar la eficacia de los sistemas de tierra.

En 1976 aparece la edición de la Norma IEEE Std 80 del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) conteniendo solo algunos cambios de la edición anterior, siendo el principal, la revisión de un valor más estricto para la corriente permisible en el cuerpo humano.

La edición 1986 de la Norma IEEE Std 80 contiene mayores cambios en los pasos a seguir en el procedimiento del diseño.

El objetivo fundamental de estas notas es:

1. Proporcionar al alumno una versión condensada de la Norma.
2. Ilustrar los cambios en las ecuaciones y criterios de diseño encontrados en la edición 1986.
3. Ilustrar la aplicación de dichas ecuaciones a la solución de problemas.

Este toma cubre, además de todos los aspectos para el dise

1. GENERALIDADES

1.1 FUNCIONES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE TIERRA.

- 1. Proveer un medio seguro para proteger al personal en la proximidad de sistemas o equipos conectados a tierra, de los peligros de una descarga eléctrica bajo condiciones de falla.
- 2. Proveer un medio para disipar las corrientes eléctricas a tierra, sin que se excedan los límites de operación de los equipos.
- 3. Proveer una conexión a tierra para el punto neutro de los equipos que así lo requieran (transformadores, reactores, etc.).
- 4. Proveer un medio de descarga y desenergización de equipos antes de proceder a tareas de mantenimiento.
- 5. Facilitar mediante la operación de relevadores y otros dispositivos de protección, la eliminación de fallas a tierra en el sistema.

1.2 COMPONENTES BASICOS DE UN SISTEMA DE TIERRA

El sistema de tierra de una subestación se integra con los siguientes elementos:

Conductores

Electrodos o varilla de tierra

Conectores o juntas

Cada elemento tendrá las siguientes características:

Resistencia a la corrosión. Para retardar su deterioro en el ambiente en que se localice.

Conductividad eléctrica. De tal manera que no contribuya sustancialmente con diferencias de potencial locales en el sistema de tierra.

Capacidad de conducción de corriente. Suficiente para soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos durante las más severas condiciones de magnitud y duración de la corriente de falla.

Resistencia mecánica y robustez. De tal manera que soporte esfuerzos electromecánicos y daño físico.

### 1.3. MATERIAL PARA CONDUCTORES Y ELECTRODOS

Los conductores empleados en los sistemas de tierra son generalmente cables trenzados de cobre, cobre estañado, copperweld (acero recubierto con cobre), acero, acero galvanizado, acero inoxidable ó aluminio.

Los electrodos o varillas de tierra son generalmente de acero, acero galvanizado, acero inoxidable, copperweld o acero embebido en concreto.

El factor principal en la selección de los materiales es la característica de corrosión que presentan al estar enterrados.

El cobre es la selección más común para los conductores ya que es económico y tiene buena conductividad, además de ser resistente a la corrosión y a la fusión.

Para los electrodos o varillas el material más empleado es el copperweld, ya que combina las ventajas del cobre con la alta resistencia mecánica del acero, también se emplean varillas de acero galvanizadas para protegerlas de la corrosión.

El calibre de los conductores se determinará por requerimientos de conducción de corriente y el diámetro de las varillas por resistencia mecánica.

### 1.4. MATERIAL PARA CONECTORES.

Los conectores deberán seleccionarse con el mismo criterio con que se seleccionan los conductores, además tendrán las siguientes propiedades:

- a) Tener dimensiones adecuadas para absorber el calentamiento que se produce al circular por él corrientes elevadas. (Resistente a la fusión).
- b) Tener suficientemente asegurados los conductores para soportar los esfuerzos electrodinámicos originados por las fallas, además de no permitir que el conductor se mueva dentro de él.

Generalmente se usan dos tipos de conectores:

Tipo presión. Incluye todas las conexiones que mediante presión mantienen en contacto al conductor con el conector. En este tipo están comprendidos los de tornillo y los de compresión. Estos conectores deberán diseñarse para una temperatura de 250 - 350 °C.

Tipo soldable o exotérmico. El cual mediante una reacción química el conductor y el conector se sueldan en una conexión molecular.

Este tipo de conector por su naturaleza soporta la misma temperatura de fusión que el conductor.

## 2. ANALISIS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO. MEDICIONES DE CAMPO Y SELECCION DEL MODELO DEL SUELO.

### 2.1. INTRODUCCION

La resistividad eléctrica del suelo que rodea a una varilla o electrodo de tierra es uno de los parámetros más críticos que el diseñador tiene que determinar, debido a la gran influencia que tiene sobre la resistencia del electrodo y sobre los gradientes de voltaje en la superficie del área de la Subestación.

El principal objetivo del diseño de una red de tierras es limitar estos parámetros a valores seguros.

### 2.2. RESISTIVIDAD DEL TERRENO. DEFINICION Y UNIDADES

La resistividad eléctrica o resistencia específica de un terreno, es la resistencia de un volumen de éste, el cual tiene un área con sección transversal y longitud unitarias.

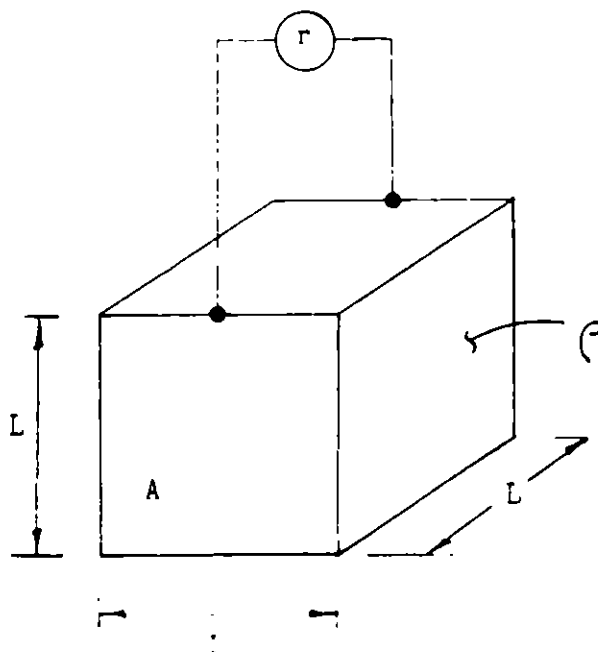


Figura 1

De la ecuación:

$$R = \rho \frac{L}{A}$$



Despejando a  $\rho$  :

$$\rho = R \frac{A}{L} = \text{Ohms} \frac{\text{long} \times \text{long}}{\text{long}} = \text{Ohms} \cdot \text{long}$$

En el sistema métrico:

$\rho$  = Resistividad del terreno en Ohms - metro

R = Resistencia en Ohms

A = Area de la sección transversal en m<sup>2</sup>

L = Longitud en m.

La resistividad del terreno para un diseño de tierras generalmente se determina con datos de campo, ya que la resistividad del terreno varía tanto horizontal como verticalmente, los datos generalmente conocidos como "perfil de resistividad aparente del suelo", se obtienen por pruebas y en varios lugares hasta una cierta profundidad en el terreno de la subestación.

Un modelo del terreno con sus parámetros empleados en el diseño, puede determinarse por simples técnicas o por los métodos más sofisticados de computadora.

### 2.3. CARACTERISTICAS DEL SUELO

El comportamiento de una varilla o electrodo de tierra enterrada en el suelo, puede analizarse por medio del circuito - mostrado en la figura:

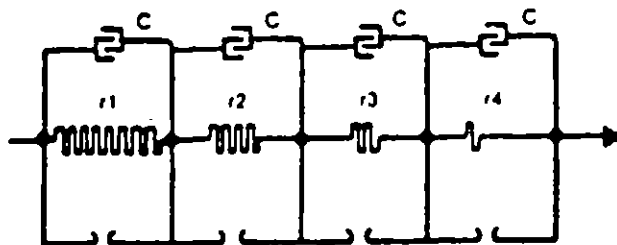


Figura 2

Como se muestra, la mayoría de los suelos se comportan como un conductor de resistencia  $r$  y como un dieléctrico; excepto para ondas de alta frecuencia y frente con mucha pendiente penetrando un suelo de material muy resistivo, la corriente de carga es despreciable en comparación con la corriente de fuga y la tierra puede representarse por una resistencia pura.

#### 2.4. EFECTO DEL GRADIENTE DE VOLTAJE

La resistividad del suelo no se afecta por el gradiente de voltaje a menos que este exceda un cierto valor crítico. El valor algunas veces varía con el tipo de material del suelo, generalmente tiene una magnitud de varios Kilovolts por centímetro.

Una vez excedido, se desarrollará un arco en la superficie del electrodo que avanzará hacia tierra a fin de incrementar el tamaño efectivo del electrodo, hasta que los gradientes son reducidos a valores que el material del suelo pueda soportar.

Esta condición se ilustra con la presencia de gaps en la Fig. 2.

Ya que el sistema de tierras de la Subestación se diseña para cumplir con criterios más rigurosos de límites de voltajes de paso y de contacto, el gradiente puede suponerse que está por debajo del valor crítico.

#### 2.5. EFECTO DE LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE

La resistividad del suelo en la vecindad de una varilla o electrodo de tierra puede afectarse por las corrientes que fluyen de los electrodos hacia el terreno que la rodea.

Las características térmicas y el contenido de humedad del suelo determinarán si la corriente de una magnitud y duración causará que el terreno pierda humedad y se incremente su resistividad.

Un valor conservador de densidad de corriente no debe exceder de  $200 \text{ A/m}^2$  en un segundo.

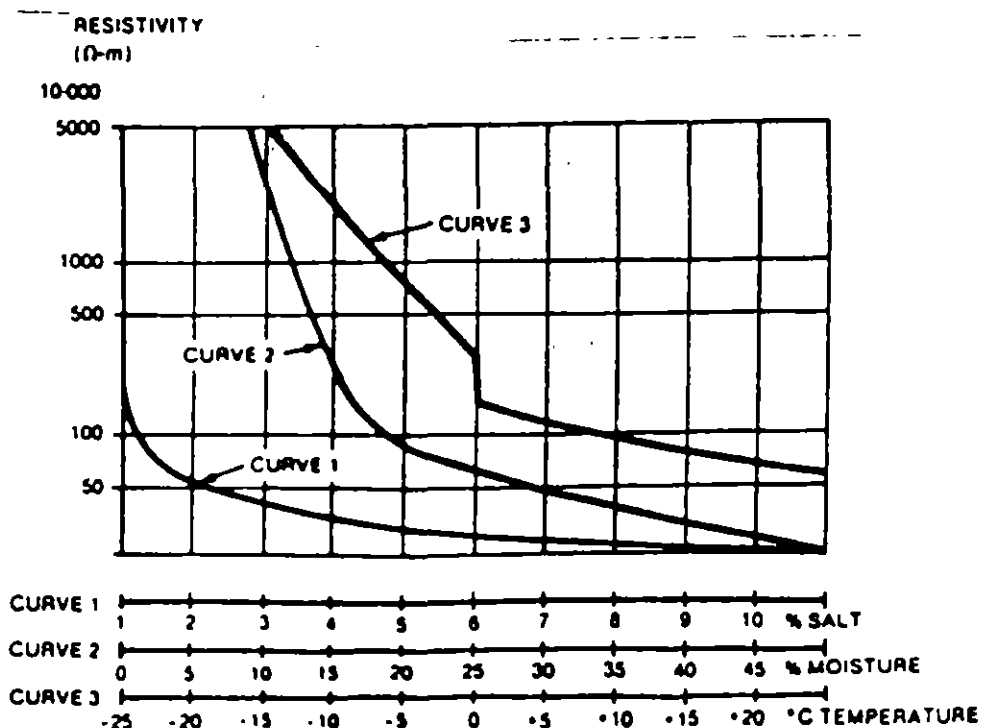
2.6. EFECTO DE LA HUMEDAD, TEMPERATURA Y CONTENIDO QUIMICO SOBRE LA RESISTIVIDAD.

La resistividad de la mayoría de los suelos se eleva considerablemente cuando el contenido de humedad se reduce a menos del 15% del peso del suelo. La cantidad de agua en el suelo depende del tamaño de las partículas, su compactación y variabilidad. Sin embargo como se muestra en la Fig. 3, curva 2, la resistividad se afecta muy poco una vez que el contenido de humedad excede el 22%.

La curva 3 de la Fig. 3, muestra la variación típica de la resistividad del suelo con respecto a la temperatura para un suelo arcilloso conteniendo 15.2% de humedad por peso. El efecto de la temperatura sobre la resistividad del suelo puede considerarse despreciable para temperaturas arriba -- del punto de congelación. A 0°C el agua en el suelo se empieza a congelar e incrementar su resistividad rápidamente.

La composición y la cantidad de sales solubles, ácidos o alcalis presentes en el suelo, pueden afectar considerablemente su resistividad. La curva 1 de la Fig. 3, ilustra el efecto típico de la sal (Cloruro de sodio) sobre la resistividad del suelo que contiene 30% de humedad por peso.

Figura 3



## 2.7. TECNICAS DE MEDICION.

La investigación en campo del terreno de una Subestación, es esencial para determinar tanto la composición general del -- suelo como la obtención de algunas ideas básicas acerca de - su homogeneidad. Generalmente excavaciones y otros trabajos de Ingeniería Civil estan ya en desarrollo en o cerca del sitio donde se localizará la malla de tierras.

La resistividad del suelo para el diseño de una red de tie-- rras generalmente se determina recopilando datos de campo en el sitio en cuestión. Ya que existen variaciones tanto hori-- zontal como verticalmente en la composición de un suelo, es conveniente realizar las pruebas de campo en varios lugares del terreno. La mayor cantidad posible de datos obtenidos - en las pruebas nos permitirá seleccionar con precisión el - modelo del suelo a usar en el diseño de nuestra red.

Existen 2 métodos para la medición de la resistividad del - terreno:

### a) METODO DE 4 PUNTOS O METODO DE WENNER

Este método es el más usado para la medición de la resisti-- vidad promedio del terreno.

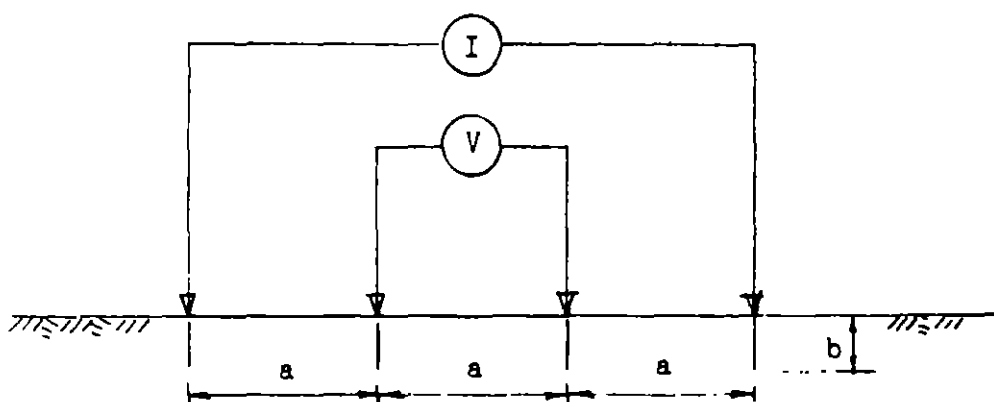
Se entierran pequeños electrodos a una profundidad "b" y es-- paciados a intervalos "a". Se hace circular una corriente - de prueba I entre los dos electrodos exteriores y se mide - con un voltmetro de alta impedancia el voltaje en los 2 in-- teriores. La relación  $V/I$  nos dará la resistencia en Ohms.

Existen 2 variaciones en este método:

- A) Electrodos igualmente espaciados o Arreglo de Wenner.  
 Con este arreglo los electrodos están igualmente espaciados como se muestra en la Fig. 4-a.  
 Sea "a" la distancia entre dos electrodos adyacentes, entonces la resistividad en términos de las longitudes "a" y "b" que podemos medir será:

$$\rho = \frac{4\pi ar}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

La localización de los electrodos es sobre una línea recta.



$$b=0.1a$$

Figura 4-a

Si la longitud "b" es mucho menor que la longitud "a", puede despreciarse y la fórmula se reduce a:

$$\rho = 2\pi ar$$

y da aproximadamente la resistividad promedio (también conocida como resistividad aparente) del terreno. Las lecturas obtenidas en campo pueden graficarse en función de su espaciamiento, indicándonos donde existen capas de diferente suelo con sus respectivas resistividades y profundidades.

B) Electrodos no igualmente espaciados o Arreglo de Schlumberger - Palmer.

Una desventaja del método de Wenner es el decrecimiento rápido en la magnitud del voltaje entre los 2 electrodos interiores cuando su espaciamiento se incrementa a valores muy grandes. Para medir la resistividad con espaciamiento grande entre los electrodos de corriente, puede usarse el arreglo mostrado en la Fig. 4-b

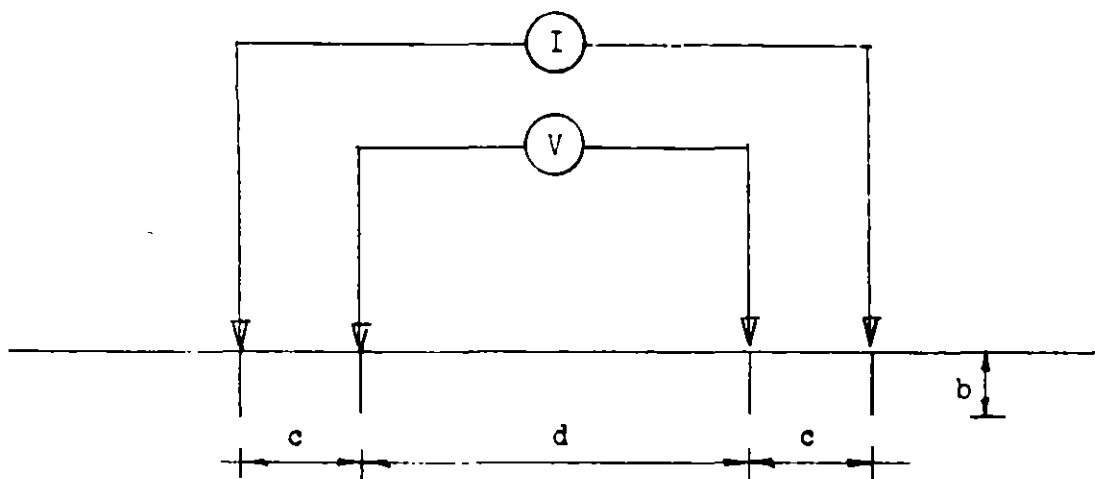


Figura 4-b

Los electrodos de potencial se localizan lo más cerca de los correspondientes electrodos de corriente, esto incrementa el potencial medido.

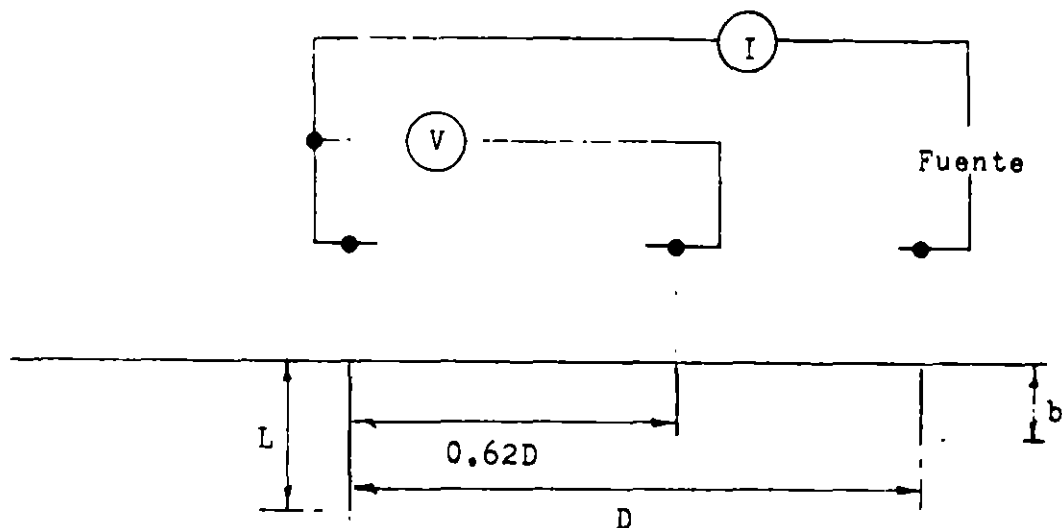
La fórmula empleada en este caso puede determinarse fácilmente. Si la profundidad "b" de los electrodos es pequeña comparada con la separación "d" y "c", entonces la resistividad aparente puede calcularse como:

$$\rho = \frac{\pi c(c+d)r}{d}$$

Además con valores grandes de  $(d/(2c + d))$ , las variaciones de las resistividades medidas debidas a irregularidades en la superficie son reducidas a un mínimo, dando mediciones más precisas.

## b) METODO DE TRES PUNTOS Ò DE CAIDA DE POTENCIAL

El diagrama de conexiones para este método se muestra en la Fig. 5 :



En este método la profundidad  $L$  de la varilla de prueba localizada en el terreno es variable. Las otras dos varillas conocidas como varillas de referencia se entierran a poca profundidad " $b$ " y espaciadas sobre una línea recta; con la varilla de voltaje localizada a 62% de la distancia entre la varilla de corriente y la varilla de prueba.

Para minimizar la interferencia inter-electrodos, la varilla de corriente deberá localizarse al menos a una distancia  $5L_{\max}$  alejada de la varilla de prueba.

Estas especificaciones para la localización de las varillas de referencia están basadas en la suposición de un suelo uniforme.

Para un suelo uniforme, la resistencia de una varilla de longitud  $L$  y diámetro  $D$  enterrada en suelo de resistividad

$\rho$  está dada por:

$$r = \frac{\rho}{2\pi L} \left[ \text{Ln} \frac{2.943 L}{D} \right]$$

Para cada longitud  $L$  de la varilla, la resistencia  $r$  medida determina el valor de resistividad aparente, el cual cuando se grafica contra  $L$  es de gran ayuda para determinar las variaciones de la resistividad del terreno con la profundidad.

### 3. CORRIENTE MAXIMA DE LA MALLA, ANALISIS DE FALLAS, DIVISION DE CORRIENTES Y ASIMETRIA.

#### 3.1. DETERMINACION DE LA CORRIENTE MAXIMA DE LA MALLA.

Para determinar el valor correcto de la corriente máxima de malla  $I_G$  para el cálculo de la red de tierras de la sub estación, se seguirán los siguientes pasos:

- a) Evaluar el tipo y localización de aquellas fallas a tierra que probablemente producirán los mayores flujos de corriente entre la malla y el terreno circundante, produciendo la mayor elevación en el potencial de la malla con respecto a tierra (GPR) y los mayores gradientes de potencial en el área de la subestación.
- b) Determinar por cálculo, el factor de división de la corriente de falla  $S_f$ , para cada uno de los tipos de falla seleccionados en el inciso a) y establecer los valores correspondientes de corriente simétrica de malla,  $I_g$ .
- c) Para cada uno de los tipos de falla y basado en su tiempo de duración  $t_f$ , determinar el valor del factor de decremento  $D_f$  para los efectos de asimetría de la onda de la corriente de falla.
- d) Seleccionar el valor más grande del producto  $D_f I_g$  y por lo tanto la peor condición de falla; y establecer el valor del factor de proyección  $C_p$  para obtener los márgenes para crecimiento futuro del sistema.

#### 3.2. CORRIENTE SIMETRICA DE MALLA.

Es una parte de la corriente simétrica de falla a tierra que fluye de la malla de tierras hacia el terreno que la rodea. Puede expresarse como:

$$I_g = S_f I_f$$

Donde:

$I_g$  = Corriente simétrica de malla en Amperes



$I_f$  = Valor rms de la corriente simétrica de falla a tierra en Amperes

$S_f$  = Factor de división de corriente que relaciona la magnitud de la corriente de falla a la parte de esta corriente que fluye de la malla hacia el terreno.

### 3.3. CORRIENTE MAXIMA DE MALLA.

El valor de la corriente máxima de malla se define como:

$$I_G = C_p D_f I_g$$

Donde:

$I_G$  = Corriente máxima de malla en Amperes

$D_f$  = Factor de decremento para un tiempo de duración total de la falla  $t_f$  en segundos.

$C_p$  = Factor de la proyección que toma en cuenta los incrementos relativos de la corriente de falla a lo largo de la vida útil de la instalación, cuando no existirán incrementos en la corriente de falla,  $C_p = 1$ .

$I_g$  = Corriente simétrica de malla (valor rms) en Amperes,

### 3.4 EFECTO DE LA ASIMETRIA. FACTOR DE DECREMENTO

La máxima corriente de malla  $I_G$  como se describio en el punto 3.3 de estas notas, es la máxima corriente asimétrica que fluye entre la malla de tierra y el terreno que la rodea.

Esta corriente incluye la corriente simétrica  $I_g$ , así como una corrección para la componente de corriente directa. Esta componente decae exponencialmente y se conoce como desplazamiento de la corriente cd.

Ya que el diseño de la red de tierra debe considerar la corriente asimétrica, debemos encontrar un factor llamado de decremento  $D_f$  el cual tomará en cuenta el efecto de desplazamiento de la componente de cd.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left[ 1 - e^{-2t_f/T_a} \right]}$$

Donde:  $t_f$  = Duración de la falla en segundos

$T_a$  = Constante de tiempo subtransitoria en segundos

$$T_a = \frac{X''}{\omega R}$$

La relación  $X''/R$  es la relación  $X/R$  en el punto de falla y para un determinado tipo de falla.

Se presenta la siguiente tabla para  $D_f$  y diferentes valores de  $X/R$  :

Decrement Factor  $D_f$  for Various  $X/R$  Ratios

Fault Duration ( $t_f$ in sec)	60 Hz Cycles	Decrement Factor $D_f$			
		$X/R = 10$	$X/R = 20$	$X/R = 30$	$X/R = 40$
.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

### 3.5. FACTOR DE DIVISION DE LA CORRIENTE DE FALLA.

Se define como:

$$S_f = \frac{I_g}{3I_o} = \frac{I_g}{I_f}$$

Donde:

$I_g$  = Corriente simétrica de malla

$I_o$  = Corriente de secuencia cero en el punto de falla

### 3.6. TIPOS DE FALLA A TIERRA.

Pueden ocurrir diferentes tipos de falla en el sistema, pe

ro desafortunadamente es difícil determinar que tipo de falla y su localización, proporcionarán el mayor flujo de corriente entre la malla de tierras y el terreno que la rodea. (Corriente  $I_G$  en las figuras 6,7,8, y 9).

En la determinación de los tipos de falla deberá considerarse la probabilidad de que ocurra la falla. Para propósitos prácticos se recomienda que la investigación sobre máximas corrientes se realice únicamente con la falla de línea a tierra (monofásica) y de dos líneas a tierra (bifásica a tierra).

Las fórmulas para calcularlas son respectivamente:

$$I_o = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_o} \qquad I_o = \frac{EX_2}{X_1(X_o + X_2) + X_2X_o}$$

Donde:

$I_o$  = Corriente rms simétrica de secuencia cero en el punto de falla

$E$  = Voltaje en el punto de falla

$X_1$  = Reactancia equivalente de secuencia positiva en el punto de falla

$X_2$  = Reactancia equivalente de secuencia negativa en el punto de falla

$X_o$  = Reactancia equivalente de secuencia cero en el punto de falla

### 3.7. EFECTO DE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.

En la mayoría de los casos, es suficiente calcular la corriente máxima de malla  $I_G$  como se describió en los párrafos anteriores, despreciando las resistencias de los elementos del sistema eléctrico, la resistencia a tierra de la malla y la impedancia de la falla. El error que se in--

produce en los cálculos es despreciable dando más margen de seguridad a la red, ya que la corriente calculada es ligeramente mayor.

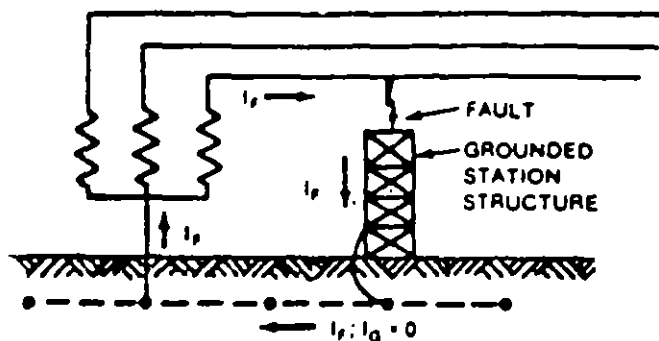


Figura 6

Falla local en la subestación  
Neutro aterrizado localmente

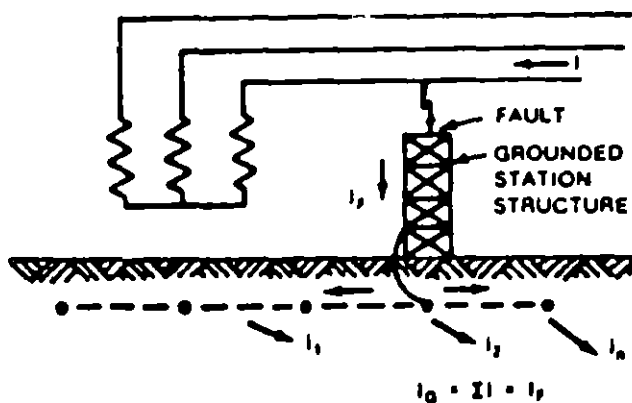


Figura 7

Falla local en la subestación  
Neutro aterrizado remotamente



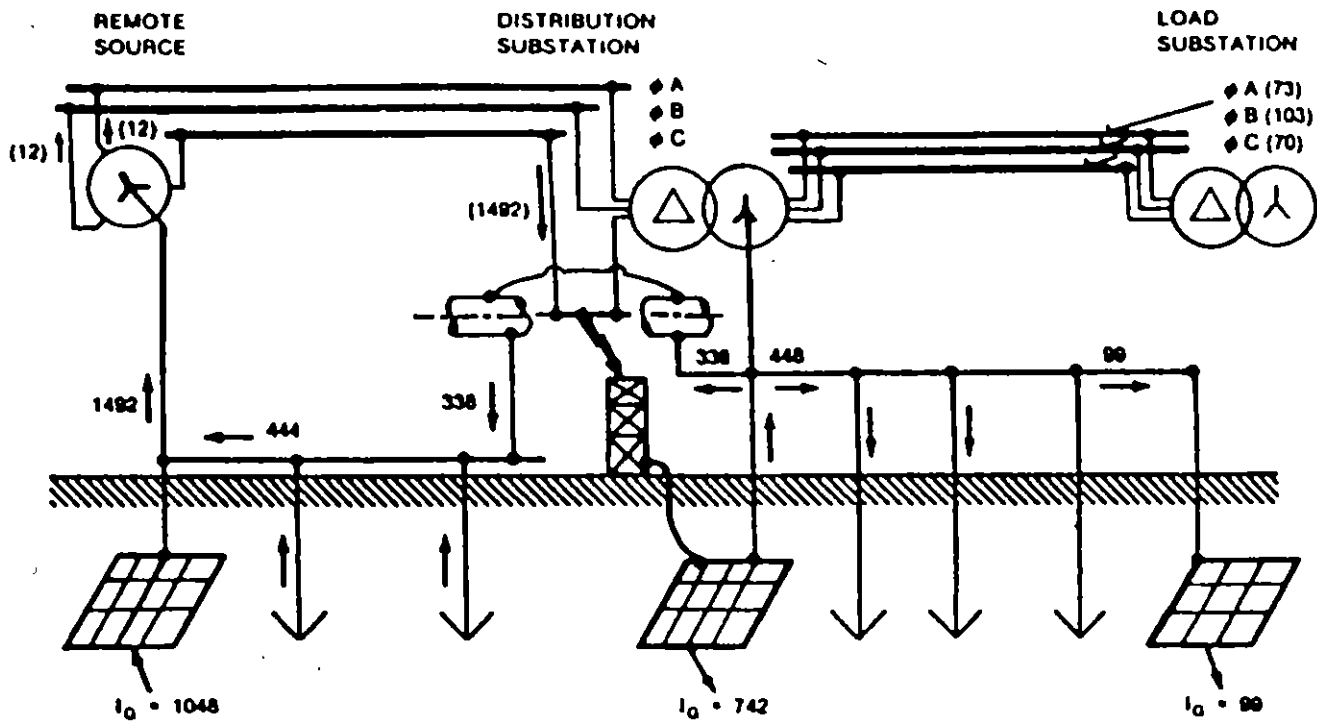


Figura 9

División de corrientes para una falla en el lado de alta tensión de una subestación de distribución

#### 4. RESISTENCIA A TIERRA.

Un sistema de tierras deberá proveer una resistencia a tierra - con valores cercanos a cero; en la práctica la elevación del potencial a tierra en el lugar de la subestación se incrementa proporcionalmente con la corriente de falla, a altas corrientes se deberá tener un valor muy bajo de resistencia a tierra del sistema.

Para subestaciones de potencia es recomendable tener valores de resistencia a tierra cercanos a 1 Ohm ó menos; mientras que en subestaciones de distribución un rango aceptable es de 1 a 5 Ohms dependiendo de las condiciones locales.

##### 4.1. CALCULOS SIMPLIFICADOS.

El valor estimado de la resistencia a tierra es uno de los primeros pasos para determinar el tamaño y el arreglo básico del sistema de tierras. A primera vista esto puede parecer difícil; el sistema de tierras todavía no está diseñado y su resistencia es desconocida.

Afortunadamente la resistencia depende en primer lugar del área ocupada por el sistema de tierras, la cual es conocida desde que se inicia el diseño.

Como primera aproximación, el valor mínimo de la resistencia a tierra en la subestación en suelo uniforme puede estimarse por medio de la fórmula de una placa metálica circular una vez que se ha determinado la resistividad del suelo.

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} \quad \dots 1$$

Donde:

$R_g$  = Resistencia a tierra en Ohms

$\rho$  = Resistividad promedio del suelo en Ohm-metro

$A$  = Area ocupada por la malla de tierra en  $m^2$

Puede obtenerse un valor límite de la resistencia agregando

un término a la fórmula anterior:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L} \quad \dots 2$$

Donde L es la longitud total de conductores enterrados de la red en m.

El segundo término reconoce el hecho de que la resistencia de cualquier sistema que consiste en un número de conductores es mucho mayor que el formado por una placa sólida, y que esta diferencia decrecerá cuando se incremente la longitud de los conductores enterrados, aproximándose a cero - cuando L sea infinita, alcanzándose la condición de placa sólida.

Las ecuaciones anteriores pueden emplearse con razonable - precisión para profundidades de la red menores a 0.25 metros.

Para profundidades entre 0.25 y 2.5 metros se requiere una corrección por profundidad:

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A}} \right) \right] \quad \dots 3$$

Donde h es la profundidad de la malla en metros.

La ecuación 1 se usará solamente cuando se requiera un valor estimado de la resistencia a tierra.

Las ecuaciones 2 y 3 son de gran ayuda para calcular la elevación de potencial a tierra para evaluar un diseño preliminar y determinar la longitud aproximada de conductores enterrados que se necesitan para el control de los voltajes de paso y de contacto.

Para una mejor estimación de la resistencia a tierra de mallas con varillas de tierra, deberá emplearse la fórmula -



de Schwarz descrita a continuación.

#### 4.2. FORMULA DE SCHWARZ.

La resistencia total de un sistema que consiste de una combinación de conductores horizontales (malla) y electrodos verticales (varillas), es menor que la resistencia de cualquiera de los componentes por separado, pero mayor que su combinación en paralelo.

La resistencia total es:

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}} \quad \dots 4$$

Donde:

$R_1$  = Resistencia de los conductores de la malla

$R_2$  = Resistencia de todas las varillas de tierra

$R_{12}$  = Resistencia mutua entre el grupo de conductores y el grupo de varillas.

Esta fórmula supone condiciones de suelo uniforme.

Sin embargo, en la práctica es común que al enterrarse la varilla, alcance capas de suelo de mayor conductividad por lo que las expresiones para  $R_2$  y  $R_{12}$  han sido modificadas.

$$R_1 = (\rho_1 / \pi l_1) (\ln(2l_1/h') + K_1 (l_1/\sqrt{A}) - K_2) \quad \dots 5$$

$$R_2 = (\rho_a / 2\pi \pi l_2) [\ln(8l_2/d_2) - 1 + 2K_1 (l_2/\sqrt{A}) (\sqrt{n} - 1)^2] \quad \dots 6$$

$$R_{12} = (\rho_a / \pi l_1) [\ln(2l_1/l_2) + K_1 (l_1/\sqrt{A}) - K_2 + 1] \quad \dots 7$$

Donde:

- $\rho_1$  = soil resistivity encountered by grid conductors buried at depth  $h$  in  $\Omega$ -m.
- $\rho_0$  = apparent soil resistivity as seen by ground rod in  $\Omega$ -m.
- $H$  = thickness of the upper layer soil in m.
- $\rho_2$  = soil resistivity from depth  $H$  downward in  $\Omega$ -m.
- $l_1$  = total length of grid conductors in m.
- $l_2$  = average length of a ground rod in m.
- $h$  = depth of grid burial in m.
- $h'$  =  $\sqrt{d_1 h}$  for conductors buried at depth  $h$ , or  $0.5 d_1$  for conductors at  $h = 0$  (on earth's surface).
- $A$  = area covered by a grid of dimensions  $a, b$  in  $m^2$ .
- $n$  = number of ground rods placed in area  $A$ .
- $K_1, K_2$  = constants related to the geometry of the system [fig 18 (a) and (b)].
- $d_1$  = diameter of grid conductors in m.
- $d_2$  = diameter of ground rods in m.
- $a$  = short-side grid length in m.
- $b$  = long-side length in m.

Las ecuaciones 5, 6 y 7 son válidas para suelos con 2 capas, con la capa superior de espesor  $H$  en la cual las varillas penetran para alcanzar la capa inferior. En tal caso, esto es para  $\rho_1 \geq \rho_2$  donde la malla está enterrada en la capa superior  $\rho_1$  pero las varillas están parte en la capa  $\rho_1$  y parte en  $\rho_2$ , el cálculo de  $R_2$  y  $R_{12}$  se realiza con una resistividad aparente  $\rho_a$  vista por las varillas de tierra igual a:

$$\rho_a = 1/2(\rho_1 \rho_2)(\rho_2 H + \rho_1(l_2 - H))$$

Para el caso más general, en que la parte superior de las varillas están a la misma profundidad de la malla:

$$\rho_a = 1/2(\rho_1 \rho_2)/(\rho_2(H-h) + \rho_1(l_2 + h - H))$$

Para suelos de resistividad uniforme:

$$\rho_2 = \rho_1$$

Si la diferencia entre  $\rho_1$  y  $\rho_2$  no es muy grande (de preferencia  $\rho_2$  no menor que  $0.2\rho_1$ ) y el espesor de la primera capa  $H$  es al menos  $0.1b$ , las ecuaciones son razonablemente precisas para la mayoría de los cálculos y además fáciles de emplear.

## 5. CALCULO DE POTENCIALES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO.

### 5.1. RANGO DE CORRIENTE TOLERABLE.

Los efectos que produce una corriente eléctrica al circular a través de partes vitales del cuerpo humano, dependen de - la duración, magnitud y frecuencia de esta corriente.

Los efectos fisiológicos más comunes que se presentan al ir incrementando la corriente eléctrica que circula por el -- cuerpo, son:

Percepción  
 Contracción muscular  
 Pérdida del conocimiento  
 Fibrilación ventricular  
 Paro respiratorio  
 Quemaduras

La consecuencia más peligrosa es la fibrilación ventricular, una condición de acción no coordinada de los ventrículos -- del corazón que da como resultado el paro inmediato de la - circulación de la sangre.

La corriente de magnitud  $I_B$  y rango de duración 0.03 a 3 se gundos que no produce fibrilación, está relacionada con la energía absorbida por el cuerpo y se describe en la siguiente ecuación:

$$( I_B )^2 t = K \quad \dots 8$$

Donde:

$I_B$  = Magnitud rms de la corriente que fluye por el -- cuerpo

$t$  = Duración del flujo de corriente

$K$  = Constante empírica relacionada con la energía to lerada por un X% de una población dada.

Estos parámetros están basados en estudios en los cuales el 99.5% de todas las personas con peso aproximado de 50 Kg - (110 libras) pueden soportar sin fibrilación ventricular, - el paso de una corriente en magnitud y duración como la de

la ecuación anterior.

Despejando  $I_B$ :

$$I_B = \frac{\sqrt{K}}{\sqrt{t}} \quad \dots 9$$

Para las condiciones anteriores (50 Kg - 99.5%) el valor de K es 0.0135, por lo que:

$$I_B = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \quad \dots 10$$

Para personas con peso aproximado de 70 Kg (155 libras) el valor de K es 0.0246 por lo que:

$$I_B = \frac{0.157}{\sqrt{t}} \quad \dots 11$$

Este valor puede considerarse típico para los cálculos, ya que la mayoría de la población tiene un peso alrededor de los 70 Kg.

Usando el valor de la corriente tolerable por el cuerpo establecida anteriormente y las constantes apropiadas del -- circuito, es posible determinar el voltaje tolerable entre dos puntos críticos de contacto.

Para el análisis del circuito equivalente se aplicará la siguiente notación:

$I_A$  = Corriente a través del circuito

$R_A$  = Resistencia efectiva total del circuito

$I_B$  = Corriente permisible por el cuerpo humano

Por condiciones de seguridad:

$$I_A < I_B$$

La resistencia  $R_A$  del circuito es función de la resistencia del cuerpo  $R_B$  y de la resistencia  $R_F$  (resistencia de la tierra debajo de cada pie).

Para el análisis del circuito, el pie humano puede representarse como un disco conductor despreciando la resistencia de contacto de los zapatos.

Las resistencias propia y mutua para dos discos metálicos de radio  $b$  separados una distancia  $d_f$  sobre la superficie de un terreno homogéneo de resistividad  $\rho$  son:

$$R_{\text{foot}} = \rho / (4b) \quad \text{y} \quad R_{M_{\text{foot}}} = \rho / (2\pi d_{\text{foot}}) \quad \dots \text{ 11a y 11b}$$

Donde:

$R_{\text{foot}}$  = Resistencia propia a tierra de cada pie en Ohms

$R_{M_{\text{foot}}}$  = Resistencia mutua entre los pies en Ohms

$b$  = Radio equivalente de un pie en m.

$d_{\text{foot}}$  = Separación de los pies en m.

La resistencia de la tierra bajo los dos pies en serie y en paralelo son:

$$R_{2F_s} = 2(R_{\text{foot}} - R_{M_{\text{foot}}}) \quad \dots \text{ 12}$$

$$R_{2F_p} = 0.5(R_{\text{foot}} + R_{M_{\text{foot}}}) \quad \dots \text{ 13}$$

Donde:

$R_{2F_s}$  = Resistencia de los dos pies en serie

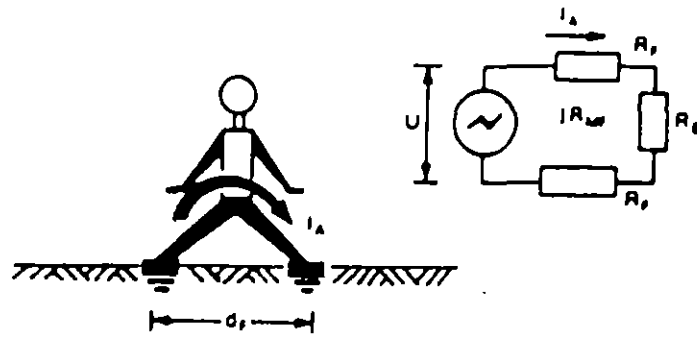
$R_{2F_p}$  = Resistencia de los dos pies en paralelo

La figura 10 define el circuito equivalente de un contacto pie a pie. El potencial  $U$  es la diferencia de potencial -- máxima entre dos puntos sobre la superficie separados por la distancia de un paso.

La resistencia del circuito equivalente para el potencial de paso es:

$$R_A = R_B + 2(R_{\text{foot}} - R_{M_{\text{foot}}})$$

El circuito equivalente para el contacto entre una mano y los dos pies se muestra en la figura 11 .



$$d_s = 1 \text{ m}$$

$$R_A = R_B + 2R_f + 2R_{wf}$$

$$I_A = U/R_A$$

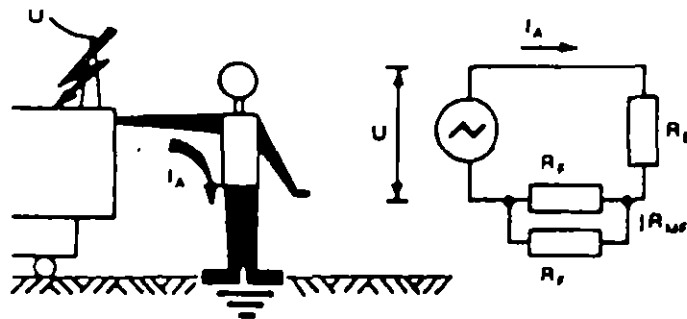
$$R_B = 1000 \Omega$$

where

$I_A$  = the current of accidental circuit  
 $R_A$  = the total resistance of accidental circuit

Figura 10

Circuito del potencial de paso



$$R_A = R_B + \frac{1}{2}(R_f + R_{wf})$$

Figura 11

Circuito del potencial de contacto

La resistencia del circuito equivalente para el potencial de contacto está dada por:

$$R_A = R_B + 0.5(R_{\text{foot}} + R_{M_{\text{foot}}})$$

Se ha seleccionado para los cálculos un radio de 0.08 m -- (3 pulgadas) para el disco que representaría a un pie, depreciando el término correspondiente a la resistencia mutua.

Con esta aproximación, las ecuaciones para las resistencias en serie y paralelo de los 2 pies se obtienen en forma numérica expresadas en términos de la resistividad  $\rho$  como:

$$R_{2F_s} = 6\rho \quad \text{y} \quad R_{2F_p} = 1.5\rho \quad \dots 14 \text{ y } 15$$

## 5.2. EFECTO DE LA CAPA DE ROCA TRITURADA EN LA SUPERFICIE DE LA SUBESTACION.

Las ecuaciones 11a y 11b fueron derivadas, basadas en la suposición de un terreno con resistividad uniforme, cuando se tiene una capa de roca triturada en la superficie de la subestación (8 a 15 cm.) se incrementa la resistencia de contacto entre el terreno y los pies del personal en la subestación.

Las ecuaciones para  $R_{\text{foot}}$  y  $R_{M_{\text{foot}}}$  serán ahora:

$$R_{\text{foot}} = \frac{\rho_1}{4b} F(X_1) \quad \dots 16$$

$$R_{M_{\text{foot}}} = \frac{\rho_1}{2\pi d_{\text{foot}}} F(X_2) \quad \dots 17$$

Donde:

$b$  y  $d_{\text{foot}}$  se definieron anteriormente y  $F(x)$  es una -- función basada en el espaciamiento entre los pies y los valores relativos de las resisti-

vidades del terreno y de la roca triturada en la superficie.

$$F(x) = 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} 0 \quad \dots 18$$

$$Q = \frac{K^n}{\sqrt{1+(2nx)^2}} \quad \dots 19$$

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} \quad \dots 20$$

Donde:

$\rho_s$  = Resistividad de la roca triturada en Ohms-metro

$\rho$  = Resistividad del terreno en Ohms-metro

$x = x_1 = h_s/b$  para  $R_{foot}$

$x = x_2 = h_s/d_{foot}$  para  $R_{Mfoot}$

$h_s$  = Espesor de la capa de roca triturada, en metros

Como la cantidad  $F(x)$  es difícil de evaluar si no se cuenta con una computadora, estos valores han sido calculados y graficados para un amplio rango de valores de  $x$  y el factor  $K$  como se muestra en la figura:

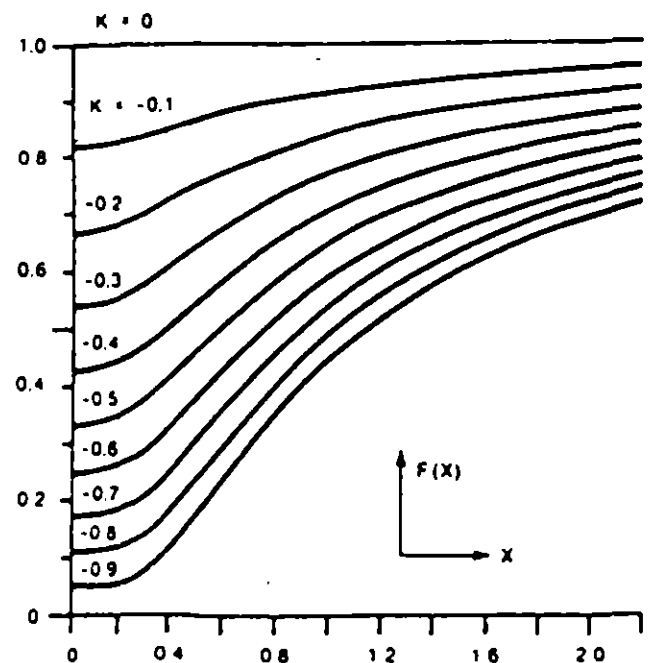


Figura 12



Para simplificar el procedimiento anterior, se desprecia la resistencia mutua y el radio equivalente  $b$  se ha considerado de 0,08 metros, encontrándose las ecuaciones para la resistencia de los 2 pies en serie y paralelo de la siguiente forma:

$$R_{2F_s} = 6.0 C_s(h_s, K) \rho_s \quad \dots 21$$

$$R_{2F_p} = 1.5 C_s(h_s, K) \rho_s \quad \dots 22$$

Donde:

$C_s$  = Factor de reducción del valor nominal de la resistividad superficial.

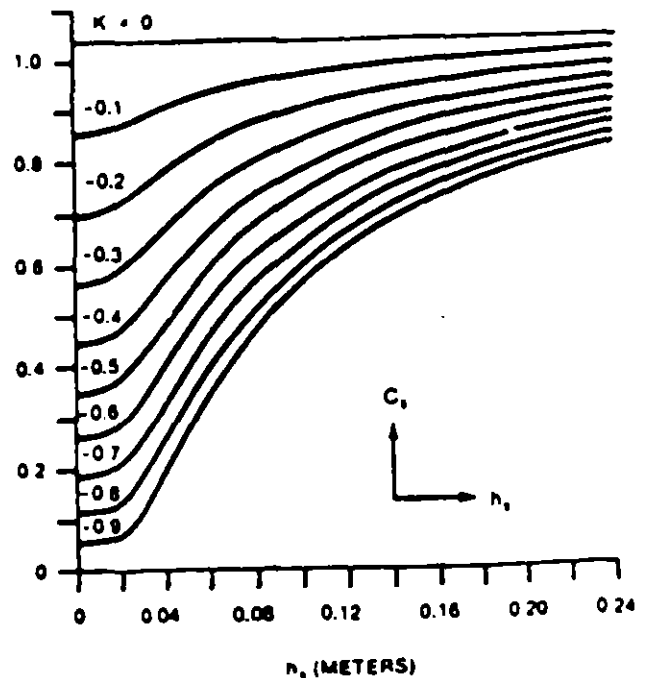
$C_s = 1$  para cuando la resistividad superficial es igual a la resistividad del terreno.

En cualquier otro caso:

$$C_s = \frac{1}{0.96} \left[ 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{1 + (2nh_s/0.08)^2}} \right] \quad \dots 23$$

Para este último caso en que  $C_s < 1$ , donde  $C_s$  es una función de  $(h_s, K)$  y el cual distingue las ecuaciones 21 y 22 de las ecuaciones 14 y 15, los valores de  $C_s$  se grafican en la siguiente figura:

Figura 13



### 5.3. POTENCIAL DE PASO TOLERABLE.

Se calcula a partir de las ecuaciones y circuito equivalente estudiados anteriormente.

$$E_{\text{paso}} = ( R_B + R_{2F_s} ) I_B$$

$$E_{\text{paso}_{50}} = ( 1000 + 6C_s(h_s, K) \rho_s ) 0.116/\sqrt{t_s} \quad \dots 24$$

$$E_{\text{paso}_{70}} = ( 1000 + 6C_s(h_s, K) \rho_s ) 0.157/\sqrt{t_s} \quad \dots 25$$

### 5.4. POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE.

Se calcula a partir de las ecuaciones y circuito equivalente estudiados anteriormente.

$$E_{\text{cont}} = ( R_B + R_{2F_p} ) I_B$$

$$E_{\text{cont}_{50}} = ( 1000 + 1.5C_s(h_s, K) \rho_s ) 0.116/\sqrt{t_s} \quad \dots 26$$

$$E_{\text{cont}_{70}} = ( 1000 + 1.5C_s(h_s, K) \rho_s ) 0.157/\sqrt{t_s} \quad \dots 27$$

Donde:

$C_s = 1$  Para cuando no existe una capa superficial en la subestación ó determinado a partir de la figura 13 cuando se tenga una capa superficial de alta resistividad y pequeño espesor.

$\rho_s =$  Resistividad del material de la superficie en Ohms-metro

$t_s =$  Duración de la corriente en segundos.

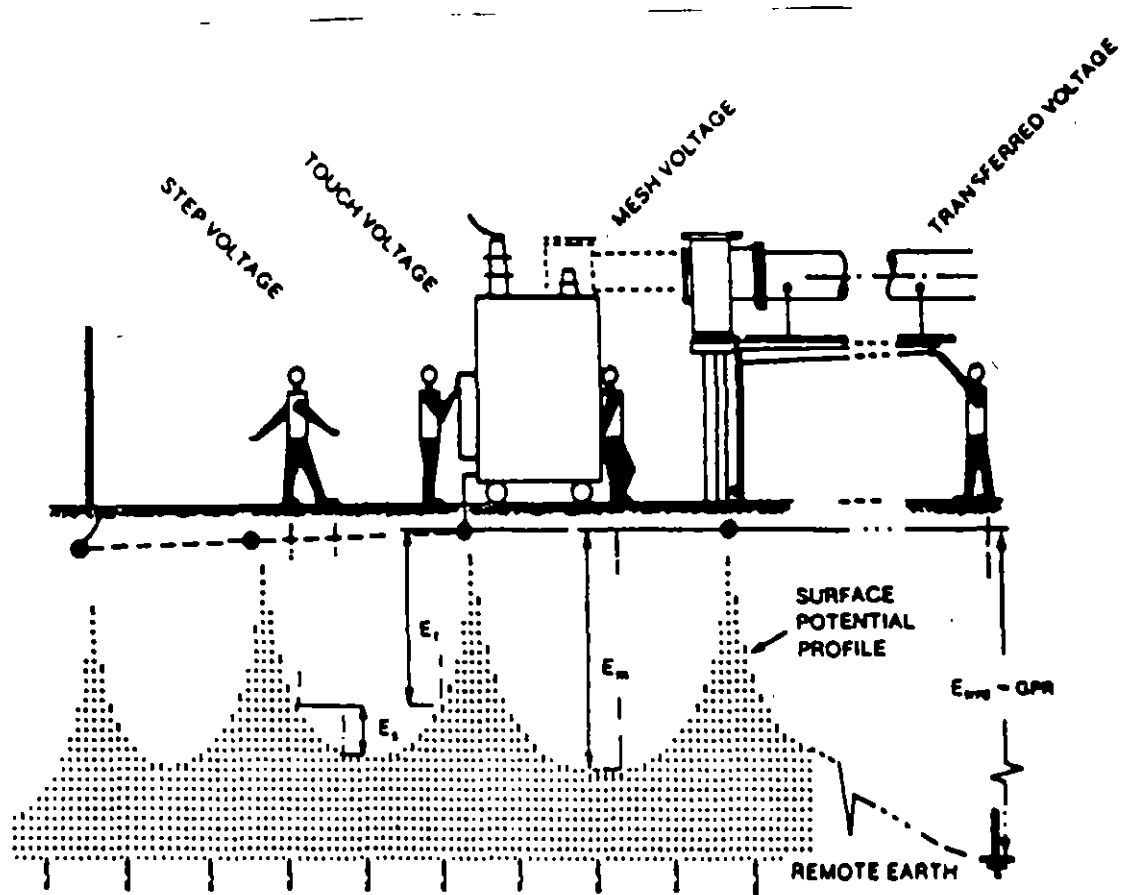


Figura 14

Situación de Potenciales

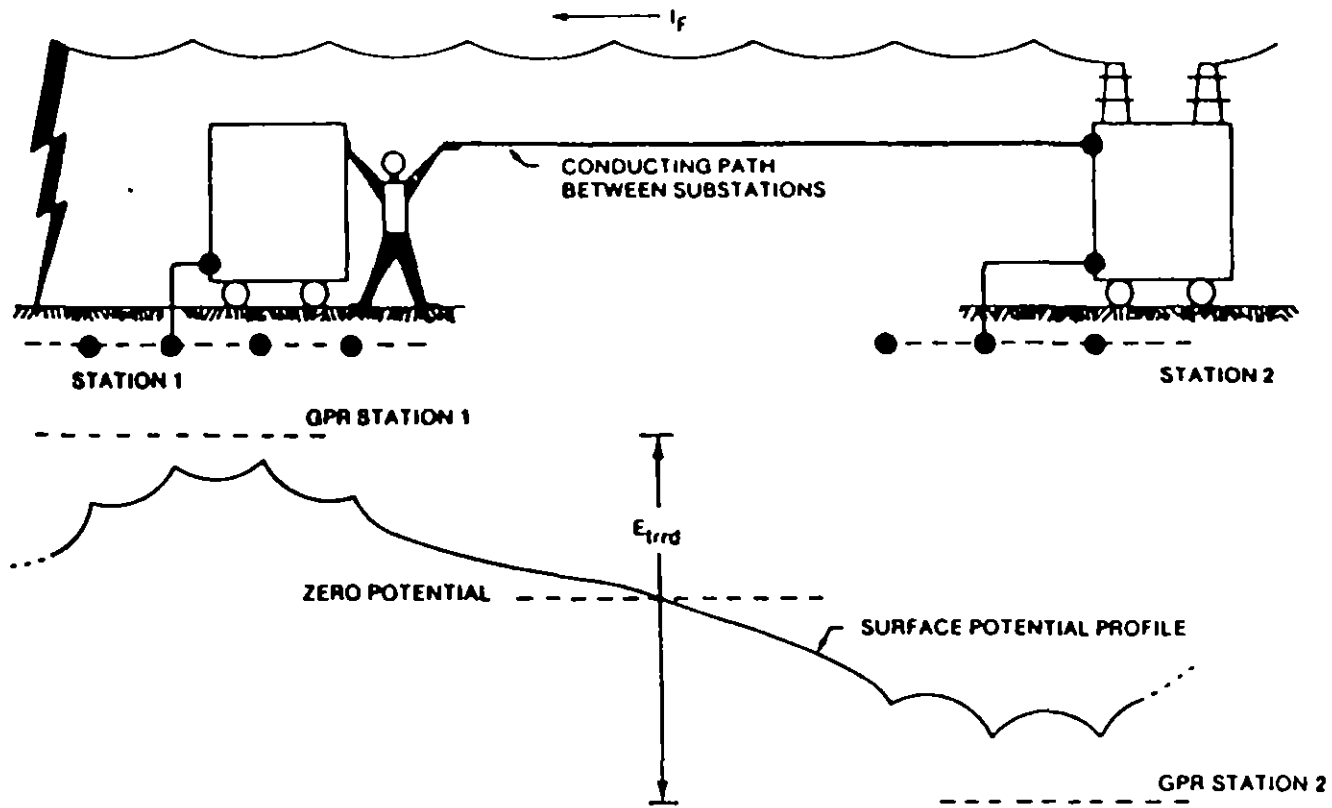


Figura 15

Situación típica de potencial transferido

Resistividad típica de materiales empleados como material de superficie en Subestaciones

Typical Resistivity of Material Used as Surface Material in Substations

No.	Description of Surface Material	Resistivity of Sample (ohm-meters)	
		Dry	Wet
1	Crusher Run Granite with Fines	$140 \times 10^6$	1,300
2	#57 Washed Granite Similar to 3/4 in. Gravel	$190 \times 10^6$	8,000
3	Clean Limestone Slightly Coarser than Number 2	$7 \times 10^6$	2,000 3,000
4	Washed Granite Similar to 3/4 in. Gravel	$2 \times 10^6$	10,000
5	Washed Granite Similar to Pcs Gravel	$40 \times 10^3$	5,000
6	Crushed Aggregate Base Granite (with fines)	--	500-1,000
7	Concrete	2,000 - 10,000	50-100
8	Concrete	1,200 - 280,000	21-63
9	Asphalt	--	10,000
10	Asphalt	$2 \times 10^6$ $30 \times 10^6$	10,000 to $6 \times 10^6$

Referencia: Practical Applications of ANSI/IEEE Std. 80-1986  
Guide for Safety  
Tutorial Course 86 EH0253-5-PWR

## 6. CALCULO DE LA SECCION DEL CONDUCTOR.

Los conductores empleados en el sistema de tierra serán capaces de soportar la máxima corriente de falla durante un tiempo determinado sin llegar a la fusión.

La ecuación que evalúa la ampacidad de cualquier conductor del cual se conocen las constantes de su material es:

$$I = A \sqrt{\left[ \frac{\text{TCAP} \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right] \ln \left[ \frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right]} \quad \dots 28$$

Donde:

- I = Corriente rms en Kiloamperes
- A = Sección transversal del conductor en mm<sup>2</sup>
- T<sub>m</sub> = Temperatura máxima permisible en °C
- T<sub>a</sub> = Temperatura ambiente en °C
- T<sub>r</sub> = Temperatura de referencia para las constantes del material en °C
- α<sub>o</sub> = Coeficiente térmico de resistividad a 0°C
- α<sub>r</sub> = Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T<sub>r</sub>
- ρ<sub>r</sub> = Resistividad del conductor a la temperatura de referencia T<sub>r</sub> en μΩ/cm<sup>3</sup>
- K<sub>o</sub> = 1/α<sub>o</sub> · δ (1/α<sub>r</sub>) - T<sub>r</sub>
- t<sub>c</sub> = Tiempo de duración del flujo de corriente en segundos
- TCAP = Factor de capacidad térmica en J/cm<sup>3</sup>/°C

Nótese que α<sub>r</sub> y ρ<sub>r</sub> están dados para la misma temperatura de referencia. Se muestran las constantes del material en la tabla No.1.

Si el tamaño del conductor está dado en Circular Mils, la ecuación se modifica a:

$$I = 5.0671 \cdot 10^{-6} A \sqrt{\left( \frac{\text{TCAP}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left( \frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right)} \quad \dots 29$$

Description	Material Conductivity (%)	$\alpha_v$ Factor 20°C	K (1/100) 0°C	Fusing Temperature °C	$\beta_v$ 20°C ( $\mu\Omega/cm$ )	TCAP Factor Effective Value (J/cm <sup>3</sup> /°C)
Standard annealed soft copper wire	100	0.00393	234	1083	1.7241	3.422
Commercial hard drawn copper wire	87	0.00381	242	1084	1.7774	3.422
Copper Clad steel core wire	40	0.00378	245	1084/13	4.397	3.846
Copper Clad steel core wire	30	0.00378	245	1084/13	5.862	46
Commercial EC aluminum wire	61	0.00403	228	657	2.862	2.556
Aluminum Alloy wire 5006	53.5	0.00363	263	660	3.2226	2.598
Aluminum Alloy wire 6201	52.5	0.00347	268	660	3.284	2.598
Aluminum Clad steel core wire	20.3	0.0036	258	660/130	8.4805	2.67
Zinc Coated steel core wire	8.5	0.0032	293	419/13	20.1	3.931
Stainless	2.1	0.0013	749	1400	72	4.032

TABLA 1  
CONSTANTES DE MATERIAL

Las ecuaciones anteriores pueden ordenarse de tal manera que se calcule el tamaño o calibre del conductor requerido en función de la corriente:

$$A_{mm^2} = I \sqrt{\frac{\frac{t_c \sigma_r \rho_r \cdot 10^4}{TCAP}}{\ln \left[ 1 + \left( \frac{T_m - T_a}{K_0 + T_a} \right) \right]}} \quad \dots 30$$

$$A_{min} = 1973.52 I \sqrt{\frac{\frac{t_c \sigma_r \rho_r \cdot 10^4}{TCAP}}{\ln \left[ 1 + \left( \frac{T_m - T_a}{K_0 + T_a} \right) \right]}} \quad \dots 31$$

La figura 16 y la tabla 2, proporcionan una referencia rápida para algunos materiales, suponiendo los siguientes parámetros de diseño:

1. Temperatura ambiente de 40 °C
2. Temperatura límite de fusión del conductor como se muestra en la tabla 1 .
3. Temperatura máxima de 450 y 250 °C para los conectores.

Fault time (S)	100% Cu Only	97% Cu Only	40 % CCS Only	30% CCS Only	97% Cu (450 C)	Temperatura (250 C)
30	38.4	38.7	57	65.8	51.4	64.5
4	14	14.2	20.8	24	18.7	23.5
1	7	7.1	10.4	12	9.3	11.8
0.5	4.9	5	7.4	8.5	6.6	8.3

Tabla 2

Tamaño mínimo de conductor (cmils/A)



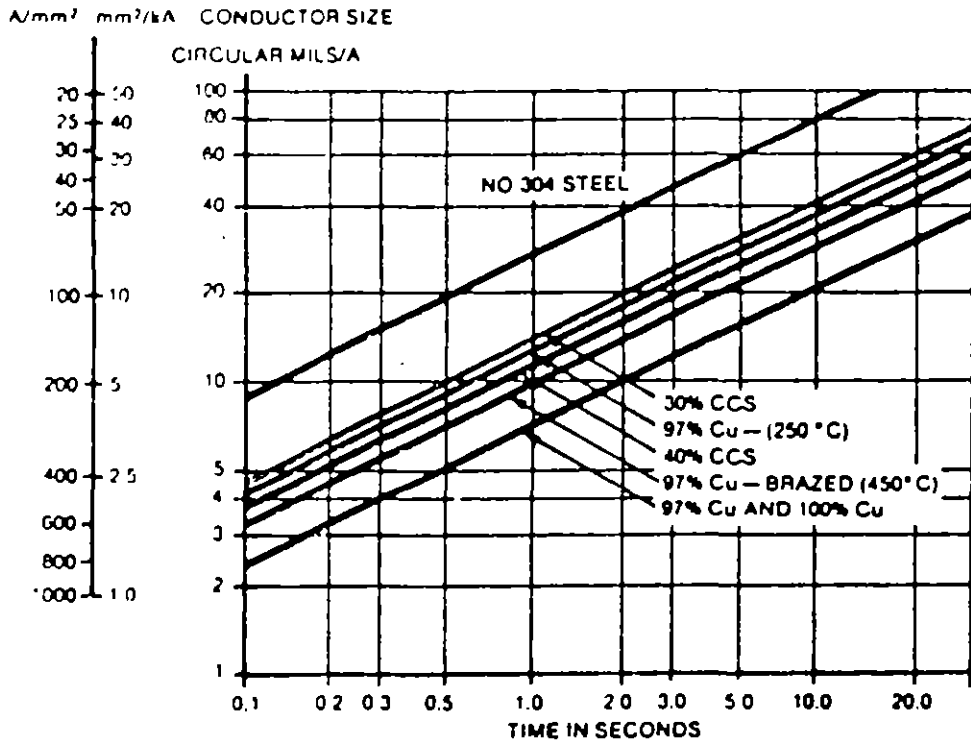


Figura 16

Nomograma para cálculo de conductores

## CALIBRE Y DIAMETRO DE CONDUCTORES

CALIBRE		DIAMETRO CONDUCTOR	
Circular Mills	A.W.G.	Pulgadas	Milímetros
1,000,000		1.152	29.26
800,000		1.031	26.18
750,000		.998	25.35
700,000		.964	24.48
600,000		.893	22.68
500,000		.813	20.65
400,000		.728	18.49
350,000		.681	17.29
300,000		.630	16.00
250,000		.575	14.60
211,600	4/0	.528	13.41
167,800	3/0	.470	11.93
133,100	2/0	.419	10.64
105,500	1/0	.373	9.47
83,690	1	.332	8.43
66,370	2	.292	7.41
52,630	3	.260	6.60
41,740	4	.232	5.89
26,240	6	.184	4.67
16,510	8	.146	3.70
10,380	10	.116	2.94
6,530	12	.0915	2.32
4,110	14	.0726	1.84

## 7. CALCULO DE POTENCIALES EN LA MALLA.

### 7.1. POTENCIAL DE CONTACTO (POTENCIAL DE MALLA).

Se calcula con la siguiente expresión:

$$E_m = \rho K_m K_i I_G / L \quad \dots 32$$

Es el producto del factor geométrico  $K_m$ , el factor de corrección  $K_i$ , la resistividad del terreno  $\rho$  y la densidad de corriente promedio por unidad de conductor enterrado  $I_G/L$ .

Cálculo del factor  $K_m$ :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd} \cdot \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

Donde:

$K_{ii} = 1$  para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro o con varillas en las esquinas de la malla o con varillas a lo largo del perímetro y por toda la malla.

$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$  para mallas sin varillas de tierra o mallas con solo algunas varillas, ninguna localizada en las esquinas ni en el perímetro.

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_0}$$

$h$  = Profundidad de la malla en metros

$h_0$  = 1 metro (profundidad de referencia de la malla)

$D$ ,  $n$  y  $d$  se definen en la tabla No. 3

Cálculo del factor  $K_i$ :

$$K_i = 0.656 + 0.172n$$

Cálculo de la longitud L:

Para mallas con varillas de tierra:

$$L = L_c + 1.15L_r$$

Donde:

$L_c$  es la longitud de conductores enterrados en la malla y  $L_r$  representa la longitud total de las varillas de tierra. El factor de multiplicación -- 1.15 toma en cuenta que la densidad de corriente es mucho mayor en las varillas cerca del perímetro que en los conductores.

Para mallas sin varillas o solamente algunas localizadas en la malla pero lejos del perímetro:

$$L = L_c + L_r$$

## 7.2 POTENCIAL DE PASO.

Se calcula con la siguiente expresión:

$$E_s = \rho K_s K_i I_G / L \quad \dots 33$$

Es el producto del factor geométrico  $K_s$ , el factor de corrección  $K_i$ , la resistividad del terreno  $\rho$  y la densidad de corriente promedio por unidad de conductor enterrado  $I_G/L$ .

Cálculo del factor  $K_s$ :

Para una profundidad  $0.25 \text{ m} < h < 2.5 \text{ m}$ .

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} \cdot \frac{1}{D \cdot h} \cdot \frac{1}{D} (1 - 0.5^{h^2}) \right]$$

Para una profundidad menor que 0.25 m.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} \cdot \frac{1}{D \cdot h} \cdot \frac{1}{D} W \right]$$

Donde:

$$W = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{3} \cdot \frac{1}{4} \dots \cdot \frac{1}{n-1}$$

o para  $n \geq 6$

$$W = \frac{1}{2(n-1)} + \ln(n-1) - 0.423$$

El uso de las diferentes ecuaciones para  $K_g$  depende de la profundidad de la malla, ya que el potencial de paso decrece rápidamente cuando se incrementa la profundidad.

### 7.3. LIMITACIONES EN EL EMPLEO DE LAS ECUACIONES.

Cuando se emplean las ecuaciones anteriores, se recomiendan los siguientes límites para mallas cuadradas o para mallas rectangulares que tengan el mismo número de conductores en ambas direcciones:

$$n \leq 25$$

$$0.25 \text{ m} \leq h \leq 2.5 \text{ m}$$

$$d < 0.25h$$

$$D > 2.5 \text{ m}$$

También para mallas rectangulares con conductores en ambas direcciones igualmente espaciados (retícula cuadrada), el valor de  $n$  para determinar los factores  $K_m$  y  $K_i$  para el cálculo de  $E_m$ , será la media geométrica del número de conductores en ambas direcciones:

$$n = \sqrt{n_A n_B}$$

El valor de  $n$  para determinar los factores  $K_s$  y  $K_i$  para el cálculo de  $E_s$ , será el máximo de  $n_A$  y  $n_B$ .

$$n = \max(n_A, n_B)$$

#### 7.4 LONGITUD MINIMA DE CONDUCTOR EN LA MALLA

Puede desarrollarse una ecuación que permita determinar de manera preliminar, la cantidad de conductor necesaria para mantener el potencial de contacto bajo límites seguros.

De las ecuaciones 26, 27 y 32:

Para  $E_m < E_{\text{cont}_{50}}$  :

$$\frac{K_m K_i \rho I_G}{L} < (1000 + 15 C(h, K) \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad \dots 34$$

Ordenando la ecuación:

$$L > \frac{K_m K_i \rho I_G \sqrt{t_s}}{(116 + 0.174 C(h, K) \rho_s)}$$

Similarmente para  $E_m < E_{\text{cont}_{70}}$  :

$$L > \frac{K_m K_i \rho I_G \sqrt{t_s}}{(157 + 0.235 C(h, K) \rho_s)} \quad \dots 35$$

## 8. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.

El diagrama de bloques de la figura 18 ilustra la secuencia para diseñar una malla de tierra. Todos los parámetros que se muestran en el diagrama se identifican en el índice presentado en la tabla No. 3 .

### Paso 1. DATOS DE CAMPO.

Area ocupada por la malla de tierra (A) y resistividad del terreno ( $\rho$ ).

El área que ocupará la malla podrá determinarse a partir del plano general del arreglo de la subestación, en el cual estarán indicados los límites y la disposición de equipos.

La resistividad del terreno podrá determinarse con alguno de los métodos indicados anteriormente o de datos promedio proporcionado por tablas.

Las pruebas de resistividad determinarán el perfil de resistividad y el modelo a utilizar (suelo uniforme o modelo de dos capas).

### Paso 2. DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR.

Cálculo de la corriente de falla, Tiempo de duración de la falla y diámetro del conductor de la malla.

El tamaño del conductor se determina con las ecuaciones 30 y 31. La corriente de falla podrá calcularse con las fórmulas descritas anteriormente y será la máxima que podrá conducir cualquier conductor en el sistema de tierra. El tiempo de duración de la falla reflejará el tiempo máximo posible para la liberación de la falla, incluido el tiempo de una protección de respaldo.

El diámetro del conductor de la malla se calculará a partir de la sección del conductor.

### Paso 3. CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO TOLERABLES.

Los voltajes de paso y de contacto tolerables se calcularán con las ecuaciones 24, 25, 26 y 27 descritas anteriormente.

La selección del tiempo  $t_s$  está basado en el criterio --

del ingeniero de diseño apoyado en la norma.

#### Paso 4. DISEÑO INICIAL DE LA MALLA.

El diseño preliminar de la malla deberá incluir un conductor rodeando el área completa de la subestación, además de conductores cruzados en dos direcciones formando una retícula para permitir la conexión a tierra de los diferentes equipos.

El espaciamiento entre conductores y la localización de varillas de tierra deberá basarse en la corriente  $I_G$  y en el área a proteger con la malla.

#### Paso 5. RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.

Puede determinarse un valor preliminar de la resistencia con las ecuaciones indicadas en el punto 3 de estas notas.

Para el diseño final pueden encontrarse estimaciones más precisas de esta resistencia, especialmente cuando se usan varillas para alcanzar capas de mayor conductividad en el subsuelo. Para esta aplicación se utilizarán las ecuaciones para incluir el efecto de dos diferentes resistividades en el cálculo de la resistencia de la red y del grupo de varillas.

#### Paso 6. CORRIENTE DE MALLA.

La corriente  $I_G$  se determina por las ecuaciones estudiadas anteriormente. Para evitar un sobredimensionamiento del sistema de tierra, deberá usarse en el diseño de la malla solamente aquella parte de la corriente total de falla  $3I_0$  que fluye de la malla hacia el terreno (y que contribuye a los voltajes de paso y de malla, y a la elevación de potencial de la malla).

La corriente  $I_G$  deberá reflejar la peor condición de falla (tipo y localización), el factor de decremento y cualquier expansión futura del sistema eléctrico.

#### Paso 7. COMPARACION DE POTENCIALES.

Si la máxima elevación de potencial de la malla del di-



seño preliminar está por debajo del valor del voltaje de contacto tolerable, ya no es necesario realizar más cálculos, únicamente se agregarán si se requieren, conductores adicionales para puesta a tierra de equipos.

**Paso 8. CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO EN LA MALLA.**

Los potenciales de paso y de contacto en la malla, se calcularán con las ecuaciones descritas en los párrafos correspondientes.

**Paso 9. COMPARACION DEL POTENCIAL DE CONTACTO EN LA MALLA, CON EL POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE.**

En este paso se compararán el potencial de contacto en la malla llamado también potencial de malla, con el potencial de contacto tolerable calculado en el paso 3. Si el potencial de malla es menor que el potencial de contacto tolerable, el diseño puede completarse (ver paso 10) y si no, tendrá que modificarse el diseño preliminar (ver paso 11).

**Paso 10.** Si los voltajes de paso y de contacto en la malla son menores a los voltajes tolerables, el diseño necesitará solamente de conductores adicionales para puesta a tierra de equipos, si no, tendrá que revisarse el diseño preliminar.

**Paso 11.** Si se exceden los límites de los potenciales tolerables, se requerirá de una revisión en el diseño de la malla. Esta revisión incluirá espaciamientos más pequeños entre conductores, varillas de tierra adicionales, etc.

**Paso 12. DETALLES EN EL DISEÑO.**

Después de satisfacer los requerimientos para cumplir con los voltajes tolerables, deberá revisarse el diseño final para incluir conductores que hagan falta cerca de los equipos que se van a conectar a tierra, o adicionar varillas en las bases de los apartarrayos o en los neutros de transformadores, etc.

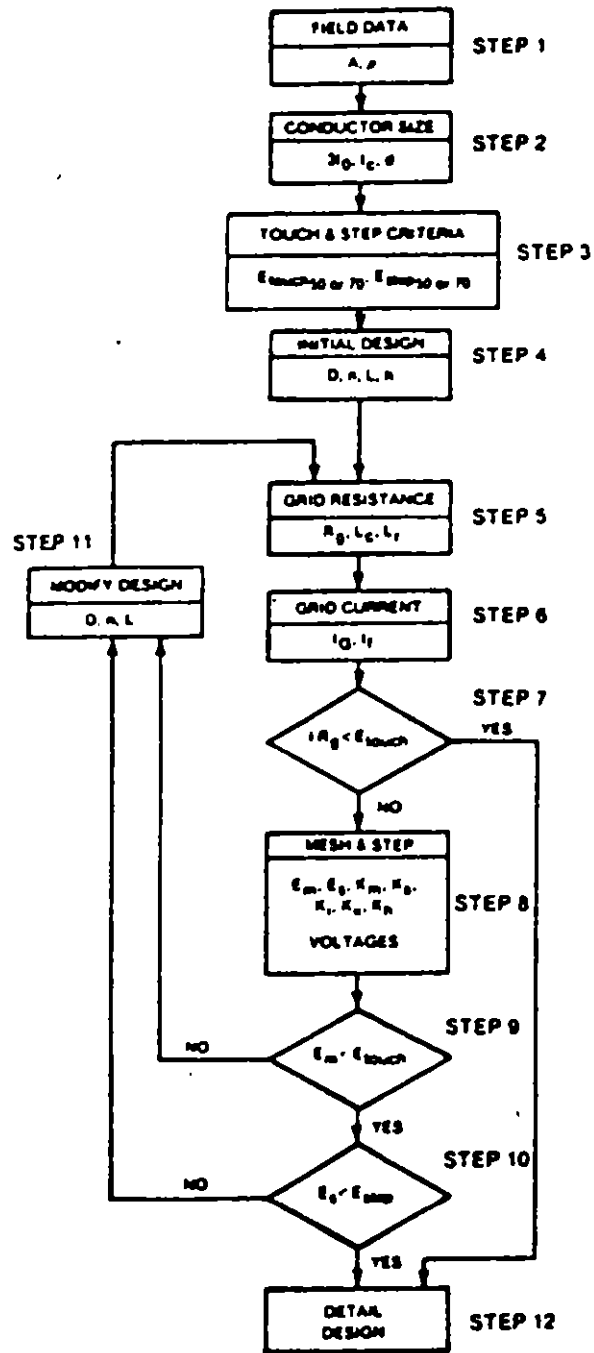


Figura 18

Diagrama de bloques  
Procedimiento de diseño

Symbol	Description
$I_{fg}$	Symmetrical fault in substation for conductor sizing in A.
$I_g$	Maximum grid current that flows between ground grid and surrounding earth (including de offset) in A.
$\rho$	Soil resistivity in $\Omega$ -m.
$\rho_s$	Surface layer resistivity in $\Omega$ -m.
$k_s$	Surface layer thickness.
$C_p$	Current projection factor for future system growth.
$C_s$	Surface layer resistivity derating factor.
$t_s$	Duration of fault current for sizing ground conductors in s.
$t_f$	Duration of fault current for determining decrement factor in s.
$t_a$	Duration of shock for determining allowable body current in s.
$h$	Depth of ground grid conductors in m.
$d$	Diameter of grid conductor in m.
$A$	Total area enclosed by ground grid in $m^2$ .
$D$	Spacing between parallel conductors in m.
$D_f$	Decrement factor for determining $I_g$ .
$n$	Number of parallel conductors in one direction
$K_m$	Spacing factor for mesh voltage, simplified method.
$K_s$	Spacing factor for step voltage, simplified method.
$K_c$	Correct factor for grid geometry, simplified method.
$K_{11}$	Corrective weighting factor that adjust the effects of inner conductors on the corner mesh, simplified method.
$K_a$	Corrective weighting factor that emphasizes the effect of grid depth, simplified method.
$L$	Total length of grounding system conductor, including grid and ground rods in m.
$R_g$	Resistance of ground system in $\Omega$ .
$E_m$	Mesh voltage at the center of the corner mesh for simplified method in V.
$E_s$	Step voltage between a point above the outer corner of grid and a point 1m diagonally outside the grid for simplified method in V.
$E_{touch 50}$	Tolerable touch voltage for human with 50 Kg body weight in V.
$E_{touch 70}$	Tolerable touch voltage for human with 70 Kg body weight in V.
$E_{step 50}$	Tolerable step voltage for human with 50 Kg body weight in V.
$E_{step 70}$	Tolerable step voltage for human with 70 Kg body weight in V.

Table 3

**BIBLIOGRAFIA**

1. ANSI/IEEE Std. 80-1986  
IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding
2. ANSI/IEEE Std. 142-1982  
IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems
3. Tutorial Course 86 EH0253-5-PWR  
Practical Applications of ANSI/IEEE Std. 80-1986  
Guide for Safety



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

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS  
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS INTERNACIONAL**

**MODULO IV: INSTALACIONES PARA LA INDUSTRIA**

**PRINCIPALES FUNCIONES DEL SISTEMAS DE TIERRAS**

**Presentado por : ING. ARTURO MORALES COLLANTES**

**1996**

## **FUNCIONES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE TIERRA:**

- 1.- Proveer un medio seguro para proteger al personal en la proximidad de sistemas o equipos conectados a tierra, de los peligros de una descarga eléctrica bajo condiciones de falla.
- 2.- Proveer un medio para disipar las corrientes eléctricas a tierra, sin que se excedan los límites de operación de los equipos.
- 3.- Proveer una conexión a tierra para el punto neutro de los equipos que así lo requieran (transformadores, reactores, etc.).
- 4.- Proveer un medio de descarga y desenergización de equipos antes de proceder a tareas de mantenimiento.
- 5.- Facilitar mediante la operación de relevadores y otros dispositivos de protección, la eliminación de fallas a tierra en el sistema.

## **COMPONENTES BASICOS DE UN SISTEMA DE TIERRA.**

El sistema de tierra de una subestación se integra con los siguientes elementos:

Conductores

Varillas o electrodos de tierra

Conectores o juntas

### **Conductores**

Sirven para formar el sistema de tierra y para la conexión a tierra de los equipos

Los conductores empleados en los sistemas de tierra son generalmente cables concéntricos formados por varios hilos y los materiales empleados en su fabricación son: el cobre, cobre

estañado, copperweld (acero recubierto con cobre), acero, acero inoxidable, acero galvanizado o aluminio.

El factor principal en la selección del material es la característica de resistencia a la corrosión que presenta al estar enterrado.

El cobre es la selección más común para los conductores, ya que es económico y tiene buena conductividad, además de ser resistente a la corrosión y a la fusión.

**Varillas o electrodos de tierra.**

Estos elementos se clavan en el terreno y sirven para encontrar zonas más húmedas y por lo tanto con menor resistividad eléctrica en el subsuelo.

Los materiales empleados en la fabricación de varillas o electrodos de tierra son generalmente el acero, acero galvanizado, acero inoxidable y copperweld.

Como en los conductores, la selección del material dependerá de las características de resistencia a la corrosión que presenten al estar enterrados.

El copperweld es el material más empleado en las varillas de tierra ya que combinan las ventajas del cobre con la alta resistencia mecánica del acero, tiene buena conductividad, resistencia a la corrosión y buena resistencia mecánica para ser clavada en el terreno.

**Conectores o juntas.**

Son los elementos que nos sirven para unir los conductores del sistema de tierra, para conectar las varillas a los conductores y para la conexión de los equipos, a través de los conductores al

sistema de tierra.

Los conectores utilizados en los sistemas de tierra son generalmente de dos tipos:

- a) Conectores a presión
- b) Conectores soldables

Los conectores a presión son todos aquellos que mediante presión mantienen en contacto a los conductores.

En este tipo están comprendidos los conectores atornillados y los de compresión.

Los conectores a presión deberán diseñarse para una temperatura máxima de 250 a 350 grados C.

Los conectores soldables son aquellos que mediante una reacción química exotérmica, los conductores y el conector se sueldan en una conexión molecular. Este tipo de conector, por su naturaleza, soporta la misma temperatura de fusión del conductor.

Los conectores deberán seleccionarse con el mismo criterio con que se seleccionan los conductores, además tendrán las siguientes propiedades:

- a) Tener dimensiones adecuadas para absorber el calentamiento que se produce al circular por él corrientes elevadas. (Resistente a la fusión).
- b) Tener suficientemente asegurados a los conductores para soportar los esfuerzos electrodinámicos originados por las fallas, además de no permitir que el conductor se mueva dentro de él.

#### CARACTERISTICAS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE TIERRA.

Cada elemento del sistema de tierra deberá tener las siguientes



características:

- a) Resistencia a la corrosión. Para retardar su deterioro en el ambiente donde se localice.
- b) Conductividad eléctrica. De tal manera que no contribuya sustancialmente con diferencias de potencial en el sistema de tierra.
- c) Capacidad de conducción de corriente. Suficiente para soportar los esfuerzos térmicos durante las condiciones más adversas impuestas por la magnitud y duración de las corrientes de falla.
- d) Resistencia mecánica. De tal manera que soporte esfuerzos electromecánicos y daño físico.

#### DISPOSICIONES BASICAS DE LAS REDES DE TIERRA.

Se han considerado básicamente tres sistemas:

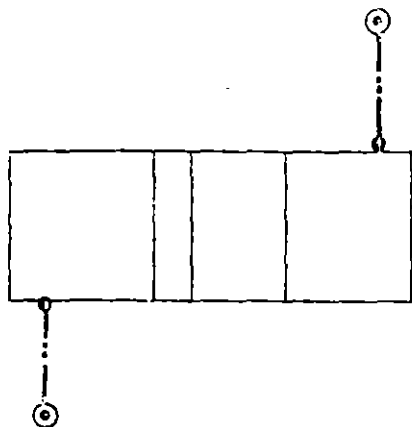
- a) Sistema radial.

Este sistema consiste en uno o varios electrodos de tierra a los cuales se conecta la derivación de cada uno de los equipos. El sistema radial es el menos seguro, ya que al producirse una falla en el equipo, se producen elevados gradientes de potencial.

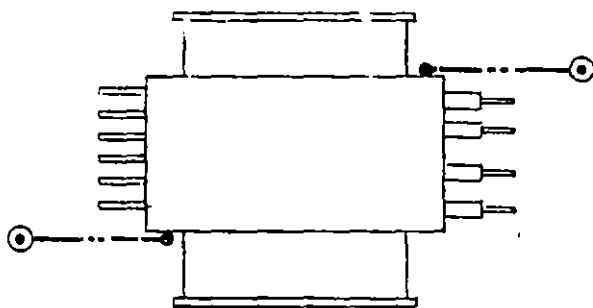
#### Simbología :

- CONDUCTOR DE TIERRA.
- ⊙ VARILLA DE TIERRA
- CONECTOR

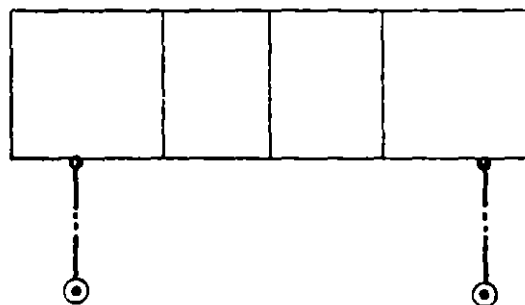
S I S T E M A      R A D I A L



SUBESTACION



TRANSFORMADOR



TABLERO

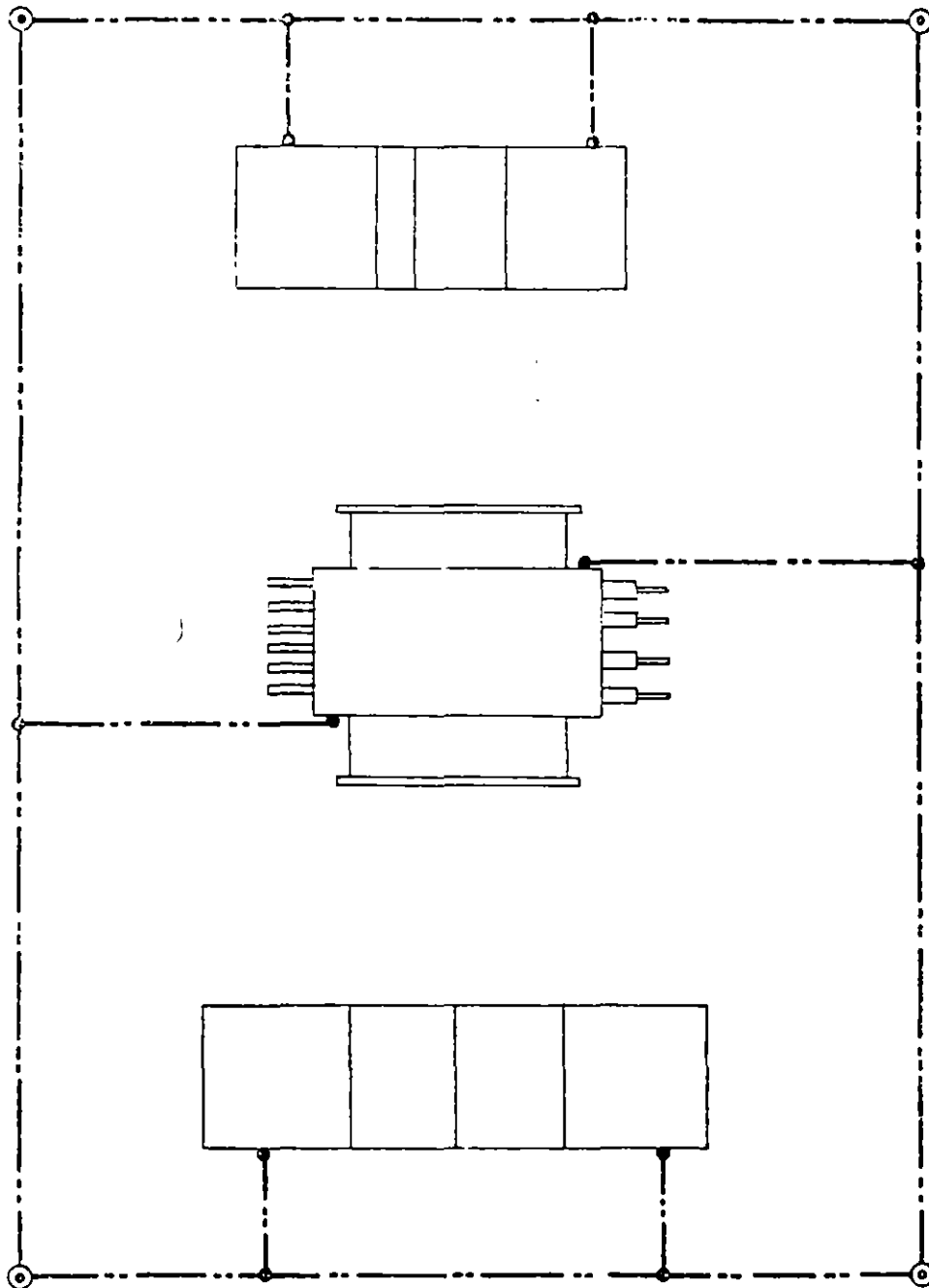
b) Sistema en anillo.

El sistema en anillo se obtiene colocando en forma de anillo un conductor de suficiente calibre alrededor de la superficie ocupada por los equipos de la subestación. Al anillo se conectan las derivaciones de cada uno de los equipos usando un conductor de calibre más delgado. En los vértices del anillo se instalan varillas o electrodos de tierra. Este sistema es más eficiente que el sistema radial, ya que los potenciales disminuyen al disiparse la corriente de falla por varias trayectorias en paralelo.

Simbología

—...—	CONDUCTOR DE TIERRA
⊙	VARILLA DE TIERRA
•	CONECTOR

S I S T E M A   E N   A N I L L O



c) Sistema de malla.

El sistema de malla es el más usado actualmente en las subestaciones eléctricas.

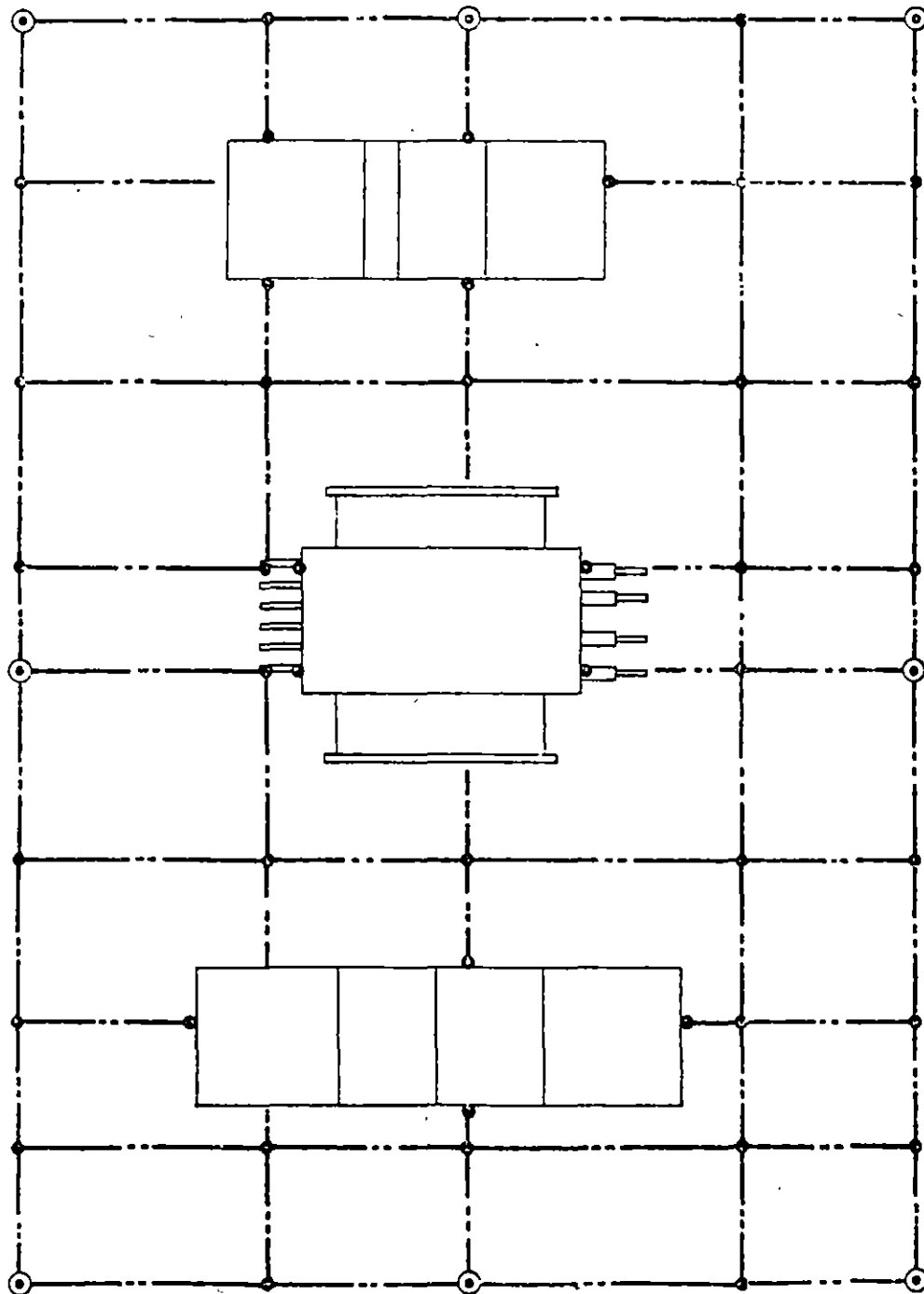
Consiste, como su nombre lo indica, en un arreglo de conductores perpendiculares formando una malla o retícula, a la cual se conectan las derivaciones de cada uno de los equipos.

En el perímetro de la malla generalmente se colocan varillas o electrodos de tierra. Este sistema es el más eficiente ya que se limitan los potenciales originados por la circulación de la corriente de falla.

Simbología

—...—	CONDUCTOR DE TIERRA
⊙	VARILLA DE TIERRA
•	CONECTOR

S I S T E M A   D E   M A L L A



## RED DE TIERRA

### OBJETIVO:

VERIFICAR QUE LOS POTENCIALES DE CONTACTO Y DE PASO EN LA RED DE TIERRA DE LA SUBESTACION NO EXEDAN LOS VALORES LIMITE DE LOS POTENCIALES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO.

VERIFICAR TAMBIEN QUE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA RED SE ENCUENTRA DENTRO DEL RANGO DE VALORES RECOMENDADOS POR LAS NORMAS.

### PROCEDIMIENTO DE CALCULO:

ESTA BASADO EN LA NORMA IEEE std. 80-1986

### REFERENCIAS:

- a) PLANO DE LA SUBESTACION CON ARREGLO DE EQUIPOS
- b) DIAGRAMA UNIFILAR
- c) MEMORIA DE CALCULO DE CORTO CIRCUITO TRIFASICO Y MONOFASICO  
(POR COMPONENTES SIMETRICAS)

### RECOMENDACION

- 1) LA RED DE TIERRA SE PROLONGARA 1.5 m. , POR LADO, FUERA DEL AREA OCUPADA POR LA SUBESTACION.
- 2) SE DEBERA CONSIDERAR LA SITUACION MAS CRITICA.

### DATOS PARA EL CALCULO

Corriente de falla monofásica	$I_m$
Corriente de diseño	$I_d$
Longitud de la subestación	$L_s$
Ancho de la subestación	$A_s$
Resistividad del terreno	$\rho$
Resistividad superficial	$\rho_s$
Profundidad de enterramiento de la red	$h$
Espesor de la capa del piso	$h_p$

Longitud de la red	$L_b$
Ancho de la red	$A_b$
Tiempo de duración de la falla	$t_f$
Relación X/R en el bus de falla	X/R
Longitud de las varillas de tierra	$L_r$
Diametro de las varillas de tierra	$d$

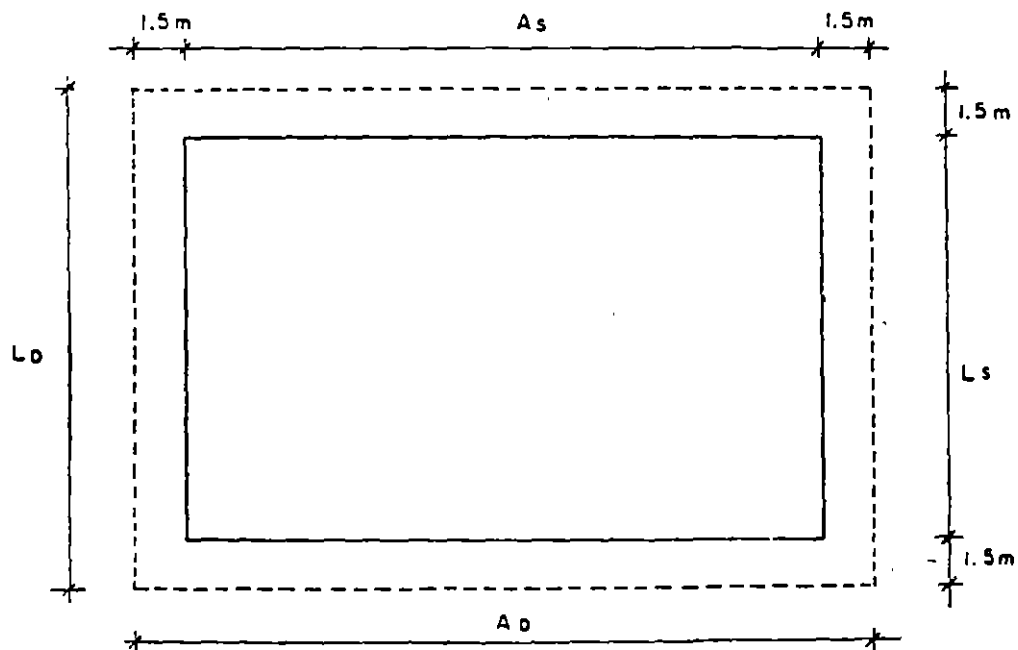
#### PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

##### Paso 1. DATOS DE CAMPO

- a) Area ocupada por la malla del sistema de tierra.

El área que ocupará la malla podrá determinarse a partir del plano general de arreglo de equipos de la subestación.

En este plano estarán indicados los límites y la ubicación de los equipos. La malla del sistema de tierra debera tener 1.5 m. más por cada lado de las dimensiones de la subestación.





Area de la malla

$$S_b = L_b \times A_b$$

#### b) Resistividad del terreno

La resistividad eléctrica o resistencia específica del suelo, es la resistencia de un volumen que tenga un área con sección transversal y longitud unitarias.

La resistividad del terreno podrá determinarse con alguno de los métodos indicados en el libro o de datos promedio proporcionado por tablas.

Las pruebas de resistividad determinarán el perfil de resistividad y el modelo del suelo a utilizar.

Del método de 3 puntos tenemos:

$$\rho = \frac{2 R \pi L}{\ln \frac{2943 L}{d}}$$

En donde:

R = Resistencia medida (  $\Omega$  )

$\rho$  = Resistividad del terreno (  $\Omega$ -m )

L = Longitud del electrodo ( m )

d = Diametro del electrodo ( m )

#### Paso 2. DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR

##### 2.1 Cálculo de la corriente de falla

La corriente de falla podrá calcularse con las formulas del libro y sera la máxima que los conductores puedan conducir en la malla de tierra.

$$I_G = C_p D_f I_m$$

En donde:

$I_0$  = Corriente máxima de malla en amperes

$D_f$  = Factor de decremento para un tiempo de duración  $t_f$  en segundos.

$C_p$  = Factor de la proyección que toma en cuenta los incrementos relativos de la corriente de falla a lo largo de la vida útil de la instalación, cuando no existirán incrementos en la corriente de falla,  $C_p = 1$ .

$I_m$  = Corriente de falla monofásica simétrica de malla (valor rms) en amperes.

Ya que el diseño de la red de tierra debe considerar la corriente asimétrica, debemos encontrar un factor llamado de decremento  $D_f$  el cual tomará en cuenta el efecto de desplazamiento de la componente de corriente directa.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} [1 - e^{-2t_f/T_a}]}$$

Donde:

$t_f$  = Duración de la falla en segundos

$T_a$  = Constante de tiempo subtransitoria en segundos

$$T_a = \frac{X''}{\omega R}$$

La relación  $X''/R$  es la relación  $X/R$  en el punto de falla y para un determinado tipo de falla.

2.2 El tiempo de duración de la falla reflejará el tiempo máximo posible para la liberación de la falla, incluido el de operación de una protección de respaldo

La norma recomienda  $t_f = 30$  ciclos = 0.5 segundos.

### 2.3 Sección del conductor

$$A \text{ mm}^2 = I \sqrt{\frac{t_f \alpha_r \rho_r 10^4}{\text{TCAP} \cdot \ln \left[ 1 + \left( \frac{T_m - T_a}{K_0 + T_a} \right) \right]}}$$

Donde:

I = Corriente rms en Kiloamperes

A = Sección transversal del conductor en  $\text{mm}^2$

$T_m$  = Temperatura máxima permisible en grados centigrados

$T_a$  = Temperatura ambiente en grados centigrados

$T_r$  = Temperatura de referencia para las constantes del material en grados centigrados

$\alpha_0$  = Coeficiente térmico de resistividad a  $0^\circ \text{C}$

$\alpha_r$  = Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia  $T_r$

$\rho_r$  = Resistividad de conductor a la temperatura de referencia  $T_r$  en  $\mu\Omega\text{-cm}$ .

$K_0$  =  $1/\alpha_0$ , ó  $(1/\alpha_r) - T_r$

$t_f$  = Tiempo de duración del flujo de corriente en seg.

TCAP = Factor de capacidad térmica en  $\text{J/cm}^3/^\circ\text{C}$

Paso 3 CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO TOLERABLES.

POTENCIAL DE PASO TOLERABLE.

$$E_{p70} = (1000 + 6 C_s (h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_s}$$

POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE.

$$E_{c70} = (1000 + 1.5 C_s (h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_s}$$

Donde:

$C_s = 1$  Para cuando no existe la capa superficial en la subestación ó determinado a partir de curvas.

$\rho_s =$  Resistividad del material de la superficie en  $\Omega\text{-m}$

$t_f =$  Duración de la corriente en segundos

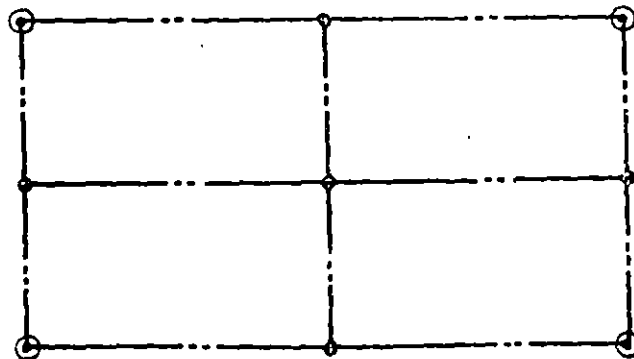
La selección del tiempo  $t_f$  estará basado en el criterio del ingeniero de diseño de acuerdo con lo establecido en el estudio de coordinación de protecciones.

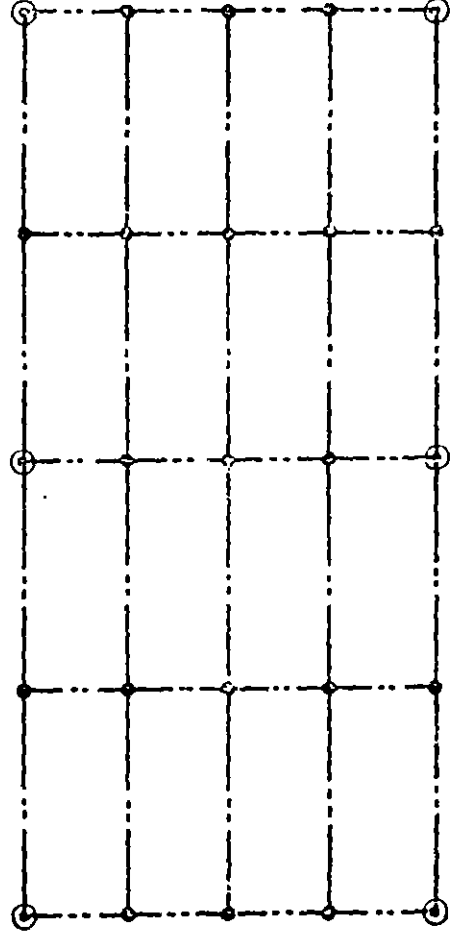
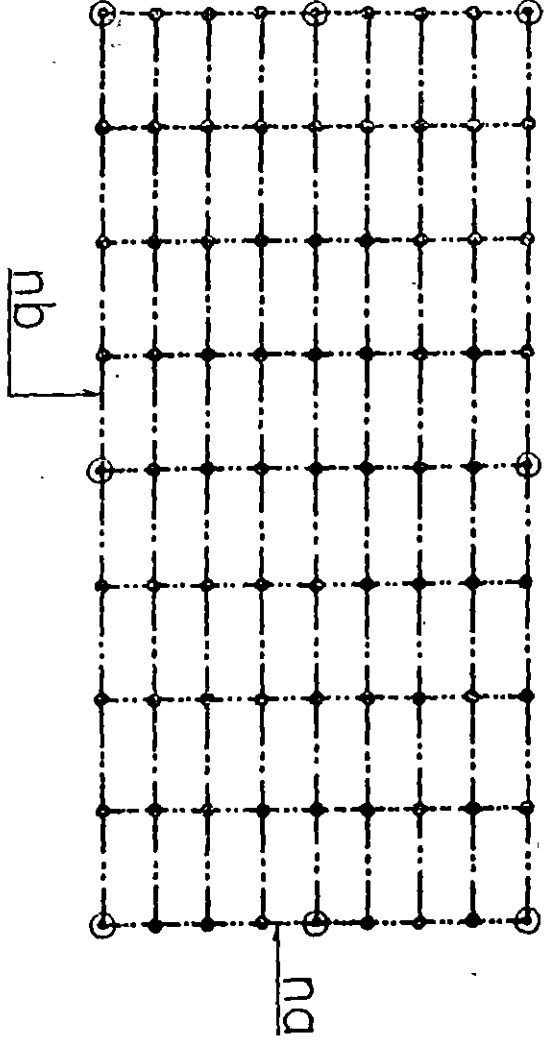
#### Paso 4 DISEÑO INICIAL DE LA MALLA

El diseño preliminar de la malla deberá incluir un conductor rodeando el área completa de la subestación.

Se localizarán conductores cruzados en dos direcciones formando una reticula para permitir la conexión a tierra de los diferentes equipos.

El espaciamiento entre estos conductores y la localización de varillas de tierra, deberá basarse en la corriente  $I_g$  y en el área a proteger por la malla.





### Paso 5 RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.

Puede determinarse un valor preliminar de resistencia de la malla, con la siguiente ecuación:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}}$$

Donde:

$R_g$  = Resistencia a tierra en Ohms

$\rho$  = Resistividad promedio el suelo en Ohms-metro

$A$  = Area ocupada por la malla de tierra en  $m^2$

Puede obtenerse un valor limite de la resistencia agregando un término a la fórmula anterior:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L}$$

Donde  $L$  es la longitud total de conductores enterrados de la red en m.

Para profundidades entre 0.25 y 2.5 metros se requiere una corrección por profundidad:

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A}} \right) \right]$$

Donde  $h$  es la profundidad de la malla en metros.

Para el diseño final, puede encontrarse estimaciones más precisas de la resistencia, especialmente cuando en los cálculos se emplea la resistencia de las varillas

Para esta aplicación se utilizarán las ecuaciones que incluyen el efecto que produce el tener dos diferentes resistividades en el terreno.

FORMULA DE SCHWARS

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}}$$

Donde:

$R_1$  = Resistencia de los conductores de la malla

$R_2$  = Resistencia de todas las varillas de tierra

$R_{12}$  = Resistencia mutua entre el grupo de conductores y el grupo de varillas

Esta fórmula supone condiciones de suelo uniforme.

Sin embargo, en la práctica es común que al enterrarse la varilla, alcance capas de suelo de mayor conductividad por lo que las expresiones para  $R_1$  y  $R_{12}$  han sido modificadas.

$$R_1 = ( \rho_1 / \pi l_1 ) ( \ln ( 2 l_1 / h' ) + K_1 ( l_1 / \sqrt{A} ) - K_2 )$$

$$R_2 = ( \rho_a / 2\pi l_2 ) [ \ln(8l_2/d_2) - 1 + 2K_1 ( l_2 / \sqrt{A} ) ( \sqrt{n} - 1 )^2 ]$$

$$R_{12} = ( \rho_a / \pi l_1 ) [ \ln(2l_1/l_2) + K_1( l_1 / \sqrt{A} ) - K_2 + 1 ]$$

Donde:

$\rho_1$  = Resistividad del terreno a una profundidad h de los conductores, en Ohm-metro

$\rho_a$  = Resistividad aparente del terreno vista por la varilla de tierra, en Ohm-metro

H = Espesor de la capa superior del terreno, en metros

$\rho_2$  = Resistividad del terreno desde la profundidad de H hacia abajo, en Ohm-metro.

$l_1$  = Longitud total de conductores de la red, en metros

- $l_2$  = Longitud promedio de la varilla de tierra, en metros.  
 $h$  = Profundidad de enterramiento de la red, en metros  
 $h'$  = Coeficiente de la profundidad de enterramiento  
 $h'$  =  $\sqrt{d_1 h}$  Para conductores enterrados a la profundidad  $h$   
 $h_1$  =  $0.5 d_1$  Para conductores localizados a  $h = 0$  (en la superficie)  
 $A$  = Área cubierta por la red de dimensiones  $a \times b$  en metros  
 $n$  =  $N^\circ$  de varillas de tierra localizadas en el área  $A$   
 $K_1, K_2$  = Constantes relacionadas con la geometría del sistema  
 $d_1$  = Diámetro del conductor de la red, en metros  
 $d_2$  = Diámetro de las varillas de tierra, en metros  
 $a$  = Ancho de la red, en metros  
 $b$  = Largo de la red, en metros

RESISTIVIDAD APARENTE VISTA POR UNA VARILLA DE TIERRA EN UN MODELO DE 2 CAPAS.

$$\rho_a = l_2 (\rho_1 \rho_2) / (\rho_2 (H - h) + \rho_1 (l_2 + h - H))$$

Paso 6 CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO EN LA MALLA.

Los potenciales de paso y de contacto en la malla, se calculan con las siguientes ecuaciones.

POTENCIAL DE CONTACTO

$$E_m = \rho K_m K_i I_0 / L$$

Donde:

$K_m$  = Factor geométrico.

$K_i$  = Factor de corrección.

$\rho$  = Resistividad del terreno



$I_o$  = Corriente de falla de malla

$L$  = Longitud de conductor enterrado

Cálculo del factor  $K_m$ :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8}{n(2n-1)} \right]$$

Donde:

$K_{ii} = 1$  Para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro o con varillas en las esquinas de la malla o con varillas a lo largo del perímetro y por toda la malla.

$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$  Para mallas sin varillas de tierra o mallas que contengan sólo algunas varillas, ninguna localizada en las esquinas o en el perímetro.

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_o}$$

$h$  = Profundidad de la malla en metros

$h_o$  = 1 metro (Profundidad de referencia de la malla)

$D$  = Espaciamiento entre conductores

$d$  = Diámetro de la varilla de tierra en metros

$$n = \sqrt{n_a n_b}$$

$n_a$  = N° de conductores paralelos

$n_b$  = N° de conductores transversales

Cálculo del factor  $K_i$ :

$$K_i = 0.56 + 0.172 n$$

Cálculo de la longitud  $L$ :

Para mallas con varillas de tierra

$$L = L_c + 1.15 L_r$$

$L_c$  = Longitud de conductores enterrados en la malla

$L_r$  = Longitud total de las varillas de tierra

#### POTENCIAL DE PASO

$$E_s = \rho K_g K_i I_a / L$$

Donde:

$K_g$  = Factor geométrico

$K_i$  = Factor de corrección

$\rho$  = Resistividad del terreno

$I_a$  = Corriente de falla de malla

$L$  = Longitud del conductor enterrado

Cálculo del factor  $K_g$ :

Para una profundidad de 0.25 a 2.5 metros

$$K_g = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

$n = \max.(n_a, n_b)$

#### Paso 7 COMPARACION DE POTENCIALES

Potencial de contacto

$$\frac{K_m K_i \rho I_a}{L} < (1000 + 1.5 C_c(h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_f}$$

Potencial de paso

$$\frac{K_g K_i \rho I_a}{L} < (1000 + 6 C_c(h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_f}$$

Paso 8 Si los potenciales de paso y de contacto en la malla son menores a los potenciales tolerables, el diseño necesitará solamente de conductores adicionales para puesta a tierra de equipos.

Paso 9 Si los potenciales de paso y de contacto exeden los límites de los potenciales tolerables, se requerirá de una revisión en el diseño de la malla.

Esta revisión incluirea espaciamientos más pequeños entre conductores, varillas de tierra adicionales y realizar nuevamente todos los cálculos.

Paso 10 DETALLES EN EL DISEÑO.

Despues de satisfacer los requerientos para cumplir con los potenciales tolerables, deberá revisarse el diseño final para incluir conductores que hagan falta cerca de los equipos que se van a conectar a tierra, o adicionar varillas en las bases de los apartarrayos o en los neutros de transformadores, etc.



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

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS  
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS INTERNACIONAL**

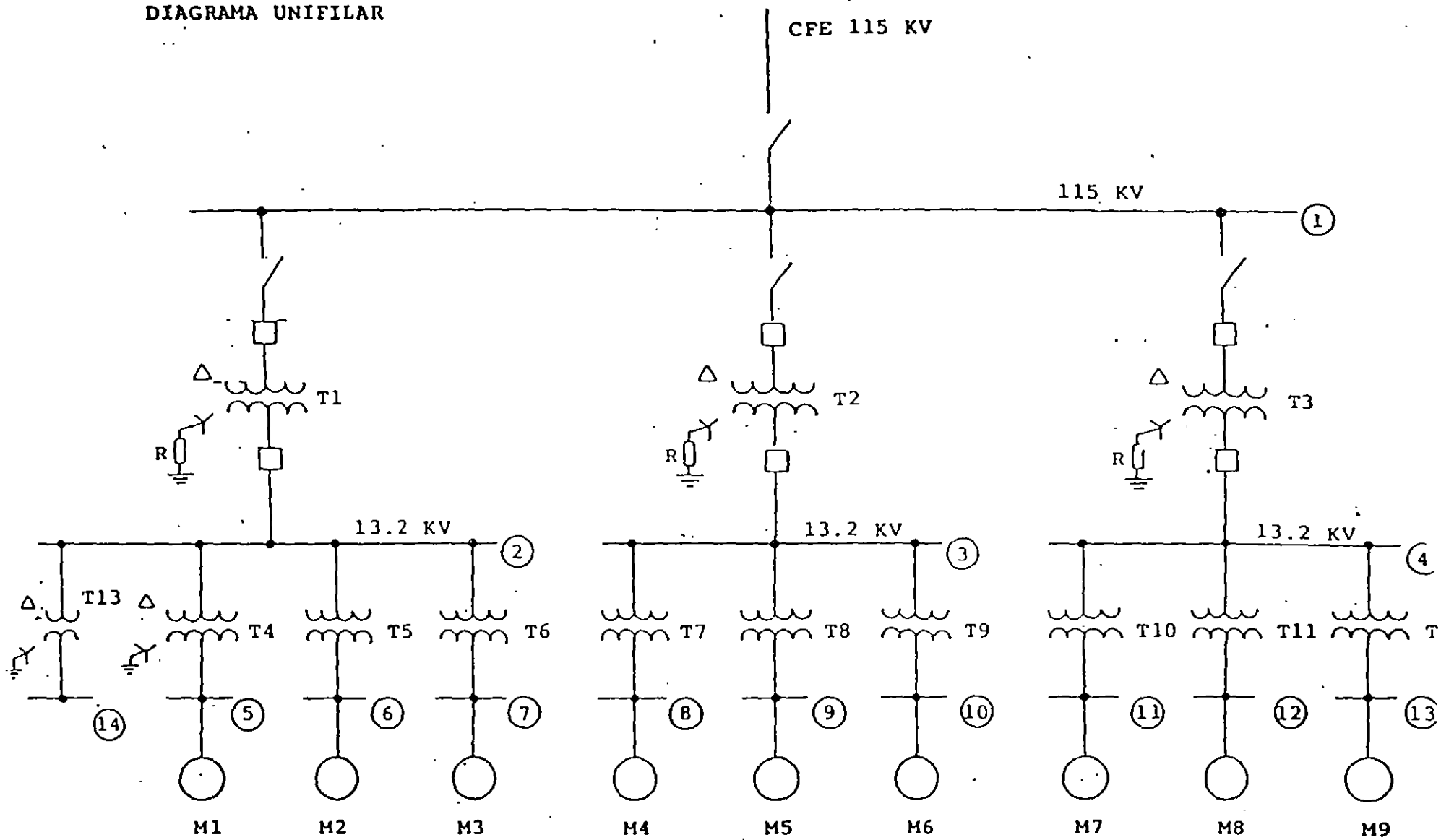
**MODULO IV: INSTALACIONES PARA LA INDUSTRIA**

**PROBLEMAS DE APLICACION**

Presentado por : **ING. ARTURO MORALES COLLANTES**

1996

DIAGRAMA UNIFILAR



## DATOS DEL DIAGRAMA UNIFILAR

C.F.E. 115 KV.

Potencia de corto circuito trifásico = 1,626 MVA.

Potencia de corto circuito monofásico = 1,296 MVA.

TRANSFORMADORES T<sub>1</sub>, T<sub>2</sub> Y T<sub>3</sub>

5 MVA. 115 - 13.2/7.62 KV., Z = 6 %

Resistencia del neutro R = 12.7 Ohms

TRANSFORMADORES T<sub>4</sub> A T<sub>12</sub>

1000 KVA. 13,200 - 440/254 V. Z = 4.6 %

TRANSFORMADOR T<sub>13</sub>

75 KVA. 13,200 - 220/127 V. Z = 3 %

GRUPO DE MOTORES M<sub>1</sub> A M<sub>9</sub>

1000 KVA. 440 V. X = 25 %

VALORES EN p. u. REFERIDOS A UNA BASE DE 5 MVA

LOS VALORES DE VOLTAJE NOMINAL EN LOS BUSES SE CONSIDERARAN VOLTAJES BASE.

REACTANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA:

$$\text{C.F.E. :} \quad X = \frac{5}{1.626} = 0.003075 \text{ pu}$$

$$\text{TRANSFORMADOR 5 MVA. :} \quad X = 0.06 \text{ pu}$$

$$\text{TRANSFORMADOR 1 MVA. :} \quad X = 0.046 \frac{5}{1} = 0.23 \text{ pu}$$

$$\text{CARGA 1 MVA. :} \quad X = 0.25 \frac{5}{1} = 1.25 \text{ pu}$$

$$\text{TRANSFORMADOR 75 KVA. :} \quad X = 0.03 \frac{5}{0.075} = 2.00 \text{ pu}$$

REACTANCIAS DE SECUENCIA CERO:

C.F.E. :

$$I_a = I_{cc} = \frac{1,296,000}{\sqrt{3} \times 115} = 6,506.43 \text{ A.}$$

$$I_{\text{Base}} = \frac{5,000}{\sqrt{3} \times 115} = 25.102 \text{ A.}$$

$$I_{\text{pu}} = \frac{6,506.43}{25.102} = 259.2 \text{ pu}$$

$$I_{a0} = \frac{259.2}{3} = 86.4 \text{ pu}$$

DE LA ECUACION:

$$I_{a0} = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_0}$$

DESPEJANDO  $X_0$ :

$$X_0 = \frac{E}{I_{a0}} - 2X_1$$

$$X_0 = \frac{1}{86.4} - 2(0.003075) = 0.00542 \text{ pu}$$

RESISTENCIA DEL NEUTRO:  $R_n = 12.7 \ \Omega$

$$Z_{base} = \frac{13.2^2}{5} = 34.848 \ \Omega$$

$$R_n = \frac{12.7}{34.848} = 0.36444 \text{ pu}$$

$$3R_n = 1.09332 \text{ pu}$$

TRANSFORMADOR 75 KVA.  $X_0 = X_1 = X_2 = 2.00 \text{ pu}$

TRANSFORMADOR 1 MVA:  $X_0 = X_1 = X_2 = 0.23 \text{ pu}$

TRANSFORMADOR 5 MVA:  $X_0 = X_1 = X_2 = 0.06 \text{ pu}$



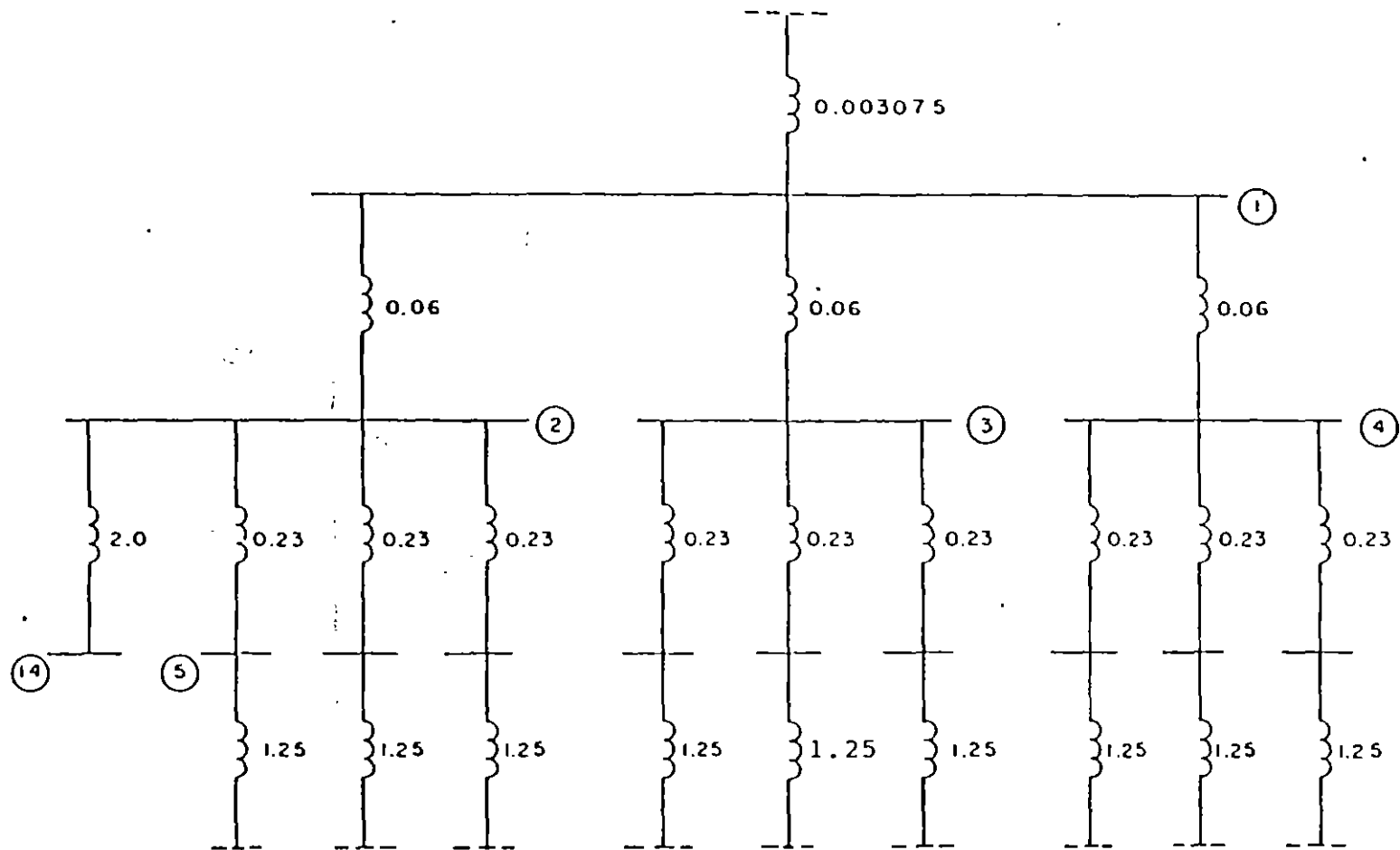


DIAGRAMA DE REACTANCIAS  
SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA

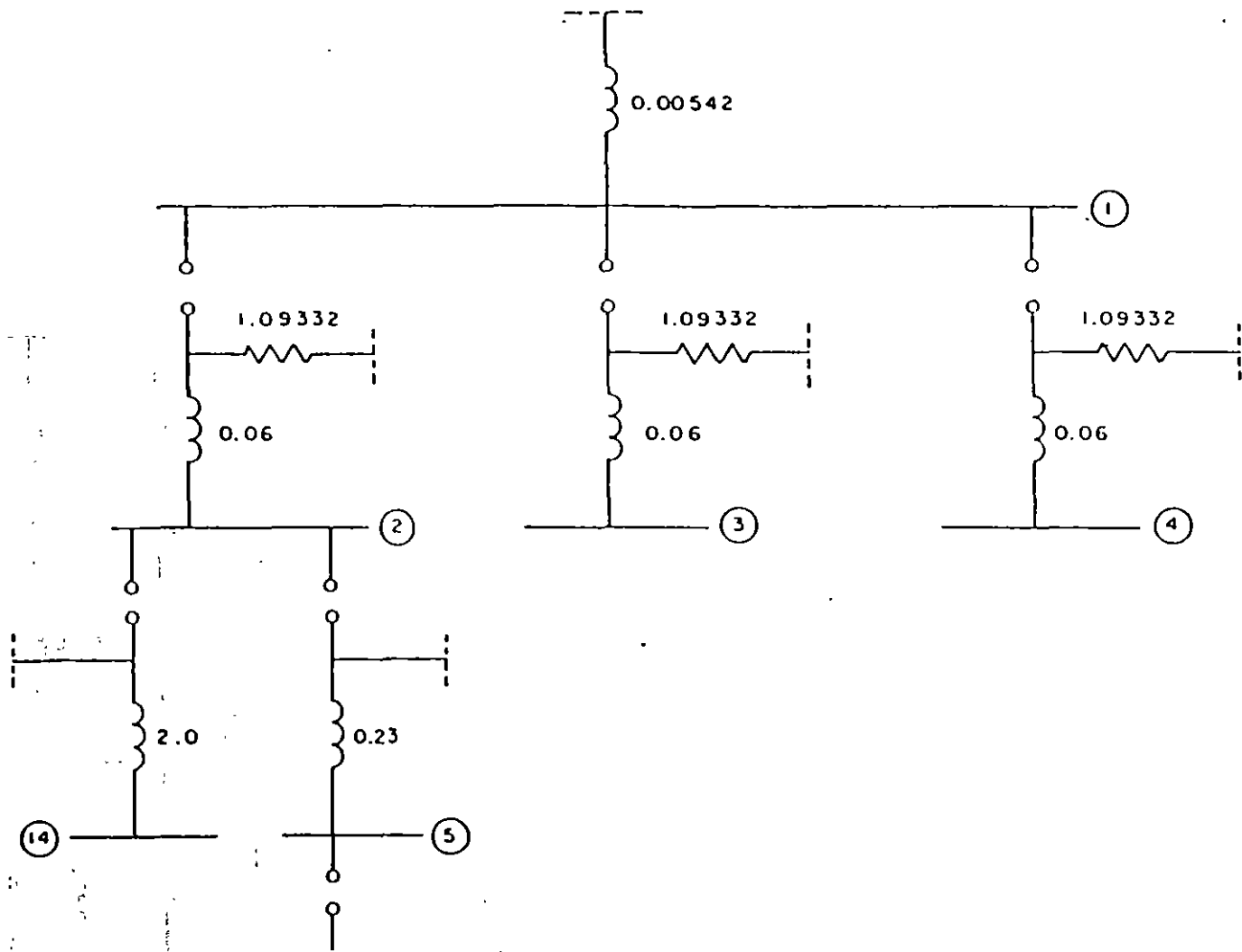


DIAGRAMA DE REACTANCIA  
SECUENCIA CERO

## CALCULO DE CORTO CIRCUITO TRIFASICO.

DEL DIAGRAMA DE REACTANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA:

X EQUIVALENTE EN BUS 1:  $X_1 = 0.00302 \text{ pu}$ 

$$P_{cc} = \frac{1}{0.00302} \times 5 = 1,655.76 \text{ MVA.}$$

X EQUIVALENTE EN BUS 2, 3 Y 4:  $X_1 = 0.055898 \text{ pu}$ 

$$P_{cc} = \frac{1}{0.055898} \times 5 = 89.44 \text{ MVA.}$$

X EQUIVALENTE EN BUS 5:  $X_1 = 0.234130 \text{ pu}$ 

$$I_{cc} = \frac{1}{0.234130} = 4.27110 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = \frac{5,000}{\sqrt{3} \times 0.44} = 6,560.79 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = 4.27110 \times 6560.79 = 28,022.03 \text{ A.}$$

X EQUIVALENTE EN BUS 14:  $X_1 = 2.055898 \text{ pu}$ 

$$I_{cc} = \frac{1}{2.055898} = 0.486405 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 0.22} = 13,121.59 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = 0.486405 \times 13121.59 = 6,382.4 \text{ A.}$$

## CALCULO DE CORTO CIRCUITO MONOFASICO

DEL DIAGRAMA DE REACTANCIAS DE SECUENCIA CERO:

X EQUIVALENTE EN BUS 1:  $X_0 = 0.005420 \text{ pu}$ 

$$I_{a0} = \frac{1}{2 (0.00302) + 0.005420} = 87.26 \text{ pu}$$

$$I_a = 3I_{a0} = 261.78 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 115} = 25.102 \text{ A.}$$

$$I_a = 261.78 \times 25.102 = 6,571.25 \text{ A.}$$

Z EQUIVALENTE EN BUS 2, 3 Y 4

$$Z_o = 1.09332 + j0.06 \text{ pu}$$

$$Z_o = 1.094965 \angle 3.14^\circ \text{ pu}$$

$$I_{ao} = \frac{1.0}{2(0.055898 \angle 90^\circ) + 1.094965 \angle 3.14^\circ}$$

$$I_{ao} = 0.903577 \angle -8.929^\circ \text{ pu}$$

$$I_a = 3I_{ao} = 2.710731 \angle -8.929^\circ \text{ pu}$$

$$I_{Base} = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 13.2} = 218.69 \text{ A.}$$

$$I_a = 2.710731 \times 218.69 = 592.80 \text{ A.}$$

X EQUIVALENTE EN BUS 5:  $X_o = 0.23 \text{ pu.}$

$$I_{ao} = \frac{1.0}{2(0.234130) + 0.23} = 1.432131 \text{ pu}$$

$$I_a = 3I_{ao} = 4.296394 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = 6560.79 \text{ A.}$$

$$I_a = 4.296394 \times 6560.79 = 28,187.73$$

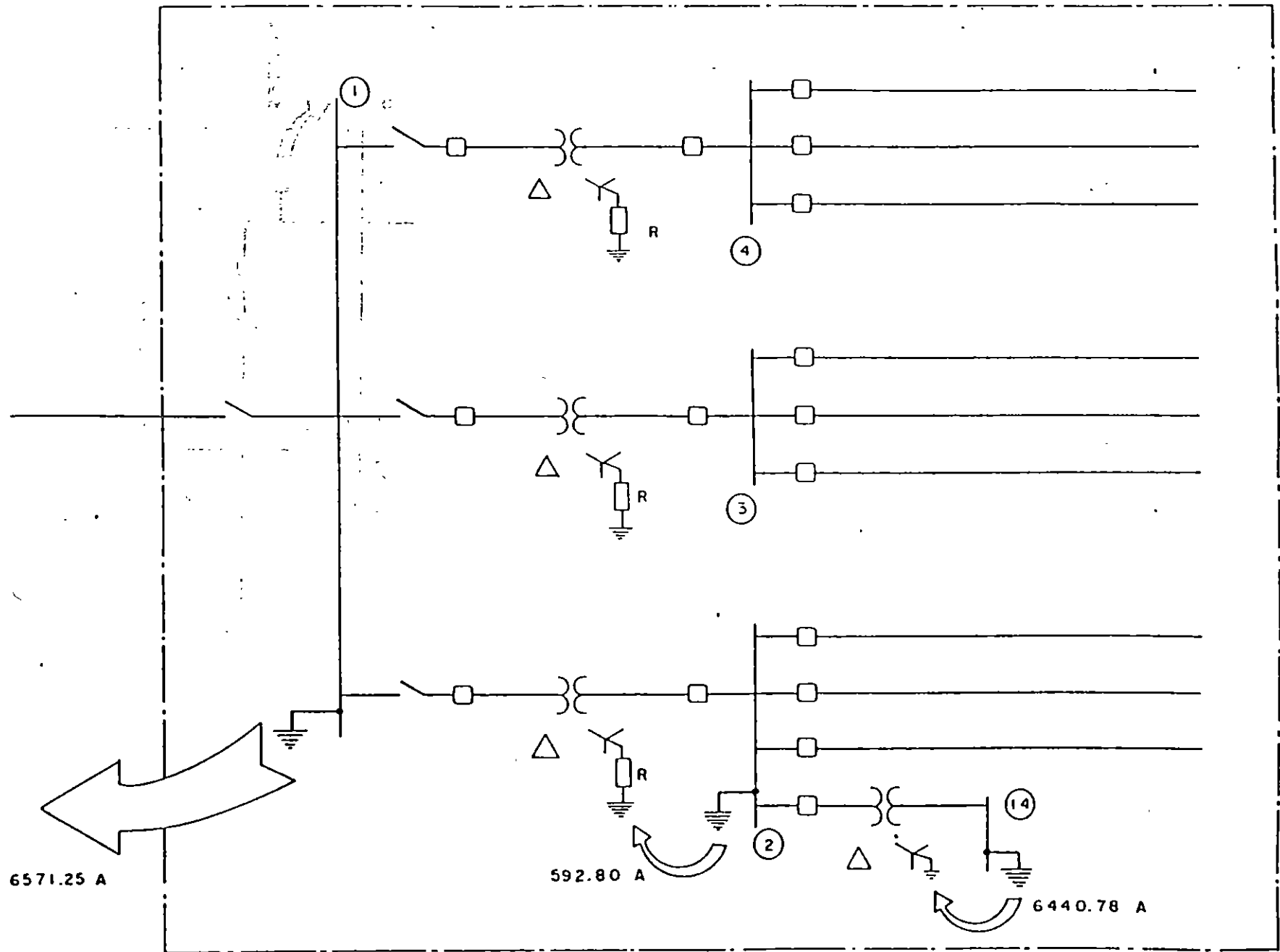
X EQUIVALENTE EN BUS 14:  $X_o = 2.00 \text{ pu}$

$$I_{ao} = \frac{1.0}{2(0.055898) + 2.00} = 0.16362 \text{ pu}$$

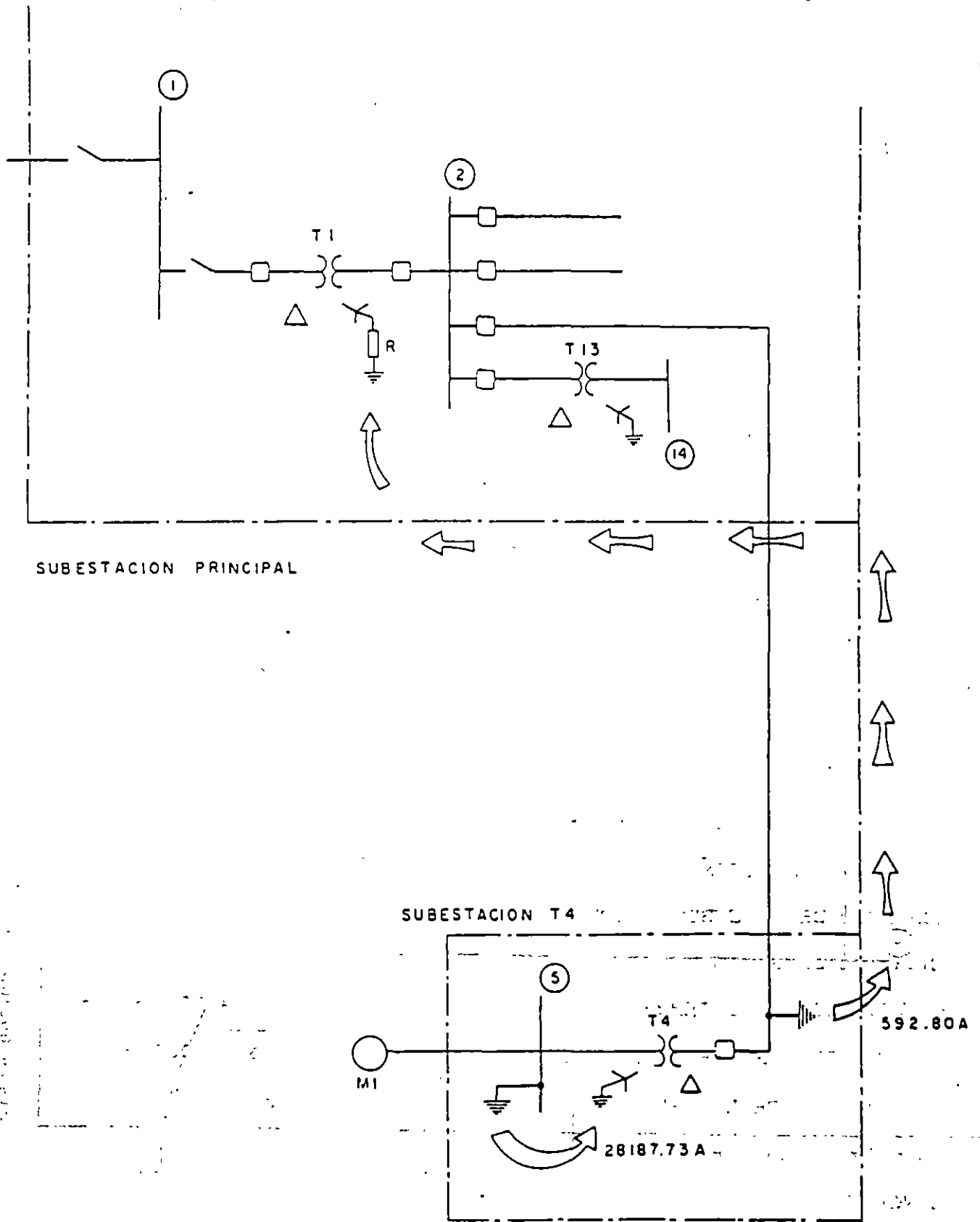
$$I_a = 3I_{ao} = 0.49085 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = 13121.59 \text{ A.}$$

$$I_a = 0.49085 \times 13121.59 = 6,440.78 \text{ A.}$$



DISTRIBUCION DE CORRIENTES DE FALLA  
MONOFASICA EN SUBESTACION PRINCIPAL



DISTRIBUCION DE CORRIENTES DE FALLA MONOFASICA EN SUBESTACION T4

# MEMORIA DE CALCULO RED DE TIERRA

MC-EL-02

## OBJETIVO

VERIFICAR QUE LOS POTENCIALES DE CONTACTO Y DE PASO EN LA RED DE TIERRA DE LA SUBESTACION NO EXCEDAN LOS VALORES LIMITE DE LOS POTENCIALES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO.

VERIFICAR TAMBIEN QUE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA RED SE ENCUENTRE DENTRO DEL RANGO DE VALORES RECOMENDADOS POR LAS NORMAS.

## PROCEDIMIENTO DE CALCULO

ESTA BASADO EN LA NORMA:

IEEE std. 80-1986. (IEEE Guide for safety in AC Substation Grounding. )

## REFERENCIAS

PLANO SUBESTACION PRINCIPAL 115 KV. CON ARREGLO DE EQUIPOS  
MEMORIA DE CALCULO CORTO CIRCUITO TRIFASICO Y MONOFASICO.

## DATOS PARA EL CALCULO

CORRIENTE DE FALLA MONOFASICA	I = 6.571.25 A.
CORRIENTE DE DISEÑO	I = 6.600 A.
LONGITUD DE LA SUBESTACION	= 50 m.
ANCHO DE LA SUBESTACION	= 37 m.
RESISTIVIDAD DEL TERRENO	$\rho = 200 \Omega - m.$
RESISTIVIDAD SUPERFICIAL (GRAVA EN LA SUP.)	$\rho_s = 3000 \Omega - m.$
PROFUNDIDAD DE LA RED	h = 0.6 m.
ESPESOR DE LA CAPA DE GRAVA	$h_g = 0.15 m.$
LONGITUD DE LA RED	= 53 m.
ANCHO DE LA RED	= 40 m.

CALCULO DE POTENCIALES TOLERABLES:

POTENCIAL DE PASO:

$$E_{s70} = [ 1000 + 8 ( 0.72 ) 3000 ] 0.157 / \sqrt{0.5}$$

$$E_{s70} = 3099.56 \text{ Volts}$$

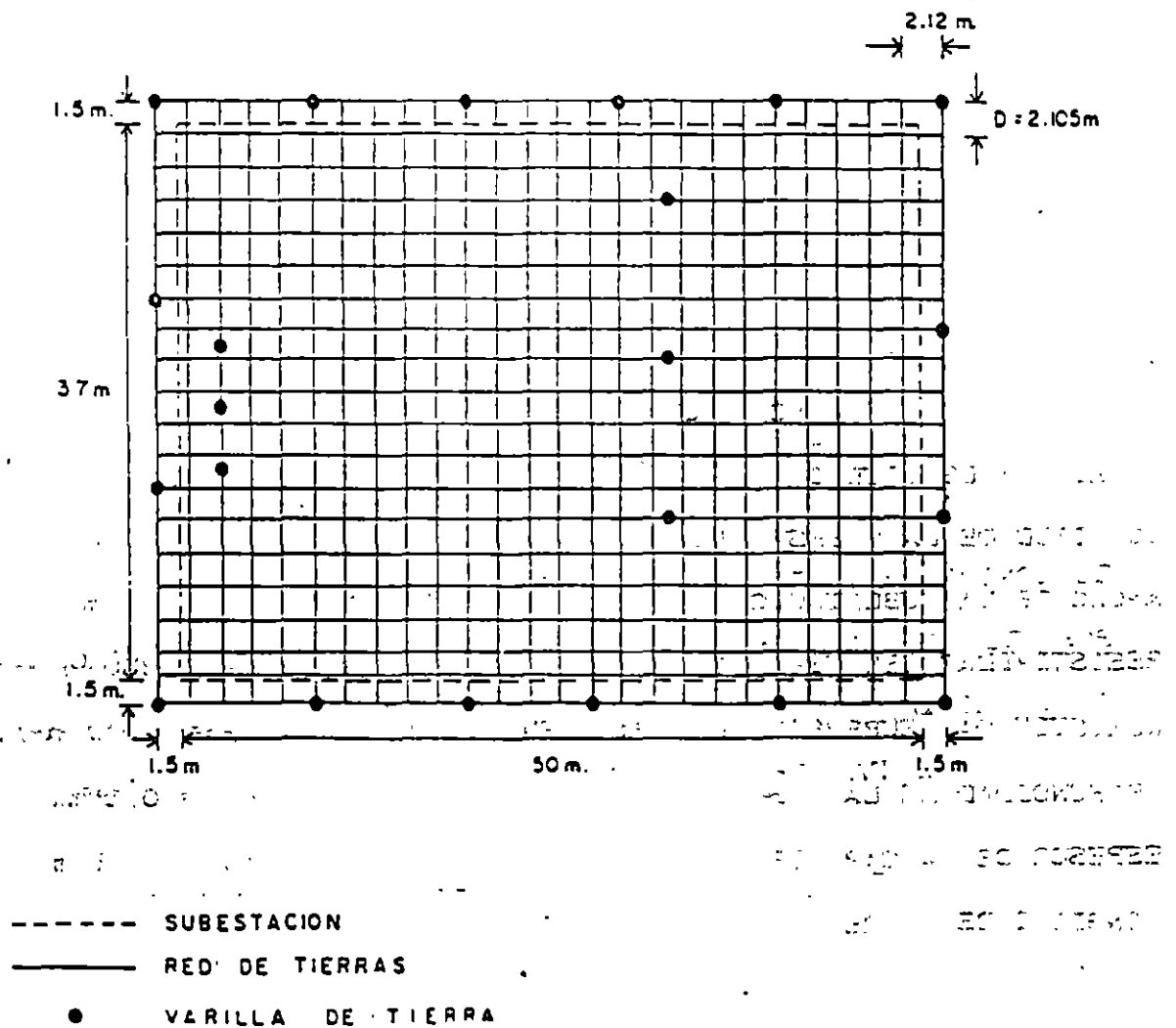
POTENCIAL DE CONTACTO:

$$E_{t70} = [ 1000 + 1.5 ( 0.72 ) 3000 ] 0.157 / \sqrt{0.5}$$

$$E_{t70} = 941.4 \text{ Volts}$$

DISPOSICION DE CONDUCTORES EN LA RED

SE CONSIDERARAN 20 CONDUCTORES PARALELOS Y 26 CONDUCTORES TRANSVERSALES COMO SE MUESTRA EN LA SIGUIENTE FIGURA:





TIEMPO DE DURACION DE LA FALLA	$t_f = 0.5 \text{ seg.}$
RELACION X/R EN EL BUS DE FALLA	$= 10$
LONGITUD DE LAS VARILLAS DE TIERRA	$= 3 \text{ m.}$
DIAMETRO DE LAS VARILLAS DE TIERRA	$= 0.0159 \text{ m.}$ ( 5/8 '' )

DISEÑO DE LA RED.

CALCULO DE LA SECCION DEL CONDUCTOR ( COBRE DESNUDO )

FACTOR DE DECREMENTO  $D_f$ :

PARA  $X/R = 10$  Y  $t_f = 0.5 \text{ seg.}$

$$D_f = 1.026$$

FACTOR DE PROYECCION  $C_p$ :

NO EXISTE INCREMENTO EN LA CORRIENTE DE FALLA.

$$C_p = 1.0$$

CORRIENTE MAXIMA DE MALLA:

$$I_g = 6600 \times 1.026 \times 1.0 = 6,771.6 \text{ A.}$$

SECCION DEL CONDUCTOR:

PARA CONECTORES MECANICOS DE BRONCE (ATORNILLABLES)  $T_m = 450^\circ\text{C}$

DE TABLA 2 - IEEE std 80-1986: FACTOR = 6.6

$$A = 6771.6 \times 6.6 = 44,692.56 \text{ circular mils}$$

$$A = 44.692 \text{ KCM}$$

EL CONDUCTOR CALIBRE 2 AWG TIENE UNA SECCION DE 66.37 KCM, PERO POR RESISTENCIA MECANICA EMPLEAREMOS CALIBRE MINIMO 4/0 AWG (211.8 KCM) CON DIAMETRO  $d = 0.0134 \text{ m.}$

CALCULO DEL FACTOR DE REDUCCION DEL VALOR NOMINAL DE  $\rho_s$

$$K = \frac{200 - 3000}{200 + 3000} = - 0.875$$

DE LA FIGURA 8 - IEEE std 80 - 1986:

FACTOR DE REDUCCION:  $C_s = 0.72$

CALCULO DE POTENCIALES EN LA MALLA

CALCULO DE  $L_r$ :

$$L_r = 1.15 ( 22 \times 3.00 ) = 75.9 \text{ m}$$

CALCULO DE  $L$ :

$$L = ( 20 \times 53 ) + ( 26 \times 40 ) + 75.9 = 2,175.9 \text{ m}$$

CALCULO DE  $n$ :

$$n = \sqrt{20 \times 25} = 22.8 \text{ PARA CALCULAR } E_m$$

$$n = 26 \text{ PARA CALCULAR } E_s$$

CALCULO DE  $K_h$ :

$$K_h = \sqrt{1 + 0.6} = 1.2649$$

CALCULO DE  $K_m$ :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \text{Ln} \left( \frac{2.105^2}{18 \times 0.8 \times 0.0134} + \frac{(2.105 + 2 \times 0.6)^2}{8 \times 2.105 \times 0.0134} - \frac{0.8}{4 \times 0.0134} \right) + \frac{1}{1.2649} \text{Ln} \left( \frac{8}{\pi ( 2 \times 22.8 - 1 )} \right) \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} [ \text{Ln} ( 34.4452 + 48.4058 - 11.194 ) - 2.2634 ]$$

$$K_m = 0.3197$$

CALCULO DE  $K_i$ :

$$K_i = 0.656 + ( 0.172 \times 22.8 ) = 4.5776$$

POTENCIAL DE CONTACTO EN LA MALLA:

$$E_{tm} = 209 \times 0.3197 \times 4.5776 \times 6771.6 \sqrt{2175.9}$$

$$E_{tm} = 910.88 \text{ volts}$$

CALCULO DE  $K_s$ :

$$K_s = \frac{1}{2\pi} \left[ \frac{1}{2 \times 0.8} + \frac{1}{2.105 + 0.8} + \frac{1}{2.105 ( 1 - 0.5^2 )} \right]$$

$$K_s = 0.5341$$

CALCULO DE  $K_t$ :

$$K_t = 0.656 + ( 0.172 \times 26 ) = 5.128$$

POTENCIAL DE PASO EN LA MALLA:

$$E_{sm} = 200 \times 0.5341 \times 5.123 \times 6771.6 / 2175.9$$

$$E_{sm} = 1704.7 \text{ volts}$$

COMPARACION DE POTENCIALES.

$$910.88 < 941.4 \text{ volts}$$

$$1704.7 < 3099.56 \text{ volts}$$

LA MALLA CUMPLE CON LOS POTENCIALES.

CALCULO DE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA RED.

$$R_g = 200 \left[ \frac{1}{2100} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 2120}} \left( 1 + \frac{1}{1 + 0.6 \sqrt{\frac{20}{2120}}} \right) \right]$$

$$R_g = 1.9843 \text{ Ohms}$$

EMPLEANDO LA FORMULA DE SCHWARZ

$$h' = \sqrt{0.0134 \times 0.6} = 0.0897$$

$$\text{RELACION: LONGITUD/ANCHO} = 1.325$$

DE LA FIG. 18 IEEE std 80-1986

$$\text{PARA } h = \frac{1}{10} \sqrt{2120} = 4.80 \text{ m.}$$

$$\text{CURVA B: COEFICIENTE } K_1 = 1.14$$

$$\text{CURVA B: COEFICIENTE } K_2 = 4.8$$

$$R_1 = \frac{200}{\pi \times 2100} \left[ \ln \left( \frac{2 \times 2100}{0.0897} \right) - 1 + 1.14 \frac{2100}{\sqrt{2120}} - 4.8 \right]$$

$$R_1 = 1.7567 \text{ Ohms}$$

$$R_2 = \frac{200}{2 \times 22 \times \pi \times 3} \left[ \ln \left( \frac{8 \times 3}{0.0159} \right) - 1 + \left( 2 \times 1.14 \frac{3}{\sqrt{2120}} \right) \times \right]$$

$$x \left( \sqrt{22} - 1 \right)^2 ]$$

$$R_2 = 4.0236 \text{ Ohms}$$

$$R_{12} = \frac{200}{\pi \times 2100} \left[ \ln \left( \frac{2 \times 2100}{3} \right) + 1.14 \frac{2100}{\sqrt{2120}} - 4.8 + 1 \right]$$

$$R_{12} = 1.6798 \text{ Ohms}$$

CALCULO DE  $R_g$ :

$$R_g = \frac{(1.7567 \times 4.0236) - (1.6798)^2}{1.7567 + 4.0236 - (2 \times 1.6798)}$$

$$R_g = 1.7542 \text{ Ohms}$$

LA RED TIENE UNA RESISTENCIA MENOR A 5 OHMS ( SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION ) POR LO QUE EL DISEÑO CUMPLE CON LOS REQUERIMIENTOS DEL CAPITULO 12 - IEEE std 80 - 1986.

