



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO



29
71.

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN

"DISEÑO ELECTRICO DE PLANTAS
INDUSTRIALES"

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A :
JAVIER FERMIN CAMBRONI ARCOS

CUAUTITLAN IZCALLI, EDO. DE MEX.

1997.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN
 UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR
 DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

UNIVERSIDAD NACIONAL
 ESCUELA DE
 MEXICO

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS

DR. JAIME KELLER TORRES
 DIRECTOR DE LA FES-CUAUTITLAN
 P R E S E N T E .

DEPARTAMENTO DE
 EXAMENES PROFESIONALES

AT'N: Ing. Rafael Rodríguez Ceballos
 Jefe del Departamento de Exámenes
 Profesionales de la F.E.S. - C.

Con base en el art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS:

"Diseño Eléctrico de Plantas Industriales"

que presenta El pasante: Cambroni Arcos Javier Ferrán
 con número de cuenta: 7749747-5 para obtener el TITULO de:
Ingeniero Mecánico Electricista.

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO.

A T E N T A M E N T E .
 "POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
 Cuautitlan Izcalli, Edo. de Méx., a 30 de Enero de 1977.

PRESIDENTE	Ing. Javier Hernández Vega.	<u>[Firma]</u> 4/11/77
VOCAL	Ing. Alfonso Rodríguez Contreras.	<u>[Firma]</u> 4/11/77
SECRETARIO	Ing. Casildo Rodríguez Arciniega.	<u>[Firma]</u> 31-1-77
PRIMER SUPLENTE	Ing. Francisco Gutierrez S.	<u>[Firma]</u> 2/10/77
SEGUNDO SUPLENTE	Ing. Oscar Servantes Torres.	<u>[Firma]</u> 2/10/77

AGRADECIMIENTOS

Deseo agradecer a todos mis maestros y en particular a los señores ingenieros Casildo Rodríguez Arciniega _ _ Alfonso Rodríguez Contreras, Oscar Cervantes Torres, _ Francisco Cutiérrez Santos y Javier Hernández Vega por su valioso apoyo para la elaboración de mi tesis.

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México _ por haberme dado la oportunidad de estudiar una carre_ ra profesional; gracias a todas sus autoridades docen_ tes y administrativas, gracias a todas las autorizada_ des docentes y administrativas de la Facultad de Estu_ dios Superiores Cuautitlán U.N.A.M.

Gracias a todas y cada una de las personas de las que recibí apoyo moral ó económico, a todas aquellas tam_ bién en las que encontré apoyo invaluable.

Javier Fermín Cambroni A.

INDICE GENERAL

Página.

INTRODUCCION. -----	7
CAPITULO 1. -----	8
_ NORMAS Y REGLAMENTOS DE LAS INSTALACIONES ELEC- TRICAS.	
_ ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UNA SUBESTACION -- ELECTRICA.	
CAPITULO 2. -----	98
_ APARATOS DE MEDICION.	
_ GENERALIDADES SOBRE PROTECCION.	
CAPITULO 3. -----	110
_ CALCULO DE LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES -- DEL SISTEMA.	
CAPITULO 4. -----	112
_ CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN -- DIVERSOS PUNTOS DEL SISTEMA, PARA LA DETERMINA -- CION DE LOS INTERRUPTORES DE LA PROTECCION DEL -- EQUIPO EN CASO DE FALLA.	
_ ESTUDIO DEL CORTO CIRCUITO.	
_ CONSIDERACIONES GENERALES.	
_ CALCULO DE LOS MEGAVOLTS AMPERS DE TODO EL EQUIPO QUE COMPRENDE EL SISTEMA.	
_ CALCULO DE LOS MEGAVOLTS AMPERS DE CORTO CIRCUI- TO DE TODO EL EQUIPO QUE COMPRENDE EL SISTEMA.	

_ DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL.	
_ CUADROS DE CARGAS EN .480, .220, 4.16 y 13.8 KV	
3 FASES, 60 HERTZ. CABINETES A, B, C, D, E y F.	
_ DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DE BLOQUES.	
_ ANALISIS DE LAS FALLAS 1, 2, 3 Y 4.	
CAPITULO 5. _ _ _ _ _	144
_ LA PUESTA A TIERRA DE EQUIPO Y MAQUINARIA, Y LA	
CONEXION A TIERRA.	
_ MEMORIA DE CALCULO DEL SISTEMA DE TIERRAS DE LA	
PLANTA EN ESTUDIO.	
CAPITULO 6. _ _ _ _ _	179
_ DIVERSOS TIPOS DE INSTALACION PARA ALIMENTADORES.	
CAPITULO 7. _ _ _ _ _	185
_ FACTORES DE DISEÑO EN LA SELECCION DEL CALIBRE DE	
UN CABLE CON AISLAMIENTO.	
_ CONCLUSIONES. _ _ _ _ _	194
_ BIBLIOGRAFIA. _ _ _ _ _	195

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

El diseño eléctrico industrial, comercial o de cualquier otro tipo, es una serie de alternativas que el ingeniero electricista, en el momento de efectuar el diseño, tiene que evaluar para que el equipo, dispositivo ó cualquier tipo de máquina eléctrica sea el más adecuado y funcione óptimamente como parte de un sistema, esto se deberá hacer respetando las normas establecidas, por los organismos nacionales e internacionales.

El diseño eléctrico, se acompaña necesariamente de otras ramas de la ingeniería para el objetivo final deseado.

NORMAS Y REGLAMENTOS DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS.

Para ejecutar una instalación eléctrica, es fundamental que se realice siguiendo los lineamientos del proyecto previamente aprobado por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOPIN), Subdirección General de Electricidad, debido a que en él se tomaron las medidas de seguridad adecuadas para la instalación.

Las principales fallas que se originan en las instalaciones eléctricas son debidas a la poca importancia que se le dá al proyecto eléctrico, ya que al no considerar en éste todos los aspectos y características del medio ambiente en que operará el equipo, así como la naturaleza de las cargas, el tipo de servicio a que se destinará, etc., obliga a tomar, en la etapa constructiva, soluciones que no son precisamente las más adecuadas desde el punto de vista técnico y de seguridad.

Es importante recordar que la labor más importante de la ingeniería debe realizarse en el proyecto, y por lo tanto, no es aconsejable dejar pendiente para resolver en la ejecución de la obra los problemas de diseño. Es frecuente observar que la falta de funcionalidad y eficiencia de la instalación eléctrica se debe principalmente al hecho de que no se fundamentaron y evaluaron debidamente y también a que no se indicaron ni

fueron especificados en el proyecto todos los elementos --- constitutivos de la instalación.

Es necesario considerar la seguridad, de tal forma que el diseño y la selección del equipo y material, garanticen - que las instalaciones a realizar ofrezcan un alto grado de - seguridad a los usuarios.

La condición básica mínima de seguridad la establece el cumplimiento de la reglamentación; entendiéndose por regla - mentación la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

La reglamentación en nuestro país la podemos conside - rar formada por las Normas Técnicas para Instalaciones Eléc - tricas (NTIE), las cuales entraron en vigor a partir del 22 de julio de 1981.

Su antecedente es el Reglamento de Obras e Instalacio - nes Eléctricas, el cual fue publicado el 31 de marzo de - 1950.

Asimismo, el antecedente que respalda a las N.E.I.E., - como el reglamento de Obras, es el Reglamento Nacional Eléc - trico, basado en el National Electrical Code (N.E.C.), de - los Estados Unidos de América.

La aplicación del presente Reglamento, la formulación, expedición y actualización de sus Normas Técnicas, así como la vigilancia de la correcta observancia de las Normas Oficiales Mexicanas, corresponde a la SECOFIN, a través de la Dirección General de Normas (D.G.N.), en el ámbito de sus respectivas competencias.

Además de la reglamentación sobre instalaciones, existe también sobre materiales y sobre personas dedicadas a trabajos en instalaciones eléctricas, algunas de las cuales mencionamos a continuación:

a) Sobre Materiales.

Mediante el registro SECOFIN, expedido por la D.G.N. de la misma organización.

b) Sobre las Personas.

Con el objeto de cubrir los aspectos de seguridad reglamentarios en el proyecto, construcción, conservación y operación de las obras e instalaciones eléctricas, la Subdirección General de Electricidad, a través de la SECOFIN, se apoya en un grupo de personas técnicamente capacitadas y con pleno conocimiento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, sus reglamentos y disposiciones relativas, llamadas "Peritos".

Se tienen tres categorías autorizadas de Peritos -- para proyectar, ejecutar, conservar y operar obras-- e instalaciones eléctricas como sigue:

- I.- Ingenieros.
- II.- Técnicos.
- III.- Obreros calificados.

De acuerdo con las etapas de proceso por las que pasa - una instalación eléctrica, las personas capacitadas serán - responsables en forma independiente de:

- A.- Proyectar
- B.- Construir.

Así como existe una reglamentación sobre instalaciones, materiales y personas dedicadas a instalaciones; el equipo - eléctrico diverso debe cumplir con Normas Nacionales e Inter nacionales, de los cuales se nombrarán algunos y son los siguientes:

Tableros blindados

- 1.- United States of America Standars Institute (USASI).
- 2.- Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
- 3.- National Electrical Manufacturers Association (NEMA).

- 4.- National Electrical Code (NEC).
- 5.- American National Standards Institute (ANSI).
- 6.- National Electrical Safety Code (NESC).
- 7.- Normas Electrotécnicas Alemanas (VDE).
- 8.- Comité Consultivo Nacional de Normalización de la -
Industria Eléctrica (CONNIE).
- 9.- Normas técnicas para Instalaciones Eléctricas (NTIE)

Bancos de Baterías.

- 1.- National Electrical Code (NEC)
- 2.- National Electrical Manufacturers Association (NEMA)
- 3.- Institute of Electrical and Electronics Engineers--
(IEEE).
- 4.- American National Standards Institute (ANSI).
- 5.- International Electrotechnical Committee (IES).

Subestaciones.

- 1.- American National Standards Institute (ANSI)
- 2.- National Electrical Manufacturers Association (NEMA).
- 3.- Comité Consultivo Nacional de Normalización de la -
Industria Eléctrica (CONNIE).

Transformadores.

- 1.- American National Standards Institute (ANSI).
- 2.- National Electrical Manufacturers Association (NEMA).

- 3.- Comité Consultivo Nacional de Normalización de la -
Industria Eléctrica (CCONNIET).
- 4.- National Electrical Code (NEC).
- 5.- United States of America Standards Institute (USASI)
- 6.- Institute of Electrical and Electronics Engineers
(IEEE).

Tableros Baja Tensión (CCM's)

- 1.- American National Standards Institute (ANSI).
- 2.- National Electrical Manufacturers Association (NEMA)
- 3.- Institute of Electrical and Electronics Engineers
(IEEE).
- 4.- National Electrical Code (NEC).
- 5.- Comité Consultivo Nacional de Normalización de la -
Industria Eléctrica (CCONNIE).
- 6.- United States of America Standards Institute (USASI)

Normas Internacionales.

Normas	DIN	(Alemania)	Europa	
				Equipo
Normas	JIS	(Japón)	Asia	
Normas	CIE	(Europa)		
			Iluminación	
Normas	IES	(América)		

ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UNA SUBESTACION

Los elementos que constituyen una subestación se pueden clasificar en elementos principales y elementos secundarios.

ELEMENTOS PRINCIPALES

1. Transformador.
2. Interruptor de potencia.
3. Restaurador.
4. Cuchillas fusible.
5. Cuchillas desconectadoras y cuchillas de prueba.
6. Apartarrayos.
7. Tabletos Duplex de control.
8. Condensadores.
9. Transformadores de instrumento.

ELEMENTOS SECUNDARIOS

1. Cables de potencia.
2. Cables de control.
3. Alumbrado.
4. Estructura.
5. Herrajes.
6. Equipo contra incendio.
7. Equipo de filtrado de aceite.
8. Sistema de tierras.
9. Carrier.

10. Intercomunicación.
11. Trincheras, ductos, conducto, drenajes.
12. Cercas

1. TRANSFORMADORES

Un transformador es un dispositivo que:
(Figura 1)

- a) Transfiere energía eléctrica de un circuito a otro-- conservando la frecuencia constante.
- b) Lo hace bajo el principio de inducción electromagnética.
- c) Tiene circuitos eléctricos que están eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente.
- d) Usualmente lo hace con un cambio de voltaje, aunque esto no es necesario.

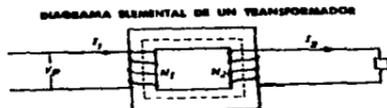
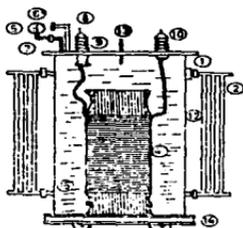


Figura 1

- 1.1 Elementos que constituyen un transformador.
(figura 2)



1. Tanques.
2. Tubos radiadores.
3. Núcleo (circuito magnético).
4. Devanados.
5. Tanque conservador.
6. Indicador de nivel de aceite.
7. Relé de protección (Buchholz).
8. Tubo de escape.
9. y 10 Boquillas o aisladores de porcelana.
11. Tornillos opresores.
12. Conexión de los tubos radiadores.
13. Termómetro.
14. Base de rolar.
15. Refrigerante.

Figura 2. Elementos que constituyen un transformador

1.2 Clasificación de transformadores.

Los transformadores se pueden clasificar por:

a) La forma de su núcleo.

1. Tipo columna.
2. Tipo acorazado.
3. Tipo envolvente.
4. Tipo radial.

- b) Por el número de fases.
 - 1. Monofásico.
 - 2. Trifásico.
- c) Por el número de devanados.
 - 1. Dos devanados.
 - 2. Tres devanados.
- d) Por el medio refrigerante.
 - 1. Aire.
 - 2. Aceite.
 - 3. Líquido inerte.
- e) Por el tipo de enfriamiento.
 - 1. Enfriamiento OA
 - 2. Enfriamiento OW
 - 3. Enfriamiento C./A
 - 4. Enfriamiento OA/AF
 - 5. Enfriamiento OA/FA/FA
 - 6. Enfriamiento FOA
 - 7. Enfriamiento OA/FA/FOA
 - 8. Enfriamiento FOW
 - 9. Enfriamiento A/A
 - 10. Enfriamiento Aa/FA
- f) Por la regulación.
 - 1. Regulación fija.
 - 2. Regulación variable con carga.
 - 3. Regulación variable sin carga.
- g) Por la operación.
 - 1. De potencia
 - 2. Distribución.
 - 3. De horno eléctrico
 - 4. De ferrocarril.

Los tipos de enfriamiento mas empleados en transformadores son los siguientes:
(Figura 3)

Tipo OA

Sumergido en aceite con enfriamiento propio. Por lo general en transformadores de más de 50 kva se usan tubos radiadores o tanques corrugados para disminuir las pérdidas; en capacidades mayores de 3000 kva se usan radiadores de tipo desmontable. Este tipo de transformador con voltajes de 46 kv o menores puede tener como medio de enfriamiento líquido inerte aislante en vez de aceite.

Tipo OA/FA

Sumergido en aceite con enfriamiento propio, por medio de aire forzado. Este es básicamente un transformador OA con adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor.

Tipo OA/FA/FOA

Sumergido en aceite con enfriamiento propio a base de aire forzado y aceite forzado. Este transformador es básicamente un OA, con adición de ventiladores y bombas para circulación de aceite. Básicamente utilizaremos, este tipo de enfriamiento para los transformadores del complejo petroquímico ya que son transformadores de alta capacidad.

Tipo FOA

Sumergido en aceite, enfriado con aceite forzado y con-enfriador de aire forzado. Este tipo de transformadores se - usa únicamente donde se desea que operen al mismo tiempo las bombas de aceite y los ventiladores; tales condiciones absorben cualquier carga a pico a plena capacidad.

Tipo OW

Sumergido en aceite y enfriado con agua. En este tipo - de transformadores el agua de enfriamiento es conducida por-serpentines, los cuales están en contacto con el aceite ais-lante del transformador. El aceite circula alrededor de los-serpentines por convección natural.

Tipo AA

Tipo seco, con enfriamiento propio, no contiene aceite-ni otros líquidos para enfriamiento; son usados en voltajes-nominales menores de 15 kv, en pequeñas capacidades.

Tipo AFA

Tipo seco, enfriado por aire forzado. Estos transforma-dores tienen una capacidad simple basada en la circulación - de aire forzado por ventiladores o sopladores.

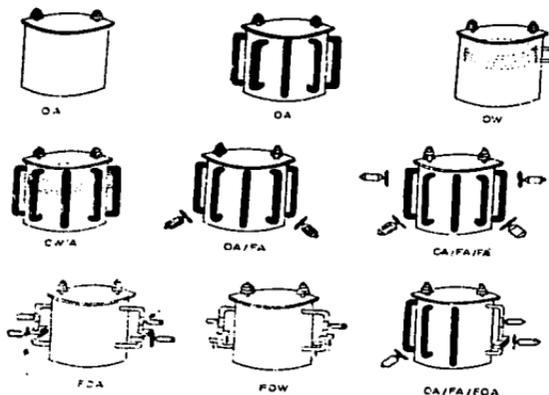


Figura 3. Tipos de enfriamiento para transformadores.

1.3 Control del transformador.

1. Temperatura del transformador.
2. Presión del transformador.
3. Nivel de aceite o líquido.
4. Rigidez del aceite (Dieléctrica).

Control de temperatura del transformador.

La temperatura de un transformador se lee por medio de termómetros de mercurio y, en algunos casos, por medio de termopares colocados en los devanados que alimentan a milivóltmetros calibrados en grados centígrados.

Existen dos métodos básicos para el control de temperatura. El método de imagen térmica con relevador T.R.O. y la protección con relevador Buchholz.

El método de IMAGEN TERMICA se basa en que cualquier sobrecarga o corto circuito dentro del transformador se manifiesta con una variación de corriente. El dispositivo esta constituido por una resistencia de calefacción o caldeo; alrededor se encuentra una bobina cuya función es recibir la corriente de falla en los devanados, que se detecta por medio de un transformador de corriente. (Figura 4)

La corriente que circula por la bobina, al variar, crea una cierta temperatura en la resistencia y esto se indica en un milivóltmetro graduado en grados centígrados.

El milivóltmetro se conecta por medio de un puntero a un relevador T.R.O. que consiste en tres micro switch; el primero opera a una temperatura determinada y acciona una alarma; el segundo lo hace a una temperatura límite y acciona a una bobina de disparo del interruptor, quedando el transformador fuera de servicio.

También el relevador Buchhols nos sirve para controlar la temperatura del transformador. Se emplea en los transformadores que usan tanque conservador; su interesante y sencillo, pero básico principio de opera-

ción se basa en que toda falla interna del transformador va acompañada de una producción de gases.

El relevador Buchholz se conecta en el tubo que va del transformador al tanque conservador, de manera que los gases producidos en aquél hagan que el aceite del tubo suba de nivel; al variar el nivel se mueven unos flotadores que tienen en su interior el relevador. Los flotares, al moverse, accionan un circuito de alarma, y si la falla es mayor accionan el disparo.

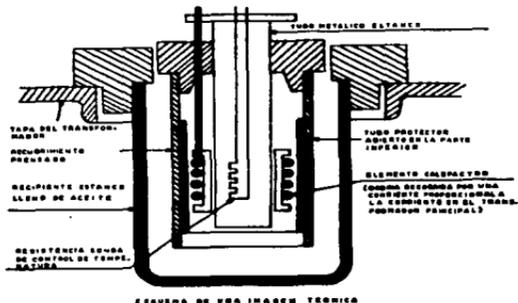


Figura 4.

La presión en los transformadores se controla normalmente por medio de manómetros que pueden tener accionamiento automático.

El nivel de aceite se controla mediante indicadores de nivel que asimismo pueden tener accionamiento automático. La rigidez dieléctrica del aceite se controla tomando muestras periódicamente del aceite del transformador por medio de la válvula de muestra que se encuentra colocada por lo general en la parte inferior del transformador.

CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES

Conexión Delta Delta.

La conexión Delta Delta en transformadores trifásicos se emplea normalmente en lugares donde existen tensiones relativamente bajas; en sistemas de distribución se utiliza para alimentar cargas trifásicas a tres hilos. Figura 5.

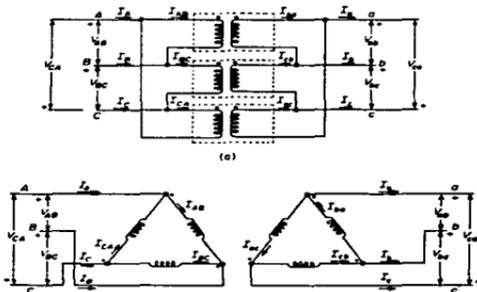


Figura 5.

Conexión estrella estrella.

Esta conexión se emplea en tensiones muy elevadas, ya que se disminuye la cantidad de aislamiento. Tiene la desventaja de no presentar oposición a las armónicas impares; en cambio, puede conectarse a hilos de retorno. Figura 5.



Figura 6.

Conexión estrella-delta.

Se utiliza esta conexión en los sistemas de transmisión de las subestaciones receptoras cuya función es reducir voltajes. En sistemas de distribución es poco usual; se emplea en algunas ocasiones para distribución rural a 20 kv. Figura 7.

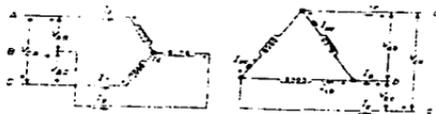


Figura 7.

Conexión delta abierta delta abierta.

Esta puede considerarse como una conexión de emergencia en transformadores trifásicos, ya que si un transformador se quema o sufre una avería en cualquiera de sus fases, se puede seguir alimentando carga trifásica operando el transformador a dos fases, sólo que, lógicamente su capacidad disminuye a un 50 % aproximadamente.

Los transformadores trifásicos V V se emplean en sistemas de baja capacidad y usualmente operan como autotransformadores. Figura 8.

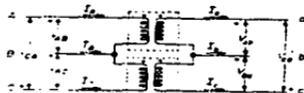
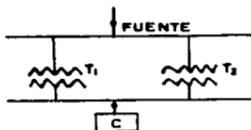


Figura 8.

Operación de transformadores en paralelo.

Se entiende que tienen operación en paralelo aquellos transformadores cuyos primarios están conectados a una misma fuente y los secundarios a una misma carga. figura 9.

Figura 9.



Razones para la operación de transformadores en paralelo.

1. Se conectan transformadores en paralelo cuando las capacidades de generación son muy elevadas y se requeriría un transformador demasiado grande.

2. Para lograr un incremento en la capacidad de una instalación, frecuentemente se presenta el aumento de carga, por lo que es necesario aumentar esa capacidad. En vez de comprar un transformador más grande, se instala en paralelo con el ya existente otro de capacidad igual a la nueva demanda; esto resulta económicamente más conveniente.

3. Para dar flexibilidad de operación a un sistema.

Requisitos para la operación de transformadores en paralelo.

1. Igual relación de transformación, voltajes iguales en el lado primario y secundario

2. Desplazamiento angular igual a cero.

3. Variación de las impedancias con respecto a las capacidades de los transformadores, en forma inversa.

4. Las relaciones de resistencias y reactancias deben ser equivalentes.

ESTUDIO ECONOMICO DE LOS TRANSFORMADORES

a) Selección económica de la capacidad de un transformador.

1. Demanda inicial.
2. Demanda en "N" años.
3. Precio del transformador de demanda inicial.
4. Precio del transformador de demanda en "N" años.

Soluciones para los puntos anteriores

1. Instalar un transformador de capacidad 1 y dejar espacio para instalar otro de capacidad 2.
2. Instalar un transformador para capacidades futuras.

b) Selección de ofertas de transformadores.

1. Precio inicial.
2. Pérdidas en Kw (consumo de energía en kwh anualmente).
3. Costo de kwh en el lugar de instalación.
4. Periodo de amortización.

Especificaciones para transformadores

- I Objeto
- II Información general.
- III Datos para el diseño del transformador.

1. Número de unidades.
2. Tipo de transformador.
3. Clase a que corresponde de acuerdo con las normas.
4. Frecuencia de operación.
5. Número de devanados.
6. Relación de transformación en vacío.
7. Derivaciones a plena carga en el lado de alto voltaje.
8. Derivaciones a plena carga en el lado bajo voltaje.
9. Conexiones entre fases para alto voltaje y bajo voltaje.
10. Capacidad continua con una elevación de temperatura en el cobre de 55°C medida por aumento de resistencia sobre una temperatura ambiente de 40°C.
11. Sistema de enfriamiento.
12. Desplazamiento angular.
13. Altura de sitio de instalación.
14. Clase de aislamiento en los devanados (generalmente-clase A).
15. Boquillas del lado alto voltaje, bajo voltaje y neu-

tro.

16. Cambiador de derivaciones con carga y sin carga.
 17. Tipo de control, manual o automático.
 18. Equipo requerido para el control.
 19. Accesorios (ganchos de sujeción, termómetro).
 20. Tipos de base, con riel o para rolar.
 21. Refacciones.
- IV. Planos e instructivos
- V Eficiencia
- VI Otras especificaciones.
- VII Tipos de anticipos
- VIII Lugar y fecha de concurso
- IX Inspección y aceptación del equipo usado en la fabricación.
- X Garantía de cumplimiento del tiempo de entrega.
- XI Garantía de calidad.
- XII Fianzas.

PUESTA EN SERVICIO Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

Antes de poner en operación un transformador dentro de una subestación eléctrica conviene efectuar una revisión de lo siguiente:

1. Rigidez dieléctrica del aceite.

Una lectura baja de rigidez dieléctrica del aceite -

nos indicará suciedad, humedad en el aceite. Para -
 corregir esto se filtra el aceite las veces que sea -
 necesario hasta obtener un valor correcto.

2. Resistencia de aislamiento.
3. Secuencia de fases correctas (polaridad).
4. Tener cuidado de que las lecturas de parámetros -
 (V, I, W) sean las adecuadas.

Mantenimiento

Es el cuidado que se debe tener en cualquier tipo de má -
 quinas durante su operación, para prolongar su vida y obte -
 ner un funcionamiento correcto.

En el caso particular de los transformadores se requie -
 re poco mantenimiento, en virtud de ser máquinas estáticas.-
 Sin embargo, conviene que periódicamente se haga una revisión
 de algunas de sus partes, como son:

1. Inspección ocular de su estado externo en general, -
 para observar fugas de aceite, etc.
2. Revisar si las boquillas no están flameadas por so--
 bretensiones de origen externo o atmosférico.
3. Cerciorarse de que la rigidez dieléctrica del aceite
 sea la correcta, de acuerdo con las normas.
4. Observar que los aparatos indicadores funcionen debi -
 damente.

5. Tener cuidado que los aparatos de protección y control operen en forma correcta.

Autotransformador

Definición: Un autotransformador es un dispositivo eléctrico estático que:
(Figura 10).

1. Transfiere energía de ciertas características de un circuito a otro con características diferentes, por conducción eléctrica e inducción electromagnética.
2. Lo hace manteniendo la frecuencia constante.
3. Tiene un circuito magnético y, a diferencia del transformador, sus circuitos eléctricos están unidos entre sí.

Circuito equivalente

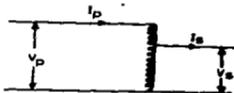
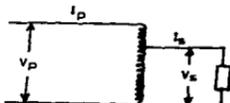


Figura 10.

Por el número de fases, los autotransformadores se fabrican:

1. Monofásicos
2. Trifásicos.



Autotransformador
Monofásico.

Figura 11.

Conexiones de autotransformadores trifásicos.
(figura 12)

a) Conexión delta.



b) Conexión estrella.

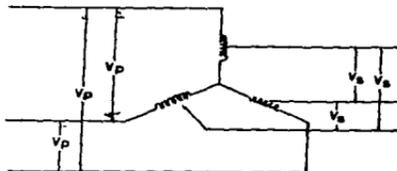


Figura 12.

APLICACION DEL AUTOTRANSFORMADOR

1. Arranque de motores de inducción a voltaje reducido.
2. Interconexiones de líneas de transmisión con relaciones de voltajes no mayores de 2 a 1.
3. Como regulador de voltaje limitado.
4. En bancos de tierra.

INTERRUPTORES

Un interruptor es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico.

Si la operación se efectúa sin carga (corriente), el interruptor recibe el nombre de desconectador o cuchilla desconnectadora.

Si en cambio la operación de apertura o cierre la efectúa con carga (corriente nominal) o con corriente de corto circuito (en caso de alguna perturbación), el interruptor recibe el nombre de DISYUNTOR O INTERRUPTOR DE POTENCIA.

Los interruptores en caso de apertura, deben asegurar el aislamiento eléctrico del circuito.

Estudiaremos inicialmente los interruptores de potencia por considerarse como uno de los elementos básicos de las subestaciones eléctricas, en particular de las de gran capacidad.

Interruptores de potencia

Los interruptores de potencia, como ya se mencionó interrumpen y restablecen la continuidad de un circuito eléctrico. La interrupción la deben efectuar con carga o corriente de corto circuito.

Se construyen en dos tipos generales:

- a) Interruptores de aceite.
- b) Interruptores neumáticos.

Para comprender el proceso de interrupción de cualquier tipo de interruptor de potencia, consideremos que se pone un generador G en corto circuito al cerrar un interruptor D, como se ilustra en la fig. No.13 Al hacer esto circula una corriente muy grande que hace que opere automáticamente el interruptor D.

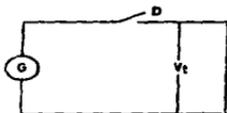


Figura 13.

En el instante de cerrar el interruptor se produce una corriente de corto circuito cuyo valor está limitado por la resistencia del circuito inducido y la reactancia de dispersión.

Pero, como se sabe, la resistencia del inducido es despreciable en comparación con la reactancia de dispersión.

Entonces la corriente de corto circuito inicial está limitada únicamente por la reactancia de dispersión. Debido al

efecto electromagnético de la corriente, su valor disminuye y, en consecuencia, disminuye el valor de F.e.m., a que ésta da lugar, de tal manera que la corriente adquiere un valor permanente que depende del campo inducido y que está limitado por la reactancia síncrona.

Si en el instante de cerrar el interruptor D el voltaje es máximo, la corriente de corto circuito recibe el nombre de corriente de corto circuito simétrica y su oscilograma es semejante a la siguiente figura. Figura 14.

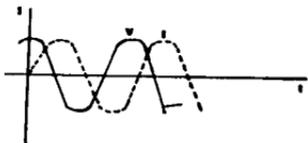


Figura 14.

Si el interruptor se cierra en cualquier otro instante, entonces la I de corto circuito recibe el nombre de asimétrica. Figura 15.

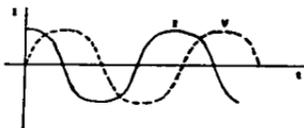


Figura 15.

Como hemos considerado que al cerrar el interruptor D y producirse la corriente de corto circuito este interruptor - D se desconecta automáticamente entonces las magnitudes características a considerar durante el proceso de cierre-postura son las siguientes:

1. Voltaje nominal.
2. Corriente inicial de C.C.
3. Corriente de ruptura.
4. Capacidad interruptiva P.
5. Voltaje de restablecimiento.

Voltaje nominal

Se debe considerar porque es el voltaje normal de operación del interruptor.

Corriente inicial de corto circuito.

Es el valor instantáneo de la corriente de falla.

Corriente de ruptura.

Es el valor permanente de la corriente de C.C.

Capacidad interruptiva.

Son los volts ampers de corto circuito al que se somete el interruptor.

Voltaje de restablecimiento.

Es el voltaje que se presenta en el interruptor después de la desconexión.

En la siguiente figura se presenta el proceso de interrupción de un interruptor automático. Figura 16.

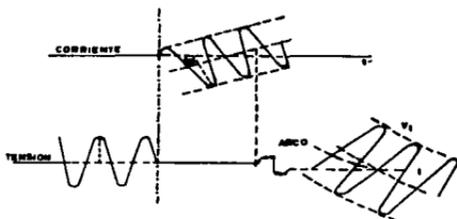


Figura 16.

Ciclo de trabajo de los interruptores

El ciclo de trabajo de un interruptor consiste en una serie de operaciones (interrupciones) de apertura y cierre, o ambas a la vez, con el objeto de revisar su funcionamiento y someterlo a las condiciones de operación. El ciclo de trabajo normalmente lo proporcionan los fabricantes con una designación; por ejemplo, se designa con A a la apertura C, y al cierre. Una designación del tipo A-3CA significa que el interruptor después de una apertura A permanece 3 minutos abierto y cierra de nuevo para abrirse inmediatamente. El número que se indique significa tiempo en minutos.

En las designaciones estadounidenses se emplea la letra O para indicar apertura y C para cierre; así, la anterior de signación se expresaría como 0-3-CO.

Prestaciones de los interruptores

Se denominan prestaciones de los interruptores a las - condiciones de operación que puede darnos un interruptor y - que se deben proporcionar como datos al fabricante para que - bajo esas condiciones diseñe el dispositivo.

Desde luego la más importante es la corriente de cortocircuito, ya que es la que somete al interruptor a las más - exigentes condiciones de operación, y con esa corriente se - debe dimensionar el interruptor. Sin embargo, existen otras - que someten al interruptor a fuertes condiciones de opera - ción, tales como el cierre de un interruptor sobre una falla existente, lo que provoca que se forme un arco antes de ce - rrarse los contactos; la fuerza electromagnética que se ori - gina hace que los contactos no lleguen a cerrarse, por el es fuerzo que se ha producido.

Otra condición que afecta la operación y que hay que to mar en cuenta para el dimensionado del interruptor la consti tuyen los reenganches a que se ve sometido y que también ori ginan arcos.

De lo anterior podemos decir que los factores que afectan las prestaciones de los interruptores son los siguientes:

1. Interrupción de líneas por las que circulan corrientes inductivas (con transformadores o bobinas en vacío).
2. Interrupción de circuitos capacitivos (líneas con cargas capacitativas o líneas de muy alta tensión en vacío).
3. Interrupción de circuitos en oposición de fases.

Interrupción de circuitos en líneas inductivas

Entre los factores que afectan las prestaciones de los interruptores se mencionó la interrupción de circuitos por los que circulan corrientes inductivas, como son transformadores o bobinas en vacío. Desde luego que esto se refiere a la alimentación por medio de líneas de transmisión, que es un caso interesante. Para entender el funcionamiento o fenómeno que se presenta, consideremos el siguiente circuito. (figura 17).

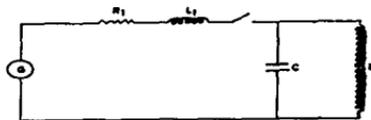


Figura 17.

R' y L' son la resistencia y la reactancia inductiva del circuito de alimentación, L y C son las capacitancias ca ductancia del circuito alimentado. La inductancia del cir - cuito y la capacitancia de la línea, un instante antes de - abrirse el interruptor debido a una falla en las inductan - cias del circuito circulaba corriente, de tal manera que al - abrirse almacenan cierta cantidad de energía magnética, la - cual se descarga sobre la capacitancia del circuito, lo que - hace que se presente un potencial debido a la energía almace - nada por dicha capacitancia. Si la diferencia de potencial - entre la capacitancia y el circuito de alimentación es gran - de, se produce un reencebado del arco entre los contactos.

Si la energía almacenada por la capacitancia es grande, este fenómeno se repite varias veces hasta que la energía -- disminuye a un valor tal que la diferencia de potencial sea - pequeña.

Interrupción de circuitos capacitivos

Los circuitos capacitivos están representados por car - gas capacitivas o líneas de muy alta tensión operando en va - cío. Consideremos el segundo caso por ser el de más importan - cia.

En líneas de muy alta tensión y gran longitud se presen - ta un cierto valor de capacitancia; en estos circuitos la co

Corriente y el voltaje están defasados 90° , de tal forma que el voltaje al final de la línea es mayor que al principio, con lo que se tiene una diferencia de potencial "natural" por las características del circuito. Veamos este circuito:

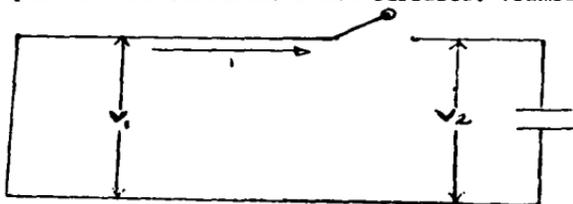


Figura 18.

V_1 es el voltaje al principio de la línea

Al producirse un corto circuito se abre el interruptor-D que dando la línea en vacío (porque no circula corriente). Entonces existe una diferencia de potencial entre los contactos del interruptor debido al potencial de la capacitancia; esto hace que se produzca el reencebado del arco, dando origen a un fenómeno semejante al del caso anterior al formarse un circuito oscilatorio LC, entre la capacitancia y la inductancia de la línea.

Interrupción de circuitos en oposición de fases

Inicialmente, cuando las centrales aisladas, el voltaje que se presentaba entre sus contactos después de una interrupción es el que se conoce como voltaje de restablecimien-

to, y los interruptores se construfan de tal manera que el arco no se presentaba nuevamente entre los contactos, ya que la separación no lo permitfa.

Este sistema es clásico en sistemas de control-carga in dependientes. Figura 19.

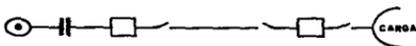


Figura 19.

Con el crecimiento de la demanda de energía eléctrica - se presenta la necesidad de interconectar varios sistemas, - de tal forma que en la actualidad son pocos los que trabajan en forma aislada.

Al interconectar varias centrales generadoras, la falla que ocurra en algún punto es alimentada desde varios lugares, por lo que al abrir el interruptor correspondiente se puede presentar el caso de que las ondas de voltaje de dos centrales se encuentren en sus valores máximos opuestos. Entonces la tensión de restablecimiento en los contactos es el doble de la normal, lo que hace que se vuelva a formar el arco entre contactos, y se someta al interruptor a esfuerzos adicio nales.

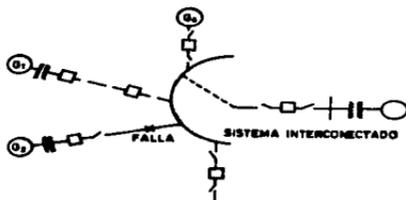


Figura 20.

Reenganche rápido

Se conoce como reenganche rápido a la operación de cierre de un interruptor después de una falla. El tiempo entre apertura y cierre debe ser lo más corto posible con objeto de que no se pierda el sincronismo en los sistemas operando generadores en paralelo.

El lapso que permanece el interruptor abierto después de una falla se conoce como tiempo muerto y siempre es recomendable que su duración sea corta.

Por ejemplo, si el interruptor se abre por una falla transitoria, puede volver a cerrarse automáticamente después de un corto período y quedar el sistema operando normalmente pero si la falla es permanente, al tratar de cerrarse se forma el arco nuevamente y los contactos se rechazan quedando el interruptor abierto en forma definitiva.

Los interruptores en aceite se pueden clasificar en -

tres grupos:

1. Interruptores de gran volumen de aceite.
2. Interruptores de gran volumen de aceite con cámara--
de extinción.
3. Interruptores de pequeño volumen de aceite.

Interruptores de gran volumen de aceite

Estos interruptores reciben ese nombre debido a la gran cantidad de aceite que contienen; generalmente se construyen en tanques cilíndricos y pueden ser monofásicos o trifásicos. Los trifásicos son para operar a voltajes relativamente pequeños y sus contactos se encuentran contenidos en un recipiente común, separados entre sí por separadores (aislantes).

Por razones de seguridad, en tensiones elevadas se emplean interruptores monofásicos (uno por fase en circuitos trifásicos). Las partes fundamentales en estos interruptores son: *Figura 21.*

Tanque o recipientes.....	1
Boquillas y contactos fijos.....	2-5
Conectores (elementos de conexión al circuito)..	3
Vástago y contactos móviles.....	4-6
Aceite de refrigeración.	

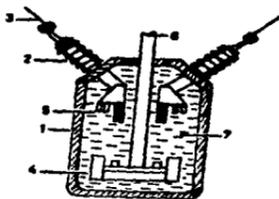


Figura 21.

En general el tanque se construye cilíndrico, debido a las fuertes presiones internas que se presentan durante la interrupción. También el fondo del tanque lleva "costillas" de refuerzo, para soportar estas presiones.

Proceso de interrupción

Cuando opera el interruptor debido a una falla, los contactos móviles se desplazan hacia abajo, separándose de los contactos fijos.

Al alejarse los contactos móviles de los fijos se va creando una cierta distancia entre ellos, y en función de esta distancia está la longitud del arco. El arco da lugar a la formación de gases, de tal manera que se crea una burbuja de gas alrededor de los contactos que desplaza una determinada cantidad de aceite. En la figura se ilustra el proceso inicial de interrupción. Figura 22.



Figura 22.

Conforme aumenta la separación entre los contactos, el arco crece y la burbuja se hace mayor, de tal manera que al quedar los contactos en su separación total la presión ejercida por el aceite es considerable, por lo que en la parte superior del recipiente se instala un tubo de fuga de gases.

Interruptores en gran volumen de aceite con cámara de extinción. Figura 25.

Los interruptores de grandes capacidades con gran volumen de aceite originan fuertes presiones internas que en algunas ocasiones pueden ocasionar explosiones. Para disminuir estos riesgos se idearon dispositivos donde se forman las -- burbujas de gas, reduciendo las presiones a un volumen menor. Estos dispositivos reciben el nombre de "cámaras de extracción" y dentro de estas cámaras se extingue el arco. El procedimiento de extinción es el siguiente:

1. Al ocurrir una falla se separan los contactos que se encuentran dentro de la cámara de extinción.
2. Los gases que se producen tienden a escapar, pero como se hallan dentro de la cámara que contiene aceite originan una violenta circulación de aceite que extingue el arco.
3. Cuando el contacto móvil sale de la cámara, el arco-

residual se acaba de extinguir, entrando nuevamente aceite frío a la cámara.

4. Cuando los arcos se han extinguido, se cierran los elementos de extinción de la cámara.

En la figura, se ilustra el diagrama de un interruptor de gran volumen de aceite con cámara de extinción. —
Figura 23.

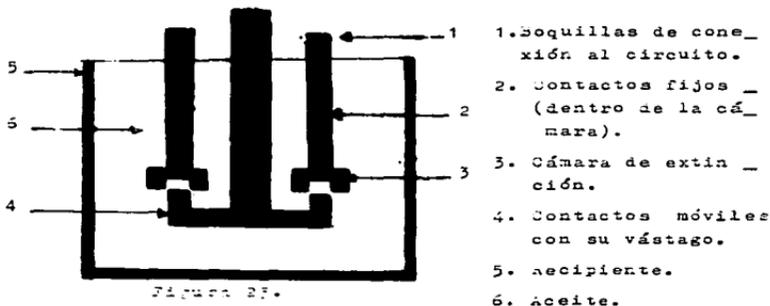
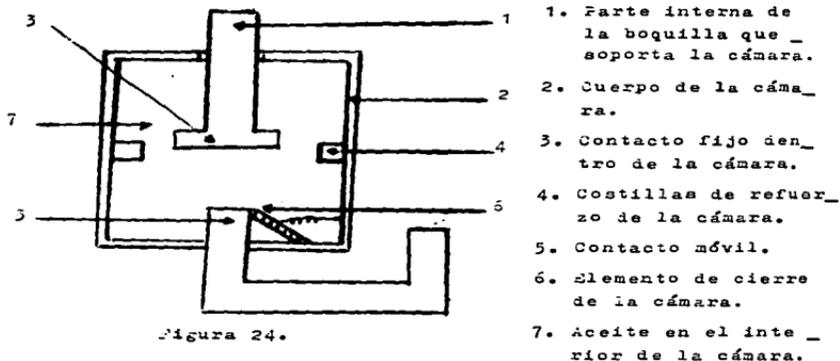


Figura 23.

Los elementos principales de la cámara de extinción son los siguientes. figura 24.



El elemento de desconexión en los interruptores de gran volumen de aceite lo constituyen los contactos móviles. Estos contactos se pueden accionar en general, de tres maneras distintas:

1. Mecánicamente, por medio de sistemas volante bielas o engrane bielas.
2. Magnéticamente, por medio de un electroimán como es el caso de la bobina de disparo que acciona el trinquete de reacción de los contactos móviles al ser energizado; se puede energizar por medio de un botón,

o automáticamente (por medio de relevador).

3. La acción de conexión o desconexión se puede efectuar substituyendo el volante o los engranes con un motor eléctrico que puede operarse a control remoto.

Interrup-
tor
de gran volumen
de aceite.

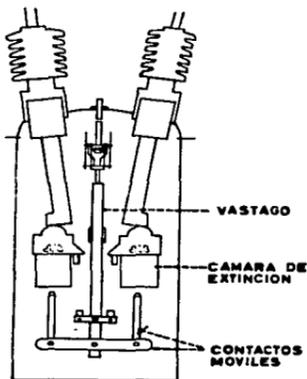


Figura 25.

Interrup-
tores de pequeño volumen de aceite

Los interruptores de reducido volumen de aceite reciben este nombre debido a que su cantidad de aceite es pequeña en comparación con los de gran volumen. (Su contenido de aceite varía entre 1.5 y 2.5% del que contienen los de gran volumen).

Se construye para diferentes capacidades y voltajes de-

operación y su construcción es básicamente una cámara de extinción modificada que permite mayor flexibilidad de operación.

En este tipo de interruptores la cámara de extinción del arco consiste fundamentalmente de las siguientes partes. Fig.26

El funcionamiento de este interruptor es el siguiente:

1. Al ocurrir una falla se desconecta el contacto móvil 3 originándose a un arco eléctrico S.
2. A medida que sale el contacto móvil se va creando una circulación de aceite entre las diferentes cámaras que constituyen el cuerpo.

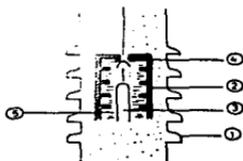


Figura 26.

1. Parte externa.
2. Cuerpo de la cámara.
3. Contacto móvil.
4. Contacto fijo.
5. Arco eléctrico.
6. Aceite.

3. Al alcanzar el contacto móvil su máxima carrera al aceite que circula violentamente extingue el arco por completo.
4. Los gases que se producen escapan por la parte supe-

rior del interruptor.

Estos interruptores se fabrican por lo general del tipo columna. Figura 27.

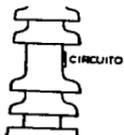


Figura 27.

Interruptores de aire

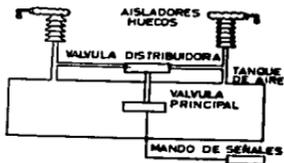


Figura 28.

Debido al peligro de explosión e incendio que representan los interruptores en aceite, se fabrican los interruptores neumáticos, en los cuales la extinción del arco se efectúa por medio de un chorro de aire a presión.

Interruptor neumático

El aire a presión se obtiene por un sistema de aire comprimido que incluye una o varias compresoras, un tanque principal, un tanque de reserva y un sistema de distribución en caso de que sean varios interruptores. Se fabrican monofásicos y trifásicos, para uso interior o uso exterior. El proceso general se puede comprender con ayuda de la figura siguiente. Figura 29.

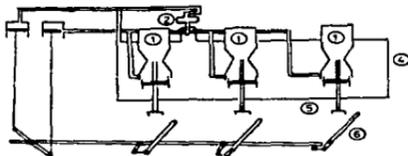


Figura 29.

Cuando ocurre una falla la detecta el dispositivo de control de tal manera que una válvula de solenoide acciona a la válvula principal (2) y sigue una secuencia que puede describirse en general como sigue:

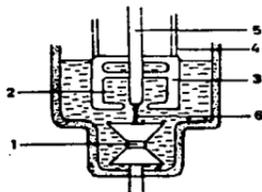
1. Al ser accionada la válvula principal (2), ésta se abre, permitiendo el acceso de aire a los aisladores huecos (1).
2. El aire a presión que entra a los aisladores huecos-

- presiona por medio de un émbolo a los contactos (5).
- Los contactos (5) accionan a los contactos (6) que operan simultáneamente abriendo el circuito.
 - Como los aisladores huecos (1) se encuentran conectados directamente a las cámaras de extinción (3), al bajar los contactos (5) para accionar a los contactos (6) el aire a presión que se encuentra en los aisladores (1) entra violentamente a la cámara de extinción (3) extinguiéndose el arco.

Ventajas del interruptor neumático sobre los interruptores de aceite

- Ofrece mejores condiciones de seguridad, ya que evita explosiones e incendios.
- Interrumpe las corrientes de falla en menos ciclos (3 a 5).
- Disminuye la posibilidad de reencebados de arco.
- Es más barato.

Interruptores de expansión. Figura 30.



- Pieza de contacto.
- Espacio de la cámara.
- Cámara de condensación.
- Soporte.
- Contacto fijo.
- Arco.

Figura 30.

Los interruptores de expansión, al igual que los neumáticos, evitan las explosiones e incendios. En este tipo de interruptores los contactos se encuentran dentro de una cámara de expansión semejante a la mostrada en la figura anterior.- El proceso de interrupción se puede describir brevemente como sigue:

1. Cuando ocurre una falla, se acciona la pieza de contacto móvil que se encuentra dentro de la cámara de expansión.
2. Al caer el contacto se establece el arco (6) en presencia del agua contenida en la cámara.
3. La temperatura a que da lugar el arco produce vapor de agua dentro de la cámara de condensación.
4. El vapor producido en la cámara de condensación provoca una fuerte circulación de agua que extingue parcialmente el arco.
5. El vapor condensado en la cámara acaba de extinguir el arco al circular el H_2O fría.

Los interruptores de expansión se utilizan para tensiones medianas (15-30 kv).

Formas de operación para apertura y cierre en interruptores de aceite de mediana y alta capacidad.

PRUEBAS A INTERRUPTORES

Las pruebas que generalmente se efectúan a los interruptores o antes de poner en servicio un sistema, son las siguientes:

1. Prueba de prestación.

Sirve para determinar el valor de la corriente de apertura o de la corriente de cierre en algunos casos (corriente de falla).

2. Prueba de sobrecarga.

Sirve para comprobar si el interruptor soporta la corriente de sobrecarga fijada.

3. Prueba de temperatura.

Sirve para observar el comportamiento del interruptor con temperaturas elevadas o con corrientes mayores que la nominal.

4. Prueba de aislamiento

Sirve para verificar el comportamiento del interruptor a la tensión nominal y comprobar la calidad de los aislantes empleados.

5. Prueba mecánica

Permite observar si el interruptor es lo suficientemente

cientemente fuerte de acuerdo con su capacidad de --
diseño en (MVA).

6. Prueba de presión.

Nos permite comprobar la resistencia del tanque a -
las presiones internas originadas en una falla.

7. Prueba de funcionamiento.

Es la última prueba y nos permite comprobar el fun -
cionamiento correcto de los dispositivos de control-
y mecánico, fundamentalmente la operación simultánea
de los polos de desconexión.

ESPECIFICACIONES PARA INTERRUPTORES DE
POTENCIA

Veamos las especificaciones que se deben dar para la -
compra o fabricación de un interruptor de potencia. De todos
los tipos estudiados hay gran diversidad y al igual que en -
los transformadores se deben especificar generalidades, fun-
ción del interruptor en la subestación, si la subestación -
es del tipo interior o intemperie, si es de accionamiento -
manual o automático.

Entre los datos técnicos que se deben proporcionar se -
pueden mencionar como fundamentales los siguientes:

- a) Tensión normal de operación.
- b) Corriente nominal.
- c) Corriente de ruptura en KA.
- d) Capacidad de ruptura en MVA.
- e) Capacidad de ruptura para S SRG, de duración de falla.

ALGUNAS CAPACIDADES COMERCIALES DE INTERRUPTORES

Tipo "GC" Un solo tanque

Características 14.4 KV 100, 250, 500 MVA.

23.0 KV 250 MVA

Tipo "C" Tres tanques.

Características 14.4 hasta 69 KV, -500 hasta 25000 MVA.

Usados en transmisión de potencia.

Tipo "GM" Montado sobre el piso

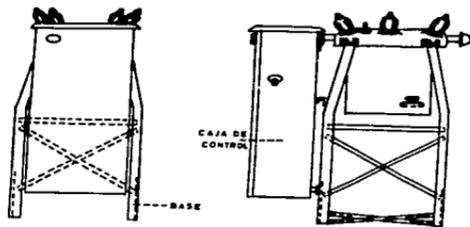
Características 69 hasta 161 KV, -1500 hasta 1500 MVA.

Empleado en sistemas de transmisión.

Tipo "GW"

230 KV a 345 KV

1200 a 1600 Amp.



INTERRUPTOR DE ACEITE CON BASE PARA MONTAR . Figura 31.

Este interruptor se emplea para circuitos de líneas de alto voltaje en que se requiere una capacidad de interrupción muy rápida, y con características de reenganche rápido efectivo.

RESTAURADORES

En los sistemas de distribución, además del problema de la protección de los equipos eléctricos, se presenta el de la "continuidad" del servicio, es decir, la protección que se planea en las redes de distribución se hace pensando en los dos factores mencionados anteriormente. Para satisfacer esta necesidad se ideó un interruptor de operación automática que no necesita de accionamiento manual para sus operaciones de cierre o apertura (la operación manual se refiere al mando por control remoto), es decir, construido bajo una secuencia lógica predeterminada y constituye un interruptor de

operación automática con características de apertura y cierre regulables de acuerdo con las necesidades de la red de distribución que se va a proteger. Este interruptor recibe por tales condiciones el nombre de restaurador. Figura 32.

Un restaurador no es más que un interruptor de aceite con sus tres contactos dentro de un mismo tanque y que opera en capacidades interruptivas relativamente bajas y tensiones no muy elevadas.

Los restauradores normalmente están contruidos para funcionar con tres operaciones de recierre y cuatro aperturas, con un intervalo entre una y otra calibrado de antemano en la última apertura el cierre debe ser manual, ya que indica que la falla es permanente.

Operación de un restaurador.

El restaurador opera en forma semejante a un interruptor trifásico, ya que sus contactos móviles son accionados por un vástago común, conectando y desconectando en forma simultánea.

El proceso de apertura y recierre se puede describir brevemente como sigue:

1. Cuando ocurre una falla la bobina de disparo se energiza y actúa sobre un trinquete mecánico que hace -- caer a los contactos móviles.
2. Los contactos móviles disponen de resortes tensionados de tal forma que la apertura es rápida. Al caer los contactos móviles energizan la bobina de recierre que se encuentra calibrada para operar con un -- cierto intervalo.
3. La bobina de recierre acciona un dispositivo mecánico que opera los contactos móviles, conectándose nuevamente con los contactos fijos.
4. Si la falla es transitoria, el restaurador queda conectado y preparado para otra falla, si la falla es permanente, repetirá todo el proceso anterior hasta quedar fuera según sea el número de recierres para -- el cual se ha calibrado.

La interrupción del arco tiene lugar en una cámara de extinción que contiene a los contactos.

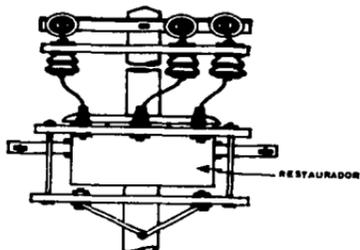


Figura 32.

Los restauradores que más se emplean son de los tipos R y W.

Restaurador tipo R

El restaurador tipo R es semejante en su construcción al tipo W, pero se emplea para capacidades menores. A continuación se dan algunos datos de este tipo de restaurador.

Voltaje nominal 2.4 --14.4 KV

Corriente nominal 24 - 400 Amp.

Voltaje de diseño 15.5 KV

Restaurador tipo W

Se construye trifásico, en forma parecida al tipo R, pero es un poco más robusto.

Voltaje nominal 2.4 - 14.4 KV

Corriente nominal 100 - 560 Amp.

Voltaje de diseño 15.5 KV.

En las siguientes tablas se encuentran especificadas las capacidades comerciales de ambos tipos de restauradores. (Tablas 1 y 2).

RESTAURADOR TIPO "R"

Amperes Nominales	Amperes mínimos de disparo	Capacidad interruptiva en amp. simétricos.		
		2.4-4.8	4.8-8.3	8.3-14.4 (KV)
25	50	1500	1500	1500
35	70	2100	2100	2100
50	100	3000	3000	3000
70	140	4200	4200	4000
100	200	6000	5000	4000
140	280	6000	5000	4000
160	320	6000	5000	4000
185	370	6000	5000	4000
225	450	6000	5000	4000
280	560	6000	5000	4000
400	800	6000	5000	4000

Tabla número 1.

RESTAURADOR TIPO "W"

Amperes nominales	Amperes mínimos de disparo	Capacidad interruptiva en amperes simétricos		
		30 - 40	40 - 80	80 - 100 A1'
100	200	6000	6000	6000
140	280	8400	8400	8000
160	320	9600	9600	8000
185	370	11100	10000	8000
225	450	12000	10000	8000
280	560	12000	10000	8000
400	800	12000	10000	8000
560	1120	12000	10000	8000

Tabla número 2.

Nota: Para obtener los amperes asimétricos, multiplíquense - los valores de corriente simétrica del resturador "R" por - 1.48 y los del tipo "W" por 1.51.

CUCHILLA FUSIBLE

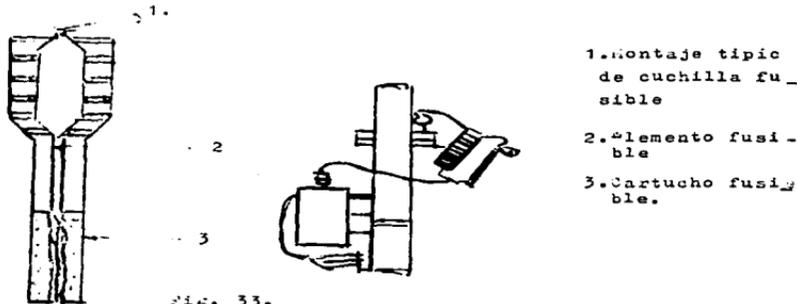
La cuchilla fusible es un elemento de conexión y desco- nexión de circuitos eléctricos. Tiene dos funciones: como cu- chilla desconectadora, para lo cual se conecta y desconecta, y como elemento de protección.

El elemento de protección lo constituye el dispositivo- fusible, que se encuentra dentro del cartucho de conexión y- desconexión. El dispositivo fusible se selecciona de acuerdo con el valor de corriente nominal que va a circular por él,- pero los fabricantes tienen el correspondiente valor de co -

riente de ruptura para cualquier valor de corriente nominal

Los elementos fusibles se construyen fundamentalmente de plata (en casos especiales), cobre electrolítico con electrodeación de plata, o cobre aleado con estaño.

Existen diferentes tipos de cuchillas fusibles, de acuerdo con el empleo que se les dé. Entre los principales tipos y características tenemos los siguientes:



CUCHILLAS DESCONECTORAS
(SELECCIONADORES)

La cuchilla desconectora es un elemento que sirve para desconectar físicamente un circuito eléctrico.

Por lo general, se operan sin carga, pero con algunos--
aditamentos se puede operar con carga, hasta ciertos límites

Clasificación de cuchillas desconectadoras

Por su operación:

- a) Con carga (con tensión nominal)
- b) Sin carga (con tensión nominal)

CAPACIDAD PARA PROTECCIÓN DE CORTO CIRCUITO DE TRANSFORMADORES, CAPACIDADES MÍNIMAS RECOMENDADAS

KVA	2000 volts		4100 volts		6900 volts		13800 volts		23000 volts		33000 volts	
	Amperes		Amperes		Amperes		Amperes		Amperes		Amperes	
	Plena carga	Capacidad factible										

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

3	2.08	3	1.2	5	0.73	3	—	—	—	—	—	—
10	4.16	10	2.4	5	1.45	5	0.73	5	—	—	—	—
15	6.25	15	3.6	7	2.17	5	1.08	5	—	—	—	—
25	10.4	20	6.0	15	3.62	7	1.81	5	1.14	5	0.76	5
37.5	15.6	30	9.0	20	5.44	10	2.72	5	1.70	5	1.14	5
50	20.8	50	12.0	25	7.25	15	3.62	7	2.28	5	1.52	5
75	31.2	65	18.0	40	10.90	25	5.45	10	3.41	7	2.27	5
100	41.17	100	24.0	50	14.50	30	7.25	15	4.35	10	3.03	7
150	62.5	125	36.0	80	21.70	50	10.80	25	6.80	15	4.55	10
200	85.5	200	48.0	100	29.00	65	14.50	30	9.10	20	6.07	15
250	106	200	60.0	125	36.20	80	18.10	40	11.40	25	7.60	15
400	—	—	96.0	200	58.00	125	28.90	65	18.20	40	12.10	25
500	—	—	—	—	72.50	150	36.20	80	22.80	50	15.20	30

Tabla número 3.

Por su tipo de accionamiento:

- a) Manual.
- b) Automático.

Por su forma de desconexión:

- a) Con tres aisladores, dos fijos y un giratorio al --
centro (horizontal), llamado también de doble arco.
(Figura 34).



Figura 34.

- b) Con dos aisladores (accionados con pértiga), opera -
ción vertical. Figura 35.

CONECTOR

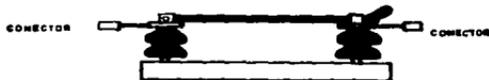


Figura 35.

Por la forma en que se instala, la cuchilla recibe el -
nombre de:

- Vertical LCO.
- Horizontal standard.

- c) Con dos aisladores, uno fijo y otro giratorio en el-

plano horizontal. Figura 36.

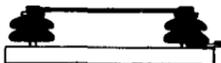


Figura 36.

d) Pantógrafo o separador de tijera

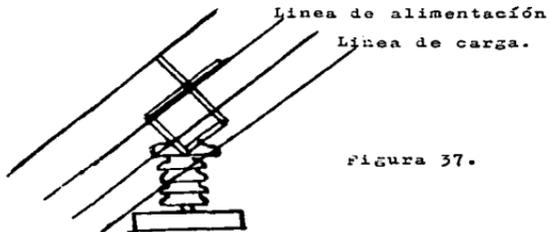


Figura 37.

e) Cuchilla tipo "AV".

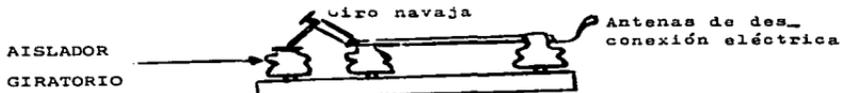


Figura 38.

f) Cuchilla de tres aisladores, el del centro movable - por cremallera. Figura 39.

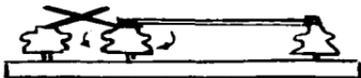


Figura 39.

- g) Cuchillas desconectoras con cuernos de arqueo.
(Figura 40).

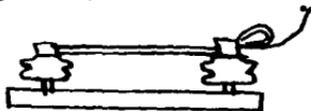


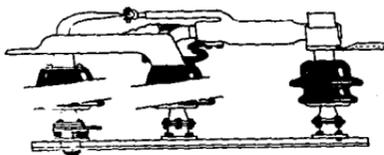
Figura 40.

- h) Cuchilla tripolar de doble aislador giratorio.
CUCHILLAS TIPO A.V.



CUCHILLAS TIPO A.V.

Figura 41.



Cuchillas de 7.5 KV a 34.5 KV
de 2000 a 3000 Ampers

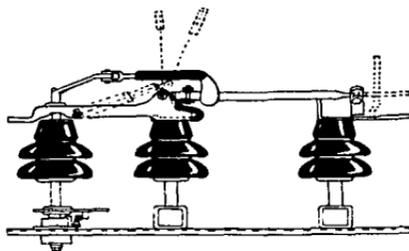


Figura 42.

Cuchillas de 7.5 a 23 KV
400 a 1200 Amperes.

CUCHILLAS DE OPERACION VERTICAL CON
BRAZO HORIZONTAL.

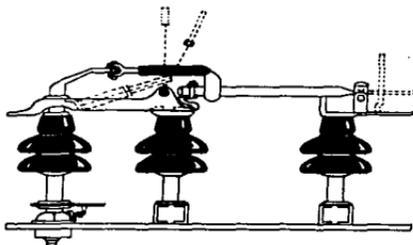


Figura 43.

34.5 a 69 KV 400-1200 Amperes

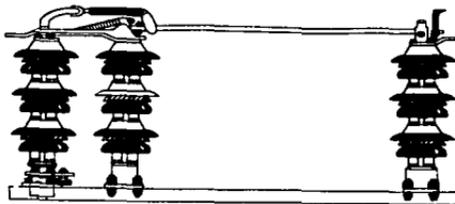


Figura 44.

115 a 161 KV 400 - 1200 Ampers

Algunas capacidades comerciales de cuchillas desconectadoras

Cuchillas de operación vertical en grupo, para montaje a la interperie (dos aisladores).

Voltaje nominal 7.5, 15, 23, 34.5, 46, 69 KV
 Corriente continuada 600, 600, 600, 600, 600 amps.
 Frecuencia 50-60 Hz
 Apertura cuchillas 90°

Cuchillas de operación vertical en grupo, para montaje a la interior (dos aisladores). Desconexión con pértiga.

Voltaje nominal 6, 7.5, 15, 23, 30 KV
 Corriente continuada 600, 600, 600, 600, Amps.
 Frecuencia 50-60 Hz
 Apertura cuchillas 90°

Frecuencia 50-60 Hz

Apertura 90°

También se fabrican, para los mismos voltajes y corrientes, de 1200 amperes.

Cuchillas de operación horizontal con dos aisladores giratorios, tipo interperie, para operación en grupo por barra de mando.

KV	Amperes	Frecuencia	Apertura
7.5	600	50-60	120°
	1200		
14.4	600	50-60	120°
	1200		
23	600	50-60	120°
	1200		
34.5	600	50-60	120°
	1200		
46	600	50-60	120°
	1200		
69	600	50-60	120°
	1200		
115	600	50-60	120°
	1200		
161	600	50-60	120°
	1200		

Tabla No. 4.

Cuchillas de operación vertical de doble arco tipo "AV" para interperie, operación individual.

Voltaje nominal 7.5, 14.4, 23, 34.5 KV

Corriente continuada 600, 600, 600, 600 Amp.

1200, 1200, 1200, 1200 Amp.

Frecuencia

60-60 Hz.

Las cuchillas que operan con voltajes mayores de 161 - KV son de manufactura especial y el fabricante proporciona - los datos de diseño.

Para tensiones elevadas se emplean cuchillas con cuer - nos de arqueo y puesta a tierra. Estas cuchillas son semejan - tes a los tipos anteriores hasta 161 KV, con aditamentos que reciben el nombre de cuernos de arqueo y conexión de puesta a tierra.

Para los tipos de cuchillas de operación horizontal, el mando se puede hacer por barra, motor eléctrico o con aire - comprimido (operación neumática).

Para cuchillas de operación vertical y tipo "AV" el man do se hace generalmente con pértiga hasta 25 KV; por barra, - motor eléctrico o accionamiento neumático en instalaciones - mayores y a la intermperie.

Algunas recomendaciones para el empleo de los diferentes tipos de cuchillas.

a) Cuchillas con tres aisladores, dos fijos y giratorio el del centro.

Estas cuchillas se emplean sobre todo en subestaciones-tipo interperie con corrientes elevadas y tensiones del orden de 34.5 KV; son generalmente operadas en grupo, por mando eléctrico. No representan peligro para el operario, ya que es grande la separación entre polos.

b) Cuchillas con dos aisladores de operación vertical (normal) e invertida).

Este tipo de cuchillas es de lo más usuales por su operación simple, puede emplearse en instalaciones interiores o a la intemperie. Para usos interiores se recomienda usarla en tensiones no mayores de 23 KV, para operación con pértiga, el lugar donde se pare el operario para efectuar la desconexión debe ser, de acuerdo con las normas de seguridad, una madera con capa de hule.

Para montaje a la intemperie puede usarse en cualquiera de las tensiones normales de operación, con mando por barra o motor eléctrico.

c) Cuchilla con dos aisladores de operación horizontal (un aislador fijo).

Este tipo de cuchillas es de uso a la intemperie generalmente. Presentan muchas ventajas cuando son accionadas neumáticamente; por tal razón, es conveniente emplearlas

cuando se disponga de aire comprimido. Se usan para cualquier de las tensiones normales de operación. Pueden accionarse también por barra o motor eléctrico. Tienen el inconveniente de que la hoja de desconexión se desajusta después de varias operaciones.

d) Cuchillas tipo pantógrafo.

En la actualidad este tipo de cuchillas no se emplea con frecuencia, sobre todo en América. La razón es que su mecanismo de operación es complicado y falla de ocasiones; además su costo es elevado y ocupa mucho espacio, lo cual va en contra de la tendencia actual de reducir el espacio en las instalaciones.

e) Cuchillas con tres aisladores de doble arco (tipo "AV").

Estas cuchillas se emplean en instalaciones de corrientes elevadas y tensiones medias; se operan generalmente por barra o motor eléctrico, pero también pueden accionarse con aire comprimido. En sistemas de distribución a 33 y 23 KV se usan para interconexión de líneas.

f) Cuchillas de tres aisladores, con el aislador central desplazable por cremallera.

El rango de aplicación de estas cuchillas es semejante-

al de las cuchillas de operación vertical; debido a su tamaño, generalmente son accionadas por motor eléctrico, aunque se pueden accionar por barra o aire comprimido.

g) Cuchillas con cuernos de arqueo.

Estas cuchillas pueden ser de operación horizontal o vertical. Se usan por lo general en sistemas que operan en tensiones muy elevadas, por ejemplo 66, 88, 115 KV, etc. Su empleo es indispensable en líneas largas. Los cuernos de arqueo sirven para que entre ellos se forme el arco al desconectar las cuchillas, y a la conexión a tierra para disipar la energía del arco.

El arco se forma debido a la energía residual que conservan las líneas largas al quedar en vacío después de la apertura del interruptor.

Cuchillas de operación con carga.

Existen cuchillas que pueden desconectar circuitos con carga. Estas cuchillas reciben generalmente el nombre de seccionadores y son casi siempre cuchillas de operación vertical con accesorios especiales para desconexión rápida. Se fabrican para interrumpir corrientes hasta de 1000 Amp. a tensiones no mayores de 34.5 KV.

Especificaciones

Los datos que se deben proporcionar para el pedido de -

cuchillas desconectadoras son básicamente los siguientes:

1. Tensión nominal de operación.
2. Corriente nominal.
3. Corriente de corto circuito simétrica.
4. Corriente de corto circuito asimétrica.
5. Tipo de montaje (horizontal o vertical) y forma de mando.

APARTARRAYOS

Las sobretensiones que se presentan en las instalaciones de un sistema pueden ser de dos tipos:

1. Sobretensiones de origen atmosférico.
2. Sobretensiones por fallas en el sistema

En el estudio que ahora nos ocupa trataremos la protección contra sobretensiones de origen atmosférico.

Apartarrayos. El apartarrayos es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobretensiones de origen atmosférico. Figura 45.

Las ondas que se presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan el equipo si no se le tiene protegido correctamente; para la protección del-

mismo se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

1. Descargas directas sobre la instalación.
2. Descargas indirectas.

De los casos anteriores el más interesante por presentarse con mayor frecuencia, es el de las descargas indirectas.

El apartarrayos, dispositivo que se encuentra conectado permanentemente en el sistema, opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra.

Su principio general de operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores cuya separación está determinada de antemano de acuerdo con la tensión a la que va a operar.

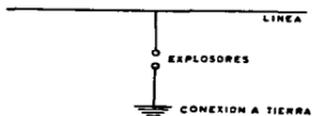


Figura 45.

Se fabrican diferentes tipos de apartarrayos, basados en el principio general de operación; por ejemplo, los más

empleados son los conocidos como "apartarrayos tipo autovalvular" y "apartarrayos de resistencia variable".

El apartarrayos tipo autovalvular consiste en varias -- chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variables cuya función es dar una operación más sensible y precisa. Se emplea en los sistemas que operan a -- grandes tensiones, ya que representa una gran seguridad de -- operación.

El apartarrayos de resistencia variable funda su principio de operación, en el principio general, es decir, con dos explosores, y se conecta en serie a una resistencia variable. Se emplea en tensiones medianas y tiene mucha aceptación en sistemas de distribución. Figura 46.

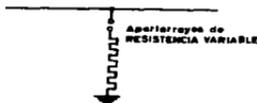


Figura 46.

La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para las máquinas del sistema.

Las ondas que normalmente se presentan son de 1.5×40 microseg. (onda americana) y 1×40 microseg. (onda europea). Esto quiere decir que alcanza su valor de frente en 1.5 a 1 microseg. (tiempo de frente de onda). La función del apartarrayos es cortar su valor máximo de onda (aplanar la onda). Figura 47.

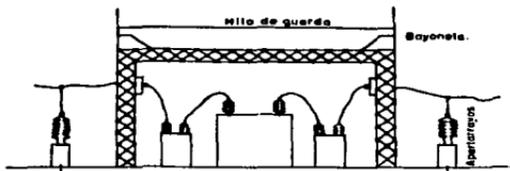


Figura 47.

Las sobretensiones originadas por descargas indirectas se deben a que se almacenan sobre las líneas cargas electrostáticas que al ocurrir la descarga se parten en dos y viajan en ambos sentidos de la línea a la velocidad de la luz.

Los apartarrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para lo cual tiene un cierto radio de protección. Para dar mayor seguridad a las instalaciones contra descargas directas se instalan unas varillas conocidas como bayonetas e hilos de guarda semejantes a los que se colocan en las líneas de transmisión.

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**



La tensión a que operan los apartarrayos se conoce técnicamente como tensión de cebado del apartarrayos.

Localización de los apartarrayos. Figuras 48.



El condensador se emplea como filtro con los apartarrayos de los generadores.

EQUIPO CARRIER DE COMUNICACION

Algunas líneas largas llevan equipo carrier para comunicación, que es más confiable, más económico que el alambre piloto de comunicación, aun cuando el equipo terminal es más complicado que el requerido para intercomunicación con alambre piloto.

Hay instalaciones en que el costo del equipo carrier es elevado, por lo que a veces se reduce al uso del canal carrier regular o teléfono de emergencia para el control del supervisor.

En las mismas instalaciones, la ayuda de los capacitadores de acoplamiento requeridos para el canal carrier pueden ser usados también como capacitores de potencial, tomando su poder expansivo de los transformadores (potencial expansivo), los cuales pueden ser otra vez utilizados para muestras de voltaje a través de los relevadores de protección.

Contrariamente a la práctica común, el alambre piloto de comunicación toma una comparación cuantitativa de las corrientes en las dos terminales, lo cual no sucede en la comunicación por equipo carrier, existiendo la simple posibilidad de la señal transmitida, esto es, el carrier puede estar en una de las dos posiciones: apagado o encendido.

En la siguiente figura se muestra el equipo requerido-- para un sistema de comunicación común y corriente. En cada terminal de la línea de transmisión protegida con relevadores se protege a un sistema carrier, o sea a una unidad receptor-transmisor y a su capacitor de acoplamiento, además de la trampa de línea. Los relevadores son del tipo de alta-velocidad y pueden ser para cada fase y para cada tierra.

La unidad transmisora-receptora se asemeja a un simple-radiotelégrafo transmisor y receptor. El transmisor consiste de un oscilador maestro y un amplificador de potencia, tiene una potencia de salida de 5 a 40 watts y opera a una frecuencia que puede ser ajustada a cualquier valor entre 50 y 150-Hz.

El receptor tiene un detector y algunas veces es bulbo-relevador, su potencia de salida está dada por el relevador-de protección; cada receptor está conectado a una de las dos terminales de la línea y está en concordancia con la frecuencia del transmisor en la otra terminal.

Cualquiera de los dos puede ser utilizado para transmisión en ambas direcciones y puede usarse para transmitir a diferente frecuencia si así lo desea.

Sobre una línea multiterminal todos los transmisores--

receptores deberán ser sintonizados a la misma frecuencia,-- de tal manera que cada receptor responda al transmisor del otro extremo o al transmisor de la misma terminal.

Un sintonizador está provisto para igualar el receptor y el transmisor a la misma línea de transmisión. La unidad receptor-transmisor se instala algunas veces fuera de la casa de tableros y cerca del capacitor de acoplamiento, conectándose a éste por medio de un alambre corto a través del techo; en otras ocasiones se instala en el interior y se conecta al capacitor de acoplamiento a través de un cable coaxial.

La batería de reserva de la instalación es usada como fuente de potencia.

La unidad receptor-transmisor se conecta al conductor de la línea de transmisión de alto voltaje por medio de un capacitor de acoplamiento. Este consta de un banco de capacitores sumergidos en aceite en un recipiente de porcelana y conectados en serie para aumentar la resistencia de la línea de alto voltaje. Se pone a tierra a través de una bobina de choque (del orden de 100 mili henrys).

El banco de capacitores sumergidos en aceite tiene una capacitancia de alrededor de 1/1000 de micro farad, dando una impedancia de un poco menor de 1 000 000 de ohms a la co

rriente de la línea; la inductancia de la bobina, por otro-- lado, ofrece una baja impedancia a la corriente de 60 Hz y - una alta resistencia a la frecuencia del carrier. Así la - unidad carrier transmisor-receptor es aislada efectivamente de la línea de transmisión a 60 Hz. La reactancia del capaci- tor de acoplamiento a la corriente del carrier es compensada por la inductancia en serie ajustable en el sintonizador de- la línea operada.

Una trampa de línea consiste en una combinación de in-- ductancias y capacitancias en paralelo ajustadas a la fre - cuencia del carrier; se conecta en serie con el conductor de línea en cada extremo de la línea de transmisión protegida.

El propósito de la trampa es confinar la potencia del - carrier a la sección protegida; así se asegura una amplia - resistencia de la señal, que no es afectada por la operación de interruptores o por fallas de línea a tierra o sobre otro circuito.

El circuito carrier puede consistir de dos o tres alam- bres de línea o de un alambre con retorno a tierra. El cir - cuito con retorno a tierra tiene una atenuación más grande - e interferencias más altas que el circuito metálico de dos o tres alambres; por otro lado, se requiere sólo la mitad de - capacitores de acoplamiento y trampas de onda. Sin embargo,

para evitar el problema de las interferencias se prefiere pa
ra la comunicación el circuito de dos a tres alambres.

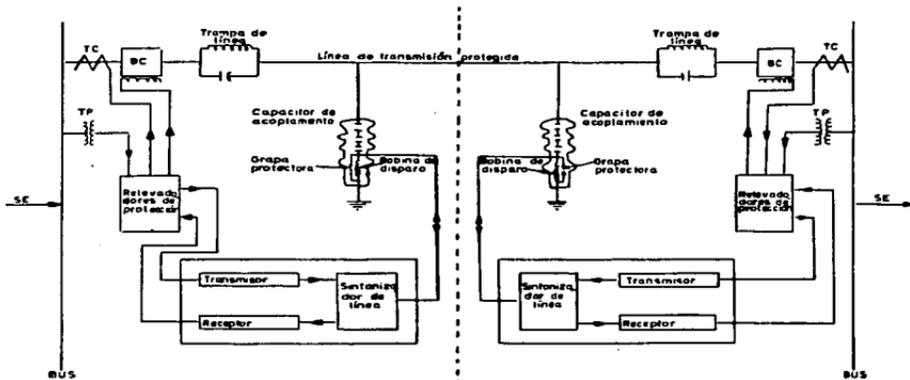


FIGURA 49.

TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTO

Se denominan transformadores para instrumento los que-- se emplean para alimentación de equipos de medición, control o protección. Los transformadores para instrumento se dividen en dos clases:

1. Transformadores de corriente.
2. Transformadores de potencial.

Transformadores de corriente.

Se conoce como transformador de corriente a aquél cuya-- función principal es cambiar el valor de la corriente de uno más o menos elevado a otro con el cual se puedan alimentar - instrumentos de medición, control o protección, como ampérme tros, vátmetros, instrumentos registradores, relevadores de sobrecorriente, etc.

Su construcción es semejante a la de cualquier tipo de-- transformador, ya que fundamentalmente consiste de un elevado primario y un devanado secundario. La capacidad de estos transformadores es muy baja, se determina sumando las capaci dades de los instrumentos que se van a alimentar, y puede - ser 15, 30, 50, 60 y 70 VA.

Estos transformadores son generalmente de tamaño reducido y el aislamiento que se emplea en su construcción tiene que ser de muy buena calidad, pudiendo ser en algunos casos resinas sintéticas (compound), aceite o líquidos no inflamables (pyranol, clorextol, etc.).

Como estos transformadores normalmente van a estar conectados en sistemas trifásicos, las conexiones que pueden hacerse con ellos son las conexiones normales trifásicas entre transformadores (delta delta, delta estrella, etc.). Es muy importante en cualquier conexión trifásica que se hagan conectar correctamente los devanados de acuerdo con sus marcas de polaridad, y siempre conectar el lado secundario a tierra.

Hay transformadores de corriente que operan con corrientes relativamente bajas; estos transformadores pueden constituirse sin devanado primario, ya que el primario lo constituye la línea a la que van a conectarse. En este caso a los transformadores se les denomina tipo dona.

La representación de un transformador de corriente en un diagrama unifilar es la siguiente: Figura 50.

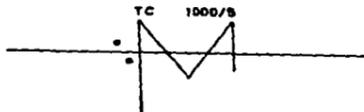


Figura 50.

Las relaciones de transformación son de diferentes valores, pero la corriente en el devanado secundario normalmente es de 5 amperes.

Transformadores de potencial

Se denomina transformador de potencial a aquél cuya función principal es transformar los valores de voltaje sin tomar en cuenta la corriente. Estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control o protección que requieren señal de voltaje.

Los transformadores de potencial se construyen con un devanado primario y otro secundario; su capacidad es baja, ya que se determina sumando las capacidades de los instrumentos de medición que se van a alimentar y varían de 15 a 60 VA. Los aislamientos empleados son de muy buena calidad y son en general los mismos que se usan en la fabricación de los transformadores de corriente.

Se construyen para diferentes relaciones de transformación, pero el voltaje en el devanado secundario es normalmente 115 volts. Para sistemas trifásicos conocidas, según las necesidades. Debe tenerse cuidado de que sus devanados estén conectados correctamente de acuerdo con sus marcas de polaridad.

Representación de un transformador de potencial en un diagrama unifilar. Figura 51.

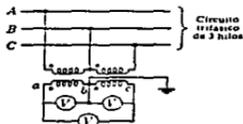


Figura 51

Los transformadores de instrumentos tiene diferente precisión de acuerdo con el empleo que se les dé. A esta precisión se le denomina clase de precisión y se selecciona de acuerdo con la siguiente lista:

Clase de precisión.

0.1 Los pertenecientes a esta clase son generalmente transformadores patrones empleados en laboratorios para calibración por contrastación.

0.2 Los de esta clase pueden emplearse como transformadores patrones o para alimentar instrumentos que requieran fuerza y necesariamente alta ó

mucha precisión, como son instrumentos registradores, controladores, aparatos integradores, etc.

C.5 Los transformadores pertenecientes a esta clase se emplean comúnmente para alimentar instrumentos de medición normal, como son ampérimetros, voltímetros, wattímetros, vármetros, etc.

3. Los transformadores para instrumento que pertenecen a esta clase son empleados normalmente para alimentar instrumentos de protección como son relevadores; la tolerancia permitida en esta clase es de 2.5 al 10%.

Especificaciones para transformadores de instrumento

- a) Transformador de corriente.
 - 1. Función a desempeñar.
 - 2. Relación de transformación (corriente primaria).
 - 3. Tensión de operación.
 - 4. Clase de precisión y tolerancia.

- b) Transformador de potencial.
 - 1. Función a desempeñar.
 - 2. Relación de transformación (voltaje primario).

3. Colocación de las boquillas (en caso de subestación a la intemperie).
4. Clase de precisión y tolerancia.

Nota: Las capacidades comerciales de transformadores para instrumento se dan en la sección de tableros.

**NORMAS PARA EL PROYECTO DE UNA
SUBESTACION**

El objeto de este capítulo es dar una breve idea sobre los elementos que se deben tomar en consideración para el proyecto de una subestación eléctrica.

Los proyectos de subestaciones deberían comprender memorias, planos, y presupuestos, de acuerdo con el siguiente arreglo:

1. Objetivo de la instalación.
2. Descripción detallada de la instalación.
3. Cálculos adoptados y detalles.
4. Presupuestos parciales y global de la obra.
5. Planos elaborados.

PLANOS PRINCIPALES A ELABORAR EN EL PROYECTO DE UNA SUBESTACION

A). Diagrama unifilar.

Tiene por objeto indicar la forma de conexión de la subestación y señalar las características de los elementos que la constituyen, tales como capacidades de transformadores de potencia, generadores, interruptores, etc. Por otra parte, el reglamento expresa que la presentación de una instalación debe hacerse en diagrama unifilar para su aprobación.

b). Disposición del equipo.

La disposición más conveniente de los elementos de la subestación en un proyecto constituye una de las tareas más difíciles, por lo que es preciso trazar una "vista en planta" - donde aparezcan en forma trifásica (si es trifásica la instalación) las conexiones de los aparatos.

También debe hacerse una "vista de elevación", con varios cortes, con objeto de indicar entre otras cosas la altura de seguridad entre el conductor y el suelo o entre el conductor y la estructura, a fin de que éstas no tengan valores peligrosos para el personal; sirve además para indicar la altura de la cimentación donde se alojan los aparatos.

c). Herrajes y conectores.

Este plano sirve para indicar las conexiones físicas y la nomenclatura de los conectores empleados en dichas conexiones.

d). Localización general de la subestación.

El objeto de este plano es indicar la ubicación de la subestación.

e). Estructura metálica.

Tiene por objeto indicar la forma que se adopta para el diseño de la estructura metálica.

f). Sistema de tierra.

Este plano es con el fin de mostrar la forma en que -- está distribuida la red de tierras y las características de los elementos que la componen.

g). Sistema de alumbrado.

Tiene por objeto indicar las características del alumbrado normal y de emergencia, así como la distribución del mismo.

h). Trayectoria de cables de control.

Aquí se señalan la trayectoria que siguen los cables - de control y las características de los mismos.

i). Caseta o sala de tableros de control.

Sirve para indicar su localización y la forma en que - está distribuida.

Es conveniente también elaborar planos de gráficas, de flechas y de tensiones en los buses.

Realización del proyecto. A continuación se exponen algunos puntos fundamentales para la realización de un proyecto.

a). Para la realización del proyecto se deberá partir de la información necesaria para su elaboración. Esta información deberá incluir el tipo de corriente (CA o CC), capacidad - total (si este dato no se da, se puede determinar a partir de-

las cargas), localización, instalación interior, o exterior, - dimensiones del terreno, tipo de operación (manual o automática), líneas, consumidores o cargas a las que va a alimentar, - etc.

b) Cuando ya se disponga de tal información, se procederá a hacer una discusión de la conexión más adecuada de la - instalación, considerando operación técnica y operación económica.

c) Para la elaboración de los planos que indiquen las - vistas de planta y elevación, se deben conocer las dimensiones de los elementos que han de constituir la instalación, para de terminar el espacio necesario para el montaje de los aparatos.

Las dimensiones y características de los aparatos pueden consultarse en catálogos de casas constructoras, de otros - elementos de importancia, como transformadores de potencia, in - terruptores y en general, aquellos que se fabrican por encargo, los constructores envían dibujos con características y dimen - siones aproximadas.

Cálculo mecánico de las barras colectores (Buses)

Cálculo de flechas y tensiones. El cálculo de flechas - y tensiones de un cable suspendido entre dos torres y que toma - la forma de una catenaria se puede hacer por dos métodos norma - les, el de la parábola o el de la catenaria; como la forma de -

catenaria extendida no difiere apreciablemente de una parábola y por ser más simples los cálculos en el caso de las subestaciones eléctricas se usan las fórmulas de la parábola.

Con el objeto de no perder exactitud en los cálculos, - las literales que a continuación se dan y que nos permiten obtener los valores mínimos de un problema determinado, aparecen en el sistema inglés. En México existe una disposición que - obliga al proyectista a emplear cantidades en el sistema métrico decimal; se recomienda por tanto al lector que para utilizar debidamente estas fórmulas se haga uso de las equivalencias entre el sistema inglés y el sistema métrico.

hecha esta aclaración se mencionan a continuación las literales que se emplean en el cálculo de flechas y tensiones.

Deflexión, flecha y oscilación lateral

Si se proporciona la longitud del claro L en pies, la carga W por pie del conductor, la tensión F en libras y estando los soportes al mismo nivel, la deflexión viene dada por:

$$D = \frac{WL^2}{8F}$$

Cuando hay viento, se puede considerar la deflexión - D igual a la flecha S.

$$D = S$$

También W es mayor que la carga vertical V en libras y entonces cuando los soportes están al mismo nivel, la flecha es:

$$S = \frac{VD}{W} = \frac{VL}{8F}$$

Si los soportes se encuentran a una diferencia del nivel en pies, entonces la flecha máxima del conductor viene dada por:

$$S = S \quad L - \frac{e}{45} \text{ pies}$$

La distancia horizontal del punto más bajo del conductor al soporte inferior es:

$$L = \frac{L}{2} - \frac{e}{45} \text{ pies}$$

El desplazamiento lateral máximo del punto medio del conductor es:

$$z = \frac{hD}{W} - \frac{hL}{8F} \text{ pies}$$

en donde h es la presión del viento en libras/pie de longitud del conductor.

C A P I T U L O 2
APARATOS DE MEDICION

El control de una subestación, de operación automática o manual, requiere de una cantidad considerable de aparatos- indicadores, registradores o elementos de señal, en particular la subestación de operación manual, ya que en ellos se basan las maniobras necesarias y, en menor grado, la que se opera automáticamente para los fines de ajuste, inspección, prueba, etc.

Los instrumentos se clasifican en tres categorías, según que indiquen, registren o integren alguna magnitud en tiempo predeterminado; los aparatos son de uso momentáneo, es decir indican sólo un instante y no dejan huella utilizable.

Los registradores son empleados en operación manual o automática; sirven de base para ajuste o reparación de algún órgano que no cumpla su misión en las subestaciones automáticas. En la operación manual, para comprobar la eficiencia de la atención o para registrar valores muy variables o de importancia trascendental para la operación futura.

Los aparatos integradores sirven principalmente para determinar consumos de energía, demandas y otras cantidades-

relacionadas con el tiempo; son también muy útiles para fines estadísticos.

Los principales instrumentos de medición requeridos para el control de la subestación son los siguientes:

Ampermetros: Además de lo que su nombre indica, se emplean para:

- a). Indicar calentamiento de las máquinas conductores, reactores y equipo de conducción e interrupción de un sistema.
- b). Repartir la carga entre máquinas que operan en paralelo para reducir el efecto Joule total.
- c). Determinar las características de demanda de circuitos diversos.
- d). Revelar algunas fallas de conducción y operación.

Volímetros. Aparte de medir volts, se usan para:

- a). Dar a un sistema la tensión correcta.
- b). Poner en paralelo una nueva unidad.
- c). Revelar algunas fallas.

Wattmetros, Se utilizan para:

- a). Determinar las características de demanda, etc.

- b). Revelar algunas fallas.
- c). Controlar los intercambios de energía entre sistemas en paralelo.

Factorímetros. Además de lo que indica su denominación son usados para:

- a). Medir el consumo de los circuitos especiales.
- b). Señalar el monto de la energía para el pago del impuesto.
- c). Calcular demandas con base en cualquier intervalo.
- d). Determinar la eficiencia media de la subestación.

Medidor reactivo. Es semejante al anterior y se usa en condensadores y reguladores sincros y en estaciones de intercambio de energía entre dos sistemas.

Generalidades sobre protección de sistemas de potencia

Formas generales de protección.

1. Fusibles.
2. Apartarrayos.
3. Hilos de guarda.
4. Aislamientos.
5. Ventilación.
6. Sistemas de tierra.

7. Protección física.
8. Protección por relevadores.

a) ¿Qué es protección?

Un sistema de protección tiene como finalidad proveer a la humanidad de energía eléctrica mediante un grupo de aparatos o máquinas que convierten esta energía en movimiento, luz, calor, etc. indispensables en la vida moderna.

Todo sistema eléctrico está formado por partes creadas por el hombre y por tanto está sujeto a fallas.

El conjunto de aparatos y sistemas puestos al servicio del sistema eléctrico, que vigilan que se cumpla adecuadamente el propósito para el que fue creado es lo que se conoce como protección.

La protección evita fallas y disminuye los efectos de éstas.

b) ¿Cómo evita fallas la protección?

Con aislamientos adecuados se mantiene en operación - correctal el sistema, evitando que agentes externos intervengan y puedan alterar su buen funcionamiento, dando distancias y capacidades se pueden evitar fallas debidas a agen-

tes internos.

Dotando de un sistema de ventilación, efectivo al equipo eléctrico, se expulsa la energía nociva acumulada; conexiones de partes metálicas al sistema de tierra, así como señales y herramientas adecuadas, evitan fallas y accidentes

Como la protección disminuye los efectos de los fallos.

Los pararrayos son aparatos que disminuyen los efectos de sobretensiones creadas en el sistema interior por agentes exteriores e interiores, como las descargas atmosféricas y la operación de interruptores desviando sus efectos hacia la tierra.

Los hijos de guarda y mástiles son sistemas de protección con finalidad semejante. Los interruptores y fusibles-- llevan en sí cierta capacidad interruptiva por lo que pueden desligar una parte del sistema que ha sido afectada por una falla, disminuyendo así los estragos que pudiera ocasionar.

Debido a su elemento térmico, los fusibles se funden al ocurrir una falla y en esta forma se aísla la falla. En cambio los interruptores deberán recibir la señal de apertura de relevadores que detecten la falla, y por esta razón un interruptor sin relevadores no es más que un aparato para --

Los relevadores tienen conocimiento de una o varias características y están arreglados para mantenerse inactivos - mientras éstas no varían. Al ocurrir una falla, el relevador detecta y selecciona la característica del sistema que le conviene y actúa sobre otro sistema aparte corriendo o abriendo algún contacto que pertenezca al circuito de apertura o cierre del interruptor que corresponda para el aislamiento de la falla de la parte del sistema donde se creó. -

Así, por ejemplo un relevador de sobrecorriente actúa sobre un contacto del circuito de disparo de un interruptor de una línea cuando las condiciones de corriente de una línea pasan de ciertos límites o varían entre ciertos indeseables.

Si hay una inversión de potencia en una región de un sistema y se tienen colocados relevadores de potencia direccional, éstos debido al acoplamiento de sus bobinas de corriente y potencial, actúan sobre un contacto que cierra el circuito de apertura de un interruptor para cortar la comunicación indeseable.

Hay un elemento intermedio entre los relevadores y el sistema por proteger, se trata de los transformadores de instrumentos, que son de dos clases: transformadores de instrumento, que son de dos clases; transformadores de corriente y

transformadores de potencial. La existencia de este eslabón - es necesaria debido a las elevadas corrientes y los altos voltajes de los sistemas que hay que proteger, y no sería práctico que los relevadores fueran diseñados para soportar esos voltajes y esas corrientes.

Con el fin de normalizar el voltaje y la corriente de los relevadores, se ha llegado poco a poco a establecer un voltaje de 120 volts para los elementos de potencial y 5 amperes para los elementos de corriente de estos aparatos protectores.

Si un circuito por ejemplo lleva 500 amperes, 7,200 - volts los transformadores de instrumentos deberán ser de una relación 500/5 amperes y 7,200/120 volts. o sea $100 = 1$ y $60:1$

Descripción general de relevadores eléctricos.

Un relevador eléctrico es un dispositivo, que colocado en un circuito eléctrico, produce cambios en otro o en su propia circuito. Un relevador del tipo sencillo de una bobina y un contacto conectados en la forma siguiente. Figura 52.

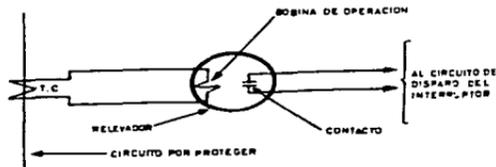


Figura 52.

Como se ve, del circuito por proteger se reciben las señales, que pueden ser, signos por una sobrecorriente y el relevador hace cerrar el contacto que pertenece a un circuito distinto el cual se utiliza para abrir el interruptor que se encuentra en la entrada de la línea.

Principios en que se basan los relevadores:

Realmente, sólo hay dos principios fundamentales en los que se basa la operación de los relevadores;

Atracción electromagnética

Inducción electromagnética

El primero consiste en un vástago dentro de un solenoide o una pieza magnética atraída por un electroimán.

Se muestra a continuación el dibujo correspondiente. Fig. 53.

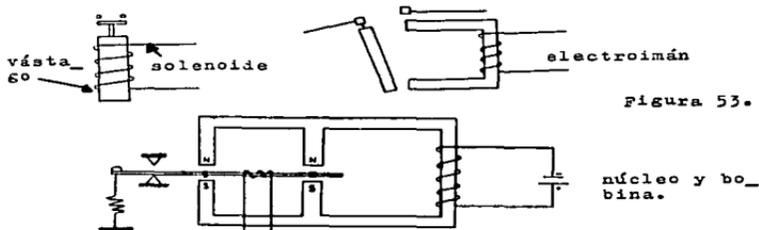


Figura 53.

El segundo opera según el principio del motor de inducción de los discos de un wattorímetro, que se basa en el último término en la acción de dos fuerzas magnéticas defasadas explicadas a continuación; Figura 54.



Figura 54.

La figura muestra una placa de material conductor, por ejemplo de aluminio, sobre la cual inciden dos campos magnéticos variables los que inducen en la placa fuerzas electromotrices alrededor de ellos que se traducen en corrientes y que producen un flujo que reacciona con los primitivos. Las corrientes producidas por uno de los flujos, al reaccionar con el otro producen fuerzas que tienen el sentido marcado en la figura y que en el último término actúan sobre el rotor en la forma siguiente y de acuerdo con las ecuaciones que se desarrollan a continuación.

El flujo β_1 si se considera producido por una fuente alterna es igual a :

$$\beta_1 = \beta_1 \text{ sen } (\omega t), \text{ donde } \beta_1 \text{ es el flujo máximo}$$

Asimismo:

$$\beta_2 = \beta_2 \text{ sen } (\omega t + \beta)$$

Siendo β el ángulo entre los dos flujos β_1 y β_2 , para evitarnos el considerar por lo pronto el efecto de las autoinducciones de las corrientes creadas por la placa y también el ángulo de fase de éstas con respecto a sus fuerzas electromotrices, que por lo demás son despreciables, se puede establecer que las corrientes son proporcionales a las derivadas del flujo con respecto al tiempo, según las expresiones:

$$F_1 = \omega \beta_1 \cos \omega t$$

$$F_2 = \omega \beta_2 \cos (\omega t + \beta)$$

Como se ve en la figura anterior, las fuerzas F_1 y F_2 se encuentran en oposición y la resultante será la diferencia entre ellas.

Sustituyendo los valores de i_1 ó i_2 de las ecuaciones anteriores, tenemos:

$$F \text{ a } \phi_1 \phi_2 \cos \omega t_1 - \phi_1 \phi_2 \cos (\omega t_2)$$

Pero a su vez, sustituyendo los valores de ϕ_1 y ϕ_2 , tenemos:

$$F \text{ a } \phi_1 \phi_2 \sin (\omega t_1 + \theta) - \phi_1 \phi_2 \cos \omega t_2 \sin \omega t_2 \cos (\omega t_2 + \theta)$$

Sacando $I_1 I_2$ como factor común tenemos:

$$F \text{ a } \phi_1 \phi_2 \sin (\omega t_1 + \theta) \cos \omega t_2 - \sin \omega t_2 \cos (\omega t_2 + \theta)$$

La expresión dentro del paréntesis equivale a:

$$\sin (\omega t_1 + \theta - \omega t_2) = \sin \theta$$

La cual se reduce a:

$$F \text{ a } \phi_1 \phi_2 \sin \theta$$

Esto nos indica que la fuerza resultante es constante en todo momento, dependiendo únicamente de los valores máximos de los flujos y el ángulo de fase entre ellos.

Los relevadores del tipo de inducción aprovechan este principio produciendo dos flujos sobre un disco que se mueve actuado por la fuerza que resulta y que es máxima cuando los flujos tienen un ángulo de fase entre sí de 90 grados.

A apoyándose en este principio de inducción se han construido dos clases originales de relevadores eléctricos:

1. Los que actúan debido a una sola fuente de señales.
2. Los que lo hacen debido a dos o más fuentes.

Un ejemplo de los primeros es el que se describe a continuación: (figura 55.)

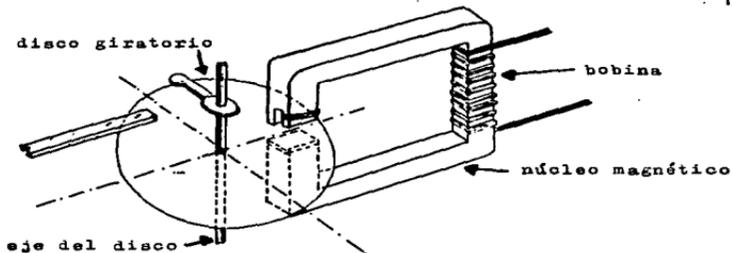


Figura 55.

Es un disco de inducción sobre el cual se cierra un circuito magnético con una sola bobina.

El núcleo está dividido en dos regiones:

Una por la que circula el flujo resultante de la corriente de la bobina, y otra donde se ha devanado y puesto en corto circuito un enbobinado de una sola espira que defasa una parte del flujo que atraviesa el estrechierro. De esta manera una sola señal hace actuar el disco en determinadas condiciones.

Otro ejemplo es el de un relevador de sobrecorriente con características de tiempo diverso como el siguiente: Figura 56.

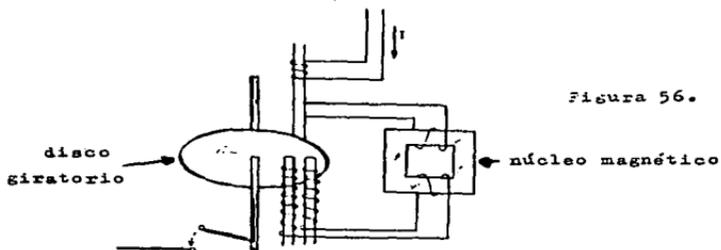


Figura 56.

Lleva una bobina sobre el núcleo interior, que es la única fuente de señales y esta corriente crea otra por medio de un acoplamiento magnético sobre las bobinas del núcleo superior, lo cual produce una fuerza actuante en el disco, debido al defasamiento final de los flujos.

La segunda clase de relevadores es la que pone en juego dos bobinas sobre un sólo núcleo o sobre dos núcleos separados, como por ejemplo el ya conocido como núcleo de un wattómetro.

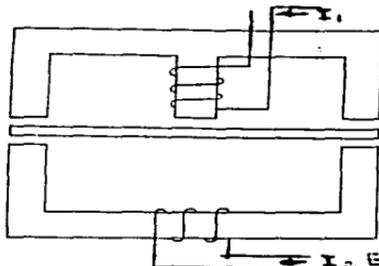


Figura 57.

Sobre una bobina se pueden mandar las señales de corriente producidas por un transformador de corriente, y sobre la segunda las señales de corriente tomadas desde un transformador de potencial.

De esta manera, también con dos corrientes de fuentes distintas se hace operar el relevador.

NOTA: EL CRITERIO DE SELECCION DE LOS INSTRUMENTOS DE PROTECCION Y MEDICION NO SE CONTEMPLA EN ESTA TESIS.

CAPITULO 5

CALCULO DE LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA

CONSIDERACIONES GENERALES:

* SE CONSIDERARA PARA EFECTOS DE REDONDEO 1H.P. = 1 K.V.A.

* SE ADICIONARA EL 25 % A LA CAPACIDAD CALCULADA(ESTO SE _
HACE PARA CONSIDERAR EL ADICIONAMIENTO DE CARGAS FUTURAS).

CALCULO DEL TRANSFORMADOR T4= T7:

16 MOTORES DE 25 H.P. = 400 K.V.A.+ 25 % = 500 K.V.A.

CALCULO DEL TRANSFORMADOR T 8= T 9 :

14 FANLERS DE ALUMBRADO DE 30 KVA C/U. = 420 K.V.A. MAS EL
25 % = 525 K.V.A.

CALCULO DEL TRANSFORMADOR T5=T6

14 MOTORES DE 50 H.P. = 700 K.V.A. (VER DIAGRAMA UNIFILAR)

2 TRANSFORMADORES DE 525 K.V.A. (VER DIAGRAMA UNIFILAR)

O SEA: 700+1050= 1750 + 25 % = 2187.5 K.V.A. PERO, DEBIDO A _
CALCULO YA HECHOS SE LEVANTA EL VALOR CALCULADO EN EL DIAGRA-
MA UNIFILAR, O SEA 1551.25 LO QUE AFECTA EN LO MAS MINIMO.

CALCULO DEL TRANSFORMADOR T2 = T 3.

* 5 MOTORES DE 150 H.P. = 750 K.V.A. (VER DIAGRAMA UNIFILAR)

* 2 MOTORES DE 1000 H.P.= 2000 K.V.A.

* 2 MOTORES DE 500 H.P.= 1000 K.V.A.

* 2 MOTORES DE 1250 H.P.= 2500 K.V.A.

* 2 MOTORES DE 1500 H.P.= 3000 K.V.A.

* 2 MOTORES DE 900 H.P.= 1800 K.V.A.

* 1 MOTOR DE 600 H.P. = 600 K.V.A.

* 2 TRANSFORMADORES DE 500 K.V.A. = 1000 (CORRESPONDEN A LOS
TRANSFORMADORES DE LOS MOTORES DE 25 H.P.)

CONTINUACION DEL CALCULO DEL TRANSFORMADOR T 2 = T 3

2 TRANSFORMADORES DE $1531.25 = 3062$ K.V.A.

O SEA: TENEMOS, QUE, FORSOZAMENTE ADICIONAR LOS TRANSFORMADORES ANTERIORES PARA EL CALCULO DE T2 = T3 (VER DIAGRAMA UNIFILAR).

SI SUMAMOS LAS CARGAS ANTERIORES:

$750+2000+1000+2500+3000+1800+600+1000+1531+1531=15712$ KV.A.

MAS EL 25 % YA INDICADO = 3928 O SEA: $15712+3928=19640$ KVA.

QUE ES LO QUE ESTOY INDICANDO EN EL DIAGRAMA UNIFILAR.

CALCULO DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL T 1:

SI NOS DAMOS CUENTA, EMPECE EL CALCULO DE ABAJO HACIA ARRIBA DE TAL MANERA QUE EL TRANSFORMADOR PRINCIPAL T1 TENDRA QUE SOPORTAR LAS CARGAS ANTERIORES REPRESENTADAS POR LOS TRANSFORMADORES T2 = T3. O SEA: LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR T 1 ES LA SUMA DE LOS TRANSFORMADORES T2=T3 O SEA: $19640+19640=39280$ K.V.A.+ 9820 POR CONCEPTO YA ESPECIFICADO= 49101 KV.A.

NOTA IMPORTANTE: ES CIERTO QUE COMO UNICAMENTE SE VA A OPERAR CON UN SOLO TRANSFORMADOR (POR EJEMPLO NO VAN A OPERAR T2 Y T3 SIMULTANEAMENTE SINO QUE SOLAMENTE PARA LA OPERACION DE LA PLANTA BASTA Y SOBRA CON LA CAPACIDAD DE T2 ESTO SE CONSIDERA PORQUE PUEDE OCURRIR UN CORTO CIRCUITO TANTO DE UN LADO COMO DEL OTRO, CREO QUE ME DOY A ENTENDER O SEA, COMO CARGA INDICADA ES POR ESO QUE ESTOY CONSIDERANDO A LOS DOS TRANSFORMADORES PARA EL CALCULO DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL. REPITO: SE SUPONE QUE LA CARGA CALCULADA NO LA VAN A SOPORTAR DOS TRANSFORMADORES EN PARALELO SINO SOLAMENTE UNO. (YA EN UN PROYECTO HECHO Y DE RECHO SE DISCUTEN ESTOS ASPECTOS NO CON UN ESTUDIANTE DE INGENIERIA SINO CON INGENIEROS TITULARES Y TITULADOS).

C A P I T U L O 4

CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN DIVERSOS PUNTOS DEL SISTEMA, PARA LA DETERMINACION CE LOS INTERRUPTORES PARA LA PROTECCION DEL EQUIPO EN CASO DE FALLA.

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Las corrientes de cortocircuito que se originan por - diversas causas en los sistemas eléctricos son alimentadas por elementos activos: generadores, motores, etc. y se limitan por elementos pasivos del sistema; impedir impedancias de conductores, motores, transformadores, generadores, etc.

Las principales fuentes suministradoras de la corriente de cortocircuito son los generadores. En un generador la corriente es limitada por su reactancias, subtransitorias $X -$ transitoria X y sincroma X Las reactancias se pueden definir brevemente como sigue:

Reactancia subtransitoria.

Es la reactancia aparente del estator en el instante en que se produce el cortocircuito y determina la corriente que circula en el devanado del estator durante los primeros - ciclos mientras dure el cortocircuito.

Reactancia transitoria

Se trata de la reactancia inicial aparente del devanado del estator si se desprecian los efectos de todos los arrollamientos amortiguadores y sólo se consideran los efectos del arrollamiento del campo inductor.

Esta reactancia determina la intensidad que circula durante el intervalo posterior al que se indicó anteriormente y en el que la reactancia subtransitoria constituye el factor decisivo. La reactancia transitoria hace sentir sus efectos durante 1.5 segundos o más según la construcción de la máquina.

Reactancia sincrónica

Es la reactancia que determina la intensidad que circula cuando se ha llegado a un estado estacionario. Sólo hace sentir sus efectos después de transcurrir algunos segundos desde el instante en que se ha producido el cortocircuito y por tanto carece de valor en los cálculos de cortocircuito relacionados con la operación de interruptores, fusibles y contactos.

Un motor síncrono tiene las mismas clases de reactancia que un generador, aunque de diferentes valores; los motores de inducción no tienen arrollamientos inductores de campo, pero las barras del rotor actúan como los arrollamientos amortiguadores en un generador; en consecuencia se considera que estos

motores sólo tienen reactancias subtransitorias.

El hecho de asignar tres reactancias a las máquinas -- rotatorias constituye, como ya se mencionó anteriormente, una simplificación de los métodos para determinar las corrientes de cortocircuito suministradas en instantes fijos. Estos valores se emplean para el cálculo de las intensidades de cortocircuito, con el objeto de determinar la capacidad interruptiva de interruptores y fusibles y para otros fines que se mencionarán más adelante.

Relación de cortocircuitos de generadores

Este factor se considera con frecuencia al tratar problemas de corto circuito en instalaciones de alta tensión. Con los actuales procedimientos de cálculo de cortocircuito de la AIEE se ha transformado en un dato que no presenta importancia práctica desde este punto de vista. Sin embargo, es necesario generalmente mencionar este dato en las especificaciones para un alternador, por lo cual se da una definición:

Intensidad de campo para producir tensión nominal
en condiciones de cortocircuitos permanente

Relación de
cortocircuito

Intensidad de campo para producir corriente nominal
en condiciones de cortocircuito permanente.

Corriente de cortocircuito total

La corriente de cortocircuito simétrica total puede estar formada, según el caso particular, de dos o tres fuentes - Fig.52). la primera la constituyen los generadores, sean éstos los instalados en la planta o la red o bien ambos. La segunda de estas fuentes está constituida por los motores de inducción colocados en las instalaciones industriales; la tercera fuente la constituyen los motores y condensadores síncronos, si los hubiere.

Como estas corrientes disminuyen con el tiempo debido a la reducción del flujo en la máquina, después del cortocircuito, la corriente total de corto circuito disminuye también con el tiempo, y de esta manera aun cuando se considere solamente la parte simétrica de la corriente de cortocircuito, la intensidad es mayor en el primer medio ciclo y tienen valores menores unos ciclos después. Debe observarse que la componente correspondiente al motor de inducción desaparece después de dos ciclos completos.

La componente de corriente continúa aumentando la magnitud aún más durante los primeros ciclos, según se muestra en la figura. como esta componente decae también con el tiempo, el efecto de la corriente de cortocircuito varía también paralelamente. Debido a que esta componente sigue decayendo al pa-

so del tiempo, se acentúa la diferencia de magnitud de la corriente correspondiente al primer ciclo con las que corresponden a unos ciclos después.

Debido a que la intensidad varía con el tiempo y la corriente de corto circuito varía paralelamente, todo procedimiento de cálculo de las corrientes de cortocircuito debe permitir una determinación fácil de la intensidad instantánea después de la falla. El problema ha sido simplificado de tal manera que para determinar el valor de la intensidad simétrica eficaz sólo es necesario dividir la tensión entre línea y neutro entre la impedancia adecuada (equivalente).

Para determinar luego la corriente de cortocircuito asimétrica sólo es preciso multiplicar el valor correspondiente a la corriente simétrica por un factor de multiplicación adecuado.

Métodos de cálculo de cortocircuito

Diagrama unifilar

Para iniciar el estudio de un cortocircuito es necesario primero la preparación del diagrama unifilar de la instalación que muestre la conexión de todas las fuentes de las corrientes de cortocircuito, que ya sabemos son: generadores, motores y condensaciones síncronos, motores de inducción, conexiones de la red pública, convertidores, rotativos y todos los

elementos del circuito que se puedan incluir, tales como transformadores, cables, etc.

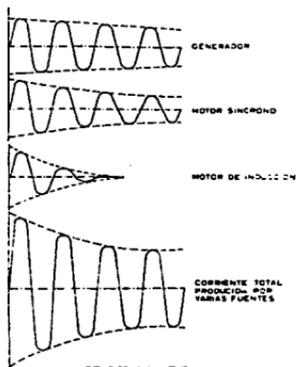
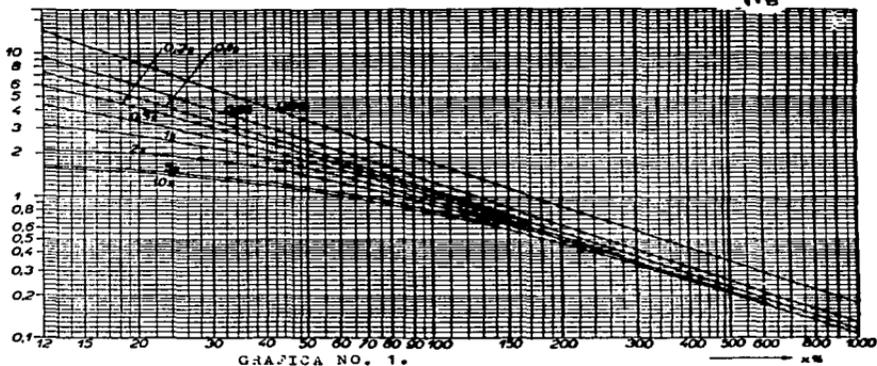


FIGURA 52.

Diagrama de reactividades o impedancias:

En segundo lugar se debe preparar el diagrama de impedancia o reactividades que puedan tener influencia en el cálculo. En las instalaciones de alta tensión se denomina Diagrama de Impedancias, aceptando generalmente que la resistencia es despreciable en relación con las reactividades.



Los elementos del circuito y las máquinas consideradas en el diagrama de impedancias dependen de muchos factores, - como son: la tensión del circuito que se necesita verificar, - el régimen instantáneo de trabajo y de los interruptores que - se necesite comprobar, la resistencia dinámica y térmica de la instalación, etc.

Por tanto, es necesario saber cuándo deben considerarse los motores y qué reactancias de motores deben ser utilizadas para verificar un determinado régimen para un interruptor o un fusible en una clase de tensión dada. Existen otras cosas interesantes, como elegir el tipo y la ubicación del cortocircuito del sistema, determinar la reactancia específica de una máquina o elemento del circuito y decidir si se debe o no tomar en cuenta la resistencia del circuito.

Selección del tipo y localización del cortocircuito

En la mayor parte de los sistemas industriales se obtiene la máxima corriente de cortocircuito cuando se produce una falla trifásica. En este tipo de instalaciones las magnitudes de las corrientes de cortocircuito generalmente son mayores que cuando la falla se produce entre fase y neutro o entre dos fases; por consiguiente para la selección de los dispositivos de protección en la mayoría de las plantas industriales basta calcular un cortocircuito trifásico.

En cambio, en sistemas de plantas muy grandes de alta tensión que generalmente tienen el neutro conectado directamente a tierra se presenta la corriente máxima de cortocircuito cuando la falla ocurre entre una fase y tierra. En estos casos la alimentación se efectúa por medio de transformadores delta-estrella con neutro a tierra, o bien directamente de los generadores de la central o de la casa de máquinas, en estas condiciones un cortocircuito entre línea y neutro en las terminales del generador sin impedancia en el neutro, produce una corriente mayor que la que se produciría en caso de una falla trifásica.

En un cortocircuito entre fase y neutro, la corriente de cortocircuito depende de la forma en que se conecte el neutro.

Generalmente los neutros de los generadores están co -

nectados a tierra a través de un reactor, una resistencia o algún otro tipo de impedancia, con el objeto de limitar las corrientes de cortocircuito en el sistema, de manera que sea inferior a la corriente de cortocircuito debida a una falla trifásica.

Entonces, cuando el generador o los transformadores en delta-estrella tienen sus neutros puestos a tierra en esta forma, sólo es necesario calcular la corriente de falla trifásica, ya que es mayor que la que se produce por otro tipo de falla en la línea.

El cálculo de la corriente de cortocircuito monofásica sólo es necesario en grandes sistemas de alta tensión (2,400 volts o más) con neutro directo a tierra en el generador, o bien cuando los transformadores principales que suministran energía a la instalación industrial están conectados en delta en el lado de alta tensión (línea) y en estrella con neutro directo a tierra en el lado de baja tensión.

El mejor método para efectuar los cálculos con corrientes desequilibradas de falla en grandes sistemas de energía es el conocido como "componentes simétricas"; la necesidad de efectuar este tipo de cálculos no se presenta comúnmente en instalaciones industriales.

Localización del cortocircuito

La ubicación del cortocircuito en una instalación depende desde luego del fin perseguido; por ejemplo, la máxima corriente de cortocircuito que circula a través de un interruptor, un fusible o un arrancador se presenta cuando la falla se produce precisamente en las terminales de estos dispositivos.

Estos dispositivos, cuando se seleccionan adecuadamente, deben ser capaces de interrumpir la corriente máxima de cortocircuito que puede pasar por ellos. Por tanto, sólo es necesario considerar la falla en una posición (sobre las terminales) para verificar el régimen de trabajo del interruptor o su fusible determinado.

SELECCION DE LAS REACTANCIAS Y LAS RESISTENCIAS DE LAS MAQUINAS CIRCUITOS Y EQUIPOS

Reactancia

La influencia de la reactancia correspondiente a determinados elementos del circuito de un sistema depende de la tensión de la red en que se produce el cortocircuito. En todos los casos deben usarse las reactancias de los generadores, motores y transformadores.

En los sistemas en los cuales el voltaje no sea mayor de 600 volts, son las bajas reactancias de los tramos cortos -

de barra de los transformadores de corriente, de los conmutadores, de los interruptores y de otros elementos del circuito de pocos metros de longitud, que pueden desdeñarse sin cometer un error apreciable.

En los circuitos de más de 600 volts las reactancias de los transformadores de corriente, de los interruptores de aire, los tramos de barra, etc. si pueden tener una influencia de importancia en la magnitud de la corriente de corto circuito.

En general, la reactancia de los interruptores no influye en las subestaciones o tableros usados en los centros de carga con transformadores, dispositivos de maniobra acoplados cuando las tensiones son iguales o inferiores a 600 volts. Sin embargo cuando existen varios transformadores o generadores a una misma barra, o conexiones de algunos metros de longitud entre un transformador y un tablero de maniobra, las reactancias y las conexiones de las barras generalmente si tienen influencia y deben ser consideradas en los cálculos de cortocircuito.

En los sistemas de más de 1500 KVA sobre barras de alrededor de 240 volts, deben incluirse las reactancias de todas las componentes del circuito antes mencionadas. En los sistemas de más de 3000 KVA a una tensión de 480 a 600 volts también se deben considerar las reactancias de los elementos cita

soa.

Es muy interesante recordar que, cuanto menor sea la tensión, más elevada será la pequeña impedancia para limitar la magnitud de la corriente de cortocircuito. Por esto debe ponerse la mayor atención con el fin de incluir todos los elementos en el diagrama de impedancias, especialmente para los sistemas grandes a una tensión de 240 volts; si no se tiene este cuidado, los cálculos para un valor que se esté determinando darán un valor de la corriente mucho más elevado del que realmente se encontrará en la práctica.

Ello conduce frecuentemente a la selección de un tabloro de maniobra de baja tensión con un régimen de interrupción más elevado y, en consecuencia, de mayor costo. Si se tiene cuidado de incluir todas las reactancias, los resultados coresponderán muy bien a las corrientes que se obtienen realmente en la práctica. Sólo así se justifica el efectuar los cálculos de cortocircuito para una instalación.

Resistencia

La resistencia de los generadores transformadores, reactores, motores y barras de gran capacidad (arriba de 1000 amperes normales) es tan baja comparada con su reactancia, que no se considera, cualquiera que sea la tensión del circuito. La resistencia de todos los otros elementos del circuito de alta

tensión (mayor de 600 volts), generalmente se desprecia, debido a que no tiene influencia sobre la magnitud total de las corrientes de corto circuito.

En los sistemas con tensiones de 600 volts o menores, el error se produce omitiendo las resistencias de todas las partes del circuito, excepto los cables y las barras colectoras cuyo régimen de intensidad es pequeño (generalmente menor del 5%).

Sin embargo, en ciertas ocasiones la resistencia de los circuitos de cable, constituye la parte predominante de la impedancia total del cable, cuando se consideran en el circuito tramos de cables de longitudes considerables en sistemas que tienen tensiones de 600 volts o menos.

Es necesario entonces incluir la resistencia y la reactancia que pudieran tenerse en el diagrama de impedancias de los circuitos de cable.

En sistemas de redes secundarias con tensiones de 600 volts o menores deben incluirse en el diagrama de impedancias la resistencia y la reactancia de los cables de los circuitos de interconexión entre barras colectoras de la subestación.

Factor de multiplicación

en los sistemas de baja tensión que tienen longitudes de cable considerables, la relación χ puede ser tan reducida que el uso de un factor de multiplicación de 1.25 origine un error importante. En consecuencia en estos sistemas en que - resulta y luego hallar el factor de multiplicación mínimo.

CONSIDERACIONES GENERALES

SE UTILIZARA EL METODO DE LOS MEGAVOLTS AMPERS PARA LA DETERMINACION DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN DIVERSOS PUNTOS DEL SISTEMA.

- * LA REACTANCIA SUBTRANSITORIA (X") PARA LOS MOTORES ALIMENTADOS EN 4.16 K.V. SE ESTIMARA EN UN 20 %.
- * LA REACTANCIA SUBTRANSITORIA PARA LOS MOTORES ALIMENTADOS EN .480 K.V. EN UN 28 %.
- * EL FACTOR DE POTENCIA PARA LOS MOTORES EN 4.16 KV. SE ESTIMARA EN 0.90.(Y EN GENERAL PARA TODOS LOS MOTORES).
- * LA POTENCIA DE LOS MOTORES SE INDICA EN H.P.
- * LA REACTANCIA SUBTRANSITORIA PARA LOS TURBOGENERADORES SE ESTIMARA EN 6 %.

NOTA: EL CRITERIO DE SELECCION PARA LAS REACTANCIAS, IMPEDANCIAS Y EN GENERAL LA SELECCION DEL EQUIPO NO SE CONTEMPLA EN ESTA TESIS.(EN REALIDAD SON ASPECTOS QUE SE DISCUTEN CON LOS ESPECIALISTAS EN CADA EQUIPO DE UN SISTEMA).

- CALCULO DE LOS H.V.A.S DE TODO EL EQUIPO QUE COMPRENDE EL SISTEMA.
- POTENCIA DE ENTRADA SUMINISTRADA POR LA COMPAÑIA DE LUZ EN ESTE CASO SON 1000 H.V.A. DE CORTO CIRCUITO (CAPACIDAD INTERRUPTIVA)
- * TRANSFORMADOR T1 49101.563 KVA= 49 H.V.A.
 - * TURBOGENERADOR TG.1 DE 30 MEGAWATTS= $30000KW/.80 = 37500 KVA. = 37.5 H.V.A.$ (.80 ES EL FACTOR DE POTENCIA DE LA MAQUINA).
 - * TURBOGENERADOR TG 2 TAMBIEN DE 49 H.V.A
 - * TRANSFORMADOR T2 19640 H.V.A.= 19.6 H.V.A.
 - * TRANSFORMADOR T3 19640 H.V.A.= 19.6 H.V.A.
 - * MOTOR DE 150 H.P.= 150 H.V.A.= .150 H.V.A.
 - * MOTOR DE 150 H.P.= 150 H.V.A.= .150 H.V.A.
 - * MOTOR DE 150 H.P.= 150 H.V.A.= .150 H.V.A.
 - * MOTOR DE 1000 H.P. = 1000 H.V.A. = 1 H.V.A.
 - * MOTOR DE 500 H.P. = 500 H.V.A = .5 M.V.A.
 - * MOTOR DE 1250 H.P.= 1250 H.V.A. = 1.250 H.V.A.
 - * MOTOR DE 1500 H.P. = 1500 H.V.A. = 1.5 M.V.A.
 - * TRANSFORMADOR T 4 DE 500 H.V.A. = 0.5 M.V.A.
 - * TRANSFORMADOR T 5 DE 1531.25 H.V.A.= 1.5 M.V.A.
 - * TRANSFORMADOR T 6 DE 1531.25 H.V.A.= 1.5 M.V.A.
 - * TRANSFORMADOR T 7 DE 500 H.V.A. = 0.5 H.V.A.
 - * MOTOR DE 1250 H.P. = 1250 H.V.A. = 1.250 M.V.A.
 - * MOTOR DE 900 H.P. = 900 H.V.A. = .9 M.V.A.
 - * MOTOR DE 1500 H.P. = 1500 H.V.A. = 1.5 M.V.A.
 - * MOTOR DE 1000 H.P. = 1000 H.V.A = 1 H.V.A.
 - * MOTOR DE 150 H.P.= 150 H.V.A. = .150 M.V.A.
 - * MOTOR DE 150 H.P.= 150 H.V.A. = .150 M.V.A.
 - * MOTOR DE 900 H.P.= 900 H.V.A. = .900 M.V.A.
 - * MOTOR DE 500 H.P.= 500 H.V.A. = .5 M.V.A.
 - * MOTOR DE 600 H.P.= 600 H.V.A. = .6 M.V.A.
 - * MOTOR DE 50 H.P. = 50 H.V.A. = 0.05 M.V.A.

- CALCULO DE LOS M.V.A.S DE TOJO EL EQUIPO QUE COMPRENDE EL SISTEMA.

- * TRANSFORMADOR T 8 DE 525 K.V.A. = 0.525 M.V.A.
- * TRANSFORMADOR T 9 DE 525 K.V.A. = 0.525 M.V.A.
- * TABLEROS DE ALUMBRADO DE 30 K.V.A = 0.030 M.V.A.
(SON 14 TABLEROS EN TOTAL VER DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL)
- * MOTOR DE 25 H.P. = 25 K.V.A. = 0.025 M.V.A.
(SON 16 MOTORES DE ESTA CAPACIDAD EN TOTAL VER DIAGRAMA UNI-
FILAR GENERAL).

CALCULO DE LOS MEGAVOLTS AMPERES DE CORTO CIRCUITO DE TODO EL EQUIPO QUE COMPRENDE EL SISTEMA.

- * POTENCIA DE CORTO CIRCUITO (FCC) SUMINISTRADA POR LA COMPAÑIA DE LUZ 1000 M.V.A. C.C.
- * TRANSFORMADOR T 1 $MVA_{acc} = MVA/Z.P.U. = 49/0.06 = 816.66 MVA_{acc}$.
- * TURBOGENERADOR TG 1 $MVA_{acc} = MVA/X"P.U. = 37.5/0.06 = 625 MVA_{acc}$
(X" ES LA REACTANCIA SUBTRANSITORIA GENERADA EN PERIODOS DE CORTO CIRCUITO EXPRESADA EN POR UNIDAD VEASE DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL.)
- * TURBOGENERADOR TG 2 $MVA_{acc} = MVA/X"P.U. = 37.5/0.06 = 625 MVA_{acc}$
- * TRANSFORMADOR T 2 $MVA_{acc} = MVA/Z.P.U. = 19.6/0.06 = 326.66 MVA_{acc}$
(EN EL CASO DE LOS TRANSFORMADORES EL DENOMINADOR ES LA IMPEDANCIA DE LA MAQUINA EXPRESADA EN POR UNIDAD VEASE DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL).
- * TRANSFORMADOR T 3 $MVA_{acc} = MVA/Z.P.U. = 19.6/0.06 = 326.66 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 150 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X"P.U. = .150/.20 = .75 MVA_{acc}$
(PARA LOS MOTORES ALIMENTADOS EN 4.16 K.V. LA REACTANCIA SUBTRANSITORIA "X" SE CONSIDERARA DE 20 %).
- * MOTOR DE 150 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X"P.U. = .150/.20 = .75 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 150 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X"P.U. = .150/.20 = .75 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 1000 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X"P.U. = 1/.20 = 5 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 500 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X"P.U. = 0.5/0.20 = 2.5 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 1250 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X"P.U. = 1.250/0.20 = 6.25 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 1500 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X"P.U. = 1.5/0.20 = 7.50 MVA_{acc}$
- * TRANSFORMADOR T 4 $MVA_{acc} = MVA/Z.P.U. = 0.5/0.0575 = 8.68 MVA_{acc}$
- * TRANSFORMADOR T 5 $MVA_{acc} = MVA/Z.P.U. = 1.531/0.0575 = 26.62 MVA_{acc}$
- * TRANSFORMADOR T 6 $MVA_{acc} = MVA/Z.P.U. = 1.531/0.0575 = 26.62 MVA_{acc}$
- * TRANSFORMADOR T 7 $MVA_{acc} = MVA/Z.P.U. = .5/0.0575 = 8.68 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 1250 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X"P.U. = 1.25/0.20 = 6.25 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 900 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X"P.U. = 0.9/0.20 = 4.5 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 1500 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X"P.U. = 1.5/0.20 = 7.5 MVA_{acc}$

- * CALCULO DE LOS MEGAVOLTS AMPERES DE CORTO CIRCUITO DE TODO EL EQUIPO QUE COMPRENDE EL SISTEMA.
- * MOTOR DE 1000 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X \times P.U. = 1/0.20 = 5 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 150 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X \times P.U. = .150/0.20 = .75 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 150 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X \times P.U. = .150/0.20 = .75 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 900 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X \times P.U. = .900/0.20 = 4.5 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 500 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X \times P.U. = .5/0.20 = 2.5 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 600 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X \times P.U. = .6/0.20 = 3 MVA_{acc}$
- * MOTOR DE 50 H.P. $MVA_{acc} = MVA/X \times P.U. = 0.05/.28 = .178 MVA_{acc}$
- * TRANSFORMADOR T 8 $MVA_{acc} = MVA/Z.P.U. = .525/0.05 = 10.5 MVA_{acc}$
- * TRANSFORMADOR T 9 $MVA_{acc} = MVA/Z.P.U. = .525/0.05 = 10.5 MVA_{acc}$
- * TABLEROS DE ALUMBRADO DE 30 KVA = 0.030 MVA_{acc}
- (SON 14 TABLEROS DE ALUMBRADO EN TOTAL VEASE DIAGRAMA UNIFILAR)
- * MOTOR DE 25 H.P. $MVA_{acc} = MVA/0.28 = .892 MVA_{acc}$
- (SON 16 MOTORES EN TOTAL DE ESTA CAPACIDAD $X'' = 0.28$ PARA MOTORES ALIMENTADOS EN .480 KV. VER DIAGRAMA UNIFILAR).

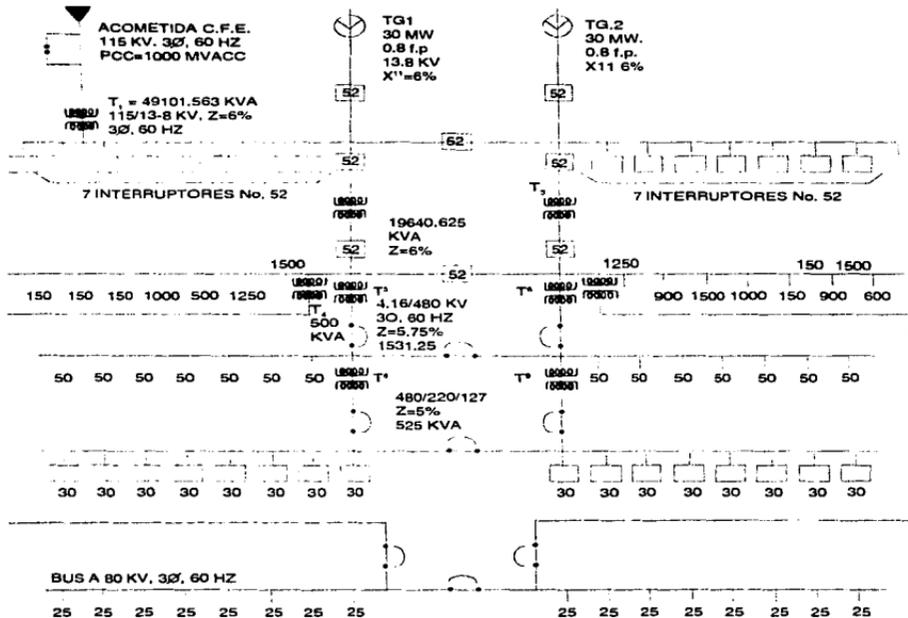


DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL

CUADRO DE CARGAS DEL GABINETE "A"

ESTE GABINETE ALOJARA EL CONTROL DE 16 MOTORES DE
 25 H.P./C.U., MOTORES TRIFASICOS CON UN FACTOR SUPRES_
 NO DE 0.90, Y UNA EFICIENCIA DEL 90%.
 1 H.P. = 746 WATTS 25 H.P. = 18650 WATTS = 6216.66 POR _
 FASE; SE CONSIDERA PARA CADA MOTOR UN INTERRUPTOR INDI_
 VISUAL TRIFASICO. (MOTORES ALIMENTADOS A .480 KV. 3 FAS.)
 60 HERTZ.

CIRCUITO NO.	A	B	C
1	6216.66	6216.66	6216.66
2	"	"	"
3	"	"	"
4	"	"	"
5	"	"	"
6	"	"	"
7	"	"	"
8	"	"	"
9	"	"	"
10	"	"	"
11	"	"	"
12	"	"	"
13	"	"	"
14	"	"	"
15	"	"	"
16	"	"	"
	<u>99466.56</u>	<u>99466.56</u>	<u>99466.56</u>

DESBALANCEO = FASE MAYOR - FASE MENOR
 FASE MAYOR

ES EVIDENTE QUE EL . SE DESBALANCO = 0
 NOTA: EL CRITERIO DE SELECCION NO SE CONTEMPLA

_CUADRO DE CARGAS DEL GABINETE "B"
=====

ESTE GABINETE ALOJARA EL CONTROL DE 14 TABLEROS PARA ALUMBRADO A 220/127 VOLTS TRES FASES SE ESTIMO PARA EFECTO DE CALCULO UNA CAPACIDAD DE 30 KVA/C.U. $30 \times 746 = 22380$ WATTS = 7460 WATTS POR FASE.

CIRCUITO NO.	A	B	C
1	7460	7460	7460
2	"	"	"
3	"	"	"
4	"	"	"
5	"	"	"
6	"	"	"
7	"	"	"
8	"	"	"
9	"	"	"
10	"	"	"
11	"	"	"
12	"	"	"
13	"	"	"
14	"	"	"
	<u>104440</u>	<u>104440</u>	<u>104440</u>

$$\% \text{ DESBALANCEO} = \frac{\text{FASE MAYOR} - \text{FASE MENOR}}{\text{FASE MAYOR}} \times 100 =$$

TAMBIEN EN ESTE CASO COMO $A=B=C = 0 \%$

NOTA: TABLEROS CONECTADOS A TRES FASES

* EL CRITERIO DE SELECCION, Y CAPACIDAD SON SOLO PARA EFECTO DE CALCULO.

CUADRO DE CARGAS DEL GABINETE "C" ESTE GABINETE ALOJARA EL CONTROL DE 14 MOTORES DE 50 H.P. (VER DIAGRAMA UNIFILAR) CON UN FACTOR SUPUESTO DE POTENCIA DE 0.90 EFICIENCIA DE 85% TRIFASICOS ALIMENTADOS A 4.16 KV.

1 H.P. = 746 WATTS : 50 X 746 = 37300 = 12433 A FASE Y TAMBIEN ALOJARA EL CONTROL DE LOS TRANSFORMADORES T8 Y T9 DE 525 KVA C.U. (ALUMBRADO) : 525 X 746 = 391650 = 130550X FASE.

CIRCUITO NO.	A	B	C
1	12433	12433	12433
2	"	"	"
3	"	"	"
4	"	"	"
5	"	"	"
6	"	"	"
7	"	"	"
8	"	"	"
9	"	"	"
10	"	"	"
11	"	"	"
12	"	"	"
13	"	"	"
14	"	"	"
15 TRANF. T8	130550	130550	130550
16 TRANF. T9	130550	130550	130550
	<u>304612</u>	<u>304612</u>	<u>304612</u>

CONSIDERACIONES:

- * EL CIRCUITO PARA EL TRANSFORMADOR T9 QUEDA DISPONIBLE.
- * EL CRITERIO DE SELECCION PARA MOTORES Y TRANSFORMADORES NO SE INCLUYE EN ESTA TESIS. ES SOLO UNA SUPOSICION PARA EFECTO DE CALCULO.

POR LO TANTO, SE OBSERVA QUE LOS WATTS/FASE SON IGUALES Y POR LO TANTO EL % DE DESBALANCE EN ESTE GABINETE=0.0

-----CUADRO DE CARGAS DEL GABINETE "D"-----

ESTE GABINETE ALOJARA EL CONTROL DE MOTORES DE DIVERSAS CAPACIDADES ALIMENTADOS A 4.16 KV., 3 FASES, 60 HERTZ CON UN FACTOR SUPUESTO DE POTENCIA = 0.90 ASI COMO EL CONTROL DE LOS TRANSFORMADORES T4, T5, T6 Y T7 (VEASE DIBUJAMA UNIFILAR) LA FORMULA $F.A. = \text{WATTS}/\text{FACTOR DE POTENCIA}$ NO SE USA, SE REDONDEA A 1 H.P. = 1 K.V.A PARA EFECTO DE DISEÑO ASI SE HACE, QUEDA DISPONIBLE EL LUGAR DE LOS TRANSFORMADORES T6 Y T7

CIRCUITO NO.	A	B	C
MOTOR 150 H.P.	37300	37300	37300
2. MOTOR DE 150 H.P.	37300	37300	37300
3. MOTOR DE 150 H.P.	37300	37300	37300
4. MOTOR DE 1000 "	248666	248666	248666
5. MOTOR DE 500 "	124333	124333	124333
6. MOTOR DE 1250 "	310833	310833	310833
7. MOTOR DE 1500 "	373000	373000	373000
8. TRANSF. T4 500	124333	124333	124333
9. TRANSF. T5 1531	380708	380708	380708
10. TRANSF. T6 1531	D I S P O N I B L E		
11. TRANSF. T7 500	D I S P O N I B L E		
12. MOTOR DE 1250 H.P.	310833	310833	310833
13. MOTOR DE 900 H.P.	223800	223800	223800
14. MOTOR DE 1500 H.P.	373000	373000	373000
15. MOTOR DE 1000 H.P.	248666	248666	248666
16. MOTOR DE 150 H.P.	37300	37300	37300
17. MOTOR DE 900 H.P.	223800	223800	223800
18. MOTOR DE 150 H.P.	37300	37300	37300
19. MOTOR DE 1500 H.P.	373000	373000	373000
20. MOTOR DE 600 H.P.	149200	149200	149200
	<u>3578672</u>	<u>3578672</u>	<u>3578672</u>

APLICANDO LA FORMULA YA CONOCIDA, VEMOS QUE LOS WATTS POR FASE SON IDENTICOS O SEA, EL % DE DESBALANCEO = 0

REPETIMOS: EL CRITERIO DE SELECCION DE ESTE EQUIPO Y DEL GABINETE NO SE CONTEMPLA EN ESTA FESIS.

CON RESPECTO AL TERMINO DISPONIBLE QUEDA EL LUGAR, PARA EL INTERRUPTOR DISPONIBLE.

LA FORMULA: $\text{VOLTSAMPERS} = \text{WATTS}/\text{COS}\phi$ NO SE USA, PARA EFECTO DE REDONDEO CONSIDERAMOS 1 H.P. = 1 K.V.A.

PARA CIRCUITOS DE FUERZA LAS NORMAS TECNICAS PARA INSTALACIONES ELECTRICAS (SECOFIN) NO ACEPTAN ARRIBA DEL 5%.

CUADRO DE CARGAS PARA EL SISTEMA "2"

SON 14 INTERRUPTORES NO. 52 (DISPONIBLES PARA CARGAS FU-
 FORAS Y TRANSFORMADORES 2 Y 3). EL CIRCUITO PARA EL
 TRANSFORMADOR P 3 QUEDA DISPONIBLE. CARGAS ALIMENTADAS A
 UNA TENSION DE 13.8 K.V. 3 FASES, 60 HERTZ.

CIRCUITO NO.	A	B	C
1	D I S P O N I B L E	I N T E R R U P T O R NO. 52	
2	"	"	"
3	"	"	"
4	"	"	"
5	"	"	"
6	"	"	"
7	"	"	"
S. TRANSF. #2 19640 KVA	4.8 MEGAWATT	4.8	4.8
T. TRANSF. #3 19640 KVA	D I S P O N I B L E		
10	D I S P O N I B L E	I N T E R R U P T O R NO. 52.	
11	D I S P O N I B L E	I N T E R R U P T O R NO. 52.	
12	D I S P O N I B L E	I N T E R R U P T O R NO. 52.	
13	D I S P O N I B L E	I N T E R R U P T O R NO. 52.	
14	D I S P O N I B L E	I N T E R R U P T O R NO. 52.	
15	D I S P O N I B L E	I N T E R R U P T O R NO. 52.	
16	D I S P O N I B L E	I N T E R R U P T O R NO. 52.	
SUMA TOTAL	<u>4.8 M.W.</u>	<u>4.8 M.W.</u>	<u>4.8 M.W.</u>

ES EVIDENTE QUE EL % DE DESBALANCEO = 0.

Nota: EL CRITERIO DE SELECCION DE INTERRUPTORES, TRANSFOR-
 MADORES NO SE CONTEMPLA EN ESTE PARRAFO DE RESIS.

CUADRO DE CARGAS PARA EL TABLERO *2*

137

ESTE GABINETE ALOJA EL CONTROL DEL TRANSFORMADOR T 1 -
115/13.8 KV. 49101 KVA. 3FASES 60 HERTZ. Y EL CONTROL DE
LOS TURBOGENERADORES TG. 1 Y TG. 2 DE 30 MEGAWATTS, 13.8
KV., O.B DE $\cos \phi = 0.80.$, QUEDANDO EL LUGAR DEL TURBOGE-
NERADOR TG. 2 COMO DISPONIBLE.

CIRCUITO NO.	A	B	C
1. TRANSF. T1 49101	12 MW.	12 MW.	12 MW.
2. TG. 1 30 MW.	10 MW.	10 MW.	10 MW.
3. TG. 2 30 MW.	D I S P O N I B L E		
	<u>22</u>	<u>22</u>	<u>22</u>

COMO SE VE, LAS CARGAS SON IGUALES EN LAS TRES FASES POR LO
TANTO, EL % DE DESBALANCEO EN ESTE GABINETE ES IGUAL A CERO.

NOTA: EL CRITERIO DE SELECCION TANTO DE LOS TURBOGENERADORES
COMO DEL TRANSFORMADOR NO SE CONTEMPLA EN ESTA TESIS.

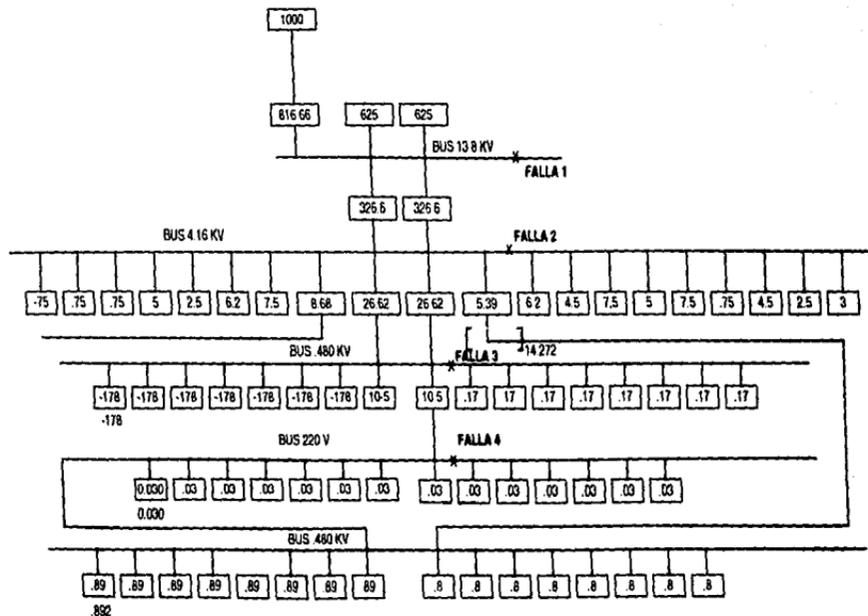


DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DE BLOQUES.
VALORES DE MEGAVOLTS AMPERS DE CORTO CIRCUITO.

CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN DIVERSOS PUNTOS
DEL SISTEMA (ANALISIS DE LA FALLA 1 BUS DE 13.8 KV.)

REFIRIENDONOS AL DIAGRAMA GENERAL DE BLOQUES TENEMOS:

DISPOSICION EN SERIE ACOMETIDA C.P.E. DE 1000 M.V.A. cc Y TRANSFOR-
MADOR T1 DE 816.66 MVA cc TENEMOS:

$$1000 \times 816.66/1000 + 816.66 = 449.53$$

DISPOSICION EN PARALELO ESTE VALOR OBTENIDO MAS LA CONTRIBUCION DE
LOS DOS TURBOGENERADORES TENEMOS:

$$449.53 + 625 + 625 = 1699.53$$

DISPOSICION EN PARALELO DE LOS TRANSFORMADORES T 2 y T3 :

$$326.66 + 326.66 = 653.32$$

OBSERVANDO EL BUS DE 4.16 KV. TENEMOS: DISPOSICION EN PARALELO,
.75+.75+.75+5+2.5+6.25+7.5+8.68+26.62+5.39+6.25+4.5+7.5+5+.75+.75
+4.5+2.5+3 = 125.56

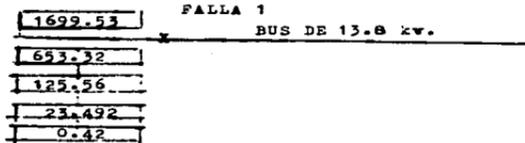
OBSERVANDO, AHORA, EL BUS DE .480 KV. DISPOSICION EN PARALELO:
SON 14 MOTORES DE 50 H.P. = .178 X 14 = 2.492

DOS TRANSFORMADORES = 10.5 + 10.5 = 21 ; 21+2.492 = 23.492

EN EL BUS DE .220 KV. (TABLEROS DE ALUMBRADO) :

$$0.030 \times 14 = .42$$

AMOS, AHORA A ILUSTRAR TODOS ESTOS VALORES OBTENIDOS EN BLOQUES:



DISPOSICION EN SERIE DE 653.32, 125.56, 23.492 y .42 TENEMOS:

$$1/653.32 + 1/125.56 + 1/23.492 + 1/.42 = 0.411$$

CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN DIVERSOS PUNTOS DEL SISTEMA (ANALISIS DE LA FALLA 1 BUS DE 13.8 KV.)

INTRODUCIENDO EN BLOQUES EL VALOR DE 1699.53 Y .411 TENEMOS:

$$\frac{1699.53}{.411} \times \text{FALLA 1} \text{ BUS DE 13.8 KV.}$$

DISPOSICION EN PARALELO CON LA FALLA 1 TENEMOS:

$$1699.53 + .411 = 1699.941$$

POR LO TANTO, LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN EL BUS DE 13.8 KV. (FALLA 1) ES :

$$I_{ccF1} = MVA_{ccF1} \times 1000 / \sqrt{3} \times KV = 1699.41 \times 1000 / 1.732 \times 13.8 = 1699941 / 23.901 = 71121.287 \text{ AMPERES SIMETRICOS.}$$

Y PARA SISTEMAS ELECTRICOS DE ESTE TIPO:

$$71121.287 \times 1.25 = 88901.609 \text{ AMPERES ASIMETRICOS.}$$

ANALISIS DE LA FALLA 2 (BUS DE 4.16 KV)

APROVECHANDO LOS VALORES OBTENIDOS DE LAS REDUCCIONES INFERIORES E INTRODUCIENDOS EN BLOQUES TENEMOS:

$$\frac{1699.53}{\frac{653.32}{\frac{125.56}{\frac{23.492}{.42}}}} \times \text{FALLA 2} \text{ BUS 4.16 KV.}$$

DISPOSICION EN SERIE LOS VALORES 125.56, 23.492 Y .42 :

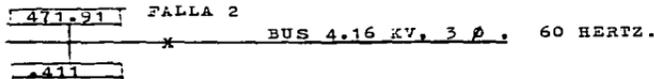
$$1 / \frac{1}{125.56} + \frac{1}{23.492} + \frac{1}{.42} = 1 / 2.39 = 0.418$$

CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN DIVERSOS PUNTOS DEL SISTEMA (ANALISIS DE LA FALLA 2 EN EL BUS DE 4.16 KV.)

DISPOSICION EN SERIE LOS VALORES 1699.53 y 653.32 :

$$1699.53 \times 653.32 / 1699.53 + 653.32 = 471.91$$

AHORA, METIENDO LOS VALORES 0.418 y 471.91 EN BLOQUES:



DISPOSICION EN PARALELO CON LA FALLA 2:

$$471.91 + .418 = 472.32$$

POR LO TANTO, LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN EL BUS DE 4.16 KV (FALLA 2) ES :

$$I_{ccF2} = MV_{accF2} \times 1000 / \sqrt{3} \times KV = 472.32 \times 1000 / 1.732 \times 4.16 = 65554.476 \text{ AMPERES SIMETRICOS}$$

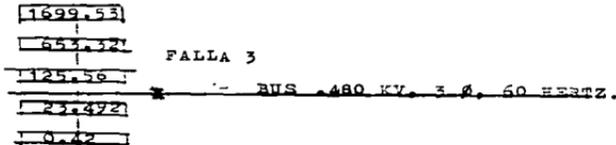
Y, PARA ESTE TIPO DE SISTEMA INDUSTRIAL:

$$65554.476 \times 1.25 = 81943.095 \text{ AMPERES ASIMETRICOS.}$$

=====

ANALISIS DE LA FALLA 3 (BUS DE .480 KV. 3 FASES. 60 HERTZ)

APROVECHANDO LOS VALORES DE LAS REDUCCIONES ANTERIORES TENEMOS:



CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN DIVERSOS PUNTOS DEL SISTEMA (ANALISIS DE LA FALLA 3 EN EL BUS DE .480 KV, 3 ϕ , 60 H :

DISPOSICION EN SERIE LOS VALORES 1699.53, 653.32 Y 125.56 :

$$\frac{1}{1/1699.53 + 1/653.32 + 1/125.56} = 1/0.009478 = 105.50$$

DISPOSICION EN SERIE LOS VALORES 23.492 Y 0.42 :

$$23.492 \times .42/23.492 + .42 = .4123$$

INTRODUCIENDO EN BLOQUES ESTOS VALORES 105.50 Y .4123 TENEMOS:

$$\begin{array}{r} \boxed{105.50} \\ \hline \boxed{.4123} \\ \hline \end{array} \times \text{BUS DE .480 KV}$$

DISPOSICION EN PARALELO CON LA FALLA 3:

$$105.50 + .4123 = 105.912$$

FOR LO TANTO, LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN EL BUS DE .480 KV 3 ϕ , 60 HERTZ (FALLA NO. 3):

$$\begin{aligned} I_{ccF3} &= MV_{accF3} \times 1000/\sqrt{3} \times KV = 105.912 \times 1000/ 1.732 \times .480 = \\ &= 127405.27 \text{ AMPERES SIMETRICOS} \end{aligned}$$

Y, PARA ESTE TIPO DE SISTEMA INDUSTRIAL:

$$127405.27 \times 1.25 = 159256.59 \text{ AMPERES ASIMETRICOS}$$

ANALISIS DE LA FALLA 4 (BUS DE .220 KV., 3 ϕ , 60 HERTZ, TABLEROS DE ALUMBRADO)

APROVECHANDO LOS VALORES DE LAS REDUCCIONES ANTERIORES, TENEMOS:

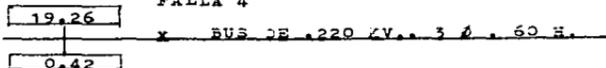
$$\begin{array}{r} \boxed{1699.53} \\ \boxed{653.32} \\ \boxed{125.56} \\ \boxed{23.492} \\ \hline \end{array} \times \text{BUS .220 KV., 3 } \phi \text{, 60 h.}$$

CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN DIVERSOS PUNTOS DEL SISTEMA (ANALISIS DE LA FALLA 4 .220 KV., 3 Ø, 60 HERTZ TABLEROS DE ALUMBRADO).

DISPOSICION EN SERIE LOS VALORES 1699.53, 653.32, 125.56 y 23.492:

$$\frac{1}{1/1699.53 + 1/653.32 + 1/125.56 + 1/23.492} = 1/0.0519 = 19.26$$

DISPOSICION EN PARALELO LOS VALORES 19.26 Y .42 CON LA FALLA:



$$19.26 + .42 = 19.687$$

POR LO TANTO, LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN EL BUS DE .220 KV:

$$I_{ccF4} = KVA_{ccF4} \times 1000 / \sqrt{3} \times KV = 19687 \times 1000 / 1.732 \times .220 = 19687 / .38104 = 51666.992 \text{ AMPERES SIMETRICOS.}$$

Y, PARA ESTE TIPO DE SISTEMA:

$$51666.992 \times 1.25 = 64583.74 \text{ AMPERES ASIMETRICOS.}$$

C A P I T U L O 5

LA PUESTA A TIERRA DE EQUIPO Y MAQUINARIA Y LA CONEXION A
TIERRA

Objetivos

Los fines de la puesta a tierra de la maquinaria de --
las centrales eléctricas son:

1. Fijar el nivel de potencial de todas las masas metálicas con respecto al suelo.
2. Proteger las máquinas y los aparatos de las sobretensiones.
3. Asegurar la protección del personal en lo que se refiere a los peligros de la corriente eléctrica.

Función.

Con respecto a su funcionalidad, los sistemas de tierra se clasifican como sigue:

A). Sistemas de tierra de protección.

Tienen la misión de limitar el valor de la tensión contra tierra de aquellas partes del sistema eléctrico que no deben ser mantenidas ni en tensión ni aisladas y con las cuales se puede poner en contacto el personal (por ejemplo: carcasa de una máquina eléctrica, herrajes o fierros de sostén de los

aisladores, secundario de los transformadores de medida, sostenes de la línea eléctrica, etc.).

B). Sistemas de tierra de funcionamiento.

Sirven para poner a tierra, por necesidad de funcionamiento, determinados puntos del círculo eléctrico (neutro de - generaciones y transformadores, aparatos para la conexión de - la tensión contra tierra, apartarrayos, etc.)

C). Sistemas de tierra de trabajo.

Son sistemas de tierra de protección con carácter provisional, efectuados para poner a tierra parte de una instalación eléctrica, normalmente en tensión, a los cuales se debe - llegar para efectuar un trabajo o reparación.

Constitución.

Los sistemas de tierra comprenden:

1. El dispersor. Constituido por un cuerpo metálico o - un conjunto de cuerpos metálicos puestos en contacto directo con la tierra y destinados a dispensar las corrientes de tierra.

II. El conductor de tierra. Lo constituye un conductor que sirve para unir las partes de puesta a tierra con el dispersor.

III. Los colectores eventuales de tierra. Conjunto de colectores, en los cuales se hacen más dispersores y conductores de corriente las terminales de ellos.

Características.

Las principales características que interesan para los sistemas de dispersión son:

1. La corriente de tierra I , que corresponde al valor máximo que se provee de la corriente en amperes que debe ser dispersada en el sistema de tierra.

2. La tensión de tierra V . equivalente a la máxima diferencia de potencial, medida en volts, existente entre el sistema de dispersión y un punto en el infinito, cuando el sistema de tierra dispersa la corriente de tierra I prevista.

3. La resistencia de tierra R . cuyo valor en ohms se define por medio de la relación entre la tensión y la corriente de tierra o sea $R = \frac{V}{I}$

4. El gradiente de tierra. E , que indica en volts/m la diferencia de potencial entre dos puntos del terreno cuya distancia del dispersor varía en un metro.

5. La resistencia del terreno, que indica en Ω m el valor de la resistividad del terreno en el cual está embebido-

el sistema de dispersión.

En la fig. No. 1 se indica, para un dispersor de tierra semiesférico de radio r , la variación de la tensión y del gradiente de tierra, para un valor de la resistividad del terreno y de la corriente de tierra I , en función de la distancia X del dispersor.

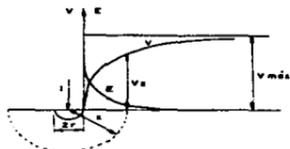


Fig. 1. Diagrama relativo a un dispersor de tierra semiesférico.

Fig. 1 Diagrama relativo a un dispersor de tierra semiesférico.

Los valores de estas magnitudes se definen con las siguientes fórmulas:

$$R = \frac{\rho}{2} \frac{1}{r} - \frac{1}{x} \quad (\text{resistencia})$$

$$V = \frac{\rho}{2r} \frac{1}{x} - \frac{r}{d} \quad (\text{volts (tensión)})$$

$$E = \frac{\rho}{2} \frac{1}{x^2} \quad \text{volts/m (gradiente)}$$

Los valores de las corrientes de tierra para sistemas trifásicos en neutro, con neutro aislado están dadas:

Para líneas aéreas $I = 0.003 = 0.003 \text{ KVL}$

Para cables $I = 0.01 \text{ VL}$

Donde

V = tensión concatenada de la red en KV.

L = longitud en Km. de todas las líneas de la misma tensión que están unidas metálicamente entre sí.

(En las redes grandes por ejemplo, se registran valores que pueden alcanzar los 1,500 A).

Para las redes que están funcionando con el centro de la estrella conectado directamente a tierra, los valores de la corriente de tierra quedan definidos por las características particulares del sistema, como orientación se puede decir que en los sistemas grandes a 150 KV se pueden alcanzar los valores de 1,500 A, a 200 KV de 5,000 A y en sistemas de 750 KV - hasta 20 K.A.

Dimensionado

Por lo que se refiere al dimensionado de los sistemas de tierra. con el fin de proteger debidamente del peligro de la corriente eléctrica se consideran las siguientes características:

- a). La tensión de contacto
- b). La tensión de paso.

Se define como tensión de contacto al valor de la tensión que se presenta, al paso de la corriente a tierra, entre las masas metálicas conectadas a tierra y el terreno circunvecino, que puede eventualmente, en alguna forma, entrar en contacto con una persona.

La tensión de paso es la que se manifiesta al paso de la corriente de tierra, entre dos puntos del terreno distantes un paso entre sí (generalmente 1 m).

No existe en la actualidad una regla que normalice los valores de estas tensiones de contacto y de paso. Las normas en curso de elaboración toman en cuenta valores para el interior y exterior que parecen aceptables en 125 V. con la posibilidad de elevado a 250 V. cuando se asegure una interrupción de la corriente de falla de 0.3 segundos.

El dimensionado del sistema de dispersión debe resolverse teniendo en cuenta las siguientes existencias que se deben satisfacer:

Resistencia de tierra

Este valor, que deberá ser el más bajo posible, depende de la resistividad del terreno en el cual está embebido o enterrado el sistema de dispersión; también de sus características particulares (forma geométrica, extensión, tipo de disper-

sor, etc.

La resistividad de los terrenos de los cuales las resistencias de los sistemas de dispersión de tierra es función directa, está representada aproximadamente en la siguiente tabla:

Tipo de tierra:

Arcilla, marga, fósil, mantillo húmedo	10
Arcilla marga, fósil mantillo seco	10
Arena húmeda	10
Arena fina y yeso seco	10
Basaltos	10
Roca compacta	10

Se debe recurrir a los libros o revistas especializadas que se mencionan en las bibliografías. Por lo que se refiere a la teoría específica del tema, se dan con fin indicativo algunas observaciones generales sobre los valores de resistencia - de los dispersores.

La resistencia de los dispersores tubulares enterrados verticalmente, cuando están suficientemente distantes entre sí (interesa la distancia entre ellos) es aproximadamente igual a la relación entre la resistencia unitaria del terreno (resistividad) y la longitud en m, como resulta del

$$R = \frac{P}{L}$$

diagrama de R.W fig. No. 2, donde se indica la influencia de los dispersores verticales sobre el valor de la resistencia obtenida en conjunto total.

En la fig. 2, está indicado según D Petroskobino, la variación de la resistencia total de un grupo de dispersores en función de su número v de la superficie sobre la cual están distribuidos y para un determinado valor de la resistividad del terreno.

Para los dispersores constituidos por conductores enterrados horizontalmente a 1 m de profundidad, la resistencia es dada aproximada por la relación entre el doble de la resistividad del terreno y su longitud.

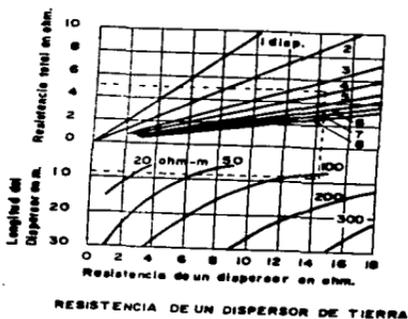


Fig. 2

Para un dispersor de tierra formado por una malla enterrada, que puede ser asimilada con un cierto acercamiento a una placa plana, la resistencia de tierra total en p. R. está expresada aproximadamente por la ecuación:

Donde:

$$R = \frac{2}{P}$$

P = resistividad del terreno en Ω /m.

P = longitud del perímetro de la malla en m.

Además, se debe tener presente que al aumentar la profundidad de los dispersores disminuyen los valores de los gradientes en la superficie y también las tensiones de paso; en cambio, - aumenta la tensión de contacto entre dispersores (o partes metálicas unidas a ellos) y el terreno circunvecino.

Con el fin de reducir la resistencia óhmica de los sistemas de dispersión de tierra, se deberán unir, cuando sea posible todos los sistemas de dispersión de tierra de protección - existentes; de esta manera se reduce la resistencia global. Actual objto cuando no exista una dificultad particular, es oportuno unir a los sistemas de protección también aquellos de funcionamiento, para evitar que posibles circuitos de tierra se - cierren, a través de líneas de menor resistencia del terreno, entre dispersos distantes, creando en las superficies peligrosas tensiones de paso.

Actualmente, en la mayor parte de los países europeos, al realizar los sistemas de dispersión de tierra se acostumbra -- unir entre ellos la tierra de funcionamiento y de protección -- de las instalaciones. A estas tierras unidas de norma, vienen también unidos los cables de guarda de las líneas que llegan a las estaciones, así como el neutro de los transformadores de muy alta tensión.

Se deben tomar medidas especiales para el sistema de dispersión de los aparta-rayos, los cuales por su misma característica de funcionamiento con corrientes de crestas encarpadas, exigen que su conexión a tierra sea lo más breve posible y sin curva brusca, con el objeto de presentar la mínima impedancia y facilitar así la descarga de corriente de alta frecuencia. -- Con respecto a esto, se revela cómo la descarga de esta corriente se puede facilitar montando, a la extremidad del dispersor -- breves conductores con dispersión.

Para la conexión del apartarrayos al dispersor, debe evitarse absolutamente, el paso del conductor en tubo de protección de fierro, ya que esto aumenta notablemente la impedancia del circuito.

Impedancia de onda

Los sistemas de dispersión pueden ser destinados a difundir en el terreno también descargas a frecuencia elevada. -- En --

tonces deberán ser aptos para dispersar asimismo corrientes -- de alta frecuencia y con frente escarpada. Para estas corrientes tiene influencia preponderante la impedancia de onda del sistema de conductores de conexión a los dispersadores, que deberá ser lo más baja posible (conexiones cortas sin curvas - brucas evitando la disposición de espira).

Instalación de los dispersores en el terreno

Para cumplir con el requisito de tener una baja densidad - esepcirica de corriente en la superficie del dispersor (ver figura, se necesitará lograr un buen contacto de la superficie metálica con el terreno circunvecino, empleando tierra vegetal u otras substancias.

Tensiones de paso y de contacto

Los sistemas de dispersión no deben presentar, en relación con los dispersores, tensiones de contacto y de paso superiores a los valores peligrosos para las personas que puedan estar próximas a las dispersores. Estos valores como ya se ha dicho, de norma no deberán superar los 125 V. y cuando se prevea la rápida desconexión de la corriente de tierra, siempre que sea posible deberán tener 250 V.

Densidad de la corriente admisible en la superficie de un-

dispersos en función de la resistividad del terreno y del tiempo.

Estas condiciones se pueden obtener fácilmente con la colocación de una malla de conductores, de lado variable entre los 5 y los 20 m. a una profundidad entre 0.5 m. 1 m. de modo de -

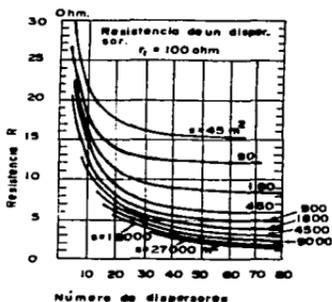


Fig. 3 Resistencia de un grupo de dispersores en función del número y de la superficie sobre la cual están distribuidos.

obtener una superficie equipotencial. Cuando esto no se pueda realizar, la zona en la cual estén distribuidos los dispersores deberá ser inaccesible al personal.

A este objeto, será conveniente evitar la colocación de -

dispersos en la proximidad o debajo de calles, plazas o lugares abiertos al paso del público. Por tanto, es necesario también interrumpir con un material aislante tuberías de agua o de gas que pudieran entrar en la zona de dispersión.

Así, en el caso de estaciones, como regla general ninguna línea eléctrica deberá conectar la superficie que ocupa con el exterior. Cuando se lleve a cabo, se deberá usar un transformador de aislamiento; medidas análogas se necesitan adoptar en el caso de circuitos telefónicos que lleguen a las estaciones a la intemperie.

Con base en consideraciones teóricas y en numerosas pruebas ejecutadas por la Sociedad Edison, resulta en el caso de una malla enterrada a la profundidad de aproximadamente 1 m, en un terreno de resistividad superficial y para un valor I de la corriente dispersa por cada metro de conductor enterrado (relación entre la corriente de tierra total I y la longitud total del conductor L que constituye la malla, las tensiones de contacto V y de paso V asumen prácticamente estos valores medios aproximados:

$$V = 0.7 \text{ p volts..... (1)}$$

$$V = 0.16 \text{ volts..... (2)}$$

Debe tenerse presente que la corriente I dispersa por me -

dio del conductor no es uniforme para toda la malla; ella aumenta, llegando a valores 2 ó 3 veces superiores, apartándose del centro contra la periferia ($V = 0.4$ a $1.5I$) y aumentando entonces las tensiones de paso y de contacto.

Tal hecho deberá tenerse en cuenta con relación a las medidas que se deben adoptar para la eliminación de gradientes peligrosos en la periferia de las estaciones.

Eso, de reglamento, consiste en el aumento de la malla (es pesamiento) y en la adopción de las consideradas rampas de dispersión, constituidas por conductores enterrados a profundidades crecientes, con el alejamiento de las zonas interesadas de los dispersores.

Estos anillos externos deberán estar privados de apéndices o de vértices en ángulo recto o agudo, que aumentan notablemente el valor del gradiente de tensión en la superficie.

Para disminuir el riesgo derivado de eventuales gradientes peligrosos, conviene recubrir con un extracto de cascajo la superficie del terreno en que estén instalados los dispersores. Con relación a esto, es absolutamente necesario evitar los tapetes de yerba.

El gradiente en la superficie y en la periferia de la malla está dado aproximadamente por la ecuación:

$$G = 4 \frac{I_p}{D^2} \text{ volts /m} - - - (3)$$

donde:

D = valor en m de la diagonal de la superficie interesada de la malla.

Además se necesita evitar, en cuanto sea posible, que haya correspondencia de la superficie de contacto entre dispersor - y terreno, y se puedan verificar gradientes de tensión superiores al valor de 3 KV/cm. que alteren las características del terreno en que están enterrados, aumentando la resistividad.

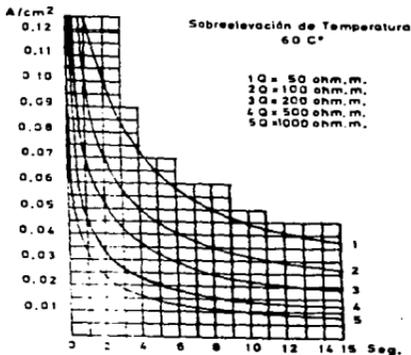
Materiales.

Características de los materiales que se emplean en la construcción de los sistemas de dispersión y forma de ejecutar las conexiones.

Para instalaciones particulares, es conveniente emplear en la construcción de los dispersores, metales resistentes a la corrosión. Bajo esta consideración, el cobre es, sin lugar a duda, el metal más adecuado.

Se podrán utilizar, sin embargo, metales ferrosos protegidos con un baño de zinc. Los perfiles, las varillas y los conductores que se usen como dispersores deben tener un diámetro no inferior a 8 mm. los platillos y las planchas un espesor no menor de 3 mm. los tubos un diámetro exterior de cuando

menos 40 mm. (25 mm. para las tierras de las descargas) y un espesor no inferior a 2.5 los perfiles, un espesor no menor de 5 mm. y las otras dimensiones transversales como mínimo 50 mm. (respectivamente 4 mm. y 35 mm. para las tierras de las descargas)



Densidad de corriente admisible en la superficie de un dispersor en función de la resistividad del terreno y del tiempo.

gas). El diámetro de los hilos elementales de los conductores no debe ser inferior a 1.8mm. el diámetro de los hilos correspondientes de la red debe ser de 3 mm. o más.

En caso de que se utilicen materiales ferrosos no protegidos con cinc. los espesores mínimos arriba indicados deberán ser aumentados en un 50%. Las uniones entre un dispersor y el conductor de tierra deben ser suficientemente robustas y fuertes para soportar las fuerzas mecánicas debidas a movimientos eventuales o asentamientos del terreno. Se harán con soldadura resistente o con dispositivos vigorosos (abrazados), con superficies de contacto de cuando menos 200 mm. o por contacto entre superficies igual también o cuando menos 200 mm. separados por medio de tornillos con diámetro menor de 10 mm. cerrados a fuerza o, si se trata de tubos, mediante mangos con tornillos.

Para las uniones de dispersores a las partes de líneas eléctricas hay que usar un solo tornillo de un diámetro mínimo de 16 mm.

De cualquier modo se debe poner mucha atención en los puntos de unión entre conductores y dispersores, para evitar la posibilidad de alteraciones de los materiales por la presencia de corrientes electrolíticas.

Las conexiones de norma deberán ser accesibles y abiertas, de modo que se pueda controlar la resistencia de los dispersores separados del resto del sistema.

II.- MEMORIA DE CALCULO DEL SISTEMA DE TIERRAS DE LA PLANTA
EN ESTUDIO.

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

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 Std80 Guide - for Safety in A.C. Substation Grounding del American Institute of Electrical Engineers (AIEE).

En 1976 aparece la edición de la Norma IEEE Std 80 del Institute of Electrical and Electronics (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 de diseño; de los cuales se muestra una versión condensada, aplicando dichas ecuaciones para la solución del sistema de tierras.

Ejemplo para el cálculo de un sistema de tierras:

1.0.- Características del terreno.

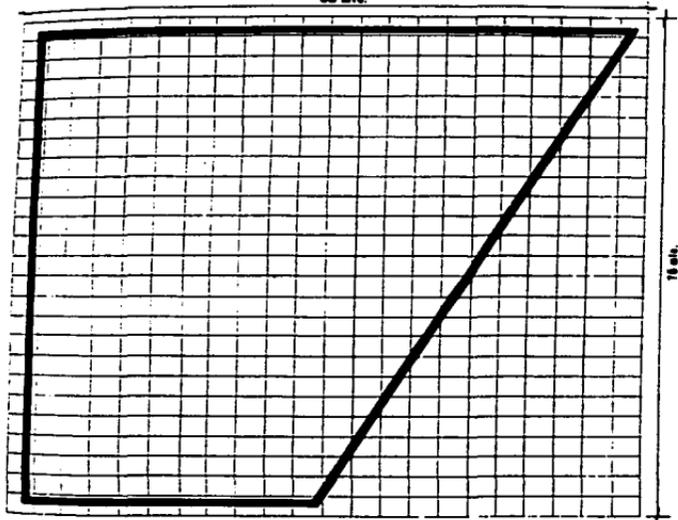
Del estudio de Mecánica de Suelos, elaborado por una --
firma industrial, se toma el valor de resistividad del terre
no de 500 ohms./metro.

2.0.- Datos necesarios para el cálculo del sistema de tie -
rras de la planta: (Ver plano no. 1.0)

- a) Ancho total del área cubierta por la malla.66 metros
- b) Largo total del area cubierta por la malla.75 metros
- c) Area total del terreno.....4,950 m²
- d) Resistividad del terreno.....500 ohms/m.
- e) Resistividad de la superficie del terreno. 7,500 ohms/
metro
- f) Corriente de corto-circuito.....36.533.3 Amp.
- g) Tiempo de apertura de interruptores.....5 Hz=0.083 seg.
- i) Longitud de electrodos.....3.048 m. (cadweld)
- j) Diámetro de electrodos.....0.016 m. (cad-
weld)
- k) Profundidad de enterramiento de la malla....0.60 metros.

3.00 = Mella proposta.

66 mt.



PLANO NO. 1.0

4.0.- Conductor para la malla.

Del estudio de corto circuito, el valor de la corriente de falla que se tomará para este calculo es el de 220 V.C.A. con una magnitud de 36.533.3 Amperres.

El factor de corrección por decremento se tomará de la tabla II del anexo II (I.E.E.E.-80), y corresponde para un valor de 5 Hz., a un valor de 1.65.

Así:

$$I = (36.533.3) (1.65) = 60.279.9 \text{ A}$$

5.00.- Cálculo del conductor para la malla.

Empleando la ecuación mostrada en el anexo III. la sección del conductor será de:

$$A = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\log \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1}} = (\text{CM})$$

33 t

Donde:

- A = Area del conductor necesario (en Circular Mills).
 Tm = Temperatura máxima para conectores atornillados -
 = 250 grados centígrados.
 Ta = Temperatura ambiente . = 40 grados centígrados.
 t = Duración de la falla (en segundos) = 0.083.
 * Debido a que existirán conectores atornillables -
 en los equipos móviles.

sustituyendo datos:

$$A = \frac{36533.3 \text{ Amperes}}{\log \frac{250 - 40}{234 + 40} + 1} \sqrt{(33)(t)}$$

A = 121.656 CM
 A = 121.656 MCM

La sección inmediata superior de los conductores comerciales es de 133.100 MCM y corresponde a un calibre No. 2/0 - A.W.G.

De la tabla III del anexo III, para una duración de falla de 0.5 seg. necesitaremos 5 CM por cada amper de falla - para cubrir el peligro de fusión del onductor.

luego:

$$(36,533.3) (5) = 182.665 \text{ CM} = 182.66 \text{ MCM.}$$

Lo cual corresponde a un conductor calibre No. 4/0 -
A.W.G.

De estos calibres encontrados deberemos tomar el mayor - para cubrir toda eventualidad.

Por lo tanto la selección final del conductor queda en:

Calibre de la malla = 4/0. A.W.G.

6.00.- Cálculo de la longitud mínima del conductor de la malla.

Del anexo IV, la ecuación empleada es:

$$L = \frac{(Km)}{165} + \frac{(Kl) (0)}{(0.25)} \frac{(\sqrt{t})}{(Os)}$$

Donde:

- L = Longitud del conductor.
- Km = Factor por irregularidad de la malla.
- Ki = Factor de configuración de la red.
- O = resistividad del terreno.
- I_{CC} = tiempo de duración de la falla.
- Os = resistividad en la superficie del terreno.

Datos:

- O = 500 Ohms/metro.
- I_{CC} = 36.533.3 Amperes.
- t = 0.083 seg.
- Os = 7.500 Ohms/metro.

Calcularemos primero el valor de Km; del anexo IV la ecuación será:

$$Km = \frac{1}{2(3.1416)} \ln \frac{D^2}{16 \text{ hd}} + \frac{1}{(3.1416)} \ln \left[\left(\frac{3}{4} \right) \cdot \left(\frac{5}{6} \right) \cdot \left(\frac{7}{8} \right) \dots \left(\frac{N}{N+1} \right) \right]$$

Donde:

El número de factores en paréntesis será 2 menos que el número de conductores paralelos en la malla propuesta excluyendo cruces.

$$(25 - 2 = 23)$$

h = Profundidad de enterramiento de la red.

d = Diámetro del conductor de la red.

D = Espacialmente entre conductores paralelos.

Datos:

h = 0.60 metros.

d = 0.13141 met ros.

D = 3.0 metros.

Sustituyendo valores:

$$K_m = \frac{1}{2} \frac{\ln(3.0)^2}{(3.1416)(16)(0.6)(0.01314)(3.1416)} + \frac{1}{2} \frac{\ln\left(\frac{3}{4}\right)}{(3.1416)} \dots$$

$$K_m = (0.15915)(4.2474) + (= 0.4825)$$

$$K_m = 0.1934$$

Del anexo VI tomamos la ecuación para conocer K_1^i

$$K1 = 0.65 + 0.172 (n).$$

Donde:

(n) = número de conductores paralelos de la malla.

Así:

$$K1 = 0.65 + 0.172 (25)$$

$$K1 = 4.95$$

Teniendo ya todos los datos. calcularemos la longitud del conductor de la red.

$$L = \frac{(Km) (Li) (O) (I_{cc}) (\sqrt{t})}{165 + (0.25) (Os)}$$

$$L = \frac{(0.1934) (4.951) (500) (36,533.3) (\sqrt{0.083})}{165 + (.25) (7.500)}$$

$$L = \frac{5'038.016.0}{2040} = 2.481.61 \text{ m (incluyendo electrodos)}$$

6.01.- Determinación del número de electrodos.

Ecuación empleada:

$$RV = \frac{O}{2(3.1416)I} \text{ Log } \frac{4l}{d} \text{ (ohms)}$$

Donde:

O = resistividad del terreno.

I = longitud de la varilla.

d = diámetro de la varilla

Sustituyendo datos:

$$RV = \frac{(500)}{(2)(3.1416)(3.048)} \text{ Log } \frac{(4)(3.048)}{(0.016)}$$

$$RV = 75.21 \text{ ohms}$$

Resistencia deseada = 5 Ohms.

$$\text{Cantidad de electrodos} = \frac{75.21}{5} = 15.049$$

16 electrodos.

7.00.- Resistencia de la malla.

Ecuación empleada:

$$R = \frac{O}{4r} + \frac{O}{L}$$

Donde:

O = resistividad del terreno.

r = radio del círculo equivalente al área total
cubierta por la malla.

L = Longitud total de la malla.

A = 4,950 m².

Luego:

$$\text{si } A = \frac{(3.1416) D^2}{4} = 4.950$$

$$A = (0.7854) (D^2) = 4,950$$

Despejamos D:

$$D = \sqrt{\frac{(4,950)}{0.7854}} = 79.388 \text{ m}$$

$$r = \frac{79.388}{2} = 39.644 \text{ m}$$

Así

$$R = \frac{(500)}{(4)(39.694)} + \frac{(500)}{(2481)}$$

$$R = (3.149) + (0.2015)$$

$$R = 3.35 \text{ Ohms.}$$

8.00.- Máximo aumento de potencial en la red.

Empleando la ecuación:

$$E \text{ máx.} = I R$$

Donde:

I = Corriente de falla.

R = Resistencia del sistema.

$$E \text{ máx.} = (36.533.3) (3.35)$$

$$E \text{ máx.} = 122.386.56 \text{ volts.}$$

9.00.- Tensión de paso.

Ecuación empleada:

$$E_s = (K_s)(K_i)(O) \frac{I}{L}$$

Donde:

K_s = Factor de geometría

K_i = Factor de configuración de la red.

O = resistividad del terreno.

I = Corriente de falla

L = Longitud de la malla.

$$K_s = \frac{1}{(3.1416)} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \dots + \frac{1}{ND} \right)$$

Donde:

El número de sumandos dentro del paréntesis es igual al --
número de conductores en paralelo de la malla (25).

h = profundidad de enterramiento de la malla. (0.6 mts.)

D = distancia entre conductores en paralelo (3.0 mts.)

Sustituyendo:

$$K_s = (0.3183) \left(\frac{1}{(2)(0.6)} + \frac{1}{(3+0.6)} + \frac{1}{2(3)} + \frac{1}{3(3)} + \dots \right)$$

$$K_s = (0.3183) (2.02821)$$

$$K_s = 0.64$$

Sustituyendo para conocer Es:

$$E_s = (K_s) (K_i) (O) \frac{I}{L}$$

$$E_s = (0.64) (4.950) (500) \frac{36.533.3}{2.481.1}$$

$$E_s = 25.323.8 \text{ Volts.}$$

9.01.- Tensión de paso tolerable.

Ecuación empleada:

$$E_s = \frac{165 \cdot O_s}{\sqrt{t}}$$

Donde:

O_s = resistividad de la superficie del terreno.

t = tiempo de duración de la falla

Sustituyendo:

$$E_s = \frac{165 + 7.500}{\sqrt{0.083}} = \frac{7.665}{0.2886}$$

$$E_s = 26.559.25 \text{ Volts.}$$

10.00.- Tensión de toque.

Ecuación empleada:

$$E_t = \frac{(0)(i)}{2(3.1416)} \log \frac{(h^2 + x^2) [h^2 + (D+x)^2]}{hd(h^2 + D^2)} + \frac{(0)(i)}{3.1416} \log \left[\frac{2D+x}{2D} + \frac{3D+x}{3D} \right]$$

Donde:

O = resistividad del terreno

i = corriente que fluye por el conductor por unidad --
de longitud de la malla.

$$i = \frac{I}{L} = \frac{36,533.3}{2,481.1} = 14.72 \text{ ampers/metro.}$$

h = Profundidad de enterramiento de la malla.

d = espaciamiento entre conductores paralelos.

x = Distancia de toque

El número de sumandos dentro del paréntesis rectangular será igual al número de conduc
tores en paralelo (25).

Sustituyendo datos y resolviendo:

$$E_t = \frac{(500)(14.72)}{(6.2832)} \log \frac{(0.6)^2 + 1^2 [(0.6)^2 + (3+1)^2] +}{(0.6)(0.016)(0.6)^2 + (3)^2} +$$

$$+ \frac{(500)(14.72)}{(5.1416)} \log \frac{2(3)+1}{2(3)} + \frac{3(3)+1}{3(3)} + \frac{4(3)+1}{4(3)} + \dots$$

$$E_t = (1\ 171.3) \log (247.61) + (2342.75) \log (25.91)$$

$$E_t = 2\ 803.82 + 3\ 311.40$$

$$E_t = 6\ 115.22 \text{ Volts.}$$

10.01.- Tensión de toque tolerable.

Ecuación empleada.

$$E_t = \frac{165 + (0.25) (0)}{\sqrt{t}}$$

Sustituyendo:

$$E_t = \frac{165 + (0.25) (7.500)}{\sqrt{0.083}}$$

$$E_t = \frac{2040}{0.288}$$

$$E_t = 7.083 \text{ Volts.}$$

11.00.- Conclusiones.

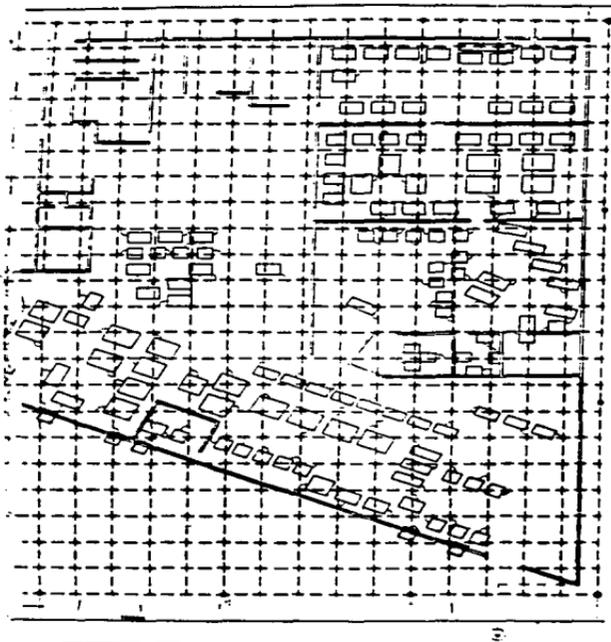
Tensión de Toque del Sistema..... 6.115.22 Volts.

Tensión de Toque Tolerable.....7.083 CUMPLE

Tensión de Paso del Sistema.....23.323 Volts

Tensión de Paso Tolerable.....26.560 volts.

Por lo que se concluye que el sistema propuesto es con-
fiab. (ver: plazo 1.1).



SIMBOLOGIA

- Parcela de terreno de dominio público
- - - Parcela de terreno de dominio particular
- ▭ Parcela de terreno de dominio particular con derechos de usufructo
- ▭ Parcela de terreno de dominio particular con derechos de usufructo y de uso y goce

NOTAS

- 1. Este plano se elaboró en virtud de la Ley N.º 11.171 del 11 de Julio de 1968.
- 2. El plano se elaboró en virtud de la Ley N.º 11.171 del 11 de Julio de 1968.
- 3. El plano se elaboró en virtud de la Ley N.º 11.171 del 11 de Julio de 1968.
- 4. El plano se elaboró en virtud de la Ley N.º 11.171 del 11 de Julio de 1968.

CONDICIONES ECONÓMICAS		CONDICIONES FISICAS		CONDICIONES SOCIALES	
INDICADOR	VALOR	INDICADOR	VALOR	INDICADOR	VALOR
1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10

PLANO 1.1

SISTEMA GENERAL DE TIERRAS

1:1000

PLANO 1.1

CAPITULO 6

DIVERSOS TIPOS DE INSTALACION PARA ALIMENTADORES

Criterio de selección de canalizaciones.

Hay diversas forma de instalar cables de fuerza en --- plantas industriales, siendo responsabilidad del ingeniero-- el seleccionar el método más adecuado para su aplicación en cada caso.

Cada manera podrá transportar energía con un grado único de confiabilidad, seguridad y calidad para cualquier conjunto de condiciones específicas.

Estas condiciones incluyen la cantidad y caracterfsti - cas de energía a ser transmitida, la distancia de transmi - sión y el grado de exposición a condiciones mecánicas y am - bientales adversas.

Entonces, se entiende por canalizaciones eléctricas a - los dispositivos que se emplean en las instalaciones eléctricas para contener a los conductores de manera que queden protegidos contra deterioro mecánico y contaminación, además - protegen a las instalaciones contra incendios por arco eléc - trico que se presentan en condiciones de corto circuito.

Los medios de canalización más comunes en las instalaciones eléctricas son:

- Tubos conduit.
- Ductos.
- Charolas.
- Cables subterráneos.
- Electroductos (barras aisladas).

Tubos conduit.

El tubo conduit es un tipo de tubo de metal usado para contener y proteger los conductores eléctricos usados en las instalaciones.

Los tubos conduit metálicos pueden ser de aluminio, acero ó aleaciones especiales, los tubos de acero a su vez se fabrican en los tipos pared gruesa, delgada y extradelgada, distinguiéndose uno de otro por el espesor de la pared del tubo.

Los sistemas de tubo conduit rígidos ofrecen un alto grado de protección mecánica en instalaciones aéreas.

Desafortunadamente, este sistema es de alto costo y por esta razón su uso es superado, cuando es posible por

otros tipos de conduit.

Ductos.

Los ductos son otro medio de canalización de conductores eléctricos que se usan sólo en las instalaciones eléctricas visibles debido a que no se pueden montar embutidos en pared o en concreto. Se fabrican en lámina de acero, de sección cuadrada o rectangular con tapas atornilladas, y su aplicación se encuentra en instalaciones industriales.

Los conductores se llevan dentro de los ductos en forma similar al caso de los tubos conduit y se pueden usar para circuitos alimentadores y circuitos derivados y su uso no está restringido, ya que se puede emplear también en edificios multifamiliares y de oficinas. Su instalación requiere de algunas precauciones como por ejemplo, que no existen tuberías de aguas cercanas, o bien se prohíbe su uso en áreas catalogadas como peligrosas.

Los ductos ofrecen ventajas en comparación con los tubos conduit debido a que ofrecen mayor espacio para alojar conductores y son más fáciles de alambrear; esto en sistemas menores de distribución en donde por un mismo ducto se pueden tener circuitos múltiples. Dentro de las desventajas que presentan podemos mencionar que requieren de un mantenimiento

to mayor.

Sólo se puede instalar 30 conductores de energía por --
cada ducto.

Charolas.

Una charola es un conjunto de secciones y conexiones me
tálicas o de otros materiales no combustibles, que forman una
estructura rígida continua usada para soportar cables.

Estos soportes pueden correr en forma horizontal, verti
cal y pasamuros, y se está haciendo cada vez más popular su-
sistema de instalación ya que presenta las siguientes ventaj-
as: flexibilidad, acceso fácil para reparaciones y adicio-
nes de cables y ahorro de espacio.

Su única desventaja sería un alto costo de instalación-
inicial, ya que requiere de un gran número de soportes a in-
térvalos de separación de acuerdo a los indicados por tablas
según el peso de los conductores que lleva.

Cables subterráneos.

Este método se usa donde es poca o nula la necesidad de

mantenimiento. Existen tres formas de instalación para cables subterráneos que son:

- I. Directamente enterrados.
- II. En ductos subterráneos.
- III. En trincheras.

I.- Directamente enterrados: Los conductores se encuentran en contacto directo con el terreno y la tierra circundante le sirve para disipar el calor generado en el conductor.

II.- En ducto subterráneo: Los conductores se encuentran en contacto directo con el aire contenido en el ducto y éste es el que sirve para disipar el calor generado en los conductores, transmitiéndolo al material del ducto o canalización y éste a su vez al terreno.

III. En trincheras: Las instalaciones en trincheras se hacen de tres formas:

- con ménsulas.
- Con ménsulas y canalización.
- Directamente sobre el piso de la trinchera.

- Con ménsulas.- Los conductores van colocados sobre -
ménsulas apoyadas en la pared, éstas pueden ir colo-
cadas en varios niveles para alojar un gran número de
conductores, (hasta 30 de energía).

- Con ménsulas y tubo conduit.- Este tipo de arreglo se
utiliza en tramos en que la trinchera no es registra-
ble y los conductores van dentro de la canalización--
y ésta trabaja como ducto subterráneo.

- Directamente sobre el piso de la trinchera. En esta -
forma los conductores se encuentran en contacto con -
el aire y éste le sirve para disipar el calor genera-
do por los conductores, los cuales se instalan en -
grandes cantidades pero nunca más de 30 que llevan -
energía; los demás sólo podrán llevar señales momentá
neas.

C A P I T U L O 7

FACTORES DE DISEÑO EN LA SELECCION DEL CALIBRE DE UN CABLE CON AISLAMIENTO

Introducción.

Son cinco los principales factores que deben ser considerados en la selección de conductores:

- a). Materiales.
- b). Tipos de aislamientos
- c). Flexibilidad.
- d). Forma
- e). Dimensiones.

A continuación se analizan estos factores.

Materiales. Los materiales más usados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, aunque el primero es superior en características eléctricas y mecánicas (la conductividad del aluminio es aproximadamente el 60% de la del cobre y su resistencia a la tensión mecánica el 40%). las características de bajo peso del aluminio han dado lugar a un amplio uso de ambos metales en la fabricación de conductores eléctricos.

Tipos de aislamiento. Aunque prácticamente todos los conductores de baja tensión se "ven" iguales, ya que todos tienen su conductor de cobre o aluminio (sea alambre, cable o cordones) y su aislamiento "plástico". Las propiedades particulares de cada producto dependen precisamente de las características que tenga ese aislamiento "plástico".

Uno de los aislamientos de mayor utilidad dentro de la industria es el PVC.

De los tipos de aislamiento a diferencias temperaturas se tienen:

- 1.- Para 60° centigrados.
 - a). Tipo TW.
 - b). Tipo TWD.
- 2.- Para 75 y 90 centigrados.
 - a). Vinanel tipo THW.
 - b). Vinanel Nylon tipo THWN y THHN.
 - c). Vinanel plano Bipolar y Tripolar.

Dentro de la marca CONDUMEX, otras marcas tienen otros nombres comerciales para estos mismos productos.

Flexibilidad. La flexibilidad de un conductor se logra de dos maneras, recociendo el material para suavizar al alambre o aumentando el número de alambres que forman el cable.

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

El grado de flexibilidad de un conductor, como función del número de alambres del mismo, se designa mediante letras - que representan la clase de cableado.

Formas.- Las formas de conductores de uso más general en cables de mediana tensión son:

1. Redonda.- Un conductor redondo es un alambre o cable cuya sección transversal es sustancialmente circular.

2. Se utiliza tanto en cables monoconductores como en cables multiconductores con cualquier tipo de aislamiento.

Los conductores de calibres pequeños (10 A.W.S. y menores) suelen ser de alambres sólidos.

2). Sectorial un conductor sectorial es un conductor - formado por un cable cuya sección transversal es sustancialmente un sector de círculo. Se utilizan principalmente en cables de energía trifásicos, en calibres superiores a 1/0 A.W.S.

Dimensiones. Desde hace años las dimensiones de los alambres se han expresado comercialmente por números de calibres, en especial en los Estados Unidos de Norteamérica. Esta práctica ha traído consigo ciertas confusiones, debido al gran número de escalas de calibras que se han utilizado.

En Estados Unidos. La escala más usada para alambres destinados a usos eléctricos es la "American Wire Gauge" (A.W.S.), misma que ha sido ya adoptada en México.

La escala de la "Internacional Electrotechnical Commission" es la más usada en la actualidad, con excepción de Estados Unidos y la mayor parte de los países latinoamericanos.

En sí, la escala consiste en proporcionar la medida directa de las áreas transversales de los calibres. en milímetros cuadrados.

Criterio de selección de conductores.

En el proyecto de las instalaciones eléctricas, la selección adecuada de un conductor que llevará corriente a un dispositivo específico, se hace tomando en cuenta dos factores:

1. La capacidad de conducción de corriente (ampacidad).

2. La caída de voltaje.

Estos dos factores se consideran por separado un análisis pero se consideran simultáneamente en la selección de un conductor, como es posible que los resultados difieran, en entonces se debe tomar el que resulte de mayor sección, ya que de esta manera, el conductor se comportará satisfactoriamente desde el punto de vista de caída de tensión y cumplirá con los requerimientos de capacidad de conducción de corriente.

Capacidad de conducción de corriente (ampacidad).

La capacidad de conducción de un conductor (ampacidad), debe seleccionarse de acuerdo a las tablas de ampacidad para voltajes bajos y ruidos indicados en las normas de instalaciones eléctricas de la Secretaría de Comercio o de las de los fabricantes de conductores aplicando los valores de corrección por agrupamiento (ver tabla BQ2.4 de las normas técnicas) y temperatura (ver tablas de fabricantes) adecuados a cada caso.

Caída de voltaje.

El conductor si no es de suficiente calibre, causará excesiva caída de voltaje en el sistema y la caída sería directamente proporcional, a la longitud del circuito.

Las Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas recomiendan que la caída de voltaje en circuitos alimentado-

res de fuerza o alumbrado sea no mayor de 3% y la caída total, incluyendo circuitos derivados sea no mayor del 5% , desde el punto de acometida de energía hasta la carga más alejada.

Cálculo de conductores derivados.

Por motivo del extenso número de cálculos y dado que ocuparía demasiado espacio; nos ocuparemos de mostrar solamente uno de los cálculos, omitiendo el resto de los demás puesto que la secuencia es la misma.

Ejemplo:

Datos Tablero "A"

Capacidad del motor : 20 H.P.

Longitud al tablero. 14 m.

a). Cálculo del conductor por capacidad de conducción de corriente.

De la ecuación:

$$I_n = \frac{(H.P.) * 746}{(1.73) (V_f) (f.p.) (Eff.)}$$

Donde:

H.P. = Capacidad del Motor.

V_f = Voltaje entre fases (220 V)

f.p. = Factor de potencia (.85).

Sustituyendo valores tendremos:

$$I_n = \frac{20 \quad (746)}{(1.73 \quad (220) \quad (0.85) \quad (0.90)}$$

$$I_n = 51.18 \text{ Amperes}$$

Por lo tanto, el conductor por capacidad de conducción de corriente, considerando el factor indicado por las Normas - Técnicas de Electricidad será:

$$\text{Donde } I_{nc} = \text{corriente corregida} = (1.25)(51.18) = 63.97 \text{ Amp.}$$

De la tabla del fabricante de conductores, se tendrá - que el conductor inmediato superior calculado es de un calibre número 4 A.W.S.G. T.W. por fase. con una capacidad de corriente de 70 A.

b). Cálculo del conductor por caída de tensión

De la ecuación:

$$S = \frac{2 \quad (1.73) \quad (L) \quad (I_n)}{(V_f) \quad (\%)}$$

Donde:

S = Sección transversal del conductor.

L = Longitud del conductor del motor al tablero (14 m.)

In= Corriente nominal del circuito. (51.18 A).

V_f = Voltaje entre fases. (220V)

$e\%$ = Caída de voltaje. (2%)

Sustituyendo valores:

$$S = \frac{(2) (1.73) (14) (51.18)}{(220) (2)}$$

$$S = 5.63 \text{ mm}^2$$

De la tabla de la sección transversal de los conductores. proporcionada por el fabricante. el conductor que tiene una sección transversal inmediata superior a los 5.63 mm², es un calibre número 8 A.W.G. T.W. y será un conductor por fase. - con una sección de 8.3670 mm²

Analizando el cálculo del conductor por los 2 métodos. el conductor seleccionado para este motor debe ser un calibre número 4 A.W.G.T. T.W. por fase pues cumple con los dos métodos.

Calibre A WG	Tipo de Hule PO, E, EO, EN, S, SO, SJ, SJO, SP		Tipos HPD, HS, HPN
	Tipo de Termoplástico ET, ETT, ETLB, ETP, ST, STO, SJT, SJTO, SPT		
	A	B	
18	7	10	10
17	—	12	—
16	10	13	15
15	—	—	17
14	15	18	20
12	20	25	30
10	25	30	35
8	35	40	—
6	45	55	—
4	60	70	—
2	80	95	—

TABLA 1

Nota: Las capacidades de corriente indicadas en la columna A se aplican a cordones de tres conductores y a otros cordones multiconductores en los que solamente tres conductores transporten corriente. Las capacidades de corriente indicadas en la columna B se aplican a cordones de dos conductores y a otros cordones multiconductores en los que solamente dos conductores transporten corriente.

Tabla 1.1
Dimensiones de tubo conduit y área disponible para los conductores

Diámetro nominal		Diámetro interior (mm)	Área interior total (mm ²)	Área disponible para conductores (mm ²)	
mm	pulg.			40% (para 3 conductores o más)	30% (para 2 conductores)
13	$\frac{1}{2}$	15.81*	196	78	59
19	$\frac{3}{8}$	21.30*	356	142	107
25	1	26.50*	552	221	166
32	$1\frac{1}{8}$	35.31*	979	392	294
38	$1\frac{1}{2}$	41.16*	1 331	532	399
51	2	52.76*	2 186	874	656
63	$2\frac{1}{2}$	62.71**	3 088	1 235	926
76	3	77.93**	4 769	1 908	1 431
89	$3\frac{1}{2}$	90.12**	6 378	2 551	1 913
102	4	102.26**	8 213	3 285	2 464

* Corresponde al tubo metálico tipo ligero.

** Corresponde al tubo metálico tipo pesado.

Los valores de esta tabla sirven de base para determinar el número máximo de conductores que pueden alojarse en un tubo conduit. Desde el punto de vista práctico estos valores pueden aplicarse en cualquier caso, aun cuando las dimensiones interiores de los distintos tipos de tubos conduit son ligeramente diferentes entre sí.

C O N C L U S I O N E S

La aparición de tecnología digital, de sistemas de _ _
cómputo cada día más sofisticada hace al diseño eléc _
trico una disciplina dentro de la ingeniería eléctrica
una tarea más rápida y de una calidad insuperable.
El diseño eléctrico por computadora, simplifica cálcu _
los laboriosos de escritorio susceptibles a errores, _
efectúa diseño de planos, diseño de dispositivos etc. _
para lograr el objetivo final deseado.

1. SKILLING, HUGH H. REDES ELECTRICAS, ED. LIMUSA, MEXICO, 1977.
2. ENRIQUEZ HARPER GILBERTO. FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE MEDIANA Y ALTA TENSION, ED. LIMUSA, MEXICO, 1979.
3. VIQUEIRA LANDA, JACINTO. REDES ELECTRICAS VOLS. 1 Y 2, ED. REPRESENTACIONES Y SERVICIOS DE INGENIERIA, MEXICO, 1970.
4. NATSCH, LEANDER W. MAQUINAS ELECTROMAGNETICAS Y ELECTROMECHANICAS, REPRESENTACIONES Y SERVICIOS DE INGENIERIA, MEXICO, 1974.
5. THALER, GEORGE J. MAQUINAS ELECTRICAS, ED. LIMUSA, MEXICO, 1974.
6. E.E. STAFF DEL M.I.T. CIRCUITOS MAGNETICOS Y TRANSFORMADORES, ED. LIMUSA, BARCELONA, 1965.
7. GERREZ GREISER, VICTOR. CIRCUITOS Y SISTEMAS ELECTROMECHANICOS VOL. I REPRESENTACIONES Y SERVICIOS DE INGENIERIA, MEXICO, 1974.
8. SECRETARIA DE COMERCIO Y FOMENTO INDUSTRIAL. NORMAS TECNICAS PARA INSTALACIONES ELECTRICAS, MEXICO, 1989.
9. INGENIERIA DE CONTROL MODERNA. OCATA, KATSUHIRO. SEGUNDA EDICION PRENTICE HALL.
10. SEARS, FRANCIS W. ELECTRICIDAD Y MAGNETISMO. ED. AGUILAR 1976.
