



**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**  
**Facultad de Ingeniería Eléctrica**



“DISEÑO DEL SISTEMA DE ALIMENTACION DE ENERGIA  
PARA LA ESTACION TERRENA DE GUAYAQUIL”

TESIS DE GRADO  
Previa a la obtención del Título de:  
INGENIERO ELECTRICO

Especialización: POTENCIA

Presentada por:  
Carlos Bejarano Salinas

Guayaquil - Ecuador  
1.988

## A G R A D E C I M I E N T O

Dejo expresa constancia de mi agra  
decimiento al ING. JORGE FLORES M.  
Director de esta Tesis, por la va-  
liosa ayuda prestada para la reali-  
zación de este trabajo.

DEDICATORIA

A MIS PADRES

A MIS HERMANOS

  
ING. HERNAN GUTIERREZ  
Decano  
Facultad de Ingeniería  
Eléctrica

  
ING. JORGE FLORES M.  
Director Tesis

  
ING. JUAN GALLO G.  
Miembro del Tribunal

  
ING. ALBERTO HANZE B.  
Miembro del Tribunal

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamentos de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).



.....  
CARLOS BEJARANO SALINAS

## R E S U M E N

La alimentación de energía eléctrica es un aspecto muy importante en el abastecimiento de una estación terrena, a fin de asegurarle una operación continua y de alto rendimiento.

En el primer capítulo se indican las consideraciones que se deben hacer para la ubicación más apropiada para instalar una estación terrena.

Luego se hace una descripción general del sistema de alimentación a cargas críticas D.C. y a cargas críticas A.C., tanto por el sistema de suministro de energía eléctrica comercial como con el sistema de emergencia.

En el segundo capítulo se realiza el diseño del sistema eléctrico con el objeto de satisfacer las necesidades y requerimientos de la subestación. Se selecciona la capacidad del transformador, se indican las características principales para la selección de la capaci -

dad de las alimentadoras, se describe un método mediante la utilización de curvas para conocer las caídas de tensión de acuerdo a normas ANSI tanto en el transformador como en las alimentadoras.

Posteriormente se realiza un estudio de protección del sistema eléctrico, para lo cual se hace un estudio de fallas, además se realiza la coordinación entre los dispositivos de protección.

En el tercer capítulo se indican los criterios y consideraciones generales para el diseño de la malla de tierra y luego se hace un estudio del sistema de puesta a tierra con el objeto de lograr que la diafonía, ruidos inducidos, etc., en los equipos de telecomunicaciones queden limitados.

## I N D I C E   G E N E R A L

	Pág.
RESUMEN .....	VI
INDICE GENERAL .....	VIII
INDICE DE FIGURAS .....	XI
INDICE DE TABLAS .....	XIV
INTRODUCCION .....	16
I.   CAPITULO .....	23
DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA ESTACION TERRENA. ....	23
1.1 Generalidades .....	23
1.2 Descripción general del sistema .....	26
1.2.1 Sistema de alimentación a cargas críticas DC. ....	31
1.2.2 Sistema de alimentación a cargas críticas AC. ....	37
1.2.3 Sistema de alimentación comercial	43
1.2.4 Sistema de emergencia .....	47
II.  CAPITULO .....	55
DISEÑO DEL SISTEMA ELECTRICO .....	55
2.1 Estudio de demanda .....	56
2.1.1 Capacidad del transformador de la subestación. ....	57



	Pág.
2.1.2 Características principales para la selección de alimentadoras...	65
2.1.3 Límites tolerables de voltaje de acuerdo a normas ANSI. ....	68
2.1.4 Cálculo de los conductores eléctricos y caída de voltaje en las alimentadoras de la Estación Terrena. ....	79
2.2 Protecciones .....	86
2.2.1 Generalidades .....	87
2.2.2 Cálculo de fallas .....	97
2.2.3 Coordinación de la protección ..	110
III. CAPITULO .....	127
SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....	127
3.1 Criterios y consideraciones generales para el diseño de malla de tierra. ....	
3.1.1 Introducción .....	127
3.1.2 Consideraciones generales .....	129
3.1.3 Puesta a tierra de equipos ....	134
3.1.4 Características de la Malla de Tierra. ....	138
3.1.5 Esquemas generales de distribución de Tomas de Tierra de un Sistema de Telecomunicación. ..	147
3.2 Cálculo de la malla a tierra de la Estación Terrena. ....	158

	Pág.
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	173
APENDICE .....	176
BIBLIOGRAFIA .....	201

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

La red de comunicaciones se desenvuelve esencialmente alrededor de dos centros principales de población, - Quito y Guayaquil. Actualmente el servicio telefónico internacional se realiza a través de la Central Internacional y de la Estación Terrena existente (ubicada - en la ciudad de Quito). Un enlace de microondas lleva el servicio telefónico combinado de Guayaquil y Quito hasta la Estación Terrena, cuya capacidad actualmente supera los 350 circuitos. En la Figura 1, se muestra la forma en que se interconectan las centrales - de servicio telefónico y la Central Internacional.

Para una mayor referencia de la terminología usada en la presente tesis, ver el apéndice.

Las recomendaciones de INTELSAT (Organización Internacional de Telecomunicaciones por Satélite), establecen la instalación de una segunda Estación Terrena cuando el nivel de capacidad se aproxime a los 400 circuitos y una tercera Estación Terrena, cuando dicho nivel

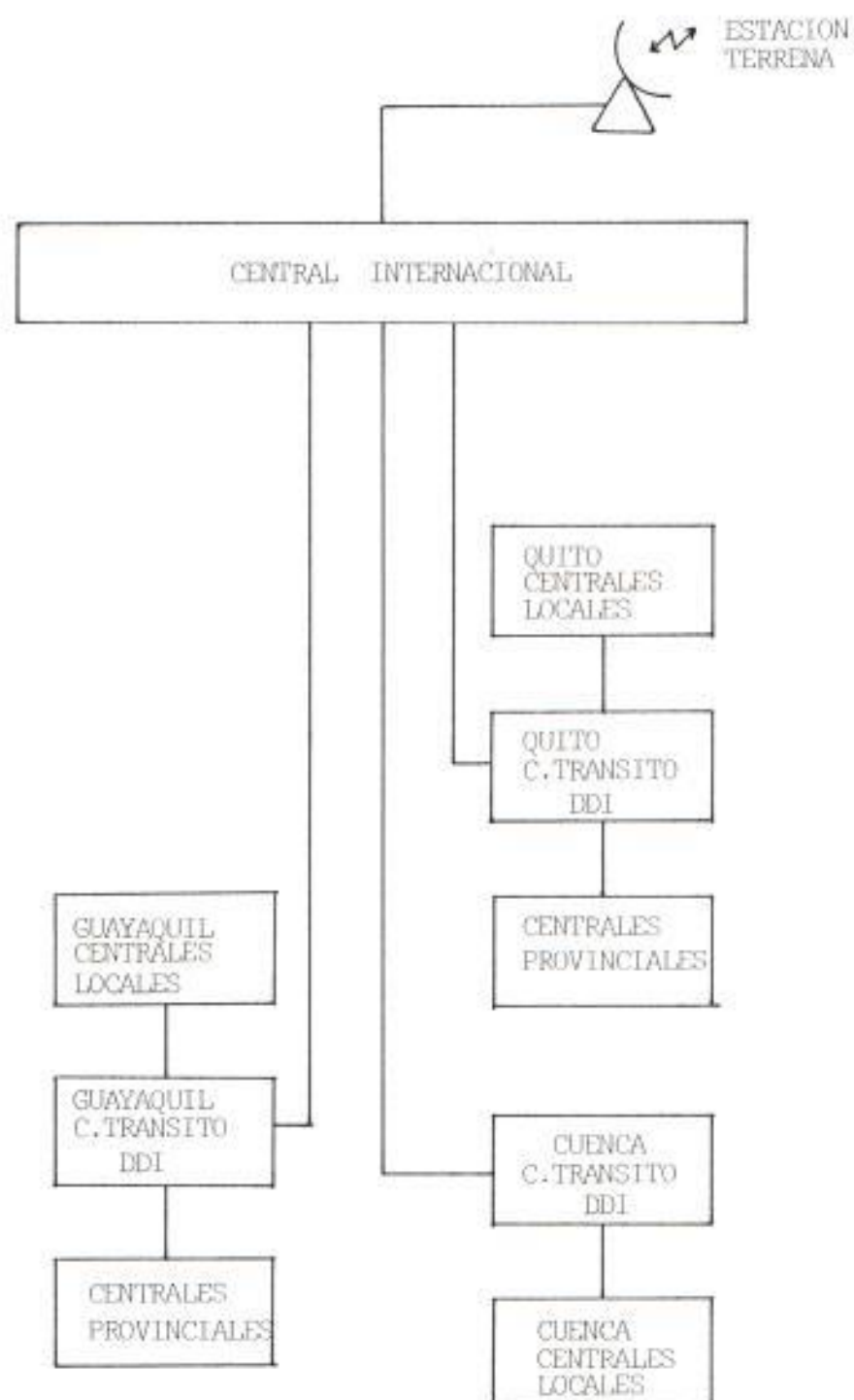


FIGURA 1. INTERCONEXION ENTRE LAS CENTRALES TELEFONICAS Y LA CENTRAL INTERNACIONAL

llegue a los 800 circuitos, considerando que el servicio de cada estación terrena deberá ser cursado por sus respectivos satélites.

Como la actual estación terrena tiene una capacidad que supera los 350 circuitos, IETEL estimó la implantación de una segunda estación terrena en el país, con lo que se mejorará el servicio telefónico internacional del país con el resto del mundo y además se descongestionará el servicio de la actual estación terrena.

#### CRECIMIENTO POBLACIONAL Y TELEFONICO:

Para efecto de ilustrar el crecimiento poblacional especialmente de la sierra y la costa, se han utilizado los datos estadísticos obtenidos de los censos poblacionales realizados en el país durante los últimos 30 años. Estos datos estadísticos se muestran a continuación.

De estos datos estadísticos anteriores se puede observar el desplazamiento del crecimiento de población desde la sierra hacia la costa y especialmente hacia Guayaquil.

## POBLACION EN EL ECUADOR

REGION	A Ñ O S			
	1950 (Noviembre)	1962 (Noviembre)	1974 ( Junio )	1982 (Noviembre )
SIERRA	1'856.445	3'271.345	3'146.565	3'806.798
COSTA	1'298.495	2'127.358	3'179.446	3'926.188
ORIENTE	46.471	74.913	173.469	287.513
GALAPA- GOS	1.246	2.391	4.037	6.201
T O T A L	3'202.757	5'476.007	6'503.517	8'026.700

## POBLACION DE LAS DOS PRINCIPALES CIUDADES DEL PAIS

A Ñ O	CIUDAD	
	GUAYAQUIL	QUITO
1974 (Censo)	853.060	625.721
1982 (Censo)	1'180.363	887.736
1984 (Proyección)	1'274.792	927.435
1994 (Proyección)	1'888.581	1'371.978

De acuerdo a datos obtenidos de IETEL de la actividad telefónica desarrollada tabulamos los siguientes datos.

## PORCENTAJE DE TELEFONIA INTERNACIONAL POR REGION

REGION	SERVICIO (%)	
	HACIA U.S.A.	DESDE U.S.A.
REGION-1 (Prácticamente la Sierra).	40 - 45	35
REGION-2 (Prácticamente la Costa).	55 - 60	65

NOTA: El 80% del servicio telefónico internacional - del Ecuador, es con Estados Unidos.

Teniendo en cuenta las razones anteriores, son algunas por las cuales IETEL decidió que la instalación de su segunda estación terrena sea en la ciudad de Guayaquil.

## DESCRIPCION GENERAL DEL PROYECTO:

Este proyecto establece el requerimiento de equipos, - materiales y servicio para la puesta en funcionamiento de un Sistema General de Comunicaciones Satelitales, - compuesto por una Estación Terrena Standard "A" en Guayaquil, una Estación Terrena Standard "B" en Galápagos y un Enlace de Microondas.

El IETEL tiene planificado utilizar la Estación Terrena Standard "A" para proveer comunicaciones comerciales internacionales hacia y desde los Estados Unidos, en modo analógico. A corto plazo será utilizada para operar en modo digital, por consiguiente los equipos serán provistos para proveer esta transición analógica / digital.

La estación terrena estandar "A" transmitirá y recibirá apropiadamente y simultáneamente telefonía, telegrafía, facsímil, datos y televisión a través de su satélite las 24 horas del día.

La estación terrena estandar "A" tendrá una configuración redundante, esto es un canal RF principal para telefonía, un canal RF secundario para televisión y un canal RF de reserva, el cual entrará en servicio en el momento que sufra algún desperfecto el canal RF de telefonía o el de televisión, teniendo prioridad el de telefonía en el supuesto caso de que los dos canales RF sufran algún desperfecto.

La estación terrena estandar "B" ubicada en San Cristóbal, Islas Galápagos, proveerá comunicaciones satelitales con la estación terrena estandar "A" en Guayaquil.



La estación terrena estandard "B" transmitirá y receptorá apropiadamente y convenientemente telefonía y telegrafía y posiblemente solo receptorá televisión.

El sistema de enlace de radio de microondas terrestre operará desde el sitio de la estación terrena estandard "A" en Guayaquil hasta la Torre del Carmen, y de ahí en un salto de radio de 1.63 Km. hasta la central de tránsito internacional.

## CAPITULO I

### DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA ESTACION TERRENA

#### 1.1 GENERALIDADES.-

Los sistemas de comunicaciones por satélite son medios de transmisión que tienen determinadas ventajas frente a los medios terrestres convencionales. Se componen de estaciones terrenas en cada uno de los puntos que se necesitan enlazar y de uno o varios satélites geoestacionarios, cuya misión básica es de servir de repetidores intermedios.

Los sistemas actualmente permiten saltos entre satélites y pueden limitar sus áreas de cobertura a zonas muy pequeñas, tienden a utilizar frecuencias a las cuales la atmósfera presenta una mayor transparencia y sobre todo utilizan técnicas que permiten la utilización de un mismo satélite desde diferentes orígenes y hacia distintos desti-

nos, con lo que se puede establecer los enlaces - bajo petición expresa de las estaciones terrenas y de liberarlos cuando no se necesite.

Los sistemas de comunicaciones por satélite implican un sustancial abaratamiento de las comunicaciones a larga distancia, una mejor calidad de transmisión, una amplia cobertura y variedad de los servicios de radiodifusión sonora y de video y una notable facilidad de acceso a la red de comunicación desde zonas alejadas, ya sea utilizando terminales fijos o móviles, por lo que los servicios empresariales, comerciales y sociales se verán apreciablemente potenciados.

#### ANALISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE UBICACION DE LA ESTACION TERRENA:

La base del análisis se sustenta de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- a) La propagación radioeléctrica y su posible interferencia con el área circundante, la cual define concretamente el sitio a instalarse.

- b) Estar situada en zonas bajas que presenten una característica de pantalla natural, preferentemente rodeado por lomas.
- c) Estar localizado lejos de la zona industrial o líneas de alto voltaje que pueden causar interferencia de radio.
- d) Resistividad del suelo, ya que un valor muy alto dificultaría la instalación de sistemas de protección contra el rayo o la puesta a tierra del equipo.
- e) Riesgo de inundaciones, incendios forestales, corrimientos de tierra, peligro de explosiones.
- f) Condiciones del suelo donde se construirá el edificio de los equipos, tomando en cuenta posibles temblores que pudieran suscitarse.
- g) La construcción de las vías de acceso, considerando su longitud, la topografía, y las condiciones del subsuelo.
- h) Espacio considerando posibles expansiones futuras.

- i) Adquisición del terreno a elegirse como compra venta o expropiación.
- j) Localización de redes de distribución de agua
- k) Localización de redes de suministro de energía eléctrica.

De la recomendación del análisis mencionado se escogieron los sitios TIFFANY y PASCUALES, estos sitios tienen posibilidad de ampliación de terreno respecto a las dos hectáreas básicas que se estima es la superficie inicial en la que se construirá dicha estación. En la Tabla N° 1, se muestran las características de los dos sitios escogidos.

En esta tabla se puede observar que los literales d) y e) determinan que el sitio TIFFANY, es el más apropiado y el que cumple en su mayoría con las exigencias para la construcción de la Estación Terrena.

## 1.2 DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA.-

La Estación Terrena Guayaquil, está situada en el

TABLA I

## CARACTERISTICAS DE LOS SITIOS TIFFANY Y PASCUALES

	SITIO TIFFANY (Km 23 vía a la Costa)	SITIO PASCUALES (Km 16 vía a Pascuales)
a)	El sitio para la instalación se encuentra aproximadamente a 1 1/2 Km de la carretera.	El sitio está aproximadamente 2 1/2 Km desde la carretera principal.
b)	El camino de acceso a la Estación tiene que construirse.	El camino de acceso no presenta dificultad, ya que existe construida una carretera hasta el propio sitio.
c)	El suelo presenta características aceptables para sustentar la estructura que se proyecta construir.	El suelo presenta características aceptables para sustentar la estructura que se proyecta construir.
d)	El sitio es un lugar tranquilo, sin la proximidad de fábricas e industrias que perjudiquen de alguna forma el funcionamiento de la estación.	En las cercanías del lugar existen algunas industrias, notándose que la expansión industrial se proyectaría al sitio donde se instalaría la estación terrena.
e)	En las cercanías del sitio no existen bodegas ni depósitos de combustible capaz de poner en peligro la estación.	Aproximadamente a 1Km del lugar, a un lado del cerro, se encuentran instalados algunos tanques de depósitos de combustible, de propiedad de CEPE.
f)	La zona no tiene peligro de corrimiento de tierras por ser un valle amplio rodeado de dos cerros que protegerían la antena satelital.	El sitio no presenta peligro de corrimiento de tierra.

CONTINUACION TABLA I

	<p>SITIO TIFFANY (Km. 23 vía a la Costa)</p>	<p>SITIO PASCUALES (Km 16 vía a Pascuales)</p>
g)	<p>La vegetación existente en el sitio es escaso, por lo que sería muy fácil eliminarla para evitar los incendios forestales.</p>	<p>La vegetación existente en el lugar es escasa</p>
h)	<p>Existe infraestructura para abastecimiento de agua</p>	<p>Existe infraestructura para abastecimiento de agua.</p>
i)	<p>El sitio es apropiado para la propagación radioeléctrica.</p>	<p>El sitio es apropiado para la propagación radioeléctrica.</p>
j)	<p>Cerca del sitio pasan las líneas de alto voltaje de la Empresa Eléctrica del Ecuador.</p>	<p>Cerca del sitio pasan las líneas de alto voltaje del sistema nacional interconectado.</p>
k)	<p>La mayor área del sitio pertenece a los terrenos de la Comunidad de los Testigos de Jehová.</p>	<p>El sitio posible de la instalación pertenece al señor Juan José Vilaseca.</p>

kilómetro 23 vía a la Autopista Guayaquil-Progreso (por entrada a la Comuna Casas Viejas).

Durante la operación normal, la estación terrena operará con la energía comercial; en el caso de falla de la energía comercial o de baja sustancial de voltaje en cualquiera de las fases, la estación se desconectará de la red pública, un generador de emergencia arrancará automáticamente y el dispositivo de transferencia automática (T.A) le transfiere la carga de la estación. Al restaurarse el servicio normal de energía eléctrica, la carga se transferirá al sistema eléctrico normal y el generador se revertirá a su posición de reserva.

En la Figura 1.1, podemos observar el diagrama esquemático del suministro de energía a la estación terrena.

Cualquiera de los dos generadores podrá ser seleccionado como principal y el otro como reserva, si el principal falla el de reserva debe arrancar inmediatamente y aceptar toda la carga. Un interruptor selectivo (I.S.), de conexión alterará el orden de funcionamiento de los generadores de emergencia a fin de asegurar que todos tengan igual tiempo de servicio.



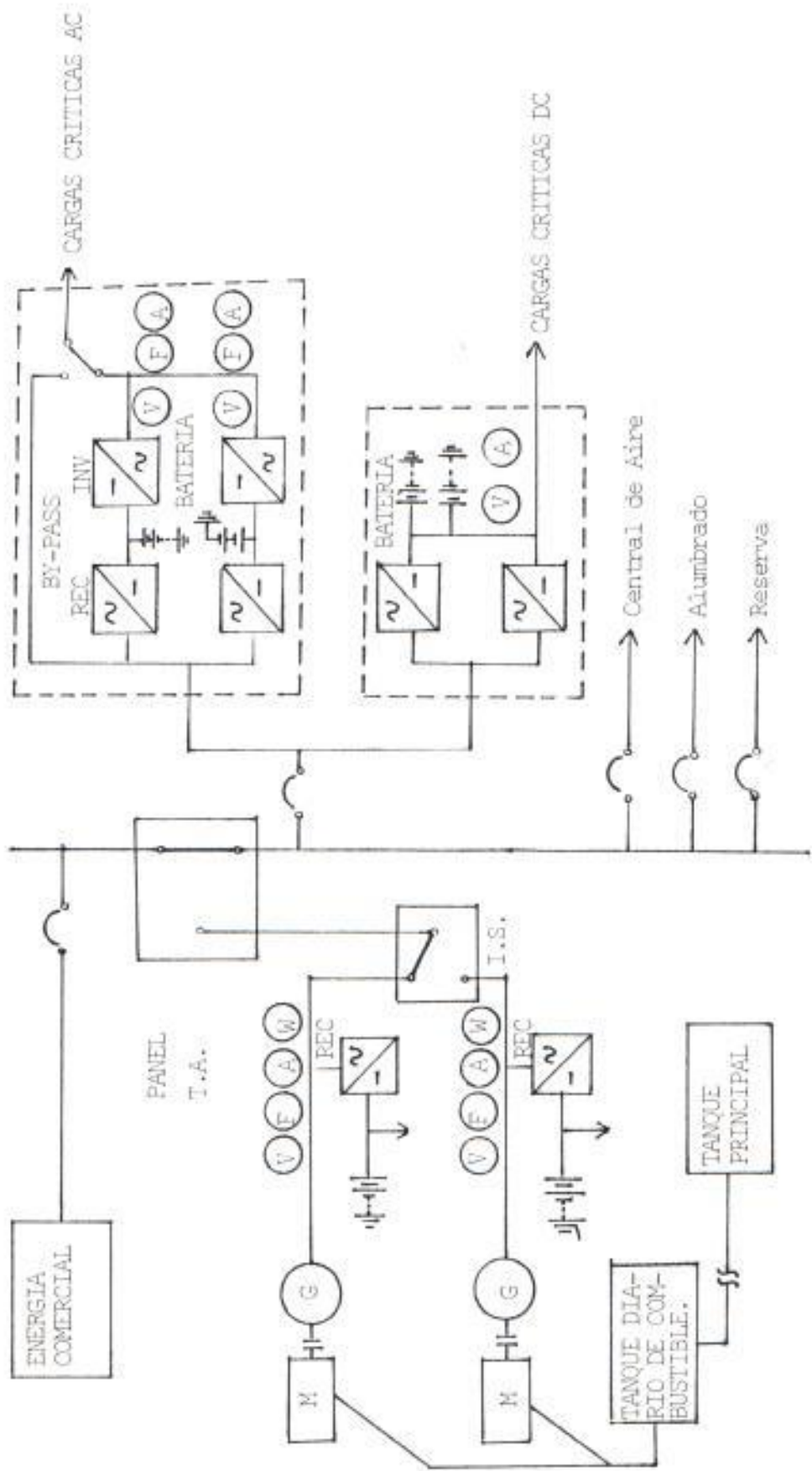


FIGURA 1.1.- DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL SUMINISTRO DE ENERGIA DE LA ESTACION TERRENA

El sistema estático de energía AC que emplea la generación estática (baterías) en condiciones normales alimentará a las cargas críticas AC de la estación por medio de un inversor estático, suministrándose de esta manera independencia total - contra las posibles interrupciones del suministro de energía pública y perturbaciones de línea.

El sistema de suministro de energía DC, en condiciones normales alimentará a las cargas críticas DC de la estación por medio de dos grupos rectificadores conectados (operados) en paralelo, además, si estos rectificadores fallan o se han desconectado para mantenimiento, entonces las baterías asumirán la carga.

#### 1.2.1 Sistema de alimentación a cargas críticas D.C.

La tensión de salida del sistema utilizado es una tensión continua estabilizada - que tiene un nivel de tensión de estorbo (ripple) muy bajo, no tiene interrupciones y se mantiene dentro de unos límites muy estrechos en todas las formas de operación.

El principio de conexión del sistema puede deducirse del diagrama esquemático, Figura 1.2.

Los componentes principales del sistema son el rectificador (R), baterías acumuladoras (B), convertidores en serie (c) y un campo de distribución (D).

#### RECTIFICADOR (R):

Los rectificadores (2) convierten la tensión alterna entrante en tensión continua constante. Las variaciones en la carga o las tensiones entrante variantes, no influyen en la tensión saliente del rectificador.

Cada rectificador puede funcionar como piloto, si se presenta una falla en el rectificador piloto, sus funciones pasarán automáticamente al segundo rectificador.

Los rectificadores son aquella parte del sistema que suministra la necesaria corriente continua a un sistema de telecomunicación.

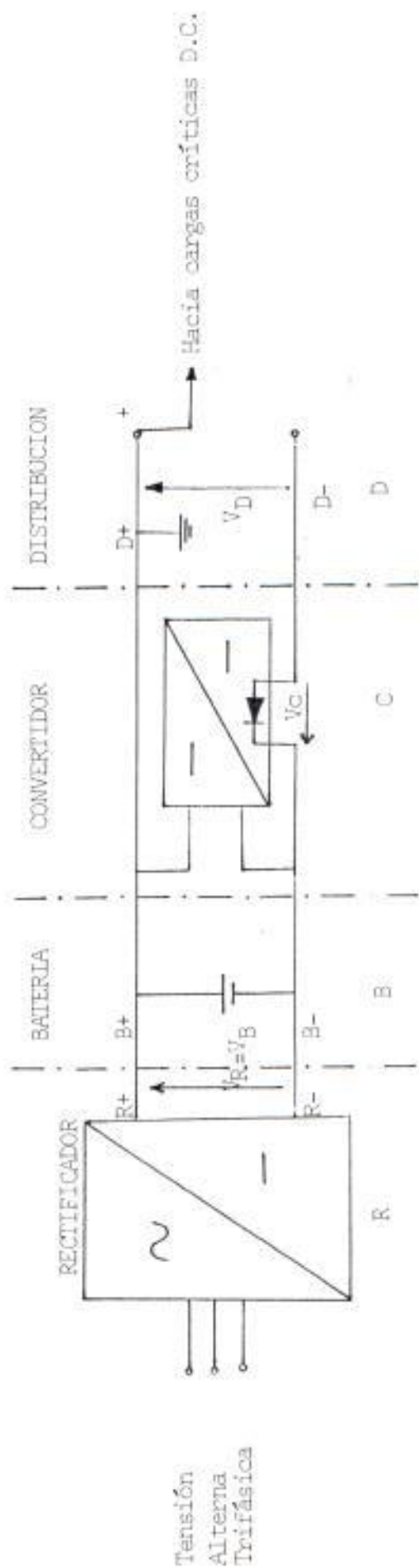


FIGURA 1.2.- DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL SISTEMA DE ALIMENTACION A CARGAS CRITICAS D.C.

nes al mismo tiempo que su nivel de regulación está adaptado a las tensiones requeridas para mantener las baterías acumuladoras en óptima condición y con una duración máxima esperada.

#### BATERIAS (B):

La batería tiene como misión proveer sin interrupciones al equipo (sistema) de telecomunicaciones la energía necesaria durante el tiempo que estén fuera de servicio los rectificadores. El tiempo de reserva del sistema de telecomunicaciones se determina por la capacidad de las baterías y el consumo real de corriente.

La impedancia de la batería que es muy pequeña se la aprovecha para atenuar los transientes de tensión que son peligrosos para los circuitos electrónicos de la estación de telecomunicaciones.

Además, la batería forma parte del filtro del equipo de alimentación de corriente -

continua, cuya misión es atenuar la tensión de estorbo desde los rectificadores. La impedancia baja de la batería, también contribuye para bajar la diafonía en la estación.

#### CONVERTIDORES (C);

Los convertidores tienen la misión de mantener la tensión de distribución  $V_D (= V_B + V_C)$  en un determinado valor.

Los convertidores actúan en caso de corte en la red pública o cuando la tensión de las baterías ( $V_B$ ) baja más allá de su nivel normal (1V aproximadamente), y mantienen después la tensión de distribución ( $V_D$ ) constante hasta que se haya descargado las baterías. Se paran los convertidores cuando la tensión de batería ha vuelto a un nivel aproximadamente igual a la tensión de distribución.

Los convertidores están provisto con un dispositivo de regulación que se encarga de mantener la tensión de distribución en un valor constante.

## FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ALIMENTACION A CARGAS CRITICAS D.C.:

El funcionamiento del sistema de alimentación a cargas críticas D.C., que se presenta en la Figura 1.2 es el siguiente:

En operación normal el sistema es alimentado con tensión alterna trifásica desde la red pública. En caso de interrupción en la red o cuando se desconectan los rectificadores, las baterías acumuladoras son la fuente de energía de reserva del sistema y toda la alimentación se realiza desde éstas.

Los rectificadores mantienen una tensión constante continua ( $V_R = V_B$ ) hacia las baterías al mismo tiempo que estos alimentan la estación de telecomunicaciones.

Cuando sucede una desconexión de la red, las baterías empiezan a entregar corriente, con lo que la tensión de éstas bajará. Se arrancan automáticamente los convertidores

y suministran la tensión adicional  $V_C$  que aumenta al bajar la tensión de las baterías  $V_B$ .

Cuando vuelve la tensión de red, los rectificadores se hacen cargo de nuevo de la alimentación de corriente al mismo tiempo que carga a las baterías, cuando éstas alcanzan su nivel normal se paran los convertidores.

#### 1.2.2 Sistema de alimentación a cargas críticas AC

Cuando los dispositivos semiconductores (cargas críticas AC) trabajan sin su máxima capacidad de corriente y voltaje estimado, ellos son extremadamente confiables, pero debido a su baja masa térmica pueden ser dañados si el pico del voltaje permitido es excedido aún cuando sea momentáneamente. Ellos por lo tanto, tienen que ser protegidos contra sobrevoltajes transientes. Interferencias de alta frecuencia pueden también causar mal operación de circuitos a causa de su alta velocidad y sensibilidad.



Ahora bien, el propósito del sistema de alimentación a cargas críticas AC es el de proporcionar precisa y continua potencia AC a la carga en una manera altamente confiable, en operación normal separa la carga crítica de la energía primaria. El sistema no se verá afectado por transiente de voltaje y durante períodos de falla de la red pública continuará suministrando potencia ininterrumpidamente por un determinado período, lo que permitirá una desconexión ordenada de la carga de la estación o también activar el sistema de generación de emergencia; además, genera energía regulada en sincronismo con la utilidad de la línea con respecto al fasaje de la frecuencia y voltaje.

Los componentes principales son: Transformador a la entrada, rectificador-cargador, transformador a la salida, inversor, circuitería de lógica y control, interruptor estático. El diagrama esquemático se lo puede ver en la Figura 1.3.

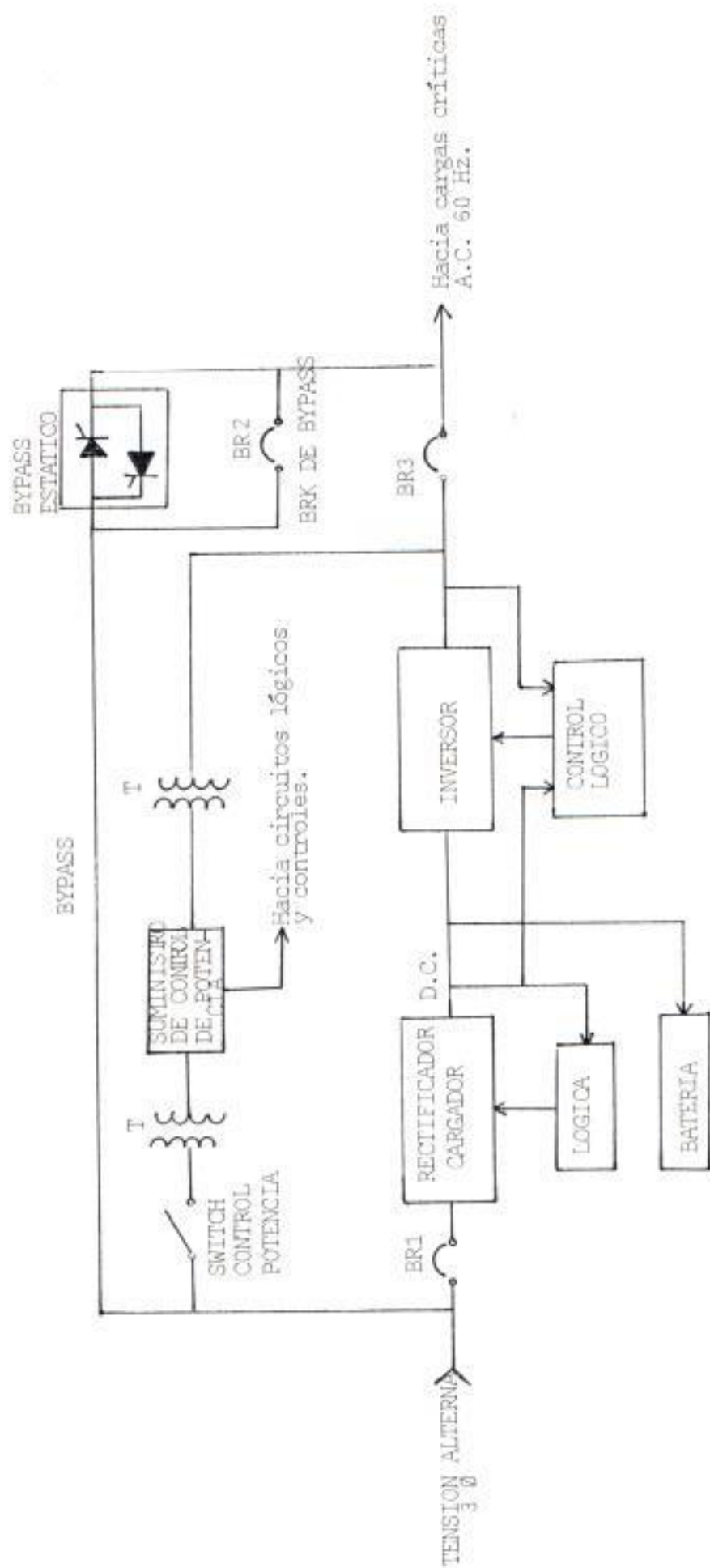


FIGURA 1.3.- DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL SISTEMA DE ALIMENTACION A CARGAS CRITICAS A.C.

#### RECTIFICADOR-CARGADOR:

La potencia de entrada suministrada desde la red pública (barra de distribución) es rectificadora y condicionada a producir una corriente directa regulada por medio de los circuitos del rectificador-cargador.

Adecuada filtración es provista desde la salida d.c. del rectificador-cargador hasta la entrada del inversor.

#### INVERSOR:

Considerando que la red pública no es una fuente de alimentación conveniente, un método de alimentación considerablemente seguro es obtenido usando un inversor estático que es alimentado desde un sistema d.c. - rectificador-cargador. El voltaje de salida del inversor es mantenido a un valor constante considerando amplitud y frecuencia, tiene una baja distorsión y no es afectado por transientes y disturbios, los cuales pueden ocurrir con la red pública.

Considerando que los dispositivos aisladores de falla tales como circuitos breakers no son suficientemente rápidos para remover un dispositivo fallado, sin causar transientes adversos sobre la barra que conecta a la carga crítica, se ha colocado un "interruptor estático" en la salida del sistema de alimentación A.C.

En caso de una falla interna en el inversor, el interruptor estático electrónicamente separa el sistema de alimentación A.C. de la barra de carga crítica, haciendo actuar un fusible de golpeo, el cual se encuentra conectado en el circuito inversor.

La separación es suficientemente segura que prevee el desarrollo de transientes de voltaje inaceptables sobre la barra de carga crítica.

#### FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ALIMENTACION A CARGAS CRITICAS A.C.

El funcionamiento del sistema de alimenta-

ción a cargas críticas AC, que se presenta en la Figura 1.3, es el siguiente:

Al cerrarse el breaker de entrada CBI, se aplica energía eléctrica desde la fuente de suministro eléctrico comercial (a través de la barra de distribución) a la entrada del rectificador-cargador. Anteriormente a esto, se cierra el switch de control de potencia que energiza el módulo de suministro de control de potencia, el cual proporciona D.C. regulada hasta los controles y circuitos lógicos.

El rectificador-cargador, convierten la energía A.C. entrante a una D.C., la salida del rectificador-cargador está alimentando al inversor de estado sólido, este convierte la energía D.C. a energía A.C., 60Hz, la cual se suministra a la carga crítica.

En fallas de la fuente de suministro eléctrico comercial o cuando se desconectan los rectificadores-cargadores, la energía de entrada al inversor es automáticamente

suministrado por el banco de baterías con ninguna interrupción o disturbio a la salida del inversor.

Para propósito de mantenimiento o en el evento de que uno de los inversores falle, el sistema de alimentación A.C. puede ser desviado ("by passed") hasta la barra de distribución o a la fuente del sistema de emergencia. Esta transferencia ocurrirá automáticamente o en su defecto puede ser iniciado manualmente.

El sistema de alimentación está dimensionado de tal manera, que existe un rectificador-cargador y un inversor de emergencia. Los rectificadores-cargadores pueden recargar las baterías también cuando la estación tiene carga máxima.

### 1.2.3 Sistema de alimentación comercial.-

La alimentación comercial es una fuente energética que se compra del servicio público (Empresas Eléctricas). Esta compañía

proporcionarán a la estación terrena corriente alterna, voltaje primario (alto voltaje) a 60 Hz.

El cambio de voltaje se hará fácilmente mediante transformador 3 $\phi$ . Llegando de esta forma alimentación de energía eléctrica a la estación terrena, por medio del transformador 3 $\phi$  la alta tensión será reducida a bajo voltaje (voltaje secundario) conectados de tal forma de obtener voltajes a niveles adecuados, con lo cual se está en capacidad de dar suministro de energía eléctrica a los equipos de alimentación a cargas críticas A.C. y D.C. y a los equipos auxiliares.

El diagrama unifilar del sistema en estudio se encuentra en la Figura 2.4. En cuanto al dimensionamiento de los conductores, transformadores, circuitos de interrupción y demás accesorios serán estudiados en los próximos capítulos.

SELECCION DEL NIVEL DE VOLTAJE DE LA SUBESTACION:

La selección del nivel de voltaje es uno de los factores más significantes en el diseño de un sistema eléctrico comercial o industrial.

Debemos hacer algunas consideraciones en la selección del nivel de voltaje tanto del voltaje de distribución como el voltaje de servicio de la subestación:

Si el voltaje que suministran las compañías de servicio eléctrico es mayor a 15000 voltios es necesario seleccionar el voltaje adecuado para el sistema de distribución, este voltaje entre línea-línea puede ser de 2400, 4160, 6900, 13.800 voltios.

Si el voltaje que suministra las compañías de servicio eléctrico es menor o igual a 15.000 voltios no se justifica ni técnica ni económicamente la transformación para obtener el voltaje de distribución.

En cuanto a la selección del nivel de voltaje de servicio se debe tener en cuenta si se va alimentar a cargas trifásicas -



considerables, las cuales pueden ser servidas por un sistema de 480 voltios, o, si se va a alimentar a cargas monofásicas y medianas cargas trifásicas y que son servidas por un sistema de 208/120 voltios.

Además, se debe considerar los estándares de fabricación de los transformadores para seleccionar el nivel de voltaje de servicio.

En nuestro caso la compañía de servicio eléctrico nos proporcionará un voltaje de 13.200 voltios y por tanto, no es necesario seleccionar un voltaje adecuado para el sistema de distribución. Además como se va a utilizar medianas cargas trifásicas se utilizará un voltaje de servicio de 208/120 voltios.

En cuanto a los estándares de fabricación de los transformadores si existe en el mercado transformadores de 13.200/208/120 voltios.

#### 1.2.4 Sistema de emergencia.-

Las interrupciones del suministro de energía eléctrica producen costos de pérdidas en las instalaciones industriales o comerciales y en varios casos son muy representativas, que determinan la necesaria inversión en equipos de emergencia de generación eléctrica, capaces de suplir la demanda total de las máquinas eléctricas o por lo menos los sectores más importantes que no pueden interrumpir su labor. Actualmente, la mayoría de los procesos industriales utilizan controles e instrumentación cada vez más sofisticados en el campo eléctrico y electrónico, lo cual demanda que el servicio de potencia sea continuo y confiable.

La utilización de grupos electrógenos como equipo de emergencia es lo más aconsejable para obtener confiabilidad en el servicio eléctrico, debido a que su costo e instalación no son elevados considerando el importante servicio que prestan, el mantenimiento y controles son normales, fácil instalación, confiabilidad, y larga duración de vida.

Un sistema de emergencia básicamente está compuesto de un grupo electrógeno y un panel de transferencia.

Un grupo electrógeno acoplado a un sistema de emergencia requiere básicamente de un arranque eléctrico remoto, voltaje de generación similar al del servicio normal, frecuencia similar a la del servicio normal, potencia en kilovatios a suministrar. El grupo electrógeno son equipos conformados por generadores eléctricos impulsados por motores de combustión interna.

Un aspecto muy importante dentro del grupo electrógeno es la regulación de voltaje - que forma parte del sistema de excitación y está basado en el aumento o disminución de la corriente de excitación cuando se aplica o se quita carga.

Estos además tienen la finalidad de reemplazar a la fuente de servicio eléctrico normal cuando ésta falle.

El panel de transferencia automática es de mucha importancia puesto que a través de él, se suministrará potencia a la carga, ya sea desde la fuente de servicio normal o desde el grupo electrógeno en caso de emergencia.

Ahora bien, la estación terrena donde se utilizan equipos electrónicos, los cuales para las distintas aplicaciones necesitan tener un servicio continuo de energía eléctrica para su operación correcta utilizará un sistema de emergencia redundante para asegurar la confiabilidad y continuidad del servicio de los mismos.

El término redundante implica que este sistema consta de dos grupos electrógenos en donde cualquiera de los dos podrá ser seleccionado como principal y el otro como reserva.

Cada grupo electrógeno suplirá la demanda total de la estación, es decir que servirá tanto a las cargas esenciales (las que funcionan permanentemente) como a las cargas no esenciales.

Un simple diagrama de bloque del sistema de emergencia es presentado en la Figura - 1.4.

En condiciones normales de operación, la fuente de servicio comercial suministrará energía eléctrica a la carga, cuando se produzca una falla o una baja sustancial de voltaje en cualquiera de las fases, el sistema pondrá en marcha al grupo electrógeno y luego de alcanzar los requerimientos necesarios en la generación (voltaje y frecuencia nominal), el panel de transferencia automática (T.A.), tranfiere la carga al grupo electrógeno. Cuando se restaure el servicio normal de energía eléctrica en forma estable, la carga es retransferida al mismo mediante el conmutador automático, luego de cierto tiempo de esta operación el grupo electrógeno dejará de funcionar, entonces el sistema recobra su condición original de funcionamiento.

El interruptor selectivo (I.S.) de conexión alterará el orden de funcionamiento de los grupos electrógenos a fin de asegurar que

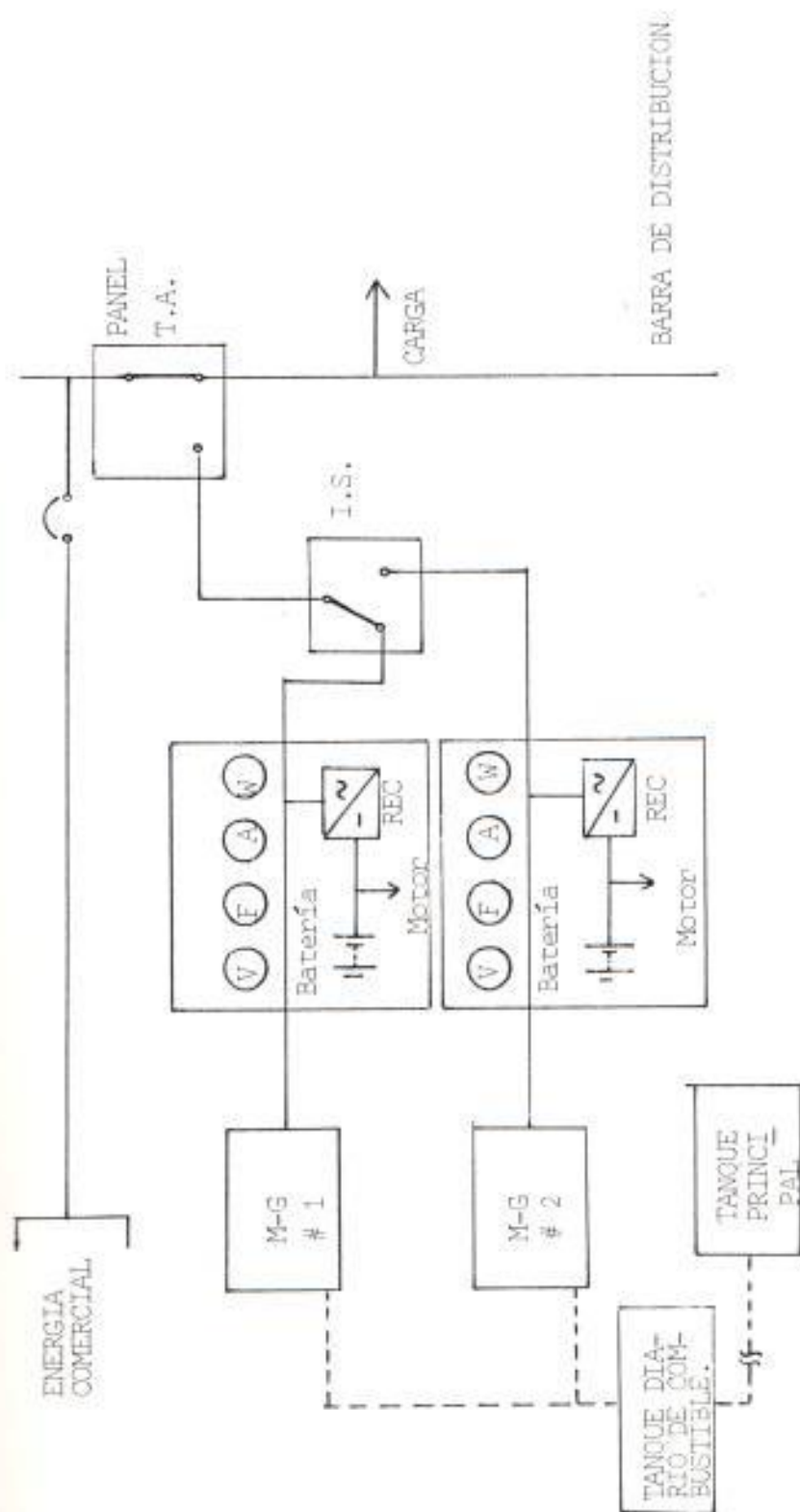


FIGURA 1.4.- DIAGRAMA DE BLOQUES DE LOS DOS GRUPOS ELECTROGENERADOS

todos tengan igual tiempo de servicio.

#### DESCRIPCION DE OPERACION DEL SISTEMA DE EMERGENCIA:

Anteriormente se dijo que cada grupo electrógeno puede actuar como principal y el otro como reserva, lo que implica que cada uno de éstos tendrá el mismo funcionamiento de operación, luego aquí se va a dar la descripción de la forma de operar de un solo grupo electrógeno. El diagrama de conexiones es presentado en la Figura - 1.5.

Cuando el suministro de energía eléctrica comercial es normal, los contactores magnéticos (52C1, 52C2) del lado de la red pública están cerrados y la energía hasta la carga será proporcionada desde la red de energía eléctrica comercial. Cuando ésta se hace anormal, los contactores magnéticos (52C1, 52C2) se abren, los fusibles F21, F22, F23, se remueven y actúan los relevadores de voltaje 26C1, 27C2, 27C3, y luego de cumplido el tiempo de retardo de con -

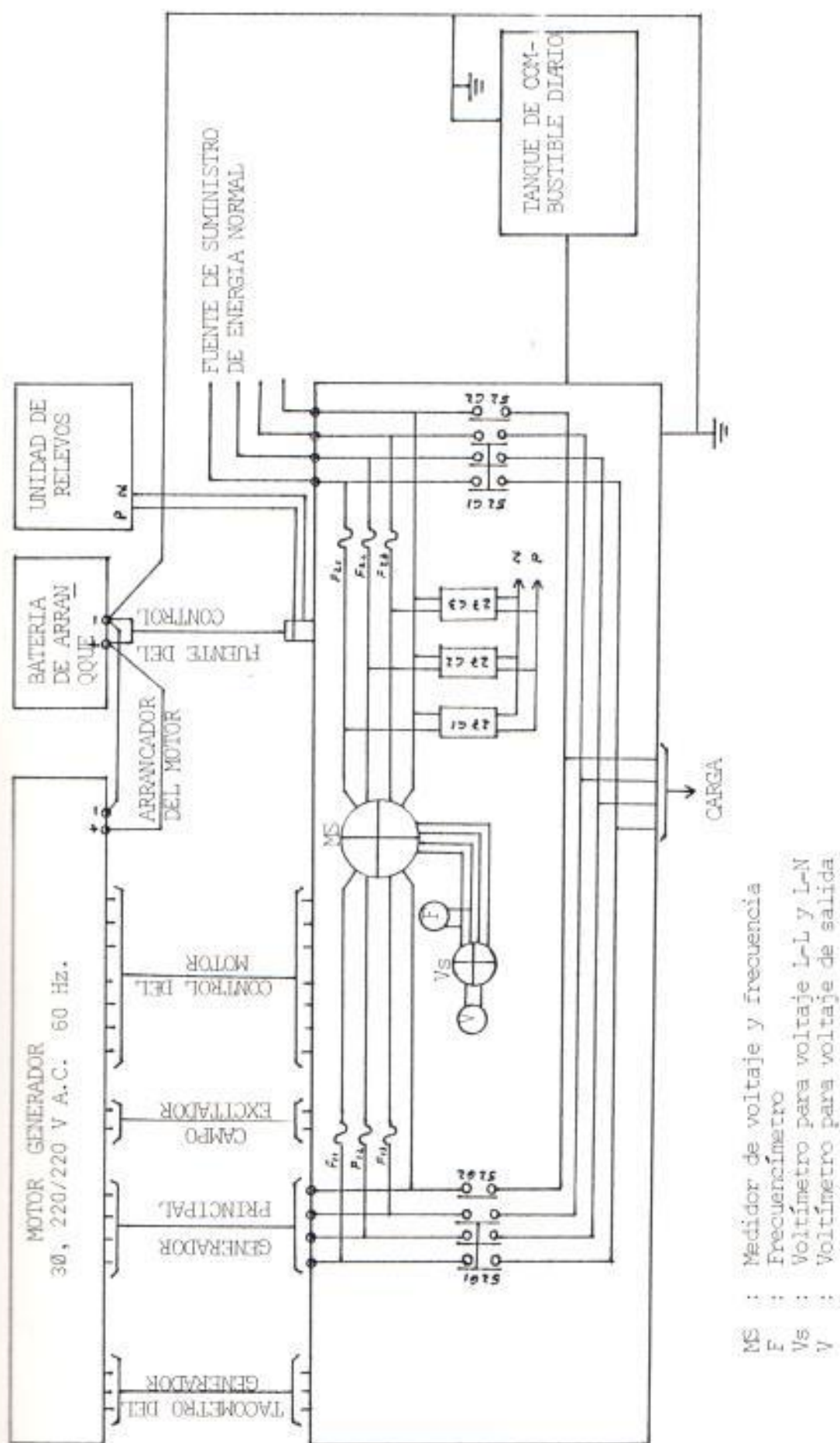


FIGURA 1.5.- DIAGRAMA DE CONEXIONES DE UN GRUPO ELECTROGENO



firmación de falla de energía se proporciona el arranque eléctrico al grupo electrógeno y se inicia la transferencia de carga (se cierran los contactores magnéticos 52G1, 52G2, en el lado del generador) una vez que haya alcanzado el generador sus condiciones nominales (voltaje y frecuencia) de funcionamiento. Cuando el suministro de energía eléctrica comercial es restablecido se reconectan los fusibles F21, F22, F23, se restauran los relevadores de voltaje 27C1, 27C2, 27C3, y luego de cumplido el tiempo de retardo de confirmación de recuperación de energía estable, se transfiere la carga a su condición original (se abren los contactores magnéticos 52G1, 52G2, y luego se cierran los contactores magnéticos 52C1, 52C2), y el grupo electrógeno se parará.

## CAPITULO II

### DISEÑO DEL SISTEMA ELECTRICO

Los sistemas de distribución de energía eléctrica deben ser diseñados, construidos y operados para satisfacer las necesidades y requerimientos que un determinado sistema imponga, optimizando el costo, al mismo tiempo que la calidad del servicio deseado.

La selección de los equipos que integran un sistema de distribución de energía eléctrica requiere de un análisis muy cuidadoso, ya que una selección impropia involucra costos severos y cambios bruscos.

En un sistema de distribución generalmente están presente algunos o todos los requerimientos que se mencionan a continuación:

1. Localización de centros de carga
2. Localización de redes de suministro público de energía eléctrica.
3. Ubicación de líneas de distribución teniendo en cuenta:

- a) Concentración de carga
  - b) Regulación de voltaje
  - c) Seguridad pública
4. Grado requerido en la continuidad del servicio
  5. Voltaje de servicio
  6. Demanda máxima esperada
  7. Factor de crecimiento del sistema
  8. Previsión para cargas extras
  9. Protección ante descargas atmosféricas
  10. Flexibilidad del sistema ante expansiones, mantenimiento, condiciones de emergencia.
  11. Consideraciones ambientales
  12. Seguridad del personal de trabajo
  13. Prevención de explosiones, fuego
  14. Factor de seguridad
  15. Condiciones de carga para alumbrado, sistema de refrigeración, calefacción.

## 2.1 ESTUDIO DE LA DEMANDA.-

El estudio de la demanda lo realizamos para seleccionar la capacidad de los equipos que van a ser utilizados como transformador, alimentadora, etc.

### 2.1.1 Capacidad del transformador de la subestación.-

La selección de la capacidad en KVA del transformador de la subestación será considerada tomando en cuenta los requerimientos básicos de la carga (demanda máxima en Kw), incluyendo la capacidad de reserva, el factor de potencia de la carga y la temperatura ambiente.

Para el cálculo de la demanda se necesita conocer los requerimientos de potencia eléctrica de los equipos, pero como algunos de estos trabajan a una potencia inferior a la nominal o trabajan a intervalos de tiempo, el valor de la demanda es inferior a la suma de las potencias de los equipos instalados.

Para encontrar este valor es necesario determinar el factor de demanda que por definición es el cociente de la demanda máxima sobre la carga total instalada y este factor es menor que la unidad.

La temperatura ambiente del sitio donde se va a instalar un transformador, ejerce influencia sobre la capacidad del mismo. En las Tablas 2 y 3, se exponen los factores que de acuerdo a la temperatura ambiente se aplican para transformadores tipo seco y sumergido en aceite, respectivamente.

TABLA II

CAPACIDAD DE CARGA APROXIMADA (EN POR UNIDAD) DE ACUERDO A LA TEMPERATURA AMBIENTE

Para transformadores tipo seco:

TEMPERATURA AMBIENTE (°C)	CAPACIDAD DE CARGA PARA TIPO AUTOENFRIADO	CAPACIDAD DE CARGA PARA TIPO: ENFRIADO POR VENTILADORES
0	1.42	1.60
5	1.38	1.60
10	1.34	1.60
15	1.27	1.60
20	1.18	1.60
25	1.09	1.56
30	1.00	1.50
35	0.90	1.44
40	0.80	1.33

TABLA III

CAMBIO DE LA CAPACIDAD DE CARGA (EN PORCENTAJE) POR CADA  
CAMBIO DE LA TEMPERATURA AMBIENTE EN °C

Para transformadores tipo:  
Sumergico en aceite

TIPO DE ENFRIAMIENTO	AIRE SOBRE LOS 30°C PROMEDIO O AGUA SOBRE LOS 25°C PROMEDIO	AIRE BAJO LOS 30°C PROMEDIO O AGUA BAJO LOS 25°C PROMEDIO
Autoenfriado	- 1.5% por °C.	+ 1.0% por °C.
Enfriado por agua	- 1.5% por °C.	+ 1.0% por °C.
Enfriado por aire forzado.	- 1.0% por °C.	+ 0.75% por °C.
Enfriado por aceite forzado.	- 1.0% por °C.	+ 0.75% por °C.

REF. Transmisión y Distribución Eléctrica, Westinghouse

En la Tabla 4, se indican las potencias necesarias y las respectivas demandas de los equipos de alimentación a carga críticas - A.C. y D.C., centrales de aire y de los demás equipos de la subestación. Además, se asume un margen de reserva de 1.20 debido a un aumento de carga futura y a la posibilidad cierta de que las cargas asociadas a circuitos de tomacorrientes varíen, puesto que no se las puede considerar como cargas definidas.

TABLA IV

## POTENCIA NECESARIA DE LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACION

	DEMANDA MAXIMA (KW)	FACTOR DE DEMANDA	POTENCIA ABSORVIDA TOMAS DEL TRANSFORMADOR	
			KW	KVA
Equipos de alimentación a cargas críticas A.C. y D.C.	80	1	80	
Central de aire # 1	64.6	1	64.6	
Central de aire # 2	51.7	1	51.7	
Alumbrado interior	28.4	0.85	24.1	
Alumbrado exterior	17.75	0.85	15.1	
Tomacorriente especiales.	40.7	0.85	34.6	
P. EQ	9.2	0.85	7.8	
P. FM	8.7	0.85	3.1	
Tomas de bombas	3.7	0.85	3.1	
Iluminación acceso	2.75	0.85	2.3	
<b>T O T A L E S</b>	307.5		290.7	364
Asumiendo 20% de reserva.	369		348.84	436.8

De los cálculos realizados en la Tabla 4, para garantizar el funcionamiento de todo el equipamiento de la subestación se requerirá de una capacidad de 364 KVA.

La temperatura ambiente en el sector donde se proyecta la estación terrena, es de un valor promedio de 27°C, luego si se observan las tablas 2 y 3, nos damos cuenta que si se utiliza un transformador tipo seco, autoenfriado, la capacidad de éste, no se ve negativamente influenciado por la temperatura ambiente.

Con estas consideraciones y de acuerdo a las normas de fabricación de transformadores, así como en la selección de los niveles de voltaje hecha en el numeral 1.2.3, podemos seleccionar un transformador con las siguientes características:

Potencia en KVA	500 KVA
Número de fases	3
Frecuencia	60 Hz.
Tipo de enfriamiento	0A (autoenfriado)
Voltaje primario	13.200 voltios
Voltaje secundario	208/120 voltios
Conexión primaria	Delta
Conexión secundaria	Estrella aterrizado
Nivel básico aislamiento.	350 KV
Impedancia	5.5%
Nivel de ruido	65 dB (máx)



La conexión delta-estrella, aterrizado está fundamentada en que esta conexión no es generadora de terceros armónicos en el secundario, ya que el tercer armónico de la corriente magnetizante se encierra en el lado primario, al disponerse de un aterrizamiento en el neutro de la estrella, se establece un sistema sencillo de protección para la red del secundario.

Estará provisto de cambiadores de tomas (TABS) en el lado primario del transformador para adaptarlo a los rangos de voltaje (con el 2.5% arriba y el 2.5% abajo de la capacidad nominal). El cambio de tomas se la efectuará con el transformador desmergizado, la derivación será de operación manual.

#### CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES MONOFASICOS

En toda instalación industrial se debe disponer de un nivel de iluminación suficiente para seguridad de la subestación, para

iluminar las áreas de acceso peatonal y vehicular, así como también proporcionar suficiente iluminación a las zonas perimetrales de la instalación.

La selección de la iluminación debe tomar en cuenta factores como condiciones de trabajo, uniformidad de iluminación, control del deslumbramiento. La fuente luminosa deberá tomar en cuenta las características de la zona, mantenimiento, buena eficiencia luminosa, tiempo de vida útil y que presente la economía.

Ahora bien, para el sitio en referencia de este estudio la energización de la iluminación se lo hará por medio de transformadores monofásicos, cuyo uso es generalizado en la práctica de alumbrado público, para cuya selección de la capacidad se dispone de un sistema primario de 13200 voltios que es un elemento propio del sistema, además de los elementos que generalmente se utilizan en la práctica de alumbrado público, como es el uso de líneas piloto # 8 AWG de cobre, distancia entre lámparas igual a 35 metros,

lámparas de 250w de vapor de mercurio de 27500 lúmenes, 220 voltios.

#### Cálculo de los transformadores

El perímetro de la zona a iluminarse es de 1550 metros.

Si se coloca una lámpara cada 35 metros se tiene:

$$\# \text{ de lámparas} = \frac{1550 \text{ m}}{35 \text{ m/lámpara}} = 44 \text{ lámparas}$$

La carga total de trabajo será:

$$P = 250 \frac{\text{W}}{\text{lámpara}} \times 44 \text{ lámparas} = 11000 \text{ W.}$$

Por lo tanto, conociéndose que la carga de trabajo de las luminarias es de 11000 W, se seleccionan dos transformadores monofásicos con una capacidad de trabajo de 5500 watios.

En razón del cálculo anterior se tiene que los transformadores monofásicos son de 10 KVA cada uno y  $\frac{13200}{3}$  /220 voltios.

### 2.1.2 Características principales para la selección de alimentadoras.-

Las principales características que hay que considerar en la selección de alimentadoras son la corriente de carga a ser transportada, la sobrecarga que debe soportar en casos de fallas de cortocircuito, la caída de voltaje y el tipo de aislamiento.

#### CORRIENTE DE CARGA:

La corriente de carga que debe transportar una alimentadora tiene influencia sobre la potencia, el voltaje y el factor de potencia de la carga. Estos conductores alimentadores deben tener suficiente capacidad para transportar la corriente de carga sin permitir una elevación de temperatura perjudicial para el recubrimiento o aislamiento -

de los conductores y deben tener adecuado esfuerzo mecánico.

Basándonos en las tablas mandatorias del NEC para capacidades de transporte de conductores de mediano y bajo voltaje, podemos seleccionar el calibre del mismo. Estas tablas solo nos indican el tamaño mínimo del conductor requerido, pero las prácticas de ingeniería indican que además debemos considerar el incremento de cargas en el futuro, la caída de voltaje y el calentamiento a que pueden estar sometidas por efecto de un cortocircuito.

#### CAIDA DE VOLTAJE:

Cuando el calibre de un conductor está sobrecargado, trae consecuencias en el circuito, habrá mayor caída de voltaje, y esta caída de voltaje es directamente proporcional a la longitud del conductor.

Es importante fijar un rango aceptable de caída de voltaje en alimentadoras, para que

el sistema opere aceptablemente y en particular el equipo de utilización opere dentro de rangos de voltaje en los cuales - sus características como tiempo de vida y funcionamiento no sean afectadas.

El NEC recomienda que el tamaño de los conductores de los alimentadores debe ser tal que la caída de voltaje en el punto final, es decir, donde se conecta el equipo no sea mayor del 3%.

#### CORRIENTE DE FALLA:

En la circulación de corrientes de cortocircuitos, la abrupta elevación de la temperatura del conductor será limitada solamente por la habilidad del material del conductor para absorber el calor desarrollado, la magnitud del incremento de la temperatura es más grande (1) al aumentar la magnitud de la corriente (con el cuadrado de la corriente) (2) Con la disminución de la sección del conductor, y (3) con la mayor duración del flujo de corriente de falla.

Los cables han sido diseñados para razonables máximos picos transientes de temperatura y en general es aproximadamente  $150^{\circ}\text{C}$ . A temperaturas transientes más altas (aproximadamente  $175^{\circ}\text{C}$ ), desintegración destructiva de materiales orgánicos, acompañados por humo y vapores combustibles pueden ocurrir.

### 2.1.3 Límites tolerables de voltaje de acuerdo a normas ANSI.-

Un aspecto muy importante dentro de un sistema de distribución de energía eléctrica es la caída de voltaje que se produce entre el punto donde nos entrega el voltaje la compañía de servicio eléctrico y el punto donde debemos recibir la energía, es decir el punto donde se encuentra el equipo que vamos a conectar al sistema.

Siempre que el voltaje en los terminales de un equipo de utilización varía del valor de placa del dispositivo, se sacrifica el tiempo de vida, y el funcionamiento del

equipo. Este efecto puede ser mayor o menor, dependiendo de las características del dispositivo, como es aplicado el dispositivo y la cantidad de voltaje desviado del valor normal del dispositivo. La AIEE, provee ciertas tolerancias las cuales pueden ser aceptados sin afectar considerablemente el funcionamiento del equipo. Estos se muestran en las Tabla 5.

TABLA V

VOLTAJES RECOMENDADOS EN LOS TERMINALES DE DISPOSITIVOS DE UTILIZACION EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION 600 VOLTIOS

VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA	VOLTAJES NOMINALES COMUNMENTE USADOS POR EL DISPOSITIVO DE UTILIZACION.	LIMITES RECOMENDADOS DE VOLTAJE EN LOS TERMINALES DE LOS EQUIPOS DE UTILIZACION.
208Y/120	115 ó 120      1 fase	197Y/114 - 217Y/125
	208 ó 220      3 fases	
240	220, 230	210 - 240
480	440, 460	420 - 480
600	550, 575	525 - 600

La caída de voltaje se produce debido a la circulación de la corriente a través de la impedancia del circuito. Para calcular la



caída de voltaje, debemos conocer la impedancia del circuito, la corriente y el factor de potencia de la carga.

Existen métodos analíticos para calcular la caída de voltaje, pero existen otros que se calculan utilizando ciertas curvas y tablas, que resultan ser lo bastante aproximado.

#### CAIDA DE VOLTAJE EN ALIMENTADORAS:

Existen métodos aproximados que se desarrollan mediante la utilización de curvas para el cálculo de la caída de voltaje en las alimentadoras secundarias.

Las curvas de las Figura 2.1, 2.2, se pueden utilizar para dichos cálculos y los valores obtenidos se los puede considerar con una exactitud razonable.

La resistencia y reactancia de los conductores que se encuentran en las curvas han sido tomadas considerando una temperatura de 75°C.

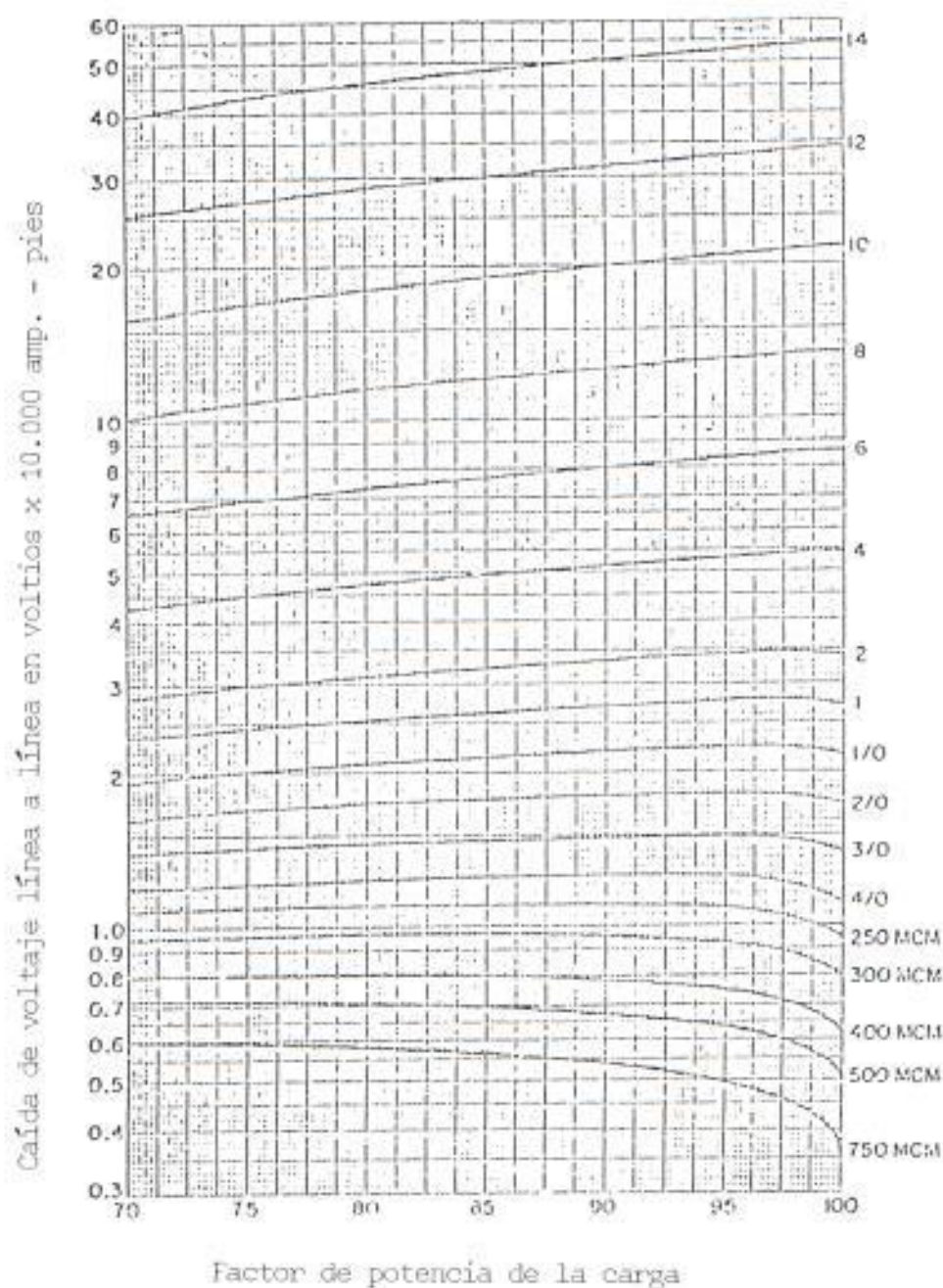


FIGURA 2.1.- CURVAS DE CAIDA DE VOLTAJE EN CABLE DE COBRE 3 CONDUCTORES DE 600 VOLTIOS EN DUCTO DE HIERRO

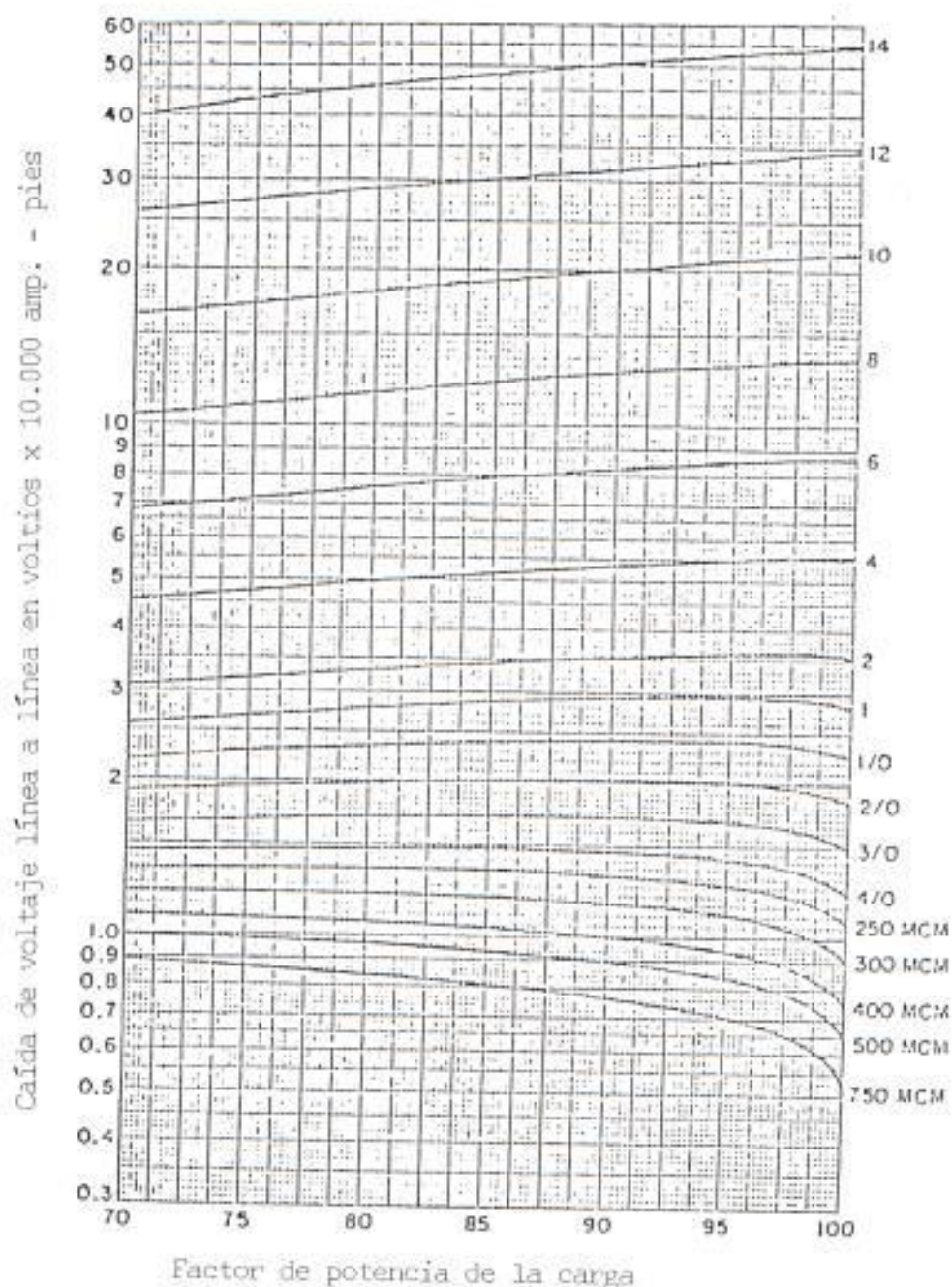


FIGURA 2. 2.- CURVAS DE CAÍDA DE VOLTAJE EN CABLE DE ALUMINIO 3 CONDUCTORES DE 600 VOLTIOS EN DUCTO DE HIERRO

Las curvas se aplican para voltajes trifásicos y los valores de caída de voltaje se refieren a voltaje de fase a fase, si se desea conocer la caída de voltaje fase a neutro, se divide el valor medido para la raíz cuadrada de tres ( $\sqrt{3}$ ).

Para conocer la forma de utilización de estas curvas se realiza el siguiente ejemplo:

Se tiene un conductor de cobre 250 MCM de 150 pies de longitud instalado en ducto de hierro, que alimenta a una carga de 200 amperios con factor de potencia de 0.85, encontrar la caída de voltaje.

La solución es la siguiente:

De la Figura 2.1, con el factor de potencia de la carga de 0.85 y con la curva del calibre del conductor de cobre de 250 MCM se encuentra que la caída de voltaje línea a línea es de 1.1 voltios por 10000 amperios - pié.

Luego con la longitud del alimentador de 150 pies y la corriente que transporta de 200 amperios se encuentran los amperios-piés del alimentador:

$$150 \text{ piés} \times 200 \text{ amperios} = 30000 \text{ amperios pié.}$$

La caída de voltaje de línea a línea será:

$$\frac{30000}{10000} \times 1.1 = 3.3 \text{ voltios}$$

Si se desea la caída de voltaje línea neutro, esta será:

$$3.3 \times \frac{1}{\sqrt{3}} = 1.9 \text{ voltios}$$

Para conocer la caída de voltaje que se pueda producir en la alimentadora de distribución primaria, se necesita conocer la impedancia de la línea y la corriente de carga de la línea. Para el cálculo numérico de la caída de voltaje se utilizarán las fórmulas y valores de la referencia "Distribución Systems" de la Westinghouse, volumen 3,

Apéndice tablas 3 y 10.

$$Z = r_a + j(x_a + x_d) \quad \Omega/\text{milla} - \text{fase}$$

donde:

$r_a$  = Resistencia de la línea

$x_a$  = Reactancia inductiva

$x_d$  = Reactancia inductiva en función del factor de separación.

$$\text{caída de voltaje} = \sqrt{3}(R\cos\theta + x\text{Sen}\theta)I$$

donde:

$\cos\theta$  = Factor de potencia de la línea

$I$  = Corriente de carga de la línea

$$\% \text{ caída de voltaje} = \frac{\text{caída de voltaje}}{\text{voltaje primario}} \times 100$$

CAIDA DE VOLTAJE EN TRANSFORMADORES:

Para transformadores monofásicos o trifási

cos tipo seco o para transformadores autoenfriados sumergido en aceite que operan a 60 Hz, se puede encontrar la caída de voltaje aproximada a partir de la Figura 2.3 que cubre los siguientes rangos de transformadores.

#### MONOFASICOS:

250 - 500 KVA con nivel de aislamiento de 8.6 - 15 KV.

833 - 1250 KVA con nivel de aislamiento de 5 - 25 KV.

#### TRIFASICOS:

225 - 750 KVA con nivel de aislamiento de 8.6 - 15 KV.

1000 - 10000 KVA con nivel de aislamiento de 5 - 25 KV.

La forma de utilizar esta curva se la realiza de acuerdo al siguiente ejemplo:

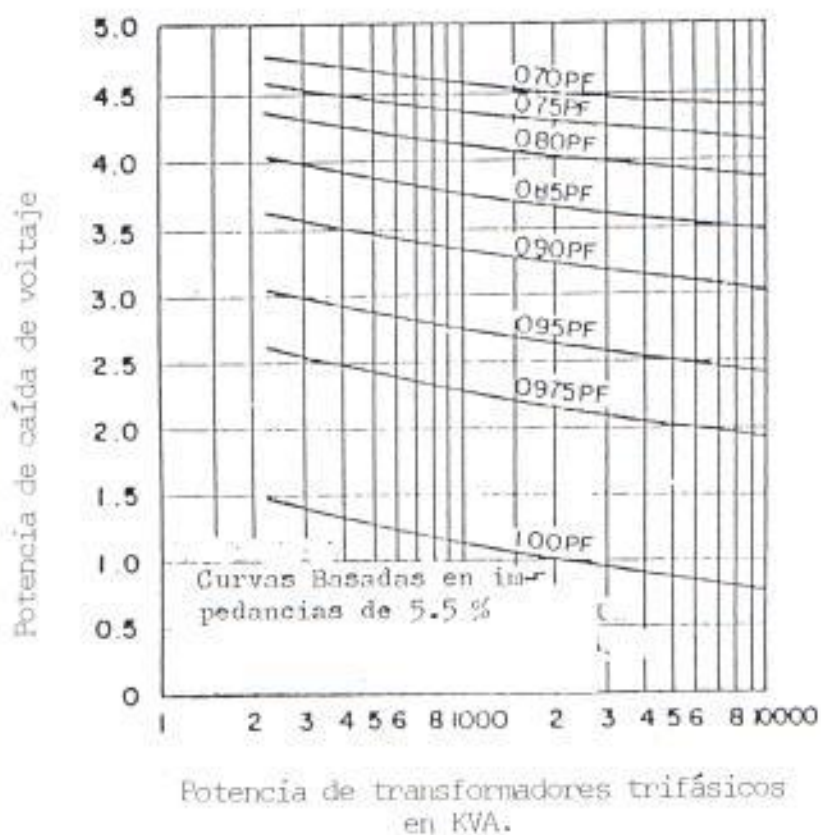


FIGURA 2.3.- CURVAS DE CAIDA DE VOLTAJE PARA TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE 5 A 25 KV.



Se tiene un transformador trifásico de 750 KVA, 60 Hz, 13200/220 voltios, tipo seco, - autoenfriado que debe operar con una carga de 600 KW a un factor de potencia de 0.85 encontrar su caída de voltaje.

La solución es la siguiente:

Primero se encuentra la carga real del transformador, la cual será:

$$\frac{600 \text{ KW}}{0.85} = 706 \text{ KVA}$$

Luego de la figura en cuestión con la intersección entre la capacidad de placa del transformador de 750 KVA y con la curva de factor de potencia de la carga de 0.85 se encuentra el porcentaje de caída de voltaje que es un valor de 3.8.

Con este valor encontramos el porcentaje de caída de voltaje a carga real en el transformador de la siguiente manera.

$$\frac{706 \text{ KVA}}{750 \text{ KVA}} \times 3.8 = 3.6\%$$

2.1.4 Cálculo de los conductores eléctricos y caída de voltaje en los alimentadores de la Estación Terrena.-

Para el cálculo de la capacidad máxima de los conductores se tienen ciertas condiciones básicas.

- a) Los cálculos en cada circuito se harán con los valores de demanda máxima.
- b) Considerar las normas NEC con respecto al factor de corrección de temperatura, factor de proximidad de los conductores y considerar el 25% más de la corriente nominal de la carga.
- c) Considerar la norma que nos dice que el cable más pequeño que se usa en distribución primaria es # 2/0 A.W.G., condición basada en el esfuerzo eléctrico - que el cable debe soportar antes que en su condición de corriente.

El detalle del dimensionamiento de los alimentadores de todas las cargas de la subes

tación, tomando en cuenta las condiciones -  
arriba señaladas, se dan en la Tabla 6.  
La selección de los alimentadores de todas  
las cargas de la subestación es con nivel  
de aislamiento 600 voltios.

#### CALCULO DE LA CAIDA DE VOLTAJE DE LOS ALI- MENTADORES:

Para encontrar la caída de voltaje de los  
alimentadores seleccionados de las diferen-  
tes cargas se tomarán en cuenta las que -  
se encuentran a mucha distancia de la ba-  
rra de distribución.

La carga con la respectiva longitud del -  
alimentador se dan a continuación:

CARGA	LONGITUD DEL ALIMENTADOR	I CARGA MAXIMA	fp. DE LA CARGA
Central de aire # 1.	302 pies	224.14	0.8
Central de aire # 2.	302 pies	179.4	0.8
Alumbrado	282 pies	78.83	1.0
Alumbrado exte- rior.	302 pies	49.23	1.0

TABLA VI  
CONDUCTORES UTILIZADOS EN LAS DISTINTAS CARGAS DE LA SUB  
ESTACION

CARGA	VOLTAJE	CORRIENTE EFECTIVA DEL CONDUCTOR. (AMP.)	CONDUCTOR UTILIZADO
Equipo de alimentación a cargas críticas A.C. D.C.	208 v	398.2	3 # 500 MCM
Central de aire # 1	208 v	318.4	3 # 400 MCM
Central de aire # 2	208 v	254.83	3 # 300 MCM
Alumbrado	208 v	120.17	3 # 1/0 A.W.G.
Alumbrado exterior	208 v	75.05	3 # 2 A.W.G.
Tomacorrientes especiales.	208 v	172.26	3 # 4/0 A.W.G.
P.E.Q.	208 v	38.93	3 # 8 A.W.G.
P.F.M.	208 v	36.81	3 # 8 A.W.G.
Alimentador al grupo de carga total.	208 v	1740.06	3x3 # 1250 M.C.M.
Alimentador de la distribución primaria.	13.2KV	23.54	3 # 2/0 A.W.G.

Usando la curva de la Figura 2.1, encontramos que para un cable 400 MCM de cobre que alimenta una carga con factor de potencia 0.80, el porcentaje de caída de voltaje es 0.8 por 1000 amperios-pié.

La longitud del alimentador es de 302 piés, y la corriente de carga máxima es de 224.4 amperios, por tanto los amperios-pié de este alimentador serán:

$$302 \text{ piés} \times 224.14 \text{ amp} = 67648 \text{ amp-pié}$$

La caída de voltaje de fase a fase serán:

$$\frac{67648}{10000} \times 0.8 = 5.41 \text{ voltios (2.6\%)}$$

Usando la misma curva encontramos que para un cable 300 MCM de cobre que alimenta a una carga con factor de potencia 0.80, el porcentaje de caída de voltaje es 0.97 - por 10000 amperios-piés.

La longitud del alimentador es de 302 piés y la corriente de carga máxima es de 179.4 amperios, por tanto los amperios-pié de este alimentador serán:

$$302 \text{ piés} \times 179.4 \text{ amp} = 54058 \text{ amp-pié}$$

La caída de voltaje de fase a fase serán:

$$\frac{54058}{10000} \times 0.97 = 5.24 \text{ voltios (2.52\%)}$$

Usando la misma curva, el porcentaje de -  
caída de voltaje para un cable 1/0 A.W.G. -  
de cobre que alimenta a una carga con fac-  
tor de potencia 1.0, es de 2.10 por 10000  
amperios-pié.

La longitud del alimentador es de 282 piés  
y la corriente de carga máxima es de 78.83  
amperios, por tanto, los amperios-pié de  
este alimentador serán:

$$282 \text{ pies} \times 78.83 \text{ amp} = 22230 \text{ amp-pie}$$

La caída de voltaje de fase a fase serán:

$$\frac{22230}{10000} \times 2.1 = 4.67 \text{ voltios (2.24\%)}$$

El porcentaje de caída de voltaje, para un  
cable 2 A.W.G. de cobre que alimenta a una

carga con factor de potencia 1.0, es de 3.4 por 10000 amperios-piés.

La longitud del alimentador es de 302 piés y la corriente de carga máxima es de 49.23 amperios, por tanto, los amperios-pié de este alimentador serán:

$$302 \text{ pies} \times 49.23 \text{ amp} = 14867.5 \text{ amp-pié}$$

La caída de voltaje de fase a fase serán:

$$\frac{14867.5}{10000} \times 3.4 = 5.05 \text{ voltios (2.43\%)}$$

Como vemos las caídas de voltaje de los alimentadores están dentro del rango recomendados por el NEC.

Por la cercanía entre el tablero de distribución y el transformador se considera que la caída de voltaje en el alimentador al grupo de carga es despreciable.

Para encontrar la caída de voltaje que se

produce en la línea de distribución primaria se utilizan los siguientes valores:

Conductor 2/0 AWG - ACSR

Espaciamiento equivalente 2.9 piés

Longitud de la línea 3175 KM = 1.973 millas

$Z = 0.773 + j 0.7709 \Omega/\text{millas-fase}$

$Z = 1.525 + j 1.845 \Omega$

La caída de voltaje de la línea es:

$$\text{Caída de voltaje} = \sqrt{3} (R \cos \theta + x \text{ Sen} \theta) I$$

$$\text{Caída de voltaje} = \sqrt{3} (1.525 \times 0.6547 + 1.845 \times 0.7559) \times 15.44$$

$$\text{Caída de voltaje} = 37 \text{ voltios}$$

$$\% \text{ caída de voltaje} = \frac{37}{13200} \times 100 = 0.28\%$$

Podemos observar que la caída de voltaje es despreciable.

CALCULO DE LA CAIDA DE VOLTAJE EN EL TRANSFORMADOR:

La subestación (13200/208/120 v) en condiciones normales de funcionamiento debe operar



con una carga máxima de 307.5KW, 980 amperios, el factor de potencia de la carga es de 0.87.

La carga real del transformador será:

$$\frac{307.5 \text{ KW}}{0.87} = 354 \text{ KVA}$$

Según la curva de la Figura 2.3, el porcentaje de caída de voltaje a plena carga para el transformador de 500 KVA con un factor de potencia de carga de 0.87 será de 3.7. Entonces el porcentaje de caída de voltaje a carga real en el transformador será:

$$\frac{353 \text{ KVA}}{500 \text{ KVA}} \times 3.7 = 2.61\%$$

Podemos observar que la caída de voltaje es despreciable.

## 2.2. PROTECCIONES.-

### 2.2.1 Generalidades.-

La energía eléctrica a través del mundo es uno de las más seguras, y en recientes años, progresa rápidamente, lo que ha hecho posible el diseño y construcción de sistemas de potencia confiable capaz de satisfacer la continuidad del servicio en la demanda de energía eléctrica. Dentro de esto, la protección del sistema de potencia juega un papel importante, y el progreso en el diseño y desarrollo de estos campos ha ajustado el paso con avances en el diseño de plantas de potencia, tales como transformadores, líneas aéreas y cables subterráneos. En realidad, el progreso en el campo de protección es un prerrequisito vital para la eficiente operación y el continuo desarrollo del sistema de suministro de energía como un todo.

Los dispositivos de protección son aplicados a sistemas de distribución para prevenir o minimizar peligros a los circuitos y aparatos, y para mejorar la continuidad de servicio suministrado a los equipos. -

La manera y grado para el cual la protección es provista es influenciada por muchos factores. El ingeniero de protecciones debe tomar en cuenta estos factores y hacer los compromisos necesarios para obtener protección coordinada, adecuada y práctica. La carga a ser servida tendrá la mayor influencia sobre el diseño del esquema de protección, porque es la característica de la carga que determina el diseño del sistema de distribución.

Algunos de los factores que influyen en el diseño del sistema de distribución y a su vez influyen en el diseño del esquema de protección son:

- a) Capacidad para carga inicial
- b) Flexibilidad para adaptar a carga futura
- c) Estandard establecido de calidad de servicios
- d) Buena regulación de voltaje
- e) Ordenanzas locales y códigos

## DISPOSITIVOS DE PROTECCION:

Básicamente, existen dos tipos de dispositivos de protección de sobrecorriente aplicados a un sistema de distribución. Ellos son el fusible y el circuito breaker.

Un fusible es definido como un dispositivo de protección de sobrecorriente con un elemento fusible en circuito abierto que es directamente calentado y destruido por el paso de una sobrecorriente excesiva a través de él. El fusible convenientemente aplicado es requerido para abrir su elemento fusible, extinguendo el arco establecido a través del elemento abierto, y entonces mantiene las condiciones de circuito abierto con el voltaje estimado aplicado a través de sus terminales.

Un circuito breaker puede ser definido como un dispositivo de protección de sobrecorriente que abre un circuito a través del movimiento de contactos separables y no es dañado por esta operación cuando es aplicado dentro de su capacidad. Un cir -

tiempo corriente debe ser tal que proporcionará adecuada protección a los aparatos o que coordine convenientemente con los otros dispositivos de protección. Su característica física debe ser tal que el fusible es adecuado para una situación específica.

Un fusible de potencia debe ser seleccionado como el dispositivo de protección de sobrecorriente solamente cuando la protección de cortocircuito es el único requerimiento, puesto que como el fusible no es un dispositivo direccional no es capaz de darle recierre al circuito. El uso de un fusible de potencia es aconsejable cuando es deseado proteger continuamente al sistema de una falla de los equipos conectados. En tales casos, recierre automático no es posible, ya que una falla en los equipos es usualmente persistente en naturaleza.

Los fabricantes de fusibles de potencias expresan la capacidad de interrupción de estos dispositivos en amperios asimétricos RMS a voltaje estimado, debido a que para

altos valores de corriente de falla, el fusible frecuentemente interrumpe el flujo de corriente de falla en el primer medio ciclo.

El valor RMS de la corriente durante el primer medio ciclo puede alcanzar un valor teórico de 1.73 veces la corriente de cortocircuito simétrica RMS en el mismo punto.

Puesto que el análisis de cortocircuito está basado sobre valores instantáneos simétricos, es necesario multiplicar la correspondiente corriente simétrica por el factor de 1.6, el cual es satisfactorio para determinar la capacidad de interrupción que será impuesta sobre el fusible.

La capacidad de corriente continua de un fusible, debe siempre ser igual o mayor que la corriente de carga máxima.

Los fabricantes de fusibles usualmente suministran juegos de curvas características de tiempo-corriente. La primera son las curvas de mínimo tiempo de fusión. Estas curvas -

son suplementadas por las curvas de cortotiempos o daño y las curvas de máximo tiempo de despeje.

#### APLICACION DE CIRCUITOS BREAKER:

Un circuito breaker es un dispositivo para ejecutar e interrumpir un circuito entre contactos separables bajo condiciones normales y anormales. Condiciones normales son definidas como existente cuando la corriente interrumpida no excede la capacidad de corriente continua del circuito breaker. Si la corriente interrumpida excede aquel valor, la condición de interrupción son definidas como anormales.

Los breakers pueden ser operados o manualmente o eléctricamente, y pueden ser aplicados con relé que proporciona tiempo de retardo necesario para permitir operación selectiva en el aislamiento de una falla.

El establecimiento de sobrecargas extendidas (superior al 160%) son provistas, así que

la continuidad del servicio puede ser mantenida durante transientes de carga que no dañará el circuito o los equipos.

La capacidad de interrupción es la corriente que el breaker puede interrumpir satisfactoriamente a un voltaje especificado. La corriente es definida como sigue:

1. En circuito a.c., es el valor RMS de la corriente de cortocircuito (incluyendo la asimétrica debido a la componente d.c.), que está fluyendo medio ciclo después que el cortocircuito ocurre, en otras palabras es el promedio de los valores RMS de corriente asimétrica en las tres fases.
2. En circuitos d.c., es el valor máximo de la corriente fluyendo durante la falla transiente.

#### PROTECCION DEL TRANSFORMADOR:

Para la protección del transformador se usan



los dispositivos de protección analizados, esto es el fusible y el circuito breaker.

Los fusibles serán aplicados sobre el lado de alto voltaje del transformador por algunas razones. Las razones más importantes son como siguen:

- a) Para proteger al circuito alimentador primario y su carga asociada contra una falla en el transformador de distribución o en los circuitos secundarios asociados.
- b) Para proteger al transformador de daño debido a una falla en sus circuitos secundarios, y para limitar la severidad del daño al transformador en caso de una falla interna.
- c) Para indicar la localización aproximada de una falla, así como acelerar la restauración del servicio después de sucedido el problema.
- d) Para proporcionar un medio económico de

aislar el transformador del circuito primario.

La aplicación de un fusible sobre el primario de un transformador de distribución, es un compromiso entre la protección de falla y protección de sobrecarga. Si una relación de baja fusión es usado, el transformador es protegido contra quemadas, pero no será posible tomar ventajas de la capacidad de sobrecarga del transformador. - Si una relación de alta fusión es usado, - la capacidad de sobrecarga de la unidad es disponible, pero la protección contra quemada no es proporcionada. La relación de fusión es la capacidad del enlace del fusible en amperios dividido para la corriente del primario del transformador en amperios cuando el transformador es cargado a los KVA de placa a voltaje estimado.

Si el fusible del transformador es aplicado sobre la base de proporcionar solo protección de corto-circuito, el transformador puede estar sujeto a relativas sobrecargas y fallas de alta impedancia en el secundario.

Sin embargo, relativamente pocos transformadores se queman debido a sobrecarga, porque los transformadores de distribución no son usualmente aplicados para aprovecharse totalmente de su capacidad de sobrecarga.

El circuito breaker en el secundario del transformador proporciona protección de sobrecarga y además proporciona protección de cortocircuito y protección a fallas de arco para la barra y breaker alimentadores.

El circuito breaker debe en general tener una capacidad de corriente continua de aproximadamente 25 al 33% mayor que la corriente estimada del transformador. Esto es recomendado ya que los transformadores a menudo transportan cargas de corto-tiempo sobre su capacidad debido a ciclos cortos y bajas temperaturas ambiente.

### 2.2.2 Cálculo de fallas.-

La naturaleza de una falla es simplemente definida como cualquier condición anormal que causa una reducción en el esfuerzo de

aislamiento básico entre conductores, o entre conductores y tierra. En la práctica - una reducción no es considerada como una falla hasta que sea detectable; esto es, hasta que resulte en una corriente en exceso o en una reducción de la impedancia entre conductores, ó entre conductores y tierra, a un valor más bajo que la menor impedancia de carga normal en el circuito.

Las fallas sobre un sistema de distribución son clasificadas como no persistente en naturaleza o como persistente en naturaleza. Una falla no persistente puede ser definida como una falla que se auto despeja, o que puede ser despejada por interrupción momentánea del circuito. Una falla persistente puede ser definida como una falla que persistirá independiente de la velocidad de operación de los dispositivos de protección de sobrecorriente o el número de veces que el dispositivo abre y cierra el circuito.

Un sistema fallado, es definido como cualquier falla o anomalía del sistema que

se involucra, o es el resultado de falla del equipo eléctrico y que requiere la desconexión del equipo afectado del sistema por disparo del circuito breaker asociado. Una falla no del sistema es definido como cualquier operación incorrecta del circuito breaker resultante de otras causas que dé una condición de sistema fallado.

Los sistemas de potencia están sujetos a muchas clases de fallas. Los tipos principales son: trifásicos con y sin conexión a tierra, fase a fase, fase a tierra, y dos fases a tierra.

La exactitud del análisis eléctrico de posibles condiciones de falla es vital para el correcto diseño y aplicación de la protección.

Existen diferentes métodos para calcular las corrientes de fallas, dentro de esto es muy útil el método de las componentes simétricas para analizar y determinar las corrientes y tensiones en todas las partes del sistema después que se presen-

ta un fallo de una manera exacta, y además el método por unidad el cual representa - una enorme simplificación de trabajo cuyos resultados nos llevan a valores aceptables. Este método vamos a utilizar para nuestros cálculos.

Del diagrama unifilar presentado en la Figura 2.4 seleccionamos los siguientes puntos de falla.

PUNTO A        Barra de alta tensión a 13.2 KV

PUNTO B        Barra de baja tensión a 208 V

En estos puntos vamos a encontrar la mayor corriente de cortocircuito del sistema, de tal manera de poder seleccionar los fusibles y breakers del mismo.

Antes de empezar los cálculos, primero encontraremos las impedancias de secuencia - de los elementos que intervienen en el sistema.

Para el cálculo de  $Z_{p.u.}$  respecto a una base nueva, se aplicará la siguiente fórmula:

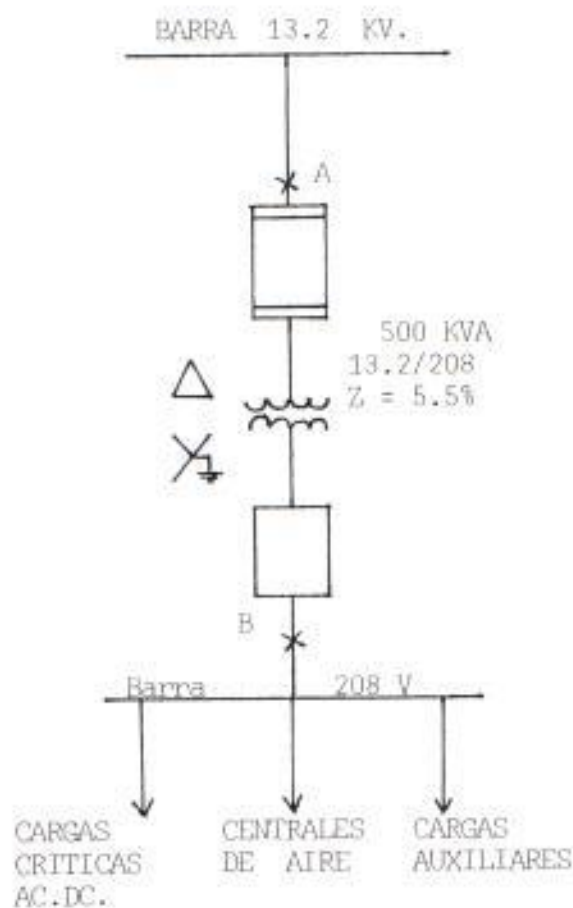


FIGURA 2.4.- DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION

$$Z_{p.u} = Z_{p.u \text{ dada}} \times \frac{(\text{KV base dada})^2}{(\text{KV base nueva})^2} \times \frac{\text{KVA base nueva}}{\text{KVA base dada}}$$

Según datos proporcionados por la Empresa Eléctrica del Ecuador, Inc., las reactancias equivalentes en la subestación de Salitral en la barra de 13.2 KV, tomando como valores base 100 MVA y 13.2 KV son los siguientes:

$$Z_1 = Z_2 = 0.1684 \text{ P.U.}$$

$$Z_0 = 0.3937 \text{ P.U.}$$

La línea de distribución de 13.2 KV Subestación el Salitral - Estación Terrena tiene una longitud aproximada de 19 Km de las cuales 11 Km está construída con conductor 336.4 MCM-ACSR y los 8 Km restantes tiene conductor 2/0 AWG-ACSR. La disposición de los conductores son como se muestra en la Figura 2.5.

$$d_1 = 0.70 \text{ m}$$

$$d_2 = d_1$$

$$d_3 = 1.40$$

$$Deq = \sqrt[3]{0.70 \times 0.70 \times 1.40} = 0.882 \text{ m}$$

$$Deq = 2.90 \text{ pies}$$

A continuación se indican los valores de impedancia de secuencia para los diferentes tramos del conductor.

- Impedancia de secuencia para conductor 336.4 MCM-ACSR, se asume  $Z_1 = Z_2$ .



$$Z_1 = r_a + j(x_a + x_d) \quad \Omega/\text{cond/milla}$$

$$r_a = 0.306 \quad \Omega/\text{cond/milla}$$

$$x_a = 0.451 \quad (1 \text{ pié de espaciamento})$$

$$\Omega/\text{cond/milla.}$$

$$x_d = 0.1299 \quad \Omega/\text{cond/milla}$$

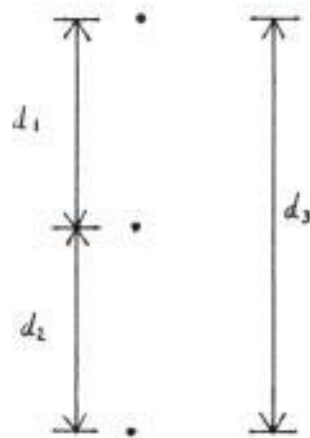


FIGURA 2.5.- DISPOSICION GEOMETRICA DE LOS CONDUCTORES DE FASE DE LA LINEA SUBESTACION EL SALI - TRAL - ESTACION TERRENA.

$$Z_1 = Z_2 = 0.306 + j(0.451 + 0.1299)$$

$$Z_1 = Z_2 = 0.306 + j 0.5809 \quad \Omega/\text{cond/milla.}$$

$$Z_1 = Z_2 = 2.092 + j 3.9716 \quad \Omega$$

$$Z_0 = r_a + r_e + j(x_a + x_e - 2 x_d)$$

$$r_e = 0.286 \quad \Omega / \text{cond/milla}$$

Resistividad = 100 ohmio-metro

$$x_e = 2.888 \quad \Omega / \text{cond/milla}$$

$$Z_o = 0.306 + 0.286 + j(0.451 + 2.88 - 2 \times 0.1299).$$

$$Z_o = 0.592 + j3.0792 \quad \Omega / \text{cond/milla}$$

$$Z_o = 4.048 + j 21.05 \quad \Omega$$

- Impedancia de secuencia para conductor -  
2/o AWG-ACSR.

$$Z_1 = Z_2$$

$$r_a = 0.773 \quad \Omega / \text{cond/milla}$$

$$x_a = 0.641$$

$$Z_1 = Z_2 = 0.773 + j(0.641 + 0.1299)$$

$$Z_1 = Z_2 = 0.773 + j 0.7709 \quad \Omega / \text{cond/milla}$$

$$Z_1 = Z_2 = 3.843 + j3.833 \quad \Omega$$

$$Z_o = 0.773 + 0.286 + j (0.641 + 2.888 - 2 \times 0.1299).$$

$$Z_o = 1.059 + j 3.2692 \quad \Omega / \text{cond/milla}$$

$$Z_o = 5.265 + j6.254 \quad \Omega$$

La impedancia equivalente de la línea de distribución subestación el Salitral - Estación Terrena es la siguiente:

$$Z_1 = Z_2 = 2.092 + 3.843 + j(3.9716 + 3.833).$$

$$Z_1 = Z_2 = 5.935 + j 7.8046 \Omega$$

$$Z_0 = 4.048 + 5.265 + j (21.05 + 16.254)$$

$$Z_0 = 9.313 + j37.304 \Omega$$

Para el cálculo de las impedancias de la línea de distribución en por unidad, calculamos la impedancia base tomando como valores base 100 MVA - 13.2 KV.

$$Z_{\text{base}} = \frac{(\text{KV base})^2}{\text{MVA base}}$$

$$Z_{\text{base}} = \frac{(13.2 \text{ KV})^2}{100 \text{ MVA}} = 1.74 \Omega$$

Luego las impedancias de línea en p.u. son:

$$Z_1 = Z_2 = 3.411 + j 4.485$$

$$Z_0 = 5.352 + j 21.439$$

La impedancia de secuencia del transformador 500 KVA 13.2/208 V referida a la nueva base será:

$$Z_1 = Z_2 = Z_0 = 0.055 \times \frac{(13.2)^2}{(13.2)^2} = \frac{100000}{500} = 11 \text{ P.U.}$$

$$Z_1 = Z_2 = Z_0 = 11 \text{ P.U.}$$

A partir del diagrama unifilar (Ver Figura 2.4) y del diagrama de impedancia (Ver Figura 2.6) en valor por unidad calculamos la corriente de falla.

#### FALLA TRIFASICA EN EL PUNTO A (13.2KV):

Para el cálculo de la falla trifásica, que representa la corriente de falla balanceada del sistema, solo intervienen las impedancias de secuencia positiva.

$$I_f = \frac{E_1}{Z_t}$$

Donde:

$$E_1 = 1.0 \text{ P.U.}$$

$Z_t$  = Impedancia equivalente al punto de falla.

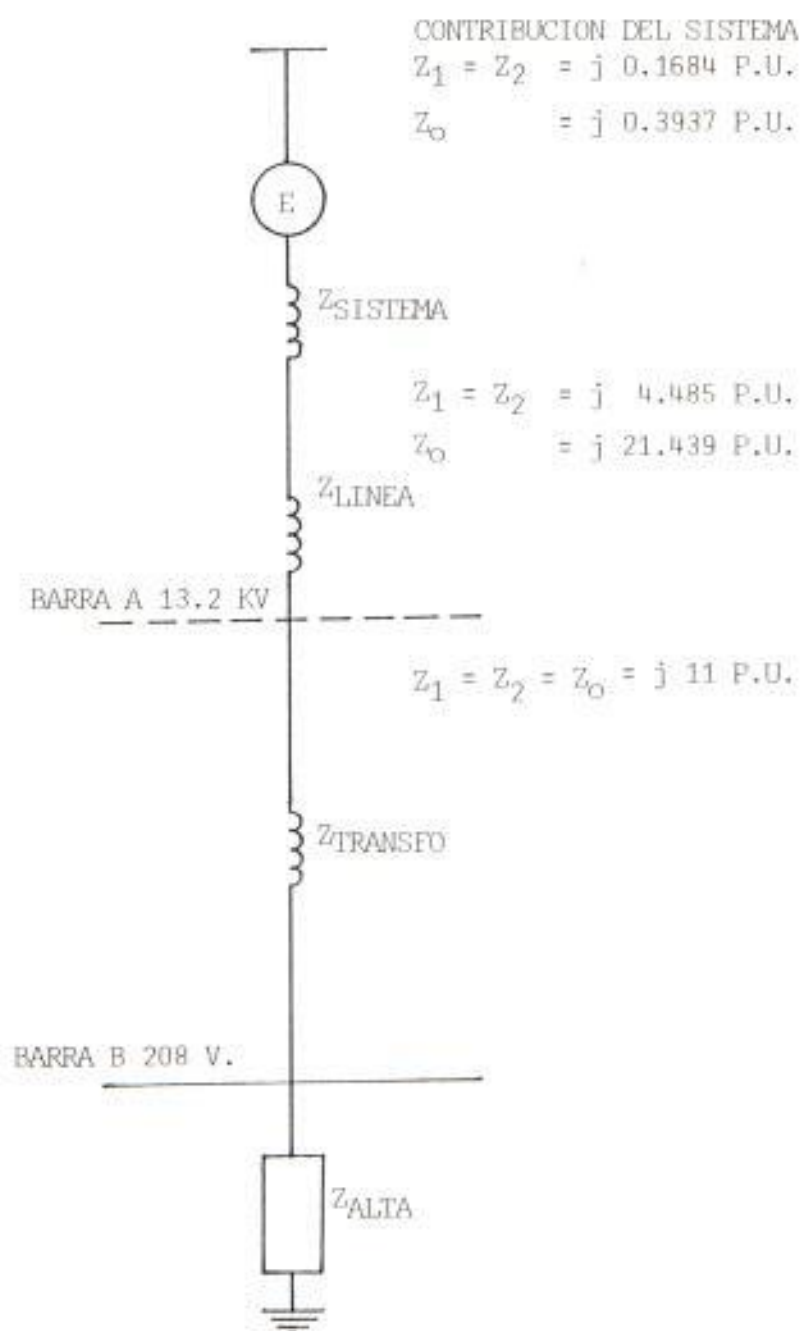


FIGURA 2.6.- DIAGRAMA DE REACTANCIA DE LA SUBESTACION

$$I_f = \frac{1}{j 4.6534} = 0.2149 \text{ P.U.}$$

$$I_{\text{BASE}} = \frac{100000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 13.2 \text{ KV}} = 4370 \text{ A}$$

$$I_f = 0.2149 \times 4370 = 939 \text{ A}$$

FALLA DE LINEA A LINEA EN EL PUNTO A (13.2 KV):

Por tratarse de una falla asimétrica en ella habrán corriente de secuencia positiva y negativa.

Para el cálculo de esta corriente de falla se utilizará la siguiente fórmula:

$$I_f = \frac{\sqrt{3} E_1}{Z_1 + Z_2}$$

$$I_f = \frac{\sqrt{3} \times 1}{2(j 4.6534)} = 0.1861 \text{ P.U.}$$

$$I_f = 0.1861 \times 4370 = 813 \text{ A}$$

FALLA DE LINEA A TIERRA EN EL PUNTO A (13.2 KV):

Para este tipo de falla habrán corriente de secuencia positiva, negativa y cero, siendo estas corrientes idénticas e iguales a  $\frac{1}{3}$  de la corriente de falla, tomada en cualquiera de las fases del sistema.

$$I_f = \frac{3 \times E_1}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

En nuestro sistema  $Z_1 = Z_0$ , por tanto:

$$I_f = \frac{3 \times E_1}{2Z_1 + Z_0}$$

$$I_f = \frac{3 \times 1}{2(j 4.6534) + j 21.8327} = 0.0963 \text{ P.U.}$$

$$I_f = 0.0963 \times 4370 = 421 \text{ A}$$

FALLA TRIFASICA EN EL PUNTO B (208V):

$$I_f = \frac{1.0}{j 15.6534} = 0.0639 \text{ P.U.}$$

$$I_{BASE} = \frac{100000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \cdot 0.208 \text{ KV}} = 27.7570 \text{ A}$$

$$I_f = 0.0639 \times 277570 = 17736 \text{ A.}$$

FALLA DE LINEA A LINEA EN EL PUNTO B (208V):

$$I_f = \frac{\sqrt{3} \times 1}{2 (j 15.6534)} = 0.0553$$

$$I_f = 0.0553 \times 277570 \text{ A}$$

$$I_f = 15360 \text{ A}$$

FALLA DE LINEA A TIERRA EN EL PUNTO B (208V):

$$I_f = \frac{3 \times 1}{2(j 15.6534) + j11} = 0.0709$$

$$I_f = 0.0709 \times 277570 = 19682 \text{ A}$$

### 2.2.3 Coordinación de la protección.-

La coordinación de los elementos protectores en serie usados para desarrollar la -



protección contra sobrecorrientes permite - proteger con anticipación a los equipos de daños y quemaduras así como también obtener la confiabilidad deseada en el sistema.

Trataremos en esta sección sobre la coordinación de la protección del transformador donde fusibles serán utilizados en el lado primario y breaker en el lado secundario.

Fusibles de capacidad de corriente de aproximadamente el 200% de la capacidad de corriente del transformador (basado en transformador autoenfriado) podrá en general - contrarrestar la corriente de magnetización del transformador y proporcionar adecuada protección a la falla.

Breaker principal en el secundario del transformador debe ser de tipo selectivo, esto es, equipado con series de órganos de desconexión de sobrecorriente que tiene características de corto y largo retardo.

Los dispositivos de protección deben ser seleccionados y fijados para cumplir los siguientes requerimientos:

Proporcionar protección de sobrecarga para el transformador .

Proporcionar protección de cortocircuito y falla de arco para la barra y breaker alimentador.

El breaker principal del secundario debe dar la mejor coordinación posible con los fusibles primarios.

A continuación se describe el camino seguido para la selección del breaker y fusible. Anteriormente a esto se asume que se ha realizado un estudio de cortocircuito.

Capacidad de corriente continua

#### FUSIBLE

Se calcula la capacidad de corriente sobre

el lado primario del transformador, con este valor, los KVA del transformador y la Tabla VII, se conoce la capacidad de corriente continua del fusible.

#### BREAKER:

Se calcula la capacidad de corriente sobre el lado secundario del transformador, con este valor, el nivel de voltaje del lado secundario del transformador, y la Tabla VIII, se encuentra la capacidad de corriente continua del breaker.

#### Requerimiento de corriente de interrupción

#### FUSIBLE:

Utilizando la tabla IX, se compara los KVA de cortocircuito trifásico del lado primario del sistema con los valores correspondientes a nivel de voltaje primario que se encuentran en esta tabla. El tipo de fusible escogido será el que tenga el valor más próximo a los KVA de cortocircuitos del sistema.

TABLA VII  
CAPACIDAD DE CORRIENTE DE FUSIBLES TIPO BA PARA PROTECCION DE CORTOCIRCUITO DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS

K V A	2400 voltios		4160 voltios		6900 voltios		13.800 voltios	
	Corriente de carga	Capacidad del fusible (Amperios)	Corriente de carga	Capacidad del fusible (Amperios)	Corriente de carga	Capacidad del fusible (Amperios)	Corriente de carga	Capacidad del fusible (Amperios)
5	1.2	5	0.69	5	-	-	-	-
10	2.4	5	1.39	5	0.83	-	-	-
15	3.6	7	2.08	5	1.25	5	0.62	5
25	6.0	15	3.47	7	2.08	5	1.04	5
37.5	9.0	20	5.2	10	3.14	7	1.57	5
50	12.0	25	6.9	15	4.18	10	2.1	5
75	18.0	40	10.4	20	6.26	15	3.14	7
100	24.0	50	13.9	30	8.36	20	4.19	10
150	36.0	80	20.8	50	12.5	25	6.21	15
200	48.0	100	27.8	65	16.7	40	8.35	20
300	72	150	41.6	100	26.1	50	12.5	25
450	108	200	62.5	125	37.7	80	18.8	40
500	120	250	69	150	41.8	100	21.0	50
600	144	300	83.2	200	50.2	100	25.2	50
750	180	400	104	200	62.6	125	31.4	65
1000	-	-	139	300	83.6	200	41.9	100
1500	-	-	208	400	125	250	62.1	125
2000	-	-	-	-	167	400	83.5	200
3000	-	-	-	-	-	-	125	250

La capacidad de corriente del elemento fusible son basados sobre los nuevos estándares de capacidad de corriente de fusibles de potencia "E" NEMA.

TABLA VIII  
CAPACIDADES DE LOS BREAKER CIRCUITO DE AIRE DE BAJO VOLTAJE TIPO DB.

TIPO DE BREAKER	VOLTAJE (VOLTIOS)	CAPACIDAD DE INTERRUCCION. (AMPERIOS)	CORTO TIEMPO ESTIMADO SIN DISPOSITIVO DE DISPARO SOBRECORRIENTE. (AMPERIOS)	CAPACIDAD DE CORRIENTE CONTINUA DEL BREAKER. (AMPERIOS)
DB - 15	600 - 481	15000	15000	225
	480 - 241	25000	15000	225
	menor que 240	30000	15000	225
DB - 25	600 - 481	25000	25000	600
	480 - 241	35000	25000	600
	menor que 240	50000	25000	600
DB - 50	600 - 481	50000	50000	1600
	480 - 241	60000	50000	1600
	menor que 240	75000	50000	1600
DB - 75	600 - 481	75000	75000	3000
	480 - 241	75000	75000	3000
	menor que 240	100000	75000	3000
DB - 100	600 - 481	100000	100000	4000
	480 - 241	100000	100000	4000
	menor que 240	150000	100000	4000

TABLA IX

## CAPACIDAD DE INTERRUPCION DE FUSIBLES TIPO BA VENTILADO

TIPO DE FUSIBLE	VOLTAJE ES TIMADO DEL FUSIBLE	MAXIMO AM- PERIOS DE REPOSICION	1) AMPERIOS 2) KVA	VOLTAJE DEL SISTEMA				
				2400 V	4160 V	6900 V	13800 V	22000 V
BA-100	5000-7500	100	Amps KVA	25000 25000	25000 17280	25000 186500	- -	- -
	15000	100	Amps KVA	- -	- -	25000 186500	25000 300000	- -
	23000	100	Amps KVA	- -	- -	- -	20000 300000	- -
BA-200	5000-7500	200	Amps KVA	27500 71500	27500 123700	25000 186500	- -	- -
	15000	200	Amps KVA	- -	- -	25000 186500	20000 300000	15000 357000
	23000	200	Amps KVA	- -	- -	- -	20000 300000	- -
BA-400	5000-7500	400	Amps KVA	40000 104000	40000 180000	35000 261000	- -	- -
	15000	400	Amps KVA	- -	- -	35000 261000	30000 448000	25000 595000
	23000	300	Amps KVA	- -	- -	- -	30000 448000	- -

(1) Corriente RMS asimétrica (1.6 x simétrica) a voltaje del sistema

(2) KVA simétrico trifásico equivalente a voltaje del sistema

Es importante señalar que para la selección del fusible se ha utilizado las tablas - VII y IX, que corresponden a un mismo tipo de fusible (Fusible tipo BA).

#### BREAKER:

Utilizando la Tabla X, y conociendo la máxima corriente de cortocircuito asimétrica en la barra y los KVA de cortocircuito trifásico en el sistema primario se selecciona el breaker que cumpla los requerimientos de corriente de interrupción. Es importante hacer notar que el breaker seleccionado debe cumplir tanto los requerimientos de corriente continua como los de corriente de interrupción.

#### CARACTERISTICAS DE DISPARO:

Las características del breaker y fusibles deben ser seleccionadas de tal manera que garantice operación selectiva segura (esto es, donde el breaker sea capaz de limpiar una falla en el secundario antes de que -

TABLA X

APLICACION RECOMENDADA DE BREAKER CIRCUITO DE AIRE TIPO DB SOBRE TIPO 208, SISTEMA TRIFASICO

KVA DEL TRANSFORMADOR	KVA DE CORTO CIRCUITO (MAXIMO DEL SISTEMA PRIMARIO)	CORRIENTE CONTINUA DE LA CARGA (AMP.)	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO ASIMETRICA RMS PROMEDIO (AMP.)					
				CORRIENTE COMBINADA	BREAKER PRINCIPAL SELECTIVO SM SM	BREAKER DEL GRUPO ALIMENTADOR SELECTIVO SGF	BREAKER ALIMENTADOR F =	
300	50000	834	2100	18600	DB - 50	DB - 25	DB - 15	
	100000			19600				
	150000			20000				
	250000			20300				
	500000			20500				
	no limitada			20800				
500	50000	1388	3500	28900	DB - 50	DB - 50	DB - 25	
	100000			31500				
	150000			32500				
	250000			33300				
	500000			34000				
	No limitada			34600				
750	50000	2080	5200	37100	DB - 75	DB - 50	DB - 25	
	100000			41600				
	150000			43300				
	250000			44800				
	500000			46100				
	no limitada			47300				
1000	50000	2780	7000	46300	DB - 75	DB - 75	DB - 50	
	100000			53400				
	150000			56300				
	250000			58900				
	500000			60900				



exista cualquier riesgo de dañar el fusible térmicamente). El tiempo total de despeje del breaker debe situarse bajo la curva de corto-tiempo del fusible, para todos los valores de corriente igual a y menor que el máximo valor de corriente de falla asimétrica que puede fluir a través del transformador para una falla en el secundario.

Si algún traslape de las curvas del breaker y fusible no pueden ser evitados, entonces es deseable fijar el breaker de tal capacidad que siempre se desconectará aún cuando el fusible pueda ser dañado térmicamente. Esto puede ser efectuado manteniendo el tiempo total de despeje del breaker bajo la curva de tiempo de mínima-fusión del fusible.

#### COORDINACION DE LA PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE NUESTRO SISTEMA.

El diagrama unifilar del transformador del sistema que tiene fusible en el primario y breaker de disparo selectivo en el secun

ario se presenta en la Figura 2.7

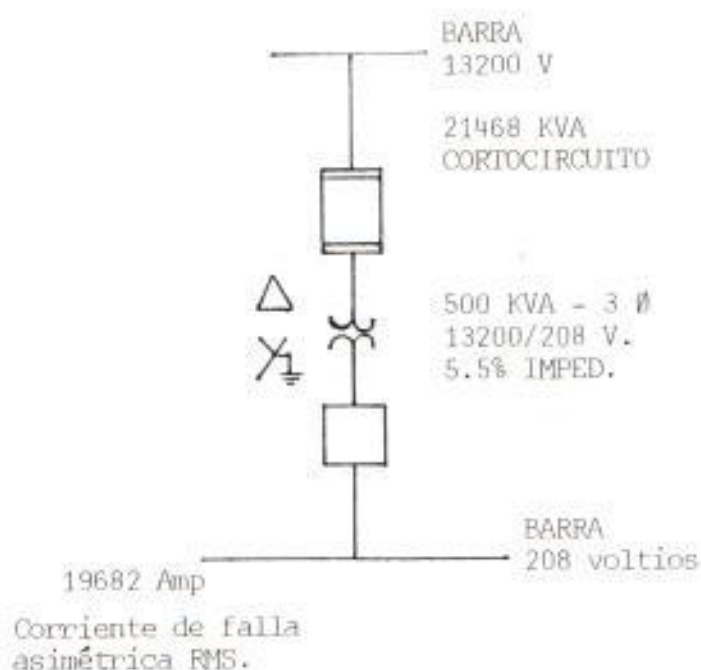


FIGURA 2.7.- DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PROTECCION

La selección del fusible y breaker se ha realizado en base a los resultados de los cálculos de corto circuito. Ver Tabla XI.

Capacidad de corriente continua

FUSIBLE:

La capacidad de corriente del transformador en el lado primario es 22. amperios -

## TABLA XI

## VALORES DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Corriente de Interrupción en Amperios en el Punto A (13-2KV)

TIPO DE FALLA	$I_{BASE}$	$I_{FALLA}$ PUNTO A (13-2 KV)
Trifásica	4370	939
Línea a línea	4370	813
Línea a tierra	4370	421

Corriente de Interrupción en Amperios en el Punto B (208 V)

TIPO DE FALLA	$I_{BASE}$	$I_{FALLA}$
Trifásica	277570	17736
Línea a línea	277570	15360
Línea a tierra	277570	19682

Un fusible 50-E se seleccionó de la Tabla VII.

#### BREAKER:

La capacidad de corriente del transformador en el lado secundario es 1388 amperios. Un breaker de 1600 amperios se requiere, esto inherentemente requiere seleccionar un breaker tipo DB-50. Ver Tabla VIII.

Requerimiento de corriente de interrupción

#### FUSIBLE:

Los KVA de cortocircuito de nuestro sistema es 21468 KVA. De la Tabla IX, obtenemos que un fusible tipo BA-100 es adecuado, puesto que los KVA de cortocircuito de nuestro sistema no excede los KVA de cortocircuito que pueda soportar el fusible a voltaje de 13.8 KV.

#### BREAKER:

La máxima corriente de falla asimétrica es - 19682 amperios en la barra de 208 voltios.

Un breaker tipo DB-50 se obtiene de la Tabla VIII. El mismo breaker fue seleccionado sobre la base de requerimiento de corriente continua, es decir, que tanto su capacidad de corriente de interrupción y corto-tiempo son también adecuados.

#### Características de disparo

##### FUSIBLE:

El fusible tiene una banda característica hecha de las curvas de tiempo total de despeje y de corto-tiempo. El fusible da protección de corto-circuito para el transformador y también da protección contra falla de arco en el secundario del transformador.

##### BREAKER:

Las características fueron seleccionadas de tal manera que no exista ningún traslape con la curva de corto-tiempo del fusible, por tanto, la curva de tiempo total de despeje del breaker no excede la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible. -

Esto asegura que el breaker siempre se desconectará para fallas en barra.

El breaker secundario además da protección de sobrecarga para el transformador, puesto que es fijado a un pico superior de 1600 amperios, o sea el 114% de la capacidad de corriente del transformador.

Note que el bajo retardo instantáneo asegura rápido despeje sobre un largo rango de corrientes de falla, por consiguiente se proporciona buena protección de fallas de arco para la barra.

La coordinación de la protección se encuentra en la Figura 2.8.

Las características del fusible y breaker utilizados se muestran en la Tabla XII.

## CURVAS DEL FUSIBLE

1. Tiempo de despeje total
2. Mínimo tiempo de fusión
3. Corto tiempo

## CURVAS DEL BREAKER

4. Tiempo de despeje total
5. Resstable delay

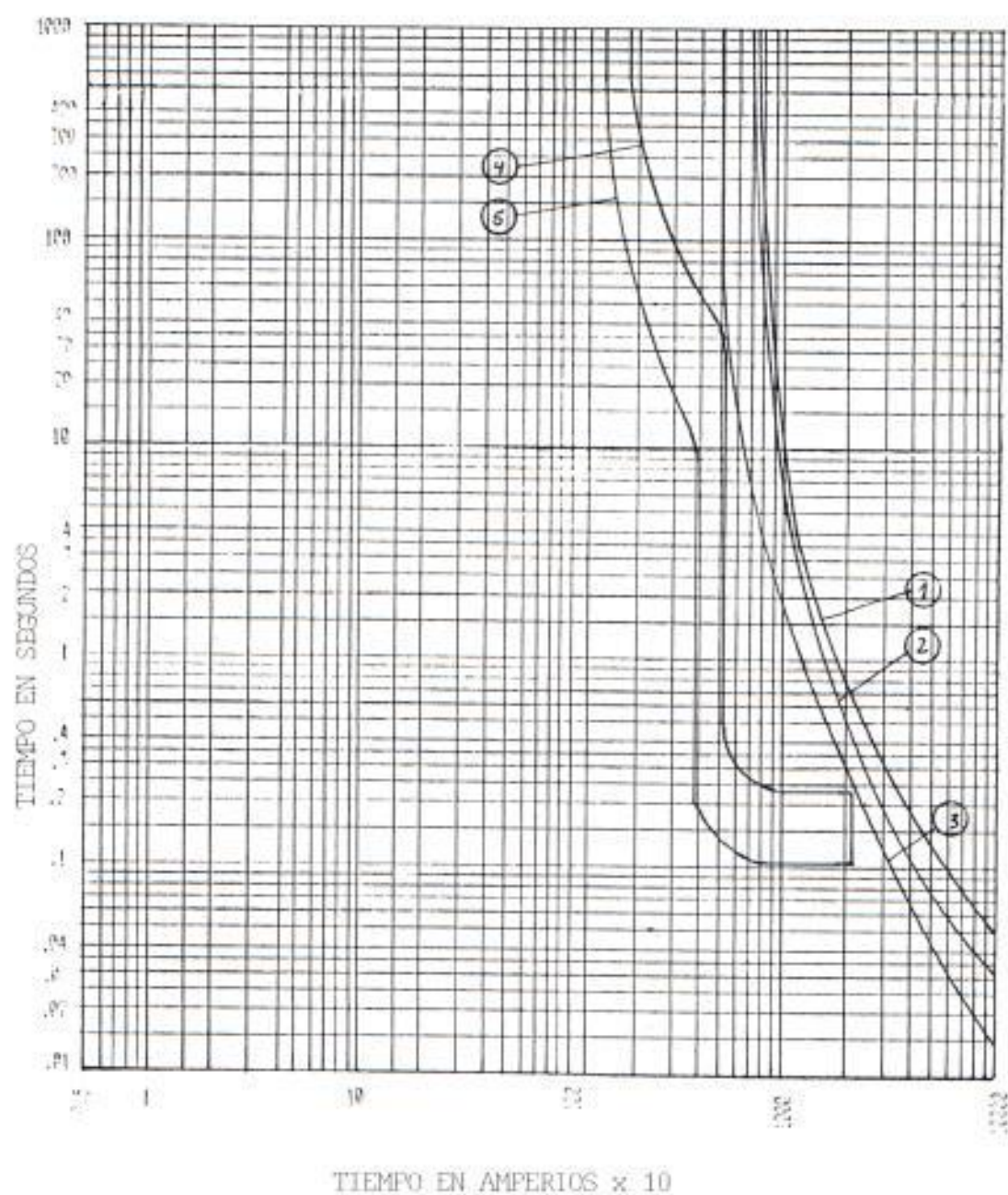


FIGURA 2.3.- COORDINACION DE LA PROTECCION DEL TRANSFORMADOR

TABLA XII

CARACTERISTICAS DEL FUSIBLE Y BREAKER SELECCIONADO

	FUSIBLE	BREAKER
TIPO		DB 50 Westinghouse
Curvas caracterís- tica. Largo-retar- do.	BA - 100 50 - E NEMA STANDARD	100% del pico de corriente conti- nua. Máximo retardo
Corto-retardo	BA - 100 50 - E NEMA STANDARD	300% del pico de corriente conti- nua 14 ciclos re- tardo.
Capacidad de co- rriente continua (Amp)	50	1.600
Capacidad de co- rriente de inte- rrupción. (Amp)	20.000	75.000
Capacidad de corto rriente de corto tiempo. (Amp)		50.000
Voltaje estimado (Vol+)	15.000	208



## CAPITULO III

### SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

#### 3.1 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO DE MALLA DE TIERRA.

##### 3.1.1 Introducción.-

Todo equipo o aparato eléctrico en una instalación industrial van conectados o puesta a tierra. Con todos estos elementos conectados a una misma toma de tierra, se elimina prácticamente toda posibilidad de que se presenten diferencias de potencial entre ellos.

Existen ciertos elementos dentro de una instalación que van conectados a tierra, ya sea directamente ó a través de una impedancia, como son los neutros de los transformadores conectados en estrella y de los generadores.

Debido a que actualmente estas instalaciones utilizan controles e instrumentación cada vez más sofisticado en el campo eléctrico y electrónico, esto demanda que se diseñe un adecuado sistema de puesta a tierra.

Las finalidades principales de este sistema de puesta a tierra son la de proporcionar un circuito que tenga una muy baja impedancia para la circulación de corrientes a tierra, ya sea debido a fallas a tierra o a la operación de pararrayos, evitar que durante la circulación de esta corriente a tierra puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la instalación y que puedan ser peligrosos para el personal de operación y mantenimiento, proteger efectivamente las instalaciones contra sobretensiones que al ser continuas acorta la vida de importantes equipos dentro del sistema, lograr el funcionamiento adecuado de la tierra como trayecto de retorno para los diferentes circuitos eléctricos y electrónicos existentes, lograr que la diafonía y los ruidos inducidos en los circuitos electrónicos queden limitados a valores técnicamente prescritos por las normas inter-

nacionales vigentes, facilitan la operación de los elementos adecuados para la eliminación de las fallas a tierra. En sí la función principal de la malla de puesta a tierra es la de dar mayor confiabilidad al sistema.

### 3.1.2 Consideraciones generales.-

Los elementos que constituyen un sistema de puesta a tierra generalmente se consideran los siguientes:

- a) Electrodo hincados en la tierra
- b) Conductores de puesta a tierra
- c) Resistencia de la tierra

Los electrodos son los elementos dispersores de corriente de falla a tierra. Estos son cuerpos metálicos enterrados que sirven de conexión eléctrica con tierra de un elemento cualquiera, el cual se dice que está conectado o puesto a tierra, y pueden ser de forma de varilla, planchas metálicas o tubos. Cuando estos electrodos son de tu-

bo (Ver Figura 3.1.), van provistos de una punta de acero en su extremo inferior para ayudar a su penetración, y una cabeza movable de acero que sirve para golpear durante su hincamiento en el terreno.

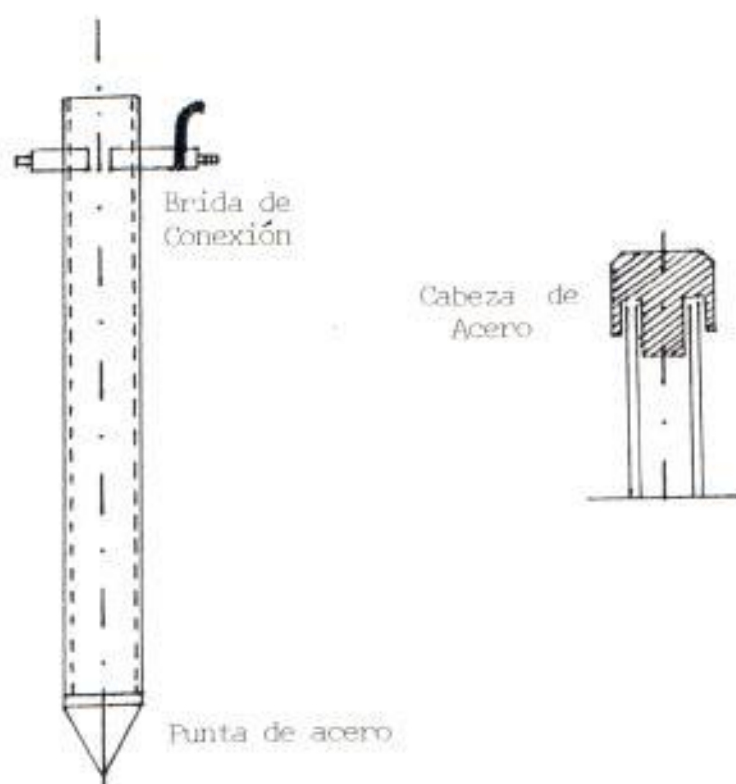


FIGURA 3.1.- ELECTRODO CON PUNTA DE ACERO Y CABEZA DE ACERO.

Los conductores son la parte del circuito de la tierra que unen el electrodo con la parte protegida. El calibre y la longitud del conductor están determinados por sobretensiones repentinas producidas por descargas atmosféricas o fenómenos transitorios originados por cierre o apertura de interruptores, por efectos térmicos a que el conductor estará sometido durante el corto período de existencia de una falla, y la máxima temperatura que pudieran causar daño a la conexión de tierra ó a los equipos que estén en contacto.

La resistencia de tierra depende de la resistividad del suelo en el cual están enterrados.

La conductividad de la tierra es esencialmente electrolítica y es por lo tanto afectada por el contenido de humedad del suelo, por la composición química y por la concentración de sales disueltas en el agua contenida. Para mantener una buena conductividad del terreno se coloca producto químico en la zanja alrededor de los electrodos.

En la Figura 3.2 se da una descripción de la instalación de los elementos que constituyen una malla de puesta a tierra.

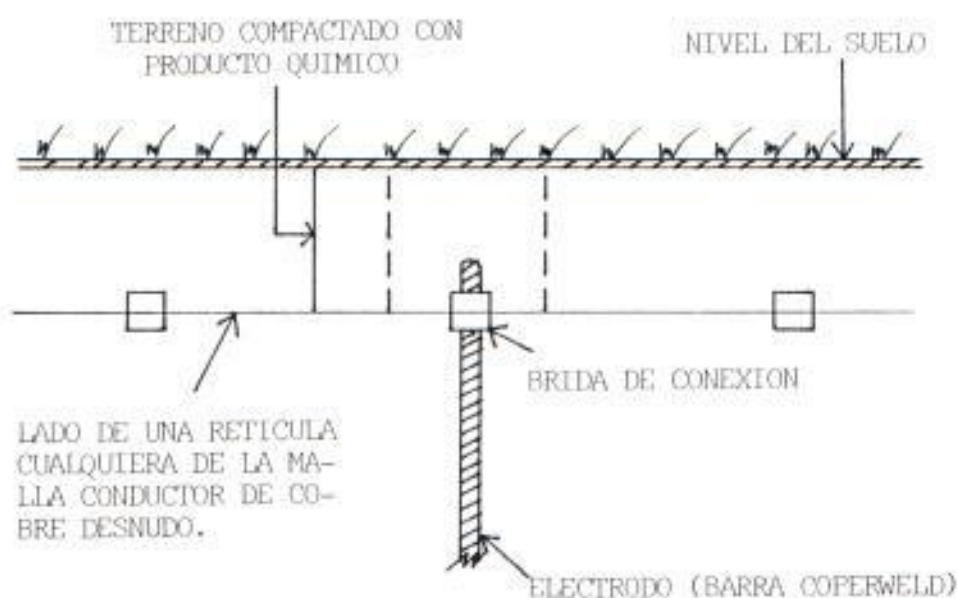


FIGURA 3.2.- REPRESENTACION DE LOS ELEMENTOS QUE CONSTITUYEN UNA MALLA DE TIERRA.

En el diseño y construcción del conjunto de varillas hincadas en la tierra se debe poner mucha atención para estar seguro de que su resistencia eléctrica tenga un valor lo más pequeña posible, de tal manera

que las corrientes que circulan por ellas no producen aumento de tensión entre el punto de la toma y otros puntos de la tierra alejadas de él.

Bajo condiciones de falla, en el electrodo hincado a tierra existe una diferencia de potencial con respecto a la masa general de tierra. La presencia de estos voltajes en el suelo alrededor del electrodo pueden ser perjudiciales para líneas telefónicas y resultan un peligro para la vida humana.

Esta diferencia de potencial cerca del electrodo se la conoce como "tensión de paso", por ejemplo, si una persona se acerca caminando hacia el electrodo que está conduciendo corriente, la persona queda sometida a ésta.

Cuando el cuerpo humano entra en contacto con una fuente de energía eléctrica; ya sea accidentalmente, por tratamiento médico o para pruebas de equipos de alto voltaje; de tal manera que el cuerpo forme

parte del circuito eléctrico en el cual la corriente puede fluir, se dice que la persona queda sometida a una "tensión de contacto".

Cuando una persona que estando parada sobre un cuerpo conectado a tierra haga contacto con un cable telefónico que va hasta una estación lejana, se dice que la persona queda sometida a una tensión de transferencia.

### 3.1.3 Puesta a tierra de equipos.-

Todos los equipos dentro de un sistema eléctrico deben estar conectados a la malla de puesta a tierra. Existen dos categorías principales en que pueden realizarse la puesta a tierra de éstos.

#### MALLA A TIERRA DE SERVICIO:

Estas son instaladas con vista a obtener un correcto funcionamiento del equipo. Los puntos a conectar a esta malla deben ser -



la tierra de las fuentes de alimentación - de corriente continua, la tierra de los equipos eléctricos y electrónicos, la tierra de los equipos de medida, la tierra de cables y cableado para el funcionamiento del circuito.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente - los elementos a conectar a tierra son el neutro de transformadores y generadores, - pararrayos, secundario de los transformadores de aparatos de medida, polo positivo de la batería, equipos.

En la Figura 3.3. se muestra ciertos elementos conectados a la malla de tierra de servicio.

#### MALLA DE TIERRA DE PROTECCION:

Esta es instalada con el objeto de limitar el valor de la tensión con respecto a tierra en aquellos puntos del sistema que no deben ser mantenidas ni en tensión, ni aislados y con los cuales se puede poner

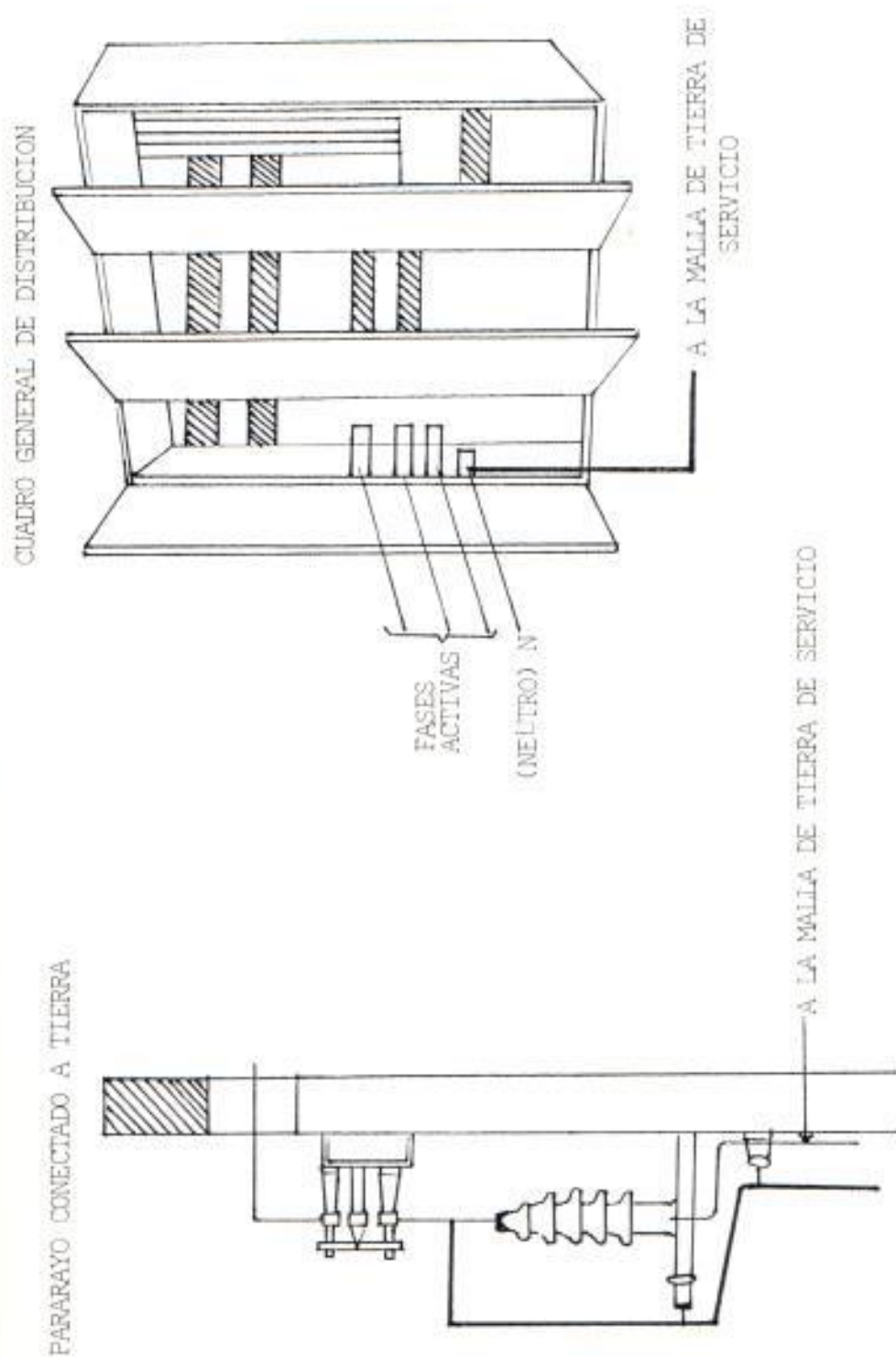


FIGURA 3.3.- ELEMENTOS QUE SE CONECTAN AL CIRCUITO DE TIERRA DE SERVICIO

en contacto el personal.

Los puntos a conectar a esta malla deben ser la tierra de protección contra los contactos indirectos tales como estructuras metálicas, bastidores, tableros, cableado, etc., cuyos fines específicos son de protección, la tierra de protección de la subestación que permiten dispersar en forma de calor la energía creada por sobretensiones de naturaleza atmosférica, la tierra de protección utilizada para derivar las sobretensiones producidas en las acometidas de alta tensión.

De acuerdo a lo expuesto en el párrafo anterior los elementos a conectar a tierra son herrajes de alta tensión, partes metálicas de equipos de corriente alterna en baja tensión, partes metálicas de los equipos de corriente continua, parte metálica de los equipos eléctricos y electrónicos, parte metálica de la estructura de edificios torre soporte de antenas, guía ondas o alimentadores, autoválvulas, cubierta de cables y formas de cables.

En la Figura 3.4., se muestra una descripción de ciertos elementos conectados a la malla de tierra de protección.

La separación de las mallas de tierra de servicio y la de protección para los diferentes equipos o aplicaciones presentan algunos inconvenientes.

En la práctica es imposible asegurar la separación de las diversas toma de tierra debido a las conexiones fortuitas y no controladas, así como a los acoplamientos galvánicos producidos en el suelo.

Las diferencias de potencial que pueden producirse entre elementos conectados a toma de tierra diferentes, representan un riesgo de incendio y una amenaza para el personal. Estas diferencias de potencial pueden originar circulación de corrientes por las estructuras metálicas capaces de provocar la corrosión de las mismas.

#### 3.1.4 Características de la malla de tierra.-

Dentro de las características de la malla de tierra, se debe considerar su arreglo o disposición física, los materiales que uti -

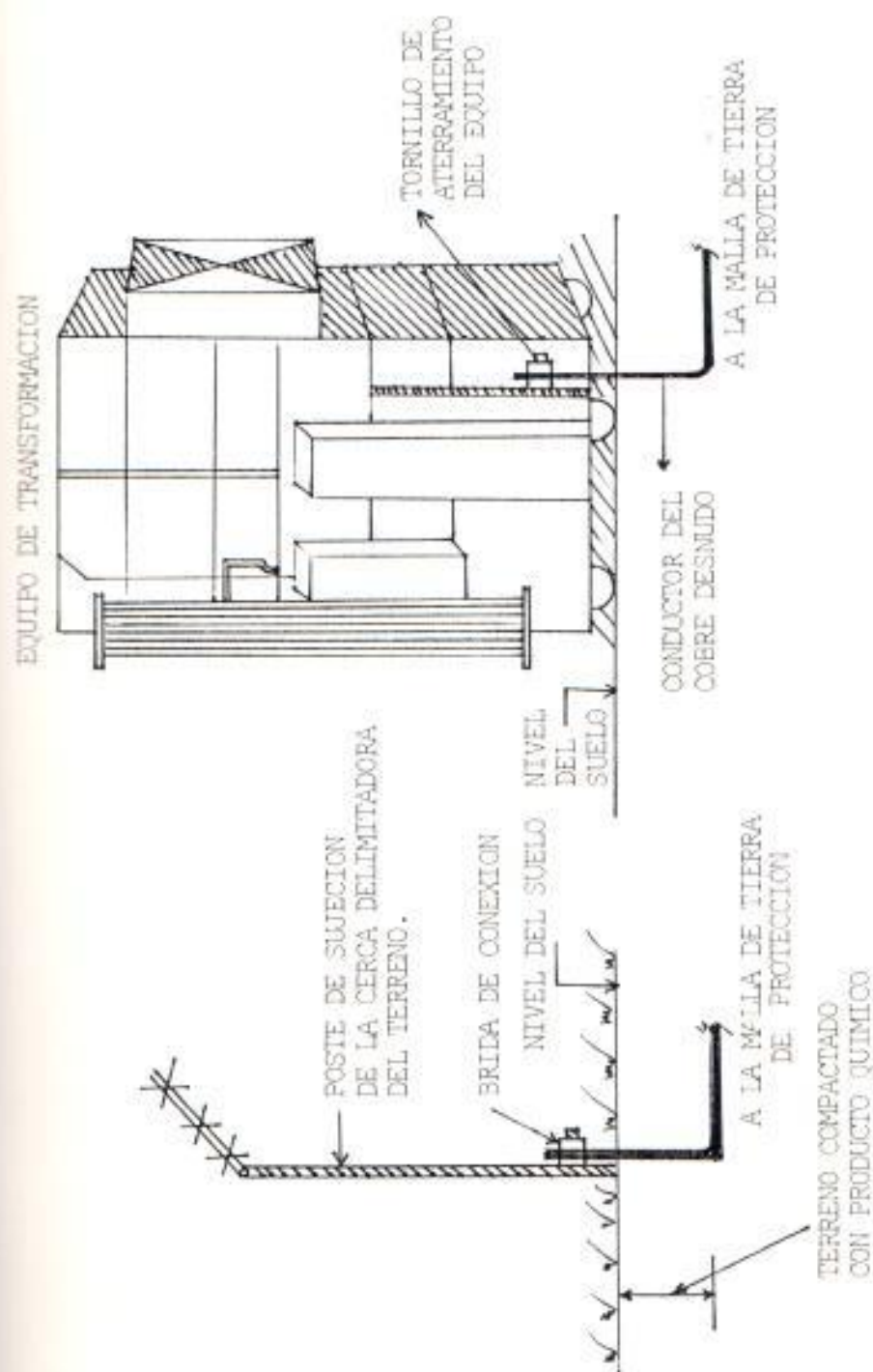


FIGURA 3.4.- ELEMENTOS QUE SE CONECTAN AL CIRCUITO DE TIERRA DE PROTECCION

lizan, el suelo y el efecto de la temperatura.

#### Arreglo o disposición física:

El arreglo de la malla de tierra se constituirá de una red de conductores desnudos enterrados, con el objeto de que se le conecten directamente tanto la estructura metálica de la subestación y una serie de electrodos - de toma de tierra.

La malla de tierra deberá circundar todo el área de la subestación. Toda esta área dentro del cerramiento y extendiéndose 1 metro más allá del mismo, debe ser cubierta con un mínimo de 100 a 150 mm de piedra molida.

Este recubrimiento ayuda a minimizar el crecimiento de maleza, provee una superficie razonablemente seca durante períodos húmedos y ayuda a disipar los efectos de erosión causados por las lluvias, incrementa la resistencia de contacto bajo los pies de las personas y además para garantizar el que no se produzcan gradientes peligrosos en la periferia de la subestación.

Con el objeto de disminuir la resistencia de tierra - de la malla y por tanto aumentar la capacidad de con - ducción de corriente los conductores para la malla de tierra debe ser enterrado como mínimo 50 centímetros bajo el nivel de tierra, (excluyendo el recubrimiento de piedra), la longitud de enterrado de los electro - dos de varilla generalmente de cobre debe ser de has - ta 2.5 m para un diámetro como mínimo de 1.6 centíme - tros. La separación entre electrodos no debe ser inferior de 1.5 a 2 veces su longitud para evitar - efectos de apantallamiento eléctrico que incrementa - la resistencia de la malla, lo cual no es deseable.

Cuando las corrientes de cortocircuito son altas, se requerirá que la resistencia de puesta a tierra sea sumamente baja, razón por la cual con la finali - dad de reducir los valores de tensiones de paso y de contacto en las zonas adyacentes a los elec - trodos de puesta a tierra se usan electrodos adi - cionales, los cuales deben estar separados 3m. - como mínimo de los que componen la estructura bá - sica.

Los electrodos deberán estar conectados - adecuadamente a las uniones de los conduc

tores que conforman la malla, los cuales se instalarán en forma paralela y uniformemente espaciado dentro del área de la subestación. Los conductores transversales deberán ser colocados para conseguir una mejor distribución de la corriente de falla en la malla, para aumentar los pasos de corriente de tierra y para dar mayor seguridad en el caso de que se rompa alguno. Estos conductores transversales deben ser ubicados con espaciamiento como máximo a intervalos dobles con relación al que se dispongan los conductores paralelos.

#### MATERIALES:

El sistema de conductores apropiados a la malla de tierra debe cumplir ciertos requisitos.

Debe resistir la fusión y deterioro de las conexiones más adversas de magnitud y duración de las corrientes de cortocircuito que se pueden producir en el sistema.



Debe tener resistencia mecánica suficiente, en especial, en aquellos sitios expuestos a grandes esfuerzos de tensión, tracción, - compresión, etc.

Debe tener la suficiente conductividad de manera que no contribuya a la creación de diferencias de potencial peligrosos.

#### SUELO:

Dentro de las alternativas de ubicación de una subestación se considera la resistividad del suelo, puesto que un valor muy alto dificultaría la instalación del sistema de protección contra el rayo o la puesta a tierra de los equipos.

Siendo tan diversa la naturaleza de los suelos, los valores de resistividad esperados son también diversos, entre los factores más importantes podemos citar la composición química de las sales disueltas en el agua contenida en el suelo, la concentración de dichas sales, el nivel de las aguas subterráneas, la temperatura, la com

pactibilidad y la granulometría.

En la Tabla XIII se describen algunos tipos de suelo y los valores típicos de resistividad esperados.

TABLA XIII  
VALORES DE RESISTIVIDAD DE DIFERENTES TERRENOS

Tipos de suelo	Resistividad en -cm
Suelo arenoso	2.000
Suelo arcilloso-arenoso	100
Turba-limo y lodo	150
Suelo arcilloso	40
Lecho de roca	10.000
Materia orgánica	10

Es evidente que los valores descritos son apenas una guía, pues cada suelo en particular debe ser investigado en su valor de resistividad propio.

En algunos casos no sólo se encuentran variaciones verticales, sino también horizontales, esto puede ocurrir en terrenos que

han sido explanados o rellenados de desperdicios.

#### EFEECTO DE TEMPERATURA:

La temperatura del suelo ejerce influencia sobre el valor de resistividad del terreno. Esta influencia se hace más notoria cuando se trata de electrodos superficiales. Cuando se trata de electrodos profundos, esta causa una disminución del rendimiento de la longitud total del electrodo.

Cuando ocurre una falla a tierra, el paso de la corriente de falla disminuye la resistividad debido a la disposición de calor pero esto no sucede debido a que simultáneamente con el aumento de temperatura se produce una disminución de la humedad dando como resultado neto un incremento en la resistividad. En la Figura 3.5, se muestra la variación de resistividad del suelo en función de la temperatura.

Como sabemos que la resistividad del suelo

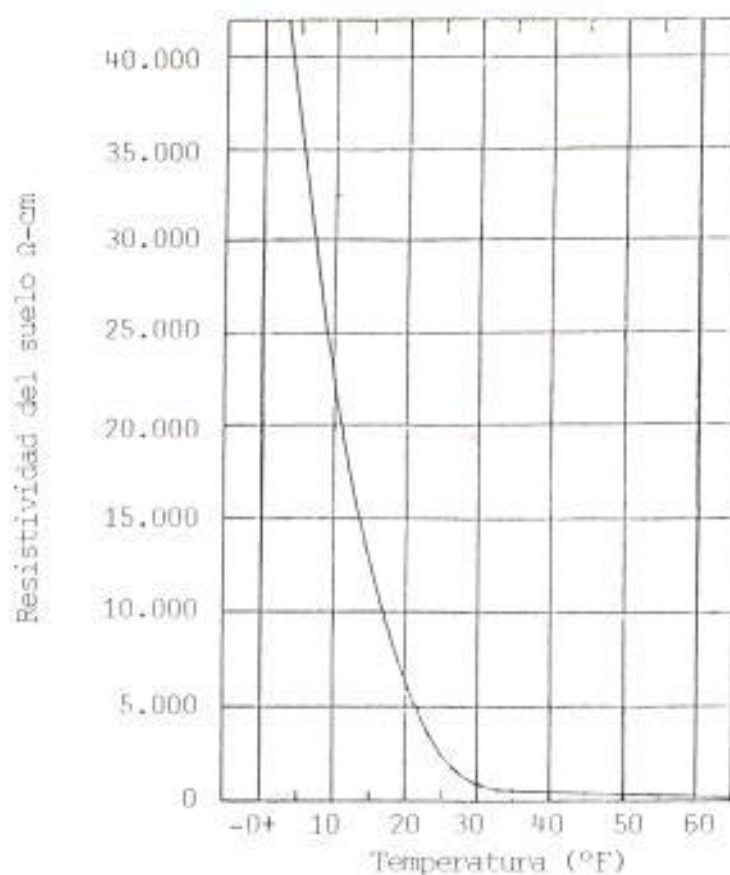


FIGURA 3.5.- EFECTO DE LA TEMPERATURA DEL SUELO SOBRE LA RESISTIVIDAD

está de acuerdo al porcentaje de humedad, al reducir ésta aumentará la resistividad Ver Figura 3.6. El resultado de esta reducción de humedad será el aumento de la resistencia del electrodo hasta tal punto que la carcasa de cualquier equipo conectado a él, se convertirá en una parte viva.

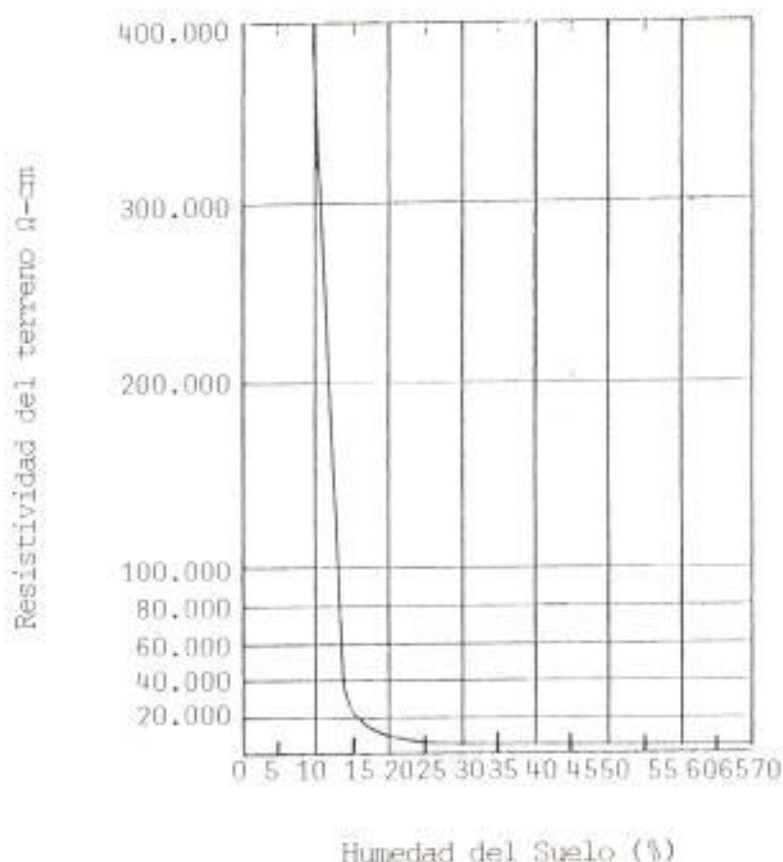


FIGURA 3.6.- EFECTO DE LA HUMEDAD DEL SUELO SOBRE LA RESISTIVIDAD

### 3.1.5 Esquemas generales de distribución de tomas de tierra de un sistema de telecomunicaciones.-

Los esquemas generales de tomas de tierra que se realizan en las instalaciones telefónicas abarcan a estaciones terrenas, centrales automáticas internacionales, centrales terciarias, centrales secundarias, cen-

trales primarias, centrales locales con acometida de alta tensión.

A continuación se dará una breve descripción de las conexiones de toma de tierra de los diferentes elementos que se utilizarían en un sistema de telecomunicaciones.

Todos estos elementos pueden ir alojados en plantas que son edificios de uno o varios pisos, además todos ellos irán conectados entre sí (malla) por el interior del edificio.

DESCRIPCION DE LA CONEXION A TIERRA DEL PARARRAYO, ESTRUCTURA METALICA DE LAS TORRES Y ANTENAS GUIA-ONDAS Y CABLES COAXIALES DE ALIMENTADORES DE ANTENA:

En el caso de que el edificio posea torre de antena, se debe instalar un pararrayo en la parte superior de la misma. Un electrodo o conjunto de electrodos se utiliza para el aterrizamiento del pararrayo. Ver figura 3.7.

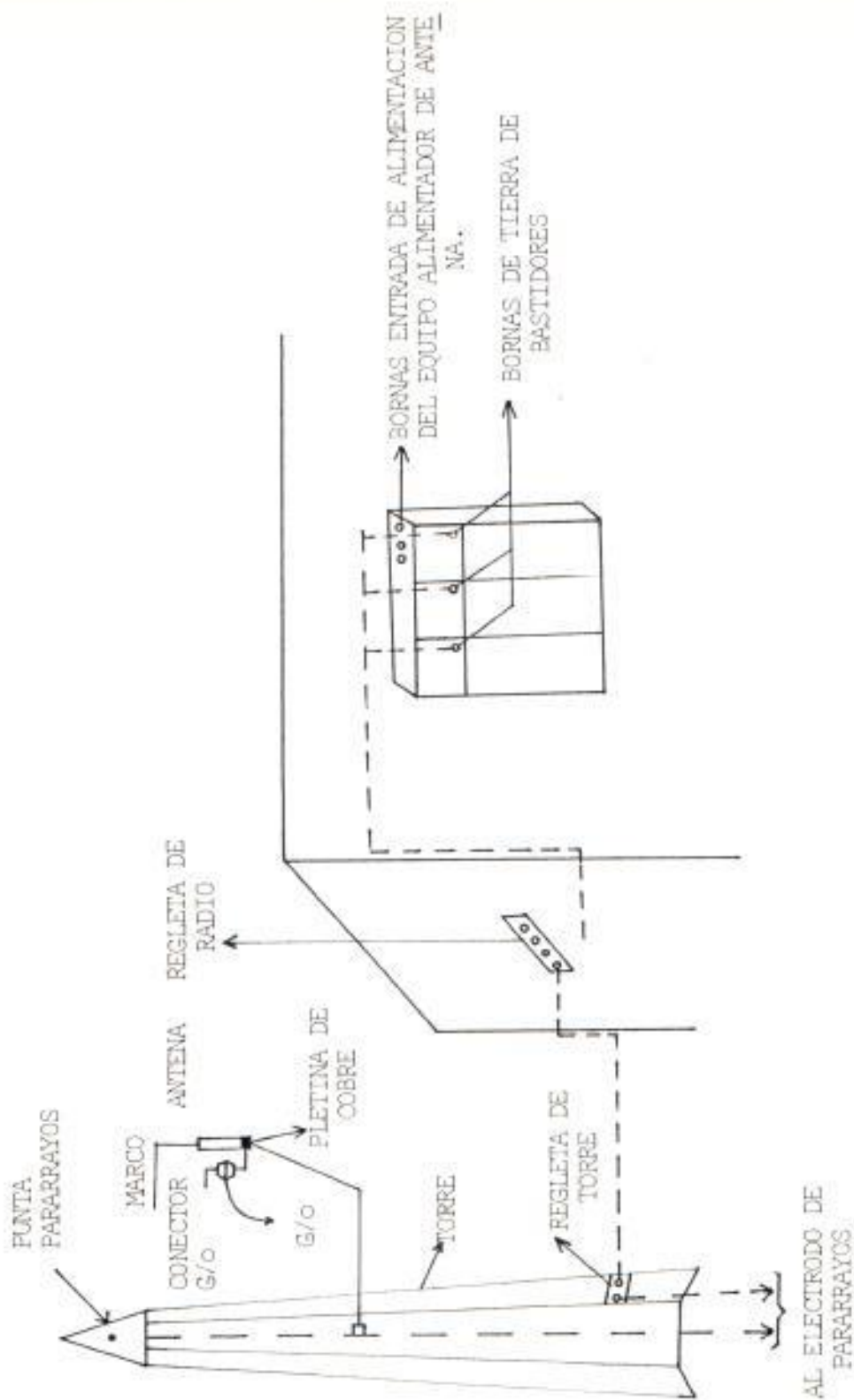


FIGURA 3.7.- ESQUEMA DE DISTRIBUCION DE CONEXION A TIERRA DEL PARARRAYOS, TORES Y ANTENAS, GUIA-ONDAS.

Para conectar a tierra la estructura metálica de la antena se debe unir el marco - soporte de la antena al cable de bajada del pararrayos. Para antenas no metálicas además de la conexión anterior, se debe realizar una unión entre el marco soporte y el conector del guía-ondas o cable coaxial.

Al electrodo o conjunto de electrodo utilizado para el pararrayos se debe conectar la estructura metálica de la torre, por intermedio de una platina de cobre llamada "regleta de torre", la cual debe estar ubicada en un punto de dicha estructura.

En esta configuración los guías-ondas y cables coaxiales están conectados a tierra a través de los bastidores de los equipos al estar estos eléctrica y mecánicamente unidos a los citados alimentadores de la antena. Los bastidores de los equipos se conectarán a tierra por intermedio de una "regleta de radio", la cual se debe unir a la regleta de torre.



DESCRIPCION DE LA CONEXION A TIERRA DEL -  
POLO POSITIVO DE LA BATERIA Y ELEMENTOS -  
METALICOS DE LOS EQUIPOS TELEFONICOS:

La batería y los equipos telefónicos que son elementos que trabajan a corriente continua deben aterrizarse a través de un electrodo de puesta a tierra diferente, - Ver Figura 3.8.

Este aterrizamiento se hará por intermedio de una platina de cobre llamada "regleta de corriente continua", desde la cual se distribuirán las conexiones para los diferentes elementos los cuales son el polo positivo de la batería, la regleta de conmutación, la regleta de radio, la regleta de transmisión, la regleta del distribuidor telefónico general.

Para la realización prácticas de estas tomas de tierra se debe tener en cuenta que los recorridos de los cables de unión entre las masas metálicas de los distintos equipos, a la regleta o regletas correspondientes no deben poseer caminos comunes.

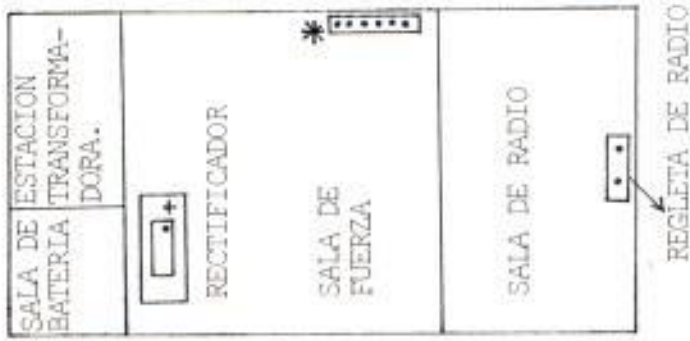
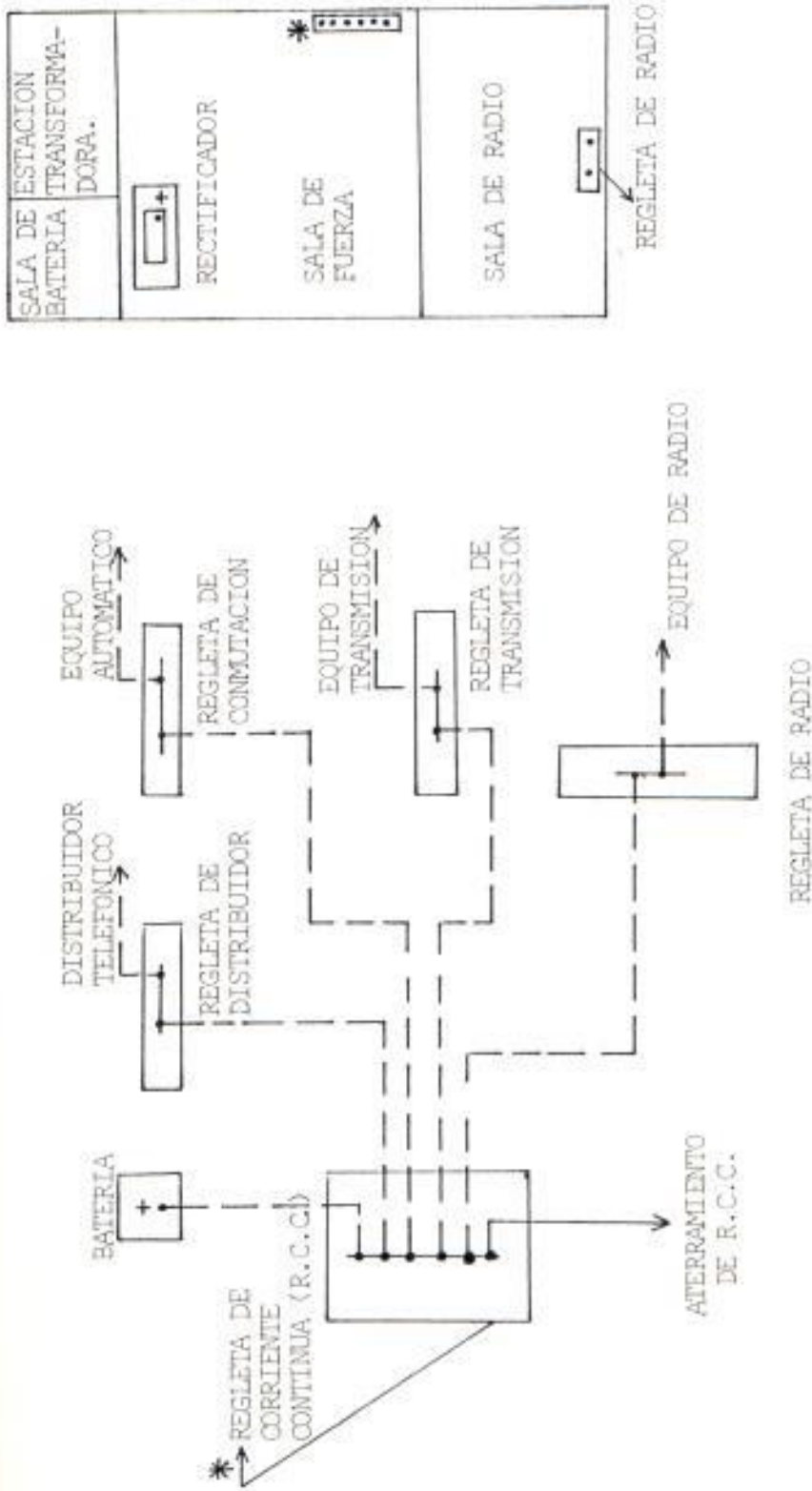


FIGURA 3.3.- ESQUEMA DE DISTRIBUCION DE CONEXION A TIERRA PARA BATERIAS Y EQUIPOS TELEFONICOS

DESCRIPCION DE LA CONEXION A TIERRA DE LOS  
ELEMENTOS METALICOS DE EQUIPOS DE CORRIENTE  
ALTERNA DE BAJA TENSION:

Para el aterrizamiento de todos estos elementos se debe disponer de una "regleta de corriente alterna de baja tensión"; la cual se conectará a un electrodo de puesta a tierra diferente. Ver Figura 3.9.

De esta regleta se deben tender las conexiones necesarias para la unión con las diferentes regletas de la malla interior, así mismo se debe conectar a la barra de tierra del panel general de distribución de corriente alterna, desde donde se distribuirá la tierra a los elementos de corriente alterna.

DESCRIPCION DE LA CONEXION A TIERRA DE LOS  
DESCARGADORES O AUTOVALVULAS DE ALTA TENSION:

Los descargadores o autoválvulas de alta tensión, cuando existan deberán ir conec-

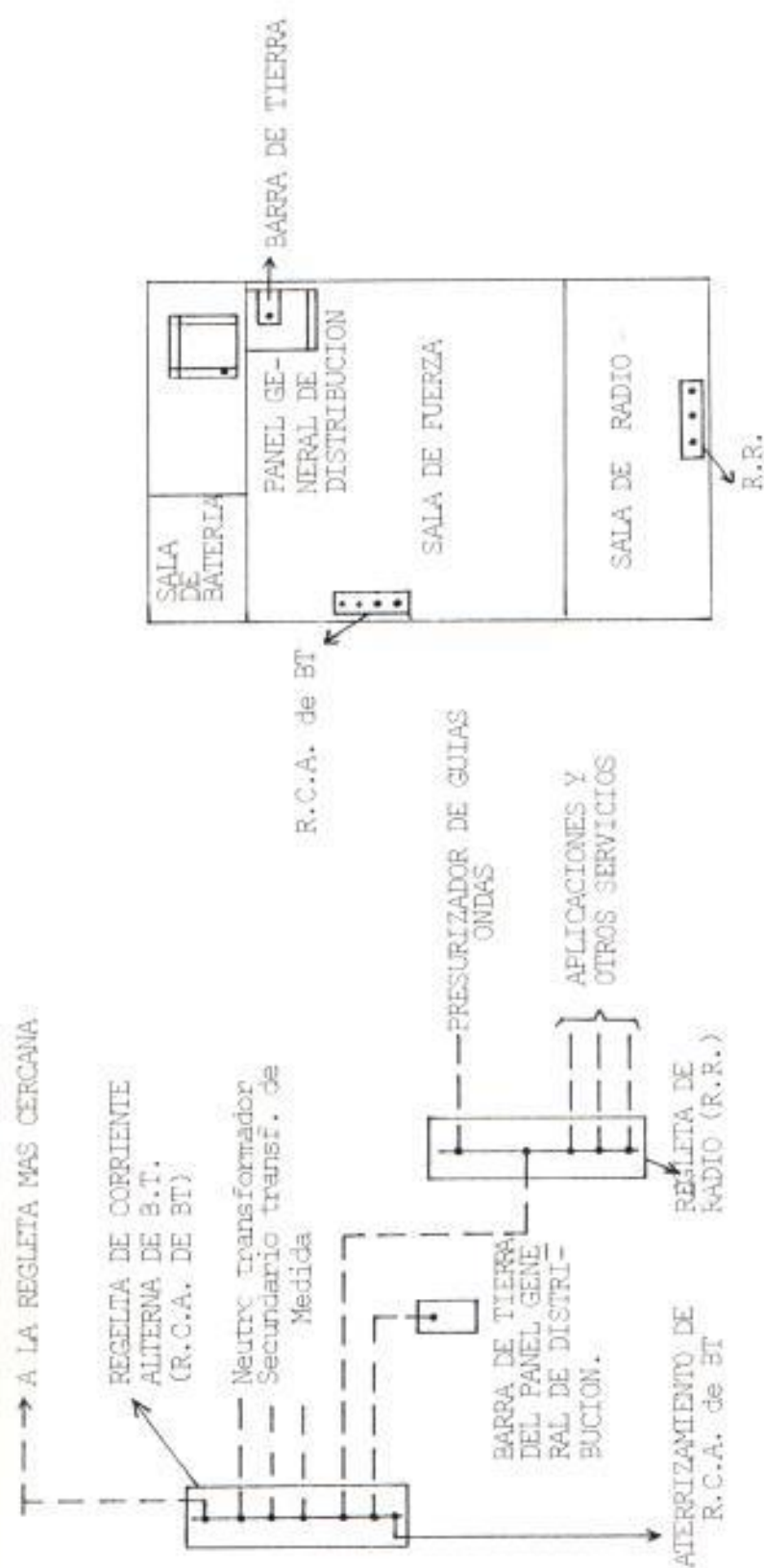


FIGURA 3.9.- ESQUEMA DE DISTRIBUCION DE CONEXION A TIERRA DE LOS EQUIPOS DE CORRIENTE ALTERNIA DE BAJA TENSION.

tados a un electrodo o conjunto de electrodos diferentes, por intermedio de una platina de cobre llamada "regleta de auto-válvula". Esta regleta debe ir a su vez a las regletas más próximas para constituir la malla interior de toma de tierra. Ver Figura 3.10.

#### DESCRIPCION DE LA CONEXION A TIERRA DE LOS ELEMENTOS METALICOS DE CORRIENTE ALTERNA - DE ALTA TENSION:

Para el aterrizamiento de estos elementos se debe disponer de una "regleta de herrajes de alta tensión"; la cual se conectará a un electrodo de puesta a tierra diferente. Desde esta regleta se distribuirá la tierra a todos los elementos metálicos de alta tensión. Ver Figura 3.10.

En la Figura 3.11, se da una descripción completa de puesta a tierra de los elementos que se utilizarían en una estación terrena.

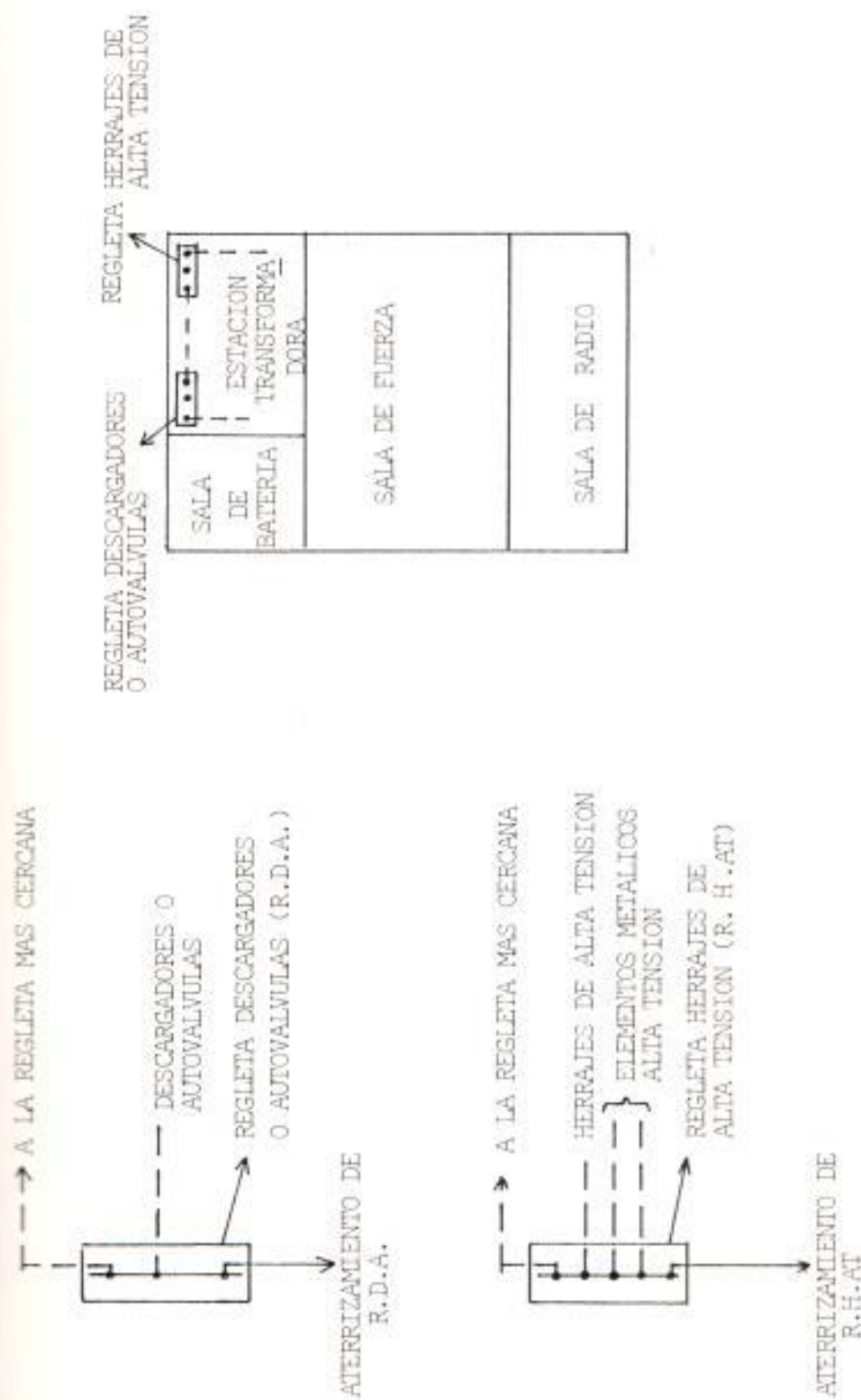


FIGURA 3.10.- ESQUEMA DE DISTRIBUCION DE CONEXION A TIERRA DE DESCARGADORES O AUTOVALVULAS Y ELEMENTOS METALICOS DE C.A. DE ALTA TENSION.

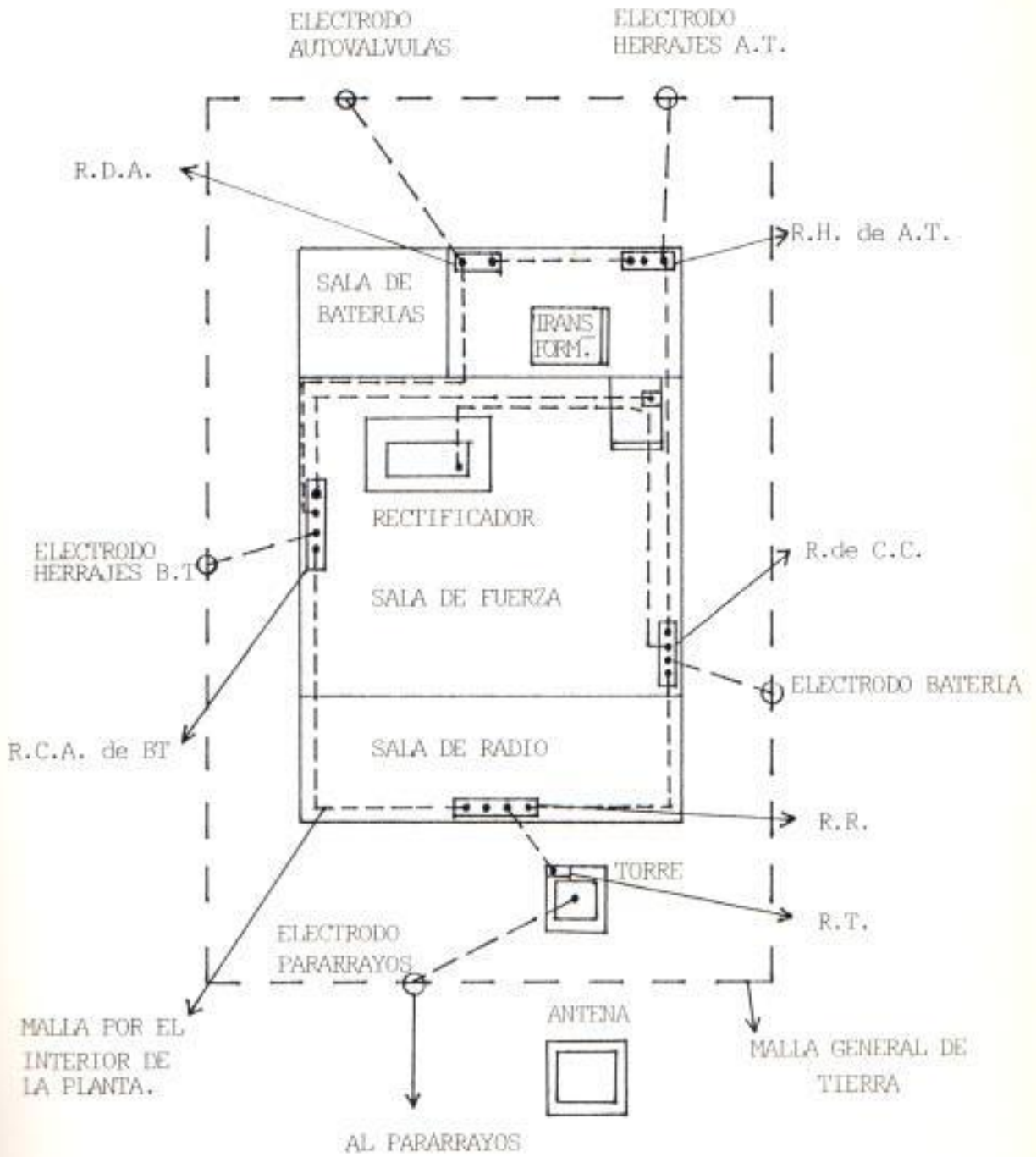


FIGURA 3.11.- ESQUEMA DE DISTRIBUCION DE CONEXION A TIERRA EN ESTACIONES TERRENA.

### 3.2 CALCULO DE LA MALLA A TIERRA DE LA ESTACION TERRENA.

El propósito fundamental del cálculo es para asegurar confiabilidad al sistema de puesta a tierra, para de esta manera obtener un máximo de seguridad posible tanto para los equipos como para el personal.

#### Diseño de la malla de tierra

El método a seguir para el diseño de la malla de tierra considera a) cálculo de la sección del conductor, b) longitud total mínima del conductor, c) cálculo de la resistencia total del diseño, cálculo de los potenciales tolerables de una persona, d) potencial de contacto y e) potencial de paso.

#### a) Cálculo de la sección del conductor:

Para determinar la sección del conductor de la malla de tierra, utilizaremos la siguiente ecuación (ecuación de Ordendork):

$$S = \frac{I_{sc}}{\sqrt{\lg\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right) \frac{1}{33 t_f}}}$$



Donde:

$S$  = Sección transversal del conductor expresada en circular mil.

$I_{sc}$  = Máxima corriente de falla

$t_f$  = Tiempo en segundos que tardan los equipos de protección en detectar y corregir una falla a tierra.

$T_m$  = Temperatura máxima en °C

$T_a$  = Temperatura ambiente en °C.

b) Longitud total mínima del conductor:

La expresión de longitud total mínima del conductor requerido incluyendo las varillas resulta de la condición de que el voltaje de contacto debe ser necesariamente mayor al voltaje de malla.

$$V_m = K_m \times K_i \times \rho \times \frac{I_{sc}}{L} \text{ voltaje de malla}$$

$$V_o = \frac{165 \times \rho \times (0.25)}{\sqrt{t_f}}$$

De donde  $L$  resulta:

$$L = \frac{K_m \times K_i \times \rho \times I_{sc} \times \sqrt{t_f}}{165 + 0.25 \rho_s}$$

Esta ecuación aproxima la longitud total del conductor requerido para mantener los gradientes de potencial dentro de límites aceptables de seguridad.

De donde:

$L$  = Longitud total mínima del conductor a utilizar en la malla de tierra.

$\rho$  = Resistividad promedio natural del terreno

$\rho_s$  = Resistividad promedio en la superficie bajo los pies (resistividad de la piedra triturada).

En cuanto a  $K_m$  y  $K_i$  son ambos factores que dependerán del diseño que resulte conveniente para la malla y cuyas expresiones son:

$$K_i = 0.65 + 0.172 n$$

$$K_m = \frac{1}{2n} \ln \frac{E^2}{16 (h d)} + \frac{1}{n} \ln \left( \frac{3}{4} \right) \left( \frac{5}{6} \right) \dots \left( \frac{2n-3}{2n-2} \right)$$

Donde:

$K_i$  = Factor que toma en cuenta la irregularidad de la distribución de la corriente. - El valor particular de dicho parámetro - dependerá de las características de la malla.

$K_m$  = Coeficiente de malla

$n$  = Números de conductores paralelos en la malla en una dirección (longitud más larga)

$E$  = Espaciamiento propuesto entre conductores

$h$  = Profundidad de enterrado

$d$  = Diámetro de los conductores

c) Cálculo de la resistencia total del diseño:

Para el cálculo de la resistencia total del diseño, se realiza un diseño preliminar considerando la longitud total del conductor enterrado, - incluyendo electrodos, la cual debe ser mayor - que el valor de  $L$  calculado con la fórmula anterior.

Luego del diseño preliminar de la malla de tierra se calcula la resistencia total de conexión a tierra del sistema de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$R = \frac{\rho}{4r_E} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

$r_E$  = Radio del circuito equivalente de una superficie conductora con la misma área de aquella ocupada por la malla de tierra, cuya expresión es la siguiente:

$$r_E = \frac{1}{\sqrt{\pi}} \sqrt{L \times W}$$

Donde:

$L$  = Longitud del rectángulo de la malla diseñada para la subestación.

$W$  = Ancho del rectángulo de la misma malla

d) Cálculo del potencial de contacto:

El potencial de contacto se produce cuando una persona estanco parada dentro del terreno de la malla toca un objeto metálico cualquiera conectado al sistema de toma de tierra; este potencial de contacto viene dado por la siguiente ecuación:

$$V_o = \frac{165 + 0.25\rho}{\sqrt{t}}$$

Donde:

$\rho$  = Resistividad del terreno en la superficie bajo los pies.

El valor de  $V_o$  es el máximo potencial tolerable para una persona y debe ser mayor que el potencial de contacto de la malla  $V_m$ , para que el valor de  $V_o$  no sea peligroso para la seguridad del ser humano.

$V_m$  viene dada por la siguiente ecuación:

$$V_m = \frac{K_m \times K_i \times \rho \times I_{sc}}{L}$$

Sea  $m$  la relación entre  $V_m$  y  $V_o$  ( $V_m/V_o$ ), la misma que debe ser menor que la unidad para que el diseño de la red sea correcto y los valores de potencial sean tolerables.

e) Cálculo del potencial de paso:

El potencial de paso  $V_s$  se produce cuando una persona se encuentra cerca del electrodo de tierra (a una distancia equivalente al paso de una persona). El valor tolerable es definido por la siguiente ecuación:

$$V_s = \frac{165 + \rho}{\sqrt{t}}$$

El potencial de paso de la malla viene dado por la siguiente ecuación:

$$V_{sm} = \frac{K_s \times K_i \times \rho \times I_{sc}}{L}$$

Donde:

$K_s$  = Factor de paso de la malla; la cual viene dado por la siguiente expresión:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{E+h} + \frac{1}{2E} + \frac{1}{3E} + \dots \right)$$

El número de términos en paréntesis será igual al número de conductores en paralelo sin considerar los transversales.

El número de términos en paréntesis será igual al número de conductores en paralelo sin considerar los transversales.

Donde:

$h$  = Profundidad de enterrado

$E$  = Espaciamiento entre conductores

La relación  $S$  entre  $V_{Sm}$  y  $V_s$  ( $V_{Sm}/V_s$ ) debe ser menor que la unidad para comprobar que el voltaje de paso no es peligroso para el cuerpo humano.

#### Cálculo de la malla de tierra.-

##### a) Cálculo de la sección del conductor:

Datos: La máxima corriente de falla es de 19682 amperios correspondiente a una falla de línea a tierra en la barra de 208V. El tiempo  $t_f$  se lo considera 0.50 segundos, siendo un tiempo considerable el cual nos da un margen de seguridad. La temperatura  $T_m$  es de 250°C aproximadamente en las uniones apernadas. La tem

peratura ambiente en el lugar donde se ubicará la estación terrena fluctúa de 21°C a 33°C - dando un promedio de 27°C.

Reemplazando, obtenemos:

$$S = \frac{19682}{\sqrt{\frac{\log \left( \frac{250 - 27}{234 + 27} + 1 \right)}{33 \times 0.5}}} = 154375 \text{ circular mils}$$

Al reemplazar los valores correspondientes obtenemos un valor de 154,375 C.M. ó lo que es lo mismo en términos comerciales un cable 3/0 AWG - de cobre.

b) Longitud total mínima del conductor:

Datos:

$$\rho = 13 \Omega\text{-m}$$

$$\rho_s = 3000 \Omega\text{-m. (El área de toda la subestación debe ser cubierta con piedra triturada de unos 15 cm. de espesor).$$

Profundidad de enterramiento de los conductores = 1.0 m.



$$\begin{aligned} \text{Electrodos} &= \phi \quad \times 2.4 \text{ m de longitud} \\ E &= 4.0 \text{ m} \\ d &= 0.012 \text{ m} \end{aligned}$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 (4) = 1.338$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{4^2}{16 (1.0 \times 0.012)} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4}\right) \left(\frac{5}{6}\right)$$

$$K_m = 0.554$$

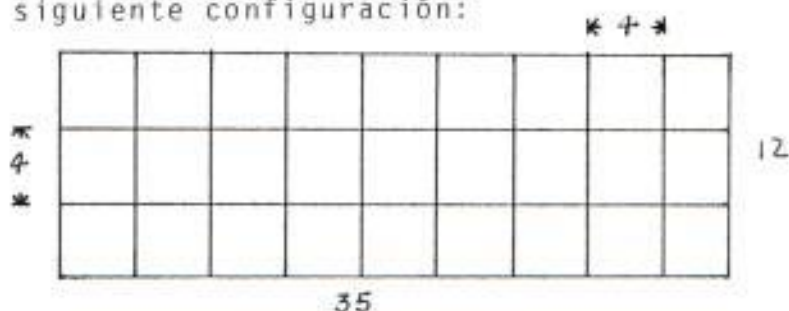
Luego:

$$L = \frac{0.554 \times 1.338 \times 13 \times 19682 \times \sqrt{0.5}}{165 + 0.25 \times 3000}$$

$$L = 147 \text{ m.}$$

c) Cálculo de la resistencia total del diseño:

La malla de tierra debe diseñarse de acuerdo a la siguiente configuración:



La longitud total del conductor a utilizarse según la figura será:

$$\begin{aligned} 35 \times 4 &= 140 \text{ m} && (\text{horizontal}) \\ 12 \times 10 &= 120 \text{ m} && (\text{transversal}) \\ 40 \times 2.4 &= 96 \text{ m} && (\text{varillas}) \end{aligned}$$

Al sumar todos estos valores tenemos una longitud de 356 m.

El hecho de que el valor de  $L$  del prediseño sea mayor al valor calculado significa que la malla de tierra es suficiente para disipar toda la corriente de falla y que no es necesario una redistribución de los espaciamentos entre conductores.

Luego, para el cálculo de la resistencia total de diseño se tienen los siguientes datos:

$$\begin{aligned} \rho &= 13 \Omega \cdot \text{m} \\ L &= 356 \text{ m} \\ x &= 35 \text{ m} \\ W &= 12 \text{ m} \end{aligned}$$

Reemplazando obtenemos:

$$r_E = \frac{1}{\sqrt{\pi}} \sqrt{35 \times 12} = 12 \text{ m.}$$

$$R = \frac{13}{4 \times 12} + \frac{13}{356} = 0.307 \Omega$$

d) Cálculo del potencial de contacto:

$V_0$  valor tolerable de potencial por la persona

Datos:

- 1)  $\rho = 13 \Omega\text{-m}$
- 2)  $\rho = 3000 \Omega\text{-m}$
- $t = 0.5 \text{ seg}$

Reemplazando:

$$1) V_0 = \frac{165 + 0.25 \times 13}{\sqrt{0.5}} = 238 \text{ voltios}$$

$$2) V_0 = \frac{165 + 0.25 \times 3000}{\sqrt{0.5}} = 1294 \text{ voltios}$$

$V_m$  potencial de contacto de la malla

Datos:

$$K_m = 0.554$$

$$K_i = 1.338$$

$$\rho = 13 \Omega\text{-m}$$

$$I_{SC} = 19682 \text{ amperios}$$

$$L = 356 \text{ m}$$

Reemplazando, tenemos:

$$V_{in} = \frac{0.554 \times 1.338 \times 13 \times 19682}{356} = 532.7 \text{ voltios}$$

Los valores de la relación  $m$  son los siguientes:

$$m_1 = \frac{532.7}{238} = 2.24$$

$$m_2 = \frac{532.7}{1294} = 0.41$$

$m_2$  tiene un valor menor que la unidad, lo que implica que se está garantizando un buen margen de seguridad.

e) Cálculo del potencial de paso:

$V_s$  valor tolerable de potencial de paso por la persona.

Datos:

$$1) \rho = 13 \Omega \cdot m$$

$$2) \rho = 3000 \Omega \cdot m$$

$$1) V_s = \frac{165 + 13}{\sqrt{0.5}} = 251.7 \text{ voltios}$$

$$2) V_s = \frac{165 + 3000}{\sqrt{0.5}} = 4476 \text{ voltios}$$

$V_{sm}$  potencial de paso de la malla

Datos:

$$K_i = 1.338$$

$$\rho = 13 \Omega \cdot m$$

$$I_{sc} = 19682 \text{ amperios}$$

$$L = 356 \text{ m}$$

$$h = 1.0 \text{ m}$$

$$E = 4.0 \text{ m.}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2 \times 1.0} + \frac{1}{4 + 1.0} + \frac{1}{2 \times 4} + \frac{1}{3 \times 4} \right)$$

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las siguientes son las conclusiones originadas en esta tesis:

Con el fin de darle una alta confiabilidad y continuidad de servicio a la estación terrena se hace necesario el suministro de un sistema de emergencia redundante, el cual suplirá la demanda total tanto de las cargas esenciales (las que funcionan permanentemente) como de las cargas no esenciales. El nivel de voltaje primario de la subestación se seleccionó de acuerdo al voltaje de servicio que ofrece EMELEC.

La subestación se encuentra en capacidad de recibir cierta carga adicional sin sobrecargas al transformador, el mismo que está cargado al 70% de su capacidad; con lo que se prevee una expansión futura del sistema.

La selección del dimensionamiento de los alimentadores de todas las cargas de la subestación fueron hechas de tal manera para que no existan problemas de capacidad de carga y caídas de voltaje.

$$K_s = 0.242$$

Reemplazando:

$$V_{sm} = \frac{0.242 \times 1.338 \times 13 \times 19682}{356} = 232.7 \text{ voltios}$$

Los valores de la relación  $s$  son los siguientes:

$$S_1 = \frac{232.7}{251.7} = 0.92$$

$$S_2 = \frac{232.7}{4476} = 0.05$$

$S_2$  tiene un valor mucho menor que la unidad, lo que implica que se está garantizando la seguridad de que los potenciales perimetrales no excedan los límites tolerados por el cuerpo humano.

La protección para el lado primario de la subestación será hecha por fusibles y para el lado secundario por breaker de tipo selectivo cuyas características fueron seleccionadas tomando el dato del estudio de las corrientes de cortocircuito.

La coordinación de la protección del transformador garantiza una operación selectiva segura, esto es que el breaker siempre limpiará una falla en el secundario antes de que el fusible pueda dañarse térmicamente.

El diseño de la malla de puesta a tierra considera la instalación de electrodos de puesta a tierra a distancias superiores de 1.5 veces su longitud para evitar incrementos de la resistencia de la malla, lo cual no es deseable.

En si la malla de puesta a tierra presenta límites de seguridad tolerables por el cuerpo humano y además garantiza la seguridad de los equipos.

Como resultado esperado en esta tesis es el de plantear las especificaciones técnicas necesarias para el buen funcionamiento de la estación terrena Guayaquil.



Como recomendación debemos indicar lo siguiente:

- Que el fusible para la protección del lado primario de la subestación debe tener una capacidad de corriente continua de 44 amperios y una capacidad de corriente de interrupción de 939 amperios para voltaje de trabajo de 13.2 KV; y el breaker para la protección del lado secundario debe tener una capacidad de corriente continua de 1388 amperios y una capacidad de corriente de interrupción mínima de 19682 amperios para voltaje de trabajo de 208 V.
  
- Que para el diseño de la malla de tierra, toda el área de la subestación se debe recubrir con piedra triturada con un espesor de 15 cm, con lo cual el potencial de contacto (532.7 voltios) y el potencial de paso (232.7 voltios) de la malla no supera los límites de seguridad tolerables por el cuerpo humano (potencial de contacto 1294 voltios y potencial de paso 4476 voltios).

## B I B L I O G R A F I A

1. Anderson Paul, Analysis of Faulted Power Systems  
1era. Edición; USA, 1978, The Iowa State University  
Press/Ames.
2. Analisis de Fallas en Sistema de Potencia, Departa-  
mento de Ingeniería Eléctrica, ESPOL, 1981.
3. Beeman Donald, 1era. Edición, New York, 1955, Mc Graw  
Hill Book Company, Inc.
4. Diseño de Malla de Tierra para Estación Terrena, (Fo-  
llete Procomil, Caracas, 1983).
5. Distribution System, Electric Utility Engineering, -  
1era. Edición, Volumen 3; USA, 1965, Westinghouse &  
Electric Corporation.
6. Manual Emerson Electric Co., Industrial Controles -  
División, 1977.
7. Manual Instrucción de Ingeniería N° 380.004. Depar

- tamento de Ingeniería de Planes y Normas, 2da. Edición, España, Mayo 1980.
8. Manual Nippon Electric Industry Co., Ltd. N° 19-18, Vol. I.
  9. Manual Nippon Electric Industry Co., Ltd. N° 19-18, Vol. II.
  10. Manual Telefonok tie Bolaget LM Ericsson, Estocolmo.
  11. National Electric Code
  12. Normalización de Mallas para Subestaciones de Hasta 69 KV (Zona Costa). Tesis de Grado. Ing. Manuel Cedeño Ferrin.
  13. Protecciones Eléctricas (Seminario ESPOL, 1982)
  14. Power System Protección. The Electricity Council, 2da. Edición, Volumen 1; New York, 1981, Peter Peregrinus Ltd.
  15. Stevenson William O. Analisis de Sistema Eléctrico de Potencia, 2da. Edición; Bogotá, 1979, McGraw Hill Latinoamericana.