



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DISEÑO DE CAMPO DE TRANSFORMACIÓN DE 230/69KV, EN
LA SUBESTACIÓN DE ESCUINTLA II, PARA AMPLIACIÓN DE
MANEJO DE POTENCIA.**

Mario David Chajón Estrada
Asesorado por el Ing. Rodolfo Ernesto Rodríguez Rodríguez

Guatemala, abril de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE CAMPO DE TRANSFORMACIÓN DE 230KV/69KV
EN LA SUBESTACIÓN DE ESCUINTLA II,
PARA AMPLIACIÓN DE MANEJO DE POTENCIA.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FALCULTAD DE INGENIERIA
POR:

MARIO DAVID CHAJON ESTRADA
ASESORADO POR EL ING. RODOLFO ERNESTO RODRIGUEZ RODRIGUEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de Lopez
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÒ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Hernández
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Julio Cesar Solares Peñate
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

DISEÑO DE CAMPO DE TRANSFORMACIÓN DE 230/69KV, EN LA SUBESTACIÓN DE ESCUINTLA II, PARA AMPLIACIÓN DE MANEJO DE POTENCIA,

tema que me fuera asignando por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, en septiembre de 2007.



Mario David Chajón Estrada.

Guatemala 1 de Octubre de 2007

Ingeniero
José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador de Área de Potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

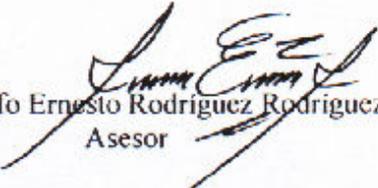
Ing. Bedoya:

Por este medio me dirijo a usted, para informarle, que he asesorado el trabajo de graduación titulado, Diseño de Campo de Transformación de 230/69 KV, en la subestación de Escuintla II, para ampliación de manejo de potencia, elaborado por el estudiante universitario, Mario David Chajón Estrada, con carne 1997-12764, como requisito para optar al título de Ingeniero Electricista.

Luego de revisar el contenido, encuentro el trabajo satisfactorio y en mi opinión llena los requisitos para su aceptación, haciéndome co-responsable del contenido del mismo.

Por lo anterior, agradecería que revise, el trabajo a fin de dar visto bueno para que el estudiante, Chajón Estrada, pueda someterse al examen respectivo.

Muy atentamente


Ing. Rodolfo Ernesto Rodríguez Rodríguez
Asesor

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

Guatemala, 30 de ENERO 2008.

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

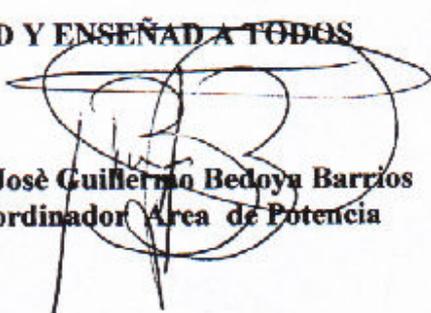
Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
DISEÑO DE CAMPO DE TRANSFORMACIÓN DE 230/69KV, EN LA SUBESTACIÓN DE ESCUINTLA II, PARA AMPLIACIÓN DE MANEJO DE POTENCIA, del estudiante; Mario David Chajón Estrada, por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑADA A TODOS


Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador Área de Potencia



JGBB/sro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Mario David Chajón Estrada titulado: **DISEÑO DE CAMPO DE TRANSFORMACIÓN DE 230/69KV, EN LA SUBESTACIÓN DE ESCUINTLA II, PARA AMPLIACIÓN DE MANEJO DE POTENCIA,** procede a la autorización del mismo.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Mario Renato Escobedo Martínez'.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 04 DE FEBRERO 2,008.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **DISEÑO DE CAMPO DE TRANSFORMACIÓN DE 230/69KV EN LA SUBESTACIÓN DE ESCUINTLA II, PARA AMPLIACIÓN DE MANEJO DE POTENCIA**, presentado por el estudiante universitario **Mario David Chajón Estrada**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy ~~Orlando~~ Paiz Recinos
DECANO



Guatemala, abril de 2008

/cc

c.c. archivo.

ACTO QUE DEDICO A

- DIOS** Por ser la luz que guía mis pasos en esta vida y otorgarme el privilegio al que hoy estoy optando.
- MIS PADRES** Mario Alfredo Chajón Hernández
Maria Sucelly Estrada Méndez de Chajón
Por el apoyo y la dedicación que entregaron en mi formación como persona tanto moral como académica y el apoyo que siguen ofreciéndome.
- MIS ABUELOS** Anselmo Chajon, Maria Elena Hernández,
Luís Estrada y Magdalena Méndez, gracias por el amor incondicional que me han otorgado y que este triunfo sea para gozo y orgullo de nuestras familias.
- MI ESPOSA E HIJO** Maria del Carmen y Renato David, una alegría que puedo vivir con ustedes como mi familia.
- MIS HERMANOS Y TIO** Claudia, Diego, Familia Chajon y Familia Estrada, por estar compartiendo este momento conmigo y su apoyo en todo momento.
- MIS COMPAÑEROS Y AMIGOS** Por la ayuda y apoyo que me han ofrecido durante este proceso.
- PERSONAL DE GUATE SUR** Por los conocimientos y ayuda otorgada para realizar este trabajo, Ing. Bedoya, Ing. Rodolfo, Ing. Castellanos, Roche, Mauricio, Roberto, Departamento de Líneas de Transmisión.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS.....	VII
GLOSARIO.....	XI
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	XIX
1. CONCEPTOS BÁSICOS	
1.1. Subestación Eléctrica.....	1
1.2. Medidas mínimas de protección para el personal en una subestación.....	8
1.3. Consideraciones a tomar en cuenta para construcción de una subestación.....	19
1.4. Equipo dentro de una subestación.....	25
1.5. Diagrama Unifilar.....	51
1.6. Diseño de Barras Colectoras.....	51
1.7. Diseño de Redes de Tierra.....	59
2. CARACTERÍSTICAS ACTUALES DE LA SUBESTACIÓN	
2.1. Localización de la Subestación.....	69
2.2. Capacidad de red de tierra.....	69
2.3. Capacidad de Corto Circuito.....	69
2.4. Cantidad de Campos.....	69
2.5. Diseño de barras colectoras.....	70
3. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA AMPLIACIÓN	
3.1. Diseño de ampliación de tierras.....	73
3.2. Selección de los nuevos accesorios para los campos.....	75

3.3. Calculo de Distancias Dieléctrica.....	76
3.4. Coordinación de Aislamiento.....	78
4. SELECCIÓN DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS	
4.1. Seccionador 69KV.....	83
4.2. Transformadores de Voltaje.....	83
4.3. Interruptor de potencia 69KV.....	84
4.4. Interruptor 230KV.....	85
4.5. Seccionador 230KV	86
4.6. Transformador de Potencia.....	87
5. SISTEMAS AUXILIARES	
5.1. Alumbrado de Subestación.....	89
5.2. Sistema contra incendios.....	92
6. DISEÑO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN	
6.1 Protección.....	97
6.2 Medición.....	110
6.3 Control.....	111
CONCLUSIONES.....	113
RECOMENDACIONES.....	115
BIBLIOGRAFÍA.....	117
ANEXO; Tabla 1, Valores de los factores Kn, Km, y Kt	119
ANEXO; Tabla 2, Relación de las distancias de fuga Mínima nominal y valores DESD para cada nivel De contaminación.....	120

ANEXO; Tabla 3, Niveles básicos de aislamiento por Impulso tipo rayo, NBAI y niveles básicos de Aislamiento por impulso tipo maniobra, NBAM, de Fase a tierra y de fase a fase..... 121

ANEXO; Plano de Ubicación..... 122

ANEXO; Panel de Control Multin 745... .. 123

ANEXO; Diagrama Unifilar..... 124

ANEXO; Multilin 750..... 127

ANEXO; PQM 131

ANEXO; Perfil 230KV..... 134

ANEXO; Perfil 69KV..... 135

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Tensión crítica de Flameo.....	9
2. Distancia Dieléctrica.....	10
3. Altura mínima de partes vivas.....	14
4. Altura barras colectoras.....	15
5. Altura de remate de líneas.....	16
6. Distancia de seguridad.....	17
7. Coeficiente de seguridad.....	21
8. Relación entre capacitores de dispositivos de potencial.....	30
9. Cálculo de capacitor.....	31
10. Tensión de onda a una distancia del pararrayos.....	38
11. Corriente de descarga nominal.....	40
12. Margen de protección contra rayos.....	41
13. Margen de protección contra maniobras.....	41
14. Corriente de descarga a través del pararrayos.....	42
15. Distancia máxima de pararrayos.....	42
16. Flecha máxima.....	57
17. Voltaje de paso.....	60
18. Voltaje de contacto.....	60
19. Factor de decremento.....	63
20. Voltaje de malla.....	65
21. Coeficiente Km.....	65
22. Voltaje de paso prima.....	66
23. Coeficiente Ks.....	66
24. Tensión 69KV Escuintla I.....	70
25. Tensión 230 KV Escuintla II.....	71
26. Voltaje de arqueo.....	78

27. Distancia fuga total.....	77
28. Número de aisladores	79
29. Voltaje crítico de flameo al Impulso de rayo.....	80
30. Distancia mínima conductores.....	80
31. Localización de fallas.....	104
32. Equipo protección de transformadores.....	107

TABLAS

I. Valores normalizados de las tensiones nominales de fases.....	3
II. Niveles de aislamiento adoptados por CEI.....	5
III. Distancias mínimas a diferentes alturas.....	11
IV. Conceptos de dualidad entre transformadores de corriente y potencial.....	27
V. Comparación de voltajes en una subestación.....	67

LISTA DE SÍMBOLOS

KV	Kilovoltios
KVA	Kilo volts amper
NBI	Nivel básico de impulso
CEI	Comisión Electrotécnica Internacional
m.s.n.m.	Metros sobre el nivel del mar
SF ₆	Exafloruro de azufre
%	Porcentaje
TCF	Tensión crítica de flameo
(TCF) _{normal}	Tensión crítica de flameo normales
(TCF) _{diseño}	Tensión crítica de flameo diseño
δ	Factor de densidad del aire
K _h	Factor de humedad atmosférica
K	Gradiente de tensión en KV/m
h _s	Altura de los equipos sobre el suelo
h _{sh}	Altura mínima de la parte viva al suelo
h _b	Altura de las barras sobre el suelo
B	Tensión máxima de diseño
d _h	Distancia horizontal
d _v	Distancia vertical
d _{F-T}	Distancia mínima de fase a tierra

C.S	Coficiente de seguridad
V_o	Tensión crítica disruptiva
V_t	Tensión fase al neutro
Ω	Ohmnios
A	Amperios
Z	Impedancia
C	Capacitores
V	Voltaje
f	Frecuencia
π	Valor pi
I	Corriente
oC	Grados centígrados
KJ	Kilo juls
KVAR	Kilo volt-amperes reactivos
MP	Margen de protección del pararrayos
Bar	Bares
W_t	Carga total
E	Modulo de elasticidad
W	Peso unitario
R_c	Resistencia del cuerpo humano
R_t	Resistencia del terreno
ρ_c	Resistividad superficial
K_i	Factor de corrección por irregularidad

m	Metros
DESD	Densidad equivalente de Sal depositada
k_r	Factor de electrodo
V_{ag}	Voltaje de arqueo en aire
D_{ftc}	Distancia de fuga total de la cadena
D_{fnn}	Distancia de fuga mínima nominal
D_{cat}	Distancia de fuga del aislador
Lux	Luxes
TRV	Voltaje de alta frecuencia
Hz	Hertz

GLOSARIO

Subestación	Es el conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia.
Nivel de Aislamiento	Es la resistencia de aislamiento que debe tener un equipo eléctrico.
Distancia entre fases	Es la distancia mínima entre fases teniendo en cuenta que la tensión máxima que se puede aparecer entre fases.
Distancia de seguridad	Es la distancia mínima de seguridad a los espacios libres que permitan circular y efectuar maniobras al personal dentro de una subestación.
Descargas Parciales	Es una descarga eléctrica intermitente, de alta frecuencia que se localiza en una porción de un sistema aislante, sometido a un gradiente de tensión que resulta de una ionización gaseosa transitoria que ocurre cuando el gradiente de tensión excede de un valor de gradiente crítico.
Corriente de Cortocircuito	Es la corriente que determina los esfuerzos electrodinámicos máximos que pueden soportar los equipos y los tramos de conexión.

Normas	Conjunto de publicaciones editadas por organismos especializados, que sirven de base en el diseño de instalaciones, equipos o partes dentro de cualquier área de la ingeniería.
Especificaciones	Son un conjunto de reglas escritas, de fácil comprensión, con una descripción clara y precisa de los requisitos técnicos de los materiales, equipos o servicios, que un comprador elabora basado en una o varias normas.
Pararrayos	Son dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones que se producen en una subestación.
Trasformador	Equipo electromagnéticos cuya función principal es reducir o aumentar la magnitud de tensión o corriente dependiendo de la finalidad del transformador.
Interruptor	Es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales o condiciones de cortocircuito.
Diagrama Unifilar	Es el resultado de los arreglos físicos en alta y baja tensión, en forma monopolar y considerando todo el equipo mayor que interviene en una subestación.
Red de Tierra	Es el conjunto de conductores para proporcionar un circuito de baja impedancia para la circulación de altas corrientes a tierra en instalaciones eléctricas.

Coordinación de Aislamiento	Es la cantidad mínima de aisladores a utilizar en la subestación, para evitar arcos dieléctricos dentro de la subestación.
Relevadores	Son dispositivos electromagnéticos o electrónicos que protegen los equipos de una instalación eléctrica de los efectos destructivos de una falla, y reducen sus efectos y daños.
Blindaje	Es una malla formada por cables de guarda que se instala sobre la estructura de la subestación.

RESUMEN

Las subestaciones son elementos que se diseñan para un determinado tiempo de uso y un crecimiento estipulado, pero en la actualidad la región sur de Guatemala, ha crecido a un ritmo mayor al pronosticado, y esto provocó que la subestación de Mauricio (Escuintla II) empiece a tener problemas en un elemento que es su transformador. Esto es por que se ha visto que cuando la carga baja en la región la generación del área se desplaza hacia otros lados o regiones del país, pero su transformador no puede manejar la cantidad de potencia que se genera de ese lado de la región, obligando a los generadores bajar su potencia, lo que afecta la competitividad del mercado; otro factor que se observa es que del lado de la costa sur, la generación es variada y tenemos generadores que usan búnker, carbón y también están los cogeneradores, los cuales generan a un precio menor que los demás y en una temporada de aproximadamente 6 meses, afectando el precio de la energía. Para solucionar el problema y poder utilizar la infraestructura actual de la región, se plantea el diseño de otro campo de transformación de 230KV/69KV, y así no tener restricciones a los generadores, teniendo en cuenta que la expansión de la industria en esta región sigue en aumento y por ello no hay que descartar el crecimiento en el área de generación.

OBJETIVOS

GENERAL

- Realizar un diseño de campo de transformación, seguro, eficiente y con capacidad de crecimiento en el manejo de potencia.

ESPECÍFICOS

1. Analizar la seguridad de la red de tierra de la subestación
2. Calcular el calibre de cable necesario para la nueva capacidad de potencia
3. Chequear libranzas dentro de la subestación que estén en los requerimientos mínimos.
4. Calcular la capacidad de transformador a utilizarse
5. Características de selección mínima de los equipos para la subestación
6. Analizar la subestación para mayores expansiones en el futuro.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, por localización geográfica el sur del país, ha empezado a crecer con mucha industria, por lo cual se consume más potencia eléctrica, pero también esta sucediendo que esta parte de la región nacional esta generando mayor cantidad de energía eléctrica, con diferentes combustibles, ejemplo de ello es que tenemos generadores que usan búnker, diésel, carbón y combustibles vegetales, es por ello que se ha presentado en el último año, problemas con la subestación debido a que su campo de transformación llego al límite. Esto genera problemas para los generadores que se ven en la necesidad de disminuir generación y por ello, la competitividad y valor de la energía se ven afectada , es por ello que en la subestación de Mauricio (Escuintla II), se esta realizando la ampliación de la capacidad de transformación de 230KV/69KV, debido a que el campo actual se sobrecarga al bajar el consumo de la región sur, pero los generadores tienen capacidad de producir sin importar el cambio de carga, por ello se va a diseñar un nuevo campo para solventar la problemática actual que presenta la subestación, teniendo en cuenta el crecimiento de la región para que no se vuelva a presentar un problema similar en un futuro cercano.

1. CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 Subestación Eléctrica

Una subestación es el conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia. Las subestaciones pueden ser catalogadas por su funcionamiento en tres grupos:

- a) Subestaciones variadoras de tensión.
- b) Subestaciones de maniobra
- c) Subestaciones mixtas (mezcla de las anteriores)

Otra clasificación que tenemos en las subestaciones es dependiendo de la potencia y tensión de operación de las subestaciones dado que estas pueden dividirse en Subestaciones de transmisión, las cuales operan arriba de 230KV; Subestaciones de subtransmisión las cuales están entre 230KV y 138KV; Subestación de distribución primaria, estas operan entre 69KV y 34.5KV, por último tenemos a las Subestaciones de distribución secundaria, la operación es debajo de 13.8KV.

Localización

La localización de una subestación es una parte importante para su construcción, esto se debe a que se realiza un estudio de planeación, a partir del cual se localiza, con la mayor aproximación, el centro de carga de la región que se necesita alimentar, conociendo la localización del centro de carga, conociendo la capacidad actual de la subestación y previendo las ampliaciones futuras, se determina la superficie necesaria para la instalación de la misma, luego se procede a la localización de un terreno de área igual o mayor a la requerida y lo más próximo posible al centro de carga del área. Otro estudio que se realiza para colocar una subestación es el de los

circuitos de alimentación a la subestación para que no haya dificultades en la llegada de los mismo, la alimentación podrán efectuarse por medio de líneas de transmisión o por medio de cables subterráneos de alta tensión y no hubiera espacio disponible para el tendido de líneas de transmisión. Luego de localizar el terreno de la subestación es necesario obtener los siguientes datos climatológicos de la región:

- Temperaturas, máximas y mínimas
- Velocidad máxima del viento
- Altura sobre el nivel del mar
- Nivel isoceraúnico
- Nivel sísmico
- Nivel pluviométrico
- Grado de contaminación

Capacidad

La capacidad de una subestación es la cantidad de potencia que puede manejar, esta se fija considerando la demanda actual de la zona en KVA, más el incremento en el crecimiento, obtenido por extrapolación, durante los siguientes diez años, previendo el espacio necesario para las futuras ampliaciones.

Tensión

En la realidad hay variedad de tensiones de operación en todas las regiones y estas pueden variar entre países vecinos, dentro de la gama existente de tensiones normalizadas, la tensión de una subestación se puede fijar en función de si la subestación es alimentada en forma radial, la tensión se puede fijar en función de la potencia de la misma, si la alimentación proviene de un anillo, la tensión queda obligada por la misma del anillo, si la alimentación se toma de una línea de transmisión cercana, la tensión de la subestación queda obligada por la tensión de la

línea. Las tensiones en un sistema de potencia se normalizan, en primer término, dependiendo de las normas que se utilizan en cada país y en segundo término por las normas internas de las empresas propietarias de los sistemas eléctricos.

Los valores normalizados de las tensiones nominales entre fases, adoptados por la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) son los siguientes

Tabla I Valores normalizados de las tensiones nominales de fases

Tensiones nominales del sistema en KV		Tensión máxima para el equipo en KV
66	69	72.5
110	115	123
132	138	145
150	161	170
220	230	245
275	287	300
330	345	362
380	400	420
500		525
750 a 750		765

Nivel de Aislamiento

Una vez ya determinada la tensión nominal de operación, se fija el nivel de aislamiento que fija la resistencia de aislamiento que debe tener un equipo eléctrico, para soportar sobretensiones, estas pueden tener procedencias diferentes tales como

Externas: estas se producen debido a las descargas atmosféricas y estas son muy importantes en instalaciones eléctricas con tensiones nominales superiores a 300KV

Internas: estas son provocadas por maniobras de interruptores y tienen importancia en instalaciones eléctrica con tensiones nominales superiores a 330KV.

El nivel de aislamiento de una subestación fija en función de la tensión nominal de operación, de las normas correspondientes y de los niveles de sobretensiones existentes en el sistema. Se conoce con el nombre de Nivel Básico de Impulso (NBI) y sus unidades se dan en kilovolts. La coordinación de aislamiento de una instalación eléctrica se da a los ordenamientos de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, de tal manera que al presentarse una onda de sobretensión, ésta se descargue a través del elemento adecuado, que llamaremos explosor o pararrayos, sin producir arcos ni daños a los equipos adyacentes. La coordinación de aislamiento compara las características de operación de un pararrayos, dadas por sus curvas tensión-tiempo, contra las características de respuesta del aislamiento del equipo por proteger, dadas también por sus propias curvas tensión-tiempo. Por ello la coordinación de aislamiento se refiere a la correlación entre los esfuerzos dieléctricos aplicados y los esfuerzos dieléctricos resistentes.

En la siguiente tabla se muestran los niveles de aislamiento adoptados por la CEI, correspondiente a los niveles normales de tensión para alturas sobre el nivel del mar iguales o menores de 1,000 metros, que es la altura normalizada.

Tabla II Niveles de aislamiento adoptados por CEI

Tensión Máxima para el equipo KV ef	Nivel de Aislamiento al impulso		Nivel de Aislamiento a Baja Frecuencia	
	Aislamiento pleno KV cresta	Aislamiento reducido KV cresta	Aislamiento pleno KV ef	Aislamiento reducido KV ef
100	450	380	185	150
123	550	450	230	185
145	650	550	275	230
		450		185
170	750	650	325	275
		550		230
245	1050	900	460	395
		825		360
		750		325
300	1050	1175	460	510
		1050		460
		900		395
362	1050	1300	570	570
		1175		510
		1050		460
420	1050	1675	740	740
		1550		680
		1425		630
		1300		570
525	1050	1800	790	790
		1675		740
		1550		680
		1425		630

A partir de estos niveles de aislamiento se deben adoptar las disposiciones necesarias, para evitar que se produzca efecto corona en las barras colectoras, en los conectores y en general en cualquier punto de la instalación. Por otra parte, la elección del nivel de aislamiento además determina las características de

aislamiento de los aparatos, las distancias entre las partes conductoras de fase diferente y entre fase y tierra; tiene además, una repercusión importante en el costo de la subestación. En la tabla anterior se observa que la columna del nivel de aislamiento al impulso se divide en dos columnas, una para el aislamiento pleno y la otra para el aislamiento reducido. A medida que el valor de la tensión máxima crece, el número de valores de tensión del aislamiento reducido también crece para un mismo valor de la tensión máxima. A altitudes mayores a 1,000 m hay que hacer un factor de corrección por altitud que se aplican a todos los aislamientos externos, o sea en contacto con el aire, de los equipos de alta tensión, debido que estos tienen una reducción en nivel de aislamiento. Los aparatos eléctricos que tengan aislamientos internos, sumergidos en aceite, gas, etc., y que por no estar en contacto con la atmósfera, su NBI es prácticamente independiente de las condiciones atmosféricas de la altura sobre el nivel del mar. En cambio, para todos los aislamientos externos que se encuentran en contacto directo con la atmósfera y que dependen de sus factores, se adopta un valor de NBI corregido por altitud, de manera que se puedan coordinar con los valores del NBI interno.

Para soporte de las barras colectoras se utilizan dos tipos de aisladores:

- a) Aisladores de tipo cadena formados por varios discos y que se utilizan para soportar buses de tipo flexible, en suspensión o en tensión.
- b) Aisladores de tipo columna, formados por una o varias columnas rígidas. Se utilizan para soportar el peso de los buses de tipo rígido.

Subestaciones en gas

Bajo este nombre se designa a aquellas subestaciones cuyas partes vivas se encuentran dentro de envolventes metálicas y con un gas a presión. Son subestaciones análogas a las de tipo convencionales en lo referente al equipo de alta tensión que utilizan, con la diferencia de que todas las partes y equipos que soportan tensión están contenidos dentro de envolventes metálicas que forman módulos fácilmente enchufables

entre sí. Estos módulos se encuentran dentro de una atmósfera de gas seco y a presión, que en la gran mayoría de los casos es el hexafluoruro de azufre, que tiene la característica de reducir enormemente las distancias de aislamiento, comparativamente con las del aire, y que permite diseñar subestaciones con dimensiones mucho más reducidas. El desarrollo de la tecnología de las subestaciones en gas se ha debido al crecimiento de las grandes ciudades, tanto en lo vertical como en lo horizontal, lo que origina un aumento en la densidad de la carga eléctrica, sobre todo en las zonas céntricas de las mismas. Esto obliga a instalar nuevas subestaciones de distribución en zonas urbanas, donde el precio de los terrenos es muy elevado y es imposible obtener terrenos lo suficientemente grandes para poder instalar las subestaciones de tipo convencional. Como se podría ver a tensiones del orden de 230kV, y en lugares céntricos de ciudades grandes, las subestaciones en SF₆ comienzan a ser más baratas que las convencionales a la intemperie, de igual capacidad y con igual disposición física. Para tensiones menores de 230kV el costo de las subestaciones en gas crece, por lo que sólo se recomienda su uso en lugares de alta contaminación, o en donde se tenga problemas de espacio disponible. Para tensiones superiores a 400kV, el costo de las subestaciones en gas desciende a valores en que puede ser económica su instalación, aun en lugares periféricos de ciudades grandes. Las subestaciones en gas pueden fabricarse monofásica con una envolvente en cada fase, o trifásica con una envolvente rodeando las tres fases. Las primeras son ligeramente más voluminosas y más caras que las segundas. Las trifásicas se usan para tensiones de hasta 145kV, mientras que las monofásicas se usan para todo tipo de tensiones, hasta valores de 800kV. Las trifásicas están diseñadas en tal forma, según afirmaciones de algunos fabricantes, que en caso de iniciarse un cortocircuito de fase a tierra, se obligue a éste a transformarse en trifásico, para que por medio de una protección rápida se abra el circuito antes de que se perfora la envolvente de lámina y escape el gas. Las ventajas de las trifásicas, es que ocupan menor espacio, es más fácil su mantenimiento, porque las envolventes permiten mejor la entrada al personal, tienen 5% menos de partes móviles y por ser una sola envolvente en lugar de tres, disminuye la posibilidad de fugas de gas. Finalmente, los flujos magnéticos de cada una de las tres fases se compensan ahorrando pérdidas de energía. La ventaja de las monofásicas es que sólo puede existir el cortocircuito de fase a tierra, con lo que

mediante una protección rápida se elimina la posibilidad de una perforación de la envolvente, además de que la falla sólo afecta a una de las fases y no a las tres. Otras ventajas de las subestaciones en gas:

- debido a que todas las partes sometidas a tensión están contenidas en envolventes metálicas conectadas a tierra, se elimina el peligro de un contacto accidental con las partes bajo tensión, mejorándose la seguridad del personal y la continuidad de servicio.
- En lugares en que la contaminación atmosférica es muy alta, como en las fábricas de cemento, la construcción blindada protegida a su vez bajo techo, protege perfectamente la instalación.
- La construcción blindada evita la radiointerferencia y disminuye el nivel del ruido, debido a la operación de los interruptores.
- La disminución de las dimensiones de la instalación, especialmente la altura, facilita su instalación en forma disfrazada, o bien, su instalación en interiores, o en forma subterránea.
- Estadísticamente se ha observado que en una subestación de 230kV instalada en el centro de una gran ciudad, que utilice una instalación de tipo convencional, el costo de la instalación es del orden de un 10% mayor del costo que se obtiene utilizando la misma instalación, pero en gas.

1.2 Medidas mínimas de protección para el personal en una subestación

Distancia Dieléctricas en Subestaciones

En una subestación, para tener una coordinación de aislamiento adecuada, se deben fijar las distancias a través del aire, entre partes vivas de fases diferentes, y entre partes viva de fase y tierra. Por eso definiremos los siguientes conceptos, Tensión crítica de flameo (TCF). Se designa como tensión crítica de flameo a la

tensión obtenida en forma experimental, que presenta una probabilidad de flameo del 50%. La relación entre la TCF y el NBI para una probabilidad de falla del 10% esta dada en forma experimental por:

$$NBI = 0.961TCF \text{ (Considerando una desviación estándar del fenómeno de 3\%)}$$

En las normas se calcula el valor de la tensión crítica de flameo a partir del nivel básico de impulso al nivel del mar, o sea

Figura 1 Tensión Critica de Flameo

$$(TCF)_{normal} = \frac{NBI}{0.961}$$

Para diseño se utiliza la $(TCF)_{normal}$ corregida por altitud y por humedad es

$$(TCF)_{diseño} = \frac{(TCF)_{normal} \times K_h}{\delta}$$

Donde:

$(TCF)_{normal}$ = valor de la tensión critica de flameo en condiciones normales de temperatura, presión y humedad, o sea cuando $\delta = 1$ y $K_h = 1$

δ = Factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura

K_h = Factor de humedad atmosférica.

La relación entre la $(TCF)_{diseño}$ y la distancia dieléctrica entre electrodos es tal, que para un impulso producido por un rayo, considerando un gradiente de tensión que varía entre 500 y 600 KV/m, se obtiene la siguiente expresión

$$(TCF)_{diseño} = K \cdot d$$

Donde:

K= gradiente de tensión en KV/m

d= distancia de fase a tierra en m

Despejando d y utilizando el valor promedio de K, la expresión queda de la siguiente forma:

$$d = \frac{(TCF)_{diseño}}{550}$$

Sustituyendo el valor de la expresión de (TCF) de diseño, la distancia entre metros queda:

Figura 2 Distancias Dieléctrica

$$d = \frac{(TCF)_{diseño} \times K_h}{550 \times \delta}$$

Confirmando lo expresado anteriormente, las distancias dieléctricas también se pueden corregir por altitud a partir de 1000 m.s.n.m. de acuerdo a la siguiente expresión, que considera un incremento en la distancia dieléctrica por altura de

1.25% por cada 100 metros de incremento en altitud. El tramo de cero a mil metros, se considera dentro de la corrección.

$$d_h = d_{1000} + 0.0125 \left(\frac{h-1000}{100} \right) d_{1000}$$

Donde:

d_h = distancia dieléctrica a la altura de h m.s.n.m

d_{1000} = distancia dieléctrica a la altura de 1000 m.s.n.m

Tomando en cuenta que la configuración real entre las partes vivas de una subestación es diferente de la configuración placa-varilla utilizada para establecer los valores mínimos de no flameo, la CEI recomienda que la distancia mínima entre fase y tierra para tensiones menores de 245kV, se obtiene aumentando en 10% los valores mínimos de no flameo, para la tensión de que se trate, si la tensión es superior a 380kV. A continuación se presenta una tabla para ver los cambios entre las distancias mínimas debido a las diferencias de alturas, aplicando la forma de corrección.

Tabla III Distancias mínimas a diferentes alturas

Tensión nominal del sistema kV	Distancia mínima de fase a tierra d = 1000 m	Distancia mínima de fase a tierra d = 2300 m
85	1,165	1,350
230	2,225	2,586

Los datos obtenidos, de acuerdo con los criterios explicados, pueden o no sufrir variaciones en sus magnitudes, dependiendo de las consideraciones que se hagan en el desarrollo de la norma de que se trate. Por esto al partir de datos iguales, pero utilizando normas diferentes se puede llegar a soluciones ligeramente diferentes.

Distancia dieléctrica entre fases

La distancia mínima entre fases puede determinarse teniendo en cuenta que la tensión máxima que se puede aparecer entre fases, es igual al nivel de aislamiento al impulso (NBI) más el valor de cresta de la onda de tensión a tierra, de frecuencia fundamental, correspondiente a las condiciones fundamentales de operación. Esto conduce a elegir una distancia mínima entre fases 15% mayor que la distancia mínima a tierra, según la recomendación de la CEI, en su publicación 71-A, sección 6.4.

Como práctica en el diseño de subestaciones, las distancias entre los ejes de los conductores de fases diferentes, y entre el eje de un conductor de fase y tierra, se fijan aumentando a sus respectivas distancias mínimas el diámetro exterior de los conductores, o bien, las dimensiones exteriores de las partes vivas de los aparatos conectados.

Para buses flexibles, hay que tomar en cuenta los desplazamientos debidos al viento y a los sismos. Por ello las distancias mínimas de diseño se pueden expresar como el producto de un factor que varia de 1.8 a 2.0, por la distancia mínima de fase a tierra dada de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar del lugar de la instalación. El valor de 1.8 se aplica para claros, en buses, del orden de 40m, mientras que el valor de 2.0 se aplica para claros mayores de 40m. Para niveles de tensión nominal superiores a 230kV, las sobretensiones originadas por maniobras de interruptores son más críticas que las de los impulsos debidos a rayos y, en consecuencia, las distancias mínimas entre fases y de fase a tierra deben fijarse de acuerdo con este tipo de sobretensiones.

Por otro lado, la distancia entre fases es uno de los factores que inciden en la magnitud del gradiente crítico, a partir de cuyo valor se inicia el efecto corona.

Distancia de diseño

Este punto se refiere al dimensionamiento de las distancias entre partes vivas, que se requiere en instalaciones de tipo convencional, ya sean interiores o intemperie. No se toman en cuenta las instalaciones de tipo blindado o aisladas en gas. La separación entre aparatos de una instalación y la disposición física de los mismos se efectúan de acuerdo con el diagrama unifilar, seleccionado la capacidad de la instalación y su tensión nominal. Estos factores no sólo afectan el tamaño de las componentes, sino también las distancias a tierra y entre fases. La determinación de estas dimensiones, se efectúa por medio del cálculo de las distancias eléctricas entre las partes vivas del equipo, y entre éstas y las estructuras, muros, rejas y el suelo, de acuerdo con el siguiente orden:

1. Distancia entre fases
2. Distancias entre fase y tierra
3. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo
4. Altura de las barras colectoras sobre el suelo
5. Altura de remante de las líneas de transmisión que llegan a la subestación
6. Distancias de seguridad.

Altura de los equipos sobre el nivel del suelo h_s

Esta altura se considera también como el primer nivel de barras h_s , en cambio la altura del segundo nivel de barras se indica con h_b . La altura mínima h_s de las partes vivas sobre el nivel del suelo, en ningún caso debe ser inferior a 3 metros, si no se encuentran aislados por barreras de protección. La altura mínima de la base de los aisladores que soportan partes vivas, no debe ser menor de 2.25 metros, que es la altura de una persona de altura promedio, con el brazo levantado.

En general, para cualquier equipo, la altura mínima de sus partes vivas se calcula de acuerdo a las siguientes ecuaciones

Para un máximo de 1000 m.s.n.m

Figura 3 Altura Mínima de partes vivas

$$h_s = 2.30 + 0.0105B$$

Donde:

B = Tensión máxima de diseño del equipo de que se trate.

Para la altura mayor a 1,000 m.s.n.m

$$h_{sh} = h_{s1000} + \left[0.0125 \left(\frac{h-1000}{100} \right) h_{s1000} \right]$$

Donde:

h = Altitud sobre el nivel del mar, en metros

h_{sh} = Altura mínima de la parte viva al suelo, a una altitud h sobre el nivel del mar.

h_{s1000} = Altura mínima de la parte viva al suelo, a una altitud que comprende desde cero hasta 1000 metros sobre el nivel del mar.

Altura de las barras colectoras sobre el suelo 2º nivel

La altura de las barras sobre el nivel del suelo debe considerar la posibilidad de que al pasar el personal por debajo de las barras, ésta reciba la sensación del campo eléctrico. La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras h_b , considerando la sensación de campo eléctrico es la siguiente para alturas no mayores a 1000 m.s.n.m

Figura 4 Altura Barras Colectoras

$$h_b = 5.0 + 0.0125B$$

En donde:

B = tensión máxima de diseño

h_b = altura de las barras sobre el suelo

Para altura mayor a 1,000 m.s.n.m

$$h_{sh} = h_{s1000} + \left[0.0125 \left(\frac{h-1000}{100} \right) h_{s1000} \right]$$

Donde:

h = Altitud sobre el nivel del mar, en metros

h_{sh} = Altura mínima de la parte viva al suelo, a una altitud h sobre el nivel del mar.

H_{s1000} = Altura mínima de la parte viva al suelo, a una altitud que comprende desde cero hasta 1,000 metros sobre el nivel del mar.

Altura de remate de las líneas de transmisión en la subestación

Los conductores de las líneas de transmisión que llegan o salen de una subestación, no deben rematar a una altura h_L inferior a 6 metros. Esta altura se puede obtener de la siguiente forma:

Para alturas no mayores a 1,000 m.s.n.m

Figura 5 Altura de remate de líneas

$$h_b = 5.0 + 0.006B$$

En donde:

B = tensión máxima de diseño

h_b = altura de las barras sobre el suelo

Para altura mayor a 1,000 m.s.n.m

$$h_{sh} = h_{s1000} + \left[0.0125 \left(\frac{h-1000}{100} \right) h_{s1000} \right]$$

Donde:

h = Altitud sobre el nivel del mar, en metros

h_{sh} = Altura mínima de la parte viva al suelo, a una altitud h sobre el nivel del mar.

H_{s1000} = Altura mínima de la parte viva al suelo, a una altitud que comprende desde cero hasta 1,000 metros sobre el nivel del mar.

Distancia de seguridad

Se entiende como distancias mínimas de seguridad, a los espacios libres que permitan circular y efectuar maniobras al personal dentro de una subestación, sin que exista riesgo para sus vidas y con un mínimo de operaciones durante las maniobras de trabajo.

Las distancias de seguridad a través del aire están formadas por la suma de dos términos, el primero es igual a la distancia mínima de fase a tierra, correspondiente al nivel de aislamiento al impulso de la zona, el segundo término se suma al anterior y depende de la talla media de los operadores. Las distancias mínimas de seguridad se pueden expresar con las siguientes relaciones:

Figura 6 Distancia de seguridad

$$d_h = d_{F-T} + 0.9$$
$$d_v = d_{F-T} + 2.25$$

Donde:

d_h = Distancia horizontal en metros que debe respetarse en todas las zonas de circulación.

d_v = Distancia vertical, en metros, que también debe respetarse en todas la zona de circulación y nunca debe ser menor de 3 metros.

D_{F-T} = Distancia mínima de fase a tierra correspondiente al NBI de la zona

Las distancias mínimas de seguridad encada subestación, consideran los siguientes conceptos:

- Circulación de personal
- Circulación de vehículos
- Zona de trabajo

Zona de circulación del personal

En zonas donde no existen cercas de protección, la altura mínima desde el suelo, de las partes vivas, debe permitir la circulación del personal, Dicha altura mínima es la suma de la distancia de fase a tierra aumentada en 2.25m, que es la altura que puede alcanzar un operador de talla media con un brazo levantado. Como ya se menciona anteriormente, la altura mínima de las partes vivas sobre el suelo en zona no protegidas por cercas, siempre debe ser superior a 3 metros, y la altura mínima sobre el suelo, de la parte inferior de un aislador tipo columna, en zonas no protegidas, debe ser superior a 2.25 metros, ya que el aislador se considera como una pieza sujeta a un gradiente de tensión, cuya parte metálica inferior está al potencial de tierra.

Zonas de trabajo

En cualquier sección de alta tensión de una subestación, después de desconectar los interruptores y cuchillas de la sección de que se trate y sin desconectar las secciones contiguas, el personal de mantenimiento debe trabajar con seguridad plena. Las distancias de seguridad en las zonas de trabajo se determinan en igual forma que los casos de personal, sumando la distancia base más una longitud. Recordando que en ningún caso la distancia total debe ser inferior a 3 metros.

En los caso que no se pueden lograr las distancias mínimas de seguridad, todas las partes vivas de la sección deben aislarse del contacto humano por medio de barraras de protección, que impidan los acercamientos peligrosos.

1.3 Consideraciones a tomar en cuenta para la construcción de una subestación

Descargas Parciales

Se conoce como descarga parcial, una descarga eléctrica intermitente, de alta frecuencia, que se localiza en una porción de un sistema aislante, sometido a un gradiente de tensión, que resulta de una ionización gaseosa transitoria que ocurre cuando el gradiente de tensión excede de un valor, llamado gradiente crítico.

Las descargas parciales se pueden clasificar en:

1. Internas
2. Superficiales

Descargas Internas

Son las que comúnmente se conocen con el nombre genérico de descargas parciales. Este tipo de descargas se produce en pequeñas cavidades localizadas en el seno de un aislamiento, generalmente sólido. Un aislante se considera ideal, cuando en su parte interna es perfectamente homogéneo. En la realidad se presentan ligeras heterogeneidades que se originan durante su fabricación, como pueden ser burbujas que aparecen al construir los aislamientos del tipo de resina sintética, o bien, en el encintado de las bobinas de máquinas eléctricas donde, en algún punto, la cinta no queda bien adherida, formando una cavidad.

Los principales efectos del fenómeno físico en una descarga interna, son los siguientes:

Efecto eléctrico: produce ionización del gas en la cavidad, descarga eléctrica y destrucción de las moléculas del aislamiento por bombardeo de iones y electrones, causando finalmente la falla del aislamiento.

Efecto químico: Produce ozono que ataca químicamente el aislamiento.

Efecto mecánico: produce ondas ultrasonoras, del orden de 40kHz

Efecto óptico: produce emisión luminosa, no siempre visible.

Efecto térmico: hay desprendimiento de calor muy concentrado.

El examen de estos efectos permite:

Entender que las descargas parciales internas son dañinas, ya que se componen de bombardeo iónico y ataques químico, mecánico y térmico que degradan el aislamiento.

Seleccionar diferentes métodos para detectar y medir las descargas, aprovechando cualquiera de las diferentes manifestaciones energéticas descritas.

Finalmente, se puede decir que el efecto de ionización de un gas, dentro de una cavidad en un aislante, no es más que una de las tantas manifestaciones del fenómeno general de la descarga eléctrica. Por esta razón el fenómeno comúnmente llamado ionización, por desconocimiento de los otros efectos, debe ser llamado “Descargas Parciales”

Descargas externas

Son las que comúnmente se conocen con el nombre de “Efecto Corona”. En sí, el efecto corona es un caso particular del fenómeno de descargas parciales. Este efecto se puede oír y ver como una crepitación y luminosidad respectivamente que se producen sobre la superficie desnuda de un conductor, cuando el gradiente de tensión en la superficie alcanza un valor que excede la rigidez dieléctrica del aire que le rodea. El efecto corona, produce radiointerferencia en la gama de 5 a 10 MHz, con las consiguientes pérdidas de energía. El fenómeno de radiointerferencia se atenúa rápidamente con la distancia, al grado de que a más de 50m de la fuente, la atenuación es lo suficientemente grande para que la señal no afecte los radiorreceptores y televisores de la zona.

El efecto corona se puede eliminar utilizando cualquiera de los métodos que se indican:

1.- Que la tensión de fase a neutro sea menor que la tensión crítica disruptiva, de tal manera que la relación de la tensión crítica disruptiva (V_0) en KV eficaces a tierra, entre

la tensión de operación, en KV eficaces de fase al neutro (V_t) debe ser mayor que uno. Dicha relación se llama coeficiente de seguridad C.S., y se expresa en la siguiente forma:

Figura 7 Coeficiente de seguridad

$$C.S. = \frac{V_o}{V_t} > 1$$

El efecto corona aparece a partir de que el C.S., se hace menor de la unidad.

- 2.- Al aumentar el diámetro del conductor
- 3.- Al aumentar el número de conductores por fase.
- 4.- Al aumentar la distancia entre fases.

Además de evitar los altos gradientes de potencial en la superficie de los conductores, hay que evitar también que produzca efecto corona en otros puntos de la subestación, como pueden ser las zapatas terminales de los aparatos o los conectores. Para ello, se requiere que estos dispositivos se diseñen de tal manera que el gradiente de potencial en todos los puntos quede debidamente limitado. Por otro lado, todos los conectores empleados en instalaciones de 230kV en adelante deben diseñarse de tal forma que se eliminen aristas y puntos salientes.

Corrientes en una Subestación

Una instalación eléctrica debe estar diseñada para soportar el paso de dos tipos de corriente:

- Corriente nominal máxima
- Corriente de cortocircuito máxima
- Corriente nominal

La corriente nominal nos fija los esfuerzos térmicos que debe soportar una instalación eléctrica, en las condiciones de operación más desfavorables. Sirve para determinar la sección de las barras colectoras y las características de conducción de corriente de interruptor, cuchillas, transformadores de corriente, etc. En las subestaciones de tipo común, dependiendo de l nivel de potencia que manejan, es normal encontrar magnitudes de corrientes que pueden variar entre mil y cinco mil amperes.

Corriente de cortocircuito

La corriente de cortocircuito determina los esfuerzos electrodinámicos máximos que pueden soportar las barras colectoras y los tramos de conexión; y es también un parámetro importante en el diseño de la red de tierra de la instalación. La corriente de cortocircuito, al circular por los devanados de cualquier transformador produce un aumento brusco de temperatura, que degrada los aislamientos y disminuye la vida útil de éstos, de tal manera que una sobretensión posterior, aunque sea pequeña, puede ser el origen de una falla seria en los embobinados e incluso de su destrucción. Como ambas corrientes aumentan a medida que crece el sistema eléctrico, conviene diseñar las instalaciones tomando en cuenta los valores de corriente que se alcanzarán en la etapa final de desarrollo de la subestación considerada. Para reducir las corrientes de cortocircuito, se acostumbra conectar bobinas en serie en las tres fases para reducir el cortocircuito trifásico, o bien, instalar una sola en el neutro de los transformadores de potencia para reducir el cortocircuito monofásico a tierra. Los valores de las reactancias de estas bobinas varían según el sistema de que se trate. Para una bobina en el neutro de un transformador trifásico, un valor de 0.4 ohm puede ser el adecuado para reducir la corriente de cortocircuito, de tal manera, que por un lado se pueda disminuir el costo de los interruptores y por el otro, no se reduzca tanto el valor de dicha corriente como para que afecte la sensibilidad de las protecciones correspondientes.

Normas

Es un conjunto de publicaciones editadas por organismos especializados, que sirven de base en el diseño de instalaciones, equipos o partes dentro de cualquier área de la ingeniería. Se puede definir la normalización como el proceso de formular y aplicar reglas con la aportación y colaboración de todas las áreas involucradas, para obtener una técnica y economía de conjunto óptimas.

La normalización se apoya en la ciencia, la técnica y la experiencia y fija las bases para un entendimiento entre un fabricante y un comprador, respecto a la calidad de un producto. En forma general se considera que la normalización abarca tres niveles:

1. Nivel de empresa. Este nivel de normalización se desarrolla en empresas grandes y muy grandes, para satisfacer sus propias necesidades y optimizar el costo, el tiempo y la calidad de sus productos.
2. Nivel nacional. Este nivel de normalización se desarrolla dentro de algunos países, por lo general en los más desarrollados industrialmente; sirve como herramienta para reglamentar las transacciones desde el punto de vista técnico, entre los diferentes fabricantes y consumidores de un país.
3. Nivel internacional. Este nivel de normalización es el caso general que abarca los casos anteriores. Estas normas se utilizan para reglamentar las transacciones técnicas entre diferentes países. Como un ejemplo se puede mencionar, la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), cuya responsabilidad cubre el campo de la electrotécnica, para unificar la nomenclatura, la clasificación de los aparatos y máquinas eléctricas, sus pruebas, etcétera.

Un organismo de normalización suele estar formado por un consejo directivo, un comité ejecutivo, y los comités y subcomités técnicos de normalización, cada uno de estos últimos operando dentro de su área específica. El proceso para desarrollar una norma es el siguiente: El comité correspondiente prepara un anteproyecto, que es estudiado y discutido hasta que haya unanimidad en los acuerdos. Estos comités están formados por representaciones de fabricantes, consumidores, universidades y centros científicos.

Cuando se llega a un acuerdo dentro del comité técnico, el documento se somete a una encuesta pública durante seis meses. Si en este periodo no aparecen críticas por escrito, se da por aprobada la norma en cuestión. Si por el contrario hay críticas, se analizan de nuevo por el comité, en presencia de los críticos y después de discusiones y acuerdos, se aprueban definitivamente la norma. Debido a los avances tecnológicos más o menos rápidos, dependiendo del área, las normas requieren ser revisadas con cierta periodicidad. Es usual que se revisen y actualicen cada cinco años, o menos, si es necesario. Normalización integral. Se llama normalización integral al conjunto de los siguientes factores:

Formulación y aplicación de normas. Es lo que se llama propiamente normalización.

Control de calidad. Tiene como objetivo verificar las características físicas y la calidad de los productos, con base en el cumplimiento de las normas.

Metrología. Es la ciencia de las mediciones y se refiere al conjunto de estudios, análisis, pruebas, etc..., que se efectúan a los equipos por comprobar.

Certificación. La certificación se refiere a la sanción que una autoridad técnica hace, de acuerdo con la norma, de un producto.

Especificaciones

Las especificaciones son un conjunto de reglas escritas, de fácil comprensión, con una descripción clara y precisa de los requisitos técnicos de los materiales, equipos o servicios, que un comprador elabora basado en una o varias normas, que son parte integrante del contrato de compra venta con un fabricante, y que sirven de base para la fabricación de un equipo determinado.

En las especificaciones se fijan los requisitos mínimos de aceptación en cuanto a las características eléctricas, mecánicas, químicas, etc., así como las pruebas de prototipo; de rutina y especiales requeridas. Además de la parte escrita, las especificaciones suelen

ir acompañadas de dibujos, normas, catálogos, etcétera. El desarrollo de unas especificaciones implica trabajo de investigación y pruebas por parte de ingenieros capacitados, así como retroalimentación de información por parte de las áreas de construcción, operación y mantenimiento, para mejorar los diseños nuevos de los aparatos de que se trate.

1.4 Equipo dentro de una subestación

Banco de Tierra

Consiste en un transformador cuya función principal es conectar a tierra el neutro de un sistema y proporcionar un circuito de retorno a la corriente de cortocircuito de fase a tierra. Si un sistema de potencia con neutro flotante, como es el caso de un circuito alimentado desde la delta de un transformador, ocurre un cortocircuito de fase a tierra, no hay camino de regreso para la corriente de cortocircuito. El sistema seguirá en operación pero con las otras dos fases al elevar su tensión a un valor mayor a 1.73 p.u. de $\sqrt{3}$ veces el valor de la tensión nominal entre fases; lo cual ocasiona una sobretensión permanente a la frecuencia del sistema que afecta tanto al transformador como al propio sistema. Para evitar lo anterior, se debe considerar un camino extra para la corriente de regreso a tierra. Este camino se obtiene al conectar un transformador especial llamado “banco de tierra”. Para este fin existen dos tipos de bancos de tierra:

1. Transformador de tierra, con conexión estrella y neutro a tierra en el lado de alta tensión, y delta en baja tensión.
2. Transformador con conexión tipo zig-zag. Es un transformador especialmente diseñado para banco de tierra; su impedancia en secuencia positiva es muy alta, mientras que su impedancia en secuencia cero es baja; el neutro que sale del tanque a través de una boquilla, se conecta sólidamente a tierra. El neutro debe poder soportar, durante un minuto, una corriente de 1800 A.

En ambos casos, las terminales del lado de la estrella o de la conexión zig-zag del banco de tierra de que se trate, se conectan a la red alimentada por la delta, mientras que el neutro se conecta a la red de tierra de la subestación, instalándose en éste un transformador de corriente que energiza las protecciones automáticas, cuando se producen fallas a tierra en el sistema.

Transformadores de instrumentos

Son unos dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general. Los aparatos de medición y protección que se montan sobre los tableros de una subestación no están contruidos para soportar ni grandes tensiones, ni grandes corrientes. Con el objeto de disminuir el costo y los peligros de las altas tensiones dentro de los tableros de control y protección, se dispone de los aparatos llamados transformadores de corriente y potencial que representan, a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión respectivamente. Normalmente estos transformadores se construyen con sus secundarios, para corrientes de 5 amperes o tensiones de 120 volts. Los transformadores de corriente se conectan en serie con la línea, mientras que los potencial se conectan en paralelo, entre dos fases o entre fase y neutro. Esto en sí, representa un concepto de dualidad entre los transformadores de corriente y los de potencial que se puede generalizar en la siguiente tabla y que nos ayuda para pasar de las funciones de un tipo de transformador al otro:

Tabla IV Conceptos de dualidad entre transformadores de corriente y potencial

Concepto	Transformador	
	Potencial	Corriente
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Constante
La carga se determina por:	Corriente	Tensión
Causa del error:	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo
La carga secundaria 60 aumenta cuando:	Z disminuye	Z aumenta
Conexión del transformador a la línea:	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario	En paralelo	En serie

Transformadores de corriente

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados. Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores diferentes. Un circuito se puede utilizar para mediciones que requieren mayor precisión, y los demás se pueden utilizar

para protección. Por otro lado, conviene que las protecciones diferenciales y de distancia se conecten a transformadores independientes. Los transformadores de corriente se pueden fabricar para servicio interior o exterior. Los de servicio interior son más económicos y se fabrican para tensiones de servicio de hasta 25kV, y con aislamiento en resina sintética. Los de servicio exterior y para tensiones medias se fabrican con aislamiento de porcelana y aceite, aunque ya se utilizan aislamientos a base de resinas que soportan las condiciones climatológicas. Para altas tensiones se continúan utilizando aislamientos a base de papel y aceite dentro de un recipiente metálico, con boquillas de porcelana. La tensión del aislamiento de un transformador de corriente debe ser, cuando menos, igual a la tensión más elevada del sistema al que va a estar conectado. Para el caso de los transformadores utilizados en protecciones con relevadores estáticos se requieren núcleos que provoquen menores saturaciones que en el caso de los relevadores de tipo electromagnético, ya que las velocidades de respuesta de las protecciones electrónicas son mayores. Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos.

Transformadores de medición

Los transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10%, hasta un exceso de corriente del orden del 20%, sobre el valor nominal.

Transformadores de protección: Los transformadores cuya función es proteger un circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal. En el caso de los relevadores de sobrecorriente, sólo importa la relación de transformación, pero en otro tipo de relevadores, como pueden ser los de impedancia, se requiere además de la relación de transformación, mantener el error del ángulo de fase dentro de los valores predeterminados.

Transformadores mixtos

En este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más, con sus núcleos adecuados, para los circuitos de protección.

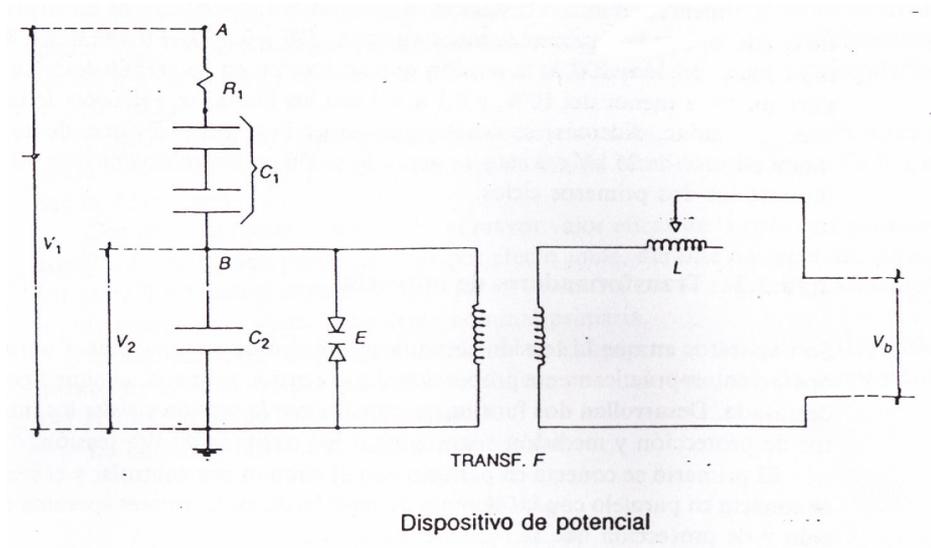
Transformadores de potencial

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. En el primario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar. Estos transformadores se fabrican para servicio interior o exterior, y al igual que los de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

Dispositivos de potencial

Son elementos equivalentes a los transformadores de potencial, pero en lugar de ser de tipo inductivo son de tipo capacitivo; se utilizan para alimentar con tensión los aparatos de medición y protección de un sistema de alta tensión. Se definen como un transformador de potencial, compuesto por un divisor capacitivo y una unidad electromagnética, interconectado en tal forma que la tensión secundaria de la unidad electromagnética V_b es directamente proporcional y esta en fase con la tensión primaria V_1 aplicada. Véase la siguiente figura.

Figura 8 Relación entre capacitores de dispositivos de potencial



En dicha figura se observa en el lado de alta tensión una capacitancia C_1 llamada capacitancia principal, en serie con una capacitancia muy grande C_2 , llamada capacitancia auxiliar, en baja tensión y ambas conectadas entre la tierra T y el bus A, con tensión a tierra igual a V_1 . Ambos grupos capacitivos se relacionan como se ve en la siguiente expresión:

$$V_2 = V_1 \frac{C_1}{C_2}$$

En donde V_2 es la tensión utilizada para alimentar a la unidad electromagnética. Como el capacitor C_2 es muy grande, se requiere de la unidad electromagnética que se conecta al divisor capacitivo en el punto B y que entre otros elementos consta de un transformador F conectado en paralelo para reducir la tensión intermedia al valor requerido de la tensión secundaria V_b . Para lograr un ajuste más preciso de la tensión V_b , se tulipa la bobina variable L. El transformador capacitivo se logra ya sea usando capacitores independientes, o bien en la mayoría de los casos, utilizando las capacitancias instaladas en las boquillas de tipo capacitivo.

El primer caso se obtiene aprovechando los capacitores de una protección de onda portadora, y el segundo caso se obtiene a partir de las boquillas de un interruptor de gran volumen de aceite, o las de un transformador de potencia. El explosor E forma parte de un circuito RC de protección contra sobretensiones y se conecta en paralelo con la unidad electromagnética. Debe ajustarse para que opere a una tensión igual a $2 V_2$.

Capacitores

Son unos dispositivos eléctricos formados por dos láminas conductoras, separadas por una lámina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica. Para cerciorarse del estado en que se encuentran los capacitores cuando han operado bajo condiciones adversas, o han estado desconectados durante un cierto tiempo, conviene efectuar las siguientes pruebas.

Rigidez dieléctrica: aplicar en las terminales del capacitor una tensión que no sobrepase el 75% de la tensión nominal y durante un tiempo que no exceda de 10 segundos.

Capacitancia: Esta medición se puede efectuar con un puente de capacitancias. Si no hay, se utiliza un frecuencímetro, voltímetro y amperímetro; se mide la corriente del capacitor aplicando los valores nominales de frecuencia y tensión y se obtiene la capacitancia a partir de la expresión siguiente:

Figura 9 Cálculo de capacitor

$$C = \frac{I}{V_n 2\pi f_n}$$

En donde:

C = capacitancia en Farads

I = corriente medida en Amperes

f_n = frecuencia nominal en Hertz

V_n = tensión nominal en Volts

Resistencia entre terminales: En caso que el capacitor tenga resistencia de descarga, la resistencia medida será el valor de éstas ya que la resistencia del dieléctrico del capacitor es de un orden de magnitud mucho mayor. Si el capacitor no tiene resistencia de descarga, la resistencia se puede medir con un megger.

Resistencia del aislamiento: Esta magnitud se mide utilizando un megger, que se conecta entre una de las terminales y el tanque. La resistencia del aislamiento a tierra no debe ser de inferior a 1000 megohms.

Hermeticidad del tanque: Para comprobar la hermeticidad de un capacitor, se mete a un horno con una temperatura de 75°C, durante 4 horas, se saca y se deposita sobre un papel limpio. El aumento en la presión interna hará fluir el imprégnate sobre el papel en caso de haber fuga.

Factor de disipación. Es difícil de efectuar en el campo, ya que se requiere un equipo especial. Da una idea del grado de deterioro del dieléctrico de un capacitor.

Hay que tener en cuenta que antes de tocar las terminales de un capacitor que ha estado energizado deben transcurrir cuando menos cinco minutos, para que se descargue a través de las resistencias de descargas y después se conectan las dos terminales a tierra. Un capacitor se puede dañar si antes de un minuto se cortocircuitan las dos terminales; también como el nivel de la tensión de iniciación de las descargas parciales, en los dieléctricos de los capacitores, decrece a medida que baja la temperatura, en lugares muy fríos es peligroso energizar capacitores que han quedado fuera de operación durante un cierto tiempo; desde el punto de vista económico, los capacitores deben instalarse en el lado de alta tensión, ya que para tensiones de hasta 26kV, el costo disminuye unas diez veces; Cuando se instalan los capacitores para corregir el factor de potencia, éstos se deben conectar después del equipo de medición para que la corriente reactiva que fluye entre los capacitores y la carga, no pase por el citado equipo. Si el equipo de medición se llegara a instalar en el lado de baja tensión, los capacitores también se instalarán en baja tensión.

En las instalaciones industriales y de potencia, los capacitores se instalan en grupos llamados bancos. Los bancos de capacitores de alta tensión generalmente se conectan en estrella, con neutro flotante y rara vez con neutro conectado a tierra. El que se utilice uno u otro tipo de neutro, depende de las consideraciones siguientes:

Conexión del sistema a tierra: En sistemas eléctricos con neutro aislado, o conectado a tierra a través de una impedancia, los bancos de capacitores deben conectarse con el neutro flotante. En esta forma se evita la circulación, a través del banco de capacitores, de armónicas de corriente que producen magnitudes de corrientes superiores al valor nominal y que pueden dañar los capacitores. Aun en el caso de que los bancos de transformadores de la subestación tenga su neutro conectado directamente a tierra, se recomienda instalar en banco de capacitores con su neutro flotante. La principal ventaja de los bancos de capacitores con el neutro flotante es permitir el uso de fusibles de baja capacidad de ruptura.

Los bancos de capacitores con neutro flotante se pueden agrupar formando tres tipos diferentes de conexiones, utilizando en todos los casos fusibles individuales en cada capacitor, Simple Estrella un grupo, Doble Estrella un grupo, Simple estrella dos grupos en serie.

Fusible de capacitores: Estos depende de que el neutro del banco esté flotante o conectado firmemente a tierra. Si está flotante, se sabe que las corrientes de falla son bastante bajas.

En el caso de tener el neutro firmemente conectado a tierra, la falla en un capacitor implica un cortocircuito de fase a tierra, que suele exceder de 5,000 amperes asimétricos, corriente que debe interrumpirse utilizando fusibles limitadores de corriente, cuyo costo es bastante mayor que los de tipo de expulsión que se utilizan para el caso de neutro flotante. Cuando en un grupo se instalan varios capacitores en paralelo, al fallar un capacitor, además de la propia corriente de cortocircuito asociada a la red alimentadora, se añade un flujo de corriente transitoria a través de la unidad fallada, originado por la descarga del resto de los capacitores del grupo, en paralelo con esta unidad. Esta corriente, aunque se amortigua en pocas milésimas de segundo, es de gran intensidad y de frecuencia elevada, por lo que no conviene utilizar fusibles del tipo de expulsión. Este fenómeno no es grave, siempre y cuando el grupo de capacitores

conectados en paralelo sumen una energía que no exceda de 10kJ. En la práctica se recomienda no sobrepasar una potencia reactiva de 3,000 kVAR en un solo grupo de capacitores en paralelo, si la protección se efectúa con fusible de expulsión. Si la potencia reactiva para grupo en paralelo es mayor al valor indicado, entonces se usarán fusibles limitadores de corriente, con capacidad para interrumpir corrientes de alta frecuencia.

Dispositivos de conexión y desconexión. Las tensiones de recuperación que se presentan entre los contactos de los dispositivos de apertura son mayores cuando se deja el neutro flotante, que cuando se conecta el neutro a tierra. Para tensiones menores de 46kV conviene operar el banco con el neutro flotante, aunque esto origina que el costo del interruptor sea más elevado. Para tensiones superiores a 100kV, la conexión del neutro a tierra es imprescindible, por razones de costo del interruptor.

Armónica: La conexión del neutro a tierra es un paso para la tercera armónica y sus múltiplos, que tienen la propiedad de causar interferencias en las líneas telefónicas adyacentes.

Pararrayos

Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas. Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales:

Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado, convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor y conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión. Una vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal, el dispositivo de protección debe ser capaz de interrumpir la corriente. Estas características se logran con el aparato llamado pararrayos. Los pararrayos cumplen con las siguientes funciones:

- Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.

- Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
- Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
- No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
- La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

Las sobretensiones se pueden agrupar en las categorías siguientes:

- Sobretensiones de impulso por rayo. Son generadas por las descargas eléctricas en la atmósfera (rayos); tienen una duración del orden de decenas de microsegundos.
- Sobretensiones de impulso por maniobra. Son originadas por la operación de los interruptores. Producen ondas con frecuencias del orden de 10kHz y se amortiguan rápidamente. Tienen una duración del orden de milisegundos.
- Sobretensiones de baja frecuencia. Se originan durante los rechazos de carga en un sistema, por desequilibrios en una red o circuito de fase a tierra. Tienen una duración del orden de algunos ciclos.

Los pararrayos deben quedar conectados permanentemente a los circuitos que protegen y entrar en operación en el instante en que la sobretensión alcanza un valor convenido, superior a la tensión máxima del sistema. Los pararrayos se pueden considerar divididos en tres grupos:

Cuernos de arco: Es el caso de los pararrayos más primitivos y pueden estar formados por un solo explosor, caso más sencillo, o varios explosores en serie, conectados por un lado al circuito vivo que se va a proteger, y por el otro lado, a la red de tierra. Este sistema, que sería el más económico, tiene el inconveniente de que una

vez originado el arco en el explosor se ioniza el aire y la corriente de descarga se transforma en una corriente de cortocircuito a tierra que sólo se puede eliminar mediante la apertura de un interruptor o fusible adecuado. Su uso no es común. Se podría utilizar mediante el uso de un interruptor con circuito de recierre.

Autovalvulares: Este grupo de pararrayos, llamados también de tipo convencional, está formado por una serie de resistencias no lineales de carburo de silicio, prácticamente sin inductancia, presentadas como pequeños cilindros de material prensado. Las resistencias se conectan en serie con un conjunto de explosores intercalados entre los cilindros. Las resistencias evitan que, una vez iniciada la descarga en los explosores, se produzca una corriente permanente. A su vez permiten disminuir las distancias entre los electrodos, proporcionando mayor sensibilidad al pararrayos, aun en el caso de sobretensiones reducidas. Las resistencias no lineales son unos pequeños cilindros formado por pequeñas partículas de carburo de silicio (SiC) con dimensiones del orden de 200 micrones. La curva característica no lineal de tensión-corriente, se obtiene a partir de las propiedades semiconductoras eléctricas, por la interacción entre el carburo de silicio y el aglutinador que permite cierto contacto entre las partículas de SiC, ocasionando la obtención de una resistencia no lineal. Los cilindros semiconductores tienen la propiedad de disminuir su resistencia en presencia de sobretensiones y de aumentarla a un valor prácticamente infinito, al regresar la tensión a su valor nominal. Esto convierte al pararrayos en una válvula de seguridad para las altas tensiones, que funciona en el momento necesario, evitando la persistencia de la corriente de cortocircuito sin que se produzcan oscilaciones secundarias.

Óxido Metálicos: Tienen su base en las investigaciones que se han venido efectuando sobre las propiedades semiconductoras de los óxidos metálicos. Los fabricantes de equipo eléctrico han venido desarrollando, desde hace unas décadas atrás, otro tipo de pararrayos, el de óxido de zinc (ZnO). Este tipo está basado también en que la curva de tensión-corriente de las resistencias es menos lineal que la del caso de carburo de silicio; conduce cuando la tensión es superior a la tensión máxima de referencia y cierra la conducción, prácticamente a un valor cero, cuando la tensión

regresa a su valor normal. Los pararrayos están constituidos por varias piezas de resistencia no lineal, de óxido de zinc, apiladas dentro de una columna hueca de porcelana, sin entrehierros. En la parte superior de la porcelana tienen una placa relevadora de presión que, en caso de una sobrepresión interna, se rompe y permite escapar los gases hacia arriba sin producir daños laterales. Las resistencias no lineales son también unos pequeños cilindros formados por partículas de óxido de zinc de menor tamaño que en el caso de los convencionales. Las partículas están formadas por cristales de óxido de zinc de unos 10 micrones, rodeados por un material aglutinador de mayor resistencia eléctrica que el cristal, el cual produce una separación entre los cristales del orden de 0.1 de micrón y permite cierto contacto entre los cristales de óxido, ocasionando una resistencia no lineal. La resistencia de los cristales es mucho menor que la del material aglutinador, de tal manera que cuando aparece una sobretensión entre los elementos no lineales, casi toda la tensión aparece en la capa aglutinadora; así se produce un fenómeno multiplicador de corriente, típico de la electrónica de estado sólido y se obtiene una característica extremadamente no lineal entre la tensión aplicada y la corriente resultante, que se aproxima al caso del pararrayos ideal.

Las ventajas de los de óxido de zinc sobre los de tipo convencional:

- a) Como no tienen entrehierros, su protección es constante.
- b) Por su característica de tensión-corriente menos lineal que los de tipo convencional, no permite el flujo de corriente posterior, causada por una sobretensión.
- c) Debido a que absorben menos energía que los convencionales, pueden soportar mayor cantidad de rayos y operaciones de interruptores.
- d) El volumen de las partes activas se reduce respecto al tipo convencional, lo que los hace más compactos.

Localización del pararrayos

La correcta protección de un equipo altamente sensible a las sobretensiones eléctricas, como pueden ser los transformadores o los cables de potencia depende de la distancia entre el punto en que se localizan los pararrayos y el punto en que se localiza el equipo por proteger. Entre los factores principales que afectan la separación entre los pararrayos y el equipo por proteger, se consideran los siguientes:

- Magnitud y pendiente del frente de la onda de tensión incidente
- Características de protección del pararrayos
- Magnitud y forma de la onda de tensión que puede resistir el transformador.
- Impedancia característica de líneas y buses.

Los pararrayos producen la máxima protección en el punto donde se encuentran localizados, y su nivel de protección disminuye en ambos sentidos a partir del punto máximo, disminuyendo la protección del equipo, a medida que éste se va alejando del pararrayos. La tensión originada por una onda que aparece en un punto, a una distancia determinada del pararrayos, esta dada por la expresión:

Figura 10 Tensión de onda a una distancia del pararrayos

$$V_P = V_o + 2 \left(\frac{dv}{dt} \right) \cdot \frac{D}{300}$$

En donde:

V_P = Tensión que aparece en punto p a una distancia D entre el punto y el pararrayos, originada por una sobretensión transitoria.

V_o = Tensión de máxima descarga del pararrayos, en KV

dv/dt = Pendiente del frente de onda incidente en KV μ s

D = Distancia en metros entre el pararrayos y el punto a proteger

Blindaje

Es una malla formada por cables de guarda que se instala sobre la estructura de la subestación.

Cables de Guarda: se entiende por cable de guarda una serie de cables desnudos, generalmente de acero, que se fijan sobre la estructura de una subestación, formando una red que actúa como un blindaje, para proteger las partes vivas de la subestación de las descargas directas de los rayos. La red de cables de guarda actúa como contraparte o se sustituye por una serie de bayonetas de tubo de acero galvanizado, también conectadas a la red de tierra de la instalación, que se fijan en la parte superior de los remates de las columnas de la estructura de la subestación. Para el cálculo del blindaje se pueden utilizar en forma más o menos aproximada los siguientes métodos analíticos:

- Método electrogeométrico
- Método de Bewley
- Método de bayonetas

Tensión nominal: Se define como la tensión máxima continua a valor eficaz y a frecuencia industrial, la que soporta un pararrayos entre sus terminales, y que permite la terminación de la ionización después de que han estado descargando energía en los explosores. Se llama tensión máxima continua de operación al valor anterior multiplicado por $\sqrt{3}$ y se define como la tensión máxima aplicable al sistema.

Capacidad de sobretensión: Cuando a un pararrayos de ZnO se le aplica una tensión que excede continuamente el valor nominal y durante un tiempo largo, se incrementa las pérdidas en watts de las resistencias y aumenta su temperatura. La capacidad de sobretensión depende de la marca y del diseño del pararrayos, y además del tiempo de duración de la sobretensión.

Corriente de descarga: Se define así el valor pico de un impulso de corriente normalizado con una onda de 8x20 microsegundos que se utiliza para la clasificación de los pararrayos. Estos impulsos suelen ser del orden de 10 kA de acuerdo con las normas CEI-99-1 o ANSI-C62-1. Teóricamente los pararrayos deben absorber completamente la energía de impulso de un rayo, sin corriente posterior de descarga.

Descarga máxima: Designa la onda de corriente de breve duración y de máxima amplitud que el pararrayos puede dejar pasar cierto número de veces a intervalos de tiempo determinados, sin que se produzcan fallas. Esta magnitud fija la capacidad calorífica del aparato y es de 10 a 20 veces mayor que el poder de descarga nominal.

Descarga nominal: Se define como la amplitud de la corriente de choque que al circular por el pararrayos produce una tensión residual que no sobrepasa el valor máximo fijado por la coordinación del aislamiento.

La corriente de descarga nominal o corriente de descarga del pararrayos se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

Figura 11 Corriente de descarga nominal

$$I_d = \frac{2E - V_r}{Z_o + R}$$

En donde:

I_d = corriente de descarga en kiloamperes.

E = magnitud de la onda de sobretensión que incide en la subestación en kV.

V_r = tensión residual del pararrayos en kV.

Z_o = impedancia característica de la línea en ohms.

R = resistencia de la línea en ohms.

Margen de protección contra rayos. Este margen se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

Figura 12 Margen de protección contra rayos

$$MP = \frac{NBI - V_m}{V_m} \times 100$$

Donde:

MP = margen de protección del pararrayos contra descargas atmosféricas en por ciento.

NBI = magnitud del nivel básico de impulso en kV del aparato por proteger.

V_m = tensión máxima en el pararrayos. Dicha tensión es el mayor de los valores de cualquiera de las tres magnitudes (tensión máxima de descarga debida al impulso por rayo, tensión residual para la corriente de descarga nominal, tensión de descarga con impulso de frente lineal dividida entre 1.15).

Margen de protección contra sobretensiones de maniobra. Este margen se puede calcular a partir de la expresión:

Figura 13 Margen de protección contra maniobras

$$MP = \frac{NBI_m - V_m}{V_m} \times 100$$

Donde:

MP_m = margen de protección por maniobra en %

NBI_m = magnitud del nivel básico de impulso por maniobra del sistema en kV.

V_m = Tensión de descarga del pararrayos con onda de maniobra, en kV. Este dato no siempre se da como característica del pararrayos, en cuyo caso no es aconsejable usarse para protección, ya que no hay garantía de respuesta adecuada para las sobre tensiones de maniobra.

El margen de protección varía entre 10 y 35%. El valor superior se recomienda para el caso de protección contra descargas atmosféricas y el valor inferior para el caso de protección contra impulsos de maniobra.

La corriente de descarga a través del pararrayos es

Figura 14 Corriente de descarga a través del pararrayos

$$I_d = K \frac{2NBI}{Z_o}$$

Donde K es un factor de atenuación que depende de la distancia del punto de incidencia de la descarga al pararrayos. Si el punto de descarga del rayo está a varios kilómetros del aparato protegido, el factor de atenuación de la línea es alto y las corrientes que derivan a tierra los pararrayos son del orden de 2 kiloamperes. Ahora bien, como las estadísticas indican que el 90% de las descargas atmosféricas son inferiores a 5kA en líneas de distribución, y el 95% son inferiores a 10kA en líneas de alta tensión, se puede considerar que para definir la capacidad de corriente de un pararrayos que se va a fijar en una instalación, hay que tomar en cuenta el costo del equipo por proteger y la frecuencia de las tormentas, factores que permiten juzgar si se utilizan o no pararrayos de gran capacidad de descarga. Como esto es proporcional al costo, es común que para las subestaciones de regular importancia se utilicen los pararrayos de 5kA que protegen el 90% de los casos de sobretensión.

Para conservar un margen de protección de un MP establecido, la distancia máxima a que se puede instalar el pararrayos viene dada por la expresión:

Figura 15 Distancia máxima de pararrayos

$$D = \frac{300(V_m - V_o)}{2 \frac{dV}{dt}}$$

Donde:

D = distancia en metros entre el parrayos y el equipo por proteger.

V_m = tensión máxima permitida en el equipo por proteger.

V_o = tensión máxima de descarga.

dV = pendiente del frente de onda en KV/ μ S, que para un rayo puede ser de 1000 KV/ μ S, 300 es la velocidad de propagación de la onda.

En el caso que dentro de un pararrayos se pueda introducir la humedad, ésta se condensa formando una capa conductora que altera la repartición de la tensión a lo largo de los explosores y así se origina que unos explosores se encuentren a mayor tensión que otros, lo cual inicia la emisión de efluvios que, a su vez, oxidan el nitrógeno del aire, el cual en presencia del agua produce ácido nítrico que destruye las partes metálicas. Por lo anterior, los pararrayos deben permanecer bien sellados. La lluvia y la niebla también influyen, por otro lado, en la tensión de flameo, a la frecuencia de 60Hz, de la porcelana exterior del pararrayos, ya que forma una capa conductora sobre la superficie del aislador. La niebla hace bajar mas aún la tensión de flameo, ya que todo el contorno del aislador está húmedo, mientras que con la lluvia las partes inferiores de las campanas están secas.

La forma del campo eléctrico exterior influye también en la tensión de flameo de los pararrayos, pudiéndose considerar dos casos:

1. Si el pararrayos no está instalado cerca de elementos metálicos, la capacitancia a tierra es despreciable, la tensión se reparte a lo largo de la porcelana en forma uniforme, y por lo tanto, la tensión de flameo es la nominal.
2. Si el pararrayos está instalado cerca de elementos metálicos, como puede ser una reja, la capacitancia a tierra es mayor, la tensión se reparte en la porcelana en forma no uniforme, y por lo tanto, la tensión de flameo disminuye respecto al caso anterior.

Los efectos del campo exterior disminuyen con la instalación sobre el pararrayos de anillos equipotenciales. Pruebas de laboratorio han mostrado que al utilizar ondas de choque de polaridad negativa, la tensión del flameo disminuye un 25% respecto a las positivas y que si se utiliza el anillo equipotencial, la tensión de flameo correspondiente a ambas polaridades es prácticamente igual. Por esto, se pueden encontrar pararrayos de 230kV con 3 anillos repartidos a lo largo de la longitud del aparato.

Interruptores

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, y ésta es su función principal, bajo condiciones de cortocircuito. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado, máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables. El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia. El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes (cortocircuito).

El interruptor se puede considerar constituido de tres partes principales, su parte activa, su parte pasiva y los accesorios.

La parte activa la constituyen las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles; la parte pasiva esta formada por una estructura que soporta la parte activa, la parte pasiva desarrolla las funciones de proteger eléctricamente mecánicamente el interruptor, ofrece puntos de levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios, también soporta los recipientes de aceite, si los hay, y el gabinete de control; Los accesorios son las partes que se consideran a continuación:

- boquillas: terminales que a veces incluyen transformadores de corriente.
- Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
- Conectores de tierra.
- Placa de datos
- Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios tales como compresora, resorte, bobinas de cierre o disparo, calefacción y otros más.

El accionamiento de los dispositivos de control pueden ser de tipo neumático, electro hidráulico y de resorte, según el nivel de tensión utilizado en el equipo.

Parámetros de los interruptores

A continuación se van a definir algunas de las magnitudes características que hay que considerar en un interruptor.

Tensión nominal: Es el valor eficaz de la tensión entre fases del sistema en que se instala el interruptor.

Tensión máxima: Es el valor máximo de la tensión para el cual está diseñado el interruptor y representa el límite superior de la tensión, al cual debe operar, según normas.

Corriente nominal: Es el valor eficaz de la corriente normal máxima que puede circular continuamente a través del interruptor sin exceder los límites recomendables de elevación de temperatura.

Corriente de cortocircuito inicial: Es el valor pico de la primera semionda de corriente, comprendida en ella la componente transitoria.

Corriente de cortocircuito: Es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito que pueden abrir las cámaras de extinción del arco. Las unidades son kiloamperes aunque comúnmente se dan en megavolt-amperes (MVA) de cortocircuito.

Tensión de restablecimiento: Es el valor eficaz de la tensión máxima de la primera semionda de la componente alterna, que aparece entre los contactos del interruptor después de la extinción de la corriente. Tiene una influencia muy importante en la capacidad de apertura del interruptor y presenta una frecuencia que es del orden de milehertz, de acuerdo con los parámetros eléctricos del sistema en la zona de operación. Esta tensión tiene dos componentes, una a la frecuencia nominal del sistema y la otra superpuesta que oscila a la frecuencia natural del sistema.

Resistencia de contacto: Cuando una cámara de arqueo se cierra, se produce un contacto metálico en un área muy pequeña formada por tres puntos, que es lo que en geometría determina un plano. Este contacto formado por tres o más puntos es lo que fija el concepto de resistencia de contacto y que provoca el calentamiento del contacto, al pasar la corriente nominal a través de él.

Cámara de extinción del arco: Es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico, en donde al abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito de que se trate. Dichas cámaras deben soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, así como los esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión de bancos de capacitores, reactores y transformadores. El fenómeno de interrupción aparece al iniciarse la separación de los contactos apareciendo un arco a través de un fluido, que lo transforma en plasma y que provoca esfuerzos en las cámaras, debido a las altas presiones y temperaturas. Al interrumpirse la corriente, durante el paso de la onda por cero, aparece entre los contactos la llamada tensión transitoria de restablecimiento. Durante la interrupción del arco, aparecen los siguientes fenómenos:

- a) Altas temperaturas debido al plasma creado por el arco.
- b) Altas presiones debido a la alta temperatura del plasma
- c) Flujos turbulentos del gas que adquieren velocidades variables entre 100 y 1000 metros entre segundo y que producen el soplado del arco, su alargamiento y por lo tanto su extinción.
- d) Masas metálicas en movimiento del contacto móvil que se aceleran en pocos milésimos de segundo hasta adquirir velocidades del orden de 10 metros entre segundos.
- e) Esfuerzos mecánicos debidos a la corriente de cortocircuito.
- f) Esfuerzos dieléctricos debidos a la tensión de restablecimiento.

Como la interacción de estos fenómenos es difícil de analizar, el diseño de una cámara de interrupción está basada, en gran porcentaje, en tablas y pruebas de laboratorio. En la actualidad, se sigue en la búsqueda de cámaras interruptivas de menor tamaño y mayores capacidades de cortocircuito.

Tipos de interruptores

De acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos, ordenados conforme a su aparición histórica:

- 1.) Gran volumen de aceite
- 2.) Pequeño volumen de aceite
- 3.) Neumáticos (aire comprimido)
- 4.) Hexafluoruro de azufre.
- 5.) Vacío.

Gran Volumen de aceite

Desventajas

- su tamaño físico es muy grande en altas capacidades
- peligro de inflamación y explosión del aceite
- utilización de mecanismos para la eliminación del arco

Pequeño Volumen de aceite

Ventaja

- menor tamaño físico que los de gran volumen de aceite.
- Su forma de columna

Desventaja

- Peligro de inflamación y explosión del aceite.
- Utilización de mecanismos para la eliminación del arco

Neumático

Ventajas

- Bajo costo y disponibilidad del aire
- Rapidez de operación
- No provoca explosiones ni arde como el aceite.
- Aumenta la capacidad de ruptura en proporción a la presión del aire.
- No es asfixiante ni tóxico

Desventajas

- Menor rigidez dieléctrica que el SF₆
- Mayor presión
- La constante térmica es de unas 100 veces la del SF₆ a la misma presión.
- Aun a presión cinco veces superior que el SF₆, el aire tiene únicamente 10% de la capacidad de extinción del arco.
- En fallas próximas al interruptor aparecen sobretensiones muy altas. Para disminuirlas se intercalan resistencias de apertura.
- Después de la apertura el gas ionizado debe ser ventilado.
- Los niveles de ruido al operar son muy altos.
- El sistema de compresión de aire tiene un precio alto y confiabilidad de sus componentes es difícil de lograr.

Hexafluoruro

Ventajas

- Después de la apertura de los contactos, los gases ionizados no escapan al aire, por lo que la apertura del interruptor no produce casi ruido.
- Alta rigidez dieléctrica, del orden de tres veces la del aire.
- El SF₆ es estable. Expuesto al arco se disocia en SF₄, SF₂ y en fluoruros metálicos, pero al enfriarse se recombinan de nuevo en SF₆.
- La alta rigidez dieléctrica del SF₆ lo hace un medio ideal para enfriar el arco, aun a presiones bajas.
- La presión utilizada para interrupción del arco es una fracción de la requerida en interruptores neumáticos.
- Buena conductividad térmica, es del orden de tres veces la del aire.

Desventajas

- A presiones superiores a 3.5 bares y temperaturas menores de -40°C , el gas se licua. Por eso, en el caso de interruptores de dos presiones, es necesario calentar el gas de la cámara de extinción para mantener el equilibrio a temperaturas ambiente menores a 15°C .
- El gas es inodoro, incoloro e insípido. En lugares cerrados hay que tener cuidado de que no existan escapes, ya que por tener mayor densidad que el aire lo desplaza provocando asfixia en las personas por falta de oxígeno. En otros lugares es conveniente disponer de extractores que deben ponerse en funcionamiento antes de que se introduzca personal.
- Los productos del arco son tóxicos y combinados con la humedad producen ácido fluorhídrico, que ataca la porcelana y el cemento de sellado de las boquillas.

Vacío

Ventajas

- Es un interruptor muy compacto
- Mantenimiento mínimo

Desventajas

- Es difícil mantener un buen vacío debido al arqueo y desgasificación de los electrodos metálicos.
- Durante el arqueo se produce ligera emisión de rayos X
- Aparecen sobretensiones, sobre todo en circuitos inductivos.

Reactores

Son bobinas que se utilizan para limitar una corriente de cortocircuito y poder disminuir en esta forma la capacidad interruptiva de un interruptor y por lo tanto su costo; otra función de los reactores es la corrección del factor de potencia en líneas muy largas, cuando circulan corriente de carga muy bajas, en este caso los reactores se conectan en derivación. En las subestaciones se utilizan principalmente en el neutro de los bancos de transformadores, para limitar la corriente de cortocircuito a tierra. En algunas ocasiones se utilizan también en serie con cada una de las tres fases de algún transformador, para limitar la corriente de cortocircuito trifásica. Los reactores, según su capacidad, pueden ser de tipo seco para potencias reactivas pequeñas, o del tipo sumergido en aceite para potencias elevadas, en cuyo caso tienen núcleo y necesitan estar encerrados en un tanque de lámina; sus terminales salen a través de boquillas de porcelana y necesitan a veces sistemas de eliminación del calor generado por las pérdidas internas del aparato. Estos últimos pueden llegar a semejarse a un transformador tanto por la forma como por su tamaño.

1.5 Diagrama Unifilar

El punto de partida del proyecto físico de una subestación es el establecimiento del diagrama unifilar. El diagrama unifilar es el resultado de vaciar los arreglos físicos en alta y baja tensión, en forma monopolar y considerando todo el equipo mayor que interviene en una subestación. A cada sección del diagrama unifilar le denominamos módulo. A partir del diagrama unifilar se obtiene la primera parte de la lista de material.

1.6 Diseño de barras colectoras

Las barras colectoras son el conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación. Los circuitos

que se conectan o derivan de las barras pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierras, etc. En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de voltajes, dependiendo del propio diseño de la subestación. Las barras colectoras están formadas principalmente de los siguientes elementos:

- a) Conductores Eléctricos
- b) Aisladores, que son los que sirven de elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor.
- c) Conectores y herrajes, los cuales sirven para unir los diferentes tramos de conductores y para sujetar el conductor al aislador.

El diseño de las barras colectoras implica la selección apropiada del conductor en lo referente al material, tipo y forma del mismo, a la selección de los aisladores y sus accesorios, y a la selección de las distancias entre apoyos y entre fases. El diseño se hace con base en los esfuerzos estáticos y dinámicos a que están sometidas las barras, y según las necesidades de conducción de corrientes, disposiciones físicas, etc. La selección final de las barras se hace atendiendo aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y normas establecidas.

Barras

El elemento principal de que se componen las barras colectoras es el conductor eléctrico que comúnmente se le llama barra. Cada juego de barras consta de tantos conductores como fases o polos que componen el circuito, ya sea que tenga corriente alterna o directa. Los tipos de barra que normalmente se usan son los siguientes, cable, tubos y soleras.

Cables

El cable es un conductor formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal. Es el tipo de barra más comúnmente usado. También se han usado conductores de un solo alambre en subestaciones de pequeña capacidad. Las principales ventajas del uso de cable es que es el más económico de los tres tipos, se logran tener claros más grandes. Las desventajas son que se tienen mayores pérdidas por efecto corona, también se tiene mayores pérdidas por efecto superficial. Los materiales más usados para cables son el cobre y el aluminio reforzado con acero (ACSR). Este último tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad eléctrica y bajo peso. Dependiendo de la capacidad de energía y para reducir las pérdidas por efecto corona se usan conjuntos de 2, 3 y 4 cables unidos por separadores especiales.

Tubos

Las barras colectoras tubulares se usan principalmente para llevar grandes cantidades de corriente, especialmente en subestaciones de bajo perfil como las instaladas en zonas urbanas. El uso de tubo en subestaciones compactas resulta más económico que el uso de otro tipo de barra. En subestaciones con tensiones muy altas, reduce el área necesaria para su instalación además de que requiere estructuras más ligeras. Los materiales más usados para tubos son el cobre y el aluminio. Las principales ventajas del uso de tubo son: que tiene igual resistencia a la deformación en todos los planos, reduce el número de soportes necesarios debido a su rigidez, facilita la unión entre dos tramos de tubo, reduce las pérdidas por efecto corona, reduce las pérdidas por efecto superficial, tiene capacidades de conducción de corriente relativamente grandes por unidad de área. Las desventajas son que tiene un alto costo del tubo en comparación con los otros tipos de barras, requiere un gran número de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas con que se fabrican los tramos de tubo.

La selección del tamaño y peso de los tubos se hacen con base en la capacidad de conducción de corriente y de su deflexión. Generalmente el factor determinante en el diseño de barras tubulares es la deflexión. En la mayoría de los casos se usan diámetros

mayores que los necesarios para la conducción de corriente, con lo que se obtiene un aumento en la longitud de los claros y, por lo tanto, una reducción en el número de soportes, así se disminuyen además las pérdidas por efecto corona. Ventajas del tubo de aluminio sobre el cobre es que tiene mayor capacidad de corriente en igualdad de peso, a igual conductividad el costo del tubo de aluminio es menor que el de cobre, también que requiere estructuras más ligeras. Las desventajas del tubo de aluminio sobre el de cobre es que tiene mayor volumen del tubo en igualdad de conductividad y los conectores son más caros.

Barras de solera

La barra más comúnmente usada para llevar grandes cantidades de corriente es la solera de cobre o de aluminio. Las principales ventajas del uso de soleras son; ser relativamente más económica que el tubo, ser superior eléctricamente para conducción de corriente directa, se tiene excelente ventilación debido a la mayor superficie de radiación en comparación con su sección transversal, especialmente en posición vertical. Las desventajas son que tiene baja resistencia mecánica al pandeo debido a los esfuerzos de cortocircuito, mayores pérdidas por efecto superficial y de proximidad cuando se conduce corriente alterna, requiere un número mayor de aisladores soporte.

La posición vertical de las soleras es la forma más eficiente para conducción de corrientes, tanto alterna como directa, debido a su mejor ventilación, ya sea que se usen por separado o en grupos, espaciándolas para dejar circular aire y mejorar la ventilación. Cuando se agrupan varias soleras en forma laminar, la eficiencia de conducción de corriente por unidad de sección transversal es menor que cuando se usa una sola solera. Al conducir corriente directa en grupos de soleras, y debido al poco espacio que hay entre ellas, su conducción de calor disminuye lo que hace que las soleras del centro se calienten más, bajando la eficiencia de conducción de corriente. En corriente alterna, ocurre lo contrario, ya que debido al efecto superficial se produce mayor densidad de corriente en la periferia del conductor, que al estar en contacto con el aire circundante, facilita la eliminación del calor generado, aumentando la eficiencia de conducción de corriente.

Aisladores para las barras colectoras

Son los elementos que fijan las barras conductoras a la estructura y proporcionan además el nivel de aislamiento necesario. La selección adecuada de determinado tipo de aislador depende de varios factores, como son: el tipo de barra que se usará, el nivel de aislamiento que se determine para el juego de barras, los esfuerzos a que esté sujeto, condiciones ambientales, etc. Se usan tres tipos de aisladores, los aisladores rígidos, las cadenas de aisladores y los aisladores de tipo especial.

Aisladores rígidos

Este tipo de aisladores se usan para soportar barras rígidas, como son los tubos y las soleras. Existen dos tipos de aisladores rígidos, los tipo alfiler y los aisladores tipo columna.

- a) Aisladores tipo alfiler. Cada elemento de este tipo de aisladores está formado por una serie de aisladores concéntricos formando un conjunto que refuerza la distancia de flameo. Su principal ventaja es que evita, que entre sus pliegues, penetre la contaminación, la desventaja es lo difícil de su limpieza. Este tipo de aislador se usa solo sobreponiendo uno sobre otro hasta alcanzar el nivel de aislamiento deseado.

- b) Aisladores tipo columna. Este tipo de aislador está formado por una sola pieza de mayor longitud que el tipo anterior. Actúa como una columna mecánica. Sus principales ventajas son
 - Alta resistencia mecánica
 - Alta rigidez
 - Mayor estabilidad
 - Ofrece una superficie mayor a la atmósfera contaminante

- Aunque se contamina más, es más fácil de limpiar ya sea por lluvia o por algún medio artificial.

Cadenas de aisladores

Se usan para soportar barras de cables. La selección del aislador adecuado, se hace de acuerdo con los esfuerzos mecánicos a que se van a sujetar. Se enlazan un aislador con otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado.

Aisladores especiales

Son todos los aisladores que tienen un diseño especial debido a las condiciones donde se van a instalar. Algunos de ellos son del tipo de aislamiento reforzado que se usan en los casos en que las subestaciones están ubicadas en zonas con alto nivel de contaminación.

Consideraciones de las cargas en el diseño de barras

Las cargas consideradas en el diseño de las barras colectoras son todas las variables que intervienen en el cálculo y que, de una forma u otra, influyen en el resultado del diseño. Estas cargas se pueden dividir en dos grupos principales que son cargas estáticas y dinámicas.

Se define como carga estáticas todas las que actúan sobre las barras, en forma constante y que son consideradas en el diseño en forma vertical. Unos de los factores básicos en la selección de un conductor es el peso del mismo y los pesos adicionales, como son los conectores, hielo y los cables que se llegan a instalar dentro de los tubos, para amortiguar las vibraciones ocasionadas por agentes externos al tubo. En el diseño de barras de tubo, el factor determinante debido a los pesos anteriores es la deflexión del tubo. Los límites prácticos para una máxima deflexión del tubo son $1/150$ del calor, en caso de usar dos apoyos y de $1/200$ del claro en caso de usar más de dos apoyos.

Una viga con carga uniforme distribuida y libremente apoyada tiene una flecha máxima de:

Figura 16 Flecha máxima

$$f = \frac{5W_t L^3}{384EI}$$

Donde:

W_t = carga total en lb.

L = claro en plg

E = módulo de elasticidad en lb/plg²

f = flecha en plg

W = peso unitario del tubo en lb/pie

I = momento de inercia de la sección en plg⁴

En el caso de que el tubo esté como una viga continua, o sea, que el tubo esté apoyado con clemas fijas, se usa 1/5 de la flecha de una viga libremente apoyada. Si la viga tiene dos claros y es libre en los extremos o el tubo tiene apoyos deslizantes, se usan 2/5 de la flecha de una viga libremente apoyada. Para reducir las flexiones, se usan tubos de mayor diámetro, resultando estos más económicos, al reducir el número de soporte de la barra y por lo tanto el peso de la estructura. El incremento en el diámetro del tubo no sólo hace posible mayores claros, sino que también reduce las pérdidas por efecto corona. Las barras de tubo deben quedar selladas en sus extremos con tapones para evitar la acumulación de agua, la cual ocasiona un aumento en el peso del tubo y por lo tanto en la deflexión. Estos tapones deben tener forma esférica, para reducir las pérdidas por efecto corona.

Se definen como cargas dinámicas todas las cargas que actúan sobre las barras en forma variable; se consideran en el diseño en forma horizontal y axial. En este tipo de cargas encontramos que en una barra es peligrosa la expansión en la barra es la

expansión diferencial entre el material de la barra y la estructura de acero que lo soporta rígidamente, lo que ocasiona esfuerzos excesivos en los aisladores soporte. Este efecto es aún más pronunciado si las barras colectoras llevan corriente, ya que en este caso, el calentamiento se produce solamente en las barras, mientras que la estructura permanece estática lo cual produce esfuerzos excesivos en los aisladores, llegándose a romper. Otro esfuerzo en las barras que pueden causar ruptura de los aisladores, son los de impactos debido a la operación de interruptores; esfuerzos mecánicos debido a tormentas o huracanes; esfuerzos diferenciales debido a asentamientos de las cimentaciones del equipo pesado. Debido a lo anterior, el diseño de las barras colectoras deben hacerse en tal forma que los esfuerzos no se transfieran a los aisladores soporte o a las boquillas de porcelana del equipo pesado. Para esto, los esfuerzos deben ser absorbidos por juntas de expansión y apoyos deslizantes. Otro tipo de carga dinámica es el esfuerzo electromagnético, que son producidos por las corrientes de cortocircuito en el sistema que se trate. Un conductor debe tener suficiente resistencia mecánica para soportar también los cortocircuitos que producen una interacción entre la corriente de cortocircuito y su campo magnético produciendo fuerzas que son proporcionales al cuadrado de la corriente de cortocircuito e inversamente proporcional a la separación entre fases.

Para el diseño de un bus se debe alcanzar un balance económico de acuerdo con los tres puntos básicos siguientes:

- Limitar las corrientes máximas de cortocircuito.
- Aumentar la separación entre fases.
- Cambiar los arreglos de los buses.

Los esfuerzos debido a cortocircuitos, que actúan sobre los tubos son principalmente laterales aunque también hay que tomar en cuenta los esfuerzos longitudinales y los torsionales. Estos esfuerzos los reciben íntegramente los aisladores soporte de las barras.

1.7 Diseño de redes de tierra

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es la de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas otras partes metálicas que deben ser protegidas. La necesidad de contar con una red de tierra en las subestaciones es la de cumplir con las siguientes funciones:

- a) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea que se deban a una falla de cortocircuito o a la operación de un pararrayos.
- b) Evitar que, durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, significando un peligro para el personal.
- c) Facilitar, mediante sistemas de relevadores, la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.

La conducción de altas corrientes a tierra en instalaciones eléctricas, debidas a disturbios atmosféricos o a fallas del equipo, obligan a tomar precauciones para que los gradientes eléctricos o las tensiones resultantes no ofrezcan peligro a los operadores o personal que labora en el recinto. Intensidad del orden de miles de amperes, producen gradientes de potencial elevados en la vecindad del punto o puntos de contacto a tierra y si se da la circunstancia de e algún operador se apoye en los puntos, donde existe una diferencia de potencial debida al gradiente indicado, puede sufrir una descarga, siendo peligrosa para el mismo. El umbral de percepción se acepta generalmente como de aproximadamente un miliampere. Es necesario para una buena comprensión tomar en cuenta los diversos casos que pueden presentarse al hacer contacto con superficies a diferente potencial. Las diferencias de potencial tolerables se determinan de acuerdo con los conceptos de tensiones de paso, contacto y transferencia.

Los diferentes potenciales se pueden obtener de las siguientes ecuaciones

Figura 17 Voltaje de paso

$$E_{paso} = (R_C + 2R_T)I_C \text{ Volts}$$

$$E_{paso} = \frac{116 + 0.7\rho_s}{\sqrt{t}} \text{ Volts}$$

La segunda ecuación la obtenemos de utilizar las siguientes observaciones, el valor de la resistencia del cuerpo humano R_C es variable y se recomienda tomar un valor de 1000 ohms para la resistencia entre los dos pies y entre pies y manos. R_T que es la resistencia del terreno inmediato debajo de cada pie, y este tiene un valor de $3\rho_c$ para cada pie, donde ρ_c es la resistividad superficial (ohms-m) que toca el pie.

Figura 18 Voltaje de contacto

$$E_{contacto} = (R_C + \frac{R_T}{2})I_C \text{ Volts}$$

$$E_{contacto} = \frac{116 + 0.17\rho_s}{\sqrt{t}} \text{ Volts}$$

Se tiene que recordar que como norma se toma como valor máximo de tensión que puede soportar el cuerpo humano durante un tiempo de 1.2 seg el valor de 150V.

En las redes de tierras se pueden catalogar en tres sistemas:

- a) Sistema Radial
- b) Sistema de anillo
- c) Sistema de red

El sistema radial es el más barato pero el menos satisfactorio ya que al producirse una falla en un aparato, se producen gradientes de gran potencial, este sistema consiste

en uno o varios electrodos a los cuales se conectan las derivaciones a cada aparato. El sistema de anillo se obtiene colocando en forma de anillo un cable de cobre alrededor de la superficie ocupada por el equipo a proteger y conectando derivaciones a cada aparato, es un sistema económico y eficiente dado que los potenciales peligrosos disminuyen al disiparse la corriente de falla por varios caminos en paralelo, la desventaja es si se llega a reventar el anillo esto dejaría un sistema radial y sus desventajas. El sistema de res es el más usado en nuestro sistema eléctrico y consiste en hacer una malla con cable de cobre conectada a través de electrodos de varillas de copperweld a parte más profundas para buscar zonas de menor resistividad. Este sistema es el más eficiente pero también el más caro, con este tipo de sistema si el cable se rompe en algún punto la red sigue intacta en su forma de disipar las corrientes.

Factores considerados en el diseño

Habiendo fijado los límites tolerables de tensión, puede procederse al diseño y a la construcción del sistema de tierra, para lo cual se tomarán en consideración los factores siguientes

- Características del terreno

Para determinar las características del suelo, normalmente se obtienen muestras hasta una profundidad razonable que pueda permitir juzgar de la homogeneidad y condiciones de humedad o nivel de aguas freáticas. Para determinar la resistividad eléctrica es conveniente hacer mediciones con métodos y aparatos aceptados para estos fines. Las mediciones deben incluir datos sobre temperatura y condiciones de humedad en el momento de efectuarlas, tipo de terreno, profundidad de la medición y concentraciones de sales en el suelo. El contenido de sales, ácidos o álcalis afecta en forma muy apreciable la resistividad abatiéndola. La resistividad depende fuertemente del contenido de humedad. Cuando ésta se reduce abajo del 22% por peso, la resistividad crece bruscamente. La grava o roca triturada colocada en la superficie ayuda tanto a

evitar la evaporación del agua como a reducir la magnitud de los choques eléctricos, dada su alta resistividad.

- Corrientes máximas de cortocircuito a tierra

Para determinar el valor correcto de la corriente de falla a tierra, utilizada en el cálculo del sistema de tierras, se necesita:

- a) Determinar el tipo de falla posible a tierra que produzca el máximo flujo de corriente entre la malla del sistema de tierras y la tierra adyacente, y por lo tanto su mayor elevación de potencial y los mayores gradientes locales en el área de la subestación.
- b) Determinar por cómputo o por analizadores, el máximo valor efectivo de la corriente simétrica de falla a tierra entre la malla de tierras y la tierra circundante en el instante de iniciarse la falla.

Principalmente hay dos tipos de fallas a tierra, falla monofásica a tierra, falla polifásica a tierra

- Factores de corrección considerados en el cálculo de las corrientes de cortocircuito

Se usan factores de corrección para la determinación de la corriente de falla a tierra que se considera para el cálculo del sistema de tierras. Los factores de corrección se usan en los siguientes casos: cuando es necesario tomar en cuenta el efecto del desplazamiento de la onda de corriente por corriente continua y los decrementos en las componentes transitorias de corriente directa y alterna de la corriente de falla, o cuando sea pertinente tomar en cuenta los aumentos de las corrientes de falla a tierra debidos al crecimiento del sistema eléctrico.

- Factor de decremento D, este factor se produce por el desplazamiento de la componente de corriente directa y por la atenuación de las componentes transitorias de corriente alterna y directa de la corriente de falla. Debido a que los cortocircuitos suceden en forma aleatoria con respecto a la onda de tensión y como el contacto puede existir en el momento en que se inicia la falla, se hace necesario suponer una onda de corriente de falla a tierra asimétrica desplazada 100% durante el tiempo del choque eléctrico.

Figura 19 Factor de decremento

$$D = \frac{1}{I} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i_F^2 dt}$$

I = valor efectivo ajustado de la corriente de falla a tierra

T = duración de la falla y por lo tanto del choque eléctrico

t = tiempo a partir de la iniciación de la falla

i = valor efectivo de la corriente de falla a tierra

D = factor de decremento que toma en cuenta el efecto del desplazamiento de la corriente directa y a la atenuación de las componentes transitorias de corriente alterna y directa de la corriente de falla

- Factor de seguridad por crecimiento de la subestación, resulta prudente tomar un margen adecuado para estimar los aumentos futuros de las corrientes de falla por aumento de la capacidad del sistema eléctrico o por interconexiones posteriores, pues las modificaciones posteriores a la red de tierra resultan costosas y generalmente se omiten dando motivo a introducir inseguridad en el sistema. Este efecto puede tomarse en cuenta disminuyendo la impedancia del sistema o aplicando un factor de seguridad al valor calculado de la corriente de falla.

En la mayoría de los casos el efecto de la resistencia de la red de tierra basta con calcular la corriente de falla a tierra despreciando las resistencias. Sin embargo, pueden presentarse casos en donde la resistencia predicha del sistema de tierras sea muy alta comparada con la reactancia del sistema que obligue a tomarla en cuenta. Otra impedancia a tomar en cuenta son los hilos de guarda de las líneas aéreas que están conectadas a la malla de tierra de la subestación, debe de tomarse en cuenta que éstos desvían una pequeña porción de la corriente de falla restándosela al sistema de tierras. En vista de que la corriente a tierra se divide en proporciones inversa a la resistencia de la malla y de los hilos aéreos, se hace necesario establecer sus valores aunque aproximadamente.

Antes de hacer el diseño de una subestación es conveniente comenzar por la inspección del proyecto de la subestación, referente a la disposición del equipo y de las estructuras. Un cable continuo debe bordear el perímetro de la malla para evitar concentraciones de corriente y por lo tanto gradientes de altos en los extremos de los cables. Para formar la malla se colocan cables paralelos, en lo posible, a distancias razonablemente uniformes y a lo largo de las estructuras o alineamiento del equipo, para facilitar las conexiones. El diseño preliminar debe ajustarse de tal manera que la longitud total de los conductores enterrados, incluyendo las varillas, sea cuando menos igual a la calculada con la ecuación de resistencia del sistema de tierras de la subestación, para que las diferencias de potencial locales permanezcan dentro de los límites tolerables.

Los conductores de las mallas deben reforzarse en los casos que lo ameriten, para que puedan llevar las corrientes de falla máxima. Como paso previo para determinar la longitud adecuada del conductor que forma la malla, se hace uso de la ecuación que limita la tensión de contacto ya que las tensiones de paso que se obtienen en instalaciones apropiadas son generalmente menores y, además, las resistencias en serie con los pies limitan la corriente a través del cuerpo y éste tolera corrientes de magnitud superior a través de las extremidades inferiores. Se escogen generalmente las tensiones de contacto a estructuras conectadas a tierra al centro del rectángulo de una malla en vez

de las tensiones de contacto de punto a 1 metro de distancia horizontal al conductor, ya que existen muchas posibilidades de que el objeto tocado a distancia superiores a un metro, esté conectado directa o indirectamente a la malla. Este caso especial de tensión de contacto se llamará ‘tensión de malla’. Generalmente es de un valor superior que las tensiones de contacto, a un metro del conductor de la malla. Para tomar en cuenta la profundidad de enterramiento, la irregularidad en el flujo de la corriente en partes diferentes de la red, el diámetro de los conductores y su espaciamiento pueden usarse las formulas siguientes:

Ilustración 20 Voltaje de Malla

$$E_{malla} = K_m K_i \frac{I}{L} \rho$$

K_i = es un factor de corrección por irregularidades para tomar en cuenta el flujo de corriente no uniforme de partes diversas de la red, este se calcula $K_i = 0.650 + 0.172N$ en donde N es el número de conductores paralelos en una dirección.

I = es la corriente total efectiva máxima, en amperes, que fluyen entre la red de tierra y la tierra, ajustada por decremento y crecimiento futuro del sistema.

ρ = es la resistividad media del terreno, en ohm-metros

L = es la longitud total del conductor enterrado, en metros.

Donde K_m es un coeficiente que toma en cuenta el efecto del número de conductores paralelos n, el espaciamiento D, el diámetro d y la profundidad de enterramiento h de los conductores que forman la red, su valor se calcula con la siguiente fórmula:

Figura 21 Coeficiente K_m

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left[\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \cdot \frac{2n-3}{2n-2} \right]$$

Una vez calculadas las tensiones de paso, de contacto y de malla, y utilizando la longitud aproximada del diseño preliminar, se comparan dichas tensiones con los valores tolerables del cuerpo humano, y en esta forma se sabe si el diseño queda dentro de los límites de seguridad requeridos.

Igualando el valor de E_{malla} de la ecuación al máximo valor tolerable de la ecuación se obtiene de:

$$\frac{K_m K_i \rho I}{L} = \frac{116 + 0.17 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

De aquí se deduce la longitud del conducto enterrado necesaria para mantener la tensión de malla dentro de los límites de seguridad. Donde ρ_s es la resistividad del terreno inmediato bajo los pies, en ohms-metro, t es la duración máxima de la falla en segundos. Dentro de la malla, es posible reducir los potenciales de contacto y de paso a cualquier valor deseado, haciendo las erogaciones correspondientes, aun llegando al extremo de reducir los valores de tensión a cero, utilizando una placa sólida. Pero el problema de los potenciales peligrosos fuera de la malla, pueden existir aun cuando se use una placa sólida. La ecuación más exacta, para calcular los potenciales de paso fuera de la malla es la siguiente:

Figura 22 Voltaje de paso prima

$$E'_{\text{paso}} = \frac{K_s K_i \rho I}{L}$$

K_s es un coeficiente que toma en cuenta el efecto de número de conductores n de la malla, el espaciamento D y la profundidad de enterramiento h de los mismos, su valor se calcula con la siguiente formula:

Figura 23 Coeficiente K_s

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots + \frac{1}{(N-1)D} \right]$$

N es el número de conductores paralelos.

Para saber que la red de tierra es eficaz hay que comparar la máxima elevación de potencial de la red que es E_{malla} con el potencial mínimo tolerable al cuerpo humano E_{contacto} ; también se deduce que la malla es segura, al comprobar que la longitud necesaria para estar dentro de la seguridad es menor que la longitud de diseño original y por ultimo hay que comprobar también que la elevación del potencial de paso fuera de la malla E_{paso} es menor que el tolerable por el cuerpo humano con tierra neutral E'_{paso} se deduce que hay seguridad y no es necesario adoptar medidas especiales para reducir las elevaciones de tensión.

Tabla V Comparación de Voltajes en una subestación

$$\begin{aligned}
 E_{\text{malla}} &\leq E_{\text{contacto}} \\
 L_{\text{diseño}} &\geq L_{\text{real}} \\
 E_{\text{paso}} &\leq E'_{\text{paso}}
 \end{aligned}$$

Siempre que se proyecte una instalación de acuerdo con un diagrama unificar ser necesario efectuar diversos tanteos para determinar la disposición más conveniente de los aparatos, de manera que le costo de la instalación sea el menor posible. Para normar criterios, un incremento en la distancia de aislamiento en el aire de un 20%, supone un incremento de la superficie ocupada por la subestación del orden del 17%, y un crecimiento del largo y el ancho del orden de un 8% , lo cual supone un incremento en el costo del orden del 3%. Lo anterior muestra que la variación de las distancias en el costo total de una subestación puede considerarse casi despreciable, considerando que le equipo presenta un 70% del costo total.

Al diseñar una subestación es necesario protegerla contra los tres tipos de sobretensiones que se pueden presentar.

- Sobretensiones debidas a descargas atmosféricas.
- Sobretensiones debidas a maniobras de interruptores.

- Sobretensiones debidas a desequilibrios en el sistema, provocada por fallas a tierra o por pérdida súbita de carga.

De estos tres casos, los dos primeros son los más importantes. Para el equipo que trabaja a tensiones inferiores a 230KV, las sobretensiones que lo afectan más son las provocadas por las descargas externas, que tienen una duración del orden de decenas de microsegundos. Para el equipo que trabaja a tensiones superiores a 230KV, las sobretensiones más peligrosas son las ocasionadas por maniobras de interruptores, que tienen una duración del orden de miles de microsegundos y su magnitud es una función de la tensión nominal.

2. CARACTERÍSTICAS ACTUALES DE LA SUBESTACIÓN

2.1 Localización de la Subestación

La subestación de Mauricio se encuentra en el departamento de Escuintla, en el kilómetro 61.5, municipio de Managua, finca Mauricio, a 318 m.s.n.m, es una subestación de 230KV.

2.2 Capacidad de red de tierra

Longitud Real de la red de Tierra es de 2,371 metros
Resistividad del Terreno

2.3 Capacidad de Corto Circuito

La corriente de corto circuito que se maneja en la subestación de 230KV es de 13844.6A trifásica y de 13368.9A monofásica

2.4 Cantidad de Campos

El área de conexión en tensión de 69KV se encuentra en el área de Escuintla I, y esta conectado a una doble barra, que tiene 7 campos paralelos pero solo con seccionadores de diferentes líneas de transmisión, el campo de conexión de transformación en este lado solo contiene los dos seccionadores, transformadores de medición y el interruptor de baja tensión.

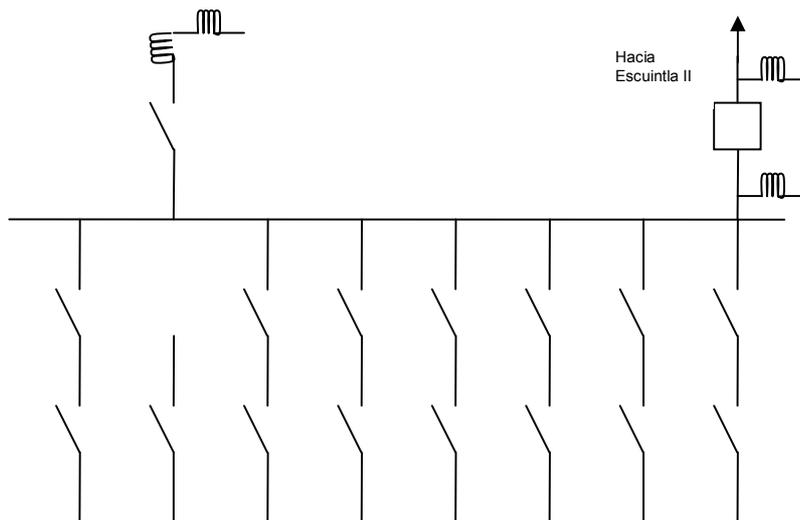
El área de conexión en tensión de 230KV se encuentra en el área de Escuintla II o Subestación Mauricio, esta subestación cuenta con 7 campos paralelos pero aquí se encuentran pararrayos, transformadores de medición, seccionadores de línea y barra, el

interruptor, son 5 líneas de transmisión, 2 enlaces entre subestaciones y un campo de interconexión de barras, el área de transformación tienen lo que es el seccionador a la barra auxiliar, el seccionador de la barra principal, el transformador de potencia, los transformadores de medición y el interruptor de alta tensión.

2.5 Diseño de Barras colectoras

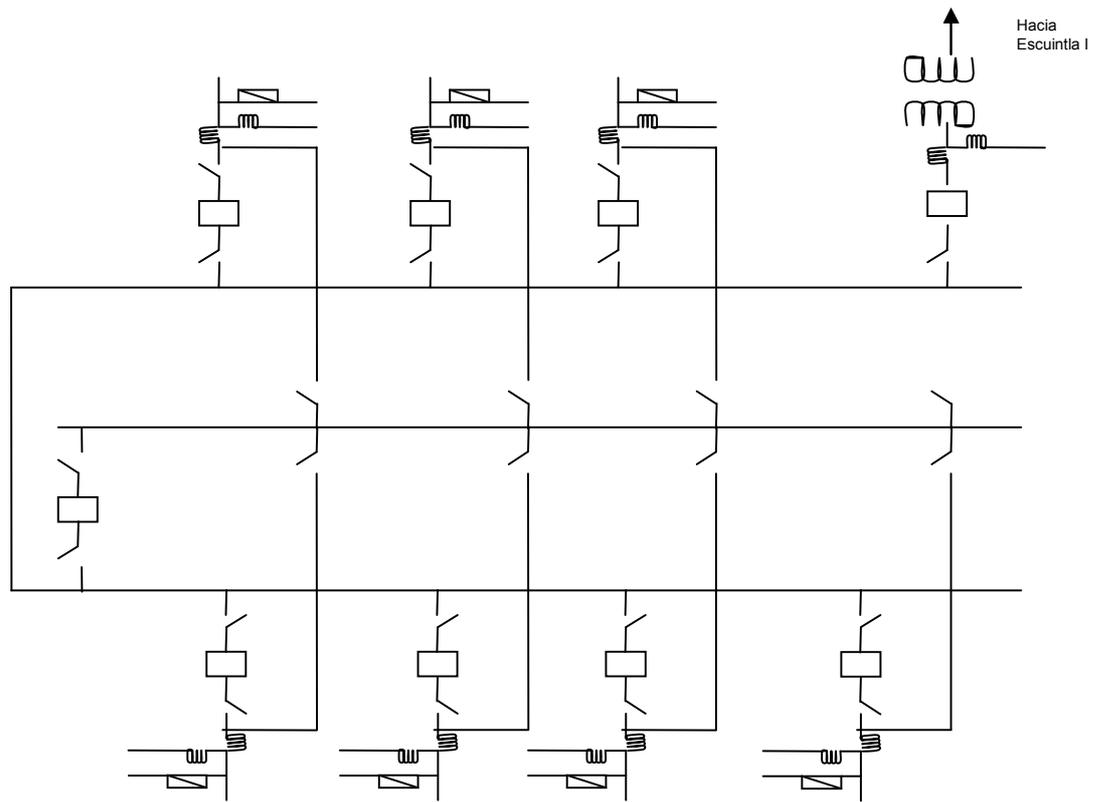
Tensión 69KV, Escuintla 1

Figura 24 Tensión 69KV Escuintla I



Tensión 230KV, Escuintla II

Figura 25 Tensión 230KV Escuintla II



3. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA AMPLIACIÓN

3.1 Diseño de ampliación de tierras

$$L_{real} = (\#conductores * Longitud)$$

$$L_{real} = (14 * 94) + (10 * 100.1) = 2317m$$

$$I_{diseño} = I_{cc} * FC * FD$$

$$I_{diseño} = (14500.00)(1.5)(1.2) = 26100A$$

$$R_{equi} = \sqrt{A_{terreno} / \pi}$$

$$R_{equi} = \sqrt{(100.1 * 94) / \pi} = \sqrt{2995.1} = 54.727$$

$$R_{red} = \frac{\rho_s}{4R_{equi}} + \frac{\rho_s}{L_{real}}$$

$$R_{red} = \frac{84}{4(54.73)} + \frac{84}{2317} = 0.42\Omega$$

$$\beta = \sqrt{A_{torre} / \pi}$$

$$\beta = \sqrt{64 / \pi} = 4.51$$

$$R_{torres} = \frac{\rho_s}{2 * \pi * \beta}$$

$$R_{torres} = \frac{84}{2(\pi)(4.51)} = 2.96\Omega / Km$$

$$R_{torresreal} = \frac{R_{torres}}{\#torres}$$

$$R_{torresreal} = \frac{2.96}{4} = 0.7404\Omega$$

$$Z_{hi\loguarda} = \sqrt{Z_{problema} R_{torresreale}}$$

$$Z_{hi\loguarda} = \sqrt{(1.8)(0.7404)} = 1.1545$$

$$Z = \frac{Z_{hi\loguarda}}{\#lineasGuarda - 2}$$

$$Z = \frac{1.1545}{7-2} = 0.2309$$

$$\%R_{red} = \frac{Z}{Z + R_{red}}$$

$$\%R_{red} = \frac{0.2309}{0.2309 + 0.42} = 0.35475$$

$$I_{red} = (I_{diseño})(\%R_{red})$$

$$I_{red} = (26100)(0.35475) = 9259.15A$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{D^2}{16hd}\right) + \frac{1}{\pi} \ln\left(\frac{3}{4} * \frac{5}{6} * \dots * \frac{2n-3}{2n-2}\right)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{7.7^2}{16 * 0.8 * 0.0134}\right) + \frac{1}{\pi} \ln\left(\frac{3 * 5 * 7 * 9 * 11 * 13 * 15 * 17}{4 * 6 * 8 * 10 * 12 * 14 * 16 * 18}\right) = 0.614667$$

$$K_i = 0.650 + 0.172N_{largos}$$

$$K_i = 0.650 + (0.172)(10) = 2.37 \cong 2$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{(N-1)D} \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{(2)(0.8)} + \frac{1}{(10.4+0.8)} + \frac{1}{2(10.4)} + \frac{1}{3(10.4)} + \frac{1}{4(10.4)} + \frac{1}{5(10.4)} + \frac{1}{6(10.4)} + \frac{1}{7(10.4)} + \frac{1}{8(10.4)} + \frac{1}{9(10.4)} + \frac{1}{10(10.4)} + \frac{1}{11(10.4)} + \frac{1}{12(10.4)} + \frac{1}{13(10.4)} \right] = 0.29409$$

$$E_{malla} = \frac{K_m K_i I_{red} \rho_s}{L_{real}}$$

$$E_{malla} = \frac{0.614 * 2 * 9259.15 * 84}{2317} = 412.66V$$

$$E_{paso} = \frac{116 + 0.7\rho_s}{\sqrt{t_{falla}}}$$

$$E_{paso} = \frac{116 + (0.7 * 84)}{\sqrt{0.083}} = 552.766V$$

$$E_{\text{contacto}} = \frac{116 + 0.17 \rho_S}{\sqrt{t_{\text{falla}}}}$$

$$E_{\text{contacto}} = \frac{116 + (0.17 * 84)}{\sqrt{0.083}} = 411.98V$$

$$E'_{\text{paso}} = \frac{K_S K_i \rho_S I_{\text{red}}}{L_{\text{real}}}$$

$$E'_{\text{paso}} = \frac{(0.29409 * 2 * 84 * 9259.15)}{2317} = 197.44V$$

$$L_{\text{seguridad}} = \frac{K_m K_i \rho_S I_{\text{red}} \sqrt{t_{\text{falla}}}}{116 + 0.17 \rho_S}$$

$$L_{\text{seguridad}} = \frac{0.6146 * 2 * 84 * 9259.15 \sqrt{0.083}}{116 + (0.17 * 84)} = 1641.07m$$

Al comparar los voltajes y las longitudes de seguridad, observamos que esta malla es segura, también podemos conocer que la malla tiene una capacidad máxima de corriente de 20,470A, lo que indica que la red de tierra puede crecer todavía 5,970A y seguir siendo segura.

3.2 Selección de los nuevos accesorios para los campos

Sección de 69KV

- Dos seccionadores para la doble barra
- Un Pt de sincronización
- Tres Pt de protección
- Un interruptor de 69KV

Sección de 230KV

- Un Transformador de potencia 230KV/69KV
- Un Transformado de medición combinado

- Dos seccionadores para la doble barra
- Un interruptor de 230KV

3.3 Cálculo de distancias Dieléctrica

$$V_{operacion} = 230KV$$

$$V_{max} = 245KV$$

$$NBI = 1050KV$$

$$TCF_{nor} = \frac{BIL}{0.961}$$

$$TCF_{nor} = \frac{1050}{0.961} = 1092.61KV$$

$$TCF_{diseño} = \frac{TCF_{nor} K_n}{\delta}$$

$$TCF_{diseño} = 1092.61KV$$

$$TCF_{diseño} = \frac{(1092.61 * 0.79)}{0.950} = 908.59KV$$

La tensión crítica de flameo corregida es el mínimo de valor que se tiene que utilizar en las partes internas de los equipos, en el caso de Escuintla utilizamos un K_n de 0.79, es preferible utilizar el TCF de K_n y δ igual a 1 para las partes externas para no dañar los equipos. Con esto logramos disminuir el costo del transformador.

$$d_{ft} = \frac{TCF_{diseño}}{550}$$

$$d_{ft} = \frac{1092.61}{550} = 1.986 \cong 1.99m$$

$$d_{ff} = 1.15d_{ft}$$

$$d_{ff} = 1.15 * 1.99 = 2.28m$$

1° nivel de Barras

$$h_s = 2.30 + 0.0105V_{max}$$

$$h_s = 2.30 + (0.0105 * 245) = 4.872 \cong 4.90m$$

2° nivel de Barras

$$h_b = 5 + 0.0125V_{\max}$$

$$h_s = 5 + (0.0125 * 245) = 8.06 \cong 8.10m$$

Remate de Líneas

$$h_s = 5 + 0.006V_{\max}$$

$$h_s = 5 + (0.006 * 245) = 6.47 \cong 6.50m$$

Distancias de Seguridad

$$d_{horizontal} = d_{ft} + 0.9$$

$$d_{horizontal} = 1.99 + 0.9 = 2.89m$$

$$d_{vertical} = d_{ft} + 2.25$$

$$d_{vertical} = 1.99 + 2.25 = 4.24m$$

$$d_{horizontal} = d_{ft} + 1.75$$

$$d_{horizontal} = 1.99 + 1.75 = 3.74m$$

$$d_{vertical} = d_{ft} + 1.25$$

$$d_{vertical} = 1.99 + 1.25 = 3.24m$$

$$d_{vehiculos} = d_{ft} + 0.5$$

$$d_{vehiculos} = 1.99 + 0.5 = 2.49m$$

$$d_{vehiculos} = d_{ft} + 0.7$$

$$d_{vehiculos} = 1.99 + 0.7 = 2.69m$$

3.4 Coordinación de Aislamiento

La cantidad de aisladores mínimo a utilizar en la subestación la sacamos de la siguiente información. Como sabemos la distancia de fuga de un aislador debe escogerse de acuerdo a la operación con la tensión de servicio y de acuerdo a las condiciones que imponga el índice de contaminación de la zona. Para determinar el calculo de la longitud de la cadena de aisladores en el calculo de distancia se toma un factor de 1.05 veces la distancia de fase a tierra por herrajes. El voltaje de arqueo entre conductores y estructuras depende de la geometría de los electrodos o elementos que intervienen y su distancia en aire. El voltaje de arqueo en aire de algunas geometrías de electrodos se pueden relacionar con la característica del voltaje de arqueo o en aire de electrodos de referencia por medio del factor K, el cual caracteriza al voltaje de arqueo en aire del arreglo geométrico de los electrodos. En la tabla 1 en el área de Anexo 1 se dan los valores de factores K para diferentes configuraciones de electrodos en aire y para cada tipo de voltaje (k_n para voltajes a frecuencia nominal, k_m para maniobra y k_r para impulso de rayo). El voltaje de arqueo para impulsos de rayo se puede obtener con la siguiente formulación como una aproximación:

Figura 26 Voltaje de arqueo

$$V_{ag}(d) = K_r d$$

Donde:

V_{ag} = es el voltaje de arqueo en aire entre electrodos varilla-plano

k_r = es el factor de electrodo en aire

d = es la distancia en aire entre electrodos

Y para sobrevoltaje por maniobras como:

$$V_{ag}(d) = K_m \left(\frac{3400}{1 + 8/d} \right)$$

La distancia de fuga de un aislador es la distancia más corta, o la suma de las distancias más cortas, a lo largo del contorno de las superficies externas del material aislante. La distancia específica de fuga de fase a fase o de fase a tierra, se define como la relación entre la distancia de fuga total del aislamiento y el voltaje máximo fase a fase del sistema o de fase a tierra, respectivamente. Para la selección primaria y adecuada del número de aisladores de porcelana o vidrio templado, que se utilizarán en cadenas expuestas a ambientes contaminados, en la publicación IEC-815 se considera que la distancia específica de fuga de la cadena debe ser igual o mayor a la distancia específica de fuga mínima nominal para cada nivel de contaminación. En la tabla 2 se muestra los valores de la distancia específica de fuga mínima nominal, así como los valores de DESD (Densidad Equivalente de Sal Depositada) asociados para cada nivel de contaminación, de acuerdo con la publicación IEC-815.

El cálculo del número de aisladores, tomando en cuenta el efecto de la contaminación, puede realizarse con los valores de distancia específica de fuga mínima nominal de cada uno de los niveles de contaminación esperados y utilizando las siguientes expresiones:

Figura 27 Distancia Fuga Total

$$D_{fic} = D_{fmin} V_m^k$$

Donde:

D_{fic} = es la distancia de fuga total de la cadena en mm

D_{fmm} = es la distancia de fuga mínima nominal en mm/kV, tomada de la tabla 2 en el área de anexo 1

V_m = es el voltaje máximo del sistema en kV

k = es el Factor de corrección por diámetro que toma el valor de 1 para el caso de aisladores de suspensión y

Figura 28 Número de aisladores

$$NA = \frac{D_{fic}}{D_{cat}}$$

Donde:

NA es el número de aisladores de la cadena

D_{cat} es la Distancia de fuga del aislador seleccionado, tomado de los datos de catalogo del fabricante, en mm.

Para nuestro caso en la Subestación el nivel básico de aislamiento al impulso por rayo, NBAI, se obtiene por medio de la Tabla 3 en el área de anexo 1, dado que nuestra tensión nominal es de 230 kV, encontramos que para la este voltaje el nivel básico de aislamiento al impulso tipo rayo (NBAI), en un intervalo de aire es 1125. Por otro lado, el nivel básico de aislamiento al impulso debido a sobretensión de origen atmosférico, (NBAI o $V_{10\%}$) esta dada por la expresión

$$V_{10\%} = V_{50\%} (1 - 1.3\sigma)$$

Donde σ es igual a 3%, por lo que el NBAI es igual a $0.961 \times V_{50\%}$ donde $V_{50\%}$ es el voltaje crítico de flameo, obtenido como el 50% de probabilidad de flameo del aislamiento eléctrico para condiciones atmosféricas normalizadas. Por lo que el voltaje crítico de flameo al impulso por rayo se obtiene como:

Figura 29 Voltaje critico de flameo al impulso de rayo

$$V_{50\%} = \frac{V_{10\%}}{(1-1.3\sigma)} = \frac{1125}{0.961} = 1170.65\text{kV}$$

Para el cálculo de la longitud de aislamiento podemos usar la siguiente expresión

$$V_{ag}(d) = K_r d \quad \text{ó} \quad V_{50\%} = K_r d$$

Donde:

K_r es un factor geométrico de entrehierros que se obtiene de la tabla 1 y que depende del tipo de torre empleada; “d” es la distancia mínima entre conductores de fase y partes aterrizadas, expresada en metros. Para nuestro caso utilizamos k_r igual a 550, de esto obtenemos

Figura 30 Distancia mínima conductores

$$d = \frac{V_{50\%}}{k_r} = \frac{1170.65}{550} = 2.13\text{m}$$

Por lo tanto, la distancia mínima requerida de fase a tierra para la barra es de 2.13m, con la siguiente formula podemos obtener la cantidad mínima de aisladores que deberían tener

$$NA = \frac{D_{f\acute{t}e}}{D_{cat}} \text{ ó } NA = \frac{2.13}{D_{cat}}$$

Donde D_{cat} en este caso es la distancia especifica del tipo de aislador utilizado en la subestación.

4. SELECCIÓN DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

4.1 Seccionador de 69KV

Marca: Cleaveland/Price inc.

Type: DB-C

KV nominal: 69

Maximun: 72.5KV BIL: 350KV

Amps Cont: 1200 MOM: 61000

S.N. 05E1801-0201

Style: C104A14OG022 DWG C104A140G22

4.2 Transformador de Voltaje (PT)

Type: VEF-7203

Std: IEEE C57.13

Vm: 72.5 KV

PF_{wv}: 140KV BIL: 350KV

Ins: E Freq: 60hz

Vpri: 69000GY/40250V

Tap: X₁-X₂, X₂-X₃, Y₁-Y₃, Y₂-Y₃

DUF: 1.73/1 min	V _{sec}	115	67.08	115	67.08
Termal border 2000VA	Ratio	350:1	600:1	350:1	600:1

4.3 Interruptor de 69KV

Marca: Areva

Rated Maximum Voltage 72.5KV

Rated Voltage Range Factor (K) 1.0

Rated Frequency 60 Hz

Duty Cycle O-0.3s-CO-15s-CO

Rated Continuous current: 1200A

Capacitance Current Switching

- Overvoltage Factor 2
- Line Charging 100A
- Isolated Bank 630A
- Back to Back 630A
- Inrush Peak 25KA
- Inrush Frequency 3360Hz

Out-OF-PHASE SWITCHING 10KA

Type: DT172.5 F1

Manufacture date 8/2005

Rated Interrupting time 3 cycles

Rated Short Circuit current

Terminal fault 40KA

-90% SLF with 0nFl_g capacitance (Within 100m) 40KA

Temperature range -40°C to +40°C

Short time current duration 3s

%DC component -----

Full Wave impulse withstand 350KV

SF6 Pressure (@22°C/68°F)

Relative Pressure

Normal Operating Pressure 66.7 psig

Low Pressure Alarm 52.2 psig

Minimum Pressure 47.9 psig

Weight of gas	26.0 lb
Total weight	3170lb
Mechanism Type	FK3-1/131 spring
Control Voltage	
- Closing	125 V _{DC} 3.5A
- Tripping (each)	125 V _{DC} 3.5A
- Motor	125 V _{DC} 1.6 KW
- Space Heater	120 V _{ac} 190W

4.4 Interruptor de 230 KV

Marca: Areva

Rated Maximun Voltage 245KV

Rated Voltage Range Factor (K) 1.0

Rated Frecuency 60 Hz

Duty Cycle O-0.3s-CO-15s-CO

Rated Continues current: 1200A

Capacitance Current Switching

- Overvoltage Factor 2.0
- Line Charging 200A
- Isolated Bank 400A
- Back to Back 400A
- Inrush Peak 20KA
- Inrush Frequency 4250Hz

Out-OF-PHASE SWITCHING 10KA

Type: HGF 1014

Manufacture date 8/2005

Rated Interrupting time 3 cycles

Rated Short circuit current

Terminal fault 40KA

-90% SLF with 0nFl_g capacitance (Within 100m) 40KA

SLF with 5nFl_g capacitance (Within 100m)	40KA
SLF with 12nFl_g capacitance (Within 100m)	40KA

Temperature range -30°C to +40°C

Short time current duration 3s

%DC component -----

Full Wave impulse withstand 900KV

Switching impulse withstand

Terminal to ground	N/A
Terminal to terminal	N/A

SF6 Pressure (@22°C/68°F)

Relative Pressure

Normal Operating Pressure	98.6 psig
Low Pressure Alarm	85.0 psig
Minimum Pressure	80.0 psig
Weight of gas	206.0 lb
Total weight	9086 lb

Mechanism Type FKF 2-9 spring

Control Voltage

- Closing	125 V _{DC} 3.5A
- Tripping (each)	125 V _{DC} 3.5A
- Motor	125 V _{DC} /120V _{ac} , 2100W
- Space Heater	120 V _{ac} 190W
- Tank Heater	N/A

4.5 Seccionador de 230KV

Marca: Cleveland/Price inc.

Type: DB-C

KV nominal: 230

Maximum: 245KV BIL: 900KV

Amp Cont: 1200A MOM: 61,000

Style: C048004601 DWG C048004G01

4.6 Transformador de Potencia

Año 2006

Impedancia Secuencia positive a 75°C base 50,000 KVA 230/69 KV 60Hz. 8.18%

Alta	50MVA	66.7MVA	83.3 MVA	93.3 MVA
230,000V	125.5A	167.4A	209.1A	234.3A
Baja				
69,000V	418.4A	557.9A	697.3A	781.0A

Terciario solo para compensación de armónicos

	16.7MVA	22.2MVA	27.8MVA	31.1MVA
13,800V	697.3A	921.7AA	1162.1A	1301.5A

Relación: YNyn0,d11

Relación de tensiones
230±10x1.5% - 69

Aceite	Tipo	Volumen
Aislante	mineral	30,700

Altitud máxima para operar 1000 m.s.n.m

Polaridad: sustractiva

Tensión soportables (KV _{cr})	AT	BT	Terc	NAT	NBT
Frecuencia industrial	395	140	34	70	34
De impulso Atmosférico	900	350	110	200	110

Peso	Parte Activa	Tanque y Accesorios	Con aceite	Sin aceite
Kg.	47000	30300	904650	77300

5. SISTEMAS AUXILIARES

5.1 Alumbrado de Subestaciones

Las instalaciones de energía eléctrica, como son las subestaciones, deben ser dotadas de alumbrado para que el personal de operación, mantenimiento y vigilancia puedan desarrollar sus trabajos respectivos. Aun en subestaciones automatizadas, en que prácticamente no hay personal, se requiere alumbrado. En la iluminación de una subestación se pueden considerar cuatro propósitos básicos:

- Seguridad en la operación del equipo
- Tránsito sin peligro
- Inspección del equipo
- Trabajos de mantenimiento

Una cuestión importante en las subestaciones es el alumbrado de emergencia. Al fallar el servicio todas las áreas quedarían sin luz, precisamente en momentos en que es necesaria la realización de maniobras. Para evitarlo, se debe contar con un pequeño alumbrado de emergencia, alimentado por un circuito de baterías o una planta de emergencia. El circuito de entrada a las lámparas de emergencia está provisto de un relevador que, al fallar la alimentación de alterna, cierra automáticamente la alimentación de emergencia, regresando al circuito de alterna tan pronto se restablece el servicio normal. Este tipo de alumbrado se debe instalar en escaleras, pasillos de acceso y en áreas donde el personal pueda llegar a tener contacto accidentalmente con partes energizadas. Los reglamentos disponen que la iluminación de subestaciones debe estar comprendida entre 30 y 70 luxes, aumentándose en las salas de tableros hasta valores de 150 luxes.

Iluminación Horizontal

Esta iluminación debe abarcar toda la subestación al nivel del suelo, para asegurar el tránsito de personal sin peligro. Los peligros potenciales como conductores caídos y objetos que yazcan en el suelo, deben ser visibles. Para este tipo de iluminación se utilizan luminarias instalados en el perímetro de la subestación, montados sobre postes de 6 a 9 metros de altura, complementados por otros luminarias instalados en la estructura de la subestación, o en postes o estructuras instaladas en el centro del área por iluminar, de tal manera que se eliminen al máximo las sombras causadas por el equipo eléctrico. Las luminarias deben colocarse alejadas de las partes energizadas, de modo que se puedan sustituir las lámparas defectuosas, sin riesgo para el personal de mantenimiento.

Iluminación vertical

Esta iluminación debe abarcar las superficies verticales del equipo, localizadas generalmente arriba del nivel del ojo, de tal manera que se tenga una iluminación adecuada a ese plano de trabajo, que es donde se encuentra la mayoría de las tareas visuales. Para este tipo de iluminación se acostumbra utilizar luminarias de haz dirigido, que ofrezcan un nivel máximo de iluminación sobre la superficie de que se trate, a la vez que reduzcan el deslumbramiento directo.

Las funciones que debe acentuar un alumbrado, al incidir sobre los diferentes tipos de aparatos, son las siguientes:

Transformadores

Es necesario que se vea el nivel de aceite en las boquillas, fugas de aceite, medidores de presión y temperatura en el tanque principal y en el del cambiador de derivaciones, así como medidores de flujo en las bombas de aceite.

Interruptores de aceite

Es necesario poder observar los dispositivos de control de los compresores o bombas, dentro de los gabinetes de control; también poder observar fugas de aceite si fuera el caso.

Boquillas terminales de los cables de energía

Poder detectar fugas de aceite por contraste o suciedad.

Cuchillas

Poder observar indicadores de posición, eslabones mecánicos de la posición de las cuchillas, dispositivo de operación manual, y evidencias de arqueo y calentamiento excesivo.

Para el caso de las subestaciones telé controladas, sin operador, cuyo equipo requiere en ocasiones la necesidad de ser inspeccionado, puede proporcionarse solamente una iluminación general, de tipo horizontal, por medio de luminarias permanentes, y el grupo visitante deberá contar con equipo de iluminación portátil, para alumbrar adecuadamente las áreas de trabajo.

En una subestación, dependiendo de su magnitud, se puede utilizar, desde un simple sistema de alumbrado, hasta varios sistemas y desde simples luminarias de focos incandescentes y fluorescentes, hasta luminarias de alta intensidad de descarga. En las instalaciones que ocupan grandes superficies de terreno se recomienda utilizar vapor de sodio para la iluminación del equipo exterior y lámparas fluorescentes para el alumbrado interior de los edificios de tableros.

En una subestación es normal utilizar tres tipos de alumbrados, a saber:

- Alumbrado general
- Alumbrado de bardas
- Alumbrado interior del edificio de tableros.

5.2 Sistema Contra Incendio

En una subestación existen varios puntos en donde se producen un incendio. Estos lugares pueden ser: Edificio de tableros, trincheras de cables, interruptores, transformadores de corriente y transformadores de potencial y principalmente en los transformadores de potencia, por lo cual se hace necesario contar con protecciones contra incendio, localizadas en diversas zonas claves de la subestación.

Sistemas de protección en las instalaciones eléctricas se pueden utilizar diferentes métodos de protección contra incendio, entre los cuales se tienen los siguientes:

- Separación adecuada entre transformadores
- Muros separadores, no combustibles, entre transformadores
- Fosas
- Sistemas fijos, a base de polvo químico seco
- Sistemas fijos, a base de halón
- Sistemas fijos, a base de dióxido de carbono
- Sistemas fijos, a base de agua pulverizada.

La instalación de un sistema contra incendio en una subestación se puede considerar repartido en dos zonas principales:

- Área de la subestación, menos la zona de los transformadores
- Área de los bancos de transformadores

En el primer caso, se utiliza una serie de extinguidotes portátiles, cargados con dióxido de carbono a presión, que se reparten y fijan sobre diversas columnas de las estructuras de las áreas de alta y baja tensión, así como dentro del edificio principal de tableros. La cantidad de estas unidades es variable y depende del área que abarque la subestación en cuestión. En el segundo caso, que trata de la protección de los transformadores de potencia, se encuentra el área más peligrosa por la gran cantidad de aceite que contienen los tanques de éstos. En caso de un cortocircuito, la energía desarrollada por éste, gasifica el aceite interno produciendo una onda de presión, o bien, un arco que por sí mismo puede reventar el tanque, originando un chorro de aceite en combustión. A continuación del chorro de aceite, se produce el vaciado de todo el aceite en proceso de combustión. Para reducir al máximo los efectos anteriores, primero se considera que la duración del cortocircuito es muy breve, por la rapidez con que actúa la protección eléctrica del sistema, y segundo, una vez que cesa el proceso de arqueo, continúa ardiendo el aceite, tanto el que sigue escurriendo como el que ya está depositado en el suelo. Para eliminar este incendio, se puede utilizar cualquiera de los métodos señalados anteriormente.

Separación entre los bancos de transformadores

Se considera que una superación entre transformadores de 8 metros como mínimo, es suficiente para evitar la propagación del fuego a los demás aparatos. Esta distancia debe crecer a medida que aumente la capacidad de los transformadores.

Muros no combustibles

Este sistema de protección consiste en la instalación de muros de material no combustible entre los transformadores, con el fin de proteger del incendio a otras unidades adyacentes al transformador que se esté quemando. Los muros deben tener una altura que sobrepase en 1.50 metros a la altura de la tapa del transformador. La longitud horizontal debe sobresalir unos 60 centímetros de la longitud horizontal del transformador, incluyendo los radiadores.

Fosas

Otro método es la construcción de una fosa debajo de cada transformador, de un volumen igual al del aceite encerrado en el tanque. El fondo de la fosa debe estar en contacto directo con la tierra, para que el agua de la lluvia sea absorbida por ésta, mientras que el aceite no. La fosa se llena de piedras que tienen la función de enfriar el aceite incendiado y ahogar la combustión, apagando el incendio. Dicha fosa no debe tener drenaje para evitar contaminar con aceite la red de drenaje. En caso de llenarse de aceite la fosa, y una vez apagado el incendio, se extrae con una bomba.

Polvo químico

Este sistema consiste en un recipiente que almacena polvo, una red de tuberías provistas de toberas a través de las cuales se descarga el polvo, impulsando por la presión de un gas inerte, sobre la zona que se trata de proteger. El polvo es un compuesto de partículas formadas por una combinación de bicarbonato de sodio, de potasio y de fosfato de amonio, mezclados con un material especial que evita la formación de grumos. Este sistema no debe utilizarse en aquellas partes de un equipo eléctrico que sean delicadas, ya que los residuos del polvo pueden afectarla.

Sistema a base de halón

Consiste en un recipiente que contiene el agente extinguidor, halón presurizado con nitrógeno. La expulsión del halón se efectúa por medio de las toberas de descarga, localizadas sobre la zona de riesgo. El halón es un hidrocarburo halogenado, con una densidad de unas 5 veces mayor que la del aire, es incoloro, inodoro, inhibe la combustión, no es conductor eléctrico, no es tóxico y no deja residuos sobre las superficies que actúa. Su poder de extinción es de unas tres veces mayor que el del dióxido de carbono y puede ser utilizado en áreas cerradas, siempre que la concentración no exceda de un 10%.

Sistema con base en dióxido de carbono

Las instalaciones fijas de dióxido de carbono consisten en un tanque de almacenamiento y en una red de tuberías rematadas en una serie de toberas, dirigidas hacia los aparatos que se trata de proteger. El dióxido de carbono es un gas incoloro, inodoro e inerte con densidad 50% mayor que la del aire. No conduce la electricidad. Al pasar de líquido a gas se expande 450 veces, enfriando y sofocando el incendio. No deja residuos en las superficies. El mismo gas produce la presión de descarga en las toberas. No se debe usar en áreas cerradas donde exista personal, para evitar el peligro de asfixia.

Sistema con base en agua pulverizada

Es el sistema más utilizado para la protección de transformadores consiste en una red de tuberías en cuyos extremos se instalan una serie de rociadores, cuya descarga de agua finamente pulverizada abarca toda la superficie de cada transformador. El agua se suministra por medio de una cisterna y una bomba, o bien, por medio de una instalación hidroneumática.

6. DISEÑO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN

6.1 Protección

La protección de una subestación es un conjunto de sistemas que mantienen vigilancia permanente y cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla. La parte importante de estos sistemas son los relevadores que sirven para detectar la falla y que, a su vez, efectúan la desconexión automática de los interruptores cuando se producen sobrecorrientes debidas a cortocircuitos, aislando las partes del sistema que han fallado. La selección del tipo de protección que se utiliza en los bancos o líneas de una subestación será tanto más elaborado cuando mayor sea la complejidad de la instalación, y también dependerá de las características de los equipos utilizados, debiéndose tener especial cuidado en la selección adecuada de las zonas que van a proteger.

Así como para efectuar el proyecto de la parte física de una subestación el punto de partida es el diagrama unifilar, la parte de protección el punto de partida es el llamado diagrama esquemático de protección.

El diagrama esquemático de protección se prepara en la forma siguiente:

- Se traza el diagrama unifilar
- Dentro de una serie de círculos se escriben con letras y números codificados de acuerdo con la norma ANSI, los relevadores seleccionados para las protecciones primarias, de respaldo y los relevadores auxiliares de disparo (86).
- Se traza una serie de rayas con cabeza de flecha, entre los elementos que intervienen en la protección, de acuerdo con las claves siguientes:
 - Raya continua, que muestra los circuitos de potencia. Estas rayas indican de qué transformadores de corriente y potencial reciben alimentación los relevadores correspondientes.

- Rayas discontinua de tramos largos, o circuitos entre relevadores. Estos circuitos indican qué grupo de relevadores mandan señal de disparo sobre el relevador auxiliar.
- Raya discontinua de tramos cortos, o circuito de disparo a interruptores. Indica cuáles relevadores envían señal de disparo a uno o varios interruptores para librar completamente un área bajo condiciones de falla.

Los Diferentes elementos que forman parte de un sistema de protección eléctrica, son los siguientes:

- Batería de la subestación de 120V
- Cables de control
- Interruptor de potencia
- Transformadores de corriente y de potencial
- Relevadores

Relevadores

Los relevadores son dispositivos electromagnéticos o electrónicos que protegen los equipos de una instalación eléctrica de los efectos destructivos de una falla, y reducen sus efectos y daños. Cuando se dice protegen se hace referencia a que al actuar en combinación con los otros equipos, se encargara de reducir el daño, debido a la rápida desconexión del equipo que ha fallado. Los relevadores son dispositivos que envían a los interruptores considerados una señal para disparar el interruptor. Los relevadores se pueden dividir en tres grupos:

- Atracción electromagnéticas
- Inducción electromagnéticas
- Estado sólido

Desde el punto de vista de la rapidez de operación los relevadores se pueden agrupar en los siguientes tipos:

Tipo instantáneo: se considera dentro de este tipo de relevadores en tiempos menores de 0.1 segundos.

Tipo de alta velocidad: son los que operan en menos de 0.05 segundos.

Tipo con retraso en el tiempo: Son los que tienen mecanismos de tiempo de ajuste variable. Dentro de este tipo están los de inducción, que mediante un imán permanente producen un freno en el giro del rotor. Respecto a la curva corriente-tiempo estos relevadores se dividen en, tiempo inverso, tiempo muy inverso y tiempo extremadamente inverso.

Las protecciones más utilizadas en las subestaciones están basadas en los siguientes relevadores:

Relevadores de sobrecorrientes

Son los más utilizados en subestaciones y en instalaciones eléctricas industriales, suelen tener disparo instantáneo y disparo temporizado, con bobina de corriente de 4 a 16 amperios para los de fase y de 0.5 a 2 amperios para los de tierra. En las protecciones de sobrecorriente (51), se acostumbra usar dos relevadores con bobinas de 4-16 amperios para la protección de fallas entre fases, y un tercero de mayor sensibilidad, con bobina de 0.5-2 amperios, para la protección de fallas a tierra. Estos relevadores se calibran para que operen con señales de corriente por encima del valor máximo de la corriente nominal del circuito protegido. En condiciones de cortocircuito máximo deben proporcionar una buena coordinación de la secuencia de disparo de los interruptores que controlan los diferentes tramos de una línea de distribución.

Relevadores diferenciales, estos están formados por tres bobinas, dos de restricción y una de operación, trabajan por diferencia de las corrientes entrantes con las salientes del área protegida. La operación se produce cuando existe una diferencia entre estas corrientes, lo cual indica que dentro del equipo protegido se da una diferencia entre estas

corrientes, lo cual indica puede indicar que en el equipo protegido hay una fuga de corriente.

Relevadores de distancia

Se basan en la comparación de la corriente de falla, vista por el relevador, contra la tensión proporcionada por un transformador de potencial, con lo cual se hace posible medir la impedancia de la línea al punto de falla. El elemento de medición del relevador es de alta velocidad o con un retardo que suministra un elemento de tiempo. La característica direccional de un relevador de distancia puede ser propia o se le incluye acoplándole un relevador direccional. Los relevadores de distancia más utilizados son los siguientes: *Tipo impedancia*: que se utilizan para proteger las fallas entre fases, en líneas de longitud media. Por si solo no es direccional. Necesita incluir un relevador direccional para medir la impedancia en una sola dirección. *Tipo admitancia*: es una combinación de relevadores de impedancia y direccional, se utiliza para proteger fallas entre fases o pérdidas de excitación en generadores o en grandes motores sincros.

Relevadores direccionales

Este es un relevador que se energiza por medio de dos fuentes independientes; tienen la habilidad de comparar magnitudes o ángulos de fase y distinguir el sentido de los flujos de las corrientes. Según las características del par de operación se reconocen tres tipos: *Relevadores corriente-corriente*: El accionamiento se produce por la comparación de dos señales de corriente de diferentes alimentaciones. *Relevadores corriente-tensión*: El accionamiento se produce por la comparación de una señal de corriente con otra de tensión. *Relevadores tensión-tensión*: El accionamiento se produce por la comparación de dos tensiones de diferentes alimentaciones. Este tipo de relevadores es sensible al desequilibrio de corrientes bajo condiciones de alta intensidades, que es cuando los errores de los transformadores de corriente son máximos. Su operación se basa en el uso de un elemento direccional, con dos corrientes, la de armadura u operación y la de polarización.

Relevadores de hilopiloto

Este es un relevador de protección diferencial, adaptado para el caso en que los transformadores extremos de corriente se encuentren muy alejados. En estos relevadores se comparan las corrientes entrantes y salientes de una línea de transmisión y cuando la diferencia es apreciable, la protección envía orden de apertura a los dos interruptores extremos de la línea. Los relevadores pueden ser de corriente alterna o directa, el sistema de alterna es inmune a variaciones de carga o pérdida de sincronismo, de ahí su mayor utilización en sistemas eléctricos. Estos relevadores se utilizan como protección primaria de líneas con longitudes inferiores a 20 km; si la línea es de mayor longitud, se acostumbra utilizar el sistema de onda portadora que maneja señales de baja tensión y alta frecuencia, que se transmiten a lo largo de los conductores de la línea de transmisión, por medio de dos sistemas de acoplamiento instalados en los extremos.

Los sistemas de protección se basan en diferentes diagramas, esquemáticos, con un conjunto de relevadores que protegen un conjunto de zonas. Cada zona debe estar protegida por dos juegos de protecciones que deben ser lo más independiente posible, con objeto de cubrir la falla de alguno de los dos juegos. Estas protecciones se denominan:

- Protección primaria, debe operar con la mayor rapidez posible y en primer lugar. La de respaldo se energiza y arranca al mismo tiempo que la primaria, y como es más lenta, sólo operará en caso de que la primaria no respondiera. En el remoto caso de que fallara la primaria y la de respaldo, deben operar las protecciones de las subestaciones alimentadoras, que haciendo las veces de una tercera protección, mucho más lenta, desconecta la energía que incide sobre la zona de falla. La protección primaria se diseña de tal manera que desconecte la mínima porción posible de un sistema de potencia, de manera que aislé el elemento fallado, tomando en consideración lo siguiente; cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada deberá disparar todos los interruptores que envían energía a esa

zona; se deben considerar zonas de traslape los puntos de unión de zonas contiguas, que por lo general son interruptores. De tal manera que en caso de producirse una falla en la zona de traslape, se deben disparar todos los interruptores que alimentan las dos zonas; los transformadores de corriente son los elementos que físicamente delimitan las zonas de protección y se localizan en ambos lados de cada uno de los interruptores, formando juegos de tres unidades monofásicas.

Las protecciones primarias pueden fallar por alguno de los factores siguientes:

1. Falla del interruptor, ya sea del mecanismo de operación o del circuito de disparo.
 2. Falla de la alimentación de corriente directa.
 3. Falla de algún relevador.
 4. Falla de los transformadores de instrumento.
- Protección secundaria o de respaldo, es la protección que debe operar cuando la protección primaria falla o está fuera de servicio. Opera mediante componentes independientes de las utilizadas en la protección primaria, de manera que no puedan ser afectadas por las mismas causas que produjeron la falla en esta protección. La protección de respaldo desconecta generalmente una porción mayor del sistema, que la primaria. Los relevadores de una protección secundaria, aunque arrancan al mismo tiempo que los de la primaria correspondiente, no deben operar simultáneamente con ésta, por lo cual es necesario retrasar su ajuste, para dar tiempo a la protección primaria a que efectúe el ciclo de operación completo.
 - Protección de respaldo remoto, es una protección que se activa cuando han fallado la protección primaria y secundaria propia de la subestación. Se considera como un tercer grado de protección, que opera por medio de las protecciones primarias de las subestaciones alimentadoras, y que libera los interruptores que alimentan la falla de la subestación considerada. Es una protección independiente del suministro local de energía, y es esencial donde no hay protección de buses.

En esta protección se utilizan relevadores de sobrecorriente de distancia, de alta velocidad, y cuya señal se envía a través de hilopiloto, si la distancia es menor de 20 Km., y si la distancia es mayor, la señal se envía a través de un equipo de onda portadora.

- Protección de respaldo local de interruptor, se considera también como un tercer grado de protección, en este caso se protege con un tercer juego de relevadores, que operan cuando ocurre la falla de algún interruptor. Para cada caso de falla de interruptor, se debe efectuar un análisis, sobre que interruptores deben disparar para liberar la falla, y cuya orden debe ser proporcionada por la protección de respaldo local.

Dependiendo de la importancia de una subestación, las protecciones deben seleccionarse de acuerdo con las siguientes características:

- Sensibilidad, según esta característica, un relevador debe detectar y operar con señales pequeñas.
- Selectividad, cuando en un sistema se presenta una falla, debe operar la protección más cercana a la falla, sin cortar la energía que alimenta otras áreas del sistema seleccionando los interruptores necesarios que libran la falla.
- Velocidad, es fundamental para disminuir al máximo los daños en la zona de falla y además para evitar que el sistema salga de sincronismo. La velocidad depende de la magnitud de la falla y de la coordinación con otras protecciones.
- Confiabilidad, junto con la velocidad son muy importantes, pues un relevador puede ser muy rápido y en un momento crítico puede fallar, por lo cual de nada serviría. Por esto, los relevadores deben adquirirse de un fabricante de prestigio, tener buen mantenimiento, estar bien ajustados y en general ofrecer la seguridad de que no van a fallar cuando más se necesite su operación.

- Precio, el precio de una protección es un factor relativamente poco importante, si se compara con el costo del resto del equipo de la instalación, por lo que debe tratarse de adquirir la mejor calidad posible.

En una subestación, los principales elementos que necesitan ser protegidos son los siguientes:

- Líneas o cables de alimentación.
- Bancos de transformadores de potencia.
- Barras colectoras o buses.
- Respaldo local contra falla de interruptores.
- Alimentadores.
- Bancos de capacitores.
- Bancos de tierra.

Banco de Transformadores de potencia:

Los transformadores de potencia se deben proteger con las siguientes protecciones:

- Diferencial
- Sobrecorriente
- Gases
- Tanque a tierra

La protección diferencial se utiliza en los bancos como protección primaria, con una protección de respaldo que puede ser de sobrecorriente de dos fases y de sobrecorriente a tierra, o bien, una protección de gas (grafoscopio).

La de sobre corriente se utiliza como protección de respaldo para fallas externas.

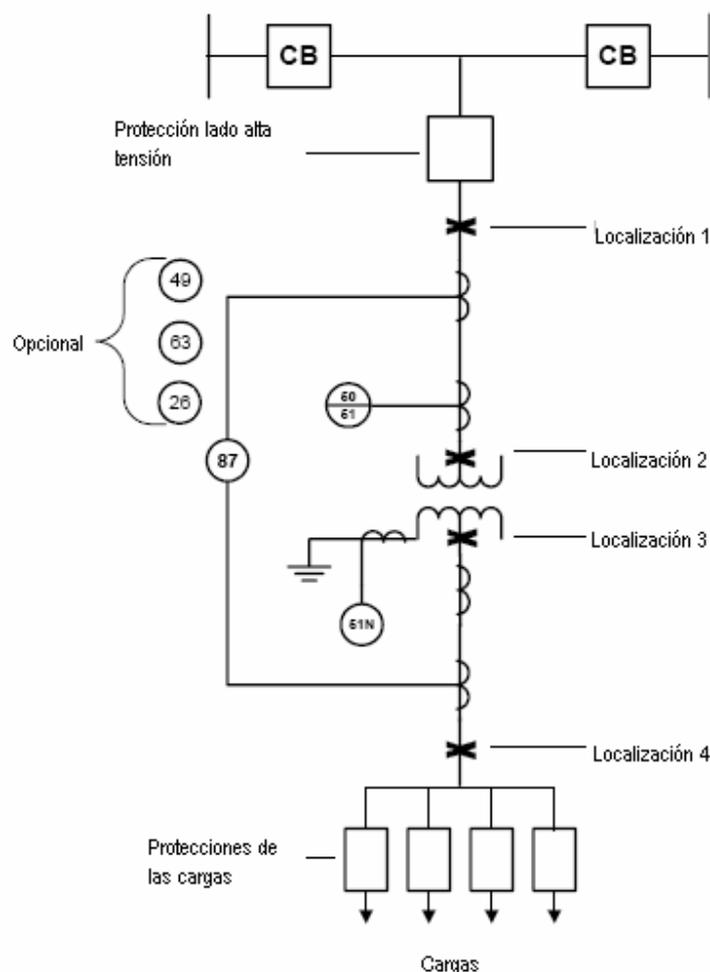
La protección de gas se utiliza en algunos países como protección primaria, con una protección de respaldo de tanque a tierra.

La protección de tanque a tierra se utiliza como protección de respaldo de bancos de transformadores de hasta 300 MVA. Estos transformadores tienen el tanque conservador sobre una estructura aparte o bien sobre el muro divisorio entre transformadores. El tanque conservador está aislado eléctricamente del resto del tanque del transformador, por medio de un empaque aislante situado en el acoplamiento del tubo de aceite y está conectado directamente a tierra. En cambio, el tanque del banco tiene la base aislada de tierra y sólo hace contacto con tierra a través de un cable de cobre que pasa a través de un transformador de corriente, antes de ser conectado firmemente a tierra. El secundario del transformador de corriente se conecta a un relevador de sobrecorriente de tierra, de tipo instantáneo, que ordena el disparo de los interruptores de los circuitos que inciden sobre el transformador, en caso de falla del mismo.

En la actualidad hay diferentes tipos de esquemas de protección que se utilizan, esto debido a la presión de mantener un servicio continuo de energía, la mejor práctica es individualizar la protección de cada transformador de una protección local. Haciendo esto eliminamos la necesidad de desconectar todos los transformadores que están conectados a la línea de transmisión, cuando solo un transformador ha experimentado la falla, así es evitada la interrupción del servicio. Las fallas en el lado de baja tensión son las más comunes que en el lado de Alta tensión. Pero puede ser difícil para algunos dispositivos trabajar la recuperación transitoria de voltaje de alta frecuencia (TRV). Uno puede pensar que un dispositivo con un rango de interrupción alto puede manejar un falla de baja magnitud en el lado de baja tensión, pero la interrupción de falla de baja tensión depende de la capacidad del dispositivo de conocer una falla transitoria crecimiento rápido de Voltaje, mucho más rápida que se mira en una de crecimiento de corriente rápida. Por ello los dispositivos tienen que ser probados reconocer y poder interrumpir un TRV.

Analizaremos las diferentes localizaciones donde se pueden encontrar fallas y que es lo que hay que tomar en cuenta en cada una de ella.

Figura 31 Localización de Fallas



Localización 1: Fallas en la barra entre el transformador de protección y el transformador de potencia. La corta distancia de la barra y la gran distancia de línea a tierra hace que este tipo de fallas sean raras. Las fallas de corriente pueden ser grandes en esta área debido a que solo está limitada por la impedancia del sistema. Esta localización típicamente no es parte de la protección de los relees debido a la localización de la parte primaria del transformador. Es importante recordar que la corriente del transformador de la protección diferencial del transformador está típicamente localizada en los bushing de los transformadores.

Es por ello que la protección del área de alta tensión no va a recibir la señal de falla de un evento en la barra primaria.

Localización 2: Falla en la bobina principal son poco comunes en un transformador bien protegido y con buen mantenimiento. La corriente de falla puede ser tanto de Alta o baja magnitud dependiendo de la localización de la falla en el devanado. Estas fallas son detectadas por diferencial, sobrecorriente, rele de falla a tierra o algún método de detección de sobrepresión.

Localización 3: Falla en la bobina del secundario, este tipo de fallas son poco común si hay un buen sistema de protección y un buen mantenimiento. La magnitud de la falla puede ser baja o moderada dependiendo de la localización de la falla en el embobinado. Estas fallas son detectadas por diferencial, sobrecorriente, rele de falla a tierra o algún método de detección de sobrepresión.

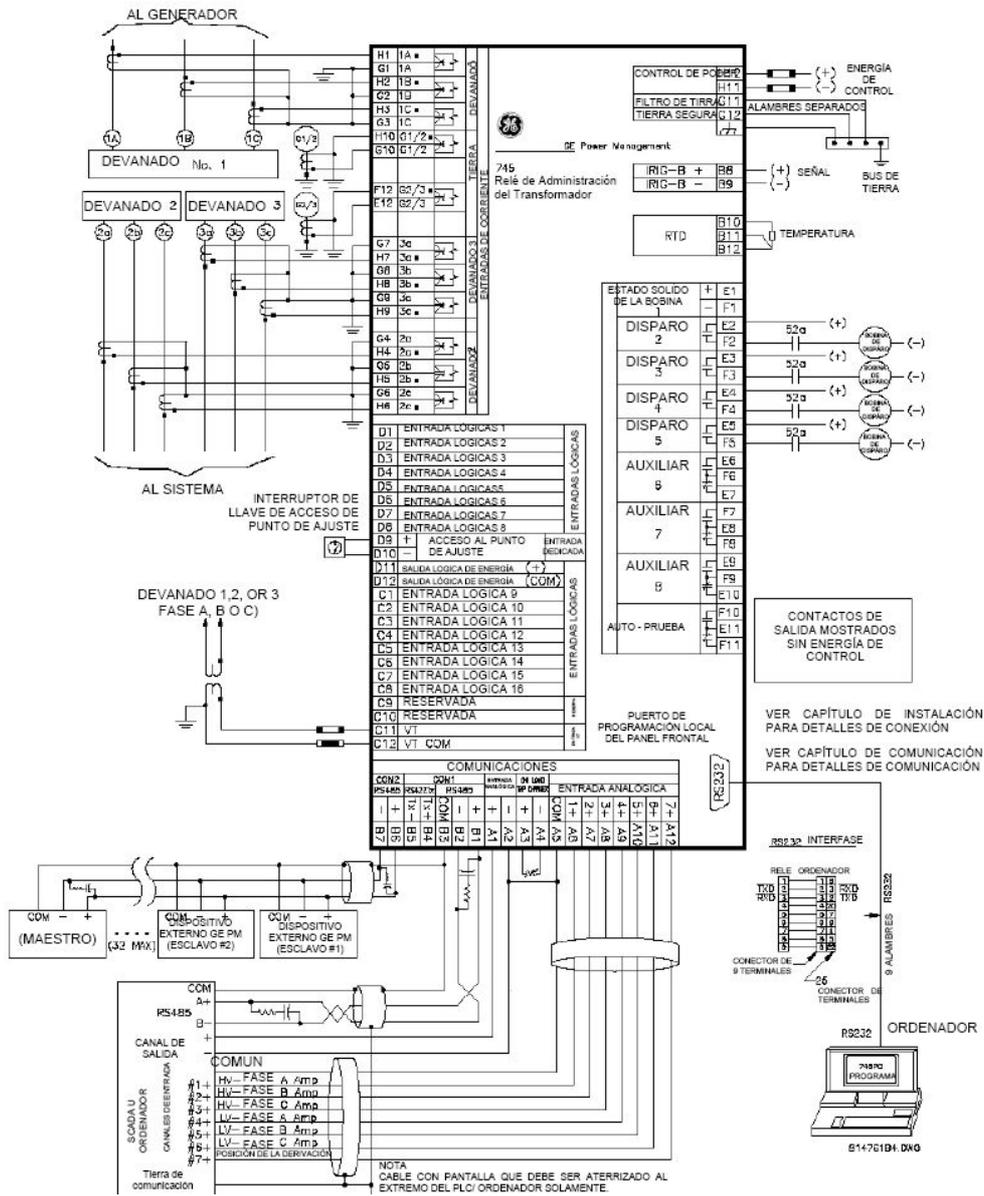
Localización 4: Fallas localizadas en la barra secundaria y el transformador representan la mayoría de las fallas que las protecciones tendrán que interrumpir. Estas fallas son producidas mayor mente por intromisión de vida salvaje o fallas en los equipos. La magnitud de la falla es moderada porque esta limitada por la impedancia del transformador. Las fallas en esta localización son detectadas por el diferencial secundario o protecciones de sobrecorriente y son limpiadas por la protección del lado primario sin provocar disturbios en la línea. Las fallas del lado secundario son difíciles de interrumpir, se tiene que poner mayor atención para seleccionar el dispositivo de interrupción para poder detectar fallas de bajo límite de amperaje del transformador.

En la actualidad el avance de la tecnología a permitido reducir la utilización de varios equipos a uno solo, pero siempre teniendo la capacidad de poder hacer las funciones de los otros equipos, y algunas otras mediciones extras, con menor cantidad de cableado y mayor eficiencia, estos equipos pueden proteger de las siguientes fallas

Protección diferencial en porcentaje
Sobre corriente diferencial instantánea
Sobre corriente del tiempo de la secuencia negativa/fase/neutro/tierra
Sobre corriente instantánea de secuencia negativa y de tierra/neutro/fase
Subfrecuencia
Índice de frecuencia de cambio
Sobrefrecuencia
Sobreexcitación en voltios/Hz
Sobreexcitación en el 5° nivel armónico
Desgaste del aislamiento/límite del punto más caliente
Límite del factor/desgaste del aislamiento
Desgaste del aislamiento/perdida de límite de vida

En la gráfica siguiente se muestra el diagrama de un equipo de protección de transformadores

Figura 32 Equipo protección de transformadores



6.2 Medición

Se entiende por medición de un sistema eléctrico, y en particular de una subestación a la operación de un conjunto de diferentes aparatos conectados a los secundarios de los transformadores de instrumentos de corriente y potencial, que miden las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de las instalaciones de alta y baja tensión, así como de los dispositivos auxiliares de la subestación de que se trate. Los aparatos de medición se colocan sobre los tableros, ya sea en forma sobrepuesta o embutidos en la superficie.

En una subestación es necesario conocer las siguientes magnitudes eléctricas:

- Corriente
- Tensión
- Frecuencia
- Factor de potencia
- Potencia activa y reactiva
- Energía

Para conocer las magnitudes arriba descritas, se utilizan los siguientes aparatos que pueden ser de lectura directa o de tipo graficador, según se requiera:

- Amperímetros
- Voltímetros
- Frecuencímetros
- Medidores de factor de potencia
- Wáttmetros y vármetros
- Watthorímetros y varhorímetros

La selección de la medición para cada elemento de la instalación se hace en función de cada aparato.

6.3 Control

Se entiende por sistema de control de una subestación eléctrica, al conjunto de instalaciones de baja tensión, interconectadas entre sí, que son necesarias para efectuar maniobras en forma manual o automática, en las instalaciones de alta y de baja tensión. El control puede operarse manual o automáticamente y también puede ser de aplicación local o remota (telecontrol). El sistema de control local se utiliza en subestaciones que cuentan con turnos permanentes de operadores, que vigilan y operan las diferentes instalaciones, haciendo uso de los mecanismos de mando manual, auxiliados por los sistemas automáticos de control y protección de la subestación. El control local también se utiliza en forma mixta, en las subestaciones telecontroladas, para que puedan operarse en forma manual por el personal de mantenimiento, cuando se requieran maniobras especiales después de reparar cualquier equipo. El telecontrol se está utilizando mucho en la actualidad, sobre todo en grandes subestaciones controladas desde el centro de operación del sistema de que se trate. Este sistema se utiliza en subestaciones donde no existe personal de operación permanente y se controlan desde un centro de operación remoto. Sólo en casos especiales se operan localmente. En nuestro caso el campo de transformación puede ser monitoreado por medio del sistema llamado SCADA.

CONCLUSIONES

1. La utilización de una red de tierra adecuada ayuda a que no haya daños a los equipos y al personal dentro de la subestación, por medio de la liberación de la falla a través de la misma.
2. Conocemos que al utilizar gases como aislantes, se pueden reducir las distancias eléctricas, como sucede en las subestaciones de gas, pero que su mantenimiento es más delicado y costo son más elevados, por ello es que la aplicación de las mismas son muy específicas.
3. Observamos que los transformadores de protección tienen que tener una fiabilidad de hasta un valor de 20 veces la magnitud de la corriente nominal, por cuando haya algún tipo de falla.
4. Cuando se utiliza un banco de capacitores es mejor utilizar el banco con neutro flotante debido a los armónicos y también porque se puede usar fusibles de baja capacidad de ruptura, para tensiones menores de 46KV conviene operar el banco con el neutro flotante, aunque origine el costo de interruptor más elevado debido a que los bancos en alta tensión tienen un costo más bajo.
5. Conocemos las diferentes sobretensiones que se pueden encontrar en una subestación, las provocadas por descargas atmosféricas conocida como impulso por rayo, la realizada por las maniobras que es la sobretensión por impulso y el impulso provocado por el rechazo de carga, desequilibrios en la red o corto de fase a tierra esto se conocen por baja frecuencia.

RECOMENDACIONES

1. El mejoramiento de la resistividad del terreno, ayuda a utilizar una misma red de tierras pero para mayor capacidad de corriente de corto circuito, con ello podríamos utilizar un transformador de mayor capacidad sin tener que hacer mejoras en la red de tierra existente.
2. Es útil tener un buen sistema contra incendios, esto sirve para poder extinguir el incendio sin que se propague a los equipos aledaños y aumentar los costos de reparación y adquisición de lo que se haya dañado.
3. El sistema de protección tiene que tener siempre respaldo secundario, para no poner en riesgo el equipo de mayor importancia dentro de la subestación, por si existiera algún problema con el primario; la sobre protección se debe a que el su costo y el tiempo de puesta en marcha de estos equipos es mayor y costo elevado. Las protecciones de respaldo tienen que ser probadas esporádicamente para ver que realmente estén a disposición cuando una emergencia suceda y no lamentar el daño del transformador o interruptor que son las unidades más caras y delicadas de una subestación.
4. Debido a que estamos en una área de mucha actividad eléctrica, es necesario utilizar pararrayos de gran cantidad de descargas, debido a que en Escuintla si hay frecuencia de tormentas eléctricas y la importancia de esta subestación en el suministro de energía eléctrica en el SIN, y evitar que siempre que haya una tormenta eléctrica haya corte de suministro de energía, por gastar más en un inicio y tener que pagar más en penalizaciones.

BIBLIOGRAFÍA

1. José Raúl Martín, **Diseño de subestaciones Eléctricas**, McGraw-Hill 1ª. Edición, México, 1992. 510 pp.
2. Asociación Española de Normalización y certificación (AENOR), **Coordinación de aislamiento**, Asociación Española de Normalización y certificación, España, 1999. 127 pp.
3. Comisión Federal de Electricidad (CFE), **Coordinación de aislamiento por descargas atmosféricas en líneas de transmisión**, CFE, México, 1996.
4. Gilberto Enrique Harper, **Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas**, Editorial Limusa, México.
4. GE Industrial Systems, **Manual 745 Transformer Management Relay**, Instruction Manual, 2004.
5. CFE, Manual, **Aisladores de suspensión de porcelana o de vidrio templado**, México, 2002.
6. CFE, Manual, **Recomendaciones para el calculo preliminar de redes de tierra en plantas y subestaciones eléctricas**, México, 1980.
7. CFE, Manual, **Transformadores de potencia para subestaciones de Distribución**, México, 1999.
8. IEEE, Manual, **IEEE Guide for design of substation Rigid-bus structures**, USA, 1998.
9. F. de la Rosa, **Characterization of lightning for applications in electric power systems**, CIGRE, 2000.

ANEXOS

Tabla 1 Valores de los factores K_n , K_m y K_r para diferentes configuraciones de entrehierros

Configuración de entrehierros	Diagrama	K_n	K_m	K_r
Fase-torre		1.40	1.25	550
Fase-ventana de torre		1.30	1.20	550
Conductor-suelo		1.30	1.10	550
Conductor-objeto		1.45	1.35	550
Varilla-plano		1.20	1.00	480
Conductor-conductor		1.65	1.50	550
Entre anillos (equipotenciales) de conductores		-	1.60	550

Tabla 2 Relación de las distancias de fuga mínima nominal y valores de DESD para cada nivel de contaminación.

NIVEL DE CONTAMINACION	DESD (mg/cm ²) ASOCIADA DE ACUERDO A IEC- 815 ²	DISTANCIA ESPECIFICA DE FUGA MINIMA NOMINAL ³ (mm/kV)	
		FASE - FASE	FASE - TIERRA
I. LIGERA	0.03 - 0.06	16	28
II. MEDIA	0.10 - 0.20	20	35
III. ALTA	0.30 - 0.60	25	43
IV. MUY ALTA ⁴	> 0.80 ⁵	31	54

¹ En la especificación CFE 52200-02 de 1995, se menciona que, en el caso de aisladores de suspensión de porcelana o vidrio templado, la distancia medida sobre la superficie del cemento no debe considerarse como parte de la distancia de fuga.

Tabla 3 Niveles básicos de aislamiento por impulso tipo rayo, NBAI y niveles básicos de aislamiento por impulso tipo maniobra, NBAM, de fase a tierra y de fase a fase y distancias mínimas de fase a fase y de fase a tierra, para diferentes niveles de tensión de transmisión.

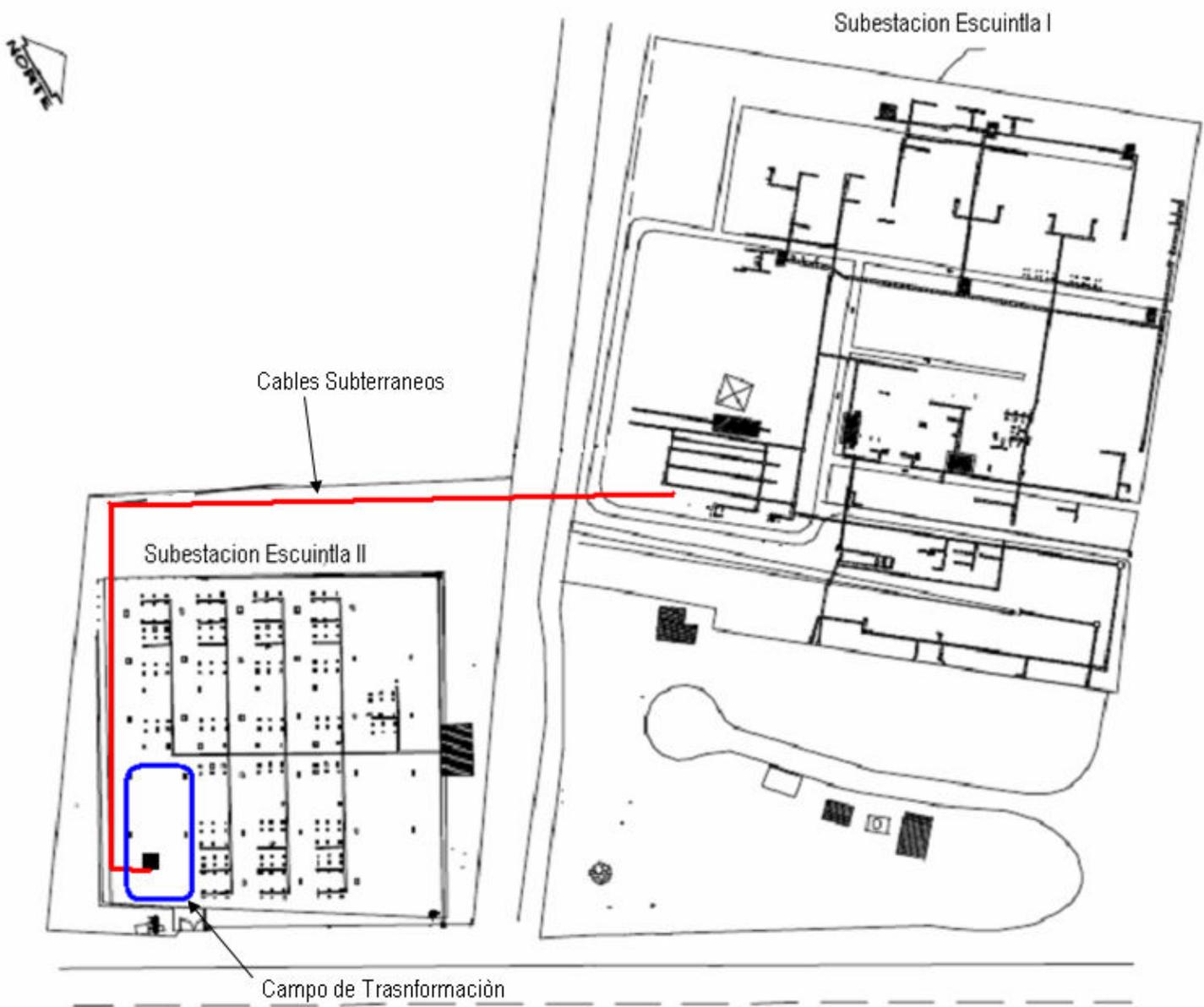
Tensión nominal kV	Tensión máxima kV	NBAI fase-tierra kV	NBAM fase-tierra kV	NBAI fase-fase kV	NBAM fase-fase kV	Distancia fase-tierra mm	Distancia fase-fase mm
4.4	4.4	75	-	75	-	120	120
6.9	7.2	95	-	95	-	160	160
13.8	15.5	110	-	110	-	220	220
24.	26.4	150	-	150	-	320	320
34.5	38.	200	-	200	-	480	480
69.	72.5	350	-	350	-	630	630
115.	123.	450 550	-	450 550	-	900 1100	900 1100
138.	145.	450 550 650 550	-	550 650 650 650	-	1100 1300 1100	1100 1300 1300
161.	170.	650 750	-	650 750	-	1300 1500	1500
230.	245.	650 750 850 950 1050	-	750 850 950 1050 1125	-	1300 1500 1700 1900 2100	1500 1700 1900 2100 2250
400.	420.	1050 1175 1300 1425	950 950 1050	-	1425 1550	2200 ² , 2900 ³ 2600 ² , 3400 ³	3100, 3200 3500, 4100

1 Presión barométrica de 760 mm de Hg y temperatura de 20°C

2 Para configuraciones conductor-estructura

3 Para configuración asimétrica

PLANO DE UBICACIÓN



PANEL DE CONTROL

Multilin 745

Protección de Transformadores

Este equipo tiene la función de protecciones siguientes:

- Protección Diferencial en Porcentaje
- Sobre Corriente Diferencial Instantánea
- Sobre Corriente del Tiempo de la secuencia Negativa/Fase/Neutro/Tierra
- Sobre Corriente Instantánea de secuencia negativa y de Tierra/Neutro/Fase
- Subfrecuencia (2 elementos)
- Índice de Frecuencia de Cambio (4 elementos)
- Sobre frecuencia (1 Elemento)
- Sobreexcitación en Voltios/Hz (2 elementos)
- Sobreexcitación en el 5to Nivel Armónico
- Desgaste del Aislamiento / Límite del Punto más Caliente
- Límite del Factor / Desgaste del Aislamiento
- Desgaste del Aislamiento / Pérdida de Límite de Vida

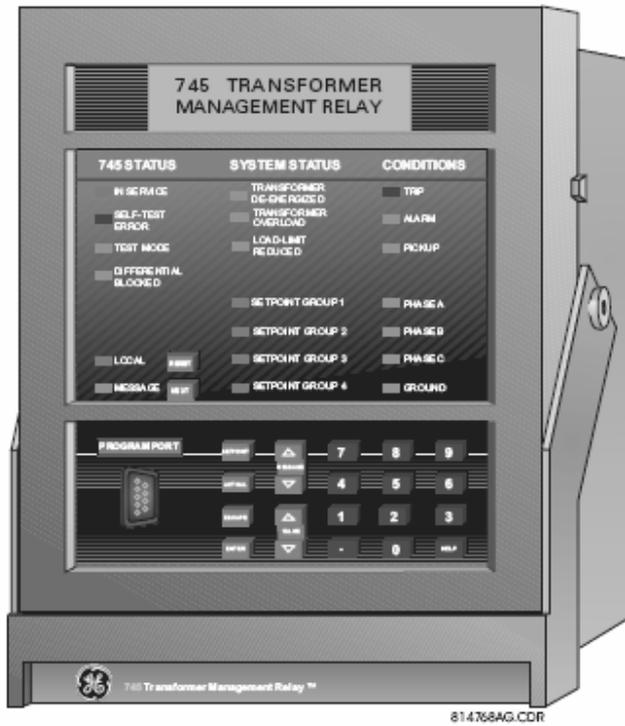
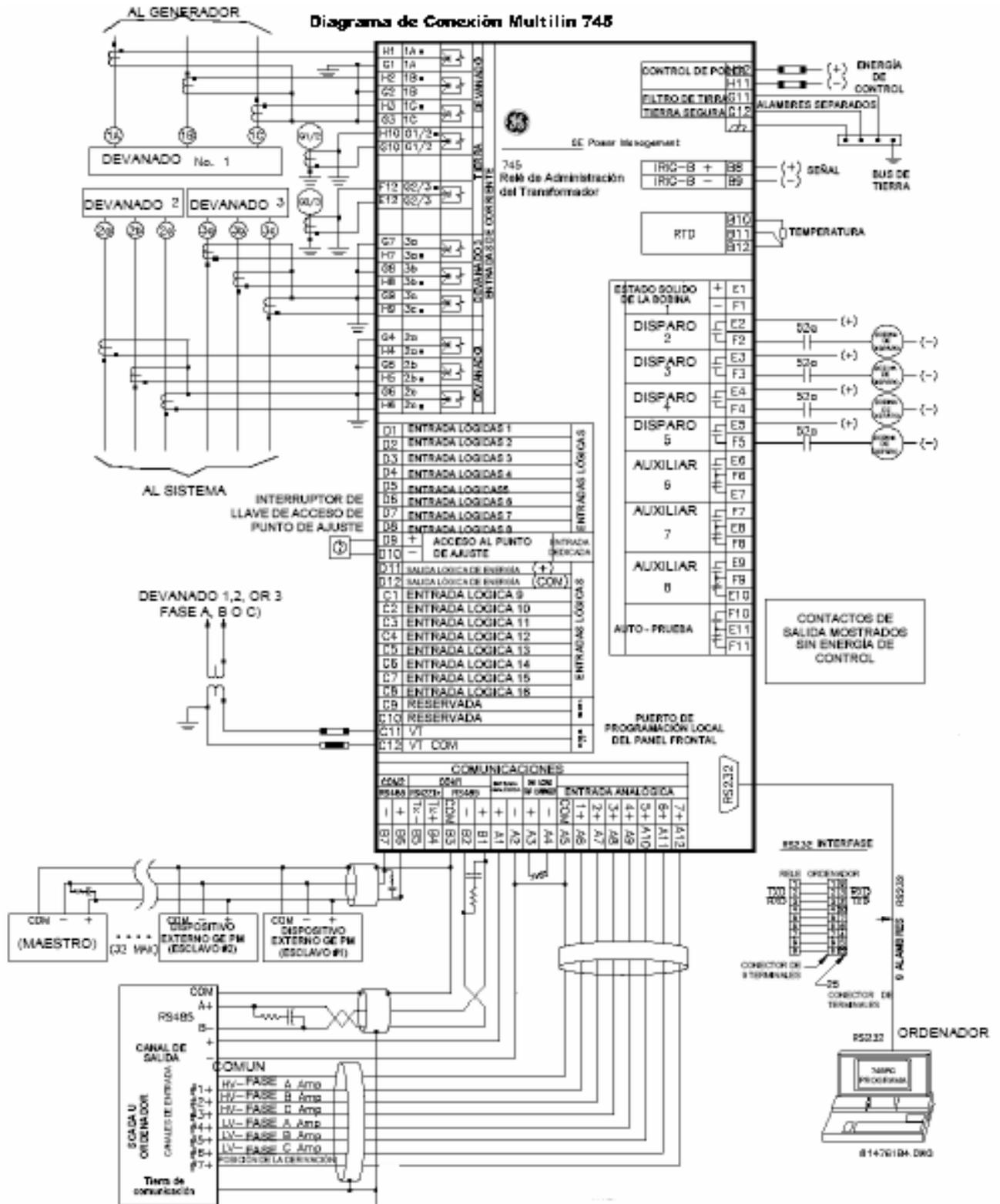


Diagrama de Conexión Multilin 745



Multilin 750

Rele de protección de interruptor

Este equipo tiene la función de protecciones siguientes:

- Bajo Voltaje en la Línea o Barra
- Voltaje de Secuencia Negativa
- Sobre Corriente instantánea Fase/Neutro/Tierra/Secuencia Negativa/Presencia de Tierra
- Tiempo Sobre Corriente Fase/Neutro/Tierra/Secuencia Negativa/Presencia de Tierra
- Sobrevoltaje Barra/Desplazamiento de Neutro
- Control de Fase/Neutro/Secuencia Negativa/Dirección de Tierra
- Subfrecuencia de Barra/Relación de Cambio
- Restauración automática de Bajo Voltaje
- Restauración automática de Subfrecuencia
- Falla en el Interruptor
- Dirección de Fase/Neutro
- Potencia Inversa



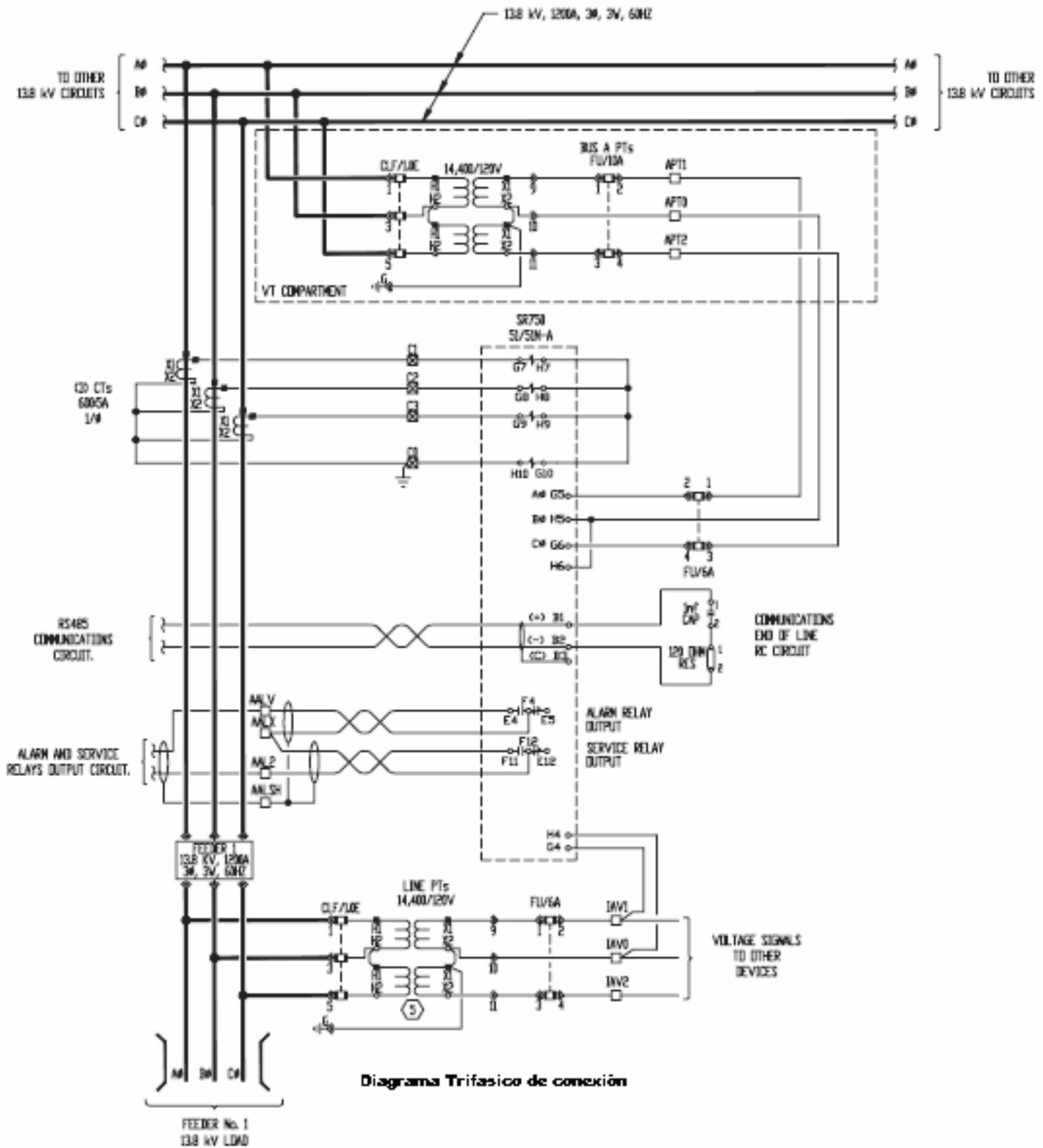
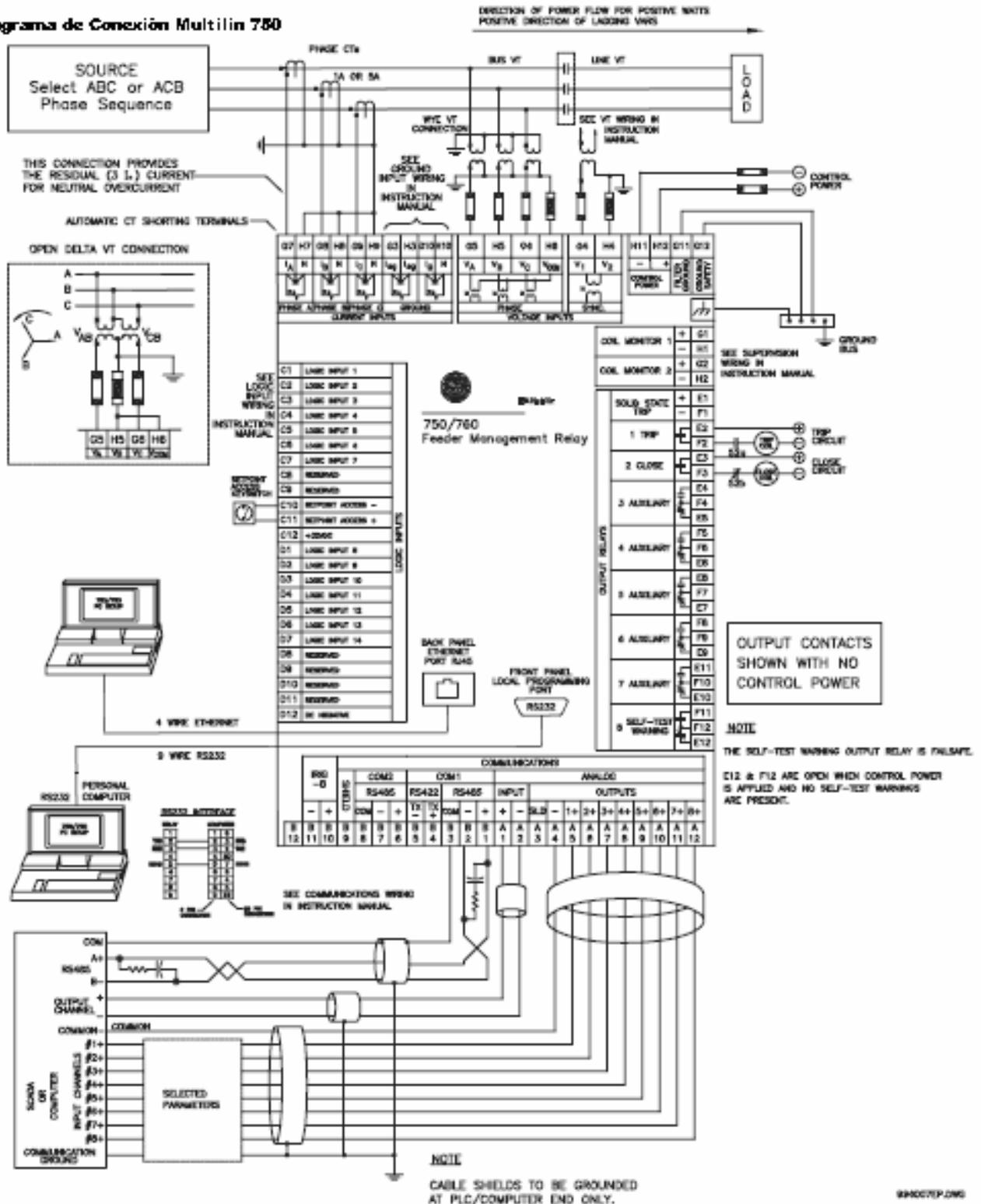


Diagrama de Conexión Multilin 750

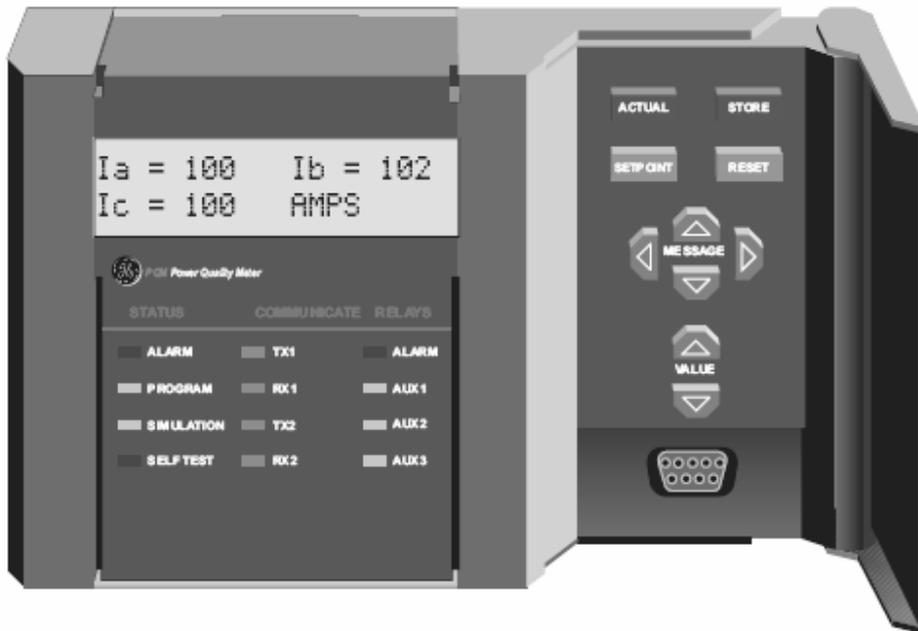


PQM

Medidor de Calidad de Potencia (Power Quality Meter)

Esta diseñado para medir:

- Voltaje
- Corriente
- Desvalance de Voltaje
- Desvalance de Corriente
- Watts
- VAR
- VA
- Kilowatts hora
- Kilovars hora
- Kilovolts-amp hora
- Factor de Potencia
- Frecuencia
- Demanda de Kilowatts
- Demanda de Kilovars
- Demanda de Kilovolts-amp



823787A4.CDR

Perfil 69KV

Campo 69KV, Escuintla I

