



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

**DISEÑO DEL MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE UN BANCO DE
TRANSFORMACIÓN DE 195MVA, 230/69/13.8kV, A DESARROLLARSE EN
LA SUBESTACIÓN DE GUATEMALA SUR, DE LA INSTITUCIÓN
ETCEE-INDE**

Irvin Arturo González Mazariegos

Asesorado por el Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Guatemala, septiembre de 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DEL MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE UN BANCO DE
TRANSFORMACIÓN DE 195MVA, 230/69/13.8kV, A DESARROLLARSE EN
LA SUBESTACIÓN DE GUATEMALA SUR, DE LA INSTITUCIÓN
ETCEE-INDE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

IRVIN ARTURO GONZÁLEZ MAZARIEGOS

ASESORADO POR EL ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathán Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento 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 DEL MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE UN BANCO DE
TRANSFORMACIÓN DE 195MVA, 230/69/13.8kV, A DESARROLLARSE EN
LA SUBESTACIÓN DE GUATEMALA SUR, DE LA INSTITUCIÓN
ETCEE-INDE**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 20 de febrero de 2010.

Irvin Arturo González Mazariegos

Al contestar, sírvase mencionar este número y referencia

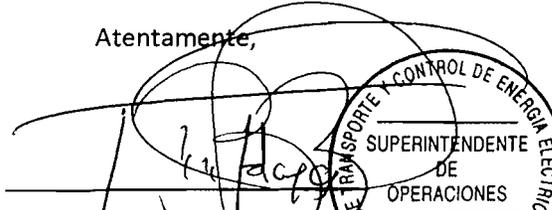
Guatemala 7 de Junio del 2011

A quien interese:

Por este medio hago constar que el estudiante Irvin Arturo González Mazariegos con número de carné 2002-12350 realizo su EPS titulado "DISEÑO DEL MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE UN BANCO DE TRANSFORMACIÓN DE 195MVA, 230/69/13.8 KV, A DESARROLLARSE EN LA SUBESTACIÓN DE GUATEMALA SUR, DE LA INSTITUCIÓN ETCEE-INDE" del cual entregó un informe final el cual fue revisado y aprobado satisfactoriamente.

Agradeciendo su atención, me es grato saludarles.

Atentamente,



Ing. Guillermo Bedoya



Superintendente de operaciones de ETCEE-INDE



Ref. EIME 49. 2011
Guatemala, 25 de JULIO 2011.

FACULTAD DE INGENIERIA

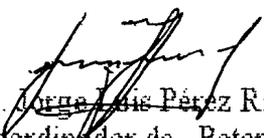
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"DISEÑO DEL MONTAJE ELECTROMECHANICO DE UN BANCO
DE TRANSFORMACIÓN DE 195MVA, 230/69/13.8kV, A
DESARROLLARSE EN LA SUBESTACIÓN DE GUATEMALA
SUR, DE LA INSTITUCIÓN ETCEE-INDE", del estudiante Irvin
Arturo González Mazariegos, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

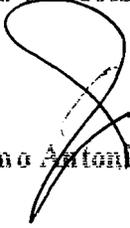

Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia

JLPR/sro



REF. EIME 48. 2011.

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; IRVIN ARTURO GONZÁLEZ MAZARIEGOS titulado: "DISEÑO DEL MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE UN BANCO DE TRANSFORMACIÓN DE 195MVA, 230/69/13.8kV, A DESARROLLARSE EN LA SUBESTACIÓN DE GUATEMALA SUR, DE LA INSTITUCIÓN ETCEE-INDE", procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 01 DE AGOSTO 2011.



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 DEL MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE UN BANCO DE TRANSFORMACIÓN DE 195MVA, 230/69/13.8kV. A DESARROLLARSE EN LA SUBESTACIÓN DE GUATEMALA SUR, DE LA INSTITUCIÓN ETCEE-INDE** presentado por el estudiante universitario **IRVIN ARTURO GONZÁLEZ MAZARIEGOS** autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO



Guatemala, septiembre 2011

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Padre mío, gracias por permitirme llegar a este punto de mi vida.
- La Virgen María** Por permitirme lograr esta meta y por sus bendiciones y sabiduría recibida.
- Mis padres** Luis Arturo González y Telma Judith Mazariegos, por brindarme en todo momento su apoyo incondicional, paciencia, esfuerzo, amor y cariño, este triunfo es para ustedes.
- Mis hermanos** Telmy Susselly y Junnior Armando, por ser parte fundamental de este éxito alcanzado.
- Mis familiares** Tíos, tías, primos, primas y demás familia por su apoyo y cariño mostrado a lo largo de este camino.
- Mis amigos** Por todo lo vivido y compartido durante la carrera.

AGRADECIMIENTOS A:

**La Facultad de Ingeniería
de la Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser el medio donde muchas personas tenemos acceso a la educación superior

**Al Instituto Nacional de
Electrificación
(INDE)**

Por darme la oportunidad de realizar mi proyecto de Eps y por abrirme las puertas para encaminarme como futuro profesional.

Mi asesor

Ing. Guillermo Bedoya Barrios, por su valiosa colaboración en la elaboración de este trabajo de graduación.

Mi supervisor

Ing. Natanael Requena, por su paciencia y ayuda en este trabajo, pero sobre todo por su amistad.

**Colaboradores en este
Trabajo de graduación**

Ing. Daniel Zapata, Ing. Armando Sanjay, Ing. Mario Castellanos, personal de la sección de obra civil de Guatemala Sur, por su amistad, convivencia y apoyo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	I
LISTA DE SÍMBOLOS	V
GLOSARIO	VII
RESUMEN	XI
OBJETIVOS.....	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. ANTECEDENTES DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA –ETCCE- Y EL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN –INDE-	1
1.1. Historia de la empresa	1
1.2. Actividades de la empresa.....	4
1.3. Estructura organizacional	8
1.4. Ubicación	12
1.5. Mercado objetivo.....	14
2. FASE DE SERVICIO TÉCNICO PROFESIONAL	15
2.1. Generalidades de una subestación	15
2.1.1. Subestación eléctrica	15
2.1.1.1. Clasificación de las subestaciones.....	15
2.1.2. Características de operación de las subestaciones	17
2.1.2.1. Confiabilidad.	17
2.1.2.2. Flexibilidad.	17
2.1.2.3. Seguridad.....	17
2.1.2.4. Modularidad.	18

2.1.3.	Principales equipos en una subestación.....	18
2.1.3.1.	Transformador de potencia.....	19
2.1.3.2.	Cambiador de derivaciones	21
2.1.3.3.	Accesorios	22
2.1.3.4.	Tipos de sistemas de enfriamiento	23
2.1.4.	Teoría de operación de los transformadores	26
2.1.4.1.	Teoría de operación de transformadores monofásicos reales	26
2.1.4.2.	Corriente de magnetización en un transformador real.....	27
2.1.4.3.	Circuito equivalente de un transformador	28
2.1.4.4.	Ensayo del transformador en vacío.....	31
2.1.4.5.	Ensayo del transformador en corto circuito....	32
2.1.4.6.	Conexiones de transformadores	33
2.1.4.6.1.	Conexión estrella-estrella	34
2.1.4.6.2.	Conexión estrella-estrella con terciario en delta	35
2.1.4.6.3.	Conexión delta-delta.....	36
2.1.4.6.4.	Conexión delta-estrella.....	37
2.1.4.6.5.	Conexión estrella-delta.....	38
2.1.4.7.	Transformadores de instrumento combinados.....	39
2.1.4.8.	Interruptor de potencia.....	42
2.1.4.8.1.	Partes principales	42
2.1.4.8.2.	Parámetros de los interruptores.....	43
2.1.4.8.3.	Tipos de interruptores.....	43
2.1.4.8.3.1.	Interruptor de Tanque vivo	44

	2.1.4.8.3.2.	Interruptor de tanque muerto.....	45
	2.1.4.9.	El seccionador.....	46
2.1.5.		Coordinación de aislamiento.....	48
	2.1.5.1.	Perturbaciones internas de maniobra.....	50
	2.1.5.2.	Perturbaciones externas o atmosféricas	51
	2.1.5.3.	Nivel básico de impulso.....	51
	2.1.5.4.	Distancias dieléctricas en subestaciones	52
	2.1.5.5.	Dispositivos de protección contra descargas directas o atmosféricas	55
	2.1.5.5.1.	Hilos de guarda y bayonetas	56
	2.1.5.5.2.	Apartarrayos	58
2.2.		Desarrollo del proyecto.....	59
	2.2.1.	Obra civil del proyecto.....	59
	2.2.1.1.	Requisitos técnicos de los materiales	59
	2.2.1.2.	Requerimientos técnicos particulares de obra civil	60
	2.2.1.3.	Requisitos para las bases de cimentación de equipo de control, medición de 69kV, 230kV y pórticos.....	61
	2.2.1.4.	Requisitos para las canaletas	61
	2.2.1.5.	Requisitos para el área a ampliarse en el patio de maniobras.....	64
	2.2.1.6.	Requisitos para las estructuras metálicas altas y bajas	65
	2.2.1.6.1.	Estructuras metálicas altas	65
	2.2.1.6.2.	Estructuras metálicas bajas	66
	2.2.1.7.	Otro tipo de requisitos	67

2.2.1.8.	Volúmenes de trabajo de obra civil	68
2.2.2.	Capacidad actual de los bancos de transformación	73
2.2.3.	Configuración de la subestación	75
2.2.4.	Obra electromecánica	76
2.2.4.1.	Diseño de barras colectoras	76
2.2.4.1.1.	Consideraciones de las cargas en el diseño de barras	83
2.2.4.1.2.	Cargas estáticas.....	83
2.2.4.1.2.1.	Peso del conductor.....	84
2.2.4.1.3.	Cargas dinámicas.....	84
2.2.4.1.3.1.	Expansiones términas	84
2.2.4.1.3.2.	Esfuerzos mecánicos.....	85
2.2.4.1.3.3.	Esfuerzo electromagnético	85
2.2.4.1.4.	Cálculo de las barras colectoras.....	85
2.2.4.1.4.1.	Requisitos particulares de las barras auxiliares.....	92
2.2.4.1.5.	Especificación técnica de materiales a utilizar en la construcción de las barras auxiliares	93
2.2.4.1.5.1.	Barras colectoras tubulares	93

	2.2.4.1.5.2.	Conectores.....	95
	2.2.4.1.5.3.	Aisladores de soporte.....	95
	2.2.4.1.6.	Factores secundarios en el diseño de la barra colectora.....	96
	2.2.4.1.6.1.	Efecto corona.....	96
2.2.4.2.		Cálculo y diseño de las acometidas de 230 y 69kV	97
	2.2.4.2.1.	Acometida de 230kV	97
	2.2.4.2.2.	Acometida de 69kV	103
2.2.4.3.		Cálculo y diseño de los blindajes para la protección del banco.....	105
	2.2.4.3.1.	Cálculo del blindaje.....	106
2.2.4.4.		Cálculo y diseño de la extensión de la doble barra de 69kV	118
	2.2.4.4.1.	Requisitos particulares del montaje de la extensión de la doble barra.....	127
2.2.4.5.		Cálculo de la ampliación de la red de tierras en los campos de 230 y 69kV	127
3.		FASE DE INVESTIGACIÓN. PLAN DE CONTINGENCIA	159
	3.1.	Bases legales	159
	3.2.	Antecedentes.....	161
	3.3.	Análisis de riesgos.....	161
	3.3.1.	Incendios	162
	3.3.2.	Deslizamientos	163
	3.3.3.	Clima	163
	3.3.4.	Fase de operación.....	163

3.4.	Plan de contingencia	164
3.4.1.	Organización del plan	164
3.4.2.	Objetivo del plan	165
3.4.3.	Alcance del plan.....	165
3.4.4.	Inventario y disponibilidad del equipo de respuesta.....	166
3.4.5.	Procedimiento en caso de emergencia	166
3.4.6.	Contingencia por incendio.....	167
3.4.6.1.	Medidas preventivas	167
3.4.6.2.	Medidas de control.....	168
3.4.7.	Derrame de desechos	168
3.4.8.	Contingencia por sismo.....	169
3.4.8.1.	Medidas preventivas	169
3.4.8.2.	Medidas de control.....	170
3.4.8.3.	Medidas post-sismo	170
3.4.9.	Rutas de evacuación.....	170
3.4.9.1.	Planos de edificaciones	174
3.4.9.2.	Nomenclatura de planos	176
4.	FASE DE ENSEÑANZA Y APRENDIZAJE	179
4.1.	Métodos de capacitación.....	179
4.1.1.	Objetivo del método a utilizar	181
4.1.2.	Método de presentaciones audiovisuales	181
	CONCLUSIONES.....	183
	RECOMENDACIONES.....	185
	BIBLIOGRAFÍA.....	187
	APÉNDICES.....	189

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Organigrama de ETCEE-INDE	11
2. Transformador de potencia	20
3. Accesorios de un transformador	23
4. Sistema de enfriamiento FOA	25
5. Diagrama de un transformador ideal	26
6. Circuito equivalente de un transformador real	29
7. Modelo del transformador referido al primario	30
8. Modelo del transformador referido al secundario	30
9. Ensayo del transformador en vacío	32
10. Ensayo del transformador en cortocircuito	33
11. Conexión estrella-estrella	35
12. Conexión delta-delta.....	36
13. Conexión delta-estrella.....	37
14. Conexión estrella-delta.....	38
15. Transformador de instrumento combinado.....	41
16. Interruptor de tanque vivo.....	44
17. Interruptor de tanque muerto.....	46
18. Coordinación de aislamiento	48
19. Niveles de aislamiento.....	52
20. Detalle de tapa metálica	63
21. Detalle de drenaje pluvial	65
22. Ubicación de barra de 69kV	69
23. Levantamiento de muros 1	70

24.	Levantamiento de muros 2.....	70
25.	Muros cortafuegos	71
26.	Caseta de control	71
27.	Tapa metálica de canaleta	72
28.	Área de ampliación de red de tierras	72
29.	Tapa metálica y caseta	73
30.	Vista del transformador trifásico de 100MVA	74
31.	Diagrama unifilar de la Subestación de Guatemala Sur.....	75
32.	Ubicación de aisladores 1	78
33.	Ubicación de aisladores 2	79
34.	Ubicación de aisladores 3	80
35.	Ubicación de aisladores 4	81
36.	Ubicación final de aisladores	82
37.	Disposición final de estructuras.....	91
38.	Conexión de los devanados primario y secundario.....	98
39.	Acometidas de 230 y 69kV	105
40.	Protección por medio del método electro geométrico	106
41.	Zona de atracción de un rayo	108
42.	Módulo de 230/69kV a proteger	110
43.	Altura y distancias entre cables de fuerza y cable de guarda	112
44.	Flecha y altura del punto inferior del cable de guarda.....	115
45.	Disposición final de cables de guarda y fase	117
46.	Pórticos con distancias encontradas.....	126
47.	Área del sistema de tierra	129
48.	Ampliación de la red de tierras.....	133
49.	Referencia de conexión	134
50.	Impedancia de hilos de guarda y resistencia de la red de tierra	137
51.	Ampliación de la red de tierra.....	147
52.	Nuevo valor de la resistencia de red	150

53. Ruta de evacuación en edificio de gerencia	171
54. Ruta de evacuación en edificio administrativo.....	172
55. Ruta de evacuación en edificio de protecciones	172
56. Ruta de evacuación en edificio de comunicaciones	173
57. Planta de la Subestación de Guatemala Sur	174
58. Planta en áreas con rutas de evacuación.....	175
59. Señalización de ruta de evacuación I	175
60. Señalización de ruta de evacuación II	176

TABLAS

I. Líneas de transmisión de ETCEE	13
II. Subestaciones de ETCEE	13
III. Clasificación de las subestaciones	16
IV. Propiedades de los tubos de aluminio	87
V. Propiedades eléctricas del aluminio	94
VI. Conductores ACAR	102
VII. Distancias dieléctricas	119
VIII. Factores de decremento	131
IX. Identificación de peligros y amenazas	164
X. Equipo mínimo de respuesta estimado.....	166

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio, medida de flujo de corriente eléctrica
C_f	Cable de fuerza
C_g	Cable de guarda
c.a	Corriente Alterna
c.c	Corriente Continua
ϕ_{LP}	Flujo magnético en el devanado primario
ϕ_{LS}	Flujo magnético en el devanado secundario
kVA	Kilo Voltio Amperio
kV	Kilo Voltios
MVA	Mega Voltio Amperio
S	Potencia Aparente

X_m	Reactancia Magnetizante
Ω	Resistencia Eléctrica en Ohms
R_c	Resistencia de pérdidas en el núcleo
E_{ind}	Tensión inducida
V	Voltios, medida de tensión eléctrica

GLOSARIO

Acometida	Conductores a utilizar para la conexión de los transformadores de potencia a la red de la subestación.
Ampacidad	Capacidad de conducción de corriente eléctrica de un conductor.
ASTM	<i>American Standard of Testing Materials</i>
Blindaje	Es una malla formada por cables de guarda que se instalan sobre la estructura de la subestación para proteger las partes vivas de una subestación.
<i>Bushing</i>	También llamado boquillas, los cuales tienen la función de conectar las guías de los devanados hacia el exterior del tanque, manteniendo la hermeticidad y aislamiento eléctrico.
Efecto Joule	Efecto que aparece en conductores y bobinas por la producción de calor debido al paso de la corriente eléctrica a través de un conductor homogéneo.

ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.
F.E.M	Tensión inducida en las terminales de un transformador por la acción del movimiento de un flujo magnético debido a la aplicación de un determinado nivel de voltaje.
Flecha	Distancia entre la línea recta que pasa por las puntas de sujeción de un conductor y el punto más bajo del mismo.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
IEEE	<i>Institute Electrical and Electronics Engineers</i>
Ley de Faraday	Ley sobre la cual se basa el funcionamiento de un transformador, la cual dice que la tensión inducida en un circuito es directamente proporcional a la rapidez con que cambia el flujo magnético que lo atraviesa.
Red de tierras	La red de tierras en una subestación es una de las principales herramientas para la protección de dispositivos y elementos contra sobre tensiones de origen atmosférico o por alguna maniobra.

SNI	Sistema Nacional Interconectado.
Subestación eléctrica	Conjunto de equipos, conductores y sistemas que forman parte de un nodo en un sistema eléctrico de potencia
Tensión crítica disruptiva	Es la tensión a la que el campo eléctrico en la superficie del conductor excede la rigidez dieléctrica del aire y comienza el efecto corona.
Transformador de potencia	Es un dispositivo que transforma la potencia eléctrica alterna de un nivel a otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo electromagnético.
Vano	Distancia horizontal entre dos estructuras que soportan una línea de transmisión.

RESUMEN

El presente trabajo desarrolla el diseño electromecánico de un banco de transformación de 195 MVA, el cual se integra y forma parte de la Subestación de Guatemala Sur, que actualmente tiene en operación 2 bancos de 138/69kV de 75 MVA cada uno, 1 banco de transformación de 230/69kV de 150 MVA y un transformador trifásico de 100 MVA.

Este proyecto se realiza debido a la necesidad que se observaba a largo plazo, ya que en las horas de demanda máxima, los bancos existentes en la Subestación de Guatemala Sur en el que la capacidad nominal de dichos bancos entraban en un estado cercano a la saturación o se acercaban a un punto muy cercano para la capacidad nominal para la que fueron construidos. También se llevo a cabo el diseño del nuevo banco de transformación debido a que el banco número 3 de la subestación, se saco de servicio por un tiempo determinado para trabajos de revisión y mantenimiento general que se le hicieron a las tres fases.

El alcance del proyecto del banco incluye el diseño de las barras colectoras; para lo cual está contemplado las 3 unidades titulares y el transformador de reserva, entre las que mencionamos el diseño de la barra auxiliar de 15kV para la conexión delta de los terciarios del banco de transformación, el diseño de la barra auxiliar del neutro de 69kV para el punto común de la conexión estrella del banco de transformación y el diseño de la barra auxiliar del neutro de 230kV para el punto común de la conexión estrella del banco de transformación.

El diseño de los blindajes para protección del banco de transformación ante descargas electroatmosféricas, lo cual incluye también las acometidas de 230 y 69kV, y la ampliación de la red de tierras existente en los campos de 230 y 69kV.

Con las medidas que se tenían de los transformadores, se elaboraron los respectivos planos de los transformadores en Autocad junto con sus respectivos accesorios, como lo son: los *bushings* de 230 y 69kV, el tanque y los dispositivos restantes. Antes de realizar los respectivos bosquejos de los transformadores, se representaron también en un plano elaborado en Autocad los muros corta fuegos y las bases donde estarían ubicados dichos transformadores.

Para tener las medidas exactas de la altura de los *bushings* al ubicarlos en Autocad, se fueron a tomar físicamente con un instrumento de medición o cinta métrica las respectivas medidas de estos que no fue más que la altura de los mismos desde la base hasta la punta del *bushing*, los cuales estaban ubicados en el taller eléctrico de la subestación. La medida exacta del tanque y el radiador se sacó del documento original, utilizado para tomar las dimensiones reales de los transformadores.

Al tener ubicadas las unidades de las 3 fases del banco de transformación en su respectivo lugar, se inicio con esta actividad el diseño electromecánico del banco. Luego se dio la ubicación exacta a los aisladores que conformarían la conexión de los neutros de 230 y 69kV del transformador y la conexión Delta del terciario, ubicándolos de tal manera que se cumplieran con las libranzas eléctricas necesarias con respecto al transformador y sus accesorios.

Para lograr lo anterior se estudió a fondo el tema del diseño de barras colectoras y se hicieron varias pruebas para llegar a conocer cuál y dónde era la mejor ubicación de los aisladores de los neutros y del terciario, para lo cual se muestran los planos de todas las posibles ubicaciones que se le iban dando a dichos componentes para así definir cuál era la mejor ubicación, con el fin de librar y tener las distancias dieléctricas respectivas entre las partes principales del transformador y sus respectivos accesorios, y todo eso se iba viendo en los planos en Autocad, ya que al hacerlo en este programa se tenía la facilidad y la libertad de modificar las distancias para cumplir con las libranzas eléctricas correspondientes.

OBJETIVOS

General

Proyectar, definir, estructurar y diseñar el banco de transformación de 195 MVA, con el cual se incrementará la capacidad de transformación de potencia eléctrica, la confiabilidad, versatilidad y flexibilidad de operación en la Subestación de Guatemala Sur.

Específicos

1. Diseñar técnica y científicamente el banco de transformación para lograr la ampliación de la subestación en los campos de 230 y 69kV.
2. Prestar un mejor servicio a todos los usuarios conectados a la red de transporte de energía de Guatemala al energizar y conectar el nuevo banco al Sistema Eléctrico Nacional con la finalización del diseño electromecánico del banco de transformación y con la posterior conexión del mismo se tendrán nuevos usuarios conectados a la red de energía.
3. Elaborar una guía o modelo para futuros proyectos que incluyan transformadores de potencia.

INTRODUCCIÓN

Hacer el diseño del montaje de un banco de transformación es de suma importancia, ya que todas las líneas de transmisión, equipo primario y de reserva que interconectan los diferentes centros de generación a la red de la Subestación de Guatemala Sur, por el hecho de conectar y entrar en funcionamiento un nuevo banco de transformadores junto con los bancos que actualmente operan, estas mantendrán un servicio que garantice la continuidad, la calidad y la confiabilidad entre las comunidades y poblaciones a las que se les suministra la energía eléctrica, contando los usuarios con más potencia disponible, lo cual les permitirá mejorar su nivel de vida y sus comodidades.

El diseño que se presenta en el desarrollo de este trabajo de graduación para su posterior puesta en funcionamiento, trae consigo que se tenga una minimización de las pérdidas que se producen por cortes de energía eléctrica, debido a que este nuevo banco servirá de respaldo a los bancos existentes, porque se tendrá una mejoría en el transporte de potencia eléctrica en la Subestación de Guatemala Sur debido al aumento de la capacidad instalada y la potencia disponible.

La demanda de potencia eléctrica de los bancos de transformación de las subestaciones más importantes del país, tienen un incremento constante que actualmente, llegan al 80% de su valor nominal.

La potencia de los generadores interconectados también se incrementa, de tal forma que para satisfacer la demanda de potencia, se necesita de la puesta en servicio de nuevos bancos de transformación, aparte de que los bancos de transformación más antiguos ya están llegando al límite de su vida útil (tienen más de 25 años de servicio), por lo cual es necesario y urgente la puesta en operación del banco número 5 de transformación 230/69/13.8kV, el que motivó este estudio.

1. ANTECEDENTES DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA –ETCCE- Y EL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN –INDE-

1.1. Historia de la empresa

Fue en el gobierno del Coronel Carlos Castillo Armas cuando por iniciativa del Ingeniero Oswaldo Santizo Méndez, se redactó la ley de la institución que se dedicaba por completo a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, que en ese entonces era una función del departamento de electrificación, dependencia del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas. Con el correr del tiempo los problemas de la energía eléctrica se acrecentaron y fue así que mediante Decreto No. 1287 del Congreso de la República, se creó el 27 de mayo de 1959 el Instituto Nacional de Electrificación –INDE-, para que los habitantes del país disfrutaran de comodidad y desarrollo.

El objetivo de su fundación se encaminó a dar solución pronta y eficaz a la escasez de energía eléctrica en el país, así como mantener la energía disponible a efecto de satisfacer la demanda normal e impulsar el desarrollo de nuevas industrias, incrementar el consumo doméstico y el uso de la electricidad en las áreas rurales.

El Instituto Nacional de Electrificación INDE, en apego a la separación de funciones y administración de las actividades de distribución, generación y transmisión de energía eléctrica del INDE, como lo indica a Ley General de Electricidad y su Reglamento, organizó la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica – ETCEE -, según Acuerdo publicado en el Diario de Centro América el 27 de octubre de 1997.

ETCEE se origina de la separación de funciones de la actividad eléctrica acordada en el artículo séptimo y tercero transitorio de la Ley General de Electricidad.

Durante 47 años de existencia, los retos afrontados y superados por el INDE, llevaron a consolidarse como una de las instituciones más eficientes de Guatemala, gracias al esfuerzo diario de un personal comprometido con el mejoramiento continuo de la entidad, logra que cada día la energía que mueve a nuestro país llegue cada vez a más guatemaltecos. El INDE ha sido una pieza fundamental en el desarrollo nacional, generando la energía necesaria para industrias, empresas, comunidades y hogares; iluminando un sendero de crecimiento continuo para Guatemala.

La historia de la generación de energía eléctrica en Guatemala, inicia en 1884 al instalarse la primera hidroeléctrica en la finca El Zapote, al norte de la capital. Al año siguiente se forma la Empresa Eléctrica del Sur, fundada por empresarios alemanes que instalaron la hidroeléctrica Palín de 732 kW. Esta instalación brindó servicio de energía eléctrica a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla. Posteriormente, en 1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, con el fin de proveer de energía al Ferrocarril de los Altos.

Cuando este medio de transporte desaparece, las autoridades de gobierno deciden que dicha planta se convierte en la hidroeléctrica del estado, con el fin de llevar la electricidad al interior del país, por lo que en 1940 se crea el Departamento de Electrificación Nacional.

Cuando el INDE se hizo cargo de la electrificación a nivel nacional, existía en el país apenas 54kW instalados y en ese entonces se trabajaba en la construcción de la hidroeléctrica Río Hondo. Posteriormente, ante la situación deficitaria de generación que había en 1961, el INDE instaló en forma emergente, mientras se desarrollaban los planes de expansión, la central diesel de San Felipe Retalhuleu con 2,44 MW y una turbina de gas en Escuintla con una capacidad instalada de 12,5 MW en el año 1965. Además, amplió la capacidad de la hidroeléctrica de Santa María a 6,88 MW en 1966.

El patrimonio inicial lo constituyó una emisión de bonos de Q. 15 millones, los bienes de las hidroeléctricas Santa María y Río Hondo y los bienes del Departamento de Electrificación Nacional.

Actualmente, el INDE está regido por su Ley Orgánica Decreto Número 64-94 de fecha 7 de diciembre de 1994 y sus reformas, la cual establece que es una entidad estatal autónoma y auto-financiable, que goza de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia. Posteriormente entró en vigencia el Decreto Número 93-96 el 15 de noviembre de 1996, Ley General de Electricidad, la que en su artículo 7º, indica que el INDE debe separar sus funciones de la actividad eléctrica en empresas de: generación, transporte, distribución y comercialización.

1.2. Actividades de la empresa

El Instituto Nacional de Electrificación -INDE- es una institución dedicada al proceso de energía eléctrica dentro del sub sector eléctrico, su actuar está establecido en la Ley Orgánica del INDE y sus reformas según Decreto No. 64-94 del Congreso de la República de Guatemala. En apego a la separación de funciones y administración de las actividades de distribución, generación y transmisión de energía eléctrica del INDE, se organizó la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica -ETCEE- según Acuerdo publicado en el Diario de Centro América el 27 de octubre de 1997.

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, tiene como finalidad el transporte de energía eléctrica de manera continúa en el Sistema Nacional Interconectado -SNI- y de las interconexiones regionales, operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones. Así como de participar en el sub sector eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y el mercado eléctrico regional.

Entre las principales atribuciones y en cumplimiento con su finalidad se encuentran las siguientes:

- Administrar, operar y mantener el servicio de transporte de electricidad en términos de calidad que estipula la Ley General de Electricidad.
- Prestar el servicio de transporte de electricidad a los agentes del mercado eléctrico, cobrando peaje por dicho servicio.

- Velar por la conservación de la infraestructura de transmisión, transformación, equipo de control y comunicaciones y de todos los activos físicos y de los recursos con que cuenta para tal fin.
- Coordinar sus programas y actividades con los programas y planes con otros agentes del mercado eléctrico relacionados con las dependencias estatales y con el INDE.
- Planificar, diseñar, financiar contribuir y supervisar las obras de infraestructura necesarias.
- Conocer todo estudio relacionado con el servicio de transporte y control de energía eléctrica y resolver acerca de las obras atinentes al mismo.
- Asesorar a las otras dependencias del INDE en materia de su competencia

Para cumplir con el proceso productivo de transportar energía eléctrica, realizar los controles de telecomunicaciones en el sistema, programar y realizar los mantenimientos de líneas de transmisión y subestaciones, se presentan en detalle, de la infraestructura con que opera ETCEE:

- Obras en proceso para concluirse el año 2010
 - Ampliación de la subestación Panaluya que considera la implementación de obras para una subestación con dos bancos de transformación 230/69kV y 138/69kV.

- Ampliación de las subestaciones Río Grande, Zacapa y Shoropin, que considera la implementación de obras civiles y eléctricas con la sustitución de transformadores de potencia en las subestación Zacapa y Shoropin (138/34,5kV y 138/13,8kV).
 - Puesta en servicio de la ampliación Subestación de Guatemala Sur con un nuevo banco de transformación 230/69kV, 195 MVA.
 - Línea de 69kV Santa Elena – Ixpanpajul - Sayaxché – Chisec.
 - Subestación Sayaxché 69/34,5kV, 14 MVA.
- Obras a iniciar en el año 2010
 - Ampliación de la capacidad de transformación en Subestación de Guatemala este y Guatemala norte: este proyecto considera como primera fase la adquisición de dos bancos de transformadores de potencia durante el año 2010, así como el inicio de obras civiles para concluirlo en el año 2011. Se proyecta adicionar bancos de transformación de 195 MVA 230/69kV en Guatemala este y 150 MVA en Guatemala norte
 - Modernización de sistemas de control y protección de subestaciones: este proyecto considera el suministro, instalación y puesta en servicio de esquemas de protección diferencial de barras en las Subestaciones de Guatemala Sur, Guatemala norte, Guatemala este, Escuintla 1 y 2, Esperanza y Brillantes, el cual tendrá un monto estimado de inversión de US \$ 5 millones.

- Adquisición de equipos y repuestos para mantenimientos: se plantea la adquisición de varios equipamientos para sustituir equipos envejecidos y dañados por un monto de Q 88 793 256 con el objetivo de mejorar la confiabilidad y disponibilidad de las subestaciones en operación.
- EGEE: la Empresa de Generación de Energía Eléctrica –EGEE- es la encargada de operar las centrales, plantas y unidades de generación para comercializar energía eléctrica en el mercado eléctrico nacional y regional.
- Atribuciones de la empresa de Generación
 - Administrar, operar y mantener en óptimas condiciones, los activos de generación de electricidad.
 - Vender su producción de energía eléctrica, la potencia disponible y otros servicios auxiliares, de conformidad con la operación del Mercado Mayorista.
 - Participar en el mercado eléctrico regional, de conformidad con las políticas comerciales que defina el INDE.
 - Velar por la conservación de los activos bajo su responsabilidad y el incremento de la capacidad de generación.
 - Coordinar sus programas y actividades con otros agentes del mercado eléctrico relacionados y las dependencias del estado relacionadas al sector.

- Planificar, diseñar, financiar, construir y supervisar las obras de infraestructura necesaria.

1.3. Estructura organizacional

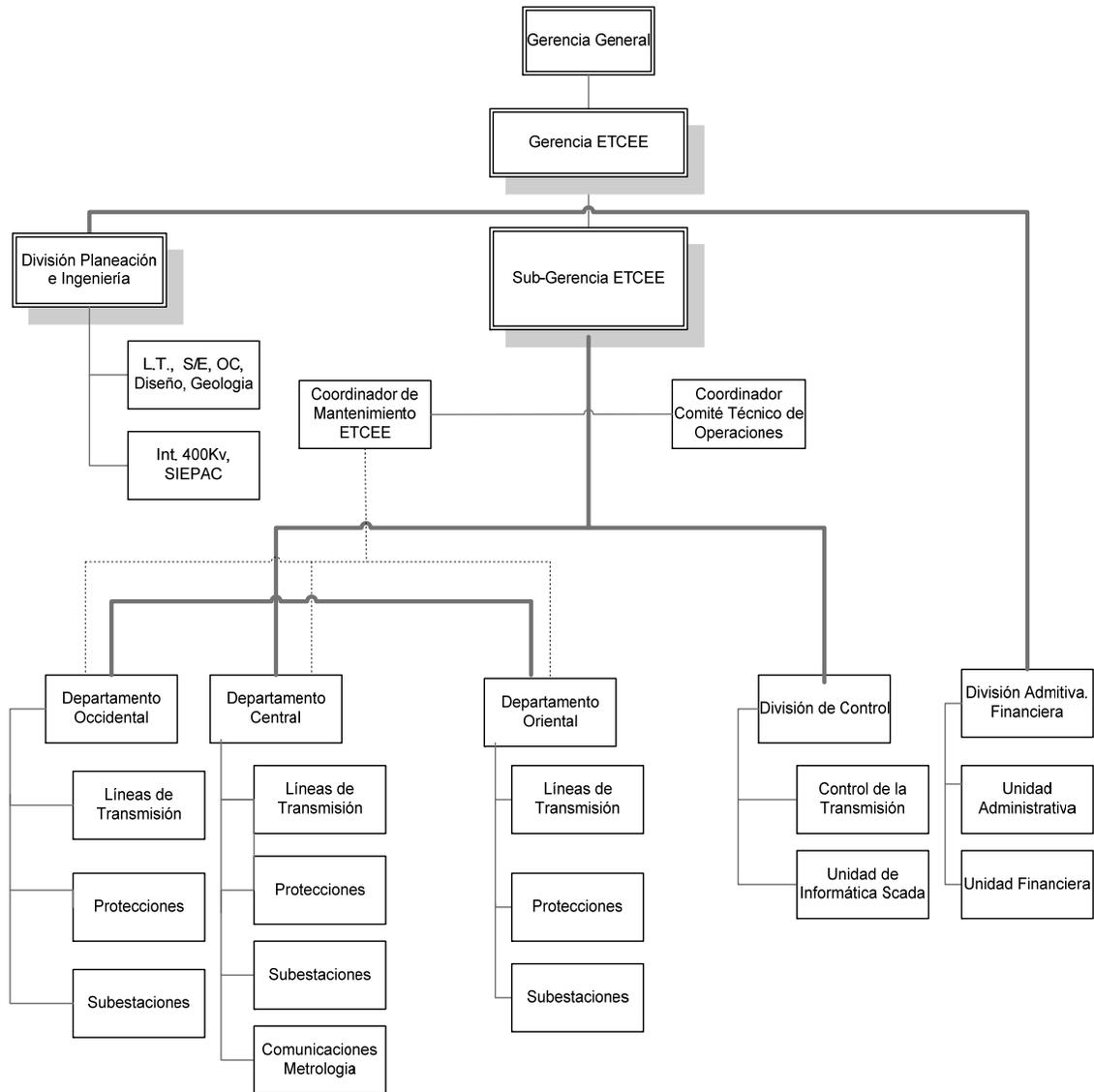
- Organización del INDE: es el órgano superior de la administración del INDE, conforma el Consejo Directivo y está integrado por miembros del Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Economía, la Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia, Asociación Nacional de Municipalidades, Asociaciones Empresariales y Entidades Sindicales. La Gerencia general es la encargada de la ejecución de las instrucciones y directrices emanadas del Consejo directivo, además debe llevar a cabo la administración y gobierno de la Institución.
 - Consejo directivo: dictamina las directrices a seguir en la institución, tanto interna como externamente.
 - Gerencia general: está encargada de la ejecución de las directrices y políticas emanadas del Consejo Directivo, además de llevar la administración y gobierno de la institución.
 - Gerencia de generación es la encargada de operar las centrales, plantas y unidades de generación para comercializar energía eléctrica en el mercado eléctrico nacional y regional.
 - Gerencia de transporte de energía eléctrica: presta el servicio de transporte de electricidad en forma continua y eficiente entre los productores y consumidores de la misma.

- Gerencia de servicios corporativos: es la encargada de dirigir los lineamientos administrativos internos.
- Gerencia de electrificación rural y obras: elabora planes de electrificación rural de acuerdo a las políticas dictadas por el Estado de Guatemala a través del Ministerio de Energía y Minas al INDE.
- Gerencia financiera: maneja y controla ingresos y egresos de la institución.
- Asesoría jurídica: como su nombre lo indica, asesora jurídicamente a la institución.
- Organización funcional de la Empresa de Transporte y Control e Energía Eléctrica ETCEE: para que la Empresa de Transporte y Control e Energía Eléctrica - ETCEE- cumpla con las actividades de administración y operación, fueron creados o cuenta con 3 niveles de mando.
 - Dirección superior, integrada por:
 - Gerencia: órgano ejecutivo superior de ETCEE, a la cual le corresponde impulsar, dirigir y coordinar las actividades técnico-administrativas, y plantear políticas de desarrollo.
 - Sub-gerencia: encargada de la parte técnico-operativa de la red de transmisión, planificar e informar al administrador del mercado mayorista los mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos.

- Apoyo técnico, integrado por las divisiones de:
 - Planeación e ingeniería: encargada de planificar y ejecutar nuevos proyectos de líneas de transmisión y subestaciones y velar por la ampliación de la capacidad instalada.
 - De control: encargada de velar por la operación y control de la red eléctrica de transporte por medio del Centro Nacional de Operaciones CENADO en apoyo con el sistema operativo SCADA.
 - Administrativa financiera: encargada de realizar los procesos relativos a la administración financiera, la planeación y ejecución de técnicas que permitan ser más eficientes a los procedimientos de trabajo en la racionalización del uso de los recursos y de apoyo al proceso productivo de transportación de energía eléctrica.
 - Operatividad del sistema y funcionamiento administrativo-financiero: integrado por los 3 sistemas y dos departamentos que se mencionan a continuación.
 - ❖ Sistemas: supervisados por la sub-gerencia
 - ❖ Central, occidente y oriente
 - ❖ Departamentos: supervisados por la división administrativa
 - ❖ Financiera: administrativo y financiero

:

Figura 1. Organigrama de ETCEE-INDE



Fuente: www.Inde.gob.gt.

1.4. Ubicación

La red de la Empresa de Transporte y Control e Energía Eléctrica – ETCEE-opera en voltajes de 230, 138 y 69kV en su red de transmisión, y 34,5, 13,8 y 2,4kV en los puntos de conexión de las redes de distribución. Actualmente también cuenta con una línea de 400kV que corresponde a la interconexión Guatemala – México, que conecta las subestaciones de Los Brillantes en Guatemala y Tapachula en México.

En el área oriental se suministra aproximadamente un 17% de la demanda total del sistema y al igual que el área occidental está conformado por una red longitudinal pobremente mallada que está alimentada por cuatro líneas de transmisión, una de 138 kV de la subestación Escuintla 1 hacia Chiquimulilla y tres más de 69kV que van de Guatemala Sur a La Vega, de Guatemala Norte a Sanarate y de Tactíc hacia Matanzas.

En el área occidental se suministra aproximadamente un 21% de la demanda total del sistema, está conformada por una red longitudinal poco mallada, conectada al área central por medio de tres alimentadores, uno de 230.0kV que conecta la subestación Escuintla 1 con Los Brillantes y dos más de 69.0kV que conectan las Subestaciones de Guatemala Sur con Chimaltenango y Escuintla 1 con El Jocote. Las subestaciones Guatemala Norte, Guatemala Este, Guatemala Sur y Escuintla 1, son subestaciones de transformación desde las que se suministra aproximadamente un 62% de la demanda total del sistema.

Tabla I. Líneas de transmisión de ETCEE

LONGITUD DE CIRCUITOS DE LINEAS DE TRANSMISION (km)				
KV	OCCIDENTE	CENTRO	ORIENTE	TOTAL
230	149.0	327.4	196.6	673.0
138	0.0	90.7	197.5	288.2
69	914.8	21.9	1024.0	1960.7
TOTAL	1063.8	440.0	1418.1	2921.9
CANTIDAD DE CIRCUITOS DE LINEAS DE TRANSMISION				
KV	OCCIDENTE	CENTRO	ORIENTE	TOTAL
230	2	11	3	16
138	0	6	5	11
69	41	3	37	81
TOTAL	43	20	45	108

Fuente: www. inde.gob.gt.

Tabla II. Subestaciones de ETCEE

CANTIDAD DE SUBESTACIONES				
KV	OCCIDENTE	CENTRO	ORIENTE	TOTAL
230 KV	2	5	1	8
138 KV		1	5	6
69 KV	23		25	48
TOTAL	25	6	31	62

Fuente: www. inde.gob.gt.

1.5. Mercado objetivo

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, tiene como finalidad el transporte de energía eléctrica de manera continua en el Sistema Nacional Interconectado SNI y de las interconexiones regionales, operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones. Así como de participar en el sub sector eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y el mercado eléctrico regional.

El mercado objetivo son todos los usuarios conectados a la red de transporte de energía en las distintas ubicaciones geográficas mencionadas anteriormente, la cual tiene como objetivo principal la prestación del servicio de transporte de electricidad en forma continua y eficiente entre los productores y consumidores de la misma que hacen uso de la infraestructura de transmisión y transformación para llevar a cabo sus transacciones, tanto en el mercado eléctrico nacional como en el regional.

Las actividades de administración, operación, mantenimiento, planificación, diseño, construcción, negociación, facturación, supervisión y control, son efectuadas con gran esmero y responsabilidad, para mantener altos índices de calidad y desempeño en la gestión de la empresa, en cumplimiento de lo que al respecto estipulan la legislación y normativa eléctrica vigente en Guatemala y en la región centroamericana.

2. FASE DE SERVICIO TÉCNICO PROFESIONAL

2.1. Generalidades de una subestación

2.1.1. Subestación eléctrica

Una subestación eléctrica es un conjunto de elementos o dispositivos los cuales intervienen en el proceso de generación-consumo de energía eléctrica de una manera que nos permiten cambiar las características de energía eléctrica (voltaje, corriente, frecuencia, etc.), tipo (c.a. o c.c.) o bien conservarle dentro de ciertas características. Es un nodo dentro del sistema de potencia en el cual se transforman los niveles de tensión y corriente con el fin de minimizar pérdidas y optimizar la distribución de la energía producida en las centrales generadoras, maniobrando y controlando su destino final con determinados requisitos de calidad. Los parámetros que la definen son: potencia, voltaje y corriente.

2.1.1.1. Clasificación de las subestaciones

Las subestaciones pueden clasificarse bajo criterios básicos que cubran las funciones, tipos y formas que existen en nuestro medio, las cuales se resumen en la siguiente tabla.

Tabla III. **Clasificación de las subestaciones**

CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES		
POR SU FUNCION DENTRO DEL SISTEMA	POR TIPO DE OPERACIÓN	POR SU FORMA CONSTRUCTIVA
<ul style="list-style-type: none"> • Generación • Transmisión • Sub-Transmisión • Distribución o de servicio 	<ul style="list-style-type: none"> • Transformadora • Acoplamiento • Distribuidora • Maniobra • Combinación 	<ul style="list-style-type: none"> • Por su montaje <ul style="list-style-type: none"> ○ Interior ○ Exterior • Por su equipo <ul style="list-style-type: none"> ○ Convencional ○ Encapsulada ○ Móvil

Fuente: ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión, p. 63.

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones, estas se pueden agrupar en:

- Subestaciones de transmisión: su función es interconectar las diferentes líneas de transmisión: arriba de 230kV.
- Subestaciones de subtransmisión: son las que interconectan líneas de nivel intermedio de tensión, para transporte a distancias moderadas y cargas no muy altas distribuidas a lo largo de la línea.
- Subestaciones de distribución primaria: entre 115 y 23kV.
- Subestaciones de distribución secundaria: debajo de 23kV.

Otro tipo de clasificación:

- Subestación de generación: asociadas a centrales generadoras. Dirigen directamente el flujo de potencia al sistema.

- Subestación de maniobra: conectan varios circuitos (o líneas) para orientar o distribuir el flujo de potencia a diferentes áreas del sistema.

2.1.2. Características de operación de las subestaciones

Características tales como confiabilidad, seguridad, flexibilidad y modularidad, determinan la forma de una subestación y se definen de la forma siguiente.

2.1.2.1. Confiabilidad

Propiedad en que una subestación pueda mantener el suministro de energía, bajo la condición que al menos un componente de la subestación pueda repararse durante la operación.

2.1.2.2. Flexibilidad

Es la propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar, bien sea por mantenimiento, por cambios en el sistema o por fallas.

2.1.2.3. Seguridad

Propiedad de una instalación de operar adecuadamente bajo condiciones normales y anormales de manera que se evite el daño en los equipos o riesgo para las personas.

2.1.2.4. Modularidad

El espacio ocupado por el conjunto de equipos pertenecientes a una misma salida de la subestación se denomina "Campo" o "Bahía", por ejemplo: Campo de línea, Bahía de transformador, etc. La Modularidad es la facilidad que tiene una subestación para cambiar de configuración cuando sus necesidades o el sistema lo requieran.

2.1.3. Principales equipos en un subestación

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

- Elementos principales
 - Transformador de potencia
 - Interruptor de potencia
 - Restaurador
 - Seccionadores
 - Apartar rayos
 - Condensadores
 - Transformadores de instrumento

- Elementos secundarios
 - Cables de potencia
 - Cables de control
 - Alumbrado
 - Estructuras
 - Herrajes
 - Equipo contra incendio

- Equipo de filtrado de aceite
- Sistema de tierras
- Intercomunicación
- Trincheras, conducto y drenajes
- Cercas y mallas perimetrales

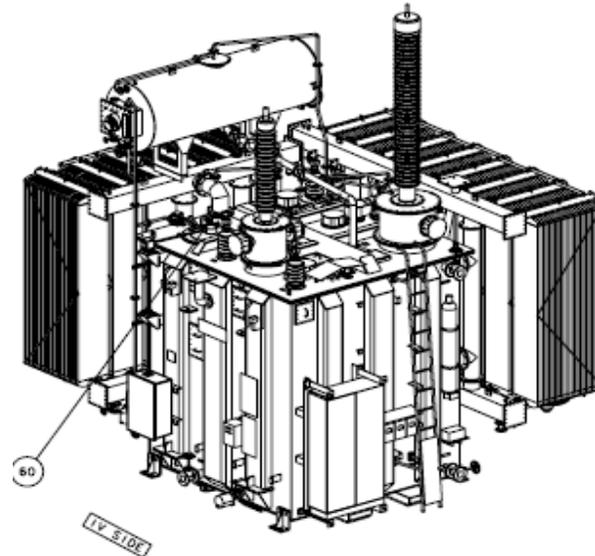
2.1.3.1. Transformador de potencia

Un transformador es un dispositivo que cambia potencia eléctrica alterna de un nivel a otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético. Consta de dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común. La única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común que se encuentra dentro del núcleo.

La parte fundamental en el funcionamiento del transformador requiere únicamente de la existencia de un flujo mutuo con variación temporal compartido por ambos devanados. Este hecho puede ocurrir en dos devanados acoplados en aire, pero dicho acoplamiento entre los mismos se realiza de manera más efectiva al usarse un núcleo de hierro u otro material ferromagnético, debido a que el flujo se mantiene dentro de un patrón definido de alta permeabilidad que une ambos devanados. Se le llama transformador de potencia a los dispositivos que tienen capacidades superiores a 500kVA y voltajes hasta 400kV.

Existen otras clasificaciones que también consideran la potencia y tensión de operación como parámetros más importantes para designar un transformador.

Figura 2. **Transformador de potencia**



Fuente: JIMENEZ, Julián. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia, p. 206.

Los transformadores de potencia reciben variedad de nombres, dependiendo de su utilización en los sistemas de potencia.

- Transformador de su
- bestación: son transformadores de potencia que se conectan en diferentes puntos de las líneas de transmisión para reducir el voltaje a niveles requeridos por la red eléctrica (subtransmisión).
- Transformador de distribución: este tipo de transformadores reduce el voltaje de distribución o subtransmisión al voltaje final a que se utiliza la potencia.

- Transformador para generador: son transformadores de potencia que van conectados a la salida del generador elevando el voltaje producido por este para enviar la energía a través de las líneas de transmisión. También son llamados transformadores de unidad.

Se puede considerar que un transformador de potencia está formado por tres partes principales:

- Parte activa
- Parte pasiva
- Accesorios

2.1.3.2. Cambiador de derivaciones

Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Los cambiadores de derivaciones permiten modificar la relación de transformación en un transformador. Esta acción se manifiesta en un aumento o disminución del voltaje secundario para una misma tensión en el devanado primario.

Los cambiadores son conectados generalmente en el devanado de alta tensión, por ser este el devanado exterior y debido a que su costo disminuye, en virtud de que la intensidad de corriente es menor en el devanado de alta tensión y la conexión de derivadores puede hacerse fácilmente y sin dificultad en cuanto al aislamiento. Del mismo modo, como el devanado de alto voltaje tiene un gran número de vueltas, el derivador puede ajustar estas para tener una mejor regulación de voltaje. Los cambiadores se clasifican en dos grupos, los cuales son: cambiadores de derivación sin carga y bajo carga.

Los cambiadores de derivaciones sin carga, son aquellos diseñados para ajustar la relación de transformación desconectando el transformador y agregando más o menos vueltas para tener siempre un voltaje de salida constante.

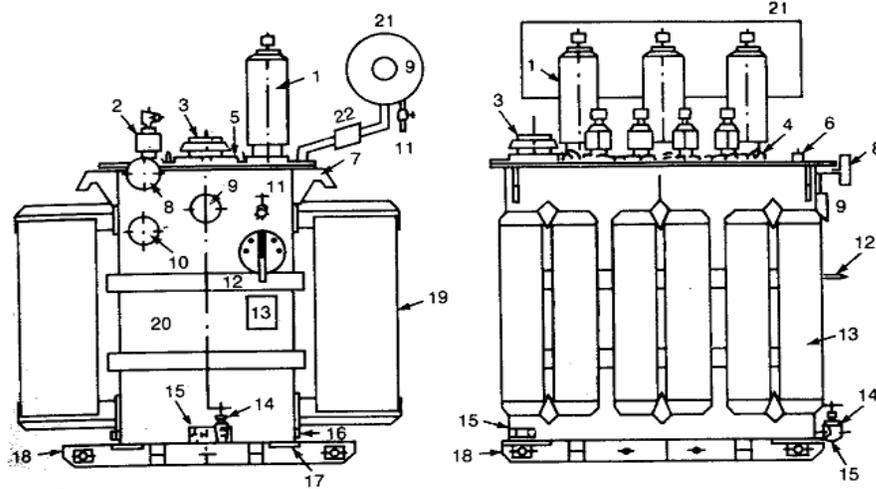
Los cambiadores de derivaciones bajo carga fueron diseñados para trabajar con la carga conectada, puesto que se debe alimentar ésta continuamente aún en el período cuando el derivador está cambiando de posición.

2.1.3.3. Accesorios

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento. Entre estos elementos podemos mencionar los siguientes:

- Relevador *Buchholz*
- Tanque conservador
- Relevador de sobrepresión
- Indicadores de nivel de líquido
- Relevador de presión súbita
- Boquillas
- Ventiladores
- Radiadores
- Válvulas

Figura 3. **Accesorios de un transformador**



Fuente: MARTÍN, José Raúl. Diseño de subestaciones eléctricas, p. 44.

2.1.3.4. **Tipos de sistemas de enfriamiento**

El tipo de sistema de enfriamiento (así como el tipo de intercambiador de calor) es especificado por el cliente, el cual generalmente es uno de los tipos siguientes.

- Sistema OA (ONAN), aceite y aire circulando por convección natural.
- Sistema FA (ONAF), aceite circulando por convección natural y aire forzado con moto ventiladores.
- Sistema FOA (OFAF), aceite circulando forzado usando motobombas y aire forzado con moto ventiladores.

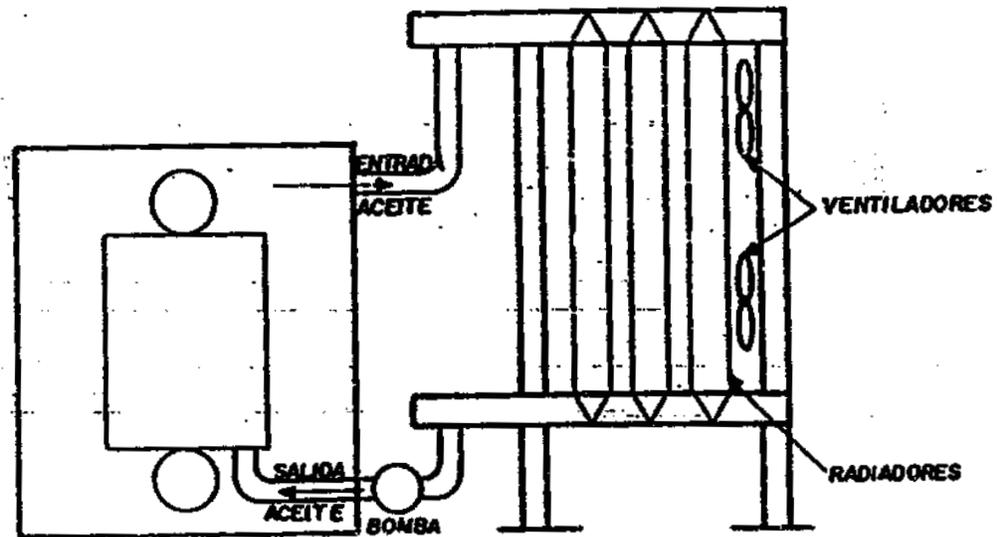
Para transformadores grandes y de altas pérdidas es con frecuencia necesario mejorar la eficiencia del enfriamiento más allá que el sistema FA. Esto puede lograrse en dos formas.

- Agregando bombas al sistema FA.
- Mediante el uso de intercambiadores de calor FOA “Compacto”

Para el caso de agregar bombas al arreglo de enfriamiento radiador ventilador, la mejora principal en la eficiencia del enfriamiento se manifiesta en una mayor relación de flujo a través de los devanados bombeando el aceite directamente al devanado. El resultado es que necesitamos usar pocos radiadores y ventiladores cuando las bombas están en uso.

En los enfriadores FOA “Compactos” el aceite es bombeado a través de tubos de aleta mediante bombas de alto volumen y en el interior de los tubos se encuentran unos “provocadores de turbulencias” para el aceite, con lo que se mejora la eficiencia del enfriador.

Figura 4. Sistema de enfriamiento FOA



Fuente: JIMENEZ, Julián. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia, p. 210.

- OW (ONWF), aceite circulando por convección natural y agua circulando forzada usando motobombas.
- FOW (OFWF), aceite y agua circulando forzados usando motobombas.

Las condiciones ambientales siempre dictan el medio de enfriamiento (aire o agua).

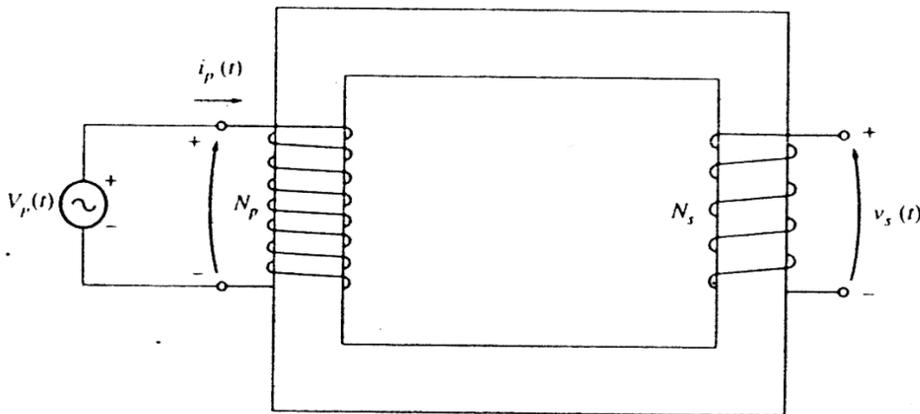
- Para unidades hasta 20 MVA, el enfriamiento más económico es el OA
- Para unidades hasta 60 MVA, el enfriamiento más económico es el FA
- Para unidades mayores que 60 MVA, el enfriamiento más económico es el FOA

2.1.4. Teoría de operación de los transformadores

2.1.4.1. Teoría de operación de transformadores monofásicos reales

Para entender el funcionamiento de un transformador real, es necesario ver la figura siguiente. Esta nos muestra un transformador que consiste en dos bobinas de alambre enrolladas alrededor de un núcleo del transformador. La bobina primaria del transformador está conectada a una fuente de tensión de corriente alterna, c.a. y la bobina secundaria está en circuito abierto.

Figura 5. Diagrama de un transformador ideal



Fuente: CHAPMAN, Stephen J. Máquinas eléctricas, p. 74.

La base del funcionamiento del transformador se puede derivar de la Ley de Faraday:

$$E_{\text{ind}} = N \, d\phi / dt$$

La cual establece que cuando se mueve un conductor cortando las líneas de un campo magnético se genera una fuerza electromotriz (F.E.M.), en las terminales del conductor cuya magnitud depende de la intensidad del campo, de la velocidad con que el conductor corta las líneas de flujo y es función directa del número de conductores.

2.1.4.2. Corriente de magnetización en un transformador real

Cuando una fuente de potencia de la corriente alterna (c.a.), se conecta a un transformador fluye una corriente en su circuito primario, aún cuando el circuito secundario esté en circuito abierto. Esta corriente es la corriente necesaria para producir un flujo en el núcleo ferromagnético real. Consta de dos componentes:

- La corriente de magnetización i_m , que es la corriente necesaria para producir el flujo en el núcleo del transformador.
- La corriente de pérdidas en el núcleo i_{h+e} , que es la corriente necesaria para compensar las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

La otra componente de la corriente en vacío, en el transformador, es la corriente necesaria, para producir la potencia que compense las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas en el núcleo. Esta es la corriente de pérdidas en el núcleo.

La corriente total en vacío, en el núcleo, se denomina la corriente de excitación del transformador. Es, simplemente, la suma de la corriente de magnetización y la corriente de pérdidas en el núcleo: $i_{ex} = i_m + i_{h+e}$

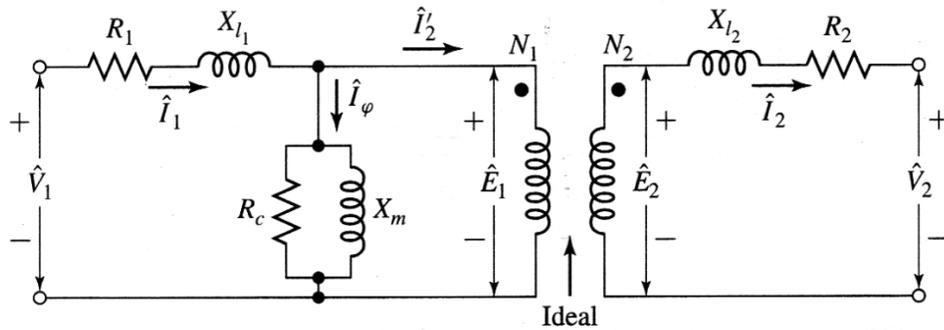
2.1.4.3. Circuito equivalente de un transformador

Las pérdidas que ocurren en los transformadores reales tienen que explicarse en cualquier modelo fiable de comportamiento de transformadores:

- Pérdidas en el cobre: son pérdidas por calentamiento resistivo en los devanados primario y secundario del transformador cuando por los embobinados primario y secundario circula la corriente primaria y secundaria. Son proporcionales al cuadrado de la corriente en los devanados y a la resistencia y se manifiestan por la potencia disipada en forma de calor.
- Pérdidas por corrientes parásitas: las pérdidas por corrientes parásitas son pérdidas que se dan por el calentamiento resistivo en el núcleo del transformador. Son proporcionales al cuadrado de la tensión aplicada al transformador.
- Pérdidas por histéresis: las pérdidas por histéresis están asociadas a los reordenamientos de los dominios magnéticos en el núcleo durante cada medio ciclo. Son una función compleja, no lineal de la tensión aplicada al transformador.
- Pérdidas por flujos de dispersión: los flujos ϕ_{LP} y ϕ_{LS} que salen del núcleo y pasan solamente a través de una de las bobinas de transformador son flujos de dispersión. Estos flujos producen una auto inductancia en las bobinas primaria y secundaria y sus efectos deben tenerse en cuenta.

La figura que se muestra a continuación, es un modelo correcto de un transformador aunque no es la más utilizada. Normalmente, para hacer un análisis práctico de circuitos que contienen transformadores se requiere convertir el circuito completo en un circuito equivalente de un único nivel de voltaje y el circuito debe ser referido a su lado primario o secundario para poder solucionarlo.

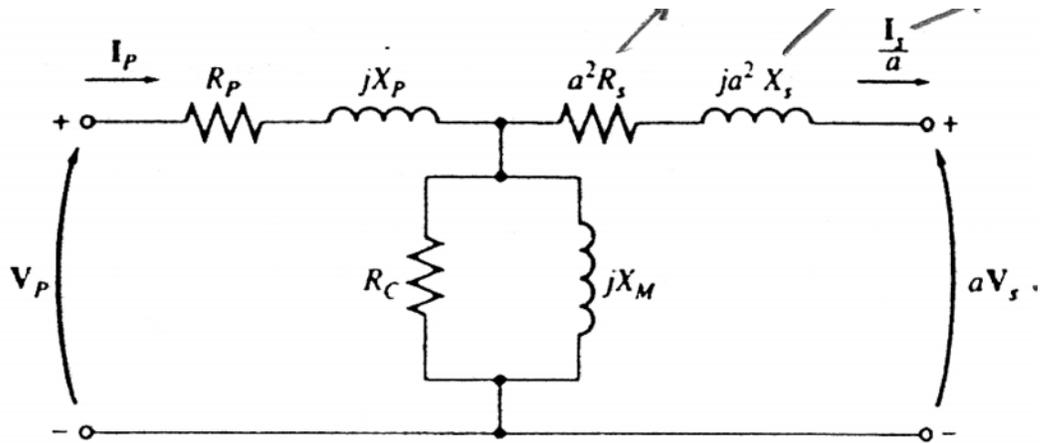
Figura 6. **Circuito equivalente de un transformador real**



Fuente: FITZGERALD, Charles. Máquinas eléctricas, p. 70.

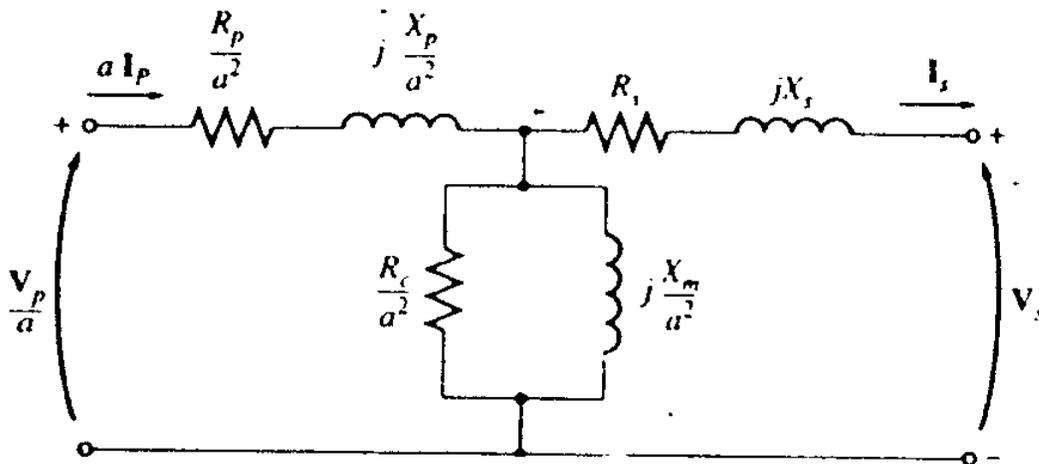
La rama de excitación conformada por R_c y X_m tiene una corriente muy pequeña comparada con la corriente de carga del transformador y es tan pequeña que en condiciones normales causa una caída de voltaje despreciable en R_c y X_m . Por tal razón se elaboro un circuito equivalente simplificado que opera como el anterior.

Figura 7. **Modelo del transformador referido al primario**



Fuente: CHAPMAN, Stephen J. Máquinas eléctricas, p. 86.

Figura 8. **Modelo del transformador referido al secundario**



Fuente: CHAPMAN, Stephen J. Máquinas eléctricas, p. 86.

2.1.4.4. Ensayo del transformador en vacío

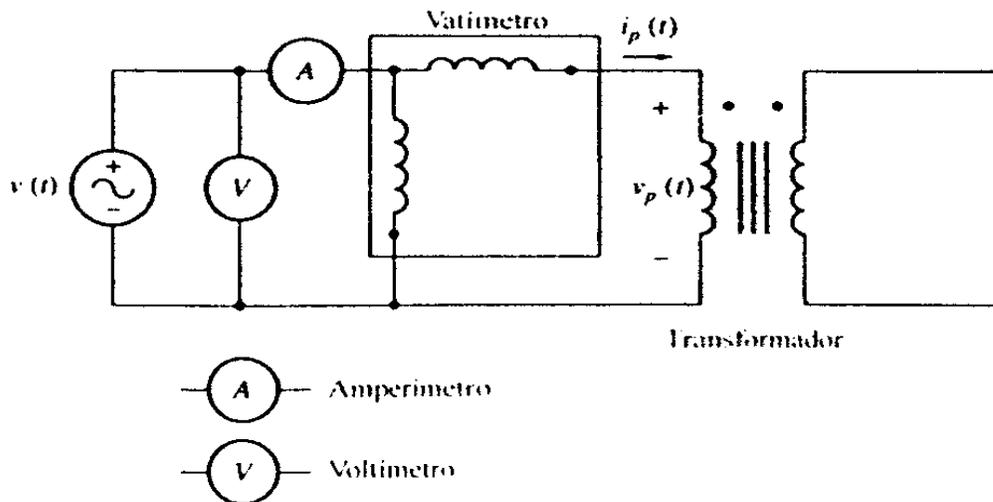
Esta prueba se lleva a cabo con el lado secundario en circuito abierto y aplicando el voltaje nominal al lado primario. En estas condiciones toda la corriente de entrada debe fluir a través de la rama de excitación del transformador. Las componentes en serie R_P y X_P son tan pequeñas comparadas con R_C y X_m para ocasionar una caída de voltaje considerable, que esencialmente, todo el voltaje de entrada cae a través de la rama de excitación.

Los resultados de interés práctico que proporciona el ensayo del transformador en vacío, son:

- La relación de transformación
- Las pérdidas en el núcleo
- La magnitud de la corriente de excitación

En este ensayo las pérdidas por efecto *Joule* son despreciables frente a las pérdidas en el núcleo debido a que la corriente que circula por el secundario es casi 0 o no existe ($I_2=0$). En el primario, $R_1 I_0^2$ son mínimas, en virtud de la pequeñez de I_0 (Corriente de Excitación) frente a I_1 (Corriente Primaria).

Figura 9. **Ensayo del transformador en vacio**



Fuente: CHAPMAN, Stephen J. Máquinas eléctricas, p. 88.

2.1.4.5. **Ensayo del transformador en cortocircuito**

En esta prueba las terminales del secundario del transformador se cortocircuitan y las terminales del primario se conectan a una fuente de voltaje adecuada.

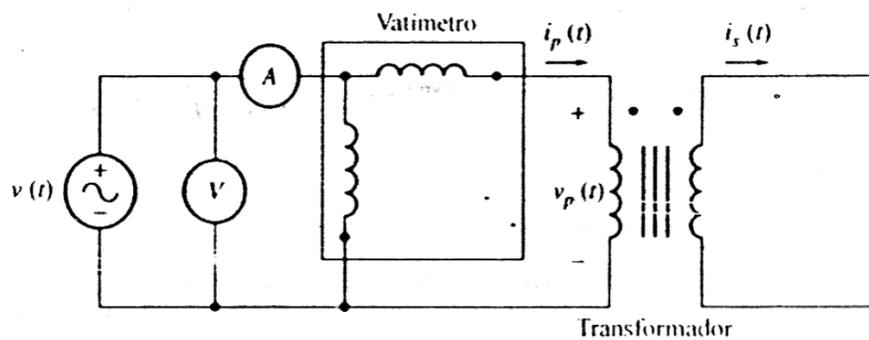
El voltaje de entrada se ajusta hasta que la corriente de los devanados cortocircuitados sea igual a su valor nominal. Este ensayo proporciona como dato más importante, las pérdidas en el cobre del transformador a plena carga.

En efecto, en este ensayo:

- Las pérdidas en el hierro son despreciables
- Las pérdidas en el cobre son las mismas que las correspondientes al régimen de plena carga

Las pérdidas en el hierro en ensayo de cortocircuito son 1/400 de las pérdidas en el hierro en servicio normal.

Figura 10. **Ensayo del transformador en corto circuito**



Fuente: CHAPMAN, Stephen J. Máquinas eléctricas, p. 89.

2.1.4.6. Conexiones de transformadores

Para seleccionar un transformador es necesario conocer las ventajas y desventajas de cada una de las conexiones más utilizadas. Dichas conexiones son.

2.1.4.6.1. Conexión estrella-estrella

Se emplea en sistemas con tensiones muy elevadas. Sus características principales son:

- Aislamiento mínimo
- Cantidad de cobre mínimo
- Neutros inestables, si no se conectan a tierra
- Circuito económico para baja carga y alto voltaje

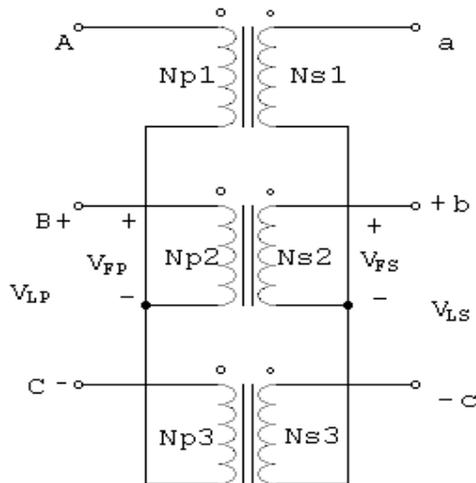
Esta conexión tiene dos serias desventajas:

- Si las cargas en el circuito del transformador están desbalanceadas, entonces los voltajes en las fases del transformador se desbalancearán seriamente.
- No presenta oposición a los armónicos impares (especialmente el tercero) y debido a esto la tensión del tercer armónico puede ser mayor que el mismo voltaje fundamental.

Ambos problemas del desbalance y el tercer armónico se pueden resolver usando alguna de las dos técnicas que se mencionan a continuación:

- Conectar sólidamente a tierra el neutro del primario de los transformadores. Esto permite que los componentes adicionales del tercer armónico, causen un flujo de corriente en el neutro, en lugar de causar gran aumento en los voltajes. El neutro también proporciona un recorrido de retorno a cualquier corriente desbalanceada en la carga.
- Agregar un tercer embobinado (terciario) conectado en delta al grupo de transformadores.

Figura 11. **Conexión estrella - estrella**



Fuente: FITZGERALD, Charles. Máquinas eléctricas, p. 76.

2.1.4.6.2. **Conexión estrella-estrella con terciario en delta**

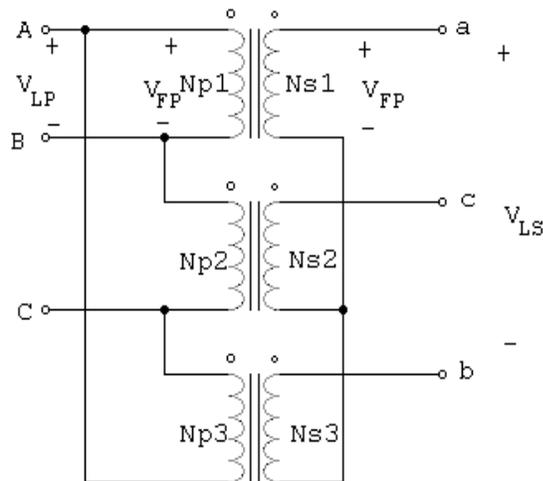
- La delta del terciario proporciona un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, lo cual elimina los voltajes de la tercera armónica en los devanados principales.
- El terciario se puede utilizar para alimentar pequeñas cargas, tales como: alumbrado, motores y servicio general, aunque no es muy recomendable por las altas corrientes de corto circuito que se obtienen.
- Aumenta el tamaño y costo del transformador.

2.1.4.6.4. Conexión delta-estrella

Se acostumbra a utilizar en transformadores elevadores de tensión. Sus características son:

- Se eliminan los voltajes de tercera armónica, porque la corriente magnetizante de tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del primario.
- Al aterrizar el neutro del secundario se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero.
- Es posible alimentar un sistema desbalanceado de 4 hilos y los desbalances en voltaje son relativamente pequeños.

Figura 13. Conexión delta - estrella



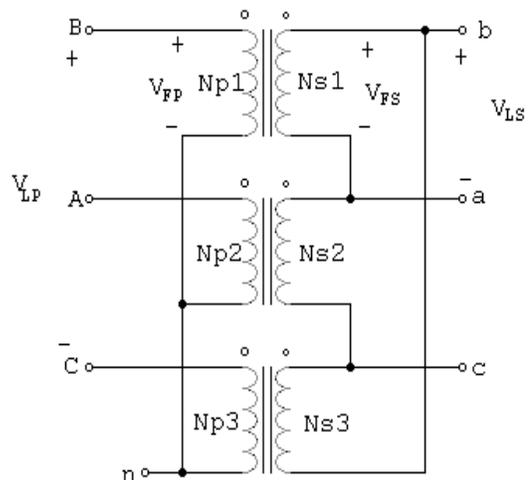
Fuente: FITZGERALD, Charles. Máquinas eléctricas, p. 78.

2.1.4.6.5. Conexión estrella - delta

Se acostumbra a utilizar en transformadores reductores de tensión. Sus características son:

- Los voltajes de terceras armónicas se eliminan por la circulación de corrientes de terceras armónicas en delta del secundario.
- El neutro del primario se mantiene estable por la delta del secundario y por lo tanto, puede ser aterrizado.
- Es la conexión más deseable para grandes transformadores reductores ya que tiene las ventajas del devanado estrella para altos voltajes y delta para bajos voltajes.

Figura 14. Conexión estrella - delta



Fuente: FITZGERALD, Charles. Máquinas eléctricas, p. 79.

2.1.4.7. Transformadores de instrumento combinados

Los transformadores combinados de medida son unidades para servicio exterior que contienen en su interior un transformador de intensidad y un transformador de tensión inductivo.

Los transformadores de corriente tienen la corriente secundaria proporcional a la corriente primaria en condiciones normales, solo que esta ligeramente desfasada, estos tienen la función de transformar los valores de corriente, también de proteger los instrumentos de medición y protección aislándolos de los circuitos de alta tensión. Existen transformadores para uso exterior e interior, para altas tensiones se utilizan aislamientos a base de papel y aceite dentro en un recipiente de metal y sus boquillas son de porcelana, éstos se utilizan para medición, protección y/o ambas mezcladas (mixtos).

Los transformadores de tensión suministran una tensión adecuada a instrumentos de medición y protección. En condiciones normales de operación, la tensión secundaria es proporcional a una tensión primaria, de la cual está desfasada un ángulo cercano a cero.

Los transformadores de potencial aíslan los instrumentos del circuito primario y permiten normalizar las características de los instrumentos, dando mayor seguridad al personal. Su selección es muy importante ya que todos los equipos de protección, medición y señalización, se alimentan a través de ellos. Los transformadores de tensión inductiva, traducen las tensiones con un circuito inductivo, lo que garantiza una precisión exacta e invariable durante toda la vida del transformador, hasta 525kV.

Su aplicación es, por lo tanto, la misma que la de los aparatos de que consta; separa del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores, relevadores y reduce las intensidades y tensiones a valores manejables, proporcionales por los instrumentos de medición.

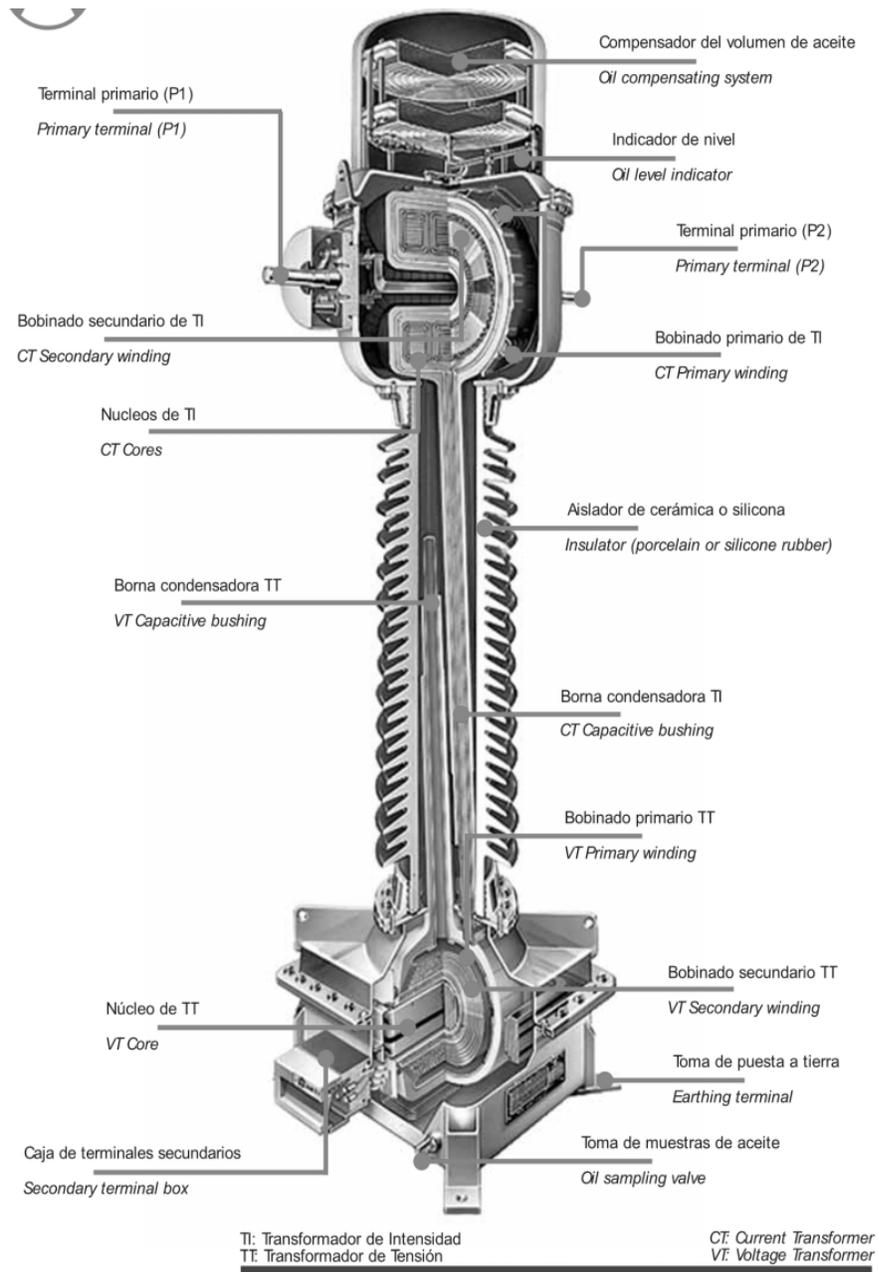
Los transformadores combinados están especialmente estudiados para ser instalados en obras que, por espacio o coste, no permiten utilizar aparatos independientes.

Reducción del costo:

- Ahorro en estructuras, soportes, conectores y tiempo de instalación
- Ahorro en revisión y posible mantenimiento
- Reducción de número de repuestos

Son ideales para instalación en puntos de medida por su muy alta clase de precisión tanto en corriente como en tensión.

Figura 15. Transformador de instrumento combinado



Fuente: www. arteche.com

2.1.4.8. Interruptor de potencia

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales y su función principal en condiciones de cortocircuito; el cual sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado a las máquinas eléctricas, 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, ya que debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia distintos, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes (cortocircuito).

2.1.4.8.1. Partes principales

- Parte activa: está constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.
- Parte pasiva: está formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa. Esta parte desarrolla las funciones siguientes:
 - Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor
 - Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios
 - Soporta los recipientes de aceite si los hay y el gabinete de control

2.1.4.8.2. Parámetros de los interruptores

Las magnitudes características que hay que considerar en un interruptor son las siguientes:

- 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 al cual debe operar.
- 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: es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito que pueden abrir las cámaras de extinción del arco.
- 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.

2.1.4.8.3. Tipos de interruptores

Los interruptores se pueden dividir de la siguiente manera:

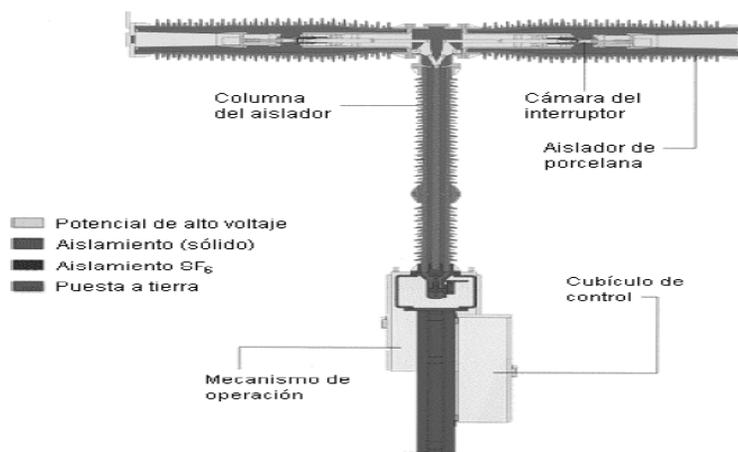
- En gran volumen de aceite
- En pequeño volumen de aceite
- Neumáticos (aire comprimido)
- En hexafloruro de azufre
- Vacío

2.1.4.8.3.1. Interruptor de tanque vivo

En este tipo de interruptores, la cámara de interrupción es colocada dentro del aislador, éste puede ser de porcelana o de un material compuesto y está directo al alto potencial. Dependiendo el nivel de tensión, se determina la longitud de los aisladores para la cámara del interruptor y la columna del aislador. Para niveles de tensión más altos, son conectadas en serie varias cámaras de interrupción sobre el interruptor de tanque vivo e instaladas en la columna del aislador.

Los transformadores de corriente también son colocados separadamente en frente o detrás del interruptor. Como en los interruptores de tanque vivo no pueden ocurrir corrientes de falla entre la unidad de interrupción y la envolvente, solo es necesario que se coloque un transformador de corriente por polo.

Figura 16. Interruptor de tanque vivo



Fuente: ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión, p. 82.

2.1.4.8.3.2. Interruptor de tanque muerto

En este tipo de interruptores, las cámaras de extinción se encuentran auto retenidas en un recipiente que se encuentra firmemente aterrizado, habiendo entre este último y aquellas un medio aislante, por ejemplo: interruptores de gran volumen de aceite, los cuales constan de transformadores de corriente incorporados.

La característica que distingue a la tecnología de "tanque muerto" es que la cámara de interrupción es colocada en una envolvente de metal aterrizada. Con este arreglo el medio de extinción (aceite, SF₆, etc.) aísla las partes vivas de alta tensión del contacto del montaje de la envolvente.

Los transformadores de corriente son montados directamente en las boquillas, lo cual elimina los mecanismos de sujeción y cableado requerido como son en el caso del montaje externo. Estos interruptores son particularmente resistentes a los sismos debido a su diseño compacto y bajo centro de gravedad.

Figura 17. **Interruptor de tanque muerto**



Fuente: ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión, p. 84.

2.1.4.9. El seccionador

Con el fin de evitar riesgos innecesarios, los equipos eléctricos deben ser manipulados sin carga o en vacío, si es para su mantenimiento o su reparación. Para poder cumplir con este requisito disponemos de un concepto, el seccionamiento.

El seccionamiento, consiste en aislar eléctricamente una instalación o circuito eléctrico de la red de alimentación eléctrica, dejando dicha instalación o circuito sin carga o en vacío.

El seccionador eléctrico es un dispositivo mecánico capaz de mantener aislada una instalación eléctrica de su red de alimentación. Es un dispositivo de ruptura lenta, puesto que depende de la manipulación de un operario o a través del mando o mosaico ubicado en sala de control y por sus características de operación debe ser utilizado siempre sin carga o en vacío. Aunque los seccionadores deben ser operados sin carga, en algunas ocasiones pueden cerrarse o abrirse con pequeñas corrientes, por ejemplo, la corriente de magnetización de un transformador. En estos casos se debe chequear que el seccionador esté diseñado para esta condición.

Los seccionadores permiten efectuar varias formas de conexión entre las líneas y los barrajes, dando al esquema de la subestación una característica muy importante como es la flexibilidad.

El proceso de desconexión debe seguir necesariamente este orden:

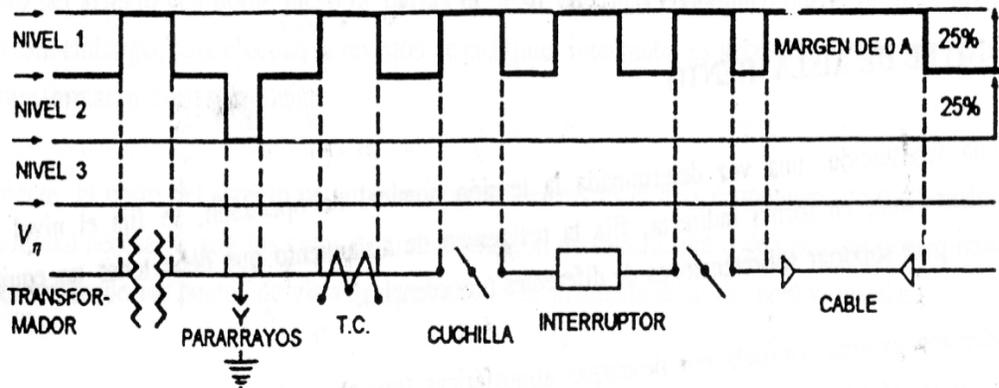
- Desconexión del interruptor principal.
- Desconexión del seccionador.
- Colocación del candado de seguridad en la maneta del seccionador (siempre que sea posible), de esta forma evitamos que otro operario de forma involuntaria conecte el circuito.
- Colocación de algún cartel indicativo de avería eléctrica o algo similar.
- Ahora, se puede manipular la instalación afectada.

2.1.5. Coordinación de aislamiento

Se denomina coordinación de aislamiento de una instalación eléctrica, al ordenamiento 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 pararrayos, sin producir daños a los equipos adyacentes.

En un sistema eléctrico es muy importante coordinar los aislamientos entre todo el equipo de la instalación. Para ello se consideran tres niveles de aislamiento, como se observa en la siguiente figura.

Figura 18. Coordinación de aislamiento



Fuente: MARTIN, José Raúl. Diseño de subestaciones eléctricas, p. 20.

En las subestaciones eléctricas se tienen aislamientos autorecuperables y aislamientos no recuperables como el que contienen equipos con aislamientos internos, tales como: los transformadores de potencia, transformadores de instrumento, bancos capacitadores, reactores y algunos otros elementos que deben ser protegidos cuidadosamente contra rupturas dieléctricas internas con el objeto de mantener en la instalación un riesgo de falla mínimo.

Debido a lo anterior un aspecto importante en la coordinación de aislamientos es el establecimiento de los valores máximos de tensión permisibles en los equipos y aparatos, el nivel básico de aislamiento el que establece los valores máximos de tensión permisibles en los equipos y aparatos, el nivel básico de aislamiento por impulso de rayo (NBI), el nivel básico de aislamiento por impulso de maniobra (NBI en su caso) con los márgenes de protección recomendados por las normas para los equipos.

Los tres niveles de sobretensión considerados en la coordinación de aislamiento son:

- Nivel 1: también llamado nivel alto. Se utiliza en los aislamientos internos, no auto-recuperables (sin contacto con el aire), de aparatos como transformadores, cables o interruptores.
- Nivel 2: también llamado medio o de seguridad. Está constituido por el nivel de aislamiento auto-recuperable de las partes vivas de los equipos, que están en contacto con el aire. Este nivel se adecúa de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar de la instalación y se utiliza en todos los aisladores de aparatos, barrajes y pasamuros de la subestación que están en contacto con el aire.
- Nivel 3: también llamado bajo o de protección. Está constituido por el nivel de operación de los explosores de los pararrayos de protección.

Básicamente las redes eléctricas están sometidas a los siguientes tipos de perturbaciones:

- Perturbaciones internas temporales de duración prolongada
- Perturbaciones internas de maniobra
- Perturbaciones externas o atmosféricas

2.1.5.1. Perturbaciones internas de maniobra

Estas perturbaciones son de breve duración y están fuertemente amortiguadas. Principalmente se originan por la acción en la maniobra de interruptores y pueden simularse con respecto a los efectos que producen en los aislamientos, con impulsos de maniobra normalizados de 250/2500 microsegundos.

Las maniobras de conexión, desconexión y reenganche de líneas en vacío, el corte de pequeñas corrientes inductivas o de magnetización de transformadores en vacío, la eliminación de fallas y el corte de corrientes capacitivas de bancos de condensadores, la apertura de los interruptores de vacío (que por no tener arco no cortan a corriente nula, provocando sobretensiones en las inductancias), la no simultaneidad en la extinción de los arcos de los distintos polos de un interruptor, son casos típicos que pueden producir sobretensiones de maniobra.

El valor relativo de las sobretensiones de maniobra con respecto a las sobretensiones atmosféricas producidas por los rayos crece a medida que la tensión de servicio de las líneas es mayor.

Esto unido al hecho de que los aislamientos soportan una menor tensión con sobretensiones de maniobra que con sobretensiones atmosféricas, hace que las primeras jueguen un papel muy importante en el diseño de las líneas de tensiones superiores a los 230kV.

2.1.5.2. Perturbaciones externas o atmosféricas

Estas perturbaciones son de una duración aún más pequeña que las de maniobra y muy fuertemente amortiguadas. Se producen generalmente por la caída de un rayo sobre las líneas. También en este caso, el carácter aleatorio de ciertos parámetros, como la intensidad del rayo, el punto de caída, etc. determinan que dichas sobretensiones no puedan definirse mediante un valor concreto para una instalación dada, sino como una distribución de probabilidad de alcanzar una serie de valores.

2.1.5.3. Nivel básico de aislamiento al impulso (NBI)

Es la medida de la capacidad que tiene el sistema para soportar sobre voltajes debidos a descargas atmosféricas o a operaciones de conexión y/o desconexión. El debido a descargas atmosféricas es llamado, nivel básico de aislamiento al impulso por rayo y el otro nivel básico de aislamiento al impulso por maniobra. La elección del nivel de aislamiento adecuado determina las distancias entre las partes conductoras de fases diferentes y entre fase y tierra, teniendo además una repercusión importante en el costo de la subestación.

Figura 19. Niveles de aislamiento

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
170	750	450	325	185
		650		275
245	1050	550	460	230
		900		395
		825		360
		750		325
300		1175		510
		1050		460
		900		395
		1300		570
362		1175		510
		1050		460
		1675		740
420		1550		680
		1425		630
		1300		570
		1800		790
525		1675		740
		1550		680
		1425		630

Fuente: MARTIN, José Raúl. Diseño de subestaciones eléctricas, p. 22.

2.1.5.4. Distancias dieléctricas en subestaciones

Para obtener la adecuada coordinación de aislamiento en una subestación es necesario fijar las distancias a través del aire entre partes vivas de fases diferentes y entre partes vivas de fase y tierra. Para ello se definirán los conceptos que ayudarán a comprender el problema.

Tensión crítica de flameo (TCF). Es la tensión obtenida en forma experimental que presenta una probabilidad de flameo del 50%. En las normas se calcula el valor de la tensión crítica de flameo a partir del nivel básico de impulso al nivel del mar, de la siguiente forma:

$$(TCF)_{normal} = BIL / 0.961$$

Para diseño se utiliza la $(TCF)_{normal}$ corregida por altitud y por humedad, que sería la $(TCF)_{diseño}$.

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 kV/m

d = distancia de fase a tierra en m

Los niveles de tensión determinan las necesidades de aislamiento que garantizan la operación confiable y segura para el personal y el equipo instalado en una subestación.

Dicho aislamiento impone la especificación de materiales aislantes y de distancias entre los diferentes elementos del patio, de tal forma que los gradientes de tensión a los cuales están sometidos no rompan la rigidez dieléctrica del material aislante. Dicho de otro modo, los niveles de tensión y el material aislante determinan las distancias entre los diferentes elementos de patio de una subestación. A su vez, dichas distancias en conjunto con la potencia de trabajo determinan el tamaño de los equipos a utilizar.

Distancias de diseño: este punto se refiere al dimensionamiento de las distancias entre partes vivas que se requieren en instalaciones convencionales (ya sea interiores e intemperie). No se tiene en cuenta en las instalaciones encapsuladas o aisladas en gas. La determinación de estas dimensiones se efectúa mediante el cálculo de las distancias dieléctricas entre las partes vivas del equipo y entre éstas y las estructuras, muros, rejillas y el suelo, de acuerdo con el siguiente orden.

- Distancia entre fases
- Distancia entre fase y tierra
- Distancia de seguridad
- Altura de los equipos sobre el nivel del suelo
- Altura de las barras colectoras sobre el suelo
- Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación

2.1.5.5. Dispositivos de protección contra descargas directas o atmosféricas

En el estudio de coordinación de aislamiento se incluye la descripción de las sobretensiones que pueden afectar al sistema de potencia, las cuales son:

- Descargas atmosféricas (Sobretensiones atmosféricas)
- Maniobra de conexión y desconexión de sistema (Sobretensiones por maniobra)
- Perturbaciones ocurridas durante la operación normal (Sobretensiones a frecuencia industrial)

Los dispositivos de protección se pueden agrupar como:

- Cables de guarda y bayonetas
- Apartarrayos
- Explosor o Cuernos de arqueo
- Pararrayos

El objetivo del pararrayos es, atrapar las ondas entrantes producidas por una descarga atmosférica o por una operación de interrupción, transmitidas por los conductores y enviarlas a tierra para impedir que dañen el aislamiento de los equipos. Pero el pararrayos no protege el equipo de una descarga directa. El objetivo del blindaje es proporcionar la protección adecuada a los equipos contra las descargas directas creando un nivel de potencial cero por encima de estos (lo mismo aplica para líneas de transmisión).

2.1.5.5.1. Hilos de guarda y bayonetas

Las subestaciones eléctricas de tipo exterior deben de protegerse en forma semejante a las líneas de transmisión contra las descargas atmosféricas directas e indirectas, ya que los apartarrayos sirven para proteger al equipo únicamente contra las ondas entrantes, por lo que es necesario instalar hilos de guarda o bayonetas.

- Hilos de guarda: son cables desnudos ubicados sobre el equipo a proteger y conectados a tierra a través de los pórticos de la subestación, formando una red que actúa como blindaje para proteger las partes vivas de la subestación de las descargas atmosféricas directas, reduciendo la probabilidad de la caída de un rayo sobre los conductores de fase. La red de cables de guarda actúa como contraparte del sistema de tierra.

Los hilos de guarda también se le conoce en algunos países como cables de tierra, generalmente son de acero galvanizado con una sección no inferior a 50mm^2 y se instalan sobre la estructura por encima de los conectores y conductores de fase en un número y disposición tal que el ángulo formado por la vertical con la recta que une al cable de guarda con el conductor de una fase exterior sea inferior a 45° . Para unirlos a la estructura se usan conectores y se aterrizan por lo menos en dos puntos usándose también cable de acero galvanizado con la misma sección de 50mm^2 . Las características más importantes de los cables de guarda son:

- Protegen a lo largo de todo el cable.
- Su costo es bajo: son conductores livianos, por lo que no requieren estructuras muy fuertes.

- Aprovechan los pórticos como estructuras de soporte y sólo requieren de un castillete adicional.
- La corriente del rayo se divide en dos direcciones, con lo cual la corriente que debe disipar cada estructura se reduce aproximadamente a la mitad.
- La impedancia característica presentada al rayo es notablemente inferior (cerca de la mitad de la que presentaría una sola estructura), reduciendo así la inductancia de la estructura y en consecuencia, el riesgo de flameo en los dos aisladores de suspensión, fenómeno que se puede producir cuando hay descargas repetidas a través del mismo canal ionizado por el rayo.
- La presentación de los cables de guarda no contrasta con las líneas por lo que no desmejora la estética de la subestación.
- Para proteger áreas pequeñas y aisladas de la subestación, el cable de guarda puede no resultar más económico que las puntas.
- Mejora las condiciones de la malla a tierra al disipar parte de la corriente de secuencia cero en casos de cortocircuito a tierra.
- Bayonetas: para la protección con bayonetas, se refiere a la instalación de electrodos de acero cuya función principal es la concentración de electrones de predescarga para su descarga a tierra a través de la puesta a tierra de la subestación, deben estar terminadas en punta y se deben instalar en los puntos más altos de las estructuras de las subestaciones.

La zona de protección que brinda una bayoneta se calcula a partir de la altura máxima obtenida entre estructura y bayonetas y considerando que el ángulo de protección medido con relación al eje de la bayoneta no debe exceder en ningún caso a 30° para una bayoneta aislada.

2.1.5.5.2. Apartarrayos

Son dispositivos de protección contra sobre tensiones transitorias y la limitación de la amplitud y duración de las corrientes consecuentes debidas a la descarga. El apartarrayo proporciona el grado de confiabilidad más alto de todos los dispositivos protectores contra sobretensiones.

El apartarrayos es el dispositivo primario de protección usado en la coordinación de aislamiento. Su función es limitar es la sobretensión aplicada al equipo para dar protección al aislamiento. Las funciones específicas del apartarrayos son:

- Operar sin sufrir daño por tensiones en el sistema y corrientes que circulan por el mismo.
- Reducir las sobretensiones peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo.

2.2. DESARROLLO DEL PROYECTO

2.2.1. Obra civil del proyecto

2.2.1.1. Requisitos técnicos para los materiales

- Materiales para el concreto reforzado: todos los materiales empleados en la construcción de las estructuras se diseñan con los requisitos presentados en los términos de referencia y deben cumplir con las normas aquí indicadas.
- Cemento: debe cumplir con una de las siguientes normas ASTM: “*Standard Specifications for Portland Cement*” (ASTM C 150), “*Standard Specifications for Blended Hydraulic Cements*” (ASTM C 595), excluyendo los tipos S y SA los cuales no se emplean como cementantes principales del concreto estructural, y “*Standard Specifications for Expansive Hydraulic Cement*” (ASTM C 845).
- Agregados: deben cumplir con “*Standard Specifications for Concrete Aggregates*” (ASTM C 33).
- Agua: la cual es utilizada en la mezcla del concreto, debe ser potable, limpia y libre de cantidades nocivas de aceites, ácidos, álcalis, sales, materia orgánica u otras sustancias que afecten el concreto o el refuerzo.
- Acero de refuerzo: éste debe ser corrugado, debe ajustarse a las normas ASTM correspondientes.

- Colocación y aseguramiento: el refuerzo debe colocarse y asegurarse adecuadamente antes del vaciado del concreto.
- Formaleta: deben producir una estructura final cuyos elementos tienen las formas, alineamientos y dimensiones requeridas por los planos y especificaciones de diseño.
- Resistencia promedio requerida a la compresión: la compresión para el concreto a emplear en esta construcción, debe ser 10MPa mayor que la resistencia especificada a compresión del concreto.
- Asentamiento del concreto para diferentes tipos de elementos. Vigas y muros reforzados, máximo 100 milímetros, mínimo 25 milímetros.
- Concreto masivo, máximo 50 milímetros y mínimo 25 milímetros.
- Mezclado: todo el concreto debe ser mezclado hasta que se note una distribución uniforme de materiales y la mezcladora se debe descargar completamente antes de ser recargada.
- Concreto premezclado. El concreto premezclado debe ser mezclado y transportado de acuerdo con la norma ASTM C 94.

2.2.1.2. Requerimientos técnicos particulares de obra civil

- Los trabajos de excavación que se requieran, serán los necesarios para la colocación de la cimentación de las bases para equipos de control y medición, pórticos, red de tierras y canalizaciones.

- El concreto debe tener una resistencia mínima de 210 kg/cm².
- El concreto a emplearse en la cimentación requerida debe ser premezclado, a través de las siguientes empresas Mixto listo, Procreto, Duracreto, Mixconcreto, Cemex u otra empresa de reconocido prestigio a nivel nacional. El concreto a emplearse para las paredes de las canaletas deberá ser premezclado, a través de concretera.
- El acabado de las bases de concreto del equipo y los pórticos debe ser del tipo alisado y biselar todas sus aristas.
- El nivel de referencia para las bases de cimentación a construir, debe ser el nivel que actualmente tienen las bases existentes.

2.2.1.3. Requisitos para las bases de cimentación de equipo de control, medición de 69kV, 230kV y pórticos

- De acuerdo al equipo que la ETCEE-INDE suministra, se hacen los diseños de las bases de cimentación que se requieren para el lado de 69kV (equipo primario, pórticos) y el lado de 230kV (Seccionadores e Interruptores) en base a especificaciones del equipo a instalar, para realizar sus análisis respectivos.
- El ducto para la colocación del cable de tierra para aterrizar el equipo, queda fundido dentro de las bases. El diámetro del mismo, debe ser acorde al diámetro del cable de tierra existente.

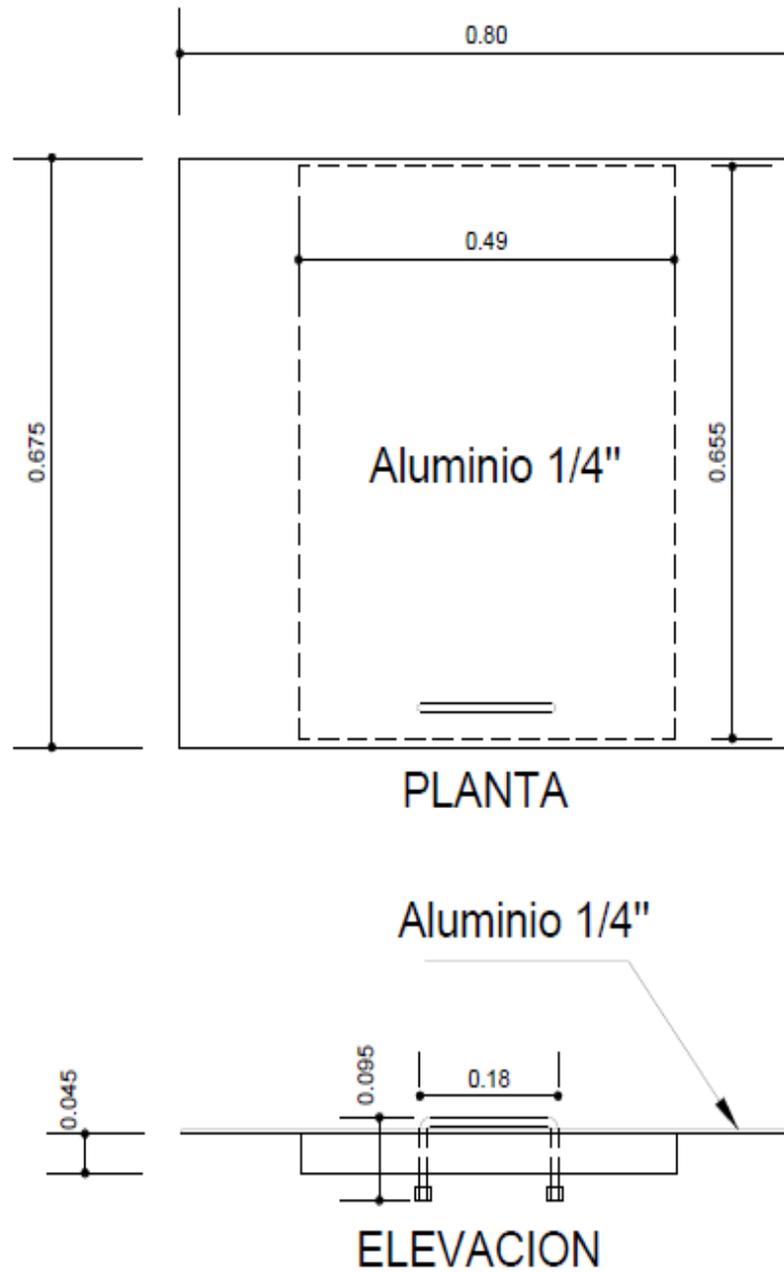
- La conexión del cable de tierra a la estructura metálica, se hace de acuerdo a como lo indique la Sección de Subestaciones.
- El cable de tierra viene del equipo y se conecta a la red existente.

2.2.1.4. Requisitos para las canaletas

Para la construcción de las canaletas, se determinan los planos referenciales y las siguientes condiciones:

- El angular metálico galvanizado que va colocado sobre el batiente de la canaleta, debe aterrizar, por el lado de adentro.
- Desfogue del agua de lluvia a través de drenajes que tienen es de 6" de diámetro y una profundidad de 0,70 metros, el cual se debe rellenar con piedrín de $\frac{3}{4}$ de pulgada.
- Las planchas metálicas antideslizantes galvanizadas, son de 1/8" de espesor, deben ir soldadas a un marco de hierro angular galvanizado en caliente.
- El ancho y profundidad de las diferentes canaletas, se encuentran especificados en planos referenciales.

Figura 20. **Detalle de tapa metálica**



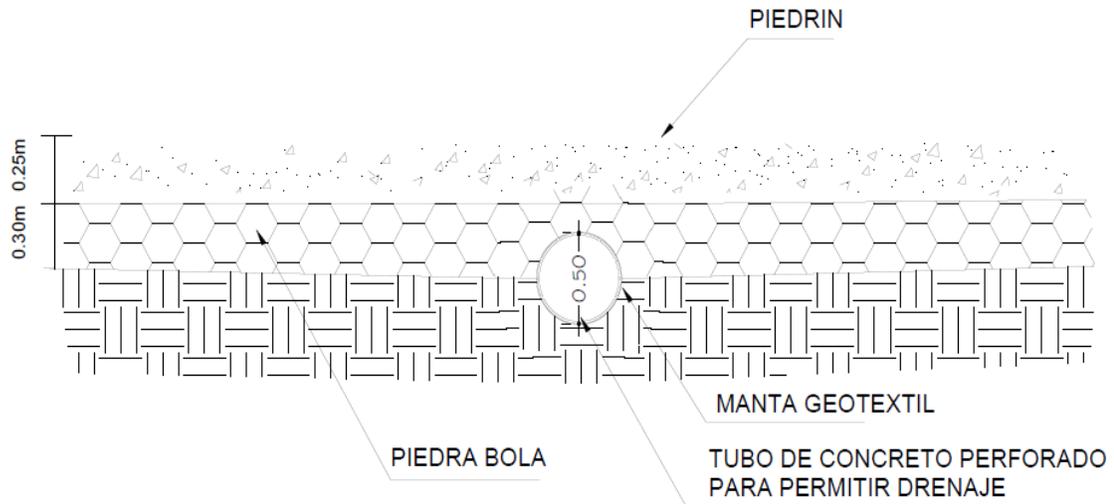
Fuente: elaboración propia.

2.2.1.5. Requisitos para el área a ampliarse en el patio de maniobras

Dentro de esta área se tomó en consideración la ampliación de la red de tierras en el lado de 69 y 230kV. El tipo de cableado es similar al existente y la profundidad a la cual se coloca es de 0.80 metros respecto al nivel del suelo y se conecta a la red existente a través de soldadura exotérmica. De la red de tierras a colocar, se hacen conexiones para aterrizar la malla perimetral existente y se dejan extensiones de longitud de 2 metros que están conectadas a la red nueva a través de soldadura exotérmica. La distribución de la red está ubicada en planos referenciales adjuntos a este reporte final. Se elabora un drenaje francés, para la filtración del agua pluvial, en el área a ampliarse del patio de maniobras, de acuerdo a las indicaciones siguientes:

- A una altura de 0.30 metros del nivel actual del terreno, se coloca una capa de piedra bola, que tiene dimensiones entre 2” (mínimo) y 8” (máximo). El espesor de esta capa es de 0.30 metros.
- Encima de la capa de piedra bola, se coloca una capa de pedrín de 1”, que tiene color similar al existente. El espesor de esta capa es de 0.25 metros y debe quedar al mismo nivel del pedrín existente.
- Se construyen pozos de visita, que captan el agua que viene de la tubería de cemento, los que son diseñados en su profundidad y diámetro, de tal manera que permita el desfogue del agua hacia el pozo existente.
- Para conectar los pozos de visita al existente, se requiere de tubos de cemento de diámetro variable, los cuales están descritos en planos de referencia.

Figura 21. **Detalle de drenaje pluvial**



Fuente: elaboración propia.

2.2.1.6. Requisitos para las estructuras metálicas altas y bajas

2.2.1.6.1. Estructuras metálicas altas

Las estructuras metálicas correspondientes a las columnas y vigas que se colocan sobre los muros corta fuego, son elaboradas de acuerdo a la altura actual del pórtico de 230kV y a la altura de los pórticos de la extensión de la doble barra de 69kV. Para la estimación de la altura de estos pórticos se elaboran los cálculos correspondientes en lo que respecta a distancias dieléctricas en subestaciones eléctricas, los cuales se muestran más adelante en este informe.

También se determina la libranza eléctrica que genera el *bushing* de 230kV, ubicado en el transformador de potencia, debido a que este *bushing* es el que genera una zona de atracción electromagnética grande entre todas las partes vivas cercanas al mismo, por lo cual se tomó en cuenta para realizar las mediciones convenientes para un diseño adecuado.

- Cada estructura metálica que se coloca sobre los muros corta fuego, deberá estar aterrizada.
- La conexión de las estructuras van conectada directamente a la red de tierra.

2.2.1.6.2. Estructuras metálicas bajas

- De los pórticos para la extensión de la doble barra de 69kV:
 - Las estructuras metálicas correspondientes a los pórticos para la extensión de la doble barra de 69kV, tienen la misma altura de las estructuras existentes, en base a los cálculos realizados en este informe.
 - Se determina que en estos pórticos no son solamente las columnas tipo “A”, sino que también las vigas, donde rematan los cables del barreado, siendo similares a las estructuras existentes.
 - Cada una de las estructuras metálicas donde están montados los equipos de potencia se conectan a la red de tierras por medio de conductores de cobre desnudo 4/0 AWG, cuya conexión a la red de tierras se hace por medio de soldadura exotérmica y a la estructura por medio de una terminal entallada.

- De las estructuras que soportan el barreado auxiliar de 15kV:
 - Estas estructuras son diseñadas para soportar las barras auxiliares de aluminio, tal y como se indica en planos adjuntos. La libranza mínima que se debe respetar del muro corta fuego hacia el primer aislador, es de 0,5 metros.
 - El cable de tierra sale de la estructura y se conecta a la red de tierras de la subestación.

2.2.1.7. Otro tipo de requisitos

- Toda la tierra que salga de las excavaciones realizadas para la construcción de canaletas, drenajes, red de tierras, bases para equipo y pórticos, mientras se retira de la subestación, pueden estar en áreas colindantes, sobre lonas o plásticos que impidan la contaminación con esas áreas.
- Todo el pedrín, piedra bola, cable para tierra, electro malla, tubos, deben ser suministrado.
- Demolición o extracción mecánica de 12 bases de seccionadores de 230kV.
- El cable de tierra, es cable de cobre desnudo 4/0 AWG, de la red principal y de las bajadas de: estructuras altas, bajas, equipo de potencia y canaletas.

2.2.1.8. Volúmenes de trabajo de la obra civil

- Excavación para red de tierras 127,6 metros cúbicos.
- Excavación para canalización, 29,85 metros cúbicos.
- Excavación para colocación de los drenajes pluviales en área de ampliación del patio de maniobras 69kV y área donde se removió malla perimetral de 819 metros cúbicos.
- Excavación para cimientos de pórticos para barra de 69kV y estructuras de remate del cableado, 42,0 metros cúbicos.
- Excavación de cimientos para estructuras de equipo de 69kV, transformador de potencial, interruptor y aislador de paso 8 metros cúbicos
- Excavación para cimientos de estructuras de barreado auxiliar de 13,8kV, 5,12 metros cúbicos.
- Excavación de cimientos para estructuras de equipo de 230kV, seccionadores e interruptores, 66,42 metros cúbicos.
- 4 pórticos metálicos galvanizados tipo “A” para barra de 69kV
- 2 vigas metálicas galvanizadas para pórticos tipo “A” para barra de 69kV
- 3 columnas metálicas, 1 viga para remate del cableado que viene del transformador y 2 vigas para seccionadores de barra. Las vigas estarán ancladas a las columnas de forma similar al campo de 69kV del transformador Banco 4, existente.
- 8 estructuras metálicas galvanizadas en forma de “T”, para barreado auxiliar 13,8kV, según cálculo elaborado para las barras colectoras.
- Elaboración de 7 bases para colocación de pórticos de barra de 69kV y estructuras de remate del cableado.
- Elaboración de 9 bases para colocación de equipo de 69kV, transformador de potencial, interruptor y aislador de paso.
- Elaboración de 15 bases para colocación de equipo de 230kV, seccionadores e interruptores.

- Suministro de pedrín de 1" para la ampliación del patio de maniobras, campo de 69kV, 665 metros cúbicos.
- Suministro de piedra bola con diámetros entre 2" y 8", 823 metros cúbicos
- Elaboración de 2 pozos de visita para agua pluvial.
- Longitud de 71 metros lineales de tubería de concreto para conducción del agua pluvial entre pozos de visita.

A continuación se muestran una serie de fotos, en las cuales se pueden observar cómo se fueron levantando los muros cortafuegos, las estructuras de hierro que se utilizaron para dichos levantamientos, el terreno donde se ubica el banco de transformación y otros aspectos que se menciona en las ilustraciones siguientes.

Figura 22. **Ubicación de barra de 69kV**



Fuente: Subestación de Guatemala Sur.

Figura 23. Levantamiento de muros 1



Fuente: Subestación de Guatemala Sur.

Figura 24. Levantamiento de muros 2



Fuente: Subestación de Guatemala Sur.

Figura 25. **Muros cortafuegos**



Fuente: Subestación de Guatemala Sur.

Figura 26. **Caseta de control**



Fuente: Subestación de Guatemala Sur.

Figura 27. **Tapa metálica de canaleta**



Fuente: Subestación de Guatemala Sur.

Figura 28. **Área de ampliación de red de tierras**



Fuente: Subestación de Guatemala Sur.

Figura 29. **Tapa metálica y caseta**



Fuente: Subestación de Guatemala Sur.

En las fotos anteriores se muestran las estructuras y pórticos por donde se inicia para realizar la extensión de la doble barra en el campo de 69kV. También se observa el levantamiento de las estructuras de hierro para la construcción de los muros cortafuegos, bases y estructuras metálicas de pórticos y equipos a instalar.

2.2.2. Capacidad actual de los bancos de transformación

Actualmente dentro de la Subestación de Guatemala Sur se tiene en operación 2 bancos de transformación de 138/69kV de 75 MVA cada uno, 1 banco de transformación de 230/69kV de 150 MVA y un transformador trifásico de 100 MVA.

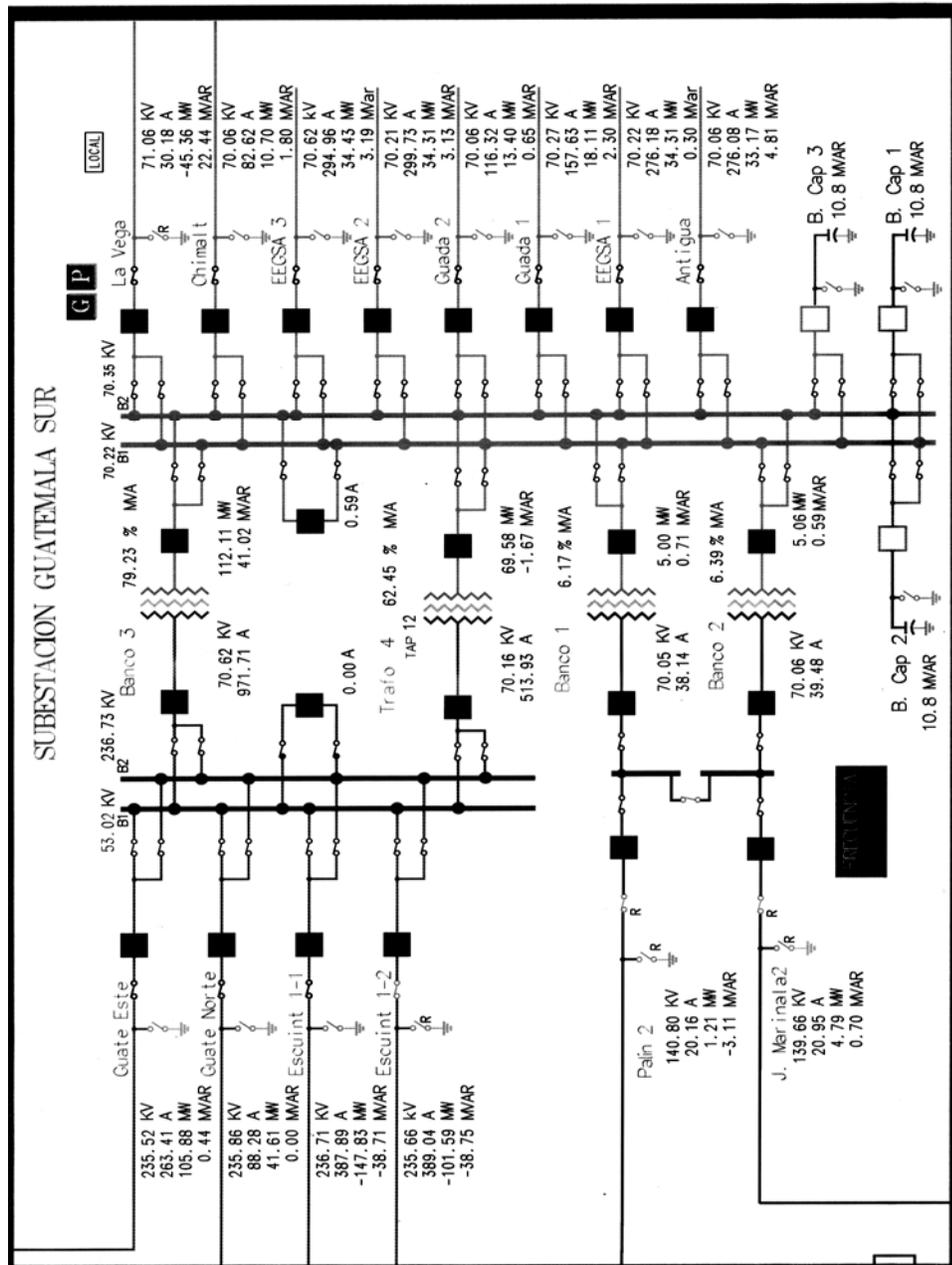
Figura 30. **Vista del transformador trifásico de 100MVA**



Fuente: Subestación de Guatemala Sur.

2.2.3. Configuración de la subestación

Figura 31. Diagrama unifilar de la Subestación de Guatemala Sur



Fuente: elaboración propia.

2.2.4. Obra electromecánica

El alcance del proyecto en lo que contempla el diseño electromecánico del banco de transformación, se incluye el diseño de las barras colectoras de las 3 unidades titulares y el transformador de reserva, entre las que se mencionan, el diseño de la barra auxiliar de 15kV para la conexión delta de los terciarios del banco de transformación, el diseño de la barra auxiliar del neutro de 69kV para el punto común de la conexión estrella del banco de transformación y el diseño de la barra auxiliar del neutro de 230kV para el punto común de la conexión estrella del banco de transformación, el diseño de los blindajes para protección del banco de transformación ante descargas electroatmosféricas, lo cual incluye también las acometidas de 230 y 69kV y la ampliación de la red de tierras existente en los campos de 230 y 69kV.

2.2.4.1. Diseño de barras colectoras

Se le llaman barras colectoras al 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.

El elemento principal, del que está compuesto las barras colectoras, es el conductor eléctrico que se llama barra. El juego de barras para la conexión de los neutros y devanado terciario del banco agrupa los circuitos mencionados anteriormente en tres distintos niveles de voltaje, como lo son 230, 69 y 13.8kV, ya que el diseño así lo requiere.

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. Los materiales más usados para tubos son el cobre y el aluminio. Las principales ventajas del tubo son:

- 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 corrientes relativamente grandes por unidad de área.

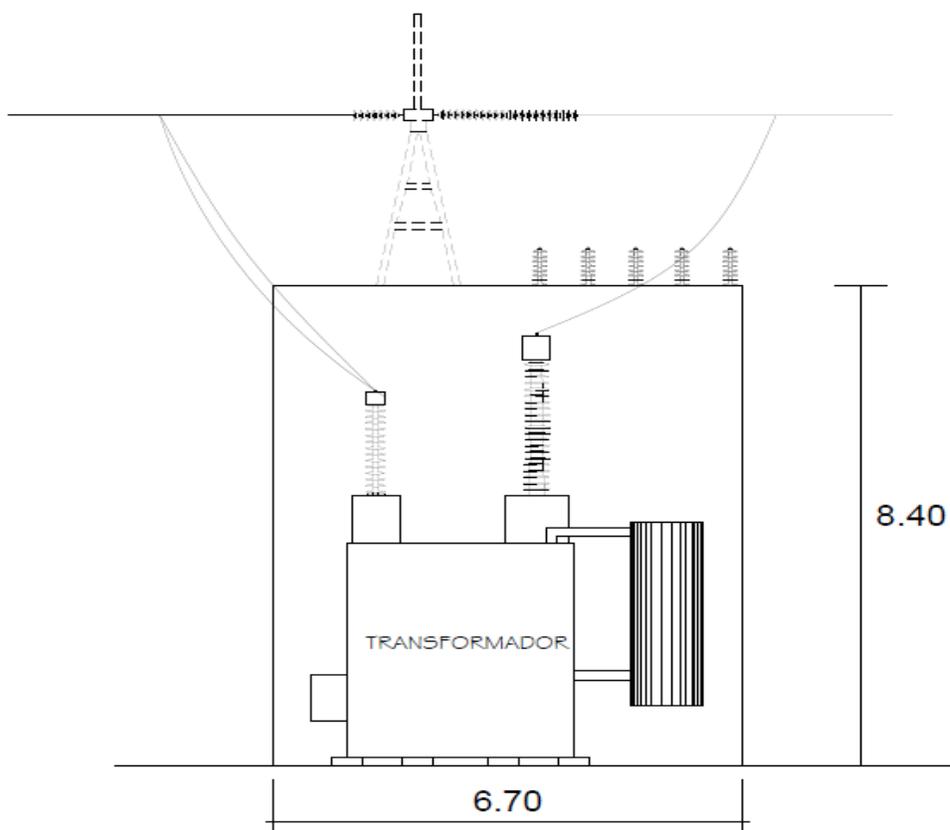
A continuación se describe el seguimiento dado al proceso realizado, para el diseño de las barras colectoras del banco de transformación.

Al tener ubicado el transformador junto con sus accesorios en su respectivo muro en un plano respectivo elaborado en el programa de Autocad, el cual desde esta actividad se iniciaba con el diseño electromecánico del banco, se le dio la ubicación exacta a los aisladores que conforman la conexión de los neutros de 230 y 69kV del transformador y la conexión Delta del devanado terciario, ubicándolos de tal manera que se cumpliera con las libranzas eléctricas necesarias con respecto al transformador y sus accesorios.

Para lograr lo descrito anteriormente se estudia a fondo el tema del diseño de barras colectoras y se elaboran varias pruebas para llegar a conocer cuál y donde es la mejor ubicación de los aisladores de soporte donde van montadas las barras colectoras para la conexión de los neutros y del devanado terciario del transformador.

Como se puede observar, a partir del *bushing* del devanado de alta tensión se trazo un círculo con radio de 2,60m con el objetivo de observar la ubicación que se le da a los aisladores para las barras, ya que el devanado de alta tensión es el que genera una mayor libranza eléctrica entre las partes expuestas del transformador y sus alrededores, debido a que el *bushing* de alta tensión maneja u opera a un voltaje de 230kV y este nivel de tensión genera a su vez una mayor zona de atracción electromagnética entre todas las partes vivas, expuestas y cercanas al transformador.

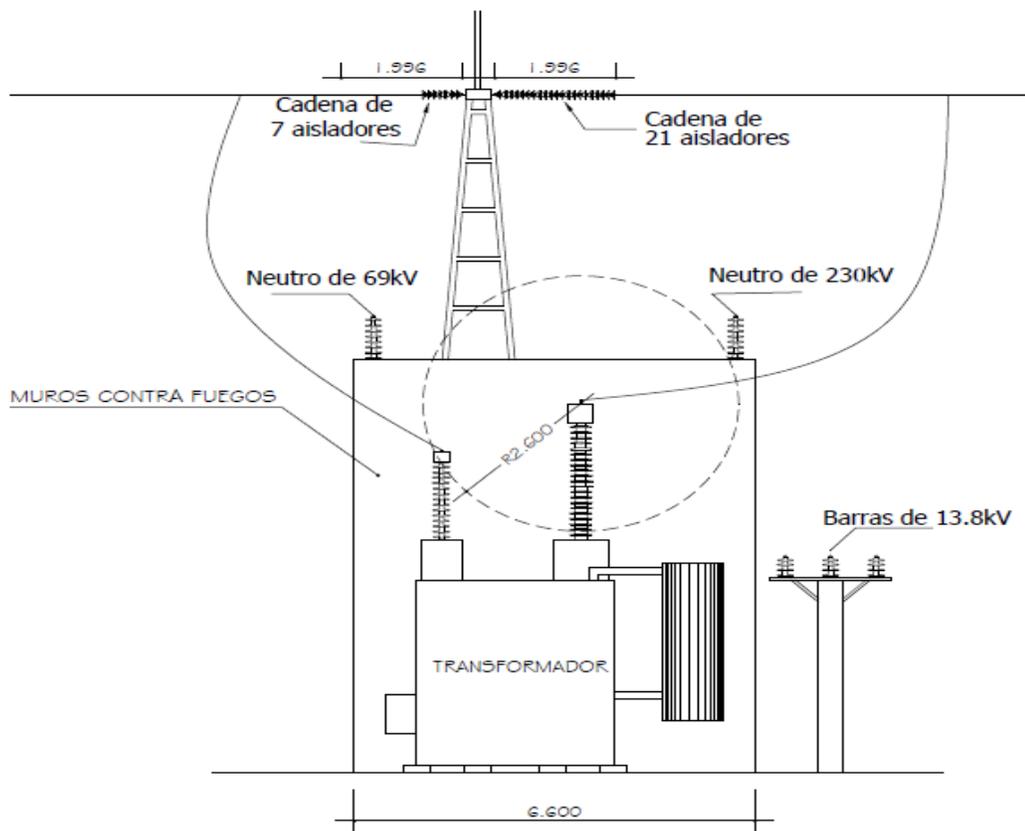
Figura 32. **Ubicación de aisladores 1**



Fuente: elaboración propia.

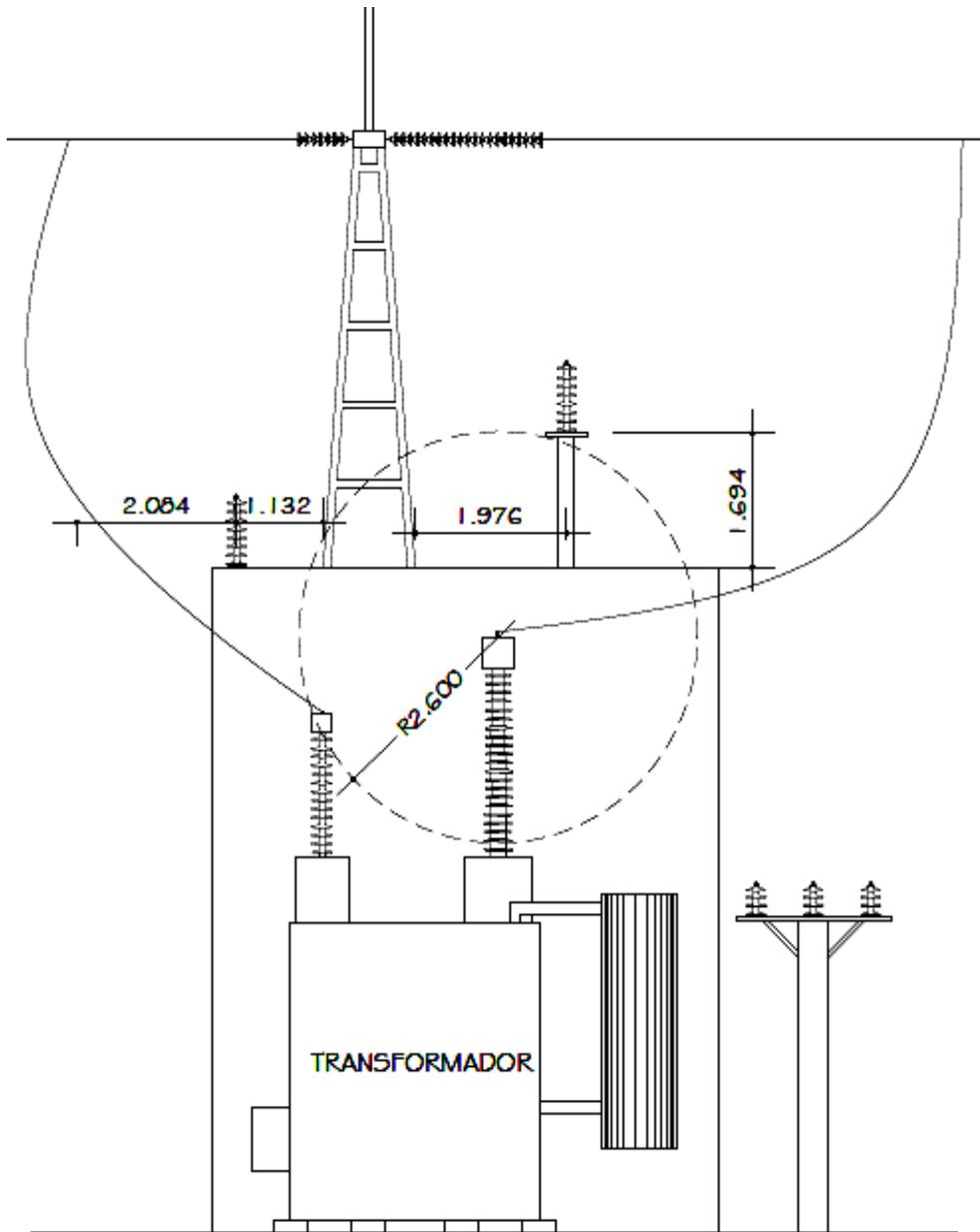
Como se puede observar en la figura anterior, al ubicar los aisladores en la posición mostrada, estos quedan dentro de la zona de 2,60m originada por el *bushing* de 230kV, la cual representa una zona de atracción electromagnética peligrosa para la vida útil de los aisladores y las barras colectoras, ya que pueden originar que el aislador de porcelana que se utilice con un nivel de aislamiento de 15kV y que sufra algún daño por la pérdida de su rigidez dieléctrica y resistencia mecánica por quedar dentro de la zona mencionada.

Figura 33. **Ubicación de aisladores 2**



Fuente: elaboración propia.

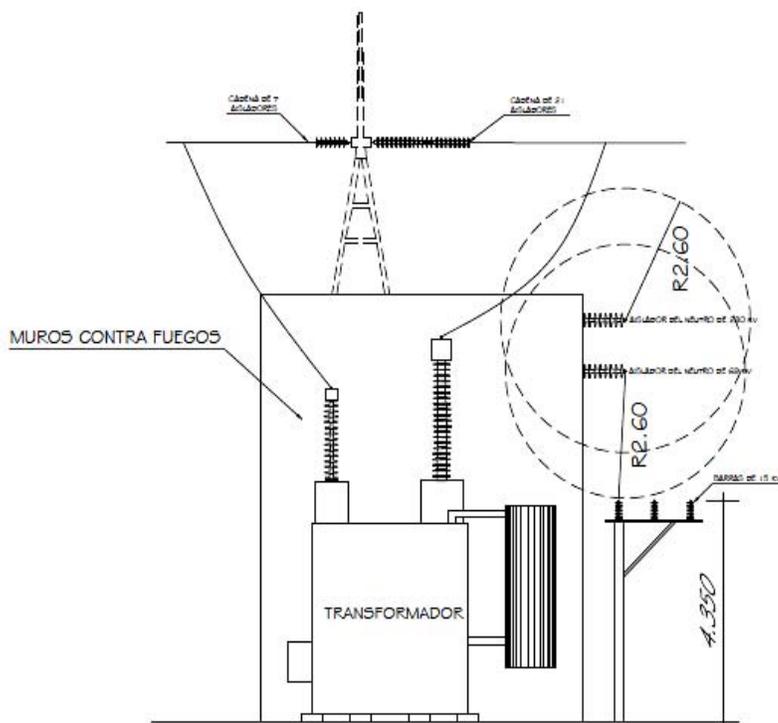
Figura 34. Ubicación de aisladores 3



Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la figura 35, se estudia continuo estudiando la posibilidad de ubicar los aisladores sobre los muros cortafuegos, por medio de una estructura de 1,80m, sobre la cual se ubican dichos aisladores. Como se puede observar tampoco se determina la posición de los mismos de la manera planteada anteriormente debido a que el cable que se utiliza para la conexión del *bushing* de 230kV al estar tensionado, queda o pasa muy cerca de la estructura, ya que en éste y cualquier otro cable tiende a ocurrir un efecto de vaivén debido a los vientos de cualquier magnitud que pueden pegar en dicho cable, ocasionando un cortocircuito si este cable de fase llegara a topar con la estructura.

Figura 36. **Ubicación final de aisladores**



Fuente: elaboración propia.

La disposición final de los aisladores de soporte para las barras colectoras siguientes, es la que se observa muestra en la figura anterior.

- Barra auxiliar de 15kV para la conexión Delta del terciario del banco de transformación.
- Barra auxiliar del neutro de 69kV para el punto común de la conexión estrella del banco de transformación.
- Barra auxiliar del neutro de 230kV para el punto común de la conexión estrella del banco de transformación.

Al tener la ubicación exacta de los aisladores, se procede con el cálculo de las distancias entre las estructuras metálicas que se utilizan para soportar el peso de dicho aisladores y de las barras colectoras.

2.2.4.1.1. Consideraciones de las cargas en el diseño de barras

Son todas las variables que intervienen en el cálculo y que influyen en el resultado del diseño. Estas cargas se pueden dividir en dos grupos principales que son: estáticas y dinámicas.

2.2.4.1.2. Cargas estáticas

Son todas las que actúan sobre las barras, en forma constante y que son consideradas en el diseño en forma vertical.

2.2.4.1.2.1. Peso del conductor

En el diseño de barras de tubo, el factor es determinante debido a los pesos del tubo y los pesos adicionales, como lo son conectores, agua, hielo y los cables que se llegan a instalar dentro de los tubos, es la deflexión del tubo. Los límites prácticos para una máxima deflexión del tubo son: $1/150$ del claro, en caso de usar dos apoyos y de $1/200$ del claro en caso de usar más de dos apoyos.

2.2.4.1.3. Cargas dinámicas

Son todas cargas que actúan sobre las barras en forma variable; se consideran en el diseño en forma horizontal o axial.

2.2.4.1.3.1. Expansiones térmicas

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 produciendo esfuerzos excesivos en los aisladores, llegándose a romper.

2.2.4.1.3.2. Esfuerzos mecánicos

Este tipo de esfuerzos en las barras provoca rupturas de los aisladores. Estos esfuerzos son los siguientes:

- 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.

2.2.4.1.3.3. Esfuerzos electromagnéticos

Estos esfuerzos son producidos por las corrientes de cortocircuito en el sistema que se trate. Los esfuerzos debidos 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 de soporte de las barras.

2.2.4.1.4. Cálculo de las barras colectoras

Se calcula las longitudes entre apoyos de las estructuras metálicas que se necesitan para soportar el peso de lo mencionado anteriormente, para lo cual se elaboran los cálculos de dichas distancias de una forma tal, que se observa que la tubería de aluminio que se utiliza para la construcción de las barras, no se afecte por la deflexión que puede causar el peso de los tubos y que se tuvieran vanos con distancias que permitieran un acomodo adecuado de las barras.

Para el cálculo también se determinaron otros factores, tales como: el diámetro de la tubería a utilizar, el factor de deflexión del material, el módulo de elasticidad y el momento de inercia del aluminio, material con el cual se construirán todas las barras colectoras; los cuales se obtuvieron de tablas de materiales para aplicarlos en los cálculos correspondientes.

Al tener definido lo anterior, se procedió a realizar los respectivos planos donde van ubicadas las estructuras metálicas en base a los resultados obtenidos en los cálculos de las distancias en donde se ubica cada estructura, para lo cual se utilizaron los planos sacados anteriormente para trabajar en el diseño de las barras colectoras, ya que las estructuras se ubican a un costado de los muros corta fuegos en el lado de 230kV debido al diseño planteado, llegando a dicha conclusión respecto a la ubicación de las mismas.

Cálculo de las longitudes entre apoyos:

➤ Para viga con 2 apoyos:

$$f = \frac{1}{150} \times L \quad (1)$$

Donde: f = flecha máxima a la que está expuesta la barra.

L = Claro máximo permitido para la flecha máxima.

Sustituimos la ecuación anterior en la siguiente ecuación de flecha máxima:

$$f = \frac{5 \times W_t \times L^3}{384 \times E \times I} \quad (2)$$

Donde: W_t = Carga total en lb

L = Claro en plg

E = Módulo de elasticidad en lb/plg²

I = Momento de inercia del material en P

Sustituyendo:

$$\frac{1}{150} \times L = \frac{5 \times W_t \times L^3}{384 \times E \times I} \quad (3)$$

Despejando L:

$$L = \left(\frac{384 \times 12 \times E \times I}{150 \times 5 \times W} \right)^{1/3} \quad (4)$$

Como las barras se construyen con tubería de aluminio, de la siguiente tabla se toman los datos de módulo de elasticidad, momento de inercia y peso del tubo y se sustituyen en la ecuación (4).

Tabla IV. Propiedades de los tubos de aluminio

Diámetro nominal		Diám. del tubo cm		Grueso de la pared cm	Área cm ²	Peso kg/m	Momento de inercia I = (cm) ⁴	Módulo de sección S = (cm) ³	Límite elástico kg	Resistencia a la c.d. 20°C microohm por metro	Capac. de cond. de corr. 30°C	
plg	cm ²	ext.	int.								Inter	Intemp
3/4	2.0	2.667	2.093	0.287	2.147	0.580	1.5400	1.1552	2871	140.74	435	530
1	2.5	3.340	2.664	0.337	3.186	0.863	3.6336	2.1761	4259	94.89	590	700
1 1/4	3.2	4.216	3.505	0.355	4.308	0.680	8.1039	3.8443	5756	70.16	740	890
1 1/2	4.0	4.826	4.089	0.373	5.160	1.397	12.8989	5.3454	6894	58.58	840	1010
2	5.0	6.032	5.250	0.391	6.870	1.877	27.2922	9.1865	9253	43.59	1100	1320
2 1/2	6.0	7.302	6.271	0.515	10.990	2.979	63.6831	17.450	14696	27.52	1490	1790
3	8.0	8.890	7.792	0.548	14.370	3.894	125.6057	28.257	19187	21.02	1765	2120
4	10.0	11.430	10.226	0.602	20.472	5.548	301.038	52.674	27352	14.76	2300	2720
5	12.5	14.130	12.819	0.655	27.735	7.515	631.00	89.325	37059	10.89	3100	3660

Fuente: MARTIN, José Raúl. Diseño de subestaciones eléctricas, p. 153.

Aluminio:

$$E = 10 \cdot 10^6 \text{ Lb/Plg}^2$$

$$I = 125.6057 \text{ cm}^4 = 3.01768 \text{ Plg}^4$$

$$W = 3.894 \text{ Kg/m} = 2.6166 \text{ Lb/Pie}$$

$$L = \left(\frac{384 \times 12 \times (10 \cdot 10^6) \times 3.01768}{150 \times 5 \times 2.6166} \right)^{1/3}$$

$$L = 413.8013 \text{ Plg} = 10.5 \text{ m}$$

$$L = 10.5 \text{ m}$$

Esta distancia representa la longitud del claro o la longitud máxima entre apoyos.

Al obtener la distancia entre apoyos, se procede a calcular la flecha a la que estarán expuestas las barras al utilizar 2 apoyos:

$$f = \frac{1}{150} \times L \quad (5)$$

$$f = \frac{1}{150} \times (10.5)$$

$$f = 0.07006 \text{ m} = 7.006 \text{ cm}$$

$$f = 7 \text{ cm}$$

La longitud calculada entre apoyos, se hizo considerando el peso del tubo.

Ahora se hace el cálculo utilizando más de 2 apoyos entre muros:

Para viga con más de 2 apoyos:

La flecha máxima al utilizar más de 2 apoyos es la siguiente:

$$f = \frac{1}{200} \times L \quad (6)$$

$$\frac{1}{200} \times L = \frac{2 \times W_t \times L^3}{384 \times E \times I} \quad (7)$$

Despejando L:

$$L = \left(\frac{384 \times 12 \times E \times I}{200 \times 2 \times W} \right)^{1/3} \quad (8)$$

Utilizando los mismos datos de la tabla anterior, se tiene:

$$L = \left(\frac{384 \times 12 \times (10 \times 10^6) \times 3.01768}{200 \times 2 \times 2.6166} \right)^{1/3}$$

$$L = 510.2665 \text{ Plg} = 12.9607 \text{ m}$$

$$L = 12.9 \text{ m}$$

Ahora se procede a calcular la flecha a la que están expuestas las barras al utilizar más de 2 apoyos:

$$f = \frac{1}{200} \times L \quad (9)$$

$$f = \frac{1}{200} \times (12.9)$$

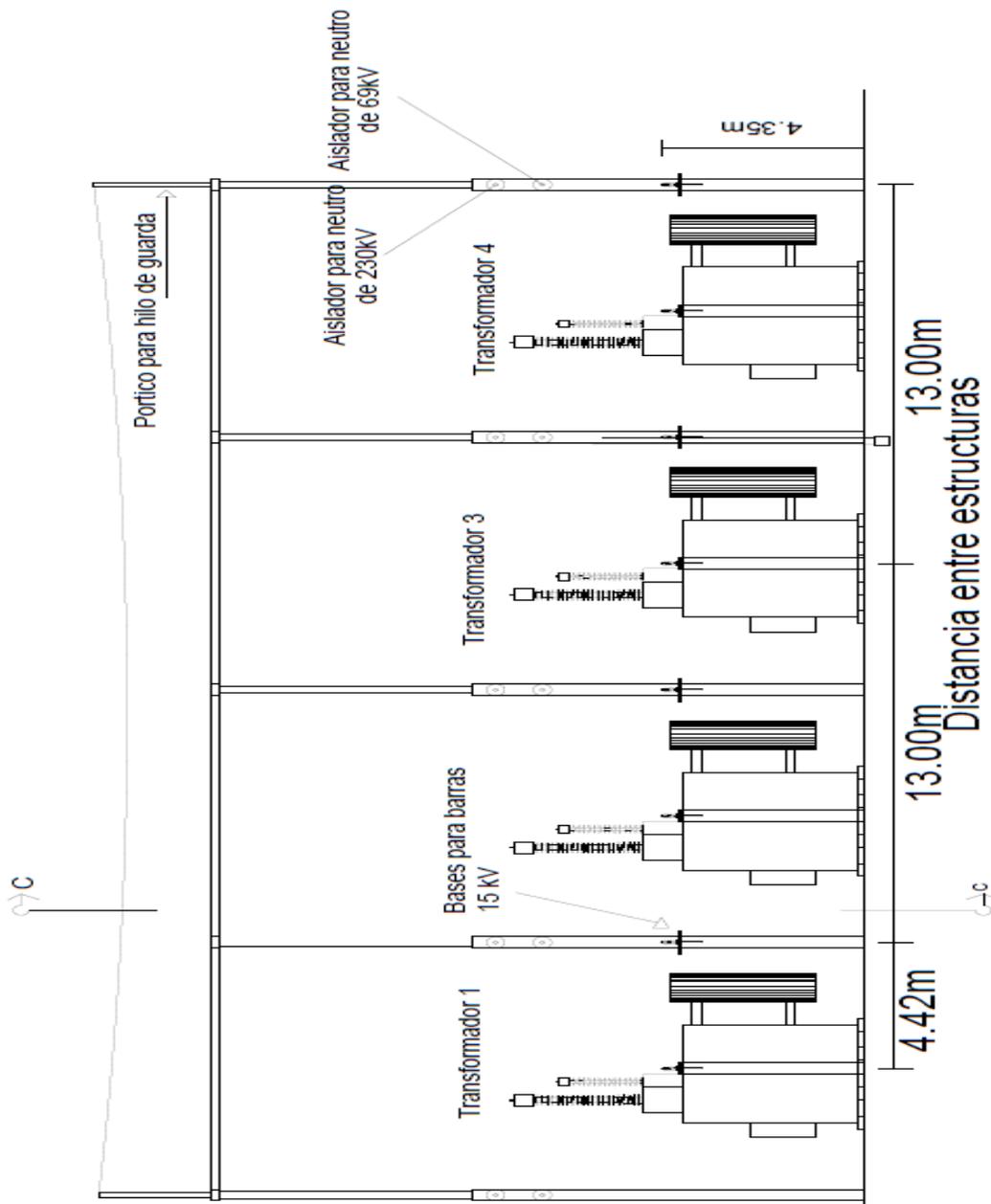
$$f = 0.0648\text{m} = 6.48\text{cm}$$

$$f = 6\text{cm}$$

Se observa que al utilizar más de 2 apoyos o estructuras entre muros, el valor de la flecha en las barras disminuye, la tubería de aluminio sufre menor deflexión y por tal razón se decide utilizar 4 apoyos para tener la carga uniformemente distribuida, ya que las barras al estar soportadas solamente por 2 apoyos entre muros, el valor de la flecha da 7cm y al utilizar 4 apoyos este valor se disminuyó a 6cm, con lo cual no es mucha la diferencia que se obtiene, pero conforme pasa el tiempo, en las barras se acumula agua, hielo o cualquier otro componente que le ocasiona una fuerza vertical adicional a las cargas aplicadas, que al estar soportadas solamente por 2 apoyos, éstas tienden a sufrir mayor deflexión.

La disposición final de los apoyos es la que se muestra a continuación:

Figura 37. Disposición final de estructuras



Fuente: elaboración propia.

2.2.4.1.4.1. Requisitos particulares de las barras auxiliares

- Todas las barras auxiliares se construyen con tubo de aluminio con las especificaciones adelante indicadas.
- La disposición de las barras de los neutros de 230 y 69kV es en un plano horizontal, las cuales van montadas en aisladores de soporte fijados a los muros corta fuegos. La barra para el neutro de 230kV se instala en la parte superior y la barra para el neutro de 69kV se instala en la parte inferior.
- La disposición de las barras de los terciarios es en un plano horizontal, las cuales van montadas en aisladores de soporte instalados en las estructuras indicadas en planos referenciales.
- La conexión eléctrica desde los *bushings* de los neutros de 230kV, 69kV y terciarios de cada transformador hasta las barras auxiliares respectivas, se realiza empleando el mismo tipo de tubo de aluminio utilizado para la construcción de dichas barras auxiliares.
- La disposición de los tubos de aluminio que realiza la conexión eléctrica desde los *bushings* de los neutros de 230 y 69kV de cada transformador hasta cada una de las barras auxiliares es de acuerdo a lo indicado en planos referenciales, los cuales van montados en aisladores de soporte fijados a los muros corta fuegos.

- La disposición de los tubos de aluminio que realiza la conexión eléctrica desde los *bushings* de los terciarios de cada transformador hasta cada una de las barras auxiliares es de acuerdo a lo indicado en planos referenciales, saliendo de los *bushings* en forma vertical, codo a 90 grados para continuar en un plano horizontal, codo a 90 grados para regresar al plano vertical y conectarse a las barras.
- Uno de los extremos de la barra auxiliar del neutro de 230kV se acopla eléctricamente con uno de los extremos de la barra auxiliar de 69kV en un único punto, dicho acople se hace por medio de una barra de cobre.
- La puesta a tierra de los neutros de 230 y 69kV se hace a partir de la barra de cobre indicada en el punto anterior hacia la red de tierra de la subestación, por medio de 4 conductores de cobre desnudo calibre 4/0 AWG, debiendo conectarse estos 4 conductores a puntos diferentes de la red de tierras por medio de soldadura exotérmica. La conexión de los conductores de cobre hacia la barra de cobre se hace por medio de terminales entalladas.

2.2.4.1.5. Especificación técnica de materiales a utilizar en la construcción de las barras auxiliares

2.2.4.1.5.1. Barras colectoras tubulares

Las barras auxiliares son tipo intemperie con barras colectoras tubulares y deben cumplir las siguientes características:

- Diámetro externo: 3,500 pulgadas.
- Espesor: 0,216 pulgadas.
- Capacidad a: 30 grados centígrados: No menor a 1800 amperios.
- Material: aluminio.
- Aleación: 6061.

Tabla V. Propiedades eléctricas del aluminio

Physical & Electrical Properties of Aluminum Standard Pipe-Size Conductors at Typical Conductivities

Nominal Size in	A Outside Diameter of Tube in	B Wall Thickness in	Area sq in	Weight lbs/ft	Inductive reactance 1 ft spacing 60 Hz microhm/ft	6063-T6				6061-T6			
						DC Resistance at 20°C microhms/ft	60 Hz Rac/RDC at 70°C	AC Resistance at 70°C 60 Hz microhms/ft	Current Ratings Amp at 60 Hz (1) (2) (3) (4) Outdoor	DC Resistance at 20°C microhms/ft	60 Hz Rac/RDC at 70°C	AC Resistance at 70°C 60 Hz microhms/ft	Current Ratings Amp at 60 Hz (1) (2) (3) (4) Outdoor
Schedule 40 Pipe													
1	1.315	0.133	0.494	0.581	68.24	31.120	1.00039	36.580	681	36.360	1.00032	43.820	622
1 1/4	1.660	0.140	0.669	0.786	62.68	22.990	1.00050	27.030	859	28.340	1.00039	32.370	705
1 1/2	1.900	0.145	0.800	0.940	59.45	19.220	1.00064	22.600	964	23.690	1.00046	27.070	900
2	2.375	0.154	1.075	1.264	54.15	14.300	1.00082	16.820	1234	17.630	1.00055	20.140	1128
2 1/2	2.875	0.203	1.704	2.004	49.85	9.019	1.00220	10.620	1663	11.170	1.00150	12.710	1520
3	3.500	0.216	2.228	2.621	45.19	6.897	1.00300	8.126	2040	8.500	1.00180	9.725	1865
3 1/2	4.000	0.226	2.680	3.151	42.05	5.736	1.00380	6.761	2347	7.070	1.00220	8.091	2145
4	4.500	0.237	3.174	3.733	39.28	4.842	1.00470	5.712	2664	5.968	1.00270	6.834	2436
4 1/2	5.001	0.247	3.688	4.337	36.81	4.167	1.00570	4.920	2984	5.136	1.00330	5.885	2728
5	5.563	0.258	4.300	5.057	34.31	3.574	1.00680	4.224	3348	4.406	1.00400	5.051	3063
6	6.625	0.280	5.581	6.564	30.23	2.754	1.00950	3.263	4064	3.394	1.00540	3.897	3719

Fuente: Burdin accesories substations, p. 234.

2.2.4.1.5.2. Conectores

- Todos los conectores rectos y a 90 grados que se utilizan para la conexión de las tuberías de aluminio deben ser adecuados y que garanticen que no se generan calentamientos.
- Los conectores que realizan la conexión de los *bushings* de los neutros de 230kV, 69kV y los terciarios a la tubería, son del tipo flexible y apropiados para las características de los materiales que forman las barras. Los conectores a utilizar son bimetálicos, para así evitar la generación de corrosión galvánica.
- Los conectores de las barras de los neutros de 69 y 230kV, que se conectan a la barra de cobre, deben ser bimetálicos para evitar la generación de corrosión galvánica.

2.2.4.1.5.3. Aisladores de Soporte

- Los aisladores de soporte que se utilizan en la construcción de todas las barras auxiliares son para 15kV como mínimo y son del tipo columna.
- El espaciamiento de los aisladores son especiales para garantizar la seguridad mecánica ante la presencia de una corriente de corto circuito máxima de 40kA.

2.2.4.1.6. Factores secundarios en el diseño de las barra colectoras

Existen varios factores inherentes a la forma y condiciones de las barras mismas, que no dependen de las condiciones externas y que son importantes para determinar la capacidad de corriente que pueden llevar un grupo de barras colectoras. Entre estos factores se encuentran los siguientes:

- Efecto corona
- Radio interferencia
- Efecto superficial

2.2.4.1.6.1. Efecto corona

El efecto corona se presenta cuando el potencial de un conductor en el aire se eleva hasta valores tales que sobrepasan la rigidez dieléctrica del aire que rodea al conductor. El efecto corona se manifiesta por luminiscencias o pequeñas chispas que aparecen alrededor del conductor, más o menos concentrados en las irregularidades de su superficie.

Los factores que afectan las pérdidas por efecto corona son: el diámetro del conductor, la rugosidad de la superficie del conductor, la humedad del ambiente y la altura sobre el nivel del mar, a la que están instalados los conductores.

El efecto corona se produce cuando la tensión de la línea supera la tensión crítica disruptiva del aire, es decir, aquel nivel de tensión por encima del cual el aire se ioniza.

2.2.4.2. Cálculo y diseño de las acometidas de 230 y 69kV

Se le llama acometida de 230 y 69kV a la conexión eléctrica que se realiza desde los *bushings* de alta y baja tensión hacia la red de la subestación, que sirven para la conexión del banco de transformación.

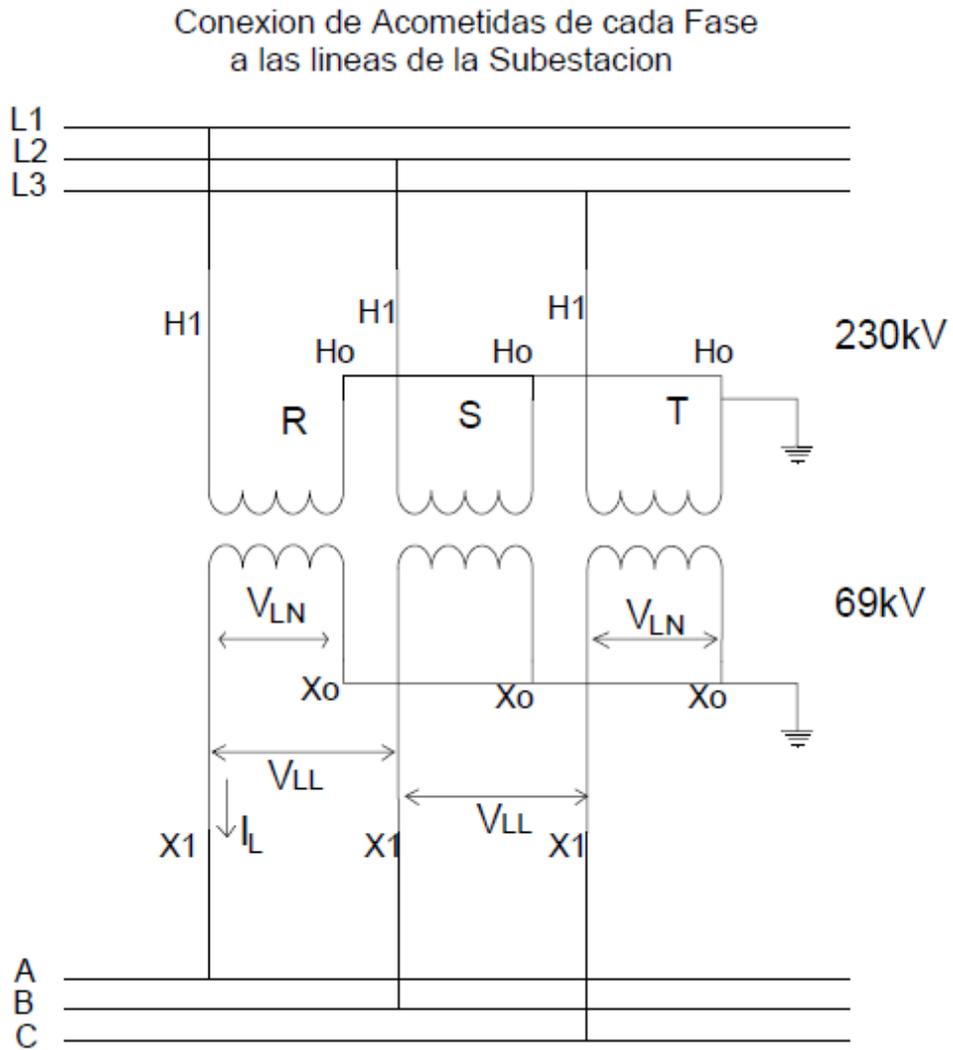
Los conductores para los barrajes en 230 y 69kV y para la interconexión de equipos se calculan para que soporten las máximas corrientes que pueden circular por ellos.

Como la capacidad instalada del banco de transformación es de 195MVA, en base a este valor de potencia se determina el calibre del conductor a utilizar en los barrajes de 230 y 69kV, para la conexión del banco de transformación. Se realiza el cálculo de las corrientes nominales (I_n) y las corrientes máximas (I_{max}) que circulan por los conductores que conectan los barrajes con los *bushings* de los transformadores:

2.2.4.2.1. Acometida de 230kV

Esta acometida conecta el lado de alta del banco de transformación a la red de 230kV de la subestación; se procede con el cálculo del conductor a utilizar para la acometida del lado de alta tensión.

Figura 38. **Conexión de los devanados primario y secundario**



Fuente: elaboración propia.

Con la figura anterior se procede con lo siguiente:

$$S_1 = V_{LN} \times I_L \quad (10)$$

$$S_2 = V_{LN} \times I_L \quad (11)$$

$$S_3 = V_{LN} \times I_L \quad (12)$$

Donde: S_1 = Potencia del transformador 1

S_2 = Potencia del transformador 2

S_3 = Potencia del transformador 3

V_{LN} = Voltaje entre fases

I_L = Corriente de línea

$$S \text{ del banco} = S_1 + S_2 + S_3 = 3(V_{LN} \times I_L)$$

$$S \text{ del banco} = 3(V_{LN} \times I_L) \quad (13)$$

Donde: S del banco = Potencia total del banco de transformación.

En una conexión estrella sabemos que:

$$V_{LN} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} \quad (14)$$

Sustituyendo la ecuación (14) en la ecuación (13) obtenemos lo siguiente:

$$S \text{ del banco} = 3 \left(\frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} \times I_L \right) = \frac{3}{\sqrt{3}} \times (V_{LL} \times I_L) \quad (15)$$

Y como $\frac{3}{\sqrt{3}} = \sqrt{3}$ se obtiene la siguiente fórmula:

$$S_{\text{ del banco}} = \sqrt{3} \times (V_{LL} \times I_L) \quad (16)$$

Con la ecuación anterior se calcula la corriente nominal que circula en el lado de 230kV:

Despejando I_L :

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{LL}} \quad (17)$$

$$I_L = \frac{195 \times 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \times (230 \times 10^3 \text{ V})}$$

$$I_L = 489.4926 \text{ A}$$

$$I_{\text{ nominal}} (\text{trafo lado } 230\text{Kv}) = 489.5 \text{ A}$$

Ahora se procede a calcular la corriente que nos da la pauta para conocer el conductor a utilizar para la conexión de la acometida.

$$I_{\text{ máxima}} = I_{\text{ del conductor}} = 1.25 \times I_{\text{ nominal}} \quad (18)$$

$$I_{\text{del conductor}} = 1.25 \times 489.5 \text{ A} = 611.875 \text{ A}$$

$$I_{\text{del conductor}} = 612 \text{ A}$$

En base al cálculo anterior, se determina el calibre del conductor a utilizar para la conexión de la acometida de 230kV.

- De acuerdo con la tabla de conductores ACAR que se muestra a continuación, el conductor apto para esta capacidad de corriente que es el ACAR 653 MCM, cuya capacidad de corriente a 20⁰C es 760 A. Esta acometida se hace de un conductor por fase.
- La acometida parte de un pórtico instalado en el lateral de la barra 2 de 230kV existente hasta el pórtico del transformador y se hace la conexión de la misma para las tres unidades titulares y la de reserva del banco de transformación, para lo cual se elaboran todas las adaptaciones necesarias.

El uso del ACAR es una opción muy interesante para líneas de transmisión y distribución. Los hilos de aluminio aleación 6201 refuerzan mecánicamente el conductor con un alma que tiene la misma función que el acero en el CAA, pero con una mayor ampacidad. Su combinación con los hilos de aluminio 1350-H19 da como resultado un bueno e interesante equilibrio entre resistencia mecánica y desempeño eléctrico.

El cable ACAR se usa como cable sin protección para líneas de transmisión y distribución, también como impedimento en subestaciones donde es muy conveniente considerando sus características mecánicas y eléctricas.

En comparación con una CAA del mismo peso, el cable ACAR puede ofrecer alta ampacidad y resistencia mecánica.

Tabla VI. Conductores ACAR

ACAR

Size (kcmil)	Strand- ing (EC/6201)	Diameter (ins.)			Weight Per 1000 ft. (lbs.)	Rated Strength (lbs.)	Resistance OHMS/1000 ft.		Allowable Ampacity+ (Amps)
		Individual Wires		Comp. Cable			DC @ 20°C	AC @ 75°C	
		6201	1350						
355.0	12/7	0.1367	0.1367	0.683	332.1	8500	.0514	.0624	519
465.9	12/7	0.1566	0.1566	0.783	435.8	11000	.0392	.0477	616
503.6	12/7	0.1628	0.1628	0.814	471.1	11900	.0362	.0441	646
653.1	12/7	0.1854	0.1854	0.927	611.0	15400	.0279	.0342	760
739.8	30/7	0.1414	0.1414	0.990	692.7	15300	.0240	.0296	831
739.8	18/19	0.1414	0.1414	0.990	691.6	18800	.0252	.0308	814
853.7	30/7	0.1519	0.1519	1.063	799.3	17500	.0208	.0257	907
853.7	18/19	0.1519	0.1519	1.063	798.0	21500	.0218	.0268	890
927.2	30/7	0.1583	0.1583	1.108	868.2	19000	.0192	.0238	955
927.2	18/19	0.1583	0.1583	1.108	866.7	23400	.0201	.0247	936
1024.5	30/7	0.1664	0.1664	1.165	959.3	20900	.0173	.0216	1015
1024.5	18/19	0.1664	0.1664	1.165	957.7	25800	.0182	.0225	995
1081.0	30/7	0.1709	0.1709	1.196	1012.1	22100	.0164	.0205	1048
1081.0	18/19	0.1709	0.1709	1.196	1010.5	27200	.0172	.0213	1028
1109.0	30/7	0.1731	0.1731	1.212	1038.4	22700	.0160	.0200	1065
1109.0	18/19	0.1731	0.1731	1.212	1036.6	27900	.0168	.0208	1044
1172.0	30/7	0.1780	0.1780	1.246	1097.3	24000	.0152	.0190	1101
1172.0	18/19	0.1780	0.1780	1.246	1095.5	29500	.0159	.0198	1080
1197.0	30/7	0.1799	0.1799	1.259	1120.8	24500	.0148	.0187	1115
1197.0	18/19	0.1799	0.1799	1.259	1118.9	30200	.0156	.0194	1094
1280.0	30/7	0.1860	0.1860	1.302	1198.5	26200	.0139	.0175	1160
1280.0	18/19	0.1860	0.1860	1.302	1196.5	32200	.0146	.0182	1139
1361.0	42/19	0.1494	0.1494	1.344	1273.6	30300	.0133	.0168	1196
1527.0	42/19	0.1582	0.1582	1.424	1428.8	33600	.0118	.0151	1314
1703.0	42/19	0.1671	0.1671	1.504	1593.5	37500	.0106	.0137	1363
1933.0	42/19	0.1780	0.1780	1.602	1808.8	42500	.00936	.0123	1465
2267.0	42/19	0.1928	0.1928	1.735	2142.0	49900	.00806	.0108	1594
2493.0	72/19	0.1655	0.1655	1.821	2356.9	50400	.00722	.0099	1687
2493.0	54/37	0.1655	0.1655	1.821	2354.5	57600	.00743	.0101	1670

Fuente: www.southwire.com

2.2.4.2.2. Acometida de 69kV

Se procede a calcular la corriente nominal que circula por este lado, por medio de la ecuación expuesta en el punto anterior.

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{LL}} \quad (19)$$

$$I_L = \frac{195 \times 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \times (69 \times 10^3 \text{ V})}$$

$$I_L = 1631.6420 \text{ A}$$

$$I_{\text{nominal}} (\text{trafo lado } 69\text{kV}) = 1632 \text{ A}$$

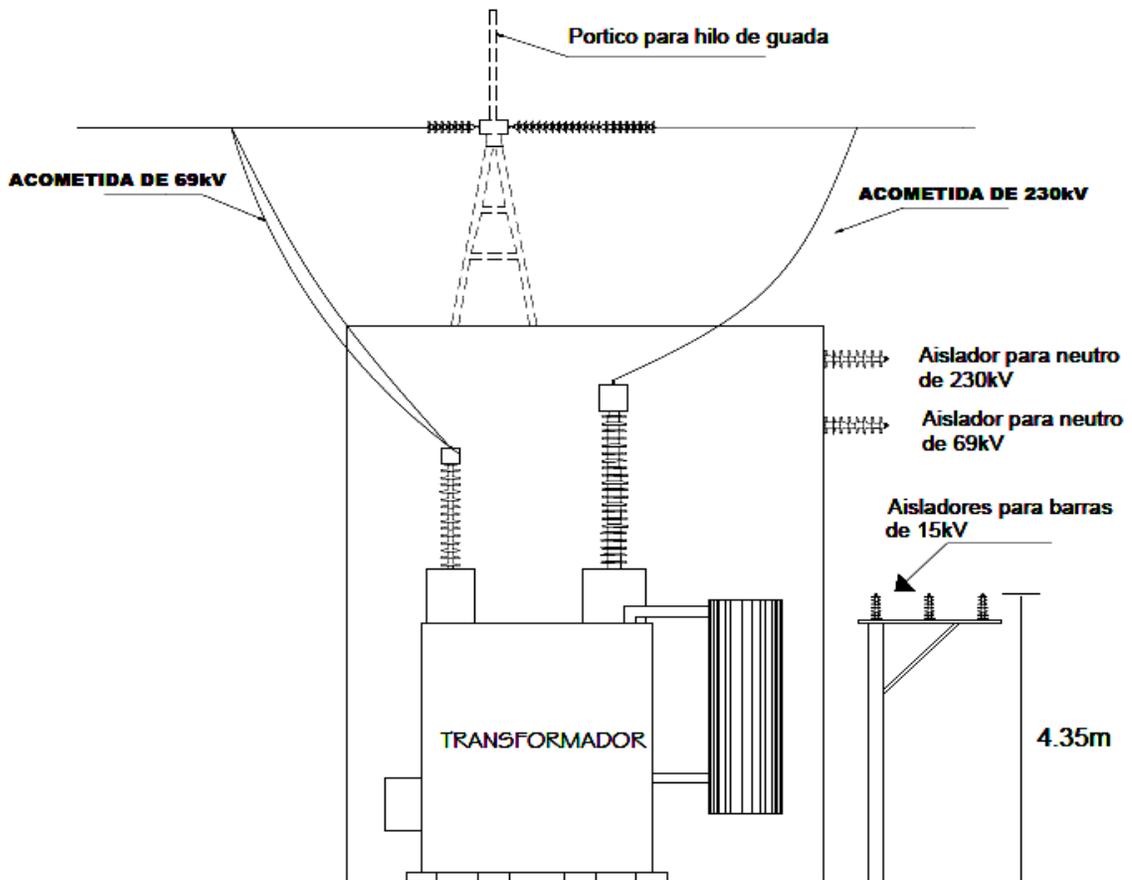
Sustituyendo en la ecuación (18) el valor encontrado anteriormente, tenemos:

$$I_{\text{del conductor}} = 1.25 \times 1632 \text{ A} = 2040 \text{ A}$$

$$I_{\text{del conductor}} = 2040 \text{ A}$$

- De acuerdo con la tabla de conductores ACAR, el conductor apto para esta capacidad de corriente es el ACAR 1280 MCM, cuya capacidad de conducción de corriente a 20⁰C es 1160 A, con la observación de que ésta acometida se hace en doble conductor por fase con separación entre conductores de cada fase no mayor a 200 milímetros de centro a centro, respetando la distancia que actualmente hay entre conductores en la doble barra de 69kV.
- La acometida inicia del pódico de la extensión de la doble barra de 69kV hasta el pódico del transformador y se hace la conexión de la misma para las tres unidades titulares y la de reserva del banco de transformación, para lo cual se elaboran todas las adaptaciones necesarias.
- Esta acometida se hace en doble conductor por fase ACAR 1280MCM, debido a que como se puede observar, al utilizar solo un conductor por fase se está sobrepasando la ampacidad de dicho conductor, por lo cual se supera la capacidad de conducción del mismo, llegando con esto a dañar el conductor de la acometida como el *bushing* y las bobinas del transformador por el corto circuito que se produce.

Figura 39. Acometidas de 230 y 69kV



Fuente: elaboración propia.

2.2.4.3. Cálculo y diseño de los blindajes para la protección del banco

El cálculo del blindaje para la protección del banco se hace con el objetivo de verificar que la disposición física de los equipos, y la localización del cable de guarda, el que se ubica sobre una estructura metálica, ofrece un apantallamiento adecuado para que el transformador, accesorios y equipos cercanos al mismo no reciban una descarga directa que supere su característica nominal de aislamiento.

Donde: Z_0 = Impedancia característica de los conductores.

$$TCF_{1000} = \frac{NBI}{0.961} \quad (20)$$

Donde: TCF = Tensión crítica de flameo a nivel del mar.

NBI = Nivel básico de asilamiento al impulso de los equipos, el cual se define en base a la tensión nominal de operación del sistema que se trate, que en nuestro caso es de 230kV.

$$TCF_{1000} = \frac{1050 \text{ kV}}{0.961}$$

$$TCF_{1000} = 1092.61 \text{ kV}$$

Se calcula la TCF corregida por altitud y por humedad, a la altura de la subestación:

$$TCF_{1500} = \frac{TCF_{1000} \times K_h}{\delta} \quad (21)$$

Donde: K_h = Factor de humedad atmosférica = 1.10

δ = Factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura = 0.8202

$$TCF_{1500} = \frac{1092.61 \text{ kV} \times 1.10}{0.8202}$$

$$TCF_{1500} = 1465.34 \text{ kV}$$

En el modelo electrogeométrico se considera una constante I_o , la cual es el valor de la corriente mínima que produce salidas de la instalación por falla en el blindaje, llamada corriente de rayo.

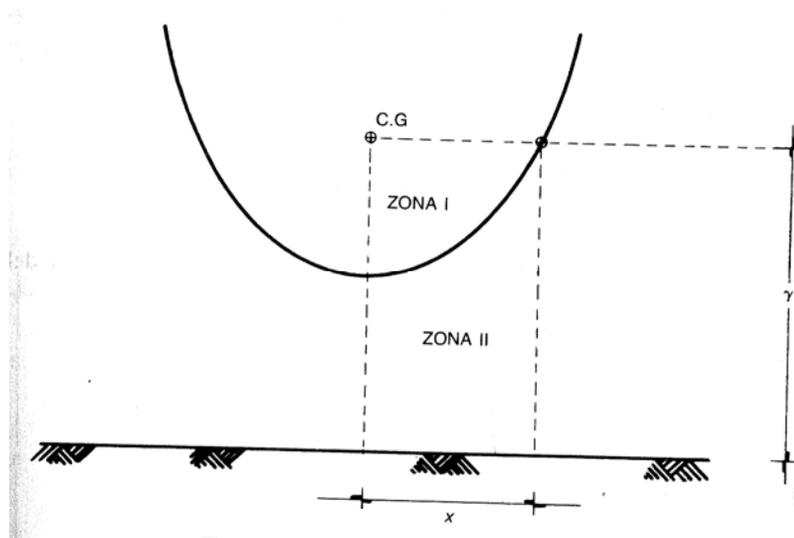
$$I_o = \frac{2 \times (TCF_{1500})}{Z_o} \quad (22)$$

$$I_o = \frac{2 \times (1465.34kV)}{150\Omega}$$

$$I_o = 19.53 kA = \text{Corriente de Rayo}$$

Esta corriente establece una distancia llamada “Radio Crítico de Flameo”, rcf, que es el radio de la zona de atracción de un rayo.

Figura 41. **Zona de atracción de un rayo**



Fuente: MARTIN, José Raúl. Diseño de subestaciones eléctricas, p. 25.

Donde:

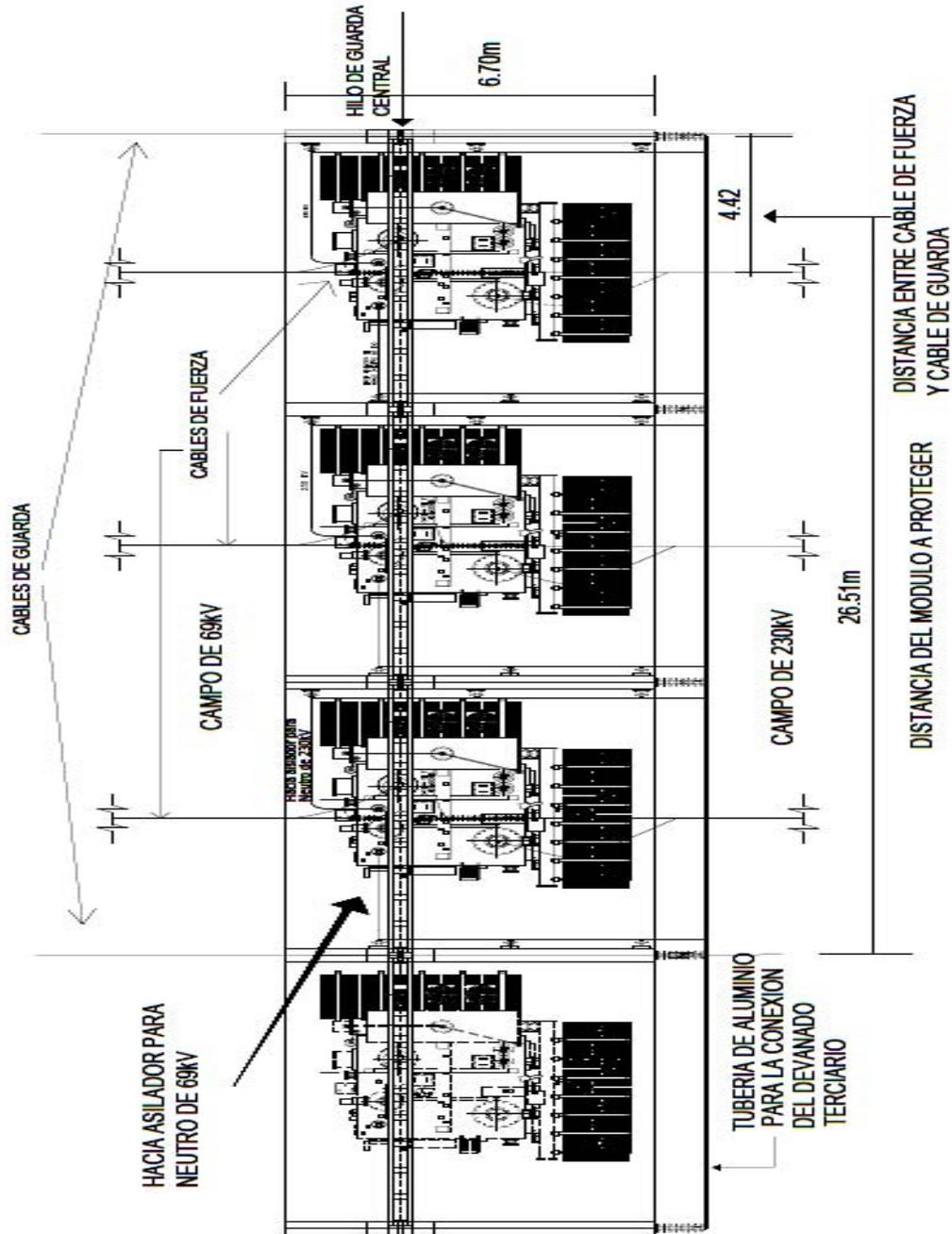
$$r_{cf} = 9.06 \times (I_o)^{2/3} \quad (23)$$

$$r_{cf} = 9.06 \times (19.53)^{2/3}$$

$$r_{cf} = 65.60 \text{ m}$$

La distancia entre los ejes de las columnas que forman el módulo de 230/69kV que contiene los cables de guarda, es la distancia que hay entre los muros y se le llama 2D.

Figura 42. Módulo de 230/69kV a proteger



Fuente: elaboración propia.

Como se puede ver en la figura anterior:

$$2D = \text{Ancho del módulo.}$$

$$2D = 26.51m$$

$$D = 13.25m$$

La altura mínima de las posibles posiciones que pueden ocupar los cables de guarda es la siguiente:

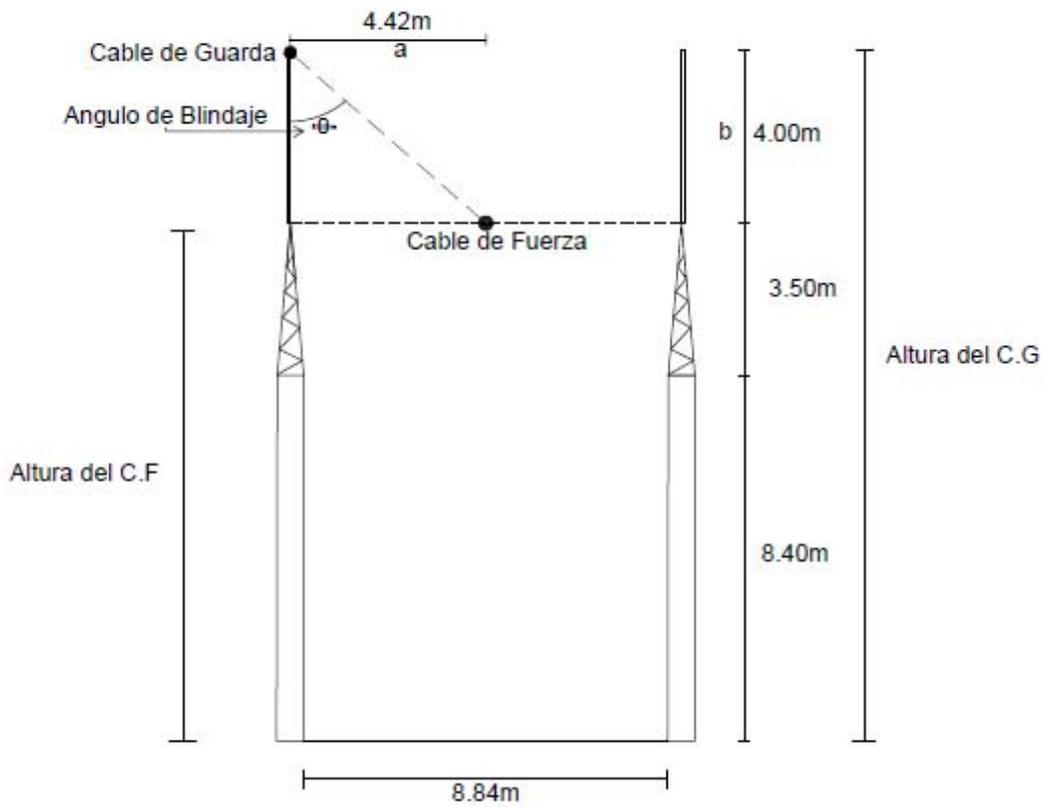
$$b_{\min} = r_{cf} - \sqrt{(r_{cf}^2 - D^2)} \quad (24)$$

$$b_{\min} = 65.6 - \sqrt{(65.6^2 - 13.25^2)}$$

$$b_{\min} = 1.35m$$

Ya que la altura mínima de los cables de guarda viene determinada por la posición y la altura que tiene la pieza sobre la cual parte la red de hilos de guarda.

Figura 43. **Altura y distancias entre cables de fuerza y cable de guarda**



Fuente: elaboración propia.

Los cables de guarda están posicionados con respecto del nivel del suelo a una altura de:

$$\lambda_{real} = (8.40 \oplus 3.50 \oplus 4)$$

$$\lambda_{real} = 15.90m$$

Donde: λ_{real} = Altura real de los cables de guarda.

Se calcula la λ_{min} a la que deben instalarse los cables de guarda, sabiendo que los cables de fuerza están a una altura de:

$$h_{cf} = (8.40 \oplus 3.50) = 11.90m$$

h_{cf} = Altura de los cables de fuerza sobre el nivel del suelo.

$$\lambda_{min} = \frac{2}{3}h_{cf} + \sqrt{\left(\frac{1}{9}h_{cf}^2 \oplus \frac{1}{3}\left(\frac{D}{2}\right)^2\right)} \quad (25)$$

λ_{min} = Altura mínima de montaje de los cables de guarda.

$$\lambda_{min} = \frac{2}{3}(11.90) + \sqrt{\left(\frac{1}{9}(11.90)^2 \oplus \frac{1}{3}\left(\frac{13.25}{2}\right)^2\right)}$$

$$\lambda_{min} = 13.44m$$

El resultado anterior indica que la protección que ofrecen los cables de guarda a dicha altura es adecuada ya que:

$$\lambda_{min} < \lambda_{real}$$

$$13.44m < 15.90m$$

Ahora se hace la comprobación del blindaje a partir del método de *Bewley*.

$$2D = 26.51m$$

$$L = \text{Largo del módulo (claro)} = 26.40m$$

$$a = \text{Distancia horizontal entre } C_f \text{ y } C_g = 4.42m$$

$$d = \text{Distancia entre fases} = 8.84m$$

La flecha del cable de guarda se puede considerar de un 2% del largo del módulo:

$$f = 0.02 \times 26.40m$$

$$f = 0.53m = \text{Flecha del cable de guarda.}$$

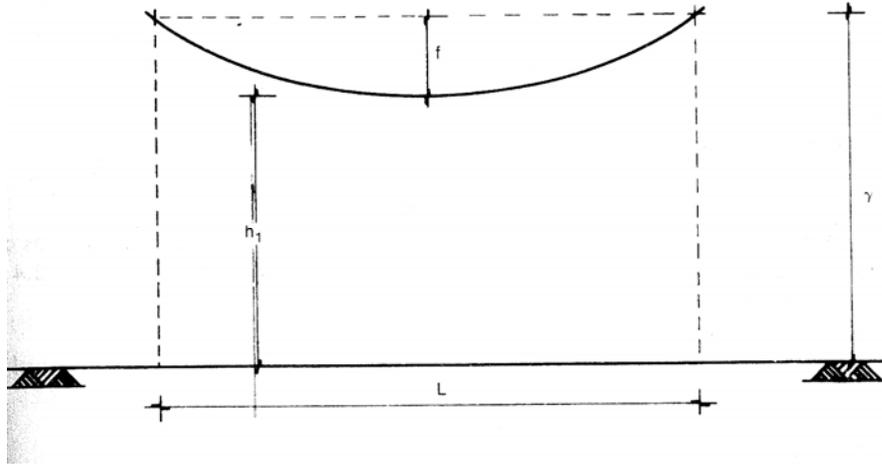
La altura del punto inferior del cable de guarda puede darse por la expresión:

$$h_1 = h_{cf} \oplus f \quad (26)$$

$$h_1 = 11.90 \oplus 0.53$$

$$h_1 = 12.43m$$

Figura 44. Flecha y altura del punto inferior de cable de guarda



Fuente: MARTIN, José Raúl. Diseño de subestaciones eléctricas, p. 263.

Y la altura máxima a la que pueden instalarse los cables de guarda (λ_{\max}) para proteger el módulo de 230/69kV, viene dado por:

$$\lambda_{\max} = \frac{2}{3}h_1 + \sqrt{\left(\frac{1}{9}h_1^2 \oplus \frac{1}{3}\left(\frac{L}{2}\right)^2\right)} \quad (27)$$

$$\lambda_{\max} = \frac{2}{3}(12.43) + \sqrt{\left(\frac{1}{9}(12.43)^2 \oplus \frac{1}{3}\left(\frac{26.40}{2}\right)^2\right)}$$

$$\lambda_{\max} = 16.96m \cong 17m$$

El resultado anterior representa la nueva altura de montaje o la altura real sobre el nivel del suelo, a la que se instalan los cables de guarda.

El ángulo de blindaje es:

$$\theta = \text{Tan}^{-1}\left(\frac{a}{b}\right) \quad (28)$$

$$b = \lambda_{\max} - h_{cf} \quad (29)$$

$$b = 16.96 - 11.90$$

$$b = 5.06m \cong 5m$$

Sustituyendo los valores de a y b en la ecuación del ángulo de blindaje.

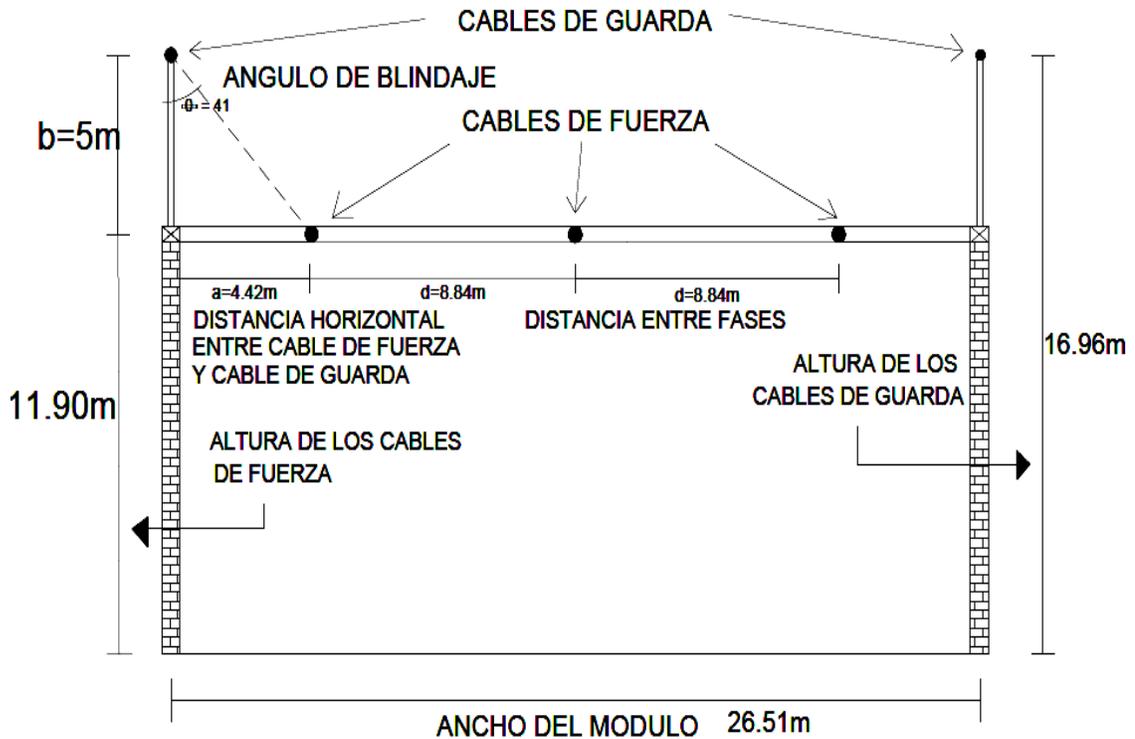
$$\theta = \text{Tan}^{-1}\left(\frac{4.42}{5.06}\right)$$

$$\theta = 41.02^\circ$$

$$\theta = 41^\circ$$

- Ángulo de blindaje: con el resultado anterior se concluye que el banco está protegido adecuadamente, ya que el ángulo de blindaje es menor que el ángulo máximo de protección de 45° y las alturas máximas y mínimas de montaje de los cables de guarda quedaron dentro del rango de la altura real de dichos conductores. Con la observación, de que la estructura metálica que se utiliza para el mallado de los cables de guarda, tendrá una altura mayor comparada con las que se han utilizado para el mallado de la red de hilos de guarda en la subestación, es decir que ahora tiene una altura de 5m y ya no de 4m como se había previsto en el diseño preliminar del blindaje, con lo cual se concluye que el diseño es seguro.

Figura 45. Disposición final de cables de guarda y fase



Fuente: elaboración propia.

2.2.4.4. Cálculo y diseño de la extensión de la doble barra de 69kV

En este apartado se realiza el cálculo de las distancias dieléctricas en la zona de 69kV, fijando las distancias a través del aire, entre partes vivas de fases diferentes y entre partes vivas de fase y tierra.

Los principales factores a considerar en el dimensionamiento son las distancias críticas mencionadas anteriormente, que deben existir en una subestación para garantizar un nivel de aislamiento adecuado y las distancias de seguridad requeridas para las labores de revisión y mantenimiento sin peligro alguno para el personal.

- Subestación de Guatemala Sur.
Altura de montaje = 1500m.s.n.m
V (Tensión nominal del sistema)= 69kV
Tensión máxima de operación= 72.5kV
NBI por rayo = 350kV sobre el nivel del mar

Tabla VII. Distancias dieléctricas

BASIC STRUCTURE MUST MEET ELECTRICAL NEEDS AND REAL ESTATE LIMITATIONS

Table 2. NEMA-specified clearances influence overall size of substation structure

copia hecha el 24-julio-1999 por

maximum design	rating kv nominal	Bil	A clearance to ground rigid parts		B Safety clearance between overhead conductors and ground level		clearance between overhead conductors roadway		diff live parts minimum metal to metal	C Bus supports recom C to C	Single side break disc. switch recom. C to C	Center side break disc. switch recom. C to C	D Hot gap switch:
			recom	minim	recom	minim	recom	minim	inches	inches	inches	inches	inches
			inches	inches	feets	feets	feets	feets	inches	inches	inches	inches	inches
			meters	meters	meters	meters	meters	meters	meters	meters	meters	meters	meters
8.25	7.20	95	7.50	6.00	10.00	8.00	21.00	20.00	7.00	18.00	30.00	30.00	36.00
			0.19	0.15	3.05	2.44	6.40	6.10	0.18	0.46	0.76	0.76	0.91
15.50	14.40	110	10.00	7.00	10.00	9.00	21.00	20.00	12.00	24.00	30.00	30.00	36.00
			0.25	0.18	3.05	2.74	6.40	6.10	0.30	0.61	0.76	0.76	0.91
25.80	23.00	150	12.00	10.00	10.00	10.00	21.00	20.00	15.00	30.00	36.00	36.00	48.00
			0.30	0.25	3.05	3.05	6.40	6.10	0.38	0.76	0.91	0.91	1.22
38.00	34.50	200	15.00	13.00	11.00	10.00	22.00	22.00	18.00	36.00	48.00	48.00	60.00
			0.38	0.33	3.35	3.05	6.71	6.71	0.46	0.91	1.22	1.22	1.52
48.30	46.00	250	18.00	17.00	11.00	10.00	22.00	22.00	21.00	48.00	60.00	60.00	72.00
			0.46	0.43	3.35	3.05	6.71	6.71	0.53	1.22	1.52	1.52	1.83
72.50	69.00	350	29.00	25.00	12.00	11.00	23.00	23.00	31.00	60.00	72.00	72.00	84.00
			0.74	0.64	3.66	3.35	7.01	7.01	0.79	1.52	1.83	1.83	2.13
121.00	115.00	550	47.00	42.00	13.00	12.00	24.00	24.00	53.00	84.00	108.00	108.00	120.00
			1.19	1.07	3.96	3.66	7.32	7.32	1.35	2.13	2.74	2.74	3.05
145.00	138.00	650	52.50	50.00	14.00	13.00	25.00	25.00	63.00	95.00	132.00	132.00	144.00
			1.33	1.27	4.27	3.96	7.62	7.62	1.60	2.41	3.35	3.35	3.66
169.00	161.00	750	61.00	58.00	14.00	14.00	25.00	25.00	72.00	108.00	156.00	156.00	168.00
			1.55	1.47	4.27	4.27	7.62	7.62	1.83	2.74	3.96	3.96	4.27
242.00	230.00	900	76.00	71.00	15.00	15.00	26.00	26.00	89.00	132.00	192.00	192.00	192.00
			1.93	1.80	4.57	4.57	7.92	7.92	2.26	3.35	4.88	4.88	4.88
242.00	230.00	1050	90.50	83.00	16.00	16.00	28.00	28.00	105.00	156.00	216.00	216.00	216.00
			2.30	2.11	4.88	4.88	8.53	8.53	2.67	3.96	5.49	5.49	5.49
362.00	345.00	1050	90.50	83.00	16.00	16.00	28.00	28.00	105.00	156.00	216.00	216.00	216.00
			2.30	2.11	4.88	4.88	8.53	8.53	2.67	3.96	5.49	5.49	5.49
362.00	345.00	1050	105.00	104.00	18.00	18.00	30.00	30.00	119.00	174.00	240.00	240.00	240.00
			2.67	2.64	5.49	5.49	9.14	9.14	3.02	4.42	6.10	6.10	6.10

420 400 1425

Fuente: Burdin accesories substations, p. 242.

De la tabla anterior se tiene:

$$d_{fT} = 0.74m \text{ Para un NBI de 350kV a } 1000\text{m.s.n.m}$$

Las distancias dieléctricas se corrigen por altitud a partir de 1000m.s.n.m y en este caso, se corrigen para la altura de montaje de la subestación que es de 1500m.s.n.m.

$$d_{fT_{1500}} = d_{1000} + 0.0125 \left(\frac{h - 1000}{100} \right) \times d_{1000} \quad (30)$$

$$d_{fT_{1500}} = 0.74 + 0.0125 \left(\frac{1500 - 1000}{100} \right) \times 0.74$$

$$d_{1500} = 0.78625 \text{ m}$$

$$d_{fT_{1500}} = 0.79m$$

El pórtico donde se establece el equipo primario en el lado de 69kV es menor a 40m, se tiene lo siguiente:

$$d_{bb} = d_{fT_{1500}} \times 1.8 \quad (31)$$

$$d_{bb} = 0.79 \times 1.8$$

$$d_{bb} = 1.42m$$

Ahora se procede a calcular las alturas de los equipos, de las barras y la altura de remate de las líneas sobre el nivel del suelo.

- Altura de los equipos sobre el nivel del suelo (h_e). Primer nivel de barras

$$h_e = 2.30 + 0.0105 kV_{\max} \quad \text{a } 1000 \text{ m.s.n.,m} \quad (32)$$

Donde: h_e = Altura mínima de los equipos sobre el nivel del suelo.

kV_{\max} = Tensión máxima de diseño del equipo que se trate.

De la tabla de distancias dieléctricas, para una tensión nominal de operación en el lado de baja tensión para 69kV, se tiene un $kV_{\max} = 72.50kV$

$$h_e = 2.30 + 0.0105(72.5)$$

$$h_{e1000} = 3.06m$$

$$h_{e1500} = h_{e1000} + 0.0125 \left(\frac{h - 1000}{100} \right) \times h_{e1000} \quad (33)$$

$$h_{e1500} = 3.06 + 0.0125 \left(\frac{1500 - 1000}{100} \right) \times 3.06$$

$$h_{e1500} = 3.25m$$

- Altura mínima de las barras sobre el nivel del suelo (h_b). Segundo nivel de barras.

$$h_{b1000} = 5.0 + 0.0125 kV_{\max} \quad (34)$$

Donde: h_{b1000} = Altura de las barras sobre el suelo
 kV_{\max} = Tensión máxima de diseño

$$h_{b1000} = 5.0 + 0.0125 (72.5)$$

$$h_{b1000} = 5.906 \text{ m}$$

$$h_{b1500} = 5.906 + 0.0125 \left(\frac{1500 - 1000}{100} \right) \times 5.906$$

$$h_{b1500} = 6.28 \text{ m}$$

- Altura mínima de llegada de la línea de transmisión (h_L).

$$h_{L1000} = 5.0 + 0.006 (kV_{\max}) \quad (35)$$

Donde: h_{L1000} = Altura de remate de las líneas
 kV_{\max} = Tensión máxima de diseño en kilovolt.

$$h_{L1000} = 5.0 + 0.006 (72.5)$$

$$h_{L1000} = 5.44 \text{ m}$$

$$h_{L1500} = 5.44 + 0.0125 \left(\frac{1500 - 1000}{100} \right) \times 5.44$$

$$h_{L1500} = 5.78m$$

$$h_{L1500} + d_{bb} = 5.78 + 1.42m = 7.20m$$

Ahora se procede con el cálculo de las distancias mínimas de seguridad, que permiten al personal, circular y efectuar maniobras dentro del área correspondiente al campo de 69kV de la subestación, donde se hace la extensión de la doble barra.

Como se observa más adelante, en este pórtico no se tienen zonas de circulación de vehículos, pero se incluyen en los cálculos de distancias de seguridad para este tipo de zonas.

- Distancias en zonas de trabajo.

$$d.H_{z.T} = d_{JT} + 1.75 \quad (36)$$

Donde: $d.H_{z.T}$ = Distancia de seguridad horizontal en zonas de trabajo
trabajo

$$d_{JT1500} = 0.79m$$

$$d.H_{z.T} = 0.79 + 1.75$$

$$d.H_{Z.T} = 2.54 m$$

$$d.V_{Z.T} = d_{fT} + 2.30 \quad (37)$$

Donde: $d.V_{Z.T}$ = Distancia de seguridad vertical en zonas de trabajo

$$d_{fT1500} = 0.79m$$

$$d.V_{Z.T} = 0.79 + 2.30$$

$$d.V_{Z.T} = 3.09m$$

- Distancias en zonas de circulación de vehículos

$$d.H_{C.V} = d_{fT} + 0.70 \quad (38)$$

Donde: $d.H_{C.V}$ = Distancia horizontal en áreas de circulación de vehículos

$$d.H_{C.V} = 0.79 + 0.70$$

$$d.H_{C.V} = 1.49m$$

Considerando el ancho de un vehículo de 2.50m, la distancia anterior queda de la siguiente manera:

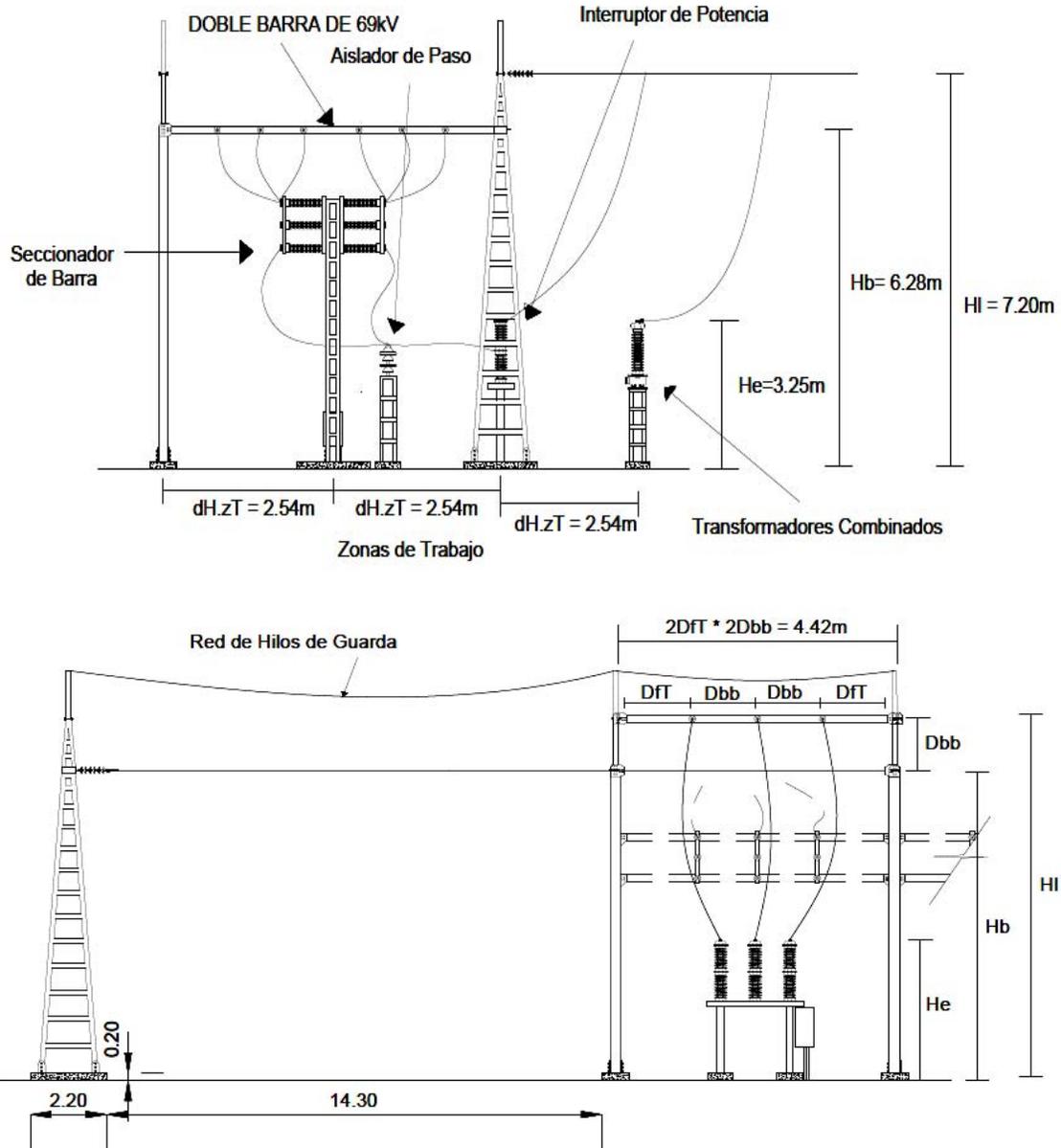
$$(d_{fr} + 0.7) \times 2 + 2.50 \quad (39)$$

$$(0.79 + 0.7) \times 2 + 2.50$$

$$[(1.49) \times 2] \oplus 2.50 = 5.48m$$

$$d.H_{C.V} = 5.48m$$

Figura 46. Pórticos con distancias encontradas



Fuente: elaboración propia.

2.2.4.4.1. Requisitos particulares del montaje de la extensión de la doble barra

- El diseño de la extensión de la doble barra es de acuerdo a la ubicación de los planos de referencia, de acuerdo al cálculo de distancias dieléctricas en subestaciones.
- El aislamiento a utilizar es en porcelana de color café, con discos de 14,5 cm de diámetro y distancia de fuga apropiada al voltaje, utilizando siete discos por cadena.
- Cada barra es de dos conductores 1000 MCM de cobre por fase.
- El diseño de la extensión consistente en doble barra es de acuerdo al diseño de las barras existentes de 69kV.
- Cada estructura de los pórticos de la extensión de la barra, debe contar con bajada de puesta a tierra, cuya conexión a la red de tierra de la subestación debe ser cable de cobre 4/0 AWG .

2.2.4.5. Cálculo de la ampliación de la red de tierras en los campos de 230 y 69kV

En este apartado se determina el trabajo realizado en la ampliación de la red de tierras en los campos de 230 y 69kV, iniciando con una breve explicación para tener un mejor entendimiento.

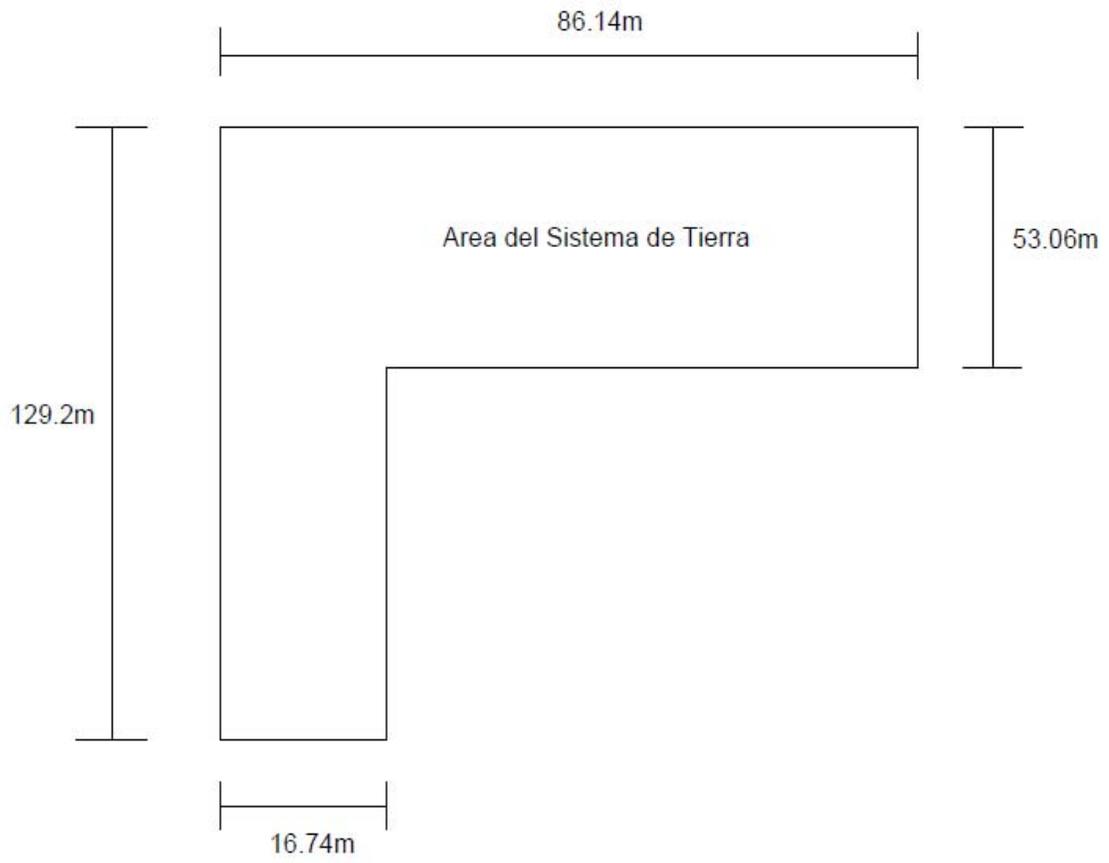
Lo primero que se realizó fue que de una planta que se tenía de la Subestación de Guatemala Sur, ésta se utilizó para ver cómo estaba actualmente la distribución del mallado de la red de tierras existente y para saber cómo será la reubicación que se le va a dar a la red que se extenderá o se ampliará hacia el terreno donde está montado el nuevo banco de transformación.

Para seguir una distribución adecuada de cómo es que se trae la red de tierras, se utilizó la planta de la subestación, ya que esta planta permite ver el terreno donde se ubica el banco de transformación y por consiguiente, esto permite hacer la distribución de la red en ambos campos de transformación partiendo de las puntas de la red de tierras que se encontraron en los trabajos de excavación. Se encontraron 3 puntas en el lado de 69kV y 4 puntas de la red existente en el lado de 230kV y a partir de éstas, se hicieron las conexiones y las derivaciones para la ampliación de la red en ambos campos de salida.

Datos para el cálculo:

Ancho L_x	86,14m
Largo L_y	129,2m
Área disponible para la red (A)	5845,17m ²
Resistividad del terreno (ρ)	75 $\Omega - m$
Resistividad superficial (Piedrín) (ρ_s)	3000 $\Omega - m$
Profundidad de enterramiento (h)	0,80m
Espesor de la capa superficial (h_s)	0,25m
Corriente de cortocircuito máximo	40kA
Tiempo de duración de la falla	0,3seg

Figura 47. **Área del sistema de tierra**



Fuente: elaboración propia.

$$A_{DISPONIBLE} = (86.14 \times 53.06) \oplus (16.74 \times 76.14)$$

$$A = 5845.17 m^2$$

Cálculo del número de conductores.

$$\text{Lado corto: } \left(\frac{86.14}{X} \right) = 3 + 1 \quad (40)$$

$$\text{Lado largo: } \left(\frac{129.2}{X} \right) = 6 + 1 \quad (41)$$

Resultan 4 conductores transversales y 7 conductores longitudinales, los que se tienen en esta zona de ampliación para la red de tierras.

- Cálculo de longitud del conductor.

$L_c =$ Longitud del conductor

$$L_c = (\# \text{Cond. Transversales}) * L_y + (\# \text{Cond. Longitudinales}) * L_x \quad (42)$$

$$L_c = (4) * 129.2m + (7) * 86.14$$

$$L_c = 1120m$$

$L_T =$ Longitud Total del Conductor

$$L_T = L_c \quad (43)$$

$$L_T = 1120$$

$$L_T = 1120m$$

- Corriente de cortocircuito para el diseño de la red. (I_D)

$$I_D = I_{CC} \times F_C \times F_D \quad (44)$$

Donde: I_{CC} = Corriente máxima de cortocircuito que se tiene en la subestación.

F_C = Factor de crecimiento del sistema.

F_D = Factor de decremento

El valor de F_C se tomara como $F_C = 1.0$

Tabla VIII. Factores de decremento

DURACIÓN DE LA FALLA Y DEL CHOQUE ELÉCTRICO T_{seg}	FACTOR DE DECREMENTO D
0.08	1.65
0.10	1.25
0.20	1.20
0.25	1.10
0.50 o más	1.00

Fuente: MARTIN, José Raúl. Diseño de subestaciones eléctricas, p. 205.

T	F_D
0.25	1.10
0.30	X
0.50	1.00

$$\frac{0.25 - 0.30}{0.25 - 0.50} = \frac{1.10 - X}{1.10 - 1.00}$$

$$X = 1.08$$

$$F_D = 1.08$$

$$I_{CC} = 40kA$$

Sustituyendo los valores en la ecuación (44), se encuentra la I_{CC} para el diseño de la red:

$$I_D = 40kA \times 1.0 \times 1.08$$

$$I_D = 43.2kA$$

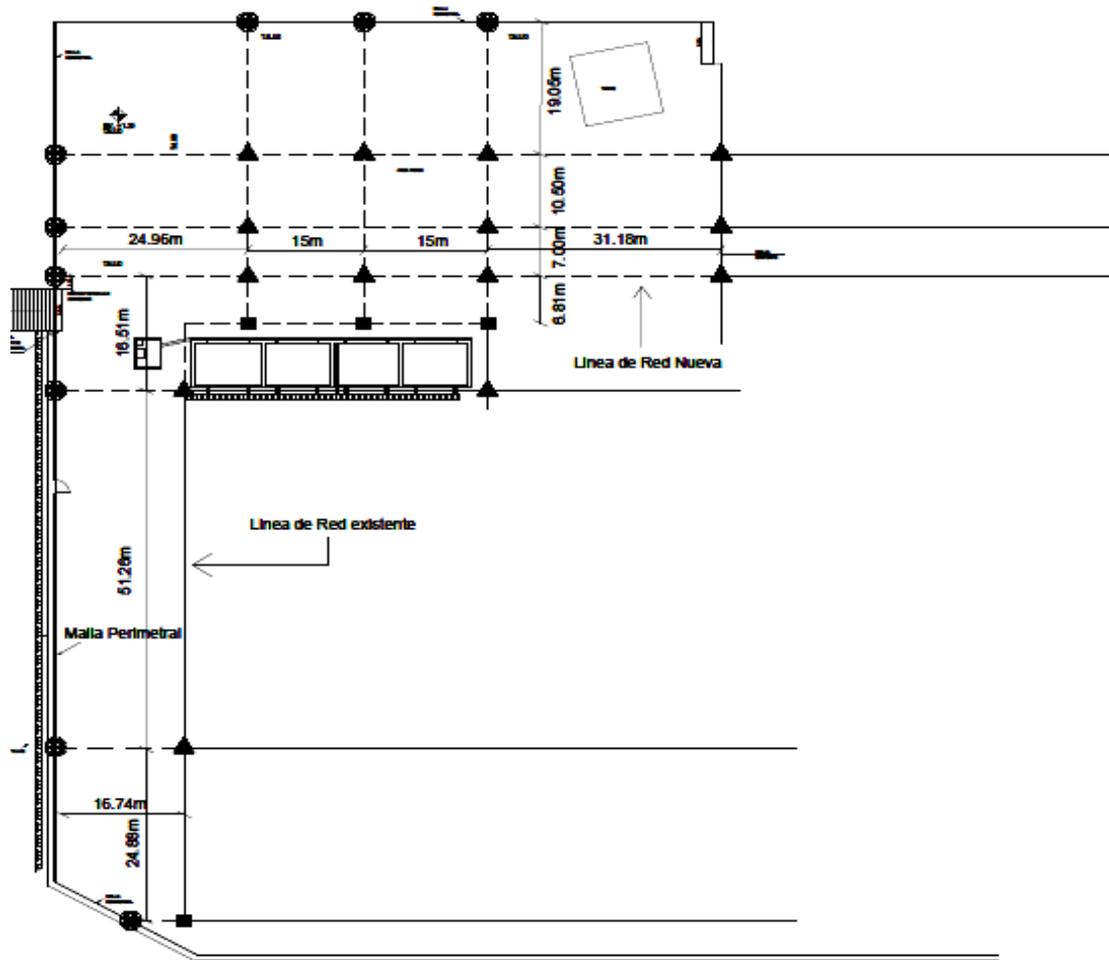
- Resistencia de la malla

$$R_{RED} = \rho \otimes \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (45)$$

$$R_{RED} = 75\Omega - m \otimes \left[\frac{1}{1,120m} + \frac{1}{\sqrt{20 \otimes 5,845.17m^2}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.80m \sqrt{\frac{20}{5,845.17}}} \right) \right]$$

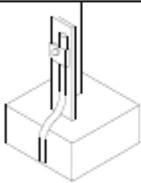
$$R_{RED} = 0.4937\Omega$$

Figura 48. Ampliación de la red de tierras



Fuente: elaboración propia.

Figura 49. Referencia de conexión

 <p>DETALLE DE SOLDADURA EXOTERMICA EN T</p>	
 <p>DETALLE DE SOLDADURA EXOTERMICA EN CRUZ</p>	
 <p>DETALLE DE ATERRIZAJE DE ESTRUCTURAS</p>	
 <p>DETALLE DE PUESTA A TIERRA DE LA MALLA PERIMETRAL</p>	

Fuente: elaboración propia.

- Radio equivalente de la superficie de cada torre (r_T)

$$r_T = \sqrt{\frac{A_{TORRE}}{\pi}} \quad (46)$$

Las bases de las torres son de 8*8. $A_{TORRE} = 64m^2$

$$r_T = \sqrt{\frac{64m^2}{3.1416}}$$

$$r_T = 4.5135 m$$

- Resistencia de cada torre.

$$R_{TO} = \frac{\rho}{2\pi \otimes r_T} \quad (47)$$

$$R_{TO} = \frac{75\Omega - m}{2\pi \otimes 4.5135m}$$

$$R_{TO} = 2.64\Omega$$

- Resistencia por kilómetro de línea. (R_{Km})

$$R_{Km} = \frac{R_{TO}}{\#Torres / Km} \quad (48)$$

$$R_{Km} = \frac{2.64\Omega}{3}$$

$$R_{Km} = 0.88\Omega$$

- Impedancia Equivalente (hilos de guarda-torres)

$$Z_e = \sqrt{Z_1 \times R_{KM}} \quad (49)$$

$Z_1 = 1.8\Omega / km$ ya que el hilo de guarda que se utiliza es acero galvanizado de 3/8"

$$Z_e = \sqrt{1.8 \times 0.88}$$

$$Z_e = 1.2596 \Omega$$

- Impedancia resultante al utilizar el 80% de los hilos de guarda del total de 13 hilos que entran a la subestación.

$$13 \times 0.80 = 10.4 \cong \mathbf{10} \text{ Hilos de guarda}$$

Con 10 hilos de guarda se tiene una impedancia de:

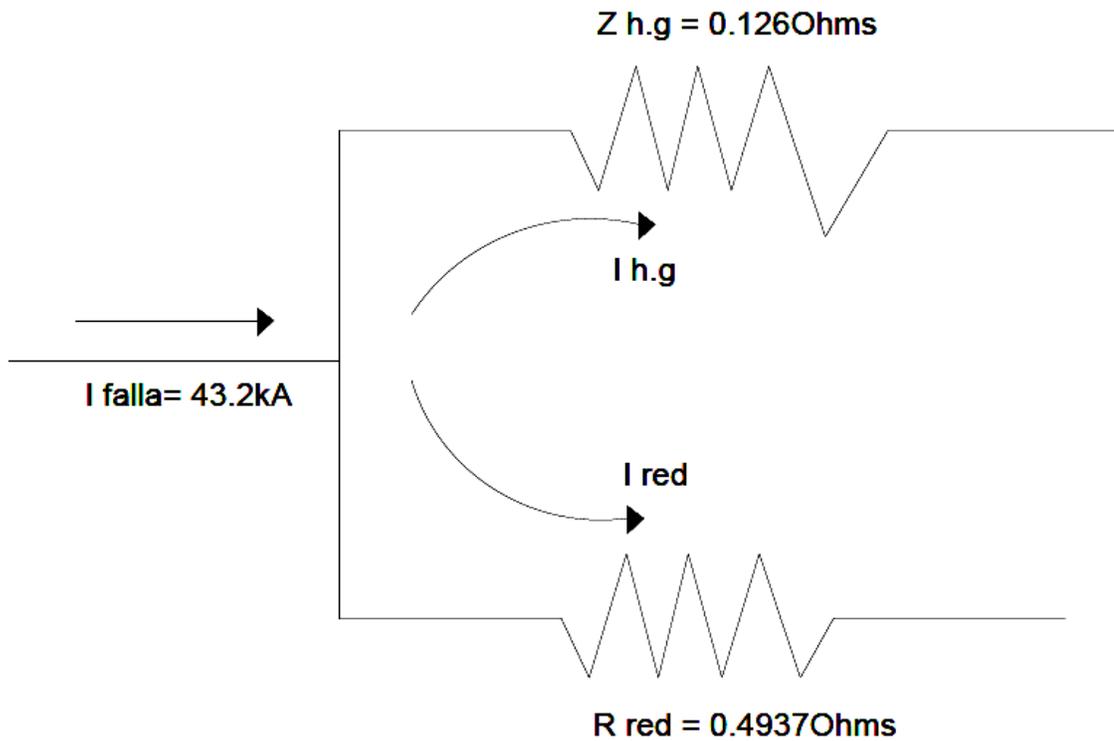
$$Z = \frac{Z_e}{10}$$

(50)

$$Z = \frac{1.2596}{10}$$

$$Z_{H.G} = 0.126 \Omega$$

Figura 50. Impedancia de hilos de guarda y resistencia de la red de tierra



Fuente: elaboración propia.

- Porción de corriente que circula por la red de tierras.

$$\% I_{RED} = \frac{0.126}{0.126 + 0.4937} = 0.2033 \longrightarrow 20\% \text{ de la corriente fluye por la red de tierras.}$$

$$I_{RED} = I_D \times \% I_{RED} \quad (51)$$

$$I_{RED} = 43.2\text{kA} \times 0.2033$$

$$I_{RED} = I_G = 8.78kA$$

- Porción de corriente que circula por la red de los hilos de guarda.

$$\% I_{H.G} = \frac{0.4937}{0.4937 + 0.126} = 0.7966 \longrightarrow \text{80\% de la corriente fluye por la red de hilos de guarda.}$$

$$I_{H.G} = I_D \times \% I_{H.G} \quad (52)$$

$$I_{H.G} = 43.2kA \times 0.7966$$

$$I_{H.G} = 34.41kA$$

- Cálculo de la tensión de malla y de paso de la red
 - Tensión de la malla de la red. (E_m)

$$E_{MALLA} = \frac{K_m \times K_i \times \rho \times I_{RED}}{L_m} \quad (53)$$

$E_{MALLA} = E_m$ = Potencial de malla de la red

K_m = Coeficiente que toma en cuenta el efecto del espaciamiento, diámetro, profundidad de enterramiento y el número de conductores longitudinales.

K_i = Factor de corrección que toma en cuenta el flujo de corriente no uniforme que se tiene en diversas partes de la red.

ρ = Resistividad del terreno.

I_{RED} = Corriente que circula por la Red de Tierras

L_m = Longitud total de conductor enterrado.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\langle \ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D \oplus 2h)^2}{8D \times d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right\rangle \quad (54)$$

Donde: D = separación entre conductores transversales

h = profundidad de enterramiento de la red.

d = diámetro del conductor de la red de tierras.

n = número de conductores longitudinales.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \quad \text{para redes sin electrodos o con pocos electrodos no localizados en las esquinas o el perímetro.} \quad (55)$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad h_0 = 1m \quad (56)$$

$$D = \frac{24.96 \oplus 15 \oplus 15 \oplus 31.18}{4} = 21.54m$$

$$D = 22m$$

d = Diámetro del cable 4/0 AWG = 13.4mm

$$d = 0.0134m$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \times 7)^{2/7}} \quad K_{ii} = 0.4704$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{0.80}{1}} \qquad K_h = 1.3416$$

$n = 7$ Conductores Longitudinales

Sustituyendo los datos en la ecuación anterior, se encuentra el valor del coeficiente K_m :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\langle \ln \left(\frac{22^2}{16 \otimes 0.80 \otimes 0.0134} + \frac{(22 \oplus 2(0.80))^2}{8(22) \times 0.0134} - \frac{0.80}{4 \otimes 0.0134} \right) + \frac{0.4704}{1.3416} \ln \left(\frac{8}{\pi(2(7)-1)} \right) \right\rangle$$

$$K_m = 1.1855$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 n \qquad (57)$$

$$K_i = 0.644 + 0.148(7)$$

$$K_i = 1.68$$

$$L_T = L_C + L_R = 1120 + 0 = 1120 m$$

$$L_m = L_C + \left(1.55 + 1.22 \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) L_R \qquad (58)$$

$L_R = 0$, ya que no se utilizan electrodos o varillas de tierra en esta ampliación de la red existente.

$$L_T = L_m = 1120 m$$

Sustituyendo los datos en la ecuación siguiente:

$$E_{MALLA} = \frac{K_m \times K_i \times \rho \times I_{RED}}{L_m} \quad (59)$$

$$E_m = \frac{1.1855 \times 1.68 \times 75\Omega - m \times 8.78kA}{1120m}$$

$$E_m = 1170.97V$$

- Tensión de paso en la periferia de la malla. (E_S)

$$E_{PASO} = \frac{K_S \times K_i \times \rho \times I_{RED}}{L_S} \quad (60)$$

$E_{PASO} = E_S =$ Potencial de paso en la periferia de la malla.

$K_S =$ Coeficiente que toma en cuenta el efecto del espaciamiento, diámetro, profundidad de enterramiento y el número de conductores transversales.

$$L_S = 0.75L_C + 0.85L_R \quad (61)$$

$$K_S = \frac{1}{\pi} \times \left[\frac{1}{2 \bullet h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad (62)$$

Donde: D = separación entre conductores longitudinales
 h = profundidad de enterramiento de la red.
 n = número de conductores transversales.

$$D = \frac{24.88 \oplus 51.26 \oplus 16.51 \oplus 7 \oplus 10.50 \oplus 19.05}{6} = 21.53m$$

$$D = 22m$$

$$n = 4 \text{ Conductores Transversales}$$

Sustituyendo los datos en la ecuación anterior, se encuentra el valor del coeficiente K_S :

$$K_S = \frac{1}{\pi} \times \left[\frac{1}{2 \bullet 0.80} + \frac{1}{22 + 0.80} + \frac{1}{22} (1 - 0.5^{4-2}) \right]$$

$$K_S = 0.2237$$

$$L_S = 0.75(1120)$$

$$L_S = 840m$$

Sustituyendo los datos en la ecuación siguiente:

$$E_{PASO} = \frac{K_S \times K_i \times \rho \times I_{RED}}{L_S} \quad (63)$$

$$E_s = \frac{0.2237 \times 1.68 \times 75 \Omega - m \times 8.78 kA}{840m}$$

$$E_s = 294.61V$$

- Cálculo de los potenciales tolerables por el cuerpo humano.

Para determinar el valor de la tensión de paso y de contacto máximas permisibles por el cuerpo humano, se considera de 0.30seg el tiempo de liberación de una falla y además, que el peso promedio del personal de la subestación es de 50kg.

- Para la tensión de paso.

$$E_{paso} = (1000 + 6C_s \cdot p_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad (64)$$

Donde:

$$C_s = 1 - \left[\frac{0.09(1 - p/ps)}{2hs + 0.09} \right] \quad (65)$$

$$C_s = 1 - \left[\frac{0.09(1 - 75/3000)}{2(0.25) + 0.09} \right]$$

$$C_s = 0.8512$$

$$E_{PASO} = (1000 + 6(0.8512)(3000)) \times \frac{0.116}{\sqrt{0.30}}$$

$$E_{PASO} = 3456.70V$$

- Para la tensión de contacto.

$$E_{cont} = \frac{(1000 + 1.5C_s \rho_s) \times 0.116}{\sqrt{ts}} \quad (66)$$

Donde:

$$C_s = 0.8512$$

$$E_{CONTACTO} = (1000 + 1.5(0.8512)(3000)) \times \frac{0.116}{\sqrt{0.30}}$$

$$E_{CONTACTO} = 1023.011V$$

- Cálculo de la longitud del conductor enterrado necesaria para mantener la tensión de la malla dentro de los límites de seguridad. (Longitud de seguridad)

$$L_{SEGURIDAD} = \frac{K_m \times K_i \times \rho \times \sqrt{t} \times I_{RED}}{116 + 0.17\rho_s} \quad (67)$$

$$L_{SEGURIDAD} = \frac{1.1855 \times 1.68 \times 75 \times \sqrt{0.30} \times 8.78kA}{116 + 0.17(3000)}$$

$$L_{SEGURIDAD} = 1147.50m$$

$$R_{TD} = \frac{E_{PR}}{I_{RED}} \quad (68)$$

Donde R_{TD} es el valor deseado de la resistencia de la red, y E_{PR} representa la elevación de potencial aceptable en la red. Para efectos prácticos se toma el valor máximo tolerable por equipo electrónico sensible, el cual es igual a 5000voltios.

$$R_{TD} = \frac{5000v}{8780 A} = 0.5694 \Omega$$

Para que el diseño de la red de tierras se considere seguro, se deben de cumplir las siguientes condiciones:

1. $E_m < E_{CONTACTO}$
2. $E_S < E_{PASO}$
3. $R_{TD} > R_{RED}$
4. $L_{SEGURIDAD} < L_T$

Según los resultados, se obtiene lo siguiente:

$$E_m = 1170.97V > E_{CONTACTO} = 1023.01V \quad \text{NO CUMPLE}$$

$$E_S = 294.61V < E_{PASO} = 3456.70V \quad \text{SI CUMPLE}$$

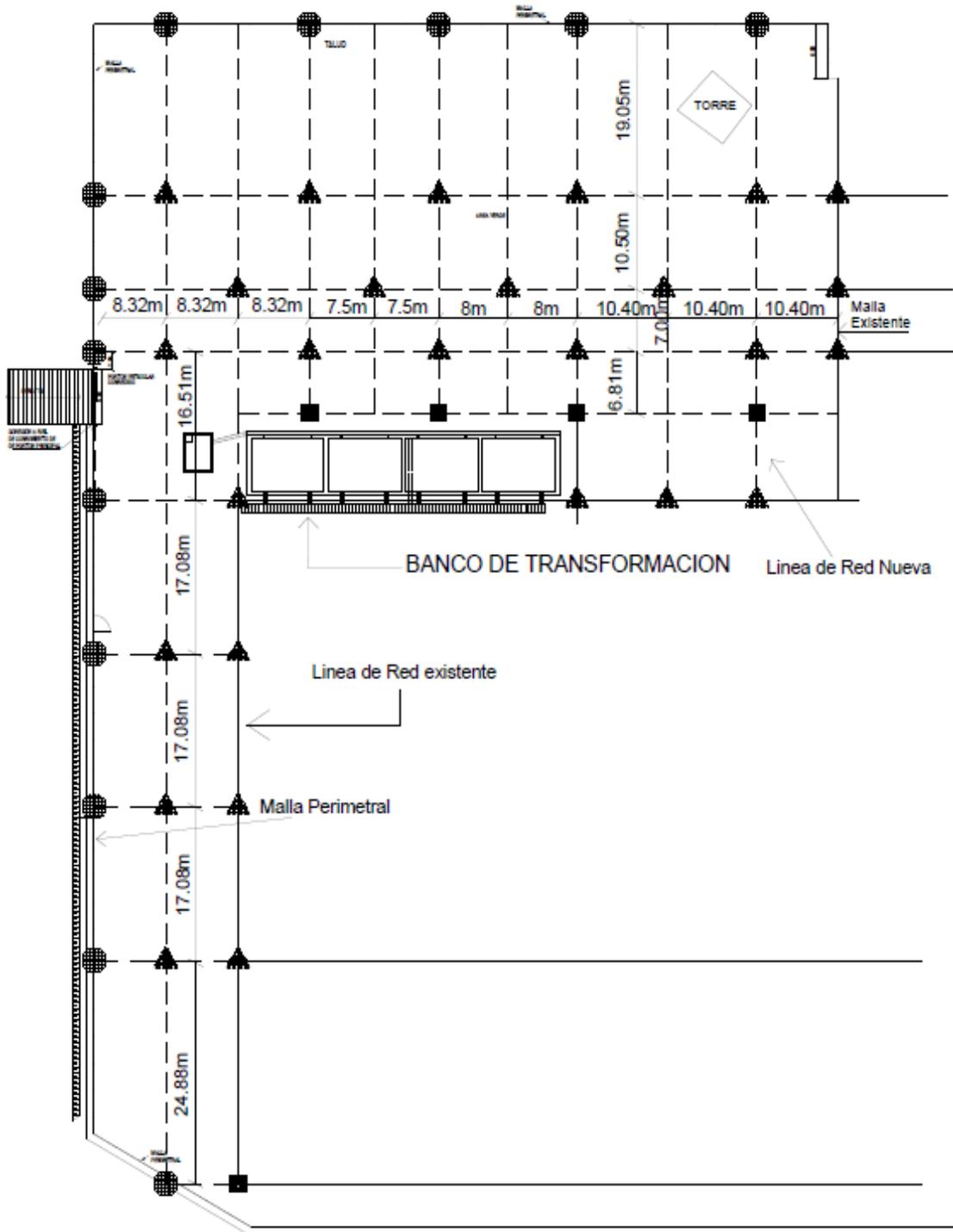
$$R_{TD} = 0.5694\Omega > R_{RED} = 0.4937\Omega \quad \text{SI CUMPLE}$$

$$L_{SEGURIDAD} = 1147.50m < L_T = 1120m \quad \text{NO CUMPLE}$$

Al comparar los valores obtenidos, se observa que la condición 1 no se cumple, por lo cual al no cumplirse una de ellas, los criterios de aceptación no son confiables y se considera que la red no es segura.

Con el diseño preliminar de la ampliación de la red de tierras, se puede observar que dicho diseño no cumple con los criterios de aceptación que requiere un diseño aceptable y seguro de red de tierras y lo que se hace es que se malla más dicha red, para determinar, si colocando más cable para mallar la red, se logra reducir el potencial en la malla de la red.

Figura 51. Ampliación de la red de tierra



Fuente: elaboración propia.

Se puede observar en la figura anterior, que con esta nueva propuesta se tienen 9 conductores ubicados transversalmente y 8 conductores a lo largo del área disponible para la red.

Cálculo del número de conductores.

$$\text{Lado corto: } \left(\frac{86.14}{X} \right) = 9 + 1 \quad (69)$$

$$\text{Lado largo: } \left(\frac{129.2}{X} \right) = 8 + 1 \quad (70)$$

Resultan 10 conductores transversales y 9 conductores longitudinales, los que tendríamos en la nueva propuesta para la ampliación de la red de tierras.

- Cálculo de longitud del conductor.

L_C = Longitud del conductor

$$L_C = (\# \text{Cond. Transversales}) * L_y + (\# \text{Cond. Longitudinales}) * L_x \quad (71)$$

$$L_C = (10) * 129.2\text{m} + (9) * 86.14$$

$$L_C = 2067 \text{ m}$$

L_T = Longitud Total del Conductor

$$L_T = L_C \quad (72)$$

$$L_T = 2067$$

$$L_T = 2067 \text{ m}$$

- Corriente de cortocircuito para el diseño de la red. (I_D)

$$I_D = I_{CC} \times F_C \times F_D \quad (73)$$

Se toma el valor encontrado anteriormente:

$$F_C = 1.0$$

$$I_{CC} = 40 \text{ kA}$$

$$F_D = 1.08$$

$$I_D = 43.2 \text{ kA}$$

- Resistencia de la malla.

$$R_{RED} = \rho \otimes \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (74)$$

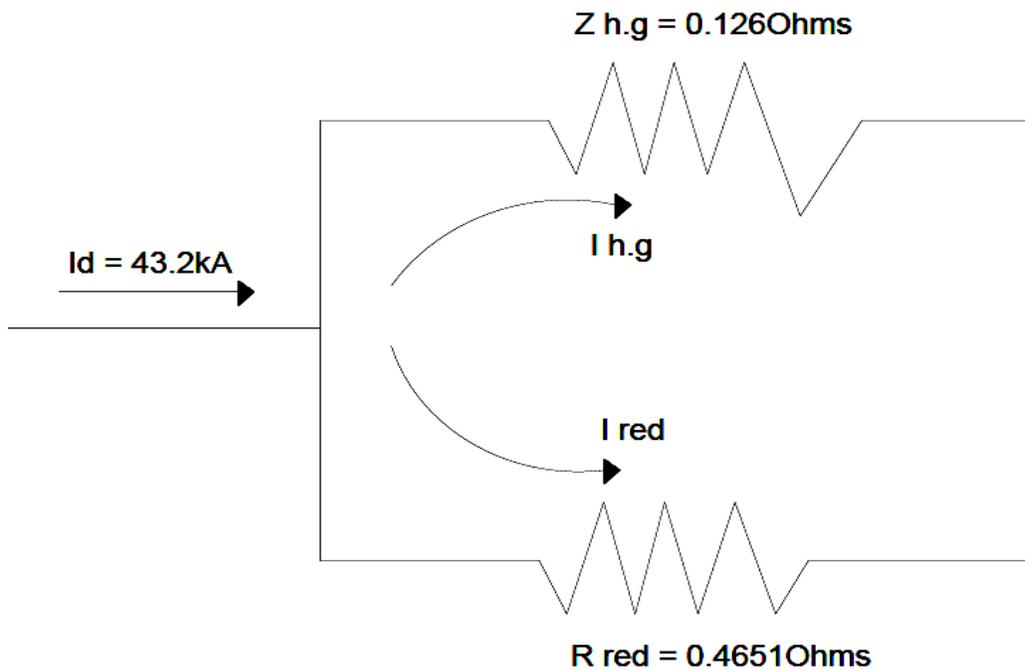
$$R_{RED} = 75 \Omega - m \otimes \left[\frac{1}{2067 \text{ m}} + \frac{1}{\sqrt{20 \otimes 5,845.17 \text{ m}^2}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.80m\sqrt{\frac{20}{5,845.17}}} \right) \right]$$

$$R_{RED} = 0.4651 \Omega$$

La impedancia de los hilos de guarda, mantiene el mismo valor encontrado en el diseño preliminar:

$$Z_{H.G} = 0.126 \Omega$$

Figura 52. **Nuevo valor de la resistencia de red**



Fuente: elaboración propia.

- Porción de corriente que circula por la red de tierras.

$$\% I_{RED} = \frac{0.126}{0.126 + 0.4651} = 0.2131 \longrightarrow \mathbf{21\%} \text{ de la corriente fluye por la red de tierras.}$$

$$I_{RED} = I_D \times \% I_{RED} \quad (75)$$

$$I_{RED} = 43.2kA \times 0.2131$$

$$I_{RED} = I_G = 9.20kA$$

- Porción de corriente que circula por la red de los hilos de guarda.

$$\% I_{H.G} = \frac{0.4651}{0.4651 + 0.126} = 0.7867 \longrightarrow 79\% \text{ de la corriente fluye por la red de hilos de guarda.}$$

$$I_{H.G} = I_D \times \% I_{H.G} \quad (76)$$

$$I_{H.G} = 43.2kA \times 0.7868$$

$$I_{H.G} = 34kA$$

- Cálculo de la tensión de malla y de paso de la red.

Tensión de la malla de la red. (E_m)

$$E_{MALLA} = \frac{K_m \times K_i \times \rho \times I_{RED}}{L_m} \quad (77)$$

$E_{MALLA} = E_m =$ Potencial de Malla de la Red

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\langle \ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D \oplus 2h)^2}{8D \times d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right\rangle \quad (78)$$

Donde: D = Separación entre conductores transversales

h = profundidad de enterramiento de la red.

d = diámetro del conductor de la red de tierras.

n = Número de conductores longitudinales.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \text{ para redes sin electrodos o con pocos electrodos no localizados en las esquinas o el perímetro.} \quad (79)$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad h_0 = 1m \quad (80)$$

Promedio de las distancias de separación entre los conductores transversales:

$$D = \frac{8.32 + 8.32 + 8.32 + 7.5 + 7.5 + 8 + 8 + 10.4 + 10.4 + 10.4}{10} = 8.71m$$

$$D = 8.71m$$

d = Diámetro del cable 4/0 AWG = 13.4mm

$$d = 0.0134m$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \times 9)^{2/9}} \quad K_{ii} = 0.5260$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{0.80}{1}} \quad K_h = 1.3416$$

n = 9 Conductores Longitudinales

Sustituyendo los datos en la ecuación anterior, se encuentra el valor del coeficiente K_m :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\langle \operatorname{Im} \left(\frac{8.71^2}{16 \otimes 0.80 \otimes 0.0134} + \frac{(2(0.80) + 8.71)^2}{8(8.71) \times 0.0134} - \frac{0.80}{4 \otimes 0.0134} \right) + \frac{0.5260}{1.3416} \operatorname{Im} \left(\frac{8}{\pi(2(9) - 1)} \right) \right\rangle$$

$$K_m = 0.8832$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 n \quad (81)$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 (9)$$

$$K_i = 1.97$$

$$L_T = L_C + L_R = 2067 + 0 = 2067 m$$

$$L_m = L_C + \left(1.55 + 1.22 \frac{L_r}{\sqrt{L_X^2 + L_Y^2}} \right) L_R \quad (82)$$

$L_R = 0$, ya que no se utilizan electrodos o varillas de tierra en esta ampliación de la red existente.

$$L_T = L_m = 2067 m$$

Sustituyendo los datos en la ecuación siguiente:

$$E_{MALLA} = \frac{K_m \times K_i \times \rho \times I_{RED}}{L_m} \quad (83)$$

$$E_m = \frac{0.8832 \times 1.97 \times 75\Omega - m \times 9.20kA}{2067m}$$

$$E_m = 580.42V$$

- Tensión de paso en la periferia de la malla. (E_S)

$$E_{PASO} = \frac{K_S \times K_i \times \rho \times I_{RED}}{L_S} \quad (84)$$

$E_{PASO} = E_S$ = Potencial de paso en la periferia de la malla.

K_S = Coeficiente que toma en cuenta el efecto del espaciamiento, diámetro, profundidad de enterramiento y el número de conductores transversales.

$$L_S = 0.75L_C + 0.85L_R \quad (85)$$

$$K_S = \frac{1}{\pi} \times \left[\frac{1}{2 \bullet h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad (86)$$

Donde:

D = separación entre conductores longitudinales

h = profundidad de enterramiento de la red.

n = número de conductores transversales

$$D = \frac{24.88 + 17.08 + 17.08 + 17.08 + 16.51 + 7 + 10.50 + 19.05}{8} = 16.14m$$

$$D = 16m$$

$n = 10$ Conductores Transversales

Sustituyendo los datos en la ecuación anterior, se encuentra el valor del coeficiente K_S :

$$K_S = \frac{1}{\pi} \times \left[\frac{1}{2 \cdot 0.80} + \frac{1}{16 + 0.80} + \frac{1}{16} (1 - 0.5^{10-2}) \right]$$

$$K_S = 0.2377$$

$$L_S = 0.75(2067)$$

$$L_S = 1550.25m$$

Sustituyendo los datos en la ecuación siguiente:

$$E_{PASO} = \frac{K_S \times K_i \times \rho \times I_{RED}}{L_S} \quad (87)$$

$$E_S = \frac{0.2377 \times 1.97 \times 75\Omega - m \times 9.20kA}{1550m}$$

$$E_S = 208.45V$$

Potenciales tolerables por el cuerpo humano.

- Para la tensión de paso: se puede observar que estos valores no se ven afectados al mallar más la red de tierras, ya que en sus expresiones de cálculo, no se encuentran valores dependientes de la geometría del terreno y de la disposición final de los conductores que conforman la red.

$$E_{\text{paso}} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad (88)$$

$$C_s = 0.8512$$

$$E_{\text{PASO}} = (1000 + 6(0.8512)(3000)) \times \frac{0.116}{\sqrt{0.30}}$$

$$E_{\text{PASO}} = 3456.70V$$

- Para la tensión de contacto.

$$E_{\text{cont}} = (1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad (89)$$

$$E_{\text{CONTACTO}} = (1000 + 1.5(0.8512)(3000)) \times \frac{0.116}{\sqrt{0.30}}$$

$$E_{\text{CONTACTO}} = 1023.011V$$

- Cálculo de la longitud del conductor enterrado necesaria para mantener la tensión de la malla dentro de los límites de seguridad. (Longitud de seguridad)

$$L_{SEGURIDAD} = \frac{K_m \times K_i \times \rho \times \sqrt{t} \times I_{RED}}{116 + 0.17\rho_s} \quad (90)$$

$$L_{SEGURIDAD} = \frac{0.8832 \times 1.97 \times 75 \times \sqrt{0.30} \times 9.20kA}{116 + 0.17(3000)}$$

$$L_{SEGURIDAD} = 1050.41m$$

R_{TD} es el valor deseado de la resistencia de la red, y E_{PR} representa la elevación de potencial aceptable en la red. Para efectos prácticos se toma el valor máximo tolerable por equipo electrónico sensible, el cual es igual a 5000voltios.

$$R_{TD} = \frac{5000v}{9200 A} = 0.5434\Omega$$

Para que el diseño de la red de tierras se considere seguro, se deben de cumplir las siguientes condiciones:

1. $E_m < E_{CONTACTO}$
2. $E_s < E_{PASO}$
3. $R_{TD} > R_{RED}$
4. $L_{SEGURIDAD} < L_T$

Según los resultados, se obtiene lo siguiente:

$$E_m = 580.42V < E_{CONTACTO} = 1023.01V \quad \text{SI CUMPLE}$$

$$E_S = 208.45V < E_{PASO} = 3456.70V \quad \text{SI CUMPLE}$$

$$R_{TD} = 0.5434\Omega > R_{RED} = 0.4651\Omega \quad \text{SI CUMPLE}$$

$$L_{SEGURIDAD} = 1050.41m < L_T = 2067m \quad \text{SI CUMPLE}$$

Conclusiones

- El voltaje de malla probable de 580,42 Volts es menor que el voltaje de contacto tolerable de 1023,01 Volts.
- El voltaje de paso probable de 208,45 Volts es menor que el voltaje de paso tolerable de 3456,70 Volts.
- La resistencia eléctrica calculada de la malla de tierras da un valor de 0.4651 Ohm, lo cual es menor al valor máximo requerido por la norma PROY-NRF-011-CFE de 1 Ohm.

Por lo tanto, la red de tierras correspondiente a la ampliación en los campos de 230 y 69kV, se considera adecuada, segura y confiable.

3. FASE DE INVESTIGACIÓN. PLAN DE CONTINGENCIA

3.1. Bases legales

La Coordinadora Nacional para la Reducción de Desastres CONRED, es la entidad encargada de prevenir, mitigar, atender y participar en la rehabilitación y reconstrucción de los daños derivados de la presencia de los desastres. Está integrada por dependencias y entidades del sector público y del sector privado y se creó por el decreto número 109-96 del Congreso de la República de fecha 12 de diciembre de 1996.

Sus objetivos y fines son: establecer mecanismos, procedimientos y normas que propicien la reducción de desastres por medio de la coordinación inter-institucional. Organizar, capacitar y supervisar en todo nivel (local, municipal, departamental, regional y nacional), para establecer una cultura en reducción de desastres, implementando programas de organización, capacitación, educación, información, divulgación y otros que se consideren necesarios.

ORGANISMO LEGISLATIVO, CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE
GUATEMALA, DECRETO NÚMERO 109-96

CONSIDERANDO

Que debido a las características del territorio guatemalteco, derivadas de su posición geográfica y geológica hace susceptible al país a la ocurrencia periódica de fenómenos generadores de desastres que con su caudal de pérdidas de vidas humanas, materiales y económicas, provocan la paralización y retraso del desarrollo;

CONSIDERANDO

Que la Coordinadora que esta ley crea, deberá orientar todos los esfuerzos a establecer una política permanente y congruente de prevención, mitigación y preparación que permita hacerle frente a los desastres y calamidades públicas de cualquier naturaleza, procediendo de conformidad con los adelantos y experiencias que sobre la materia se tienen a nivel nacional e internacional cumpliendo con las resoluciones y convenios internacionales o regionales de los cuales Guatemala es signataria;

POR TANTO

En ejercicio de las atribuciones que le confiere el Artículo 171 inciso a) de la Constitución Política de la República de Guatemala,

DECRETA:

La siguiente:

LEY DE LA COORDINADORA NACIONAL PARA LA REDUCCIÓN DE
DESASTRES DE ORIGEN NATURAL O PROVOCADO

3.2. Antecedentes

El historial de antecedentes sobre accidentes acaecidos durante la operación y funcionamiento de la subestación es de una probabilidad bastante baja, casi nula, ya que en los últimos 10 años el único evento de magnitud moderada y no catastrófica que se ha presentado dentro de la subestación, fue un deslave de tierra ocurrido en un área boscosa algo alejada de la subestación, pero perteneciente a la misma por estar en los alrededores del área boscosa que la comprende.

3.3. Análisis de riesgos

El Análisis de riesgos y plan de contingencia está diseñado para proporcionar una respuesta inmediata y eficaz ante cualquier situación de emergencia, con el propósito de prevenir los impactos adversos a la salud humana y al mismo tiempo, proteger la propiedad en el área de influencia y el medio ambiente. Se ha elaborado un plan de contingencias que contempla los requerimientos específicos contenidos en la normativa emitida por la Coordinadora Nacional Contra la Reducción de Desastres –CONRED-.

El personal de la Subestación de Guatemala Sur, sin distinción de categorías, será responsable de familiarizarse con el objetivo de estar siempre prevenidos ante cualquier eventualidad que se pueda presentar dentro de dicha subestación.

A continuación se listan las posibles causas que pudieran ser desencadenantes de emergencias en áreas cercanas donde se ubica el banco de transformación y también en toda el área donde se encuentra ubicada la subestación, debido a que es un terreno con mucha área verde y con gran extensión, aunque la mayor parte del área donde se encuentra ubicada la subestación está recubierta por pedrín y piedra bola, lo cual ayudan a la disminución en la recurrencia de eventos considerados emergencias derivados de los puntos que se mencionan a continuación.

3.3.1. Incendios

El área donde se encontraba ubicado el banco de transformación presenta una gran recurrencia de incendios, debido a que como se mencionó en el apartado anterior, siendo un terreno con bastante área verde y por tal razón se listan los incendios como un potente desencadenante de una emergencia en el área de ubicación del proyecto.

3.3.2. Deslizamientos

El número de eventos cercanos al lugar de ubicación de la Subestación de Guatemala Sur, se categoriza como amenaza baja a deslizamientos a pesar de que a pocos metros de la subestación se encuentra ubicado un pequeño barranco, donde no ha ocurrido ningún eventos que se pudieran catalogar como emergencias. En las ilustraciones que se observan más adelante se pueden apreciar que el riesgo que se podría tener por deslizamiento es bastante bajo.

3.3.3. Clima

El Clima que predomina en el sector donde se encuentra ubicada la Subestación de Guatemala Sur, es clima semicálido, con vegetación tipo bosque ya que se encuentra en un área verde. Además se encuentra ubicada en un área de vulnerabilidad a desastres bastante baja.

3.3.4. Fase de operación

Cuando el nuevo banco de transformación entra en operación dentro de la subestación, como se indicó anteriormente, las actividades que se realizan tanto en su fase de montaje como en su fase de operación, en la que se incluyen la obra civil y electromecánica; no representa un riesgo considerable, ya que los impactos ambientales adversos identificados que generan mayor contaminación, son la generación de desechos sólidos y desechos líquidos, por ejemplo algún derramamiento de aceite o material sobrante de obra civil, los que además de ser una generación de desechos pequeña, son manejados adecuadamente conforme la normativa ambiental vigente.

Tabla IX. **Identificación de peligros y amenazas**

Origen	Tipo	Probabilidad de ocurrencia		
		Poco probable	Probable	Muy probable
Propio	Operación dentro de la Subestación	X		
Natural	Condiciones atmosféricas adversas (tormentas/huracanes)		X	
	Presencia de volcanes (erupción volcánica)	X		
	Falla geológica (terremoto)		X	
Tecnológico	Incendios, explosiones, derrames			X

Fuente: elaboración propia.

3.4. Plan de contingencia

3.4.1. Organización del plan

Sobre la base de la descripción del proyecto, sus actividades y los posibles impactos del proyecto, el plan de contingencia presenta medidas a tomar en situaciones de emergencia; derivadas de la operación, funcionamiento y mantenimiento dentro de la subestación y/o situaciones de desastres naturales en cercanías de la misma.

3.4.2. Objetivos del plan

- Supervisar la seguridad física de todo el personal.
- Reducir en el mayor grado posible el índice de incidencias por causas de emergencias durante la operación tanto de la subestación como del banco de transformación.
- Prevenir y/o mitigar los efectos sobre el ambiente.
- Evitar que ocurra una cadena de accidentes que cause un problema mayor que el inicial.

3.4.3. Alcance del plan

El plan de contingencia está diseñado para combatir desastres de magnitud de acuerdo con el análisis de riesgo presentado anteriormente, e incluye los siguientes grupos de apoyo:

- Personal clave: personal que por su especialidad está disponible para contrarrestar emergencias.
- Grupo de control: personal capacitado para atender emergencias.
- Centro de asistencia médica: equipo adecuado y personal especializado para atender personal lesionado.

3.4.4. Inventario y disponibilidad del equipo de respuesta

En cada una de las secciones o departamentos de las que está compuesta la subestación y en las cercanías donde se ubicará el nuevo banco, se cuenta con el siguiente equipo de respuesta ante cualquier contingencia o emergencia.

Tabla X. **Equipo mínimo de respuesta estimado**

Equipo	Cantidad
Extintores	8
Equipo completo de comunicación	2
Kit de herramientas	1

Fuente: elaboración propia.

3.4.5. Procedimiento en caso de emergencia

El siguiente procedimiento de acción, especifica los pasos que se deben seguir en caso de emergencia. Este procedimiento puede ser modificado para incorporar información adicional que sea pertinente.

- Determinar el lugar y la ubicación exacta donde tuvo ocurrencia el incidente, estimar la magnitud del mismo y de qué tipo se trata, por ejemplo los mencionados en el análisis de riesgos que se hizo al inicio de este reporte.
- Llevar a cabo las acciones específicas correspondientes para controlar el incidente que se presente.
- Llevar a cabo las acciones específicas para la limpieza y restauración del área.
- Modificar las operaciones o acciones que se hayan llevado a cabo y que no hayan dado resultados inmediatos para la contingencia del incidente que se presente, para evitar la re-ocurrencia potencial del mismo.

3.4.6. Contingencia por incendio

Se mantiene al personal debidamente capacitado para contrarrestar todo tipo de incendio. El personal de limpieza y mantenimiento es el responsable de revisar periódicamente todos los extinguidores y asegurarse que tengan el mantenimiento adecuado.

3.4.6.1. Medidas preventivas

Como medida de prevención de incendios, se siguen los siguientes procedimientos:

- Se coloca en lugares visibles y dentro de las secciones de las que se compone la Subestación (edificio de subestaciones, protecciones, líneas de transmisión, gerencia, cafetería y obra civil) suficientes letreros de prohibido fumar.
- En todo momento, las puertas, pasillos y escaleras están libres de obstáculos.
- Todas las salidas están identificadas.
- Todos los vehículos se quedan aparcados de retroceso, para que ante alguna emergencia que se presente ya sea dentro de los edificios de la subestación o en el campo de transformación de la misma, estos puedan conducirse más rápidamente, al dejarlos listos para salir en dirección continúa.

- Los extinguidores de incendios están inspeccionados y en áreas visibles y accesibles.
- Los rótulos indicando salidas y rutas de evacuación para casos de emergencia, están visibles en los pasillos.
- Como práctica de prevención de incendio, se hace un simulacro planeado y ejecutado bajo la supervisión del departamento correspondiente.

3.4.6.2. Medidas de control

- Las personas que se percaten de la presencia de humo o de fuego deben alertar inmediatamente sin provocar pánico. Se le comunicara de inmediato al personal de seguridad, quienes se encargan de habilitar la salida principal de una forma rápida e inmediata y de avisar lo más pronto posible a las autoridades correspondientes.
- Tan pronto se haya notificado del incendio o de la presencia de humo, todo el personal que en ese momento se encuentre dentro de la subestación debe alejarse del peligro inmediato, siguiendo las rutas de evacuación hacia afuera del edificio donde se encuentre.

3.4.7. Derrame de desechos

En la fase de operación de la subestación se generan pequeñas cantidades de desechos sólidos y desechos líquidos, los desechos sólidos se guardan en pequeños volúmenes antes de ser transportados por una empresa especializada, por lo tanto existe la posibilidad de derrames, pese a que se presta especial atención para que esto no ocurra.

De presentarse un derrame, se deben tomar las siguientes acciones:

- Determinar la ubicación y volumen del derrame.
- Llamar inmediatamente a la empresa encargada del transporte de estos desechos.
- Limitar el acceso de equipo y personal no autorizado.

3.4.8. Contingencia por sismo

En caso de sismo en el área en el que se encuentra la Subestación de Guatemala sur, debe ser desalojada de inmediato debido al riesgo al que están expuestos todo el personal que labora dentro de la subestación, al estar en cercanías de equipos de alta potencia los cuales ante algún sismo de cualquier magnitud que se presente, pueden generar desde incendios por derrame de líquidos inflamables hasta enfermedades de todo tipo también por derrame de desechos tóxicos.

3.4.8.1. Medidas preventivas

Como medida de prevención en caso de sismo, se siguen los siguientes procedimientos:

- En todo momento, las puertas, pasillos y escaleras están libres de obstáculos.
- Las salidas de todas las secciones están debidamente identificadas con letreros de rutas de evacuación. Los rótulos indicando salidas y rutas de evacuación para casos de emergencia, se encuentran visibles en los pasillos.

3.4.8.2. Medidas de control

- Mantener la calma en todo momento.
- De ser posible, desalojar el edificio donde se encuentren las personas, en forma ordenada pero rápida, siguiendo las rutas de evacuación que se indican más adelante en las ilustraciones respectivas.
- Si se encuentra en el interior del campo de la Subestación, se recomienda que se aleje lo más pronto posible de todo el equipo y líneas de alta tensión.

3.4.8.3. Medidas post-sismo

- Verificar si hay heridos y proveer los primeros auxilios.
- Verificar daños en el patio de transformación en lo que respecta a todas las estructuras, muros y cableados de alta tensión y problemas potenciales de seguridad durante los movimientos sísmicos secundarios.

3.4.9. Rutas de evacuación

Para el cumplimiento del plan de contingencias, se implementa en cada sección de la subestación la señalización indicada en las siguientes fotos, debiendo colocar como mínimo la cantidad de extinguidores y rótulos de rutas de evacuación indicadas. Las rutas que deben ser utilizadas para la evacuación del personal, deben ser marcadas con materiales visibles y duraderos, para que personas tanto internas (personal de la empresa) como externas (visitantes) a la institución tengan una visión clara de los lugares accesibles o no para la evacuación.

Las flechas que se ven sobrepuestas en las imágenes que se observa a continuación, indican el lugar y la dirección donde se ubica la señalización de la ruta de evacuación.

Figura 53. **Ruta de evacuación en edificio de gerencia**



Fuente: Subestación de Guatemala Sur.

Figura 54. **Ruta de evacuación en edificio administrativo**



Fuente: Subestación de Guatemala Sur.

Figura 55. **Ruta de evacuación en edificio de protecciones**



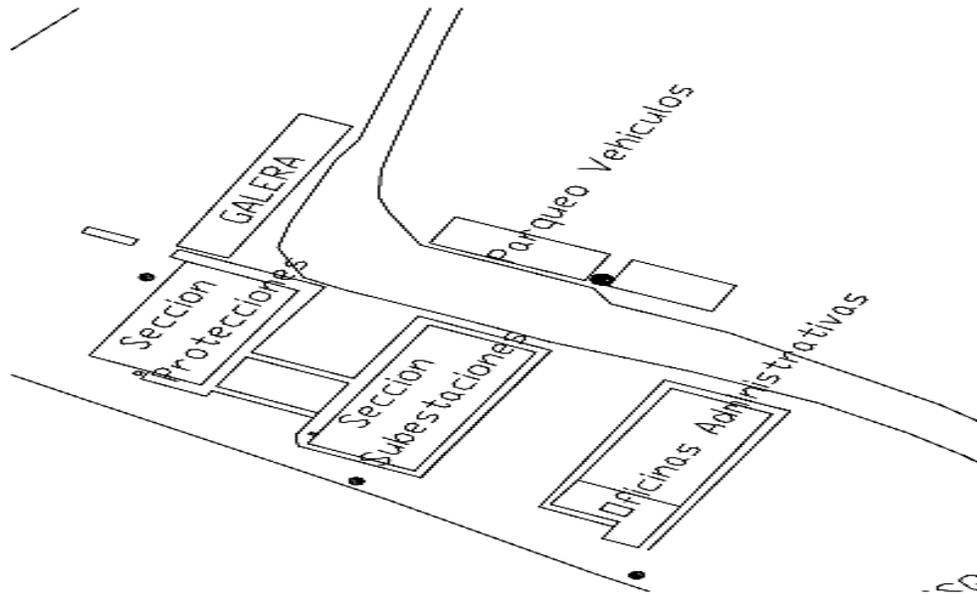
Fuente: Subestación de Guatemala Sur.

Figura 56. **Ruta de evacuación en edificio de comunicaciones**



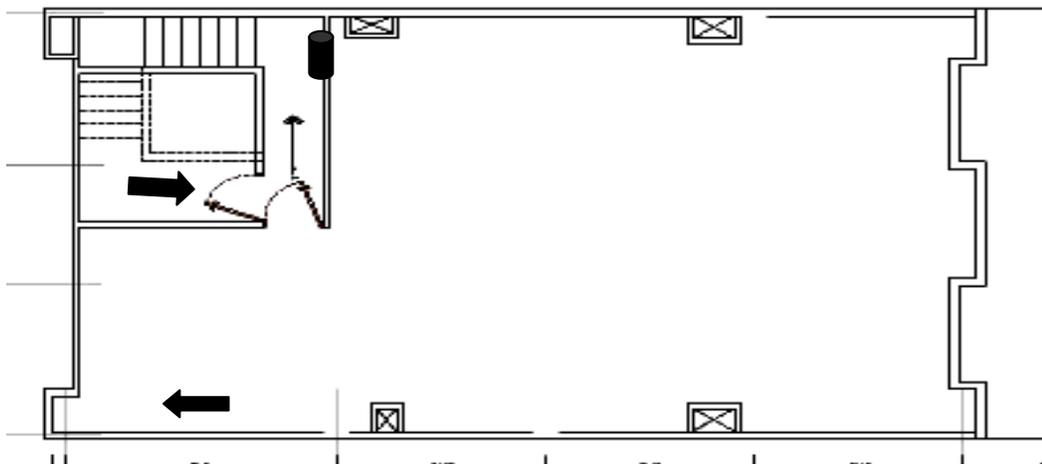
Fuente: Subestación de Guatemala sur.

Figura 58. **Planta en áreas con rutas de evacuación**



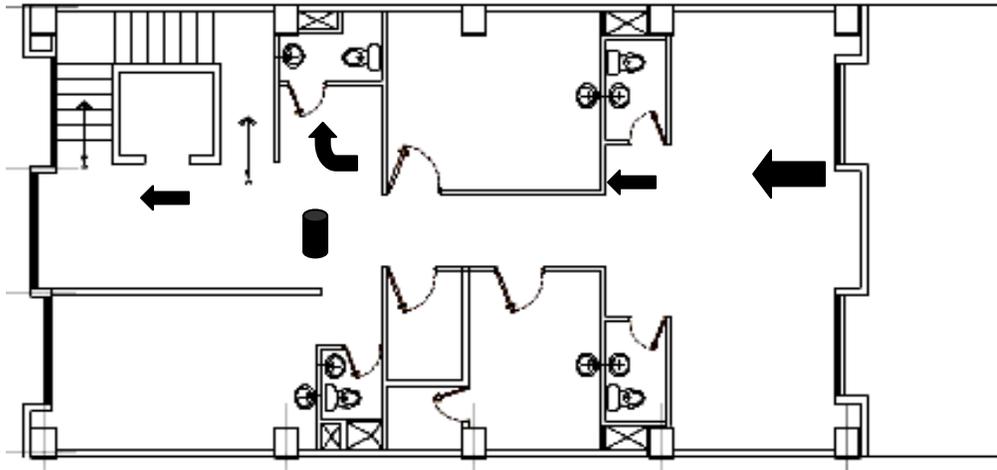
Fuente: elaboración propia.

Figura 59. **Señalización de ruta de evacuación I**



Fuente: elaboración propia.

Figura 60. **Señalización de ruta de evacuación II**



Fuente: elaboración propia.

3.4.9.2. **Nomenclatura de planos**

Dirección de rutas de evacuación. Flechas de color ubicadas en puntos considerados transitables en caso de emergencia, indicando la dirección a un lugar seguro en caso de peligro.

Carteles colocados en puntos estratégicos sobre la pared, los cuales están ubicados como se observa en las figuras anteriores, de tal forma que sean fácilmente visibles por las personas que laboran en cada área de la subestación, los cuales indican la dirección de la ruta de evacuación a un lugar seguro en caso de emergencia.

Extintor contra incendios: están ubicados en puntos estratégicos para ser fácilmente visible y accesible para emergencias en caso de incendios.

Lugar seguro en caso de emergencias: ubicado en áreas fuera de peligro o áreas alejadas del patio de transformación.

4. FASE DE ENSEÑANZA APRENDIZAJE

En ésta fase se imparte una serie de pláticas, en las que se les hace saber todos los puntos importantes en el diseño del montaje electromecánico del nuevo banco de transformación, las cuales fueron de gran utilidad para el personal técnico de la sección de subestaciones, líneas de transmisión y protecciones.

Con lo anterior se logra que el personal obtenga un conocimiento más profundo en los temas del área de ingeniería, de tal manera que todo lo referente al diseño del nuevo banco de transformación, está bajo el conocimiento de todo el personal técnico de la subestación.

Se tocaron varios temas, entre ellos, la razón por la cual se le hacen las distintas pruebas al banco de transformación y al equipo de potencia que conforman los campos de salida de dicho banco, del porque de la disposición final del diseño de las barras colectoras, como fue que se llegó a definir la distribución de la red de tierras y todo los demás puntos que se determinaron para realizar y poder encaminar de la mejor manera el desarrollo del proyecto de ejercicio profesional supervisado.

4.1. Métodos de capacitación

Son el conjunto de procedimientos orientados a lograr objetivos del proceso de enseñanza - aprendizaje.

Beneficios de la capacitación para el trabajador y la empresa: el beneficio de la capacitación no es sólo para el trabajador, sino también para la empresa; ya que para ambos constituye la mejor inversión para enfrentar los retos del futuro. Entre los beneficios están:

- Permitir al trabajador prepararse para la toma de decisiones y para la solución de problemas.
- Promover el desarrollo y la confianza del individuo.
- Ofrecer herramientas necesarias en el manejo de conflictos que se den dentro de la organización.
- Lograr metas individuales.
- Elevar el nivel de satisfacción en el puesto.
- Mejorar la comunicación entre los trabajadores.
- Ayudar a la integración de grupos.
- Transformar el ambiente de trabajo en la empresa, haciendo más agradable la estadía en ella.

Métodos usados para capacitar: entre ellos podemos destacar las conferencias, videos, películas, audiovisuales y similares. Tienden a depender más de la comunicación y menos de la imitación y la participación activa. Las conferencias permiten economía de tiempo, así como de recursos, los otros métodos pueden requerir lapsos de participación más amplia y presupuestos más elevados.

Los bajos niveles de participación, retroalimentación, transferencia y repetición que estas técnicas muestran pueden mejorar cuando se organizan mesas redondas y sesiones de discusión al terminar la exposición.

Existe un método de capacitación, que da la posibilidad de retroalimentación instantánea y de repetición indefinida resulta diferente de las otras: las simulaciones por computadora, generalmente en forma de juegos. Se utiliza para capacitar a gerentes en la toma de decisiones.

Simulación de condiciones reales. Para evitar que la instrucción interfiera en las operaciones normales de la organización, algunas empresas utilizan instalaciones que simulan las condiciones de operación reales (compañías aéreas, bancos y grandes instalaciones hoteleras). Esta técnica permite transferencia, repetición y participación notable, así como la organización significativa de materiales y retroalimentación.

4.1.1. Objetivo del método a utilizar

Es indispensable determinar, cuáles son los objetivos de la presentación, considerando el público al que está dirigida. Ante un mismo tema o muy parecidos, como los expuestos al personal referentes al diseño electromecánico, los objetivos de la presentación varían si son realizadas para personal de la sección de protecciones, subestaciones, líneas de transmisión, o comunicaciones como parte de una actividad de extensión. Los objetivos deben ser claros y en número no mayoritario, ya que en una mayor cantidad difícilmente son retenidos por la audiencia.

4.1.2. Método de presentaciones audiovisuales

Este método ofrece ventajas sobre los casos escritos, ya que el conferencista o instructor no necesita hacer investigaciones ni escribir informes.

Por otro lado, las presentaciones audiovisuales son más atractivas para los participantes ya que no tienen la necesidad de leer grandes cantidades de información. Así mismo, permite capacitar al personal al desarrollar sus habilidades de percepción y escucha activa de mensajes verbales y no verbales.

CONCLUSIONES

1. Con el incremento de la capacidad operativa en la subestación, luego de la puesta en servicio del nuevo banco de transformación de 195MVA, se aporta o transmite mayores cantidades de potencia que son necesarias para satisfacer la demanda actual y futura de los usuarios.
2. Este nuevo banco sirve de respaldo a los bancos existentes en la Subestación de Guatemala Sur, ya que el funcionamiento tiene una mejoría en el transporte de potencia eléctrica en la subestación debido al aumento de la capacidad instalada y la potencia disponible.
3. En el cálculo de las barras colectoras para la conexión del devanado terciario del banco de transformación, se hizo necesario utilizar más de 2 apoyos o estructuras entre muros, debido a que de esta manera se obtuvo un valor de flecha en las barras que permitió tener las cargas aplicadas sobre las mismas, uniformemente distribuidas, evitando con esto que dichas barras se vieran expuestas a deflexiones que representen ruptura o deterioro de la tubería de aluminio utilizada para la construcción de las barras.
4. Las libranzas eléctricas calculadas muestran que son las adecuadas para la seguridad del personal que circula dentro del área ocupada por el banco y equipo primario, para el nivel de tensión de la misma.

5. El grupo de conexión estrella – estrella – delta ($Y_n Y_n D_1$) entre los devanados primario, secundario y terciario del banco de transformación es de tal manera, o la secuencia de conexión es de la manera mencionada, ya que en la subestación se transfieren grandes cantidades de potencia y las líneas de transporte a las que está conectado el banco están conectadas en estrella.

6. En la revisión, comprobación y diseño del blindaje para la protección del banco de transformación nuevo, el banco está protegido adecuadamente, ya que el ángulo de blindaje es menor que el ángulo máximo de protección permitido de 45 grados y la disposición seleccionada para el cable de guarda sobre los conductores de fase ofrecen la protección adecuada, con lo cual se tiene un diseño seguro.

RECOMENDACIONES

1. Determinar el estudio del comportamiento eléctrico del banco de transformación y del ante fallas, cuando éste entre en operación en el sistema eléctrico nacional.
2. Con base a lo establecido en los objetivos de este informe, se observan las modificaciones propuestas para el diseño de la red de tierras, ya que es de suma importancia, para que tanto el banco de transformación como el equipo conectado al mismo entren en funcionamiento pleno, estableciendo, que con el diseño preliminar se tienen potenciales elevados que representan un peligro para el personal de la subestación.

BIBLIOGRAFÍA

1. CHAPMAN, Stephen. *Máquinas eléctricas*. 3ª ed. México: McGraw-Hill, 2009. p. 86-100.
2. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. 4ª ed. México: Limusa, 2007. p. 84-90
3. FITZGERALD A. KINGSLEY, Charles. *Máquinas eléctricas*. 6ª ed. México: McGraw-Hill, 2004. p. 70-79
4. JIMENEZ, Julián. *Operación y mantenimiento de transformadores de potencia*. México: 2007. p. 190- 215.
5. MARTIN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. 3ª ed. México: McGraw-Hill, 2000. p. 20-200
6. Instituto Nacional de Electrificación. *Ampliación para la obra electromecánica del Banco 5 de la Subestación de Guatemala Sur*. Guatemala: INE, 2009. 50 p.
7. ——— • *Construcción de ampliación de subestación de alta tensión Escuintla 1*. Guatemala: INE, 2007.63 p.
8. ——— • *Suministro de equipo de alta tensión para la ETCEE-INDE*. Guatemala: INE, 2009. 45 p.

APÉNDICE 1

Vista lateral de la doble barra de 69Kv



Doble barra de 69kV



Vista de doble barra de 69kV



Ubicación de equipo de 69kV



Vista frontal de la doble barra



Panorámica de la doble barra



Equipo primario de 69kV



Pórtico de doble barra



Ubicación I de hilos de guarda



Ubicación II de hilos de guarda



Ubicación III de hilos de guarda



Estructura metálica para hilos de guarda



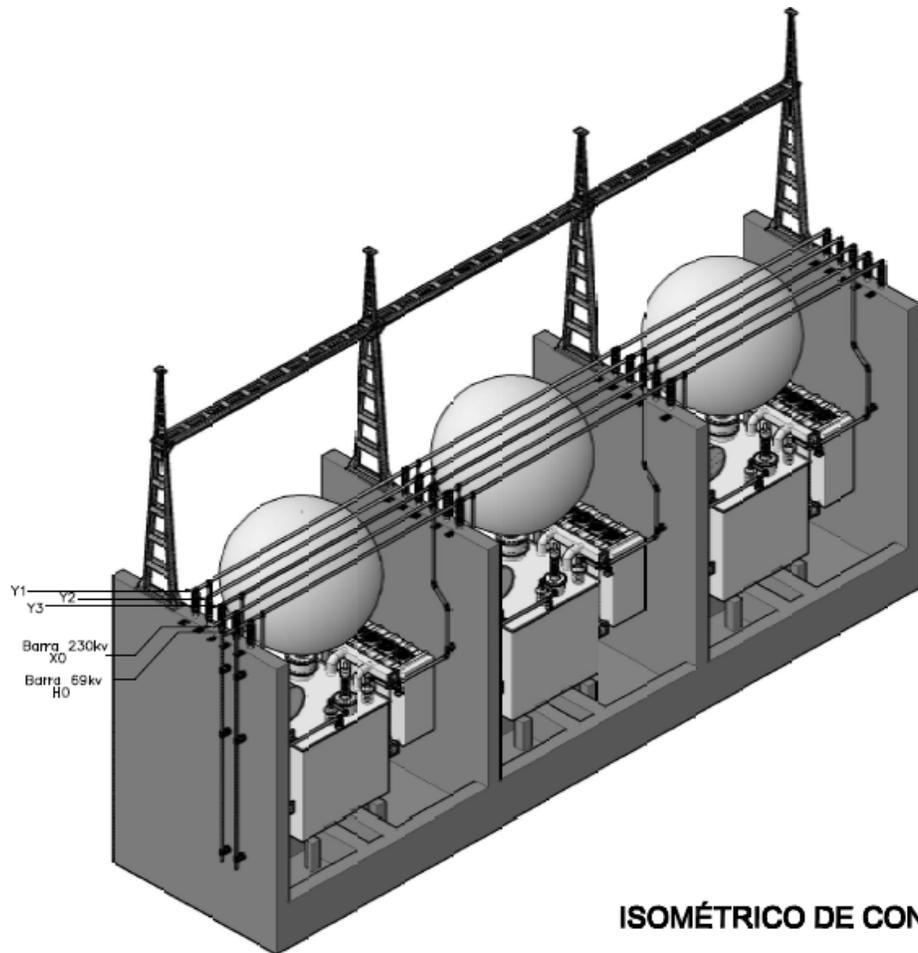
Panorámica de los bancos de transformación



Vista de estructuras metálicas

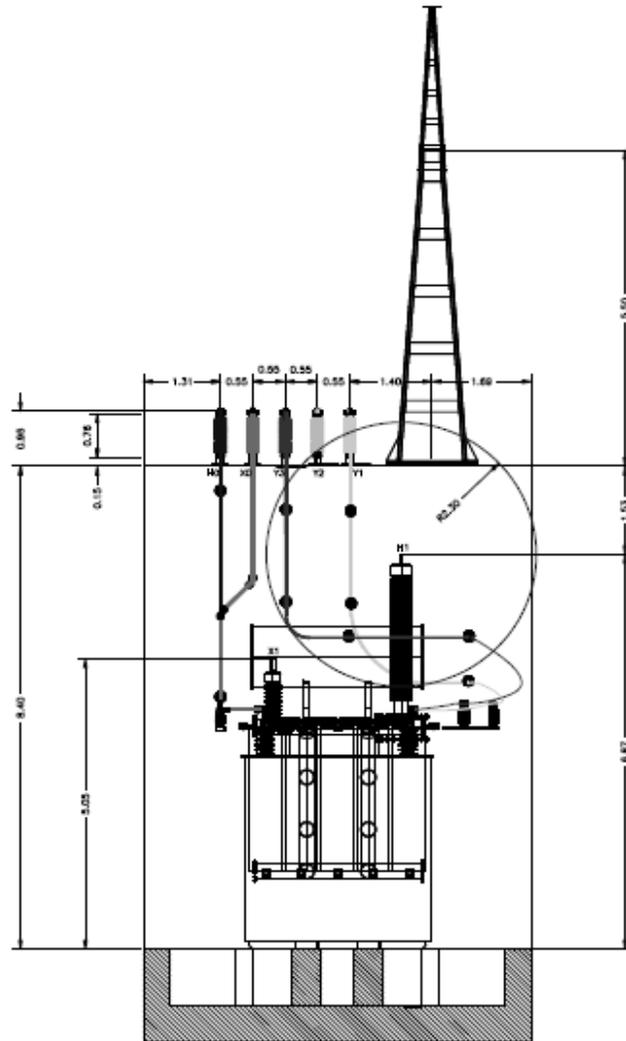


Disposición de barras colectoras en banco de transformación ubicado en la subestación Escuintla 1

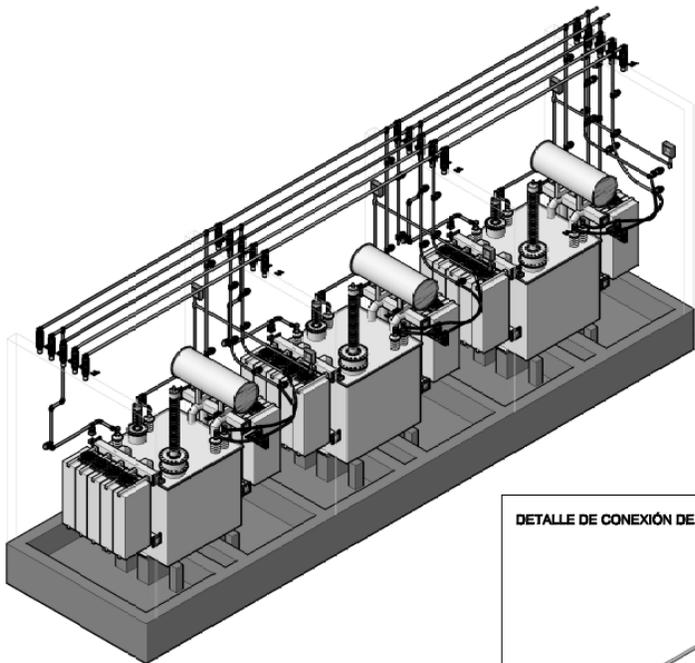


ISOMÉTRICO DE CONJUNTO

Vista frontal de barras colectoras



Detalle de conexión de barras



ISOMÉTRICO DE DEBARROLLO DE BARRAS

