



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

**DISEÑO TÉCNICO-ECÓNOMICO DE LA SUBESTACIÓN  
PANALUYA DE VOLTAJE 230/69/13.8 KV – 150 MVA Y  
138/69/13.8 KV – 105 MVA**

**Graciela Renata Aceituno López**

Asesorada por el Ing. Allan Omar Sac de Paz

Guatemala, noviembre de 2010

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DISEÑO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA  
DE VOLTAJE 230/69/13.8 KV – 150 MVA Y 138/69/13.8 KV – 105 MVA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN  
PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**GRACIELA RENATA ACEITUNO LOPEZ**

ASESORADA POR EL ING. ALLAN OMAR SAC DE PAZ

AL CONFERIRSE EL TÍTULO DE

**INGENIERA ELECTRICISTA**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2010

# UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



## FACULTAD DE INGENIERÍA

### NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Marítza Guerrero Spínola de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Luis Pedro Ortiz de León
VOCAL V	P. A. José Alfredo Ortiz Herincx
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

### TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Allan Omar Sac de Paz
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

**DISEÑO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA  
DE VOLTAJE 230/69/13.8 KV – 150 MVA Y 138/69/13.8 KV – 105 MVA,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 28 de septiembre de 2009.

Graciela Renata Aceituno López

SOCOIN, S.A.  
Av. Reforma 7-62 zona 9  
Aristos Reforma, 3er. Nivel, oficina 312,  
Guatemala, Guatemala  
Tel.: (502) 23851162-5

Guatemala, 19 de abril de 2010

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano  
Directora Unidad de EPS  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimada Ingeniera Sarmiento:

Por este medio le informo respetuosamente como asesor de la práctica del ejercicio profesional supervisado (E.P.S) de la estudiante Graciela Renata Aceituno López quien se identifica con carné no. 2003-12939, procedí a revisar el informe titulado: **“DISEÑO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA DE VOLTAJE 230/69/13.8 KV – 150 MVA Y 138/69/13.8 KV – 105 MVA”**.

Por lo que posterior a la revisión del documento le informo que doy por **APROBADO** el informe de E. P. S.

Sin otro particular me es grato suscribirme.

f)

  
\_\_\_\_\_  
Ing. Allan Omar Sac de Paz  
Jefe Área Subestaciones  
SOCOIN, S.A.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 34.2010

Guatemala, 20 de mayo de 2010

Señor Director  
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de graduación titulado: " DISEÑO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA DE VOLTAJE 230/69/13.8 KV – 150 MVA Y 138/69/13.8 KV – 105 MVA", de la estudiante Graciela Renata Aceituno López, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
ID Y ENSEÑAD A TODOS



Ing. José Guillermo Bedoya Barrios  
Coordinador del Área de Potencia



UNIDAD DE E.P.S.

Guatemala, 21 de septiembre de 2010.  
Ref.EPS.DOC.739.09.10.

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano  
Directora Unidad de EPS  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), de la estudiante universitaria **Graciela Renata Aceituno López** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **200312939**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"DISEÑO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA DE VOLTAJE 230/69/13.8KV - 150 MVA Y 138/69/13.8 KV - 105 MVA"**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez  
Supervisor de EPS  
Área de Ingeniería Electrónica

c.c. Archivo  
NJR/ra





UNIDAD DE E.P.S.

Guatemala, 21 de septiembre de 2010.  
Ref.EPS.D.625.09.10.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero  
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Presente

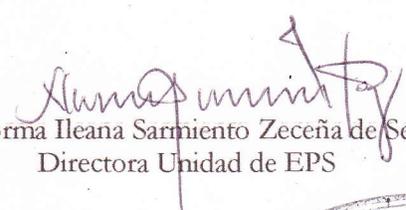
Estimado Ingeniero Puente Romero.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"DISEÑO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA DE VOLTAJE 230/69/13.8KV - 150 MVA Y 138/69/13.8 KV - 105 MVA"** que fue desarrollado por la estudiante universitaria, **Graciela Renata Aceituno López**, quien fue debidamente asesorada por el Ing. Allan Omar Sac de Paz y supervisada por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,  
"Id y Enseñad a Todos"

  
Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano  
Directora Unidad de EPS

NISZ/ra





REF. EIME 41. 2010.

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; Graciela Renata Aceituno López titulado: "DISEÑO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA DE VOLTAJE 230/69/13.8 KV – 150 MVA Y 138/69/13.8 KV – 105 MVA" procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 09 DE NOVIEMBRE 2,010.



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 TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA DE VOLTAJE 230/69/13.8 KV – 150 MVA Y 138/69/13.8 KV – 105 MVA**, presentado por la estudiante universitaria **Graciela Renata Aceituno López**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos  
Decano

Guatemala, 9 de noviembre de 2010.

/gdech

## **AGRADECIMIENTOS:**

- A DIOS** Por ser mi creador, el motor de mi vida, porque siempre me ha acompañado en todo momento de dificultad y por permitirme terminar satisfactoriamente mis estudios.
- A MI MADRE** Aura Marina Aceituno López, por toda la dedicación, esfuerzo, apoyo y confianza que deposito en mí y por enseñarme a como vivir y enfrentar la vida sin temor alguno para lograr todo aquello que me proponga.
- A MI TÍA** Francisca Aracely Aceytuno López, que es como una segunda madre para mí, por todos sus consejos, apoyo y cariño incondicional.
- A MIS TÍOS** Alexis Godínez, Moisés Aceytuno, Estela Osorio y Nora Velásquez, por su infinito apoyo, cariño y sabios consejos.
- A MIS PRIMOS** Alexis, Marcos, Pablo, Frank y Marlon, por su cariño y apoyo incondicional.
- AL INGENIERO** Allan Omar Sac de Paz y al señor Juan Santos, por su confianza, experiencia y apoyo en la elaboración de esta tesis.
- A MIS AMIGOS** Con mucho aprecio
- A LA USAC** Principalmente a la Facultad de Ingeniería por darme la oportunidad de formarme en el campo profesional.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
GLOSARIO	XIV
RESUMEN	XV
OBJETIVOS	XVI
INTRODUCCIÓN	XVII
1. ANTECEDENTES DE SOCOIN, S.A.	1
1.1 Historia	1
1.2 Actividades de la empresa	2
1.2.1 Transporte y distribución de electricidad	2
1.2.2 Energía renovable	3
1.2.3 Generación térmica	3
1.3 Estructura organizacional	3
1.4 Mapa de proyectos realizados en el mundo	4
1.5 Compromiso con la sociedad	4
2. FASE DE SERVICIO TÉCNICO PROFESIONAL	5
2.1 Subestación eléctrica, algunos conceptos	5

2.1.1	Clasificación por los niveles de tensión	6
2.1.2	Nomenclatura y simbología	6
2.2	Generalidades de la subestación	7
2.2.1	Descripción actual	7
2.3	Condiciones ambientales	23
2.4	Requisitos de diseño	24
2.5	Disposición de equipo proyectado	29
2.6	Fase de diseño	31
2.6.1	Tensión nominal	31
2.6.2	Nivel de aislamiento	31
2.6.3	Corrientes en la subestación	32
2.6.3.1	Corriente nominal	32
2.6.3.2	Corriente de corto circuito	33
2.6.4	Distancias eléctricas	35
2.6.4.1	Cálculo de distancias eléctricas lado de 230 kV	35
2.6.4.2	Cálculo de distancias eléctricas lado de 138 kV	40
2.6.4.3	Cálculo de distancias eléctricas lado de 69 kV	44
2.6.4.4	Cálculo de distancias eléctricas lado de 13.8 kV	48
2.6.5	Diseño de barras colectoras	51
2.6.5.1	Consideración de las cargas en el diseño de	

barras	53
2.6.5.2 Cálculo de la barra rígida	55
2.6.5.3 Flechas y tensiones	65
2.6.6 Cálculo de la longitud de las cadenas de aisladores	77
2.6.6.1 Cadenas de aisladores para el lado de 230 kV	77
2.6.6.2 Cadenas de aisladores para el lado de 138 kV	77
2.6.6.3 Cadena de aisladores para el lado de 69 kV	78
2.6.7 Coordinación de Aislamiento	79
2.6.7.1 Cálculo zona de 230 kV	79
2.6.7.2 Cálculo zona de 138 kV	84
2.6.7.3 Cálculo zona de 69 kV	89
2.6.8 Equipo a utilizar en la subestación	93
2.6.8.1 Dimensionamiento y datos técnicos de equipo eléctrico	99
2.6.9 Sistema de iluminación y fuerza	108
2.6.9.1 Alumbrado exterior	108
2.6.9.2 Alumbrado interior	111
2.6.9.3 Alumbrado de emergencia	111
2.6.9.4 Tomacorrientes interiores y exteriores	112
2.6.10 Obra civil	112

2.6.10.1	Movimiento de tierras	112
2.6.10.2	Canalizaciones de cables	113
2.6.10.3	Urbanización	113
2.6.10.4	Estructuras metálicas	113
2.6.10.5	Instalaciones	114
2.6.11	Red general de tierras	115
2.6.11.1	Medición de la resistividad del terreno	116
2.6.11.2	Método de Wenner	117
2.6.11.3	Datos obtenidos en la medición de resistividad del terreno	119
2.6.11.4	Cálculo de protección con hilo de guarda	127
2.6.12	Montaje electromecánico	135
2.6.12.1	Cimentaciones	135
2.6.13	Servicios auxiliares y protecciones. Generalidades	136
2.6.13.1	Sistema de servicios auxiliares	136
2.6.13.2	Protecciones utilizadas en la subestación	137
2.6.14	Planos finales de la subestación	138
2.6.15	Análisis económico	140
2.6.15.1	Costos	140
2.6.15.2	Ingresos	143

2.6.16 Evaluación económica	143
2.6.16.1 Valor actual neto (VAN)	144
2.6.16.2 Tasa interna de retorno (TIR)	145
2.6.17 Factibilidad económica	148
2.6.17.1 Beneficios sociales	148
2.6.17.2 Incremento en la tasa de empleo de la región	149
2.6.18 Factibilidad técnica	150
3. FASE DE INVESTIGACIÓN - PLAN DE CONTINGENCIA	151
3.1 Aspectos legales	151
3.1.1 Marco político legal ambiental	151
3.1.1.1 Marco legal constitucional	151
3.1.2 Legislación ordinaria aplicable	152
3.1.3 Requisitos y trámites	155
3.1.4 Tratados y leyes relacionados con la protección de la biodiversidad y el medio ambiente	157
3.1.4.1 Convenios ambientales	157
3.1.4.2 Declaraciones	158
3.2 Antecedentes	159
3.3 Plan de contingencia ante sismos, erupciones volcánicas, erosiones de suelo, inundaciones, incendios y accidentes	

provocados por actividades humanas	161
3.3.1 Riesgos naturales	161
3.3.2 Marco tectónico y sismicidad	161
3.3.2.1 Tectónica regional y local	161
3.3.2.2 Sismicidad en el área de El Progreso y Zacapa	162
3.3.2.3 Amenaza sísmica	163
3.3.2.4 Riesgo sísmico	164
3.3.3 Amenaza volcánica	164
3.3.4 Riesgo de erosión	164
3.3.5 Riesgos de inundación	165
3.3.6 Riesgos de incendios	165
3.3.7 Riesgos derivados de los accidentes por actividades humanas	165
3.4 Impactos ambientales del proyecto	165
3.4.1 Impactos potenciales sobre el suelo	166
3.4.1.1 Movimientos de tierra en la creación de plataformas	166
3.4.1.2 Perforación de agujeros para cimentaciones	167
3.4.1.3 Generación de desechos	167
3.4.1.4 Apertura de trazo o calle	168
3.4.1.5 Impactos potenciales sobre el agua	168

3.4.1.6	Daños en la red de drenajes	168
3.4.1.7	Cambios en las características físicas	169
3.4.1.8	Niveles de presión sonora	169
3.4.2	Afectación del microclima	169
3.4.3	Impactos potenciales sobre el medio biológico	170
3.4.4	Impactos potenciales sobre la componente vegetal	170
3.4.5	Impactos potenciales sobre la componente faunística	170
3.4.6	Efectos derivados del incremento del ruido	171
3.4.7	Impactos potenciales sobre el medio socioeconómico	171
3.4.8	Impactos potenciales sobre la población	171
3.4.9	Impactos significativos	172
3.4.10	Conclusiones generales sobre el impacto ambiental	172
3.5	Recomendaciones generales sobre el impacto ambiental	173
4.	FASE DE ENSEÑANZA – APRENDIZAJE	175
4.1	Métodos de capacitación	175
4.1.1	Objetivo del método de capacitación	175
4.1.2	Método magistral	175
4.1.3	Periodo de capacitación	175
4.1.4	Generalidades	176
4.1.4.1	Acerca de Dialux	176

4.1.4.2 Resultados del curso impartido	176
CONCLUSIONES	177
RECOMENDACIONES	179
BIBLIOGRAFÍA	181
ANEXOS	182

## INDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURA

Figura 1	Actividades que realiza Socoin, S. A.	2
Figura 2	Mapa de proyectos realizados en el mundo	4
Figura 3	Ubicación geográfica de la subestación Panaluya	8
Figura 4	Diagrama unifilar, situación actual	10
Figura 5	Vista en planta, situación actual subestación Panaluya	26
Figura 6	Sección longitudinal, situación actual subestación Panaluya	27
Figura 7	Diagrama unifilar simplificado según requerimientos del INDE con arreglo de protección de interruptor y medio	28
Figura 8	Planta proyectada subestación Panaluya	30
Figura 9	Distancias eléctricas lado de 230 kV	39
Figura 10	Distancias eléctricas lado de 138 kV	43
Figura 11	Distancias eléctricas lado de 69 kV	47
Figura 12	Distancias eléctricas lado de 13.8 kV	50
Figura 13	Ubicación de vanos en planta general	76
Figura 14	Configuración del interruptor PASS M0	95

Figura 15	Configuración del interruptor PASS M00	97
Figura 16	Simulación diseño final de iluminación subestación Panaluya	109
Figura 17	Niveles de iluminación subestación Panaluya	110
Figura 18	Disposición de electrodos mediante el método de Wenner	118
Figura 19	Disposición de conductores	123
Figura 20	Sección zona de protección con hilo de guarda	128
Figura 21	Zona de protección con hilo de guarda para dos puntos	129
Figura 22	Sombra de protección con hilo de guarda, lado de 69 kV	131
Figura 23	Sombra de protección con hilo de guarda, lado de 138/69 kV	132
Figura 24	Sombra de protección con hilo de guarda, lado de 230 kV	133
Figura 25	Sombra de protección con hilo de guarda, bancadas de transformación de 138 y 230 kV	134
Figura 26	Diagrama de flujo de caja para el cálculo del VAN	144
Figura 27	Diagrama de flujo de caja para el cálculo de la TIR	145
Figura 28	Diagrama unifilar final con arreglo de protección de interruptor y medio	182
Figura 29	Planta general, ubicación de líneas proyectadas	183
Figura 30	Secciones A-A' y B-B' lado de 230 kV	184
Figura 31	Secciones C-C' y D-D' lado de 138 kV	185
Figura 32	Vista en planta bancada de transformación 138 kV	186

Figura 33	Vista en planta bancada de transformación 230 kV	187
Figura 34	Sección E-E' lado de 138 kV	188
Figura 35	Sección F-F' lado de 230 kV	189
Figura 36	Planta general diseño de iluminación y fuerza	190
Figura 37	Planta general hilo de guarda	191
Figura 38	Diseño red de tierras, planta general	192
Figura 39	Diagrama unifilar de protecciones	193
Figura 40	Planta general de cimentaciones	194
Figura 41	Relación piezas de conexión	195
Figura 42	Relación piezas de conexión	196

## TABLAS

Tabla I	Condiciones ambientales departamento de Zacapa	23
Tabla II	Valores normales de tensiones entre fases	31
Tabla III	Niveles de aislamiento al impulso	32
Tabla IV	Corrientes nominales para varios niveles de tensión	33
Tabla V	Corrientes de corto circuito según CFE	34
Tabla VI	Libranzas obtenidas en cálculos para el lado de 230 kV	38
Tabla VII	Libranzas obtenidas en cálculos para el lado de 138 kV	42
Tabla VIII	Libranzas obtenidas en cálculos para el lado de 69 kV	46
Tabla IX	Libranzas obtenidas en cálculos para el lado de 13.8 kV	49
Tabla X	Materiales utilizados en barras colectoras	52
Tabla XI	Cargas de hielo y viento en condiciones extremas	57
Tabla XII	Coeficientes de arrastre para perfiles estructurales	59
Tabla XIII	Máxima deflexión de los conductores y otros factores	61
Tabla XIV	Vano 1 lado de 230 kV	70
Tabla XV	Vano 2 lado de 230 kV	70
Tabla XVI	Vano 3 lado de 69 kV	70
Tabla XVII	Vano 4 lado de 69 kV	70

Tabla XVIII	Vano 5 lado de 69 kV	71
Tabla XIX	Vano 6 lado de 69 kV	71
Tabla XX	Vano 7 lado de 69 kV	71
Tabla XXI	Vano 8 lado de 138 kV	72
Tabla XXII	Vano 9 lado de 138 kV	72
Tabla XXIII	Vano 10 lado de 138 kV	72
Tabla XXIV	Vano 11 lado de 230 kV	73
Tabla XXV	Datos de salida para los vanos existentes en la subestación	73
Tabla XXVI	Resumen de la cantidad de aisladores por cadena	79
Tabla XXVII	Coordinación de aislamiento lado de 230 kV	83
Tabla XXVIII	Coordinación de aislamiento lado de 138 kV	88
Tabla XXIX	Coordinación de aislamiento lado de 69 kV	92
Tabla XXX	Medición 1. Cálculo de resistividad	119
Tabla XXXI	Medición 2. Cálculo de resistividad	120
Tabla XXXII	Medición 3. Cálculo de resistividad	121
Tabla XXXIII	Resumen de costos de las diferentes etapas del proyecto	140

## GLOSARIO

A	Amperios.
ANSI	Instituto Nacional de Normas Americanas.
BIL	<i>Basic Insulation Level</i> . Nivel básico de aislamiento. (NBI)
CEI	Comisión Electrotécnica Internacional.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
DIN	Normas de la Industria Alemana.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.
I	Designación para corriente eléctrica.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
Lux	Unidad para medir la intensidad de iluminación.
msnm	Metros sobre el nivel del mar.
MER	Mercado eléctrico regional.
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.
TIR	Tasa interna de retorno.
NORMAS UNE	Unificación de Normativas Españolas
UFISA	Unión Fenosa Ingeniería, S. A.

## RESÚMEN

El presente trabajo contiene el estudio del diseño de una subestación eléctrica de potencia de voltaje 230/69/13.8 kV – 150 MVA y 138/69/13.8 kV – 105 MVA, la cual utilizará como filosofía de protección la configuración de interruptor y medio.

En el primer capítulo se da a conocer la historia de la empresa en donde fue realizado el proyecto, actividades, estructura organizacional, etc.

El segundo capítulo comprende la fase del ejercicio profesional, se describen aspectos importantes de la subestación como el equipo existente y condiciones ambientales, se estudian los requerimientos del cliente y se diseñan las bahías de los lados de 138 y 230 kV, así como el montaje electromecánico de toda la subestación.

Se tomaron en cuenta también aspectos técnicos como cálculo de la coordinación de aislamiento, diseño y control del sistema de iluminación, medición de la resistividad para redes de tierra y un análisis técnico económico para determinar la rentabilidad del proyecto.

En el tercer capítulo se desarrolla lo que es la fase de investigación plan de contingencia, que comprende un análisis del estudio ambiental para el desarrollo del proyecto.

En el cuarto capítulo se expone como se impartió un curso al personal de ingeniería para el uso de un *software* de iluminación con el fin de brindar una herramienta más para el diseño de subestaciones.

## **OBJETIVOS**

### **General**

Completar el diseño de la interconexión eléctrica de los países de América Central a través del diseño de un eje troncal eléctrico, constituido por una subestación de 230 kV, que servirá para transmitir mayores cantidades de potencia y fortalecer el sistema.

### **Específicos**

- Participar en la planificación y diseño de una subestación eléctrica en un grupo empresarial nacional, que sirva como una guía de apoyo tanto a profesionales como estudiantes que se dediquen al estudio y diseño de subestaciones eléctricas.
- Dar a conocer el equipo utilizado en una subestación de 230 kV, que despierte el interés para que cada día se pueda ir actualizando este procedimiento, para contar con información mas reciente.
- Documentar el proyecto de diseño de una subestación eléctrica.

## INTRODUCCIÓN

En Guatemala la electricidad se genera básicamente por medio de las centrales hidroeléctricas, con un porcentaje de capacidad instalada del 37.6%, las centrales geotérmicas con 2.9%, las termoeléctricas con un 47.4 % y los cogeneradores con el restante 12%.

El servicio eléctrico ha alcanzado una cobertura del 42%, siendo una de las más bajas de Latinoamérica. El consumo per-cápita en el país es de 205 kilovatios-hora anuales.

Tomando en cuenta los registros anteriores y el hecho de que en nuestro país se dieron cambios políticos importantes que permitieron la liberalización del sector eléctrico, se promulgó en 1996 la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96, publicada en el diario oficial el día 21 de noviembre de 1996, la cual ha permitido que la actividad en el desarrollo de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica sea la más adecuada en el territorio nacional.

Estos cambios en la política energética nacional han permitido que las compañías privadas se involucren e inviertan en las distintas actividades que la Ley de Electricidad les autoriza, mejorando la oferta del campo eléctrico y haciendo que el desarrollo industrial y los servicios a la población sean mejores que las condiciones de principio de los años 90, asegurando una competencia libre entre los participantes del sector de energía eléctrica en el país. La publicación y puesta en marcha de la Ley General de Electricidad permitió también que se crearan empresas privadas que se dedican a las distintas actividades, tales como compañías generadoras, transmisoras, distribuidoras,

comercializadoras, etc., siendo esta la importancia de dicha ley que ha permitido el avance en el desarrollo energético del Guatemala.

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE) es la propietaria de la principal red de transmisión eléctrica del país, a través de la cual se interconectan los mayores centros de generación y carga; la misma se divide en tres grandes regiones: la central, la occidental y la oriental. Actualmente la red cuenta con voltajes en 230, 138, 69, 34.5 y 13.8 kV y hace poco se logró entrar en operación la interconexión con México en 400kV. La red troncal, como se le conoce actualmente a la red de 230 kV, es la más importante, ya que a través de ella se transmiten mayores cantidades de potencia, esta servirá a la vez para lograr la interconexión entre los países de América Central como por ejemplo Honduras y será de suma importancia a nivel regional y nacional, lo cual es primordial para poder completar la interconexión eléctrica en Centro América.

El alcance total del proyecto comprende una guía de diseño con los pasos necesarios para la construcción y montaje de subestaciones de voltaje de 230/69/13.8 kV – 150 MVA y 138/69/13.8 kV – 105 MVA, tomando como base la remodelación que se le hará a la subestación Panaluya, que actualmente opera con un voltaje de 69/34.5/13.8 kV y está ubicada en el departamento de Zacapa a 140 kilómetros de la ciudad capital.

El diseño de la subestación tendrá múltiples facetas, desde indicar las necesidades del sistema, hasta el cálculo de libranzas, la selección y disposición de equipo, coordinación de aislamiento y cálculo de redes de tierra.

# **1. ANTECEDENTES DE SOCOIN, S.A.**

## **1.1 Historia**

Socoin comenzó su trayectoria en noviembre de 1989 bajo la denominación de Unión Fenosa Ingeniería, S.A. (UFISA) iniciando su actividad con unos activos y recursos pertenecientes a Unión Fenosa en materia de ingeniería. Su pertenencia al grupo Unión Fenosa, la tercera mayor empresa eléctrica de España, le permite aportar a sus clientes la experiencia de una gran ingeniería.

En el año 2000 Unión Fenosa Ingeniería, S.A. cambió su denominación social por la de Soluziona Ingeniería, S.A. y pasó a formar parte del Grupo Soluziona, integrado por todas las compañías de servicios profesionales dependientes de Unión Fenosa.

El grupo Soluziona inició en el ejercicio 2004 un proceso de reorganización societaria y jurídica que se ha completado durante el ejercicio 2006 con la integración del negocio de Consultoría y Tecnología en INDRA, multinacional española de tecnologías de la información.

En cuanto al negocio de ingeniería ha continuado su trayectoria como parte del Grupo Unión Fenosa, bajo la denominación social de Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S. L. U.

## 1.2 Actividades de la empresa

Socoin desarrolla sus actividades como empresa de ingeniería especializada en el sector energético. Proporciona y desarrolla servicios de ingeniería y proyectos en los campos de generación, transporte y distribución de electricidad y gas natural. Su actividad incluye diseño, desarrollo y explotación de instalaciones relacionadas con el sector de energía.

La compañía ha venido actuando, individualmente o en consorcio, en proyectos promovidos por instituciones y organismos multilaterales y empresas públicas o privadas en países como México, Costa Rica, Guatemala, Panamá, Ecuador, Bolivia, República Checa, Bulgaria, Ucrania, Irlanda, Kenia, Egipto o Filipinas. En su evolución SOCOIN ha integrado en su cadena de valor la totalidad de las actividades propias de los proyectos.

**Figura 1. Actividades que realiza Socoin, S. A.**



**Fuente: [www.socoin.es/proyectos\\_realizados](http://www.socoin.es/proyectos_realizados)**

### 1.2.1 Transporte y distribución de electricidad

En proyectos de transporte y distribución de energía eléctrica, Socoin cuenta con una amplia experiencia avalada por su participación en el diseño, la construcción y puesta en marcha de numerosas instalaciones.

El equipo técnico está integrado por especialistas en instalaciones eléctricas, obra civil, medio ambiente y montaje electromecánico, así como en la supervisión y puesta en servicio de los distintos proyectos.

Estas características permiten a la compañía ofrecer un servicio que cubra todas las fases relacionadas con el diseño, la implantación de subestaciones, líneas y centros de transformación.

### **1.2.2 Energía renovable**

Socoin posee una contrastada experiencia en el uso de energías renovables especialmente en los campos hidráulico y eólico, así mismo ha realizado proyectos en el campo de los combustibles derivados de residuos sólidos urbanos y biomasa, y en el campo solar.

### **1.2.3 Generación térmica**

Socoin dispone de una amplia experiencia en la realización de todo tipo de proyecto de generación térmica, desde proyectos específicos en centrales térmicas convencionales hasta centrales de ciclo combinado. Su excelente equipo de profesionales le permite proporcionar un servicio integral que abarca todas las fases relacionadas con la ingeniería de las centrales térmicas y desarrollar para sus clientes servicios especializados de ingeniería en las áreas de actividad en las que trabaja.

## **1.3 Estructura organizacional**

Socoin está formada por un equipo de más de 450 profesionales en todo el mundo, en su mayoría titulados superiores, altamente experimentados en la gestión y ejecución de grandes proyectos energéticos que garantizan un alto nivel de calidad en sus realizaciones. Además de eso, ha realizado más de 5000 proyectos de ingeniería y construcción en el sector de energía en muchos países.



## **2. FASE DE SERVICIO TÉCNICO PROFESIONAL**

### **2.1 Subestación eléctrica, algunos conceptos**

Es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

Las subestaciones se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, existen tres grupos:

- Subestaciones variadoras de tensión, tal y como su nombre lo indica, estas son diseñadas para poder aumentar, disminuir y compensar una tensión o conjunto de tensiones de trabajo.
- Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito, este tipo de subestaciones tiene como objetivo principal conectar o desconectar circuitos de acuerdo a los requerimientos de carga o estado del sistema.
- Subestaciones mixtas, son las que reúnen las características de las dos clasificaciones anteriores, aunque en el caso del segundo grupo con ciertas limitaciones pero con mayor aprovechamiento del espacio y equipo instalado.

### **2.1.1 Clasificación por los niveles de tensión**

Esta clasificación obedece a que conforme se han ido desarrollando y perfeccionando materiales aislantes, el nivel de tensión que se puede manejar ha ido en aumento y el uso de las subestaciones ha sido bastante importante en el referido desarrollo, ya que éstas permiten poder manejarlos de acuerdo a las necesidades.

En esta clasificación no se puede desligar la función que la subestación presta dentro del sistema de potencia, clasificándose en cinco grupos:

- Subestaciones de generación, que se consideran como las estaciones primarias de energía, requieren el nivel de tensión en el que se está generando y lo elevan al voltaje de transmisión.
- Subestaciones de transmisión, que son las que manejan niveles de tensión de 230 kV o más.
- Subestaciones de sub-transmisión, las cuales manejan niveles de tensión de 138 kV.
- Subestaciones de media tensión, que tienen niveles de 13.8, 34.5 y 69 kV.

Es difícil diseñar y construir una subestación que esté clasificada únicamente en los grupos anteriores, los requerimientos hacen que se planifiquen, por lo regular, subestaciones que abarquen más de un grupo.

### **2.1.2 Nomenclatura y simbología**

La nomenclatura y simbología de los diagramas, equipo y memorias de cálculo presentadas en este proyecto están de acuerdo a las siguientes normas:

- Normas UNE que sean de aplicación.
- Normas CEI que sean de aplicación.

- Normas CFE que sean de aplicación.
- Normas ANSI.
- Normas DIN.

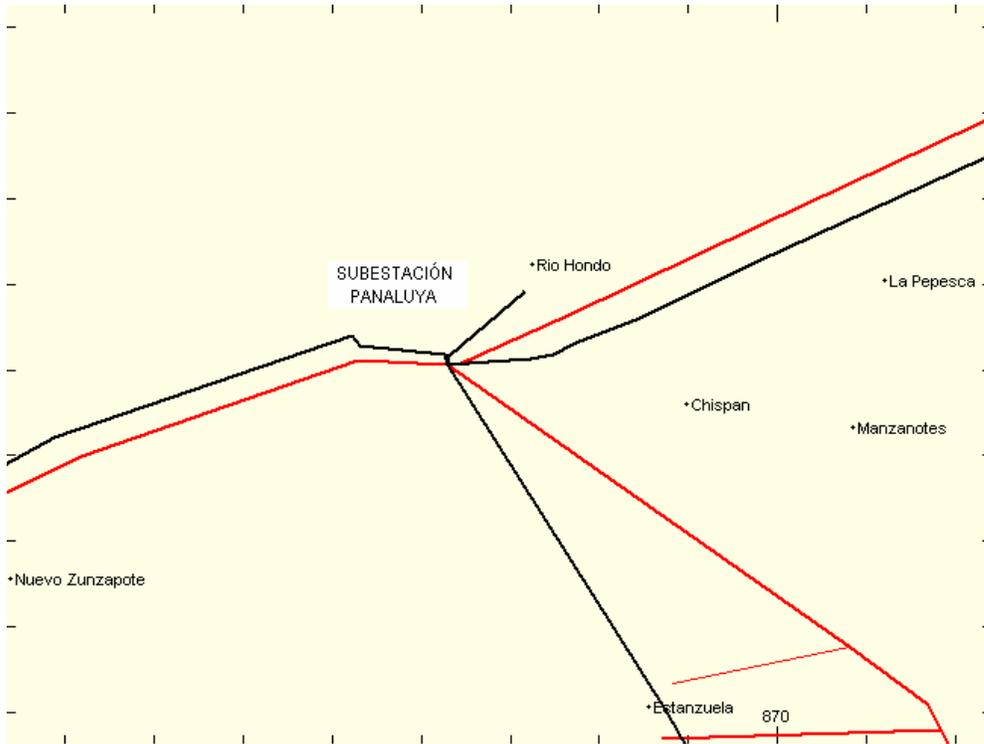
## **2.2 Generalidades de la subestación**

### **2.2.1 Descripción actual**

La subestación Panaluya se encuentra ubicada en el municipio de Río Hondo, departamento de Zacapa, aproximadamente a 140 kilómetros de la ciudad de Guatemala, en la salida que conduce al departamento de Chiquimula.

Los datos GPS son: Latitud 16 P 0221267, Longitud 1663898, con una elevación de 231 metros sobre el nivel del mar.

**Figura 3. Ubicación geográfica de la subestación Panaluya**



**Fuente: Google Earth**

Fue puesta en servicio en 1977 por parte del Instituto Nacional de Electrificación INDE, operando con dos campos de transformación, uno de 69/34.5 kV – 5/7 MVA y el otro de 69/13.8 kV – 5/7 MVA con sistema de barra simple para ambos bancos. Con el pasar del tiempo y debido al crecimiento poblacional y económico, en el año de 1998 se realizó el cambio de los bancos de transformación a 69/34.5 kV – 20/28 MVA y el otro de 69/13.8 kV – 20/28 MVA, operando así hasta la actualidad. Además, se tiene que el perfil de carga de la subestación es de 35 MVA.

La subestación tiene dos funciones: variar la tensión y seccionar circuitos, y de acuerdo con su potencia y voltaje, se puede agrupar como una subestación de media tensión ya que se encuentra en el rango de 69, 34.5 y 13.8 kV.

La parte de la alimentación es en 69 kV, proveniente de la subestación Sanarate y de la subestación Quetzaltepeque (La Fragua); ésta a su vez alimenta en 69 kV a la subestación La Ruidosa.

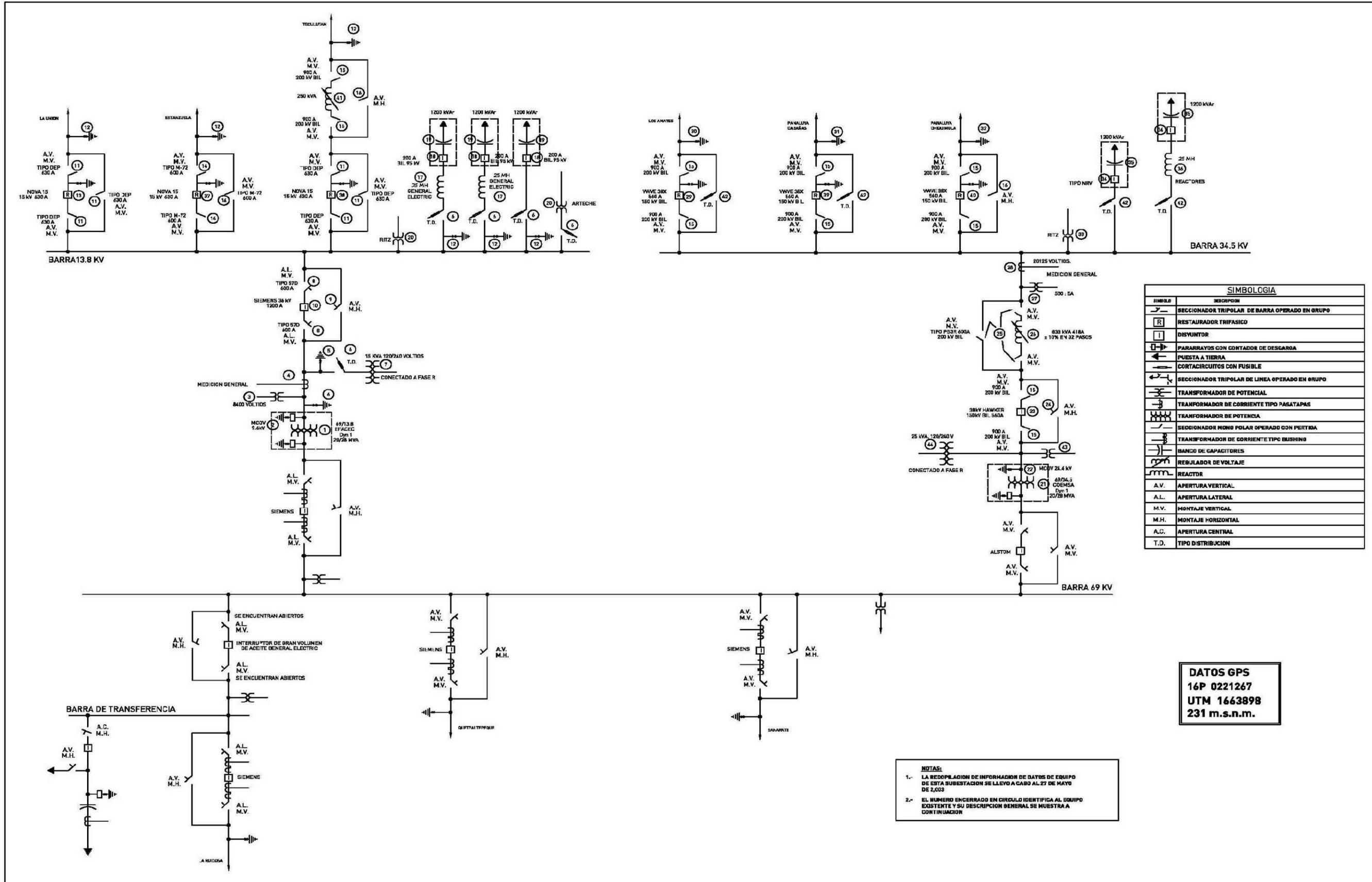
La entrega está compuesta por seis salidas, tres en 34.5 kV y tres en 13.8 kV, las cuales están debidamente equipadas y se identifican de la siguiente manera:

- Los Amates (34.5 kV)
- Panaluya - Cabañas (34.5 kV)
- Panaluya - Chiquimula (34.5 kV)
- La Unión (13.8 kV)
- Estanzuela - Zacapa (13.8 kV)
- Teculután (13.8 kV)

Actualmente, la subestación Panaluya es un importante centro de carga de la región nor-oriente y atiende a una gran cantidad de usuarios residenciales así como a importantes clientes industriales y comerciales.

A continuación se describen algunas características técnicas del equipo existente, identificadas con un número el cual puede encontrarse en el siguiente diagrama unifilar:

Figura 4. Diagrama unifilar, situación actual



### **1. Transformador de potencia 69/13.8 kV, 20/28 MVA**

Fabricante: EFACEC

Frecuencia: 60 Hz

Potencia nominal: 20/28 MVA

Tensión nominal en alta tensión: 69 kV

Tensión nominal en baja tensión: 13.8 kV

Corriente nominal en alta tensión: 167.5/234.6 A

Corriente nominal en baja tensión: 836.7/1171 A

BIL en alta tensión: 350/140 kV

BIL en baja tensión: 110/34 kV

Impedancia de corto circuito (Base 28 MVA): 9.45 %

### **2. Pararrayos incorporado en el lado del transformador de potencia lado 13.8 kV**

Fabricante: EMP SURGE ARRESTER

Voltaje: 12 kV

MCOV: 9.6 kV

Unidades: 1

Líneas de descarga: 3

Material: polímero

Clase: 2

Serial: Y 101

### **3. Transformador de potencial 13.8 kV**

Fabricante: Ritz

Voltaje primario:  $15000\text{kV} \sqrt{3}$

Bornes secundarios: X1-X2, Y1-Y2

Voltaje secundario:  $115/\sqrt{3}$

Frecuencia: 60 Hz

Factor de tensión nominal: 1.9 Un/8h

#### **4. Transformador de corriente 13.8 kV**

Fabricante: Ritz

Máxima intensidad nominal para el equipo: 12 kV

Factor de tensión: 1.9/8h

Distancia de fuga: 25 mm/kV

Instalación: Exterior

Aislamiento: Aceite-papel cuarzo

#### **5. Pararrayos de distribución 13.8 kV**

Fabricante: DPV

Corriente de descarga: 15 kA

Tipo: Distribución

Clase: 1

Corriente nominal: 100 A

Normas: UNE-EN-60099-4/CEI 99-4

#### **6. Corta circuitos 13.8 kV**

Tipo: Distribución

Voltaje: 15 kV

Corriente nominal: 100 A

BIL: 95 kV

#### **7. Transformador de distribución 15 kVA**

Tipo: Distribución

Voltaje: 7.6 kV

Capacidad: 15 kVA

Voltaje baja tensión: 120/240 V

**8. Seccionador tripolar para el disyuntor del transformador a la barra de 13.8 kV**

Voltaje nominal: 14.4 kV

Voltaje máximo: 15.5 kV

BIL: 110 kV

Corriente continua: 600 A

Corriente nominal: 40 A

**9. Seccionador del *by-pass* del interruptor de potencia en el lado de 13.8 kV**

Fabricante: Cleaveland/Price Inc

Tipo: RLC

Voltaje nominal: 13.8 kV

Voltaje máximo: 15 kV

BIL: 110 kV

Amperios continuos: 1000

Amperios momentáneos: 800

Frecuencia: 60 Hz

**10. Disyuntor transformador 13.8 kV**

Tensión nominal: 36 kV

Tensión soportada al impulso tipo rayo: 170 kV

Corriente nominal: 1250 A

Frecuencia: 60 Hz

**11. Seccionador de salida La Unión en 13.8 kV**

Voltaje máximo: 15 kV

BIL: 110 kV

Corriente momentánea: 630 A

Frecuencia: 60 Hz

### **12. Pararrayos salida 13.8 kV**

Fabricante:

Voltaje asignado: 15 kV

Voltaje de operación continua: 12 kV

Corriente nominal de descarga: 10 kA

Clase: 2

Material: Polímero

Líneas de descarga: 1

### **13. Restaurador de salida de línea La Unión-Panaluya 13.8 kV**

Voltaje máximo: 15.5 kV

BIL: 110 kV

Frecuencia: 60 Hz

Corriente Continua: 560 A

### **14. Seccionador monopolar salida Estanzuela 13.8 kV**

Voltaje nominal: 13.8 kV

Voltaje máximo: 15.5 kV

Corriente continua: 600 A

BIL: 110 kV

### **15. Seccionador monopolar de 34.5 kV**

Voltaje nominal: 34.5 kV

Voltaje máximo: 38 kV

Corriente continua: 900 A

Corriente nominal: 40 kA

BIL: 200 kV

**16. Seccionador tripolar montaje horizontal, apertura vertical**

Voltaje nominal: 13.8 kV

Voltaje máximo: 15 kV

BIL: 110 kV

Amperios continuos: 1000

Amperios momentáneos: 800

Frecuencia: 60 Hz

**17. Reactor de la barra de 13.2 kV**

Corriente: 125 A

Capacidad: 25  $\mu$ H

**18. Disyuntor del banco de capacitores de la barra de 13.2 kV**

Potencia: 200 kVAR

Voltaje máximo: 15 kV

Corriente continua: 200 A

Capacidad de switgeo: 200 A

BIL: 95 kV

Frecuencia: 60 Hz

Control de voltaje: 120 (107-127) VAC

**19. Capacitores en la barra de 13.8 kV**

Potencia: 200 kVAR

Voltaje: 7.82 kV

Frecuencia: 60 Hz

Número de fases: 3

Capacidad total del banco: 1200 kVAR

## **20. Transformador de potencial con fusible en la barra de 13.2 kV**

Fabricante: Ritz

Voltaje Primario:  $15000\text{kV} \sqrt{3}$

Bornes secundarios: X1-X2, Y1-Y2

Voltaje secundario:  $115/\sqrt{3}$

Frecuencia: 60 Hz

Factor de tensión nominal: 1.9 Un/8h

## **21. Transformador de potencia 69/34.5 kV, 20/28 MVA**

Potencia nominal: 20/28 MVA

Tensión nominal en alta tensión: 68920 V

Tensión nominal en baja tensión: 34500 V

Corriente nominal en alta tensión: 334.7 A

Corriente nominal en baja tensión: 468.6 A

BIL en alta tensión: 350/140 kV

BIL en baja tensión: 200/70 kV

Impedancia de corto circuito (Base 20 MVA): 7.14 %

Frecuencia: 60 Hz

Número de fases: 3

Líquido aislante: Aceite mineral nafténico

Grupo vectorial: Dyn 1

## **22. Pararrayos del transformador de potencia en el lado de 34.5 kV**

Tensión asignada: 30 kV

MCOV: 24.4 kV

Material: Polímero

Clase: 2

**23. Interruptor de potencia 34.5 kV transformador a la barra**

Voltaje: 38 kV

Potencia: 200 kVAR

Frecuencia: 60 Hz

Capacidad de corriente de corto circuito: 8 kA

BIL: 150 kV

Rango de corriente nominal: 560 kA

**24. Seccionador del *by-pass* del interruptor de potencia en el lado de 34.5 kV apertura vertical**

Fabricante: Cleaveland Price Inc

Tipo: *V2C Disconnecting switch*

Voltaje nominal: 34.5 kV

Voltaje máximo: 38 kV

BIL: 200 kV

Corriente continua: 600 A

Corriente momentánea: 40000 A

Frecuencia: 60 Hz

**25. Seccionador doble del banco de reguladores de 34.5 kV**

Voltaje nominal: 34.5 kV

Voltaje máximo: 38 kV

Corriente continua: 600 A

Corriente nominal: 40 kA

Frecuencia: 60 Hz

BIL: 200 kV

**26. Regulador de la barra de 34.5 kV**

Frecuencia: 60 Hz

BIL: 150 kV

### **27. Transformador de corriente en la barra de 34.5 kV**

Fabricante: RITZ

Tensión nominal: 34.5 kV

Corriente nominal: 334.7/466.5 A

Impedancia de corto circuito: 8%

Relación: 500:5 A

Frecuencia: 60 Hz

Norma: ANSI

### **28. Transformador de potencial en la barra de 34.5 kV**

Fabricante: RITZ

Tensión nominal: 34.5 kV

Nivel de aislamiento al impulso: 2000 kV

Impedancia de corto circuito: 9.52%

Relación: 400:5 A

Frecuencia: 60 Hz

Norma: ANSI

### **29. Restaurador de salida de línea Los Amates-Panaluya 34.5 kV**

Voltaje nominal: 34.5 kV

Voltaje máximo: 38 kV

BIL: 150 kV

Frecuencia: 60 Hz

Corriente máxima de interrupción: 12 kA

Corriente continua: 560 A

### **30. Pararrayos en la salida de los Amates-Panaluya**

Fabricante: EMP SURGE ARRESTER

Voltaje: 27 kV

MCOV: 21.6 kV

Líneas de descarga: 1

Material: polímero

Clase: 2

### **31. Pararrayos en la salida de Cabañas-Panaluya**

Fabricante: EMP SURGE ARRESTER

Voltaje: 27 kV

MCOV: 21.6 kV

Líneas de descarga: 1

Material: polímero

Clase: 2

### **32. Pararrayos en la salida Chiquimula-Panaluya**

Fabricante: EMP SURGE ARRESTER

Voltaje: 27 kV

MCOV: 21.6 kV

Líneas de descarga: 1

Material: polímero

Clase: 2

### **33. Transformador de potencial en la barra de 34.5 kV**

Fabricante: RITZ

Tensión nominal: 34.5 kV

Corriente nominal: 334.7/466.5 A

Nivel de aislamiento al impulso: 2000 kV

Impedancia de corto circuito: 9.52%

Frecuencia: 60 Hz

Norma: ANSI

#### **34. Disyuntor del banco de capacitores de 34.5 kV**

Voltaje mínimo: 15 kV

Voltaje máximo: 22 kV

Potencia: 34.5 kVAR

Corriente continua mínima: 60 A

Corriente continua máxima: 200 A

BIL: 125 kV

Frecuencia: 60 Hz

Número de fases: 3

Capacidad de switgeo: 60 – 200 A

Control de voltaje: 120 (107-127) VAC

#### **35. Banco de capacitores en el lado de 34.5 kV**

Voltaje: 34.5 kV

Potencia: 1200 kVAR

Frecuencia: 60 Hz

Número de fases: 3

#### **36. Reactor del banco de capacitores de 34.5 kV**

Corriente: 125 A

Capacidad: 25  $\mu$ H

#### **37. Restaurador de salida de línea Estanzuela-Panaluya 13.8 kV**

Voltaje nominal: 13.8 kV

Voltaje máximo: 15.5 kV

BIL: 150 kV

Frecuencia: 60 Hz

Corriente continua: 560 A

Corriente máxima de interrupción: 12.5 kA

**38. Restaurador de salida de línea Teculután-Panaluya 13.8 kV**

Voltaje nominal: 13.8 kV

Voltaje máximo: 15.5 kV

BIL: 150 kV

Frecuencia: 60 Hz

Corriente continua: 560 A

Corriente máxima de interrupción: 12.5 kA

**39. Restaurador de salida de línea Cabañas-Panaluya 34.5 kV**

Voltaje nominal: 34.5 kV

Voltaje máximo: 38 kV

BIL: 150 kV

Frecuencia: 60 Hz

Corriente máxima de interrupción: 12 kA

Corriente continua: 560 A

**40. Restaurador de salida de línea Chiquimula-Panaluya 34.5 kV**

Voltaje nominal: 34.5 kV

Voltaje máximo: 38 kV

BIL: 150 kV

Frecuencia: 60 Hz

Corriente máxima de interrupción: 12 kA

Corriente continua: 560 A

**41. Regulador de la salida Teculután-Panaluya**

Voltaje: 7620/13200 Y V

BIL: 95 kV

Frecuencia: 60 Hz

Tipo de sistema: Monofásico

#### **42. Corta circuito de distribución de 34.5 kV**

Tipo: Distribución

Voltaje: 27 kV

Corriente nominal: 100 A

Corriente de corte asimétrico: 8kA

BIL: 150 kV

#### **43. Transformador de potencial de 34.5 kV**

Fabricante: RITZ

Tensión nominal: 34.5 kV

Corriente nominal: 334.7/466.5 A

Nivel de aislamiento al impulso: 2000 kV

Impedancia de corto circuito: 9.52%

Frecuencia: 60 Hz

Norma: ANSI

#### **44. Transformador de distribución 25 kVA servicios propios**

Tipo: Distribución

Voltaje media tensión: 19.92 kV

Capacidad: 25 kVA

Voltaje baja tensión: 120/240 V

### 2.3 Condiciones ambientales

La subestación opera bajo las siguientes condiciones ambientales:

**Tabla I. Condiciones ambientales departamento de Zacapa**

DESCRIPCION	UNIDADES	VALORES
Velocidad máxima del viento	Km/h	120
Fuerza sísmica	Aceleración horizontal en grados de gravedad	0.3
	Aceleración vertical en grados de gravedad	0.2
Temperatura mínima	°C	0
Temperatura promedio del día	°C	25
Temperatura máxima	°C	40
Humedad relativa máxima	%	70
Altitud	msnm	231

**Fuente: INSIVUMEH, sección de climatología**

## 2.4 Requisitos de diseño

Por requisitos del INDE, el diseño de la subestación Panaluya deberá satisfacer las siguientes necesidades técnicas:

- Nueve salidas de línea en 230 kV.
- Una salida de transformación en 138 kV.
- Un banco de transformación trifásico compuesto por tres transformadores monofásicos de 50 MVA cada uno de 230/69/13.8 kV.
- Un banco de transformación trifásico compuesto por tres transformadores monofásicos de 35 MVA cada uno de 138/69/13.8 kV.
- Una bahía de entrada de línea de 138 kV en configuración modular.
- Un módulo de medida de barra de 138 kV.
- Un módulo de medida de barra 230 kV.
- Dos módulos Pass M00 de 69 kV para campos de transformación.
- Dos seccionadores de 69 kV que conectaran con la barra de 69 kV existente.
- Remodelación de la caseta de servicios auxiliares existente.
- La caseta de control de 230 kV.
- La caseta de control de 138 kV.
- Una fosa para derramamiento de aceite que sea común para los dos bancos de transformación y que tenga la capacidad de 1/3 del total de aceite del transformador de mayor capacidad.

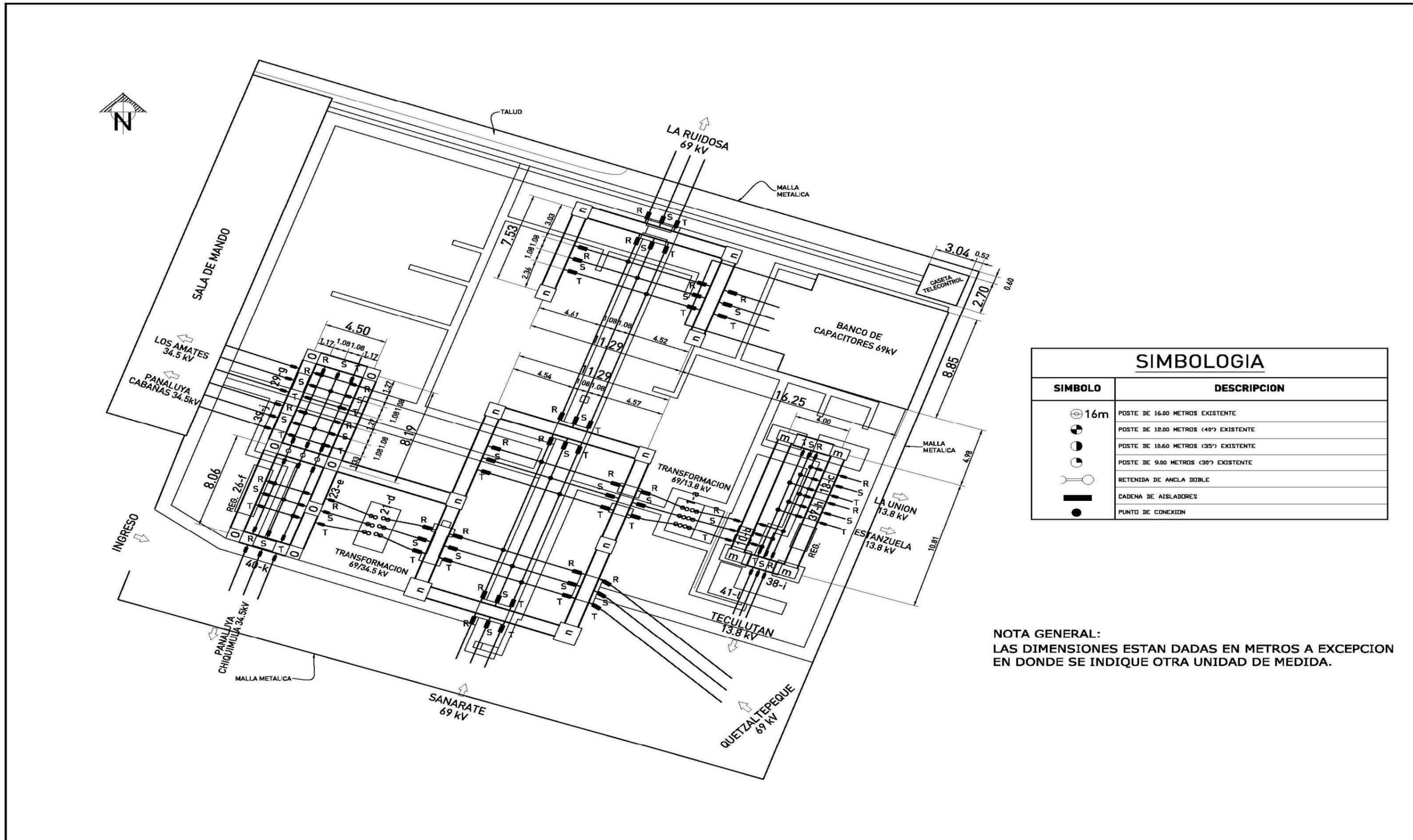
El diseño de la subestación deberá ser dentro del terreno actual que ocupa la instalación (134 m x 138 m), debiendo aprovechar al máximo las áreas libres existentes, por lo que se deberá localizar y ubicar equipos, estructuras, servicios y demás infraestructura de manera apropiada a fin de que toda la instalación, equipamiento y servicios sean diseñados y construidos empleando

las mejores prácticas de ingeniería, respetando las normas y libranzas mínimas vigentes.

Se requiere también, que el sistema tenga **configuración de interruptor y medio**, que es el esquema que normalmente se usa para arreglos de 230 kV como es el caso de la subestación Panaluya, que servirá de conexión a Guatemala con los demás países de América Central. Con este esquema se pretende lograr un alto grado de flexibilidad y facilidad de mantenimiento, dado que cualquier interruptor se puede retirar de operación manteniendo todas las líneas energizadas, sin dejar de alimentar la totalidad de la carga y sin perder las fuentes de energía.

A continuación se muestra la situación actual de la subestación, así como un diagrama unifilar simplificado, en donde se encuentran todos los requerimientos anteriormente descritos.

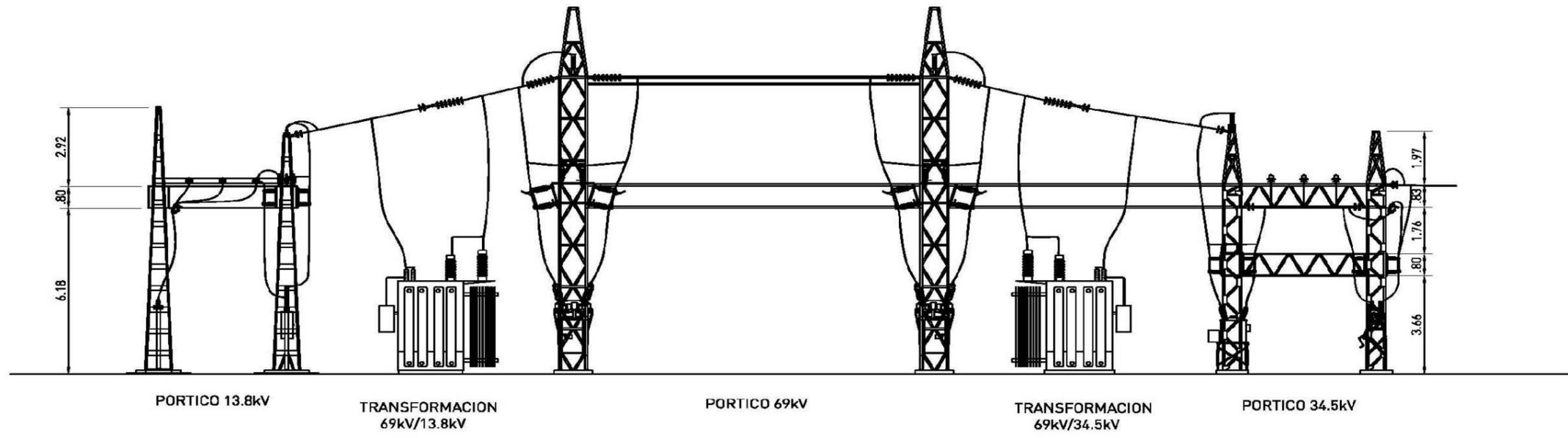
Figura 5. Vista en planta, situación actual subestación Panaluya



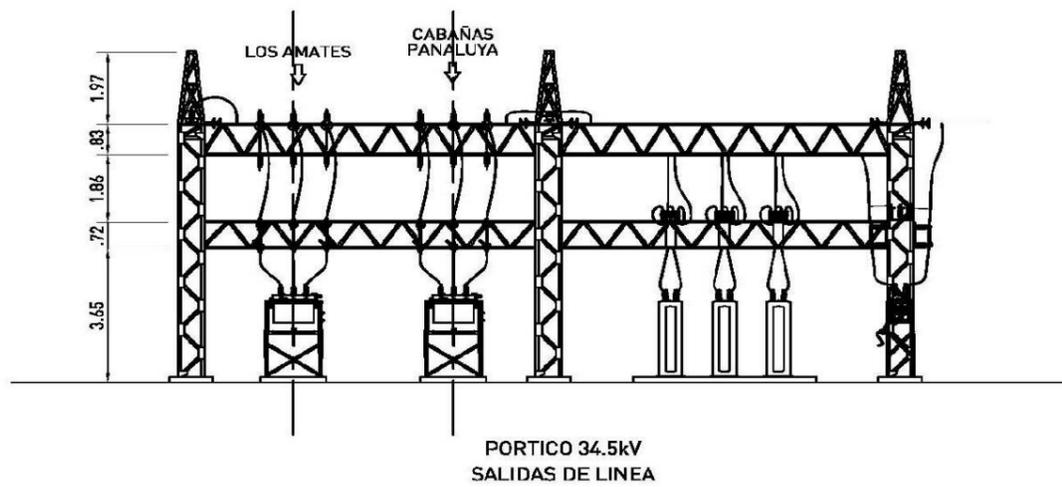
SIMBOLOGIA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	POSTE DE 16.00 METROS EXISTENTE
	POSTE DE 12.00 METROS (40') EXISTENTE
	POSTE DE 10.60 METROS (35') EXISTENTE
	POSTE DE 9.00 METROS (30') EXISTENTE
	RETENIDA DE ANCLA DOBLE
	CADENA DE AISLADORES
	PUNTO DE CONEXION

NOTA GENERAL:  
 LAS DIMENSIONES ESTAN DADAS EN METROS A EXCEPCION  
 EN DONDE SE INDIQUE OTRA UNIDAD DE MEDIDA.

Figura 6. Sección longitudinal, situación actual subestación Panaluya

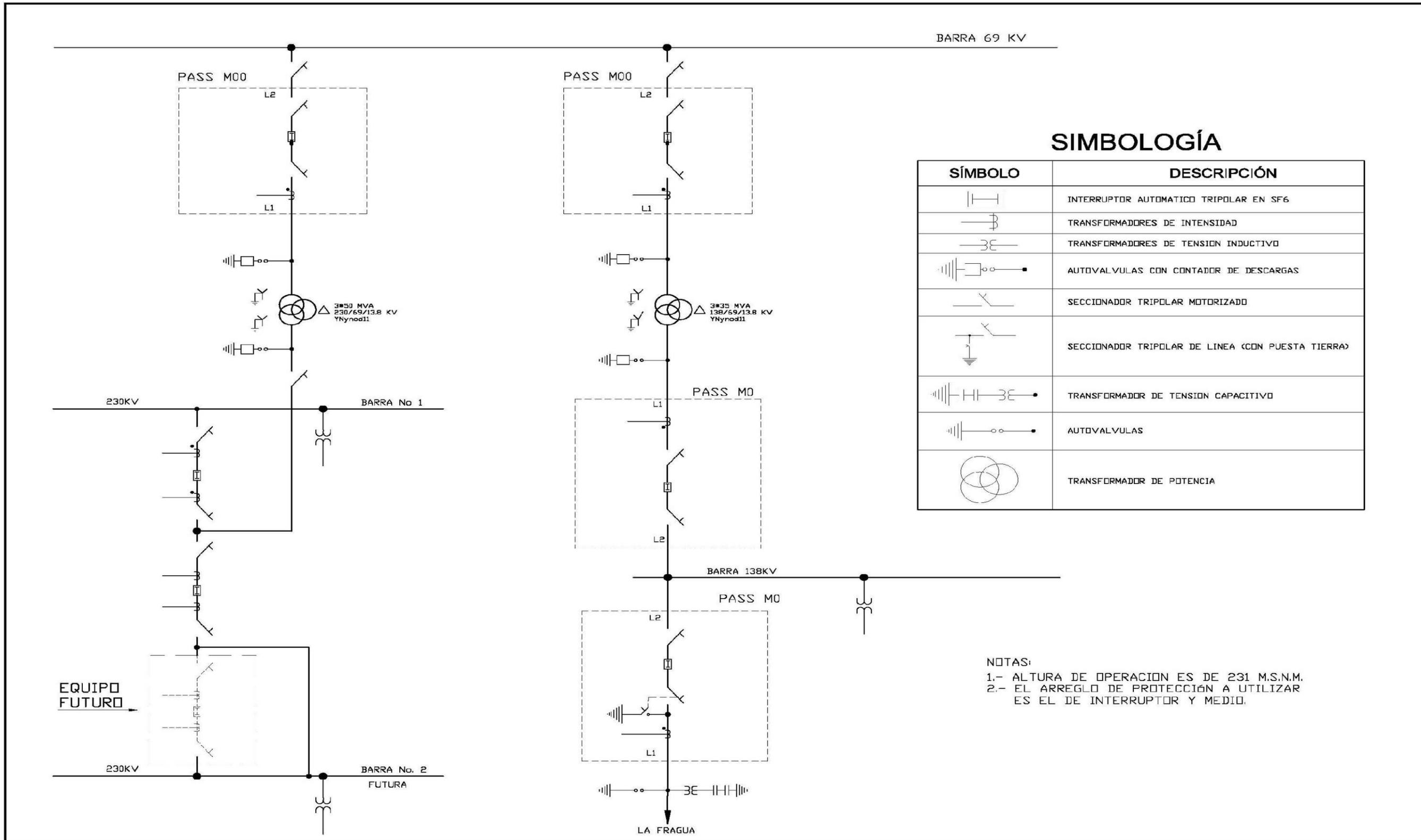


SECCION A-A'



SECCION B-B'

Figura 7. Diagrama unifilar simplificado según requerimientos del INDE con arreglo de protección de interruptor y medio



## 2.5 Disposición de equipo proyectado

De acuerdo con los requerimientos tanto del INDE como de diseño, puede proponerse la disposición de equipo, que se mostrará a continuación. Esta propuesta se realizó de acuerdo con el espacio con que dispone el terreno actual, así también a lo proyectado en el diagrama unifilar. Por el momento solo es un bosquejo visto en planta de cómo quedaría la subestación y se hizo de tal manera aprovechando al máximo el espacio existente. A continuación se mencionará el equipo tomado en cuenta para el arreglo el cual será dimensionado más adelante:

- Dos módulos compactos PASS M0, aislados en SF6 (uno para posición de línea y uno para posición de transformador)
- Tres pararrayos de línea de 138 kV.
- Estructuras de remate de la línea 138 kV.
- Tres transformadores de potencial para la medición de barras 138 kV.
- Un transformador de potencial de línea 138 kV.
- Aisladores de paso.
- Tres transformadores de potencia monofásicos de 230/69/13.8 kV, 3x50 MVA cada uno.
- Tres transformadores de potencia monofásicos de 138/69/13.8 kV, 3x35 MVA cada uno.
- Seis transformadores de potencial de 230 kV.
- Doce transformadores de corriente de 230 kV.
- Cinco seccionadores tripolares de 230 kV.
- Dos interruptores de potencia trifásicos de 230 kV.
- Estructuras para pórticos de transformadores de potencia y equipo en general.
- Dos módulos compactos PASS M00 y dos seccionadores de 69 kV.



## 2.6 Fase de diseño

### 2.6.1 Tensión nominal

A continuación se indican los valores normalizados de las tensiones nominales entre fases, adoptados por la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), las tensiones siguientes serán usadas en la subestación:

**Tabla II. Valores normales de tensiones entre fases**

<b>Tensiones nominales del sistema en kV</b>	<b>Tensión máxima para el equipo kV</b>
13.8	15.5
34.5	38
69	72.5
138	145
230	245

**Fuente: publicación 38 de la CEI, 4ª. Ed. 1967, tabla V, pagina 12**

### 2.6.2 Nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento en la subestación fijará la resistencia que deberá tener el equipo para soportar sobre tensiones de diferentes procedencias. En la tabla III, aparecen los niveles de aislamiento adoptados por la CEI, correspondientes a los niveles normales de tensión para alturas sobre el nivel

del mar iguales o menores a 1000 metros, que es la altura normalizada. Para el caso del diseño de la subestación no se realizará ninguna corrección por altura para el nivel básico de aislamiento, ya que esta se encuentra a 231 metros sobre el nivel del mar.

**Tabla III. Niveles de aislamiento al impulso**

<b>Tensión máxima entre fases del sistema en kV</b>	<b>Nivel de Aislamiento al Impulso en kV</b>
15.5	110
38	200
72.5	350
145	650
245	1050

**Fuente: publicación 71 de la CEI, 4ª. Ed. 1967, tabla III, pagina 24**

### **2.6.3 Corrientes en la subestación**

#### **2.6.3.1 Corriente nominal**

Esta corriente fija los esfuerzos térmicos que debe soportar la subestación en las condiciones de operación más desfavorables. Sirve para determinar la sección de las barras colectoras y las características de conducción de corriente de interruptores, cuchillas, transformadores de corriente, etc. A continuación se muestran valores de corrientes nominales para varios niveles de tensión, estos

están determinados por los límites térmicos de los conductores usados en la actualidad; así como en las bahías de líneas, a partir del calibre nominal:

**Tabla IV. Corrientes nominales para varios niveles de tensión**

<b>Tensión Nominal en kV</b>	<b>Calibre y Material del Conductor</b>	<b>Límite de corriente térmica, por conductor(Amperios)</b>
69	ACSR 477 MCM	600
115	ACSR 795 MCM	900
	ACSR 900 MCM	970
	ACSR 1113 MCM	1110
230	ACSR 900 MCM	970
	ACSR 1113 MCM	1110
400	ACSR 1113 MCM	1110

**Fuente: corrientes nominales según CFE**

### **2.6.3.2 Corriente de corto circuito**

Esta corriente determina los esfuerzos electrodinámicos máximos que pueden soportar las barras colectoras y los tramos de conexión; y es también un parámetro importante en el diseño de las redes de tierra de la instalación, que se calculará más adelante.

Solo como ejemplo, se muestran los valores máximos de corrientes de corto circuito simétrica en 115, 230 y 400 kV usadas por el sistema eléctrico mexicano que es mucho mas grande que el de Guatemala.

**Tabla V. Corrientes de corto circuito según CFE**

<b>Tensión Nominal en kV</b>	<b>Corriente de Corto Circuito simétrica en kA</b>
115	25
230	31.5
400	40

**Fuente: valores máximos de corto circuito según CFE**

Con estos valores se podrá verificar:

- La capacidad térmica e interruptiva de los conductores.
- El cálculo de los esfuerzos electrodinámicos en conductores, aisladores y conectores.
- El cálculo de los efectos de arco eléctrico en las cadenas de suspensión.
- Las corrientes de corto circuito térmicas y dinámicas en transformadores de corriente, cuchillas desconectoras, etc.

Según datos proporcionados por personal del INDE del resultado de un flujo de carga de la red, para la subestación Panaluya, actualmente se maneja **una corriente de corto circuito de 5 kA para el lado de 230 y de 9 kA para el lado de 69 kV, por lo tanto el valor de corriente que se tomará como**

**base de diseño (y es la mejor opción económica), para el dimensionado del barreado como del equipo será de 25 kA**, debido a que esta subestación transmitirá grandes cantidades de potencia y servirá a la vez para lograr la interconexión entre los países de América Central. (Con esta información obtenida, ya no es necesario realizar el cálculo de la corriente de corto circuito)

#### **2.6.4 Distancias eléctricas**

Para el cálculo de las distancias eléctricas entre las diferentes partes vivas de la subestación, se consideraron los siguientes puntos:

- Distancias a tierra y entre conductores.
- Altura del primer nivel de buses.
- Altura del segundo nivel de buses.
- Altura de remate de las líneas de transmisión.
- Distancias de seguridad.

##### **2.6.4.1 Cálculo de distancias eléctricas lado de 230 kV**

- Distancias a tierra y entre conductores, el punto de partida será el cálculo de la distancia mínima permitida de fase a tierra. Debido a condiciones de temperatura se realizará la corrección a 40°C:

$$\delta = \frac{3.92b}{273 + T_{\text{ambiente}}} = 0.90924$$

Donde:

b = Presión barométrica en milibares = 72.6 cm (para 400 msnm)

Tambiente = Temperatura ambiente en °C

- Distancia de fase a tierra

$$d_{ft} = \frac{1.10BIL}{\delta(0.961)(550 \text{ kV/m})} = 2.20 \text{ metros}$$

- Distancia entre fases (barra tipo cable, por lo que se usará un factor de 1.80)

$$D_{ff} = 1.80d_{ft} = 3.96 \text{ metros}$$

- Altura del primer nivel de buses ( $h_s$ ), la altura mínima  $h_s$  de las partes vivas sobre el nivel del suelo, en ningún caso debe ser inferior a 3 metros, si no se encuentran aisladas con barreras de protección, y la altura mínima de la base de los aisladores que soportan partes vivas no debe ser menor de 2.25 metros, que es la altura de una persona de estatura media con el brazo levantado.

$$h_s = 2.30 + 0.0105 (kV_{max}) = 4.8725 \text{ metros}$$

- Altura del segundo nivel de barras ( $h_b$ ), la expresión que proporciona la altura  $h_b$  de las barras colectoras es la siguiente:

$$h_b = 5 + 0.0125 (kV_{max}) = 8.0625 \text{ metros}$$

- Altura de remate de las líneas de transmisión ( $h_L$ ), aquí los conductores de las líneas de transmisión que entraran y saldrán de la subestación no deben rematar a una altura  $h_L$  inferior a 6 metros. Dicha altura, se obtiene a partir de la siguiente relación:

$$h_L = 5 + 0.006(kV_{max}) = 6.47 \text{ metros}$$

- Distancias de seguridad, son los espacios que permiten efectuar maniobras y la circulación del personal de operación y mantenimiento sin riesgo para

sus vidas. Las distancias mínimas de seguridad consideran los siguientes conceptos:

Circulación de personas: La seguridad para el personal, se obtiene en dos formas:

$$\text{Distancia horizontal: } dh = dft + 0.90 = 3.10 \text{ metros}$$

$$\text{Distancia vertical: } dv = dft + 2.30 = 4.50 \text{ metros}$$

Por lo tanto puede verificarse que no es menor a 2.25 metros (la distancia mínima utilizada para la circulación de personas)

Circulación de vehículos: Esta distancia se determina por medio de las siguientes ecuaciones:

Para una grúa estándar de 2.0 m de alto x 2.0 m de ancho:

$$dh = (dft + 0.70) * 2 + \text{ancho máximo del vehículo} = 7.80 \text{ metros}$$

$$dv = (dft + 0.50) * 2 + \text{altura total del vehículo} = 7.40 \text{ metros}$$

- Cálculo de las zonas de trabajo

$$Dzt = 1.75 + dft = 3.95 \text{ metros}$$

Para el caso de los seccionadores, estos serán de doble apertura lateral, entonces:

$$dLs = \frac{1.10BIL \text{ long}}{\delta(0.961)(550 \text{ kV/m})} = 2.55 \text{ metros}$$

$$Das = (1.75 + dft) - dLS = 1.40 \text{ metros}$$

- Distancia entre buses, se utilizará la siguiente ecuación:

$$DBB = 2Dft = 4.40 \text{ metros}$$

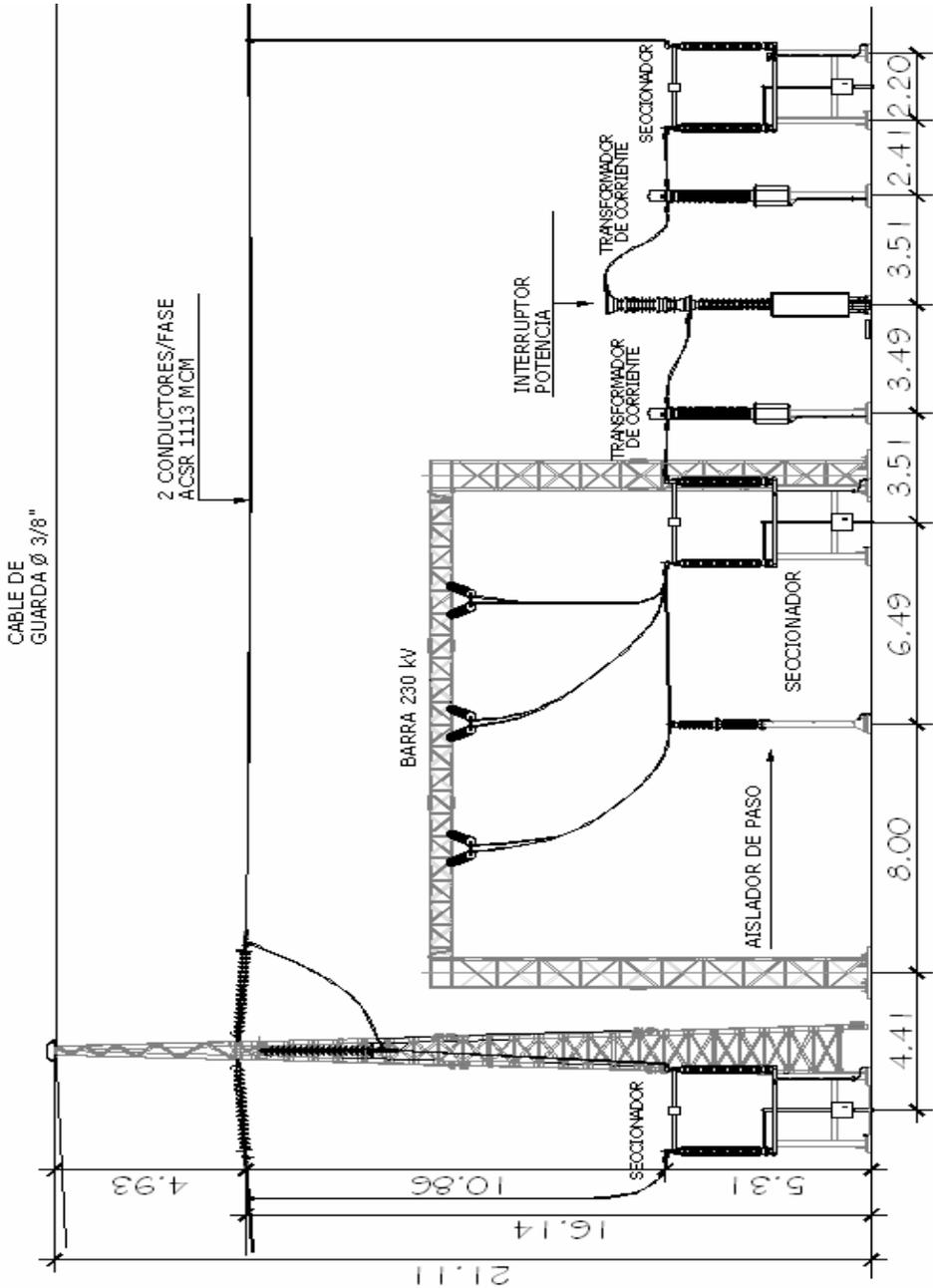
$$DC = 2DBB + 2dft = 13.20 \text{ metros}$$

**Tabla VI. Libranzas obtenidas en cálculos para el lado de 230 kV**

<b>Resumen de libranzas obtenidas en cálculos para 230 kV</b>	
	<b>Distancia (metros)</b>
Distancia fase – tierra	2.20
Distancia fase – fase	3.96
Altura del primer nivel de buses (hs)	4.87
Altura del segundo nivel de barras (hb)	8.06
Altura de remate de las líneas (hL)	6.47
Circulación de personas:	
Distancia horizontal	3.10
Distancia vertical	4.50
Circulación de vehículos:	
Distancia horizontal	7.80
Distancia vertical	7.40
Distancia zona de trabajo	3.95
Distancia mínima del claro	13.20

A continuación se muestra el arreglo propuesto según diseño, demostrando que las distancias utilizadas para diseño del lado de 230 kV son mayores a las mínimas obtenidas en cálculos.

**Figura 9. Distancias eléctricas lado de 230 kV**



#### 2.6.4.2 Cálculo de distancias eléctricas lado de 138 kV

- Distancia de fase a tierra:

$$dft = \frac{1.10BIL}{\delta(0.961)(550 \text{ kV/m})} = 1.4877 \text{ metros}$$

- Distancia entre fases:

$$dff = 1.80dft = 2.67 \text{ metros}$$

- Altura del primer nivel de buses (hs)

$$hs = 2.30 + 0.0105 (\text{kVmax}) = 3.8225 \text{ metros}$$

- Altura del segundo nivel de barras (hb)

$$hs = 5 + 0.0125 (\text{kVmax}) = 6.8125 \text{ metros}$$

- Altura de remate de las líneas de transmisión

$$hL = 5 + 0.006(\text{kVmax}) = 5.87 \text{ metros}$$

- Distancias de seguridad

Circulación de personas:

$$\text{Distancia horizontal: } dh = dft + 0.90 = 2.38 \text{ metros}$$

$$\text{Distancia vertical: } dv = dft + 2.30 = 3.78 \text{ metros}$$

Por lo tanto puede verificarse que no es menor a 2.25 metros (distancia mínima utilizada para la circulación de personas)

Circulación de vehículos:

Para una grúa estándar de 2.0 m de alto x 2.0 m de ancho

$$dh = (dft + 0.70)*2 + \text{ancho máximo del vehículo} = 6.37 \text{ m}$$

$$dv = (dft + 0.50)*2 + \text{altura total del vehículo} = 5.97 \text{ m}$$

- Cálculo de las zonas de trabajo

$$Dzt = 1.75 + dft = 3.23 \text{ metros}$$

Para el caso de los seccionadores, estos serán de doble apertura lateral, entonces:

$$dLS = \frac{1.10BIL \text{ long}}{\delta(0.961)(550 \text{ kV/m})} = 1.48 \text{ metros}$$

$$Das = (1.75 + dft) - dLS = 1.75 \text{ metros}$$

- Distancia entre buses

Para la distancia entre buses:

$$DBB = 2Dft = 2.97 \text{ metros}$$

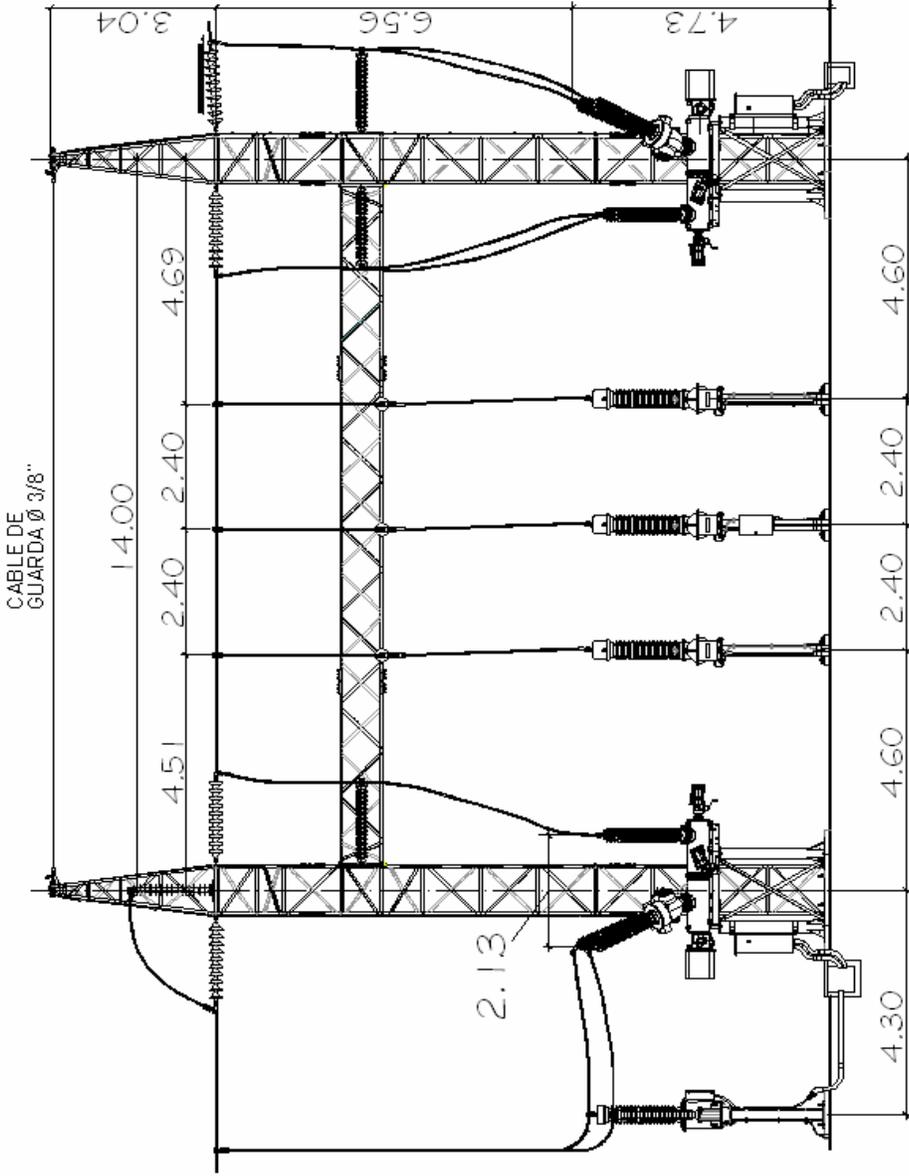
$$DC = 2DBB + 2dft = 8.92 \text{ metros}$$

**Tabla VII. Libranzas obtenidas en cálculos para el lado de 138 kV**

<b>Resumen de libranzas obtenidas en cálculos para 138 kV</b>	
	<b>Distancia (metros)</b>
Distancia fase – tierra	1.48
Distancia fase – fase	2.67
Altura del primer nivel de buses (hs)	3.82
Altura del segundo nivel de barras (hb)	6.81
Altura de remate de las líneas (hL)	5.87
Circulación de personas:	
Distancia horizontal	2.38
Distancia vertical	3.78
Circulación de vehículos:	
Distancia horizontal	6.37
Distancia vertical	5.97
Distancia zona de trabajo	3.23
Distancia mínima del claro	8.92

A continuación se muestra el arreglo propuesto, demostrando que las distancias utilizadas para diseño del lado de 138 kV son mayores a las mínimas obtenidas en cálculos.

Figura 10. Distancias eléctricas lado de 138 kV



### 2.6.4.3 Cálculo de distancias eléctricas lado de 69 kV

- Distancia de fase a tierra

$$dft = \frac{1.10BIL}{\delta(0.961)(550 \text{ kV/m})} = 0.8011 \text{ metros}$$

- Distancia entre fases

$$dff = 1.80 dft = 1.44 \text{ metros}$$

- Altura del primer nivel de buses (hs)

$$hs = 2.30 + 0.0105 (\text{kVmax}) = 3.0612 \text{ metros}$$

- Altura del segundo nivel de barras (hb)

$$hb = 5 + 0.0125 (\text{kVmax}) = 5.9062 \text{ metros}$$

- Altura de remate de las líneas de transmisión

$$hL = 5 + 0.006(\text{kVmax}) = 5.44 \text{ metros}$$

- Distancias de seguridad

Circulación de personas: La seguridad para el personal, se obtiene en dos formas:

$$\text{Distancia horizontal: } dh = dft + 0.90 = 1.70 \text{ metros}$$

$$\text{Distancia vertical: } dv = dft + 2.30 = 3.10 \text{ metros}$$

- Circulación de vehículos:

Para una grúa estándar de 2.0 m x 2.0 m

$$dh = (dft + 0.70)*2 + \text{ancho máximo del vehículo} = 5.0 \text{ m}$$

$$dv = (dft + 0.50) * 2 + \text{altura total del vehículo} = 4.60 \text{ m}$$

- Cálculo de las zonas de trabajo

$$Dzt = 1.75 + dft = 1.75 + 1.48779 \text{ metros} = 3.23 \text{ metros}$$

Para el caso de los seccionadores, estos serán de doble apertura lateral, entonces:

$$dLs = \frac{1.10BIL \text{ long}}{\delta(0.961)(550 \text{ kV/m})} = 0.801 \text{ metros}$$

$$Das = (1.75 + dft) - dLS = 1.7499 \text{ metros}$$

- Distancia entre buses

Para la distancia entre buses:

$$DBB = 2Dft = 1.6022 \text{ metros}$$

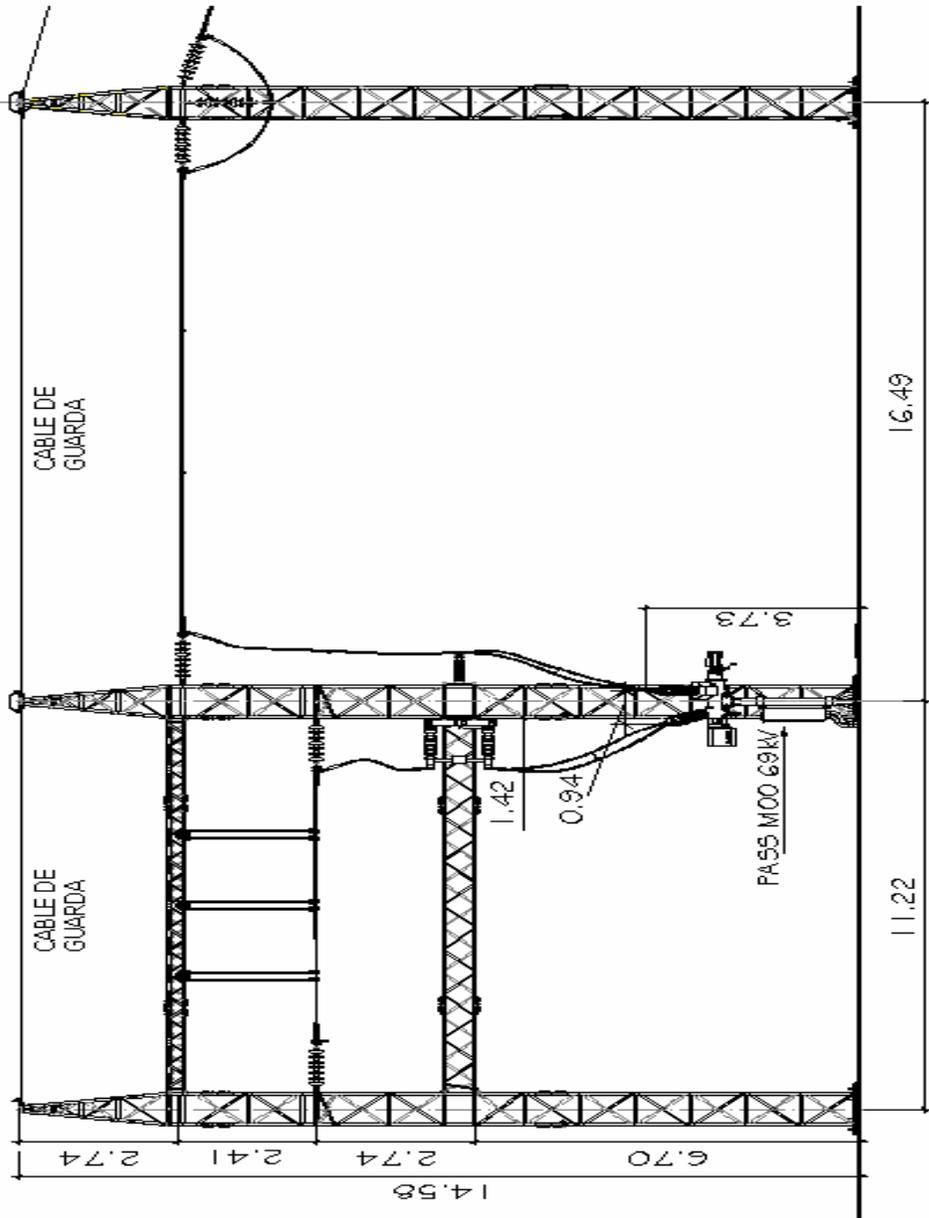
$$DC = 2DBB + 2dft = 4.8066 \text{ metros}$$

**Tabla VIII. Libranzas obtenidas en cálculos para el lado de 69 kV**

<b>Resumen de libranzas obtenidas en cálculos para 69 kV</b>	
	<b>Distancia (metros)</b>
Distancia fase – tierra	0.80
Distancia fase – fase	1.44
Altura del primer nivel de buses (hs)	3.06
Altura del segundo nivel de barras (hb)	5.90
Altura de remate de las líneas (hL)	5.44
Circulación de personas:	
Distancia horizontal	1.70
Distancia vertical	3.10
Circulación de vehículos:	
Distancia horizontal	5.0
Distancia vertical	4.60
Distancia zona de trabajo	3.23
Distancia mínima del claro	4.80

A continuación se muestra el arreglo propuesto, demostrando que las distancias utilizadas para diseño del lado de 69 kV son mayores a las mínimas obtenidas en cálculos.

Figura 11. Distancias eléctricas lado de 69 kV



#### 2.6.4.4 Cálculo de distancias eléctricas lado de 13.8 kV

- Distancia de fase a tierra

$$dft = \frac{1.10BIL}{\delta(0.961)(550 \text{ kV/m})} = 0.2517 \text{ metros}$$

- Distancia entre fases (factor de 1.50 ya que es tubo de aluminio)

$$dff = 1.50 dft = 0.38 \text{ metros}$$

- Altura del primer nivel de buses (hs)

$$hs = 2.30 + 0.0105 (\text{kVmax}) = 2.46 \text{ metros}$$

- Altura del segundo nivel de barras (hb)

$$hs = 5 + 0.0125 (\text{kVmax}) = 5.19 \text{ metros}$$

- Altura de remate de las líneas de transmisión

$$hL = 5 + 0.006(\text{kVmax}) = 5.09 \text{ metros}$$

- Distancias de seguridad

Circulación de personas: la seguridad para el personal, se obtiene en dos formas:

$$\text{Distancia horizontal: } dh = dft + 0.90 = 1.15 \text{ metros}$$

$$\text{Distancia vertical: } dv = dft + 2.30 = 2.55 \text{ metros}$$

Circulación de vehículos:

Para una grúa estándar de 2.0 m x 2.0 m

$$dh = (dft + 0.70)*2 + \text{ancho máximo del vehículo} = 3.90 \text{ metros}$$

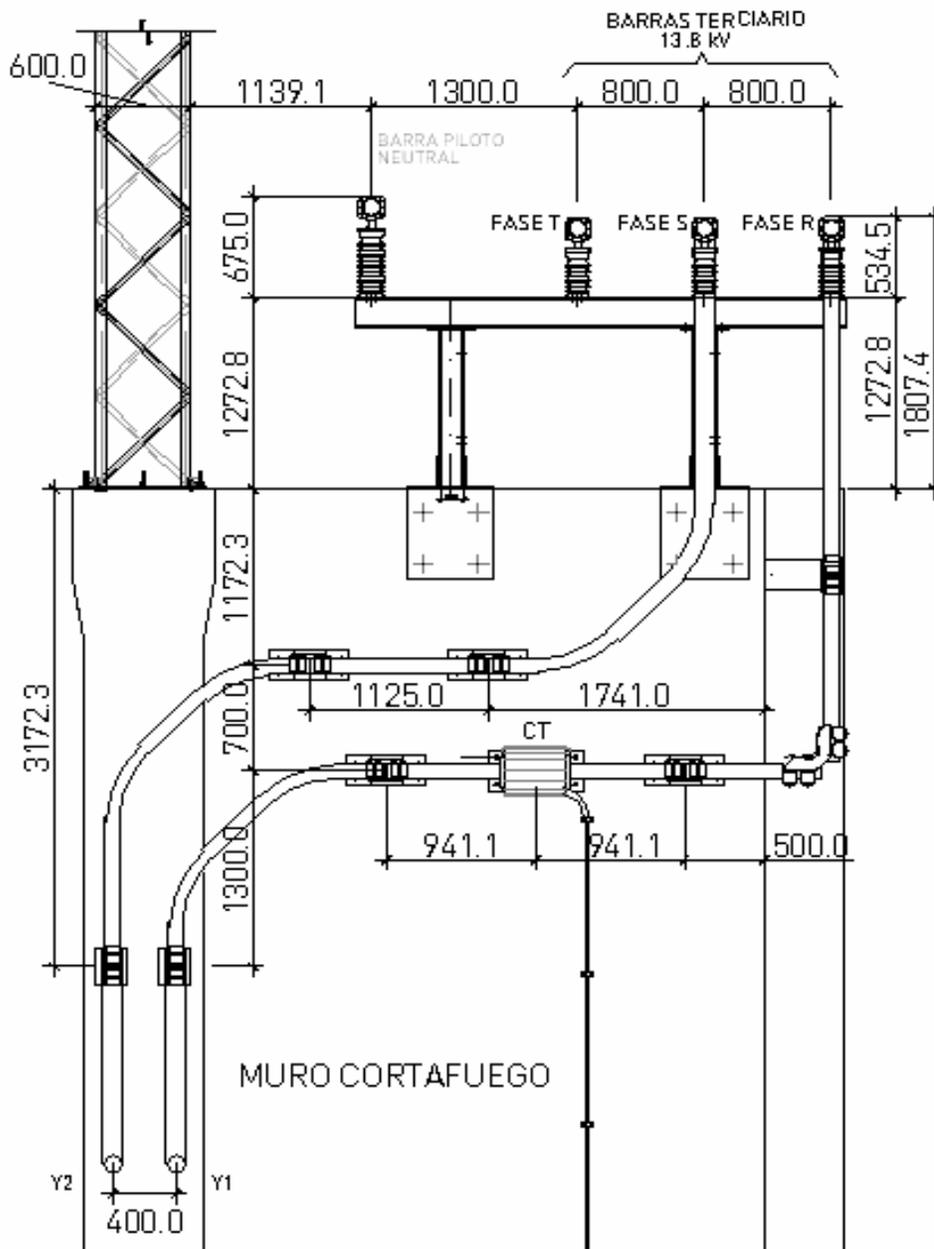
$$dv = (dft + 0.50)*2 + \text{altura total del vehículo} = 3.50 \text{ metros}$$

**Tabla IX. Libranzas obtenidas en cálculos para el lado de 13.8 kV**

<b>Resumen de libranzas obtenidas en cálculos para 13.8 kV</b>	
	Distancia (metros)
Distancia fase - tierra	0.25
Distancia fase - fase	0.38
Altura del primer nivel de buses (hs)	2.46
Altura del segundo nivel de barras (hb)	5.19
Altura de remate de las líneas (hL)	5.09
Circulación de personas:	
Distancia horizontal	1.15
Distancia vertical	2.55
Circulación de vehículos:	
Distancia horizontal	3.90
Distancia vertical	3.50

A continuación se muestra el arreglo propuesto, demostrando que las distancias utilizadas para diseño del lado de 13.8 kV son mayores a las mínimas obtenidas en cálculos.

Figura 12. Distancias eléctricas lado de 13.8 kV



### **2.6.5 Diseño de barras colectoras**

Las barras colectoras comprenden al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos que comprenderá la instalación eléctrica. La subestación contendrá varios juegos de barras las cuales agruparán circuitos en varios niveles de voltaje, entre ellos están: la barra principal de 230 kV, la barra de 138, 69 kV, servicios auxiliares y bancadas de transformación.

Los tipos de barras normalmente usados son los siguientes:

- Cables, que son conductores formados por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal. Es el tipo de barra más usado. También se usan conductores de un solo alambre en subestaciones de pequeña capacidad. Entre sus ventajas están que es económico y además se pueden lograr claros más grandes, pero a su vez tiene la desventaja que se tienen mayores pérdidas por efecto corona.
- Tubos, estos se usan principalmente para llevar grandes cantidades de corriente. El uso de tubo en subestaciones compactas resulta más económico que el uso de otro tipo de barra. En subestaciones con tensiones muy altas reduce el área necesaria para su instalación además de que requiere estructuras más ligeras. Entre sus ventajas están que reduce el número de soportes necesarios debido a su rigidez, facilita la unión entre dos tramos de tubo, reduce pérdidas por efecto corona y tiene capacidades de conducción relativamente grandes, entre algunas de sus desventajas están su alto costo en comparación con otros tipos de barras, conectores más caros y requieren un gran número de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas con las cuales se fabrican los tramos de tubo.

- Soleras, este tipo de barra también es muy usada para llevar grandes cantidades de corriente, el material usado puede ser de cobre o aluminio. Entre sus ventajas están que es relativamente más económica que el tubo y que es superior eléctricamente para conducción de corriente directa. Entre algunas de sus desventajas están, su baja resistencia mecánica al pandeo debido a los esfuerzos de corto circuito, mayores pérdidas y además de eso que requiere un número mayor de aisladores de soporte.

Los materiales usados para conducir corriente eléctrica son, en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro y acero.

**Tabla X. Materiales utilizados en barras colectoras**

TIPO DE MATERIAL	VENTAJAS	DESVENTAJAS
COBRE	<p>Es el metal que tiene la conductividad eléctrica más alta después de la plata.</p> <p>Tiene gran facilidad para su estañado,</p> <p>Es muy dúctil por lo que fácilmente puede ser convertido a cable, tubo o estirado en forma de solera.</p> <p>Tiene muy buena resistencia mecánica.</p>	<p>Es un material muy pesado</p>

	<p>No se oxida fácilmente.</p> <p>Tiene buena conductividad térmica.</p>	
ALUMINIO	<p>Es muy ligero. Tiene la mitad de peso que el cobre para la misma capacidad de corriente.</p> <p>Altamente resistente a la corrosión atmosférica.</p> <p>Se suelda con equipo especial.</p> <p>Se reduce el efecto superficial y el efecto corona debido a que para la misma capacidad de corriente se usan diámetros mayores.</p>	<p>Menor conductividad eléctrica que el cobre.</p> <p>Se forma en su superficie una película de óxido que es altamente resistente al paso de la corriente por lo que causa problemas en juntas de contacto.</p> <p>Debido a sus características electronegativas, al ponerse en contacto directo con el cobre causa corrosión galvánica, por lo que siempre se deberán usar juntas bimetálicas o pastas anti-corrosivas.</p>

**Fuente:** [http://apuntes.rincondelvago.com/metales\\_caracteristicas.html](http://apuntes.rincondelvago.com/metales_caracteristicas.html)

### **2.6.5.1 Consideración de las cargas en el diseño de barras**

Se pueden dividir en dos grupos principales que son: cargas estáticas y cargas dinámicas. Las cargas estáticas son todas las que actúan sobre las barras, en forma constante y que se consideran en el diseño en forma vertical

(peso de los conductores y demás cargas adicionales como conectores, hielo, etc.) Las cargas dinámicas son todas las que actúan sobre las barras en forma variable; se consideran en el diseño en forma horizontal o axial. (Esfuerzos térmicos, mecánicos, electromagnéticos)

Existen otros 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, es una descarga causada por la ionización del aire que rodea al conductor cuando este se encuentra energizado. Puede oírse como un zumbido y es visible en la noche como un resplandor violeta. Este efecto se debe al gradiente de potencial en la superficie de los conductores y es función del diámetro del conductor. 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.
- Radio interferencia, es el efecto obtenido en una recepción de radio, cuando la relación de la intensidad de campo deseada a la intensidad de campo indeseable (ruido atmosférico, ruido producido por el hombre o señal de radio) es menor que el valor detectado por el oído humano en la frontera entre lo satisfactorio y no satisfactorio.
- Efecto de proximidad, se debe al fenómeno resultante de las inducciones causadas por las corrientes en un conductor de ida y en el regreso. Estas corrientes generan campos magnéticos que originan fuerzas electromotrices que se oponen al paso de la corriente en las porciones mas alejadas de los dos conductores, lo cual provoca una distribución no uniforme en la densidad de corriente, concentrándola en las caras

próximas de los dos conductores y causando un aumento de la resistencia aparente del circuito.

- Emisividad térmica, se define como la velocidad de radiación térmica de un material. Un conductor cubierto de una superficie oscura puede llevar mayor cantidad de corriente para una determinada elevación de temperatura, que un conductor similar pero sin oscurecer su superficie.
- Vibración, esta es la causa frecuente de fallas de tipo mecánico, la vibración de conductores aéreos puede dividirse en dos tipos: vibraciones resonantes de alta frecuencia baja amplitud (son las más destructivas ya que se originan por la fatiga del material) y las vibraciones de baja frecuencia y gran amplitud, llamadas también danzantes o galopantes (producidas por el viento)
- Corrosión, es la destrucción de una sustancia, generalmente un metal, por la reacción química o electroquímica con el medio que la rodea. Los materiales mas usados para conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, ya que resisten altamente a la corrosión atmosférica. En el caso del acero aun galvanizándolo se corroe al usarse en zonas salinas o industriales, por lo cual debe usarse solo en lugares secos o rurales.

#### **2.6.5.2 Cálculo de la barra rígida**

Según la tabla IV de valores de corrientes nominales, para 230 kV se tiene un límite de corriente térmica de 1110 Amperios, por lo tanto el calibre de conductor y material a utilizar es el ACSR 1113 MCM, además este tipo de conductor será el único utilizado para todos los voltajes en la subestación (138 y 69 kV) ya que es el normalizado por el INDE para este proyecto.

A continuación se muestra el procedimiento de cálculo para verificar que el tipo de conductor es el correcto para la barra de 230 kV, se tomarán en cuenta

los siguientes datos de entrada de las características técnicas del conductor ACSR 1113 MCM:

Wc (Peso del conductor en Newton/metro) = 54.476

d2 (Diámetro exterior del conductor en centímetros) = 12

I (Momento de inercia en centímetros ^4) = 301.019

Ei (Modulo de elasticidad en kilo pascales) = 69000000

S (Sección del modulo en centímetros ^3) = 52.668

Fb (Esfuerzo de fibra máxima permitida) = 138000

D (Separación entre fases en centímetros) = 400

i (Corriente de cortocircuito en amperios) = 25000

Ksc (Factor de corto circuito) = 0.67

Cd (Coeficiente de empuje) = 1

Pw (Presión del viento en pascales) = 190

d1 (Diámetro exterior del conductor con hielo, en centímetros) = 12

W1 (Carga de hielo, en newton por metro) = 0

Ksm (Factor de separación según tabla) = 0.096

Kdm (Factor de multiplicación según tabla) = 69000

Ls (La mitad de la semisuma de los dos vanos adyacentes, en metros) = 8.5

El cálculo de las fuerzas de corto circuito máximo que soportará el bus se hará mediante la siguiente ecuación:

$$F_{sc} = 13.9 \times 10^{-5} K_{sc} \frac{i^2}{D}$$

Donde:

Fsc = Fuerza de corto circuito ejercida en el conductor o barra rígida

$K_{sc}$  = Factor de reducción de la fuerza de corto circuito (De 0.5 a 1; pero se recomienda usar 0.67)

$i$  = Corriente de corto circuito rms trifásica en amperios

$D$  = Línea central de separación de los conductores de los buses en centímetros

Por lo tanto se tiene que,  $F_{sc} = 145.52 \text{ N/m}$

Para determinar la carga total de la barra se considera la siguiente tabla.

**Tabla XI. Cargas de hielo y viento en condiciones extremas**

<b>Cargas del hielo y viento en condiciones extremas</b>			
<b>Carga</b>	<b>Pesada</b>	<b>Medio Pesada</b>	<b>Ligera</b>
Grosor radial del hielo en milímetros	12.5	6.5	0
La presión del viento horizontal en Pascales	190	190	430

**Fuente: IEEE Std. C2-1997 (tabla A)**

La carga de hielo puede ser determinada mediante la siguiente ecuación:

$$W_i = 0.704(d_1^2 - d_2^2)$$

Donde:

$W_i$  = Carga de hielo en Newtons/metro

$d_1$  = Diámetro exterior del conductor con hielo, en centímetros (determinar el espesor del hielo de la tabla XI)

$d_2$  = Diámetro exterior del conductor sin hielo, en centímetros

**Entonces se tiene que para este cálculo  $W_i = 0$ , ya que esta situación climática no ocurre en el lugar en donde será instalada la subestación.**

La carga del viento puede ser determinada mediante la siguiente ecuación:

$$F_w = 0.01C_D P_w d_1$$

Donde:

$F_w$  = Carga de viento en Newtons/metro

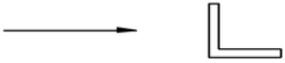
$C_D$  = Coeficiente de arrastre según tabla de coeficientes de arrastre para perfiles estructurales (1)

$P_w$  = Presión del viento en Pascales, (190) de la tabla XI

$D_1$  = Diámetro exterior del conductor con hielo, en centímetros

Por lo tanto se tiene que,  $F_w = 22.8$  N/m

**Tabla XII. Coeficientes de arrastre para perfiles estructurales**

PROFILE AND WIND DIRECTION	$C_D$
	2.03
	1.00
	2.00
	2.04
	2.00
	1.83
	1.99

**Fuente: ANSI / IEEE Std. 605-1987**

La carga total de la barra rígida puede ser calculada de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$F_T = [(F_{SC} + F_W)^2 + (W_C + W_i)^2]^{1/2}$$

Donde:

$F_T$  = Carga total de la barra en Newtons/metro

$F_{SC}$  = Máxima fuerza de corto circuito, en Newtons/metro

$F_W$  = Carga del viento, en Newtons/metro

$W_C$  = Peso del conductor en Newtons/metro

WI = Carga de hielo en Newtons/metro

Entonces se tiene que,  $F_T = 176.906 \text{ N/m}$

El máximo espaciamiento entre soportes para el bus puede ser determinado por:

$$L_M = K_{SM} \left( \frac{F_B S}{F_T} \right)^{1/2}$$

Donde:

$L_M$  = Máximo espaciamiento entre soportes, en metros

$K_{SM}$  = Factor multiplicador de la tabla XIII (0.110)

$F_B$  = Máxima tensión deseada en el conductor, en kilo Pascales ( $1.38 \times 10^5 \text{ kPa}$ )

Para tubos con sección circular:

Cobre,

$F_B = 1.38 \times 10^5 \text{ kPa}$

6061-T6 Aleación de aluminio

$F_B = 1.93 \times 10^5 \text{ kPa}$

6063-T6 Aleación de aluminio

$F_B = 1.38 \times 10^5 \text{ kPa}$

Incluye un factor de seguridad del 1.25

$S$  = Módulo de la sección del conductor, en centímetros cúbicos

$F_T$  = Carga total del bus, en Newtons/metro

Por lo tanto se tiene que,  $L_M = 22.30$  metros

Para diseño se tiene una distancia de 16 metros por lo esta dentro del rango correcto.

**Tabla XIII. Máxima deflexión de los conductores y otros factores**

<b>Máxima deflexión de los conductores y otros factores</b>				
<b>Bus del sistema</b>	<b>KSM</b>	<b>KSE</b>	<b>KDM</b>	<b>KDE</b>
Los dos extremos fijos	0.110	1.0	$2.6 \times 10^4$	4.50
Un extremo fijo y el otro apoyado (un solo vano)	0.090	0.82	$5.4 \times 10^4$	9.34
Conductor simple soportado (un solo vano)	0.090	0.82	$1.3 \times 10^4$	22.5
Conductor simple soportado	0.090	0.82	$5.4 \times 10^4$	9.34
Conductor simple soportado	0.096	0.88	$6.9 \times 10^4$	11.9

**Fuente: ANSI / IEEE Std. 615-1987**

Cálculo de la máxima deflexión vertical del conductor,

$$y = \frac{K_{DM} (W_C + W_i) L^4}{EI}$$

Donde:

y = Máxima deflexión vertical del conductor, en centímetros (El límite de este valor es 1/200 de la longitud del tramo. Si la longitud es mayor a 1/200 se debe seleccionar un conductor con un diámetro mayor o reducir la longitud del vano y volver a calcular)

$K_{DM}$  = Factor multiplicador de la tabla XIII

$K_{DE}$  = Factor multiplicador de la tabla XIII

$W_C$  = Peso del conductor en Newtons/metro

$W_i$  = Carga del hielo en Newtons/metro

L = Espacio de apoyo entre buses, en metros

$E_i$  = Módulo de elasticidad, en kilo Pascales

I = Momento de inercia en centímetros <sup>4</sup>

Entonces, y = 16.82 cm.

Verificando el cálculo:

$y_m = 100/200y = 8.41$  cm.

Este ultimo valor fue usado en diseño, por lo tanto si esta dentro del rango permitido máximo de deflexión (16.82 cm).

El esfuerzo de Cantiléver determina el mínimo esfuerzo en los aisladores de soporte, y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$W_s = 2.5 (F_{sc} + F_w) L_s$$

Donde:

$W_s$  = Fuerza mínima de Cantiléver del aislador, en Newtons

$F_{sc}$  = Máxima fuerza de corto circuito, en Newtons/metro

$F_w$  = Carga del viento, en Newtons/metro

$L_s$  = La mitad de la suma de las longitudes de los dos tramos adyacentes del conductor, en metros (la ecuación incluye un factor de seguridad de 2.5, debido a la carga de trabajo del aislador que se toma como 40 del total de la fuerza de Cantiléver)

Entonces  $W_s = 3577 \text{ N}$

Por lo tanto, verificando el valor del esfuerzo de Cantiléver y consultando los datos de especificación técnica del aislador usado en 230 kV se recomienda utilizar un aislador que soporte 6000 N.

La expansión térmica de los conductores, se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta = \alpha l \Delta T$$

$\Delta$  = Expansión térmica del conductor, en centímetros (Longitud final menos longitud inicial)

$\alpha$  = Coeficiente de dilatación térmica lineal

Para el aluminio un  $2.3 \times 10^{-5}$  por grado Celsius

Para el cobre un  $1.7 \times 10^{-5}$  por grado Celsius

$l$  = Longitud inicial del conductor, en centímetros

$\Delta T$  = Variación de la temperatura en grados Celsius (Temperatura final menos temperatura inicial)

Entonces se tiene que,  $\Delta = 0.01048926$

Para condiciones de diseño se tiene que  $\Delta = 0.0092$  cm., valor que se encuentra dentro del rango aceptado, ya que es menor al mínimo permitido según cálculos.

A continuación se muestra el mismo procedimiento de cálculo para la barra de 138 kV, tomando en cuenta los datos de entrada de las características técnicas del conductor ACSR 1113 MCM (excepto que ahora se tomará una corriente continua de 2500 A, una corriente de corto circuito de 18000 A y una separación entre fases de 400 centímetros)

El cálculo de las fuerzas de corto circuito máximo que soportará el bus es igual a  $F_{sc} = 75.43$  N/m

**La carga de hielo para este cálculo  $W_i = 0$ , ya que esta situación climática no ocurre en el lugar.**

La carga del viento es igual a  $F_w = 22.8$  N/m

La carga total de la barra rígida es entonces,  $F_T = 112.32$  N/m

El máximo espaciamiento entre soportes  $L_M = 27.98$  metros

Para diseño se tiene una distancia de 8.5 metros por lo que está dentro del rango correcto.

La máxima deflexión vertical del conductor es  $y = 6.038$  cm.

Verificando el cálculo:

$$y = 100/200ym = 4.25 \text{ cm.}$$

Este último valor fue usado en diseño, por lo tanto si está dentro del rango permitido máximo de deflexión (6.038 cm.)

El esfuerzo de Cantiléver es entonces,  $Ws = 2067.50$  N

Por lo tanto, verificando el valor del esfuerzo de Cantiléver y consultando los datos de especificación técnica de aisladores usados en 69 kV se recomienda utilizar un aislador que soporte 8000 N.

La expansión térmica de los conductores,  $\Delta l = 0.00694401$

Para condiciones de diseño se tiene que  $\Delta l = 0.0048875$  cm valor que se encuentra dentro del rango aceptado, ya que es menor al mínimo permitido según cálculos. ( $\Delta l = 0.0048875$  cm.)

### **2.6.5.3 Flechas y tensiones**

A continuación se desarrolla un análisis el cual tiene como objeto determinar las flechas (catenarias) y tensiones de jalado de los buses de la subestación. Las cargas a ser consideradas en el análisis son:

- Peso sobre el conductor producido por la capa de hielo:

$$WH = 0.2868 i (d + i)$$

Donde:

WH = Peso debido a la capa de hielo

i = Espesor de la capa de hielo

d = Diámetro del conductor en centímetros

- Peso sobre el conductor producido por el viento:

$$P = 0,0498V^2$$

Donde:

V = Velocidad del viento (m/seg)

P = Presión ejercida por el viento

$$Wv = P (d + 2i) \times 1/100$$

Donde:

d = Diámetro del conductor en cm.

i = Espesor de la capa de hielo en cm.

Peso del conductor:

$$Wct = 2Wc$$

- Peso total sobre el conductor:

Sin la acción del viento:

$$Wo = Wc$$

Con viento:

$$WR = Wv^2 + (WH + WC)^2$$

- Condiciones iniciales (sin hielo, ni viento): para la definición de la tensión mecánica de jalado ( $T_a$ ) y la tensión mecánica en el punto mas bajo de la catenaria ( $H$ ) iniciales, se utilizará un método basado en el concepto de la temperatura critica, definida como la temperatura a la cual bajo condiciones de no viento y sin presencia de hielo de la misma flecha que bajo las cargas básicas de hielo y viento a  $-5.5^\circ\text{C}$ .

$$t_0 = t_1$$

$$(W_0D^2)/(8T_0) = (WRD^2)/(8T_1)$$

Por lo tanto:

$$T_1 = WR/W_0 \times T_0$$

La tensión final sin carga debe ser menor del 25% de la tensión de ruptura del conductor. La tensión final sin carga deberá ser menor del 50% de la tensión mecánica de ruptura del aislador.

- Análisis del cambio de estado de las condiciones iniciales: para la definición de la tensión mecánica de jalado ( $T_a$ ) y la flecha bajo diferentes condiciones de temperatura a las iniciales, será resuelta de acuerdo a la ecuación de cambio de estado de Blondel y su solución se realizará mediante métodos numéricos:

$$T_s^3 + T_s^2 \left[ \frac{AEW^2 L_1^2 m^2}{24T_0^2} + AE\alpha\Delta_\theta - T_0 \right] - \frac{AEW^2 L_1^2 (m^2)}{24} = 0$$

Donde:

A = ares del cable en  $\text{cm}^2 = 603 \text{ mm}^2$

$T_0$  = tensión mecánica para el estado inicial, en kg

$T_\Delta$  = tensión mecánica para el incremento de temperatura, en kg

$\Delta\theta$  = variación de temperatura ( $\theta_0 - \theta$ ) en  $^\circ\text{C}$

E = módulo de elasticidad del cable =  $0.70 \times 10^6 \text{ kg/cm}^2$

$\alpha$  = coeficiente de dilatación lineal del cable =  $2.05 \times 10^{-5} \text{ } 1/^\circ\text{C}$

W = peso propio del cable, en  $\text{kg/m} = W_c = 3.297 \text{ kg}$

m = coeficiente igual a

$$m = \sqrt{\frac{(W_z)^2 + (W_v)^2}{W^2}}$$

$W_v$  = carga en el cable por el viento, en  $\text{kg/m} = 4.152 \text{ kg/m}$

$W_z$  = peso del cable, incluyendo hielo acumulado en  $\text{kg/m}$

$W_z = W_H + W_c = 0.3174 + 3.297 = 3.615 \text{ kg/m}$

$\theta_0, \theta$  = temperaturas inicial y final en  $^\circ\text{C}$

Valor de la flecha:

$$f = (WRD^2)/(8H)$$

Donde:

$$H = T_\Delta$$

- Datos para el cálculo de flechas y tensiones: a continuación se muestran los datos de entrada para el cálculo de vanos de la subestación:

Características ambientales:

Temperatura máxima en °C = 40

Temperatura mínima en °C = 15

Temperatura promedio en °C = 30

Velocidad máxima del viento en km/h = 120

Distancia de fuga en mm/kV = 25

Características generales el conductor:

Tipo de cable = ACSR

Calibre = 1113 MCM Bluejay

Diámetro total = 31.98 mm

Área transversal = 6.03 cm<sup>2</sup>

Peso del conductor = 1.868 kg/m

Tensión de ruptura = 13517 kg

Coefficiente de dilatación por 1°C = 2.05/10<sup>5</sup>, 1/°C

Módulo de elasticidad = 0.70/10<sup>4</sup>, kg/mm<sup>2</sup>

Número de conductores por fase (230 y 69kV) = 2

Separación entre conductores = 200 mm

Características de las cadenas de aisladores:

Tipo = Socket de porcelana

Peso unitario del aislador = 5.227 kg

Carga de trabajo del aislador = 4090.91 kg

**Tabla XIV. Vano 1 lado 230 kV**

Condiciones iniciales				
To	2390 kg	1706.7 kg	1589.1 kg	1359.8 kg

m	1.1294kg/m	1.1294kg/m	1.1294kg/m	1.1294kg/m
$\theta$	0 °C	20 °C	30 °C	40°C

**Tabla XV. Vano 2 lado 230 kV**

Condiciones iniciales				
To	750 kg	624.68 kg	601.55 kg	552.94 kg
m	1.1516kg/m	1.1516kg/m	1.1516kg/m	1.1516kg/m
$\theta$	0 °C	20 °C	30 °C	40°C

**Tabla XVI. Vano 3 lado 69 kV**

Condiciones iniciales				
To	680 kg	519.81 kg	493.78 kg	442.05 kg
m	1.1269kg/m	1.1269kg/m	1.1269kg/m	1.1269kg/m
$\theta$	0 °C	20 °C	30 °C	40°C

**Tabla XVII. Vano 4 lado 69 kV**

Condiciones iniciales				
To	680 kg	383.77 kg	351.29 kg	295.12 kg
M	1.1520kg/m	1.1520kg/m	1.1520kg/m	1.1520kg/m

$\Theta$	0 °C	20 °C	30 °C	40°C
----------	------	-------	-------	------

**Tabla XVIII. Vano 5 lado 69 kV**

Condiciones iniciales				
To	680 kg	504.67 kg	477.34 kg	423.92 kg
M	1.1291kg/m	1.1291kg/m	1.1291kg/m	1.1291kg/m
$\Theta$	0 °C	20 °C	30 °C	40°C

**Tabla XIX. Vano 6 lado 69 kV**

Condiciones iniciales				
To	642 kg	343.05 kg	312.58 kg	260.83 kg
M	1.1635kg/m	1.1635kg/m	1.1635kg/m	1.1635kg/m
$\Theta$	0 °C	20 °C	30 °C	40°C

**Tabla XX. Vano 7 lado 69 kV**

Condiciones iniciales				
To	680 kg	564.05 kg	542.83 kg	498.38 kg
m	1.1209kg/m	1.1209kg/m	1.1209kg/m	1.1209kg/m
$\theta$	0 °C	20 °C	30 °C	40°C

**Tabla XXI. Vano 8 lado 138 kV**

Condiciones iniciales				
To	680 kg	472 kg	457.28 kg	396.57 kg
m	1.4779kg/m	1.4779kg/m	1.4779kg/m	1.4779kg/m
$\theta$	0 °C	20 °C	30 °C	40°C

**Tabla XXII. Vano 9 lado 138 kV**

Condiciones iniciales				
To	680 kg	332.58 kg	300.42 kg	247.39 kg
m	1.5784kg/m	1.5784kg/m	1.5784kg/m	1.5784kg/m
$\theta$	0 °C	20 °C	30 °C	40°C

**Tabla XXIII. Vano 10 lado 138 kV**

Condiciones iniciales				
To	460 kg	250.62 kg	229.5 kg	193.21 kg
M	1.6316kg/m	1.6316kg/m	1.6316kg/m	1.6316kg/m
$\theta$	0 °C	20 °C	30 °C	40°C

**Tabla XXIV. Vano 11 lado 230 kV**

Condiciones iniciales				
To	850 kg	804.25 kg	793.89 kg	769.61 kg
M	1.1214kg/m	1.1214kg/m	1.1214kg/m	1.1214kg/m
$\Theta$	0 °C	20 °C	30 °C	40°C

Los datos de salida según las fórmulas antes expuestas para el cálculo de vanos son los siguientes:

**Tabla XXV. Datos de salida para los vanos existentes en la subestación**

<b>Vano 1 (metros)</b>	<b>42.2</b>	<b>42.2</b>	<b>42.2</b>	<b>42.2</b>	<b>42.2</b>
Temperatura en °C	0	16	20	30	40
Tensión en kg	2390	1706.1	1589.1	1359.8	1196.3
Flecha (metros)	0.31	0.50	0.53	0.623	0.708
<b>Vano 2 (metros)</b>	<b>26.9</b>	<b>26.9</b>	<b>26.9</b>	<b>26.9</b>	<b>26.9</b>
Temperatura en °C	0	16	20	30	40
Tensión en kg	750	624.68	601.55	552.94	514.11
Flecha (metros)	0.375	0.516	0.536	0.583	0.627

<b>Vano 3 (metros)</b>	<b>17.64</b>	<b>17.64</b>	<b>17.64</b>	<b>17.64</b>	<b>17.64</b>
Temperatura en °C	0	16	20	30	40
Tensión en kg	680	519.81	493.78	442.05	403.3
Flecha (metros)	0.194	0.287	0.302	0.338	0.37
<b>Vano 4 (metros)</b>	<b>10.39</b>	<b>10.39</b>	<b>10.39</b>	<b>10.39</b>	<b>10.39</b>
Temperatura en °C	0	16	20	30	40
Tensión en kg	680	383.77	351.29	295.12	258.76
Flecha (metros)	0.06	0.125	0.137	0.163	0.186
<b>Vano 5 (metros)</b>	<b>16.5</b>	<b>16.5</b>	<b>16.5</b>	<b>16.5</b>	<b>16.5</b>
Temperatura en °C	0	16	20	30	40
Tensión en kg	680	504.67	477.34	423.92	384.65
Flecha (metros)	0.169	0.257	0.272	0.306	0.337
<b>Vano 6 (metros)</b>	<b>9.25</b>	<b>9.25</b>	<b>9.25</b>	<b>9.25</b>	<b>9.25</b>
Temperatura en °C	0	16	20	30	40
Tensión en kg	642	343.05	312.58	260.83	227.88
Flecha (metros)	0.05	0.109	0.119	0.143	0.163
<b>Vano 7 (metros)</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>22</b>
Temperatura en °C	0	16	20	30	40
Tensión en kg	680	654.05	542.83	498.38	463.01

Flecha (metros)	0.31	0.42	0.436	0.475	0.512
<b>Vano 8 (metros)</b>	<b>22.5</b>	<b>22.5</b>	<b>22.5</b>	<b>22.5</b>	<b>22.5</b>
Temperatura en °C	0	16	20	30	40
Tensión en kg	680	472	457.28	396.57	354.27
Flecha (metros)	0.15	0.322	0.332	0.383	0.429
<b>Vano 9 (metros)</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13</b>
Temperatura en °C	0	16	20	30	40
Tensión en kg	680	332.58	300.42	247.39	214.59
Flecha (metros)	0.045	0.145	0.161	0.195	0.225
<b>Vano 10 (metros)</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>11</b>
Temperatura en °C	0	16	20	30	40
Tensión en kg	460	250.62	229.5	193.21	169.76
Flecha (metros)	0.045	0.135	0.148	0.175	0.199
<b>Vano 11 (metros)</b>	<b>55.55</b>	<b>55.55</b>	<b>55.55</b>	<b>55.55</b>	<b>55.55</b>
Temperatura en °C	0	16	20	30	40
Tensión en kg	850	804.25	793.89	769.61	747.38
Flecha (metros)	0.527	0.625	0.633	0.653	0.672



## 2.6.6 Cálculo de la longitud de las cadenas de aisladores

Para el diseño se utilizarán aisladores de porcelana clase 52-5, el cálculo para cada uno de los voltajes se muestra a continuación.

### 2.6.6.1 Cadenas de aisladores para el lado de 230 kV

Como anteriormente se ha visto en cálculos para una línea de 230 kV se tiene una distancia de fase a tierra de 2.20 metros (pero se tomara una corrección por herrajes del 5% entonces la  $df_{th} = 2.31$  metros) y el aislador que se usara tiene una longitud de 14.6 cm., entonces:

$$NA = 15.82 \text{ aisladores} = 16 \text{ aisladores}$$

Tomando en cuenta el voltaje máximo del sistema, la distancia de fuga máxima para el diseño de la subestación y el tipo de aislador anteriormente mencionado ( $df_{fuga}$  según catalogo es 2.5 cm/kV) se tiene:

$$\text{Distancia de fuga} = 353.62 \text{ cm}$$

Por lo que se considera que cadenas de aisladores de **18 unidades** cumplen con los requerimientos de seguridad de la subestación puesto que ya se han considerado factores de seguridad a lo largo del cálculo y en la selección del nivel de aislamiento.

### 2.6.6.2 Cadena de aisladores para el lado de 138 kV

Como anteriormente se ha visto en cálculos, para una línea de 138 kV se tiene una distancia de fase a tierra de 1.48779 metros (pero se tomará una

corrección por herrajes del 5% entonces la  $d_{fth} = 1.5621$  metros) y el aislador que se usara tiene una longitud de 14.6 cm., entonces:

$$NA = 10.69 \text{ aisladores} = 11 \text{ aisladores}$$

Tomando en cuenta el voltaje máximo del sistema, la distancia de fuga máxima para el diseño de la subestación y el tipo de aislador anteriormente mencionado (dfuga según catalogo es 2.5 cm/kV) se tiene:

$$\text{Distancia de fuga} = 209.29 \text{ cm.}$$

Por lo que se considera que cadenas de aisladores de **10 unidades** cumplen con los requerimientos de seguridad de la subestación puesto que ya se han considerado factores de seguridad a lo largo del cálculo y en la selección del nivel de aislamiento.

### **2.6.6.3 Cadena de aisladores para el lado de 69 kV**

Como anteriormente se ha visto en cálculos para una línea de 69 kV se tiene una distancia de fase a tierra de 0.25178 metros (pero se tomará una corrección por herrajes del 5% entonces la  $d_{fth} = 0.2643$  metros) y el aislador que se usará tiene una longitud de 14.6 cm, entonces:

$$NA = 1.81 \text{ aisladores} = 2 \text{ aisladores}$$

Tomando en cuenta el voltaje máximo del sistema, la distancia de fuga máxima para el diseño de la subestación y el tipo de aislador anteriormente mencionado (dfuga según catalogo es 2.5 cm/kV) se tiene:

Distancia de fuga = 104.64 cm

Por lo que se considerarán cadenas de aisladores de **7 unidades** que cumplen con los requerimientos de seguridad de la subestación puesto que ya se han considerado factores de seguridad a lo largo del cálculo y en la selección del nivel de aislamiento.

**Tabla XXVI. Resumen de la cantidad de aisladores por cadena**

<b>Cantidad de aisladores de porcelana por cadena</b>	
<b>Voltaje (kV)</b>	<b>No. de aisladores por cadena</b>
230	18
138	10
69	7

### **2.6.7 Coordinación de aislamiento**

#### **2.6.7.1 Cálculo zona de 230 kV**

- Determinación de los voltajes representativos Urp: Urp es el voltaje estándar de corta duración a frecuencia de la red con un valor rms igual al valor asumido como máximo de los voltajes temporales dividido por raíz de 2. Las sobre tensiones representativas debidas a fallas a tierra varían fuertemente dependiendo básicamente del tipo de conexión a tierra del neutro. Para el caso en estudio se asume un sistema sólidamente aterrizado, por lo cual se puede considerar:

$$U_{rp} = \frac{1.5 \times pu}{\sqrt{2}}$$

El voltaje máximo asumido es igual a 1.50 p.u., donde 1.0p.u., es igual a (IEC 71-2, 2.3.2.2):

$$U_s \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

Siendo  $U_s$  el voltaje máximo del sistema:

Por lo que 1.0 p.u. = 200 kV

Por lo que 1.5 p.u. = 300 kV

Por lo que  $U_{rp}$  = 212 kV

Las sobre tensiones temporales de fase-tierra y fase-fase también se pueden originar por rechazo de carga. Estas sobre tensiones pueden alcanzar valores de 1.4 p.u. en sistemas extendidos, por lo que tendríamos por rechazo de carga las siguientes sobre tensiones (IEC 71-2, 2.3.2.2):

Por lo que  $U_{rp}$  = 343 kV fase-fase

Por lo que  $U_{rp}$  = 198 kV fase-tierra

Para efectos de cálculo se seleccionarán los valores mayores obtenidos como el valor de los voltajes representativos:

$U_{rp}$  = 343 kV fase-fase

$U_{rp}$  = 212 kV fase-tierra

$U_{e2}$  = 580 kV que es el voltaje de frente lento fase a tierra

Up2 es el voltaje de frente lento de fase-fase y es igual a:

Up2= 870 kV (sobrevoltaje de frente lento fase-fase)

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de entrada de una línea sin considerar pararrayos para protección se obtienen calculando los valores de truncación, por lo que se tiene (IEC 71-2, D.2 y IEC 71-2, D.8):

$$U_{et} = 1.25U_{e2} - 0.25 pu$$

$$U_{pt} = 1.25U_{p2} - 0.43 pu$$

Por lo que Uet = 675 kV

Por lo que Upt = 1002 kV

Para controlar los sobre voltajes originados por re-energización remota, se instalarán pararrayos de metal-oxido, por lo que el rango de protección de dichos aparatos deberá soportar el peor ciclo de sobrevoltaje temporal.

De acuerdo con características de fabricante se tiene:

Ups = 390 kV protección al impulso por maniobra

Upl = 1050 kV protección al impulso por rayo

Por lo que se tienen entonces los voltajes representativos fase a tierra y fase a fase para los equipos en la entrada de las líneas de transmisión:

$U_{rp} = U_{ps} = 390 \text{ kV}$  fase a tierra

$U_{rp} = 2U_{ps} = 780 \text{ kV}$  fase a fase

Sin embargo los equipos instalados dentro de la subestación están sometidos a sobre voltajes locales los cuales son menores a los que se obtienen en la entrada de las líneas, por lo que para los efectos de cálculo se consideran los valores mayores, en este caso los arriba obtenidos.( IEC 71-2 H.1.1.1.3)

- Determinación de los voltajes de aguante de coordinación: los voltajes de aguante de coordinación son determinados aplicando el factor  $K_c$  a los sobre voltajes representativos. El voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes temporales es igual al sobre voltaje representativo, para los cuales se considera un factor  $K_{cd}=1$  (por definición IEC 71-2 H.1.1.2.1) por lo que:

$U_{cwt} = 212 \text{ kV}$  fase a tierra

$U_{cwt} = 343 \text{ kV}$  fase a fase

El voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente lento es igual al nivel de protección al impulso por maniobra del apartarrayos  $U_{ps}$  por lo que:

$U_{ps} = 390 \text{ kV}$

Sin embargo este valor debe ser ajustado por el factor determinístico de coordinación  $K_{cd}$  por lo que se tiene:

$$\frac{U_{ps}}{U_{c2}} = 0.67$$

Por lo que  $K_{cd} = 1.1$ . Entonces el voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente lento es:

$$U_{cwsf} = 429 \text{ kV fase a tierra}$$

El voltaje de aguante de coordinación de frente lento fase-fase es:

$$\frac{2 \times U_{pi}}{U_{c2}} = 1.34$$

Por lo que  $K_{cd} = 1$ , y el voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente lento es:

$$U_{cwsf} = 780 \text{ kV fase a fase}$$

El voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente rápido es igual al nivel de protección al impulso por rayo del apartarrayos  $U_{pi}$ , por lo que:

$$U_{cwff} = 1050 \text{ kV}$$

**Tabla XXVII. Coordinación de aislamiento lado de 230 kV**

<b>Voltajes obtenidos</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Voltaje (kV)</b>
Voltaje máximo fase-tierra ( $U_{rp}$ )	212

Voltaje máximo fase-fase (U <sub>rp</sub> )	343
Voltaje de frente lento fase-tierra (U <sub>e2</sub> )	580
Voltaje de frente lento fase-fase (U <sub>p2</sub> )	870
Protección al impulso por maniobra (U <sub>ps</sub> )	390
Protección al impulso por rayo (U <sub>pl</sub> )	1050
Voltaje de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente lento fase-tierra (U <sub>cwsf</sub> )	429
Voltaje de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente lento fase-fase (U <sub>cwsf</sub> )	780
Voltaje de aguante para sobrevoltajes de frente rápido (U <sub>cwff</sub> )	1050

### 2.6.7.2 Cálculo zona de 138 kV

- Determinación de los voltajes representativos U<sub>rp</sub>: el voltaje máximo asumido es igual a 1.50p.u. donde 1.0p.u. es igual a (IEC 71-2, 2.3.2.2):

$$U_{rp} = \frac{1.5 \times pu}{\sqrt{2}}$$

Siendo U<sub>s</sub> el voltaje máximo del sistema:

$$U_s \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

Por lo que 1.0 p.u. = 118 kV

Por lo que 1.5 p.u. = 178 kV

Por lo que  $U_{rp} = 126$  kV

Las sobre tensiones temporales de fase-tierra y fase-fase:

Por lo que  $U_{rp} = 203$  kV fase-fase

Por lo que  $U_{rp} = 117$  kV fase-tierra

Para efectos de cálculo se seleccionarán los valores mayores obtenidos como el valor de los voltajes representativos:

$U_{rp} = 203$  kV fase-fase

$U_{rp} = 126$  kV fase-tierra

$U_{e2} = 343$  kV que es el voltaje de frente lento fase a tierra

$U_{p2}$  es el voltaje de frente lento de fase-fase y el cual es determinado a través de la siguiente ecuación:

$$\frac{U_{p2}}{U_{e2}} = 1.5$$

Por lo que  $U_{p2} = 515$  kV (sobrevoltaje de frente lento fase-fase)

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de entrada de una línea sin considerar pararrayos para protección se obtienen calculando los valores de truncación, por lo que se tiene (IEC 71-2, D.2 y IEC 71-2, D.8):

$$U_{et} = 1.25U_{e2} - 0.25 pu$$

$$U_{pt} = 1.25U_{p2} - 0.43 pu$$

Por lo que  $U_{et} = 400 \text{ kV}$

Por lo que  $U_{pt} = 593 \text{ kV}$

De acuerdo con características de fabricante se tienen:

$U_{ps} = 250 \text{ kV}$  protección al impulso por maniobra

$U_{pl} = 650 \text{ kV}$  protección al impulso por rayo

Por lo que se tienen entonces los voltajes representativos fase a tierra y fase a fase para los equipos en la entrada de las líneas de transmisión:

$U_{rp} = U_{ps} = 250 \text{ kV}$  fase a tierra

$U_{rp} = 2U_{ps} = 500 \text{ kV}$  fase a fase

Sin embargo los equipos instalados dentro de la subestación están sometidos a sobre voltajes locales los cuales son menores a los que se obtienen en la entrada de las líneas, por lo que para los efectos de cálculo se consideran los valores mayores, en este caso los arriba obtenidos. ( IEC 71-2 H.1.1.1.3)

- Determinación de los voltajes de aguante de coordinación:

$U_{cwt} = 126 \text{ kV}$  fase a tierra

$U_{cwt} = 203 \text{ kV}$  fase a fase

El voltaje de aguante de coordinación  $U_{ps}$  es:

$U_{ps} = 250 \text{ kV}$

Sin embargo este valor debe ser ajustado por el factor determinístico de coordinación Kcd por lo que se tiene:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = 0.73$$

Por lo que Kcd = 1.1. Entonces el voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente lento es:

Ucwsf = 275 kV fase a tierra

El voltaje de aguante de coordinación de frente lento fase-fase es:

$$\frac{2 \times U_{ps}}{U_{e2}} = 1.46$$

Por lo que Kcd = 1, y el voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente lento es:

Ucwsf = 500 kV fase a fase

El voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente rápido es igual al nivel de protección al impulso por rayo del apartarrayos Upi por lo que:

Ucwff = 650 kV

**Tabla XXVIII. Coordinación de aislamiento lado de 138 kV**

<b>Voltajes obtenidos</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Voltaje (kV)</b>
Voltaje máximo fase-tierra ( $U_{rp}$ )	126
Voltaje máximo fase-fase ( $U_{rp}$ )	203
Voltaje de frente lento fase-tierra ( $U_{e2}$ )	343
Voltaje de frente lento fase-fase ( $U_{p2}$ )	515
Protección al impulso por maniobra ( $U_{ps}$ )	250
Protección al impulso por rayo ( $U_{pl}$ )	650
Voltaje de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente lento fase-tierra ( $U_{cwsf}$ )	275
Voltaje de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente lento fase-fase ( $U_{cwsf}$ )	500
Voltaje de aguante para sobrevoltajes de frente rápido ( $U_{cwff}$ )	650

### 2.6.7.3 Cálculo zona de 69 kV

- Determinación de los voltajes representativos  $U_{rp}$ : el voltaje máximo asumido es igual a 1.50p.u. donde 1.0p.u. es igual a (IEC 71-2, 2.3.2.2):

$$U_{rp} = \frac{1.5 \times pu}{\sqrt{2}}$$

Siendo  $U_s$  el voltaje máximo del sistema:

$$U_s \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

Por lo que 1.0 p.u. = 59 kV

Por lo que 1.5 p.u. = 89 kV

Por lo que  $U_{rp}$  = 63 kV

Las sobre tensiones temporales de fase-tierra y fase-fase:

Por lo que  $U_{rp}$  = 102 kV fase-fase

Por lo que  $U_{rp}$  = 59 kV fase-tierra

Para efectos de cálculo se seleccionarán los valores mayores obtenidos como el valor de los voltajes representativos:

$U_{rp}$  = 102 kV fase-fase

$U_{rp}$  = 63 kV fase-tierra

$U_{e2}$  = 172 kV que es el voltaje de frente lento fase a tierra

Up2 es el voltaje de frente lento de fase-fase y el cual es determinado a través de la siguiente ecuación:

$$\frac{U_{p2}}{U_{e2}} = 1.5$$

Por lo que Up2= 258 kV (sobrevoltaje de frente lento fase-fase)

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de entrada de una línea sin considerar pararrayos para protección se obtienen calculando los valores de truncación, por lo que se tiene (IEC 71-2, D.2 y IEC 71-2, D.8):

$$U_{et} = 1.25U_{e2} - 0.25 pu$$

$$U_{pt} = 1.25U_{p2} - 0.43 pu$$

Por lo que Uet = 200 kV

Por lo que Upt = 296 kV

Para controlar los sobre voltajes originados por re-energización remota, se instalaran pararrayos de metal-oxido, por lo que el rango de protección de dichos aparatos deberá soportar el peor ciclo de sobrevoltaje temporal.

De acuerdo con características de fabricante se tienen:

Ups = 122 kV protección al impulso por maniobra

Upl = 350 kV protección al impulso por rayo

Por lo que se tienen entonces los voltajes representativos fase a tierra y fase a fase para los equipos en la entrada de las líneas de transmisión:

$$U_{rp} = U_{ps} = 122 \text{ kV fase a tierra}$$

$$U_{rp} = 2U_{ps} = 244 \text{ kV fase a fase}$$

- Determinación de los voltajes de aguante de coordinación:

$$U_{cwt} = 63 \text{ kV fase a tierra}$$

$$U_{cwt} = 102 \text{ kV fase a fase}$$

El voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente lento es igual al nivel de protección al impulso por maniobra del pararrayos  $U_{ps}$  por lo que:

$$U_{ps} = 122 \text{ kV}$$

Sin embargo este valor debe ser ajustado por el factor determinístico de coordinación  $K_{cd}$  por lo que se tiene:

$$\frac{U_{ps}}{U_{c2}} = 0.71$$

Por lo que  $K_{cd} = 1.1$ . Entonces el voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente lento es:

$$U_{cwsf} = 134 \text{ kV fase a tierra}$$

El voltaje de aguante de coordinación de frente lento fase-fase es:

$$\frac{2 \times U_{pi}}{U_{e2}} = 1.42$$

Por lo que  $K_{cd} = 1$ , y el voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente lento es:

$U_{cwsf} = 244 \text{ kV}$  fase a fase

El voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente rápido es igual al nivel de protección al impulso por rayo del pararrayos  $U_{pi}$  por lo que:

$U_{cwff} = 350 \text{ kV}$

**Tabla XXIX. Coordinación de aislamiento lado 69 kV**

<b>Voltajes obtenidos</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Voltaje (kV)</b>
Voltaje máximo fase-tierra ( $U_{rp}$ )	63
Voltaje máximo fase-fase ( $U_{rp}$ )	102
Voltaje de frente lento fase-tierra ( $U_{e2}$ )	172
Voltaje de frente lento fase-fase ( $U_{p2}$ )	258
Protección al impulso por maniobra ( $U_{ps}$ )	122
Protección al impulso por rayo ( $U_{pl}$ )	350

Voltaje de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente lento fase-tierra (Ucwsf)	134
Voltaje de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente lento fase-fase (Ucwsf)	244
Voltaje de aguante para sobrevoltajes de frente rápido (Ucwff)	350

### 2.6.8 Equipo a utilizar en la subestación

**Interruptor de potencia:** es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, esta es su función principal, bajo condiciones de cortocircuito. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado como maquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia. El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kilo amperes (cortocircuito). Las magnitudes características que se tomaron en cuenta son las siguientes:

Tensión nominal, que es el valor de la tensión entre fases del sistema en donde se instala el interruptor.

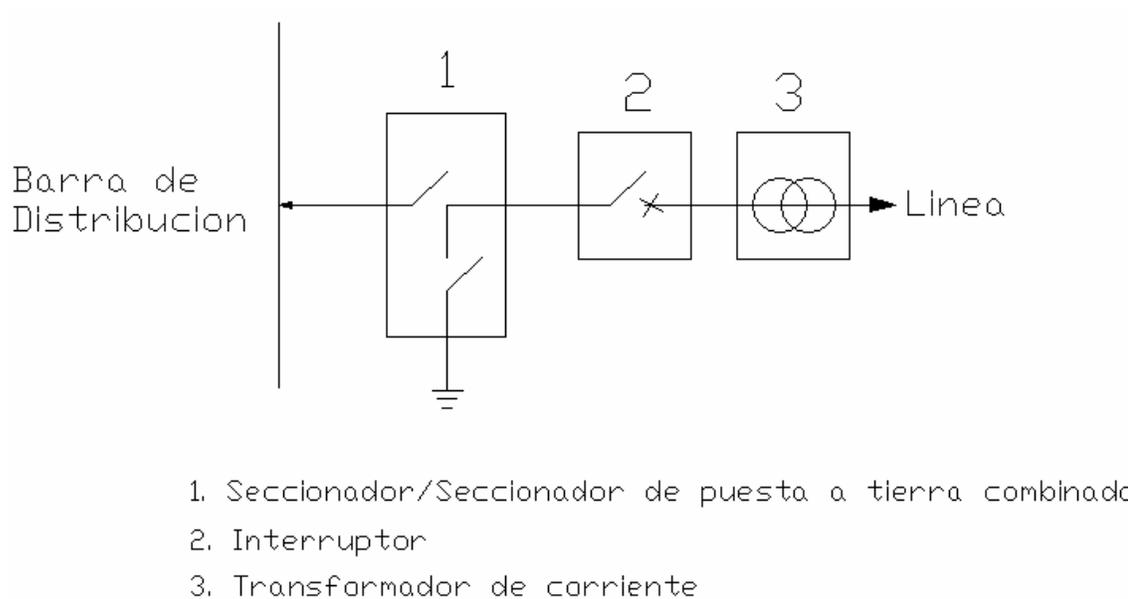
Tensión máxima es el valor máximo de la tensión para el cual está diseñado el interruptor y representa el límite superior de la tensión al cual debe operar, según las normas.

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

Corriente de corto circuito es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito que pueden abrir las cámaras de extinción del arco.

**Interruptor PASS M0:** es un interruptor de presión única que opera con el difundido principio de interrupción por auto soplado. Esto quiere decir, que la energía para interrumpir las corrientes de cortocircuito es provista parcialmente por el mismo arco, reduciendo así la energía requerida por el mecanismo de operación en un 50% aproximadamente respecto a un interruptor convencional. El mecanismo de operación es del tipo resorte. Este tipo de comando almacena energía en un resorte que es descargado durante el funcionamiento.

**Figura 14. Configuración del interruptor PASS M0**



**Fuente: [www.abb.com](http://www.abb.com)**

Los interruptores PASS M0 están equipados con un seccionador/ seccionador de puesta a tierra combinado tripolar. El principio operativo se basa en el movimiento rotativo del contacto que puede ser cerrado sobre la barra de distribución, puesto a tierra o dejado en posición neutral (abierto). El mecanismo está compuesto por un número mínimo de componentes mecánicos y es intrínsecamente confiable y libre de mantenimiento. Este diseño modular puede ser aplicado al PASS M0 en la configuración de barra de distribución simple; configuración de doble barra de distribución y sobre todos los aisladores pasantes: lado barras de distribución o lado líneas. Todas las combinaciones son posibles.

Además de eso, el PASS M0 está dotado bien sea con un transformador de corriente o de potencial por lo general convencionales, por ejemplo en el caso de un recambio. Están disponibles varias combinaciones de núcleos para protección y medición con diferentes cargas. Hasta 5 núcleos pueden ser colocados dentro del transformador de corriente.

El diseño compacto del módulo PASS M0 se debe a las excelentes cualidades de aislamiento del gas SF6. La resistencia dieléctrica en un campo homogéneo es aproximadamente 2.5 veces mayor que el aire a la misma temperatura y presión. El diseño de los componentes bajo tensión es tal que produce una distribución de campo eléctrico homogénea, lo cual lleva a una utilización más eficiente de la resistencia intrínseca del gas aislante.

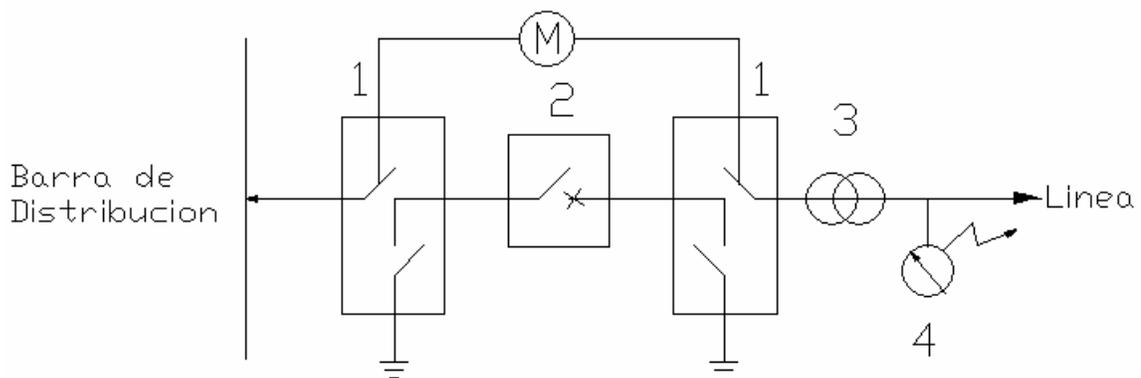
Este tipo de equipo esta siendo utilizado debido a que supera su tiempo de vida útil de operación, la reducción de espacio para su instalación, además de que es un equipo de gran flexibilidad, para adaptarse a los sistemas existentes si así se requiere y asegurar mejor la funcionalidad de cualquier bahía. Será utilizado en el voltaje de 138 kV.

**Interruptor PASS M00:** el módulo PASS M00, es la última creación de la familia PASS. Concentra en una unidad, con volumen equivalente al de un interruptor convencional de la misma clase, todas las funciones típicas de una posición completa de subestación solo que su voltaje de operación se da en valores menores a 100 kV. (Para nuestro caso, el voltaje a utilizar será de 69 kV)

PASS M00 utiliza el interruptor de cámara simple de tipo auto soplado. La energía para la interrupción la suministra el mando de resorte tripolar ya utilizado en los interruptores tradicionales de clase superior. Esto permite

alcanzar una alta fiabilidad de funcionamiento que se testimonia por los miles de mandos del mismo tipo presentes en las demás clases de interruptores.

**Figura 15. Configuración del interruptor PASS M00**



1. Seccionador/Seccionador de puesta a tierra combinado
2. Interruptor
3. Transformador de corriente
4. Amperímetro

**Fuente: [www.abb.com](http://www.abb.com)**

Además de eso, el interruptor PASS M00 está dotado bien sea con un transformador de corriente o de potencial por lo general convencionales.

**Seccionadores:** son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento.

Las cuchillas pueden abrir circuitos con la tensión nominal pero nunca cuando este fluyendo la corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente. La

diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor en si puede abrir cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito. Los parámetros que se tomaron en cuenta para el dimensionado de equipo fueron: la tensión máxima de operación, el nivel básico de aislamiento y la corriente de corto circuito.

**Fusibles:** son dispositivos de protección eléctrica de una red que hacen las veces de un interruptor, siendo mas baratos que estos. Se emplean en aquellas partes de una instalación eléctrica en que los relevadores y los interruptores no se justifican económicamente. Su función es la de interrumpir circuitos cuando se produce en ellos una sobre corriente, y soportar la tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente. Los fusibles utilizados en el diseño no se consideran de gran importancia como el resto del equipo, por lo tanto los parámetros utilizados para el dimensionamiento de estos fueron la corriente de corto circuito y la tensión máxima.

**Pararrayos:** son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas. Para el dimensionamiento de este equipo, se considero el voltaje del pararrayos como también su MCOV para cada voltaje.

**Transformadores de instrumentos:** son unos dispositivos electromagnéticos, cuya función principal es reducir a escala las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general.

Los aparatos de medición y protección que se montan sobre los tableros de una subestación no están contruidos para soportar ni grandes tensiones, ni grandes corrientes. Los parámetros tomados en cuenta para la escogencia de este tipo de equipo fueron la corriente primaria y la carga secundaria que se pueda tener.

**Transformador para servicios auxiliares:** la capacidad del transformador para el servicio de la subestación, se hizo de acuerdo al equipo que se va a tener conectado y sus cargas; como por ejemplo, las alimentaciones de las bombas de aceite, ventiladores y cambiadores de derivaciones de los transformadores de potencia, alimentación eléctrica de los interruptores de potencia y seccionadores, alimentación a los cargadores de baterías, iluminación exterior y fuerza, etc.

### **2.6.8.1 Dimensionado y datos técnicos de equipo eléctrico**

De acuerdo con los cálculos de la coordinación de aislamiento y corriente de corto circuito, se muestra un resumen de las fichas técnicas del equipo con sus respectivas características a utilizarse en la subestación:

#### **Interruptor de potencia 230 kV**

Aislamiento interno y extinción de arco: SF6 ASTM D2472

No. de polos: 3

Accionamiento: resortes

Tipo de operación para fallas en el sistema: trifásica

Instalación: intemperie

Tensión nominal: 230 kV

Tensión máxima admisible: 245 kV

Frecuencia nominal: 60 Hz

Corriente permanente: 1250 A  
Corriente nominal de ruptura: 40 kA  
Nivel básico de aislamiento: 1050 kV  
Factor de primera fase en abrir: 1.50  
Número de contactos auxiliares reversibles normalmente abiertos: 10  
Número de contactos auxiliares reversibles normalmente cerrados: 10  
Voltaje de operación del mecanismo de APERTURA Y CIERRE: 125 VCC  
Doble sistema de disparo independiente: si  
Monitor de presión del gas SF6, térmicamente compensado: si  
Normas: IEC  
Cantidad: 2

### **Módulo híbrido PASS M0 (138 kV)**

Aislamiento interno e extinción de arco: SF6 ASTM D2472  
No. de polos: 3  
Tipo de operación para fallas en el sistema: monofásica y trifásica  
Instalación: intemperie  
Con transformadores de corriente incluidos  
Tensión nominal: 138 kV  
Tensión máxima admisible: 145 kV  
Frecuencia nominal: 60 Hz  
Corriente permanente: 2000 A  
Corriente nominal de ruptura: 31.5 kA  
Niveles básicos de aislamiento: 650 kV  
Factor de primera fase en abrir: 1.50  
Número de contactos auxiliares reversibles normalmente abiertos: 10  
Número de contactos auxiliares reversibles normalmente cerrados: 10  
Voltaje de operación del mecanismo de APERTURA Y CIERRE: 125 VCC  
Doble sistema de disparo independiente: si

Monitor de presión del gas SF6, térmicamente compensado: si

Normas: IEC

Cantidad: 2

### **Módulo híbrido PASS M00 (69 kV)**

Aislamiento interno e extinción de arco: SF6 ASTM D2472

No. de polos: 3

Accionamiento: a resortes

Tipo de operación para fallas en el sistema: trifásica

Instalación: intemperie

Con transformadores de corriente incluidos

Tensión nominal: 69 kV

Tensión máxima admisible: 72.5 kV

Frecuencia nominal: 60 Hz

Corriente permanente: 2000 A

Corriente momentánea: 31.5 kA

Corriente nominal mínima de interrupción de corto circuito simétrica: 31.5 kA

Niveles básicos de aislamiento: 350 kV

Factor de primera fase en abrir: 1.50

Número de contactos auxiliares reversibles normalmente abiertos: 10

Número de contactos auxiliares reversibles normalmente cerrados: 10

Voltaje de operación del mecanismo de APERTURA Y CIERRE: 125 VCC

Doble sistema de disparo independiente: si

Monitor de presión del gas SF6, térmicamente compensado: si

Normas: IEC

Cantidad: 2

### **Seccionador 230 kV**

Instalación: intemperie

Tipo de operación: tripolar eléctrico y tripolar manual  
Apertura: vertical  
Montaje: horizontal  
Voltaje de diseño: 245 kV  
Voltaje de nominal: 230 kV  
Frecuencia nominal: 60 Hz  
Niveles básicos de aislamiento: 1050 kV  
Corriente nominal: 1600 A  
Corriente de corta duración: 40 kA  
Corriente dinámica: 62.5 kA  
Número de contactos auxiliares reversibles normalmente abiertos: 10  
Número de contactos auxiliares reversibles normalmente cerrados: 10  
Capacidad del contacto auxiliar en corriente directa, mínimo: 10 A  
Calefacción en caja de mando de intemperie: si  
Tipo de aislador: estación  
Norma: IEC  
Cantidad: 5

### **Seccionador 69 kV**

Instalación: intemperie  
Tipo de operación: tripolar eléctrico y tripolar manual  
Apertura: lateral  
Montaje: horizontal y vertical  
Voltaje de diseño: 72.5 kV  
Voltaje de diseño: 69 kV  
Frecuencia nominal: 60 Hz  
Niveles básicos de aislamiento: 350 Kv  
Corriente nominal mínima: 2000 A  
Número de contactos auxiliares reversibles normalmente abiertos: 10

Número de contactos auxiliares reversibles normalmente cerrados: 10

Capacidad del contacto auxiliar en corriente directa, mínimo: 10 A

Calefacción en caja de mando de intemperie: si

Tipo de aislador: estación

Norma: IEC

Cantidad: 2

### **Pararrayos 138 kV**

Tipo: monofásico de óxido metálico

Instalación: intemperie

Clase: estación

Voltaje nominal del sistema: 138 kV

Voltaje máximo de sistema: 145 kV

Voltaje nominal del pararrayos: 120 kV

Voltaje máximo de operación continua: 98 kV

Frecuencia nominal: 60 Hz

Corriente de descarga: 10 kA

Nivel básico de aislamiento: 650 kV

Contador de descarga, (uno por cada pararrayos): si

Norma: IEC

Cantidad: 3

### **Transformador de potencial 230 kV**

Tipo: Monofásico, hermético en aceite

Construcción: capacitivo

Instalación: intemperie

Capacitancia nominal mínima 9,000.00 pf

Conexión: fase a tierra

Primario: 230 kV  $\sqrt{3}$

Número de devanados secundarios: 3  
Frecuencia nominal: 60 Hz  
Voltaje nominal máximo de diseño: 245 kV  
Voltaje secundario:  $115 \text{ V} / \sqrt{3}$   
Nivel básico de aislamiento: 1050 kV  
Indicador de nivel de aceite: si  
Número de devanados secundarios: 3  
Clase de devanados para medición: 0.6Z  
Clase de devanados para protección: 3Z  
Devanados independientes medición - protección: si  
Designación de carga para secundario de medición: 0.3 Z VA  
Designación de carga para secundario de medición: 1.2 VA  
Límite térmico mínimo: 500 VA  
Indicador de nivel de aceite: si  
Norma: IEC  
Cantidad: 6

### **Transformador de potencial 138 kV**

Tipo: monofásico, hermético en aceite  
Construcción: capacitivo  
Instalación: intemperie  
Capacitancia nominal mínima 9,000.00 pf  
Conexión: fase a tierra  
Primario:  $138 \text{ kV} / \sqrt{3}$   
Secundario:  $115 \text{ V} / \sqrt{3}$   
Número de devanados secundarios: 3  
Frecuencia nominal: 60 Hz  
Voltaje nominal máximo de diseño: 145 kV  
Nivel básico de aislamiento: 650 kV

Clase de devanados para medición: 0.6Z  
Clase de devanados para protección: 3Z  
Devanados independientes medición - protección: si  
Designación de carga para secundario de medición: 0.3 Z VA  
Designación de carga para secundario de medición: 1.2 VA  
Límite térmico mínimo: 500 VA  
Indicador de nivel de aceite: si  
Norma: IEC  
Cantidad: 4

### **Transformador de corriente 230 kV**

Tipo: monofásico  
Tipo de enfriamiento: hermético en aceite  
Instalación: intemperie  
Voltaje de diseño: 230 kV  
Voltaje de máximo: 245 kV  
Nivel básico de aislamiento: 1050 kV  
Relación de transformación cada devanado: 200-400-800/5 A  
Clase de precisión para medición: 1 x 15 VA, 0.2S, 1 x 15 VA cl 0.5  
Clase de precisión para protección: 2 x 20 VA 5P20, 1 x 30 VA 5p20  
Número de núcleos: 4  
Número de terminales en baja tensión para cada núcleo: 4  
Corriente dinámica máxima: 80 kA  
Corriente de corta duración (1 seg.): 31.5 kA  
Factor de rango ampliado: 1.20  
Frecuencia nominal: 60 Hz  
Norma: ANSI C57.13  
Cantidad: 12

### **Transformadores de potencia para el banco de 105 kV**

Potencia: 35/30 MVA

Tipo de enfriamiento: ONAM/ONAF

Construcción: capacitvo

Instalación: intemperie

Conexión: fase a tierra

Número de devanados secundarios: 2

Clase de devanados para medición: 0.3Z

Clase de devanados para protección: 0.3Z

Devanados independientes medición - protección: si

Factor de sobrevoltaje continuo (mínimo): 1.20

Nivel básico de aislamiento (1.2\*50 ps): 1050 kV

Distancia mínima de los aisladores (referencia a tensión nominal): 25 mm/kV

Indicador de nivel de aceite: si

Número de fases: 3

Frecuencia nominal: 60 Hz

Voltaje en alta tensión: 138 kV

Voltaje en baja tensión: 69 kV

Grupo de conexión: estrella - estrella

Indicador del nivel de aceite: Si

Altura de operación: 1000 msnm

Norma: IEC

Cantidad: 3

### **Transformadores de potencia para el banco de 150 kV**

Potencia: 50/45MVA

Tipo de enfriamiento: ONAM/ONAF

Construcción: capacitivo

Instalación: intemperie

Conexión: fase a tierra

Número de devanados secundarios: 2

Clase de devanados para medición: 0.3Z

Clase de devanados para protección: 0.3Z

Devanados independientes medición - protección: si

Factor de sobrevoltaje continuo (mínimo): 1.20

Nivel básico de aislamiento (1.2\*50 ps): 1050 kV

Distancia mínima de los aisladores (referencia a tensión nominal): 25 mm/kV

Indicador de nivel de aceite: si

Número de fases: 3

Frecuencia nominal: 60 Hz

Voltaje en alta tensión: 230 kV

Voltaje en baja tensión: 69 kV

Grupo de conexión: estrella - estrella

Indicador del nivel de aceite: si

Altura de operación: 1000 msnm

Norma: IEC

Cantidad: 3

### **Transformador tipo Pad - Mounted**

Potencia: 150 kVA

Voltaje en alta tensión: 34500 V

Voltaje en baja tensión: 208/120 V

Norma: IEC

Cantidad: 1

### **Grupo electrogenerador diesel**

Potencia: 125 kW

Voltaje en baja tensión: 120/208 V

Con tanque incorporado

Norma: IEC

Cantidad: 1

### **2.6.9 Sistema de iluminación y fuerza**

Para poder realizar trabajos en las instalaciones tanto interiores como exteriores, o simplemente para tener una buena visibilidad tanto en aparatos como dispositivos de control, hay que calcular el nivel de iluminación para realizar todos estos trabajos con normalidad. Para calcular el nivel de iluminación, se han tenido en cuenta las funciones que deben acentuar, al incidir sobre los distintos tipos de aparatos, que son los siguientes:

- Los transformadores deben ser visibles los niveles de aceite en las boquillas, fugas de aceite, mediciones de precisión y temperatura en el tanque principal y en el del cambiador de derivaciones, así como medidores de flujo en las bombas de aceite.
- Los Interruptores deben ser visibles los dispositivos de control.
- Los seccionadores deben tener visibles los indicadores de posición, los eslabones mecánicos de la posición de los seccionadores, los dispositivos de operación manual, y evidencias de arqueo y calentamiento excesivo.

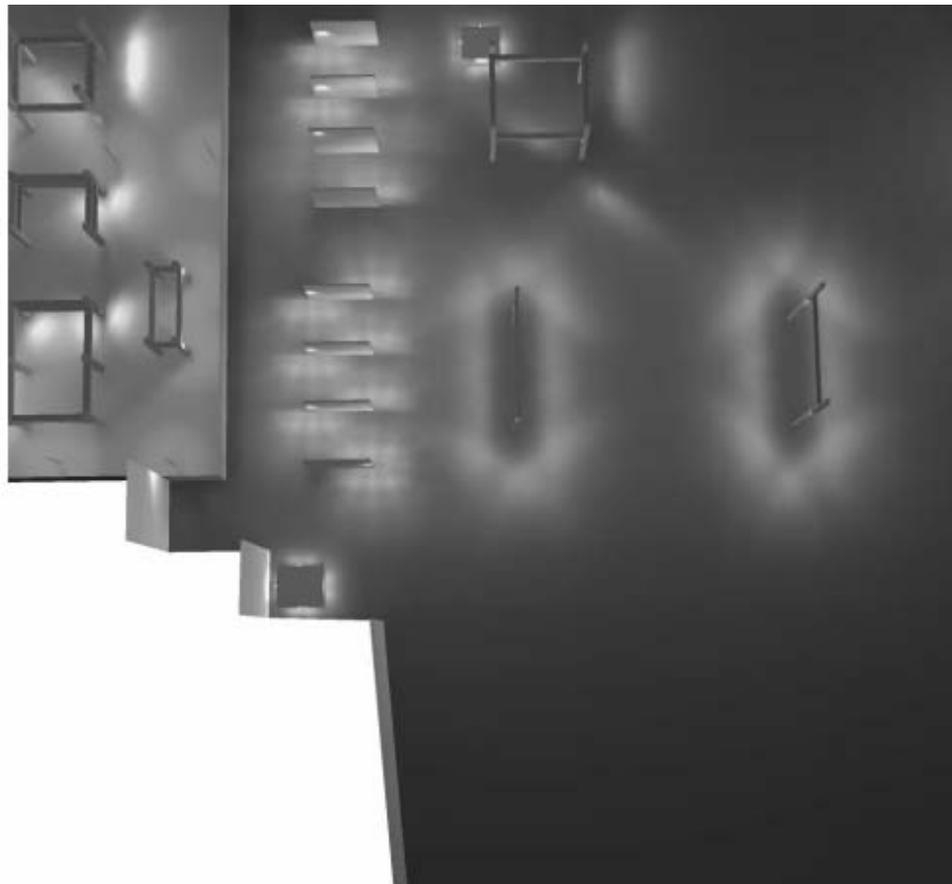
#### **2.6.9.1 Alumbrado exterior**

El sistema de iluminación exterior será alimentado en 240 VCA, estará controlado a través de foto celdas y será sectorizada para que pueda ser operada a través de las casetas de control. La totalidad de la zona exterior que ocupa la subestación comprende una superficie de 18432 m<sup>2</sup> (134 m x 138 m), donde se instalaran un total de 24 luminarias distribuidas en todo el alrededor

de la instalación no dejando de tomar en cuenta el sistema de iluminación existente que también serán aprovechadas en el nuevo diseño.

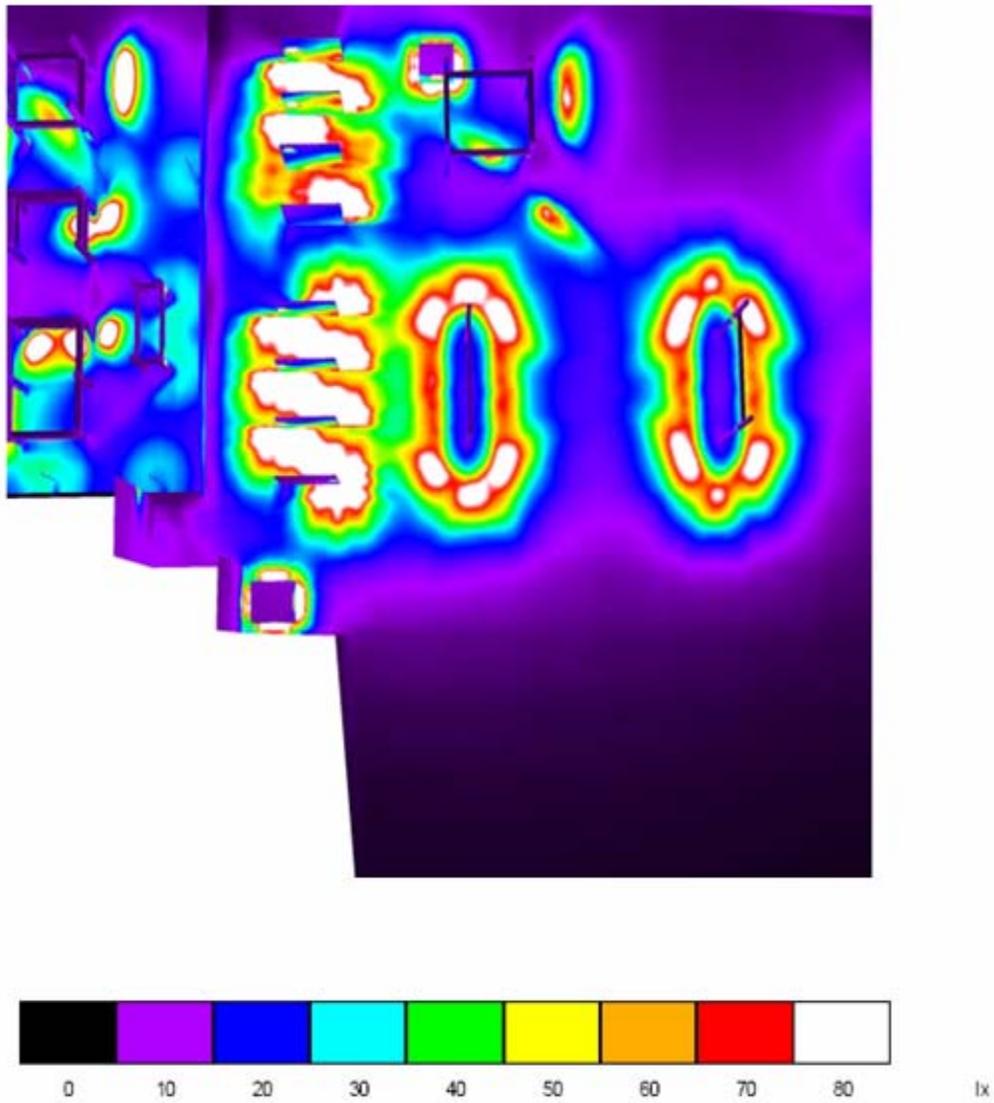
Las luminarias utilizadas estarán equipadas con reflectores tipo giratorio de 250 W tipo aditivos metálicos, y su base para montaje en algunos puntos serán los mismos pórticos, pero en otros, se utilizará postes de aluminio de 10 metros para que las luminarias queden a un nivel de 8 metros. Por requerimientos del INDE la intensidad de iluminación en la subestación será no inferior a 20 luxes, por lo que el cálculo presentado a continuación tomo este valor como el mínimo.

**Figura 16. Simulación diseño final de iluminación**



**Fuente: simulación con software Dialux**

Figura 17. Niveles de iluminación representados en colores falsos



Fuente: simulación con software Dialux

### **2.6.9.2 Alumbrado interior**

El sistema de iluminación interior será alimentado en 120 VCA. Comprende la iluminación de dos salas de control. Se procurará tener una iluminación agradable a la vista, adecuada para ver con detalle los materiales y elementos iluminados y, evitar en lo posible deslumbramientos que, en el peor de los casos, puede dar lugar a accidentes.

Para la iluminación de la sala de mando de 138 kV, se tiene una superficie cuadrada de 30 metros, por lo tanto se utilizarán cuatro lámparas tipo industrial de 4 x 40 W, para tener un nivel de iluminación aproximadamente de 150 luxes.

Para la iluminación de la sala de mando de 230 kV, se tiene una superficie cuadrada de 45 metros, por lo tanto se utilizará también cuatro lámparas tipo industrial de 4 x 40 W, ya que por requerimientos del INDE la intensidad de iluminación no debe ser menor a 100 luxes, por lo tanto se considera que el nivel de iluminación utilizado de es el adecuado para las dos casetas de control.

### **2.6.9.3 Alumbrado de emergencia**

El alumbrado de emergencia actuará cuando falte la tensión de alimentación del alumbrado normal, o esta descienda a un 70 % de su valor nominal. Se alimentará de un conjunto batería-rectificador de 120 Vcc con una autonomía mínima de dos horas, utilizándose luminarias con tubos fluorescentes.

Este alumbrado se instalará de forma que ilumine los caminos de salida de las casetas desde cualquier punto del mismo, por lo que se distribuirán 5

lámparas fluorescentes en cada sala de control. La instalación se efectuará en la pared, en montaje superficial.

#### **2.6.9.4 Tomacorrientes interiores y exteriores**

En la subestación se instalarán tomacorrientes tanto interiores como exteriores. Las tomas serán monofásicas y trifásicas de hierro fundido tipo NEMA. Para ver detalles de instalación y montaje consultar la figura 36 en Anexos.

#### **2.6.10 Obra civil**

No se profundizará en los conceptos relacionados a obra civil, ya que la prioridad en este documento es el diseño eléctrico.

##### **2.6.10.1 Movimiento de tierras**

Se realizarán las excavaciones de las cimentaciones correspondientes a las columnas de los pórticos de los transformadores, aparamenta y zanjas para las nuevas conducciones, etc.

Para la ubicación de los transformadores de potencia se realizará una cimentación capaz de transmitir las cargas al terreno y además una fosa captadora de aceite que sea común para ambos bancos.

También, se contará con viales para entrada y salida de la subestación, así como espacio para su mantenimiento.

### **2.6.10.2 Canalizaciones de cables**

Para el trazado de los cables de control o los correspondientes a los circuitos secundarios, se emplearán los canales prefabricados de hormigón con sus correspondientes tapas (cajas de registro) y demás accesorios que facilitan el tendido de los cables en su interior. Para el trazado de cables de potencia se realizará una zanja (canaleta), que albergue los cables, hasta las salas de control.

### **2.6.10.3 Urbanización**

Una vez concluida la obra civil del parque y el conexionado de la aparamenta y sus soportes a la malla de cobre en su subsuelo para formar la red inferior de tierras, se procederá a la operación del engravado de las zonas afectadas por las excavaciones.

### **2.6.10.4 Estructuras metálicas**

- Pórticos de la subestación: la estructura del pórtico será del tipo celosía y cumplirá con los criterios de diseño para la realización de estructuras y soportes de subestaciones, siendo sus características y dimensiones las que están reflejadas en los planos del proyecto, igualmente para la fijación de la estructura al suelo.
- Soportes de aparamenta: las estructuras metálicas a utilizar para la fijación de los distintos equipos que forman parte de las instalaciones de alta tensión, serán de tipo perfil H acero galvanizado aleación 60-63, y sus dimensiones son las que se encuentran reflejadas en los planos del proyecto. (Ver Anexos)

### **2.6.10.5 Instalaciones**

Entre las realizaciones de obra civil que son necesarias acometer dentro de la nueva subestación, merecen destacar aquellas que se refieren al conjunto de instalaciones necesarias y que se detallan seguidamente:

- **Vallado exterior:** al objeto de obstaculizar y disuadir el acceso a la subestación a posibles intrusos, se dispondrá de un vallado perimetral en la totalidad de las instalaciones, todo ello encaminado a: evitar que personas ajenas a las instalaciones lleguen a estar próximas a elementos de tensión, protegiéndolas de su integridad física, proteger las instalaciones de posibles daños intencionados, evitar posibles robos en las instalaciones y en los edificios de control y celdas de media tensión. El vallado estará constituido por postes metálicos galvanizados de perfil circular de 6 cm de diámetro y una malla también metálica galvanizada de simple torsión. A lo largo del trazado de la valla se utilizarán postes intermedios y de tornapuntas en los cambios de dirección, en cada esquina y al principio del cerramiento. Para disponer de una buena fijación de los postes, éstos quedarán anclados sobre murete a base de bloques prefabricados de hormigón, el cual a su vez se fijará sobre un dado de hormigón empotrado sobre el terreno.
- **Puertas principales de acceso a los recintos:** para permitir el paso de personas y vehículos autorizados al interior de los dos recintos de la subestación, e impedir el acceso de los no autorizados, se dispondrá en cada uno de los recintos una puerta integrada sobre el vallado perimetral, empleando para ello dos pilares de hormigón armado de 0.30 metros x 0.30 metros de superficie. Las puertas tendrán una anchura de 5 metros y una altura de 2.26 metros, estando formadas por dos hojas a base de perfiles metálicos y pletinas, siendo sus aberturas del tipo circular.

- Drenajes: se preverá una red general de drenaje, compuesta por zanjas de grava, tubos de PVC, tubos de hormigón, arquetas de recogida de zanjas de gravas y arqueta general, con objeto de que el agua de lluvia no quede encharcada en el parque.

### **2.6.11 Red general de tierras**

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobre tensiones en las subestaciones es el de disponer de una red de tierras adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

La necesidad de contar con redes de tierra en las subestaciones es la de cumplir con las siguientes funciones:

- Limitar las sobretensiones por descargas atmosféricas o por operación de interruptores.
- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea que se deban a una falla de cortocircuito o a la operación de un pararrayo, sin exceder los límites de operación de los equipos.
- Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra en condiciones de cortocircuito puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, lo cual significa un peligro para el personal.
- Facilitar mediante sistemas de relevadores o microcomputadoras la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

El parque de la subestación dispone ya con una malla de puesta a tierra, pero esta es de la subestación existente, la cual será reforzada con conductor de cobre desnudo calibre 4/0 AWG, formando la cuadrícula como puede observarse en las figuras 24 y 25 del Anexo 1. Para reforzar la puesta a tierra en el perímetro de la malla se dispondrá de picas de 20 mm de diámetro. Todas las uniones de cable, realizadas en la malla de tierra, estarán ejecutadas con soldadura exotérmica.

A la malla de tierra se conectarán todas las partes metálicas de la subestación y todos los bornes de puesta a tierra de los equipos de alta y baja tensión.

#### **2.6.11.1 Medición de la resistividad del terreno**

La resistividad del terreno se mide fundamentalmente para encontrar la profundidad y grueso de la roca, así como los puntos óptimos para localizar la red de tierras de una subestación, sistema electrónico, planta generadora o transmisora de radiofrecuencia.

En general, los lugares con resistividad baja tienden a incrementar la corrosión. En este punto es necesario aclarar que la medición de la resistividad del terreno, no es requisito para hacer una malla de puesta a tierra. Aunque para diseñar un sistema de tierras de gran tamaño, es aconsejable encontrar el área de más baja resistividad para lograr la instalación más económica.

El perfil de la resistividad del suelo determinará el valor de la resistencia a tierra y la profundidad de nuestro sistema de puesta a tierra. Para medir la resistividad del suelo se requirió de un terrómetro o Megger de tierras de cuatro terminales, el cual es un dispositivo bien sea analógico o digital generalmente

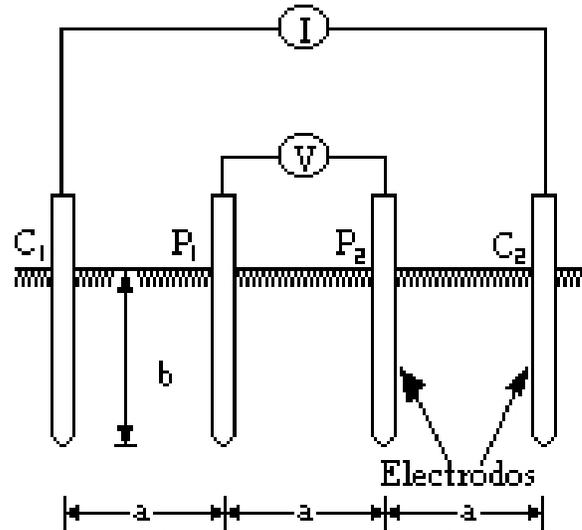
de 4 electrodos (dos de corriente y dos de potencial) de material con la dureza suficiente para ser enterrados en la tierra y que deben estar numerados en el aparato. Son de una longitud aproximada de 60 cm, y un diámetro de 16 mm. Los terrómetros deben estar certificados y probados en el campo con una resistencia antes de realizar las mediciones.

#### **2.6.11.2 Método de Wenner**

Se utiliza mucho para medir la resistividad del suelo, y consta en insertar los cuatro electrodos del terrómetro o Megger en el suelo. Los cuatro electrodos se colocan en línea recta y a una misma profundidad de penetración, las mediciones de resistividad dependerán de la distancia entre electrodos y de la resistividad del terreno, y por el contrario no dependen en forma apreciable del tamaño y del material de los electrodos, aunque sí dependen de la clase de contacto que se haga con la tierra.

El principio básico de este método es la inyección de una corriente directa o de baja frecuencia a través de la tierra entre dos electrodos C1 y C2 mientras que el potencial que aparece se mide entre dos electrodos P1 y P2. Estos electrodos están enterrados en línea recta y a igual separación entre ellos. La razón es conocida como la resistencia aparente. La resistividad aparente del terreno es una función de esta resistencia y de la geometría del electrodo.

**Figura 18. Disposición de electrodos mediante el método Wenner**



**Fuente:** [www.internationaltrading.com.mx/images/wenner.doc](http://www.internationaltrading.com.mx/images/wenner.doc)

En la figura 18, se observa esquemáticamente la disposición de los electrodos, en donde la corriente se inyecta a través de los electrodos exteriores y el potencial se mide a través de los electrodos interiores. La resistividad aparente está dada por la siguiente expresión:

$$\rho := \frac{4 \cdot \pi \cdot A \cdot R}{\left[ 1 + \frac{2 \cdot A}{(A^2 + 4 \cdot B^2)^{0.5}} \right] - \frac{2 \cdot A}{(4 \cdot A^2 + 4 \cdot B^2)^{0.5}}}$$

Donde:

$\rho$  = Resistividad promedio a la profundidad (A) en ohm-metro

A = Distancia entre electrodos en metros

B = Profundidad de enterrado de los electrodos en metros

R = Lectura del terrómetro en ohms

Si la distancia enterrada (B) es pequeña comparada con la distancia de separación entre electrodos (A), o sea  $A > 20B$ , la siguiente formula simplificada se puede aplicar como:

$$\rho = 2\pi AR$$

La resistividad obtenida como resultado de las ecuaciones representa la resistividad promedio de un hemisferio de terreno de un radio igual a la separación de los electrodos. Se recomienda que se tomen lecturas en diferentes lugares y a 90 grados unas de otras para que no sean afectadas por estructuras metálicas subterráneas. Y, que con ellas se obtenga el promedio.

### 2.6.11.3 Datos obtenidos en la medición de resistividad del terreno

Para realizar el cálculo de la red de tierras de la subestación, se hizo uso del terrómetro o Megger mediante el método de Wenner como se explicó anteriormente y se obtuvieron los siguientes datos:

**Tabla XXX. Medición 1, cálculo de resistividad**

MEDICIÓN 1		
	Medición del Megger ( $\Omega$ )	Resistividad del suelo ( $\Omega - m$ )
Separación entre	Trayectoria	$\rho = 2\pi aR$

electrodos (en metros)	Medición I	Medición II	Resultado I	Resultado II
2.5	2.66	2.22	41.78	34.87
5	1.83	1.52	57.49	47.75
7.5	1.30	1.39	61.26	65.50
Sub – Promedio			53.51	49.38
<b>Promedio</b>			<b>51.44</b>	

**Tabla XXXI. Medición 2, cálculo de resistividad**

<b>MEDICIÓN 2</b>				
Separación entre electrodos (en metros)	Medición del Megger ( $\Omega$ )		Resistividad del suelo ( $\Omega - m$ )	
	Trayectoria		$\rho = 2\pi aR$	
	Medición I	Medición II	Resultado I	Resultado II
2.5	2.8	2.3	43.98	36.13
5	2.6	2.1	81.68	65.97
7.5	2	2	94.25	94.25
Sub - Promedio			73.30	65.45
<b>Promedio</b>			<b>69.38</b>	

**Tabla XXXII. Medición 3, cálculo de resistividad**

<b>MEDICIÓN 3</b>				
Separación entre electrodos (en metros)	Medición del Megger ( $\Omega$ )		Resistividad del suelo ( $\Omega - m$ )	
	Trayectoria		$\rho = 2\pi aR$	
	Medición I	Medición II	Resultado I	Resultado II
2.5	2.70	2.50	42.41	39.27
5	2.60	2.30	81.68	72.26
7.5	2.20	2.00	103.62	94.25
Sub - Promedio			75.92	68.59
<b>Promedio</b>			<b>72.26</b>	

Por lo tanto, de acuerdo con los resultados obtenidos en las mediciones se determina un promedio general:

$$\text{Resistividad del terreno } (\rho) = (51.44 \Omega - m + 69.38 \Omega - m + 72.26 \Omega - m)/3 = 64.36 \Omega - m$$

**Por lo que para efectos de cálculo se toma entonces un valor de resistividad del terreno  $(\rho) = 75 \Omega - m$**

A continuación se presentan los datos para el desarrollo del sistema de tierras de la subestación, por el método de una capa:

Datos de entrada:

Potencia de corto circuito máxima = 1100 MVA

Resistividad del terreno ( $\rho$ ) = 75  $\Omega$  – m

Resistividad superficial grava ( $\rho_s$ ) = 3000  $\Omega$  – m

Número de conductores transversales = 14

Número de conductores paralelos = 16

Largo del terreno = 138 metros

Ancho del terreno = 134 metros

Longitud del electrodo = 3 metros

Cantidad de varillas = 12

Profundidad de la red (h) = 0.80 metros

Tiempo de duración de la falla = 6 ciclos

Frecuencia = 60 Hz

Factor de decremento para 6 ciclos = 1.232

Número de torres = 10

Ancho de la torre = 8 metros

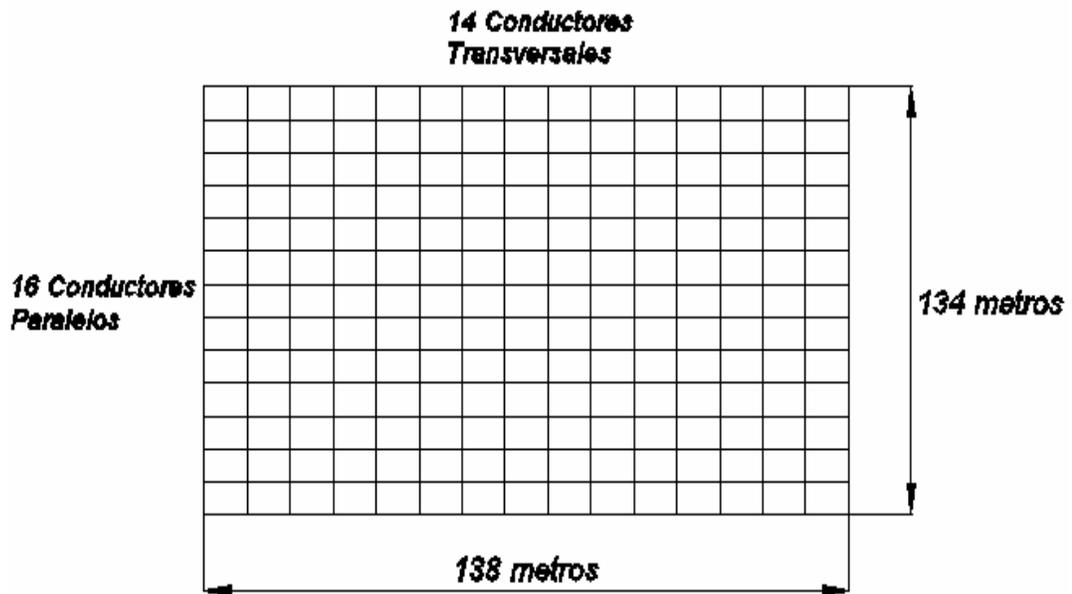
Largo de la torre = 8 metros

Diámetro del conductor 4/0 = 11.3792 mm

Hilos de guarda = 2

Separación más corta transversal del mallado = 1 metro

Figura 19. Disposición de conductores



Longitud real del conductor:

$$L_r = 16 (138) + 14 (134) = 4084 \text{ metros}$$

Longitud equivalente de los conductores de tierra:

$$L_R = (\text{Cantidad de varillas}) (\text{Longitud del electrodo})$$

$$L_M = L_c + [1.55 + 1.22 (L_r / (L_x^2 + L_y^2)^{1/2})] L_R$$

$$L_M = 4140.48 \text{ metros}$$

$$I_{cc} = 1100 \text{ MVA} / ((3^{1/2}) \times 69 \text{ kV}) = 9204.13 \text{ A}$$

Resistencia de tierra:

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{LM} + \frac{1}{(20A)^{1/2}} \left( 1 + \frac{1}{(1 + h(20/A)^{1/2})} \right) \right]$$

$$R_g = 0.2616 \Omega$$

Aplicando un 50% de crecimiento en la subestación:

$$I_g = 9204.13 (1.232)(1.50) = 17009.24 \text{ A}$$

Radio equivalente de la torre:

$$R_{eq} = \left( \frac{8 \times 8}{\pi} \right)^{1/2} = 4.51$$

Resistencia para un solo hilo de guarda:

$$R_{HG} = \rho / (2\pi R_{eq}) = 2.646 \Omega$$

Como son diez torres:

$$R_{HG} = 2.646 \Omega / 10 = 0.2646 \Omega$$

Como entran dos circuitos de hilo de guarda:

$$R_{HGtotal} = 0.2646 \Omega / 2 = 0.1323 \Omega$$

Por lo tanto la corriente que es derivada hacia el hilo de guarda es:

$$I = 0.1323 \Omega / (0.2616 \Omega + 0.1323 \Omega)$$

$$I = 0.33587 \text{ A}$$

El 40% de la corriente es derivada hacia la impedancia de la red de tierra y el 60% hacia el hilo de guarda:

$$0.40 (17009.24 \text{ A}) = 6803.70 \text{ A}$$

$$0.60 (17009.24 \text{ A}) = 10205.54 \text{ A}$$

Voltaje de la malla ( $E_m$ ):

$$E_m = (\rho K_m K_i I_G) / L M$$

$$K_m = 1 / (2\pi) [\ln(D^2 / (16hd)) + (D + 2h)^2 / (8dD) - h / (4d)) + (k_{ii} / (k_h) \ln(8 / (\pi(2n - 1))))]$$

$$K_i = 1$$

Por lo tanto:

$$E_m = 234.61 \text{ V}$$

Voltaje de contacto ( $E_c$ ):

$$E_c = (116 + 0.17\rho) / (t)^{1/2}$$

$$E_c = 407.14 \text{ V}$$

$$E_{\text{paso}} = (116 + 0.70\rho) / (t)^{1/2}$$

$$E_{\text{paso}} = 532.84 \text{ V}$$

$$E'_{\text{paso}} = K_s K_{\text{pl}} G / L_c$$

$$K_s = 1/\pi [1/(2h) + 1/(D + h) + 1/D(1 - 0.50^{(n - 2)})] = 0.69407$$

Entonces se tiene que:

$$E'_{\text{paso}} = 358.75 \text{ V}$$

$$L_{\text{seg}} = (K_m K_{\text{pl}} \epsilon(t)^{1/2}) / (116 + 0.17 \rho_s)$$

$$L_{\text{seg}} = 1500.60 \text{ metros}$$

Para verificar que la red es segura, tiene que cumplir con las siguientes condiciones:

$$L_{\text{seguridad}} < L_M$$

$$E_{\text{malla}} < E_c$$

$$E'_{\text{paso}} < E_{\text{paso}}$$

Por lo tanto:

$$1500.60 \text{ metros} < 4140.48 \text{ metros}$$

$$234.61 \text{ V} < 407.14 \text{ V}$$

$$358.75 \text{ V} < 532.84 \text{ V}$$

Como se puede verificar, si se cumple con las condiciones, por lo que puede concluirse que **la red es segura**.

Para el diseño de la subestación, y de acuerdo con los resultados obtenidos de los cálculos de la red de tierra, se deben poner a tierra todas las estructuras metálicas que componen los pórticos, soporte de barras, transformadores de potencia, estructuras de soporte de equipo, malla de seguridad del muro perimetral, puerta de acceso, puertas de la caseta de control y bajadas de la línea de guarda.

Además de eso las conexiones de las intersecciones deben ser soldadas con soldadura tipo Cadweld para garantizar un buen contacto entre los cables de cobre. Para ver detalles a cerca de la red de tierras de la subestación, ver figura 38 en Anexos.

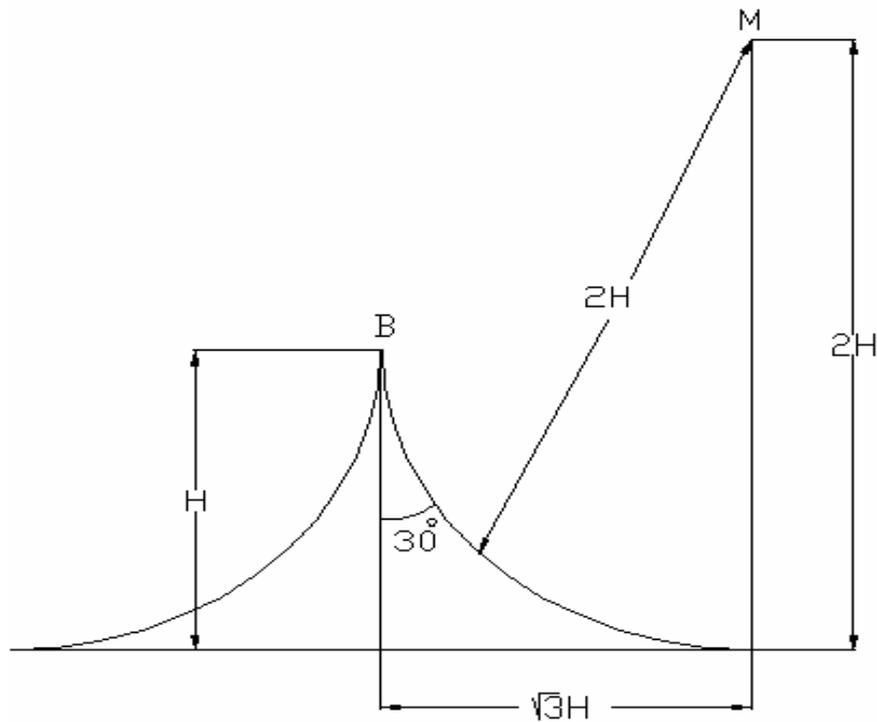
Para protección contra las descargas atmosféricas, se instalarán cables de guarda situados en la parte superior de la estructura metálica.

El cable utilizado es de acero galvanizado calibre 3/8 AWG, y para su cálculo se hizo uso del método de ángulos fijos el cual se describe a continuación. Además fueron consideradas como protección extra, puntas de cobre tipo Franklin

#### **2.6.11.4 Cálculo de protección con hilo de guarda**

La zona de protección, deberá incluir todo el equipo existente dentro de la subestación, así lo determinan las recomendaciones dadas por la "Asociación Alemana de Investigación para la Tecnología de Alta Tensión y grandes intensidades", FGH.

**Figura 20. Sección zona de protección con hilo de guarda**



**Fuente:** <http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe50.html>

La sección de la zona de protección a lo largo de un cable de guarda estará limitada por la figura 20, por un arco cuyo centro M dista, tanto del suelo como del cable pararrayos B, el doble de la altura del propio cable pararrayos H.

Este arco toca el suelo a una distancia  $\sqrt{3} H$  desde el pie del cable pararrayos.

El ángulo entre las tangentes en las dos líneas de limitación tiene en su punto de intersección  $2 \times 30^\circ$ . Si en casos extremos es exigido un ángulo

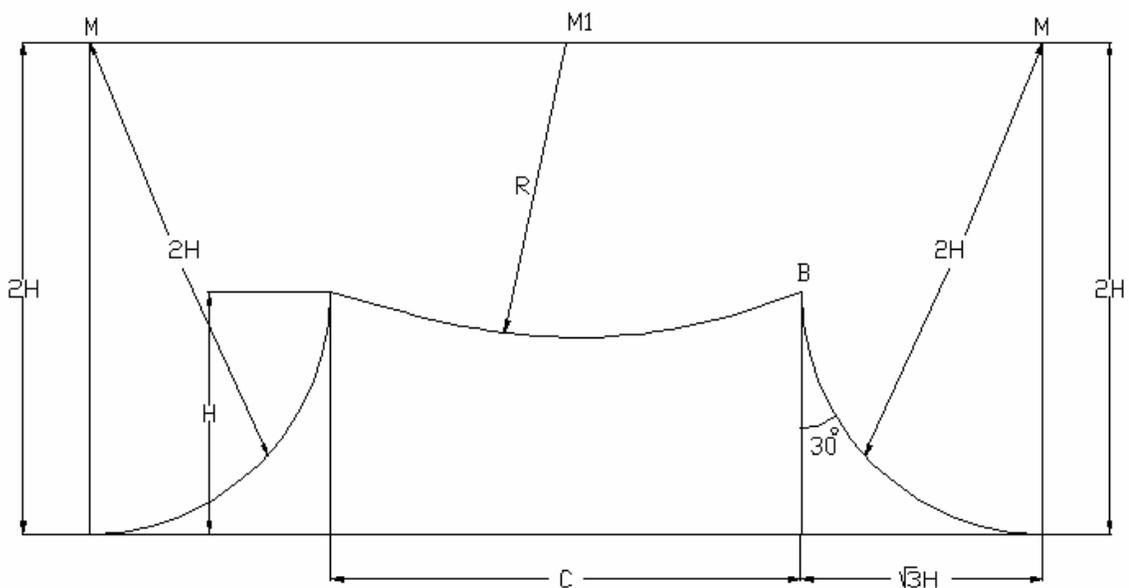
aproximadamente  $2 \times 20^\circ$ , deberá escogerse la distancia de  $1.5 H$  en lugar de la de  $2 H$ .

La sección de la zona de protección para dos cables de guarda, cuya separación mutua es de  $C \leq 2H$ , se encuentra indicada en la figura 21.

Las líneas de limitación exterior van como en el caso de un solo hilo de guarda. La sección de la zona de protección entre los dos hilos de guarda B queda limitada por un arco cuyo centro  $M1$ , esta a una altura de  $2H$  (doble de la del hilo de guarda al suelo) y en el centro entre ambos cables.

Su radio  $R$  equivale a la distancia entre los hilos de guarda B y el punto central  $M1$ .

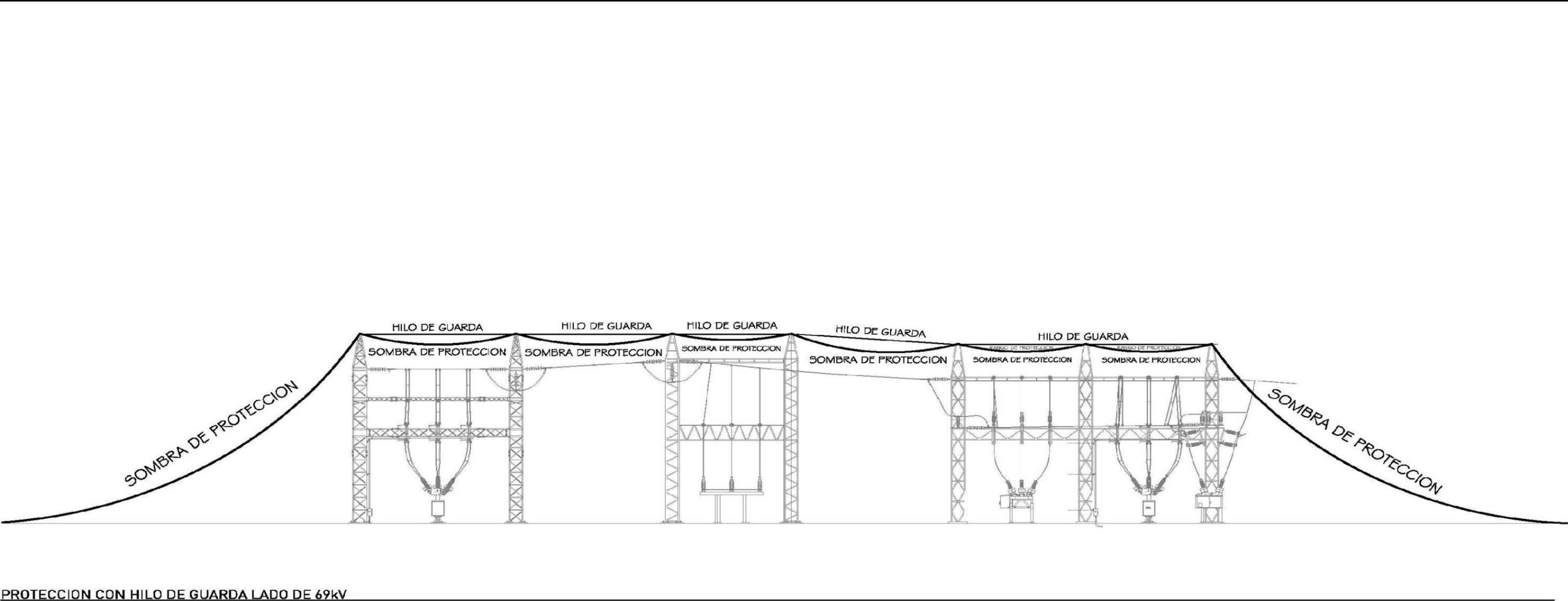
**Figura 21. Zona de protección con hilo de guarda para dos puntos**



Fuente: <http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe50.html>

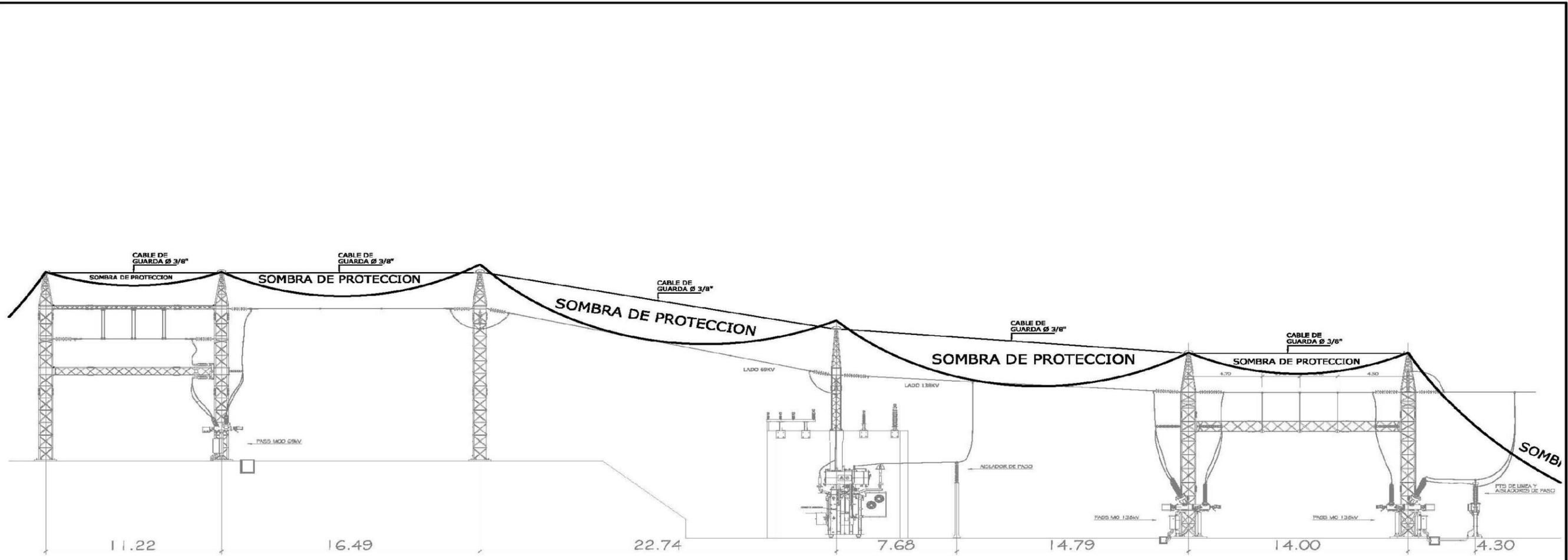
Para los detalles de la colocación del hilo de guarda, ver las siguientes figuras.

Figura 22. Sombra de protección con hilo de guarda, lado de 69 kV



NOTA GENERAL:  
1.- EL ANGULO DE PROTECCION DEL HILO DE GUARDA ES 30 GRADOS

Figura 23. Sombra de protección con hilo de guarda, lado de 138/69 kV

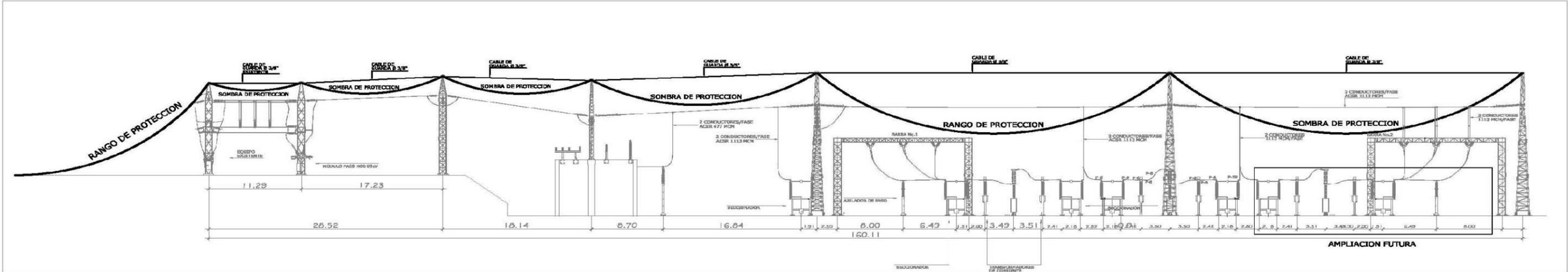


SECCION C-C' (PORTICO 138kV Y 69kV)

NOTAS GENERALES

- 1.- LAS DIMENSIONES ESTAN DADAS EN METROS A EXCEPCION DONDE SE INDIQUE OTRA UNIDAD DE MEDIDA.
- 2.- EL ANGULO DE PROTECCION DEL HILO DE GUARDA ES 30 GRADOS

Figura 24. Sombra de protección con hilo de guarda, lado de 230 kV

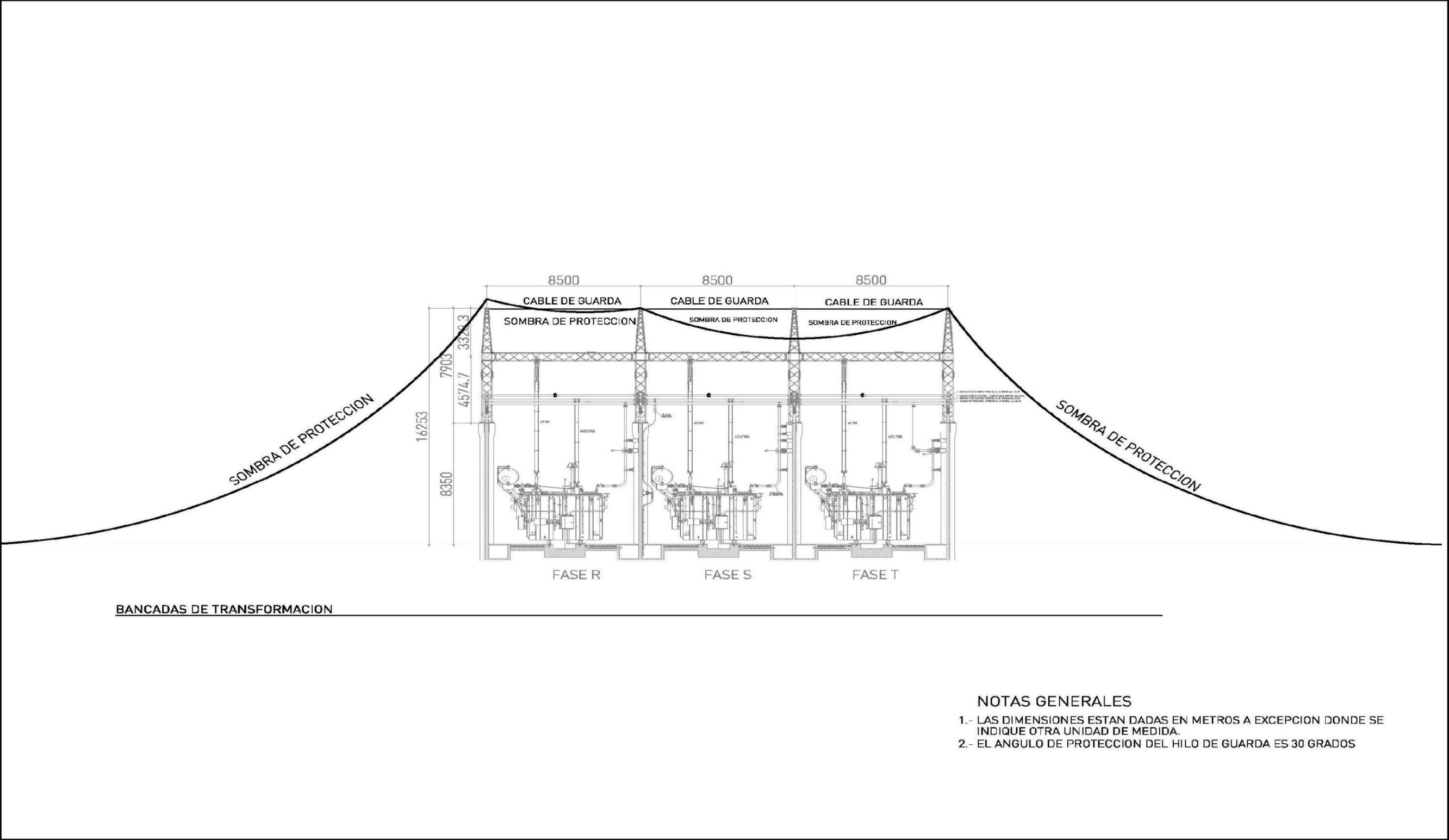


LADO 230 kV

NOTAS GENERALES

- 1.- LAS DIMENSIONES ESTAN DADAS EN METROS A EXCEPCION DONDE SE INDIQUE OTRA UNIDAD DE MEDIDA.
- 2.- EL ANGULO DE PROTECCION DEL HILO DE GUARDA ES 30 GRADOS

Figura 25. Sombra de protección con hilo de guarda, bancadas de transformación de 138 y 230 kV



## **2.6.12 Montaje electromecánico**

Esta sección trata lo relacionado a la cimentación de estructuras metálicas y equipos de protección. No se hace gran énfasis en este tema, solo se dan a conocer algunos datos importantes.

### **2.6.12.1 Cimentaciones**

La cimentación es la parte estructural tanto del equipo como de pórticos que será la encargada de transmitir las cargas al terreno y estas fueron diseñadas de acuerdo con las cargas soportadas y al tipo de terreno donde serán asentadas.

A continuación se mencionan las cimentaciones que fueron diseñadas en obra civil, así como sus dimensiones:

C-1 Disyuntor 230 kV = 1.45 m x 1.45 m

C-2 Seccionador 230 kV = 1.2 m x 1.2 m

C-3 Aislador de paso y pararrayos = 1.2 m x 1.2 m

C-4 Transformadores de corriente 230 kV = 1.2 m x 1.2 m

C-5 Transformadores de potencial 230 kV = 1.5 m x 1.5 m

C-6 Pórtico de 138 y 69 kV = 2.2 m x 2.2 m

C-7 Base para pórticos de salida de línea 230 kV = 2.2 m x 1.4 m

C-8 Pórtico 69 kV (marco) = 3.25 m x 3.25 m

C-9 Pórtico de barra principal 230 kV = 3.2 m x 3.2 m

C-10 Estructura de soporte para barra principal de 230 kV = 1.4 m x 1.4 m

C-11 Disyuntor de 138 kV = 2.8 m x 1.4 m

C-12 Transformadores de potencial 138 kV = 1.4 m x 1.4 m

C-13 Disyuntor de 69 kV = 2 m x 2 m

C-14 Base para Pad - Mounted = 0.60 m x 1.32 m

C-15 Base combinada para pórtico de 230 kV = 5.2 m x 4.5 m + 3.2 m x 3.2 m

En lo relativo a equipos, estos deberán quedar colocados de manera adecuada en sus respectivas bases o cimentaciones, con las distancias de seguridad y conexiones hechas correctamente, quedar nivelados, balanceados y llenando todos los requisitos óptimos para su funcionamiento. Incluso las estructuras metálicas, aunque solo sirven para sostener líneas y equipo deben quedar niveladas y balanceadas, para que las cargas de viento o cualquier eventualidad, no las saque de posición y brinden el soporte necesario a equipos y líneas de entrada y salida.

Para localizar cada una de ellas, ver figura 40 en Anexos.

### **2.6.13 Sistemas de servicios auxiliares y protecciones. Generalidades**

#### **2.6.13.1 Sistema de servicios auxiliares**

Los sistemas auxiliares son el conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente directa y de corriente alterna, de baja tensión, que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de una subestación. En la figura 28, se observa en forma general la implementación de servicios auxiliares junto con las protecciones, desde los transformadores de servicio hasta el tablero principal. También se indican los circuitos que salen de cada interruptor y las cargas que alimentan, quedando algunos de ellos para servicios futuros.

Los sistemas auxiliares están formados por:

Servicio de subestación

- Transformadores
- Tableros
- Baterías
- Cargadores
- Planta de emergencia

Alumbrado

- Iluminación interior, exterior y de emergencia

Aire acondicionado

### **2.6.13.2 Protecciones utilizadas en la subestación**

La protección en una subestación es el conjunto de sistemas de vigilancia permanente, cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla. La parte importante de estos sistemas son los relevadores que sirven para detectar la falla y que, a su vez, efectúan la desconexión automática de los interruptores cuando se producen sobrecorrientes debidas a cortocircuitos, que aíslan las partes del sistema que han fallado.

Entre los relevadores que serán utilizados están:

- Relevadores de sobrecorriente
- Relevadores diferenciales
- Relevadores de distancia y
- Relevadores direccionales

Por lo tanto, estos han sido escogidos de acuerdo con sus siguientes características:

- Sensibilidad, un relevador debe detectar y operar con señales pequeñas.
- Selectividad, cuando en un sistema se presenta una falla, debe operar la protección más cercana a la falla, lo cual implica que solo se aíse del sistema un mínimo de las partes falladas, seleccionando los interruptores necesarios que libran la falla.
- Velocidad, esta característica es fundamental para disminuir al máximo los daños en la zona de falla, limitar los esfuerzos térmicos y dinámicos en los transformadores, y además evitar que el sistema salga de sincronismo. La velocidad depende de la magnitud de la falla y de la coordinación con otras protecciones.
- Confiabilidad, junto con la velocidad son muy importantes, pues un relevador puede ser muy rápido y en un momento crítico puede fallar, por lo cual de nada serviría. Por esto, los relevadores deben adquirirse de un fabricante de prestigio, tener un buen mantenimiento, estar bien ajustados, y en general, ofrecer la seguridad de que no van a fallar cuando mas se necesite su operación.
- Discriminación, una protección debe poder distinguir entre cortocircuito y sobrecarga, así como cuando se presentan corrientes de excitación en transformadores y motores.

Para ver detalles de las protecciones ver figura 39 de Anexos.

#### **2.6.14 Planos finales de la subestación**

Durante el desarrollo del presente trabajo se han ido presentando las diferentes figuras que eran necesarias para amparar lo especificado o tratado

en cada sección o inciso, por lo que aquí se hará una recopilación de figuras, que junto a uno que otro agregado representan los planos finales de la subestación.

Todos los planos finales se presentan en Anexos.

- Diagrama unifilar final (Figura 28)
- Planta general, ubicación de líneas proyectadas (Figura 29)
- Secciones A-A' y B-B' lado de 230 kV (Figura 30)
- Secciones C-C' y D-D' lado de 138 kV (Figura 31)
- Vista en planta bancada de transformación 138 kV (Figura 32)
- Vista en planta bancada de transformación 230 kV (Figura 33)
- Sección E-E' lado de 138 kV (Figura 34)
- Sección F-F' lado de 230 kV (Figura 35)
- Planta general diseño de iluminación y fuerza (Figura 36)
- Planta general hilo de guarda (Figura 37)
- Diseño red de tierras, planta general (Figura 38)
- Diagrama unifilar de protecciones (Figura 39)
- Planta general de cimentaciones (Figura 40)
- Relación piezas de conexión (Figura 41)
- Relación piezas de conexión(Figura 42)

En la lista de planos anterior, se mencionaron los planos concernientes al diseño y montaje de la subestación Panaluya, quedando únicamente fuera de este trabajo los detalles de obra civil y estructuras de la obra.

### 2.6.15 Análisis económico

El estudio económico consiste en hacer una evaluación del proyecto, considerando todos los gastos incurridos y los ingresos que se den durante la vida útil del mismo. El objetivo principal es establecer si el proyecto es rentable y que además pueda generar un excedente que le permita ser auto sostenible.

El estudio económico es la parte decisiva dentro de la formulación y evaluación de un proyecto, ya que el análisis que se hace sobre las distintas etapas y el resultado que se obtiene, permitirán determinar si el proyecto en estudio llena las expectativas que se tienen planificadas.

#### 2.6.15.1 Costos

Tomando en cuenta los costos de las diferentes etapas del proyecto, se presenta un resumen de todos ellos a continuación:

**Tabla XXXIII. Resumen de costos de las diferentes etapas del proyecto**

<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio (\$)</b>
	<b>EQUIPO</b>	
1	Módulo completo Pass M0 138 kV	200,000.00
4	Transformadores de potencial 138 kV	41,000.00
6	Pararrayos 120 kV, 98 MCOV	6,000.00
2	Tablero PCyM	160,000.00
2	Protecciones, medición cables y gabinetes auxiliares	70,000.00
1	Módulo Pass M0 138 kV con Ct's	147,000.00
	Cadenas de aisladores, cable para barras y	75,000.00

	guarda	
3	Transformadores de potencia banco 138 kV	2,590,000.00
1	Módulo completo Pass M00 69 kV	155,000.00
1	Seccionador tripolar, 2000 A, 40 kA	15,000.00
3	Pararrayos de 69 kV, 48 MCOV	3,000.00
1	Telecontrol (global cableado hacia las nuevas posiciones)	50,000.00
1	Tablero PCyM para 230 kV	180,000.00
6	Transformadores de corriente de 230 kV	160,000.00
3	Seccionadores de 230 kV	90,000.00
1	Interruptor 230 kV, 2000 A	20,000.00
3	Transformadores de potencia banco 230 kV	4,800,000.00
<b>MONTAJE ELECTROMECAÁNICO</b>		
2	Montaje disyuntor Pass M0 138 kV	16,000.00
2	Montaje transformadores de potencial 138 kV	8,000.00
6	Montaje pararrayos 120 kV, 98 MCOV	6,000.00
2	Montaje tablero PCyM	12,000.00
1	Montaje módulo completo Pass M00 69 kV	7,000.00
1	Montaje seccionador tripolar, 2000 A, 40 kA	4,000.00
3	Montaje pararrayos de 69 kV, 48 MCOV	3,000.00
6	Montaje transformadores de corriente 230 kV	24,000.00
1	Montaje interruptor 230 kA	4,000.00
3	Montaje seccionadores 230 kV	3,000.00
1	Global montaje de los transformadores de potencia de 138 y 230 kV	300,000.00
1	Global transporte y grúa para los transformadores de potencia de 138 y 230 kV	400,000.00
<b>OBRA CIVIL Y CIMENTACIONES</b>		

	Obra civil salida de línea y cimentaciones 138 kV	62,480.00
	Obra civil y cimentaciones modulo de transformación 138 kV	105,000.00
3	Obra civil para transformadores de potencia 138 kV	400,000.00
	Obra civil modulo de transformación 138/69 kV y estructuras	5,000.00
3	Obra civil y cimentaciones campo de transformación 230 kV	750,000.00
	<b>ESTRUCTURAS</b>	
	Estructuras metálicas y pórticos salida de línea 138 kV	5,000.00
	Estructuras metálicas y pórticos del modulo de transformación 138 kV	12,000.00
	Estructuras metálicas y pórticos de la subestación 138/69 kV	6,520.00
	Estructuras metálicas y pórticos campo de 230 kV	400,000.00
	<b>TRABAJOS COMPLEMENTARIOS</b>	
	Telecontrol	80,000.00
	Servicios auxiliares	300,000.00
	Alumbrado exterior	60,000.00
	Red de tierras para todas las bahías	90,000.00
	Sub-total	11,825,000.00
	Imprevistos (20%)	2,365,000.00
	Ingeniería (15% de sumatoria de Sub-total e imprevistos)	2,128,500.00

	<b>Total Proyecto Subestación</b>	<b>16,318,500.00</b>
--	-----------------------------------	----------------------

### **2.6.15.2 Ingresos**

Todo proyecto requiere de ingresos para poder subsistir. Estos ingresos se lograron a través de un financiamiento del componente de infraestructura del proyecto SIEPAC, del cual el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) suscribió un contrato de préstamo con el INDE con garantía estatal, por la cantidad de \$ 40,000.000.00. Dicho préstamo esta considerado para un lapso de pago de 30 años a una tasa del 6% anual que es la tasa considerada por el BID para este tipo de proyectos.

La recuperación y pago de este crédito se lograra a través de las ventas de los diferentes productos o servicios que se puedan proporcionar, en este caso los ingresos están en función de la cantidad de energía que consuman los usuarios, combinada con las tarifas que se tengan en el mercado, los subsidios y los ingresos por parte de las generadoras.

### **2.6.16 Evaluación económica**

La evaluación económica de un proyecto consiste en determinar si dicho proyecto se puede realizar o no, analizando las diferentes variables que intervienen en el. Esta evaluación se lleva a cabo por medio de varios métodos dentro de los cuales se puede mencionar el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) los cuales proporcionan datos concretos que le permiten al analista y a los inversionistas conocer los riesgos y tomar la decisión correcta. A continuación se presentan los métodos indicados.

### 2.6.16.1 Valor actual neto (VAN)

Este método consiste en evaluar los ingresos y egresos de un proyecto en igualdad de condiciones, esto quiere decir que tanto unos como otros se trasladan al momento cero y se procede a hacer la suma algebraica de los mismos, teniendo signo positivos los primeros y signo negativo los segundos.

Si el resultado es negativo el proyecto no es factible y si el resultado es positivo el proyecto es factible. Es muy poco probable que el resultado sea cero, en cuyo caso se toma el proyecto como bueno. A continuación se muestra el cálculo realizado para la subestación Panaluya.

Datos de entrada:

Costo total del proyecto: \$ 16, 318,500.00

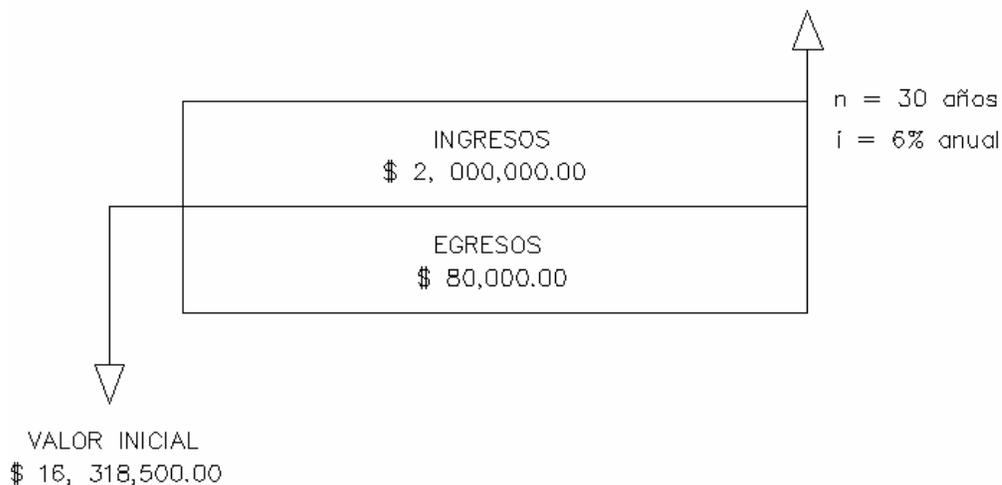
Costos de operación del proyecto: \$ 80,000.00 aumentado 10% cada año

Ingresos estimados para el proyecto según INDE = \$ 2, 000,000.00

Para un tiempo de recuperación = 30 años

Tasa de interés según el BID = 6% anual

**Figura 26. Diagrama de flujo de caja para el cálculo del VAN**



$$VPN = -16,318,500 - 80,000 \frac{1.1^{30} - 1}{0.10(1.10)^{30}} + 2,000,000 \frac{1.1^{30} - 1}{0.10(1.10)^{30}}$$

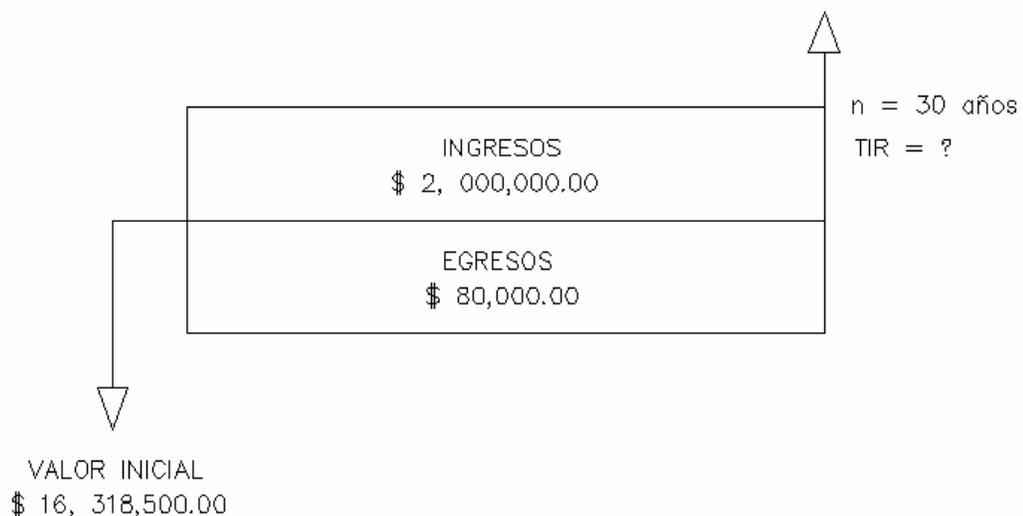
$$VPN = \$1,781,175.77$$

### 2.6.16.2 Tasa interna de retorno (TIR)

El dato que se obtiene por este método se puede tomar como el indicador de la rentabilidad de un proyecto, ya que el valor que se obtiene está indicado en porcentaje y corresponde al punto donde el VAN es igual a cero. El resultado que se obtiene se compara con las tasas de interés del mercado para tener un punto de referencia que permita determinar si el proyecto es bueno o malo, desde el punto de vista de los inversionistas.

El cálculo de la TIR se hace por interpolación, tomando en cuenta los valores del VAN en donde se produce el cambio de signo.

**Figura 27. Diagrama de flujo de caja para el cálculo de la TIR**



Para una TIR del 10%:

$$VPN_{\text{BENEFICIOS}} = 2,000,000 \left( \frac{1.1^30 - 1}{0.10(1.10)^30} \right)$$

$$VPN_{\text{COSTOS}} = -2,000,000 - \left( 80,000 + 80,000 \left( \frac{1}{0.1} - \frac{30}{(1.1)^30 - 1} \right) \right) \left( \frac{1.1^30 - 1}{0.10(1.10)^30} \right)$$

$$VPN_{\text{BENEFICIOS}} = \$ 18,853,828.93$$

$$VPN_{\text{COSTOS}} = - \$ 8,246,126.30$$

$$VPN = \$ 10,607,702.63$$

Para una TIR del 15%:

$$VPN_{\text{BENEFICIOS}} = 2,000,000 \left( \frac{1.15^30 - 1}{0.15(1.15)^30} \right)$$

$$VPN_{\text{BENEFICIOS}} = \$ 13,131,959.27$$

$$VPN_{\text{COSTOS}} = -2,000,000 - \left( 80,000 + 80,000 \left( \frac{1}{0.15} - \frac{30}{(1.15)^30 - 1} \right) \right) \left( \frac{1.15^30 - 1}{0.15(1.15)^30} \right)$$

$$VPN_{\text{COSTOS}} = - \$ 5,340,206.93$$

$$VPN = \$ 7,791,752.34$$

Para una TIR del 95%:

$$VPN_{\text{BENEFICIOS}} = 2,000,000 - \left( \frac{1.95^{30} - 1}{0.95(1.95)^{30}} \right)$$

$$VPN_{\text{BENEFICIOS}} = \$ 2,105,263.15$$

$$VPN_{\text{COSTOS}} = -2,000,000 - \left[ 80,000 + 80,000 \left( \frac{1}{0.95} - \frac{30}{(1.95)^{30} - 1} \right) \right] \left( \frac{1.95^{30} - 1}{0.95(1.95)^{30}} \right)$$

$$VPN_{\text{COSTOS}} = -\$ 2,168,642.65$$

$$VPN = -\$ 63,379.50$$

10% ----- \$ 10,607,702.63

TIR ----- VPN = 0

95% ----- -\$ 63,379.50

$$TIR = \frac{(10 - 95)(0 - (-63,379.50))}{(10,607,702.63 - 63,379.50)} + 18$$

**TIR = 17.50%**

Por lo tanto puede decirse que la tasa interna de retorno de la inversión es del 17.50% anual, lo que indica que el proyecto es rentable y tiene una

expectativa que esta por encima de las tasas de interés requeridas para proyectos sociales.

### **2.6.17 Factibilidad económica**

La factibilidad económica se comprueba con el resultado del VAN y de la TIR, como se ha visto anteriormente los resultados indican que el proyecto representa un beneficio real para toda la región y aun sin considerar algunas ventajas económicas que por su naturaleza son difíciles de valorar y cuantificar.

#### **2.6.17.1 Beneficios sociales**

Los beneficios que acarrea el proyecto hacen que sea factible desde el punto de vista social, puesto que habrá mejoras para las comunidades y las personas, lo que les permitirá alcanzar una mejor calidad de vida.

Se pueden mencionar algunos de los beneficios intangibles que se derivan de la introducción de energía eléctrica.

- Apoyar la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional (MER) mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que facilite la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones del transporte de energía eléctrica.
- Unir los mercados eléctricos mesoamericanos para reducir el costo de electricidad a los usuarios finales y mejorar la competitividad de las empresas.
- La creación de nuevas escuelas.

- Aprovechar en mejor forma los programas educativos que se difunden por radio y televisión.
- Reducción de la tala de árboles y arbustos con propósitos de hacer leña, con la lógica consecuencia en el régimen de lluvias y en la generación de oxígeno.
- Disminución de la contaminación del aire por residuos de velas y velones y por ende mejora en la pureza del mismo.
- Reducción de posibilidades de incendios forestales.
- Desarrollo de actividades sociales en la comunidad gracias a la iluminación.
- Reducción de los riesgos de incendio y muerte originados por el uso de velas y velones.

#### **2.6.17.2 Incremento en la tasa de empleo de la región**

Un beneficio importante pero intangible que se debe a la introducción de energía eléctrica en las áreas rurales es el incremento en la tasa de empleo, puesto que existen algunas personas que cuentan con recursos para implementar pequeñas y medianas industrias y por consiguiente tendrán necesidad de mano de obra, la cual existe en abundancia en esa parte del país.

Esta es una de las consecuencias más importantes de un proyecto de electrificación rural, ya que debido a las nuevas condiciones de materia de infraestructura, los habitantes también tienen la oportunidad de iniciarse en un programa de usos productivos de la electricidad que les permita desarrollar pequeños negocios que incrementen los ingresos familiares y que al mismo tiempo les ayude a ellos y a sus comunidades a salir de las condiciones de subdesarrollo en que se encuentran.

### **2.6.18 Factibilidad técnica**

El proyecto es factible técnicamente porque no se requiere hacer un trabajo que este fuera del alcance y de las posibilidades de las comunidades y de las empresas responsables de realizarlo. Se emplearán técnicas y materiales que son de fácil obtención y las vías de acceso para realizar los trabajos no presentan mayores problemas para la movilización de los encargados de la ejecución.

### **3. FASE DE INVESTIGACION - PLAN DE CONTINGENCIA**

#### **3.1 Aspectos legales**

##### **3.1.1 Marco político legal ambiental**

###### **3.1.1.1 Marco legal constitucional**

La Constitución Política de la República de Guatemala: en la Sección Décima sobre el Régimen Económico y Social del Capítulo II sobre los Derechos Sociales, se establece en el Artículo 119 las Obligaciones fundamentales del Estado, entre las cuales se encuentre la del inciso c) que dice: “Adoptar las medidas que sean necesarias para la conservación, desarrollo y aprovechamiento de los recursos naturales en forma eficiente: “...El artículo 119 forma parte del régimen económico y social que la Constitución establece dentro del capítulo de los derechos sociales. Enumera dicho artículo “las obligaciones fundamentales del Estado” en materia económico-social. Se ha considerado que en materia financiera la Constitución contiene normas de tres órdenes: las relacionadas con las garantías de los derechos de los contribuyentes, las que se refieren a la competencia de los diferentes órganos del Estado y las que establecen las formas de actuación del Congreso y del Gobierno. El artículo 119 no contiene sino normas programáticas, que no establecen derechos de los gobernados...” Gaceta No. 37, pagina No. 51, sentencia: 29-09-95.

De igual manera en el artículo 129 se declara de urgencia nacional, la electrificación del país de acuerdo a los planes formulados por el Estado y las Municipalidades y contempla la posibilidad de participación de la iniciativa privada.

El Tratado Macro del Mercado Eléctrico de América Central y el Protocolo aprobado por el Congreso de la República en el Decreto Numero 25-98 y publicada su ratificación en el Diario Oficial el 8 de octubre de 1998. Dicho Tratado tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.

### **3.1.2 Legislación ordinaria aplicable**

- Decreto Número 68-86 del Congreso de la República de Guatemala: corresponde a la “Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente” en la cual se instituye el “Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental” como el instrumento para hacer compatibles el desarrollo del país y la protección al medio ambiente nacional.
- Decreto Número 1-93 del Congreso de la República de Guatemala: este decreto adiciona el Artículo 8 del Decreto Número 68-86 del Congreso de la República de Guatemala, en el sentido de sancionar a todo funcionario público que en ejercicio de sus funciones, omitiera exigir la presentación del “Estudio de Impacto Ambiental” previo a la autorización de proyectos de desarrollo en el ámbito de su competencia.
- Decreto Número 101-96 del Congreso de la República de Guatemala: la Ley Forestal de Guatemala establece como objeto fundamental la declaratoria de urgencia nacional y de interés social la reforestación y la conservación de

los bosques, para lo cual se propicia el desarrollo forestal y manejo sostenible, indicando además que como ley ordinaria su observancia es general y que su ámbito de aplicación se extiende en todo el territorio nacional y que comprende a los terrenos cubiertos de bosque y a los de vocación forestal. Esta ley obliga a que aquellas personas individuales o jurídicas que corten bosque para tender líneas o construir estaciones eléctricas, oleoductos, notificaciones y otras obras de infraestructura a la repoblación forestal y ordena el plazo de 4 años para dar por concluidas las obligaciones de reforestación (Artículos 67 inciso c) y 70 de la Ley Forestal)

- Decreto Número 4-89 del Congreso de la República: esta ley es la que regula las Áreas Protegidas y crea el Sistema Guatemalteco de Áreas Protegidas, el que se integra por todas las áreas protegidas y entidades que las administran con el fin de lograr la conservación, rehabilitación, mejoramiento y protección de los recursos naturales del país, particularmente de la flora y fauna silvestre.
- Crea el Consejo Nacional de Áreas Protegidas con el fin e que sea a través de este la aprobación de los planes maestros y operativos para el manejo de cada una de las áreas. Norma entre otros, las actividades dentro de las áreas protegidas, indicando que las empresas públicas o privadas tengan actualmente o que en el futuro desarrollen instalaciones o actividades dentro de las áreas protegidas, indicando que las empresas públicas o privadas que tengan actualmente o que e el futuro desarrollen instalaciones o actividades comerciales, industriales, turísticas pesqueras, forestales agropecuarias, experimentales, o de transporte dentro del perímetro de las áreas protegidas, deben celebrar de mutuo acuerdo con el Consejo un contrato en que se establezcan las condiciones y normas de operación, determinadas por un estudio de impacto ambiental presentado por el interesado y evaluado por el CONAP.

- Decreto Número 26-97, reformado por el Decreto 81-98 ambos del Congreso de la República de Guatemala: la Ley para la Protección del Patrimonio Cultural de la Nación y su reforma, tienen por objeto la protección, defensa, investigación, conservación y recuperación de los bienes que integran el patrimonio cultural de la Nación a través del Ministerio de Cultura y Deportes. La aplicación de esta ley incluye todos aquellos bienes del patrimonio cultural que estuvieren amenazados o inminente peligro de desaparición o daño debido a la ejecución de obras públicas o privadas para desarrollo urbano o turístico; la modificación del nivel de conducción de agua construcción de represas o diques; la rotura de tierra y limpia de la misma, para fines agrícolas, forestales, industriales, mineros, urbanísticos y turísticos; la apertura de vías de comunicación y otras obras de infraestructura.
- Decreto Número 95-2000 del Congreso de la República de Guatemala: este cuerpo legal contiene la creación del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales –MARN- el cual a partir del 2 de enero del año 2001 se convierte en el ente regulador de la conservación y mejoramiento del medio ambiente en la República de Guatemala.
- Decreto Número 90-97 del Congreso de la República de Guatemala: esta legislación que corresponde al Código de Salud, en el se regulan entre otros asuntos, los aspectos relacionados con: el saneamiento del medio ambiente, el abastecimiento del agua potable, la eliminación y disposición de excretas y aguas servidas, la disposición de basuras, afluentes residuales, molestias públicas, riesgos colectivos y de la higiene laboral.
- Código Municipal y Reglamentaciones Municipales: este instrumento autoriza y faculta a las municipalidades a enfrentar los problemas derivados de la contaminación ambiental. El Alcalde Municipal tiene atribuciones para velar por la limpieza y salubridad general el municipio en lugares públicos y

además también menciona algunas situaciones específicas relacionadas con contaminación.

- Código de Trabajo y su Reglamento: el Artículo 197 determina que todo patrono está obligado a adoptar las precauciones necesarias para proteger eficazmente la vida y la salud de sus trabajadores, introduciendo por su cuenta todas las medidas de higiene y seguridad (industrial) en los lugares de trabajo.
- Decreto Número 93-96 del Congreso de la República: ley General de Electricidad, desarrolla los Artículos 129 y 130 de la Constitución Política de la República y norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

### **3.1.3 Requisitos y trámites**

Acuerdo Gubernativo Número 256-97. Reglamento de la Ley General de Electricidad: este Reglamento desarrolla la aplicación de las normas de la Ley General de Electricidad, Decreto Numero 93-96 del Congreso de la Republica y su ámbito de aplicación dentro de la Ley reglamenta lo relativo a las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización, que incluye la importación y exportación de electricidad; que desarrollan tanto las personas individuales o jurídicas con participación privada, mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución; y contiene:

- Las Definiciones Generales.
- Establece como responsable de su aplicación al Ministerio de Energía y Minas a través de la dependencia competente y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, salvo cuando sea competencia exclusiva de la Comisión de conformidad con la Ley y su Reglamento.

- Los requisitos de la Solicitud de Autorizaciones definitivas para plantas de generación hidroeléctrica y geotérmica, transporte y distribución, se encuentra reglamentado en el Artículo 4 del Reglamento.
- En el artículo 9 se establece el trámite para la determinación de Daños y Perjuicios en aquellos casos en que derivado de las actividades desarrolladas por la autorización temporal causen daños o perjuicios a los propietarios, poseedores o tenedores de los bienes, y ante la falta de acuerdo entre las partes, las personas o empresas afectadas informaran al Ministerio los datos de identificación del afectado, los datos de identificación del responsable de los daños y la descripción y cuantificación de los daños causados. Señalando que en caso de determinarse los daños y el responsable no pagare los daños o perjuicios ocasionados, el Ministerio deberá derogar la autorización y las sanciones que establece la ley.
- Lo relativo a las Autorizaciones para el Transporte de Energía Eléctrica se regulan los casos que necesitan la autorización; la posibilidad de establecer reservas de la capacidad de transporte y la inclusión de la cláusula de Rescisión del contrato de autorización. Lo anterior se encuentra contenido en los Artículos del 10 al 13 del reglamento.
- En los artículos 13, 15 y 16 se regula lo referente a las autorizaciones para Centrales Generadoras: Centrales Hidroeléctricas; Mecanismos de Concurso y Centrales Geotérmicas.
- Las autorizaciones para el Servicio de Distribución Final de Electricidad se reglamenta en los artículos del 17 al 19.

- Las causas de terminación y los requisitos de autorización de Transferencias se encuentran normadas del Artículo 20 al Artículo 28 del reglamento.

### **3.1.4 Tratados y leyes relacionadas con la protección de la biodiversidad y el medio ambiente**

#### **3.1.4.1 Convenios ambientales**

- Convenio para la protección de la flora. De la fauna y de las bellezas escénicas naturales de los países de América.  
Publicado en Diario Oficial el 22/08/1941.

Objetivo: proteger las áreas naturales importantes, así como la fauna y la flora, especialmente las especies amenazadas y las aves migratorias.

- Convenio sobre el comercio internacional de especies amenazadas de fauna y flora silvestre.

Publicado en Diario Oficial el 14/03/1980.

Objetivo: proteger las especies amenazadas de fauna y flora mediante la limitación y el control del comercio internacional de dichas especies.

- Convenio Centroamericano para la Protección del Ambiente y Protocolo al Convenio de la Creación de la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo.

Publicado en Diario Oficial el 13/06/1990.

Objetivo: fortalecer la cooperación regional para la utilización sostenible de los recursos naturales, el control de la contaminación, restablecimiento del equilibrio ecológico y mejoramiento de la calidad de vida.

- Convenio para la Conservación de la Biodiversidad y Protección de Áreas Silvestres Prioritarias en América Central.

Publicado en Diario Oficial el 10/10/1993.

- Convenio sobre la Diversidad Biológica.

Publicado en Diario Oficial el 12/01/1996.

Objetivo: conservar la diversidad biológica, promover un uso sostenible de sus componentes, y repartir de manera equitativa los beneficios generados por la utilización de los recursos genéticos.

- Convenio Centroamericano para el Manejo y Conservación de los Ecosistemas Naturales Forestales y el Desarrollo de Plantaciones Forestales.

Publicado en Diario Oficial el 11/11/1994.

Objetivo: reducir el nivel de deforestación y promover el uso sostenible del recurso forestal en América Central.

- Convenio de las Naciones Unidas para Combatir la Desertificación y la Sequía. Aprobado por Decreto No. 13-98 del 25/02/98, no publicado.

Objetivo: combatir la desertificación y mitigar los efectos de la sequía mediante estrategias de largo plazo que enfocan la rehabilitación y mejoramiento de la productividad del suelo, así como la conservación y el manejo sostenible de las tierras y los recursos acuáticos.

#### **3.1.4.2 Declaraciones**

- Declaración sobre el Ambiente Humano. Stockholm, Suecia, 16/06/1972.
- Carta Mundial de la Naturaleza. Nueva York, EEUU, 28/10/1982.

- Declaración sobre el Ambiente y el Desarrollo. Río de Janeiro, Brasil, 14/06/1992.
- Declaración Conjunta Centroamericana USA. Miami, USA, 10/12/1994.

### **3.2 Antecedentes**

Desde el año de 1977 en que fue puesta en servicio la subestación Panaluya hasta la fecha, los sistemas eléctricos de los países centroamericanos se encuentran unidos por intersecciones débiles, formando dos subsistemas separados; el primero de los cuales une a Guatemala con El Salvador y el segundo el resto de los países, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, lo que impide realizar intercambios energéticos compartidos entre todos los países. Los dos sistemas se podrían unir, mediante una línea de 230 kV entre Honduras y El Salvador y se tendría un solo sistema operando a 230 kV.

El proyecto SIEPAC se origino en 1987, en una primera reunión de las agencias y agentes gubernamentales responsables del sector eléctrico de los seis países del istmo centroamericano, y contó desde su inicio con el apoyo del Gobierno de España, que patrocino el estudio de un proyecto de interconexión que conectaría todos los países con una red troncal a 230 kV, y que debería construirse para el año 1992. En esta reunión fue firmado por todos los presidentes, un protocolo de acuerdo en el que se formalizo el compromiso y vinculación de las Empresas Eléctricas al Proyecto y se decidió la realización de los estudios necesarios para su materialización.

Como antecedentes técnicos se utilizaron en un principio los estudios realizados hasta la fecha por las propias empresas eléctricas nacionales, apoyadas por la Comisión Económica para América Latina, así como los datos existentes de la realidad misma de las interconexiones presentes entre los diferentes países.

Una vez concluidos estos estudios, se presentaron al BID y al Banco Internacional de Recursos y Finanzas (BIRF), al igual que a la Cumbre de Presidentes Centroamericanos de julio de 1988. Analizados por estos organismos ciertos aspectos del proyecto, tales como la oportunidad de la construcción, su nivel de voltaje, y la necesidad de considerar un desarrollo gradual del sistema, dado su elevado coste de inversión, durante la IV Cumbre presidencial de julio de 1989, se decidió reformular el Proyecto para adaptarlo a las necesidades y posibilidades económicas de los países, reprogramándolo en tres etapas con una duración total aproximada de diez años.

En el año 1991 ENDESA presento al BID el esquema para desarrollar el proyecto reformado, cuyo análisis se prepararon, conjuntamente con el BID, los Términos de Referencia del proyecto y la propuesta de trabajo de los estudios complementarios, aprobados ambos en la reunión de presidentes y coordinadores del proyecto SIEPAC, celebrada en Madrid en septiembre de 1992.

Paralelamente, y también en Madrid, se constituyo la sociedad SIEPAC, S. A., en julio de 1993, integrada por el grupo ENDESA de España, y las empresas centroamericanas interesadas en el proyecto, es decir el INDE de Guatemala, la CEL de El Salvador, la ENEE de Honduras, el INE de Nicaragua, el ICE de Costa Rica y el antiguo IRHE de Panamá, cuyo principal objeto es la construcción y explotación del sistema eléctrico de interconexión.

Por ultimo tras la correspondiente negociación se ha reformulado el proyecto en la ultima reunión de los coordinadores nacionales, coincidiendo con la misión de análisis del BID, habiéndose decidido a partir de los análisis realizados por los consultores externos, que la línea definitiva sea el diseño y construcción de la subestación Panaluya que permita la conexión con los países de América Central.

### **3.3 Plan de contingencia ante sismos, erupciones volcánicas, erosiones de suelo, inundaciones, incendios y accidentes provocados por las actividades humanas**

#### **3.3.1 Riesgos naturales**

Guatemala es un país con mucha actividad tectónica y volcánica debido a su posición geográfica, ya que pertenece al Cinturón de Fuego Circumpacífico. Desde el punto de vista tectónico, en el territorio nacional convergen tres placas tectónicas:

- Placa del Coco en el sur, formando una zona de subducción en la costa del Pacífico.
- Placa del Caribe, la cual ocupa toda la parte central del país. En esta placa se desarrolla todo el vulcanismo el país, y sobre esta placa corre la totalidad del trazo de la línea. La zona de falla del Motagua es parte del límite de esta placa con la de Norte América.
- Placa de Norte América, ubicada en el norte del país.

#### **3.3.2 Marco tectónico y sismicidad**

##### **3.3.2.1 Tectónica regional y local**

Desde el punto de vista regional, los rasgos geo-estructurales en Guatemala son producto de la interacción de las Placas Tectónicas de Norte América, Caribe y del Coco. El movimiento relativo entre ellas produce dos tipos fundamentales de contactos o límites:

- Tipo transcurrente o de corrimiento lateral: el cual se observa entre las placas de Norte América y Caribe. La expresión en superficie de este límite lo constituyen los sistemas de fallas Chixoy-Polochic, Motagua y Jocotán-Chamelecón.
- Tipo Subducción: observando entre las placas del Coco y Caribe. Las manifestaciones más claras de este proceso son: La fosa Mesoamericana, el Arco Volcánico Cuaternario y la distribución espacial de la sismicidad que define el plano de Wadatti-Benioff.

Estas dos franjas de deformación, a lo largo de las zonas de contacto entre Placas, delimitan una región en forma de cuña en la cual existen una serie de rasgos estructurales secundarios. Entre estos, se encuentran los sistemas de fallas longitudinales a la Fosa. Este sistema está atravesando, y en algunos casos inclusive desplazado, por fallas y expresiones topográficas transversales. Otros sistemas de fallas transversales se localizan entre el Arco Volcánico y la Falla Motagua, en el centro de Guatemala, formando en algunos casos depresiones o gravámenes con orientación preferencial aproximada Norte-Sur.

### **3.3.2.2 Sismicidad en el área de El Progreso y Zacapa**

Sin lugar a dudas, la forma estructural más relevante del área la constituye la zona de discontinuidad de la Falla Motagua. La zona de callamiento de Motagua es un sistema de fallas de desplazamiento lateral izquierdo, la cual forma parte del sistema de fallas entre las placas de Norte América y Caribe, conformando el límite norte de la Placa Caribe. La Placa de Norte América se desplaza a lo largo de este sistema a una velocidad promedio de 2.2 cm., por año, hacia el oeste.

Durante el sismo del 4 de febrero de 1976, se verificó una ruptura de más de 250 km a lo largo de la Falla Motagua, con un desplazamiento horizontal de

hasta 3.4 m. El desplazamiento vertical fue en promedio un 30% del desplazamiento horizontal.

Por tratarse de una estructura regional mayor, el sistema Motagua posee una serie de fallas asociadas, tanto paralelas, como conjugadas resultantes.

La zona de fallamiento de Motagua es fuente de eventos someros, intensidades mayores a V (escala Mercali modificada), con periodos largos de recurrencia (del orden de los 60 años o más).

Las aceleraciones máximas del terreno esperadas oscilan entre 2.2 y 2.4 m/s<sup>2</sup>.

Para el tipo de eventos recurrentes en las zonas de El Progreso y Zacapa, se espera que ocurran aceleraciones máximas del terreno entre 2.2 y 2.4 m/s<sup>2</sup> por lo menos una vez en termino de 100 años.

De acuerdo con la macro zonificación sísmica de Guatemala, que se utiliza para la aplicación de las normas de construcción Sismo-Resistentes, la zona del proyecto, se ubica dentro de la Región 4.1; esto significa que para la zona, se deberá diseñar las obras de construcción civil tomando en cuenta que en esta zona, ocurren eventos sísmicos con intensidades mayores a 4 con aceleración mínima horizontal del terreno de 0.30 g y factores de amplificación de 0.10-0.20 g de aceleración mínima vertical.

### **3.3.2.3 Amenaza sísmica**

Implica la descripción del potencial de peligrosidad, a la que está expuesto el sitio de interés, debido a la eventual ocurrencia de fenómenos sísmicos. Esta peligrosidad involucra el fenómeno natural y sus efectos secundarios tales como: ruptura o activación de fallas locales, amplificaciones anómalas, fracturamiento del terreno, hundimientos, licuefacción de suelos, etc.

#### **3.3.2.4 Riesgo sísmico**

Se define como el producto de la amenaza por la vulnerabilidad de la obra. La evaluación del riesgo implica el estudio de la interacción suelo-estructura y el comportamiento dinámico de la obra civil en cuestión, lo cual está fuera del alcance del presente estudio. Como un complemento al estudio de amenaza sísmica, también se incluye un análisis en base a las normas del diseño antisísmico presentadas en el Código de Normas de Diseño Estructural de Obras y Edificaciones de la República de Guatemala. Aun cuando este documento está en proceso de revisión y publicación, es el único código de normas de construcción que existen en el país.

#### **3.3.3 Amenaza volcánica**

Aunque en Guatemala existen alrededor de 35 edificios volcánicos recientes, más de 300 centros eruptivos y 4 volcanes activos, en la zona donde se desarrollará el proyecto no existe amenaza volcánica, aun cuando existen 2 volcanes en un radio inferior a 20 km a la zona del proyecto, estos volcanes no se consideran activos. Además, la actividad volcánica actual, se está movilizándose hacia el sur, esto es, alejándose de la zona del proyecto.

#### **3.3.4 Riesgo de erosión**

Para la zona del proyecto, el 80% de los suelos tienen una alta susceptibilidad a ser erosionados y el 20% restante una susceptibilidad muy alta.

Es muy importante mencionar que la zona que tiene una susceptibilidad muy alta a la erosión coincide también con una zona geológicamente inestable debido al alto grado de tectotismo y que corresponde a depósitos de rocas carbonatadas cataclásticas, debido a una alta actividad deformativa relacionada a la zona de fallas del Motagua.

### **3.3.5 Riesgos de inundación**

Las inundaciones no afectarían directamente la construcción de la subestación eléctrica, ya que esta se encuentra alejada de los puntos de impacto de inundación.

### **3.3.6 Riesgos de incendios**

En la zona del proyecto se han generado y se generan incendios forestales en forma anual, debido a las prácticas de cultivo que incluyen las rozas (quemadas) que sirven para la preparación de los terrenos de cultivo. Los años que más incendios se han provocado, y que su mayoría fueron debidos a actividades agrícolas, han sido 1998 y 2003.

Dado que la subestación eléctrica no será instalada en zonas de cultivo tradicionales (maíz, frijol) que son las zonas donde más se aplica este tipo de técnicas, el riesgo de incendio sobre las torres y líneas, no es alto.

### **3.3.7 Riesgos derivados de los accidentes por actividades humanas**

Dentro de estos riesgos se pueden mencionar las actividades de extracción de rocas al momento de la construcción.

## **3.4 Impactos ambientales del proyecto**

Es durante la fase de construcción de la subestación en donde se presenta la mayoría de impactos sobre el entorno. La magnitud del impacto depende directamente del valor ecológico del área que será utilizada. En general los impactos más extendidos se verifican sobre el medio edáfico, debido a la construcción de caminos de acceso, modificaciones a las redes hidrológicas, daños y pérdida de la vegetación, pérdida de hábitats e invasión de especies exóticas; fragmentación y alteración de hábitats; aumento en la accesibilidad de áreas silvestres y protegidas, cambio en el uso de la tierra; riesgos para la

aviación; inducción de campos eléctricos y magnéticos; deterioro de recursos culturales y estéticos (paisaje), restricciones de uso y cambios en el valor de los inmuebles.

### **3.4.1 Impactos potenciales sobre el suelo**

De acuerdo con experiencias previas en proyectos de similares características, los efectos generados sobre el suelo son de pequeña magnitud y extensión, puesto que por ser puntuales (áreas de apoyo) no conllevan a la intervención o modificación profunda de grandes perfiles topográficos (movimientos de tierra) o perforaciones significativas (zanjas, pozos, etc.)

Los impactos se derivan principalmente de los movimientos de vehículos, maquinaria y personal necesario para la apertura de brechas de acceso, traslado de materiales, conformación de las plataformas y excavación de las cimentaciones, labores de armado e izado de estructuras y tendido del cableado.

Los efectos producidos incluyen la ruptura de las relaciones textuales superficiales del suelo, quedando éste así, expuesto a los factores meteorológicos que pueden incrementar la erodabilidad del suelo lo que a su vez conlleva a la degradación.

#### **3.4.1.1 Movimientos de tierra en la creación de plataformas**

La conformación del terreno para el asentamiento de las bases o apoyos de la subestación puede tomar dos formas distintas: en algunos casos se debe construir una plataforma para darle horizontalidad a terrenos escarpados; en otras la versatilidad de los apoyos supone la adaptación de las patas o apoyo a la topografía del terreno. Es de mencionar que el primer tipo es utilizado sólo en casos especiales.

En el segundo caso, el movimiento de tierras es mínimo. De cualquier manera, la colocación de los apoyos de las bases constituye una alteración inapreciable a la geomorfología del terreno.

El único efecto se verifica debido al movimiento de personal y equipo necesario para izar las torres y pórticos, el cual provoca una compactación de suelo. Esto redundará en pérdida de la capacidad de infiltración del agua. Sin embargo, este efecto se circunscribe al sitio y alrededores del sitio de la torre, pudiendo éste llegar hasta 100 m<sup>2</sup>.

Estos efectos son en la mayoría de los casos revertidos naturalmente; en otros casos bastará con una trilla del terreno y resiembra de especies herbáceas.

#### **3.4.1.2 Perforación de agujeros para cimentaciones**

La excavación de los agujeros para la construcción de las zapatas de fijación no significa una alteración considerable al suelo y un impacto imperceptible a la geomorfología local. Estas excavaciones se realizarán una para cada pata, con agujeros de forma rectangular de 2 m por lado y una profundidad de 2 a 3 m. Generalmente por métodos manuales. De aquí, que el material extraído no sea considerable, el cual mucho será aprovechado en el relleno posterior del mismo agujero. Esta actividad cambia el perfil edáfico y muchas veces los sobrantes son utilizados para la reparación de horizontes orgánicos. Esto supone un impacto no significativo tanto al medio edáfico como geomorfológico.

#### **3.4.1.3 Generación de desechos**

Como se indicó anteriormente el material producido por las acciones de apertura de caminos, conformación de sitios de apoyo y excavación de apoyos, no representa un volumen significativo en la mayoría de los casos. Por tanto,

su significancia como impacto es imperceptible. Caso contrario se puede dar en circunstancias de necesitar hacer una plataforma para el asentamiento de la torre o realizar estos trabajos en un entorno especialmente susceptible.

#### **3.4.1.4 Apertura de trazo o calle**

Al momento de que la subestación tenga que atravesar áreas de vegetación baja, los trabajos de tala de arbolado se facilitan por realizarse por métodos convencionales, provocando un efecto muy leve en el componente suelo. Caso diferente cuando se trata de zonas con densa población arbórea de gran altura. Esto obliga en algunos casos a emplear maquinaria pesada para los efectos.

#### **3.4.1.5 Impactos potenciales sobre el agua**

Las acciones normales involucradas en la construcción de una subestación eléctrica no suponen el manejo o vertido de sustancias que pudieran alterar las características químicas de las corrientes de agua. De aquí que los impactos potenciales sobre el agua se restringen a la interacción de la obra con el drenaje superficial. Estas pueden tomar la forma de: interrupciones del cauce natural debido al movimiento de tierras; contaminación física por el aumento de la carga de sólidos en suspensión y contaminación por derrames accidentales de aceite y/o combustibles.

#### **3.4.1.6 Daños en la red de drenajes**

La única intervención posible a la red de drenaje es la interrupción o desvío del curso del mismo, debido principalmente a los movimientos de tierra necesarios en la construcción de los accesos y cimentaciones. Esto es fácilmente solucionable con la instalación de tuberías o bóvedas, alcantarillas y vados sobre las corrientes.

#### **3.4.1.7 Cambios en las características físicas**

Este efecto es debido a la potenciación de la erosión ocasionada por la ruptura en la textura superficial de los suelos durante el movimiento de tierras para la contracción de accesos o plataformas. Pero este efecto se suscribe a la afectación de las propiedades físicas del agua, específicamente en la cantidad de sólidos en suspensión.

Sin embargo, estos efectos son de corta duración y totalmente reversibles.

#### **3.4.1.8 Niveles de presión sonora**

La utilización de maquinaria, en los casos en que sea requerido, incrementará los niveles de ruido en el área.

Pero esta condición solamente será durante la construcción de la subestación, por lo que su efecto tendrá carácter puntual, de corta duración y totalmente reversible.

Otra fuente de ruido, totalmente aceptable es la generada por la circulación de personal y vehículos, y por las actividades propias de las labores de las personas, cuyo nivel no afecta perceptiblemente el nivel de ruido de fondo del entorno.

#### **3.4.2 Afectación del microclima**

En términos generales se puede considerar como nulo el efecto de las acciones del proyecto sobre el clima de una región.

Caso contrario cuando ocurre es en la ejecución del proyecto, por lo tanto es necesaria la eliminación de una porción considerable de una comunidad boscosa importante, en cuyo caso sus efectos se reflejan como variaciones micro climáticas debidas a la mayor insolación de la superficie del terreno, con el consiguiente aumento de la evapotranspiración.

De igual forma, las corrientes de aire encuentran un corredor, incrementando su velocidad.

### **3.4.3 Impactos potenciales sobre el medio biológico**

Es durante la fase de construcción donde se verificará la mayor parte. El entorno biológico, por razones de su análisis en este estudio, será dividido en componente vegetal y componente faunístico.

#### **3.4.4 Impactos potenciales sobre la componente vegetal**

El único impacto que puede tenerse es solamente en la tala de árboles y remoción de la cubierta herbácea en el terreno de la subestación.

#### **3.4.5 Impactos potenciales sobre la componente faunística**

De acuerdo con las actividades propias de los animales terrestres, se pueden proyectar los siguientes impactos potenciales en su entorno: entre los daños potenciales a sitios de vivienda se pueden mencionar la destrucción de madrigueras y refugios, migración de aves por la apertura de los accesos y la conformación de plataformas.

Lo mismo sucede con la excavación para las cimentaciones de las bases.

Esto es especialmente importante para las especies de poca movilidad o pronunciada especialización, las cuales basan sus hábitos de alimentación, anidación y apareamiento en áreas de acción reducidas.

Estos impactos, pese a ser permanentes, son muy puntuales, y en muchos casos pueden ser reversibles, al momento de concluir las obras.

### **3.4.6 Efectos derivados del incremento del ruido**

Otros efectos consisten en el alejamiento de especies con más movilidad, debido a la circulación de personal y vehículos, por el ruido generado y la presencia de elementos ajenos a su entorno habitual.

Este efecto deberá ser totalmente reversible, dada la corta duración de construcción del proyecto.

### **3.4.7 Impactos potenciales sobre el medio socioeconómico**

No menos importante que los anteriores medios analizados es el medio socioeconómico. En este ámbito, los efectos positivos más evidentes son de carácter económico puntual y de corta duración, durante la ejecución del proyecto, sin embargo, son los beneficios globales a largo plazo los que hacen de este tipo de proyecto de gran importancia a nivel nacional.

### **3.4.8 Impactos potenciales sobre la población**

En cualquier lugar donde se implementen nuevos procesos industriales, productivos o de servicio, el conglomerado social local se vería inmerso de alguna manera en ellos. Así, se puede citar la creación de fuentes de trabajo, cambios en el sistema económico, generación de beneficios indirectos y otra serie de sucesos como los efectos positivos de la construcción de un proyecto como el que se estudia.

La contraparte la constituye la posible introducción de modelos o sistemas de valores contrarios a los habituales en la comunidad afectada.

En primer término debe considerarse que este tipo de proyectos conlleva la contratación de trabajadores locales, los cuales, si bien es cierto son de carácter temporal y generalmente para desempeñar trabajos con poca especialización, en muchas poblaciones, donde la única fuente de ingresos es

el cultivo de la tierra, estas oportunidades pueden ser de gran beneficio para algún sector de la comunidad. Los trabajadores contratados para esta obra se ven beneficiados en distintos sentidos:

- Aumento en los ingresos económicos
- Oportunidad de aprendizaje y especialización
- Generación de ingresos en forma indirecta
- Cambios en los patrones locales (instalación de campamentos, etc.)

#### **3.4.9 Impactos significativos**

De acuerdo con el análisis realizado, el único impacto significativo negativo se verificará sobre los elementos paisajísticos del entorno. Esto por las dimensiones de las estructuras que involucra.

Dentro de los impactos positivos se señala la importancia económica que representará, sobre todo durante la fase de construcción, para las poblaciones involucradas. Pero sobre todo, el impacto dominante se representará a nivel global como país, por las posibilidades de desarrollo que el mismo conlleva.

#### **3.4.10 Conclusiones generales**

El proyecto de construcción de la subestación eléctrica Panaluya en 230 kV, es de suma importancia regional y nacional, ya que influirá positivamente en el proceso de desarrollo. Y, en el caso concreto del tramo Guatemala Norte – Panaluya, el cual será de suma importancia para lograr la interconexión con Honduras, lo cual es primordial para poder completar la interconexión eléctrica en Centro América.

El proyecto de construcción de la subestación Panaluya de 230 kV es ambientalmente compatible y se ha propuesto las medidas de prevención y

mitigación pertinentes para los efectos negativos identificados en el análisis de impactos.

Desde el punto de vista socio económico, es de gran importancia para el país y para la región Centroamericana, ya que contribuirá a mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico en la región.

Cada una de las personas que viven en las regiones por las que la se encontrará la subestación, tiene sus propios valores culturales; afortunadamente, el tipo de proyecto no afecta de manera directa sus formas y expresiones de vida; por lo que se piensa que en el futuro se puede incrementar el nivel de su vivienda cultural, pues el proyecto trae consigo un mejoramiento en su calidad de vida.

El proyecto es económicamente viable, rentable y sustentable. Desde la perspectiva del análisis Costo-Beneficio, en el largo plazo se puede estimar que se tendrán ahorros sustanciales y muy significativos en las economías de los países del istmo centroamericano.

### **3.5 Recomendaciones generales sobre el impacto ambiental**

La implementación del proyecto debe tener incidencia positiva en las poblaciones de la región. Para su logro efectivo se debe tomar en cuenta que en la mayoría de los casos, el comportamiento es determinado por el aprendizaje, y éste a su vez, se ve condicionado por la sociedad de donde se toman los valores, las percepciones, las preferencias y los comportamientos respecto al proyecto; en la medida en la que el individuo desea socializar con su medio ambiente, identificándose con él.

Es necesario potenciar espacios de educación ambiental para que el proyecto tenga el impacto positivo que se espera; que tanto el beneficiario directo e indirecto obtenga un conocimiento claro, actual y eficaz; para que su

cultura se vaya modificando en el sentido positivo. Esto permitirá su apropiación y su identificación con él.

Es necesario tomar en cuenta y en consideración que el proyecto en estudio no tiene sus alcances sociales únicamente en la región del tramo estudiado, sino que los tiene a nivel nacional e internacional, por lo que es recomendable que las acciones que se emprendan desde la EPR sean a nivel informativo. Se recomienda hacer uso de estos tipos de comunicación: a) Instrumental, que proporciona una guía, ayuda o brinda formación al conglomerado social. Persuasiva: que busca de convencer al hombre que conforma las sociedades de los múltiples beneficios que tiene el proyecto. c) Interactiva: en la que se enfoca el proceso de retorno comunicacional, es decir, una constante retroalimentación de la población a la unidad ejecutora y viceversa; esto en conjunto traerá como beneficio la utilización del servicio. Se este que este programa informativo deberá llevarse a cabo durante dos años y deberá contar con anuncios de radio, televisión e impresión de trifoliales. El costo de este programa sería de USD 20,000,00 y deberá estar a cargo de la EPR.

## **4. FASE DE ENSEÑANZA – APRENDIZAJE**

### **4.1 Métodos de capacitación**

#### **4.1.1 Objetivo del método de capacitación**

El objetivo primordial del método de capacitación fue dar a conocer al personal de la empresa el uso y aplicación que se le puede dar al *software* para iluminación denominado Dialux, tanto interior como exterior el cual puede servir para implementarlo cualquier proyecto y así evitarse los cálculos a mano que son muy tediosos.

#### **4.1.2 Método magistral**

El método que se uso para la capacitación fue el de clases magistrales a cerca de cómo usar el *software*.

Para esto se hizo uso de presentaciones en *Microsoft Power Point*, así como de varias clases interactivas con el personal de la empresa.

#### **4.1.3 Periodo de capacitación**

La duración de este curso fue de diez días y cada clase impartida fue de aproximadamente una hora en lo que son las instalaciones de la empresa.

#### **4.1.4 Generalidades**

##### **4.1.4.1 Acerca de Dialux**

Es un *software* completo y gratuito utilizado por profesionales para crear proyectos de iluminación. Está abierto a las luminarias de todos los fabricantes, además de que es un *software* hecho por planificadores para planificadores. Es muy utilizado por varios cientos de miles de diseñadores de iluminación en todo el mundo.

Se ha comprobado que con Dialux, se pueden lograr diseños más simples y sencillos que con otros paquetes de computación, se pueden crear mundos virtuales y documentar los resultados en visualizaciones fotorrealistas impresionantes.

Además, se puede tomar como base datos CAD de otros programas arquitectónicos como por ejemplo Autocad y exportar cómodamente los resultados de nuevo al programa original.

##### **4.1.4.2 Resultados del curso impartido**

El haber desarrollado el curso para el *software* de iluminación Dialux fue muy satisfactorio, ya que se logró dar una interacción a los profesionales con el paquete de computación. Este será una gran herramienta para el diseño de sistemas de iluminación en subestaciones, además se obtendrá el ahorro de tiempo, exactitud, optimización de recursos y una gran presentación al momento de realizar cualquier proyección eléctrica.

## CONCLUSIONES

1. El diseño del primer sistema de transmisión eléctrica regional, que reforzará la red eléctrica de América Central apoyará la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional, mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que facilite la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica.
2. El proyecto de construcción de la subestación eléctrica Panaluya en 230 kV, es de suma importancia regional y nacional, ya que influirá positivamente en el proceso de desarrollo, permitiendo la interconexión con Honduras y así poder cerrar la interconexión con Centro América.
3. Establecer la infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes del MER.
4. La subestación Panaluya, en conjunto con refuerzos de los sistemas de transmisión nacionales, permitirán disponer de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de cerca de 300 MW, entre los países de la región.
5. Es importante que los estudiantes realicen la planificación y diseño de una subestación, porque reúne los conocimientos de las diferentes materias cursadas durante la carrera de Ingeniería

Eléctrica, desde nociones fundamentales hasta procedimientos complejos, logrando así la creación de un criterio de diseño no solo para esta subestación, sino para futuras.

6. El equipo eléctrico de potencia fue dimensionado con una corriente de corto circuito igual a 25 kA, ya que técnica y económicamente este era el valor más conveniente, debido al crecimiento que tendrá la subestación y el sistema eléctrico del país.
7. Desde el punto de vista socio económico, la ampliación de la subestación Panaluya es de gran importancia para el país y para la región Centroamericana, ya que contribuirá a mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico en la región.

## RECOMENDACIONES

1. Es necesario hacer una actualización del estudio de cortocircuito cuando las condiciones de carga de la subestación vayan aumentando, con el fin de evitar fallas futuras que puedan resultar en daños a equipos por sobre corrientes.
2. El mantenimiento anual de esta subestación es imperativo debido a las condiciones climáticas del área donde quedó localizada.
3. Con el diseño de red de tierras aquí presentado, se pretende evitar caer en el extremo de dos situaciones; por un lado evitar tener diseños peligrosos y por otro lado, evitar diseños que resulten muy costosos.
4. Para determinar la ubicación del terreno de una subestación, es necesario realizar un flujo de carga para tener claras las necesidades del sistema.
5. Para escoger el terreno de una subestación se deben tomar en cuenta aspectos como: espacio para futuras ampliaciones, el nivel de ruido de operación del equipo no afecte a comunidades cercanas, el costo del movimiento de tierras no sea tan alto y que exista facilidad de acceso para entradas y salidas de líneas de media y baja tensión.
6. Las canaletas deben llevar tapas de concreto con marco de acero extragalvanizado y sistema de drenaje para evitar que se inunden, sobresaliendo 10 centímetros respecto al piso terminado.

7. Todas las estructuras de acero y equipo existentes en la subestación deben ser aterrizadas a la red general de tierras.
8. El diseño de las casetas de control y sus instalaciones deben permitir el libre crecimiento de estas para ampliaciones futuras, por lo que no deberán construirse elementos que obstaculicen el crecimiento de la sala de tableros.
9. En la sala de baterías, la instalación eléctrica debe ser a prueba de explosión y el control de alumbrado debe estar en el interior de las salas de mando.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Congreso de la República de Guatemala. **Ley General de Electricidad.** 1996.
2. Congreso de la Republica de Guatemala. **Ley de Impacto Ambiental.** 1996.
3. Comisión General de Energía Eléctrica. **Normas Técnicas del Servicio de Distribución – NTSD -.** 1999.
4. Fink, Donald y Beaty, H. Wayne. **Standard Handbook for Electrical Engineers.** 12<sup>a</sup> ed. McGraw-Hill, 1987.
5. Martín, José Raúl. **Diseño de subestaciones eléctricas.** 2<sup>a</sup> ed. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000.
6. Ramírez Vásquez, José. **Estaciones de transformación y distribución/protección de sistemas eléctricos.** 2<sup>a</sup> ed. España: CEAC, S. A., 1987.
7. United Status Departament of Agriculture. **Design Guide for Rural Substations.** 2001.
8. [www.abb.com](http://www.abb.com) Grupo ABB.  
Consultado el 20 de enero de 2010.
9. [www.cnee.com](http://www.cnee.com) Comisión Nacional de Energía Eléctrica.  
Consultado el 12 de noviembre de 2009.

## ANEXOS

Figura 28. Diagrama unifilar final con arreglo de protección de interruptor y medio

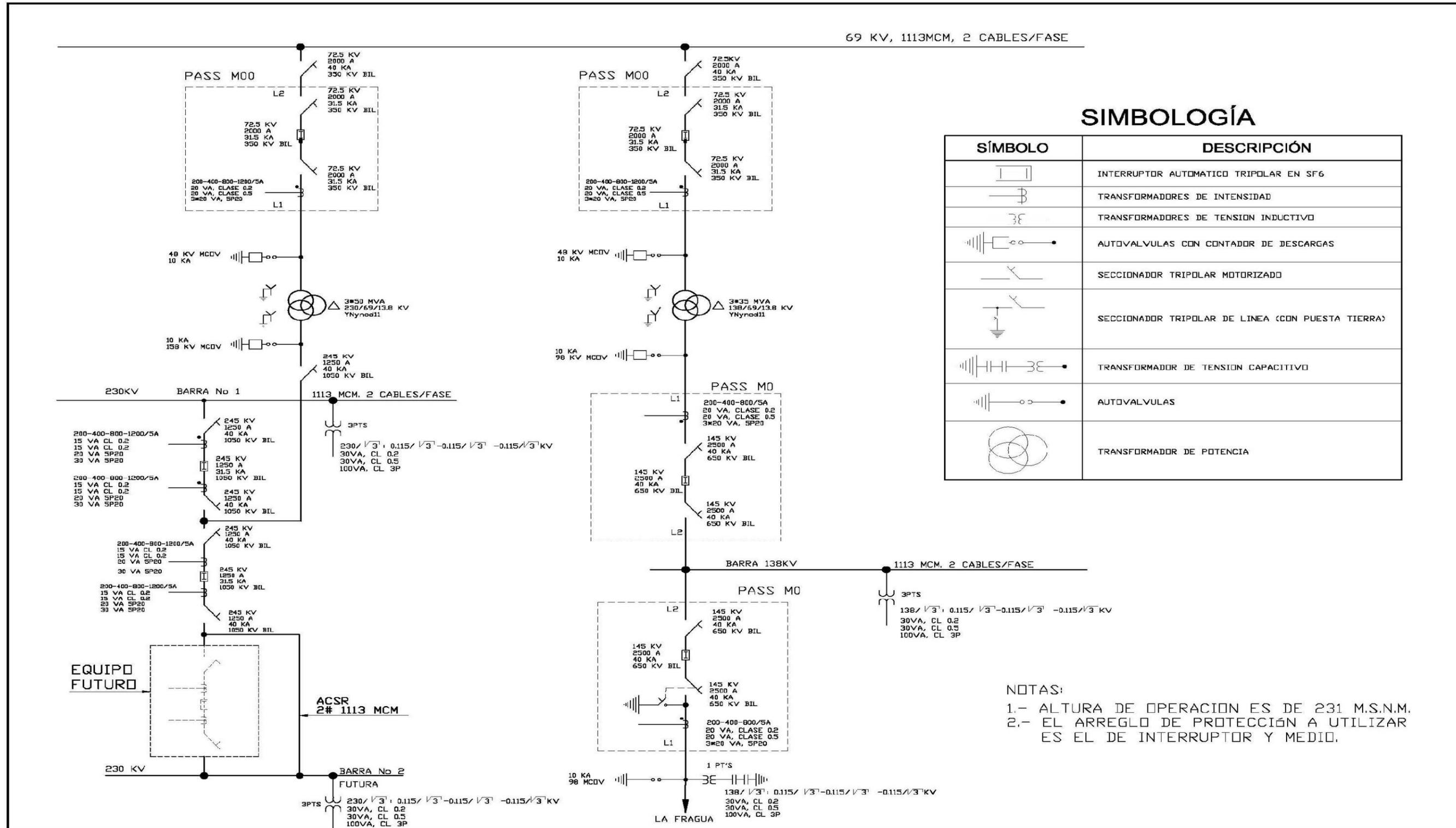
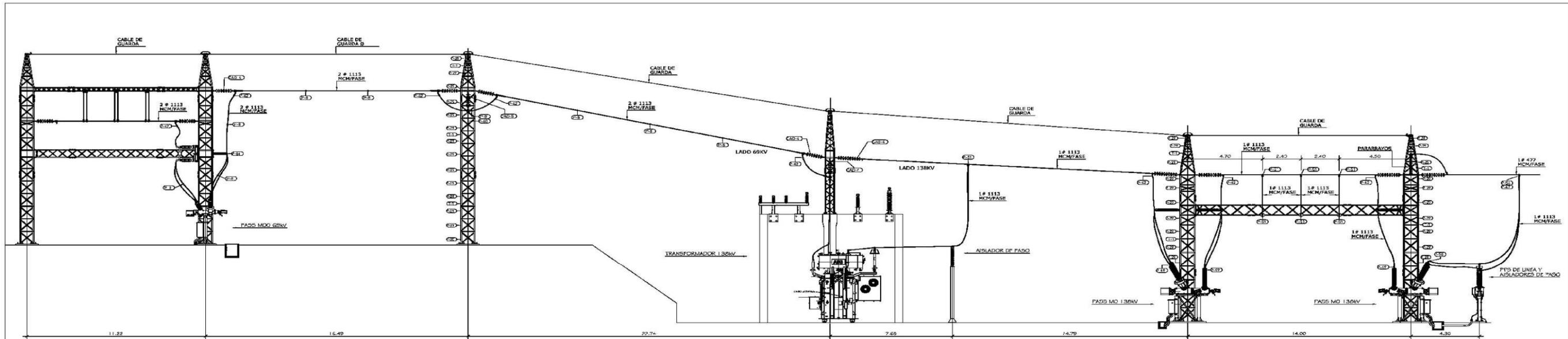


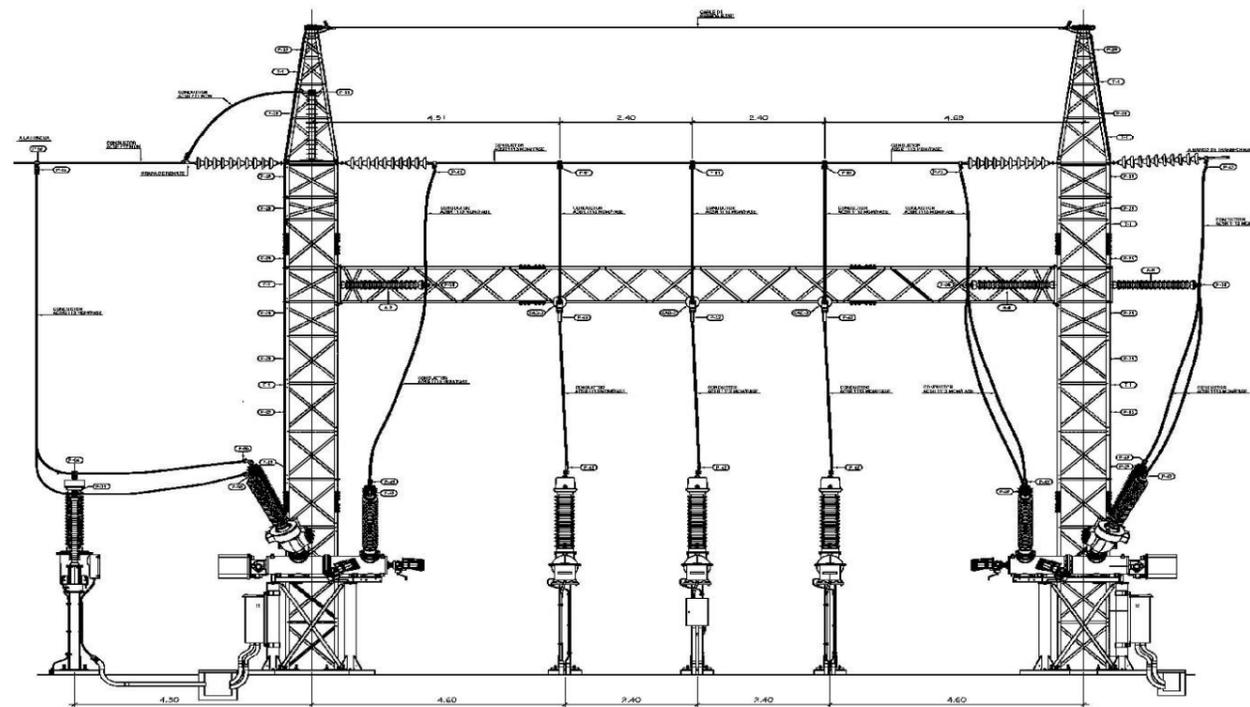




Figura 31. Secciones C-C' y D-D' lado de 138 kV



SECCION C-C



SECCION D-D

NOTA:  
1.- LAS DIMENSIONES ESTAN DADAS EN METROS A EXCEPCION DONDE SE INDIQUE OTRA UNIDAD DE MEDIDA.

Figura 32. Vista en planta bancada de transformación 138 kV

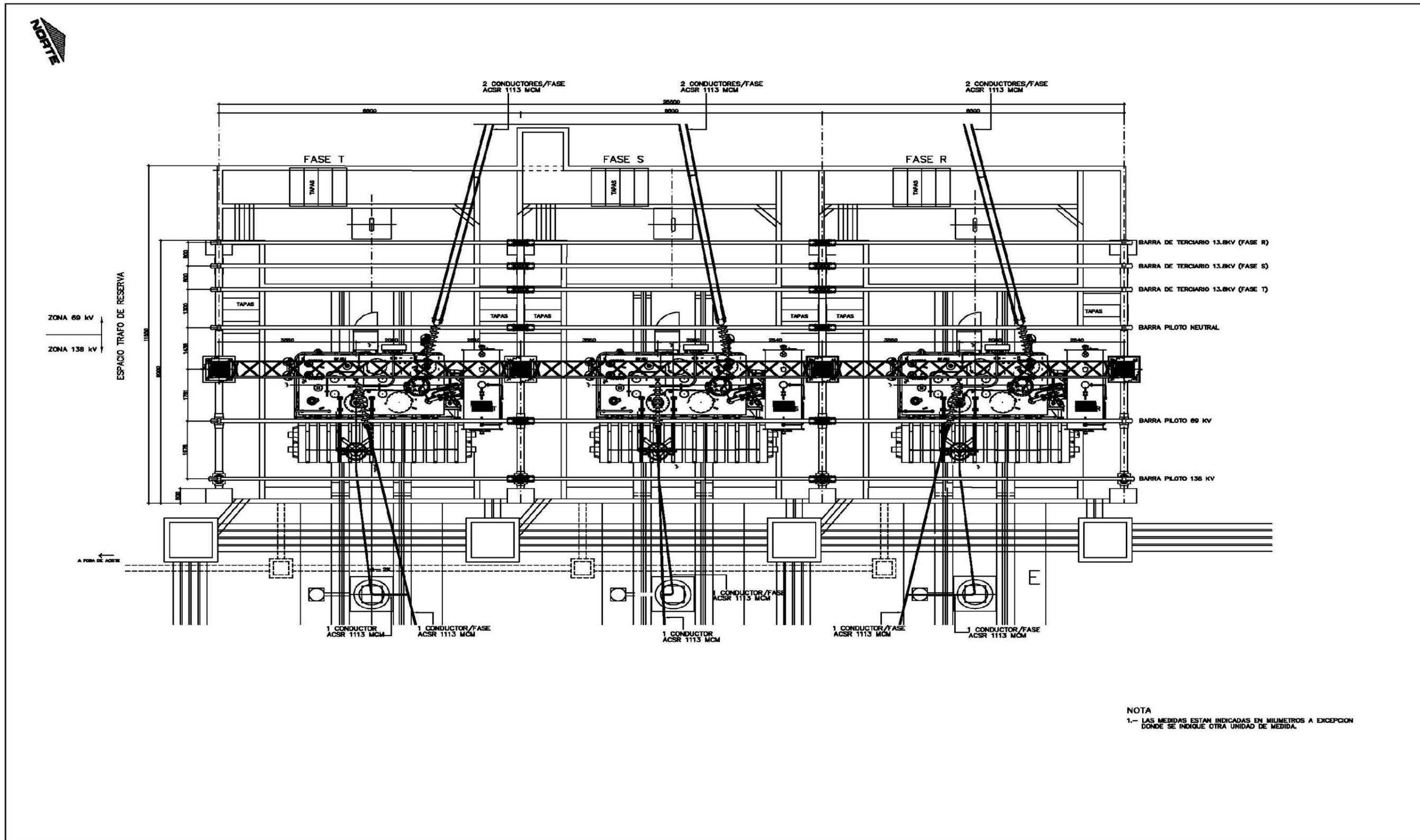


Figura 33. Vista en planta bancada de transformación 230 kV

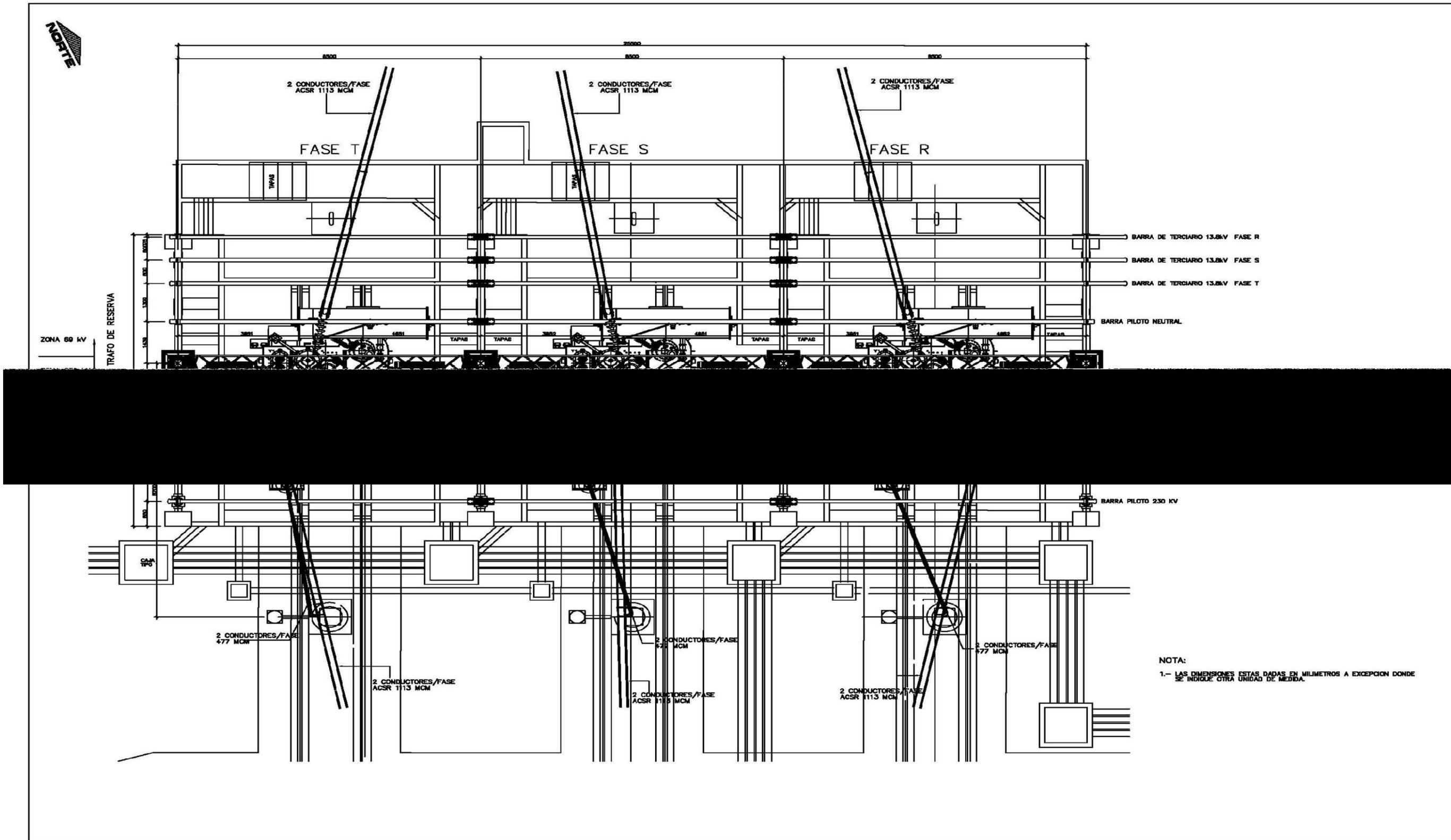




Figura 35. Secciones F-F' lado de 230 kV

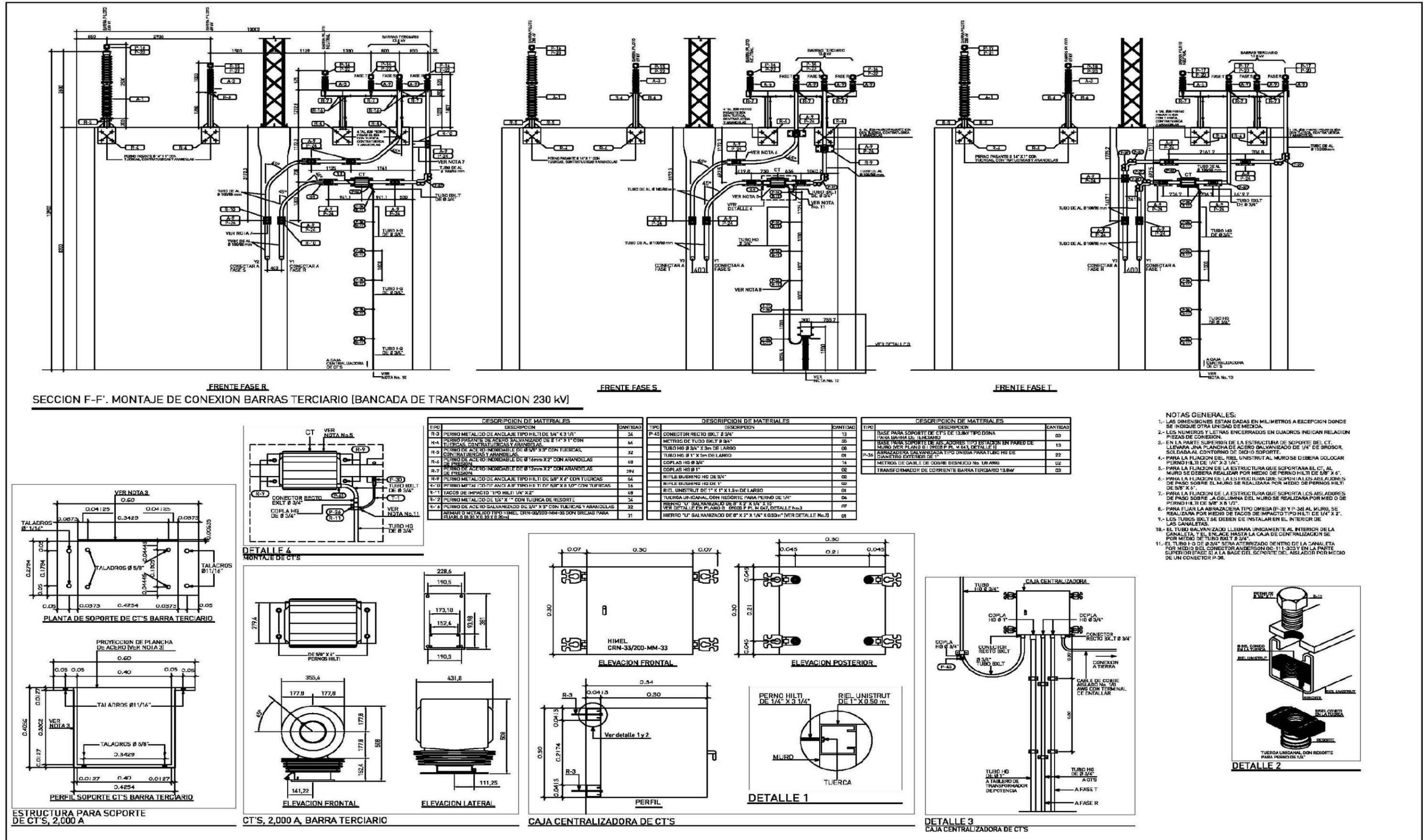


Figura 36. Planta general diseño de iluminación y fuerza

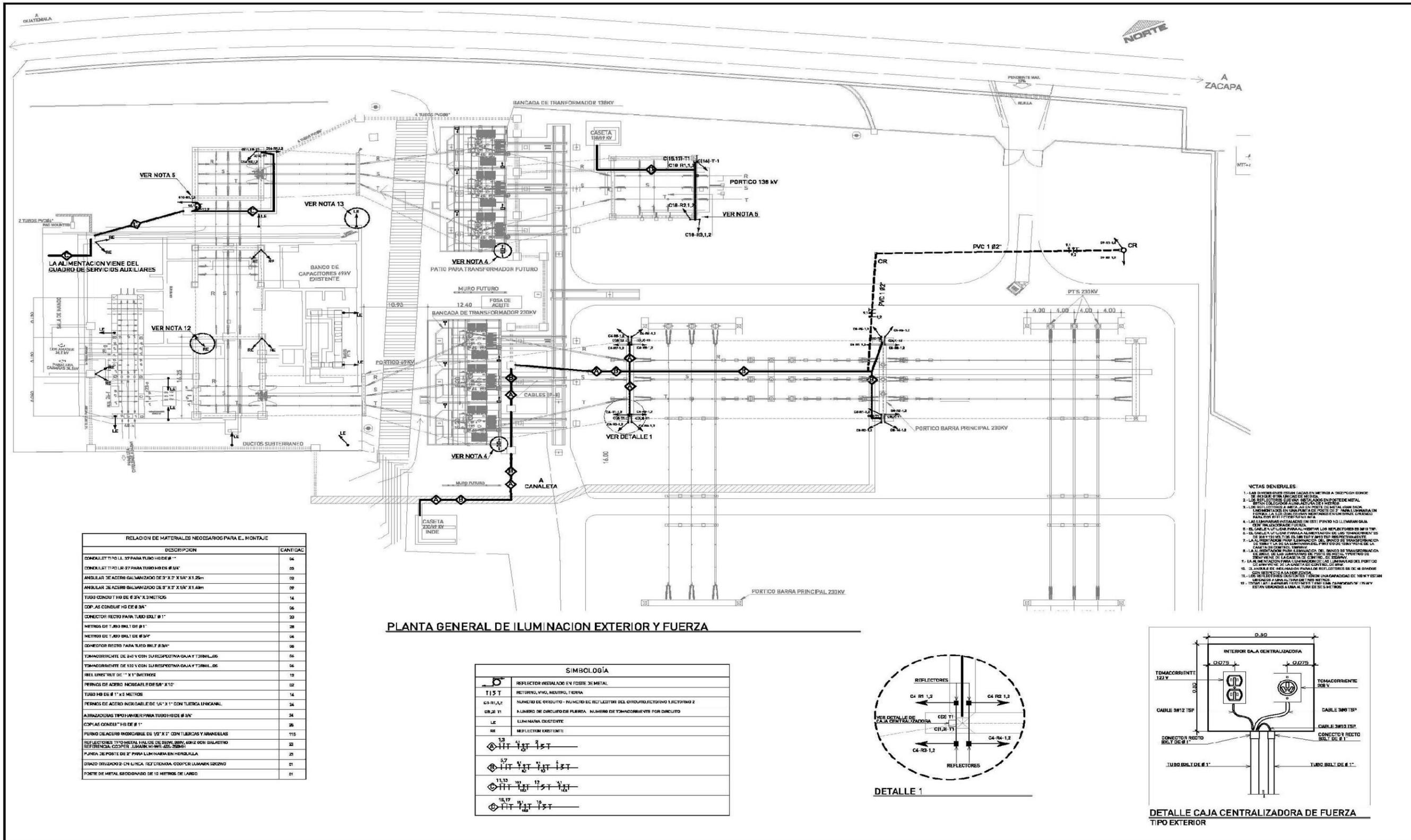


Figura 37. Planta general hilo de guarda

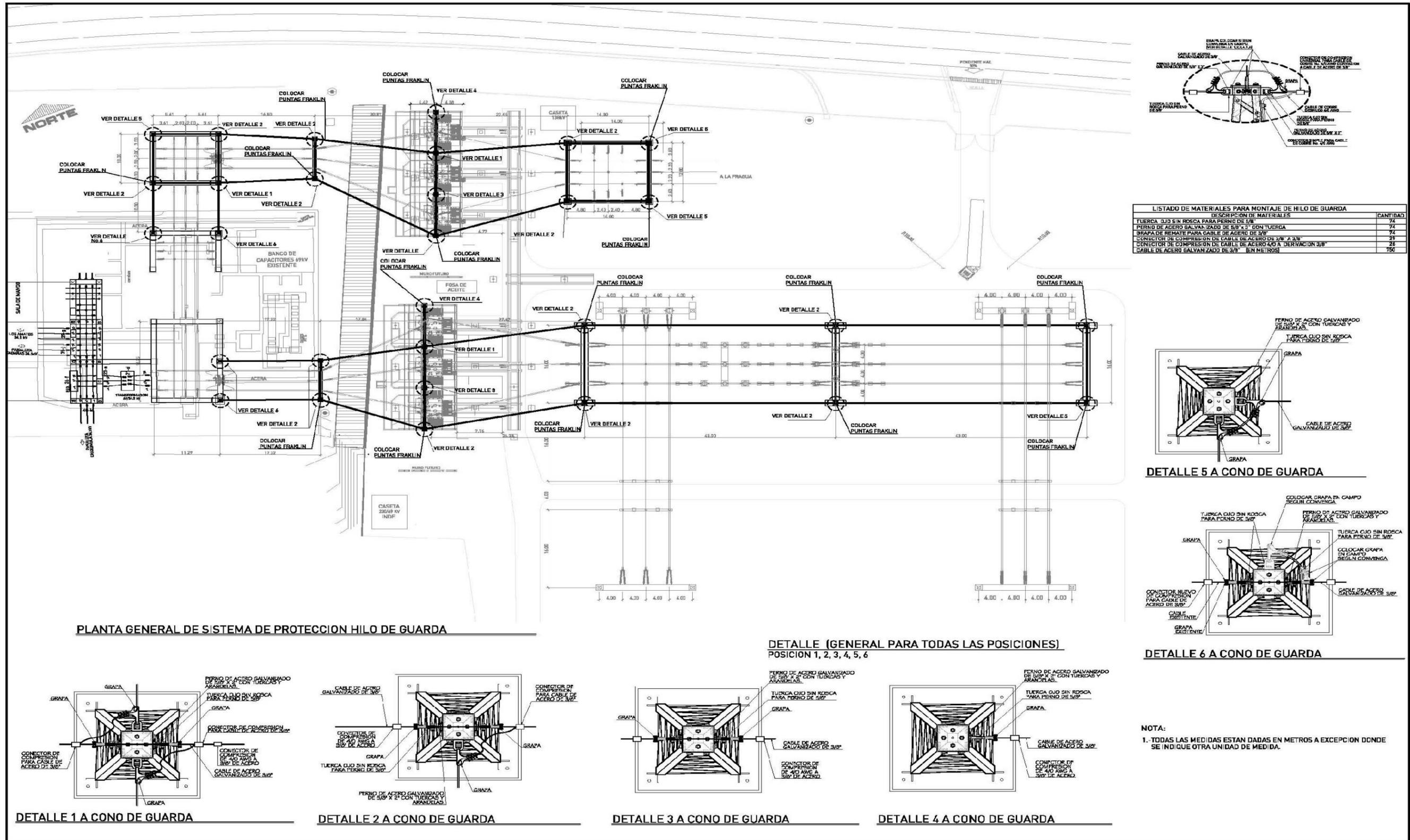


Figura 38. Diseño red de tierras, planta general

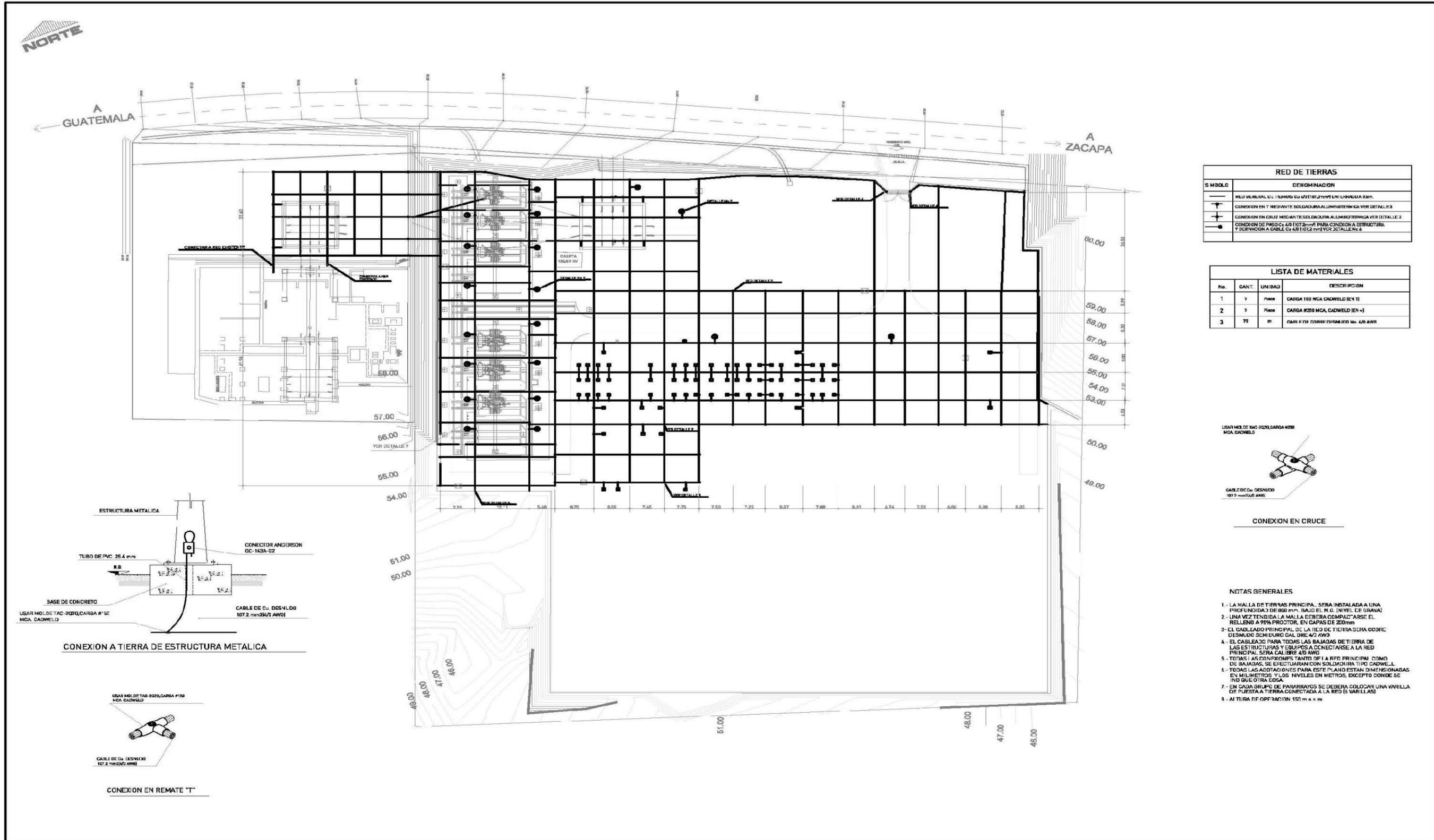


Figura 39. Diagrama unifilar de protecciones

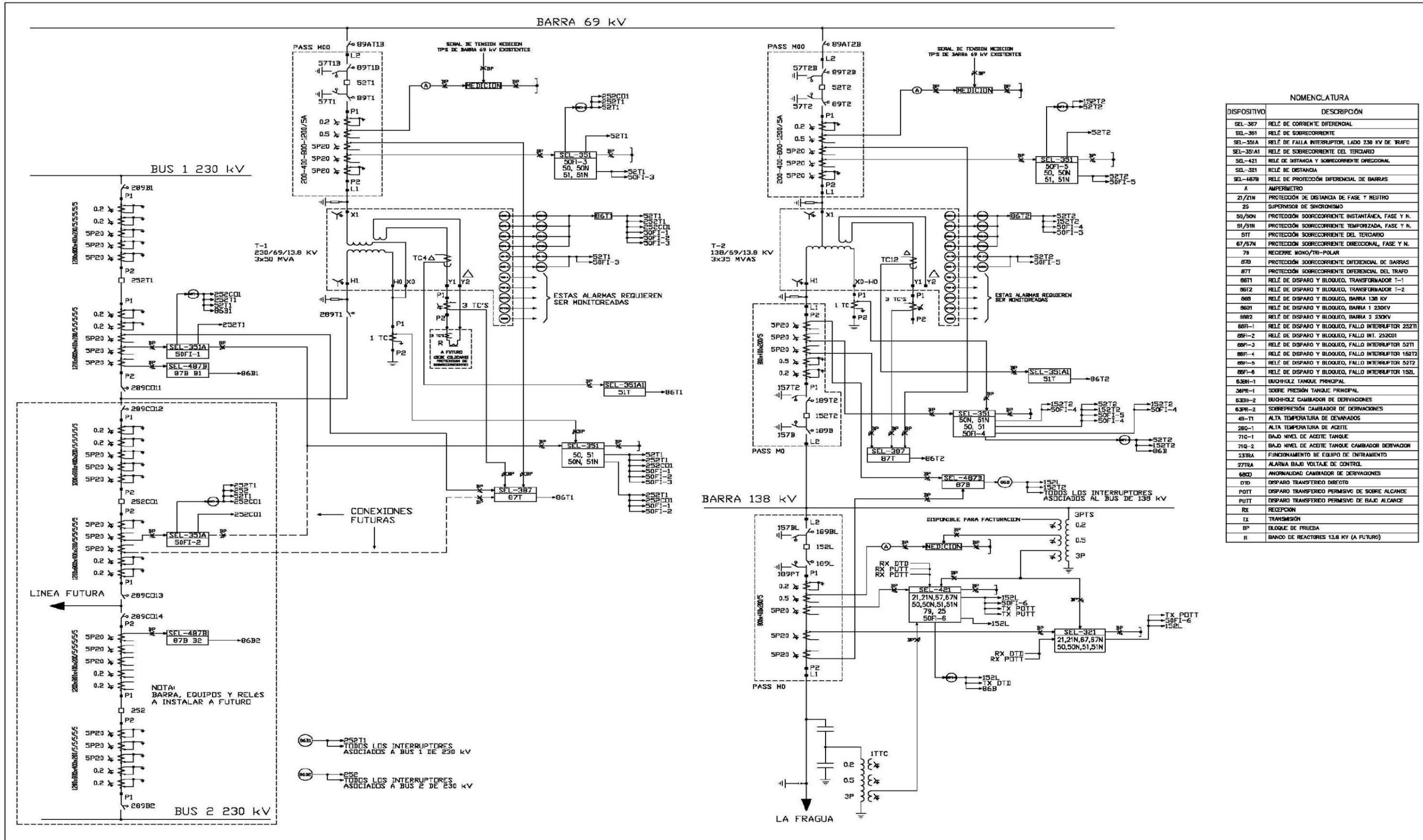
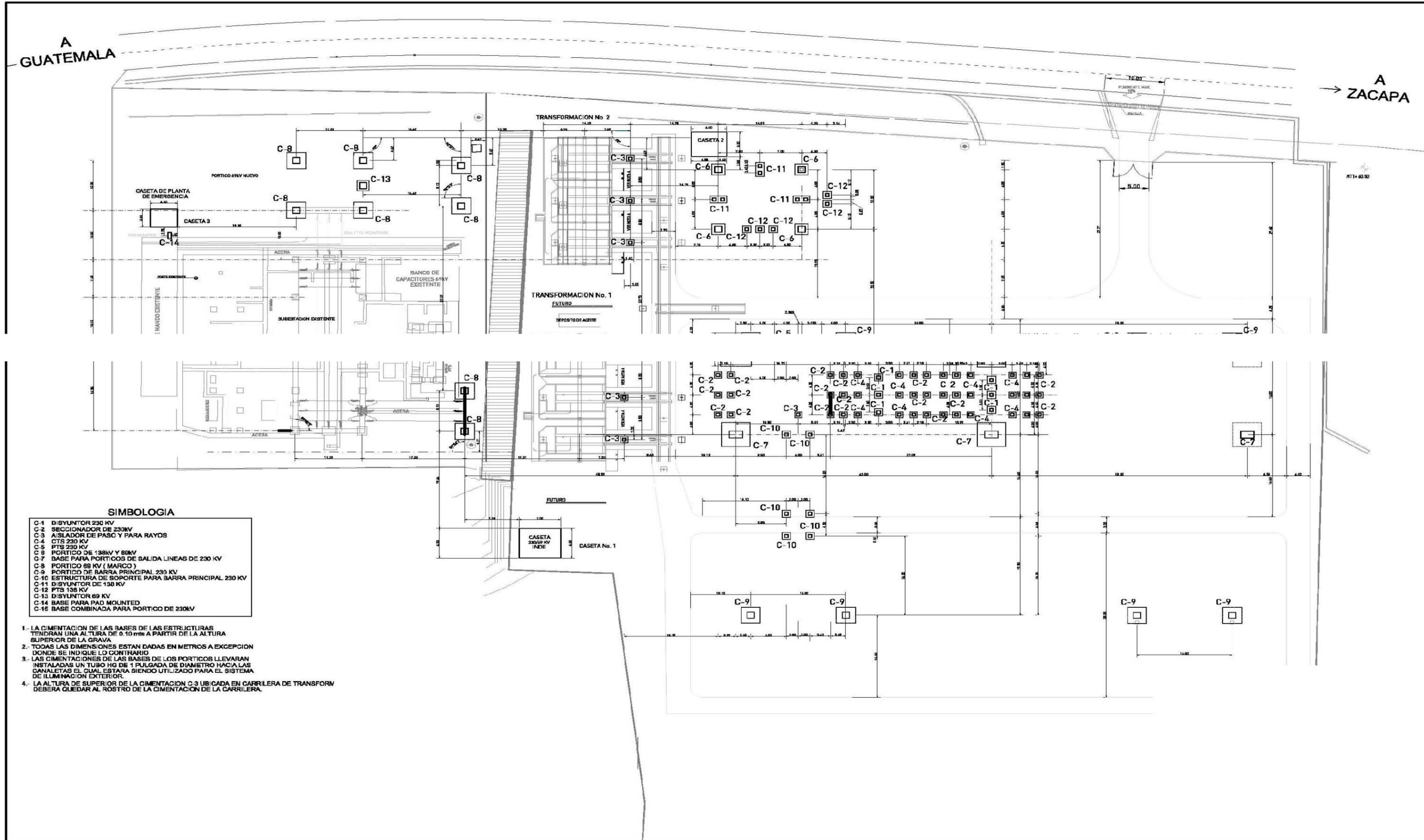


Figura 40. Planta general cimentaciones



**SIMBOLOGIA**

C-1	DISYUNTOR 230 KV
C-2	SECCIONADOR DE 230KV
C-3	AISLADOR DE PASO Y PARA RAYOS
C-4	CTS 230 KV
C-5	PTS 230 KV
C-6	PORTICO DE 138KV Y 80KV
C-7	BASE PARA PORTICOS DE SALIDA LINEAS DE 230 KV
C-8	PORTICO 88 KV ( MARCO )
C-9	PORTICO DE BARRA PRINCIPAL 230 KV
C-10	ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA BARRA PRINCIPAL 230 KV
C-11	DISYUNTOR DE 138 KV
C-12	PTS 138 KV
C-13	DISYUNTOR 69 KV
C-14	BASE PARA PAD MOUNTED
C-15	BASE COMBINADA PARA PORTICO DE 230KV

- 1.- LA CIMENTACION DE LAS BASES DE LAS ESTRUCTURAS TENDRAN UNA ALTURA DE 0.10 mts A PARTIR DE LA ALTURA SUPERIOR DE LA GRAVA
- 2.- TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN DADAS EN METROS A EXCEPCION DONDE SE INDIQUE LO CONTRARIO
- 3.- LAS CIMENTACIONES DE LAS BASES DE LOS PORTICOS LLEVARAN INSTALADAS UN TUPO HO DE 1 PULGADA DE DIAMETRO HACIA LAS CANALETAS EL CUAL ESTARA SIENDO UTILIZADO PARA EL SISTEMA DE ILUMINACION EXTERIOR.
- 4.- LA ALTURA DE SUPERIOR DE LA CIMENTACION C-3 UBICADA EN CARRILERA DE TRANSFORM DEBERA QUEDAR AL ROSTRO DE LA CIMENTACION DE LA CARRILERA.

Figura 41. Relación piezas de conexión

TIPO	LADO 138kV	LADO 230kV	FIGURA	DENOMINACION	OBS.	TIPO	LADO 138kV	LADO 230kV	FIGURA	DENOMINACION	OBS.	TIPO	LADO 138kV	LADO 230kV	FIGURA	DENOMINACION	OBS.	TIPO	LADO 138kV	LADO 230kV	FIGURA	DENOMINACION	OBS.
P-1	06	06		TERMINAL A NO EXTENSIBLE PARA UNION DE TUBO AL A 100/90mm A PALA DE 100x100mm. BORMA DEL TERCERIO A AGUJEROS 80mm ENTRE CADA AGUJERO #18mm. LA CUBIERTA DEL TUBO DEBE SER SIMILAR A MRFBBT-12000 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)	In-2000A	P-11	06	06		DERIVACION EN T PARA UNION TUBO AL A 100/90mm A PALA DE 100x100mm. BARRAS TERCERIO 70N. TUBO AL A 100x100mm. ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 7 kg/m)		P-18	04	02		SOPORTE RECTO PARA TUBO DESLIZANTE AL BEXT. 120mm MONTADO SOBRE AISLADOR. EL DIAMETRO DE FLUJACION DE LA CABEZA DEL AISLADOR ES DE 27mm. BARRA PILOTO DE 49mm Y BARRA NEUTRAL. ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 7 kg/m)		P-28	41	72		CONECTOR PARALELO PARA BAJADAS DE PUESTA A TIERRA. CABLE DE COBRE DESNUDO No. 4/7 AWG. ANDERSON OC-141A-02-1/2	
P-2	00	06		CONECTOR BIMETALICO PARA PERNO DE CONEXION ROSCADO (TIPO STUB) A BARRA PLANA DE 44.4mm ENTRE AGUJEROS (A AGUJEROS) A DIAMETRO DE PERNO M4 X 3. MUY EN BANCOS DE 230kV.		P-12	01	04		DERIVACION EN T PARA TUBO AL A 100/90mm A PALA DE 100x100mm. BARRAS TERCERIO 70N. TUBO AL A 100x100mm. ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 7 kg/m)		P-19	02	02		SOPORTE RECTO PARA TUBO AL BEXT. 100mm. SOBRE SOPORTE DESLIZANTE Y PIVOTANTE MONTADO SOBRE AISLADOR. EL DIAMETRO DEL CIRCULO DE FLUJACION DE LA CABEZA DEL AISLADOR ES DE 177mm (BARRA PILOTO 250mm Y 150mm). SOBRE MURDES FIN DE BARRAS. ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-29	191	328		CONECTOR SIMPLE PARA BAJADAS DE PUESTA A TIERRA. CABLE DE COBRE DESNUDO No. 4/7 AWG. ANDERSON OC-141A-02-1/2	
P-3	00	06		CONECTOR BIMETALICO PARA PERNO DE CONEXION ROSCADO (TIPO STUB) A BARRA PLANA DE 50mm ENTRE AGUJEROS (A AGUJEROS) A DIAMETRO DE PERNO M4 X 3. MUY EN BANCOS DE 230kV.	In-3163A	P-13	06	06		DERIVACION EN T PARA TUBO AL A 100/90mm A PALA DE 100x100mm. BARRAS TERCERIO 70N. TUBO AL A 100x100mm. ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 7 kg/m)		P-20	10	10		TAPON TIPO CORONA PARA TUBO FINAL. EMBARRADO TUBO AL A 100/90mm CON BARRA PARA CABLE. ARRUTI ATC-120104		P-30	68	89		CONECTOR TERMINAL RECTO DE CONEXION PARA CABLE DE COBRE DESNUDO No. 4/7 AWG. ANDERSON VAIL-40-12	
P-4	00	03		CONECTOR LISO 8 30 X 85 PARA BUSHING DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA DEL LADO 69KV EN BANCOS DE 230kV. (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-14	06	08		EMPALME RECTO EXTENSIBLE SOBRE SOPORTE DESLIZANTE Y PIVOTANTE EN AMBOS EXTREMOS PARA UNION DE TUBOS IGUALES AL BEXT. 120mm. MONTADO SOBRE AISLADOR. EL CIRCULO DE FLUJACION DE LA CABEZA DEL AISLADOR ES DE 72mm (BARRAS TERCERIO SOBRE MURDES INTERMEDIOS). ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 7 kg/m)	In-2500A	P-21	02	02		TAPON TIPO CORONA PARA TUBO FINAL. EMBARRADO TUBO AL A 100/90mm CON BARRA PARA CABLE. ARRUTI ATC-120104		P-30 A	01	01		TERMINAL RECTO PALA DESPLAZADA PARA CABLE 240mm <sup>2</sup> . REFERENCIA: ANDERSON VAIL-400-12	
P-5	00	03		TERMINAL A NO EXTENSIBLE PARA UNION DE CABLE DUPLEX BEXT. 22mm A BARRA AL. CILINDRICA 430 LONG. 120 DEL TRANSFORMADOR 230/69 KV 50 MVA (ABE). ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-15	04	02		EMPALME RECTO EXTENSIBLE SOBRE SOPORTE DESLIZANTE Y PIVOTANTE EN AMBOS EXTREMOS PARA UNION DE TUBOS IGUALES AL BEXT. 20mm. MONTADO SOBRE AISLADOR. EL CIRCULO DE FLUJACION DE LA CABEZA DEL AISLADOR ES DE 177mm (BARRA PILOTO 49mm Y BARRA NEUTRAL DE 130mm SOBRE MURDES INTERMEDIOS). ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 7 kg/m)		P-22	20	20		TAPON CIERRA TUBO DE ALUMINIO DE 120mm PARA DIAMETRO EXTERIOR Y 104mm DE DIAMETRO INTERIOR PARA CABLE 1113MCM. ARRUTI ATC-120104		P-31	08	53		ABRAZADERA GALVANIZADA TIPO OMBEA PARA TUBO DE BEXT. 1/2" PARA FLUJACION DE CABLE DESNUDO (C-14 Y C-2) A MUÑO CONTRA INCENDIO. REFERENCIA: ITEDSRE.	
P-6	12	39		TERMINAL RECTO PARA UNION DE CABLE ACSR 1113 MCM DUPLEX A PALETA DE #44.4mm DE SEPARACION ENTRE ELLOS. SALIDA NEUTRAL Y PARARRAYOS. ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-16	02	02		EMPALME RECTO EXTENSIBLE SOBRE SOPORTE DESLIZANTE Y PIVOTANTE EN AMBOS EXTREMOS PARA UNION DE TUBOS IGUALES AL BEXT. 100mm. MONTADO SOBRE AISLADOR. EL CIRCULO DE FLUJACION DE LA CABEZA DEL AISLADOR ES DE 177mm (BARRA PILOTO 49mm Y BARRA NEUTRAL DE 130mm SOBRE MURDES INTERMEDIOS). ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 7 kg/m)		P-23	04	04		TAPON CIERRA TUBO DE ALUMINIO DE 100mm PARA DIAMETRO EXTERIOR Y 90mm DE DIAMETRO INTERIOR PARA CABLE 1113MCM. ARRUTI ATC-120104		P-32	130	169		ABRAZADERA GALVANIZADA TIPO OMBEA DE BEXT. 1/2" PARA FLUJACION DE CABLE DE COBRE (C-14 Y C-2) POR MEDIO DE TACOS DE IMPACTO TIPO HLT DE 1/4" X 1/2". REFERENCIA: ITEDSRE.	
P-7	02	07		TERMINAL DE ALUMINIO A COMPRESION CABLE A SUPERFICIE PLANA SEPARADOS ENTRE SI 44.4mm PARA NEUTRAL DEL CABLE AISLADO ANDERSON ACF-400-C		P-17	06	08		SOPORTE RECTO PARA TUBO AL BEXT. 20mm. SOBRE SOPORTE DESLIZANTE Y PIVOTANTE MONTADO SOBRE AISLADOR. EL DIAMETRO DEL CIRCULO DE FLUJACION DE LA CABEZA DEL AISLADOR ES DE 72mm (BARRAS TERCERIO SOBRE MURDES FIN DE BARRAS). ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 7 kg/m)	In-2500A	P-24	21	21		EMPALME RECTO DE TUBOS SOBRE SOPORTE DESLIZANTE PARA UNION DE TUBOS AL BEXT. 100mm. MONTADO SOBRE AISLADOR. EL DIAMETRO DEL CIRCULO DE FLUJACION DE LA CABEZA DEL AISLADOR ES DE 72mm. ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)	In-2500A	P-33	24	24		ABRAZADERA GALVANIZADA TIPO URA PARA TUBO BIVANZADO DE BEXT. 3/4" SOSTENIDO POR MEDIO DE TACOS DE IMPACTO TIPO HLT DE 1/4" X 1/2". REFERENCIA: ITEDSRE.	
P-8	159	129		SEPARADOR DE CABLES 200mm ENTRE AGUJEROS, PARA 69KV Y NEUTRO. ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-18	03	03		DERIVACION EN T TUBO DE ALUMINIO 120/104mm A CABLE DUPLEX 1113MCM. BARRA PILOTO 49mm. ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 7 kg/m). EN CABLE 5 kg/m.		P-25	03	03		CONECTOR RECTO DE ALUMINIO PARA CABLE DESNUDO TIPO FLUJACION DE TUBO. LADO 230kV. REFERENCIA: ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-34	00	03		CONECTOR RECTO DE CABLE MONTADO SOBRE AISLADOR TIPO FLUJACION PARA CABLE 1113 MCM ACSR. REFERENCIA: ANDERSON ACS-13-8	
P-9	00	03		TERMINAL A NO EXTENSIBLE PARA UNION DE CABLE DUPLEX BEXT. 22mm. DE 100x100mm. DEL PASA TRAYOS MONTADO SOBRE AISLADOR 230/69 KV 50 MVA (ABE). ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-19	00	03		SOPORTE RECTO PARA TUBO PASANTE BEXT. 100mm. DERIVACION A CABLE F 1113MCM. BARRA PILOTO 250mm. ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE EN TUBO 5 kg/m). EN CABLE 5 kg/m.		P-26	00	03		CONECTOR PASO DE CABLE MONTADO SOBRE AISLADOR TIPO FLUJACION PARA CABLE 1113 MCM ACSR. REFERENCIA: ANDERSON ACS-13-8		P-35	11	03		CONECTOR PASO DE CABLE MONTADO SOBRE AISLADOR TIPO FLUJACION PARA CABLE 1113 MCM ACSR. REFERENCIA: ANDERSON ACS-13-8	
P-10	06	06		CONECTOR PARALELO PARA CABLE 1113 MCM EN TRANSFORMADOR DE 138KV, 230KV. ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-20	03	00		SOPORTE RECTO PARA TUBO AL BEXT. 20mm. SOBRE SOPORTE DESLIZANTE Y PIVOTANTE MONTADO SOBRE AISLADOR. EL DIAMETRO DEL CIRCULO DE FLUJACION DE LA CABEZA DEL AISLADOR ES DE 72mm (BARRAS TERCERIO SOBRE MURDES FIN DE BARRAS). ARRUTI MFB01-120122 (PAR DE APRIETE 7 kg/m)	In-2500A	P-27	03	00		ABRAZADERA GALVANIZADA TIPO OMBEA PARA TUBO BIVANZADO DE BEXT. 3/4" SOSTENIDO POR MEDIO DE TACOS DE IMPACTO TIPO HLT DE 1/4" X 1/2". REFERENCIA: ITEDSRE.		P-36	28	27		ABRAZADERA GALVANIZADA TIPO OMBEA PARA TUBO BIVANZADO DE BEXT. 3/4" SOSTENIDO POR MEDIO DE TACOS DE IMPACTO TIPO HLT DE 1/4" X 1/2". REFERENCIA: ITEDSRE.	

Figura 42. Relación de piezas de conexión

TIPO	LADO 138KV	LADO 230KV	FIGURA	DENOMINACION	OBS.	TIPO	LADO 138KV	LADO 230KV	FIGURA	DENOMINACION	OBS.	TIPO	LADO 138KV	LADO 230KV	FIGURA	DENOMINACION	OBS.
P-37	07	07		CONECTOR DE ALUMINIO A 90° PARA TUBO DE RECT. 138KV Y 111 EN AMBOS PUNTOS DE CONEXION EN YERBOS DE LOS TRANSFORMADORES. REFERENCIAL: MDDP-10100 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-47	06	06		CONDUCTO TIPO U-27 DE 8 3/4" PARA TUBO 119 DEL MISMO DIAMETRO. REFERENCIAL: COPPER GROUPE - HINDS		P-57	06	06		CONECTOR DE ALUMINIO TIPO SUB-REPTADO DE 138KV A PALA DE 2" X 2" CON 4 AGUJEROS DE SEPARACION ENTRE CADA UNO DE 25 mm. DESLIZADOR PASS MDD 494V REFERENCIAL: HOMAC AVSE-118-4NN	
P-38	05	04		CONECTOR TERMINAL DE ENTALLAR A 90° DE COMPRESION PARA CABLE DE COBRE No. 4/0 AWG. REFERENCIAL: ANDERSON VAUL-470-12-90		P-48	06	00		CONECTOR VERTICAL PARA SOPORTE DE BARRAS SOBRE AISLADOR TIPO ESTACION. REFERENCIAL: HOMAC AVSE-K-3		P-58	06	06		CONECTOR TERMINAL DE ALUMINIO PARA PASO DE CABLE ACSS 1113 MCM A PALA DE 2" X 2" CON 4 AGUJEROS CON SEPARACION ENTRE BARRAS DE 25 mm. DESLIZADOR PASS MDD 494V REFERENCIAL: HOMAC AV MM1-1804NN	
P-39	02	02		TAPON CIERRA "LUBO DE ALUMINIO DE DIAMETRO EXTERIOR 139 mm Y DIAMETRO INTERNO 98 mm CON BRIDA PARA CABLE 1113 MCM. ABRUTI ATPG-10088		P-49	09	00		CONECTOR DE ALUMINIO RECTO TIPO SUB-REPTADO A CABLE 1113 MCM PASS MD 138KV. REFERENCIAL: ARRUTTI MDDOT-0022 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-59	00	06		TERMINAL A 90° PARA UNION DE CABLE DUPLEX DE 8 ESCUADROS DE 25 mm X 100 X 100 mm. SECCIONADOR DE 230KV REFERENCIAL: MDDSP-3264 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)	
P-40	00	10		PORTA CABLE DUPLEX MONTADO SOBRE AISLADOR TIPO ESTACION PARA BARRA PRINCIPAL DE 230KV, 2B113 MCM ACSS. CON CABLEZA DE FIJACION DE 8 1/2" (217mm) REFERENCIAL: ARRUTTI MPJ-32127 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-50	03	00		CONECTOR DE ALUMINIO A 90 GRADOS TIPO SUB-REPTADO A CABLE 1113 MCM PASS MD 138KV. REFERENCIAL: ARRUTTI MDDOT-0022 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-60	06	06		BRACA DE SUSPENSION DE ALUMINIO PARA PASO DE CABLE ACSS 1113 MCM. REFERENCIAL: ARRUTTI MDDOT-0022 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)	
P-41	02	02		TERMINAL DE ALUMINIO A 90° DE COMPRESION A BARRA PLANA DE 44.4 mm ENTRE AGUJEROS, C/5 DE NEUTROS. REFERENCIAL: ACF-403-B-97		P-51	22	30		CONECTOR EN TEE PARA CABLE 1113 MCM ACSS. REFERENCIAL: MDDC-3222 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-61	00	12		CONECTOR ADONADO A 90° DE ALUMINIO PARA CABLE F I/F I/F SEPARACION A CABLE SIMPLE. EN BARRA 494V EXISTENTE. REFERENCIAL: ARRUTTI MDDC-3222 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)	
P-42	54	90		TERMINAL DE ALUMINIO RECTO DE COMPRESION A BARRA PLANA DE 44.4 mm ENTRE AGUJEROS A CABLE 113 MCM ACSS. CON CABLEZA DE FIJACION DE 8 1/2" (217mm) REFERENCIAL: ANDERSON VCL-1264-D		P-52	00	03		PORTA CABLE DUPLEX MONTADO SOBRE AISLADOR TIPO ESTACION PARA ALIMENTACION DE TRANSFORMADOR LADO 230KV, 2B113 MCM ACSS. REFERENCIAL: ARRUTTI MPJ-32127 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-62	00	06		CONECTOR EN TEE DE ALUMINIO PARA PASO DE CABLE ACSS 1113 MCM A CABLE ACSS 477 BAJADA LADO 230KV. REFERENCIAL: ARRUTTI MDDC-3222 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)	
P-43	03	00		CONECTOR RECTO CABLE DUPLEX A PLATINA CON AGUJEROS DE 30 mm DE SEPARACION ENTRE CENTROS A AGUJEROS DIAMETRO DE 14 mm (TAMANO DE LA PALA DE 60 mm X 60 mm) PARA NEUTRO TIPO 138KV. REFERENCIAL: ARRUTTI MDDC-3222 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-53	03	00		CONECTOR TEE DE ALUMINIO PARA CABLE 477 MCM. REFERENCIAL: ANDERSON ATCO- 96		P-63	00	04		SEPARADOR DE CABLES DE 203 mm ENTRE AGUJEROS PARA CABLE 1113 MCM. REFERENCIAL: ARRUTTI MDDC-3222 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)	
P-44	06	06		CONECTOR RECTO DE ALUMINIO PARA UNION DE TUBOS DEL MISMO DIAMETRO. REFERENCIAL: ARRUTTI MDDOT-0022 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-54	01	00		PASO DE CABLE 1113 MCM EN PTS RECTANGULAR ARRUTTI MDDOT-0040 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)		P-64	03	06		PORTA CABLE DUPLEX MONTADO SOBRE AISLADOR TIPO ESTACION (ARRUTTI MDDC-3222) CON CABLEZA DE FIJACION DE 8 1/2" (217mm) REFERENCIAL: ARRUTTI MPJ-32127 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)	
P-45	17	15		CONECTOR RECTO PARA TUBO EXLT DE 9.54"		P-55	03	03		TERMINAL DE ALUMINIO RECTO DE COMPRESION A BARRA PLANA DE 44.4 mm ENTRE AGUJEROS A CABLE 477 MCM CON CABLEZA DE FIJACION DE 8 1/2" (217mm) REFERENCIAL: ANDERSON ACF-4762		P-65	00	03		TERMINAL DE ALUMINIO A 90° DE COMPRESION A BARRA PLANA DE 44.4 mm ENTRE AGUJEROS EN BARRA 2" SECCIONADOR DE 230KV REFERENCIAL: ANDERSON ACF-978-3-90	
P-46	08	09		CONECTOR RECTO PARA TUBO EXLT DE 8 1/2"		P-56	03	00		CONECTOR EN TEE DE ALUMINIO PARA CABLE PRINCIPAL A BARRA PLANA CON 4 AGUJEROS DE 44.4 mm ENTRE CADA UNO. REFERENCIAL: ATCO-140-1		P-66	00	03		CONECTOR ADONADO A 90° DE ALUMINIO PARA CABLE F I/F I/F A CABLE SIMPLE. PASS 1113 MCM DE MALLA A ACSS 1113 MCM. REFERENCIAL: ARRUTTI MDDC-3222 (PAR DE APRIETE 5 kg/m)	