



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

**DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE 69 KV, PARA LA CONEXIÓN DE LA
HIDROELÉCTRICA CANDELARIA AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

Elizondo Efraín Sis López

Asesorado por el Ing. Julio César Valenzuela Mora

Guatemala, enero de 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE 69 KV, PARA LA CONEXIÓN DE LA
HIDROELÉCTRICA CANDELARIA AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ELIZONDO EFRAÍN SIS LÓPEZ

ASESORADO POR EL ING. JULIO CÉSAR VALENZUELA MORA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

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

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. Ángel Jesús García Martínez
EXAMINADOR	Ing. Juan Fernando Morales Mazariegos
SECRETARIA	Inga. Gilda Marina Castellanos de Illescas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE 69 KV, PARA LA CONEXIÓN DE LA
HIDROELÉCTRICA CANDELARIA AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha abril de 2006.

A handwritten signature in black ink, consisting of several loops and strokes, positioned above the printed name.

Elizondo Efraín Sis López

Guatemala 30 de julio de 2,010

Ingeniero
Jorge Pérez
Coordinador del Area de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Presente

Estimado Ingeniero

De conformidad a la designación que me hicieron, he realizado la asesoría del trabajo de graduación titulado **DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE 69 KV, PARA LA CONEXION DE LA HIDROELECTRICA CANDELARIA AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**, elaborado por el estudiante ELIZONDO EFRAIN SIS LOPEZ, como requisito para optar al título de Ingeniero Electricista.

Luego de revisar el contenido y verificar la consistencia de los temas expuestos, recomiendo la aprobación del presente trabajo.

Las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo son responsabilidad únicamente del Autor y Asesor

Muy atentamente,


Ing. Julio César Valenzuela Mora
Colegiado No. 3586
Asesor



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 44. 2011
Guatemala, 14 de JULIO 2011.

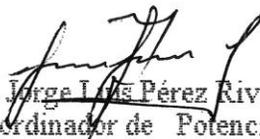
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE 69 KV, PARA LA
CONEXIÓN DE LA HIDROELÉCTRICA CANDELARIA AL
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO,** del estudiante
Elizondo Efraín Sis 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. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia



JLPR/sro



REF. EIME 56. 2011.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; ELIZONDO EFRAÍN SIS LÓPEZ titulado: DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE 69 KV, PARA LA CONEXIÓN DE LA HIDROELÉCTRICA CANDELARIA AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



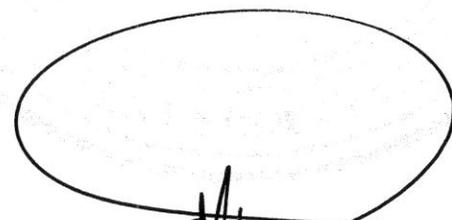
GUATEMALA, 26 DE AGOSTO 2011.



DTG. 047.2012

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE 69kv, PARA LA CONEXIÓN DE LA HIDROELÉCTRICA CANDELARIA AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**, presentado por el estudiante universitario **Elizondo Efraín Sis López**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, 26 de enero de 2012.

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Ajaw	Creador del cielo y de la madre tierra, por toda su bondad.
Mis abuelos, en especial a María Camó Burrero	Por sus sabias enseñanzas.
Mi madre Herlinda López Camó	Por todo su amor incondicional.
Mi esposa Olivia Tecú Sarpec	Por compartir conmigo su vida.
Mis hijos Andrés Ignacio Sis Tecú Camila Nicté Sis Tecú Valeria Saqch'umiil Sis Tecú	Por ser mi inspiración para seguir adelante.
Mi familia y amigos	

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San Carlos de
Guatemala**

Por darme el pan del saber.

**Dismme. Diseño Montaje y
Mantenimiento Eléctrico**

Por darme la oportunidad de desarrollarme
como profesional.

**Ing. Julio César Valenzuela
Mora**

Por asesorar el presente trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. HIDROELÉCTRICA CANDELARIA	1
1.1. Ubicación	1
1.2. Datos climatológicos	1
1.3. Consideraciones para el diseño de la subestación	2
1.4. Localización de la subestación	4
1.5. Nivel de voltaje y capacidad	4
1.6. Diagrama unifilar	5
1.6.1. Entrada de línea Candelaria	5
1.6.2. Entrada de línea Telemán	5
1.6.3. Entrada de línea Secacao	8
2. CONCEPTOS Y DEFINICIONES ELEMENTALES	9
2.1. Subestación modular	9
2.2. Red de tierras	10
2.2.1. Resistividad	10
2.3. Coordinación de aislamiento	11
2.4. Nivel básico del aislamiento NBI	12
2.5. Distancias dieléctricas	13

2.6.	Disyuntor o interruptor automático	14
2.6.1.	Disyuntor en SF ₆	15
2.6.1.1.	Gas SF ₆	15
2.6.1.2.	Disyuntores de tercera generación.....	16
2.6.2.	Características eléctricas del disyuntor	16
2.6.2.1.	Voltaje nominal.....	16
2.6.2.2.	Nivel de aislamiento nominal.....	16
2.6.2.3.	Frecuencia nominal	17
2.6.2.4.	Corriente nominal.....	17
2.6.2.5.	Capacidad interruptiva	17
2.6.2.6.	Tensión transitoria de restablecimientos	17
2.6.2.7.	Capacidad de cierre o de conexión	17
2.6.2.8.	Duración de cortocircuito.....	18
2.6.2.9.	Secuencia de operación.....	18
2.7.	Apartarrayos	18
2.7.1.	Apartarrayos óxido metálico.....	19
2.7.2.	Características y criterios para la selección de apartarrayos.....	20
2.7.2.1.	Voltaje nominal.....	20
2.7.2.2.	Voltaje de operación continuo máximo	20
2.7.2.3.	Voltaje máximo de descarga para frente de onda raída	21
2.7.2.4.	Voltaje máximo de descarga de impulso por maniobra.....	21
2.7.2.5.	Voltaje máximo de descarga para onda de 8X20 μs.....	21
2.8.	Seccionadores	22
2.9.	Transformadores de medida	22
2.10.	Blindaje.....	23

2.10.1.	Puntas de <i>Franklin</i>	24
2.10.2.	Hilo de guarda o jaula de <i>Faraday</i>	24
2.10.3.	Método de ángulos fijos.....	25
2.10.4.	Blindaje con cables de guarda utilizando el método de ángulos fijos	26
3.	DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN DE INTERCONEXIÓN	29
3.1.	Distancias eléctricas de diseño	29
3.1.1.	Distancia de fase a tierra.....	29
3.1.2.	Distancia entre fases	33
3.1.3.	Altura mínima de las partes vivas de los equipos sobre el nivel del suelo	33
3.1.4.	Altura de las barras sobre el nivel del suelo	34
3.1.5.	Altura mínima de remates de líneas en la subestación...	35
3.1.6.	Distancias mínimas de seguridad.....	36
3.1.6.1.	Distancia horizontal	36
3.1.6.2.	Distancia vertical	37
3.2.	Diseño de la red de tierras	38
3.2.1.	Consideraciones de diseño	38
3.2.2.	Resistividad del terreno	40
3.2.3.	Corriente de corto circuito	40
3.2.4.	Cálculo de la red de tierras.....	42
3.2.5.	Conectores y materiales a utilizar en la red de tierras	49
3.3.	Selección del disyuntor en SF ₆	54
3.3.1.	Características eléctricas que debe tener el disyuntor a instalar en la subestación de interconexión	54
3.4.	Selección de los seccionadores	56
3.5.	Selección de los apartarrayos	60
3.5.1.	Localización de los apartarrayos	62

3.6.	Transformadores de potencial	64
3.7.	Transformadores de medición combinados	66
3.8.	Aisladores de porcelana	68
3.9.	Montaje de la subestación	68
3.9.1.	Elevaciones y plantas	68
3.9.2.	Estructura	75
3.9.3.	Materiales y conectores a utilizar	75
3.9.3.1.	Barras y puentes principales	75
3.9.3.2.	Blindaje	76
3.9.4.	Análisis del blindaje	76
CONCLUSIONES		81
RECOMENDACIONES		83
BIBLIOGRAFÍA		85
ANEXOS		87

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Diagrama unifilar para la conexión de una carga o una fuente a una línea de 69 kV existente.....	3
2. Diagrama unifilar de la subestación de interconexión.....	7
3. Forma de onda de una descarga atmosférica.....	13
4. Zona de protección utilizando el método de ángulos fijos.....	26
5. Zona de protección utilizando un hilo de guarda.....	26
6. Zona de protección utilizando dos hilos de guarda.....	27
7. Diseño preliminar de la red de tierras.....	44
8. Diseño de la red de tierras final.....	50
9. Soldaduras exotérmicas y sus diferentes aplicaciones.....	51
10. Malla para control de gradiente.....	53
11. Interruptor Areva, tipo DT-72.5 F1.....	55
12. Seccionador de apertura lateral por el centro.....	58
13. Seccionador de apertura lateral por el centro con seccionador de puesta a tierra.....	59
14. Apartarrayos tipo estación con aislamiento de polímero.....	61
15. Transformador de potencial.....	65
16. Transformadores de medición combinados.....	67
17. Elevación lateral.....	69
18. Elevación frontal.....	70
19. Plana superior de la subestación.....	71
20. Planta intermedia de la subestación.....	72

21. Elevación de la interconexión con el pórtico de entrada existente en hidroeléctrica Secacao.....	73
22. Planta de la interconexión con el pórtico de entrada hidroeléctrica Secacao.....	74
23. Vista lateral de la subestación; se aprecia el área protegida por las bayonetas y los hilos de guarda.....	77
24. Vista frontal de la subestación; se aprecia el área protegida por las bayonetas y los hilos de guarda.....	78

TABLAS

I. Simbología utilizada en el diagrama unifilar.....	6
II. Distancias dieléctricas para 69 kV.....	38
III. Resistividad medida en el área de la subestación.....	41
IV. Características eléctricas del interruptor AREVA DT1-72.5 F1.....	54
V. Características de los transformadores de corriente que deben de ir instalados en el interruptor.....	56
VI. Características eléctricas de los seccionadores de apertura lateral por el centro con y sin puesta a tierra.....	57
VII. Características eléctricas del apartarrayos que se debe instalar en la subestación de interconexión.....	61
VIII. Características de los transformadores de potencial fabricante por RITZ, <i>Instrument Transformers</i>	64
IX. Características eléctricas que deben de tener los transformadores de medición combinados.....	66
X. Características de un aislador estándar para 69 kV.....	68

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
$^{\circ}\text{C}$	Grados Celsius
μs	Microsegundo
Ω	Ohmios
$\Omega\cdot\text{m}$	Ohmios-metro
SF_6	Gas hexafluoruro de azufre

GLOSARIO

Aislador	Pieza de material aislante como la porcelana, que sirve para soportar o sujetar un conductor eléctrico.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ASTM	<i>American Society for Testing and Material</i>
Baipás	Desvío hecho en un circuito para salvaguardar una interrupción.
Blindaje	Defensa que se construye en las subestaciones con hilos de guarda y puntas Franklin para resguardarse de las descargas electroatmosféricas.
<i>Bushing</i>	Boquilla aislante que permite pasar por su centro un conductor y conectar en ambos extremos diferentes equipos.
Campo eléctrico	Campo de fuerza creado por la atracción y repulsión de cargas eléctricas (la causa del flujo eléctrico) y se mide en Voltios por metro (V/m).

Corriente	Es un fenómeno físico causado por el desplazamiento de cargas (ión o electrón). La intensidad de corriente es la cantidad de carga que pasa por un conductor por unidad de tiempo y se mide en Amperios (A).
CT	Transformador de corriente.
Hz	Hertz.
Dieléctrico	Material aislante que soporta campos eléctricos sin que produzca conducción, chispas o arcos eléctricos.
Electroatmosférico	Descargas eléctricas provenientes de la atmósfera.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.
kA	Kiloamperios
kV	Kilovoltios.
msnm	Metros sobre el nivel del mar.
MVA	Megavoltios-amperios.
NBI	Nivel básico de aislamiento al impulso.
Nivel Isocerámico	Es el número promedio de días en un año en los que hay tormenta.

Transformador	Máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia.
Diagrama unifilar	Es un esquema eléctrico de uno o más conductores representados por una única línea.
PT	Transformador de potencial.

RESUMEN

La construcción de subestaciones en el Sistema Nacional Interconectado es muy importante considerando que en el país el desarrollo energético se está diversificando. En el caso específico, las hidroeléctricas representan una fuente de energía renovable y sostenible. Tomando como punto de referencia las premisas anteriores, la construcción de la subestación de interconexión de la hidroeléctrica Candelaria conlleva un proyecto de mucha relevancia.

La subestación de interconexión será una subestación de maniobras, diseñada para la entrada de dos hidroeléctricas: Candelaria y Secacao, ubicadas en la finca Secacao, que se encuentra a 20 kilómetros de Telemán, Alta Verapaz. Por el momento tendrá una sola salida, la línea que llega a la subestación Telemán que es el punto donde se conecta al Sistema Nacional Interconectado. En un futuro no muy lejano posiblemente se interconectará con la subestación de El Estor. También se puede definir como una subestación tipo modular debido a que los equipos estarán montados en una estructura formada por módulos, como en este caso, donde el espacio horizontal es muy limitado.

Las instituciones implicadas en el transporte y control de la energía eléctrica tienen establecidos normas y disposiciones que se deben acatar para el diseño de subestaciones; al aplicar dichas normas y criterios de ingeniería, la complejidad de las subestaciones modernas van en aumento; además, las especificaciones de los equipos tales como seccionadores, transformadores de potencial, interruptores en SF₆, etc., deben ser los más adecuados posibles para su aplicación.

El contenido de este trabajo de graduación, por lo tanto consiste en el diseño de la red de tierras, las especificaciones de los equipos, la distribución adecuada de acuerdo a los criterios de libranzas y necesidades de ubicación, la coordinación de aislamiento, diseño de las estructuras de soporte y blindaje.

OBJETIVOS

General

Proporcionar los conceptos y criterios fundamentales para el diseño y construcción de la subestación de interconexión tipo modular y de maniobras en 69 kV, de la hidroeléctrica Candelaria.

Específicos

1. Diseñar la red de tierras adecuada para la subestación de interconexión tomando en cuenta los lineamientos de la Norma IEEE Std 80-2000.
2. Aplicar los conceptos, las normas internacionales y las normas vigentes en nuestro país para el diseño y montaje de la subestación de interconexión.
3. Especificar con detalle los equipos y materiales que deben de utilizarse en la construcción de la nueva subestación, según sus características de aplicación.

INTRODUCCIÓN

El diseño de subestaciones en general conlleva varios criterios que se deben de tomar en cuenta de acuerdo a las necesidades tales como potencia, bahías de salida-entrada, terreno disponible, altura de operación, etc. En este trabajo de graduación fue necesario en primer lugar determinar el tipo de subestación a construir de acuerdo con el espacio disponible y los equipos necesarios a instalar para satisfacer lo requerido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE-, la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica –ETCEE- y el Administrador del Mercado Mayorista –AMM-, que son las empresas que rigen este tipo de subestaciones para ser conectadas al Sistema Nacional Interconectado.

Para tener más claridad sobre los equipos y criterios de construcción fue necesario investigar conceptos muy importantes empezando por la resistividad del suelo, que es fundamental para el diseño y construcción del sistema de red de tierras; la coordinación de aislamiento; determinación de las distancias dieléctricas y las características eléctricas mínimas que deben de tener los equipos a instalar para que cumplan con las normas nacionales además de las internacionales. Otro concepto básico y primordial fue el análisis del blindaje que deben de tener las subestaciones para proteger a los equipos de las descargas atmosféricas.

Actualmente existe un pórtico de entrada en la hidroeléctrica Secacao (ubicada en la finca Secacao, Telemán, Alta Verapaz); adyacente se construirá la subestación de interconexión; el diseño estuvo cuestionado porque la barra principal se prolongó para aprovechar los equipos existentes y así considerarla

como parte de la subestación. En el diagrama unifilar se puede apreciar que en la subestación de interconexión convergen ambas hidroeléctricas, Secacao y Candelaria; que es el fin primordial de este proyecto y la línea de Telemán, que es la que distribuirá la energía generada en estas dos hidroeléctricas.

Con el fin de definir los detalles del diseño, se presentan plantas y perfiles de la estructura con la distribución y ubicación de los equipos donde se pueden apreciar los detalles de la construcción y las libranzas necesarias. Para completar el trabajo se consideró indispensable presentar el listado de los herrajes y conectores necesarios tanto para la red de tierras como para todas las conexiones de los equipos de potencia y la barra, finalizando con el análisis del blindaje, el cual se utilizó el método de ángulos fijos.

1. HIDROELÉCTRICA CANDELARIA

1.1. Ubicación

A 20 kilómetros del municipio de Telemán, Alta Verapaz, a una altura de 300 metros sobre el nivel del mar, se ubica la finca Secacao. Desde hace aproximadamente quince años en dicha finca se encuentra en operación la hidroeléctrica Secacao que cuenta con una capacidad de generación de 20 megavatios.

Dada las condiciones y cumpliendo con el contrato establecido, desde el 2005 se empezaron los preparativos para la construcción de una nueva hidroeléctrica, denominada Candelaria con una capacidad de 5 megavatios. La casa de máquinas estará ubicada 1,5 kilómetros de la hidroeléctrica Secacao, con el propósito de aprovechar buena parte del agua que fluye de dicha hidroeléctrica.

1.2. Datos climatológicos

- a. Temperatura: máxima promedio de 34,1 °C y mínima promedio de 23,3 °C
- b. Altura sobre el nivel del mar: 300 metros
- c. Velocidad del viento: 1,8 km/hr
- d. Humedad relativa promedio: 78%
- e. Precipitación pluvial anual: 2 382,9 milímetros. 163 días
- f. Nivel isoceráunico: 50 descargas electroatmosféricas al año

1.3. Consideraciones para el diseño de la subestación

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE-, la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica -ETCEE- que pertenece al Instituto Nacional de Electrificación -INDE, y el Administrador del Mercado Mayorista –AMM- son las entidades encargadas de regir, administrar y requerir toda la infraestructura relacionada con la transmisión de energía eléctrica, en este caso con un nivel de tensión de 69 kilovoltios.

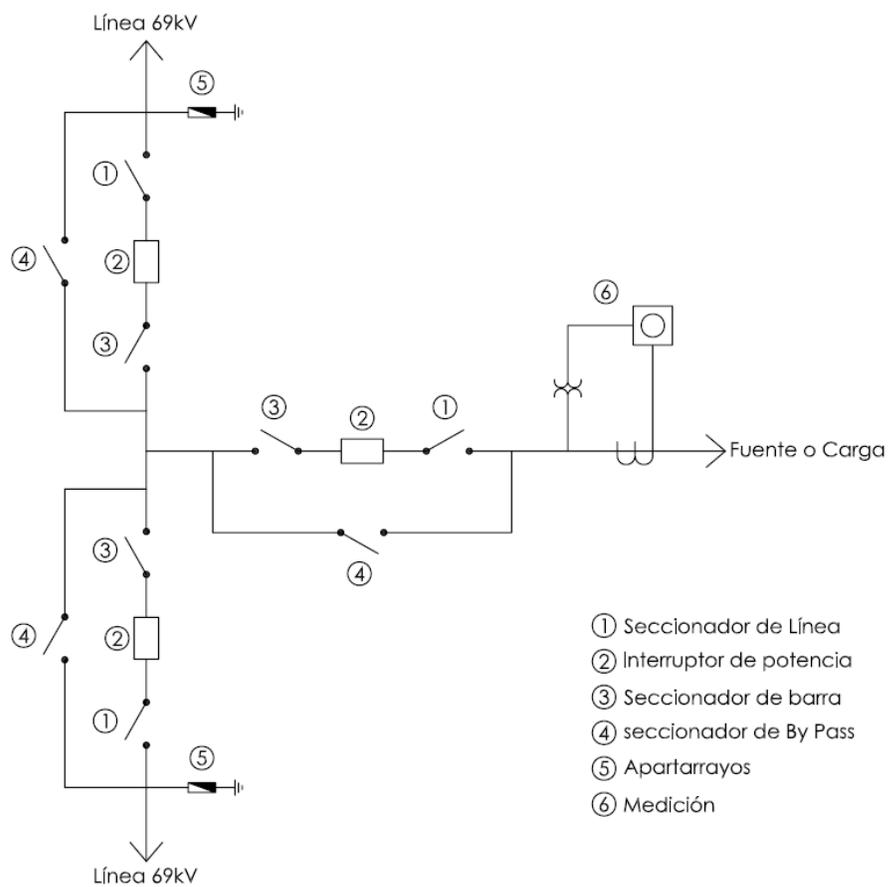
De acuerdo con la empresa ETCEE, para conectar una fuente o una carga al sistema nacional de transmisión en 69 kilovoltios, se debe de construir una subestación de maniobras o seccionadoras de circuitos con el propósito de garantizar la continuidad en el fluido eléctrico. En el caso de abrir una línea existente, como es el caso de este proyecto, el diagrama unifilar básico se puede apreciar en la figura 1.

Como se puede apreciar en el diagrama unifilar de la figura 1, la subestación de interconexión debe contar con tres interruptores de potencia: uno para la entrada de la línea existente, otro para continuar la línea existente y el tercero para la conexión de la nueva fuente o carga a instalar. Los tres interruptores deben de contar con seccionadores de línea con puesta a tierra, seccionadores de barra y de bai pás. Para monitorear la calidad de energía y protección de los equipos, se deben de instalar transformadores de potencial y transformadores de corriente. Y por último, cada ramal de la subestación debe de estar protegido con apartarrayos.

Otro punto muy importante para el diseño de la subestación es lo que requiere el Administrador del Mercado Mayorista –AMM-; en el punto de entrega de la energía (en este caso es la subestación de interconexión), debe instalarse

el equipo de medición que lo componen los transformadores de medida y dos contadores para facturación, uno principal y otro de respaldo; las características y especificaciones que estos equipos deben de cumplir, se ubican en la Norma NCC-14, emitido por dicha entidad.

Figura 1. **Diagrama unifilar para la conexión de una carga o fuente a una línea de 69 kV existente**



Fuente: elaboración propia.

1.4. Localización de la subestación

La subestación de Secacao, en la actualidad está conectada al Sistema Nacional Interconectado en 69 kilovoltios, por medio de una línea que viene de la subestación de Telemán, ubicada en Telemán, también del departamento de Alta Verapaz. En Secacao la línea es recibida en un campo de entrada compuesto por un pórtico de metal, donde se encuentra un seccionador; fuera del pórtico se ubican los pararrayos, transformadores de medida, interruptor de potencia y por último el transformador elevador.

De la hidroeléctrica Candelaria saldrá una línea de 69 kilovoltios, que debe de conectarse al Sistema Nacional Interconectado, esta es la razón de ser de la subestación de interconexión. Considerando los requisitos mencionados en el numeral 1,3, la ubicación de la hidroeléctrica Secacao, todos los equipos existentes y la disponibilidad del terreno; la ubicación de la subestación de interconexión debe ser lo más próximo al pórtico de entrada de la hidroeléctrica Secacao. Al lado de la subestación Secacao, se encuentra un espacio disponible, solamente que se deben realizar algunos movimientos de tierra para formar el área que se necesita.

1.5. Nivel de voltaje y capacidad

Como se ha enunciado anteriormente, la línea que llega a la subestación de Secacao tiene un voltaje nominal de 69 kilovoltios, con un voltaje máximo de 72,5 kilovoltios; por lo tanto, la subestación de interconexión debe tener los mismos voltajes.

Actualmente la hidroeléctrica Secacao tiene una generación máxima de 20 megavatios cuando existen las condiciones para producirla; la hidroeléctrica

Candelaria tendrá una generación máxima de 5 megavatios. Por consiguiente la potencia total que estará pasando por la subestación de interconexión será de 25 megavatios en 69 kilovoltios.

1.6. Diagrama unifilar

Se puede apreciar en la figura 1 el diagrama unifilar básico para la conexión de una carga o fuente al Sistema Nacional Interconectado, la configuración propuesta es de una barra simple. En el caso de la subestación de interconexión de la hidroeléctrica Candelaria, cumpliendo los requerimientos de las entidades antes mencionadas y adaptándose a las condiciones de la subestación Secacao, se propone el diagrama unifilar de la figura 2.

1.6.1. Entrada de la línea Candelaria

En la entrada de la línea Candelaria a la subestación se ubican los transformadores de medida requeridos por el Administrados del Mercado Mayorista, apartarrayos, seccionador de línea con puesta a tierra para poder aterrizar la línea en caso de mantenimiento, interruptor de potencia con transformadores de corriente en sus *bushings*, seccionador de barra y, por último, el seccionador de baipás que servirá en caso de mantenimiento del interruptor de potencia. Tomando en cuenta las condiciones de la línea, que es relativamente corta, se consideró instalar un relevador diferencial de línea, tomando la señal del transformador de corriente tipo *bushing* ubicado en el interruptor de potencia. Esta protección fue consensuada con la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, permitiendo su instalación.

1.6.2. Entrada de la línea Telemán

En la línea Telemán se ubican, en primer lugar, los apartarrayos, luego un transformador de potencial (supervisor de tensión de línea), el seccionador de línea con puesta a tierra, como en el caso anterior para aterrizar la línea en caso de mantenimiento, el interruptor de potencia con transformadores de corriente en sus *bushings*, seccionador de barra; todos complementados con el seccionador de baipás. Para proteger la línea debe de instalarse un relevador direccional y de distancia, tomando la señal del transformador de corriente ubicado en el interruptor de potencia.

Tabla I. Simbología utilizada en el diagrama unifilar

BB1	BARRA		RELEVADOR DE BAJO VOLTAJE
	SECCIONADOR		POTENCIA REAL
	INTERRUPTOR DE POTENCIA		POTENCIA APARENTE
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL		POTENCIA REACTIVA
	MEDICIÓN		CORRIENTE
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE		VOLTAJE
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE EN BUSHING		ENERGIA REAL
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA		ENERGIA APARENTE
	SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA		ENERGIA REACTIVA
	APARTARRAYOS		FACTOR DE POTENCIA
	RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE		FRECUENCIA
	RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEA		SOBRE / BAJA FRECUENCIA
	RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL		
	RELEVADOR DIRECCIONAL DE POTENCIA		
	RELEVADOR DE DISTANCIA		
	RELEVADOR DE SOBREVOLTAJE		

Fuente: elaboración propia.

1.6.3. Entrada de la línea Secacao

Considerando que el tramo de línea es de aproximadamente 25 metros, entre la subestación Secacao y la subestación de interconexión, podemos considerar la línea como una extensión de la barra principal; por lo tanto, se aprovechan los equipos existentes para complementar la subestación. La entrada de la línea Secacao está formada por un interruptor principal, transformadores de medida, seccionador y apartarrayos, como se puede apreciar en el diagrama unifilar de la figura 2.

2. CONCEPTOS Y DEFINICIONES ELEMENTALES

2.1. Subestación modular

El diseño de una subestación modular es una solución para áreas pequeñas, ventaja que está siendo introducida en la región, debido a que los equipos de maniobra y protección para líneas vienen en conjunto modular, esto hace que sean más compactas y sencillas en el montaje, mantenimiento y operación. La instalación de este tipo de subestación puede ser en el ámbito urbano y rural, ya que el área que ocupa es mucho más reducida que el de una subestación convencional. Como toda subestación, pueden servir para realizar maniobras, elevar o bajar el nivel de tensión y manejar cantidades de potencia para transportar o distribuir energía eléctrica.

La utilización de este tipo de subestaciones tiene ciertas ventajas, tales como:

- a. Facilidad en la acometida de ampliaciones
- b. Minimización del impacto ambiental
- c. Facilidad y rapidez en el montaje
- d. Reducción de costos y tiempo en ingeniería, montaje y puesta en servicio
- e. Reducción del área del terreno donde se ubique la subestación

En este tipo de subestaciones los campos de alta tensión están a la intemperie y la acometida de las líneas es aérea, todos forman un conjunto modular donde se encuentran equipos como el interruptor, los seccionadores, transformadores de tensión, transformadores de corriente, equipo de protección

y medición. Los servicios auxiliares y control se encuentran dentro de una caseta.

2.2. Red de tierras

El sistema de tierra en una subestación es un parámetro de mucha importancia en la protección contra descargas atmosféricas y fallas a tierra. La función principal es de mejorar la operación y continuidad del servicio de un sistema eléctrico y evitar accidentes de personas que laboran en la instalación, porque proporciona un camino fácil para que una corriente de descarga se disipe con rapidez para evitar elevaciones en el potencial.

El sistema de tierra puede ser una toma o una malla, dependiendo del tamaño de la subestación y de la calidad del suelo. Los objetivos para conectar un equipo a tierra son:

- a. Asegurar la protección del personal a los peligros de la corriente eléctrica y tensiones de contacto.
- b. Fijar el nivel de potencial de todas las partes metálicas de la subestación o instalación con respecto al potencial del suelo.
- c. Proteger a los equipos de las sobretensiones.
- d. Dar facilidades en la apertura de los dispositivos de protección instalados para proteger los conductores del circuito, en el caso de fallas a tierra.

2.2.1. Resistividad

La resistencia de la toma de tierra depende de la resistividad del terreno, porque varía de acuerdo a los materiales que la componen, de la profundidad, de la humedad y de la temperatura.

La resistividad o resistencia específica de un material se define como la resistencia en corriente directa entre las caras paralelas opuestas de una porción de éste, de longitud unitaria y sección unitaria uniforme; por ejemplo, un cubo de dimensión uniforme. La resistividad se expresa en forma simplificada en ohmios por metro cuadrado dividido metro, lo que es equivalente a ohmios por metro.

Cuanto menor sea la resistividad del terreno, más fácilmente se pueden alcanzar valores bajos de resistencia de las instalaciones para los sistemas de tierra. La resistividad del suelo varía ampliamente con la cantidad y tipo de sales solubles, ácidas o alcalinas que contenga. Por ello, es factible utilizar electrodos enterrados a una profundidad donde se asegure un contacto con tierra húmeda; si no es así, se debe usar un sistema de varillas verticales o picas correctamente distribuidas, conectadas a la malla, debiendo alcanzarse con esto las capas más profundas del suelo. Usualmente se usan capas de grava de 7 a 10 centímetros de espesor sobre los patios de las subestaciones para evitar pérdidas de humedad por evaporización en la estación seca.

Como se mencionó anteriormente la resistividad varía con la temperatura y el grado de humedad, por lo que no es aconsejable efectuar mediciones de resistividad del terreno en condiciones extremas: temperaturas altas o lluvias recientes.

2.3. Coordinación de aislamiento

Se le llama coordinación de aislamiento al ordenamiento de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, para que, al presentarse una onda de sobretensión, se descargue a través del elemento llamado apartarrayos, sin que se produzcan flameos ni daños a los equipos adyacentes.

La coordinación de aislamiento compara las características de operación de un apartarrayos contra las características de respuesta del aislamiento del equipo a proteger, es decir, es la correlación entre los esfuerzos dieléctricos aplicados y los esfuerzos dieléctricos resistentes.

Se pueden considerar tres niveles de aislamiento¹:

- a. Nivel 1, también llamado nivel alto. Es utilizado en los aislamientos internos, no autorrecuperables (sin contacto con el aire).
- b. Nivel 2, también llamado nivel medio o de seguridad. Están formados por el nivel de aislamiento autorrecuperable de las partes vivas de los diferentes equipos, que están en contacto con el aire.
- c. Nivel 3, también llamado nivel bajo o de protección. Está constituido por el nivel de tensión de operación de los apartarrayos de protección.

La diferencia en magnitudes de tensión en los diferentes niveles deben ser de un 25 por ciento, debido que en muchas ocasiones los apartarrayos son instalados a una distancia considerable de los aparatos a proteger; las sobretensiones que llegan a estos aparatos pueden ser ligeramente superiores a las de operación del apartarrayos.

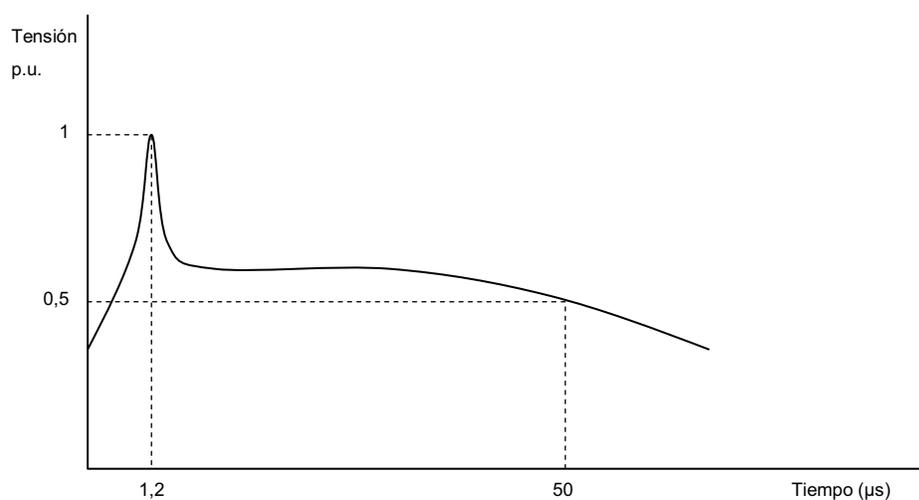
¹MARTÍN, José Raúl. Diseño de subestaciones eléctricas. p. 20.

2.4. Nivel básico del aislamiento NBI

Es un nivel de referencia expresado como un impulso de voltaje (valor pico) con una onda normalizada no mayor de 1,2X50 microsegundos, aplicado en el momento de prueba. La característica de estas ondas es muy similar a las que se desarrollan durante una descarga atmosférica.

Estos voltajes de prueba se aplican a los aislamientos varias veces durante cortos períodos de tiempo, tomándose nota de cuánto resiste el aislamiento sin que se produzca un chispazo o flameo. El NBI es generalmente expresado en valor por unidad (P.U.) del valor pico del voltaje nominal de operación. En la expresión 1,2x50 microsegundos, el primer término representa el tiempo en microsegundos que toma la onda en alcanzar su valor cresta y el segundo término el tiempo que tarda en llegar al 50% de su valor cresta, llamado valor de cola.

Figura 3. Forma de onda de una descarga atmosférica



Fuente: SIEGERT, Luis A. Alta tensión y sistemas de transmisión. p. 802.

2.5. Distancias dieléctricas

La separación entre equipos de una instalación y la disposición física de los mismos se efectúa a partir de un diagrama unifilar, seleccionando la capacidad y su tensión nominal. Estos factores no sólo afectan el tamaño de los componentes, sino también las distancias a tierra y entre fases. La determinación de estas dimensiones se efectúa por medio del cálculo de las distancias eléctricas entre las partes vivas del equipo, entre éstas y las estructuras, muros, rejillas y el suelo. Estas son:

- a. Distancia a tierra: es el dimensionamiento entre partes vivas y estructuras a tierra, muros, rejillas y tierra.
- b. Distancia entre fases: es el dimensionamiento entre partes vivas de fases diferentes.
- c. Distancias entre secciones: es el dimensionamiento entre partes vivas y los límites de zonas de trabajo. Los límites de zona de trabajo pueden ser el suelo o una plataforma sobre la cual trabajen los operarios. Si se considera que en una subestación eléctrica las personas deben caminar libremente bajo las zonas con equipo energizado, es necesario dejar una distancia adecuada entre el punto más bajo sobre cada aislador y tierra, para asegurar que una persona no sufrirá los efectos del campo eléctrico. Esta distancia está basada en las denominadas distancias de seguridad.

2.6. Disyuntor o interruptor automático

El interruptor automático es un dispositivo mecánico capaz de cerrar y abrir un circuito eléctrico bajo carga, siendo su oficio principal bajo condiciones de cortocircuito.

Cuando los contactos del disyuntor se separan se forma un arco, siendo su función extinguirlo tan rápido como sea posible. Al inicio, la trayectoria del arco es directa entre los contactos, pero se desea que el arco siga una trayectoria larga, donde se extienda, enfríe y por último se extermine. El arco cambia de trayectoria mediante la aplicación de un campo magnético o una corriente de aire. El arco se interrumpe algunas veces en aire, en aceite, en SF₆ o en vacío.

Las fuerzas para separar rápidamente los contactos y la energía necesaria para dicha acción normalmente se almacenan en resortes o en tanques de aire comprimido.

Por la ubicación de las cámaras, los interruptores se pueden clasificar de tanque muerto o tanque vivo. En el de tanque muerto las cámaras de extinción se encuentran autorretenidas en un recipiente que se encuentra firmemente aterrizado, habiendo entre este último y aquellas un medio aislante; ejemplo aceite dieléctrico o SF₆. Normalmente traen integrados transformadores de corriente en sus *bushings*. En los de tanque vivo, las cámaras se encuentran soportadas en columnas aislantes y estas separan la parte energizada del potencial a tierra; por ejemplo, los interruptores en SF₆.

2.6.1. Disyuntor en SF₆

2.6.1.1. Gas SF₆

Se denomina así al gas producto de la combinación del azufre y el flúor que comercialmente se le conoce como Hexafluoruro de Azufre. Por las características que posee es muy utilizado en equipos de alta tensión; algunas de ellas son: alta resistencia dieléctrica, habilidad para extinguir el arco

eléctrico, excelente estabilidad térmica, buena conductividad térmica, inerte químicamente, no inflamable y no corrosivo.

2.6.1.2. Disyuntores de tercera generación

La característica principal es que emplean la energía del propio arco eléctrico para generar la sobrepresión de soplado requerida en la cámara de compresión. El mecanismo de accionamiento solamente proporciona la energía necesaria para el movimiento de los contactos; por esta razón, se reducen los esfuerzos de trabajo.

La reducción eficaz de la energía necesaria para el accionamiento del disyuntor permite la utilización de un mecanismo simple y confiable, esta energía se almacena en un sistema que está fuera de sufrir pérdidas, con lo cual se reduce el mantenimiento del disyuntor.

2.6.2. Características eléctricas del disyuntor

2.6.2.1. Voltaje nominal

Es el valor eficaz de la tensión entre fases e indica el límite superior del voltaje más alto del sistema para el cual el disyuntor debe operar siempre.

2.6.2.2. Nivel de aislamiento nominal

Son valores de tensión tanto a la frecuencia de la red como de impulso que caracteriza al aislamiento del disyuntor en cuanto a su aptitud para soportar esfuerzos eléctricos.

2.6.2.3. Frecuencia nominal

Es la frecuencia de la red donde el disyuntor estará conectado. Se define en ciclos por segundo; se ha recomendado que la frecuencia nominal para los disyuntores tripolares sea de 50 o 60 *Hertz*. En Guatemala se emplea la frecuencia de 60 *Hertz*.

2.6.2.4. Corriente nominal

Es el valor eficaz de la corriente, a frecuencia nominal, que es capaz de conducir el disyuntor continuamente sin sufrir daños.

2.6.2.5. Capacidad interruptiva

Es la máxima corriente, normalmente dada en kiloamperios, medida en el instante en que se separan los contactos, que el disyuntor puede cortar con una tensión de restablecimiento de frecuencia fundamental.

2.6.2.6. Tensión transitoria de restablecimiento

Es la tensión de referencia para establecer el límite de la tensión transitoria de restablecimiento esperada, de los circuitos en los cuales el disyuntor es capaz de interrumpir corrientes de corto circuito en sus terminales.

2.6.2.7. Capacidad de cierre o de conexión

Es la máxima intensidad de corriente que el disyuntor puede establecer con un voltaje dado y corresponde al máximo trabajo que el disyuntor puede ejecutar porque está cerrando en presencia de un corto circuito.

2.6.2.8. Duración de corto circuito

Es el lapso donde el disyuntor puede conducir estando cerrado y el valor de la corriente es igual a la corriente de interrupción de corto circuito nominal. El valor normalizado de duración de corto circuito es de un segundo. En casos especiales se puede diseñar con una duración de 3 segundos, siendo lo más importante que el disyuntor no sufra daños durante ese período.

2.6.2.9. Secuencia de operación

Es la cantidad de operaciones unitarias a intervalos establecidos que debe ejecutar el disyuntor.

2.7. Apartarrayos

Dispositivo para la protección contra sobrevoltajes, su objetivo es reducir las amplitudes de los sobrevoltajes de frente lenta y rápida en los terminales de los equipos o sistemas protegidos de acuerdo con los niveles preestablecidos u operacionalmente aceptables, de modo que después que desaparezcan dichos sobrevoltajes, el aislamiento de los equipos o sistemas no sufran daños.

También se puede definir como un dispositivo primario de protección usado en la coordinación de aislamiento, su función es limitar la sobretensión aplicada al equipo. Los elementos básicos que componen este dispositivo son los espaciamentos de ruptura o explosores que actúan como un interruptor rápido y una resistencia no lineal, que en condiciones normales de operación actúan como una gran resistencia y en condiciones de falla o sobretensiones actúan como una baja resistencia, lo cual permite drenar sobrevoltajes a la red de tierras.

Los apartarrayos coordinan su tensión de operación con los niveles de aislamiento normalizados con el fin de proteger precisamente los aislamientos. Para una buena coordinación se debe escoger un apartarrayos que opere a una tensión menor que aquella que produce la ruptura del aislamiento del elemento a proteger.

El apartarrayos ideal se define según las siguientes características:

- a. Posee una impedancia infinita entre sus terminales en condiciones de régimen permanente del sistema, o sea, se comporta como circuito abierto hasta que ocurre un sobrevoltaje en el sistema.
- b. Tienen la capacidad instantánea de entrar en conducción cuando se presenta un sobrevoltaje con un valor próximo al voltaje nominal del sistema, manteniendo dicho nivel de voltaje de inicios de conducción durante toda la ocurrencia del sobrevoltaje.
- c. Es capaz de parar de conducir, o sea retoma la condición de circuito abierto una vez el voltaje del sistema regrese a su estado de operación.

2.7.1. Apartarrayos óxido metálico

A mediados de la década de los años ochenta surge una evolución tecnológica muy significativa: la utilización de apartarrayos de óxido de zinc con envoltorios poliméricos. Hasta ese entonces, todos los apartarrayos empleaban envoltorio de porcelana.

Diversos estudios realizados apuntan que la penetración de humedad debido a la pérdida de estanqueidad y fragmentación, con o sin explosión del

envoltorio de porcelana es la principal causa de falla verificada en los apartarrayos a lo largo del tiempo, problema que se elimina con la utilización de apartarrayos con envoltorio polimérico.

2.7.2. Características y criterios para la selección de apartarrayos

2.7.2.1. Voltaje nominal

Es el valor eficaz del voltaje nominal de diseño (línea a tierra) del pararrayos, el cual depende del voltaje de operación continuo máximo MCOV (por sus siglas en inglés *Maximum Continuous Operating Voltage*) del mismo. Este voltaje no debe ser confundido con el voltaje nominal (línea a tierra) del sistema.

2.7.2.2. Voltaje de operación continuo máximo (*Maximum Continuous Operating Voltage* –MCOV–)

Es el valor eficaz de sobrevoltaje máximo (línea a tierra) de frecuencia nominal, que puede ser aplicado a través del apartarrayos.

La selección del tamaño de un apartarrayos está basada en el voltaje de operación continuo máximo MCOV que es aplicado a través del apartarrayos en servicio. Para sistemas con neutral sólidamente aterrizado, el MCOV tiene como máximo valor un 80 por ciento del voltaje entre fases máximo de diseño. El voltaje entre fases máximo de diseño se puede calcular como un voltaje con un 5 por ciento de incremento del voltaje entre fases nominal del sistema.

Para sistemas no aterrizados o aterrizados por medio de impedancias, el MCOV se encuentra entre un 90 y 110 por ciento del voltaje entre fases máximo de diseño.

Los fabricantes proporcionan en sus catálogos tablas que permiten seleccionar el MCOV de los apartarrayos de acuerdo con el voltaje nominal del sistema y las características de conexión del neutral.

2.7.2.3. Voltaje máximo de descarga para frente de onda rápido (*Equivalent front of wave voltage* –EFOW-)

Es el voltaje máximo de descarga que aparece en el apartarrayos cuando se le aplica una onda de corriente de rápido incremento de 10 kiloamperios. Este voltaje de descarga alcanza su valor cresta en 0,5 microsegundos.

2.7.2.4. Voltaje máximo de descarga de impulso por maniobra (*Switching surge maximum voltage* –SSMV-)

Es el voltaje máximo de descarga que aparece en el apartarrayos cuando se le aplica un impulso que simula el producido por maniobrar en el sistema. El SSMV está basado en un impulso de corriente que alcanza su valor cresta de 500 amperios en 45 microsegundos.

2.7.2.5. Voltaje máximo de descarga para onda de 8x20 microsegundos

Es el voltaje máximo de descarga que se produce en el apartarrayos al aplicársele una onda de corriente normalizada de 8x20 microsegundos y valor cresta de 1,5 3, 5, 10, 20 y 40 kiloamperios.

2.8. Seccionadores

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para los mantenimientos.

Los seccionadores pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando está fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de seccionadores siempre deberá abrirse primero el interruptor de potencia.

La diferencia entre un seccionador y un interruptor, considerando que los dos abren y cierran circuitos eléctricos, es que los seccionadores no pueden ni deben abrir un circuito con corriente; en cambio, el interruptor si puede abrir cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito.

2.9. Transformadores de medida

En toda instalación eléctrica siempre ha existido la necesidad de conectar aparatos de medida. Frecuentemente las magnitudes que hay que medir o vigilar son elevadas tensiones, corrientes de gran magnitud o ambos parámetros. Con todo esto también se ha requerido que las señales de los aparatos de medida o de vigilancia vayan en tableros o gabinetes centralizados.

Por ello, casi al mismo tiempo que se iniciaba el uso de la corriente alterna, nacieron los transformadores de medida.

El problema se resuelve en base a conducir magnitudes proporcionales a las originales, pero con valores manejables. Los equipos más importantes son los transformadores de medida inductivos: transformadores de corriente y transformadores de tensión.

Con el lado primario conectado en alta o baja tensión, según sea el caso, transforman las magnitudes que se desean controlar, en corrientes y tensiones manejables en el secundario. Por esta razón se construyen los aparatos de medida o de protección.

Los objetivos primordiales de los transformadores de medida son²:

- a. Aislar o separar los circuitos y aparatos de medida, protección, etc., de la alta tensión.
- b. Evitar perturbaciones electromagnéticas de las corrientes fuertes, y reducir corrientes de corto circuito a valores admisibles en delicados aparatos de medida.
- c. Obtener intensidades de corriente o tensiones, proporcionales a las que se desea medir o vigilar y transmitir las a los aparatos apropiados.

Queda claro que para escoger transformadores de medida no se debe limitar a la relación de transformación o a la tensión nominal del sistema, sino

² RAS, Enrique. Transformadores de potencia, de medida y de protección. p. 175.

proporcionar la correspondiente precisión, garantizar la seguridad del personal e instalación, así como proteger los aparatos.

2.10. Blindaje

En las subestaciones tipo exterior y en las áreas externas de equipo primario de las mismas, requiere de la protección contra los impactos directos del rayo y contra las ondas viajeras de sobretensión que llegan de otras partes del sistema.

La protección contra los impactos directos del rayo se logra por medio de lo que se conoce como blindaje, de manera que los rayos impactan al blindaje que está conectado directamente a la red de tierras. Las líneas de transmisión tienen un blindaje a base de cables de guarda y las subestaciones eléctricas tipo exterior, tienen un blindaje a base de cables de guarda, bayonetas y sistemas de protección activos.

2.10.1. Puntas de *Franklin*

Consiste en una barra metálica terminada en punta, colocada en el lugar más alto de la subestación y conectada a tierra mediante un conductor. Su zona de protección debe calcularse aproximadamente en un radio igual a su altura de instalación sobre el suelo.

En las puntas se produce una elevada densidad de cargas con lo que en ellas preferentemente se forma un trazador que sale al encuentro del trazo piloto del rayo y, por lo tanto, la descarga principal partirá de tierra a través del pararrayos dirigiéndose a la nube, mientras que las descargas secundarias

serán conducidas a tierra a través de la punta sin causar daño alguno a la subestación protegida.

2.10.2. Hilo de guarda o jaula de *Faraday*

La jaula de *Faraday* es un escudo electrostático que se construye para rodear, literalmente, la subestación a proteger. La jaula es comúnmente el terminal aéreo constituido por hilos de guarda como los conductores de bajada. La protección con este sistema tiene la ventaja de ofrecer protección RF (electrostática) cuando los cables de la malla están cercanos entre sí. A medida que aumenta la separación entre los cables, se reduce la atenuación de RF hacia frecuencias más y más bajas.

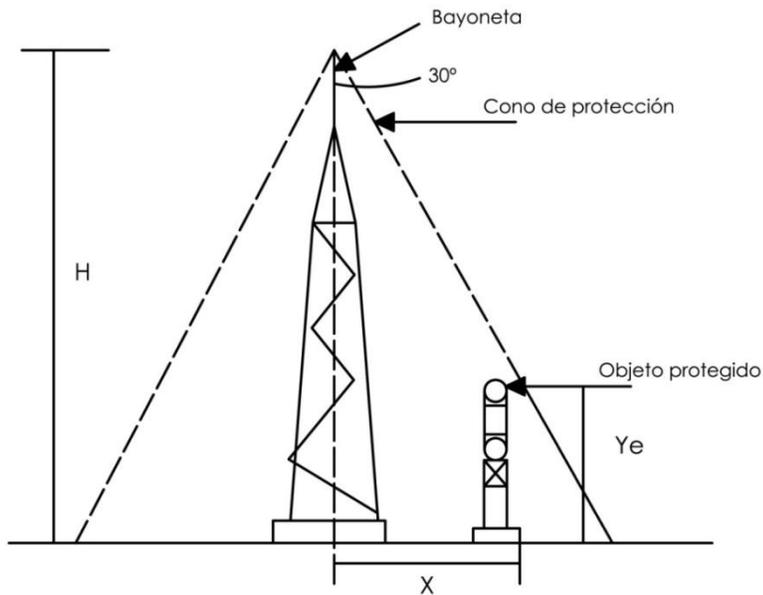
2.10.3. Método de ángulos fijos

Es uno de los métodos más comunes en la aplicación de blindaje, supone que las bayonetas y los cables de guarda proyectan una zona de protección en forma de cono. El ángulo interno del cono debe tener 60 grados. Este método sugiere que el cono debe proteger un área externa por lo cual en el centro de esa área se debe colocar una bayoneta a una altura suficiente para abarcar el área deseada. La figura 4 muestra el método.

2.10.4. Blindaje con cables de guarda utilizando el método de ángulos fijos

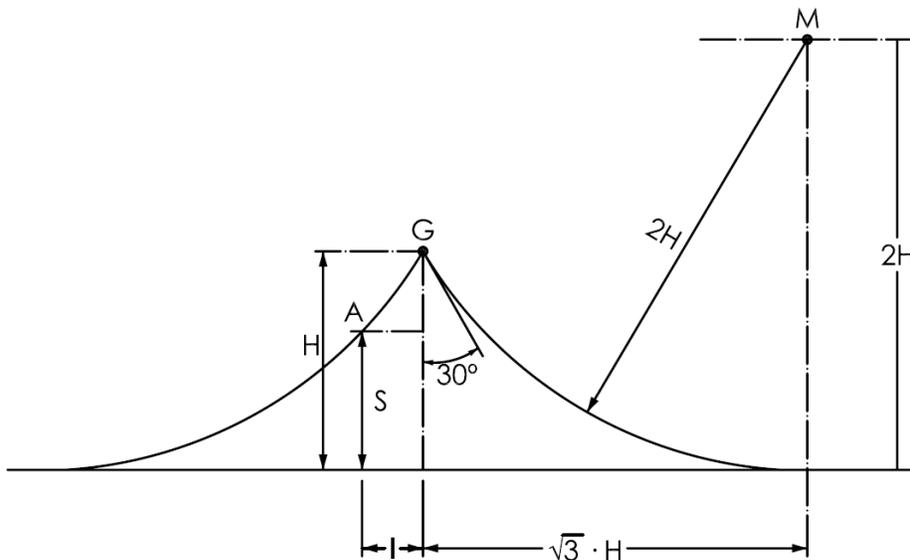
Considerando el concepto de protección y que todas las subestaciones eléctricas se deben de proteger contra descargas atmosféricas, es necesario instalar hilos de guarda. La protección se puede calcular de acuerdo con las siguientes consideraciones que se muestran en la figura 5.

Figura 4. **Zona de protección utilizando el método de ángulos fijos**



Fuente: BALZER, Gerd, et al. Switchgear manual. p. 215.

Figura 5. **Zona de protección utilizando un hilo de guarda**



Fuente: BALZER, Gerd, et al. Switchgear manual. p. 216.

Considerando que la altura protegida debe estar en función del objeto a proteger y la distancia de la torre depende del hilo guarda, podemos expresar esta altura con la siguiente ecuación.

$$H = \frac{1}{3}(2S + 3I) + \frac{1}{3}\sqrt{(S^2 + 4\sqrt{3} \cdot I)} \quad (\text{Ec. 2,1})$$

En donde

H = Altura del hilo de guarda sobre el nivel del suelo

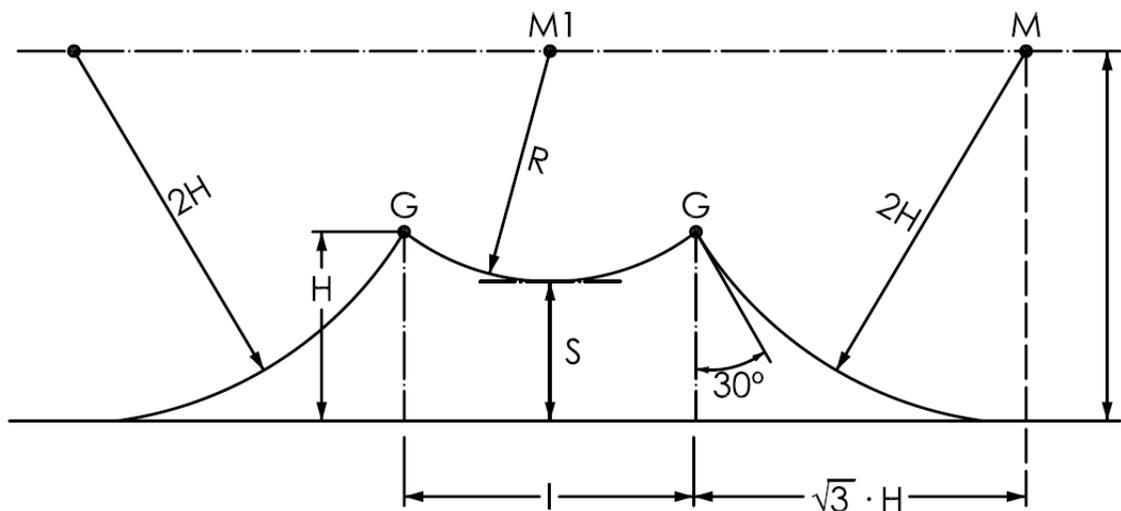
M = Centro de la descarga

S = Altura del objeto protegido

I = Distancia del objeto a la posición del hilo de guarda

G = Hilo de guarda

Figura 6. Zona de protección utilizando dos hilos de guarda



Fuente: BALZER, Gerd, et al. Switchgear manual. p. 216.

En este caso existen más de dos hilos de guarda, la ecuación de la altura máxima quedaría de la siguiente manera.

$$H = \frac{2}{3}S + \sqrt{\frac{1}{9}S^2 + \frac{1}{3}\left(\frac{l}{2}\right)^2} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

3. DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN DE INTERCONEXIÓN

3.1. Distancias dieléctricas de diseño

Toda subestación eléctrica debe tener una coordinación de aislamiento adecuada, por tal razón se deben fijar las distancias a través del aire entre las partes vivas y todos los componentes que están circundando la subestación. Estas distancias se pueden agrupar en los siguientes tipos.

3.1.1. Distancia de fase a tierra

La distancia de fase a tierra es el punto de partida principal para el dimensionamiento de una subestación eléctrica desde el punto de vista dieléctrico. Existen distintos procedimientos para el cálculo de las distancias eléctricas, todos coinciden en algo, pero conducen a resultados ligeramente distintos. El criterio a utilizar en este diseño está basado en la norma de coordinación de aislamiento IEC-71, parte 2, edición 1996. Esta norma establece que los niveles básicos de aislamiento pueden tener una probabilidad de falla hasta del 10 por ciento. Este método está basado en expresiones empíricas soportado en cálculos experimentales.

Para tensiones de 300 kilovoltios o inferiores, la distancia mínima de fase a tierra se calcula a partir de los conceptos de ruptura dieléctrica del aire para sobretensiones por impulso de rayo, por lo tanto el punto de partida lo constituye el Nivel Básico de Aislamiento al impulso NBI.

Se designa como VCF a la tensión crítica de flameo, o sea la que tiene una probabilidad de falla del 50 por ciento. Este valor ha sido determinado experimentalmente en laboratorios de alta tensión y la relación entre esta cantidad y el NBI para una probabilidad de falla del 10 por ciento es:

$$\text{NBI} = 0,961 * \text{VCF} \quad (\text{Ec. 3,1})$$

La expresión anterior está dada para una altitud sobre el nivel del mar, por lo que se le puede llamar VCF estándar a:

$$\text{VCF}_{\text{estándar}} = \frac{\text{NBI}}{0,961} \quad (\text{Ec. 3,2})$$

Para otras condiciones de altitud y humedad se deben usar factores de corrección, con la cual obtenemos la VCF de diseño:

$$\text{VCF}_{\text{diseño}} = \frac{k_h}{\delta} \text{VCF}_{\text{estándar}} \quad (\text{Ec. 3,3})$$

Donde:

k_h = factor de corrección por humedad. En ambientes donde la humedad es igual o inferior al 80 por ciento normalmente el factor k_h es igual a 1; en zonas muy húmedas se puede tomar k_h de 1,05.

δ = factor de corrección por altura. (Ver anexo 1)

La VCF de diseño se define para aislamientos autorrecuperables, como las distancia en aire, los aisladores de soporte, cadenas de aisladores, *bushings* de equipos y aparatos, etc.

Considerando las características del proyecto, se tiene un voltaje nominal de 69 kilovoltios, un voltaje de diseño de 72,5 kilovoltios, un NBI de 350 kilovoltios y la subestación se encuentra a 300 metros sobre el nivel de mar. El factor de corrección δ para esta altitud es de 0,965, (ver anexo 1) por lo tanto la VCF diseño es:

$$VCF_{\text{diseño}} = \left(\frac{1}{0,965} \right) \left(\frac{350}{0,961} \right) = 377 \text{ kilovoltios}$$

La relación que existe entre la VCF de diseño y la distancia dieléctrica es con el impulso del rayo, y se define de la siguiente manera:

$$VCF_{\text{diseño}} = k_3 \cdot d_t \quad (\text{Ec. 3,4})$$

Donde:

$k_3 =$ es el impulso de rayo que oscila entre 500 y 600 kilovoltios/metro y, para fines de diseño, se puede tomar como 550 kilovoltios/metro.

$d_t =$ distancia dieléctrica a tierra.

Entonces la distancia dieléctrica de fase a tierra es:

$$d_t = \frac{VCF_{\text{diseño}}}{550} \quad (\text{metros}) \quad (\text{Ec. 3,5})$$

$$d_t = \frac{377}{550} = 0,685 \quad (\text{metros})$$

Redondeando el valor tenemos que

$d_t = 0,70$ metros.

Los aisladores a manejar son los de soporte tipo estación; éstos tienen una altura estándar de 0,76 metros, que de acuerdo a lo calculado son funcionales. Se utilizarán para soportar las barras de aluminio y para sostener bajadas de cables. En el caso de las tres líneas que llegan a la subestación, los aisladores serán tipo suspensión.

Cabe mencionar que el aislamiento de los equipos que se emplean en el diseño de subestaciones, normalmente los fabricantes garantizan los valores dieléctricos de prueba para una altitud hasta de 1 000 metros sobre el nivel del mar.

Debido a la contaminación ambiental se debe calcular la distancia de fuga que está dada por la expresión.

$$d_{\text{fuga}} = K_d \frac{V_{\text{máx}}}{\sqrt{3}} \quad (\text{centímetros}) \quad (\text{Ec. 3,6})$$

Donde:

K_d = factor que indica el tipo de contaminación. Expresado en centímetro/kilovoltio. Considerando que la contaminación es normal o baja en la subestación, este factor puede tener un valor de 3,5 centímetro/kilovoltio.

$V_{\text{máx}}$ = Tensión máxima de diseño en kilovoltio. La tensión máxima de diseño para el proyecto es de 72,5 kilovoltios.

$$d_{\text{fuga}} = 3,5 \left(\frac{72,5}{\sqrt{3}} \right) \quad (\text{centímetros})$$

$$d_{\text{fuga}} = 146,5 \quad (\text{centímetros})$$

3.1.2. Distancia entre fases

Considerando que la tensión máxima que puede aparecer entre fases es igual al nivel básico de aislamiento al impulso NBI, más el valor de cresta de la onda de tensión a tierra de frecuencia fundamental, esto corresponde a las condiciones fundamentales de operación. Por lo anterior, se puede elegir una distancia mínima entre fases de 80 por ciento mayor que la distancia mínima a tierra y se puede expresar de la siguiente manera:

$$d_f = 1,8 * d_t \quad (\text{Ec. 3,7})$$

Para nuestro diseño la distancia mínima entre fases es de:

$$d_f = 1,8 * 0,70$$

$$d_f = 1,26 \quad (\text{metros})$$

Redondeando

$$d_f = 1,3 \quad (\text{metros})$$

3.1.3. Altura mínima de las partes vivas de los equipos sobre el nivel del suelo

La altura mínima h_e (nivel 1) de las partes vivas sobre el nivel del suelo, en ningún caso debe ser inferior a 3 metros, si no se encuentran aislados por barreras de protección. En general, para cualquier equipo, la altura mínima de sus partes vivas se calcula con la siguiente expresión, que se considera válida para un máximo de hasta 1 000 metros sobre el nivel del mar.³

³ MARTIN, José Raúl. Diseño de subestaciones eléctricas. p. 275.

$$h_e = 2,30 + 0,0105 * kV \quad (\text{metros}) \quad (\text{Ec. 3,8})$$

Donde:

kV = tensión máxima de diseño

Aplicando el criterio anterior, con 72,5 kilovoltios como tensión máxima de diseño, tenemos:

$$h_e = 2,30 + 0,0105 * 72,5$$

$$h_e = 3,06 \quad (\text{metros})$$

Según las normas emitidas por la CNEE, -NTDROID- capítulo II y artículo 22; para una tensión máxima de diseño de 72,5 kilovoltios y un nivel básico del aislamiento al impulso de 350 kilovoltios, la altura mínima a partes energizadas descubiertas sobre el nivel del suelo debe ser 3,18 metros; longitud que debemos considerar para el diseño.

3.1.4. Altura de las barras sobre el nivel del suelo

La distancia entre las barras y el suelo se establece principalmente sobre la base de la seguridad de toda persona y procedimientos de mantenimientos establecidos. En el caso del proyecto en estudio, no está contemplado el acceso a vehículos dentro de la subestación.

La expresión que proporciona la altura de las barras h_b (nivel 2), considerando los efectos electromagnéticos sobre el cuerpo y hasta una altitud de 1 000 metros sobre el nivel del mar; es la siguiente:

$$h_b = 5,0 + 0,0125 * kV \quad (\text{metros}) \quad (\text{Ec. 3,9})$$

Donde:

kV = Tensión máxima de diseño

Aplicando la expresión anterior, se tiene que la altura mínima de las barras sobre el nivel del suelo debe ser:

$$h_b = 5,0 + 0,0125 * 72,5$$

$$h_b = 5,91 \quad (\text{metros})$$

3.1.5. Altura mínima de remates de líneas en la subestación

La altura de las líneas de transmisión que llegan a rematar a una subestación eléctrica, deben tener una altura igual o mayor que 6 metros. En cualquier caso se calculan de acuerdo con la expresión siguiente, válida para una altitud de 1 000 metros sobre el nivel del mar, y para tensiones mayores de 69 kilovoltios.

$$h_L = 5,0 + 0,006 * kV \quad (\text{metros}) \quad (\text{Ec. 3,10})$$

Donde:

kV = Tensión máxima de diseño

En nuestro caso tenemos:

$$h_L = 5,0 + 0,006 * 72,5$$

$$h_L = 5,44 \quad (\text{metros})$$

Pero de acuerdo con lo expresado en el párrafo anterior, concluimos que la altura mínima de remate de las líneas que llegan a la subestación debe ser 6,0 metros.

3.1.6. Distancias mínimas de seguridad

Se considera como distancia mínima de seguridad a los espacios libres que permitan a un operador circular y desarrollar maniobras dentro de una subestación eléctrica, sin que exista riesgo para su vida. La base para determinar las distancias mínimas de seguridad es la talla media de una persona. La talla media de una persona es: 1,80 metros de altura; 1,80 metros con los brazos extendidos horizontalmente y 2,30 metros con los brazos extendidos hacia arriba.

Las distancias de seguridad se determinan bajo condiciones precisas y corresponden al funcionamiento de una instalación eléctrica tipo intemperie. Consideran la necesidad de que el personal de operación y mantenimiento pueda circular e intervenir en maniobras en cualquier punto de la subestación.

Las distancias mínimas de seguridad garantizan dieléctricamente el buen comportamiento del cuerpo humano, bajo la acción del campo eléctrico. Existen dos clasificaciones.

- a. Distancia horizontal
- b. Distancia vertical

3.1.6.1. Distancia horizontal

Se aplica en zonas de circulación y mantenimiento donde las partes energizadas de equipos o barras de la subestación queden a la altura de las personas o inferior a esta altura.

Se calcula como:

$$d_h = d_t + 0,90 \text{ (metros)} \quad (\text{Ec. 3,11})$$

Donde:

d_t = distancia dieléctrica a tierra

La distancia mínima de seguridad horizontal para 69 kilovoltios debe ser:

$$d_h = 0,70 + 0,90$$

$$d_h = 1,60 \text{ (metros)}$$

Según la CNEE, -NTDOID- Capítulo II y Artículo 22; para las condiciones del proyecto, la distancia mínima horizontal debe ser de 1,50 metros. Tomando en cuenta que es el mínimo recomendado, podemos determinar para efectos de diseño los 1,60 metros como la distancia de seguridad horizontal.

3.1.6.2. Distancia vertical

Esta distancia debe ser respetada en toda zona de circulación de la subestación y se debe verificar que en ningún caso sea menor a 3,00 metros. En dado caso se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$d_v = d_t + 2,30 \text{ (metros)} \quad (\text{Ec. 3,12})$$

Donde:

d_t = distancia dieléctrica a tierra

Aplicando datos a la expresión se tiene:

$$d_v = 0,70 + 2,30$$

$$d_v = 3,00 \quad (\text{metros})$$

En resumen, las distancias dieléctricas mínimas que deben de tomarse en cuenta para el diseño de la subestación son:

Tabla II. **Distancias dieléctricas para 69 kV**

No.	Descripción	Distancia (metros)
1	Distancia de fase a tierra	0,70
2	Distancia entre fases	1,30
3	Altura mínima de las partes vivas de los equipos sobre el nivel del suelo	3,18
4	Altura de las barras sobre el nivel del suelo	5,91
5	Altura mínima de remates de líneas en la subestación	6,00
6	Distancia horizontal de seguridad	1,60
7	Distancia vertical de seguridad	3,00

Fuente: elaboración propia.

3.2. Diseño de la red de tierras

3.2.1. Consideraciones de diseño

Para el paso de una gran corriente a tierra, como es el caso de una descarga electro atmosférica, no sólo es necesario que el conductor de

aterramiento tenga una sección adecuada, ni que el sistema de tierra cumpla con los valores óhmicos propuestos por las normas, sino que, además, debe existir una superficie de contacto con el terreno suficientemente grande, porque este paso no sólo exige la capacidad del conductor, sino una baja resistencia de difusión en el terreno.

En el diseño de red de tierras debe considerarse que la profundidad de enterramiento de todos los cables, no deben ser menor que 0,80 metros según la Norma IEEE Std 80-2000, para evitar el voltaje de paso y por el concepto de no acercarse a la superficie, por la sequedad que puede tener el terreno, sobre todo en épocas de sequía, que limitan el agua que se requiere para la mejora de la resistividad.

Los conductores enterrados requieren tener una resistencia mecánica adecuada y ofrecer una elevada resistencia a la corrosión; sin embargo en ningún caso se deben admitir secciones inferiores a 50 milímetros cuadrados (1/0 AWG) en el caso de cobre y, en el caso de los aceros un valor mínimo de 100 milímetros cuadrados. En los electrodos de cobre o acero recubiertos de cobre, no serán de un diámetro menor a 14 milímetros.

Cuando se instala más de un electrodo, es aconsejable espaciarlos a no menos de 2,2 veces su longitud, para lograr una adecuada efectividad y evitar el efecto de solapamiento de las áreas de resistencia.

Se debe tomar en cuenta que la corriente de falla aumenta del centro hacia la periferia; las medidas para la eliminación de gradientes peligrosos son el aumento de la profundidad de la toma de tierra, el uso de pavimentos o terrenos de alta resistividad; además, se suele recubrir el área con una capa de grava de de 10 centímetros de espesor que ayuda a conservar la humedad del

terreno debajo de ella, impide la acumulación de agua en la superficie y es de rápido secado superficial en caso de lluvia.

Se puede plantear que con el fin de proteger debidamente al personal del peligro que entraña la circulación de la corriente eléctrica por el sistema de puesta a tierra, se deben considerar el voltaje de contacto y el voltaje de paso. Estos dos voltajes, son términos relacionados con el cuerpo humano y su nivel de respuesta ante eventos de esta naturaleza; estos términos son tomados como referencia para determinar si la red de tierras diseñada cumple con los indicadores establecidos en la Norma IEEE Std 80-2000.

3.2.2. Resistividad del terreno

El conocimiento de la resistividad del terreno es esencial en el proyecto y análisis de puestas a tierra, porque influye proporcionalmente en los valores de resistencia y en las solicitaciones de voltaje que pueden aparecer en una instalación.

Para el efecto se efectuaron varias mediciones en el área destinada a la subestación, cuyos resultados se presentan en la tabla III.

3.2.3. Corriente de corto circuito

Al inicio del proyecto se efectuaron estudios y cálculos para determinar la corriente de corto circuito. Para el análisis se realizaron corridas de flujo de carga de secuencia positiva para las condiciones de operación en estado estable, sin falla y luego de una falla simple. Como criterio de despacho de unidades se utilizó la máxima capacidad hidroeléctrica para la época lluviosa y un despacho típico para la época seca.

Tabla III. Resistividad medida en el área de la subestación

Medición No.	Distancia entre electrodos (m)	Resistencia medida (Ω)	Resistividad ρ ($\Omega\text{-m}$)
1,1	3	11,12	209,61
1,2	4,5	4,33	122,40
2,1	3	5,58	105,18
2,2	4,5	3,2	90,48
3,1	3	9,41	177,37
3,2	4,5	5,70	161,16
4,1	3	9,28	164,05
4,2	4,5	5,37	124,68
Resistividad promedio			144,37

Fuente: elaboración propia.

Para la definición de los escenarios futuros, se consideraron la lista de proyectos futuros proporcionadas por la CNEE. Entre los casos significativos para la región analizada se tiene:

- a. Incorporación de la línea Río Dulce – El Estor y la carga asociada
- b. Incorporación de la línea Secacao – El Estor
- c. Incorporación de proyecto Candelaria

La corriente de corto circuito monofásico con las distintas variantes del escenario es 2 432 Amperios y la corriente de cortocircuito trifásico es de 2 194 Amperios.

3.2.4. Cálculo de la red de tierras

El método que se expone está basado en la Norma IEEE Std 80 – 2000; se considera que esta norma tiene todas las características adecuadas para el cálculo de subestaciones y tiene contemplado las particularidades que este tipo de cálculo demanda por los altos niveles de cortocircuitos.

En primer lugar, se tiene que el área máxima disponible para la malla es de 11,15X10 metros; por consiguiente el área de la cuadrícula debe ser de 111,50 metros cuadrados, con resistividad promedio del suelo de 144,37 ohmios-metro. Debido a que el área es muy pequeña se debe considerar que la malla debe estar complementada con electrodos. Todos los empalmes cable - cable y cable-electrodo deben efectuarse con soldadura exotérmica.

Es importante considerar que la sección del conductor a utilizar está determinada por:

$$A_{\text{mm}^2} = \frac{I * K_f \sqrt{t_c}}{1,9740} \quad (\text{mm}^2) \quad (\text{Ec. 3,13})$$

I = Corriente de falla monofásica a tierra, en kiloamperios. En nuestro caso la corriente de cortocircuito es 2,432 kiloamperios.

K_f = Constante característica del material, que para el cobre comercial, con una conductividad del 97 por ciento, temperatura ambiente de 40°C y temperatura de fusión de 250°C; la constante K_f = 11,78, de acuerdo con la tabla No. 2 de la Norma IEEE Std 80-2000. (Ver anexo 2).

t_c = Tiempo de despeje de la falla en segundos. El tiempo recomendado para duración de la falla es 0,5 segundos. De acuerdo con IEEE Std 80-2000; una persona con peso promedio de 50 kilogramos no sufre fibrilación ventricular si la duración de la falla es menor a 0,7 segundos.

La sección mínima del conductor a utilizar debe ser:

$$A_{\text{mm}^2} = \frac{2,432 * 11,78 \sqrt{0,5}}{1,9740}$$

$$A_{\text{mm}^2} = 10,26 \quad (\text{mm}^2)$$

Basado en este cálculo, el cable de cobre puede ser # 6 AWG, pero debido a los esfuerzos mecánicos, y lo rudimentario del caso, usualmente se prefiere el cable # 4/0 AWG, con diámetro $d = 0,01737$ metros.

Se considera que en la subestación se colocará grava con espesor $h_s = 0,10$ metros y resistividad $\rho_s = 3000$ ohmios-metro. La resistividad del suelo es $\rho = 144,37$ ohmios-metro y el tiempo de despeje de falla $t_c = 0,5$. Con estos datos es posible calcular el voltaje de paso y voltaje de contacto tolerables para una persona con peso de 154 libras. Las ecuaciones para calcularlos son los siguientes.

$$E_{\text{paso-tolerable}} = \frac{(1000 + 6C_s \rho_s) 0,157}{\sqrt{t_c}} \quad (\text{Ec. 3,14})$$

$$E_{\text{contacto-tolerable}} = \frac{(1000 + 1,5C_s \rho_s) 0,157}{\sqrt{t_c}} \quad (\text{Ec. 3,15})$$

C_s está dado por:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0,09} \quad (\text{Ec. 3,16})$$

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{144,37}{3000} \right)}{2(0,1) + 0,09}$$

$$C_s = 0,7046$$

$$E_{\text{paso-tolerable}} = \frac{(1000 + 6 * 0,7046 * 3000)(0,157)}{\sqrt{0,5}}$$

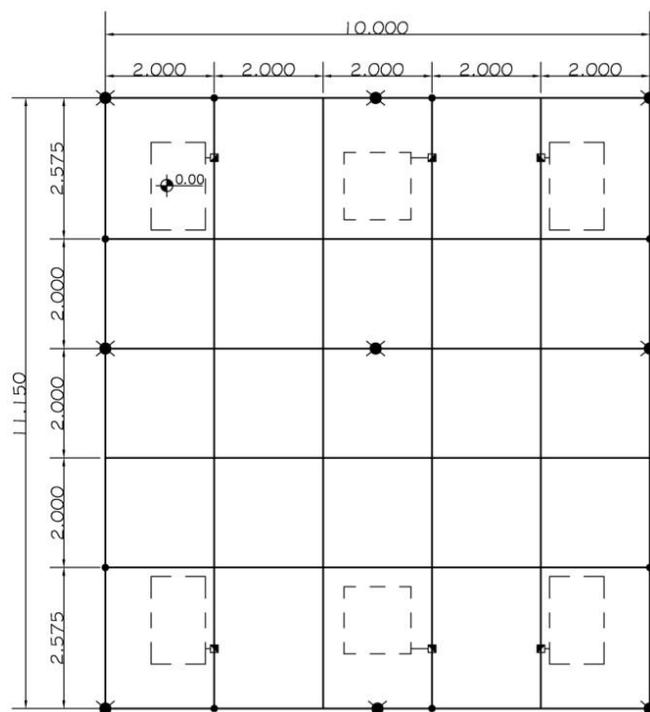
$$E_{\text{paso-tolerable}} = 3038 \text{ Voltios}$$

$$E_{\text{contacto-tolerable}} = \frac{(1000 + 1,5 * 0,7046 * 3000)(0,157)}{\sqrt{0,5}}$$

$$E_{\text{contacto-tolerable}} = 926 \text{ Voltios}$$

El diseño preliminar de la malla es un rectángulo con ancho $L_1 = 10$ metros, y largo $L_2 = 11,15$ metros; espaciamiento entre conductores $D = 2,0$ metros, profundidad de enterramiento $h = 1,0$ metros; se instalarán varillas de tierra $N = 9$, con una longitud $L_r = 2,44$ metros; área total de la malla $A = 111,50$ metros cuadrados. El diseño se aprecia en la figura No. 7.

Figura 7. **Diseño preliminar de la red de tierras**



Fuente: elaboración propia.

Con el diseño preliminar se puede calcular la resistencia de la malla R_g :

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (\text{Ec. 3,17})$$

$$L_T = L_C + L_R \quad (\text{Ec. 3,18})$$

Longitud total del conductor es igual a longitud total de cable más longitud total de varillas enterradas.

$$L_C = 6 * 10 + 6 * 11,5$$

$$L_C = 129$$

$$L_R = 9 * 2,44$$

$$L_R = 21,96$$

$$L_T = 150,96$$

$$R_g = 144,37 \left[\frac{1}{150,96} + \frac{1}{\sqrt{20 * 11,50}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1 * \sqrt{\frac{20}{11,50}}} \right) \right]$$

$$R_g = 6,16 \quad \Omega$$

Ahora es necesario comparar el producto I_G y R_g o sea, el potencial máximo de tierra GPR (*ground potential rise*), con el voltaje tolerable de paso.

$$GPR = I_G * R_g$$

$$GPR = 2432 * 6,16 = 14981 \quad \text{Voltios}$$

Este voltaje es excesivo si lo comparamos con el voltaje de contacto tolerable 926 Voltios. Por lo tanto otras evaluaciones de diseño son necesarias. Se debe calcular el voltaje de malla en caso de falla, dado por:

$$E_{\text{malla}} = \frac{\rho \cdot l_G \cdot K_m \cdot K_i}{L_c + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right] \cdot L_R} \quad (\text{Ec. 3,19})$$

Donde:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D+2h)^2}{8D \cdot d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right] \quad (\text{Ec. 3,20})$$

$K_{ii} = 1.0$ cuando la malla tiene varillas

$$K_h = \sqrt{1+h} \quad (\text{Ec. 3,21})$$

$$K_h = \sqrt{1+1} = 1,414$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d \quad (\text{Ec. 3,22})$$

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p} \quad L_p = \text{longitud del perímetro} = 42,3 \text{ metros} \quad (\text{Ec. 3,23})$$

$$n_a = \frac{2 \cdot 129}{42,3} = 6,099$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} \quad (\text{Ec. 3,24})$$

$$n_b = \sqrt{\frac{42,3}{4\sqrt{111,5}}} = 1,0007$$

$n_c = n_d = 1$ para mallas rectangulares.

$$n = 6,099 \cdot 1,0007 \cdot 1 \cdot 1 = 6,103$$

Calculando K_m

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{2^2}{16 \cdot 1 \cdot 0,01737} + \frac{(2+2 \cdot 1)^2}{8 \cdot 2 \cdot 0,01737} - \frac{1}{4 \cdot 0,01737} \right) + \frac{1}{\sqrt{2}} \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \cdot 6,103 - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = 0,4783$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot 6,103 = 1,547$$

Finalmente se calcula el voltaje de malla E_{malla} , según la ecuación 3,19

$$E_{\text{malla}} = \frac{144,37 * 2 \quad 432 * 0,4783 * 1,547}{129 + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{2,44}{\sqrt{10^2 + 11,15^2}} \right) \right] * 21,96} = 155191 \text{ Voltios}$$

Para calcular el voltaje de paso en caso de falla se utiliza la siguiente expresión:

$$E_{\text{paso}} = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_s \cdot K_i}{0,75 \cdot L_c + 0,85 \cdot L_R} \quad (\text{Ec. 3,25})$$

Donde:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad (\text{Ec. 3,26})$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 * 1} + \frac{1}{2+1} + \frac{1}{2} * (1 - 0,5^{6,103-2}) \right] = 0,4151$$

$$E_{\text{paso}} = \frac{144,37 * 2 \quad 432 * 0,4151 * 1,547}{0,75 * 129 + 0,85 * 21,96} = 1 \quad 953 \text{ Voltios}$$

Al comparar E_{malla} con $E_{\text{contacto-tolerable}}$, el voltaje de malla es mayor que el voltaje de contacto tolerable, por lo tanto el diseño preliminar debe ser modificado hasta que el voltaje de malla sea menor que el voltaje de contacto tolerable.

Si aplicamos el criterio de tierra única y equipotencial, debemos unir la malla de subestación de interconexión con la malla existente de la subestación Secacao.

La red de tierras de la subestación Secacao abarca la casa de máquinas, está construido con cable de cobre calibre # 4/0 AWG, tiene 60 metros de largo y un ancho de 11,15 metros, la distancia entre conductores es de 2,0 metros y 30 varillas de 2,44 metros de largo.

La nueva malla estará formada de la siguiente manera: largo $L_1 = 70$ metros, ancho $L_2 = 11,15$ metros, con un total de 39 electrodos.

Recalculando la red de tierras, aplicando los criterios anteriormente expuestos, tenemos:

$$R_g = 2,30 \Omega$$

$$E_{\text{malla}} = 343 \text{ V.}$$

$$E_{\text{paso}} = 520 \text{ V.}$$

Ahora E_{malla} es menor que $E_{\text{contacto-tolerable}}$ y E_{paso} es menor que $E_{\text{paso-tolerable}}$ por lo tanto la red de tierras cumple con la Norma IEEE Std 80 – 2000.

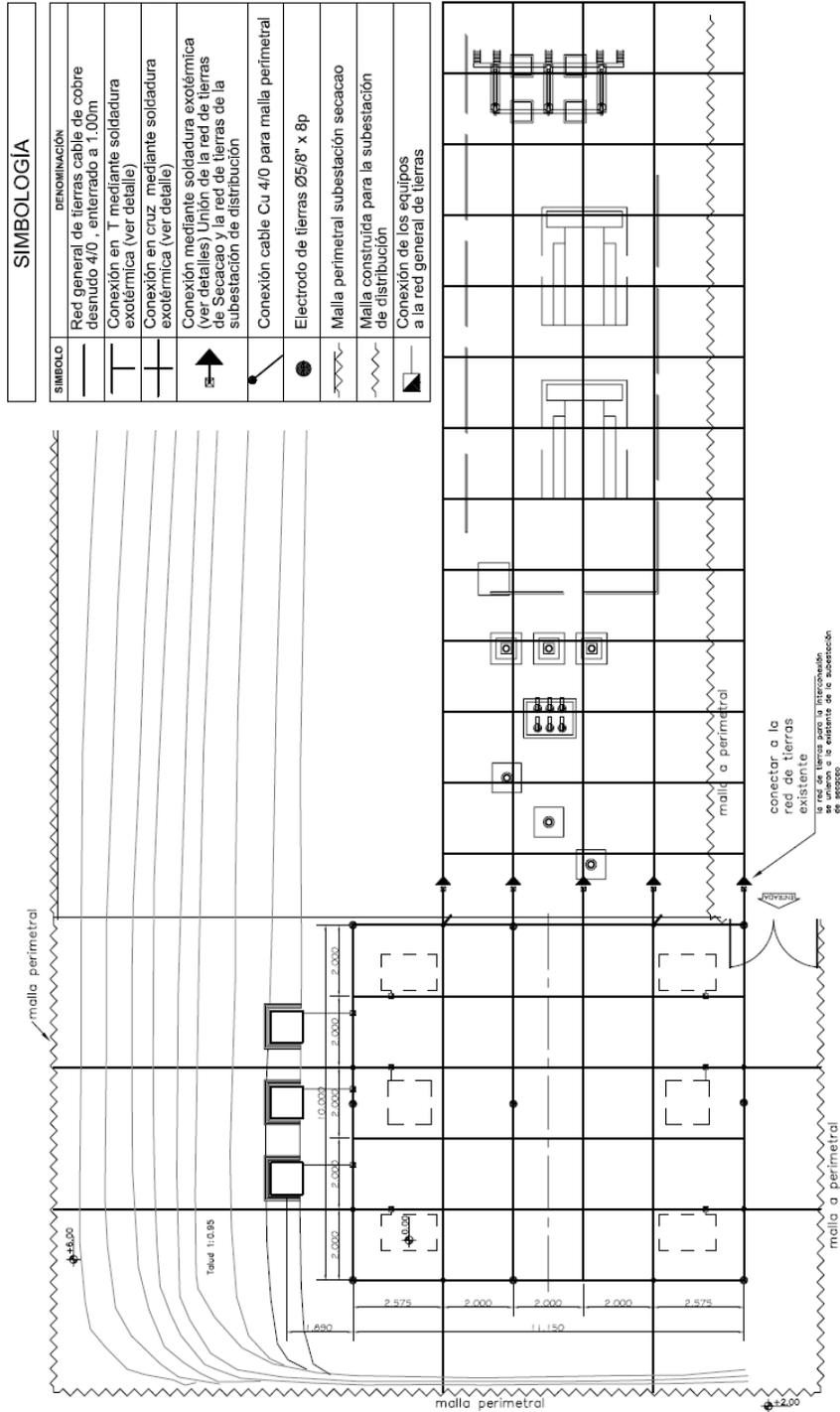
Es de suma importante recalcar la aplicación de grava en el área de la subestación, debiendo tener un espesor mínimo de 10 centímetros. Con este tratamiento, los voltajes tolerables de paso y contacto de diseño aumentan; además, mantiene la humedad del suelo y el personal podrá transitar sin temor a un accidente.

3.2.5. Conectores y materiales a utilizar en la red de tierras

Los materiales a utilizar para la construcción de la red de tierras son:

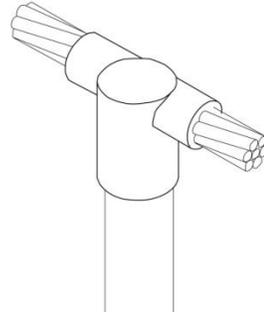
- a. Cable de cobre calibre 4/0 AWG
- b. Electrodo Coperweld de 5/8"X8'
- c. Los empalmes deben de realizarse con soldadura exotérmica similares a los siguientes:
 - De varilla 5/8" a cable 4/0. Cadweld GTC-162Q
 - Conexión en cruz de cable 4/0 cobre a cable 4/0 cobre. Cadweld XBM-2Q2Q
 - Conexión en "T" de cable 4/0 cobre a cable 4/0 cobre. Cadweld TAC-2Q2Q
 - Conexión de platina de hierro a cable 4/0 cobre. Cadweld VBC-2Q
- d. Conectores a utilizar en las conexiones a estructuras y equipos deben ser iguales o similares a los siguientes:
 - Paleta terminal de entallar de un agujero, barril largo, para cable 4/0 cobre. Anderson VHCL-4/0-12
 - Para soportar el cable de cobre 4/0 en las estructuras. Anderson GC-141A-02

Figura 8. Diseño final de la red de tierras

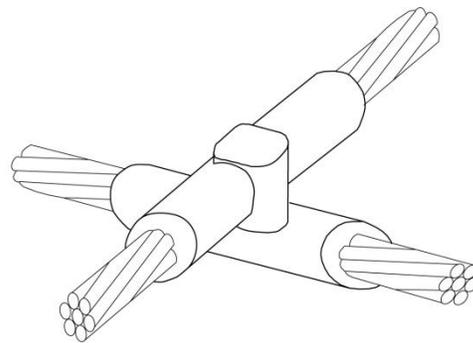


Fuente: elaboración propia.

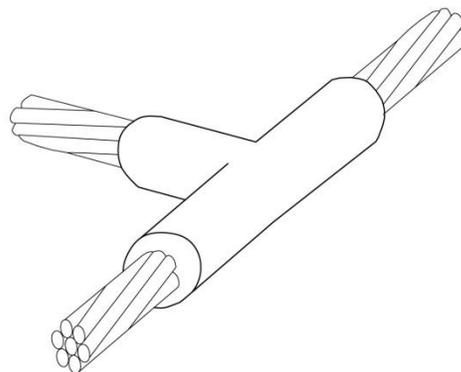
Figura 9. **Soldaduras exotérmicas y sus diferentes aplicaciones**



Cadweld GTC-162Q.



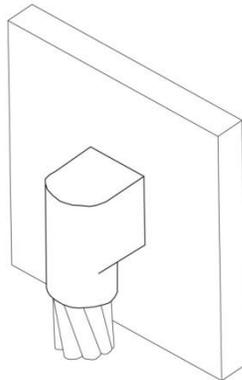
Cadweld XBM-2Q2Q.



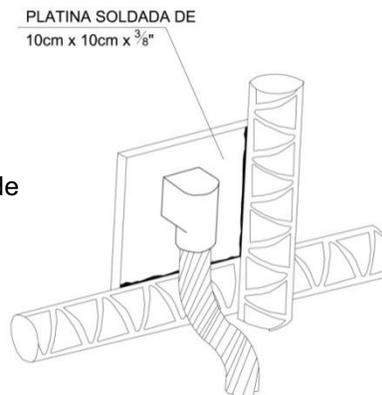
Cadweld TAC-2Q2Q

Continuación figura 9...

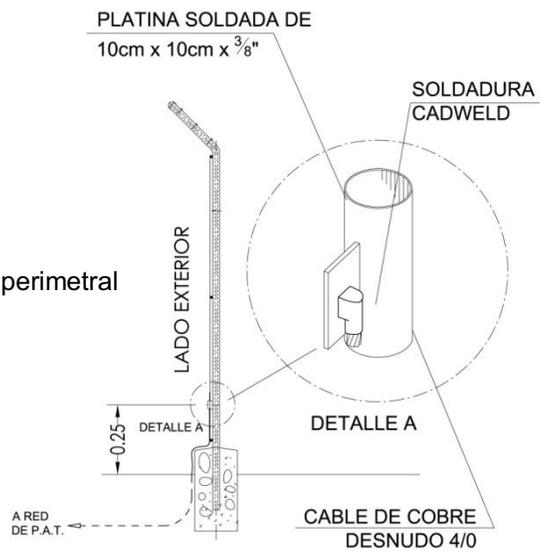
Cadweld VBC-2Q



Detalle, aterrizaje armadura de concreto



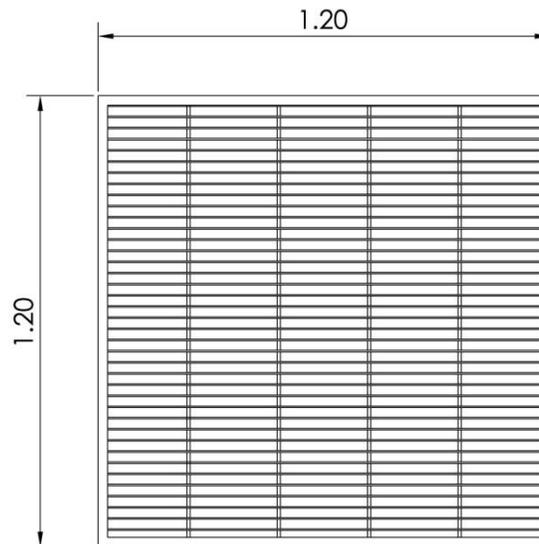
Detalle, aterrizaje malla perimetral



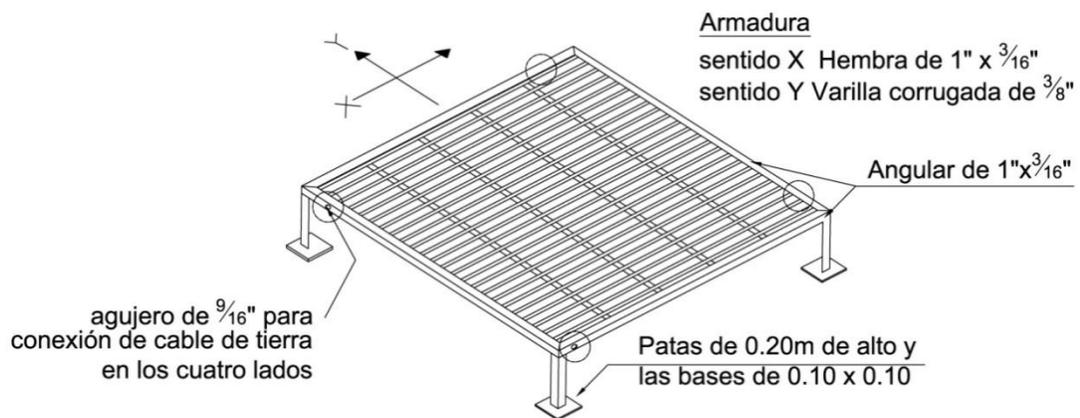
Fuente: CADWELD. Conexiones eléctricas soldadas. p. 1-4.

Para la seguridad de los operadores es necesario colocar una malla equipotencial, aterrizada en cada uno de los mandos de los seccionadores; debiendo abarcar el área necesaria para realizar maniobras. Deben construirse de la siguiente manera:

Figura 10. **Malla para control de gradiente**



PLANTA DE LA MALLA
DE CONTROL DE GRADIENTE



VISTA CONCEPTUAL DE LA MALLA
DE CONTROL DE GRADIENTE

Fuente: elaboración propia.

3.3. Selección del disyuntor en SF₆

3.3.1. Características eléctricas que debe tener el disyuntor a instalar en la subestación de interconexión

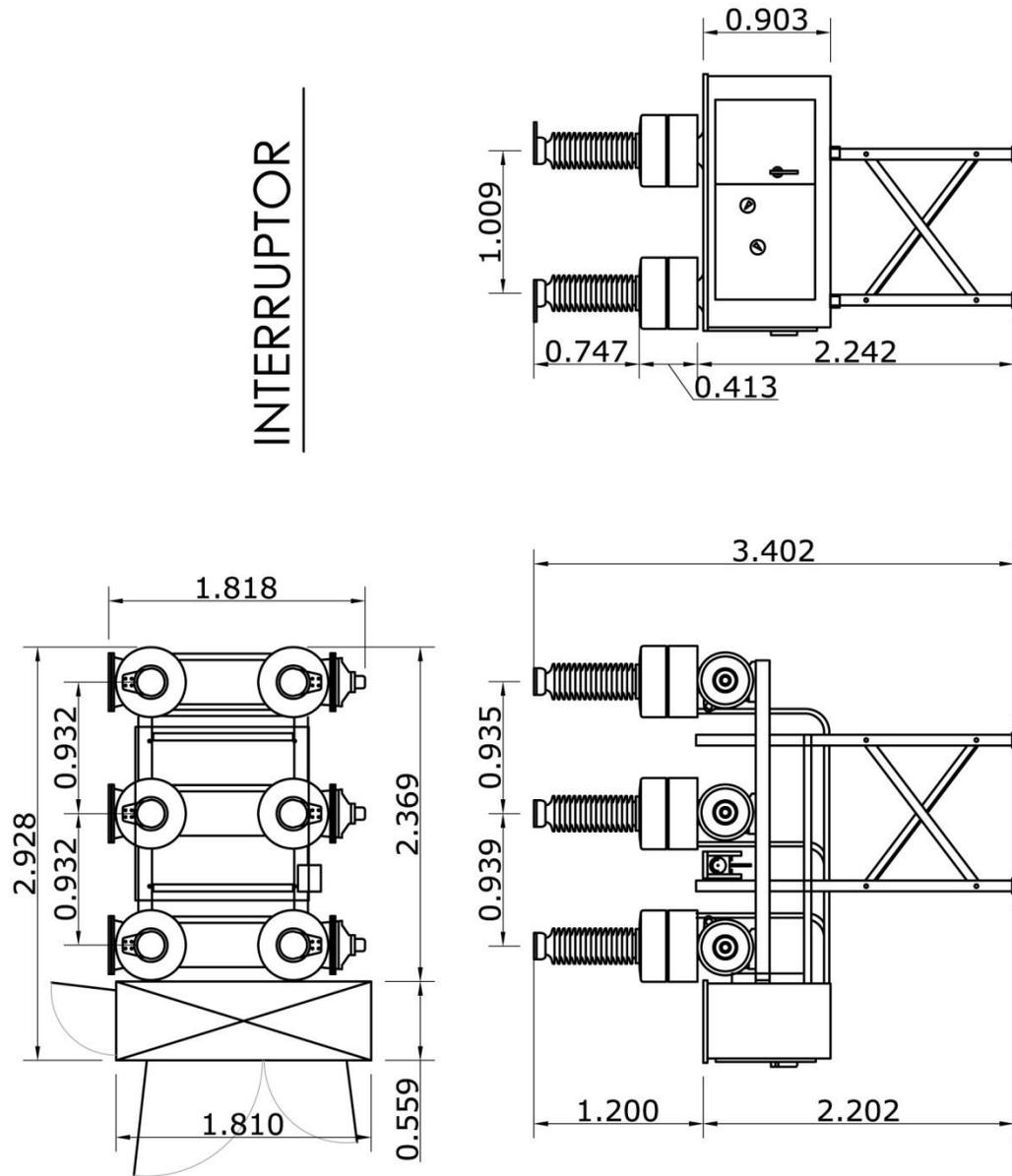
El disyuntor debe tener las características eléctricas mínimas dadas en la tabla IV.

Tabla IV. Características eléctricas del interruptor de 69 kV

Tipo	Tripolar, frente muerto
Voltaje nominal	69 kV
Voltaje máximo	72,5 kV
Frecuencia	60 Hz
Corriente nominal	1 200 A
Capacidad interruptiva	31,5 kA
Duración de corto circuito	3 s
Nivel básico del aislamiento NBI	350 kV
Altitud máxima	1 000 m.s.n.m.
Mecanismo de accionamiento	Por resorte
Secuencia de operación	O-0,3-CO-3-CO

Fuente: elaboración propia.

Figura 11. Interruptor de potencia 69 kV



Fuente: Areva. Instruction manual. DT1-72.5 kV. p.13.

De acuerdo con el diseño, estos interruptores se deben solicitar con transformadores de corriente tipo dona instalados en los *bushings*. Se debe solicitar un juego para medición y un juego para protección, teniendo las siguientes características.

Tabla V. **Características de transformadores de corriente que deben ir instalados en el interruptor**

Tipo	Dona
Frecuencia	60 Hz
Corriente nominal de corto tiempo	31,5 kA
Corriente nominal de corto circuito	85 kA
Relación para protección	1200:5 MR
Relación para medición	600:5 MR
Exactitud para protección	C400
Exactitud para medición	0,3 B 2,0

Fuente: elaboración propia.

3.4. Selección de seccionadores

La subestación será tipo modular porque el área disponible para la construcción es reducida, este factor determina que los seccionadores ocupen el mínimo espacio y las que cumplen con estas características son las de apertura por el centro, con cuernos de arqueo. Las libranzas entre fases de estas cuchillas son menores comparadas con los de apertura lateral. El mando debe ser tripolar, es decir, maniobrado por medio de un mecanismo de tubos que interconecta los tres polos moviéndolos simultáneamente a través de una operación que puede ser en forma manual.

De acuerdo con los estándares de construcción, el aislamiento de los seccionadores está diseñado para 1 000 metros sobre el nivel del mar y utilizan aisladores tipo estación de 0,76 metros de alto. Las bases de soporte y el mecanismo de mando deben ser de acero galvanizado. Los seccionadores con estas características serán aplicados en los de baipás y de barra.

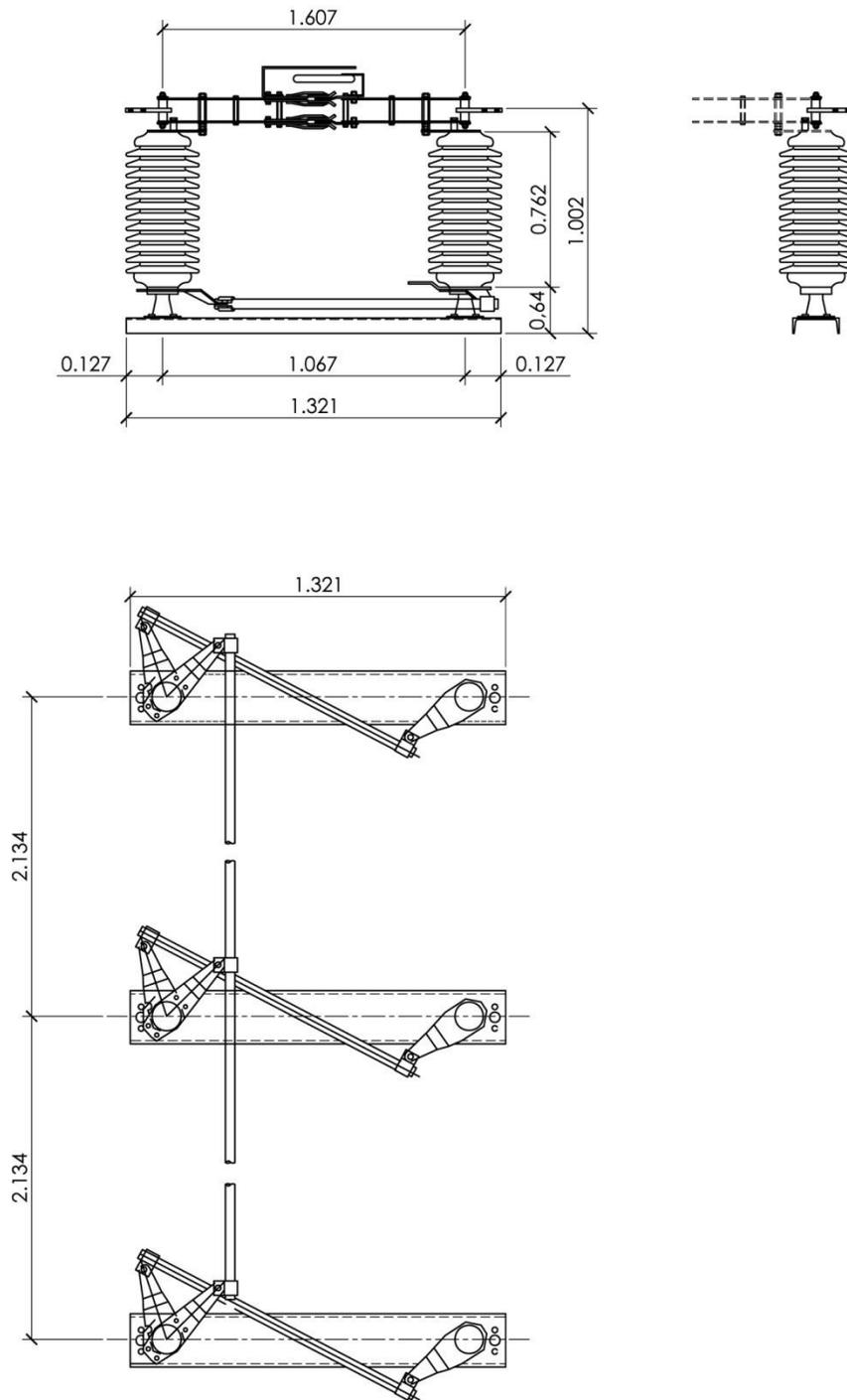
En el caso de los seccionadores de línea, además de las características anteriores, deben tener seccionadores de puesta a tierra también con mando tripolar. Un detalle muy importante en este caso es que deben tener un bloqueo mecánico, de tal manera que los seccionadores (el principal y el de puesta a tierra) nunca estén en la posición cerrado al mismo tiempo.

Tabla VI. **Características eléctricas de los seccionadores de apertura lateral por el centro con y sin puesta a tierra**

Tensión Máxima del sistema	72,5 kV
Corriente nominal	1 200 A
Corriente de corto circuito	35,5 kA
Distancia entre ejes de polo	2 134 mm.
Accionamiento del seccionador	Tripolar

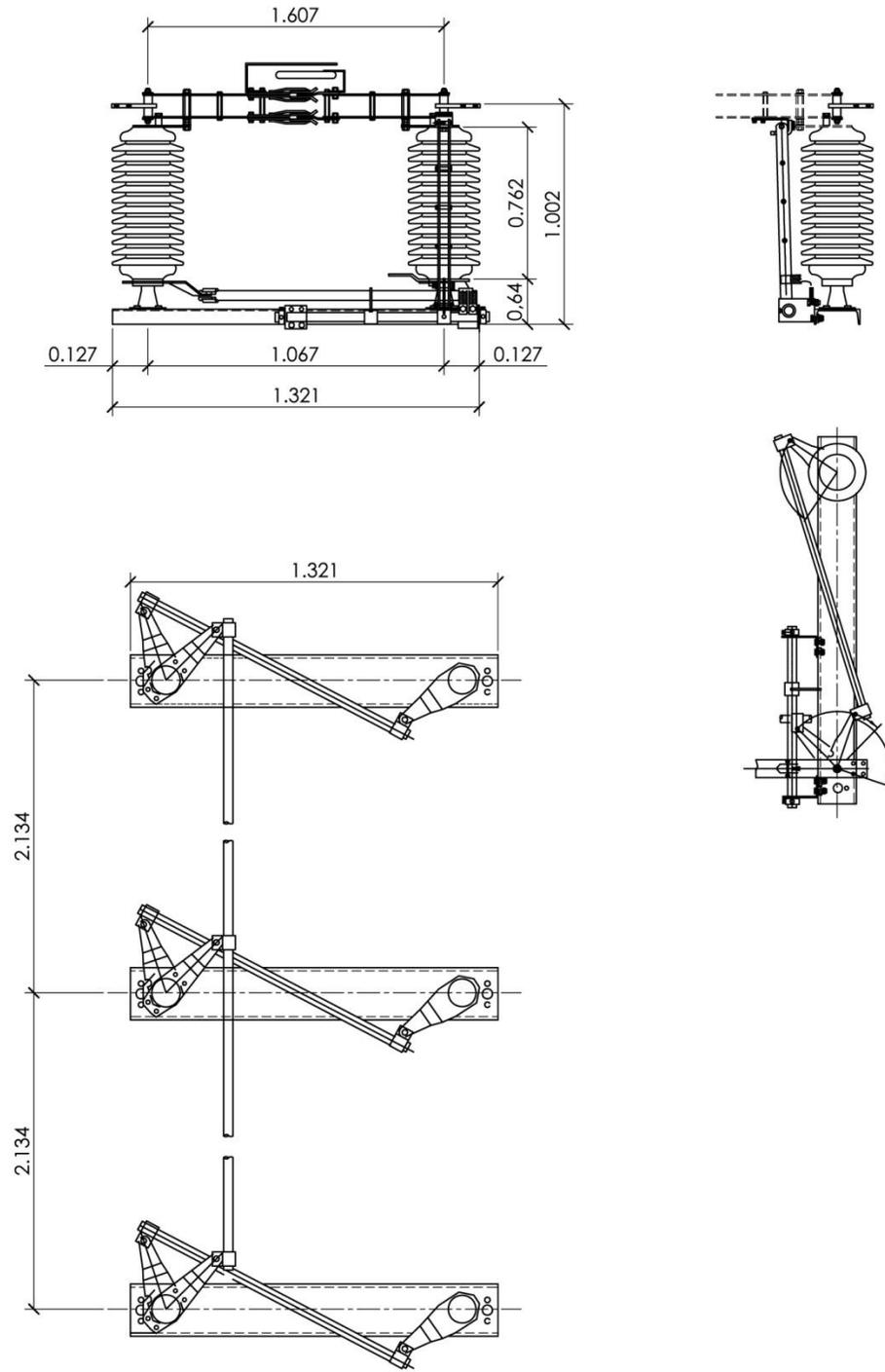
Fuente: elaboración propia.

Figura 12. **Seccionador de apertura lateral por el centro**



Fuente: manual seccionador Cleaveland/Price. Inc. Tipo CB-C. p. 3.

Figura 13. **Seccionador con apertura lateral por el centro con seccionador de puesta a tierra**



Fuente: manual seccionador Cleaveland/Price. Inc. Tipo CB-C. p. 6.

3.5. Selección de los apartarrayos

Características de la red:

Tensión máxima de operación V_{max}	72,5 kV
Impedancia característica de la línea Z_0	360 ohmios
Nivel básico de aislamiento de equipos NBI	350 kV

Tensión nominal del apartarrayos:

$$V_n = K_e * V_{max} \quad (\text{Ec. 3,27})$$

Donde $K_e = 0,8$; porque el sistema tiene el neutro sólidamente conectado a tierra⁴

$$V_n = 0.8 * 72,5$$

$$V_n = 58 \text{ kV}$$

Corriente de descarga del pararrayos:

$$I_d = \frac{2NBI}{Z_0} k \quad (\text{Ec. 3,28})$$

Donde $k = 2$; porque el nivel isoceráunico es mayor que 40^5

$$I_d = \frac{2 * 350}{360} * 2$$

$$I_d = 3,88 \text{ kA}$$

De acuerdo con los fabricantes la corriente de descarga estándar es de 10 kA, por lo que es suficiente para esta aplicación.

⁴ Comisión Federal de Electricidad. Guía de coordinación de aislamiento en subestaciones eléctricas. p. 31.

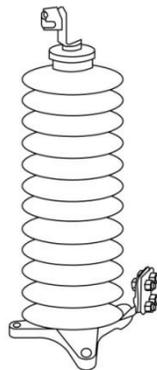
⁵ Ibid. p. 33.

Tabla VII. **Características eléctricas de apartarrayos a instalar en la subestación de interconexión. Deben ser similares a los fabricados por Joslyn catálogo ZSP0060 - 1211**

Tipo	Estación
Aislamiento	Polímero
Voltaje nominal	60 kV
Voltaje de operación continuo máximo (MCOV)	48 kV
Corriente nominal de descarga	10 kA
Voltaje máximo de descarga para frente de onda rápida a 10 kA Max.	163,5 kV
Voltaje máximo de descarga por maniobra	116,4 kV
Voltaje máximo de descarga para onda de 8x20 μ s. 10 kA.	148,6 kV
Altura máxima de operación	1000 m.s.n.m.

Fuente: manual apartarrayos Joslyn. p. 2.

Figura 14. **Apartarrayos tipo estación con aislamiento de polímero**



Fuente: manual apartarrayos Joslyn. p. 2.

3.5.1. Localización de los apartarrayos

De acuerdo con los datos del apartarrayos escogido, los datos que interesan para calcular el margen de protección son:

Voltaje Nominal V_n :	60 kV
Voltaje máximo de descarga para frente de onda rápida a 10 kA Max. V_p :	163,5 kV

Si se supone la instalación del apartarrayos muy cerca del equipo el margen de protección está dado por:

$$MP = \frac{NBI - V_p}{V_p} * 100 \quad (\text{Ec. 3,29})$$

$$MP = \frac{350 - 163,5}{163,5} * 100 = 114\%$$

El margen mínimo establecido es del 20 por ciento.

Considerando que existen varios equipos en la subestación y están alejados del apartarrayos, se debe calcular la distancia máxima hasta donde el margen sea del 20 por ciento.

La distancia eléctrica está dada por:

$$X = \frac{300(V_{\text{máx}} - V_p)}{2S} \quad (\text{Ec. 3,30})$$

Donde:

X: Distancia máxima entre el equipo y el apartarrayos, dado en metros.

- $V_{\text{máx}}$: Para el margen de protección del 20 por ciento, la tensión máxima permisible debería de ser: $0,8NBI$.
- V_p : Voltaje máximo de descarga.
- S : Pendiente del frente de honda. De acuerdo con la Norma ANSI C 62,1-1989; para tensiones de sistemas de 3 a 240 kilovoltios, el frente de honda se puede calcular con: $S = (100/12)*V_n$; con dimensionales kilovoltios/microsegundos.

Calculando:

$$V_{\text{máx}} = 0,8 * 350 = 280$$

$$S = \frac{100}{12} * 69 = 575$$

La distancia será:

$$X = \frac{300(280 - 163,5)}{2(575)} = 30,4 \text{ metros}$$

Si tenemos que el equipo más alejado de los apartarrayos es el transformador de potencial de la fase del centro y se encuentra a una distancia eléctrica de 25 metros, se puede calcular el margen de protección.

Despejando $V_{\text{máx}}$ de la ecuación 3,30 tenemos que:

$$V_{\text{máx}} = V_p + \frac{2SX}{300}$$

$$V_{\text{máx}} = 163,5 + \frac{2 * 575 * 25}{300} = 259 \text{ kV}$$

El margen de protección será:

$$MP = \frac{350 - 259}{259} * 100 = 35,13\%$$

Es mucho mayor al 20 por ciento, que es el mínimo recomendado.

3.6. Transformadores de potencial

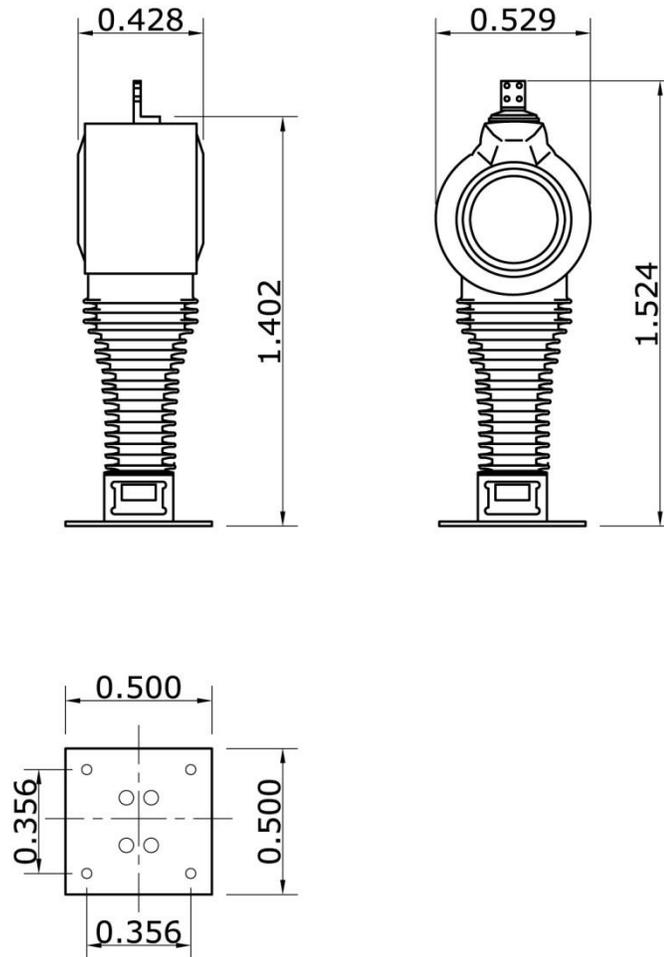
Los transformadores de potencial deben de tener las características eléctricas mínimas dadas en la tabla VIII.

Tabla VIII. **Características de los transformadores de potencial**

Tipo	VEF 72-03
Voltaje máximo	72,5 kV
NBI	350 kV
Frecuencia	60 Hz
Devanados en el secundario	2
Voltaje nominal primario	69 000GY/40 250
Voltaje nominal en el secundario	115 – 67,08
Relación de transformación	350:1; 600:1
Exactitud	0,3 WXYZ; 0,3WXYZ

Fuente: elaboración propia.

Figura 15. Transformador de potencial



Fuente: manual transformador de potencial, Ritz *Instrument Transformer*. p. 05.

3.7. Transformadores de medición combinados

Normalmente los transformadores de medición para facturación deben ser combinados, es decir, el equipo debe contener un transformador de corriente y uno de potencial, para ganar espacios en la subestación. Uno de los

datos muy importante es la clase de precisión en ambos transformadores, de corriente y potencial. De acuerdo con el Administrador del Mercado Mayorista, la Norma NCC-14 en el numeral 14,4 enuncia:

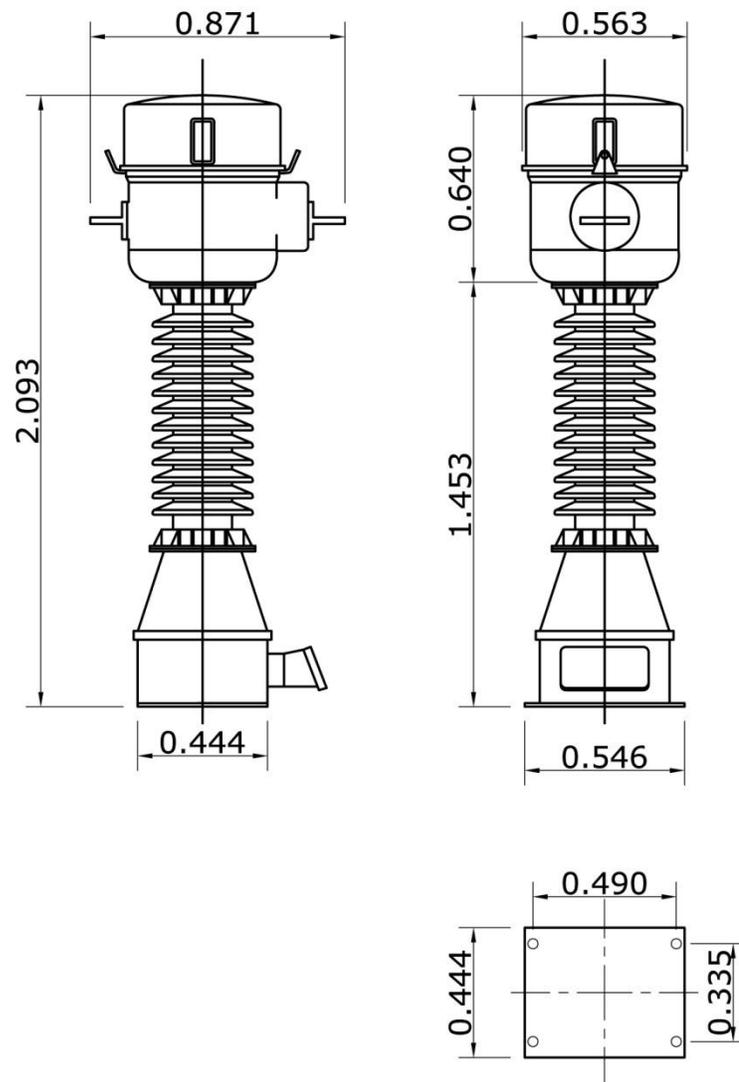
- a. Inciso “a”: Clases de exactitud y número de elementos: los transformadores deben de cumplir Normas IEC 185, 186, 044-1 ó ANSI/IEEE C57-13.
- b. Inciso “c”: Puntos de conexión: generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios para tensiones iguales o menores a 69 kV: ANSI/IEEE C57-13. Transformadores de potencial: clase de exactitud 0,3%, burden 75 VA. Transformadores de corriente: clase de exactitud 0,3%, burden 22,5 VA.

Tabla IX: Características eléctricas que deben de tener los transformadores de medición combinados

Tipo	Combinados
Tensión máxima de servicio	72,5 kV
Frecuencia	60 Hz
Voltaje nominal	69 kV
BIL	350 kV
Exactitud de CT	0,3 B1,8 (45 VA)
Relación de transformación	100/200:5
Exactitud de PT	0,3, W, X, Y, Z, ZZ.
Relación de transformación	40 250 – 67,08/115 V

Fuente: elaboración propia.

Figura 16. Transformadores de medición combinados



Fuente: manual transformadores de medición Kuhlman Electric. p. 2.

3.8. Aisladores de porcelana

Los aisladores de porcelana para soportar barras y puentes deben de tener las características descritas en la tabla X.

Tabla X. **Características de un aislador estándar para 69 kV**

Tipo	Estación
Voltaje máximo de operación	72,5 kV
Voltaje nominal	69 kV
Altura	30 pulgadas (762 mm)
Esfuerzo de torsión	15 000 Lb-Plg.
Esfuerzo de tensión	16 000 Lbs.
Esfuerzo de compresión	25 000 Lbs
Distancia de flameo en seco	26 pulgadas (660 mm)
Distancia de fuga	72 pulgadas (1829 mm)

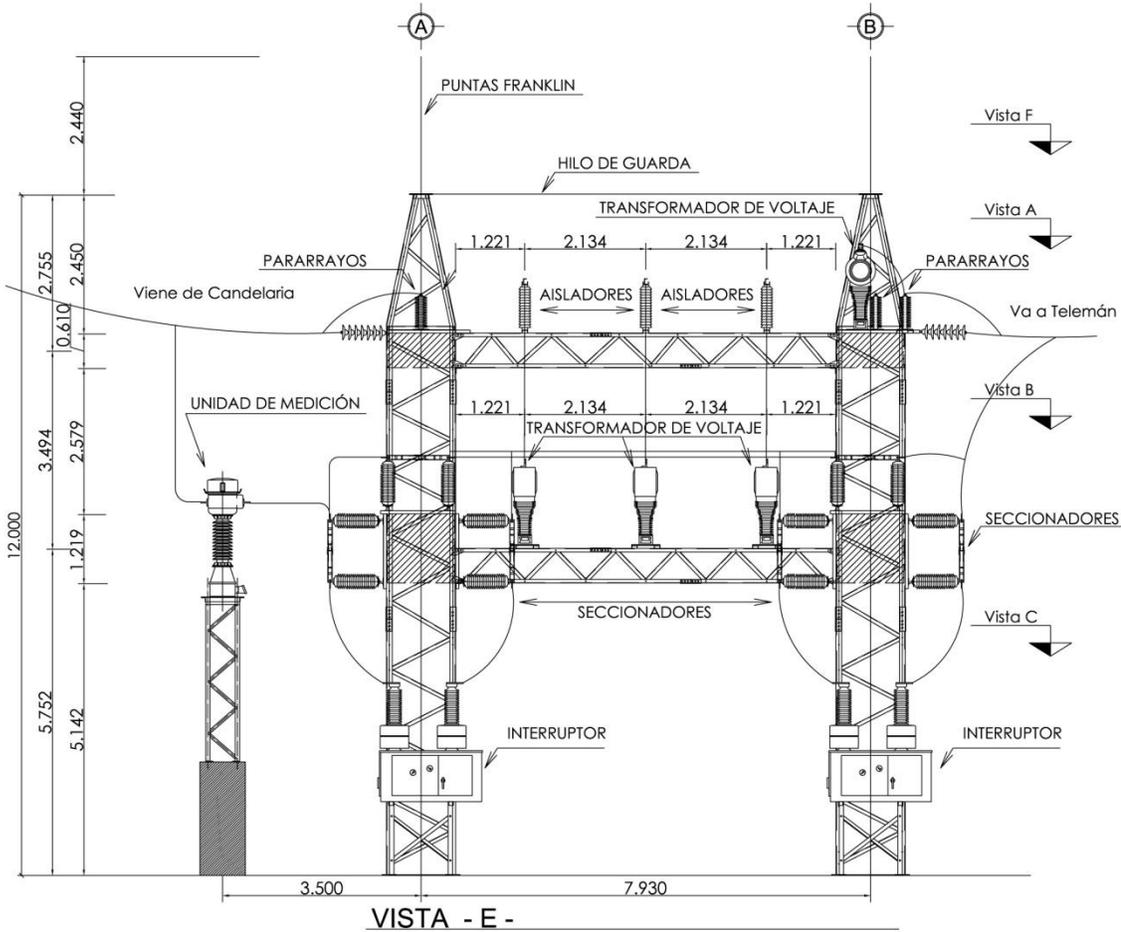
Fuente: elaboración propia.

3.9. Montaje de la subestación

3.9.1. Elevaciones y plantas

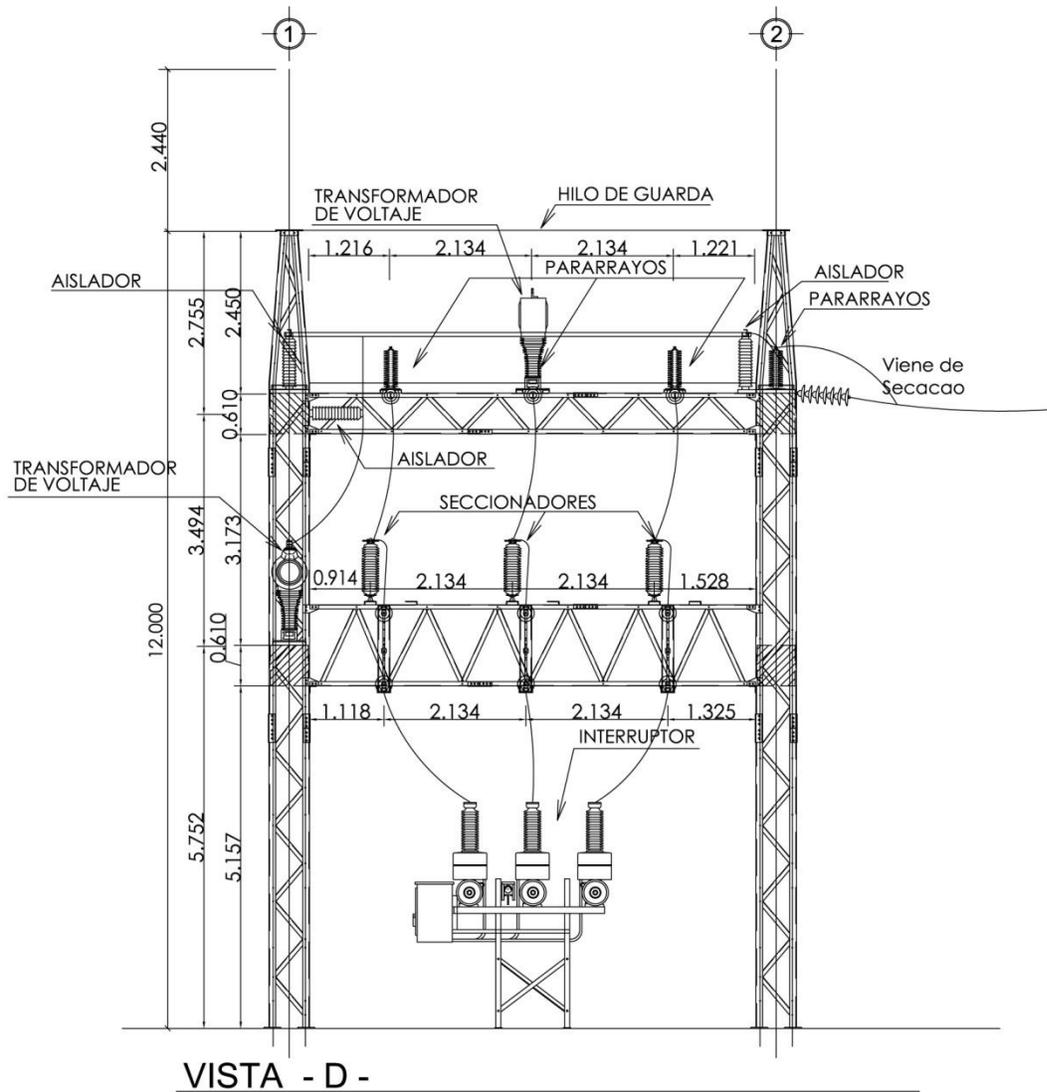
De acuerdo con la práctica de ingeniería, se deben de respetar todas las libranzas calculadas y recomendadas en el inciso 3,1, tabla II; además de acuerdo con el fabricante, lo seccionadores por ser de apertura central con cuernos de arqueo, las fases deben estar separadas en 2,134 metros. Por consiguiente, el montaje y la distribución de los equipos pueden quedar de la siguiente manera:

Figura 17. **Elevación lateral, subestación de interconexión
Hidroeléctrica Candelaria**



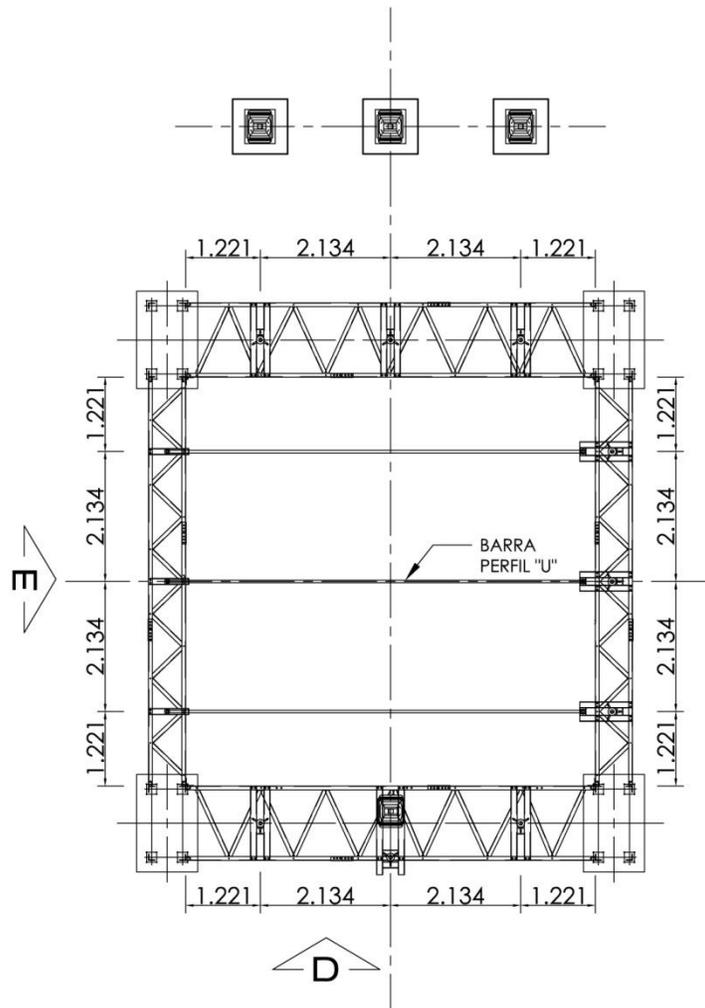
Fuente: elaboración propia.

Figura 18. Elevación frontal, subestación de interconexión Hidroeléctrica Candelaria



Fuente: elaboración propia.

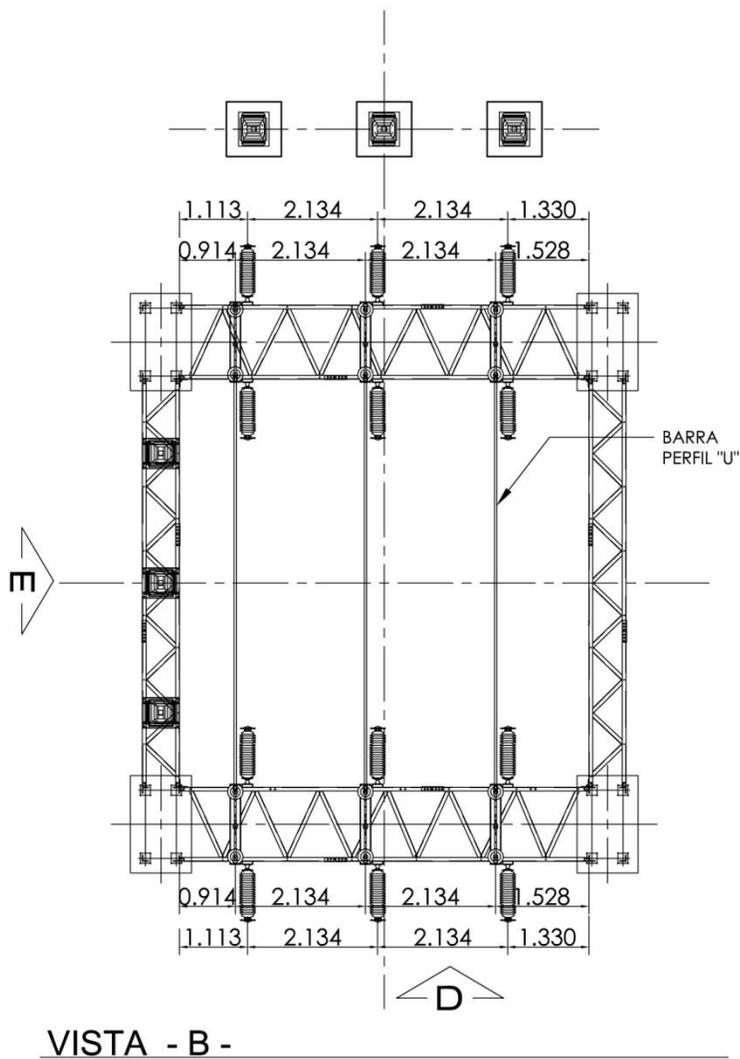
Figura 19. **Planta superior, subestación de interconexión
Hidroeléctrica Candelaria**



VISTA - A -

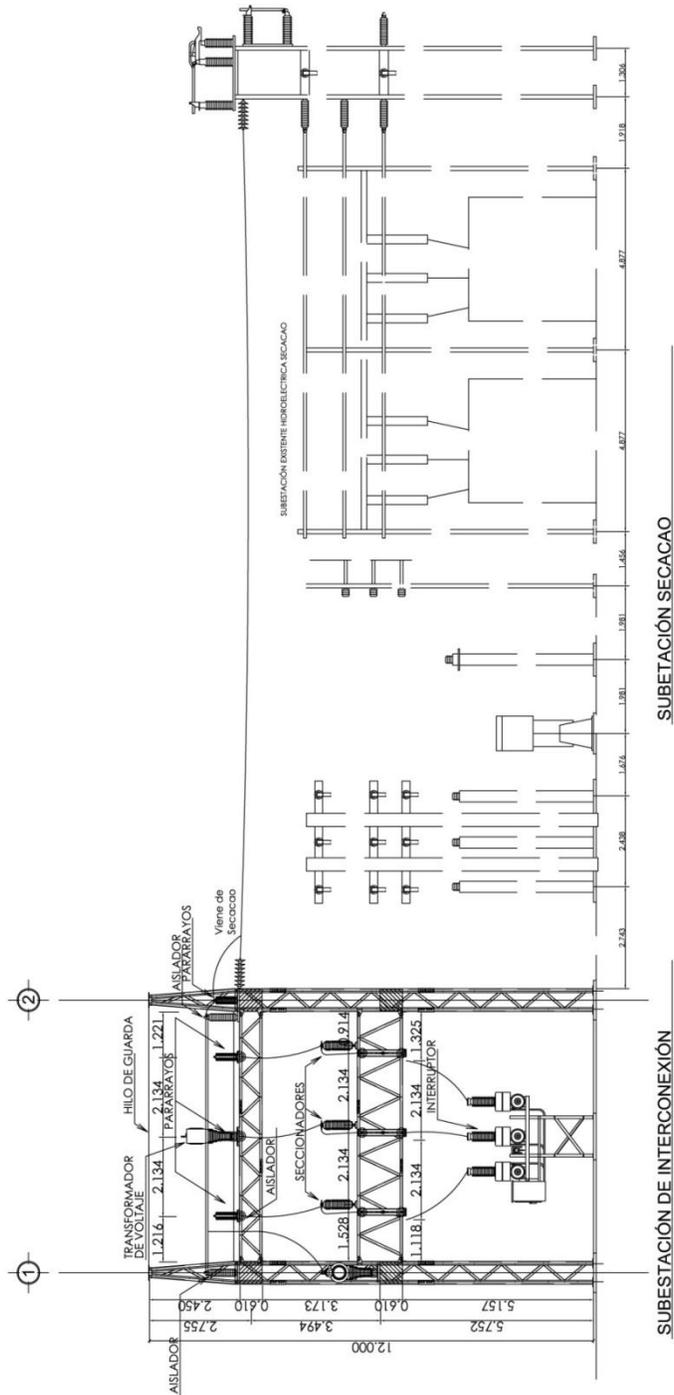
Fuente: elaboración propia.

Figura 20. **Planta intermedia, subestación de interconexión
Hidroeléctrica Candelaria**



Fuente: elaboración propia.

Figura 21. Elevación de la interconexión con pórtico de entrada existente en Hidroeléctrica Secacao



Fuente: elaboración propia.

3.9.2. Estructura

Normalmente la estructura es de acero (Norma ASTM A36) galvanizado en caliente (Norma ASTM A123) y con pernos (Norma ASTM A325) galvanizados en caliente (Norma ASTM A159) y debe ser diseñada por ingenieros expertos en la materia, que deben considerar el peso de los equipos a instalar en cada viga, respetando las libranzas recomendadas.

3.9.3. Materiales y conectores a utilizar

Los conectores a utilizar deben ser compatibles con el material a utilizar en las barras y los puentes, en este caso es aluminio.

3.9.3.1. Barras y puentes principales

Los materiales que se deben utilizar para la interconexión de los equipos deben ser iguales o similares a los que a continuación se describen.

- a. Barra: perfil tipo U de aluminio de 4X1,72 pulgadas de 30 pies de largo con un espesor de 5/16 de pulgada, aleación 6063. Esta barra tiene una ampacidad de 1 500 Amperios a una temperatura ambiente de 35 °C y una temperatura en el material de 65 °C.
- b. Puentes: cable 477 ACSR, *Hawk*, que tiene una ampacidad de 434 Amperios, con sol, aire y una temperatura en el cable de 50 °C.
- c. Conexiones: paleta terminal Nema 4, para cable de aluminio 477 ACSR (26/7), igual o similar al Anderson ACF-9-C.
- d. Derivaciones: conector tipo T para cable de aluminio, principal 477 ACSR (26/7), derivación 477 ACSR (26/7), igual o similar al Anderson ATCC-99.

3.9.3.2. Blindaje

Para el blindaje deben de utilizarse los siguientes materiales:

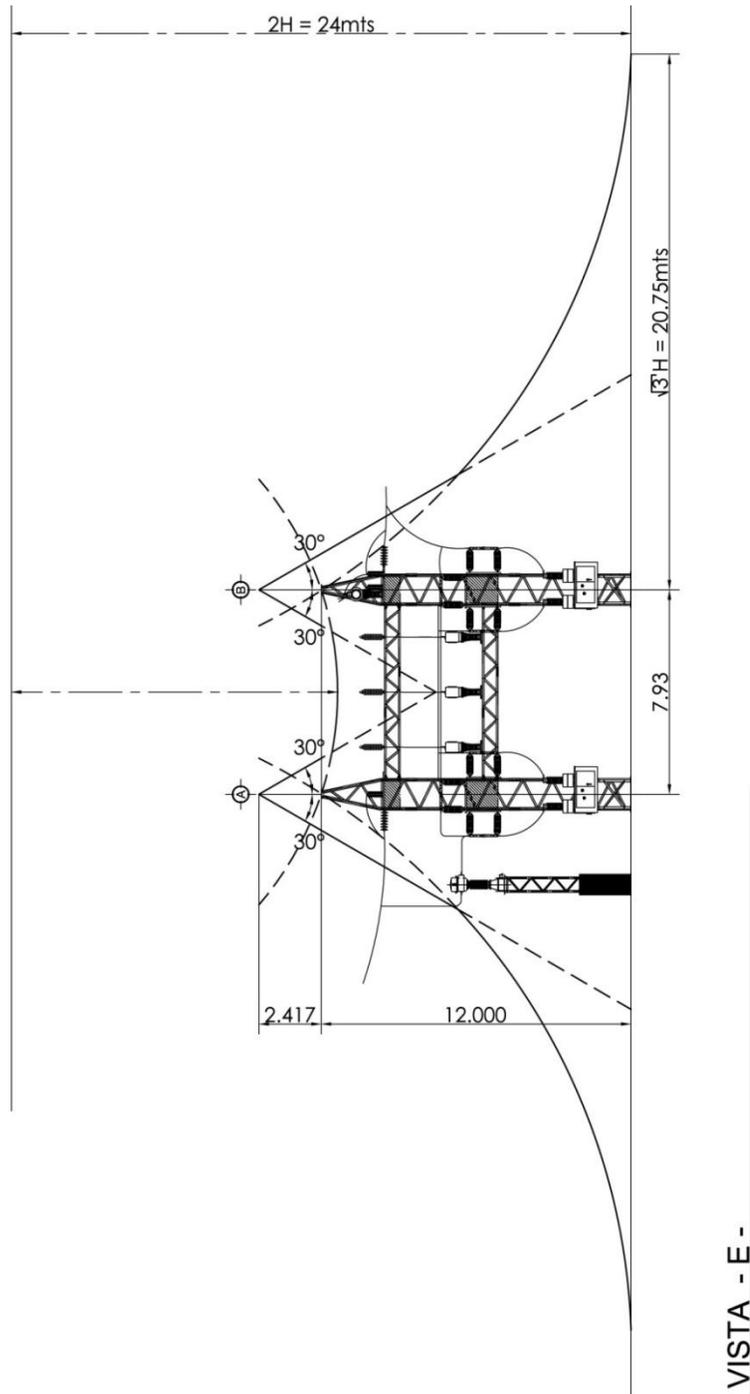
- a. Hilo de guarda: cable acerado 3/8 de pulgada.
- b. Puntas *Franklin*: pueden ser construidas con electrodos *Coperweld* de 5/8 de pulgada por 8 pies.
- c. Conexiones: conector tipo H de aluminio para cable 3/8 de pulgada a cable 3/8 de pulgada, igual o similar al *Burndy* YHD-300.
- d. Conexiones: conector de varilla 5/8 de pulgada a cable 3/8 de pulgada, igual o similar al *Anderson* GC-103-02.
- e. Herrajes: grapa de remate para cable de acero 3/8 de pulgada, igual o similar al *Anderson* SWDE-46-N
- f. Herraje: grillete para soporte de grapa de remate, igual o similar al *Anderson* AS-25-L.

3.9.4. Análisis del blindaje

De acuerdo con el método de ángulos fijos, el blindaje quedaría como se aprecia en las figuras 23 y 24.

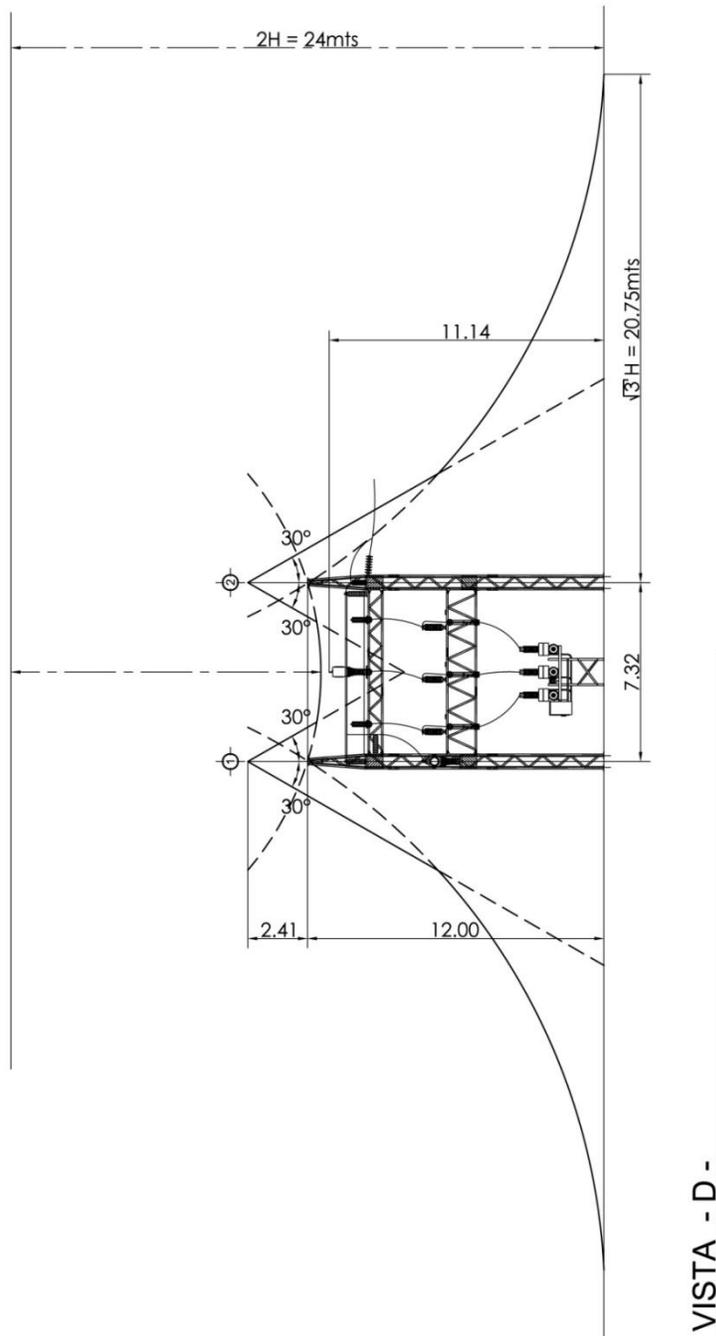
De acuerdo con las elevaciones la parte más alta energizada es el transformador de potencial de línea, hasta la parte superior tiene una altura de $S = 11,14$ metros al nivel del suelo. La distancia horizontal entre hilos de guarda es $I = 7,32$ metros. Aplicando la ecuación podemos calcular la altura mínima a la cual se deben de instalar los hilos de guarda.

Figura 23. **Vista lateral de la subestación de interconexión Candelaria.**
Área protegida por bayonetas y los hilos de guarda



Fuente: elaboración propia.

Figura 24. **Vista frontal de la subestación de interconexión Candelaria.**
Área protegida por bayonetas y los hilos de guarda



Fuente: elaboración propia.

Aplicando la ecuación 2,2 se tiene:

$$H = \frac{2}{3}(11,14) + \sqrt{\frac{1}{9}(11,14)^2 + \frac{1}{3}\left(\frac{7,32}{2}\right)^2}$$

$$H = 11,69 \text{ metros}$$

La altura a la cual están instalados los hilos de guarda es de 12,00 metros, con esto se puede comprobar que la altura es adecuada.

CONCLUSIONES

1. El tipo de suelo es determinante para la aplicación de la Norma IEEE Std 80-2000 en el diseño de la red de tierras, en este caso teóricamente fue imposible llegar a 1,0 ohmios la resistencia de tierra, debido a factores como el área reducida del terreno y la magnitud elevada de la resistividad; en este sentido se probó teóricamente aumentar la cantidad de conductores y electrodos sin embargo los cambios fueron insignificantes.
2. Es importante recalcar que las libranzas dependen de la altura sobre el nivel del mar, ya que los fabricantes de equipos las construyen para operar a una altura de 1 000 metros sobre el nivel del mar; por lo que en este caso no fue necesario diseñar equipos con aislamiento especial que es necesario en lugares ubicados arriba de los 1 000 metros sobre el nivel del mar.
3. En las normas emitidas por la CNEE –NTDOID- para la construcción de subestaciones se proporcionan libranzas para los diferentes aspectos de diseño, sin embargo son límites mínimos y en el diseño de la subestación de interconexión del hidroeléctrica Candelaria, hubo distancias que aumentaron debido a las diferentes necesidades de construcción.
4. Muchas veces se colocan los apartarrayos en lugares convenientes para el montaje; no obstante, siempre se debe realizar el análisis de coordinación de aislamiento, especialmente el margen de protección para los equipos más lejanos que el pararrayos debe proteger. Para el

presente el equipo más lejano del apartarrayos quedó con un margen de protección del 35 por ciento.

5. En el presente caso por existir un área reducida la subestación tipo modular resolvió el problema; además, los equipos escogidos como los interruptores de tanque muerto y los seccionadores de apertura por el centro, minimizaron el diseño y la magnitud de la estructura.
6. La instalación de los seccionadores de baipás no es requerimiento de las instituciones encargadas de administrar la transmisión de energía eléctrica; a pesar de esto, la instalación es importante, porque si se diera el caso de un mantenimiento preventivo o correctivo en el interruptor de potencia, se puede efectuar sin ningún problema.

RECOMENDACIONES

1. Para mejorar la resistencia de la red de tierras, será necesario efectuar un tratamiento a los electrodos de tierra; se deben construir pozos con tierra bentonita o con GEM (*Ground Enhancement Material*) que es un material no corrosivo, hecho a base de polvo de carbón y que posee una resistividad hasta 20 veces menor que la bentonita y no requiere mantenimiento.
2. Las estructuras deben ser diseñadas por un ingeniero estructural, para lo cual es necesario que se tenga el diseño preliminar donde se indiquen las libranzas, la ubicación de los equipos, y el peso de cada uno de estos que deben soportar las bigas y columnas.
3. Siempre que se instale un apartarrayos, en este tipo de subestaciones, se debe efectuar el análisis del margen de protección, porque depende de las características del apartarrayos y la distancia eléctrica a la cual fue instalado.
4. Las puntas *Franklin* no necesariamente deben ser varillas *Coperweld*; pueden instalarse tubos de acero galvanizado, dependiendo del área a proteger, porque algunos equipos, como los seccionadores de apertura vertical al estar abiertos, la espada gana altura, quedando desprotegidos de las descargas electroatmosféricas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. *Habilitación comercial para operar en el Mercado Mayorista y sistema de medición comercial. Resolución No. 307-02. NCC-14.* Guatemala: s.e. 2007. 23 p.
2. ALVARADO MIRANDA, Anabella del Rosario. *Selección y pruebas en equipos de medición de subestaciones de alta tensión.* Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2001. 182 p.
3. BALZER, Gerd, et al. *Switchgear manual. Asea Brow Boveri pocket book.* 9th ed. Federal Republic of Germany: ABB Schaltanlagen GmbH, 1992. 528 p.
4. Comisión Federal de Electricidad. *Guía de coordinación de aislamiento en subestaciones eléctricas.* s.d.t.
5. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución –NTDOID- Resolución CNEE No. 47-99.* Guatemala: CNEE, 1999. 16 p.
6. FITZGERALD, A. E. et al. *Máquinas eléctricas.* 6a ed. México: McGraw-Hill Interamericana, 2005. 682 p.
7. MARTIN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas.* México: McGraw-Hill, 1987. 641 p.

8. OROZCO MIRANDA, Rómulo Eduardo. *Análisis de la protección contra impactos directos de rayos y la coordinación de aislamiento en subestaciones modulares de distribución*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2002. 168 p.
9. RAS OLIVA, Enrique. *Transformadores de potencia, de medida y de protección*. 2ª ed. s.l.: Alfaomega, 1995. 398 p.
10. RAVINDRANATH R., Chander. *Protección de sistemas de potencia e interruptores*. s.l.: Limusa, 1980. 539 p.
11. SIEGERT C., Luis A. *Alta tensión y sistemas de transmisión*. México: Limusa, 1989. 775 p.
12. The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Guide for safety in AC substation grounding. IEEE Std 80-2000*. New York, USA: IEEE, 2000. 156 p.
13. _____. *Standard requirements for instrument transformers. IEEE Std C57.13-1993*. New York, USA: IEEE, 1994. 73 p.
14. _____. *Standard for gapped silicon-carbide surge arresters for AC power circuits. IEEE Std. C62.1-1989*. New York, USA: IEEE, 1989. 44 p.

ANEXOS

ANEXO 1

Factor de corrección por presión a distintas altitudes

Altitud en m	Presión		Factor de corrección
	kPa	mm Hg	
0	101,3	760	1,000
100	101,1	751	0,988
200	98,9	742	0,976
300	97,7	733	0,965
400	96,8	726	0,954
500	95,5	716	0,942
600	94,3	707	0,931
700	93,2	699	0,919
800	92,1	691	0,908
900	90,9	682	0,897
1000	90,5	679	0,893
1100	88,8	666	0,876
1200	87,7	658	0,866
1300	86,7	650	0,855
1400	85,6	642	0,845
1500	84,5	634	0,834
1600	83,6	627	0,824
1700	82,5	619	0,814
1800	81,5	611	0,804
1900	80,5	604	0,794
2000	79,5	596	0,784

Factor de corrección por presión a distintas altitudes

Altitud en m	Presión		Factor de Corrección
	kPa	mm Hg	
2100	78,5	589	0,774
2200	77,5	581	0,765
2300	76,5	574	0,756
2400	75,6	567	0,746
2500	74,7	560	0,737
2600	73,9	554	0,728
2700	72,8	546	0,718
2800	72,0	540	0,710
2900	70,8	531	0,698
3000	70,1	526	0,692
3100	69,2	519	0,683
3200	68,3	512	0,674
3300	67,5	506	0,666
3400	66,5	499	0,656
3500	65,6	492	0,647
3600	64,8	486	0,639
3700	63,9	479	0,629
3800	62,9	472	0,621
3900	62,1	466	0,613
4000	61,3	460	0,605
4100	60,5	454	0,597
4200	59,7	448	0,590

Factor de corrección por presión a distintas altitudes

Altitud en m	Presión		Factor de Corrección
	kPa	mm Hg	
4300	59,1	443	0,583
4400	58,4	438	0,576
4500	57,7	433	0,569
4600	57,1	428	0,562
4700	56,3	422	0,555
4800	55,6	417	0,549
4900	54,9	412	0,542

Fuente: Comisión Federa de Electricidad. Guía de coordinación de aislamiento en subestaciones. p. 96.

ANEXO 2

IEEE

Std 80-2000

T_c is the current duration in s

K_f is the constant from Table 2 for the material at various of T_m (fusing temperature or limited conductor temperature based on 11.3.3) and using ambient temperature (T_a) of 40 °C.

Table 2 – Material constants

Material	Conductivity (%)	T_m^a (°C)	K_f
Copper, annealed soft-drawn	100,0	1083	7,00
Copper, commercial hard-drawn	97,0	1084	7,06
Copper, commercial hard-drawn	97,0	250	11,78
Copper-clad steel wire	40,0	1084	10,45
Copper-clad steel wire	30,0	1084	12,06
Copper-clad steel rod	20,0	1084	14,64
Aluminum EC Grade	61,0	657	12,12
Aluminum 5005 Alloy	53,5	652	12,41
Aluminum 6201 Alloy	52,5	654	12,47
Aluminum-clad steel wire	20,3	657	17,20
Steel 1020	10,8	1510	15,95
Stainless clad steel rod	9,8	1400	14,72
Zinc-coated steel rod	8,6	419	28,96
Stainless steel 304	2,4	1400	30,05

^aSee 11.3.3 for comments concerning material selection

Fuente: IEEE Guide for safety in AC substation grounding. IEEE Std 80-2000. p. 44.