



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

**CONSIDERACIONES PARA DISEÑO, MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN
SERVICIO DE LA SUBESTACIÓN NUEVA ESPERANZA/COMESUR.**

Víctor Manuel Herrera Miranda

Asesorado por Ing. Julio Efraín Sandoval Díaz

Guatemala, octubre de 2006.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**CONSIDERACIONES PARA DISEÑO, MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN
SERVICIO DE LA SUBESTACIÓN NUEVA ESPERANZA/COMESUR.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

VICTOR MANUEL HERRERA MIRANDA

ASESORADO POR EL ING. JULIO EFRAIN SANDOVAL DÍAZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2006

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA**



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Ing. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Lic. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Carlos Alberto Quijivix Racancoj
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

CONSIDERACIONES PARA DISEÑO, MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LA SUBESTACIÓN NUEVA ESPERANZA/COMESUR,

tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica el 8 de noviembre de 2005.

Víctor Manuel Herrera Miranda

ACTO QUE DEDICO A

DIOS

Padre misericordioso que me ha permitido llegar a este punto de mi vida.

LA VIRGEN DE GUADALUPE

Madre nuestra que nos guía a mi familia y a mí

MIS PADRES

Fabián Herrera Galicia. E. P. D.
Aurelia Nicolasa Miranda Godínez
Por haberme dado el ser y como recompensa a sus esfuerzos

MI ESPOSA E HIJOS

Ilsa Gladys Elías de Herrera
Manuel Alejandro Herrera Elías
Claudia-María Fabiola Herrera Elías
Luis-Pedro Herrera Elías
Por ser el motor de mi vida y por su amor incondicional

MI FAMILIA

Con cariño

MIS AMIGOS

Afectuosamente

MIS COMPAÑEROS DE TRABAJO

Especialmente a la Oficina Técnica de LIZTEX, por su ayuda

LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA.

INDICE GENERAL

INDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SIMBOLOS.....	IX
GLOSARIO.....	XI
RESUMEN.....	XIII
OBJETIVOS.....	XV
INTRODUCCIÓN.....	XVII

1. BREVE INFORMACIÓN DE LA EMPRESA

1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Objetivos.....	1

2. DEFINICIONES BÁSICAS

2.1 subestación eléctrica.....	3
2.1.1. Clasificación por tipo de función.....	4
2.1.2. Clasificación por niveles de tensión.....	5
2.2. Usuarios.....	6
2.2.1. Clasificación de acuerdo a potencia instalada.....	6
2.2.2. Clasificación de acuerdo a tipo de servicio requerido.....	7
2.3. Líneas de transmisión y distribución.....	8
2.3.1. Externas.....	9
2.3.2. Internas.....	9

3. DEFINICIÓN DE LA APLICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE ACUERDO A NECESIDADES DE LA EMPRESA

4. PROYECTO

4.1. Cálculos y definiciones.....	19
4.1.1. Localización.....	20
4.1.1.1. Ubicación física.....	20
4.1.1.2. Dimensionamiento.....	23
4.2. Datos del diseño.....	27
4.2.1. Lado de alta y baja tensión.....	28
4.2.1.1. Tensión nominal.....	29
4.2.1.2. Disposición de entradas y salidas de tensión.....	31
4.2.2. Transformadores.....	43
4.2.2.1. Número de unidades.....	43
4.2.2.2. Capacidad de cada unidad.....	48
4.2.2.3. Tensiones de transformación.....	49
4.2.3. Líneas de transmisión y distribución.....	54
4.2.3.1. Número de circuitos de entrada y tensión nominal (Kv).....	57
4.2.3.2. Número de circuitos de salida y tensión nominal Kv).....	57
4.2.3.3. Calibres de conductores y número de conductores por fase para circuitos de entrada y salida.....	60
4.2.3.4. Capacidad de potencia y corriente en cada circuito, de acuerdo a calibre y número de conductores.....	62
4.2.4. Arreglos de la subestación.....	64
4.2.4.1. Disposición constructiva física.....	65
4.2.4.2. Disposición constructiva de alta y baja tensión.....	66
4.2.4.3. Disposición de circuitos de mando y control.....	99

4.2.4.4. Tipos de estructuras a usar.....	104
4.2.5. Cálculos de la capacidad de corto circuito.....	108
4.2.5.1. Lado de alta tensión.....	114
4.2.5.2. Lado de baja tensión.....	121
4.2.5.3. Cálculo de la red de tierras.....	127
4.3. Estudios.....	137
4.3.1. Estudio físico y eléctrico del terreno.....	137
4.3.1.1. Condiciones topográficas.....	137
4.3.1.2. Condiciones geográficas.....	139
4.3.1.3. Resistividad del terreno.....	139
4.3.2. Tipos de protección a usar.....	140
4.3.2.1. Lado de alta tensión.....	141
4.3.2.2. Lado de baja tensión.....	142
4.3.2.3. Mando.....	144
4.4. Planos finales de la subestación.....	145
5. MONTAJE	
5.1. Cimentación de transformadores.....	147
5.2. Cimentaciones de equipos de protección.....	151
5.3. Cimentaciones de estructuras.....	151
5.4. Montaje de transformadores y equipo.....	152
6. PRUEBAS	

7. PUESTA EN SERVICIO

CONCLUSIONES.....	163
RECOMENDACIONES.....	165
BIBLIOGRAFIA.....	167
ANEXOS.....	169

INDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Esquema de distancia	21
2	Esquema de ubicación de Subestación	22
3	Planta Preliminar Subestación	25
4	Subestación Ampliada	31
5	Cableado Subterráneo de Subestación	33
6	Propuesta Final de Subestación	35
7	Determinación del grupo de conexión del transformador trifásico	40
8	Conexión Dyn1	44
9	Bobinados Primarios y Secundarios	44
10	Reparto de corrientes - Caso 1	46
11	Reparto de corrientes - Caso 2	47
12	Diagrama Unifilar Preliminar 1	49
13	Diagrama Unifilar Preliminar 2	50
14	Sección A - A´	63
15	Sección B - B´	64
16	Sección C - C´	65
17	Sección C - C´	67
18	Planta de Subestación	69
19	Perfil "U"	74
20	Áreas de Perfil "U"	74
21	Soporte Barra Colectora Rígida	76









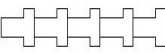




22	Planta 13.2 Kv	84
23	Sección D – D´	85
24	Sección E – E´	86
25	Planta y Elevación Conector Nema No.2	87
26	Planta y Elevación Conector Nema No.4	88
27	Diagrama de Control (Servicios Generales)	90
28	Diagrama de Mando	92
29	Pieza de Unión entre Secciones Verticales y Horizontales	93
30	Tramo de Columna de Lado de Alta Tensión	95
31	Platina Para Columna Lado Alta Tensión	95
32	Tramo de Columna de Lado de Baja Tensión	96
33	Platina Para Columna Lado Alta Tensión	97
34	Diagrama Unifilar Simplificado	104
35	Diagrama de Impedancias	105
36	Diagrama de Impedancia para F1	107
37	Circuito Equivalente	108
38	Diagrama de Impedancias para falla F2	112
39	Diagrama de Impedancias para falla F2´	115
40	Planta Sistema de Tierras	124
41	Pozo de Tierras	125
42	Topografía del Terreno	127
43	Diagrama Unifilar Final	134
44	Planta de Cimentaciones	137
45	Armado de Bases	138

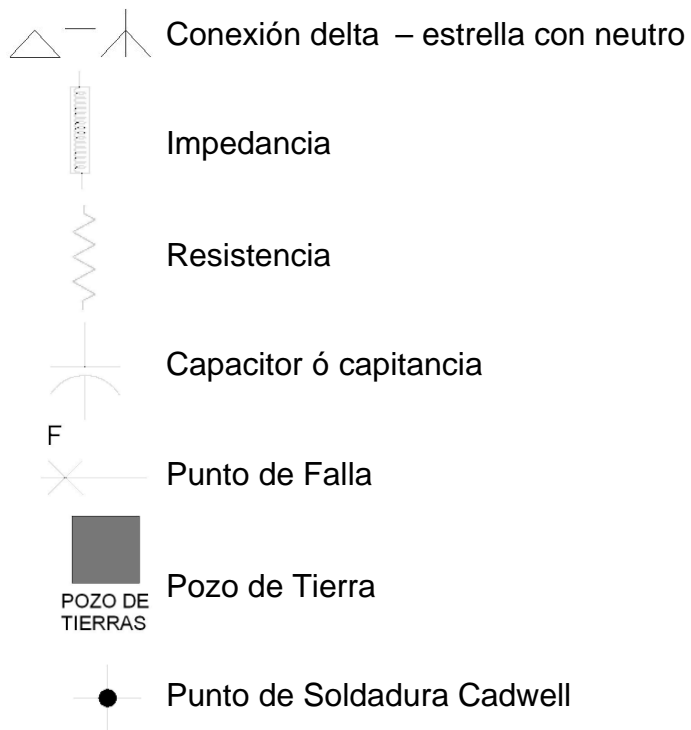
TABLAS

I	Datos geográficos y Climáticos de Villa Canales	27
II	Datos de Transformador Westinghouse	37
III	Corrección del nivel de aislamiento externo de los Aparatos	41
IV	Resumen de número de unidades	43
V	Datos de cuchilla seccionadora para 69,000 voltios	52
VI	Recloser Abb Power T&D Company Inc.	53
VII	Resumen de Amperajes y potencias en circuitos de salida En 13.2 kv	57
VIII	Distancias mínimas de no Flameo	59
IX	Interruptor 69 Kv	62
X	Fusibles 69 Kv	62
XI	Aislador Porcelana ICBG24	70
XII	Barra Flexible 69 Kv.	72
XIII	Ventajas y desventajas del aluminio/acero	72
XIV	Datos de Aislador Tipo Subestación	77
XV	Barra Flexible 13.2 Kv.	79
XVI	Datos técnicos de aisladores polímeros de suspensión	81
XVII	Datos técnicos de aisladores tipo pin	81
XVIII	Datos Técnicos Interruptor Seccionador	83
XIX	Potencia de Componentes de Subestación	87
XX	Datos del Banco de Baterías	91
XXI	Valores Trifásicos Asignados y Derivados	110
XXII	Datos Geográficos De San Miguel Petapa	128
XVIII	Datos de Pararrayos Lado de 69kv	129
XXIV	Datos de Pararrayos en Lado de Baja Tensión	131

XXV	Resultados de Pruebas Efectuadas a Transformador de 3.5 Mva.	144
XXVI	Ajustes de Protección de Re conectadores	147

LISTA DE SIMBOLOS

	Interruptor mañuela o seccionador de cuchillas
	Interruptor motorizado
	Seccionador de cuchillas con protección por fusibles
	Fusibles
	Transformador de potencia
	Pararrayos ó apagarrayos
	Interruptor de recierre ó recloser
	Seccionador de cuchillas ó interruptor manual
	Aislador
	Interruptor termo magnético ó flip-on
	Banco de baterías
	Divisor de voltaje D.C
	Conexión estrella – estrella con neutro



GLOSARIO

AC	Corriente alterna.
Amp.	Amperios, medida del flujo de corriente eléctrica.
Aislador	Herraje eléctrico hecho de material aislante.
Alta Tensión	Alto voltaje.
Baja Tensión	Bajo Voltaje.
Barraje	Platina de cobre con agujeros.
BIL	Basic Insulation Level. Nivel básico de aislamiento = NBI
Datos de Placa	Datos de operación de aparatos eléctricos.
Dynxx	Grupo de conexión para transformadores.
DC	Corriente directa.
I	Designación para la corriente eléctrica.
Interruptor	Dispositivo que separa dos o más partes eléctricas.
K	Kilo, multiplica por 1000.

Línea Eléctrica	Construcción por la que se transmite energía eléctrica.
M	Mega, multiplica por 1, 000,000.
msnm	Metros sobre el nivel del mar.
NBI	Nivel Básico de Impulso.
Pórtico	Estructura metálica parte de una subestación eléctrica.
R	Resistencia.
Subestación	Estación eléctrica que cambia el nivel de voltaje.
Seccionador	Interruptor de cuchillas.
U	Voltaje, igual a V
V	Voltios, medida de tensión eléctrica.
VA	Voltamperios, medida de potencia eléctrica aparente.
X	Reactancia.
Z	Impedancia.

RESUMEN

El presente trabajo contiene el estudio en sus diferentes pasos para el diseño, montaje, pruebas y puesta en servicio de una subestación eléctrica de potencia pequeña, con infraestructura para convertir la potencia en mediana.

En el primer capítulo se dan las definiciones básicas de los términos utilizados en una subestación eléctrica; el segundo capítulo define la aplicación que la compañía Comesur dio de acuerdo a sus necesidades; en los siguientes capítulos se trabaja en sí el proyecto, el cual consta de la ubicación física de la subestación, los criterios para el dimensionamiento, las diferentes propuestas que se fueron haciendo para llegar a un diseño final.

Dentro de lo que trata en el presente trabajo está lo relacionado con el diseño e implementación de una subestación, la potencia del transformador que dará el servicio en la misma, las tensiones de alimentación y de salida, las corrientes y potencias que se planifican para los circuitos mencionados, así como la forma en que se implementarán físicamente en el espacio dedicado a la subestación.

No dejan de tener menor importancia los diferentes circuitos de apoyo con los que debe contar la subestación para su funcionamiento interno tales como el circuito de mando de las protecciones y los servicios generales internos, así como los estudios necesarios para los cálculos de corto circuito en ambos lados de tensión que se manejan dentro de la subestación, los cálculos y forma de implementación de la red de tierras, la cual es en extremo importante para la protección de las personas que ingresen a la subestación, así como para el equipo que se encuentra instalado en la misma.

Se incluye también, lo relacionado a los aspectos importantes del montaje, pruebas efectuadas al equipo y la puesta en servicio de la subestación. Dentro de los anexos se ven ampliados algunos temas tales como aspectos relativos a la construcción de líneas aéreas, se presentan tablas para la selección de conductores de aluminio con alma de acero aluminizado, un resumen de las pruebas que se pueden efectuar a los aceites dieléctricos y un resumen sobre mediciones de media y alta tensión, en el cual se incluyen los tipos de mediciones comerciales en Guatemala y los datos técnicos de la medición planificada para la subestación de que trata este estudio.

Por último se encuentran también dentro de los anexos, un juego completo de los planos finales de la subestación, un resumen del equipo utilizado y los diagramas de conexión de las mediciones en 69,000 y 13,200 voltios.

OBJETIVOS

GENERAL

Participar en el diseño, planificación, ejecución, montaje y puesta en servicio de una subestación eléctrica en un grupo empresarial nacional.

ESPECIFICOS

- Investigar la calidad de servicios eléctricos y las necesidades de ampliación de la red de distribución que se tienen en el área de Villa Canales, San Miguel Petapa y Villa Nueva
- Ayudar a construir una subestación eléctrica en una empresa distribuidora de energía eléctrica privada de Guatemala
- Participar en el diseño de la Subestación Eléctrica, lo cual enseña sobre los detalles de cálculo de obra eléctrica y civil, desarrollando sistemas confiables, versátiles y económicos en su planificación.
- Aprender sobre la comercialización de energía eléctrica a través de líneas de distribución privadas o de distribuidores que operan en el país.
- Participar en la planificación de una subestación eléctrica que de un servicio confiable y regular de energía eléctrica, sin interrupciones perjudiciales a los sectores de la industria, comercio y vivienda.

- Documentar el proyecto del diseño, planificación y ejecución de la subestación eléctrica.

INTRODUCCION

Durante los primeros años de la década de 1990, Guatemala tenía una monopolización por parte del estado para generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica del país; por lo que ya no se tuvo la capacidad de cubrir la demanda de energía eléctrica del sistema, llegando a superar la oferta de la misma y como consecuencia se llegó a producir racionamiento en el uso de la electricidad a todo nivel, tanto residencial, comercial como industrial, lo cual truncaba el desarrollo que se podría alcanzar.

Tomando en cuenta lo anterior y el hecho de que en nuestro país se habían dado cambios políticos importantes que permitían una liberalización del sector eléctrico, se dio en 1996 la promulgación de la LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD, Decreto No. 93-96, publicada en el diario oficial el día 21 de noviembre de 1996, la cual ha permitido que la actividad en el desarrollo de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica sea más adecuada en el territorio nacional.

Estos cambios en la política energética nacional han permitido que las compañías privadas se involucren e inviertan en las distintas actividades que la Ley de Electricidad les permite, mejorando la oferta del campo eléctrico y haciendo que el desarrollo industrial y los servicios a la población sean mejores que las condiciones de principio de los años 90, asegurando una competencia libre entre los participantes del sector de energía eléctrica en el país. La publicación y puesta en marcha de la LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD permitió también que se crearan empresas privadas que se dedican a las distintas actividades, tales como compañías generadoras, transmisoras, distribuidoras, comercializadoras, etc., siendo esta la importancia de dicha ley que ha permitido el avance en el desarrollo energético del Guatemala.

La diversificación de empresas dentro del sector eléctrico del país ha dado oportunidad para que un número creciente de profesionales y técnicos participen en las distintas actividades que ellas generan, al mismo tiempo que la población tenga acceso a servicios de mejor calidad y en mayor cantidad logrando así que el desarrollo llegue a la mayor cantidad de personas, debido esto a las actividades que desempeñan o a los servicios que reciben.

1 BREVE INFORMACIÓN DE LA EMPRESA

1.1 Antecedentes

De la promulgación de la LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD, surge la Comercializadora Eléctrica del Sur –COMESUR- formada ante el amparo de la referida ley, con base en el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista –AMM-, acuerdo gubernativo No. 299-98 y por resolución No.763 del Ministerio de Energía y Minas del 23 de noviembre de 2002, teniendo como propósito el comercializar energía eléctrica en el territorio nacional.

Fundada la compañía comercializadora mencionada, por el sector privado, se construyó la subestación de energía eléctrica en el Departamento de Guatemala ubicada en la finca Morán Municipio de Villa Canales, que proveerá energía eléctrica a los clientes en el campo industrial, comercio y vivienda en los municipios de Villa Canales, Villa Nueva y San Miguel Petapa con proyecciones a un futuro a expandirse en el territorio de Guatemala.

1.2 Objetivos

1. Comercializar la energía eléctrica en todo el territorio nacional a través de líneas de distribución privadas o de distribuidores que operan en el país.
2. Proporcionar servicio eléctrico estable y de buena calidad al sector industrial y residencial.

3. Asesorar al cliente en el área de suministro de energía eléctrica.
4. Enseñar al cliente la optimización del recurso eléctrico.
5. Recibir suministro de energía eléctrica de líneas de transmisión públicas y privadas para transformar y distribuir.
6. Construir y administrar líneas de distribución eléctrica para servir a los usuarios en su área de influencia.

2 DEFINICIONES BÁSICAS

2.1 Subestación eléctrica

Se define una estación eléctrica, como una parte de un sistema eléctrico de potencia que tiene por objetivo lo siguiente: transformar tensiones y/o derivar circuitos.

Lo anterior debe ser hecho mediante dispositivos eléctricos que permiten realizar las funciones para las que fue diseñada la subestación; de acuerdo a su función principal, así será el equipamiento y diseño de la subestación, influyendo, el nivel de tensión que maneje o para el que esté diseñada.

Uno de los objetivos de una subestación eléctrica es optimizar la distribución de potencia por todo el sistema, ya que es el punto donde se recibe y reparte la energía producida en las centrales generadoras, maniobrando y controlando su destino final a los diferentes centros de consumo, con determinados requisitos de calidad.

La clasificación de las subestaciones se puede hacer desde muchos puntos de vista:

- a) por función dentro del sistema,
- b) por tipo de operación,
- c) por el nivel de tensión que maneja y
- d) por su forma constructiva.

Aquí se usarán las características más significativas para su clasificación, siendo importante la clasificación por su forma constructiva, esta toma en cuenta el hecho de que la subestación eléctrica esté en el interior de un edificio o en el exterior, así como que esté equipada de la manera convencional, que es la forma más común de instalar a la intemperie y solo con una protección física perimetral o una subestación encapsulada, en la cual todas las partes vivas que soportan tensión están contenidas dentro de envolventes metálicos o una subestación móvil, la cual fue diseñada para ir montada sobre un remolque de manera que pueda ser usada en cualquier punto del sistema.

2.1.1 Clasificación por tipo de función

Tomando en cuenta las actividades que puede realizar una subestación, se pueden clasificar en tres grupos:

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

Existe diversidad de sistemas y en algunos la clasificación varía, aquí lo haremos de la siguiente manera:

- A. Por su función dentro del sistema de potencia
- B. Por su tipo de operación
- C. Por su forma constructiva

Como se puede apreciar al hacer una comparación entre ambas clasificaciones, las variaciones no son significativas; únicamente se toman en cuenta algunas características más o algunas menos.

2.1.2 Clasificación por niveles de tensión

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

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

1. Subestaciones de generación. Es la estación primaria de energía que requiere el nivel de tensión en el que se está generando y lo eleva al voltaje de transmisión.
2. Subestaciones de transmisión. Estas son las que manejan niveles de tensión de 220 kv. o más.

3. Subestaciones de sub.-transmisión. Manejan niveles de tensión 110 kv. a 220 Kv.
4. Subestaciones de distribución primaria. Tienen niveles de tensión de 24 Kv. y 110 Kv.
5. Subestaciones de distribución secundaria. Niveles de tensión debajo de 24 kv.

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

2.1 Usuarios

Se define como usuario a todo aquel ente industrial, comercial o residencial, que necesita de energía eléctrica y potencialmente puede ser un consumidor de la misma, situado en el área de operaciones o influencia de una comercializadora de energía eléctrica.

2.2.1 Clasificación de acuerdo a potencia instalada

Desde el momento en que los consumidores requieren la energía eléctrica para distintos usos y en cantidad diferente, aquí se hace una clasificación de acuerdo a la potencia requerida por el usuario.

- A. Gran Consumidor: Es un usuario cuya actividad económica requiere la producción de bienes o servicios en gran escala; la potencia instalada va de 1000 Kva. en adelante.

- B. Mediano Consumidor: Es un usuario con actividad económica mediana o producción de servicios en menor escala que el anterior; la potencia instalada se considera en el rango de 50 Kva. hasta 1000 Kva.

- C. Pequeño Consumidor: Usuario que por lo regular se dedica a una actividad económica limitada ó el uso de energía eléctrica es únicamente residencial. La potencia instalada es menor a 50 kva.

2.2.2 Clasificación de acuerdo a tipo de servicio requerido

Existen tres categorías básicas, que son:

- A. Tipo Industrial: Consumidor que se dedica a la producción de bienes y servicios a gran escala, cuenta con una o varias subestaciones propias para recibir el servicio eléctrico.

- B. Tipo Comercial: Consumidor que se dedica a la prestación de servicios, distribución de bienes en mediana escala, producción de bienes y servicios en un rango menor que el anterior. Cuenta con una subestación pequeña propia o de la compañía comercializadora.

- C. Tipo Residencial: Consumidor que requiere la energía eléctrica para las necesidades básicas de una vivienda. Recibe el suministro de la compañía local.

2.3 Líneas de transmisión y distribución

Se llama línea de transmisión al dispositivo para transmitir o guiar energía de un punto a otro; en el caso que aquí nos ocupa pueden existir construcciones aéreas ó subterráneas cuya finalidad es transmitir grandes cantidades de energía de un punto a otro, por lo regular a una muy elevada tensión.

La transmisión de energía eléctrica se realiza con elementos de conducción y elementos de soporte, tiene por finalidad el transporte rápido y económico de esta energía en grandes cantidades; las líneas son elementos que enlazan productores y usuarios, asegurando el servicio a los consumidores, en todo tiempo y sin interrupciones.

Para los efectos de este trabajo sólo se definirán las líneas aéreas, las cuales están construidas por elementos tales como: postes, fundaciones, conductores, aisladores, puestas a tierra y accesorios; dichos elementos deben ser elegidos, conformados y construidos de manera que tengan un comportamiento seguro en condiciones de servicio, bajo las condiciones climáticas que normalmente es dado esperar, bajo tensiones de régimen, corrientes de régimen y bajo condiciones operacionales de una línea.

No está de más mencionar las líneas subterráneas, que como su nombre lo indica, están construidas dentro de la tierra, mediante distintas maneras, algunas veces canalizadas a través de ductos metálicos o de concreto, ó como en otras en las que el cable va colocado de manera directa en contacto con el terreno, aunque éstas persigan la misma finalidad que las aéreas, su forma de construcción y por ende los materiales para hacerlas difieren en su conformación.

2.3.1 Líneas externas

Estas están definidas como las líneas eléctricas que llevarán la alimentación de energía eléctrica a la subestación, para que en ella sea cambiada la tensión y pueda ser llevada a los usuarios. Están definidas aquí también las líneas que sacan la energía eléctrica de la subestación, ya cambiada la tensión, para uso de los consumidores.

En lo relativo a esta subestación existe una línea aérea de transmisión de 69,000 voltios, que será la alimentación de la subestación, permitiéndose en ella maniobrarla para poder seccionarla. Las líneas externas de salida serán varios circuitos en 13,200 voltios que proveerán de energía eléctrica a los clientes de Villa Canales, Villa Nueva y San Miguel Petapa.

Existirá, por medio del seccionamiento, una línea de 69,000 voltios, que se puede considerar como salida, aunque es la misma línea que opera actualmente en el lugar y que ya se encuentra en servicio.

Las anteriores se definen como líneas externas porque son líneas que entran y salen del terreno de la subestación y se prologan hasta los usuarios o puntos de consumo.

2.3.2 Líneas internas

Las líneas internas como su nombre lo indica son aquellas que se quedan dentro de la subestación, son conocidas de manera común como BARRAS COLECTORAS.

BARRA COLECTORA, es toda aquella que se utiliza para interconectar todos los componentes de una subestación, las cuales pueden ser generadores, líneas de transmisión (líneas externas), bancos de transformadores, bancos de tierra, etc.

Es necesario hacer énfasis que la diferencia entre las líneas externas y las internas, radica, fundamentalmente en que las externas están compuestas únicamente por cable, sea éste de los tipos comúnmente usados, mientras las internas o barras colectoras se pueden hacer de diferentes elementos, tales como: conductor eléctrico, tubos metálicos de cobre, aluminio o aleaciones de los mismos, perfiles metálicos de los mismos metales mencionados para los tubos.

Todo lo anterior va de acuerdo a las necesidades de diseño y potencias o corrientes que se quieran transportar en las mismas y a los usuarios que tenga la subestación y como otras consideraciones se tomarán en cuenta para el diseño.

Las barras colectoras y su diseño debe hacerse de acuerdo a buenos criterios, ya que resulta bastante difícil la colocación de los distintos niveles de voltaje que cada barra colectora debe tener, así como el número de juegos de barras en la subestación debido a las conexiones que deben efectuarse a través de ellas y los componentes de la subestación.

Debemos recordar que se debe tener en cuenta la selección apropiada de la sección conductora de la barra colectora, sea cual fuere el tipo elegido, para que llene los requerimientos de conducción adecuados a la potencia que pasará por ella, así como los accesorios y herrajes que se usarán para su soporte y conexión con los demás elementos de la subestación. Debemos recordar que la sección calculada será soportada por accesorios que deben ser los adecuados y que nuestro diseño no falle por causas menores.

3 DEFINICIÓN DE LA APLICACIÓN DE LA SUBESTACION DE ACUERDO A NECESIDADES DE LA EMPRESA

Para poder definir la aplicación de la subestación se tomaron en cuenta cuatro elementos básicos:

- A- Consideraciones de acuerdo a planes de COMESUR y facilidades con que se cuenta.
- B- Consideraciones de carga actual y futura expansión en el área (nuevos clientes).
- C- Consideraciones técnicas necesarias y equipo a utilizar.
- D- Tipo de subestación y potencia para su planificación y ejecución.

De estos lineamientos se pretende llegar a planificar, calcular y ejecutar de la mejor manera, la subestación que se adapte a las necesidades que la prestación de servicio requiera en su área de influencia.

A. Consideraciones de acuerdo a planes de COMESUR y facilidades con que cuenta.

De acuerdo a los planes de expansión de COMESUR, se hace necesario planificar una subestación cuya área de influencia sean las poblaciones de Villa Canales, Villa Nueva y parte de San Miguel Petapa, ya que es una localización que la empresa considera con gran potencial para la comercialización y utilización de la energía eléctrica, debido a su expansión en industria, comercio y vivienda.

Dentro de los planes en un futuro mediano, COMESUR proyecta ofrecer servicios de energía eléctrica a centros comerciales y conjuntos habitacionales que están en ejecución y algunos otros que todavía se están planificando en el área de Villa Canales y Villa Nueva, cercanos a donde pasaba el ferrocarril. Se ha notado que el área mencionada tiene actualmente gran auge en la construcción de viviendas y centros comerciales y además que existe también alguna cantidad de industria instalada en la adyacencia de lo que fue la línea férrea.

Algunas de las facilidades que se han presentado a COMESUR en el área se pueden mencionar:

1. El hecho de existir una línea de 69000 voltios que pertenece a una compañía que forma parte del consorcio al que está adherido COMESUR, lo cual facilita el suministro de energía eléctrica, necesaria para operar la subestación.
2. Uno de los clientes actuales de COMESUR, en Villa Canales, vendió un terreno para construir la subestación, tomando en cuenta que su empresa se vería beneficiada con la comercialización directa de la energía eléctrica, representándole costos menores y ayuda a sus políticas de expansión y diversificación.

B. Consideraciones de carga actual y futura en el área (clientes)

En el presente se cuenta con clientes que se les presta servicio a través de líneas de 13,200 voltios de la Empresa Eléctrica de Guatemala y que representan una carga aproximada de 1,200 Kva., a los que se puede llegar con una línea relativamente corta menor a 2 km. en el mismo voltaje de servicio actual, aprovechando la infraestructura existente de la línea de 69,000 voltios, lo cual representa un ahorro en materiales a utilizar para cubrir a los clientes existentes.

En un futuro mediano se prevé que existan clientes que representen 2,000 KVA, siempre en líneas de 13,200 o 13,800 voltios, que se encuentran ubicados a una distancia no mayor a 2.5 kilómetros de la subestación y que, también en este caso, se puede aprovechar la infraestructura de la línea de 69,000 voltios que ya existe, para poder llegar a ellos; siendo esta última una gran ventaja que representa ahorro en los costos iniciales para comercializar la energía eléctrica de una manera más directa, aparte de ser factible ofrecer una mejor tarifa para el consumo eléctrico, por no tener que pagar peajes en líneas ajenas.

C. Consideraciones técnicas y de equipo a utilizar

Se piensan aprovechar todas las ventajas técnicas, económicas e incluso físicas que representa la ubicación del terreno donde se construirá la subestación, pero existen otras ventajas que se enumeran a continuación:

1. En el aspecto económico, aparte de la infraestructura en postes de la línea de 69 kv que existe y lo cual representa economía, también el hecho que la carga actual 1200 Kva. y la futura mediata de 2000 Kva. da la suma de 3,200 con el cual se puede principiar la operación de la subestación, dejando por supuesto previsto un campo o pórtico más para una futura ampliación, que podría ser 10,000 Kva o hasta 14,000 Kva. Se tiene un transformador de 69000/13,200 voltios trifásico y está disponible, ya con mantenimiento preventivo, hecho para su uso inmediato.
2. Coincidentemente, se tiene en existencia alguna cantidad de equipo para subestaciones de 69,000 voltios y de 13,200 voltios, los cuales han quedado en desuso, pero en buen estado de algunos proyectos que se han ejecutado o de cambios realizados en instalaciones propias del consorcio al que pertenece COMESUR, lo cual es aprovechable. Dentro de ellos hay un interruptor LINE BACKER SIEMENS para 69,000 voltios, aisladores tipo subestación y tipo suspensión completos para 69,000 voltios, RECLOSERS para líneas de 13,200 voltios, lo cual incide en el costo total de la subestación.

D. Tipo de subestación y potencia para su planificación y ejecución

Basados en todo lo anterior, está claro que lo realizable es una subestación mixta, la cual contendrá:

1. Variación de tensión, tendrá como alimentación 69,000 voltios y como salida 13,200 voltios siempre en circuitos trifásicos, 60 Hertz, tanto en alimentación como en salida.

2. Seccionadora o de maniobra, contendrá una forma de seccionar la línea de 69,000 voltios que pasa por el área, a fin de que la referida línea de 69,000 voltios tenga más flexibilidad a la hora de un fallo o sea necesario su mantenimiento.
3. Se planificará un área para instalar planta generadora portátil de aproximadamente 1,500 Kva., la cual pueda cubrir algunas emergencias que se presenten o facilitar el mantenimiento de las líneas tanto de 69,000 como de 13,200 voltios.
4. La potencia inicial de la subestación será de 3,500 Kva., alimentación en 69,000 voltios, 3 fases, 60 hertz; salidas en 13,200 voltios, 3 fases, 60 Hertz, con una capacidad para emergencia de 1,500 Kva. en 480 voltios, para ser transformados a la tensión que se considere necesaria, teniendo una previsión futura de hasta 14,000 kva.
5. Para la parte física se considera que el terreno en que se construirá la subestación es actualmente un cafetal y se encuentra cerca del río Villalobos, lo cual es una ventaja por el tipo de terreno que se encuentra en lo que se refiere a la construcción en obra civil y condiciones eléctricas para el sistema de tierras.

4 PROYECTO

4.1 Cálculos y definiciones

Se pretende dejar constancia de los diferentes argumentos que se utilizaron para la selección del terreno, así como los diferentes bosquejos que fueron surgiendo en el camino que unía la ubicación física del terreno, sus condiciones, así como los requerimientos que iban imponiendo los actuales y futuros usuarios del proyecto.

Con todo lo anterior se fueron dando vida a propuestas y esquemas que se presentarán a continuación exponiendo las ventajas y desventajas, unidos a raíz de la planificación.

4.1.1 Localización

Para la localización de la subestación, se tomaron en cuenta dos aspectos:

- a) La definición de acuerdo a las necesidades y requerimientos planteados por la empresa propietaria de la subestación, lo cual representa un alto porcentaje de la decisión final. Cabe recordar que también se habían presentado algunas facilidades por parte de al menos dos o tres usuarios, los cuales se encontraban interesados en que la subestación estuviera lo más próxima a la carga presente y futura que ellos representaban. COMESUR también requería que los lineamientos planteados como compañía fueran tomados bastante en cuenta (ver inciso # 8);

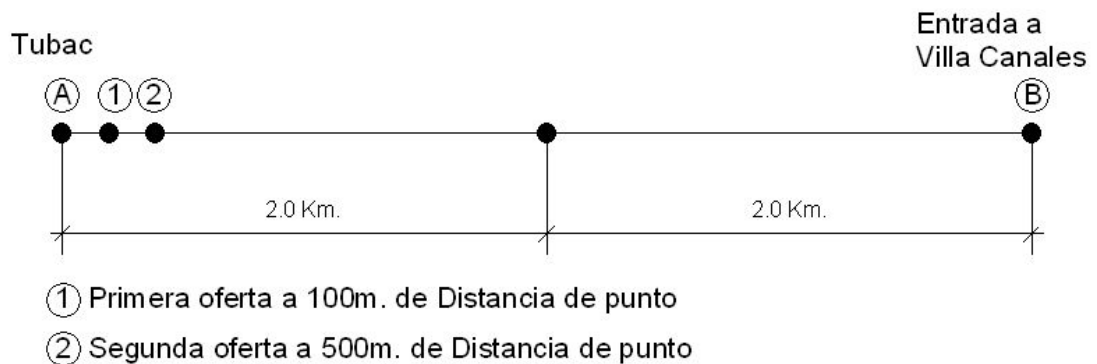
- b) Se debían seguir los criterios técnicos que los planificadores sabían que eran necesarios para que el diseño fuera seguro y además optimizar la parte empresarial, así como la parte técnica del diseño e implementación de la subestación.

4.1.1.1 Ubicación física

En este punto es necesario el criterio que dan algunos autores como José Raúl Martín en su “Diseño de Subestaciones Eléctricas” (Ver #1 en bibliografía), en el que recomienda calcular los momentos de carga utilizando un plano cartesiano, con la localización de las diferentes cargas actuales y su incremento durante un lapso de tiempo determinado.

En este caso la situación se presenta más fácil, ya que la carga actual de 1,200 Kva. se encuentra concentrada en únicamente dos puntos distanciados 4.5 Km., uno en las afueras de la población de Villa Canales y el otro en las cercanías de la fábrica Tubac, lo cual daba como lugar ideal un lugar equidistante de ambas en 2.0 Km., pero las ofertas de terreno no se encontraban en el referido lugar ideal; más aún, una oferta se encontraba en uno de los extremos, a unos 500 metros hacia el sur de la misma fábrica Tubac, lo cual se representa en la figura 1.

Figura 1. Localización preliminar de subestación

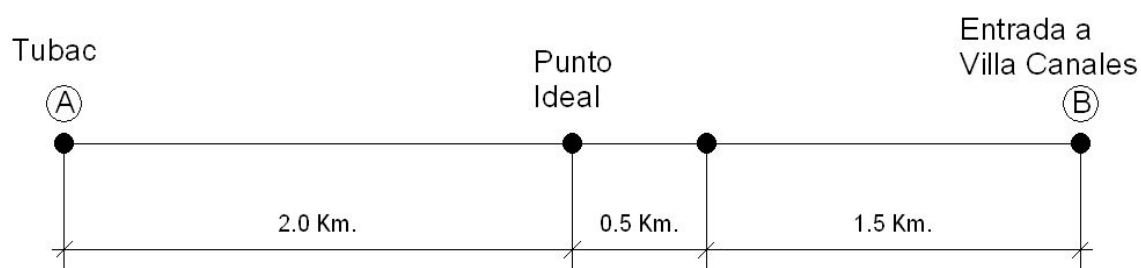


Otros autores sólo presentan algunas recomendaciones para la localización de la subestación, tal es el caso de los autores Donald Fink y Wayne Beaty en el "Standard Handbook for Electrical Engineers" (Ver 2 en bibliografía), quienes enfocan la situación haciendo levantamientos topográficos, estudios de suelos, para principiar la obra; además enfatizan lo relativo a las bases de las estructuras y equipo, más no presentan de manera clara un método para la localización de la subestación.

Encontrándose la planificación de la ubicación física en el punto mencionado, surgió una tercera oferta, la cual contemplaba un desarrollo futuro de un conjunto habitacional de aproximadamente 7000 casas, que representan una carga estimada de 5,500 kilovatios, proyecto que se plantea ejecutar a lo largo de 5 años y que dentro de sus planes contemplaba dar facilidades, de ser necesario, para hacer una subestación dentro ó en la colindancia del proyecto, además la localización era entre los dos puntos, ya referidos en la figura #1, lo cual representaba mayores ventajas para COMESUR.

Tomando en cuenta las ventajas resultantes para ambas compañías y la localización de la subestación en esa área, se negoció el terreno y las condiciones necesarias para su ubicación, lo cual no llegaba a lo ideal en distancia de los puntos de carga actuales, pero sí se aproximaba bastante a lo que se había calculado como ideal. Las distancias se plantean en la figura 2.

Figura 2. Localización ideal



Además que la carga a cinco años plazo que plantea el consumidor más cercano, el proyecto habitacional, que representará 5.5 Mw. aproximadamente y que por el momento sería el mayor entre lo actual y futuro, estará en los alrededores de la subestación, lo cual representa, con los datos obtenidos y disponibles, grandes ventajas para el uso de la subestación y para COMESUR.

Existen otros factores que se tomaron en cuenta en la ubicación física de la subestación y que es necesario enumerar:

1. La topografía del terreno; el terreno escogido fue uno plano y que no representara mayores problemas para adecuarlo a la ubicación de la planificación, ya que no requiere movimientos de tierra mayores, sino al contrario, muy leves para que sea totalmente plano, no teniendo desniveles, ni pendientes que dificulten los trabajos de obra civil necesarios para las bases del equipamiento y estructuras, ni para la seguridad perimetral que tendrá.
2. Tipo de suelo; se encontró un suelo apropiado, el cual fue un área de cultivo de café, por lo que se espera un terreno de poca resistividad. Está localizado en las cercanías del Río Villalobos, por lo que no se considera que se presenten problemas en su composición y características eléctricas, de todas maneras se harán los estudios necesarios para llegar a obtener los datos para obtener el diseño de cimentaciones, seguridad en la subestación y otros resultados relevantes para el proyecto.

4.1.1.2 Dimensionamiento

Para asentar la subestación también se dio una medida inicial de 20 metros de largo por 20 metros de ancho, pero al principiar de manera más formal en el proyecto, y por experiencias anteriores, se llegó a establecer que para una subestación que tendría área para 69,000 voltios y área para 13,000 voltios, esa medida sería muy poca; al principiar los bosquejos iniciales se corroboró lo anterior y se llegó a una medida de 30 metros de largo y 25 metros de ancho;

se puede ver para el efecto la figura 3, la cual es uno de los bosquejos iniciales.

Figura 3. Planta preliminar 1 de subestación.

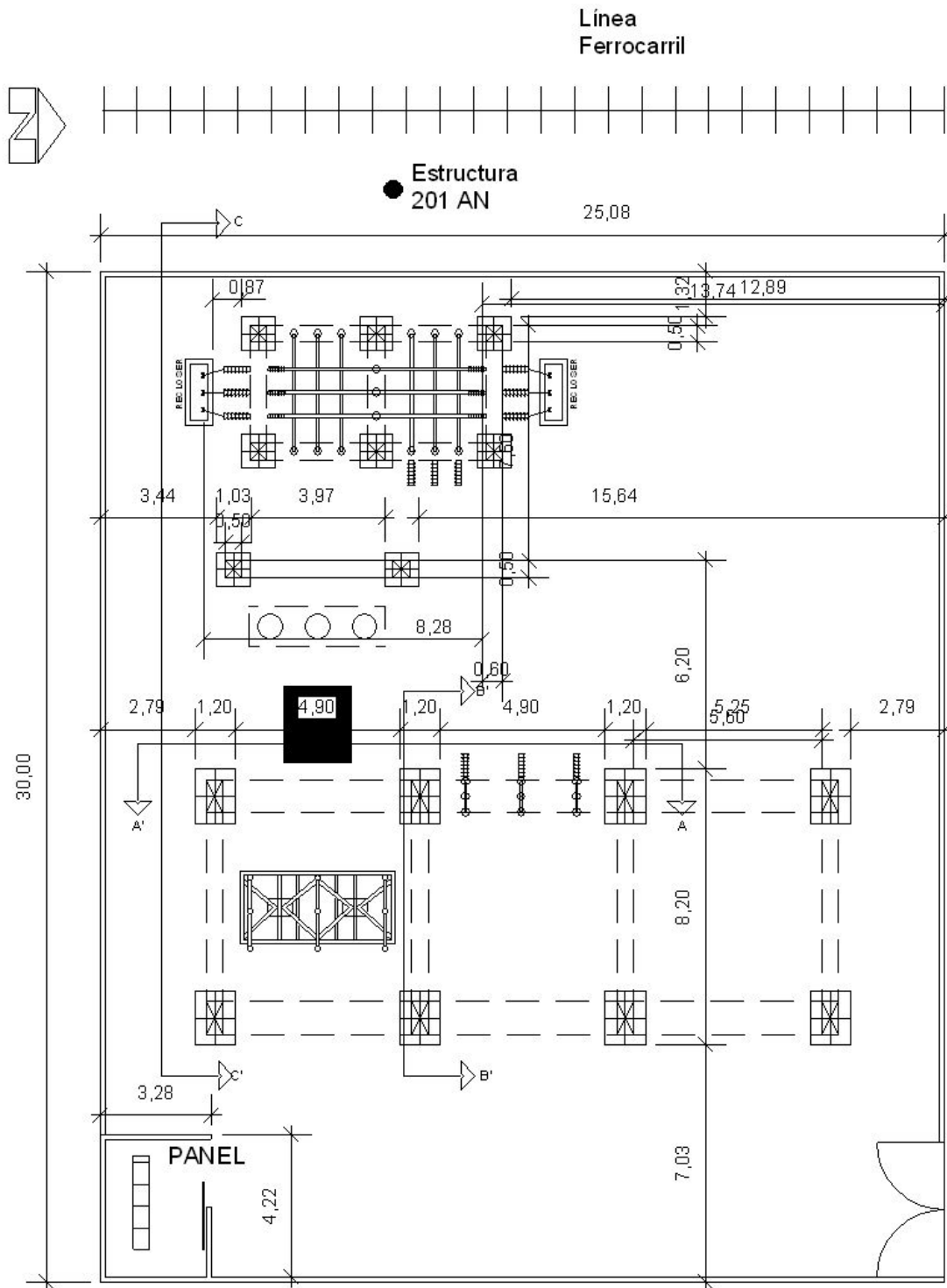


Figura 4. Sección A.

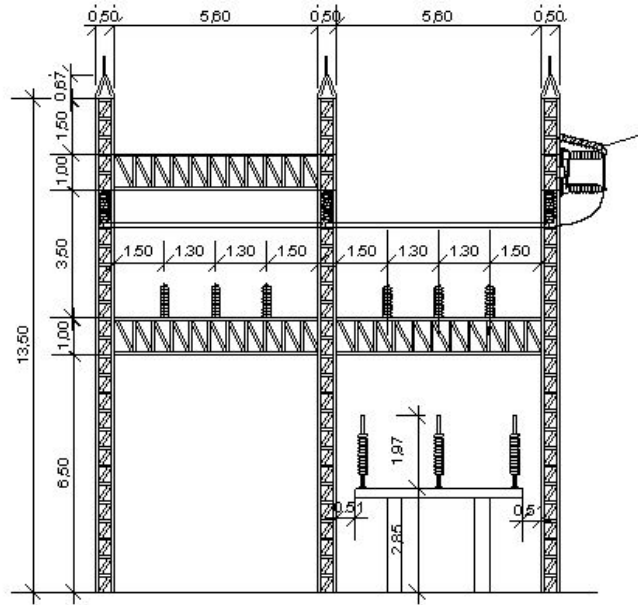


Figura 5. Sección B.

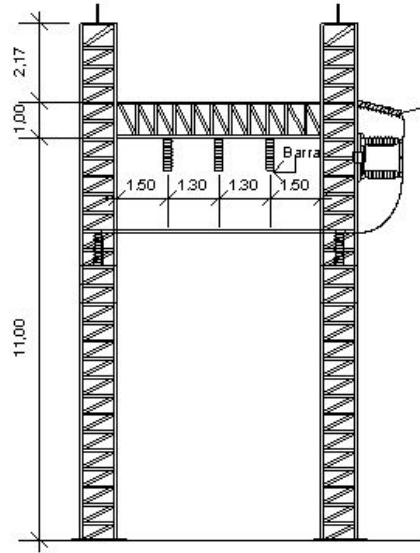
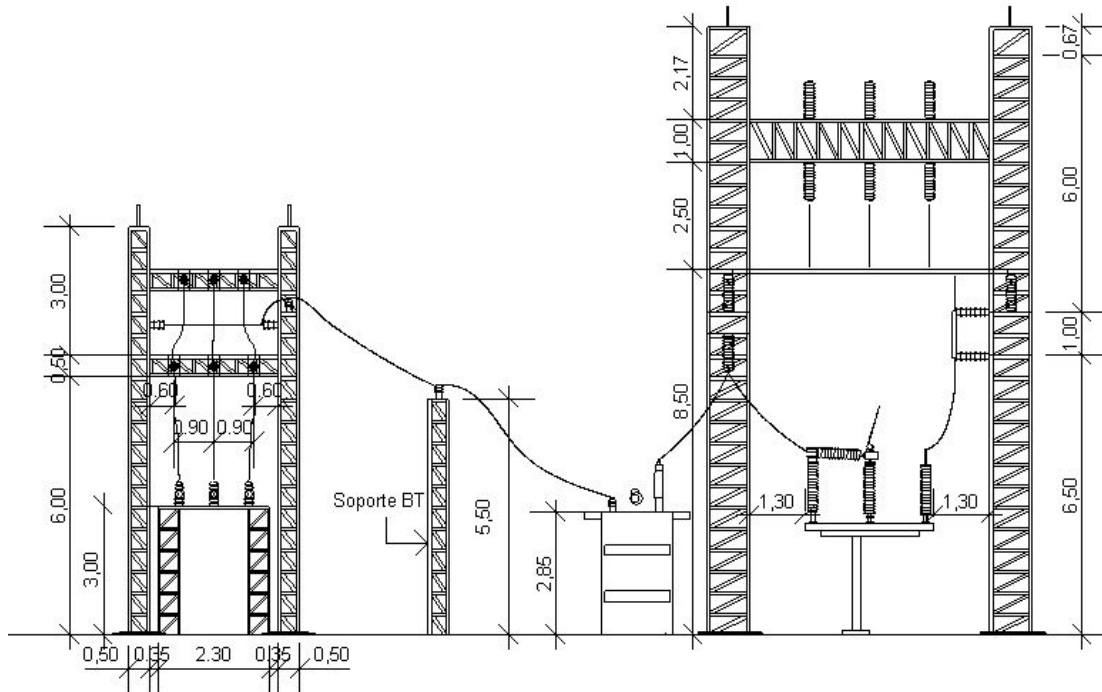


Figura 6. Sección C.



Conforme se avanza en el diseño de la subestación y se incluye el equipamiento dentro de los bosquejos, fue necesario también ir variando las medidas y el posicionamiento físico del referido diseño; se fue pasando por varios bosquejos más sobre el dimensionamiento hasta llegar a establecer un terreno de 30 metros de largo por 30 metros de ancho, Los diferentes bosquejos con su dimensionamiento irán apareciendo en las partes subsiguientes del diseño.

4.2 Datos del diseño

En esta sección se comenzó a profundizar en los requerimientos de distancias mínimas de seguridad y todos los aspectos relativos a que la implementación de la subestación fuera la óptima. En la figura # 3 se observa cada bosquejo de la distribución más apta para el proyecto. Los diferentes borradores se revisarán y corregirán de ser necesario para que cumplan con las medidas estandarizadas para el diseño de una subestación; todo esto tiene por objetivo final desembocar en la sección 4.2.4 Arreglos de la subestación y los planos finales de la misma de la sección 4.4 y anexo 1.

Los datos geográficos y climáticos de Villa Canales utilizados para el diseño son los siguientes:

Tabla I. Datos geográficos y climáticos de Villa Canales

Dato	Cantidad	Dimensional
Elevación	1260	m.s.n.m.
Temperatura Máxima	26	Grados centígrados
Temperatura Mínima	14	Grados centígrados
Precipitación Pluvial Máxima	243.9	Milímetros (mm.)
Precipitación Pluvial Mínima	2.1	Milímetros (mm.)
Humedad Relativa	73	Por ciento (%)

Fuente: INSIVUMEH, Sección de Climatología

En la sección de diseño también se tomó en cuenta lo relativo al número de unidades de transformación que componen la subestación, según se puede vislumbrar desde los bosquejos iniciales, que existirá más de una unidad, aunque el inicio se haga con un solo transformador, dejando previsto todo lo relacionado con una futura ampliación; se tocó el tema de la línea que alimenta a la subestación, la cual es una línea de transmisión, lo relativo a los distintos sistemas que hacen de una subestación, un ente con seguridad, confiable, versátil y que proporcione servicio de buena calidad por mucho tiempo.

4.2.1 Lado de alta y baja tensión

Los nombres de Alta y Baja tensión se utilizan únicamente para designar el lado del transformador ó de la subestación en el que se está trabajando, ya que los voltajes ó niveles de tensión que aquí se manejan no tienen nada de bajos.

En el caso de alta tensión (alimentación), el voltaje a utilizar es de 69,000 voltios y en el caso de baja tensión (distribución), el voltaje a utilizar es de 13,200 voltios, que son los voltajes normalizados en la mayoría de países de América; como se puede notar, no tienen nada de bajos aunque se encuentran dentro de la subestación algunos otros niveles de tensión, de mando fundamentalmente y de servicios generales, los cuales sí son bajos y su valor es 125 voltios en AC o DC ó menores.

4.2.1.1 Tensión nominal

Los niveles de tensión que son usados en la subestación, aquí se fijarán con claridad y se dan todas las especificaciones sobre ellos.

Alimentación – lado de Alta Tensión

Tensión nominal = 69,000 Voltios, 60 Hz.
Tensión de diseño = 72,500 Voltios, 60 Hz.

Salida - lado de Baja Tensión

Tensión nominal = 13,200 Voltios, 60 Hz.
Tensión de diseño = 15,000 Voltios, 60 Hz.

Tensión de mando – Maniobras del equipo

125 voltios, Corriente Directa (VDC)
48 voltios, Corriente Directa (VDC)

Servicios generales – Servicios varios subestación

240/120 voltios, Corriente Alterna, 1 Fase (VAC)

Es necesario aclarar que en la tensión de mando fue necesario emplear un doble voltaje, tal como se observa con anterioridad, debido a que la subestación se decidió hacer con suministros nuevos y usados con mantenimiento preventivo, que se tenían en existencia de otros proyectos y como política empresarial para reducir costos (Ver capítulo 3).

Se proporcionan los voltajes de mando con bancos de baterías, colocadas y protegidas de manera adecuada.

En lo que a servicios generales se refiere, se implementa mediante un transformador tipo convencional, para ser colocado en la línea de distribución que se genera en la subestación, lo cual proporciona los servicios necesarios para la carga de baterías e iluminación de la subestación. La iluminación de emergencia es proporcionada por medio del mismo banco de baterías de maniobras del equipo ya que ésta es mínima y sólo se usa en la noche cuando ocurra una falla y se deba trabajar en la solución de la emergencia presentada dentro de la subestación, lo cual se espera tenga un uso excepcionalmente escaso.

4.1.2.2 Disposición de entradas y salidas

Dadas ya las medidas del terreno, se hicieron bosquejos con el propósito de establecer la mejor opción posible para obra civil, tal como excavación de bases, armaduras, fundición y demás; se partió de la figura 3 en la que se planteaba una medida de terreno de 25 x 30 metros, se estableció el área era escasa y que el diseño podría presentar faltas de seguridad. Partiendo de esto, se amplió el terreno a 30 x 30 metros y se comenzó a plantear lo relacionado a las entradas de 69,000 voltios, así como la salida en el mismo voltaje que debía haber de la subestación, lo cual permitía que la línea de transmisión fuera seccionada y continuara hasta Tubac, también debían salir inmediatamente, dos circuitos de 13,200 voltios para distribuir hacia el sur y norte a las cargas que ya tenían conectadas a través de otras compañías, dejando para el futuro una salida más, la cual será dedicada a los consumidores de los alrededores de la subestación; ver Figura 7, como complemento al planteamiento anterior se instalarían dos postes de concreto del lado sur para la entrada de la línea de alimentación de 69,000 voltios y la salida del circuito sur de distribución de 13,200 voltios.

Figura 7. Planta Preliminar 2 de Subestación.

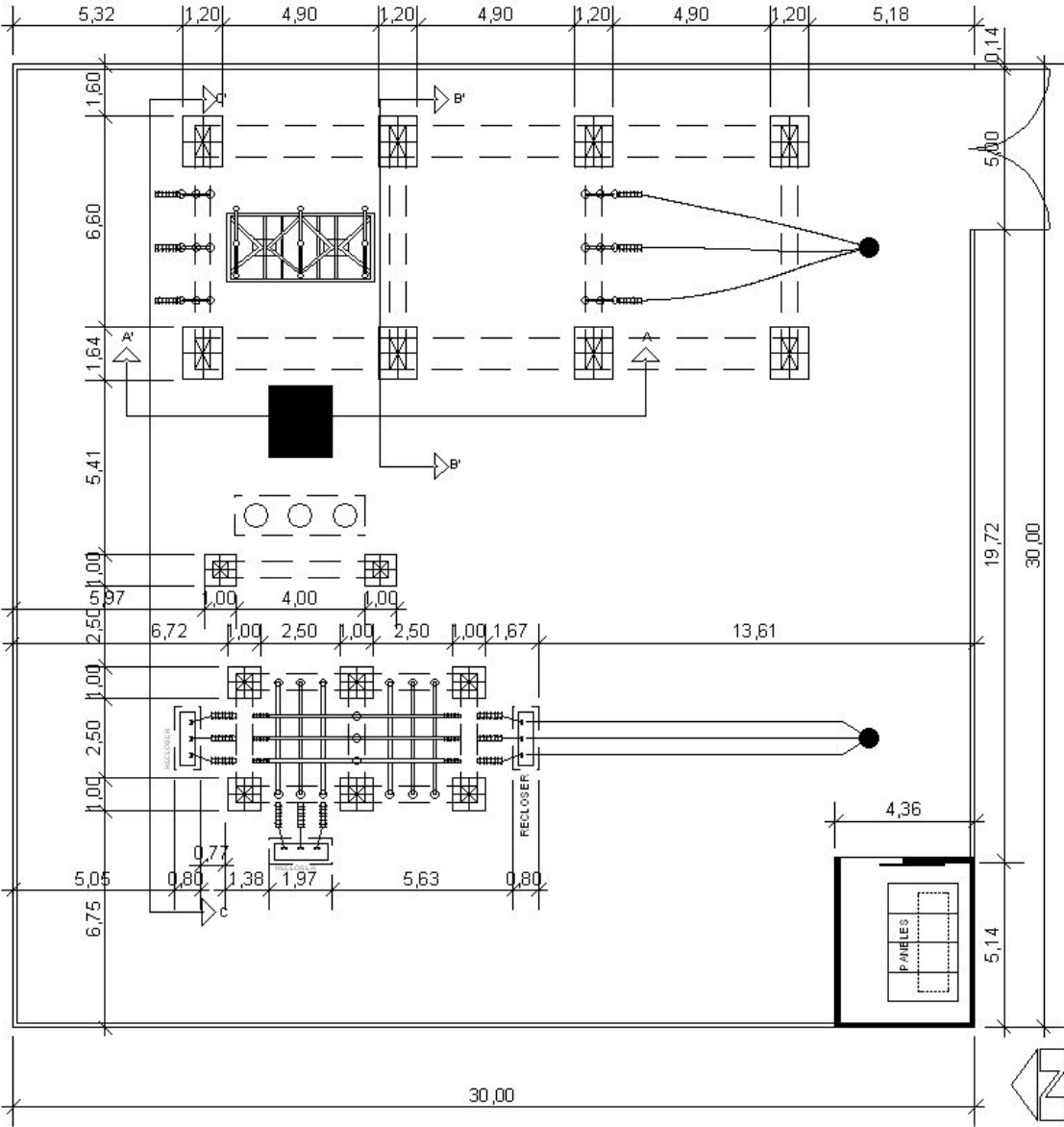


Figura 8. Sección A.

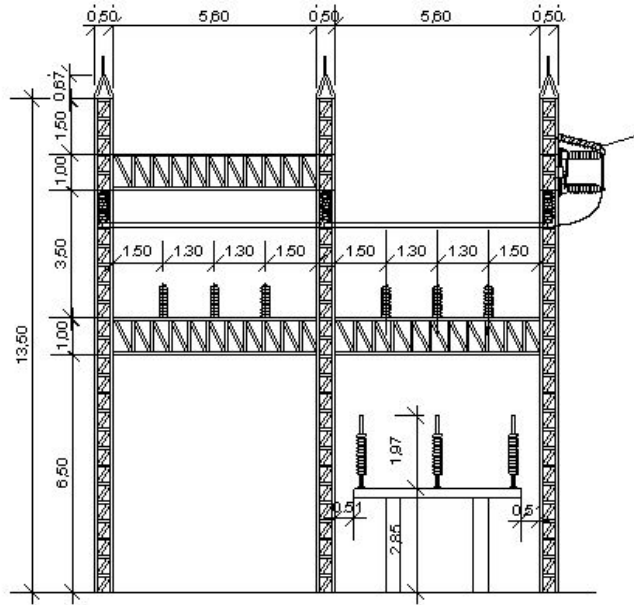


Figura 9. Sección B.

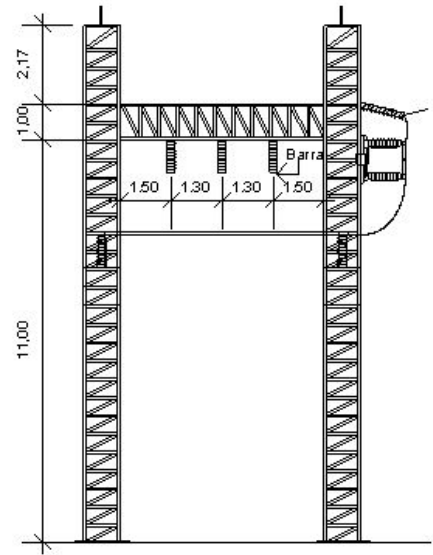


Figura 10. Sección C.

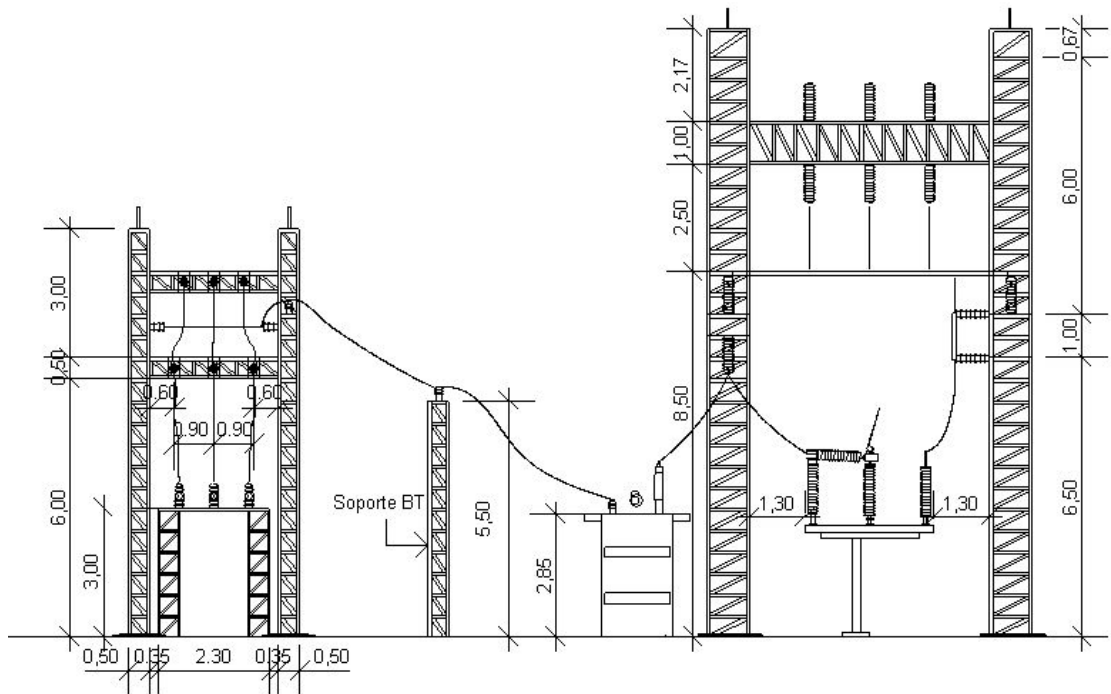
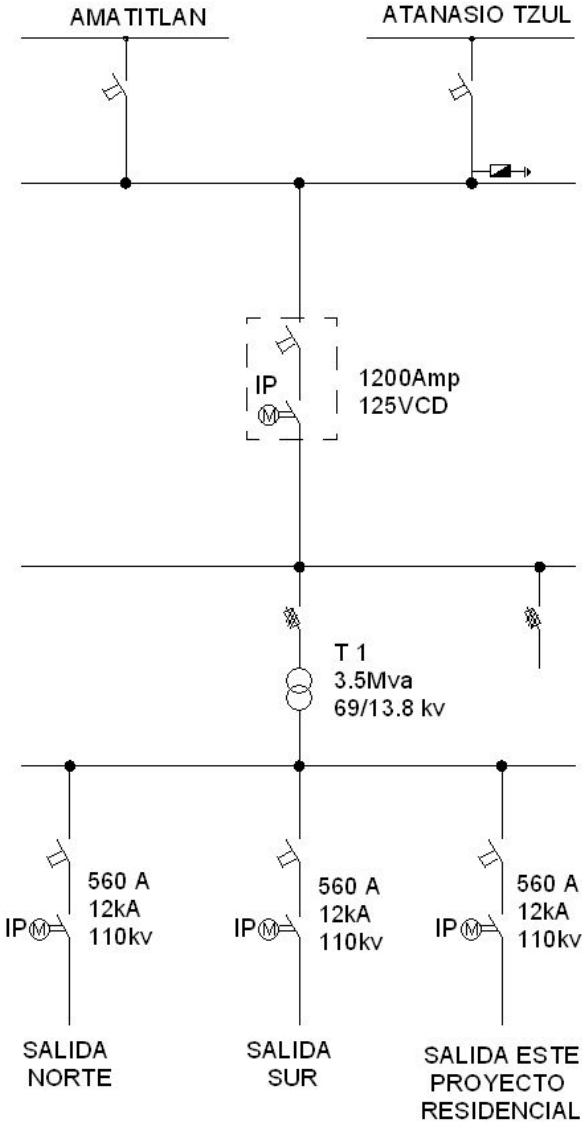


Figura 11. Diagrama unifilar de propuesta preliminar 2.



En el planteamiento de la Figura 7, se encontró que presentaba varios inconvenientes: primero, que la línea de 69,000 voltios pasaría sobre la línea de 13,200 voltios y que la línea de 69,000 voltios vendría en declive, ya que el pórtico de 69,000 voltios debía tener una medida de 13.50 metros de alto, lo cual está estandarizado para subestaciones, y la línea se debía recibir a aproximadamente 12 metros sobre el nivel del suelo. Esto representa una altura que puede interferir con el poste de la línea de distribución de 13,200 voltios y poca seguridad si se quería trabajar en el poste de salida ó en la línea de distribución, además de muy poca distancia y representar riesgo para el personal de mantenimiento e inducción entre ambas líneas.

En los circuitos que salían hacia el norte, tanto de 69,000 voltios como de 13,200 voltios, había suficiente espacio para que salieran de manera separada y después colocarse en un solo juego de postes que llevarían en la parte superior el circuito de transmisión de 69,000 voltios y en la parte inferior el circuito de distribución de 13,200 voltios.

Como alternativa se planteó que las salidas de la línea de distribución se hicieran con cable subterráneo URD para 15,000 voltios, se colocarán un conjunto de celdas de 15,000 voltios con interruptores adecuados para proteger la línea de 13,000 voltios y que posteriormente la línea de distribución se construyera aérea, ver Figura 12.

Figura 12. Planta preliminar 3 de subestación

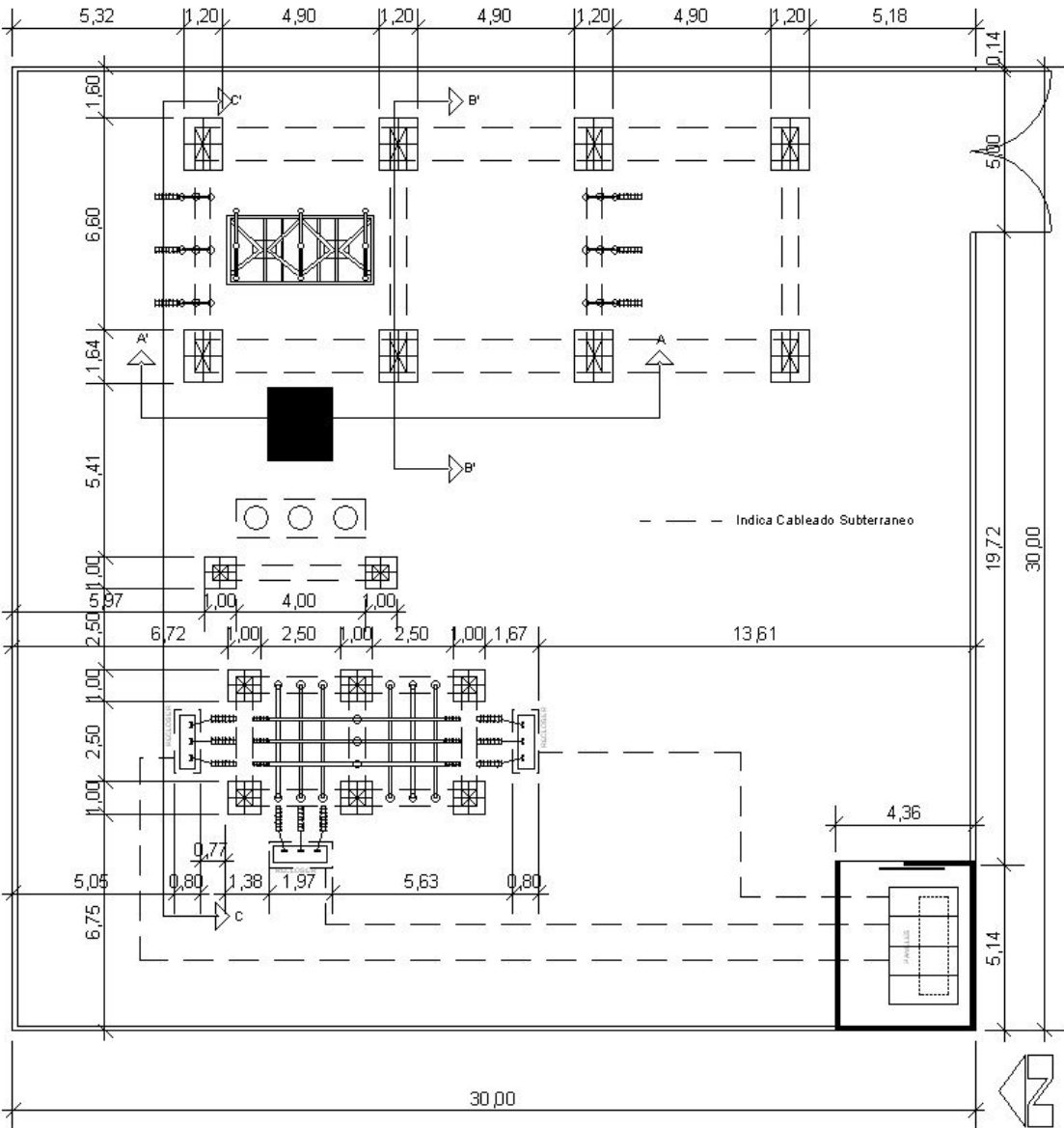


Figura 13. Sección A.

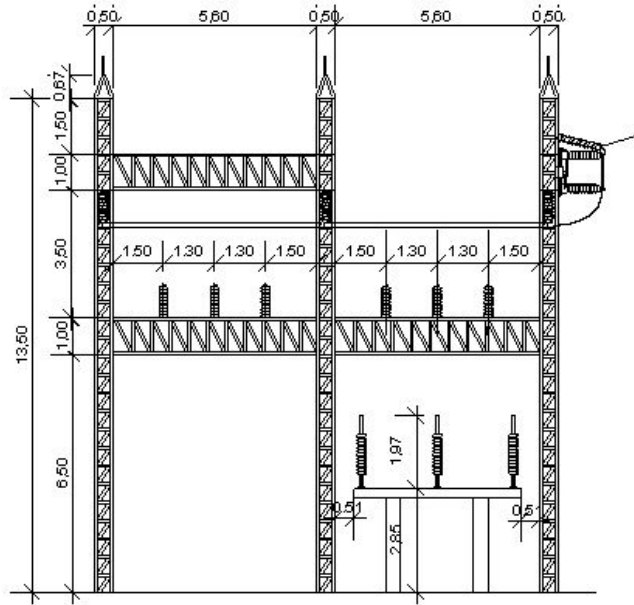


Figura 14. Sección B.

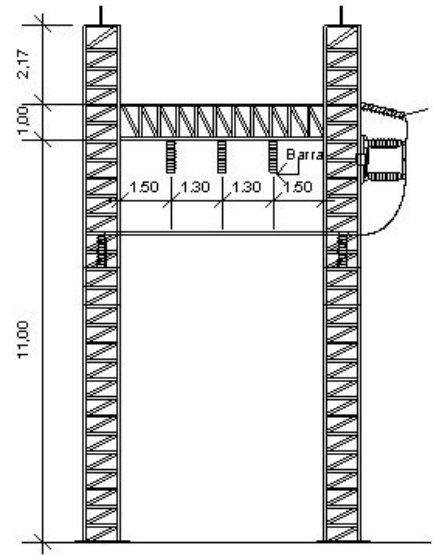


Figura 15. Sección C.

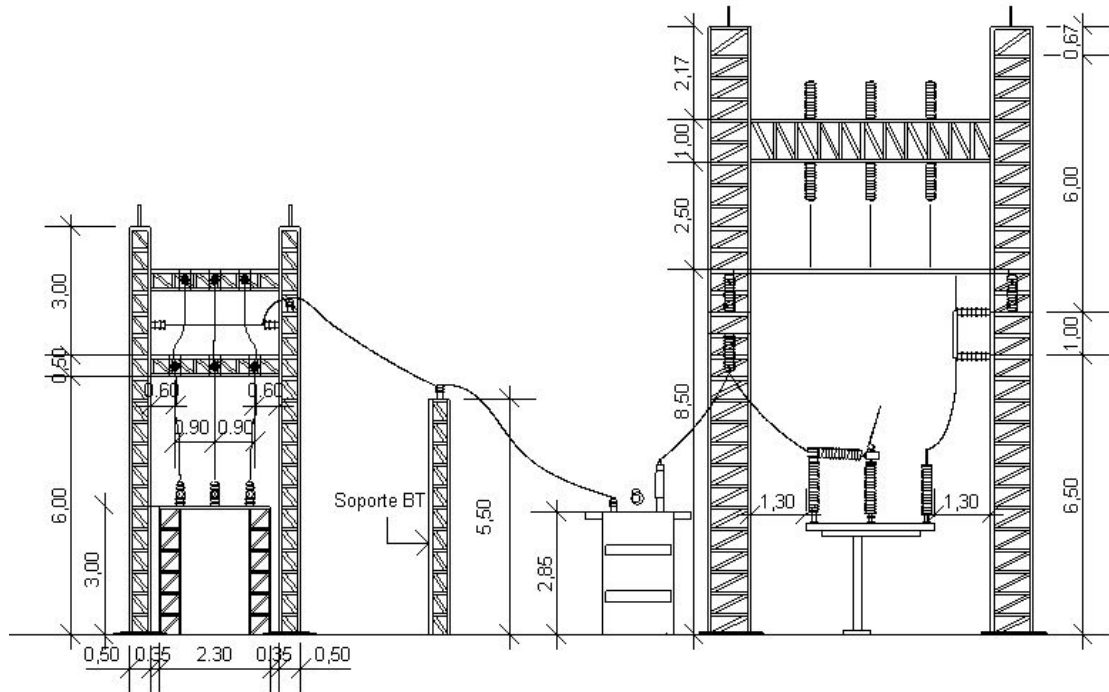
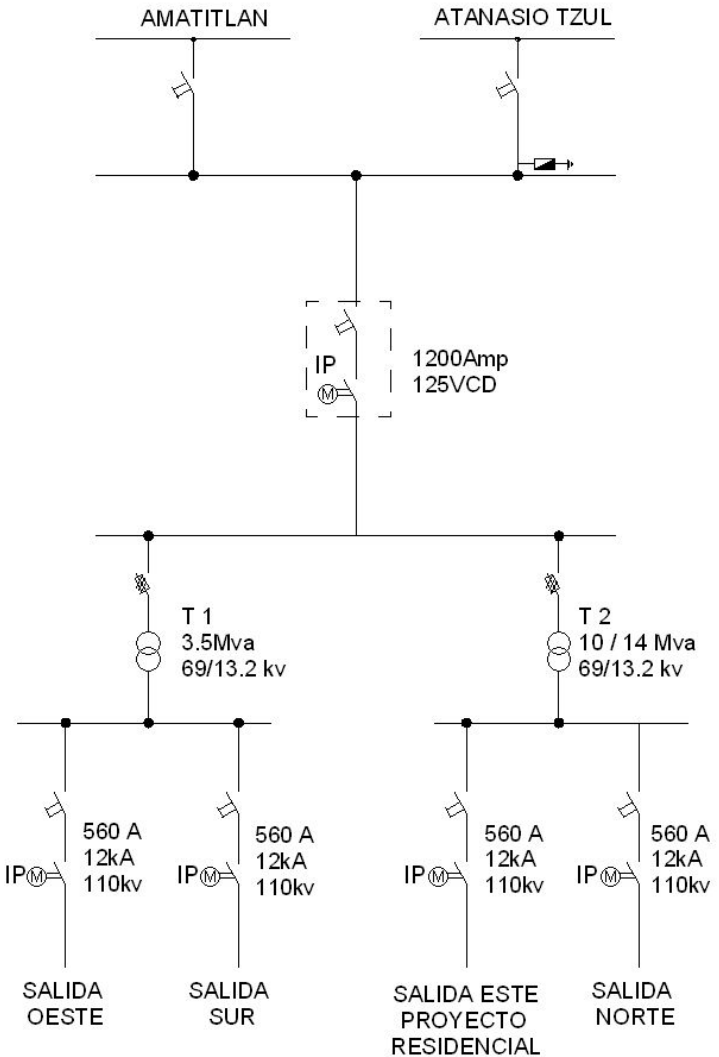


Figura 16. Diagrama unifilar propuesta preliminar 3.



Esta propuesta representaba un costo alto, ya que las líneas subterráneas requieren canalización apropiada con tubería galvanizada, así como las celdas de 15,000 voltios con interruptores para el mismo voltaje tienen un costo grande y por ende, el costo del proyecto se elevaba demasiado, ya que no se tenían en existencia celdas e interruptores de 15,000 voltios. Y como se recordará la política de la empresa fue usar el equipo y accesorios que se tuvieran como existencia para reducir el costo total de la subestación.

Después de analizar las ventajas y desventajas de cada esquema, se arribó a la figura 17, siendo la propuesta final, ya que reunió las condiciones siguientes:

1. La línea de transmisión de 69,000 voltios hacía un menor recorrido y tenía una longitud menor. Las distancias entre postes y estructuras de la subestación eran pequeñas y siendo éste el nivel de tensión más elevado era conveniente, ya que representa seguridad en su operación. El tramo de entrada de la estructura 201AN al pórtico de entrada de la subestación no excede los 50 metros. El pórtico de salida de 69,000 voltios de la subestación se hace en poste de concreto de 13 metros, clase 750 y es en línea recta.

2. La línea de distribución de 13,200 voltios sale totalmente aérea, lo cual significa un menor costo comparada con una salida subterránea, esto fue posible por medio de los dos postes de concreto que colindan con la pared sur de la subestación, marcados como poste I y poste II y que en cierta medida representan seguridad, ya que aunque se encuentra la línea a la altura reglamentaria de 8.50 metros, sirve como barrera por si alguna persona extraña trata de brincar y entrar a la subestación, trepando la pared que la circunda. En lo concerniente a la salida de 13,200 voltios hacia el norte, ésta se logra también aérea, en línea recta y hacia un poste de concreto marcado poste IV.

3. Como ampliación futura una salida en 13,200 voltios para la lotificación de los alrededores, así como el espacio para un pórtico de 69,000 voltios, mediante el cual se puede ampliar la línea de transmisión, también un espacio para poder colocar un futuro transformador de 69 kv/13.2 kv, así como una carrilera para poder poner una planta de emergencia y poder dar mantenimiento a la línea de 69,000 voltios.

4. Quedó una construcción de 2 niveles de 5 x 5 metros, la cual alberga en el primer nivel los bancos de baterías para el mando del equipo en uso y el segundo está disponible para una futura ampliación o como bodega para materiales y equipos necesarios en la subestación.

Figura 17. Propuesta final de subestación

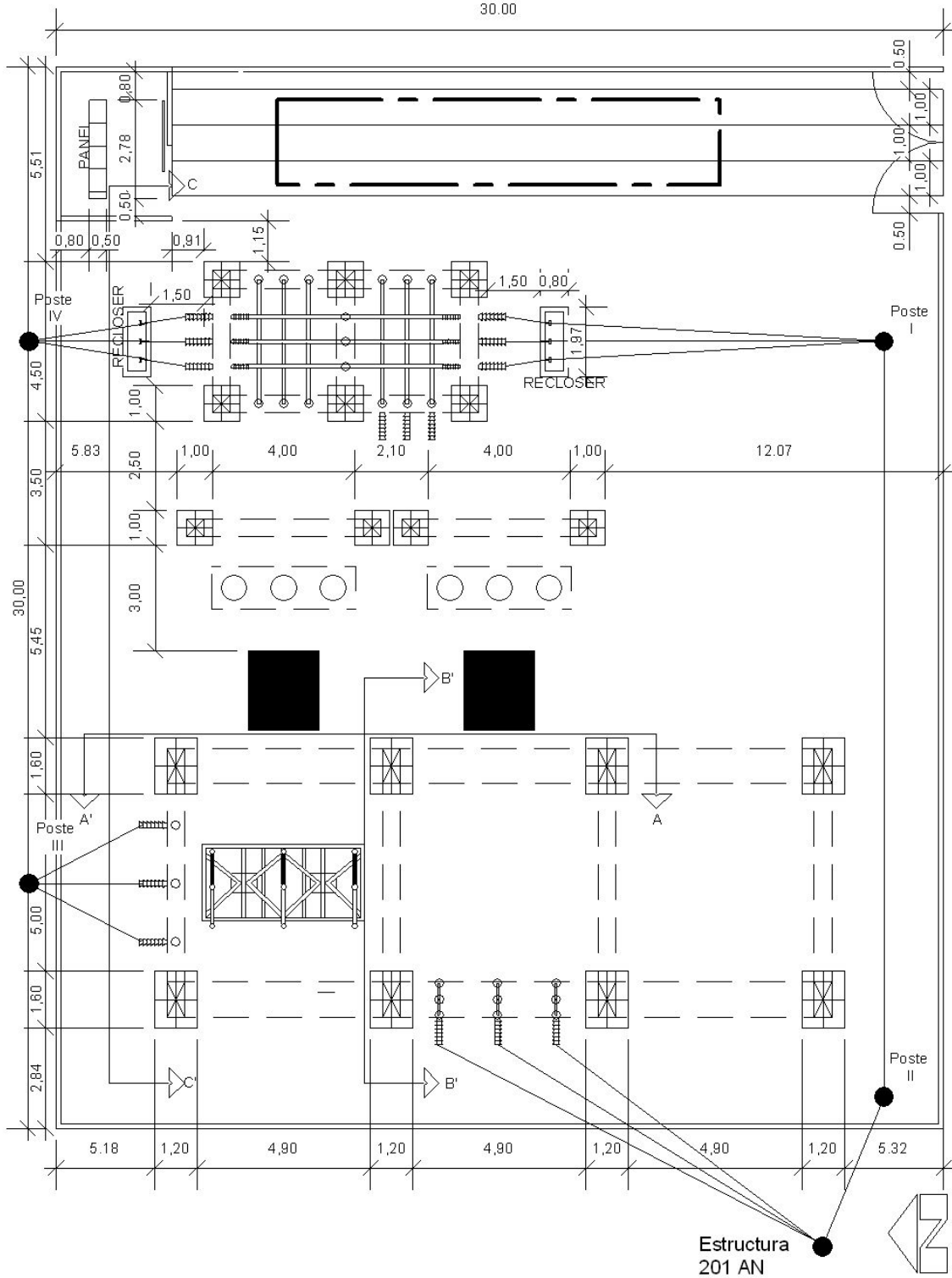


Figura 18. Sección A.

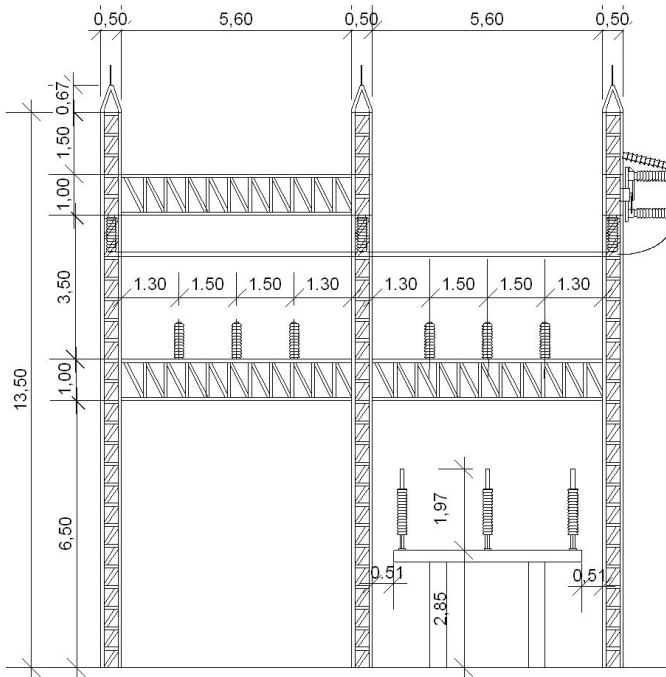


Figura 19. Sección B.

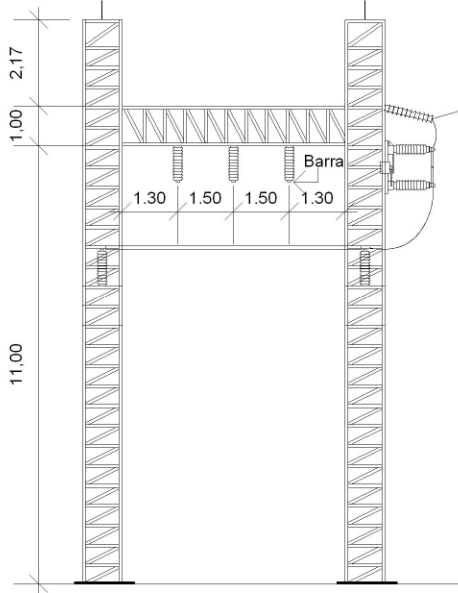
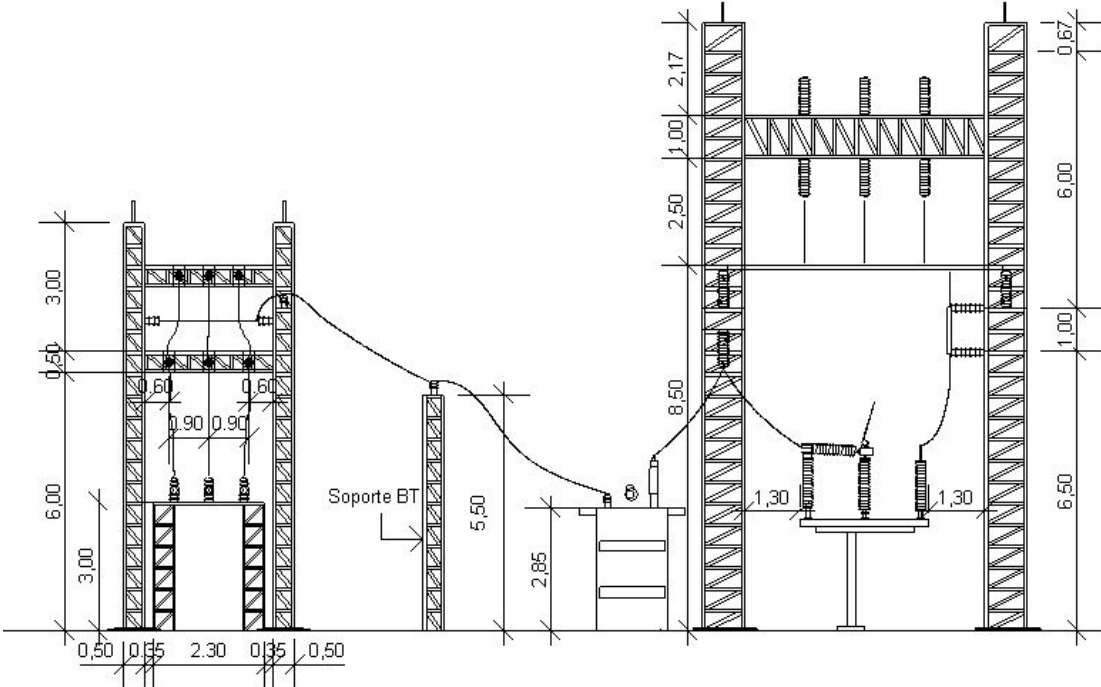


Figura 20. Sección C.



4.2.2. Transformadores

Una subestación eléctrica puede contar de uno a varios transformadores para su operación, dependiendo de los planes de uso y de diseño que se haya hecho; para la subestación se prevé en un plazo corto, se instale un segundo transformador mucho más grande para cubrir las necesidades que se pronostican en el área debido al comportamiento de desarrollo que se observa.

4.2.2.1 Número de unidades

La subestación eléctrica fue planificada para iniciar con un transformador de 3,500 KVA, cuyos datos se consignan a continuación:

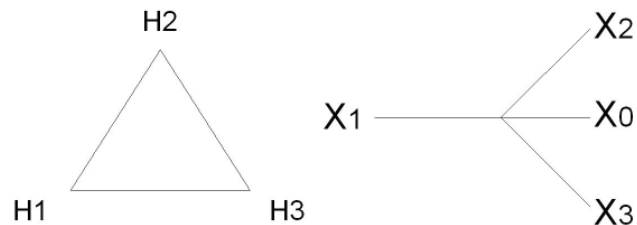
Tabla II. Datos de transformador

Marca Transformador: Westinghouse
Serie No. SHT-1447-0101
Potencia: 3500 KVA A 65 grados C
Número de fases: 3
Voltaje primario: 69,000 voltios
Voltaje secundario: 13,200Y/7,620 voltios
Frecuencia: 60 Hz
Nivel de impulso de prueba, onda completa (NBI ó BIL):
Alto voltaje: 350 kv
Bajo voltaje: 110 kv
Impedancia: 7.89% a 3,500 Kva.

Alto Voltaje

Voltaje	Amperaje	Tap.
72450	27.89	1
70725	28.57	2
69000	29.28	3
67275	30.03	4
65550	30.82	5

CONEXIÓN



Bajo Voltaje

13200 153.1

Como se puede observar en los datos de placa del transformador que se usó, lo mismo que sucede en muchos transformadores en la actualidad, el grupo de conexión viene dado con el diagrama vectorial ó de devanados del primario ó alto voltaje y el secundario ó bajo voltaje, lo cual va a determinar ciertas y determinadas características propias del transformador. Aquí, por el momento, se establece a partir de los datos de placa el grupo de conexión del transformador antes identificado.

Se entiende por conexión, la forma de entrelazar entre sí, los arrollamientos o devanados de las distintas fases del transformador, además que se conviene en utilizar las letras siguientes para conexiones de conjunto:

- Conexión Delta o triángulo: D ó d
- Conexión Estrella: Y ó y
- Conexión Zig Zag: Z ó z

Siempre la mayúscula para el primario y la minúscula para el secundario, recordando que la letra N o n está reservada para el neutral.

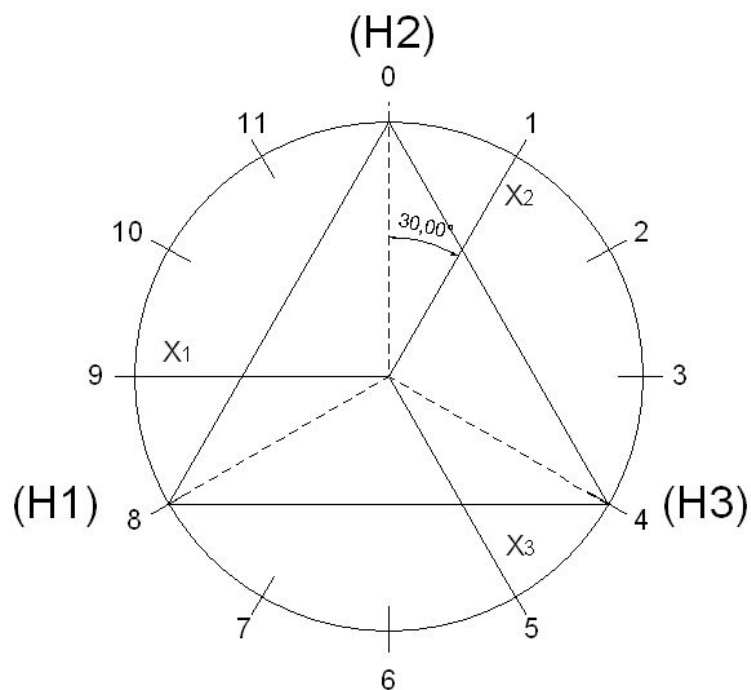
Para determinar el grupo de conexión del transformador, es necesario recordar en este momento, la teoría en la que se basa. Las conexiones utilizadas en la práctica están normalizadas y cada grupo de conexión se identifica con una cifra ó índice de conexión, la cual multiplicada por 30 grados, da como resultado el desfase en retraso que existe entre las tensiones del secundario respecto al primario, de la misma fase del transformador; en algunos textos es conocido como Índice horario.

Para establecer el grupo de conexión del transformador, lo hicimos de una manera práctica simple, trazamos un círculo como carátula de reloj, con la indicación de cada una de las horas en el lugar que le corresponde dentro del círculo, trasladamos la gráfica de la conexión primaria y secundaria de los arrollamientos dentro del mismo círculo, necesariamente como se indicó antes, el índice de conexión es un submúltiplo de 30 grados, los devanados o arrollamientos coinciden con las horas marcadas en el círculo. Debido a que la conexión primaria es Delta ó triángulo, se debe hacer una conexión aparente de una conexión estrella que corresponda a esos bobinados primarios, la cual se marcó con una línea punteada, facilitando esto la búsqueda del ángulo entre la fase correspondiente del lado de alta tensión y el de baja tensión. Se busca cuál de las fases representa de una manera fácil la determinación del ángulo, no necesariamente debe ser la fase A ó 1, sino puede en muchas ocasiones, representar mayor facilidad cualquiera de las otras, en nuestro caso fue la fase B o 2 la que lo representa, ya que ésta nos dio de una manera clara el ángulo entre el devanado secundario y el primario, el cual fue de 30 grados. De acuerdo a lo anterior y a la figura que sigue, nuestra conexión es:

- Primario: D
- Secundario: y

Grados de retraso entre arrollamiento secundario y arrollamiento primario = 30 grados, por lo que $30/30 = 1$, más tomando en cuenta que el secundario tiene neutral, nuestro grupo de conexión fue Dyn1

Figura 21. Determinación del grupo de conexión del transformador trifásico WESTING HOUSE 35,000 Kva., 69,000/13,200 Voltios, 60 Hz., Serie SHT-1447-0101



Otro dato contenido en la placa de identificación del transformador y que es importante es el identificado como NBI ó BIL (Basic Impulse Level), el cual está dado para el lado de alta tensión en 350 Kv y para el lado de baja tensión en 110 Kv, sabemos que este valor está dado para los bobinados y los aisladores pasa tapas del transformador, es necesario recordar que siendo éste un transformador sumergido en aceite, el bobinado no tiene contacto con la atmósfera por lo que el NBI del bobinado es independiente del ambiente y de la altura sobre el nivel del mar, por lo que tanto para el devanado primario como secundario se aplican los valores dados en placa del transformador.

Lo que sucede con los bobinados o devanados primario y secundario, no ocurre con los aisladores pasatapas, ya que éstos si están en contacto con el ambiente y dependen de la altura sobre el nivel del mar en que se instale el transformador, las condiciones atmosféricas afectaran los mismos por lo que se debe tomar en cuenta los factores de corrección del nivel de aislamiento de acuerdo a la altura en que se encuentren instalados.

Tabla III: Corrección del nivel de aislamiento externo de los aparatos para altitudes mayores a 1,000 metros

Altitud m.	Factor de corrección del nivel de aislamiento
1000	1.00
1200	0.98
1500	0.95
1800	0.92
2100	0.89
2400	0.86
2700	0.83
3000	0.80
3600	0.75
4200	0.70
4500	0.67

Fuente: Diseño de subestaciones eléctricas. Martín, José Raúl, Pág. 23, tabla 2.3

De acuerdo a lo anterior, para el pasatapas o aislador tipo bushing pasatapas primario, el NBI es 350 kv pero al aplicar el factor de corrección por altura de instalación, que en nuestro caso es 1200 msnm, nos daría $350 \times 0.98 = 343$ kv, lo cual se puede ver que de presentarse una tensión de este nivel de arqueo, se dará en los aisladores primarios del transformador y no en los bobinados del mismo. De manera similar se puede hacer la apreciación en el lado de baja tensión, ya que aquí el valor es de 110 kv, por lo que al obtener el valor aplicando el factor de corrección nos daría $110 \times 0.98 = 107.8$ kv, nuevamente conveniente, ya que el arco se daría en los aisladores pasatapas y no en el bobinado, además esto nos indica que los pararrayos o apartarrayos y las protecciones instaladas, su NBI deben ser menores a los calculados aquí, tanto en el lado de alta tensión, como en el de baja tensión.

Se dejó previsto para el futuro el pórtico y su respectivo espacio para un transformador más grande, el cual cubra las necesidades que se pensó prevalezcan en la zona; este transformador futuro podría ser uno de potencia 10/14 mva; el cual debería tener ventilación forzada para llegar a la potencia máxima de 14 mva, ya se sabría además que el voltaje primario de operación sería 69,000 voltios, voltaje secundario de 13,200 voltios, trifásico, 60 Hz, sumergido en aceite, tipo subestación.

4.2.2.2 Capacidad de cada unidad

La capacidad de la unidad inicial de la subestación es 3,500 Kva., con tensión nominal primaria de 69,000 voltios, 60 Hz, sumergido en aceite, NBI primario de 350 kv, tensión secundaria de 13,200 voltios, NBI Secundario de 110 voltios, Impedancia de 7.89% a 3,500 Kva. y conexiones primarias Delta y secundaria estrella.

Se dejó previsto para el futuro la instalación de un segundo transformador que se estableció de tipo similar al instalado inicialmente, sólo que de potencia 10/14 Mva, voltaje primario 69,000 voltios, 60 Hz., el NBI primario podría ser igual al inicial, de 350 Kv, voltaje secundario de 13,200 voltios, conectado en Estrella, con NBI secundario similar al inicial de 110 Kv, tipo subestación sumergido en aceite.

Para poder instalar algún otro transformador en la subestación, se tendrían que hacer cambios bastante drásticos que permitieran su instalación y puesta en servicio, por lo que se consideró que el número máximo de unidades sería 2, tal como se describió antes.

Tabla IV. Resumen de número de unidades

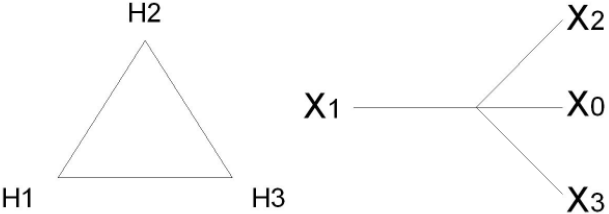
Inicial:	1 de 3,500 Kva., 69,000/13,200 y 7620 Clase 0A
Futura:	1 de 10/14 Mva, 69,000/13,200 y 7620 Clase FOA

4.2.2.3 Tensiones de transformación

En los párrafos anteriores 4.2.2.1 Número de unidades y el 4.2.2.2 Capacidad de cada unidad, ya se mencionó la tensión nominal primaria de 69,000 voltios y la tensión nominal secundaria de 13,200Y/7620 voltios más en este punto también es bueno hacer un pequeño análisis del significado, ventajas y desventajas del grupo de conexión Dyn1, y ya que el transformador se tenía en existencia para esta subestación, llegar a establecer si era el adecuado para el trabajo que se le pondría a realizar.

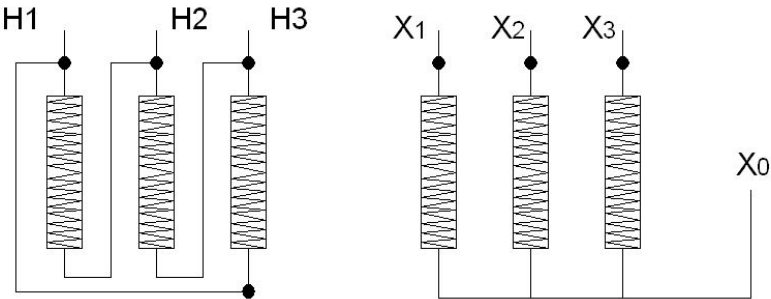
Recordemos que la conexión Dyn1 fue establecida en base a la placa de datos del transformador, la cual en la parte de la conexión tenía la figura siguiente:

Figura 22. Conexión primaria delta



La conexión anterior corresponde en términos de bobinados o arrollamientos primarios y secundarios a la siguiente figura:

Figura 23. Bobinados primarios y secundarios

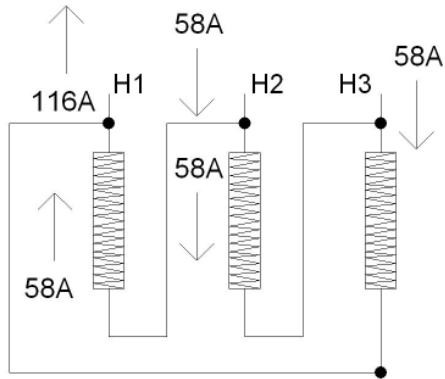


Un examen a la conexión trifásica de transformadores Dy, nos llevó a establecer que es ideal para subir voltaje (step up), así como para bajar voltaje (step down); cuando se usa para subir voltaje (step up), el devanado o bobinado de alto voltaje es el bobinado conectado en Estrella y cuando se utiliza para bajar voltaje (step down) el devanado de baja tensión es generalmente el conectado en estrella; en este último caso se aplica para tener un neutro para poder aterrizar a tierra en el sistema de distribución, lo cual contribuye a aislar las corrientes de secuencia cero.

En esta conexión se eliminan los voltajes que resultan de la tercera armónica, ya que la corriente magnetizante de la tercera armónica se queda en circulación dentro del bobinado conectado en delta del primario. A este punto si es necesario apuntar que el aislamiento del neutro debe ser el 100%, ya que la corriente que puede llegar a circular por él puede igualar a la de cualquiera de las fases.

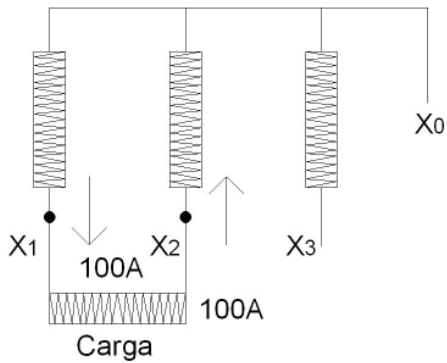
El grupo de conexión Dy es muy bueno para carga desequilibradas, ya que los flujos magnéticos se compensan en las columnas del núcleo del transformador, como ejemplo de cargas desequilibradas, podemos tener dos casos: asumimos para los ejemplos una relación de transformación 1:1 para nuestra comodidad y para simplificar los cálculos. Caso 1: carga desequilibrada de 100 amperios entre las fases X1 y X2, lo cual va a producir un reparto de corrientes en el primario, de acuerdo a la figura siguiente:

Figura 24. Reparto de corrientes – Caso 1



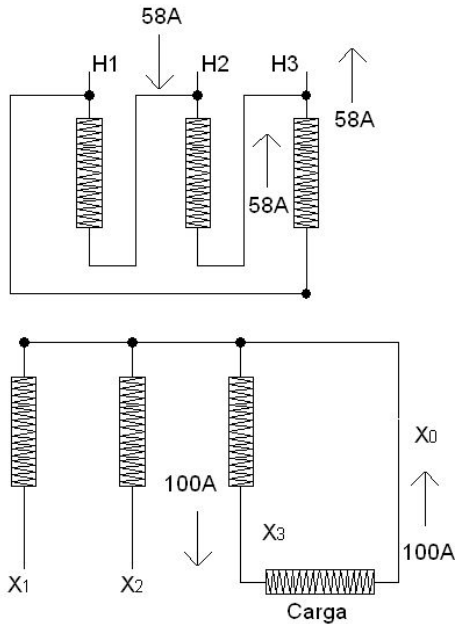
Reparto de corrientes en los bobinados de un transformador trifásico, conexión Dy, con carga desequilibrada entre dos fases secundarias X₁ y X₂.

Fuente: Transformadores/Convertidores
Pedro Dagá y Colaboradores.
Enciclopedia CEAC. Pag. 145



Caso 2: Carga desequilibrada de 100 amperios entre una fase y neutro, lo cual produce un reparto de corrientes:

Figura 25. Reparto de corrientes – Caso 2



Reparto de corrientes en los bobinados de un transformador trifásico, conexión Dy, con carga desequilibrada entre dos fases secundarias X₃ y neutro X₀.

Fuente: Transformadores/Convertidores
Pedro Dagá y Colaboradores.
Enciclopedia CEAC. Pag. 145

Todo el análisis anterior, nos indica que el transformador, debido a su grupo de conexión, es el conveniente para el trabajo que va a efectuar esta subestación, siendo uno de los propósitos la distribución de energía eléctrica para colonias residenciales, en donde se puede tener desequilibrios de cargas. En la planificación de las redes eléctricas dentro de los proyectos habitacionales siempre se trata de dejar lo mejor balanceadas las cargas de cada fase, es algo muy difícil de lograr, por lo que un transformador con bobinado secundario, en este caso de 13,200 voltios, conectado en estrella es lo más conveniente. Además de los otros aspectos a favor que se presentaron anteriormente, como los voltajes debidos a la tercera armónica.

4.2.3 Líneas de transmisión y distribución

En esta parte se trata con líneas de transmisión y distribución, ya que la alimentación es en 69 Kv, que es un voltaje de transmisión y las salidas en 13.2 Kv, que son voltajes de distribución.

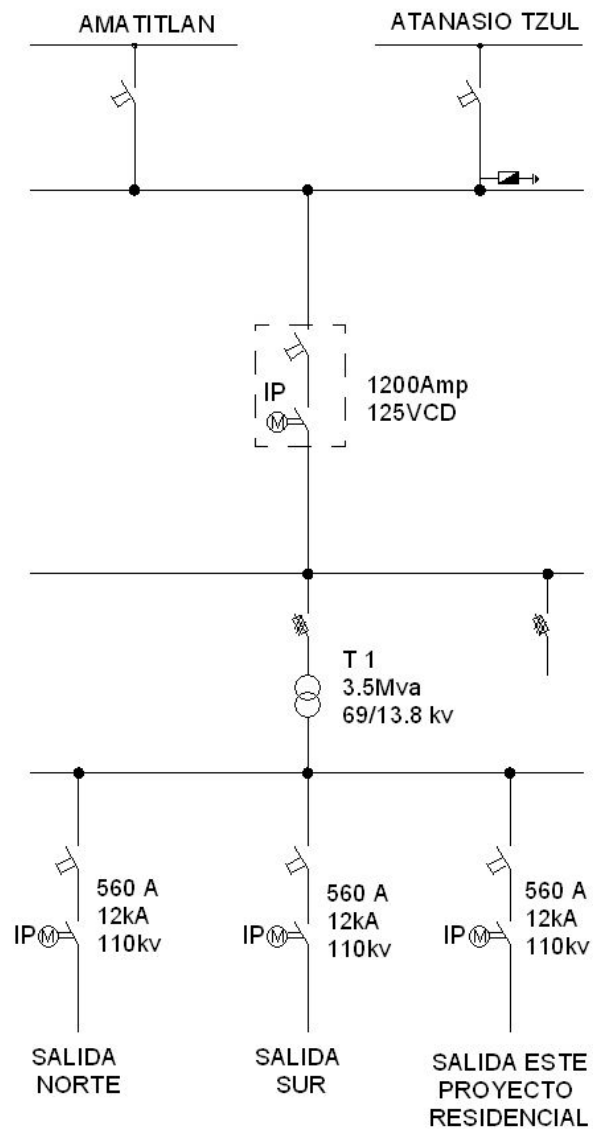
Durante las reuniones de coordinación de trabajos, se discutieron las alternativas que se debían presentar para las salidas de líneas de distribución de la subestación, para que en el futuro los cambios que se hicieran fueran los menos posibles y hubiera mas versatilidad en las salidas, ya que la alimentación era una sola y por el momento y a corto plazo, no existía ninguna otra posibilidad de alimentación a la subestación.

Para el equipamiento y salidas de líneas eléctricas de la subestación, se presentaron las alternativas siguientes.

ALTERNATIVA 1

Consta de alimentación en 69,000 voltios, los cálculos de cables, corrientes y potencias se darán en los párrafos posteriores; en lo referente a salidas, se tiene una salida de en 69,000 voltios y dos más en 13,200 voltios, con el equipamiento del transformador inicial de 3,500 Kva., tipo 0A, el cual puede ser reemplazado en un futuro por otro transformador, ver figura 26.

Figura 26. Diagrama unifilar preliminar 1

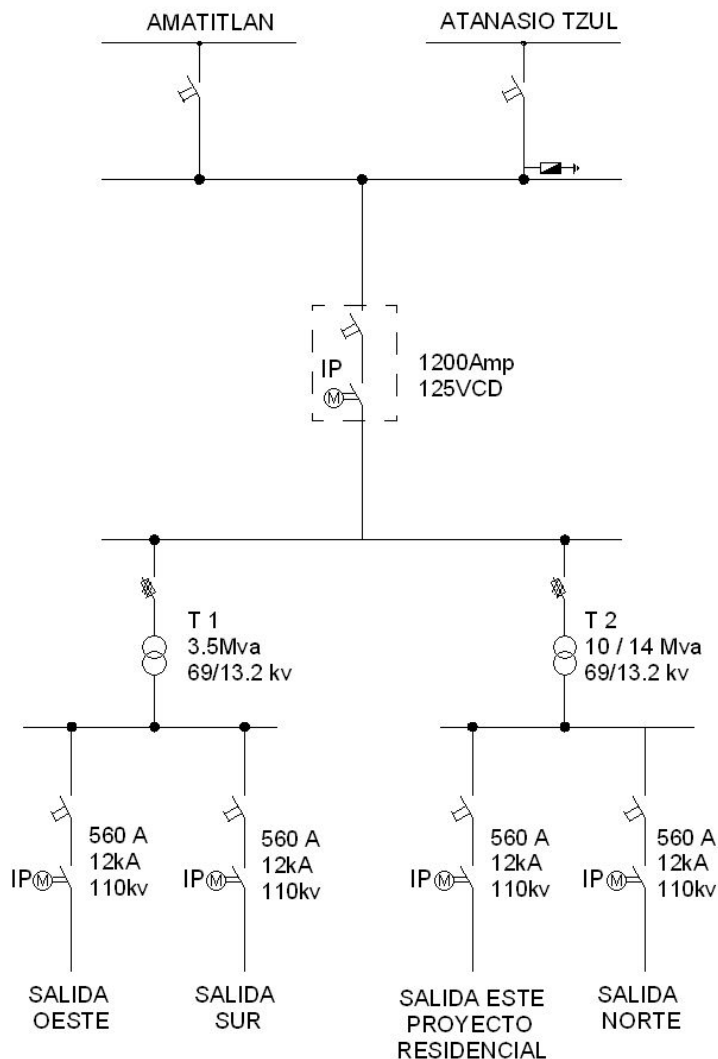


Se tiene prevista una salida futura, identificada como salida Este ó Proyecto Residencial, ver figura anterior.

ALTERNATIVA 2:

La alimentación no varía, una entrada en 69 Kv y una salida en 69 Kv, las que varían un poco son las salidas en 13.2 Kv, ya que se considera dejar la instalación inicial del transformador de 3,500 Kva. con dos salidas en 13,2 Kv hacia el sur y el oeste y usar el pórtico y espacio que se dejó previsto en la planificación, para instalar un segundo transformador de 10/14 Mva (tipo FOA) para dos salidas de 13.2 Kv hacia el norte y el éste, ver Figura 27.

Figura 27. Diagrama unifilar preliminar 2



De las dos alternativas presentadas, la única que se tomó en cuenta para la ejecución inmediata fue la alternativa 1, ya que debido a las cargas actuales y la disponibilidad de equipo, ésta era la ejecutable en un corto plazo.

4.2.3.1 Números de circuitos de entrada y tensión nominal (kv)

El circuito de entrada es único, proviene de una línea del mismo consorcio que pasa por el lugar, es una línea de 69,000 voltios, que por el momento tiene una longitud de 34.5 Km, que principia en el municipio de Amatitlán y toma por lo que era la línea del ferrocarril, llegando hasta la ciudad capital a la Calzada Atanasio Tzul y 20 calle de la zona 12, en donde es la alimentación de una subestación que pertenece a COMESUR. La única posibilidad, actualmente, de una segunda alimentación para esta subestación sería únicamente de una línea de igual tensión que es propiedad de TRELEC y que recorre de manera paralela por la línea férrea, por lo que sería necesario algún convenio comercial entre ambas compañías para lograr una segunda entrada, aunque esta vez no es una posibilidad que haya quedado contemplada.

4.2.3.2 Número de circuitos de salida y tensión nominal kv

Lado de alta tensión = 69 kv

Se mencionó antes que la entrada es una línea de 69,000 voltios; la cual pasaba por el área, por lo que la salida es la misma línea de 69,000 voltios, se aprovechó a seccionar la línea con el propósito de que en una eventual emergencia o mantenimiento, parte de la línea pueda quedar en operación, en este caso sería la parte sur de la misma, la cual abarca 19 kilómetros del municipio de Amatitlán a Villa Canales.

También esto representa una facilidad en caso de una avería, por lo que se instaló un seccionador de línea dentro de los planos de la subestación, los datos del mismo se proporciona a continuación.

Tabla V. Datos de cuchilla seccionadora para 69,000 voltios

Marca:	Cleveland/Price Inc.
Tipo:	RL-C, disconnecting switch
Kv nominal:	69,000 voltios, máx. 72,500 voltios
Intensidad continua:	1,200 amperios
Intensidad momentánea:	61.000 amperios
Nivel de Impulso Básico (BIL):	350 kv
Número de serie:	02L1506-0101
Estilo:	C104A100G17
Diagrama:	C104A100G17

La cuchilla seccionadora fue puesta dentro del pórtico de salida de la línea de 69,000 voltios.

Lado de baja tensión = 13.2 kv

Las salidas que se instalaron y pusieron en servicio de manera inmediata fueron dos, una hacia el sur y una hacia el norte, ya que como se mencionó existían clientes de COMESUR conectados a líneas de otras compañías proveedoras de electricidad, ambos circuitos son en 13.2 kv, para que existiera una mejor facilidad en su operación, les fue instalado en el pórtico de salida del circuito sur y circuito norte, un interruptor de recierre (recloser), el cual brinda la comodidad que en caso de algún evento fortuito en la línea pero el cual no permanezca por un largo tiempo, el circuito se vuelve a conectar por sí mismo mediante esta facilidad, pasado el número de veces que están programados en los interruptores de recierre y si la falla persiste, entonces el interruptor se queda abierto y se debe revisar primero el circuito eléctrico antes de volverlo a cerrar. Los datos de los interruptores de recierre (recloser) son los que a continuación se consignan:

Tabla VI. Recloser Abb Power T&D Company Inc.

TYPE YR 35 Recloser Serial No. 502L222R3LM S.O. 51 PC-14AE051-0000 60 Hz, 560 Continuous Amps kv Range Factor: K Rated short-ckt Amp = 12,000 Fw impulse withstand kv = 110 Rated inter time cycles = 2.5 Closing control voltage = 48 VDC Diagram No. 1B09031 Instruction Book: 38-750-1

En lo relativo a una salida futura, se planificó, como mínimo, una hacia el éste ó también conocida como salida para proyecto residencial, la cual tendría características similares a las anteriores, 13.2 kv, recloser y todas las facilidades para que sea implementada en un futuro.

4.2.3.3 Calibres de conductores y números de conductores por fase para circuitos de entrada y salida

Debido a la forma física de construcción y las normas vigentes en Guatemala, para la construcción de líneas de transmisión y distribución contenidas en la Resolución CNEE No. 47-99, Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución – NTDROID, tanto los circuitos de entrada como de salida se cablearon con un conductor por fase, por lo que para poder adecuar las potencias requeridas en cada circuito, se debió escoger el calibre del cable adecuado.

Circuito de entrada: Este estaba condicionado al calibre y tipo de cable que tenía la línea de transmisión de 69 Kv, utilizándose el mismo cable ACSR 477 HAWK, el cual tiene 26 hilos de aluminio reforzado y 7 hilos como alma de acero aluminizado, que hacen un total de 33 hilos, tiene un diámetro total de 22.42 mm., peso de 1045 kg/km., 10613 kgf de carga a la ruptura y una resistencia de 0.109 ohms/km.

Circuitos de salida:**Lado de alta tensión:**

Debido al seccionamiento de la línea en la subestación fue necesario el cableado de 69 kv tanto en la alimentación como en la salida con el mismo tipo y calibre de cable.

Lado de baja tensión:

Circuito Norte: Este fue cableado de acuerdo a los requerimientos de carga y distancia a la misma; de manera que brinde un servicio de calidad, cable ACSR 266.8 PARTDRIGE, el cual tiene 26 hilos de aluminio reforzado y 7 hilos de acero aluminizado, que hace un total de 33 hilos, con un diámetro total de 16.30 mm, 520.6 kg/km de peso, una carga a la rotura de 4.900 kgf. y una resistencia eléctrica de 0.2023 ohms/km.

Circuito Sur: También cableado tomando en cuenta la menor distancia y potencia de la carga, con cable ACSR 4/0 PENGUIN, el cual tiene 6 hilos de aluminio reforzado y 1 hilo de acero aluminizado, que hace un total de 7 hilos, con un diámetro total de 14.31 mm, un peso de 412.2 kg/km, una carga a la ruptura de 3486 kfg y una resistencia eléctrica de 0.2925 ohms/km.

Circuito Este: Sólo se dejó planificado ya que será ejecutado en el futuro. Se prevé que puede ser cableado de manera similar del circuito norte con cable ACSR 266.8 PARTRIDGE, por la carga de la que se tenían datos.

4.2.3.3 Capacidad de potencia y corriente en cada circuito, de acuerdo a calibre y número de cables

Se estableció que todos los circuitos tanto de entrada como de salida están cableados con un solo conductor, así como el tipo y calibre de conductor escogido para cada uno, por lo que aquí calcularemos la potencia trifásica que provee cada salida de acuerdo a las condiciones establecidas.

Lado de alta tensión:

Entrada y salida en cable ACSR 477 HAWK, por lo que de acuerdo a tablas para este tipo de cable se establece la corriente siguiente:

669 amperios a nivel del mar, por lo que estando a 1,200 msnm y tomando en cuenta que el cable puede ser afectado por el ambiente, se podría aplicar el factor de corrección usado en el NBI, entonces tendríamos:

$669 \times 0.8 = 666.62$ Amperios, equivale a 78.35 Mva de potencia que puede transportar este cable.

Como se puede observar en la cuchilla seccionadora (interruptor de seccionalización) instalado dentro de la subestación, no se tiene ningún problema con la conducción de la potencia, ya que su capacidad de conducción de manera continua es de 1,200 Amperios, lo que da como resultado 144 Mva. Más se debe tomar en cuenta este dato para el diseño de las barras colectoras que se instalan dentro de la subestación, para que tengan la capacidad de poder transportar esta potencia.

Lado de baja tensión:

Los cálculos del lado de baja tensión se presentan en una tabla, de acuerdo al cable utilizado y con el factor de corrección por altura, a continuación:

Tabla VII. Resumen de amperajes y potencias en circuitos de salida en 13.2 kv

Circuito	Cable ACSR	Corriente Amperios	Factor Corrección	Potencia Mva
Norte	266.8	465	0.98	10.42
Sur	410	402	0.98	9.01
Oeste Futuro				
Este	266.8	465	0.98	10.42

Se observó que las potencias que podrían transportar las líneas de los circuitos que iban a estar en uso inmediato son de 19.43 Mva y si a eso se sumaba el circuito futuro (Circuito éste o salida Residencial), esta suma es de 29.85 Mva, sobre la base de lo anterior no existe ningún inconveniente para sustituir el transformador de 3.5 Mva de uso inmediato, por un transformador futuro 10/14 Mva, ya que las líneas con un solo conductor están capacitadas para transportar la potencia total instalada del transformador, más aún, en el caso que se implantara la alternativa 2, en la que se usan ambos transformadores sería de 13.5/17.5 Mva y las líneas de salida en 13.2 Kv estarían en la capacidad de transportar toda la potencia instalada en la subestación. Para datos sobre cables ACSR consultar el anexo III, al final de este trabajo.

Se había mencionado que en las salidas de los circuitos en 13.2 Kv, norte y sur se instalaron interruptores de recierre (reclosers), por lo que se hace necesario ver que la potencia que puede transportar cada uno de estos interruptores, es de 12.8 mva, por lo que no se vio ningún inconveniente en este caso, ya que las potencias máximas de las líneas de salida son menores a la potencia de trabajo de los interruptores de recierre, lo que sí se debe tomar en cuenta, igual que en el caso de alta tensión, es en las barras colectoras dentro de la subestación, esto se verá en el inciso 4.2.4.2 -Disposición constructiva de alta y baja tensión.

4.2.4 Arreglos de la subestación

Se han mencionado los componentes de la subestación, tales como transformadores, interruptores, seccionadores, líneas de entrada y salida y demás, aquí se enfatizará sobre la ubicación de cada uno de estos componentes y los que adicionalmente se hayan puesto para la implementación y funcionamiento de la subestación.

La implementación física de estos componentes, así como el cálculo de distancias mínimas de barras colectoras y de sus soportes tendrán especial atención en lo sucesivo. Se hace una comparación entre potencias del transformador inicial y futuro y la capacidad de las líneas de transmisión de la energía de manera adecuada y eficaz.

Los circuitos de mando y control son tópicos de esta sección, los que son claves para la seguridad en la operación de los componentes de la subestación.

4.2.4.1 Disposición constructiva física

Para principiar la ubicación de los diferentes componentes de la subestación eléctrica, es necesario hacer el cálculo de las distancias mínimas requeridas entre fases y fase-tierra en ambos lados de tensión. A este punto debemos definir un término que se hace necesario en nuestros cálculos, la tensión crítica de flameo, TCF.

TCF = Es la tensión obtenida en forma experimental, que presenta una probabilidad de flameo del 50%

Fuente: Libro Diseño de Subestaciones Eléctricas, Martín, Raúl, UNAM, 2ª. Edición, 2000

También se hace necesario conocer las distancias mínimas de NO FLAMEO, las cuales se dan en la tabla siguiente.

Tabla VIII. Distancias mínimas de no Flameo

Tensión máxima entre fases del sistema kv	Nivel de aislamiento al Impulso kv	Distancia mínima a tierra a menos de 1000 cm.
3.6	45	6
7.2	60	9
12	75	12
17.5	95	16
24	125	22
36	170	32
52	250	48
72.5	325	63
100	380	75

Fuente: Tabla 2.7, página 30, Diseño de Subestaciones Eléctricas, Raúl Martín, UNAM, 2ª. Ed., 2000

De manera práctica y de acuerdo a las normas VDE y CEI, recomienda que la distancia mínima entre fases sea 15% mayor que la distancia mínima a tierra, además recomiendan que para barras colectoras flexibles se multiplique por un factor entre 1.8 y 2.0 la distancia mínima a tierra, considerando 1.8 para claros menores a 40 metros de longitud y 2.0 para claros mayores a los 40 metros de longitud.

4.2.4.2 Disposición constructiva de alta y baja tensión

Alta Tensión:

Para 69 kv y tensión máxima de diseño de 72.5 kv, obtendríamos de la tabla anterior

Distancia mínima de fase a tierra = 63 cm.

Distancia corregida de acuerdo a regla práctica = $63 + 63 * 0.15 = 72.75$ cm, aprox. 73 cm.

Lo anterior nos indicaría que las distancias entre fases y a tierra serían:

Distancia fase a tierra = 63 cm.

Distancia entre fases = 73 cm.

En el caso de las barras colectoras de la subestación, se hicieron mixtas, partes rígidas y partes flexibles; si hubiesen sido totalmente flexibles y tomando en cuenta que los claros son menores a 40 metros, ya que la disposición de la subestación y sus componentes no permite que ninguna distancia supere la distancia referida, entonces podemos calcular las distancias de barras colectoras flexibles, así:

Distancia mínima de fase a tierra = 63 cm.

Distancia tomando en cuenta la regla referida = $63 \times 1.8 = 113.4$ cm. Aprox. = 114 cm. = 1.14 m

Para eliminar la posibilidad de flameo en la subestación, tomando en cuenta también que las distancias anteriores son para una altura de 1000 metros como máximo, se aplicaron las separaciones siguientes de manera general:

Distancia de fase a tierra = 1.30 metros

Distancia de fase a fase = 1.50 metros

Distancia entre barras colectoras flexibles = las mismas distancias anteriores

Distancias de barras colectoras rígidas entre fases = 1.50 metros

Distancias de barras colectoras rígidas a tierra = altura de aislador tipo subestación = 0.86 m., sin tomar en cuenta las especificaciones eléctricas del aislador referido, las cuales se tratan más adelante.

Como se podrá apreciar las separaciones antes apuntadas, eliminan la posibilidad de flameo por ser mayores a las calculadas, aún tomando en cuenta que la altura sobre el nivel del mar de la subestación es de 1,260 metros. Quedó plasmado lo anterior en los cortes A – A' y B – B' de propuesta final, que se presentan a continuación. Se debe tomar en cuenta que el interruptor LINE BACKER que aparece en el corte A – A' de propuesta final, es un interruptor que sirve para la desconexión y protección del transformador principal, así como los fusibles que aparecen antes del interruptor Line Backer en el corte C – C' de propuesta final, son también para protección del mencionado transformador. Los datos de ambos componentes se consignan a continuación:

Tabla IX. Interruptor 69 Kv.

Siemens Line Backer Type: CPS VB/1994 Max kv = 72.5, 60 Hz. BIL int. = 550 kv., BIL SW: 550 kv Continuos Current: 1,200 Amp. Short Circuit Current: 1,200 Amp. Short Capacitor Switching (grounded): 1000A Interrupting time: 6 cycle Instruction Book No. PB3918-01
--

Tabla X. Fusibles 69 Kv.

Marca: S & C Modelo: SMD 14 Amperaje: 25 Tipo: Velocidad Estándar TCC 153-1
--

La línea de alimentación en 69 Kv, tiene forma de ser abierta a la entrada y a la salida de la subestación, esto puede observarse en los cortes B – B´ a la entrada, en el corte A – A´ en la salida, ver inciso 4.2.3.2. Los mismos aplican para la cuchilla seccionadora de entrada, ambas son idénticas. Los cortes a que se hace referencia aquí se muestran en las figuras 28, 29 y 30.

Figura 28. Corte A – A' de propuesta final

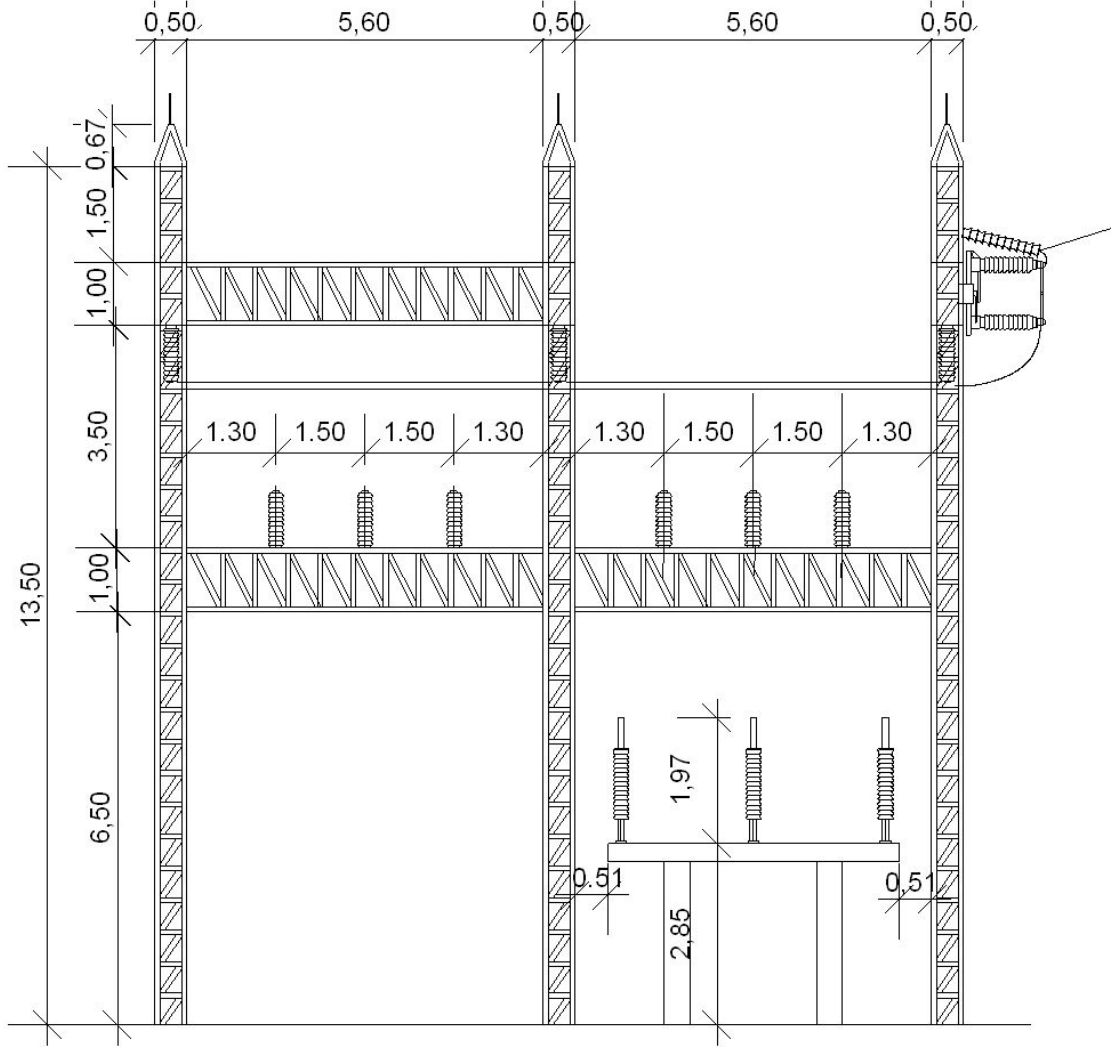


Figura 29. Corte B – B' de propuesta final.

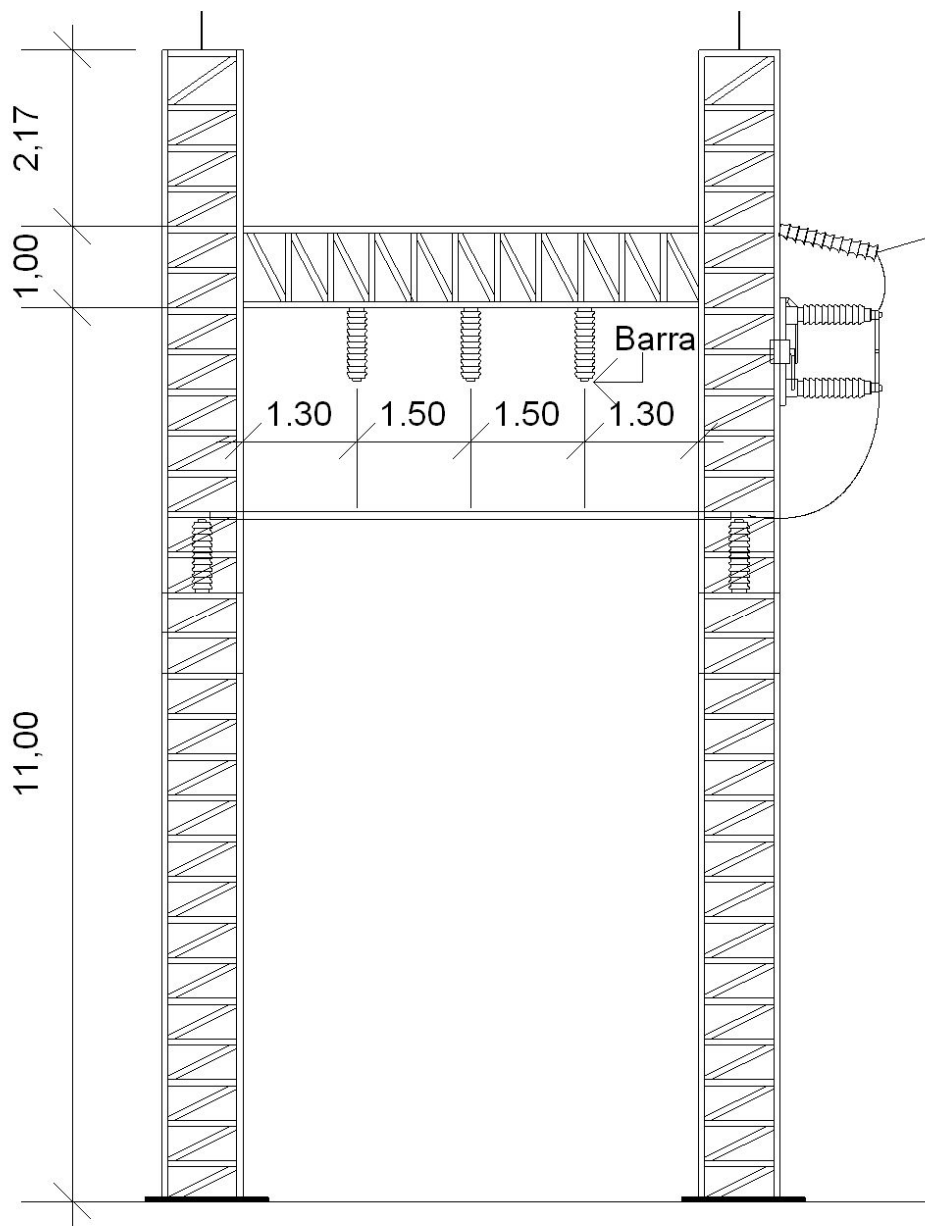
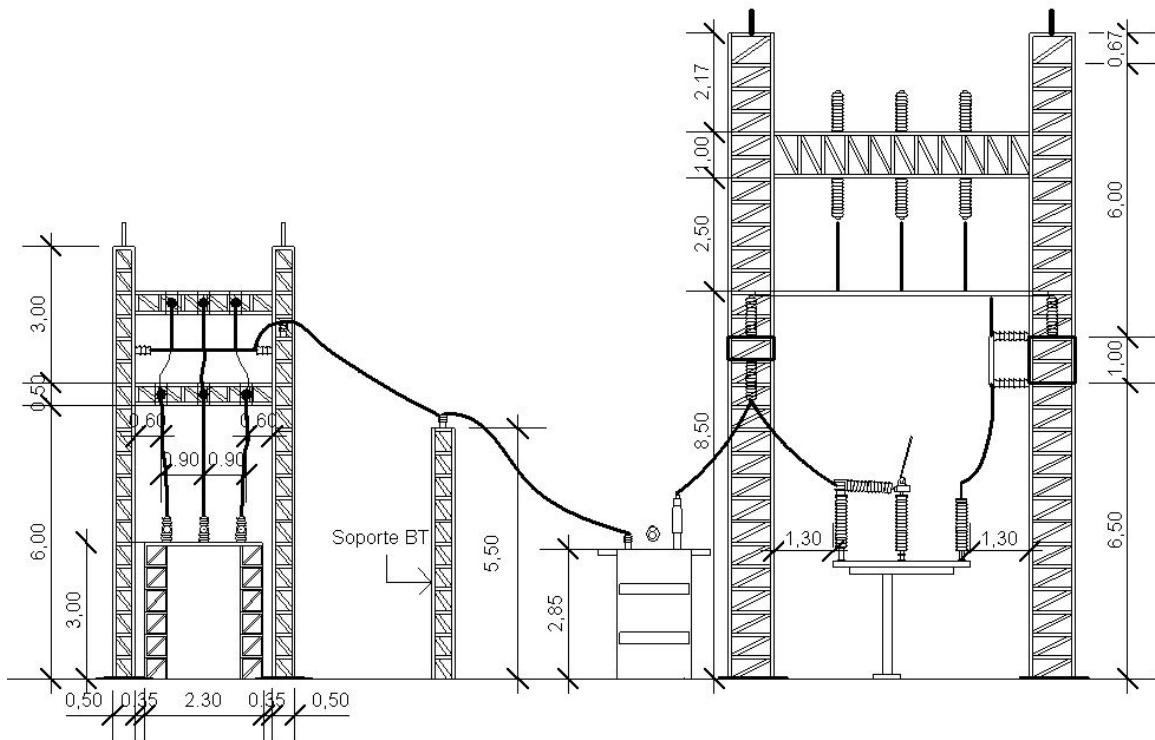


Figura 30. Corte C – C' de propuesta final



Baja tensión

Se calculan las distancias de fase a tierra y entre fases que se usaron en la subestación:

De la tabla VIII, tomaremos la distancia mínima para 17.5 Kv, la cual es 16 cm., entonces:

Distancia mínima fase a tierra = 16 cm.

Distancia corregida de acuerdo a regla mencionada anteriormente:
 $16 + 16 * 0.15 = 18.4 \text{ cm. Aprox.} = 19 \text{ cm.}$

Distancia mínima de barras colectoras flexibles; también de acuerdo a regla dada: $16 \times 1.8 = 28.8 \text{ cm, aprox.} 29 \text{ cm.}$

Como en el caso de alta tensión, para evitar flameos entre fases y a tierra las separaciones usadas son:

Distancia de fase a tierra = 0.60 m

Distancia de fase a fase = 0.90 m

Distancia entre barras colectoras flexibles = las mismas apuntadas arriba de fase a tierra y fase a fase

Soportes y barras colectoras

En párrafos anteriores de este mismo inciso, ya se calcularon las distancias de barras colectoras de línea a tierra y entre fases, debemos recordar que sobre la base de esos cálculos se fijaron las distancias en el lado de alta y baja tensión dentro de la Subestación, como se pudo notar, las distancias usadas para la construcción de ambos lados de tensión son mayores a las calculadas, con el objetivo de proteger los equipos y minimizar las fallas que la falta de aislamiento pueda provocar.

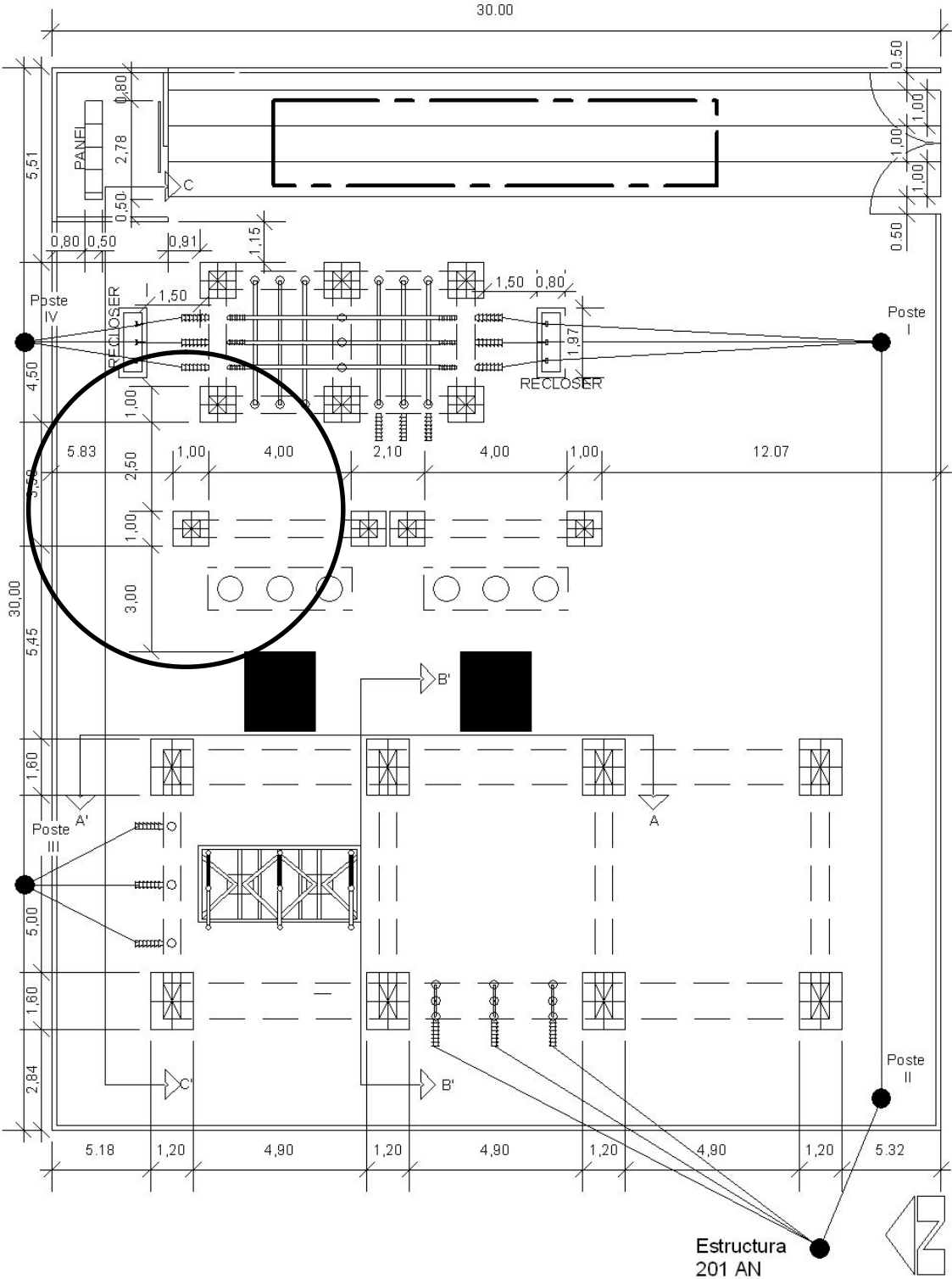
En esta parte se desea enfatizar los detalles constructivos de las barras colectoras en ambos lados de tensión, para obtener la construcción correcta de ellas y evitar efectos indeseables en la subestación y su funcionamiento. Los cuales podrían ser:

- a) Pérdidas por efecto corona, las cuales se deben fundamentalmente a la diferencia del gradiente de potencial entre la superficie de los conductores que forman las barras colectoras flexibles y tierra.
- b) Pérdidas por efecto Joule, el cual se debe a la saturación de la capacidad de transmisión de las barras colectoras que forman la subestación.

Lo anterior se puede ver y ampliar en el Anexo II, Breves notas sobre líneas aéreas y algunos cálculos, lo cual fue bastante útil para los cálculos de barras colectoras y soportes, por lo que se hace mención en varias secciones.

Para aportar mayor claridad en los temas expuestos, se incluye la figura # 31, que es una planta de la subestación y que aclarara distancias y recorrido de las diferentes barras colectoras (ver área circundada).

Figura 31. Planta de subestación propuesta final.



Lado de alta tensión

Se describe a continuación el recorrido de la línea de 69 Kv. dentro de la subestación:

a) Recepción de la alimentación: como se puede observar en el corte B – B' de Propuesta Final, figura 29, la línea de alimentación de 69 Kv se recibe en el pórtico de entrada a la subestación con cadenas de aisladores de porcelana, para tal efecto se anotan los datos de los aisladores individuales que formaron las cadenas referidas en la siguiente tabla.

Tabla XI. Aislador porcelana ICBG24

Clase ANSI52-4	
Marca ICB	
Distancia de Fuga	= 292 mm.
Flameo de Baja Frecuencia en seco	= 80 Kv.
Flameo de Baja frecuencia en húmedo	= 50 Kv.
Flameo de Onda de impulso positiva	= 125 Kv.
Flameo de Onda de impulso negativa	= 130 Kv.
Voltaje de Perforación a baja frecuencia	= 110 Kv.

Además, utilizando la ecuación que esta contenida en el Anexo II, para el cálculo del número de aisladores que deben componer cada cadena, se tiene:

$$n(A) \geq [0.0645 \text{ Unom} - 0.413] [1 + 0.125 (A - 1)]$$

Donde $n(A)$ = cantidad de aisladores para una cadena a la altitud A.

A = Altitud en Km. sobre el nivel del mar.

Unom = Tensión nominal en Kv.

Para los cálculos se tomó en lugar de la tensión nominal, la tensión de diseño de 72.5 Kv, dando los siguientes resultados.

$$n(A) \geq [0.0645 (72.5) - 0.413] [1 + 0.125 (1.26 - 1)]$$

$$n(A) \geq 4.4018.$$

El número de aisladores que componen la cadena es 4.4 o mayor, tomando el número mayor a cuatro sería cinco. A continuación se corrobora de acuerdo a los datos de los aisladores individuales si se llenan los requisitos mínimos para el nivel de tensión de la línea de alimentación. NBI o BIL en seco = 80 Kv y multiplicado por 5 aisladores es igual a 400 Kv lo cual es correcto; NBI o BIL en húmedo = 50 Kv multiplicado por 5 es resultado es 250 Kv, se ajusta de acuerdo a los datos del equipo de la subestación. La distancia de fuga de cada aislador es de 292 mm, multiplicado por 5 resulta 1460 mm, equivalente 1.46 m., lo cual está adecuado a las distancias calculadas para barras colectoras.

Debido a que el NBI o BIL en húmedo era muy ajustado, se optó por colocar 7 unidades de aisladores para formar cada cadena de suspensión, con este nuevo dato, los cálculos se resumen de la siguiente forma:

NBI (BIL) en seco = $80 \times 7 = 560$ Kv.

NBI (BIL) en húmedo = $50 \times 7 = 350$ Kv.

Distancia de Fuga = $292 \text{ mm.} \times 7 = 2,044 \text{ mm.} = 2.04 \text{ m.}$

La longitud aproximada de las cadenas armadas llegó a 1.50 m., de la punta de la cadena a la base de enganche al pórtico.

b) Seccionador de entrada: Abre totalmente la alimentación a la subestación para mantenimiento. La alimentación llega a este seccionador por medio de un cable igual al de la línea de transmisión de 69 Kv. que proporciona la entrada a esta instalación, es una barra colectora flexible de cable mixto de aluminio/acero denominada ACSR, cuyos datos técnicos son:

Tabla XII Barra flexible 69 Kv., composición:

Cable Mixto aluminio/acero	= ACSR.
Calibre AWG	= 477.0
Denominación	= HAWK
Número de hilos de acero	= 7
Temperatura límite de corto circuito acero	= 200 °C
Numero de hilos de aluminio	= 26
Temperatura límite de corto circuito aluminio	= 130 °C
Corriente que soporta	= 669 amperios
Potencia Trifásica calculada	= 80 MVA

Datos obtenidos de Anexo II-breves notas sobre líneas aéreas y algunos cálculos y III-tablas de conductores de aluminio reforzado con núcleo de acero recubierto con aluminio.

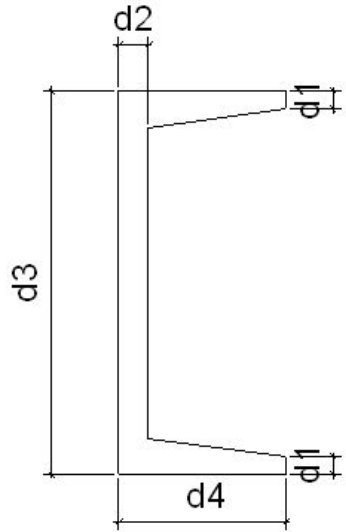
Tabla XIII Ventajas y desventajas del aluminio/acero

Ventajas de barras flexibles de aluminio/acero
<ul style="list-style-type: none">• Barra hecha de conductor de aluminio/acero en forma de hilos cableados, posee mejor resistencia a las vibraciones.• Barra de aluminio flexible o rígida, cuando se expone a la intemperie se recubre rápidamente de capa protectora de óxido insoluble que protege al conductor.• La temperatura límite de corto circuito del aluminio/acero es mayor a la del aluminio solo.• La tensión de tracción en el punto de empalme puede reducirse debido a su menor peso comparado con el cobre.
Desventajas de barras flexibles de aluminio/acero
<ul style="list-style-type: none">• La dureza superficial de los conductores de aluminio es sensiblemente menor que para los de cobre.• El aluminio es electronegativo con relación a la mayoría de metales que se usan en electricidad, se debe tener especial cuidado en las uniones.• La temperatura de fusión del aluminio es más o menos el 70% de la del cobre y se debe tomar en cuenta en los cálculos de sección para sobre corrientes e influencia de corto circuito.

La conexión de la barra colectora flexible, hecha de cable ACSR, que conecta a la cuchilla seccionadora se hizo por medio de un conector NEMA 2, cable barra, para el calibre adecuado del cable ACSR 477 HAWK. Ver figura 29, corte B – B' de propuesta final. La salida de la cuchilla seccionadora se hizo de la misma manera que la entrada, con cable ACSR 477 hacia el perfil de aluminio.

Barra colectora rígida: para la conexión se utilizó el conector barra cable NEMA 4, tal como se puede ver en la figura 29. La barra colectora rígida está hecha de un perfil de aleación de aluminio "U", cuya figura y cálculo de área de una sección se hace a continuación. Ver figuras 32 y 33.

Figura 32. Perfil "U"



d1= 4.76 mm.
 d2= 7.94 mm.
 d3= 101.6 mm.
 d4= 44.45mm.
 d5= 9.53mm.

Figura 33. Áreas de Perfil "U"

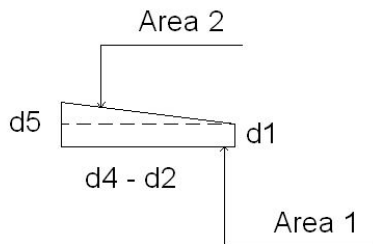
Cálculo del Área

a) rectángulo formado por d2 y d3



Área= d2 x d3
 Área=7.94 x 101.6
 Área=806.7 mm²

b) rectángulo y triángulo formado por dos secciones del perfil "U"



Área 1= (d4 - d2) x d1
 Área 1=(44.45 - 7.94) x 4.76
 Área 1=806.7 mm²
 Área 2= 1/2(d5 - d1)(d4 - d2)
 Área 2=0.5(9.53 - 4.76)(44.45 - 7.94)
 Área 2=87.08 mm²

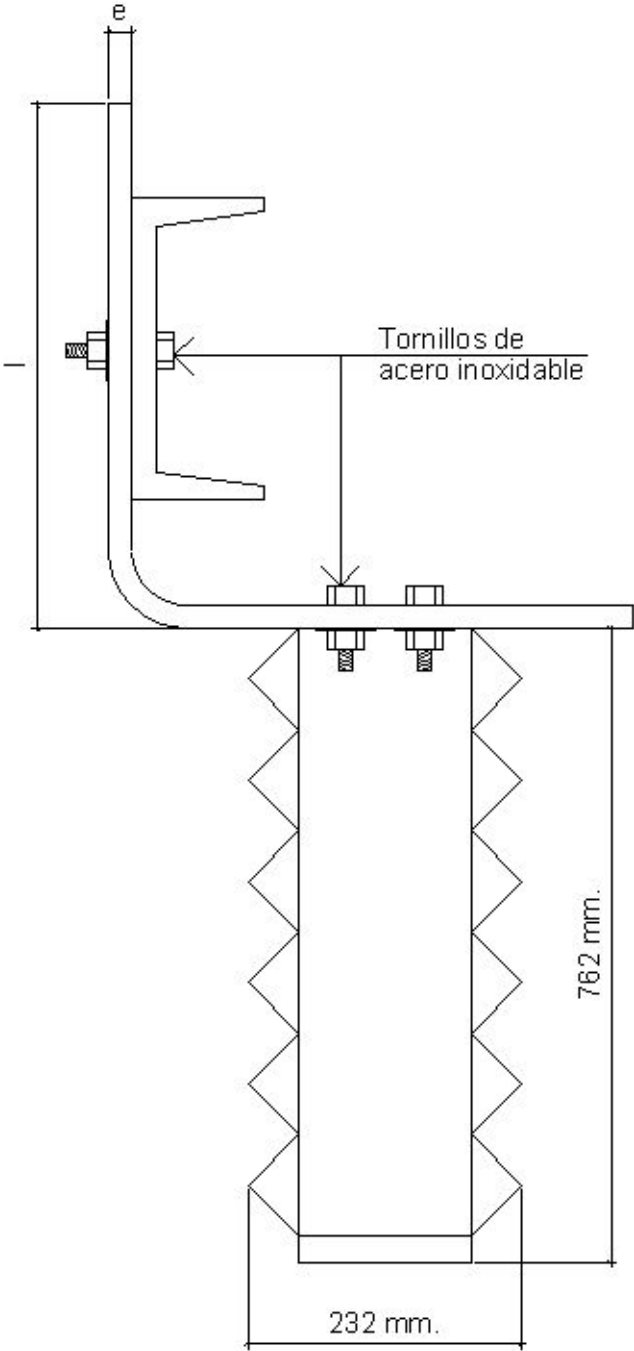
Secciones de Perfil "U"

La sección total del perfil de aluminio es 1,067.577 mm², tomando de Anexo III, los valores del diámetro total de un cable ACSR 477 HAWK, nos da 21.78 mm. y el diámetro de su núcleo de acero es de 8.02 mm., por lo que si se calculan las área correspondientes a cada uno resulta: Área total = 365.76 mm² y Área del núcleo 50.52 mm², por lo que el área del aluminio solo es 315.24 mm², sobre la base de lo anterior se puede ver que el área de una sección de perfil de aluminio "U" es aproximadamente 3.4 veces el área de un cable ACSR 477 HAWK, tomando únicamente la sección correspondiente del conductor de aluminio, por lo tanto se demostró que la capacidad de conducción del perfil de aluminio "U" es adecuada para ser usada como barra colectora rígida.

Además se puede ver en la figura 29 que la longitud de esta barra colectora rígida o de cualquier otra no alcanza los 6 metros de longitud, por lo que resulta bastante segura para los usos que se le dieron en la subestación. La compañía COMESUR y el Consorcio al que pertenece, ha usado el perfil de aluminio "U" en varias otras subestaciones que posee y después de varios años de uso no ha tenido ningún problema eléctrico o mecánico con el perfil.

Soportes de barra colectora rígida: Estos fueron hechos de aisladores tipo subestación de 69 Kv, de los comúnmente encontrados en plaza, la forma de soportar el perfil de aluminio fue mediante un perfil "L" de aluminio, uniendo una parte de la "L" al perfil "U" de aluminio mediante tornillos de acero inoxidable de 0.5 pulgadas de diámetro y 1.25 pulgadas de longitud. La otra parte del perfil "L" al aislador tipo subestación se unió por medio de tornillos de acero inoxidable de 0.5 pulgadas de diámetro y 1.0 pulgada de longitud, lo cual se ilustra a continuación.

Figura 34. Soporte barra colectora rígida



Se presentan los datos técnicos del aislador tipo subestación utilizado para el soporte, como se podrá apreciar la forma de hacer el soporte y los componentes de la barra colectora, hacen de esta una barra robusta, la cual soporta cargas de viento así como esfuerzos debidos a cortos circuitos, maniobras que se den dentro de la subestación y eventualmente por descargas electro atmosféricas que caigan sobre la líneas cercanas al equipamiento.

Tabla XIV. Datos de aislador tipo subestación.

Marca: LAPP
Modelo: J8469
Altura Total: 762 mm.
Diámetro Total: 232 mm.
Número de Falda: 15
NBI (BIL) 350 Kv.
Distancia de Fuga: 1829 mm.
Flameo de onda de impulso positiva: 390 Kv.
Flameo de baja frecuencia en húmedo: 145 Kv.

e) Otras barras colectoras rígidas y flexibles de la subestación: como se puede observar en la Figura 28 -Corte A – A´ y Figura 30 -Corte C – C´ de la propuesta final, existen otras barras colectoras rígidas y flexibles que interconectan los demás componentes de la subestación, así como la salida de la línea de alta tensión para que prosiga su camino hacia otros usuarios.

La segunda barra colectora rígida va desde el pórtico de entrada hasta el pórtico de salida, los soportes y cálculos son idénticos a la barra colectora de entrada, la interconexión entre ambas barras es por medio de una barra colectora flexible, formada por un cable ACSR 477 HAWK y con conectores idénticos a los usados para la conexión barra-cable en cada uno de los extremos de la referida barra flexible. Todos los detalles de lo aquí planteado se pueden observar en las figuras 28 a la 30, aplicándose también las tablas XI, XII y XIII.

Se aplican las mismas figuras y tablas a la barra rígida que existe a 90° de la barra rígida 2, en el pórtico de salida, la cual ayuda a conectar los fusibles y el interruptor Siemens Line Backer ya mencionados con anterioridad, pues los cálculos son repetitivos. De manera similar, el interruptor seccionador de salida y la cadena de aislador de salida -aislador de suspensión, sus cálculos y formas de alimentación son idénticas a las empleados en la entrada.

Cuando una barra flexible sobrepasaba la longitud de 3m. ó se notaba la posibilidad de balanceo con el aire, se agregaba un soporte extra hecho con un aislador tipo subestación, al cual se le aplica también la tabla IX en lo referente a sus características; esta situación puede observarse en la Figura 30 –Corte C – C´ de propuesta final, en la salida del interruptor line backer hacia el transformador, claramente se ilustra el soporte que se agregó entre la salida del interruptor y la conexión del transformador.

La última barra colectora llena todos los requisitos y se aplican los conceptos mencionados para las demás barras colectoras flexibles. Es necesario anotar que el soporte que se agregó a esta barra flexible tenía dos objetivos; el primero era reducir la posibilidad de que siendo muy largo tuviera movimiento con el viento, y el segundo era elevar la barra colectora, ya que existía diferencia de nivel entre la salida del interruptor y la alimentación del transformador.

Lado de baja tensión

Aquí se describe el recorrido de la línea de 13.2 KV, dentro de la subestación hasta salir de ella.

- a) Salida de Baja Tensión del Transformador: Tanto la entrada como la salida del transformador de potencia, tiene conexiones tipo paleta, por lo que la conexión se hizo con un conector NEMA 4, se sale con una barra colectora flexible, que para el caso es un cable aluminio/acero ACSR 266.8 AWG. A continuación los datos de este cable.

Tabla XV. Barra flexible 13.2 Kv composición.

Cable mixto aluminio/acero	= ACSR
Calibre AWG	= 266.8
Denominación	= PARTRIDGE
Número de hilos de acero	=7
Temperatura límite de corto circuito acero	=200 °C
Número de hilos de aluminio	=26
Temperatura límite de corto circuito aluminio	=130 °C
Corriente que soporta	=465 amperios
Potencia Trifásica calculada	=10.63 Mva.

Datos obtenidos de Anexo II -Breves notas sobre líneas aéreas y algunos cálculos y III -Tablas de conductores de aluminio reforzado con núcleo de acero recubierto con aluminio.

Para este conductor se aplican las ventajas y desventajas de los conductores aluminio/acero dadas en la Tabla XIII.

Debido a que la barra colectora que se trata aquí, salida de baja tensión del transformador de potencia y llegada al pórtico de entrada de la estructura de baja tensión, es demasiado esbelta y necesita subir de nivel para llegar al pórtico de entrada de 13.2 Kv., se vio la necesidad de colocar un soporte entre el transformador de potencia y el pórtico de baja tensión, el cual aparece en la Figura 30 -Corte C – C´ de propuesta final, el mismo fue hecho de una estructura metálica similar a la del pórtico de baja tensión, coronada con un aislador tipo subestación de 69 Kv., lo cual garantiza la altura adecuada y el aislamiento necesario, así como el soporte adecuado para esta barra colectora, los datos técnicos del aislador tipo subestación están contenido en la Tabla XIV.

b) Recepción de la alimentación 13.2 Kv.: La alimentación de la parte de 13.2 Kv. viene con la barra colectora flexible descrita en el índice anterior y se recibe con aisladores de polímero de suspensión, similares a las cadenas formadas para 69 Kv. Estos aisladores tienen como datos técnicos los que se dan en la tabla a continuación.

Tabla XVI. Datos técnicos de aisladores polímeros de suspensión.

Marca: MACLEAN Clase: FIBERLINK Distancia de Fuga: 381 mm. Voltaje Nominal: 15 Kv. Flameo de Baja Frecuencia en seco: 133 Kv. Flameo de Baja Frecuencia en húmedo: 112 Kv. Longitud total del aislador: 318 mm. Flameo de onda de impulso positiva: 202 Kv. Flameo de onda de impulso negativa: 225 Kv.

Una vez recibida la barra colectora de 13.2 Kv, se transfiere dentro del pórtico mediante cable ACSR 266.8 Partridge, que es una barra colectora flexible y que para mantener la distancia mínima hacia la estructura se sujeta con aisladores tipo pin, los cuales son para 34 Kv, la anterior decisión se tomo para dar una mayor seguridad a la barra colectora, ya que el aislador tipo pin de 34 Kv. tiene una falda mucho mayor que la falda del mismo aislador para 15 Kv., justificándose la diferencia en costo con el incremento en seguridad que se ganaba con el referido aislador, cuyos datos técnicos aparecen a continuación.

Tabla XVII. Datos técnicos de aisladores tipo pin.

Marca: GAMMA Clase: ANSI 56-3 Distancia de Fuga: 533 mm. Flameo de Baja Frecuencia en seco: 125 Kv. Flameo de Baja Frecuencia en húmedo: 80 Kv. Flameo de onda de impulso positiva: 200 Kv. Flameo de onda de impulso negativa: 265 Kv. Voltaje de perforación a baja frecuencia: 165 Kv. Altura total del aislador: 191 mm. Diámetro mayor del aislador: 290 mm.
--

Ya dentro del pórtico se hicieron dos camas de cable ACSR 266.8, similares a las que se hicieron con perfil de aluminio en el lado de 69 Kv., quedando estas hechas con aisladores polímeros de suspensión y dándoles una tensión adecuada como para denominadas semi-rígidas, ya que por su corta longitud entre principio y final de la barra colectora esta quedó con una tensión grande como para que se viera afectada por el viento. Las dos camas de barras colectoras están colocadas a 90 ° una de la otra, de manera que pudieran ser conectadas las fases respectivas de manera segura mediante conectores de compresión en los finales de la barra colectora flexible que las une, la cual también fue hecha de cable ACSR 266.8 Partridge, lo anterior puede ser apreciado en la Figura 35, vista de planta 13.2 Kv.

c) Conexiones del equipamiento de baja tensión: Sobre la base de lo descrito en los párrafos anteriores, se hizo una segunda cama de barras colectoras semi-rígidas para poder conectar el equipamiento a la salida de los diferentes circuitos de 13.2 Kv.

La segunda cama de barras colectoras, permite la conexión mediante barras colectoras flexibles de un juego de cuchillas seccionadoras o interruptor seccionador, antes de los interruptores de recierre (reclosers) en la salida de cada circuito de 13.2 Kv. El objetivo de la cuchillas seccionadoras es poder desconectar totalmente la salida y de esta manera poder dar mantenimiento a los interruptores de recierre o reclosers, para sustituirlos en caso de avería. Los datos técnicos de los interruptores de recierre fueron dados en una sección anterior, lo referente a las cuchillas seccionadoras se presentan en la siguiente tabla.

Tabla XVIII. Datos técnicos interruptor seccionador

Marca: COOPER POWER SYSTEMS
Modelo: M – FORCE
Tipo: Trifásico de Apertura en Grupo
Montaje: Horizontal
Tensión Nominal: 15 Kv.
Tensión Máxima: 17 Kv.
NBI o BIL: 110 Kv.
Intensidad Continua: 600 Amperios
Pico de Corriente Momentánea: 65 KA.

d) Salida de Circuitos de Baja Tensión: de la salida de los interruptores de recierre o reclosers, principia una barra flexible con cable ACSR 266.8 Partridge, la cual sube soportada por aisladores tipo pin de 34 Kv, para mantener la distancia de seguridad a la estructura hacia el pórtico de salida, la cual fue diseñada y armada de manera idéntica a la recepción de la alimentación de baja tensión; saliendo la línea en el mismo calibre de cable de las barras colectoras internas hacia los usuarios del área en la que proporciona servicio. La línea, barras y soportes tienen los mismos datos técnicos que fueron aplicados a toda la sección de baja tensión y por tanto están amparadas en las tablas XV a XVIII y por las figuras 35 a 37, que presentan la vista de planta de 13.2 Kv. y cortes que aclaran las formas constructivas utilizadas.

Se presenta la tabla XIX, que presenta la potencia de los principales componentes de la subestación, en alta y baja tensión, pudiéndose comprobar que la potencia que circula por los componentes no se puede ver limitada en ninguno de ellos.

Figura 35. Planta 13.2 Kv.

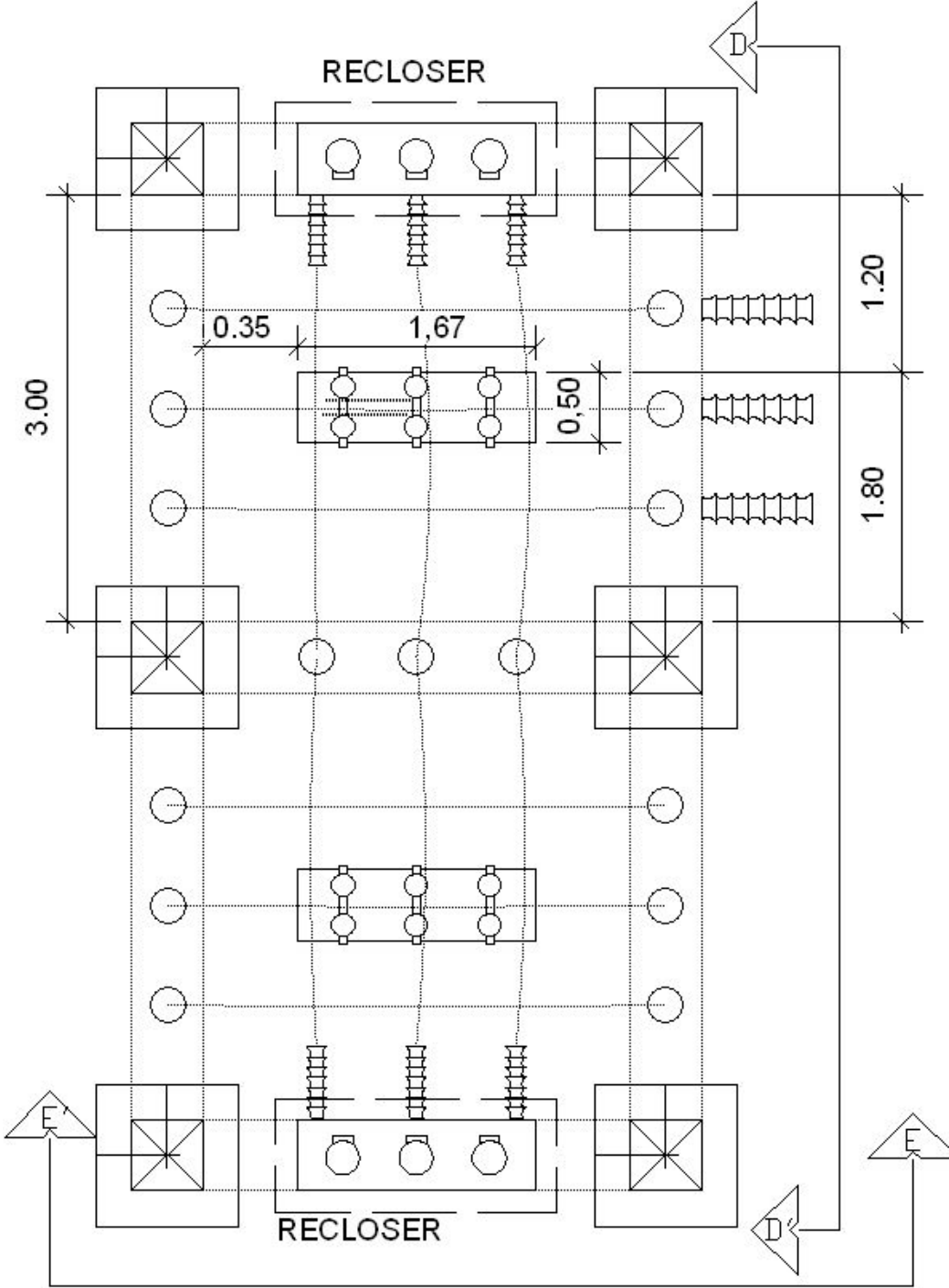


Figura 36. Sección D –D' de propuesta final.

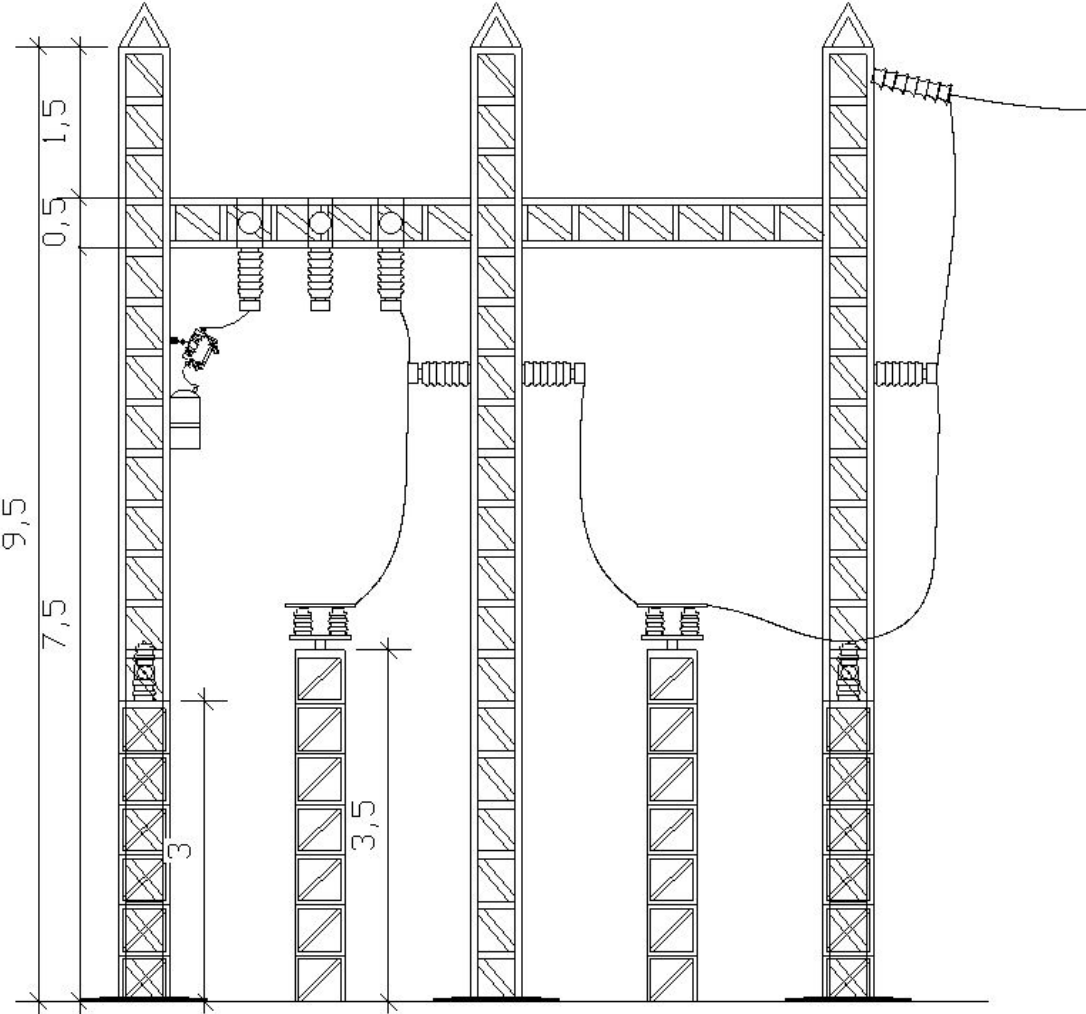


Figura 37. Sección E – E' de propuesta final.

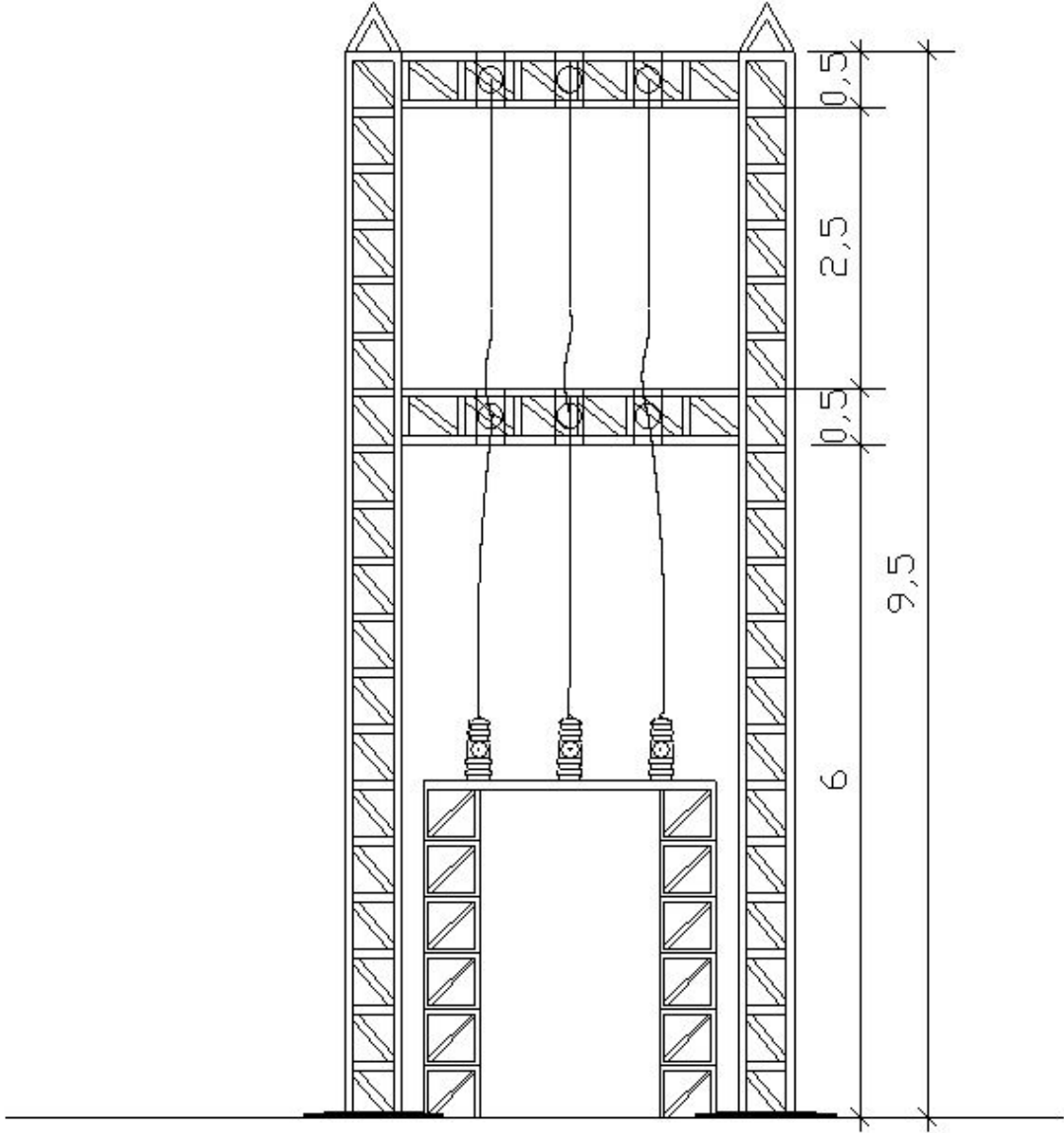


Tabla XIX. Potencia de componentes subestación.

Lado alta tensión

Componente	Sección	Potencia	Observaciones
Transformador	69 Kv./13.2 Kv	3.5 Mva.	
Barra Colectora Flexible	69 Kv.	80 Mva.	Cable ACSR 477 Hawk
Barra Colectora Rígida	69 Kv.	150 Mva.	Perfil "U" de aluminio
Interruptor Seccionador	69 Kv.	144 Mva.	
Interruptor Line Backer	69 Kv.	144 Mva.	

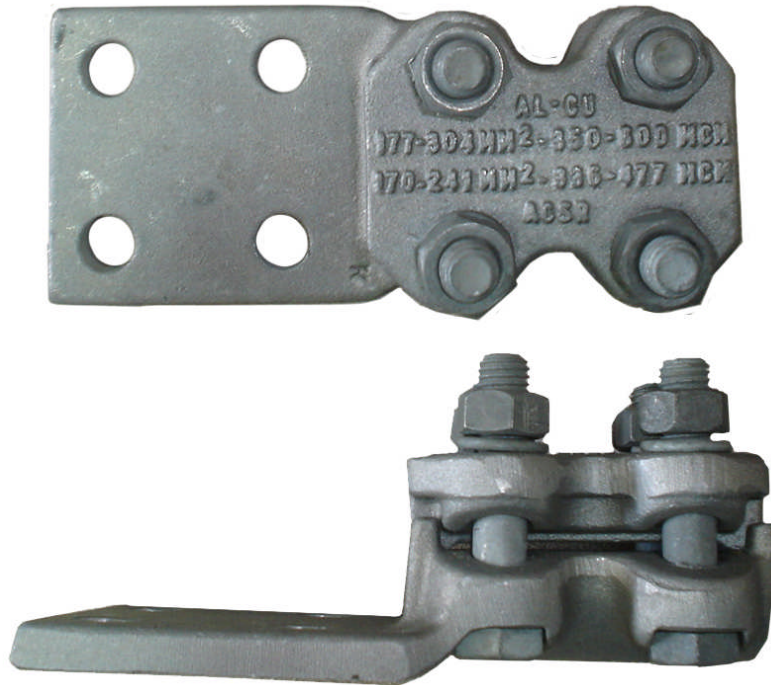
Lado baja tensión

Componente	Sección	Potencia	Observaciones
Barra Colectora Flexible	13.2 Kv	10.63 Mva	Cable ACSR 266.8 Partridge
Interruptor Seccionador		13.72 Mva	
Interruptor de Recierre		12.8 Mva	

Figura 38. Planta y elevación conector NEMA 2



Figura 39. Planta y elevación conector NEMA 4



EVALUACIÓN DE DISTANCIAS DE FASE-TIERRA, FASE-FASE, ALTURA DEL PRIMER NIVEL DE BARRAS COLECTORAS Y ALTURA DE REMATE DE LINEAS.

Es necesario hacer una evaluación de las distancias mínimas de no flameo de acuerdo a la tabla VII, ya presentada con anterioridad, las distancias calculadas y las distancias utilizadas en la construcción de la subestación, entre fase- tierra así como entre fase- fase, con lo anterior pretende verificar que el resultado final sea el correcto en lo relacionado con el parámetro Voltaje y que no se presenten arcos o malos funcionamientos cuando entre en operaciones la subestación.

Para realizar la comparación antes indicada se presenta el siguiente cuadro.

Tabla XX. Cuadro comparativo entre distancias de no flameo, distancias calculadas de no flameo y utilizadas en la subestación.

Lado de alta tensión. Tensión máx. de diseño = 72.5 Kv.					
Distancia de no flameo		Dist. Calculada no flameo		Distancia utilizada.	
(Ver tabla # VIII)					
L-T (m)	L-L (m)	L-T (m)	L-L (m)	L-T (m)	L-L (m)
0.63	0.73	1.14	1.31	1.30	1.50
Lado de baja tensión. Tensión máx. de diseño = 17.5 Kv.					
L-T (m)	L-L (m)	L-T (m)	L-L (m)	L-T (m)	L-L (m)
0.16	0.19	0.29	0.34	0.60	0.90

Aquí tenemos: L-T = Línea a Tierra

L-L = Línea a Línea.

(m) = distancia en metros.

Otro aspecto que es importante es la evaluación de las distancias mínimas que deben existir entre el primer nivel de barras o nivel mínimo de las partes vivas sobre el nivel del suelo, ya que durante la vida útil de la subestación algún tipo de personal de mantenimiento o emergencias entrará a realizar labores dentro de la misma, por lo que es importante que se cumpla con las medidas de seguridad para protección del personal que eventualmente ingrese a la instalación.

A continuación se calculan las alturas mínimas de las partes vivas sobre el nivel del suelo, primero para una altura sobre el nivel de mar de 1000 metros.

Llamamos Hs a esta altura mínima, la cual viene dada por la fórmula:

$$Hs = 2.30 + 0.0105Kv$$

Por lo que para el lado de alta tensión nos da:

$$Hs = 2.30 + 0.0105(69) = 2.30 + 0.72 = 3.02 \text{ metros.}$$

Para el lado de baja tensión nos da:

$$Hs = 2.30 + 0.0105(13.2) = 2.30 + 0.14 = 2.44 \text{ metros.}$$

Tomando en cuenta que la subestación está a 1,200 msnm, se debe hacer la corrección correspondiente a la altura extra sobre 1,000 metros, por lo que la fórmula es la siguiente:

$$H_s = H_s(1000) + (0.0125 \cdot (H_{sub} - 1,000) / 100 \cdot H_s(1000))$$

$H_s(1000)$ = distancia calculada para 1,000 msnm

Sub. = altura sobre el nivel del mar de la subestación.

De donde se calcula para el lado de alta tensión:

$$H_s = 3.02 + 0.098 = 3.118 \text{ aprox. } 3.12 \text{ metros}$$

Para el lado de baja tensión:

$$H_s = 2.44 + 0.0793 = 2.5193 \text{ aprox. } 2.52 \text{ metros.}$$

Como se puede observar en las figuras siguientes, la altura del primer nivel de barras o altura mínima de las partes vivas sobre el nivel del suelo en el lado de 69 Kv, es la distancia de la conexión del transformador en el lado de alta tensión, el cual es de 3.15 metros, por lo que excede con lo calculado. En lo relativo al lado de 13.2 Kv, la altura mínima de las partes vivas sobre el nivel del suelo en el lado de 13.2 Kv, se da en la salida del transformador en el lado de baja tensión, el cual es de 2.70 metros, mientras el cálculo de la altura nos dio 2.52 metros por lo que también excede lo mínimo requerido.

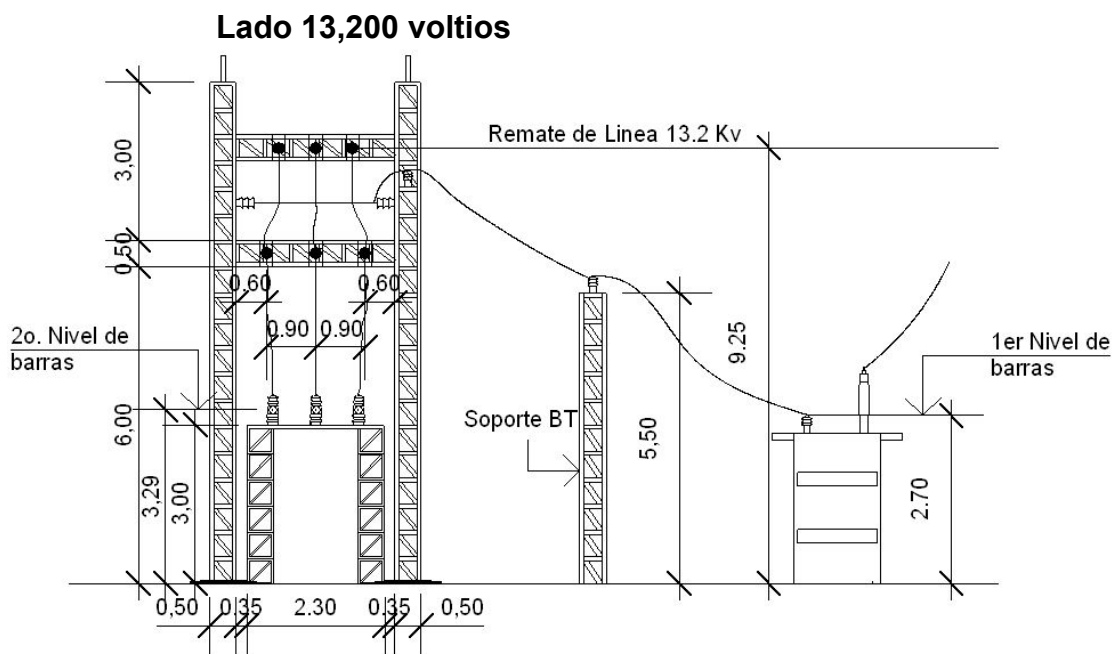
Lo anterior se plasma en el siguiente cuadro comparativo:

Tabla XXI. Comparación de alturas mínimas de las partes vivas sobre el nivel del suelo, entre calculadas y requeridas.

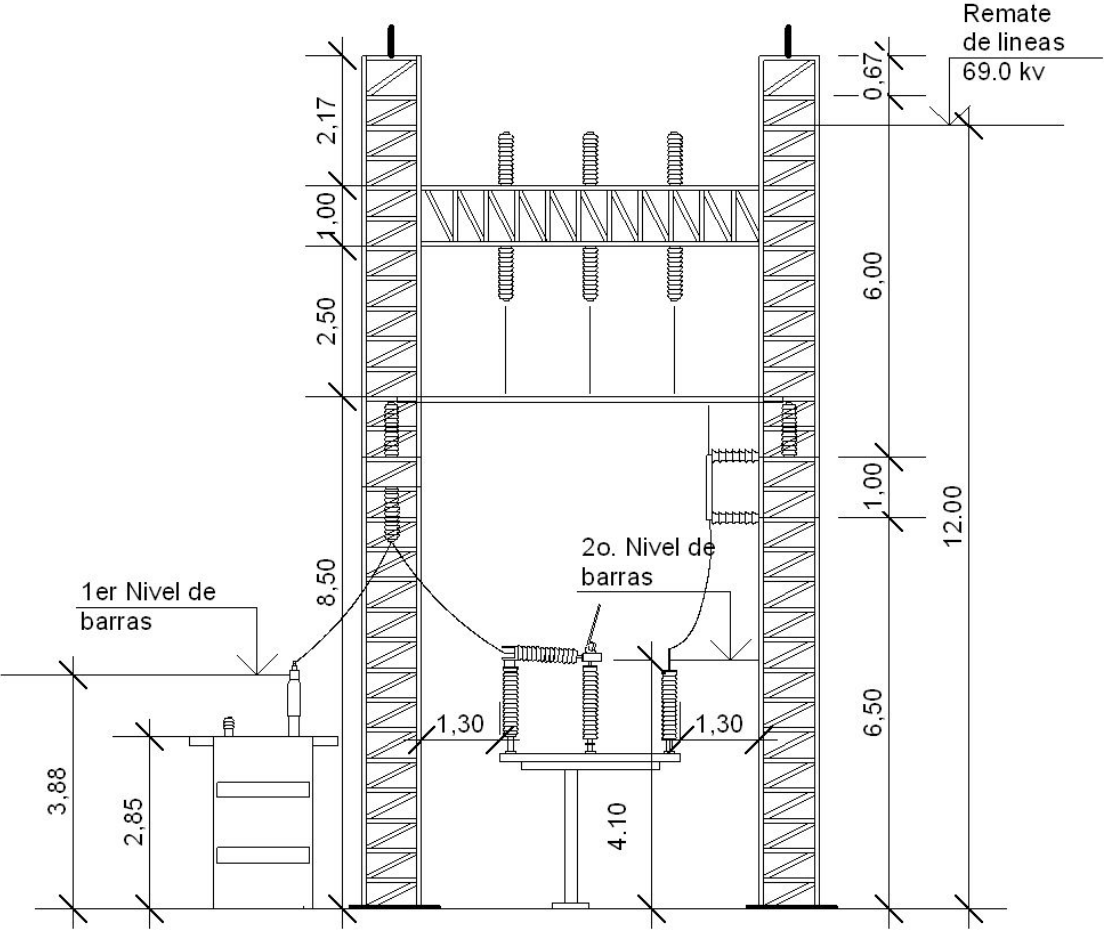
Lado de alta tensión	
Altura mínima calculada (metros) 3.12	Altura primer nivel de barras (metros) 3.88
Lado de baja tensión	
Altura mínima calculada (metros) 2.52	Altura primer nivel de barras (metros) 2.70

En las figuras a continuación, se identifica el segundo nivel de barras colectoras y el nivel de remate de las líneas de entrada y salida, con sus alturas respectivas.

Figura 40. Altura de remate de líneas y primer nivel de barras.



**Figura 41. Altura de remate de líneas y primer nivel de barras.
Lado 69,000 voltios**



4.2.4.3 Disposición de circuitos de mando y control

En esta sección se tratan los circuitos de control y mando que posee la subestación planteada, como se ha expuesto, esta fue diseñada con los siguientes fines; a) reducir el voltaje de transmisión a un voltaje de distribución, b) dar servicio a usuarios que se encuentran dentro de la línea de generación y una subestación grande y c) ayuda a desarrollar y ofrecer servicios de energía eléctrica de una manera alternativa en el recorrido de la línea de transmisión de 69 Kv.

Debido a lo anterior, la planificación y diseño fueron encaminados a tener la menor atención por parte de personal y con los requerimientos mínimos de una subestación, siendo esta la idea fundamental, se refleja en los circuitos de control y mando, ya que estos son mínimos en la subestación.

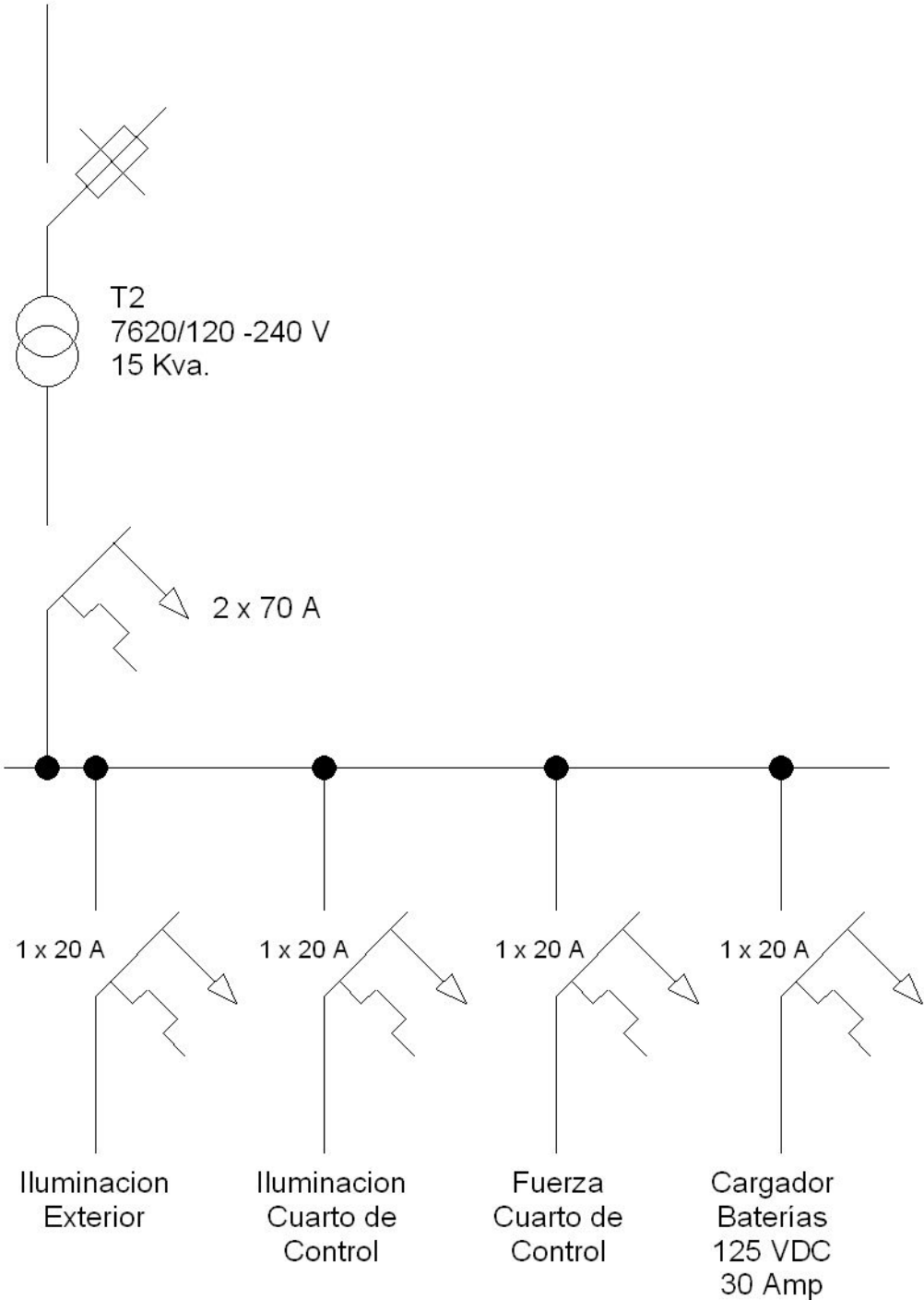
Circuitos de control

De acuerdo con las ideas anteriores, este circuito de control aquí no es más que lo conocido como servicios generales, los cuales proveen los servicios básicos a la subestación. Los circuitos que fueron implementados son:

- a) Iluminación exterior: brinda la iluminación mínima necesaria durante la noche.
- b) Iluminación y fuerza del cuarto de control: provee los servicios de iluminación y fuerza dentro del cuarto que fue hecho para albergar el equipamiento de mando, el cual sirve también al personal técnico para realizar labores en la subestación.
- c) Alimentación para el cargador de baterías: da la energía eléctrica necesaria para mantener a punto el banco de baterías que posee la subestación para las maniobras que sean necesarias dentro de la misma a la hora de una falla de suministro de la red.

En lo relativo al control de la cantidad de energía y potencia que recibe la subestación de la línea de transmisión, transforma y envía a los usuarios y tomando en cuenta que era urgente ponerla en funcionamiento, además de que las mediciones tienen un tiempo determinado para ser despachadas de fabrica y que por lo regular es de 3 a 6 meses, se optó por poner en operaciones la subestación y efectuar el montaje de los equipos de medición en el futuro. El tipo, cantidad y especificaciones técnicas de las mediciones se encuentran recopilados en el anexo VI “Mediciones en Media y Alta Tensión”, en el cual se puede ver todo lo relacionado al tema de mediciones, especificaciones técnicas mínimas y exigidas por la Administración del Mercado Mayorista, así como los datos técnicos de las planificadas para esta subestación.

Figura 42. Diagrama de control (servicios generales)



Circuitos de mando

Los circuitos de mando se alimentan de un banco de baterías, que proporciona energía para el funcionamiento de los pocos equipos que la necesitan, ya que algunos otros, como los seccionadores de cuchillas y fusibles no necesitan de alimentación por ser manuales.

Tabla XXII. Datos del banco de baterías

Número de baterías que lo componen: 12 Unidades
Voltaje de cada batería: 12 VDC
Voltaje total del banco: 125 VDC
Intensidad que proporciona: 30 Amperios
Intensidad por hora: 90 Amperios/Hora

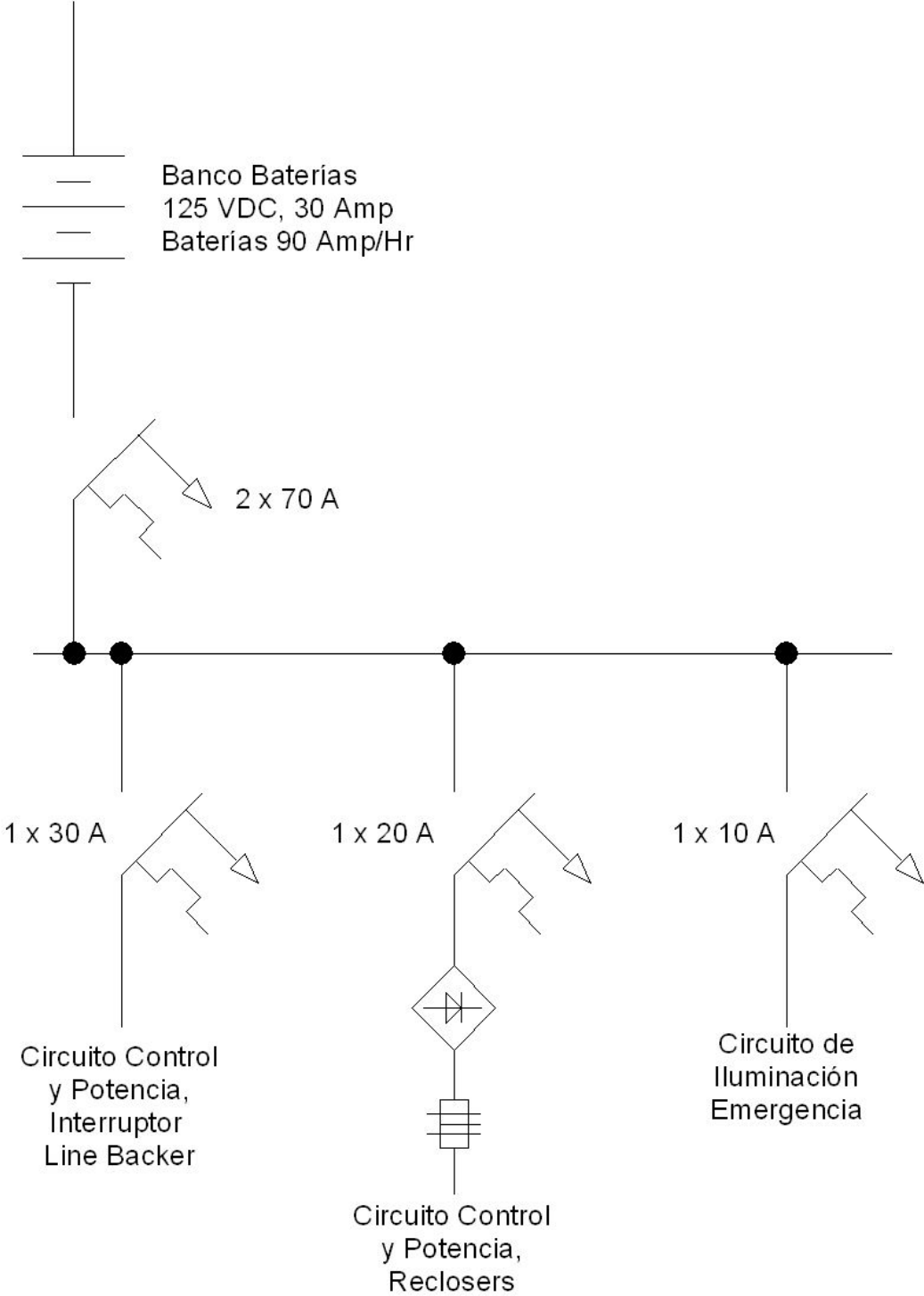
Los circuitos que alimentan el banco de baterías son:

- a) Circuito de mando y potencia del interruptor Siemens Line Backer, son la protección y control del transformador T 1.

- b) Circuito de mando y potencia de interruptores de recierre, este se hace mediante un divisor de voltaje, ya que los referidos interruptores (reclosers) son de 48 VDC.

- c) Circuito de iluminación de emergencia, utilizado en caso de falta de alimentación de 13.2 Kv. de la línea de distribución por algún evento dentro de la subestación y que sea necesaria trabajar dentro de la misma en horas de la noche. Se considera un circuito de uso muy restringido y solo usado en casos especiales, tomando en cuenta que la iluminación exterior, del cuarto de control y fuerza del cuarto de control provienen de un transformador monofásico conectado en la línea de distribución que se quiera en la subestación.

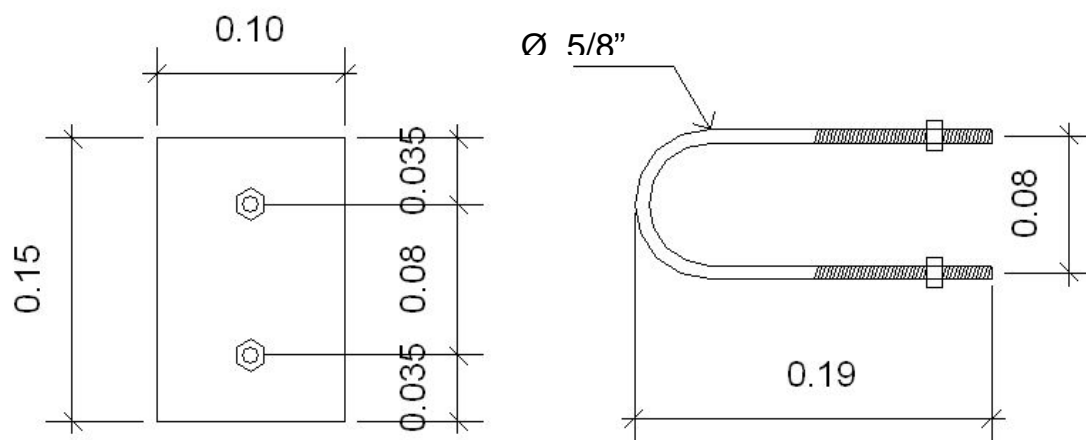
Figura 43. Diagrama de mando.



4.2.4.4 Tipos de estructuras a usar.

Todas las estructuras de la subestación fueron hechas en tubo galvanizado de 2 ½ pulgadas de diámetro, con refuerzo de tubo también galvanizado de 1 ¼ de pulgada de diámetro, como fue necesario usar soldadura eléctrica para armar toda la estructura, los puntos de soldadura fueron recubiertos con pintura anticorrosiva color gris para evitar la oxidación. Las secciones horizontales que completan cada pórtico fueron unidas a las respectivas columnas por medio de piezas especiales, cuya figura se presenta a continuación, galvanizadas en caliente para evitar oxidación.

Figura 44. Pieza de unión entre secciones verticales (columnas) y horizontales.



Lado de alta tensión

Las estructuras de este lado son más robustas que las de lado de baja tensión, aunque obedecen todas al principio de columnas puestas sobre bases metálicas o platinas, hechas de lámina de acero de 1 pulgada de espesor; la base metálica a su vez colocada sobre la base de concreto ya hecha y anclada a ella en sus cuatro esquinas con pernos soldados a la armadura de la base de concreto. La columna a su vez está soldada a la platina, nivelada y plomeada para evitar que al armar todo el conjunto se produzcan fuerzas de desbalance y que sea resistente a las fuerzas exteriores que le serán aplicadas por el viento y principalmente por el anclaje de líneas de alimentación o salida, así como por el equipo propio de la subestación.

Las estructuras referidas ya han sido descritas en los cortes A – A', B – B' y C – C' de propuesta final, que corresponden a las figuras 28, 29 y 30, con sus respectivas medidas. A continuación se detalla la sección de la estructura y medidas de las platinas de anclaje.

Sobre la base de cálculos estructurales efectuados en Comesur, se llegaron a diseñar las estructuras metálicas que están contenidas en las figuras 45 a 48, contemplando las siguientes cargas:

- carga de viento
- peso propio
- carga de tensión mecánica de líneas eléctricas de entrada y salida.

Figura 45. Tramo de columna de lado de alta tensión

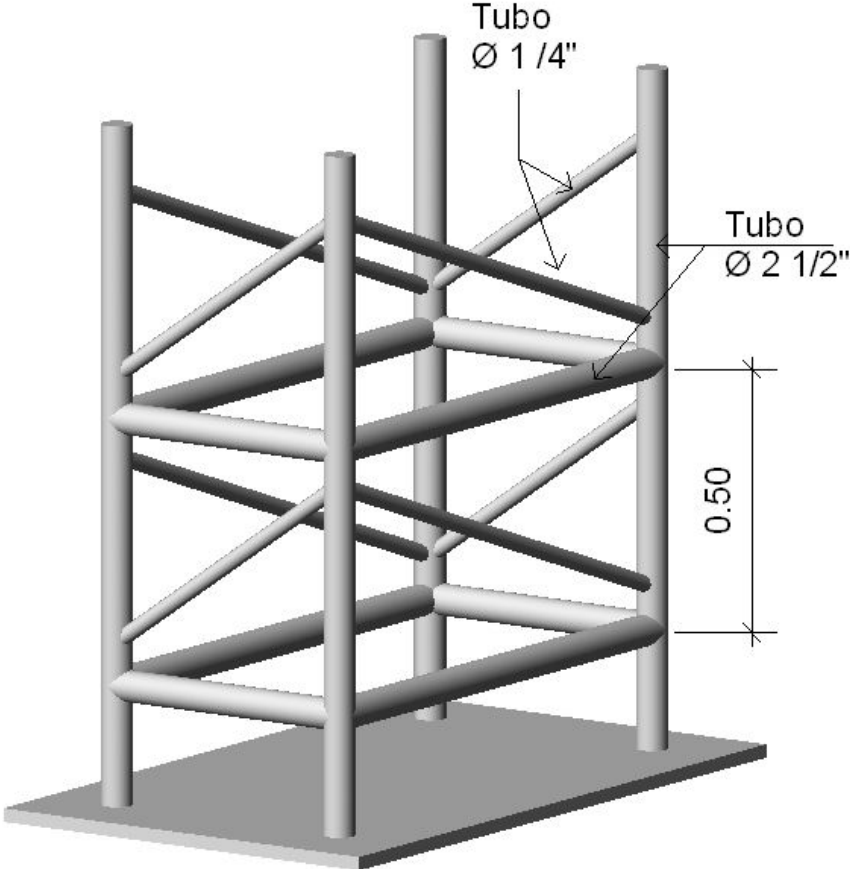
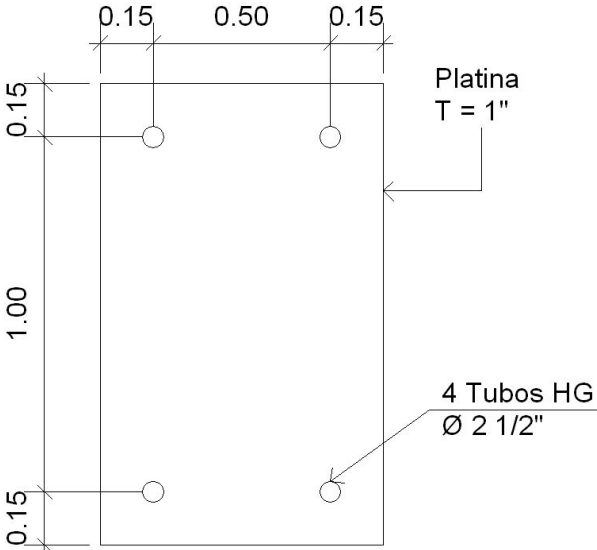


Figura 46. Platina para columna lado alta tensión



Lado de baja tensión

Las estructuras tienen dimensiones menores que el lado de alta tensión, pero obedecen en todo al principio ya establecido en el lado de alta tensión, incluso en los diámetros de la tubería empleada para su fabricación. Las dimensiones aparecen en los cortes D – D' y E – E' de propuesta final, correspondientes a las figuras 36 y 37. El detalle se muestra a continuación.

Figura 47 Tramo de columna de lado de baja tensión

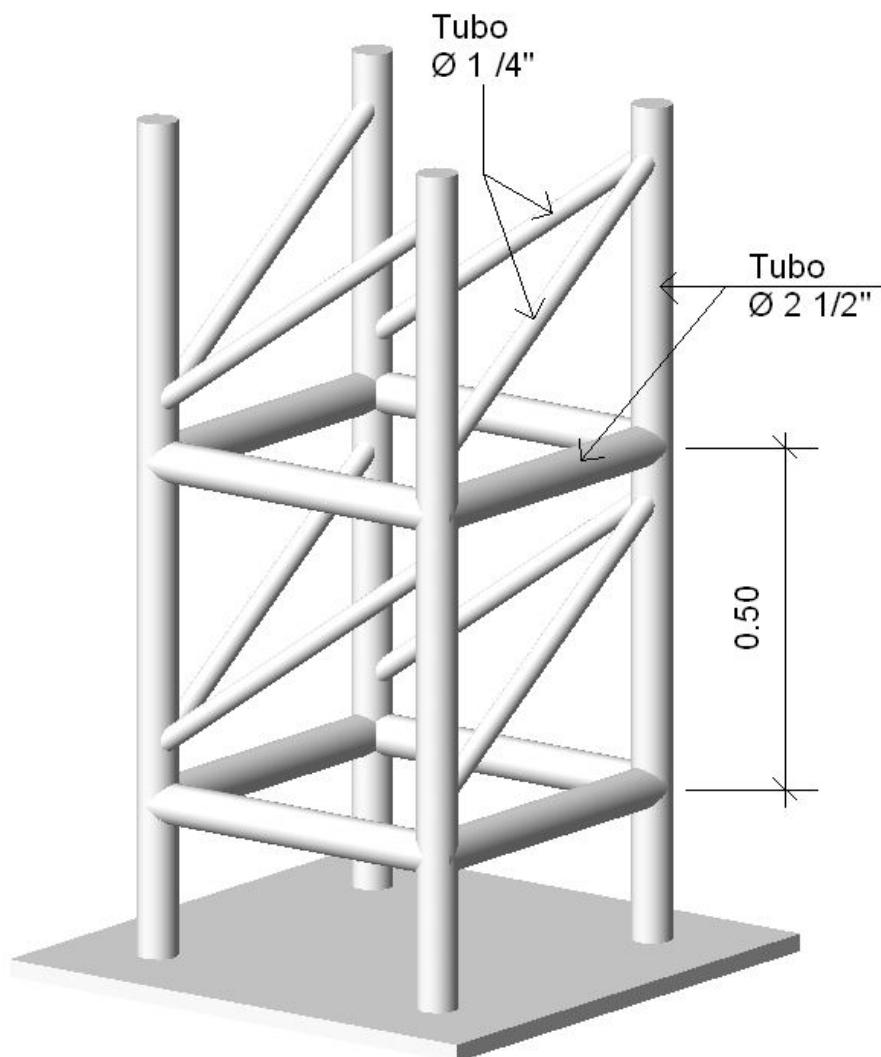
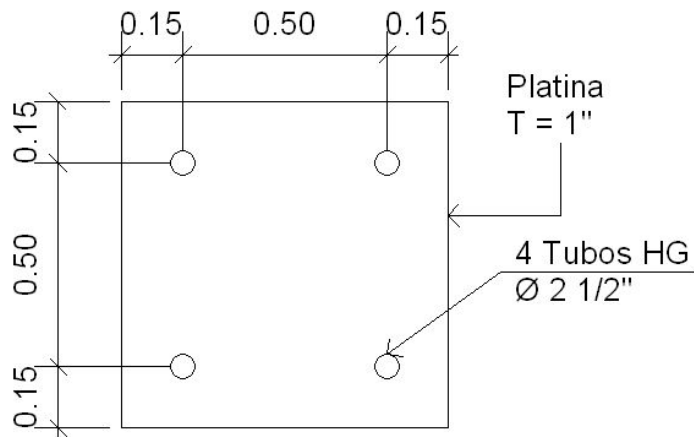


Figura 48. Platina para columna lado baja tensión



4.2.5 Cálculos de la capacidad de corto circuito

Como ya se ha establecido hasta aquí, la subestación es una facilidad pequeña, de acuerdo al punto de vista de potencias instaladas y manejadas, también que la alimentación la recibe de una línea de transmisión que es corta debido a su longitud total, que es únicamente 34.5 km., todo esto influyó en los cálculos que se realizaron para la capacidad de cortocircuito, ya que el sistema que se formó fue bastante simple, lo cual no ocurre cuando se trata de una subestación de gran potencia con gran equipamiento, protección y demás, alimentada por una línea de transmisión larga y lo cual condiciona los cálculos de cortocircuito y temas afines que se deben tratar de la subestación, aún así se deben tomar en cuenta los factores que inciden en este tipo de cálculos, ya que aunque la potencia de la subestación no sea grande, ni la línea larga, esto no indica que se deban pasar por alto los referidos factores.

Aspectos que se deben tomar en cuenta para el cálculo de cortocircuito.

Algunos de los efectos que se tienen en un sistema donde ocurre un cortocircuito son:

- a) Se forma un arco y daños en el lugar del cortocircuito, debido a la potencia que se disipa.
- b) La corriente de cortocircuito de las diferentes fuentes hacia el punto de falla se suma para formar una alta intensidad.
- c) Todos los componentes que llevan las corrientes de cortocircuito están sometidas a esfuerzos térmicos y mecánicos, la intensidad del esfuerzo varía con el cuadrado de la corriente y la duración del paso de la misma.
- d) El voltaje del sistema cae de manera proporcional a la magnitud de la corriente de cortocircuito, la caída máxima se presenta en el punto de falla y puede llegar a cero.
- e) La corriente de cortocircuito es proporcional a la potencia de la fuente, independientemente de la carga.

Las fuentes básicas de la corriente de cortocircuito son:

- a) Generadores, el flujo de corriente de cortocircuito está limitada únicamente por la impedancia total que es la suma de la impedancia del generador más la impedancia del sistema entre el generador y el punto de falla.
- b) Motores síncronos, la corriente viene del hecho que el motor se vuelve generador movido por la inercia de la carga.
- c) Motores de inducción, la corriente proviene del flujo remanente del campo magnético; pero solo dura aproximadamente 4 ciclos.

- d) Otros componentes eléctricos del sistema, principalmente los transformadores de suministro de bajo voltaje, la corriente proviene del devanado secundario y el campo magnético remanente, limitado por su impedancia.

Las reactancias de generadores y motores que se deben tener en cuenta para los cálculos, se resumen así:

- a) Reactancia subtransitoria (X''_d), reactancia aparente del bobinado del estator en el momento del cortocircuito, determina el flujo de corriente durante los primeros ciclos.
- b) Reactancia transitoria (X'_d), determina el flujo de corriente después del período subtransitorio.
- c) Reactancia sincronía (X_d), determina el flujo de corriente en condición estable. Generalmente no se usa para cálculos de cortocircuito.

La simetría de una onda se puede describir a partir del eje cero o eje del tiempo de la misma, cuando el recorrido de la onda es en la misma magnitud tanto arriba como abajo del eje cero, entonces es simétrica lo anterior es importante ya que la mayoría de las corrientes de cortocircuito son siempre asimétricas durante los primeros ciclos después de la falla. Se sabe que la simetría o asimetría de la onda de corriente depende del punto de la onda de voltaje en que ocurre el cortocircuito, aún así una onda asimétrica de corriente se compone de dos partes:

- a) una parte simétrica,
- b) una componente de D.C.

Lo interesante es saber que la componente de DC de la onda de corriente asimétrica decae en el lapso de uno a seis ciclos.

Para efectos de cálculo es imprescindible recordar algunos conceptos básicos, tales como la ecuación para el cálculo de la corriente.

$$I = U / Z,$$

Donde U = Voltaje del sistema, Z ó X = impedancia o reactancia del sistema.

Para la ecuación anterior se debe aclarar que la impedancia o reactancia es el valor que se tiene del punto de cortocircuito hacia las fuentes o fuente que alimentan la falla. En el cálculo de la corriente de cortocircuito, primero se calcula el valor de la corriente simétrica usando la reactancia subtransitoria ($X''d$), para todas las fuentes de corriente en el circuito equivalente del sistema y después se calcula el valor de la corriente asimétrica, mediante factores aplicados a la corriente simétrica. También hay que recordar la ecuación para el cálculo de la impedancia:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

Donde Z = Impedancia
R = Resistencia
X= Reactancia inductiva

Existen algunas consideraciones sobre la impedancia que se pueden tomar en cuenta ahora:

- a) Muchas componentes del sistema como máquinas rotativas, transformadores y reactores, tienen valores altos de reactancia comparada con la resistencia.
- b) Los conductores tales como cables, barras y líneas abiertas tienen una resistencia significativa comparada con la reactancia.

- c) Cuando el cociente entre la reactancia y la resistencia (X/R) del sistema es mayor a cuatro, se tienen errores menores al 3% al despreciar la resistencia
- d) En sistemas con voltaje arriba de 1 Kv., la proporción X/R es generalmente mayor a cuatro y la resistencia puede ser despreciada en los cálculos de cortocircuito.
- e) Para cables conectados en alto voltaje y cortos, con longitud menor a 300 metros, la impedancia total del cable puede ser despreciada.

Los siguientes pasos para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, pretenden simplificar el panorama para casos elementales:

- a) Preparar un diagrama unifilar del sistema. Incluir todos los componentes significativos del mismo.
- b) Asigne identificación a cada equipo o localización necesaria. Tomar en cuenta las condiciones de operación más severas para los cálculos y todo el equipo involucrado.
- c) Preparar un diagrama de impedancias. Seleccionar los parámetros adecuados en Kva. y voltaje para cálculos por unidad.
- d) De acuerdo al lugar de la falla y las condiciones del sistema, resolver la malla de impedancias y calcular las corrientes simétricas requeridas mediante el uso de las fórmulas adecuadas.

Adicional a los pasos para cálculo de las corrientes, se anotan a continuación las ecuaciones básicas por unidad:

$$\text{Voltaje por Unidad} = \frac{\text{Voltaje Actual}}{\text{Voltaje Base}}$$

$$\text{Corriente por Unidad} = \frac{\text{Corriente Actual}}{\text{Corriente Base}}$$

$$\text{Impedancia por Unidad} = \frac{\text{Impedancia Actual}}{\text{Impedancia Base}}$$

En un sistema trifásico se tiene los siguientes valores asignados:

- a) Los voltajes línea a línea del sistema son los usados normalmente como voltaje base.
- b) Potencia base es la potencia aparente trifásica, o sea: $Kva \text{ Base} = Kva \text{ Trifásica}$.
- c) Los valores derivados son:

$$\text{Corriente Base} = \frac{Kva \text{ Base}}{\sqrt{3} \text{ Kv Base}}$$

$$\text{Impedancia Base} = \frac{(Kva \text{ Base})^2 (1,000)}{Kva \text{ Base}}$$

- d) Otra formula útil para cambio de una cantidad porcentual dada en una base antigua a una nueva base por unidad.

$$X_{pu} = \frac{\% \times}{100} \left(\frac{Kva \text{ Base nueva}}{Kva \text{ Base antigua}} \right) \left(\frac{\text{Voltios Base antigua}}{\text{Voltios Base nueva}} \right)^2$$

4.2.5.1 Lado de alta tensión

Basándose en lo anotado anteriormente, aquí se calcula la corriente de cortocircuito cuando la falla ocurre en la barra de 69 Kv, la cual comprende desde la entrada a la subestación hasta la conexión del transformador y la salida a la línea de 69 Kv., se desprecian las impedancias de los cables que forman la barra colectora de 69 Kv, así como la de los interruptores que componen toda la barra colectora de 69 Kv.

Figura 49. Diagrama unifilar simplificado.

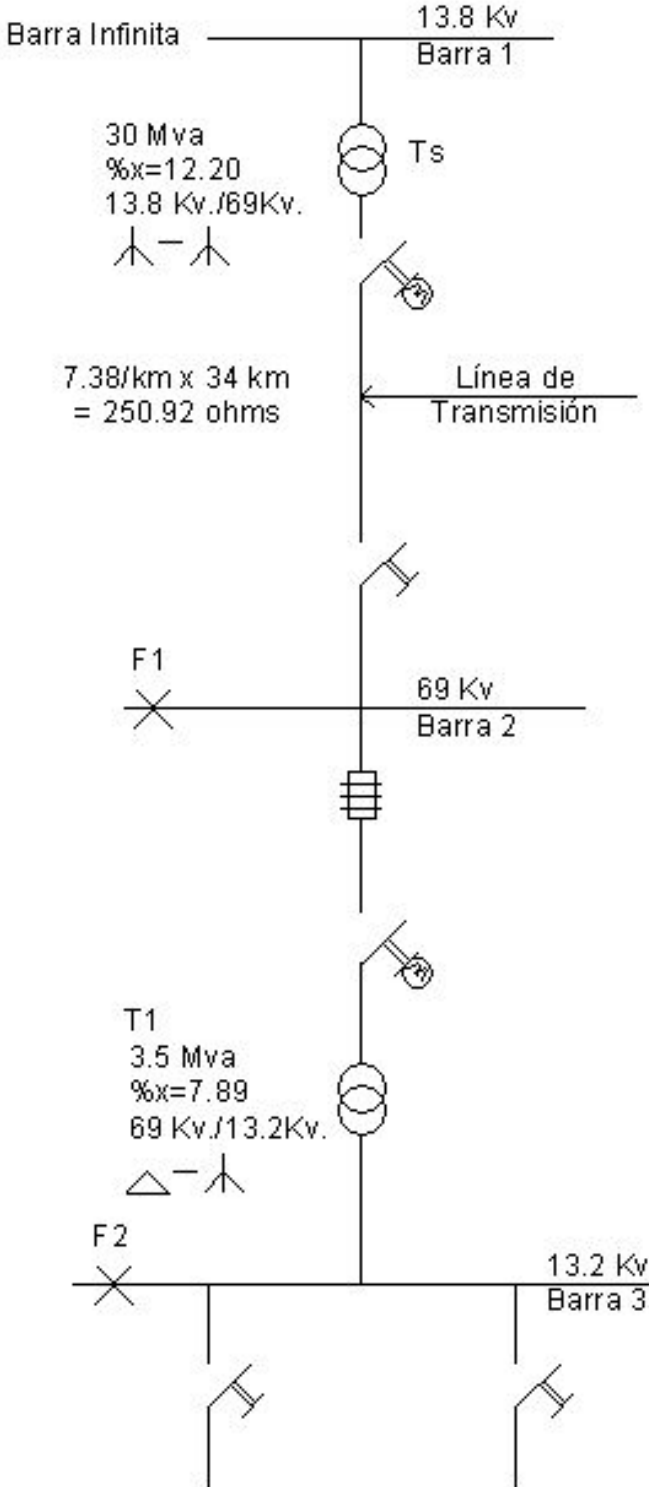
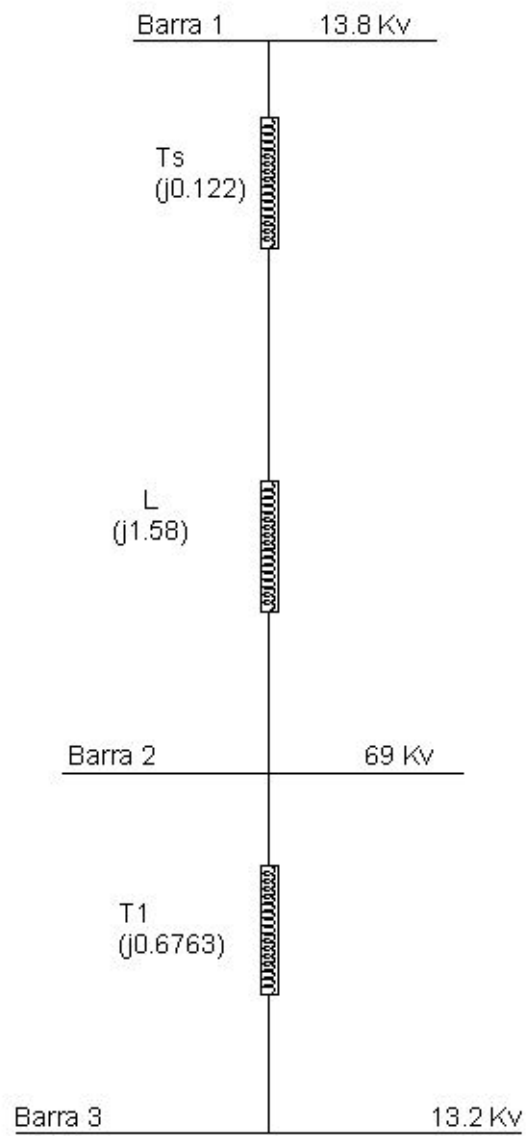


Figura 50. Diagrama de impedancias.



Debido a que existen varios voltajes, para el análisis se fijaron las bases para el sistema por unidad.

Kva. base = 30,000 Kva. (Potencia transformador de salida Ts).

Kv. base = 69,000 Kv. = 69 Kv. (Parte alta tensión).

Kv. base = 13,200 Kv. = 13.2 Kv. (Parte baja tensión en subestación).

Algunas fórmulas adicionales

$$\text{Corriente de cortocircuito trifásica simétrica en amperios} = I_{pu} = \frac{U_{pu}}{Z_{pu}}$$

$$\text{Corriente de cortocircuito trifásica simétrica} = I = \frac{I_{Base}}{Z_{pu}}$$

$$\text{Kva. de cortocircuito trifásicos simétricos} = Kva = \frac{Kva \text{ Base}}{Z_{pu}}$$

Donde, I_{pu} = Corriente por unidad

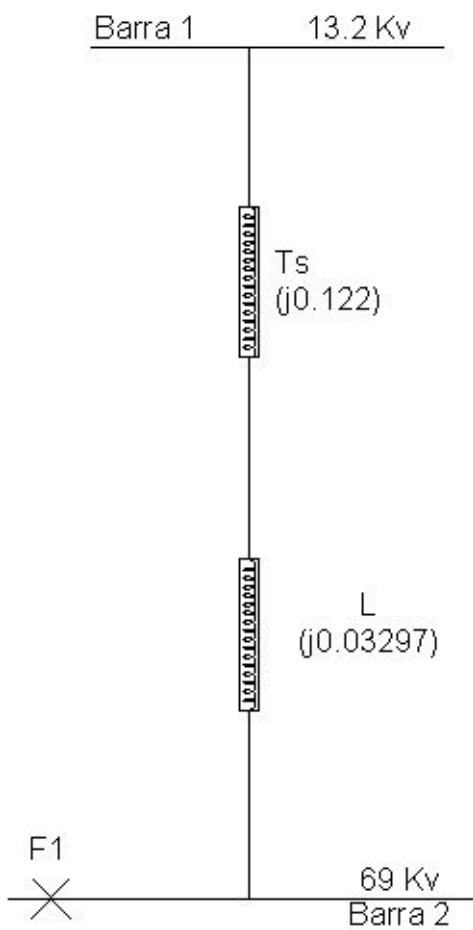
Z_{pu} = Impedancia por unidad equivalente de la red

U_{pu} = Voltaje por unidad.

Cálculos para la falla F1 en barra 2

La falla F1 en la barra colectora 2, con 69 Kv queda limitada únicamente por las impedancias de la línea de transmisión L y la del transformador de salida Ts, como se muestra en el siguiente diagrama:

Figura 51. Diagrama de impedancia para F1.



Cálculo de impedancia

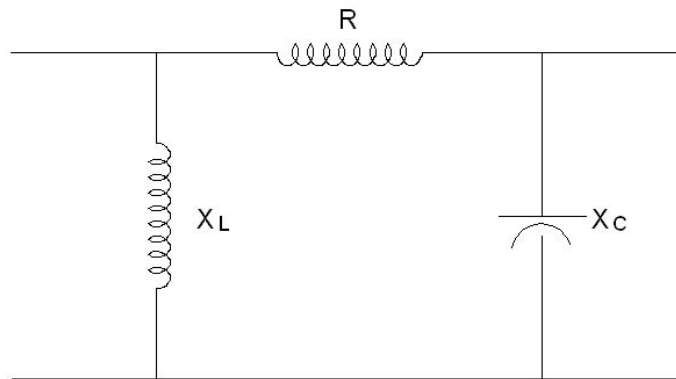
a) Línea de transmisión

Datos: $R = 0.117$ ohms/km.

$X_L = 0.2688$ ohms/Km.

$X_C = 0.1596$ ohms/km., y se tiene el circuito equivalente.

Figura 52. Circuito equivalente.



$$X_L = R + \frac{X_L X_C}{X_L + X_C} = 0.117 + j \frac{0.2688 \times 0.1596}{0.2688 + 0.1596}$$

$$X_L = 0.117 + j0.10$$

$$Z = \sqrt{0.117^2 + 0.10^2} = 0.1534 \text{ ohms-km.}$$

$$Z_{\text{total}} = 0.1539 \times 34 = 5.233 \text{ ohms}$$

Por lo que sabiendo que para F1, se está actuando solo en el área de 69 kv., entonces para cálculos fijamos las bases siguientes.

Kva. Base = 30 Mva.

Kv. Bases = 69 Kv.

$$Z_{\text{base}} = \frac{(\text{Kv Base})^2}{\text{Mva. Base}} = \frac{(69)^2}{30} = 158.7 \text{ ohms}$$

Por lo que el valor por unidad (PU) de la línea de transmisión es

$$X_L = \frac{Z_L}{Z_{base}} = \frac{5.233}{158.7} = j0.03297$$

b) Transformador de salida Ts

$$X_{pu} = \frac{\% x}{100} \left(\frac{\text{Kva Base nueva}}{\text{Kva Base antigua}} \right) \left(\frac{\text{Voltios Base antigua}}{\text{Voltios Base nueva}} \right)^2$$

$$X_{pu} = \frac{12.2}{100} \left(\frac{30,000}{30,000} \right) = 0.122$$

El voltaje en ambas bases es el mismo, por lo que el tercer término de la ecuación es 1. Es necesario además, a partir de los valores de potencia base y voltaje base, derivar la corriente e impedancia base, se hace mediante las fórmulas:

$$I_b = \frac{\text{Kva Base}}{\sqrt{3} \text{ Kv Base}}$$

$$Z_b = \frac{\text{Kva Base}}{\sqrt{3} \text{ Kv Base}}$$

Obteniendo la siguiente tabla:

Tabla XXIII. Valores trifásicos asignados y derivados

Valores Asignados		Valores Derivados	
Kva. Base	Kv. Base	I base	Z base
30,000	69	251.02	158.7
30,000	13.8	1,255.11	6.35
30,000	13.2	1,312.16	5.81

Voltaje por unidad = 1.0

$$Z_{F1} = T_s = j0.122$$

$$L = j0.03297$$

$$Z_{F1} = j0.15497$$

Entonces la corriente en el lado de 69 KV., en la falla F1 es:

$$I_{pu \text{ simétrica}} = \frac{U}{Z_{F1}} = \frac{1.0}{0.15497} = 6.4526$$

$$I = I_{pu \text{ sim}} \times I_b =$$

$$I = 6.4526 \times 251.02$$

$$I = 1619.75 \text{ Amp}$$

4.5.5.2 Lado de baja tensión

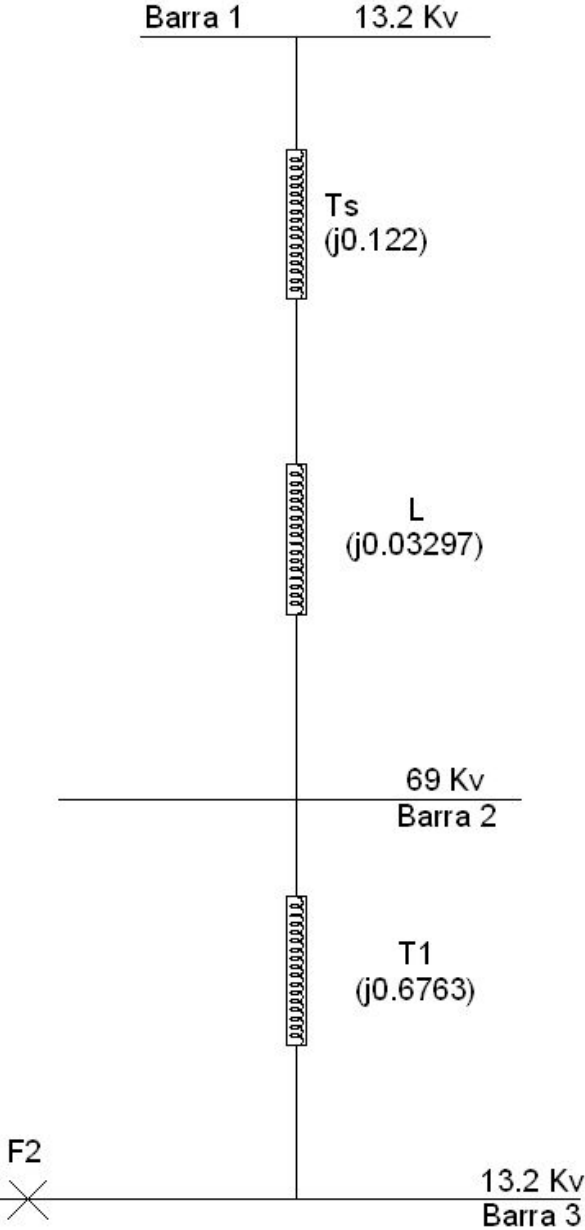
En el caso de baja tensión, barra colectora 3, la corriente queda limitada por las impedancias del transformador de la subestación T_i , la de la línea de transmisión L y la del transformador de salida T_s .

Antes de poner el diagrama de impedancia para la falla F2, se calcula la impedancia del transformador T1, se hace la salvedad que el análisis se esta realizando para el lado de 69 Kv del transformador, por lo que los datos base fueron los mismos que se utilizaron para la falla F1, ya que era necesario saber las dimensiones de esta corriente para el interruptor SIEMENS LINE BACKER y los fusibles que protegerían el transformador T1 en el lado de alta tensión.

$$X_{pu} = \frac{\% x}{100} \left(\frac{\text{Kva Base nueva}}{\text{Kva Base antigua}} \right) \left(\frac{\text{Voltios Base antigua}}{\text{Voltios Base nueva}} \right)^2$$

$$X = \frac{7.89}{100} \left(\frac{30,000}{3,500} \right) \left(\frac{69}{69} \right)^2 = 0.6763$$

Figura 53. Diagrama de impedancias para falla F2.



Cálculo de la impedancia equivalente para la falla F2

$$\begin{array}{r} Z_{F2} = Ts = j0.122 \\ \quad L = j0.03297 \\ \quad T1 = j0.6763 \\ \hline Z_{F2} = \quad j0.83127 \end{array}$$

Corriente en la falla F2.

$$I_{F2} \text{ pu simétrica} = \frac{1}{0.83127} = 1.202978$$

$$I = I_{pu \text{ sim}} \times I_b = 1.202978 \times 251.02$$

$$I = 301.97 \text{ Amp}$$

Como se puede observar, las corrientes bajo estas condiciones son bastante pequeñas, más se prevé que puedan ocurrir cambios al incrementarse las cargas o las condiciones iniciales.

A pesar de lo anterior, se debió considerar el cálculo de la falla F2 desde el punto de vista de la barra 3 en 13.2 Kv., ya que era necesario saber cual sería la corriente allí para efecto de poder considerar barras colectoras y protecciones, para ello se cambió la base de 30 Mva y 69 Kv a una nueva, que es:

$$\text{Kva. Base} = 3.5 \text{ Mva.}$$

$$\text{Kv. Base} = 13.2 \text{ Kv.}$$

$$Z_{\text{base}} = \frac{(13.2)^2}{3.5} = 49.783 \text{ ohms}$$

Y con esto hacer el cambio de impedancias para el lado de 13.2 Kv., de la manera siguiente

$$Z_{pu\text{ nueva}} = Z_{pu\text{ antigua}} \left(\frac{Kv\text{ antigua}}{Kv\text{ nueva}} \right)^2 \left(\frac{Kva\text{ Base nueva}}{Kva\text{ Base antigua}} \right)$$

Quedando los nuevos valores así:

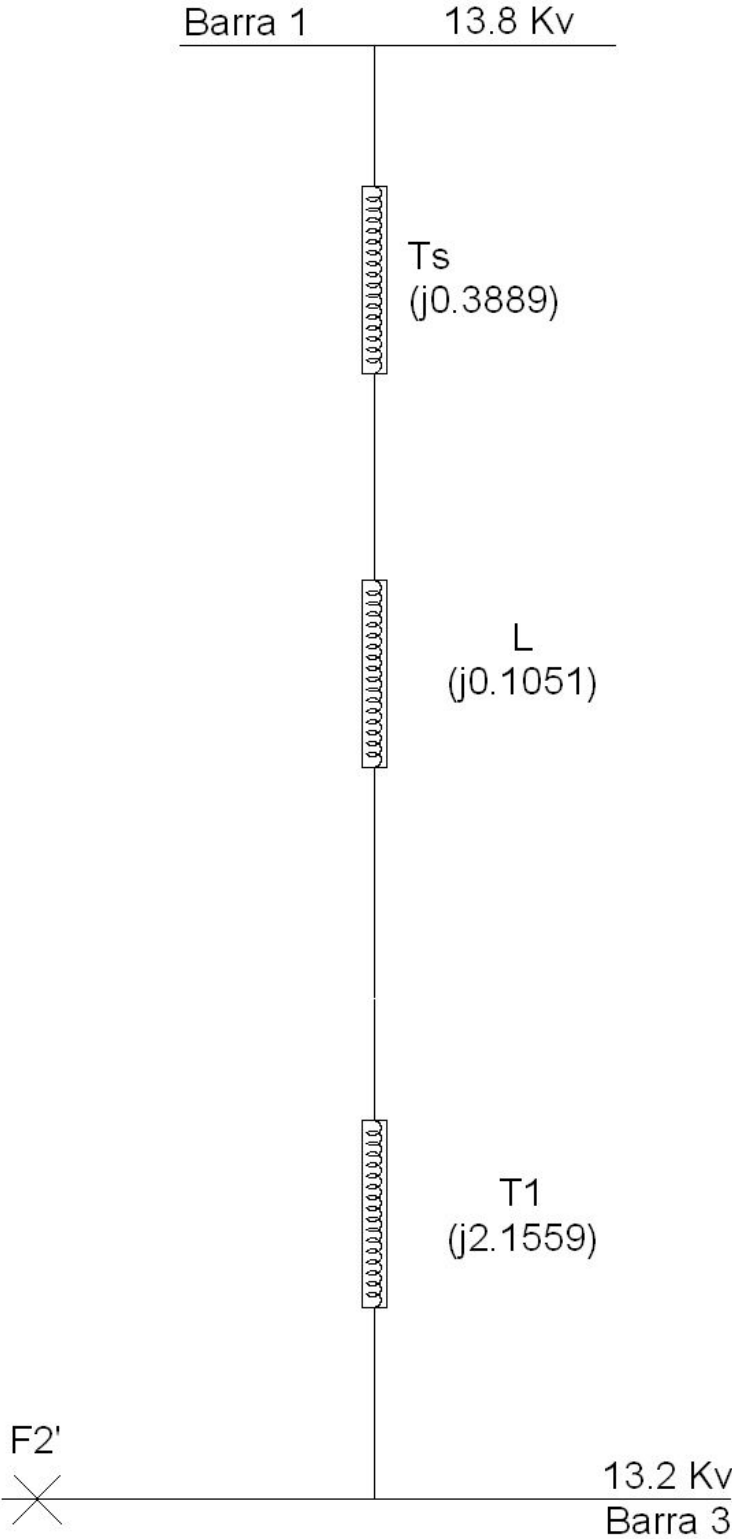
$$T_s = 0.122 \left(\frac{69}{13.2} \right)^2 \left(\frac{3.50}{30} \right) = 0.3889$$

$$L = 0.03297 \left(\frac{69}{13.2} \right)^2 \left(\frac{3.50}{30} \right)^2 = 0.1051$$

$$T_1 = 0.6763 \left(\frac{69}{13.2} \right)^2 \left(\frac{3.50}{30} \right) = 2.1559$$

Quedando el diagrama de impedancias para F2 en la nueva base de la siguiente manera:

Figura 54. Diagrama de impedancias para falla F2'.



Entonces:

$$\begin{array}{r} Z_{F2'} = T_s = j0.3889 \\ \quad L = j0.1051 \\ \quad T1 = j2.1559 \\ \hline Z_{F2'} = \quad j2.6499 \end{array}$$

$$I_{\text{base}} = \frac{3,500}{\sqrt{3} (13.2)} = 153.09$$

$$I_{\text{pu simétrica}} = \frac{U}{Z_{F2'}} = \frac{1.0}{2.6499} = 0.37737$$

$$I = I_{\text{pu sim}} \times I_b = 0.37737 \times 153.09$$

$$I = 57.77 \text{ Amp}$$

Lo cual demuestra ser una corriente bastante pequeña y se irá incrementando cuando crezca el sistema.

4.2.5.3 Cálculo de la red de tierras

Antes de proceder a efectuar los cálculos de la red de tierras, es necesario revisar los objetivos y alguna información técnica sobre los fundamentos mínimos que nos lleven a planificar y ejecutar una protección de la subestación y las personas y equipo que se encuentra dentro de ella en el momento de una falla o en operaciones normales de la misma.

Los objetivos principales para la implementación de la malla de tierras son:

1. Proveer un medio para conducir a tierra las corrientes eléctricas sin exceder los límites de operación de los equipos.

2. Se debe asegurar que una persona en la vecindad de la subestación o dentro de ella no este expuesto al peligro de un choque eléctrico.

Para el dimensionamiento de la red de tierras de la subestación se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

1. Las dimensiones de la malla de tierra es función de la intensidad que circula a través de la parte afectada en caso de falla y del tiempo que dura la misma.
2. Las dimensiones de las instalaciones se hacen de forma que no se produzcan calentamientos que deterioren las características de los elementos que componen la red.
3. Los electrodos y demás elementos metálicos llevaran las protecciones necesarias para evitar corrosiones durante su vida útil.
4. Se deben tomar en cuenta las variaciones posibles de las características del suelo en las diferentes épocas del año.

La medición de la resistividad del terreno es la razón más importante para el diseño de un sistema de puesta a tierra. La resistividad es un factor importante en el valor de la resistencia a tierra que pueda tener un electrodo enterrado, puede determinar a que profundidad debe ser puesto el mismo para obtener un valor de resistencia bajo. La resistividad esta determinada grandemente por el contenido de electrolitos, el cual consiste en humedad, minerales y sales disueltas. Un suelo seco tiene un alto valor de resistividad si no contiene sales solubles, la resistividad también es influenciada por la temperatura.

Existen varios métodos para realizar las mediciones de resistividad del terreno, pero uno de los más utilizados es el método Wenner, del cual se hace una breve descripción en los párrafos siguientes.

En el método Wenner, para la medición se disponen cuatro electrodos en línea recta y equidistantes una distancia “a”, simétricamente respecto del punto en que se desea medir la resistividad del suelo, el equipo de medida es un telurómetro (megger de tierras) de cuatro terminales, los electrodos externos son los de inyección de corriente y los centrales son los encargados de medir la caída de potencial, la cual esta en función de la resistencia.

El valor obtenido de la medición es sustituido en la ecuación que se da a continuación, obteniéndose un valor promedio de resistividad aparente a una profundidad equivalente a la distancia “a” entre los electrodos.

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

Donde: a = distancia en metros entre electrodos
 b = profundidad del electrodo en metros
 R = valor de la resistencia obtenida en el aparato

Si a es mayor a 20b, la expresión se puede simplificar a:

$$\rho = 2\pi a R \quad \text{siempre a en metros.}$$

Existen algunas recomendaciones que se pueden seguir al medir la resistividad del terreno:

- La profundidad de los electrodos no debe sobrepasar 30 cm.
- Es aconsejable realizar mediciones en diferentes direcciones.
- No se deben escoger profundidades de exploración grandes, ya que lleva a separación de electrodos muy grande.
- No es conveniente realizar mediciones donde existan tuberías o líneas de tierra, ya que pueden distorsionar el resultado.
- Se pueden tomar datos de otra instalación cercana como referencia.
- Si se hacen varias mediciones los valores de “a” pueden ser promediados, siempre que la separación entre electrodos usada haya sido sea la misma.

Cuando por los valores de resistividad del terreno, de la corriente de puesta a tierra o del tiempo de eliminación de la falla, no sea factible técnica o económicamente mantener los valores de paso o contacto dentro de los limites admisibles, debe recurrirse al empleo de medidas adicionales de seguridad, tales como:

- Hacer inaccesibles las zonas peligrosas.
- Disponer de suelos o pavimentos de elevada resistividad a las tierras o zonas de peligro.
- Aislar las empuñaduras o palancas de equipos que deban ser tocados.
- Conectar a tierra todas las estructuras, mallas y zonas de la subestación en donde se deban prestar servicios o efectuar alguna maniobra.
- Aislar los conductores de tierra a su entrada al terreno.

Se debe recordar que las puestas a tierra de manera general no solo se refieren a cables que conectan equipos, sino dentro de la red o malla de tierras también se puede entender como los pozos o tomas de tierra que se hacen para mejorar las conexiones de las mallas al terreno, cada uno de estos pozos de tierra tienen una salida hacia fuera del terreno, que se hace con un cable de calibre adecuado de tal manera que sea aprovechado dicho pozo o toma de tierra al máximo, dentro del área de la subestación se pueden hacer más de un pozo de tierra el cual va a dar a un barraje al cual se conecta la salida del pozo de tierra, así como los cables provenientes de otros componentes de la subestación.

Entendemos aquí, que un barraje no es más que una platina de cobre taladrada, con dimensiones y separación de agujeros para pernos, la cual debe ser dimensionada de acuerdo a los requisitos inmediatos de aplicación y tomando en cuenta futuros crecimientos, las dimensiones mínimas recomendadas son de 5mm de espesor por 50mm de ancho y una longitud ajustada a nuestras necesidades. Por el hecho que debe quedar a la intemperie, si tiene algún recubrimiento de níquel, cadmio o algún metal similar que evite corrosión es mejor, también es recomendable utilizar terminales de conexión de 2 agujeros y que sea aislada de su soporte, preferiblemente una distancia de aproximadamente 30 a 50 cm.

Tomando en cuenta que cada pozo de tierra tiene una salida separada y llega a un barraje o platina de cobre individual, se debe advertir que dicha separación es fuente de peligro dentro de la subestación, en el pasado se pensaba que tener una malla de tierras para la subestación y otra separada para la seguridad de mallas perimetrales y demás, impedía que al momento de una falla la corriente que se generaba por la referida falla no afectara a la otra malla de seguridad, dicho criterio debe ser desechado y se pueden dar algunas razones para ello:

- La resistencia de ambas redes de tierra por separado es mayor que si se interconectan.
- En el momento de una falla y si ambas mallas no están interconectadas, se pueden generar altas corrientes de una a otra malla por fallo de aislamiento en la subestación.
- Al estar separadas, la separación no significa una distancia muy grande, entonces se pueden inducir voltajes peligrosos de una malla hacia la otra.
- Durante los cálculos de la red de tierras, solo se pueden obtener resultados aproximados de la resistencia, por lo que una vez construida la mencionada red es necesario efectuar una medición de la resistencia de la misma. Con la medición es posible obtener resultados más precisos acerca de los cálculos efectuados.

Con lo expuesto anteriormente, se llega a establecer que los cálculos hechos de las corrientes de cortocircuito en los incisos 4.2.5.1 Lado de alta tensión y 4.2.5.2 Lado de baja tensión, son los que se pueden usar en los cálculos de la red de tierras, por lo que son esas corrientes referidas las que sirvieron para los cálculos de este inciso.

Según los cálculos de la corriente de cortocircuito para las barras 2 y 3, se conocen los siguientes resultados:

Barra 2 (69 Kv.) = Corriente $I_{se} = 1619.75$ Amperios

Barra 3 = Vista Lado Alta Tensión (69 Kv.) $I_{se} = 301.97$ Amperios

Vista Lado Baja Tensión (13.2 Kv.) $I_{se} = 57.77$ Amperios

Además que el área que ocupa la subestación es de 30 x 30 metros, resulta una superficie cuadrada de 900 m². El radio de un círculo que posea la misma área que la malla de tierra está dado por:

$$A = \pi r^2 \Rightarrow r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{900}{\pi}}$$

$$r = 16.93 \text{ m.}$$

$$R = \frac{\rho}{4r}$$

R=Resistencia de la malla de tierra de la subestación en ohms.

rho =Resistividad promedio de la tierra en ohms-metro

r=radio del círculo que tiene la misma área que la que ocupa la malla de tierra.

Todo lo anterior bajo la premisa de que la resistencia de la malla de tierra de la subestación una vez estimada la resistividad, depende principalmente del área que ocupará la malla de tierra; la cual está determinada por la dimensiones del terreno que ocupa. Entonces:

$$R = \rho/4r = 205/(4 \times 16.93) = 3.03 \text{ ohms}$$

Para el cálculo de la longitud requerida del conductor para hacer la malla, se utiliza la siguiente fórmula (Rodolfo MacDonald, Tesis, USAC, 1,979, Pág. 31 y 66).

$$L = k \times \rho \times I \times \text{SQRT}(t)/(165 + 0,25 \times \rho_{s})$$

k=factor de corrección de uniformidad malla - inferior

ρ =Resistividad promedio del terreno en ohms-metro

I=Corriente total a tierra en la malla – superior

t=máxima duración de la disipación del golpe

ρ_{s} =Resistividad de la capa superficial del suelo en ohms-metro

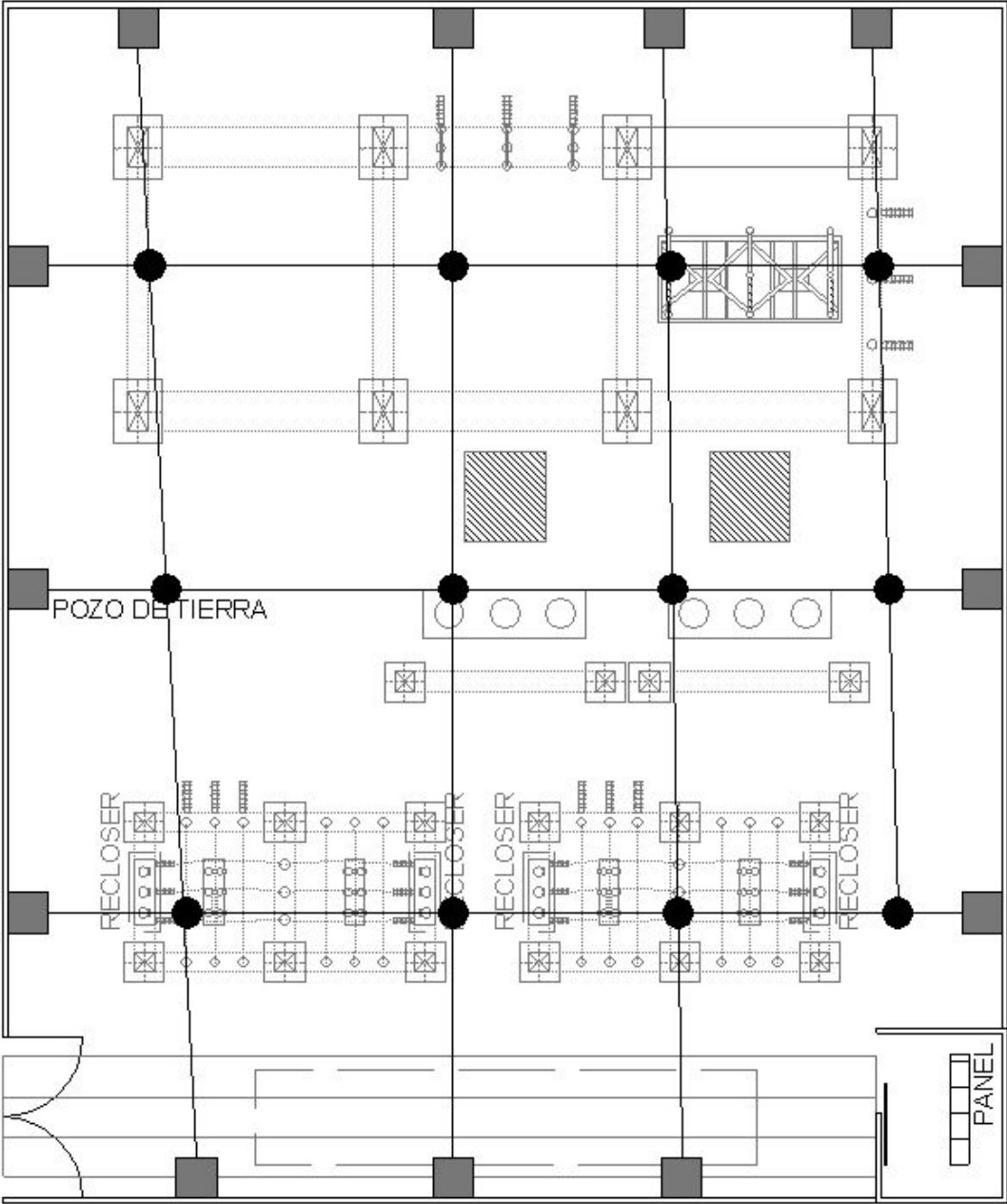
$$L = 1.25 \times 205 \times 1620 \times 0.707/(165 \times 0.25 \times 2000) = 441.35 \text{ metros}$$

Lo cual indicaría 15 pasadas de 30 metros de cable de cobre calibre 250 kcm.

Para ejecutar el proyecto de la subestación, tomando en cuenta los resultados obtenidos de los cálculos de la red de tierras, se diseñaron un conjunto de pozos de tierra en lugares estratégicos de la subestación, lo cual permitió hacer las bajadas de tierra de las puntas Franklin que coronan cada estructura del lado de alta tensión, así como las del lado de baja tensión, también se pusieron a tierra todas las estructuras metálicas que componen los pórticos, soportes de barras, cuba del transformador, bases de seccionadores de cuchillas, bases de los interruptores de recierre o reclosers, mallas de seguridad que se colocaron sobre el muro perimetral, puerta de acceso, puerta y estructuras del cuarto de control y las bajadas de la línea de guarda. Todos los pozos fueron conectados por medio de dos cables de cobre sin forro de salida de 50 mm. cuadrados a una platina de cobre con agujeros y después las platinas fueron interconectadas de manera que formaran una malla cerrada, las interconexiones entre platinas fueron hechas con cable de cobre sin forro 250 kcm y conectadas las intersecciones en diferentes sentidos, tal como se aprecia en la figura 55. Las conexiones de las intersecciones fueron soldadas con soldadura Cadwell para garantizar un buen contacto entre los cables de cobre.

Se debe mencionar que los datos de la resistividad promedio y la resistividad de la capa superficial del suelo del terreno, fueron proporcionados del estudio de la compañía SERBEN, quienes realizaron un análisis relacionado.

Figura 55. Planta sistema de tierras

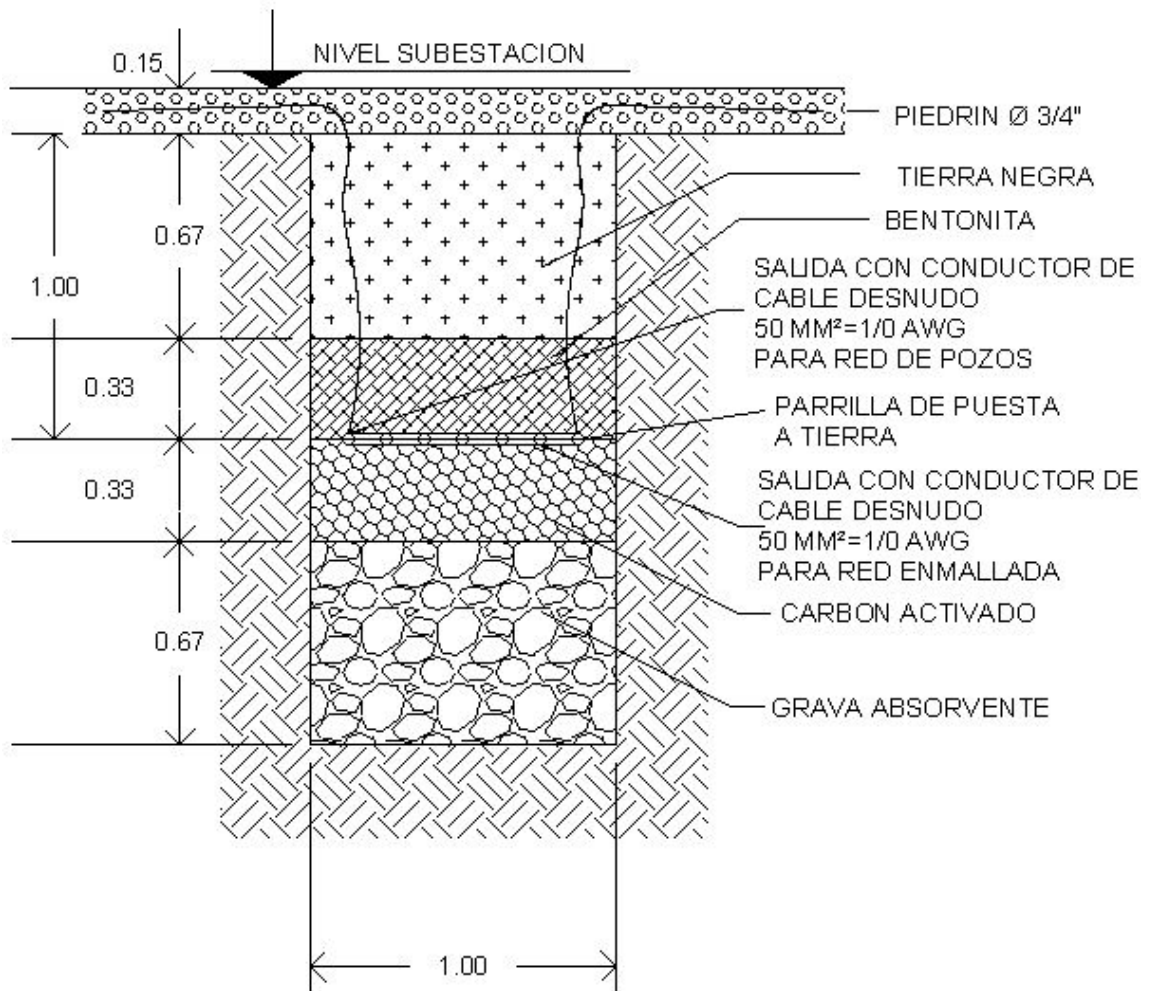


- POZO DE TIERRA
- CABLE DESNUDO DE COBRE # 1/0
- SOLDADURA CADWELL
CABLE CON CABLE



Cada pozo de tierra fue hecho con materiales que permitieran una resistividad con el terreno lo mas bajo posible, a fin de conseguir resultados óptimos para la protección de equipo y personas dentro y fuera de la subestación, la forma en que fue armado cada pozo se presenta en la figura # 56, que se presenta a continuación.

Figura 56. Pozo de tierra



4.3. Estudios

Aquí se deja constancia de las condiciones preliminares del terreno que sirvió de base a la subestación que aquí nos ocupa, algunos incisos fueron tratados con anterioridad y por lo tanto, cuando sea necesario solo se hará referencia al lugar en que se encuentren los datos pertinentes.

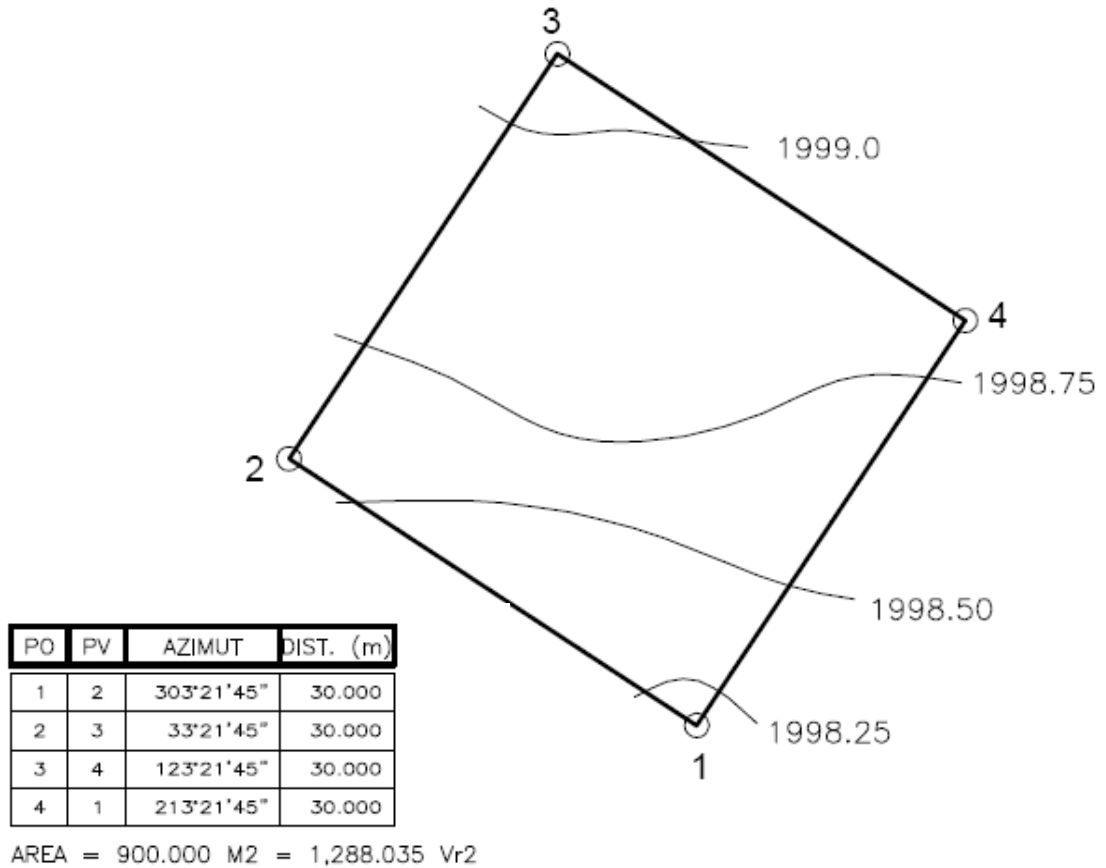
4.3.1 Estudio físico y eléctrico del terreno

Para fines de obtener las calidades del proyecto, se desarrollaron los estudios de Condiciones topográficas, geográficas y resistividad del terreno, para obtener los resultados necesarios para comprobar la factibilidad del lugar.

4.3.1.1. Condiciones topográficas

El terreno base para la subestación era parte de un cafetal, lo que indica que contenía un tipo de suelo con minerales y nutrientes que se encuentran en zonas de cosechas, por esta razón fue necesario retirar unos cuantos árboles que impedían la ejecución de la obra, así como retirar de manera total las raíces de lo mencionados árboles para que no representaran material orgánico que diera problemas a los equipos y estructuras que se erigirían en el sitio, no había ningún tipo de tubería o construcción antigua en el área, por lo que no fue necesario tomar precauciones en lo relativo a los estudios y mediciones que se debían efectuar, el declive del terreno era bastante escaso dentro del sitio que abarcaría la subestación, diferencia de nivel que con las excavaciones que se realizaran para las bases y muro perimetral, se compensarían con el material excedente, tal como resultado. La grafica que muestra las condiciones topográficas del terreno, están contenidas en la figura 57.

Figura 57. Topografía del terreno



4.3.1.2. Condiciones geográficas

De las condiciones geográficas, ya se hizo referencia al inicio de los cálculos ver inicio capítulo 9, aquí solo se completan los datos antes mencionados con los datos geográficos proporcionados por el INSIVUMEH del Municipio de San Miguel Petapa, siendo este el que se encuentra mas cerca del sitio de la subestación.

TABLA XXIV. Datos geográficos de San Miguel Petapa.

Latitud 14 grados 31min. 50 seg.
Longitud 90 grados 33 min. 28 seg.
Elevación 1260 msnm.
Temperatura máxima anual (promedio) 26.3 grados C.
Temperatura mínima anual (promedio) 16.4 grados C.
Precipitación mínima anual (promedio) 2.8 mm.
Precipitación máxima anual (promedio) 175.3 mm.
Nivel Cereúnic 60.

4.3.1.3. Resistividad del terreno

La resistividad del terreno fue tema en el inciso 4.2.5.3. Calculo de la red de tierras, allí fue dado el dato sobre la medición hecha en el terreno de la subestación.

4.3.2. Tipos de protección a usar

Ya se ha establecido que la subestación eléctrica de la que trata este trabajo, es una subestación pequeña, razón por la cual no aparece mucho equipamiento, mayores facilidades y como se vera en lo sucesivo tampoco cuenta con algunos tipos de protección, así como tampoco cuenta con medición, ya que el espíritu del proyecto radica en el hecho que es un elemento dentro del sistema del consorcio que no debe requerir mucha atención de parte del personal, casi se maneja el concepto de una subestación remota. En lo relacionado con medición se considero que la línea en la salida de la barra infinita de 13.8 Kv esta medida y que los distintos clientes a quienes se les brinda el servicio también tienen una medición instalada, esto es mas que suficiente para poder hacer un balance de energía y potencia para efectos de control.

El lugar donde se encuentra la subestación actualmente es poco accesible en la actualidad y la cantidad de clientes es también bajo por ahora, estas razones dieron como resultado que la protección usada sea la mínima, tal como se establece después de que se lea lo relacionado con el tema. Se espera que en el futuro las condiciones de la subestación, los servicios que preste y la importancia de la misma aumenten y las decisiones se dieron en el sentido, que será en el futuro cuando se implemente de mejor manera lo relacionado a protecciones.

4.3.2.1 Lado de alta tensión

En este lado fueron instalados únicamente dos tipos de protección:

1. Los pararrayos o apartarrayos, los cuales sirven como protección contra descargas electro atmosféricas, claro esta unidos íntimamente a la red de tierras, la cual es fundamental para que actúen de manera adecuada los mismos. Se anotan los datos de los pararrayos instalados en la subestación, incluidos también en el diagrama unifilar como corresponde:

TABLA XXV. Datos de pararrayos lado de 69kv.

Marca: Westinghouse. Tipo de Carga: normal Voltaje Máx., de Operación-MCOV: 57 Kv Voltaje Nominal: 72 Kv. Tipo de pararrayos: Varistor de óxido metálico Intensidad de alivio: 32 KA.
--

Después de ver los datos de los pararrayos y hacer una comparación entre ellos y los niveles básicos de impulso (NBI) del transformador y equipo instalado del lado de alta tensión, se llega a determinar que sí tienen utilidad la instalación de los pararrayos, ya que una descarga electro-atmosférica o una falla grande pueden ser eliminadas por medio de estos elementos.

2. Fusibles de 69Kv e interruptor de apertura para transformador de 3.5 Mva. Los datos de ambos elementos ya fueron dados en la sección 4.2.4.1. Disposición Constructiva Física, en el Lado de Alta Tensión. Es de hacer notar que estas protecciones son específicamente para la protección del lado de 69Kv del transformador, no así para la barra colectora de 69Kv., aunque se debe reconocer que si ayudan a la protección de dicha barra mediante la eliminación de las fallas que puedan provenir del lado de 13.2 Kv y que pasen al lado de 69 Kv por su magnitud o duración y también fallas que puedan aparecer en el bobinado de alta tensión del transformador o las barras colectoras flexibles que unen las protecciones aquí tratadas con el devanado del transformador.

4.3.2.2. Lado de baja tensión

Por similares razones a las explicadas en el lado de alta tensión, en el lado de baja tensión también la protección es mínima, contando únicamente con dos tipos de protección:

Pararrayos o apartarrayos, los cuales en este caso fueron colocados en la salida a cada circuito que abandona la subestación en 13.2 Kv, de manera de individualizar por zonas los fallos y cortes de energía que puedan suceder debido a descargas electro-atmosféricas, los datos de los pararrayos instalados se dan a continuación:

TABLA XXVI. Datos de pararrayos en lado de baja tensión

Marca: Ohio Brass
Tipo de carga: Normal
Voltaje Máx., de Operación-MCOV: 8.4 Kv
Voltaje Nominal: 10 Kv.
Tipo de pararrayos: Varistor de óxido metálico

En este caso también, se puede observar que la relación entre los niveles básicos de impulso -NBI del equipo instalado y los pararrayos, se concluye que sí son de utilidad en el caso de una descarga electro-atmosférica en cualquiera de los circuitos de distribución.

Interruptores de recierre o Reclosers, los datos de estos elementos de 13.2Kv, fueron dados en la sección 4.2.3.2. Numero de Circuitos de Salida y Tensión Nominal KV, Lado de Baja Tensión. Se hace notar que la función de estos interruptores, aunque no son totalmente de protección, si ayudan a realizarla debido a que en el momento de existir una falla, abren el circuito a plena carga de ser necesario y vuelven a realizar varios intentos de dejarlo restablecido, si se da el caso de ser una falla que se haya eliminado durante la función normal del interruptor, esta claro que este tipo de acción ayuda a que las condiciones de falla, no lleguen a un punto insostenible dentro del circuito.

La localización de todos los elementos anteriores, es posible por medio de las figuras presentadas con anterioridad en ambos lados de tensión, así como en las secciones de la subestación, que también ya fueron vistas en las diferentes secciones de este trabajo.

4.3.2.3. Mando

En el caso de los sistemas de mando y control, todas las protecciones sin excepción, se hacen con interruptores termo magnéticos, llamados en el campo técnico y aquí en Guatemala como flipones, se toma en cuenta por supuesto la potencia para el servicio que cada uno presta y de esa manera se calculo su amperaje, así como el numero de polos necesarios. Dichas protecciones se presentan en las figuras 42 y 43, que se encuentran en la sección 4.2.4.3. Disposición de Circuitos de Mando y Control

4.4. Planos finales de la subestación

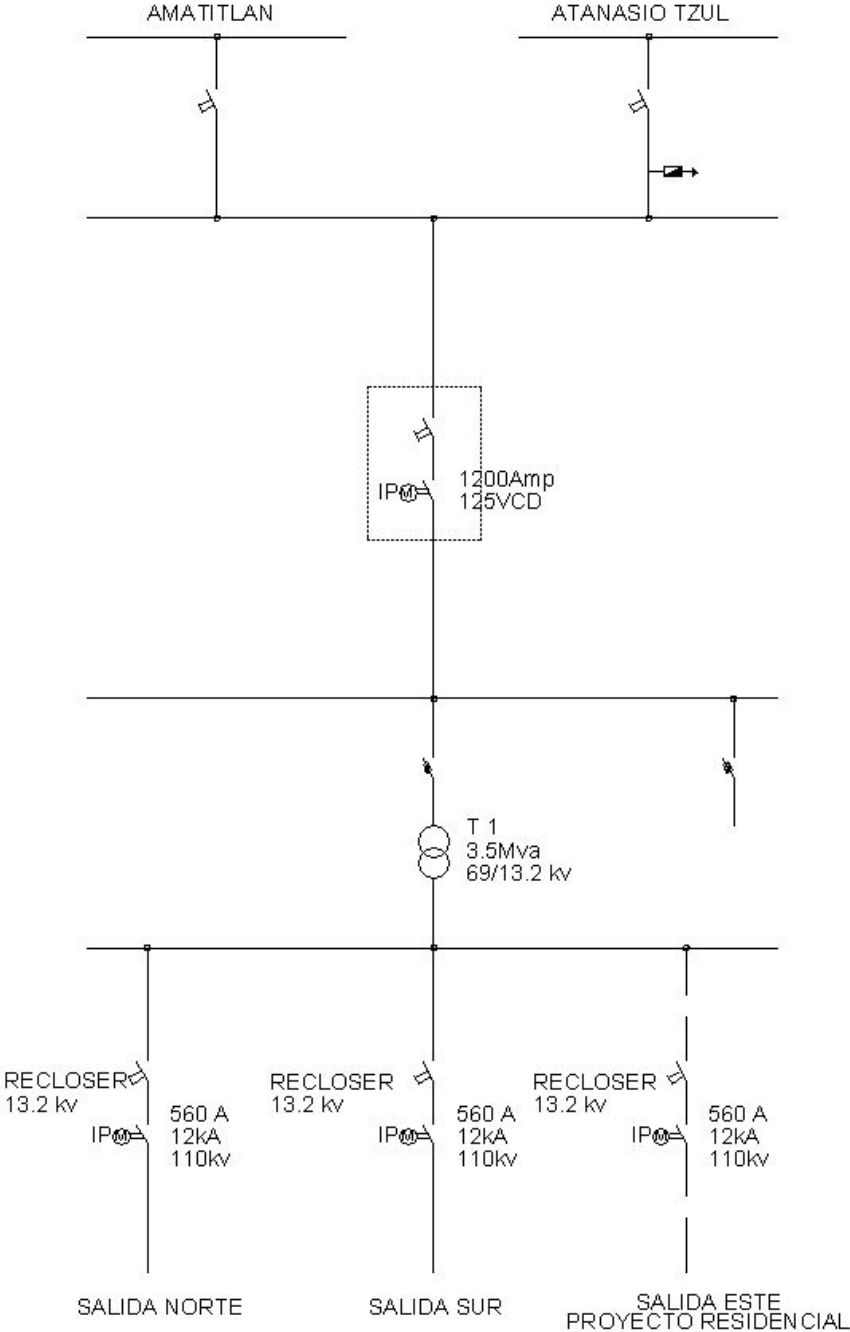
Durante el desarrollo del presente trabajo se han ido presentando las diferentes figuras que eran necesarias para amparar lo especificado o tratado en cada sección o inciso, por lo que aquí se hará una recopilación de figuras, que junto a uno que otro agregado representan los planos finales de la subestación, objeto de este estudio.

Todos los planos finales se presentan en el Anexo I.

- Diagrama unifilar, aunque ya se presentó uno similar en la figura 26, se presenta otro con algunas correcciones en la figura 58.
- Vista general de planta de propuesta final en figura 31.
- Secciones del Lado de Alta Tensión, se presentaron en las figuras 28, 29 y 30.
- Plantas y secciones de Lado de Baja Tensión, fueron presentadas en las figuras 35, 36 y 37.
- Plano general de Cimentaciones, esto se tratara en el capítulo 5, aun así se presenta el plano en la figura 59.
- Plano de armadura de cimentaciones, también se tratara en el capítulo 5, el plano se presenta en la figura 60.
- Detalle de estructuras metálicas para lado de alta tensión, contenido en las figuras 44, 45 y 46.
- Detalle de estructuras metálicas para lado de baja tensión, presentado en las figuras 47 y 48.
- Red de tierras contenida en la figura 55, planta de sistema de tierras y pozo de tierras figura 56.

En la lista de planos anterior, se baso la implementación y construcción de la subestación de COMESUR, quedando únicamente fuera de este trabajo los detalles de obra civil del muro perimetral y del portón de acceso a la referida obra.

Figura 58. Diagrama unifilar final.



5 MONTAJE

En este capítulo se trata lo relacionado a la cimentación de estructuras metálicas, equipos de protección y sobre todo de la cimentación del transformador, el cual es parte vital de la subestación, se hace también una breve reseña sobre el montaje de los diversos equipos y por supuesto del transformador. Se presentan al final algunas observaciones hechas durante el proceso de construcción de la obra civil y del montaje de los herrajes y cableado eléctrico, correspondientes a diversas fases de la construcción.

5.1 Cimentación de transformadores

Durante las reuniones iniciales de planificación del trabajo de cálculo y construcción de la subestación se había acordado ver la posibilidad de dejar hechas las cimentaciones de los dos transformadores que deben ir en la subestación cuando esta esté completamente en uso, una base sería para el transformador inicial y la segunda para el transformador que se instalaría cuando el primero llegara a su capacidad nominal, sin embargo mientras se fueron dando los acontecimientos de planificación y ejecución de la obra, la puesta en operación fue apremiante, entonces se tomó la decisión de dejar fundida una sola base para el transformador que sería el inicial y conforme se fueran necesitando mas servicios y surgiendo más clientes, se podría fundir la segunda base e instalar el segundo transformador o en su defecto, sustituir el transformador inicial por uno de mayor potencia, el cual podría ser de 10/14 Mva, cuyas características fueran similares al del transformador inicial de 3.5 Mva.

Es necesario hacer notar que la figura 59, presenta la cimentación general de un pórtico típico, razón por la cual puede ser repetida o modificada adecuándose a las circunstancias que se presenten. De esta manera la cimentación del transformador está marcada con el 7 en la figura referida, teniendo como dimensiones 4.87 metros de largo, 2.20 metros de ancho y 1.25 metros de profundidad, como se puede observar en la figura 60 y el corte C-C la base fue conformada con un 60% de roca y un 40% de concreto 5000 PSI. Por la experiencia de anteriores subestaciones se sabe que esta base es adecuada para un transformador de estas características y aún más para uno con características y potencias superiores al transformador inicial.

Figura 59. Planta de cimentaciones BANQUETA

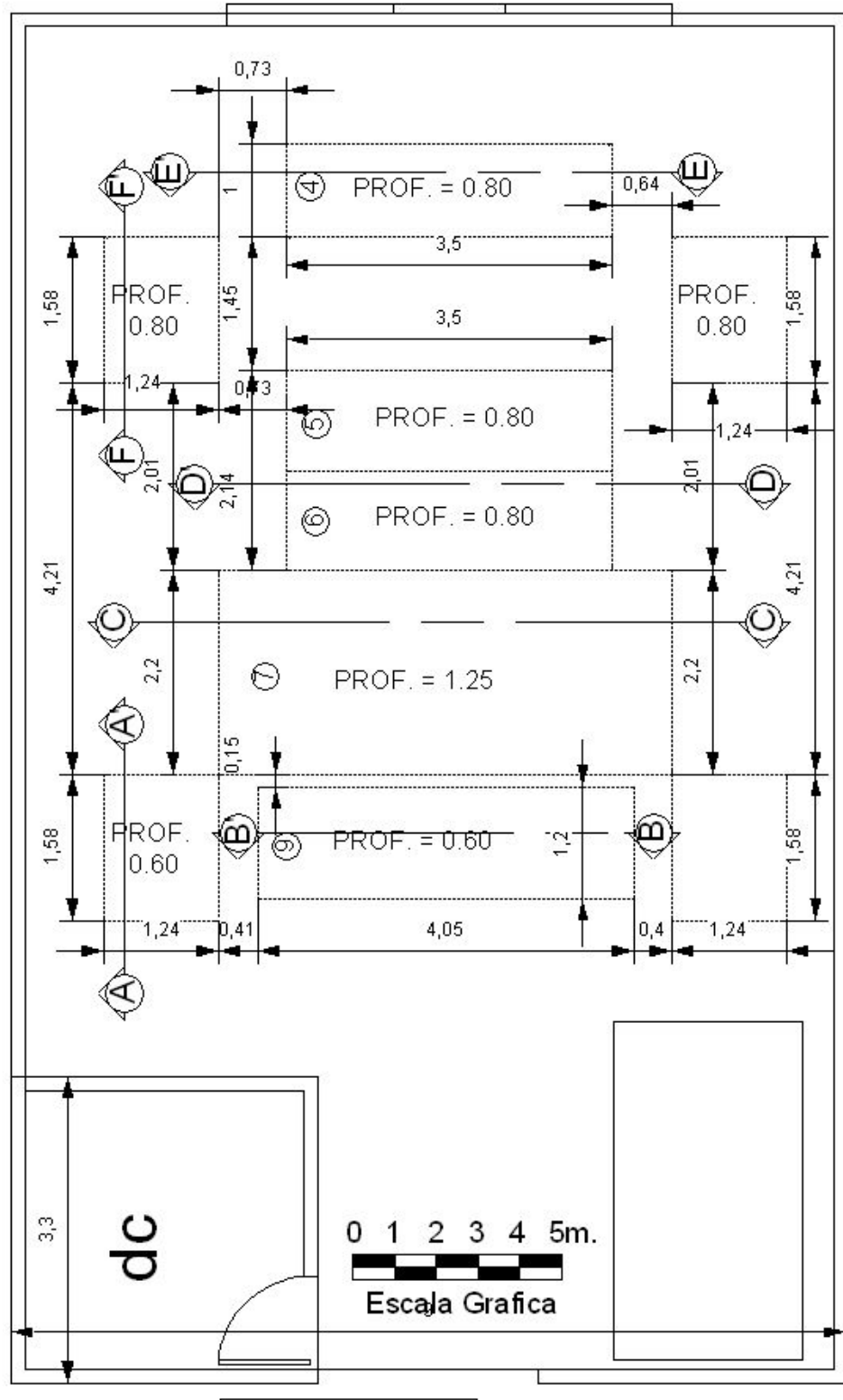
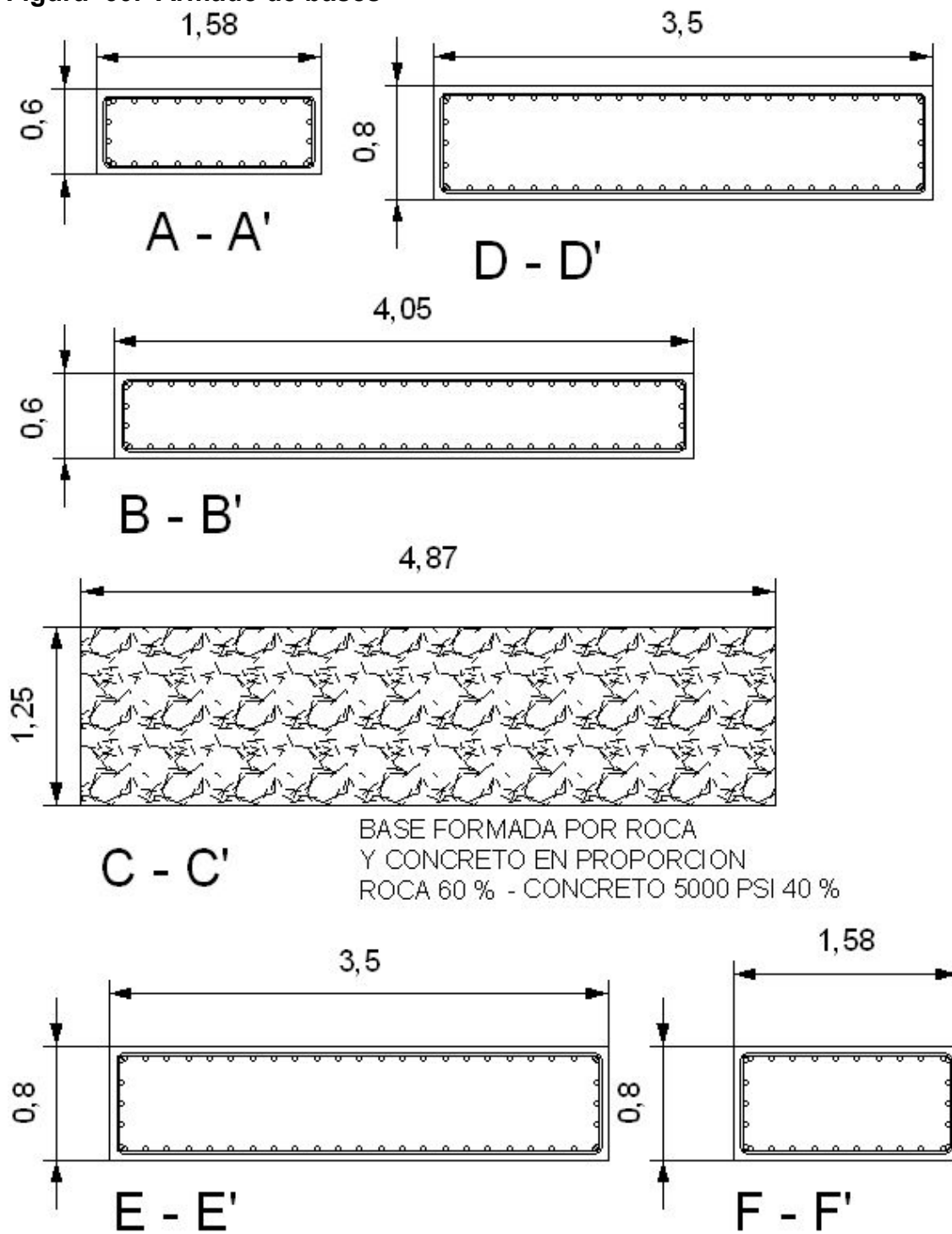


Figura 60. Armado de bases



BASE FORMADA POR ROCA
Y CONCRETO EN PROPORCION
ROCA 60 % - CONCRETO 5000 PSI 40 %

NOTA:
FORMAR TODAS LAS CANASTAS CON
HIERRO Ø 3/8" @ 0.15 CONCRETO 3000 PSI

5.2 Cimentaciones de equipos de protección

Para esta subestación y como ya se estableció con anterioridad, las protecciones que están operando en el lado de 69 Kv, son únicamente los fusibles, que van colocados en la estructura metálica como se puede ver en los cortes del lado de alta tensión y el interruptor SIEMENS tipo Line Backer, el cual va colocado antes de la entrada de 69 Kv del transformador, hablando eléctrica y físicamente, por lo que su cimentación es la que corresponde a los números 5 más 6 en la figura 59, que tiene dimensiones de largo 3.50 metros, ancho 2.14 metros y una profundidad de 0.80 metros, va colocada una armadura de acero como refuerzo y su corte corresponde al D-D en la figura 60, esta cimentación por supuesto fue hecha en concreto, más como el peso es menor al del transformador, se utilizó concreto 3000 PSI. Del lado de baja tensión las protecciones son los interruptores de recierre o reclosers, los cuales van colocados en una base también de concreto 3000 PSI con refuerzos de acero, con dimensiones de 3.50 metros de largo, 1.00 metros de ancho y 0.80 metros de profundidad y que corresponde al numeral 4 de la figura 59 y al corte E-E, de la figura 60, las cuchillas seccionadoras de este mismo lado de potencial también van colocadas en bases similares a las descritas.

5.3 Cimentaciones de estructuras

Todas las cimentaciones de las estructuras metálicas correspondientes a los pórticos, tanto del lado de alta tensión como del lado de baja tensión, aunque las del lado de baja tensión son de menor tamaño que las de alta tensión, van colocadas sobre cimentaciones iguales, cuyas dimensiones son 1.58 metros de largo, 1.24 metros de ancho y 0,80 metros de profundidad con refuerzo de acero, de la misma manera que las otras cimentaciones.

Las bases referidas no están identificadas con algún número en la figura 59, pero se distinguen por las medidas apuntadas, y son las que llevan el corte F-F, en la figura 60.

5.4 Montaje de transformadores y equipo

El montaje del transformador fue realizado mediante una grúa de tonelaje adecuado al peso del mismo, con el cuidado necesario para que no sufriera desperfectos durante la instalación en la base y que tampoco sufriera desperfectos eléctricos, ni de ninguna índole durante el transporte y el montaje en la subestación. El camino de acceso al sitio del montaje fue preparado adecuadamente, a fin de que no solo el transformador, sino todo el equipo que se debía transportar hasta la subestación, llegaran en óptimas condiciones. También el equipo fue montado en la misma ocasión en que fue montado el transformador, aprovechando la misma grúa, ya que aunque el equipo y estructuras eran mas livianas que el transformador, era la ocasión perfecta para realizar el montaje de manera adecuada y sin riesgos.

Dentro de todo el montaje lo importante fue el del transformador, pues por su peso era el que una vez colocado en su lugar y la grúa hubiera abandonado la subestación, no habría forma de moverlo. Para el resto del equipo si se podían realizar pequeños movimientos para su acomodo. El transformador debía quedar puesto de manera exacta, de tal modo que las conexiones mediante las barras colectoras flexibles, quedaran acorde a las necesidades, tales como simétricas, llegar en el ángulo correcto y que el transformador quedara colocado en el centro de la base, nivelado y con las distancias mínimas requeridas de seguridad para su funcionamiento.

En lo relativo a equipos, estos debían quedar también puestos de manera adecuada en sus respectivas bases o cimentaciones, con las distancias de seguridad y conexiones hechas correctamente, quedar nivelados, balanceados y llenando todos los requisitos óptimos para su funcionamiento. Incluso las estructuras metálicas, aunque solo sirven para sostener líneas y equipo debían quedar niveladas y balanceadas, para que las cargas de viento o cualquier eventualidad, no las fuera a sacar de posición y brinden el soporte necesario a equipos y líneas de entrada y salida. También era importante su montaje, ya que deben trabajar sometidas a fuerzas de tensión que son necesarias para que las líneas queden construidas de manera adecuada y a la altura correcta.

6 PRUEBAS

Los elementos que componen la subestación son unos nuevos y otros son equipos que ya estuvieron en uso en algunas otras subestaciones de la empresa, los equipos nuevos ya vienen con pruebas hechas de fábrica razón por la cual no le fueron efectuadas pruebas, sino únicamente fueron instalados teniendo el cuidado de seguir las indicaciones que el fabricante especifica en la información que adjunta a cada equipo. Existía equipo que ya había estado en uso, por lo que con este equipo si se tuvo que realizar las pruebas mínimas para garantizar el funcionamiento y la seguridad en las operaciones que se iban a iniciar; el equipo totalmente nuevo era:

- Interruptores seccionadores (cuchillas seccionadoras) del lado de alta tensión.
- Las bases de fusibles y fusibles del lado de alta tensión.
- Los interruptores seccionadores (cuchillas seccionadoras) del lado de baja tensión.
- Los interruptores de recierre o reclosers del lado de baja tensión.
- Los pararrayos de ambos lados de tensión.
- Todos los herrajes y aisladores de ambos lados de tensión.

El equipo usado que fue empleado en la implementación de la subestación fue:

- El transformador de 3.5 Mva.
- El interruptor SIEMENS tipo Line Backer.

Debido a lo anterior fue necesario efectuar pruebas al equipo que había estado en uso con anterioridad, una de las primeras acciones ejecutadas fue sacar una muestra de aceite del transformador y aunque su coloración había variado con el tiempo de uso, se tomó la decisión de cambiarlo para no tomar riesgos en pieza tan importante dentro de la subestación. Cuando se tuvo el aceite nuevo se tomaron varias muestras de los recipientes, antes de proceder a efectuar el cambio en el transformador, las muestras solo fueron para hacer una inspección ocular, ya que era aceite recibido en recipientes sellados del proveedor. La inspección visual fue satisfactoria, los valores aceptables para las pruebas de aceite, así como una breve descripción de las mismas se tratan en el anexo III.

Una vez efectuado el cambio de aceite al transformador, así como hecha una inspección minuciosa por un técnico, se procedió a realizarle pruebas las cuales se resumen a continuación:

TABLA XXVII Resultados de pruebas efectuadas a transformador de 3.5 Mva.

Datos del transformador: Marca Westinghouse Potencia 3,500 Kva., 3 fases, 60Hz. Voltaje Primario 69,000 Voltios Voltaje Secundario 13,200 Voltios Posición del tap 3

Pruebas de continuidad y aislamiento de bobinas.

Realizadas con Megger de 2.5 Kv.

Pruebas de continuidad entre bobinas

Bobina primaria Cero

Bobina secundaria Cero

Pruebas de aislamiento de bobinas

Bobina primaria a bobina secundaria 1 Gigaohms

Bobina primaria a tierra 2 Gigaohms

Bobina secundaria a tierra 1.2 Gigaohms

Pruebas a aceite dieléctrico

Aceite nuevo recibido del proveedor en envases sellados. No se hicieron pruebas.

Nota: Todas las pruebas fueron hechas con tiempo mínimo de 1 minuto.

El segundo equipo al que se le hicieron pruebas fue al interruptor Siemens Line Backer, la revisión fue hecha por la compañía Transformadores, Asesoría y Mantenimiento, S.A. (TAMSA), realizando los siguientes trabajos:

- Limpieza general de partes mecánicas.
- Limpieza de los aisladores de porcelana.
- Ajuste del sistema de disparo del interruptor.
- Ajuste del sistema de cierre del interruptor.
- Ajuste, calibración y sincronización del cierre y apertura del seccionador e interruptor.

- Ajuste de los límites de carrera para la apertura y el cierre.
- Re cableado de mando, control y señalización de acuerdo al diagrama eléctrico de la fábrica.
- Pruebas trifásicas de apertura y cierre.

Los resultados obtenidos fueron:

- El interruptor opera de acuerdo a su diseño de construcción y operación de fábrica.
- Todas las pruebas hechas al interruptor fueron satisfactorias.
- Se encontraron un par de piezas con algún daño, las cuales no afectan en la respuesta para disparo y operación del interruptor.

Las recomendaciones que dieron los técnicos:

- Medición del tiempo de respuesta del interruptor para la apertura y cierre.
- Engrasar las partes mecánicas durante los mantenimientos.
- Cotizar las partes dañadas y sustituirlas oportunamente.

Dentro del equipo nuevo, fue necesaria la calibración y ajuste de los interruptores de recierre o reclosers, esto fue hecho por el Departamento Técnico de ABB, enviando el reporte de los trabajos realizados.

Tabla XXVIII. Ajustes de protección de re conectadores

Secuencia de operación: 1 operación rápida y 2 operaciones lentas.
Tiempo de la primera operación: 0.1 segundo.
Tiempo de la segunda operación: 1.0 segundo.

Protección por sobre corriente de fases

CURVA LENTA

Arranque: 100 Amperios

Tipo de curva: extremadamente inversa.

Multiplicador de tiempo: 1

CURVA RAPIDA

Arranque: 100 Amperios.

Tipo de curva: instantánea estándar.

PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE DE NEUTRO.

CURVA LENTA

Arranque: 50 Amperios.

Tipo de curva: extremadamente inversa.

Multiplicador de tiempo: 1

CURVA RAPIDA

Arranque : 50 Amperios.

Tipo de curva: instantánea estándar.

Posterior a la instalación de todo el equipo y ajuste del mismo, se procedió a realizar pruebas de los componentes sin la alimentación conectada, para ver que los circuitos de mando actuaran correctamente.

7 PUESTA EN SERVICIO

Finalizadas las pruebas que se describieron anteriormente fue puesta en servicio la subestación, se acordó una secuencia para poder meter a servicio los diferentes equipos, a continuación se describe brevemente el procedimiento:

- Cierre del seccionador de cuchillas (interruptor de cuchillas) de alimentación de la línea de 69 Kv.
- Cierre de los fusibles de protección del transformador lado de alta tensión.
- Corroborar que las tres fases estuvieran llegando al interruptor Siemens Line Backer, mediante el medidor adecuado de proximidad.
- Cierre del interruptor Siemens Line Backer que alimentaba el primario del transformador.
- Corroborar que las tres fases estuvieran saliendo del transformador mediante un medidor de proximidad.
- Cierre de los seccionadores de cuchillas del lado de 13.2 Kv.
- Corroborar que las tres fases estuvieran saliendo hacia los circuitos de distribución.

Todo el procedimiento resulta ser satisfactorio, por lo que se dejó en funcionamiento la subestación.

CONCLUSIONES

1. Es importante la planificación y ejecución de una subestación, porque reúne los conocimientos de los diferentes cursos que se reciben durante la carrera de Ingeniería Eléctrica, desde los elementales hasta los profesionales, incluyendo investigación y práctica para el futuro profesional.
2. Las corrientes de falla en el lado de alto voltaje, en este caso 69 Kv y bajo voltaje 13.2 Kv en la subestación son pequeñas, pero las mismas se irán incrementando conforme las operaciones del sistema se vuelva más complejas, ya que la subestación está destinada a subir sus niveles de carga y cambios en la potencia de servicio.
3. Las fallas en el lado de 69 Kv dentro de la subestación son menores a las que se experimentan en el lado de 13.2 Kv.
4. La protección y la forma constructiva de una subestación son importantes para lograr la óptima operación de la misma.
5. Las descargas electro-atmosféricas sobre una línea de transmisión son casi nulas, muy distinto a la cantidad que se presenta en las líneas de distribución.

6. Al incrementar la potencia de una subestación es necesario actualizar los cálculos de cortocircuito y revisar lo referente a la malla de tierras, ya que los incrementos pueden significar condiciones distintas a las originales y por lo tanto sobre corrientes que causen daños a los equipos, aisladores, cables, barras colectoras y otros componentes.

RECOMENDACIONES

1. Si se llega a incrementar la potencia del transformador principal a 10/14 Mva, es necesario incrementar la sección de barra colectora de salida del transformador hacia el pórtico de entrada de bajo voltaje, en caso de sustituir el transformador actual de 3.5 Mva.
2. Que se instalen interruptores de by pass a los interruptores de recierre, para poder evitar una salida de servicio a la hora que se dañe alguno de los instalados en las salidas de línea de distribución.
3. Que sea instalada protección mínima de sobre corriente, sobrevoltaje y diferencial a la subestación para que su funcionamiento sea de mayor confiabilidad y evitar que eventos que se produzcan aquí repercutan en la línea de transmisión y el servicio que se presta a los todos usuarios del servicio eléctrico.
4. Debido a la forma en que fueron fabricadas las estructuras de la subestación, se hace necesario un mantenimiento anual, principalmente en las áreas de soldadura dentro de la estructura a fin de evitar corrosión y colapso.
5. Es necesario hacer una actualización del estudio de cortocircuito cuando las condiciones de carga de la subestación vayan aumentando, a fin de evitar fallas futuras que puedan resultar en daños a equipos por sobre corrientes.

6. Se deben instalar protecciones mediante fusibles e interruptores entre la salida de bajo voltaje del transformador y el pórtico de salida de las líneas de distribución.

7. El mantenimiento anual de esta subestación es imperativo debido a las condiciones climáticas del área donde quedo localizada.

BIBLIOGRAFÍA

1. Martín, José Raúl. **Diseño de Subestaciones Eléctricas**. Segunda Edición. UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000.
2. Fink, Donald y Beaty, H. Wayne. **Standard Handbook for Electrical Engineers**. Doceava Edición. McGraw-Hill, 1987.
3. Ramírez Vásquez, José. **Estaciones de Transformación y Distribución/Protección de Sistemas Eléctricos**. Segunda Edición. Ediciones CEAC, S.A., 1987.
4. Dagá, Pedro; Oños, Enrique; Ruiz, Francisco. **Transformadores/Convertidores**. Primera Edición. Ediciones CEAC, S.A., 1987.
5. Congreso de la República de Guatemala. **Ley General de Electricidad**. 1996.
6. Comisión General de Energía Eléctrica. **Normas Técnicas del Servicio de Distribución – NTSD -**. 1999.
7. García Soto, Rodolfo. **Aceites Dielectricos en Dispositivos Eléctricos de Potencia**. USAC. 1978.
8. Robinson Instruments. **Programmable OC Controller, User's Guide**. Hubbell. 1996.
9. Castillo, Rodolfo. **Estudio Impacto Ambiental de Subestación Atanasio Tzul**. Electro Transportes, S.A. 2004.

10. Mac Donald, Rodolfo. **Aterrizaje de Equipo**. Tesis. USAC. Facultad de Ingeniería. 1979.
11. Administrador del Mercado Mayorista, resolución No.157-11. **Normas de coordinación Comercial No. 14**. año 2000.
12. General Electric Company, **The Metering Guide**. 1980.

Referencias Electrónicas.

13. www.cnee.com Comisión Nacional de Energía Eléctrica. 15.01.2006
14. www.abb.com Grupo ABB. 23.02.2006
15. www.hubbellpowersystems.com Grupo Hubbell. 10.03.2006
16. ens_cu@yahoo.com E. Noriega. Emp. Eléctrica Matanzas. 16.01.2006
17. www.ing.unlp.edu.ar Universidad Río de la Plata. 07.01.2006

ANEXOS

ANEXO I PLANOS FINALES DE SUBESTACIÓN

Figura 26. Diagrama unifilar preliminar # 1.

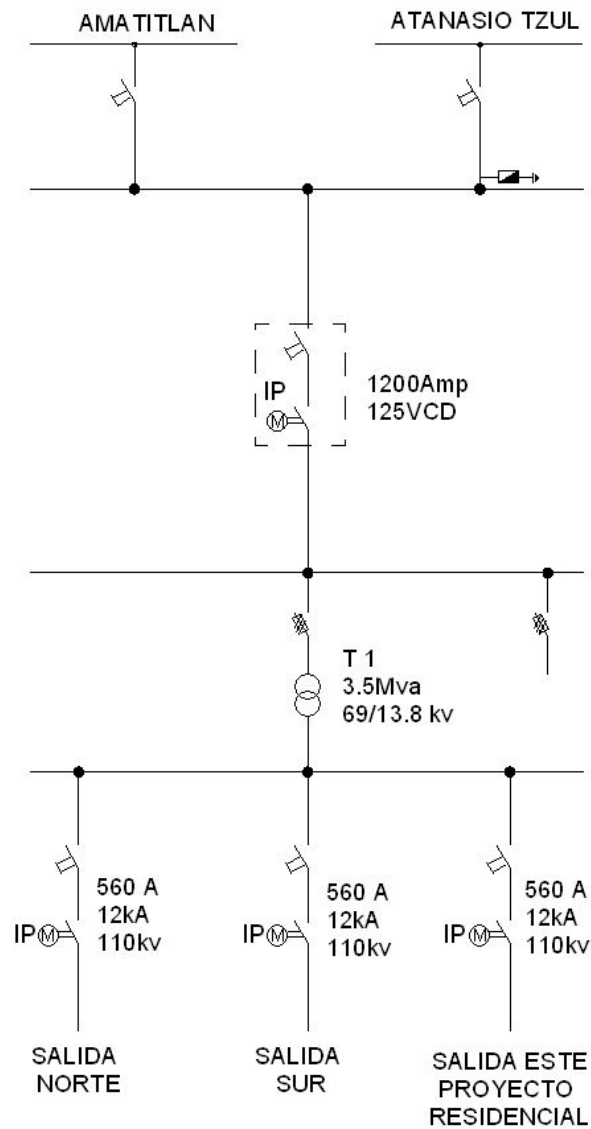


Figura 58. Diagrama unifilar final.

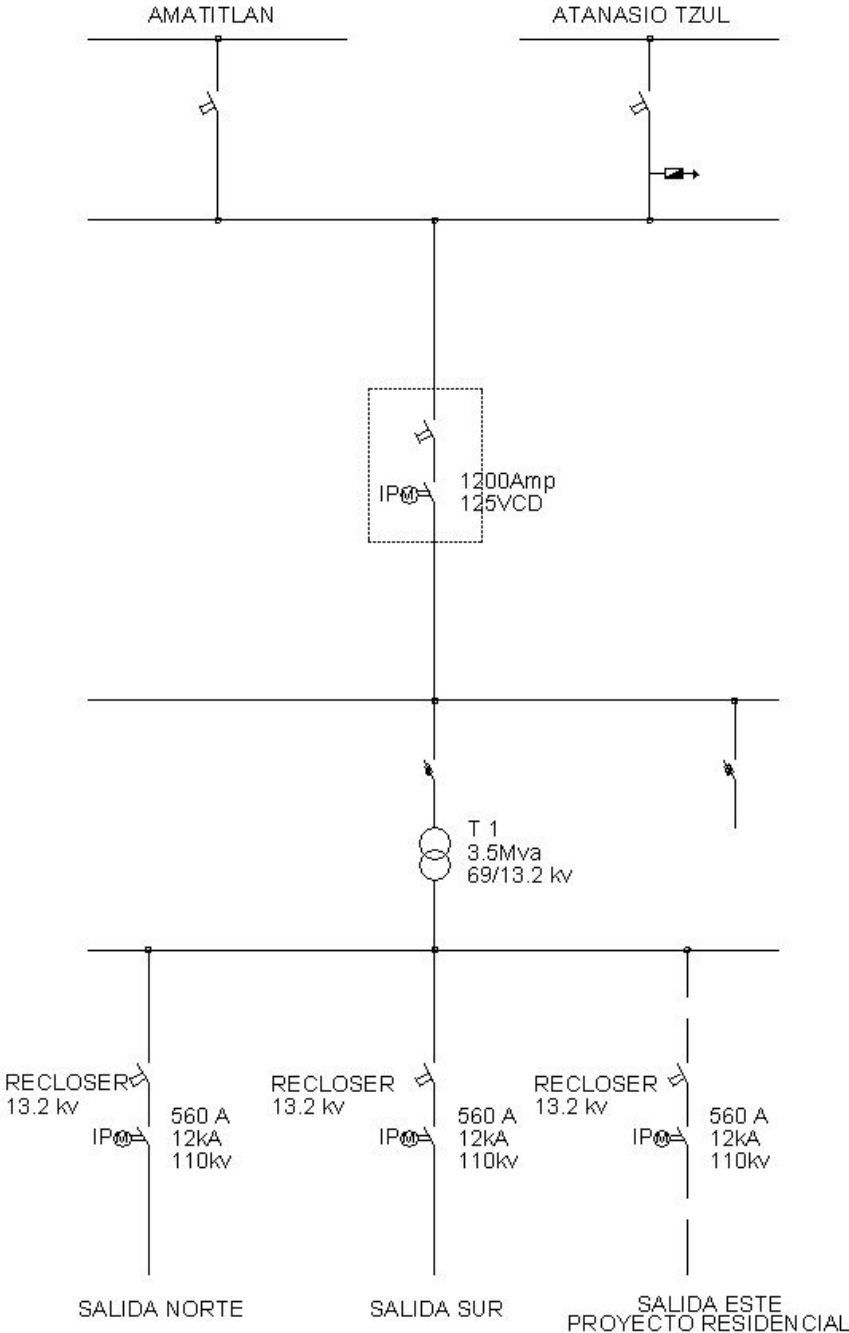


Figura 31. Planta de subestación propuesta final.

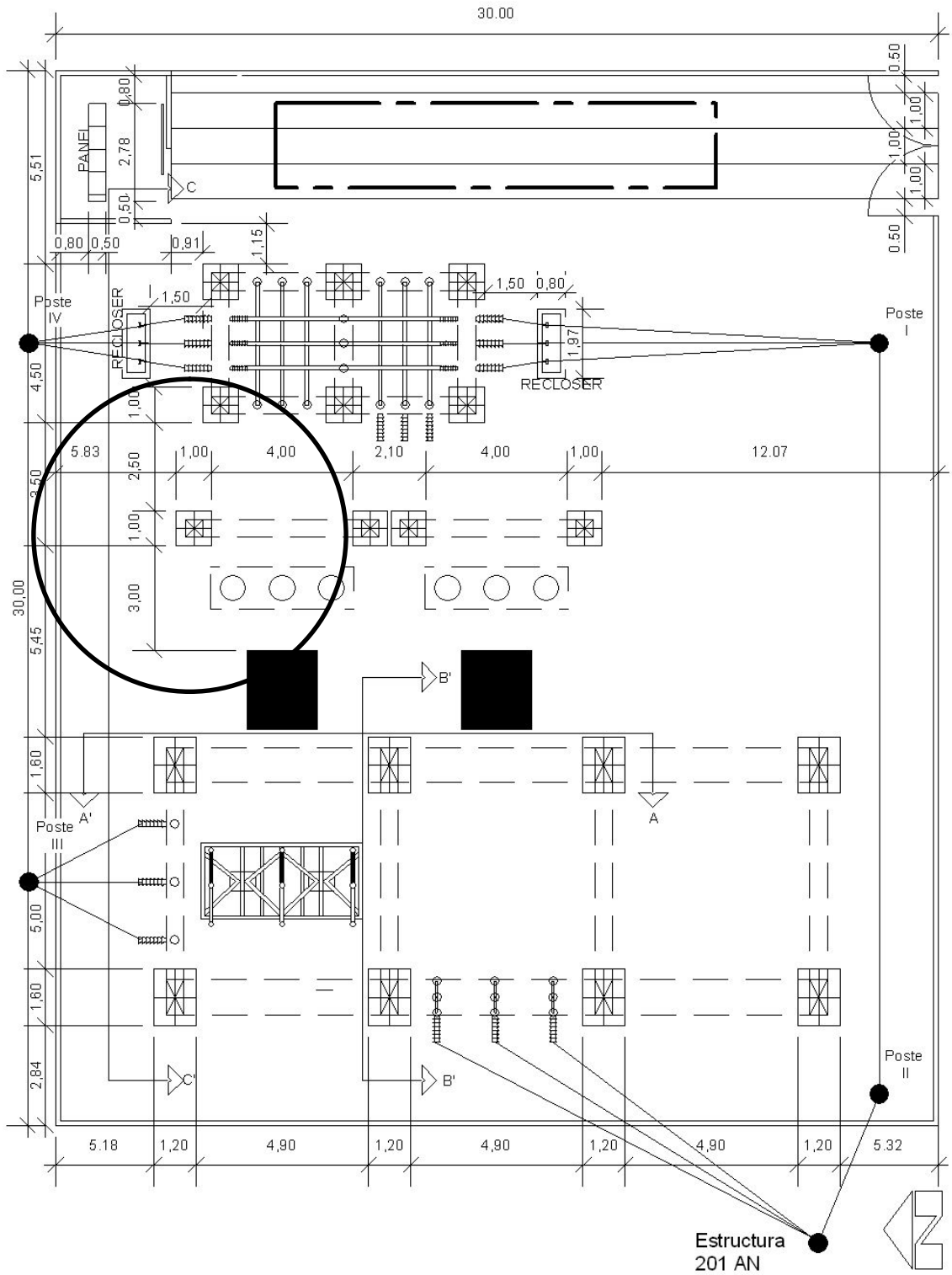


Figura 28. Corte A – A' de propuesta final

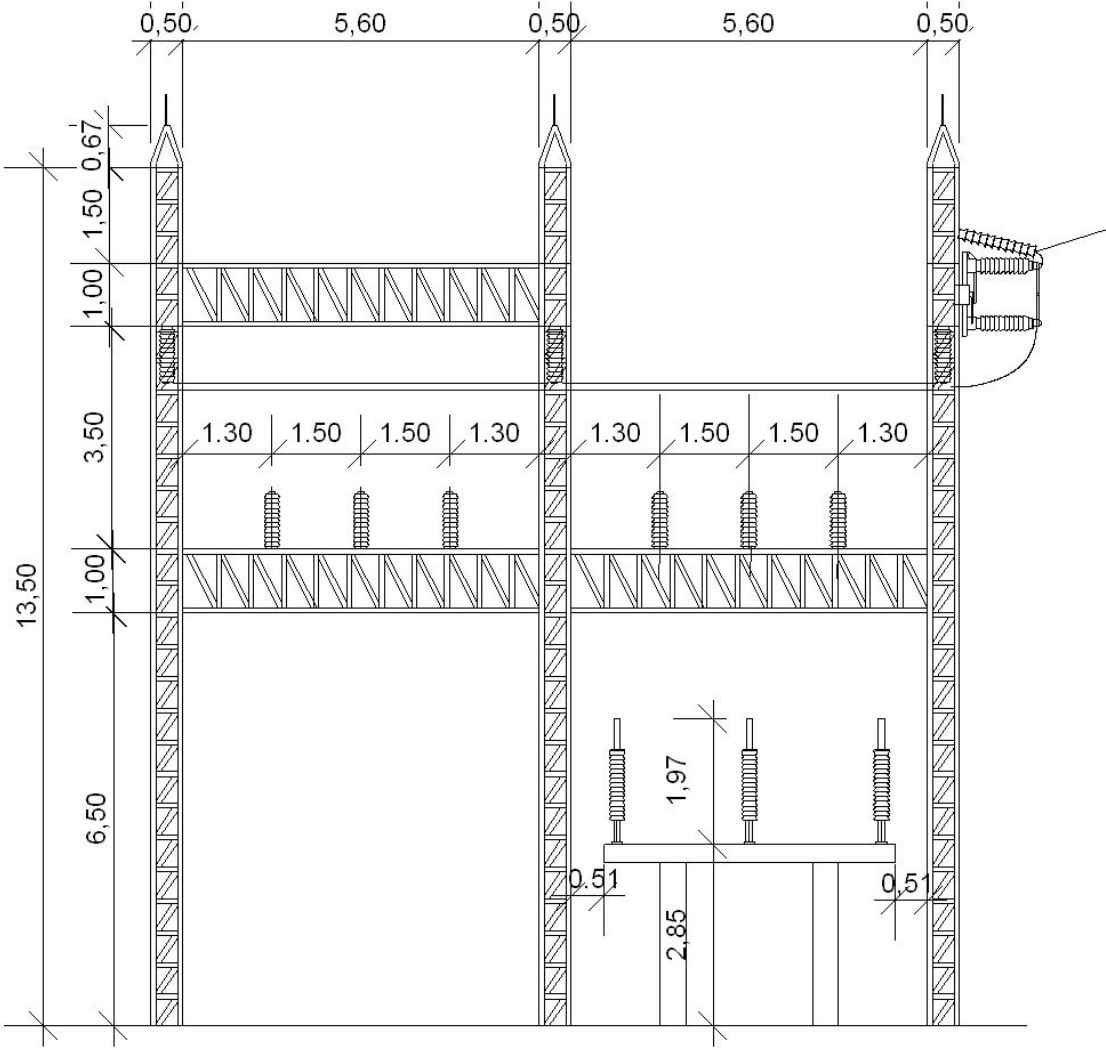


Figura 29. Corte B – B' de propuesta final.

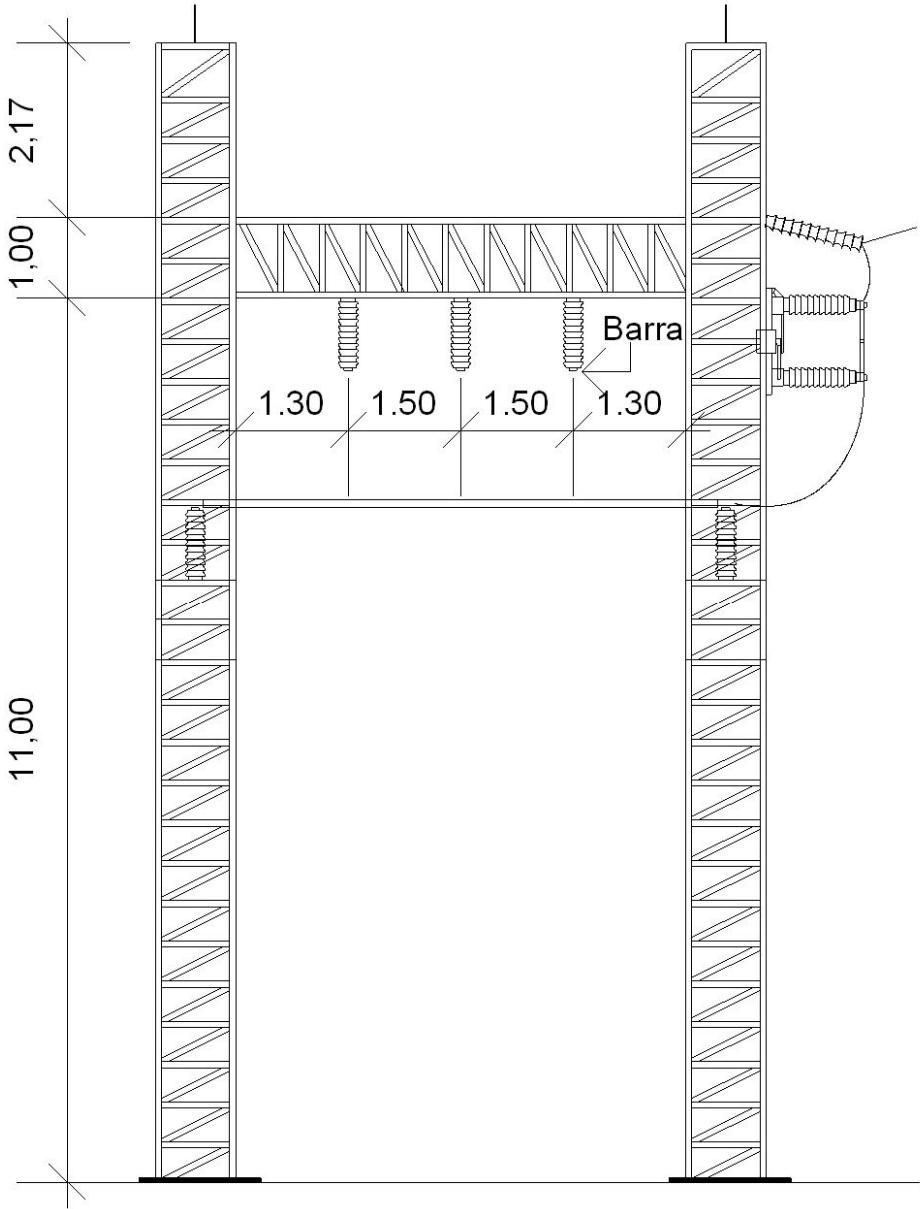


Figura 30. Corte C – C' de propuesta final

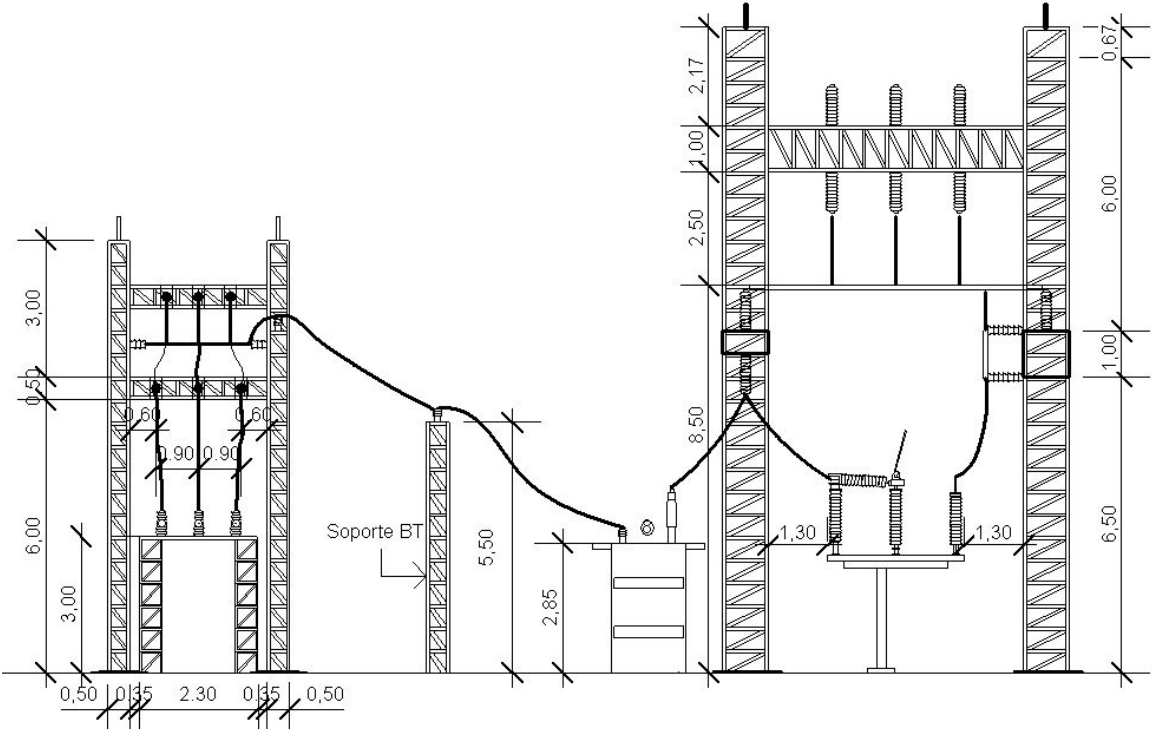


Figura 35. Planta 13.2 Kv.

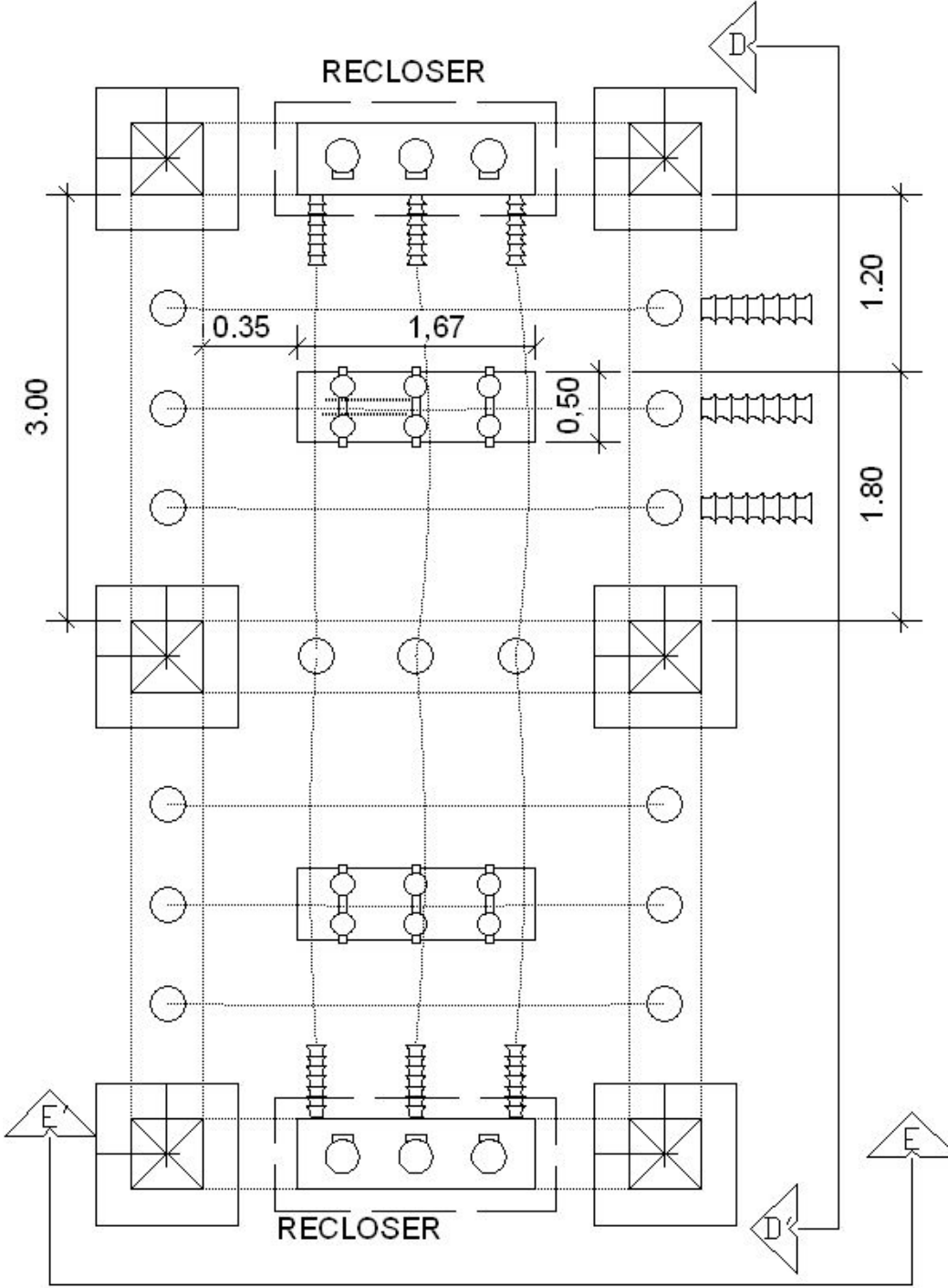


Figura 36. Sección D –D' de propuesta final

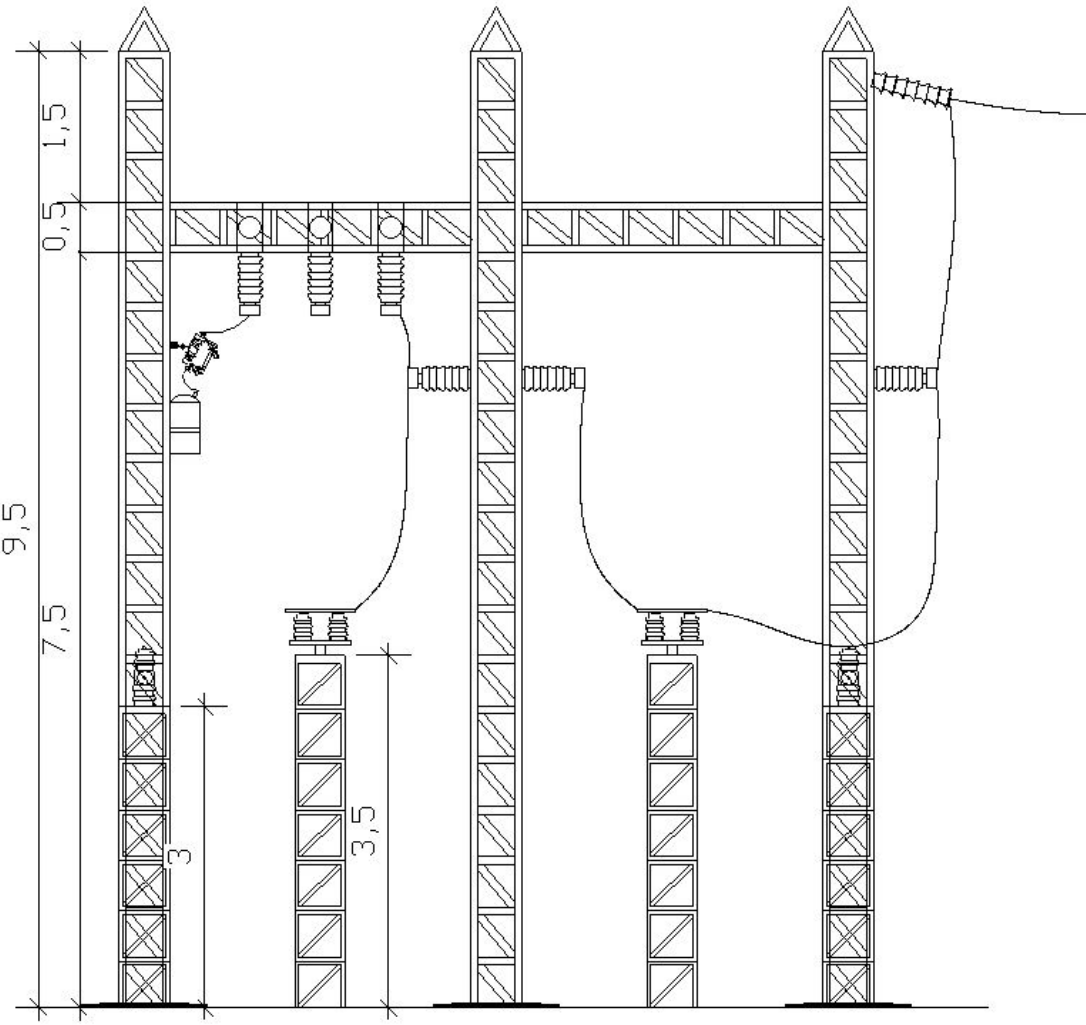


Figura 37. Sección E – E' de propuesta final

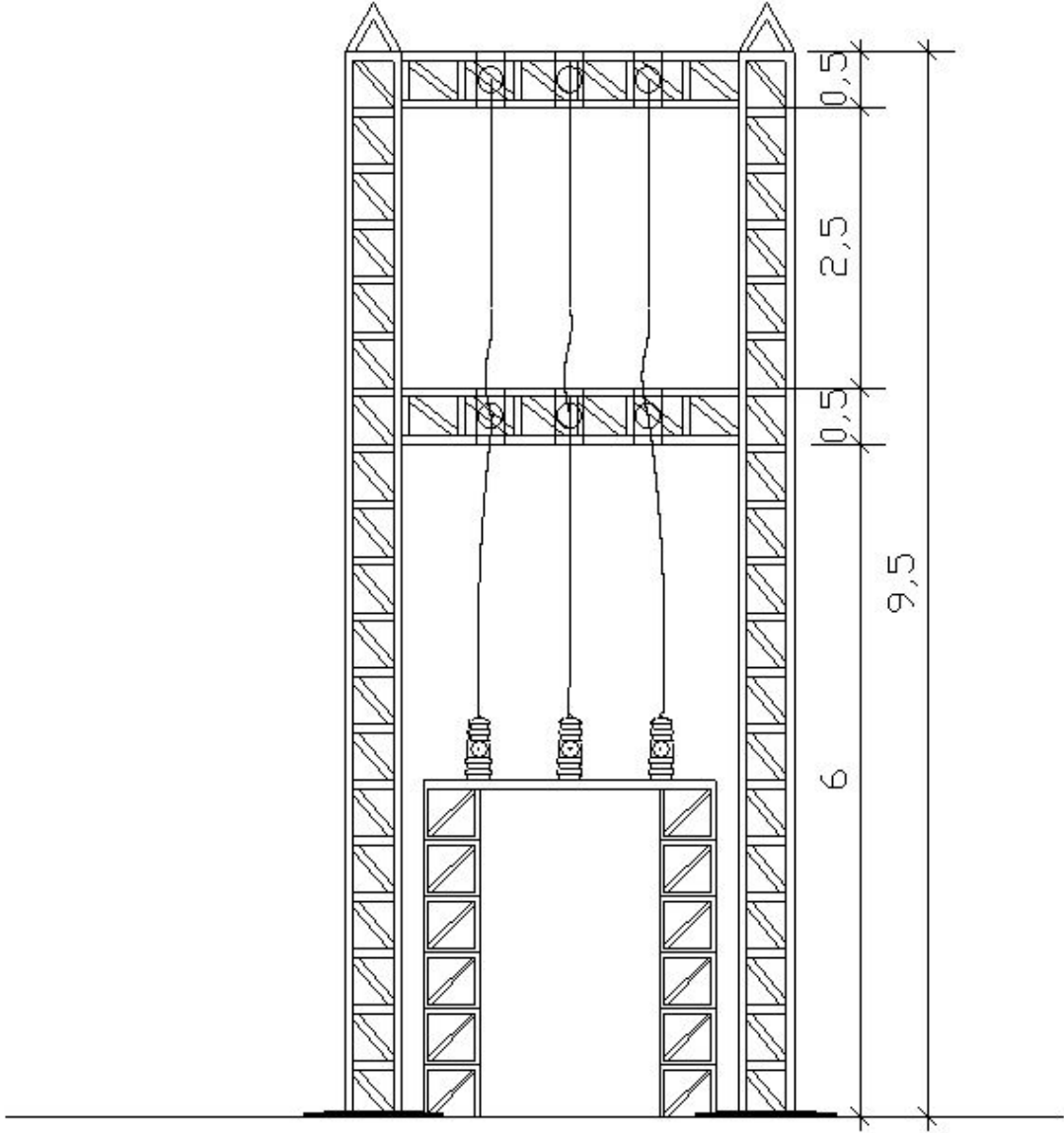


Figura 44. Pieza de unión entre secciones verticales y horizontales.

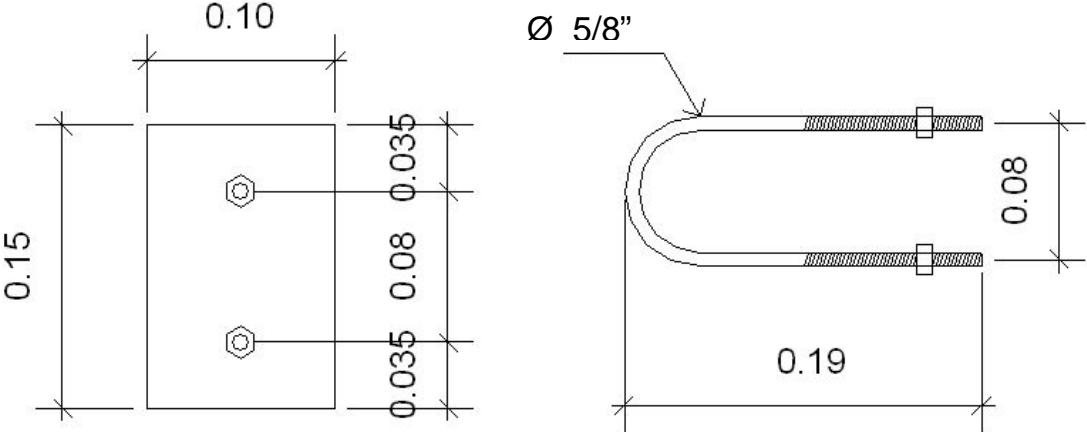


Figura 45. Tramo de columna de lado de alta tensión

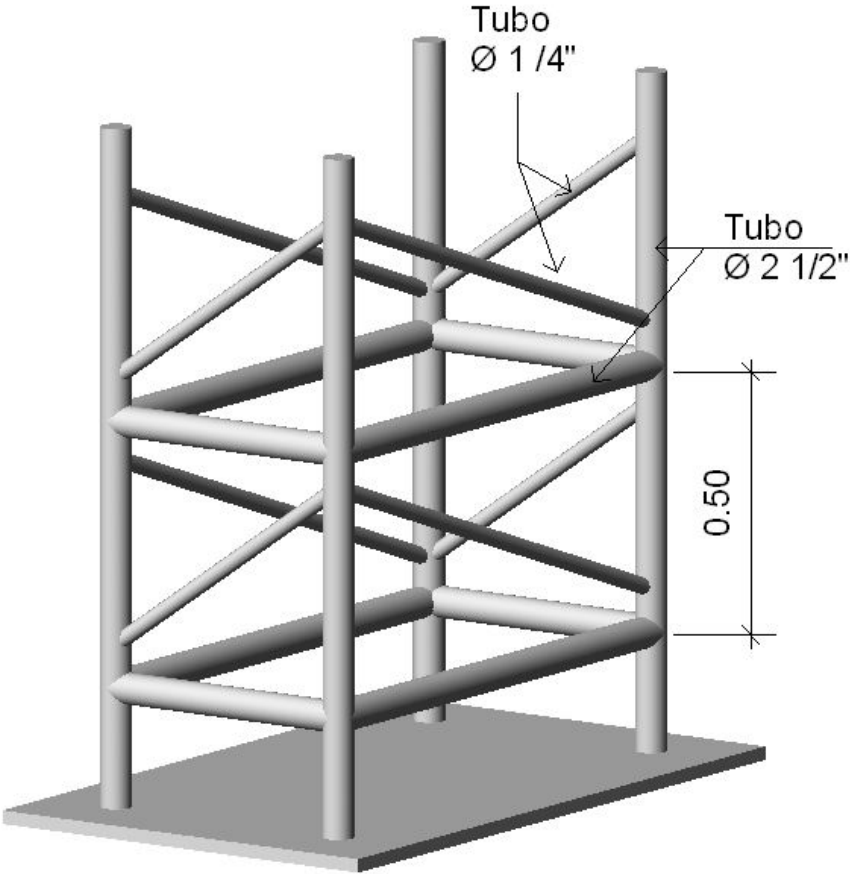


Figura 46. Platina para columna lado alta tensión

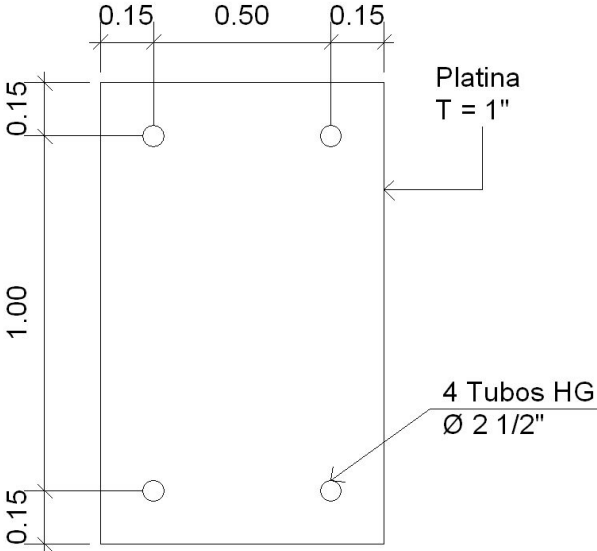


Figura 47. Tramo de columna de lado de baja tensión

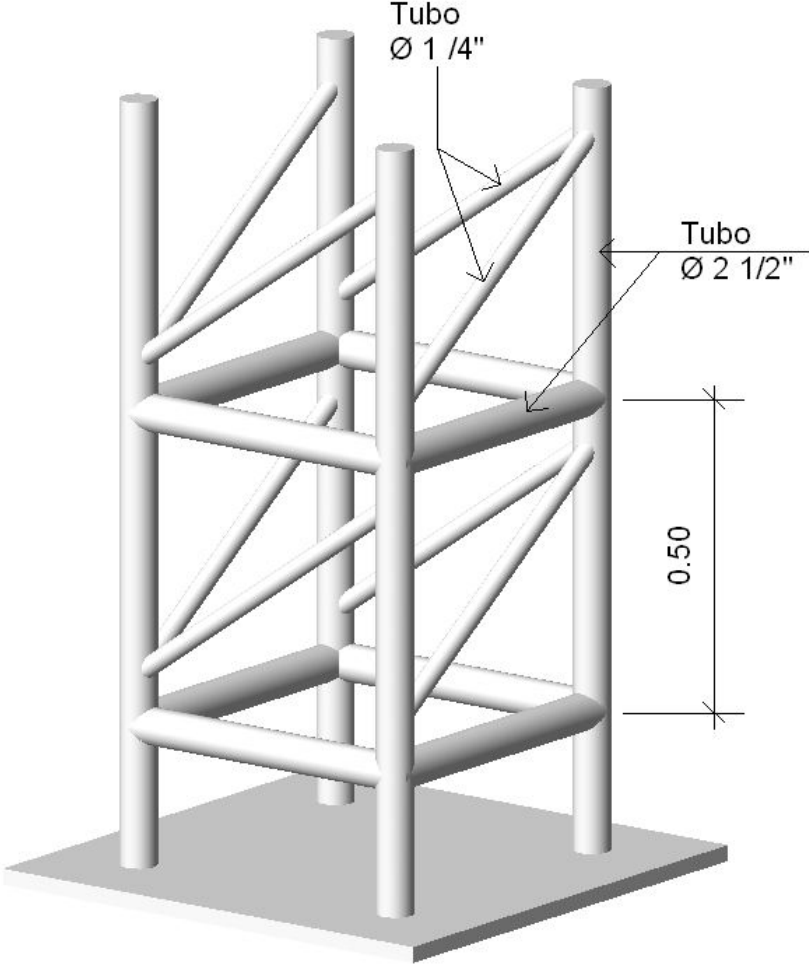


Figura 48. Platina para columna lado baja tensión

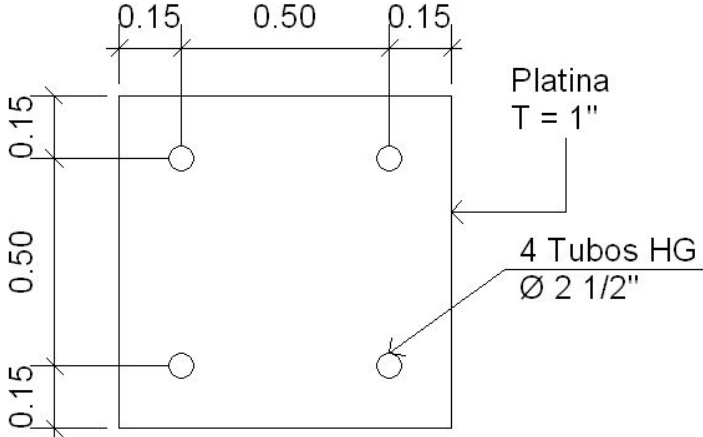
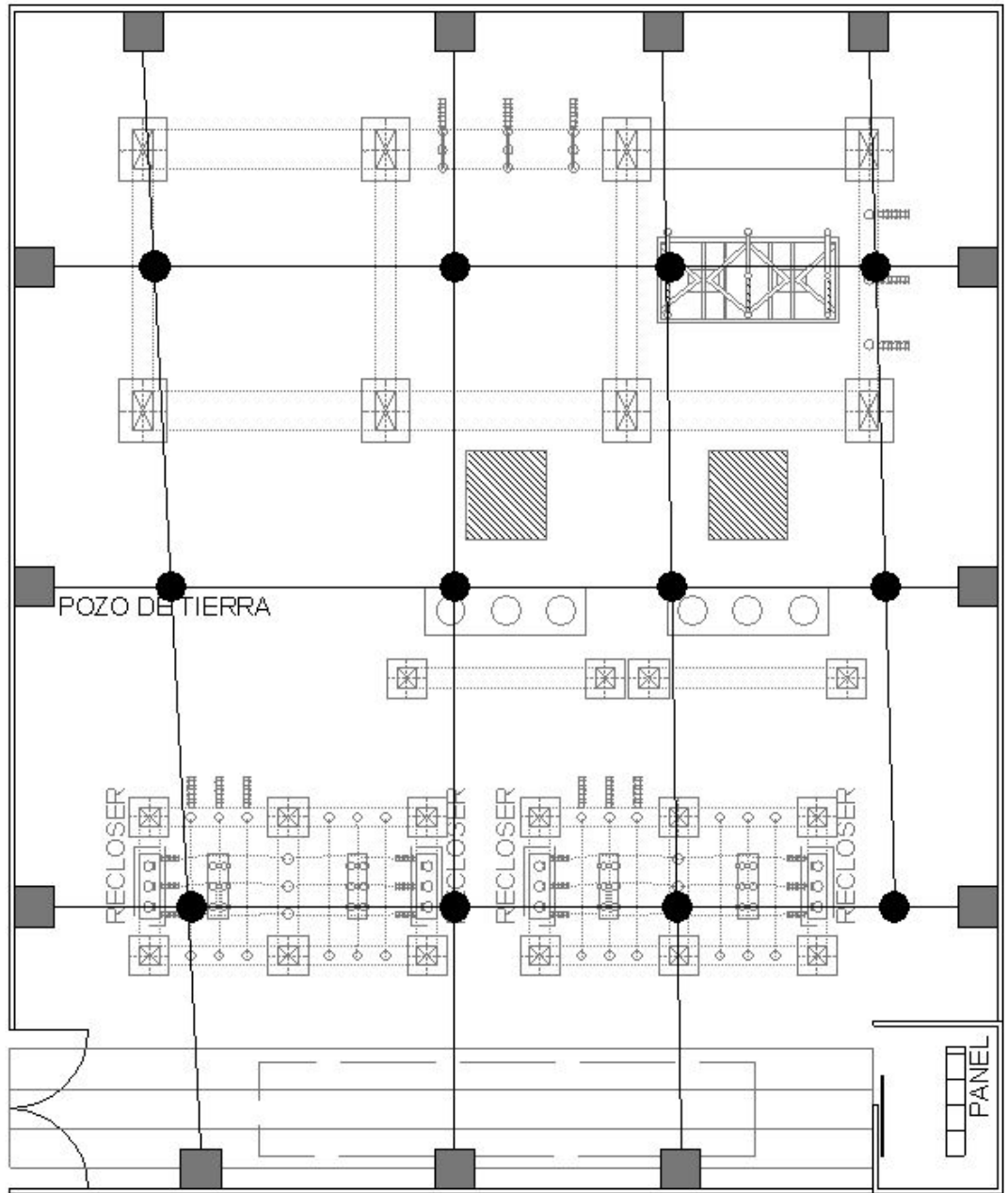
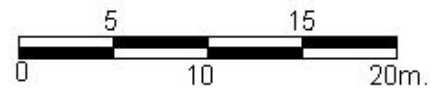


Figura 55. Planta sistema de tierras



- POZO DE TIERRA
- CABLE DESNUDO DE COBRE # 1/0
- SOLDADURA CADWELL
CABLE CON CABLE



Escala Grafica

Figura 56. Pozo de tierra

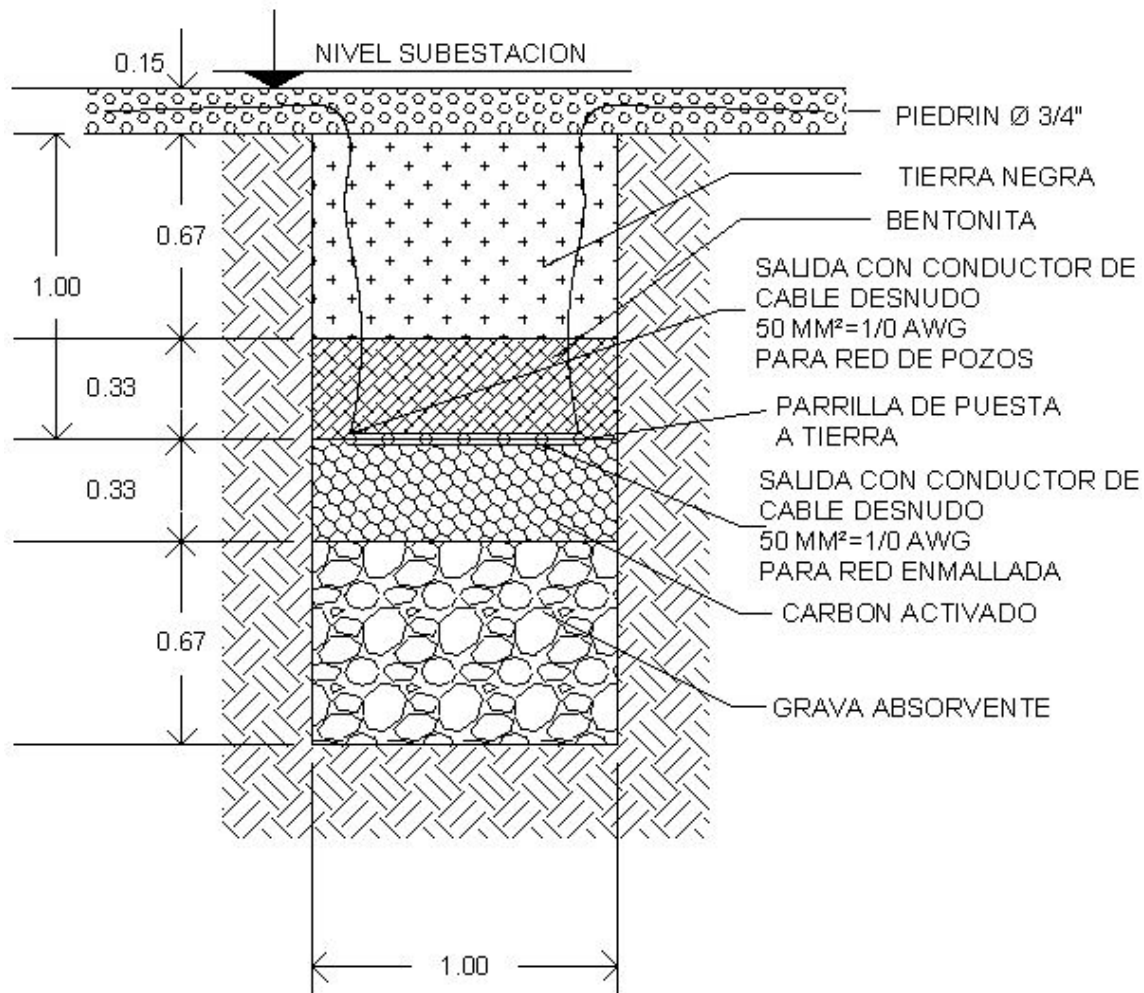


Figura 59. Planta de cimentaciones BANQUETA

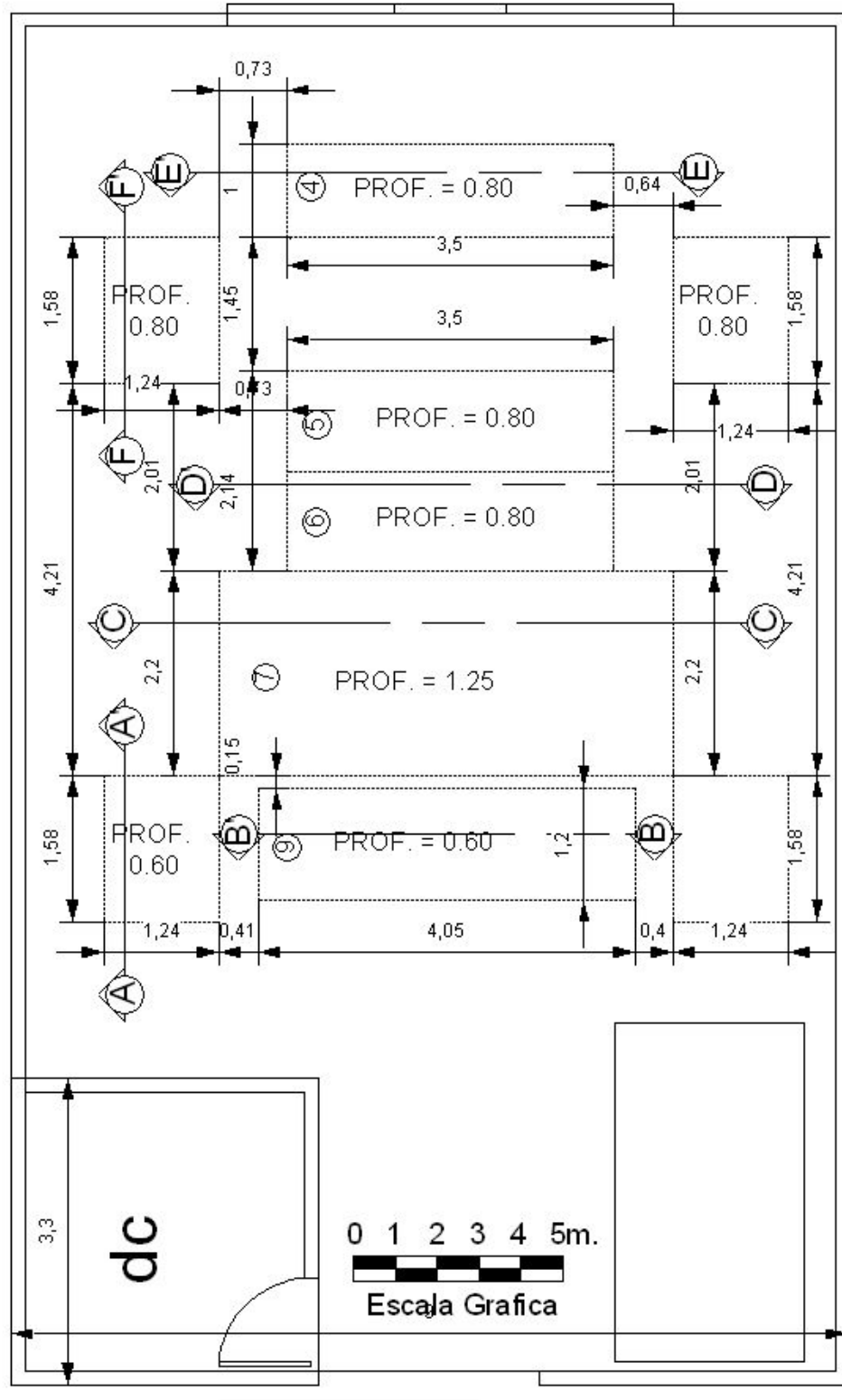
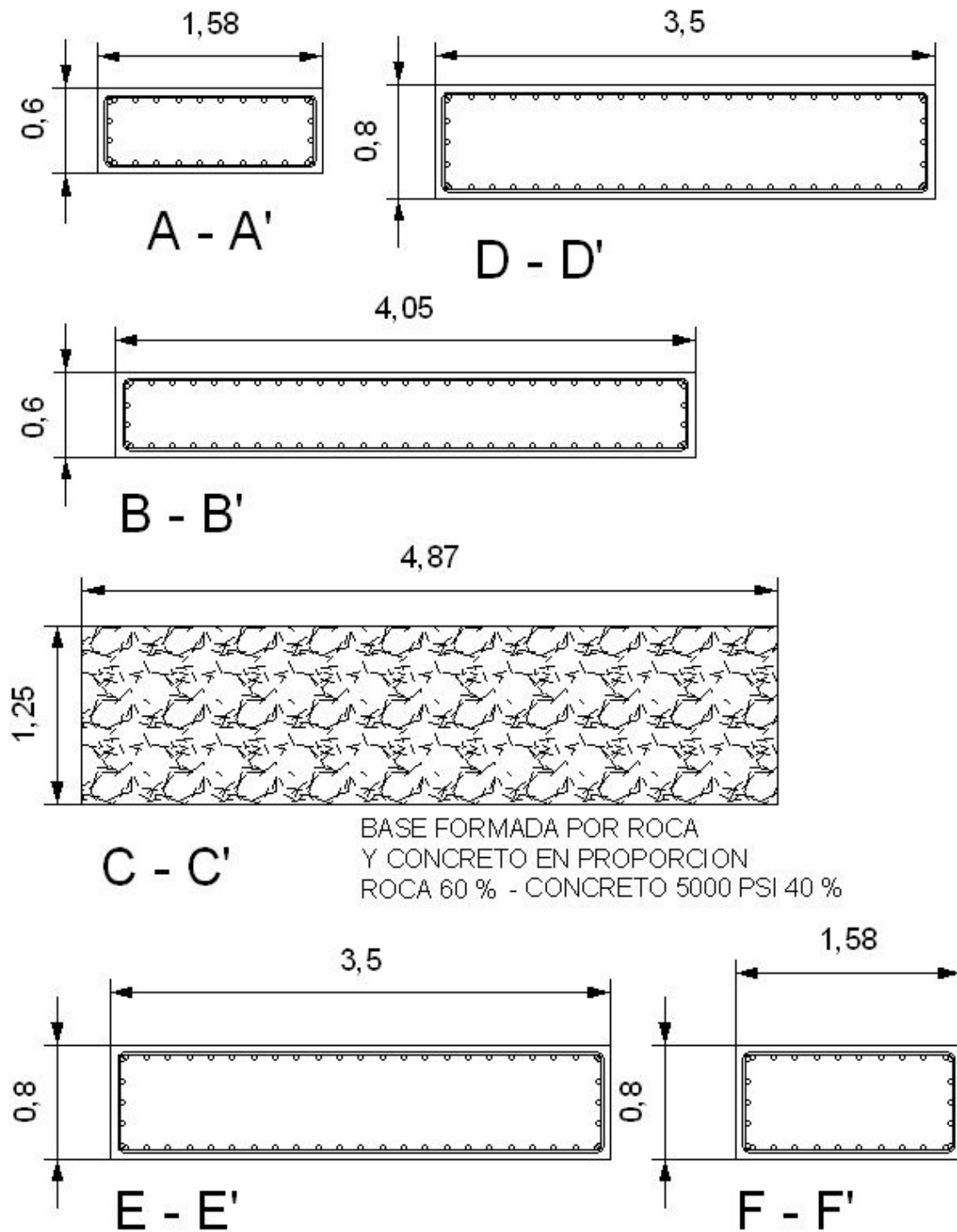


Figura 60. Armado de bases



BASE FORMADA POR ROCA
Y CONCRETO EN PROPORCION
ROCA 60 % - CONCRETO 5000 PSI 40 %

NOTA:
FORMAR TODAS LAS CANASTAS CON
HIERRO Ø 3/8" @ 0.15 CONCRETO 3000 PSI

ANEXO II

Breves notas sobre línea aéreas y algunos cálculos

1) Línea aérea:

Instalación cuya finalidad es la transmisión de energía eléctrica.

2) Metales conductores:

En la construcción de líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica; se utilizan casi exclusivamente conductores metálicos desnudos, que se detienen mediante cableado de hilos metálicos (alambres) alrededor de su hilo central.

3) Características principales de metales para líneas aéreas

a) Presentar una baja resistencia eléctrica y bajas pérdidas joule en consecuencia.

b) Presentar elevada resistencia mecánica, de manera de ofrecer una elevada resistencia a los esfuerzos permanentes o accidentales.

c) Costo limitado.

4) Metales para líneas aéreas:

a) Cobre

b) Aluminio

c) Aleación de aluminio

d) Combinación de metales (aluminio / acero)

5) Aluminio:

Se ha impuesto como conductor de líneas aéreas habiendo sido superadas por la técnica las desventajas que se le notaban respecto del cobre, además ayudado por un precio menor y por las ventajas del menor peso para igual capacidad de transporte.

6) Conductores en base a aluminio utilizados:

- a) Cables homogéneos de aluminio puro (AAC).
- b) Cables homogéneos de aleación de aluminio (AAAC).
- c) Cables mixtos aluminio acero (ACSR)
- d) Cables mixtos aleación aluminio acero.
- e) Cables aislados con neutro portante (cables preensamblados).

7) Principios basicos del uso del aluminio:

a) Los conductores de aluminio se utilizan siempre en forma de hilos cableados, debido a que poseen mejor resistencia a las vibraciones que los conductores de un único alambre.

b) La dureza superficial de los conductores de aluminio es sensiblemente menor que para los de cobre, los hilos del conductor debe ser 2mm o más.

c) Expuestos a la intemperie se recubren rápidamente de una capa protectora de óxido insoluble y que protege al conductor contra la acción de los agentes exteriores.

d) Ciertos suelos naturales atacan al aluminio en distintas formas.

e) El aire marino tiene una acción de ataque muy lenta sobre el aluminio.

f) El aluminio es electronegativo en relación a la mayoría de los metales que se utilizan en las construcciones de líneas y por esto se debe tener especial cuidado en las uniones.

g) La temperatura de fusión del aluminio es 660 grados Celsius, mientras el cobre funde a 1083 grados Celsius, por lo tanto los conductores de aluminio son más sensibles a los arcos eléctricos.

8) Los conductores de aleación de aluminio o de aluminio acero:

Con características mecánicas elevadas, permiten cuando las trazas son rectilíneas hacer trabajar a los conductores con los máximos esfuerzos que le son permitidos. Esto da por resultado grandes vanos con el ahorro de torres, fundiciones, aisladores, etc.

9) Aleación de aluminio ventajas:

a) Mayor dureza superficial, implica menores daños superficiales durante el tendido, muy apreciado en líneas de alta tensión, ya que como consecuencia se tendrá menos pérdidas corona y menor perturbaciones radioeléctricas.

b) Menor peso, para flecha y vanos iguales tenemos menor peso en torres terminales y angulares, lo cual es economía.

10) Aleación de aluminio desventajas:

a) Por los tratamientos térmicos que recibe es más sensible a la temperatura alta.

b) Límite de temperatura es 120 ° C se debe tomar en cuenta para el cálculo de sección para las sobre corrientes y la influencia del cortocircuito.

11) Criterios eléctricos de selección:

a) Las pérdidas de energía son debidas al efecto Jolue y al efecto corona ligadas a la corriente y a la tensión aplicada. Ambas pérdidas se reducen aumentando el diámetro del conductor, que implica un aumento de sección, e incrementos en los costos de las instalaciones no es posible entonces reducir pérdidas y simultáneamente reducir el costo de la obra.

b) Tabla de temperatura límite para cortocircuito.

MATERIAL	TEMPERATURA °C
COBRE	170
ALUMINIO	130
ALEACION DE ALUMINIO	160
ACERO	200
ALUMINIO ACERO	160

c) Pérdidas por efectos corona: Estas dependen principalmente de la diferencia de potencial entre los conductores y tierra, más exactamente del gradiente de potencial en la superficie de los conductores y de las condiciones climáticas a lo largo de la línea. Las pérdidas por este efecto pueden ser nulas con buen tiempo y alcanzar valores elevados con lluvias intensas.

d) Pérdidas por efecto Joule: Se debe elaborar un estudio de evolución, de la carga que la línea transportará, si se trata de una línea de transmisión o de distribución de debe determinar como evolucionará la demanda, siendo correcto pensar que esta crece con cierta continuidad. El crecimiento de la demanda hace que anualmente se transporte más energía y esta crece hasta que se satura la capacidad de transmisión de la línea.

12) Esfuerzos en los conductores:

a) Un hilo o cable flexible, con sus extremos fijos sometido a la acción de su propio peso y eventuales sobrecargas repartidas, adopta la forma de una catenaria (función coseno hiperbólico).

b) Puede demostrarse que con vanos hasta 700 u 800 metros, la determinación de la flecha empleando la ecuación de la parábola en lugar de la catenaria lleva a errores insignificantes para fines prácticos.

c) Un conductor tensado tiende a vibrar a causa de los torbellinos de Von Karman, que se desprenden de su superficie, este fenómeno se presenta con vientos modestos y a la tensión debida al tiro se le suma la tensión de flexión que causa la fatiga de los alambres del cable, este efecto se reduce disminuyendo la tensión debida al tiro.

d) La condición de temperatura máxima, que conduce a la máxima flecha, es dimensionante de la altura de esas torres, el punto de suspensión del conductor estará a altura suficiente para que en esa condición la distancia al suelo no impida la libre circulación.

e) La flecha a temperatura máxima define la posición del cable de guarda, que en alguna medida debe mantener el paralelismo con los conductores (o al menor no reducir la distancia a ellos que arriesgue el aislamiento).

f) Debe verificarse que la tensión de tracción en el punto de suspensión del conductor no supere el valor máximo admisible en más de 5% (esto se presenta con flechas menores del 4%).

g) las corrientes de aire laminares inducen vibraciones en los conductores que pueden conducir finalmente a rotura por fatiga del conductor, la frecuencia e intensidad de las vibraciones dependen del material, formación y sección del conductor, el valor de la tensión de tracción y el estado de temperatura media anual, de las condiciones locales del terreno y el viento, de la conformación de los puntos de apoyo y de los accesorios utilizados, la magnitud del vano y altura del conductor sobre el terreno.

h) Cuando se presentan vibraciones se pueden utilizar dispositivos antivibrantes adicionales, los conductores de tipo aluminio o aleación de aluminio (material homogéneo) o de aluminio acero con reducido porcentaje de acero, con diámetros mayores de 25mm y con vanos mayores de 500 metros presentan mayor tendencia a las vibraciones.

13) Disposiciones de conductores y algo sobre estructuras.

a) La sección de los conductores debe ser suficiente para transportar la potencia con cierta densidad de corriente de manera que el calor Joule sea disipado alcanzándose en el conductor temperaturas moderadas.

b) Cuando el transporte se hace a tensiones elevadas, el campo eléctrico en la superficie de los conductores comienza a ser dimensionante del diámetro de los mismos.

c) Un haz de conductores equivale para el campo eléctrico a un solo conductor de diámetro relativamente grande y para la conducción de corriente de observa como una superficie de disipación mayor que un solo conductor de igual sección total.

d) Disposición trifásica de conductores: Las disposiciones básicas normalizadas son:

- Coplanar horizontal
- Coplanar vertical
- Triangulo.

La primera minimiza altura y tiene mayor ancho, la segunda tiene altura máxima pero utiliza corredor estrecho y la tercera da alturas intermedias.

e) El punto de sujeción del conductor puede ser fijo (aislador rígido) o presentar algún grado de libertad (cadena de aisladores). La cadena de aisladores se utiliza para grandes vanos y grandes esfuerzos.

f) Clasificación de estructuras de acuerdo a su función:

- Estructuras de suspensión
- Estructuras de retención (existen terminal angular y rompe tramos)
- Estructuras autoportantes (pueden ser rígidas y flexibles).
- Estructuras arriendadas (tienen riendas como partes de la estructura).

g) Materiales para estructura:

- Madera
- Hormigón armado
- Acero

h) La madera es usada en nuestro medio como, accesorio; aunque se utilizan aún algunos postes de madera en zonas cálidas principalmente.

- El hormigón armado es de uso más amplio, ya que es usado como postes que son usados con algún tipo de grúa, se fabrican con técnicas de vibrado, centrifugado y pretensado - El acero al carbono en forma de perfiles permite la fabricación en serie de piezas relativamente pequeñas, fácilmente transportables al lugar de ejecución. También permite con pocos diseños satisfacer los requerimientos de traza de la línea y las diferentes alturas de las estructuras. La protección contra la oxidación se hace normalmente por cincado en caliente, que garantiza 20 ó más años libres de mantenimiento

El acero, doblado o cilindrado también sirve para hacer estructuras que soportan grandes cargas.

i) Tanto el espacio en aire como el aislador deben soportar distintas sollicitaciones que se resumen en las siguientes:

- Tensión aplicada permanente
- Sobre tensiones a frecuencia industrial
- Sobre tensiones de maniobra
- Sobre tensiones de tipo atmosférico

j) - La adopción de cadenas de aisladores y distancias en aire (de aislamiento) de líneas aéreas es entonces una acción fundamental para su dimensionamiento geométrico.

k) - Determinación del número de aisladores de la cadena. Se basa en relaciones empíricas, en la práctica y experiencia en la explotación de líneas

aéreas. La ecuación siguiente es para cadenas construidas por aisladores de porcelana del tipo estándar.

$$n > 0.0645 \times U_{nom} \text{ menos } 0,143$$

n = Numero de aisladores para conseguir longitud de la cadena .

Según normas VDE y CEI se debe hacer una corrección de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$n(A) = n \times [1+0.25(A-1)]$$

n (A) = Cantidad de aisladores para una cadena a la altitud A.

A = altitud en KM sobre el nivel del mar.

De las dos ecuaciones anteriores se tiene entonces, la ecuación con corrección.

$$N(A) > [0.0645 U_{nom} \text{ menos } 0.413] [1 + 0.125(A \text{ menos } 1)]$$

$$U_{nom} = K_v.$$

14) El efecto de una descarga atmosférica, cuando supera cierta magnitud, es iniciar un arco entre bases o más comúnmente entre base y tierra, o hacia partes de la estructura puestas a tierra. En la mayoría de los casos la tensión de la línea es suficiente para mantener el arco iniciando y este debe ser eliminado por la apertura del interruptor.

17) Tabla del número de fallas por año para distintas tensiones nominales debidas a descargas atmosféricas.

<i>U_{nom} =-KV</i>	<i>FALLAS / 100 KM AÑO</i>
11-66	3 a 7
132	0.6
132 y más	0 a 0.3

18) Para líneas de más de 69KV la posibilidad de que ocurran fallas por año para distintas tensiones nominales debidas a descargas atmosféricas se considera despreciable.

Fuente: Universidad Río de la Plata. Facultad de Ingeniería. Argentina.
Pagina electrónica: www.ing.unlp.edu.ar

ANEXO III

Tablas de conductores de aluminio con acero

Código	Calibre	Formación	Diámetro				Peso por 1000 pies			Carga de Rotura	Resistencia	AC @ 75°C	Capacidad de Corriente
			Alambre Indiv.		Aw Completo								
			Code Word	Size	Stranding	Diameter (inches)							
	AWG or MCM	Al/Stl	Al	Aw	Core	Al	Aw	lbs	ohms/1000ft		amps		
Swan/AW	46/1	.0834	.0834	.0834	.250	39.0	15.6	54.6	1,780	.3917	.4770	145	
Swanate/AW	47/1	.0772	.1029	.1029	.257	39.0	23.8	62.7	2,280	.3814	.4642	148	
Sparrow/AW	26/1	.1052	.1052	.1052	.316	62.0	24.8	86.9	2,760	.2462	.2997	194	
Sparate/AW	27/1	.0974	.1299	.1299	.325	62.0	37.9	99.9	3,510	.2396	.2917	198	
Robin/AW	16/1	.1181	.1181	.1181	.354	78.2	31.3	109.5	3,450	.1950	.2373	225	
Raven/AW	1/06/1	.1327	.1327	.1327	.398	98.7	39.5	138.2	4,250	.1547	.1884	260	
Quail/AW	2/0	6/1	.1489	.1489	.1489	.447	124.3	49.7	174.0	5,130	.1227	.1494	301
Pigeon/AW	3/0	6/1	.1672	.1672	.1672	.502	156.7	62.7	219.4	6,300	.09747	.1188	347
Penguin/AW	4/0	6/1	.1878	.1878	.1878	.563	197.7	79.1	276.8	7,690	.07726	.09422	402
Waxwing/AW	266.8	18/1	.1217	.1217	.1217	.609	250.3	33.2	283.5	6,820	0.6364	.07776	451
Partridge/AW	266.8	26/7	.1013	.0788	.2364	.642	251.7	97.9	349.6	10,800	.06169	.07541	465
Ostrich/AW	300.0	26/7	.1074	.0835	.2505	.680	282.9	110.0	392.9	12,100	0.5489	.06712	500
Merlin/AW	336.4	18/1	.1367	.1367	.1367	.684	315.8	41.9	357.7	8,540	.05044	.06175	522
Linnet/AW	336.4	26/7	.1137	.0884	.2652	.720	317.1	123.2	440.3	13,500	.04897	.05989	537
Oriole/AW	336.4	30/7	.1059	.1059	.3177	.741	318.2	177.0	495.2	16,700	.04795	.05861	547
Chickadee/AW	397.5	18/1	.1486	.1486	.1486	.743	373.1	49.5	422.6	9,780	.04268	.05230	580
Brant/AW	397.5	24/7	.1287	.0858	.2574	.772	375.0	116.1	491.1	14,100	.04185	.05124	592
Ibis/AW	397.5	26/7	.1236	.961	.2883	.783	374.7	145.6	520.3	15,800	.04144	.05072	597
Lark/AW	397.5	30/7	.1151	.1151	.3453	.806	375.8	209.1	585.0	19,600	.04059	.04965	608
Pelican/AW	477.0	18/1	.1628	.1628	.1682	.814	447.8	59.5	507.3	11,500	.03556	.04344	651
Flicker/AW	477.0	24/7	.1410	.0940	.2820	.846	450.1	139.4	589.5	16,700	.03487	.04273	663
Hawk/AW	477.0	26/7	.1354	.1053	.3159	.858	449.6	174.9	624.5	18,900	.03453	.04231	669

Fuente: Phelps Dodge International Corp.

Continuación

Código	Calibre	Formación	Diámetro			Peso por 1000 pies			Carga de Rotura	Resistencia	AC @ 75°C	Capacidad de Corriente	
			Alambre Indiv.	Aw	Core Completo								
Code Word	Size	Stranding	Diameter (inches)			Weight Per 1000 ft			Rated Strength	Resistance DC@ 20°C	AC @ 75°C	Current Rating	
			Indiv. Wires	Aw	Core Complete								
	AWG or MCM	Al/Stl	Al	Aw	Core	N	(lbs)	Total	lbs	ohms/1000ft		amps	
Hen/AW	477.0	30/7	.1261	.3783	.883	.883	451.1	251.0	702.1	23,400	.03382	.04139	682
Osprey/AW	556.5	18/1	.1758	.1758	.1758	.879	522.2	69.4	591.6	13,200	.03050	.03749	715
Parakeet/AW	556.5	24/7	.1523	.1015	.3045	.914	525.1	162.5	687.6	19,300	.02989	.03667	731
Dove/AW	556.5	26/7	.1463	.1138	.3414	.927	525.0	204.2	729.2	21,900	.02958	.03627	737
Eagle/AW	556.5	30/7	.1362	.1362	.4086	.953	526.3	292.8	819.1	26,800	.02899	.03551	751
Peacock/AW	605.0	24/7	.1588	.1059	.3177	.953	570.9	176.9	747.8	21,000	.02749	.03377	770
Squab/AW	605.0	26/7	.1525	.1186	.3558	.966	570.4	221.8	792.2	23,600	.02588	.03341	777
Teal/AW	605.0	30/19	.1420	.0852	.4260	.994	572.0	311.4	883.4	28,500	.02672	.03274	791
Kingbird/AW	636.0	18/1	.1880	.1880	.1880	.940	597.2	79.3	676.5	15,000	.02667	.03286	778
Rook/AW	636.0	24/7	.1628	.1085	.3255	.977	600.0	185.7	785.7	22,000	.02616	.03216	794
Grosbeak/AW	636.0	26/7	.1564	.1216	.3648	.990	599.5	233.2	833.1	24,800	.02588	.03179	801
Egret/AW	636.0	30/19	.1456	.0874	.4370	1.019	601.4	327.6	929.0	29,900	.02541	.03118	815
Flamingo/AW	666.6	24/7	.1667	.1111	.3333	1.000	629.1	194.7	826.8	23,100	.02495	.03069	818
Gannet/AW	666.6	26/7	.1601	.1245	.3735	1.014	628.7	244.5	873.1	26,000	.02471	.03034	825
Starling/AW	715.5	26/7	.1659	.1290	.3870	1.051	675.0	262.4	937.5	27,500	.02300	.02830	863
Redwing/AW	715.5	30/19	.1544	.0926	.4630	1.081	676.3	367.8	1044	33,400	.02260	0.2777	878
Cuckoo/AW	795.0	24/7	.1820	.1213	.3639	1.092	749.9	232.0	982.0	27,500	.02093	.02582	913
Drake/AW	795.0	26/7	.1749	.1360	.4080	1.108	750.3	291.7	1042	30,500	.02070	.02549	922
Tem/AW	795.0	45/7	.1329	.0886	.2658	1.063	749.8	123.8	873.6	21,500	.02135	.02638	896
Condor/AW	795.0	54/7	.1213	.1213	.3639	1.092	749.5	231.8	981.3	27,800	.02091	.02578	913
Mallard/AW	795.0	30/19	.1628	.0977	.4885	1.140	751.9	409.4	1161	37,100	.02033	.02500	938
Ruddy/AW	900.0	45/7	.1414	.0943	.2829	1.131	848.7	140.2	989.0	24,000	0.1886	0.2330	970
Canary/AW	900.0	54/7	.1291	.1291	.3873	1.162	849.0	262.6	1112	31,000	.01849	.02286	986
Rail/AW	954.0	45/7	.1456	.0971	.2913	1.165	899.9	148.7	1049	25,400	.01779	.02210	1003
Cardinal/AW	954.0	54/7	.1329	.1329	.3987	1.196	899.7	278.3	1178	32,900	0.1744	.02161	1022
Ortolan/AW	1033.5	45/7	.1515	.1010	.3030	1.212	974.3	160.9	1135	27,200	0.1641	.02044	1054
Curlew/AW	1033.5	54/7	.1383	.1383	.4149	1.245	974.3	301.3	1276	35,200	0.1609	.01997	1074
Bluejay/AW	1113.0	45/7	.1573	.1049	.3147	1.259	1050	173.5	1224	29,300	0.1606	.01905	1103
Finch/AW	1113.0	54/19	.1436	.0862	.4310	1.293	1056	318.7	1374	37,500	0.1503	.01870	1121
Bunting/AW	1192.5	45/7	.1628	.1085	.3255	1.302	1125	185.7	1311	31,300	0.1423	0.1784	1150
Grackle/AW	1192.5	54/19	.1486	.0892	.4460	1.338	1130	341.3	1472	40,200	0.1403	.01751	1168
Bittern/AW	1272.0	45/7	.1681	.1121	.3363	1.345	1200	198.2	1398	33,400	0.1335	.01679	1196
Pheasant/AW	1272.0	54/19	.1535	.0921	.4605	1.382	1206	363.8	1570	42,400	0.1315	.01646	1216

ANEXO IV Pruebas para aceite dieléctrico

Color e inspección visual

Antecedentes.

El color de una muestra de aceite, esta relacionada con el grado de deterioro de la misma muestra. El aceite mineral nuevo recién producido en la refinería, es prácticamente incoloro, sin embargo, conforme la muestra envejece con el paso del tiempo o por severas condiciones de trabajo, como la presencia de puntos calientes o arcos eléctricos, la muestra ira tornándose mas oscura. La claridad de una muestra de aceite nueva, deberá ser brillante y sin ninguna evidencia de turbulencia, lodos ó partículas sólidas. La claridad de una muestra se determina mediante la observación de la muestra contra una fuente de luz. El color de la muestra se determina por comparación directa a estándares de color La mayor parte de los aceites cambiarán de color, desde un incoloro hasta un café oscuro, pasando por colores y tonos intermedios. Los Colorímetros ASTM para la determinación del color en distintos rangos de color se les asignan valores que van desde 0.5 hasta 8.0 en intervalos de 0.5.

La claridad de aceite se determina generalmente, empleando la misma muestra utilizada para la determinación del color; esto mediante la iluminación de la muestra por una fuente luminosa.

Significado.

El color de una muestra de aceite es empleado normalmente coma una guía para definir su grado de refinación. Cuando el aceite es obtenido de un transformador que ha estado en servicio, entonces el seguimiento del color a través del tiempo, es una forma de establecer la posible condición del aceite. El color del aceite por sí solo, no deberá ser utilizado para determinar la calidad de un aceite, pero podrá ser una forma de ayuda.

La claridad de la muestra, también puede sugerir el momento de efectuar otras pruebas. Nubosidad de la muestra puede indicar presencia de agua, lo que implica menor Rigidez Dieléctrica, Partículas como lodos, indican la existencia de productos de resultantes de la oxidación, lo que se traduciría a mayor acidez y menor Tensión Interfacial. Partículas de carbón y/o metal, pueden ser indicativos de severo calentamiento localizado y/o arqueo.

Rigidez dieléctrica

Antecedentes.

La Rigidez Dieléctrica o Tensión de Ruptura, es la forma de medir la capacidad del aceite dieléctrico a soportar el efecto de un campo eléctrico de alta intensidad. Esta prueba ayuda a detectar la presencia de humedad y contaminación por agua o materiales sólidos en suspensión; sin embargo, un valor alto de Rigidez Dieléctrica no es indicativa de la ausencia de elementos contaminantes, y otro tipo de pruebas son necesarias conjuntamente con esta para la evaluación del estado del aceite dieléctrico.

Significado.

La presencia de humedad, así como de partículas sólidas contaminantes de características polares ante la presencia de un campo eléctrico de alta intensidad, semejante al producido por un transformador en servicio, son causantes de que la capacidad dieléctrica y resistencia dieléctrica del fluido se puedan ver disminuidas.

Acidez o número de neutralización

Antecedentes.

La acidez de una muestra de aceite, está relacionada con el deterioro del aceite. El aceite dieléctrico mineral es esencialmente un hidrocarburo saturado de características no polares; sin embargo, cuando el aceite sufre degradación por oxidación, se forman ácidos oxálicos, los cuales son de naturaleza ácida. La presencia de estos materiales, puede ser determinada cualitativamente mediante un método denominado titulación. Una cantidad de una base estandarizada es necesaria para neutralizar los ácidos presentes en la muestra de aceite y su calidad pueda ser determinada. El resultado es conocido como acidez o número de Neutralización de la muestra, y es reportado en términos de mg. KOH.

Tensión interfacial

Significado.

El aceite dieléctrico mineral es un hidrocarburo saturado eléctricamente neutro, los compuestos químicos producidos por la descomposición del aceite a causa de la oxidación y predominantemente ácidos, son altamente polarizables ante el efecto de un campo eléctrico. Un aceite nuevo esta prácticamente libre de acidez y por lo tanto de partículas polares: pero bajo operación, la oxidación del aceite y el efecto catalítico generado por los metales, producirá la presencia de partículas sólidas polares, que de acuerdo a su tamaño y solubilidad podrían formar lodos y sales incrustantes que afectarán la capacidad dieléctrica del aceite y su Factor de Disipación (Factor de Potencia), además de los efectos directos en el proceso de descomposición química de los papales aislantes al acelerar el proceso de despolimerización. La tensión interfacial del aceite dieléctrico mineral esta relacionada con el grado de deterioro de la muestra.

En esta prueba, se mide la tensión entre las superficies del aceite y el agua, la que es altamente polar. Mientras más semejanza entre la polaridad de los líquidos menor será el valor de la tensión interfacial entre ellos.

Significado.

El valor de la Tensión Interfacial es inversamente proporcional al contenido de productos hidrofílicos resultantes del grado de oxidación y degradación del aceite. En virtud de que los materiales hidrofílicos son altamente polares y por lo tanto no muy solubles en el aceite no polar, la presencia de estos productos puede resultar en la formación de lodos. Estos materiales, mientras permanezcan disueltos en el aceite, afectarán las propiedades eléctricas del fluido, reducirán la Rigidez Dieléctrica e incrementarán el Factor de Disipación. La formación de lodos y adherencia a las superficies interiores del transformador, puede llegar a afectar la transferencia de calor y la adecuada circulación interior del aceite.

Sedimentos y gravedad específica

Antecedentes.

Los aceites dieléctricos durante su producción deben guardar ciertas condiciones de viscosidad, sin embargo, durante su operación y al estar dentro de un recipiente cerrado como es el tanque de un transformador, no existe forma de que sus características de viscosidad sufran alteración por combinación con alguna otra sustancia solvente que pueda afectar esta propiedad, razón por la cual no es indispensable medirla durante la vida operativa del aceite.

Los efectos de la temperatura y medio ambiente, así como la presencia de agua dentro del aceite, pueden alterar otra propiedad que puede resultar importante conocer, esta es la gravedad específica, la cual es la relación existente entre el peso específico del aceite y el del agua.

Significado.

La medición de la gravedad específica, puede indicar el estado de contaminación del mismo por alguna sustancia extraña (principalmente agua), y en los casos extremos determinar la posibilidad de encontrar formaciones hielo flotando sobre la superficie del aceite.

Antecedentes.

La oxidación del aceite, durante su proceso de envejecimiento, produce la formación de partículas sólidas que se encuentran disueltas en el líquido y las cuales conforme aumenta el deterioro tienden a incrementar su tamaño y peso. Dada la baja velocidad de circulación del aceite dentro de un transformador (excepto cuando existe circulación forzada), estas partículas llegan alcanzar tal peso que produce su precipitación al fondo del tanque del transformador. También otro tipo de partículas sólidas, tales como papel, metal, y demás de materiales con los cuales normalmente está construido un transformador, pueden aparecer y precipitarse al fondo del tanque. Durante un proceso de toma de muestra, la presión del aceite al salir del transformador a través de la válvula de muestreo, arrastra consigo parte de los materiales sólidos que se encuentran depositados en el fondo del tanque.

La importancia de buscar e identificar este tipo de sedimentos, puede ser un valioso auxiliar en el diagnóstico de un transformador y de la calidad del aceite.

Factor de potencia

Significado.

La presencia de sedimentos en el aceite de un transformador, puede aportar información adicional en cuanto al grado de deterioro del mismo por efecto de la oxidación, así como también, ser auxiliar en la detección de una falla incipiente o falla activa dentro de un transformador, al identificar el tipo de material que la componen, tales como partículas de papel, metal, cerámica.

Antecedentes.

Existe una relación entre el Factor de Disipación, Factor de Potencia y Permitividad o Constante Dieléctrica. Todas estas expresiones se refieren a las pérdidas dieléctricas en los materiales aislantes cuando son expuestos a un campo eléctrico alterno. La Permitividad es representada como una cantidad compleja de la siguiente manera $\epsilon^* = \epsilon' - j\epsilon''$; donde ϵ^* es la Permitividad compleja, ϵ' es la Permitividad real o medida y ϵ'' es la Permitividad imaginaria. Ante la presencia de un campo alterno, se crea una corriente capacitiva y una corriente resistiva, las cuales se encuentran desfasadas 90° una con respecto a la otra. La suma de los vectores de estas dos corrientes es la corriente resultante o total, el ángulo entre la corriente resultante y el vector de la corriente capacitiva se le denomina el ángulo de pérdidas A. La relación entre la parte real y la parte imaginaria de la Permitividad es igual a la $\tan A$. El factor $\tan A$ se define como factor de Disipación D, y representa las pérdidas dieléctricas del material aislante. El Factor de Potencia P, está definido como $\cos A$. Cuando los valores de A son muy pequeños, se considera que $\tan A \sim \sin A$, por lo tanto para valores de $\tan A$ hasta 0.05, el Factor de Potencia y Factor de Disipación son prácticamente lo mismo con variación de una milésima.

Significado.

El factor de pérdida dieléctrica se relaciona con la inhabilidad del fluido dieléctrico bajo prueba, a reorientar sus moléculas ante la presencia de un campo eléctrico alterno. Esta habilidad será dependiente de la temperatura de la muestra, el tamaño de las moléculas involucradas y de su polaridad. También será dependiente de la frecuencia del campo eléctrico alterno. El Factor de Disipación y la Permitividad, son ambos afectados por el tamaño de las moléculas, su composición y la relativa orientación de los distintos grupos moleculares involucrados. En general, entre series de moléculas similares, la Permitividad aumentara conforme el peso molecular aumente. Los factores descritos, son características eléctricas de los materiales aislantes, que en el caso del aceite, podrán ser utilizados para monitorear su cantidad y grado de deterioro.

Contenido de humedad

Antecedentes.

El contenido de agua dentro del líquido aislante de cualquier aparato eléctrico de alta tensión, puede afectar adversamente las propiedades físicas, químicas y eléctricas del fluido. El agua y el aceite no son solubles entre si, debido a su diferencia tan grande en polaridad. El aceite mineral es esencialmente no polar, mientras que el agua es altamente polar. Sin embargo hay cierto límite en pequeñas cantidades, el agua podrá disolverse en el aceite. Este límite es en función de la temperatura del sistema y de que la solubilidad del agua crece exponencialmente con la temperatura. Algunos valores típicos para la solubilidad del agua en el aceite son 52, 82, 132 y 206 ppm (parte por millón) a 20, 30, 40 y 50° C respectivamente. Cuando la cantidad de agua presente en el aceite, excede el límite de solubilidad ocurre la separación de capas.

Desde que la densidad del agua es mayor que la del aceite, el agua se separa del aceite en el fondo del tanque del transformador y aparecerá como agua libre. El aceite encima de esta agua libre, estará saturado con agua disuelta. Conforme el aceite se oxida en servicio y más productos polares de la oxidación aparecen en el aceite, permitirán una mayor disolución de agua en este.

Significado.

El contenido de agua en un fluido aislante dieléctrico afectará directamente las características físicas, eléctricas y químicas del fluido. Existe una relación inversa entre el contenido de agua y su Rigidez Dieléctrica. Igualmente tendrá la misma relación en cuanto a la Tensión Interfacial (TIF) del aceite. Mientras mayor el contenido de agua en el aceite, mayor será también su capacidad de reacción con metales tales como el Acero, en los cuales producirá oxidación. Esto ocurrirá principalmente cuando se rebasen los límites de solubilidad y se encuentre agua libre en el fondo del tanque.

Por otra parte, el exceso del agua disuelta en el aceite, producirá la alteración de las características mecánicas y eléctricas de los materiales celulósicos, los cuales tenderán a tener sus propiedades disminuidas en forma importante.

Fuente: Aceites dieléctricos en dispositivos electrónicos de potencia. Rodolfo García Soto. Tesis. USAC. Facultad de Ingeniería. 1978.

ANEXO V. Resumen de equipo utilizado en la subestación Nueva Esperanza Villa Canales/Comesur. Características importantes.

Lado de alta tensión.

1. Transformador de potencia
Marca: Westinghouse
Serie No. SHT-1447-0101
Potencia: 3,500 KVA.
Número de fases: 3.
Voltaje Primario: 69,000 Voltios.
Voltaje Secundario: 13,200Y/7,620 Voltios.
Frecuencia: 60 Hz.
Nivel de impulso de prueba, onda completa (BIL):
Alto Voltaje: 350 KV.
Bajo Voltaje: 110 KV.
Impedancia: 7.89 % a 3,500 KVA.

2. Cuchilla seccionadora para 69,000 Voltios.
Marca: Cleaveland/Price Inc.
Tipo: RL-C.
KV nominal: 69,000 voltios.
KV máxima: 72,500 voltios.
Intensidad continua: 1,200 amperios.
Intensidad momentánea: 61,000 amperios.
Nivel Básico de Impulso (BIL): 350 KV.
Número de Serie: 02L1506-0101
Estilo: C104A100G17

3. Interruptor de potencia 69,000 voltios.
Marca: Siemens.
Modelo: Line Backer.
Tipo: CPS VB/1994.
Voltaje Nominal: 69,000 voltios.
Voltaje Máximo: 72,500 voltios.
Intensidad continua: 1,200 amperios.
Intensidad de cortocircuito: 12,000 amperios.
Tiempo de interrupción: 6 ciclos.
Instructivo: PB3918-01

4. Fusibles para 69,000 voltios.
Marca: S & C.
Modelo SMD 14.
Intensidad: 25 amperios.
Tipo: TCC 153-1
Velocidad: estándar.

5. Aislador tipo subestación para 69,000 voltios.
Marca: LAPP.
Modelo: J8469.
Altura Total: 762 mm.
Diámetro Total: 232 mm.
Nivel Básico de Impulso (BIL): 350 Kv.
Distancia de Fuga: 1829 mm.
Flameo de onda de impulso positiva: 390 Kv.
Flameo de baja frecuencia en húmedo: 145 Kv.
Número de Faldas: 15.

6. Aislador de porcelana para armar cadenas de suspensión.
Marca: ICB
Clase: ANSI 52-4.
Distancia de Fuga: 292 mm.
Flameo de baja frecuencia en seco: 80 Kv.
Flameo de baja frecuencia en húmedo: 50 Kv.
Flameo de onda de impulso positiva: 125 Kv.
Flameo de onda de impulso negativa: 130 Kv.
Voltaje de perforación a baja frecuencia: 110 Kv.

7. Pararrayos de 69,000 voltios.
Marca: Westinghouse.
Voltaje Nominal: 72 Kv.
MCOV: 57 Kv.
Tipo de pararrayos: Varistor de óxido metálico.
Tipo de carga: normal.
Intensidad de alivio: 32 KA.

Lado de baja tensión.

1. Cuchilla seccionadora de baja tensión.
Marca: Cooper Power Systems.
Modelo: M-FORCE.
Tipo: Trifásico de apertura en grupo.
Tensión Nominal: 15,000 voltios.
Tensión Máxima: 17,000 voltios.
Nivel Básico de Impulso (BIL): 110 Kv.
Intensidad continua: 600 amperios.
Intensidad momentánea: 65,000 amperios.
Tipo de montaje: Horizontal.

2. Interruptor de re cierre (Recloser), para baja tensión.
Marca: ABB POWER T & D COMPANY INC.
Serie: 502L222R3LM.
Tipo: YR 35
Intensidad continua: 560 amperios.
Intensidad de cortocircuito: 12,000 amperios.
Intensidad de Impulso positiva: 110 Kv.
Voltaje de control de re cierre: 48 VDC.
Frecuencia: 60 Hz.
Diagrama: 1B09031.

3. Aisladores de polimero de suspensión.
Marca: MacLean.
Clase: FIBERLINK.
Voltaje Nominal: 15,000 voltios.
Distancia de Fuga: 381 mm.
Flameo de baja frecuencia en seco: 133 Kv.
Flameo de baja frecuencia en húmedo: 112 Kv.
Flameo de onda de impulso positiva: 202 Kv.
Flameo de onda de impulso negativa: 225 Kv.
Longitud total del aislador: 318 mm.

4. Aisladores de baja tensión tipo pin.
Marca: Gamma.
Clase: ANSI 56-3.
Voltaje Nominal: 34,000 voltios.
Distancia de fuga: 533 mm.
Flameo de baja frecuencia en seco: 125 Kv.
Flameo de baja frecuencia en húmedo: 80 Kv.
Flameo de onda de impulso positiva: 200 Kv.
Flameo de onda de impulso negativa: 265 Kv.
Voltaje de perforación a baja frecuencia. 165 Kv.
Diámetro total del aislador: 290 mm.
Altura total del aislador: 191 mm.
5. Pararrayos para baja tensión.
Marca: Ohio Brass.
Voltaje Nominal: 10,000 voltios.
MCOV: 8,400 voltios.
Tipo de pararrayos: Varistor de óxido metálico.
Tipo de Carga: normal.

Nota

Lo relacionado con transformadores de medición del lado de alta tensión y de baja tensión, así como contadores de energía eléctrica se trata en el apéndice V.

Es necesario aclarar que por el poco tiempo de ejecución para que entrara en operaciones la subestación no se instalaron las mediciones, influyendo también el tiempo de entrega de las mismas que era de varios meses, pero se dejó prevista la instalación para un futuro cercano.

ANEXO VI

Mediciones en media y alta tensión.

A. Breve resumen.

1. Definición de medición.

Debido a la necesidad de registrar los consumos de energía eléctrica para su facturación o control, se hizo también necesario inventar un medio para medir el referido consumo. La definición más simple que existe de medición es: un aparato que permite registrar y acumular la cantidad de energía que requiere una carga determinada, contando con los medios necesarios para su lectura a efecto de poder contabilizar lo consumido. Sobre la base de lo anterior y sabiendo que existen diferentes tipos de carga, así como diferentes tipos de voltajes y corrientes, así también existen diferentes tipos de mediciones que se ajustan a las necesidades de la carga y del consumo.

2. Tipos de uso.

Los usos que se dan a las mediciones en la actualidad son múltiples, sobresaliendo los siguientes:

- Uso residencial
- Uso comercial
- Uso industrial

Está claro que se pueden presentar algunos otros tipos de uso como lo es el control de un proceso o la medición de un parámetro específico con un fin determinado o la simple señalización para un proceso que lo necesite, lo cual requiere de un tipo de medición completa o una parte de ella.

3. Clasificación y componentes.

La clasificación de las mediciones se puede hacer de varias maneras, pero la más importante es la que está condicionada a los niveles de voltaje y corriente que se pueden manejar en la medición, por lo que se pueden establecer tres clasificaciones:

- Mediciones directas
- Mediciones semi-directas
- Mediciones indirectas

Mediciones directas: son aquellas que manejan un voltaje monofásico o trifásico no superior a 600 voltios de AC y una intensidad que como máximo llega a 200 amperios. Estas mediciones se colocan en serie con la carga, por lo que cada uno de sus componentes debe soportar las condiciones máximas de voltaje de red y corriente de la carga. Debido a lo anterior los componentes de este tipo de mediciones son una caja tipo socket y el medidor o contador respectivo, los cuales se identifican de manera usual con la corriente que soportan y a la cual se le llama “clase”, de manera normalizada se conocen las cajas y medidores: Clase 20, Clase 100 y Clase 200; en lo relativo al voltaje también se encuentra normalizado, ya que las cajas y medidores para este tipo de mediciones soportan los voltajes usados en nuestro medio, que son 240 voltios y 480 voltios sean estos monofásicos o trifásicos.

Este tipo de mediciones es bastante utilizado en el medio residencial y comercial, en el medio industrial se usa en empresas cuyo consumo es bastante reducido (pequeña industria), lo anterior también indica que las potencias instaladas en donde se utilizan este tipo de mediciones son pequeñas y algunas medianas.

Mediciones semi-directas: cuando las condiciones de corriente rebasan los 200 amperios y por ende la potencia instalada es mayor que la citada en la medición anterior, se necesita utilizar algún componente adicional para que la medición cumpla su misión, por lo que a los componentes de la medición directa se suma uno o varios transformadores de corriente, mas conocidos de manera abreviada como CT, de manera tal que el parámetro que resulta grande pueda ser medido de manera adecuada. Es por lo regular la corriente la que excede el nivel que puede ser usado en la medición directa, no el voltaje, ya que este último coincide el normalizado de la medición con el normalizado de uso de las plantas de producción o el comercio que recibe el servicio eléctrico.

Tomando en cuenta lo anterior, las mediciones semi-directas son aquellas que manejan un voltaje igual a las directas y lo que cambia es el parámetro corriente que se reduce a un máximo de 5 amperios, mediante un CT. Lo anterior tiene como ventaja que la clase de caja socket y medidor se reducen a Clase 20, por su parte los transformadores de corrientes están normalizados y como se anotó que la corriente se excede de los 200 amperios, los CT's principian en este rango de intensidad, siendo identificados por dos números, el primero de los cuales indica la corriente primaria o corriente que existe en el ramal principal de la red y el segundo la corriente que el transformador envía hacia el medidor, ejemplos de estos son: 400/5, 600/5, etc. Con la facilidad anterior las corrientes arriba de los 200 amperios pueden ser medidas con comodidad y seguridad, pudiendo llegar a varios cientos de amperios, incluso miles.

En lo relativo a potencias, tomando en cuenta que ya se pueden medir corrientes mayores, entonces también las potencias ya son medianas y llegan al límite inferior de las grandes.

Mediciones indirectas: cuando las potencias llegan a ser grandes y por supuesto las corrientes y los voltajes se incrementan, así como las pérdidas en los transformadores de potencia son considerables, se hace necesario hacer las mediciones en un voltaje alto, entendiéndose por alto que rebasa los miles de voltios.

De acuerdo con lo anterior, se hace necesario tener una forma de medir los consumos eléctricos de las cargas de una manera diferente a los anteriores, en el sentido que los niveles de voltaje ya no son manejables de manera fácil y por lo tanto las mediciones no pueden ser efectuadas en serie con el consumo de la carga, es aquí donde surgen las mediciones indirectas.

El término indirecto indica que los parámetros que llegarán al medidor son una porción de lo que está fluyendo en el circuito principal de alimentación de la carga, esto se aplica para la corriente como para el voltaje, ya que como se anotó anteriormente el nivel de voltaje ya supera los niveles manejables de manera segura como en el caso de los dos tipos de mediciones anteriores. En las mediciones semi-directas ya se tuvo un adelanto con el caso de la corriente y que se debían usar transformadores de corriente para poder manejar el parámetro, en este tipo de mediciones indirectas se continuarán usando los CT's pero los mismos difieren de los anteriores en que los anteriores eran para un uso en voltajes máximos de 600 voltios de AC, mientras que otros son para voltajes mucho mayores y por lo tanto su tipo de aislamiento es mayor, así como que los primeros no contaban con bobinado primario sino que el cable de alimentación o cables de alimentación pasaban por el centro del CT, mientras que los segundos si tienen ya un bobinado primario e interrumpen la línea de alimentación de la carga.

En lo que respecta al parámetro voltaje en una medición indirecta, se maneja de manera similar al parámetro corriente, por medio de transformadores de potencial llamados comúnmente PT's, los cuales reducen el nivel de voltaje de la línea primaria a un nivel seguro y que por lo regular está entre 90 a 600 voltios AC, surge entonces para este tipo de PT's también una relación de transformación, la cual se indica en el transformador de corriente de la manera siguiente: primero, en el cuerpo del transformador por medio de un número que indica el nivel de voltaje de fase al que se conecta el mismo, ejemplo: 7620, 7970, etc., segundo, en la placa de identificación por el cociente de la relación de transformación, por ejemplo: 63.5/1, 70/1, etc.

Debido a que el medidor no recibe los parámetros directamente de la línea de alimentación de la carga, sino a través de CT's y PT's, entonces se genera un factor por el cual se debe multiplicar la lectura del medidor para poder obtener los consumos, el mismo se conoce simplemente como "Factor de multiplicación" y se determina multiplicando el cociente de la relación de transformación de los CT's por el cociente de la relación de transformación de lo PT's, por lo regular el mismo se anota en la carátula del medidor o contador a fin de que la persona que efectúa las lecturas lo pueda tomar en cuenta.

4. Datos técnicos de las mediciones.

En esta sección se anotarán las características técnicas mínimas que deben tener los componentes de una medición de acuerdo a la clasificación de Directas, semi-directas e indirectas. Se tocan lo relacionado con los componentes para bajo voltaje, 13,800 voltios y 69,000 voltios, aunque algunas otras mediciones en voltajes diferentes como 34,500 voltios u otros, no difieren más que en unos pocos datos técnicos.

Datos técnicos para PT's y CT's en 69,000 y 13,800 voltios.

Marca

Modelo

Número de serie.

Voltaje nominal

Frecuencia

Nivel Básico de Impulso (BIL)

Relación de transformación

Precisión (accuracy)

Carga (burden)

Capacidad de sobrecarga (Rating factor)

Diagrama de conexiones

Otros datos como:

- Sobrecarga térmica durante 1 segundo
- Sobrecarga dinámica
- Peso total
- Peso o contenido de aceite (cuando aplique)

A este punto solo se debe hacer la aclaración de que en 13,800 voltios, los PT's y CT's son unidades separadas, se encuentran como una sola unidad cuando vienen contenidos dentro de una celda, dentro de un equipo en alguna aplicación especial, normalmente cuando se trata de reducir espacios para instalación interior. En el caso de 69,000 voltios también se presentan ambas opciones, pero tomando en cuenta que debido al aislamiento el precio sube considerablemente, lo que se acostumbra para reducir costos y espacios de instalación es instalar medidores que vengan contenidos en una sola unidad con sus conexiones respectivas para cada señal, sea de voltaje o de corriente.

Datos técnicos para medidores (contadores).

En el caso de los medidores, existiendo un gran cantidad en el mercado, se enumeran aquí los datos técnicos básicos de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No. 14 (NCC 14), del Administrador del Mercado Mayorista.

Marca

Modelo

Número de serie

Precisión

Clase de medidor

Voltaje nominal

Tipo de conexión

Forma

Frecuencia

Otros datos:

- Capacidad en número de días de la memoria masiva
- Período de integración (normal cada 15 minutos)
- Número de canales para control
- Parámetros que debe desplegar y guardar
- Registros que debe poseer
- Si tiene batería de respaldo
- Extras como software, etc.

Las normas NCC 14, piden como mínimo que un medidor pueda desplegar y guardar los registros siguientes:

- Energía activa y reactiva por hora
- Potencia activa y reactiva máxima
- Energía activa y reactiva instantánea
- Factor de potencia instantáneo
- Voltaje instantáneo

5. Número de medidores pedidos por las Normas de Coordinación Comercial No. 14.

Las normas establecen en su artículo 14.6.1, que para los Generadores, Transportistas, Distribuidores o Grandes Usuarios del Mercado Mayorista, los medidores que deben estar compuestos de la manera siguiente:

Medidores con Clase de Exactitud de 0.2% y Número de Elementos igual a 3. 1 juego de CT's y 1 juego de PT's que conectan a 1 medidor oficial y 1 de respaldo.

B. Mediciones planificadas para la subestación Nueva Esperanza-Villa Canales/Comesur.

1. Lado de alta tensión.

Se instalará una medición combinada con los siguientes datos técnicos:

Marca: Instrument Transformer Equipment Corporation. (ITEC)

Modelo: CVTO-350

Voltaje Nominal: 69,000/40,250 a 115/67.08 voltios.

Frecuencia: 60 Hz.

Nivel Básico de Impulso: 350 Kv.

Relación de transformación:

CT's: 150:5 y 75:5

PT's: 350:1 y 600:1

Precisión (accuracy):

CT's: 0.3%

PT's: 0.3%

Capacidad de sobrecarga (Rating factor): 1.5

Carga (Burden):

CT's: 25 VA

PT's: 80 VA

Diagrama de conexiones: incluido

Sobrecarga térmica durante 1 segundo: 10 KA

Sobrecarga dinámica: 12 KA

Peso total y contenido de aceite : 1000 libras/ 60 galones.

3. Lado de baja tensión.

Transformadores de Corriente.

Marca: ABB

Modelo: KON-11

Voltaje Nominal: 15,000 voltios.

Frecuencia: 60 Hz.

Nivel Básico de Impulso (BIL): 110 Kv.

Relación de transformación: 200/5

Precisión (accuracy): 0.3%

Carga (Burden): 13 VA

Capacidad de sobrecarga (Rating factor): 3.0

Diagrama de conexiones: incluido

Sobrecarga térmica durante 1 segundo: 190 veces.

Sobrecarga dinámica: 270 veces.

Transformadores de potencial.

Marca: ABB

Modelo: VOG-11

Número de serie: pendiente.

Voltaje Nominal: 15,000 voltios

Frecuencia: 60 Hz.

Nivel Básico de Impulso (BIL): 110 Kv.

Relación de transformación: 63.5:1

Precisión: 0.3%

Carga (Burden): 75 VA

Capacidad de sobrecarga (Rating factor): 1.1

Diagrama de conexiones: incluido

Sobrecarga térmica durante 1 segundo: 1000

3. Medidores (contadores).

Marca: Elster

Modelo: A1RL+

Número de serie: KZG005118921 y 22.

Precisión: 0.2%

Clase de medidor: 20

Voltaje nominal: 120-480 voltios. (voltaje operación: 96-528 voltios)

Tipo de conexión posible: 4 alambres Estrella o 4 alambres Delta.

Frecuencia: 60 Hz. Más o menos 5%.

Forma: 9S

Capacidad de memoria masiva: 70 días

Período de integración: programable

Parámetros que despliega y guarda:

Kwh, Kw max., Kw acum., KVARh, KVAR max., KVAR acum., KVAh, KVA max., KVA acum., PF inst., Voltaje A inst., Voltaje B inst, Voltaje C inst.,

Corriente A inst., Corriente B inst., Corriente C inst.,

Parámetros programables: perfil de carga por hora.

Tiene: Software, batería de 3.6 V y 1000mAh, lector óptico para programación y bajar datos.

Rango de temperatura de -40 grados a +85 grados Centígrados.

Consumo del medidor: 0.008 y 0.04 vatios.

Corriente de arranque de: 5 mA para el clase 20 y 50 mA para clase 200.

Diagrama unifilar de medición 69 kv.

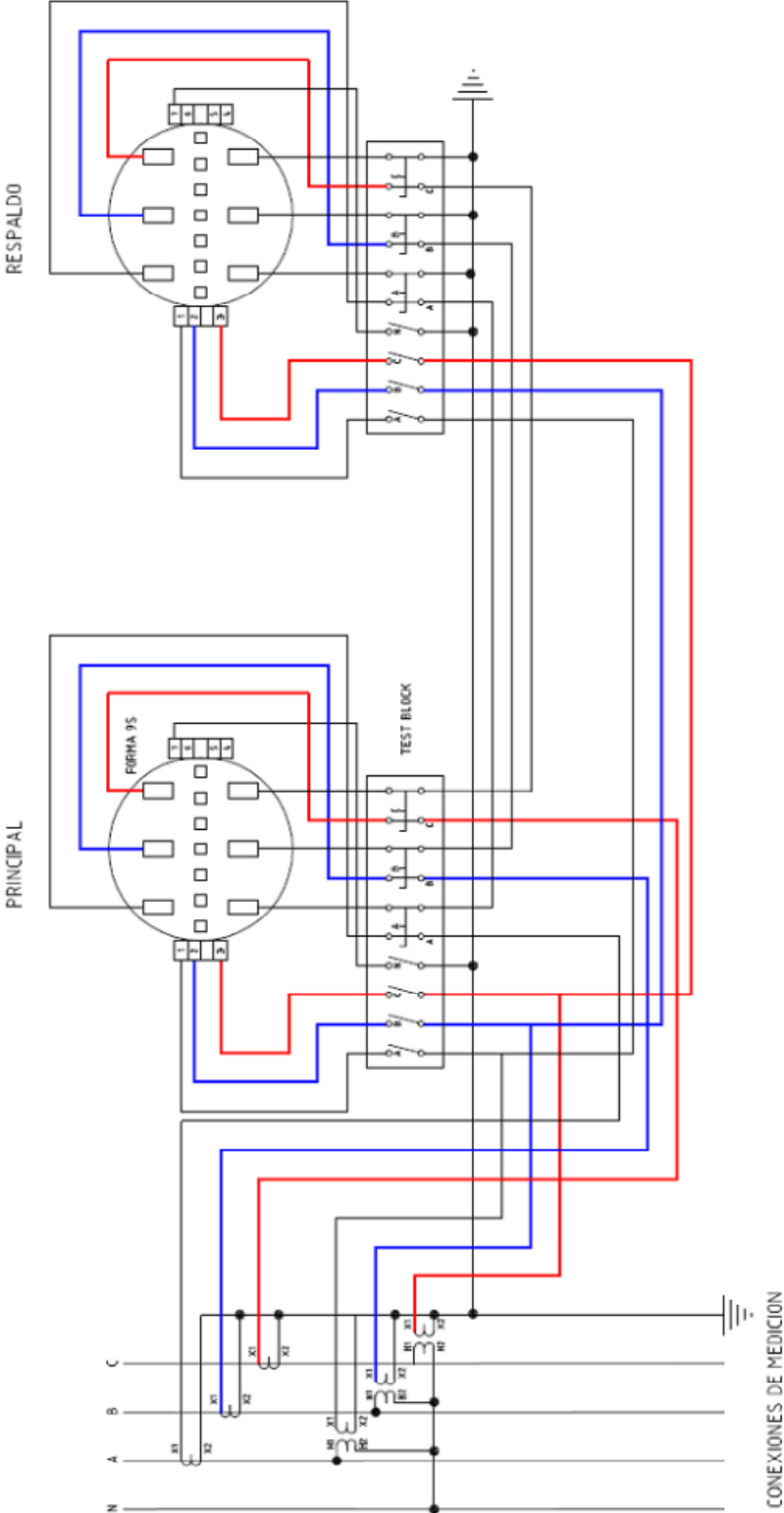


Diagrama unifilar de medición 13.2 kv o 13.8 kv.

