



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

**DISEÑO DE RED EN ANILLO DE 69 KV EN LA PERIFERIA DEL  
MUNICIPIO DE QUETZALTENANGO, DEPARTAMENTO DE  
QUETZALTENANGO, GUATEMALA**

**José Miguel Rojas Palacios**  
Asesorado por el Ing. Pedro Alfonso Xicará Méndez

Guatemala, 20 de febrero de 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE RED EN ANILLO DE 69 KV EN LA PERIFERIA DEL MUNICIPIO  
DE QUETZALTENANGO, DEPARTAMENTO DE QUETZALTENANGO,  
GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**JOSÉ MIGUEL ROJAS PALACIOS**

ASESORADO POR EL ING. PEDRO ALFONZO XICARÁ MÉNDEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELÉCTRICISTA**

GUATEMALA, 20 DE FEBRERO DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

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

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino Gonzales
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Veliz Vargas

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

### **DISEÑO DE RED EN ANILLO DE 69 KV EN LA PERIFERIA DEL MUNICIPIO MUNICIPIO DE QUETZALTENANGO, DEPARTAMENTO DE QUETZALTENANGO, GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, con fecha 6 de noviembre de 2009.

José Miguel Rojas Palacios

UNIVERSIDAD SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

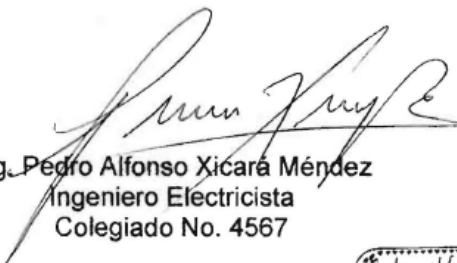
GUATEMALA 03 DE AGOSTO DEL 2010

DIRECCION DE ESCUELA INGENIERIA MECANICA ELECTRICA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
UNIVERSIDAD SAN CARLOS DE GUATEMALA  
Presente.

Me dirijo a ustedes, saludándolos e informándoles que cumpliendo con la labor que me fuera asignada, he revisado el trabajo de graduación del estudiante José Miguel Rojas Palacios con carné No 2003-12716. Titulado **DISEÑO DE RED EN ANILLO DE 69KV EN LA PERIFERIA DEL MUNICIPIO DE QUETZALTENANGO, DEPARTAMENTO DE QUETZALTENANGO, GUATEMALA**. Con lo cual dejo en manos del asesor asignado por la Escuela de Mecánica Eléctrica, hacer las correcciones necesarias a dicho trabajo de graduación.

Agradeciendo su amable atención a la presente, me suscribo de ustedes.

Atentamente,

  
Ing. Pedro Alfonso Xicará Méndez  
Ingeniero Electricista  
Colegiado No. 4567



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

Ref. EIME 30. 2011  
Guatemala, 28 de ABRIL 2011.

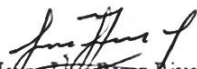
Señor Director  
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
DISEÑO DE RED EN ANILLO DE 69KV EN LA PERIFERIA DEL  
MUNICIPIO DE QUETZALTENANGO, DEPARTAMENTO DE  
QUETZALTENANGO, GUATEMALA, del estudiante, JOSÉ  
MIGUEL ROJAS PALACIOS, que cumple con los requisitos  
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
ID Y ENSEÑAD A TODOS

  
Ing. José Luis Pérez Rivera  
Coordinador de Potencia

JLPR/sro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 46. 2011.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; JOSÉ MIGUEL ROJAS PALACIOS titulado: DISEÑO DE RED EN ANILLO DE 69KV EN LA PERIFERIA DEL MUNICIPIO DE QUETZALTENANGO, DEPARTAMENTO DE QUETZALTENANGO, GUATEMALA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'G. Puente Romero'.



GUATEMALA, 22 DE JULIO 2011.

## **ACTO QUE DEDICO A:**

**Mis padres** José Raúl Rojas Xicará (q.e.p.d.), Erick Arturo Rojas Xicará, Leticia Elizabeth Palacios Recinos

Formadores de este ser imperfecto que con sus inigualables consejos y ejemplo de vida han sabido inculcarnos a mis hermanos y a mí, una concepción de la vida que pocas personas son capaces de vislumbrar.

**Mis hermanos** Melvin Raúl y Erick Francisco. Compañeros de batallas en todas las aventuras por las que hemos pasado. Teniendo nuestras ambiciones y metas claramente establecidas trabajando siempre como un solo individuo para nuestro bien común.

**Mis abuelos** Carlos Rojas Coyoy, Rosenda Xicará de Rojas, Eufemio Palacios Torres, Margarita Recinos de Palacios

Por la sabiduría de sus enseñanzas y palabras, esa sabiduría que se alcanza a través de una larga vida llena de éxitos y fracasos. Vivida con una alegría sin igual.

**Mis tíos** Gladys Nineth y Manolo de León. Por el apoyo incondicional que siempre han mostrado hacia mi persona.



**Mis tíos y primos** Por el cariño, el aprecio y por estar a mi lado en los tiempos difíciles.

**Mis amigos** Compañeros fieles y leales que formado un sólido grupo de trabajo alcanzamos una de las pequeñas metas trazadas.

**Universidad San Carlos de Guatemala** Mi amada universidad, forjadora de profesionales comprometidos con su nación.

**Mi asesor** Ing. Pedro Alfonzo Xicará su esposa e hijos. Por el apoyo mostrado en la realización de este proyecto.

**Empresa Elétrica de Quetzaltenango** A todo su personal técnico y administrativo, en especial al Ing. Hugo Leonel Tumax, por su colaboración en la realización de este trabajo.

# ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XVII
RESUMEN	XXIII
OBJETIVOS	XXV
INTRODUCCIÓN	XXVII
1. GENERALIDADES	1
1.1. Sistema de transmisión eléctrica	1
1.1.1. Líneas de transmisión eléctrica	1
1.1.1.1. Misión de un sistema de transmisión	2
1.1.1.2. Criterios de diseño para líneas de transmisión	2
1.1.1.3. Tipos de estructuras	3
1.1.1.3.1. Suspensión	4
1.1.1.3.2. Ángulo	4
1.1.1.3.3. Anclaje	4
1.1.1.3.4. Remate	4
1.2. Subestación eléctrica	5
1.2.1. Criterios de diseño en subestaciones	5
1.2.2. Tipos de subestaciones	5
1.2.2.1. Subestación elevadora	6
1.2.2.2. Subestación reductora	6
1.2.2.3. Subestación de enlace	6
1.2.2.4. Subestación en anillo	7

1.2.2.5.	Subestación radial	7
1.2.2.6.	Subestación de Switcheo	7
1.3.	Aspectos geográficos	8
1.4.	Aspectos climatológicos	8
1.4.1.	Temperatura	8
1.4.2.	Altitud	8
1.4.3.	Velocidad del viento	9
1.4.4.	Presión atmosférica	9
1.4.5.	Humedad y precipitación pluvial	9
1.4.6.	Nivel cerámico	9
1.4.7.	Nivel de contaminación	10
2.	ANÁLISIS DE DEMANDA	11
2.1.	Capacidad existente	11
2.2.	Demanda actual	13
2.3.	Proyección de crecimiento de la demanda	13
2.4.	Método de proyección	14
2.5.	Proyección de demanda de energía	16
3.	DISEÑO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN	19
3.1.	Selección de trayectoria	19
3.2.	Derecho de vía	20
3.3.	Selección del conductor	21
3.4.	Estructuras de soporte	23
3.5.	Distancias mínimas de seguridad	24
3.5.1.	Distancia de seguridad vertical sobre el nivel del suelo	25
3.5.2.	Distancia horizontal entre conductores	25
3.5.3.	Distancia vertical entre conductores	26
3.6.	Aislamiento de la cadena de aisladores	27

3.6.1.	Cálculo del aislador por criterio de contaminación ambiental	28
3.6.2.	Cálculo del aislador criterio de altura sobre el nivel del mar	30
3.7.	Blindaje	33
3.8.	Cálculo del vano y la flecha	35
3.9.	Cálculo de la estructura	37
3.9.1.	Momento debido al viento en el cable o hilo de guarda	38
3.9.2.	Momento debido al viento en el poste	39
3.9.3.	Momento debido a la deflexión de la línea	40
3.9.4.	Momento por rotura del conductor	41
3.10.	Sistema de puesta a tierra	43
4.	DISEÑO DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	45
4.1.	Ubicación de la subestación	45
4.2.	Configuración de la subestación	46
4.3.	Distancias eléctricas de diseño	49
4.3.1.	Distancia de fase a tierra	50
4.3.2.	Distancia entre fases	52
4.3.3.	Altura de las partes vivas	53
4.3.4.	Altura de las barras	54
4.3.5.	Altura de remate de las líneas de transmisión	54
4.3.6.	Distancias mínimas de seguridad	55
4.3.6.1.	Circulación de personas	56
4.3.6.2.	Circulación de vehículos	57
4.3.6.3.	Zonas de trabajo	57
4.4.	Diseño del sistema de puesta a tierra	58
4.4.1.	Resistividad del terreno	59
4.4.2.	Cálculo de corriente de corto circuito	60

4.4.3.	Cálculo de la sección del conductor	65
4.4.4.	Límites de corriente tolerables por el cuerpo	73
4.4.5.	Cálculo de potenciales de paso, contacto	75
4.4.6.	Cálculo de la resistencia total de la malla	82
4.5.	Selección del transformador	87
4.6.	Diseño de las barras colectoras	88
4.7.	Blindaje	93
4.8.	Pararrayos	97
5.	CRITERIOS GENERALES DE OBRA CIVIL	101
5.1.	Líneas de transmisión	101
5.1.1.	Estructuras	101
5.1.2.	Cimentaciones	103
5.1.3.	Tendido y tensionado de los cables	104
5.1.4.	Numeración de estructuras	105
5.2.	Subestación	105
5.2.1.	Alumbrado de la subestación	106
5.2.2.	Muro perimetral	107
5.2.3.	Canaleta de los conductores	108
5.2.4.	Caminos interiores	109
	5.2.4.1. Caminos principales	110
	5.2.4.2. Caminos perimetrales	111
	5.2.4.3. Caminos de mantenimiento	111
5.2.5.	Estructuras mayores	111
5.2.6.	Estructuras menores	112
5.2.7.	Fosas de captación de aceite	112
5.2.8.	Grava	114
5.2.9.	Tabiques	114

CONCLUSIONES	115
RECOMENDACIONES	117
BIBLIOGRAFÍA	119
APÉNDICE	121
ANEXO	137



# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1. Diagrama unifilar de subestación La Esperanza y subestación Quetzaltenango	12
2. Gráfica de la proyección de energía hasta el año 2030	18
3. Gráfica de la proyección de potencia	18
4. Límite del área urbana de la ciudad de Quetzaltenango	20
5. Distancias horizontales y verticales mínimas entre conductores	27
6. Ángulo de blindaje para una línea de transmisión	34
7. Flecha entre dos estructuras	35
8. Simbología para el diagrama unifilar	47
9. Diagrama unifilar de las subestaciones Pacajá y Chiquilajá	48
10. Malla de red a tierra	60
11. Diagrama unifilar de la subestación localizando las fallas por corto circuito	61
12. Diagrama unifilar con impedancias en valores por unidad	63
13. División de corriente por la impedancia de los hilos de guarda y por la resistencia de la malla de red a tierra	71
14. Contactos indirectos con equipos eléctricos	73
15. Zonas de peligro para la corriente en función del tiempo de contacto	74
16. Tensión producida por el contacto directo con equipo eléctrico	75
17. Tensión producida por la circulación en las cercanías de los equipos eléctricos	76
18. Curva de factor de reducción	77



19. Gráfica para coeficientes de reflexión k1 y k2	84
20. Zonas de protección por bayonetas e hilos de guarda	97
21. Distancias de seguridad para el muro perimetral	107
22. Caminos dentro de la subestación	110

## TABLAS

I. Datos históricos de consumo de energía eléctrica	13
II. Valores de los factores que intervienen en el cálculo de los coeficientes de correlación lineal, exponencial, geométrica	15
III. Proyección de la demanda hasta el año 2030	17
IV. Características del conductor Hawk 477 MCM	22
V. Factores de distancia a fuga por contaminación	30
VI. Niveles de tensión máxima y de aislamiento	31
VII. Comparación de flechas por los métodos de parábola y catenaria para distintos vanos	36
VIII. Factores de sobrecarga para las estructuras	38
IX. Datos para el cálculo de esfuerzos mecánicos en las estructuras	42
X. Cálculo de momentos para estructura tipo I	42
XI. Momento en estructuras tipo II y ángulo de deflexión de línea de 10°	43
XII. Distancias mínimas a partes energizadas descubiertas	49
XIII. Nivel básico de aislamiento para las tensiones de operación	50
XIV. Valores máximos permitidos de resistencia de red de tierras	58
XV. Valores típicos de resistividad para diferentes suelos	59
XVI. Conductividad del material, coeficiente térmico, temperatura máxima permisible, resistividad del conductor, capacidad térmica para conductores	66

XVII.	Factor de decremento para distintos tiempos de liberación de falla	72
XVIII.	Efectos de la corriente eléctrica a 60 Hz en el cuerpo humano	74
XIX.	Ecuaciones de rectas para los factores de reflexión	83
XX.	Densidad de corriente máxima para diferentes conductores	89
XXI.	Factores para cargas mecánicas	91
XXII.	Empotramiento mínimo para postes de concreto	101
XXIII.	Tolerancias mínimas en las medidas de los postes de concreto	102
XXIV.	Colores de identificación para postes según clase	105



## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
$h_w$	Altura del conductor en parte más baja en el punto medio del claro
$H_c$	Altura del conductor o cable de guarda
$h_e$	Altura del equipo a proteger por descargas eléctricas
$h_g$	Altura del hilo de guarda
$H$	Altura de la capa superficial del terreno
$h_b$	Altura de las barras colectoras
$h_s$	Altura de partes vivas de los equipos
$h_{linea}$	Altura de remate de las líneas
$H_u$	Altura útil del poste
$\alpha$	Ángulo de blindaje
$A$	Área de la malla de la red de tierra
$A_{mm^2}$	Área de sección transversal del conductor
$h_1$	Coefficiente debido a la profundidad de enterramiento
$K_m$	Coefficiente debido al número de conductores paralelos
$\alpha_r$	Coefficiente térmico de resistividad
$K_o$	Coefficiente térmico de resistividad a 0 °C
$k$	Constante
$C_o$	Consumo de energía inicial
$\gamma_e$	Correlación exponencial
$\gamma_g$	Correlación geométrica
$\gamma_l$	Correlación lineal
$I_{cc}$	Corriente de corto circuito

$I_d$	Corriente de descarga del pararrayos
$I_s$	Corriente del rayo
$I_{gmax.}$	Corriente máxima que pasa por la red
$I_g$	Corriente que circula en la red de tierra
$\alpha$	Deflexión de la línea
$\dot{O}_c$	Diámetro del conductor o hilo de guarda
$\dot{O}_{bntn}$	Diámetro de la base del poste a la altura del nivel del terreno
$\dot{O}_{pp}$	Diámetro de la punta del poste
$d_1$	Diámetro del conductor
$d_c$	Diámetro del conductor de la malla
$d_2$	Diámetro de los electrodos de la malla
$D_{f-f}$	Distancia de fase a fase
$D_{f-t}$	Distancia de fase a tierra
$D_f$	Distancia de fuga
$S$	Distancia de impacto del rayo
$d$	Distancia entre dos puntos
$K_h$	Factor de corrección por humedad
$C_p$	Factor de crecimiento de la subestación
$D_{fc}$	Factor de decremento por la duración de la falla
$\delta$	Factor de densidad del aire, de acuerdo a la altitud y temperatura
$K_d$	Factor de distancia de fuga
$K_1$	Factor de electrodos para sobretensiones por rayo
$K_i$	Factor de irregularidad por la corriente no uniforme de la red
$C_s$	Factor de reducción debido al grosor del recubrimiento de grava
$k_1$	Factor de reflexión por la geometría del sistema
$k_2$	Factor de reflexión por la geometría del sistema
$F_s$	Factor de seguridad
$K_j$	Factor debido al mayor número mayor de conductores paralelos

$K_s$	Factor que depende de la profundidad de enterramiento de la red
$K_{ii}$	Factor que depende de los electrodos
$f$	Flecha del conductor en el vano
$W_c$	Fuerza debida al propio peso del conductor
$F_c$	Fuerza producida por el corto circuito
$W_i$	Fuerza producida por el hielo
$F_w$	Fuerza producida por el viento en la barra
$F_t$	Fuerza total
$F_T$	Fuerza total de la barra
$F_{tf}$	Fuerza transversal debido a la deflexión de la línea
$F_{tc}$	Fuerza transversal debida al viento en conductores
$F_{te}$	Fuerza transversal debida al viento en el poste de concreto
<b>GWh</b>	Giga Watts-hora
$\frac{dv}{dt}$	Gradiente de tensión de la onda de rayo
$Z_c$	Impedancia característica de la línea
<b>kg</b>	Kilogramo
<b>kg/cm<sup>2</sup></b>	Kilogramo sobre centímetro cuadrado
<b>kg/m</b>	Kilogramo sobre metro
<b>km</b>	Kilómetro
<b>km/h</b>	Kilómetro por hora
<b>kV</b>	Kilovolt
<b>kV/cm</b>	Kilovolt sobre centímetro
$L_m$	Longitud de los conductores de la malla
$X_1$	Longitud que determina los límites del área de protección por rayo
<b>Lt</b>	Longitud total de la malla
$L_r$	Longitud total de las varillas de tierra
$L_c$	Longitud total del conductor de la red
<b>MVA</b>	Mega Volt Amperio
<b>MW</b>	Mega Watts

<b>m</b>	Metro
<b>msnm</b>	Metros sobre el nivel del mar
<b>mbar</b>	Milibar
<b>mm</b>	Milímetros
<b>mm<sup>2</sup></b>	Milímetro cuadrado
<b>M<sub>cf</sub></b>	Momento de cada conductor o guarda por la deflexión de la línea
<b>M<sub>cv</sub></b>	Momento del conductor o guarda en la estructura debido al viento
<b>M<sub>rc</sub></b>	Momento por cada conductor y cable de guarda debido a rotura
<b>M<sub>rvp</sub></b>	Momento resultante debido a la acción del viento sobre el poste
<b>n</b>	Número de electrodos en el área A
<b>Ohm/km</b>	Ohm sobre kilometro
<b>P</b>	Peso del conductor
<b><i>P<sub>base</sub></i></b>	Potencia base
<b><i>S<sub>cc</sub></i></b>	Potencia de cortocircuito
<b>b</b>	Presión atmosférica
<b>P<sub>v</sub></b>	Presión del viento sobre una superficie cilíndrica
<b><i>P<sub>w</sub></i></b>	Presión por viento en la barra
<b><i>h</i></b>	Profundidad a la que está enterrada la malla
<b><i>C<sub>f</sub></i></b>	Proyección de energía final
<b><i>r</i></b>	Radio de protección debido a la bayoneta e hilo de guarda
<b><i>X</i></b>	Reactancia
<b>R<sub>g</sub></b>	Resistencia de la red de tierra
<b><i>R<sub>m</sub></i></b>	Resistencia de la suma de todos los conductores de la malla
<b><i>R<sub>e</sub></i></b>	Resistencia de la suma de todos los electrodos de tierra
<b><i>R<sub>me</sub></i></b>	Resistencia mutua entre conductores de la malla y los electrodos
<b><i>ρ<sub>r</sub></i></b>	Resistividad del conductor
<b><i>ρ<sub>s</sub></i></b>	Resistividad del recubrimiento
<b><i>ρ</i></b>	Resistividad del terreno
<b><i>ρ<sub>1</sub></i></b>	Resistividad del terreno hasta la profundidad H (primera capa)

$\rho_2$	Resistividad del terreno (segunda capa)
<b>Tc</b>	Tasa de crecimiento
<i>T</i>	Temperatura
<i>T<sub>a</sub></i>	Temperatura ambiente
<i>T<sub>m</sub></i>	Temperatura máxima permisible del conductor y de uniones
<b>TCF</b>	Tensión crítica de flameo
<b>T<sub>d</sub></b>	Tensión de diseño del conductor e hilo de guarda
<i>V<sub>d</sub></i>	Tensión máxima de voltaje
<i>t</i>	Tiempo
<i>t<sub>c</sub></i>	Tiempo de corriente de falla
<i>t<sub>s</sub></i>	Tiempo de liberación de la falla
<i>I</i>	Valor de la corriente RMS de corto circuito
<b>V<sub>v</sub></b>	Vano de viento
<b><i>a<sub>v</sub></i></b>	Vano entre dos estructuras





## GLOSARIO

<b>ACSR</b>	Conductor de aluminio con alma de acero, <i>Aluminum Cable Steel Reinforce</i> .
<b>Ampacidad</b>	Capacidad que tiene un conductor, para conducir corriente continuamente sin exceder su temperatura nominal.
<b>Arco eléctrico</b>	Descarga eléctrica que genera luz y calor intensa formada por la circulación de grandes cantidades de corriente.
<b><i>By-pass</i></b>	Puente o conexión eléctrica entre dos puntos.
<b>Cargas</b>	Potencia instalada o demandada en un circuito eléctrico.
<b>Cimentación</b>	Conjunto de elementos estructurales cuya misión es transmitir las cargas de la edificación al suelo.
<b>Conductividad</b>	Propiedad que poseen los materiales para conducir eficazmente la conducción de corriente.

<b>Concreto armado</b>	Utilización del hormigón reforzado con barras o mallas de acero llamadas armaduras.
<b>Coordinación de aislamiento</b>	Correlación de esfuerzos dieléctricos en los aislamientos de los equipos del sistema eléctrico de potencia.
<b>Corriente de fuga</b>	Corriente que circula hacia tierra directamente o a través de elementos conductores en un circuito o dispositivo eléctrico.
<b>Corriente nominal</b>	Es el valor eficaz de la corriente de línea mediante el cual se define las características de operación del sistema.
<b>Corto circuito</b>	Incremento de corriente a niveles muy elevados, causado por la disminución de la impedancia al entrar en contacto conductores de distinto nivel de tensión.
<b>Dieléctrico</b>	Capacidad que posee un objeto para oponerse a la fuerza de un campo eléctrico que lo atraviese.
<b>DMG</b>	Diámetro medio geométrico.
<b>Efecto Joule</b>	Producción de calor en un conductor cuando circula corriente eléctrica a través de él.

<b>Factor de potencia</b>	Relación entre la potencia activa, P, y la potencia aparente, S.
<b>Flecha</b>	Es la distancia vertical medida de un conductor a la línea recta imaginaria que une los dos puntos de soporte del conductor en las estructuras, a menos que se diga lo contrario la flecha es la que corresponde a la medida en el punto medio del vano.
<b>Fosas de captación</b>	Depósito especial de confinamiento de cualquier acumulación de líquido aislante.
<b>Fuerza</b>	Cualquier acción o influencia que modifica el estado de reposo o de movimiento de un objeto.
<b>Hormigón</b>	Concreto. Material resultante de la mezcla de cemento con áridos (grava, arena) y agua.
<b>Impedancia</b>	Magnitud eléctrica que establece la relación entre la tensión y la intensidad de corriente, se describe con números complejos, la parte real es la resistencia y la parte imaginaria la reactancia.
<b>Lux</b>	Unidad de medida de la intensidad luminosa. Tomando en cuenta la superficie sobre la cual el flujo luminoso se distribuye.

<b>Mampostería</b>	Sistema tradicional para la construcción de muros mediante la colocación de elementos como ladrillos, bloques de cemento prefabricado, piedras.
<b>Momento</b>	Esfuerzo debido a la aplicación de una fuerza a cierta distancia de su centro de masa.
<b>NBI</b>	Nivel básico de aislamiento al Impulso.
<b>NTDROID</b>	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución.
<b>Nivel básico de aislamiento al impulso</b>	Nivel de resistencia del aislamiento expresada en función del voltaje soportado.
<b>Potencia</b>	Cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento o sistema eléctrico en un tiempo determinado.
<b>Presión atmosférica</b>	O presión barométrica, es la presión que la atmósfera ejerce en una localización específica, por el peso de los gases contenidos en esta.
<b>Rigidez dieléctrica</b>	Valor límite de la intensidad del campo eléctrico en el cual un material pierde su propiedad aisladora y pasa a ser conductor.

<b>Resistencia</b>	Oposición que presenta un cuerpo al paso de una corriente eléctrica para circular a través de él.
<b>Resistividad</b>	Grado de dificultad que encuentran los electrones en sus desplazamientos a través de un material.
<b>RMG</b>	Radio Medio Geométrico.
<b>TCAP</b>	Capacidad térmica, <i>Thermic Capacity</i> .
<b>Tensión crítica de flameo</b>	Tensión obtenida experimentalmente que tiene una posibilidad de flameo del 50%.
<b>Torque</b>	Producto vectorial del vector de posición del punto de aplicación de la fuerza con respecto al punto al cual se toma el momento por la fuerza.
<b>Vanos</b>	Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas.



## RESUMEN

Quetzaltenango es la cabecera del departamento de Quetzaltenango, como ciudad en desarrollo es importante la integración de nuevas industrias que tiendan a fortalecer la economía. El progreso de una ciudad está íntimamente ligado a la cantidad de energía eléctrica que se consume. Actualmente se tiene un consumo de 40 MVA, con lo cual las dos subestaciones que abastecen este servicio no tendrán la capacidad para cubrir los requerimientos energéticos del municipio en el 2015.

La proyección de demanda estima que un incremento de 30 MVA tendrá una duración en la vida del proyecto de 10 años, pudiéndose realizar en dos fases, la primera con una subestación de 15/20 MVA en el cantón Chiquilajá y el segundo con una subestación de 15/20 MVA en el cantón Pacajá. Comunicadas entre sí por una red en anillo con una tensión de operación de 69 kV. De la línea de transmisión se detalla el cálculo para determinar el calibre del conductor y los esfuerzos mecánicos a los cuales son sometidas las estructuras. Las subestaciones cuentan con 4 campos de entrada, 2 campos para formar el anillo y los otros dos se comunican con las subestaciones La Esperanza y Santa María. Tiene un diseño de barra simple con *by pass*. El *by pass* se engancha al interruptor principal, cuando se requiere mantenimiento al interruptor, la subestación puede seguir operando a través del *by pass* ya que este es una conexión directa entre barra y transformador y viceversa. Se muestra el cálculo de las distancias mínimas de cada elemento, protección contra descargas atmosféricas, sistema de pararrayos y de puesta a tierra.



Por último, se da una descripción de los elementos de obra civil que intervienen en la construcción de la subestación, como lo son estructuras de soporte, cimentaciones, canalizaciones, fosas de captación de aceite, lineamiento para los caminos dentro de la subestación, tipo de grava a emplear.

## **OBJETIVOS**

### **General**

Proporcionar una guía a la Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango para el diseño de subestaciones y líneas de transmisión.

### **Específicos**

1. Incrementar la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico en la red de la Empresa Eléctrica Municipal.
2. Atraer la inversión de actividades industriales tanto actuales como potenciales en el municipio de Quetzaltenango.
3. Identificar los parámetros básicos en el diseño de subestaciones y líneas de transmisión.
4. Elaborar un diseño de líneas de transmisión utilizando estructuras compactas que permitan un transporte de energía a un menor costo económico.



## INTRODUCCIÓN

Se pretende atraer la inversión hacia las actividades productivas tanto actuales como potenciales; por ejemplo: la creación de un parque industrial, agroindustrial, turístico, maquilas y otras actividades que necesiten un suministro de energía eléctrica confiable y así incrementar la cantidad de empleos para la población local, además de dar un soporte a la red actual y permitir que la Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango EEMQ se extienda hacia nuevos mercados del ámbito energético. Este proyecto forma parte del Plan Maestro Xela Siglo XXI y consiste en el diseño de una red en anillo de 69 kV, que se encontrará ubicada en toda la periferia del municipio, además de las subestaciones Pacajá y Chiquilajá que se encuentran ubicadas en el límite de la zona urbana.

Dicha red será la primera con este nivel de voltaje, ya que actualmente se distribuye la energía eléctrica con niveles de tensión de 13,8 kV en el casco urbano y de 2,8 kV en el municipio de Cantel, lo cual servirá de incentivo a grandes empresas para que se instalen dentro del municipio.

En los diseños de líneas de transmisión y de la subestación se detallan los cálculos para su dimensionamiento, selección de conductor, estructuras y los elementos básicos del sistema, tomando en cuenta la normativa nacional e internacional para proveer la máxima seguridad y continuidad de operación.

# **1. GENERALIDADES**

## **1.1. Sistema de transmisión eléctrica**

Es un conjunto de líneas que tiene como fin transportar la energía eléctrica desde las centrales generadoras hasta el punto de consumo, debido a que en la gran mayoría de casos las generadoras eléctricas se encuentran a una distancia muy grande de las cargas. Además posee la característica de manejar niveles de voltaje elevados ya que, por razones técnico-económicas, resulta mucho más económico transportar los bloques de energía en alta tensión que en baja tensión. Debido a que para un valor de potencia dado, elevando el nivel de voltaje, la corriente disminuirá en la misma proporción, reduciendo así las pérdidas por calentamiento debido al efecto Joule, teniendo como resultado el poder transportar la energía eléctrica con calibres de conductores más pequeños ya que, como se sabe, el efecto Joule es directamente proporcional a la corriente. Sin mencionar la reducción en costos producidos al minimizar los esfuerzos mecánicos en la estructura como parte de esta reducción de calibre del conductor.

### **1.1.1. Líneas de transmisión eléctrica**

Son todos los conductores eléctricos que forman parte de los sistemas de transmisión. Estas líneas pueden estar formadas por uno o varios conductores para cada fase, respetando la sección mínima del conductor para que opere con una densidad de corriente adecuada.

Estos conductores son soportados a través de diferentes estructuras, las cuales proveen resistencia a todos los esfuerzos a los que son sujetos tanto eléctricos como mecánicos, debido a fallas eléctricas, descargas atmosféricas, viento, peso del conductor. Estas estructuras pueden ser de acero, celosía, concreto, madera, dependiendo de la aplicación.

#### **1.1.1.1. Misión de un sistema de transmisión**

Un sistema de transmisión debe ser capaz de cubrir todo el territorio que sea necesario para llevar la energía a la mayor cantidad de usuarios de una región. Además de tener la capacidad para satisfacer la demanda pico de los usuarios, manteniendo la calidad del servicio óptimo, estando libre de grandes variaciones de voltaje, siendo segura a un costo económico razonable.

#### **1.1.1.2. Criterios de diseño para líneas de transmisión**

Esta parte es esencial ya que con ella se determina la realización de un proyecto de calidad, proveyendo todas aquellas situaciones que puedan causar inconvenientes durante la construcción de la línea o durante su operación. Por lo tanto no solo debemos considerar aspectos eléctricos sino también, de obra civil, de orden legal, ambiental, etc. Sin embargo, dentro de los puntos más importantes podemos considerar:

- Trazo de tramos de línea rectos
- Trazar la longitud más corta entre el inicio y el final de la línea
- Evitar cruzar en ríos, carretera o cualquier vía de comunicación
- Evitar terrenos abruptos
- Considerar costos de derechos de vía
- Evitar zonas de contaminación alta

- Evitar obstaculizaciones con edificios y apartamentos
- Deben ser de fácil acceso, es decir, cerca de carreteras o caminos
- Evitar paso en zonas turísticas, arqueológicas o áreas protegidas
- Cumplir con distancias de seguridad
- No tener puntos de inflexión excesivos
- Los cruzamientos en carreteras y demás vías de tránsito deben ser perpendiculares o con un ángulo no mayor a 45°

### **1.1.1.3. Tipos de estructuras**

Existe una gran variedad de estructuras que se utilizan de soporte para los conductores, el tipo de estructura a utilizar depende del nivel de tensión que se utilice y de los esfuerzos mecánicos por el viento, peso del conductor y herrajes. Generalmente se emplean estructuras de acero para transmitir niveles de tensión de 69 kV, sin embargo, en lugares donde los derechos de vía no resultan económicamente rentables y se den las condiciones de terreno apropiadas se emplean estructuras de concreto. Para el soporte de los equipos que conforman la subestación se emplean estructuras de acero. Existen varios criterios para diferenciar las estructuras ya sea por el tipo de material empleado o por su función en el soporte de las líneas; sin embargo, basándonos en aspectos técnicos y no constructivos podemos enumerar las estructuras de suspensión, de ángulo, de anclaje y de remate.

#### **1.1.1.3.1. Suspensión**

La característica principal de esta estructura es que los conductores están colgando de los aisladores. Esta estructura soporta esfuerzos mecánicos verticales y los transversales debidos al peso del conductor y la acción del viento respectivamente, más no son efectivos para soportar los esfuerzos laterales producidos por el tiro de los conductores.

#### **1.1.1.2.1. Ángulo**

Se emplean para soportar los conductores y cables en los vértices de los ángulos que forman dos alineaciones distintas, soportan esfuerzos verticales y transversales del viento y de los conductores.

#### **1.1.1.3.3. Anclaje**

Limitan los esfuerzos longitudinales originados por rotura de los conductores, se colocan en alineación recta, proporcionando la firmeza necesaria para los conductores. También se denominan postes de amarre, para evitar un colapso de las estructuras se recomienda su empleo cada 2 500 a 3 500 m.

#### **1.1.1.3.4. Remate**

Se montan al principio o final de una línea, deben ser capaces de resistir los esfuerzos longitudinales de los demás conductores debidos a que estos son las últimas estructuras de soporte.



## **1.2. Subestación eléctrica**

Es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia teniendo como función principal transformar los niveles de tensión y derivar circuitos de potencia.

### **1.2.1. Criterios de diseño en subestaciones**

La capacidad de una subestación se determina con base en los requerimientos de carga que se establezcan; además, se hace necesario conocer el comportamiento de la carga para determinar las necesidades de potencia real y reactiva ya que de ello depende en gran medida la confiabilidad de la subestación.

Para el diseño se debe seleccionar un sistema simple de operar para proporcionar a la carga los requerimientos que necesita ya que mientras más sencillos sean las operaciones dentro de la subestación serán más confiables y seguras. También se debe prever en el diseño todos los cambios posibles que se produzcan por crecimiento de demanda, dando los espacios físicos razonables así como la selección del transformador de potencia debe ser elegido con la suficiente capacidad para suministrar potencia a cargas futuras.

### **1.2.2. Tipos de subestaciones**

Dependiendo del nivel de voltaje o potencia que manejan, objetivo, tipo de servicio que prestan las subestaciones se pueden clasificar como:

- Subestaciones elevadoras
- Subestaciones reductoras

- Subestaciones de enlace
- Subestaciones en anillo
- Subestaciones radiales
- Subestaciones de switcheo

#### **1.2.2.1. Subestación elevadora**

Este tipo de subestaciones generalmente se emplea en las centrales eléctricas, cuando se trata de elevar los voltajes de generación a valores de voltaje mucho mas elevados para transmisión.

#### **1.2.2.2. Subestación reductora**

En estas subestaciones los niveles de voltajes de transmisión se reducen a niveles de subtransmisión o de distribución, estas se encuentran dentro de las redes de subtransmisión o distribución y forman el mayor número de subestaciones en un sistema eléctrico.

#### **1.2.2.3. Subestación de enlace**

Estas subestaciones se emplean cuando se requiere mayor flexibilidad de operación para incrementar la continuidad del servicio y consecuentemente la confiabilidad.

#### **1.2.2.4. Subestación en anillo**

Utilizadas por sistemas de distribución, para interconectar subestaciones entre sí, dando más confiabilidad al sistema ya que una falla en un extremo de la red solo afecta al punto donde se localiza la falla, pudiendo dar continuidad al servicio con la otra parte del anillo.

#### **1.2.2.5. Subestación radial**

Se emplean cuando las subestaciones tienen un solo punto de alimentación y no se interconectan con otras subestaciones: Por lo tanto son poco confiables ya que una falla en la alimentación o dentro de la subestación deja sin suministro a todas sus cargas; sin embargo, es más económica que la de tipo anillo.

#### **1.2.2.6. Subestación de switcheo**

En estas subestaciones no se tienen transformadores de potencia, ya que no se requiere modificar el nivel de las fuentes de alimentación y solo se hacen operaciones de conexión y desconexión es decir de maniobra o switcheo.

### **1.3. Aspectos geográficos**

El departamento de Quetzaltenango tiene una extensión territorial de 1 591 kilómetros cuadrados, ubicado en la parte Sur-oeste de la república de Guatemala en el altiplano de la república. Está dividida en 24 municipios, la cabecera departamental lleva el mismo nombre y está localizada en un valle rodeada por montañas. El terreno se puede considerar plano para efecto de diseño de líneas de transmisión.

### **1.4. Aspectos climatológicos**

El clima es frío, principalmente desde los meses de noviembre hasta febrero, registrándose temperaturas hasta de -5 °C.

#### **1.4.1. Temperatura**

La temperatura promedio máxima es de 23° centígrados y la temperatura promedio mínima es de 5° centígrados, con una temperatura media anual de 14.5° centígrados. Aunque para el diseño, Quetzaltenango se encuentra dentro de la zona 2 según la NTDOID la cual tiene temperatura mínima de -5 °C y máxima de 40 °C.

#### **1.4.2. Altitud**

Una latitud de 14° 50' 16", y longitud 91° 31' 03" y una elevación de 2 333,03 metros sobre el nivel del mar (msnm).

### **1.4.3. Velocidad del viento**

La velocidad del viento promedio que sopla está entre el orden de los 8,7 km/h y los 13,6 km/h, siendo los meses en que más sopla el viento noviembre, diciembre y enero. El promedio de velocidad del viento es de 11,3 km/h. Para el diseño, según las normas NTDROID, el área de Quetzaltenango se encuentra catalogada como zona 2, con una velocidad de 100 km/h.

### **1.4.4. Presión atmosférica**

La presión atmosférica se mantiene en el rango de los 575 mbars a 576 mbars durante todo el año. Manteniendo un promedio de 575,6 mbars. Los meses que presentan mayor incremento de presión atmosférica son los de diciembre, enero y febrero.

### **1.4.5. Humedad y precipitación pluvial**

La humedad en el municipio de Quetzaltenango es del 77%, manteniéndose en valores para el 2009 de 67% al 86%. Los meses más lluviosos son junio y septiembre, siendo la precipitación promedio anual de 999 mm de agua.

### **1.4.6. Nivel ceráunico**

Debido a que el municipio de Quetzaltenango es una zona montañosa y fría, la actividad electroatmosférica es pequeña por lo cual las épocas de mayor incidencia de rayos son durante las épocas de lluvias. El número promedio de días con rayos según la estación climatológica Labor Ovalle, ubicada dentro del municipio, es de 12 rayos.

#### **1.4.7. Nivel de contaminación**

El nivel de contaminación es bajo ya que dentro del municipio no se cuenta con gran cantidad de industrias; además, la contaminación vehicular es mínima y se cuentan con grandes extensiones de bosque. Sin embargo, para efectos de diseño en aisladores y otros elementos se tomarán el nivel de contaminación como normal.

## **2. ANÁLISIS DE DEMANDA**

### **2.1. Capacidad existente**

El municipio de Quetzaltenango se encuentra alimentado por la subestación La Esperanza y la subestación Quetzaltenango, a través de seis ramales. Los ramales pertenecientes a la subestación La Esperanza se identifican como, XELA 1, XELA 2, XELA 3 y para la subestación Quetzaltenango, XELA 4, XELA 5, XELA 6.

La subestación La Esperanza tiene una capacidad de 50 MVA; sin embargo, esta subestación no alimenta solamente al municipio si no también a San Carlos Sija, Salcajá, San Juan Ostuncalco, teniendo líneas de 69 kV para San Marcos y 138 kV para Huehuetenango, líneas de 34,5 kV para Totonicapán y San Marcos.

La subestación Quetzaltenango posee una capacidad de 14 MVA y solamente alimenta al municipio. Actualmente esta subestación trabaja al 86% de su capacidad nominal. La figura 1, muestra el diagrama unifilar de la red para la ciudad de Quetzaltenango.





## 2.2. Demanda actual

La demanda en el municipio de Quetzaltenango está dada en su mayoría por pequeñas y medianas industrias, luego por 15 grandes industrias, por último, la demanda de uso domiciliar. La demanda promedio es de 34 MW, según fuentes de la EEMQ. Los meses de mayor actividad en el consumo energético son durante septiembre y diciembre, de los cuales se puede decir que diciembre es el mes más crítico y este se tomará para hacer la proyección de demanda.

## 2.3. Proyección de crecimiento de demanda

Para realizar la proyección de la demanda se emplean datos históricos del año 2000 al año 2009. Con estos datos se trata de establecer el método de regresión que mejor se ajuste a nuestras necesidades. Los datos de las demandas se muestran en la tabla I.

Tabla I. **Datos históricos de consumo de energía eléctrica**

Año	GWh	MW	MVA	Tc
2000	7,649	19,17	21,30	-----
2001	8,629	19,44	21,60	1,39
2002	9,482	21,15	23,50	8,09
2003	11,239	22,96	25,51	7,88
2004	10,995	26,12	29,02	12,10
2005	12,903	27,83	30,92	6,14
2006	13,519	29,77	33,08	6,52
2007	13,047	30,24	33,60	1,55
2008	14,705	32,83	36,48	7,89
2009	16,026	34,13	37,92	3,81
			Promedio	6,15

Fuente: Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango.

Debido a que solo se poseen los datos de la energía y la potencia activa, para obtener la potencia aparente se emplea un factor de potencia de 0,9.

#### 2.4. Método de proyección

El método elegido para la proyección de la demanda se hará con base en el coeficiente de correlación que mejor se ajuste al comportamiento histórico de la tabla I. Pudiendo ser un comportamiento lineal, exponencial, geométrico, el coeficiente de correlación debe ser lo más cercano a la unidad para que se tenga una proyección con un pequeño margen de error. Las expresiones para la determinación de los coeficientes están dados por:

Coeficiente de correlación lineal:

$$\gamma_l = \frac{n \cdot \sum xy - \sum x \cdot \sum y}{\sqrt{[n \cdot \sum x^2 - (\sum x)^2] \cdot [n \cdot \sum y^2 - (\sum y)^2]}} \quad 2.1$$

Coeficiente de correlación exponencial:

$$\gamma_e = \frac{n \cdot \sum xy' - \sum x \cdot \sum y'}{\sqrt{[n \cdot \sum x^2 - (\sum x)^2] \cdot [n \cdot \sum y'^2 - (\sum y')^2]}} \quad 2.2$$

Coeficiente de correlación geométrico:

$$\gamma_g = \frac{n \cdot \sum x'y' - \sum x' \cdot \sum y'}{\sqrt{[n \cdot \sum x'^2 - (\sum x')^2] \cdot [n \cdot \sum y'^2 - (\sum y')^2]}} \quad 2.3$$

Donde:

$$x' = \ln(x)$$

$$y' = \ln(y)$$

Tabla II. Valores de los factores que intervienen en el cálculo de los coeficientes de correlación lineal, exponencial, geométrico

N	X			Y			
	Año	GWh	MW	MVA	X·Y	X <sup>2</sup>	Y <sup>2</sup>
1	2000	7,649	19,17	21,30	42600,000	4000000	453,6900
2	2001	8,629	19,44	21,60	43221,600	4004001	466,5600
3	2002	9,482	21,15	23,50	47047,000	4008004	552,2500
4	2003	11,239	22,96	25,51	51098,756	4012009	650,81679
5	2004	10,995	26,12	29,02	58160,533	4016016	842,28938
6	2005	12,903	27,83	30,92	61999,056	4020025	956,18383
7	2006	13,519	29,77	33,08	66354,022	4024036	1094,1394
8	2007	13,047	30,24	33,60	67435,200	4028049	1128,9600
9	2008	14,705	3283	36,48	73247,378	4032064	1330,6283
10	2009	16,026	34,13	37,92	76185,744	4036081	1438,0949
Σ				292,93	587349,29	40180285	8913,6126

Ln X	Ln Y	(Ln X) <sup>2</sup>	(Ln Y) <sup>2</sup>	X·LnY	Ln(X)·Ln(Y)
7,6009025	3,0587071	57,773718	9,3556890	6117,4141	23,248934
7,6014023	3,0726933	57,781317	9,4414442	6148,4593	23,356778
7,6019020	3,1570004	57,788913	9,9666517	6320,3148	23,999208
7,6024013	3,2391141	57,796506	10,491860	6487,9455	24,625045
7,6029005	3,3680618	57,804095	11,343840	6749,5959	25,607039
7,6033993	3,4314751	57,811682	11,775021	6880,1076	26,090875
7,6038980	3,4988617	57,819264	12,242033	7018,7166	26,604987
7,6043963	3,5145261	57,826844	12,351893	7053,6538	26,725849
7,6048945	3,5967032	57,834420	12,936274	7222,1801	27,352549
7,6053924	3,6355373	57,841993	13,217131	7303,7944	27,649687
76,031489	33,572680	578,07875	113,12184	67302,182	255,26095

Fuente: elaboración propia, valores tabulados de tabla I.

Los factores calculados según la tabla II denotan los siguientes coeficientes lineales, exponenciales y geométricos, respectivamente.

$$\gamma_l = 0,988569$$

$$\gamma_e = 0,9925677$$

$$\gamma_g = 0,988618495$$

El coeficiente que tiende a la unidad es el exponencial, por lo que este representa de mejor manera el comportamiento del crecimiento de la demanda. Se puede observar que los coeficientes de los modelos lineales y geométricos también están cercanos a la unidad, por lo que también sería posible representar la demanda con estos métodos de regresión. Sin embargo, se empleará la regresión exponencial para obtener mejores resultados.

## 2.5. Proyección de demanda de energía

El comportamiento de la demanda eléctrica se puede expresar como forma exponencial de la siguiente manera.

$$C_f = C_o \cdot (1 + Tc)^t \quad 2.4$$

Donde:

$C_f =$  Consumo en el año proyectar

$C_o =$  Consumo en el año inicial

$Tc =$  Tasa de crecimiento del consumo

$t =$  Tiempo en años

De la tabla de datos históricos (tabla I), se puede determinar la proyección exponencial empleando la tasa de crecimiento promedio de 6,15%, para la demanda de energía y la demanda de potencia. Para las demandas iniciales se emplea el dato del último año.

$$C_f(MWh) = 16,026 \cdot (1 + 0,0615)^t$$

$$C_f(MVA) = 37,92 \cdot (1 + 0,0615)^t$$

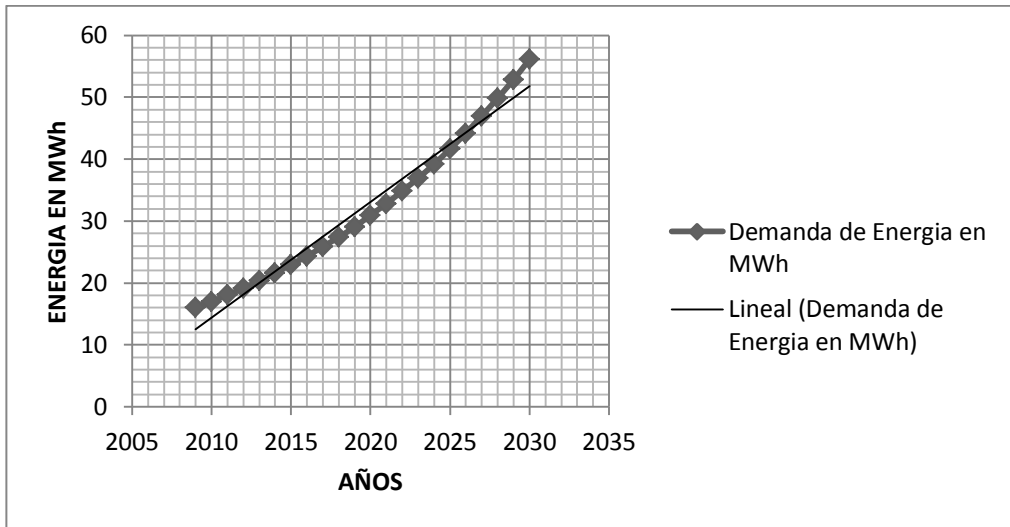
Tabla III. **Proyección de demanda hasta el año 2030**

Año	Demanda de Energía GWh	Demanda de Potencia MVA	Año	Demanda de Energía GWh	Demanda de Potencia MVA
2009	16,026000	37,9200000	2020	30,899050	73,1119407
2010	17,011599	40,2520800	2021	32,799341	77,6083251
2011	18,057812	42,7275829	2022	34,816501	82,3812371
2012	19,168368	45,3553293	2023	36,957715	87,4476831
2013	20,347222	48,1446820	2024	39,230615	92,8257157
2014	21,598577	51,1055800	2025	41,643298	98,5344972
2015	22,926889	54,2485731	2026	44,204361	104,594369
2016	24,336893	57,5848604	2027	46,922929	111,026922
2017	25,833612	61,1263293	2028	49,808689	117,855078
2018	27,422379	64,8855985	2029	52,871923	125,103165
2019	29,108855	68,8760629	2030	56,123547	132,797010

Fuente: elaboración propia, valores obtenidos de fórmula 2.4 y coeficientes de correlación  $\gamma_t$ ,  $\gamma_e$ , y  $\gamma_g$ .

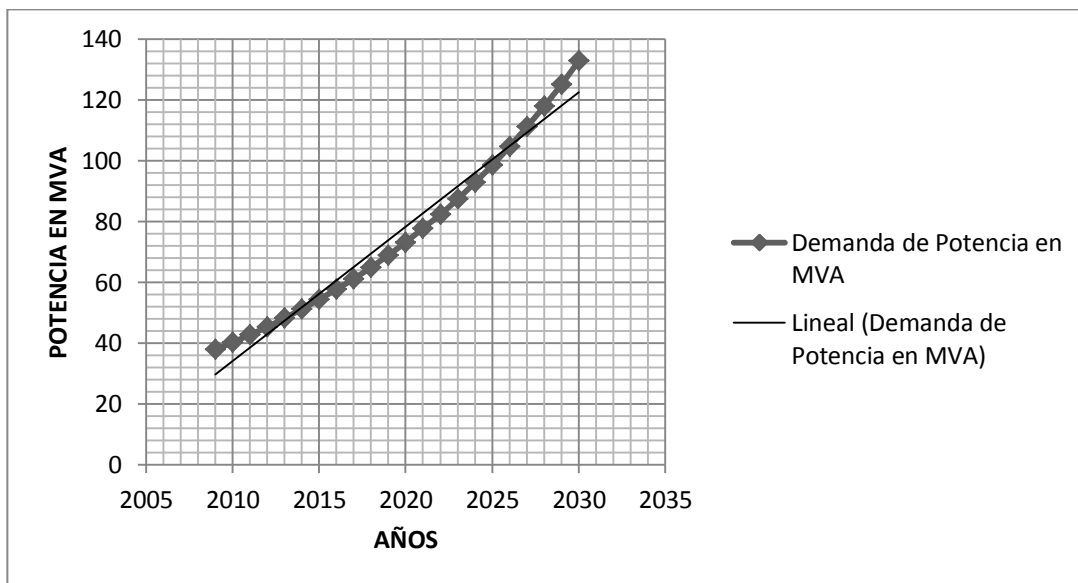
Para que el proyecto tenga una validez de 10 años, la subestación debe incrementarse en por lo menos 30 MVA. Este requerimiento de potencia cubrirá la demanda hasta el año 2 020. El comportamiento de la proyección de demanda se puede ver en el siguiente gráfico, tanto para la potencia como para la energía.

Figura 2. **Gráfica de la proyección de energía hasta el año 2030**



Fuente: elaboración propia, según datos de la tabla III.

Figura 3. **Gráfica de la proyección de potencia**



Fuente: elaboración propia, según datos de la tabla III.

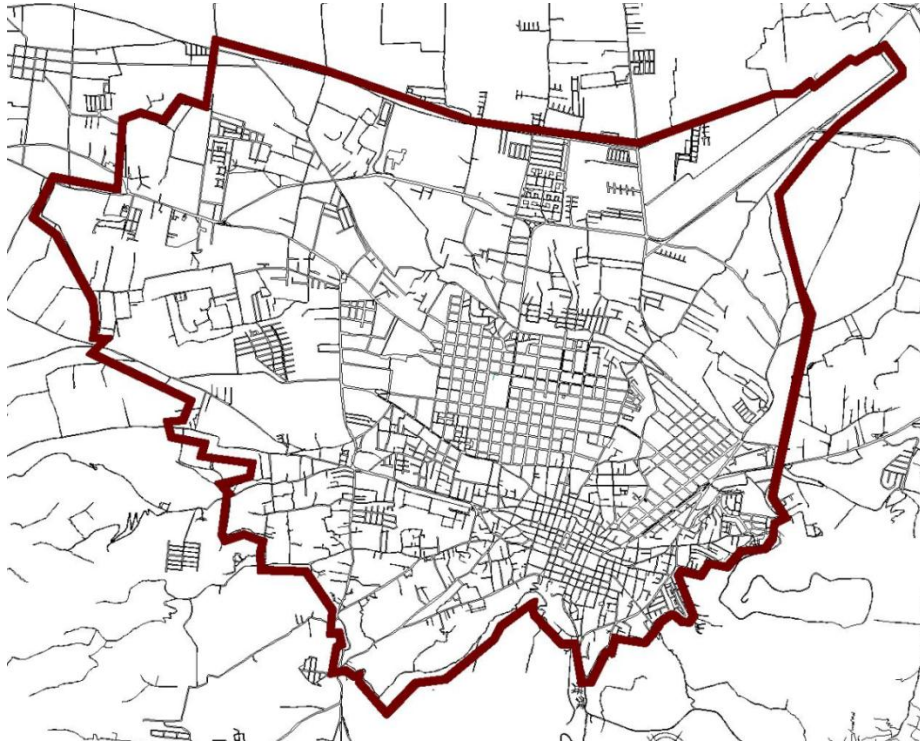
### **3. DISEÑO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN**

#### **3.1. Selección de la trayectoria**

El estudio detenido de las posibles trayectorias para la línea de transmisión determinará muchos de los aspectos económicos, técnicos, operativos y constructivos del proyecto; por lo tanto, se puede aumentar su eficiencia minimizando costos, tiempos de construcción relativamente rápidos y con una operación óptima. Además de los aspectos mencionados también se encuentran los factores ambientales y sociales, los cuales se refieren a la minimización del impacto ambiental y a la seguridad de la población que viva en las cercanías del proyecto.

La trayectoria elegida se encuentra sobre el perímetro que divide el área urbana del área rural del municipio, figura 4, formado un anillo de 25 km. Para el cual se han respetado todos los aspectos mencionados en los criterios para el diseño de la línea de la sección 1. La localización de las estructuras, el tipo de poste, la clase de poste, el porcentaje de utilización del poste, las alturas de los conductores de fase y de guarda para distintos vanos se determina con base en la tabla de esfuerzos mecánicos para estructuras de 18 m del apéndice A.

Figura 4. Límite del área urbana de la ciudad de Quetzaltenango



Fuente: Empresa Eléctrica de Quetzaltenango, EEMQ.

### 3.2. Derecho de vía

El derecho de vía es toda el área que se encuentra bajo la línea de transmisión. Esta provee seguridad tanto para personas como para la propia línea de transmisión permitiendo una fácil inspección de la línea y minimizando las obstaculizaciones. El ancho del derecho de vía depende del tipo de estructura a utilizar. Al construir la línea de transmisión cerca del perímetro urbano se tendrá un impacto grande en el costo del proyecto, por lo que es de suma importancia reducir este costo. Por tal motivo se ha elegido para el diseño la utilización de estructuras compactas, las cuales poseen un derecho de vía menor al del tipo clásico o tipo H.



Para estructuras tipo H se tiene normado utilizar un derecho de vía de 25 m, mientras que para estructuras tipo poste se reduce a un derecho de vía de 7 metros.

### **3.3. Selección del conductor**

Del análisis de demanda se tiene que esta será de 30 MVA sobre el consumo actual, por lo que el conductor debe ser capaz de transportar esta cantidad de potencia. Se debe tomar en consideración los valores mínimos de pérdidas de potencia por transmisión, obteniendo como pérdidas máximas el 3% de la potencia nominal. Debido a que la longitud de líneas es de 25 km, con lo cual es relativamente corta la influencia de la reactancia inductiva y la capacitiva es nula, pudiendo representarse la impedancia de la línea de la forma  $Z = R$ . El valor de la resistencia es calculada por la ecuación

$$R = r \cdot l \quad 3.1$$

Dónde:

r: radio del conductor

l: longitud de la línea

DMG: diámetro medio geométrico

RMG: radio medio geométrico (para 1 conductor/fase  $RMG = r$ )

Para la selección del conductor se debe tomar en cuenta las pérdidas en el conductor. Estas pérdidas según la NTDOID, deben ser menores al 3% de la potencia transmitida, con lo cual se puede utilizar el conductor ACSR HAWK 26/7 477 MCM, cuyas características se tiene en la tabla IV.

Tabla IV. **Características del conductor Hawk 477 MCM**

Características del cable	Unidades	Valores
Designación comercial		Hawk
Descripción corta	Cable ACSR	477,0
Descripción AWG	MCM	477,0
Área de la sección total	mm <sup>2</sup>	281,1
Área de la sección de aluminio	mm <sup>2</sup>	241,6
Número de alambres de acero	Alambres	7
Número de alambres de aluminio	Alambres	26
Diámetro de cada hilo de acero	mm	3,44
Diámetro de cada hilo de aluminio	mm	2,68
Diámetro externo total	mm	21,8
Resistencia a la ruptura	kg	8820
Peso aproximado	kg/m	0,975
Módulo de elasticidad inicial	kg/cm <sup>2</sup>	585,6E+3
Módulo de elasticidad final	kg/cm <sup>2</sup>	764,86E+3
Coeficiente de dilatación lineal inicial	10 <sup>-6</sup> /°C	17,53
Coeficiente de dilatación final	10 <sup>-6</sup> /°C	18
Corriente a 60 Hz	Amperes	670
Radio medio geométrico a 60 Hz	mm	8,805
Resistencia eléctrica a 25° y 60 Hz	ohms/km	0,163

Fuente: HARPER ENRIQUEZ, Gilberto. Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica. p. 72.

Las pérdidas para líneas cortas están relacionadas con características térmicas; la pérdida de potencia está dada por la resistencia total de la línea y la corriente nominal del sistema, asumiendo un factor de potencia de 0,85. La temperatura máxima es de 40°, tomada de las normas NTDROID. Los datos obtenidos de la ecuación de resistencia y de corriente se muestran a continuación.

$$R = r * l \quad 3.2$$

$$I = \frac{\text{Potencia}}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{linea}} \cdot \text{fp}} \quad 3.3$$

$$r_{20^{\circ}} = 0,119 \Omega/\text{Km}$$

$$r_{40^{\circ}} = r_{20^{\circ}} \cdot (\text{factor de temperatura})$$

$$r_{40^{\circ}} = (0,119) \cdot (1,059)$$

$$r_{40^{\circ}} = 0,126 \Omega/\text{Km}$$

$$R = (0,126 \Omega/\text{Km}) * (25 \text{ km})$$

$$R = 3,15 \Omega$$

$$I = \frac{30 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot (69 \text{ kV}) \cdot (0,85)}$$

$$I = 295,31 \text{ A}$$

La pérdida de potencia viene dada por la siguiente ecuación:

$$P_{\text{Pérdida}} = 3RI^2 \quad 3.4$$

$$P_{\text{Pérdida}} = 3(3,15)(295,31)^2$$

$$P_{\text{Pérdida}} = 824,165 \text{ kW}$$

$$\%P = \frac{824,165 \text{ kW}}{30000 \text{ kW}} \cdot 100 = 2,74\%$$

El porcentaje de potencia de pérdida es de 2,74%, el cual se encuentra por debajo del 3% mínimo necesario, con lo que se tiene una eficiencia en el sistema de 97,26%.

### 3.4. Estructuras de soporte

Las estructuras de soporte de los conductores que se emplearán en el diseño de la red son del tipo compacto ya que, como se mencionaba en el punto anterior los requerimientos del derecho de vía para estructuras tipo H son muy costosos para áreas cercanas a la zona urbana. Una estructura tipo H posee una configuración de conductores horizontales, por lo que necesita un derecho de vía mínimo de 12,5 m, desde la línea a cualquiera de los lados. Mientras que la estructura compacta solo requiere un derecho de vía de 3,5 m. por lo que solo ocupa el 30% de una estructura tipo H.

Aunque si bien con las estructuras compactas se tiene la ventaja de minimizar el costo en cuanto al derecho de vía se refiere, existe otro factor de gran relevancia referente a la carga mecánica que puede soportar este tipo de estructuras. Por poseer una configuración de conductores vertical, solo soporta líneas de transmisión con vanos medios o cortos, por lo que se tendrá un aumento en el número de estructuras para el proyecto, comparado con la construcción de una línea de transmisión a base de estructuras tipo H. No obstante los costos de las estructuras no sobrepasan el valor del costo por la compra de derecho de vía.

Las estructuras compactas pueden proveer vanos máximos de 200 m con un ángulo de deflexión entre  $0^{\circ}$  y  $20^{\circ}$  para la estructura Tipo I y un vano máximo de 160 m con un ángulo de deflexión de  $0^{\circ}$  a  $90^{\circ}$  para las estructuras del Tipo II, ambas para terrenos planos.

### **3.5. Distancias mínimas de seguridad**

Para el diseño de las líneas de transmisión se hace necesario considerar todos aquellos aspectos que pueden poner en peligro la integridad de personas y de los equipos, respetando las distancias mínimas dadas en las normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución.

El medio dieléctrico que separa los conductores es el aire, por lo que las distancias de seguridad son calculadas con base en la rigidez dieléctrica del aire, para proveer protección contra saltos de arco eléctrico entre conductores de fase a fase y fase a tierra. Se toma en cuenta que la rigidez dieléctrica del aire es de 30 kV/cm.

### 3.5.1. Distancia de seguridad vertical del conductor sobre el nivel del suelo

Según la tabla II de la NTDOID la altura mínima en carreteras, calles caminos y otras áreas usadas para tránsito debe ser de 5,6 m; sin embargo, esta altura debe ser corregida para el nivel de tensión de 69 kV y la altura a 2 300 msnm, con la cual se tiene que la altura mínima debe ser de 6,90 m, desde el conductor hasta el nivel del suelo.

Incremento 0,01 m por cada kV arriba de 22 kV:

$$Dist = [5,6m + 0,01 m \cdot (kv \text{ arriba de } 22 kv)] \quad 3.5$$

$$Distancia = [5,6 m + 0,01 m \cdot (72,5 - 22)]$$

$$Distancia = 6,11 m$$

Corrección del 3% por altura:

$$6,11 + \left[ 0,03 \cdot \left( \frac{2300 - 1000}{300} \right) \cdot 6,11 \right]$$

$$Distancia = 6,90 m$$

La altura del conductor inferior en las estructuras es de 10 m, ver estructura tipo I y estructura tipo II del apéndice B. Por lo cual la distancia mínima queda satisfecha.

### 3.5.2. Distancia horizontal entre conductores

La distancia mínima horizontal entre conductores está determinada por la flecha entre los conductores, esta distancia no debe ser menor al valor calculado por la fórmula descrita, en la cual está dada para conductores y cables con un área transversal mayor a 33,6 mm<sup>2</sup>.

$$S = 7,6 \cdot (kv) + 8 \cdot \sqrt{2,12 \cdot f} \quad 3.6$$

Donde:

S: distancia, en mm.

kV: tensión máxima entre los conductores, en kV

f: flecha aparente en mm del conductor de mayor flecha en el vano

$$S = 7,6 \cdot (72,5) + 8 \cdot \sqrt{2,12 \cdot 3,24}$$

$$S = 1\,214,02 \text{ mm}$$

Siendo la distancia mínima de 1,2 metros.

### 3.5.3. Distancia vertical entre conductores

Para tensiones entre 50 kV y 814 kV la distancia entre conductores están especificados en la tabla No VII de la NTDOID, incrementándola 0,01 m por cada kV sobre 50 kV y un incremento del 3% cada 300 m sobre los 1 000 metros sobre el nivel del mar. La distancia mínima dada es de 1 m cuando se trabaja con línea energizada. Agregándole los incrementos por tensión y altitud se tiene, la relación de las separaciones con la estructura, que se muestra en la figura 5.

$$D_{vertical} = [1 + 0,01 \cdot (V - 50)] \quad 3.7$$

$$D_{vertical} = [1 + 0,01 \cdot (72,5 - 50)]$$

$$D_{vertical} = 1,22 \text{ m}$$

Corrigiendo por altura se tiene:

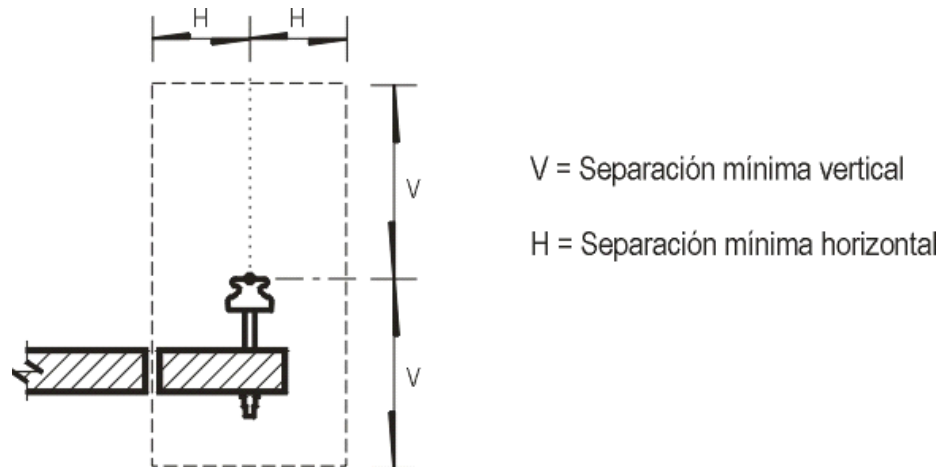
$$D_{vertical} = 1,22 + \left[ 0,03 \cdot \left( \frac{2\,300 - 1\,000}{300} \right) \cdot 1,22 \right]$$

$$D_{vertical} = 1,38 \text{ m}$$

Donde:

V: es el voltaje máximo de operación

Figura 5. **Distancias horizontales y verticales mínimas entre conductores**



Fuente: Norma Oficial Mexicana 2005. Fig. 922-14 p. 723.

### 3.6. **Aislamiento de la cadena de aisladores**

Los conductores no pueden hacer ningún tipo de contacto con las estructuras por lo que se hace necesario la colocación de aisladores que permitan sujetar los conductores a la estructuras sin correr el riesgo de que haya conducción de corriente. Los aisladores cuentan con propiedades dieléctricas que aíslan totalmente los conductores con tensión de los apoyos, además deben soportar todos los esfuerzos mecánicos al igual que las estructuras, por lo que el aislador debe soportar todas las sobrecargas que afectan a las estructuras y conductores.

Los aisladores deben ser calculados para que puedan soportar por lo menos todos los esfuerzos eléctricos producidos por sobrevoltajes internos ya sea por maniobras o de baja frecuencia. Los sobrevoltajes externos o por descarga electroatmosférica se protegen en base al promedio de descargas de la zona.

Para ello se depende principalmente de dos características, pudiendo ser el cálculo de la cadena de aisladores a través de la altura sobre el nivel del mar o por el grado de contaminación en la zona donde se ubiquen. La selección del número de aisladores estará dado por el método que provee la mayor cantidad de aisladores, ya que con ello nos aseguraremos que los aisladores operen para cualquier condición.

### **3.6.1. Cálculo del aislador por criterio de contaminación ambiental**

El grado de contaminación en la zona donde se exponga el aislador puede provocar fallas de distinto tipo, debido a la acumulación de impurezas provenientes del ambiente, tales como: partículas de polvo, elementos contaminantes como humo, otros gases y cualquier otro material extraño que se asiente sobre las caras del aislador. Esta capa de partículas, debido a que su conformación molecular no es del todo aislante, puede producir pequeñas descargas o lo que técnicamente se conoce como arco eléctrico o flameo.



La corriente de fuga que produce el flameo puede alterar las características dieléctricas del material, además de provocar pérdidas de potencia por calentamiento, radiación y, en el peor de los casos, daños a personas o equipo. Este problema se acentúa en épocas de lluvia y humedad, ya que las moléculas de agua que almacena el material contaminante se vuelven efectivamente mejor conductor, aumentando la magnitud de las corrientes de fuga y por ende las descargas eléctricas. El cálculo de la distancia de fuga esta dado por:

$$D_f = K_d \cdot \frac{V_d}{\sqrt{3}} \quad 3.8$$

Donde:

$D_f$ : Es la distancia de fuga, en cm

$K_d$ : Es factor de distancia de fuga, en cm/kV

$V_d$ : Es la tensión máxima de voltaje, en kV

El grado de contaminación en el municipio de Quetzaltenango se puede considerar como normal ya que no es una zona totalmente industrial y la industria que existe no es altamente contaminante. Además la contaminación vehicular no es muy alta y cuenta con vientos relativamente altos y una altitud de 2 300 msnm. Por ello se puede considerar un factor de distancia de fuga de 1,6 ó 2 cm/kV. Sin embargo, ya que es una zona urbana con crecimiento industrial se seleccionará el factor de 2 cm/kV. Este dato es tomado de la tabla V. La tensión máxima de diseño para el nivel de tensión de 69 kV es de 72,5 kV, por lo tanto, la distancia de fuga esta dada por:

$$D_f = 2 \cdot \frac{72,5}{\sqrt{3}}$$

$$D_f = 83,71 \text{ cm}$$

Por lo tanto, la cadena de aisladores debe tener 83,71 cm.

Tabla V. **Factores de distancia a fuga por contaminación**

Nivel de contaminación	Características ambientales	Factor de distancia de fuga mínima específica Kd en cms/kV
1	Áreas sin industrias, áreas que están situadas lejos del mar o a grandes altitudes sobre el nivel del mar y que no están expuestas a la brisa marina; zonas rurales sin quema de hierba, áreas con baja densidad industrial pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvias, zonas agrícolas	1,6
2	Áreas con industrias que no producen humos contaminantes, o áreas con industrias pero que están expuestas a vientos frecuentes y/o lluvias; áreas expuestas a vientos marinos pero no demasiado cerca de las costas (por lo menos a 1 km de distancia de la costa), zonas con niebla ligera, zonas rurales con uso de fertilizantes y plaguicidas.	2,0
3	Áreas con alta densidad industrial, áreas cercanas al mar (menos de 1 km de distancia) o expuestas a brisas marinas, zonas expuestas a la acción de los polvos de cemento, carbón con lluvias ligeras, combinaciones de algunas características anteriores con niebla; zonas urbanas de alto índice de población con humos derivados del petróleo, polvo y lluvia ligera.	2,5
4	Áreas de extensiones moderadas sujetas a humos productos de procesos industriales de tipo contaminante; áreas de extensión moderada cercanas y expuestas a brisas marinas muy fuertes, en áreas de baja densidad industrial pero expuestas a Brisas marinas.	3,1

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. Coordinación de aislamiento. Tabla 11. p 44.

### 3.6.2. **Cálculo del aislador por criterio de altura sobre el nivel del mar**

Para el cálculo del aislador se toma en cuenta el Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (NBI), el cual determina el nivel de aislamiento eléctrico y la tensión crítica de flameo, para una probabilidad de arco del 50%. En una tensión de 69 kV el NBI es de 350 kV, como se observa en la tabla VI.

Tabla VI. **Niveles de tensión máxima y de aislamiento**

Tensión Normal kV	Tensión Máxima kV	NBI kV
13,8	15,5	110
34,5	38,0	200
69,0	72,5	350
115,0	123,0	450 550
230,0	245,0	650 750 850 950 1050

Fuente: NTDOID, tablas 15 y 16. p. 36 y 38 respectivamente.

La tensión crítica de flameo, TCF, para una probabilidad de falla del 10%, se puede calcular con base en la siguiente ecuación:

$$NBI = 0,961 \cdot (TCF) \quad 3.9$$

$$TCF = \frac{NBI}{0,961} \quad 3.10$$

Al substituir los datos en la ecuación tenemos

$$TCF = \frac{350}{0,961}$$

$$TCF = 364,20 \text{ kV}$$

La distancia entre partes conductoras para niveles de tensión hasta 230 kV y con una altitud inferior a 1 000 msnm esta dada por:

$$TCF = K_1 \cdot d \quad 3.11$$

$$d = \frac{TCF}{K_1} \quad 3.12$$

Donde:

TCF: es la tensión crítica de flameo, en kV

$K_1$ : es el factor de electrodos para sobretensiones por rayo, 550 kV/m

$d$ : es la distancia entre partes conductoras y tierra

Sin embargo todos los valores se deben corregir a la altitud de 2 300 msnm a la cual se encuentra Quetzaltenango. Para esto se debe tomar en cuenta los cambios en la densidad del aire, la presión barométrica, temperatura máxima de la zona y humedad. Para esto se utiliza la siguiente expresión:

$$TCF_{diseño} = \frac{K_h}{\delta} \cdot (TCF) \quad 3.13$$

Substituyendo el valor de la TCF, se tiene:

$$TCF_{diseño} = \frac{K}{\delta_h} \cdot \left(\frac{NBI}{0,961}\right) \quad 3.14$$

Al substituir la  $TCF_{diseño}$  por  $TCF$  en la ecuación de la distancia entre partes conductoras a tierra, se tiene:

$$d = \frac{TCF_{diseño}}{K_1} \quad 3.15$$

$$d = \frac{K_h \cdot NBI}{0,961 \cdot K_1 \cdot \delta_h} \quad 3.16$$

Donde:

$d$ : Distancia entre fase y tierra dada en m

$TCF_{diseño}$ : Tensión crítica de flameo corregida por la altitud, en kV

$K_h$ : Factor de corrección por humedad

$K_h = 1 \text{ gm/m}^3$  en condiciones normales

$K_1$ : Factor de electrodos para sobretensiones por rayo, 550 kV/m

$\delta_h$ : Factor de corrección por la presión barométrica dada por:

$$\delta_n = \frac{0,294 \cdot b}{273 + T} \quad 3.17$$

*b*: Presión barométrica en mm de mercurio, 575,6 mmHg. Tabla A

*T*: Temperatura en grados centígrados, 40 °C

El factor de corrección por la presión barométrica tiene un valor de:

$$\delta = \frac{0,294 \cdot 575,6}{273 + 40}$$

$$\delta = 0,54$$

La distancia de fase a tierra es de:

$$d = \frac{(1) \cdot (350)}{(0,961) \cdot (550) \cdot (0,54)}$$

$$d = 1,22 \text{ m}$$

### 3.7. Blindaje

Las descargas electroatmosféricas son de gran incidencia dentro de un sistema de transmisión debido a que las líneas cubren una gran cantidad de área. Para disminuir el efecto destructivo que conlleva este tipo de descarga existen varios métodos, entre los más conocidos están: la utilización de cables de guarda y la reducción de la resistencia al pie de la estructura.

El blindaje se expresa como un ángulo entre los conductores de guarda y los conductores de las fases externas de la línea, por lo que la función de los cables de guarda en las líneas de transmisión es la de proporcionar una protección contra las descargas directas a los conductores de fase; mientras más cables de guarda posea la línea de transmisión tendrá más protección o blindaje contra las descargas, aunque el incremento en el blindaje no será proporcional al número de hilos de guarda.

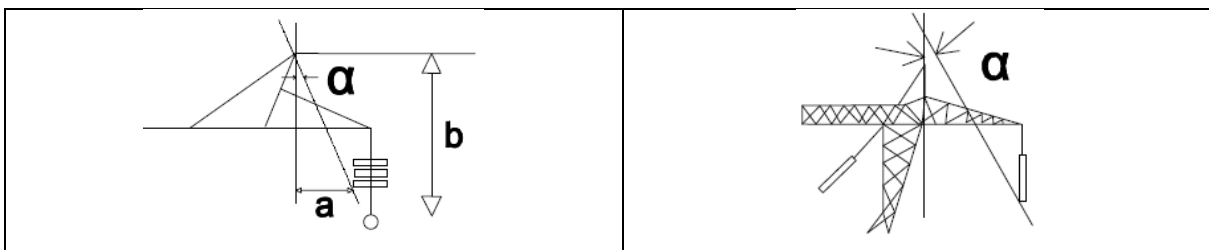
Sin embargo, es en este punto donde entran los factores económicos. Por lo tanto, la protección contra descargas atmosféricas se toma como un valor porcentual que depende del número de hilos de guarda de la estructura. El cable de guarda a emplear será de acero galvanizado de 3/8" tipo *high strength*.

- Para líneas de transmisión de un cable de guarda y una altura  $h_g \leq 25 \text{ m}$  y un ángulo de blindaje entre  $15^\circ \leq \alpha \leq 30^\circ$ , la probabilidad de violar la zona de protección es de  $P = 40\%$ .
- Para líneas de transmisión con dos cables de guarda y un  $h_g \leq 30 \text{ m}$  y un ángulo de blindaje entre  $0^\circ \leq \alpha \leq 15^\circ$ , la probabilidad de violar la zona de protección es de  $P = 12\%$ .

La selección del ángulo de blindaje está relacionada con la altura de la estructura y el conductor de fase que posea mayor altura, el ángulo de blindaje en grados se toma desde el eje superior de la estructura hacia el conductor. Como lo indica la figura 6, el ángulo de blindaje se debe tomar con base en lo siguiente:

- $\alpha = 30^\circ$ , para estructuras con una altura inferior a los 28 m
- $\alpha = 26^\circ$ , para estructuras con una altura entre 28 m y 30 m
- $\alpha = 21^\circ$ , para estructuras con alturas entre 30 m y 35 m

Figura 6. **Ángulo de blindaje  $\alpha$  para una línea de transmisión**

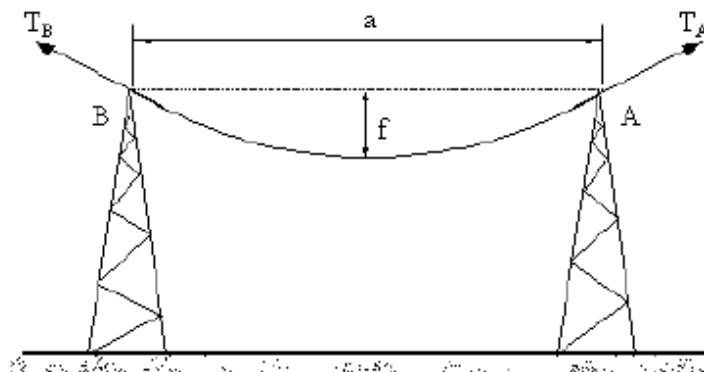


Fuente: Comisión Federal de Electricidad. Transitorios electromagnéticos. p. 20.

### 3.8. Cálculo del vano y de la flecha

Para el cálculo de la flecha entre las estructuras se debe conocer el comportamiento del conductor y los factores que influyen en él. Dentro de los factores que se ven relacionados con la flecha están: el peso del conductor, la tensión de ruptura del conductor y el vano entre las estructuras. Este último dependerá de las condiciones del terreno y de los obstáculos que se encuentren en la trayectoria, por lo que este es un factor muy importante que debe ser tomado en cuenta. Para el cálculo de la flecha se hace uso de modelos matemáticos que dan una aproximación de su valor numérico.

Figura 7. Flecha entre dos estructuras



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. Transitorios electromagnéticos. p. 9

La flecha puede ser representada como una parábola a través de la ecuación:

$$f = \frac{P \cdot a_v^2}{8 T} \quad 3.18$$

O puede ser calculada más detalladamente a través del modelo matemático de una catenaria, siendo expresada por la siguiente ecuación:

$$f = \frac{T}{P} \left( \cosh \frac{a_v \cdot P}{2 T} - 1 \right) \quad 3.19$$

Donde:

P: Peso del conductor, en kg/m

$a_v$ : Vano, en m

T: Tensión de diseño del conductor, en kg

La tabla siguiente muestra para diferentes valores de vanos la flecha que existirá entre las estructuras, debido al conductor HAWK 477 MCM, con un peso de 0,975 kg/m, La tensión de diseño será el 16,15% de la tensión de ruptura del conductor, siendo la tensión de ruptura de 8845,051 kg, por lo que la tensión de diseño es de 1425,4757 kg. Los valores calculados son para la ecuación de la parábola y para la catenaria; los resultados en ambos casos son semejantes, por lo que se tiene una aproximación real de los resultados.

Tabla VII. **Comparación de flechas por los métodos de parábola y catenaria para distintos vanos**

VANO (m)	CATENARIA (m)	PARABOLA (m)
40	0,137	0,137
60	0,308	0,308
80	0,547	0,547
100	0,855	0,855
120	1,231	1,231
140	1,676	1,676
160	2,189	2,189
200	3,421	3,420
220	4,140	4,138
240	4,927	4,925
260	5,783	5,780
300	7,702	7,695
340	9,895	9,884
380	12,363	12,346
400	13,701	13,680

Fuente: elaboración propia, cálculo con ecuaciones 3.18, 3.19



La flecha que tendrá el hilo de guarda deberá ser exactamente la misma que la de los conductores de fase para conservar una misma separación, de este enunciado se puede calcular la tensión en el hilo de guarda.

Para un conductor de guarda de 3/8", con un peso unitario de 0,409 kg/m, la tensión es la misma para cualquier vano, despejando de la ecuación de la parábola 3.18, se tiene:

$$T = \frac{P \cdot a_v^2}{8 \cdot f} \quad 3.20$$
$$T = \frac{0,409 \cdot 100^2}{8 \cdot 0,855} = 597,95 \text{ kg/m}$$

### 3.9. Cálculo de la estructura

Para dimensionar el tipo de poste se deben conocer los esfuerzos que este debe resistir por la fuerza ejercida por los conductores de fase y de guarda, así como por el viento en conductores y sobre el poste. Las fuerzas que se toman para el análisis son:

- Fuerzas transversales: debidas al viento en conductores y estructura
- Fuerzas longitudinales: por la tensión que ejercen conductores adyacentes
- Fuerzas verticales: originadas por el peso del conductor

Entonces, la capacidad de resistencia de un poste está dada por la sumatoria de todos los momentos que actúan en el poste debido a los esfuerzos mencionados. Los cálculos son tomados para un vano máximo de 200 m, debido a que Quetzaltenango se encuentra localizado dentro de la Zona 2 para un viento de 100 km/h como lo establece la NTDOID. Los conductores de fase son 477 Hawk y el hilo de guarda es un cable acerado de 3/8".

Para los cálculos se utilizan los factores de sobrecargas clase C para las estructuras, dados en la NTDOID en su artículo 20 y presentados en la Tabla VIII.

Tabla VIII. Factores de sobrecarga para las estructuras<sup>1</sup>

FACTORES DE SOBRECARGA		
	CLASE B	CLASE C
Cargas verticales <sup>3</sup>	1,50	1,50
Cargas Transversales		
Viento	2,50	2,20 <sup>4</sup>
Tensión del conductor	1,65 <sup>2</sup>	1,30 <sup>5</sup>
Cargas Longitudinales		
En los cruces:		
En general	1,10	No se requiere
En remates	1,65 <sup>2</sup>	1,30 <sup>5</sup>
En otras partes:		
En general	1,00	No se requiere
En remates	1,65 <sup>2</sup>	1,30 <sup>5</sup>

1. Incluye postes.
2. Para retenidas, anclas asociadas con estructuras que únicamente soportan conductores y cables de comunicación, este factor puede reducirse a 1,33.
3. Donde las cargas verticales reducen significativamente la tensión en un miembro de la estructura, un factor de sobrecarga de 1,0 debe ser usado para el diseño de dicho miembro.
4. Este factor puede ser reducido.
5. Para estructuras de hormigón reforzadas con acero pretensado.

Fuente: NTDOID. Tabla No 13. p. 33.

### 3.9.1. Momento debido al viento en el cable o hilo de guarda

Es el torque ejercido por los conductores sobre el poste debido a la acción del viento.

$$M_{cv} = F_{tc} \cdot H_c \cdot F_s \quad 3.21$$

Donde:

- $M_{cv}$ : Momento por viento en conductor o guarda en estructura, en kg\*m  
 $F_{tc}$ : Fuerza transversal debida al viento en los conductores o guarda, en kg  
 $H_c$ : Altura del conductor o cable de guarda, en m  
 $F_s$ : Factor de seguridad, 2,20

La fuerza transversal debida al viento en los conductores está dada por:

$$F_{tc} = V_v \cdot P_v \cdot \phi_c \quad 3.22$$

Donde:

- $F_{tc}$ : Fuerza transversal por viento en conductores o cable de guarda, en kg  
 $V_v$ : Vano de viento, en m  
 $P_v$ : Presión del viento sobre una superficie cilíndrica, en kg/m<sup>2</sup>  
 $\phi_c$ : Diámetro del conductor o hilo de guarda, en m

La presión del viento en superficies cilíndricas es:

$$P_v = 0,00482 \cdot V^2 \quad 3.23$$

Donde:

- $P_{ve}$ : Presión del viento sobre una superficie cilíndrica, en kg/m<sup>2</sup>  
 $V$ : Velocidad del viento de diseño, en km/h

### 3.9.2. Momento debido al viento en el poste

Se produce por la acción del viento que sopla en el área del poste.

$$M_{rvp} = F_{te} \cdot \left( \frac{H_u (2\phi_{pp} + \phi_{bntn})}{3 \cdot (\phi_{pp} + \phi_{bntn})} \right) \cdot F_s \quad 3.24$$

Donde

Mrvp: Momento resultante por acción del viento sobre el poste, en kg\*m

Fte: Fuerza transversal debida al viento en el poste, en kg

Hu: Altura útil del poste, en m

$\varphi_{pp}$ : Diámetro de la punta del poste, en m

$\varphi_{bntn}$ : Diámetro de la base del poste a la altura del nivel del terreno, en m

Fs: Factor de seguridad, 2,20

La fuerza transversal en el poste está dada por:

$$F_{te} = 0,5 \cdot (\varphi_{pp} + \varphi_{bntn}) \cdot H_u \cdot P_{ve} \quad 3.25$$

Donde:

Fte: Fuerza transversal debida al viento en el poste de concreto, en kg

$\varnothing_{pp}$ : Diámetro de la punta del poste, en m

$\varnothing_{bntn}$ : Diámetro de la base del poste a la altura del nivel del terreno, en m

Hu: Altura útil del poste, en m

Pve: Presión del viento sobre una superficie cilíndrica, en kg/m<sup>2</sup>

### 3.9.3. Momento debido a la deflexión de la línea

Este torque se debe a la fuerza que ejerce la línea de transmisión cuando se produce un cambio de dirección en la trayectoria de la línea.

$$M_{cf} = F_{tf} \cdot H_c \cdot F_s \quad 3.26$$

Donde:

$M_{cf}$ : Momento de cada conductor o guarda por deflexión de la línea, en kg\*m

$F_{tf}$ : Fuerza transversal debido a la deflexión de la línea, en kg

$H_c$ : Altura del conductor o cable de guarda, en m

$F_s$ : Factor de seguridad, 1,30

La fuerza transversal debido a la deflexión de la línea es dada por la ecuación:

$$F_{tf} = 2 \cdot T_d \cdot \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad 3.27$$

Donde:

$F_{tf}$ : Fuerza transversal debido a la deflexión de la línea en kg

$T_d$ : Tensión de diseño aplicada al conductor e hilo de guarda, en kg, es un porcentaje de la tensión de ruptura del conductor

$\alpha$ : Deflexión de la línea, en grados

#### 3.9.4. Momento por rotura del conductor

Este momento se da cuando por algún motivo el conductor se rompe, debido a que se sobrepasa su tensión de diseño o por desgaste del mismo.

$$M_{rc} = T_d \cdot H_c \cdot F_s \quad 3.28$$

Donde

$M_{rc}$ : Momento por cada conductor y cable de guarda por rotura, en kg\*m

$T_d$ : Tensión de diseño aplicada al conductor o cable de guarda, en kg

$H_c$ : Altura del conductor superior o cable de guarda desde el nivel del suelo, en m

$F_s$ : Factor de seguridad: 1 estructura de remate y 0 estructura de suspensión

El vano máximo que puede soportar un poste clase 2 000 es de 240 m, al utilizar un vano de 200 m se utiliza el 84,58% de la máxima tensión que puede soportar el poste sin romperse. Las estructuras se pueden reforzar con anclajes cuando las tensiones sean extremas. Los datos para el cálculo se resumen en la tabla IX y los resultados de los cálculos se muestran en las tablas X y XI.

**Tabla IX. Datos para cálculo de esfuerzos mecánicos en las estructuras**

Velocidad del viento, km/h	100	Altura conductor inferior, m	10,05
Vano, m	200	Diámetro de la punta del poste, m	0,21
Diámetro del conductor de fase, m	0,02178	Diámetro de base en el suelo del poste, m	0,4455
Diámetro del hilo de guarda, m	0,00952	Angulo de deflexión, grados	0
Tensión del conductor de fase, kg	8845,051	Factor de sobrecarga por viento	2,2
Tensión del hilo de guarda, kg	5100	Factor de sobrecarga por deflexión	1,3
Clase del poste, lbs	2000	Factor de sobrecarga por estructura	SAP = 0
Altura útil del poste, m	15,6		AAF = 1
Altura del hilo de guarda, m	15,5	% tensión conductores	16,15%
Altura conductor superior, m	14,1	% Tensión hilo de guarda	11,47%
Altura conductor medio, m	11,85		

Fuente: velocidad del viento según NTDOID. p 30, Tabla IV, Tabla V y Tabla VIII.

**Tabla X. Cálculo de momentos para estructura tipo I**

MOMENTO DEBIDO AL VIENTO EN LOS CABLES		MOMENTO DEBIDO A LA DEFLEXION DE LA LÍNEA	
Cable	Momento (kg-m)	Cable	Momento (kg-m)
Guarda	3129,45248	Guarda	0
Cond. superior	6512,934384	Cond. superior	0
Cond. medio	5473,636344	Cond. medio	0
Cond. inferior	4642,197912	Cond. inferior	0
Total	19758,22112	Total	0
MOMENTO DEBIDO AL VIENTO EN EL POSTE		MOMENTO POR ROTURA DEL CONDUCTOR	
Tipo de Poste	Momento (kg-m)	Cable	Momento (kg-m)
	3722,500267	Guarda	0
		Total	0
SUMATORIA DE MOMENTOS EN EL POSTE		MOMENTO ÚLTIMO RESISTENTE DEL POSTE	
23 480,72139		27 760,32	
PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN EN PORCENTAJE:		84,58375619	

Fuente: elaboración propia, ecuaciones 3.21, 3.24, 3.26, 3.28.

Tabla XI. **Momento en estructuras tipo II y ángulo de deflexión de línea de 10°**

MOMENTO DEBIDO AL VIENTO EN LOS CABLES		MOMENTO DEBIDO A LA DEFLEXIÓN DE LA LÍNEA	
Cable	Momento (kg-m)	Cable	Momento (kg-m)
Guarda	1173,54468	Guarda	2054,634842
Cond. superior	2442,350394	Cond. superior	4564,165008
Cond. medio	2052,613629	Cond. medio	3835,840805
Cond. inferior	1740,824217	Cond. inferior	3253,181442
Total	7409,33292	Total	13707,8221
MOMENTO DEBIDO A VIENTO EN EL POSTE		MOMENTO POR ROTURA DEL CONDUCTOR	
Tipo de Poste	Momento (kg-m)	Cable	Momento (kg-m)
	3722,500267	Guarda	9067,035
		Total	9067,035
SUMATORIA DE TODOS LOS MOMENTOS EN EL POSTE		MOMENTO ÚLTIMO RESISTENTE DEL POSTE	
26442,76079		27760,32	
PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN EN PORCENTAJE		95,25380396	

Fuente: elaboración propia, cálculos obtenidos por ecuaciones 3.21, 3.24, 3.26, 3.28

### 3.10. Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra se utiliza para drenar todas la fallas de fase a tierra o por descarga eléctrica, provenientes de los hilos de guarda, generalmente se instalan en contraantena a base de alambre o cable. Además, pueden ir conectadas con varillas copperweld de 16 mm de diámetro y 3 metros de largo, para alcanzar el valor de resistencia deseado. Se deben colocar bajadas a tierra cada 300 metros o en cada estructura. La puesta a tierra puede hacerse conectando todos los herrajes a los que se fijan los aisladores por medio de un conductor que se introducirá dentro del poste de concreto.

La resistividad se debe encontrar dentro de los siguientes rangos:

- Resistencia máxima en verano:  $10 \Omega$
- Resistencia máxima en invierno:  $6 \Omega$



## **4. DISEÑO DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA**

### **4.1. Ubicación de la subestación**

Del análisis de demanda se tiene que la demanda proyectada para un plazo de por lo menos 10 años debe ser de 30 MVA. Sin embargo, la construcción de una subestación de esta capacidad concentraría en un solo punto la distribución de energía eléctrica, si se produjera una falla se correría el riesgo de que una parte o toda la subestación deje de trabajar y se deje a un gran número de usuarios sin el servicio, lo cual representaría en pérdidas económicas para la empresa eléctrica municipal. Además, el costo de inversión resultaría muy elevado debido a que el equipo para control, protección, herrajes y todo el equipo en general, al manejar una mayor cantidad de potencia incrementan su costo.

La alternativa que se propone ante este problema es la construcción de dos subestaciones ubicadas en puntos estratégicos para que puedan reforzar el sistema de distribución actual de la empresa eléctrica municipal y distribuir energía a los municipios cercanos, de tal forma que la potencia de 30 MVA sea distribuida a cada subestación en partes iguales. La ubicación de las subestaciones debe estar en la cercanía de las líneas de 69 kV de la ETCEE-INDE las cuales provienen de la subestación Santa María y de Sololá. Para que de esta forma se puedan alimentar desde dos puntos y por la configuración en anillo puedan mantenerse en operación en caso de falla.

La primera subestación estará ubicada en Chiquilajá, la cual posee acceso para vehículo y está muy próxima a las instalaciones de la EEMQ, donde se encuentran las cuadrillas de mantenimiento para un rápido servicio en caso de falla. Con coordenadas latitud Norte  $14^{\circ}15'15''$ , longitud Oeste  $91^{\circ} 28' 26''$ . La segunda subestación se encontrará ubicada en Pacajá, latitud Norte  $14^{\circ} 50'54''$ , longitud Oeste  $91^{\circ}28'39''$ . Ambas subestaciones tendrán una potencia de 15/28 MVA.

#### **4.2. Configuración de la subestación**









Las dos subestaciones tendrán la misma configuración debido a que manejan la misma potencia por lo que todos los cálculos podrán ser aplicados a ambas subestaciones. Estas se interconectarán entre si a través de la línea de transmisión diseñada en el capítulo anterior para formar el anillo, con la finalidad de proveer seguridad y continuidad en el abastecimiento de energía eléctrica.

El diseño de la subestación está basado en el esquema de barra simple con *by pass* debido a que se encuentra entre las configuraciones más económicas, por poseer una cantidad limitada de elementos, además de poseer la ventaja de que se puede dar mantenimiento al interruptor de potencia sin interrumpir el suministro de energía. El seccionador en *by pass* está enganchado al interruptor de potencia para su apertura y cierre.

Cada subestación tendrá cuatro campos de llegada de línea de 69 kV, dos de los cuales comunicarán a la subestación Chiquilajá y la subestación Pacajá para formar el anillo, otro campo para la subestación La Esperanza y el último campo para la Subestación Sololá en la subestación Chiquilajá o para la subestación Santa María en la subestación Pacajá.

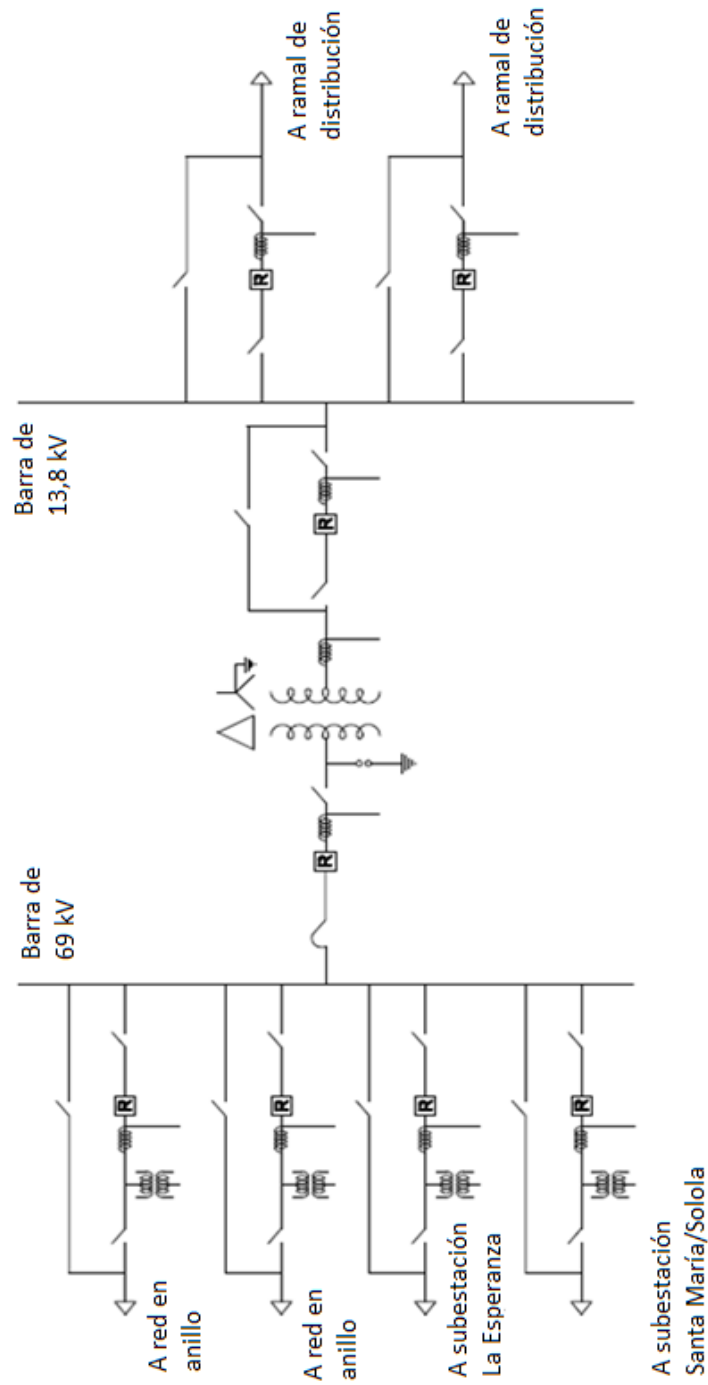
Un campo de salida de línea de 69 kV para alimentar el transformador, dos campos para salida de línea a 13,8 kV y un campo de salida de 13,8 kV de reserva para futuras ampliaciones. El diagrama unifilar de la subestación y su la simbología empleada se detallan en la figura 8.

Figura 8. **Simbología para el diagrama unifilar**

	Transformador de potencia 69/13,8 kV
	<i>Recloser</i> tipo tanque muerto en SF6 con detección y protección contra sobrecargas, corto circuito, fallas a tierra y pérdidas de fase.
	Seccionador de cuchilla con cuernos de arqueo para dar mantenimiento al transformador.
	Seccionador de cuchilla de rotación central con cuchilla de puesta a tierra operando a motor.
	Transformador de medida de corriente.
	Pararrayos para protección contra sobrecarga.
	Transformador de medida de potencial.
	Tierra.

Fuente: ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Elementos de diseño de subestaciones eléctricas p. 32 y 33.

Figura 9. Diagrama unifilar de las subestaciones Pacajá y Chiquilajá



Fuente: elaboración propia.

### 4.3. Distancias eléctricas de diseño

Las distancias eléctricas se ven afectadas por los mismos factores ambientales y climatológicos que afectan las distancias de seguridad en líneas de transmisión, definidos en el capítulo 3. Teniendo la finalidad de proveer seguridad a equipos y personal que operen dentro de la subestación, todas las distancias de seguridad deben ser tomadas de superficie a superficie y cualquier elemento al descubierto y energizado con un potencial a tierra mayor a 150 V debe ser aislado de acuerdo a su tensión para evitar el contacto accidental. La distancia mínima de seguridad para estos elementos se describe en la tabla XII del artículo 22,2 del NTDOID.

Tabla XII. **Distancias mínimas a partes energizadas descubiertas**

Máxima Tensión de diseño entre fases kV	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (BIL) kV	Altura mínima m	Distancia Horizontal mínima m	Distancia mínima a partes energizadas m
0,151-0,6	--	2,64	1,02	0,050
2,4	--	2,67	1,02	0,076
7,2	95	2,69	1,02	0,101
15	95	2,69	1,02	0,101
15	110	2,74	1,07	0,152
25	125	2,77	1,09	0,177
25	150	2,82	1,14	0,228
35	200	2,90	1,22	0,304
48	250	3,00	1,32	0,406
72,5	250	3,00	1,32	0,406
72,5	350	3,18	1,50	0,584

Fuente: NTDOID. Tabla No. 15. p. 36.

Para la coordinación de aislamiento se deben respetar las distancias mínimas entre partes vivas de fase a fase y de fase a tierra. Para esto es necesario conocer el Nivel Básico de Aislamiento, que representa el aislamiento mínimo que debe poseer el equipo contra sobretensiones externas o internas.

El NBI está en función del voltaje de operación que para este diseño es de 69 kV y 34,5 kV. El NBI se muestra en la tabla XIII.

Tabla XIII. **Nivel básico de aislamiento al impulso para las tensiones de operación**

VOLTAJE NOMINAL	NBI
13,8 kV	110 kV
69 kV	350 kV

Fuente: ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Elementos de diseño de subestaciones eléctricas p. 363.

El NBI está directamente relacionado con la Tensión Crítica de Flameo (TCF) que representa una probabilidad de flameo del 50%, es decir el voltaje máximo que puede ser aplicado para que no existan descargas eléctricas. Para tensiones de operación por debajo de los 300 kV, se tiene la siguiente ecuación.

$$TCF = \frac{NBI}{0,961} \quad 4.1$$

Donde:

TCF: Tensión crítica de flameo, en kV

NBI: Nivel Básico de Aislamiento al Impulso, en kV

#### 4.3.1. Distancia de fase a tierra

La distancia mínima entre cualquiera de las fases y tierra determina la distancia de fuga de los aisladores que se emplean como soporte mecánico de los conductores y barras en las torres. Esta distancia se relaciona con la TCF por la siguiente expresión:

$$TCF_{diseño} = k \cdot d \quad 4.2$$

Donde:

$TCF_{diseño}$ : Tensión crítica de flameo corregida por temperatura, presión y humedad

$k$ : Gradiente de tensión, en kV,  $k = 550$  kV/m

$d$ : Distancia entre fase y tierra, en m

Para corregir la TCF por la temperatura, presión y humedad se tiene la siguiente expresión:

$$TCF_{diseño} = \frac{(TCF) \cdot K_h}{\delta} \quad 4.3$$

Donde

$TCF_{diseño}$ : Tensión crítica de flameo corregida por temperatura, presión, humedad

$TCF$ : Tensión crítica de flameo

$K_h$ : Factor de humedad atmosférica,  $K = 1$  en condiciones normales

$\delta$ : Factor de densidad del aire, de acuerdo a la altitud y temperatura

El factor de densidad depende de la presión atmosférica y del nivel máximo de temperatura. Para la zona de Quetzaltenango se tiene una temperatura máxima de 40 °C y una presión atmosférica de 575,6 Milibares según datos del INSIVUMEH.

$$\delta = \frac{0,294 \cdot b}{273 + T} \quad 4.4$$

Donde

$\delta$ : Factor de corrección de la densidad del aire

$b$ : Presión atmosférica, en milibar

$T$ : Temperatura ambiente, en grados Celsius

Al hacer las substituciones necesarias se tiene la siguiente expresión, donde  $\delta$  para Quetzaltenango equivale a 0,54.

$$d_{f-t} = \frac{NBI}{550 \cdot \delta \cdot 0,961} \quad 4.5$$

La distancia mínima de fase a tierra para 69 kV es de.

$$d_{f-t} = \frac{350}{550 \cdot 0,54 \cdot 0,961} = 1,23 \text{ m}$$

La distancia mínima de fase a tierra para 13,2 kV es de:

$$d_{f-t} = \frac{110}{550 \cdot 0,54 \cdot 0,961} = 0,38 \text{ m}$$

#### 4.3.2. Distancia entre fases

La distancia entre fases se toma como un valor determinado entre la distancia de fase a tierra y un factor que varía dependiendo del tipo de barra empleado en la subestación, teniendo este factor un valor de entre 1,8 y 2 veces la distancia de fase a tierra para barras flexibles, con nivel de tensión menor a 115 kV.

$$D_{f-f} = (1,6 - 2,0) \cdot D_{f-t} \quad 4.6$$

Donde:

$D_{f-f}$ : Distancia de fase a fase, en m

$D_{f-t}$ : Distancia de fase a tierra, en m

Para el lado de alta tensión se tiene una distancia de fase a fase de:

$$D_{f-f} = 2,46 \text{ m}$$



Para el lado de baja tensión se tiene una distancia de fase a tierra de:

$$D_{f-f} = 0,78 \text{ m}$$

#### 4.3.3. Altura de las partes vivas

La altura mínima de las partes vivas de los equipos sobre el nivel del suelo no debe ser menor a 3 metros en ningún caso, y la base de los aisladores no debe ser inferior a los 2,50 metros. Dentro de los equipos que conforman esta normativa están los pararrayos, transformadores de corriente y potencial, cuchillas e interruptores.

La altura mínima se calcula con la tensión máxima de operación, de acuerdo a la siguiente expresión, para una altura a 1 000 msnm.

$$h_s = 2,30 + 0,0105(kV) \quad 4.7$$

Para el lado de alta tensión.

$$\begin{aligned} h_s &= 2,30 + 0,0105(72,5) \\ h_{s \ 1000 \text{ msnm}} &= 3,06 \text{ m} \\ h_{s \ 2300 \text{ msnm}} &= 3,06 + \left[ 0,03 \left( \frac{2300 - 1000}{300} \right) \cdot 3,06 \right] \\ h_{s \ 2300 \text{ msnm}} &= 3,45 \text{ m} \end{aligned}$$

Para el lado de baja tensión la altura será de 3 m, debido a que por norma la altura de los equipos no puede ser menor a este valor.

$$h_{s \ 1000 \text{ msnm}} = 2,46 \text{ m}$$

$$h_{s \ 2300 \text{ msnm}} = 2,77 \text{ m}$$

#### 4.3.4. Altura de las barras

La altura de las barras colectoras en la subestación en el punto medio del claro se calcula según la siguiente expresión:

$$h_b = 5,0 + 0,0125 \cdot (kV) \quad 4.8$$

Donde:

kV: Tensión Máxima de operación, en kV

$$h_b = 5,0 + 0,0125 \cdot (72,5)$$

$$h_b = 5,90 \text{ m}$$

$$h_b = 5,0 + 0,0125 \cdot (15)$$

$$h_b = 5,18 \text{ m}$$

Corrigiendo por altura a 2 300 msnm se tiene para las dos tensiones de operación:

$$h_b = 5,90 + \left[ 0,03 \left( \frac{2\,300 - 1\,000}{300} \right) \cdot 5,90 \right] = 6,67 \text{ m,} \quad \text{para } 69 \text{ kV}$$

$$h_b = 5,18 + \left[ 0,03 \left( \frac{2\,300 - 1\,000}{300} \right) \cdot 5,18 \right] = 5,85 \text{ m,} \quad \text{para } 13,8 \text{ kV}$$

#### 4.3.5. Altura de remate de las líneas de transmisión

$$h_{linea} = 5,0 + 0,006(kv) \quad 4.9$$

Donde

$h_{linea}$ : Altura de remate de la línea, en m

$kv$ : Tensión máxima de operación, en kV

Para 69 kV se tiene:

$$h_{\text{linea}} = 5,0 + 0,006(72,5) = 5,43 \text{ m}$$
$$h_{\text{linea } 2300 \text{ msnm}} = 5,43 + \left[ 0,03 \cdot \left( \frac{2300 - 1000}{300} \right) \cdot 5,43 \right] = 6,13 \text{ m}$$

Para 13,8kV se tiene:

$$h_{\text{linea}} = 5,0 + 0,006(15) = 5,09 \text{ m}$$
$$h_{\text{linea } 2300 \text{ msnm}} = 5,09 + \left[ 0,03 \cdot \left( \frac{2300 - 1000}{300} \right) \cdot 5,09 \right] = 5,75 \text{ m}$$

Los conductores que llegan o salen de la subestación no deben poseer una altura inferior a 6 m según la NTDOID en la tabla No II. La altura mínima para conductores es de 6,9 m y 6,32 m para la tensión de 69 kV, como para la de 13,8 kV, respectivamente, por lo cual se tomará esta altura como la altura de remate de las líneas a la subestación.

#### **4.3.6. Distancias mínimas de seguridad**

Permiten realizar el mantenimiento, operación, circulación de personal y maniobras dentro de la subestación, proveyendo seguridad al personal. Estas zonas de seguridad se calculan en base a la altitud y temperatura de la zona, así como de aspectos físicos de una persona promedio, como la altura máxima que puede alcanzar y el mantenimiento que se debe realizar al equipo.

#### 4.3.6.1. Circulación de personas

Se debe garantizar la circulación de todo el personal dentro de la subestación sin riesgo a descargas eléctricas. Las distancias mínimas de seguridad toman en cuenta la distancia de fase a tierra agregándole la altura máxima que puede alcanzar una persona con los brazos levantados o con los brazos estirados en posición horizontal para la distancia vertical y horizontal respectivamente. Esta altura mínima del personal no debe en ningún caso ser inferior a 3.00 metros y la horizontal debe ser de 0,90 m. Por lo que cualquier elemento dentro de la subestación está sujeto a esta normativa.

La distancia vertical y horizontal mínima dada en metros esta expresada por la siguiente expresión:

$$d_{Vertical} = d_{f-t} + 3,0 \quad 4.10$$

$$d_{Horizontal} = d_{f-t} + 0,9 \quad 4.11$$

Por lo que se tiene para las dos tensiones de operación:

Alta tensión 69 kV

$$d_{Vertical} = 1,23 + 3,0 = 4,23 \text{ m}$$

$$d_{Horizontal} = 1,23 + 0,9 = 2,13 \text{ m}$$

Baja tensión 13,8 kV

$$d_{Vertical} = 0,38 + 3,0 = 3,38 \text{ m}$$

$$d_{Horizontal} = 0,38 + 0,9 = 1,28 \text{ m}$$

#### 4.3.6.2. Circulación de vehículos

Existen zonas donde se hace necesaria la circulación de vehículos para ciertos mantenimientos, principalmente cerca del transformador de potencia, el cual posee elementos de mayor tamaño y peso comparado con los demás dispositivos que conforman a subestación. En el cálculo se toma en cuenta la altura y ancho del vehículo a emplear, además de las distancias de fase a tierra. Las expresiones siguientes determinan la distancia horizontal y vertical para la circulación de vehículos.

$$d_{Horizontal} = (D_{f-t} + 0,70) \cdot 2 + (\text{Ancho del vehículo}) \quad 4.12$$

$$d_{Vertical} = (D_{f-t} + 0,50) \cdot 2 + (\text{Altura del vehículo}) \quad 4.13$$

Para un vehículo de 2 m de altura y 2,5 m de ancho, se tienen las siguientes distancias entre el interruptor de potencia y el transformador de potencia para el lado de alta tensión.

$$d_{Horizontal} = (1,23 + 0,70) \cdot 2 + (2,5) = 6,36 \text{ m}$$

$$d_{Vertical} = (1,23 + 0,50) \cdot 2 + (2) = 5,46 \text{ m}$$

#### 4.3.6.3. Zonas de trabajo

Esta distancia contempla el mantenimiento para el interruptor de potencia debido a que es el elemento que necesita mayor mantenimiento y por la configuración empleada junto con las barras son los únicos elementos a los que se puede dar mantenimiento mientras la subestación se encuentra en operación. Por lo que a las distancias de los elementos donde se realice mantenimiento, se deben aumentar en un factor de 1,75 para distancias verticales y de 1,25 para distancias horizontales.

Lado de alta tensión.

$$1,23 + 1,75 = 2,98m$$

$$1,23 + 1,25 = 2,5 m$$

Lado de baja tensión.

$$0,38 + 1,75 = 2,1m$$

$$0,38 + 1,25 = 1,6 m$$

#### 4.4. Diseño del sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra provee seguridad al personal y equipo dentro de la subestación, controlando las sobretensiones que ocurran durante cualquier falla. Esto lo hace al proporcionar un camino de baja impedancia por el cual las corrientes de falla circularán. También asegura una operación correcta de los dispositivos de protección como relevadores ya que al estar aterrizado el sistema no hay desfases en tensiones o corrientes que puedan dar paso a lecturas erróneas y por ende a disparos innecesarios de los dispositivos de protección.

Para esto, el diseño está basado en la norma del Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica IEEE 80-2000 “Guía de seguridad para sistemas de tierra en subestaciones de AC” y en la normativa nacional NTDOID en su artículo 23 y capítulo 4, que especifican criterios básicos en el diseño de sistema de tierra. Por lo que la resistencia de la red no debe sobrepasar los valores establecidos por la Tabla XIV.

Tabla XIV. **Valores máximos permitidos de resistencia de red de tierras de una subestación en función de su capacidad**

CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN (MVA)	RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRAS (Ohmios)
< 1	3
1 – 10	2
10 – 50	1
50 – 100	0,5
> 100	0,2

Fuente: NTDOID. Tabla No. XVII. p. 46.

#### 4.4.1. Resistividad del terreno

La resistividad del terreno se puede obtener por datos geológicos a través de pruebas de laboratorio, medición directa (método de dos puntos, método de variación de la profundidad, método Wenner, etc.), o a través de tablas que determinan la resistividad con base en diferentes tipos de terrenos. Los terrenos elegidos actualmente se emplean para cultivo de maíz, por lo que se considera una resistividad de 50  $\Omega$ -m para ambos terrenos, tabla XV.

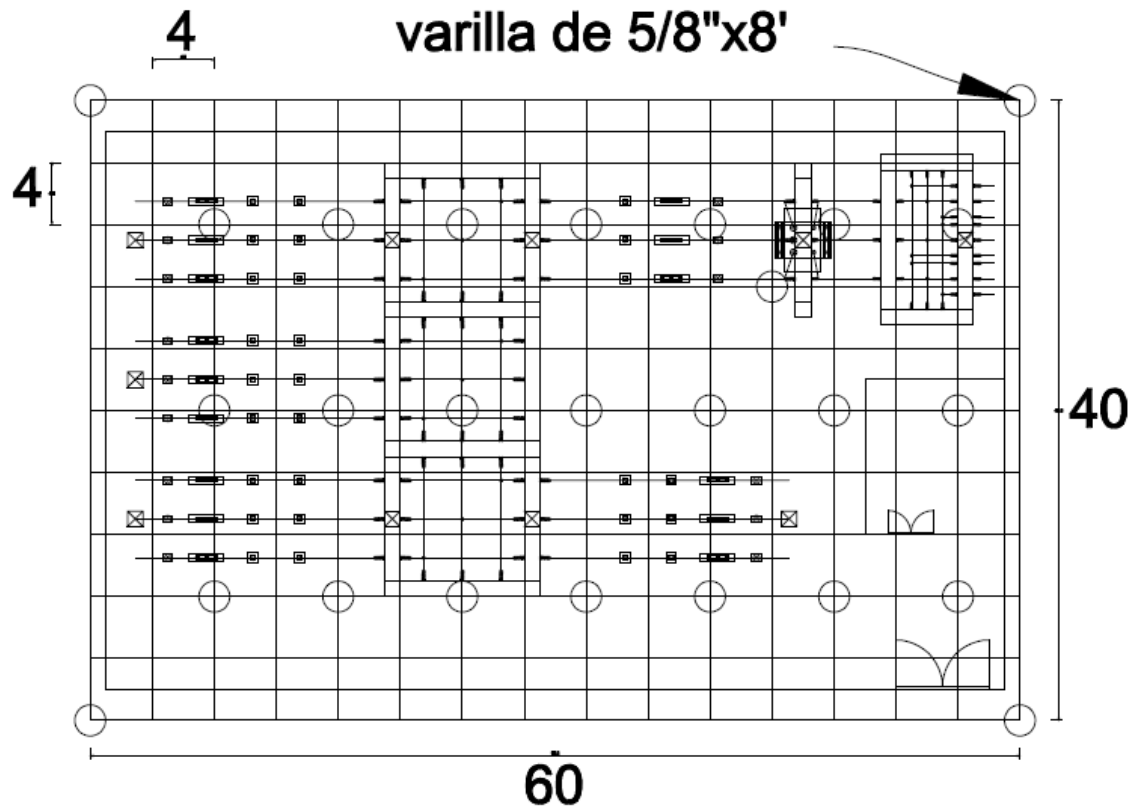
Tabla XV. **Valores típicos de resistividad para diferentes suelos**

Tipo de terreno	Resistividad ( $\Omega$ -m) Min.	Resistividad ( $\Omega$ -m) Max.
Agua de mar	0,1	1
Tierra de cultivo, tierra vegetal, Arcilla húmeda	5	50
Arcilla, arena, grava	40	250
Creta (Tiza) porosa	30	100
Piedra caliza cristalina	300	10000
Roca	1000	10000
Roca ígnea	2000	10000
Concreto seco	2000	10000
Concreto húmedo	30	100
Hielo	10000	100000

Fuente: PROCOBRE, Sistemas de puesta a tierra. Tabla 6.1. p. 25.

El sistema de red de tierra se colocará en un terreno de 40\*60 m con un área de 2400 m<sup>2</sup>, la cuadrícula de la malla será de 4x4 m<sup>2</sup>, con 25 varillas de cobre copperweld de 5/8"x8' (0,0158 m x 2,43 m) con una resistividad del suelo de 50  $\Omega$ -m para la capa inferior y se colocará una capa de graba de 8 cm para formar una resistividad de 3000  $\Omega$ -m, ver figura 10.

Figura 10. Malla de la red de tierra



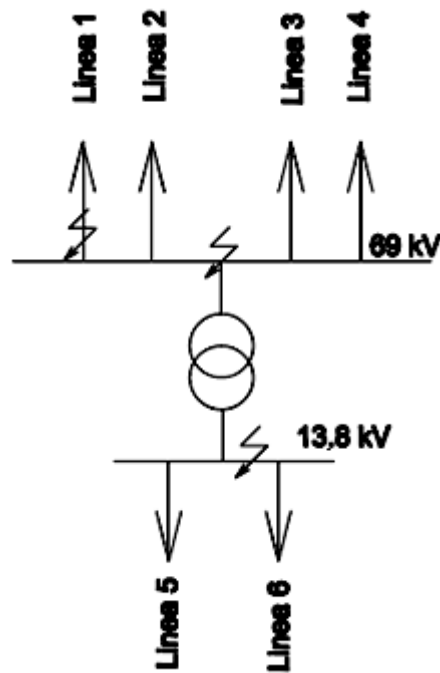
Fuente: elaboración propia, diseño obtenido con base en cálculos de la sección 4.4

#### 4.4.2. Cálculo de corriente de corto circuito

El cálculo de la corriente de corto circuito está basado en una falla trifásica, debido a que es ésta la que tiene mayores efectos destructivos dentro de la subestación, por lo que los equipos de corte como interruptores o reconectores deben ser capaces de soportar las corrientes de falla sin destruirse. Esta corriente de falla estará compuesta por la corriente que se genere por el corto circuito y la corriente de la carga que alimente la subestación, pero para efectos de diseño es suficiente tomar solo la corriente producida por el corto circuito.



Figura 11. Diagrama unifilar de la subestación localizando las fallas por corto circuito



Fuente: MORENO MOLINA, Joan Francesc. Diseño de subestación transformadora. Fig. 1. p. 88.

En el diagrama unifilar se detalla la localización de las fallas que pueden afectar la operación de la subestación. El cálculo se hace con base en los valores por unidad tomando como potencia base 10 MVA, un voltaje base de 69 kV y una potencia de corto circuito de 1 000 MVA.

La reactancia de las líneas de entrada depende de la potencia de corto circuito de cada línea y de la potencia base.

$$X = \frac{P_{base}}{S_{cc}} \quad 4.14$$

Donde:

$X$ : Valor p.u. de la reactancia del sistema

$P_{base}$ : Potencia base, en MVA

$S_{cc}$ : Potencia de cortocircuito, en MVA

Para la línea proveniente de la subestación La Esperanza.

$$X_{L1} = \frac{10 \text{ MVA}}{1\,000 \text{ MVA}} = 0,01 \text{ p.u.}$$

Para la línea proveniente de la subestación Santa María o Sololá.

$$X_{L2} = \frac{10 \text{ MVA}}{1\,000 \text{ MVA}} = 0,01 \text{ p.u.}$$

Para las líneas que forman el anillo entre las subestaciones se debe recordar que ambas están conectadas en paralelo y con un cortocircuito en una línea se puede omitir la otra.

$$X_{L3} = \frac{100 \text{ MVA}}{1000 \text{ MVA}} = 0,01 \text{ p.u.}$$

La reactancia del transformador está dada en los datos del fabricante, siendo de 12% para el transformador propuesto. Sin embargo, esta reactancia debe ser ajustada a la potencia base.

$$X_{trafo} = X_T \left( \frac{VA_{base}}{VA_{Nom}} \right) \left( \frac{V_{nom}}{V_{base}} \right)^2 \quad 4.15$$

Donde:

$X_{trafo}$ : Reactancia de corto circuito, en valor p.u.

$X_T$ : Reactancia de corto circuito del transformador, en %

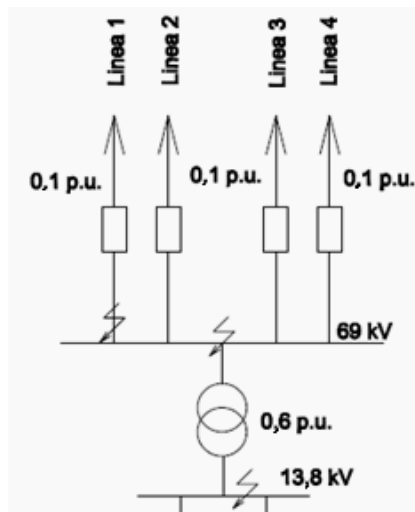
$VA_{base}$ : Potencia base, en MVA

$VA_{Nom}$ : Potencia nominal del transformador

$$X_{trafo} = (0,12) \left( \frac{10MVA}{20MVA} \right) \left( \frac{69kV}{69kV} \right)^2 = 0,06 p.u.$$

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar de la subestación representando los elementos con sus impedancias en valores por unidad.

Figura 12. **Diagrama unifilar con impedancias en valores por unidad**



Fuente: MORENO MOLINA, Joan Francesc. Diseño de subestación transformadora. Fig. 2. p. 93.

Ahora se tiene que determinar la impedancia correspondiente a cada falla, recordando que en el punto del corto circuito la tensión se vuelve cero. Para la falla en C1 se tiene que la impedancia total es la misma que la de la línea.

$$X_{c1} = X_{L1} \quad 4.16$$

$$X_{c1} = 0,01 p.u.$$

Para una falla en C2 se tiene que la impedancia total es la resultante colocar en paralelo la impedancia de las 3 líneas de entrada.

$$\frac{1}{X_{c2}} = \frac{1}{X_{L1}} + \frac{1}{X_{L2}} + \frac{1}{X_{L3}} \quad 4.17$$

$$\frac{1}{X_{c2}} = \frac{1}{0,01} + \frac{1}{0,01} + \frac{1}{0,01} = 300$$

$$X_{c2} = 0,0033 \text{ p.u.}$$

Para la falla en C3 la impedancia total es la suma de la impedancia en paralelo de las líneas de entrada más la impedancia del transformador.

$$X_{c3} = X_{c2} + X_{trafo} \quad 4.18$$

$$X_{c3} = 0,0033 + 0,06 = 0,0633 \text{ p.u.}$$

El siguiente paso es calcular la potencia de cortocircuito en cada punto de falla, a través de la siguiente expresión, utilizando la impedancia total para cada falla.

$$S_{cc} = \frac{P_{base}}{X_C} \quad 4.19$$

$$S_{cc1} = \frac{10MVA}{0,01} = 1000MVA$$

$$S_{cc2} = \frac{10MVA}{0,0033} = 3000MVA$$

$$S_{cc3} = \frac{10MVA}{0,0633} = 157,89 \text{ MVA}$$

La corriente de corto circuito para cada punto de falla está dada por:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V} \quad 4.20$$

$$I_{cc1} = \frac{1\,000\text{MVA}}{\sqrt{3} \cdot (69\text{KV})} = 8\,367,39\text{ A}$$

$$I_{cc2} = \frac{3\,000\text{MVA}}{\sqrt{3} \cdot (69\text{KV})} = 25\,102,19\text{ A}$$

$$I_{cc3} = \frac{157\text{MVA}}{\sqrt{3} \cdot (13,8\text{kV})} = 6\,568,41\text{ A}$$

#### 4.4.3. Cálculo de la sección del conductor

El calibre del conductor se determina en base a la corriente máxima de corto circuito que se puede presentar en la subestación. De la sección 4.6.7.2 se tiene que la corriente de corto circuito máxima es de 25 102,19 A; por lo tanto, el conductor seleccionado debe ser capaz de soportar el paso de esta corriente y de los esfuerzos mecánicos que de ella se produzcan, la ampacidad del conductor depende del material, de su sección transversal y de parámetros del ambiente en que se encuentre. La siguiente ecuación determina el área mínima de un conductor con base en estos parámetros.

$$A_{mm^2} = \frac{I}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}} \quad 4.21$$

Donde:

$A_{mm^2}$ : Área de la sección transversal del conductor, en milímetros cuadrados

$I$ : Valor de la corriente RMS de corto circuito, en kA

$t_c$ : Tiempo de corriente de falla, en segundos

$\alpha_r$ : Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia, en °C

$\rho_r$ : Resistividad del conductor, en  $\mu\Omega/cm$ , a 20 °C

$K_o$ : Coeficiente térmico de resistividad, a 0 °C

$T_a$ : Temperatura ambiente, en °C

$T_m$ : Temperatura máxima permisible del conductor o uniones, en °C

$TCAP$ : Factor de capacidad térmica

La temperatura máxima permisible no solo dependerá del conductor si no también del método que se emplee para su unión. Generalmente para el cálculo se emplean los siguientes valores de temperatura ambiente y temperatura máxima para uniones.

$$T_a = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_m = 1083\text{ }^{\circ}\text{C para soldadura autógena o fusión de cobre}$$

$$T_m = \text{ para soldadura de latón}$$

$$T_m = \text{ para uniones con conectores}$$

La tabla XVI muestra los valores de los parámetros mencionados para distintos conductores.

**Tabla XVI. Conductividad del material, coeficiente térmico, temperatura máxima permisible, resistividad del conductor, capacidad térmica para diferentes conductores**

<i>Description</i>	<i>Material conductivity (%)</i>	$\alpha_r$ at 20 °C (1/°C)	$K_o$ at 0 °C (0 °C)	<i>Fusing Temperature</i> $T_m$ (°C)	$\rho_r$ at 20 °C ( $\mu\Omega$ -cm)	<i>TCAP thermal capacity</i> [J · cm <sup>3</sup> · °C]
<i>Copper annealed soft-drawn</i>	100	0,00393	234	1083	1,72	3,42
<i>Copper Commercial Hard-drawn</i>	97	0,00381	242	1084	1,78	3,42
<i>Copper Clad steel wire</i>	40	0,00378	245	1084	4,40	3,85
<i>Copper clad steel wire</i>	30	0,00378	245	1084	5,86	3,85

Continuación tabla XVI

<i>Copper clad steel rod</i>	20	0,00378	245	1084	8,62	3,85
<i>Aluminum EC Grade</i>	61	0,00403	228	657	2,86	2,56
<i>Aluminum 5005 alloy</i>	53,5	0,00353	263	652	3,22	2,60
<i>Aluminum 6201 alloy</i>	52,5	0,00347	268	654	3,28	2,60
<i>Aluminum clad steel wire</i>	20,3	0,00360	258	657	8,48	3,58
<i>Steel 1020</i>	10,8	0,00160	605	1510	15,00	3,28
<i>Stainless clad steel rod</i>	9,8	0,00160	605	1400	15,50	4,44
<i>Zinc coated steel rod</i>	8,6	0,00320	293	419	20,10	3,93
<i>Stainless steel 304</i>	2,4	0,00130	749	1400	72,00	4,03

Fuente: IEEE. Guide for safety AC substation grounding. Tabla 1. p. 50.

Para conocer la corriente de cortocircuito que pasa por la malla debemos tomar en cuenta la influencia que tienen los hilos de guarda y las torres que se encuentran dentro de la subestación ya que estos al estar conectados al sistema de tierras desvían la corriente de falla hacia otros puntos con lo cual la corriente que pasa por la malla disminuye.

Dentro de la subestación se cuentan con 4 hilos de guarda y 18 estructuras de 1 m x 1 m de base, las cuales sirven para soporte de seccionadores, aisladores y barras. El siguiente paso es calcular la impedancia de cada uno de estos elementos para luego determinar la corriente que pasa en la subestación. Para el hilo de guarda de acero de 3/8" se tiene una impedancia de 0,96  $\Omega$

Para las estructuras se calcula el radio equivalente del cual se obtendrá la impedancia de cada torre, por último, la impedancia equivalente de los hilos de guarda y torres.

Radio equivalente:

$$r_{eq} = \sqrt{\frac{Area}{\pi}} = \sqrt{\frac{1 \times 1}{\pi}} = 0,56 \text{ m} \quad 4.22$$

Resistencia de cada torre

$$r_{tore} = \frac{Resistividad \text{ del terreno}}{2 \cdot \pi \cdot r_{eq}} \quad 4.23$$

$$r_{tore} = \frac{50}{2 \cdot \pi \cdot 0,56} = 14,21 \Omega$$

Resistencia equivalente de las torres

$$r_{eq.de \ torres} = \frac{r_{tore}}{\# \text{ de torres}} \quad 4.24$$

$$r_{eq.de \ torres} = 0,79 \Omega$$

Impedancia equivalente hilo de guarda – torre

$$Z_{eq} = Z_{guarda} \cdot r_{eq.de \ torres} \quad 4.25$$

$$Z_{eq} = 0,96 \cdot 0,79 = 0,76$$



Por tener 4 hilos de guarda la impedancia equivalente se divide en 4.

$$\frac{Z_{eq}}{4} = \frac{0,76}{4} = 0,18 \Omega$$

Ahora se calcula la resistencia de la malla para luego determinar la corriente que puede pasar por ella, la cuadrícula es de 4x4 m<sup>2</sup> enterradas a una profundidad de 50 cm.

$$R_s = \rho \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad 4.26$$

Donde:

Rg: Resistencia de la red de tierra, en  $\Omega$

$\rho$ : Resistividad del terreno, en  $\Omega$ -m

Lt: Longitud total de la malla, en m

A: Área de la malla, en m<sup>2</sup>

h: Profundidad de enterramiento de la malla, en m

La longitud total del conductor toma en cuenta las varillas de cobre por lo que suma la longitud total de las varillas de cobre con la longitud total de los conductores longitudinales y la longitud total de los conductores transversales. El largo y el ancho son las medidas de la malla por lo que son de 60 m y 40 m, respectivamente.

$$L_{total} = (\#Cond. Long)(Largo) + (\#Cond. Transve)(Ancho) + Longitud de varillas \quad 4.27$$

$$\#Cond. Longitudinales = \frac{\text{Ancho del area}}{\text{Largo de la cuadrícula}} + 1 \quad 4.28$$

$$\#Cond. Longitudinales = \frac{40}{4} + 1 = 11$$

$$\#Cond. Transversales = \frac{Largo\ del\ area}{Ancho\ de\ la\ cuadrícula} + 1 \quad 4.29$$

$$\#Cond. Transversales = \frac{60}{4} + 1 = 16$$

$$Longitud\ de\ varillas = \#de\ varillas \cdot largo\ de\ la\ varilla \quad 4.30$$

$$Longitud\ de\ varillas = 25 \cdot 2,43 = 60,75$$

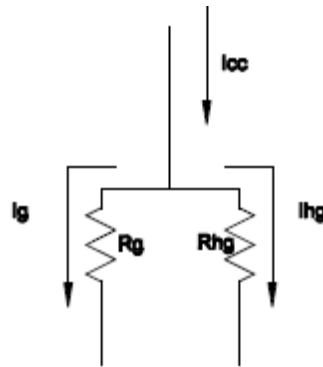
$$L_{total} = 11 * 60 + 16 * 40 + 60,75 = 1360,1\ m$$

La resistencia de la malla es menor al de los requerimientos de la NTDOID, que para subestaciones entre 10 y 50 MVA es de 1  $\Omega$ .

$$R_g = 50 \left[ \frac{1}{1360,1} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 2400}} \left( 1 + \frac{1}{1 + 0,5 \sqrt{\frac{20}{2400}}} \right) \right] = 0,48\ \Omega$$

Al considerarse que la resistencia de la red de tierra se encuentra conectada en paralelo con la impedancia equivalente de los hilos de guarda, por la regla de divisor de corriente se obtiene la corriente que pasa por la red de tierra.

Figura 13. **División de corriente por la impedancia de los hilos de guarda y por la resistencia de la malla de red a tierra**



Fuente: RAÚLL MARTÍN, José. Diseño de subestaciones eléctricas. Figura 4.14 p. 273.

La corriente que pasa a través de la red de tierra es:

$$I_g = I_{cc} \cdot \left( \frac{R_{hg}}{R_g + R_{hg}} \right) \quad 4.31$$

$$I_g = 25\,102,19 \cdot \left( \frac{0,18}{0,48 + 0,18} \right) = 6\,846\,A$$

La máxima corriente de la red toma en cuenta un posible crecimiento de la subestación, que para este caso es del 20% y un factor de decremento para la duración total de la falla de 0,1 segundo.

$$I_{g\,max.} = C_p \cdot D_{fc} \cdot I_g \quad 4.32$$

Donde:

$I_{g\,max.}$ : Corriente máxima que pasa por la red, en kA

$C_p$ : Factor de crecimiento de la subestación 1,2 para el 20%

$D_{fc}$ : Factor de decremento por la duración de la falla TABLA XVII

$I_g$ : Valor de corriente RMS de la corriente simétrica de la malla

Tabla XVII. **Factor de decremento para distintos tiempos de liberación de falla**

Duración de la falla		Factor de decremento $D_{fc}$
Segundos	Ciclos 60 Hz C.A.	
0,008	0,5	1,65
0,1	6	1,25
0,25	15	1,10
Mayor de 0,5	Mas de 30	1,00

Fuente: ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Elementos de diseño de subestaciones eléctricas. p. 472

$$I_{g \max.} = 1,2 \cdot 1,25 \cdot (6\ 846) = 10\ 269\ A$$

Substituyendo los valores en la ecuación 4.21 para encontrar el área del conductor tenemos:

$$A_{mm^2} = 10,27 \left( \frac{1}{\sqrt{\left( \frac{(3,42 \cdot 10^{-4})}{(0,1) \cdot (0,00393) \cdot (1,7241)} \right) \left( \ln \left( \frac{1083-40}{234+40} \right) \right)}} \right) = 12,5\ mm^2$$

El área corresponde para un conductor de cobre #6 AWG, sin embargo debido a los esfuerzos mecánicos que conlleva una falla, el calibre mínimo para la malla debe ser calibre 4/0 AWG al cual tiene un diámetro de 0,0134 metros.

#### 4.4.4. Límites de corriente tolerables por el cuerpo

El desgaste que se produce en el aislamiento de los equipos o conductores puede causar un flujo de corriente a la carcasa o a partes metálicas del equipo, esto puede originar una descarga en el personal. La corriente que el cuerpo humano puede soportar depende de frecuencia, duración y la trayectoria que siga a través del cuerpo.

La resistencia de la piel seca puede ser de 100 000 a 300 000  $\Omega/\text{cm}^2$ , pero la piel húmeda puede disminuir la resistencia hasta 1% de estos valores. Para la tensión de operación 60 Hz el cuerpo puede soportar hasta 60 mA. La resistencia del cuerpo humano es de 1 000  $\Omega$ , esta resistencia se aumenta al cubrir la superficie de la subestación con grava, la capa de grava es de 8 cm, formando una resistividad de 3 000  $\Omega\text{-m}$ . Los voltajes que nos servirán para referencia y que determinan la seguridad de la red de tierra son el voltaje de paso y el voltaje de contacto.

Figura 14. **Contactos indirectos con equipos eléctricos**



Fuente: PROCOBRE. La puesta a tierra. p. 3

El cuadro siguiente muestra los efectos de la corriente en el cuerpo humano.

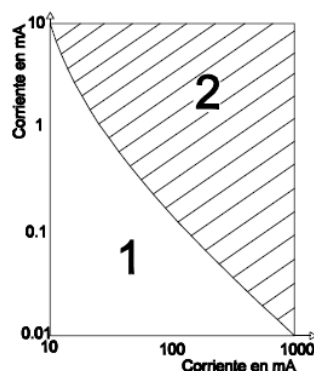
Tabla XVIII. **Efectos de la corriente eléctrica a 60hz en el cuerpo humano**

Corriente mA.	Efectos
Hasta 1	Imperceptible para el hombre
2 a 3	Sensación de hormigueo
3 a 10	El sujeto consigue desprenderse del contacto, de modo que el contacto no es mortal
10 a 50	El contacto no es mortal si se aplica durante intervalos decrecientes a medida que aumenta su intensidad. De lo contrario los músculos de la respiración se ven afectados por calambres que pueden causar la muerte por asfixia.
50 a 500	Corriente indudablemente peligrosa en función creciente con la duración del contacto que da lugar a la fibrilación cardíaca que llevaría a la persona a la muerte.
Más de 500	Decrece la posibilidad de fibrilación, pero aumenta el riesgo de muerte por parálisis del sistema nervioso

Fuente: PROCOBRE. La puesta a tierra. p. 3 y 4.

Como se observa en la tabla XVIII los efectos que se obtienen por el paso de corriente dependen de la duración del contacto. La siguiente gráfica muestra la curva de tiempo vs. Corriente para determinar si la corriente es mortal.

Figura 15. **Zonas de peligro para la corriente en función del tiempo de contacto**



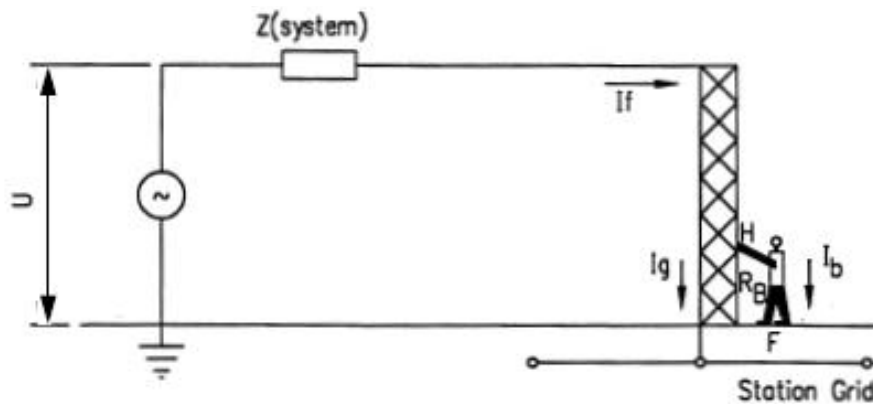
1. Zona estadísticamente no peligrosa para la integridad física de la persona.
2. Zona peligrosa, siguiendo la variación de la curva desde arriba hacia abajo se pasa del peligro de asfixia a la fibrilación cardíaca.

Fuente: PROCOBRE. La Puesta a tierra. p. 4.

#### 4.4.5. Cálculo de potenciales de paso, contacto

El voltaje de contacto ocurre sí en el preciso momento en que ocurre la falla el operador esta tocando alguna parte metálica, la corriente fluye por el cuerpo y regresa a tierra por los pies.

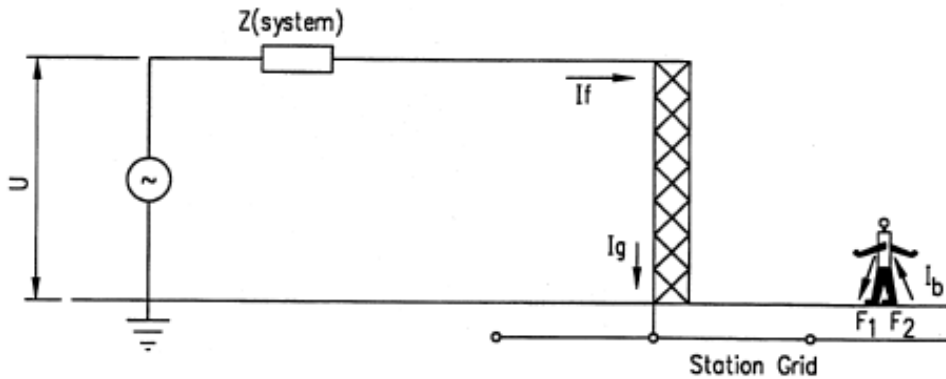
Figura 16. Tensión producida por el contacto directo con equipo eléctrico



Fuente: IEEE. Guide for safety substation grounding. Fig. 6. p. 17.

El voltaje de paso ocurre a todo el personal que se encuentre dentro de la subestación, ya que cuando se presenta la falla, la corriente fluye por este a través de los pies, atraviesa el cuerpo y regresa a tierra nuevamente por los pies.

Figura 17. **Tensión producida por la circulación en las cercanías de los equipos eléctricos**



Fuente: IEEE. Guide for safety substation grounding. Fig. 9. p. 19.

Voltaje de contacto para personas de 50 kg (110 lbs.)

$$V_{\text{contacto de seguridad}} = (1000 + 1,5C_s\rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad 4.33$$

Voltaje de paso para personas de 50 kg.

$$V_{\text{Paso de seguridad}} = (1000 + 6 \cdot C_s\rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad 4.34$$

Donde:

$C_s$ : Factor de reducción que depende del grosor del recubrimiento de grava

$\rho_s$ : Resistividad del recubrimiento, en  $\Omega\cdot\text{m}$

$t_s$ : Tiempo deliberación de la falla: 0,1 segundos

El valor del factor  $C_s$  se obtiene por medio de la figura 18, donde  $K$  representa el factor de reflexión debida a 2 capas en el suelo.



$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1 + \rho_2} \quad 4.35$$

Donde:

$\rho_2$ : Resistividad de la capa superficial, en  $\Omega\text{-m}$

$\rho_1$ : Resistividad de la capa inferior, en  $\Omega\text{-m}$

$$K = \frac{50 - 3000}{3000 + 50} = -0,97$$

Figura 18. Curva de factor de reducción

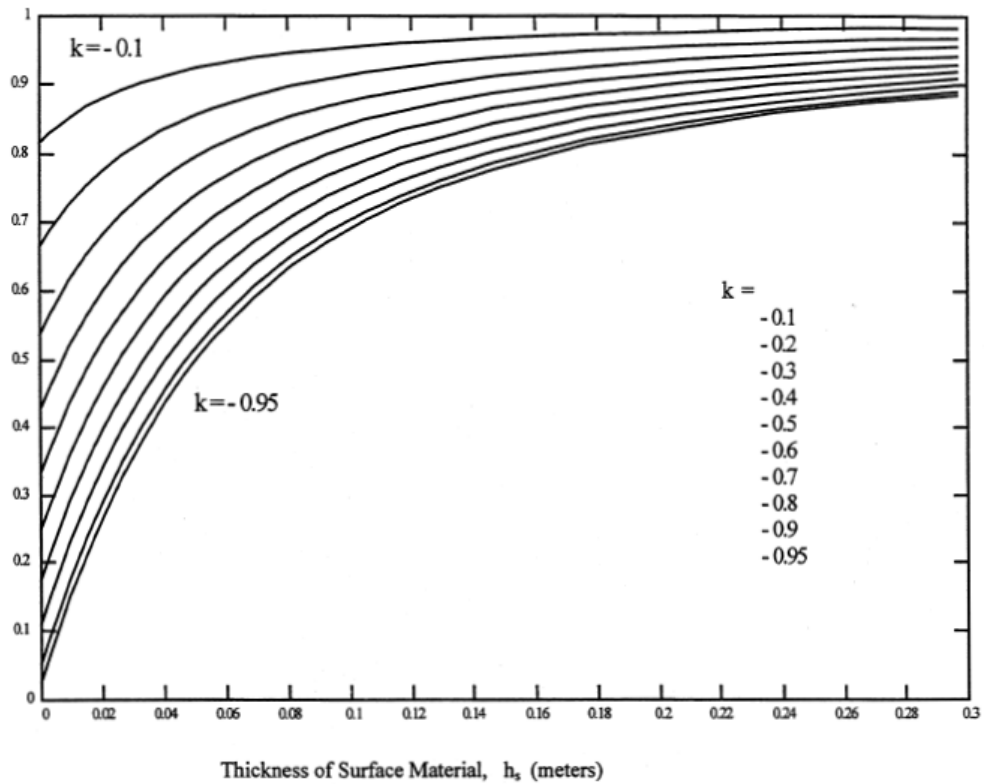


Figure 11— $C_s$  versus  $h_s$

Fuente: IEEE. Guide for safety substation grounding. Fig. 11. p. 22.

El valor de Cs para un valor de reflexión de -0,95 y una profundidad de enterramiento de 0,08 m, es de 0,56.

$$V_{\text{contacto}} = (1\,000 + 1,5 \cdot 0,56 \cdot 3\,000) \frac{0,116}{\sqrt{0,1}} = 1\,291,22\text{ V}$$

$$V_{\text{Paso}} = (1\,000 + 6 \cdot 0,56 \cdot 3\,000) \frac{0,116}{\sqrt{0,1}} = 4\,064,41\text{ V}$$

Para determinar si el sistema de puesta a tierra es correcto se debe comprobar el potencial de elevación de tierra, los valores de voltajes de contacto y paso de la malla, estos deben ser menores a los valores calculados previamente.

El potencial de elevación de tierra en ningún momento debe sobrepasar los 5 000 V. El valor de la corriente RMS simétrica de la malla,  $I_g$ , fue calculada en la sección 4.6.7.4.

$$V_{\text{Elevacion de potencial a tierra}} = I_g \text{ max. } R_g \quad 4.36$$

$$V_{\text{tierra}} = 9\,036,72 \cdot 0,48 = 4\,337,6\text{ V}$$

El voltaje de contacto y paso de la red de tierra se definen por las siguientes ecuaciones:

$$V_{\text{contacto de la Malla}} = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_c + 1,15 \cdot L_r} \quad 4.37$$

$$V_{\text{paso de la Malla}} = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_j \cdot I_g}{L_c + 1,15 \cdot L_r} \quad 4.38$$

Donde:

$\rho$ : Resistividad del terreno, en  $\Omega$ -m

$K_m$ : Coeficiente debido al número de conductores paralelos

$K_i$ : Factor de irregularidad por la corriente no uniforme de la red

$I_g$ : Corriente que circula en la red de tierra, en A

$L_c$ : Longitud total del conductor de la red, en m

$L_r$ : Longitud total de las varillas de tierra, en m

$K_s$ : Factor que depende de la profundidad de enterramiento de la red

$K_j$ : Factor debido al mayor número mayor de conductores paralelos

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d_c} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \frac{8}{\pi \cdot (2n - 1)} \right] \quad 4.39$$

Donde:

$D$ : Separación entre conductores paralelos, en m

$h$ : Profundidad a la que está enterrada la malla, m

$d_c$ : Diámetro del conductor de la malla, en m

$K_{ii}$ : Factor que depende de los electrodos

$K_{ii} = 1$  Mallas con electrodos, en perímetro, en esquinas o dentro de la malla

$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{\frac{2}{n}}}$  Sin electrodos, algunos dentro de la malla sin tener en perímetro

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad h_0 \text{ Profundidad de referencia de la malla} = 1\text{m} \quad 4.40$$

$$n = \sqrt{(\# \text{de Conductores Longitudinales}) \cdot (\# \text{Conductores Transversales})} \quad 4.41$$

Para una profundidad de enterramiento de 0,5 m se tiene que el factor  $K_h$  es de 1,22, al poseer electrodos dentro y en el perímetro de la malla se toma el valor de 1 para el factor de los electrodos.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{0,5}{1}} = 1,22$$

$$n = \sqrt{11 \cdot 16} = 13,26$$

$$K_{ii} = 1$$

Al sustituir valores en la ecuación de  $K_m$  y recordando que para conductores 4/0 se tiene un diámetro de 0,0134 m.

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \left[ \ln \left( \frac{5^2}{16 \cdot 0,5 \cdot 0,0134} + \frac{(5 + 2 \cdot 0,5)^2}{8 \cdot 5 \cdot 0,0134} - \frac{0,5}{4 \cdot 0,0134} \right) + \frac{1}{1,22} \cdot \ln \frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot 13,26 - 1)} \right]$$

$$K_m = 0,6$$

Factor de irregularidad

$$K_i = 0,356 + 0,172 \cdot n$$

$$K_i = 0,356 + 0,172 \cdot 13,26 = 2,63$$

Longitud total del conductor de la red

$$L_c = (\# \text{ Cond. Longitudinales})(\text{longitud}) + (\# \text{ Cond. Transversales})(\text{Ancho}) \quad 4.42$$

$$L_c = 11 \cdot 60 + 16 \cdot 40 = 1300 \text{ m}$$

Longitud total de los electrodos

$$L_r = 1,15 \cdot (\# \text{ electrodos})(\text{Longitud del electrodo}) \quad 4.43$$

$$L_r = 1,15 \cdot (25)(2,43) = 69,86 \text{ m}$$

Factor de profundidad de enterramiento de la red,  $\#n$  es el mayor número de conductores paralelos no importando si son longitudinales o transversales.  
 $\#n = 16$ .

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad 4.44$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \cdot 0,5} + \frac{1}{5 + 0,5} + \frac{1}{5} \cdot (1 - 0,5^{16-2}) \right]$$

$$K_s = 0,44$$

Factor debido al mayor número mayor de conductores paralelos.

$$K_j = 0,656 + 0,172 \cdot (\#n) \quad 4.45$$

$$K_j = 0,656 + 0,172 \cdot (16) = 3,41$$

Al sustituir valores en las ecuaciones del voltaje de contacto y de paso de la malla resultante debe ser comparada con los voltajes de contacto y paso de seguridad de la red, antes calculados.

$$V_{\text{contacto de la Malla}} = \frac{50 \cdot 0,6 \cdot 2,63 \cdot 6846}{1300 + 1,15 \cdot 69,86} = 391,31 \text{ V}$$

$$V_{\text{paso de la Malla}} = \frac{50 \cdot 0,44 \cdot 3,41 \cdot 6846}{1300 + 1,15 \cdot 69,86} = 372,07 \text{ V}$$

Al comparar las tensiones de contacto y de paso podemos observar que el diseño de la red de tierra es seguro.

$$V_{\text{contacto de seguridad}} > V_{\text{contacto de la Malla}} \quad 4.46$$

$$1\ 291,22 \text{ V} > 391,31 \text{ V}$$

$$V_{\text{Paso de seguridad}} > V_{\text{paso de la Malla}} \quad 4.47$$

$$4\ 064,41 > 372,07$$

#### 4.4.6. Cálculo de resistencia total de la malla

Para obtener una aproximación más exacta de la resistencia de la malla utilizaremos la ecuación de Schwarz, que determina la resistencia para 2 resistividades diferentes de suelo.

$$R_T = \frac{R_m \cdot R_e - R_{me}^2}{R_m + R_e - 2R_{me}} \quad 4.48$$

$$R_m = \left( \frac{\rho_1}{\pi \cdot L_m} \right) \cdot \ln \left( \frac{2L_m}{h_1} \right) + k_1 \left( \frac{L_m}{\sqrt{A}} - k_2 \right) \quad 4.49$$

$$R_e = \left( \frac{\rho_a}{2n \cdot \pi L_e} \right) \cdot \left[ \ln \left( \frac{8L_e}{d_2} - 1 \right) + 2k_1 \cdot \frac{L_e}{\sqrt{A}} (\sqrt{n} - 1)^2 \right] \quad 4.50$$

$$R_{me} = \left( \frac{\rho_a}{\pi L_m} \right) \cdot \left[ \ln \left( \frac{2L_m}{L_e} \right) + k_1 \cdot \frac{L_m}{\sqrt{A}} - k_2 + 1 \right] \quad 4.51$$

$$\rho_a = \frac{L_e \rho_1 \rho_2}{\rho_2 (H - h) + \rho_1 (L_e + h - H)} \quad 4.52$$

Donde:

- $R_m$ : Resistencia de la suma de todos los conductores de la malla, en  $\Omega$
- $R_e$ : Resistencia de la suma de todos los electrodos de tierra, en  $\Omega$
- $R_{me}$ : Resistencia mutua entre conductores de la malla y los electrodos, en  $\Omega$
- $\rho_1$ : Resistividad del terreno hasta la profundidad H, en  $\Omega$ -m (primera capa)
- $\rho_2$ : Resistividad del terreno de la segunda capa desde H para abajo, en  $\Omega$ -m
- $L_m$ : Longitud de los conductores de la malla, en m
- $L_e$ : Longitud total de los electrodos, en m
- h: Profundidad de la red, en m

- $h_1$ : Coeficiente de la profundidad de enterramiento  $\sqrt{d_1 \cdot h}$  para conductores enterrados hasta la profundidad  $h$ . para mallas superficiales  $h = 0,5d_1$ .  
Para mallas tiradas hasta la superficie de la tierra  $h = 0$
- A: Área de la red, en  $m^2$
- n: Número de electrodos, en el área A
- $k_1$  y  $k_2$ : Factores de reflexión, que dependen de la geometría del sistema
- $d_1$ : Diámetro del conductor de la malla, en m
- $d_2$ : Diámetro de los electrodos de la malla, en m
- a: Longitud del lado corto de la malla, en m
- b: Longitud del lado largo de la malla, en m
- H: Grueso de la capa superior, en m

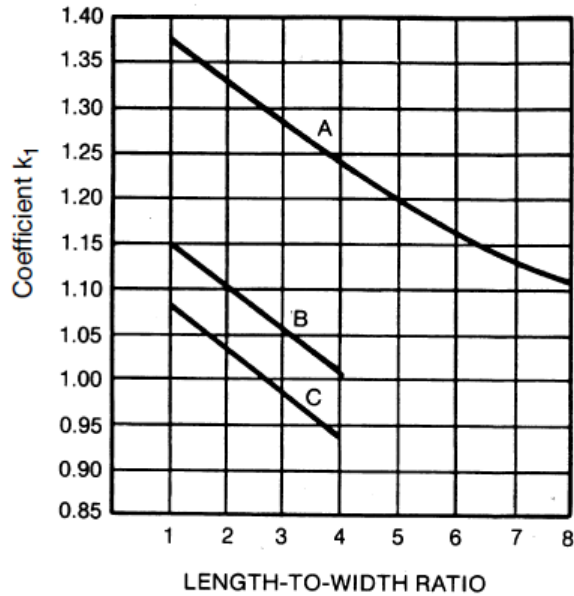
Los factores de  $k_1$  y  $k_2$  pueden obtenerse de gráficas o con ecuaciones.

Tabla XIX. **Ecuaciones de rectas para los factores de reflexión**

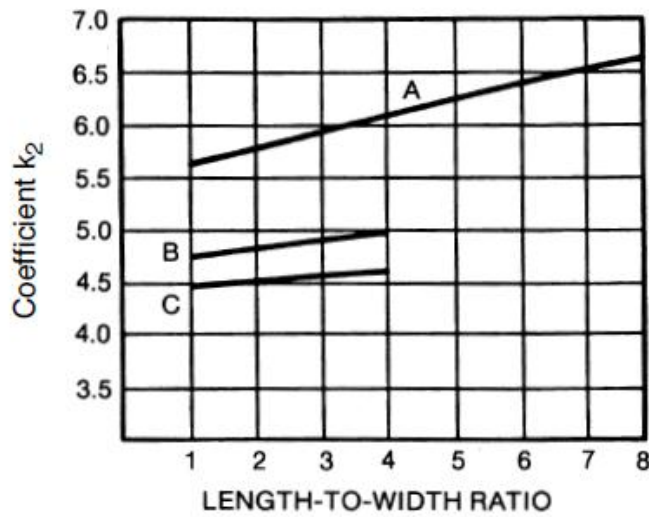
Ecuación	H profundidad de la red en m.	Relación de $x = \frac{b}{a}$	Valores de las constantes de	
			$k_1$	$k_2$
A	0	x	-0,04x+1,41	0,15X+5,50
B	0 a $\frac{\sqrt{A}}{10}$	X	-0,05x+1,20	0,10x+4,68
C	$\frac{\sqrt{A}}{10}$ a $\frac{\sqrt{A}}{6}$	X	-0,05x+1,13	-0,05x+4,40

Fuente: RAÚLL MARTÍN, José. Diseño de subestaciones eléctricas. Tabla 4.2. p. 254.

Figura 19. **A) Coeficiente de reflexión  $k_1$ . B) Coeficiente de reflexión  $k_2$**



(a)



(b)

Fuente: IEEE. Guide for safety substation grounding. Fig. 25. p. 67.

La profundidad de enterramiento es de 0,5 m con área de 2 400 m<sup>2</sup>, se usa la curva B ya que la profundidad de enterramiento se encuentra entre 0 y 4,8 m.



$$\frac{\sqrt{2 \cdot 400}}{10} = 4,8 \text{ m}$$

La relación longitud ancho es de  $x = \frac{60}{40} = 1,5$ . El valor de  $k_1$  y  $k_2$  obtenidos de la gráficas son de 1,13 y 4,8 respectivamente.

Si se calculan estos valores con la ecuación de la recta se tiene:

$$\text{Para } k_1: -0,05 \cdot (1,5) + 1,20 = 1,125 \text{ aproxima a } 1,13$$

$$\text{Para } k_2: 0,10 \cdot (1,5) + 4,68 = 4,83$$

Coeficiente de la profundidad de enterramiento

$$h_1 = \sqrt{d_1 \cdot h} = \sqrt{0,0134 \cdot 0,5} = 0,0818$$

Resistividad aparente vista por el electrodo.

$$\rho_a = \frac{69,86 \cdot 3 \,000 \cdot 50}{50(0,08 - 0,5) + 3 \,000(69,86 + 0,5 - 0,08)}$$

$$\rho_a = \frac{10 \,479 \,000}{210594} = 49,70$$

De los cálculos anteriores tenemos:

$$\rho_1 = 3 \,000 \, \Omega - m$$

$$\rho_2 = 50 \, \Omega - m$$

$$L_c = 1 \,300 \, m$$

$$L_r = 69,89$$

$$h = 0,5 \, m$$

$$h_1 = 0,0818$$

$$A = 2\,400 \text{ m}^2$$

$$n = 25 \text{ electrodos}$$

$$k_1 = 1,13$$

$$k_2 = 4,83$$

$$d_1 = 0,0134 \text{ m}$$

$$d_2 = 0,0158 \text{ m} \quad .$$

$$a = 40 \text{ m}$$

$$b = 60 \text{ m}$$

$$H = 0,08$$

$$R_m = \left( \frac{3\,000}{\pi \cdot 1\,300} \right) \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot 1\,300}{0,0818} \right) + 1,13 \left( \frac{1\,300}{\sqrt{2\,400}} - 4,83 \right)$$

$$R_m = 32,1429$$

$$R_e = \left( \frac{49,70}{2 \cdot 25 \cdot \pi \cdot 69,86} \right) \cdot \left[ \ln \left( \frac{8 \cdot 69,86}{0,0158} - 1 \right) + 2 \cdot 1,13 \cdot \frac{69,86}{\sqrt{2\,400}} (\sqrt{25} - 1)^2 \right]$$

$$R_e = 0,2809$$

$$R_{me} = \left( \frac{49,70}{\pi \cdot 1\,300} \right) \cdot \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 1\,300}{69,86} \right) + 1,13 \cdot \frac{1\,300}{\sqrt{2\,400}} - 4,83 + 1 \right]$$

$$R_{me} = 0,3623$$

$$R_T = \frac{R_m \cdot R_e - R_{me}^2}{R_m + R_e - 2R_{me}} = 0,28 \, \Omega$$

Ya que  $R_T = 0,28 \, \Omega$  es menor a  $1 \, \Omega$  dado por la tabla de valores permitidos de resistencia de la NTDOID, el diseño de la red cumple con esta norma.

#### **4.5. Selección del transformador**

La selección del transformador se hará en base a la proyección de demanda descrita en el capítulo 2, para lo cual la potencia mínima debe ser de 15 MVA en enfriamiento por inmersión en aceite y una potencia mayor con cualquier otro tipo de enfriamiento. El transformador propuesto posee una potencia máxima de 20 MVA con enfriamiento en aire forzado por lo que como se verá en el diseño de las barras, que estarán calculadas en base a la potencia máxima del transformador.

Transformador de Potencia

Marca: Asea Brown Boveri. ABB

Tipo: Trifásico

Conexión: Delta-Estrella

Frecuencia: 60 hz

Potencia:

15 MVA OA rating at 55°C Rise

19,7 MVA OA/FA 65°C Rise

Impedancia: 12,03%

Alto Voltaje: 69 kV – 287 A

Bajo Voltaje: 13,8 kV – 985 A

HV. BIL 350 kV

LV. BIL 125 kV

Radiador: Horizontal Tubular

#### 4.6. Diseño de las barras colectoras

Las barras colectoras son el punto de conexión entre las líneas de transmisión, transformadores, generadores, interruptores de potencia pueden ser rígidas o flexibles, dependiendo de la cantidad de corriente que manejen ya que para grandes corrientes las barras flexibles tienen grandes pérdidas por efecto corona, efecto superficial y necesitan un claro mucho mayor. Sin embargo, para corrientes de operación relativamente bajas presentan la ventaja de un menor costo, menor peso, por lo que se necesita herrajes pequeños.

La selección de la barra está determinada por la corriente nominal que maneje la subestación, resistencia mecánica para corrientes de falla, peso, diámetro y el costo. Los cálculos que se describen están hechos para barras flexibles ya que la potencia de la subestación es pequeña.

Primero calcularemos la corriente nominal que circulará por las barras.

$$I_{\text{nom}} = \frac{(VA)}{\sqrt{3}V} = \frac{20 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 69 \text{ kV}} = 167,34 \text{ A}$$

El conductor elegido es el Hawk 477 MCM cuyas características se describen en la tabla IV. El criterio de selección del cable se hace conforme a la densidad máxima de corriente que se establece en el artículo 22 del reglamento de líneas eléctricas de alta tensión de España.

Tabla XX. **Densidad de corriente máxima para diferentes conductores**

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Densidad de corriente Amperios/mm <sup>2</sup>		
	Cobre	Aluminio	Aleación de aluminio
10	8,75	-	-
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

Para cables de aluminio-acero se tomará en la tabla el valor de densidad de corriente correspondiente a su sección total como si fuera de aluminio y su valor se multiplicará por un coeficiente de reducción, que según la composición será 0,902 para la composición 30 + 7; 0,926 para las composiciones 6+1 y 26 + 7; 0,941 para la composición 54 + 7. El valor resultante se aplicará para la sección total del conductor

Fuente: Ministerio de Obras Publicas y de Industria. Reglamento de líneas eléctricas de alta tensión. Tabla. 4 p. 25.

La densidad de corriente para el cable Hawk 477 MCM es

$$\delta = \frac{In}{S} \quad 4.53$$

$$\delta = \frac{167,34}{281,1} = 0,5953$$

Donde:

$\delta$ : Es la densidad de corriente, en A/mm<sup>2</sup>

$In$ : Es la corriente nominal, en A

$S$ : Es la sección del conductor, en mm<sup>2</sup>

De la tabla XX, podemos extrapolar el valor de densidad de corriente para la sección de 281 mm<sup>2</sup>.

Para conductores de ASCR la densidad de corriente tiene que ser multiplicado por su respectivo factor de reducción siendo el factor de 0,926 para conductores de composición 26+7.

$$\begin{aligned}\delta_{Tabla} &= 2,176 \\ \delta_{Tabla} &= 2,176 \cdot 0,926 = 2,0149\end{aligned}$$

El conductor HAWK cumple con el criterio de densidad de corriente, puesto que al comparar los valores obtenidos del cálculo con la corriente nominal y sección del conductor versus el valor obtenido de la tabla, se puede apreciar que el conductor es capaz de sobrellevar la corriente sin ningún problema.

Se aconseja que las uniones de la barra sean soldadas debido a que las barras son de alambre ASCR, que por las variaciones de temperatura tienden a incrementar el fenómeno de cedencia, produciendo mayor calentamiento en los puntos de unión.

$$\delta_{Tabla} = 2,0149 > \delta = 0,5953$$

El siguiente paso es comprobar si el conductor puede soportar los esfuerzos mecánicos producidos por efectos mecánicos y por fallas de corto circuito.

La fuerza total que debe soportar el conductor está dada por la ecuación:

$$F_T = k + [(F_w)^2 + (W_c + W_i)^2]^{1/2} \quad 4.54$$

Donde

$F_T$ : Es la fuerza total de la barra, en N/m

$k$ : Constante de la tabla XX

$F_w$ : Es la fuerza producida por el viento, en N/m

$W_c$ : Es la fuerza debida al propio peso del conductor, en N/m

$W_i$ : Es la fuerza producida por el hielo, en N/m

La carga producida por viento se toma de la siguiente manera

$$F_w = 0,01P_w d_1 \quad 4.55$$

Donde:

$F_w$ : Fuerza producida por el viento, en N/m

$P_w$ : Presión por viento en Pascales de la tabla XXI

$d_1$ : Diámetro del conductor, en cm

La presión debida al viento en el conductor la obtenemos de la tabla dada por el NESC, el diámetro del conductor en centímetros de 2,18 cm.

Tabla XXI. **Factores para cargas mecánicas**

<i>Load</i>	<i>Heavy</i>	<i>Loading district medium</i>	<i>Light</i>
<i>Radial thickness of ice in 91 Celsius (inches)</i>	12,5 (0,50)	6,5 (0,25)	0
<i>Horizontal wind pressure in Pascal (pounds per square foot)</i>	190 (4,0)	190 (4,0)	430 (9,0)
<i>Temperature in degrees 91 Celsius (degrees Fahrenheit)</i>	-20 (0)	-10 (+15)	-1,0 (+30)
<i>Constant (k) to be added to the resultant</i>	4,4 (0,30)	2,5 (0,20)	0,73 (0,05)

*Conductor loading is usually based on these criteria. However, in locations where more severe conditions frequently occur, the conductor loading should be based on actual local conditions.*

Fuente: USDA. *Design for rural substation*. Tabla 4-11. p. 165

$$F_w = 0,01 \cdot 190 \cdot 2,18 = 4,14 \text{ N/m}$$

El peso del conductor es de 0,975 kg/m que aproximadamente son 9,56 N/m (1kg=9,8 N). La fuerza debida al hielo se toma de cero puesto que las cargas producidas por éste en época de invierno son despreciables. La fuerza total es:

$$F_T = 2,5 + [(4,14)^2 + (9,56 + 0)^2]^{1/2}$$

$$F_T = 12,92 \text{ N/m}$$

Se tiene que la fuerza total en kg es de 1,32 kg/m, siendo la resistencia de ruptura del conductor de 8 820 kg.

Por último debemos tomar en cuenta los efectos electrodinámicos causados por un corto circuito. El esfuerzo máximo producido por un corto circuito se define por la siguiente ecuación.

$$F = 2,04 \frac{I_{cc}^2}{d} \quad 4.56$$

Donde:

F: Fuerza producida por un corto circuito, en kg/m

$I_{cc}$ : Corriente de corto circuito, en kA

d: Distancia de separación entre conductores, en cm

$$F_c = 2,04 \frac{25,102^2}{246} = 5,2253 \text{ kg/m}$$

El esfuerzo total considerando el peso del conductor es:

$$F_t = \sqrt{(W_c)^2 + (F_c)^2} \quad 4.57$$

Donde:

$F_t$ : Fuerza total, en kg/m

$W_c$ : Fuerza producida por el peso de conductor, en kg/m

$F_c$ : Fuerza producida por el corto circuito, en kg/m



$$F_t = \sqrt{(0,975)^2 + (5,225)^2} = 5,31 \text{ kg/m}$$

Al sumar los esfuerzos debidos al viento y a la corriente de corto circuito tenemos la resultante que debe soportar la barra, la barra tiene una longitud de 30 m, como se indica en la planta general de la subestación.

$$F_{\text{barra}} = \left( 1,32 \frac{\text{kg}}{\text{m}} + 5,2253 \frac{\text{kg}}{\text{m}} \right) * 30 \text{ mts}$$

$$F_{\text{barra}} = 130,8 \text{ kg}$$

Lo cual representa un 1,4% de la tensión de ruptura del conductor Hawk 477 MCM.

#### **4.7. Blindaje**

Para sistemas de potencia menores a 300 kV, predominan los impulsos por rayo, originados por descargas electroatmosféricas, que pueden ser directas si caen dentro de los límites de la subestación o inducidas si caen en algún punto de las líneas de transmisión entrantes o salientes. El blindaje de la subestación se hace por medio de bayonetas, mástiles o cables de guarda, el nivel de protección dependerá de la importancia de la subestación. El área que queda protegida por los mástiles e hilo de guarda se determina por un radio de acción que dependerá de la posición que ocupen entre sí, de las alturas a las que se colocan, la altura del equipo a proteger y la corriente de rayo que se produzca.

Para el cálculo de las zonas de protección se empleará el método de esfera rodante, que es una variación del método electrogeométrico. Se emplean cables de guarda de 3/8" y bayonetas en la cima de las estructuras de 1 metro de alto. La corriente de rayo toma en cuenta los valores del nivel básico de aislamiento del equipo a proteger junto con las características de impedancia de la línea.

$$I_s = \frac{2 \cdot NBI}{Z_c} \quad 4.58$$

Donde:

$I_s$ : Corriente del rayo, en kA

$NBI$ : Nivel Básico de Aislamiento al Impulso del equipo a proteger, en kV

$Z_c$ : Impedancia característica de la línea, en  $\Omega$

La distancia de impacto del rayo (S) está relacionada con el modelo de una esfera, en la cual todos los elementos dentro de la esfera quedan protegidos por la acción del blindaje, el radio de la esfera es la distancia de impacto del rayo (S).

$$S = 8 \cdot (I_s)^{0,65} \quad 4.59$$

La corriente de rayo para la subestación

$$I_s = \frac{2 \cdot 350}{354,53} = 1,97 \text{ kA}$$

$$S = 8 \cdot (1,97)^{0,65} = 12,43 \text{ m}$$

Para niveles de tensión menores a 115 kV el valor calculado de S es muy pequeño por lo que se necesitaría un gran número de mástiles y cables de guarda lo cual resulta poco práctico, para esto se toma como valor fijo de 18,5 m para S, que resulta de una corriente de rayo de 3,6 kA. El radio de protección de la bayoneta con cable de guarda está dado por la ecuación:

$$r = (S^2 - (S - h_w)^2)^{1/2} - (S^2 - (S - h_e)^2)^{1/2} \quad 4.60$$

Donde:

$r$ : Radio de protección debido a la bayoneta e hilo de guarda, en m

$S$ : Distancia de impacto del rayo, en m

$h_w$ : Altura del cable de guarda en el punto más bajo, en m

$h_e$ : Altura del equipo a proteger, en m

Para el lado de 69 kV, se tiene una altura de remate de las líneas de 9,5 m y la altura en el punto medio del claro de 16,6 m se calcula al sustraer la flecha de la altura del hilo de guarda. Para calcular la flecha se utiliza la ecuación de la parábola descrita en el capítulo anterior, para una tensión del 16,16% de la tensión de ruptura del cable de 3/8" se tiene una flecha de 2 cm.

La altura más baja del cable de guarda es de 10,98 m.

$$r = (18,5^2 - (18,5 - 10,98)^2)^{1/2} - (18,5^2 - (18,5 - 9,5)^2)^{1/2}$$

$$r = 7,9 \text{ m}$$

En el lado de baja tensión se tienen estructuras de 11 m. y bayonetas. De 1m. La flecha que produce el hilo de guarda para un claro de 23 m es de 3,2 cm. Por lo que la altura del hilo de guarda es de 8,9 m. La altura de las líneas es de 7,5 m. El radio de protección de la bayoneta y del hilo de guarda es de:

$$r = (18,5^2 - (18,5 - 8,9)^2)^{1/2} - (18,5^2 - (18,5 - 7,5)^2)^{1/2}$$

$$r = 4,81 \text{ m}$$

Ahora se debe determinar el área de protección adicional que se produce al emplear bayonetas y cables de guarda en paralelo.

$$X_1 = \left( S^2 - \left( \frac{d}{2} \right)^2 - (S - h_w) \right)^{1/2} \quad 4.61$$

Donde:

$X_1$ : Longitud que determina los límites del área de protección, en m

$S$ : Distancia de impacto del rayo, en m

$d$ : Distancia entre los dos hilos de guarda, en m

$h_w$ : Altura más baja en el punto medio del claro, en m

$$X_1 = \left( 18,5^2 - \left( \frac{18}{2} \right)^2 - (18,5 - 10,98) \right)^{1/2} = 16,6 \text{ m}$$

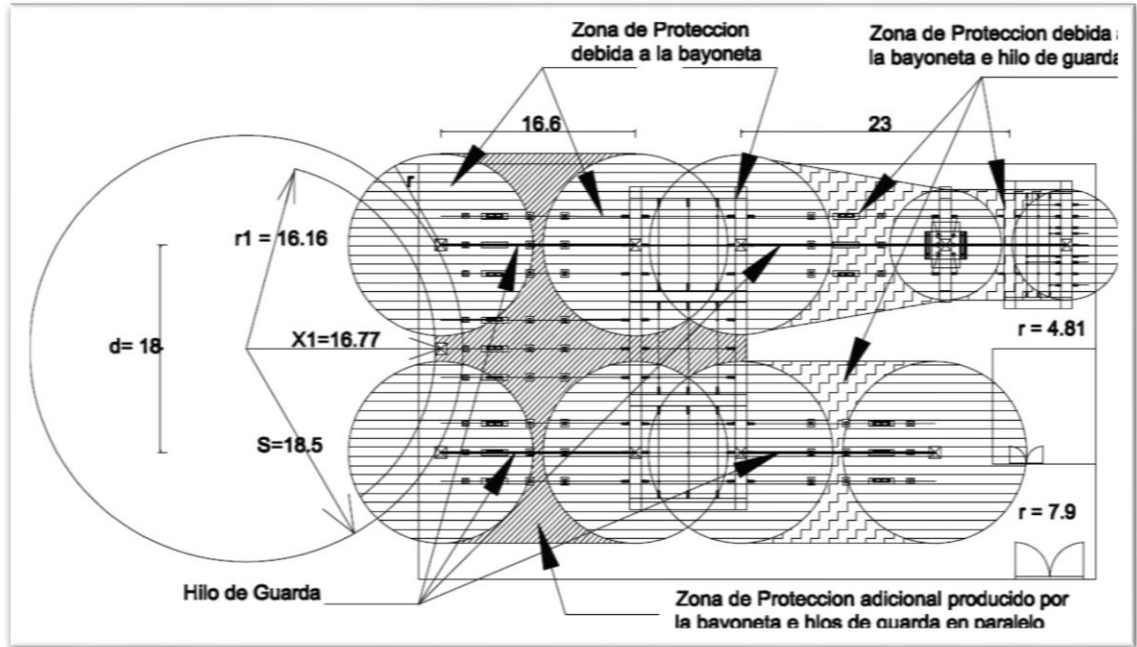
El radio de la curvatura del área protegida está definido por:

$$r_1 = (S^2 - (S - h_e)^2)^{1/2} \quad 4.62$$

$$r_1 = (18,5^2 - (18,5 - 9,5)^2)^{1/2} = 16,16 \text{ m}$$

En la imagen de la planta de la subestación se especifican las zonas protegidas por las bayonetas e hilos de guarda y la zona de protección adicional que se forma al colocarlos en paralelo.

Figura 20. Zonas de protección por bayonetas e hilos de guarda



Fuente: elaboracion propia, diseño obtenido por cálculos de ecuaciones 4.59, 4.60, 4.61, 4.62.

#### 4.8. Pararrayos

Para dimensionar el pararrayos debemos conocer dos parámetros de gran importancia, la tensión nominal a la que debe operar el dispositivo para proveer la protección necesaria y la corriente de descarga que circulará en éste en el momento de la falla. Debido al nivel de tensión de la subestación el análisis se hace para descargas electroatmosféricas. El primer paso es encontrar el nivel de tensión máximo al cual debe trabajar el pararrayos.

$$V_n = k \cdot V_{max} \quad 4.63$$

Donde:

$V_n$ : Tensión nominal del pararrayos, en kV

$k$ : Constante que depende de la conexión del sistema, siendo 0,8 para sistemas aterrizados y 1 para sistemas con neutro aislado o con neutro conectado a resistencia

$V_{max}$ : Tensión máxima de operación del sistema, en kV

$$V_n = 0,8 \cdot 72,5 \text{ kV} = 58 \text{ kV para } 69 \text{ kV}$$

La corriente de descarga del pararrayos  $I_d$  está dada por:

$$I_d = K + \frac{2 \cdot NBI}{Z_o} \quad 4.64$$

$I_d$ : Corriente de descarga del pararrayos, en kA

$K$ : Constante que depende de la distancia en metros a la que cae el rayo

$K = 1$  Para distancias entre 1 600 y 3 200 m

$K = 2$  Para distancias entre 700 y 1 600 m

$K = 3$  Para distancias menores a 700 m

$NBI$ : Nivel Básico de Aislamiento al Impulso del dispositivo a proteger, en kV

$Z_o$ : Impedancia característica de la línea en  $\Omega$ .  $Z_o = 354,53 \Omega$

$$I_d = 2 + \frac{2 \cdot 350}{354,53} = 3,97 \text{ kA, para } 69 \text{ kV}$$

De tablas del fabricante se selecciona el pararrayos tubular siemens 3EQ1 cuyas características se muestran a continuación:

Tensión nominal:	72 kV
Tensión máxima:	72,5 kV
Nivel básico de aislamiento:	325 kV
Tensión de operación permanente:	57kV
Tensión residual para corriente $I_d = 5kA$	178 kV

Ahora se puede calcular la distancia de instalación máxima con un margen de protección del 20%.

$$V_{\max} = NBI - 0,2NBI = 0,8 NBI_{\text{Equipo a proteger}} \quad 4.65$$

$$V_{\max} = 0,8 \cdot 350 \text{ kV} = 280 \text{ kV}$$

$$X = \frac{300(V_{\max} - V_o)}{2 \cdot \left(\frac{dv}{dt}\right)} \quad 4.66$$

Donde

X: es la distancia máxima, en m

$V_{\max}$ : Es la tensión máxima que se permite, en kV

$V_o$ : Es la tensión de descarga del pararrayos, en kV

$\frac{dv}{dt}$ : Es el gradiente de tensión de la onda de rayo,  $\frac{dv}{dt} = 1000 \text{ kV}/\mu\text{s}$

$$X = \frac{300(280 - 178)}{2 \cdot (1000)} = 15,3 \text{ m.}$$

Para el lado de baja tensión se tiene:

$$V_n = 0,8 \cdot 15 \text{ Kv} = 12 \text{ kV}$$

$$I_d = 2 + \frac{2 \cdot 110}{288} = 2,69 \text{ kA}$$

$$V_{\max} = 0,8 \cdot 110 \text{ kV} = 88 \text{ kV}$$

Distancia máxima a la que puede estar conectado el pararrayos para las líneas de 13,8 kV salientes de la subestación.

$$X = \frac{300(88 - 28,2)}{2 \cdot (1\ 000)} = 8,97 \text{ m.}$$



## 5. CRITERIOS GENERALES DE LA OBRA CIVIL

### 5.1. Líneas de transmisión

Todos los elementos que interrumpen el flujo de corriente eléctrica deben estar claramente identificados en el estado que se encuentre, siendo “abierto” para la interrupción y “cerrado” para el fluido de energía eléctrica, sin importar donde se ubiquen los equipos, además se deben proveer mecanismos de seguridad que permitan fijar la posición de “abierto” o “cerrado.

#### 5.1.1. Estructuras

Los postes deben estar fabricados con forma tronco-cónica hueca elaborados en hormigón pretensado centrifugado o vibrado. Estando acabados en el color natural del hormigón, libre de porosidades e impurezas, burbujas, grietas, etc. El nivel de empotramiento se determinara en base a la siguiente expresión:

$$\text{Empotramiento (m)} = \frac{\text{Altura del Poste (m)}}{10} + 0,5 \quad 5.1$$

Tabla XXII. **Empotramiento mínimo para postes de concreto**

Altura del poste (m)	Nivel mínimo de empotramiento (m)
16	2,1
18	2,3
21	2,6
24	2,9
27	3,2

Fuente: Unión Fenosa. Apoyos de hormigón pretensado de alta tensión, Tabla 2. p. 10.

Los diámetros de los orificios que sirven para sujetar los herrajes deben ser de 7.64 cm (7/8”). Deben poseer un hueco interior de modo que permitan pasar por su interior un cable de hasta 50 mm<sup>2</sup> para la conexión a tierra. Las tolerancias admisibles en la estructura se muestran en la tabla siguiente:

Tabla XXIII. **Tolerancias mínimas en las medidas de los postes de concreto**

DIMENSION	TOLERANCIA
Longitud del poste	+20 cm ; -10 cm
Punta del poste	± 2 mm
Dimensiones transversales	± 5% con un máximo de 15 mm.
Curvatura	< 0,4% de la longitud total
Conicidad	± 1,5 mm/m
Diámetros de orificios	± 0,5 mm
Distancias entre orificios	1 %
Ángulo de torsión entre 2 orificios transversales	≤ 1,5°

Fuente: Unión Fenosa. Apoyos de hormigón pretensado, Tabla 4. p. 12.

Por cada 100 postes se debe utilizar 2 postes para someterlos a ensayo, uno para ensayo a deflexión no destructivo en fase elástica y el otro al ensayo a deflexión destructivo.

### **5.1.2. Cimentaciones**

Las cimentaciones deberán estar diseñadas para resistir las cargas que le transmite la estructura, la presión de los cimientos sobre el suelo no exceda el valor admisible de la capacidad de carga del mismo suelo, y que la fuerza de tracción en los cimientos no supere el peso propio del cimiento, más el peso del suelo que gravita sobre él.

Para la ubicación de las excavaciones de las cimentaciones del poste, se debe considerar que el eje transversal de la estructura sea normal al eje de la línea tangente y cuando sea el caso de deflexión, deberá coincidir con la bisectriz del ángulo de deflexión.

La resistencia del concreto a utilizar debe ser de  $f = 24,5$  MPa (250 kg/cm<sup>2</sup>), el acero de refuerzo empleado debe tener una resistencia  $F = 411,6$  MPa (4200 kg/cm<sup>2</sup>). Cuando se necesiten anclajes para reforzar las estructuras deberán ser de acero redondo estructural ASTM tipo A-36 estándar con acabado extra galvanizado.

El concreto se depositará en capas horizontales de 60 cm, de espesor máximo, no se colocará concreto durante lluvias fuertes o prolongadas para evitar el arrastre del mortero. Todos los cimientos llevarán una plantilla de concreto simple debidamente compactado, de un espesor mínimo de 5 cm, o el indicado en los planos del proyecto, el cemento en la obra no debe ser almacenado por lapsos mayores de un mes.

### **5.1.3. Tendido y tensionado de los cables**

Para el tendido de cable de guarda y del conductor se empleará el método de tensión mecánica controlada, es decir que no tenga contacto con el suelo y con dos unidades, una unidad de frenado y la otra de tensión con sistema de radio-comunicación, utilizando poleas de fierro tipo Siemens Martin. El cable guía que servirá para dar la tensión a los conductores e hilo de guarda debe ser adecuado para evitar esfuerzos innecesarios en la cadena de aisladores o al poste, conectándose al cable por medio de eslabones giratorios y mordazas.

La poleas deberán poseer un diámetro mínimo medido desde el fondo de la garganta de 12 veces el diámetro del conductor que se esté tendiendo, la garganta tiene que estar cubierta de hule o neopreno para no dañar el conductor

Se deberán verificar las flechas cada 3 claros, con base en las tablas calculadas, respetando las tensiones de diseño del proyecto. Los empalmes deben quedar a menos de 25 m de la grapa de suspensión, la distancia entre empalmes no debe ser menor a los 450 m. evitando tener más de un empalme por claro y sobre todo que el empalme quede a la mitad del claro. Los herrajes en toda la estructura deben estar hechos a compresión y los tornillos de los accesorios y conectores no deberán quedar flojos para evitar pérdidas por calentamientos y fallas mecánicas.

Cuando las líneas de transmisión deban cruzar caminos o carreteras no se deberán colocar empalmes en el claro de cruce ni en claros adyacentes, además se colocará el sistema de amortiguamiento adecuado para evitar vibraciones en los cables conductores para evitar el daño del conductor en caso de colisiones con la estructura o con el conductor.

#### 5.1.4. Numeración de estructuras

Las estructuras deben poseer una nomenclatura que especifique el nivel de voltaje de las líneas, la clase de poste, identificación correlativa de las estructuras. Debe hacerse con pintura de acuerdo al color de identificación dado en la tabla XXIV, siendo la pintura resistente al agua e intemperie, el código de identificación estará constituido por la letra “X” seguida del nivel de tensión y el número correlativo que le corresponde partiendo de la subestación Chiquilajá. (X69-1, X69-2, X69-3, etc.) Dicha identificación debe colocarse de cara a la calle y a una altura de 4 m del nivel de la base.

Tabla XXIV. **Colores de identificación para postes según su clase**

Clase (lbs.)	Color
1 000	Rojo
2 000	Blanco
3 000	Amarillo
4 000	Verde

Fuente: Unión Fenosa. Apoyos de hormigón pretensado, centrifugado, Tabla 9. p. 23.

#### 5.2. Subestación

Las características del terreno deben ser recolectadas a través de topografías que incluyan curvas de nivel y de análisis geológicos de la tierra. El objetivo es tener un terreno plano ya sea para construirse en una sola plataforma o en varias plataformas escalonadas, mismas que deben cubrir un área igual a la que presente el arreglo general, en todo caso deben estar libres de inundaciones.

Los planos de diseño tienen que incluir planta general con elevaciones, curvas de nivel, drenajes superficiales y subdrenajes, taludes, muros y sus protecciones, caminos interiores, principales, perimetrales y de mantenimiento, pisos terminados, localización de estructuras metálicas, caseta, tipo de cerca o barda, así como los detalles necesarios para su completa comprensión.

### **5.2.1. Alumbrado de la subestación**

El alumbrado en la subestación se puede dividir en dos categorías: interior y exterior. El alumbrado interior es el que se encuentra en la caseta de control, esta debe considerar la inspección del equipo, las zonas de trabajo en el interior de la caseta, por lo que la caseta de control debe tener un nivel de iluminación de 300 luxes como mínimo. El sistema de alumbrado debe ser directo con una disposición de luminarias uniforme.

El alumbrado exterior debe asegurar la visualización de los seccionadores, interruptores de potencia, transformadores de potencia y de medida, etc., para poder dar mantenimiento a los equipos, en caso de emergencia, además de permitir el libre tránsito del personal y vislumbrar objetos que estén en el suelo y pongan en peligro la integridad del personal de trabajo. El nivel de iluminación en el exterior de la subestación debe ser por lo menos de 20 luxes utilizando para ello reflectores de vapor de sodio o de aditivos metálicos, las luminarias deben ser de 250 W o 400 W, con un voltaje de operación de 220 V, sin sobrepasar los 2 400 W por circuito. Las luminarias pueden estar montadas sobre estructuras a 12 m de altura. Los ductos deben ser de tubo galvanizado conduit con un diámetro mínimo de 19 mm utilizando roscas en todas las uniones.

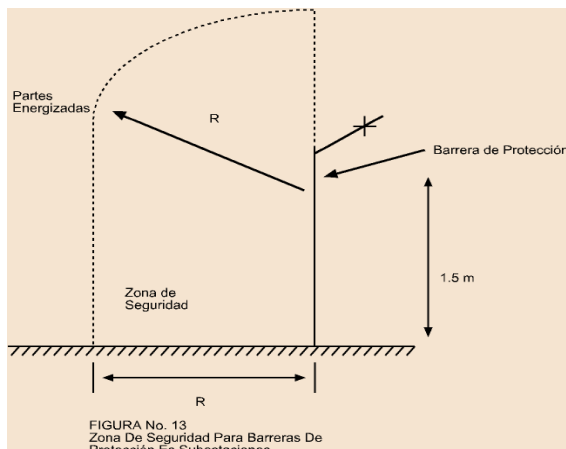
### 5.2.2. Muro perimetral

Esta estructura permite proteger la subestación contra robo o daños por terceras personas, limitando el ingreso a personal autorizado por la subestación; la barda será de malla ciclón, la cimentación podrá ser de mampostería o de concreto, aislada o corrida.

Cuando la cimentación sea de mampostería su acabado se hará con una solera final de 20x20 cm. Con un mínimo de 4 varillas de 3/8" con estribos de 3/8" cada 25 cm. El concreto a utilizar debe ser de  $f'c = 19,6 \text{ MPa}$  ( $200 \text{ kg/cm}^2$ ). La altura del muro debe ser de 2,6 m, de 3,2 m o 5,0 m.

La instalación del muro perimetral tiene que respetar los valores de distancias mínimas a partes energizadas y debe estar provisto con rótulos de advertencia completamente visibles indicando al público en general el peligro de alto voltaje.

Figura 21. Distancias de seguridad para el muro perimetral



Tensión nominal entre fases	Nivel básico de aislamiento al Impulso	Distancia "R"
kV	BIL	m
0,151 – 7,2	95	3,0
13,8	110	3,1
69	350	3,5

Fuente: NTDOID, figura 13 y tabla 16. p. 38.

### 5.2.3. Canaleta de los conductores

Las canaletas son los elementos que se utilizan para canalizar y asegurar la protección de los conductores de potencia y control dentro de la subestación, deben estar contruidos con concreto armado. La construcción de las canaletas dependerá del cable que transporten y de las características mecánicas a las que sean sometidas, dependiendo de su empleo las canaletas se pueden dividir en cuatro tipos:

- Canaleta Tipo I: se empleará para los circuitos de potencia o de control teniendo 30 cm de ancho por 30 cm de altura
- Canaleta Tipo II:
  - Cables de Control: 60 cm de ancho por 40 cm de altura
  - Cables de Fuerza: 30 cm de ancho por 40 cm de altura
- Canaleta Tipo III:
  - Cable de Control: 30 cm de ancho por 40 cm de alto
  - Cable de Fuerza: 30 cm de ancho por 40 cm de alto
- Canaleta tipo IV:
  - Cable de Control: 60 cm de ancho por 50 cm de altura
  - Cable de Fuerza: 30 cm de ancho por 50 cm de alto
  - Deben incluir soportes para que los cables no obstaculicen el flujo de agua a drenar

En los ramales principales se debe emplear las canaletas tipo II o IV, las derivaciones de los circuitos tienen que utilizar las canaletas tipo I y III. Las canalizaciones no se deben ubicar en paralelo a las barras de potencia, tratando de seguir trayectorias rectas y cuando sean necesarios los cambios de dirección efectuarlos en ángulos de 45 a 60 grados.



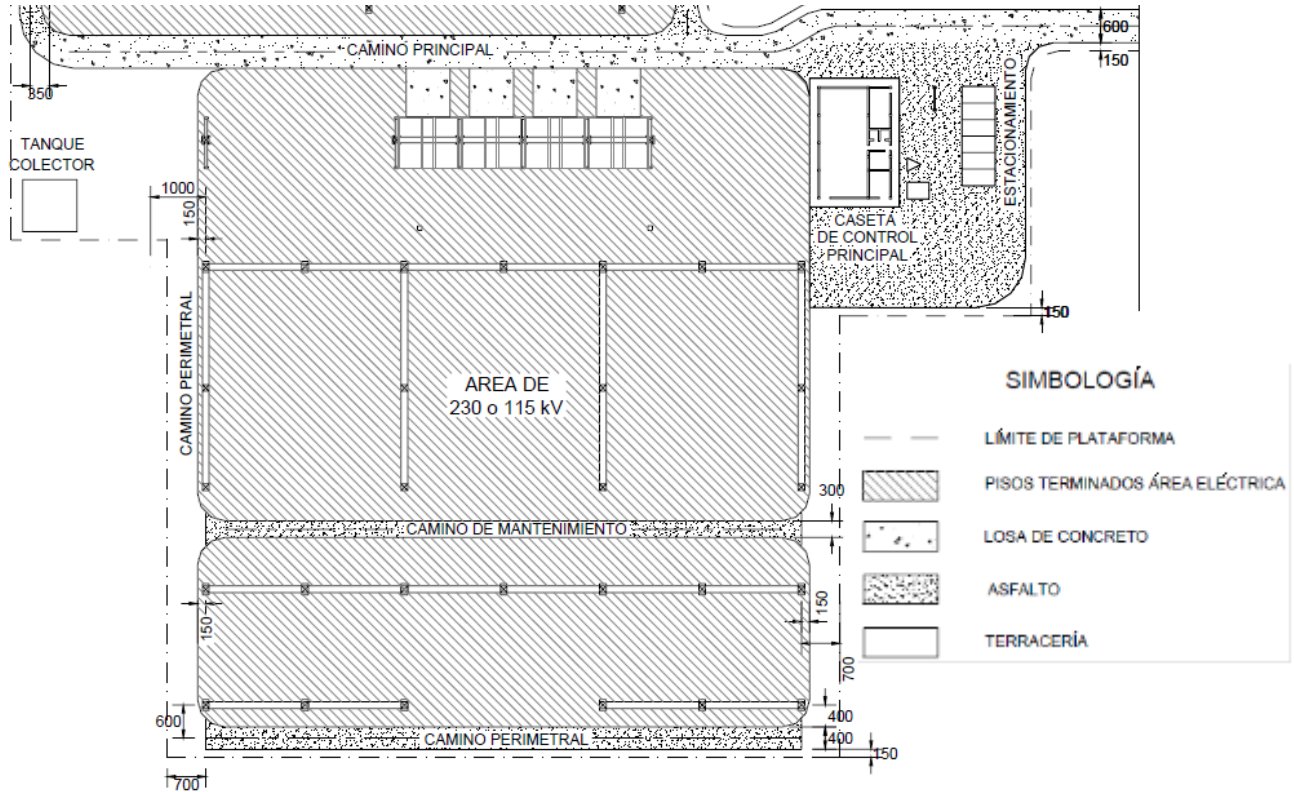
Las canaletas no son substitutos de los ductos de PVC que transportan los conductores. Las canaletas deben estar diseñadas para transportar los conductores y sus respectivos ductos, considerando también la ubicación de cajas de registro de 50x50x50 cm, la cuales se emplearán cuando sea necesario empalmar los conductores de potencia o para revisión de los mismos. Las canaletas deben sobresalir del nivel del suelo como mínimo 10 cm, para evitar la filtración de líquidos.

#### **5.2.4. Caminos interiores**

Todos los caminos dentro de la subestación deben resistir las cargas producidas por el tránsito de personal, vehículos, transporte de equipo, según sea su ubicación y uso dentro de la instalación. Estos caminos permitirán el mantenimiento, supervisión y maniobras para la operación de la subestación. Dentro del diseño se deben incluir los espesores y anchos de los caminos, radios de curvatura, sistemas de drenaje. Los caminos interiores se pueden dividir en:

- Caminos principales
- Caminos perimetrales
- Caminos de mantenimiento

Figura 22. Caminos dentro de la subestación



Fuente: CFE. Especificaciones de diseño de subestaciones. Sección 3.4. p. 18.

### 5.2.4.1. Caminos principales

Permiten el tránsito dentro de las instalaciones desde la puerta de acceso hasta la caseta de control y la zona donde se ubican los transformadores de potencia. Para su diseño se considera la movilización de un camión de cama baja que servirá para transportar los equipos pesados. El ancho del camino debe ser como mínimo de 6 m, fabricados de losas de concreto armado, utilizando cunetas longitudinales.

#### **5.2.4.2. Caminos perimetrales**

Estos caminos permitirán el acceso del personal a todos los elementos eléctricos que se encuentren en el contorno de la subestación, instalándose entre los límites de la plataforma de los equipos y el último eje del equipo o estructura. Su ancho será como mínimo de 6 m, siendo de asfalto, el eje del camino será de 7 m del eje de las estructuras de remate o eje último del equipo. Para los caminos perpendiculares a las barras el eje del camino se ubicará a 4.5 m.

#### **5.2.4.3. Caminos de mantenimiento**

Son caminos de asfalto que permiten el acceso a los equipos para darle su respectivo mantenimiento. Su diseño debe permitir la movilización de un camión grúa de 3 toneladas, con un ancho mínimo de 3 m.

#### **5.2.5. Estructuras mayores**

Las estructuras mayores nos permiten soportar transformadores de potencia, las barras, buses transversales y cables para recibir acometidas de circuitos externos para la subestación como para bancos de capacitores. Siendo estructuras metálicas de celosía a base de ángulos o de placas soldadas, las uniones deben ser soldadas en fábrica o atornilladas, solo se permitirán estructuras a base de canales y ángulos cuando las subestaciones sean de bajo perfil. Todas las estructuras y su tornillería deben estar galvanizadas por inmersión en caliente.

Sus cimentaciones deben ser de concreto armado con una resistencia de 24,5 MPa (250 kg/cm<sup>2</sup>). El acero para realizar el armazón debe poseer una resistencia de 411,6 MPa (4 200 kg/cm<sup>2</sup>), utilizando anclajes de acero redondo estructural ASTM tipo A-36 estándar con acabados extra galvanizados. En equipos que utilicen aceite dieléctrico se debe incluir en las cimentaciones fosas de captación de aceite para evitar el derrame en caso de fugas, incluyendo una losa de concreto armado provista de dos placas de acero para deslizamiento en la longitud comprendida entre los cimientos y el camino más cercano para labores de maniobra y mantenimiento.

#### **5.2.6. Estructuras menores**

Estas estructuras soportan equipos y materiales como transformadores de instrumento, pararrayos, torres de telecomunicaciones, trampas de onda, interruptores, cuchillas y aisladores. Las estructuras pueden ser de celosía con perfiles en ángulo o tubulares galvanizados o de concreto armado con una resistencia de 19,6 MPa (200 kg/cm<sup>2</sup>).

#### **5.2.7. Fosas de captación de aceite**

El aceite dieléctrico tiene propiedades tóxicas para el personal y para el ambiente, por lo que no se permite que este líquido entre en contacto directa o indirectamente con cualquiera de estos. Los medios de captación de aceite tienen como fin coleccionar todo este material aislante en caso de fugas o por derrame, se deben instalar en todos los lugares donde se utilice equipo aislado con aceite como transformadores o interruptores de potencia. Los elementos que se utilizan para recolectar el aceite son las fosas de captación, tuberías y el tanque colector.

Las fosas de captación se incluyen como parte de los cimientos del equipo. Su fin es captar el aceite que cae directamente del equipo, su capacidad debe ser del 30% del volumen total de aceite de cada unidad abarcando el eje del equipo contenedor de aceite. Cada fosa incluirá una rejilla metálica tipo Irving con recubrimiento anticorrosivo diseñada para soportar piedra bola de diámetro entre 12 y 20 cm. instalándose esta rejilla a una profundidad tal que sobre ésta se pueda colocar una capa de 30 cm. De espesor de piedra bola, dejando entre esta capa y la parte superior de la fosa un espacio libre de 15 cm, liberando todo el aceite en el tanque colector por medio de las tuberías.

Las tuberías forman el sistema de drenaje que conecta las fosas de captación de aceite con el tanque colector, su diámetro será por lo menos de 10", evitando cualquier contacto con las canaletas de los conductores o de drenaje pluvial.

El tanque colector almacena el aceite que proviene de todos los equipos. Para su construcción se emplea concreto hidráulico armado con 19,6 MPa de resistencia y el acero de refuerzo con una resistencia de 411,6 MPa (4 200 kg/cm<sup>2</sup>). Su capacidad debe ser del 120% del volumen de aceite total de la unidad de mayor tamaño. Para retirar el aceite se le incluye un sistema de bombeo de ½ hp, protegido contra intemperie.

### **5.2.8. Grava**

La grava permite incrementar la resistencia del personal de la subestación y disminuir las corrientes con tensión de contacto, paso o de transferencia. El recubrimiento con grava debe hacerse en la parte final de la construcción, pero antes de aplicarla se debe hacer un tratamiento al suelo para evitar el crecimiento las hierbas y pasto.

Se puede utilizar una mezcla de mortero y arena en proporción de 1:8 con un espesor de 8 cm a 10 cm o una mezcla de cal y arena con una proporción de 1:5 y espesor de 5 cm. La grava a emplear dentro de la subestación no puede tener un tamaño superior a los 50,8 mm (2”), el tendido debe ser plano y formar una capa de 8 cm a 10 cm de espesor.

### **5.2.9. Tabiques**

Los tabiques son muros que se construyen entre cada transformador. Su propósito es limitar los daños producidos por algún incendio, también evita la propagación de las llamas hacia otros elementos. Los tabiques se diseñan de concreto o block con columnas y trabes de concreto armado, con juntas debidamente selladas. La resistencia del concreto debe ser de 19,6 MPa y acero de refuerzo de 411,6 MPa. Sus dimensiones dependen del equipo y deben sobresalir en por lo menos 30 cm de la altura del transformador y 30,5 cm de cada lado. Estos tabiques deben soportar por lo menos dos horas de fuego continuo.

## CONCLUSIONES

1. Con el cable Hawk 477 MCM se mantuvieron las pérdidas por debajo del 3% de la potencia nominal de transmisión, para reducir esta potencia se debe emplear un calibre de conductor mayor, bancos de capacitores o incrementar el número de conductores por fase, se recomienda incrementar el número de conductores ya que se reduce la sección de los conductores por lo que el peso en las estructuras disminuye.
2. Se redujo en un 70% el costo que implica el derecho de vía empleando estructuras tipo poste, las cuales emplean un tercio menos del derecho de vía de las estructuras tipo H. A pesar de la poca resistencia mecánica que ofrecen estas estructuras se hace necesario incrementar el número de estructuras, aún así el costo que implica el incrementar el número de estructuras es menor al costo del terreno que necesita la estructura tipo H. sobre todo en el área urbana.
3. La configuración de la subestación fue elegida basados en la importancia de la carga y en el coste económico ya que mientras más confiable es la configuración tiende a incrementar la cantidad de interruptores, cuchillas o barras, lo cual incrementa el costo económico.
4. La corriente de corto circuito de la subestación determina el calibre de conductor a emplear en la red de tierra, este calibre no debe ser menor a 4/0 AWG. Un conductor inferior puede soportar muy bien la corriente producida por el corto circuito, pero los esfuerzos mecánicos que debe soportar son los que determinan que se emplee el conductor 4/0.

5. La resistencia máxima de la estructura tipo poste, viene dada por la suma de los momentos debidos al viento en el conductor en el poste, el momento por rotura del conductor, por deflexión de la línea. Esta suma se mantuvo por debajo del momento último resistente del poste el cual viene dado por las características propias del mismo.
  
6. Las barras colectoras se calcularon en base a la corriente nominal y los esfuerzos mecánicos que deben soportar por la acción del viento y por esfuerzos debidos a la corriente de corto circuito. Para este diseño se emplearon barras flexibles por la economía que presentan y por los niveles de tensión, los esfuerzos mecánicos que debe soportar la barra colectora solo representan un 1.4% de la tensión de ruptura del conductor Hawk 477 MCM, además las barras rígidas se emplean en su mayoría cuando las tensiones de operación superan los 230 kV.
  
7. El blindaje contra descargas electroatmosféricas se logró por medio del empleo de bayonetas e hilos de guarda conectadas entre sí y conectadas a la red de tierra, permitiendo así drenar las ondas de choque por descargas directas. Cada uno de estos dispositivos crea una zona de protección alrededor de sí mismos, al emplearlos conjuntamente se crea una zona adicional protegiendo por completo la subestación, para este caso se tiene un radio de acción de 7.9 m y 4.81 m para las bayonetas y de 16.16 m para los hilos de guarda en paralelo.



## RECOMENDACIONES

1. La construcción de la subestación debe hacerse por personal calificado, siguiendo las normas técnicas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Código Eléctrico Americano.
2. El tendido de la red de alta tensión puede hacerse con personal de la Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango, siendo asesorados por una empresa especializada en alta tensión.
3. El personal de la Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango que opere y dé mantenimiento a la subestación y la red de alta tensión debe ser capacitada para este trabajo ya que actualmente sólo se especializan en el trabajo con líneas de distribución de media y baja tensión.
4. Es importante hacer los estudios requeridos para poder automatizar la subestación, ya que la implementación de estos sistemas de control quedan fuera del alcance de este trabajo.
5. Es importante informar a las industrias de este fortalecimiento en la red de energía eléctrica de la Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango. Haciendo ver que con este proyecto se incrementa la continuidad del fluido eléctrico a bajo costo. De tal manera que sea atractiva la inversión en el municipio de Quetzaltenango.
6. Se debe verificar la flecha de los conductores de fase y de guarda cada 3 claros, además de tener longitudes continuas de conductor de 450 m.



## BIBLIOGRAFIA

1. BOJ DE LEÓN, Edgar Ubaldo. *Evaluación técnico económica de líneas de transmisión de 69 kV utilizando estructuras compactas*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Facultad de Ingeniería, Universidad San Carlos de Guatemala, 2004. 131 p.
2. Comisión Federal de Electricidad. *Especificaciones de diseño de subestaciones*. Especificación CPTT-GT-001/95. México: CFE, 1995. 72 p.
3. \_\_\_\_\_. *Especificación para diseño de líneas aéreas*, Especificación CPTT-DDLT-001/02. México: CFE, 2002. 127 p.
4. Electrical System Technology Institute. *Electrical transmission and distribution reference book*. USA: ABB, 1997. 853p. ISBN B00K4538.
5. España. Real Decreto 3151/1968 del 28 de noviembre. Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión BOE DE 27-12-68.C.E BOE DE 08-03-69. España. 55 p.
6. GRAINGER, John J. *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw-Hill, 1997. 731 p. ISBN – 10 9701009088.

7. Institute of Electrical and Electronics Engineering. *Guide for safety in AC substation grounding*. New York: IEEE, 2000. 200 p. ISBN: 0738119261.
8. RAÚLL MARTÍN, José. *Diseño de subestaciones eléctricas*. México: McGraw-Hill, 2000. 556 p. ISBN: 968-422-232-7.
9. MORENO MOLINA, Joan Francesc. *Diseño de subestación transformadora*. Director: Juan José Tena Tena. Universidad Rovira i Virgili de Italia. Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2004. 417 p.
10. National Fire Protection Association. *National electrical code*. Quincy, Massachusetts: NFPA, 2002. 718 p.
11. SARCEÑO LEMUS, Wilder Rodolfo. *Estudio para la introducción de energía eléctrica a la aldea San Francisco y diseño de la subestación eléctrica principal de la ciudad de Jutiapa*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica, Facultad de Ingeniería. Universidad San Carlos de Guatemala. 1997. 102 p.

# APÉNDICE

La siguiente tabla muestra los esfuerzos mecánicos a los cuales se ve sometida una estructura de 18m clase 200, para diferentes vanos, empleando un conductor Hawk 477MCM y un cable de guarda de 3/8", los cálculos descritos fueron hechos basados al procedimiento descrito en el capítulo 3.

Altura:	Altura del Poste
Clase:	Clase del poste
Tipo:	Tipo I o II (Ver detalle en Anexo)
H Útil:	Altura útil del poste
H Cond. Sup:	Altura del conductor superior
H Cond. Medio:	Altura del conductor medio
H Cond. Inf:	Altura del conductor inferior
H Guarda:	Altura del hilo de guarda
Vano:	Distancia entre dos estructuras
Flecha:	Flecha que existe entre dos estructuras
Angulo:	Angulo entre el tramo de line anterior y la de cálculo
% Utilización:	Porcentaje de tensión a la cual se ve sometida la estructura respecto al momento último resistente del poste

Para emplear la tabla es necesario conocer el vano y el ángulo de la trayectoria de la línea además del tipo de estructura a utilizar, por ejemplo para una estructura tipo I con un vano de 80 metros la cual es empleada para suspensión (ángulo 0°) se tiene que el poste trabajará a un 83,76% de su capacidad nominal.

Tabla A-1. Esfuerzos mecánicos para estructuras de 18 m, tipo I

H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	1000	I	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
20	0.03	0	41.05
40	0.14	0	55.29
60	0.31	0	69.52
80	0.55	0	83.76
100	0.85	0	97.99
120	1.23	0	112.23
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
20	0.03	5	90.30
30	0.08	5	97.42
H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	2000	I	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
20	0.03	0	20.53
40	0.14	0	27.64
60	0.31	0	34.76
80	0.55	0	41.88
100	0.85	0	49.00
120	1.23	0	56.11
140	1.67	0	63.23
160	2.18	0	70.35
180	2.76	0	77.47
200	3.41	0	84.58
220	4.13	0	91.70
240	4.92	0	98.82
260	5.77	0	105.94
H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	3000	I	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
20	0.03	5	45.15
40	0.14	5	52.27
60	0.31	5	59.39
80	0.55	5	66.50
100	0.85	5	73.62
120	1.23	5	80.74
140	1.67	5	87.86
160	2.18	5	94.97
170	2.47	5	98.53
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
20	0.03	10	69.73
40	0.14	10	76.85
60	0.31	10	83.97
80	0.55	10	91.08
100	0.85	10	98.20
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
20	0.03	15	94.22
30	0.08	15	97.77
H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	3000	I	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
20	0.03	5	32.66
120	1.23	0	37.41
140	1.67	0	42.15
160	2.18	0	46.90
180	2.76	0	51.64
200	3.41	0	56.39
220	4.13	0	61.13
240	4.92	0	65.88
260	5.77	0	70.62
280	6.69	0	75.37
300	7.68	0	80.11
320	8.74	0	84.86
340	9.86	0	89.60
360	11.06	0	94.35
380	12.32	0	99.09
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
20	0.03	5	30.10
40	0.14	5	34.85
60	0.31	5	39.59
80	0.55	5	44.34
100	0.85	5	49.08
120	1.23	5	53.83
140	1.67	5	58.57
160	2.18	5	63.32
180	2.76	5	68.06
200	3.41	5	72.81
220	4.13	5	77.55

Fuente: elaboración propia.

Continuación tabla A-1.

H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	3000	I	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
240	4.92	5	82.30
260	5.77	5	87.04
280	6.69	5	91.79
300	7.68	5	96.53
320	8.74	5	101.28
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
20	0.03	10	46.49
40	0.14	10	51.23
60	0.31	10	55.98
80	0.55	10	60.72
100	0.85	10	65.47
120	1.23	10	70.21
140	1.67	10	74.96
160	2.18	10	79.70
180	2.76	10	84.45
200	3.41	10	89.19
220	4.13	10	93.94
240	4.92	10	98.68
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
20	0.03	15	62.81
40	0.14	15	67.56
60	0.31	15	72.30
80	0.55	15	77.05
100	0.85	15	81.79
120	1.23	15	86.54
140	1.67	15	91.28
160	2.18	15	96.03
180	2.76	15	100.77

H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	3000	I	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
20	0.03	20	79.04
40	0.14	20	83.79
60	0.31	20	88.53
80	0.55	20	93.28
100	0.85	20	98.02
120	1.23	20	102.77
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
20	0.03	25	95.15
40	0.14	25	99.89
60	0.31	25	104.64
H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	4000	I	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
20	0.03	0	10.26
40	0.14	0	13.82
60	0.31	0	17.38
80	0.55	0	20.94
100	0.85	0	24.50
120	1.23	0	28.06
140	1.67	0	31.62
160	2.18	0	35.17
180	2.76	0	38.73
200	3.41	0	42.29
220	4.13	0	45.85
240	4.92	0	49.41

H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	4000	I	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
20	0.03	0	22.58
40	0.14	5	26.13
60	0.31	5	29.69
80	0.55	5	33.25
100	0.85	5	36.81
120	1.23	5	40.37
140	1.67	5	43.93
160	2.18	5	47.49
180	2.76	5	51.05
200	3.41	5	54.60
220	4.13	5	58.16

Fuente: elaboración propia.



Continuación tabla A-1.

H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	4000	I	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
240	4.92	5	61.72
260	5.77	5	65.28
280	6.69	5	68.84
300	7.68	5	72.40
320	8.74	5	75.96
340	9.86	5	79.52
360	11.06	5	83.07
380	12.32	5	86.63
400	13.65	5	90.19
420	14.92	5	93.75
440	16.24	5	97.31
460	17.60	5	100.87
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
20	0.03	10	34.87
40	0.14	10	38.42
60	0.31	10	41.98
80	0.55	10	45.54
100	0.85	10	49.10
120	1.23	10	52.66
140	1.67	10	56.22
160	2.18	10	59.78
180	2.76	10	63.34
200	3.41	10	66.89
220	4.13	10	70.45
240	4.92	10	74.01
260	5.77	10	77.57
280	6.69	10	81.13
300	7.68	10	84.69
320	8.74	10	88.25

H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	4000	I	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
340	9.86	10	91.80
360	11.06	10	95.36
380	12.32	10	98.92
400	13.65	10	102.48
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
20	0.03	15	47.11
40	0.14	15	50.67
60	0.31	15	54.23
80	0.55	15	57.78
100	0.85	15	61.34
120	1.23	15	64.90
140	1.67	15	68.46
160	2.18	15	72.02
180	2.76	15	75.58
200	3.41	15	79.14
220	4.13	15	82.70
240	4.92	15	86.25
260	5.77	15	89.81
280	6.69	15	93.37
300	7.68	15	96.93
320	8.74	15	100.49
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
20	0.03	20	59.28
40	0.14	20	62.84
60	0.31	20	66.40
80	0.55	20	69.96
100	0.85	20	73.52
120	1.23	20	77.07
140	1.67	20	80.63

H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	4000	I	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
160	2.18	20	84.19
180	2.76	20	87.75
200	3.41	20	91.31
220	4.13	20	94.87
240	4.92	20	98.43
260	5.77	20	101.98
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
20	0.03	25	71.36
40	0.14	25	74.92
60	0.31	25	78.48
80	0.55	25	82.04
100	0.85	25	85.59
120	1.23	25	89.15
140	1.67	25	92.71
160	2.18	25	96.27
180	2.76	25	99.83
200	3.41	25	103.39
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
20	0.03	30	83.32
40	0.14	30	86.88
60	0.31	30	90.44
80	0.55	30	94.00
100	0.85	30	97.56
120	1.23	30	101.12
140	1.67	30	104.67
Vano	Flecha	Angulo	% utilización
20	0.03	35	95.15
40	0.14	35	98.70
60	0.31	35	102.26

Fuente: elaboración propia.

Tabla A-2. Esfuerzos mecánicos para estructuras de 18 m, tipo II

H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.	H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.	H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.3	10	15.6	14.1	11.3	10	15.6	14.1	11.3	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda	ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda	ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	1000	II	15.5	18 mts	2000	II	15.5	18 mts	3000	II	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion	Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion	Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
20	0.03	0	76.82	120	1.23	5	87.02	220	4.13	0	64.85
40	0.14	0	85.28	140	1.67	5	93.66	240	4.92	0	69.34
60	0.31	0	95.13	160	2.18	5	100.37	260	5.77	0	73.87
80	0.55	0	105.88	Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion	280	6.88	0	78.41
H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.	Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion	300	7.68	0	82.99
15.6	14.1	11.3	10	20	0.03	10	76.92	320	8.74	0	87.58
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda	60	0.31	10	90.02	340	9.88	0	92.18
18 mts	2000	II	15.5	80	0.55	10	96.70	360	11.06	0	96.80
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion	100	0.85	10	103.43	380	12.32	0	101.43
20	0.03	0	38.41	Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion	20	0.03	5	37.07
40	0.14	0	42.64	10	0.01	15	96.29	40	0.14	5	41.02
60	0.31	0	47.56	20	0.03	15	99.65	60	0.31	5	45.12
80	0.55	0	52.99	H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.	80	0.55	5	49.34
100	0.85	0	58.77	15.6	14.1	11.3	10	100	0.85	5	53.64
120	1.23	0	64.83	ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda	120	1.23	5	58.01
140	1.67	0	71.08	18 mts	3000	II	15.5	140	1.67	5	62.44
160	2.18	0	77.48	Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion	160	2.18	5	66.91
180	2.76	0	83.99	20	0.03	0	25.61	180	2.76	5	71.42
200	3.41	0	90.60	40	0.14	0	28.43	200	3.41	5	75.95
220	4.13	0	97.28	60	0.31	0	31.71	220	4.13	5	80.51
240	4.92	0	104.01	80	0.55	0	35.33	240	4.92	5	85.09
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion	100	0.85	0	39.18	260	5.77	5	89.69
20	0.03	5	55.61	120	1.23	0	43.22	280	6.68	5	94.30
40	0.14	5	61.53	140	1.67	0	47.39	300	7.68	5	98.93
60	0.31	5	67.68	160	2.18	0	51.65	320	8.74	5	103.56
80	0.55	5	74.00	180	2.76	0	56.00				
100	0.85	5	80.46	200	3.41	0	60.40				

Fuente: elaboración propia.

Continuación tabla A-2.

H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.	H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.	H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10	15.6	14.1	11.8	10	15.6	14.1	11.8	10
<b>ALTURA</b>	<b>CLASE</b>	<b>TIPO</b>	<b>H guarda</b>	<b>ALTURA</b>	<b>CLASE</b>	<b>TIPO</b>	<b>H guarda</b>	<b>ALTURA</b>	<b>CLASE</b>	<b>TIPO</b>	<b>H guarda</b>
18 mts	3000	II	15.5	18 mts	4000	II	15.5	18 mts	4000	II	15.5
<b>Vano</b>	<b>Flecha</b>	<b>Angulo</b>	<b>% utilización</b>	<b>Vano</b>	<b>Flecha</b>	<b>Angulo</b>	<b>% utilización</b>	<b>Vano</b>	<b>Flecha</b>	<b>Angulo</b>	<b>% utilización</b>
20	0.03	10	51.28	20	0.03	0	19.20	60	0.31	5	33.84
40	0.14	10	55.62	40	0.14	0	21.32	80	0.55	5	37.00
60	0.31	10	60.02	60	0.31	0	23.78	100	0.85	5	40.23
80	0.55	10	64.46	80	0.55	0	26.49	120	1.23	5	43.51
100	0.85	10	68.95	100	0.85	0	29.39	140	1.67	5	46.83
120	1.23	10	73.47	120	1.23	0	32.41	160	2.18	5	50.18
140	1.67	10	78.02	140	1.67	0	35.54	180	2.76	5	53.56
160	2.18	10	82.59	160	2.18	0	38.74	200	3.41	5	56.97
180	2.76	10	87.18	180	2.76	0	42.00	220	4.13	5	60.39
200	3.41	10	91.78	200	3.41	0	45.30	240	4.92	5	63.82
220	4.13	10	96.40	220	4.13	0	48.64	260	5.77	5	67.27
240	4.92	10	101.03	240	4.92	0	52.01	280	6.69	5	70.73
<b>Vano</b>	<b>Flecha</b>	<b>Angulo</b>	<b>% utilización</b>	<b>Vano</b>	<b>Flecha</b>	<b>Angulo</b>	<b>% utilización</b>	<b>Vano</b>	<b>Flecha</b>	<b>Angulo</b>	<b>% utilización</b>
20	0.03	15	66.43	260	5.77	0	55.40	300	7.68	5	74.20
40	0.14	15	70.94	280	6.69	0	58.81	320	8.74	5	77.67
60	0.31	15	75.47	300	7.68	0	62.24	340	9.86	5	81.16
80	0.55	15	80.03	320	8.74	0	65.68	360	11.06	5	84.65
100	0.85	15	84.61	340	9.86	0	69.14	380	12.32	5	88.14
120	1.23	15	89.20	360	11.06	0	72.60	400	13.65	5	91.64
140	1.67	15	93.81	380	12.32	0	76.07	420	14.24	5	95.15
160	2.18	15	98.43	400	13.65	0	79.55	440	13.14	5	98.65
180	2.76	15	103.07	420	12.42	0	83.04	<b>Vano</b>	<b>Flecha</b>	<b>Angulo</b>	<b>% utilización</b>
<b>Vano</b>	<b>Flecha</b>	<b>Angulo</b>	<b>% utilización</b>	440	13.14	0	86.53	20	0.03	10	38.46
20	0.03	20	81.95	460	13.86	0	90.03	40	0.14	10	41.71
40	0.14	20	86.54	480	14.58	0	93.53	60	0.31	10	45.01
60	0.31	20	91.14	500	15.29	0	97.04	80	0.55	10	48.35
80	0.55	20	95.75	20	0.03	5	27.81	100	0.85	10	51.71
				40	0.14	5	30.77	120	1.23	10	55.10

Fuente: elaboración propia.

Continuación tabla A-2.

H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	4000	II	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
140	1.67	10	58.51
160	2.18	10	61.94
180	2.76	10	65.38
200	3.41	10	68.83
220	4.13	10	72.30
240	4.92	10	75.77
260	5.77	10	79.25
280	6.69	10	82.74
300	7.68	10	86.23
320	8.74	10	89.73
340	9.86	10	93.23
360	11.06	10	96.74
380	12.32	10	100.25
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
20	0.03	15	49.83
40	0.14	15	53.20
60	0.31	15	56.60
80	0.55	15	60.02
100	0.85	15	63.45
120	1.23	15	66.90
140	1.67	15	70.36
160	2.18	15	73.83
180	2.76	15	77.30
200	3.41	15	80.78
220	4.13	15	84.27
240	4.92	15	87.77
260	5.77	15	91.27

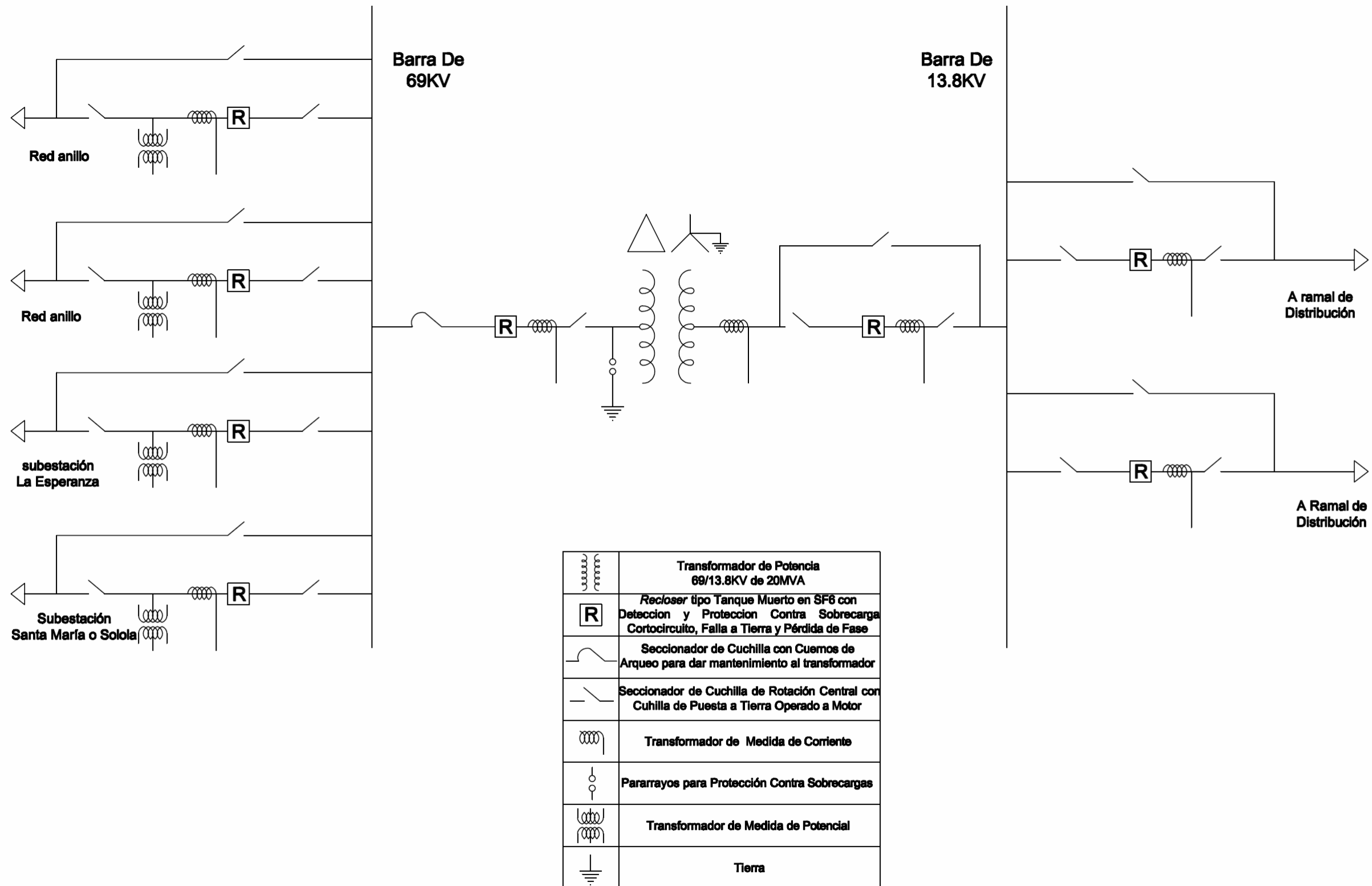
  

H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	4000	II	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
280	6.69	15	94.77
300	7.68	15	98.28
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
20	0.03	20	61.46
40	0.14	20	64.90
60	0.31	20	68.35
80	0.55	20	71.81
100	0.85	20	75.29
120	1.23	20	78.76
140	1.67	20	82.25
160	2.18	20	85.74
180	2.76	20	89.24
200	3.41	20	92.74
220	4.13	20	96.25
240	4.92	20	99.76
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
20	0.03	25	73.18
40	0.14	25	76.66
60	0.31	25	80.14
80	0.55	25	83.63
100	0.85	25	87.12
120	1.23	25	90.62
140	1.67	25	94.12
160	2.18	25	97.63

H Util	H Cond Sup	H Cond Medio	H Cond Inf.
15.6	14.1	11.8	10
ALTURA	CLASE	TIPO	H guarda
18 mts	4000	II	15.5
Vano	Flecha	Angulo	% utilizacion
20	0.03	30	84.89
40	0.14	30	88.38
60	0.31	30	91.88
80	0.55	30	95.39
100	0.85	30	98.90

Fuente: elaboración propia



Contenido

Figura A- I : Diagrama unifilar

**Diseño** José Miguel Rojas

**Calculo** José Miguel Rojas

**Dibujo** José Miguel Rojas

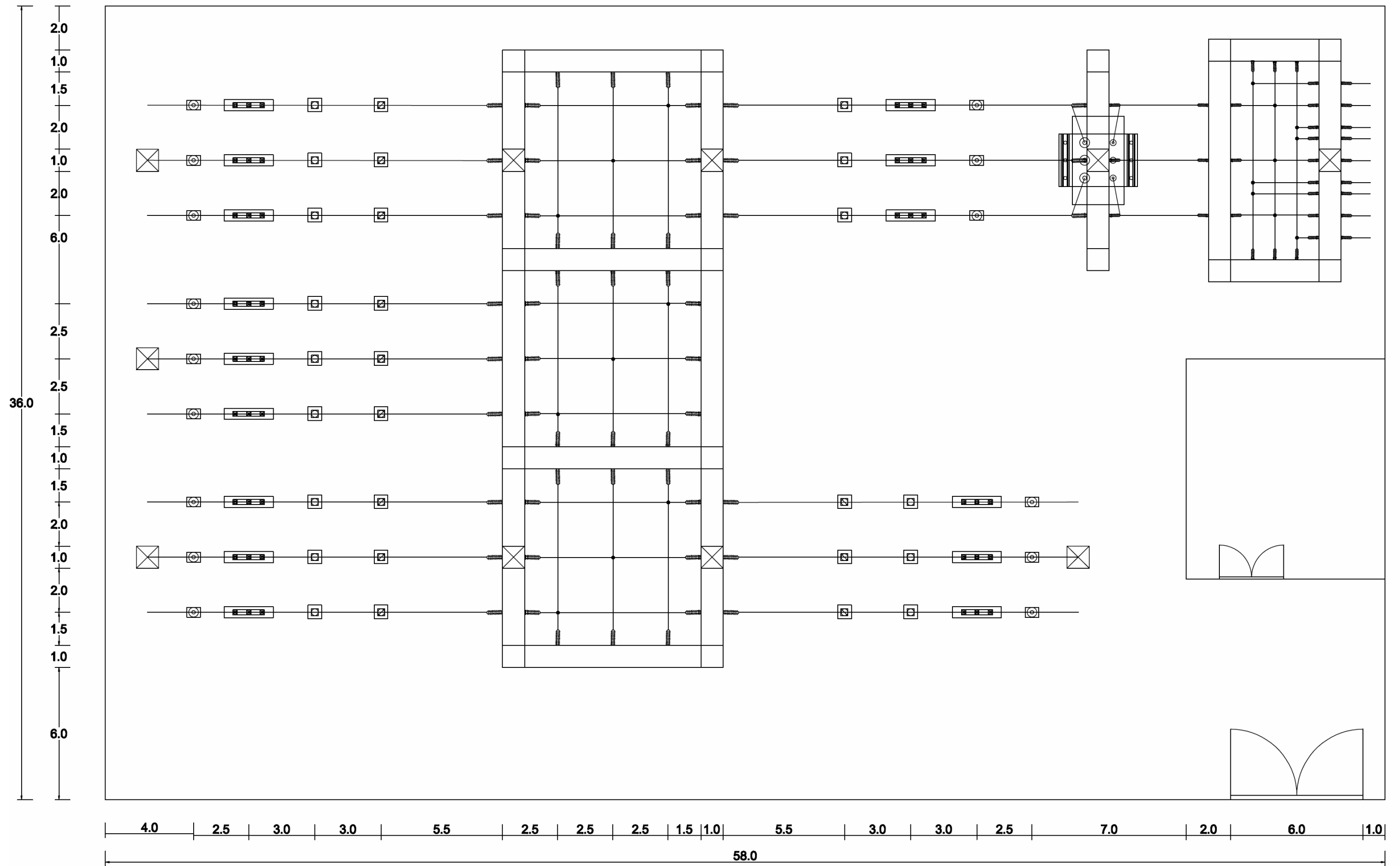
(f.) \_\_\_\_\_ (f.) \_\_\_\_\_

ING. SUPERVISOR

ING. SUPERVISOR

**Página**

**129**

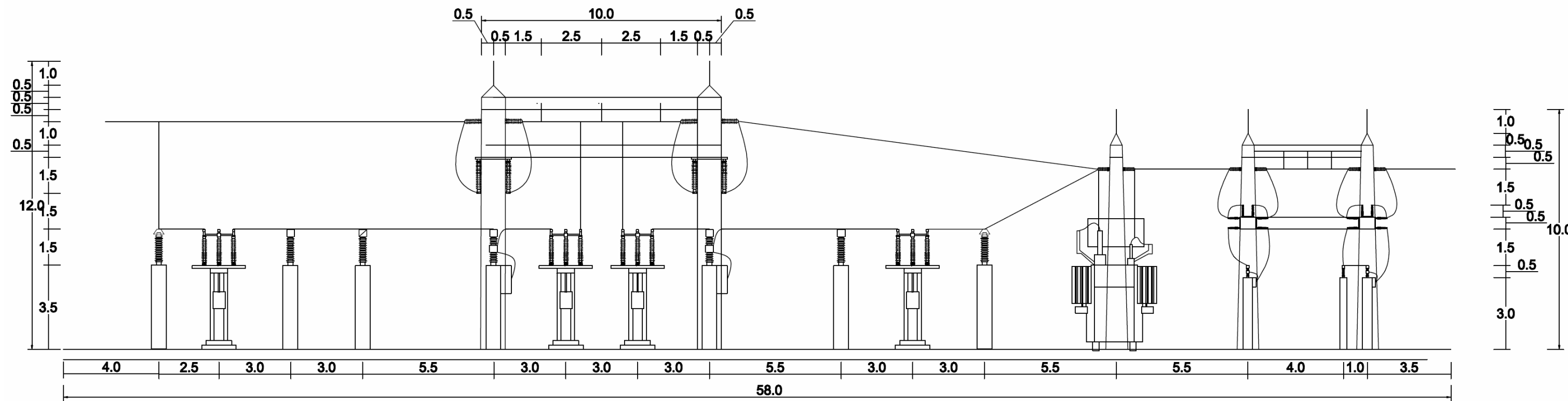


Contenido  
**Figura A-2: Planta general**

**Diseño** José Miguel Rojas  
**Cálculo** José Miguel Rojas  
**Dibujo** José Miguel Rojas

(f.) \_\_\_\_\_ (f.) \_\_\_\_\_  
 ING. SUPERVISOR                      ING. SUPERVISOR

**Página**  
**130**



Contenido  
**Figura A-3: Perfil A'-B'**

**Diseño** José Miguel Rojas

**Cálculo** José Miguel Rojas

**Dibujo** José Miguel Rojas

(f.) \_\_\_\_\_

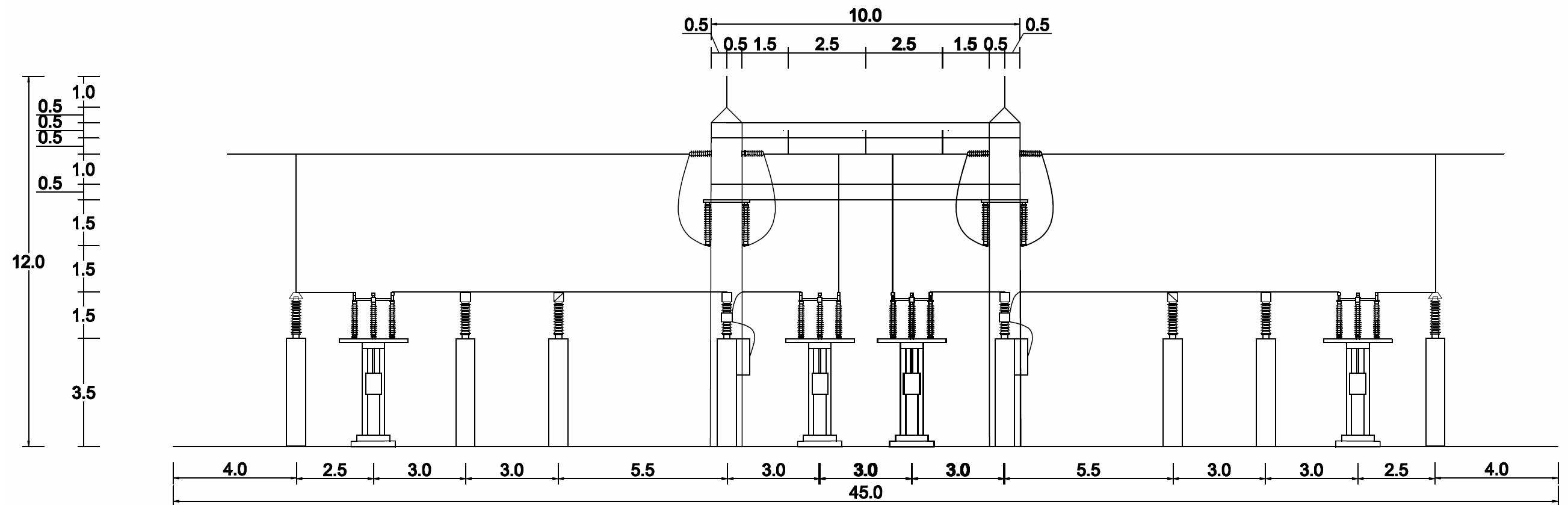
ING. SUPERVISOR

(f.) \_\_\_\_\_

ING. SUPERVISOR

**HOJA No**

**131**



Contenido

**Figura A-4: Perfil C'-D'**

**Diseño** José Miguel Rojas

**Cálculo** José Miguel Rojas

**Dibujo** José Miguel Rojas

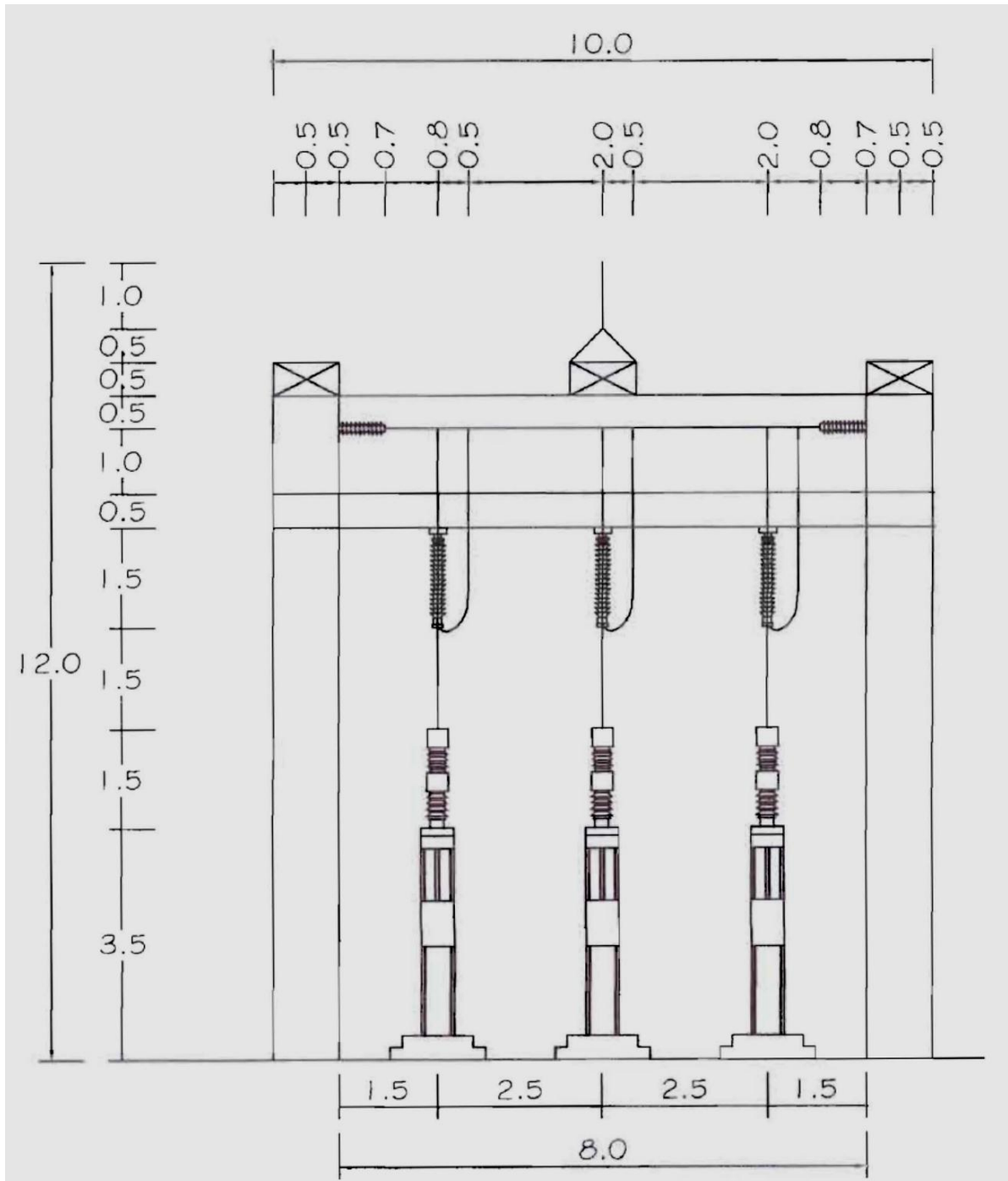
(f.) \_\_\_\_\_ (f.) \_\_\_\_\_  
 ING. SUPERVISOR                      ING. SUPERVISOR

**HOJA No**

**132**

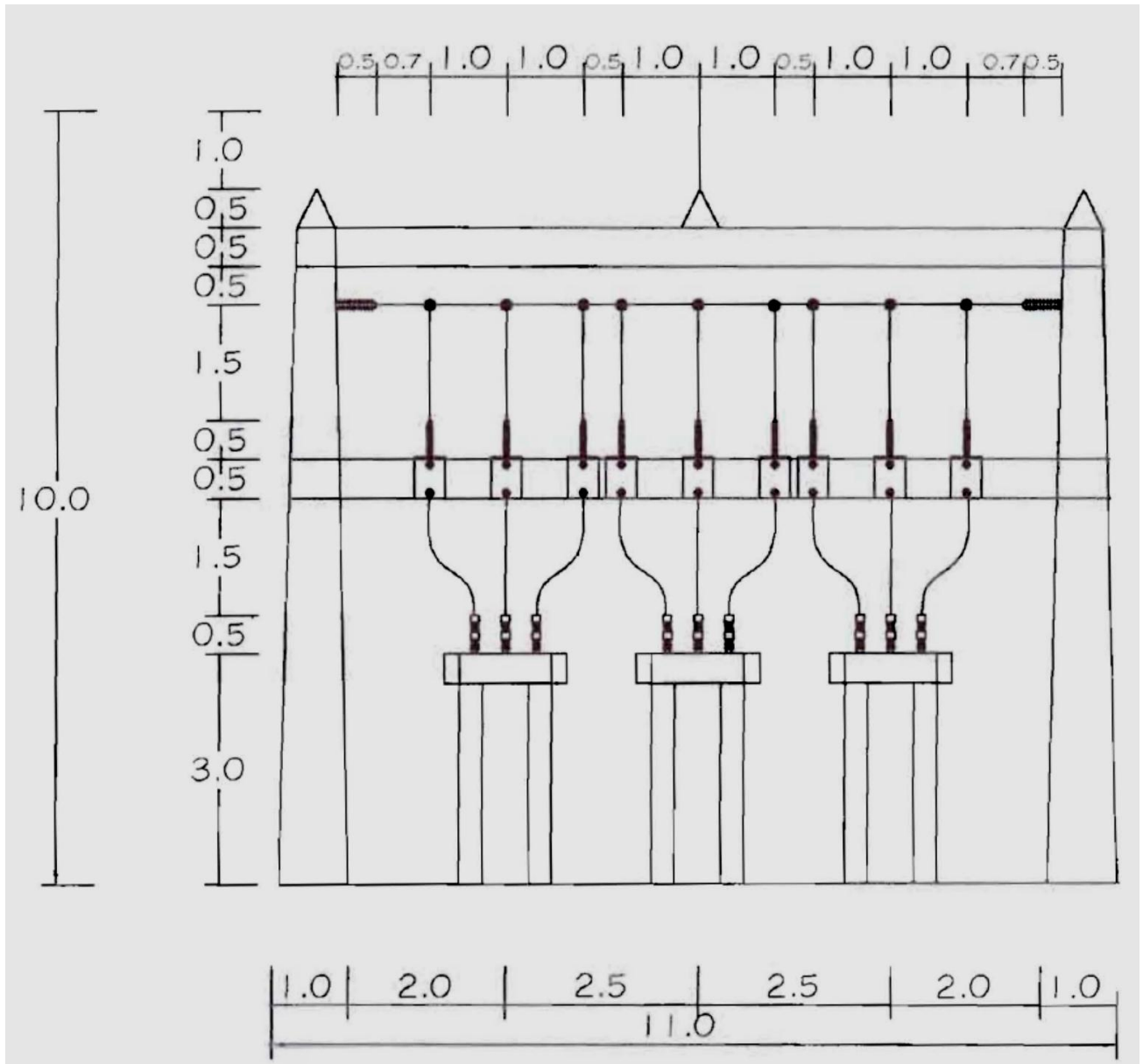


Figura A-5. Elevación E' - F'



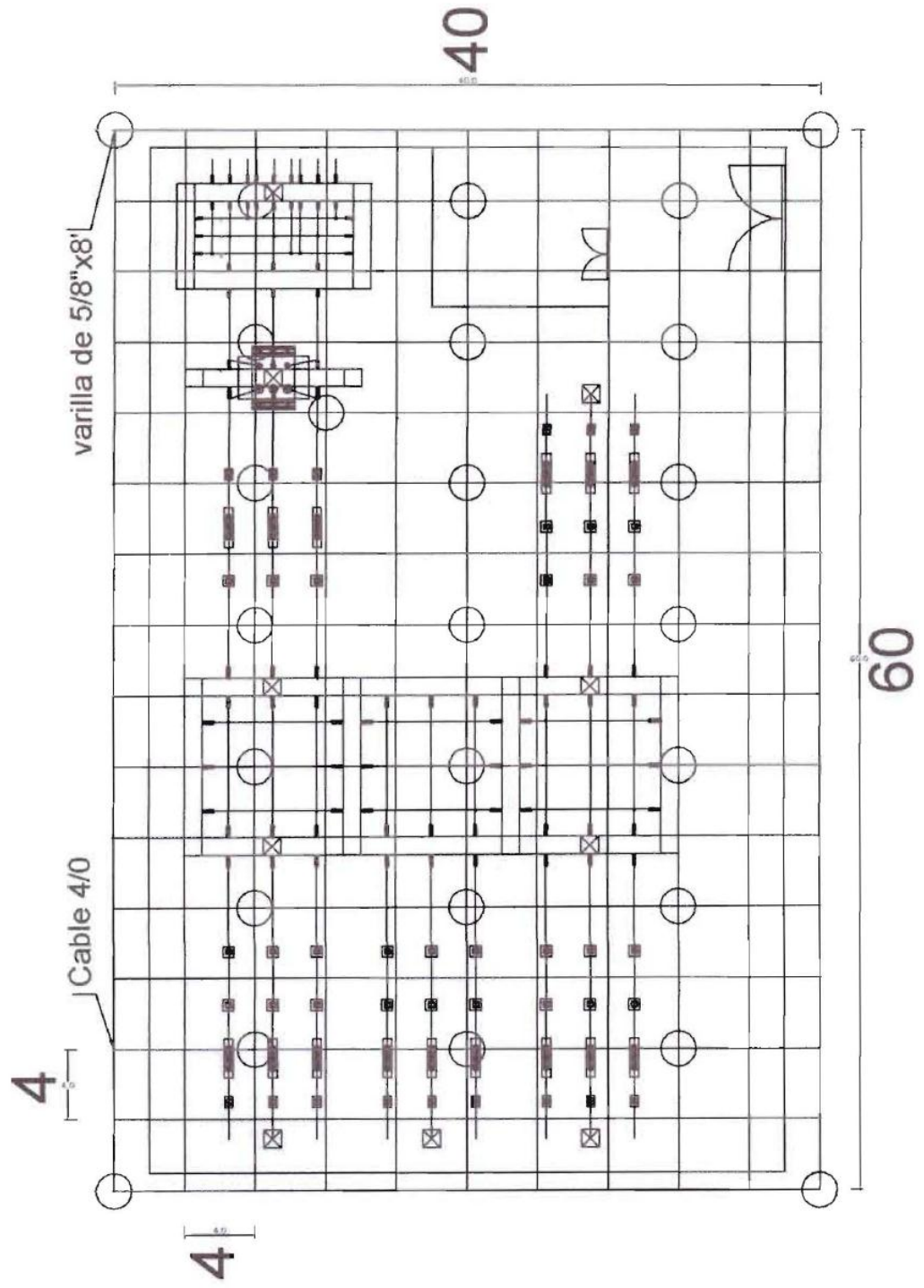
Fuente: elaboración propia.

Figura A-6. Elevación G' - H'



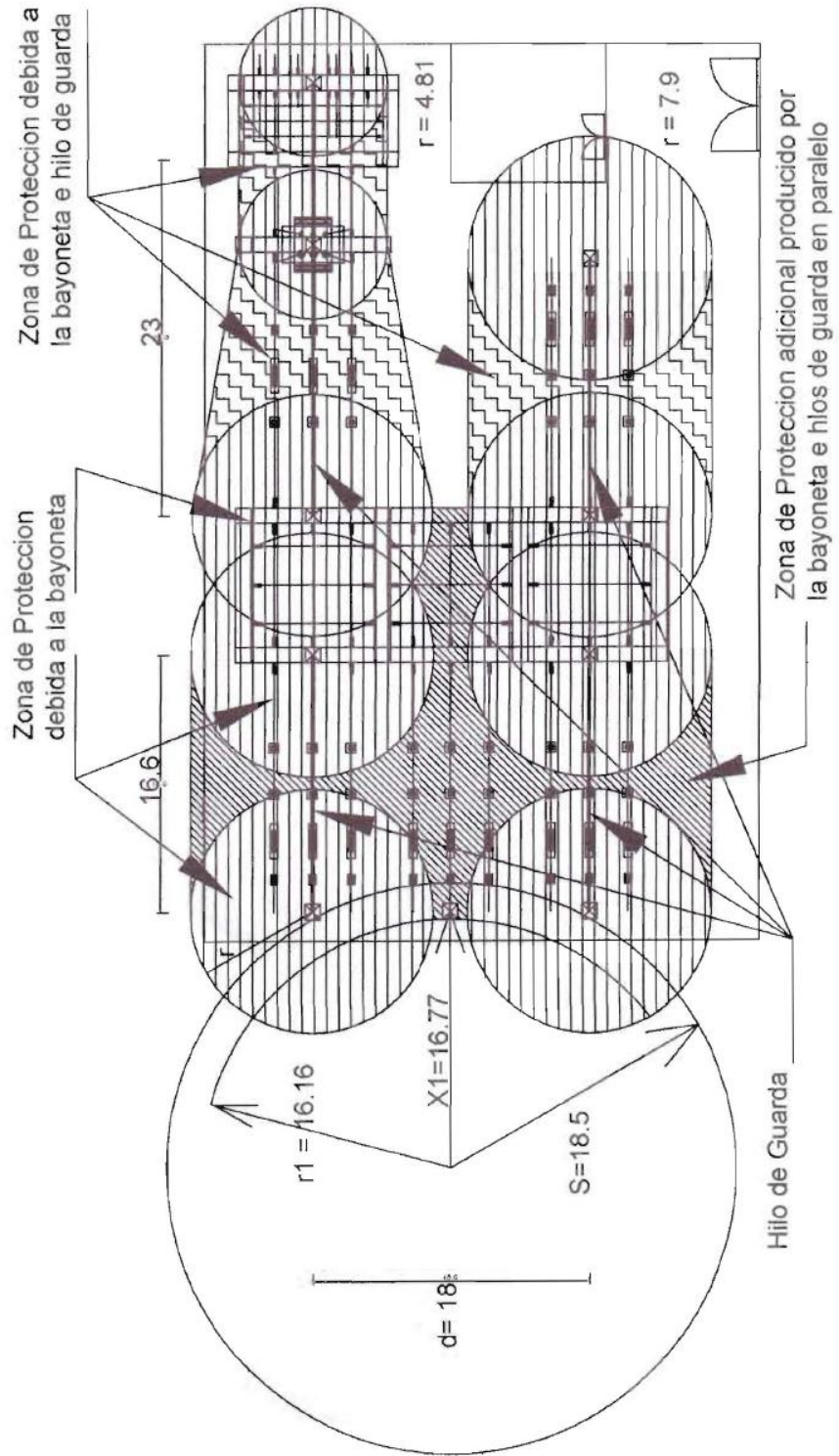
Fuente: elaboración propia.

Figura A-7. Red de tierra



Fuente: elaboración propia.

Figura A-8. **Blindaje**



Fuente: elaboración propia.

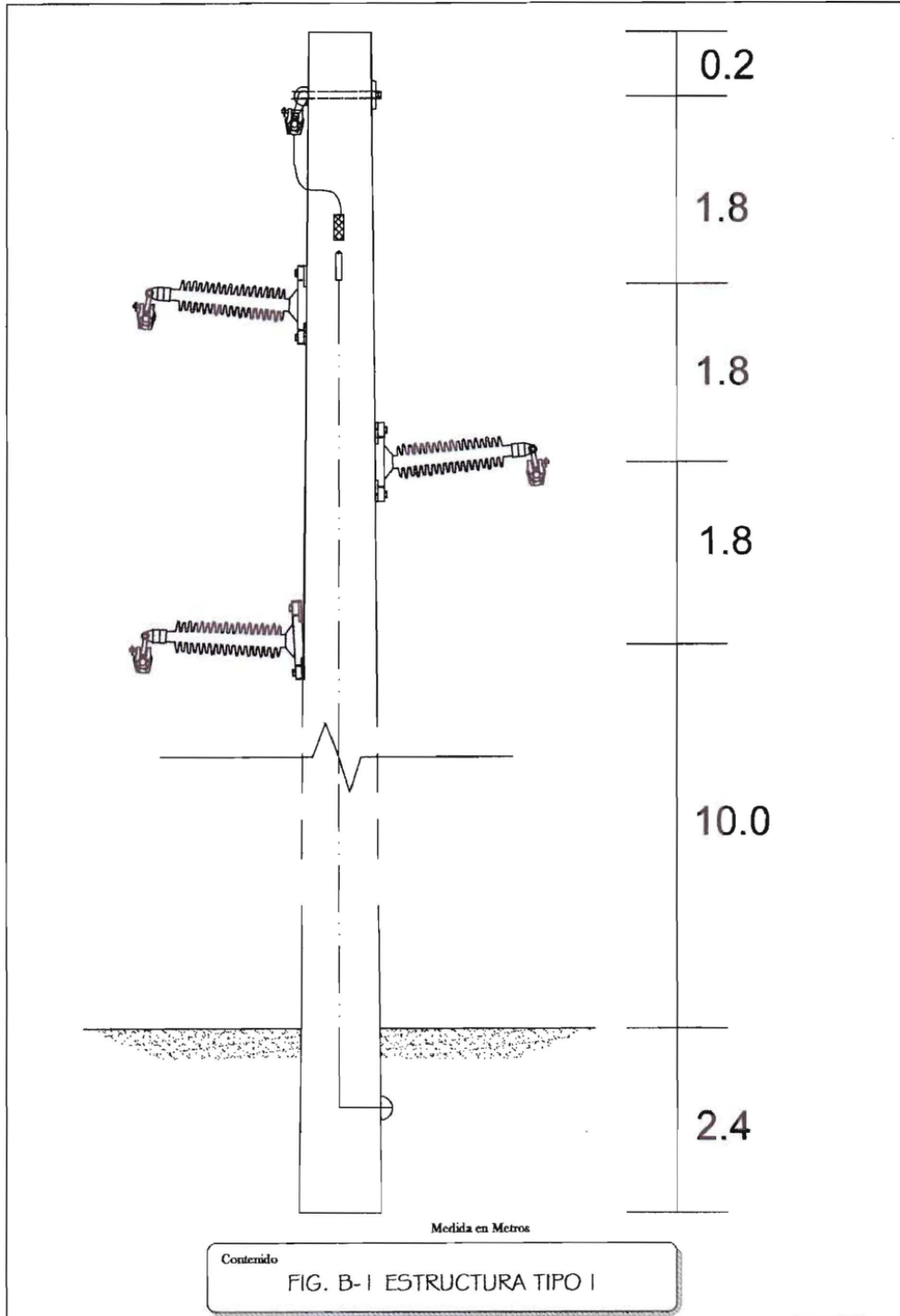
# ANEXO

Tabla B-1. **Factor de corrección por altitud de la presión atmosférica**

Altitud en m	Presión		Factor de corrección $\alpha$
	kPa	Mm Hg	
0	101,3	760	1,000
100	100,1	751	0,988
200	98,9	742	0,976
300	97,7	733	0,965
400	96,8	726	0,954
500	95,5	716	0,942
600	94,3	707	0,931
700	93,2	699	0,919
800	92,1	691	0,908
900	90,9	682	0,897
1000	90,5	679	0,893
1100	88,8	666	0,876
1200	87,7	658	0,866
1300	86,7	650	0,855
1400	85,6	642	0,845
1500	84,5	634	0,834
1600	83,6	627	0,824
1700	82,5	619	0,814
1800	81,5	611	0,804
1900	80,5	604	0,794
2000	79,5	596	0,784
2100	78,5	589	0,774
2200	77,5	581	0,765
2300	76,5	574	0,756
2400	75,6	567	0,746
2500	74,7	560	0,737

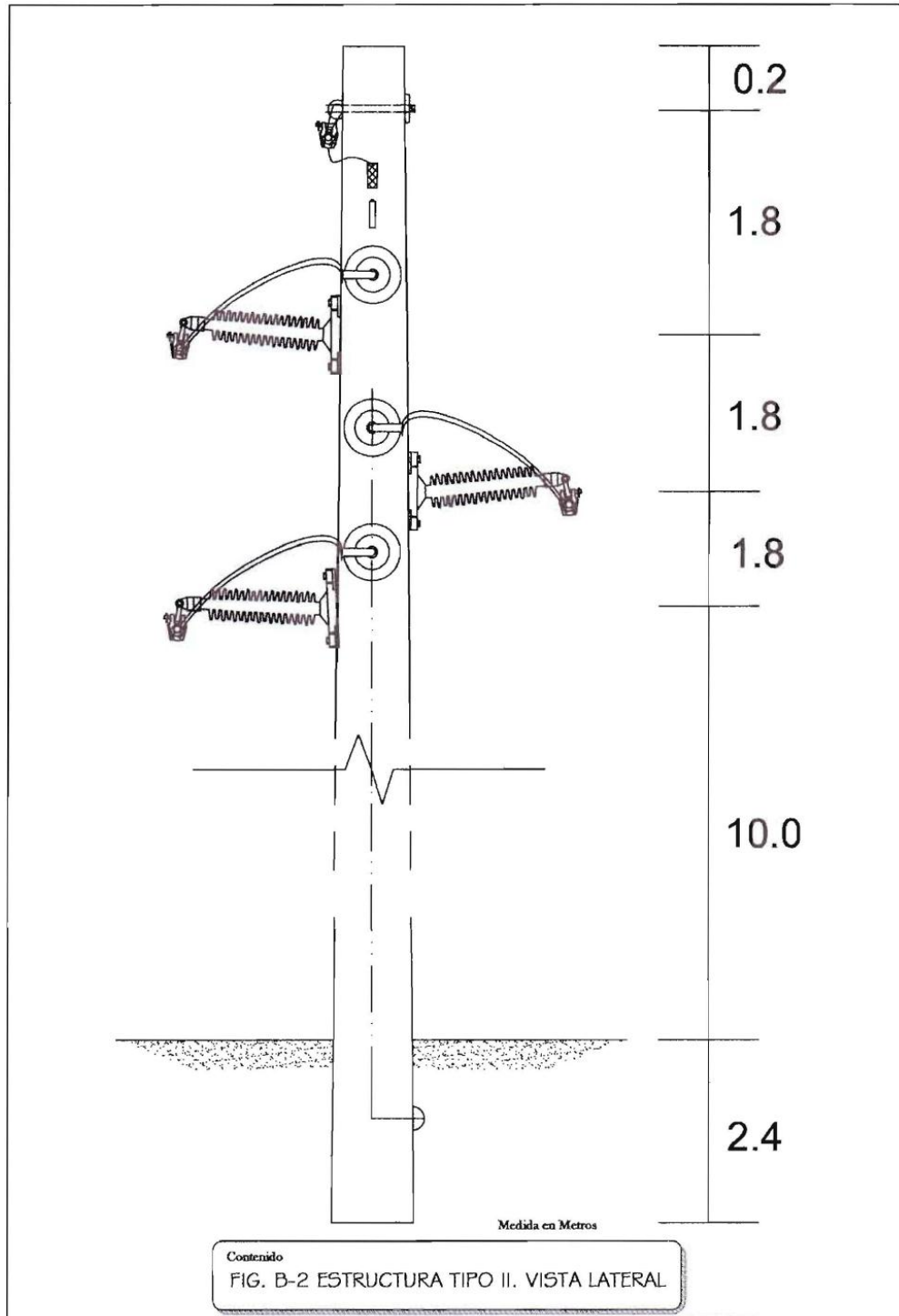
Fuente: BOJ DE LEÓN, Edgar Ubaldo. Evaluación técnico económica del diseño de líneas de transmisión de 69 kV utilizando estructuras compactas. Tabla XXXIII, p. 128.

Figura B-1. Estructura tipo I



Fuente: BOJ DE LEÓN, Edgar Ubaldo. Evaluación técnico económica del diseño de líneas de transmisión de 69 kV utilizando estructuras compactas. Tabla XXXIII, p. 125.

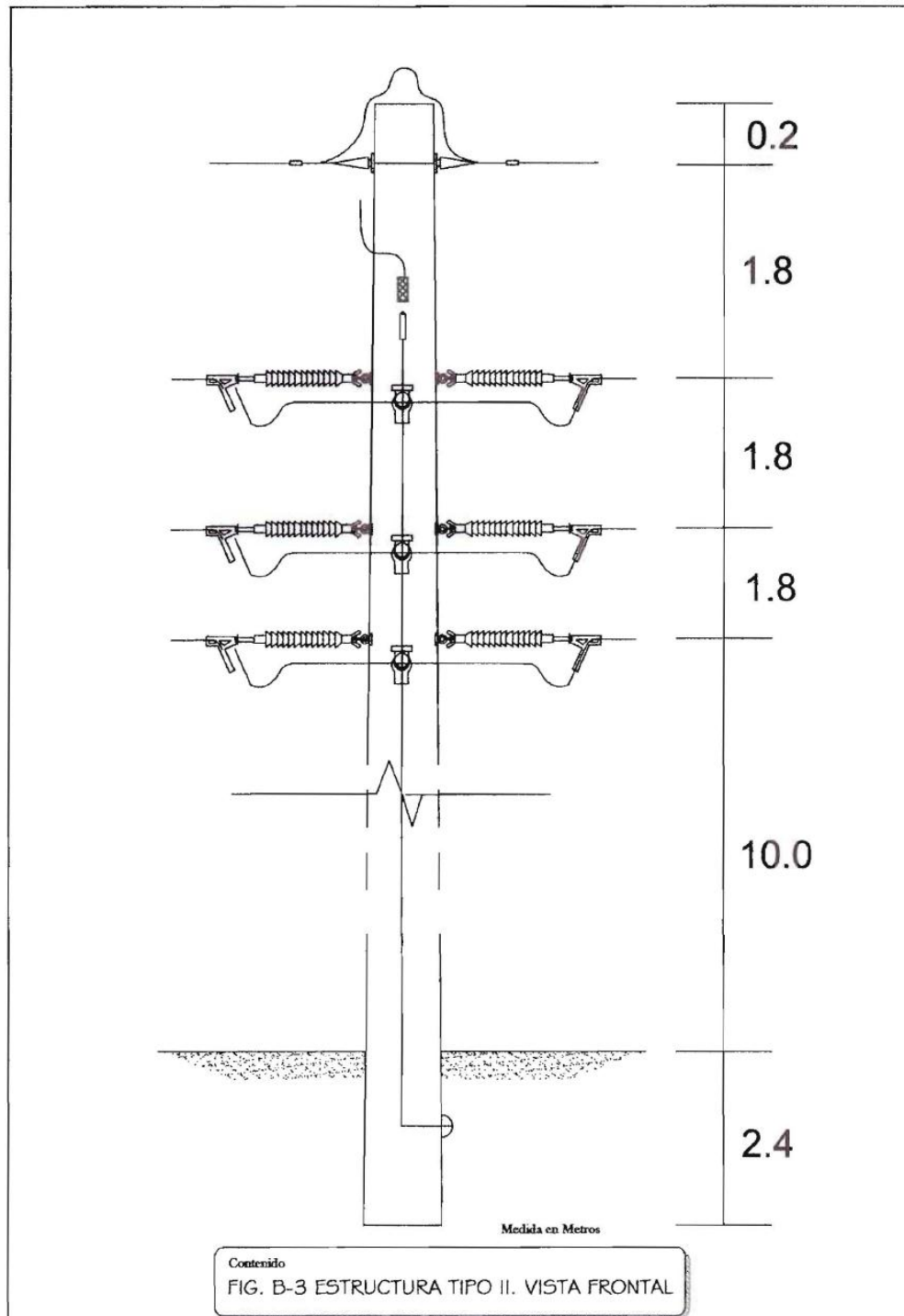
Figura B-2. Estructura tipo II, vista lateral



Fuente: BOJ DE LEÓN, Edgar Ubaldo. Evaluación técnico económica del diseño de líneas de transmisión de 69 kV utilizando estructuras compactas. Tabla XXXIII, p. 126.



Figura B-3. Estructura tipo II, vista frontal



Fuente: BOJ DE LEÓN, Edgar Ubaldo. Evaluación técnico económica del diseño de líneas de transmisión de 69 kV utilizando estructuras compactas. Tabla XXXIII, p. 126.