



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

**DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL REACTOR
DE 20MVA_r UBICADO EN LA SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR**

Angel Gabriel Polanco Durán

Asesorado por el Ing. Rogelio Roberto Guzmán Pontaza

Guatemala, octubre de 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL REACTOR
DE 20MVA_r UBICADO EN LA SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

ANGEL GABRIEL POLANCO DURÁN

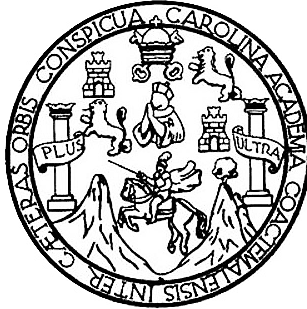
ASESORADO POR EL ING. ROGELIO ROBERTO GUZMÁN PONTAZA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de Leon Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonzo Rivera Carrillo
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL REACTOR DE 20MVAr UBICADO EN LA SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 19 de enero de 2015.


Angel Gabriel Polanco Durán

Guatemala, 11 de agosto de 2015

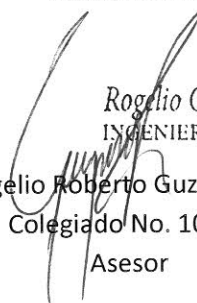
Ingeniero Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador de Área de Potencia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Muy atentamente lo saludo,

Por este medio me permito informarle que he revisado el trabajo de graduación del estudiante ANGEL GABRIEL POLANCO DURÁN, quien se identifica con carné 2008-15228, titulado: **DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL REACTOR DE 20MVAr UBICADO EN LA SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR.**

Este trabajo de graduación cumple con todos los requisitos técnicos y objetivos para los que fue propuesto, por lo que como asesor del trabajo de graduación, apruebo el contenido del mismo.

Atentamente,



Rogelio Guzmán Pontaza
INGENIERO ELECTRICISTA
Cól. 10726
Ing. Rogelio Roberto Guzmán Pontaza
Colegiado No. 10726
Asesor



Ref. EIME 62. 2015
Guatemala, 31 de AGOSTO 2015.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL
REACTOR DE 20MVar UBICADO EN LA SUBESTACIÓN
GUATEMALA SUR**, del estudiante **Angel Gabriel Polanco Durán**,
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



sro



REF. EIME 62. 2015.

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; ANGEL GABRIEL POLANCO DURÁN, titulado: DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL REACTOR DE 20MVAR UBICADO EN LA SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 25 DE SEPTIEMBRE 2015.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL REACTOR DE 20MVar UBICADO EN LA SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR**, presentado por el estudiante universitario: **Angel Gabriel Polanco Durán**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, octubre de 2015

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por siempre brindarme la fuerza, la sabiduría y la fe para alcanzar mis metas.
- Mis padres** Blanca Luz Durán Gudiel y Julio Estuardo Polanco Navichoque, por amarme tanto, apoyarme en todo, ser mi guía y ejemplo.
- Mi hermano** Osman Gerardo Polanco Durán, por apoyarme siempre y enseñarme tanto.
- Mi familia** Por estar siempre ahí apoyándome.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser la cuna de mi formación profesional, dándome la oportunidad de vivir tantos momentos que perdurarán en mi memoria.
Facultad de Ingeniería	Por brindarme la oportunidad de pasar por sus aulas, adquiriendo el conocimiento que hoy me lleva a ser un profesional de la ingeniería.
Mis amigos y compañeros de la facultad	A todos ustedes que me acompañaron en este recorrido, desde el primer día de clases hasta hoy, gracias por estar ahí.
Ing. Marco Fabio Gudiel Sandoval	Por ser una importante influencia en mi carrera, por apoyarme siempre.
Mis compañeros de trabajo	Ing. Leslie Escobedo, Ing. Héctor Tzoc, Josué Coy, Daniel Vásquez, José Roldan, Elena Díaz, gracias por su apoyo.
Asesor	Ing. Rogelio Roberto Guzmán Pontaza, por su invaluable apoyo y brindarme su guía en la elaboración del presente trabajo de graduación.
Ing. Oscar Caceros	Por darme el apoyo para alcanzar esta meta.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	XI
LISTA DE SÍMBOLOS	XV
GLOSARIO	XIX
RESUMEN.....	XXIII
OBJETIVOS.....	XXV
INTRODUCCIÓN.....	XXVII
1. ASPECTOS TEÓRICOS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	1
1.1. ¿Qué es la coordinación de aislamiento?.....	1
1.2. Sobretensiones.....	2
1.3. Sobretensión de maniobra.....	3
1.4. Sobretensiones del sistema.....	4
1.4.1. Clasificación de tensiones y sobretensiones	5
1.4.1.1. Sobretensión permanente	5
1.4.1.2. Sobretensión temporal.....	5
1.4.1.3. Fallas a tierra.....	6
1.4.1.4. Rechazo de carga.....	7
1.4.1.5. Resonancia y ferresonancia	8
1.4.2. Sobretensión transitoria.....	8
1.5. Nivel de aislamiento	9
1.6. Tensión nominal	10
1.7. Nivel básico de impulso.....	11
1.8. Aislamiento interno y externo de los aparatos	13
1.9. Determinación de distancias dieléctricas en subestaciones....	14

1.9.1.	Determinación de la distancia crítica de flameo	14
1.9.2.	Relación entre la tensión crítica de flameo y la distancia dieléctrica	16
1.9.3.	Determinación de distancia entre fase mínima entre fases y tierra (estructura de soporte).....	17
1.9.4.	Dimensionamiento de distancias mínimas en aire ..	18
1.10.	Descargas eléctricas en subestaciones	20
1.10.1.	Descargas parciales	20
1.10.2.	Descargas internas	21
1.10.3.	Descargas externas	23
1.10.4.	Descargas superficiales	24
1.10.5.	Descargas atmosféricas	25
1.11.	Selección de pararrayos.....	26
1.11.1.	Margen de protección para pararrayos de óxidos metálicos	27
1.12.	Corrientes en una subestación.....	27
1.12.1.	Corriente nominal	28
1.12.2.	Corriente de cortocircuito	28
1.12.3.	Capacidades de cortocircuito	29
1.13.	Propiedades y clases de los aislantes.....	29
1.14.	Equipos de una bahía de reactor	30
1.14.1.	Seccionadores.....	30
1.14.2.	Interruptor de potencia	32
1.14.3.	Transformadores de instrumentos.....	34
1.14.4.	Transformadores de potencial.....	35
1.14.5.	Transformadores de corriente	36
1.14.6.	Pararrayos.....	37
1.14.7.	Reactores	39

2.	MODELACIÓN MATEMÁTICA DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	41
2.1.	Nivel isocerámico del área.....	41
2.1.1.	Concepto de nivel cerámico.....	41
2.1.2.	Mapa isocerámico de Guatemala	41
2.2.	Probabilidad de incidencia de rayos	44
2.3.	Modelación matemática de la coordinación de aislamiento en una subestación	45
2.3.1.	Determinación de los sobre voltajes representativos Urp	45
2.3.2.	Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra abierto.....	46
2.3.3.	Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra cerrado.....	48
2.3.4.	Determinación de los voltajes de aguante de coordinación	50
2.3.5.	Método determinista para la coordinación de aislamiento para sobretensiones de frente lento	51
2.3.6.	El voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente rápido	53
2.3.7.	Determinación de los voltajes de aguante requeridos U_{rw}	55
2.3.7.1.	Voltajes de aguante requeridos	55
2.3.7.2.	Corrección por condiciones atmosféricas	55
2.3.7.3.	Tensión soportada específica U_{rw}	57
2.3.8.	Conversión a voltajes soportados normalizados para voltajes en el rango 1	57
2.3.9.	Distancias en aire fase-tierra y fase-fase.....	60

2.3.9.1.	Cálculo de la tensión de aguante requerida	60
2.3.9.2.	Distancia mínima de fase a fase (d_{ff})....	61
2.3.9.3.	Altura de los equipos sobre el nivel del suelo (h_s)	61
2.3.9.4.	Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo (h_b)	62
2.3.9.5.	Altura de remate de las líneas de transmisión (h_L)	62
2.3.10.	Distancias para el dimensionamiento de subestaciones	63
2.3.10.1.	Ancho de barras.....	64
2.3.10.2.	Ancho de campo	65
2.3.10.3.	Altura del campo	67
2.3.10.4.	Longitud de campo.....	70
2.3.11.	Cálculo de las cadenas de aisladores	71
2.3.11.1.	Cálculo de la distancia de fuga en la cadena de aisladores según la Norma C.F.E. L0000-06 1991	72
2.3.11.2.	Cálculo de aisladores por distancia de fase a tierra	72
2.3.12.	Cálculo del ángulo de blindaje.....	74
2.3.13.	Verificación de la protección del blindaje por hilo de guarda	75
2.3.13.1.	Corriente crítica de descarga a la parte viva a proteger	77
2.3.13.2.	La distancia efectiva de la descarga	77
2.3.13.3.	Altura efectiva del cable de guarda	78

	2.3.13.4.	Límite práctico para la separación entre cables de guarda adyacentes.....	78
	2.3.14.	Verificación de la selección del pararrayos.....	79
	2.3.14.1.	Tensión de designación.....	79
	2.3.14.2.	Margen de protección para pararrayos de óxidos metálicos	79
	2.3.15.	Cálculo del número de fallas por blindaje	80
	2.3.16.	Cálculo de la impedancia de la estructura	81
	2.3.17.	Cálculo de la resistencia al pie de la estructura.....	82
	2.3.17.1.	Conexión por medio de varillas.....	83
	2.3.17.2.	Conexión por medio de contrantenas ..	84
	2.3.18.	Cálculo de tensiones que pueden producir flameo inverso	84
	2.3.19.	Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla en aislamientos sometidos a sobretensiones por maniobra.....	85
3.		CÁLCULO PARA EL DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL REACTOR DE 20MVA _r UBICADO EN SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR.....	89
	3.1.	Cálculo de la coordinación de aislamiento del reactor.....	89
	3.1.1.	Cálculo de distancias entre partes vivas.....	90
	3.1.1.1.	Determinación de los sobrevoltajes representativos U_{rp}	91
	3.1.1.2.	Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra abierto	93
	3.1.1.3.	Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra cerrado.....	94

3.1.1.4.	Determinación de los voltajes de aguante de coordinación	96
3.1.1.5.	Método determinista para la coordinación de aislamiento para sobretensiones de frente lento	97
3.1.1.6.	El voltaje de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente rápido	98
3.1.2.	Cálculo de distancias entre partes vivas y tierra ...	100
3.1.2.1.	Determinación de los voltajes de aguante requeridos U_{rw}	100
3.1.2.1.1.	Factor de seguridad	100
3.1.2.1.2.	Corrección por condiciones atmosféricas.....	101
3.1.2.1.3.	Voltajes de aguante requeridos	103
3.1.2.1.4.	Conversión a voltajes soportados normalizados para voltajes en el rango 1 ..	105
3.1.3.	Distancias de seguridad	108
3.1.3.1.	Distancias en aire fase-tierra y fase-fase para la zona de 230 kV	108
3.1.3.2.	Cálculo de la tensión de aguante requerida	109
3.1.3.3.	Altura de los equipos sobre el nivel del suelo (h_s)	111

3.1.3.4.	Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo (h_b)	112
3.1.3.5.	Altura de remate de las líneas de transmisión (h_L).....	112
3.1.3.6.	Distancias para el dimensionamiento de subestaciones.....	114
3.1.3.6.1.	Ancho de barras	114
3.1.3.6.2.	Ancho de campo.....	115
3.1.3.6.3.	Altura del campo.....	116
3.1.3.6.4.	Longitud de campo	119
3.1.4.	Cálculo de las cadenas de aisladores	120
3.1.4.1.	Cálculo de la distancia de fuga en la cadena de aisladores (C.F.E. L0000-06 1991)	121
3.1.4.2.	Cálculo de aisladores por distancia de fase a tierra.....	121
3.1.5.	Cálculo del ángulo de blindaje.....	123
3.1.5.1.	Verificación de la protección del blindaje por hilo de guarda	124
3.1.5.2.	Corriente crítica de descarga a la parte viva a proteger.....	125
3.1.5.3.	La distancia efectiva de la descarga..	126
3.1.5.4.	Altura efectiva del cable de guarda....	126
3.1.5.5.	Límite práctico para la separación entre cables de guarda adyacentes...	127
3.1.6.	Verificación de la selección del pararrayos.....	127
3.1.6.1.	Tensión de designación.....	127
3.1.6.2.	Margen de protección para pararrayos de óxidos metálicos	128

3.1.7.	Cálculo del número de fallas por blindaje.....	129
3.1.8.	Cálculo de la impedancia de la estructura.....	130
3.1.8.1.	Cálculo de la resistencia al pie de la estructura	130
3.1.8.1.1.	Conexión por medio de varillas	131
3.1.8.1.2.	Conexión por medio de contratenas	131
3.1.9.	Cálculo de tensiones que pueden producir flameo inverso	132
3.1.10.	Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla en aislamientos sometidos a sobretensiones por maniobra	132
4.	PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL DISEÑO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL REACTOR DE 20MVAr UBICADO EN SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR.....	135
4.1.	Descripción del diseño de la coordinación de aislamiento	135
4.1.1.	Cálculo de distancias entre partes vivas	135
4.1.1.1.	Determinación de los sobrevoltajes representativos U_{rp}	135
4.1.1.2.	Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra abierto.....	136
4.1.1.3.	Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra cerrado	136
4.1.1.4.	Determinación de los voltajes de aguante de coordinación	137

4.1.1.5.	Método determinista para la coordinación de aislamiento para sobretensiones de frente lento.....	138
4.1.1.6.	El voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente rápido.....	138
4.1.2.	Cálculo de distancias entre partes vivas y tierra...	139
4.1.2.1.	Determinación de los voltajes de aguante requeridos U_{rw}	139
4.1.2.1.1.	Factor de seguridad....	139
4.1.2.1.2.	Corrección por condiciones atmosféricas	140
4.1.2.1.3.	Voltajes de aguante requeridos ya corregidos.....	141
4.1.2.1.4.	Conversión a voltajes soportados normalizados para voltajes en el rango 1 .	142
4.1.3.	Distancias de seguridad	143
4.1.3.1.	Distancias para el dimensionamiento de subestaciones.....	144
4.1.4.	Cálculo de las cadenas de aisladores	146
4.1.5.	Cálculo del ángulo de blindaje	146
4.1.6.	Verificación de la selección del pararrayos.....	147
4.1.7.	Cálculo del número de fallas por blindaje	147
4.1.8.	Cálculo de la impedancia de la estructura	147

4.1.9. Cálculo de tensiones que pueden producir flameo inverso	147
CONCLUSIONES.....	149
RECOMENDACIONES	151
BIBLIOGRAFÍA.....	153
APÉNDICES.....	155

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Sobretensión transitoria de frente lento.....	4
2.	Descarga interna.....	21
3.	Circuito equivalente y forma de onda, descarga interna	22
4.	Descarga externa.....	23
5.	Circuito equivalente descarga externa	23
6.	Forma de onda de descargas externas.....	24
7.	Seccionador de puesta a tierra	32
8.	Interruptor de potencia tanque vivo.....	34
9.	Transformador de potencial	35
10.	Transformador de corriente.....	37
11.	Pararrayos.....	38
12.	Reactor de potencia trifásico.....	39
13.	Valores cerámicos de la red de estaciones climáticas	43
14.	Rango de sobretensiones de frente lento 2 % en el extremo de recepción debida la conexión y reenganche de la línea.....	47
15.	Relación entre las sobretensiones de frente lento de valores 2 % fase-fase y fase-tierra.....	49
16.	Evaluación del valor del factor determinístico de coordinación K_{cd}	52
17.	Dependencia del exponente m en el voltaje de aguante para coordinación al impulso por maniobra.....	56
18.	Niveles de barras en una subestación	63
19.	Distancia entre barras	64
20.	Disposición del ancho de campo.....	66

21.	Altura del campo	68
22.	Tres niveles de altura de la bahía del reactor	70
23.	Ángulo de blindaje	74
24.	Medidas pórtico.....	75
25.	Cobertura blindaje.....	78
26.	Impedancia de estructura forma equivalente de torre	82
27.	Histograma de sobretensiones	86
28.	Distribución estadística de sobretensiones.....	87
29.	Primer y segundo nivel de barras	118
30.	Ángulo de blindaje	123
31.	Distancias horizontales del campo.....	144
32.	Distancias verticales del campo.....	145
33.	Ancho y longitud del campo	145

TABLAS

I.	Clases y formas de tensiones y sobretensiones.....	3
II.	Correspondencia entre U_o/U y U_m	11
III.	Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ($1\text{kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$).....	12
IV.	Corrección por altitud.....	13
V.	Correlación entre las tensiones soportadas a impulsos tipo rayo normalizadas y las distancias en el aire mínimas	19
VI.	Factor A	54
VII.	Relación entre las tensiones de aguante nominales de impulso por rayo.....	59
VIII.	Distancias típicas entre equipos	71
IX.	Comparación de datos aisladores.....	73
X.	Falla de apantallamiento	81

XI.	Condiciones de diseño para la zona de 230 kV	89
XII.	Características de los equipos a instalarse	90
XIII.	U_w para aislamientos internos	108
XIV.	U_w para aislamientos externos	108
XV.	Resumen de los voltajes y distancias calculados.....	111
XVI.	Altura de los equipos para el primer nivel	117
XVII.	Distancias entre equipos típicas vs. distancias a utilizar	120
XVIII.	Comparación de datos aisladores.....	122
XIX.	Cálculo del número de fallas por blindaje.....	129
XX.	Determinación de los sobre voltajes representativos	135
XXI.	Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra abierto	136
XXII.	Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra cerrado.....	137
XXIII.	Determinación de los voltajes de aguante de coordinación	137
XXIV.	Método determinista para la coordinación de aislamiento.....	138
XXV.	Voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente rápido	139
XXVI.	Factor de seguridad	140
XXVII.	Corrección por condiciones atmosféricas.....	140
XXVIII.	Voltajes de aguante requeridos ya corregidos	141
XXIX.	Conversión a voltajes soportados normalizados para voltajes en el rango 1	142
XXX.	U_w para aislamientos internos	142
XXXI.	U_w para aislamientos externos	143
XXXII.	Distancias de seguridad	143
XXXIII.	Distancias para el dimensionamiento de subestaciones.....	144
XXXIV.	Cálculo de las cadenas de aisladores.....	146
XXXV.	Cálculo del ángulo de blindaje	146

XXXVI. Selección del pararrayos 147

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
h_b	Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo
h_s	Altura de los equipos sobre el nivel del suelo
h_L	Altura de remate de las líneas de transmisión
U_{rp}	Amplitud de las sobretensiones representativas, sobre tensión temporal fase a fase
a_p	Ancho de pórtico
a_r	Ancho del reactor
K_3	Constante para la configuración conductor-estructura
N_g	Densidad de rayos eléctricos
δ	Desviación permitida respecto a la TCF
d_{bp}	Distancia de pórtico a barras
S_m	Distancia efectiva de la descarga
d_{bb}	Distancia entre barras
d_e	Distancia entre equipos
d_{ff}	Distancia fase a fase
d_{ft}	Distancia fase a tierra
f_m	Factor barra flexible
k_e	Factor de conexión a tierra
K_{cd}	Factor de corrección determinista
K_a	Factor de corrección por condiciones atmosféricas
K_h	Factor de humedad atmosférica
K_s	Factor de seguridad

f_s	Factor de seguridad
K	Gradiente de tensión en kV/m
Z_o	Impedancia característica del cable
Z_T	Impedancia del pórtico
kPa	Kilo Pascal
Td	Lapso durante el cual la tensión excede 90 % de su valor de cresta
Tp	Lapso entre el origen real y el instante en que la tensión alcanza el valor de cresta
kV	Kilo Voltio
μs	Micro segundos
T_c	Nivel cerámico de una zona específica
P_f	Probabilidad en porcentaje de falla del cable de guarda
U_{ps}	Protección al impulso por maniobra
R_c	Radio corona
ρ	Resistividad del terreno
U_{re}	Sobre tensión temporal fase a tierra, tensión de aguante requerida
U_{e2}	Sobre voltaje de frente lento fase a tierra
U_{et}, U_{pt}	Sobre voltajes representativos para los equipos de la subestación
U_c	Tensión de aguante de coordinación
U_{cw}	Tensión soportada de coordinación de equipo
U_m	Tensión más elevada para el material
U_o	Tensión nominal de la red
U_{rw}	Tensión soportada específica
V_c	Tensión soportada por el aislamiento
p.u.	Valores por unidad

LIW	Voltaje de aguante al impulso por rayo
SDW	Voltaje de aguante para sobre tensiones a frecuencia del sistema
V_{\max}, U_s	Voltaje máximo del sistema

GLOSARIO

CEI	Comisión Electrotécnica Internacional.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
CFO	Tensión crítica de flameo de los aisladores.
Coordinación de aislamiento	Proceso en el cual se coordina los niveles de protección con los niveles de aislamiento.
Densidad de descargas	Número anual de rayos por kilómetro cuadrado.
DRT	Densidad de rayos eléctricos a tierra.
Ferroresonancia	Fenómeno que implica un cambio de signo en el ángulo de desfase entre las armónicas fundamentales de tensión y corriente, que se produce al variar la tensión de la fuente.
IEC	International Electrotechnical Commission.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
MP	Margen de protección del pararrayos.

MVAr	Megavoltamperios reactivos.
NBI	Nivel Básico de Aislamiento al impulso.
Nivel cerámico	La frecuencia de ocurrencia de las descargas atmosféricas en un sitio determinado en cierto período de tiempo.
Nivel de aislamiento	Representa el valor de la tensión al impulso que un equipo puede soportar sin dañarse.
Pararrayos	Nombre común que se le da a los dispositivos de protección contra descargas atmosféricas a tierra.
Rayo	Nombre común de una descarga electro atmosférica.
RMS	<i>Root mean square</i> (raíz media cuadrática).
SF6	Hexafloruro de azufre.
Sobretensiones	Elevaciones de voltaje grandes en las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica.
Subestación	Parte indispensable de una red eléctrica para cambiar los niveles de voltaje para el transporte y distribución de energía eléctrica.
TCF	Tensión crítica de flameo.

Tensión

Sinónimo de voltaje.

Zona de protección

Nombre que se le da al alcance que un dispositivo o sistema de protección tiene en una subestación eléctrica.

RESUMEN

La coordinación de aislamiento es un aspecto fundamental en el diseño de una subestación eléctrica y para el caso de una ampliación, como la que debe hacerse para la instalación del reactor de 20MVA_r de la Subestación Guatemala Sur, es uno de los principales pasos a tomar en cuenta en el diseño.

El primer y segundo capítulo del presente trabajo comprende la parte teórica y matemática, definiendo que es la coordinación de aislamiento, sobre tensiones, nivel de aislamiento, entre otros y los conceptos fundamentales para entender y poder realizar posteriormente el cálculo, sirviendo de guía las ecuaciones planteadas de acuerdo a las Normas IEC 60071-1, IEC 60071-2 y CFE L0000-41-1995.

El procedimiento para el cálculo de la coordinación de aislamiento comprende, entre otros, la determinación de las distancias entre partes vivas, determinación de los sobre voltajes representativos, distancias entre partes vivas y tierra, determinación de los voltajes requeridos y el cálculo del ángulo de blindaje, es desarrollado a detalle en el tercer capítulo del presente trabajo.

Diversos estudios consultados para la realización de este trabajo plantean los lineamientos para la coordinación de aislamiento de una subestación en general, mas no para el caso específico de la bahía de un reactor de 20MVA_r, Sin embargo, los datos obtenidos y el procedimiento se alinean a dichos estudios y cumplen con los requeridos para la seguridad de la Subestación Guatemala Sur.

OBJETIVOS

General

Realizar el diseño de la coordinación de aislamiento del reactor de 20MVAr ubicado en la Subestación Guatemala Sur.

Específicos

1. Dar a conocer los aspectos teóricos que se involucran de manera directa en la coordinación de aislamiento.
2. Presentar la metodología del modelado matemático para la coordinación de aislamiento en reactores de potencia.
3. Realizar el cálculo para diseño de la coordinación de aislamiento del reactor de 20MVAr ubicado en la Subestación Guatemala Sur.
4. Presentar los resultados obtenidos de los cálculos y el diseño final de la coordinación de aislamiento del reactor de 20MVAr ubicado en la Subestación Guatemala Sur.

INTRODUCCIÓN

La coordinación de aislamiento específica para el reactor de 20MVAr ubicado en la Subestación Guatemala Sur y encargado de compensar la potencia reactiva de una parte de la red nacional, fue diseñada de manera que el equipo de la bahía y el reactor mismo, estén protegidos ante las sobretensiones eléctricas que puedan afectarlos.

Los cálculos, criterios de diseño y descripción del procedimiento realizado se desarrollarán en el presente trabajo de graduación, a lo largo de sus capítulos, iniciando en la descripción de los aspectos teóricos necesarios para comprender el diseño, tomándose como base lo establecido según la Norma IEC 60071-1, la cual contiene las definiciones, principios y reglas de la coordinación de aislamiento.

Para la parte matemática del diseño se utilizaron las Normas CFE L0000-41-1995 e IEC 60071-2, guía de aplicación, en donde está definido el procedimiento a seguir, las ecuaciones a utilizarse y los parámetros que debe poseer la coordinación de aislamiento. Expresando matemáticamente los conceptos por medio de ecuaciones para definir las tensiones y sobretensiones soportadas por el equipo y los aislamientos, los tres niveles de altura de la bahía del reactor, las distancias horizontales típicas entre los equipos, el cálculo del ángulo de blindaje y todos aquellos datos que sea necesario calcular para llevar a cabo la correcta coordinación de aislamiento de la bahía del reactor.

1. ASPECTOS TEÓRICOS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

1.1. ¿Qué es la coordinación de aislamiento?

Según IEC60071-1: “Selección de la rigidez dieléctrica de los materiales, en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual estos materiales están destinados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales y las características de los dispositivos de protección disponibles.”¹

En otras palabras y ampliando esta definición, la coordinación de aislamiento es la que comprende la selección de la soportabilidad o resistencia eléctrica de un equipo y su aplicación en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema, en el cual el equipo será utilizado, teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, de tal manera que se reduzca a niveles económicos y operacionalmente aceptables, la probabilidad de que los esfuerzos de tensión resultantes impuestos en el equipo causen daño al aislamiento o afecten la continuidad del servicio. Los niveles de sobretensión considerados en la coordinación de aislamiento, son:

Nivel 1. Nivel Alto: se utiliza en los aislamientos internos, no autorecuperables (sin contacto con el aire), de aparatos como reactores, transformadores, cables o interruptores.

¹IEC 60071-1. Coordinación de aislamiento Parte 1: *Definiciones, principios y reglas*. p. 06.

Nivel 2. Nivel Medio (o de seguridad): constituido por el nivel de aislamiento autorecuperable de las partes vivas de los diferentes equipos, las cuales están en contacto con el aire. Este nivel se adecúa de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar de la instalación y se utiliza en todos los aisladores de aparatos, barrajes y pasa muros de la subestación que están en contacto con el aire.

Nivel 3. Nivel Bajo (o de protección): constituido por el nivel de operación de los explosores de los pararrayos de protección.

1.2. Sobre tensiones

La Norma IEC 60071-1 clasifica los esfuerzos a los cuales serán sometidos los equipos por parámetros apropiados, tales como la duración de las tensiones a frecuencia industrial o la forma de onda de una sobretensión, en función de su efecto sobre el aislamiento o sobre el equipo de protección.

Clasificados de esta manera, estos esfuerzos, tienen diferentes orígenes, los cuales se muestran en la tabla I, divididos en clases y formas de las sobretensiones, mostrando tanto la forma de onda de la sobretensión como la forma normalizada.

Tabla I. Clases y formas de tensiones y sobretensiones

Clase	Baja frecuencia		Transitoria		
	Permanente	Temporal	De frente lento	De frente rápido	De frente muy rápido
Forma de tensión					
Rango de formas de tensión	f = 50 Hz ó 60 Hz Tt ≥ 3 600 s	10 Hz < f < 500 Hz 3 600 s ≥ Tt ≥ 0,03 s	5 000 μs ≥ Tp > 20 μs T2 ≤ 20 ms	20 μs ≥ T1 > 0,1 μs T2 ≤ 300 μs	100 ns ≥ Tf > 3 ns 0,3 MHz < f1 < 100 MHz 30 kHz < f2 < 300 kHz
Forma normalizada de tensión	f = 50 Hz ó 60 Hz Tt*	48 Hz ≤ f ≤ 62 Hz Tt = 60 s	Tp = 250 μs T2 = 2 500 μs	T1 = 1,2 μs T2 = 50 μs	*
Ensayo de tensión soportada normalizada	*	Ensayo de corta duración a frecuencia industrial	Ensayo de impulsos tipo maniobra	Ensayo de impulsos tipo rayo	*

* A especificar por el comité de producto concerniente.

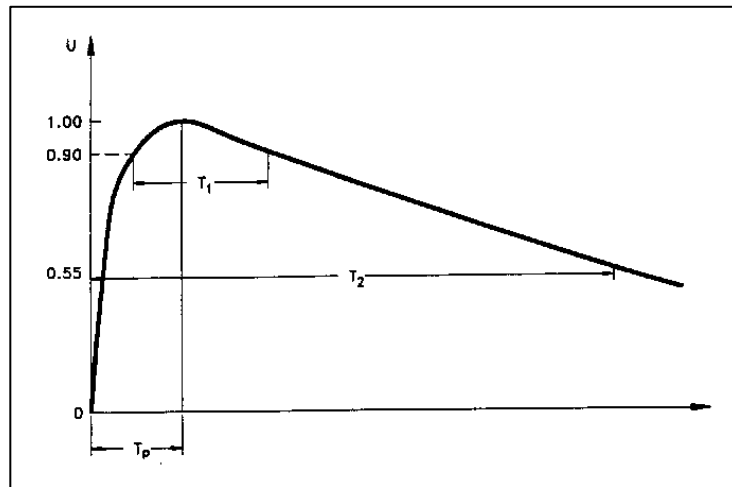
Fuente: IEC 60071-1 Tabla 1 *Clases y Formas de Tensiones y Sobretensiones*. p. 21.

1.3. Sobretensión de maniobra

Las sobretensiones de maniobra están asociadas a todas las operaciones de maniobra y fallas en un sistema. Sus altas amplitudes están generalmente en el rango de 2 a 4 p.u., dependiendo mucho de los valores reales del diseño del sistema y de los medios para limitarlos.

Estas sobretensiones por lo general son de alto amortiguamiento y corta duración, la onda normalizada para este tipo de sobretensión es de 250/2500 μs, según la publicación 60-2 de la IEC. Para el nivel de tensión de la Subestación Guatemala Sur de 230 kV, se pueden presentar sobretensiones de maniobra entre 440 kV y 880 kV.

Figura 1. **Sobretensión transitoria de frente lento**



Fuente: IEC 60071 tabla 1. *Clases y Formas de Tensiones y Sobretensiones* p. 21.

El tiempo de pico T_p es el lapso entre el origen real y el instante en que la tensión alcanza el valor de cresta. El tiempo hasta el hemivalor T_2 es el lapso entre el origen real y el instante en que la tensión alcanza la mitad de su valor de cresta. El tiempo por encima de 90 % T_d es el lapso durante el cual la tensión excede 90 % de su valor de cresta. El tiempo a cero T_0 es el lapso entre el origen real y el instante en el cual la tensión pasa por cero por primera vez.

1.4. **Sobretensiones del sistema**

Según IEC 60071-1. Una sobretensión es: “cualquier tensión entre un conductor de fase y la tierra, o entre conductores de fase, cuyo valor de cresta sobrepasa el valor de cresta correspondiente a la tensión más elevada para el material (VEI 604-03-09, modificada)”².

² IEC 60071-1. Coordinación de aislamiento Parte 1: *Definiciones, principios y reglas.* p. 8.

A partir de tal definición se define entonces a las sobretensiones, como los voltajes transitorios de mayor magnitud a los máximos voltajes de operación del sistema. En concordancia al tipo de sobretensión, estos pueden ser limitados por distintos medios de protección. La amplitud de las sobretensiones se puede limitar mediante pararrayos u otros medios de protección.

Se pueden clasificar las sobretensiones en tres tipos: temporales, de maniobra y atmosféricas. Las sobretensiones temporales y de maniobra son consideradas de origen interno del sistema, como resultado de un fenómeno transitorio, mientras que las atmosféricas se consideran de origen externo.

1.4.1. Clasificación de tensiones y sobretensiones

Las tensiones y sobretensiones se distribuyen según su forma y su duración y se clasifican según las categorías siguientes:

1.4.1.1. Sobretensión permanente

“a) Sobretensión permanente (a frecuencia industrial): tensión a la frecuencia de la red, considerada como que tiene un valor eficaz constante, aplicada permanentemente a cualquier par de bornes de una configuración de aislamiento.”³

1.4.1.2. Sobretensión temporal

“b) Sobretensión temporal: sobretensión a frecuencia industrial de duración relativamente larga. La sobretensión puede ser no amortiguada o

³ IEC 60071-1. Coordinación de aislamiento Parte 1: *Definiciones, principios y reglas.* p. 8.

amortiguada débilmente. En algunos casos, su frecuencia puede ser algunas veces inferior o superior a la frecuencia industrial.”⁴

Las sobretensiones temporales son caracterizadas por su amplitud, su forma de onda y su duración. Los parámetros de estas sobretensiones dependen de las causas que las originen, estas causas pueden ser diversas por ejemplo una fuente de sobretensiones temporales es el rechazo de carga el cual produce sobre tensiones que afectan el aislamiento fase – fase y fase – tierra.

Para propósitos de coordinación de aislamiento, se considera que la sobretensión temporal representativa tiene la forma de la tensión normalizada a frecuencia industrial de corta duración (1 min). Su amplitud puede ser definida por un valor (el máximo asumido), un grupo de valores pico o una distribución estadística completa de valores pico. La amplitud seleccionada para la sobretensión temporal representativa debe tener en cuenta tanto la amplitud y duración de la sobretensión real en servicio, como la característica amplitud/duración de la soportabilidad a la frecuencia industrial del aislamiento considerado. En caso la última característica no sea conocida, es permitido simplificar tomando la amplitud igual a la sobretensión máxima real con una duración menor de 1 min en servicio y la duración puede tomarse como 1 min.

1.4.1.3. Fallas a tierra

Una falla fase a tierra, puede ser causante de sobretensiones que afecten las fases que aún no presenten fallas. Las sobretensiones temporales entre fases o a través de aislamientos longitudinales normalmente no aparecen. En la mayoría de los casos la falla monofásica a tierra se considera la que más

⁴ IEC 60071-1. Coordinación de aislamiento Parte 1: *Definiciones, principios y reglas*. p. 8.

genera sobretensiones y es la que se considera para caracterizar este tipo de sobretensiones.

La forma de la sobretensión es la de una tensión a frecuencia industrial. La amplitud de las sobretensiones depende del nivel de puesta a tierra del neutro del sistema y de la localización de la falla. En sistemas con configuración normal, la amplitud de la sobretensión representativa se debe asumir igual a su valor máximo. Mientras que en sistemas con configuración no normal, como por ejemplo, parte de un sistema con neutro aislado en un sistema con neutro normalmente aterrizado, debe ser analizado separadamente, teniendo en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estas configuraciones, simultáneamente con fallas a tierra.

La duración de la sobretensión corresponde a la duración de la falla (hasta el despeje de la falla), en sistemas con neutro aterrizado, generalmente es menor a 1 s. En sistemas con puesta a tierra resonante con despeje de falla el tiempo es menor que 10 s. En sistemas sin despeje de falla a tierra, la duración puede ser de varias horas. En tales casos, es necesario definir la tensión continua a frecuencia industrial como el valor de la sobretensión temporal durante la falla a tierra.

1.4.1.4. Rechazo de carga

Las sobretensiones temporales de fase a tierra y longitudinales, debidas a rechazo de carga se deben a la carga rechazada, la disposición del sistema después de la desconexión y las características de las fuentes (nivel de cortocircuito en la subestación, velocidad y regulación de tensión de los generadores, entre otros).

1.4.1.5. Resonancia y ferroresonancia

Las sobretensiones temporales debidas a estas causas surgen generalmente cuando se energizan circuitos con elementos muy capacitivos (líneas medias y largas, compensaciones en serie) y elementos inductivos (transformadores, reactores en derivación), teniendo características de magnetización no lineales, o como resultado de un rechazo de carga.

Las sobretensiones temporales debidas al fenómeno de resonancia alcanzan valores extremadamente altos, los cuales deben ser prevenidos o limitados. Por esto mismo, no deben ser considerados como base para la selección de la tensión asignada de los pararrayos o para el diseño del aislamiento, a no ser que las medidas remediales no sean suficientes.

1.4.2. Sobretensión transitoria

c) “Sobretensión transitoria: sobretensión de corta duración, que no sobrepasa de unos milisegundos, oscilatoria o no, generalmente fuertemente amortiguada. (VEI 604-03-13)”⁵

Las sobretensiones transitorias pueden ser inmediatamente seguidas por sobretensiones temporales. Si es así, los dos tipos de sobretensiones se consideran como acontecimientos separados.

Las sobretensiones transitorias se dividen en:

⁵ IEC 60071-1. Coordinación de aislamiento Parte 1: *Definiciones, principios y reglas*. p. 8, 9.

- “sobretensión de frente lento: sobretensión transitoria, generalmente unidireccional, de duración T_p hasta el valor de cresta tal que $20 \mu s < T_p \leq 5\,000 \mu s$ y de duración de cola $T_2 \leq 20 \text{ ms}$.”⁶
- “sobretensión de frente rápido: sobretensión transitoria, generalmente unidireccional, de duración T_1 hasta el valor de cresta tal que $0,1 \mu s < T_1 \leq 20 \mu s$ y de duración de cola $T_2 < 300 \mu s$.”⁷
- “sobretensión de frente muy rápido: sobretensión transitoria, generalmente unidireccional, de duración hasta el valor de cresta $T_f \leq 0,1 \mu s$, de duración total $< 3 \text{ ms}$ y con oscilaciones superpuestas de frecuencia $30 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$.”⁸

d) “sobretensión combinada (temporal, de frente lento, de frente rápido, de frente muy rápido): que consiste en dos componentes de tensión aplicadas simultáneamente entre cada uno de los dos bornes de fase de un aislamiento entre fases (o longitudinal) y la tierra. Dicha sobretensión se clasifica como su componente de valor de cresta más elevado.”⁹

1.5. Nivel de aislamiento

En una subestación, luego de establecerse cuál será la tensión nominal de operación, se fija el nivel de aislamiento que, en forma indirecta, determina también la resistencia de aislamiento que debe tener un equipo eléctrico para soportar sobretensiones provenientes de diferentes fuentes. En este caso se pueden agrupar las sobretensiones en dos grupos:

⁶ IEC 60071-1 Coordinación de aislamiento Parte 1: Definiciones, principios y reglas. p. 8, 9.

⁷ Ibíd.

⁸ Ibíd.

⁹ Ibíd.

- Sobretensión externa: causada por descargas atmosféricas (rayos), es la de mayor importancia en instalaciones eléctricas con tensiones nominales inferiores a 300 kV.
- Sobretensión interna: debida a maniobras de interruptores, es la de mayor importancia en las instalaciones eléctricas con tensiones nominales superiores a 300 kV.

El nivel de aislamiento de una subestación es determinado en función de la tensión nominal de operación, las normas correspondientes y de los niveles de sobretensiones existentes en el sistema, se conoce por tanto con el nombre de Nivel Básico de Impulso (NBI) y sus unidades se dan en kilovoltios. Los niveles de aislamiento según la Norma IEC 60071-2 se dividen en:

- Nivel de aislamiento asignado: se le llama nivel de aislamiento asignado al conjunto de tensiones soportadas normalizadas, que caracterizan la rigidez dieléctrica del aislamiento de un equipo o instalación eléctrica determinada, la cual está bajo diseño o estudio.
- Nivel de aislamiento normalizado: nivel de aislamiento asignado cuyas tensiones soportadas normalizadas están asociadas a U_m (tensión más elevada para el material).

1.6. Tensión nominal

En la tabla se indican los valores normalizados de las tensiones nominales entre fases, adoptados por la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI, por sus siglas en español, IEC por sus siglas en inglés).

Tabla II. **Correspondencia entre U_o/U y U_m**

Tensión nominal de la red (el sistema) U kV		Tensión máxima para el equipamiento y la red Um (kV)	
3		3.6	
3		3.6	
6		7.2	
6		7.2	
10		12	
10		12	
15		17.5	
20		24	
30		33	36
45		47	52
60	66	69	72.5
110		115	123
132		138	145
150		161	170
220		230	245
275		287	300
330		345	362
380		400	420
	500		525
700		750	765

Fuente: Tabla I de IEC 60183:1984 + Amd 1: 1990-1: Correspondencia entre U_o/U y U_m .

Como se aprecia en la tabla anterior, para el caso de la subestación Guatemala Sur, la tensión nominal es 230 kV por lo que la tensión máxima para el equipamiento será de 245 kV.

1.7. Nivel básico de impulso

Es la resistencia que posee el aislamiento de los equipos eléctricos y componentes de la subestación, frente a un impulso de referencia, expresado en términos del valor de cresta del voltaje de resistencia del aislamiento, a una onda completa normalizada.

Tabla III. **Niveles de aislamiento normalizados para la gama I**
(1kV < U_m ≤ 245 kV)

Niveles de aislamiento normalizados para la gama I (1 kV < U _m ≤ 245 kV)		
Tensión más elevada para el material U _m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
	(275)	(650)
245	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

Fuente: Tabla 2 Clases y Formas de Tensiones y Sobretensiones IEC 60071-1. p. 21.

En la tabla III se muestran los niveles de aislamientos según la Norma IEC 60071-1, correspondientes a los niveles normales de tensión, para alturas sobre el nivel del mar iguales o menores de 1 000 metros, que es la altura normalizada.

Los niveles de aislamiento se utilizan para adoptar las disposiciones necesarias, con el fin de evitar que se produzca el efecto corona en las barras

colectoras, en los conectores y en cualquier punto de la instalación. Una adecuada elección del nivel de aislamiento permite determinar las características de aislamiento de los aparatos, las distancias entre las partes conductoras de fase diferente y entre fase y tierra, todo esto tiene una repercusión importante en el costo de la subestación.

En la tabla IV se aprecian los valores de corrección por altitud que se aplican a todos los aislamientos externos, es decir en contacto con el aire, de los equipos de alta tensión. Esta tabla muestra como a partir de 1 000 m el nivel básico de impulso de los aislamientos externos se reduce progresivamente.

Tabla IV. **Corrección por altitud**

Altitud en m.s.n.m.	Factor "δ"	Altitud en m.s.n.m.	Factor "δ"
1 000	1,00	2 700	0,83
1 200	0,98	3 000	0,80
1 500	0,95	3 600	0,75
1 800	0,92	4 200	0,70
2 100	0,89	4 800	0,65
2 400	0,86	5 400	0,61

Fuente: elaboración propia.

1.8. **Aislamiento interno y externo de los aparatos**

- "Aislamiento interno: es la parte interna del aislamiento de un equipo eléctrico que está protegido de las sollicitaciones ambientales mediante una o varias envolventes. Los elementos internos pueden ser sólidos, líquidos o gaseosos, que están al amparo de la influencia de las condiciones ambientales u otros agentes externos (VEI 604-03-03)"¹⁰

¹⁰ IEC 60071-1 Coordinación de aislamiento Parte 1: Definiciones, principios y reglas. p. 6, 7.

- “Aislamiento externo: distancias en el aire atmosférico y en las superficies de los aislamientos sólidos de un material en contacto con la atmósfera, que se someten a los esfuerzos dieléctricos y a la influencia de las condiciones ambientales u otros agentes tales como polución, humedad, insectos, etc. (VEI 604-03-02, modificada)”¹¹.

1.9. Determinación de distancias dieléctricas en subestaciones

A continuación se presenta la determinación de distancias dieléctricas en subestaciones.

1.9.1. Determinación de la distancia crítica de flameo

Tensión crítica de flameo (TCF): tensión obtenida de forma experimental, que presenta una probabilidad de flameo del 50 %. La relación entre la tensión crítica de flameo TCF y el nivel básico de impulso para una probabilidad de falla del 10 % viene dada por ecuación 1.1:

$$TCF = \frac{NBI}{1,0-1,3\delta} \quad (\text{Ec. 1,1})$$

De la ecuación 1.1 el valor de δ es:

- δ Desviación permitida respecto a la TCF.
- δ 3 % para sistemas menores de 300 kV, en los que predomina la descarga atmosférica (rayo)
- δ 6 % para sistemas mayores de 300 kV. En los que predomina el impulso por maniobra (operación de interruptores).

¹¹ IEC 60071-1 Coordinación de aislamiento Parte 1: Definiciones, principios y reglas. p. 6, 7.

Por tanto, para sistemas menores de 300 kV, en los que predomina la descarga atmosférica.

$$TCF = \frac{NBI}{1,0 - 1,3 \times 0,03} = \frac{NBI}{0,961}$$

Para sistemas mayores de 300 kV. En los que predomina el impulso por maniobra

$$TCF = \frac{NBI}{1,0 - 1,3 \times 0,06} = \frac{NBI}{0,922}$$

Dado el caso de una tensión nominal de 230 kV con un NBI = 1050 kV

$$TCF_{0msnm} = \frac{1050}{0,961} = 1092,6 \text{ kV}$$

Para diseño se utiliza la TCF corregida por altitud y humedad expresada

$$TCF_{diseño} = \frac{TCF_{0msnm} \times K_h}{\delta} \text{ (Ec 1.2)}$$

Los valores a tomar en cuenta para la ecuación 1.2 son:

- TCF_{0msnm} Valor de la tensión crítica de flameo en condiciones normales de temperatura, presión y humedad, es decir cuando $\delta = 1$ y $K_h = 1$
- δ Factor de densidad del aire, de acuerdo con la altitud y temperatura.
- K_h Factor de humedad atmosférica, dependiente de las condiciones climáticas.

1.9.2. Relación entre la tensión crítica de flameo y la distancia dieléctrica

La relación entre la $TCF_{diseño}$ y la distancia dieléctrica entre electros es tal, que para un impulso producido por un rayo, considerando un gradiente de tensión que varía entre 500 y 600 kV/m, se obtiene la ecuación 1.3:

$$TCF_{diseño} = K \cdot d \text{ (Ec. 1.3)}$$

Donde

K	Gradiente de tensión en kV/m
d	Distancia de fase a tierra en m

Utilizando el valor promedio de K y despejando d , la expresión queda en la siguiente forma:

$$d = \frac{TCF_{diseño}}{550} \text{ (Ec 1.4)}$$

Sustituyendo el valor de la ecuación 1.3 $TCF_{diseño}$ en la ecuación 1.4 se tiene:

$$d = \frac{\frac{TCF_{0msnm} \times K_h}{\delta}}{550} = \frac{NBI \times K_h}{0,961 \times 550 \times \delta} \text{ (Ec. 1.5)}$$

Las distancias dieléctricas también se pueden corregir por altitud a partir de 1 000 m.s.n.m. De acuerdo a la siguiente expresión, que considera un incremento en la distancia dieléctrica por altura de 1,25 % por cada 100 metros

de incremento de altitud. El tramo de cero a mil metros, se considera dentro de la corrección.

$$d_h = d_{1\ 000} + 0,0125 \left(\frac{h-1\ 000}{100} \right) d_{1\ 000} \quad (\text{Ec. 1.6})$$

Donde:

d_h distancia dieléctrica a la altura de h m.s.n.m.
 $d_{1\ 000}$ distancia dieléctrica a la altura de 1 000 m.s.n.m.

1.9.3. Determinación de distancia entre fase mínima entre fases y tierra (estructura de soporte)

Para tener una coordinación de aislamiento adecuada, se deben fijar las distancias a través del aire, entre partes vivas de fases diferentes, y parte viva de fase y tierra.

Se definen los siguientes conceptos para comprender y determinar las distancias necesarias.

- Distancias mínimas en el aire: se refiere a todos aquellos valores que garantizan la soportabilidad dieléctrica de la subestación frente a los impulsos de tensión tipo rayo, maniobra o sobretensiones a frecuencia industrial.
- Distancias de seguridad: son las distancias mínimas que deben mantenerse en el aire entre partes energizadas de equipos (conductores) y tierra, o entre equipos (conductores) sobre los cuales es necesario llevar a cabo un trabajo.

1.9.4. Dimensionamiento de distancias mínimas en aire

La soportabilidad a tensiones de impulso tipo rayo o maniobra en condiciones atmosféricas normalizadas, debe ser igual o mayor que los valores especificados en la publicación IEC 60071-2, para las tensiones de soportabilidad normalizadas al impulso tipo rayo o maniobra. Según IEC 60071-1 los niveles de aislamiento normalizados para instalaciones eléctricas correspondientes a las tensiones máximas U_m permisibles, con combinación de dos componentes, a saber:

- Las tensiones soportables asignadas de impulso atmosférico y de frecuencia industrial de corta duración, para equipos con $U_m < 300\text{kV}$, denominado Rango I. (siendo este el caso para la Subestación Guatemala Sur).
- Las tensiones soportables de impulso atmosférico, de maniobra y de frecuencia industrial para equipos con $U_m \geq 300\text{ kV}$, denominado Rango II.

Tabla V. **Correlación entre las tensiones soportadas a impulsos tipo rayo normalizadas y las distancias en el aire mínimas**

Tensión nominal soportada al impulso tipo rayo [kV]	Distancia mínima [mm]	
	Punta-estructura	Conductor-estructura
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

Notas:
 -El impulso tipo rayo normalizado es aplicable a los aislamientos fase-fase y fase-tierra.
 -Para los aislamientos fase-tierra la distancia en el aire mínima para las configuraciones conductor-estructura y punta-estructura es aplicable.
 -Para los aislamientos fase-fase, la distancia en el aire mínima para la configuración punta-estructura es aplicable-

Fuente: Tabla A.1 Correlación entre las tensiones soportadas a impulsos tipo rayo normalizadas y las distancias en el aire mínimas IEC 60071-2. p. 57.

1.10. Descargas eléctricas en subestaciones

A continuación se presentan las descargas eléctricas en subestación.

1.10.1. Descargas parciales

Se le denomina descarga parcial a la ruptura dieléctrica localizada en una pequeña región de un sistema sólido o líquido de aislamiento eléctrico, sometido a condiciones de estrés de alta tensión que no arquee y recorre el espacio que existe entre dos conductores.

La localización de la descarga puede ser la consecuencia de un aumento del campo eléctrico en un determinado espacio, relativamente pequeño, comparado con las dimensiones del medio aislante. El aumento del campo puede ser debido a cambios bruscos en la naturaleza del aislante, que pueden ser provocados por vacuolas en un medio sólido o por espacios de gas entre las superficies de un aislante con un conductor o con otro aislante.

Una descarga de tipo parcial puede dañar el material de aislamiento circundante por la erosión del aislamiento. Además, los gases corrosivos emitidos por una fuente de descargas de tipo parcial pueden producir daños adicionales al aislamiento circundante y a las piezas metálicas, estableciendo zonas adicionales sujetas a descargas de tipo parcial. El medio aislante puede fallar produciendo llama, y esta, a su vez, daños en los aparatos eléctricos, interrupciones del suministro eléctrico, incendios y explosiones.

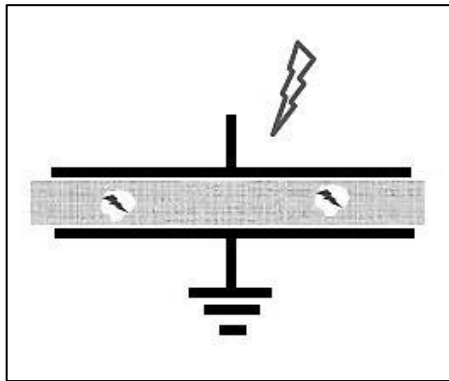
Atendiendo a la definición de descargas parciales como un proceso de ruptura dieléctrica, en el cual el arco que se forma entre dos electrodos es de carácter parcial y transitorio, con un tiempo de duración muy corto y de un bajo

contenido energético. Las descargas parciales se pueden caracterizar en tres tipos dependiendo de las propiedades del medio existente entre los electrodos:

1.10.2. Descargas internas

A continuación se presenta la figura de la descarga interna.

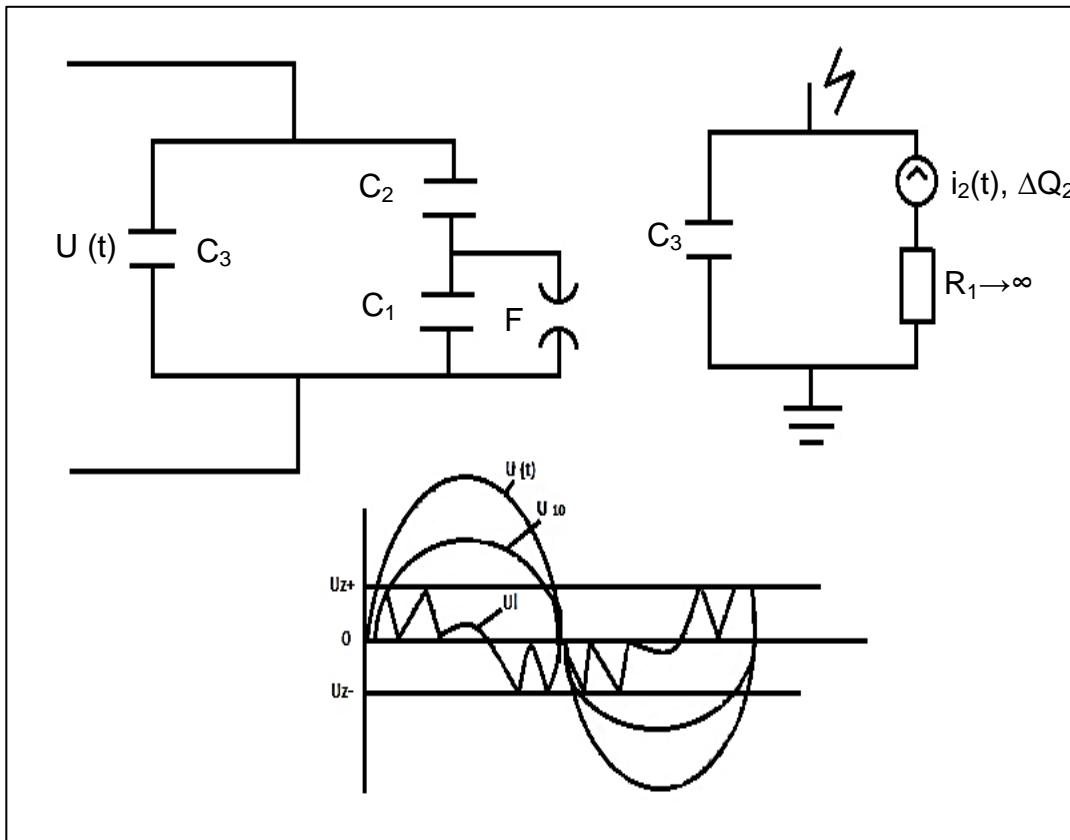
Figura 2. Descarga Interna



Fuente: elaboración propia.

Es un tipo de descarga que se produce en el interior del material o líquido aislante y está asociada a pequeñas cavidades huecas, a menudo microscópicas en un principio, existentes en el interior del aislador sólido o líquido. Es una forma relativamente poco frecuente de descarga parcial. Las descargas internas adquieren las siguientes representaciones, donde C_3 representa la capacidad del dieléctrico sin cavidades, C_2 representa la capacidad serie con la cavidad y C_1 corresponde a la capacidad de la vacuola:

Figura 3. Circuito equivalente y forma de onda, descarga interna



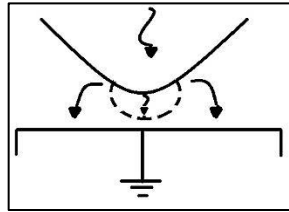
Fuente: elaboración propia, con programa Adobe Illustrator.

La descarga interna es la más difícil de diagnosticar en campo, ya que el problema no presenta síntomas visibles o audibles. Sin embargo, si no se repara y llega a producirse llama, no existirá una vía de escape para la liberación de la energía calorífica, de rápida emisión, y el aislador podría explotar en el peor de los casos, lo que conllevaría a un riesgo tanto para las personas que puedan encontrarse en ese momento u otros equipos alrededor del equipo afectado.

1.10.3. Descargas externas

En la figura 4 se muestra las descargas externas.

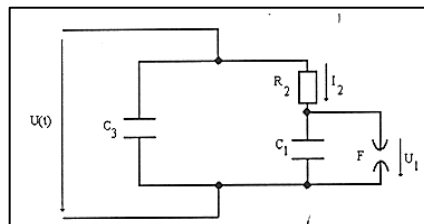
Figura 4. Descarga externa



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

Las descargas parciales externas ocurren normalmente por el proceso de ionización del aire contenido entre los electrodos y cuando el fenómeno comienza a ser visible se llama efecto corona. Las descargas parciales superficiales se producen en la superficie de contacto de dos materiales aislantes diferentes. Ambos tipos de descargas parciales se pueden modelar circuitalmente mediante el mismo circuito, ya que el fenómeno de las descargas ocurre de forma similar. A continuación se muestra el circuito y la ecuación característica:

Figura 5. Circuito equivalente descarga externa



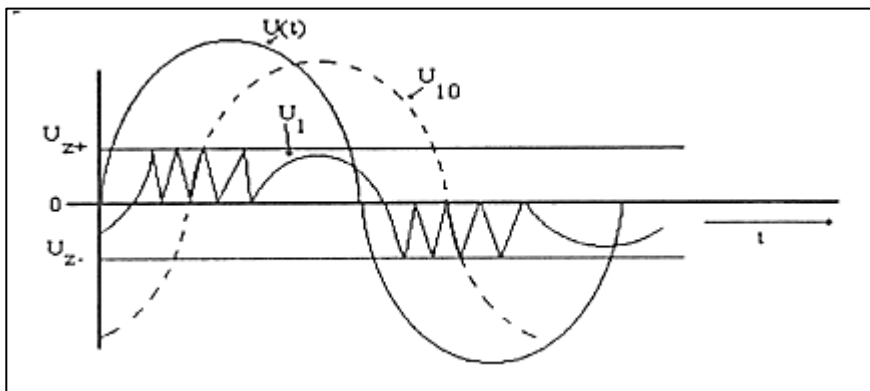
Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

La ecuación característica que representa el circuito equivalente de la descarga externa es:

$$U_1 = \left(\frac{U_{pico}}{\omega C_1 R_2} \right) \sin \omega t - \frac{\pi}{2} \quad (\text{Ec. 1.7})$$

El resultado obtenido con el proceso de descargas parciales es el siguiente, aunque de forma teórica:

Figura 6. **Forma de onda de descargas externas**



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

1.10.4. Descargas superficiales

La descarga superficial se produce en la superficie de un aislador; el resultado más típico es la generación de pistas de conducción en la superficie del aislador y la reducción de su eficacia. Está estrechamente asociada a la contaminación y la humedad, y es una forma de descarga parcial relativamente común.

La descarga superficial es particularmente dañina en aislantes encapsulados en resina o poliméricos. Si no se detectan y reparan, los puntos de descarga crecen y pueden llegar a dañar el material aislante. Es también posible que se formen grietas en el esmalte de los aisladores de porcelana y la cerámica que contienen resulte dañada. Si la causa de la descarga superficial es la contaminación y aquella se detecta a tiempo, a veces es posible limpiar los aisladores de vidrio o porcelana antes de que se produzcan daños a largo plazo.

1.10.5. Descargas atmosféricas

Las descargas atmosféricas son conocidas comúnmente como rayo, cuya definición es la igualación violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra o en ocasiones entre nubes. Los rayos que se estudiarán por su efecto, son de nube a tierra, en estos se pueden encontrar 4 tipos: 2 iniciados en las nubes, y 2 iniciados en tierra, ya que pueden ser positivos o negativos. Los más comunes, siendo el 90 % de los rayos detectados, son de una nube negativa hacia tierra.

Los rayos que inician en tierra son relativamente raros y ocurren normalmente en montañas o en estructuras muy altas, por lo que no se tomarán en cuenta en lo subsiguiente. Los rayos iniciados en las nubes negativas, usualmente surgen en nubes de tormenta del tipo cumulonimbus convectivas que normalmente miden entre 3 y 50 km de largo, y son consecuencia de un rompimiento dieléctrico atmosférico.

Este rompimiento una vez iniciado, avanza en zigzag a razón de unos 50 metros por microsegundo con descansos de 50 microsegundos. Una vez que el rompimiento creó una columna de plasma en el aire, la descarga eléctrica

surgirá inmediatamente dentro de un hemisferio de unos 50 m de radio del punto de potencial más alto. Y, cualquier objeto puede ser el foco de esta descarga hacia arriba de partículas positivas, aún desde una parte metálica debajo de una torre.

Las descargas atmosféricas sobre las subestaciones provocan sobretensiones y sus valores de ocurrencia dependen de diversos factores:

- Desempeño ante descargas atmosféricas de las líneas aéreas conectadas a la subestación.
- Disposición de la subestación, dimensiones físicas y en particular el número de líneas conectadas a esta.
- Valor instantáneo de tensión de operación (en el momento de la descarga).

La severidad de las sobretensiones atmosféricas para los equipos de la subestación está determinada por la combinación de los tres factores anteriores y se requieren varias etapas para asegurar una adecuada protección. La amplitud de las sobretensiones (sin limitación de pararrayos) es usualmente muy alta para basar la coordinación de aislamiento en estos valores. En el caso de los aislamientos longitudinal y fase-fase, debe considerarse el valor instantáneo de tensión a frecuencia industrial en los terminales opuestos.

1.11. Selección de pararrayos

Tensión de designación: la tensión nominal o tensión de designación del pararrayos se calcula de acuerdo a la ecuación 1.8.

$$V_n = k_e \times V_{\max} \text{ (Ec. 1.8)}$$

Donde

V_{\max}	Voltaje máximo del sistema.
k_e	Es el factor de conexión a tierra cuyo valor para efectos de cálculo se considera igual a 0,75 para sistemas con neutro sólidamente aterrizado.

1.11.1. Margen de protección para pararrayos de óxidos metálicos

Con estos pararrayos se parte de la base de que la selección, toma como referencia la sobretensión por onda de maniobra. El margen de protección del pararrayos debe ser como mínimo 15 %, y se obtiene de la siguiente fórmula:

$$MP = \frac{NBI_{f-t} - V_{\max \text{descargaOM}}}{V_{\max \text{descargaOM}}} \times 100 \text{ (Ec.1.9)}$$

Donde

$V_{\max \text{descargaOM}}$	Voltaje máximo del pararrayos tomado de su placa de características.
NBI_{f-t}	Nivel básico de aislamiento al impulso, fase a tierra.

1.12. Corrientes en una subestación

Las instalaciones eléctricas son diseñadas para soportar el paso de dos tipos de corriente:

- Corriente nominal máxima
- Corriente de cortocircuito máxima

Como ambas corrientes aumentan a medida que el sistema eléctrico crece, es conveniente diseñar las instalaciones tomando en cuenta los valores de corriente que se alcanzarán en la etapa final de desarrollo de la subestación o ampliación considerada.

1.12.1. Corriente nominal

Es la corriente que fija los esfuerzos térmicos que debe soportar una instalación eléctrica, para el caso en que se den las condiciones de operación más desfavorables. La sección de las barras colectoras y las características de conducción de corriente de cuchillas, interruptores, entre otros, son determinadas a partir del valor de esta corriente. En las subestaciones de tipo común y de acuerdo al nivel de potencia que manejan, se pueden encontrar magnitudes de corrientes que pueden variar entre mil y cinco mil amperios.

1.12.2. Corriente de cortocircuito

Los esfuerzos electrodinámicos máximos que pueden soportar los tramos de conexión y las barras colectoras son determinados por la corriente de cortocircuito; siendo también un parámetro importante en el diseño de la red de tierra de la instalación.

Al circular por los devanados de un transformador o reactor, la corriente de cortocircuito, produce un aumento brusco de temperatura, degradando los aislamientos y reduciendo la vida útil de estos, de tal manera que al ocurrir posteriormente una sobretensión, aunque esta sea un valor pequeño, pueden originarse fallas serias en los embobinados llevándolos inclusive a su destrucción.

Para reducir estas corrientes, una práctica común es el conectar bobinas en serie en las tres fases para reducir el cortocircuito trifásico, o bien, la instalación de solamente una en el neutro de los transformadores de potencia para reducir el cortocircuito monofásico a tierra. Los valores de las reactancias de las bobinas a utilizar varían según el sistema en el que se estén utilizando.

1.12.3. Capacidades de cortocircuito

De acuerdo con la tensión nominal, las capacidades de cortocircuito son:

400 kV – 20 000 MVA

230 kV – 15 000 MVA

85 kV – 3 800 MVA

1.13. Propiedades y clases de los aislantes

Aislamiento autorregenerable: “Aislamiento que recupera íntegramente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva (VEI 604-03-04)”¹².

En un aislamiento autorregenerable es posible aplicar un elevado número de tensiones de prueba, el número es únicamente limitado por las especificaciones de las pruebas no así por el aislamiento en sí mismo, aun en presencia de descargas disruptivas. La ventaja de esto es el extenso y detallado análisis estadístico de la información relacionada con la soportabilidad del aislamiento.

¹² IEC 60071-1. Coordinación de aislamiento Parte 1: *Definiciones, principios y reglas*. p. 7.

Aislamiento no autorregenerable: “Aislamiento que pierde sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva (VEI 604-03-04)”¹³.

Una descarga de tipo disruptivo degrada las propiedades aislantes de los aislamientos no autorregenerables; esto incluye, las pruebas de tensión que no causan una descarga disruptiva. Un ejemplo de estas pruebas son las pruebas de sobretensión a frecuencia industrial y las pruebas de impulso con polaridad invertida, que pueden llegar a iniciar degeneramiento del aislamiento polimérico y dar lugar a generación de gas en aislamientos líquidos y en aislamientos impregnados en líquidos. Debido a estas razones, los aislamientos de tipo no autorregenerable solamente se prueban con un número limitado de tensiones de ensayo en niveles de soportabilidad normalizados, definidos en la Norma IEC 60060-1, según el cual son aplicados tres impulsos para cada polaridad y la prueba es exitosa si no ocurren descargas disruptivas.

1.14. Equipos de una bahía de reactor

Una subestación eléctrica cuenta con equipos que son fundamentales para su funcionamiento, en este apartado se busca definir y presentar los equipos que conformaran la bahía del Reactor de 20 MVA de la Subestación Guatemala Sur.

1.14.1. Seccionadores

Son dispositivos utilizados para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica para efectuar maniobras de operación o mantenimiento. Los seccionadores tienen la capacidad de abrir circuitos a su tensión nominal sin que este fluyendo corriente, previo a la apertura del

¹³ IEC 60071-1 Coordinación de aislamiento Parte 1: *Definiciones, principios y reglas*. p. 7.

interruptor de potencia. En general sobre los diferentes tipos de seccionadores, según su forma de apertura, se puede decir:

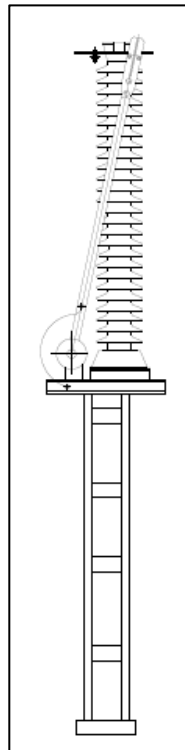
- Seccionadores de apertura central: cuyos polos se pueden colocar uno al lado del otro, uno detrás de otro o de forma independiente. Las dos primeras formas mencionadas requieren únicamente de un mecanismo para los tres polos, mientras que la última forma descrita requiere de un mecanismo independiente para cada polo.
- Seccionadores de rotación central: de un costo más elevado que los seccionadores de apertura central, presentan la ventaja que ocupan menos espacio y desde el punto de vista de distancias eléctricas requeridas presentan menos inconvenientes.
- Seccionadores de apertura vertical: implican unas alturas de campo mayores que con otros seccionadores.
- Seccionadores tipo pantógrafo: ejecutan la conexión o desconexión verticalmente entre dos niveles diferentes.

Existen otro tipo de seccionadores cuya función difiere de los seccionadores de maniobra anteriormente descritos y son los seccionadores con puesta a tierra y los seccionadores de puesta a tierra.

- Seccionadores con puesta a tierra: al igual que los anteriores tiene la misma función, con la diferencia que poseen una cuchilla que conecta directamente a tierra cuando los seccionadores están abiertos, con la finalidad de dirigir la corriente eléctrica a tierra en caso de un cierre inesperado del equipo.
- Seccionadores de puesta a tierra: tipo especial de seccionador el cual no posee cuchillas de apertura o cierre de circuito, en cambio, posee una

cuchilla que conecta directamente a tierra, con la finalidad de dirigir la corriente eléctrica a tierra cuando el reactor se encuentre en vacío.

Figura 7. **Seccionador de puesta a tierra**



Fuente: Diseño subestaciones ETCEE.

1.14.2. Interruptor de potencia

Es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, bajo condiciones de cortocircuito. Sirve por tanto para retirar o insertar cualquier circuito energizado de máquinas, aparatos, líneas aéreas o en el caso que concierne reactores.

Junto con el transformador de potencia el interruptor es un dispositivo fundamental en una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia. El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperios a las inductivas de varias decenas de kiloamperios (cortocircuito).

El interruptor está constituido por tres partes principales:

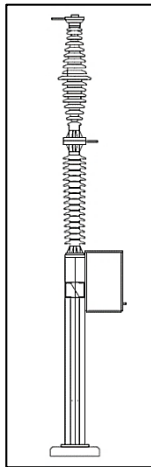
- Parte activa: formada por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles, estas cámaras contienen un elemento capaz de soportar las elevadas temperaturas que se producen cuando el arco eléctrico producido al separarse los contactos ocurre, dentro de estos elementos están:
 - Aire comprimido
 - Aceite en pequeño y gran volumen
 - Hexafloruro de azufre –SF₆–

De los anteriores, actualmente se utilizan los interruptores de potencia con gas SF₆ debido a su tamaño reducido y sus características técnicas.

- Parte pasiva: constituida por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, en caso el interruptor sea de aceite, en los que se aloja la parte activa. Esta parte tiene la función de proteger eléctrica y mecánicamente al interruptor y brinda el espacio necesario para la instalación de los accesorios.

- Accesorios: en esta parte se consideran incluidos los siguientes componentes:
 - Boquillas terminales
 - Válvulas de llenado
 - Conectores de tierra
 - Placa de datos
 - Gabinete de control.

Figura 8. **Interruptor de potencia tanque vivo**



Fuente: Diseño de Subestaciones ETCEE-INDE.

1.14.3. Transformadores de instrumentos

Son dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general. Censan, por medio de un acople inductivo, capacitivo u óptico, el cambio de estado de los parámetros de tensión y corriente del sistema.

Existen dos tipos de transformadores de instrumento:

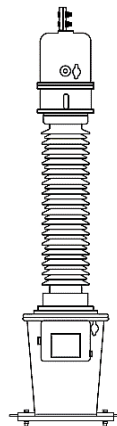
- Transformadores de potencial
- Transformadores de corriente

1.14.4. Transformadores de potencial

La tensión secundaria, en condiciones normales de operación, es proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario de estos transformadores se debe conectar en paralelo con el circuito por controlar, mientras que el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y protección que se requiere energizar.

Figura 9. Transformador de potencial



Fuente: Diseño de Subestaciones ETCEE-INDE.

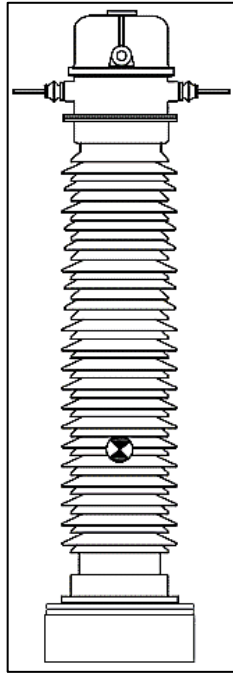
1.14.5. Transformadores de corriente

Al igual que los transformadores de potencial, la corriente secundaria, en condiciones normales de operación, es proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario de estos transformadores se debe conectar en serie con el circuito por controlar, mientras que el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los diferentes aparatos de medición y protección que se requiere energizar. Los transformadores de corriente puede ser de medición, de protección o mixtos.

- Transformadores de medición: transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente.
- Transformadores de protección: transformadores cuya función es proteger un circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal.
- Transformadores mixtos: diseñados para cumplir una combinación de las dos descripciones anteriores.

Figura 10. **Transformador de corriente**



Fuente: Diseño de Subestaciones ETCEE-INDE.

1.14.6. Pararrayos

Dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas.

Este dispositivo debe cumplir con ciertas características principales:

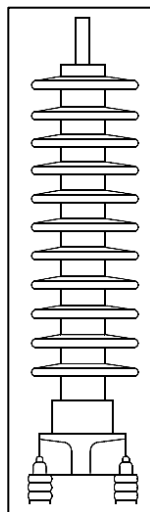
- Conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

- Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado.
- Convertirse en un conductor al alcanzar la tensión ese valor.

Una vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal, este dispositivo de protección debe ser capaz de interrumpir la corriente. Las sobretensiones para las cuales este aparato brinda protección se agrupan en las categorías siguientes:

- Sobretensiones de impulso por rayo: generadas por descargas eléctricas en la atmósfera.
- Sobretensiones de impulso por maniobra: originadas por la operación de los interruptores.
- Sobretensiones de baja frecuencia: se originan durante los rechazos de carga del sistema.

Figura 11. **Pararrayos**



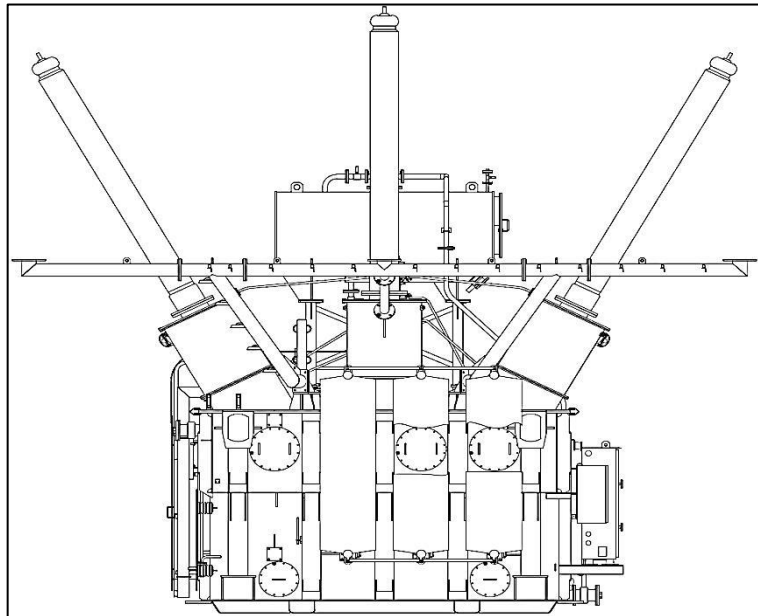
Fuente: Diseño de Subestaciones ETCEE-INDE.

1.14.7. Reactores

Son bobinas que se utilizan para limitar una corriente de cortocircuito y poder disminuir la capacidad interruptora de un interruptor y por lo tanto su costo; otra función de los reactores es la corrección del factor de potencia en líneas muy largas, cuando circulan corrientes de carga muy bajas, en este caso los reactores se conectan en derivación.

Según su capacidad los reactores pueden ser del tipo seco, para potencias reactivas pequeñas o del tipo sumergido en aceite, para potencias reactivas elevadas, en cuyo caso tienen un núcleo diferente al de aire del tipo seco y se encuentran encerrados en una cuba, sus terminales son a través de boquillas de porcelana, son muy semejantes a un transformador de potencia.

Figura 12. **Reactor de potencia trifásico**



Fuente: Diseño de Subestaciones ETCEE-INDE.

2. MODELACIÓN MATEMÁTICA DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

2.1. Nivel isocerámico del área

Partiendo desde el punto de vista de diseño, en los sistemas eléctricos de potencia, es sumamente importante conocer cuántos rayos inciden en una determinada área geográfica, con base en este estudio, es posible determinar la actividad electro atmosférica dividida por regiones aplicándose diferencias en los criterios para el diseño de los diferentes sistemas eléctricos de potencia.

2.1.1. Concepto de nivel cerámico

Es el valor del promedio de días con tormenta anual, en una región particular. Los puntos o lugares de una zona geográfica de determinada región de un país, que tienen el mismo nivel cerámico, se unen y forman lo que se llama mapa isocerámico, dicho mapa es utilizado para diseñar sistemas eléctricos de potencia.

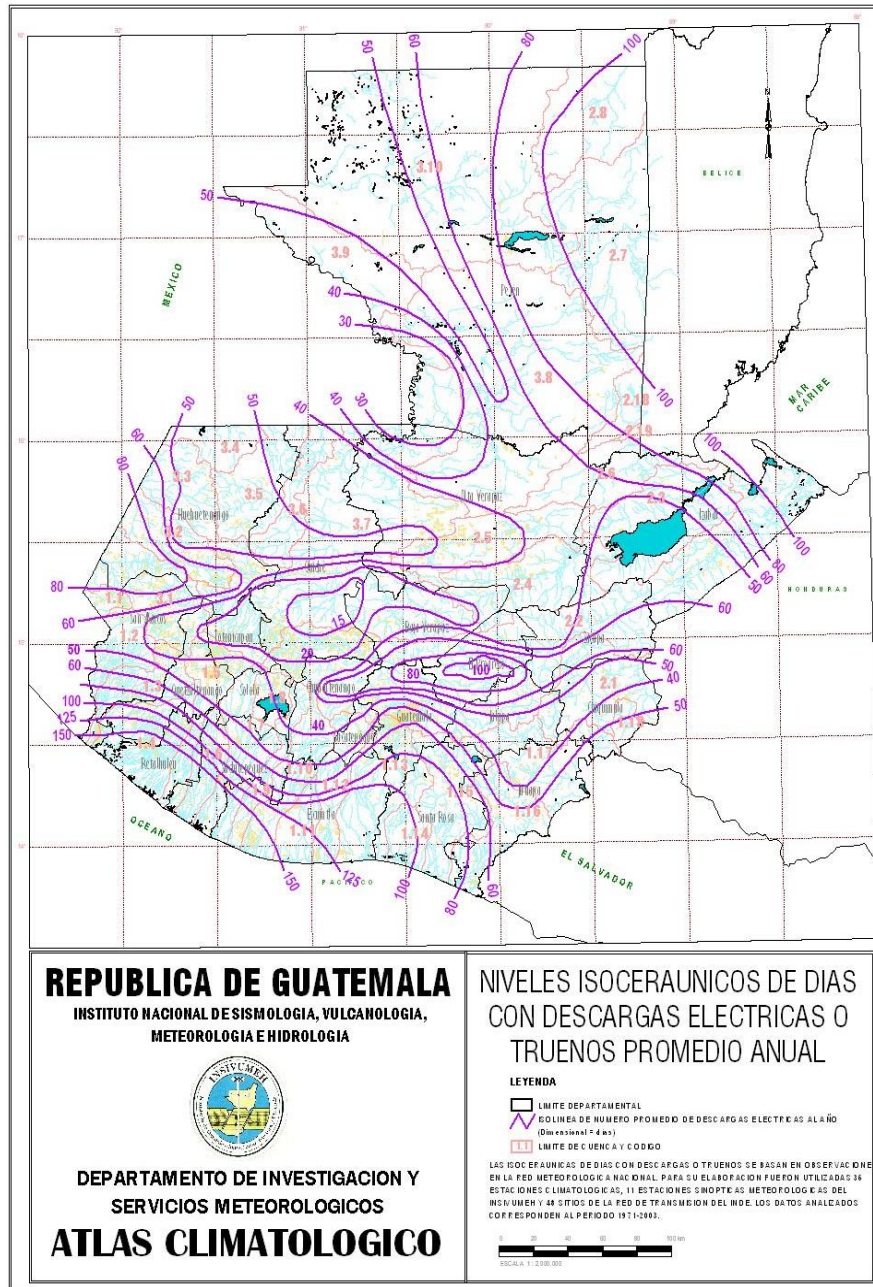
2.1.2. Mapa isocerámico de Guatemala

El proceso de monitoreo de las observaciones meteorológicas en la República de Guatemala, es llevado a cabo por una red de estaciones meteorológicas ubicadas en diversos puntos del país. Los datos obtenidos de dichas estaciones son una herramienta sumamente valiosa para la realización de estudios eléctricos de protecciones y de coordinación de aislamiento, dichos datos fueron tomados como referencia para la realización del estudio de la

incidencia atmosférica (caída de rayos) en Guatemala. Estudio que tiene como objetivo principal el diseño del mapa de niveles isoceráunicos en Guatemala presentado por el Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología.

Después de proceder a evaluar la información recabada por las estaciones atmosféricas valiéndose de técnicas científicas y con la aplicación de la ciencia estadística es posible obtener resultados que permiten asignarle a cada región del país, un valor real del número de días en los cuales tormentas eléctricas ocurren, presentado en un promedio anual (llamándosele, nivel ceráunico), los resultados de este estudio técnico-científico-estadístico se presentan gráficamente en lo que se le conoce como mapa de niveles isoceráunicos para la República de Guatemala.

Figura 13. Valores ceráunicos de la red de estaciones climáticas



Fuente: *Atlas Climatológico*.

http://www.insivumeh.gob.gt/hidrologia/ATLAS_HIDROMETEOROLOGICO/_/des-electr.jpg

Consulta: 3 de mayo de 2015.

2.2. Probabilidad de incidencia de rayos

La probabilidad de incidencia de rayos también conocida como densidad de rayos eléctricos a tierra (DRT), es el número de rayos a tierra (descargas eléctricas) por unidad de área (km²) y por unidad de tiempo (año).

Se puede definir como la probabilidad que tiene un punto del terreno de ser alcanzado por una descarga electro atmosférica; siendo además un parámetro complementario del nivel cerámico, que permite cuantificar la cantidad de rayos que caen en determinada zona. La densidad de rayos se da en función del número de días al año en que se escuchan truenos. Dicha densidad de rayos se obtiene evaluando el valor cerámico de una zona específica, por medio de relaciones matemáticas empíricas para determinar la misma; una de ellas ha sido evaluada por el Comité de Coordinación de Aislamiento (CCA), del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), dicha relación matemática es:

$$N_g = a \times (T_c)^b \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

- N_g Es la densidad de rayos eléctricos o número de rayos/Km²/año.
- T_c Corresponde al nivel cerámico de una zona específica.
- a y b Constantes (**a** toma valores de 0,01 a 0,04 mientras que **b** toma valores de 1,20 a 1,40).

Con propósitos de aplicación, el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, define la siguiente relación matemática utilizada para determinar la densidad de las descargas a tierra:

$$N_g = 0,04 * (T_c)^{1,25} \text{ (Núm. de rayos/km}^2 \text{ /año) (Ec. 2.2)}$$

2.3. Modelación matemática de la coordinación de aislamiento en una subestación

A continuación se presenta la modelación matemática de la coordinación de aislamiento en una subestación.

2.3.1. Determinación de los sobre voltajes representativos U_{rp}

U_{rp} = Amplitud de las sobretensiones representativas: determinado como el voltaje estándar de corta duración a frecuencia de la red, con un valor rms igual al valor asumido como máximo de los voltajes temporales, dividido por raíz de 2, según las normas internacionales IEC 60071-1,2.

Las sobretensiones representativas debidas a fallas a tierra varían de manera amplia, dependiendo principalmente del tipo de conexión a tierra del neutro. Para el caso de la coordinación de aislamiento del reactor de la Subestación Guatemala Sur, se determina que se tiene un sistema sólidamente aterrizado, por lo cual se puede considerar un factor de falla a tierra igual a 1,2 a 1,5 p.u. Para este caso en particular se toma un factor de 1,5 pues representaría la condición más crítica. La ecuación que describe la sobretensión representativa es por tanto:

$$U_{rp} = \frac{1,5 \times pu}{\sqrt{2}} \text{ (Ec. 2.3)}$$

El voltaje máximo asumido es igual a 1,5 pu; donde $1,0 \text{ pu} = U_s \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ siendo U_s , el voltaje máximo del sistema según la Norma IEC 60071-2 apartado 2.3.2.2. Las sobretensiones temporales U_{re} (fase-tierra) y U_{rp} (fase-fase) también pueden originarse por rechazo de carga. Estas sobretensiones pueden alcanzar valores de 1,2 a 1,5 p.u. en sistemas extendidos para el caso del reactor de la Subestación Guatemala Sur, tomará un factor de rechazo de 1,4, esto según la Norma IEC 60071-2 en su apartado 2.3.2.2.

$$U_{rp} (\text{fase-fase}) = U_s \times 1,4 \text{ (Ec. 2.4)}$$

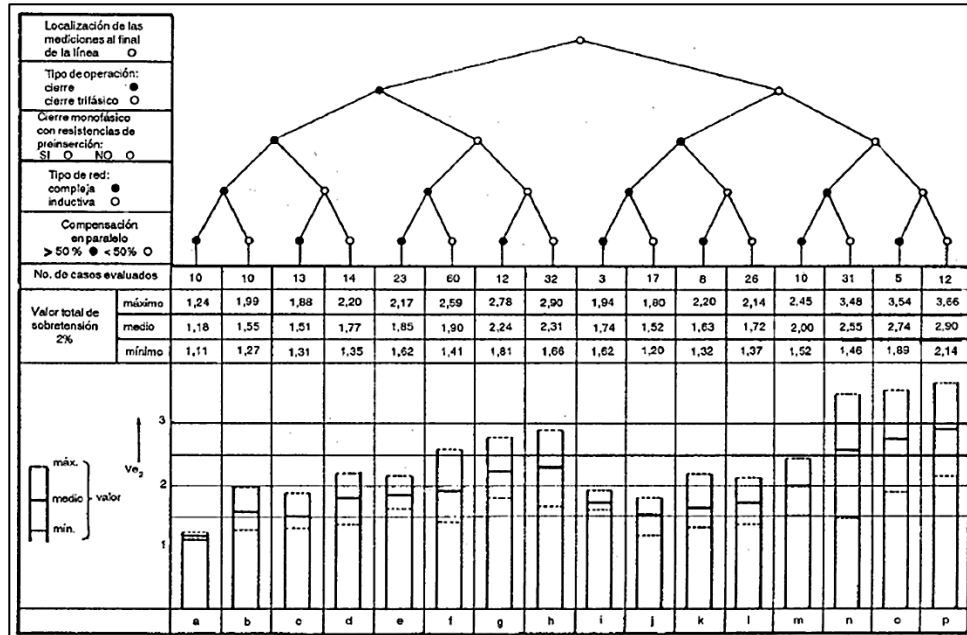
$$U_{re} (\text{fase-tierra}) = \frac{U_s \times 1,4}{\sqrt{3}} \text{ (Ec. 2.5)}$$

Para efectos de cálculo se seleccionan los valores mayores obtenidos entre los anteriores cálculos como el valor de los voltajes representativos.

2.3.2. Estudio cuando el interruptor de la Subestación se encuentra abierto

U_{e2} es el sobrevoltaje de frente lento fase a tierra: este sobrevoltaje es determinado con ayuda de la figura 14, para el caso de la coordinación de aislamiento del reactor de la Subestación Guatemala Sur se considerara una operación de cierre, sin resistencia de pre inserción, una red inductiva y sin compensación en paralelo con los interruptores de la Subestación abiertos en la cual se puede observar que $U_{e2} = 3,66 \text{ pu}$. Sin embargo, estos valores son válidos para los equipos que se encuentran a la entrada de las líneas a la Subestación.

Figura 14. Rango de sobretensiones de frente lento 2 % en el extremo de recepción debida la conexión y reenganche de la línea



Fuente: fig. 1 Rango de sobretensiones de frente lento 2 % en el extremo de recepción debida a la conexión y reenganche de la línea. IEC 60071-2. p. 20.

Las sobretensiones de frente lento son predominantes debidas a la energización y re energización de líneas. Se deben tener en cuenta las cargas atrapadas cuando se emplean re cierres trifásicos rápidos. Esta sobretensión se determina con base en el valor límite del 2 % considerando la energización y reenergización de la línea cuando la operación se efectúa desde la subestación remota.

Para efectos de cálculo y tomando las consideraciones hechas en la Norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.1.3, se toma como válido el hecho de que:

$$U_{e2} = 1,9 pu. \text{ (Ec. 2.6)}$$

La sobretensión de fase a fase está relacionada con la sobretensión fase a tierra y se determina de acuerdo con lo siguiente:

$$\frac{U_{p2(fase-fase)}}{U_{e2(fase-tierra)}} = 1,4 \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Por lo que:

$$U_{p2(fase-fase)} = 1,4 \times U_{e2} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Las sobretensiones no afectan al equipo trifásico, dado que dicho equipo no se encuentra a la entrada de la línea. La sobretensión U_{e2} solo afecta al equipo conectado de fase a tierra, siendo este, el de los dispositivos de potencial y los seccionadores, que es el equipo conectado a la llegada de la línea y antes del interruptor (abierto para este caso). Sin embargo, las distancias en aire en esta parte de la instalación, sí están sujetas a la sobretensión de fase a fase. Siendo esta la sobretensión U_{p2} .

2.3.3. Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra cerrado

Considerando las mismas condiciones anteriores, sin embargo, tratándose de una red compleja se tiene el cálculo expresado en las ecuaciones siguientes, con la ayuda de la figura 15:

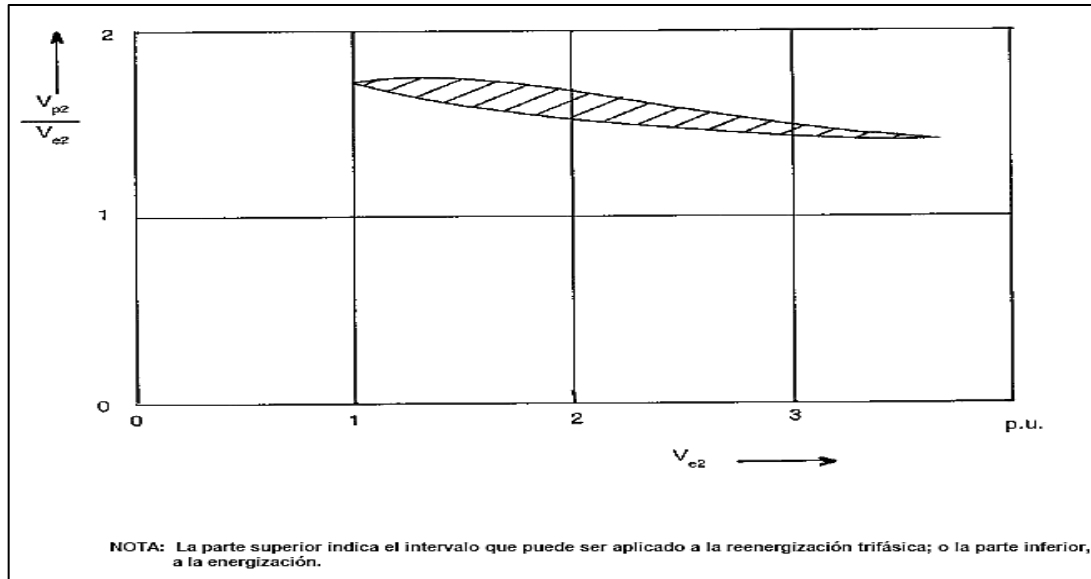
$$U_{e2(fase-tierra)} = 2,59 \text{ p.u.} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

$$\frac{U_{p2(fase-fase)}}{U_{e2(fase-tierra)}} = 1,6 \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Por lo que:

$$U_{p2(fase-fase)} = 1,6 \times U_{e2} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Figura 15. **Relación entre las sobretensiones de frente lento de valores 2 % fase-fase y fase-tierra**



Fuente: fig. 2. Rango de sobretensiones de frente lento 2 % en el extremo de recepción debida a la conexión y reenganche de la línea. IEC 60071-2. p. 21.

Las sobretensiones anteriores afectan al equipo trifásico, que se pueda tener en la subestación (reactor y transformador de potencia). También afecta a todo el equipo conectado de fase a tierra, incluyendo el de la entrada de la subestación y las distancias en aire de toda la subestación.

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de la subestación se expresan de la siguiente manera:

U_{et} está expresada según la Norma IEC 60071-2 en su apartado D.2:

$$U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25 pu \quad (\text{Ec. 2.12})$$

U_{pt} está expresada según la Norma IEC 60071-2 en su apartado D.8:

$$U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43 pu \text{ (Ec. 2.13)}$$

Para controlar los sobre voltajes originados por reenergización remota, se instalan pararrayos metal-óxido, por lo que el rango de protección de dichos pararrayos deberán soportar el peor de los ciclos de sobre voltaje temporal.

De acuerdo a características que de fabricante se puede obtener:

$U_{ps} =$	Protección al impulso por maniobra
$U_{pt} =$	Protección por impulso al rayo

Por lo que los voltajes representativos fase a tierra y fase a fase para los equipos instalados en la subestación están determinados por las ecuaciones:

$$U_{et} = U_{ps} \text{ (Ec. 2.14)}$$

$$U_{pt} = U_{pt} \text{ (Ec. 2.15)}$$

2.3.4. Determinación de los voltajes de aguante de coordinación

Los voltajes de aguante de coordinación son determinados aplicando un factor K_{cd} a los sobre voltajes representativos.

El voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes temporales es igual al sobre voltaje representativo, para los cuales se considera un factor $K_{cd} = 1$, esto con base en la Norma IEC 60071-2 apartado H.1.1.2.1 por lo que:

$$U_{cwt(fase-tierra)} = U_{re(fase-tierra)} \text{ (Ec. 2.16)}$$

$$U_{cwf(fase-fase)} = U_{rp(fase-fase)} \text{ (Ec. 2.17)}$$

Para sobre voltajes de frente lento, el voltaje de aguante de coordinación, es igual al nivel de protección al impulso por maniobra del pararrayos U_{ps} , esto es por definición para todos aquellos equipos protegidos por pararrayos por lo que:

$$U_{ps} = V_{ps} \text{ (Ec. 2.18)}$$

Donde V_{ps} es el voltaje tomado de los datos de fabricación del pararrayos. Sin embargo, este valor debe ser ajustado por el factor determinístico de coordinación K_{cd} .

2.3.5. Método determinista para la coordinación de aislamiento para sobretensiones de frente lento

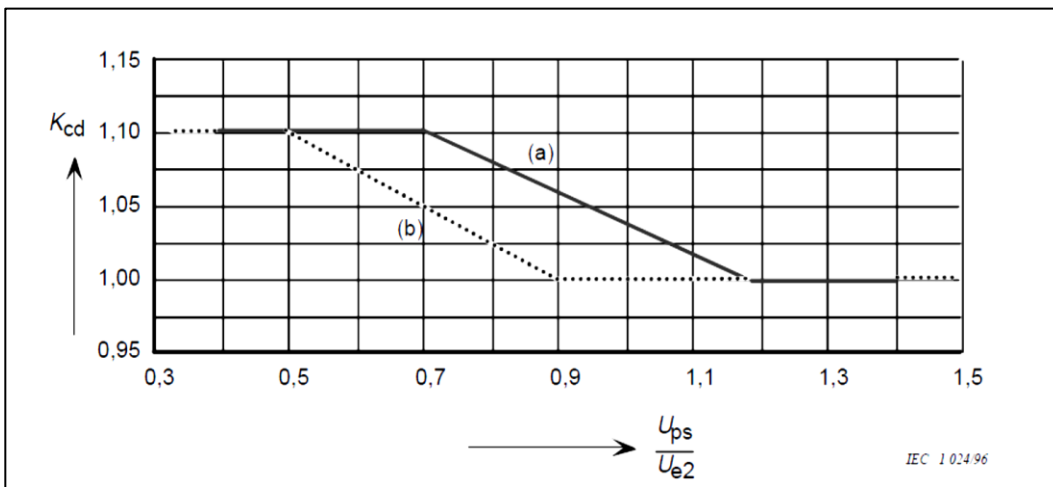
El método determinista involucra la determinación de las tensiones máximas que solicitan el equipo y por tanto la elección de la rigidez dieléctrica mínima de este equipo, con un margen que deberá cubrir las incertidumbres inherentes a la determinación de estos valores. La tensión soportada de coordinación, se obtiene multiplicando el valor máximo previsto de sobretensión representativa correspondiente U_{ps} por el factor de coordinación determinista K_{cd} .¹⁴

¹⁴ IEC 60071-2 Coordinación de aislamiento Parte 2: Guía de aplicación. p. 35

El factor determinístico de coordinación K_{cd} se obtiene con ayuda de la figura 16, tomando en cuenta la relación:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

Figura 16. **Evaluación del valor del factor determinístico de coordinación K_{cd}**



Fuente: fig. 6 Evaluación del valor del factor determinístico de coordinación K_{cd} , IEC60071.2 p. 37.

Por lo que el voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente lento es:

$$U_{cwsf(fase-tierra)} = U_{ps} \times K_{cd} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

El voltaje de aguante de coordinación de frente lento fase-fase se obtiene de manera similar utilizando la siguiente ecuación:

$$\frac{U_{ps} \times 2}{U_{p2}} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

Por lo que al obtener K_{cd} con la ayuda de la ecuación 2.21 y la figura 16 se obtiene el voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente lento:

$$U_{cwsf (fase-fase)} = U_{rp} = U_{pt} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

2.3.6. El voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente rápido

Es igual al nivel de protección al impulso por rayo, del pararrayos, U_{pi} (por definición para equipos protegidos por pararrayos) por lo que:

$$U_{cwff} = 1\,050 \text{ kV} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

Sin embargo, a este valor se le debe agregar un voltaje $U_{\text{corrección}}$ igual a:

$$U_{\text{corrección}} = \frac{A \times L}{n (L_{sp} + L_a)} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Donde:

- A Es obtenido de la tabla VI y para el caso de la Subestación Guatemala Sur es $A = 4\,500 \text{ kV}$.
- L Es la máxima separación que existe del equipo de protección (pararrayos).
- n Es igual al número de líneas.
- L_{sp} Longitud del primer claro de la línea.

L_a Es la longitud de línea de tensión con un rango de falla aceptable. Como guía de esto se puede considerar un rango de falla aceptable de acuerdo a la *Guía de aplicación de la coordinación de aislamiento CFEL0000-41*.

Por lo que:

$$U_{cwff} = 1050 \text{ kV} + U_{\text{corrección}} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

Tabla VI. **Factor A**

	A en kV
Líneas de distribución: (flameos Fase-fase)	900
Con cruceta aterrizada (flameos a tierra baja tensión)	
Líneas en poste de madera (Flameos a tierra alta tensión)	2 700
Líneas de transmisión: (Flameo a tierra monofásico)	
Un conductor	4 500
Dos conductores	7 000
Cuatro conductores	11 000
Seis y ocho conductores	17 000

Fuente: elaboración propia.

2.3.7. Determinación de los voltajes de aguante requeridos

U_{rw}

A continuación se presenta la determinación de los voltajes de aguante requeridos U_{rw} .

2.3.7.1. Voltajes de aguante requeridos

Son obtenidos aplicando a los voltajes de aguante de coordinación, dos factores de corrección:

K_a Factor de corrección por condiciones atmosféricas el cual toma en cuenta la altitud de instalación de la subestación.

K_s Factor de seguridad.

Los valores de factor de seguridad recomendados están dados según las Normas: IEC 60071-2, (4.3.4.) y CFE L0000-41 (3.3.2.5, anexo 7.4). Este factor es aplicado a los sobrevoltajes temporales, de frente lento y de frente rápido, fase a fase y fase a tierra.

Para aislamientos internos $K_s = 1,15$

Para aislamientos externos $K_s = 1,05$

2.3.7.2. Corrección por condiciones atmosféricas

Ecuación según IEC 60071-2 en su apartado 4.2.2. La corrección por condiciones atmosféricas está dada por la ecuación 2.26 y es aplicable solo al aislamiento externo, dicha expresión depende del frente de onda por medio del parámetro m .

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (\text{Ec. 2.26})$$

Donde:

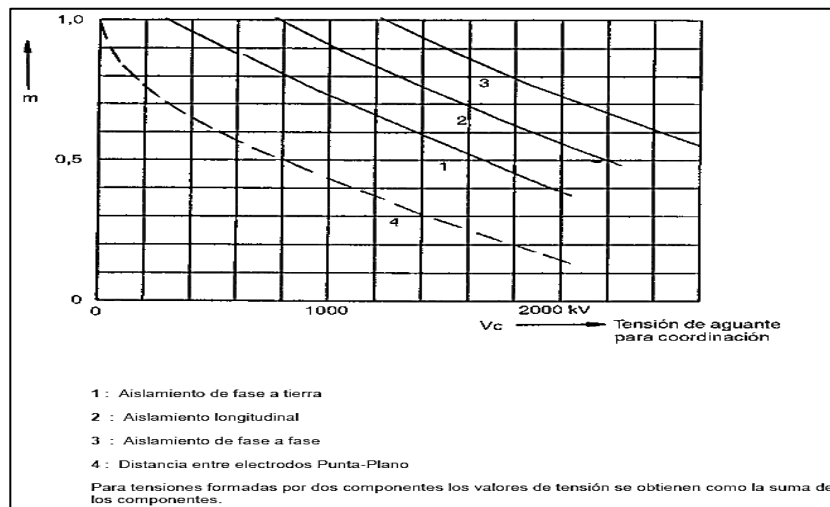
H Altitud del sitio.

Según la Norma IEC 60071-2 en su apartado 4.2.2., para sobretensiones a la frecuencia del sistema se asume:

$$m = 0,5$$

Para el caso de las sobretensiones al impulso por maniobra se obtiene el valor de **m** de acuerdo a la figura 17.

Figura 17. **Dependencia del exponente m en el voltaje de aguante para coordinación al impulso por maniobra**



Fuente: fig. 9 Dependencia del exponente m en el voltaje de aguante para coordinación al impulso por maniobra. IEC 60071-2. p. 42.

Para sobretensiones al impulso por rayo, se considera $m = 1$ según la Norma IEC 60071-2 4.2.2.

2.3.7.3. Tensión soportada específica U_{rw}

Según la Norma IEC 60071-1 apartados 3.27 y 4.4, Aplicando los factores a los voltajes de aguante de coordinación de acuerdo a la siguiente ecuación se obtendrá:

$$U_{rw} = U_{cw} \times K_s \times K_a \quad (\text{Ec. 2.27})$$

“Tensión soportada específica U_{rw} : Tensión de ensayo que el aislamiento debe mantener en un ensayo de tensión soportada normalizado para asegurarse de que el aislamiento satisfará el criterio de comportamiento cuando se someta a una categoría dada de sobretensiones en las condiciones reales de funcionamiento y durante todo el tiempo de funcionamiento. La tensión soportada especificada tiene la forma de tensión soportada de coordinación y se especifica en relación a todas las condiciones del ensayo de tensión soportada normalizado elegido para verificarla”.¹⁵

2.3.8. Conversión a voltajes soportados normalizados para voltajes en el rango 1

Según la tabla 3 del anexo 7.5 de la Norma CFE L0000-41, muestra que los voltajes de aguante para sobre tensiones a frecuencia del sistema de corta duración son:

¹⁵ IEC 60071-1. Coordinación de aislamiento Parte 1: *Definiciones, principios y reglas*. p. 10.

Aislamiento externo:

$$SDW_{fase-tierra} = U_{rw} \times \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8\ 500}\right) \text{ (Ec. 2.28)}$$

$$SDW_{fase-fase} = U_{rw} \times \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12\ 700}\right) \text{ (Ec. 2.29)}$$

Aislamiento interno:

$$SDW_{fase-tierra} = U_{rw} \times 0,7 \text{ (Ec. 2.30)}$$

$$SDW_{fase-fase} = U_{rw} \times 0,7 \text{ (Ec. 2.31)}$$

De manera similar, se tiene que el voltaje de aguante al impulso por rayo se obtiene de la siguiente manera:

Aislamiento externo:

$$LIW_{fase-tierra} = U_{rw} \times 1,3 \text{ (Ec. 2.32)}$$

$$LIW_{fase-fase} = U_{rw} \times \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9\ 000}\right) \text{ (Ec. 2.33)}$$

Aislamiento interno:

$$LIW_{fase-tierra} = U_{rw} \times 1,25 \text{ (Ec. 2.34)}$$

$$LIW_{fase-fase} = U_{rw} \times 1,25 \text{ (Ec. 2.35)}$$

Por lo anterior se toma como base los valores más elevados que han sido calculados, para determinar los valores estándar de acuerdo a la tabla VII (esta tabla es basada en la tabla F1 de la Norma CFE L-000041) para los sobre voltajes calculados, (tomándose el valor por encima del valor inmediato superior al valor calculado, es decir, si el voltaje calculado es 148 kV el valor inmediato

superior es 150 kV pero como rango de seguridad se tomará 200 kV que es el valor siguiente):

Tabla VII. Relación entre las tensiones de aguante nominales de impulso por rayo

TABLA F1- Relación entre las tensiones de aguante nominales de impulso por rayo (NBAI) kV fase-tierra y fase-fase con las distancias mínimas en aire	
Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) (kV)	Distancia mínima en aire (m)
20	0,060
40	0,060
60	0,090
75	0,120
95	0,160
110	0,167
125	0,220
150	0,300
200	0,380
250	0,480
325	0,630
350	0,680
450	0,900
550	1,100
650	1,300
750	1,500
850	1,700
900	1,800
950	1,900
1050	2,100
1175	2,350
1300	2,600
1425	2,850

Nota: Los valores de esta tabla están referidos a condiciones atmosféricas de referencia normalizadas. La tensión de aguante nominal de impulso por rayo fase-fase es el mismo valor que el de fase-tierra

Fuente: elaboración propia, con base en tabla F1 de la Norma CFE L-000041.

2.3.9. Distancias en aire fase-tierra y fase-fase

La corrección de la presión atmosférica de la tensión de aguante de impulso de rayo por altitud, se establece según el inciso 4.4.2 de la Norma C.F.E. L0000-06 1991. Cálculo de la presión atmosférica b (kPa).

Presión atmosférica de referencia normalizada = 101,3 kPa (de punto 4.4.2 de CFE L000-06 rev. 91).

b_0/b de acuerdo al punto 4.4.2 de la Norma CFE L0000-06 rev 91:

$$\frac{b_0}{b} = e^{\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (\text{Ec. 2.36})$$

U_c de acuerdo al punto 5.1.4, inciso b de la Norma CFE L0000-06 rev 80:

$$U_c = TCF = \frac{NBAI}{0,961} \quad (\text{Ec. 2.37})$$

La constante para la configuración conductor-estructura es

$$K_3 = 550 \text{ kV} \quad (\text{Ec. 2.38})$$

2.3.9.1. Cálculo de la tensión de aguante requerida

De acuerdo a el punto 4.4.3 de la Norma CFE L0000-06 rev. 91 la tensión de aguante requerida se expresa mediante la ecuación 2.39:

$$U_{re} = U_c \times \frac{b_0}{b} \quad (\text{Ec. 2.39})$$

Los valores determinados en la ecuación 2.39 se desglosan de la siguiente manera:

TCF	Tensión crítica de flameo (kV)
NBI	Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo (550 kV de tabla 4 rev 91)
U_{re}	Tensión de aguante requerida (kV)
U_c	Tensión de aguante de coordinación (kV)
H	Altitud (msnm)

Por lo tanto se tiene que la distancia de fase a tierra se determina por medio de la ecuación 2.40:

$$d_{ft} = \frac{U_{re}}{k_3} \text{ (Ec.2.40)}$$

2.3.9.2. Distancia mínima de fase a fase (d_{ff})

$$d_{ff} = 1,15 \times d_{ft} \text{ (Ec. 2.41)}$$

Si el NBI calculado, resulta ser menor al solicitado en las características particulares y al normalizado, se concluye que el dato obtenido es correcto.

2.3.9.3. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo (h_s)

Esta altura se considera también como el primer nivel de barras h_s .

$$h_{s1\ 000\ msnm} = 2,30 + 0,0105 \times \text{Tensión máxima de operación} \text{ (Ec. 2.42)}$$

Dependiendo de si el lugar en donde será construida la subestación está a una altura sobre el nivel del mar superior a 1 000 metros, se debe realizar la corrección por altura:

$$h_{s>1\,000\,msnm} = h_{s1\,000\,msnm} + \left[0,0125 \left(\frac{h-1\,000}{100}\right) h_{s1\,000\,msnm}\right] \text{ (Ec. 2.43)}$$

2.3.9.4. Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo (h_b)

Esta altura también se considera como el segundo nivel de barras h_b .

$$h_{b1\,000\,msnm} = 5,0 + 0,0125 \times \text{Tensión máxima de operación} \text{ (Ec. 2.44)}$$

Dependiendo de si el lugar en donde será construida la subestación está a una altura sobre el nivel del mar superior a 1 000 metros, se debe realizar la corrección por altura:

$$h_{b>1\,000\,msnm} = h_{b1\,000\,msnm} + \left[0,0125 \left(\frac{h-1\,000}{100}\right) h_{b1\,000\,msnm}\right] \text{ (Ec. 2.45)}$$

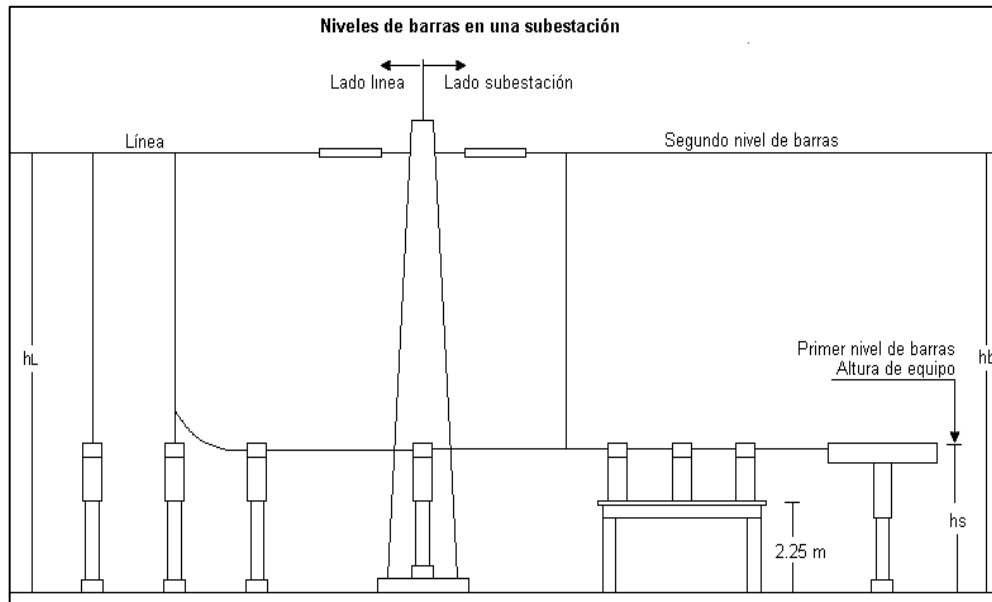
2.3.9.5. Altura de remate de las líneas de transmisión (h_L)

$$h_{L1\,000\,msnm} = 5,0 + 0,006 \times \text{Tensión máxima de operación} \text{ (Ec. 2.46)}$$

Dependiendo de si el lugar en donde será construida la subestación está a una altura sobre el nivel del mar superior a 1 000 metros, se debe realizar la corrección por altura:

$$h_{L>1\,000\,msnm} = h_{L1\,000\,msnm} + \left[0,0125 \left(\frac{h-1\,000}{100}\right) h_{L1\,000\,msnm}\right] \text{ (Ec. 2.47)}$$

Figura 18. Niveles de barras en una subestación



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

Tomando en cuenta los resultados que se obtengan y considerando que la altura máxima de una persona con los brazos levantados es de 2,25 metros, se puede determinar la altura mínima a partes vivas (el primer nivel de barras), con respecto al nivel de piso y la altura del segundo nivel de barras con respecto al piso. Para la distancia entre fases, el arreglo propuesto debe ser mayor al que arroja el cálculo para la distancia de fase a fase. De igual manera para la distancia fase a tierra.

2.3.10. Distancias para el dimensionamiento de subestaciones

El dimensionamiento de una subestación con una configuración, disposición física y nivel de tensión determinados, está condicionado básicamente por lo siguiente:

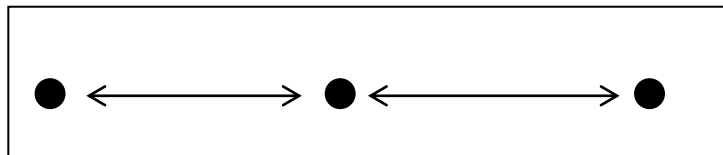
- Ancho de barras
- Ancho de campo
- Altura del campo
- Longitud del campo

Estos aspectos son una aplicación directa de las distancias mínimas y las distancias de seguridad descritas previamente. Además, se consideran otros aspectos tales como facilidad para el mantenimiento y estética.

2.3.10.1. Ancho de barras

En la Subestación Guatemala Sur ya se encuentran las bases de los seccionadores de barra, los cuales serán usados como pauta para definir la distancia entre fases y la disposición de la ampliación de barra necesaria y por lo tanto las distancias entre los conductores flexibles los cuales quedarán de acuerdo a la siguiente disposición:

Figura 19. Distancia entre barras



Fuente: elaboración propia.

La ecuación a utilizar para determinar el ancho de barras, por lo tanto será:

$$\text{ancho de barras} = 2d_{pb} + 2d_{bb} + a_p \text{ (Ec. 2.48)}$$

Donde:

a_p = ancho de pórtico en m

d_{bb} = distancia entre barras en m

d_{pb} = distancia de pórtico a barras en m

2.3.10.2. Ancho de campo

Se designa como ancho de campo a la distancia entre los ejes de las columnas que forman el pórtico de entrada de líneas o en el caso que se contempla en el presente diseño, la bahía del reactor de 20MVA_r de la Subestación Guatemala Sur. El ancho del campo está determinado por la configuración y las dimensiones de los equipos y de los barrajes utilizados.

El aspecto básico que determinara el ancho del pórtico de la bahía del reactor será las dimensiones del propio reactor, mientras que los equipos seguirán la alineación de los seccionadores de barra existentes, para mantener la estética de la subestación.

El ancho de campo será la distancia entre los ejes de las columnas que forman el pórtico del reactor de 20MVA_r de la Subestación Guatemala Sur o las dimensiones de los equipos, cualquiera que sea la más ancha. Para determinar esto se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\text{ancho de campo}_{\text{reactor}} = a_p + a_r + 2d_{ftc} \text{ (Ec. 2.49)}$$

$$\text{ancho de campo}_{\text{equipos}} = a_p + 2d_e + 2d_{ftc} \text{ (Ec. 2.50)}$$

Donde:

a_p = ancho de pórtico en m

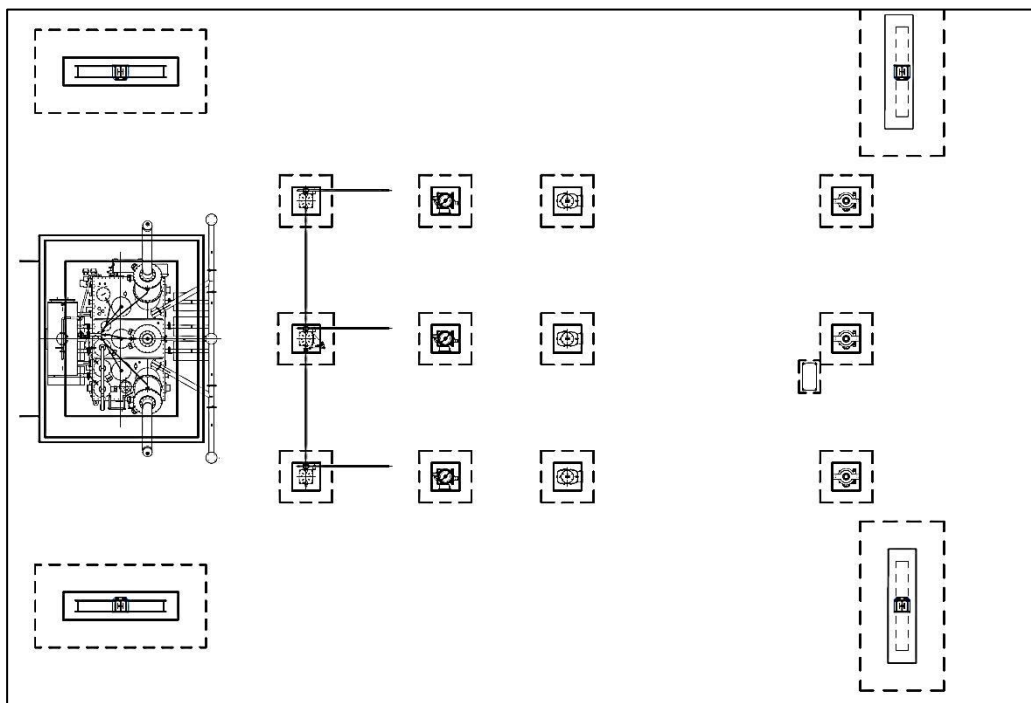
a_r = ancho del reactor en m

d_{ftc} = distancia de fase a tierra corregida en m

d_e = distancia entre equipos en m

La disposición del ancho de campo queda de la siguiente manera:

Figura 20. Disposición del ancho de campo



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

2.3.10.3. Altura del campo

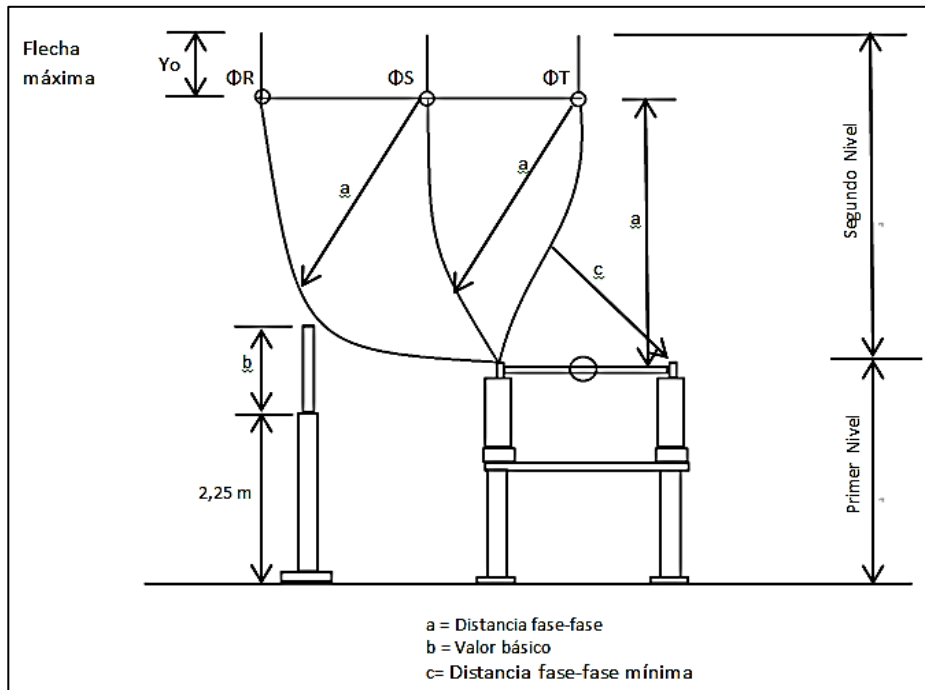
La altura de los pórticos de un campo está determinada principalmente por el tipo de conductores que se utilicen, así como también por el número de niveles de conexión que requiera la configuración de la subestación.

El primer nivel de conexión que se encuentra en una subestación está conformado por la conexión entre equipos, cuya altura está determinada por las distancias de seguridad descritas anteriormente.

El segundo nivel de conexión generalmente está conformado por los barrajes, cuya altura debe estar por encima del nivel de equipos en distancia por lo menos igual a la distancia mínima fase-fase, cable-cable.

Cuando se tienen conductores flexibles como en el caso de la Subestación Guatemala Sur, es necesario tener en cuenta la flecha de los barrajes, la conexión de los seccionadores de campo a la fase más apartada del barraje y el acercamiento de estas conexiones a los puentes bajo las estructuras de soporte de barras.

Figura 21. **Altura del campo**



Fuente: elaboración propia, con base en la figura 4.12 Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión p. 112.

La ecuación que describe la distancia que debe existir entre las fases y los cables que unen estas con el seccionador es:

$$a = d_{f-f} \times f_s \text{ (Ec. 2.51)}$$

Donde:

a = distancia fase-fase

f_s = factor de seguridad

d_{f-f} = distancia fase a fase

El tercer nivel de conexiones generalmente está conformado por templas superiores, cuya altura debe ser superior a la de los barrajes en, como mínimo, la distancia fase-fase, cable-cable, aumentada en la flecha mínima de la templa. Es necesario considerar acercamientos que se puedan dar con los bajantes de las templas superiores.

A las distancias mínimas que determinaron las alturas de campo es conveniente aplicarles un factor de seguridad especial de por lo menos 10 %. Cuando las templas superiores y los barrajes tienen entre sí tensiones de circuitos distintos durante ciertas operaciones de la subestación, se recomienda incrementar este factor de seguridad en un 25 %.

Por la ubicación y el tipo de conexión del campo es necesario este tercer nivel de altura, por lo que se calcula con base en lo descrito, expresado de la siguiente manera:

$$D_t = d_{f-f} \times f_s \times f_m \text{ (Ec. 2.52)}$$

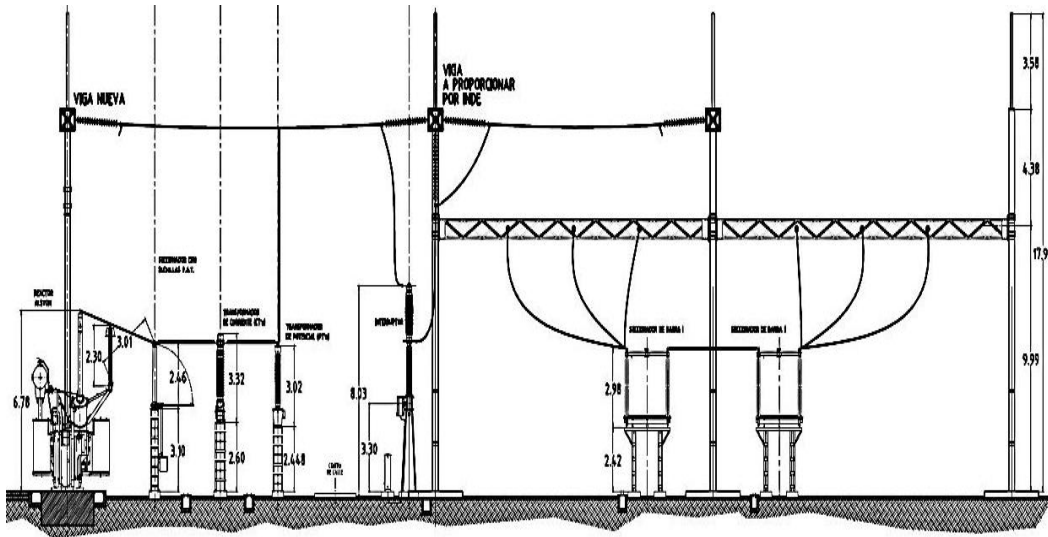
Donde:

d_{f-f} = distancia fase a fase mínima en m

f_s = factor de seguridad

f_m = factor barra flexible

Figura 22. Tres niveles de altura de la bahía del reactor



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

2.3.10.4. Longitud de campo

La longitud del campo está determinada por la configuración de la subestación y por las distancias entre los diferentes equipos. Esta distancia no está determinada por las distancias mínimas o de seguridad, sino más bien por razones de mantenimiento, montaje y estética. Para el montaje y mantenimiento se recomienda que los terminales de los equipos sean accesibles por el personal desde cualquier punto.

Para la distancia desde el último equipo hasta el cerco perimetral, en este caso ese equipo será el reactor, es necesario considerar la vía perimetral, espacio para cárcamos de control y de iluminación perimetral y espacio para cunetas y demás obras civiles que conformen el diseño previo de la subestación.

Tabla VIII. Distancias típicas entre equipos

Equipos (entre equipo y equipo)		Distancia típica [m]				
		72.5 kV	123 kV	245 kV	550 kV	800 kV
1	Transformador de instrumentación y seccionador	2,0	3,0	4,0	6,0	7,5
2	Interruptor y seccionador	2,0	3,0	4,5 5,5	7,0 8,0	9,0 10,0
3	Interruptor y seccionador con vía de circulación	5,5	7,5	8,0 9,5	12,0 14,0	14,0 16,0
4	Interruptor y transformador de instrumentación	1,5	2,0	3,5 4,5	6,5	8,5
5	Interruptor y transformador de instrumentación con vía de circulación	5,0	6,5	6,5	10,0 12,0	12,0 14,0
6	Seccionador y seccionador	3,0	3,5	6,0	7,0 8,0	9,0 10,0
7	seccionador pantógrafo y seccionador pantógrafo	-	3,0	4,5	6,5	8,0
8	Seccionador pantógrafo y transformador de instrumentación	-	2,5	3,5	5,5	7,0
9	Interruptor y seccionador pantógrafo	-	3,0	5,0	10,0	13,0
10	Interruptor y seccionador pantógrafo con vía de circulación	-	7,0	7,5 9,0	11,0 13,0	13,0 15,0
11	seccionador y seccionador pantógrafo	-	3,5	4,5	7,0	9,0
12	Entre transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	4,0 5,0	6,0
13	Pararrayos y transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	5,0	6,0
14	Entre cualquier equipo y el cerco perimetral [IEEE Std 1119]	3,7	4,0	4,9	6,4	7,0

Fuente: elaboración propia con base en tabla 4.5 Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión p. 115.

2.3.11. Cálculo de las cadenas de aisladores

Se utilizarán aisladores de disco de porcelana del tipo socket clase 52-3 con una distancia de fuga de 320,67 mm, por lo que se tiene lo siguiente:

2.3.11.1. Cálculo de la distancia de fuga en la cadena de aisladores según la Norma C.F.E. L0000-06 1991

Para este cálculo se considera la distancia de fuga total de aislamiento requerida, así como la distancia de fuga del aislador. Determinando la cantidad total de aisladores necesarios para preservar la distancia f de fuga total (redondeando hacia arriba):

$$\# \text{ de aisladores} = \frac{\text{Distancia de fuga total de aislamiento requerida}}{\text{distancia de fuga del aislador}} \quad (\text{Ec. 2.53})$$

2.3.11.2. Cálculo de aisladores por distancia de fase a tierra

Los datos que se toman en cuenta para el cálculo de aisladores por distancia de fase a tierra son: distancia mínima de fase a tierra, agregándole 5 % de su valor como corrección por los herrajes a utilizar, longitud del aislador (según datos del fabricante).

Determinando el número de aisladores a utilizarse de la siguiente manera:

$$\# \text{ de aisladores} = \frac{\text{Distancia mínima de fase a tierra}_{\text{corregida}}}{\text{Longitud del aislador (según datos del fabricante)}} \quad (\text{Ec. 2.54})$$

Tomando tanto la distancia de fuga máxima para el diseño de la subestación como el voltaje máximo del sistema y las características de los aisladores arriba mencionados.

Tanto la distancia de fuga fase a tierra como la tensión máxima de operación son dos de los datos que se establecen de manera base, desde el inicio del cálculo y que ayudan a establecer la distancia de fuga según la siguiente ecuación.

$$\text{Distancia de Fuga} = \frac{\text{Distancia de fuga Fase a Tierra} \times \text{Tensión máxima de operación}}{\sqrt{3}} \text{ (Ec. 2.55)}$$

Con base en esto, se puede establecer si considerar cadenas de aisladores compuestas por la cantidad de discos que se determinó en el paso anterior, cumple o no con los requerimientos de seguridad de la subestación, esto puesto que ya se han considerado factores de seguridad, a lo largo del cálculo y en la selección del NBI.

Una manera para determinar si los datos obtenidos están dentro de los rangos aceptables es ordenándolos y cotejándolos de la siguiente manera:

Tabla IX. **Comparación de datos aisladores**

Dato a obtener	Primer dato		Segundo dato	Relación en porcentaje
Distancia de fuga total	$\frac{\text{Distancia de fuga del aislador} \times \text{Numero de aisladores}}{10} \text{ [cm]}$	>	Distancia de Fuga (cm)	$\left(\frac{\text{Primer dato}}{\text{Segundo dato} - 1} \times 100 \right)$
Distancia de fuga unitaria	$\frac{\text{Distancia de fuga total}}{\left(\frac{\text{Tensión máxima de operación}}{\sqrt{3}} \right)} \left[\frac{\text{cm}}{\text{kV}} \right]$	>	Distancia de fuga Fase a Tierra (cm/kV)	$\left(\frac{\text{Primer dato}}{\text{Segundo dato} - 1} \times 100 \right)$
Distancia fase-tierra	Numero de aisladores × Longitud del aislador (según datos del fabricante) [m]	>	dft corregida por altura (m)	$\left(\frac{\text{Primer dato}}{\text{Segundo dato} - 1} \times 100 \right)$

Fuente: elaboración propia.

Si la relación en porcentaje del primer dato respecto al segundo dato es positiva, indicará que el primer dato es mayor que el segundo por lo que se podrá considerar como aceptable la distancia obtenida con los aisladores.

2.3.12. Cálculo del ángulo de blindaje

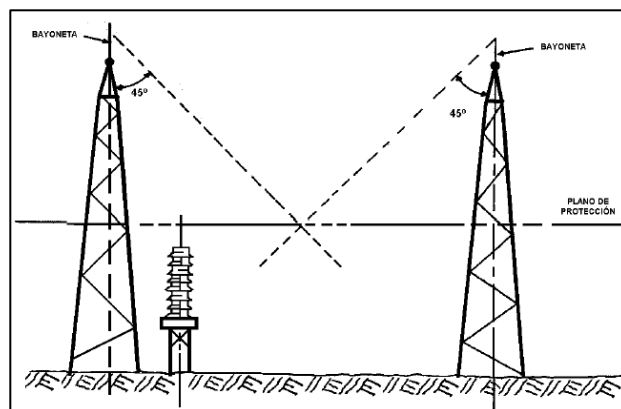
La zona de protección que brinda una bayoneta se calcula a partir de la altura máxima obtenida entre estructura y bayoneta, y considerando que el ángulo de protección medido con relación al eje de la bayoneta no debe exceder 30° para una bayoneta aislada.

Cuando la distancia entre las estructuras y la altura de las mismas es tal que las zonas de protección obtenidas por las bayonetas se cortan sobre el plano de los objetos por proteger, entonces los ángulos de protección permisibles pueden llegar a ser de 45° .

Partiendo del concepto de que las subestaciones eléctricas del tipo exterior se deben proteger contra las descargas atmosféricas directas, en forma semejante a las líneas de transmisión, es necesario instalar hilos de guarda.

La zona externa por proteger, debe incluir a todo el equipo, y en particular al reactor.

Figura 23. **Ángulo de blindaje**



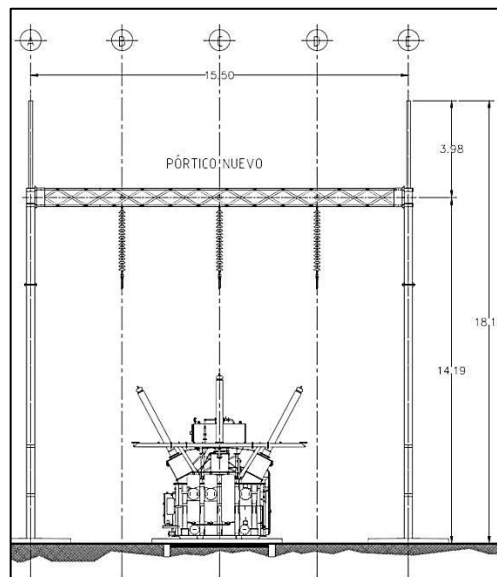
Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

2.3.13. Verificación de la protección del blindaje por hilo de guarda

Para este cálculo lo primero será establecer de qué manera la Subestación Guatemala Sur se encuentra protegida. Siendo su método de protección por bayonetas y por hilo de guarda.

El sistema de blindaje se diseña para proporcionar una protección que resulte efectiva para las barras colectoras que se encuentran en nivel más alto, lo que proporciona blindaje efectivo también a las barras que se encuentren en los niveles inferiores. El sistema de blindaje básicamente se reduce a una configuración del tipo trifásico de manera plana con dos hilos de guarda que se encuentran colocados en el límite de la bahía. En la figura 24 se muestra como queda esta disposición de bayonetas e hilos.

Figura 24. Medidas pórtico



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

Para la verificación de la protección del blindaje por hilo de guarda y teniendo ya definidas las dimensiones de los pórticos y las alturas de vanos y barrajes dentro de la subestación, se utiliza el modelo electrogeométrico, este modelo permite seleccionar la altura efectiva del apantallamiento.

Para el cálculo de la impedancia característica del cable Z_o expresada en ohmios Ω que será utilizado para la extensión de la barra principal (de un diámetro Φ):

$$Z_o = 60 \times \sqrt{\ln\left(\frac{2h}{R_c}\right) \ln\left(\frac{2h}{r}\right)} \text{ (Ec. 2.56)}$$

Donde:

h = altura promedio de la barra principal

r = radio del cable utilizado de diámetro Φ

R_c = radio corona que se obtiene por medio de la ecuación:

$$R_c = 1,2 \times 10^{-4} V_c \text{ (Ec. 2.57)}$$

V_c = tensión soportada por el aislamiento para el caso de la S.E. Guatemala Sur será de 1 050 kV.

2.3.13.1. Corriente crítica de descarga a la parte viva a proteger

Es aquella que ocasiona una sobretensión, expresada en kA, peligrosa para el aislamiento. La ecuación que la describe es:

$$I_c = \frac{2,068 CFO}{Z_o} \text{ (Ec. 2.58)}$$

Donde:

CFO = tensión crítica de flameo de los aisladores en kV y se obtiene por medio de la fórmula de Anderson descrita por la siguiente ecuación:

$$CFO = 0,94 \times 585 w \text{ (Ec. 2.59)}$$

w = longitud de la cadena de aisladores en m.

Z_o = impedancia característica del cable.

2.3.13.2. La distancia efectiva de la descarga

Corresponde al último paso del líder de la descarga atmosférica para la corriente crítica, está expresada en metros.

$$S_m = 8 \times k \times I_c^{0,65} \text{ (Ec. 2.60)}$$

k = es igual a 1 cuando se trata de cables de guarda y 1,2 para mástiles y punta pararrayos.

2.3.13.3. Altura efectiva del cable de guarda

Es la altura del apantallamiento con cable de guarda sobre el sistema que está protegiendo, se calcula como, dado en metros:

$$h_e = S_m - \sqrt{S_m^2 - d^2} \text{ (Ec. 2.61)}$$

d = es la mitad de la distancia entre cables de guarda en metros

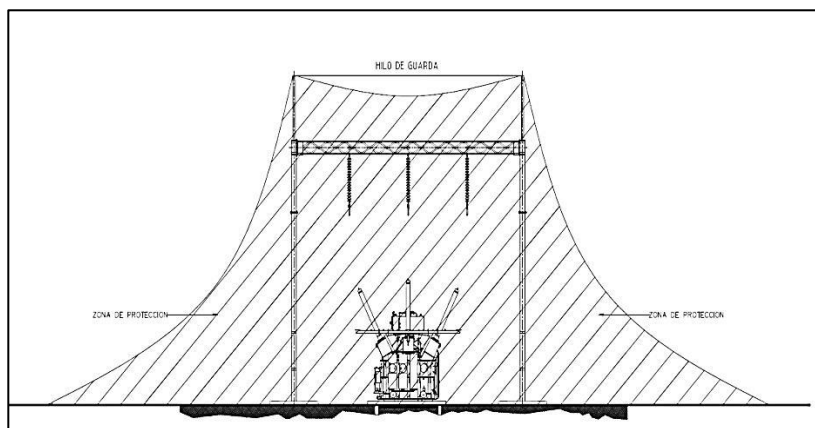
S_m = distancia efectiva de la descarga

2.3.13.4. Límite práctico para la separación entre cables de guarda adyacentes

Está determinado por la ecuación, dada en metros:

$$2d_{max} = 1,5 S_m \text{ (Ec. 2.62)}$$

Figura 25. Cobertura blindaje



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

2.3.14. Verificación de la selección del pararrayos

A continuación se presenta la verificación de la selección del pararrayos.

2.3.14.1. Tensión de designación

La tensión nominal o tensión de designación del pararrayos se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$V_n = k_e \times V_{max} \text{ (Ec. 2.63)}$$

Donde

V_{max} = voltaje máximo del sistema.

k_e = factor de conexión a tierra cuyo valor para efectos de cálculo se considera igual a 0,75 para sistemas con neutro sólidamente aterrizado.

Al obtener el valor de la tensión de designación se puede hacer la comparación para determinar la correcta selección del pararrayos, para esto se tiene que cumplir la siguiente desigualdad:

$$V_{diseño} > V_n \text{ (Ec. 2.64)}$$

2.3.14.2. Margen de protección para pararrayos de óxidos metálicos

Con los pararrayos de óxidos metálicos se parte de la base de que la selección, toma como referencia la sobretensión por onda de maniobra.

El margen de protección que el pararrayos puede proporcionar se obtiene de la siguiente fórmula:

$$MP = \frac{NBAM_{f-t} - V_{maxsis}}{V_{maxsis}} \times 100 \text{ (Ec. 2.65)}$$

Debe ser como mínimo 15 %, por lo que la siguiente desigualdad debe cumplirse:

$$MP > 15 \% \text{ (Ec. 2.66)}$$

Si ambas desigualdades, $V_{diseño} > V_n$ y $MP > 15 \%$, se cumplen, entonces se puede determinar que el pararrayos seleccionado cumple con los márgenes de protección.

2.3.15. Cálculo del número de fallas por blindaje

El cálculo del número de fallas por blindaje es efectuado de acuerdo a el método de Burgsdorf y Kostenko, mediante la determinación de la probabilidad de falla P_f en la protección del cable de guarda, expresada en el número de rayos que no logra interceptar, produciéndose la caída de rayo en el conductor activo, que se calcula según la siguiente expresión

$$\log P_f = \frac{\theta \times \sqrt{H}}{90} - 2 \text{ (Ec. 2.67)}$$

Donde:

P_f = probabilidad en porcentaje de falla del cable de guarda

θ = ángulo de protección del cable de guarda, en grados

H = altura total de la torre, en metros

Suponiendo una rata de fallas que se encuentre entre 0,1 y 0,2 fallas por cada 100 km/año (aplicable también a subestaciones) se puede armar una tabla como la mostrada a continuación.

Tabla X. **Falla de apantallamiento**

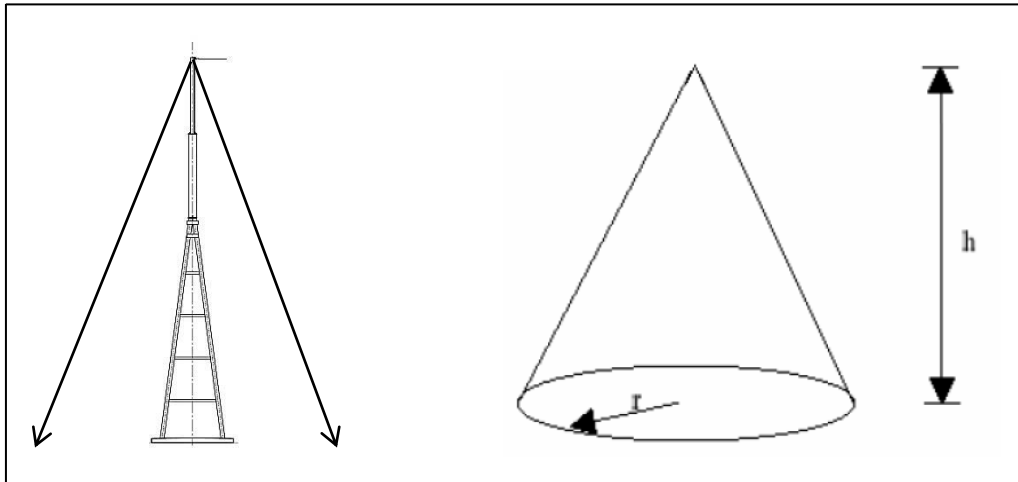
Altura del cable de guarda [m]	Falla de apantallamiento por cada 100km/año (método del ángulo de protección)						
	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°
10	0	0	1,1E-4	0,0087	0,0383	0,1032	0,2286
15	0	6,4E-5	0,0068	0,0351	0,0982	0,2182	0,4483
20	8,3E-6	0,0026	0,0214	0,0711	0,1695	0,3466	0,6903
25	0,0011	0,0087	0,0404	0,1123	0,2468	0,4819	0,9429
30	0,0035	0,0170	0,0620	0,1565	0,3275	0,6208	1,2008
35	0,0069	0,0269	0,0853	0,2024	0,4100	0,7616	1,4608
40	0,0109	0,0378	0,1096	0,2494	0,4936	0,9035	1,7214
45	0,0155	0,0493	0,1345	0,2969	0,5776	1,0462	1,9820
50	0,0204	0,0612	0,1598	0,3447	0,6619	1,1892	2,2423

Fuente: elaboración propia, con base en Mejía Villegas S.A. Subestaciones de alta y extra alta tensión. p. 125.

2.3.16. Cálculo de la impedancia de la estructura

La impedancia característica de las estructuras depende de su geometría (altura, diámetro, siluetas), su cálculo se hace en forma experimental usando modelos a escala, por lo que a partir de esto, se obtienen expresiones empíricas. La clase de torre presente en los pórticos para el reactor de 20MVar de la Subestación Guatemala Sur es una torre de forma cónica tal y como se muestra en la figura 26.

Figura 26. **Impedancia de estructura forma equivalente de torre**



Fuente: elaboración propia, con programa Adobe Illustrator.

La impedancia de los pórticos se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$Z_T = 30 \ln \left[2 \left(1 + \frac{h_T^2}{r_T^2} \right) \right] \text{ (Ec. 2.68)}$$

Donde:

Z_T = impedancia del pórtico

h_T = altura del pórtico

r_T = radio del pórtico

2.3.17. Cálculo de la resistencia al pie de la estructura

La R_p depende directamente del valor de la resistividad del terreno, como también de la forma en que la estructura se conecta a la tierra, es decir, el

elemento físico de conexión de las patas de la torre al suelo, este método se utiliza cuando no exista red de tierras en el terreno donde se construirá la bahía, en el caso de la Subestación Guatemala Sur cuenta con red de tierras a la cual se conectará la estructura de los pórticos.

La resistencia al pie de la estructura se puede calcular por medio de dos métodos:

- Electrodo (varillas)
- Contratenas (conductores de cobre desnudos)

2.3.17.1. Conexión por medio de varillas

La resistencia a tierra en el caso de la conexión por medio de varillas se calcula de acuerdo a la ecuación:

$$R_p = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l}{a} \quad [\Omega] \quad (\text{Ec. 2.69})$$

Donde:

ρ = resistividad del terreno $\Omega \cdot m$

a = radio de varilla en m

l = longitud de la varilla en m

2.3.17.2. Conexión por medio de contrantenas

La resistencia de una contrantena se calcula como:

$$R_p = \frac{\rho}{2\pi l} \ln\left(\frac{2l}{4ad} - 1\right) [\Omega] \text{ (Ec. 2.70)}$$

Donde:

ρ = resistividad del terreno, Ω -m

a = radio del conductor, en metros

l = longitud de la contrantena, en metros

d = profundidad de instalación, en metros

2.3.18. Cálculo de tensiones que pueden producir flameo inverso

El flameo inverso ocasionado por una descarga que cae sobre la torre o sobre el cable de guarda es la causa más común de salida de la línea. Se denomina flameo inverso porque este se presenta del neutro hacia la fase, debido al aumento del voltaje en el mismo.

El cálculo de tensiones que pueden producir flameo inverso se obtiene de acuerdo a la ecuación 2.37:

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

2.3.19. Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla en aislamientos sometidos a sobretensiones por maniobra

Muchas de las sobretensiones que se originan en una red eléctrica son de carácter estadístico. Las sobretensiones originadas por maniobras y las causadas por el rayo, son por lo general descritas por una distribución estadística, a consecuencia de la naturaleza aleatoria de muchos de los parámetros y variables involucradas, y cuya influencia es importante en ambos tipos de sobretensiones.

El cálculo de la distribución estadística de un tipo de sobretensión requiere el empleo de un método probabilista cuya aplicación puede describirse mediante los siguientes tres pasos:

- Selección de una distribución estadística para todas las variables y parámetros de carácter aleatorio.
- Desarrollo de un modelo matemático para el sistema en estudio, teniendo en cuenta el tipo de sobretensión a calcular.
- Aplicación de un procedimiento de cálculo estadístico o probabilista, generalmente basado en el método de Monte Carlo.

En la práctica, el número de muestras a obtener dependerá del tipo de sobretensiones en estudio y de otros factores, como el tamaño del sistema a estudiar. Para sobretensiones por maniobras se suele recomendar un número mínimo comprendido entre 200 y 300 muestras.

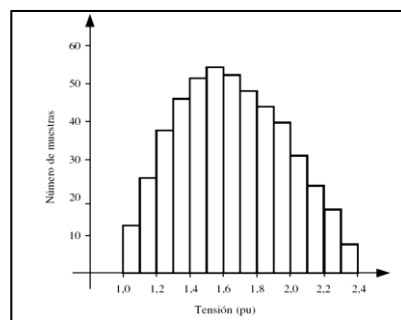
La función de densidad de probabilidad de sobretensiones servirá para obtener el riesgo de fallo. Sin embargo, la distribución estadística de sobretensiones se puede expresar mediante la función de distribución acumulada o su función complementaria.

En general suele ser más útil la función complementaria, que proporciona la probabilidad de que la sobretensión que se origine tenga un valor de cresta superior a un valor determinado:

$$P[U > u] = \int_u^{\infty} f_s(U) \cdot dU \text{ (Ec. 2.71)}$$

Suponiendo que se desea obtener la distribución estadística de sobretensiones originadas por maniobras de conexión en una subestación. El resultado original de un procedimiento como el anterior es una tabla de valores de tensión de cresta, ordenados en orden creciente o decreciente. La tabla puede ser reordenada de forma que se indique el número de muestras obtenidas en un determinado intervalo ($u, u + \Delta u$) y sea presentada en forma de histograma como el de la figura 27.

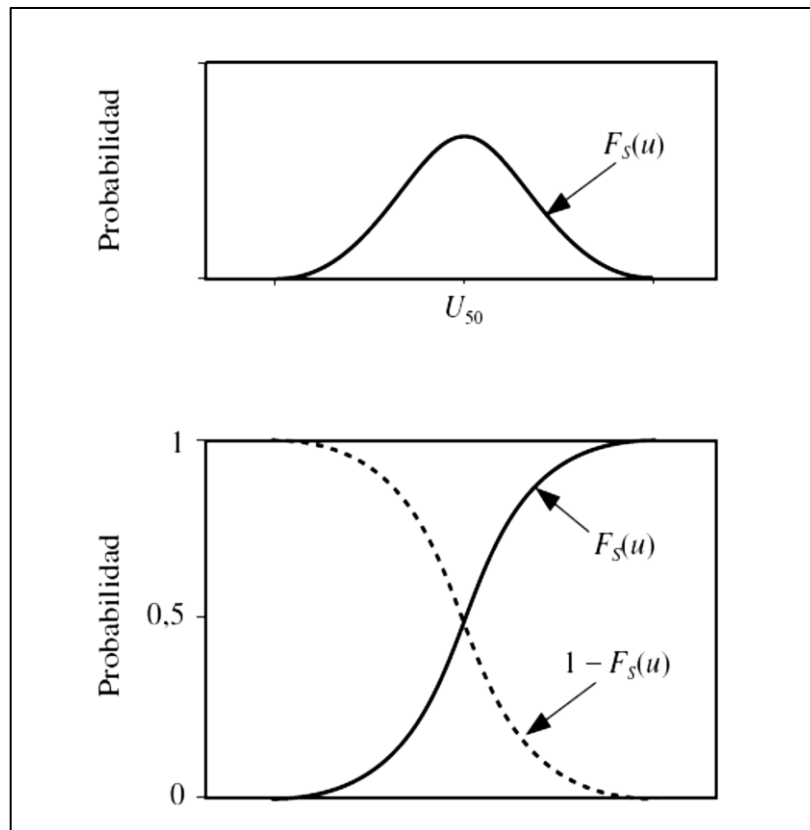
Figura 27. **Histograma de sobretensiones**



Fuente: MARTÍNEZ VELASCO, Juan Antonio. *Coordinación de aislamiento de en redes eléctricas de alta tensión*. p. 10.

La función de densidad de probabilidad suele presentar una distribución normal o gaussiana cuando se trata de sobretensiones por maniobra. La distribución de las sobretensiones causadas por el rayo es distinta, y presenta distintas densidades de probabilidad para las sobretensiones originadas por cebado inverso y para las originadas por un fallo de apantallamiento.

Figura 28. **Distribución estadística de sobretensiones**



Fuente: MARTÍNEZ VELASCO, Juan Antonio. *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*. p. 11.

3. CÁLCULO PARA EL DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL REACTOR DE 20MVAR UBICADO EN SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR

3.1. Cálculo de la coordinación de aislamiento del reactor

Para el diseño de la coordinación de aislamiento del reactor de 20MVAR ubicado en la Subestación Guatemala Sur, se utilizarán los conceptos plasmados en el capítulo número dos *modelación matemática de la coordinación de aislamiento*, así como algunos conceptos complementarios que harán en su conjunto la coordinación de aislamiento del Reactor de 20MVAR.

Como primer paso es necesario definir los valores especificados tanto para el Reactor de 20MVAR, como de la Subestación Guatemala Sur, que es donde el mismo será ubicado. Estos valores se integran en las siguientes tablas:

Tabla XI. **Condiciones de diseño para la zona de 230 kV**

	Valores especificados	
Tensión de operación	230	kV
Tensión máxima de operación	245	kV
NBAI	1 050	kV
Altitud de operación	1 100	msnm
Distancia de fuga fase a fase	25	mm/kV
Distancia de fuga total	6 125	mm

Fuente: elaboración propia.

Tabla XII. **Características de los equipos a instalarse**

Equipo	V_{NOM} (kV)	V_{MAX} (kV)	NBI_{FT} (kV) externo	NBI_{ft} (kV) interno	NBAM_{ff} (kV)	Dis_fuga (cm/kV)
Interruptor de potencia en SF6	230	245	1 050	1 050	n/a	2,5
Seccionadores apertura lateral	230	245	1 050	n/a	n/a	2,5
Transformadores de voltaje	230	245	1 050	1 050	n/a	2,5
Transformadores de corriente	230	245	1 050	1 050	n/a	2,5
Cuchillas de puesta a tierra	230	245	1 050	n/a	n/a	2,5
Equipo	V_{DESIG} (kV)	V_{MAX_SIST} (kV)	V_{MOC} (kV)	V_{pi} (kV)	V_{ps} (kV)	Dis_fuga (cm/kV)
Pararrayos de Óxido de Zinc	198	245	160	1050	390	2,5

Fuente: elaboración propia.

3.1.1. Cálculo de distancias entre partes vivas

A continuación se presenta la determinación de los sobre voltajes representativos U_{rp} .

3.1.1.1. Determinación de los sobrevoltajes representativos U_{rp}

U_{rp} = amplitud de las sobretensiones representativas: según la Norma IEC 60071-1,2. De acuerdo a la ecuación 2.3:

$$U_{rp} = \frac{1,5 \times pu}{\sqrt{2}}$$

El voltaje máximo asumido es igual a 1,5 pu; donde $1,0 \text{ pu} = U_s \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ siendo U_s , el voltaje máximo del sistema según la Norma IEC 60071-2 apartado 2.3.2.2.

Con 1 pu:

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

$$(245) \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = \mathbf{200 \text{ kV}}$$

Con 1,5 pu:

$$1,5 \times U_s \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

$$1,5 \times (245) \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = \mathbf{300 \text{ kV}}$$

Por lo que $U_{rp(1pu)}$:

$$1 \times U_s$$

$$1 \times 245 = \mathbf{245 \text{ kV}}$$

Por lo que $U_{rp(1.5pu)}$:

$$1,5 \times U_s \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

$$\frac{1,5 \times (245) \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}}{\sqrt{2}} = \mathbf{212 \text{ kV}}$$

Las sobretensiones temporales U_{re} (fase-tierra) y U_{rp} (fase-fase) se calculan según las ecuaciones:

De la ecuación 2.5 U_{re} (fase-tierra):

$$U_{re \text{ (fase-tierra)}} = \frac{U_s \times 1,4}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp \text{ (fase-tierra)}} = \frac{245 \times 1,4}{\sqrt{3}} = \mathbf{198 \text{ kV}}$$

De la ecuación 2.4 U_{rp} (fase-fase):

$$U_{rp \text{ (fase-fase)}} = U_s \times 1,4$$

$$U_{rp \text{ (fase-fase)}} = 245 \times 1,4 = \mathbf{343 \text{ kV}}$$

Para efectos de cálculo se seleccionan los valores mayores obtenidos entre los anteriores cálculos como el valor de los voltajes representativos, siendo estos:

$$U_{rp} = 343 \text{ kV} \quad \text{fase a fase (sobre tensión temporal debido a rechazo de carga)}$$

$$U_{re} = 212 \text{ kV} \quad \text{fase a tierra (sobre tensión representativa debido a falla a tierra)}$$

3.1.1.2. Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra abierto

U_{e2} es el sobre voltaje de frente lento fase a tierra: este sobre voltaje es determinado con ayuda de la figura 14, para el caso de la coordinación de aislamiento del reactor de la Subestación Guatemala Sur, se considerará una operación de cierre, sin resistencia de pre inserción, una red inductiva y sin compensación en paralelo con los interruptores de la subestación abiertos en la cual se puede observar que $U_{e2} = 3,66 \text{ pu}$.

Para efectos de cálculo y tomando las consideraciones hechas en la Norma IEC 60071-2 en su apartado H.1.1.1.3, se toma como válido el hecho de que según la ecuación 2.6 el valor de U_{e2} es:

$$U_{e2} = 1,9 \text{ pu.}$$

$$U_{e2} = 1,9(200) = \mathbf{380 \text{ kV}}$$

La sobretensión de fase a fase se determina de acuerdo a las ecuaciones 2.7 y 2.8:

$$\frac{U_{p2(fase-fase)}}{U_{e2(fase-tierra)}} = 1,4$$

por lo que $U_{p2(fase-fase)} = 1,4 \times U_{e2}$

$$U_{p2(fase-fase)} = 1,4 \times 1,9pu = 2,66 pu$$

$$U_{p2(fase-fase)} = 2,66 (200) = \mathbf{532kV}$$

La sobretensión $U_{e2} = 1,9 pu$ solo afecta al equipo conectado de fase a tierra, siendo este, el de los dispositivos de potencial y los seccionadores, que es el equipo conectado a la llegada de la línea y antes del interruptor (abierto para este caso). Sin embargo, las distancias en aire en esta parte de la instalación, sí están sujetas a la sobretensión de fase a fase. Siendo esta la sobretensión $U_{p2} = 2,66 pu$.

3.1.1.3. Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra cerrado

Considerando las mismas condiciones anteriores, sin embargo, tratándose de una red compleja se tiene el cálculo, con la ayuda de la figura 15 y la ecuación 2.10:

$$U_{e2(fase-tierra)} = 2,59pu$$

$$U_{e2(fase-tierra)} = 2,59(200) = \mathbf{518 kV}$$

Por medio de la figura 15 y de las ecuaciones 2.10 y 2.11 se determina que:

$$\frac{U_{p2(fase-fase)}}{U_{e2(fase-tierra)}} = 1,6$$

$$\text{por lo que } U_{p2(fase-fase)} = 1,6 \times U_{e2}$$

$$U_{p2(fase-fase)} = 1,6 \times 2,59 \text{ pu} = 4,015 \text{ pu}$$

$$U_{p2(fase-fase)} = 4\ 015 \times (200) = \mathbf{803\ kV}$$

Los sobrevoltajes representativos para los equipos de la subestación son:

U_{et} de acuerdo a la ecuación 2.12:

$$U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25 \text{ pu}$$

$$U_{et} = 1,25(380) - 0,25(200) = \mathbf{425\ kV}$$

U_{pt} de acuerdo a la ecuación 2.13:

$$U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43 \text{ pu}$$

$$U_{pt} = 1,25(532) - 0,43 (200) = \mathbf{579\ kV}$$

Para controlar los sobrevoltajes originados por reenergización remota, se instalan pararrayos metal-óxido, por lo que el rango de protección de dichos pararrayos deberán soportar el peor de los ciclos de sobrevoltaje temporal.

De acuerdo a características del fabricante se obtienen:

$$U_{ps} = 390 \text{ kV} \quad \text{Protección al impulso por maniobra}$$

$$U_{pt} = 1\,050 \text{ kV} \quad \text{Protección por impulso al rayo}$$

Por lo que los voltajes representativos fase a tierra y fase a fase para los equipos instalados en la subestación serán determinados por las ecuaciones 2.14 y 2.15:

$$U_{et} = U_{ps} = 425 \text{ kV}$$

$$U_{pt} = U_{pt} = 579 \text{ kV}$$

3.1.1.4. Determinación de los voltajes de aguante de coordinación

Los voltajes de aguante de coordinación son determinados aplicando un factor K_{cd} a los sobrevoltajes representativos.

El voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes temporales es igual al sobrevoltaje representativo, para los cuales se considera un factor $K_{cd} = 1$ esto con base en la Norma IEC 60071-2 apartado H.1.1.2.1 por lo que las ecuaciones 2.16 y 2.17 describen el voltaje de aguante:

$$U_{cwt(fase-tierra)} = U_{re(fase-tierra)} = 212 \text{ kV}$$

$$U_{cwf(fase-fase)} = U_{rp(fase-fase)} = 343 \text{ kV}$$

Para sobrevoltajes de frente lento, el voltaje de aguante de coordinación, es igual al nivel de protección al impulso por maniobra del pararrayos U_{ps} esto

es por definición para todos aquellos equipos protegidos por pararrayos por lo que la ecuación 2.18 da como resultado:

$$U_{ps} = V_{ps} = \mathbf{390kV}$$

Donde V_{ps} es el voltaje tomado de los datos de fabricación del pararrayos. Sin embargo, este valor debe ser ajustado por el factor determinístico de coordinación K_{cd} el cual se puede obtener por medio de la figura 16.

3.1.1.5. Método determinista para la coordinación de aislamiento para sobretensiones de frente lento

El factor determinístico de coordinación K_{cd} se obtiene con ayuda de la figura 16, del capítulo 2. Tomando en cuenta la relación:

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

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{390}{380} = \mathbf{1,03}$$

Por lo que $K_{cd} = \mathbf{1,025}$

El voltaje de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente lento es determinado por medio de la ecuación 2.20:

$$U_{cwsf(fase-tierra)} = U_{ps} \times K_{cd}$$

$$U_{cwsf(fase-tierra)} = 390 \times 1,025 = \mathbf{400 kV}$$

El voltaje de aguante de coordinación de frente lento fase-fase se obtiene de manera similar utilizando la ecuación 2.21:

$$\frac{U_{ps} \times 2}{U_{p2}}$$

$$\frac{390 \times 2}{532} = 1,47$$

Por lo que al obtener $K_{cd} = 1$ con la ayuda de la ecuación 2.21 y la figura 16 se obtiene el voltaje de aguante de coordinación para sobrevoltajes de frente lento:

$$U_{cwsf (fase-fase)} = U_{rp} = U_{pt}$$

$$U_{cwsf (fase-fase)} = 579 \text{ kV}$$

3.1.1.6. El voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente rápido

Es igual al nivel de protección al impulso por rayo, del pararrayos, U_{pi} (por definición para equipos protegidos por pararrayos) por lo que U_{cwff} está determinada por la ecuación 2.23:

$$U_{cwff} = 1\ 050 \text{ kV}$$

Sin embargo, a este valor se le debe agregar un voltaje $U_{corrección}$ el cual se obtiene según los siguientes valores:

A = 4 500 según la tabla VI.

L = 10 m valor que supera a la distancia real que es de 3,01 m

n = 2

L_{sp} = 100 m

L_a = de acuerdo a Guía de aplicación de la coordinación de aislamiento
CFEL0000-41

Aplicando los valores enumerados a la ecuación 2.24 se obtiene:

$$U_{\text{corrección}} = \frac{A \times L}{n (L_{sp} + L_a)}$$

$$U_{\text{corrección}} = \frac{4\,500 \times 10}{2 * \left(100 + 1\,000 * \frac{100}{400 * 0,15}\right)} = \mathbf{13\,kV}$$

Por lo que al aplicar los valores a la ecuación 2.25 :

$$U_{cwf} = 1\,050\,kV + U_{\text{corrección}}$$

$$U_{cwf} = 1\,050\,kV + 13\,kV = \mathbf{1\,063\,kV}$$

Para los aislamientos externos se considera L = 20 m por lo que:

$$U_{\text{corrección}} = \frac{A \times L}{n (L_{sp} + L_a)}$$

$$U_{\text{corrección}} = \frac{4\,500 \times 20}{2 * \left(100 + 1\,000 * \frac{100}{400 * 0,15}\right)} = \mathbf{25\,kV}$$

Por lo que:

$$U_{cwff} = 1\,050\text{ kV} + U_{\text{corrección}}$$

$$U_{cwff} = 1\,050\text{ kV} + 25\text{ kV} = \mathbf{1075\text{ kV}}$$

3.1.2. Cálculo de distancias entre partes vivas y tierra

A continuación se presenta el cálculo de distancias entre partes vivas y tierra.

3.1.2.1. Determinación de los voltajes de aguante requeridos U_{rw}

A continuación se presenta la determinación de los voltajes de aguante requeridos U_{rw} .

3.1.2.1.1. Factor de seguridad

Los valores de factor de seguridad recomendados están dados según las Normas: IEC 60071-2, (4.3.4.) y CFE L0000-41 (3.3.2.5, anexo 7.4) Este factor es aplicado a los sobre voltajes temporales, de frente lento y de frente rápido, fase a fase y fase a tierra.

Para aislamientos internos $K_s = \mathbf{1,15}$

Para aislamientos externos $K_s = \mathbf{1,05}$

3.1.2.1.2. Corrección por condiciones atmosféricas

La corrección por condiciones atmosféricas está dada por la ecuación 2.26 y es aplicable solo al aislamiento externo, dicha expresión depende del frente de onda por medio del parámetro m esto según la Norma IEC 60071-2, 4.2.2.

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)}$$

Donde:

H Altitud del sitio, que para el caso de la Subestación Guatemala Sur será 1 100 msnm.

Para sobre tensiones a la frecuencia del sistema se asume según IEC 60071-2 4.2.2:

$$m = 0,5$$

Por lo que m para el voltaje de aguante fase a tierra U_{cw} de acuerdo a la figura 17 será:

$$U_{cw} = 400 \text{ kV} \rightarrow m = 0,83$$

Mientras que m para el voltaje de aguante fase a fase U_{cw} de acuerdo a la figura 17 será:

$$U_{cw} = 579 \text{ kV} \rightarrow m = 0,85$$

Para sobre tensiones al impulso por rayo, se considera, según la Norma IEC 60071-2 4.2.2:

$$m = 1$$

Para sobretensiones a la frecuencia del sistema se obtiene K_a de acuerdo a la ecuación 2.26:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)}$$

$$K_a = e^{0,5\left(\frac{1100}{8150}\right)} = \mathbf{1,07}$$

Para sobretensiones al impulso por maniobra se obtiene K_a de acuerdo a la ecuación 2.26:

Fase a tierra:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)}$$

$$K_a = e^{0,83\left(\frac{1100}{8150}\right)} = \mathbf{1,12}$$

Fase a fase:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)}$$

$$K_a = e^{0,85\left(\frac{1100}{8150}\right)} = \mathbf{1,12}$$

Para sobretensiones al impulso por rayo se obtiene K_a de acuerdo a la ecuación 2.26:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)}$$

$$K_a = e^{1\left(\frac{1100}{8150}\right)} = \mathbf{1,14}$$

3.1.2.1.3. Voltajes de aguante requeridos

Aplicando los factores a los voltajes de aguante de coordinación de acuerdo a IEC 60071-1, 3.27 y 4.4 según la ecuación 2.27 se obtiene los valores ya corregidos:

$$U_{rw} = U_{cw} \times K_s \times K_a$$

- Para sobrevoltajes temporales

- Aislamiento externo:

- Fase a fase:

$$U_{rw} = 212 \times 1,05 \times 1,07 = 238 \text{ kV}$$

- Fase a tierra:

$$U_{rw} = 343 \times 1,05 \times 1,07 = 385 \text{ kV}$$

- Aislamiento interno:

- Fase a fase:

$$U_{rw} = 212 \times 1,15 = 244 \text{ kV}$$

- Fase a tierra:

$$U_{rw} = 343 \times 1,15 = 394 \text{ kV}$$

- Para sobrevoltajes de frente lento

- Aislamiento externo:

- Fase a fase:

$$U_{rw} = 400 \times 1,05 \times 1,12 = 469 \text{ kV}$$

- Fase a tierra:

$$U_{rw} = 579 \times 1,05 \times 1,12 = 682 \text{ kV}$$

- Aislamiento interno:

- Fase a fase:

$$U_{rw} = 400 \times 1,15 = 460 \text{ kV}$$

- Fase a tierra:

$$U_{rw} = 579 \times 1,15 = 666 \text{ kV}$$

- Para sobrevoltajes de frente rápido

- Aislamiento externo:

- Fase a fase:

$$U_{rw} = 1\,075 \times 1,05 \times 1,14 = 1\,292 \text{ kV}$$

- Fase a tierra:

$$U_{rw} = 1\,075 \times 1,05 \times 1,14 = 1\,292 \text{ kV}$$

- Aislamiento interno:

- Fase a fase:

$$U_{rw} = 1\,063 \times 1,15 = 1\,222 \text{ kV}$$

- Fase a tierra:

$$U_{rw} = 1\,063 \times 1,15 = 1\,222 \text{ kV}$$

3.1.2.1.4. Conversión a voltajes soportados normalizados para voltajes en el rango 1

Según la tabla 3 del anexo 7.5 de la Norma CFE L0000-41, muestra que los voltajes de aguante para sobretensiones a frecuencia del sistema de corta duración son:

- Aislamiento externo:
 - Fase a tierra, ecuación 2.28:

$$SDW_{fase-tierra} = U_{rw} \times \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8\,500}\right)$$

$$SDW_{fase-tierra} = 469 \times \left(0,6 + \frac{469}{8\,500}\right) = 308 \text{ kV}$$

- Fase a Fase ecuación 2.29:

$$SDW_{fase-fase} = U_{rw} \times \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12\,700} \right)$$

$$SDW_{fase-fase} = 682 \times \left(0,6 + \frac{682}{12\,700} \right) = 446 \text{ kV}$$

- Aislamiento Interno:

- Fase a tierra, ecuación 2.30:

$$SDW_{fase-tierra} = U_{rw} \times 0,7$$

$$SDW_{fase-tierra} = 460 \times 0,7 = 322 \text{ kV}$$

- Fase a fase, ecuación 2.31:

$$SDW_{fase-fase} = U_{rw} \times 0,7$$

$$SDW_{fase-fase} = 666 \times 0,7 = 466 \text{ kV}$$

De manera similar, se tiene que el voltaje de aguante al impulso por rayo se obtiene de la siguiente manera:

- Aislamiento externo:

- Fase a tierra, ecuación 2.32:

$$LIW_{fase-tierra} = U_{rw} \times 1,3$$

$$LIW_{fase-tierra} = 469 \times 1,3 = \mathbf{610 \text{ kV}}$$

- Fase a fase, ecuación 2.33:

$$LIW_{fase-fase} = U_{rw} \times \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9\,000} \right)$$

$$LIW_{fase-fase} = 682 \times \left(1,05 + \frac{682}{9\,000} \right) = 768 \text{ kV}$$

- Aislamiento interno:

- Fase a tierra, ecuación 2.34:

$$LIW_{fase-tierra} = U_{rw} \times 1,25$$

$$LIW_{fase-tierra} = 460 \times 1,25 = 575 \text{ kV}$$

- Fase a fase, ecuación 2.35:

$$LIW_{fase-fase} = U_{rw} \times 1,25$$

$$LIW_{fase-fase} = 666 \times 1,25 = 832 \text{ kV}$$

Por lo anterior se toma como base los valores más elevados que han sido calculados, para determinar los valores estándar de acuerdo a la tabla VII (tabla F1 de la Norma CFE L-000041) para los sobrevoltajes calculados. (Se debe tomar el valor por encima del valor inmediato superior al valor calculado, es decir, si el voltaje calculado es 148 kV el valor inmediato superior es 150 kV pero como rango de seguridad se tomá 200 kV que es el valor siguiente):

Tabla XIII. U_w para aislamientos internos

Para sobrevoltajes temporales	SDW =	322 kV
	U_w =	200 kV
Para sobrevoltajes frente lento	U_{rwsf} =	460 kV
	U_{wst} =	325 kV
Para sobrevoltajes frente rápido	U_{cwff} =	1 222 kV
	U_{wff} =	350 kV

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIV. U_w para aislamientos externos

Para sobrevoltajes temporales	SDW =	308 kV
	U_w =	200 kV
Para sobrevoltajes frente lento	U_{rwsf} =	469 kV
	U_{wst} =	325 kV
Para sobrevoltajes frente rápido	U_{cwff} =	610 kV
	U_{wff} =	350 kV

Fuente: elaboración propia.

3.1.3. Distancias de seguridad

A continuación se presentan las distancias de seguridad.

3.1.3.1. Distancias en aire fase-tierra y fase-fase para la zona de 230 kV

La corrección de la presión atmosférica de la tensión de aguante de impulso de rayo por altitud, se establece según el inciso 4.4.2 de la Norma C.F.E. L000-06 1991. Cálculo de la presión atmosférica b (kPa).

Presión atmosférica de referencia normalizada = 101,3 kPa (de punto 4.4.2 de CFE L000-06 rev. 91) la ecuación 2.36:

$$\frac{b_o}{b} = e^{\left(\frac{H}{8150}\right)}$$

$$\frac{b_o}{b} = e^{\left(\frac{1100}{8150}\right)} = \mathbf{1,14}$$

Voltaje de aguante

$$U_c = TCF = \frac{NBAI}{0,961}$$

$$U_c = TCF = \frac{1050}{0,961} = \mathbf{1093\text{ kV}}$$

Además se utiliza K_3 como constante para la configuración conductor-estructura cuyo valor según la ecuación 2.38 es de:

$$K_3 = \mathbf{550\text{ kV}}$$

3.1.3.2. Cálculo de la tensión de aguante requerida

De acuerdo al punto 4.4.3 de CFE L0000-06 rev 91 la tensión de aguante requerida se obtiene de acuerdo a la ecuación 2.39:

$$U_{re} = U_c \times \frac{b_o}{b}$$

$$U_{re} = 1093 \times 1,14 = \mathbf{1244\text{ kV}}$$

Por lo tanto se tiene que la distancia de fase a tierra se determina por medio de la ecuación 2.40.

$$d_{ft} = \frac{U_{re}}{k_3}$$

$$d_{ft} = \frac{1\,244}{550} = 2,26\,m$$

Pero, la Subestación Guatemala Sur se encuentra a una altura de 1 100 metros sobre el nivel del mar, por lo que la distancia fase a tierra debe corregirse por lo que:

$$d_{ft\,corregida} = d_{ft} + \left(0,0125 \times \frac{H - 1\,000}{100}\right) * d_{ft}$$

$$d_{ft\,corregida} = 2,26 + \left(0,0125 \times \frac{1\,100 - 1\,000}{100}\right) * 2,26 = 2,30\,m$$

Distancia mínima de fase a fase (d_{ff}):

$$d_{ff} = 1,15 \times d_{ft}$$

$$d_{ff} = 1,15 \times 2,30 = 2,60\,m$$

Tabla XV. **Resumen de los voltajes y distancias calculados**

Nivel de voltaje kV	NBAI calculado kV	NBAI std. inmediato superior (kV)	NBAI std considerado (kV)	Dist. f-t (m)	Dist. f-f (m)
230	610	850	1 050	2,30	2,60

Fuente: elaboración propia.

El NBAI calculado es 610 kV que es menor al solicitado en las características particulares y al normalizado, por lo que se concluye que el dato obtenido es correcto.

3.1.3.3. **Altura de los equipos sobre el nivel del suelo (h_s)**

Esta altura es considera también como el primer nivel de barras h_s se determina por la ecuación 2.42.

$$h_{s1\ 000\ msnm} = 2,30 + 0,0105 \times \text{Tensión máxima de operación}$$

$$h_{s1\ 000\ msnm} = 2,30 + 0,0105 \times 245 = \mathbf{4,87\ m}$$

Debido a que la Subestación Guatemala Sur está a una altura sobre el nivel del mar superior a 1 000 metros, se debe realizar la corrección por altura por medio de la ecuación 2.43:

$$h_{s>1\ 000\ msnm} = h_{s1\ 000\ msnm} + \left[0,0125 \left(\frac{h - 1\ 000}{100} \right) h_{s1\ 000\ msnm} \right]$$

$$h_{s>1\,000\text{ msnm}} = 4,87 + \left[0,0125 \left(\frac{1\,100 - 1\,000}{100} \right) 4,87 \right] = \mathbf{4,93\ m}$$

3.1.3.4. Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo (h_b)

Esta altura también se considera como el segundo nivel de barras h_b , se determina por medio de la ecuación 2.44

$$h_{b1\,000\text{ msnm}} = 5,0 + 0,0125 \times \text{Tensión máxima de operación}$$

$$h_{b1\,000\text{ msnm}} = 5,0 + 0,0125 \times 245 = \mathbf{8,06\ m}$$

Debido a que la Subestación Guatemala Sur está a una altura sobre el nivel del mar superior a 1 000 metros, se debe realizar la corrección por altura de acuerdo a la ecuación 2.45:

$$h_{b>1\,000\text{ msnm}} = h_{b1\,000\text{ msnm}} + \left[0,0125 \left(\frac{h - 1\,000}{100} \right) h_{b1\,000\text{ msnm}} \right]$$

$$h_{b>1\,000\text{ msnm}} = 8,06 + \left[0,0125 \left(\frac{1\,100 - 1\,000}{100} \right) 8,06 \right] = \mathbf{8,16\ m}$$

3.1.3.5. Altura de remate de las líneas de transmisión (h_L)

Esta altura también se considera como el tercer nivel de barras h_b , se determina por medio de la ecuación 2.46

$$h_{L1\,000\text{ msnm}} = 5,0 + 0,006 \times \text{Tensión máxima de operación}$$

$$h_{L1\ 000\ msnm} = 5,0 + 0,006 \times 245 = \mathbf{6,47\ m}$$

Debido a que la Subestación Guatemala Sur está a una altura sobre el nivel del mar superior a 1 000 metros, se debe realizar la corrección por altura, de acuerdo a la ecuación 2.57:

$$h_{L>1\ 000\ msnm} = h_{L1\ 000\ msnm} + \left[0,0125 \left(\frac{h - 1\ 000}{100} \right) h_{L1\ 000\ msnm} \right]$$

$$h_{L>1\ 000\ msnm} = 6,47 + \left[0,0125 \left(\frac{1\ 100 - 1\ 000}{100} \right) 6,47 \right] = \mathbf{6,55\ m}$$

Las alturas de los niveles de barras son por tanto:

Primer nivel de barras h_s	4,93 m
Segundo nivel de barras h_b	8,16 m
Altura de remate de las líneas de transmisión (h_L)	6,55 m

Para efectos prácticos la altura del primer nivel de barras será de acuerdo a la altura del equipo de mayor altura, tomando en cuenta los 2,25 m mínimos de la estructura metálica que los soporta. Esto para mantener la estética de la subestación, por lo que los otros equipos de menor tamaño se adaptarán a esta altura variando la altura de las estructuras que los soportan.

Para el caso de la bahía del reactor de 20MVA de la Subestación Guatemala Sur, el equipo con mayor altura corresponde a el interruptor de potencia el cual tiene una altura de 4,73 m. Sin embargo, debido a la disposición con la que se conectará la bahía el equipo que determinará la altura del primer nivel de barras h_s será el transformador de corriente de 3,32 m. Quedando la altura real como:

$$h_s = h_{CT} + h_{base} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

$$h_s = 3,32 + 2,6 = 5,92 \text{ m}$$

El valor de 2,60 m de la base sobrepasa los 2,25 m mínimos de altura que debe tener, por lo que se considera aceptable, mientras que los 5,92 m de h_s sobrepasan los 4,93 m calculados por lo que se considera que la altura del primer nivel de barras es correcta.

El segundo nivel de barras tendrá una altura de 9,99 m pues es la altura actual del segundo nivel de barras de la Subestación Guatemala Sur, esta altura sobrepasa los 8,16 m calculados por lo que se puede considerar aceptable.

3.1.3.6. Distancias para el dimensionamiento de subestaciones

A continuación se presentan las distancias para el dimensionamiento de subestaciones.

3.1.3.6.1. Ancho de barras

El cálculo del ancho de barras para la bahía del reactor está condicionado a la disposición actual de las barras, de las distancias entre conductores y del pórtico a los conductores, adicional se toma la medida del ancho del pórtico para centrar los ejes de medición siendo el ancho de barras por lo tanto:

$$\text{ancho de barras} = 2d_{pb} + 2d_{bb} + a_p \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde al aplicar los valores siguientes a la ecuación 3.2 da como resultado el ancho de barras:

$$a_p = 0,40 \text{ m}$$

$$d_{bb} = 4 \text{ m}$$

$$d_{pb} = 4,26 \text{ m}$$

$$\text{ancho de barras} = 2(4,26) + 2(4) + 0,40 = \mathbf{16,92 \text{ m}}$$

3.1.3.6.2. Ancho de campo

El ancho de campo será la distancia entre los ejes de las columnas que forman el pórtico del reactor de 20MVA_r de la Subestación Guatemala Sur o las dimensiones de los equipos, cualquiera que sea la más ancha, para determinar esto se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\text{ancho de campo}_{\text{reactor}} = a_p + a_r + 2d_{ftc} \text{ (Ec. 3.3)}$$

$$\text{ancho de campo}_{\text{equipos}} = a_p + 2d_e + 2d_{ftc} \text{ (Ec. 3.4)}$$

Donde:

$$a_p = 0,40 \text{ m}$$

$$a_r = 6,73 \text{ m}$$

$$d_{ftc} = 3,55 \text{ m}$$

$$d_e = 4 \text{ m}$$

Por lo que al incluir los valores descritos en las ecuaciones 3.3 y 3.4 se obtienen los anchos tentativos de campo:

$$\text{ancho de campo}_{\text{reactor}} = 0,40 + 6,73 + 2(3,55) = \mathbf{14,23\ m}$$

$$\text{ancho de campo}_{\text{equipos}} = 0,40 + 2(4) + 2(3,55) = \mathbf{15,5\ m}$$

Por lo que la distancia a utilizar será la obtenida por los valores entre los equipos a instalar.

3.1.3.6.3. Altura del campo

- Primer nivel de altura:

La altura real a definirse del primer nivel estará determinada por las medidas del equipo de mayor altura, y deberá ser como mínimo el dato calculado del primer nivel de barras más un factor de seguridad de 10 %.

Para el caso del campo del Reactor, el equipo de mayor altura a instalarse será el interruptor de potencia. Sin embargo, al encontrarse separado de los demás equipos por una carrilera se hará una conexión diferente a la convencional tal y como se muestra en la figura 22, la altura será por tanto determinada por el transformador de corriente, el cual tiene una altura de 3,32 m, La base tendrá una altura de 2,60 m, haciendo un total de 5,92 m. las alturas de las bases de los demás equipos se determinarán de modo que no superen esta altura, guardando la estética existente de la subestación.

La tabla XVI muestra la altura de los equipos ya definidos por la fábrica como por los cálculos realizados, para el primer nivel.

Tabla XVI. **Altura de los equipos para el primer nivel**

Equipo	Altura equipo (m)	Altura base del equipo (m)	Altura total (m)
Seccionador de barra	2,98	2,42	5,40
Transformador de potencial	3,02	2,45	5,47
Seccionador puesta a tierra	2,46	3,10	5,56
Pararrayos	2,30	Montados en la cuba del Reactor	-----

Fuente: elaboración propia.

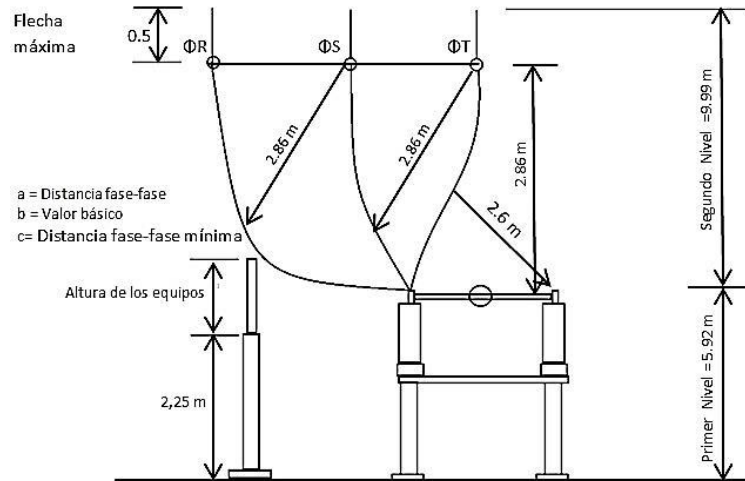
- Segundo nivel de altura:

De acuerdo a los datos del primer nivel y de la distancia entre barras de la subestación el segundo nivel queda de acuerdo a la siguiente ecuación, ilustrada luego en la gráfica:

$$a = d_{f-f} \times 1,10 \text{ (Ec. 3.5)}$$

$$a = 2,60 \times 1,10 = 2,86 \text{ m}$$

Figura 29. Primer y segundo nivel de barras



Fuente: elaboración propia, con base en figura 4.12 Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión.
p. 112.

- Tercer nivel de altura:

El tercer nivel de conexiones generalmente está conformado por templas superiores, cuya altura debe ser superior a la de los barrajes en, como mínimo, la distancia fase-fase, cable-cable, aumentada en la flecha mínima de la templa.

Cuando las templas superiores y los barrajes tienen entre sí tensiones de circuitos distintos durante ciertas operaciones de la subestación, se recomienda incrementar este factor de seguridad en un 25 %.

Por la ubicación y el tipo de conexión del campo es necesario este tercer nivel de altura, por lo que se calcula en base a lo descrito, expresado de la siguiente manera:

$$D_t = d_{f-f} \times f_s \times f_m \text{ (Ec. 3.6)}$$

$$D_t = 2,60 \times 1,25 \times 1,34 = \mathbf{4,38 \text{ m}}$$

Donde:

$$d_{f-f} = 2,60 \text{ en m}$$

$$f_s = 25 \%$$

$$f_m = 34 \%$$

3.1.3.6.4. Longitud de campo

La longitud del campo está determinada por la configuración de la subestación y por las distancias entre los diferentes equipos.

Esta distancia no está determinada por las distancias mínimas o de seguridad, sino más bien por razones de mantenimiento, montaje y estética. Para el montaje y mantenimiento se recomienda que los terminales de los equipos sean accesibles por el personal desde cualquier punto.

Para definir las distancias entre equipos se utilizará como base la tabla VIII como se muestra a continuación, las medidas reales igualan o sobrepasan las mínimas recomendadas:

Tabla XVII. **Distancias entre equipos típicas versus distancias a utilizar**

Equipos (entre equipo y equipo)		Distancia típica [m]	Distancia a utilizarse [m]
		245 kV	245 kV
1	Transformador de instrumentación y seccionador	4,0	4,0
2	Interruptor y seccionador	4,5-5,5	14,5
3	Interruptor y seccionador con vía de circulación	8,0-9,5	--
4	Interruptor y transformador de instrumentación	3,5-4,5	--
5	Interruptor y transformador de instrumentación con vía de circulación	6,5	8,0
6	Seccionador y seccionador	6,0	--
7	seccionador pantógrafo y seccionador pantógrafo	4,5	--
8	Seccionador pantógrafo y transformador de instrumentación	3,5	--
9	Interruptor y seccionador pantógrafo	5,0	--
10	Interruptor y seccionador pantógrafo con vía de circulación	7,5-9,0	--
11	Seccionador y seccionador pantógrafo	4,5	--
12	Entre transformadores de instrumentación	3,0	3,50
13	Pararrayos y transformadores de instrumentación	3,0	3,0
14	Entre cualquier equipo y el cerco perimetral [IEEE Std 1119]	4,9	4,9

Fuente: elaboración propia con base en la tabla 4.5 Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión.
p. 115.

3.1.4. Cálculo de las cadenas de aisladores

Se utilizarán aisladores de disco de porcelana del tipo *socket* clase 52-3 con una distancia de fuga de 320,67 mm, por lo que se tiene lo siguiente:

3.1.4.1. Cálculo de la distancia de fuga en la cadena de aisladores (C.F.E. L0000-06 1991)

Para este cálculo se considera la distancia de fuga total de aislamiento requerida, así como la distancia de fuga del aislador.

De acuerdo a la ecuación 2.53 se determinan la cantidad total de aisladores necesarios para preservar la distancia f de fuga total (redondeando hacia arriba):

$$\# \text{ de aisladores} = \frac{\text{Distancia de fuga total de aislamiento requerida}}{\text{distancia de fuga del aislador}}$$

$$\frac{6\,125}{320,67} = 20 \text{ aisladores}$$

3.1.4.2. Cálculo de aisladores por distancia de fase a tierra

De acuerdo a la ecuación 2.54 se determinan el número de aisladores a utilizarse de la siguiente manera:

$$\# \text{ de aisladores} = \frac{\text{Distancia mínima de fase a tierra}_{\text{corregida}}}{\text{Longitud del aislador (según datos del fabricante)}}$$

$$\# \text{ de aisladores} = \frac{2,30 \times 1,05}{0,146} = 17 \text{ aisladores}$$

Se establece la distancia de fuga según la ecuación 2.55.

$$\text{Distancia de Fuga} = \frac{\text{Distancia de fuga fase a tierra} \times \text{Tensión máxima de operación}}{\sqrt{3}}$$

$$\text{Distancia de Fuga} = \frac{2,5 \times 245}{\sqrt{3}} = 3\,536,27[\text{mm}] = \mathbf{353,63\text{ cm}}$$

Por lo que considerar cadenas de 20 aisladores, cumple con los requerimientos de seguridad de la subestación, esto debido a que ya se han considerado factores de seguridad, a lo largo del cálculo y en la selección del NBAI.

Una manera para determinar si los datos obtenidos están dentro de los rangos aceptables es ordenándolos y cotejándolos de la siguiente manera:

Tabla XVIII. **Comparación de datos aisladores**

Dato a obtener	Primer dato		Segundo dato	Relación en porcentaje
Distancia de fuga total	$\frac{320,67 \times 20}{10} = 641,35 [\text{cm}]$	>	353,63 (cm)	$\left(\left(\frac{641,35}{353,63 - 1} \right) * 100 \right) = 81,36 \%$
Distancia de fuga unitaria	$\frac{641,35}{\left(\frac{245}{\sqrt{3}} \right)} = 4,53 \left[\frac{\text{cm}}{\text{kV}} \right]$	>	2,5 (cm/kV)	$\left(\left(\frac{4,53}{2,5 - 1} \right) * 100 \right) = 81,36 \%$
Distancia fase-tierra	$20 \times 0,146 = 2,92 [\text{m}]$	>	2,30 (m)	$\left(\left(\frac{2,92}{2,30 - 1} \right) * 100 \right) = 27 \%$

Fuente: elaboración propia.

La relación en porcentaje del primer dato respecto al segundo dato es positiva, lo que indica que el primer dato es mayor que el segundo, por lo que se puede considerar como aceptable la distancia obtenida con los aisladores.

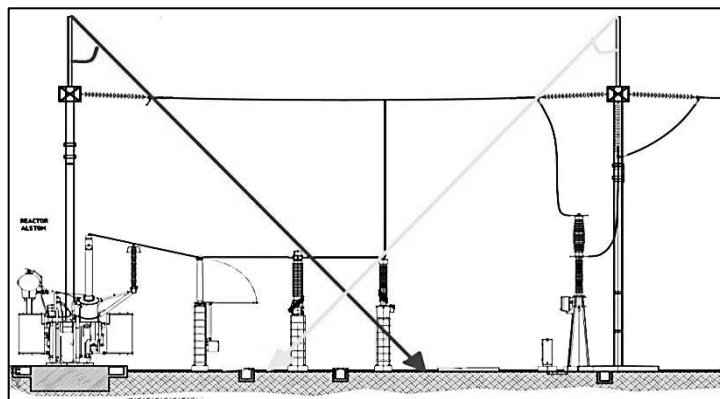
3.1.5. Cálculo del ángulo de blindaje

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

Cuando la distancia entre las estructuras y la altura de las mismas es tal que las zonas de protección obtenidas por las bayonetas se cortan sobre el plano de los objetos por proteger, entonces los ángulos de protección permisibles pueden llegar a ser de 45° . Para el caso de la bahía del reactor de 20MVAR de la subestación Guatemala Sur, las dimensiones de la misma esta predefinidas debido a que parten de una estructura ya existente y solamente será la extensión de las barras actuales.

Por lo que el ángulo de blindaje solo será confirmado de acuerdo a la siguiente disposición:

Figura 30. **Ángulo de blindaje**



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCad.

El ángulo número uno se obtiene mediante el siguiente cálculo:

$$\theta_1 = \tan^{-1} \frac{l_1}{h_1} \text{ (Ec. 3.7)}$$

$$\theta_1 = \tan^{-1} \frac{9,32}{12,03} = 37,76^\circ$$

El ángulo uno es $37,76^\circ$ el cual es menor a los 45° grados máximos que deben existir, por lo que se considera que el ángulo si permite la protección del equipo.

El ángulo número dos se obtiene mediante el siguiente cálculo:

$$\theta_2 = \tan^{-1} \frac{l_2}{h_2} \text{ (Ec. 3.8)}$$

$$\theta_2 = \tan^{-1} \frac{9,60}{12,03} = 38,59^\circ$$

El ángulo dos es $38,59^\circ$ el cual es menor a los 45° grados máximos que deben existir, por lo que se considera que el ángulo si permite la protección del equipo.

3.1.5.1. Verificación de la protección del blindaje por hilo de guarda

Para este cálculo lo primero será establecer de qué manera la Subestación Guatemala Sur se encuentra protegida. Siendo su método de protección por bayonetas y por hilo de guarda.

Para el cálculo de la impedancia característica del cable Z_o expresada en ohmios Ω que será utilizado para la extensión de la barra principal (de un diámetro Φ):

$$Z_o = 60 \times \sqrt{\ln\left(\frac{2h}{R_c}\right) \ln\left(\frac{2h}{r}\right)} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

$$Z_o = 60 \times \sqrt{\ln\left(\frac{2 \times 17,95}{0,126}\right) \ln\left(\frac{2 \times 17,95}{0,01625}\right)} = 395,84 \Omega$$

Donde:

$$h = 17,95 \text{ m}$$

$$r = 16,25 \text{ mm}$$

$R_c =$ radio corona que se obtiene por medio de la ecuación

$$R_c = 1,20 \times 10^{-4}(1\ 050) = 0,126 \Omega$$

$V_c =$ tensión soportada por el aislamiento para el caso de la S.E. Guatemala Sur será de 1 050 kV

3.1.5.2. Corriente crítica de descarga a la parte viva a proteger

Es aquella que ocasiona una sobretensión, expresada en kA, peligrosa para el aislamiento. La ecuación 2.57 es la que describe esta corriente.

$$I_c = \frac{2,068 CFO}{Z_o}$$

$$I_c = \frac{2,068 (1\ 606,26)}{395,84} = \mathbf{8,39\ kA}$$

Donde:

$$CFO = 0,94 \times 585 (2,92) = \mathbf{1\ 606,26\ kV}$$

$$w = 2,92\ m$$

$$Z_o = 395,84\ \Omega$$

3.1.5.3. La distancia efectiva de la descarga

Corresponde al último paso del líder de la descarga atmosférica para la corriente crítica, está expresada en metros.

$$S_m = 8 \times k \times I_c^{0,65}$$

$$S_m = 8 \times 1 \times 8,9^{0,65} = \mathbf{31,89\ m} = r_{sc} = r_{sg}$$

k = es igual a 1 cuando se trata de cables de guarda y 1,2 para mástiles y punta pararrayos.

3.1.5.4. Altura efectiva del cable de guarda

Es la altura del apantallamiento con cable de guarda sobre el sistema que está protegiendo, se calcula según la ecuación 2.60, dado en metros.

$$h_e = S_m - \sqrt{S_m^2 - d^2}$$

$$h_e = 31,89 - \sqrt{31,89^2 - 7,75^2} = \mathbf{0,96\ m}$$

$$d = \frac{15,50}{2} = 7,75\ \text{m}$$

$$S_m = 31,89$$

3.1.5.5. Límite práctico para la separación entre cables de guarda adyacentes

Está determinado por la ecuación 2.61, dada en metros:

$$2d_{max} = 1,5 S_m$$

$$2d_{max} = 1,5 (31,89) = \mathbf{47,83\ m}$$

3.1.6. Verificación de la selección del pararrayos

A continuación se presenta la verificación de la selección del pararrayos.

3.1.6.1. Tensión de designación

La tensión nominal o tensión de designación del pararrayos se calcula de acuerdo a la ecuación 2.62:

$$V_n = k_e \times V_{max}$$

$$V_n = 0,75 \times 245 = \mathbf{183,75 \text{ kV}}$$

Donde de la ecuación 2.62:

$$V_{\max} = 245 \text{ kV}$$

k_e = factor de conexión a tierra cuyo valor para efectos de cálculo se considera igual a 0,75 para sistemas con neutro sólidamente aterrizado.

Al obtener el valor de la tensión de designación se puede hacer la comparación para determinar la correcta selección del pararrayos, para esto se tiene que cumplir la siguiente desigualdad:

$$V_{\text{diseño}} > V_n$$

$$\mathbf{198 > 183,75}$$

3.1.6.2. Margen de protección para pararrayos de óxidos metálicos

Con los pararrayos de óxidos metálicos se parte de la base de que la selección, toma como referencia la sobretensión por onda de maniobra.

El margen de protección del pararrayos se obtiene de la ecuación 2.64:

$$MP = \frac{NBAM_{f-t} - V_{\text{maxsis}}}{V_{\text{maxsis}}} \times 100$$

$$MP = \frac{1\,050 - 245}{245} \times 100 = 328,57\%$$

Debe ser como mínimo 15 %, por lo que la siguiente desigualdad debe cumplirse:

$$328,57\% > 15\%$$

3.1.7. Cálculo del número de fallas por blindaje

A continuación se presenta el cálculo del número de fallas por blindaje.

Tabla XIX. Cálculo del número de fallas por blindaje

Altura del cable de guarda [m]	Falla de apantallamiento por cada 100 km/año (método del ángulo de protección)						
	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°
10	0	0	1,1E-4	0,0087	0,0383	0,1032	0,2286
15	0	6,4E-5	0,0068	0,0351	0,0982	0,2182	0,4483
20	8,3E-6	0,0026	0,0214	0,0711	0,1695	0,3466	0,6903
25	0,0011	0,0087	0,0404	0,1123	0,2468	0,4819	0,9429
30	0,0035	0,0170	0,0620	0,1565	0,3275	0,6208	1,2008
35	0,0069	0,0269	0,0853	0,2024	0,4100	0,7616	1,4608
40	0,0109	0,0378	0,1096	0,2494	0,4936	0,9035	1,7214
45	0,0155	0,0493	0,1345	0,2969	0,5776	1,0462	1,9820
50	0,0204	0,0612	0,1598	0,3447	0,6619	1,1892	2,2423

Fuente: elaboración propia.

Para el caso de la bahía del reactor de 20MVA_r de la Subestación Guatemala Sur, se toma una altura de 20 m, puesto que la altura real es de 17,95 m y el ángulo como 40°, según la tabla XIX **0,3466** fallas por cada 100 km/año.

3.1.8. Cálculo de la impedancia de la estructura

La impedancia de los pórticos se calcula de acuerdo a la ecuación 2.66:

$$Z_T = 30 \ln \left[2 \left(1 + \frac{h_T^2}{r_T^2} \right) \right] \Omega$$

Donde:

Z_T = impedancia del pórtico

h_T = 17,95 m

r_T = 13,90 m

$$Z_T = 30 \ln \left[2 \left(1 + \frac{17,95^2}{13,90^2} \right) \right] = \mathbf{178,8 \Omega}$$

3.1.8.1. Cálculo de la resistencia al pie de la estructura

La R_p depende directamente del valor de la resistividad del terreno, como también de la forma en que la estructura se conecta a la tierra, es decir, el elemento físico de conexión de las patas de la torre al suelo y que puede ser por medio de:

- Electrodos (varillas)
- Contrantenas (conductores de cobre desnudos)

El cálculo de R_p no será necesario para el diseño de la coordinación de aislamiento del Reactor de 20MVA de la Subestación Guatemala Sur, debido a que los equipos y estructuras se conectarán a la red de tierras existente, haciendo que no sea necesario conectar las estructuras por medio de varillas o de contrantenas.

3.1.8.1.1. Conexión por medio de varillas

La resistencia a tierra en el caso de la conexión por medio de varillas se calcula de acuerdo a la ecuación 2.68:

$$R_p = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l}{a} \quad [\Omega]$$

Donde:

ρ = resistividad del terreno $\Omega \text{ m}$

a = radio de varilla en m

l = longitud de la varilla en m

3.1.8.1.2. Conexión por medio de contrantenas

La resistencia de una contrantena se calcula como:

$$R_p = \frac{\rho}{2\pi l} \ln\left(\frac{2l}{4ad} - 1\right) [\Omega]$$

Donde:

ρ = resistividad del terreno, Ω -m

a = radio del conductor, en metros

l = longitud de la contrantena, en metros

d = profundidad de instalación, en metros

3.1.9. Cálculo de tensiones que pueden producir flameo inverso

El cálculo de tensiones que pueden producir flameo inverso se obtiene de acuerdo a la ecuación 2.37:

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

$$TCF = \frac{1\ 050}{0,961} = 1\ 093\ kV$$

3.1.10. Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla en aislamientos sometidos a sobretensiones por maniobra

En la práctica, el número de muestras a obtener dependerá del tipo de sobretensiones en estudio y de otros factores, como el tamaño del sistema a estudiar. Para sobretensiones por maniobras como es el caso del presente estudio, se suele recomendar un número mínimo comprendido entre 200 y 300 muestras.

Debido a la inexistencia de un estudio de muestreo que contenga un mínimo de muestras para la realización del cálculo estadístico, para la determinación de la probabilidad del riesgo de falla en aislamientos sometidos a sobretensiones por maniobra, se contempla en su defecto el estudio de los sobre voltajes por maniobra ya calculado en el presente diseño.

4. PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL DISEÑO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL REACTOR DE 20MVAr UBICADO EN SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR

4.1. Descripción del diseño de la coordinación de aislamiento

A continuación se describirá el diseño de la coordinación de aislamiento.

4.1.1. Cálculo de distancias entre partes vivas

A continuación se explicará el cálculo de distancias entre partes vivas.

4.1.1.1. Determinación de los sobre voltajes representativos U_{rp}

La primera parte del diseño de la coordinación consiste en determinar los sobre voltajes representativos U_{rp} , para lo cual se utilizan los valores por unidad. Los valores obtenidos del cálculo se presentan en la siguiente tabla:

Tabla XX. **Determinación de los sobre voltajes representativos**

Dato a determinar	Valor obtenido	Dimensional
1 pu	200	kV
1.5 pu	300	kV
U_{rp} (1pu)	245	kV
U_{rp} (1,5pu)	212	kV

Continuación de tabla XX.

U_{re} (fase-tierra)	198	kV
U_{rp} (fase-fase)	343	kV
Para efectos de cálculo se seleccionan los valores mayores obtenidos entre los anteriores cálculos como el valor de los voltajes representativos, siendo estos:		
U_{rp}	343	kV
U_{re}	212	kV

Fuente: elaboración propia.

4.1.1.2. Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra abierto

Es necesario determinar cómo actuará la coordinación cuando el interruptor de la bahía del reactor ubicado en la Subestación Guatemala Sur se encuentre abierto:

Tabla XXI. **Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra abierto**

Dato a determinar	Valor obtenido	Dimensional
U_{ez}	380	kV
U_{p2}	532	kV

Fuente: elaboración propia.

4.1.1.3. Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra cerrado

Es necesario determinar también cómo actuará la coordinación cuando el interruptor de la bahía del reactor ubicado en la Subestación Guatemala Sur se encuentre cerrado:

Tabla XXII. **Estudio cuando el interruptor de la subestación se encuentra cerrado**

Dato a determinar	Valor obtenido	Dimensional
U_{e2}	518	kV
U_{p2}	803	kV
U_{et}	425	kV
U_{pt}	579	kV
U_{ps}	425	kV

Fuente: elaboración propia.

4.1.1.4. **Determinación de los voltajes de aguante de coordinación**

El determinar los voltajes de aguante de la coordinación de aislamiento es el siguiente paso en el procedimiento:

Tabla XXIII. **Determinación de los voltajes de aguante de coordinación**

Dato a determinar	Valor obtenido	Dimensional
U_{cwt} (fase-tierra)	212	kV
U_{cwf} (fase-fase)	343	kV
V_{ps}	390	kV

Fuente: elaboración propia.

4.1.1.5. Método determinista para la coordinación de aislamiento para sobretensiones de frente lento

Tal y como fue establecido en el capítulo dos del presente trabajo, el método determinista involucra la determinación de las tensiones máximas que solicitan el equipo y por tanto la elección de la rigidez dieléctrica mínima de este equipo, los resultados obtenidos se presentan en la tabla XXIV:

Tabla XXIV. **Método determinista para la coordinación de aislamiento**

Dato a determinar	Valor obtenido	Dimensional
U_{ps} / U_{e2}	1,03	--
K_{cd}	1,025	--
U_{cwfs} (fase-tierra)	400	kV
$(U_{ps} \times 2) / (U_{p2})$	1,47	--
U_{cwfs} (fase-fase)	579	kV

Fuente: elaboración propia.

4.1.1.6. El voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente rápido

El cálculo del voltaje de aguante para sobre voltajes de frente rápido se presenta a través de la tabla siguiente:

Tabla XXV. **Voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente rápido**

Dato a determinar	Valor obtenido	Dimensional
U_{cwff}	1 050	kV
$U_{corrección}$ (10 m)	13	kV
U_{cwff} (corregido)	1 063	kV
$U_{corrección}$ (20 m)	25	kV
U_{cwff} (corregido)	1 075	kV

Fuente: elaboración propia.

4.1.2. Cálculo de distancias entre partes vivas y tierra

A continuación se explica el cálculo de distancias entre partes vivas y tierra.

4.1.2.1. Determinación de los voltajes de aguante requeridos U_{rw}

A continuación se explica la determinación de los voltajes de aguante requeridos U_{rw} .

4.1.2.1.1. Factor de seguridad

Los valores de factor de seguridad recomendados están dados según las Normas IEC 60071-2, (4.3.4.) y CFE L0000-41 (3.3.2.5, anexo 7.4). Este factor es aplicado a los sobrevoltajes temporales, de frente lento y de frente rápido, fase a fase y fase a tierra. Y están dados por los siguientes valores:

Tabla XXVI. **Factor de seguridad**

Dato a determinar	Valor obtenido	Dimensional
K_s (aislamientos internos)	1,15	--
K_s (aislamientos externos)	1,05	--

Fuente: elaboración propia.

4.1.2.1.2. **Corrección por condiciones atmosféricas**

La corrección debida a las condiciones atmosféricas es necesaria para el correcto cálculo de la coordinación de aislamiento quedando de la siguiente manera:

Tabla XXVII. **Corrección por condiciones atmosféricas**

Dato a determinar	Valor obtenido	Dimensional
m (frecuencia del sistema)	0,50	--
m (para $U_{cw}=400$ kV)	0,83	--
m (para $U_{cw}=579$ kV)	0,85	--
m (impulso por rayo)	1,00	--

Fuente: elaboración propia.

4.1.2.1.3. Voltajes de aguante requeridos ya corregidos

A continuación se presenta la tabla de voltajes de aguante requeridos ya corregidos.

Tabla XXVIII. Voltajes de aguante requeridos ya corregidos

Sobre tensiones a la frecuencia del sistema		
K _a	1,07	
Sobre tensiones al impulso por maniobra		
K _a (fase a tierra)	1,12	
K _a (fase a fase)	1,12	
Sobre tensiones al impulso por rayo		
K _a	1,14	
Voltajes de aguante requeridos para sobrevoltajes temporales		
Aislamiento externo		
U _{rw} fase a fase:	238	kV
U _{rw} fase a tierra:	385	kV
Aislamiento interno		
U _{rw} fase a fase:	244	kV
U _{rw} fase a tierra:	394	kV
Para sobre voltajes de frente lento		
Aislamiento externo		
U _{rw} fase a fase:	469	kV
U _{rw} fase a tierra:	682	kV
Aislamiento interno:		
U _{rw} fase a fase:	460	kV
U _{rw} fase a tierra:	666	kV
Para sobre voltajes de frente rápido		
Aislamiento externo		
U _{rw} fase a fase:	1 292	kV
U _{rw} fase a tierra:	1 292	kV
Aislamiento interno:		
U _{rw} fase a fase:	1 222	kV
U _{rw} fase a tierra:	1 222	kV

Fuente: elaboración propia.

4.1.2.1.4. Conversión a voltajes soportados normalizados para voltajes en el rango 1

Conversión a voltaje de aguante de corta duración a la frecuencia del sistema (SDW) Para el caso de los aislamientos se ocupan diferentes ecuación tanto para fase a tierra como de fase a fase las cuales se mostraran y aplicaran a continuación:

Tabla XXIX. **Conversión a voltajes soportados normalizados para voltajes en el rango 1**

Aislamiento externo		
Dato a determinar	Valor obtenido	Dimensional
SDW (fase a tierra)	308	kV
SDW (fase a fase)	446	kV
Aislamiento interno:		
SDW (fase a tierra)	322	kV
SDW (fase a fase)	466	kV
Voltaje de aguante al impulso por rayo		
Aislamiento externo		
LIW (fase a tierra)	610	kV
LIW (fase a fase)	768	kV
Aislamiento interno		
LIW (fase a tierra)	575	kV
LIW (fase a fase)	832	kV

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXX. **U_w para aislamientos internos**

Para sobrevoltajes temporales	SDW =	322 kV
	U_w =	200 kV
Para sobrevoltajes frente lento	U_{rwsf} =	460 kV
	U_{wsf} =	325 kV
Para sobrevoltajes frente rápido	U_{cwff} =	1 222 kV
	U_{wff} =	350 kV

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXI. U_w para aislamientos externos

Para sobrevoltajes temporales	SDW =	308 kV
	U_w =	200 kV
Para sobrevoltajes frente lento	U_{rwsf} =	469 kV
	U_{wsf} =	325 kV
Para sobrevoltajes frente rápido	U_{cwoff} =	610 kV
	U_{wff} =	350 kV

Fuente: elaboración propia.

4.1.3. Distancias de seguridad

La primera parte de los diferentes datos obtenidos de las distancias de seguridad se muestran en la siguiente tabla:

Tabla XXXII. Distancias de seguridad

Distancias en aire fase-tierra y fase-fase		
Presión atmosférica de referencia normalizada	101,3	kPa
U_c (TCF)	1 093	kV
K_3	550	kV
Cálculo de la tensión de aguante requerida		
U_{re}	1 244	kV
d_{ft}	2,26	m
d_{ft} (corregida)	2,30	m
d_{ff}	2,60	m
Altura de los equipos sobre el nivel del suelo (h_s)		
h_s (1 000 msnm)	4,87	m
$h_s >$ (1 000 msnm)	4,93	m
Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo (h_b)		
h_b (1 000 msnm)	8,06	m
$h_b >$ (1 000 msnm)	8,16	m
Altura de remate de las líneas de transmisión (h_l)		
h_l (1 000 msnm)	6,47	m
$h_l >$ (1 000 msnm)	6,55	m

Fuente: elaboración propia.

4.1.3.1. Distancias para el dimensionamiento de subestaciones

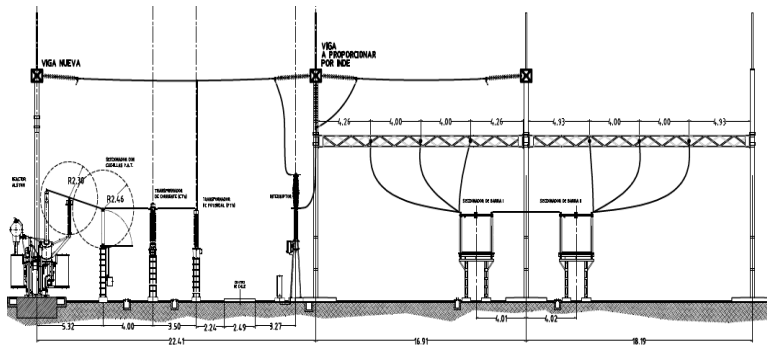
Los resultados de los cálculos del dimensionamiento del campo del Reactor de 20MVA de la Subestación Guatemala Sur son:

Tabla XXXIII. Distancias para el dimensionamiento de subestaciones

Distancias para el dimensionamiento de subestaciones		
Ancho de barras	16,92	m
Ancho de campo		
Ancho de campo reactor	14,23	m
Ancho de campo equipos	15,50	m
Altura del campo		
Primer nivel	5,92	m
Segundo nivel	9,99	m
Tercer nivel	4,38	m
Longitud de campo	57,51	m

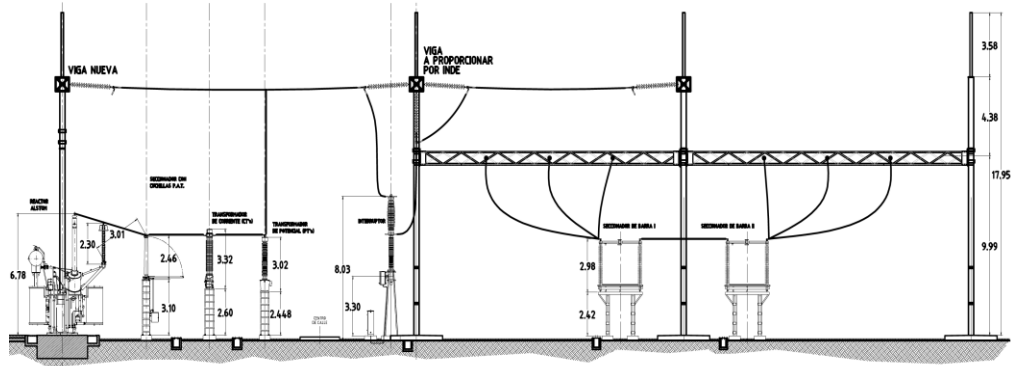
Fuente: elaboración propia.

Figura 31. Distancias horizontales del campo



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

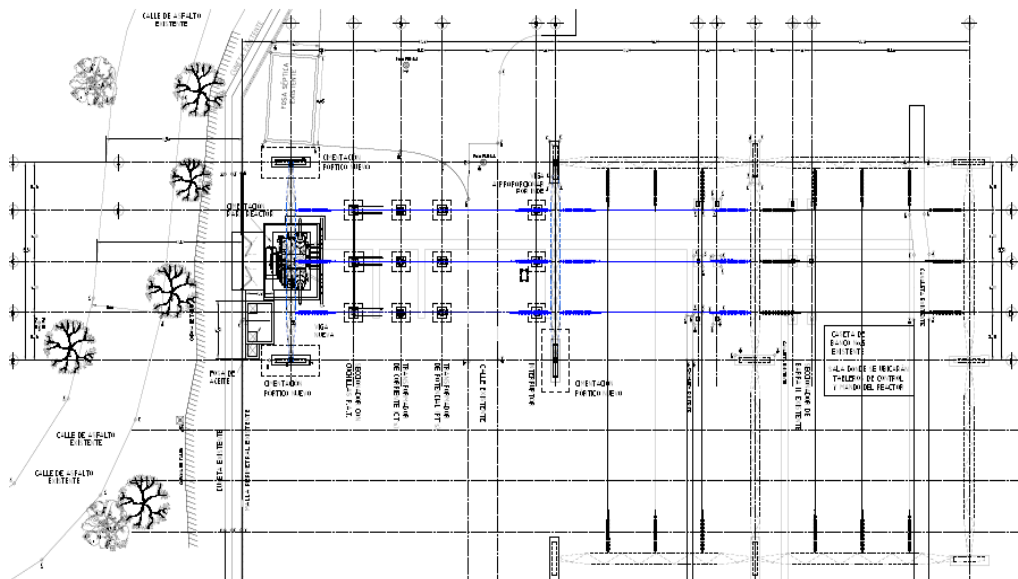
Figura 32. Distancias verticales del campo



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

Tanto las distancias horizontales como verticales del campo se pueden apreciar con más detalle en los planos 1 y 3 de los apéndices.

Figura 33. Ancho y longitud del campo



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

El ancho y longitud del campo pueden ser apreciadas de mejor manera en los planos 2 y 3 de los apéndices.

4.1.4. Cálculo de las cadenas de aisladores

El cálculo del número de aisladores y de la distancia de fuga proporciona los siguientes resultados:

Tabla XXXIV. Cálculo de las cadenas de aisladores

Numero de aisladores	20	--
Cálculo de aisladores por distancia de fase a tierra:	17	--
Distancia de fuga total	353,63	cm

Fuente: elaboración propia.

4.1.5. Cálculo del ángulo de blindaje

Los datos obtenidos son:

Tabla XXXV. Cálculo del ángulo de blindaje

Angulo uno	37,76	grados
Angulo dos	38,59	grados
Verificación de la protección del blindaje por hilo de guarda		
Impedancia característica del cable Z_0	395,84	Ω
R_c	0,126	Ω
Corriente Crítica de Descarga a la parte viva a proteger		
I_c	8,39	kA
CFO	1 606,26	kV
La distancia efectiva de la descarga:		
S_m	31,89	m
Altura efectiva del cable de guarda:		
h_e	0,96	m
S_m	31,89	m
Limite práctico para la separación entre cables de guarda adyacentes		
$2d_{max}$	47,83	m

Fuente: elaboración propia.

4.1.6. Verificación de la selección del pararrayos

Los datos obtenidos acerca de la selección del pararrayos son:

Tabla XXXVI. Selección del pararrayos

Vn	183,75	kV
Margen de protección para pararrayos de óxidos metálicos		
MP	328,57	%

Fuente: elaboración propia.

4.1.7. Cálculo del número de fallas por blindaje

Para el caso de la bahía del Reactor de 20MVA de la Subestación Guatemala Sur, se toma una altura de 20 m, puesto que la altura real es de 17,95 m y el ángulo como 40°, según la tabla XIX el resultado será **0,3466** fallas por cada 100 km/año.

4.1.8. Cálculo de la impedancia de la estructura

El valor de impedancia de la estructura del pórtico es: $Z_t = 178,8 \Omega$.

4.1.9. Cálculo de tensiones que pueden producir flameo inverso

El valor de la tensión que puede producir flameo inverso es:
 $TCF = 1\ 093\ kV$.

Finalmente el modelo en 3D de la bahía del reactor es presentado en los apéndices.

CONCLUSIONES

1. Las sobretensiones externas son las principales variables a tomar en cuenta en el diseño de coordinación de aislamiento del reactor, debido a que tiene un voltaje de operación inferior a 300 kV.
2. Las distancias entre los diferentes equipos consideradas en el presente trabajo toman en cuenta el mantenimiento, la estética y el montaje, esto para que sean accesibles por el personal desde cualquier punto sin riesgo de sufrir descargas eléctricas.
3. Luego de realizarse los cálculos respectivos se determina que la bahía del reactor tendrá unas dimensiones de 15,50 m de ancho, 22,41 m de largo y 17,95 m de alto, esto es considerando distancias entre los equipos y alturas de los mismos, todo resumido a detalle en el capítulo 4 del presente trabajo de graduación. Por lo anteriormente expuesto se determina, que el terreno donde se instalará la bahía del reactor es apto para contener la instalación de los equipos.
4. El número de aisladores a utilizar será 20 de discos por cadena, por lo que la distancia de fuga total será de 641,35 cm siendo este dato mayor a 353,63 cm, se determina entonces que se cumplen con los requerimientos mínimos de seguridad de la Subestación Guatemala Sur.
5. El margen de protección de los pararrayos de óxidos metálicos debe considerarse tomando como referencia la sobretensión por onda de maniobra y cumplir con ser mayor al 15 %, para el caso de los

pararrayos a utilizar en la bahía del reactor este margen es de 328,57 % por lo que se cumple sobradamente con lo requerido.

6. El diseño de la coordinación de aislamiento del Reactor de 20MVAr ubicado en la Subestación Guatemala Sur, cumple con las distancias mínimas de seguridad y con lo establecido en las Normas IEC 60071-1, IEC 60071-2 y CFE L0000-41-1995. Por lo que será implementado en la construcción de la bahía del reactor.

RECOMENDACIONES

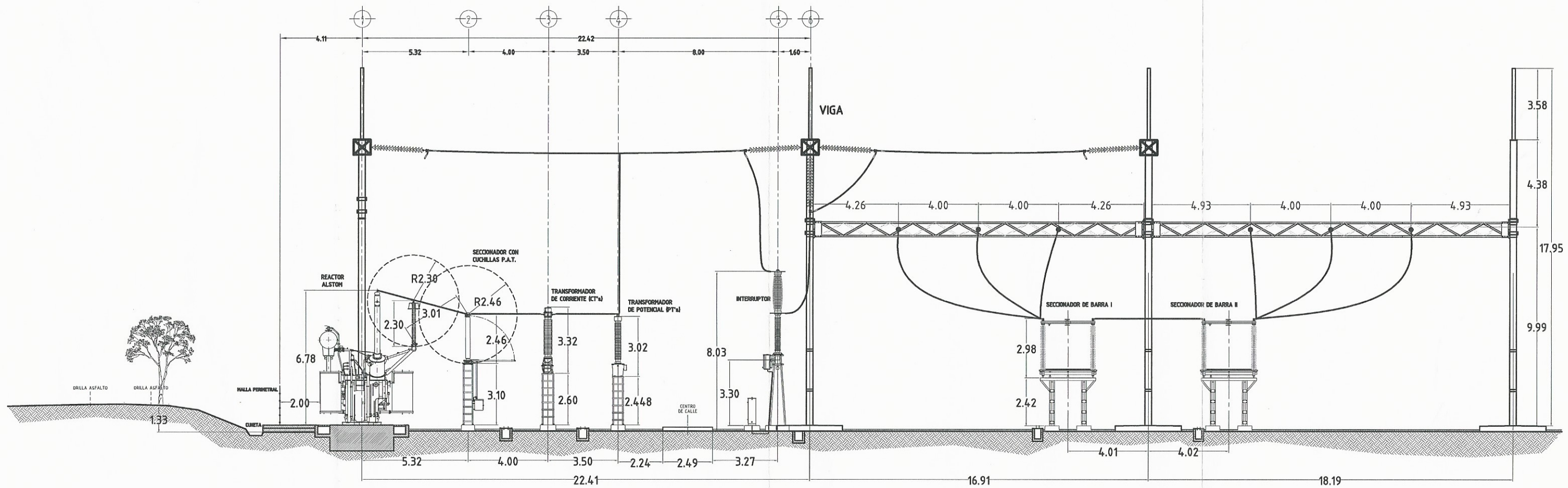
1. Al realizar el cálculo de las distancias que deben existir entre los equipos a instalarse en una nueva bahía, estos deben contemplar las distancias ya existentes en la subestación que la albergará, esto para guardar la simetría y estética de dicha subestación, lo anterior, siempre que dichas distancias sean iguales o mayores a las obtenidas mediante el cálculo realizado.
2. El cálculo de la probabilidad del riesgo de falla en aislamientos sometido a sobretensiones por maniobra requiere de la obtención de un número de muestras elevado, por lo que para obtener un resultado satisfactorio se recomienda contar con un período amplio de sondeo, esto para elevar lo más posible el número de muestras obtenidas.
3. La creación de normas eléctricas nacionales para la coordinación de aislamiento de las instalaciones eléctricas de alta tensión, proporcionaría una herramienta valiosa para tal fin, además de brindar una homogeneidad en los criterios a tomar en cuenta para el cálculo de dicha coordinación.
4. Es fundamental contar con los datos de fabricación y especificaciones eléctricas de los equipos a instalarse junto con el reactor, esto para poder determinar adecuadamente por medio del cálculo necesario, las distancias y valores a los que deben regirse dichos equipos.

BIBLIOGRAFÍA

1. AENOR. *IEC 60071-1, Coordinación de Aislamiento Parte 1: Definiciones, principios y reglas*. 7a ed. Madrid, España: AENOR, 1998. 158 p.
2. _____. *IEC 60071-2, Coordinación de Aislamiento Parte 2: Guía de aplicación*. 7a ed. Madrid, España: AENOR, 1999. 160 p.
3. CFE. *Guía para la aplicación de la coordinación de aislamiento*. México: CFE, 1995. 170 p.
4. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. México: Limusa, 2006. 626 p.
5. _____. *Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión*. 2a ed. México: Limusa, 2005. 500 p. ISBN: 968-18-5976-6.
6. MARTINEZ VELASCO, Juan Antonio. *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*. España: McGraw-Hill, 2008. 608 p.
7. MEJIA VILLEGAS. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a ed. Colombia: HVM Ingenieros, 2003. 778 p. ISBN: 958-33-5295-0.

8. RAULL MARTÍN, José. *Diseño de subestaciones eléctricas*. 2a ed. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. 545 p. ISBN: 968-36-8303-7.

APÉNDICES

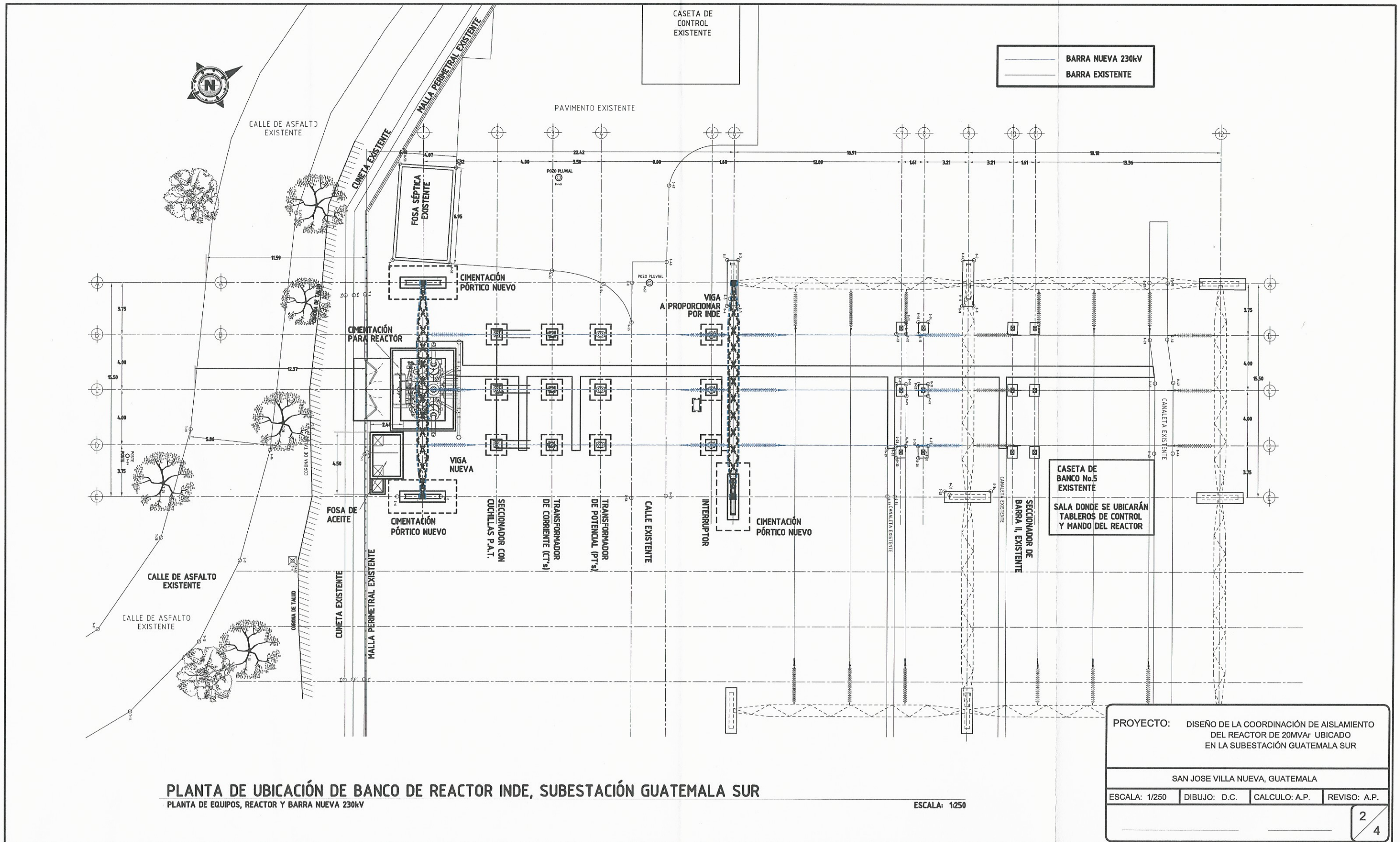


CORTE LONGITUDINAL EQUIPO ELECTRICO

PROYECTO: DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO
DEL REACTOR DE 20MVA_r UBICADO
EN LA SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR

SAN JOSE VILLA NUEVA, GUATEMALA

ESCALA: 1/250 | DIBUJO: D.C. | CALCULO: A.P. | REVISO: A.P.



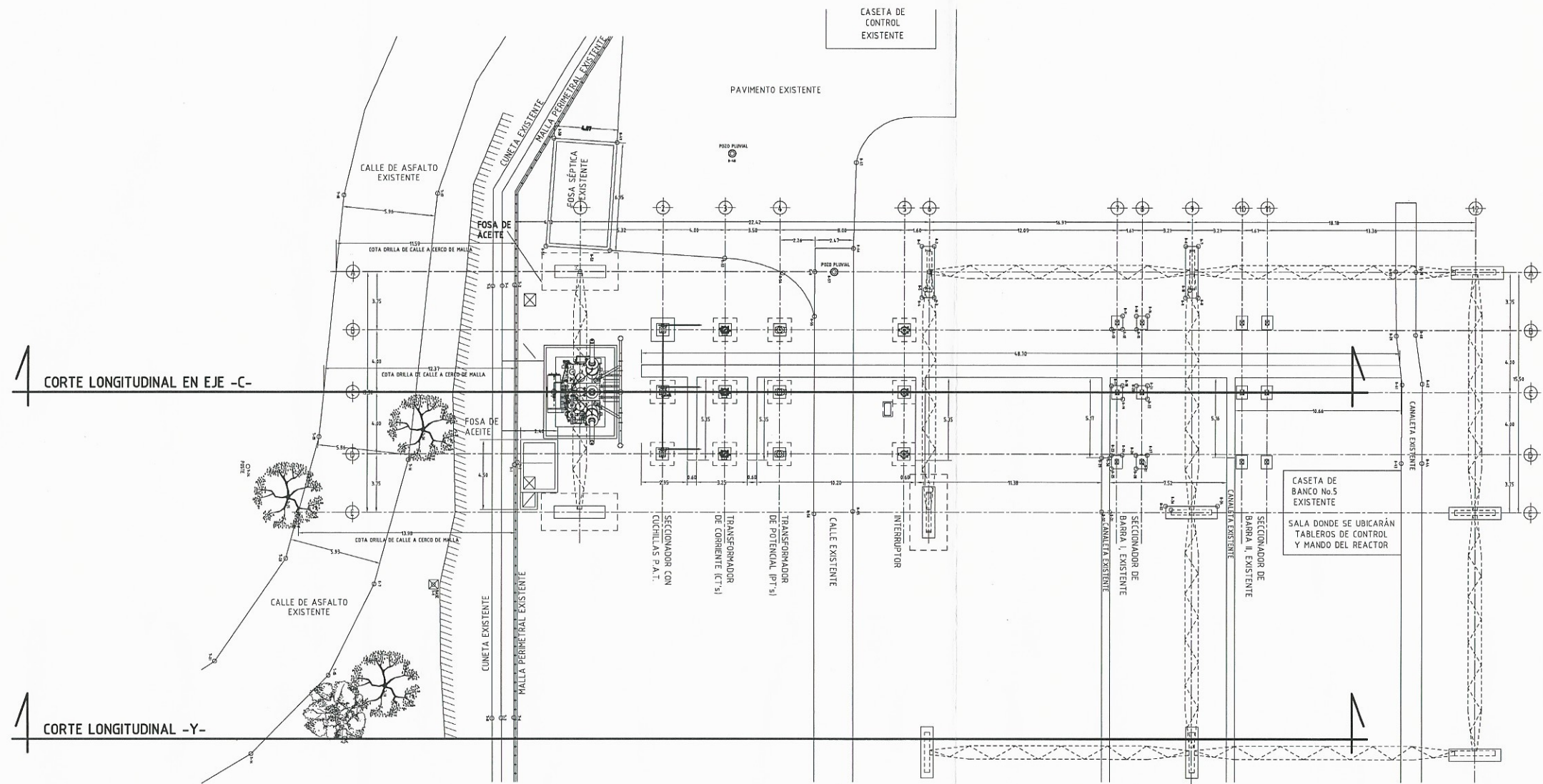
PLANTA DE UBICACIÓN DE BANCO DE REACTOR INDE, SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR
 PLANTA DE EQUIPOS, REACTOR Y BARRA NUEVA 230kV

ESCALA: 1:250

PROYECTO: DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL REACTOR DE 20MVAr UBICADO EN LA SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR

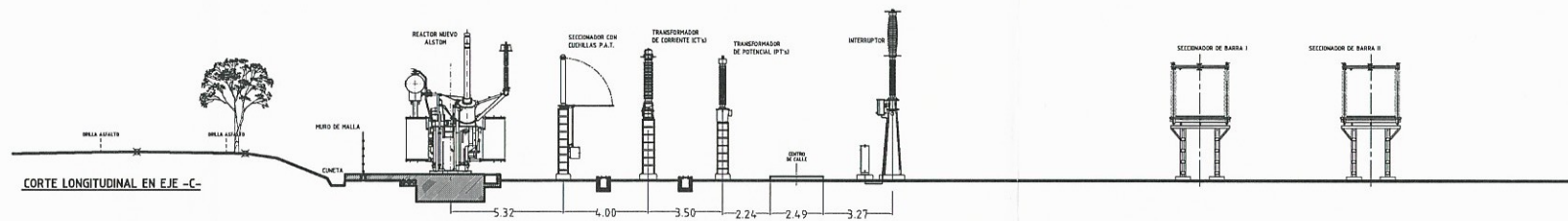
SAN JOSE VILLA NUEVA, GUATEMALA

ESCALA: 1/250 | DIBUJO: D.C. | CALCULO: A.P. | REVISO: A.P.

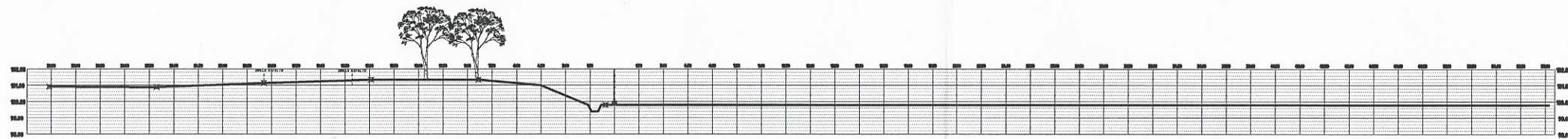


PLANTA DE LOCALIZACIÓN DE CORTES LONGITUDINALES
 PLANTA DE ELEMENTOS EXISTENTES Y CIMENTACIONES, FOSA Y CANALETAS A CONSTRUIR

ESCALA: 1:350



CORTE LONGITUDINAL EN EJE -C-

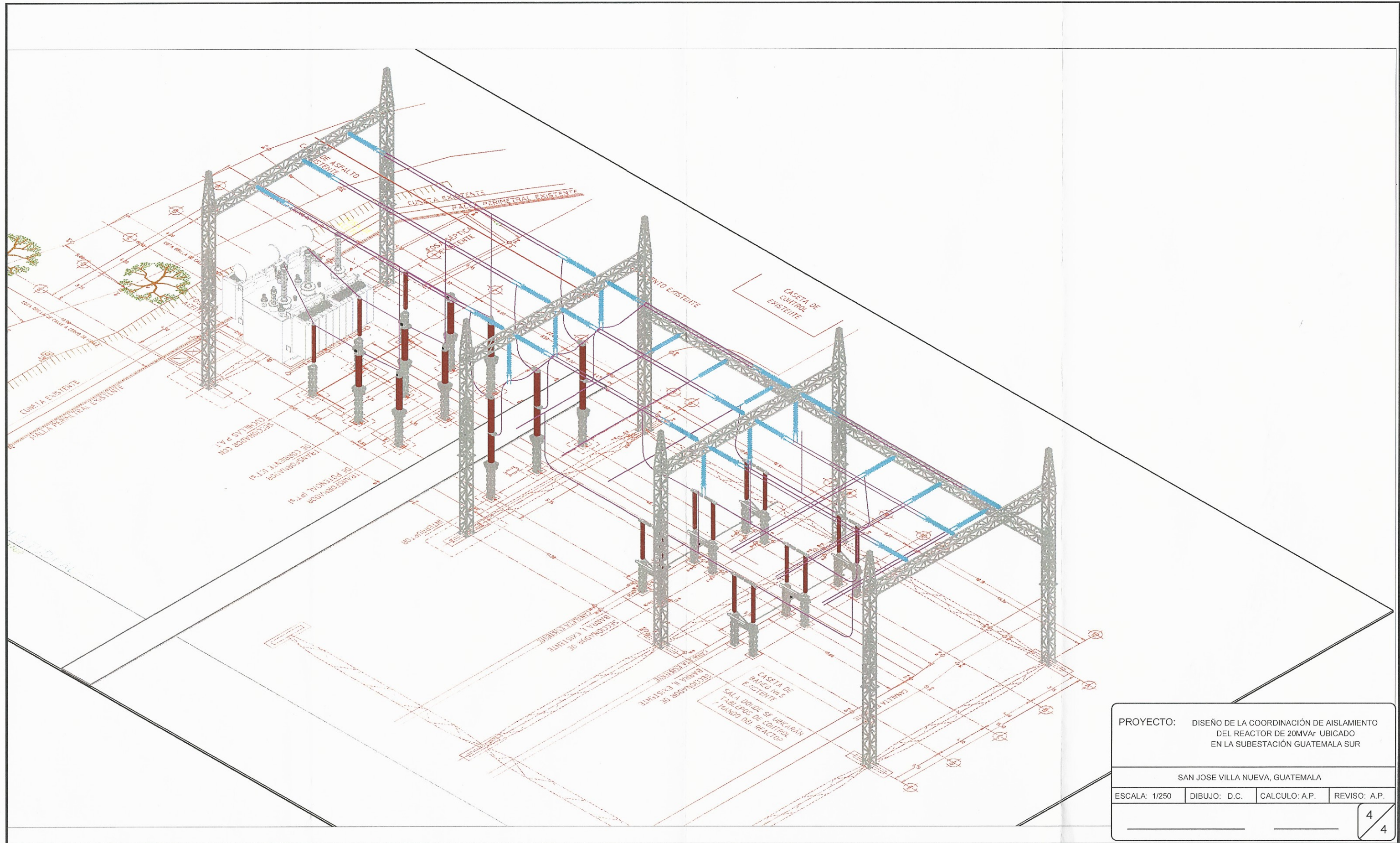


CORTE LONGITUDINAL -Y-

PROYECTO: DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL REACTOR DE 20MVAr UBICADO EN LA SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR

SAN JOSE VILLA NUEVA, GUATEMALA

ESCALA: 1/250 | DIBUJO: D.C. | CALCULO: A.P. | REVISO: A.P.



PROYECTO: DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL REACTOR DE 20MVar UBICADO EN LA SUBSTACIÓN GUATEMALA SUR			
SAN JOSE VILLA NUEVA, GUATEMALA			
ESCALA: 1/250	DIBUJO: D.C.	CALCULO: A.P.	REVISO: A.P.
			4 4