



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE GUAYAQUIL  
CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA**

**DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN  
ELÉCTRICA AIS DE 69 / 13,8 KV A 16/24 MVA  
MEDIANTE EL SOFTWARE SAP 2000.**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
Título de Ingeniero eléctrico

AUTOR: Fernando Danilo Naranjo Pilalo

TUTOR: Ing. Otto W. Astudillo Astudillo. MAE

Guayaquil - Ecuador

2022

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN**

Yo, Fernando Danilo Naranjo Pilalo con documento de identificación N° 0940753999 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 30 de Marzo del año 2022.

Atentamente,



---

Fernando Danilo Naranjo Pilalo  
0940753999

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo Fernando Danilo Naranjo Pilalo con documento de identificación No. 0940753999, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del proyecto técnico: “Diseño de una subestación eléctrica AIS de 69 / 13.8 KV a 16/24 MVA mediante el software SAP 2000”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 30 de Marzo del año 2022.

Atentamente,



---

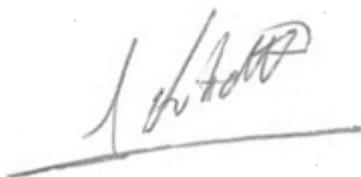
Fernando Danilo Naranjo Pilalo  
0940753999.

## **CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Yo, Otto Washington Astudillo Astudillo, con documento de identificación N° 0102054871, docente de la Universidad Politécnica Salesiana – Sede Guayaquil, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “Diseño de una subestación eléctrica AIS de 69 / 13.8 KV a 16/24 MVA mediante el software SAP 2000”, realizado por Fernando Danilo Naranjo Pilalo , con documento de identificación N° 0940753999, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 30 de Marzo del año 2022

Atentamente,



---

Ing. Otto W. Astudillo Astudillo. MAE  
0102054871

## **Agradecimiento**

Agradezco a Dios como ser Supremo, por brindarme salud e inteligencia para poder superar mis retos propuestos.

A mi mamá por ser la persona que agota sus fuerzas en caso de que las necesite.

A mi papá por ser el pilar fundamental que sostiene nuestra familia.

A mi esposa que me dio la oportunidad de ser padre de un hijo que ahora es mi fuente de inspiración.

Al Ingeniero Otto Astudillo Astudillo, maestro por excelencia, quién dedicó su tiempo en la formación este trabajo y con humildad me compartió sus conocimientos y buenos valores.

## **Dedicatoria**

Dedicado para Çancho"FNC, quién hizo que este camino comenzara.

# Índice general

<b>Índice de Figuras</b>	<b>5</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>14</b>
<b>Abstract</b>	<b>17</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>19</b>
1.1. Antecedentes . . . . .	19
1.2. Descripción general del problema . . . . .	19
1.3. Objetivos . . . . .	20
1.3.1. Objetivo general . . . . .	20
1.3.2. Objetivos específicos . . . . .	20
1.4. Contribuciones . . . . .	21
<b>2. Estudio de una subestación eléctrica AIS . 69 / 13,8 KV.</b>	<b>22</b>
2.1. INTRODUCCIÓN . . . . .	22
2.2. REDES ELÉCTRICAS . . . . .	23
2.3. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS . . . . .	24
2.4. DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS . . . . .	27
2.5. CONFIGURACIÓN DE BARRAS . . . . .	32
2.6. DISTANCIAS DE SEGURIDAD . . . . .	72
2.7. AISLAMIENTO . . . . .	83
2.8. BLOQUES DE LA SUBESTACIÓN . . . . .	115
2.9. TAP DE ENTRADA . . . . .	116
2.10. LÍNEA DE LLEGADA A LA S/E . 69 KV . . . . .	124
2.11. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA S/E. . . . .	126
2.12. ALIMENTADORES . DIAGRAMA UNIFILAR . . . . .	129
2.13. DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL. . . . .	130

2.14. IMPLANTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN . . . . .	131
2.15. BARRAS DE 69 KV . . . . .	136
2.16. PÓRTICO DE LA S/E . PARA 69 KV . . . . .	137
2.17. APANTALLAMIENTO DE LA S/E . . . . .	149
<b>3. Estudio de corto circuito en una Subestación Eléctrica . Tipo AIS .</b>	<b>155</b>
3.1. INTRODUCCIÓN . . . . .	155
3.2. CALCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO . . . . .	162
3.3. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO . DIGSILENT . . . . .	176
3.4. RESUMEN DEL ESTUDIO REALIZADO . . . . .	189
<b>4. Dimensionamiento de equipos</b>	<b>191</b>
4.1. INTRODUCCIÓN . . . . .	191
4.2. DESCARGADORES DE SOBREVOLTAJE . . . . .	192
4.3. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS . . . . .	224
4.4. RECONECTADORES . . . . .	238
4.5. SECCIONADORES . . . . .	248
4.6. TRANSFORMADOR DE POTENCIA . . . . .	253
4.7. TRANSFORMADORES PARA MEDIDA Y PROTECCIÓN . . . . .	291
4.8. MALLA DE PUESTA A TIERRA . . . . .	300
4.9. CELDAS DE MEDIA TENSIÓN . . . . .	322
4.10. SERVICIOS AUXILIARES . . . . .	324
<b>5. Diseño electromecánico de línea Subtransmisión Laurel a 69 Kv y alimentadores de distribución 13.8Kv</b>	<b>325</b>
5.1. Diseño mecánico de la línea de subtransmisión . . . . .	325
5.2. Parámetros en función del tiro máximo . . . . .	328
5.3. Ecuación del cambio de estado: . . . . .	332
5.4. Caso de estudio . . . . .	333
5.5. Hipótesis de Estudio: . . . . .	334
5.6. MÉTODO GROUND LINE Y PUNTO DE STRESS MÁXIMO EN SOPORTES: . . . . .	354
<b>6. Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>403</b>
6.1. CONCLUSIONES . . . . .	403
6.2. RECOMENDACIONES . . . . .	406

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	4
<b>7. Anexos</b>	<b>407</b>
7.1. FACTORES AMBIENTALES .....	407
7.2. RESISTIVIDAD .....	412
<b>8. Glosario</b>	<b>414</b>
<b>Glosario</b>	<b>416</b>
<b>Referencias</b>	<b>417</b>

# Índice de Figuras

2.1. Sistema de barra simple. Autor . . . . .	33
2.2. Sistema de barra simple partida. Autor . . . . .	35
2.3. Sistema de barra simple con By - Pass. Autor . . . . .	37
2.4. Sistema de juegos de barras con transferencias. Autor . . . . .	42
2.5. Sistema de doble barras.Autor . . . . .	48
2.6. Sistema de doble juego de barras con By - Pass .Autor . . . . .	52
2.7. Sistema de doble juego de barras más barra de transferencia.Autor . . . . .	57
2.8. Sistema en Anillo.Autor . . . . .	63
2.9. Sistema en interruptor y medio.Autor . . . . .	66
2.10.Cadena de dos aisladores tipo disco ,clase Ansi 52-1 . Autor . . . . .	96
2.11.Curvas de soportabilidad . Cadena de dos discos Ansi 52-1.Autor . . . . .	99
2.12.Programación de las ecuaciones para las curvas de soportabilidad en ATP - DRAW .Autor . . . . .	101
2.13.Ventana de ingreso de parámetros para ecuaciones de soportabilidad en ATP - DRAW .Autor . . . . .	102
2.14.Modelo aislador en ATP DRAW . Autor . . . . .	103
2.15.Programación para el flameo de un elemento aislador .Autor . . . . .	104
2.16.Modelado de una línea de distribución para 13,8 KV . Autor . . . . .	105
2.17.Flameo a alta frecuencia de una cadena de dos aisladores tipo disco , clase Ansi 52-1 . Autor . . . . .	106
2.18.Valores ingresados en ATP DRAW , para el modelo aislador en 13,8 KV , cadena de dos discos Ansi 52-1 . Autor . . . . .	107
2.19.Cadena de seis aisladores tipo disco.Anisi 52-3 El Autor . . . . .	109
2.20.Curvas de soportabilidad . Cadena de seis discos Ansi 52-3 .Autor . . . . .	111
2.21.Modelado en ATP DRAW . Línea de 69 KV . Autor . . . . .	112
2.22.Voltaje de flameo . Cadena de seis discos , clase Ansi 52-3 . Autor . . . . .	113
2.23.Ingreso de valores para el Modelo aislador en 69 KV . Cadena de seis discos clase Ansi 52 - 3 . Autor . . . . .	114

2.24. Diagrama de bloques de la subestación. Autor . . . . .	115
2.25. Diagrama unifilar de partes y equipos del TAP de entrada. Autor . . . . .	116
2.26. Partes y equipos del TAP de entrada . Autor . . . . .	118
2.27. Vista frontal del pórtico del TAP . Autor . . . . .	119
2.28. Vista lateral del pórtico del TAP . Autor . . . . .	120
2.29. Pórtico para TAP de entrada . Línea de 69 KV. Autor . . . . .	121
2.30. Vista de planta . TAP de entrada . Línea de 69 KV. Autor . . . . .	123
2.31. Recorrido y llegada de la línea de 69 KV a la S/E de 24 MVA . Autor . . . . .	125
2.32. Diagrama unifilar para una subestación de 24 MVA . Autor . . . . .	127
2.33. Diagrama unifilar de los alimentadores en 13.8 KV. Autor . . . . .	129
2.34. Diagrama unifilar general de la subestación. El Autor . . . . .	130
2.35. Partes y equipos de la subestación. Autor . . . . .	131
2.36. Otra vista de la subestación . Autor . . . . .	133
2.37. Implantación del área del transformador . Autor . . . . .	134
2.38. Implantación general de la subestación . 24 MVA . Autor . . . . .	135
2.39. Barras para 69 KV . Autor . . . . .	136
2.40. Pórtico para 69 KV. El Autor . . . . .	140
2.41. Montaje de los seccionadores . Autor . . . . .	141
2.42. Aisladores de paso desde los seccionadores . Autor . . . . .	142
2.43. Aisladores de paso desde los TC hacia los TP . Autor . . . . .	142
2.44. Montaje de TC y DPS . Autor . . . . .	143
2.45. Montaje del interruptor y TP . Autor . . . . .	144
2.46. Montaje del transformador de potencia . Autor . . . . .	145
2.47. Montaje de la sala de control . Autor . . . . .	146
2.48. Montaje de los alimentadores de 13,8 KV . Autor . . . . .	147
2.49. Montaje de la malla de puesta a tierra . Autor . . . . .	148
2.50. Cono de protección con directriz a 30 grados . Autor . . . . .	149
2.51. Cono de protección a 30 grados. Autor . . . . .	150
2.52. Conos de protección generados a 45 grados. Autor . . . . .	151
2.53. Cono de protección generado por un dipolo corona . Autor . . . . .	152
2.54. Protección con hilo de guarda . Autor . . . . .	153
2.55. Apantallamiento general de la subestación . Autor . . . . .	154
3.1. Componentes de una corriente de corto circuito . Autor . . . . .	161
3.2. Impedancias de la línea de subtransmisión . Autor . . . . .	162
3.3. Cálculo de la relación $X / R$ y $F_{p.cc} ( R / X )$ . Autor . . . . .	164
3.4. Valores por unidad de las impedancias del sistema. Autor . . . . .	171

3.5. Configuración del elemento External Grid. Referencia: Herramienta . Digsilent Aplicación : Autor . . . . .	177
3.6. Configuración de la línea de subtransmisión . LST1 Referencia: Herramienta. Digsilent Aplicación : Autor . . . . .	178
3.7. Configuración de la línea de subtransmisión . LST2 Referencia: Herramienta : Digsilent Aplicación : Autor . . . . .	179
3.8. Configuración del transformador de potencia . TR-1 Referencia: Herramienta : Digsilent Aplicación : Autor . . . . .	180
3.9. Falla : Línea - Línea - Línea . 69KV. Autor . . . . .	182
3.10. Reporte de I.cc . Barra de 69 KV . Falla trifásica . Autor . . . . .	183
3.11. Falla : Línea - Línea . 69 KV. Autor . . . . .	184
3.12. Falla : Línea - Tierra. 69KV. Autor . . . . .	185
3.13. Falla : Línea - Línea - Línea . 13.8 KV . Autor . . . . .	186
3.14. Falla: Línea - Línea. 13,8KV. Autor . . . . .	187
3.15. Falla: Línea - Tierra. 13,8KV. Autor . . . . .	188
3.16. Resumen del sistema eléctrico estudiado . Referencia: Herramienta . Digsilent Aplicación : Autor . . . . .	189
4.1. Coeficiente de puesta a tierra de un sistema . COG . Referencia : Norma IEEE C62.92.4 Adaptación : Autor . . . . .	193
4.2. Estructura para una línea de distribución en 13,8 KV . Autor . . . . .	196
4.3. Estructura tipo retención para línea de 69 KV. Autor . . . . .	197
4.4. Hoja de datos para Descargadores de sobrevoltaje Referencia : Catálogo Coopers Power . Surge Arresters . Adaptación : Autor . . . . .	201
4.5. Distancia de instalación de un descargador de sobrevoltaje . Autor . . . . .	205
4.6. Margen de protección ante impulsos tipo rayo para el transformador de potencia . Autor . . . . .	206
4.7. Distancias de instalación del DPS y transformador de potencia . Autor . . . . .	207
4.8. Distancias de instalación del DPS para protección del TP . Autor . . . . .	209
4.9. Distancias de instalación del DPS para protección del TC . Autor . . . . .	210
4.10. Distancias de instalación del DPS en 13,8 KV . Autor . . . . .	212
4.11. Descargadores seleccionados para 69 y 13,8 KV . Autor . . . . .	213
4.12. Modelo de una línea de distribución de 13,8 KV con DPS . Autor . . . . .	217
4.13. Modelado de un DPS para 13,8 KV . Autor . . . . .	218
4.14. Voltaje y Corriente en un descargador para 13,8 KV . Autor . . . . .	219
4.15. Comportamiento del aislador sin descargador . 13,8 KV . Autor . . . . .	220
4.16. Coordinación de voltajes entre el aislador y el DPS . 13,8 KV . Autor . . . . .	221
4.17. Modelado de una línea de 69 KV . Con DPS . Autor . . . . .	222

4.18. Prueba del descargador para 69 KV .Autor . . . . .	223
4.19. Coordinación de voltajes : Aislador y DPS . 69 KV .Autor . . . . .	223
4.20. Partes de un interruptor de tanque vivo . Autor . . . . .	227
4.21. Distancias de seguridad en un interruptor de tanque vivo. Referencia: Figura original - Catálogo ABB.[1] Adaptación: Autor . . . . .	228
4.22. Hoja de datos de un interruptor tanque vivo para 69 KV. Referencia: Catálogo ABB - Adaptación: Autor . . . . .	236
4.23. Distancias de seguridad para un interruptor tanque vivo de 69 KV Referencia: Catálogo ABB - Adaptación: Autor . . . . .	237
4.24. Hoja de datos del reconectador principal para 13.8 KV Referencia: Catálogo CROMPTON - Adaptación: Autor . . . . .	243
4.25. Hoja de datos del reconectador de cabecera para cada alimentadora de 5 MVA / 13.8 KV Referencia: Catálogo ABB Adaptación: Autor . . . . .	246
4.26. Distancias de seguridad y líneas de fuga . Reconectador . 13.8 KV Referencia: Catálogo ABB Adaptación: Autor . . . . .	247
4.27. Modelo de un Seccionador de tres columnas Referencia: Catálogo Hubbell - Adaptación: Autor[2] . . . . .	251
4.28. Modelo de un seccionador de dos columnas Aplicación : Alimentadoras de 13,8 KV . Referencia: Catálogo Cooper Power Systems [2] Adaptación: Autor . . . . .	252
4.29. Vista 1 . Partes de un transformador de potencia . Referencia: Shenda Electric Group . CO . LTD . Adaptación: Autor . . . . .	256
4.30. Vista 2 . Partes de un transformador de potencia . Referencia: Shenda Electric Group . CO . LTD . Adaptación: Autor . . . . .	257
4.31. Vista 3 . Partes de un transformador de potencia . Referencia: Shenda Electric Group . CO . LTD . Adaptación: Autor . . . . .	258
4.32. Curvas de daño térmico de un transformador de potencia .[3] 24 MVA / 69 KV - 13,8 KV / Zcc = 9% Herramienta : Power Factory . Digsilent Aplicación : Autor . . . . .	265
4.33. Sistema eléctrico de potencia en estudio . Herramienta : Power Factory . Digsilent .[3] Aplicación : Autor . . . . .	266
4.34. Configuración para curvas de daño de un transformador de potencia de 24 MVA . Delta - Estrella . 69 KV / 13,8 KV / Zcc = 9% . Herramienta : Power Factory . Digsilent .[3] Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor . . . . .	267

4.35. Daño térmico , corriente nominal y corriente Inrush . Transformador de 69 KV / 13,8 KV / 24 MVA / $Z_{cc} = 9\%$ Herramienta : Power Factory . Digsilent Norma : IEEE C57.109 - 1993 . Aplicación : Autor . . . . .	269
4.36. Configuración del límite de corriente Inrush de un transformador de potencia de 24 MVA . Delta - Estrella . 69 KV / 13,8 KV / $Z_{cc} =$ 9% . Herramienta : Power Factory . Digsilent . Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor . . . . .	270
4.37. I.pickup y Dial de una curva inversa de protección . Autor . . . . .	271
4.38. Configuración del Transformador de corriente en 69 KV . Herramienta : Power Factory . Digsilent . Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor . . . . .	274
4.39. Configuración del Transformador de corriente en 13,8 KV . Herramienta : Power Factory . Digsilent . [3] Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor . . . . .	275
4.40. Configuración de funciones de protección ( 51P - 50P ) . Herramienta : Power Factory . Digsilent . [3] Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor . . . . .	276
4.41. Protección ante sobrecorrientes de tipo muy inversa ( 51P ) Herramienta : Power Factory . Digsilent . Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor . . . . .	280
4.42. Configuración de Curva de protección muy inversa ( 51P ) Relé : SEL 587 Herramienta : Power Factory . Digsilent . Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor . . . . .	281
4.43. Curva de protección ante sobrecorrientes , muy inversa ( 51P ) con protección instantánea ( 50 P ) Herramienta : Power Factory . Digsilent . Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor . . . . .	283
4.44. Curva de protección ante sobrecorrientes , muy inversa ( 51P ) con protección instantánea ( 50 P ) Herramienta : Power Factory . Digsilent . Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor . . . . .	284
4.45. Coordinación de protecciones de un transformador de potencia de 24 MVA . Delta - Estrella . 69 KV / 13,8 KV / $Z_{cc} = 9\%$ . Herramienta : Power Factory . Digsilent . Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor . . . . .	287
4.46. Configuración de la protección muy inversa ( 51P ) en 13,8 KV . Herramienta : Power Factory . Digsilent . Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor . . . . .	288

4.47. Configuración de la protección instantánea ( 50P ) en 13,8 KV . Herramienta : Power Factory . Digsilent . Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor . . . . .	289
4.48. Resumen general . Protección contra sobrecorrientes de línea . Transformador de potencia de 24 MVA . Autor . . . . .	290
4.49. Transformador de corriente para medición y protección en 69 KV. Referencia: Catálogo HYEE - Dalian Huayi Electric Power Electric . Adaptación: Autor . . . . .	295
4.50. Partes externas de un transformador de corriente . 69 KV . Referencia: Catálogo ITEC : Instrument Transformer Equipment Corporation. Adaptación: Autor . . . . .	296
4.51. Partes exteriores de un transformador de potencial . Referencia: Catálogo ABB - Adaptación: Autor . . . . .	298
4.52. Hoja de datos de un transformador de potencial para 69 KV . Referencia: Catálogo ABB - Adaptación: Autor . . . . .	299
4.53. Diseño de la malla de puesta a tierra . Aplicación : Autor . . . . .	308
4.54. Presentación isométrica del montaje de la malla de puesta a tierra Aplicación : Autor . . . . .	321
4.55. Sala de control de la subestación . Aplicación : Autor . . . . .	323
5.1. Distancias constructivas de una estructura tipo suspensión de circuito simple para línea de subtransmisión en 69 KV . Referencia : EX - INECEL - Instituto Ecuatoriano de Electrificación [4] Adaptación : Autor . . . . .	327
5.2. Estructuras utilizadas en el software SAP 2000. Autor . . . . .	333
5.3. Vano de dos postes con estructura tipo Line Post Herramienta:SAP 2000 Aplicación: Autor . . . . .	339
5.4. Parámetros del cable en vano 40m Herramienta:SAP 2000 Aplicación: Autor . . . . .	340
5.5. Valores de flecha y tensiones. Herramienta:DLTCAD - Aplicación: Autor . . . . .	341
5.6. Parámetros del cable en vano 60m Herramienta: SAP2000 Aplicación: Autor . . . . .	344
5.7. Datos obtenidos para un vano 60m Herramienta: DLTCAD - Autor	345
5.8. Parámetros del cable en un vano de 114m Herramienta: SAP 2000 / Aplicación: Autor . . . . .	348
5.9. Datos obtenidos DLTCAD en vano 114m - Autor . . . . .	349

5.10. Parámetros del cable para un vano de 115m Herramienta: SAP 2000 - Autor . . . . .	352
5.11. Parámetros del cable para un vano 115m Herramienta: DLTCAD - Autor . . . . .	353
5.12. Estructura Trifásica, Pasante o Tangente. - Referencia: Manual Estructuras CNEL EP . . . . .	360
5.13. Estructura Trifásica Semi centrada, Pasante o Tangente.- Referencia: Manual Estructuras CNEL EP - Autor . . . . .	361
5.14. Estructura Trifásica, Centrada, en Retención o Terminal - Referencia: CNEL EP - Autor . . . . .	362
5.15. Estructura Trifásica En Volado. Referencia: Manual Estructuras CNEL EP - Autor . . . . .	363
5.16. Dimensiones de estructura Volado Pasante . . . . .	369
5.17. Dimensiones de estructura terminal Retención. Adaptación: Autor . . . . .	371
5.18. Presión de viento en superficie del poste Herramienta: SAP 2000 - Autor . . . . .	373
5.19. Momento en Línea Empotramiento. Herramienta: SAP200 - Autor . . . . .	374
5.20. Vano de 100 metros con estructura semi centrada en poste de 12metros Herramienta: SAP 2000 - Autor . . . . .	375
5.21. Asignación de Cargas a los conductores. Herramienta: SAP 2000 - Autor . . . . .	375
5.22. Simulación de Momentos causados por Conductores. Herramienta: SAP 2000 - Autor . . . . .	376
5.23. Asignación de Carga Muerta por peso de 4lb de cada aislador . . . . .	377
5.24. Asignación de Cargas a los conductores. . . . .	377
5.25. Momento Causado por Cargas Des balanceadas. . . . .	378
5.26. Carga horizontal del cable en volado . . . . .	379
5.27. Momento en Línea Empotramiento causado por Peso del conductor en estructura Volado . . . . .	379
5.28. Peso aisladores en estructura volado en poste de 12metros . . . . .	380
5.29. Momento causado por cargas verticales des balanceadas en perfil volado . . . . .	380
5.30. Estructura TS 4 conductores. . . . .	385
5.31. Punto de Estrés POMS en Poste de 23m. Herramienta: SAP2000 - Autor . . . . .	386
5.32. Representación de presión del viento en cara expuesta de la estructura Herramienta: SAP 2000 - Autor . . . . .	387

5.33.Momento en altura Poms de Poste 18m Herramienta: SAP 2000 - Autor . . . . .	387
5.34.Peso causado por los conductores y cable de guarda en extremos .	388
5.35.Momentos en punto de estrés POMS causado por Peso en los Conductores Herramienta: SAP 2000 -Autor . . . . .	389
5.36.Momentos en linea de empotramiento. Herramienta: SAP 2000 -Autor . . . . .	389
5.37.Cargas de conductores Herramienta SAP 2000 - Autor . . . . .	390
5.38.Reacciones en punto POMS Herramienta SAP 2000 - Autor . . . .	391
5.39.Momentos secundarios POMS Herramienta SAP 2000 - Autor . . .	391
5.40.Reacciones por momentos secundarios POMS Herramienta SAP 2000 - Autor . . . . .	392
5.41.Resultante cargas transversales POMS Herramienta SAP 2000 - Autor . . . . .	392
5.42.Vista Superior desde el TAP de entrada hasta la subestación. Herramienta: SAP 2000 - Autor . . . . .	393
5.43.Asignando Carga Transversal de Viento en cables . . . . .	394
5.44.Asignando Carga Transversal de Viento Cara Expuesta Poste . . .	394
5.45.Combos de Carga Viva, Muerta y Viento . . . . .	395
5.46.Simulacion con varias carga . . . . .	396
5.47.Reacciones ejercidas en diferentes puntos de Estructura 90º . . . .	396
5.48.Reacciones Arranque Herramienta : SAP 2000 - Autor . . . . .	397
5.49.Vista Panorámica y reacciones en Linea Empotramiento de los Postes . . . . .	397
5.50.Carga por presión de viento en los conductores- SAP 2000 - Autor	398
5.51.Carga viva 60kg promedio peso operador - SAP 2000 - Autor . . . .	399
5.52.Definiendo Cargas Viva, Muerta y de Viento - SAP 2000 - Autor . .	399
5.53.Momentos a nivel POMS por viento en los conductores - SAP 2000 - Autor . . . . .	400
5.54.Momento Resultante Por Carga de Conductores - SAP 2000 - Autor	400
5.55.Momentos Nivel Empotramiento a nivel POMS - SAP 2000 - Autor	401
5.56.Reacciones A Nivel Poms Por Peso en los conductores - SAP 2000 - Autor . . . . .	401
5.57.Momentos resultantes por combo de cargas - SAP 2000 - Autor . .	402
7.1. Relación humedad relativa , temperatura , humedad absoluta . Referencia : Transmisión line reference book Adaptación : Autor .	409

7.2. Relación . Humedad absoluta - Factor de corrección ( KH ) . Referencia : Transmisión line reference book Adaptación : Autor .	409
7.3. Mapa Isoceraúnico del Ecuador. . . . .	411

# Índice de Tablas

2.1. Distancias mínimas de no flameo. Referencia: Norma IEC. Coordinación de aislamiento. 1962. pag 28 [5] Adaptación: Autor .	77
2.2. Factor de contaminación ambiental Referencia: IEC 60099-4 [6] Adaptación: El Autor . . . . .	84
2.3. Niveles de Aislamientos normalizados ( Estándar ) Referencia: Normas: IEC 60071-1 [7]- IEEE 1313-1[8] Adaptación: Autor . . . .	89
3.1. Valores típicos de Df Referencia: IEEE ST.80 - 2000 Adaptación: Autor . . . . .	159
3.2. Equivalente Thevenín para fallas trifásicas . S/E - Dos Cerritos . Referencia: CENACE Adaptación: Autor . . . . .	163
3.3. Equivalente Thevenín para fallas monofásicas. S/E Dos Cerritos Referencia: CENACE Adaptación: Autor . . . . .	163
3.4. Resumen . Icc. Barra 69 KV .Autor . . . . .	190
3.5. Resumen . Icc . Barra 13.8 KV .Autor . . . . .	190
4.1. Voltajes ( pu ) en Ao y A1 en función de la corriente tipo rayo en KA Referencia : Insulation Coordination for Power Systems . Andrew R. Hileman [9] Adaptación : Autor . . . . .	214
4.2. Modelado de un DPS para 13.8 KV . Autor . . . . .	215
4.3. Modelado de un DPS para 69 KV. Autor. . . . .	215
4.4. Resumen . Icc. Barra 69 KV .Autor . . . . .	232
4.5. Características del interruptor tipo tanque vivo para 69 KV Referencia: Catálogo ABB - Cálculos y análisis: Autor . . . . .	235
4.6. Resumen . Icc . Barra 13.8 KV .Autor . . . . .	240
4.7. Resumen. Voltaje y corrientes del reconectador principal .13.8 KV. Autor . . . . .	240
4.8. Voltaje y corrientes . Reconectador de 5MVA . Autor . . . . .	245

4.9. Distancias dieléctricas . Reconector de 5 MVA . Autor . . . . .	245
4.10.de transformadores . Referencia : Norma : UNE EN - 60076 - 5 . [10] Adaptación : Autor . . . . .	254
4.11.Sistemas de enfriamiento para transformadores de potencia . Referencia : Norma UNE EN 60076 - 5 .[10] Adaptación : Autor . . . . .	255
4.12.Curva de daño térmico .Para Transformadores de categoría III Norma : IEEE C57.109 - 1993 [11] Adaptación : Autor . . . . .	262
4.13.Curva de daño térmico . 24 MVA . 69 KV / DELTA Referencia : IEEE C57.109 - 1993.[11] Aplicación : Autor . . . . .	263
4.14.Curva de daño térmico . 24 MVA . 13.8 KV . ESTRELLA Referencia : IEEE C57.109 - 1993 . Aplicación : Autor . . . . .	264
4.15.Ecuaciones para curvas de relés de tiempo inverso Referencia : <b>Norma : IEC</b> Adaptación : Autor . . . . .	272
4.16.Ecuaciones para curvas de relés de tiempo inverso. Norma : <b>ANSI</b> / <b>IEEE</b> . Adaptación : Autor . . . . .	273
4.17.Tabla de conductores . . . . .	305
4.18.Voltajes máximos admisibles . . . . .	311
4.19.Resumen del terreno de la malla . . . . .	318
4.20.Resumen de los datos del transformador . . . . .	318
4.21.Resumen del diseño de la malla . . . . .	319
4.22.Resumen de los factores de ajuste de la malla . . . . .	320
4.23.Resumen de Voltajes de paso y contacto . . . . .	320
5.1. Condiciones de prueba para los casos de estudio Adaptación : Autor . . . . .	335
5.2. Coordenadas en UTM de los soportes utilizados en SAP 2000 Adaptación : Autor . . . . .	335
5.3. Comparación Parámetros del Cable para los diferentes en Vano en Hipótesis 1: EDS Condiciones Iniciales - Autor . . . . .	341
5.4. Comparación Parámetros del Cable para los diferentes en Vano en Hipótesis 2: Máximo Viento - Autor . . . . .	345
5.5. Comparación Parámetros del Cable para los diferentes en Vano en Hipótesis 3: Mínima Temperatura . . . . .	349
5.6. Comparación Parámetros del Cable para los diferentes en Vano en Hipótesis 4: Flecha Máxima . . . . .	353
5.7. Características del Poste . . . . .	364
5.8. Características de estructura Semicentrada - Autor . . . . .	364
5.9. Características de estructura Volado Pasante - Autor . . . . .	368

7.1. Factor de corrección por Lluvia (Kl) Referencia:Carlos Salinas G Adaptación: Autor[12] . . . . .	408
7.2. Condiciones ambientales estándar Referencia: Diseño de sobretensiones. Jose Martin Adaptación : Autor . . . . .	410
7.3. Factores de contaminación ambiental . . . . .	410
7.4. Nivel Isoceraúnico de la zona y temperatura . Adaptación : Autor	410
7.5. Factores ambientales . . . . .	411
7.6. Valor de resistividad según el tipo de conductor . . . . .	412
7.7. Parámetros electromagnéticos para diferentes tipos de suelos y para materiales compactados. . . . .	412
7.8. Tipos de suelo y su resistividad . . . . .	413
7.9. Naturaleza del terreno y su resistividad . . . . .	413

# Resumen

Para el diseño de una subestación trifásica de distribución de 24 MVA, 69 KV a 13,8 KV, ubicada a una altitud de 10 msnm , se realizó el estudio de distancias dieléctricas de seguridad , aislamiento , corto circuito, selección y dimensionamiento de equipos , protecciones ante sobrevoltajes y sobrecorrientes , diseño de la malla de puesta a tierra , utilizando recomendaciones dadas por la normativa ANSI / IEEE , comparadas en algunos casos con las recomendadas por IEC .

Además se utilizaron las herramientas computacionales , ATP DRAW para análisis de aislamiento , Power Factory Digsilent para el estudio de corto circuito y protecciones contra sobrecorrientes , SAP 2000 para el diseño electromecánico de las líneas de subtransmisión (69 KV) y para distribución (13,8 KV) .

En la sección de conclusiones se registra el conjunto de valores obtenidos para la propuesta de diseño .

Finalmente , en base al estudio realizado es posible recomendar para este tipo de análisis , incorporar mayor información referente a normativas ( IEEE - IEC ) , así como también nuevas herramientas computacionales que ayuden y garanticen una mejor propuesta de diseño .

# Abstract

For the design of a three - phase distribution substation of 24 MVA , 69 KV to 13.8 KV , located at an altitude of 10 meters above sea level , a study of safety dielectric distances , insulation , short circuit , equipment selection and sizing was carried out . protections against overvoltages and overcurrents, grounding mesh design, using the recommendations given by the ANSI/IEEE standard, compared in some cases with those recommended by IEC.

In addition , computational tools were used , ATP DRAW for insulation analysis, Power Factory Digsilent for the study of short circuits and protections against overcurrents , SAP 2000 for the electromechanical design of the subtransmission lines ( 69 KV ) and for distribution ( 13.8 KV ) . KV).

In the conclusions section, the set of values obtained for the design proposal is recorded.

Finally, based on the study carried out, it is possible to recommend, for this type of analysis, the incorporation of more reference information to regulations (IEEE-IEC), as well as new computational tools that help and guarantee a better design proposal.

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Antecedentes

El país se encuentra en constante crecimiento y su ubicación geográfica es un punto estratégico para el desarrollo Agro-Industrial localizado en la Parroquia Laurel y la Vía Santa Lucía del cantón Guayas.

En el sector existen grandes Piladoras, Industria agrícola y Avícola y a esto le sumamos la población establecida en sus recintos aledaños. Todos ellos se conectan de la Subestación Santa Lucía 16/20 MVA ubicada a 7 Km de distancia de los puntos de carga han hecho de que el transformador se sature, y que las caídas de tensión en los alimentadores de 13.8 KV existentes estén sobre el límite máximo permitido. Para poder mantener en funcionamiento sus industrias, lo que conlleva a la ampliación o la construcción de nuevas subestaciones de distribución, con el objetivo de satisfacer las necesidades de electricidad como es el caso de la zona en la parroquia Laurel.

### 1.2. Descripción general del problema

El incremento en la demanda de electricidad en la Parroquia Laurel del Cantón Daule, exige el estudio, diseño y posterior montaje de una nueva subestación, considerando que en la zona no existe inconvenientes de espacios físicos, la propuesta contempla una subestación de tipo intemperie, de 69Kv/13.8Kv, que son las tensiones para subtransmisión y distribución del sector, de estudios preliminares de la demanda de carga y proyecciones de crecimiento del sector para los próximos 10 años, se estima una capacidad de

16MVA, proyectando un transformador de potencia de 16/24MVA.

El proyecto de esta subestación actualmente se encuentra en una fase de preestudio, pero que urgente debe de ser implementada por la demanda de electricidad del sector.

Para el diseño de la subestación se debe contemplar, un TAP de entrada para la Línea de 69KV, Línea aérea de 69Kv de 5 Km, Transformador trifásico de potencia de 69KV/13.8KV, 16/24MVA, 5 alimentadores trifásicos de 13.8KV, de aproximadamente 4Km cada uno, utilizando las normativas homologadas por el ministerio de energía y recursos naturales no renovables MEER, así como también las disposiciones técnicas y constructivas reguladas por la Corporación Nacional de Electricidad Empresa Eléctrica Pública Estratégica CNEL EP, como también respetando las ordenanzas del municipio del Cantón Daule, referente a permisos de construcción, normas ambientales y otras.

## 1.3. Objetivos

### 1.3.1. Objetivo general

Diseñar una subestación eléctrica AIS de 69/ 13,8 KV a 16/24 MVA mediante el software SAP 2000.

### 1.3.2. Objetivos específicos

1. Diseñar TAP y línea área trifásica de 69KV, utilizando el software SAP2000.
2. Estudiar flujo de carga y condición de cortocircuito, utilizando el software DigSilent
3. Diseñar la estación de transformación de potencia.
4. Diseñar alimentadores trifásicos aéreos 13.8KV, utilizando el software SAP2000.
5. Analizar la coordinación de aislamientos entre estructuras utilizadas para 69KV, 13.8KV y equipos descargadores de sobretensión, utilizando ATP-DRAW.

## 1.4. Contribuciones

Para el diseño de una subestación es muy importante contar con la ayuda de una herramienta informática para el cálculo y diseño de la línea trifásica área de 69 KV, así como también para las alimentadoras de 13.8 KV, el software SAP2000 amigable y confiable para este tipo de diseños. Para el estudio de cortocircuito y flujos de carga el software [DigSilent](#) es la herramienta muy aceptada para estos análisis.

Para el diseño del patio de 69 KV y el patio de 13.8 KV, debe de respetarse la normativa técnica y de construcción impartida por la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, [CNEL EP](#), además de observar la normativa homologa por Ministerio de Energías y Recursos Naturales no Renovables, el “[MEER](#)” y ordenanzas sobre construcción emitidas por el municipio del Cantón Daule.

Para el diseño de una subestación eléctrica de potencia 69KV / 13.8KV, 16MVA / 24MVA, Tipo Intemperie se debe considerar los siguientes aspectos:

- Estudiar teóricamente el comportamiento de cada una de las partes, así como también la operación de toda la subestación, incluida la línea de entrada de 69 KV y sus salidas en 13.8KV.
- Estudiar el comportamiento de toda la red, realizando un flujo de carga, condiciones de falla y condiciones de sobrecarga, utilizando el software [DigSilent](#).
- Diseñar el TAP y la línea trifásica área de entrada 69KV, utilizando el software SAP2000.
- Diseñar la estación de transformación de 69KV/13.8KV, 16/24MVA.
- Diseñar el sistema de puesta a tierra para la estación de transformación.
- Diseñar el sistema de comunicaciones, control y servicios auxiliares.
- Diseñar las cinco acometidas trifásicas aéreas de 13.8KV, utilizando el Software SAP2000.

## **Capítulo 2**

# **Estudio de una subestación eléctrica AIS . 69 / 13,8 KV.**

### **2.1. INTRODUCCIÓN .**

Las Subestaciones Eléctricas de media tensión industriales y comerciales han adquirido relevancia dentro del contexto de los sistemas eléctricos de potencia, esto ha llevado a adquirir criterios de diseño de subestaciones y dimensionamiento de equipos de protecciones y control que se encuentran dentro de las mismas. El incremento de la demanda conlleva a crear nuevas subestaciones eléctricas con equipos modernizados de maniobra y protección. El desarrollo de nuevas tecnologías como celdas de media tensión también han echo posible la creación de subestaciones donde antes era imposible su instalación debido a su tamaño.[12]

## 2.2. REDES ELÉCTRICAS .

Una red eléctrica se define como una red interconectada que tiene el propósito de suministrar electricidad desde los proveedores hasta los consumidores [12]. Las redes eléctricas pueden ser de forma general de tres tipos: Radial o en Antena

- Alimentación por un único extremo.
- No tiene garantía de servicio.
- Es simple y fácil para ser equipada de protecciones selectivas.

### **Bucle o Anillo**

- Alimentación por dos extremos.
- Presenta seguridad y facilidad de mantenimiento.
- Es compleja y con sistemas de protecciones más complicados.

### **Mallada**

- Es el resultado de entrelazar anillos y líneas radiales.
- Presenta seguridad de servicio, flexibilidad de alimentación y facilidad de conservación y mantenimiento.
- Mayor complejidad, extensiva a las protecciones y el rápido aumento de las potencias de cortocircuito.

## 2.3. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Es el conjunto, situado en un mismo lugar, de la aparamenta eléctrica y de los edificios necesarios para realizar algunas de las siguientes funciones: transformar la tensión, de la frecuencia, de número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia y conexión de dos o más circuitos [12]. En general se presentan los siguientes tipos de subestaciones:

- **Subestaciones de maniobras:** es la destinada a la conexión entre dos o más circuitos.
- **Subestaciones de Transformación:** es la destinada a la transformación de energía eléctrica mediante uno o más transformadores cuyos secundarios se emplean en la alimentación de otras subestaciones o centros de transformación.[13]

### a.-TIPOS DE SUBESTACIONES

Las subestaciones eléctricas se pueden clasificar dependiendo de sus características[13]:

1. Según la función.
  - De maniobra o reparto.
  - De transformación pura.
  - De transformación/maniobra.
  - De transformación/cambio de número de fases.
  - De rectificación.
  - De central.
2. Según el emplazamiento.
  - De intemperie.
  - De interior
3. Según la movilidad.
  - Fija.
  - Móvil.

4. Según el tipo de aislamiento.

- Aislada al aire (AIS).
- Aislada en gas (GIS).
- Híbridas (HIS).

5. Según su ubicación.

- Urbanas.
- Rurales.
- Industriales.
- Residenciales.
- Específicas (fotovoltaicas, eólicas, entre otras).

6. Según el nivel de tensión.

- Muy alta tensión.
- Alta tensión.
- Media tensión.

7. Según la transformación.

- Reductoras.
- Elevadoras.

Entre las principales características de los distintos tipos de subestaciones mencionadas anteriormente se encuentran:

- **Subestación de maniobra o reparto:** Destinada a la interconexión de dos o más circuitos o redes eléctricas:
  - Todas las líneas que concurren en la subestación son de la misma tensión.
  - Permite la formación de nodos en una red mallada.
  - Aumenta la fiabilidad del sistema.

- **Subestación de transformación pura:** destinada a la transformación de tensión desde un nivel superior a otro inferior, para ello es necesario la presencia de uno o varios transformadores.
- **Subestación de transformación/maniobra:** destinada a la transformación de tensión desde un nivel superior a otro inferior, así como a la conexión entre circuitos del mismo nivel.
- **Subestación de transformación/cambio del número de fases:** destinada a la alimentación de redes con distinto número de fases:
  - Trifásica - hexafásica.
  - Trifásica - monofásica (subestación de tracción eléctrica).

## 2.4. DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS .

Para el diseño de subestaciones se recomiendan los siguientes criterios:

- **Costos de instalación:** número de interruptores por entrada/salida (circuito), número de seccionadores por circuito y aparamenta de medida, control y protección necesaria.
- **Operación y maniobra:** posibilidades de interconexión entre circuitos.
- **Fiabilidad:** análisis de l continuidad de servicio ante fallos en circuitos, fallas en barras, mantenimiento de interruptores y fallo en aperturas de interruptores.

En base al documento de Diseño de Subestaciones proporcionado por [CELEC EP](#), se deben considerar los siguientes criterios [14]:

- **Coordinación de aislamiento:** se aplicarán los criterios mencionados en la norma [IEC 60071](#) [7], donde se seleccionan los niveles de aislamiento normalizados para los equipos, luego de estimar las sobretensiones máximas que éstos deben soportar durante su operación. Las sobretensiones representativas se calculan considerando la puesta a tierra del neutro del sistema y las características de protección y localización de los pararrayos.
- **Selección de conductores:** se deben realizar cálculos de acuerdo con las normas [IEEE Std. 738](#), donde se garantizan que los conductores seleccionados soportan las condiciones más críticas de carga y cortocircuito.[7]
- **Apantallamiento:** se debe utilizar la metodología de apantallamiento correspondiente al uso del modelo electro geométrico de Whitehead utilizado por la norma [ANSI/NFPA 780](#), para realizar un diseño preliminar y seleccionar los lugares donde se recomienda instalar cables de guarda y puntas de captación.
- **Malla a tierra:** para el diseño de puesta a tierra se partirá de las corrientes de falla esperada suministrada por el Departamento de Planificación y las mediciones de resistividad correspondiente.[15]  
El diseño de la malla de puesta a tierra contempla la verificación de

la distribución de corrientes a tierra, el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de la malla y el análisis de las tensiones de toque y de paso producidas durante fallas a tierra, de tal forma que se garantice la seguridad de las personas dentro del área de instalación de la malla.

Se consideran los lineamientos de la norma [ANSI IEEE Std. 80 \[16\]](#) para el valor de la resistencia de la malla y para las tensiones de toque y de paso tolerable.

- **Selección de distancias críticas y de seguridad:** las distancias críticas y de seguridad se calcularán a partir del valor básico dado por el nivel de aislamiento resultante del estudio de coordinación de aislamiento y siguiendo las recomendaciones dado por la norma [IEC 60071 \[7\]](#). Se deben presentar los cálculos justificando las alturas de los diferentes niveles de conexión y la longitud de campo, garantizando las distancias críticas y de seguridad para ubicar los equipos de tal forma que se faciliten las labores de montaje, operación y mantenimiento de los equipos de patio con el grado de seguridad requerido.
- **Cadena de aisladores y herrajes para cadenas:** las cadenas de aisladores de suspensión o retención serán definidas de acuerdo con las tensiones y niveles de aislamiento, los esfuerzos mecánicos y el grado de contaminación ambiental en los sitios.
- **Conectores:** los conectores de alta tensión serán tipo empernado, con tornillos y tuercas de acero inoxidable.
- **Disposición física:** La disposición física de los equipos se seleccionará con bases en los siguientes factores:
  - La configuración dependerá del requerimiento del sistema eléctrico (barra simple, doble barra, barra principal y transferencia, etc).
  - Las características y tamaños de los equipos típicos utilizados en diferentes subestaciones.
  - Las distancias mínimas y de seguridad, así como el nivel de aislamiento requerido.
  - Facilidades para el mantenimiento.
  - El área disponible (convencional [AIS](#) o encapsulada [GIS](#)).
  - La previsión de desarrollos futuros.

**a.- FACTORES DE DISEÑO .**

Para el diseño de una subestación eléctrica se deben considerar los siguientes aspectos :

- Estudio del suelo.
- Niveles de voltaje.
- Capacidad de la subestación.
- Líneas de llegada.
- Líneas de salida.
- Transformadores de potencia.
- Sistemas de barras.
- Capacidad de cortocircuito.
- Tiempo de despeje de fallas.
- Factores ambientales:
  - Altitud sobre el nivel del mar.
  - Por densidad relativa del aire.
  - Por humedad.
  - Por lluvia.
  - Por niveles de contaminación.
  - Por viento.
  - Por hielo.
  - Por intensidad sísmica.
  - Por nivel isocerámico.
- Distancias de seguridad.
- Niveles de aislamiento.
- Pórticos y estructuras para niveles de voltaje.

- Estructuras para partes y equipos.
- Protecciones contra sobre-corrientes.
- Protecciones contra sobre-voltajes.
- Sistema de puesta a tierra ( malla ).
- Entre otros aspectos.

#### **b .- CASO DE ESTUDIO .**

La subestación eléctrica motivo de este estudio , nace ante la necesidad de cumplir con la demanda de una zona agro industrial del cantón Daule , parroquia Laurel , ante el crecimiento productivo de la zona , para lo cual se tomará el servicio de una línea de subtransmisión de CNEL - EP , que es alimentada desde la subestación Dos Cerritos , con un recorrido de 46,05 Km , en este punto se colocará un TAP de entrada para la línea que llegará finalmente a la subestación en estudio , con un recorrido de 531,6 m .

Las características de esta subestación son :

- Tipo de subestación: Reductora - Distribución
- Voltaje: 69 KV a 13.8 KV
- Numero de lineas de 69 KV : 1
- Numero de alimentadores de 13,8 KV: 5
- Capacidad de cada alimentador de 13,8 KV: 5 MVA
- Capacidad nominal de la subestación: 24 MVA
- Transformador de potencia: 16/24 MVA /  $Z_{cc} = 9\%$
- Área física del terreno:  $36 * 27 = 972 m^2$
- Resistividad eléctrica del terreno:  $100 \Omega * m$
- Aislamiento de la subestación: Aire ( AIS )
- Conductor en 69 KV: 477 MCM ()- [ACSR 26/7](#)
- Conductor en 13,8 KV: 336 MCM ()- [ACSR 26/7](#)

■ Factores ambientales:

- Altitud: 10 msnm
- Temperatura máxima: 35°C
- Temperatura mínima: 20 °C
- Temperatura ambiente análisis: 25 °C
- Humedad relativa máxima: 99 %
- Humedad relativa mínima: 47 %
- Humedad relativa de análisis: 73 %
- Nivel de contaminación: Alto = 43,3 mm/KV ( fase - fase )  
(referencia. [IEEE](#))
- Nivel de contaminación: Alto = 25 mm/KV ( fase - tierra )  
(referencia. [IEC](#))
- Presión atmosférica: 760 mm\*hg
- Nivel de precipitación máxima: 325 mm/ hora.
- Nivel Isoceraúnico: 30 días con tormentas eléctricas / año .

■ Factores de corrección ambiental:

Para  $h = 10$  msnm :

- Por densidad relativa del aire:  $K_a = 1$
- Por humedad:  $K_H = 0,92$
- Por lluvia:  $K_{ll} = 0,71$
- Por contaminación:  $K_c = 25$  mm/KV ( fase - tierra )
- Por contaminación:  $K_c = 43,3$  mm/KV ( fase - fase )

## 2.5. CONFIGURACIÓN DE BARRAS

En función del requerimiento eléctrico del sistema se define un tipo de barras tanto para la llegada como para la salida de la subestación , entre los tipos mas utilizados , tenemos :

- Barras simples
- Barras simples partidas
- Barras simples con by - pass
- Barras con transferencia
- Doble barras
- Doble Barras con transferencia
- Doble juego de barras con transferencia
- Barras en anillo
- Barras en interruptor y medio

### **Nomenclatura de partes**

Para el análisis del comportamiento de los distintos tipos de barras se utiliza la siguiente nomenclatura :

Seccionador : 89 - 1 , 2 , 3 , 4 .....

Interruptor : 52 -1 , 2 , 3 , 4 .....

Transformador : T - 1 , 2 , 3 , 4 ....

Para cada caso se presenta un análisis referente a la operación tanto de conexión como desconexión de las barras .

**a.- SISTEMA DE BARRA SIMPLE .**

En la figura 2.1 , se muestra la configuración de un sistema de barra simple con dos transformadores de entrada y dos líneas de salida .

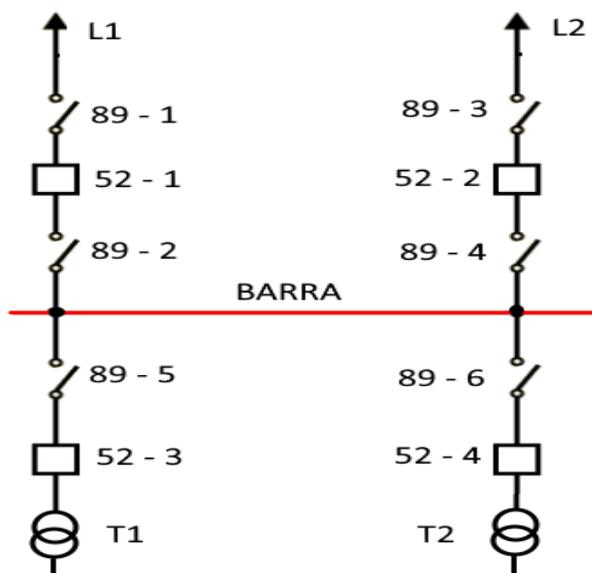


Figura 2.1: Sistema de barra simple. Autor

**Conectar L1 a la barra**

Para conectar la línea 1 a la barra se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar el seccionador 89-1
2. Conectar el seccionador 89-2
3. Conectar el interruptor 52-1

**Conectar L2 a la barra**

Para conectar la línea 2 a la barra se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-3
2. Conectar seccionador 89-4
3. Conectar interruptor 52-3

**Conectar el transformador 1**

Para conectar el transformador 1 a la barra se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionar 89-5
2. Conectar interruptor 52-3

**Conectar el transformador 2**

Para conectar el transformador 2 a la barra se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar transformador2
2. Conectar seccionador 89-6
3. Conectar interruptor 52-4

**Desconectar L1 de barra**

Para desconectarla línea 1 de la barra se debe realizar los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-1
2. Desconectar seccionador 89-1
3. Desconectar seccionador 89-2

**Desconectar T1 de la barra**

Para desconectarla línea 1 de la barra se debe realizar los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52—3
2. Desconectar seccionador 89-5

**b.- SISTEMA SIMPLE DE BARRA PARTIDA.**

En la figura 2.2 , se muestra la configuración de un sistema de barra simple partida con dos transformadores de entrada y dos líneas de salida .

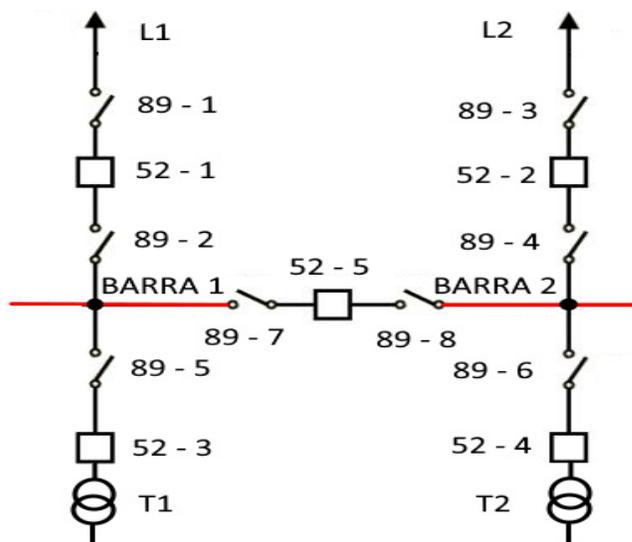


Figura 2.2: Sistema de barra simple partida. Autor

**Conectar L1 a la barra**

Para conectar la línea 1 a la barra se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionar 89-1
2. Conectar seccionador 89-2
3. Conectar interruptor 52-1

**Conectar L2 a la barra**

Para conectar la línea 2 a la barra se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-3
2. Conectar seccionador 89-4
3. Conectar interruptor 52-2

**Conectar transformador 1 a la barra**

Para conectar el transformador 1 a la barra se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-5
2. Conectar interruptor 52-3
3. Transformador 1 conectado a barras

**Conectar transformador 2 a la barra**

Para conectar el transformador 2 a la barra se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-6
2. Conectar interruptor 52-4

**Conectar barra 1 con barra 2**

Para conectar la barra 1 con la barra 2 se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-7
2. Conectar seccionador 89-8

**c.-SISTEMA DE BARRA SIMPLE CON BY - PASS**

En la figura 2.3 , se muestra la configuración de un sistema de barra simple con BY-PASS que tiene dos transformadores de entrada y dos líneas de salida .

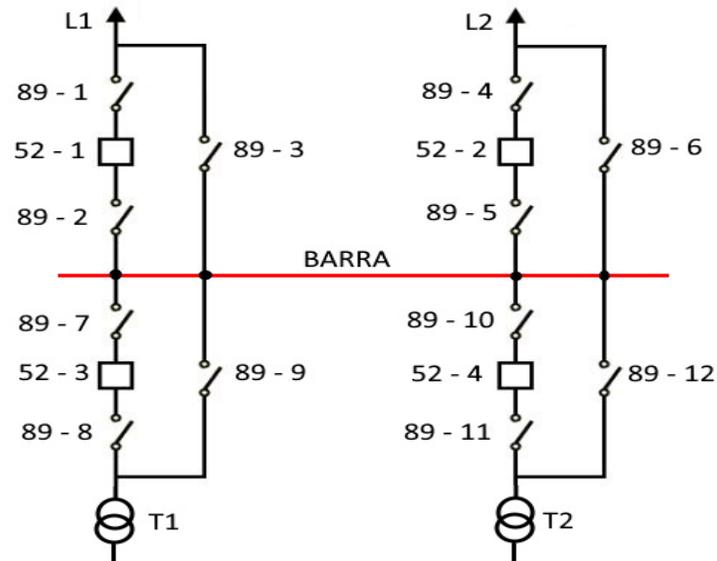


Figura 2.3: Sistema de barra simple con By - Pass. Autor

**Conectar L1 a la barra**

Para conectar la línea 1 a la barra se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-1
2. Conectar seccionador 89-2
3. Conectar interruptor 52-1

**Conectar L1 a barras por su By - Pass**

Para conectar la línea 2 a la barra por su by - pass debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-3
2. Desconectar interruptor 52-1
3. Desconectar seccionador 89-1

4. Desconectar seccionador 89-2

**Reponer el servicio de la línea 1 por su posición**

Para reponer el servicio de la línea 1 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-1
2. Conectar seccionador 89-2
3. Conectar interruptor 52-1
4. Desconectar seccionador 89-3

**Desconectar l1 de la barra**

Para desconectar la línea 1 de la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-1
2. Desconectar seccionador 89-1
3. Desconectar seccionador 89-2

**Para conectar la línea 2 a la barra**

Para conectar la línea 2 a la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-4
2. Conectar seccionador 89-5
3. Conectar interruptor 52-2

**Conectar L2 a barras por su By – Pass**

Para conectar la línea 2 a la barra por su by – pass debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-6 Desconectar interruptor 52-2
2. Desconectar seccionador 89-4 seccionador 89-5

**Reponer el servicio de la línea 2 por su posición**

Para reponer el servicio de la línea 2 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-4
2. Conectar seccionador 89-5
3. Conectar interruptor 52-2
4. Desconectar seccionador 89-6

**Desconectar I2 de la barra**

Para desconectar la línea 2 de la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-2
2. Desconectar seccionador 89-4
3. Desconectar seccionador 89-5

**Transformador T1 conectado a la barra**

Para conectar T1 a la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-7
2. Conectar seccionador 89-8
3. Conectar interruptor 52-3

**Conectar T1 a barras por su By – Pass**

Para conectar el transformador 1 a la barra por su by – pass debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-9
2. Desconectar interruptor 52-3
3. Desconectar seccionador 89-7
4. Desconectar seccionador 89-8

**Reponer el servicio del Transformador 1 por su posición**

Para reponer el servicio del Transformador 1 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-7
2. Conectar seccionador 89-8
3. Conectar interruptor 52-3
4. Desconectar seccionador 89-9

**Transformador 1 desconectado de la barra**

Para desconectar el Transformador 1 la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-3
2. Desconectar seccionador 89-7
3. Desconectar seccionador 89-8

**Transformador 2 conectado de la barra**

Para conectar el Transformador 2 la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-10
2. Conectar seccionador 89-11
3. Conectar interruptor 52-4

**Transformador 2 conectado a la barra por su By - Pass**

Para conectar el transformador 2 a la barra por su by – pass debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-12
2. Desconectar interruptor 52-4
3. Desconectar seccionador 89-10
4. Desconectar seccionador 89-11

**Reponer el servicio del Transformador 2 por su posición**

Para reponer el servicio del Transformador 2 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-10
2. Conectar seccionador 89-11
3. Conectar interruptor 52-4
4. Desconectar seccionador 89-12

**Transformador 2 desconectado de la barra**

Para reponer el servicio del Transformador 2 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-4
2. Desconectar seccionador 89-10
3. Desconectar seccionador 89-11

**d.-SISTEMA DE JUEGOS DE BARRAS CON TRANSFERENCIAS.**

En la figura 2.4 , se muestra la configuración de un sistema de juegos de barras con transferencia con dos transformadores de entrada y dos líneas de salida .

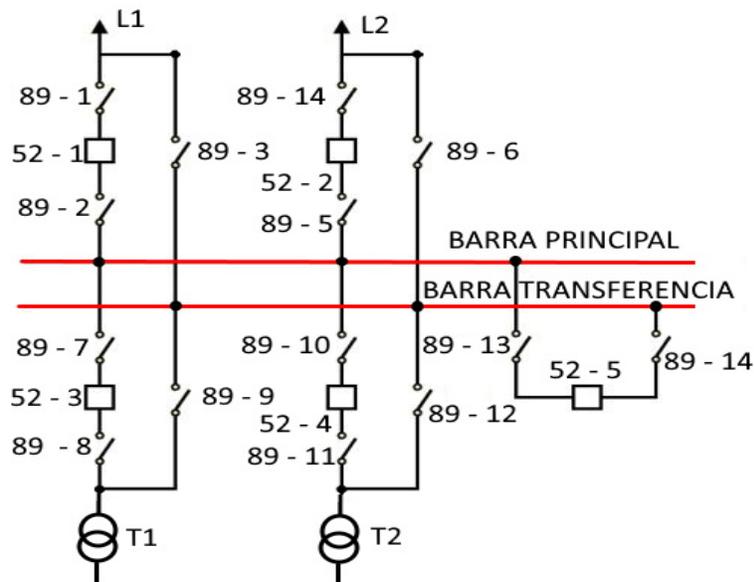


Figura 2.4: Sistema de juegos de barras con transferencias. Autor

**Conectar L1 a la barra**

Para conectar la línea 1 a la barra se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-1
2. Conectar seccionador 89-2
3. Conectar interruptor 52-1

**Conectar L1 a barras por su By – Pass**

Para conectar la línea 1 a la barra por su by – pass debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-13
2. Conectar seccionador 89-14
3. Conectar interruptor 52-5

4. Conectar seccionador 89-3
5. Desconectar interruptor 52-1
6. Desconectar seccionador 89-1
7. Desconectar seccionador 89-2

**Reponer el servicio de la línea 1 por su posición**

Para reponer el servicio de la línea 1 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-1
2. Conectar seccionador 89-2
3. Conectar interruptor 52-1
4. Desconectar interruptor 52-5
5. Desconectar seccionador 89-13
6. Desconectar seccionador 89-14
7. Desconectar seccionador 89-3

**L1 desconectado de la barra**

Para desconectar la línea 1 de la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-1
2. Desconectar seccionador 89-1
3. Desconectar seccionador 89-2

**Conectar la línea 2 a la barra**

Para conectar la línea 2 a la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-4
2. Conectar seccionador 89-5
3. Conectar interruptor 52-2

**Conectar L2 a barras por su By – Pass**

Para conectar la línea 2 a la barra por su by – pass debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-13
2. Conectar seccionador 89-14
3. Conectar interruptor 52-5
4. Conectar seccionador 89-6
5. Desconectar interruptor 52-2
6. Desconectar seccionador 89-4
7. Desconectar seccionador 89-5

**Reponer el servicio de la línea 2 por su posición**

Para reponer el servicio de la línea 2 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-4
2. Conectar seccionador 89-5
3. Conectar interruptor 52-2
4. Desconectar interruptor 52-5
5. Desconectar seccionador 89-13
6. Desconectar seccionador 89-14
7. Desconectar seccionador 89-6

**Desconectar L2 de la barra**

Para desconectar la línea 2 de la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-2
2. Desconectar seccionador 89-4
3. Desconectar seccionador 89-5

**Conectar transformador 1 a la barra**

Para conectar la línea 2 a la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-7
2. Conectar seccionador 89-8
3. Conectar interruptor 52-3+

**Conectar transformador 1 a barras por su By – Pass**

Para conectar el transformador 1 a la barra por su by – pass debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-13
2. Conectar seccionador 89-14
3. Conectar interruptor 52-5
4. Conectar seccionador 89-9
5. Desconectar interruptor 52-3
6. Desconectar seccionador 89-7
7. Desconectar seccionador 89-8

**Reponer el servicio del transformador 1**

Para reponer el servicio del transformador 1 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-7
2. Conectar seccionador 89-8
3. Conectar interruptor 52-3
4. Desconectar interruptor 52-5
5. Desconectar seccionador 89-13
6. Desconectar seccionador 89-14
7. Desconectar seccionador 89-6

**Desconectar transformador 1 de la barra**

Para desconectar transformador 1 de la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-3
2. Desconectar seccionador 89-7
3. Desconectar seccionador 89-8

**Conectar transformador 2 a la barra**

Para conectar el transformador 2 a la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-10
2. Conectar seccionador 89-11
3. Conectar interruptor 52-4

**Conectar transformador 2 a barras por su By – Pass**

Para conectar el transformador 2 a la barra por su by – pass debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-13
2. Conectar seccionador 89-14
3. Conectar interruptor 52-5
4. Conectar seccionador 89-12
5. Desconectar interruptor 52-4
6. Desconectar seccionador 89-10
7. Desconectar seccionador 89-11

**Reponer el servicio del transformador 2 por su posición**

Para reponer el servicio del transformador 2 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-10
2. Conectar seccionador 89-11

3. Conectar interruptor 52-4
4. Desconectar interruptor 52-5
5. Desconectar seccionador 89-13
6. Desconectar seccionador 89-14
7. Desconectar seccionador 89-12

**Desconectar transformador 2 de la barra**

Para desconectar transformador 2 de la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-4
2. Desconectar seccionador 89-10
3. Desconectar seccionador 89-11

**e.-SISTEMA DE DOBLE BARRAS**

En la figura 2.5 , se muestra la configuración de un sistema de doble barras con dos transformadores de entrada y dos líneas de salida .

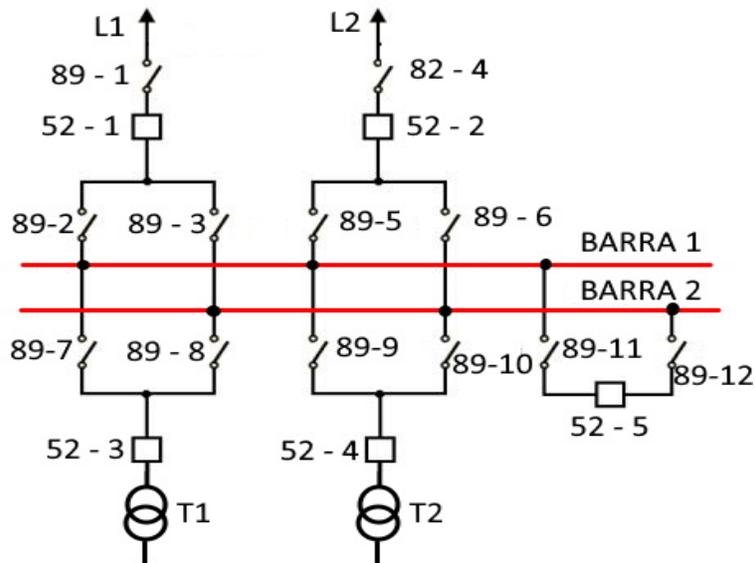


Figura 2.5: Sistema de doble barras. Autor

**Conectar L1 a la barra 1**

Para conectar la línea 1 a la barra se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-1
2. Conectar seccionador 89-2
3. Conectar interruptor 52-1

**Conectar L1 a la barra 2**

Para conectar la línea 1 a la barra 2 se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-11
2. Conectar seccionador 89-12
3. Conectar interruptor 52-5

4. Conectar seccionador 89-2
5. Desconectar seccionador 89-2
6. Desconectar interruptor 52-5
7. Desconectar seccionador 89-11
8. Desconectar seccionador 89-12

**Desconectar Línea 1**

Para desconectar la línea 1, debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-1
2. Desconectar seccionador 89-1
3. Desconectar seccionador 89-3

**conectar la línea 2 a la barra 1**

Para conectar la línea 1 a la barra 1 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-4
2. Conectar seccionador 89-5
3. Conectar interruptor 52-2

**conectar la línea 2 a la barra 2**

Para conectar la línea 1 a la barra 2 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-11
2. Conectar seccionador 89-12
3. Conectar interruptor 52-5
4. Conectar seccionador 89-6
5. Desconectar seccionador 89-5
6. Desconectar interruptor 52-5
7. Desconectar seccionador 89-11

8. Desconectar seccionador 89-12

**Desconectar Línea 2**

Para desconectar la línea 2, debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-2
2. Desconectar seccionador 89-4
3. Desconectar seccionador 89-6

**Conectar el transformador 1 a la barra 1**

Para conectar el transformador 1 a la barra 1 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-7
2. Conectar interruptor 52-3

**Conectar el transformador 1 a la barra 2**

Para conectar el transformador 1 a la barra 2 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-11
2. Conectar seccionador 89-12
3. Conectar interruptor 52-5
4. Conectar seccionador 89-8
5. Desconectar seccionador 89-7
6. Desconectar interruptor 52-5
7. Desconectar seccionador 89-11
8. Desconectar seccionador 89-12

**Desconectar el transformador 1**

Para desconectar el transformador 1, debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-3

2. Desconectar seccionador 89-8

**Transformador 2 a la barra 1**

Para conectar el transformador 2 a la barra 1 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-9
2. Conectar interruptor 52-4

**Transformador 2 a la barra 2**

Para conectar el transformador 2 a la barra 2 debemos seguir los siguientes pasos :

1. Conectar seccionador 89-10
2. Desconectar interruptor 52-4

**Desconectar el transformador 2**

Para desconectar el transformador 2, debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-4
2. Desconectar seccionador 89-10

**f.-SISTEMA DE DOBLE JUEGO DE BARRAS CON BY - PASS.**

En la figura 2.6 , se muestra la configuración de un sistema de barra simple con un transformador de entrada y dos líneas de salida .

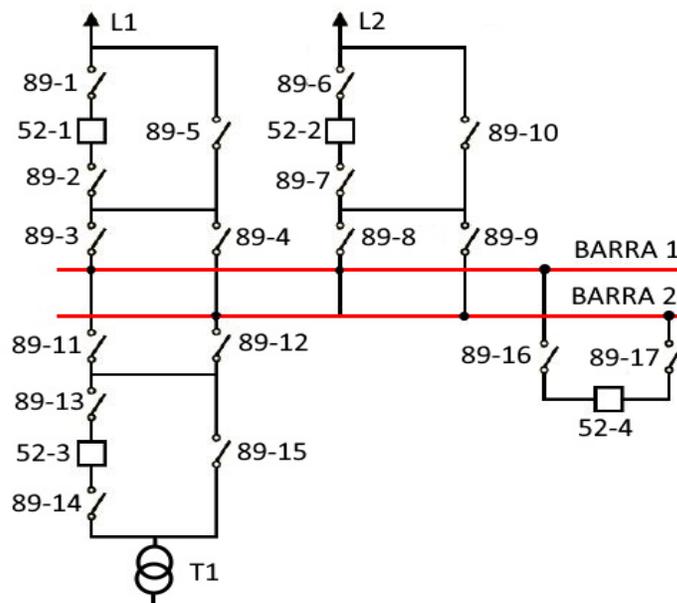


Figura 2.6: Sistema de doble juego de barras con By - Pass .Autor

**Conectar L1 a la barra 1**

Para conectar la línea 1 a la barra 2 se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-1
2. Conectar seccionador 89-2
3. Conectar seccionador 89-3
4. Conectar interruptor 52-1

**Conectar L1 a la barra 2**

Para conectar la línea 1 a la barra 2 se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-16
2. Conectar seccionador 89-17

3. Conectar interruptor 52-4
4. Desconectar seccionador 89-3
5. Desconectar interruptor 52-4
6. Desconectar seccionador 89-16
7. Desconectar seccionador 89-17

**Conectar L1 a barras por su By – Pass**

Para conectar la línea 1 a la barra por su by – pass debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-5
2. Conectar interruptor 52-1
3. Desconectar seccionador 89-1
4. Desconectar seccionador 89-2

**Reponer el servicio de la línea 1 por su posición**

Para reponer el servicio de la línea 1 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-1
2. Conectar seccionador 89-2
3. Conectar interruptor 52-1
4. Desconectar seccionador 89-5

**Desconectar L1 de la barra**

Para desconectar la línea 1 de la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-1
2. Desconectar seccionador 89-1
3. Desconectar seccionador 89-2
4. Desconectar seccionador 89-4

**Conectar la línea 2 a la barra 1**

Para conectar la línea 2 a la barra 1 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-6
2. Conectar seccionador 89-7
3. Conectar seccionador 89-8
4. Conectar interruptor 52-2

**Conectar la línea 2 a la barra 2**

Para conectar la línea 2 a la barra 2 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-16
2. Conectar seccionador 89-17
3. Conectar interruptor 52-4
4. Conectar seccionador 89-9
5. Desconectar seccionador 89-8
6. Desconectar interruptor 52-4
7. Desconectar seccionador 89-16
8. Desconectar seccionador 89-17

**Conectar L2 a barras por su By – Pass**

Para conectar la línea 2 a la barra por su by – pass debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-10
2. Conectar interruptor 52-2
3. Desconectar seccionador 89-6
4. Desconectar seccionador 89-7

**Reponer el servicio de la línea 2 por su posición**

Para reponer el servicio de la línea 2 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-6
2. Conectar seccionador 89-7
3. Conectar interruptor 52-2
4. Desconectar seccionador 89-10

**Desconectar L2 de la barra**

Para desconectar la línea 2 de la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-2
2. Desconectar seccionador 89-6
3. Desconectar seccionador 89-7
4. Desconectar seccionador 89-9

**Conectar el transformador 1 a la barra 1**

Para conectar el transformador 1 a la barra 1 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-11
2. Conectar seccionador 89-13
3. Conectar seccionador 89-14
4. Conectar interruptor 52-3

**Conectar el transformador 1 a la barra 2**

Para conectar el transformador 1 a la barra 2 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-12
2. Desconectar seccionador 89-13
3. Desconectar seccionador 89-14
4. Desconectar interruptor 52-3

**Conectar el transformador 1 a barras por su By – Pass**

Para conectar el transformador 1 a la barra por su by – pass debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-15
2. Conectar interruptor 52-3
3. Desconectar seccionador 89-13
4. Desconectar seccionador 89-14

**Reponer el servicio de el transformador 1 por su posición**

Para reponer el servicio de la línea 2 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-13
2. Conectar seccionador 89-14
3. Conectar interruptor 52-3
4. Desconectar seccionador 89-15

**Desconectar el transformador 1 de la barra**

Para desconectar el transformador 1 de la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-3
2. Desconectar seccionador 89-11
3. Desconectar seccionador 89-13
4. Desconectar seccionador 89-14

**g.-SISTEMA DE DOBLE JUEGO DE BARRAS MAS BARRA DE TRANSFERENCIA.**

En la figura 2.7 , se muestra la configuración de un sistema de barra simple con un transformador de entrada y dos líneas de salida .

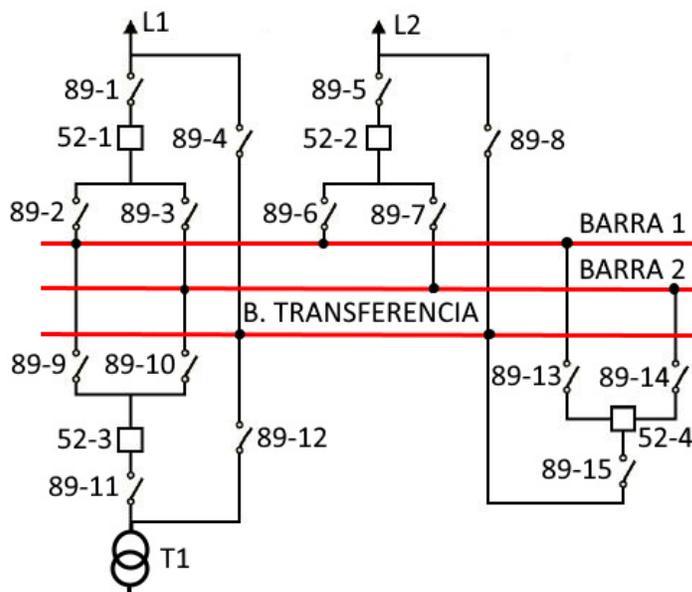


Figura 2.7: Sistema de doble juego de barras más barra de transferencia. Autor

**Conectar L1 a la barra 1**

Para conectar la línea 1 a la barra 1 se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-1
2. Conectar seccionador 89-2
3. Conectar interruptor 52-1

**Conectar L1 a la barra 2**

Para conectar la línea 1 a la barra 2 se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-13
2. Conectar seccionador 89-14
3. Conectar interruptor 52-4

4. Desconectar seccionador 89-3
5. Desconectar seccionador 89-2
6. Desconectar interruptor 52-4
7. Desconectar seccionador 89-13
8. Desconectar seccionador 89-14

**Conectar L1 a barras por su By – Pass**

Para conectar la línea 1 a la barra por su by – pass debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-14
2. Conectar seccionador 89-15
3. Conectar interruptor 52-4
4. Conectar seccionador 89-4
5. Desconectar interruptor 52-1
6. Desconectar seccionador 89-1
7. Desconectar seccionador 89-3

**Reponer el servicio de la línea 1 por su posición**

Para reponer el servicio de la línea 1 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-1
2. Conectar seccionador 89-3
3. Conectar interruptor 52-1
4. Desconectar interruptor 52-4
5. Desconectar seccionador 89-14
6. Desconectar seccionador 89-15

7. Desconectar seccionador 89-4

**Desconectar L1 de la barra**

Para desconectar la línea 1 de la barra debemos seguir los siguientes pasos :

1. Desconectar interruptor 52-1
2. Desconectar seccionador 89-1
3. Desconectar seccionador 89-3

**Conectar la línea 2 a la barra 1**

Para conectar la línea 2 a la barra 1 debemos seguir los siguientes pasos :

1. Conectar seccionador 89-5
2. Conectar seccionador 89-6
3. Conectar interruptor 52-2
4. Línea 2 conectada a barra 1

**Conectar la línea 2 a la barra 2**

Para conectar la línea 2 a la barra 2 debemos seguir los siguientes pasos :

1. Conectar seccionador 89-13
2. Conectar seccionador 89-14
3. Conectar interruptor 52-4
4. Conectar seccionador 89-7
5. Desconectar seccionador 89-6
6. Desconectar interruptor 52-4
7. Desconectar seccionador 89-13
8. Desconectar seccionador 89-14

**Conectar L2 a barras por su By – Pass**

Para conectar la línea 2 a la barra por su by – pass debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-14
2. Conectar seccionador 89-15
3. Conectar interruptor 52-4
4. Conectar seccionador 89-8
5. Desconectar interruptor 52-2
6. Desconectar seccionador 89-5
7. Desconectar seccionador 89-7

**Reponer el servicio de la línea 2 por su posición**

Para reponer el servicio de la línea 2 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-5
2. Conectar seccionador 89-7
3. Conectar interruptor 52-2
4. Desconectar interruptor 52-4
5. Desconectar seccionador 89-14
6. Desconectar seccionador 89-15
7. Desconectar seccionador 89-8

**Desconectar L2 de la barra**

Para desconectar la línea 1 de la barra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-2
2. Desconectar seccionador 89-5
3. Desconectar seccionador 89-7

**Transformador 1 a la barra 1**

Para conectar el transformador 1 a la barra 1 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-9
2. Conectar seccionador 89-11
3. Conectar interruptor 52-3

**Transformador 1 a la barra 2**

Para conectar el transformador 1 a la barra 2 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-13
2. Conectar seccionador 89-14
3. Conectar interruptor 52-4
4. Conectar seccionador 89-10
5. Desconectar seccionador 89-9
6. Desconectar interruptor 52-4
7. Desconectar seccionador 89-13
8. Desconectar seccionador 89-14

**Transformador 1 a la barra por su By – Pass**

Para conectar el transformador 1 a la barra por su by – pass debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-14
2. Conectar seccionador 89-15
3. Conectar interruptor 52-4
4. Conectar seccionador 89-12
5. Desconectar interruptor 52-3
6. Desconectar seccionador 89-10
7. Desconectar seccionador 89-11

**Reponer el servicio del transformador 1 por su posición**

Para reponer el servicio del transformador 1 por su posición debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-10
2. Conectar seccionador 89-11
3. Conectar interruptor 52-3
4. Desconectar interruptor 52-3
5. Desconectar seccionador 89-14
6. Desconectar seccionador 89-15
7. Desconectar seccionador 89-12

**Desconectar el transformador 1 de la barra**

Para desconectar el transformador 1 de la barra debemos seguir los siguientes pasos :

1. Desconectar interruptor 52-3
2. Desconectar seccionador 89-10
3. Desconectar seccionador 89-11

**h.-SISTEMA EN ANILLO.**

En la figura 2.8, se muestra la configuración de un sistema en anillo con un transformador de entrada y tres líneas de salida .

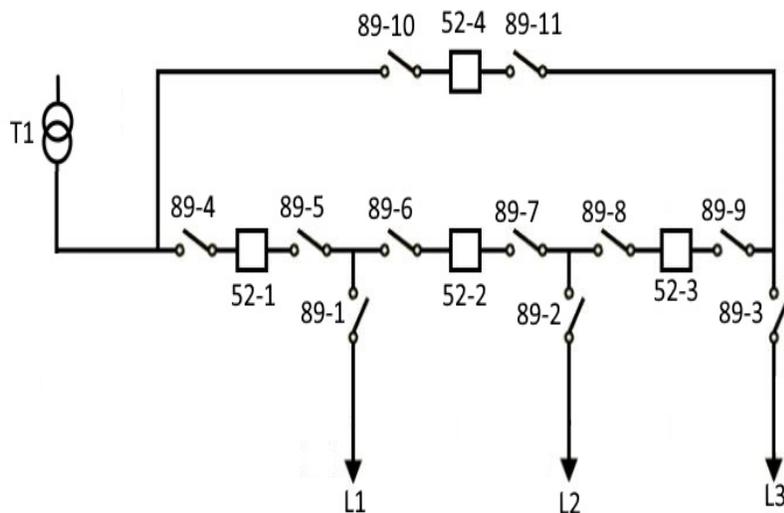


Figura 2.8: Sistema en Anillo.Autor

**Conectar L1**

Para conectar la línea 1 se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-1
2. Conectar seccionador 89-4
3. Conectar seccionador 89-5
4. Conectar interruptor 52-1

**Desconectar L1**

Para desconectar la línea 1 se debe realizar los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-1
2. Desconectar seccionador 89-4

3. Desconectar seccionador 89-5
4. Desconectar seccionador 89-1

**Conectar L2**

Para conectar la línea 2 se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-2
2. seccionador 89-4
3. Conectar seccionador 89-5
4. Conectar interruptor 52-1
5. Conectar seccionador 89-6
6. Conectar seccionador 89-7
7. Conectar interruptor 52-2

**Desconectar L2**

Para Desconectar la línea 2 se debe realizar los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-1
2. Desconectar seccionador 89-4
3. Desconectar seccionador 89-5
4. Desconectar interruptor 52-2
5. Desconectar seccionador 89-6
6. Desconectar seccionador 89-7
7. Desconectar seccionador 89-2

**Conectar L3**

Para Conectar la línea 3 se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-3
2. Conectar seccionador 89-10

3. Conectar seccionador 89-11
4. Conectar interruptor 52-4

**Desconectar L3**

Para Desconectar la línea 3 se debe realizar los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-4
2. Desconectar seccionador 89-10
3. Desconectar seccionador 89-11
4. Desconectar seccionador 89-3
5. Línea 3 conectada

**Para conectar la línea 1 , línea 2 , línea 3**

Para Conectar la línea 1:

1. Conectar seccionador 89-1
2. Conectar seccionador 89-4
3. Conectar seccionador 89-5
4. Conectar interruptor 52-1

Para conectar la línea 2 :

5. Conectar seccionador 89-2
6. Conectar seccionador 89-6
7. Conectar seccionador 89-7
8. Conectar interruptor 52-2

Para conectar la línea 3:

9. Conectar seccionador 89-3
10. Conectar seccionador 89-10
11. Conectar seccionador 89-11
12. Conectar interruptor 52-4

### i.-SISTEMA EN INTERRUPTOR Y MEDIO

En la figura 2.9 , se muestra la configuración de un sistema en interruptor y medio con cuatro líneas de salida .

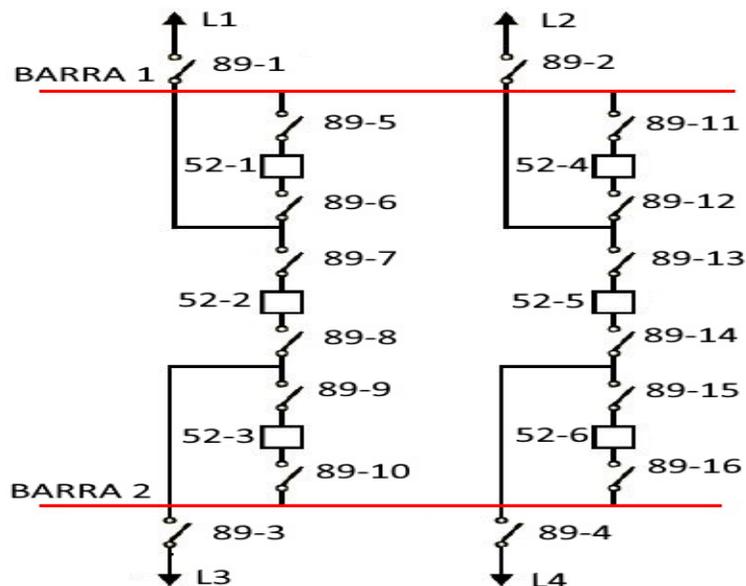


Figura 2.9: Sistema en interruptor y medio.Autor

#### Conectar la línea 1 a la barra 1

Para conectar la línea 1 a la barra 1 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-1
2. Conectar seccionador 89-5
3. Conectar seccionador 89-6
4. Conectar interruptor 52-1

#### Conectar la línea 1 a la barra 2

Para conectar la línea 1 a la barra 2 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-7
2. Conectar seccionador 89-8

3. Conectar interruptor 52-2
4. Conectar seccionador 89-9
5. Conectar seccionador 89-10
6. Conectar interruptor 52-3
7. Desconectar interruptor 52-1
8. Desconectar seccionador 89-5
9. Desconectar seccionador 89-6

**Desconectar Línea 1**

Para desconectar la línea 1, debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-2
2. Desconectar seccionador 89-7
3. Desconectar seccionador 89-8
4. Desconectar interruptor 52-3
5. Desconectar seccionador 89-9
6. Desconectar seccionador 89-10
7. Desconectar seccionador 89-1

**Para conectar la línea 2 a la barra 1**

Para conectar la línea 2 a la barra 1 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-2
2. Conectar seccionador 89-11
3. Conectar seccionador 89-12
4. Conectar interruptor 52-4

**Para conectar la línea 2 a la barra 2**

Para conectar la línea 2 a la barra 2 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-13
2. Conectar seccionador 89-14
3. Conectar interruptor 52-5
4. Conectar seccionador 89-15
5. Conectar seccionador 89-16
6. Conectar interruptor 52-6
7. Desconectar interruptor 52-4
8. Desconectar seccionador 89-11
9. Desconectar seccionador 89-12
10. Línea 2 conectada a barra 2

**Desconectar Línea 2**

Para desconectar la línea 2, debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-5
2. Desconectar seccionador 89-13
3. Desconectar seccionador 89-14
4. Desconectar interruptor 52-6
5. Desconectar seccionador 89-15
6. Desconectar seccionador 89-16
7. Desconectar seccionador 89-2

**Conectar la línea 3 a la barra 1**

Para conectar la línea 3 a la barra 1 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-3
2. Conectar seccionador 89-5
3. Conectar seccionador 89-6

4. Conectar interruptor 52-1
5. Conectar seccionador 89-7
6. Conectar seccionador 89-8
7. Conectar seccionador 89-6
8. Conectar interruptor 52-2

**Conectar la línea 3 a la barra 2**

Para conectar la línea 3 a la barra 2 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-9
2. Conectar seccionador 89-10
3. Conectar interruptor 52-3
4. Desconectar interruptor 52-1
5. Desconectar seccionador 89-5
6. Desconectar seccionador 89-6
7. Desconectar interruptor 52-2
8. Desconectar seccionador 89-7
9. Desconectar seccionador 89-8

**Desconectar Línea 3**

Para desconectar la línea 3, debemos seguir los siguientes pasos :

1. Desconectar interruptor 52-3
2. Desconectar seccionador 89-9
3. Desconectar seccionador 89-10
4. Desconectar seccionador 89-3

**Conectar la línea 4 a la barra 1**

Para conectar la línea 4 a la barra 1 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-4
2. Conectar seccionador 89-11
3. Conectar seccionador 89-12
4. Conectar interruptor 52-4
5. Conectar seccionador 89-13
6. Conectar seccionador 89-14
7. Conectar interruptor 52-5

**Conectar la línea 4 a la barra 2**

Para conectar la línea 4 a la barra 2 debemos seguir los siguientes pasos:

1. Conectar seccionador 89-4
2. Conectar seccionador 89-15
3. Conectar seccionador 89-16
4. Conectar interruptor 52-6

**Línea 4 conectada a barra 2 Desconectar Línea 4**

Para desconectar la línea 4, debemos seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar interruptor 52-6
2. Desconectar seccionador 89-15
3. Desconectar seccionador 89-16
4. Desconectar seccionador 89-4

**Conectar Línea 1 a barra 2 y L4 a barra 1**

Para conectar la línea 1 a la barra 2

1. Conectar seccionador 89-1
2. Conectar seccionador 89-7
3. Conectar seccionador 89-8

4. Conectar interruptor 52-2
5. Conectar seccionador 89-9
6. Conectar seccionador 89-10
7. Conectar interruptor 52-3  
Para conectar la línea 4 a la barra 1
8. Conectar seccionador 89-4
9. Conectar seccionador 89-11
10. Conectar seccionador 89-12
11. Conectar interruptor 52-4
12. Conectar seccionador 89-13
13. Conectar seccionador 89-14
14. Conectar interruptor 52-5

## 2.6. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Para subestaciones eléctricas aisladas en aire ( AIS ) , se consideran las siguientes distancias dieléctricas de seguridad ( Para subestaciones encapsuladas con aislamiento GIS se aplican otros criterios ) .

- Distancia entre fase - tierra ( $d_{fT}$ )
- Distancia entre fase - fase ( $d_{ff}$ )
- Distancia de seguridad para maniobras ( $d_{m.Hor}, d_{m.vert}$ )
- Distancia de seguridad para circulación de vehículos ( $d_{v.Hor}, d_{v.vert}$ )
- Altura de los equipos sobre el nivel del suelo ( $h_{equipos}$ )
- Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo ( $h_{barras}$ )
- Altura de líneas de entrada y salida de la subestación ( $h_{lineas}$ )

### a.- DISTANCIA FASE - TIERRA . VALOR ESTÁNDAR CALCULADO .

El valor estándar de la distancia fase tierra es la distancia mínima de seguridad que garantiza el no flameo ( generación de un arco eléctrico ) entre una fase y tierra, el mismo que se determina mediante la siguiente ecuación :

$$d_{fT.st} = \frac{BIL.st}{0,961 * Gia} \quad (2.1)$$

$d_{fT.st}$  = Distancia estándar fase - tierra .

Condiciones estándar : P = 1 atmósfera , T = 25 °C , Hum.absol = 15 / m<sup>3</sup>

**BIL.st** : Nivel básico de aislamiento estándar al impulso tipo rayo

**Gia** : Gradiente de ionización del aire= 550 KV / m

Para 69 KV:

Norma **IEEE** 1313-1 : BIL.st = 350 KV [8]

Norma **IEC** 60071-1 : BIL.st = 325 KV [7]

Para 13,8 KV:

Norma **IEEE** 1313-1 : BIL.st = 110 KV [8]

Norma **IEC** 60071-1 : BIL.st = 95 KV [7]

**a.1 .- DISTANCIA FASE - TIERRA . CORREGIDO POR AIRE Y HUMEDAD .**

La distancia fase - tierra es afectada por los factores atmosféricos tales como ( presión y temperatura ) que se cuantifican como factor de corrección por densidad relativa del aire (  $Ka$  ), además de la incidencia de la humedad ( $KH$ ), obteniendo la siguiente ecuación para la corrección de la distancia dieléctrica fase - tierra :

$$d_{fT.corrr} = \frac{BIL.st * KH}{0,961 * G_{ia} * Ka} \quad (2.2)$$

$d_{fT.corrr}$  = Distancia fase - tierra .corregida

$Ka$  : Factor de corrección por densidad relativa del aire.

Para definir la densidad relativa del aire (  $Ka$  ) , la norma IEC 61869-1 recomienda la siguiente ecuación :

$$Ka = (1,02) * e^{-m*(h-1000)/8150} \quad (2.3)$$

Donde :

$e$  = Número de Euler = 2,7183

$h$  = Altura sobre el nivel del mar ( msnm )

$m = 1$  : Para impulsos tipo rayo

$m = 0,75$  : Para impulsos tipo maniobra

$Ka = 1$  . Para  $h \leq 1000$  msnm .

$KH$  = Factor de corrección por humedad ( Ver en anexos la forma de calcular )

Por lo tanto :

**Para VLL.nom. = 69 KV .  $h = 10$  m.s.n.m**

BIL.st = 350 KV ( IEEE 1313-1 ) [8]

BIL.st = 325 KV ( IEC 60071-1 ) [7]

$Ka = 1$  ,  $KH = 0,92$

Entonces el valor corregido para la distancia fase - tierra es :

Con : BIL.st = 350 KV ( IEEE ) .

$$d_{fT.corrr} = \frac{350KV * 0,92}{0,961 * 1 * 550KV/m} = 0,61m = 61cm.$$

Con : BIL.st = 325 KV ( IEC )

$$d_{fT.corrr} = \frac{325KV * 0,92}{0,961 * 1 * 550KV/m} = 0,57m = 57cm.$$

La deferencia entre el cálculo del valor corregido para la distancia dieléctrica de seguridad entre una fase y tierra , con un BIL ( IEEE = 350

KV) y un BIL ( IEC = 325 KV ) , es de :  $61 - 57 = 4 \text{ cm}$  .

**Para VLL.nom. = 13,8 KV . h= 10 m.s.n.m**

BIL.st = 110 KV ( IEEE 1313-1 ) [8]

BIL.st = 95 KV ( IEC 60071-1) [7]

$K_a = 1$  ,  $K_H = 0,92$

Por lo tanto el valor corregido para la distancia fase - tierra es :

Con : BIL.st = 110 KV ( IEEE ) .

$$d_{fT.corr} = \frac{110KV * 0,92}{0,961 * 1 * 550KV/m} = 0,19m = 19cm.$$

Con : BIL.st = 95 KV ( IEC )

$$d_{fT.corr} = \frac{95KV * 0,92}{0,961 * 1 * 550KV/m} = 0,17m = 17cm.$$

La diferencia entre el cálculo del valor corregido de la distancia dieléctrica de seguridad entre una fase y tierra , con un BIL ( IEEE = 110 KV ) y un BIL ( IEC = 95 KV ) , es de :  $19 - 17 = 2 \text{ cm}$  .

**a.2 .- DISTANCIA FASE - TIERRA . CORREGIDO POR ALTITUD Y HUMEDAD .**

Otra manera de corregir la distancia de seguridad fase - tierra es utilizando el factor de altitud para fase - tierra ( Kalt.ft ) en vez del factor de densidad relativa del aire (  $K_a$  ) y con Kalt.ft aplicar la siguiente ecuación :

$$d_{fT.corr} = \frac{BIL.st * K_H}{0,961 * G_{ia}} * (1 + Kalt.ft) \quad (2.4)$$

Donde :

$$Kalt_{fT} = \frac{h - 1000}{100} * (0,0125) \quad (2.5)$$

$Kalt.ft = 0$  : Para  $h \leq 1000 \text{ msnm}$  .

0,0125 : Significa que existe un incremento del 1,25% en la distancia mínima de seguridad entre fase- tierra por cada 100 metros de altura sobre el nivel del mar .

**Para VLL.nom. = 69 KV . h= 10 m.s.n.m**

BIL.st = 350 KV

Gia = 550 KV / m

Ka = 1 , KH = 0,92 , Kalt.ft = 0

Por lo tanto utilizando el factor de altitud y no el de aire , tenemos :

$$d_{fT.corr} = \frac{350KV * 0,92}{0,961 * 550KV/m} * (1 + 0) = 0,61m = 61cm.$$

Al comparar con el resultado obtenido utilizando la ecuación con ( Ka ) Resulta que son exactamente iguales ( 61 cm ) , lo cual demuestra la validez de la ecuación con el factor de corrección por altitud ( Kalt.ft ) .

**Para VLL.nom. = 13,8 KV . h= 10 m.s.n.m**

BIL.st = 110 KV

Gia = 550 KV / m

Ka = 1 , KH = 0,92 , Kalt.ft = 0

Por lo tanto utilizando el factor de altitud y no el de aire , tenemos :

$$d_{fT.corr} = \frac{110KV * 0,92}{0,961 * 550KV/m} * (1 + 0) = 19m = 19cm.$$

**Para VLL.nom. = 69 KV . h= 2500 m.s.n.m**

BIL.st = 350 KV

Gia = 550 KV / m

KH = 0,98

Cálculo de Ka :

$$Ka = (1,02) * e^{-m*(h-1000)/8150}$$

Por lo tanto :

$$Ka = (1,02) * e^{-1*(2500-1000)/8150} = 0,85$$

Cálculo de Kalt.ft :

$$Kalt_{fT} = \frac{h - 1000}{100} * (0,0125)$$

$$Kalt_{fT} = \frac{2500 - 1000}{100} * (0,0125) = 0,1875 \quad (2.6)$$

Utilizando la ecuación con  $K_a$  :

$$d_{fT.corr} = \frac{BIL.st * KH}{0,961 * Gia * Ka}$$

$$d_{fT.corr} = \frac{350KV * 0,98}{0,961 * 550KV/m * 0,85} = 0,76m = 76cm$$

Utilizando la ecuación con  $K_{alt.ft}$  :

$$d_{fT.corr} = \frac{BIL.st * KH}{0,961 * Gia} * (1 + K_{alt.ft})$$

$$d_{fT.corr} = \frac{350KV * 0,98}{0,961 * 550KV/m} * (1 + 0,1875) = 0,77m = 77cm$$

Al comparar los resultados obtenidos , la diferencia es :  $77 - 76 = 1 \text{ cm}$  . Lo cual demuestra la validez de las ecuaciones planteadas .

**Para VLL.nom. = 13,8 KV . h= 2500 m.s.n.m**

$BIL.st = 110 \text{ KV}$

$Gia = 550 \text{ KV / m}$

$KH = 0,98$

$Ka = 0,85$

$K_{alt.ft} = 0,1875$

Utilizando la ecuación con  $K_a$  :

$$d_{fT.corr} = \frac{BIL.st * KH}{0,961 * Gia * Ka}$$

$$d_{fT.corr} = \frac{110KV * 0,98}{0,961 * 550KV/m * 0,85} = 0,24m = 24cm$$

Utilizando la ecuación con  $K_{alt.ft}$  :

$$d_{fT.corr} = \frac{BIL.st * KH}{0,961 * Gia} * (1 + K_{alt.ft})$$

$$d_{fT.corr} = \frac{110KV * 0,98}{0,961 * 550KV/m} * (1 + 0,1875) = 0,24m = 24cm$$

Al comparar los resultados obtenidos , la diferencia es :  $24 - 24 = 0 \text{ cm}$  . Lo cual demuestra la validez de las ecuaciones planteadas .

**a.3.- DISTANCIA FASE - TIERRA . . NORMA IEC . Para  $h \leq 1000$  msnm.**

El valor normalizado para  $h \leq 1000$  msnm , de la distancia dieléctrica fase -tierra , se indica en tabla 2.1, según recomendación dada por la norma IEC ( 1962 ) , por lo tanto se obtiene :

Para  $V_{ll.nom} = 69$  KV ,  $V_{ll.max} = 72,5$  KV :

$d_{ft} = 63$  cm . Para  $h \leq 1000$  msnm .

Para  $V_{ll.nom} = 13,8$  KV KV ,  $V_{ll.max} = 17,5$  KV :

$d_{ft} = 16$  cm . Para  $h \leq 1000$  msnm .

Tabla 2.1: Distancias mínimas de no flameo.

Referencia:Norma IEC. Coordinación de aislamiento.1962. pag 28 [5]

Adaptación: Autor

<b>DISTANCIAS MÍNIMAS DE NO FLAMEO</b>			
Tensión máxima entre fases	Nivel de aislamiento al impulso tipo rayo ( BIL )	Distancia mínima: fase - tierra . $h \leq 1000m.s.n.m$	Distancia mínima: fase - tierra . $h=2300m.s.n.m$
KV	KV	cm	cm
3.6	45	6	7
7.2	60	9	10.5
12	75	12	14
17.5	95	16	18.6
24	125	22	25.6
36	170	32	37.2
52	250	48	55.8
72.5	325	63	73.3
100	380	75	87.2
100 - 123	450	92	107
123 - 145	550	115	133.7
145 - 170	650	138	160.5
170	750	162	188.4
245	825	180	209.3
245	900	196	227.9
245 - 300	1050	230	267.4
420	1425	305	354.6

Para la distancia dieléctrica fase - tierra aplicable para diseños en subestaciones aisladas por aire ( AIS ) , es recomendable considerar un 10% mas como garantía de no flameo , por lo tanto la ecuación es :

$$d_{fT,1000} = d_{fT.IEC} * 1,1 \quad (2.7)$$

$d_{fT,1000}$  = Distancia fase - tierra para  $h \leq 1000$  msnm .  
 $d_{fT.IEC}$  = Distancia fase - tierra . Norma IEC ( 1962 ) .

**Para VLL.nom. = 69 KV . h= 10 m.s.n.m**

$$d_{fT=10} = d_{fT,1000} * 1,1 = 63cm * 1,1 = 69,3cm = 693mm$$

**Para VLL.nom. = 13,8 KV . h= 10 m.s.n.m**

$$d_{fT=10} = d_{fT,1000.st} * 1,1 = 16cm * 1,1 = 17,6cm = 176mm$$

**Para VLL.nom. = 69 KV . h= 2500 m.s.n.m**

Kalt.ft = 0,1875

$$d_{fT=2500.} = d_{fT,1000.} * (1 + Kalt.ft) = 69,3cm * (1 + 0,1875) = 82cm = 820mm$$

**Para VLL.nom. = 13,8 KV . h= 2500 m.s.n.m**

$$d_{fT=2500} = d_{fT,1000} * (1 + Kalt.ft) = 17,6cm * (1 + 0,1875) = 21cm = 210mm.$$

#### **a.4.- RESUMEN . FORMAS DE CALCULAR LA DISTANCIA FASE TIERRA**

De acuerdo a lo analizado , se puede aplicar tres métodos para determinar la distancia mínima de seguridad ( distancia dieléctrica o distancia de no flameo en aire ) de una fase a tierra .

#### **Método 1 : Distancia corregida por aire y Humedad .**

Para : VLL.nom = 69 KV , BIL = 350 KV , h = 10 msnm

Ka = 1 , KH = 0,92

$$d_{fT.corr} = \frac{BIL.st * KH}{0,961 * G_{ia} * K_a}$$

$$d_{fT.corr} = \frac{350 * 0,92}{0,961 * 550 * 1} = 61cm. \quad (2.8)$$

Garantía : 10%

$$d_{fT=10}.corr = 61 * 1,1 = 67,1 \text{ cm}$$

**Método 2 : Distancia corregida por altitud y Humedad .**

Para : VLL.nom = 69 KV , BIL = 350 KV , h = 10 msnm

Kalt.ft = 0 , KH = 0,92

$$d_{ft}.corr = \frac{BIL.st * KH}{0,961 * Gia} * (1 + Kalt.ft)$$

$$d_{ft=10}.corr = \frac{350 * 0,92}{0,961 * 550} * (1 + 0) = 61 \text{ cm}$$

Garantía : 10%

$$d_{fT=10}.corr = 61 * 1,1 = 67,1 \text{ cm}$$

**Método 3 : Norma IEC . Para h <= 1000 msnm**

Para : VLL.nom = 69 KV , BIL = 350 KV , h = 10 msnm

$d_{ft,1000} = 63 \text{ cm}$

Garantía del 10%  $d_{ft=10} = 63 * 1,1 = 69,3 \text{ cm}$

**ANALISIS DE RESULTADOS :**

Los valores obtenidos para las distancia de seguridad fase -tierra en 69 KV , h = 10msnm , son :

Método 1 :  $d_{fT=10} = 67,1 \text{ cm}$

Método 2 :  $d_{fT=10} = 67,1 \text{ cm}$

Método 3 :  $d_{fT=10} = 69,3 \text{ cm}$

De igual manera , para 13,8 KV , h = 10 msnm :

Garantía de no flameo : 10%

Método 1 :  $d_{fT=10} = 19 * 1,1 = 20,9 \text{ cm}$

Método 2 :  $d_{fT=10} = 19 * 1,1 = 20,9 \text{ cm}$

Método 3 :  $d_{fT=10} = 16 * 1,1 = 17,6 \text{ cm}$

Los métodos 1 y 2 utilizan el BIL ( [IEEE](#) ) , mientras que el método de h <= 1000 msnm está dado bajo normativa [IEC](#) , además se contempla la posibilidad de alguna imprecisión en el cálculo del factor de corrección por humedad ( [KH](#) ) , sin embargo los valores son muy cercanos , lo cual valida el análisis .

**CONCLUSIÓN : DISTANCIA FASE - TIERRA**

Para la aplicación en los siguientes análisis referentes al estudio de la subestación , utilizamos los valores obtenidos con el método 3 ( IEC ) .

Esto es :

Para 69 KV :  $d_{fT=10} = 693 \text{ mm}$

Para 13,8 KV :  $d_{fT=10} = 176 \text{ mm}$

**b.- DISTANCIA DE SEGURIDAD : FASE - FASE**

La distancia de seguridad entre una fase y otra para alturas  $h \leq 1000 \text{ msnm}$  , se define mediante la siguiente ecuación :

$$dff(h \leq 1000 \text{ m.s.n.m}) = 0,725 + (KV.LL.max - 50) * 0,01 \quad (2.9)$$

Para : VLL.nom = 69 KV , VLL.max = 72.5 KV ( IEEE ) .  $h = 10 \text{ msnm}$ .

Tenemos :

$$dff(h \leq 1000 \text{ m.s.n.m}) = 0,725 + (72,5 - 50) * 0,01 = 0,95 \text{ m} = 95 \text{ cm} = 950 \text{ mm} \quad (2.10)$$

Para : VLL.nom = 69 KV , VLL.max = 72,5 KV ,  $h = 2500 \text{ m.s.n.m}$

Determinamos el factor de altitud para fase - fase :

$$kalt_{ff} = \frac{h - 1000}{100} * 0,010 \quad (2.11)$$

Existe un incremento en la distancia de seguridad entre fase - fase del 1% para cada 100 m de altitud.

Por lo tanto :

$$kalt_{ff} = \frac{2500 - 1000}{100} * 0,010 = 0,15$$

Entonces la distancia fase - fase , para  $h = 2500 \text{ msnm}$  , es :

$$dff(= 2500 \text{ m.s.n.m}) = dff(1000) * (1 + kalt_{ff}) \quad (2.12)$$

$$dff(2500 \text{ m.s.n.m}) = 0,95 * (1 + 0,15) = 1,0925 \text{ m} = 1,1 \text{ m}$$

Para : VLL.nom = 13,8 KV , VLL.max = 15 KV ( IEEE ) .  $h = 10 \text{ m.s.n.m}$

La ecuación anotada anteriormente es aplicable para  $VLL.max \geq 50 \text{ KV}$  , para el caso de una línea de 13,8 KV.nom , se puede aplicar el siguiente criterio , esto es :

Para Vanos <40 m :  $d_{ff} = 1,8 d_{fT}$

Para Vanos >40 m :  $d_{ff} = 2 d_{fT}$

Entonces :

$$d_{ff} = 1,8 d_{fT} = 1,8 * 176 \text{ mm} = 317 \text{ mm}$$

#### **RESUMEN : DISTANCIA : FASE - FASE**

Para VLL.nom = 69 KV . h = 10 msnm

d.ft = 693 mm

d.ff = 950 mm

Para VLL.nom = 13,8 KV . h = 10 msnm

d.ft = 176 mm

d.ff = 317 mm

#### **c.- DISTANCIAS DE SEGURIDAD PARA MANIOBRAS DEL PERSONAL**

El personal debe realizar con total seguridad trabajos y maniobras dentro de la subestación , para lo cual se establece distancias mínimas de seguridad tanto horizontal como vertical , las mismas que se definen mediante las siguientes ecuaciones :

Para : Distancia mínima Horizontal :

$$d_{Horiz} = d_{fT} + 0,90 \quad (2.13)$$

$$d_{Horiz} = 0,69 + 0,90 = 1,59m$$

Para : Distancia mínima vertical :

$$d_{vert} = d_{fT} + 2,25 \quad (2.14)$$

$$d_{vert} = 0,69 + 2,25 = 2,94m$$

La distancia vertical mínima debe ser :

$$d_{vert.mínima} = 3 \text{ m}$$

#### **d.- DISTANCIAS DE SEGURIDAD PARA CIRCULACIÓN DE VEHÍCULOS**

La distancias mínimas de seguridad para circulación de vehículos dentro de la subestación está determinada tanto para sentido horizontal como vertical , las ecuaciones de cálculo se indican a continuación :

$$d_{Horiz} = (d_{fT} + 0,70) + 0,90 \quad (2.15)$$

$$d_{Horiz} = 0,69 + 0,70 + 0,90 = 2,29m$$

$$d_{vert} = (df_T + 0,5) + 2,25 \quad (2.16)$$

$$d_{vert} = 0,69 + 0,5 + 2,25 = 3,44m$$

**e.- ALTURA DE LOS EQUIPOS SOBRE EL NIVEL DEL SUELO**

Los equipos deben estar instalados a una altura mínima sobre el nivel del suelo, la ecuación es [17]:

$$h_{equipos} = df_T + 2,25 \quad (2.17)$$

$$h_{equipos} = 0,69 + 2,25 = 2,94m$$

La altura mínima debe ser :

\* $h_{equipos}$  : Mínimo 3 metros

**f.- ALTURA DE LAS BARRAS COLECTORAS SOBRE EL NIVEL DEL SUELO**

Las barras colectoras de la subestación deben estar colocadas a una altura mínima sobre el suelo de acuerdo con la siguiente ecuación [17]:

$$h_{barras} = df_f + h_{equipos} \quad (2.18)$$

$$h_{equipos} = 0,95 + 3 = 3,95m$$

**g.- ALTURA DE LAS LÍNEAS**

Tanto las líneas de entrada como de salida de la subestación , deben estar a una altura mínima sobre el nivel del suelo de acuerdo con la siguiente ecuación :

$$h_{lineas} = h_{barras} + df_f \quad (2.19)$$

$$h_{lineas} = 3,95 + 0,95 = 4,9m.$$

## 2.7. AISLAMIENTO

El nivel de aislamiento es la capacidad de soportabilidad que debe presentar un elemento o equipo ante la presencia de voltaje , evitando el paso de corriente de una fase a tierra o viceversa , los voltajes que debe soportar el elemento aislador son [18]:

- Voltaje nominal a frecuencia industrial. ( 60 Hz ).
- Sobrevoltajes a frecuencia industrial ( Sobrevoltajes temporales ).
- Sobrevoltaje por maniobras o conmutación.
- Sobrevoltajes por descargas atmosféricas.
- Sobrevoltajes de frente muy alto ( escarpado ).

Entre los tipos de aisladores mas comunes aplicados a sistemas de 69 y 13,8 KV, se tienen:

- Aisladores tipo disco de porcelana.
- Aisladores tipo disco de vidrio.
- Aisladores tipo pin.
- Aisladores tipo doble pin.
- Aisladores tipo line post.
- Aisladores tipo estación.
- Aisladores tipo polímero.

Los fabricantes construyen aisladores que sean capaces de soportar los siguientes niveles de voltaje :

- **TCF** ( WET ): Tensión critica de flameo a baja frecuencia en húmedo .
- **TCF** ( DRY ): Tensión critica de flameo a baja frecuencia en seco .
- **TCF** ( rayos positivos ): Tensión critica de flameo ante rayos positivos .
- **TCF** ( rayos negativos ): Tensión critica de flameo ante rayos negativos .

La tensión crítica de flameo ( **TCF** ) de un aislador es el nivel de voltaje que puede soportar , estadísticamente se considera una probabilidad del 50% que superado este valor el aislador flamea ( paso de corriente de una fase a tierra o viceversa , por aire , por la superficie o por el interior del aislador ) .

Adicionalmente los elementos aisladores presentan las siguientes características eléctricas :

- h = Altura o longitud del aislador
- D = Diámetro del aislador
- D.fuga = Distancia de fuga
- Otras

#### a.- CALCULO DE UNA CADENA DE AISLADORES

Para el cálculo de una cadena de aisladores es necesario conocer los siguientes parámetros :

- Nivel de contaminación ambiental ( **Kc** )
- Densidad relativa del aire ( **Ka** )

El nivel de contaminación ambiental se cuantifica por medio de un factor llamado de contaminación ( **Kc** ) que se define en base a la densidad equivalente de sal depositada ( **DESD** ) medida en  $\text{mg}/\text{cm}^2$  , para cuatro niveles de contaminación las normas **IEC** e **IEEE** presentan el correspondiente valor de **Kc** ( mm / KV ) , según indica la tabla 2.2.

Tabla 2.2: Factor de contaminación ambiental  
Referencia: IEC 60099-4 [6]  
Adaptación: El Autor

<b>Kc = mm/KV : Factor de contaminación ambiental</b>			
<b>Nivel</b>	<b>IEC</b>	<b>IEEE</b>	<b>RELACIÓN ENTRE IEEC - IEC</b>
Ligero	16	27,7	$27.7 / 16 = 1.73 = \sqrt{3}$
Medio	20	34,6	$34.6 / 20 = 1.73 = \sqrt{3}$
Fuerte	25	43,3	$43.3 / 25 = 1.73 = \sqrt{3}$
Muy Fuerte	31	53,7	$53.7 / 31 = 1.73 = \sqrt{3}$
<b><math>Kc ( IEEE ) = \sqrt{3} * Kc(IEC)</math></b>			

Al observar la relación existente entre los factores  $K_c$  ( IEC ) y  $K_c$  ( IEEE ) se deduce una relación de raíz cuadrada de tres , esto lleva a definir los factores  $K_c$  de la siguiente manera :

- $K_c$  ( IEC ) =  $K_{c_{fT}}$  = Factor de contaminación fase - tierra .
- $K_c$  ( IEEE ) =  $K_{c_{ff}}$  = Factor de contaminación fase - fase .

Para definir la densidad relativa del aire (  $K_a$  ) , la norma IEC 61869-1 recomienda la siguiente ecuación :

$$K_a = (1,02) * e^{-m*(h-1000)/8150} \quad (2.20)$$

Donde :

$e$  = Número de Euler = 2,7183

$h$  = Altura sobre el nivel del mar ( msnm )

$m = 1$  : Para impulsos tipo rayo

$m = 0,75$  : Para impulsos tipo maniobra

#### Para $h = 10$ msnm

$K_a$  ( Para  $h$  menor o igual a 1000 msnm ) = 1

#### Para $h = 2500$ msnm

$$K_a = (1,02) * e^{-1*(2500-1000)/8150} = 0,85$$

#### a.1.- CADENA DE AISLADORES PARA 69 KV

$h = 10$  msnm

Nivel de contaminación fuerte : DESD >0,1 mg/cm<sup>2</sup>

$K_c = 25$  mm / KV ( Fase - tierra )

$K_c = 43,3$  mm / KV ( Fase - Fase )

VLL.max = 72,5 KV .... Norma : IEEE 1313 - 1 .

$K_a = 1$

#### Distancia de fuga total necesaria

Según norma : IEEE :

$$D_{fuga.total} = \frac{K_{c_{ff}} * VLL_{max}(IEEE)}{\sqrt{K_a} * \sqrt{3}} \quad (2.21)$$

$$D_{fuga.total} = \frac{43,3 * 72,5KV}{\sqrt{1} * \sqrt{3}} = 1812,5mm$$

Según norma : IEC:

$$D_{fuga.total} = \frac{Kc_{fT} * VLL_{max}(IEEE)}{\sqrt{Ka*}} \quad (2.22)$$

$$D_{fuga.total} = \frac{25 * 72,5KV}{\sqrt{1}} = 1812,5mm$$

**Aisladores tipo disco clase Ansi 52-3**

Distancia de fuga de cada disco = 292 mm . Según catálogo .  
Entonces el número de aisladores es :

$$N_{aisl} = \frac{D_{fuga.total,69KV}}{D_{fuga.c/aislador}} \quad (2.23)$$

$$N_{aisl} = \frac{1812,5mm}{292mm} = 6,21 = \mathbf{6 \text{ aisladores}}$$

**a.2.- CADENA DE AISLADORES PARA 13,8 KV**

$h = 10 \text{ msnm}$

Nivel de contaminación fuerte :  $DESD > 0,1 \text{ mg/cm}^2$

$Kc = 25 \text{ mm / KV}$  ( Fase - tierra )

$Kc = 43,3 \text{ mm / KV}$  ( Fase - Fase )

$VLL_{max} = 15 \text{ KV}$  ... Norma : IEEE 1313 - 1.[8]

$Ka = 1$

**Distancia de fuga total necesaria**

Según norma : [IEEE](#) :

$$D_{fuga.total} = \frac{Kc_{ff} * VLL_{max}(IEEE)}{\sqrt{Ka} * \sqrt{3}} \quad (2.24)$$

$$D_{fuga.total} = \frac{43,3 * 15KV}{\sqrt{1} * \sqrt{3}} = 375mm$$

Según norma : [IEC](#):

$$D_{fuga.total} = \frac{Kc_{fT} * VLL_{max}(IEEE)}{\sqrt{Ka}} \quad (2.25)$$

$$D_{fuga.total} = \frac{25 * 15KV}{\sqrt{1}} = 375mm$$

**Aisladores tipo disco clase Ansi 52-1**

Distancia de fuga de cada disco = 178 mm . Según catálogo .

Entonces el número de aisladores es :

$$N_{aisl} = \frac{D_{fuga.total,13,8KV}}{D_{fuga.c/aislador}} \quad (2.26)$$

$$N_{aisl} = \frac{375mm}{178mm} = 2,1 = \mathbf{2 \text{ aisladores}}$$

**b.- TENSIÓN CRÍTICA DE FLAMEO ( TCF )**

Es un nivel de voltaje que representa un 50% de probabilidad que superado este valor ocurra el paso de corriente de una fase a tierra o viceversa ( Flameo ) y se define mediante la siguiente ecuación [5]:

$$TCF.st = \frac{BIL.st}{0,961} \quad (2.27)$$

Donde :

**TCF.st** = Tensión crítica de flameo estándar ( KV )

**BIL.st** = Nivel básico de aislamiento estándar para impulsos tipo rayo ( KV ) .

Condiciones estándar :

Temperatura = 25 ° C

Presión atmosférica = 1 atmósfera = 760 mm . Hg ( A nivel del mar )

Humedad absoluta = 15 gm / m<sup>3</sup>

El mayor nivel de aislamiento que debe presentar un equipo es ante sobrevoltajes tipo rayo ( Hasta 230 KV.LL ) , sobre este nivel de voltaje las sobretensiones de mayor amplitud son las generadas por las maniobras , significa que si un equipo tiene el aislamiento adecuado y correctamente seleccionado para soportar sobrevoltajes tipo atmosféricos , puede soportar sobrevoltajes temporales y por maniobras , ya que son de menor amplitud ( Hasta 230 KV.LL ) .

Sobrevoltajes temporales : Hasta 2 pu .

Sobrevoltajes por maniobras : Hasta 4 pu .

Sobrevoltajes atmosféricos : Hasta 6 pu .

Sobrevoltajes escarpados : Hasta 7 pu .

Los factores que intervienen en el nivel de aislamiento de un elemento , equipo o sistema , es función de :

- El VLL.nominal del sistema
- Factor de corrección por densidad relativa del aire : **Ka**
- Factor de corrección por humedad : **KH**
- Factor de corrección por lluvia : **KII**
- Factor de contaminación ambiental :

Para definir los niveles de aislamiento máximo que deben soportar los elementos o equipos de un sistema las normas IEC e IEEE , recomiendan los siguientes valores , según lo indica la tabla 2.3. Valores definidos a condiciones estandar , que para condiciones atmosféricas (  $K_a$  ,  $K_H$  ,  $K_{II}$  ) distintas deben ser corregidos.

Tabla 2.3: Niveles de Aislamientos normalizados ( Estándar )

Referencia: Normas: IEC 60071-1 [7]- IEEE 1313-1[8]

Adaptación: Autor

IEC 60071-1.Estandar				IEEE 1313-1.Estandar		
VLL.nom (KV).rms	VLL.max (KV).rms	BSL (KV).rms fase-tierra	BIL (KV).cresta fase-tierra	VLL.max (KV).rms	BSL (KV).rms Fase-tierra	BIL (KV).cresta Fase-tierra
13,2	17,5	38	75/95	15	34	95/110
13,8	17,5	38	75/95	15	34	95/110
22	25	50	95/125/145	26,2	50	150
34,5	36	70	145/170	36,2	70	200
46	52	95	250	48,3	95	250
69	72,5	140	325	72,5	95 140	250 350
138	145	185	450	145	230	450
		230	550		275	550
		275	650		325	650
230	245	275	650	242	275	650
		325	750		325	750
		360	850		360	825
		395	950		395	900
		460	1050		480	975/1050
500	550	950	1175 1300	550	1175 1300	1300 1425
		1050	1300 1425		1425 1550	1550 1675
		1175	1425 1550			1800

Para un determinado VLL.nominal , cada una de las normas define los valores de VLL.max , así como también los correspondientes valores de aislamiento al impulso tipo maniobra ( BSL ) como para el impulso tipo rayo ( BIL ) , en los dos casos a condiciones estándar .

Donde :

**BIL** : Nivel básico de aislamiento estándar para impulsos tipo rayo .

**BSL** = Nivel básico de aislamiento estándar al impulso tipo maniobra .

**Para VLL.nom = 69 KV**

Según norma : IEEE 1313-1 :

VLL.max = 72.5 KV

BIL.st = 350 KV

BSL.st = 140 KV

**Para VLL.nom = 13.8 KV**

Según norma : IEEE 1313-1 [8]:

VLL.max = 15 KV

BIL.st = 110 KV

BSL.st = 34 KV

### **b.1.- CORRECCIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO ( BIL.corr )**

El nivel básico de aislamiento tanto para impulsos tipo rayo como para maniobras debe ser corregido por factores ambientales , densidad relativa del aire ( altura - presión - temperatura ) , por humedad y por lluvia . La ecuación para dicha corrección es la siguiente :

$$BIL_{corr} = BIL_{st} * \frac{Ka^m * Kll}{KH} \quad (2.28)$$

Donde :

m= 0.5 : Para aisladores tipo estandar

m = 0.8 : Para aisladores tipo FOG .

Normalmente para diseños de aislamientos externos para equipos ( Bushings de transformadores - interruptores - reconectadores , aisladores para descargadores - fusibles - TP - TC , cadena de aisladores , etc ) , se corrige únicamente por densidad relativa del aire ( presión , temperatura , humedad ) . Pero aplicando el criterio general de corrección por factores ambientales , esto significa considerar , aire ( Ka ) , lluvia ( Kll ) y humedad ( KH ) , la corrección para la TCF resulta :

$$TCF_{corregida} = \frac{BIL_{corregido}}{0,961} \quad (2.29)$$

Por lo tanto :

$$TCF_{corregida} = \frac{BIL_{st} * \frac{Ka^m * Kll}{KH}}{0,961}$$

Aplicando la relación entre la  $TCF_{st}$  y el  $BIL_{st}$ , la ecuación para la  $TCF_{corr}$ , es:

$$TCF_{corr.} = TCF_{st} * \frac{Ka^m * Kll}{KH} \quad (2.30)$$

Donde :

= Tensión crítica de flameo estándar, valores dados por los fabricantes mediante los correspondientes catálogos, para frecuencia industrial en húmedo y seco, para rayos positivos y negativos (Se utiliza más para rayos negativos porque son los que predominan).

### **b.2.- FACTORES DE CORRECCIÓN AMBIENTAL**

Para el cálculo de los factores de corrección ambiental ( $Ka$ ,  $KH$ ,  $Kll$ ) se puede revisar en anexos la metodología planteada, excepto para el factor de corrección por densidad relativa del aire, ecuación presentada para el cálculo de la cadena de aisladores.

#### **Para VLL.nom = 69 KV . h = 10 msnm**

$$Ka = 1$$

$$KH = 0,92$$

$$Kll = 0,71$$

$$Kc = 25 \text{ mm / KV ( fase - tierra )}$$

Aislador : Para Cadena de 6 discos clase Ansi 52-3

Según Catalogo : [19] ( Valores estándar )

$$TCF(DRY) = 380 \text{ KV}$$

$$TCF(WET) = 255 \text{ KV}$$

$$TCF_{rayo (+)} = 595 \text{ KV}$$

$$TCF_{rayo (-)} = 605 \text{ KV}$$

Tipo de discos aisladores : Estándar ( $m = 1$ )

Por lo tanto la  $TCF_{corr}$  por factores ambientales es :

$$TCF . corr ( DRY ) = ( 380 \text{ KV} ) * ( 1 ) = 380 \text{ KV}$$

Para condiciones de 60 Hz en seco ( DRY ) se considera  $Kll = 1$ ,  $KH = 1$ )

$$TCF . corr ( WET ) = ( 255 \text{ KV} ) * ( 1 ) * ( 0,71 ) / 0,92 = 196,8 \text{ KV}$$

$$TCF . corr ( + ) = ( 595 \text{ KV} ) * ( 1 ) * ( 0,71 ) / 0,92 = 459,2 \text{ KV}$$

$$TCF . corr ( - ) = ( 605 \text{ KV} ) * ( 1 ) * ( 0,71 ) / 0,92 = 467 \text{ KV}$$

#### **Para VLL.nom = 69 KV . h = 2500 msnm**

$$Ka = 0,85$$

$$KH = 0,98$$

$$Kll = 0,73$$

$$Kc = 25 \text{ mm / KV ( fase - tierra )}$$

Aislador : Para Cadena de 7 discos clase Ansi 52-3

Según Catalogo : ( Valores estándar )

$$\text{TCF(DRY)} = 435 \text{ KV}$$

$$\text{TCF(WET)} = 295 \text{ KV}$$

$$\text{TCFrayo (+)} = 670 \text{ KV}$$

$$\text{TCFrayo (-)} = 695 \text{ KV}$$

Tipo de discos aisladores : Estándar ( m = 1 )

Por lo tanto la TCF.corregida por factores ambientales es :

$$\text{TCF . corr ( DRY )} = ( 435 \text{ KV} ) * ( 0,85 ) = 369,8 \text{ KV}$$

Para condiciones de 60 Hz en seco ( DRY ) se considera  $K_{ll} = 1$  ,  $K_H = 1$  )

$$\text{TCF . corr ( WET )} = ( 295 \text{ KV} ) * ( 0,85 ) * ( 0,73 ) / 0,98 = 186,7 \text{ KV}$$

$$\text{TCF . corr (+)} = ( 670 \text{ KV} ) * ( 0,85 ) * ( 0,73 ) / 0,98 = 424,2 \text{ KV}$$

$$\text{TCF . corr (-)} = ( 695 \text{ KV} ) * ( 0,85 ) * ( 0,73 ) / 0,98 = 440 \text{ KV}$$

**Para VLL.nom = 13,8 KV . h = 10 msnm**

$$K_a = 1$$

$$K_H = 0,92$$

$$K_{ll} = 0,71$$

$$K_c = 25 \text{ mm / KV ( fase - tierra )}$$

Aislador : Para Cadena de 2 discos clase Ansi 52-1

Según Catálogo : ( Valores estándar ) [19]

$$\text{TCF(DRY)} = 120 \text{ KV}$$

$$\text{TCF(WET)} = 55 \text{ KV}$$

$$\text{TCFrayo (+)} = 200 \text{ KV}$$

$$\text{TCFrayo (-)} = 190 \text{ KV}$$

Tipo de discos aisladores : Estándar ( m = 1 )

Por lo tanto la TCF.corregida por factores ambientales es :

$$\text{TCFcorr ( DRY )} = ( 120 \text{ KV} ) * ( 1 ) = 120 \text{ KV}$$

Para condiciones de 60 Hz en seco ( DRY ) se considera  $K_{ll} = 1$  ,  $K_H = 1$  )

$$\text{TCF . corr ( WET )} = ( 55 \text{ KV} ) * ( 1 ) * ( 0,71 ) / 0,92 = 42,4 \text{ KV}$$

$$\text{TCF . corr (+)} = ( 200 \text{ KV} ) * ( 1 ) * ( 0,71 ) / 0,92 = 154,3 \text{ KV}$$

$$\text{TCF . corr (-)} = ( 190 \text{ KV} ) * ( 1 ) * ( 0,71 ) / 0,92 = 146,6 \text{ KV}$$

**c.- COMPORTAMIENTO DE UN AISLADOR ANTE BAJAS FRECUENCIAS**

El comportamiento de un aislador ante voltajes de baja frecuencia ( 60 Hz ) es el de un circuito paralelo formado por una componente resistiva y otra capacitiva, los valores de resistencia ( R ) y capacitancia ( C ) se determinan mediante las siguientes ecuaciones :

$$R = \left( \frac{\rho}{2 * \pi * Df} \right) * \ln \left( \frac{2 * Df}{r} \right) \quad (2.31)$$

$$C = \left( \frac{\epsilon_r * Df}{2 * \ln(2 * Df / r)} \right) * \left( \frac{1 * 10^{-9}}{9} \right) \quad (2.32)$$

Donde

$\rho$  = Resistividad eléctrica del material ( $\Omega * m$ ).

Df = Distancia de fuga (m).

r = Radio geométrico del aislador (m).

$\epsilon_r$  = Permitividad relativa del material.

Para voltajes de operación normal la corriente resistiva es muy pequeña (orden de nano amperios) , la corriente capacitiva es un poco mas considerable (orden de mili amperios) , la suma de las dos corrientes generan la corriente de fuga del aislador ( valor comúnmente aceptado del orden de 3 mA ) , corriente que está descargándose a tierra .[20]

La relación entre las corrientes IR / IC , se conoce como factor de potencia del aislador o factor de pérdida de aislamiento , esto es :

Tan (  $\delta$  ) = IR / IC : Factor de potencia del aislador .

Tan : Función tangente

$\delta$  : Es el ángulo entre la corriente IC y la corriente de fuga ( total ) . Mientras más pequeño es el factor de pérdidas , mas saludable se encuentra el aislador. El aislador presenta este comportamiento ( circuito R-C paralelo ) para todo lo referente a voltajes de frecuencia industrial o simplemente baja frecuencia ( 60 Hz ) , tales como : Voltaje de operación normal y sobrevoltajes producidos por , armónicos , fallas a tierra , corrientes Inrush , pérdidas abruptas de carga , pérdidas del neutro , efectos de resonancia y ferro-resonancia , efecto Ferranti , entre otras . La capacitancia del elemento genera a baja frecuencia una reactancia Xc considerable , pero para altas frecuencias la Xc tiende a ser muy pequeña , pudiendo llegar a convertirse en conductor , generándose la descarga de corriente a tierra ( flameo ) . [20]

**c.- COMPORTAMIENTO DE UN AISLADOR ANTE ALTAS FRECUENCIAS**

Un elemento aislador ante voltajes de alta frecuencias ( maniobras : Entre 2 y 4 pu , con frecuencias hasta 20 Khz ) , ( atmosféricas : Entre 4 y 6 pu , con frecuencias hasta 3 Mhz ) , ( escarpadas o de frente muy rápido : Entre 6 a 7 pu , con frecuencias hasta 50 Mhz ) ,su comportamiento ya no obedece a un punto de flameo dado por la TCF ( rayo negativo ) , sino que su comportamiento obedece a una curva de soportabilidad , definida mediante la siguiente ecuación : [9]

**Ecuación de soportabilidad de un aislador :**

$$V_{sop_{st}} = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * d \quad (2.33)$$

Donde :

$V_{sop_{st}}$  = Voltaje de soportabilidad en condiciones estándar ( KV )

$d$  = Distancia o longitud de la cadena de aisladores ( m )

$t$  = Tiempo después del impacto del rayo ( us )

Condiciones estándar :

Presión = 1 atmósfera

Temperatura =  $T = 25^{\circ}\text{C}$

Humedad absoluta :  $H = 15 \text{ g / m}^3$

**Corrección de la Ecuación por factores ambientales :**

La corrección del voltaje de soportabilidad de un elemento aislador obedece a la misma estructura de la aplicada para corregir la TCF , esto es :

$$V_{sop_{corr}} = V_{sop_{st}} * \frac{K_a^m * K_{ll}}{KH} \quad (2.34)$$

Donde :

$K_a$  = Factor de corrección por densidad relativa del aire

$K_{ll}$  = Factor de corrección por lluvia

$KH$  = Factor de corrección por humedad

$m$  = Factor de tipo de aislador utilizado

$m = 0,5$  . Para aisladores tipo estándar

$m = 0,8$  . Para aisladores tipo FOG (neblineros)

**d.- MODELADO DE UN AISLADOR PARA ALTAS FRECUENCIAS**

Para modelar un aislador ante altas frecuencias es necesario :

- Cálculo de la resistencia ( R )
- Cálculo de Capacitancia ( C )
- Aplicación de la ecuación de soportabilidad (  $V_{sopor. corr}$  )
- Considerar los factores de aire, lluvia , humedad (  $K_a$  ,  $K_{ll}$  ,  $K_H$  )
- Herramienta : Software ATP DRAW

**d.1.- Modelado de una cadena de aisladores para línea de 13,8 KV**

$V_{LL.nom} = 13,8 \text{ KV}$

$h = 10 \text{ msnm}$  .

Aisladores : Tipo disco , clase Ansi 52-1

Factores ambientales :  $K_a = 1$  ,  $K_{ll} = 0,71$  ,  $K_H = 0,92$  .

Contaminación :  $K_c = 25 \text{ mm / KV}$  ( fase - tierra )

**Hoja de datos de un disco aislador Ansi 52-1 :**

Referencia : Catálogo Gamma

Distancia de fuga =  $178 \text{ mm} = 0,178 \text{ m}$

Diámetro del disco =  $160 \text{ mm} = 0,160 \text{ m}$

Radio del disco =  $80 \text{ mm} = 0,080 \text{ m}$

Altura del aislador =  $140 \text{ mm} = 0,14 \text{ m}$

Material: Porcelana

Resistividad =  $7e^{12}(\Omega * m)$

Permitividad relativa = 6

TCF( DRY ) = 60 KV

TCF( WET ) = 30 KV

TCFrayo ( + ) = 100 KV

TCFrayo ( - ) = 100 KV

**Hoja de datos para una cadena de dos discos aisladores clase Ansi 52-1 :**

Cálculos :

Distancia de fuga.cadena =  $2 * 178 \text{ mm} = 356 \text{ mm} = 0,356 \text{ m}$

Diámetro del disco :  $D = 160 \text{ mm} = 0,160 \text{ m}$

Radio del disco :  $r = 160 / 2 = 80 \text{ mm} = 0,080 \text{ m}$

Altura o longitud de la cadena :  $d = 2 * 140 \text{ mm} = 280 \text{ mm} = 0,28 \text{ m}$

Material: Porcelana

Resistividad =  $7e^{12}(\Omega * m)$

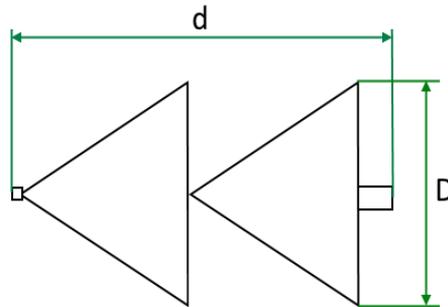
Permitividad relativa = 6

Referencia para TCF : Tabla Estándar Ansi C29-1

TCF( DRY ) = 120 KV , TCF( WET ) = 55 KV

TCF.rayo ( + ) = 200 KV , TCF.rayo ( - ) = 190 KV

La cadena de dos discos Ansi 52-1 , utilizados para una línea de 13,8 KV en una instalación ubicada a una h = 10 msnm , se muestra en la figura 2.10.



Cadena de 2 aisladores tipo disco  
Clase Ansi 52 - 1  
d : Longitud de la cadena ( Altura )  
D : Diámetro del disco

Figura 2.10: Cadena de dos aisladores tipo disco. ,clase Ansi 52-1 . Autor

### Cálculo de R y C para una cadena de dos discos Ansi 52-1

Aplicando las ecuaciones definidas para R y C de un aislador , pero ahora con los valores correspondientes a los de la cadena , tenemos :

$$R = \left( \frac{\rho}{2 * \pi * Df} \right) * \ln \left( \frac{2 * Df}{r} \right)$$

$$R = \left( \frac{7 * 10^{12}}{2 * \pi * 0,356} \right) * \ln \left( \frac{2 * 0,356}{0,080} \right) = 6,84 * 10^{12} (\Omega)$$

$$C = \left( \frac{\epsilon_r * Df}{2 * \ln(2 * DF/r)} \right) * \left( \frac{1 * 10^{-9}}{9} \right)$$

$$C = \left( \frac{6 * 0,356}{2 * \ln(2 * 0,356/0,080)} \right) * \left( \frac{1 * 10^{-9}}{9} \right) = 5,43 * 10^{-11} (F) = 54,3 pF$$

**Curvas de soportabilidad de la cadena de dos discos Ansi 52-1**

Para observar el comportamiento de la cadena de dos discos aisladores Ansi 52-1 ante altas frecuencias , realizamos :

Herramienta computacional : [ATP-DRAW](#)

m = 0,5 : Aisladores estándar

R =  $6,84 \times 10^{12}(\Omega)$  , C =  $5,43 \times 10^{-11}(F) = 54,3pF$

d = 0,28 m

Para valores estándar :

Ka = 1 , Kll = 1 , KH = 1 ( P = 1 atmósfera , T = 25°C , Habs. = 15 gr / m<sup>3</sup> )

**Para h = 10 msnm :**

Ka = 1 , Kll = 0,71 , KH = 0,92

**Para h = 2500 msnm :**

Ka = 0,85 , Kll = 0,73 , KH = 0,98

**Ecuación . Para condiciones estándar :**

$$V_{sop_{st}} = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * d \quad (2.35)$$

Tiempo de ajuste : t = 1,2 us

Es el tiempo considerado para un rayo que impacta sobre una fase a 360 metros del aislador , el pulso se propaga a la velocidad de la luz (c = 300 m / us), por lo tanto el tiempo que tarda en llegar la onda de sobrevoltaje generado por el impacto del rayo , al punto donde se encuentra el aislador es :

t = e / c = 360 m / 300 m/us = 1,2 us

Según la ecuación planteada para condiciones estándar , el voltaje de soportabilidad para t = 1,2 us , es :

$$V_{sop_{st}} = \left( 400 + \frac{710}{(1,2)^{0,75}} \right) * (0,28m) = 285KV$$

Según la tabla Ansi C29-1 , la TCF.st.cadena = 190 KV . ( rayo - ) .

Entonces la relación entre el V.sopor. st y la TCF.st , es :

Ksop.st = Factor de soportabilidad estándar

Ksop.st = Vsop.st / TCF.st = 285 KV / 190 KV = 1.5

Conclusión :

TCF.st . max = 1,5 \* TCF.st = Vsop.st

TCF.st.max = 1,5 \* 190 KV = 285 KV .

Por lo tanto la ecuación para cualquier instante de tiempo , es :

$$V_{sop_{st}} = \left( 400 + \frac{710}{(t)^{0,75}} \right) * (0,28m) \quad (2.36)$$

**Ecuación . Para h = 10 msnm :**

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * d * \frac{Ka^m * Kll}{KH} \quad (2.37)$$

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * (0,28) * \frac{(1)^{0,5} * (0,71)}{(0,92)}$$

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * (0,2161)$$

Para t = 1,2 us :

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{(1,2)^{0,75}} \right) * (0,2161) = 220,26KV$$

Entonces la ecuación para cualquier instante de tiempo es :

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{(t)^{0,75}} \right) * (0,2161)$$

**Ecuación . Para h = 2500 msnm :**

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * d * \frac{Ka^m * Kll}{KH} \quad (2.38)$$

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * (0,28) * \frac{(0,85)^{0,5} * (0,73)}{(0,98)}$$

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * (0,1923)$$

Para t = 1,2 us :

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{(1,2)^{0,75}} \right) * (0,1923) = 196KV$$

Entonces la ecuación para cualquier instante de tiempo es :

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{(t)^{0,75}} \right) * (0,1923) \quad (2.39)$$

En la figura 2.11 , se indica las curvas de soportabilidad de la cadena de aisladores , tomando como tiempo de análisis ,  $t = 1,2 \text{ us}$  .

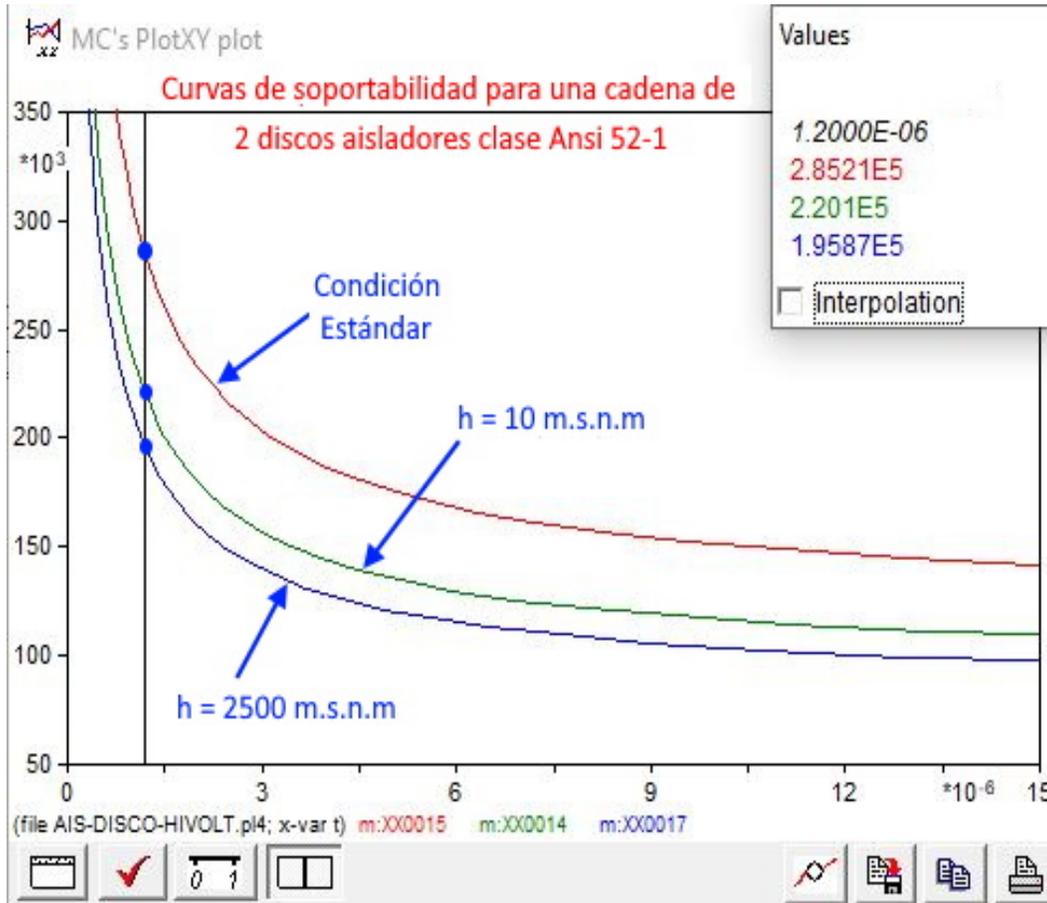


Figura 2.11: Curvas de soportabilidad . Cadena de dos discos Ansi 52-1.Autor

De acuerdo a las curvas de soportabilidad presentadas para condiciones estándar , alturas de 10 y 2500 msnm , observamos :

1.- Tiempo de análisis :  $t = 1,2 \text{ us}$  , es el tiempo después del impacto de un rayo que cae sobre una fase , considerando que es el resultado de sumar el tiempo de vuelo ( recorrido ) del pulso más el tiempo de crecimiento del voltaje cuando llega al aislador , esto es

$$t_{des.imp} = t.vuelo + t.crecimiento \quad (2.40)$$

t.des.imp = Tiempo después del impacto del rayo .

t.vuelo = Tiempo de recorrido del pulso hasta llegar al aislador .

t.crecimiento = Tiempo de crecimiento del pulso cuando llega al aislador ( Frente de onda ) .

Para determinar el tiempo de vuelo o tiempo de recorrido o tiempo que tarda en llegar el pulso ( onda ) hasta donde se encuentra el aislador se define mediante la ecuación física , velocidad - tiempo - espacio , para un movimiento rectilíneo uniforme , esto es :

$$t_{vuelo} = \frac{d}{c} \quad (2.41)$$

Donde :

d = Distancia medida desde el punto de impacto del rayo hasta el aislador

Para : d = 360 m ( El rayo impacto a 360 m del aislador )

c = velocidad de propagación = 300 m / us

Entonces :  $t_{vuelo} = 360 \text{ m} / 300 \text{ m} / \text{us} = 1,2 \text{ us}$

Cuando el pulso de voltaje llega al aislador , empieza a crecer con un frente de onda en función de la corriente pico del rayo hasta alcanzar el límite de soportabilidad del aislador y en ese momento se produce el flameo ( descarga de corriente a tierra ) , el tiempo que tarda el voltaje en alcanzar y vencer la curva de soportabilidad del aislador se define como tiempo de crecimiento ( t.crec ). El cálculo de este tiempo es función de la rapidez de cambio del voltaje generado por el rayo ( KV / us ) , llamado comúnmente el frente de onda , parámetro que mediante el uso de una herramienta computacional como [ATP-DRAW](#) es posible determinar [21].

2.- Para condiciones estándar :

La cadena flamea a los 285,2 KV .

3.- Para h = 10 msnm

La cadena flamea a los 220,1 KV .

4.- Para h = 2500 msnm

La cadena flamea a los 195,87 KV .

Los valores presentados coinciden con los valores calculados , lo cual demuestra la validez del procedimiento .

Conclusión : A mayor altitud menor soportabilidad de un elemento aislador (Flamea a menor voltaje).

En la figura 2.12, se indica la programación de las ecuaciones en ATP-DRAW, Factor de corrección de tiempo :  $Katp = 1,02888$  .

```

1  MODEL A521AFCOMPLETO
2  DATA d, Ka, K11, KH, Ka1, K111, KH1, Ka2, K112, KH2, m, Katp
3  INPUT e1, e2
4  OUTPUT s1, s2, s3, s4, Indf
5  VAR s1, s2, s3, s4, tf, Indf
6  INIT
7      s1:=0
8      s2:=0
9      s3:=0
10     s4:=0
11     tf:=0
12     Indf:=0;
13 ENDINIT
14 EXEC
15 s1:=abs(e1-e2)
16 tf:=tf+timestep
17 s2:=(((400+(710/(tf/1e-6)**0.75))*d)*1000)*(((Ka**m)*K11)/KH)*Katp
18 s3:=(((400+(710/(tf/1e-6)**0.75))*d)*1000)*(((Ka1**m)*K111)/KH1)*Katp
19 s4:=(((400+(710/(tf/1e-6)**0.75))*d)*1000)*(((Ka2**m)*K112)/KH2)*Katp
20 IF ((s1>s2) or (Indf=1))
21 THEN
22     Indf:=1
23 ELSE
24     Indf:=0
25 ENDF
26 ENDEXEC
27 ENDMODEL

```

Figura 2.12: Programación de las ecuaciones para las curvas de soportabilidad en ATP - DRAW .Autor

- d = distancia o longitud de la cadena ( m )
- Ka = Densidad relativa del aire
- K11 = Factor de corrección por lluvia
- KH = Factor de corrección por humedad
- m = Tipo de aislador
- Katp = Factor de corrección de tiempo en ATP DRAW .

En la figura 2.13 , se indica la ventana de ingreso de los parámetros para las correspondientes ecuaciones de soportabilidad .

MODEL: A521AFCOMPLETO

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
d	Altura(m)	0.28	e1	1	××0005
Ka	Aire	1	e2	1	××0006
Kll	Lluvia	1	s1	1	××0013
KH	Humedad	1	s2	1	××0015
Ka1	10m.s.n.m	1	s3	1	××0014
Kll1	10m.s.n.m	0.71	s4	1	××0017
KH1	10m.s.n.m	0.92	Indf	1	××0016
Ka2	2500m.s.n.m	0.85			

Copy Paste Reset Order: 0 Label: →

Comment: CADENA DE 2 DISCOS ANSI 52-1

Models Library  Hide  Protect

Model: A521AFCOMPLET Edit Use As: DEFAULT Record

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 2.13: Ventana de ingreso de parámetros para ecuaciones de soportabilidad en ATP - DRAW .Autor

Para condiciones estándar :

ka = 1 , KH = 1 , Kll = 1 .

Para h = 10 msnm :

ka = 1 , KH = 0,92 , Kll = 0,71 .

Para h = 2500 msnm :

ka = 0,85 , KH = 0,98 , Kll = 0,73 .

**d.2.- MODELO AISLADOR**

- 1.- El circuito R , C en paralelo
  - 2.- Un interruptor para simular el flameo
  - 3.- Un Model ( Bloque de programación )
  - 4.- Dos entradas al Model ( e1 , e2 ) para registrar el voltaje generado en los terminales del elemento aislador.
  - 5.- Una salida del Model ( s1 ) para guardar en valor absoluto los valores de voltaje ( e1 , e2 ) .
  - 6.- Una salida del Model ( s2 ) para generar la curva de soportabilidad .
  - 7.- Una salida desde el Model ( Indf ) para el control del interruptor .
- La arquitectura utilizada se indica en la figura 2.14

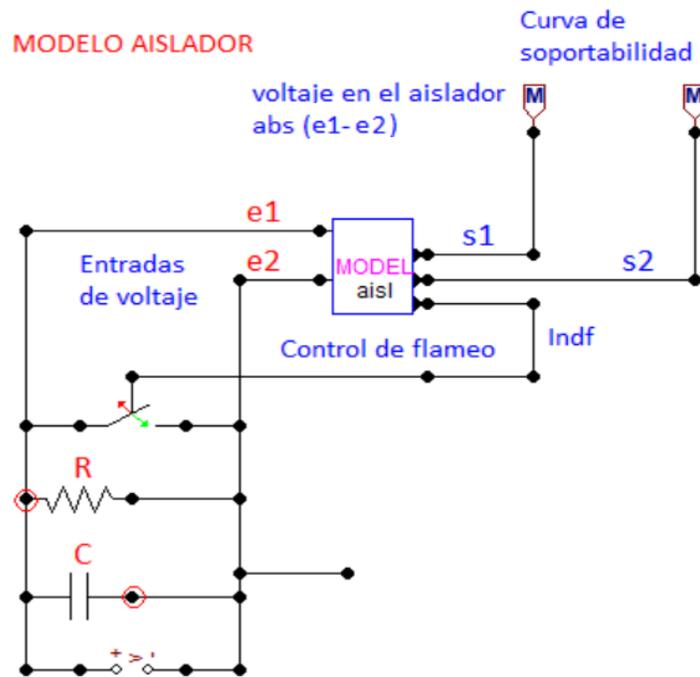


Figura 2.14: Modelo aislador en ATP DRAW . Autor

En la figura 2.15, se indica la programación realizada en el model para el control del interruptor simulador del flameo del aislador .

```

1  MODEL A521AFCOMPLETEOB
2  DATA d,Ka,Kl1,KH,Katp
3  INPUT e1,e2
4  OUTPUT s1,s2,Indf
5  VAR s1,s2,tf,Indf
6  INIT
7      s1:=0
8      s2:=0
9      tf:=0
10     Indf:=0;
11  ENDINIT
12  EXEC
13     s1:=abs(e1-e2)
14     tf:=tf+timestep
15     s2:=(((400+(710/(tf/1e-6)**0.75))*d)*1000)*(((Ka)*Kl1)/KH)*Katp
16  IF ((s1>s2)or (indf=1))
17  THEN
18     Indf:=1
19  ELSE
20     Indf:=0
21  ENDIF
22  ENDEXEC
23  ENDMODEL
24

```

Figura 2.15: Programación para el flameo de un elemento aislador .Autor

Para la programación del flameo de un elemento aislador se utiliza el bloque Model [21], la condición de control para el instante de flameo , se basa en la comparación del valor absoluto de la diferencia de potencial existente en los terminales del aislador y la curva de soportabilidad , si el voltaje en los terminales del aislador es mayor que el voltaje dado por la curva de soportabilidad , entonces la señal de control ( Indf = 1 ) , esto significa que el aislador flamea .

**d.3.- Modelado de una línea de distribución para 13,8 KV .**

En la figura 2.16 , se indica la aplicación de un modelo de línea de distribución para 13,8 KV , que presenta los siguientes elementos :

Altitud :  $h = 10$  msnm .

Factores ambientales :  $K_a = 1$  ,  $K_{ll} = 0,71$  ,  $K_H = 0,92$  ,  $K_c = 25$  mm / KV .

Rayo : 10 KA / Onda : 8 / 20 us.

Velocidad de propagación :  $c = 300$  m / us .

Distancia de impacto :  $d = 360$  m .

Línea :  $Z_c = 462$  Ohm

Aislador : Cadena de dos discos Ansi 52-1

Puesta a tierra : SPT = 10 Ohm .

Amperímetro : Para medir la corriente del rayo .

Voltímetro : Para medir el voltaje en los terminales del aislador .

El modelado de la línea mediante (  $Z_c$  ,  $d$  ,  $c$  ) .

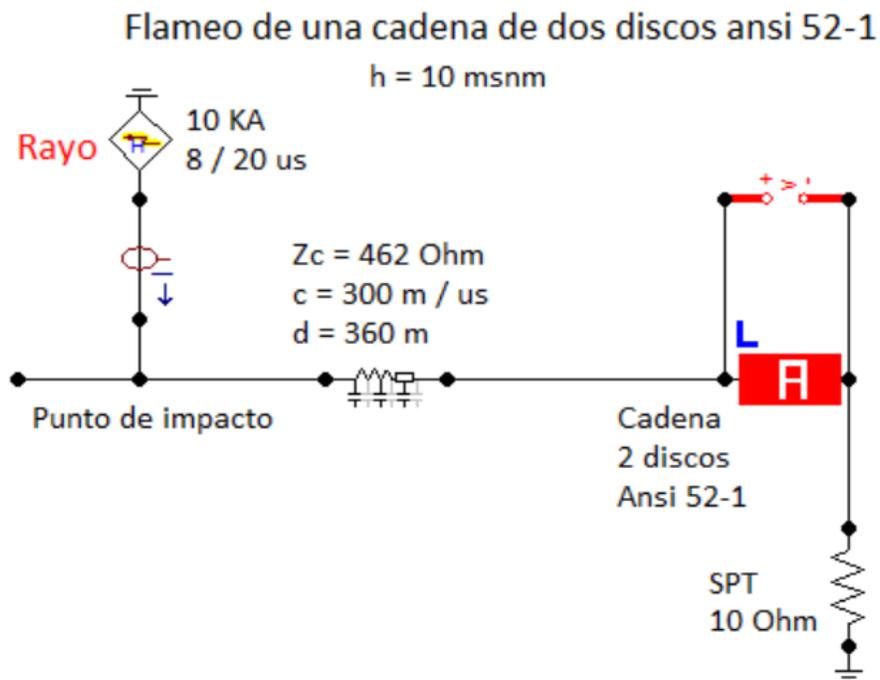


Figura 2.16: Modelado de una línea de distribución para 13,8 KV . Autor

#### d.4.- Voltaje de flameo . Cadena de dos discos Ansi 52- 1

En la figura 2.17 , se observa el comportamiento de una cadena de dos discos aisladores clase Ansi 52-1 , ante una descarga de un rayo de 10 KA ( onda definida como 8 / 20 us ) que impacta en una fase de la línea de 13,8 KV , a una distancia de 360 m del aislador .

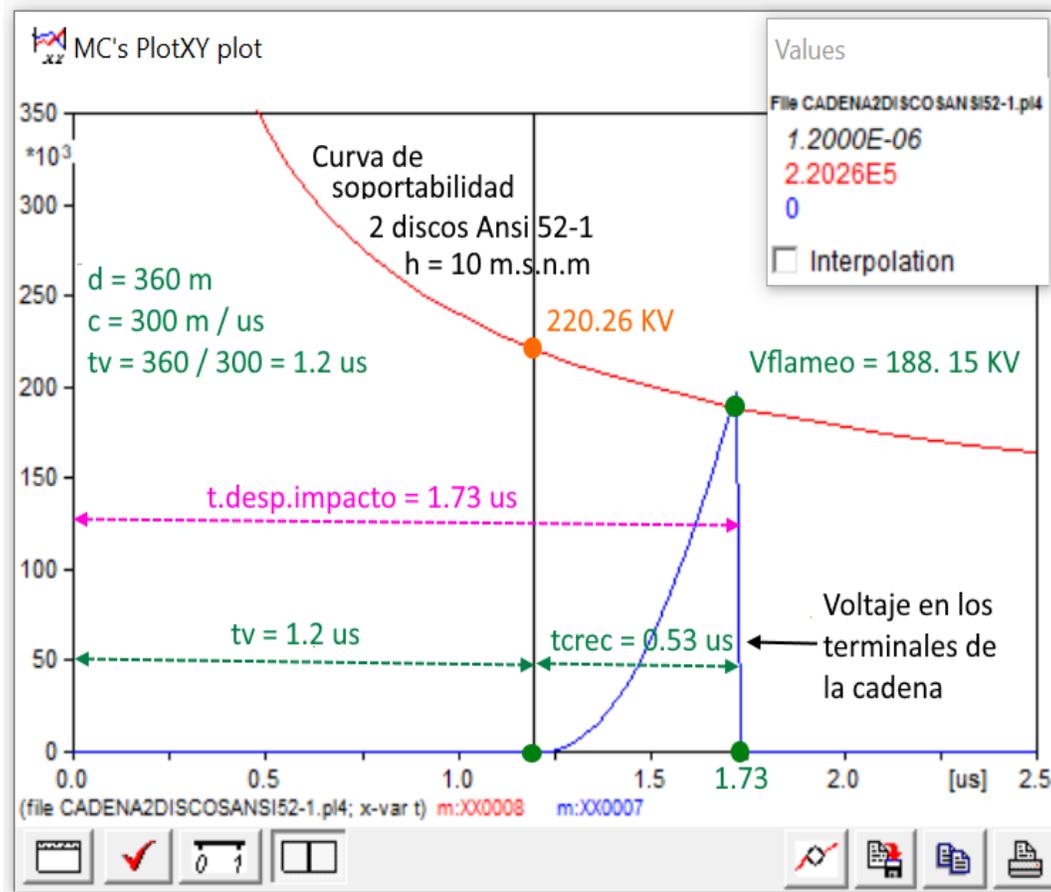


Figura 2.17: Flameo a alta frecuencia de una cadena de dos aisladores tipo disco , clase Ansi 52-1 . Autor

El rayo de 10 KA impacto sobre una fase a 360 m del aislador , se genera un sobrevoltaje , el mismo que recorre los 360 m en un tiempo de vuelo ( $t_v = 1,2$  us), este voltaje llega al aislador y empieza a crecer (frente de onda : KV / us), hasta alcanzar el límite de soportabilidad , este crecimiento sucede en un tiempo de ( $t_{crec} = 0,53$  us ) , por lo tanto el tiempo después del impacto es :

$t.\text{desp.impacto} = t_v + t.\text{crec} = 1,2 + 0,53 = 1,73 \text{ us}$  .

Por lo tanto el flameo del aislador sucede a 1,73 us después del impacto del rayo, a un nivel de voltaje (  $V.\text{flameo} = 188,15 \text{ KV}$  ) .

La razón de cambio del voltaje se conoce como frente de onda ( rapidez del crecimiento del voltaje ) .

$S = \text{Frente de onda}$

$S = V.\text{flameo} / t.\text{crec} = 188,15 \text{ kv} / 0,53 \text{ us} = 355 \text{ KV} / \text{us}$  .

En la figura 2.18, se indica los valores ingresados para el modelo aislador . la longitud de la cadena , factores ambientales (  $K_a$  ,  $K_{ll}$  ,  $K_H$  ) , los valores de R y C .

DATA	UNIT	VALUE
hca	Altura / met	0.28
ka	Den.rel.aire	1
kll	lluvia	0.71
kH	humedad	0.92
R	Ohm	6.84E12
C	µF	5.43E-5

NODE	PHASE	NAME
From	1	XX0002
To	1	XX0004

Comment: CEDANA DE DOS DISCOS ANSI 52-1

Group data: Name: A555AF

Buttons: Copy, Paste, Reset, Order: 0, Label: , Hide (checked), Protect (unchecked), Edit definitions, OK, Cancel, Help

Figura 2.18: Valores ingresados en ATP DRAW , para el modelo aislador en 13,8 KV , cadena de dos discos Ansi 52-1 . Autor

**d.5.- Modelado de una cadena de aisladores para línea de 69 KV**

VLL.nom = 69 KV

h = 10 msnm .

Aisladores : Tipo disco , clase Ansi 52-3

Factores ambientales :  $K_a = 1$  ,  $K_{II} = 0,71$  ,  $K_H = 0,92$  .

Contaminación :  $K_c = 25 \text{ mm / KV}$  ( fase - tierra )

**Hoja de datos para un disco aislador Ansi 52-3 :**

Referencia : Catálogo Hivolt

Distancia de fuga = 292 mm = 0,292 m

Diámetro del disco = 255 mm = 0,255 m

Radio del disco = 127,5 mm = 0,1275 m

Altura del aislador = 146 mm = 0,146 m

Material: Porcelana

Resistividad =  $7e^{12}(\Omega * m)$

Permitividad relativa = 6

TCF( DRY ) = 80 KV

TCF( WET ) = 50 KV

TCFrayo ( + ) = 125 KV

TCFrayo ( - ) = 130 KV

**Hoja de datos para una cadena de seis discos aisladores clase Ansi 52-3 :**

Cálculos :

Distancia de fuga.cadena =  $6 * 292 \text{ mm} = 1752 \text{ mm} = 1,75 \text{ m}$

Diámetro del disco :  $D = 255 \text{ mm} = 0,255 \text{ m}$

Radio del disco :  $r = 255 / 2 = 127,5 \text{ mm} = 0,127,5 \text{ m}$

Altura o longitud de la cadena :  $d = 6 * 0,146 \text{ mm} = 876 \text{ mm} = 0,876 \text{ m}$

Material: Porcelana

Resistividad =  $7e^{12}(\Omega * m)$

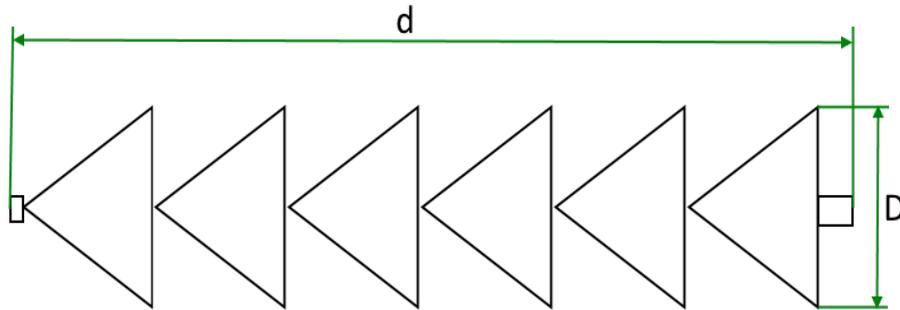
Permitividad relativa = 6

Referencia para TCF : Catálogo Maclean Power Systems

TCF( DRY ) = 380 KV , TCF( WET ) = 255 KV

TCFrayo ( + ) = 595 KV , TCFrayo ( - ) = 605 KV

La cadena de seis discos Ansi 52-3 , utilizados para una línea de 69 KV en una instalación ubicada a una h = 10 msnm , se muestra en la figura 2.19.



Cadena de 6 aisladores tipo disco  
 Clase Ansi 52 - 3  
 d : Longitud de la cadena ( Altura )  
 D : Diámetro del disco

Figura 2.19: Cadena de seis aisladores tipo disco. Ansi 52-3 El Autor

### Cálculo de R y C :

De acuerdo a las ecuaciones planteadas para el cálculo de R y C para la cadena de seis discos aisladores , tenemos :

$$R = \left( \frac{\rho}{2 * \pi * Df} \right) * \ln \left( \frac{2 * Df}{r} \right)$$

$$R = \left( \frac{7 \times 10^{12}}{2 * \pi * 1,752} \right) * \ln \left( \frac{2 * 1,752}{0,1275} \right) = 2,11 \times 10^{12} (\Omega)$$

$$C = \left( \frac{\epsilon_r * Df}{2 * \ln(2 * DF/r)} \right) * \left( \frac{1 \times 10^{-9}}{9} \right)$$

$$C = \left( \frac{6 * 1,752}{2 * \ln(2 * 1,752/0,1275)} \right) * \left( \frac{1 \times 10^{-9}}{9} \right) = 1,762 \times 10^{-10} (F) = 176,2 pF$$

**Ecuaciones de soportabilidad de la cadena de seis discos Ansi 52-3**

Se considera los tres casos de análisis , para condiciones estandar , h = 10 msnm y h = 2500 msnm .

**Ecuación . Para condiciones estándar**

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * (0,876) * \frac{(1)^{0,5} * (1)}{(1)}$$

La ecuación es :

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * (0,876)$$

Para t = 1,2 us :

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{(1,2)^{0,75}} \right) * (0,876) = 892,87KV$$

**Ecuación . Para h = 10 msnm**

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * (0,876) * \frac{(1)^{0,5} * (0,71)}{(0,92)}$$

La ecuación es :

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * (0,6760)$$

Para t = 1,2 us :

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{(1,2)^{0,75}} \right) * (0,6760) = 689KV$$

**Ecuación . Para h = 2500 msnm**

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * (0,876) * \frac{(0,85)^{0,5} * (0,73)}{(0,98)}$$

La ecuación es :

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * (0,6016)$$

Para t = 1,2 us :

$$V_{sop_{corr}} = \left( 400 + \frac{710}{(1,2)^{0,75}} \right) * (0,6016) = 613,19KV$$

En la figura 2.20, se indica las curvas de soportabilidad de una cadena formada por seis discos clase Ansi 52-3 , para condiciones estándar , 10 msnm y 2500 msnm .

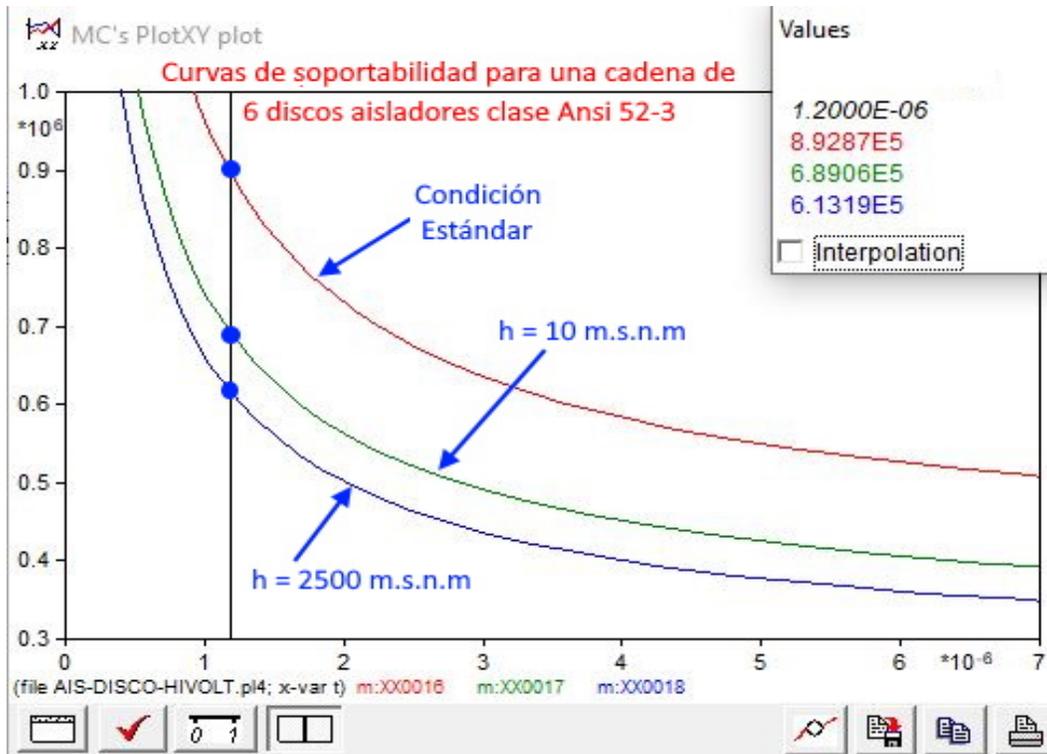


Figura 2.20: Curvas de soportabilidad . Cadena de seis discos Ansi 52-3 .Autor

#### Análisis de las curvas obtenidas en ATP DRAW

Para  $t = 1,2 \text{ us}$  :

1.- Factor de corrección de tiempo :  $K_{atp} = 1,02955$

2.- Para condiciones estándar :

TCF = 892,87 KV .... Igual al calculado

2.- Para  $h = 10 \text{ msnm}$  :

TCF = 689 KV .... Igual al calculado

2.- Para  $h = 2500 \text{ msnm}$  :

TCF = 613,19 KV .... Igual al calculado

**d.6.- Modelado de una línea de subtransmisión . 69 KV**

Para el modelado de una línea de subtransmisión , se utilizan los siguientes elementos :

Altitud :  $h = 10$  msnm .

Factores ambientales :  $K_a = 1$  ,  $K_{ll} = 0,71$  ,  $K_H = 0,92$  ,  $K_c = 25$  mm / KV .

Rayo : 10 KA / Onda : 8 / 20 us.

Velocidad de propagación :  $c = 300$  m / us .

Distancia de impacto :  $d = 360$  m .

Línea :  $Z_c = 483,3$  Ohm

Aislador : Cadena de seis discos Ansi 52-3

Puesta a tierra : SPT = 10 Ohm .

En la figura 2.21 , se indica el diagrama utilizado en ATP DRAW para la simulación .

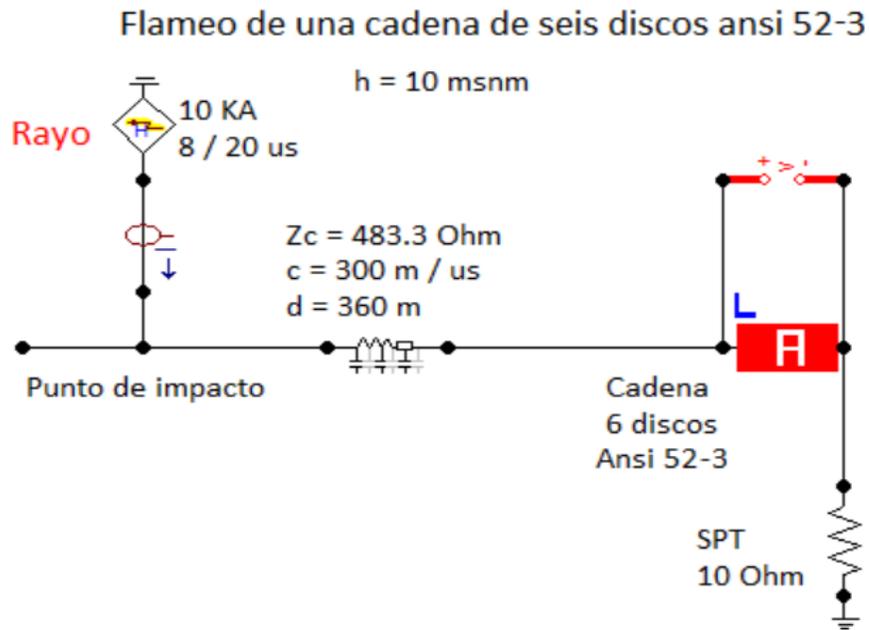


Figura 2.21: Modelado en ATP DRAW . Línea de 69 KV . Autor

En la figura 2.22 , se observa el comportamiento de una línea de subtransmisión ( 69 KV ) , ante el impacto directo de un rayo sobre una de las fases .

$t_{\text{vuelo}} = 1,2 \text{ us}$  ,  $T_{\text{crec}} = 2,13 - 1,2 = 0,93 \text{ us}$  ,  $V_{\text{flameo}} = 542,6 \text{ KV}$

Por lo tanto el frente de onda de voltaje es :

$S = V_{\text{flameo}} / t_{\text{crec}} = 542,6 \text{ KV} / 0,93 \text{ us} = 583,44 \text{ KV} / \text{us}$  .

En este análisis no se considera el tipo de flameo , por aire , superficial o interno, si el paso de corriente desde la fase hacia tierra se da por medio de una sola descarga o mediante descargas parciales , etc .

En sí el proceso de flameo en un aislador resulta un proceso complejo , el modelo planteado en este estudio considera el instante que el voltaje supera la curva de soportabilidad , momento en el cual se cierra un interruptor que se convierte en conductor de la corriente del rayo a tierra .

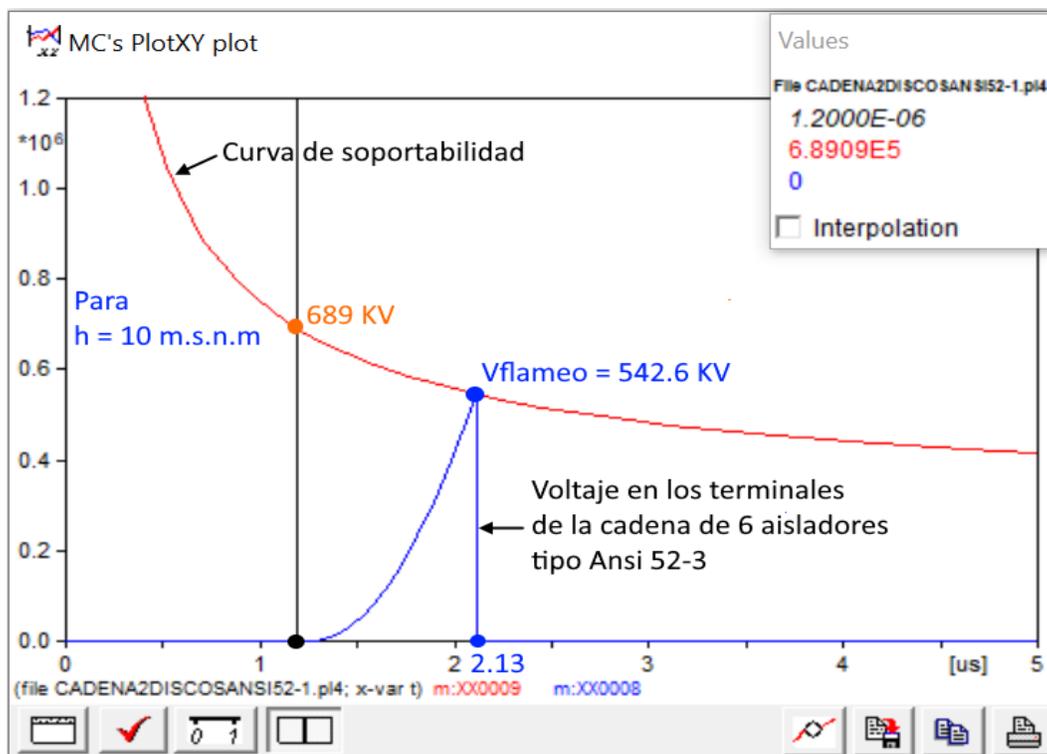


Figura 2.22: Voltaje de flameo . Cadena de seis discos , clase Ansi 52-3 . Autor

En la figura 2.23 , se indica la ventana de ingreso de valores para el modelo aislador , utilizado para un línea o nivel de subtransmisión ( 69 KV ) , aplicado en [ATP-DRAW](#) .

Longitud de la cadena :  $d = 0,876$  m

Factores ambientales :

$K_a = 1$  ,  $K_{ll} = 0,71$  ,  $K_H = 0,92$  .

$R_{cadena} = 2,11 \times 10^{12} (\Omega)$

$C_{cadena} = 1,762 \times 10^{-10} (F) = 176,2 pF = 0,000176 \mu F$

Group: A555AF

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
hca	Altura / met	0.876
ka	Den.rel.aire	1
kll	lluvia	0.71
kH	humedad	0.92
R	Ohm	2.11E12
C	$\mu F$	0.000176

NODE	PHASE	NAME
From	1	XX0002
To	1	XX0004

Order: 0 Label:

Comment: CADENA DE 6 DISCOS ANSI 52-3... h = 10 msnm

Group data: Name:

Hide  Protect

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 2.23: Ingreso de valores para el Modelo aislador en 69 KV . Cadena de seis discos clase Ansi 52 - 3 . Autor

## 2.8. BLOQUES DE LA SUBESTACIÓN .

El estudio de la subestación contempla el análisis desde la fuente de subtransmisión , la línea de subtransmisión primaria , el punto de conexión, la línea de subtransmisión secundaria, la subestación en estudio y los alimentadores de distribución en medio voltaje .

A 46,05 Km de la subestación Dos Cerritos se coloca el TAP de entrada, recorriendo 531,6 m para llegar a la subestación, la misma que tiene una capacidad de 16/24 MVA, con 5 alimentadoras de 13.8 KV con una capacidad de 5 MVA cada una, según lo indica la figura 2.24 .

El conductor que se utilizará , tanto para el recorrido principal como secundario de la línea de subtransmisión es :

Conductor : 477 MCM - **ACSR** - / 26 / 7 .

El transformador de potencia es de las siguientes características :

Conexión : Triángulo - Estrella

Voltaje : 69 KV / 13,8 KV

Capacidad : 16 / 24 MVA

Impedancia de corto circuito :  $Z_{cc} = 9\%$

El conductor utilizado para los alimentadores de 13,8 KV , 5 MVA cada uno es :

Conductor : 366 MCM , **ACSR** , 26 / 7 .

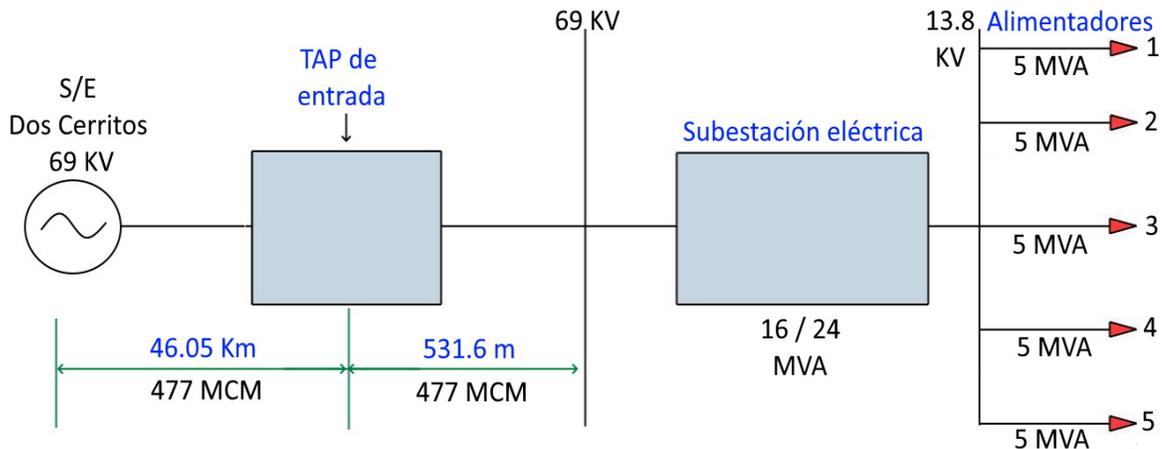


Figura 2.24: Diagrama de bloques de la subestación. Autor

## 2.9. TAP DE ENTRADA .

El TAP de entrada a la subestación hace referencia al punto de conexión entre la línea de subtransmisión ( 69 KV ) administrada por CNEL EP y las nuevas instalaciones pertenecientes a la subestación.

### a.- DIAGRAMA UNIFILAR

Con el TAP de entrada se protege la línea hacia la subestación contra sobrecorrientes ( SEL 751 ), contra sobre voltajes ( DPS-1 ), medición en 69 KV ( TP-1,TC-1,M1 ), un seccionador de línea y de puesta a tierra para operaciones de mantenimiento.

En la figura 2.25 , se muestra el diagrama unifilar del TAP

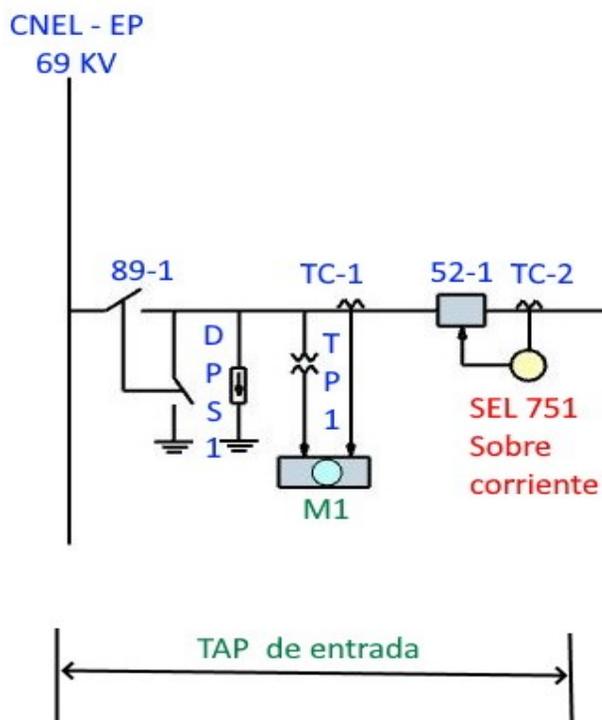


Figura 2.25: Diagrama unifilar de partes y equipos del TAP de entrada. Autor

- 89-1: Seccionador ( Con puesta a tierra ).
- DPS-1: Descargador de sobrevoltaje.

- TC-1: Transformador de corriente.
- TP-1: Transformador de potencial.
- 52-1: Interruptor de potencia.
- TC-2: Transformador de corriente.
- SEL 751: Relé de sobrecorriente.
- M1: Medición en 69 KV.

#### **b.- CONSTRUCCIÓN DEL TAP**

Para la construcción y montaje de las partes y equipos que forman el tap de entrada , es necesario la siguiente infraestructura :

- Un terreno con cerramiento de seguridad.
- Poste de hormigón para la llegada de la línea
- Un pórtico para 69 KV , donde se colocarán los seccionadores, descargadores de sobrevoltaje , el interruptor trifásico, los transformadores de corriente , transformadores de potencial , medidor , aisladores , etc .
- Una sala de control .
- Servicios auxiliares .

En la figura 2.26 , se observa el conjunto de partes y equipos que forman el tap de entrada a la subestación , punto de conexión entre la línea de subtransmisión principal ( [CNEL EP](#) ) y la línea que va hacia la subestación . Se indica , la línea de llegada de 69 KV , la línea de salida ( La que va hacia la subestación ) , el pórtico , los descargadores de sobrevoltaje , seccionadores , interruptor , control del interruptor , puntas captadoras , poste de hormigón , sala de control , transformador para servicios auxiliares , terreno y cerramiento de seguridad.

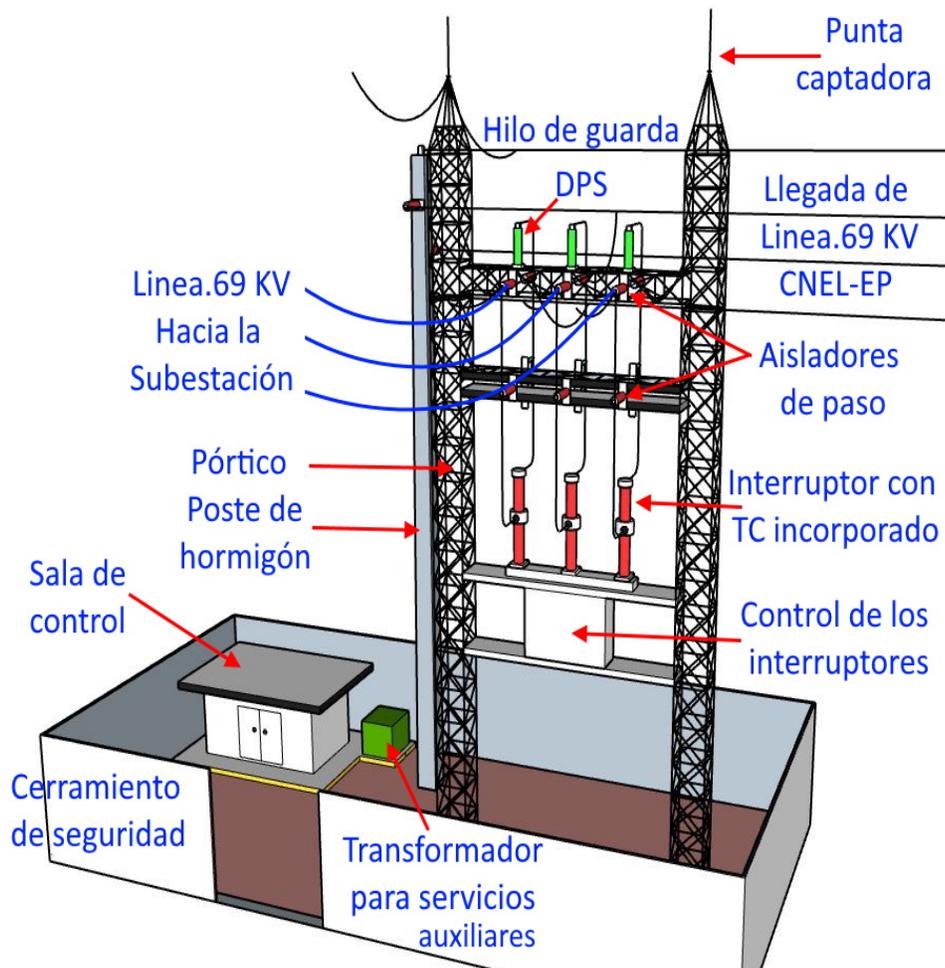


Figura 2.26: Partes y equipos del TAP de entrada . Autor

En la figura 2.27 , se observa una vista frontal del pórtico , se identifica claramente la posición de las puntas captadoras , los descargadores , los seccionadores , el interruptor , el control del interruptor , la llegada de la línea de 69 KV , la misma que termina en aisladores tipo línea - poste , colocados de forma alternada para garantizar la distancia de seguridad que debe existir entre fase - fase , ante movimientos de los conductores por efectos del viento o razones sísmicas , se observa además la llegada del hilo de guarda o hilo de tierra , el mismo que se conecta a una de las puntas captadoras , punto que se encuentra formando parte del pórtico , estructura que está conectada a tierra ,

este hilo de guarda continúa junto con la línea de salida del tap , protegiendo la línea que va hacia la subestación ante descargas de tipo atmosféricas .

El interruptor , formado por tres polos ( trifásico ) de tanque vivo ( La cámara de extinción de arco está aislada de tierra ) , incorpora un transformador de corriente en cada polo .

La función del interruptor es proteger la línea ante cualquier falla a tierra , disparando de acuerdo a su curva de control.

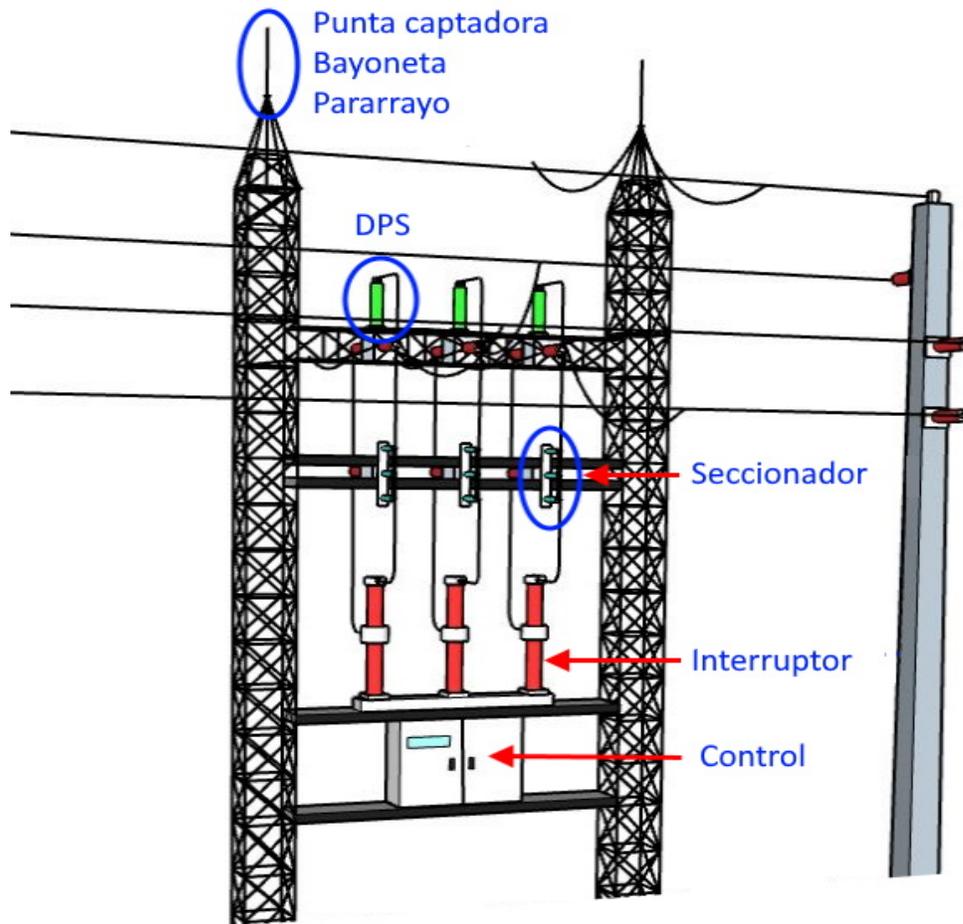


Figura 2.27: Vista frontal del pórtico del TAP . Autor

El control del interruptor opera con voltaje DC ( 125 V ) y voltaje AC ( 127 - 220 V ) para la operación de disparo y cierre, mediante el sistema motor -

resorte , además el control necesita energía de respaldo para lo cual utiliza el servicio de una batería .

En la figura 2.28, se presenta una vista lateral del pórtico , donde se muestra la función de los aisladores de paso , los mismos que garantizan la seguridad de los conductores de fase que llegan y salen del pórtico.

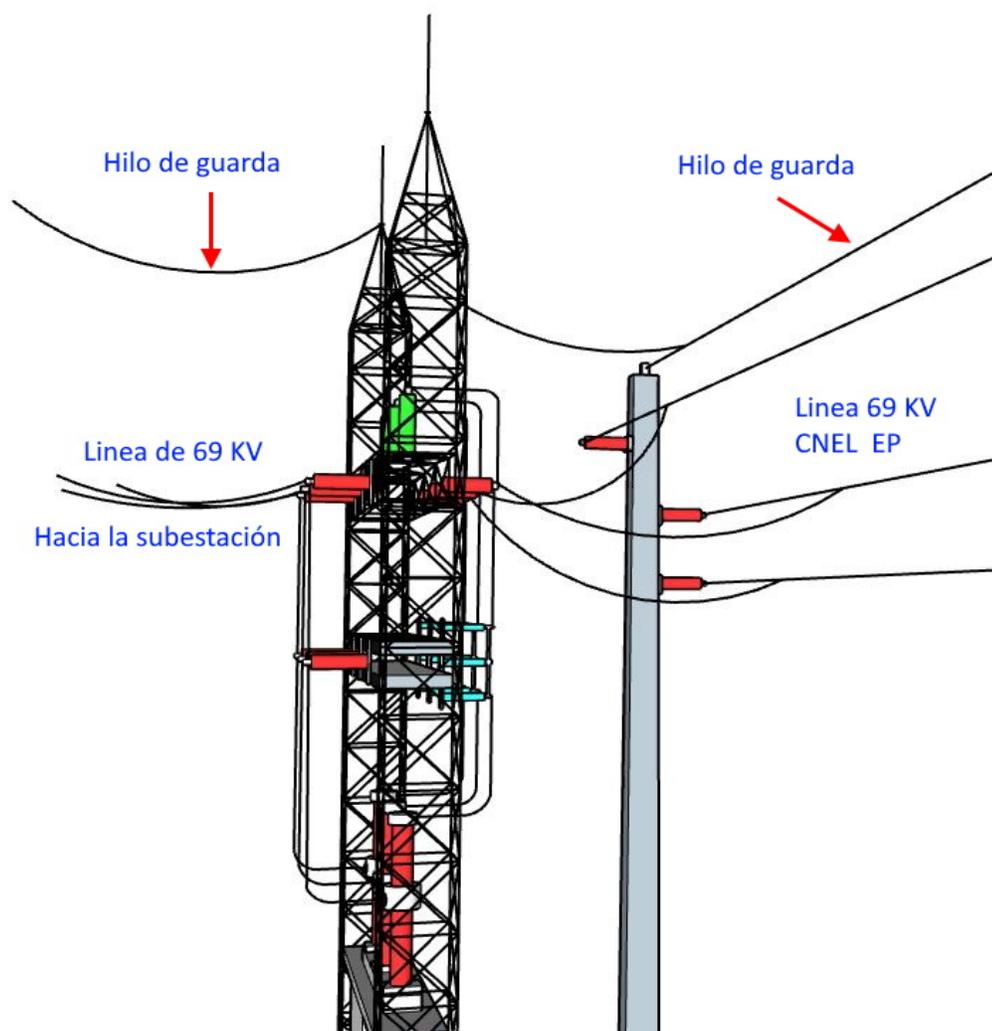


Figura 2.28: Vista lateral del pórtico del TAP . Autor

En la figura 2.29 , se indica las medidas verticales y horizontales aplicadas a un pórtico para un TAP de entrada a la línea de subtransmisión que alimenta a la subestación .

Estas medidas están en función de las distancias dieléctricas mínimas de seguridad , que de acuerdo al análisis realizado en la sección "distancias de seguridad " , se obtuvieron :

d.ft = 693 mm , d.ff = 950 mm .

d.ver.man = 3 , d.hor.man = 1,59 m .

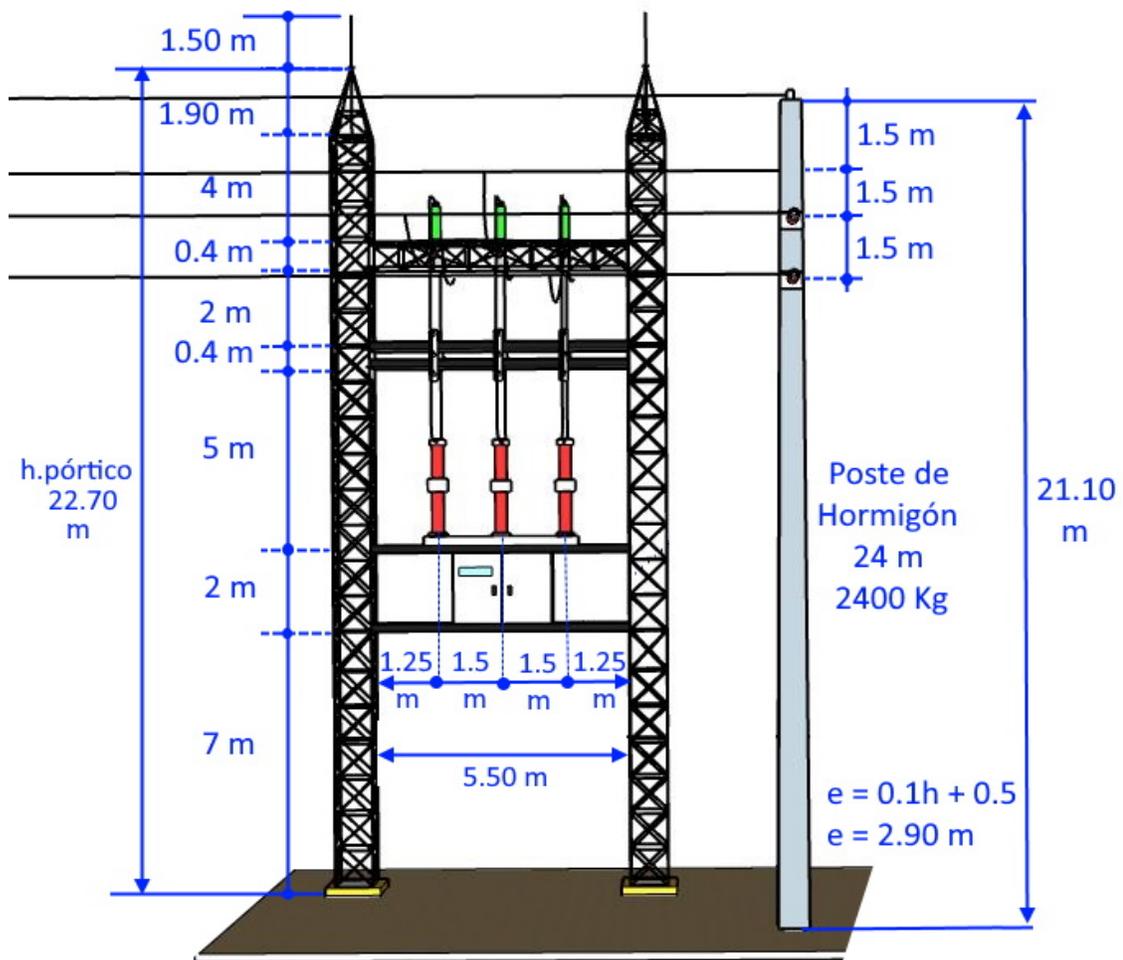


Figura 2.29: Pórtico para TAP de entrada . Línea de 69 KV. Autor

Debido a los márgenes de seguridad necesarios ( considerando el efecto causado por el viento y movimientos sísmicos ) , sobre el pórtico se define :

d.ff.aplicado =  $1,5 * d.ff = 1,5 * 950 \text{ mm} = 1425 \text{ mm}$  . Se utiliza : 1,5 m .

d.ft.aplicado =  $1,8 * d.ft = 1,8 * 693 \text{ mm} = 1247 \text{ mm}$  . Se utiliza : 1,25 m .

Con lo cual se determina la distancia interna entre columna y columna del pórtico :

$X = 1,25 + 1,5 + 1,5 + 1,25 = 5,5 \text{ m}$  .

La altura de la estructura es :

h.estruc = h.pórtico + h.bayoneta

h.estruc =  $22,70 + 1,50 = 24,20 \text{ m}$

Altura suficiente para garantizar un cono de apantallamiento , generado con directrices a 30 grados , con lo cual se protege todo el pórtico , los elementos y equipos del TAP , ante descargas atmosféricas .

Se utiliza un poste de hormigón armado de 24 m , 2400 Kg , el mismo que es empotrado :

$e = 0,1 * h + 0,5 = 0,1 * 24 \text{ m} + 0,5 = 2,9 \text{ m}$  .

Por lo tanto sobre el nivel del suelo , el poste queda con una altura de 21,10 m .

Los aisladores y consecuentemente las fases están separados una distancia de :

d.ff. aplicado =  $1,5 * d.ff = 1,5 * 950 \text{ mm} = 1425 \text{ mm}$  . Se utiliza : 1,5 m .

El hilo de guarda se coloca igualmente a la misma distancia de separación entre fase - fase , esto es :

d.hilo.guarda = 1,5 m .

La altura del pórtico ( 22,70 m ) , obedece a la distribución de distancias verticales , primer nivel 7m , segundo nivel 2m , tercer nivel 5m , cuarto nivel 2 m , quinto nivel 4m , altura del fin de la columna ( pirámide ) 1,90 m , dos vigas de 0,4 m cada una .

Estas medidas son aplicadas por constructores de este tipo de obras y aceptadas por las empresas de distribución .

En la figura 2.30 , se muestra una toma de planta , donde se presenta el terreno de 20m X 10 m , la sala de control de 5m X 4m , la altura del cerramiento 4 m ( de seguridad - paredes sin vista al interior ) , la puerta principal de entrada de 5m de ancho .

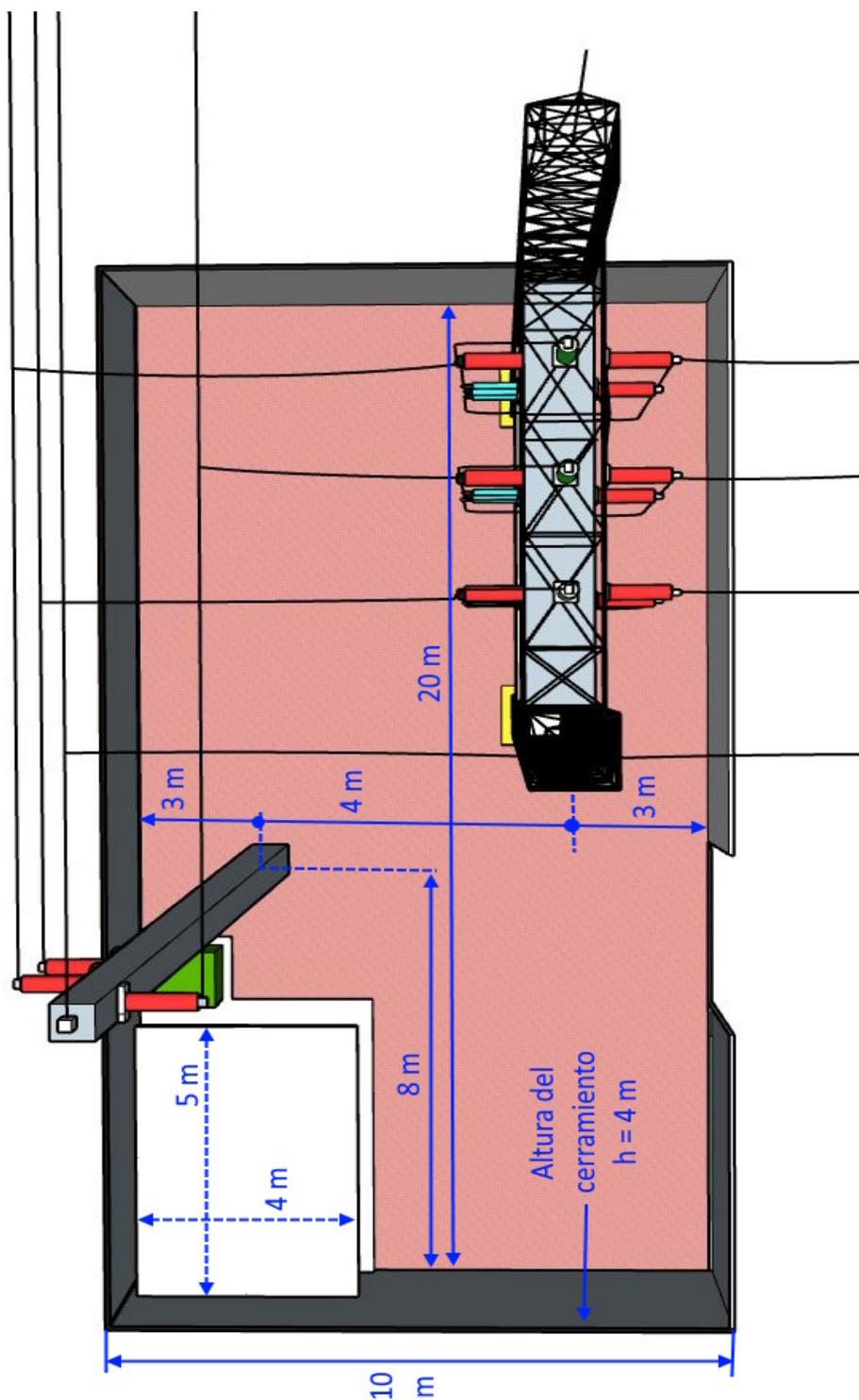


Figura 2.30: Vista de planta . TAP de entrada . Línea de 69 KV. Autor

## 2.10. LÍNEA DE LLEGADA A LA S/E . 69 KV .

La línea de entrada a la subestación es de 69 KV , que tomamos desde una alimentadora de subtransmisión de la empresa distribuidora ( [CNEL EP](#) ) , que parte desde la subestación dos Cerritos recorriendo 46,05 Km , colocamos un tap de entrada y recorreremos una distancia de 531,6 m hasta llegar al sitio donde se instalará la subestación .[2]

El tap de entrada está ubicado a 40 m de la línea de [CNEL](#) , luego se colocan 6 postes con estructuras tipo línea - poste con las siguientes distancias ( vanos ) :  
TAP : Vano 1 : 40 m .

Estructura 1 : P1 : Línea - poste . Vano 2 = 60 m .

Estructura 2 : P2 : Línea - poste . Vano 3 = 114 m .

Estructura 3 : P3 : Línea - poste . Vano 4 = 115 m .

Estructura 4 : P4 : Línea - poste . Vano 5 = 126 m .

Estructura 5 : P5 : Línea - poste . Vano 6 = 76,6 m .

Estructura 6 : P6 : Línea - poste . Dentro de la subestación .

Las estructuras 5 y 6 , están dentro de la subestación de 24 MVA .

La característica de corto circuito e impedancias a baja frecuencia de la [S/E](#) y de línea de 69 KV , son :

Potencia de corto circuito :

$S_{cc} = 1377,88 \text{ MVA}$  : [S/E](#) : Dos Cerritos

Por lo tanto la  $I_{cc}$  en la barra de 69 KV en la [S/E](#) Dos Cerritos es :

$I_{cc} = S_{cc} / ( \sqrt{3} * V_{LL.nom} )$

$I_{cc} = 1377,88^6 \text{ VA} / ( \sqrt{3} * 69000 ) = 11,5 \text{ KA}$  .

La impedancia equivalente a baja frecuencia en la [S/E](#) Dos Cerritos es :

$Z_1 = Z_2 = (0,13 + j 3,80) \Omega/km \Rightarrow \frac{X}{R} = 3,73$

$Z_0 = (0,04 + j 1,24) \Omega/km \Rightarrow \frac{X}{R} = 5,17$

El conductor utilizado tanto en la línea de [CNEL](#) ( 46,05 Km ) , como para la entrada a la [S/E](#) de 24 MVA es :

Conductor : 477 MCM . ACSR . 26 / 7 .

Impedancia de baja frecuencia :

$Z_1 = Z_2 = (0,116 + j 0,4335) \Omega/km \Rightarrow \frac{X}{R} = 3,73$

$Z_0 = (0,3307 + j 1,71154) \Omega/km \Rightarrow \frac{X}{R} = 5,17$

En la figura 2.31, se indica la [S/E](#) Dos Cerritos , el recorrido de la línea , el tap de entrada , las estructuras y llegada a la [S/E](#) de 24 MVA .

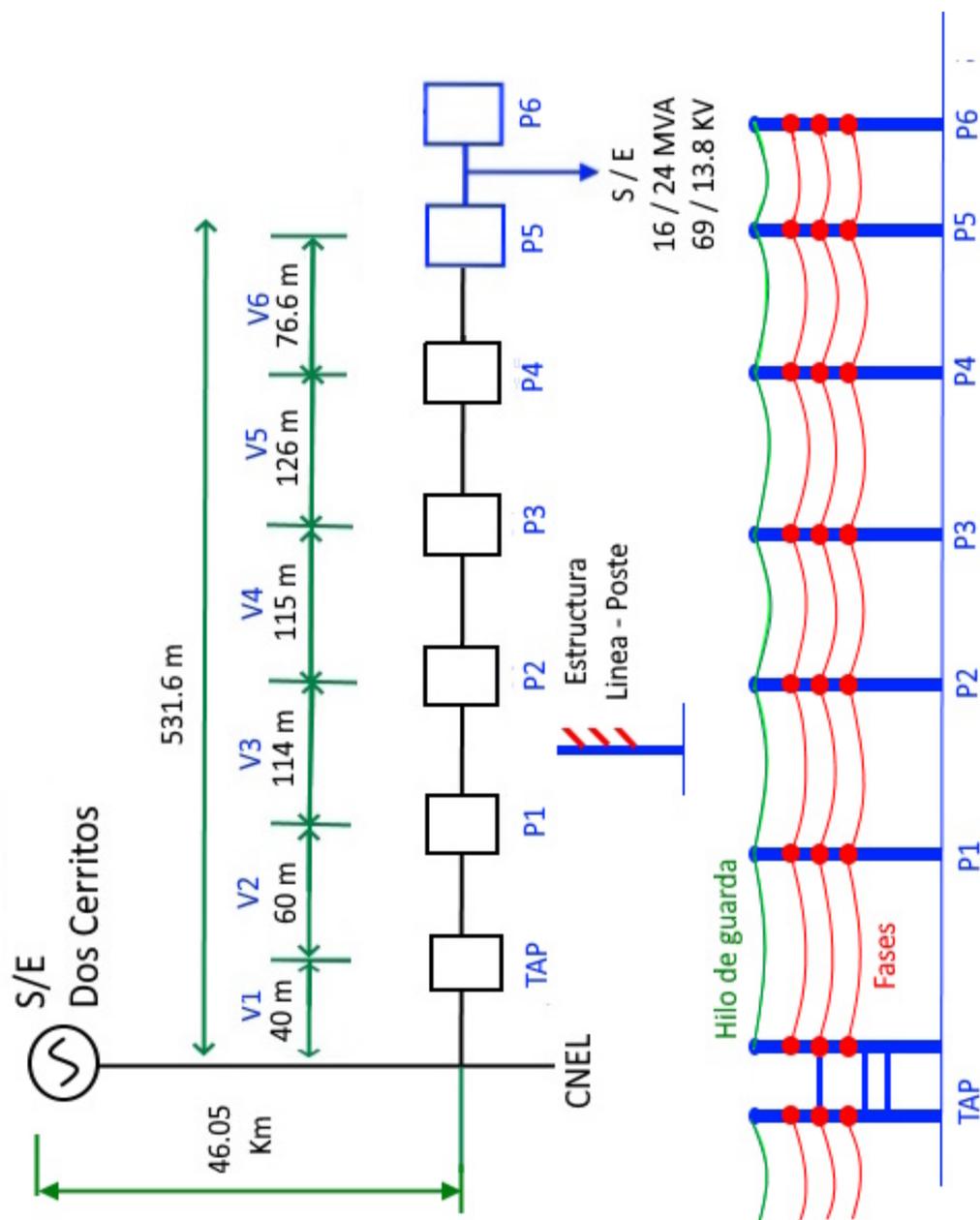


Figura 2.31: Recorrido y llegada de la línea de 69 KV a la S/E de 24 MVA . Autor

## 2.11. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA S/E.

La subestación en estudio tiene una capacidad de 16 / 24 MVA , operando con una línea de entrada de 69 KV , salida de 13, 8 KV para alimentar a 5 líneas de distribución de 5 MVA cada una .

El transformador de potencia que se utilizará tiene una capacidad de 16 MVA operando con enfriamiento natural ( OA ) y para demandas pico puede llegar a 24 MVA operando con enfriamiento mediante un sistema de ventilación forzada ( FA ) , la conexión es triángulo en 69 KV y estrella en 13,8 KV .

La protección contra sobrecorrientes en el lado de 69 KV se realiza mediante un interruptor de potencia ( 52 - 2 ) , para el lado de 13,8 KV mediante un reconectador principal ( 52 - 3 ) , el control de los dos interruptores se realiza mediante un sistema diferencial de corriente de falla ( 787 ) .

La protección contra sobrevoltajes se realiza mediante descargadores de sobrevoltaje ( DPS ) , tanto para la llegada al transformador ( 69 KV ) , como para la salida ( 13,8 KV ) . [22]

Para trabajos de mantenimiento en la línea de 69 KV de llegada a S/E de 24 MVA , es necesario instalar seccionadores de línea y de puesta a tierra ( 89 -2), para el lado de 13,8 KV colocamos dos seccionadores , antes y después del reconectador principal ( 52-3 ) , para revisión y mantenimiento del mismo , el seccionador de llegada al reconectador debe incluir sistema de puesta a tierra . En caso de una falla en el reconectador principal se considera un sistema Bypass por medio de un seccionador fusible ( 89-5 ) conectado en paralelo a dicho reconectador .

Para medición y protección se consideran transformadores de potencial ( TP ) y transformadores de corriente ( TC ) , tanto para el lado de 69 KV como para 13,8 KV .

Se puede disponer de distintos puntos de medición , esto es : En 69 KV ( M2 ) , en 13,8 KV ( M3 ) a la salida del transformador , en 13,8 KV en la barra principal ( M4 ) .

En la figura 2.32 , se muestra el diagrama unifilar planteado para esta subestación de 24 MVA .

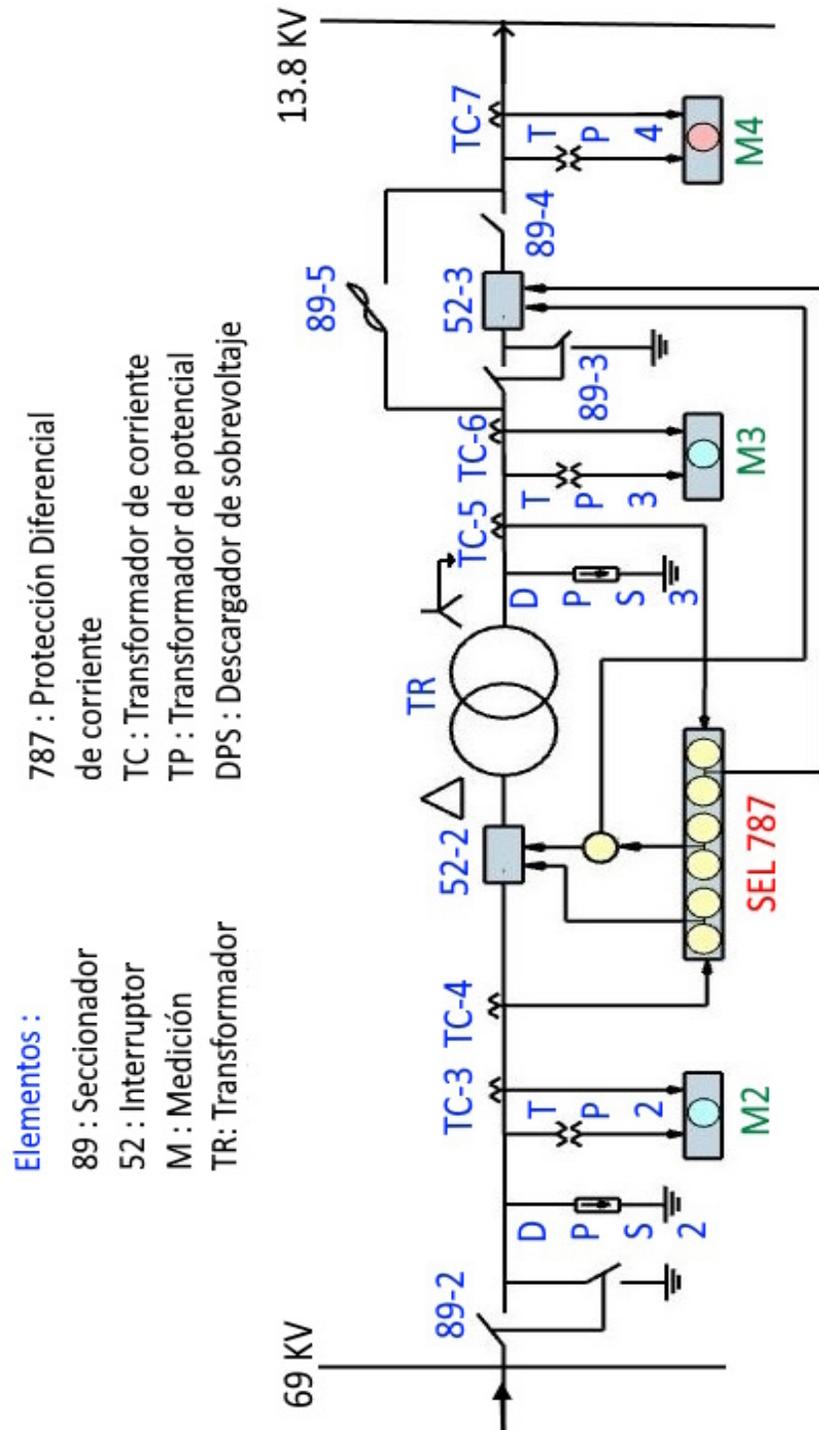


Figura 2.32: Diagrama unifilar para una subestación de 24 MVA . Autor

Los elementos indicados en el diagrama unifilar son :

- 89-2: Seccionador de linea y de puesta a tierra en 69 KV.
- DPS-2: Descargador de sobrevoltaje en 69 KV.
- M2: Medición en 69 KV - Entrada al transformador.
- TC-3: Transformador de corriente para medición en 69 KV.
- TP-2: Transformador de potencial para medición en 69 KV.
- SEL 787: Relé de protección diferencial de corriente..
- TC-4: Transformador de corriente para protección diferencial.
- 52-2: Interruptor de potencia en 69 KV.
- TR: Transformador trifásico de potencia
- DPS-3: Descargador de sobrevoltaje en 13.8 KV.
- M3: Medición en 13.8 KV - Salida del transformador.
- TC-5: Transformador de corriente para protección diferencial.
- TC-6 Transformador de corriente para medición en 13.8 KV.
- TP-3 Transformador de potencial para medición en 13.8 KV.
- 89-3: Seccionador de linea y puesta a tierra en 13.8 KV.
- 89-4:Seccionador de linea en 13.8 KV.
- 89-5:Seccionador fusible en 13.8 KV.
- 52-3: Interruptor de potencia en 13.8 KV.
- M4: Medición en la barra de 13.8 KV
- TC-7: Transformador de corriente para medición en la barra de 13.8 KV
- TP-4: Transformador de potencial para medición en la barra de 13.8 KV.

## 2.12. ALIMENTADORES . DIAGRAMA UNIFILAR .

La subestación dispone de 5 alimentadores de salida en 13,8 KV de 5 MVA cada una , desde la barra de 13,8 KV se utiliza para cada alimentadora un seccionador de línea y de puesta a tierra ( 89-7 ) , un segundo seccionador de línea ( 89 - 8 ) , un seccionador fusible ( 89 - 6 ) , un reconectador de cabecera ( 52-4 ) con control de sobrecorriente ( 751 ) , transformador de corriente ( TC - 8 ) y un descargador de sobrevoltaje ( DPS - 4 ) .

En la figura 2.33 y 2.34 , se indica las partes y elementos utilizados para cada alimentador .

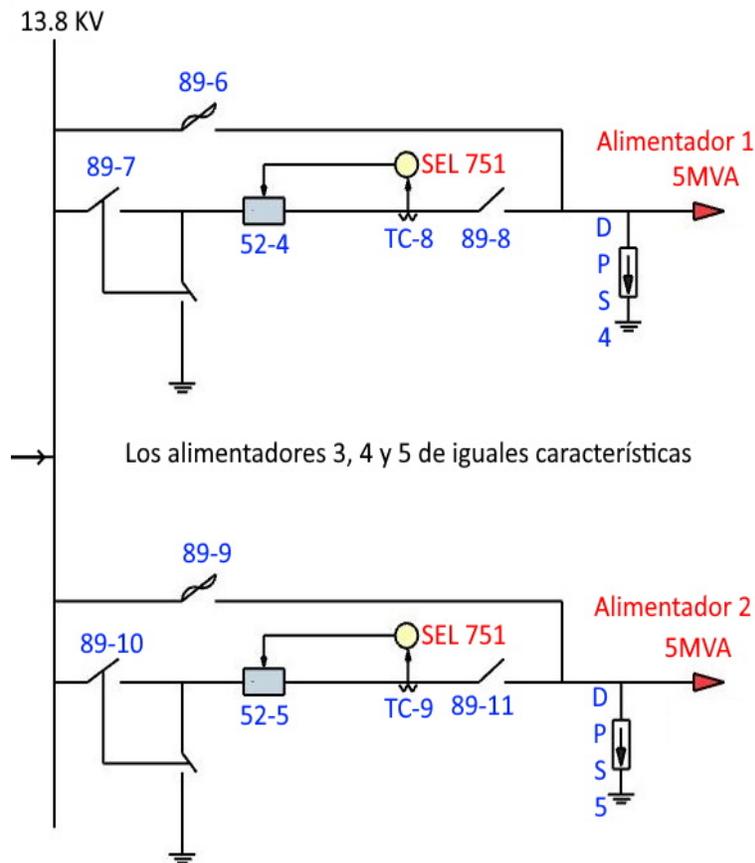


Figura 2.33: Diagrama unifilar de los alimentadores en 13.8 KV. Autor

### 2.13. DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL.

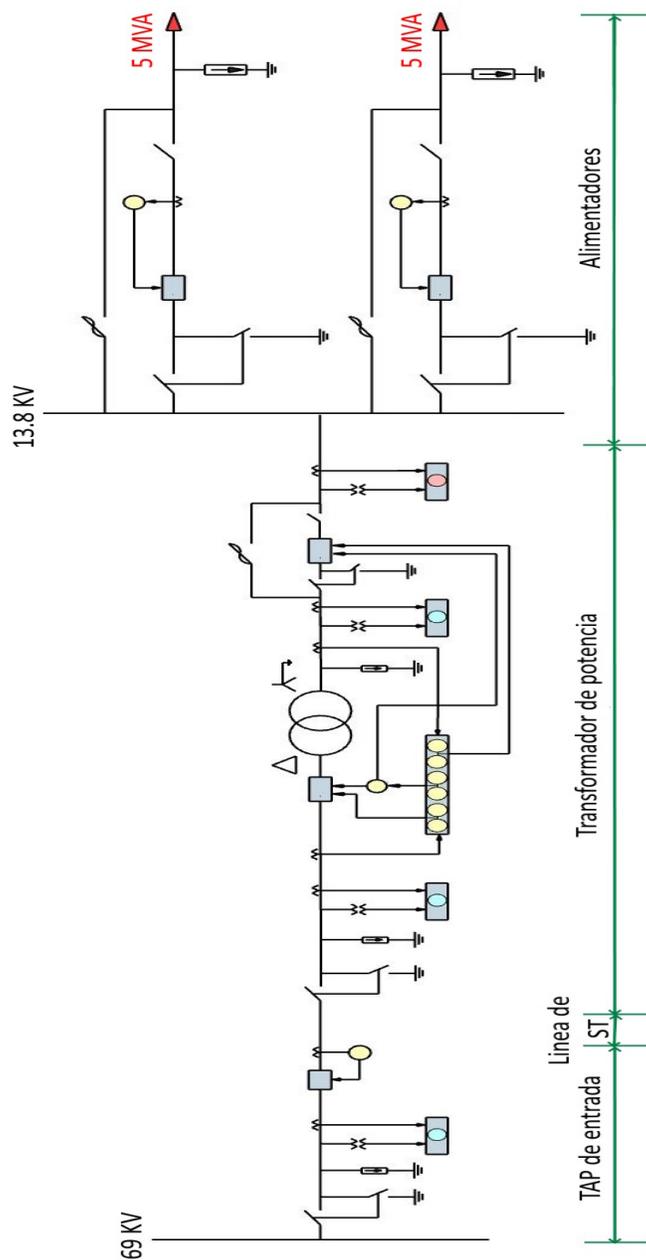


Figura 2.34: Diagrama unifilar general de la subestación. El Autor

## 2.14. IMPLANTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.

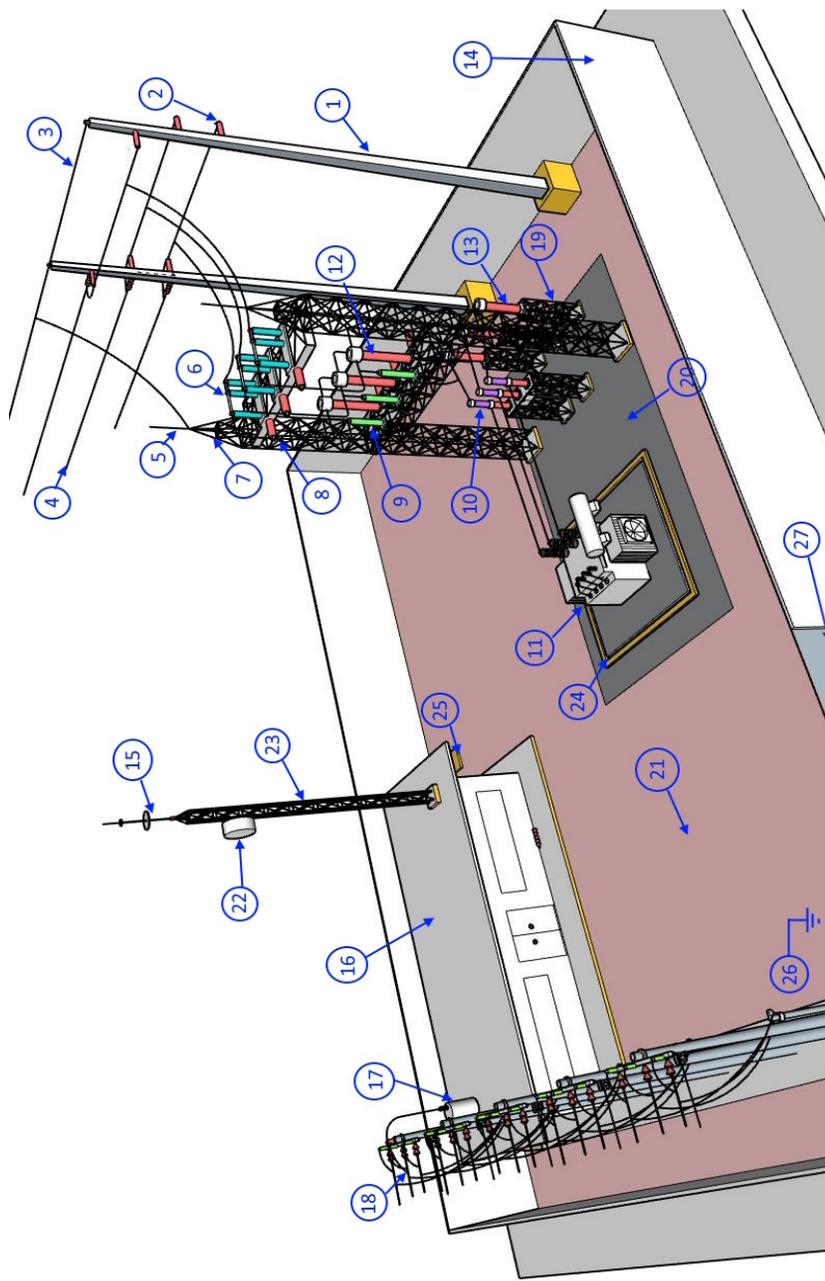


Figura 2.35: Partes y equipos de la subestación. Autor

En la figura 2.35 , se indica las partes , equipos y elementos que de acuerdo al correspondiente diagrama unifilar se utilizarán para el montaje de la subestación .[12]

1. Poste de hormigón armado.
2. Aisladores tipo line post.
3. Hilo de tierra o de guarda.
4. Conductores de fase en 69 KV.
5. Pararrayo tipo Bayoneta.
6. Seccionador de linea.
7. Pórtico de entrada a la subestación.
8. Descargador de sobrevoltaje.
9. Interruptor de potencia.
10. Transformador de potencia.
11. Transformador de corriente.
12. Transformador de potencial.
13. Cerramiento.
14. Pararrayo tipo dipolo corona.
15. Sala de control y gabinete de medio voltaje.
16. Transformador de servicio auxiliares.
17. Alimentadores de medio voltaje.
18. Piso 1. Grava o piedra fisurada.
19. Piso 2. Hormigón.
20. Sistema para comunicación de datos.
21. Torre o mástil para telecomunicaciones.

22. Canal recolector de aceite.
23. Sistema recolectora de aceite.
24. Malla de puesta a tierra.
25. Puerta de ingreso.

En la figura 2.36 , se indica otra vista de las partes ,equipos y elementos que forman la subestación .

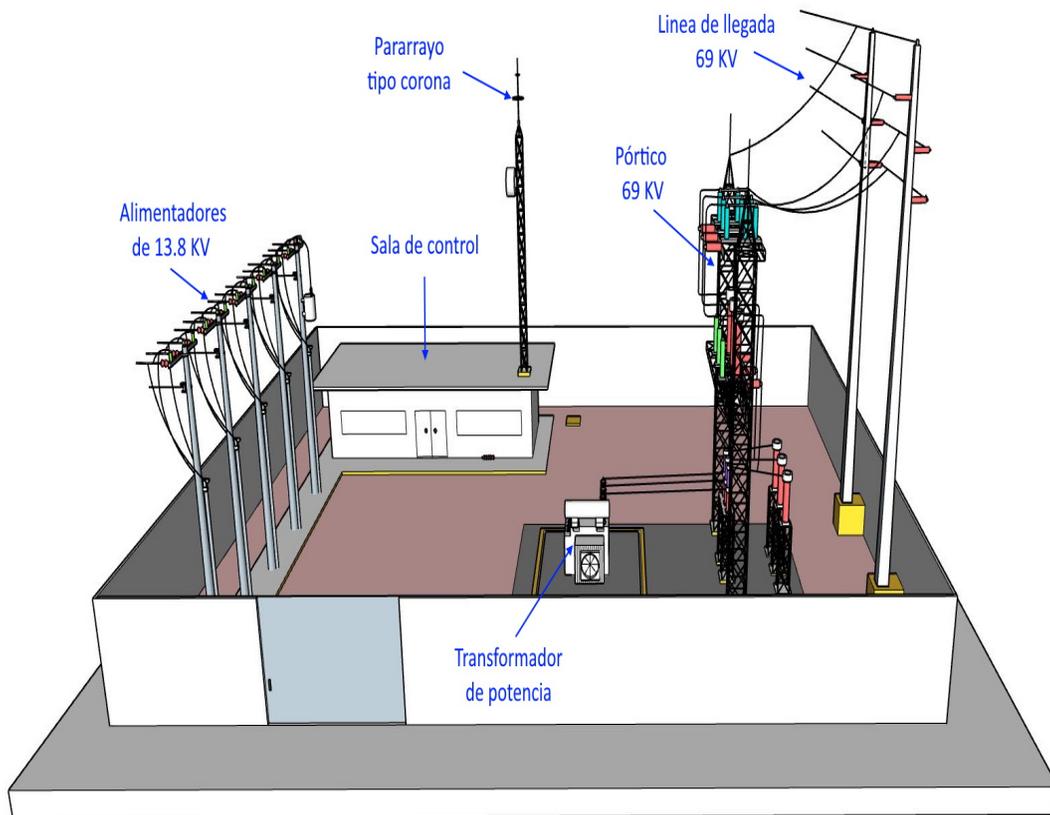


Figura 2.36: Otra vista de la subestación . Autor

Para la construcción de la subestación es necesario realizar una distribución de las partes , equipos y elementos a utilizar , considerando los medidas geométricas de los mismos y las distancias dieléctricas de seguridad

que debe existir entre cada una de ellas .[12] En la figura 2.37 , se presenta las correspondientes medidas para la implantación de los equipos .

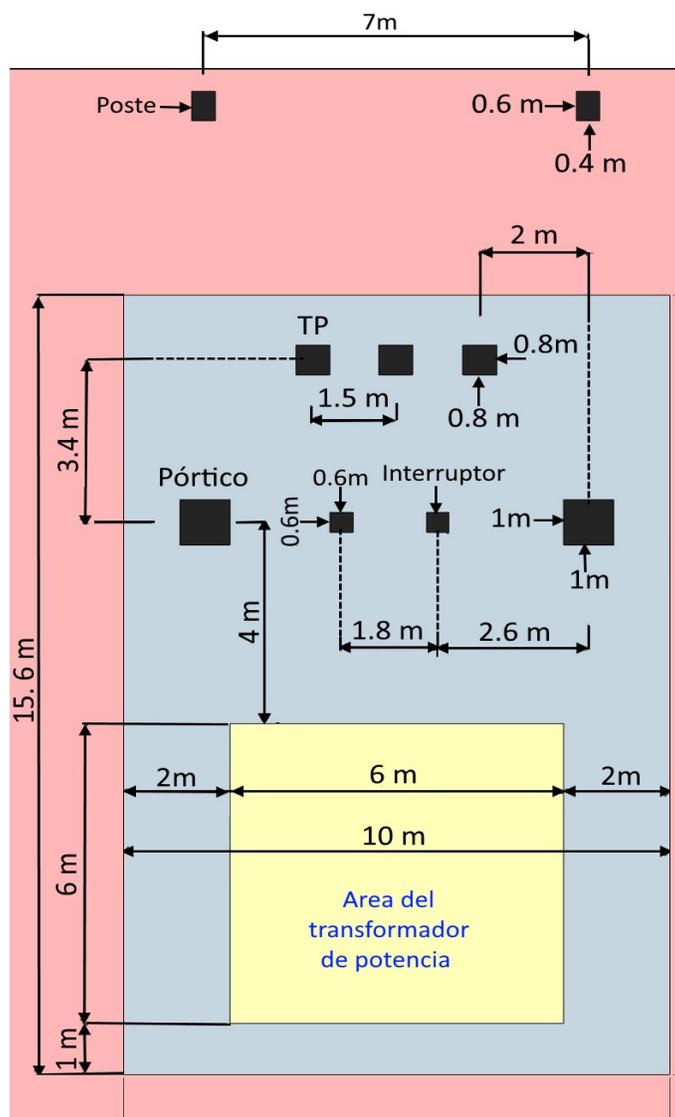


Figura 2.37: Implantación del área del transformador . Autor

Para el área de operación del transformador, se considera la línea de llegada, transformadores de potencial, pórtico de 69 KV e interruptor. En la figura 2.38, se indica la implantación general de la subestación, se distingue el área de operación del transformador, sala de control, área para alimentadores de 13,8 KV, áreas de circulación.

Medidas del terreno :

Largo = 36 m

ancho = 27 m

El área total requerida es :

Área terreno = 36 m \* 27 m = 972 metros cuadrados.

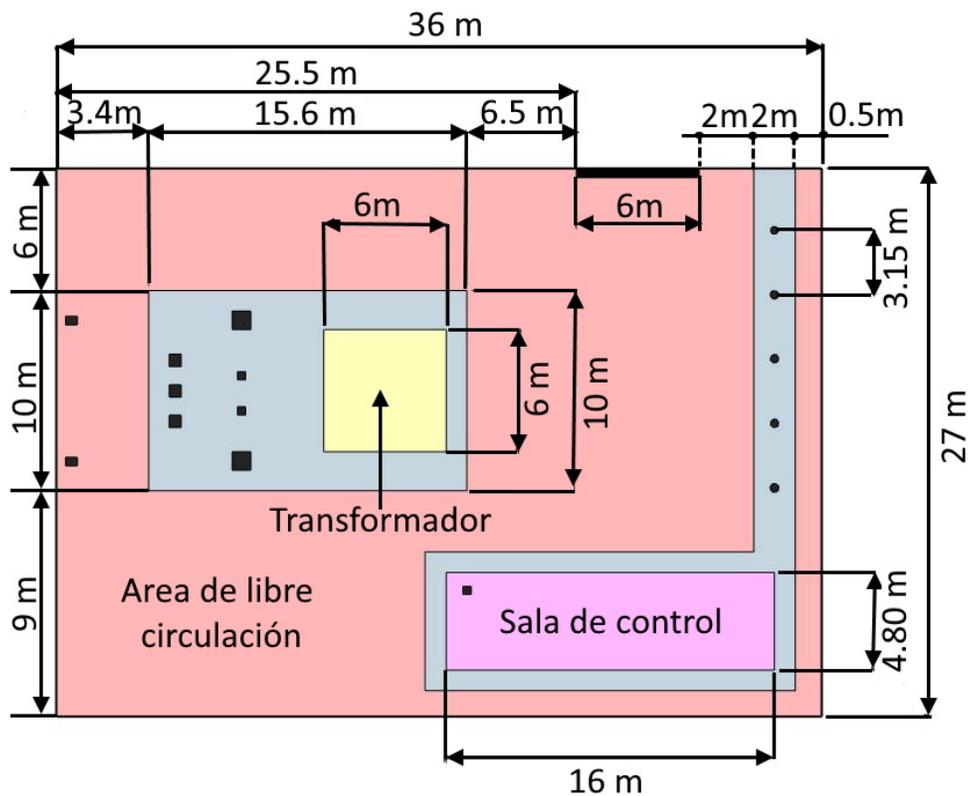


Figura 2.38: Implantación general de la subestación . 24 MVA . Autor

## 2.15. BARRAS DE 69 KV .

Considerando que la subestación recibe una sola línea de alimentación , las barras para 69 KV , se construyen con los mismos conductores utilizados para las fases ( 477 MCM - [ACSR- 26 / 7](#) ) , para lo cual se utiliza dos postes de hormigón armado de 21 m , 2400 Kg de ruptura , se utiliza una cadena tipo retención formada por discos de porcelana , el anclaje de las fases se realiza mediante aisladores línea - poste , para garantizar las distancias de seguridad entre fases , se coloca la primera fase frontalmente y las otras dos en la parte posterior de los postes , según lo indica la figura 2.39.

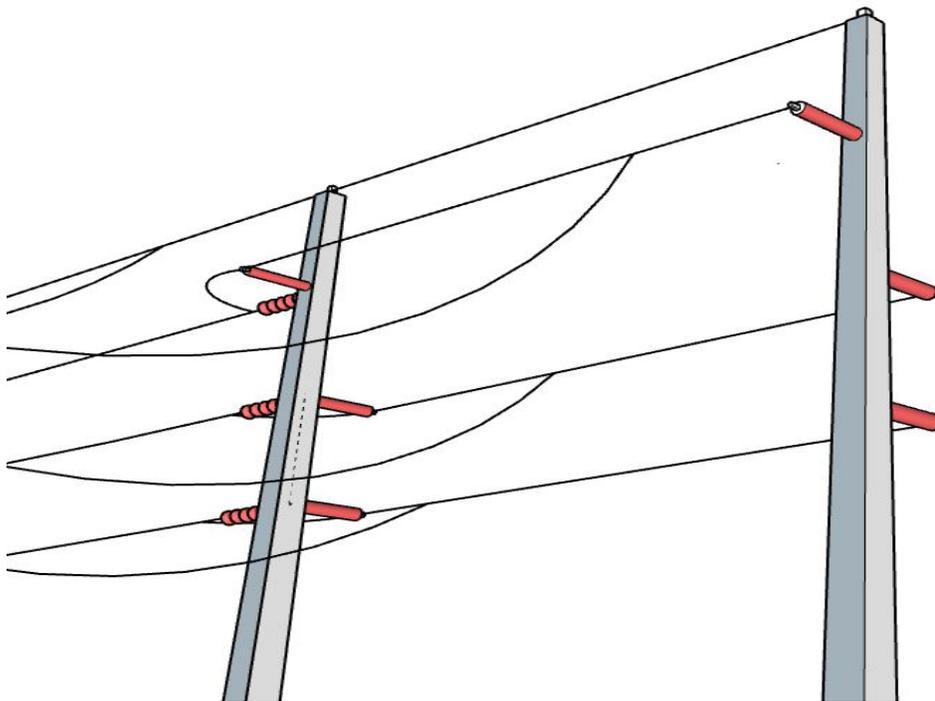


Figura 2.39: Barras para 69 KV . Autor

## 2.16. PÓRTICO DE LA S/E . PARA 69 KV

El pórtico para 69 KV , es la estructura mecánica sobre la cual se colocará los siguientes equipos :

- Seccionadores
- Transformadores de corriente
- Descargadores de sobrevoltaje
- Aisladores
- Puntas captadoras ( pararrayos - bayonetas )

Esta estructura comúnmente se construye con perfiles de hierro tipo celosía, esta formada por dos pilares verticales de forma cuadrada , aproximadamente de 80 cm de lado , con sus bases aseguradas sobre pedestales de hormigón armado , además de dos vigas sobre las cuales se colocarán los seccionadores , transformadores de corriente , descargadores y aisladores .[12] Las columnas del pórtico en su parte superior terminan de una forma piramidal para garantizar el montaje de las puntas captadoras (pararrayos), una en cada columna .

Para la altura de las columnas se considera los siguientes recomendaciones :

- Distancia de seguridad mínima vertical para maniobras del personal.
- Distancia de seguridad mínima entre fase y tierra .
- Altura mínima de los equipos sobre el nivel del suelo .
- Altura de los equipos .
- Altura mínima de las líneas .
- Altura mínima para el apantallamiento contra descargas atmosféricas.

**a.- DISTANCIAS VERTICALES DEL PÓRTICO**

De acuerdo al análisis realizado en la sección , distancias dieléctricas mínimas de seguridad , se determinaron las siguientes :

Para : VLL. nom = 69 KV . h = 10 msnm .

d.ft = 693 mm

d.ff = 950 mm

d.ver.man . = 2,94 m = 3 m .

d.hor.man = 1,59 m

h.equipo = 3 m

h.líneas = 4,9 m

Uno de los modelos mas comunes para diseño del pórtico de 69 KV , considera colocar el interruptor a nivel del suelo bajo la primera viga , para lo cual se debe cumplir :

h.equipo = 3 m : Esto significa que el interruptor debe presentar un brazo aislador mínimo de 69,3 cm ( d.ft ) y una estructura ( base ) de :

h.base = h.equipo - d.ft

h.base = 3 m - 0.693 = 2,3 m

En la práctica se utiliza estructuras base construidas de perfil de hierro , tipo celosía de :

h.base. = 2,4 m ( Teóricamente 2,3 m )

Al utilizar una base de 2,4 m de altura se garantiza también el cumplimiento de la distancia mínima vertical de maniobra (3m ).

Por lo tanto la altura de la primera viga con respecto al suelo , obedece a :

h1 = h.base + d.ft + d.ver.man .

h1 = h.equipo + d.ver.man .

h1 = 3 + 3 = 6 m .

El espesor de la viga 1 , que es quien soportará los transformadores de corriente y descargadores de sobrevoltaje , de acuerdo a cálculos estructurales mecánicos se aplica una medida de :

h2 = 1,40 m

La altura de la segunda viga con respecto a la primera considera lo siguiente :

h3 = d.ft + d.ver.man.

h3 = 0,69 m + 3 = 3,69 m

En términos prácticos se construye esta viga a una distancia con respecto a la primera de :

h3 = 4 m ( Teóricamente , h = 3,69 m )

El espesor de la viga 2 , que es quién soportará los seccionadores , en este tipo de modelo los constructores de pórticos aplican una medida de :

$$h_4 = 0,40 \text{ m .}$$

Esta medida obedece a cálculos estructurales mecánicos en función del peso de los seccionadores .

Las columnas del pórtico terminan en una estructura piramidal , que sirve para garantizar un seguro montaje de la punta captadora ( pararrayo ) , se utiliza una altura de :

$$h_5 = 1,90 \text{ m}$$

Finalmente se utiliza una punta captadora tipo bayoneta ( pararrayo ) , de acero de altura :

$$h_6 = 1,5 \text{ m}$$

Por lo tanto la altura total del pórtico ( sin considerar la altura de la punta captadora ) con respecto al nivel del suelo es :

$$h_{\text{pórtico}} = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 = 6 + 1,4 + 4 + 0,4 + 1,9 = 13,7 \text{ m.}$$

La altura total de la estructura , considerando la altura de la punta captadora es :

$$h_{\text{estructura}} = h_{\text{pórtico}} + h_6 = 13,7 \text{ m} + 1,5 \text{ m} = 15,2 \text{ m .}$$

#### **b.- DISTANCIAS HORIZONTALES DEL PÓRTICO**

Las distancias horizontales del pórtico deben cumplir con las distancias dieléctricas mínimas de seguridad , esto es :

$$\text{Para VLL.nom} = 69 \text{ KV , } h = 10 \text{ msnm , } d_{\text{ft}} = 69,3 \text{ cm , } d_{\text{ff}} = 95 \text{ cm.}$$

Sobre la viga 1 , se colocarán los transformadores de corriente , que son equipos que operan uno por cada fase , por lo tanto la separación mínima entre los puntos de conexión de cada una de las fases sobre los TC , debe ser mínimo la  $d_{\text{ff}} = 95 \text{ cm}$  , pero al considerar el efecto producido por el viento y posibles movimientos sísmicos , se recomienda incluir un margen de seguridad de no menos del 50% adicional , esto es :

$$X_1 = 1,5 * d_{\text{ff}} = 1,5 * 0,95 \text{ m} = 1,43 \text{ m .}$$

Para las fases laterales , la distancia mínima de seguridad con respecto a las columnas del pórtico debe ser la  $d_{\text{ft}} = 69 \text{ cm}$  , pero por las mismas razones consideradas para la separación fase - fase , se considera una distancia horizontal igual a :  $X_2 = X_1 = 1,43 \text{ m}$  .

En términos prácticos estas distancias horizontales se ajustan a :

$$X_2 = X_1 = 1,5 \text{ m .}$$

Por lo tanto las distancia interior de columna a columna del pórtico es :

$$X = X_2 + X_1 + X_1 + X_2 = 4 * 1,5 = 6 \text{ m .}$$

En la figura 2.40 , se indica una vista del pórtico , con sus medidas .

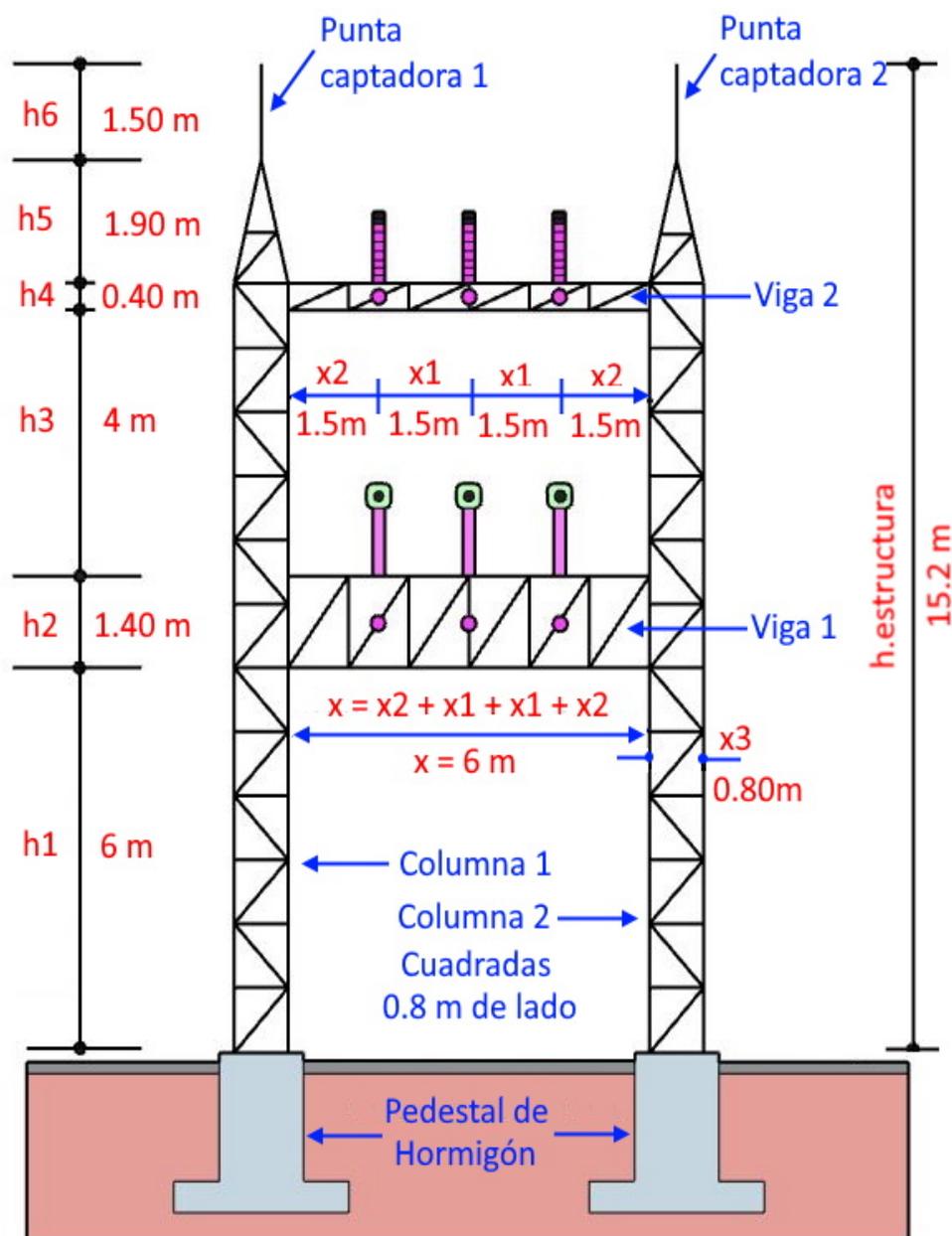


Figura 2.40: Pórtico para 69 KV. El Autor

**c.- MONTAJE DE LOS SECCIONADORES .**

Los seccionadores son interruptores que operan a vacío porque no disponen de cámara de extinción de arco, su maniobra siempre debe realizarse sin carga, son utilizados para realizar reparaciones o mantenimiento de la línea o partes y equipos . [2]

Se utilizan uno por cada fase , su operación es manual o motorizada , van colocados en la parte superior del pórtico , son los elementos que reciben la línea desde las barras de 69 KV , es recomendable utilizar seccionadores de línea con puesta a tierra automática en el instante que estos desconecten la correspondiente fase , la importancia de colocar la línea a tierra , se debe a la necesidad de garantizar la desenergización de la línea , para seguridad de los trabajadores que van a realizar un determinado trabajo . Para el montaje sobre la viga del pórtico se debe respetar las distancias dieléctricas mínimas de seguridad , tanto fase - tierra , como fase - fase , que de acuerdo al estudio realizado , las distancias mínimas son :

d.ft = 693 mm

d.ff = 950 mm

Un ejemplo de lo explicado se observa en la figura 2.41.

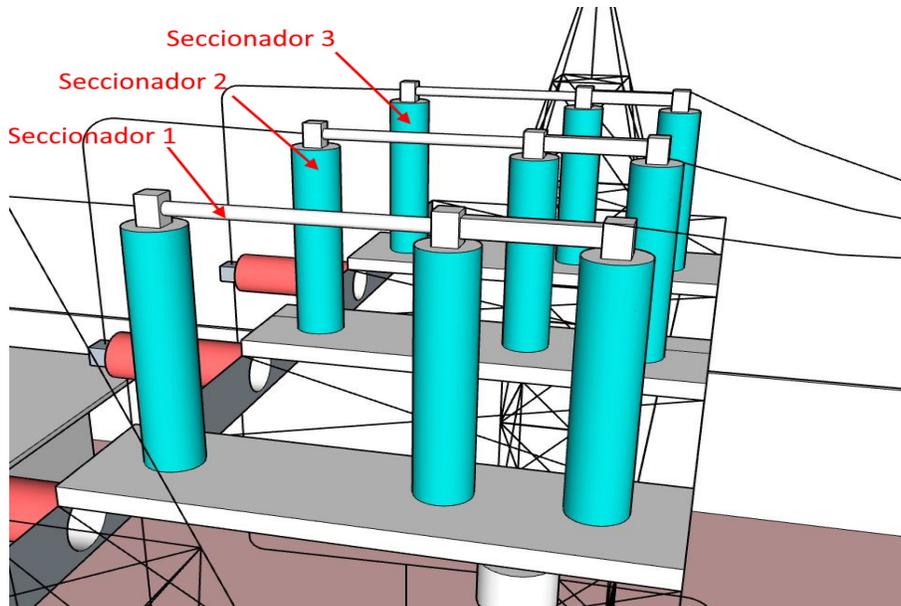


Figura 2.41: Montaje de los seccionadores . Autor

**d.- MONTAJE DE AISLADORES DE PASO .**

Los aisladores de paso tiene por objetivo mantener la seguridad de los conductores de fases , referente a su firmeza mecánica al recorrer el pórtico conectando las distintas partes que se encuentran montadas sobre el mismo , garantizando que siempre se va a mantener las distancias de seguridad .

De los seccionadores de línea pasamos a los transformadores de corriente , para lo cual utilizamos un primer juego de aisladores ( normalmente se elijen aisladores tipo estación ) .

Un segundo juego de aisladores de paso se utiliza en la conexión entre los transformadores de corriente y los de potencial , según lo indican las figuras 2.42, y 2.43 .

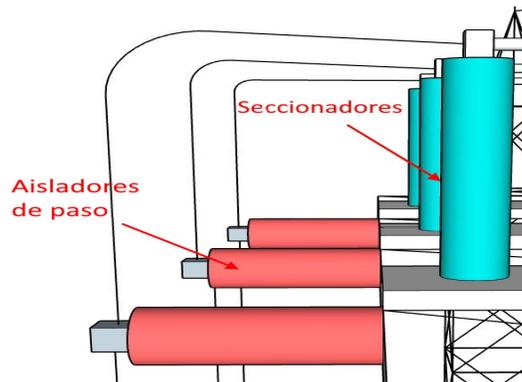


Figura 2.42: Aisladores de paso desde los seccionadores . Autor

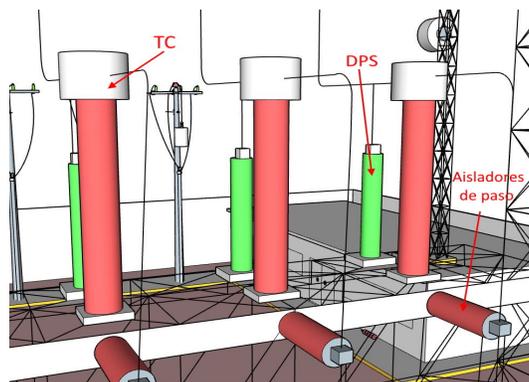


Figura 2.43: Aisladores de paso desde los TC hacia los TP . Autor

**e.- MONTAJE DE TC Y DPS .**

Sobre la viga más reforzada del pórtico se colocan los transformadores de corriente ( TC ) , los descargadores de sobrevoltaje ( DPS ) y un juego de aisladores de paso . En el montaje de los equipos se debe respetar las distancias mínimas de seguridad ( 693 mm para fase - tierra y 950 mm para fase - fase ) , que de acuerdo al pórtico analizado y aplicado para este estudio se utiliza las siguientes distancias :

d.ft . aplicado = 1,5 m

d.ff . aplicado = 1,5 m

Los transformadores de corriente ( TC ) , son utilizados para la protección diferencial de corriente ( 787 ) del transformador de potencia a través del interruptor en 69 KV y el reconectador principal en 13,8 KV .

Los descargadores de sobrevoltaje ( DPS ) , son supresores de picos de sobrevoltajes causados por maniobras y descargas atmosféricas . Cada una de las fases llegan al seccionador y avanzan hasta el TC , sin antes conectarse al descargador , garantizando que cualquier sobrevoltaje que llega sea descargado a tierra.

En la figura 2.44, se indica el montaje de dichos elementos .

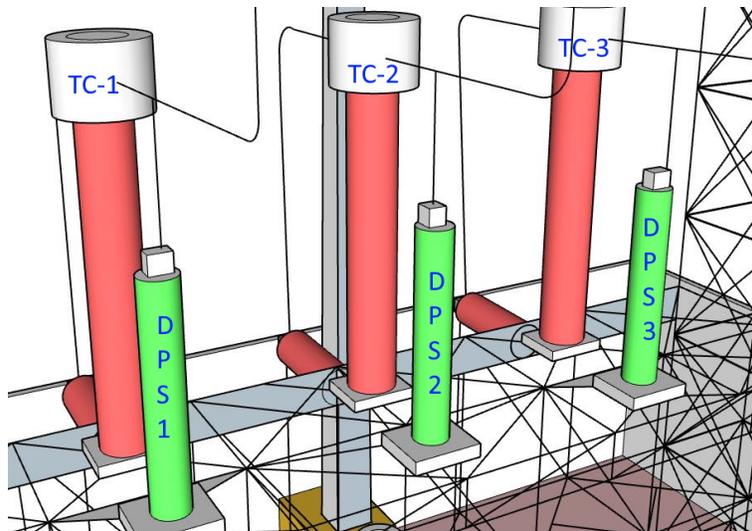


Figura 2.44: Montaje de TC y DPS . Autor

**f.- MONTAJE DEL INTERRUPTOR Y TP .**

El montaje del interruptor y los transformadores de potencial si bien no están sobre la estructura del pórtico , forman parte del conjunto de operación del área de 69 KV , el interruptor es un equipo de tres polos uno para cada fase que puede operar de forma monofásica o trifásica en su cierre y apertura , es quien protege toda falla de sobrecorriente al transformador en el lado de 69 KV , debe ir montado sobre una estructura que respecto al nivel del suelo la distancia es mínimo 2,25 m y que de acuerdo a las medidas del equipo , comúnmente se utiliza estructuras de 2,40 m .

Para los transformadores de potencial , que son utilizados para medición y/o protección , igualmente van montados sobre estructuras de mínimo 2,25 m sobre el nivel del suelo , llegando a ser común estructuras de 2,40 m . En la figura 2.45 , se muestra la disposición del interruptor , quien se encuentra exactamente bajo el pórtico sobre la misma línea de eje , mientras que los transformadores de potencial ( TP ) se encuentran a una distancia de eje a eje de aproximadamente 3,40 m , que representa el doble de la distancia mínima de maniobra horizontal que debe existir (  $d_{man.horiz} = 1,59 \text{ m}$  ) .

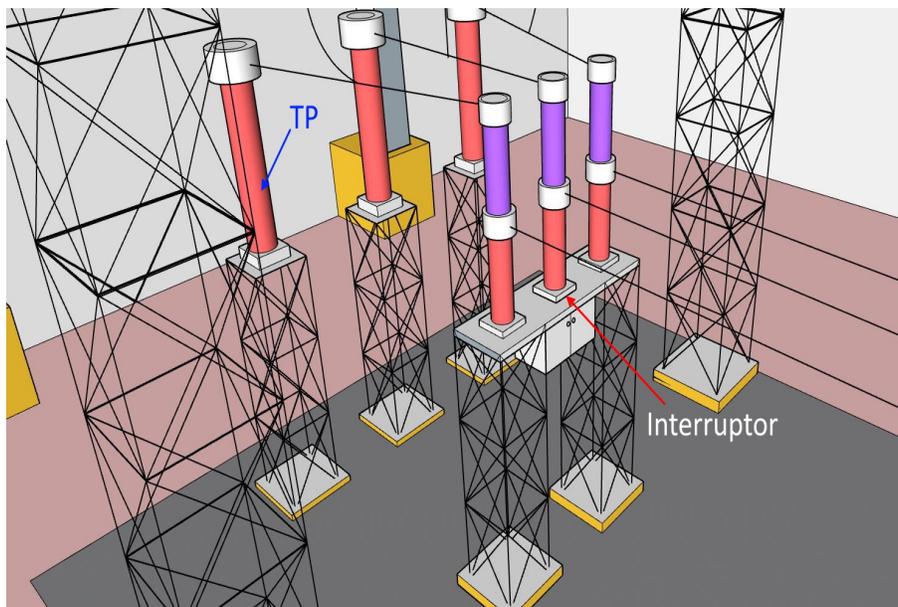


Figura 2.45: Montaje del interruptor y TP . Autor

**g.- MONTAJE DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA .**

El transformador de potencia se encuentra ubicado sobre el nivel del suelo comúnmente sobre un piso de hormigón , el mismo que presenta un sistema de recolectores por los costados con el objetivo de recolectar el aceite del transformador en caso de una fuga , el aceite así recuperado es transportado desde los canales de recolección hasta una cisterna general de recuperación . En este estudio se plantea la operación del transformador en el lado de 69 KV mediante conductores desnudos , mientras que en el lado de 13,8 KV se utilizará celdas de medio voltaje , por lo tanto la salida del transformador será subterránea , con un recorrido desde los bujes de medio voltaje hasta la sala de control , lugar donde se alojarán las celdas de media tensión.En la figura 2.46 , se muestra lo explicado .

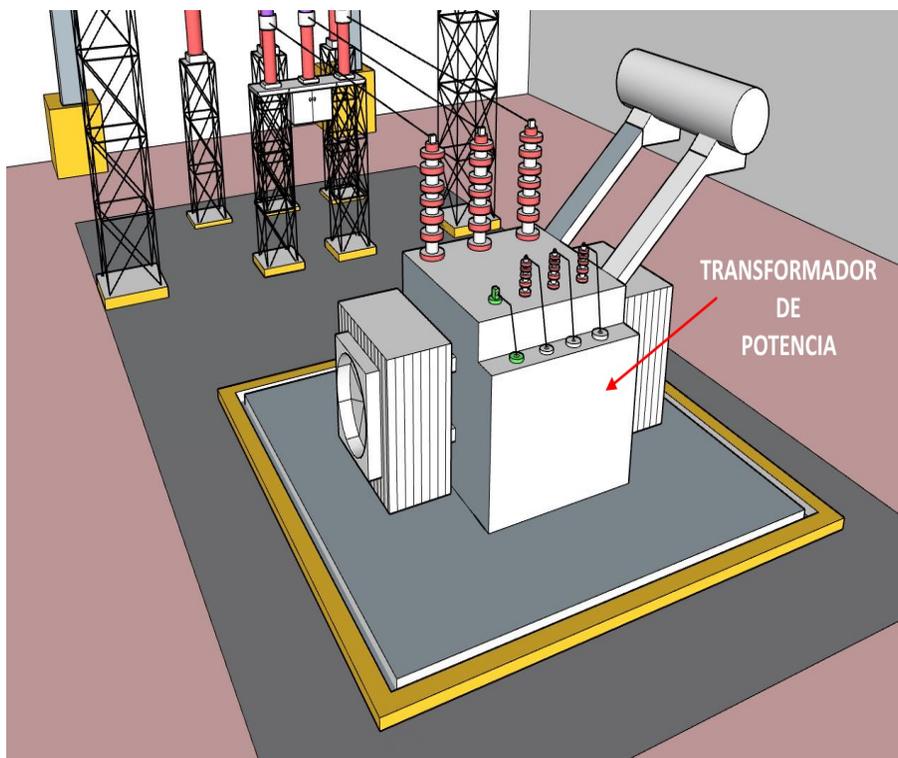


Figura 2.46: Montaje del transformador de potencia . Autor

**h.- MONTAJE DE LA SALA DE CONTROL .**

La sala de control es el lugar donde se colocarán las celdas de medio voltaje , las mismas que deben contener todos los elementos para la operación, control, medición y protección de cada uno de los alimentadores en 13,8 KV .

En la sala de control se ubica también todo el respaldo de energía DC ( cuarto de baterías ) , además de incorporar en su cubierta ( loza ) una torre para antena de telecomunicaciones para transferencia de datos , así como también se aprovecha esta torre para colocar en su parte más alta un pararrayos , entre los más utilizados los de tipo dipolo corona , que ayuda a enfrentar las descargas atmosféricas que pueden suceder sobre la subestación . Según lo indica la figura 2.47.

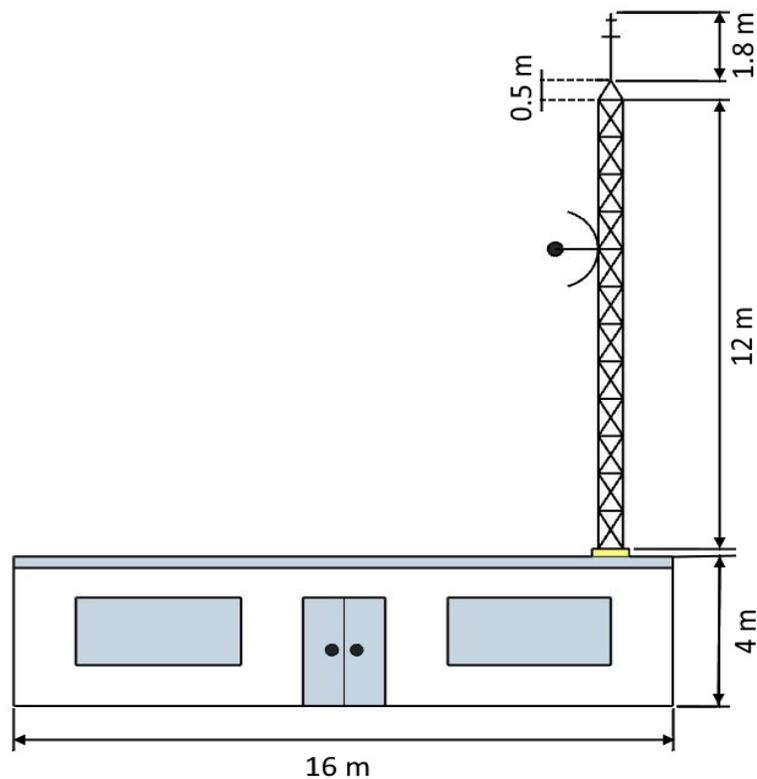


Figura 2.47: Montaje de la sala de control . Autor

**i.- MONTAJE DE LOS ALIMENTADORES DE 13,8 KV .**

De acuerdo a la figura 2.48, la subestación ofrece 5 alimentadores de 13,8 KV de 5 MVA cada uno , para la salida de las mismas desde las celdas de medio se realiza de forma subterránea , pasando por tubos galvanizados junto a postes de hormigón de 12 m , utilizando para el inicio de cada alimentador una estructura de cruceta metálica con aisladores en retención formado por discos de porcelana , además de llevar para cada una de las fases un descargador de sobrevoltaje , se propone un sistema de neutro corrido , para lo cual se aplica un aislador tipo carrete desde donde parte el conductor del neutro .

En uno de los postes se ubicará un transformador monofásico para servicios de energía AC auxiliar .

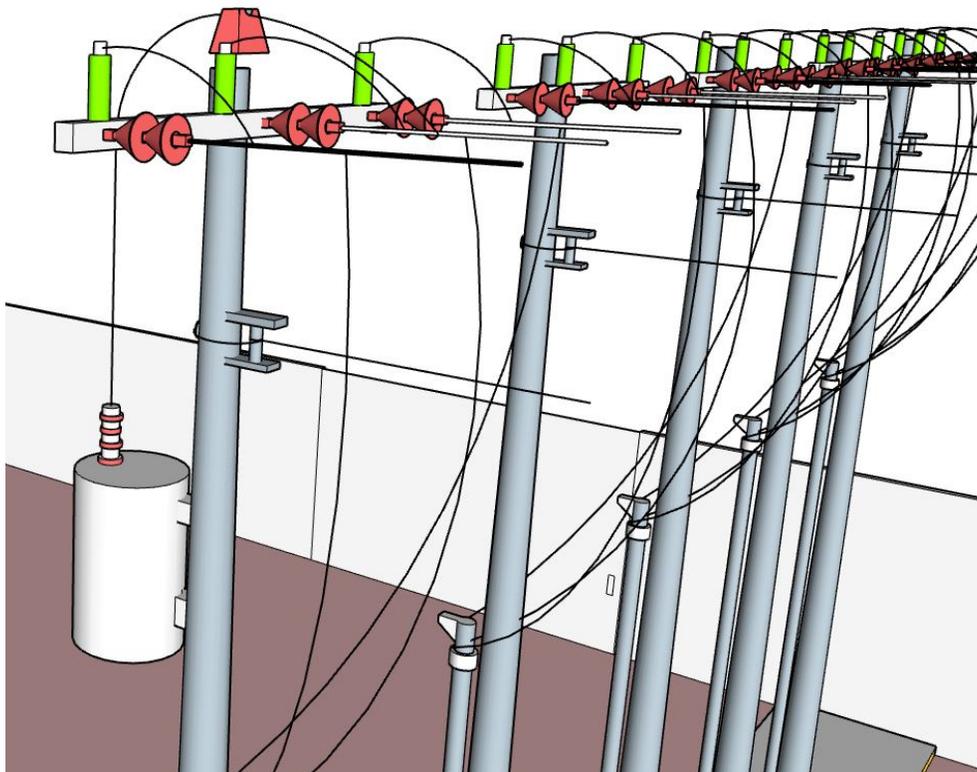


Figura 2.48: Montaje de los alimentadores de 13,8 KV . Autor

**j.- MONTAJE DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA .**

Para el montaje de la malla de puesta a tierra se utilizará toda el área del terreno determinado , esto es :

Largo = 36 m , Ancho = 27 m

Área =  $36 * 27 = 972$  metros cuadrados .

Con respecto al nivel del suelo , la malla estará enterrada 0,50 m y es construida con conductor de cobre desnudo , formando cuadrículas de 3m por lado , uniones realizadas con soldadura exotérmica , además de llevar 26 picas ( varillas ) de copperweld .

En la figura 2.49 , se indica la forma como estará construida la malla de puesta a tierra de la subestación .

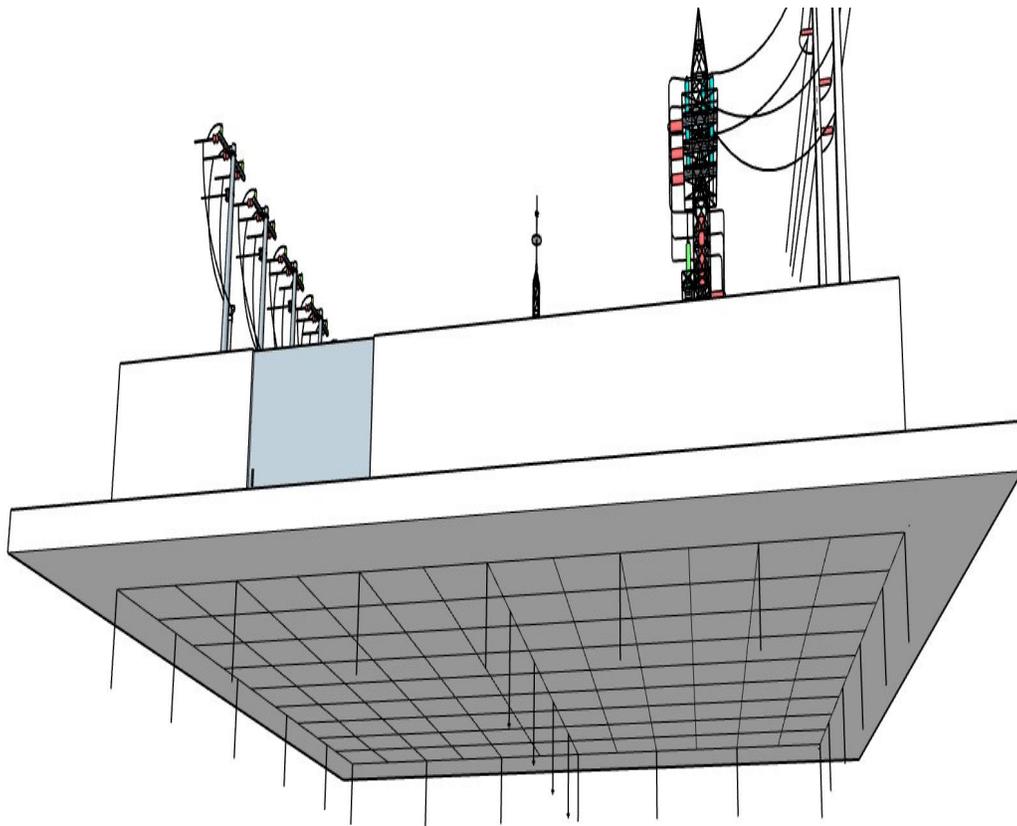


Figura 2.49: Montaje de la malla de puesta a tierra . Autor

## 2.17. APANTALLAMIENTO DE LA S/E .

El apantallamiento de la subestación hace referencia a la protección contra descargas atmosféricas de las instalaciones , esto se consigue mediante hilos de guarda , puntas captadoras y pararrayos con mayor capacidad de atracción de rayos , tal es el caso de los pararrayos tipo dipolo corona .

Las puntas Franklín o captadoras o bayonetas colocadas en la cima de las columnas del pórtico , generan un cono de protección con una directriz que vá desde 30 grados hasta 45 grados . En la figura 2.50 , se muestra la generación del cono de protección con una directriz a 30 grados .

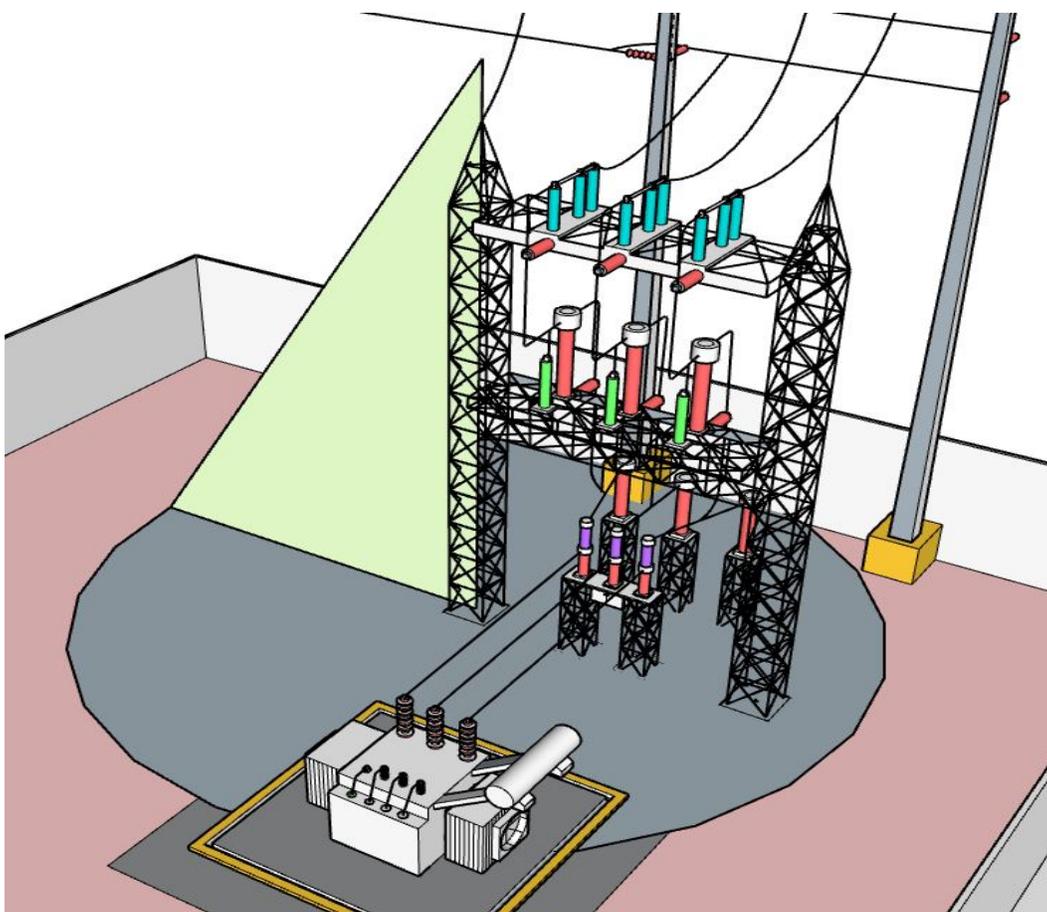


Figura 2.50: Cono de protección con directriz a 30 grados . Autor

**a.- CONO DE PROTECCIÓN A 30 GRADOS .**

Las puntas captadoras colocadas en la cima del pórtico generan una protección mínima desde una directriz de 30 grados , en la figura 2.51 , se observa el cono generado el mismo que protege una parte del pórtico y una parte del transformador de potencia , pero se observa que los seccionadores quedan sin protección.

Cuando se generen los dos conos , uno en cada pararrayo se tendría el apantallamiento completo generado por las dos puntas captadoras .

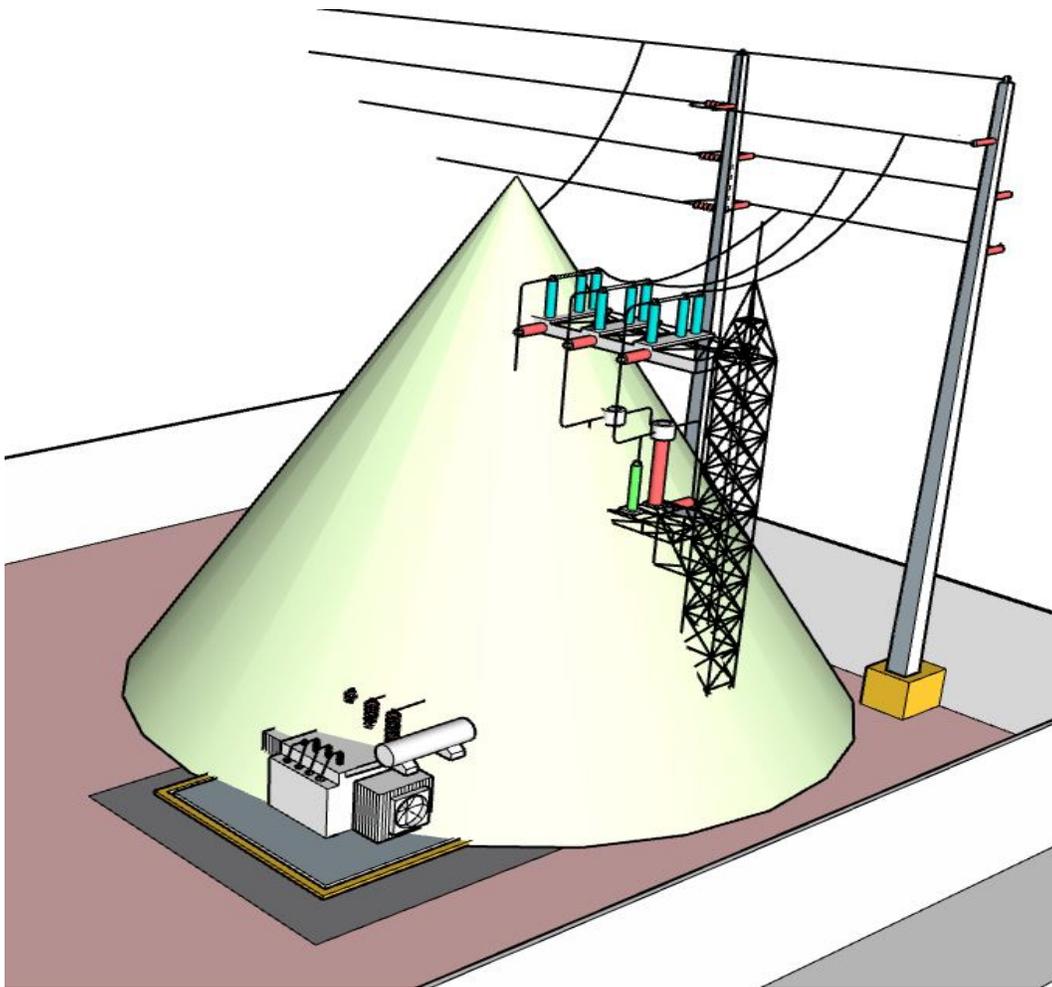


Figura 2.51: Cono de protección a 30 grados. Autor

**b.- CONO DE PROTECCIÓN A 45 GRADOS .**

El cono de protección de mayor apantallamiento sucede para una directriz generada a 45 grados , con lo cual se obtiene el máximo volumen de protección. En la figura 2.52 , se observa el comportamiento de los dos conos , el transformador de potencia está completamente protegido , pero se observa que el seccionador central se muestra vulnerable ( está fuera del volumen de protección ) .

Además, toda la sala de control y los alimentadores de 13,8 KV están desprotegidos, por lo tanto debemos subir a mayor altura las puntas captadoras o ayudarnos con un segundo tipo de pararrayo (dipolo corona) para apantallar toda el área de la subestación .

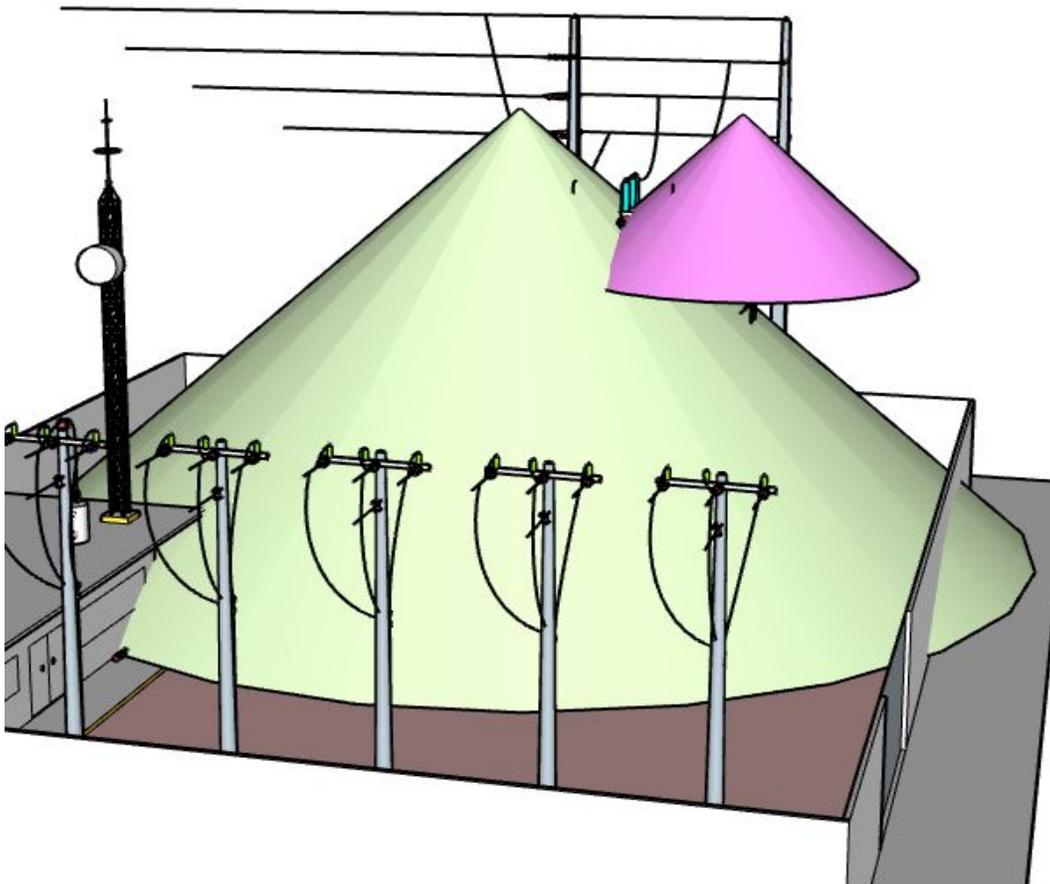


Figura 2.52: Conos de protección generados a 45 grados. Autor

**c.- CONO DE PROTECCIÓN GENERADO POR UN DIPOLO CORONA .**

Un pararrayo tipo dipolo corona tiene la ventaja sobre una punta captadora, que utiliza un anillo equipotencial para descarga y una bobina excitadora , con lo cual concentra mayor cantidad de carga en la punta y con ello genera un cono de protección con una directriz de hasta 71 grados , incrementando el volumen de protección muy significativamente . En este estudio se plantea utilizar un dipolo corona ubicado en la cima de la torre de telecomunicaciones ( altura total incluido el pararrayo ,  $h = 14,3$  m ) . En la figura 2.53 , se observa el volumen tipo cono generado por un pararrayo tipo dipolo corona .

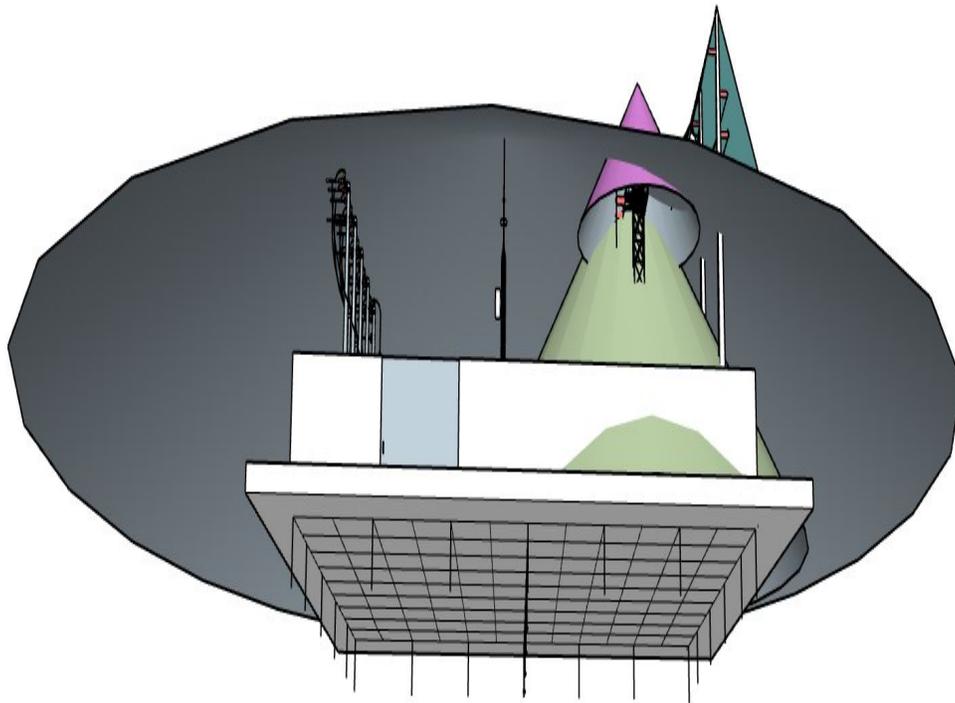


Figura 2.53: Cono de protección generado por un dipolo corona . Autor

**d.- PROTECCIÓN CON HILO DE GUARDA .**

La línea de subtransmisión a lo largo de su recorrido lleva un hilo de guarda o llamado también hilo de tierra , es un cable de acero que tiene la misión de proteger las fases de la línea ante descargas atmosféricas , este hilo llega hasta la subestación y se conecta junto con las puntas captadoras en el pórtico hacia tierra .

Los conductores que hacen de barras de 69 KV , utilizan aisladores tipo línea - poste , lo cual hace que las fases estén brotadas con respecto a la estructura , por lo tanto es importante verificar que las fases estén dentro del volumen de protección generado por un hilo de tierra , el mismo que genera un sistema de dos medias aguas a 30 grados .

En la figura 2.54 , se observa que los conductores que hacen de barras de 69 KV quedan perfectamente protegidos .

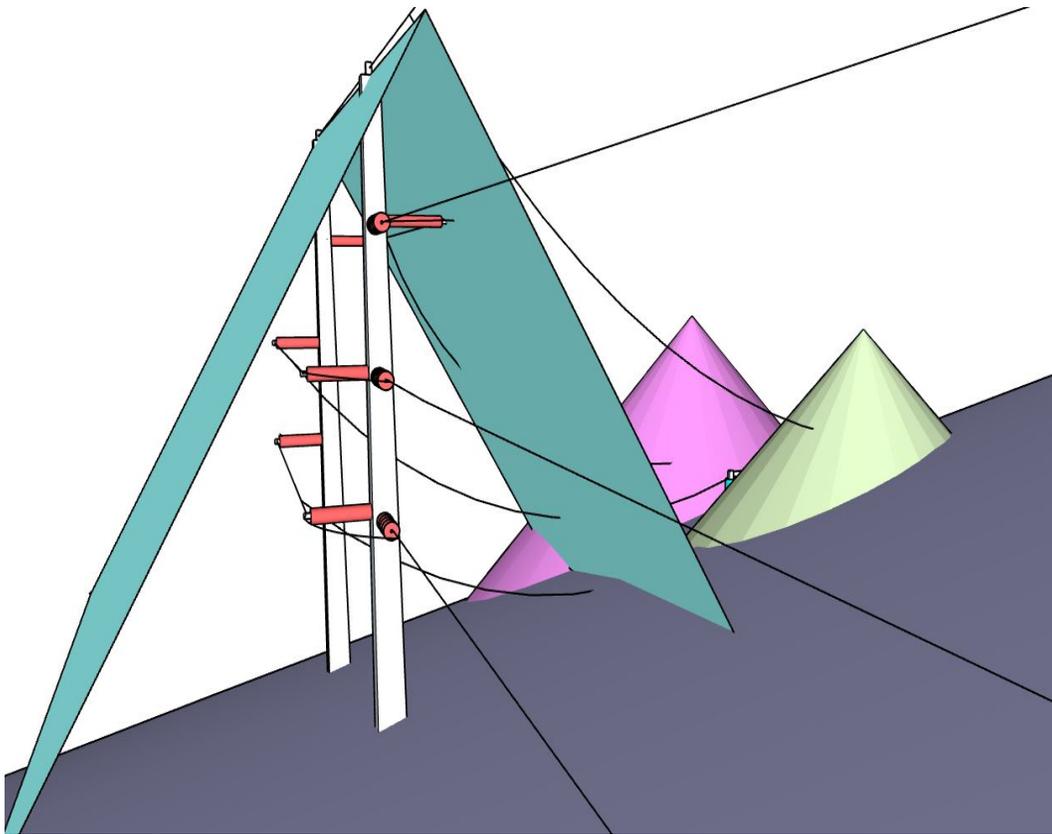


Figura 2.54: Protección con hilo de guarda . Autor

**e.- APANTALLAMIENTO GENERAL DE LA SUBESTACIÓN .**

El apantallamiento general de la subestación obedece a la acción de las dos puntas captadores ( bayonetas ) colocadas una en cada columna del pórtico , el pararrayo tipo dipolo corona ubicado en la cima de la torre de comunicaciones, la misma que se encuentra en la loza de la sala de control y finalmente la protección presentada por el hilo de guarda sobre las estructuras de los conductores de fase de la línea de 69 KV .

En la figura 2.55 , se observa los dos conos que corresponden al volumen de protección de cada una de las puntas captadoras , el cono grande que es el correspondiente al dipolo corona y finalmente las dos medias aguas que corresponden al hilo de guarda .

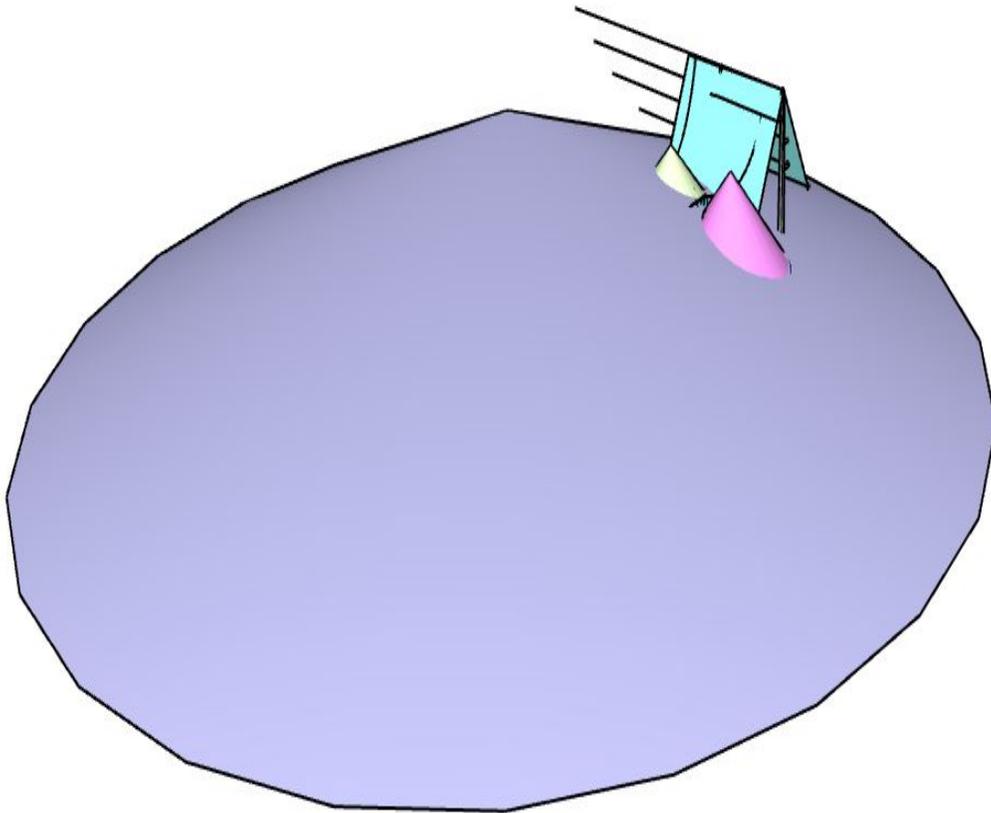


Figura 2.55: Apantallamiento general de la subestación . Autor

# Capítulo 3

## Estudio de corto circuito en una Subestación Eléctrica . Tipo AIS .

### 3.1. INTRODUCCIÓN

El estudio de corto circuito de un sistema eléctrico , es el análisis del comportamiento que este tiene ante situaciones anormales de operación , generándose valores de voltajes y corrientes distintas a las aceptadas como normales , por efecto de la presencia de fallas en la red . [23]

El objetivo para realizar un estudio de corto circuito en un sistema es :

- Determinar la capacidad de equipos y elementos conectados en la red .
- Diseñar sistemas de amortiguamiento ante corrientes de falla .
- Coordinar la operación de protecciones contra sobrecorrientes .
- Diseño de la malla de puesta a tierra .

Entre las principales fallas que pueden suceder en una red , son :

- Fallas entre fases ( aisladas o a tierra )
- Fallas de circuito abierto ( producen desequilibrios de voltajes y corrientes )
- Fallas simultaneas
- Fallas en los devanados internos de partes , máquinas y equipos .

La magnitud de la corriente de falla y su tiempo de duración son factores que obedecen a los siguientes aspectos :[24]

- Potencia de corto circuito de la fuente de alimentación ( Equivalente Thevenin del sistema )
- Tipo de red ( radial , en anillo , mallada , derivación doble , etc )
- Tipo de conexión a tierra del neutro ( sólidamente aterrizado con o sin impedancia , multi aterrizado , aislado , etc )
- Impedancia de falla ( una falla directa a tierra o mediante un arco eléctrico , son impedancias distintas )

#### **a.- CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO**

En líneas utilizadas para subtransmisión ( 69 KV ) , distribución ( menores a 34,5 KV ) , se considera sus impedancias serie ( líneas cortas , menores a 80 Km ) a frecuencia industrial ( 60 Hz ) de secuencias ( positiva , negativa y cero ) formadas por las componentes resistivas e inductivas (  $R + j X$  ) , para líneas de mayor voltaje en función de su longitud se puede despreciar la resistencia , pero incluir el efecto capacitivo . [25]

Cuando sucede un corto circuito entre fases aisladas o con respecto a tierra , comúnmente se generan tres componentes que forman una corriente de corto circuito , las mismas son :

- Componente simétrica
- Componente DC .
- Componente asimétrica

La presencia de estas componentes depende del valor instantáneo del voltaje en el momento que ocurre la falla , existiendo casos en que solo se genera la componente simétrica , cuando una red es únicamente inductiva (  $X$  ) y la falla sucede cuando el voltaje se encuentra en su pico máximo ( nivel de máxima generación ) , la corriente de corto circuito aparece atrasada 90 grados al voltaje y la envolvente ( línea que une los picos de la onda senoidal de corriente ) es simétrica con respecto al eje del tiempo , pero si la falla ocurre en el instante que el voltaje está en otro valor distinto a su pico máximo , entonces se generan dos componentes , la simétrica y una componente DC , que sumadas las dos generan la tercera componente llamada asimétrica .

Para las líneas con impedancias serie (  $R + jX$  ), se analiza el escenario más crítico , que la falla suceda cuando el valor instantáneo del voltaje esté en un punto que genere las dos componentes ( simétrica y DC ) y por lo tanto la tercera componente , la asimétrica .

Las componentes de corto circuito de la corriente generan la siguiente clasificación :[25]

- Corriente de corto circuito momentánea
- Corriente de corto circuito de interrupción.
- Componente de corto circuito con tiempo retardado

#### **a.1.- Corriente de corto circuito : MOMENTÁNEA**

Es la corriente inicial del corto circuito , sucede en  $1/2$  de un ciclo ( para  $f = 60$  Hz ,  $t = 8$  ms ) y se denomina también : **Corriente pico Asimétrica .  $I_{cc.pico.asim}$**  . y se determina mediante la siguiente ecuación :

$$I_{cc.pico.Asim.} = \sqrt{2} * K.as.pico * I_{cc.rms.Sim.} \quad (3.1)$$

Donde :

$K.as.pico$  = Factor de asimetría del valor pico .

$I_{cc.rms.Sim.}$  = Corriente de corto circuito rms Simétrica .

El factor de asimetría para valor pico (  **$K.as.pico$**  ) se puede determinar mediante la aplicación de cualquiera de los siguientes métodos :

- Método de la impedancia equivalente en el punto de falla (  $X / R$  )
- Método del factor de potencia en el punto de falla (  $FP_{cc}$  )
- Mediante la ecuación dada por : Norma IEC 60909 - 1 [26].
- Mediante la ecuación dada por : Norma Ansi / IEEE C37.010[27]

Los dos primeros métodos son gráficos (  $K.as.pico$  vs  $X / R$  ) y (  $K.as.pico$  vs  $FP_{cc}$  ) , dados por la norma : **IEC 60909-1** , para el cálculo de la relación (  $X / R$  ) , es preciso realizar la sumatoria de la componente reactiva inductiva y la resistiva hasta el punto de falla y luego aplicar (  $X / R$  ) , para el método del  $FP_{cc}$  , este se determina mediante la ecuación : [25]

$$FP_{cc} = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}} = aprox. = R/X \quad (3.2)$$

Determinado el  $F_{p.cc}$ , en su correspondiente gráfica se puede obtener el valor del factor de asimetría pico (  $K_{as.pico}$  ) .

El tercer método que también es recomendado por la norma **IEC 60909 -1** [26], permite encontrar directamente el valor del factor de asimetría pico para una falla trifásica aislada ( L - L- L- ), mediante la siguiente ecuación :

$$K_{as.pico} = 1,02 + 0,98 * e^{-(3*R)/X} \quad (3.3)$$

$e$  = Número de Euler = 2,7183

El mismo factor de asimetría puede ser calculado mediante la norma : **Ansi/IEEE C.37.010**[27]

$$K_{as.pico} = 1 + e^{-(2*\pi*\tau)/(X/R)} \quad (3.4)$$

Donde :

$$\tau = 0,49 - 0,1 * e^{-(X/R)/3} \quad (3.5)$$

### a.2.- Corriente de corto circuito : DE INTERRUPCIÓN

Es la corriente de corto circuito que aparece en el intervalo de tiempo dado por el tercer y quinto ciclo después de iniciada la falla . ( Para  $f = 60$  Hz , tiempo hasta 83 ms ) , se conoce también como corriente de apertura de contactos o simplemente **Corriente Asimétrica . rms** . [28]

La corriente asimétrica o componente asimétrica de la corriente de corto circuito es el resultado de sumar la componente simétrica mas la componente DC generada , por lo tanto la forma que presente la  $I_{cc}$  asim , obedece al decremento que muestra la componente DC ( Va disminuyendo hasta volverse cero ) , por lo tanto se define como corriente rms asimétrica (  $I_{rms.asim}$  ) la determinada por la siguiente ecuación :

$$I_{cc.rms.Asim} = D_f * I_{cc.rms.Sim}. \quad (3.6)$$

Donde :

$D_f$  = Factor de decremento de la componente DC .

$I_{cc.rms.Sim}$  = Componente simétrica rms de la  $I_{cc}$ .

El factor de decremento se determina mediante la siguiente ecuación :

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left( 1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}} \right)} \quad (3.7)$$

Donde :

**Ta** = Constante de tiempo subtransitorio

Para  $X'' = X_1$  ( simplemente X ) : Reactancia subtransitoria = Reactancia de secuencia positiva , en el punto de la falla , se define Ta :

$$Ta = \frac{X}{(R * W)} \quad (3.8)$$

$$W = 2 * \pi * f$$

**tf** = Tiempo de duración de la falla .

Por lo tanto el factor de decremento o disminución de la componente DC , se puede determinar con las ecuaciones presentadas , sin embargo la norma : **IEEE std 80 - 2000** , recomienda la siguiente tabla de valores estimados para Df, en función del tiempo de duración de la falla y la relación ( X / R ) .

Tabla 3.1: Valores típicos de Df  
Referencia: IEEE ST.80 - 2000  
Adaptación: Autor

VALORES TÍPICOS DE $D_f$					
Duración de falla $t_f$		Factor de decremento $D_f$			
Segundos	Ciclos a 60 Hz	$\frac{X}{R} = 10$	$\frac{X}{R} = 20$	$\frac{X}{R} = 30$	$\frac{X}{R} = 40$
0.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

La tabla en mención presenta valores para Df , en función de relaciones , X / R = 10 , 20 , 30, 40 . Para aplicaciones de estudios de corto circuito se debe seleccionar la relación ( X/R ) de la tabla en función de la relación ( X/R ) obtenida en el caso de estudio .

**a.3.- Corriente de corto circuito : DE TIEMPO RETARDADO**

Después de 6 ciclos con respecto al inicio de la falla se considera que la componente DC desaparece , por lo tanto la corriente de corto circuito presenta únicamente su componente simétrica , lo cual significa que la corriente de corto circuito se estabilizó , llamándose a esta corriente como de corto circuito rms simétrica (**I<sub>cc.rms</sub> . Sim** ) , es una onda senoidal con una envolvente ( línea que une los valores picos ) simétrica con respecto al eje del tiempo , para su análisis se considera intervalos entre los ciclos 6 y 30 , que en tiempo significan , entre 83 ms y 500 ms ) .

En los estudios de corto circuito se consideran los casos más significativos de posibles fallas , ante lo cual , se tiene :

- Falla trifásica aislada : ( L - L- L ) .
- Falla de dos fases aislada : ( L - L )
- Falla monofásica : ( L - Tierra )

Las ecuaciones para determinar las corrientes rms simétricas en valores por unidad para cada uno de los casos anotados, son :

- **Falla trifásica aislada : L - L - L**

$$I_{cc3\phi(pu)} = \frac{E}{\sum Z_1 + Z_{falla}} \quad (3.9)$$

- **Falla 2 fases aisladas : L - L**

$$I_{cc2\phi(pu)} = \frac{\sqrt{3} * E}{\sum Z_1 + Z_2} \quad (3.10)$$

- **Falla monofásica : L -Tierra**

$$I_{cc1\phi(pu)} = \frac{3 * E}{\sum Z_1 + \sum Z_2 + \sum Z_0 + (3 * Z_{falla})} \quad (3.11)$$

En la figura 3.1 , se muestra las componentes que forman una corriente de corto circuito entre fases aisladas ( trifásica , L -L -L ) , dos fases aisladas ( L - L ) y monofásica ( L - Tierra ) , componente asimétrica (  $I_{cc.pico.Asim}$  ,  $I_{cc.rms.Asim}$  ) , componente DC , componente simétrica (  $I_{cc.pico.Sim}$  ,  $I_{cc.rms.Sim}$  . Sim ) .

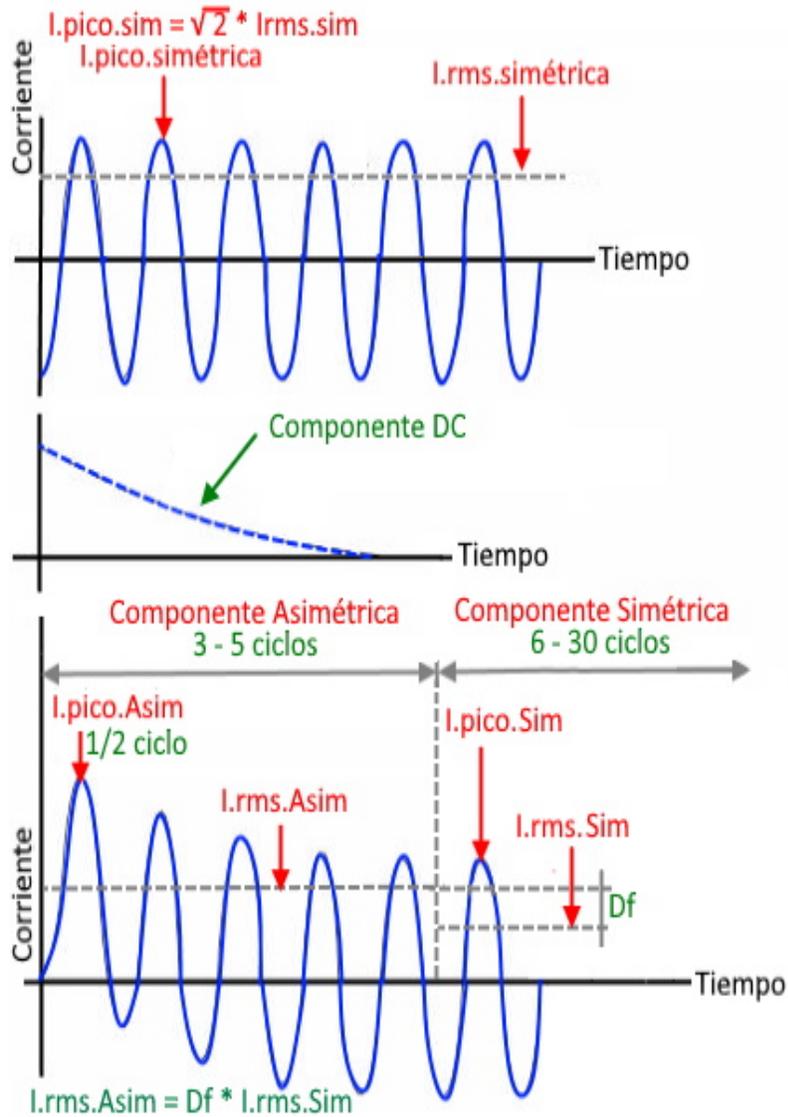


Figura 3.1: Componentes de una corriente de corto circuito . Autor

### 3.2. CALCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Para el cálculo de las corrientes de corto circuito , tanto en la barra de 69 KV , como en la barra de 13,8 KV , es necesario partir del diagrama unifilar por fase del sistema , según lo indica la figura 3.2 . La subestación principal que se convierte en la fuente , que según los datos del [CENACE](#) presenta una potencia de corto circuito trifásica de  $S_{cc} = 1384,09$  MVA , el primer tramo de la línea de subtransmisión ( 46,05 Km ) , el segundo tramo de la línea ( 531,6 m ) y finalmente la subestación en estudio con un transformador de potencia de 16 / 24 MVA , con cinco alimentadores de 13,8 KV de 5 MVA cada uno.

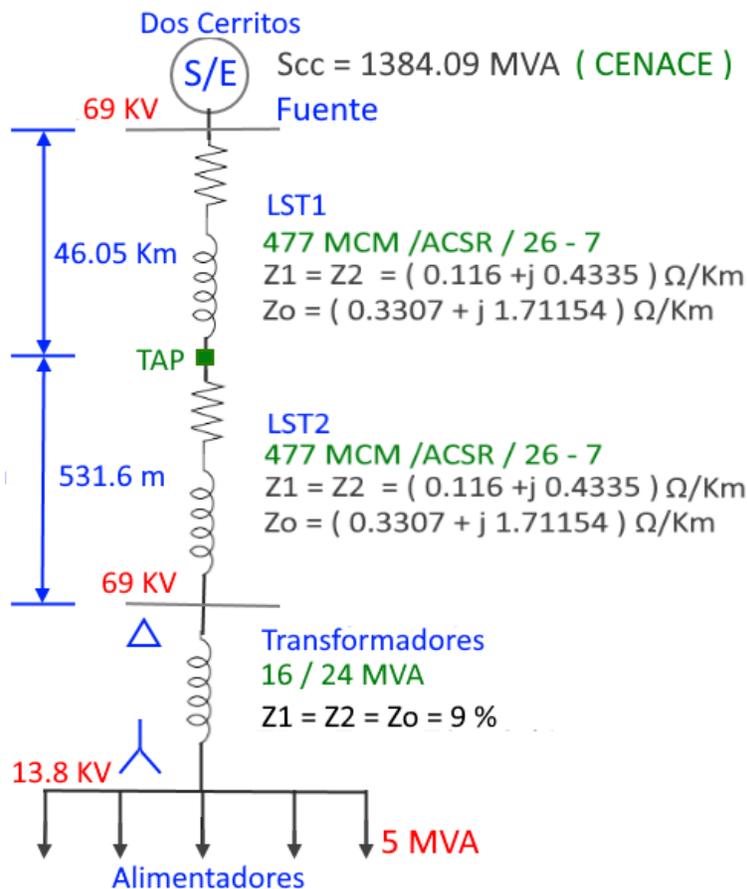


Figura 3.2: Impedancias de la línea de subtransmisión . Autor

**a.-CALCULO DE FACTORES DE ASIMETRÍA Y DECREMENTO .**

Para el cálculo de los factores de asimetría (  $K_{as.pico}$  ) y decremento de la componente DC (  $D_f$  ) , es necesario conocer el equivalente Thevenin de secuencia positiva para fallas trifásicas (  $S_{cc}$  ,  $R$  ,  $X$  ,  $Z$  ) y también el equivalente Thevenin de secuencia positiva , negativa y cero para fallas monofásicas , esta información se obtiene de la empresa distribuidora o directamente del documento presentado por el CENACE .

**a.1.-Equivalente Thevenin de la S/E Dos Cerritos .**

En las tablas 3.2 y 3.3 , se presentan los equivalentes Thevenin para fallas trifásicas y monofásicas .

Tabla 3.2: Equivalente Thevenin para fallas trifásicas . S/E - Dos Cerritos .

Referencia: [CENACE](#)

Adaptación: Autor

Subestación	FALLA TRIFÁSICA		
	$S_{cc}$ (MVA)	$R$ ( $\Omega$ )	$X$ ( $\Omega$ )
<b>Dos Cerritos</b>	1384.09	0.19	3.78

Tabla 3.3: Equivalente Thevenin para fallas monofásicas. S/E Dos Cerritos

Referencia: [CENACE](#)

Adaptación: Autor

Subestación	FALLA MONOFÁSICA					
	$S_{cc}$ (MVA)	$R_0$ ( $\Omega$ )	$X_0$ ( $\Omega$ )	$X_1$ ( $\Omega$ )	$Z_1$ ( $\Omega$ )	$Z_2$ ( $\Omega$ )
<b>Dos Cerritos</b>	598.7	0.02	1.17	3.78	3.78	3.79

**a.2.- Cálculo de la relación (  $X / R$  ) y (  $FP_{cc} = R / X$  )**

Para determinar la relación (  $X / R$  ) en los puntos de falla , realizamos la sumatoria de impedancias de secuencia positiva ( Para la S/E Dos Cerritos tomar los valores de  $R$  ,  $X$  , para falla trifásica .

En la figura 3.3 , se presenta el diagrama unifilar por fase con las impedancias de secuencia positiva , para la fuente ( S/E Dos Cerritos ) , para las líneas de subtransmisión ( Impedancias totales para LST1 , LST2 ) y el transformador .

La relación ( R / X ) , es aproximadamente igual al factor de potencia ( FP.cc ) , que también se obtiene de las sumatorias de impedancias de secuencia positiva para el caso de falla trifásica aislada.

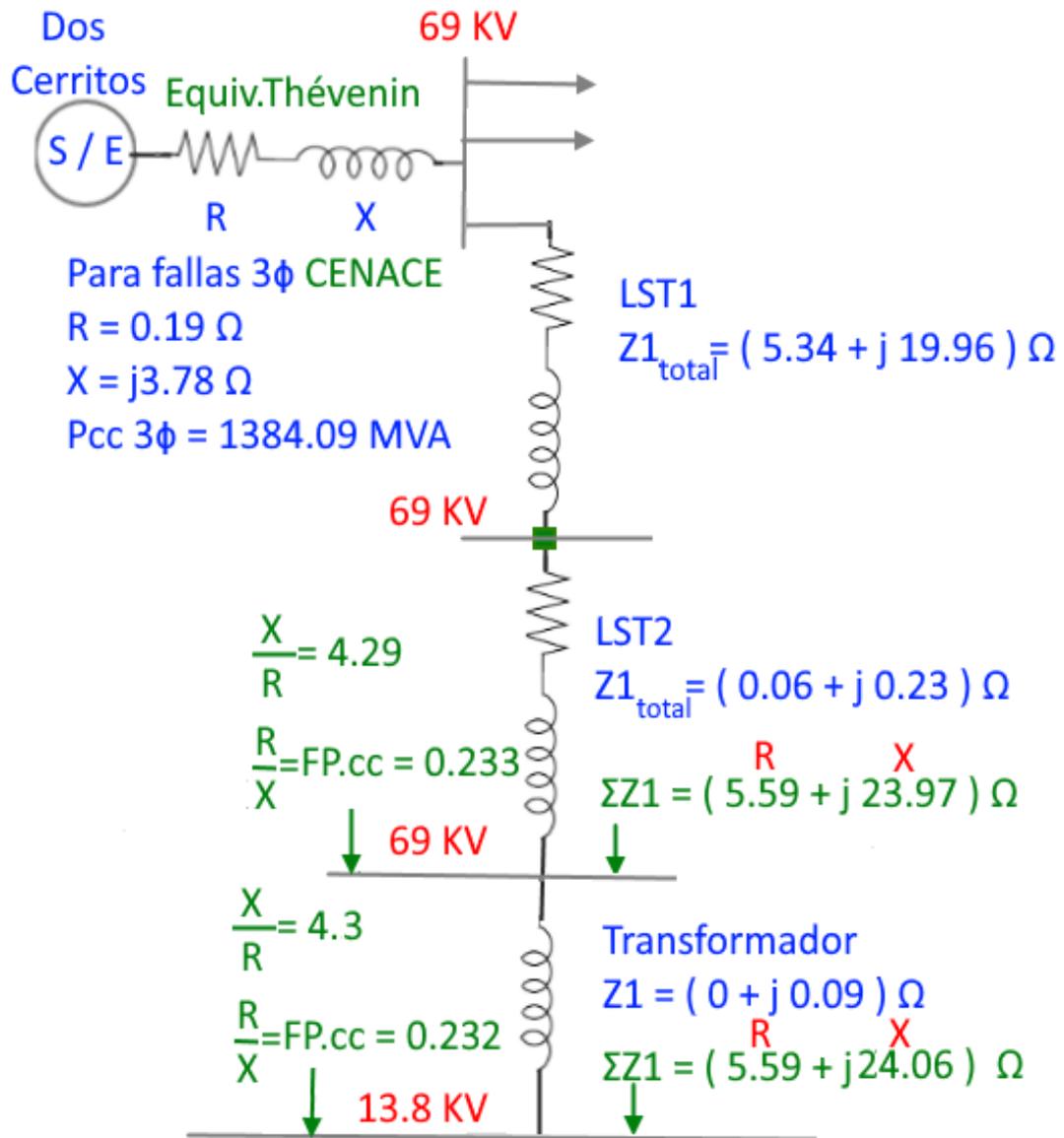


Figura 3.3: Cálculo de la relación X / R y Fp.cc ( R / X ) . Autor

**a.3.- Cálculo del factor de asimetría pico para falla trifásica aislada**

Con los valores de las relaciones ( X / R ) o con el FP.cc ( R / X ) encontradas en la figura 3.3 , utilizando gráficas dadas por la norma IEC 60909 -1 , se puede determinar el factor de asimetría buscado , pero también es posible mediante las ecuaciones recomendadas :

**Según Norma : IEC 60909 -1 [26]**

$$K.as.pico = 1,02 + 0,98 * e^{-(3*R)/X}$$

$$K.as.pico = 1,02 + 0,98 * e^{-(3*(5,59))/23,97}$$

$$K.as.pico = 1,02 + 0,98 * (2.7183)^{(-06996)}$$

$$K.as.pico = 1.52$$

**Según Norma: Ansi/IEEE C.37.010 [27]**

$$K.as.pico = 1 + e^{-(2*\pi*\tau)/(X/R)}$$

Para lo cual :

$$\tau = 0,49 - 0,1 * e^{-(X/R)/3}$$

$$\tau = 0,49 - 0,1 * e^{-(23,97/5,59)/3}$$

$$\tau = 0,49 - 0,1 * (0.2395)$$

$$\tau = 0.466$$

Por lo tanto :

$$K.as.pico = 1 + e^{-(2*\pi*0,466)/(23,97/5,59)}$$

$$K.as.pico = 1 + e^{-(2*(3,1416)*(0,466)/(23,97/5,59))}$$

$$K.as.pico = 1 + e^{-(0,6828)}$$

$$K.as.pico = 1.5012$$

Al comparar los dos valores obtenidos ( 1,52 con 1,50 ) se observa que son muy cercanos , lo cual valida el análisis .

Para el desarrollo de este proyecto utilizaremos el factor de asimetría determinado mediante la ecuación dada por la norma Ansi / IEEE C.37.010 .

Este factor de asimetría nos permite calcular la corriente pico asimétrica para una falla trifásica aislada ( L -L - L ) , tanto para la barra de 69 KV como para la de 134,8 KV . ( La relación X / R , para 69 KV , es similar a la de 13,8 KV )

**a.4.- Cálculo del factor de decremento . Df**

El factor de disminución o caída de la componente DC ( Decremento ) , me permite calcular la corriente rms asimétrica , que de acuerdo a la relación ( X / R ) obtenida en la figura 3.3 , es :

$$X = 23,97 \Omega$$

$$R = 5,59 \Omega$$

De la tabla 3.1 , tenemos :

Para  $f = 60$  Hz - 3 ciclos :  $T_f = 0.05$  s ( Tiempo de duración de la falla )

La constante de tiempo subtransitoria es :

$$T_a = X / ( R * W )$$

$$T_a = 23.97 / ( (5.59) * ( 2 * ( 3.1416 ) * (60) ) )$$

$$T_a = 23.97 / ( (5.59) * ( 376.99 ) )$$

$$T_a = 23.97 / 2107.38 = 0.01137$$

$$T_a = 0.01137$$

Por lo tanto el factor de decremento es :

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left( 1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}} \right)}$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0,01137}{0,05} \left( 1 - e^{-\frac{2 * (0,05)}{0,01137}} \right)}$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0,01137}{0,05} \left( 1 - e^{-8,79507} \right)}$$

$$D_f = \sqrt{1 + (0,2274) * (0,9998)}$$

$$D_f = \sqrt{1 + (0,2274)}$$

$$D_f = \sqrt{1,2274}$$

$$D_f = 1.1079 = 1,11$$

Aplicación de la Norma : **IEEE . st 80 - 2000**[16]

Esta norma presenta una estimación del factor de decremento ( Df ) para distintos valores entre ( X / R ) , para la subestación en estudio la relación X / R = 4,29 , la más próxima según la tabla 3.1 ( Norma IEEE ) es la de una relación ( X / R = 10 ) , para la cual se recomienda un factor de decremento de la componente DC , de :

**Df = 1,232 . Norma IEEE . st . 80 - 2000**[16]

**b.- CALCULO DE CORRIENTES SIMÉTRICAS .RMS**

Para el cálculo de las corrientes de corto circuito simétricas rms , es necesario contar con la siguiente información :

- Equivalente Thevenin de la S/E principal .
- Las impedancias de secuencia positiva ( 1 ) , negativa ( 2 ) y cero ( 0 ) de las dos líneas de subtransmisión ( LST1 , LST2 ) .
- Impedancias ( 1 . 2 , 0 ) del transformador .
- Método de aplicación : Sistema por unidad . ( pu )

**b.1.- EQUIVALENTE THEVENIN . S/E . DOS CERRITOS**

Los valores de corto circuito y equivalente Thevenin referidos a 69 KV , dados por el CENACE para la Subestación principal Dos Cerritos , se presenta en las tablas 3.2 y 3.3 .

**b.2.- IMPEDANCIAS DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN**

Para la línea de subtransmisión principal ( 46,05 Km ) y secundaria ( 531,6 m ) se utilizará el siguiente conductor :

- Conductor [ACSR](#) / HAWK / 477 MCM / 26-7

Las impedancias de secuencia positiva (+), negativa (-) y cero de los conductores eléctricos mencionados anteriormente son las siguientes:

- Conductor [ACSR](#) / HAWK / 477 MCM / 26-7 / 69 KV  
 $Z_1 = Z_2 = (0,116 + j 0,4335) \Omega / km \Rightarrow \frac{X}{R} = 3,73$   
 $Z_0 = (0,3307 + j 1,71154) \Omega / km \Rightarrow \frac{X}{R} = 5,17$

Donde:

$Z_1$  = Impedancia de secuencia positiva (+)

$Z_2$  = Impedancia de secuencia negativa (-)

$Z_0$  = Impedancia de secuencia cero

**b.3.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA .**

Se utiliza un transformador trifásico de las siguientes características :

- Capacidad: 16/24 MVA
- Voltaje en el primario: 69 KV

- Voltaje en el secundario: 13.8 KV
- Impedancia de cortocircuito ( $Z_{cc} = 9\%$ )
- Impedancia del transformador: 9%
- Conexión: Delta - Estrella
- Enfriamiento natural : OA : 16 MVA .
- Enfriamiento forzado : FA : 24 MVA.

#### b.4 .- VALORES BASE

$S_{base} = S_{cc} = 1384.09 \text{ MVA}$  . ( CENACE )

La impedancia base referida a 69 KV , es :

$$Z_{base(69kV)} = \frac{VLL^2}{S_{base}} = \frac{69000^2}{(1384,09 \times 10^6)} = 3,44(\Omega) \quad (3.12)$$

La corriente base referida a 69 KV , es :

$$I_{base(69kV)} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} * VLL} = \frac{(1384,09 \times 10^6)}{\sqrt{3} * 69000} = 11581,23 \text{ A} = 11,58 \text{ KA} \quad (3.13)$$

La corriente base referida a 13,8 KV , es :

$$I_{base(13,8kV)} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} * VLL} = \frac{(1384,09 \times 10^6)}{\sqrt{3} * 13800} = 57906,1 \text{ A} = 57,9 \text{ KA} \quad (3.14)$$

#### b.5 .- VALORES POR UNIDAD

- Voltaje de la fuente :  $E = 1 \angle 0. pu$
- Impedancia de la fuente :

$$jX_{fuente} = \frac{S_{base}}{S_{cc}} = \frac{1384,09}{1384,09} = j1. pu \quad (3.15)$$

$X_{fuente 1} = X_{fuente 2} = X_{fuente 0} = j1. pu = ( 0 + j1 ) pu$

- Línea de Subtransmisión 1 ( LST. 1 ) :

Conductor : 477 MCM - ACSR - 26 / 7 .

Longitud : 46,05 Km

$Z_1 = Z_2 = 46,05 \text{ km} * (0,116 + j 0,4335) \Omega / km = (5,3418 + j19,96) \Omega$

$$Z_0 = 46,05 \text{ km} * (0,3307 + j 1,71154) \Omega / \text{km} = (15,228 + j78,816) \Omega$$

Valores por unidad :

$$Z_{1.pu} = Z_{2.pu}$$

$$Z_{1(pu)} = \frac{Z_{1real}}{Z_{base(69KV)}} = \frac{(5,3418 + j19,96)\Omega}{(3,44)\Omega} = (1,5528 + j5,8023) pu$$

$$Z_{0(pu)} = \frac{Z_{0real}}{Z_{base(69KV)}} = \frac{(15,228 + j78,816)\Omega}{(3,44)\Omega} = (4,4267 + j22,9116) pu$$

■ **Línea de Subtransmisión 2 ( LST. 2 ) :**

Conductor : 477 MCM - ACSR - 26 / 7 .

Longitud : 531,6 m = 0,5316 Km

$$Z_1 = Z_2 = 0,5316 \text{ km} * (0,116 + j 0,4335) \Omega / \text{km} = (0,0617 + j0,2304) \Omega$$

$$Z_0 = 0,5316 \text{ km} * (0,3307 + j 1,71154) \Omega / \text{km} = (0,1758 + j0,9098) \Omega$$

Valores por unidad :

$$Z_{1.pu} = Z_{2.pu}$$

$$Z_{1(pu)} = \frac{Z_{1real}}{Z_{base(69KV)}} = \frac{(0,0617 + j0,2304)\Omega}{(3,44)\Omega} = (0,01793 + j0,0669) pu$$

$$Z_{0(pu)} = \frac{Z_{0real}}{Z_{base(69KV)}} = \frac{(0,1758 + j0,9098)\Omega}{(3,44)\Omega} = (0,0511 + j0,2645) pu$$

■ **Transformador de potencia :**

Voltaje : 69 / 13,8 KV

S = 16 / 24 MVA

Z.cc = Z.nom = 9% = j0,09  $\Omega$

$$Z_{Tr(pu)} = (Z_{.nom}) * \frac{S_{.base}}{S_{.nom_{Tr}}} = (0,09) * \frac{1384,09 MVA}{24 MVA} = j5,1903(pu) \quad (3.16)$$

$$Z_{1(pu)} = Z_{2(pu)} = Z_{0(pu)} = j5,1903(pu)$$

■ **Sumatoria de impedancias . Hasta la Barra de 69 KV .**

Impedancias de secuencia positiva ( 1 ) :

$$\sum Z_1 = Z_{1(fuente)} + Z_{1(LST,1)} + Z_{1(LST,2)}$$

$$\sum Z_1 = (0 + j1) + (1,5528 + j5,8023) + (0,0617 + j0,0669)$$

$$\sum Z_1 = (1,5707 + j6,8692) pu = 7,05 \angle 77,12$$

Impedancias de secuencia negativa ( 2 ) :

$$\sum Z_2 = \sum Z_1 = (1,5707 + j6,8692) pu$$

Impedancias de secuencia cero ( 0 ) :

$$\begin{aligned}\sum Z_0 &= Z_{0(fuente)} + Z_{0(LST,1)} + Z_{0(LST,2)} \\ \sum Z_1 &= (0 + j1) + (4,4267 + j22,9116) + (0,0511 + j0,2645) \\ \sum Z_0 &= (4,4778 + j24,1761) pu\end{aligned}$$

$$\text{Sumatoria : } \sum Z_1 + \sum Z_2 = (3,1414 + j13,7384) pu = 14,09 \angle 77,12$$

$$\text{Sumatoria : } \sum Z_1 + \sum Z_2 + \sum Z_0 = (7,6192 + j37,9145) pu = 38,67 \angle 78,64$$

■ **Sumatoria de impedancias . Hasta la Barra de 13,8 KV .**

Impedancias de secuencia positiva ( 1 ) :

$$\begin{aligned}\sum Z_1 &= Z_{1(fuente)} + Z_{1(LST,1)} + Z_{1(LST,2)} + Z_{1(Tr)} \\ \sum Z_1 &= (0 + j1) + (1,5528 + j5,8023) + (0,0617 + j0,0669) + (0 + j5,1903) \\ \sum Z_1 &= (1,5707 + j12,0595) pu = 12,16 \angle 82,58\end{aligned}$$

Impedancias de secuencia negativa ( 2 ) :

$$\sum Z_2 = \sum Z_1 = (1,5707 + j12,0595) pu$$

Impedancias de secuencia cero ( 0 ) :

$$\sum Z_0 = Z_{0(Tr)}$$

El transformador está en conexión triángulo - estrella , para secuencia cero se comporta como circuito aislado .

$$\sum Z_0 = (0 + j5,1903) pu$$

$$\text{Sumatoria : } \sum Z_1 + \sum Z_2 = (3,1414 + j24,119) pu = 24,32 \angle 82,58$$

$$\text{Sumatoria : } \sum Z_1 + \sum Z_2 + \sum Z_0 = (3,1414 + j29,31) pu = 29,48 \angle 83,88$$

En la figura 3.4 , se presenta los valores por unidad del diagrama unifilar por fase del sistema , la fuente ( subestación Dos Cerritos ) , las líneas de subtransmisión ( LST .1 , LST . 2 ) y el transformador de potencia , para cada uno de los elementos del sistema se determina sus impedancias ( secuencia positiva ( 1 ) , secuencia negativa ( 2 ) , secuencia cero ( 0 ) . Finalmente se indica sobre las barras tanto en 69 KV como en 13,8 KV , el punto donde se analizan y se determinan las corrientes de corto circuito .

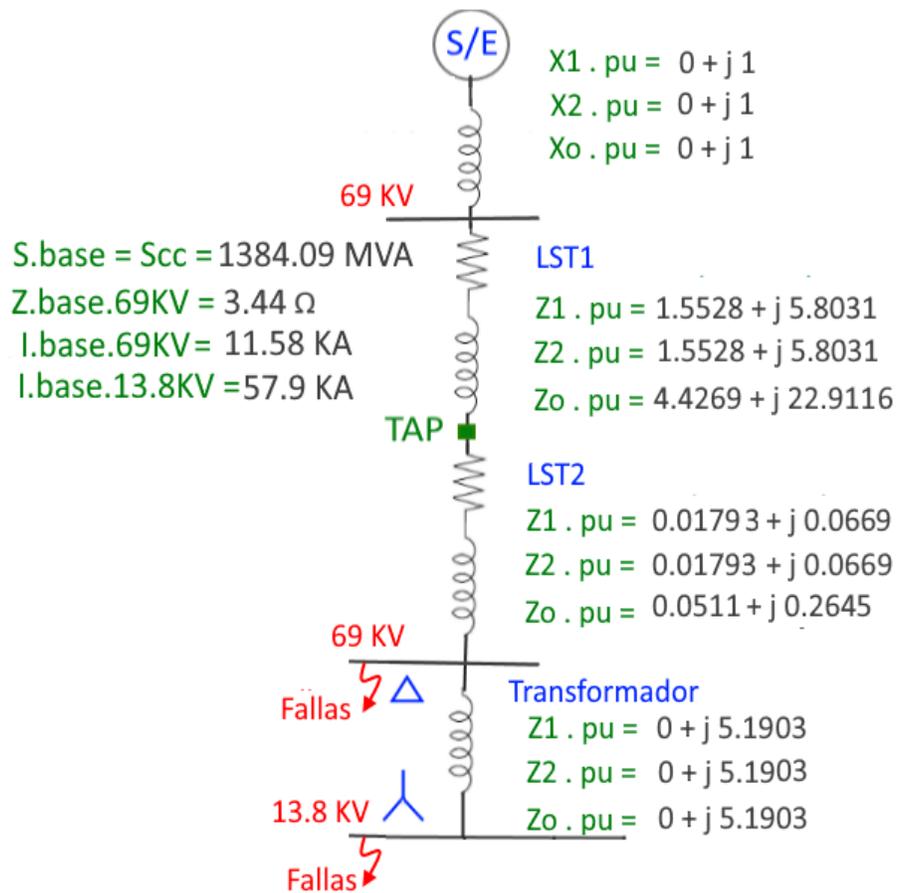


Figura 3.4: Valores por unidad de las impedancias del sistema. Autor

**b.6 .- Icc. rms . Simétricas . BARRA DE 69 KV.**

La corriente base referida a 69 KV , es :

$$I.base_{(69kV)} = \frac{S.base}{\sqrt{3} * VLL} = \frac{(1384,09 \times 10^6)}{\sqrt{3} * 69000} = 11581,23A. = 11,58KA$$

■ **Falla trifásica: L - L - L**

$$Icc_{3\phi}(pu) = \frac{E}{\sum Z_1 + Z_{falla}}$$

$$Icc_{3\phi}(pu) = \frac{1\angle 0}{7,05\angle 77,12} = 0,1418\angle -77,12$$

$$Icc_{3\phi} = Icc_{3\phi}(pu) * I.base_{(69kV)}$$

$$Icc_{3\phi} = 0,1418 * 11,58KA = 1642,04A$$

■ **Falla 2 fases : L - L**

$$Icc_{2\phi}(pu) = \frac{\sqrt{3} * E}{\sum Z_1 + Z_2}$$

$$Icc_{2\phi}(pu) = \frac{\sqrt{3} * 1\angle 0}{14,09\angle 77,12} = 0,1228\angle -77,12$$

$$Icc_{2\phi} = 0,1228 * 11,58KA = 1422,024A$$

■ **Falla monofásica : L -Tierra**

$$Icc_{1\phi}(pu) = \frac{3 * E}{\sum Z_1 + \sum Z_2 + \sum Z_0 + (3 * Z_{falla})}$$

$$Icc_{1\phi}(pu) = \frac{3 * 1\angle 0}{38,67\angle 78,64} = 0,0775\angle -78,64$$

$$Icc_{1\phi} = 0,0775 * 11,58KA = 897,45A$$

**b.7.- I.cc.rms . Simétricas . BARRA DE 13.8 KV.**

La corriente base referida a 13,8 KV , es :

$$I.base_{(13,8kV)} = \frac{S.base}{\sqrt{3} * VLL} = \frac{(1384,09 \times 10^6)}{\sqrt{3} * 13800} = 57906,1A. = 57,9KA \quad (3.17)$$

■ **Falla trifásica: L - L - L**

$$I_{cc3\phi(pu)} = \frac{E}{\sum Z_1 + Z_{falla}}$$

$$I_{cc3\phi(pu)} = \frac{1\angle 0}{12,16\angle 82,58} = 0,0822\angle -82,58$$

$$I_{cc3\phi} = I_{cc3\phi(pu)} * I.base_{(69kV)}$$

$$I_{cc3\phi} = 0,0822 * 57,9KA = 4759,38A$$

■ **Falla 2 fases : L - L**

$$I_{cc2\phi(pu)} = \frac{\sqrt{3} * E}{\sum Z_1 + Z_2}$$

$$I_{cc2\phi(pu)} = \frac{\sqrt{3} * 1\angle 0}{24,32\angle 82,58} = 0,0712\angle -82,58$$

$$I_{cc2\phi} = 0,0712 * 57,9KA = 4122,48A$$

■ **Falla monofásica : L -Tierra**

$$I_{cc1\phi(pu)} = \frac{3 * E}{\sum Z_1 + \sum Z_2 + \sum Z_0 + (3 * Z_{falla})}$$

$$I_{cc1\phi(pu)} = \frac{3 * 1\angle 0}{29,48\angle 83,88} = 0,1018\angle -83,88$$

$$I_{cc1\phi} = 0,1018 * 57,9KA = 5894,22A$$

**c.- CALCULO DE CORRIENTES ASIMÉTRICAS RMS .**

El cálculo de las corrientes de corto circuito asimétricas se realiza utilizando el factor de decremento o disminución de la componente DC , que de acuerdo a los análisis anteriores es :

$Df = 1,232$  . Según aplicación de la norma : IEEE. 80 - 2000 .[16]

Por lo tanto :

**■ Para : Falla trifásica aislada . Barra de 69 KV .**

$$I_{cc.rms.Asim} = Df * I_{cc.rms.Sim}.$$

$$I_{cc.rms.Asim} = (1,232) * (1642 \text{ A}) = \mathbf{2022,9 \text{ A} .}$$

**■ Para : Falla de dos fases aisladas . Barra de 69 KV .**

$$I_{cc.rms.Asim} = Df * I_{cc.rms.Sim}.$$

$$I_{cc.rms.Asim} = (1,232) * (1422 \text{ A}) = \mathbf{1751,9 \text{ A} .}$$

**■ Para : Falla monofásica . Barra de 69 KV .**

$$I_{cc.rms.Asim} = Df * I_{cc.rms.Sim}.$$

$$I_{cc.rms.Asim} = (1,232) * (897,45 \text{ A}) = \mathbf{1105,7 \text{ A} .}$$

**■ Para : Falla trifásica aislada . Barra de 13,8 KV .**

$$I_{cc.rms.Asim} = Df * I_{cc.rms.Sim}.$$

$$I_{cc.rms.Asim} = (1,232) * (4759,38 \text{ A}) = \mathbf{5863,6 \text{ A} .}$$

**■ Para : Falla de dos fases aisladas . Barra de 13,8 KV .**

$$I_{cc.rms.Asim} = Df * I_{cc.rms.Sim}.$$

$$I_{cc.rms.Asim} = (1,232) * (4122,48 \text{ A}) = \mathbf{5078,9 \text{ A} .}$$

**■ Para : Falla monofásica . Barra de 13,8 KV .**

$$I_{cc.rms.Asim} = Df * I_{cc.rms.Sim}.$$

$$I_{cc.rms.Asim} = (1,232) * (5894,22 \text{ A}) = \mathbf{7261,7 \text{ A} .}$$

**d.- CALCULO DE CORRIENTES ASIMÉTRICAS PICOS .**

El cálculo de las corrientes de corto circuito asimétricas picos se realiza utilizando el factor de decremento o disminución de la componente DC ( Df ) y el factor de asimetría pico ( K.as.pico ) para las fallas trifásicas aisladas ( L - L - L ) tanto en la barra de 69 KV , como en la de 13,8 KV , que de acuerdo a los análisis anteriores es :

Df = 1,232 . Según aplicación de la norma : IEEE. 80 - 2000 .

K.as.pico = 1,5012 . Norma Ansi / IEEE C 37.010

Por lo tanto :

- **Para : Falla trifásica aislada . Barra de 69 KV .**

$$I_{cc.pico.Asim} = \sqrt{2} * K.as.pico * I_{cc.rms.Sim}$$

$$I_{cc.pico.Asim} = (\sqrt{2}) * ( 1,5012 ) * ( 1642 A ) = \mathbf{3486 A .}$$

- **Para : Falla de dos fases aisladas . Barra de 69 KV .**

$$I_{cc.pico.Asim} = \sqrt{2} * Df * I_{cc.rms.Sim}$$

$$I_{cc.pico.Asim} = (\sqrt{2}) * ( 1,232 ) * ( 1422 ) = \mathbf{2477,6 A .}$$

- **Para : Falla monofásica . Barra de 69 KV .**

$$I_{cc.pico.Asim} = \sqrt{2} * Df * I_{cc.rms.Sim}$$

$$I_{cc.pico.Asim} = (\sqrt{2}) * ( 1,232 ) * ( 897,45 A ) = \mathbf{1563,7 A .}$$

- **Para : Falla trifásica aislada . Barra de 13,8 KV .**

$$I_{cc.pico.Asim} = \sqrt{2} * K.as.pico * I_{cc.rms.Sim}$$

$$I_{cc.pico.Asim} = \sqrt{2} * ( 1,5012 ) * ( 4759,38 A ) = \mathbf{10104,2 A .}$$

- **Para : Falla de dos fases aisladas . Barra de 13,8 KV .**

$$I_{cc.pico.Asim} = \sqrt{2} * Df * I_{cc.rms.Sim}$$

$$I_{cc.pico.Asim} = \sqrt{2} * ( 1,232 ) * ( 4122,48 A ) = \mathbf{7182,6 A .}$$

- **Para : Falla monofásica . Barra de 13,8 KV .**

$$I_{cc.pico.Asim} = \sqrt{2} * Df * I_{cc.rms.Sim}$$

$$I_{cc.pico.Asim} = \sqrt{2} * ( 1,232 ) * ( 5894,22 A ) = \mathbf{10269,6 A .}$$

### 3.3. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO . DIGSILENT .

Para realizar el estudio de corto circuito en [DigSilent](#), es necesario definir los siguientes parámetros :[3]

- Definir la normativa ( ANSI )
- Definir la S/E Dos Cerritos .
- Definir la línea de subtransmisión LST1 .
- Definir la línea de subtransmisión LST2 .
- Definir el transformador .

#### a.- CONFIGURACIÓN DE LA S/E DOS CERRITOS .

Para configurar la S/E principal , utilizamos la función ( **External Grid** ) , ingresando los valores máximos para falla trifásica y los valores mínimos para falla monofásica , esto es :

##### a.1 - Configuración para valores máximos .

De acuerdo al equivalente Thevenín , para falla trifásica ( Tabla 3.2 ) . [CENACE](#) .

$$S_{cc.Trifásica} = 1834,09 \text{ MVA}$$

$$R/X = 0,19 / 3,78 = 0,05026$$

$$Z2 / Z1 = 0$$

$$X0 / X1 = 0$$

$$R0 / X0 = 0$$

##### a.2 - Configuración para valores mínimos .

De acuerdo al equivalente Thevenín , para falla monofásica ( Tabla 3.3 ) . [CENACE](#) .

$$S_{cc.monofásica} = 598,70 \text{ MVA}$$

$$Z2 / Z1 = 3,79 / 3.78 = 1$$

$$X0 / X1 = 1,17 / 3,78 = 0,3095$$

$$R0 / X0 = 0,02 / 1,17 = 0,017$$

En la figura 3.5 , se observa la configuración del elemento External Grid , con el cual se representa la subestación principal ( Dos Cerritos ) .

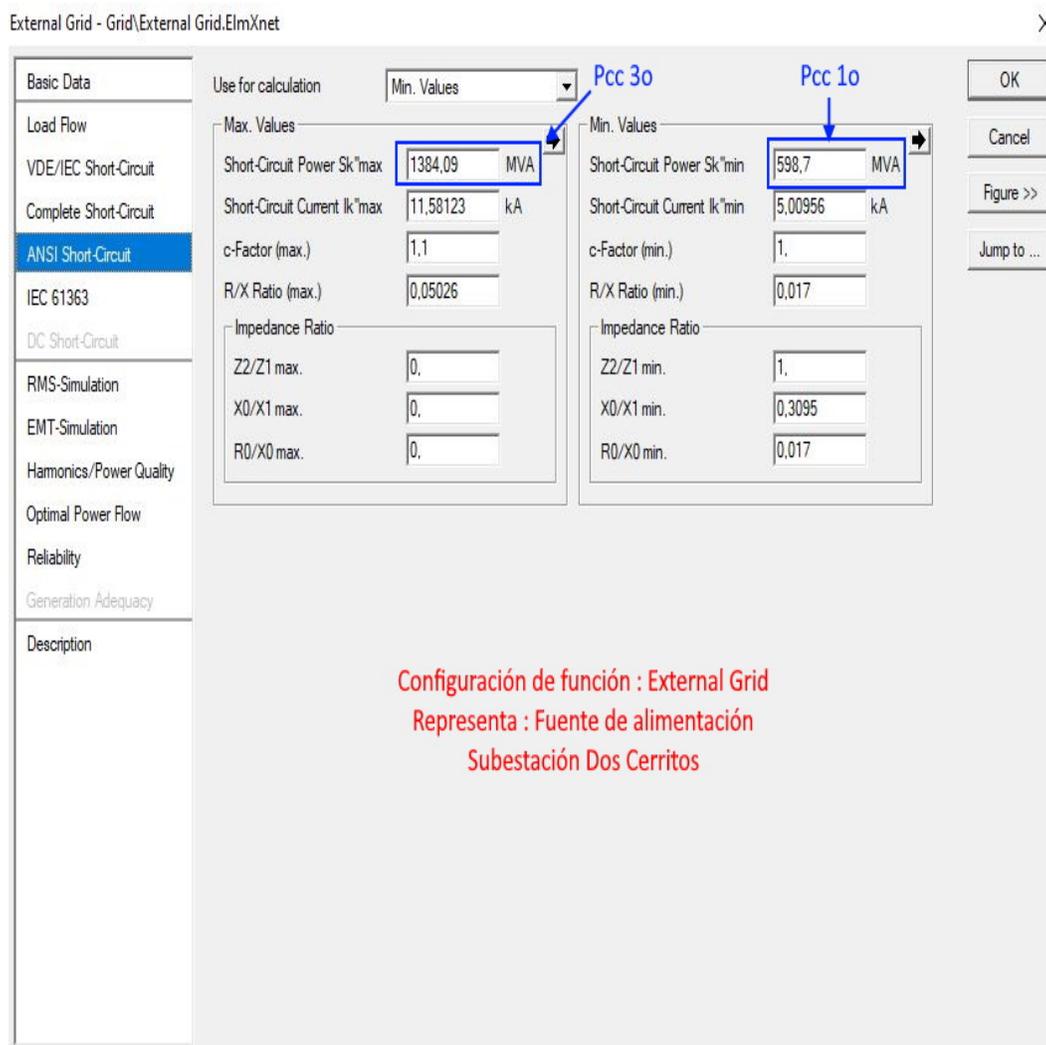


Figura 3.5: Configuración del elemento External Grid.  
Referencia: Herramienta . Digsilent  
Aplicación : Autor

**b.- CONFIGURACIÓN DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN .**

En las figuras 3.6 y 3.7 , se presenta la configuración de las líneas de subtransmisión ( LST1 , LST2 ) .

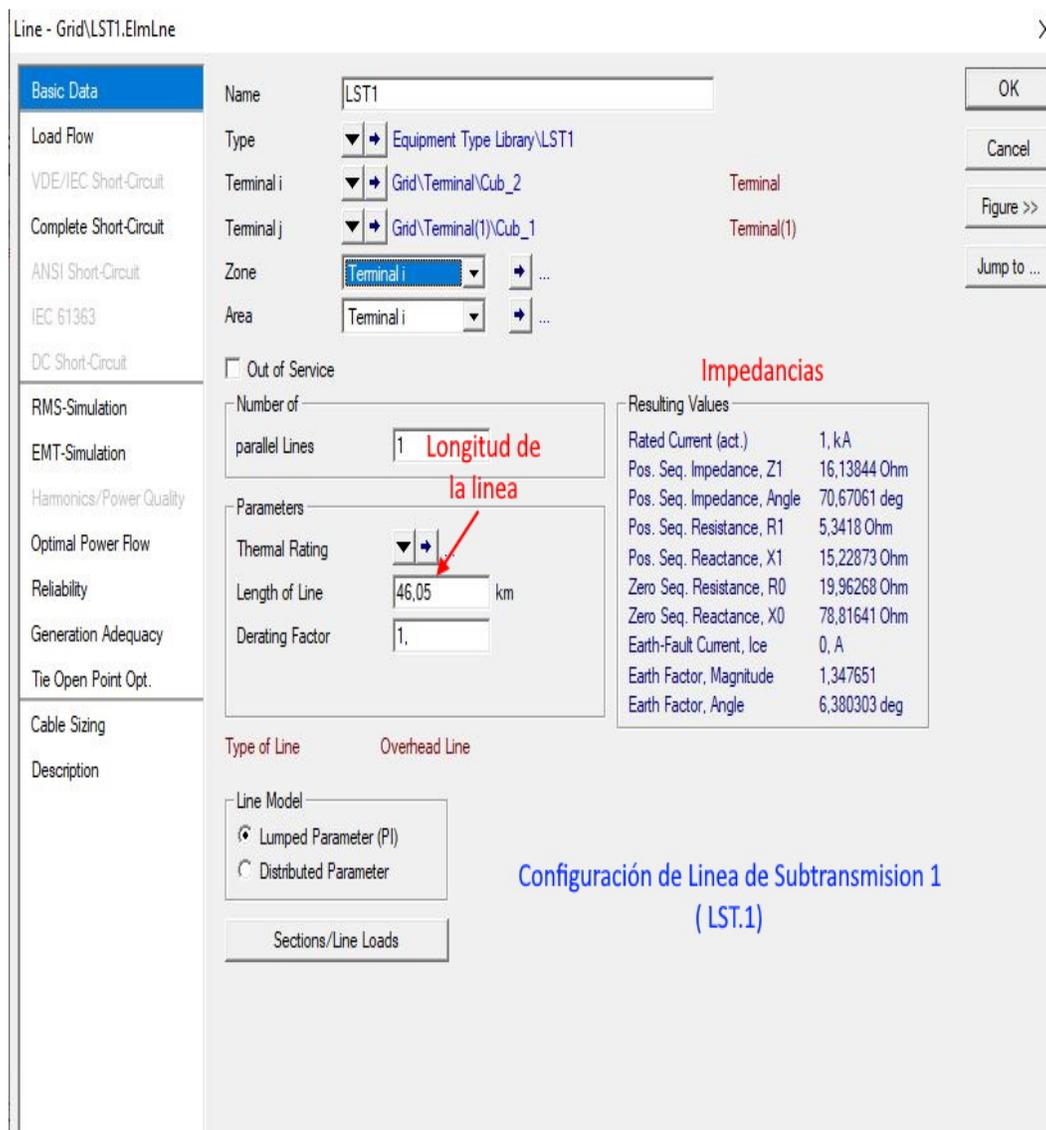


Figura 3.6: Configuración de la línea de subtransmisión . LST1

Referencia: Herramienta. Digsilent

Aplicación : Autor

Line - Grid\LST2.ElmLne

**Basic Data**

Name: LST2

Type: Equipment Type Library\LST2

Terminal i: Grid\Terminal(1)\Cub\_2 Terminal(1)

Terminal j: Grid\LST3\Cub\_2 LST3

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

Out of Service

Number of parallel Lines: 1 **Longitud de la línea**

Parameters

Thermal Rating: [dropdown]

Length of Line: 0,531 km

Derating Factor: 1

**Impedancias**

Resulting Values

Rated Current (act.)	1, kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0,1860915 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	70,67061 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0,061596 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0,1756017 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0,2301885 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0,9088278 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0, A
Earth Factor, Magnitude	1,347651
Earth Factor, Angle	6,380303 deg

Type of Line: Overhead Line

Line Model

Lumped Parameter (PI)

Distributed Parameter

Sections/Line Loads

**Configuración de Línea de Subtransmisión 2 (LST2)**

Figura 3.7: Configuración de la línea de subtransmisión . LST2

Referencia: Herramienta : Digsilent

Aplicación : Autor

**c.- CONFIGURACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA .**

En la figura 3.8 , se observa la configuración del transformador de potencia .

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\TR-1.TypTr2

Basic Data

Name: TR-1

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power: 24 MVA ← Snominal

Nominal Frequency: 60 Hz

Rated Voltage:

HV-Side: 69 kV

LV-Side: 13,8 kV

Vector Group:

HV-Side: D Delta

LV-Side: YN Estrella

Phase Shift: 0 \*30deg

Name: Dyn0

Positive Sequence Impedance:

Short-Circuit Voltage uk: 9% ← Zcc1

Copper Losses: 0 kW

Zero Sequence Impedance:

Short-Circuit Voltage uk0: 9% ← Zcco

SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r: 0%

Configuración del transformador  
 $Z_1 = Z_2 = Z_0$

OK

Cancel

Figura 3.8: Configuración del transformador de potencia . TR-1

Referencia: Herramienta : Digsilent

Aplicación : Autor

**d.- RESULTADOS OBTENIDOS . SIMULACIÓN EN DIGSILENT .**

Se realiza la simulación en y se obtienen los valores de corriente de corto circuito del siguiente tipo :

- I.cc . rms . Simétrica .
- I.cc . rms . Asimétrica .
- I.cc . pico . Asimétrica .

De acuerdo a las correspondientes figuras , se muestra los resultados para el tipo de fallas analizadas :

**Barra de 69 KV .**

- Figura 3.9 : Falla trifásica aislada : ( L -L- L )
- Figura 3.10 : Reporte de Icc. Digsilent .
- Figura 3.11 : Falla de dos fases aisladas : ( L -L)
- Figura 3.12 : Falla monofásica : ( L - Tierra )

**Barra de 13,8 KV .**

- Figura 3.13 : Falla trifásica aislada : ( L -L- L )
- Figura 3.14 : Falla de dos fases aisladas : ( L -L)
- Figura 3.15 : Falla monofásica : ( L - Tierra )

**d.1 .- FALLA BARRA DE 69 KV : LINEA - LINEA - LINEA .**

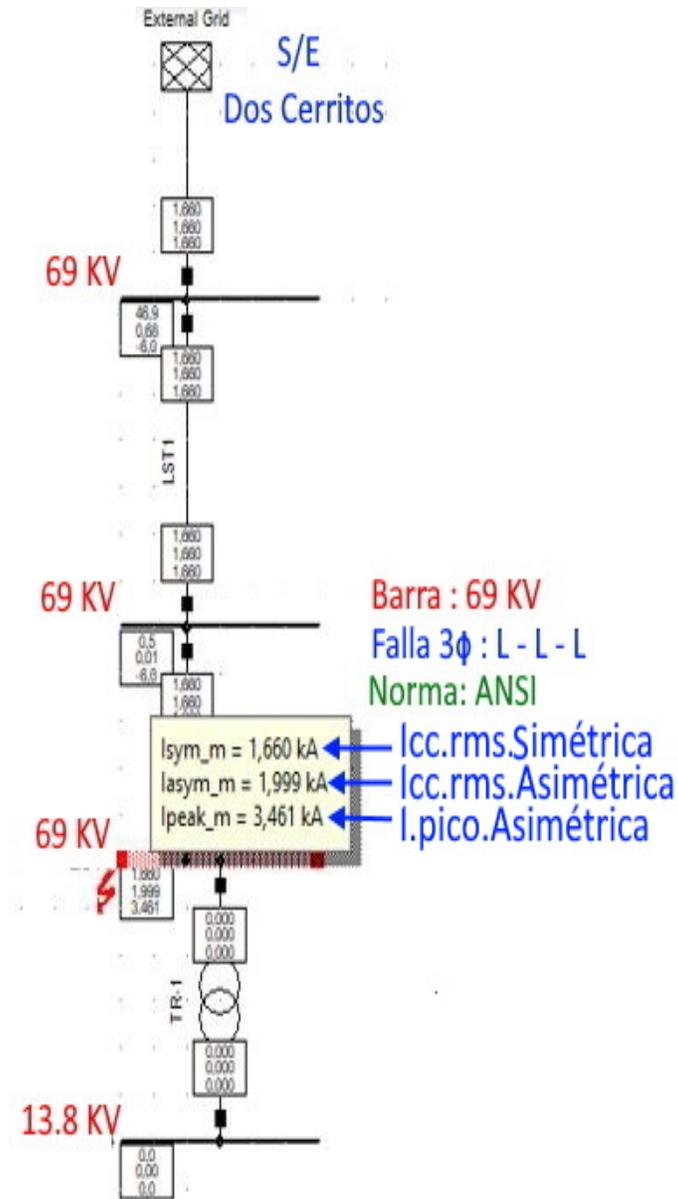


Figura 3.9: Falla : Línea - Línea - Línea . 69KV. Autor

Para fallas 3φ ( L - L - L )  
 Norma = IEC 60909-1

$$K_{sim,pico} = 1.02 + 0.98 e^{-3R/X}$$

$$K_{asim,pico} = 1.02 + 0.98 * ( 0.4909 ) = 1.5010$$

$$I_{pico,asim} = \sqrt{2} * K_{asim,pico} * I_{cc,asim,rms}$$

$$I_{pico,asim} = \sqrt{2} * 1.5010 * 1660 = 3523.7 \text{ A}$$

Impedancia equivalente en el punto de falla

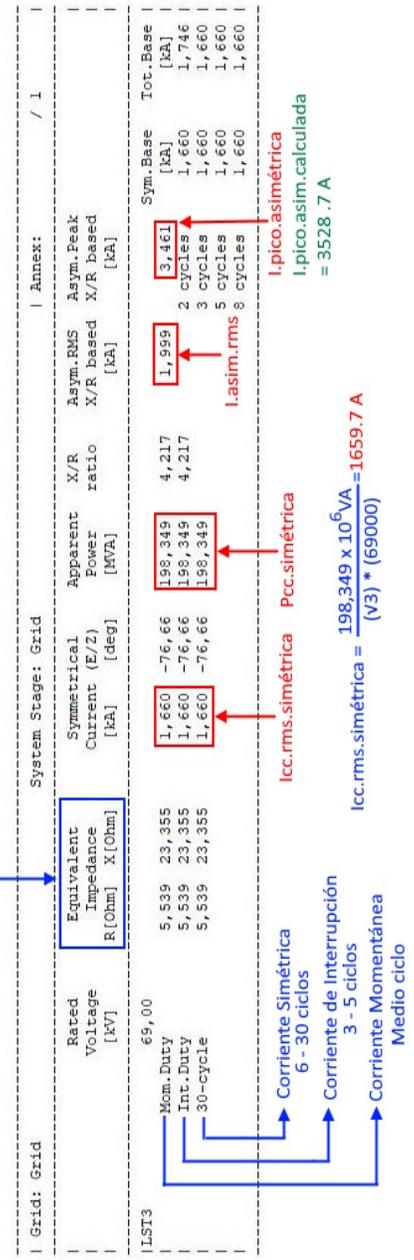


Figura 3.10: Reporte de I.cc . Barra de 69 KV . Falla trifásica . Autor

**d.2.- FALLA BARRA DE 69 KV : LINEA - LINEA .**

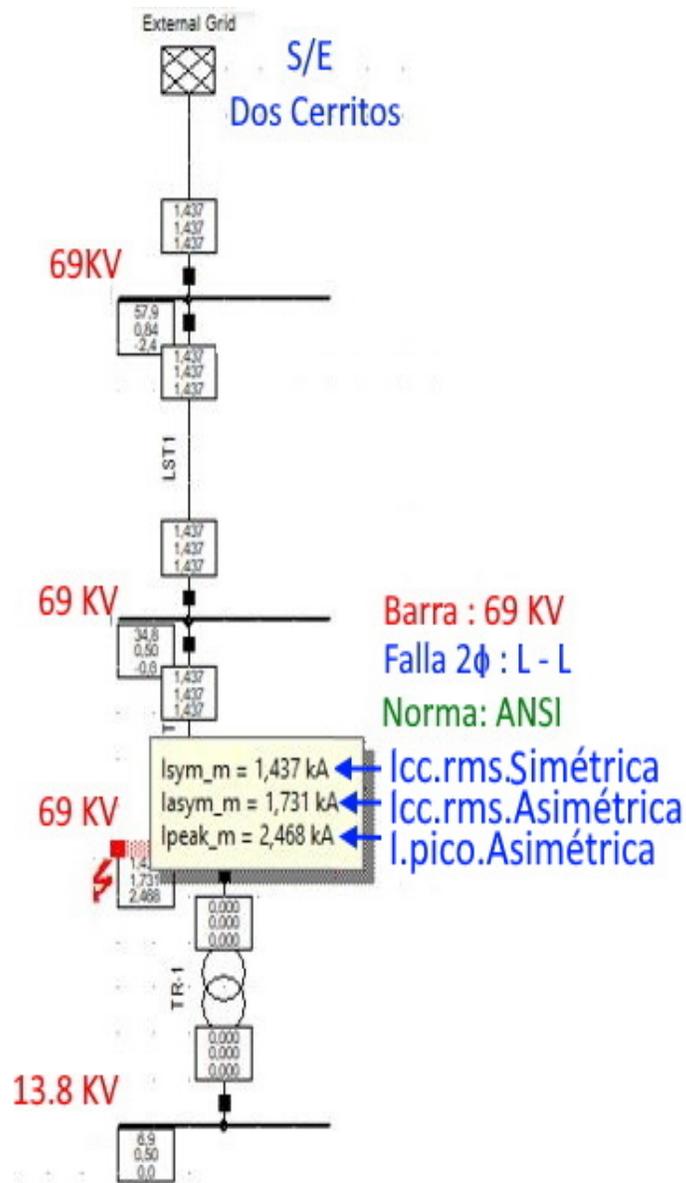


Figura 3.11: Falla : Linea - Linea . 69 KV. Autor

**d.3 .- FALLA BARRA DE 69 KV : LINEA - TIERRA .**

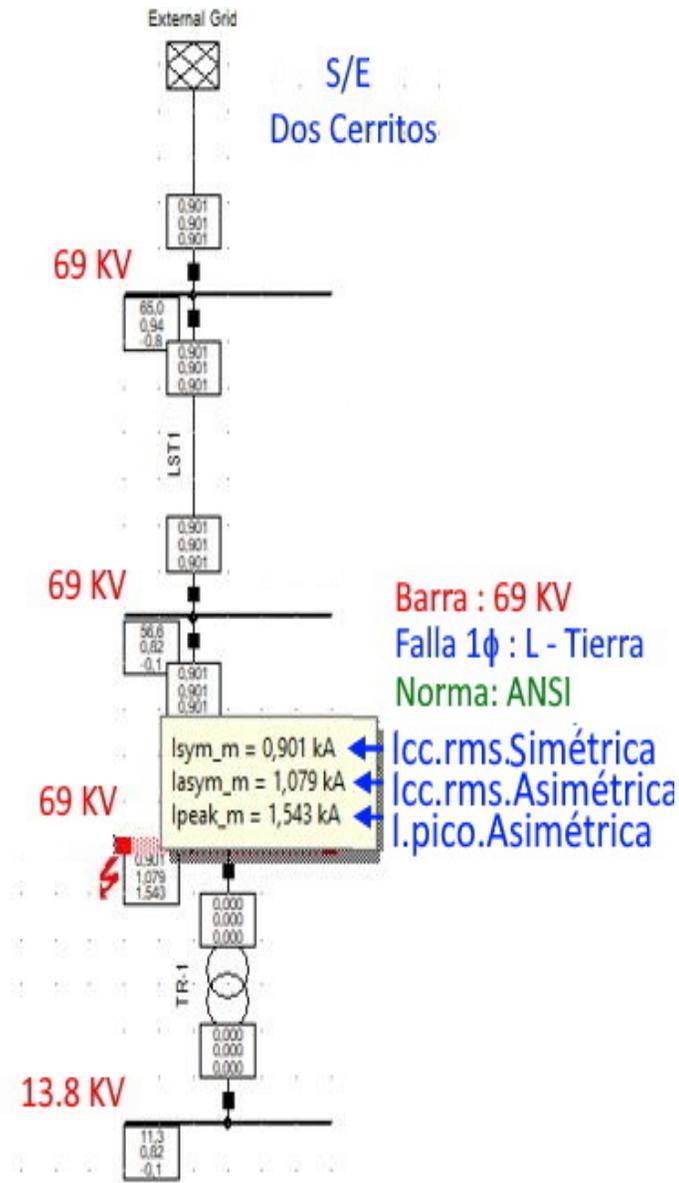


Figura 3.12: Falla : Linea - Tierra. 69KV. Autor

**d.4 .- FALLA BARRA DE 13,8 KV : LINEA - LINEA - LINEA .**

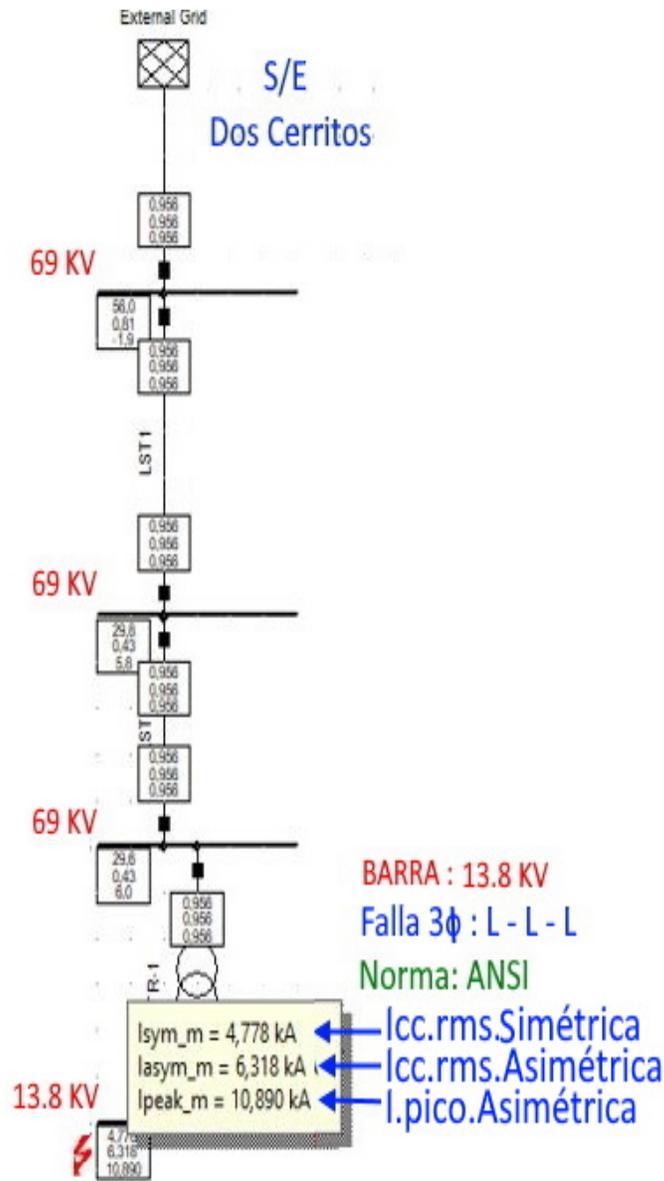


Figura 3.13: Falla : Línea - Línea - Línea . 13.8 KV . Autor

**d.5 .- FALLA BARRA DE 13,8 KV : LINEA - LINEA .**

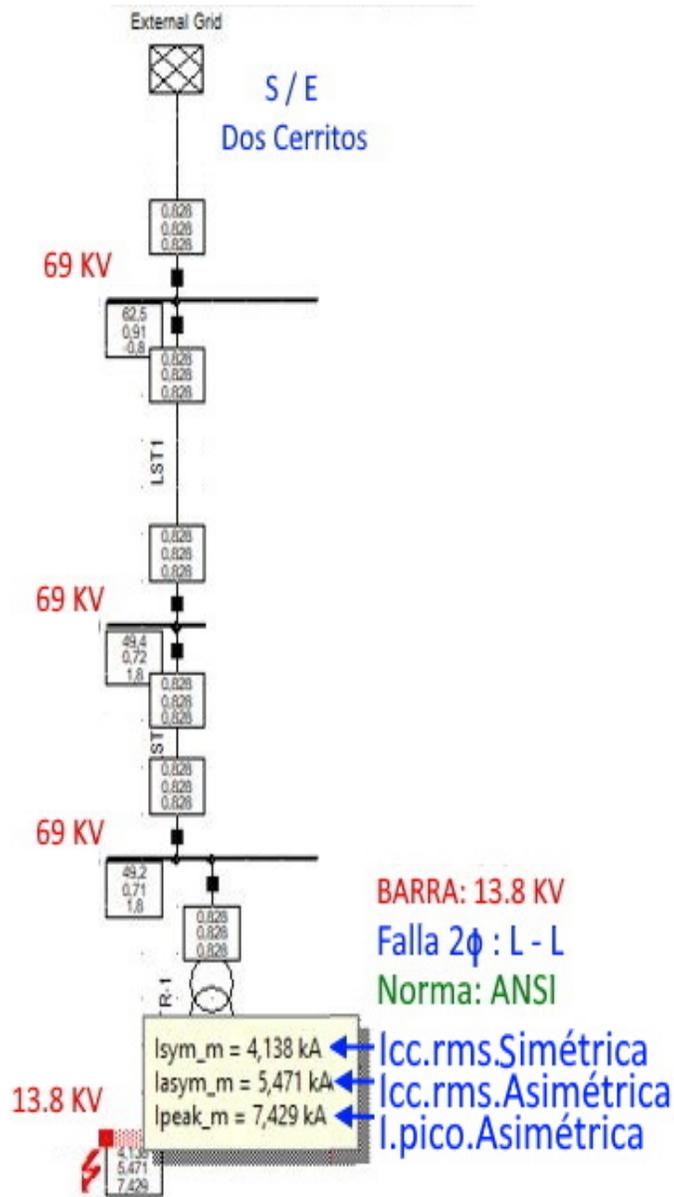


Figura 3.14: Falla: Línea - Línea. 13,8KV. Autor

**d.6 .- FALLA BARRA DE 13,8 KV : LINEA - TIERRA .**

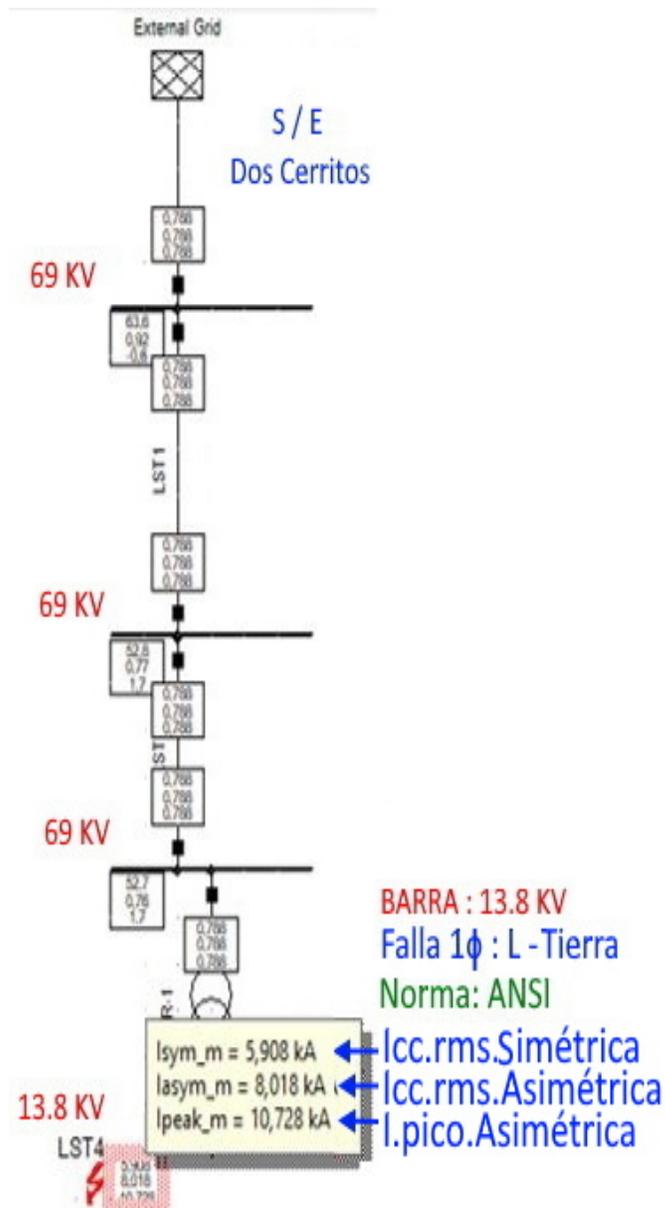


Figura 3.15: Falla: Línea - Tierra. 13,8KV. Autor

### 3.4. RESUMEN DEL ESTUDIO REALIZADO .

En la figura 3.16 , se muestra el resumen del sistema estudiado , subestación principal ( Dos Cerritos ) , dos líneas de subtransmisión y la nueva subestación ( 16 / 24 MVA ) .

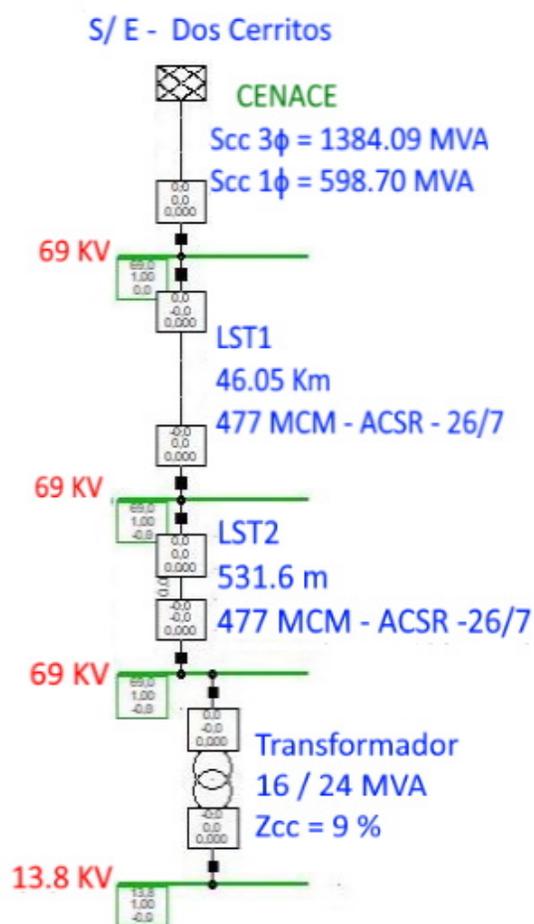


Figura 3.16: Resumen del sistema eléctrico estudiado .

Referencia: Herramienta . Digsilent

Aplicación : Autor

**a.- RESUMEN DE VALORES CALCULADOS Y SIMULADOS .**

En las tablas 3.4 y 3.5 , se presenta un resumen de los valores de las corrientes de corto circuito , calculadas y simuladas mediante la herramienta , se puede observar que son valores muy cercanos , lo cual demuestra la validez del análisis .

Tabla 3.4: Resumen . Icc. Barra 69 KV .Autor

<b>BARRA 69 KV</b>						
<b>Icc</b>	<b>Falla 3<math>\phi</math></b>		<b>Falla 2 Fases</b>		<b>Falla monofásica</b>	
	<b>L - L - L</b>		<b>L - L</b>		<b>L - Tierra</b>	
	<b>Calculada</b> [ A ]	<b>Digsilent</b> [ A ]	<b>Calculada</b> [ A ]	<b>Digsilent</b> [ A ]	<b>Calculada</b> [ A ]	<b>Digsilent</b> [ A ]
<b>rms.Sim</b>	1642	1660	1422	1437	897.45	901
<b>rms.Asim</b>	2022.9	1999	1751.9	1731	1105.7	1079
<b>pico.Asim</b>	3486	3461	2477.6	2468	1563.7	1543

Tabla 3.5: Resumen . Icc . Barra 13.8 KV .Autor

<b>BARRA 13.8 KV</b>						
<b>Icc</b>	<b>Falla 3<math>\phi</math></b>		<b>Falla 2 Fases</b>		<b>Falla monofásica</b>	
	<b>L - L - L</b>		<b>L - L</b>		<b>L - Tierra</b>	
	<b>Calculada</b> [ A ]	<b>Digsilent</b> [ A ]	<b>Calculada</b> [ A ]	<b>Digsilent</b> [ A ]	<b>Calculada</b> [ A ]	<b>Digsilent</b> [ A ]
<b>rms.Sim</b>	4759.38	4778	4122.48	4138	5894.22	5908
<b>rms.Asim</b>	5863.6	6318	5078.9	5471	7261.7	8018
<b>pico.Asim</b>	10104.2	10890	7182.6	7429	10269.6	10728

Este estudio de corto circuito será utilizado para :

- Selección y dimensionamiento de los elementos de la subestación .
- Selección de conductores .
- Diseño de la malla de puesta a tierra.
- Coordinación de protecciones .

# Capítulo 4

## Dimensionamiento de equipos

### 4.1. INTRODUCCIÓN

Para la selección y dimensionamiento de las partes y equipos que forman una subestación eléctrica tipo AIS , se debe considerar los siguientes aspectos :[28]

- Normas aplicables .
- Valores nominales de operación.
- Niveles de aislamiento
- Niveles de sobrevoltajes .
- Niveles de sobrecorrientes .
- Factores ambientales .
- Otros factores .

De acuerdo al estudio realizado en el capítulo 2 ( Partes y elementos de una subestación ) es necesario seleccionar y dimensionar, elementos y equipos que garanticen seguridad , confiabilidad y operatividad de una S/E .

Aisladores , seccionadores , descargadores de sobrevoltaje , transformadores de corriente , transformadores de potencial , interruptores , transformador de potencia , reconectores , el sistema de puesta a tierra ( malla ) , conductores, el sistema de control , el sistema de protección , sistema de energía auxiliar , entre los principales .

## 4.2. DESCARGADORES DE SOBREVOLTAJE

Los descargadores de sobrevoltaje son equipos formados por varistores ( resistencias variables ) de oxido metálico ( oxido de Zinc ) que ante voltajes de magnitud aceptadas como normales de operación de una red ( 1,05 VLL.nominal ) se comportan como resistencias de muy alto valor, presentándose como aisladores , pero ante voltajes picos mayores a 2 por unidad se comportan como una resistencia de valor muy cercano a cero , convirtiéndose en un interruptor cerrado que descarga a tierra sobrevoltajes y por ende sobrecorriente que al no ser descargadas representan un peligro para el aislamiento de equipos , partes y accesorios de una red de electricidad , pudiendo destruir y terminar con la vida útil de mencionados equipos y partes. Los sobrevoltajes que se encuentran entre 1,05 y 2 pu del voltaje nominal de operación de una red son comúnmente clasificados como sobrevoltajes temporales de baja frecuencia ( Fallas a tierra , Inrush , perdida del neutro, perdida de carga , efecto Ferranti, resonancia , ferro-resonancia , entre otros) son sobrevoltajes que deben ser soportados por el descargador pero no descargados , en los catálogos de fabricantes esta capacidad aparece como valores TOV ( Capacidad del descargador para soportar sobrevoltajes de frecuencia industrial ) y se considera para tiempos de duración de 1 y 10 segundos ( TOV 1 - TOV 10 ) .[29]

Los sobrevoltajes que son generados por maniobras o conmutación en una red eléctrica ( Energización y desenergización de líneas , apertura y cierre de capacitores , apertura y cierre de reactores ( inductores ) , entre otros ) se clasifican como sobrevoltajes de conmutación y se encuentran normalizados entre 2 y 4 veces por unidad , además de considerarse pulsos de alta frecuencia ( 60 Hz - 20 Khz ) , ante estos sobrevoltajes el descargador debe actuar y enviarlos a tierra .

Para sobrevoltajes de tipo atmosférico ( de impacto directo o indirecto ) está normalizado de 4 a 6 pu , pulsos considerados de alta frecuencias ( 10 Khz a 3 Mhz ) , para voltajes de fase a fase hasta 230 KV , son los sobrevoltajes que predominan en una red , para voltajes mayores a 230 KV predominan ( son de mayor pico ) los voltajes de conmutación . En cualesquiera de los casos el descargador debe actuar y enviar a tierra dichos sobrevoltajes.

Finalmente existen sobrevoltajes producidos por fallas en subestaciones aisladas en gas - SF6 ( aislamiento tipo GIS ) que se clasifican como transitorias de frente muy rápido ( de 100 Khz a 50 Mhz ) y de valores picos entre 6 y 7 por unidad (pu) , el descargador debe enviar a tierra también estas sobretensiones.

En resumen , un descargador de sobrevoltaje ( DPS ) es un elemento de protección ante sobrevoltajes ( supresor de picos ) de conmutación ( de 2 a 4 pu ) , atmosféricos ( de 4 a 6 pu ) y de frente muy rápido ( de 6 a 7 pu ) , mientras que debe soportar pero no descargar sobrevoltajes temporales (de 1,05 a 2 pu).[29]

#### a.- SELECCIÓN DE UN DESCARGADOR DE SOBREVOLTAJE

Para la selección del descargador a utilizar es indispensable conocer el tipo de sistema de puesta a tierra de la red , el mismo que obedece a la relación existente entre las componentes simétricas de la impedancia de la red ( componentes de secuencia positiva - negativa y cero ) y en base a estas características se identifican los sistemas de puesta a tierra como , muy efectivos , efectivos y no efectivos , los mismos que presentan un coeficiente de puesta a tierra del sistema ( COG ) , aceptados como lo indica la figura 4.1 [30]

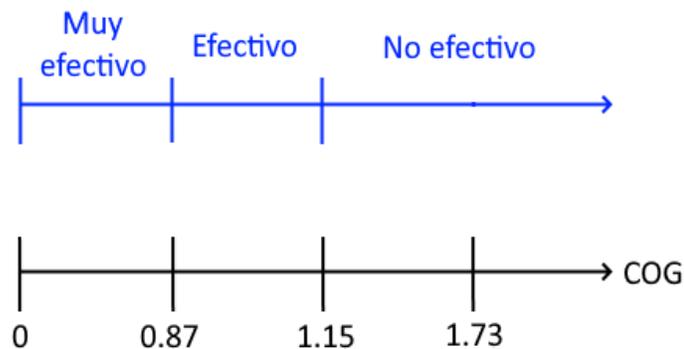


Figura 4.1: Coeficiente de puesta a tierra de un sistema . COG .

Referencia : Norma IEEE C62.92.4

Adaptación : Autor

Para aplicaciones de diseño suele utilizarse el factor de falla a tierra (  $K_e$  ) , el mismo que se define como :

$$K_e = \sqrt{3} * COG \quad (4.1)$$

#### Para: COG = 0.8 : Sistema Muy efectivo.

La relación de las componentes simétricas de la impedancia de la red es :

$$\frac{X_0}{X_1} \leq 3 \wedge \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

El factor de falla a tierra es :

$$Ke = \sqrt{3} * 0,8 = 1,39 \quad (4.2)$$

**Para: COG = 1 : Sistema Efectivo.**

La relación de las componentes simétricas de la impedancia de la red es :

$$\frac{Xo}{X1} \leq 1 \wedge \frac{Ro}{X1} \leq 0,1$$

El factor de falla a tierra es :

$$Ke = \sqrt{3} * 1 = 1,73 \quad (4.3)$$

Los sistemas de puesta a tierra de un sistema muy efectivos y efectivos (COG menores a 1,15) corresponden a conexiones del neutro de manera multiterrizada y solidamente conectada a tierra .

Los sistemas no efectivos ( COG mayores a 1,15 ) corresponden a redes con neutros conectados a tierra mediante una impedancia o también a neutros aislados ( sistemas sin neutro tanto para conexión estrella como triangulo ).

#### **b.- VOLTAJE NOMINAL DEL DESCARGADOR ( Ur )**

El voltaje nominal de un DPS es el voltaje relacionado con la capacidad del equipo a soportar sobrevoltajes de frecuencia industrial ( sobrevoltajes temporales - Capacidad TOV ) , la nomenclatura utilizada es : [30]

Ur = Norma IEC

Duty - Cycle : Norma IEEE

Rating : Norma IEEE

Se define mediante la siguiente ecuación :

$$Vnom = Ur = (COG) * VLL.max. \quad (4.4)$$

Donde :

Vnom = Ur = Voltaje nominal del descargador .

COG = Coeficiente de puesta a tierra del sistema .

VLLmax = Voltaje de fase a fase máximo de una línea .

VLLmax = 1,05 \* VLL.nom .

1,05 = Factor que considera la presencia de armónicos .

**Para VLLnom = 69 KV**

VLL.max = 1,05 \* VLL.nom = 1,05 \* 69 = 72,5 KV

Para un sistema de COG = 0,8 :

$V_{nom} = U_r = COG * VLL.max = 0,8 * 72,5 = 58 \text{ KV} .$

**Para VLLnom = 13,8 KV**

$VLL.max = 1,05 * VLL.nom = 1,05 * 13,8 = 14,5 = 15 \text{ KV}$

Para un sistema de  $COG = 0,8 :$

$V_{nom} = U_r = COG * VLL.max = 0,8 * 15 = 12 \text{ KV} .$

### **C.- VOLTAJE DE OPERACIÓN CONTINUA DEL DESCARGADOR ( $U_c$ )**

Es el voltaje de operación permanente del descargador y una manera practica de obtenerlo es mediante el catalogo dado por el fabricante, seleccionando el valor de voltaje de operación continua (  $U_c$  ) correspondiente al voltaje nominal determinado (  $U_r$  ), esto es válido para sistemas con puesta a tierra muy efectivos y efectivos (  $COG$  menores a 1,15 ) .

La nomenclatura utilizada comúnmente es : [31]

$U_c = \text{Norma IEC} .$

$MCOV = \text{Norma IEEE}$

Para sistemas con puesta a tierra no efectivos (  $COG$  mayores a 1,15 ) , sistemas con neutro conectados a tierra mediante una impedancia o neutro aislado ( sin neutro ) , tanto en estrella como en triángulo , la recomendación es :

$$U_c = MCOV_{mayor} = 1,1 * VLL.nom \quad (4.5)$$

En estos casos primero determinamos el voltaje de operación continua ( $U_c$ ) y luego de acuerdo al catalogo correspondiente seleccionamos el voltaje nominal ( $U_r$ ) .

### **d.- CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA ( $I_{dps}$ )**

La corriente nominal de descarga del DPS se define mediante la siguiente ecuación :

$$I_{dps} = \frac{(Katen) * (2) * (BIL)}{Z_c} \quad (4.6)$$

Donde :

$I_{dps}$  = Corriente nominal del descargador ( KA )

$Katen$  = Factor de atenuación por impacto de rayo sobre una fase , se considera los siguientes valores :

$Katen = 1$  : Para distancias mayores a

$Katen = 2$  : Para distancias mayores a

$Katen = 3$  : Para distancias menores a 700 metros

$BIL$  = Nivel básico de aislamiento al impulso tipo rayo ( KA )

$Z_c$  = Impedancia característica o impedancia ante pulsos de alta frecuencia que presenta una línea, se determina mediante la siguiente ecuación :

$$Z_c = (60) * \ln \left( \frac{2000 * h(m)}{r(mm)} \right) \quad (4.7)$$

Donde :

$\ln$  = Logaritmo natural

$h(m)$  = Altura del conductor de fase mas alto con respecto al suelo ( metros )

$r (mm)$  = Radio del conductor en milímetros ( mm )

**Para una línea de 13,8 KV . Aisladores tipo disco :**

Conductor : 336.4 - ACSR /  $r = 9.15$  mm

En la figura 4.2 se muestra un tipo de estructura para líneas de 13,8 KV .

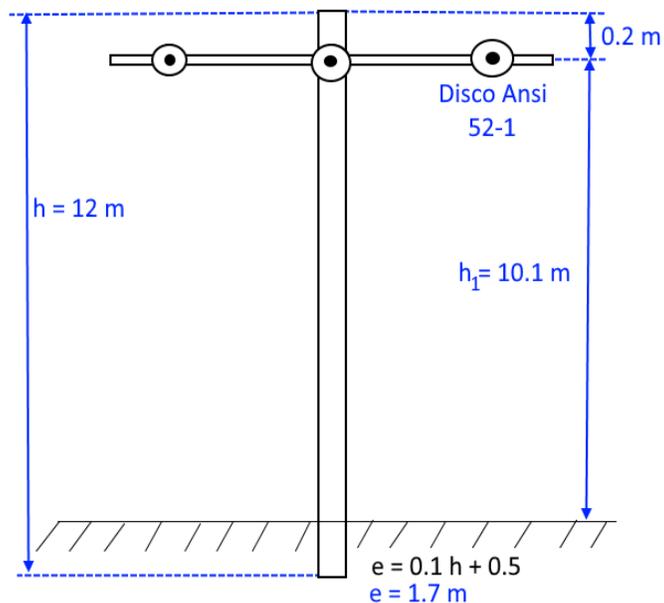


Figura 4.2: Estructura para una línea de distribución en 13,8 KV . Autor

Por lo tanto la impedancia característica de una línea de 13,8 KV con estructura centrada en retención, es :

$$Z_{cL} = (60) * \ln \left( \frac{2000 * 10,1}{9,15} \right) = 462\Omega$$

**Para una estructura tipo retención en 69 KV**

En la figura 4.3 se muestra un tipo de estructura para líneas de 69 KV .

Conductor de fases : 477 - ACSR / r = 10,9 mm

Hilo de guarda : OPGW / r = 5,95 mm

hR = 18.7 m

hS = 17.2 m

hT = 15.7 m

h.hg = 20.2 m

$$Z_{cR} = (60) * \ln \left( \frac{2000 * 18,7}{10,9} \right) = 488,43 \Omega$$

$$Z_{cS} = (60) * \ln \left( \frac{2000 * 17,2}{10,9} \right) = 483,42 \Omega$$

$$Z_{cT} = (60) * \ln \left( \frac{2000 * 15,7}{10,9} \right) = 477,95 \Omega$$

$$Z_{c.hg} = (60) * \ln \left( \frac{2000 * 20,2}{5,95} \right) = 396,36 \Omega$$

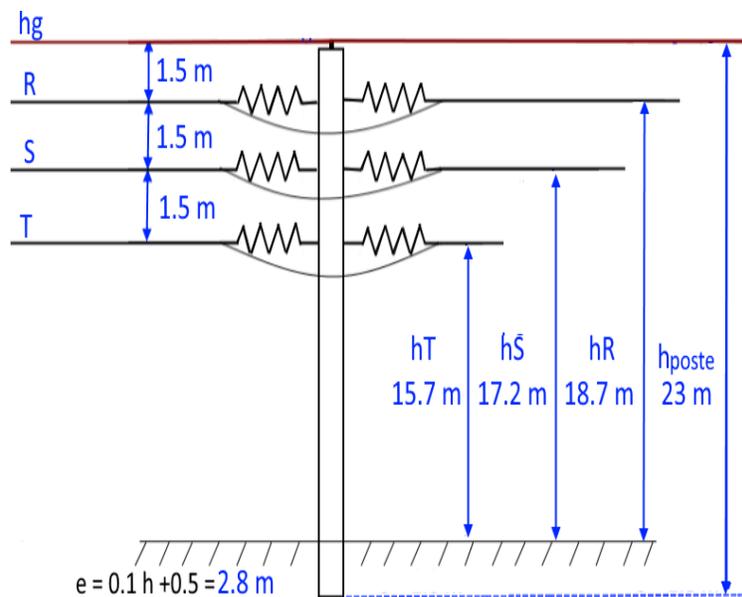


Figura 4.3: Estructura tipo retención para línea de 69 KV. Autor

**Tensión crítica de flameo . ( TCF )**

La tensión crítica de flameo de un aislador es el valor de voltaje sobre el cual existe una probabilidad del 50% que se genere flameo en el aislador ( paso de corriente por el aire por la superficie o por el interior del aislador , desde una fase a tierra - flameo directo , o desde tierra a la fase - flameo inverso ) , valor dado por el fabricante , para condiciones de baja frecuencia en húmedo y seco asi como para impulsos de rayo positivos y negativos .[32]

El nivel básico de aislamiento al impulso tipo rayo ( BIL ) de una línea está dado por el aislamiento que presentan las cadenas o aisladores utilizados , el mismo que se relaciona con la tensión crítica de flameo mediante la siguiente ecuación :

$$TCF.st = \frac{BIL.st}{0,961} \quad (4.8)$$

Considerando tanto para el BIL como para la TCF , valores estandar ( para alturas menores o iguales a 1000 msnm , para alturas mayores se debe realizar la corrección por altura ) .

Si la TCF es un valor de voltaje que representa una probabilidad del 50% que exista flameo en el aislador , entonces la TCF máxima es la TCF.st incrementado un 50% , por lo tanto :

$$TCF.max = TCF.st * 1,5 \quad (4.9)$$

Donde :

TCF.st = Tensión crítica de flameo estándar, valor dado por catálogos .

Si para una línea de 69 KV , se utiliza una Cadena formada por 5 discos Ansi 52 - 3 , según valores dados por catálogos se tiene :

TCF.st ( Para rayos negativos ) = 510 KV

Por lo tanto :

TCF.max = 1,5 \* TCF.st = 1,5 \* 510 = 765 KV .

Esto significa que la cadena de aisladores puede soportar hasta 750 KV antes de flamear , como un escenario máximo posible .

Entonces el BIL.línea en función de la TCF.max de sus aisladores es :

BIL.línea.max = TCF.max \* 0,961 Por lo tanto :

BIL.línea.max = TCF.st\* 1,5 \* 0,961

BIL.línea.max = TCF.st\* 1,44

Al utilizar esta equivalencia en la ecuación planteada para la corriente nominal de descarga del DPS , se tiene :

$$Idps = \frac{(Katen) * (2) * (BIL)}{Zc}$$

$$Idps = \frac{(Katen) * (2) * (TCF.st * 1,44)}{Zc}$$

Si consideramos el posible impacto de un rayo en el punto mas critico al aislador y por ende al descargador , esto es una distancia menor o igual a 700 metros , entonces :

Katen = 3

Por lo tanto la ecuación resultante es :

$$Idps = \frac{8,64 * TCF.st}{Zc} \quad (4.10)$$

Donde :

TCF.st = Tensión critica de flameo estandar para impulsos tipo rayo negativos ( Ver en el correspondiente catálogo ) de la cadena o aislador de la fase en la que está conectado el descargador .

Zc = Impedancia característica por fase .

#### **Para VLL.nominal = 69 KV**

Para la Zc que presenta una línea de 69 KV con estructura en retención podemos tomar un valor promedio entre las impedancias presentadas por las fases , esto es :

$$Zc.promedio = (Zc.R + Zc.s + Zc.T) / 3$$

$$Zc.promedio = ( 488,43 + 483,42 + 477,95 ) / 3 = 483,3\Omega$$

Para una cadena de 5 discos Ansi 52-3 :

TCF.st = 510 KV . Para rayos negativos . Catálogo [32]

Entonces :

$$Idps = \frac{(8,64 * TCF.st)}{Zc} = \frac{(8,64 * 510)}{483,3} = 9,12KA$$

#### **Para VLL.nominal = 13,8 KV**

$$Zc = 462\Omega$$

Para una cadena de dos discos Ansi 52-1

TCF.st = 170 KV . Para rayos negativos . Catálogo

#### **Recomendación IEEE 1410 :**

Para líneas de distribución se recomienda estructuras que presenten una TCF

( Aislamiento ) ante descargas atmosféricas de 300 KV .  
Entonces , aplicando la recomendación IEEE , tenemos :

$$Idps = \frac{(8,64 * TCF.st)}{Zc} = \frac{(8,64 * 300)}{462} = 5,6KA$$

#### **e .- Selección de descargadores . Según catálogo de referencia**

De acuerdo a los valores calculados para voltajes y corrientes nominales se puede utilizar un catálogo y seleccionar los descargadores tanto para 69 KV como para 13,8 KV .[19]

De acuerdo a figura 4.4. Se seleccionaron los siguientes descargadores de sobrevoltaje :

#### **Para VLL.nominal = 69 KV**

Ur = 60 KV ..... ( Calculado : Ur = 58 KV )

Uc = 48 KV ..... ( Catálogo )

Idps = 10 KA .....( Calculado : Idps = 9,1 KA )

UpL = 139 KV / 10 KA

Ups = 111 KV / 500 A

U0,5 = 145 KV

TOV.1 = 65,2 KV

TOV.10 = 61,9 KV

#### **Para VLL.nominal = 13,8 KV**

Ur = 12 KV ..... ( Calculado : Ur = 12 KV )

Uc = 10,2 KV ..... ( Catálogo )

Idps = 10 KA .....( Calculado : Idps = 5,6 KA )

UpL = 29,5 KV / 10 KA

Ups = 23,5KV / 500 A

U0,5 = 30,9 KV

TOV.1 = 13,9 KV

TOV.10 = 13,1 KV

#### **Nomenclatura**

Ur = Voltaje nominal

Uc = Voltaje de operación continua

Idps = Corriente nominal tipo rayo

UpL = Voltaje residual tipo rayo

Ups = Voltaje residual tipo maniobra

U0,5 = Voltaje de frente escarpado ( muy alto )

TOV = Capacidad para soportar sobrevoltajes temporales

500 A = Corriente nominal tipo maniobra

Table 6. Protective Characteristics of the UltraSIL Polymer-Housed Station-Class Arrester-Type UK

Arrester Rating (kV, rms)	Arrester MCOV (kV rms)		TOV*		Front-of-wave Protective Level** (kV Crest)	Maximum Discharge Voltage (kV Crest)					Switching Surge Protective Level*** (kV Crest)				
	1 Sec	10 Sec	1 Sec	10 Sec		1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA	125 A	250 A	500 A	1000 A
3	2.55	7.8	3.5	3.3	7.8	6.3	6.6	6.9	7.4	7.9	8.7	5.6	5.7	5.9	6.1
6	5.1	15.5	6.9	6.6	15.5	12.6	13.2	13.7	14.8	15.8	17.4	11.2	11.4	11.8	12.2
9	7.65	23.2	10.4	9.9	23.2	18.9	19.8	20.6	22.2	23.7	26.1	16.7	17.1	17.6	18.3
10	8.4	25.5	11.4	10.8	25.5	20.8	21.7	22.6	24.3	26	28.6	18.4	18.8	19.4	20.1
12	10.2	30.9	13.9	13.1	30.9	25.2	26.4	27.4	29.5	31.6	34.8	22.3	22.8	23.5	24.3
15	12.7	38.5	17.2	16.4	38.5	31.4	32.8	34.1	36.8	39.3	43.3	27.8	28.4	29.3	30.3
18	15.3	46.3	20.8	19.7	46.3	37.8	39.5	41.1	44.3	47.3	52.1	33.4	34.2	35.2	36.5
21	17	51.5	23.1	21.9	51.5	42	43.9	45.6	49.2	52.6	57.9	37.1	38	39.2	40.5
24	19.5	58.1	26.5	25.1	58.1	48.1	50.4	52.3	56.4	60.3	66.4	42.6	43.6	44.9	46.5
27	22	66.6	29.9	28.4	66.6	54.3	56.8	59.1	63.6	68	74.9	48.1	49.2	50.7	52.4
30	24.4	73.9	33.1	31.5	73.9	60.2	63	65.5	70.6	75.4	83.1	53.3	54.6	56.2	58.2
33	27.5	83.3	37.3	35.4	83.3	67.8	71	73.8	79.5	85	93.7	60.1	61.5	63.3	65.5
36	29	87.8	39.4	37.4	87.8	71.5	74.9	77.8	83.9	89.6	98.8	63.3	64.8	66.8	69.1
39	31.5	95.4	42.8	40.6	95.4	77.7	81.3	84.5	91.1	97.4	108	68.8	70.4	72.5	75.1
42	34	103	46.2	43.8	103	83.9	87.8	91.2	98.3	106	116	74.2	76	78.3	81
45	36.5	111	49.6	47	111	90	94.2	97.9	106	113	125	79.7	81.6	84	87
48	39	119	53	50.3	119	96.2	101	105	113	121	133	85.1	87.2	89.8	92.9
54	47	128	57	54.1	128	104	109	113	122	130	143	91.7	93.9	96.7	101
60	48	146	65.2	61.9	146	119	124	129	139	149	164	105	108	111	115
66	53	161	72	68.3	161	131	137	143	154	164	181	116	119	122	127
72	57	173	77.4	73.5	173	141	149	153	165	177	195	125	128	132	136
78	62	188	84.2	79.9	188	153	161	167	180	192	212	136	139	143	148
84	68	206	92.3	87.7	206	168	176	183	197	211	232	149	152	157	162
90	72	218	97.8	92.8	218	178	186	194	209	223	246	158	161	166	172
96	76	230	103.2	98	230	188	197	204	220	235	259	166	170	175	181
108	84	255	114.1	108.3	255	208	217	226	243	260	286	184	188	194	201

Figura 4.4: Hoja de datos para Descargadores de sobrevoltaje  
Referencia : Catálogo Coopers Power . Surge Arresters .  
Adaptación : Autor

**f.- Margenes de protección**

El margen de protección que ofrece un descargador en su objetivo de preservar la vida útil de equipos instalados en una red eléctrica ante sobrevoltajes es función de varios parámetros , tales como :

- Corriente de descarga atmosférica
- Longitud de la bajante de puesta a tierra
- BIL de la línea
- BIL del equipo a proteger
- Voltaje residual en el descargador
- Distancia de instalación del descargador
- Velocidad de propagación del pulso
- Pendiente de la corriente de descarga

**f.1.- Distancia de instalación de un descargador**

Es la distancia existente entre el punto donde se instala el descargador y el equipo a proteger , las caídas de voltaje en los conductores es función de la longitud del recorrido de la corriente , tanto para la bajante a tierra como para la llegada hacia el equipo a proteger . En la figura 4.5 , se observa la instalación de un descargador separado una distancia dada para la protección de un transformador , equipos conectados a una línea que tiene un determinado nivel básico de aislamiento ( BIL ) .[31]

Específicamente se considera los siguientes parámetros :

VLL.nom = 69 KV

DPS : UpL = 139 KV / 10 KA

Transformador : BIL.externo .69 KV = 350 KV

I.rayo.pico = 10 KA

Tiempo de frente de onda de corriente = 1,7 us

Frente de onda de corriente =  $di / dt = 10 \text{ KA} / 1,7 \text{ us} = 5,88 \text{ KA} / \text{us} .$

Bajante a tierra : L = 1,2 uH / m

Línea : TCF = 510 KV .... BIL = 490 KV

Distancia de instalación : d = 15,7 m

El calculo de las caídas de voltaje sobre los conductores es :

$$V1 = L * \frac{di}{dt} * h1 \quad (4.11)$$

$$V1 = (1,2uH/m) * (5,88KA/us) * (1m) = 7,1KV$$

$$V2 = L * \frac{di}{dt} * h2 \quad (4.12)$$

$$V2 = (1,2uH/m) * (5,88KA/us) * (11m) = 77,6KV$$

Para el calculo de la caída de voltaje ( V3 ) es necesario considerar la polaridad generada por el rebote de la onda incidente de corriente sobre el bushing del transformador y su magnitud se determina por medio de la siguiente ecuación :

$$V3 = \frac{2 * BIL.línea * d}{(t.frente.onda) * (c)} \quad (4.13)$$

Donde :

t.frente .onda = Tiempo de frente de onda del pulso de corriente = 1,7 us ( Valor aceptado para diseños )

c = velocidad de propagación de la onda = 300 m / us

BIL.línea = Nivel básico de aislamiento de la línea ante impulsos tipo rayo

Para VLL.nom = 69 KV :

Cadena de 5 discos Ansi 52-3 : Catálogo : TCF ( - ) = 510 KV

BIL.línea = TCF ( - ) \* 0,961 = 510 KV \* 0,961 = 490 KV

d = Distancia entre el punto de instalación del DPS y el transformador = 15,7 m

Por lo tanto la caída de voltaje V3 , es :

$$V3 = \frac{2 * (490KV) * (15,7m)}{(1,7us) * (300m/us)} = 30,17KV$$

El voltaje en el bushing del transformador ( Vx ) , es :

$$Vx = V1 + V2 + UpL + V3 \quad (4.14)$$

Por lo tanto :

$$Vx = 7,1 + 77,6 + 139 + 30,17 = 254,5KV$$

El margen de protección ( MP ) ante impulsos tipo rayo que un descargador de tensión residual ( UpL = 139 KV ) , instalado a una distancia ( d = 15,7 m ) del

transformador de potencia , se determina mediante la siguiente ecuación :

$$MP = \frac{BIL.ext.equipo - Vx}{BIL.ext.equipo} * 100 \quad (4.15)$$

Donde :

BIL.ext.equipo = Nivel básico de aislamiento externo ( Bushing ) a impulsos tipo rayo del equipo a proteger .

Para equipos de 69 KV , el BIL.ext = 350 KV ( Norma IEEE 1313 - 1 ) .[8]

Vx = Sumatoria de caídas de voltaje desde tierra hasta el bushing del transformador .

Por lo tanto , el margen de protección es :

$$MP = \frac{350KV - 254,5KV}{350KV} * 100 = 27,3\%$$

Para aplicaciones de diseño se puede utilizar las expresiones de las caídas de voltaje , V1 , V2 , V3 , además del voltaje residual UpL y la ecuación utilizada para el cálculo del margen de protección, podemos despejar y deducir una expresión que permita , determinar la distancia máxima de instalación del descargador , para alcanzar un determinado margen de protección , esta ecuación es :

$$d = \frac{\left(1 - \frac{MP(100\%)}{100}\right) * BIL.equipo - V1 - V2 - Upl}{(0,004) * BIL.linea} \quad (4.16)$$

Para verificar la validez de esta expresión , se considera un MP = 27,3%

Entonces la distancia máxima a la que puede ser instalado el descargador es :

$$d = \frac{\left(1 - \frac{27,3\%}{100}\right) * (350) - 7,1 - 77,6 - 139}{(0,004) * 490} = 15,7m$$

En el primer cálculo a partir de la distancia se determinó el margen de protección , luego con la ecuación deducida para el cálculo de la distancia a partir del margen de protección se determino la distancia , demostrándose la validez de la ecuación planteada para el cálculo de la distancia máxima de instalación de un descargador de sobrevoltaje .

Un margen de protección aceptable es mayor al 25 %

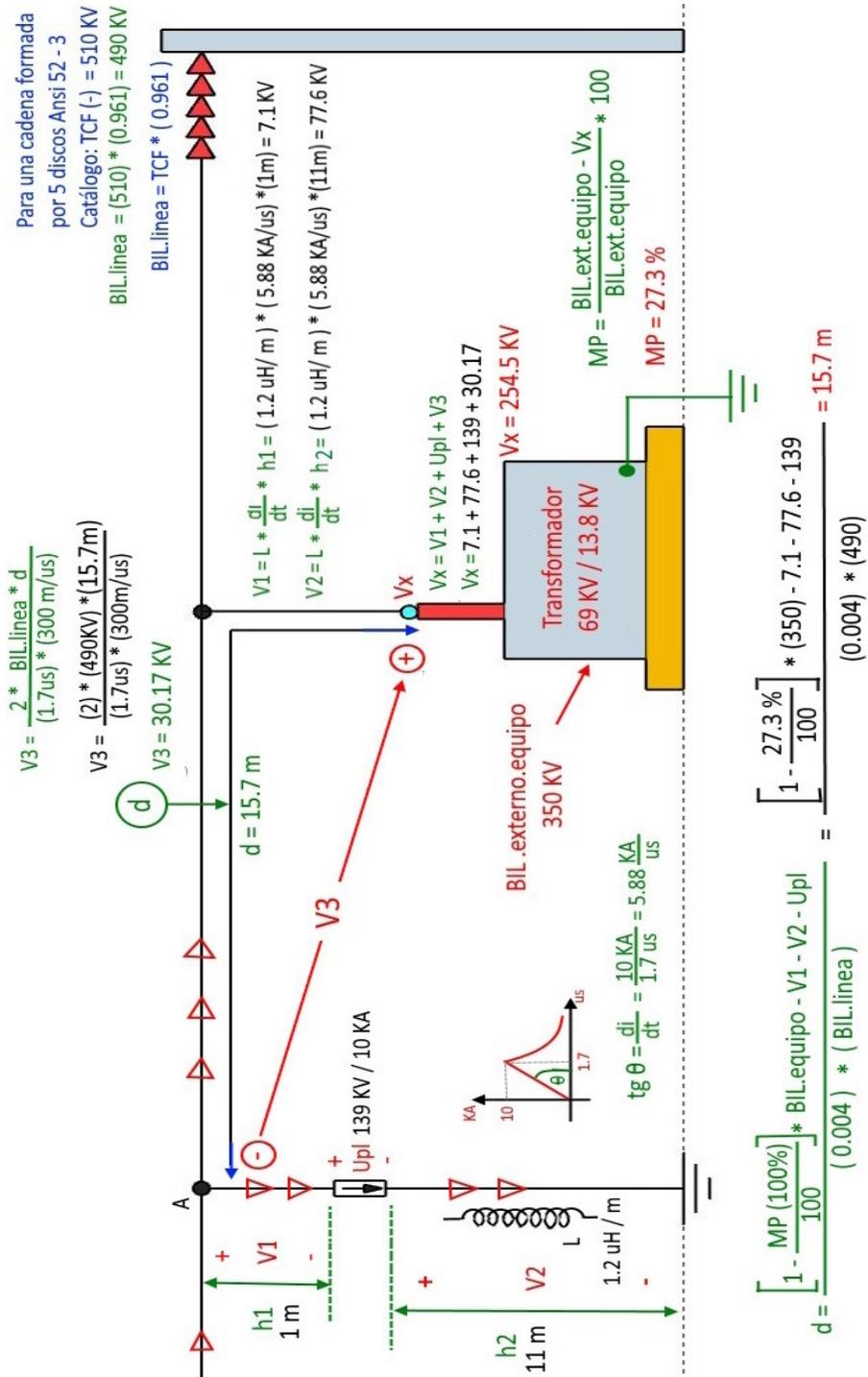


Figura 4.5: Distancia de instalación de un descargador de sobrevoltaje . Autor

En la figura 4.6, se gráfica el margen de protección para el transformador de potencia , el máximo voltaje que llegaría al bushing del transformador es  $V_x = 254,5 \text{ KV}$  , el mismo que se conoce también como voltaje de ignición del descargador , es el pico donde empieza la descarga a tierra , luego se genera un efecto conocido como remonte de voltaje y se llega al voltaje residual ,  $U_{pL} = 139 \text{ KV}$  ( voltaje en los terminales del DPS ) el momento que se produce la descarga de la corriente a tierra . [31]

Entre el BIL.ext.equipo y el voltaje de ignición del descargador (  $V_x$  ) se genera una banda de voltaje de protección (  $350 - 254,5 = 95,5 \text{ KV}$  ) , que expresado en valor porcentual es :  $MP = 27,3 \%$  .

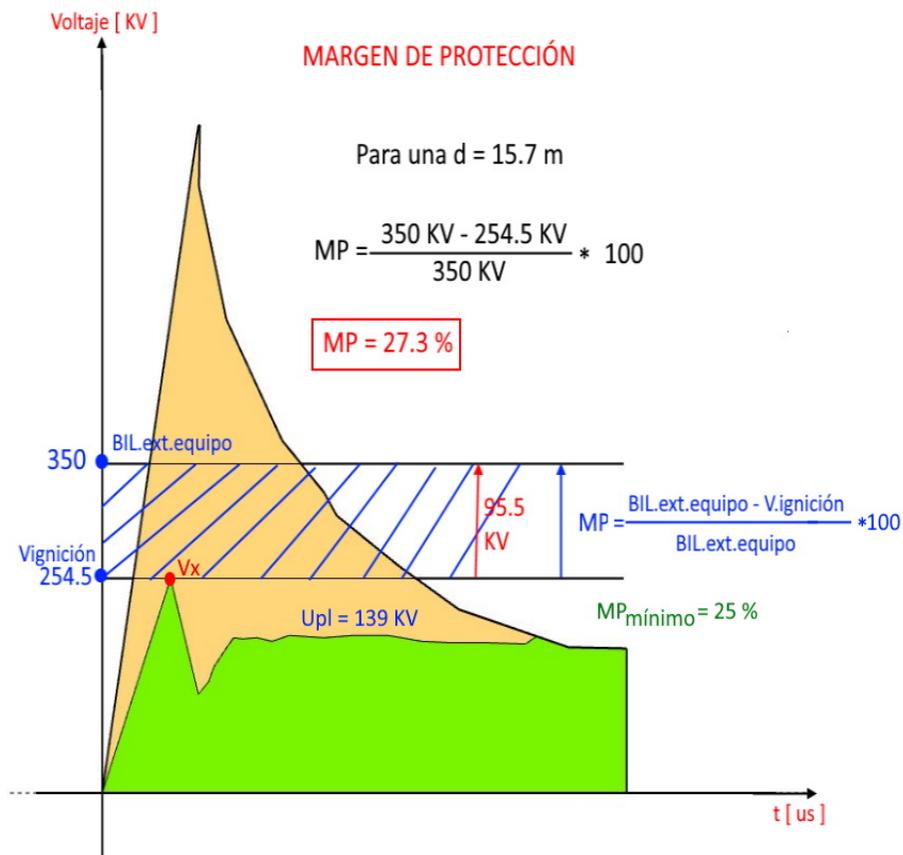


Figura 4.6: Margen de protección ante impulsos tipo rayo para el transformador de potencia . Autor

### f.2.- Margen de protección para el transformador de potencia . En 69 KV

De acuerdo a la figura 4.7 , para el diseño de la subestación se plantea las siguientes distancias de instalación del DPS :

$h1 = 1\text{m}$  ,  $h2 = 11\text{m}$  ,  $d = 15,7\text{ m}$  . De acuerdo a lo analizado en la sección anterior ( f1 ) , el margen de protección es :  $MP = 27,3\%$  .

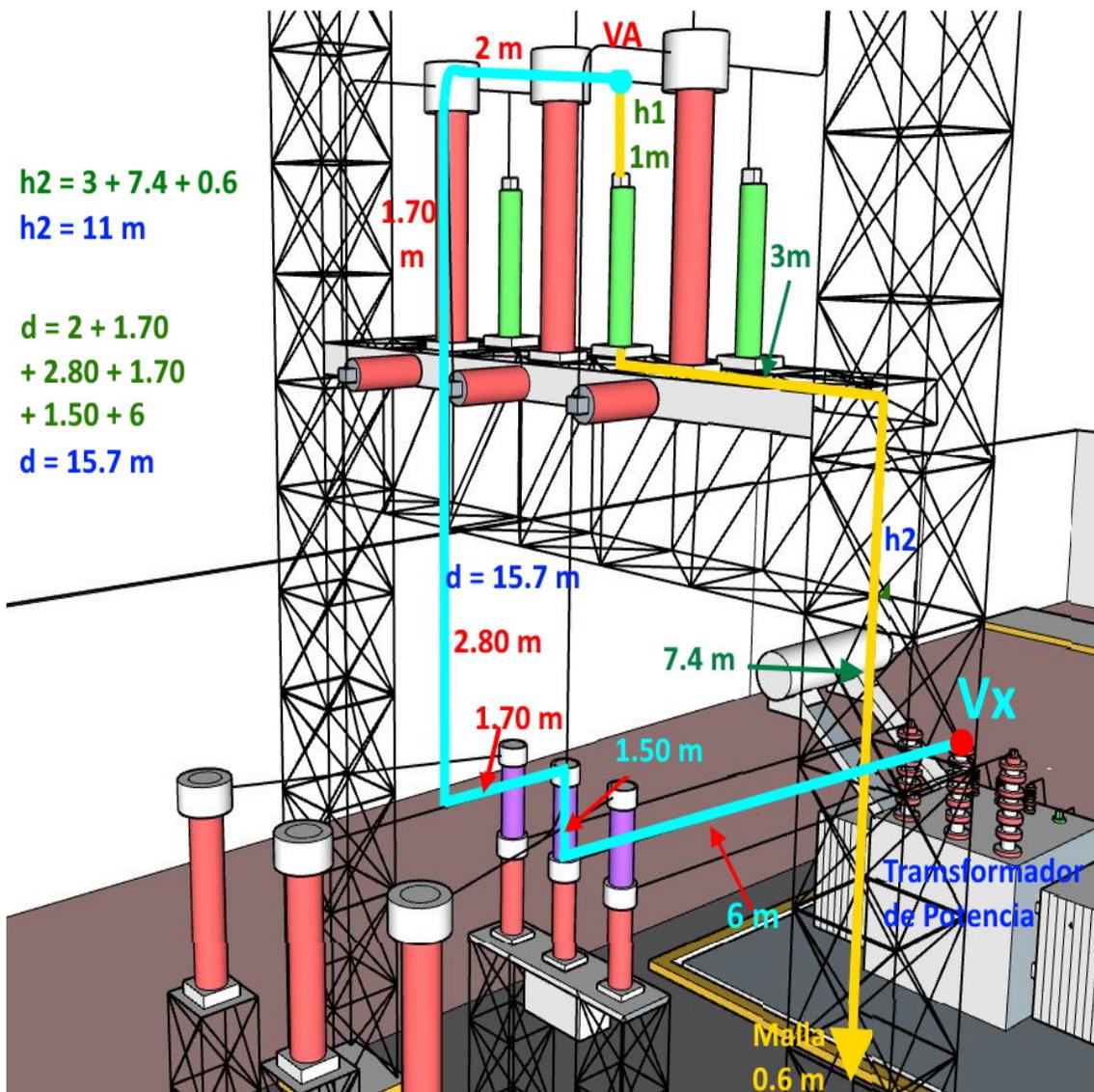


Figura 4.7: Distancias de instalación del DPS y traformador de potencia . Autor

**f.3.- Margen de protección para el transformador de potencial**

De acuerdo a lo planteado en el diseño , según muestra la figura 4.8 , las distancias de instalación son :

$$h1 = 1m , h2 = 11m , d = 8,2 m$$

Además :

$$BIL.ext.T.potencial = 350 KV , BIL.línea = 490 KV$$

$di/dt = 5,88 KA / us$  ,  $c = 300 m / us$  Por lo tanto el voltaje de ignición del descargador (  $V_x$  en el transformador de potencial ) , es:

$$V_x = V1 + V2 + V3 + UpL$$

$$V1 = (1,2uH/m) * (5,88KA/us) * (1m) = 7,1KV$$

$$V2 = (1,2uH/m) * (5,88KA/us) * (11m) = 77,6KV$$

$$V3 = \frac{2 * (490KV) * (8,2m)}{(1,7us) * (300m/us)} = 15,76KV$$

Entonces :

$$V_x = 7,1 + 77,6 + 15,76 + 139 = 239,46 KV$$

Por lo tanto el margen de protección es :

$$MP = \frac{350KV - 239,46KV}{350KV} * 100 = 31,6\%$$

**f.4.- Margen de protección para el transformador de corriente**

Según muestra la figura 4.9 , las distancias de instalación son :

$$h1 = 1m , h2 = 11m , d = 1 m$$

$$Además : BIL.ext.TC = 350 KV , BIL.línea = 490 KV$$

$$di/dt = 5,88 KA / us , c = 300 m / us$$

Por lo tanto :

$$V1 = (1,2uH/m) * (5,88KA/us) * (1m) = 7,1KV$$

$$V2 = (1,2uH/m) * (5,88KA/us) * (11m) = 77,6KV$$

$$V3 = \frac{2 * (490KV) * (1m)}{(1,7us) * (300m/us)} = 1,92KV$$

Entonces :

$$V_x = V1 + V2 + V3 + UpL = 7,1 + 77,6 + 1,92 + 139 = 225,62 KV$$

Por lo tanto el margen de protección es :

$$MP = \frac{350KV - 225,62KV}{350KV} * 100 = 35,5\%$$

**f.5.- Distancias de instalación del DPS para protección del TP .**

De acuerdo a la figura 4.8 , se observa :

Bajante a tierra :  $h1 = 1\text{ m}$  ,  $h2 = 11\text{ m}$

Distancia entre el DPS y el TP :  $d = 8,2\text{ m}$

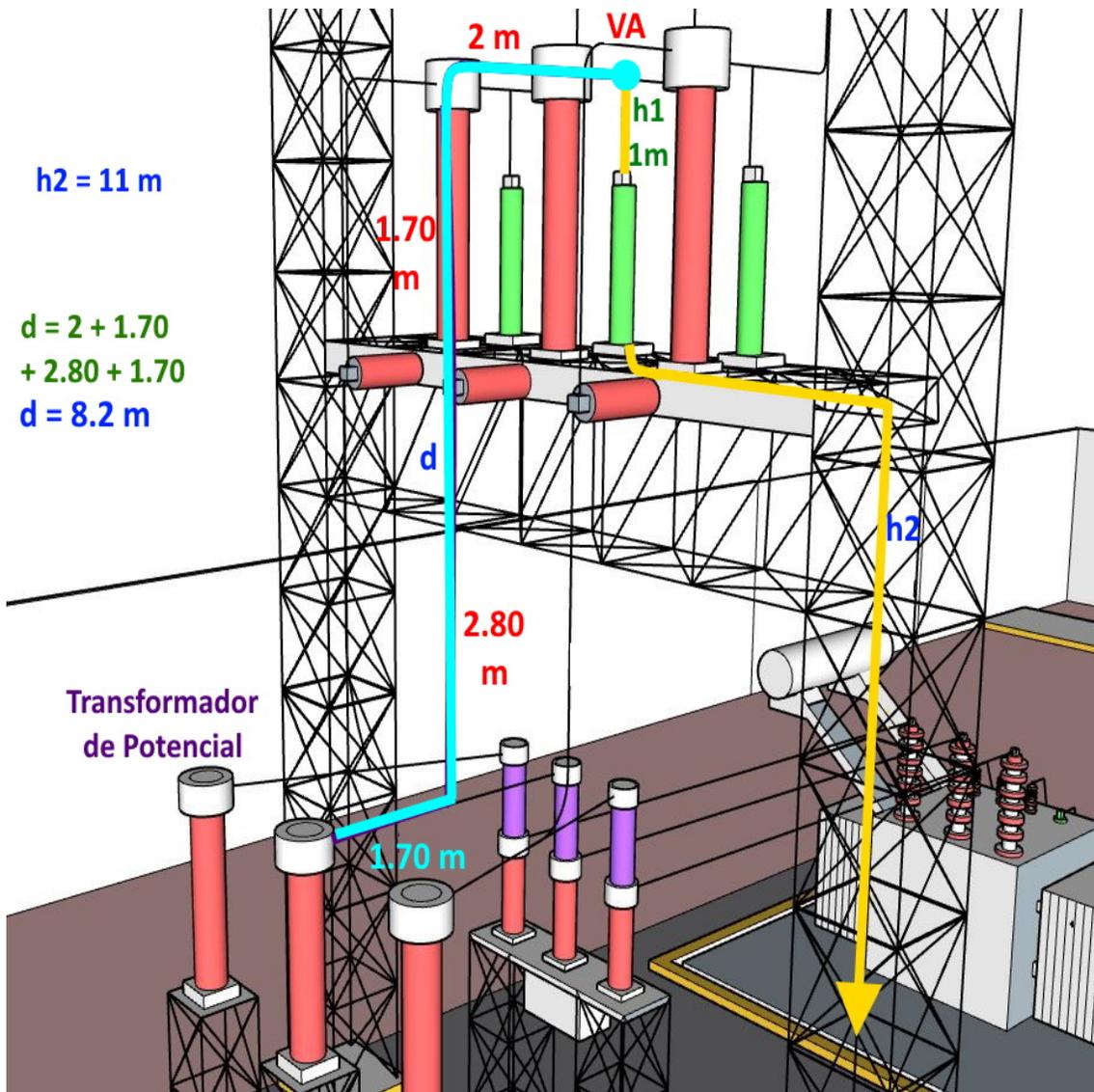


Figura 4.8: Distancias de instalación del DPS para protección del TP . Autor

**f.6.- Distancias de instalación del DPS para protección del TC .**

De acuerdo a la figura 4.9 , se observa :

Bajante a tierra :  $h1 = 1\text{ m}$  ,  $h2 = 11\text{ m}$

Distancia entre el DPS y el TC :  $d = 1\text{ m}$

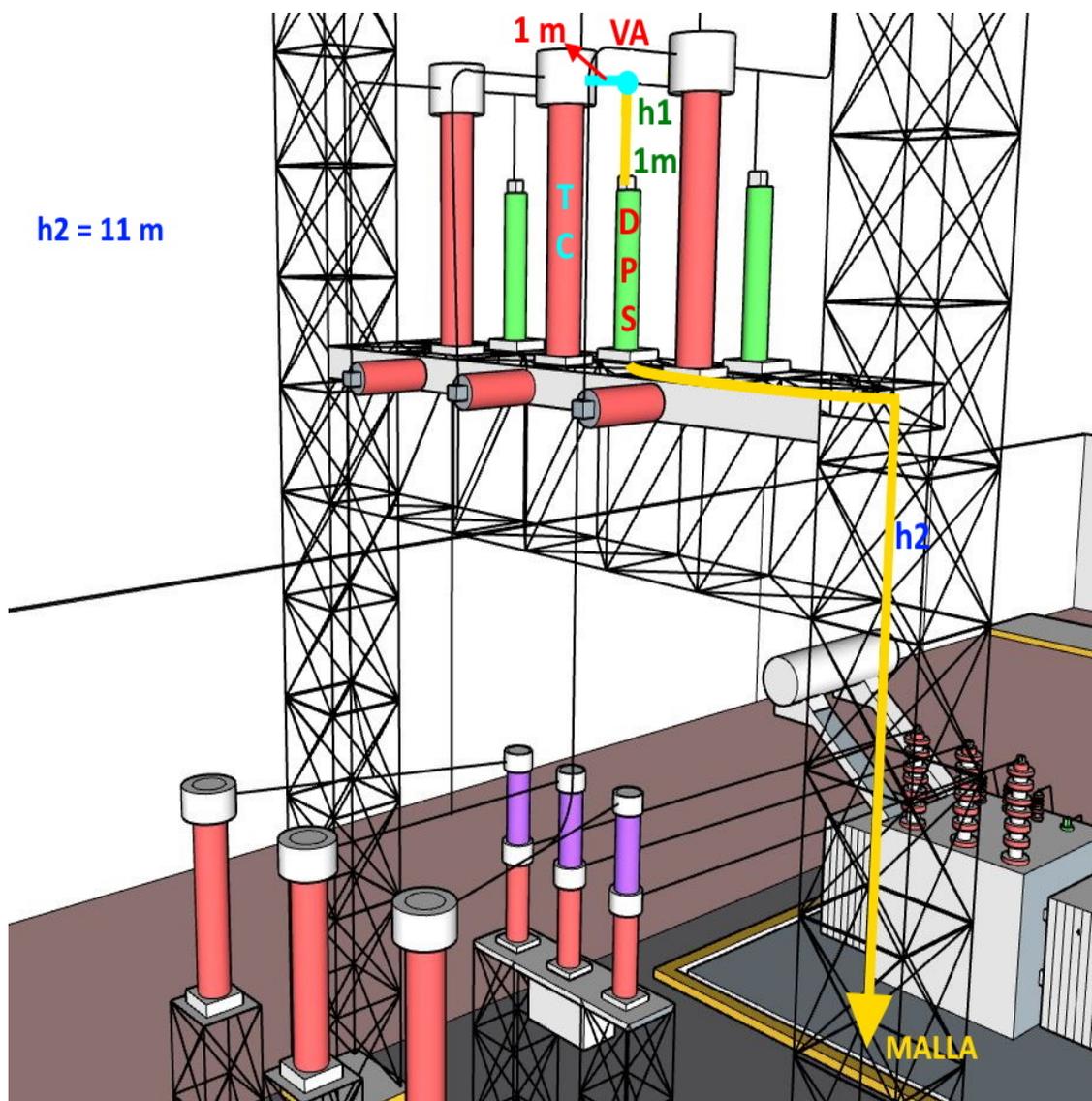


Figura 4.9: Distancias de instalación del DPS para protección del TC .Autor

**f.7.- Margen de protección para el transformador de potencia . En 13,8 KV.**

La propuesta en el diseño de esta subestación es que el área de 13,8 KV se controle mediante celdas de media tensión , por lo tanto los descargadores (uno por fase) se instalarán dentro de las mencionadas celdas ubicadas en la casa de control , según la figura 4.10 , se estima los siguientes parámetros :

Bajante a tierra :  $h_1 = 0,5m$  ,  $h_2 = 2 m$

Distancia entre el DPS y el transformador de potencia :  $d = 26 m$

Además :

BIL.ext.Trafo . potencia . 13,8 KV = 110 KV

Aislamiento de la línea : 2 discos Ansi 52-1 .

Catálogo : TCF ( - ) = 190 KV .

BIL.línea =  $TCF * 0,961 = 190 * 0,961 = 182,6 KV$

$di/ dt = 5,88 KA / us$

$c = 300 m / us$

Descargador :  $UpL = 29,5 KV / 10 KA$

Por lo tanto las caídas de voltaje son :

$$V_1 = (1,2uH/m) * (5,88KA/us) * (0,5m) = 3,5KV$$

$$V_2 = (1,2uH/m) * (5,88KA/us) * (2m) = 14,1KV$$

$$V_3 = \frac{2 * (182,6KV) * (26m)}{(1,7us) * (300m/us)} = 18,6KV$$

Entonces el voltaje de ignición (  $V_x$  ) del DPS es :

$$V_x = 3,5 + 14,1 + 18,6 + 29,5 = 65,7 KV$$

Por lo tanto el margen de protección es :

$$MP = \frac{110KV - 65,7KV}{110KV} * 100 = 40,3\%$$

Recordando , el descargador seleccionado para 13,8 KV , es :

$U_r = 12 KV$

$U_c = 10,2 KV$

$I_{dps} = 10 KA$

$U_{pL} = 29,5 KV / 10 KA$

$U_{ps} = 23,5 KV / 500 A$

$U_{0,5} = 30,9 KV$

$TOV_1 = 13,9 KV$  ,  $TOV_{10} = 13,1 KV$

Distancia de fuga = 375 mm (  $K_c = 25 mm / KV$  ) . Alta contaminación .

En la figura 4.11 se observa los descargadores seleccionados para 69 KV y 13.8 KV.

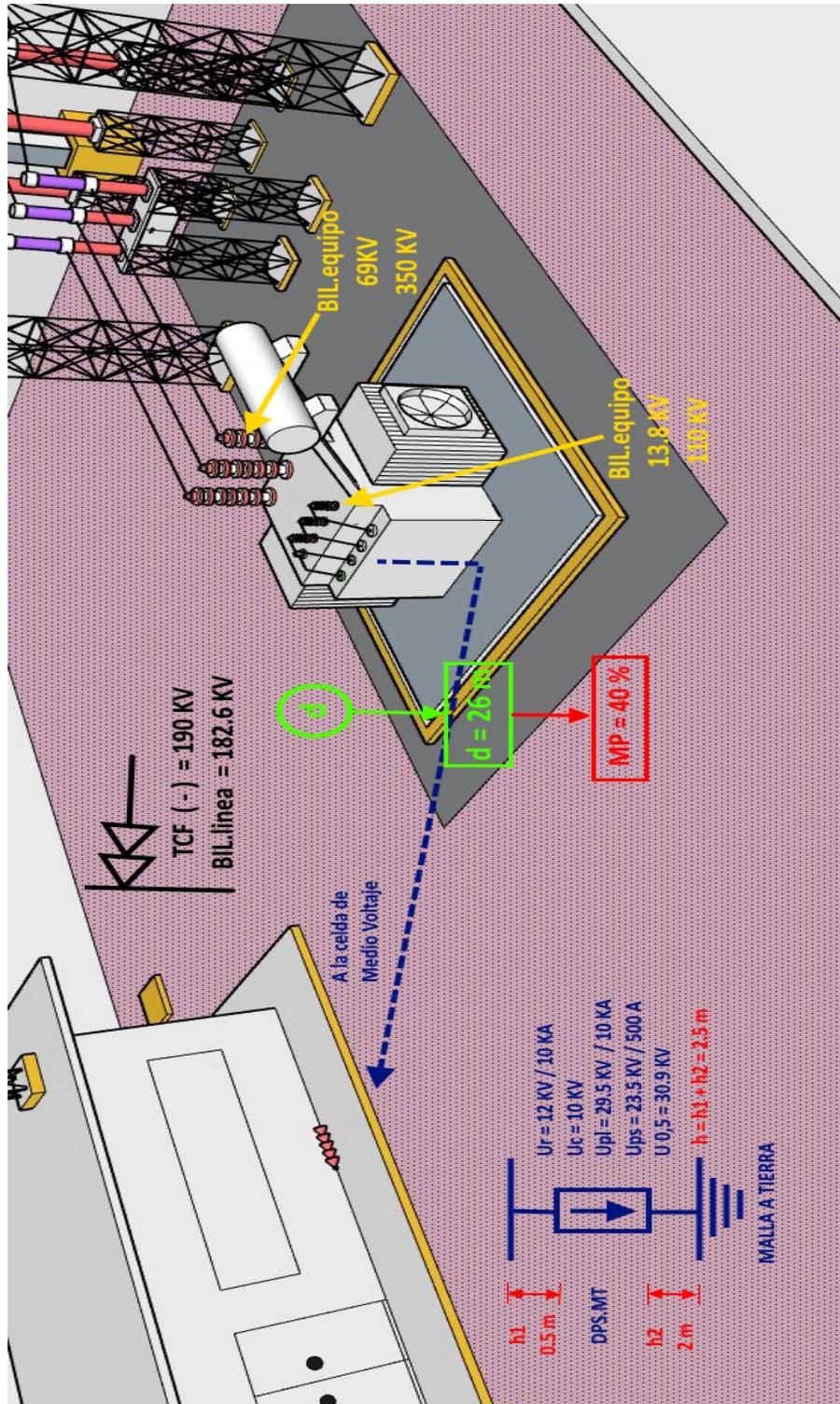


Figura 4.10: Distancias de instalación del DPS en 13,8 KV . Autor

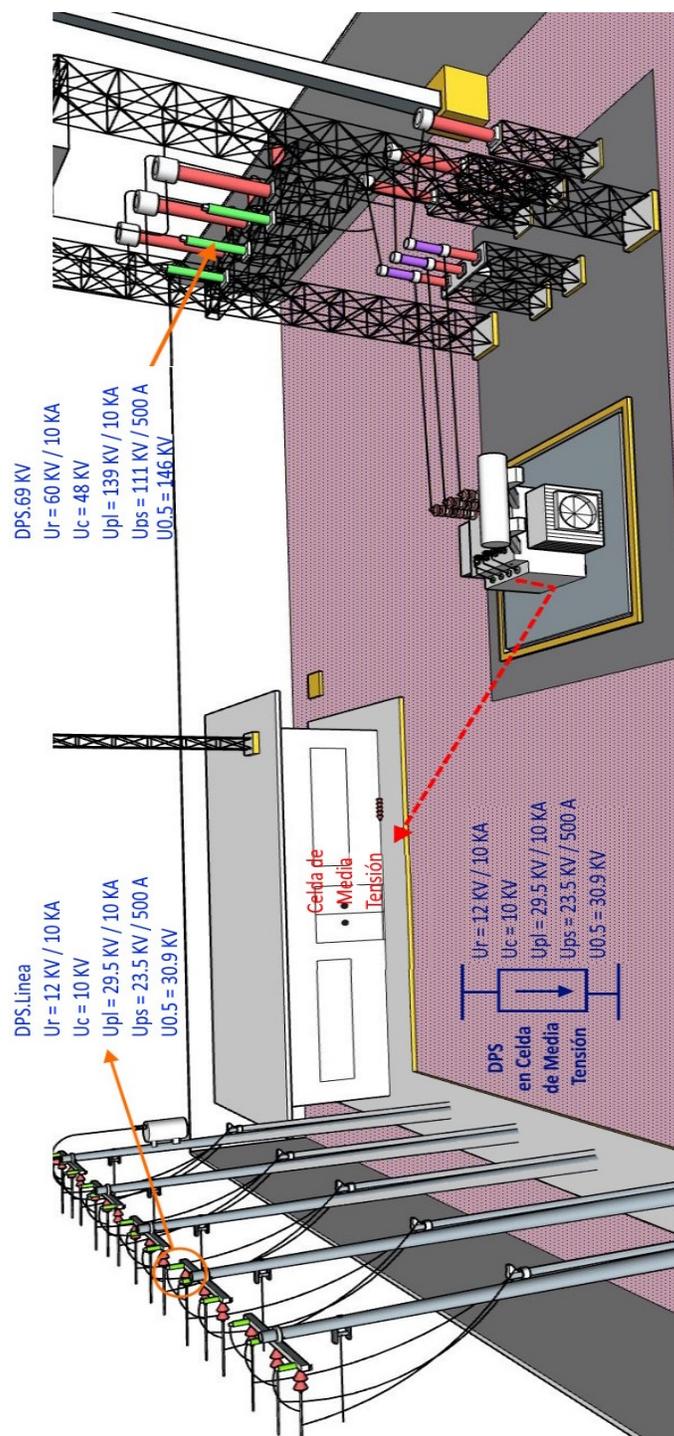


Figura 4.11: Descargadores seleccionados para 69 y 13,8 KV . Autor

**g.- MODELADO DE UN DESCARGADOR DE SOBREVOLTAJE .**

Existen algunos tipos de circuitos para modelar un descargador de sobrevoltaje, entre los que utilizan una sola resistencia variable ( A0 ) y otros modelos más complejos que utilizan dos resistencias variables ( A0 y A1 ) , como es el caso del presentado por **IEEE . Working .Grupo 3.4.11 . 1992 . [33]**

La variación de las resistencias ante una corriente de alta frecuencia (maniobras y atmosféricas ) se presenta en la tabla 4.1 , para un modelo de dos resistencias ( A0 y A1 ) , pero si el modelo considera una sola resistencia , se debe considerar únicamente los valores correspondientes a la resistencia (A0).

Tabla 4.1: Voltajes ( pu ) en A0 y A1 en función de la corriente tipo rayo en KA  
Referencia :Insulation Coordination for Power Systems . Andrew R. Hileman [9]

Adaptación : Autor

Corriente (KA)	V.A0 (pu)	V.A1 (pu)
0,01	0,875	-
0,1	0,963	0,769
1	1,050	0,850
2	1,088	0,894
4	1,125	0,925
6	1,138	0,938
8	1,169	0,956
10	1,188	0,969
12	1,206	0,975
14	1,231	0,988
16	1,250	0,994
18	1,281	1,000
20	1,313	1,006

Para la aplicación de la tabla de valores de voltaje por unidad en las resistencias variables , se considera el voltaje residual tipo rayo ( UpL ) que presenta el descargador seleccionado en sus terminales , ante la corriente nominal para la cual fue seleccionado . [22]

De los análisis anteriores se determinó :

Para 69 KV : UpL = 139 KV - Inom = 10 KA .

Para 13,8 KV : UpL = 29,5 KV - Inom = 10 KA .

Tabla 4.2: Modelado de un DPS para 13.8 KV . Autor .

<b>Corriente [KA]</b>	<b>Upl [KV]</b>	<b>V.A0 [KV]</b>	<b>V.A0.AJ [KV]</b>
0,01	29,5	25,8135	21,7368
0,1	29,5	28,394	23,9105
1	29,5	30,975	26,0842
2	29,5	32,081	27,0158
4	29,5	33,188	27,9474
6	29,5	33,556	28,2579
8	29,5	34,478	29,0342
10	29,5	35,031	29,500
12	29,5	35,584	29,9658
14	29,5	36,322	30,5868
16	29,5	36,875	31,0526
18	29,5	37,797	31,8289
20	29,5	38,719	32,6053

Tabla 4.3: Modelado de un DPS para 69 KV. Autor.

<b>Corriente [KA]</b>	<b>Upl [KV]</b>	<b>V.A0 [KV]</b>	<b>V.A0.AJ [KV]</b>
0,01	139	121,625	102,4210
0,1	139	133,788	112,6631
1	139	145,950	122,9052
2	139	151,163	127,2947
4	139	156,375	131,6842
6	139	158,113	133,1473
8	139	162,456	136,8052
10	139	165,063	139,000
12	139	167,669	141,1947
14	139	171,144	144,1210
16	139	173,750	146,3157
18	139	178,094	149,9736
20	139	182,438	153,6315

En las tablas 4.2 y 4.3, se presenta los valores del voltaje por unidad para un modelo de descargador de una sola resistencia variable ( A0 ) , donde :

Corriente ( KA ) : Corriente tipo rayo .

UpL : Voltaje residual tipo rayo en el descargador .

VA0 (KV) : Voltaje en los terminales de la resistencia variable ( A0 ) .

VA0 . AJ : Voltaje en los terminales del descargador ajustado , según el catálogo, esto es : (  $UpL = 29,5 \text{ KV} = VA0 \text{ (KV)}$  ) , para una Irayo = 10 KA = Inom.DPS ) .

Los cálculos para cada valor de voltaje ( VA0 ) obedecen a los valores por unidad presentados, esto es :

Para 13,8 KV :

Para : Irayo = 10 KA :

$$VA0 \text{ (KV)} = 1,188 \text{ ( pu )} * UpL = 1,188 * 29,5 \text{ KV} = 35,03 \text{ KV}$$

Pero según el catálogo del fabricante , para una corriente tipo rayo de 10 KA, el UpL es 29,5 KV , por lo tanto se deben ajustar todos los valores , manteniendo la misma proporción en cada uno de ellos .

$$K_{aj} = \text{Factor de ajuste} : UpL / VA0 = 29,5 / 35,03 = 0,8421$$

Entonces para el primer valor :

Irayo = 0,01 KA :

$$VA0.AJ = K_{aj} * VA0 = 0,8421 * 25,8135 = 21,73 \text{ KV} .$$

De esa manera se ajustan todos los valores del modelo en 13,8 KV , como también para el modelo en 69 KV .

En ATP DRAW , un elemento que permite la configuración de una resistencia variable en función de una corriente de alta frecuencia ( tipo rayo ) , es MOVN .

#### **h.- DESCARGADORES DE SOBREVOLTAJE EN UNA LÍNEA .**

El nivel de aislamiento que presenta una línea es dado por el aislador o cadena de aisladores que utiliza , cuando se produce una descarga atmosférica de impacto directo sobre una fase de la línea , el sobrevoltaje tiene un valor pico muy alto que con seguridad genera flameo en el aislador , esto significa que una parte del sobrevoltaje se descarga a tierra y otra parte continúa por la fase hasta llegar a otro aislador hasta descargarse completamente , pudiendo o no generar flameos en los siguientes aisladores , sin embargo que una parte del sobrevoltaje viaje por la fase puede llevar a dos situaciones , la primera que este sobrevoltaje llegue a la subestación y la otra que llegue a las cargas , en cualquiera de los casos se debe evitar que esto suceda , para lo cual se utilizan descargadores de sobrevoltaje . [29]

### h.1.- COORDINACIÓN DE VOLTAJES : AISLADOR Y EL DPS EN 13,8 KV .

En la figura 4.12 , se observa una línea de distribución de 13,8 KV , con su correspondiente aislador de línea , junto al cual se coloca un descargador de sobrevoltaje , de características de acuerdo a las analizadas anteriormente y modelado mediante una resistencia variable ( A0 ) .

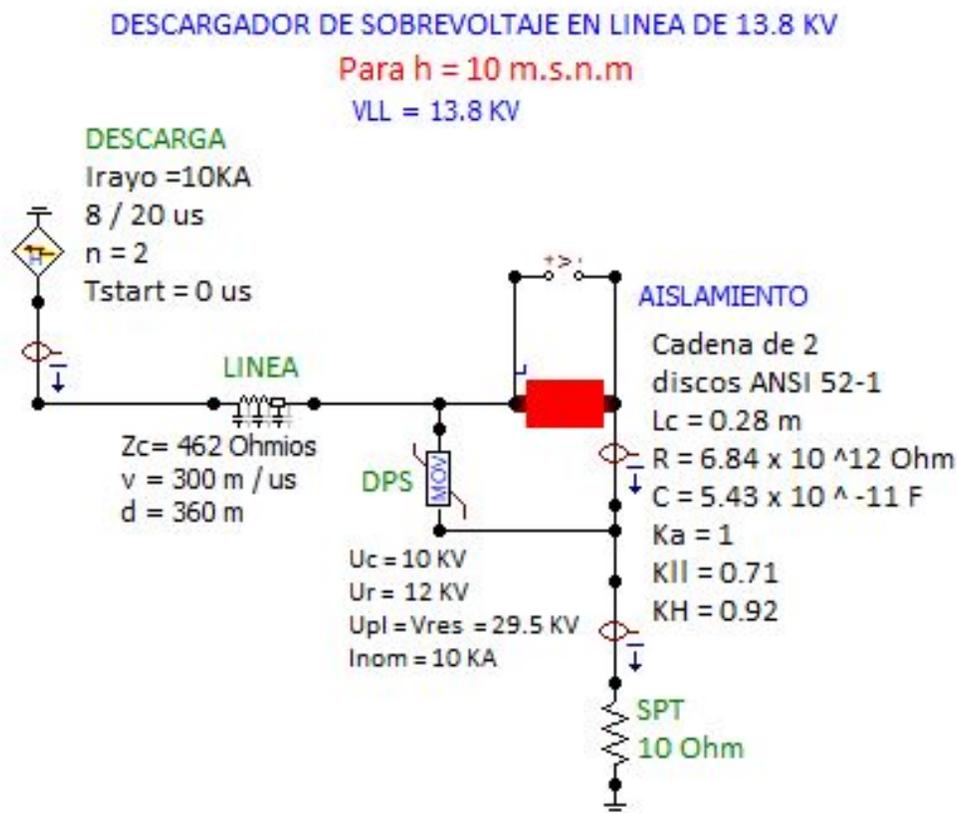


Figura 4.12: Modelo de una línea de distribución de 13,8 KV con DPS .Autor

En la figura 4.13 , se muestra la ventana de configuración de valores ( Irayo vs VA0 ) , utilizando el elemento MOV de ATP DRAW , para modelar un descargador de sobrevoltaje para línea de distribución de 13,8 KV . [21]  
 Para una corriente ( Irayo = 10 KA ) , el voltaje en la resistencia variable A0 , es VA0 = 29500 V = 29,5 KV = UpL .

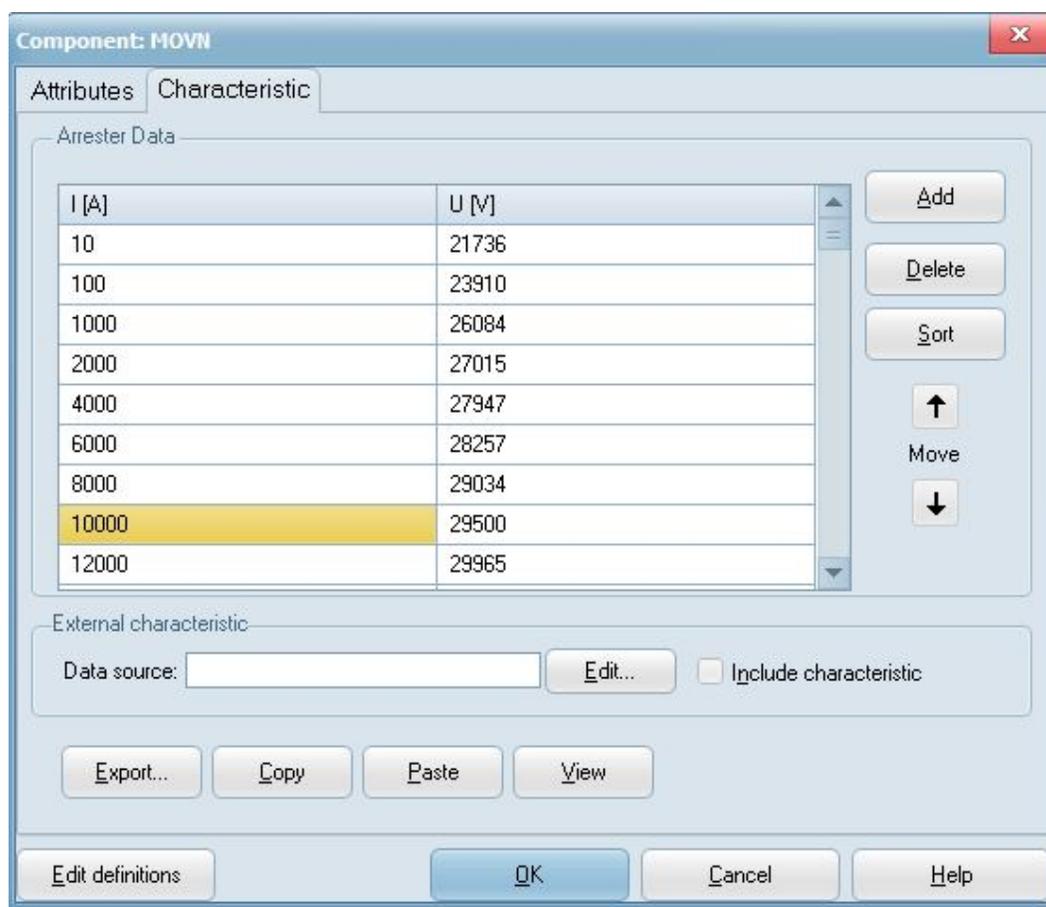


Figura 4.13: Modelado de un DPS para 13,8 KV .Autor

En la figura 4.14 , se muestra la prueba del descargador , para una corriente tipo rayo de 10 KA pico , onda de 8 / 20 us , el descargador presenta un voltaje residual en sus terminales (  $U_{pL} = 29,5$  KV ) , lo cual demuestra la validez del modelado .

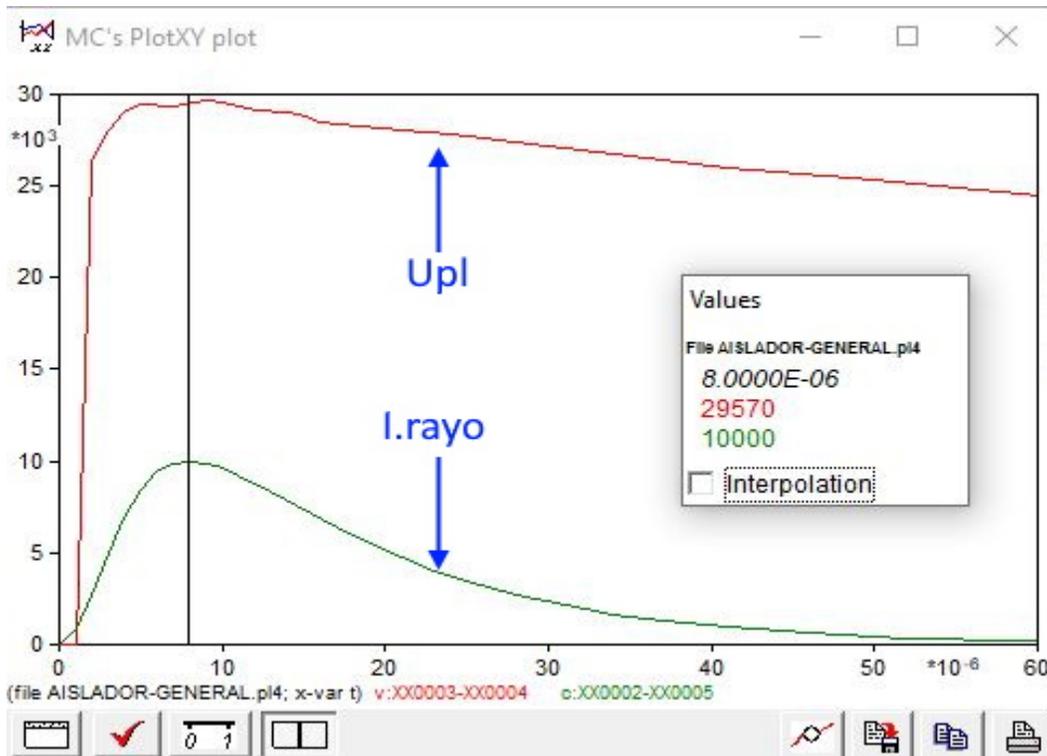


Figura 4.14: Voltaje y Corriente en un descargador para 13,8 KV .Autor

En la figura 4.15 , se observa el comportamiento del aislador ante un sobrevoltaje de tipo atmosférico , producido por una descarga de impacto directo de 10 KA pico , con onda 8 / 20 us , la onda de sobrevoltaje recorre la línea y llega al aislador , empieza a crecer hasta que alcanza el límite de soportabilidad del aislador , punto donde se genera el flameo .

Según indica la figura mencionada , los valores de tiempo y voltaje son :

$V_{flameo} = 195 \text{ KV}$  ( Aproximadamente ) .

Tiempo de vuelo = 1,2 us

Tiempo de crecimiento = 0,52 us

Tiempo total de flameo ( Tiempo después del impacto ) = 1,72 us

$S = \text{Frente de onda}$

$S = V_{flameo} / t_{crec} = 195 \text{ KV} / 0,52 \text{ US} = 375 \text{ KV} / \text{us}$ .

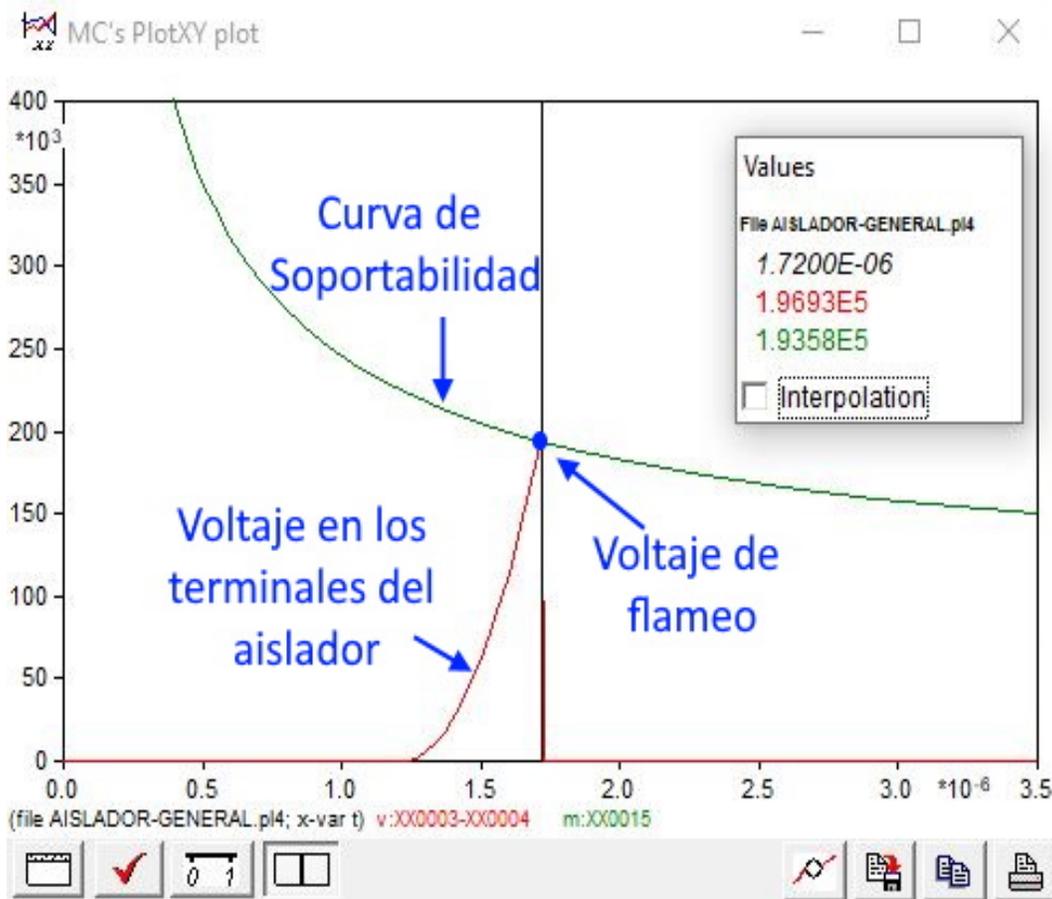


Figura 4.15: Comportamiento del aislador sin descargador . 13,8 KV .Autor

En la figura 4.16 , se indica el margen de protección que ofrece el descargador de sobrevoltaje seleccionado , comparado con el nivel de aislamiento también seleccionado , la coordinación de voltajes entre el aislador y el descargador (curva de soportabilidad del aislador y el voltaje residual del descargador), muestran un amplio margen de garantía de la protección presentada por el descargador ante sobrevoltajes de alta frecuencia (atmosféricas de impacto directo , atmosféricas por inducción y de maniobras), con lo cual se demuestra que la selección del nivel de aislamiento para niveles de 13,8 KV y el descargador de sobrevoltaje seleccionado son correctos, además de validar los análisis correspondientes .

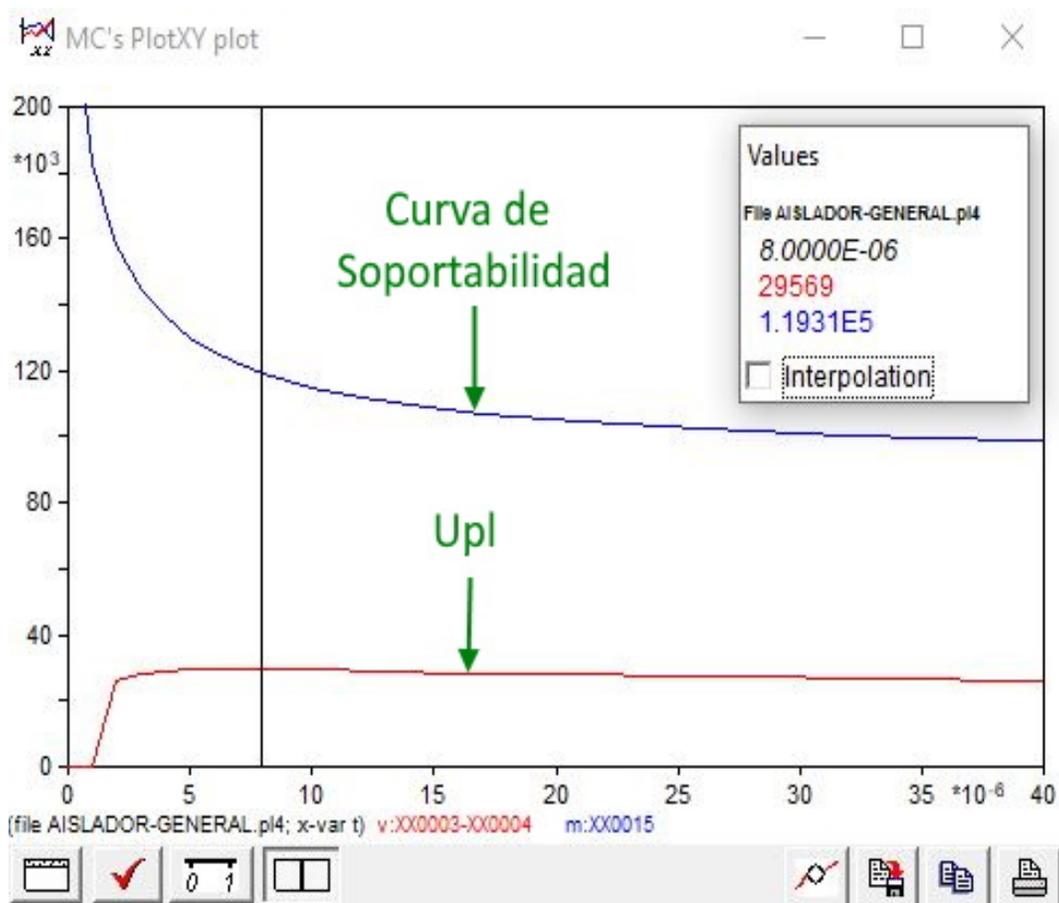


Figura 4.16: Coordinación de voltajes entre el aislador y el DPS . 13,8 KV . Autor

Condiciones de operación :

$h = 10$  msnm .

Factores ambientales :

$K_a = 1$  ,  $K_{ll} = 0,71$  ,  $K_H = 0,92$  ,  $K_c = 25$  mm / KV ( fase - tierra ) .

El aislamiento seleccionado para 13,8 KV :

Cadena de dos discos Ansi 52 - 1

Descargador de sobrevoltaje seleccionado :

$U_c = 10$  KV.

$U_r = 12$  KV.

$I_{nom} = 10$  KA.

$U_{pl} = 29,5$  KV.

**h.2.- COORDINACIÓN DE VOLTAJES : AISLADOR Y EL DPS EN 69 KV .**

En la figura 4.17 , se indica el modelado de una línea de 69 KV en ATP DRAW, considerando las siguientes partes :

Fuente de descarga de alta frecuencia ( Tipo rayo )

Línea con impedancia de respuesta a alta frecuencia (  $Z_c$  ) .

Aislador de línea ( Cadena de aisladores )

Un descargador de sobrevoltaje ( DPS )

El sistema de puesta a tierra ( SPT )

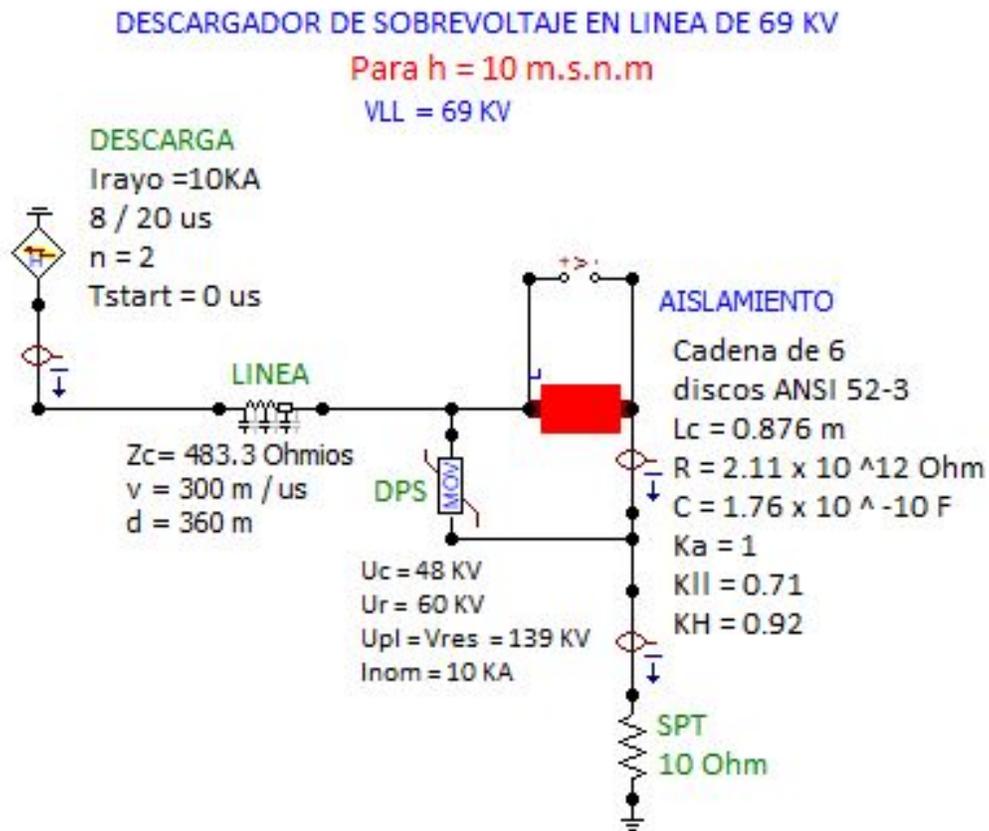


Figura 4.17: Modelado de una línea de 69 KV .Con DPS .Autor

En las figuras 4.18 y 4.19 , se presenta los resultados para 69 KV.

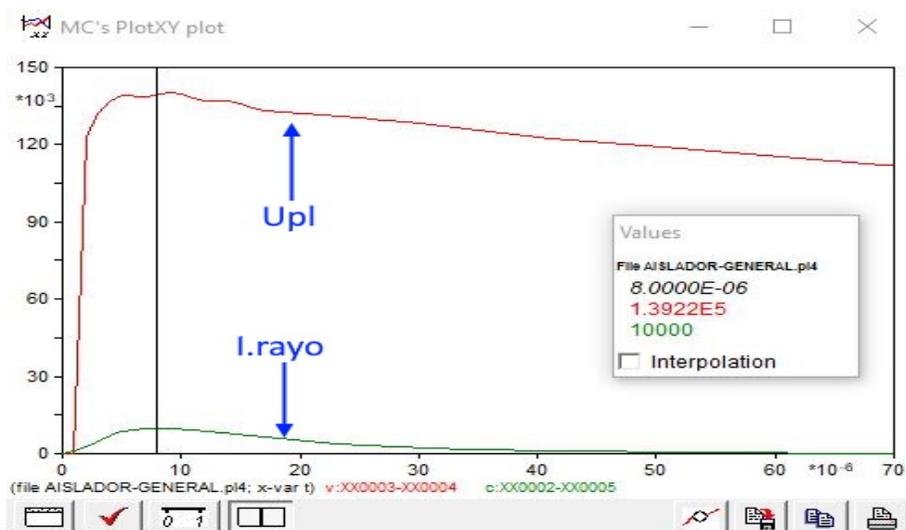


Figura 4.18: Prueba del descargador para 69 KV .Autor

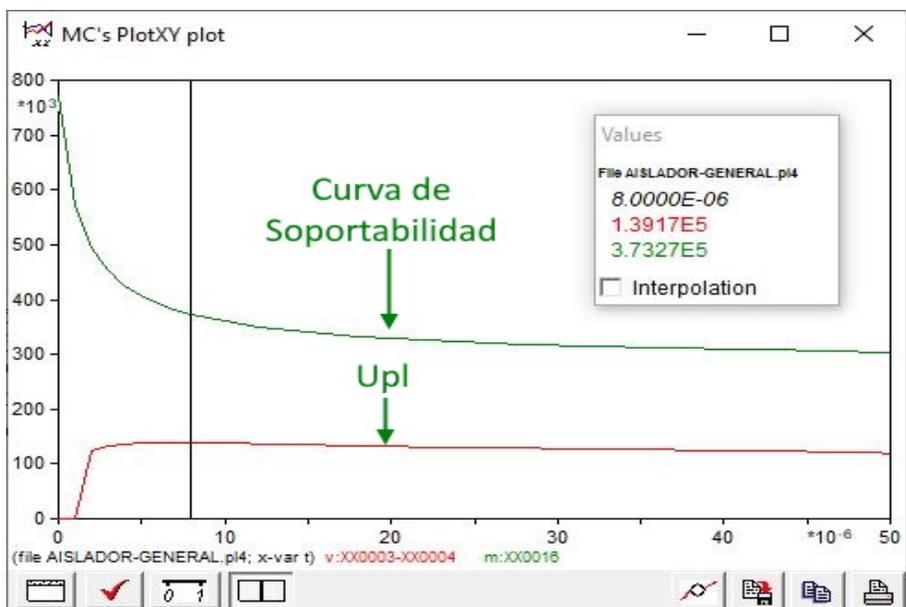


Figura 4.19: Coordinación de voltajes : Aislador y DPS . 69 KV .Autor

### 4.3. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Los interruptores son elemento de protección y maniobra que tienen la función de controlar la apertura y cierre de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales de operación o bajo condiciones de bajo circuito. Están formados por 3 bloques fundamentales, bloque activo, pasivo y accesorios.

**Bloque activo:** El bloque activo constituye la cámara de extinción de arco en la que se encuentran los contactos propiamente del interruptor y su mecanismo de operación.

**Bloque pasivo:** El bloque pasivo está formado por la estructura que protege eléctrica y mecánicamente el interruptor y el tanque que contiene el dieléctrico.

**Accesorios:** Los accesorios representan las partes complementarias del interruptor tales como, boquillas terminales, válvula de llenado, conectores a tierra, placa de datos y el gabinete de control ( protección y medición ). Los mecanismos de control pueden ser de tipo neumático, electro-hidráulico y de resorte según el nivel de voltaje utilizado.[1]

#### a.- CLASIFICACIÓN DE LOS INTERRUPTORES

Los interruptores se pueden clasificar de acuerdo a los siguientes parámetros:

- De acuerdo al tipo de cámara de extinción de arco.
- Voltaje de operación.
- Tecnología utilizada.
- Por su secuencia de operación.
- De acuerdo al tipo de control.
- Resistencia de tipo mecánica.
- Clase de aislamiento.
- Por el tipo de accionamiento de control.
- Por su campo de aplicación.
- Por la cantidad de cámaras de extinción de arco.

**De acuerdo al tipo de cámara de extinción de arco.**

Cámara que utiliza como dieléctrico los siguientes elementos: Un pequeño volumen de aceite, Aire comprimido, Vacío, Hexafluoruro de azufre ( SF6 ), Soplado magnético.

**Voltaje de operación.**

Los interruptores son utilizados para protección y maniobras bajo condiciones de carga a nivel de Media tensión (MT), Alta tensión (AT), Muy alta tensión (MAT).

**Tecnología utilizada.**

Se distinguen interruptores de tanque vivo (cuando la cámara de extinción del arco se encuentra aislada de tierra ) y tanque muerto ( cuando la cámara de extinción de arco está conectada a tierra ).

**Por su secuencia de operación.**

Para interruptores automáticos ( con capacidad de recierre ) los estándares dados por las normas IEC y ANSI ( IEEE ), establecen:

Tiempo muerto = 300 milisegundos ( es el tiempo que existe entre la extinción del arco en el momento de la apertura del interruptor y la presencia de corriente en el interruptor después del recierre).[1]

Se identifican dos modos o secuencia de operación del interruptor:

- Recierres automáticos después de 3 minutos.
- Recierres automáticos después de 15 segundos.

**De acuerdo al tipo de control.**

Los interruptores pueden disparar ( apertura ), o cerrar un circuito con carga mediante el control en cada una de sus fases ( control monopolar ), cerrar o abrir las 3 fases al mismo tiempo ( control tripolar ) y en aplicaciones para interruptores de dos fases el control de la apertura o cierre puede ser al mismo instante ( control bipolar ).

Para la protección y control de un transformador trifásico de potencia es más recomendable el uso de interruptores trifásicos de control monopolar ( el cierre del interruptor debe darse en el instante que el voltaje se encuentra en su pico máximo, la corriente de encendido del transformador - Inrush, atrasa 90 grados al voltaje, Si el interruptor cierra en ese instante entonces el transformador tiene una corriente Inrush mínima, igual a la corriente en vacío si es energizado a vacío, o igual a la nominal si es energizado a máxima carga.Si el interruptor cierra en el instante que el voltaje cruza por cero la corriente inrush sera máxima, de 20 a 25 veces la corriente nominal para

transformadores de distribución y de 8 a 14 veces la corriente nominal para transformadores de subestaciones de distribución.[34]

**Resistencia de tipo mecánica.**

Los interruptores de potencia de acuerdo a la norma IEC 62271-100 deben presentar una resistencia mecánica en sus contactos de acuerdo a las siguientes clases: [34]

Clase M1: Interruptor con resistencia mecánica normal ( 2000 operaciones ).

Clase M2: Interruptor con resistencia mecánica especial (10000 operaciones ).

**Clase de aislamiento.**

El aislamiento de un interruptor forma parte de su bloque pasivo (estructura eléctrica - mecánica), sus boquillas terminales o brazos aisladores son comúnmente de porcelana o tipo polímeros, para los cuales es indispensable definir su nivel básico de aislamiento al impulso tipo rayo ( BIL ), y la correspondiente distancia de fuga en función del nivel de contaminación ambiental del lugar o sitio a instalarse.

**Por el tipo de accionamiento de control.**

Los accionamiento de control utilizados para los interruptores en su operación de apertura o cierre de circuitos eléctricos bajo condiciones de carga son del tipo, Resorte o muelles, Neumático o de aire comprimido, Hidráulico, Gas dinámico, Motor Drive.

**Por su campo de aplicación.**

Los interruptores para protección y maniobras de circuitos eléctricos bajo condiciones de carga pueden ser utilizados para: Conmutación de líneas, Transformadores de potencia, Reactores, Condensadores.[1]

**Por la cantidad de cámaras de extinción de arco.**

Los interruptores utilizan una o varias cámaras en función del nivel de voltaje del sistema ( a mayor voltaje mayor numero de cámaras).

En la figura 4.20 se muestra un interruptor de tanque vivo ( la cámara de extinción de arco aislada de tierra ), se identifican las partes activa ( cámara de extinción de arco e interruptor ), pasiva (estructura mecánica y eléctrica ) y accesorios ( accionamiento de control, terminales de entrada y salida ).

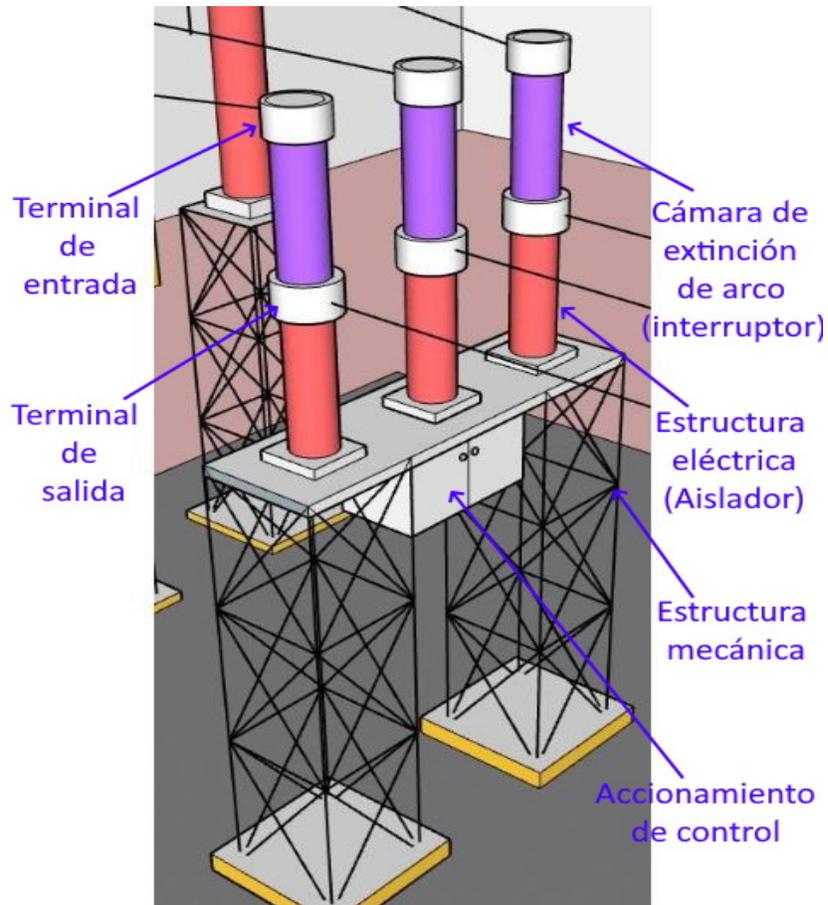


Figura 4.20: Partes de un interruptor de tanque vivo . Autor

#### b.- DISTANCIAS DE SEGURIDAD.

Un interruptor debe cumplir las siguientes distancias de seguridad:

**Para VLL.nom = 69 KV**

De acuerdo al análisis y cálculos realizados en la sección "Distancias dieléctricas de seguridad", se tiene:

$d_{ffmin}$  = Distancia mínima de fase a fase.

$d_{ffmin} = 95 \text{ cm}$

$d_{fTmin}$  = Distancia mínima de fase a tierra.

$d_{fTmin} = 69.3 \text{ cm}$

$V_{b.dvert.man.mínima}$  = Valor básico mínimo de distancia vertical para maniobras del personal.

$V_b.d_{vert.man.mínima} = 2.25 \text{ m}$

$h_{equipo.min}$  = Altura mínima del equipo con respecto al nivel del suelo.

$h_{equipo.min} = 3 \text{ m}$

$d_{vert.man.apl}$  = Distancia vertical aplicada para maniobras del personal ( Altura de la estructura mecánica).

$d_{vert.man.apl} = 2.40 \text{ m}$

En la figura 4.21 se observa un interruptor de tanque vivo con sus correspondientes distancias de seguridad.

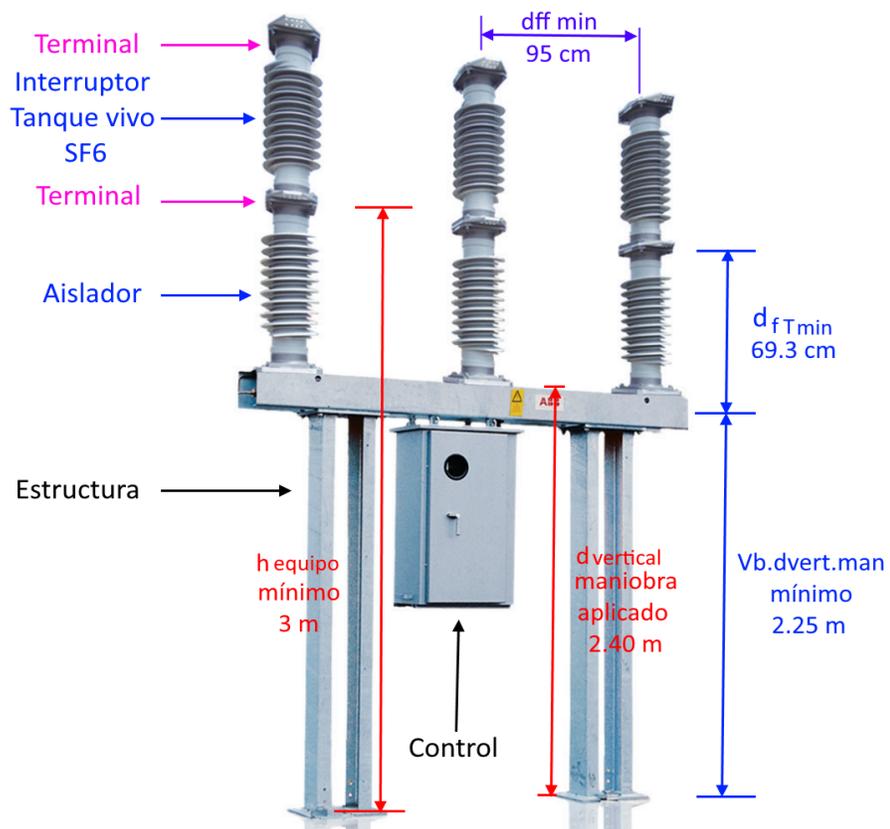


Figura 4.21: Distancias de seguridad en un interruptor de tanque vivo.

Referencia: Figura original - Catálogo ABB.[1]

Adaptación: Autor

**c.- SELECCIÓN DEL INTERRUPTOR EN 69 KV ( 52 - 1 )**

Para la selección y dimensionamiento del interruptor en 69 KV , es necesario considerar los siguientes parámetros:

- Tensión de línea a línea nominal.
- Tensión de línea a línea máxima.
- Frecuencia nominal.
- Número de polos.
- Tipo de operación.
- Tipo de instalación.
- Sobre-voltaje soportado a frecuencia nominal.
- Sobre-voltaje soportado a impulso tipo rayo ( BIL ).
- Distancia mínima de fuga de aislamiento.
- Corriente nominal de servicio.
- Corriente de corto circuito.
- Corriente nominal de cierre.
- Factor del primer polo.
- Tiempo de cierre máximo.
- Tiempo de apertura máximo.
- Tiempo total de interrupción.
- Tiempo muerto.
- Tiempo de corriente de corta duración.
- Secuencia de operación.
- Mecanismo de operación para cierre y disparo.
- Clase de resistencia mecánica.

- Tipo de dieléctrico.
- Material de los aisladores.
- Altura de operación.
- Temperatura mínima ambiental.
- Temperatura máxima ambiental.
- Voltaje de operación del motor.
- Voltaje para circuitos de control.
- Voltaje para circuitos auxiliares.
- Debe cumplir con todas las normas ANSI / IEEE o IEC.
- Debe ser calificado sísmicamente de acuerdo a la norma IEEE 693.
- Disponer de válvulas de sobre-presión ( Para casos de SF6 ).
- Disponer de válvulas Dilo para llenado de gas SF6.
- Tuberías de acero inoxidable.
- Garantizar una vida útil mayor a 10000 operaciones.
- Se debe realizar mantenimiento interno cuando cumpla:
  - 15 operaciones en falla.
  - 2000 operaciones a corriente nominal.
  - 10000 operaciones mecánicas.

**c . 1 .- VOLTAJE DE FASE A FASE**

VLL.nom = 69 KV

VLL.max = 72.5 KV . Norma IEEE 1313-1[8] / IEC 60071-1

**c . 2 .- CORRIENTE NOMINAL DE SERVICIO .**

El interruptor debe soportar las siguientes corrientes como parte de su operación normal:

Inom : Corriente nominal

I1.8 : Corriente de sobrecarga máxima

(Debe soportar 1,8 veces la corriente nominal ,durante 30 minutos ) .

I8.12: Corriente Inrush del transformador de potencia .

( Debe soportar de 8 a 12 veces la corriente nominal , durante 0,4 segundos . ) .

Por lo tanto :

$$Inom.Tr . 69 KV = \frac{S_{trifásica}}{\sqrt{3} * VLL.nom} = \frac{24 \times 10^6 VA}{\sqrt{3} * 69 \times 10^3 V} = 200,82 A$$

$$I1.8 \geq 1,8 * Inom.Tr \geq 1,8 * 200,82 \geq 361,5A.$$

$$I8 \geq 8 * Inom.Tr \geq 8 * 200,82 \geq 1606,6A.$$

$$I12 \geq 12 * Inom.Tr \geq 12 * 200,82 \geq 2409,8A.$$

**CONCLUSIÓN :**

El interruptor que será conectado en el lado de 69 KV , debe presentar una corriente nominal mayor o igual a 2409 , 8 A , que de acuerdo a los valores estándar de fabricación , el más cercano es un interruptor de :

**Inom = 2500 A .**

**c . 3 .- CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.**

El interruptor debe soportar la corriente de corto circuito pico asimétrica durante la mitad de un ciclo ( 8,3 ms ) , que de acuerdo al estudio de corto circuito realizado , se debe elegir la de mayor valor entre las analizadas que resultan las más significativas , ( L - L - L ) , ( L - L ) y ( L - Tierra ) .

Tomamos como referencia las registradas mediante la simulación en Digsilet , esto es :

$$I.cc.pico.Asim . ( L - L - L ) = 3461 A .$$

$$I.cc.pico.Asim . ( L - L ) = 2468 A .$$

$$I.cc.pico.Asim . ( L - Tierra ) = 1543 A . \text{ Entonces la corriente de mayor valor}$$

pico asimétrica , es la generada por una falla trifásica aislada ( 3461 A ) .  
En la tabla 4.4 , se muestra el resumen del estudio de corto circuito realizado en la barra de 69 KV .

Tabla 4.4: Resumen . Icc. Barra 69 KV .Autor

<b>BARRA 69 KV</b>						
<b>Icc</b>	<b>Falla 3<math>\phi</math></b>		<b>Falla 2 Fases</b>		<b>Falla monofásica</b>	
	<b>L - L - L</b>		<b>L - L</b>		<b>L - Tierra</b>	
	<b>Calculada</b> [ A ]	<b>Digsilent</b> [ A ]	<b>Calculada</b> [ A ]	<b>Digsilent</b> [ A ]	<b>Calculada</b> [ A ]	<b>Digsilent</b> [ A ]
<b>rms.Sim</b>	1642	1660	1422	1437	897.45	901
<b>rms.Asim</b>	2022.9	1999	1751.9	1731	1105.7	1079
<b>pico.Asim</b>	3486	3461	2477.6	2468	1563.7	1543

Por lo tanto el interruptor debe soportar una corriente de corto circuito pico de 3461 A , sin embargo por experiencias de campo , es común considerar un factor no menor a 8 veces este valor , criterio válido para el lado de 69 KV del transformador . ( Ligado a posibles efectos de resonancia y ferroresonancia del sistema con el transformador ) .

Por lo tanto , se puede aproximar :

Icc . interruptor . 69 KV = 8 \* Icc.pico . Asimétrica

Icc . interruptor = 8 \* 3461 = 27688 A .

De acuerdo a valores estándar dados por fabricantes , se observa que el valor más cercano es : 31500 A .

#### **CONCLUSIÓN :**

**Icc.interruptor.69 KV = 31,5 KA .**

#### **c . 4 .- CORRIENTE DE CIERRE .**

Según recomendaciones dadas por los propios fabricantes , la corriente de cierre del interruptor debe ser igual a :

I.cierre . interruptor = 2,5 \* I.cc.interruptor

I.cierre . interruptor = 2,5 \* 31,5 KA = 78,75 KA .

Según valores estándar dado por fabricantes , el valor mas cercano es : 82 KA .

#### **CONCLUSIÓN :**

**I.cierre . Interruptor . 69 KV = 82 KA .**

**c. 5.- DISTANCIA DE FUGA DE LA ENVOLVENTE .**

Es el nivel de aislamiento que debe presentar la envolvente de cada polo del interruptor ( trifásico ) , definido de acuerdo al sitio de la instalación y al nivel de contaminación ambiental del lugar , esto es :

VLL. nom = 69 KV .

VLL.max = 72.5 KV . ( Norma IEEE 1313 - 1 ) .

h = 10 msnm . ( Altitud )

Ka = 1 ( Factor de corrección por densidad relativa del aire para h = 10 msnm )

Para un nivel de contaminación alto :

Densidad equivalente de sal depositada ( DESD )

DESD >0,10 mg/cm<sup>2</sup>

Kc = 25 mm / KV ( fase - tierra ) .

Kc = 43,3 mm / KV ( fase - fase ) .

Entonces:

**Según Norma : IEEE**

$$D_{fuga.total.fT} = \frac{Kc.f.f * VLL.max}{\sqrt{3} * \sqrt{Ka}}$$

$$D_{fuga.total.fT} = \frac{43,3mm/KV * 72,5KV}{\sqrt{3} * \sqrt{1}} = 1812,4 \text{ mm .}$$

**Según Norma : IEC**

$$D_{fuga.total.fT} = \frac{Kc.fT * VLL.max}{\sqrt{Ka}}$$

$$D_{fuga.total.fT} = \frac{25mm/KV * 72,5KV}{\sqrt{1}} = 1812,5 \text{ mm .}$$

**CONCLUSIÓN :**

La distancia de fuga total mínima entre fase - tierra , para cada polo del interruptor , es :

**D.fuga.total . fT . mínima = 1812,5 mm.**

**c . 6 .- NIVEL DE AISLAMIENTO .**

El nivel básico de aislamiento estándar que debe presentar cada uno de los polos del interruptor , es :

Según Norma : ANSI / IEEE 1313-1

Para VLL.nom = 69 KV

VLL.max = 72,5 KV .

BIL.st = 350 KV . ( Aislamiento estándar al impulso tipo rayo )

BSL.st = 140 KV . ( Aislamiento estándar al impulso tipo maniobra )

Para h = 10 msnm : ka = 1 . ( corrección por aire ) .

Entonces :

BIL.corregido = BIL.st \* Ka = 350 \* 1 = 350 KV .

BSL .corregido = BSL.st \* Ka = 140 \* 1 = 140 KV.

**CONCLUSIÓN :**

Los niveles de aislamiento del interruptor deben ser :

**BIL = 350 KV .**

**BSL = 140 KV .**

**c . 7 .- DISTANCIAS DIELECTRICAS .**

De acuerdo al análisis realizado , en la sección referente a distancias mínimas de seguridad se tiene :

df.T = 693 mm

df.f = 950 mm

**c . 8 .- OTROS PARÁMETROS .**

Dieléctrico : SF6 .

Tipo : Tanque vivo .

Aislamiento a frecuencia industrial :

En húmedo : 140 KV .

En seco : 160 KV .

Mecanismo de operación : Motor - resorte .

Control : 125 V.dc .

Motor : 125 V.dc .

Sistemas auxiliares : 127 / 220 Vac.

**c . 8 .- INTERRUPTOR SELECCIONADO .**

Tabla 4.5: Características del interruptor tipo tanque vivo para 69 KV  
Referencia: Catálogo ABB - Cálculos y análisis: Autor

<b>Parámetros</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor seleccionado</b>
Tensión de línea a línea nominal	KV	69
Tensión de línea a línea máxima	KV	72.5
Frecuencia nominal	Hz	60
Número de polos		3
Mecanismo de operación		Tripolar
Tipo de instalación		Interperie
Sobre-voltaje a frecuencia nominal	KV	140
Sobre-voltaje a impulso tipo rayo (BIL)	KV	350
Distancia mínima de fuga de aislamiento	mm	1812.5
Corriente nominal de servicio	KA	2.5
Corriente de corto circuito	KA	31.5
Corriente nominal de cierre	KA	82
Factor del primer polo		1.5
Tiempo de cierre máximo	ms	60
Tiempo de apertura máximo	ms	35
Tiempo total de interrupción	ms	55
Tiempo muerto	ms	300
Tiempo de corriente de corta duración	s	3
Secuencia de operación	s	15
Mecanismo de operación para cierre y disparo		Motor - Resorte
Clase de resistencia mecánica		M2
Tipo de dieléctrico		SF6
Material de los aisladores		Porcelana
Altura de operación	m.s.n.m	≤ 1000
Temperatura mínima ambiental	°C	10
Temperatura máxima ambiental	°C	40
Voltaje de operación del motor	VDC	125
Voltaje para circuitos de control	VDC	125
Voltaje para circuitos auxiliares	VAC	127 / 220

**c . 9 .- HOJA DE DATOS DEL INTERRUPTOR SELECCIONADO .**

Values complying with IEC 62271-100 and ANSI C37

EDF SK 1 - 1		36	52	72.5	84	
Rated Voltage → VLL max	IEC	kV	36	52	72.5	84
	ANSI	kV	38		72.5	84
Power frequency withstand voltage						
- 1 min dry	IEC	kV	70	95	140	140
- 1 min wet	IEC	kV	70	95	140	140
- 1 min dry	ANSI	kV	105		160	
- 10 sec wet	ANSI	kV	105		140	
Lightning impulse withstand voltage (LIWL) - (BIL)						
- Full wave 1,2/50 μs	ANSI	kV	200		250	
- Chopped wave 2 μs	ANSI	kV	258		452	
- Chopped wave 3 μs	ANSI	kV	230		402	
Creepage distance to earth <sup>1)2)</sup> (Distancia de fuga)						
		mm	1390	1390	1995	1995
Creepage distance across break <sup>1)2)</sup>						
		mm	1995	1995	1995	1995
Rated normal current (I nominal)						
		A	2500	2500	2500	2500
Rated breaking current <sup>3)</sup> → Icc	at 50 Hz	kA	31.5	31.5	31.5	25
	at 60 Hz	kA	31.5	31.5	31.5	-
First pole to clear factor					1.5	
Making current <sup>3)</sup> → I cierre	at 50Hz	kAp	79	79	79	62.5
	at 60Hz	kAp	82	82	82	-
Duration of short circuit					3	
Closing time					60	
Opening time					35	
Total break time					55	
Dead time					300	
Rated reclosing time, 60 Hz					20	
Rated operating sequence	IEC and ANSI		0 - 0.3 sec - CO - 3 min - CO			
	ANSI		CO - 15 sec - CO			

1) Other values on request. 2) Tolerance according to IEC 233. 3) 100% SF6 gas.

Data and illustration without engagement. We reserve the right to make changes in the course of technical development.

Figura 4.22: Hoja de datos de un interruptor tanque vivo para 69 KV.  
Referencia: Catálogo ABB - Adaptación: Autor

**c. 10.- CARACTERÍSTICAS GEOMÉTRICAS DEL INTERRUPTOR.**

En la figura 4.23 , se observa que el interruptor seleccionado cumple con las distancias dieléctricas mínimas de seguridad , para fase - tierra , como para fase - fase .

EDF SK 1-1, 36 to 84 kV, 2 column stand, 3 pole operation

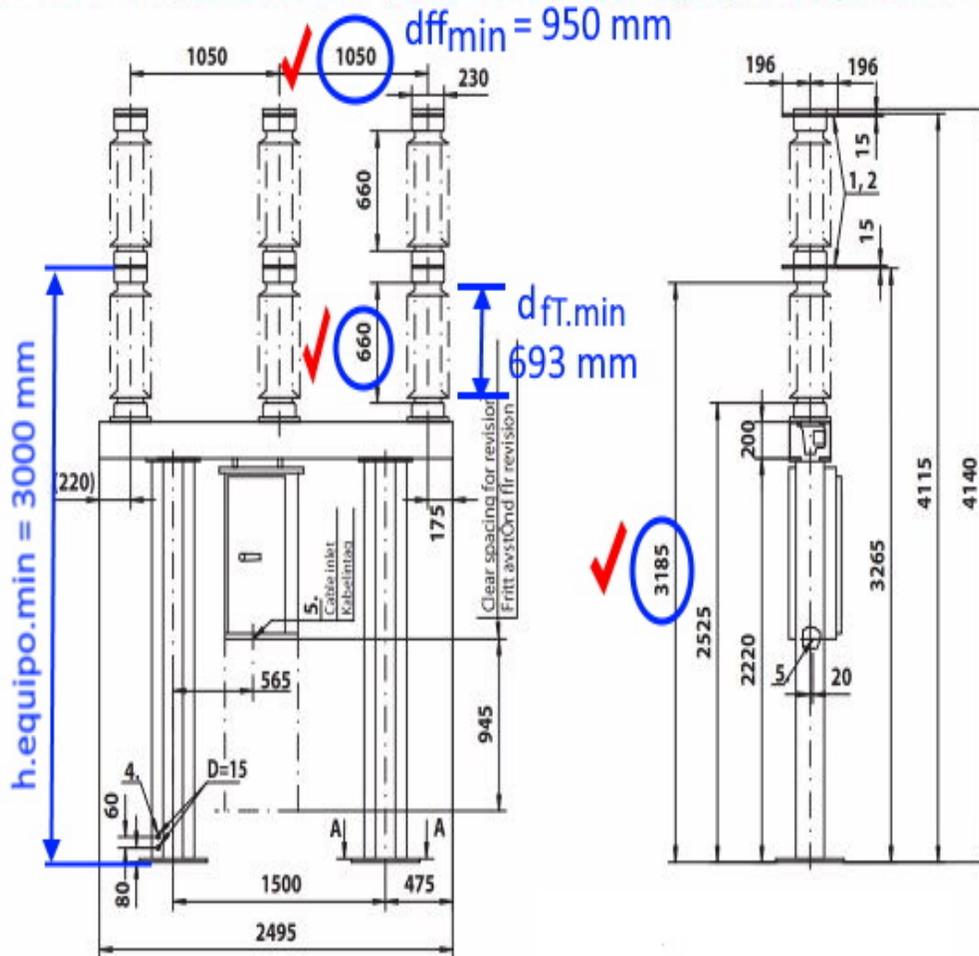


Figura 4.23: Distancias de seguridad para un interruptor tanque vivo de 69 KV  
Referencia: Catálogo ABB - Adaptación: Autor

## 4.4. RECONECTADORES

Un reconectador es un interruptor monofásico o trifásico, para maniobras a vacío y con carga además de ser un dispositivo de protección contra sobre corrientes y reconexión automática ante fallas temporales de corta duración . Son utilizados para maniobra y protección de líneas de distribución ( comúnmente hasta 36 KV ), son conocidos también como interruptores o relés de cabecera, restauradores,recloser,re-enganchadores, entre las denominaciones mas utilizadas. Su capacidad de operación con carga ( disparo o cierre ), es posible gracias a la cámara de extinción de arco que posee, la misma que puede ser de los siguientes tipos:

- A vacío
- En aceite
- En gas (SF6)

El control del mecanismo de accionamiento ( apertura o cierre ) de un reconectador puede ser de los siguientes tipos:

**Control eléctrico:** Mediante botoneras de un tablero.

**Control electrónico:** En base a un micro procesador para disparos y reconexiones automáticas.

**Control mecánico:** Con el uso de una barra aislada ( pértiga - solo para operaciones de apertura).

Entre los mecanismos de accionamiento mas comunes para la operación ( apertura o cierre ) de un reconectador tenemos:

- Mecanismos de resorte cargado - motor.
- Accionamiento magnético.

Según el diseño de la subestación en estudio , para el nivel de 13,8 KV es necesario los siguientes tipos de reconectadores :

- Un reconectador principal .
- Un reconectador de cabecera para cada uno de los alimentadores ( 5 ) .

**a.- RECONECTADOR PRINCIPAL EN 13,8 KV . ( 52 - 2 )**

Para la selección y dimensionamiento del reconectador principal , que debe instalarse en la salida del transformador de potencia ( 13,8 KV ) , se considera los siguientes parámetros :

**a . 1 .- VOLTAJE DE FASE A FASE**

V.LL.nom = 13,8 KV

V.LL.max = 15 KV . ( IEEE 1313 -1 )

**CONCLUSIÓN :**

El reconectador seleccionado debe presentar un voltaje de operación mayor o igual a V.LL.max = 15 KV , revisando información de fabricantes , un valor aplicable de voltaje es :

**VLL = 24 KV .**

**a . 2 .- CORRIENTE NOMINAL DE SERVICIO**

Para un transformador trifásico de potencia :

69 KV / 13.8 KV / 16 - 24 MVA /

La corriente nominal de servicio en 13,8 KV , es :

$$I_{nom,13,8KV} = \frac{S.trifásica}{\sqrt{3} * VLL.nom}$$

$$I_{nom,13,8KV} = \frac{24 \times 10^6 VA}{\sqrt{3} * 13800V} = 1004,1 A .$$

La corriente de sobrecarga máxima es :

$$I_{1,8} = 1,8 * I_{nom} = 1,8 * 1004,1 = 1807,4 A .$$

**CONCLUSIÓN :**

El reconectador debe soportar una corriente de 1807,1 A , el valor más aplicable de acuerdo a valores dados por fabricantes es :

**I.nom = 2000 A = 2 KA .**

**a . 3 .- CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO**

Para determinar la corriente de corto circuito que debe soportar el reconectador , del estudio de corto circuito seleccionamos la corriente pico asimétrica de mayor valor de acuerdo a la tabla 4.6 , resumen de Icc.

Tabla 4.6: Resumen . Icc . Barra 13.8 KV .Autor

BARRA 13.8 KV						
Icc	Falla 3 $\phi$		Falla 2 Fases		Falla monofásica	
	L - L - L		L - L		L - Tierra	
	Calculada [ A ]	Digsilent [ A ]	Calculada [ A ]	Digsilent [ A ]	Calculada [ A ]	Digsilent [ A ]
<b>rms.Sim</b>	4759.38	4778	4122.48	4138	5894.22	5908
<b>rms.Asim</b>	5863.6	6318	5078.9	5471	7261.7	8018
<b>pico.Asim</b>	10104.2	10890	7182.6	7429	10269.6	10728

Para la barra de 13.8 KV, la falla que genera el mayor valor de corriente de corto circuito pico asimétrica es la falla trifásica aislada ( L - L - L ) , que según el análisis realizado en Digsilent es :

I.cc.pico. Asimétrica ( L-L-L ) = 10890 A .

#### CONCLUSIÓN :

Al revisar valores publicados por fabricantes , el valor más aplicable para una corriente de corto circuito de 10890 A , es :

**Icc.reconectador.principal = 25 KA .**

#### a . 4 .- CORRIENTE DE CIERRE

La corriente de cierre del reconectador es :

I.cierre = 2,5 \* I.cc. reconectador = 2,5 \* 25 KA = 62,5 KA

#### CONCLUSIÓN :

Para una corriente de cierre del reconectador de 62,5 KA , se puede elegir :

**I.cierre.reconectador principal = 62,5 KA .**

En la tabla 4.7 , con referencia al catálogo CROMPTON , un resumen de valores analizados .

Tabla 4.7: Resumen. Voltaje y corrientes del reconectador principal .13.8 KV.

Autor

	Unidad	Calculado	Reconectador CROMPTON	Condición
$V_{nom.equipo}$	KV	$\geq 15KV$	24	Cumple
$I_{nom.equipo}$	A	1807	2000	Cumple
$I_{cc.equipo}$	KA	10890	25	Cumple
$I_{cierre.equipo}$	KA	62,5	62.5	Cumple

**a. 5.- LÍNEA DE FUGA DE LA ENVOLVENTE**

Los reconectores por su tipo de construcción , definen dos líneas de fuga , una para fase - tierra y otra para fase - fase , valores que están en función del sitio de la instalación y del nivel de contaminación ambiental .

Para :

VLL = 13,8 KV .

VLL.max = 15 KV ( IEEE 1313 - 1 )

Nivel de contaminación alto :

Kc.fT = 25 mm / KV .

Kc.ff = 43,3 mm / KV .

h = 10 msnm .

Ka = 1 ( Corrección por aire )

Por lo tanto :

**Según Norma : IEEE**

La distancia de fuga , fase - Tierra . es :

$$D_{fuga.total.fT} = \frac{Kc.ff * VLL.max}{\sqrt{3} * \sqrt{Ka}}$$

$$D_{fuga.total.fT} = \frac{43,3mm/KV * 15KV}{\sqrt{3} * \sqrt{1}} = 375 \text{ mm} .$$

La distancia de fuga , fase - fase , es :

$$D_{fuga.total.ff} = \frac{Kc.ff * VLL.max}{\sqrt{Ka}}$$

$$D_{fuga.total.ff} = \frac{43,3mm/KV * 15KV}{\sqrt{1}} = 649,5 \text{ mm} = 650 \text{ mm} .$$

**CONCLUSIÓN :**

El reconector debe presentar las siguientes líneas de fuga en la envolvente de su aislamiento :

**D.fuga. f - T = 375 mm ( Fase - Tierra ) .**

**D.fuga. f - f = 650 mm ( Fase - Fase ) .**

**a . 6 .- NIVEL DE AISLAMIENTO**

El aislamiento del reconectador debe cumplir con :

De acuerdo a la Norma : IEEE . st. 1313 -1 .

VLL.nom = 13,8 KV .

VLL.max = 15 KV . h = 10 msnm .

Ka = 1 ( aire )

BIL.st = 110 KV . ( Aislamiento estándar al impulso tipo rayo )

BSL.st = 34 KV . ( Aislamiento estándar al impulso tipo maniobra ) Por lo tanto :

BIL.corregido = BIL.st \* Ka = 110 KV \* 1 = 110 KV .

BSL.corregido = BSL . st \* Ka = 34 \* 1 = 34 KV .

**CONCLUSIÓN :**

**BIL = 110 KV**

**BSL = 34 KV**

**a . 7 .- DISTANCIAS DIELECTRICAS .**

De acuerdo a lo analizado en la sección sobre distancias de seguridad :

df.T = 693 mm

df.f = 950 mm

**a . 8 .- OTROS PARÁMETROS**

Tipo de Dieléctrico : SF6 ( Exa Fluoruro de Azufre ) .

Aislamiento a frecuencia industrial : 60 KV .

Mecanismo de operación : Motor - resorte .

Control : 110 Vdc.

Motor : 110 Vdc .

Sistema auxiliar : 127 / 220 Vac .

### a. 8.- HOJA DE DATOS DEL RECONECTADOR SELECCIONADO .

#### Guaranteed Technical Particulars

#### 24kV - 72.5kV SF<sub>6</sub> Gas Circuit Breaker [Spring - Spring Mechanism]

SN	DESCRIPTION	UNITS	(3 PHASE AUTO RE-CLOSING)				(1 PHASE AUTO RE-CLOSING)			
1.	TYPE REFERENCE	-	20-SFGP-25A	30-SFGP-25A	30-SFGP-40A	70-SFM-32B	70-SFM-40AA	70-SFM-32B	50-SFGP-20A*	30-SFGP-25A*
2.	RATED VOLTAGE <i>V<sub>LL</sub>.nom.equipo</i>	kV	24	36	36	72.5	72.5	72.5	25KV GCB (52KV CLASS)	25KV INT. (52KV CLASS)
3.	RATED LIGHTNING IMPULSE WITHSTAND	kVp	150	200	200	350	350	350	250	250
4.	RATED POWER FREQUENCY WITHSTAND	kV	60	80	80	160	160	160	95	95
5.	CREEPAGE DISTANCE [TOTAL]	mm	600	900	900	1815	1815	1815	1300	1300
6.	APPLICABLE STANDARDS	-	IEC-62271-100 / IS 13118				IEC 62271-100 / RDSO Spec.			
7.	TYPE OF MECHANISM <i>l.nom.equipo</i>	-	SPRING-SPRING							
8.	RATED NORMAL CURRENT	A	1250 / 1600	2000		3150		3150	1600	800
9.	RATED OPERATING SEQUENCE	-	O - 0.3sec - CO - 3min - CO/CO - 15sec - CO							
10.	RATED FREQUENCY	Hz	50 / 60				50 / 60		50	
11.	RATED DURATION OF SHORT CIRCUIT	sec.	3							
12.	RATED CLOSING/TRIPPING VOLTAGE	V DC	110/125/220				110			
13.	CURRENT OF CLOSING/TRIPPING COIL	A	6A MAX. AT 110 V DC							
14.	RATED BREAK TIME	<=mS	80			60	60	60	65	80
15.	RATED CLOSING TIME	<=mS	100			130	80	130	100	
16.	RATED SHORT CIRCUIT BREAKING CURRENT <i>lcc.equipo</i>	kA	25	25	40	31.5	40	31.5	20	8
17.	RATED SHORT CIRCUIT MAKING CURRENT <i>lcierra.equipo</i>	kAp	62.5		100	80	100	80	50	20
19.	RATED CABLE CHARGING BREAKING CURRENT AND OVER VOLTAGE	A / pu	50 / < 2.5			250 / < 2.5	125 / < 2.5	250 / < 2.5	—	—
20.	RATED SINGLE CAPACITOR BANK BREAKING CURRENT & OVER VOLTAGE	A / pu	400 / < 2.5		400 / < 2.5	600 / < 2.5	400 / < 2.5	600 / < 2.5	440 / < 2.5	440 / < 2.5
21.	RATED OUT OF PHASE BREAKING CURRENT	kA	6.25	6.25	10	7.9	10	7.9	—	—
22.	FIRST POLE TO CLEAR FACTOR	-	1.5				1.5		—	—
23.	AUXILIARY CONTACTS	-	5 NO + 5 NC			8 NO + 8 NC		8 NO + 8 NC	6 NO + 6 NC	
24.	SF <sub>6</sub> GAS PRESSURE [ AT 20deg C ]									
	- NORMAL	Kg/cm <sup>2</sup>	5	6		5	6		5	
	- GAS FEED ALARM	Kg/cm <sup>2</sup>	4.5	5.5		4.5	5.5		4.5	
	- LOCKOUT	Kg/cm <sup>2</sup>	4	5		4	5		4	
25.	DIMENSIONS									
	A	mm	600	750	750	1100	1100	3000**	—	—
	B	mm	2783	3103	3103	3070	3525	3070	3533	3533
	H	mm	3349	3819	3819	3998	4574	3998	4579	4249
26.	WEIGHT [ APPROX ]	Kg	675	780	750	1100	820	2100	500	500

Standard Altitude 1000m

\* For Railway application, \*\*Adjustable

Figura 4.24: Hoja de datos del reconectador principal para 13.8 KV  
Referencia: Catálogo CROMPTON - Adaptación: Autor

**b .- SELECCIÓN DEL RECONECTADOR DE CABECERA ( 52 - 3 ).**

Cantidad de alimentadores: 5

Capacidad de cada alimentadora: 5 MVA

El reconectador de cabecera instalado en cada una de las alimentadoras de 13.8 KV , debe cumplir fundamentalmente con los siguientes parámetros:

**b . 1 .- VOLTAJE DE FASE A FASE**

V.LL.nom = 13,8 KV

V.LL.max = 15 KV . ( IEEE 1313 -1 )

**CONCLUSIÓN :**

El reconectador seleccionado debe presentar un voltaje de operación mayor o igual a V.LL.max = 15 KV , revisando información de fabricantes , un valor aplicable de voltaje es :

**VLL = 15,5 KV .**

**b . 2 .- CORRIENTE NOMINAL DE SERVICIO**

Para cada alimentador trifásico :

13.8 KV / 5 MVA

La corriente nominal en el alimentador , es :

$$I_{nom.alim} = \frac{S.trifásica}{\sqrt{3} * VLL.nom}$$

$$I_{nom.alim} = \frac{5 \times 10^6 VA}{\sqrt{3} * 13800V} = 209,2 A .$$

La corriente de sobrecarga máxima es :

$$I_{1,8} = 1,8 * I_{nom} = 1,8 * 209,2 = 376,6 A .$$

**CONCLUSIÓN :**

El reconectador debe soportar una corriente de 376,6 A , el valor más aplicable de acuerdo a valores dados por fabricantes es :

**I.nom = 800 A .**

**a . 3 .- CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO**

El alcance de este proyecto no contempla el estudio de corto circuito de las alimentadoras , razón por la cual se tomará como referencia de corriente de corto circuito , 10 KA .

**CONCLUSIÓN : I.cc. reconectador . cabecera = 10 KA .**

**b . 4 .- DISTANCIAS DIELECTRICAS .**

De acuerdo a lo analizado en la sección de distancias de seguridad :

$$d_{f.T} = 693 \text{ mm}$$

$$d_{f.f} = 950 \text{ mm}$$

**b . 5 .- LÍNEA DE FUGA .**

De acuerdo al análisis realizado para el reconector ( 52-2 ) :

$$D_{\text{fuga . f-T}} = 375 \text{ mm}$$

$$D_{\text{fuga . f-f}} = 650 \text{ mm}$$

**b . 6 .- AISLAMIENTO .**

De acuerdo al análisis realizado para el reconector ( 52-2 ) :

$$BIL = 110 \text{ KV .}$$

$$BSL = 34 \text{ KV}$$

En la tabla 4.8 , se presenta un resumen de valores de voltaje y corrientes , mientras que en la tabla 4.9 , un resumen de distancias de seguridad , entre valores calculados y seleccionados para un reconector de cabecera de una alimentadora de 5 MVA , 13,8 KV .

Tabla 4.8: Voltaje y corrientes . Reconector de 5MVA . Autor

	Unidad	Calculado	Equipos ABB	Condición
$V_{nom.equipo}$	KV	$\geq 15KV$	15.5	Cumple
$I_{nom.equipo}$	A	376.5	800	Cumple
$I_{cc.equipo}$	KA	10	10	Cumple
$I_{cierre.equipo}$	KA	25	-	Cumple

Tabla 4.9: Distancias dieléctricas . Reconector de 5 MVA . Autor

Distancias	Unidad	Calculados	Equipos ABB	Condición
$d_{fT}$	mm	176	240	Cumple
$d_{ff}$	mm	317	394	Cumple
$d_{fuga_{fT}}$	mm	375	960	Cumple
$d_{fuga_{ff}}$	mm	650	1160	Cumple

## b. 7.- HOJA DE DATOS DEL RECONECTADOR 52 - 3 .

*Datos Técnicos del OVR-3 y OVR-3SP*

Tensión nominal de operación:	2.4-14.4	24.9	34.5	kV
Máxima tensión nominal:	15.5	27	38	kV
Frecuencia industrial nominal	50/60	50/60	50/60	Hz
Corriente continua nominal:	630/800/1000/1250	630/800/1000/1250	630/800/1250	A
Corriente nominal simétrica de interrupción :	8/10/12.5/16*	10/12.5/16*	12.5/16	kA
Tensión nominal aguante impulso por rayo (BIL):	110/125	125/150*	150/170	kV
Tensión prueba en seco 60 Hz 1 Min.:	50	60	70	kV
Tensión prueba en húmedo 60 Hz 10 Seg.:	45	50	60	kV
Espaciamiento fases: <b>dff</b>	15.50 (394)	15.50 (394)	15.50 (394)	pulg (mm)
Distancia externa fuga, H2-tierra: <b>d fuga FT</b>	38.00 (960)	38.00 (960)	50.70 (1288)	pulg (mm)
Distancia externa fuga, H1-H2: <b>d fuga ff</b>	45.00 (1160)	45.00 (1160)	49.80 (1260)	pulg (mm)
Distancia mínima externa flameo: <b>dft</b>	9.50 (240)	9.50 (240)	14.40 (367)	pulg (mm)
Máximo tiempo interrupción:	0.030	0.030	0.030	seg max
Máximo tiempo cierre:	0.055	0.055	0.044	seg max
Materiales: Botella de vacío encapsulada en epoxy cicloalifático hidrofóbico con construcción de aluminio fundido/acero inoxidable				
Sensores corriente: Uno por fase encapsulado dentro del polo				
Temperatura operación: -40° a +70° C				
Tensión control: 90-265 VCA / 125 VCD / 48 VCD (contacte a la fábrica)				
Peso unidad alta tensión OVR-3:	333 (150)	333 (150)	430 (195)	lbs (kg)
Peso unidad alta tensión OVR-3SP (cada una):	100 (45)	100 (45)	130 (60)	lbs (kg)
Peso gabinete control estándar:	165 (75)	165 (75)	175 (80)	lbs (kg)
<b>Batería (contacte a la fábrica para otras opciones)</b>				
• Banco baterías 48 VCD, 12 AH (gabinete estándar) o banco baterías 48 VCD, 7.2 AH (LPCC)				
• Paquete de batería sellada recargable plomo ácido				
• Monitoreo local y remoto				
• Fácilmente accesible en el gabinete de control de baja tensión				
• Permite hasta 48 horas (15-27 kV) / 24 horas (38 kV o con LPCC) de operación autónoma y operaciones múltiples sin fuente de potencia				
• Incluye condensador de respaldo en caso de batería descargada o desconectada				

Figura 4.25: Hoja de datos del reconectador de cabecera para cada alimentadora de 5 MVA / 13.8 KV

Referencia: Catálogo ABB

Adaptación: Autor

En la figura 4.26 , se observa un reconector sobre el cual se visualiza las distancias dieléctricas mínimas de seguridad , como también las correspondientes líneas de fuga mínimas necesarias , de acuerdo al estudio realizado . Este tipo de reconectores , utilizan como dieléctrico en su cámara de extinción de arco , el VACIO.

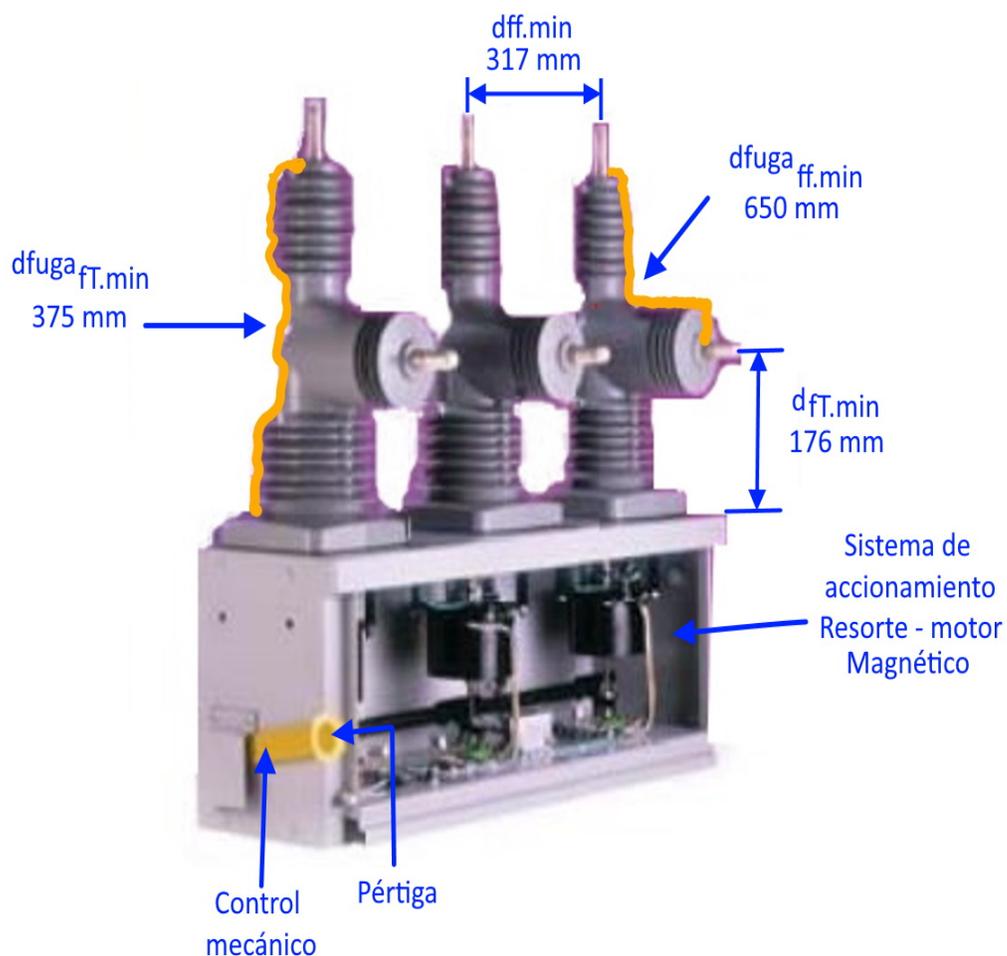


Figura 4.26: Distancias de seguridad y líneas de fuga . Reconector . 13.8 KV  
Referencia: Catálogo ABB  
Adaptación: Autor

## 4.5. SECCIONADORES

Los seccionadores son elementos de interrupción que operan obligatoriamente a vacío ( sin carga ) , debido a que no disponen de cámara de extinción de arco , su operación puede ser manual ( mediante pértigas ) o motorizadaos o presentar las dos opciones .

Su aplicación obedece a la necesidad de realizar mantenimiento y reparaciones en las líneas , partes y equipos de una instalación , considerando fundamentalmente seccionadores de línea y de puesta a tierra , los de línea sirven para desconectar la red , los de puesta a tierra para garantizar la seguridad de ausencia de voltaje durante los trabajos de mantenimiento , además al momento de poner a tierra un sistema , se descarga cualquier valor de voltaje electrostático fruto de campos eléctricos intensos , por lo cual no es suficiente con desconectar una línea , sino que también se debe descargar a tierra todos los efectos electrostáticos residuales y finalmente garantizar la ausencia de voltaje en el elemento , parte o equipo sobre los cuales se realizará un trabajo .[2]

### a.- TIPOS DE ACCIONAMIENTOS

Entre los tipos de accionamientos más comunes tenemos :

Cuchillas giratorias .

Cuchillas deslizantes.

Columnas giratorias .

Tipo Pantógrafo.

Tipo Semi pantógrafo o rodillo .

Entre otras .

### b.- TIPOS DE APERTURA

El tipo de apertura generalmente son de forma :

horizontal .

Vertical .

Central Giratorio .

Lateral Giratorio .

En estilo pantógrafo .

En estilo semi pantógrafo .[2]

**c .- VOLTAJE DE FASE A FASE .**

El voltaje de fase a fase máximo que debe soportar el seccionador es :

Para VLL = 69 KV .

VLL.max = 72,5 KV ( IEEE 1313 - 1 )

**CONCLUSIÓN :**

**VLL.max  $\geq$  72,5 KV .**

Para VLL = 13,8 KV .

VLL.max = 15 KV . ( IEEE 1313 - 1 )

**CONCLUSIÓN :**

**VLL.max  $\geq$  15 KV .**

**d .- CORRIENTE NOMINAL .**

Para VLL = 69 KV .

Según cálculos anteriores :

$I_{nom} .69 \text{ KV} = 200,82 \text{ A} .$

Por lo tanto :

El seccionador debe soportar la corriente máxima de sobrecarga permitida ( 1,8 veces la nominal , durante 30 minutos ) .

Entonces :

$I_{1,8} = 1,8 * I_{nom} = 1,8 * 200,82 = 361,5 \text{ A} .$

De valores estandar de fabricantes , el valor más aplicable para una corriente de 361,5 A , es :

**CONCLUSIÓN 1 :**

**$I_{nom.sec.69 \text{ KV}} = 600 \text{ A} .$**

Para VLL = 13,8 KV .BARRA PRINCIPAL

Según cálculos anteriores :

$I_{nom} .13,8 \text{ KV} . \text{ barra principal} = 1004,1 \text{ A} .$

$I_{1,8} = 1,8 * I_{nom} = 1,8 * 1004,1 = 1807,4 \text{ A} .$

Según catálogos :

**CONCLUSIÓN 2 :**

**$I_{nom.sec.13,8 \text{ KV} . \text{ barra principal}} = 2000 \text{ A} .$**

Para VLL = 13,8 KV . ALIMENTADORA DE 5 MVA .

Según cálculos anteriores :

$I_{nom} . 13,8 \text{ KV Alimentadora} = 209,2 \text{ A} .$

$I_{1,8} = 1,8 * I_{nom} = 1,8 * 209,2 = 376,5 \text{ A} .$

Según catálogos :

**CONCLUSIÓN 3 :**

**$I_{nom.sec.13,8 \text{ KV . Alimentadora}} = 600 \text{ A} .$**

#### **e .- CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO .**

La corriente de corto circuito que deben soportar los seccionadores deben ser mayores a las corrientes momentáneas<sup>[2]</sup>( corrientes pico asimétricas ) en los puntos donde se instalan , del estudio de corto circuito realizado en el capítulo 3 , se eligen las  $I_{cc.pico.Asimétricas}$  de mayor valor , las mismas que son :

$I_{cc.pico.Asimétrica} . K9 \text{ KV} = 3461 \text{ A} .$

$I_{cc.pico.Asimétrica} . 13,8 \text{ KV . Barra principal} = 10890 \text{ A} .$

$I_{cc.pico.Asimétrica} . 13,8 \text{ KV . Alimentadora} = 10000 \text{ A} . ( Referencia )$

Debido a la posibilidad de suceder un efecto resonante o ferro resonante entre el transformador y la red , la corriente de corto circuito en el lado de 69 KV , es :

$I_{cc.max.69 \text{ KV}} = 8 * I_{cc.pico.Asim.} = 8 * 3461 = 27688 \text{ A} . = 27,7 \text{ KA}$

Según Catálogos , se puede aplicar valores de 31,5 KA , 40 KA .

Es común elegir el de 40 KA .

Criterio que se usa también para los seccionadores de 13,8 KV .

**CONCLUSIÓN :**

$I_{cc.sec.69 \text{ KV}} = 40 \text{ KA} .$

$I_{cc.sec.13,8 \text{ KV . Barra principal}} = 40 \text{ KA} .$

$I_{cc. sec.13.8 \text{ KV . Alimentadora}} = 40 \text{ KA} .$

#### **f .- LÍNEA DE FUGA .**

De acuerdo a los análisis anteriores se tiene :

Para :  $VLL_{nom} = 69 \text{ KV} .$

$D_{fuga} . ( f - T ) . min = 1812,5 \text{ mm} .$

$d_{f - T} . min = 693 \text{ mm} .$

Para  $VLL_{nom} = 13,8 \text{ KV} .$

$D_{fuga} . ( f - T ) . min = 375 \text{ mm} .$

$d_{f - T} . min = 176 \text{ mm} .$

**g.- AISLAMIENTO .**

De acuerdo a los análisis anteriores se tiene :

Para : VLL.nom = 69 KV .

BIL = 350 KV .

BSL = 140 KV .

Para : VLL.nom = 13,8 KV .

BIL = 110 KV .

BSL = 34 KV .

En la figura 4.27 , se observa un modelo de seccionador de tres columnas , aplicable para niveles de voltaje de 69 KV , como también para 13,8 KV .

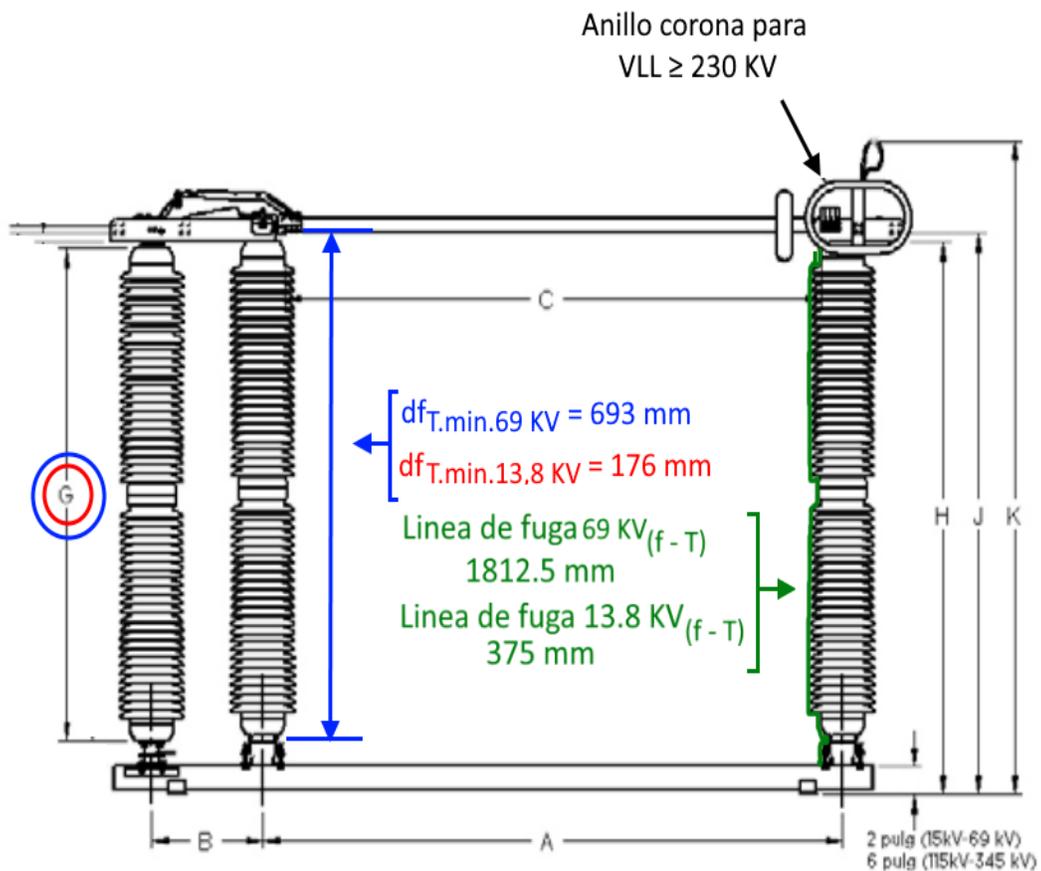


Figura 4.27: Modelo de un Seccionador de tres columnas  
Referencia: Catálogo Hubbell - Adaptación: Autor[2]

En las figura 4.28, se observa un modelo de seccionador de dos columnas , aplicable para niveles de voltaje tanto en 69 KV , como también en 13,8 KV.

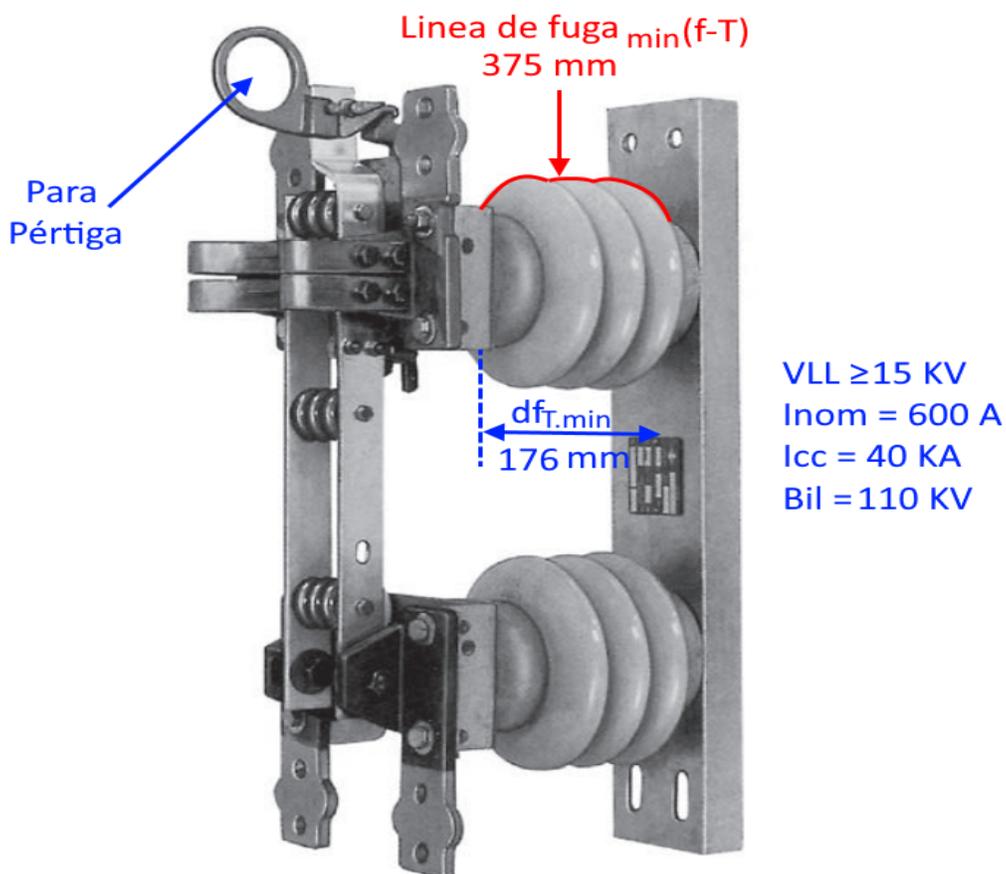


Figura 4.28: Modelo de un seccionador de dos columnas

Aplicación : Alimentadoras de 13,8 KV .

Referencia: Catálogo Cooper Power Systems [2]

Adaptación: Autor

## 4.6. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Los transformadores son las máquinas eléctricas que permiten la transmisión , subtransmisión , y distribución de la energía eléctrica , su principio de funcionamiento obedece a la ley de inducción electromagnética de Faraday , de acuerdo a su construcción pueden ser de tipo secos o sumergibles en aceite , con núcleos de tipo acorazados o de columnas , monofásicos o trifásicos , incluido auto transformadores , clasificándolos como de potencia , cuando la operación de voltaje es de AT / AT o de AT / MT y se llaman de distribución cuando sus niveles de voltaje son de MT / BT .

Otros tipos de transformadores son los diseñados y construidos para , medición , protección , puesta a tierra , aislamiento , acoplamiento , etc . [34]

### a.- NORMATIVA

Para la construcción , pruebas , instalación , protecciones , mantenimiento y reparaciones , se recomiendan las siguientes normas :

IEEE C57 - 109 - 1993 : Curva de daño .

UNE EN 60076 - 5 : Impedancias , Inrush , corto circuito .

IEC- 60068-3-3 : Ensayos ambientales. Partes 3. Guía. Métodos de ensayos sísmicos aplicables a los equipos.

IEC- 60076-2 : T/F Parte 2 : Calentamiento.

IEC- 60076-3 : T/F Parte 3 : Niveles de aislamiento y ensayos dieléctricos.

IEC- 60076-3 -1 : T/F Parte 3 : Niveles de aislamiento y ensayos dieléctricos. Distancias de aislamiento en el aire.

IEC- 60076-5 : T/F de potencia. Parte 5 : Aptitud para soportar cortocircuito.

IEC 60137 : Aisladores pasantes para tensiones alternas superiores a 1000 V.

IEC 60354 : Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceite.

IEC 60529 : Grados de protección proporcionados por las envolventes ( Código IP ).

IEC 60551 : Determinación del nivel de ruido de los transformadores y reactancias.

IEC 60606 : Guía de aplicación para los transformadores de potencia.

IEC 60726 : Transformadores de potencia tipo seco.

IEC 60815 : Guía para la elección de los aisladores respecto a sus condiciones de contaminación.

IEC 60905 : Guía de carga para los transformadores de potencia tipo seco.

**b .- IMPEDANCIAS**

En función de la capacidad de un transformador se establece referentes sobre su impedancia de corto circuito , según lo indica la tabla 4.10

Tabla 4.10: de transformadores .

Referencia : Norma : UNE EN - 60076 - 5 . [10]

Adaptación : Autor

<b>Impedancias de dos devanados separados</b>			
S ( KVA )	Zcc.min ( % )	S ( KVA )	Zcc.min ( % )
25 a 630	4	25001 a 40000	10
631 a 1250	5	40001 a 63000	11
1251 a 2500	6	63001 a 100000	12.5
2501 a 6300	7	>100000	>12.5
6301 a 25000	8		

**c .- GRUPOS DE CONEXIÓN**

La conexión de transformadores trifásicos de potencia se realiza en base a las siguientes combinaciones :

- Conexión : Estrella - Estrella .
- Conexión : Triángulo - Triángulo .
- Conexión : Estrella - Triángulo.
- Conexión : triángulo - Estrella .
- Conexión : Zigzag .

**c .- SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO**

Los sistemas de enfriamiento de un transformador están ligados a su capacidad , comúnmente se utilizan los siguientes :

- Enfriamiento natural
- Enfriamiento con aire forzado
- Enfriamiento con aceite forzado
- Enfriamiento con agua forzado

En la tabla 4.11 , se indica un resumen de los tipos de enfriamiento utilizados para transformadores de potencia .

Tabla 4.11: Sistemas de enfriamiento para transformadores de potencia .

Referencia : Norma UNE EN 60076 - 5 .[10]

Adaptación : Autor

<b>Tipos de enfriamiento</b>		<b>Definición</b>
Transformadores sumergidos en aceite aislante		
Nomenclatura anterior	Nomenclatura actual	
OA	ONAN	Enfriamiento natural
OA / FA	ONAN / ONAF	Enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado ( ventiladores )
OA / FOA / FOA	ONAN / ODAF / ODAF	Enfriamiento natural / aceite dirigido - aire forzado / aceite dirigido - aire forzado
FOA	OFAF	Enfriamiento con aceite forzado y con aire forzado
OW	ONWN	Enfriamiento por agua
FOW	OFWF	Enfriamiento de aceite forzado y enfriadores de agua forzada

#### **d .- PARTES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

Las partes fundamentales de un transformador de potencia se resumen en :

- Núcleo ferromagnético
- Devanados de cobre
- Aceite dieléctrico
- Bujes de alto y medio voltaje
- Conmutador de voltaje
- Tanque principal
- Tanque conservador de aceite

- Ventiladores y radiadores
- Partes y equipos de protección .

En la figura 4.29 , se muestra una sección de partes y elementos de un transformador de potencia .

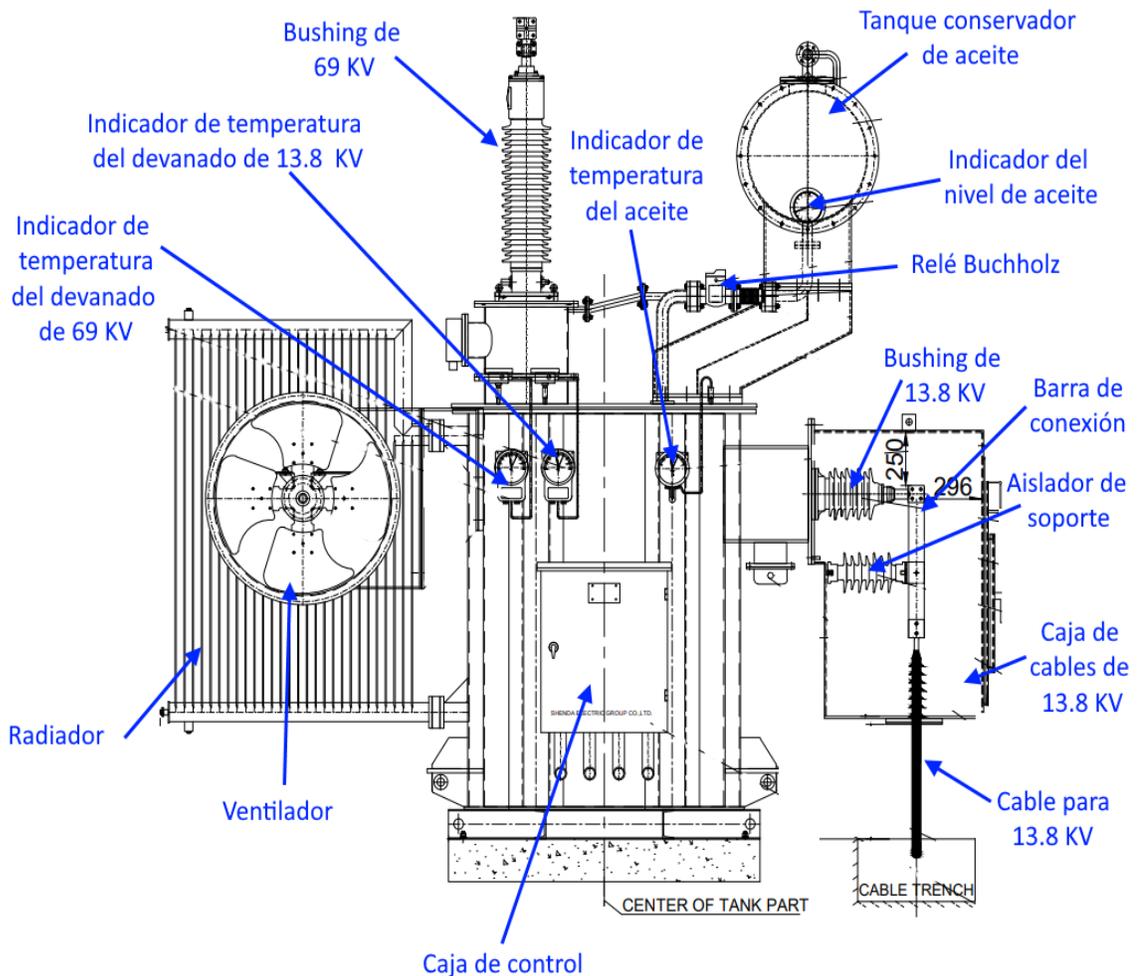


Figura 4.29: Vista 1 . Partes de un transformador de potencia .

Referencia: Shenda Electric Group . CO . LTD .

Adaptación: Autor

En la figura 4.30 , se muestra otra sección de partes y elementos de un transformador de potencia , se observa las válvulas del radiador tanto superior como inferior , la válvula de drenaje , el controlador del conmutador de voltajes y el respirador del tanque conservador de aceite.[12]

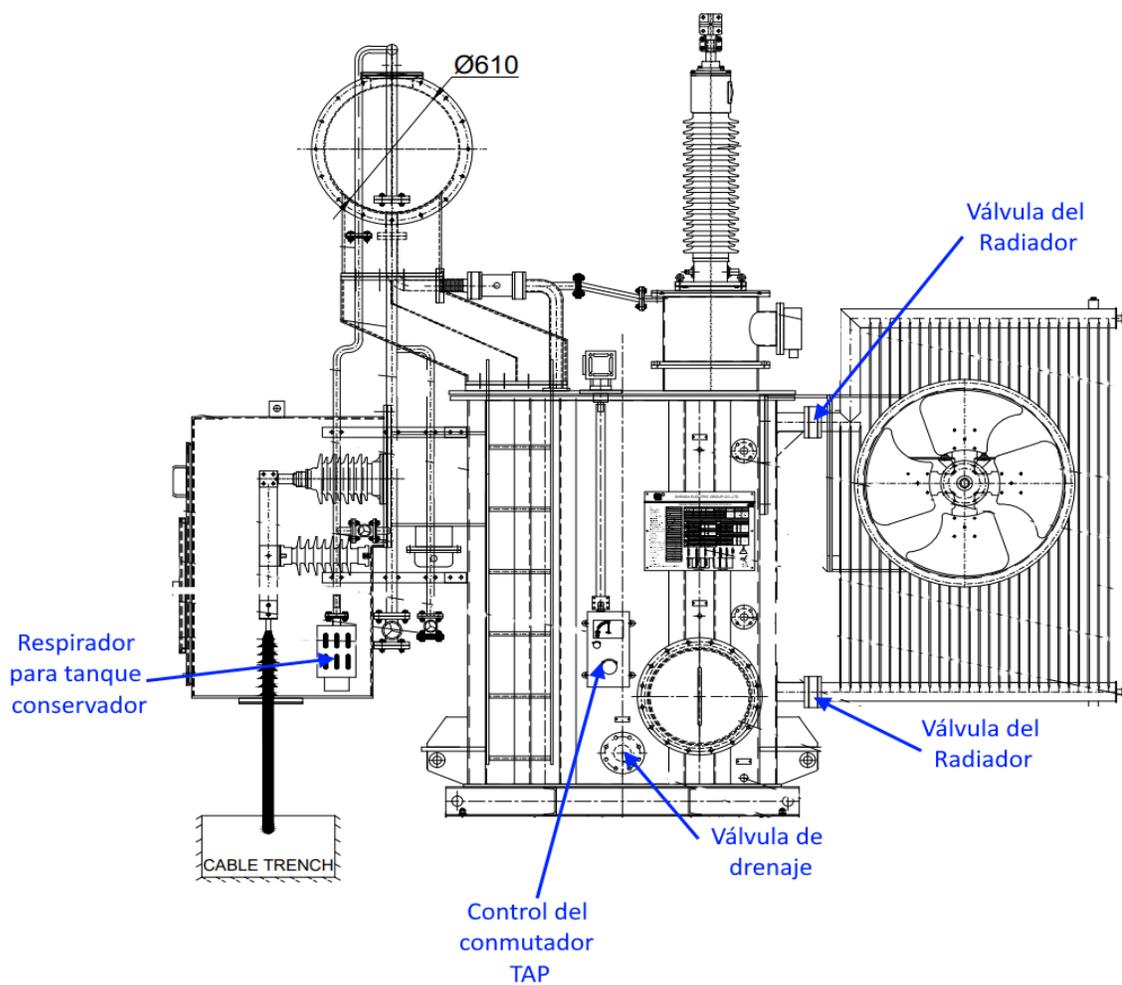


Figura 4.30: Vista 2 . Partes de un transformador de potencia .

Referencia: Shenda Electric Group . CO . LTD .

Adaptación: Autor

En la figura 4.31 , se muestra otra sección de partes y elementos de un transformador de potencia , específicamente las válvulas de sobre presión y llenado , además del conmutador de voltaje o TAP .

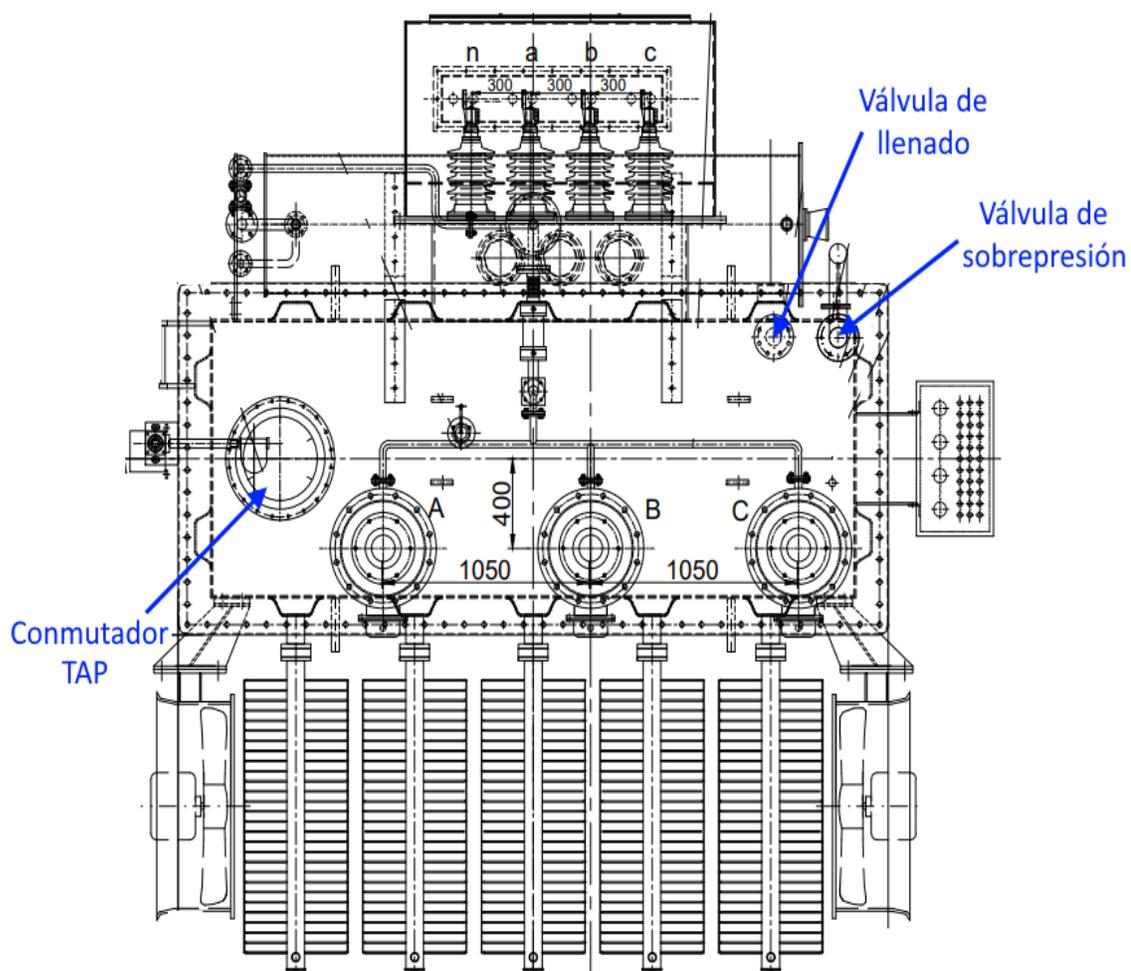


Figura 4.31: Vista 3 . Partes de un transformador de potencia .

Referencia: Shenda Electric Group . CO . LTD .

Adaptación: Autor

**d.- PROTECCIONES PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

Para garantizar la correcta operación y protección de un transformador de potencia , se consideran los siguientes tipos de protecciones :

- Protecciones contra sobrecorrientes
- Protecciones contra sobrevoltajes
- Protecciones contra sobrecalentamiento
- Protecciones propias para máquinas e instalaciones .

Las protecciones contra sobre corrientes , sobre voltajes y sobrecalentamiento se consideran de tipo externas , mientras que las protecciones propias de la máquina se consideran internas .

**d.1.- PROTECCIONES PROPIAS DE UN TRANSFORMADOR**

Son las protecciones internas que presenta un transformador , entre las cuales se identifican [31]:

- Relé Buchholz ( 63 B ).
- Relé Buchholz - Jansén ( 63 J ).
- Imagen térmica - ( 49 ).
- Termómetro - ( 26 - 1 ).
- Termostato - ( 26 - 2 ).
- Válvula de sobre presión ( 63L ).
- Indicadores de nivel ( 63 NT - 63 NR ).

**El relé Buchholz** , es un elemento de control de gases generados internamente en el aceite por efectos térmicos producidos por fallas eléctricas en los devanados o en el núcleo , que originan calentamiento o arcos eléctricos, este dispositivo se utiliza únicamente en transformadores con depósito conservador de aceite .

**El relé Buchholz Jansen** , es un dispositivo de control de gases generados en el interior del conmutador de voltaje , conmutador que puede operar manualmente o motorizado de forma automática en la regulación del voltaje

en el transformador .

**Sistema de Imagen térmica , termómetro y termostato** , son elementos que detectan la temperatura interior del transformador , ante posibles fallas eléctricas en los devanados , cualquier incremento de temperatura en el interior del transformador que sobre pase los valores establecidos como normales , hace que se encienda una alarma o puede llegar a disparar el transformador ( sacarlo de servicio ) .[35]

**La válvula de sobre presión** , conocida también como válvula de alivio de presión , es un dispositivo colocado en la parte superior del tanque , que mediante el rompimiento de una membrana libera gases al exterior , cuando internamente se produce una falla eléctrica en los devanados , el aceite calienta y genera rápidamente gases lo cual lleva a un incremento peligroso de la presión interna del transformador , pudiendo deformar el tanque o inclusive llegar a fisurarlo . [31]

**Los indicadores de nivel** , tanto para el tanque principal como para el tanque conservador de aceite , indican los niveles reales internos de aceite existente en el interior de los tanques del transformador.

## **d .2 .- PROTECCIONES EXTERNAS DE UN TRANSFORMADOR**

Las protecciones externas son elementos y equipos que protegen al transformador ante sobre corrientes , sobre voltajes y sobre calentamiento .

### **d .2.1 .- PROTECCIONES CONTRA SOBRE CORRIENTES .**

La protección contra sobre corrientes en un transformador , se puede realizar mediante los siguientes métodos :

- Sobre corriente: Neutro - Estrella ( 51 G ).
- Diferencial de corriente ( 87 ).
- Sobre corriente: ( 50 - 51 - 51N ).

Los equipos con los cuales se puede desarrollar estos métodos de protección contra sobrecorrientes ( sobre cargas , corto circuitos , etc ) , son conocidos como relés de control y protección , los mismos que se clasifican en :

- Instantáneos.
- Retardados.

**Los relés de acción instantánea**, actúan directamente en el instante de la falla , disparando el equipo de control ( interruptor , reconectador , etc ) en el preciso momento de la falla .

**Los relés de acción retardada** , permiten programar el tiempo de disparo del equipo de control ( interruptor , reconectador , etc ) , seleccionando el tiempo en el cual se debe producir el disparo , esto es posible realizarlo de manera definida ( Relé de tiempo definido ) o de mediante una ecuación de control o disparo mediante relés conocidos como de tiempo inverso . [35]

Son muy utilizados los relés de tiempo inverso , ya que permiten programar las curvas de disparo o curvas de protección , lo cual es muy necesario para la coordinación de protecciones ( las fallas deben ser despejadas en los puntos mas cercanos a las fallas )

Entre las características de **los relés de tiempo inverso** , se identifican las siguientes :

- Normalmente Inversa .
- Muy inversa.
- Extremadamente inversa .
- Inversa de larga duración .

#### **d .2.2 .- PROTECCIÓN CONTRA SOBRE VOLTAJES .**

Las protección de un transformador de potencia respecto a sobre voltajes generados por maniobras , por descargas atmosféricas o por fallas producidas en subestaciones tipo GIS ( Subestaciones encapsuladas o aisladas en SF6 ) se realiza mediante la aplicación de descargadores de sobre voltaje ( supresores de pico ) , instalados tanto en el lado de 69 KV , como en 13,8 KV , el análisis y detalle de los correspondientes cálculos para la selección y dimensionamiento de un descargador ( DPS ) , se presenta en la sección 4 . 2 .

#### **d .2.3 .- PROTECCIONES CONTRA SOBRE CALENTAMIENTO .**

La temperatura que se genera en los devanados del transformador pueden llegar a superar los correspondientes niveles de aislamiento , con lo cual los conductores de los devanados quedan expuestos a corto circuitos , ante esta situación cada transformador presenta un límite térmico de operación , límite conocido también como curva de daño térmico .

**e.- CURVA DE DAÑO TÉRMICO DE UN TRANSFORMADOR .**

La curva de daño térmico de un transformador , es el límite de operación antes que se rompa el aislamiento de sus devanados , esta curva se define mediante un conjunto de puntos , que de acuerdo a la tabla 4.12 , se establece los siguientes :[31]

Tabla 4.12: Curva de daño térmico .Para Transformadores de categoría III

Norma : IEEE C57.109 - 1993 [11]

Adaptación : Autor

<b>Puntos para DAÑO ELÉCTRICO</b>		
<b>Tiempo (seg)</b>	<b>Corriente (pu)</b>	<b><math>I^2T</math></b>
1800	2	7200
300	3	2700
60	4.75	1354
30	6.3	1192
10	11.3	1277
2	25	1250
<b>Puntos para DAÑO MECÁNICO</b>		
5000 Z (pu) <sup>2</sup>	0.5 / Z (pu)	1250
8	0.5 / Z (pu)	2/Z (pu) <sup>2</sup>
2	1/Z (pu)	2/Z (pu) <sup>2</sup>

**Transformadores categoría III :**

Monofásicos : 1668 a 10 000 KVA .

Trifásicos : 5001 a 30 000 KVA .

**Daño Eléctrico :**

El aislamiento del transformador puede soportar una corriente de 2 veces por unidad , durante 1800 segundos ( 30 minutos ) , cuando la corriente es 25 veces por unidad , el aislamiento puede soportar hasta 2 segundos , de la misma manera los otros puntos .[31]

**Daño Mecánico :**

Este límite establece los puntos de esfuerzos dinámicos máximos que puede ocurrir en los conductores de los devanados por efecto de una corriente de falla ( corto circuito ) . La relación entre el tiempo y la corriente están ligados a

la impedancia del transformador segun lo indica la correspondiente tabla .

Para el primer punto :

$$\text{Tiempo } t = 5000 * (Z_{pu})^2$$

$$\text{Corriente por unidad : } I_{pu} = 0,5 / Z_{pu}$$

Para una impedancia :  $Z_{cc} = 9\%$

Entonces :

$$t = 5000 * (0,09)^2 = 40,5 \text{ segundos}$$

$$I_{pu} = 0,5 / (0,09) = 5,56 \text{ pu .}$$

En la tabla 4.13 , se muestra el calculo de los puntos de corriente para la construcción de la curva de daño térmico y mecánico del transformador en estudio :

**Transformador :**

Voltajes : 69 KV / 13,8 KV

Capacidad : 24 MVA

Impedancia :  $Z_{cc} = 9\%$

Grupo de conexión : Delta / Estrella con neutro

Inom.69 KV = 200,82 A .

Tabla 4.13: Curva de daño térmico . 24 MVA . 69 KV / DELTA

Referencia : IEEE C57.109 - 1993.[11]

Aplicación : Autor

<b>Curva de daño térmico . 69 KV / Delta</b>			
<b>Tiempo (seg)</b>	<b>Corriente (pu)</b>	<b>Inom.(A)</b>	<b>I (A)</b>
1800	2	200.82	401.6
300	3	200.82	602.4
60	4.75	200.82	953.8
30	6.3	200.82	1265.04
10	11.3	200.82	2269.04
2	25	200.82	5020
<b>Curva de daño mecánico</b>			
40.5	5.56	200.82	1116.45
8	5.56	200.82	1116.45
2	11.11	200.82	2230

En la tabla 4.14 , se muestra el resumen de cálculos para los puntos de corriente en el lado estrella del transformador , para lo cual se considera el factor de conexión delta - estrella , que permite ajustar la corriente por unidad en el lado estrella , esto es :

**Norma : IEEE C57.109 - 1993 . [11]**

$K(\text{delta} - \text{estrella}) = 0,58$

Por lo tanto :

$I_{pu^*} = I_{pu} * K(\text{delta} - \text{estrella})$

Además :

$Inom. 13,8 \text{ KV} = 1004,1 \text{ A} .$

$Inom.13,8 \text{ KV} . \text{Vista desde } 69 \text{ KV} = 200,82 \text{ A} .$

Entonces :

Para  $t = 1800$  segundos :

$I = I_{pu} * K(\text{delta} - \text{estrella}) * Inom.13,8 \text{ KV} . \text{ Vista en } 69 \text{ KV} .$

$I = 2 * 0,58 * 200,82 = 232,95 \text{ A} .$

De igual manera para los siguientes puntos .

Tabla 4.14: Curva de daño térmico . 24 MVA . 13.8 KV . ESTRELLA  
Referencia : IEEE C57.109 - 1993 .  
Aplicación : Autor

<b>Curva de daño térmico . ESTRELLA</b>					
<b>Tiempo (seg)</b>	<b>Corriente (pu)</b>	<b>K (Delta-Estrella)</b>	<b>Ipu*</b>	<b>Inom / 69 KV</b>	<b>I (A)</b>
1800	2	0.58	1.16	200.82	232.95
300	3	0.58	1.755	200.82	349,43
60	4.75	0.58	2.26	200.82	352.44
30	6.3	0.58	3.654	200.82	453.85
10	11.3	0.58	6.554	200.82	733.79
2	25	0.58	14.5	200.82	1336.54
<b>Curva de daño mecánico. ESTRELLA</b>					
40,5	5,56	0.58	3.2248	200.82	647.60
8	5,56	0,58	3.2248	200.82	647.60
2	11,11	0,58	6.4438	200.82	1294.04

En la figura 4.32, se muestra las curvas de daño térmico del transformador en estudio, tanto para el lado delta (69 KV) como para estrella (13,8 KV).

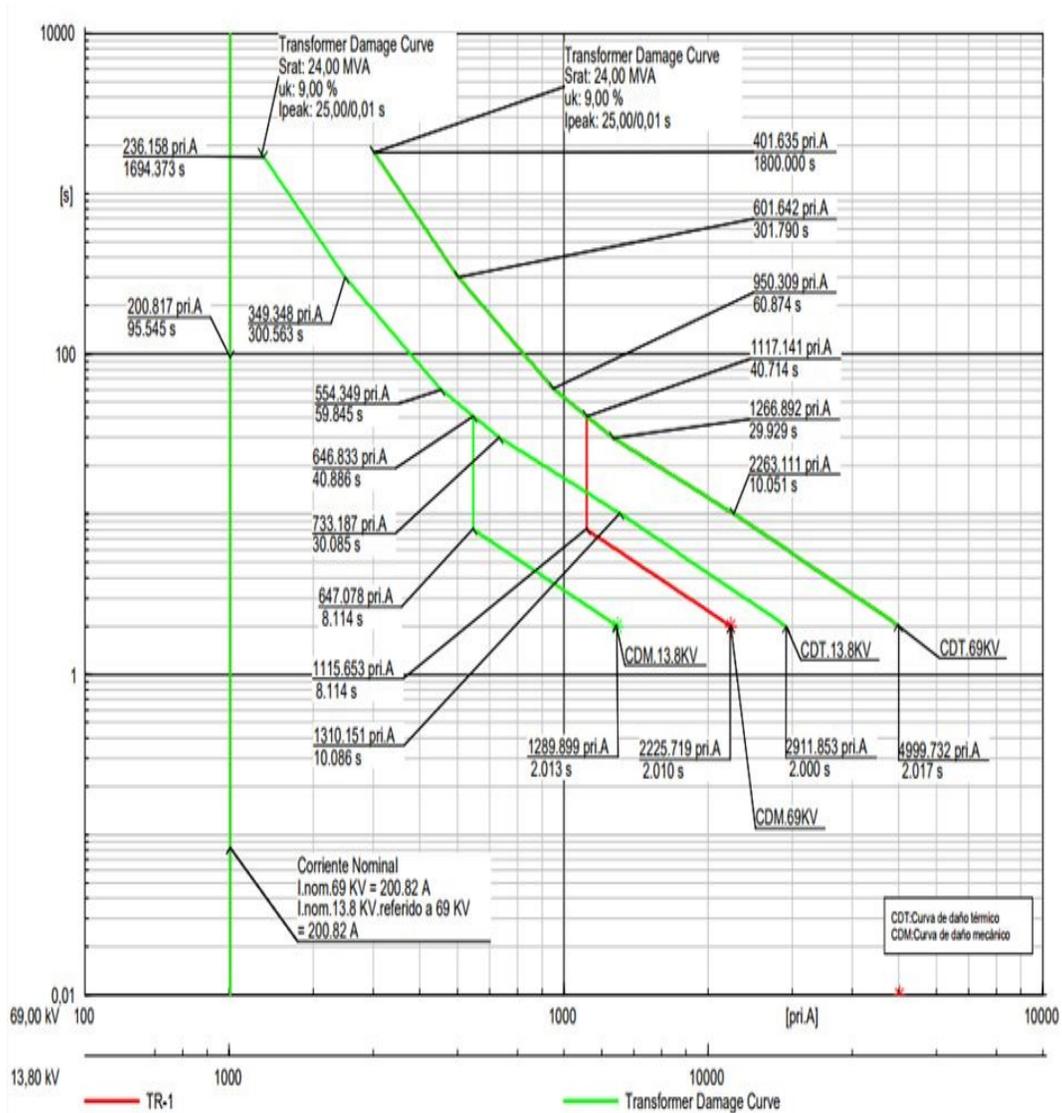


Figura 4.32: Curvas de daño térmico de un transformador de potencia .[3]

24 MVA / 69 KV - 13,8 KV / Zcc = 9 %

Herramienta : Power Factory . Digsilent

Aplicación : Autor

En la figura 4.33 , se muestra el sistema de potencia en estudio , la subestación principal de alimentación ( Dos Cerritos ) , las líneas de subtransmisión 1 y 2 y la subestación en análisis (Transformador de 24 MVA), se define los relés de protección en 69 KV y 13,8 KV .

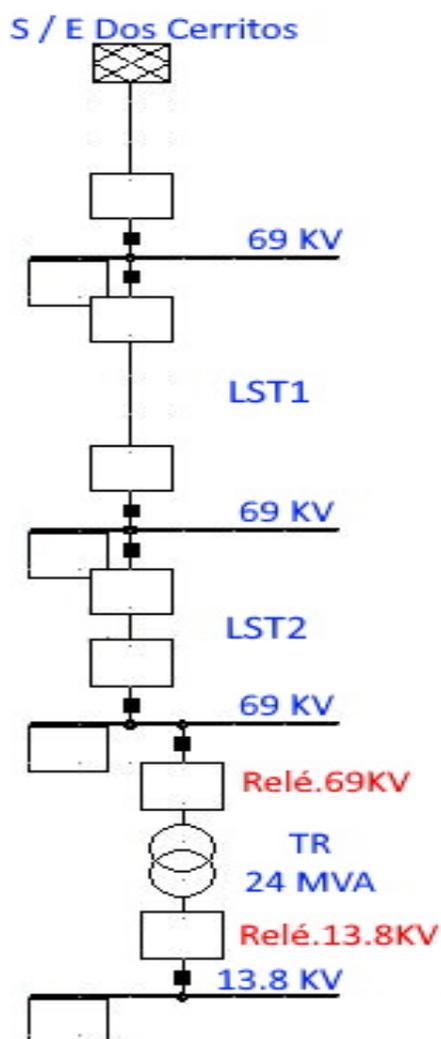


Figura 4.33: Sistema eléctrico de potencia en estudio .

Herramienta : Power Factory . Digsilent .[3]

Aplicación : Autor

En la figura 4.34 , se muestra la configuración para generar las curvas de daño del transformador de potencia .

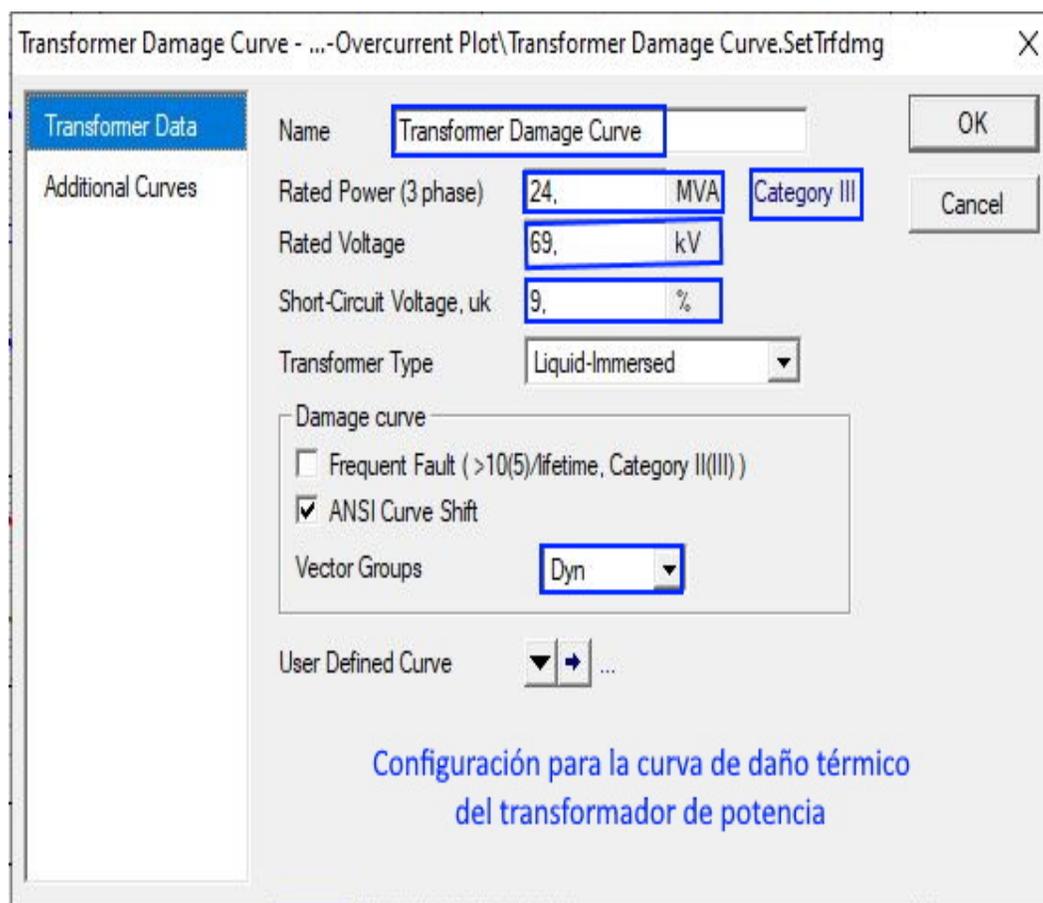


Figura 4.34: Configuración para curvas de daño de un transformador de potencia de 24 MVA . Delta - Estrella . 69 KV / 13,8 KV / Zcc = 9% .

Herramienta : Power Factory . Digsilent .[3]

Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor

**e.- CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN ( INRUSH ).**

La corriente de magnetización o llamada comúnmente Inrush , es la corriente de energización del transformador y su valor pico está en función de :

- La capacidad del transformador
- El flujo de dispersión generado en los devanados
- El lado desde donde se alimenta el transformador ( reductor o elevador )

Cuando un transformador es alimentado desde el lado de mayor voltaje (reductor) , el pico de la corriente Inrush está alrededor de **12 a 25 veces la corriente nominal** , durante un periodo transitorio comprendido entre 0,1 y 0,7 segundos .

Pero si el transformador es alimentado desde el lado de menor voltaje (elevador) , el flujo de dispersión generado en el devanado que recibe la alimentación es menor , por lo tanto el valor pico de la corriente Inrush está alrededor de **24 a 60 veces la corriente nominal** .[11]

A medida que aumenta la capacidad del transformador el valor pico de la corriente Inrush es menor , considerando que el valor pico de corriente ocurre en un tiempo de 0,01 segundo ( 10 mili segundos ) .

Para determinar con precisión este valor pico demanda modelar la reactancia de saturación magnética presentada por el núcleo del transformador , considerando que el **mayor valor pico de corriente** sucede cuando :

- El transformador es energizado a vacío .
- Cuando es energizado en el instante que la onda de voltaje está en el cruce por cero ( Si el voltaje está en cero , la corriente atrasa 90 grados y está en su valor pico ) , para controlar el pico de corriente Inrush la energización debe suceder cuando el voltaje esté en su pico máximo , con lo cual la corriente estaría en su valor mínimo .
- Cuando el transformador es alimentado desde el devanado de menor voltaje ( Transformadores elevadores )

**Norma : IEEE C57.109 - 1993[11]**

Esta norma establece dos puntos para crear el límite dado por la corriente Inrush , límite que el sistema de protección y control no debe confundir con corriente de falla , sino que debe permitir que el transformador arranque y no disparar ninguna protección. Estos puntos son :

Punto 1 :

**Para  $t = 0.01$  seg ....  $I = 25 * I_{nom}$**

Punto 2 :

**Para  $t = 0.1$  seg ....  $I = 12 * I_{nom}$**  Recomendando utilizar la recta formada por los dos puntos cuando la protección sea dada por un **fusible** y para **relés** es suficiente considerar el punto 2 ( Para  $t = 0.1$  segundo , corriente de 12 veces la nominal ) .

En la figura 4.35, se indica las curvas de daño térmico del transformador y los límites de corriente nominal y de energización ( Inrush ) .

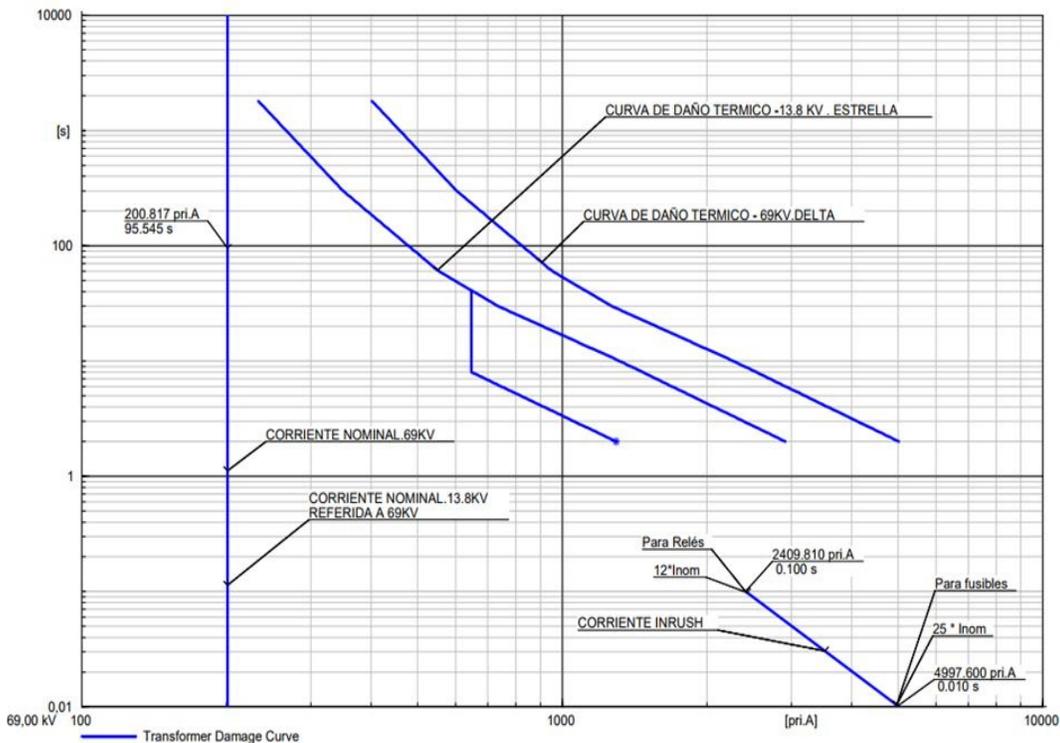


Figura 4.35: Daño térmico , corriente nominal y corriente Inrush .

Transformador de 69 KV / 13,8 KV / 24 MVA /  $Z_{cc} = 9\%$

Herramienta : Power Factory . Digsilent

Norma : IEEE C57.109 - 1993 .

Aplicación : Autor .

En la figura 4.36 , se presenta la configuración del límite de la corriente Inrush , que de acuerdo a la noma Ansi / IEEE C.57.109 - 1993 [11], se construye mediante dos puntos , para 12 y 25 veces la corriente nominal en tiempos respectivamente de 0,1 y 0,01 segundos .

Según la norma citada , para protecciones mediante fusibles utilizar los dos puntos , mientras que si se utiliza relés de protección se recomienda utilizar únicamente el punto :

Inrush = 12 \* Inom .... ( t = 0,1 segundos )

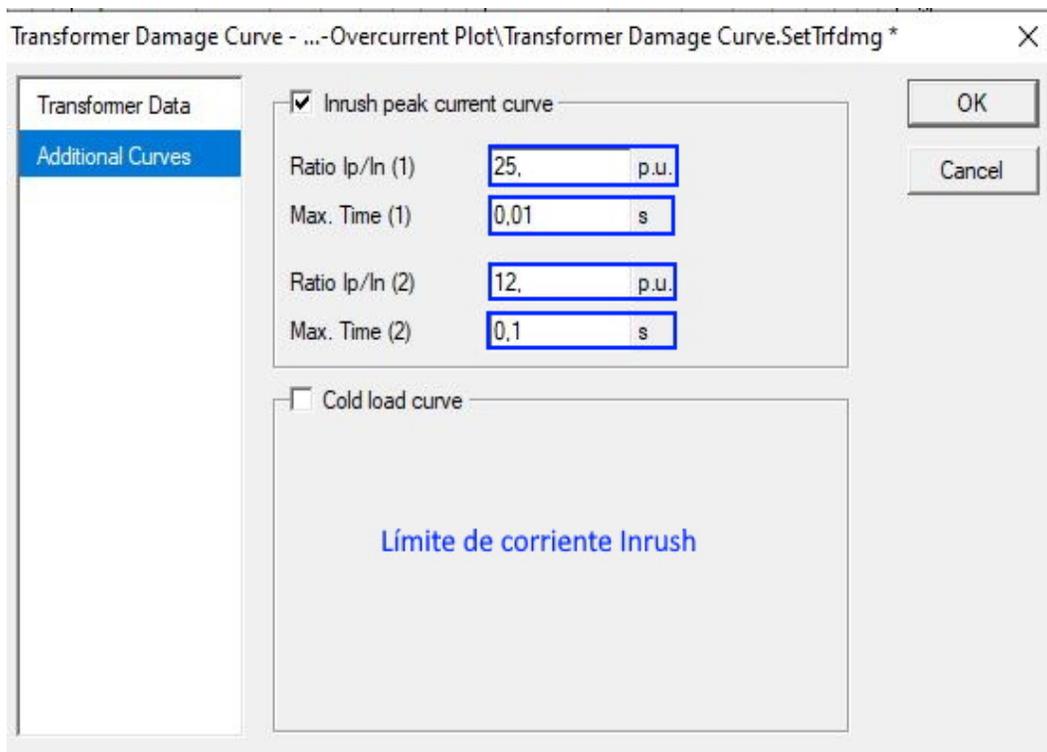


Figura 4.36: Configuración del límite de corriente Inrush de un transformador de potencia de 24 MVA . Delta - Estrella . 69 KV / 13,8 KV / Zcc = 9% .

Herramienta : Power Factory . Digsilent .

Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor

### f.- RELÉS DE PROTECCIÓN DE TIEMPO INVERSO .

Los relés de protección de tiempo inverso , son equipos programables de acción retardada aplicables para métodos de **control ante sobre corrientes** , que presentan curvas de acción conocidas como , normalmente inversa , muy inversa , extremadamente inversa e inversa de larga duración .[36]

La ecuación que define una protección de sobre corriente de tiempo retardado es :

$$T_{OP} = \left( \frac{A}{\left( \frac{I_{OP}}{I_{pickup}} \right)^B - C} + D \right) * \frac{Dial}{E} \quad (4.17)$$

Donde :

$T_{op}$  = Tiempo de disparo del equipo de protección .

A , B , C , D , E = Constantes .

$I_{op}$  = Corriente de disparo ( análisis )

$I_{pickup}$  = Corriente de arranque , base , o referencia del control . Es el desplazamiento de la curva en sentido horizontal ( derecha - izquierda ) .

Dial = Factor de tiempo ( Es el factor de desplazamiento de la curva en sentido vertical )

Tanto la  $I_{pickup}$  , como el DIAL , son factores que sirven para ubicar la curva de protección o disparo dentro de los límites necesarios , en la figura 4.37 , se indica la forma de una curva de protección inversa .

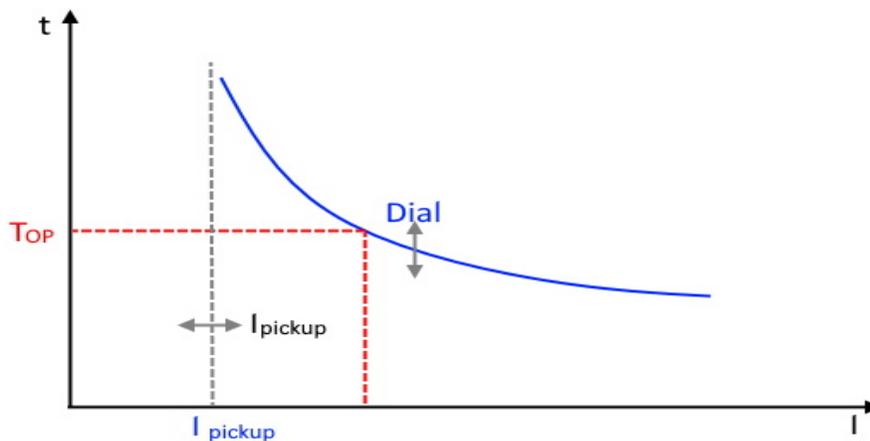


Figura 4.37:  $I_{pickup}$  y Dial de una curva inversa de protección . Autor

En la tabla 4.15 , se indica un resumen de las ecuaciones para cada tipo de curva , según normativa IEC .

Tabla 4.15: Ecuaciones para curvas de relés de tiempo inverso  
Referencia : **Norma : IEC**  
Adaptación : Autor

ECUACIONES IEC			
Característica	Símbolo	Constantes	Ecuación
Normalmente inverso	NI	A= 0,14 / B= 0.02 / C= 1 / D= 0 / E= 1	$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{0,02} - 1} * D[seg]$
Muy inversa	VI	A= 13.5 / B= 1 / C= 1 / D= 0 / E= 1	$t = \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} * D[seg]$
Extremadamente inversa	EI	A= 80 / B= 2 / C= 1 / D= 0 / E= 1	$t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} * D[seg]$
Inversa de larga duración	LI	A= 120 / B= 1 / C= 1 / D= 0 / E= 1	$t = \frac{120}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} * D[seg]$

t = Tiempo de disparo .

I = Corriente de análisis

I<sub>p</sub> = Corriente puesta por el TC y el TAP seleccionado .

Dial = Factor de tiempo .

En la tabla 4.16 , se indica un resumen de las ecuaciones para cada tipo de curva , según normativa ANSI / IEEE .

Tabla 4.16: Ecuaciones para curvas de relés de tiempo inverso.  
Norma : ANSI / IEEE . Adaptación : Autor

ECUACIONES . ANSI / IEEE .			
Característica	Símbolo	Constantes	Ecuación
Norm.Inversa	NI	A= 44.67 / B= 2.0938 / C= 1 / D= 0.8983 / E= 5	$t = \left( \frac{8,9341}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{2,0938} - 1} + 0,17966 \right) * D[seg]$
Muy inversa	VI	A= 13.5 / B= 1 / C= 1 / D= 0 / E= 1	$t = \left( \frac{3,922}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} + 0,0982 \right) * D[seg]$
Extrem. Inversa	EI	A= 80 / B= 2 / C= 1 / D= 0 / E= 1	$t = \left( \frac{5,64}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} + 0,02434 \right) * D[seg]$
Inversa de larga duración	LI	A= 120 / B= 1 / C= 1 / D= 0 / E= 1	$t = \left( \frac{5,6143}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} + 2,18592 \right) * D[seg]$

t = Tiempo de disparo .

I = Corriente de análisis

I<sub>p</sub> = Corriente puesta por el TC y el TAP seleccionado .

Dial = Factor de tiempo .

En la figura 4.38 , se indica la configuración del transformador de corriente que se va a utilizar en el lado de 69 KV . [37]

$I_{nom} = 200,82 \text{ A}$

Por lo tanto se decide :

TC : 250 / 5 A .

TC.primario = 250 A .

TC.secundario = 5 A .

Current Transformer - Grid\LST3\Cub\_1\TC-69.StaCt

Basic Data

Name: TC-69

Type: Library\TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Out of Service:

Cubicle: ...

Location

Busbar: Grid\LST3

Branch: Grid\TR-1

Orientation: Branch

Primary

Tap: 250 A

Set

Secondary

Tap: 5 A

Connection: Y

Ratio: 250A/5A Complete Ratio: 250A/5A

No. Phases: 3 Phase Rotation: a-b-c

OK Cancel

Figura 4.38: Configuración del Transformador de corriente en 69 KV .

Herramienta : Power Factory . Digsilent .

Norma : Ansi / IEEE .

Aplicación : Autor

En la figura 4.39 , se indica la configuración del transformador de corriente que se va a utilizar en el lado de 13,8 KV .

$I_{nom} = 1004,1 \text{ A}$

Por lo tanto se decide :

TC : 1250 / 5 A .

TC.primario = 1250 A .

TC.secundario = 5 A .

Current Transformer - Grid\LST4\Cub\_1\TC-13.8.StaCt

Basic Data

Name: TC-13.8

Type: ...brary\TRANSFORMADOR-DE-CORRIENTE-13.8

Additional Data

Description

Out of Service

Cubicle: ...

Location

Busbar: Grid\LST4

Branch: Grid\TR-1

Orientation: -> Branch

Primary: TC.prim

Tap: 1250, A

Set

Secondary: TC.sec

Tap: 5, A

Connection: Y

Ratio: 1250A/5A Complete Ratio: 1250A/5A

No. Phases: 3 Phase Rotation: a-b-c

OK

Cancel

Figura 4.39: Configuración del Transformador de corriente en 13,8 KV .

Herramienta : Power Factory . Digsilent . [3]

Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor

En la figura 4.40, se muestra la ventana de configuración general de funciones de protección , en este caso utilizaremos :

Método de protección : Sobre corrientes

Función 51P : Protección muy inversa .

Función 50P : Protección instantánea .

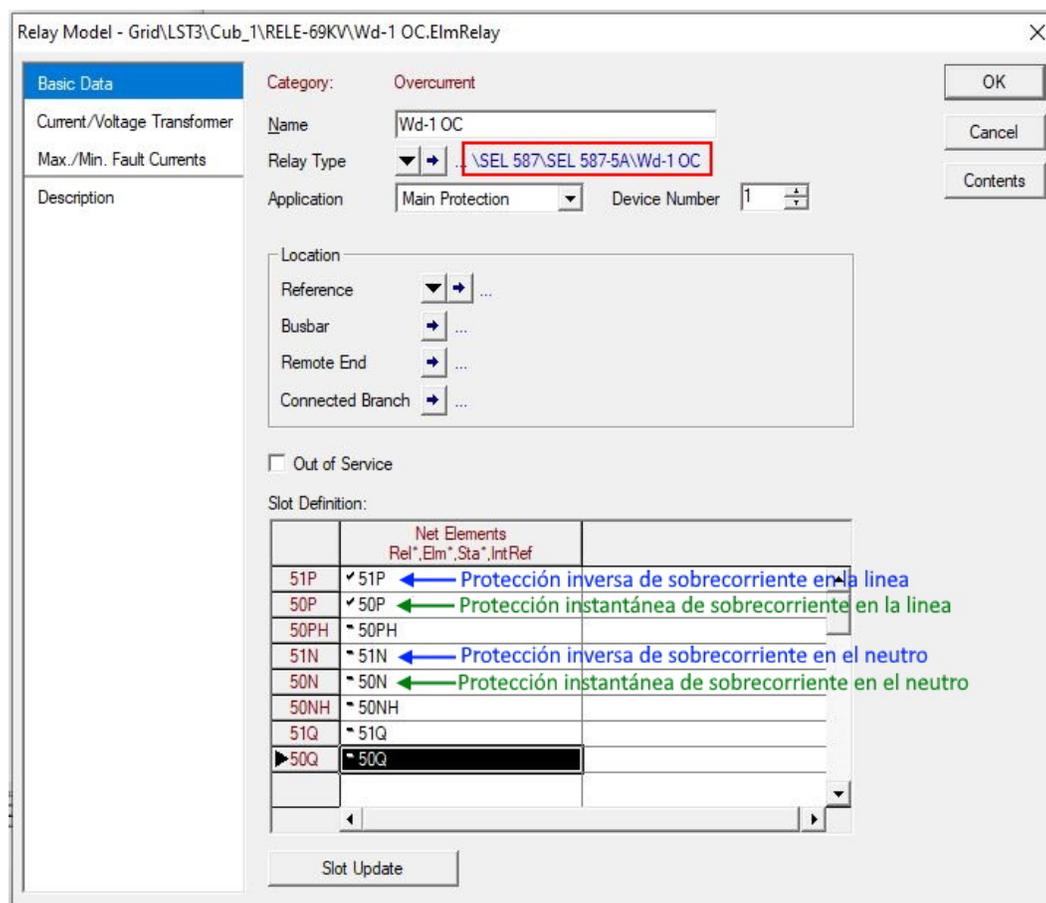


Figura 4.40: Configuración de funciones de protección ( 51P - 50P ) .

Herramienta : Power Factory . Digsilent . [3]

Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor

**f. 1.- CORRIENTE BASE DE CONTROL (  $I_{pickup}$  ).**

La corriente base de control o de arranque , es el límite de corriente desde donde se genera la curva de protección dada por el correspondiente relé , en la terminología de relés a esta corriente también se lo conoce como  $I_{pickup}$  , la misma que se define como : [36]

$$I_{pickup} = \frac{TAP * K_{relé} * TC_{prim.}}{TC_{sec.}} \quad (4.18)$$

Donde :

**$I_{pickup}$**  = Corriente límite de control

**TAP** = Factor de corriente o factor posicionamiento horizontal de la curva de protección del relé .

**$K_{relé}$**  = Factor de conversión del relé ( Normalmente es = **1,5** )

**$TC_{prim}$**  = Corriente nominal primaria del transformador de corriente .

**$TC_{sec}$**  = Corriente nominal secundaria del transformador de corriente . ( comúnmente 5A , algunos casos 1A, 2A . )

Además la corriente límite , también se define por medio de :

$$I_{pickup} = I_{nom} * K_{sc} \quad (4.19)$$

Donde :

$I_{nom}$  = Corriente nominal

$K_{sc}$  = Factor de sobrecarga , dado en función de los criterios y políticas del proyecto . En este estudio se aplicará un factor del 110 % .

$K_{sc} = 10\%$  .

Entonces para el transformador en estudio :

69 KV / 13,8 KV / 24 MVA /  $Z_{cc} = 9\%$

Se tiene :

$I_{nom.69\ KV} = 200,82\ A$  .

$I_{nom.13,8\ KV} = 1004,1\ A$  .

$K_{sc} = 110\% = 1,1$

$K_{relé} = 1,5$  . ( Relé SEL 587 )

$TC_{.69\ KV} : 250 / 5\ A$  .

$TC_{.13,8\ KV} : 1250 / 5\ A$  .

Por lo tanto :

$$\mathbf{I_{pickup} = I_{nom} * K_{sc} = (200,82A) * (1,1) = 220,9\ A}$$

Entonces podemos encontrar el valor del TAP :

$$TAP = \frac{I.pickup * TC.sec}{K.relé * TC.prim.} \quad (4.20)$$

$$TAP = \frac{220,9A * 5}{1,5 * 250} = \mathbf{2,94}$$

### f.2.- DIAL:

El dial es el factor de tiempo o simplemente factor de posicionamiento vertical de la curva , este valor se debe regular de tal manera que la curva de protección del relé siempre quede situada por debajo de las curvas de daño del transformador , un valor para empezar el proceso de ubicación de la curva de protección puede ser : [3]

**Dial = Entre 1 y 2**

Luego el valor exacto estará en función de la coordinación de protecciones que se necesita realizar .

### f.3.- CORRIENTE PUESTA POR EL TC Y EL TAP . ( Ip )

Es la corriente puesta o dada por el transformador de corriente ( TC ) utilizado y por el TAP seleccionado ( Factor de corriente para posicionamiento horizontal de la curva de protección dada por el relé . ) , se define mediante la siguiente expresión :[36]

$$Ip = \frac{TAP * TC.prim}{TC.sec.} \quad (4.21)$$

Donde :

Ip = Corriente dada o puesta por el TC y el TAP.

Para :

TAP = 2,94

TC.prim = 250 A .

TC.sec = 5 A

Entonces :

$$Ip = \frac{TAP * TC.prim}{TC.sec.} = \frac{2,94 * 250A}{5A.} = \mathbf{147 A.}$$

**f.4.- CURVA DE PROTECCIÓN MUY INVERSA. ( 51P )**

Una manera de establecer la protección del transformador es mediante la selección de una curva de protección de tiempo inverso para sobre corrientes, específicamente seleccionamos una de las cuatro aplicables , que según la norma ANSI / IEEE , utilizaremos una **curva muy inversa** , la misma que se define mediante la correspondiente ecuación de acuerdo a la tabla de ecuaciones presentadas , definida como una función de protección **51P** , dicha ecuación es [37]:

$$t = \left( \frac{3,922}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} + 0,0982 \right) * DIAL[seg] \quad (4.22)$$

Evaluamos algunos puntos para verificar la validez de la construcción de la curva de protección .

**Punto 1 :**

I = I.pickup = 220,9 A . / I<sub>p</sub> = 147 A . / DIAL = 2 segundos

$$t = \left( \frac{3,922}{\left(\frac{220,9}{147}\right)^2 - 1} + 0,0982 \right) * 2[seg] = \mathbf{6,4 \text{ segundos}}$$

**Punto 2 :**

I = 400 A . / I<sub>p</sub> = 147 A . / DIAL = 2 segundos

$$t = \left( \frac{3,922}{\left(\frac{400}{147}\right)^2 - 1} + 0,0982 \right) * 2[seg] = \mathbf{1,42 \text{ segundos}}$$

**Punto 3 :**

I = 1000 A . / I<sub>p</sub> = 147 A . / DIAL = 2 segundos

$$t = \left( \frac{3,922}{\left(\frac{1000}{147}\right)^2 - 1} + 0,0982 \right) * 2[seg] = \mathbf{0,37 \text{ segundos}}$$

Valores de tiempo ( de disparo ) que verificaremos en la correspondiente curva de característica muy inversa .

En la figura 4.41 , se muestra la curva de protección muy inversa para sobrecorrientes , función 51P , la misma que presenta la siguiente configuración :

I.pset = TAP = Factor de corriente = 2,92

T.pset = DIAL = Factor de tiempo = 2 segundos

TC : 250 / 5 A .

Se verifica los puntos ( 1 , 2 , 3 ) , de corriente - tiempo , los obtenidos en la simulación con los calculados y se observa una precisión muy alta , lo cual demuestra la validez del análisis.[37]

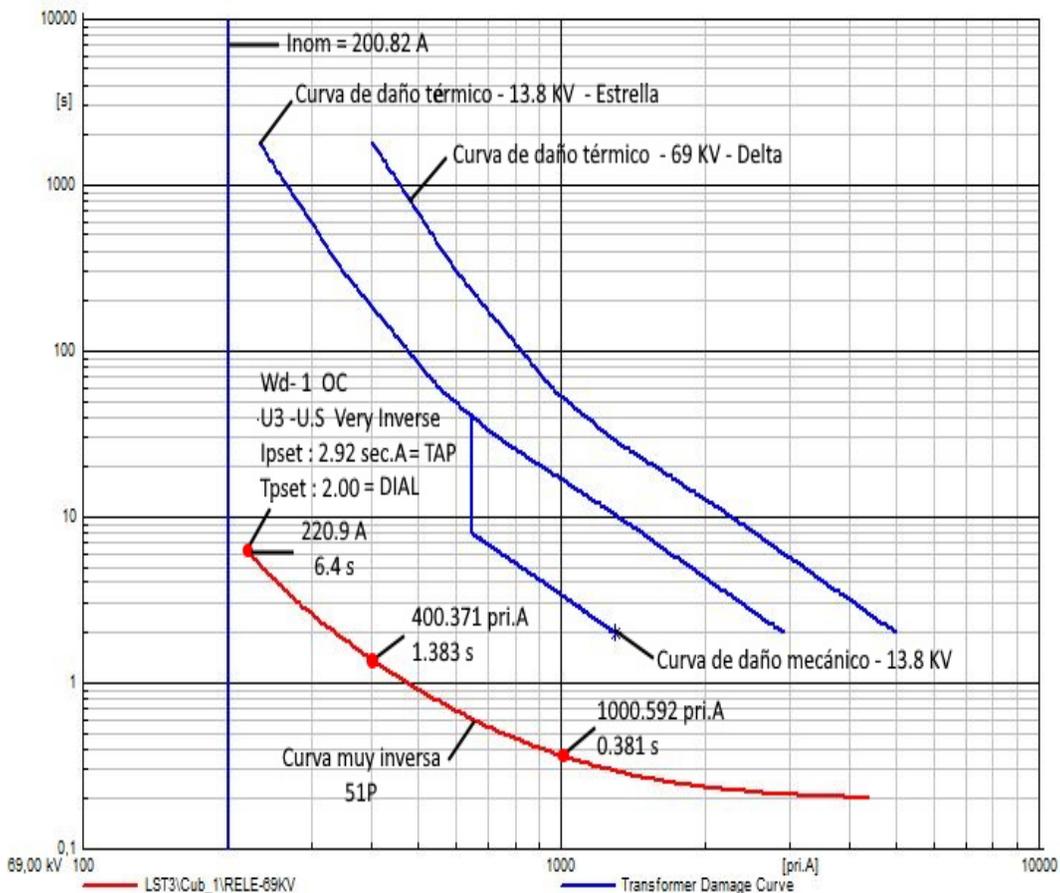


Figura 4.41: Protección ante sobrecorrientes de tipo muy inversa ( 51P )

Herramienta : Power Factory . Digsilent .

Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor



**f.5.- PROTECCIÓN INSTANTÁNEA ( 50 P )**

Del estudio de corto circuito realizado , tomamos la corriente de corto circuito simétrica rms ( **Icc.sim.rms** ) mas significativa en el lado de 13,8 KV , la misma que es :

$I_{cc.sim.rms.13,8\text{ KV}} = 5908\text{ A}$  . ( Falla : Línea - Tierra )

Esta corriente referida a 69 KV , es :

$I_{cc.sim.rms} . 13,8\text{ KV} / 69\text{ KV} = 5908\text{ A} * ( 13,8 / 69 ) = \mathbf{1181,6\text{ A}}$  . La protección inversa ( 51P ) para el lado de 69 KV debe llegar hasta un 110 % de la  $I_{cc.sim.rms.13,8\text{ KV} / 69\text{ KV}}$  , esto es :

**Límite de la protección inversa ( 51P ) . 69 KV :**

$Límite ( 51P ) . 69\text{ KV} = ( 1,1 ) * ( 1181,6\text{ A} ) = \mathbf{1299,76 = 1300\text{ A}}$  .

Esto significa que en 1299,76 Amperios termina la protección inversa ( **51 P** ) y empieza la protección instantánea ( **50 P** ) . Para la configuración de la protección instantánea ( 50 P ) , se considera :

$I_{cc.sim} = 1181,6\text{ A}$  .

Por lo tanto :

**I.pickup ( 50 P ) = Límite ( 51P ) = 1300 A** .

Por lo tanto :

**TAP = I.pickup \* TC.sec / TC.prim = 1300 \* 5 / 250 = 26**

Para un relé que opere aisladamente se puede tomar una diferencia de tiempo ( dt = alrededor de 0,2 segundos ) , para lo cual se puede tomar un dial de :

**DIAL = 0,5 ciclos**

Tiempo total de acción del relé ( t.total )

$t.total = 0,03\text{ segundos}$  ( Para un relé SEL 587 , configurado con un Dial de 0,5 segundos. )

Mas adelante que se requiera coordinar las protecciones utilizadas , empezando por la de 13,8 KV del transformador , se encontrará una posición definitiva de la protección de 69 KV , esto significa que debe encontrarse un nuevo valor de DIAL . ( Factor de tiempo que permite desplazar la protección en sentido vertical ) .[3]

Finalmente debemos verificar que la protección ante sobrecorrientes ( 51 P - 50 P ) para el lado de 69 KV del transformador , quede por debajo del punto **Inrush** , con lo cual se garantiza el arranque o energización del transformador . Cuando se utiliza relés para la protección del transformador , el límite Inrush queda reducido únicamente a un punto , el mismo que es :

**Punto Inrush = 12 \* Inom = 12 \* 200,82 A = 2409,8 A = 2410 A** .

En la figura 4.43, se indica la protección del lado de 69 KV del transformador, protección contra sobrecorrientes formada por una curva muy inversa ( 51P ) y una instantánea ( 50P ) , los parámetros de configuración son : [3]

$I_{nom} = 200,82 \text{ A}$  .

$I_{pickup} (51P) = 219 \text{ A}$  . / DIAL (51P) = 2 segundos.

$I_{pickup} (50P) = 1300 \text{ A}$  . / DIAL ( 50 P ) = 0,03 segundos .

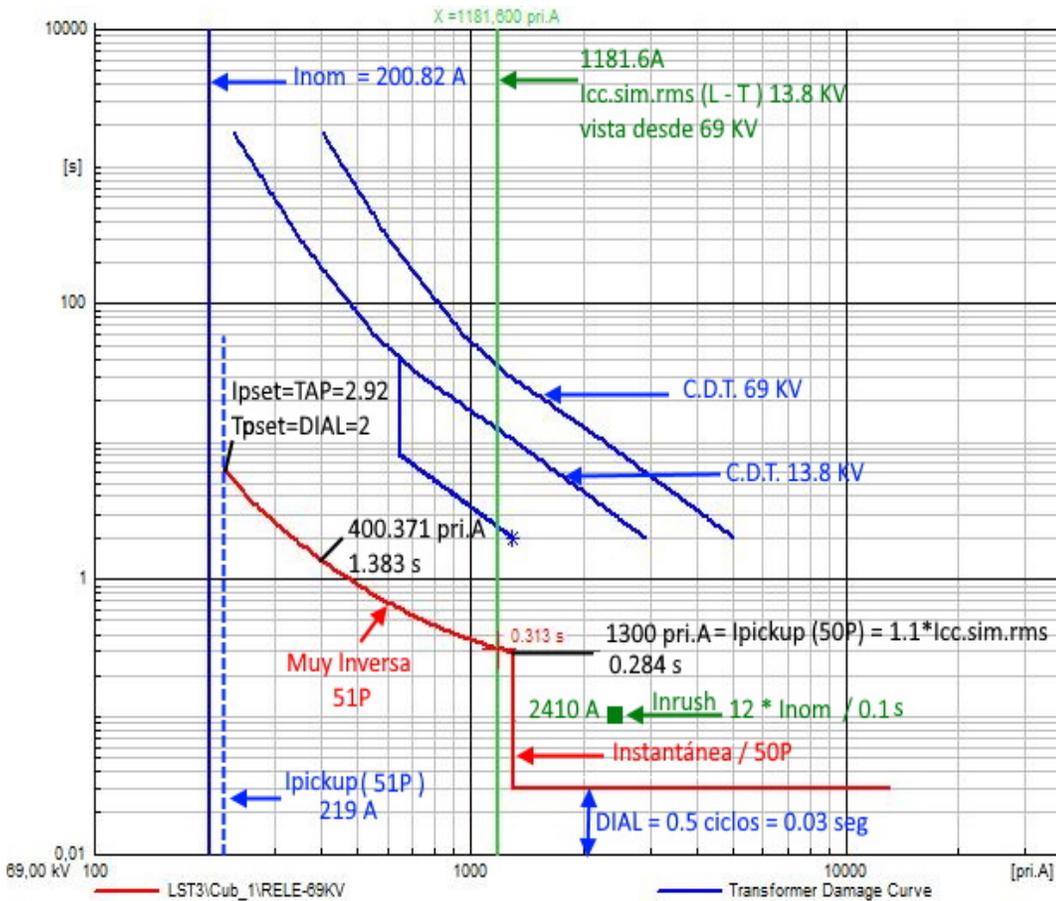


Figura 4.43: Curva de protección ante sobrecorrientes , muy inversa ( 51P ) con protección instantánea ( 50 P )

Herramienta : Power Factory . Digsilent .

Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor

En la figura 4.44 , se muestra la configuración para la protección instantánea ( 50P ) , con los siguientes parámetros :

TC : 250 / 5 A .

TAP = 26 = Pickup Current

DIAL = 0,5 ciclos = 0,03 segundos .

I.pickup = 1300 A .

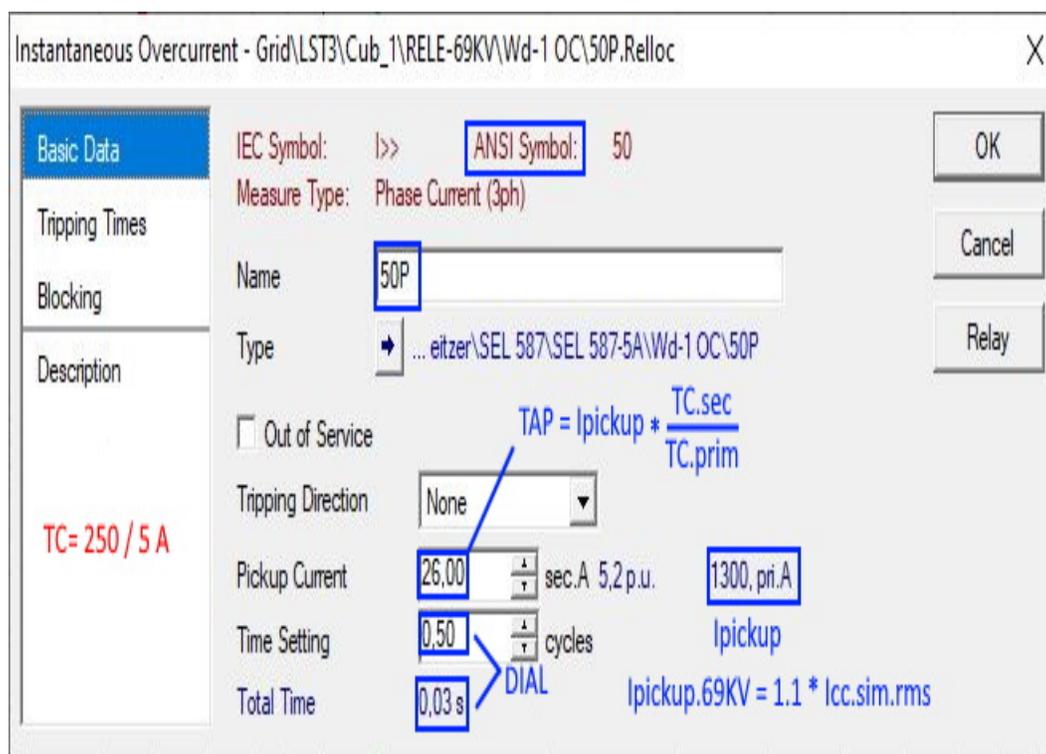


Figura 4.44: Curva de protección ante sobrecorrientes , muy inversa ( 51P ) con protección instantánea ( 50 P )

Herramienta : Power Factory . Digsilent .

Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor

**f.6.- PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR EN 13,8 KV**

Al igual que en el lado de 69 KV , para 13,8 KV aplicamos un método de protección de sobrecorrientes , para lo cual configuramos una zona de protección formado por : [38]

Una curva muy inversa ( 51P )

Una protección instantánea ( 50P )

Para definir los parámetros de configuración , respecto al **TAP** y el **DIAL** , en cada dominio de la protección es necesario considerar el criterio de tiempo mínimo de coordinación de protecciones y la nueva corriente límite entre la función 51P y 50P ( La nueva I.pickup para la función 50P en 13,8 KV ) .

**f.6 . 1 .- COORDINACIÓN DE PROTECCIONES .**

Para establecer la coordinación de protecciones del transformador , entre la aplicada en 69 KV y la de 13,8 KV , es necesario considerar los siguientes criterios :

**TIEMPO MÍNIMO :**

Se recomienda que el tiempo mínimo de diferencia en la acción ante una falla o simplemente llamado tiempo mínimo de coordinación es :

**Tiempo min. = 0.25 a 0.3 segundos**

Luego es necesario definir el límite de acción de la protección 51P , que a su vez es el inicio de la protección 50P , límite conocido como I.pickup ( 50P ) .

**I.pickup . 50P ( 13,8 KV ) :**

Para determinar la I.pickup de la protección ( 50P ) en 13,8 KV , es necesario :

I.pickup . Vista en 13,8 KV :

$I_{pickup} = 90\% * I_{cc.sim.rms} .13,8 KV$

$I_{pickup} = ( 0,9 ) * ( 5908 A ) = \mathbf{5317,2 A}$  .

Para una I.nom. 13,8 KV = 1004,1 A .

Se utiliza un transformador de corriente :

TC. en 13 ,8 KV : 1250 / 5 A .

Por lo tanto :

$TAP ( 50P ).13,8 KV = I_{pickup} * ( TC.sec / TC.prim )$

**$TAP ( 50P ).13,8 KV = 5317,2 * ( 5 / 1250 ) = \mathbf{21,26}$**

**I.pickup . 50P . Vista desde 69 KV :**

$I_{pickup} = I_{pickup} . 13,8 KV * ( 13,8 / 69 ) = 5317,2 * ( 13,8 / 69 ) = \mathbf{1063,4 A}$

Considerando los valores analizados para la coordinación de protecciones , tanto del tiempo mínimo como de la nueva corriente I.pickup de la protección ( 50p ) en 13,8 KV , se puede plantear los valores para configurar la protección en 13,8 KV , tanto para la función muy inversa ( 51P ) como para la instantánea ( 50P ) .

**CONFIGURACIÓN : 51P EN 13,8 KV :**

I.pickup.13,8 KV.Vista desde 69 KV = I.pickup.69 KV = **220,9 A .**

I.pickup.13,8 KV = 220,9 A \* ( 69/13,8 ) = **1104,5 A .**

TC : 1250 / 5 A .

K.relé = 1,5 . ( SEL 587 )

Por lo tanto :

TAP = I.pickup.13,8 KV \* TC.sec / ( TC.prim \* K.relé )

**TAP = 1104,5 A \* 5 / ( 1250 \* 1,5 ) = 2,9**

Para realizar una correcta coordinación de las protecciones , el factor de tiempo ( DIAL ) se regula en :

**DIAL = 0,5 segundos**

**CONFIGURACIÓN : 50P EN 13,8 KV :**

I.pickup.13,8 KV = **5317,2 A .**

I.pickup.13,8 KV . Vista desde 69 KV = **1063,4 A .**

TC : 1250 / 5 A .

TAP = I.pickup.13,8 KV \* TC.sec / TC.prim .

**TAP = 5317,2 \* 5 / 1250 21,26**

Para una correcta coordinación de las protecciones , es necesario que el factor de tiempo ( **DIAL** ) sea igual para las protecciones instantáneas en 69 KV y 13,8 KV , esto es :

**DIAL = 0,5 ciclos = 0,03 segundos .**

**RESUMEN :**

Para una correcta coordinación de protecciones del transformador de potencia, entre el nivel de 69 KV y el de 13,8 KV , debe cumplirse :

- Para la protección 51P :  
I.pickup.69 KV = I.pickup.13,8 KV ( Vista desde 69 KV ) .
- Para la protección 50P :  
I.pickup.69 KV = 1,1 \* Icc.sim.rms  
I.pickup.13,8 KV = 0,9 \* Icc.sim.rms
- Tiempo de coordinación :  
dt = Recomendable entre : 0,25 a 0,3 segundos

En la figura 4.45 , se muestra las protecciones contra sobrecorrientes , tanto para 69 KV , como para 13,8 KV , utilizando las funciones de protección muy inversas ( 51P ) y las instantáneas ( 50P ) , aplicado a un transformador de potencia de :

Capacidad trifásica : 24 MVA / 69 KV / 13,8 KV .

Grupo de conexión : Delta - Estrella / Impedancia :  $Z_{cc} = 9\%$

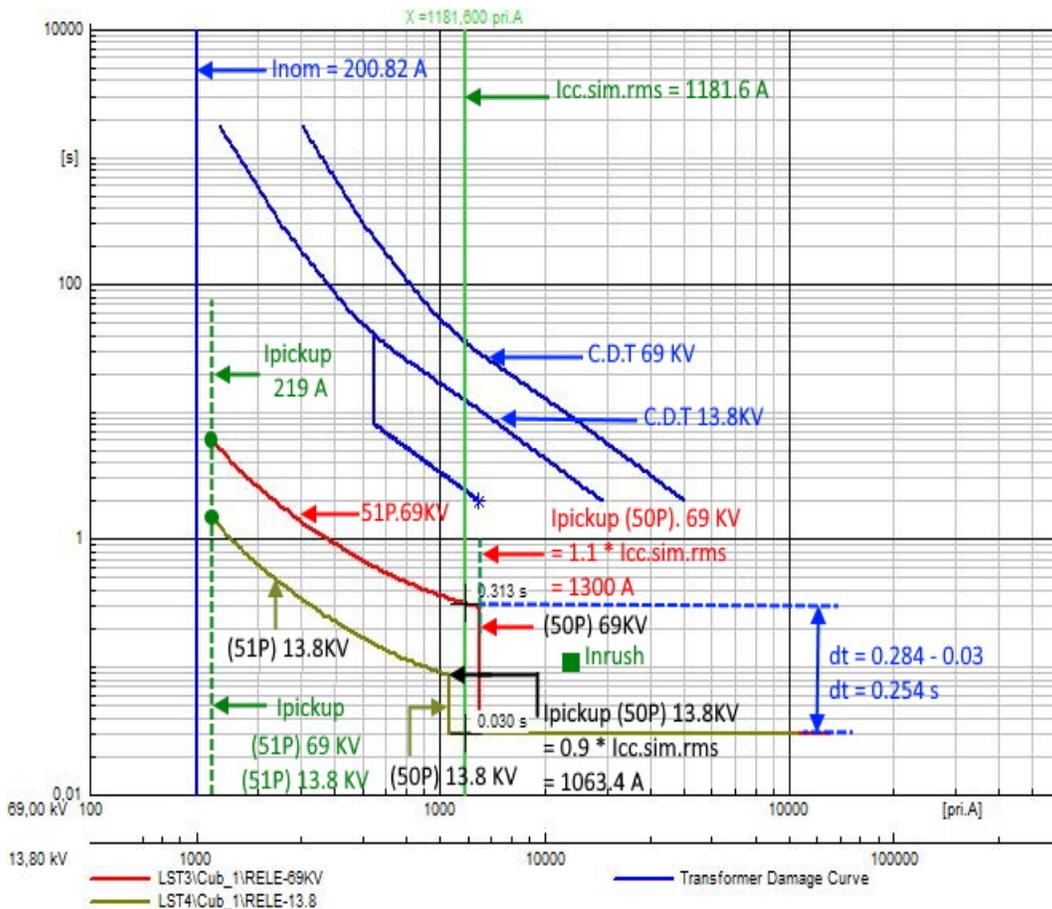


Figura 4.45: Coordinación de protecciones de un transformador de potencia de 24 MVA . Delta - Estrella . 69 KV / 13,8 KV /  $Z_{cc} = 9\%$  .

Herramienta : Power Factory . Digsilent .

Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor



En la figura 4.47 , se presenta la configuración de la protección instantánea ( 50P ) para 13,8 KV , definiendo los siguientes valores :

$I_{pickup} = 5312,5 \text{ A}$  .

TAP = 21,25

DIAL = 0,03 segundos

Que de acuerdo a los valores calculados , se observa que resultan valores muy similares , lo cual valida el análisis realizado .

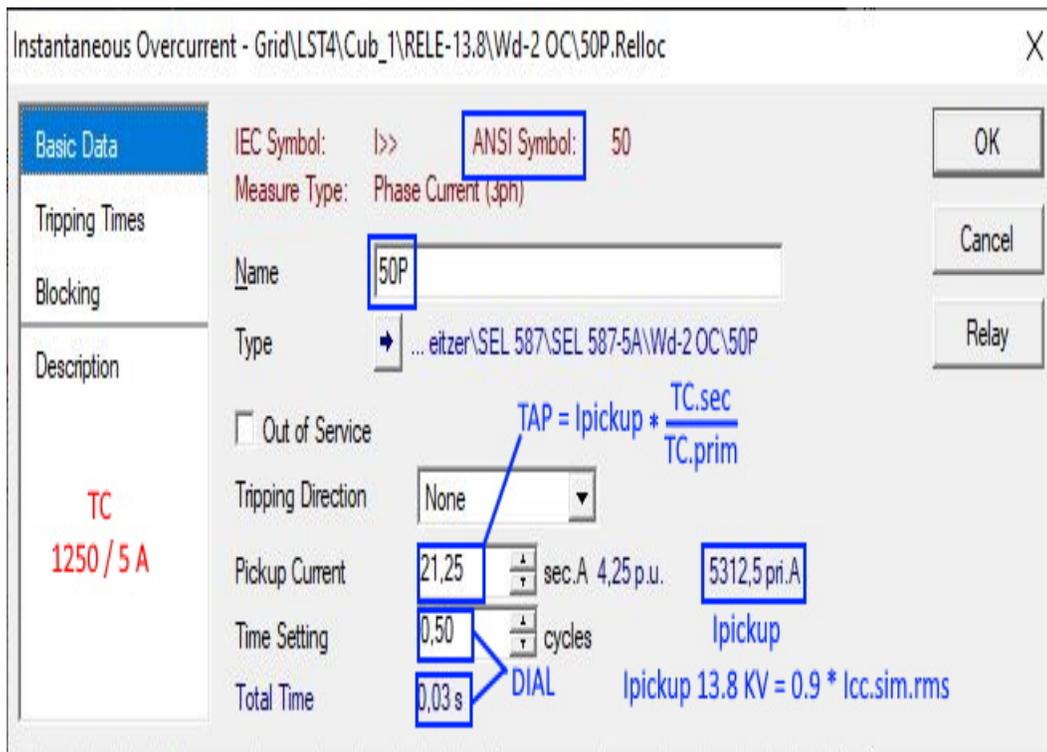


Figura 4.47: Configuración de la protección instantánea ( 50P ) en 13,8 KV .

Herramienta : Power Factory . Digsilent .

Norma : Ansi / IEEE . Aplicación : Autor

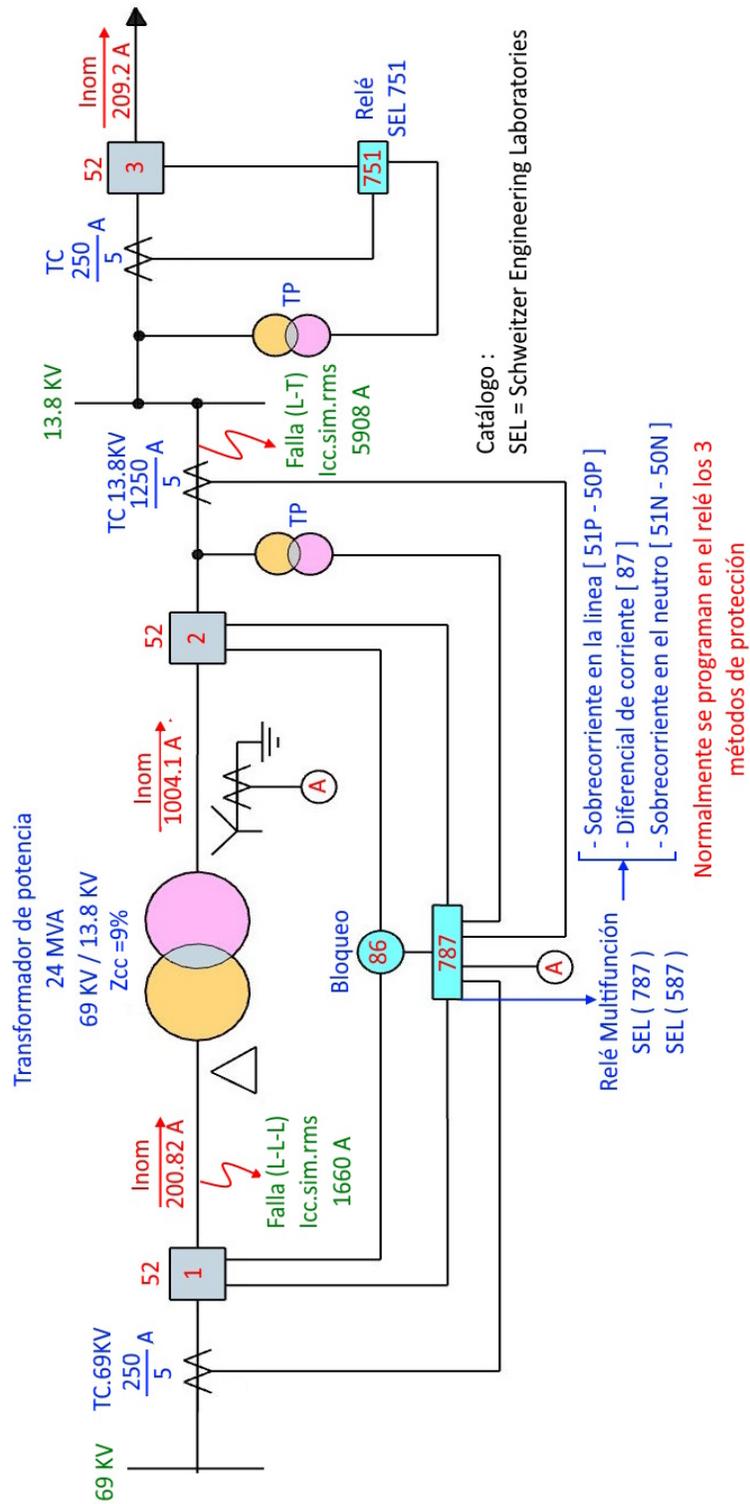


Figura 4.48: Resumen general . Protección contra sobrecorrientes de línea . Transformador de potencia de 24 MVA . Autor

## 4.7. TRANSFORMADORES PARA MEDIDA Y PROTECCIÓN .

Los transformadores para medida y protección , son equipos que permiten alimentar con seguridad y confiabilidad :[24]

- Circuitos de protección.
- Circuitos de medición .
- Circuitos de control.

Se clasifican en :

- **Por tipo de variable :**
  - TC : Transformador de corriente .
  - TP.1 : Transformador de potencial , inductivos.
  - TP.2 : Transformador de potencial , capacitivos .
  - TC / TP : Transformadores combinados.
- **Por tipo de función :**
  - Transformadores de protección
  - Transformadores de medida
  - Transformadores de acoplamiento .
- **Por tipo de aislamiento :**
  - Papel - aceite
  - Resina o secos
  - Hexafluoruro de azufre ( SF6 ) .
- **Por tipo de servicio :**
  - Para interiores
  - Para exteriores .
- **Por tipo de construcción :**
  - De horquilla
  - De aguja
  - Invertido
  - Toroidal
  - Intermedio

**a.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE ( TC )**

Los transformadores de corriente se utilizan para medición , protección y control de corrientes altas , en condiciones normales de operación la corriente secundaria está en fase con la corriente primaria , en función de su aplicación se encuentra TC del siguiente tipo : [39]

- De simple relación .
- Con toma central en el secundario.
- Doble devanado en el primario.
- Doble devanado en el secundario y núcleos independientes .

En los TC que presentan dos devanados secundarios con núcleos independientes . se utiliza un devanado para medición y otro para protección , en algunas aplicaciones se pueden encontrar hasta tres devanados secundarios con núcleos independientes .

**a . 1 .- TC PARA MEDICIÓN :**

Los transformadores de corriente para medición ( o devanados secundarios para medición ) son diferentes a los de protección , en la medición interesa el **grado de precisión** , mientras que en protección se debe evitar la **saturación magnética del núcleo** cuando suceden fallas ( corrientes de corto circuito ) .

Los valores de corrientes nominales primarias , comúnmente se encuentran bajo el siguiente estándar : [39]

**TC.primario :**

10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 .....

Esto significa :

Un TC.primario de : 12,5 A - 125 A - 1250 A .

Un TC .primario de : 25 A - 250 A - 2500 A.

**TC.secundario :**

Los valores estándar de corriente en el secundario del TC , son :

1 - 2 - 5 A .

**1A - 2A** : Para distancias largas con respecto a los equipos de medición .

**5 A** : Comúnmente el más utilizado.

**Grado de precisión :**

Para TC de medida , el estándar o clase de precisión es :

0,1 - 0,2 - 0,5 - 0,2S - 0,5S - 1 - 3 - 5 .

De los cuales :

**Clase 0,1** : Para laboratorios y patrones de calibración .

**Clase 0,2** : Para facturación comercial .

**Clase 0,5** : Para mediciones industriales .

Un TC con grado de precisión o clase 0,2 , significa que presenta un error del 0,2% , para mediciones que se encuentren comprendidas entre el 25% y 100% de su carga ( Burden ) o llamada también de su potencia de precisión .

En aplicaciones de ultima tecnología es común encontrar **TC** para medición con sistemas de fibra óptica , basados en el principio del efecto de Faraday .

**Potencia de precisión:**

La potencia de precisión de un **TC** es la capacidad del transformador , para alimentar las cargas ( Instrumentos y equipos de medición ) , dentro de los cuales es importante considerar :[39]

- Sección y longitud del conductor .
- La potencia de los instrumentos de medición .

La carga que se conecta al TC es conocida como potencia de precisión o simplemente el **Burden** , en el estándar para potencias de precisión se encuentran comúnmente las siguientes :

**BURDEN** : 2,5VA - 5VA - 10 VA - 15 VA -30 VA - 50 VA

En subestaciones de distribución tipo AIS normalmente se aplican TC con burden de 30 VA .

Para determinar con exactitud el burden del TC , se debe calcular la potencia en el conductor que se utiliza para la instalación desde el sitio en donde se encuentra el **TC** y el lugar donde están los instrumentos de medición , luego realizar una sumatoria de potencias de todos los instrumentos a los cuales el TC entregaría la señal de corriente , de esta manera se determina una potencia total de consumo , conductores más instrumentos , con lo cuál se determina la capacidad o potencia de precisión o simplemente el burden del TC .

Todas las partes metálicas del TC que no están bajo la acción de voltaje deben ser puestos a tierra .

**a. 2.- TC PARA PROTECCIÓN :**

Los transformadores de corriente utilizados para protección deben principalmente evitar saturarse , para garantizar la respuesta ante corrientes de falla ( corto circuitos ) que son valores altos . [39]

El estándar para TC de protección establece la siguiente nomenclatura :

**Grupo 1 :** 5P10 - 5P15 - 5P20 .

**Grupo 2 :** 10P10 - 10P15 - 10P20 .

Esto significa :

**TC : 5P20 :** El TC puede soportar 20 veces su corriente nominal sin saturarse , garantizando un error de precisión máximo del 5 % .

Para la subestación en estudio :

**Nivel de voltaje : 69 KV :**

$I_{cc,max,sim,rms} = 1660 \text{ A}$  . ( Falla L-L-L )

$I_{nom} = 200,82 \text{ A}$  .

TC .seleccionado :

TC : 250 / 5 A . ( 5P20 )

Por lo tanto , debe cumplirse :

$I_{nom,TC} \cdot \text{primario} = 250 \text{ A}$  .

$I_{nom,TC,primario} * 20 > I_{cc,max,sim,rms}$

$250 * 20 > 1660 \text{ A}$  .

$5000 > 1660 \text{ A}$  . **Cumple**

**Nivel de voltaje : 13,8 KV :**

$I_{cc,max,sim,rms} = 5908 \text{ A}$  . ( Falla L- T )

$I_{nom} = 1004,1 \text{ A}$  .

TC .seleccionado :

TC : 1250 / 5 A . ( 5P20 )

Por lo tanto , debe cumplirse :

$I_{nom,TC} \cdot \text{primario} = 1250 \text{ A}$  .

$I_{nom,TC,primario} * 20 > I_{cc,max,sim,rms}$

$1250 * 20 > 5908 \text{ A}$  .

$25000 > 5908 \text{ A}$  . **Cumple**

En las figura 4.49, se presenta la hoja de datos de un transformador de corriente para 69 KV , con doble devanado secundario y núcleos independientes .

Clase de presición : 0,2 . Devanado 1 : Para medición.

Clase de protección : 5P20 . Devanado 2 : Para protección.

Tensión nominal, kV	66/69	110/115	132/138	150	220	330
La más alta tensión para el equipo, kV	72.5	126/123	145	170	252	363
Frecuencia nominal, Hz	50; 60					
Tensión soportada de frecuencia de potencia nominal, kV	140; 160	230	275	325	460	510
Tensión de impulso de rayo nominal, kV	325; 350	550	650	750	1050	1175
Distancia de parpadeo, mm $d_{ft.min}$	700	1100	1300	1500	2100	2350
Cree. distancia, mm $d_{fuga ft.min}$	W1: 1450	2520	2900	3400	5040	7260
	W2: 1820	3150	3630	4250	6300	9075
	W3: 2250	3910	4500	5270	7820	11253
Carga mecánica, N	3000	3000	4000	4000	4000	4000
Corriente primaria clasificada, A	1 ~ 2500 / Para 69 KV : 250 A / Para 13.8 KV : 1250 A					
Corriente secundaria clasificada, A	1; 2; 5 / Para 69 KV : 5 A / Para 13.8 KV : 5 A					
Clase de precisión	0.1; 0.2; 0.5; 0.2S; 0.5S; 0.5S; 5P; 10P; PX ...					
Salida nominal (valor recomendado), VA Burden ( Carga )	1A: 10 ~ 30 VA 2A: 10 ~ 30 VA 5A: 15 ~ 50VA / 30 VA					
Factor de seguridad del instrumento FS	5; 10					
Factores de límite de precisión ALF	10; 15; 20; 25; 30; 40					
Corriente térmica a corto plazo (Máx.), KA	40kA / 3s					

Figura 4.49: Transformador de corriente para medición y protección en 69 KV.

Referencia: Catálogo HYEE - Dalian Huayi Electric Power Electric .

Adaptación: Autor

En la figura 4.50, se observa las partes un transformador de corriente ( TC )

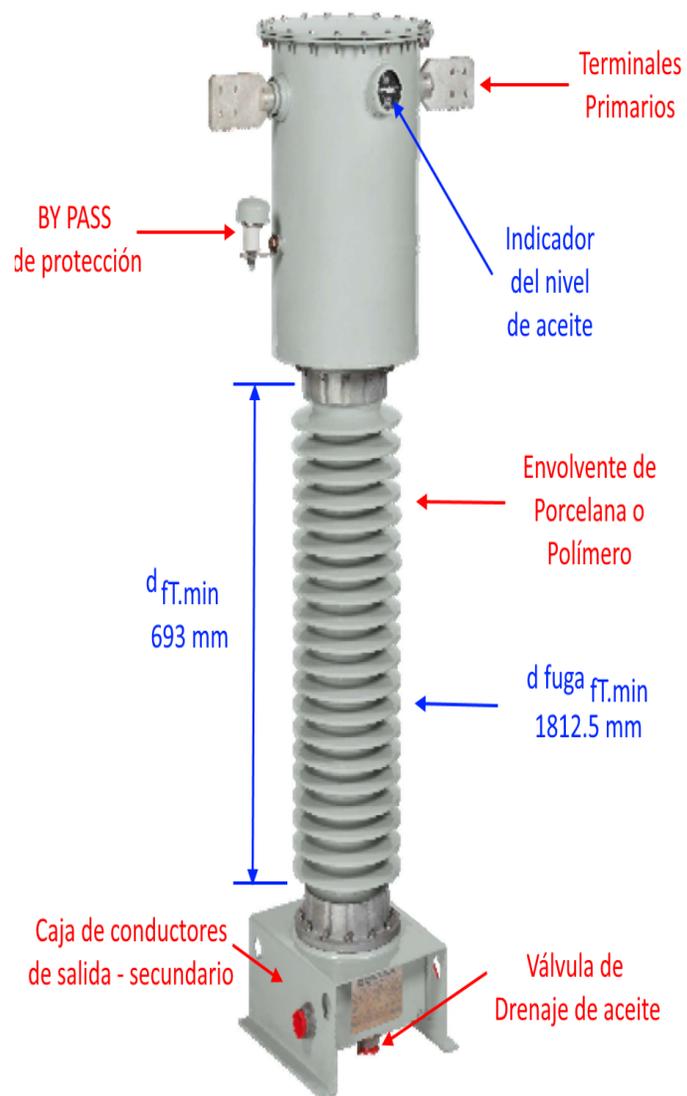


Figura 4.50: Partes externas de un transformador de corriente . 69 KV .  
Referencia: Catálogo ITEC : Instrument Transformer Equipment Corporation.  
Adaptación: Autor

**b .- TRANSFORMADORES DE POTENCIAL ( TP ) .**

Los transformadores de potencial se utilizan para :

- Mediciones ( Instrumentos )
- Protecciones ( Relés de protección )

Los TP que se utilizan para mediciones ( Instrumentos de medida ) , normalmente presentan un estándar en la clase de precisión de :

**Clase 0,1** : Para laboratorios y patrones de calibración .

**Clase 0,2** : Para laboratorios y facturación comercial .

**Clase 0,5** : Para instrumentos de tableros .

**Clase 1** : Para aplicaciones de menor precisión.

Los TP que se utilizan para alimentar relés de protecciones se conocen como transformadores de potencial para protecciones , los mismos que presentan un estándar de protección definido de la siguiente manera : [12]

**TP.protección** : 3P - 6P

Esto significa :

**TP - 6P** : Es un transformador de potencial para protección ( alimenta relés de protecciones ) , que presenta un margen de error máximo del 6% en el voltaje secundario .

**Potencia de precisión** :

Tanto para transformadores de potencial utilizados para mediciones como para protecciones , la capacidad del TP o conocido también como el burden o carga viene dado por el siguiente estándar :

**BURDEN** : 10 - 15 - 25 - 30 - 50 - 75 - 100 - 150 - 200 - 300 - 400 - 500 VA .

Para la subestación en estudio :

**Para 69 KV :**

VLL.max = 72,5 KV .

TP : 69 KV / 110 V .

BIL = 350 KV

Distancia de fuga mínima = 1812,5 mm

Distancia dieléctrica de seguridad fase - tierra . mínima = 693 mm

Para medición : Clase de precisión : **0,2**

Para protección : Clase de protección : **6P**

**Para 13,8 KV :**

VLL.max = 15 KV .

TP : 13,8 KV / 110 V .

BIL = 110 KV

Distancia de fuga mínima = 375 mm

Distancia dieléctrica de seguridad fase - tierra . mínima = 176 mm

Para medición : Clase de precisión : **0,2**Para protección : Clase de protección : **6P**

En la figura 4.51 , se indica un transformador de potencial.

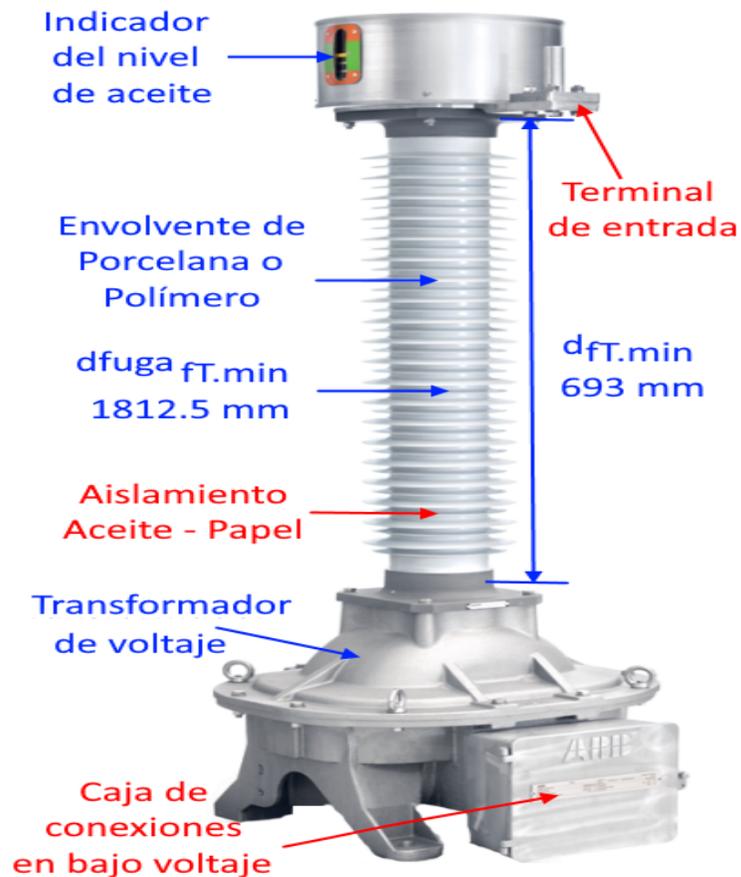


Figura 4.51: Partes exteriores de un transformador de potencial .  
Referencia: Catálogo ABB - Adaptación: Autor

**Technical data**

Type	EMF-E072	EMF-E084	EMF-E123	EMF-E145
Highest voltage for equipment $U_m$ <b>VLL.max</b>	72.5	84	126	145
Rated power-frequency withstand voltage	140	150	230	275
Rated lightning impulse withstand voltage	325	380	550	650
Rated frequency		50 or 60Hz		
Rated secondary voltage <b>VLL / Vfase (BT)</b>	100/√3; 100/3; 100; 110/√3	110/3; 110; 115/√3; 115/3; 115/√3; 115/3; 115; others on request		
Voltage factor		Up to 1.9x for 8 hours		
Accuracy class	0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 3,0; 3P; 6P (IEC) other standards on request			
Rated thermal limiting output	Up to 2000	Up to 2000	Up to 4000	Up to 4000

Standard ratings shown above. Contact ABB for any requirements not shown.

Figura 4.52: Hoja de datos de un transformador de potencial para 69 KV .  
Referencia: Catálogo ABB - Adaptación: Autor

## 4.8. MALLA DE PUESTA A TIERRA

Toda instalación eléctrica debe tener un sistema de puesta a tierra , la misma que debe cumplir dos funciones :

- **Tierra de servicio :**

Es el punto de referencia para los distintos niveles de voltaje .

- **Tierra de protección :**

Es el sistema de protección de las instalaciones , tanto en su interior como en el exterior ante defectos eléctricos ( corrientes de fallas , descargas atmosféricas , sobrevoltajes por maniobras , etc ) , que generan sobrevoltajes de paso y contacto los mismos que ponen en riesgo la integridad de las personas .[15]

### a.- CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .

Un sistema de puesta a tierra debe presentar las siguientes particularidades :

1. Debe garantizar que no existan variaciones de corriente producidas por fallas a tierra capaces de hacer disparar las protecciones.
2. Impedancias de onda de valor bajo para fácil paso de las descargas atmosféricas.
3. Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos.
4. Durante el tiempo máximo de falla la corriente de falla no debe provocar calentamientos excesivos.
5. Los elementos de la malla deben de ser resistentes a la corrosión. [15]

### b.- DISEÑO DE UNA MALLA DE PUESTA A TIERRA .

Metodología de acuerdo a la norma :

**NORMA : IEEE . st 80 - 2000**[16]

Para realizar el diseño de un sistema de puesta a tierra ( malla ) se debe considerar los siguientes aspectos :

- Tensión permisible de paso.
- Tensión permisible de contacto.

- Configuración de la malla.
- Resistividad del terreno.
- Resistividad de la superficie .
- Espesor de la superficie.
- Tipo de conductor a utilizar .
- Relación X/R . Línea de AT .
- Relación X/R . Línea de MT. .
- Tiempo máximo de despeje de la falla.
- Tiempo transitorio .
- Frecuencia .
- Largo de la malla .
- Ancho de la malla .
- Número de electrodos ( picas ) .
- Altura de los electrodos .
- Profundidad de empotramiento de la malla .
- Grupo de conexión del transformador.
- Voltaje de fase a fase nominal en AT.
- Voltaje de fase a fase nominal en MT.
- Capacidad trifásica del transformador .
- Impedancia de corto circuito del transformador .
- Entre otros .

**b.1 .- DATOS GENERALES**

- Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ) =  $\rho_t = 100$
- Resistividad de la superficie ( $\Omega \cdot m$ ) =  $\rho_s = 3000$
- Tiempo de despeje de la falla (seg) =  $T_f = 0,5$
- Espesor de la superficie (m) =  $h_s = 0,25$
- Conductor : Cobre (Cu)
- Z1.linea.69KV :  $X/R = 10$
- Z1.linea.13,8KV :  $X/R = 20$
- Tiempo de transitorio: (Seg)  $T_{trans} = 0,1$  ( 6 ciclos )
- Frecuencia: ( Hz ) =  $f = 60$

**b .2.- DATOS DE LA MALLA**

- Largo de la malla (m)  $L_x = 36$
- Ancho de la malla (m)  $L_y = 27$
- Numero de picas ( varillas )  $L_v = 26$
- Altura de las picas (m)  $h_v = 2,5$
- Profundidad de la malla (m)  $h_m = 0,5$

**b .3.- DATOS DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO**

- Conexión Delta - Estrella
- $V_{LL.AT} = 69000$  V
- $V_{LL.MT} = 13800$  V
- S.trifásica = 24 MVA
- $Z_{cc} = 9\%$

**b 4 .- CALCULO DE CORRIENTES****1 .- Corriente nominal en AT**

$$I_{nom.AT} = \frac{S.trifásica}{\sqrt{3} * VLL.AT}$$

$$I_{nom.AT} = \frac{24 \times 10^6}{\sqrt{3} * 69000} = 200,82 A$$

**2.- Corriente nominal en MT**

$$I_{nom.MT} = \frac{S}{\sqrt{3} * VLL.MT}$$

$$I_{nom.MT} = \frac{24 \times 10^6}{\sqrt{3} * 13800} = 1004,1 A$$

**3 .- Corriente de cortocircuito simétrica en MT**

$$I_{cc.Sim.MT} = \frac{100 * S3f}{\sqrt{(3)} * VII * \%Zcc}$$

$$I_{cc.Sim.MT} = \frac{100 * 24 \times 10^6}{\sqrt{(3)} * 13800 * 9} = 11,16 KA$$

**4.- Corriente de cortocircuito simétrica en AT**

$$I_{cc.Sim.AT} = \sqrt{(3)} * \frac{VII}{VLL} * I_{cc.Sim.MT}$$

$$I_{cc.Sim.AT} = \sqrt{(3)} * \frac{13800}{69000} * 11,16 = 3,87 KA$$

**5 .- Corriente de cortocircuito asimétrica en AT**

$$I_{cc.Asim.AT} = Df * I_{cc.sim.AT}$$

Donde:

Df = Factor de decremento (Factor de asimetría )

$$Df = \sqrt{1 + \frac{Ta}{T.desp.falla} * 1 - e^{\frac{-2 * T.desp.falla}{Ta}}}$$

**Para 69 KV :**

$$T_a = \frac{X}{R} * \frac{1}{2 * \pi * f}$$

$$T_a = 10 * \frac{1}{2 * \pi * 60} = 0,026525$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0,026525}{0,5} * 1 - e^{\frac{-2 * 0,5}{0,026525}}} = 1,0262$$

$$I_{cc.Asim.MT} = 1,0262 * 3,87 = 3,97 \text{ kA}$$

**6.- Corriente de cortocircuito asimétrica en MT**

$$I_{cc.Asim.MT} = D_f * I_{cc.sim.MT}$$

Donde:

Df = Factor de decremento (Factor de asimetría)

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{T_{desp.falla}} * 1 - e^{\frac{-2 * T_{desp.falla}}{T_a}}}$$

**Para 13,8 KV :**

$$T_a = \frac{X}{R} * \frac{1}{2 * \pi * f}$$

$$T_a = 20 * \frac{1}{2 * \pi * 60} = 0,0530515$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0,0531}{0,5} * 1 - e^{\frac{-2 * 0,5}{0,0531}}} = 1,0517$$

Por lo tanto :

$$I_{cc.Asim.MT} = 1,0517 * 11,16 = \mathbf{11,74 \text{ KA .}}$$

**b . 5 .- CALCULO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR**

El cálculo de la Sección del conductor ( Akcmil ) viene dado por :

$$Akcmil = \frac{Icc.Asim.MT * kf * \sqrt{T.des.falla}}{1000}$$

donde:

Kf = Constante del conductor (Cobre = Kf = 7,06 )

$$Akcmil = \frac{11740 * 7,06 * \sqrt{0,5}}{1000} = 58,61 kcmil$$

donde :

$$1kcmil = 0,507 mm^2$$

$$Area.Cu = kcmil * 0,507$$

$$Area.Cu = 58,61 * 0,507 = \mathbf{29,71 mm^2}$$

Para la selección del conductor tenemos dos referencias :

**Norma IEEE :** = Recomienda utilizar : 2/ 0 AWG - cobre .

**EE.Quito: NEC -250 - 81 :**

Recomienda utilizar : Conductor de cobre 2 AWG / 7 hilos /

Area.efectiva = 33,54 mm<sup>2</sup>

Tabla 4.17: Tabla de conductores

TABLA DE CONDUCTORES						
Calibre del conductor	# de hilos	Diametro (mm)	Seccion (mm <sup>2</sup> )	Efecto piel	Seccion efectiva AC (mm <sup>2</sup> )	Seccion.tabla (mm <sup>2</sup> )
2	7	7,41	43,12	0,77	33,20611	33,54
1/0	7	9,34	68,51	0,77	52,75642	53,52
2/0	7	10,51	86,76	0,77	66,80162	67,35

**CONCLUSIÓN :**

La malla se construirá con un conductor :

**Conductor de cobre de 7 hilos - 2 AWG .**

**b . 6 .- CALCULO DE VOLTAJES DE SEGURIDAD**

Son los voltajes máximos permisibles ( de paso y contacto ) que puede soportar una persona sin poner en peligro su vida.

**1 .- Cs = Factor de disminución superficial.**

$$Cs = 1 - \frac{0,09 * (1 - \frac{\rho t}{\rho s})}{(2 * h s) + 0,09}$$

$$Cs = 1 - \frac{0,09 * (1 - \frac{100}{3000})}{(2 * 0,25) + 0,09} = 0,8525$$

**2 .- Voltaje de paso . 70 Kg :**

$$Vp.70 \text{ kg} = \frac{0,157}{\sqrt{t.desp.falla}} * (1000 + 6 * Cs * \rho s)$$

donde:

Vp.70 kg = Voltaje de paso máximo permisible para una persona de 70 Kg .

Cs = Factor de disminución superficial.

$\rho s$  = Resistividad superficial.

$$Vp.70 \text{ kg} = \frac{0,157}{\sqrt{0,5}} * (1000 + 6 * 0,8525 * 3000) = 3629,27V.$$

**3 .- Voltaje de contacto . 70 Kg :**

$$Vc.70 \text{ kg} = \frac{0,157}{\sqrt{t.desp.falla}} * (1000 + 1,5 * Cs * \rho s)$$

donde:

Vc.70 kg = Voltaje de contacto máximo permisible para una persona de 70 Kg .

Cs = Factor de disminución superficial.

$\rho s$  = Resistividad superficial.

$$Vc.70 \text{ kg} = \frac{0,157}{\sqrt{0,5}} * (1000 + 1,5 * 0,8525 * 3000) = 1073,84V.$$

**4.- Voltaje de paso .50 Kg**

$$V_{p.50 \text{ kg}} = \frac{0,157}{\sqrt{t.\text{desp.falla}}} * (1000 + 6 * C_s * \rho_s)$$

donde:

$V_{p.50 \text{ kg}}$  = Voltaje de paso máximo permisible para una persona.

$C_s$  = Factor de disminución superficial.

$\rho_s$  = Resistividad superficial.

$$V_{p.50 \text{ kg}} = \frac{0,157}{\sqrt{0,5}} * (1000 + 6 * 0,8525 * 3000) = 2681,50V.$$

**5.- Voltaje de contacto .50 Kg**

$$V_{c.50 \text{ kg}} = \frac{0,157}{\sqrt{t.\text{desp.falla}}} * (1000 + 1,5 * C_s * \rho_s)$$

donde:

$V_{c.50 \text{ kg}}$  = Voltaje de contacto máximo permisible para una persona.

$C_s$  = Factor de disminución superficial.

$\rho_s$  = Resistividad superficial.

$$V_{c.50 \text{ kg}} = \frac{0,157}{\sqrt{0,5}} * (1000 + 1,5 * 0,8525 * 3000) = 793,41V.$$

**6.- RESUMEN . VOLTAJES DE SEGURIDAD**

Para voltajes de paso :

$$V_{p.70 \text{ Kg}} = 3629,27 \text{ V .}$$

$$V_{p.50 \text{ Kg}} = 2681,50 \text{ V .}$$

Para voltajes de toque o contacto :

$$V_{c.70 \text{ Kg}} = 1073,84 \text{ V .}$$

$$V_{c.50 \text{ Kg}} = 793,41 \text{ V .}$$

**b. 7.- CALCULO DEL GRADIENTE DE PUESTA A TIERRA ( GPR )**

El gradiente de puesta a tierra , es el voltaje que aparece en la malla cuando suceden defectos eléctricos en el sistema .

**1.- LT.cu : Longitud total del cobre ( incluye cantidad de picas )**

Para determinar la longitud total del conductor de cobre que se utilizará en la construcción de la malla , se plantea la siguiente propuesta de diseño , según lo indica la figura 4.53 .

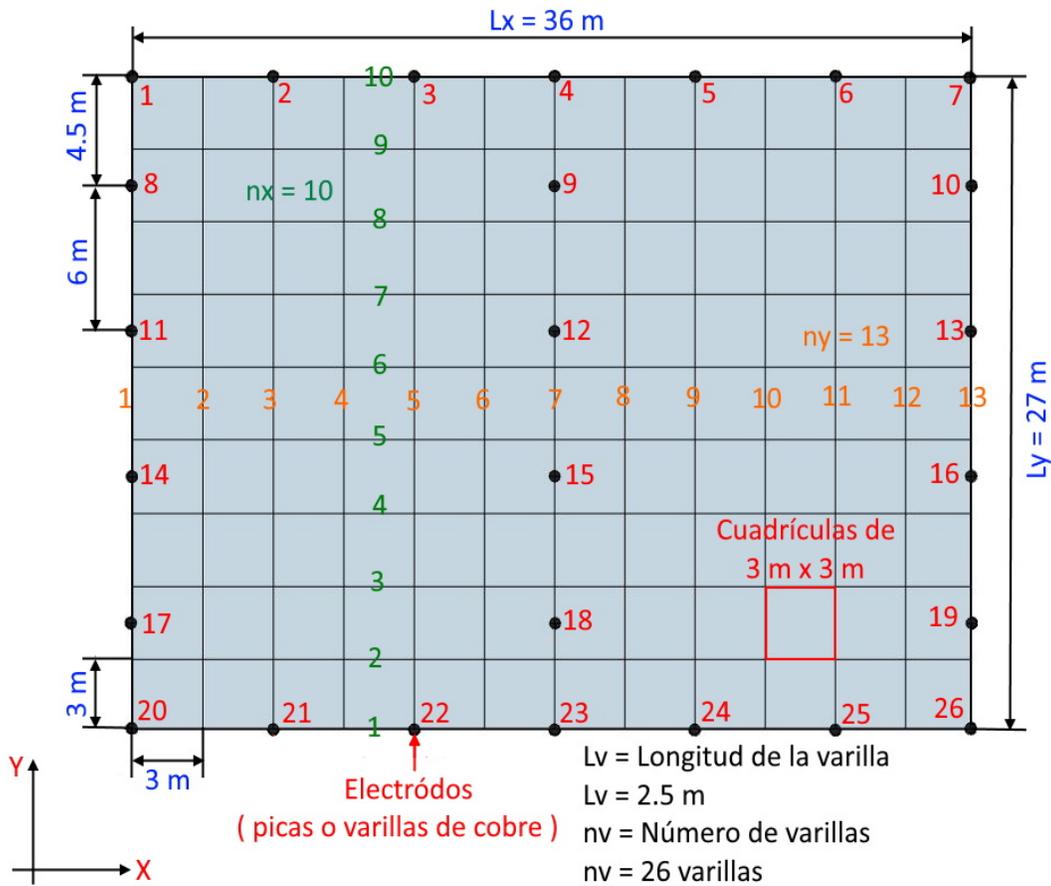


Figura 4.53: Diseño de la malla de puesta a tierra .  
 Aplicación : Autor .

De acuerdo a la propuesta de diseño planteada , tenemos :

Lx = Longitud de la malla en dirección x = 36 m .

Ly = Longitud de la malla en dirección y = 27 m .

nx = Número de conductores en dirección x = 10

ny = Número de conductores en dirección y = 13

Lv = Longitud de cada uno de los electrodos = 2,5 m .

nv = Número total de electrodos = 26 .

Por lo tanto la longitud total del cobre es :

$$LT.cu = (Lx * nx) + (Ly * ny) + (Lv * nv)$$

$$LT.cu = (36 * 10) + (27 * 13) + (2,50 * 26) = 360 + 351 + 65 = \mathbf{776 \text{ m}}$$

## 2.- A.malla : Area de la malla

$$A.malla = Lx * Ly = 36 * 27 = \mathbf{972 \text{ m}^2}$$

## 3.- Resistencia de la malla de puesta a tierra.( Rg )

Para el cálculo de la resistencia eléctrica que presenta la malla de puesta a tierra , utilizamos la siguiente nomenclatura :

Rg : Resistencia de puesta a tierra de la malla

pt : Resistividad del terreno = 100  $\Omega$ \*m

hm : Altura del empotramiento de la malla =0,5 m

Este cálculo se puede realizar según recomendaciones de la norma IEEE , o también según la ecuación de Laurent - Nieman .

### Según Norma: IEEE

$$Rg = pt * \frac{1}{LT.cu} + \frac{1}{\sqrt{20 * A.malla}} * \left(1 + \frac{1}{1 + hm * \sqrt{\frac{20}{A.malla}}}\right)$$

$$Rg = pt * \frac{1}{776} + \frac{1}{\sqrt{20 * 972}} * \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5 * \sqrt{\frac{20}{972}}}\right)$$

$$\mathbf{Rg = 1,51 \text{ Ohm .}}$$

**Según Laurent y Nieman**

$$R_g = \frac{pt}{4 * \sqrt{\frac{A.malla}{\pi}}} + \frac{pt}{LT.cu}$$

$$R_g = \frac{100}{4 * \sqrt{\frac{972}{\pi}}} + \frac{3000}{776}$$

$$R_g = 1,55 \text{ Ohm .}$$

**4.- Corriente máxima a disipar por la malla ( I<sub>g</sub> )**

La corriente máxima a disiparse por la malla planteada es :

$$I_g = I_{cc.sim.AT} * D_f * S_f * C_p$$

donde:

$$I_{cc.sim.AT} = 3870 \text{ A}$$

$$D_f.69 \text{ kv} = 1,1247$$

S<sub>f</sub> : Factor de división de corriente

S<sub>f</sub>: Para una línea de subtransmisión de entrada y 5 alimentadores de salida

$$S_f = \frac{1}{5}$$

Según tabla de impedancias . Norma : IEEE 80 - 2000

$$Z : (\text{Tabla IEEE } 1/4) = 1,32 + j 0,244$$

S<sub>f</sub> = Magnitud

$$S_f = \frac{Z}{(Z + R_g)}$$

$$S_f = \text{Magnitud} \frac{1,32 + j0,244}{(1,32 + j0,244) + 1,51}$$

$$S_f = \text{Magnitud} \frac{1,32 + j0,244}{(2,83 + j0,244)}$$

$$S_f = \text{Magnitud}(1,32/2,83) = \mathbf{0,47}$$

$C_p$  = Factor de crecimiento futuro de la subestación.

$$C_p = 1$$

( El proyecto incluye un solo transformador )

Entonces :

$$I_g = I_{cc} \cdot \text{sim} \cdot AT \cdot D_f \cdot S_f \cdot C_p$$

$$I_g = 3870 \cdot 1,1247 \cdot 0,47 \cdot 1 = \mathbf{2045,72 \text{ A}}$$

### 5.- Gradiente de puesta a tierra ( GPR )

El voltaje que se genera en la malla es :

$$GPR = R_g \cdot I_g$$

$$GPR = 1,51 \cdot 2045,72 = \mathbf{3089,04 \text{ V}}$$

### 6.- Evaluación de los voltajes de seguridad .

Para que la malla sea segura se debe garantizar que los voltajes de contacto (toque) y los de paso generados en la malla en condiciones de mayor defecto, sean **MENORES** que los máximos permisibles para personas de 50 y 70 Kg .

En la tabla 4.18 , se muestra el resumen de los voltajes máximos admisibles .

Tabla 4.18: Voltajes máximos admisibles

<b>VOLTAJES DE SEGURIDAD</b>	
	V <sub>max</sub> ( V )
Vp.70	3629,27
Vc.70	1073,84
Vp.50	2681,50
Vc.50	793,41

Para determinar los voltajes de paso y toque que se pueden generar en la malla , es necesario aplicar un conjunto de factores llamados , factores de ajuste de la malla.

### 7.- Factores de ajuste de la malla

Los factores de ajuste para un nuevo análisis del voltaje de seguridad ( paso y contacto ) de la malla planteada son :

- $n$  = Numero equivalente de conductores en paralelo .
- $K_{ii}$  = Factor de picas a tierra .
- $K_h$  = Factor de profundidad de la malla .
- $K_m$  = Factor de corrección geométrica para voltajes de toque .
- $K_s$  = Factor de corrección geométrica para el voltaje de paso .
- $L_s$  = Longitud efectiva del conductor para voltajes de paso .
- $K_i$  = Factor de irregularidad de la malla .

#### 7.1 .- Numero equivalente de conductores en paralelo ( $n$ )

$$n = n_a * n_b$$

donde:

$n_a$  = Numero equivalente de conductores en la dirección X

$n_b$  = Numero equivalente de conductores en la dirección Y

$$n_a = 2 * \frac{LT.cu}{L_p}$$

donde:

$LT.cu$  = Longitud total del cobre ( incluye la cantidad de picas )

$LT.cu = 776$  m ( De acuerdo a la malla planteada 36 m x 27 m )

$L_p$  = Longitud del cobre utilizado solo en el perímetro de la malla

$$L_p = (2 * L_x) + (2 * L_y)$$

$$L_p = (2 * 36m) + (2 * 27 m) = \mathbf{126 m}$$

Entonces:

$$n_a = 2 * \frac{LT.cu}{L_p} = 2 * 776 / 126 = \mathbf{12,32}$$

Para el número de conductores equivalentes en la dirección Y ( nb ) :

$$nb = \sqrt{\frac{Lp}{(4 * \sqrt{Am})}}$$

donde:

$$Lp = 126 \text{ m}$$

Am = Área de la malla

$$Am = Lx * Ly = 36 * 27 = 972 \text{ m}^2$$

Entonces:

$$nb = \sqrt{\frac{Lp}{4 * \sqrt{Am}}}$$

$$nb = \sqrt{\frac{126}{4 * \sqrt{972}}} = 1$$

$$\mathbf{nb = 1}$$

Finalmente , el equivalente de conductores en paralelo es :

$$n = na * nb = 12,32 * 1 = \mathbf{12,32 \text{ conductores equivalentes}}$$

### 7.2 .- Factor de picas a tierra ( Kii)

Kii = 1 . Para mallas con picas a tierra en el perímetro o esquinas.

En el diseño propuesto considera electrodos colocados en las esquinas .

Por lo tanto :

$$\mathbf{Kii=1}$$

### 7.3 .- Factor de profundidad de la malla ( Kh)

$$Kh = \sqrt{1 + \frac{hm}{ho}}$$

hm = 0,5 m ( La malla estará empotrada a 0,5 m de profundidad )

ho = 1 m : Para mallas enterradas hasta 1 metro de profundidad

$$Kh = \sqrt{1 + \frac{0,5}{1}} = \mathbf{1,224}$$

**7.4.- Factor de corrección geométrica para voltajes de toque ( Km )**

Este factor se determina mediante la siguiente metodología :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \ln \left( \frac{L^2}{16 * h * d} + \frac{L + 2h^2}{8 * L * d} - \frac{h}{4 * d} \right) + \frac{k_{ii}}{kh} * \ln \left( \frac{8}{\pi * (2n - 1)} \right)$$

L: Longitud de cada cuadrícula de la malla ( Espacios cuadrados )

$$L = 3 \text{ m}$$

d : Diámetro del conductor : 2 AWG - Cobre - 7 hilos : d = 0,00741 m

$$d = 0,00741 \text{ m}$$

h : Profundidad de empotramiento de la malla

$$h = 0,5 \text{ m}$$

Kii : Constante de picas a tierra

$$k_{ii} = 1$$

Kh : Factor de profundidad de la malla

$$K_h = 1,2247$$

n : Numero equivalente de conductores en paralelo

$$n = 12,32$$

Entonces:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \ln \left( \frac{3^2}{16 * 0,5 * 0,00741} + \frac{3 + (2 * 0,5)^2}{8 * 3 * 0,00741} - \frac{0,5}{4 * 0,00741} \right) + \frac{1}{1,2247} * \ln \left( \frac{8}{\pi * (2 * 12,32) - 1} \right)$$

$$K_m = 0,8606$$

**7.5.- Factor de irregularidad de la malla (Ki) para voltajes de toque**

$$K_i = 0,644 + 0,148 * n$$

donde :

n: Numero equivalente de conductores en paralelo

$$n = 12,32$$

Por lo tanto :

$$K_i = 0,644 + 0,148 * 12,32 = 2,4674$$

**7.6.- Longitud efectiva del conductor para voltajes de toque ( Lm )**

$$L_m = L T.cu + 1,55 + \frac{(1,22 * L_v)}{\sqrt{(L_x^2 + L_y^2)}} * L_v * n_v$$

Donde :

$$L T.cu = 776 \text{ m}$$

$L_v = 2,50$  m . Longitud de los electrodos ( varillas o picas ) .

$n_v = 26$  . Número de electrodos ( varillas ) .

$L_x = 36$  m . Medida en dirección ( x ) de la malla .

$L_y = 27$  m . Medida en dirección ( y ) de la malla .

Por lo tanto :

$$L_m = 776 + 1,55 + \frac{(1,22 * 2,5)}{\sqrt{(36^2 + 27^2)}} * 2,5 * 26 = \mathbf{781,96 \text{ m}}$$

### 7.7 .- Voltaje de contacto ( toque ) en la malla ( Vc.m)

$$V_{c.m} = \frac{P_t * I_g * K_m * K_i}{L_m}$$

$P_t = 100$  Ohm \* m ( Resistividad del terreno )

$I_g = 2045,72$  A

$K_m = 0,8606$

$K_i = 2,4674$

$L_m = 781,96$

$$V_{c.m} = \frac{100 * 2045,72 * 0,8606 * 2,4674}{781,96} = \mathbf{555,52 \text{ V}}$$

Este es el voltaje de contacto que se generaría en la malla , el mismo que debe ser menor al voltaje de contacto máximo permisible para una persona de 50 y 70 Kg , para que la malla sea segura .

De los cálculos anteriores :

$V_{c.50 \text{ Kg .max . permisible}} = 793,41 \text{ V}$  .

$V_{c.70 \text{ Kg .max . permisible}} = 1073,84 \text{ V}$  .

Por lo tanto :

#### **Para personas de 50 Kg :**

$V_{c.m} < V_{c.50Kg}$

$555,52 < 793,41$  . La malla es segura .

#### **Para personas de 70 Kg :**

$V_{c.m} < V_{c.70Kg}$

$555,52 < 1073,84$  . La malla es segura .

### **CONCLUSIÓN :**

Para voltajes de contacto ( toque ) la malla es segura .

**7.8.- Factor de corrección geométrica para Voltajes de Paso ( Ks)**

Este factor se determina utilizando la siguiente metodología :

$$Ks = \frac{1}{\pi} * \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{L+h} + \frac{1}{L}(1 - 0,5^{n-2}) \right)$$

donde:

$$h = 0,5 \text{ m}$$

$$L = 3 \text{ m}$$

$$n = 12,32$$

$$Ks = 0,5153$$

$$Ks = \frac{1}{\pi} * \left( \frac{1}{2*0,5} + \frac{1}{3+0,5} + \frac{1}{3}(1 - 0,5^{12,32-2}) \right) = 0,5153$$

**7.9.- Longitud efectiva del conductor para voltajes de paso ( Ls )**

Este factor requiere la siguiente metodología :

$$Ls = (0,75 * LTcu) + (0,85 * Lv * nv)$$

donde:

$$LTcu = 776 \text{ m}$$

$$Lv = 2,5 \text{ m}$$

$$nv = 26$$

Por lo tanto :

$$Ls = (0,75 * 776) + (0,85 * 2,5 * 26) = (582) + (55,25) = 637,25$$

**7.10.- Factor de irregularidad de la malla ( Ki ) . Voltajes de paso .**

Ki = ( Para Voltajes de paso ) = Ki ( Para Voltajes de toque )

$$Ki = 2,4674$$

Por lo tanto el Voltaje de paso generada en la malla ( Vp.m ) , es :

$$Vp.m = \frac{Pt * Ig * Ks * Ki}{Ls}$$

Donde:

$$Pt = 100 \text{ Ohmios} * \text{ m}$$

$$Ig = 2045,72 \text{ A}$$

$$Ks = 0,5153$$

$$Ki = 2,4674$$

$$Ls = 637,25 \text{ m}$$

Entonces :

$$V_{p.m} = (100) * (2045,72) * (0,5153) * (2,4674) / (637,25) = 408,17 \text{ V.}$$

En la malla se genera un voltaje de paso de :

$$V_{p.m} = 408,17 \text{ V}$$

De los cálculos de voltajes de seguridad( máximos permisibles ) , tenemos :

$$V_{p.50\text{Kg.max.admisible}} = 2681,50 \text{ V.}$$

$$V_{p.70\text{Kg.max.admisible}} = 3629,27 \text{ V.}$$

Para que la malla sea segura debe cumplirse :

**Para personas de 50 Kg.**

$$V_{p.m} < V_{p.50\text{Kg}}$$

$$408,17 \text{ V.} < 2681,50 \text{ V.}$$

La malla es segura .

**Para personas de 70 Kg.**

$$V_{p.m} < V_{p.70\text{Kg}}$$

$$408,17 \text{ V.} < 3629,7 \text{ V.}$$

La malla es segura .

### **CONCLUSIÓN :**

Para voltajes de paso la malla es segura .

Queda demostrado que la propuesta planteada para el diseño de la malla de puesta a tierra , es válida , cumple con los niveles de seguridad para voltajes de contacto ( toque ) y para voltajes de paso , para personas de 50 y 70 Kg.

En las siguientes tablas se presenta un resumen del análisis y cálculos para el diseño de la malla .

Tabla 4.19 : Resumen . Terreno.

Tabla 4.20 : Resumen . Transformador

Tabla 4.21 : Resumen .Diseño de la malla

Tabla 4.22 : Resumen . Factores de ajuste

Tabla 4.23 : Resumen. Voltajes de seguridad

**c.- TABLAS DE RESUMEN DEL ESTUDIO Y DISEÑO DE LA MALLA**

Tabla 4.19: Resumen del terreno de la malla

<b>TERRENO - MALLA</b>	
Pt	100 Ohm * m
Ps : (Grava-hormigón)	3000 Ohm * m
Lx	36 m
Ly	27 m
V	26
Lv	2,5 m
h	0,5 m

Tabla 4.20: Resumen de los datos del transformador

<b>DATOS DEL TRANSFORMADOR</b>	
VLL.AT	69 KV
VLL.MT	13,8 KV
S3F	24 MVA
IL.nom.AT	200,82 A
IL.nom.MT	1004,1 A
Icc.sim.MT	11,16 KA
Icc.sim.AT	3,87 KA
Ta	0,0265
Df	1,0262
Icc.asim.AT	3,9714 KA
Ta	0,0531
Df	1,0517
Icc.asim.MT	11,74 KA

Tabla 4.21: Resumen del diseño de la malla

<b>DISEÑO DE LA MALLA</b>	
Akcmil	58,61kcmil
1 kcmil	0,507 mm <sup>2</sup>
S3F	24 MVA
Area.Cu	29,71 mm <sup>2</sup>
conductor de cobre	2 AWG - 7 hilos
Área del conductor	33,54 mm <sup>2</sup>
Diámetro del conductor	7,41 mm = 0,00741 m
Cs	0,8525
Vp.70kg	3629, 27 V
Vc.70kg	1073,84 V
Vp.50kg	2681,50 V
Vc.50kg	793,41 V
LT.cu	776 m
A.malla	972 m <sup>2</sup>
Según IEEE	Según Laurent y Niemann
Rg = 1,51 Ohm	Rg = 1,55 Ohm
(X/R).69KV	10
(X/R).13.8KV	20
T.des.falla	0,5
Sf	0,47
Cp	1
Ig.malla	2045,72 A
GPR	3089,04 V
n	12,32 Conductores
Lm	781,96 m
V.T.m	555,52 V
VT.50Kg.max.permisible	793,41 V
Ls	637,25 m
VP.m	408,17 V
VP.50Kg.max.admisible	2681,50 V

Tabla 4.22: Resumen de los factores de ajuste de la malla

<b>FACTORES DE AJUSTE DE LA MALLA</b>	
Lp	126 m
na	12,32
nb	1
n	12,32
kii	1
Kh	1,2247
L	3 m
Km	0,8606
ki	2,4674
Lm	781,96 m
V.T.m	555,52 V
VT.50Kg.max.permisible	793,41 V
Ks	0,5153
Ls	637,25 m
Ki	2,4674
VP.m	408,17 V
VP.50Kg.max.admisible	2681,50 V

Tabla 4.23: Resumen de Voltajes de paso y contacto

<b>Voltajes de seguridad</b>	<b>Voltajes máximos permisibles [Voltios]</b>	<b>Generados en la malla [Voltios]</b>	<b>Observación</b>
<b>Vc.50Kg</b>	793,41	555,52	Cumple
<b>Vc.70Kg</b>	1073,84	555,52	Cumple
<b>Vp.50Kg</b>	2681,50	408,17	Cumple
<b>Vp.70Kg</b>	3629,27	408,17	Cumple

En la figura 4.54 , se indica una presentación isométrica del montaje de la malla en la subestación .

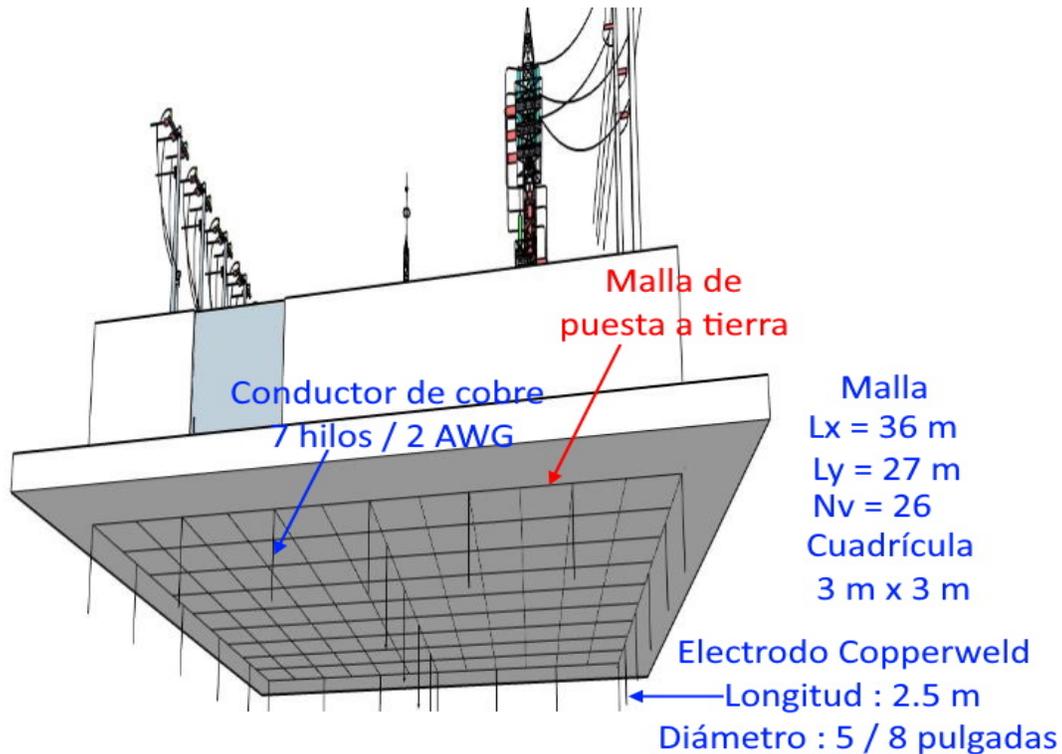


Figura 4.54: Presentación isométrica del montaje de la malla de puesta a tierra  
Aplicación : Autor

**Conductor de cobre :**

Referencia : Empresa eléctrica Quito : Conductor de 7 hilos . Número 2 AWG .

Referencia : Norma IEEE : Conductor . Número 2/0 AWG .

**Electrodo :**

Varillas de Copperweld : Acero con revestimiento de cobre .

Longitud = 2,5 m .

Diámetro = 5/8 de pulgada .

**Soldadura :**

Exotérmica : Soldadura molecular perdurable en metales , que mantiene su conductividad con el paso del tiempo y no sufre desgastes ante descargas atmosféricas.

## 4.9. CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Las celdas de media tensión son los espacios físicos formados por armarios o pupitres metal - mecánicos , en los cuales se van a colocar todos los elementos, partes y equipos necesarios para el control , protección y medición del sistema de medio voltaje ( 13,8 KV ) . [12]

Normalmente los diseños de celdas para medio voltaje , consideran :

- Celda de remonte .
- Celda para barras principales .
- Celda para medición principal .
- Celda para el alimentador 1.
- Celda para el alimentador 1.
- Celda para el alimentador 2.
- Celda para el alimentador 3.
- Celda para el alimentador 4.
- Celda para el alimentador 5 .
- Celda para energía auxiliar

La celda de remonte o llamada también pasa - cable , es el espacio destinado a recibir los conductores aislados ( XLPE ) que vienen desde el transformador de potencia , llegando a una segunda celda donde se formará el sistema de barras principales , las mismas que incluyen el reconectador principal en 13,8 KV , los transformadores de medida y protección ( TC , TP ) , el relé de protección , etc . Una tercera celda es necesario para medición en la barra principal (13,8 KV), lo cual incluye , transformadores de medida ( TC , TP ) e instrumentos de tablero. Luego se elige una celda para el control , protección y medición de cada uno de los alimentadores de 13, 8 KV , celdas en las cuales deben colocarse, reconectores de cabecera , transformadores de medida y protección (TC, TP), relés de protección , etc.

Finalmente se deja una celda para servicio auxiliar de energía , tanto de corriente alterna como de continua .

Todas estas celdas deben garantizar el correspondiente aislamiento y respetar las distancias mínimas dieléctricas de seguridad .

El espacio físico donde van ubicadas las celadas es en la sala de control.

En la figura 4.55 , se indica la disposición de las celdas de medio voltaje y el cuarto de baterías .

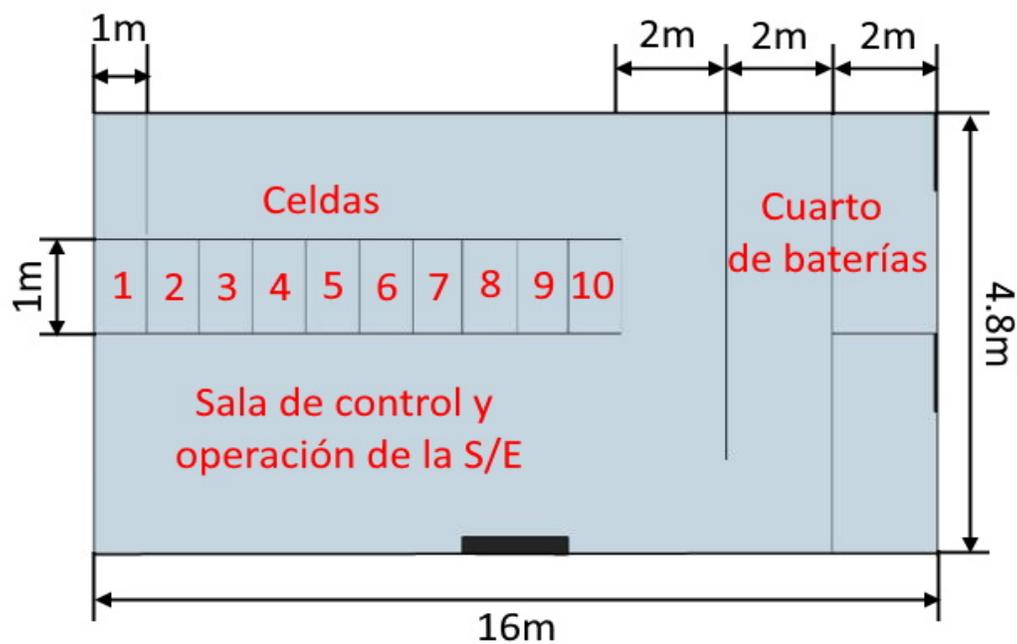


Figura 4.55: Sala de control de la subestación .  
Aplicación : Autor

## 4.10. SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares mas comunes que requiere una subestación para su operación son :

### **a .- Servicios de corriente alterna**

Propios del transformador ( regulador, ventiladores, entre otros

Motores de accionamiento de aparata ( interruptores y seccionadores )

Dispositivos de protección y señalización ( protección diferencial de transformadores, protección de distancia, protección por falla de interruptores, entre otros)

Sistema de alumbrado ( interior y exterior ) normal y de emergencia.

Equipos de tratamiento de aceite y de aire comprimido.

Para satisfacer esta demanda auxiliar de corriente alterna , se utiliza un transformador llamado de energía auxiliar .[12]

### **b.- Servicio de corriente continua**

Circuito de control de los interruptores.

Alarmas y equipos de control.

Alumbrado de emergencia en la caseta de control y de relés.

Sistemas de telecomunicaciones.

### **c.- Fuentes de alimentación**

- Alimentación en corriente alterna. Lineas de distribución.  
Transformadores MT / BT  
Grupos electrógenos.
  
- Alimentación en corriente continua.  
Sistema de alimentación ininterrumpida en corriente continua (rectificadores y baterías) .
  
- Alimentación en corriente alterna segura.  
Sistema de alimentación ininterrumpida en corriente alterna (rectificadores, baterías e inversores.

### **d.- Sistemas contra incendios**

Sellado de cables , extinción automática , espuma , boca de bomberos , agua pulverizada , etc .

## Capítulo 5

# Diseño electromecánico de línea Subtransmisión Laurel a 69 Kv y alimentadores de distribución 13.8Kv

### 5.1. Diseño mecánico de la línea de subtransmisión

Para nuestro diseño hemos tomado en consideración las normas y especificaciones técnicas emitido por UNITED STATES DEPARTMENT OF AGRICULTURE, donde establece los estándares permitidos para el diseño y construcción de líneas de 69 KV en su BULLETIN 1724E-200 RD-GD-2015-78.[4] También se respetan los lineamientos establecidos en las normativas del EX-INECEL, de aquí tomamos las especificaciones técnicas para estructuras utilizadas y permitidas por el [MEER](#).

#### **Para el Conductor:**

- Catenaria
- Ecuación de Cambio de estado

Determinamos las tensiones en los extremos del cable, es decir la fuerzas horizontales y verticales ejercida en el soporte causados por el peso propio del conductor, capa de hielo sobre el conductor, en mantenimientos el peso de un operador , etc.

Calculamos la catenaria a través de la aplicación de la ecuación de cambio

estado, formulamos 4 hipótesis como indica la normativa vigente ecuatoriana de máximo viento, máxima temperatura, Temperatura mínima y Condiciones iniciales. Con esto podemos encontrar el punto mas bajo de la catenaria y verificar la elongación del conductor por los cambios de temperatura y fuerzas sometida. [40]

La línea subestación a construirse se encuentra en la zona 1 correspondiente a niveles <1000msnm

**Para Los Soportes:**

- Catenaria.
- Ecuación de Cambio de estado.

Determinamos las tensiones en los extremos del cable, es decir la fuerzas horizontales y verticales ejercida en el soporte causados por el peso propio del conductor, capa de hielo sobre el conductor, en mantenimientos el peso de un operador , etc.

Calculamos la catenaria a través de la aplicación de la ecuación de cambio estado, formulamos 4 hipótesis como indica la normativa vigente ecuatoriana de máximo viento, máxima temperatura, Temperatura mínima y Condiciones iniciales. Con esto podemos encontrar el punto mas bajo de la catenaria y verificar la elongación del conductor por los cambios de temperatura y fuerzas sometida. [4] La línea subestación a construirse se encuentra en la zona 1 correspondiente a niveles <1000msnm.

**a.-Catenaria.**

la catenaria es la distribución de la masa del conductor a lo largo de la longitud de la línea

Se analiza un tramo de la línea y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$Y = C * \cosh \frac{X}{C} \quad (5.1)$$

donde:

Y = Catenaria.

C = Parámetros de la catenaria.

X = Punto

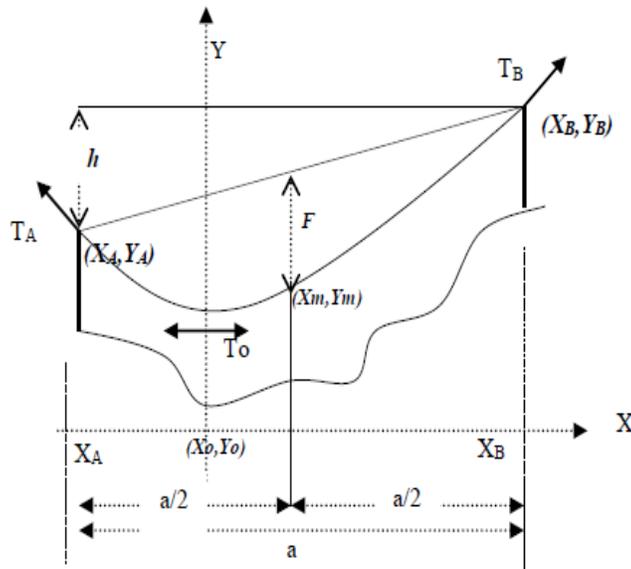


Figura 5.1: Distancias constructivas de una estructura tipo suspensión de circuito simple para línea de subtransmisión en 69 KV .

Referencia : EX - INECEL - Instituto Ecuatoriano de Electrificación [4]

Adaptación : Autor

Si se conoce la tensión inicial en el punto X los parámetros de la catenaria se determinan mediante la siguiente ecuación:

$$C = \frac{T_o}{W_c} \tag{5.2}$$

donde:

C = Parámetros de la catenaria.

$T_o$  = Tensión inicial en el punto de análisis.

$W_c$  = Peso unitario en el conductor.

**b.-Tensión inicial en el punto de análisis.**

$$T_o = Tr * T_{inicial} \tag{5.3}$$

donde:

Tr = Tensión de ruptura del conductor

$T_{inicial}$  = Tensión inicial

**c.-Tiro del conductor en el punto X de la catenaria**

El tiro del conductor es la Tensión en cualquier punto de la curva de la catenaria, es decir después de que el conductor se sometió a la condiciones climáticas y a los esfuerzos naturales de la línea. Esto significa que la tensión ejercida por cargas verticales, horizontales y longitudinales determina mediante la ecuación 5.4

$$T = T_o * \cosh \frac{X}{C} \quad (5.4)$$

donde:

$T_o$  = Tensión inicial en el punto de análisis.

C = Parámetros de la catenaria.

X = Punto

**d.-Tensión inicial del conductor en el punto X de la catenaria**

La tensión inicial también esa el esfuerzo inicial al que se somete el conductor para elevarlo desde el suelo hacia los aisladores y estructuras ya sean tipo cruceta, Line Post o Suspensión, es la fuerza inicial ejercida para dejarlo en el estado de trabajo, en la ecuación 5.5 podemos determinar la tensión inicial.[40]

$$T_o = C * W_c \quad (5.5)$$

donde:

$T_o$  = Tensión inicial en el punto de análisis.

C = Parámetros de la catenaria.

$W_c$  = Peso unitario en el conductor.

**5.2. Parámetros en función del tiro máximo****a.-Calculo de la flecha inicial [m]**

La flecha máxima es el estado del conductor cuando tiene la mayor holgura, esto se da cuando la temperatura de conductor llega a los limites máximos permisibles estos son dados por el fabricante y depende del diseño.

$$f = \frac{a^2}{8 * C}$$

donde :

a = Vano

C = Parámetros de la catenaria

**b.- Calculo del Vano real**

Es el vano que existe desde el poste A hasta el poste B.

$$b = \sqrt{(a^2) + (h^2)} \quad (5.6)$$

donde:

a = Longitud del cable.

b = La flecha y saeta.

h = Desnivel de los extremo del soporte.

**c.-Tiro o tensión en el vértice**

La tensión en el vértice es la tensión ejercida en el punto mas bajo de nuestra catenaria, es decir la tensión luego de haberse sometido a las condiciones climáticas del entorno, también se conoce como la ecuación de cambio de estado.

$$T_o = C * W_c \quad (5.7)$$

donde:

C = Parámetros de la catenaria

$W_c$  = Peso unitario en el conductor.

**d.-Tensión en el extremo A**

Tensión en el extremo A es la fuerza ejercida por el conductor en los soportes o aisladores ubicados en el lado izquierdo. A esto se suman las cargas verticales, horizontales y Longitudinales.

$$T_a = W_c * \sqrt{(C^2) + (La^2)} \quad (5.8)$$

donde:

$W_c$  = Peso unitario en el conductor.

C = Parámetros de la catenaria

La = Longitud de la catenaria en el punto a.

- Para determinar la longitud de la catenaria se debe conocer los siguiente:

$$La = C * \sinh\left(\frac{Xa}{C}\right) \quad (5.9)$$

donde :

C = Parámetros de la catenaria

Xa = Distancia del punto mas bajo hasta el punto a

- Primero se debe calcular la distancia Promedio  $X_m$ , que significa la longitud del conductor desde el extremo izquierdo hacia el punto mas bajo de la catenaria entre postes de ejemplo A y B, para determinar  $X_a$ .

$$X_a = X_m + \left(\frac{a}{2}\right) \quad (5.10)$$

donde:

$X_a$  = Distancia del punto mas bajo hasta el punto a

$X_m$  = Distancia desde el punto medio hasta el punto a

a = Longitud del cable.

- La abscisa del medio vano [ $X_m$ ] se determina mediante la siguiente ecuación

$$X_m = C * \operatorname{arcsenh}\left(\frac{h}{L}\right) \quad (5.11)$$

donde :

C = Parámetros de la catenaria

h = Desnivel

L = Longitud del cable a nivel

- Para determinar la longitud del cable a nivel se establece a partir del calculo del parámetro de la Catenaria multiplicado por la propiedad trigonométrica del Seno - Hiperbólico que divide al Vano de estudio sobre 2 veces el parámetro de la catenaria.

$$L = 2C * \operatorname{senh}\left(\frac{a}{2 * C}\right) \quad (5.12)$$

donde:

C = Parámetros de la catenaria

a = Longitud del cable.

**e.-Tensión en el extremo B**

La tensión en el extremo B hace referencia al Poste que esta en el

$$T_b = W_c * \sqrt{(C^2) + (Lb^2)} \quad (5.13)$$

donde:

$W_c$  = Peso unitario en el conductor.

C = Parámetros de la catenaria

Lb = Longitud de la catenaria en el punto b.

- Para determinar la longitud de la catenaria en el punto b se debe conocer los siguientes:

$$Lb = C * \operatorname{senh}\left(\frac{Xb}{C}\right) \quad (5.14)$$

donde :

C = Parámetros de la catenaria

Xb =

- Calculo de Xb

Xb es la distancia medida en metros desde el extremo b hacia el medio de la catenaria.

$$Xb = Xm + \left(\frac{a}{2}\right) \quad (5.15)$$

donde:

Xb =

Xm

a = Longitud del cable.

- Para determinar la abscisa del medio vano [Xm] Xm es el punto promedio de la catenaria.

$$Xm = C * \operatorname{arcsenh}\left(\frac{h}{L}\right) \quad (5.16)$$

donde :

C = Parámetros de la catenaria

h = Desnivel

L = Longitud del cable a nivel

- Para determinar la longitud del cable a nivel

$$L = 2C * \operatorname{senh}\left(\frac{a}{2 * C}\right) \quad (5.17)$$

donde: C = Parámetros de la catenaria

a = Longitud del cable.

### 5.3. Ecuación del cambio de estado:

Una vez nuestra red en servicio, se somete a los factores ambientales existentes, variaciones de temperatura, fuertes vientos, elevación de su peso, etc. Estas Circunstancias hacen que el conductor cambie sus parámetros iniciales y para esto utilizamos La ecuación de cambio de estado que dado un tiro inicial y datos de cambios de temperaturas podemos obtener el calculo de tiro final en la condición sometida.

$$T_{o2}^2 * (T_{o2} + \alpha * E(\theta_2 - \theta_1) * A + \frac{W_{r1}^2 * a^2 * A * E}{24 * T_{o1}^2} - T_{o1}) = \frac{W_{r2}^2 * a^2 * A * E}{24} \quad (5.18)$$

donde:

$T_{o1}$  = Tensión inicial del conductor (Kg)

$T_{o2}$  = Tensión final del conductor ( Kg )

$\alpha$  = Coeficiente de dilatación lineal del conductor ( °C )

$\theta_1$  = Temperatura inicial del conductor (°C)

$\theta_2$  = Temperatura final del conductor ( °C )

E = Elasticidad del conductor ( kg / mm<sup>2</sup> )

A = Sección del conductor ( mm<sup>2</sup> )

a = Vano ( m )

$W_{r1}$  = Peso de la longitud inicial del conductor ( kg/m )

$W_{r2}$  = Peso de la longitud final del conductor ( kg/m )

#### **a.-Vano regulador**

Para determinar el vano regular que es el vano que existe entre el poste a y b se determina mediante la ecuación 5.19.

$$V_r = \sqrt{\frac{\sum(a_1^3) + (a_2^3) + (a_n^3)}{a_1 + a_2 + a_n}} \quad (5.19)$$

donde:

n = Numero de estructuras

a = longitud del vano

## 5.4. Caso de estudio

En el análisis del diseño electromecánico es necesario el planteamiento de hipótesis de situaciones ambientales como contaminación, elevación de temperatura en el conductor a causa de la quema de vegetación en zonas de cultivos de arroz y cambios climático al que se va a someter nuestra Línea, formada por elementos de hormigón armado, aluminio y acero, etc. Con los datos obtenidos elegiremos los elementos que cumplan las necesidades.

En la figura 5.2 se observa los tipos de estructuras a utilizar como:

- a) Estructura de Arranque, conexión a Línea de Subtransmisión Tramo Daule - Santa Lucia.
- b) Estructuras de intercalado Utilizando Line Post.
- c) Estructura en Suspensión a 90 grados con anclajes.
- d) Estructura Tipo Line Post, fin de la Línea; Tap de entrada a SE Laurel.

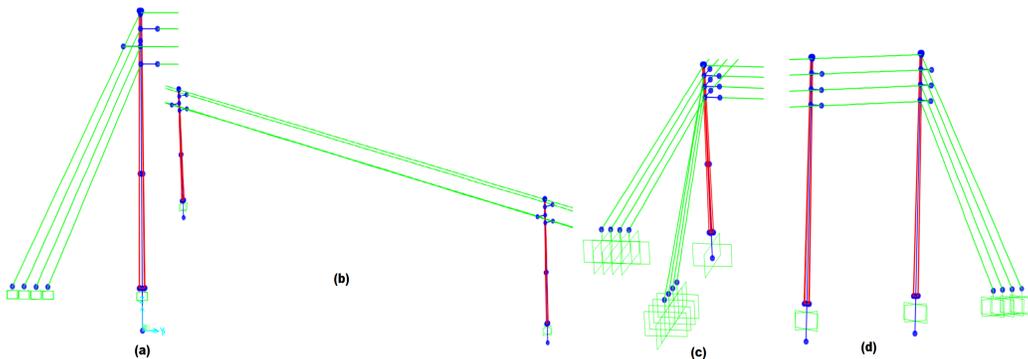


Figura 5.2: Estructuras utilizadas en el software SAP 2000. Autor

La figura 5.2 es una vista 3D de como se ve la línea y las diferentes estructuras utilizadas en nuestro diseño. El Soporte elegido es un Poste de Hormigón Armado, cumple con la normativa vigente ecuatoriana:

- Longitud: Poste de 21 metros
- $PHR23 * 2400cm^3$
- Resistencia: 2400 Kg
- Capacidad de servicio: 20 cm
- Altura del poste : 23 m

El poste presenta un empotramiento dado por la siguiente ecuación:

$$e = 0,1 * h + 0,6$$

$$e = 0,1 * 23 + 0,6$$

$$e = 2,9 \text{ metros}$$

## 5.5. Hipótesis de Estudio:

Planteamos 4 hipótesis a estudiar:

- **Hipótesis 1.-** en condiciones iniciales, condiciones ambientales normales de la zona.
- **Hipótesis 2.-** en condiciones de Máximo Viento presentado en la zona en los últimos 15 años.
- **Hipótesis 3 .-** en condiciones de mínima temperatura, sin viento.
- **Hipótesis 4.-** en condiciones de flecha máxima, esto se da cuando la temperatura es máxima en el conductor a causa del sol u otros factores que pueden aumentar su temperatura siendo estos sometidos a grandes brasas de fuego por la quema de la paja de arroz y esta linea atraviesa en su gran parte sembríos de arroz. Asumiremos una temperatura máxima de 60grados.

En la tabla 5.1 presenta las condiciones que se pusieron a prueba las estructuras dependiendo de la temperatura y el viento.

Tabla 5.1: Condiciones de prueba para los casos de estudio  
Adaptación : Autor

Condición:	Temperatura:	Viento
EDS	25 <sup>o</sup> C	Sin Viento
Máximo Viento	15 <sup>o</sup> C	20km/h=kg/m <sup>2</sup>
Mínima temperatura	20 <sup>o</sup> C	Sin Viento
Flecha máxima	30 <sup>o</sup> C	16km/h
Flecha Máxima Temperatura	60 <sup>z</sup> C	16 km/h

### 1.- UBICACIÓN

En la tabla 5.2 se observa la distribución de cada soporte con la ubicación tanto en x como en y con un sistema de coordenadas en UTM y las distancias de los vanos y desnivel del terreno.

Tabla 5.2: Coordenadas en UTM de los soportes utilizados en SAP 2000  
Adaptación : Autor

Postes	Coord. X.	Coord. Y.	Vanos	Desnivel
1	612228	9804395	0	-3,31
2	612265	9804386	40	-0,76
3	612324	9804367	60	-0,75
4	612432	9804331	114	0,99
5	612539	9804295	115	-1,21
6	612660	9804254	126	-1,38
7	612680	9804319	65	4,53
8	612688	9804331	11,5	1,06

## 2.-DATOS DEL CONDUCTOR

El conductor elegido es el HAWK 477 MCM - ACSR 26/7 que cumple con las siguientes características:

- Sección del conductor: 280,9 mm
- Peso del conductor: 0,9765 kg/m
- Elasticidad del conductor: 7598,75kg/m
- Coeficiente de dilatación lineal del conductor : 0,000019 °C
- Tensión de ruptura : 8845,02 kg
- Presión del viento: 1,08225 kg/cm<sup>2</sup>
- Velocidad del viento : 15 Km/h

## 3.-HIPÓTESIS 1 : CONDICIONES INICIALES

Para el estudio del primer caso se tiene en consideración una temperatura inicial de 25 °C

Primero se debe determinar el peso total del conductor, se debe realizar lo siguiente:

$$Wt = \sqrt{(Pv^2) + (Wc^2)} \quad (5.20)$$

donde:

Pv = Presión del viento.

Wc = Peso del conductor.

### a- Procedimiento

Siendo un vano de 40 m con postes de 21m de altura con estructura Tipo Line Post, -0,76 de desnivel entre la estructura siguiente y dada una tensión de ruptura del 18% ; tenemos que:

### b.-Tensión inicial

$$T_o = 8845,02 * 0,18 = 1592,1036[Kg/m].$$

### c.-Vano Real

$$b = \sqrt{(40^2) + ((-0,76)^2)} = 40,0072m.$$

### d-Parámetro de la catenaria

$$C = \frac{1592,103}{0,9765} = 1630,42$$

**e.-Cálculo de la flecha inicial [m]**

$$f = \frac{40^2}{8 * 1630,42} = 0,122m$$

**f.-Tensión en el extremo A**

$$T_a = W_* \sqrt{(C^2) + (La^2)}$$

donde:

$W_c$  = Peso unitario en el conductor.

C = Parámetros de la catenaria

La = Longitud de la catenaria en el punto a

- Para determinar la longitud del cable

$$L = (2 * 1630,42) * \operatorname{senh}\left(\frac{40}{2 * 1630,42}\right) = 40,002m$$

- Para determinar la abscisa del medio vano [Xm]

$$Xm = 1630,42 * \operatorname{arcsenh}\left(\frac{-0,76}{40}\right) = 30,97m$$

- Cálculo de Xa

$$Xa = (30,97) - \left(\frac{40}{2}\right) = 10,97m$$

- Para determinar La se debe conocer los siguiente:

$$La = 1630,42 * \operatorname{senh}\left(\frac{10,97}{1630,42}\right) = 10,96m$$

- Tensión en el extremo A

$$T_a = 0,976 * \sqrt{(1630,42^2) + ((10,96)^2)} = 1591,32Kg$$

**g.-Tensión en el extremo B**

$$T_b = W_c * \sqrt{(C^2) + (Lb^2)}$$

donde:

$W_c$  = Peso unitario en el conductor.

C = Parámetros de la catenaria

Lb = Longitud e el punto b

- Calculo de Xb

$$Xb = -30,97 - \left(\frac{40}{2}\right) = 50,96m$$

- Longitud en el punto b:

$$Lb = 1630,42 * \operatorname{senh}\left(\frac{50,96}{1630,42}\right) = 100,20$$

- Tensión en el extremo B

$$T_b = 976,5 * \sqrt{(1630,42^2) + (100,20^2)} = 1595,11$$

- Aplicación de la ECE:

$$T_{o2}^2 * (T_{o2} + 0,000019 * 7598,75(25 - 15) * 0,281 + \frac{0,976^2 * 40^2 * 0,281 * 7598,75}{(24 * 1592,10)^2} - 1592,10) = \frac{0,976^2 * 40^2 * 0,281 * 7598,75}{24}$$

$$T_{o2} = 2373,75kg/m$$

\*Es el valor de la tensión en cualquier punto del cable luego de ser sometido a los factores climáticos en el que se construyó.

**h.-Simulación de hipótesis 1 vano 1 en sap 2000:**

Para la simulación se debe importar desde el AutoCAD los dibujos de las postes con sus diferentes estructuras en formato .dfx; y en el sap 2000 con el botón DrawFrame/Cable trazamos una línea de un punto a otro y nos aparecerá una ventana donde agregamos el peso unitario del conductor elegido y la flecha calculada analíticamente y el programa nos brinda los valores de las tensiones en los extremos y la tensión resultante. En la figura 5.3 se observa el vano de dos postes con estructura tipo Line Post que se utilizó para aplicar la hipótesis 1.



Figura 5.3: Vano de dos postes con estructura tipo Line Post

Herramienta:SAP 2000

Aplicación: Autor

En la figura 5.4 se observa los parámetros que se modificaron como son el tipo de cable, tensión del soporte y las coordenadas.

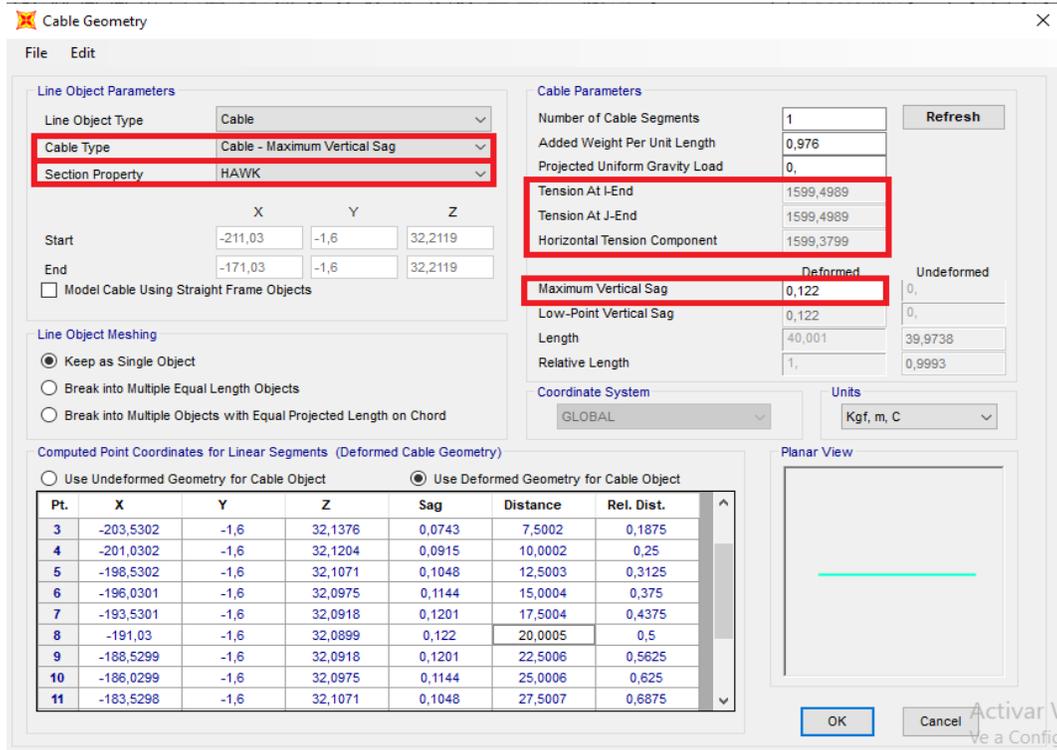


Figura 5.4: Parámetros del cable en vano 40m  
Herramienta:SAP 2000  
Aplicación: Autor

Luego de unir los extremos del cable nos aparecera la ventana "Cable Geometry".

Escogemos en: Cable type: "Maximum vertical sag", Se activará en la sección de "Parametros Del Cable" la Casilla donde ingresamos la "Máxima Flecha Vertical calculada y el programa en las casillas de "Tensiones" nos muestra los valores de tensiones en los extremos calculados a través de las ecuaciones 5.8 y 5.13 mas el valor de Componente de Tensión Horizontal.

Los Valores obtenidos deben de ser menores al valor de Capacidad de Ruptura del cable establecido por el modelo y fabricante.

En la figura 5.5 se observa los valores de la flecha y la tensión máxima que presenta.

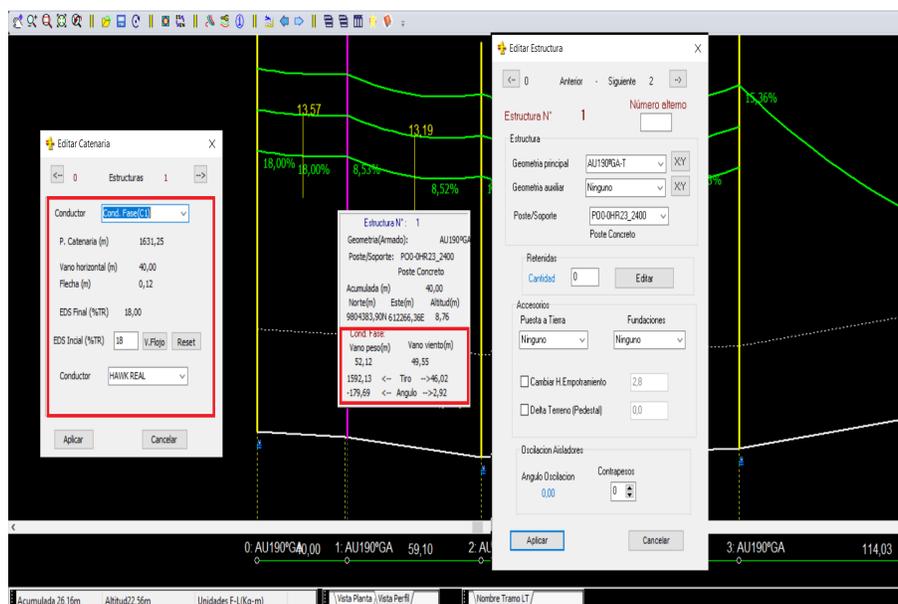


Figura 5.5: Valores de flecha y tensiones.  
Herramienta:DLTCAD - Aplicación: Autor

En la tabla 5.3 se muestra una comparación de los valores calculados como los valores obtenidos en los software SAP y DLT-CAD, para la hipótesis 1.

Tabla 5.3: Comparación Parámetros del Cable para los diferentes en Vano en Hipótesis 1: EDS Condiciones Iniciales - Autor

Vanos	Flecha	Ta (Kg)	Tb ( Kg )	Ta SAP (Kg )	Tb SAP (Kg)	Ta DLT(Kg)	Tb DLT(Kg)
40	0,12	1596,87	1600,10	1599,49	1599,49	1592,40	1592,13
60	0,28	1592,95	1593,69	1569,71	1569,71	1592,11	1592,87
114	1,00	1594,44	1593,47	1571,59	1571,59	1592,87	1593,30
115	1,01	1594,45	1593,48	1572,81	1572,81	1593,33	1592,50
126	1,22	1593,59	1594,77	1575,41	1575,41	1593,45	1594,08
65	0,32	1592,92	1594,27	1572,76	1572,76	1593,59	1594,22
11,5	0,01	1714,27	1709,85	1698,34	1698,34	1714,08	1710,23

**4.-HIPÓTESIS 2 : MÁXIMO VIENTO**

Se debe conocer los siguientes datos:

Vano : 60

Desnivel: -0,75

Estructura : 1LP

Para determinar la tensión inicial:

$$T_o = 8845,02 * 0,18 = 1592,1036 [Kg/m].$$

**a.-Vano real**

$$b = \sqrt{(60^2) + ((-0,76)^2)} = 60,0048m.$$

**b.-Parámetro de la catenaria**

$$C = \frac{1592,103}{0,9765} = 1630,42$$

**c.- Calculo de la flecha inicial [m]**

$$f = \frac{60^2}{8 * 1630,42} = 0,28m$$

**d.-Tensión en el extremo A**

- Para determinar la longitud del cable

$$L = (2 * 1630,42) * \operatorname{senh}\left(\frac{60}{2 * 1630,42}\right) = 60,0042m$$

- Para determinar la abscisa del medio vano [Xm]

$$Xm = 1630,42 * \operatorname{arcsenh}\left(\frac{(-0,75)}{60}\right) = 20,39m$$

- Calculo de Xa.

$$Xa = (20,39) - \left(\frac{60}{2}\right) = -9,61m$$

- Para determinar La se debe conocer los siguiente:

$$La = 1630,42 * \operatorname{senh}\left(\frac{-9,61}{1630,42}\right) = -9,61m$$

- Tensión en el extremo A

$$T_a = 0,976 * \sqrt{(1630,42^2) + ((9,61^2))} = 1592,95Kg$$

**e.-Tensión en el extremo B**

donde:

- Calculo de Xb

$$Xb = -20,39 - \left(\frac{60}{2}\right) = 50,39m \quad (5.21)$$

- Longitud en el punto b:

$$Lb = 1630,42 * \operatorname{senh}\left(\frac{50,39}{1630,42}\right) = 50,40m$$

- Tensión en el extremo B

$$T_b = 976,5 * \sqrt{(1630,42^2) + (50,40^2)} = 1593,68$$

$$T_{o2}^2 * (T_{o2} + 0,000019 * 7598,75(25-15) * 0,281 + \frac{0,976^2 * 60^2 * 0,281 * 7598,75^2}{24 * 1592,10}$$

$$-1592,10) = \frac{0,976^2 * 60^2 * 0,281 * 7598,75}{24}$$

$$T_{o2} = 1592,10kg/m$$

### f.-Simulación de hipótesis 2 en Sap 2000

En la figura 5.6 se observa los parámetros utilizados en un vano de 60 metros con estructuras tipo line post que se utilizó para la condición 2 .

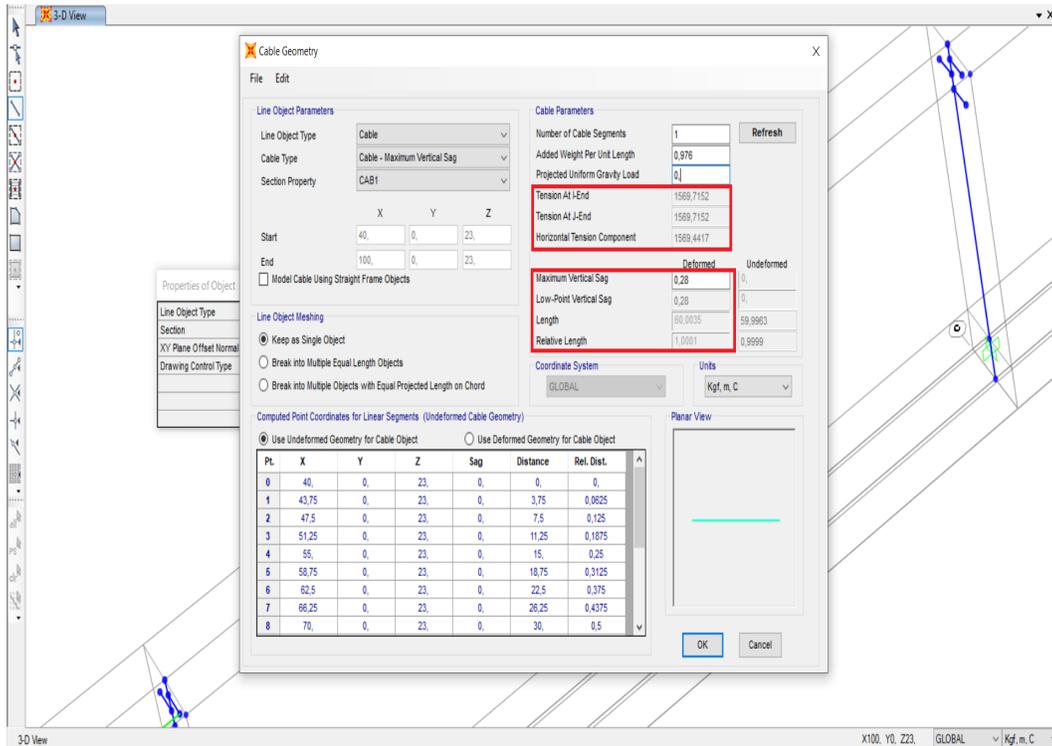


Figura 5.6: Parámetros del cable en vano 60m Herramienta: SAP2000  
Aplicación: Autor

Los datos obtenidos para las tensiones en los extremos del cable a partir de ingresar la flecha vertical máxima= 0,28 m en un vano de 60m son los siguientes:

- Tensión en el extremo A :1599,71 Kg
- Tensión en el extremo B :1599,71 Kg
- Tensión Componente Horizontal: 1599,44 Kg

En la figura 5.7 realizamos el mismo procedimiento en DLTCAD para determinar la tensión que presenta en diferentes vanos.

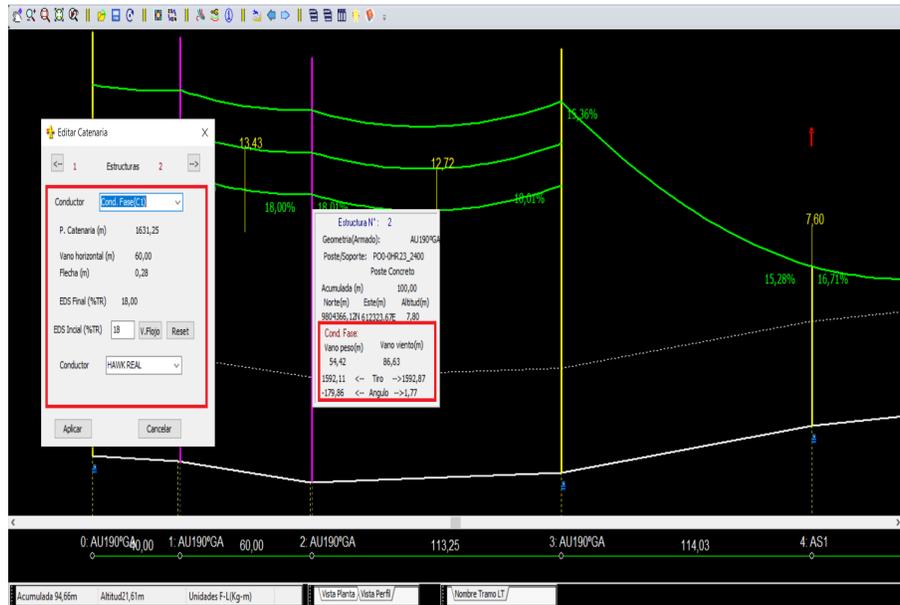


Figura 5.7: Datos obtenidos para un vano 60m  
Herramienta: DLTCAD - Autor

En la tabla 5.4 podemos realizar la comparación de los resultados obtenidos para la hipótesis 2.

Tabla 5.4: Comparación Parámetros del Cable para los diferentes en Vano en Hipótesis 2: Máximo Viento - Autor

Vanos	Flecha	Ta (Kg)	Tb ( Kg )	Ta SAP( Kg )	Tb SAP (Kg)	Ta DLT(Kg)	Tb DLT(Kg)
40	0,09	2218,42	2221,65	1572,02	1572,02	1592,40	1592,13
60	0,20	2212,39	2213,13	1569,71	1569,71	1592,11	1592,87
114	0,72	2213,65	2212,69	1571,59	1571,59	1592,87	1593,30
115	0,73	2213,67	2212,70	1572,81	1572,81	1593,33	1592,50
126	0,88	2212,75	2213,94	1575,41	1575,41	1593,45	1594,08
65	0,23	2212,44	2213,79	1572,76	1572,76	1593,59	1594,22
11,5	0,01	2380,07	2375,64	1698,34	1698,34	1714,08	1710,23

**5.-HIPÓTESIS 3: MÍNIMA TEMPERATURA**

Datos:

Vano : 114 m

Desnivel: 0,99

Estructura : 1LP

Para este caso vamos utilizar un  $T_o$  del 30%

$$T_o = 8845,02 * 0,3 = 2653,50 [Kg/m].$$

**a.-Vano real**

$$b = \sqrt{(114^2) + ((-0,99)^2)} = 114,004m.$$

**b.-Parámetro de la catenaria**

$$C = \frac{2653,50}{0,9765} = 2718,75$$

**c.-Calculo de la flecha inicial [m]**

$$f = \frac{114^2}{8 * 2718,75} = 0,6m$$

**d.-Tensión en el extremo A**

- Para determinar la longitud del cable

$$L = (2 * 2718,75) * \operatorname{senh}\left(\frac{114}{2 * 2718,75}\right) = -71,19m$$

- Para determinar la abscisa del medio vano [Xm]

$$Xm = 2718,75 * \operatorname{arcsenh}\left(\frac{(0,99)}{114}\right) = -23,61m$$

- Calculo de Xa

$$Xa = (14,16) - \left(\frac{114}{2}\right) = -80,61m$$

- Para determinar La se debe conocer los siguiente:

$$La = 2718,75 * \operatorname{senh}\left(\frac{14,16}{2718,75}\right) = -80,62m$$

- Tensión en el extremo A

$$T_a = 0,976 * \sqrt{(2718,75^2) + ((80,62^2))} = 2656,03Kg$$

### e.-Tensión en el extremo B

donde se calcula:

- Cálculo de Xb

$$Xb = -14,16 - \left(\frac{114}{2}\right) = 33,39m \quad (5.22)$$

- Longitud en el punto b:

$$Lb = 2718,75 * \operatorname{senh}\left(\frac{42,84}{2718,75}\right) = 33,4m$$

- Tensión en el extremo B

$$T_b = 976,5 * \sqrt{(2718,75^2) + (33,4^2)} = 2655,07Kg$$

- Aplicación Ecuación general ECE:

$$T_{o2}^2 * (T_{o2} + 0,000019 * 7598,75(25 - 15) * 0,281 + \frac{0,976^2 * 114^2 * 0,281 * 7598,75^2}{24 * 2653,5} - 2653,5) = \frac{0,976^2 * 114^2 * 0,281 * 7598,75}{24}$$

$$T_{o2} = 2652,61kg/m$$

### f.-Simulación de hipótesis 3 en SAP 2000

En la figura 5.8 se observa los parámetros utilizados en un vano de 114 metros para la condición 3.

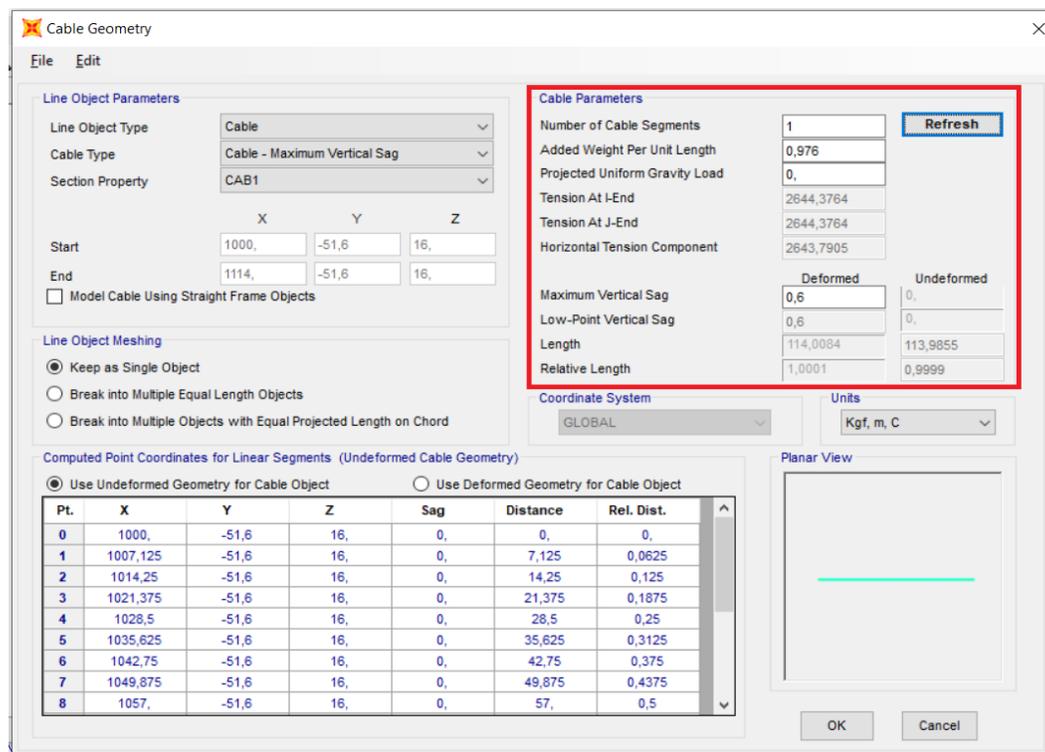


Figura 5.8: Parámetros del cable en un vano de 114m  
Herramienta: SAP 2000 / Aplicación: Autor

Los datos obtenidos para las tensiones en los extremos del cable a partir de ingresar la flecha vertical máxima= 0,6 m son los siguientes:

- Tensión en el extremo A :2644,37 Kg
- Tensión en el extremo B :2644,37 Kg
- Tensión Componente Horizontal: 2643,79 Kg

En la figura 5.9 se observa los parámetros utilizados para la hipótesis 3.

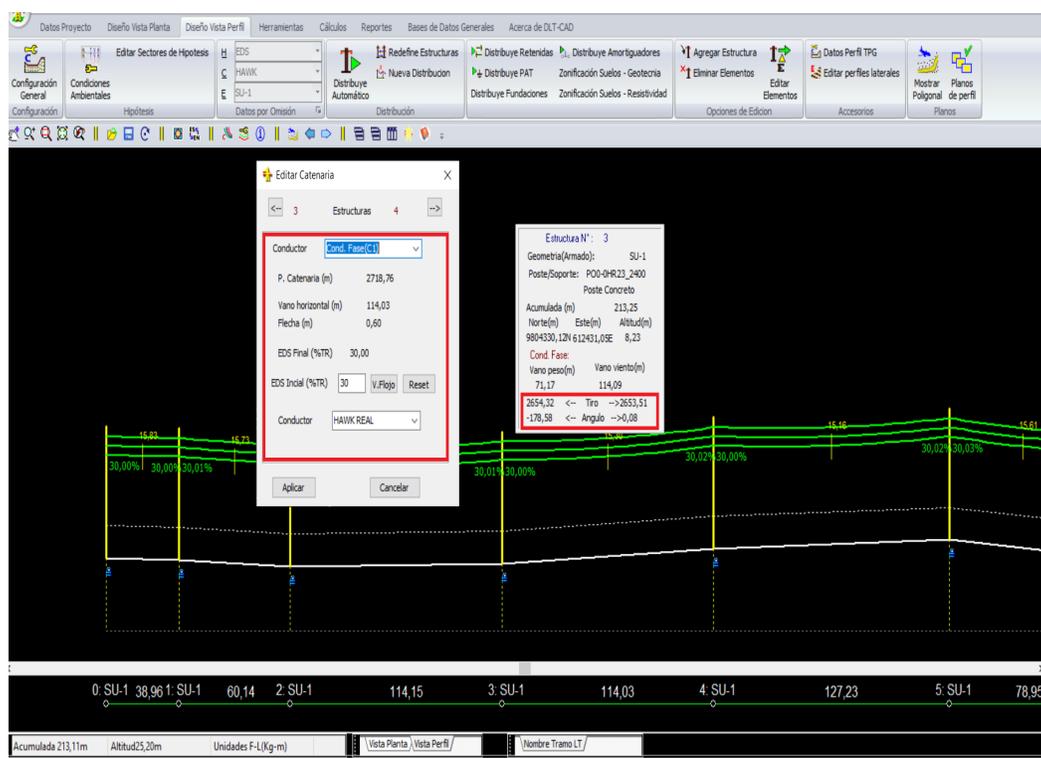


Figura 5.9: Datos obtenidos DLTCAD en vano 114m - Autor

En la tabla 5.5 se observa la comparación de los resultados obtenidos.

Tabla 5.5: Comparación Parámetros del Cable para los diferentes en Vano en Hipótesis 3: Mínima Temperatura

Vanos	Flecha	Ta (Kg)	Tb ( Kg )	Ta SAP( Kg )	Tb SAP (Kg)	Ta DLT(Kg)	Tb DLT(Kg)
40	0,07	2662,40	2665,63	2786,12	2786,12	2653,78	2653,61
60	0,17	2654,87	2655,61	2768,28	2768,28	2653,61	2654,47
114	0,60	2656,03	2655,07	2644,37	2644,37	2653,54	2653,89
115	0,61	2656,04	2655,07	2643,19	2643,19	2654,34	2654,38
126	0,73	2655,11	2656,29	2645,64	2645,64	2655,94	2653,96
65	0,19	2654,98	2656,33	2649,78	2649,78	2654,67	2656,03
11,5	0,01	2855,63	2851,21	2843,03	2843,03	2855,48	2854,86

**6.-HIPÓTESIS 4 : FLECHA MÁXIMA**

Datos:

Vano : 115 m

Desnivel: 0,99

Estructura : 1LP

Para este caso vamos utilizar una Tensión inicial  $T_o$  del 35%

$$T_o = 8845,02 * 0,35 = 3095,757 [Kg/m].$$

**a.-Vano real**

$$b = \sqrt{(115^2) + ((-0,99)^2)} = 115,005m.$$

**b.-Parámetro de la catenaria**

$$C = \frac{3095,75}{0,9765} = 3171,88$$

**c.-Calculo de la flecha inicial [m]**

$$f = \frac{115^2}{8 * 3171,88} = 0,52m$$

**d.-Tensión en el extremo A**

- Para determinar la longitud del cable

$$L = (2 * 2718,75) * \operatorname{senh}\left(\frac{115}{2 * 2718,75}\right) = -71,19m$$

- Para determinar la abscisa del medio vano [Xm]

$$Xm = 2718,75 * \operatorname{arcsenh}\left(\frac{(0,99)}{115}\right) = -27,30m$$

- Calculo de Xa

$$Xa = (27,30) - \left(\frac{115}{2}\right) = -84,80m$$

- Para determinar La se debe conocer los siguiente:

$$La = 3171,88 * \operatorname{senh}\left(\frac{27,30}{3171,88}\right) = -84,81m$$

- Tensión en el extremo A

$$T_a = 0,976 * \sqrt{(3171,88^2) + ((84,81^2))} = 3098,45Kg$$

### e.-Tensión en el extremo B

donde:

- Calculo de Xb

$$Xb = -27,30 - \left(\frac{115}{2}\right) = 30,2m \quad (5.23)$$

- Longitud en el punto b:

$$Lb = 3171,88 * \operatorname{senh}\left(\frac{30,2}{3171,88}\right) = 30,19m$$

- Tensión en el extremo B

$$T_b = 976,5 * \sqrt{(3171,88^2) + (30,19^2)} = 3097,48Kg$$

- Aplicación Ecuación general ECE:

$$T_{o2}^2 * (T_{o2} + 0,000019 * 7598,75(30 - 25) * 0,281 + \frac{0,976^2 * 115^2 * 0,281 * 7598,75^2}{24 * 3095,75} - 3095,75) = \frac{0,976^2 * 115^2 * 0,281 * 7598,75}{24}$$

$$T_{o2} = 6090,56kg/m$$

En la figura 5.10 se observa los datos a ingresar para un vano de 115m.

**Line Object Parameters**

Line Object Type: Cable  
 Cable Type: Cable - Maximum Vertical Sag  
 Section Property: HAWK

Start: X=3,97, Y=1,6, Z=30,4619  
 End: X=-111,03, Y=1,6, Z=30,4619

Model Cable Using Straight Frame Objects

**Line Object Meshing**

Keep as Single Object  
 Break into Multiple Equal Length Objects  
 Break into Multiple Objects with Equal Projected Length on Chord

**Cable Parameters**

Number of Cable Segments: 1  
 Added Weight Per Unit Length: 0,976  
 Projected Uniform Gravity Load: 0  
 Tension At I-End: 3100,1597  
 Tension At J-End: 3100,1597  
 Horizontal Tension Component: 3099,6527

Maximum Vertical Sag: Deformed 0,52, Undeformed 0  
 Low-Point Vertical Sag: Deformed 0,52, Undeformed 0  
 Length: Deformed 115,0063, Undeformed 114,8546  
 Relative Length: Deformed 1,0001, Undeformed 0,9987

Coordinate System: GLOBAL  
 Units: Kgf, m, C

**Computed Point Coordinates for Linear Segments (Undeformed Cable Geometry)**

Use Undeformed Geometry for Cable Object  
 Use Deformed Geometry for Cable Object

Pt.	X	Y	Z	Sag	Distance	Rel. Dist.
0	3,97	1,6	30,4619	0,	0,	0,
1	-3,2175	1,6	30,4619	0,	7,1875	0,0625
2	-10,405	1,6	30,4619	0,	14,375	0,125
3	-17,5925	1,6	30,4619	0,	21,5625	0,1875
4	-24,78	1,6	30,4619	0,	28,75	0,25
5	-31,9675	1,6	30,4619	0,	35,9375	0,3125
6	-39,155	1,6	30,4619	0,	43,125	0,375
7	-46,3425	1,6	30,4619	0,	50,3125	0,4375
8	-53,53	1,6	30,4619	0,	57,5	0,5

Planar View: [Empty view area]

OK Cancel

Figura 5.10: Parámetros del cable para un vano de 115m  
 Herramienta: SAP 2000 - Autor

Los datos obtenidos para las tensiones en los extremos del cable a partir de ingresar la flecha vertical máxima= 0,52m en un vano de 115m son los siguientes :

- Tensión en el extremo A :3100,15 Kg
- Tensión en el extremo B :3100,15 Kg
- Tensión Componente Horizontal: 3099,65 Kg

En la figura 5.11 se observa los parámetros del cable, catenaria y flecha ingresados en el software DLTCAD.

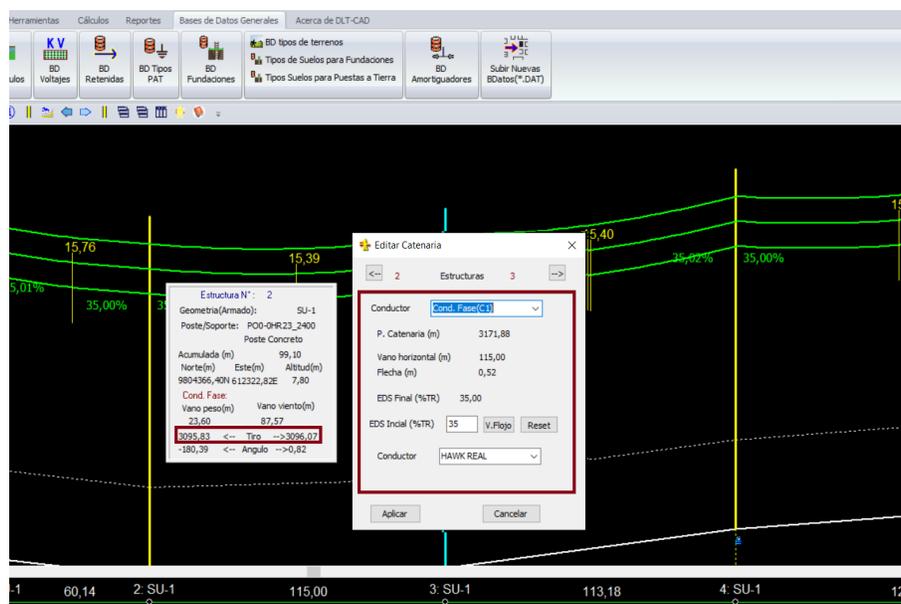


Figura 5.11: Parámetros del cable para un vano 115m  
Herramienta: DLTCAD - Autor

En la tabla 5.6 se realiza la comparación de los parámetros tanto calculados, SAP 2000, DLTCAD.

Tabla 5.6: Comparación Parámetros del Cable para los diferentes en Vano en Hipótesis 4: Flecha Máxima

Vanos	Flecha	Ta (Kg)	Tb ( Kg )	Ta SAP( Kg )	Tb SAP (Kg)	Ta DLT(Kg)	Tb DLT(Kg)
40	0,06	3106,38	3109,61	3110,45	3110,45	3096,76	3095,76
60	0,14	3097,36	3098,10	3100,28	3100,28	3095,76	3095,82
114	0,51	3098,44	3097,48	3099,38	3106,19	3106,19	3096,50
115	0,52	3098,45	3097,48	3100,15	3100,15	3095,83	3096,07
126	0,63	3097,51	3098,69	3071,96	3071,96	3097,92	3095,88
65	0,17	3097,53	3098,88	3029,19	3029,19	3097,02	3098,38
11,5	0,01	3331,20	3326,78	3229,45	3229,45	331,02	3326,50

## 5.6. MÉTODO GROUND LINE Y PUNTO DE STRESS MÁXIMO EN SOPORTES:

Para determinar los límites de vanos horizontales por punto de stress usamos dos métodos existentes:

- El método Línea Tierra o Ground Line es usado para postes de  $\leq 55$  pies de altura.
- El método de Máximo Punto de Stress usado para postes  $> 500$  ft de altura.
- La primera carga inducida en nuestros postes es a causa del viento en el cable de Guarda o conductores y esto determina entre el 75%-90% del vano.
- El Viento en la Estructura afecta el vano entre un 5% a 15%.
- Las Cargas Verticales des balanceadas causadas por el peso y viento en conductores y cable de guarda aumentan los momentos al nivel de línea de tierra y crean un punto PT de máximo stress en el poste.

El Método de Línea a Tierra y de Punto de Stress Máximo se basa en la siguiente ecuación:

$$\phi MA = Mg = (LF)Mwp + (LF)MWc + (LF)Mvo + (LF)Mp- \quad (5.24)$$

Donde:

- $\phi$  = Factor de Stress.
- $MA = Fb \cdot S$  = Momento Máximo de Capacidad del poste.
- $LF$  = Factor de Carga Asociado por una carga en Particular.
- $Mg$  = Momento Inducido.

**1.-METODO LINEA TIERRA PARA POSTES <= 55 ft DE ALTURA**

Este Método lo usamos para postes <=55ft ó 16,7m de altura. En La zona de Ecuador usamos postes de hasta 14m en líneas de distribución:

a.-Momento en la línea

MWp=Momento en la Línea de Tierra o empotramiento a causa de la presión del viento en la superficie del Poste:

$$Mwp = \frac{F * (2Dt + da) * h^2}{72} \quad (5.25)$$

Donde:

- F= Presión del Viento.
- Dt= Diámetro Superior del Poste.
- da= Diámetro Inferior a nivel de empotramiento.
- h= Altura del Poste a nivel de Empotramiento.

**b.-Momento a nivel de empotramiento por el viento en los cables**

El viento golpea en forma de ráfaga en el área expuesta de los conductores, esto crea una carga adicional en el poste que se ve reflejada a la altura del empotramiento o donde comienza el altura útil. Si esta carga es excesiva podría romper nuestro soporte.

$$Mwc = Pt * h1 * Hs \quad (5.26)$$

Donde:

- Hs= Vano Horizontal.
- h1= Nivel del Punto Pt.

Entonces:

$$h1 = \frac{(ha * pc) + (hb * pc) + (hc * pc) + (hg * pg)}{Pt} \quad (5.27)$$

Donde:

- Pc y Pg= Cargas Transversales en los cables.
- Pt= Suma de Cargas Transversales (3Pc+Pg).

### c.- Momento en Línea de Empotramiento a causa de carga vertical desbalanceada

La suma de los pesos en masa de las estructuras que reposan sobre el poste crean unas cargas des-balanceadas haciendo que nuestro soporte en una de sus caras se vea mas esforzadas. Esta ecuación suma el peso de los aisladores, crucetas, etc que se suman en nuestro diseño.

$$M_{vo} = 1,25Hs * (Wc * St + Wg * Sg) + Wi * St \quad (5.28)$$

Donde:

- Hs= Vano Horizontal.
- Sg= Distancia del Centro del Poste al cable de Guarda.
- St= Sa+Sb+Sc; Sa, Sb y Sc son distancias horizontales del centro del poste al conductor. (Valor Positivo de un lado y negativo del otro lado).
- Wc= Peso por unidad de longitud del conductor.
- Wg= Peso por unidad de longitud del cable de guarda.
- Wi= Peso de cadena de aisladores o aislador. Para Estructura Tp, Wi=0.

### d.- Momento en línea de Empotramiento Por Deflexión del Poste

El momento por deflexión del poste es el vano aumentado en un 25 del diseño multiplicado por el peso total de los conductores mas la constante de deflexión.

$$M_{p-\sigma} = 1,25Hs * (Wt)\delta imp. \quad (5.29)$$

Donde:

- Hs= Vano Horizontal.
- Wt= Peso total de los cables por unidad de longitud.
- $\delta imp$ = Constante de Deflexión de la estructura.

$\delta imp$ = Constante de Deflexión de la estructura.

Esta ecuación esta gobernada por propiamente por las características del

conductor como es el modulo de elasticidad, la carga total de los conductores incluida la suma de cada fase y neutro. Inicialmente el factor  $\sigma_{Mag}=1,5$ .

$$\sigma_{imp} = \frac{6,78 * Pt * Hs * h1^3 * 144}{E * Dg * D1} \quad (5.30)$$

Donde:

- E= Modulo de Elasticidad, PSI.
- Dg=Diámetro del Poste a nivel de empotramiento
- D1=Diámetro del Poste a nivel de H1
- $\sigma_{mag}$ = Constante de Deflección. Asumimos 1,15 inicialmente
- h1=Altura efectiva de los conductores
- Hs= Vano horizontal
- Pt= Carga Transversal Total por unidad de Longitud de todos los cables

## 2.-MÉTODO DE MÁXIMO PUNTO DE STRESS PARA POSTES MAYORES A 60 ft DE ALTURA

Utilizados en configuraciones Tp o Ts, procedemos a calcular en punto máximo de stress Poms en el poste a causa de los momentos por el vano máximo.

### a.- Calculo de la posición de la carga resultante

$$h1 = \frac{(ha * pc) + (hb * pc) + (hc * pc) + (hg * pg)}{Pt} \quad (5.31)$$

donde:

$$Pt = 3Pc + Pg \quad (5.32)$$

Por interpolación calculamos la circunferencia Cms a nivel del máximo punto de stress.

$$Cms = 1,5 * Pt \quad (5.33)$$

$$Cpt = \pi * dpt \quad (5.34)$$

**b.-Localización donde  $P_{oms}$  Ocurre en el poste:**

El punto de estrés o punto POMS es el punto localizado en la longitud del postes donde se van a concentrar las cargas causadas por los pesos en el poste.

$$Dms = Cms/\pi \quad (5.35)$$

**c.-Calculo del Máximo Momento Permisible en el Poste:**

Según el fabricante, vamos a obtener de la capacidad máxima de soporte en peso del diseño de nuestro poste

$$Ma = Fb * S. \quad (5.36)$$

donde:

- Fb= Resistencia Poste.
- S= Modulo de sección de punto máximo de stress,  $In^3$ .

**d.-Calculo de máximo vano horizontal basado en punto máximo de stress en el poste:**

Esta ecuación, determina según la geometría de nuestra estructura y el peso de nuestro conductor el vano máximo a construir con las características establecidas. Momento  $P_{oms}$  causado por presión del viento en el poste:

$$Mwp = \frac{F * (2dt + dms) * h2^2}{72} \quad (5.37)$$

Donde:

- h2=Distancia de Poms hacia punto superior del poste.
- dt= diámetro superior del poste.
- dms= diámetro a nivel Poms.
- F= Presión del viento.

**e.-Momento Poms Causada por Viento en los cables**

Momento causado a nivel del punto POMS o punto de estrés por la carga causada por el viento que golpea en los conductores.

$$Mwcpt * (h1max) * Hs \quad (5.38)$$

**f.-Momento Poms por carga Vertical des balanceada**

El tipo de estructuras con LINEPOST que se ajustan a nuestro soporte, el peso es una cantidad despreciable o cero.

$$Mvo = 1,25Hs * (Wc * Sc + Wg * sg) + Wi * St \quad (5.39)$$

Para estructura tipo TP, Wi=0.

**g.-Momento Poms Por deflección del Poste**

$$\sigma imp = \frac{6,78 * Pt * Hs * h1^3 * 144}{E * Dms * Dpt} \quad (5.40)$$

Sustituyendo los Momentos en la ecuación y dejando en términos del vano Hs reducimos a una ecuación cuadrática que nos permite calcular el vano Máximo Hs.

$$\theta A = Mg = (LF)Mwp + (LF)MWc + (LF)Mvo + (LF)Mp - \sigma \quad (5.41)$$

Reemplazando:

$$a(Hs)^2 + b(Hs) + C = 0 \quad (5.42)$$

### 3.-APLICACIÓN MÉTODO GROUND LINE PARA DISEÑO DE LINEAS DE DISTRIBUCIÓN

Para el diseño de nuestra línea de distribución vamos a utilizar las configuraciones estandarizadas y permitidas por el organismo regulador eléctrico. **a.-Estructura Trifásica Centrada - Pasante - Tangente.**

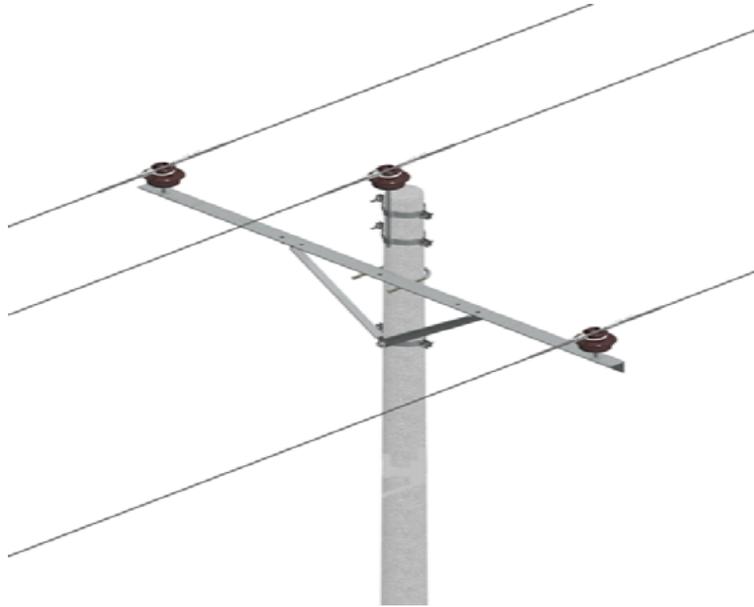


Figura 5.12: Estructura Trifásica, Pasante o Tangente. - Referencia: Manual Estructuras [CNEL EP](#)  
- Autor

En la figura 5.12 se observa la Estructuras Trifásica Centrada - Pasante se caracteriza porque sus fases están a distancias iguales 2 fases reposan en los extremos de la cruzeta sobre los aisladores y la del centro elevada con accesorio de punta de poste sencilla o doble según el diseño.

- Cruzeta de acero galvanizado, universal, perfil "L".
- 2 Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L".
- Abrazadera de acero galvanizado, pletina, o pletina doble.
- Perno U.
- Aislador ANSI 56-1, etc.

**b.-Estructura Trifásica Semi centrada - Pasante - Tangente**

Figura 5.13: Estructura Trifásica Semi centrada, Pasante o Tangente.-  
Referencia: Manual Estructuras [CNEL EP](#) - Autor

Los materiales en el uso de Estructuras Trifásica Semicentrada - Pasante son similares a diferencia que todos los conductores reposan sobre el aislador en la cruzeta.

- Cruzeta de acero galvanizado, universal, perfil "L".
- 2 Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L".
- Abrazadera de acero galvanizado, pletina, o pletina doble.
- Perno U.
- Aislador ANSI 56-1, etc.

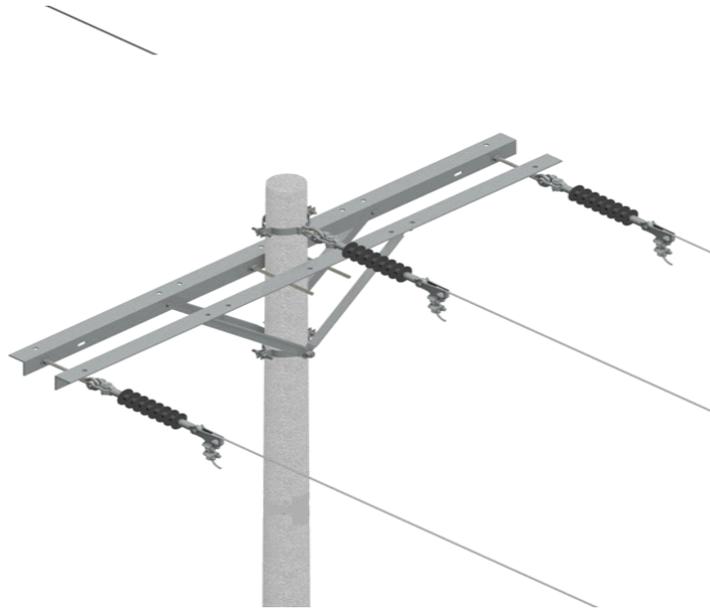
**c.-Trifásica Centrada - Retención - Terminal**

Figura 5.14: Estructura Trifásica, Centrada, en Retención o Terminal -  
Referencia: [CNEL EP](#) - Autor

Usada en termino de linea o para cortes del conductor y para disminuir tensiones.

- 2 Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L".
- 4 Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L".
- Abrazadera de acero galvanizado, pletina doble.
- Grapas tipo pistola.
- Aisladores en suspensión, o Polímero.

**d.-Trifásica en Volado** En la figura 5.15 se observa la estructura trifasica en volado.

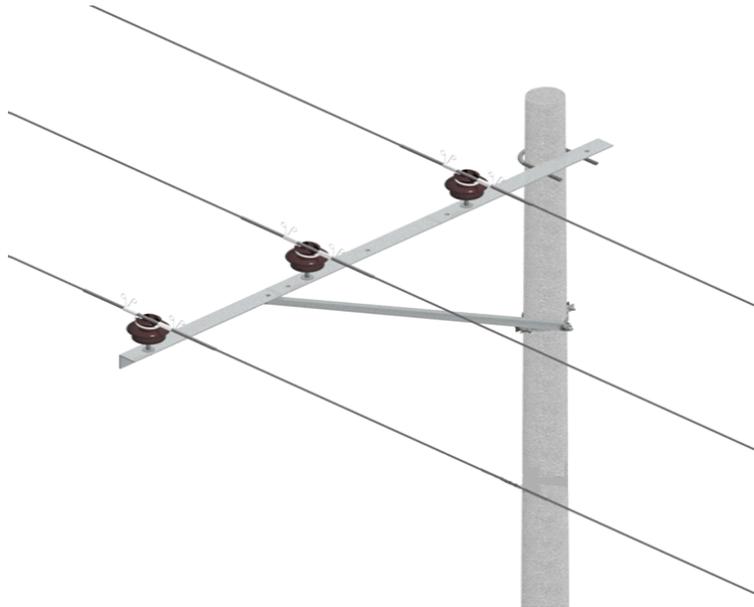


Figura 5.15: Estructura Trifásica En Volado. Referencia: Manual Estructuras [CNEL EP](#) - Autor

#### **Características de las estructuras:**

El uso de Estructuras Trifásica en Volado son comunes en las zonas urbanas, en aceras para alejar el circuito de las viviendas. Conformada por:

- Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L".
- Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L".
- Abrazadera de acero galvanizado, pletina, o pletina doble.
- Aislador ANSI 56-1, etc.

#### **a.-Cálculos de esfuerzos mecánicos en estructura Semi centrada Pasante:**

La normativa ecuatoriana vigente indica que para líneas de distribución trifásica debemos de usar Postes de Hormigón Armado de 12m le altura. En la siguiente tabla describimos las medidas de un postes estandarizado:

En la tabla 5.7 y 5.8 se observa las características del poste y de la estructura semicentrada.

Tabla 5.7: Características del Poste

<b>Características</b>	<b>Medida en metros - Autor</b>
Longitud Poste	12m
Longitud Empotramiento	1,6m
Longitud Útil	10,4
Diámetro Superior	0,13m
Diámetro Inferior	0,37m
Diámetro Empotramiento	0,34m

Tabla 5.8: Características de estructura Semicentrada - Autor

<b>Características</b>	<b>Medida en metros</b>
Altura Cruceta	10,15m
Longitud Cruceta	2,4m
Distancia Fase Sa al Poste	1,5m
Distancia Fase Sb al Poste	0,4m
Distancia Fase Sc al Poste	1,5m
<b>Conductor</b>	<b>ACSR 2/0</b>
Diámetro	0,1135m
Peso Unitario	0,272Kg/m
Longitud Vano Viento	100m

Las medidas de ubicación de cada elementos obedece el nivel básico de aislamiento BIL, respetando estas distancias evitamos fallas que pueden causar la suspensión del servicio y grandes pérdidas económicas.

#### 4.-CARGA TRANSVERSAL EN CONDUCTORES

Son las fuerzas ejercidas de forma transversal en los conductores DATOS:

Velocidad de Viento=20Km/h. **a.-Presión del viento.**

$$Pv = 0,00256 * V^2 * Fcv.Kg/m \quad (5.43)$$

$$Pv = 0,00256 * 20^2 * 0,9 = 0,9216kg/m$$

#### b.-Carga Transversal por Presión del viento en los conductores

Carga de manera transversal causada por la presión del viento ejercida en el área expuesta por los conductores.

$$Pvc = Pv * Diam.Condr * Hs \quad (5.44)$$

$$Pvc = 0,9216 * 0,1135 * 100 = 0,01kg/m.$$

#### c.-Carga Vertical en los conductores.

La Carga Vertical es el peso muerto del conductor.

La gravedad ejerce una fuerza natural sobre nuestros conductores de forma vertical u orientada en el eje de nuestro plano de referencia.  $Wc=0,272$

d.-Fuerza del viento ejercida sobre los conductores

$$Fv = \frac{Pv * Vv * Diam.Cond}{1000} \quad (5.45)$$

$$Fv = \frac{0,9216 * 100 * 0,1135}{1000} = 0,01Kg/m$$

#### 1.- Momento en la línea de empotramiento del poste, a causa del viento

$$Mwp = \frac{F * (2 * ds + dem) * h^2}{72} \quad (5.46)$$

- F= Fuerza del Viento, Recomendado mínimo 4psf.
- Ds= Diámetro Superior.
- Dem=Diámetro nivel empotramiento.
- h=altura util.

$$Mwp = 4 * (2 * 0,13 + 0,34) * 10,4^2 / 72$$

$$Mwp = 3,59Kg/m$$

## 2.- Calculo de Momento en Linea de Empotramiento Por Carga Transversal de presión del viento en los conductores

$$Mwc = pt * h1 * Hs \quad (5.47)$$

$$h1 = \frac{(ha * pc) + (hb * pc) + (hc * pc)}{pt} \quad (5.48)$$

donde:

- h1=Altura de Pt.
- pt=conductores\*Carga Transversal por Unidad de Viento.

$$h1 = \frac{(10,15 * 0,10) + (10,15 * 0,10) + (10,15 * 0,10)}{0,031} = 10,15m$$

## 5.-MODULO PCR DEL POSTE

### a.-Modulo Elasticidad Poste $E = 2598kg/m^2$ .

El modulo de elasticidad lo establece el fabricante dependiendo el diseño de la estructura en hierro y del f'c ó factor de compresión del concreto.

$$Inercia = \frac{\pi * dp^4}{64} = 0,00057m^4 \quad (5.49)$$

$$Pcr = \frac{(\pi^2 * E * I)}{4 * l^2} * \left(\frac{dg}{da}\right)^{(2,7)} = 30,10kg/m \quad (5.50)$$

$$Pcr = \frac{(\pi^2 * 2598 * 0,00057)}{4 * 10,15^2} * \left(\frac{0,34}{0,17}\right)^{(2,7)} = 153,21kg/m$$

### a.-Solución Para Vano 100m Considerando P-σ Momentos:

Momentos causados por presión del viento en superficie del poste

$$Mwp = \frac{F * (2dt + dg) * (h^2)}{72} \quad (5.51)$$

$$Mwp = \frac{4 * (2 * 0,13 + 0,34)}{72} = 3,59Kg/m$$

**b.-Momentos Causados por peso del conductor**

$$Mwc = pt * h1 * Hs \quad (5.52)$$

$$Mwc = 0,031 * 10,15 * 100 = 31,85Kg/m$$

**c.-Momento Por carga Vertical des balanceada**

$$Mvo = 1,25 * Hs * (Wc * St + Wg * Sg) + Wi * St \quad (5.53)$$

$$Mvo = 1,25 * 100 * (0,272 * 0,4) + (4 * 0,4) = 15,2kg/m$$

**d.-  $Mp - \sigma$  = Momento Linea a tierra por deflección del poste**

$$Mp - \sigma = 1,25 * Hs * Wt * \sigma imp \quad (5.54)$$

$$Mp - \sigma = 1,25 * 100 * (0,816) * \sigma imp$$

$$\sigma imp = \left( \frac{6,78 * 0,031 * Hs * (10,15^3) * 144}{259808 * (0,34^3) * (0,17)} \right) * 1,15 = 160,52Hs.$$

$$Mp - \sigma = 1,25 * Hs * 0,816 * 160,52 * Hs = 1637292,14$$

$$\theta Ma = Mg = (LF)Mwp + (LF)MWc + (LF)Mvo + (LF)Mp - \sigma \quad (5.55)$$

$$\theta Ma = 2,5 * 3,59 + 2,5 * 31,85 + 2,5 * 15,2 + 2,5 * 1637292 =$$

### 6.-ANÁLISIS DE CATENARIA Y MOMENTOS PARA ESTRUCTURAS EN VOLADO DE UN VANO DE 100 m

El comportamiento del cable se ve afectado por los factores ambientales, los cambios bruscos de temperatura y la contaminación son datos que debemos de tener presentes en el diseño de nuestra red.

En la tabla 5.9 se observa las características de una estructura en volado pasante.

Tabla 5.9: Características de estructura Volado Pasante - Autor

<b>Características</b>	<b>Medida en metros</b>
Altura Cruceta	10,15m
Longitud Cruceta	2,4m
Distancia Fase Sa al Poste	0,5m
Distancia Fase Sb al Poste	1,3m
Distancia Fase Sc al Poste	1,95m
<b>Conductor</b>	<b>ACSR 2/0</b>
Diámetro	0,1135m
Peso Unitario	0,272Kg/m
Longitud Vano Viento	100m

Medidas Comunes usadas en el diseño de estructuras Trifásicas Volado Pasante. Distancias entre Conductores y distancia del poste hacia el final de la cruceta. Se Usa Estructuras Dobles en cortes de cables, cambios de dirección o desnivel del terreno, etc.

En la figura 5.16 se observa las medidas requeridas.

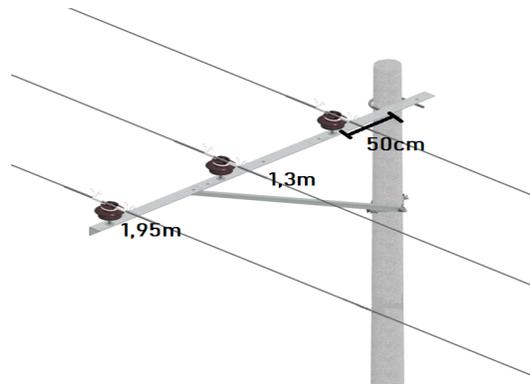


Figura 5.16: Dimensiones de estructura Volado Pasante

**a.- Momento en la línea de empotramiento del poste, a causa del viento**

$$Mwp = \frac{F * (2 * ds + dem) * h^2}{72}$$

- F= Fuerza del Viento, Recomendado mínimo 4psf.
- Ds= Diámetro Superior.
- Dem=Diámetro nivel empotramiento.
- h=altura util.

$$Mwp = 4 * (2 * 0,13 + 0,34) * 10,4^2 / 72 = 3,59 Kg/m$$

**b.- Calculo de Momento en Línea de Empotramiento Por Carga Transversal de presión del viento en los conductores**

$$Mwc = pt * h1 * Hs \quad (5.56)$$

$$h1 = \frac{(ha * pc) + (hb * pc) + (hc * pc)}{pt} \quad (5.57)$$

donde:

- h1=Altura de Pt.
- pt=conductores\*Carga Transversal por Unidad de Viento.

$$h1 = \frac{(10,15 * 0,10) + (10,15 * 0,10) + (10,15 * 0,10)}{0,031} = 10,15m \quad (5.58)$$

**7.-SOLUCIÓN PARA VANO 100m CONSIDERANDO P- $\sigma$** 

Para determinar el momento en el vano de 100 metros se determina:

**a.- Momentos causados por presión del viento en superficie del poste:**

$$Mwp = \frac{F * (2dt + dg) * (h^2)}{72} \quad (5.59)$$

$$Mwp = \frac{4 * (2 * 0,13 + 0,34)}{72} = 3,59Kg/m$$

**b.- Momentos Causados por el peso del conductor:**

$$Mwc = pt * h1 * Hs \quad (5.60)$$

$$Mwc = 0,031 * 10,15 * 100 = 31,85Kg/m$$

**c.-Momento Por carga Vertical des balanceada:**

$$Mvo = 1,25 * Hs * (Wc * St + Wg * Sg) + Wi * St \quad (5.61)$$

$$Mvo = 1,25 * 100 * (0,272 * 3,75) + (4 * 3,75) = 16,275kg/m$$

**d.- Mp- $\sigma$ = Momento Linea a tierra por deflección del poste:**

$$Mp - \sigma = 1,25 * Hs * Wt * \sigma imp \quad (5.62)$$

$$Mp - \sigma = 1,25 * 100 * (0,816) * \sigma imp$$

$$\sigma imp = \left( \frac{6,78 * 0,031 * Hs * (10,15^3) * 144}{259808 * (0,34^3) * (0,17)} \right) * 1,15 = 160,52Hs. \quad (5.63)$$

$$Mp - \sigma = 1,25 * Hs * 0,816 * 160,52 * Hs = 1637292,14$$

$$\theta Ma = Mg = (LF)Mwp + (LF)Mwc + (LF)Mvo + (LF)Mp - \sigma \quad (5.64)$$

$$\theta Ma = 2,5 * 3,59 + 2,5 * 31,85 + 2,5 * 15,2 + 2,5 * 1637292 =$$

### 8.-ANÁLISIS DE MOMENTOS PARA ESTRUCTURA TERMINAL EN RETENCIÓN SEMI CENTRADA DE 100 m EN CONDICIONES NORMALES

La estructura semi centrada es una forma segura para vanos distantes y en redes largas. Nos planteamos Hipótesis ambientales a la que sometemos nuestra red para crear diseños es óptimos. En la tabla 5.10 se observa las características y las medidas de una estructura terminal de retención semi centrada para un caso de estructuras terminales en retención a un ángulo  $\theta 50^\circ$

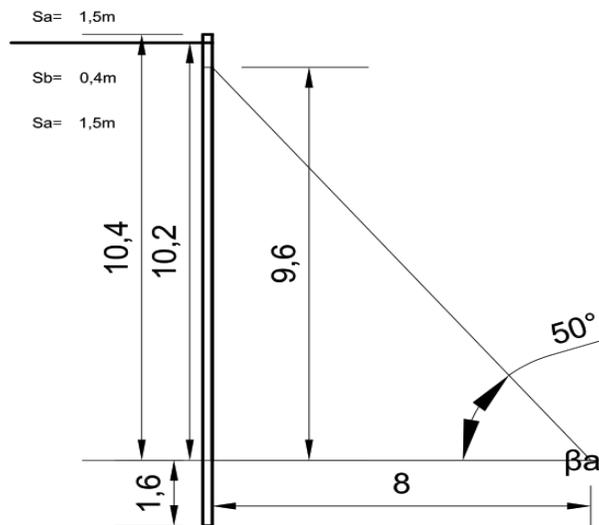


Figura 5.17: Dimensiones de estructura terminal Retención. Adaptación: Autor

#### a.- Momento en la línea de empotramiento del poste, a causa del viento

$$M_{wp} = \frac{4 * (2 * 0,13 + 0,34) * 10,4^2}{72} = 3,79 \text{ kg/m} \quad (5.65)$$

- El cable tensor deberá resistir una carga de 3,79kg/m.
- Dividiendo La Fuerza en tensor debido al momento del viento en el poste para el Momento del viento en poste por altura del elemento de sujeción sobre el suelo encontramos la fuerza resultante que deberá soportar:

$$Bsw = 3,79kg/m * 9,6m = 0,394kg \quad (5.66)$$

**b.- Carga Transversal por viento en conductores:**

$$a = Wc * Hs * Cos(\theta/2) \quad (5.67)$$

donde:

$$aa = ab = ac = (0,272) * (100) * cos(15) = 26kg$$

**c.- Carga Transversal en alambre de retenida:**

$$C = 2 * Tc * Sen(\theta/2) \quad (5.68)$$

Tc=Tensión Transversal.

$$Ca = Cb = Cc = 2(3401,943) * sen(15) = 2009,62kg.$$

**d.-Calculo Arriostamiento horizontal**

$$Gha = (Fw * (Wc + Bsw)) + (1,65 + Wsw) \quad (5.69)$$

$$Gha=(2,5*(26+0,394)+(1,65*2009,62))=3383kg.$$

$$\beta ha = \tan^{-1}(9,6/8) = 50^{\circ} \quad (5.70)$$

**e.-Calculo Esfuerzo en el arriostamiento**

$$Ga = Gha / Cos\beta a = 3383 / cos(50) = 5284kg \quad (5.71)$$

Estas cargas calculadas incluyen los factores de carga adecuados, se pueden comparar con los factores de carga del Boletín 1724E200 sobre las cargas permitidas, las cuales deben de ser superiores a las calculadas.

Los elementos de sujeción suelen ser abrazaderas, placas de ojo, etc.

Selección del poste:

$$Pcr = \frac{6,28 * E * Ia}{l^2} * \left(\frac{dg}{da}\right)^{2,7} Pcr = \frac{6,28 * 259807 * Ia}{l^2} * \left(\frac{dg}{da}\right)^{2,7}$$

### 9.-DISEÑO DE ESTRUCTURAS PASANTES SEMI CENTRADA EN SAP 2000

Para Comprobar en SAP2000 tenemos que diseñar un área de forma trapezoidal de ancho superior 0,13m y ancho en longitud de empotramiento 0,34m y un altura de 10,4m a la cual le vamos a aplicar una carga transversal de viento de 4Kg/m y medir el momento causado en la línea de empotramiento.

En la figura 5.18 se ingresa la presión del viento en superficie del poste en SAP.

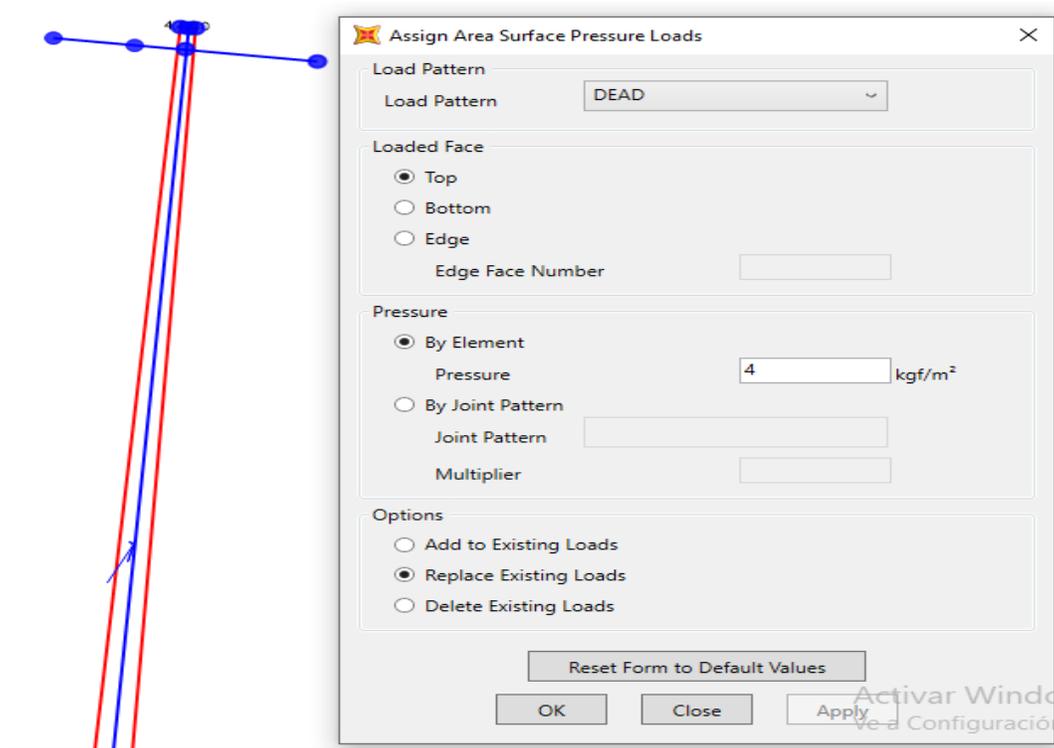


Figura 5.18: Presión de viento en superficie del poste  
Herramienta: SAP 2000 - Autor

En la figura 5.19 se observa el momento en la línea causado por presión del viento en superficie del poste, realizado en SAP 2000.

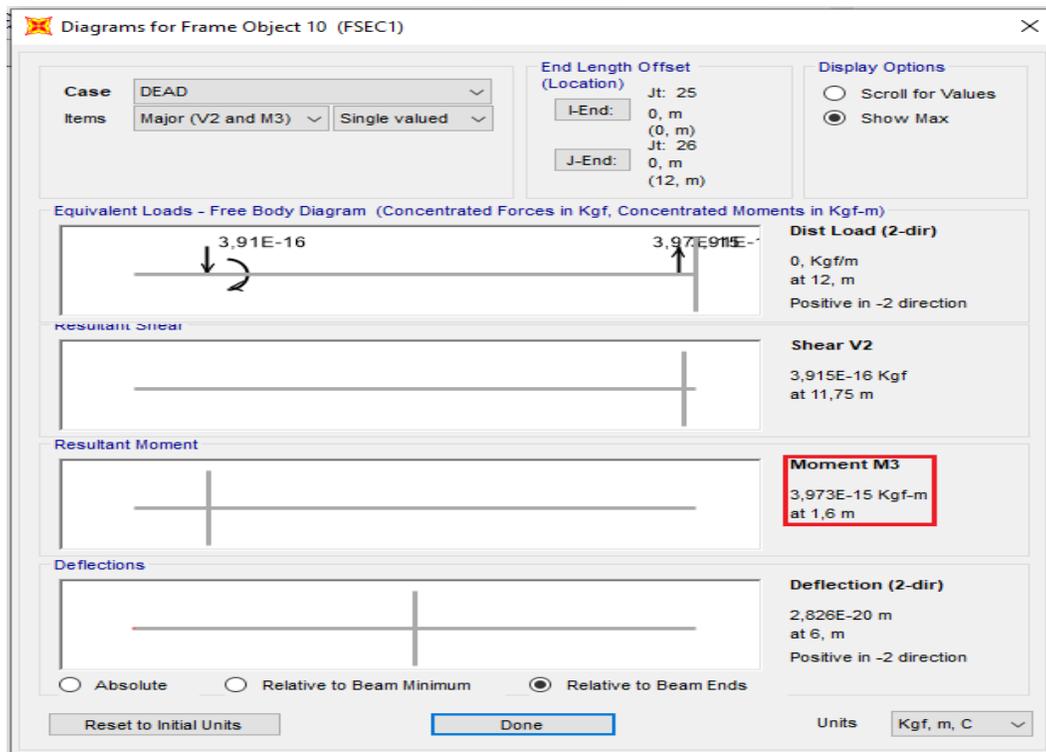


Figura 5.19: Momento en Línea Empotramiento. Herramienta: SAP2000 - Autor

En la figura 5.20 se observa el vano de 100 metros entre dos estructuras semicentrada para dos postes de 12 metros, las pruebas fueron realizadas en SAP 2000.

En las figuras 5.21 y 5.22 se observa las capturas de pantalla del programa SAP 2000 donde se asigna las cargas transversales en los conductores y el resultado de los momentos de cada poste.

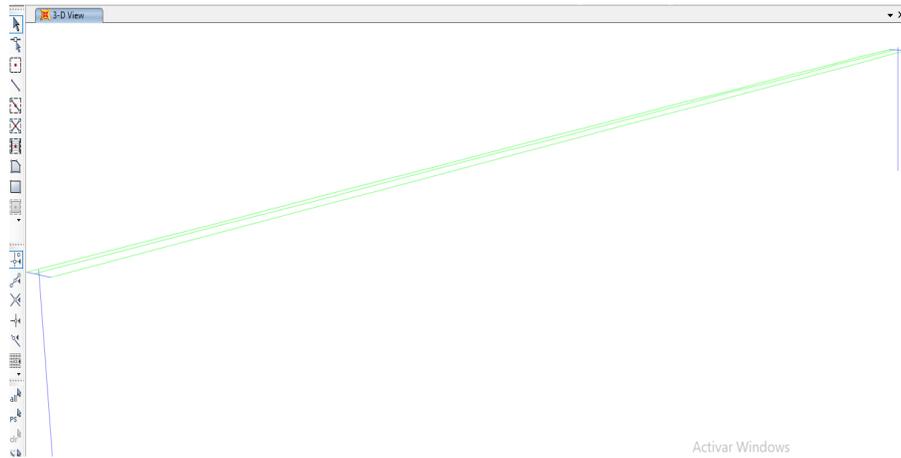


Figura 5.20: Vano de 100 metros con estructura semi centrada en poste de 12 metros  
Herramienta: SAP 2000 - Autor

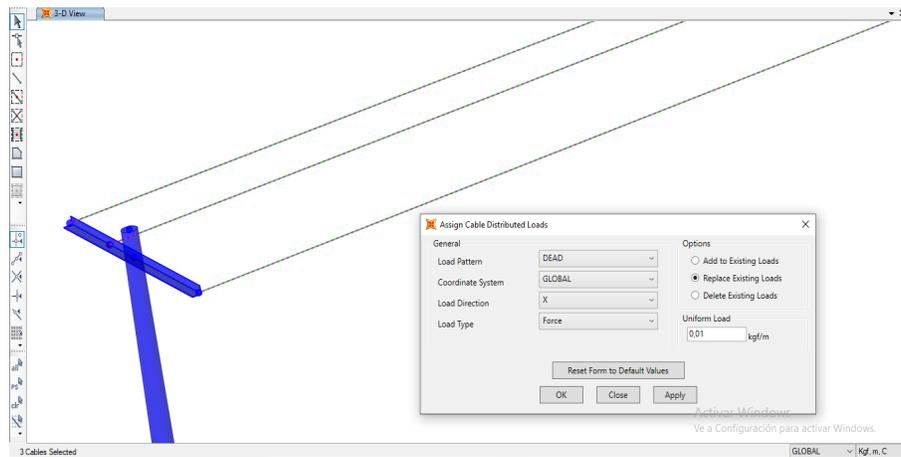


Figura 5.21: Asignación de Cargas a los conductores.  
Herramienta: SAP 2000 - Autor

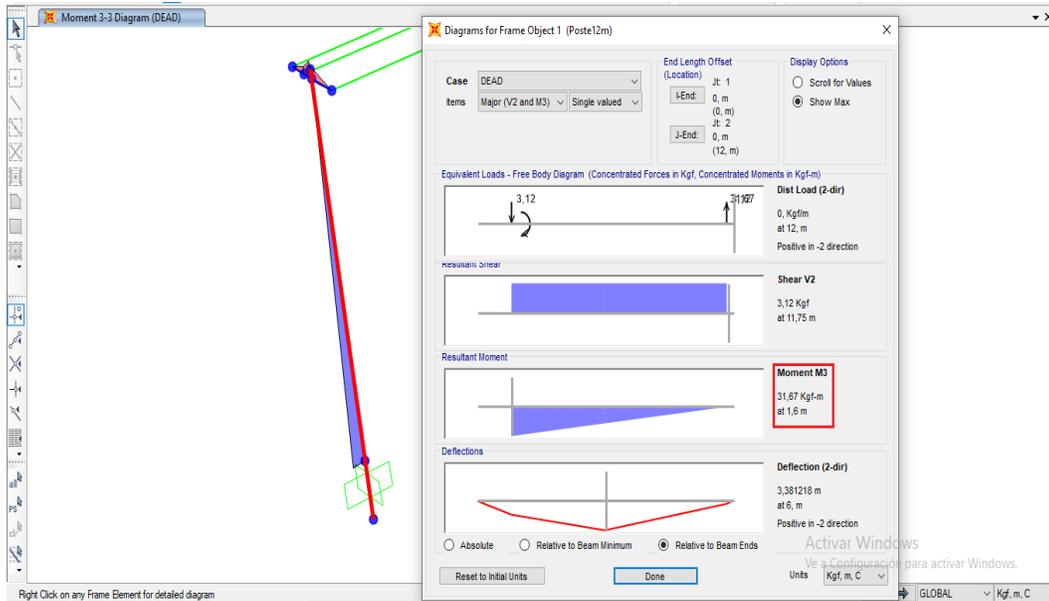


Figura 5.22: Simulación de Momentos causados por Conductores.  
Herramienta: SAP 2000 - Autor

**10.-MOMENTO DE LINEA A TIERRA POR CARGA VERTICAL DESBALANCEADA**

$$Mvo = 1,25Hs * (wc * St + Wg * Sg) + Wi * St \quad (5.72)$$

donde:

Wc=Peso del Conductor.

St=Sa+Sb+Sc; Se tomará un lado como positivo y el otro como negativo.

Wi=Peso del aislador.

$$Mvo = 1,25 * 100(0,272 * 0,4) + (4 * 0,4) = 15,2kg/m$$

**a.-Simulación en Sap2000**

Asignamos las cargas verticales en la estructura como es el peso del aislador. El calculo de Wc\*ST lo hace el programa debido a las tensiones ejercidas por el conductor.

En las figuras 5.23 , 5.24 y 5.25 se realiza el mismo procedimiento para determinar el momento causado por las cargas desbalanceadas.

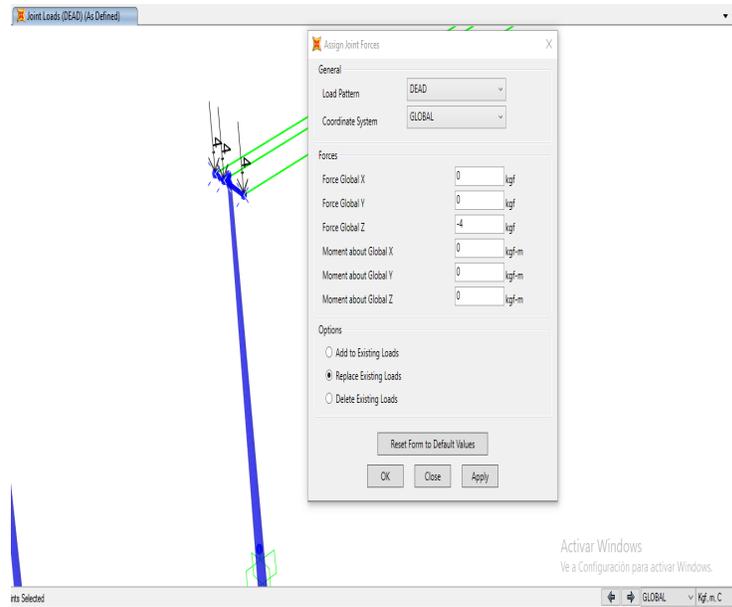


Figura 5.23: Asignación de Carga Muerta por peso de 4lb de cada aislador

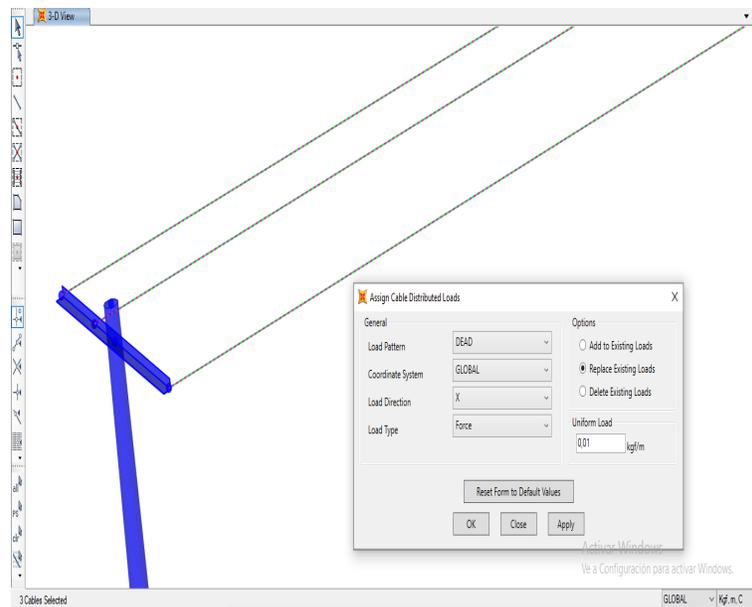


Figura 5.24: Asignación de Cargas a los conductores.

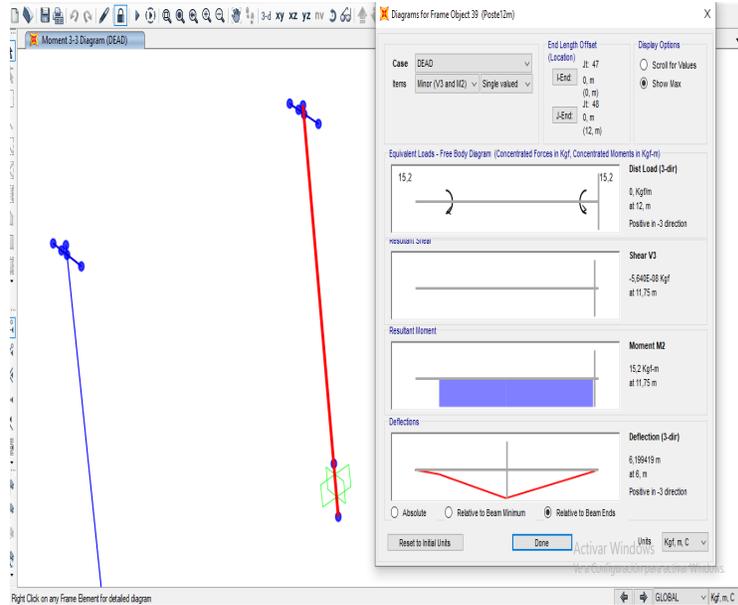


Figura 5.25: Momento Causado por Cargas Des balanceadas.

**b.-Análisis para estructura en Volado Pasante:**

Momento en la Linea de empotramiento del poste a causa del viento= 3,59kg/m.

Momento en línea de empotramiento Causado por Cargas Verticales en los conductores:

$$M_{vo}=1,25*100*(0,272*3,75)+(4*3,75)=16,275kg/m$$

En la figura 5.26, 5.27, 5.28 y 5.29 se observa las cargas tanto verticales como horizontales del cable y el momento en la línea de empotramiento para un poste de 12 m.

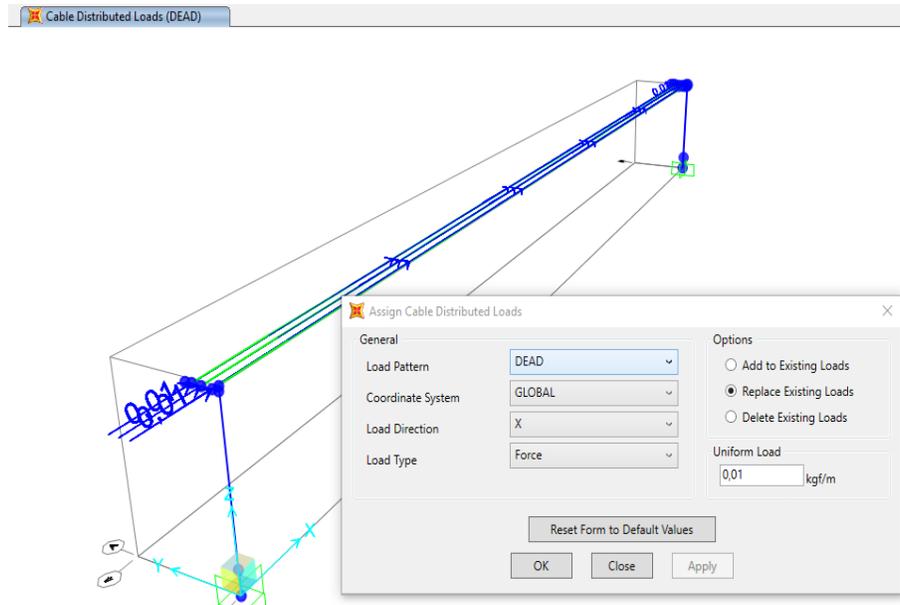


Figura 5.26: Carga horizontal del cable en volado

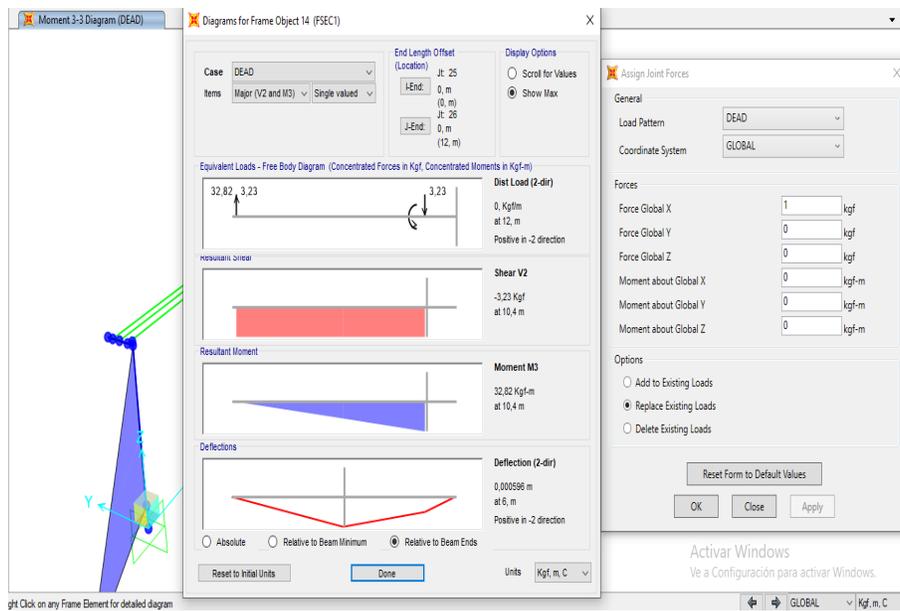


Figura 5.27: Momento en Línea Empotramiento causado por Peso del conductor en estructura Volado

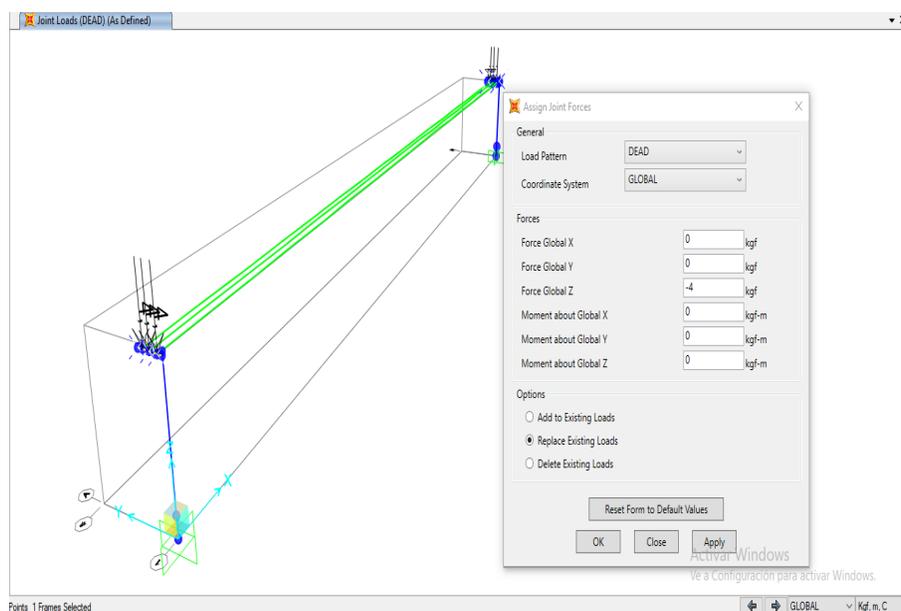


Figura 5.28: Peso aisladores en estructura volado en poste de 12metros

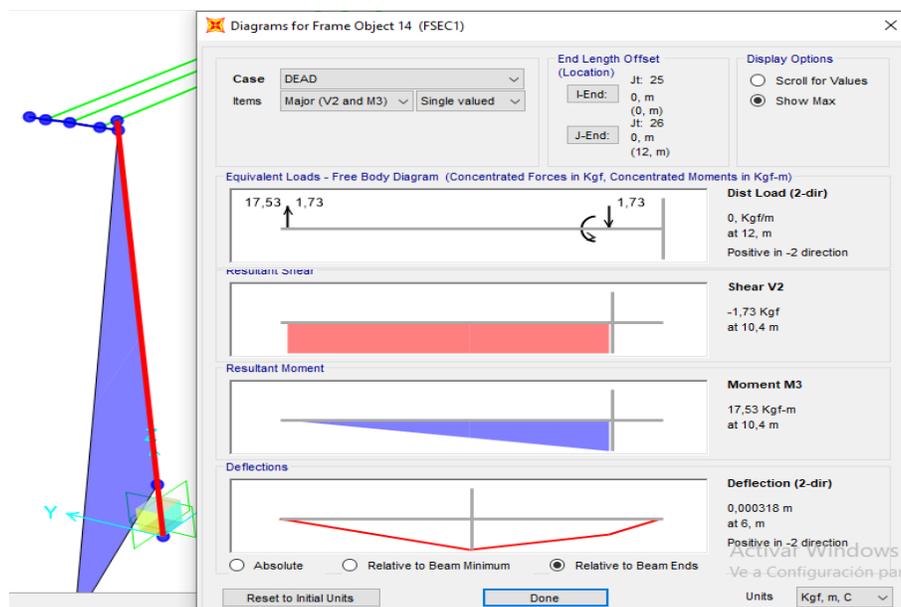


Figura 5.29: Momento causado por cargas verticales des balanceadas en perfil volado

## 11.- CÁLCULOS MECÁNICOS EN SOPORTE DE LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN PARA UN POSTE DE HORMIGÓN ARMADO

### a.-Datos Del Conductor para línea Subtransmisión:

- HAWK 477 26/7.
- Diámetro: 21,79mm.
- Peso Unitario:0,976Kg/m.

### b.-Cable Guarda:

- Diámetro: 11,90mm.
- Peso Unitario: 0,379kg/m.

### c.-Datos del Poste para línea Subtransmisión:

- Poste de Hormigón Armado.
- Altura: 23m.
- Capacidad de Ruptura: 2400Kg/cm o 34136.62Psi. Diámetro Superior: 160\*222mm.
- Diámetro Inferior: 439\*616mm.
- Diámetro Empotramiento: 0,4\*568mm.

### d.-Cargas Transversal en Conductores y Cable de Guarda

- Fuerza de Viento  $[Fv] = 4lb/ft^2 \cdot FactorCargadeViento[Fw] = 2,5$ .
- Factor de Tensión de Carga  $[Fw] = 1.65$ .
- Factor de Carga Vertical  $[FV] = 1.5$ .
- Velocidad del Viento en el Guayas= 20Km/h=12,42mi.
- Presión del Viento.

$$Pv = 0,00256 * (20^2) * 0,9 = 0,9216Kg/m$$

- Presión del viento sobre los conductores:

$$D_{con} * V_v * P_v / 100 = \frac{0,2179 * 100 * 0,921}{1000} = 0,0253 \text{ Kg/m}$$

- Carga Transversal en Conductores  $F_{vc}=0,02\text{kg/m}$ .
- Carga Transversal en cable de Guarda=  $F_{vg}=0,01\text{kg/m}$ .

#### e.- Cargas Vertical en Conductores y Cable de Guarda

La Carga Vertical es el peso muerto del conductor mas la carga de hielo de ser el caso. En nuestra zona de estudio no se ve afectada por el hielo por lo tanto la carga Vertical será:

- Carga Vertical en Conductores

$$p_t = 3 * W_c + W_g$$

- $W_c=0,976$
  - $W_g=0,379$ .
- $p_t = (3 * 0,976) + 0,379 = 3,307 \text{ kg/m}$

#### f.- Punto de Máximo Stress Poms para Poste de 23\*2400kg/m:

Usando el método de Punto de Máximo Stress determinamos Los momentos causados en el poste por cargas verticales, horizontales y longitudinales, estructura TP en Soporte de Hormigón Armado.

#### g. Momento en la línea de empotramiento a causa de Presión del Viento en la superficie Expuesta del Poste:

$$P_t = (3 * 0,0253 + 0,0138) = 0,09 \text{ kg/m}$$

$$h_1 = \frac{(F_{vc} * h_a) + (F_{vc} * h_b) + (F_{vc} * h_c) + (F_{vg} * h_g)}{P_t}$$

$$h_1 = \frac{((0,0253 * 19,1) + (0,0253 * 18,1) + (0,0253 * 17,1) + (0,0138 * 20,1))}{(0,09)} = 18,39 \text{ m}$$

Por interpolación:

Encontramos el Diámetro a nivel del 18,49m sobre la línea de empotramiento corresponde a 0,21cm.

donde:

- Dpt=4cm.
- Circunferencia del Poste.

$$Cpt = \pi * Dpt = 1,269cm \quad (5.73)$$

$$Cms = 1,5 * Cpt = 1,903cm \quad (5.74)$$

#### **h.-Localización del Punto Máximo de Estress Poms**

Ocurre en el poste en:

$$Dms = Cms/\pi = 606cm$$

Poms=13,64m de la Longitud Total del Poste o 10,74m desde la linea de Empotramiento

Calculo de momento Permissible en el Poste Ma en punto Poms

- Fb=2400Kg/cm o 34136.62Psi.

$$S = \frac{\pi * Dms^3}{32}$$

$$S = \frac{\pi * 0,606^3}{32} = 0,022cm^3$$

- Ma= Fb\*S =2400\*0,022=52,367Kg/m

#### **i.-Momento a nivel Poms por viento en el Poste:**

$$Mwp = \frac{4 * (2 * (DSup) + DEmp) * (h2^2)}{72} \quad (5.75)$$

$$Mwp = 4 * \frac{((2 * 0,16) + 0,4)}{72} * (7,75^2) = 2,42Kg/m$$

#### **j.-Momento Poms Por Carga Transversal viento en los conductores**

$$Mwc = Pt * (h1max) * Hs \quad (5.76)$$

donde:

$$Mwc=3,307*7,46*100=2467Kg/m$$

**k.-Momento Poms Por Carga Vertical en el Poste:**

$$M_{vo} = 1,25 * H_s * (W_c * S_c + W_g * S_g) + W_i * S_t \quad (5.77)$$

**l.-En Tipo de Estructuras TP,  $W_i * S_t$  es cero**

$$M_{vo} = 1,25 * 100 * ((0,976 * 1,6) + (0,379 * 0,05)) = 198 \text{Kg/m}$$

**m.-Momentos Secundarios**

$$\sigma_{imp} = \frac{6,78 * P_t * H_s * (H_{lmax}^3) * 144}{E * (D_{ms}^3) * D_{pt}} * \sigma_{mag}.$$

Se debe transformar las magnitudes de medidas del Dpt y Dms que estan en centimetros a pulgadas.

$$\sigma_{imp} = \frac{6,78 * 0,09 * H_s * (7,75^3) * 144}{34136 * (238,58^3) * 15,74} * 1,15 = 2,71E - 08 H_s$$

$$M_{p\sigma} = 1,25 H_s * W_t * \sigma_{imp} = 1,25 * 3,307 * 0,000194 * (126^2) = 0,001777670 \text{kg/m} \quad (5.78)$$

**n.-Total de momentos:**

$$\phi M_a = (LF) * M_{wp} + (LF) * M_{wc} + (LF) M_{vo} + (LF) M_{p\sigma}$$

$$\phi M_a = (2,5) * (2,42) + (2,5) * (86,64) + (1,5)(248,93) + (1,5)(0,0017) = 596 \text{kg/m}$$

$$\phi M_a = 596 \text{kg/m}$$

$$\phi M_a = 0,65 * 4693 = 3050,45 = 3050,45 > 596$$

**o.-Problema de retención de un poste de hormigón 21\*2400Kg/metros:**

Tenemos el caso de una estructura TS 4A a 69Kv. El ensamblaje superior trifásico debe de estar construido a 45° de la linea.

El Soporte utilizado es un Poste Rectangular Hormigón Armado de 21\*2400kg/m.

Los conductores de fase son de tipo [ACSR HAWK 26/7 477](#) y un cable de guarda [OPGW](#). El Vano Viento es de 100m. Vamos a determinar las del tipo bisectriz y los ensamblajes de anclaje deben sostenerse, y posteriormente determinar los conjuntos estándar adecuados que deben utilizarse para este ejemplo.

Además, determinaremos si la capacidad de pandeo del poste es adecuado.

En la figura 5.30 se observa las medidas de la estructura TS4.

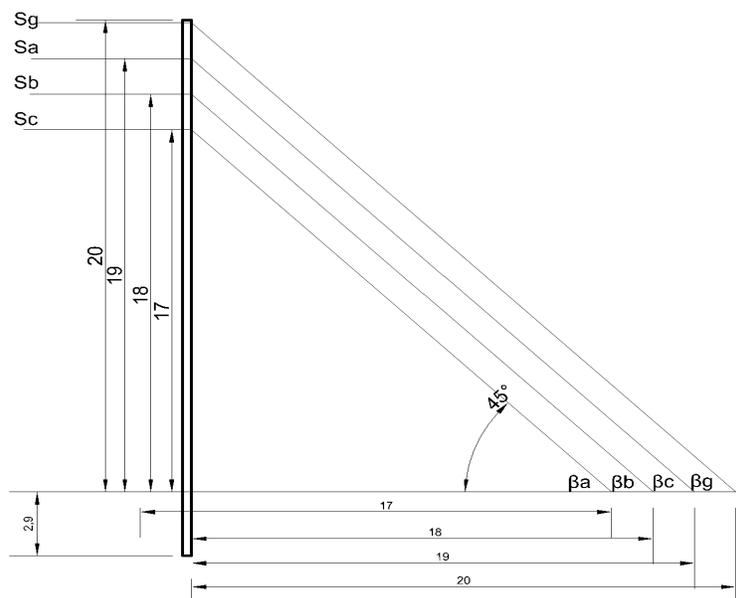


Figura 5.30: Estructura TS 4 conductores.

#### p.-Cálculos:

Carga de viento transversal en conductor y neutro.

$$ac=0,976*126*\cos(22,5)=114\text{kg}$$

$$ag=0,379*126*\cos(22,5)=44\text{kg}$$

Tensión Transversal Soportado en Alambre de Retenida:

Tensión de conductores:

$$c=2*3401*\sin(22,5)=2603,013\text{kg/m}$$

Tensión del Hilo de Guarda:

$$c=2*2681*\sin(22,5)=2051,949\text{kg/m}$$

#### Esfuerzo horizontal en cada arriostamiento:

- $G_{sw}=3497/\cos(45)=4945\text{kg.}$
- $G_{sa}=4580/\cos(45)=6476\text{kg.}$
- $G_{sb}=4580/\cos(45)=6477\text{kg.}$

- $G_{sc}=4580/\cos(45)=6477\text{kg}$ .

**Esfuerzo vertical en cada arriostamiento:**

- $G_{sw}=3475/\sin(44)=3497\text{kg}$ .
- $G_{sa}=3475/\sin(43)=4580\text{kg}$ .
- $G_{sb}=3475/\sin(42)=4580\text{kg}$ .
- $G_{sc}=3475/\sin(41)=4580\text{kg}$ .
- Total= 17235kg.

**Conclusión:**

El cable tensor a elegir deberá soportar una tensión mínima de 7556,28 kg/m; es decir la tensión de cada conductor por 1,65 %.

**12.- SIMULACIÓN EN SAP 2000 DE CALCULO DE MOMENTOS EN POSTES DE 23M:**

Como método de comprobación de nuestros cálculos vamos a interpretar los datos obtenidos e ingresarlos en sap2000 para observar el comportamiento. En la figura 5.31 se selecciona el punto de STRESS del poste.

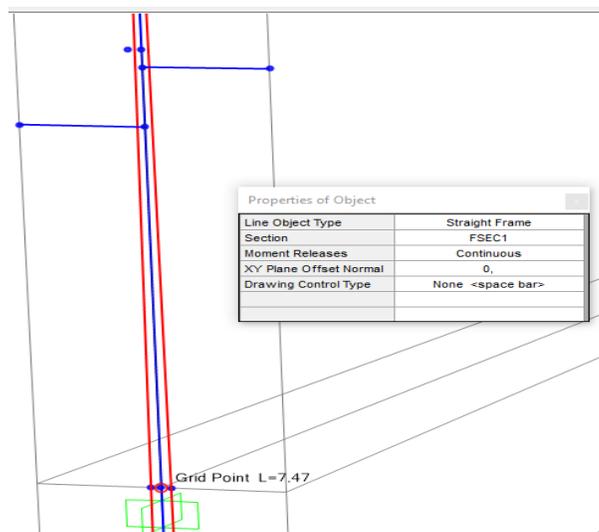


Figura 5.31: Punto de Estrés POMS en Poste de 23m.  
Herramienta: SAP2000 - Autor

En la figura 5.32 y 5.33 se registra  $4Kg/m^2$ , debido a que el viento golpea en dirección el área total de una de las caras de la estructura en forma de viento en ráfaga, además se registra el momento en altura Poms de un poste de 18 metros.

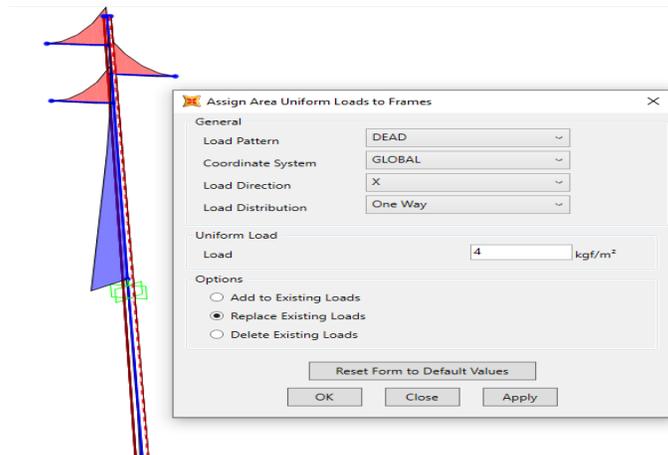


Figura 5.32: Representación de presión del viento en cara expuesta de la estructura  
Herramienta: SAP 2000 - Autor

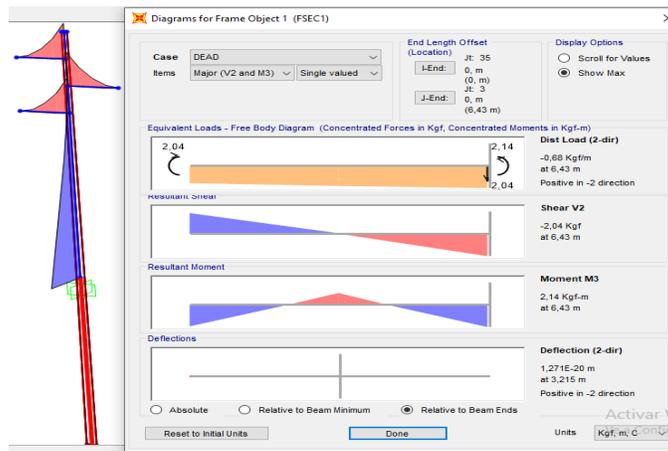


Figura 5.33: Momento en altura Poms de Poste 18m  
Herramienta: SAP 2000 - Autor

**a.-Momentos por Cargas Verticales:**

Las cargas Verticales ubicadas en el eje Z producidas por el peso de los conductores y cable de guarda. Para simular este calculo multiplicamos el peso del conductor por la longitud del vano por 1,25. ejm:  $0,976*100*1,25=122\text{kg/f}$ ; este lo ingresamos en dirección de las tensiones ejercidas.

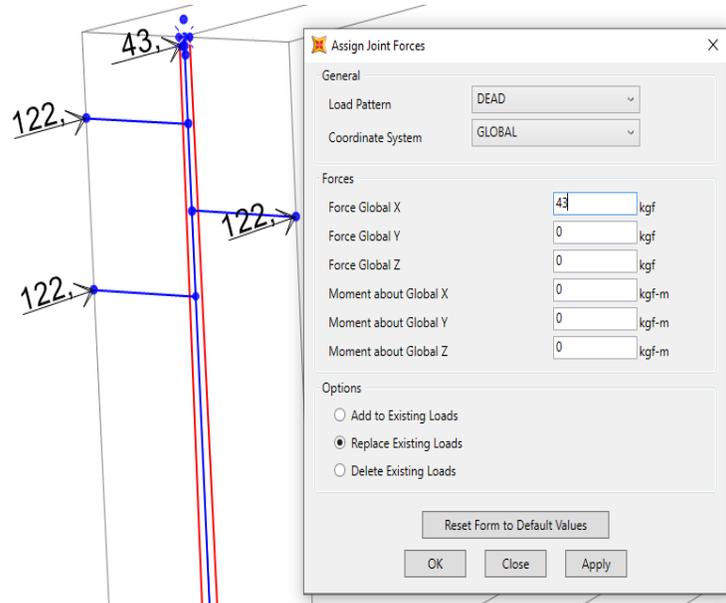


Figura 5.34: Peso causado por los conductores y cable de guarda en extremos

En la figura 5.35 se tiene el peso de 3 conductores y el cable de guarda que van a ejercer un momento en al nivel de punto de estrés POMS.

En la figura 5.36 se obtiene los momentos de línea en empotramiento.

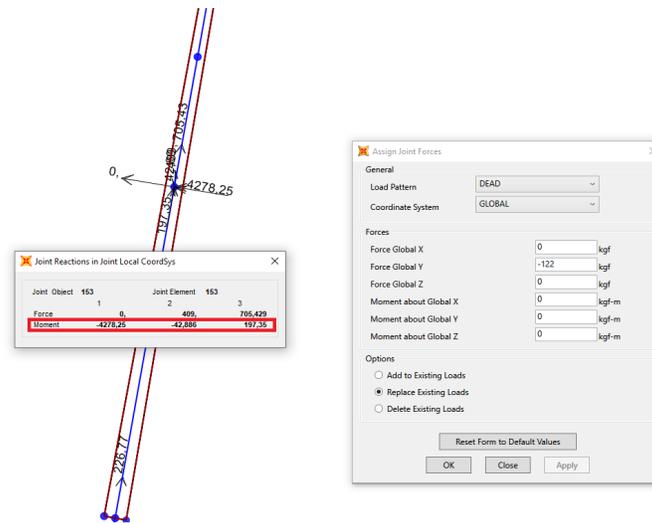


Figura 5.35: Momentos en punto de estrés POMS causado por Peso en los Conductores  
Herramienta: SAP 2000 -Autor

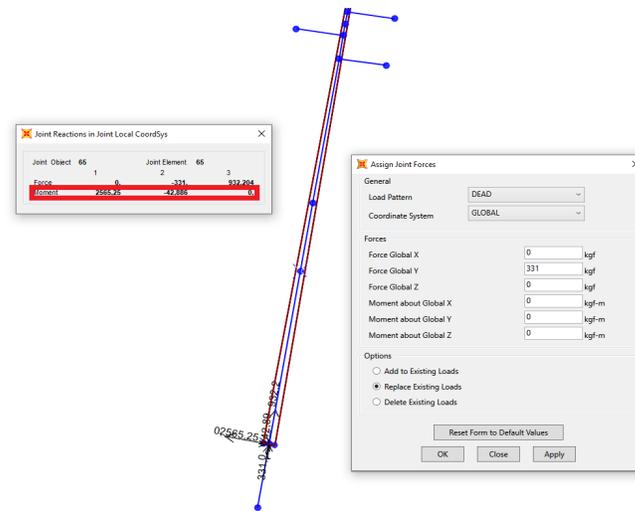


Figura 5.36: Momentos en línea de empotramiento.  
Herramienta: SAP 2000 -Autor

### 13.-EJEMPLO ESTRUCTURAS

Los datos de peso del conductor son los mismos, cambia la posición de los aisladores, analizaremos el comportamiento de las tensiones y de como afectan en los puntos de estrés y empotramiento.

En la figura 5.37 se observa las cargas de los conductores.

En la figura 5.38 se determina la altura del punto de ESTRESS POMS donde se producirá las máximas fuerzas por el peso del cable.

En la figura 5.39 se observa los momentos secundarios POMS.

En la figura 5.40 las reacciones por los momentos causados en la estructura.

En la figura 5.41 los resultados de las cargas transversales a la altura del punto de estres.

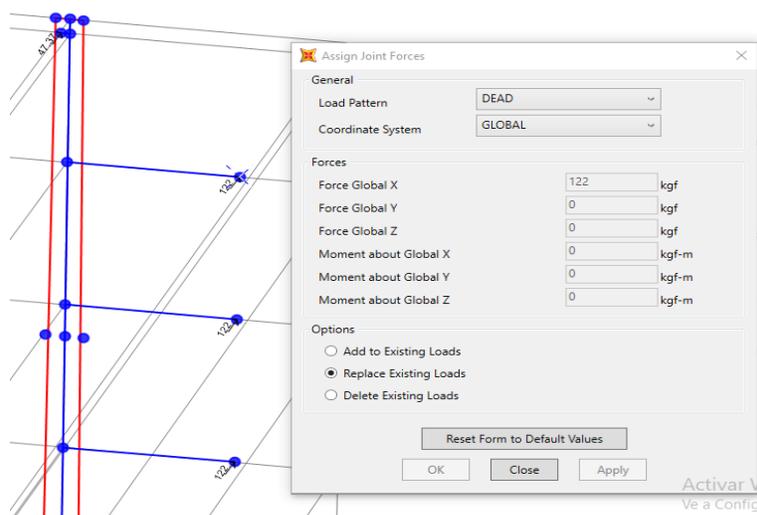


Figura 5.37: Cargas de conductores  
Herramienta SAP 2000 - Autor

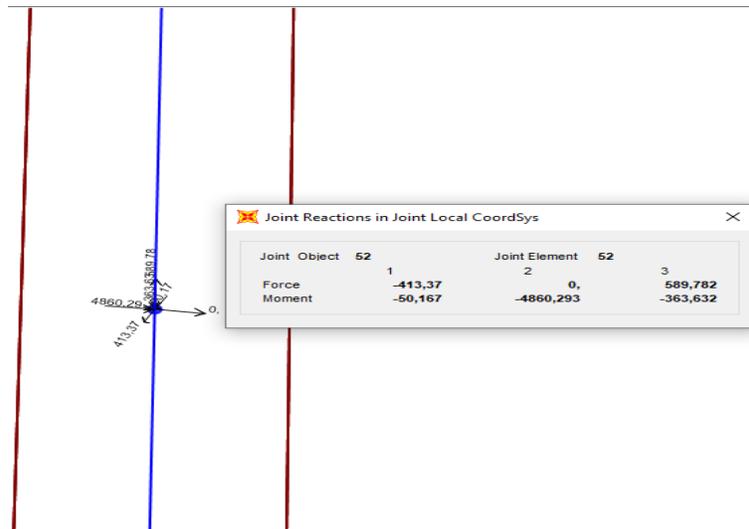


Figura 5.38: Reacciones en punto POMS  
Herramienta SAP 2000 - Autor

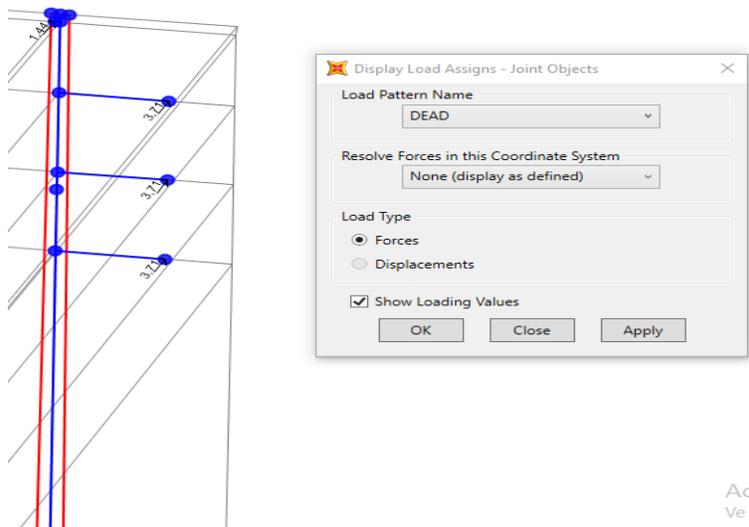


Figura 5.39: Momentos secundarios POMS  
Herramienta SAP 2000 - Autor

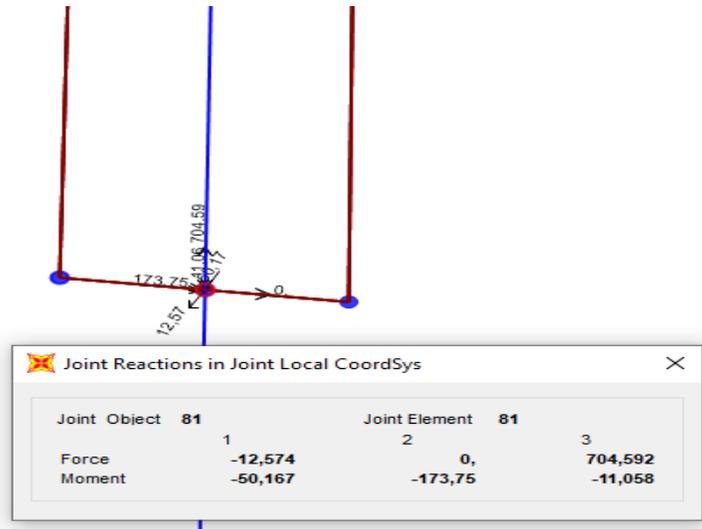


Figura 5.40: Reacciones por momentos secundarios POMS  
Herramienta SAP 2000 - Autor

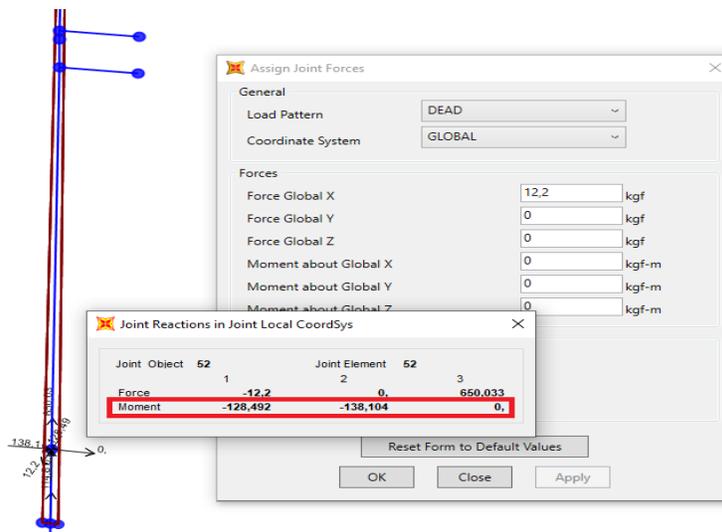


Figura 5.41: Resultante cargas transversales POMS  
Herramienta SAP 2000 - Autor

#### 14.-LINEA DE SUBTRANSMISIÓN

Hemos realizado un análisis del comportamiento de las fuerzas ejercidas en nuestros postes y estructuras para poder determinar si nuestros materiales escogidos son los adecuados para nuestro sistema. En la figura 5.42 se observa la vista superior desde el TAP de entrada hasta la subestación El Laurel con una longitud total de 530 metros, usando estructuras del Tipo LINEPOST Alternado. En la figura 5.43 se presenta la presión ejercida por el viento en la dirección "Y" según nuestro plano de coordenadas es de 4 kg/m en los conductores, tensores y cable de guarda.

En la figura 5.44 se presenta la presión del viento en las caras expuestas de los postes y estructuras, para nuestro análisis.

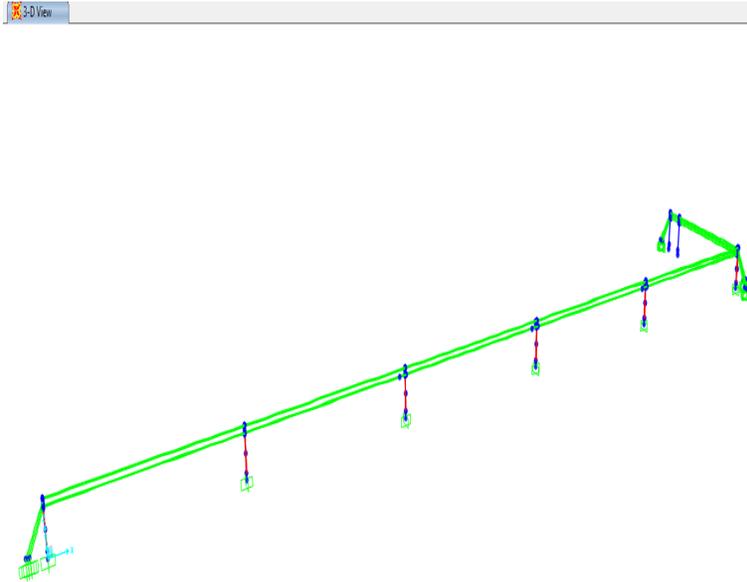


Figura 5.42: Vista Superior desde el TAP de entrada hasta la subestación.  
Herramienta: SAP 2000 - Autor

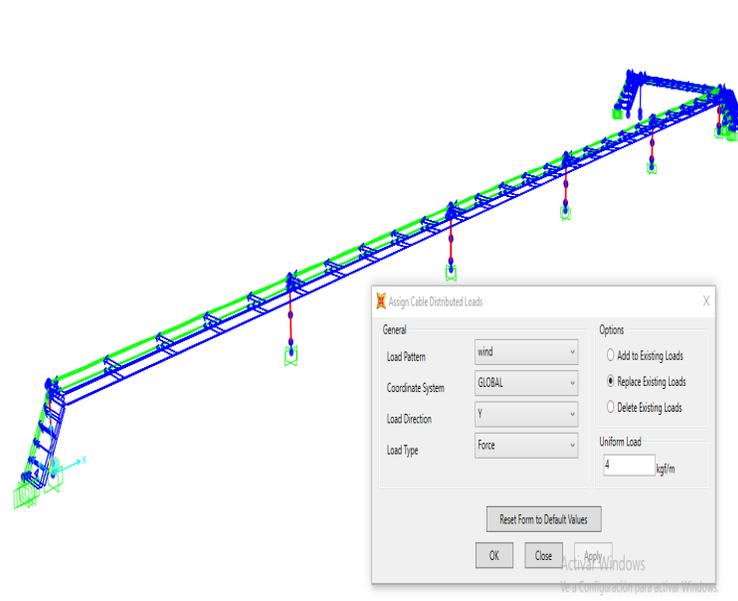


Figura 5.43: Asignando Carga Transversal de Viento en cables

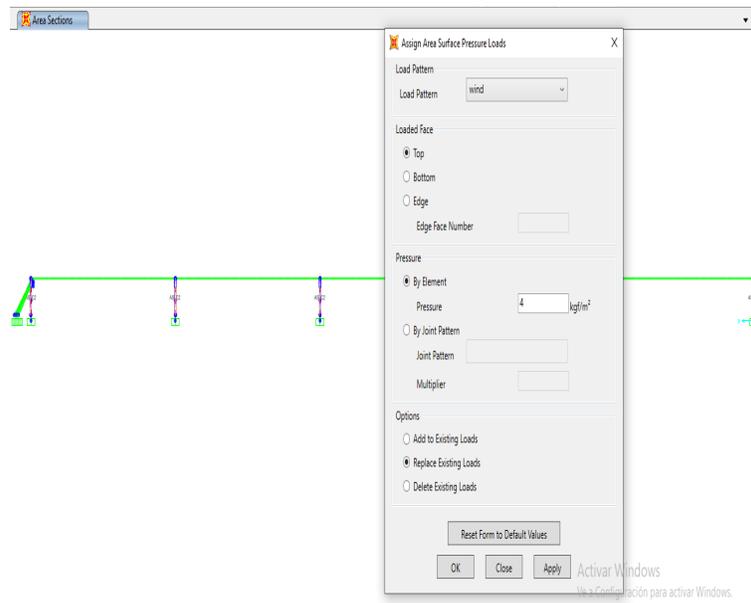


Figura 5.44: Asignando Carga Transversal de Viento Cara Expuesta Poste

Otras de las opciones del SAP2000 es que nos permite crear "Combos de Carga" para nuestro análisis, en este caso Lineal. El Tipo de Cargas Muerta representan el peso propio de las estructuras, El tipo de Carga Viva la podemos usar para calcular el peso de un Operador en los casos de mantenimiento y el tipo de Carga Viento que agrega ráfagas de viento a todo el diseño. En la figura 5.45 se presenta los combos de carga viva, muerta y viento.

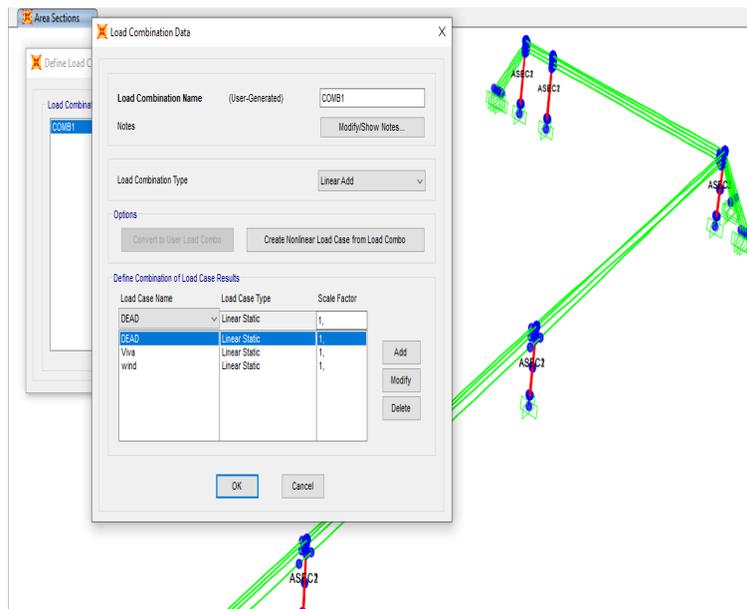


Figura 5.45: Combos de Carga Viva, Muerta y Viento

En la figura 5.46 podemos observar los datos a correr. Este punto de la línea de subtransmisión es una derivación en 90°, se ve afectada por tensiones ejercidas de diferentes ángulos de trayecto. En la figura 5.47 se puede observar las reacciones ejercidas en diferentes puntos de las estructuras. En la figura 5.48 se presenta las reacciones ejercidas de fuerzas en los diferentes PUNTOS en las estructuras de arranque de nuestra de línea, incluido el combo de cargas. En la figura 5.49 se puede observar la vista Panorámica de todas las fuerzas que actúan en los diferentes puntos de tensiones de la línea.

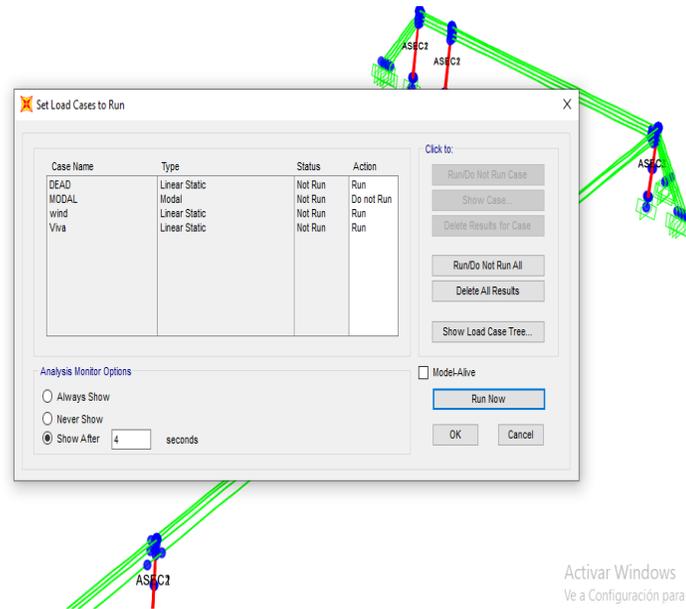


Figura 5.46: Simulación con varias carga

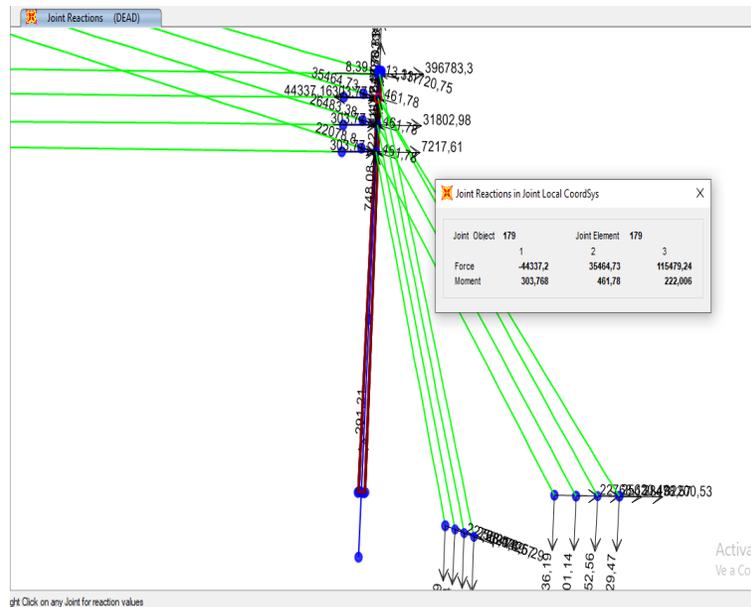


Figura 5.47: Reacciones ejercidas en diferentes puntos de Estructura 90°

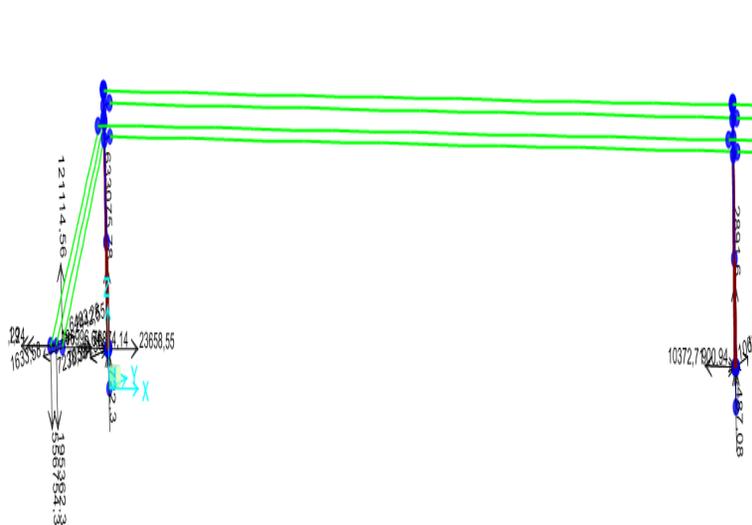


Figura 5.48: Reacciones Arranque  
Herramienta : SAP 2000 - Autor

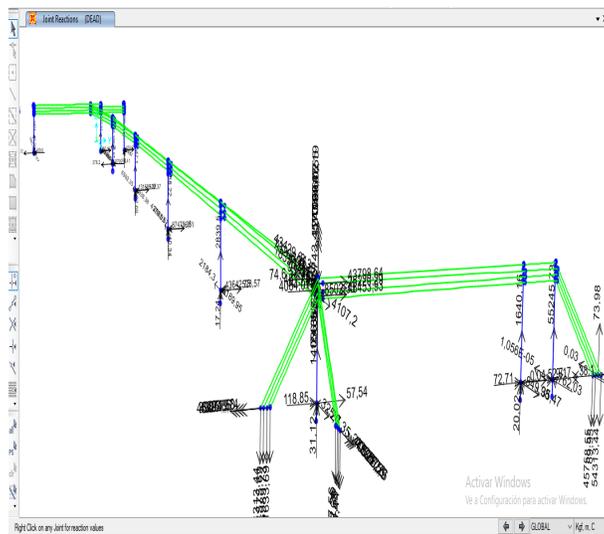


Figura 5.49: Vista Panorámica y reacciones en Línea Empotramiento de los Postes

### 15.-ANÁLISIS EN VANO DE ARRANQUE DE 40 METROS

En la figura 5.50 asignamos la presión del viento que golpea sobre los conductores, esta acción hace que las tensiones en los extremos de sujeción aumenten, esto aumenta momento. En la figura 5.51 se define la carga que va a incluir carga tipo viento en ráfaga, una carga viva que representa el peso de un operador y la carga muerta como peso propio de toda línea en conjunto. La fuerza ejercida en los conductores de 60kg, en el caso de que algún operario necesite caminar sobre el. En la figura 5.52 se define el tipo de Casos de Carga como hipótesis para nuestro análisis con factor de carga 1. En la figura 5.53 se presenta el análisis de momentos resultantes por cargas ejercidas en toda la estructura de la línea. En la figura 5.54 se presenta el valor de momentos causados por el peso de carga los conductores y por el combo de cargas a una altura de 6,43m. En la figura 5.55 el análisis de tensiones ejercidas por cargas verticales, horizontales y longitudinales a nivel del punto de estrés POMS. En la figura 5.56 se da la reacción en punto de estrés POMS por carga vertical de peso de los conductores. En la figura 5.57 se presenta el diagrama de momentos causado en lo largo del poste, incluido el momento cortante Shear V2.

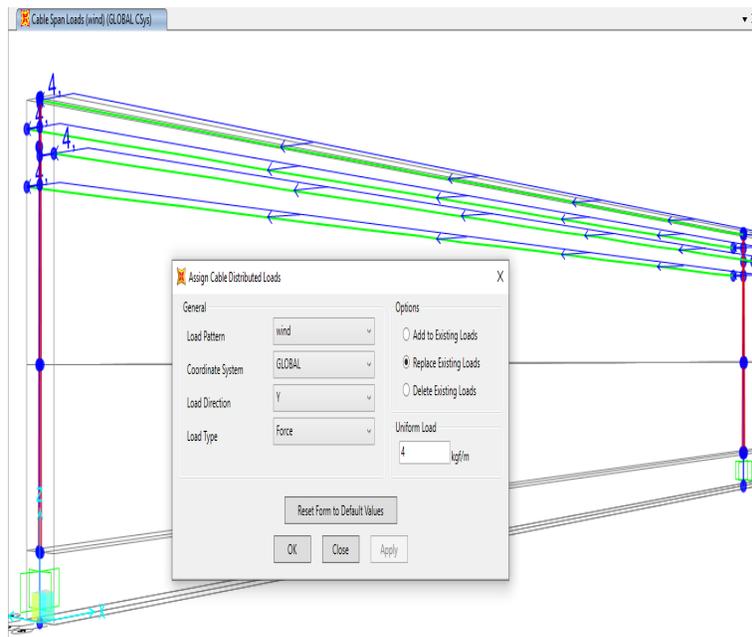


Figura 5.50: Carga por presión de viento en los conductores- SAP 2000 - Autor

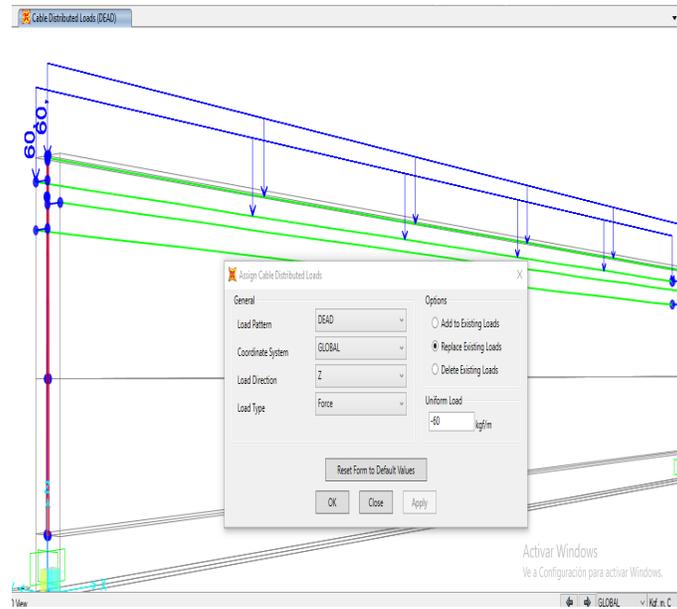


Figura 5.51: Carga viva 60kg promedio peso operador - SAP 2000 - Autor

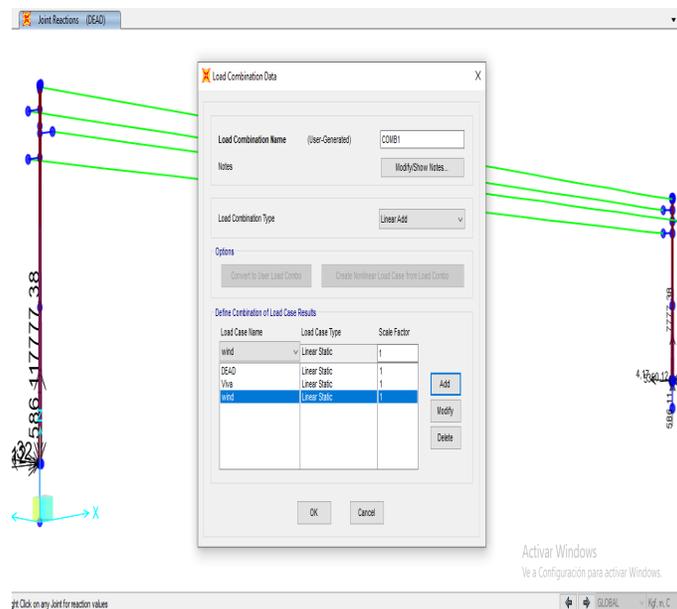


Figura 5.52: Definiendo Cargas Viva, Muerta y de Viento - SAP 2000 - Autor

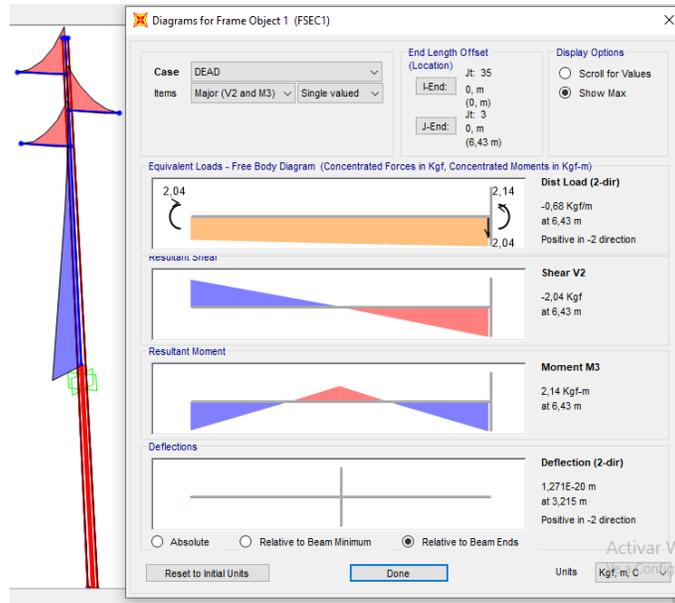


Figura 5.53: Momentos a nivel POMS por viento en los conductores - SAP 2000 - Autor

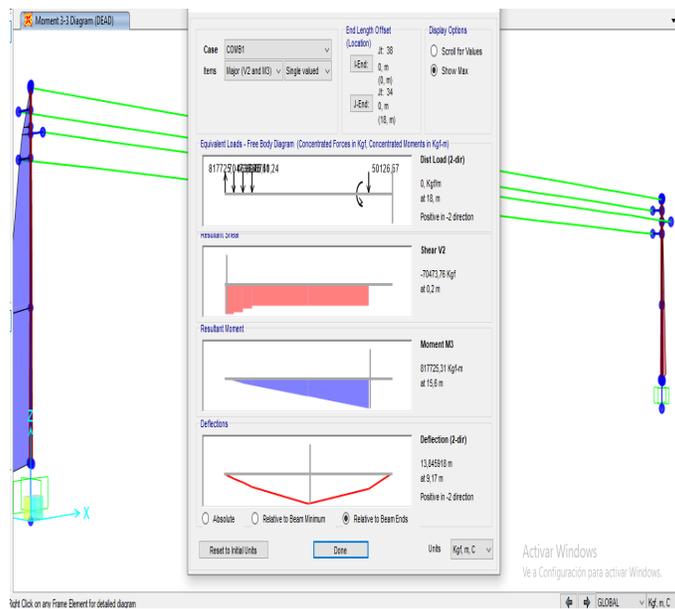


Figura 5.54: Momento Resultante Por Carga de Conductores - SAP 2000 - Autor

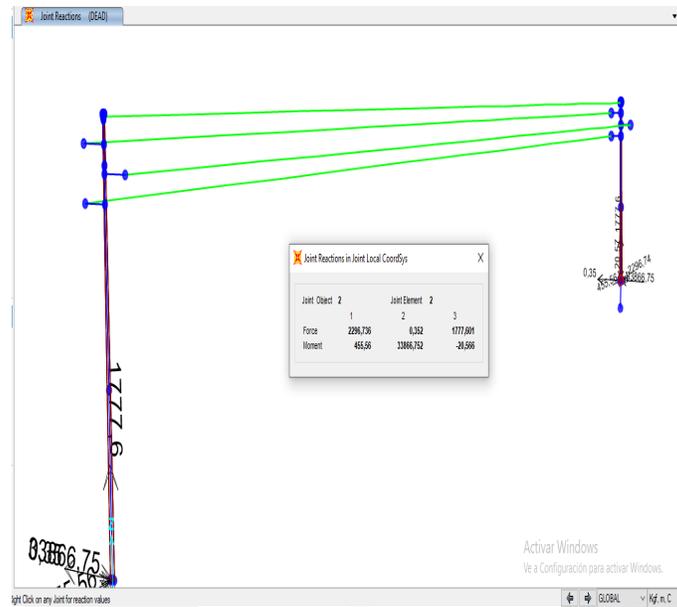


Figura 5.55: Momentos Nivel Empotramiento a nivel POMS - SAP 2000 - Autor

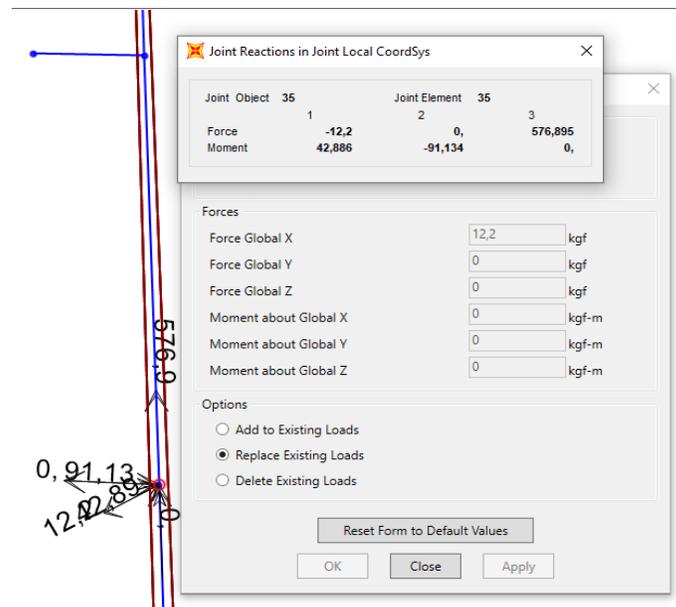


Figura 5.56: Reacciones A Nivel Poms Por Peso en los conductores - SAP 2000 - Autor

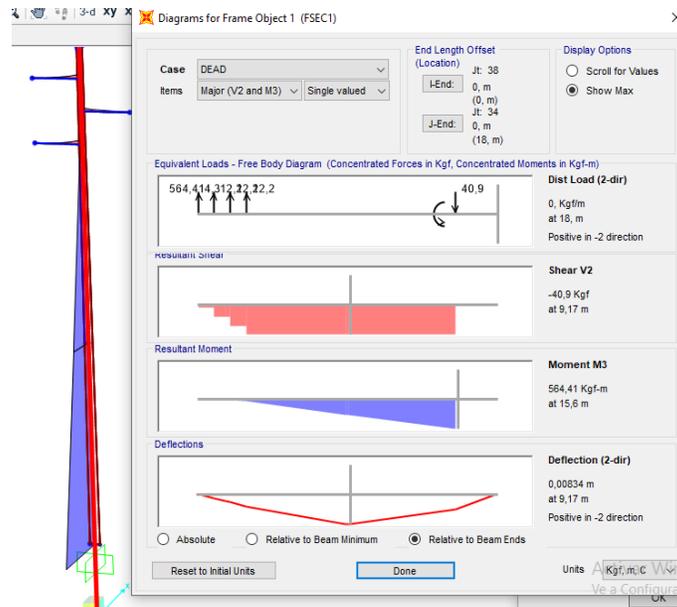


Figura 5.57: Momentos resultantes por combo de cargas - SAP 2000 - Autor

# Capítulo 6

## Conclusiones y Recomendaciones

### 6.1. CONCLUSIONES

- La subestación estudiada tiene las siguientes características :  
Voltaje : 69 KV / 13,8 KV  
Capacidad trifásica : 24 MVA .  
Grupo de conexión : Delta - Estrella .  
Zcc. Transformador = 9% .
- Los factores ambientales para el sitio donde se realizó el estudio de la subestación son :  
Altitud :  $h = 10$  msnm .  
Nivel de contaminación :  $Kc = 25$  mm / KV .( fase - tierra ) .  
Factor por densidad relativa del aire :  $Ka = 1$   
Factor por nivel de lluvia :  $Kl = 0,71$   
Factor por nivel de humedad :  $KH = 0,92$
- Las distancias dieléctricas mínimas de seguridad son :  
Para 69 KV :  
Distancia :fase - tierra = 693 mm  
Para 13,8 KV :  
Distancia :Fase - tierra = 176 mm  
Distancia : Fase - Fase = 317 mm
- Los niveles de aislamiento son :  
Para 69 KV :  
BIL = 350 KV

Línea de fuga : Fase - Tierra = 1812,5 mm

Para 13,8 KV :

BIL = 110 KV

Línea de fuga: Fase - Tierra = 375 mm

Línea de fuga : Fase - Fase = 650 mm

- Las corrientes de la subestación son :  
En 69 KV :  
 $I_{nom} = 200,82 \text{ A}$  .  
 $I_{cc.sim.rms} = 1660 \text{ A}$  . ( Falla L - L - L )  
En 13,8 KV :  
 $I_{nom} = 1004,1 \text{ A}$  .  
 $I_{cc.sim.rms} = 5908 \text{ A}$  . ( Falla L - Tierra )
- La protección del transformador de potencia se realiza mediante :  
Relé multi función ( SEL 787 ) , considerando :  
Protección de sobrecorrientes de línea , inversa e instantánea (51P -50P)  
Protección diferencial de corrientes de línea ( 87 )  
Protección de sobrecorrientes del neutro , inversa e instantánea ( 51N -50N).
- La protección de los alimentadores se realiza por sobrecorrientes , utilizando un relé SEL ( 751 ) .
- La selección y dimensionamiento de los equipos cumplen con todos los requerimientos de capacidad , corto circuito y aislamiento obtenidos en el estudio .
- La protección contra sobre voltajes se realiza mediante descargadores ( DPS ) , del siguiente tipo :  
Para 69 KV :  
 $U_r = 60 \text{ KV}$   
 $U_c = 48 \text{ KV}$   
 $U_{pl} = 139 \text{ KV}$   
 $U_{ps} = 111 \text{ KV}$   
 $I_{nom} = 10 \text{ KA}$   
Para 13,8 KV :  
 $U_r = 12 \text{ KV}$   
 $U_c = 10 \text{ KV}$

$U_{pl} = 29,5 \text{ KV}$

$U_{ps} = 23,5 \text{ KV}$

$I_{nom} = 10 \text{ KA}$

- El apantallamiento de la subestación se realiza mediante :  
Puntas captadoras ( Tipo Franklin ) , con conos de protección generados a 30 grados .  
Un pararrayo tipo dipolo corona , con un cono de protección generado a 71 grados .
- La malla a tierra presenta las siguientes características :  
Resistividad del terreno :  $100 \text{ Ohm} * \text{ m}$   
Capa Superficial : Concreto :  $3000 \text{ Ohm} * \text{ m}$   
Longitud : 36 m  
Ancho : 27 m  
Número de electrodos : 26  
Cuadrículas de : 3m X 3m .  
Longitud total del cobre : 776 m  
Conductor : Cobre de 7 hilos , número 2 AWG .  
Soldadura : Exotérmica .  
Empotramiento : 0,5 m .  
Resistencia de la malla : 1,5 Ohmios .
- Los voltajes de seguridad máximos admisibles son :  
Voltaje de paso : 2681,5 V . ( 50 Kg )  
Voltaje de Toque : 793, 41 V . ( 50 Kg )
- Los voltajes de paso y toque generados en la malla son :  
Voltaje de paso : 408,17 V .  
Voltaje de toque : 555,52 V .
- Sobre el diseño electromecánico de las líneas , se comprobó que el peso de los conductores son una carga muerta en los postes , los mismos que al estar en equilibrio hacen que disminuya las tensiones en los extremos, resultando con mayor resistencia mecánica ante las condiciones a las que se vea sometido.

## 6.2. RECOMENDACIONES

- Para el estudio electromecánico de líneas , resulta algo más amigable la herramienta DLTCAD , en comparación de SAP 2000 .
- Para el estudio de corto circuito probar con la normativa recomendada por IEC y comparar los resultados obtenidos con la normativa IEEE , simulados igualmente en Digsilent .
- Aplicar para corrientes de corto circuito la herramienta ATP - DRAW , permite tener mayores entornos de análisis de los valores simétricos , asimétricos y picos asimétricos en tiempos transitorios .
- Para el estudio de aislamiento , distancias dieléctricas de seguridad y apantallamiento , incorporar una herramienta computacional adecuada para tal efecto .
- Probar el diseño de la malla de puesta a tierra en una herramienta computacional ( Power Factory . Digsilent ) .
- Revisar e incorporar , normativa dado fundamentalmente por IEEE , IEC, para diseño de subestaciones .

# Capítulo 7

## Anexos

### 7.1. FACTORES AMBIENTALES

Se consideran los siguientes factores ambientales :

- Ka = Factor por densidad relativa del aire.
- Kl = Factor de corrección por lluvia.
- KH = Factor de corrección por humedad.
- Kc = Factor de contaminación ambiental.
- Nivel Isoceraúnico de la zona .

#### **a .-Factor de corrección por densidad relativa del aire (Ka)**

El factor de corrección por densidad relativa del aire depende de la altura y se determina mediante la siguiente ecuación :

$$K_a = (1.02)^* e^{\frac{-m(h-1000)}{8150}}$$

Donde:

e = Número de Euler = 2,71828

m = 1 : Para impulsos tipo rayo.

m1 = 0.75 : Para impulsos tipo maniobras.

h = Altitud ( m.s.n.m )

Para h<1000 m.s.n.m : **Ka = 1**

**b.-Factor de corrección por lluvia (KII)**

El factor de corrección por lluvia depende del nivel de precipitación de la zona. En la siguiente tabla se muestra el factor de lluvia para los diferentes niveles de intensidad de lluvia.

Tabla 7.1: Factor de corrección por Lluvia (KII)  
Referencia: Carlos Salinas G  
Adaptación: Autor [12]

Intensidad de la lluvia (mm/h)	KII
0	1,0
60	0,95
76.2	0,83
150	0,77
228	0,73
306	0,70
378	0,68

**Para h = 10 msnm : Ecuador**

Referencia : Weather Atlas .

Niveles de precipitación máxima = 310 mm / hora

De acuerdo a la tabla 7.1 , tenemos :

**KII = 0,71**

**c.- Factor de corrección por humedad (KH)**

**Para h = 10 msnm** : Ecuador

Referencia : Weather Atlas .

Humedad relativa promedio : 78 %

Para  $h \leq 1000$  msnm : T.amb = 25 °C .

En la figura 7.1 : Relación Humedad relativa vs Humedad absoluta

Para : H.rel. = 78 %

T.amb = 25°C

Se obtiene : Humedad absoluta =  $17 \text{ gr}/\text{m}^3$

En la figura 7.2 : Relación Humedad absoluta vs Factor de corrección ( KH ) .

Para H.abs =  $17 \text{ gr}/\text{m}^3$

Se obtiene : **KH = 0,92**

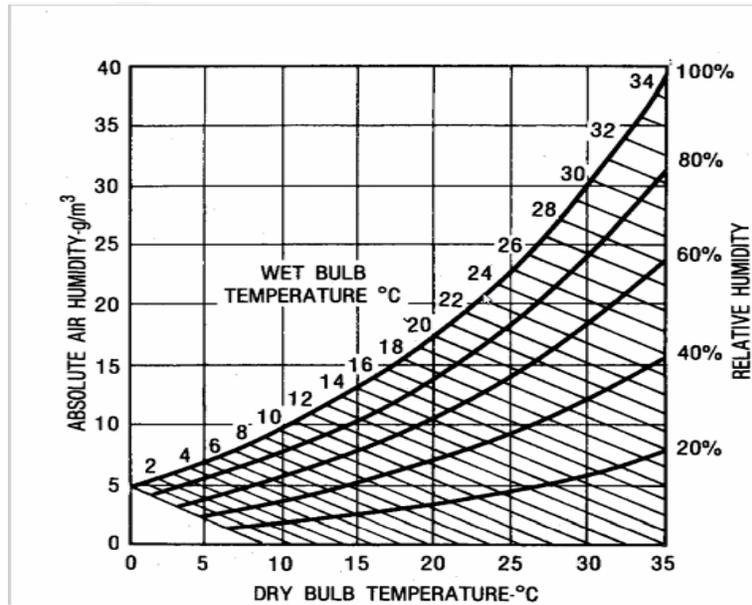


Figura 7.1: Relación humedad relativa , temperatura , humedad absoluta .

Referencia : Transmisión line reference book

Adaptación : Autor

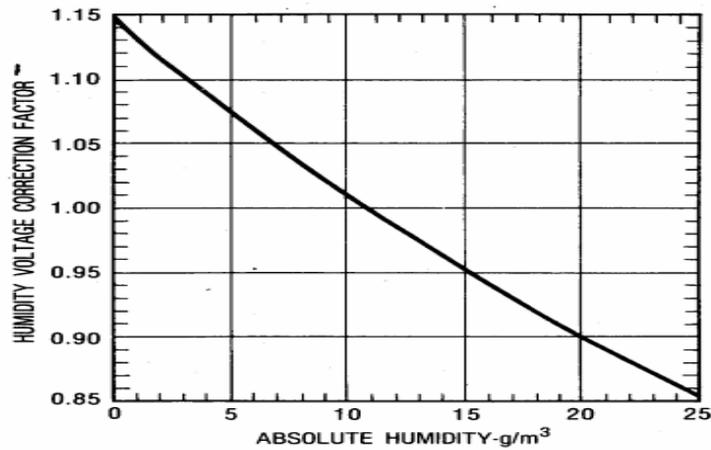


Figura 7.2: Relación . Humedad absoluta - Factor de corrección ( KH ) .

Referencia : Transmisión line reference book

Adaptación : Autor

**d.- Condiciones ambientales estandar**

Tabla 7.2: Condiciones ambientales estándar

Referencia: Diseño de sobretensiones. Jose Martin

Adaptación : Autor

<b>Factores</b>	<b>Europa</b>	<b>América</b>
Temperatura ambiente ( °C )	20	25
Presión atmosférica ( mmHg )	760	760
Humedad absoluta ( $gr/m^3$ )	11	15

**e.-Factor de contaminación ambiental (Kc)**

Tabla 7.3: Factores de contaminación ambiental

<b>Nivel de contaminación</b>	<b>Unidad</b>	<b>IEC-815</b>	<b>IEEE</b>
Ligera	mm/KV	16	27.7
Media	mm/KV	20	34.6
Fuerte	mm/KV	25	43.3
Muy Fuerte	mm/KV	31	53.7

Kc ( IEC ) : Contaminación ambiental .( Fase - tierra ) .

Kc ( IEEE ) : Contaminación ambiental . ( Fase - Fase ) .

**f.- Nivel Isoceraúnico de la zona .**

Tabla 7.4: Nivel Isoceraúnico de la zona y temperatura .

Adaptación : Autor

	<b><math>h \leq 10000</math> m.s.n.m</b>	<b><math>1000 &lt; h \leq 3500</math> m.s.n.m</b>
<b>NIR</b> ( $Flash/Km^2 * año$ )	30	50
<b>T.amb</b> ( °C )	25	12

NIR : Nivel Isoceraúnico de la zona .

**g.- Factores ambientales . h = 10 msnm. Ecuador .**

Tabla 7.5: Factores ambientales

Factor ambiental	
Ka (aire)	1
Kll ( lluvia )	0,71
KH ( humedad )	0,92
Kc ( Fase - Tierra )	25 mm / KV
NIR	30 Flash / Km <sup>2</sup> / año
T.amb	25 °C

**h.- Mapa Isoceraúnico . Ecuador**

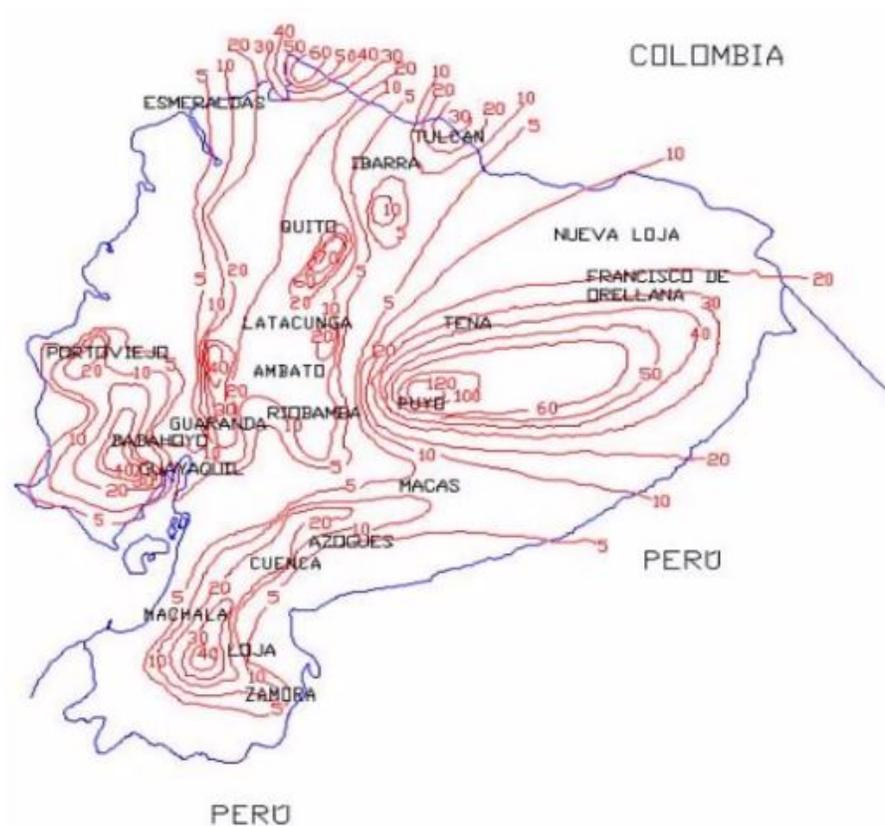


Figura 7.3: Mapa Isoceraúnico del Ecuador.

## 7.2. RESISTIVIDAD

Tabla 7.6: Valor de resistividad según el tipo de conductor

Tipo de conductor	Resistividad $\rho$ ( $\Omega \cdot m$ )
Cobre puro	$1,6 \times 10^{-8}$
Aluminio	$2,7 \times 10^{-8}$
Acero inoxidable	$72 \times 10^{-8}$
Suelos más comunes	1 a 1000

Tabla 7.7: Parámetros electromagnéticos para diferentes tipos de suelos y para materiales compactados.

Referencia: Resistividad del suelo en función de la frecuencia - Universidad Tecnológica de Pereira.  
Adaptación: El Autor

S.P.T	$\rho.suelo$ ( $\Omega * m$ )	Tipo de suelo	$\epsilon r$	$\epsilon.suelo$ (F/m)	Rg ( $\Omega$ )	C.suelo (F)	C.suelo (pF)
1	20	Pantano / Arcilla Húmeda	12	$1,062 \times 10^{-10}$	7,9766	$2,6628 \times 10^{-10}$	266,28
2	50	Humus / Arcilla Húmeda	12	$1,062 \times 10^{-10}$	19,9414	$2,6628 \times 10^{-10}$	266,28
3	100	Humus / Suelo Agrícola	17	$1,5045 \times 10^{-10}$	39,8829	$3,7723 \times 10^{-10}$	377,23
4	150	Humus / Limus Saturado	25	$2,2125 \times 10^{-10}$	59,8243	$5,548 \times 10^{-10}$	554,75
5	200	Terreno Arenoso / Limus saturado	25	$2,2125 \times 10^{-10}$	79,7658	$5,548 \times 10^{-10}$	554,75
6	1000	Grava (Húmeda) / Limus saturado	25	$2,2125 \times 10^{-10}$	398,8289	$5,548 \times 10^{-10}$	554,75

Tabla 7.8: Tipos de suelo y su resistividad

<b>Tipo de suelo</b>	<b>Resistividad <math>\rho</math> (<math>\Omega \cdot m</math>)</b>
Pirita, galena, magnetita	0,00000 - 0,01
Agua de mar	1
Suelo Orgánico	1 - 50
Arcilla	1 - 100
Esquisto (roca foliada)	10 - 100
Arena o grava	50 - 1000
Arsénica	20 - 2000
Piedra caliza, calcita, dolomita	5 - 10000
Cascajo	3000
Cuarzo, granito	1000 - 10000

Tabla 7.9: Naturaleza del terreno y su resistividad

<b>Naturaleza del terreno</b>	<b>Resistividad <math>\rho</math> (<math>\Omega \cdot m</math>)</b>
Terreno pantanoso	Hasta 30
Limo	20 - 100
Humus	10 - 150
Turba Húmeda	5 - 100
Arcilla Plástica	50
Margas de jurásico	30 - 40
Arena Arcillosa	50 - 500
Arena silíceo	200 - 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 - 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 - 300
Caliza blanda	100 - 300
Caliza compacta	1000 - 5000
Caliza agrietada	500 - 1000
Granito y gres precedentes de alteración	1500 - 10000
Granito y gres muy alterados	100 - 600

# Capítulo 8

## Glosario

**ACSR** Aluminio desnudo reforzados con aleación de aluminio.

**AIS** Subestación con aislamiento de gas.

**ANSI** Instituto Nacional Estadounidense de Estándares.

**ATP-DRAW** Procesador gráfico para análisis de transitorios electromagnéticos..

**BIL** Nivel Básico de Aislamiento al impulso tipo rayo ( factores externos ).

**BIL.st** Nivel básico de aislamiento estándar al impulso tipo rayo.

**BSL** Nivel Básico de aislamiento al impulso tipo maniobra ( factores internos relacionados con procesos de conmutación ).

**CELEC EP** Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador.

**CENACE** Operador Nacional de Electricidad.

**CNEL** Corporación Eléctrica del Ecuador.

**CNELEP** Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad.

**DESD** Densidad equivalente de sal depositada en  $\text{mg}/\text{cm}^2$ .

**DIAL** Tiempo DIAL.

**DigSilent** Herramienta para análisis de sistemas eléctricos de potencia.

**DPS** Descargador de sobretensiones atmosféricas.

**FA** Sistema de enfriamiento mediante ventilación forzada.

**Gia** Gradiente de ionización del aire.

**GIS** Subestacion con aislamiento de gas, (Hexafluoruro de Azufre [SF<sub>6</sub>]).

**HIS** Subestación implementada con equipos exteriores.

**IEC** Comisión electrotécnica y electrónica.

**IEEE** Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

**INECEL** Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

**Ka** Factor de corrección por densidad relativa del aire.

**Kc** Factor de contaminación ambiental.

**KH** Factor de corrección por humedad.

**KII** Factor de corrección por lluvia.

**MEER** Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador.

**NFPA** Asociación Nacional de Protección contra el Fuego.

**OA** Sistema de enfriamiento mediante ventilación natural.

**OPGW** Cable optico a tierra utilizados en sistemas de trnasmision.

**S/E** Subestacion electrica.

**SF<sub>6</sub>** Compuesto químico: Hexafluoruro de Azufre.

**TAP** Valor de la corriente nominal referenciada al secundario del transformador de corriente.

**TC** Transformadores de corriente internos del transformador.

**TCF** Tensión Crítica de Flameo de un aislador.

**TCF.corr** Tensión crítica de Flameo corregida por factores ambientales.

**TCF.st** Tensión crítica de Flameo estandar.

**TP** transformadores de potencial.

# Bibliografía

- [1] SIEMENS, *Interruptores de potencia de alta tensión*, 2013.
- [2] EmelNorte, *Manual de operación subestación Alpachaca 69 KV*, 2013.
- [3] F. Gonzalez-Longatt, “Manual de usuario de digsilent powerfactory 12.0 en español,” 01 2004.
- [4] P. M. Buroz Oliva, “Elaboración de un manual para uso del programa sap 2000,” 04 2007.
- [5] “Ieee draft standard for insulation coordination - definitions, principles, and rules,” *IEEE PC62.82.1/D5*, July 2010, pp. 1–20, Aug 2010.
- [6] “Une-en 60099-4:2016 - pararrayos. parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.” *AENOR*, pp. 1–150, Nov 2016.
- [7] I. E. Commission, “Iec 60071-1: Coordinación de aislamiento,” *AENOR*, vol. Séptima Edición, pp. 1–25, Nov 1993.
- [8] “Ieee standard for power systems - insulation coordination.” *IEEE Std 1313-1993*, pp. 1–21, 1993.
- [9] A. R. Hileman, *Insulation Coordination for Power Systems*, 1st ed. Taylor Francis Group, 1999, vol. 1.
- [10] I. E. Commission, “Iec 60076-12: Transformadores de potencia. parte 12: Guía de carga para transformadores de potencia de tipo seco.” *AENOR*, vol. Primera Edición, pp. 1–36, Marzo 2010.
- [11] “Ansi-ieee c57.109-1993 estudio de coordinacion de protecciones,” *AENOR*, pp. 1–55, Marzo 1993.

- [12] J. Trashorras Montecelos, *Subestaciones Eléctricas*, 1st ed. Ediciones Paraninfo, SA, 2015.
- [13] G. E. Harper, *Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas*. Editorial Limusa, 2002.
- [14] “Diseño de subestaciones,” *CELEC EP, Corporación Eléctrica del Ecuador*, pp. 1–33, Mar 2016.
- [15] O. C. Hernández and J. A. Herrera, “CÁlculo de la malla de puesta a tierra de una subestación.” *Scientia et technica*, vol. 2, no. 22, pp. 37–42, 2003.
- [16] “Ieee guide for safety in ac substation grounding,” *IEEE Std 80-2013 (Revision of IEEE Std 80-2000/ Incorporates IEEE Std 80-2013/Cor 1-2015)*, pp. 1–226, 2015.
- [17] J. W. P. Q. Junior Fernando Aguilar Ramirez, “Diseño eléctrico de la subestación el bosque de 20/24 mva a 69 kv con 4 circuitos de salida a 13,8 kv en la ciudad de machala,” B.S. thesis, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador, 2013.
- [18] Y. B. T. O. Akihiro Ametani, Naoto Nagaoka, *Power System Transients Theory and Applications*, 1st ed. Boca Raton: CRC Press Taylor&Francis Group, 2013.
- [19] Hivolt, *Catálogo Dalian Hivolt Power System*.
- [20] X. J. H. Z. Yuan, *Switching impulse flashover performance of different types of insulators at high altitude sites of above 2800 m / IEEE*, vol. 1, no. 1, pp. 121, abstract: 31, keywords=41, doi=, ISSN=, month=Aug,2008.
- [21] H. K. Hoidalén, “Users manual atpdraw version 7.0 for windows,” Nov 2019, pp. 1–336.
- [22] I. Hubbell Power Systems, *Arresters*, 2020.
- [23] J. R. Vázquez, *Enciclopedia CEAC de Electricidad*, cuarta edición ed. Barcelona, España: EDICIONES CEAC, 1979.
- [24] F. J. B. García, *Sistemas de energía eléctrica en alta tensión*. Ed. Universidad de Cantabria, 2017, vol. 24.

- [25] “Corrientes de cortocircuito en las barras del sistema nacional interconectado.” *CENACE, Operador Nacional de Electricidad*, pp. 1–15, Jul 2015.
- [26] I. E. Commission, “Iec 60909-0:2016: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna.” *AENOR*, pp. 1–62, Marzo 2016.
- [27] “Ieee standard specifications for high - voltage ( >1000 v ) fuses,” *NEMA SC2 - ANSI 3743*, no. 1, p. 80, Marzo.
- [28] Siemens, “Protección digital de sobreintensidad y protección de sobrecarga,” En 2018, pp. 1–183.
- [29] B. Alba Valle and O. Hernández Areu, “Desempeño de modelos de pararrayos de óxido metálico frente a impulsos de corriente,” *Ingeniería Energética*, vol. 39, no. 2, pp. 65–75, 2018.
- [30] “Modeling of metal oxide surge arresters,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, no. 1, pp. 302–309, Marzo 1992.
- [31] O. W. A. Astudillo, “Modelo matemático de un descargador eléctrico para mejorar la protección contra descargas atmosféricas en transformadores monofásicos de distribución eléctrica considerando sobretensiones.” thesis, Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, Ecuador, 2021.
- [32] Z. Y. C. Macul, “Análisis del nivel de aislamiento utilizados en sistemas de distribución y subtransmisión Aéreas mediante el software atp-draw.” thesis, Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, Ecuador, 2021.
- [33] L. M. Dután Amay, “Modelación de transformadores para estudios de energización usando atp-emptp,” 2010.
- [34] WIKIPEDIA, “Red eléctrica,” 2021.
- [35] D. A. V. Suarez, “Análisis de protecciones para sobrecorrientes y sobretensiones en una subestación eléctrica de 69/13.8 kv, 16/24 mva. utilizando digsilent y atpdraw.” thesis, Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, Ecuador, 2021.
- [36] E. V. M. Arturo Conde Enríquez, “Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso con funciones independientes de detección de falla y tiempo de operación,” 04 2013.

- [37] SEL, “Sel-735 medidor de calidad de energía y facturación,” 04 2020.
- [38] A. R. Hileman, *Insulation Coordination for Power Systems*, 1st ed. Taylor Francis Group, 1999, vol. 1.
- [39] HYEE, “Catalogo de transformadores de corriente,” Marzo 2000, Dalian. Provincia de Liaoning, China, pp. 1–183.
- [40] I. V. Carlos Alberto, “análisis diseño curso de manejo programa sap 2000 diseño y análisis por medio de elemento finito,” 04 2020.