



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

ESCUELAS DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES

Perfecta combinación entre energía e intelecto



LA SEGURIDAD ELÉCTRICA EN SUBESTACIONES DE 13,2 kV Y 34,5 kV

OSCAR EDGARDO ARIAS CABEZA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2009**

**LA SEGURIDAD ELÉCTRICA EN SUBESTACIONES DE
13,2 kV Y 34,5 kV**

OSCAR EDGARDO ARIAS CABEZA

**Trabajo de grado para optar el título de:
INGENIERO ELECTRICISTA**

Director

JULIO CÉSAR CHACÓN VELASCO
Ingeniero Electricista

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2009**

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y, en su nombre, a la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones por la calidad en su formación humana y académica.

Al Ingeniero Julio César Chacón Velasco, director de este trabajo de grado, por su valiosa ayuda, orientación y apoyo.

A todos los profesores que me brindaron todos sus conocimientos durante el transcurso de mi carrera.

DEDICATORIA

A DIOS todo poderoso que me permitió construir
día a día este sueño y hoy hacerlo realidad.

A mi madre Gladys, a mi padre Gerardo,
por todo su amor, paciencia y apoyo incondicional.

A mis hermanos Edwin y Jennyth,
por su apoyo y colaboración.

A mi novia Susana, por todo su amor y por
estar conmigo cuando más lo necesitaba.

A todos mis amigos y demás familiares que me acompañaron
durante esta etapa inicial de una larga vida llena de éxitos.

Oscar Edgardo Arias Cabeza

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1 CONSIDERACIONES GENERALES DEL DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 13,2 kV Y 34,5 kV . . .	4
1.1. INTRODUCCIÓN	4
1.2. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	4
1.3. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN	5
1.3.1. Subestaciones aéreas	5
1.3.1.1. Subestaciones aéreas en estructura sencilla	7
1.3.1.2. Subestaciones aéreas en estructura doble	7
1.3.2. Subestaciones de pedestal	7
1.3.3. Subestaciones capsuladas	8
1.3.4. Subestaciones tipo jardín (pad mounted)	9
1.4. NIVELES DE TENSIÓN	9
1.5. EQUIPOS PRINCIPALES EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 13,2 kV y 34,5 kV	10
1.5.1. Transformador de distribución.	10
1.5.2. Equipos de protección	15
1.5.2.1. Descargadores de sobretensión (DPS)	15
1.5.2.2. Cortacircuitos	19
1.5.2.3. Fusibles	20
1.5.2.4. Seccionadores	23
1.5.3. Equipos de medida	25

1.5.3.1. Transformador de corriente (CT)	26
1.5.3.2. Transformador de tensión (PT)	29
1.6. AISLADORES	33
1.7. BARRAJES	35
1.8. BANCO DE CONDENSADORES	37
1.9. APOYOS	37

**CAPÍTULO 2 CRITERIOS DE SEGURIDAD DEL DISEÑO DE
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 13,2 KV Y 34,5 KV . . . 39**

2.1. INTRODUCCIÓN	39
2.2. REQUISITOS DE CONFORMIDAD DE PRODUCTOS E INSTALACIONES ELÉCTRICAS	39
2.3. UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	40
2.4. DISTANCIAS DE SEGURIDAD	42
2.4.1. Distancias mínimas verticales de seguridad en cruce de líneas	43
2.4.2. Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura	44
2.4.3. Distancias mínimas para prevención de riesgos por arco eléctrico	46
2.4.4. Distancias mínimas de seguridad en subestaciones aéreas	48
2.4.5. Distancias mínimas de seguridad en subestaciones de pedestal	49
2.4.6. Distancias mínimas de seguridad en subestaciones capsuladas	50
2.4.6.1. Espacio de trabajo alrededor de los equipos	51
2.4.6.2. Accesos al espacio de trabajo	54
2.4.6.3. Frente de trabajo mínimo	55
2.4.6.4. Altura libre	55
2.5. ENCERRAMIENTOS	56
2.5.1. Componentes principales utilizados para los encerramientos	56
2.5.1.1. Bóvedas para transformadores	57
2.5.1.2. Puertas cortafuegos	58

2.5.1.3. Pasamuros	60
2.5.2. Encerramientos según el tipo de transformador	60
2.5.2.1. Transformadores tipo seco instalados en interiores	61
2.5.2.2. Transformadores tipo seco instalados en exteriores	61
2.5.2.3. Transformadores con aislamiento de aceite instalados en interiores .	63
2.5.2.4. Transformadores con aislamiento de aceite instalados en exteriores	64
2.5.3. Encerramientos según el tipo de subestación	64
2.5.3.1. Encerramiento de subestaciones de pedestal	64
2.5.3.2. Encerramiento de subestaciones capsuladas	65
2.5.3.3. Encerramiento de subestaciones tipo jardín (pad mounted)	67
2.6. VENTILACIÓN	68
2.7. DRENAJES	72
2.7.1. Drenajes en subestaciones de pedestal	73
2.7.2. Drenajes en subestaciones capsuladas	74
2.8. ILUMINACIÓN	77
2.8.1. Iluminación en subestaciones de pedestal	78
2.8.2. Iluminación en subestaciones capsuladas	79
2.9. SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD	80
2.9.1. Clasificación de las señales de seguridad	80
2.9.2. Características específicas del símbolo de riesgo eléctrico	81
2.9.3. Señalización en subestaciones de pedestal	83
2.9.4. Señalización en subestaciones capsuladas	84
2.9.5. Señalización en subestaciones tipo jardín (pad mounted)	84
2.9.6. Señalización de los equipos de protección	84
2.10. CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS	85
2.11. NIVELES DE RUIDO	86
2.12. SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS	88

CAPÍTULO 3 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 13,2 kV Y 34,5 kV	89
3.1. INTRODUCCIÓN	89
3.2. DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	91
3.3. REQUISITOS GENERALES DE LAS PUESTAS A TIERRA	93
3.4. MATERIALES DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA	94
3.4.1. Electrodo de puesta a tierra	94
3.4.2. Conductor del electrodo de puesta a tierra o conductor a tierra	96
3.4.3. Conductor de protección o de puesta a tierra de equipos	98
3.5. VALORES DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	99
3.6. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES AÉREAS	100
3.7. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES DE PEDESTAL	103
3.8. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES CAPSULADAS	104
3.9. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES TIPO JARDÍN (PAD MOUNTED)	106
3.10. CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA	108
3.10.1. Paso 1: Información de campo	110
3.10.2. Paso 2: Selección el conductor	110
3.10.3. Paso 3: Tensiones tolerables de contacto ($E_{contacto}$) y de paso (E_{paso})	112
3.10.4. Paso 4: Diseño inicial	113
3.10.5. Paso 5: Cálculo de la resistencia de la malla a tierra	114
3.10.6. Paso 6: Máxima corriente a la malla de tierra	115
3.10.7. Paso 7: Comparar la elevación máxima de tensión ($GPR = I_G R_g$) con la tensión tolerable de contacto	117
3.10.8. Paso 8: Calcular las tensiones de malla (E_m) y de paso (E_s)	117

3.10.9. Paso 9: Comparación entre la tensión de malla (E_m) y la tensión tolerable de contacto ($E_{contacto}$)	120
3.10.10. Paso 10: Comparación entre la tensión de paso (E_s) y la tensión tolerable de paso (E_{paso})	120
3.10.11. Paso 11: Modificación del diseño inicial	121
3.10.12. Paso 12: Diseño detallado	121

CAPÍTULO 4 SISTEMA DE APANTALLAMIENTO EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 13,2 kV Y 34,5 kV. 122

4.1. INTRODUCCIÓN	122
4.2. TEORÍA DEL APANTALLAMIENTO	124
4.3. ELEMENTOS APANTALLADORES	124
4.3.1. Comportamiento y mástiles ante una descarga	124
4.3.1.1. Características de las puntas	125
4.3.1.2. Características de las mástiles	127
4.3.1.3. Zona de protección de las puntas y mástiles	127
4.3.2. Comportamiento de cables de guarda ante una descarga	129
4.3.2.1. Características de los cables de guarda	129
4.3.2.2. Zona de protección de los cables de guarda	130
4.4. APANTALLAMIENTO SEGÚN EL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO 131	
4.4.1. Parámetros del modelo electrogeométrico	133
4.4.1.1. Polaridad de la descarga eléctrica	133
4.4.1.2. Intensidad de la corriente admisible del rayo	133
4.4.1.3. Distancia de atracción	135
4.4.2. Aplicación del modelo electrogeométrico. Método de la esfera rodante	136
4.5. CÁLCULOS DEL APANTALLAMIENTO	140
4.5.1. Apantallamiento de la subestación con mástiles	140

4.5.2. Apantallamiento de la subestación con cables de guarda	145
4.6. MATERIALES USADOS PARA PROTECCIÓN CONTRA RAYOS . . .	147
4.7. BAJANTES	147
CONCLUSIONES	149
RECOMENDACIONES	151
BIBLIOGRAFÍA	153
ANEXOS	158

LISTA DE FIGURAS

1.1	Subestación aérea	6
1.2	Subestación de pedestal	7
1.3	Subestación capsulada	8
1.4	Subestación tipo jardín (pad mounted)	9
1.5	Transformador de distribución	11
1.6	Descargador de sobretensión (DPS)	15
1.7	Montaje de los DPS	17
1.8	Cortacircuitos	19
1.9	Fusible tipo hilo	20
1.10	Seccionador tripolar	23
1.11	Transformador de corriente	26
1.12	Transformador de tensión	29
2.1	Límites de aproximación	47
2.2	Distancias de seguridad en zonas con construcciones	48
2.3	Zona de seguridad	49
2.4	Distancias de seguridad contra contactos directos	51
2.5	Espacio de trabajo para el caso 1	52
2.6	Espacio de trabajo para el caso 2	53
2.7	Espacio de trabajo para el caso 3	53
2.8	Frente de trabajo	55
2.9	Celdas de transformadores tipo seco	62
2.10	Dimensiones del local para subestaciones capsuladas	66
2.11	Encerramiento de subestaciones tipo jardín	68
2.12	Ubicación de las aberturas de entrada y salida de aire	72

2.13	Trampa de aceite en subestaciones de pedestal de 34,5 kV	75
2.14	Fosos para el aceite en subestaciones capsuladas de 13,2 kV	76
2.15	Símbolo de riesgo eléctrico	82
2.16	Señal de precaución: “Alta tensión peligro de muerte”	83
2.17	Señal de advertencia: “Riesgo eléctrico”	84
3.1	Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas	94
3.2	Puesta a tierra en subestaciones aéreas	102
3.3	Malla de puesta a tierra en subestaciones tipo jardín	107
3.4	Diagrama de flujo para el cálculo de la malla de puesta a tierra	109
4.1	Comportamiento de un mástil ante una descarga	126
4.2	Zona de protección del mástil	128
4.3	Áreas protegidas por varios mástiles con exposición del 0,1%	129
4.4	Zona de protección de un hilo de guarda	131
4.5	Concepto de distancia de atracción S en el método electrogeométrico	132
4.6	Probabilidad de corriente de rayo superior a la abscisa del plano de tierra	136
4.7	Principio del método de la esfera rodante	137
4.8	Apantallamiento con mástiles para protección de corriente de rayo I_s	138
4.9	Protección con múltiples mástiles para corriente de rayo I_s	139
4.10	Cálculo de T para apantallamiento de subestaciones con mástiles	142
4.11	Cálculo de X para apantallamiento de subestaciones con mástiles	143
4.12	Cálculo de P para apantallamiento de subestaciones con mástiles	144
4.13	Cálculo de Q para apantallamiento de subestaciones con mástiles	144
4.14	Cálculo de C para apantallamiento de subestaciones con cable de guarda	146
4.15	Cálculo de X para apantallamiento de subestaciones con cable de guarda	146

C.1	Puesta en funcionamiento	176
C.2	Interfaz: La seguridad eléctrica en subestaciones de 13,2 kV y 34,5 kV .	176
C.3	Interfaz: Tipo de subestación para puesta a tierra	177
C.4	Interfaz: Sistema de puesta a tierra en subestaciones aéreas	178
C.5	Interfaz: Sistema de puesta a tierra	180
C.6	Datos para el cálculo de la malla	181
C.7	Resultados del cálculo de la malla	183
C.8	Malla de puesta a tierra	184
C.9	Interfaz: Ubicación de los equipos dentro de la subestación	185
C.10	Interfaz: Sistema de apantallamiento	187
C.11	Interfaz: Apantallamiento con mástiles o puntas	188
C.12	Interfaz: Apantallamiento con cables de guarda	190

LISTA DE TABLAS

1.1	Demandas máximas por niveles de tensión	10
1.2	Niveles de tensión	10
1.3	Montaje de transformadores	14
1.4	Características y precisión de los transformadores de medida	26
1.5	Aislamiento para conductores	34
1.6	Barraje de tierra para transformadores	35
1.7	Características de postería en concreto	38
2.1	Distancias verticales mínimas en vanos con cruce de líneas	43
2.2	Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo	44
2.3	Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura	45
2.4	Límites de aproximación a partes energizadas de equipos	47
2.5	Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones	48
2.6	Distancias de seguridad para la Figura 2.3	50
2.7	Profundidad mínima del espacio de trabajo	52
2.8	Altura de partes vivas no resguardadas por encima del espacio de trabajo	56
2.9	Dimensiones de las celdas de transformadores tipo seco	63
2.10	Dimensiones del local para subestaciones capsuladas	67
2.11	Área efectiva de ventilación	71
2.12	Clasificación y colores para las señales de seguridad	81
2.13	Dimensiones del símbolo de riesgo eléctrico en mm	82

2.14	Valores límites de exposición a campos electromagnéticos	86
2.15	Estándares máximos permisibles de niveles de ruido ambiental, expresados en decibeles (dB)	87
3.1	Máxima tensión de contacto para un ser humano	91
3.2	Requisitos para electrodos de puesta a tierra	95
3.3	Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de c.a.	97
3.4	Constantes de materiales	98
3.5	Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra	99
3.6	Bajantes de puesta a tierra	100
4.1	Características de los terminales de captación y bajantes	148
A.1	Potencias normalizadas para transformadores	159
A.2	DPS de óxido de zinc	160
A.3	Características de los cortacircuitos	161
A.4	Selección de fusible hilo por relación de velocidad	161
A.5	Fusible para transformadores monofásicos a 13,2 kV	162
A.6	Fusible para transformadores trifásicos a 13,2 kV	162
A.7	Características de los seccionadores	163
A.8	Protecciones primarias de subestaciones eléctricas de 34,5 kV	163
A.9	Valores normalizados de transformadores de corriente	164
A.10	Valores máximos de error para transformadores de corriente	164
A.11	Selección del transformador de corriente para transformadores trifásicos	165
A.12	Selección del transformador de corriente para transformadores monofásicos	165
A.13	Valores máximos de error para transformadores de tensión	166
A.14	Transformadores de tensión para medida en dos elementos	166
A.15	Transformadores de tensión para medida en tres núcleos	167

A.16	Aisladores individuales para media tensión	168
A.17	Cadena de aisladores para media tensión	169
A.18	Aisladores tipo carrete para baja tensión	170
A.19	Aisladores poliméricos de suspensión	170
A.20	Barras secundarias para transformadores trifásicos de 13,2 kV – 208Y/120 V	171
B.1	Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos	172
B.2	Rangos de resistividad de la tierra	173
B.3	Resistividad de materiales superficiales	173
B.4	Constante de los materiales	174
C.1	Requerimientos hardware y software del sistema	175

LISTA DE ANEXOS

Anexo A	Características técnicas de dispositivos utilizados en subestaciones eléctricas	159
Anexo B	Características de los sistemas de puesta a tierra	172
Anexo C	Manual de usuario del programa en Matlab para facilitar el diseño del sistema de puesta a tierra y apantallamiento	175
C.1	Presentación de la interfaz de entrada	176
C.2	Interfaz gráfica: Tipo de subestación para puesta a tierra	177
C.3	Interfaz gráfica: Sistema de puesta a tierra en subestaciones aéreas . .	178
C.4	Interfaz gráfica: Sistema de puesta a tierra	179
C.4.1	Datos para el cálculo de la malla	180
C.4.2	Resultados del cálculo de la malla	182
C.5	Interfaz gráfica: Ubicación de los equipos dentro de la subestación . .	184
C.6	Interfaz gráfica: Sistema de apantallamiento	187
C.7	Interfaz gráfica: Apantallamiento con mástiles o puntas	188
C.8	Interfaz gráfica: Apantallamiento con cables de guarda	190

RESUMEN

TÍTULO: LA SEGURIDAD ELÉCTRICA EN SUBESTACIONES DE 13,2 kV Y 34,5 kV*

AUTOR: OSCAR EDGARDO ARIAS CABEZA**

PALABRAS CLAVES: Seguridad Eléctrica, Subestaciones Eléctricas, 13,2 kV, 34,5 kV, Software, Sistema de puesta a tierra, Apantallamiento

CONTENIDO:

La seguridad eléctrica se hace necesaria en la actualidad con el fin de prevenir, minimizar o eliminar los riesgos de origen eléctrico, y de esta forma brindar mayor protección, tanto a los equipos que conforman una instalación eléctrica, como a personas, animales y al medio ambiente.

En el presente trabajo se dan a conocer los requerimientos técnicos necesarios para la seguridad eléctrica en el diseño de las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV, además se proporciona una herramienta en Matlab para facilitar el diseño de su sistema de puesta a tierra, y apantallamiento contra descargas atmosféricas. Estos requerimientos técnicos indispensables para la seguridad eléctrica son abordados teniendo en cuenta la normatividad colombiana vigente y algunas normas internacionales sobre seguridad industrial.

Inicialmente se mencionan algunos aspectos generales que contribuyen a la seguridad eléctrica, tales como las características que deben tener algunos equipos o dispositivos que conforman las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV. Seguidamente, se dan a conocer los principales requerimientos técnicos de seguridad necesarios para su diseño, tales como, la ubicación de la subestación, las distancias de seguridad, los encerramientos, la ventilación, los drenajes, la iluminación, la señalización, entre otros. Posteriormente, se dan a conocer otros dos grandes requerimientos indispensables para la seguridad eléctrica en las subestaciones como lo son su sistema de puesta a tierra y el apantallamiento. Finalmente, se proporcionan dos programas en Matlab, uno para facilitar el diseño de su sistema de puesta a tierra y el otro, para facilitar el diseño de su apantallamiento, cuyo propósito es ser una herramienta que permita apoyar tanto a estudiantes como a profesionales en el aprendizaje, comprensión, cálculo, e interpretación de sus propios diseños.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Julio César Chacón Velasco

ABSTRACT

TITLE: ELÉCTRICAL SAFETY IN SUBSTATIONS OF 13,2 kV AND 34,5 kV^{*}

AUTHOR: OSCAR EDGARDO ARIAS CABEZA^{**}

KEYWORDS: Electrical Safety, Electrical Substations, 13,2 kV, 34,5 kV, Software, Grounding, Shielding

DESCRIPTION:

Electrical security becomes necessary at the present time with the purpose of coming up, diminishing or to eliminate the risks of electrical origin, and this form to offer greater protection, as much to the equipment that conforms an electrical system, like a people, animals and to environment.

In the present work occur to know the necessary technical requirements for the electrical security in the design the electrical substations of 13,2 kV and 34,5 kV, in addition it provides a tool in Matlab to facilitate the design of its system of grounding, and shielding against atmospheric unloadings. These technical requirements indispensable for the electrical security are boarded considering the effective Colombian norms and some international norms on industrial security.

Initially some general aspects are mentioned that contribute to the electrical security, such as the characteristics that must have some equipment or devices that conforms the electrical substations of 13,2 kV and 34,5 kV. Next, they occur to know the main necessary technical requirements of security for its design, such as, the location of the substation, the safe distances, the electrical closing, the ventilation, the drainages, the illumination, the signaling, among others. Later, they occur to know other two great requirements indispensable for the electrical security in the substations as they are it its system of grounding and the shielding. Finally, two programs in Matlab, one are provided to facilitate the design of their system of grounding and the other, to facilitate the design of their shielding, with the purpose to be a tool that allows supporting so much to students as to professionals in the learning, understanding, calculation, and interpretation of its own designs.

* Degree Work

** Faculty of Physical-Mechanic Engineering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Director: Julio César Chacón Velasco

INTRODUCCIÓN

En la actualidad en el país debido a la dependencia y el aumento progresivo del consumo de la energía eléctrica, se han establecido unas exigencias y especificaciones que garanticen la seguridad frente a riesgos eléctricos a las personas con base en el buen funcionamiento de las instalaciones, la fiabilidad y calidad de los productos. Para el caso del diseño de subestaciones eléctricas en media tensión es necesario conocer cuales son las medidas a implementar para prevenir los accidentes eléctricos.

Cuando ocurre un accidente empezamos a preocuparnos y ponemos en marcha el dispositivo de seguridad y prevención. No cabe duda que de los accidentes se aprende, pero mejor es tratar de evitarlos y no llegar a ellos; muchos son evitables y la mayor parte son factibles de impedir.

La seguridad nació para hacer frente al accidente en el trabajo, en casa, en cualquier parte, para este caso concreto, a los accidentes en las subestaciones eléctricas. Despreciar la seguridad es una imprudencia que se puede pagar muy caro, no seguir las normas de prevención supone conceptos equivocados en la consecución de un trabajo.

Todo accidente eléctrico tiene sus causas, que pueden ser de naturaleza muy diversa dependiendo de que las hubiese ocasionado. Las causas que predisponen a un posible accidente se dividen en dos grandes grupos: fallos técnicos y fallos humanos. Dependiendo de estos fallos, el propósito fundamental de este trabajo consiste en determinar cuales son las medidas a adoptar para ofrecer seguridad eléctrica en las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV, las cuales van a

servir a todos aquellos profesionales encargados de su diseño, instalación y explotación para de esta forma ayudar a prevenir los riesgos eléctricos que puedan presentarse dentro y alrededor de la subestación eléctrica, brindando protección tanto a los elementos eléctricos que la componen, como a personas, animales, bienes materiales y al medio ambiente.

Para cumplir con las exigencias y especificaciones que garanticen la seguridad eléctrica en el diseño de las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV este trabajo de grado ha sido basado en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) [1], en las normas nacionales vigentes, en algunas de las normas de las electrificadoras colombianas teniendo como prioridad la norma de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA) [3] por tratarse de un trabajo que tiene como lugar de aplicación principal, la zona de influencia de la ESSA, además se ha basado en algunas normas internacionales sobre seguridad industrial y algunos textos teóricos que de una u otra forma contribuyen a definir las pautas necesarias para determinar la seguridad en subestaciones eléctricas.

El documento de este trabajo de grado esta organizado en cuatro capítulos y tres anexos.

En el primer capítulo de este trabajo de grado se mencionan algunos aspectos generales que contribuyen a la seguridad eléctrica, como lo son las características principales que deben tener algunos de los equipos o dispositivos que conforman una subestación de 13,2 kV y 34,5 kV, con sus respectivas particularidades según el tipo de subestación.

El segundo capítulo hace referencia a algunos de los principales requerimientos técnicos de seguridad que son necesarios para el diseño de las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV.

Otro requerimiento técnico de seguridad importante para el diseño de las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV tiene que ver con el sistema de puesta a tierra que es mencionado en el tercer capítulo, cuyo objetivo principal es evitar o eliminar tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad cuando se presente una falla.

Como protección contra descargas atmosféricas se facilitará el diseño de un sistema de apantallamiento que garantice un blindaje efectivo dentro de las subestaciones eléctricas de pedestal de 34,5 kV, este tema es mostrado en el cuarto capítulo de este trabajo de grado y constituye otro requerimiento técnico importante para la seguridad eléctrica.

Por último en el Anexo C se encuentra el manual de usuario de una herramienta software elaborada en Matlab que va a servir para el diseño del sistema de puesta a tierra y apantallamiento de las subestaciones de 13,2 kV y 34,5 kV teniendo en cuenta criterios de seguridad eléctrica.

CAPÍTULO 1

CONSIDERACIONES GENERALES DEL DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 13,2 kV y 34,5 kV

1.1. INTRODUCCIÓN

En el diseño de las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV es necesario conocer algunos aspectos generales que contribuyan a la seguridad eléctrica, dentro de estos aspectos están el tener conocimiento acerca de lo que es una subestación eléctrica, los tipos de subestaciones más utilizados con sus respectivas características que los diferencian, los equipos o dispositivos principales que hacen parte de las subestaciones como es el caso de los descargadores de sobretensión, los cortacircuitos, los fusibles, los seccionadores, los transformadores de corriente y tensión, los aisladores, los barrajes, los bancos de condensadores y los apoyos o postes.

Para el diseño de los equipos o dispositivos que conforman las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV se describirán algunas consideraciones que son particulares para cada tipo de subestación.

1.2. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Una subestación eléctrica es un conjunto de equipos utilizados para transferir el flujo de energía en un sistema de potencia, garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección y para redistribuir el flujo de energía a través de rutas alternas durante contingencias. Una subestación puede

estar asociada con una central de generación, controlando directamente el flujo de potencia al sistema, con transformadores de potencia convirtiendo la tensión de suministro a niveles más altos o más bajos, o puede conectar diferentes rutas de flujo al mismo nivel de tensión.

1.3. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

Las subestaciones eléctricas de distribución son aquellos puntos de transformación de los niveles de tensión de media a niveles de baja o suministro, que controlan directamente el flujo de potencia al sistema, con transformadores de potencia y otros equipos de protección y control.

Las subestaciones eléctricas de distribución se pueden clasificar según su ubicación en:

- Subestaciones aéreas.
- Subestaciones de pedestal.
- Subestaciones capsuladas.
- Subestaciones tipo jardín (pad mounted).

1.3.1. Subestaciones aéreas

Es la subestación de distribución cuyo equipamiento es del tipo exterior (a la intemperie) y está instalado sobre el nivel del piso en uno o dos soportes. Si la subestación aérea está soportada en un poste es del tipo estructura sencilla y si está soportada por 2 postes unidos entre sí por una plataforma en la que se asienta el transformador (estructura en H) es del tipo estructura doble.



Figura 1.1 Subestación aérea

Fuente: Autor

La subestación aérea esta conformada generalmente por un transformador de distribución, acompañado de su respectiva protección contra sobretensión y protección contra sobrecorrientes, transformadores de corriente, como también de algunos accesorios indispensables para su montaje como apoyos, aisladores y herrajes.

Se puede instalar subestaciones aéreas, con el transformador sin ningún tipo de encerramiento, siempre y cuando su capacidad no supere los 250 kVA ni 800 kgf de peso, salvo que la instalación tenga los requisitos exigidos para subestación capsulada.

En instalaciones rurales, los transformadores menores o iguales a 25 kVA pueden instalarse en postes de madera, con resistencia de rotura menor a 510 kgf, siempre y cuando se haga un análisis de esfuerzos y se garantice la estabilidad mecánica de la estructura.

Las subestaciones aéreas pueden estar situadas en una estructura sencilla o en una estructura doble.

1.3.1.1. Subestación aérea en estructura sencilla

Se pueden seleccionar subestaciones aéreas en estructura sencilla si el transformador es menor o igual a 112,5 kVA y tiene un peso inferior a 600 kgf, siempre y cuando el poste tenga una resistencia de rotura no menor a 510 kgf, igualmente se puede aceptar la instalación de transformador de potencia superior a 112,5 kVA y menor o igual a 150 kVA con pesos menores a 700 kgf, siempre y cuando el poste tenga una resistencia de rotura no menor a 750 kgf.

1.3.1.2. Subestación aérea en estructura doble

Se pueden seleccionar subestaciones aéreas en estructura doble si el transformador tiene una capacidad superior a 150 kVA.

1.3.2. Subestaciones de pedestal



Figura 1.2 Subestación de pedestal

Fuente: Autor

La subestación de pedestal esta conformada por instalaciones y equipos eléctricos para la instalación exterior (a la intemperie), en donde su transformador es instalado sobre una base o pedestal de concreto. Se puede instalar subestaciones de pedestal si el transformador de distribución tiene una capacidad superior a 225 kVA, salvo que la subestación tenga los requisitos exigidos para subestación capsulada.

1.3.3. Subestaciones capsuladas



Figura 1.3 Subestación capsulada

Fuente: Autor

Las subestaciones capsuladas son aquellas en las que existe un recinto cerrado en el cual se encuentran alojadas varias celdas, una de ellas destinada para el transformador de distribución, una celda para el equipo de protección y maniobra, y otra celda alberga el grupo de medida compuesto por los transformadores de potencial y de corriente.

1.3.4. Subestaciones tipo jardín (pad mounted)



Figura 1.4 Subestación tipo jardín (pad mounted)

Fuente: Autor

Subestación en la que los equipos, conexiones y barrajes se encuentran localizados dentro de celdas o gabinetes herméticos, para instalación a la intemperie. Son proyectadas para ser montadas sobre una base de concreto. Son pintados en color verde (normalizado), con el objetivo de facilitar el camuflaje de ese equipo en ambientes forestales. Son fabricados en las ejecuciones: frente viva, frente aislada y para instalaciones en sistema anillo y radial.

1.4. NIVELES DE TENSIÓN

El nivel de tensión para la alimentación general de cualquier proyecto eléctrico a través de una subestación eléctrica se selecciona con base en la demanda máxima de la carga(s) que vaya a alimentar según la Tabla 1.1.

Los niveles de tensión y las relaciones de tensión de las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV están contemplados en la Tabla 1.2.

Tabla 1.1 Demandas máximas por niveles de tensión

TENSIÓN (kV)	DEMANDA MÁXIMA (kVA)
13,2	Hasta 500
34,5	Hasta 5000

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Tabla 1.2 Niveles de tensión

TENSIONES NOMINALES			TENSIÓN MÁXIMA (% de la nominal)	TENSIÓN MÍNIMA (% de la nominal)
PRIMARIA	SECUNDARIA			
	Sistema trifásico de 3 o 4 conductores	Sistema monofásico de 2 o 3 conductores		
34,5 kV	13,2 kV 440 / 254 V	-	+5 ⁽¹⁾	-10
13,2 kV	208 / 120 V 240 / 120 V 220 / 127 V	120 V 240 / 120 V		

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Nota:

(1) Según el RETIE es de 10%.

1.5. EQUIPOS PRINCIPALES EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 13,2 kV y 34,5 kV

Las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV están conformadas por diferentes equipos entre los que se destacan el transformador de distribución, los equipos de protección y los equipos de medida.

1.5.1. Transformador de distribución

El transformador es la parte primordial de una subestación de distribución, ya que realiza la conversión del nivel de tensión de media a baja por medio de la acción

de un campo magnético, con el fin de alimentar a los usuarios finales. Los transformadores de distribución varían de un tipo de subestación a otra.



Figura 1.5 Transformador de distribución

Fuente: Autor

Los requisitos de transformadores con capacidad mayor o igual a 3 kVA¹ se listan a continuación:

- a.** Cuando el transformador no sea de tipo sumergible y se aloje en cámaras subterráneas sujetas a inundación, la cámara debe ser debidamente impermeabilizada para evitar humedad y en lo posible debe separarse de la cámara de maniobras. Cuando la cámara subterránea no sea impermeable se deberá instalar transformador y caja de maniobras tipo sumergible.
- b.** Los transformadores refrigerados en aceite no deben ser instalados en niveles o pisos que estén por encima o contiguos a sitios de habitación, oficinas y en general lugares destinados a ocupación permanente de personas, que puedan ser objeto de incendio o daño por el derrame del aceite refrigerante.

¹ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Resolución Número 18-1294. Bogotá, D.C: Agosto 06 de 2008. Artículo 17.10. Pág. 94-95.

- c. Los transformadores con tensiones nominales de 13,2 kV y 34,5 kV deben protegerse por lo menos en el primario con protecciones de sobrecorriente, cuando se use fusibles estos deben ser certificados y seleccionados de acuerdo con una adecuada coordinación de protecciones.
- d. Los transformadores deben tener un dispositivo de puesta a tierra para conectar solidamente el tanque, el gabinete, el neutro y el núcleo, acorde con los requerimientos de normas técnicas aplicadas y las características que requiera la operación del transformador.
- e. Todos los transformadores sumergidos en líquido refrigerante deben tener un dispositivo de alivio de sobrepresión automático fácilmente reemplazable, el cual debe operar a una presión inferior a la máxima soportada por el tanque.
- f. *Rotulado.* Todo transformador debe estar provisto de una placa de características que contenga la información de la siguiente lista en forma indeleble, debe ser fabricada en material resistente a la corrosión y fijada en un lugar visible.

- Marca o razón social del fabricante.
- Número de serie dado por el fabricante.
- Año de fabricación.
- Clase de transformador.
- Número de fases.
- Diagrama fasorial.
- Frecuencia nominal.
- Potencias nominales, de acuerdo al tipo de refrigeración.
- Tensiones nominales, número de derivaciones.
- Corrientes nominales.
- Impedancia de cortocircuito.
- Peso total en kilogramos.
- Grupo de conexión.
- Diagrama de conexiones.

Las potencias normalizadas para los transformadores de 13,2 kV y 34,5 kV que se utilizan en el sistema eléctrico colombiano son enunciadas en la Tabla A.1 del Anexo A.

Los transformadores mayores de 1 MVA deben proveerse con los siguientes elementos:

- Válvulas de sobrepresión.
- Termómetros con contactos para aceite y devanados.
- Respirador de sílica gel e indicador de nivel de aceite con contactos.

Cuando se trate de transformadores de más de 5 MVA adicionalmente deben llevar relé Buchholz, con el objeto de limitar los niveles de cortocircuito y reducir las corrientes en el lado de baja tensión. Se recomienda la potencia de los transformadores según sus tensiones, como lo indica la Tabla 1.1.

No se deben diseñar las subestaciones eléctricas con transformadores a base de askarel, pyranol, o cualquier otra denominación del PCB (Polychlorinated biphenil) como medio refrigerante.

Dependiendo del tipo de subestación eléctrica existen otras consideraciones para los transformadores de distribución que son las siguientes:

A. Subestaciones aéreas

Los elementos de fijación del transformador deben soportar por lo menos 2,5 veces el peso de este. Los transformadores son montados orientados hacia la red y no hacia el frente de vías o edificaciones; si el amarre del apoyo respectivo es en retención, el transformador se instala hacia el lado del templete, orientando hacia la línea los cortacircuitos respectivos.

Según su potencia nominal los transformadores se pueden fijar según la Tabla 1.3.

Tabla 1.3 Montaje de transformadores

MONTAJE EN ESTRUCTURA SENCILLA		MONTAJE EN ESTRUCTURA DOBLE (cama)	TRANSFORMADOR AL PISO
Sin parrilla (repisa)	Con parrilla (repisa)		
1φ hasta 75 kVA	-	-	-
3φ hasta 75 kVA	3φ hasta 112.5 kVA	3φ hasta 225 kVA	3φ desde 300 kVA

Fuente: Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC)

B. Subestaciones de pedestal

En edificaciones destinadas a ocupación permanente de personas se emplea transformador tipo seco cuando el sitio de instalación esté en niveles superiores de la edificación. Si es instalado en el primer piso o por debajo de éste puede ser aislado en aceite. El transformador tipo seco se instala siguiendo las recomendaciones de montaje del fabricante, en especial la construcción del pedestal en que se soporta.

La instalación del transformador debe realizarse en un sitio de fácil acceso donde se garantice el acceso y retiro mediante vehículo grúa o montacarga, con capacidad de izar y transportar el transformador.

El transformador debe quedar instalado en un lugar con área libre suficiente que permita la apertura de las puertas del gabinete del transformador, las cuales deben alcanzar un ángulo mayor de 135°.

El transformador no se debe instalar en lugares obligados de tránsito de las personas o en rutas peatonales obligadas. En caso de que el transformador quede cercano a zonas de tráfico vehicular se deben instalar barreras de contención.

El local para las subestaciones tipo pedestal dentro de edificaciones, se debe ubicar en un sitio de fácil acceso desde el exterior con el fin de facilitar tanto al personal calificado las labores de mantenimiento, revisión e inspección, como a los vehículos que transportan los equipos. El transformador tipo pedestal no debe estar localizado en *áreas clasificadas como peligrosas*².

1.5.2. Equipos de protección

Los equipos de protección y maniobra contra sobretensiones, sobrecorrientes y fallas que son esenciales dentro de las subestaciones de 13,2 kV y 34,5 kV son el descargador de sobretensiones, el cortacircuito, los fusibles y los seccionadores.

1.5.2.1. Descargadores de sobretensión (DPS)



Figura 1.6 Descargador de sobretensión (DPS)

Fuente: CELSA S.A.

Un descargador de sobretensiones es un dispositivo para protección de equipos eléctricos, el cual limita el nivel de la sobretensión, mediante la absorción de la mayor parte de la energía transitoria, minimizando la transmitida a los equipos y reflejando la otra parte hacia la red. No es correcto llamarlo pararrayos.

² NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC 2050. Código Eléctrico Colombiano. Bogotá, D.C: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 1998. Artículos 500 a 516.

Toda subestación (transformador) y toda transición de línea aérea a cable aislado de media tensión, deben disponer de DPS³.

En una subestación de distribución el DPS es el dispositivo encargado de proteger el transformador de sobretensiones externas que surgen por descargas atmosféricas. El DPS limita la tensión que llega a los bornes del transformador enviando a tierra la sobretensión.

Actualmente se emplean DPS de óxido de zinc (ZnO) conformados por varistores de ZnO en serie ubicados en el interior de un cilindro de porcelana, los cuales disminuyen su resistencia interna ante la presencia de una sobretensión, dirigiéndola a tierra, retornando a su estado de alta resistencia a la señal de potencia a frecuencia industrial.

En la evaluación del DPS se toman en consideración sus elementos internos de absorción de energía y el comportamiento de su aislamiento ante elementos externos. La capacidad del aislamiento externo para reaccionar ante contaminantes es de suma importancia para lograr una aplicación adecuada.

Los DPS de óxido de metal “metal oxide” y aislamiento externo de polímero son los más efectivos para proteger los equipos al considerar todos los criterios de evaluación. Entre los beneficios principales de utilizar este tipo de DPS están mejores elementos de seguridad y una mejor operación bajo condiciones de contaminación industrial. Estos DPS de trabajo pesado tienen un excelente desempeño bajo condiciones climáticas severas (rayos ultravioleta, ambientes contaminados, resistencia al impacto y a la abrasión).

El DPS debe estar instalado como lo indica la Figura 1.7. Se debe tener como objetivo que la tensión residual del DPS sea casi igual a la aplicada al equipo.

³ Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). 2008. op cit. Pág. 84.

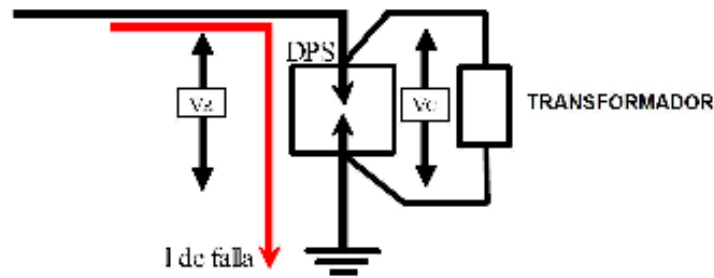


Figura 1.7 Montaje de los DPS

Fuente: RETIE

En las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV, el DPS debe instalarse en el camino de la corriente de impulso y lo más cerca posible de los bujes del transformador, de tal manera que la inductancia sea mínima. Para efectos de seguridad la instalación de los DPS debe ser en modo común, es decir, entre conductores activos y tierra.

Cuando se requieran DPS, se debe dar preferencia a la instalación en el origen de la red interna. Se permite instalar DPS en interiores o exteriores, pero deben ser inaccesibles para personas no calificadas.

En media tensión los conductores de conexión a la red y a tierra no deben ser de calibre inferior a 6 AWG.

Requisitos de producto del DPS

- a. Los DPS utilizados en media tensión con envoltente en material de porcelana, deben contar con algún dispositivo de alivio de sobrepresión automático que ayude a prevenir la explosión del equipo.
- b. Los DPS utilizados en media tensión con envoltente en material polimérico, deben contar con algún dispositivo externo de desconexión en caso de quedar en cortocircuito.

- c. Bajo ninguna condición los materiales constitutivos de la envolvente del DPS deben entrar en ignición.
- d. En caso de explosión del DPS, el material aislante no debe lanzar fragmentos capaces de hacer daño a las personas o equipos adyacentes.

Parámetros de un DPS

Los parámetros básicos de un DPS son los siguientes:

- **Corriente de descarga de un DPS:** Es la corriente que pasa por el descargador de sobretensión en un impulso.
- **Corriente de descarga nominal de un DPS:** Es el valor pico de la corriente de descarga en un impulso de 8/20 μ s.
- **Tensión nominal del descargador:** Es el valor de la tensión con que se designa el descargador.
- **Tensión continua de operación:** Máxima tensión eficaz a frecuencia industrial que puede ser aplicada entre los bornes de línea y tierra del descargador en forma continua.
- **Tensión nominal de descarga:** Es el valor pico de la corriente de descarga con una forma de impulso 8/20, que se usa para clasificar un descargador.
- **Corriente de fuga:** Corriente que circula a través del descargador debida a la tensión de servicio de la red.
- **Corriente de impulso de cierre de un descargador:** Es el valor pico de la corriente de descarga con un frente de onda entre 30 y 100 μ s y un tiempo virtual a la mitad del valor sobre la cola de aproximadamente el doble del valor de frente de onda.
- **Corriente permanente de un descargador:** Es la corriente que fluye a través de un DPS cuando está energizado a la tensión permanente de trabajo y dado que consta de una componente resistiva y capacitiva, puede variar con la temperatura y los efectos de capacidad parásita entre las unidades.

- **Máxima tensión de operación continua (MCOV):** Valor máximo de tensión en el cual el DPS opera continuamente. El MCOV es aproximadamente el 84% de la tensión nominal del ciclo pesado del DPS. El MCOV debe ser mayor o igual a 1,1 veces la tensión máxima del sistema en régimen permanente.
- **Frecuencia Nominal:** Es la frecuencia para la cual se diseñó el DPS.
- **Corriente continua de un DPS:** Es la corriente que circula por el descargador de sobretensión cuando se aplica entre sus terminales la tensión de operación.
- **Tensión residual de un DPS:** Es el valor pico de la tensión que hay en los terminales del DPS en el momento que circula la corriente de descarga.

Un ejemplo de las características de los DPS tipo óxido metálico (óxido de zinc) de trabajo pesado se encuentra en la Tabla A.2 del Anexo A.

1.5.2.2. Cortacircuitos



Figura 1.8 Cortacircuitos

Fuente: CELSA S.A.

El cortacircuito es un dispositivo empleado para aislar el transformador de la red primaria en caso de falla o voluntariamente cuando la carga esta desenergizada. No están diseñados para interrumpir circuitos bajo carga.

Las características eléctricas de los cortacircuitos se muestran en la Tabla A.3 del Anexo A.

En las subestaciones aéreas se utilizan cortacircuitos para instalación a la intemperie. Para subestaciones superiores a 75 kVA se utilizan cortacircuitos que tengan incorporada cámara apaga chispa.

Para las partes metálicas con fines no conductores del cortacircuito debe utilizarse materiales adecuados para soportar además de los esfuerzos mecánicos, el grado de corrosión producido por las condiciones ambientales de contaminación.

1.5.2.3. Fusibles



Figura 1.9 Fusible tipo hilo

Fuente: Universidad Distrital Francisco José de Caldas⁴

El fusible es el aparato cuya función es abrir, por la fusión de uno o varios de sus componentes, el circuito en el cual está insertado.

El fusible tipo hilo es utilizado en el lado primario del transformador para protegerlo de corrientes de cortocircuito, de sobrecarga y de corrientes transitorias (las generadas en la conexión de los transformadores y/o arranque de motores).

⁴ Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Subestaciones de distribución. Curso Virtual de Redes Eléctricas. Bogotá, D.C. 2006 (Citado el 28 de mayo de 2008).
<http://www.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/c2equipos25.php>

En la actualidad se fabrican diferentes tipos de fusibles de hilo dependiendo de la relación de velocidad, estos son tipo H, HH, E, K, T, VS y Dual.

Se define la relación de velocidad como la relación entre la corriente nominal en amperios a 0,1 s y la corriente nominal en amperios a 300 s.

En la Tabla A.4 del Anexo A se muestran las aplicaciones de algunos tipos de fusible dependiendo de su relación de velocidad.

Los fusibles tipo E se emplean frecuentemente para protección de transformadores de potencia, bancos de condensadores, alimentadores y transformadores hasta 500 kVA; son más lentos que los tipos T y K.

Los fusibles HH son empleados en el lado de alta tensión para proteger los transformadores de corrientes de cortocircuito, el tiempo de fusión de este tipo de fusibles es muy corto y la mínima corriente de ruptura que manejan es de 2,5 a 3 veces el valor de su corriente nominal.

En la selección de los fusibles (H, HH, E, K, T, VS, Dual, etc.), no sólo su corriente sino la característica de tiempo inverso, debe garantizar una operación selectiva de las protecciones, buscando siempre que en una falla sólo sea despejada de manera oportuna la parte afectada.

La capacidad máxima de los fusibles debe ser la establecida por un estudio de coordinación de protecciones y debe garantizar la adecuada protección del transformador y la desenergización del circuito en el evento que se requiera.

Para los transformadores de pequeña capacidad y de tensión primaria 13,2 kV, se recomiendan los fusibles tipo H, comúnmente entre 1 y 8 A. Las Tablas A.5 y A.6 del Anexo A muestran algunos fusibles recomendados para los transformadores.

En las subestaciones eléctricas de 34,5 kV para proteger los transformadores menores de un (1) MVA, se puede utilizar en el lado primario reconector o seccionador tripolar con fusible HH bajo carga en SF₆. En el caso de cargas especiales que soliciten altas corrientes en tiempo corto (arranque de motores, etc.) debe tenerse en cuenta este aspecto en la selección del fusible correspondiente. En transformadores, entre uno y dos MVA, se puede usar reconector o seccionador tripolar con fusible HH bajo carga en SF₆ operando por las señales del relé Buchholz ó del termómetro con contactos.

Dependiendo del tipo de subestación eléctrica existen otras consideraciones para los fusibles que son las siguientes:

A. Subestaciones aéreas

En los cortacircuitos de media tensión se utilizan hilos fusibles seleccionados en forma general con un valor igual o el más próximo normalizado a la corriente nominal del transformador. En el caso de cargas especiales que soliciten altas corrientes en tiempo corto (arranques de motores, etc.) deben utilizarse hilos fusibles tipo dual que tengan estos aspectos y justificar en el diseño la selección del fusible correspondiente.

B. Subestaciones de pedestal

En baja tensión se pueden utilizar fusibles o interruptores automáticos. Su capacidad de corriente nominal o ajustada se selecciona de tal manera que sea igual o la inmediatamente superior a la capacidad nominal del transformador o a la corriente correspondiente a la demanda máxima de la carga atendida.

C. Subestaciones capsuladas

En el módulo para equipos de la subestación debe diseñarse un sistema de fusible mecánico en la parte superior que permita la evacuación de gases y brinde una vía de escape a la onda explosiva en caso de falla interna.

1.5.2.4. Seccionadores

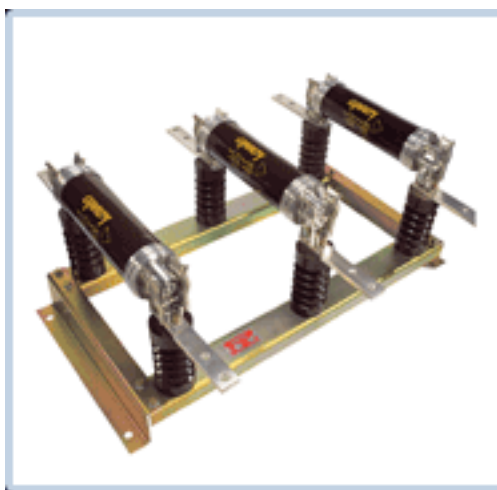


Figura 1.10 Seccionador tripolar

Fuente: CELSA S.A.

Es el elemento empleado para conectar o desconectar el transformador de la red de distribución por este motivo es tripolar (para la conexión a cada fase), existen seccionadores para trabajo sin carga y para trabajo bajo carga en este caso siempre se cuenta con una cámara apaga chispas; también pueden ser de accionamiento manual (con pértiga) o motorizado.

Las características eléctricas que deben cumplir los seccionadores se muestran en la Tabla A.7 del Anexo A.

En las subestaciones eléctricas de 34,5 kV con potencias nominales entre 2,5 y 10 MVA se recomienda que los seccionadores tripolares tengan una cuchilla de puesta a tierra y su correspondiente mecanismo de enclavamiento. Estos seccionadores son en aire de montaje vertical. Las tres fases deben operar (abrir o cerrar simultáneamente) mediante un mando común de operación manual con una pértiga o brazo actuador.

El mecanismo manual debe claramente indicar la posición en que se encuentre el seccionador ya sea CERRADO o ABIERTO. También debe contar con un dispositivo de bloqueo a la maniobra del seccionador mientras el interruptor esté en posición de cerrado.

Las cuchillas de puesta a tierra del seccionador deben actuar con un mecanismo de operación independiente diferente al del seccionador.

Algunas recomendaciones generales para las protecciones primarias de las subestaciones eléctricas de 34,5 kV se muestran en la Tabla A.8 del Anexo A.

Dependiendo del tipo de subestación eléctrica existen otras consideraciones para los seccionadores que son las siguientes:

A. Subestaciones aéreas

Se puede conectar el seccionador para operación bajo carga y uso exterior, con sus fusibles limitadores debidamente seleccionados, no sólo en cuanto a la demanda de la potencia sino, además, buscando la coordinación de protecciones con los fusibles de la acometida general.

B. Subestaciones capsuladas

El equipo de maniobra lo constituye como mínimo un seccionador para operación manual tripolar bajo carga, equipado con fusibles tipo HH y un disparador tripolar por fusión de uno de ellos, que cumpla con las características estipuladas en la Tabla A.7 del Anexo A. La operación del seccionador se efectúa por medio de palanca o manivela accionada desde el exterior del módulo.

1.5.3. Equipos de medida

El equipo de medición en las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV esta conformado por los transformadores de medida (de tensión y de corriente) los cuales son los encargados de alimentar los instrumentos de medición, los medidores, los relés y otros aparatos similares.

Se debe tener en cuenta que los devanados usados para medición deben ser de uso exclusivo para este fin, en ningún caso se deben aceptar en el devanado secundario de un transformador para medición de energía cargas diferentes a las del medidor de energía activa, reactiva y/o las inherentes a las pérdidas en los conductores.

Los transformadores de corriente y de tensión para usar con instrumentos de medición, deben ser especificados para el ambiente donde se van a instalar, indicando temperatura ambiente máxima y mínima, altitud, tipo de instalación (interior o exterior) y ambiente (limpio o contaminado).

Los transformadores de medida deben cumplir, como mínimo, con la precisión que se presenta en la Tabla 1.4.

Tabla 1.4 Características y precisión de los transformadores de medida

ENERGÍA ANUAL (MWh) POR PUNTO DE MEDIDA	CLASE MÍNIMA ACEPTADA PARA LOS COMPONENTES
$E \geq 2000$	0,5
$300 \leq E < 2000$	1

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

1.5.3.1. Transformador de corriente (CT)

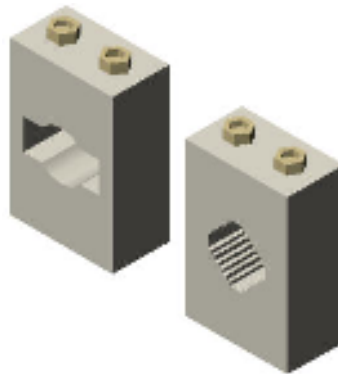


Figura 1.11 Transformador de corriente

Fuente: Universidad Distrital Francisco José de Caldas⁵

Un transformador de corriente (CT) es un instrumento que reduce la corriente eléctrica de una red a valores manejables no peligrosos para la utilización de equipos de medida, puede ser instalado a la intemperie o en interiores. Su función principal es alimentar equipos de medida, protección y control como contadores, relés, voltímetros y amperímetros.

El devanado primario del CT se conecta en serie con el circuito al que se desea hacer la medición y el devanado secundario a los equipos de medida.

⁵ Universidad Distrital Francisco José de Caldas. 2006. op. cit. Pág. Web.
<http://www.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/c2equipos25.php>

Los circuitos secundarios de transformadores de corriente deben tener medios para ponerse en cortocircuito, conectarse a tierra simultáneamente y aislar los transformadores del equipo normalmente conectado a ellos, mientras el primario esté conectado al circuito alimentador.

Es importante tener en cuenta que nunca se debe dejar en circuito abierto el secundario de un CT mientras el primario esté energizado.

La corriente nominal primaria del CT se debe seleccionar de tal forma que el valor de la corriente a plena carga en el sistema eléctrico al cual está conectado el CT, esté comprendido entre el 80% y el 120% de su valor. La corriente secundaria nominal del CT debe estar comprendida entre el valor de la corriente nominal y la máxima del medidor conectado a éste. Los valores normalizados de corriente secundaria nominal son 1 A y 5 A.

Se debe tener en cuenta que la carga conectada al transformador, incluyendo los cables de conexión que van hasta el medidor, debe estar comprendida entre el 25% y el 100% de la potencia nominal. En caso de que la carga conectada al secundario del transformador sea inferior al 25% de la capacidad de este, se debe anexar el protocolo de prueba que garantice la precisión para estos valores bajos.

La clase de exactitud del CT debe seleccionarse de acuerdo con el nivel de tensión del punto de conexión en el sistema eléctrico y a la magnitud de la carga a la cual se desea efectuar la medición de potencia y/o energía consumida.

Las clases de exactitud normalizadas para los CTs son:

- 0,2, 0,2S, 0,5 y 0,5S⁶.
- 0,3 y 0,6⁷.

⁶ Transformadores fabricados bajo NTC 2205 (IEC 60044-1).

⁷ Transformadores fabricados bajo la norma ANSI/IEEE C57.13.

Algunos de los valores normalizados para los CTs se enuncian en la Tabla A.9 del Anexo A. Los valores máximos de error en la medición de los CTs se enuncian en la Tabla A.10 del Anexo A.

Según la potencia en la subestación eléctrica se puede seleccionar el CT tal como es presentado en las Tablas A.11 y A.12 del Anexo A.

Para las subestaciones eléctricas de 34,5 kV con potencias comprendidas entre 2,5 a 10 MVA se pueden colocar CT tipo barra para uso intemperie con dos núcleos de protección: Uno para sobrecorriente y otro para la diferencial con las siguientes características:

Relación 150 / 100 / 50: 5, 20 VA, clase 10P20⁸.

Dependiendo del tipo de subestación eléctrica existen otras consideraciones para los transformadores de corriente que son las siguientes:

A. Subestaciones aéreas

Los CTs se instalan en los barrajes (cables) del lado secundario de los transformadores de distribución, los cuales se encuentran instalados generalmente en el poste, con el objeto de alimentar los medidores para realizar balances de energía comparando los kWh medidos en el transformador con los kWh medidos en los clientes asociados al transformador. Estos transformadores de corriente son del tipo seco y tipo ventana.

⁸ **NOTA:** El número 10 hace referencia a que es un CT con error de 10%, la letra P hace referencia a que es un transformador de protección y el número 20 hace referencia al factor de sobrecorriente.

B. Subestaciones de pedestal

En caso de requerirse, los CT se instalan sobre crucetas en los pórticos de la subestación y sus características de aislamiento y corriente de cortocircuito son iguales a las de los equipos de maniobra utilizados en la subestación.

La relación de transformación se escoge con base en la corriente nominal y el nivel de tensión de la subestación. En el diseño debe justificarse su selección así como el cableado secundario a utilizar y el burden de los transformadores de corriente. La mínima precisión a utilizar es la indicada en la Tabla 1.4.

C. Subestaciones capsuladas

Los transformadores de medida se instalan en un sitio de fácil acceso para verificación de la conexión y placa de características. Estos transformadores están localizados en el módulo correspondiente a la tensión nominal de los mismos y disponen de tornillos para ser sellados por el operador de red.

1.5.3.2. Transformador de tensión (PT)



Figura 1.12 Transformador de tensión

Fuente: CELSA S.A.

Un transformador de potencial (PT) es un instrumento que reduce el nivel de tensión de una red a valores manejables no peligrosos para la utilización de equipos de medida, puede ser instalado a la intemperie o en interiores. Su función principal es alimentar equipos de medida, protección y control como contadores, relés, voltímetros y amperímetros.

El devanado primario del PT, a diferencia del CT, se conecta en paralelo con el circuito al que se desea hacer la medición y el devanado secundario a los equipos de medida.

Los PTs generalmente son instalados en interiores cuando se van a manejar tensiones inferiores a 60 kV; estos transformadores son fabricados principalmente por recubrimiento de porcelana y aislamiento en aceite o en resina sintética. Los equipos diseñados para uso exterior son fabricados con un aislamiento porcelana-aceite.

La conexión de los PTs va de acuerdo a su lugar de instalación. Al ser instalados en redes de baja y media tensión, su conexión debe ser entre fases, pero si son instalados en subestaciones exteriores su conexión deber ser fase-tierra, razón por la cual se hace necesario emplear tres transformadores monofásicos conectados en estrella.

Es importante tener en cuenta que nunca se debe dejar en cortocircuito los terminales del secundario de un PT ya que el secundario cortocircuitado causa que la unidad se sobrecaliente y falle en un período de tiempo muy pequeño.

La tensión nominal primaria del PT debe corresponder a la tensión nominal del sistema eléctrico al cual va a ser conectado. Cuando la tensión nominal del sistema sea inferior a la tensión primaria nominal del PT seleccionado, se permite su instalación siempre y cuando se garantice la exactitud en la medida.

La tensión secundaria nominal debe corresponder a los rangos de operación del medidor conectado a éste. Las tensiones secundarias normalizadas son 100 V, 110 V, 115 V y 120 V. La relación de transformación debe ser un número entero o en su defecto tener máximo un dígito decimal.

Se debe tener en cuenta que la carga conectada al transformador, incluyendo los cables de conexión que van hasta el medidor, debe estar comprendida entre el 25% y el 100% de la potencia nominal. En caso de que la carga conectada al secundario del transformador sea inferior al 25% de la capacidad de este, se debe anexar el protocolo de prueba que garantice la precisión para estos valores bajos.

La clase de exactitud del transformador de tensión debe seleccionarse de acuerdo con el nivel de tensión del punto de conexión en el sistema eléctrico y a la carga a la cual se desea efectuar la medición de potencia y/o energía consumida.

Las clases de exactitud normalizadas para los transformadores de tensión son:

- 0,2 y 0,5⁹.
- 0,3 y 0,6¹⁰.

La clase 0,2 a 0,3 es utilizada en las mediciones de laboratorio y alimentación para los wathorímetros de sistemas de potencia y distribución.

La clase 0,5 a 0,6 es utilizada en la alimentación para wathorímetros de facturación en circuitos de distribución e industriales.

Los valores máximos de error en la medición de los PTs se enuncian en la Tabla A .13 del Anexo A.

⁹ Transformadores fabricados bajo NTC 2207 (IEC 60186).

¹⁰ Transformadores fabricados bajo la norma ANSI/IEEE C57.13.

Algunas de las características de los transformadores de tensión son presentadas en las Tablas A.14 y A.15 del Anexo A.

En la placa de características del PT se deben indicar por lo menos los siguientes datos:

- Nombre del fabricante o su referencia.
- Número de serie.
- Los arrollamientos primarios y secundarios.
- Polaridad de los arrollamientos.
- Precisión.
- Frecuencia nominal.
- Relación de transformación nominal.
- Marcación del terminal.
- Polaridad.
- Capacidad (ó Burden).
- Marcación de los terminales según el nivel de tensión.

Dependiendo del tipo de subestación eléctrica existen otras consideraciones para los PT que son las siguientes:

A. Subestaciones de pedestal

En caso de requerirse, los transformadores de tensión primarios se instalan sobre crucetas en los pórticos de la subestación y sus características de aislamiento y corriente de cortocircuito son iguales a las de los equipos de maniobra utilizados en la subestación.

La relación de transformación se escoge con base en la corriente nominal y de acuerdo con el nivel de tensión de la subestación. En el diseño debe justificarse su selección así como el cableado secundario a utilizar y el burden de los transformadores de tensión. La mínima precisión a utilizar es la indicada en la Tabla 1.4.

B. Subestaciones capsuladas

Los transformadores de tensión se instalan en un sitio de fácil acceso para verificación de la conexión y placa de características.

Los contadores, los fusibles de protección secundaria de los transformadores de tensión, y la correspondiente bornera se localizan en un compartimiento separado, con tornillos para la instalación de sellos por parte del operador de red. Este compartimiento tiene ventanilla para la lectura de los medidores, y señalización lumínica externa para el control de apertura de los fusibles de los transformadores de tensión. La señalización lumínica aquí referida, puede operar mediante la utilización de un interruptor automático miniatura (mini breaker) con contactos auxiliares, de tal forma que cuando se abra el fusible de protección de los transformadores de tensión, ésta se encienda.

1.6. AISLADORES

El aislador es el elemento aislante diseñado de tal forma que soporte un conductor y lo separe eléctricamente de otros conductores.

Los aisladores deben cumplir los siguientes requisitos¹¹:

¹¹ Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). 2008. op cit. Pág. 101.

- a. Pueden ser de porcelana, vidrio, resina epóxica, esteatita y otros materiales aislantes equivalentes que resistan las acciones de la intemperie.
- b. Deben ofrecer una resistencia suficiente a los esfuerzos mecánicos a que estén sometidos.
- c. Se deben someter a tensión nominal y esfuerzo mecánico, para determinar la pérdida de su función aislante, en casos de rotura, fisuras o flameo.
- d. El aislador debe estar marcado con:
 - La razón social o marca registrada del fabricante.
 - La tensión de rotura máxima permisible.
 - El nivel básico de aislamiento al impulso.
- e. Debe estar protegido contra corrosión para el medio donde se recomienda utilizar.

Los aisladores deben ofrecer una resistencia suficiente a los esfuerzos mecánicos y tener una carga de rotura mínima del 80% del conductor utilizado.

El aislamiento se selecciona de acuerdo con el nivel de tensión de la subestación eléctrica de acuerdo con la Tabla 1.5.

Tabla 1.5 Aislamiento para conductores

NIVEL	AISLAMIENTO (kV)
Baja tensión	0,6
Media tensión 13,2 kV	15
Media tensión 34,5 kV	36

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Las características principales de algunos de los aislamientos utilizados en las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV se muestran en las Tablas A.16 a A.19 del Anexo A.

1.7. BARRAJES

Las barras deben estar rígidamente montadas y colocadas de forma que no corran peligro de daño ni de sobrecalentamiento. Se debe soportar cada una por medio de aisladores o material aislante (certificado) no higroscópico, con una tensión de prueba de aislamiento, a frecuencias industriales, de 2,2 kV durante un minuto¹².

En la Tabla A.20 del Anexo A se muestran algunas recomendaciones de barras secundarias para transformadores trifásicos de 13,2 kV – 208Y/120 V.

En las subestaciones de 13,2 kV y 34,5 kV el tanque, el gabinete, el neutro y el núcleo del transformador de distribución, deben estar sólidamente conectados a tierra, mediante un barraje equipotencial de acero inoxidable o de cobre, equipado con tornillos de acero inoxidable, según la potencia del transformador y dada por la Tabla 1.6.

Tabla 1.6 Barraje de tierra para transformadores

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR (kVA)	SECCIÓN MÍNIMA DEL TORNILLO (mm ²)	ÁREA MÍNIMA DEL BARRAJE (mm ²)
< 2000	125	No aplica
2000 - 5000	125	1667
5000 - 10000	313	3906

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

¹² Según norma ANSI C37.20.

Dependiendo del tipo de subestación eléctrica existen otras consideraciones para los barrajes que son las siguientes:

A. Subestaciones aéreas

En subestaciones aéreas en estructura doble se hacen los barrajes en conductor de cobre, cuyo calibre se selecciona de acuerdo con la corriente nominal secundaria del transformador. El bajante de conexión del transformador al barraje se debe hacer en conductor de cobre aislado.

B. Subestaciones de pedestal

Se diseñan barrajes suspendidos para media tensión en conductor de cobre o aluminio, tubo o platina, soportados por aisladores tipo poste o con cadena de aisladores de disco según el caso.

La capacidad de corriente necesaria determina los calibres y secciones a utilizar. En baja tensión se diseñan barrajes de cobre dimensionados para las corrientes nominales permanentes y para resistir las corrientes de cortocircuito propias de la instalación.

C. Subestaciones capsuladas

Los barrajes de baja tensión se diseñan en cobre electrolítico de alta pureza seleccionado en calibres adecuados para las corrientes nominales de servicio. Se soportan sobre aisladores o portabarras de resina, porcelana o baquelita de alta resistencia con capacidad para soportar los esfuerzos de cortocircuito exigidos por el sistema.

1.8. BANCO DE CONDENSADORES

La función de un condensador o capacitor energizado en derivación o paralelo, en forma unitaria o grupal es proveer kVAr al sistema en el punto donde están conectados. Estos tienen el mismo efecto que un generador o un motor síncrono sobreexcitado. Suministran la clase de kVAr requeridos por un motor de inducción, relevando al sistema de este requisito y por tanto reduciendo las pérdidas de voltaje y de energía.

Los condensadores deben estar localizados y protegidos para evitar que sus partes estén en contacto con personas o equipos y partes cercanas. La ubicación de los capacitores en media tensión debe considerar las maniobras de sustitución y mantenimiento de equipo, áreas de traslado y crecimiento de la subestación.

Rotulado. Todos los condensadores o banco de condensadores deben llevar una placa de características que contenga lo siguiente:

- Nombre del fabricante.
- Tensión nominal.
- Frecuencia nominal.
- KVAR ó A.
- Número de fases.
- Si lleva líquido inflamable, la cantidad de líquido en litros o galones.

Los condensadores deben tener un medio para descargar la energía almacenada.

1.9. APOYOS

Los apoyos o postes son aquellas estructuras necesarias para montar las subestaciones eléctricas aéreas.

Los materiales empleados en la fabricación de las estructuras deben presentar una resistencia elevada a la corrosión y en el caso de no presentarla por sí mismos, deben recibir los tratamientos protectores para tal fin.

Para las subestaciones aéreas de 13,2 kV el poste debe tener una longitud de 12 m y el material debe ser concreto¹³. La postería de concreto debe ser troncocónica y presentar las características dadas por la Tabla 1.7.

Tabla 1.7 Características de postería en concreto

LONGITUD TOTAL (m)	CARGA DE DISEÑO O DE ROTURA (kgf)	CARGA DE TRABAJO (kgf)	NOMBRE DEL POSTE	DIÁMETROS (cm) CIMA BASE	
12	510	204	Normal	14	32
12	750	300	Reforzado	14	32
12	1050	420	Extrarreforzado	19	37

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Cuando el poste para la subestación aérea quede instalado en lugares aledaños a vías de alta velocidad vehicular, susceptibles de ser impactados por vehículos, se debe determinar y utilizar la tecnología constructiva que presente el menor riesgo para pasajeros y vehículos.

¹³ NOTA: El RETIE establece que los postes pueden ser de madera, concreto, hierro, acero, fibras poliméricas reforzadas u otros materiales.

CAPÍTULO 2

CRITERIOS DE SEGURIDAD DEL DISEÑO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 13,2 kV y 34,5 kV

2.1. INTRODUCCIÓN

La seguridad eléctrica esta relacionada con los efectos directos de la corriente/tensión sobre las personas y los efectos eléctricos/mecánicos que producen los equipos alimentados con electricidad.

La seguridad eléctrica se tiene en cuenta con el fin de prevenir, minimizar o eliminar los riesgos de origen eléctrico. En las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV son necesarios aspectos relacionados con la calidad de los equipos a utilizar, con la ubicación de la subestación eléctrica, las distancias de seguridad, los encerramientos, la ventilación, la señalización, el drenaje, la iluminación, el sistema de puesta a tierra, el apantallamiento, entre otros, para la seguridad de equipos, personas, animales y del medio ambiente.

2.2. REQUISITOS DE CONFORMIDAD DE PRODUCTOS E INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV por ser parte de los procesos de transformación al que hace mención el RETIE, deben demostrar el *certificado de conformidad de instalaciones eléctricas* expedido por un organismo de certificación acreditado por la Superintendencia de Industria y Comercio - SIC.

Las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV que no sean de uso general y que alimenten instalaciones de uso final, deben demostrar la conformidad con el RETIE en conjunto con la instalación que alimente y la acometida hasta la frontera donde termine la red de uso general.

Los productos o equipos utilizados en las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV que están directamente relacionados con el objeto y campo de aplicación del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, deben demostrar su conformidad con este reglamento, mediante un *certificado de producto* expedido por un organismo de certificación acreditado por la Superintendencia de Industria y Comercio - SIC.

Toda información relativa al producto que haya sido establecida como requisito por el RETIE, incluyendo la relacionada con marcaciones, rotulados, información de catálogo e instructivos de instalación, es verificada dentro del proceso de certificación del producto.

Cuando un producto de los reglamentados en el RETIE sea parte integrante de una instalación, aparato, máquina o herramienta excluida de su alcance, no requiere demostrar la conformidad con el RETIE, sin perjuicio de los requerimientos de otros Reglamentos Técnicos que lo cobijen.

2.3. UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV deben ubicarse en terrenos que no estén sujetos a inundación, derrumbes u otra situación previsible que pueda poner en peligro la seguridad de las personas y de las instalaciones. En caso de no ser posible, se deben tomar las medidas de seguridad correspondientes a efecto de minimizar los riesgos y efectos sobre las personas y bienes.

En las subestaciones dentro de edificios, el local debe estar ubicado en un sitio de fácil acceso desde el exterior, localizado en áreas comunes, con medios apropiados que faciliten la entrada y salida de los equipos, con el fin de permitir al personal calificado las labores de mantenimiento, revisión e inspección.

Los locales ubicados en semisótanos y sótanos, con el techo debajo de antejardines y paredes que limiten con muros de contención, deben ser debidamente impermeabilizados para evitar humedad y oxidación.

En las zonas adyacentes a la subestación no deben almacenarse combustibles. En las subestaciones está prohibido que crucen canalizaciones de agua, gas natural, aire comprimido, gases industriales o combustibles, excepto las tuberías de extinción de incendios y de refrigeración de los equipos de la subestación.

En las subestaciones aéreas, la base del transformador está ubicada a una altura de seis metros o más sobre el nivel del piso. Esta subestación es empleada en zonas rurales, y urbanas, para prestar el servicio a usuarios industriales o residenciales.

Se utilizan subestaciones capsuladas si la instalación de transformadores de distribución se hace en predios que tengan una o varias de las características siguientes:

- Instalación bajo techo.
- Estratos 4, 5 y 6.
- Donde las redes de distribución sean subterráneas.

Los locales para instalación de subestaciones capsuladas deben tener una altura mínima de 2,5 m y un área mínima de 12 m² que permita la libre apertura de las puertas de los módulos, y el libre acceso de los equipos a instalar. Los módulos

deben diseñarse para incluir en su interior, debidamente ordenado el equipo de la subestación, aislándolo del medio y brindando seguridad para el personal.

Las subestaciones tipo jardín se utilizan para instalación de transformadores de distribución en cualquiera de las siguientes zonas:

- Conjuntos residenciales cerrados en cualquier estrato, sobre áreas de servicios comunes.
- Instalación bajo techo.

Para la ubicación de las subestaciones eléctricas 13,2 kV y 34,5 kV debe tenerse en cuenta, además de lo anterior, las disposiciones de urbanismo de las oficinas de planeación municipal de la localidad donde se realice la obra y del *Plan de Ordenamiento Territorial* vigente.

2.4. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Frente al riesgo eléctrico la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire es un excelente aislante.

Las distancias de seguridad pueden ser definidas como las mínimas distancias entre un conductor o equipo energizado y una zona donde se garantiza que no habrá un accidente por acercamiento. Las distancias de seguridad deben ser adecuadas para evitar accidentes a personas, animales o descargas entre elementos de los conductores o equipos conectados bajo tensión.

Todas las distancias de seguridad deben ser medidas de centro a centro y todos los espacios deben ser medidos de superficie a superficie. Para la medición de distancias de seguridad, los accesorios metálicos normalmente energizados son

considerados como parte de los conductores de línea. Las bases metálicas de los terminales del cable y los dispositivos similares deben ser tomados como parte de la estructura de soporte.

Los conductores denominados cubiertos o semiaislados y sin pantalla deben ser considerados conductores desnudos para efectos de distancias de seguridad, salvo en el espacio comprendido entre fases del mismo o diferente circuito, que puede ser reducido por debajo de los requerimientos para los conductores expuestos cuando la cubierta del conductor proporciona rigidez dieléctrica para limitar la posibilidad de la ocurrencia de un cortocircuito o de una falla a tierra.

Las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV deben asegurar que una persona no pueda acceder a las partes vivas del sistema evitando que sobrepasen las distancias de seguridad propias de su nivel de tensión. La persona no puede acceder al contacto de la zona energizada ni tocándola de manera directa ni introduciendo objetos que lo puedan colocar en contacto con la línea o equipos.

Las distancias mínimas de seguridad que hay dentro de una subestación eléctrica de 13,2 kV y 34,5 kV deberán ser las siguientes:

2.4.1. Distancias mínimas verticales de seguridad en cruces de líneas

Tabla 2.1 Distancias verticales mínimas en vanos con cruce de líneas

Tensión nominal (kV) entre fases de la línea superior		DISTANCIAS EN METROS			
		34,5	1,8	1,2	1,2
13,2	1,8	1,2	0,6	-	
Comunicación		<1	13,2	34,5	
Tensión nominal (kV) entre fases de la línea inferior					

Fuente: RETIE

Notas:

- Las distancias de seguridad aplican a conductores desnudos.
- La línea de menor nivel de tensión debe estar a menor altura.

Excepción: Se permite el montaje de conductores de baja tensión en niveles superiores o iguales a los de conductores de media tensión, a nivel de investigación, sólo si los conductores de media tensión están debidamente identificados y señalizados con la leyenda “PELIGRO ALTA TENSIÓN”, estén monitoreados periódicamente por personas calificadas y el propietario de la instalación o quien éste delegue, se responsabilice de los efectos que la instalación pueda causar con esta configuración.

2.4.2. Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura

Los conductores sobre apoyos fijos, deben tener distancias horizontales y verticales entre cada uno, no menores que el valor requerido en las Tablas 2.2 y 2.3.

Cuando se tienen conductores de diferentes circuitos, la tensión considerada debe ser la de fase-tierra del circuito de más alta tensión o la diferencia fasorial entre los conductores considerados.

Tabla 2.2 Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo

CLASE DE CIRCUITO Y TENSIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES CONSIDERADOS	DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD (cm)
Conductores de suministro del mismo circuito. 13,2 kV 34,5 kV	40 60
Conductores de suministro de diferente circuito. 13,2 kV 34,5 kV	40 60

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Notas:

- Las distancias de seguridad aplican a conductores desnudos.
- Según el RETIE estas distancias horizontales de seguridad son de 30 cm más 1 cm por kV sobre 8,7 kV.

Tabla 2.3 Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura

		CONDUCTORES DE SUMINISTRO A LA INTEMPERIE			
		HASTA 1kV	13,2 kV	34,5 kV	
CONDUCTORES Y CABLES A MENOR ALTURA	Conductores y cables de comunicación.	a. Localizados en el apoyo de empresa de comunicaciones.	1 ⁽¹⁾	1,1 ⁽²⁾	1,3 ⁽²⁾
		b. Localizados en el apoyo de empresa de energía.	1 ⁽¹⁾	1,1 ⁽²⁾	1,3 ⁽²⁾
	Conductores de suministro eléctrico a la intemperie	HASTA 1kV	0,41 ⁽¹⁾	1,1 ⁽²⁾	1,3 ⁽²⁾
		13,2 kV	No permitido	1,3 ⁽³⁾	1,5 ⁽³⁾
		34,5 kV	No permitido	1,3 ⁽³⁾	1,5 ⁽³⁾

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Notas:

- (1) Según el RETIE es de 0,4 m.
- (2) Según el RETIE es de 0,4 m más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV.
- (3) Según el RETIE es de 0,6 m más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV.
- Las distancias de seguridad aplican a conductores desnudos.
- La línea de menor nivel de tensión siempre debe estar a menor altura.
- Cuando se trate de circuitos de diferentes empresas las distancias de seguridad se debe aumentar en 0,6 m.

Todos los valores son válidos hasta 1000 metros sobre el nivel del mar; para alturas mayores, debe aplicarse el factor de corrección por altura dado por la siguiente ecuación:

$$d_h = d_{1000} + 0,0125 \left(\frac{h - 1000}{100} \right) d_{1000}$$

Donde,

d_h : Es la distancia horizontal o vertical de seguridad a una altura h sobre el nivel del mar (m).

d_{1000} : Es la distancia horizontal o vertical de seguridad (de la Tabla 2.2 y 2.3) a una altura de 1000 m sobre el nivel del mar (m).

h : Es la altura sobre el nivel del mar.

Cuando se utilicen aisladores de suspensión y su movimiento no esté limitado, la distancia horizontal de seguridad entre los conductores debe incrementarse de tal forma que la cadena de aisladores pueda moverse transversalmente hasta su máximo ángulo de balanceo de diseño sin reducir los valores indicados en la Tabla 2.2. El desplazamiento de los conductores debe incluir la deflexión de estructuras flexibles y accesorios, cuando dicha deflexión pueda reducir la distancia horizontal de seguridad entre los conductores.

2.4.3. Distancias mínimas para prevención de riesgos por arco eléctrico

Para prevenir los riesgos por arcos eléctricos se deben cumplir las distancias mínimas de aproximación a equipos dadas en la Tabla 2.4 asociadas a la Figura 2.1. Estas distancias son barreras que buscan prevenir lesiones en general a todo el personal y son básicas para la seguridad eléctrica.

Para personas no calificadas se debe cumplir con el límite de aproximación seguro. Para trabajos en tensión se debe cumplir con el límite de aproximación técnica, los límites de aproximación seguro y aproximación técnica se puede tomar de la Tabla 2.4.

Se deben instalar etiquetas donde se indique el nivel de riesgo que presenta un determinado equipo.

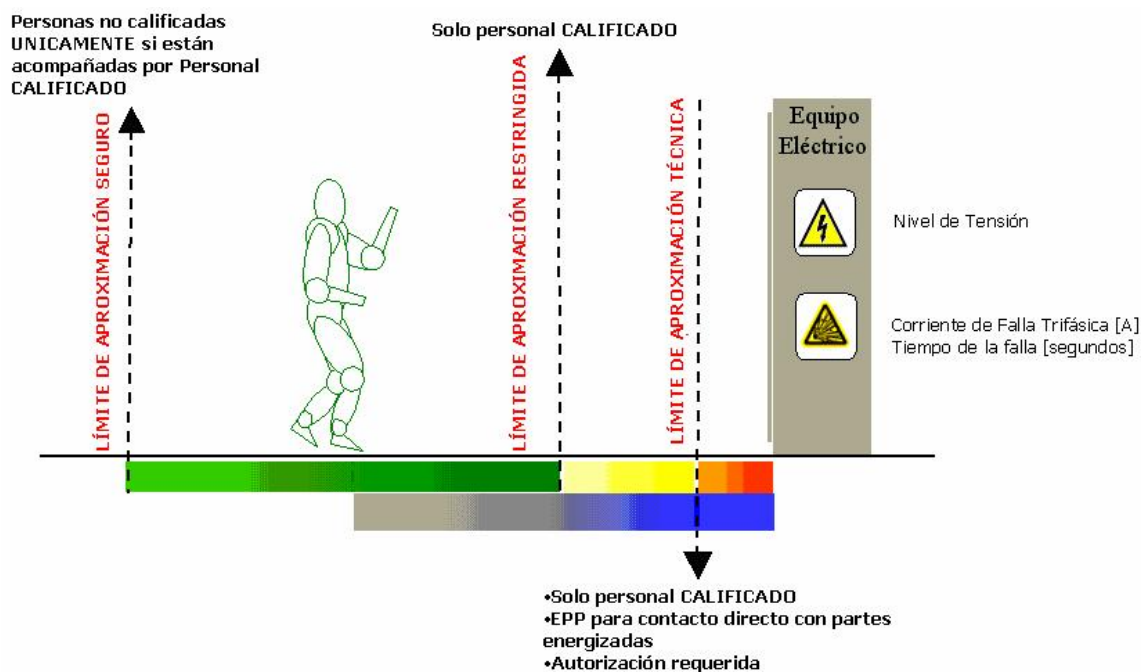


Figura 2.1 Límites de aproximación

Fuente: RETIE

Tabla 2.4 Límites de aproximación a partes energizadas de equipos

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro (m)		Límite de aproximación restringida (m). Incluye movimientos involuntarios	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
13,2 kV	3	1,5	0,66	0,18
34,5 kV	3	1,8	0,78	0,25

Fuente: RETIE

El límite de aproximación restringida debe ser señalado ya sea con una franja visible hecha con pintura reflectiva de color amarillo, como es mostrado en la Figura 2.1, u otra señal que brinde un cerramiento temporal y facilite al personal no autorizado identificar el máximo acercamiento permitido.

2.4.4. Distancias mínimas de seguridad en subestaciones aéreas

Para el diseño de las subestaciones eléctricas aéreas de 13,2 kV, además de las distancias anteriormente mencionadas se deben de tener en cuenta las distancias mínimas de seguridad establecidas en la Tabla 2.5 asociadas a la Figura 2.2.

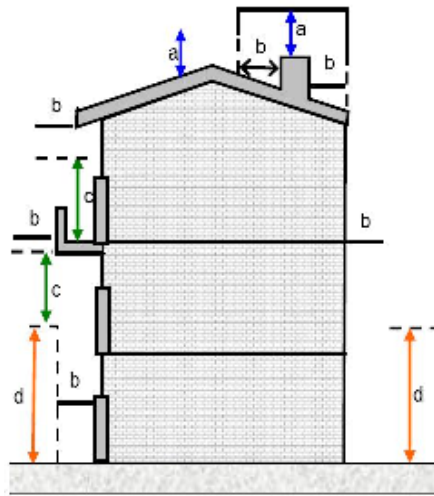


Figura 2.2 Distancias de seguridad en zonas con construcciones

Fuente: RETIE

Tabla 2.5 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES	
Descripción	Distancia (m)
Distancia horizontal "b" a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas.	2,3
Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura.	4,1
Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular.	5,6

Fuente: RETIE

Notas:

- Las distancias de seguridad aplican a conductores desnudos.
- Las distancias horizontales se toman desde la fase más cercana al sitio de posible contacto.
- Cuando los edificios, chimeneas, antenas o tanques u otras instalaciones elevadas no requieran algún tipo de mantenimiento, como pintura, limpieza, cambio de partes o trabajo de personas cerca a los conductores, o si se emplea cable aislado, la distancia horizontal "b" puede ser reducida 0,6 m.
- Un techo, balcón o área es considerado accesible para los peatones si éste puede ser alcanzado de manera casual a través de una puerta, rampa, ventana, escalera o una escalera a mano permanentemente utilizada por una persona, a pie, alguien que no despliega ningún esfuerzo físico ni emplea ningún instrumento o dispositivo especial para tener acceso a éstos.
- En techos metálicos cercanos y en caso de redes de conducción que van paralelas o que cruzan las líneas de media tensión, se debe verificar que las tensiones inducidas no presenten peligro o no afecten su funcionamiento.

2.4.5. Distancias mínimas de seguridad en subestaciones de pedestal

En las subestaciones de pedestal de 13,2 kV y 34,5 kV se deben satisfacer las distancias mínimas mostradas en la Tabla 2.6 asociada a la Figura 2.3.

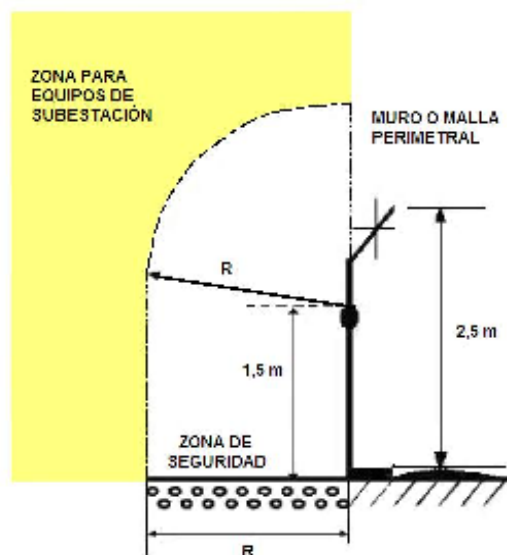


Figura 2.3 Zona de seguridad

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Tabla 2.6 Distancias de seguridad para la Figura 2.3

TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV)	DIMENSIÓN "R" (m)
13,2	3,1
34,5	3,2

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

NOTA:

- Según el NEC-2008 (National Electrical Code) la distancia mínima de la malla a partes vivas debe ser de 3,05 m para subestaciones de 13,2 kV y de 4,57 m para subestaciones de 34,5 kV.

Es necesario resaltar que las distancias de seguridad que aparecen en la publicación del NEC-2008 (National Electrical Code) son en términos generales más estrictas que las utilizadas en la región de influencia de la ESSA y las encontradas en la NTC 2050. Se presentan notas aclaratorias según el NEC para cada una de las tablas en donde haga referencia a distancias de seguridad.

Para evitar los riesgos eléctricos por contactos directos en las subestaciones de pedestal de 13,2 kV y 34,5 kV se deben conservar las distancias de seguridad enunciadas en la Figura 2.4.

2.4.6. Distancias mínimas de seguridad en subestaciones capsuladas

En los locales para la subestación capsulada de 13,2 kV y 34,5 kV se debe proveer y mantener un área suficiente para la puesta de los equipos, el acceso y el espacio de trabajo para la segura manipulación y el mantenimiento de los mismos.

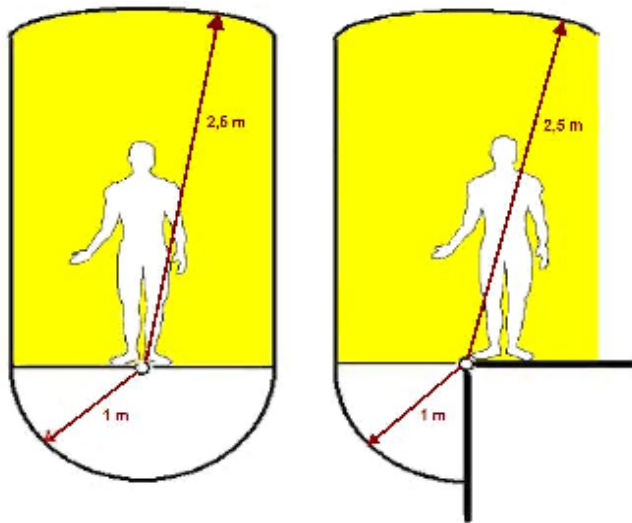


Figura 2.4 Distancias de seguridad contra contactos directos
Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

2.4.6.1. Espacio de trabajo alrededor de los equipos

Cuando haya partes energizadas expuestas, el espacio de trabajo mínimo no debe ser inferior a 1,90 m de altura¹⁴ (medidos verticalmente desde el nivel del piso o plataforma) ni inferior a 0,9 m de ancho (medidos paralelamente al equipo).

Las dimensiones de la profundidad del espacio de trabajo en la dirección del acceso a las partes vivas que deban ser operadas o puedan necesitar inspección, ajuste, cambio o mantenimiento bajo tensión, no son menores que las indicadas en la Tabla 2.7. Las distancias deben medirse desde las partes vivas, si están descubiertas, o desde el frente de la cubierta o abertura de acceso, cuando estén cerradas.

¹⁴ **NOTA:** Según el NEC-2008 (National Electrical Code) esta distancia es de 2 m.

Tabla 2.7 Profundidad mínima del espacio de trabajo

TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV)	d - DISTANCIA MÍNIMA LIBRE (m)		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
13,2	1,2	1,5	1,8
34,5	1,5	1,8	2,7

Fuente: Norma Técnica Colombiana - NTC 2050

Los casos que aparecen en la Tabla 2.7 son:

➤ **Caso 1**

Partes vivas expuestas en un lado y partes no vivas o puestas a tierra en el otro lado del espacio de trabajo; o partes vivas en ambos lados, resguardados con aislantes adecuados, como lo muestra la Figura 2.5.

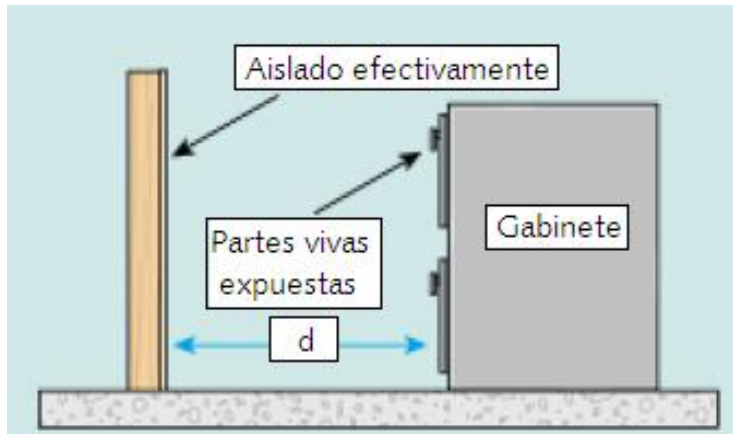


Figura 2.5 Espacio de trabajo para el caso 1

Fuente: National Electrical Code – Handbook – 2005

Las barras o conductores aislados que trabajen a no más de 300 V no se consideran como partes vivas.

➤ **Caso 2**

Partes vivas expuestas a un lado del espacio de trabajo y puestas a tierra al otro lado del espacio de trabajo como lo muestra la Figura 2.6. Concreto, ladrillo, azulejo o paredes son considerados como tierra.

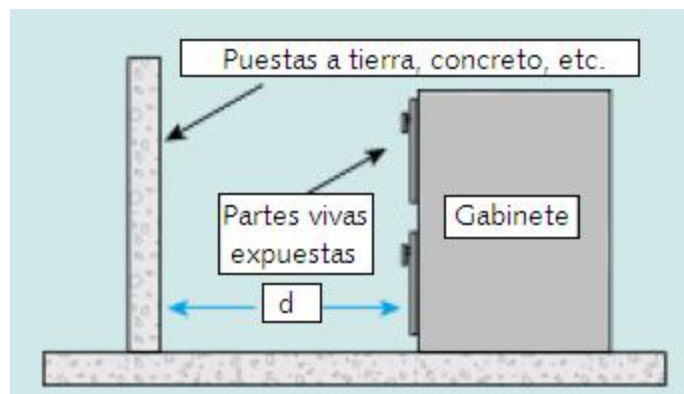


Figura 2.6 Espacio de trabajo para el caso 2
Fuente: National Electrical Code – Handbook – 2005

➤ **Caso 3**

Partes vivas expuestas en ambos lados del espacio de trabajo (no guardadas como se indica en el caso 1), con el operador en el medio, como lo muestra la Figura 2.7.

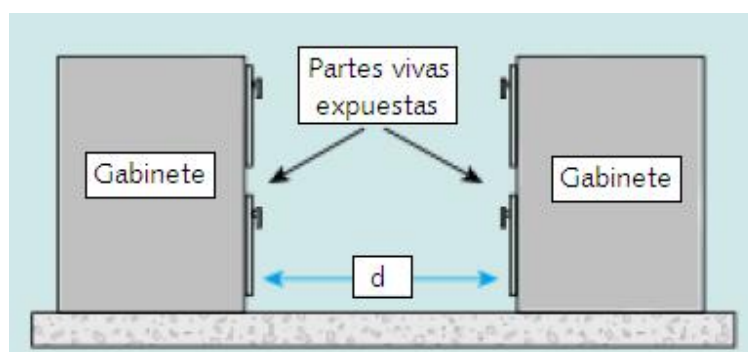


Figura 2.7 Vista en planta caso 2
Fuente: National Electrical Code – Handbook – 2005

Si un gabinete o celda para equipo eléctrico requiere tener acceso por el lado posterior para conexión de partes vivas o para cambiar o ajustar partes tales como fusibles o suiches, debe dejarse en este lado un espacio de trabajo de igual manera que en la parte frontal, como se definió anteriormente.

Cuando se necesite acceso posterior para trabajar en partes desenergizadas colocadas en la parte de atrás de equipos encerrados, se deja un espacio de trabajo horizontal de 75 cm como mínimo¹⁵.

No se exigen espacios de trabajo detrás de los equipos, cuando no haya en ese lado partes reemplazables o ajustables, como fusibles o suiches, y cuando todas las conexiones sean accesibles desde otros lugares.

En todos los casos el espacio de trabajo debe ser adecuado para permitir la apertura de puertas o paneles con bisagras en un ángulo de 90° por lo menos.

2.4.6.2. Accesos al espacio de trabajo

Para dar acceso al espacio de trabajo alrededor de los equipos eléctricos dentro de la subestación, debe haber por lo menos una entrada no inferior a 0,6 m de ancho y a 1,90 m de alto.

En los cuadros de distribución y paneles de control de más de 1,80 m de ancho, debe haber una entrada a cada extremo de dichos tableros a menos que su ubicación permita una vía de salida continua y sin obstrucciones o que el espacio de trabajo sea el doble del estipulado en la Tabla 2.7.

¹⁵ **NOTA:** Según el NEC-2008 (National Electrical Code) esta distancia es de 762 mm como mínimo.

Cuando se permita una entrada al espacio de trabajo, de acuerdo con las condiciones descritas anteriormente, esta se debe ubicar de manera que el borde de la entrada más cercana a los cuadros de distribución y los paneles de control sea la distancia mínima dada en la Tabla 2.7 desde dichos equipos.

2.4.6.3. Frente de trabajo mínimo

Además de cumplir con las condiciones indicadas en la Tabla 2.7, los espacios de trabajo deben tener una anchura frente a los equipos eléctricos de 75 cm como mínimo como lo ilustra la Figura 2.8.

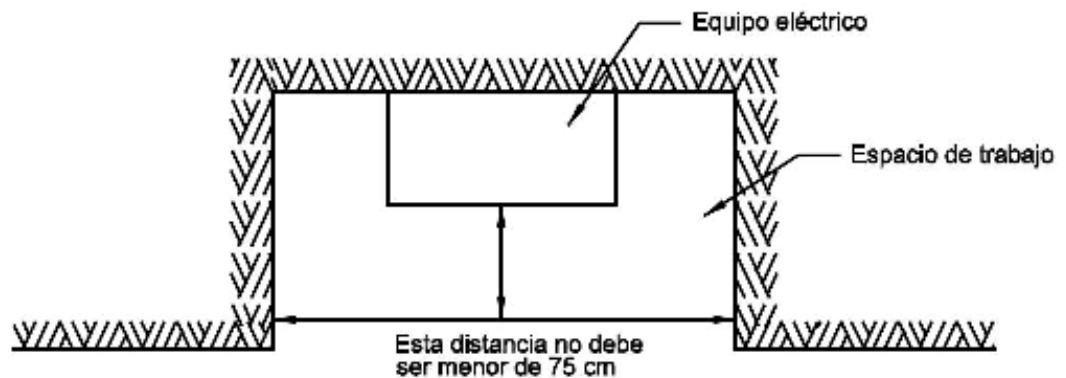


Figura 2.8 Frente de trabajo

Fuente: Empresas Públicas de Medellín (EPM)

NOTA:

- Según el NEC-2008 (National Electrical Code) esta distancia es de 762 mm como mínimo.

2.4.6.4. Altura libre

La altura mínima de los locales de subestación cubiertos es de 2,10 m.

Las partes vivas no resguardadas que estén por encima del espacio de trabajo deben mantenerse a elevaciones no menores de las especificadas en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8 Altura de partes vivas no resguardadas por encima del espacio de trabajo

TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV)	ALTURA (m)
13,2	2,8 ⁽¹⁾
34,5	2,8 ⁽¹⁾

Fuente: Norma Técnica Colombiana - NTC 2050

NOTA:

(1) Según el NEC-2008 (National Electrical Code) la altura es de 2,9 m.

2.5. ENCERRAMIENTOS

En los espacios en los cuales se encuentran instalados los equipos que hacen parte de las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV, deben colocarse cercas, pantallas, tabiques o paredes, de tal modo que se forme un recinto que limite la posibilidad de acceso a personal no autorizado. En las subestaciones aéreas no es necesario un encerramiento.

Los muros metálicos que son utilizados para encerrar las subestaciones eléctricas deben tener una altura mínima de 2,50 m.

Las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV alojadas en cuartos o encerramientos deben disponer del número y forma apropiada de salidas para evitar que un operador quede atrapado en caso de un accidente.

2.5.1. Componentes principales utilizados para los encerramientos

Los encerramientos de algunas subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV están compuestos de elementos tales como las bóvedas, las puertas cortafuego y

los pasamuros que son necesarios para brindar una adecuada protección contra incendios o de entrada de personal no autorizado.

2.5.1.1. Bóvedas para transformadores

Las paredes y techos de las bóvedas para transformadores deben estar hechos de materiales con resistencia estructural adecuada a las condiciones de uso y con una resistencia mínima al fuego de tres horas.

Los pisos de las bóvedas que estén en contacto con la tierra deben ser de hormigón y de un espesor mínimo de 0,10 m, pero si la bóveda está construida teniendo por debajo un espacio vacío u otras plantas (pisos) del edificio, el piso debe tener una resistencia estructural adecuada para soportar la carga impuesta sobre él y debe tener una resistencia mínima al fuego de tres horas (Un elemento típico con tres horas de resistencia al fuego es el concreto reforzado de 15,2 cm de espesor o un muro construido en ladrillo recocido instalado en tabique de 20 cm de ancho).

Existe una excepción para cuando los transformadores estén protegidos por sistemas de rociadores automáticos de agua, dióxido de carbono o halón, en donde se permite que la construcción tenga una (1) hora de resistencia al fuego.

Todos los vanos de puertas que lleven desde el interior de la edificación hasta la bóveda de transformadores, deben estar dotados con una puerta de cierre hermético y con resistencia mínima al fuego de tres horas.

Las puertas deben tener un umbral o brocal de altura suficiente para recoger dentro de la bóveda el aceite del transformador más grande que pudiera haber, en ningún caso la altura del umbral debe ser menor a 10 cm.

Las puertas deben estar equipadas con cerraduras y mantenerse cerradas, permitiéndose el acceso sólo a personas calificadas. Las puertas para el personal deben abrirse hacia fuera y estar dotadas de barras antipánico, placas de presión u otros dispositivos que la mantengan normalmente cerrada pero que se abran por simple presión.

2.5.1.2. Puertas cortafuego

Los requisitos de la puerta cortafuegos en las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV son los siguientes:

- a. Deben ser construidas en materiales que mantengan su integridad física, mecánica y dimensiones constructivas para minimizar y retardar el paso a través de ella de fuego o gases calientes, capaces de provocar la ignición de los materiales combustibles que estén a distancia cercana, del lado de la cara no expuesta al fuego.
- b. Las puertas no deben emitir gases inflamables ni tóxicos.
- c. La temperatura medida en la pared no expuesta al fuego no debe ser mayor a 200°C en cualquiera de los termopares situados a distancias mayores de 100 mm de los marcos o uniones y la temperatura media de estos termopares no debe superar los 150°C; la temperatura medida en los marcos no debe superar los 360°C cuando en la cara expuesta al fuego se han alcanzado temperaturas no menores a 1000°C en un tiempo de tres horas de prueba.
- d. La puerta cortafuego debe ser dotada de una cerradura antipánico que garantice que la chapa de la puerta no afecte las características y buen funcionamiento de la misma, la cerradura debe permitir abrir la puerta desde adentro de la bóveda de forma manual con una simple presión aún cuando externamente este asegurada con llave. El mecanismo antipánico debe tener unas dimensiones que por lo menos cubra un 80% del ancho de la hoja móvil.

- e. La puerta debe garantizar un cierre hermético con el fin de minimizar el paso de gases o humos durante el tiempo para el que se especifique la puerta.
- f. Las puertas cortafuego no deben tener elementos cortantes o punzantes que sean peligrosos para los operadores.
- g. Las puertas se deben probar en un horno apropiado, que permita elevar la temperatura en un corto tiempo, a los siguientes valores mínimos de temperatura: a 5 minutos 535°C, a 10 minutos 700°C, a 30 minutos 840°C, a 60 minutos 925°C, a 120 minutos 1000°C y a 180 minutos 1050°C.
- h. Rotulado: La puerta cortafuego debe tener adherida en lugar visible una placa permanente con la siguiente información.
 - Nombre o razón social del fabricante.
 - Dimensiones.
 - Peso de la puerta.
 - Fecha de fabricación.
- i. En la instalación de la puerta se debe garantizar que las paredes de la bóveda soporten como mínimo tres horas al fuego, sin permitir que la cara no expuesta al fuego que contenga la puerta supere los 150°C, cuando se tenga en el interior de la bóveda una temperatura de 1000°C, igualmente se debe sellar apropiadamente las juntas de la puerta que impidan el paso de gases entre la pared y el marco de la puerta.
- j. Para transformadores secos, de potencia mayor o igual a 112,5 kVA, con RISE¹⁶ menor de 80°C, se aceptan cuartos de transformadores y su puerta resistente al fuego durante una hora, además no requiere puerta resistente al fuego siempre y cuando estén instalados en cabina o gabinete metálico (celda) con abertura de ventilación.

¹⁶ **NOTA:** RISE hace referencia al aumento permisible de temperatura.

2.5.1.3. Pasamuros

Al cruzar la pared de la bóveda del transformador con cables de media y baja tensión se deben realizar las perforaciones adecuadas con barreras o sellantes de acuerdo con los diámetros de los conductores de tal forma que no se permita el paso del fuego o el aceite del transformador que se pueda haber derramado. Para el caso de transformadores secos abiertos clase H o encapsulados en resina clase F, no se requiere de este pasamuros.

Los pasamuros son sistemas mecánicos de sellos, resistentes al fuego durante tres horas y además son herméticos al agua, al humo y a los gases tóxicos.

Existen pasamuros fijos o desmontables, estos últimos son reutilizables cuando se cambian los cables de la instalación.

Los pasamuros desmontables constan de un marco metálico con un sistema de ajuste y moldes modulares de diferentes diámetros de acuerdo con el calibre de los conductores.

Los moldes constituyen la parte principal del sello y deben ser fabricados con material resistente al fuego. Algunos fabricantes presentan modelos con variedad de capas, que se quitan fácilmente de acuerdo con el diámetro necesario; en otros, el diámetro de los módulos es fijo.

2.5.2. Encerramientos según el tipo de transformador

Según el tipo de transformador que tengan las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV dependerá su encerramiento.

2.5.2.1. Transformadores tipo seco instalados en interiores

Cuando los transformadores secos se instalan en pisos altos de edificios se debe tener en cuenta las condiciones para ingreso y retiro considerando el peso que soportan los ascensores o la instalación de anclajes para izar el equipo.

Los transformadores secos se deben separar por lo menos 30 a 45 cm de las paredes u otros obstáculos para permitir la circulación de aire alrededor y a través del equipo.

Los transformadores individuales de tipo seco de más de 112,5 kVA nominales, se deben instalar en una bóveda para transformadores de construcción resistente al fuego.

Excepciones:

- 1) Los transformadores con un aumento nominal de la temperatura de funcionamiento de 80°C o más que estén separados del material combustible por una barrera resistente al fuego y aislante del calor colocada a no menos de 1,80 m horizontalmente y de 3,60 m verticalmente.
- 2) Los transformadores con un aumento nominal de la temperatura de funcionamiento de 80°C en adelante, completamente encerrados pero con aberturas de ventilación.

2.5.2.2. Transformadores tipo seco instalados en exteriores

Los transformadores tipo seco instalados en exteriores deben instalarse dentro de celdas de tal forma que se impida la entrada de objetos extraños y deben ser protegidos mediante un cerramiento a prueba de intemperie y que no permita la accesibilidad de personas no autorizadas y animales.

Como medida de seguridad se debe evitar la posibilidad de que puedan introducir cables y varillas por los espacios de ventilación de la celda, que puedan entrar en contacto con las partes energizadas. No se debe permitir el ingreso de varillas o cuerpos mayores de 1/2" de diámetro a través de las ventanas de ventilación, por lo que deben de tener grado de protección IP20¹⁷.

No se deben instalar los transformadores superiores a los 112,5 kVA a menos de 0,30 m de los materiales combustibles de edificaciones, con excepción de los transformadores con un aumento nominal de la temperatura de funcionamiento de 80°C en adelante, completamente encerrados pero con aberturas de ventilación.

Las celdas de los transformadores trifásicos tipo seco pueden tener las dimensiones de la Tabla 2.9 asociadas a la Figura 2.9.

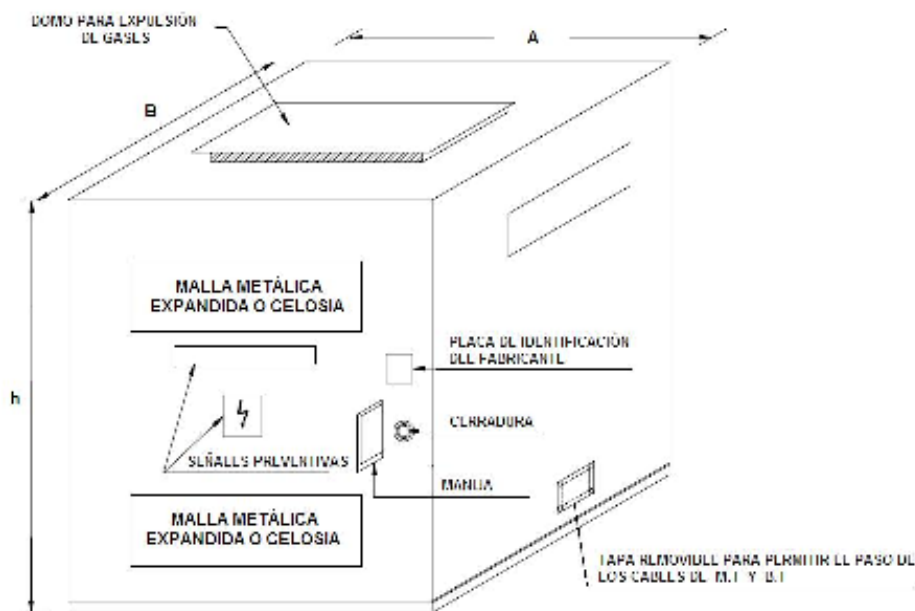


Figura 2.9 Celdas de transformadores tipo seco

Fuente: CODENSA

¹⁷ **NOTA:** Grado de protección según IEC 529, donde el "2" indica la protección contra el acceso de objetos extraños de Ø12,5 mm o mayores y el "0" indica que no es protegido contra el agua.

Tabla 2.9 Dimensiones de las celdas de transformadores tipo seco

CAPACIDAD	DIMENSIONES (mm)		
kVA	A	B	h
30	1600	1200	1900
45	1600	1200	1900
75	1600	1200	1900
112,5	1700	1300	1900
150	1700	1300	1900
225	1800	1300	2000
300	1800	1500	2000
400	1900	1500	2000
500	1900	1500	2200
630	2000	1500	2300
750	2000	1500	2300
800	2200	1500	2300
1000	2200	1600	2300

Fuente: CODENSA

2.5.2.3. Transformadores con aislamiento de aceite instalados en interiores

Los transformadores aislados con aceite para uso en interiores, se deben instalar en una bóveda.

Excepciones:

- 1) Cuando la capacidad total no supere los 112,5 kVA, se permite que la bóveda esté hecha de concreto reforzado de no menos de 10,2 cm de espesor.
- 2) Se permite instalar los transformadores en una edificación independiente, si, ni la edificación, ni su contenido ofrecen riesgo de incendio a otros edificios o instalaciones y si la edificación se utiliza únicamente para suministrar el servicio electricidad y su interior es accesible solo a personas calificadas.

2.5.2.4. Transformadores con aislamiento de aceite instalados en exteriores

Se deben proteger los materiales combustibles, edificaciones combustibles y partes de edificaciones, las salidas de incendios y los vanos de las puertas y ventanas, contra los incendios originados en transformadores con aislamiento de aceite instalados en los tejados y asegurados o próximos a edificaciones o materiales combustibles.

Se considera como protecciones seguras la separación, las barreras resistentes al fuego, los sistemas automáticos de rociado de agua y los encerramientos que rodean o recogen el aceite de un tanque roto de un transformador. Cuando la instalación del transformador pueda suponer riesgo de incendio, debe haber una o más de estas protecciones, según el grado de riesgo que ello suponga.

2.5.3. Encerramientos según el tipo de subestación

Según el tipo de subestación eléctrica de 13,2 kV y 34,5 kV existen algunas pautas adicionales para su encerramiento las cuales son:

2.5.3.1. Encerramiento de subestaciones de pedestal

El área de las subestaciones de pedestal se debe cerrar con un muro y/o malla eslabonada pintada en color amarillo, que impida el fácil acceso de personas no autorizadas y animales al área de los equipos. Por tanto, el muro y/o malla tiene una altura mínima que debe cumplir con las distancias de seguridad de la Tabla 2.6 asociada a la Figura 2.3.

Este cerramiento se diseña con una puerta de acceso de dimensiones adecuadas para permitir la movilización del equipo de mayor dimensión y peso, es construida en malla o puerta metálica totalmente cerrada de acuerdo con el caso de

encerramiento, de dos alas, con apertura hacia afuera de la subestación y provista de chapa con llave.

El muro para el encerramiento de la subestación de pedestal puede elaborarse de ladrillo tolete con las adecuadas características de diseño que lo hagan fiable y seguro, confinen la subestación completamente y posea una resistencia mínima al fuego de tres horas.

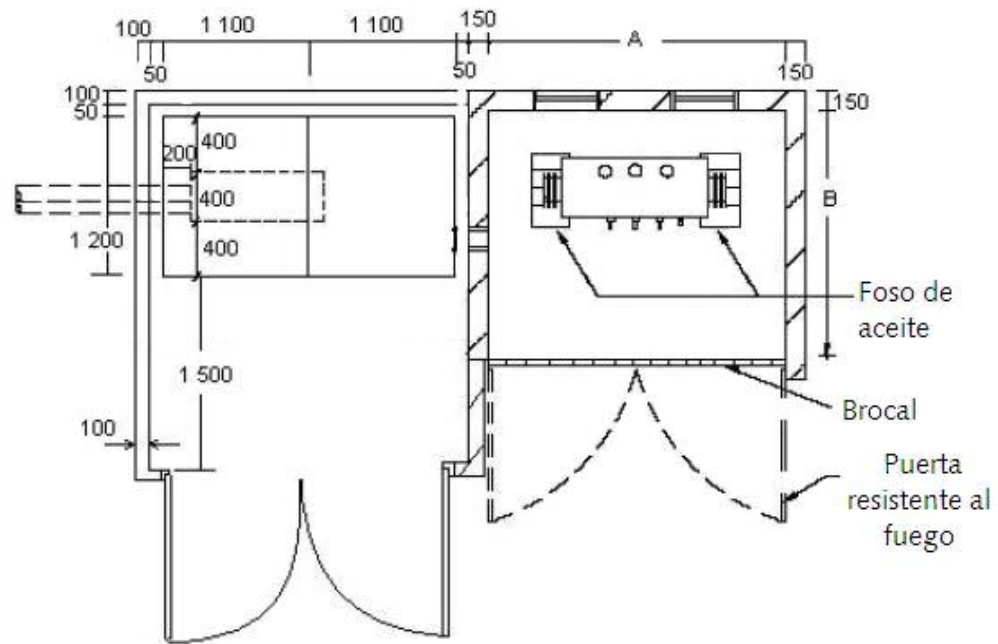
2.5.3.2. Encerramiento de subestaciones capsuladas

En las subestaciones capsuladas se deben instalar en bóveda los transformadores tipo seco de más de 112,5 kVA, los transformadores aislados con líquidos de alto punto de inflamación instalados en interiores y los transformadores con aislamiento en aceite instalados en interiores.

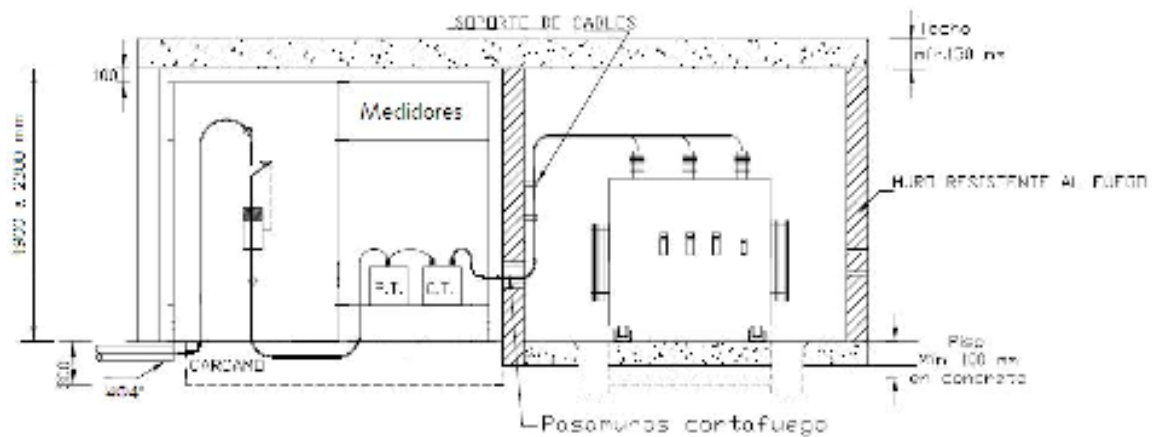
El local para los transformadores señalados anteriormente, debe ser una bóveda con algunas especificaciones adicionales dentro de las cuales están las siguientes:

- En caso de tener equipos de protección en aceite los muros son cortafuegos.
- Las paredes del local donde se instalan las celdas de distribución o los equipos de maniobra se construyen en tabique con ladrillo tolete prensado a la vista o pañetado y pintado por ambas caras.
- El acceso a la subestación capsulada debe ser suficiente para permitir la entrada o salida del equipo o módulo de mayor tamaño y estar libres de cualquier obstrucción que pueda estorbar la salida del personal en caso de emergencia.
- Debajo de los módulos se construyen cárcamos para los cables de salida y entrada, los cuales son de concreto con paredes construidas en ladrillo.

En la Tabla 2.10 se muestran las dimensiones del local asociadas a la Figura 2.10 para las subestaciones capsuladas que requieren bóveda.



(a) vista de planta



(b) vista de corte

Figura 2.10 Dimensiones del local para subestaciones capsuladas
Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Tabla 2.10 Dimensiones del local para subestaciones capsuladas

POTENCIA	DIMENSIONES DEL LOCAL	
kVA	A (mm)	B (mm)
30	1500	1500
45	1500	1500
75	1500	1500
112,5	2000	2000
150	2000	2000
25	2000	2000
300 – 400	2500	2000
500 – 630	2500	2500
750 a 1000	3100	2500

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Notas:

- Frente a las celdas de maniobra y protección se debe dejar un espacio completamente libre para la circulación y maniobra mínimo de 1500 mm.
- En caso de tener equipos de protección en aceite los muros deben ser cortafuegos.
- Se permite reducir la distancia entre celdas y puerta a 600 mm, siempre que se garantice el espacio para maniobras mas allá de la puerta y el frente de las celdas quede totalmente libres.

2.5.3.3. Encerramiento de subestaciones tipo jardín (pad mounted)

El encerramiento de las subestaciones tipo jardín debe realizarse a través de una malla o cerca eslabonada galvanizada con separación de eslabones de 2” y con tubos galvanizados de 2” de diámetro, además, debe contener alambre de púas galvanizado en el extremo superior de la malla o cerca. La Figura 2.11 muestra el esquema general de encerramiento para este tipo de subestaciones.

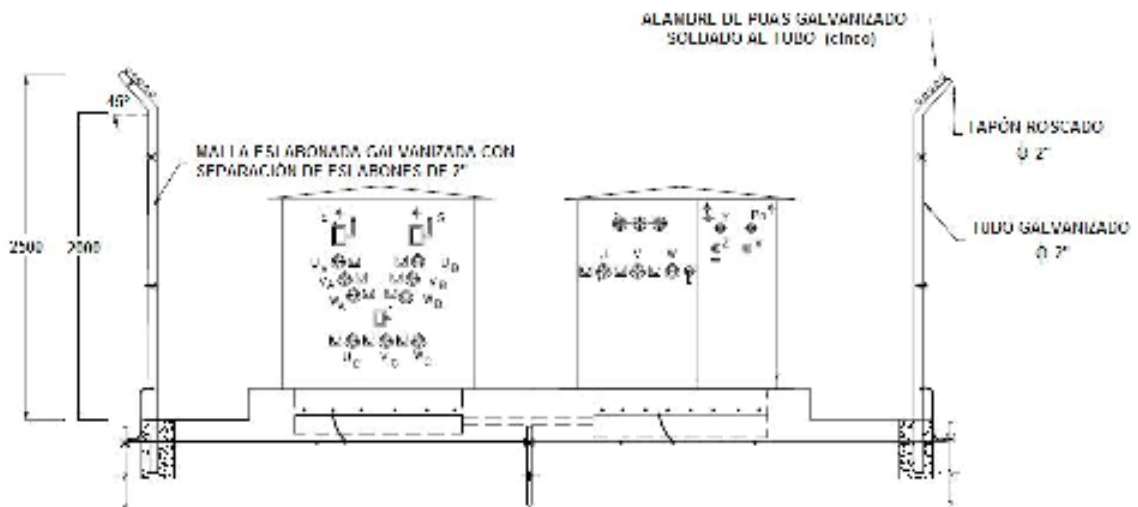


Figura 2.11 Encerramiento de subestaciones tipo jardín

Fuente: CODENSA

2.6. VENTILACIÓN

Las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV contienen equipos como los transformadores que dependen de la convección para su enfriamiento, por lo tanto, se requieren ventanas de aireación en el caso de estar situadas en celdas o bóvedas.

Para los equipos que dependan de la convección para el enfriamiento de superficies descubiertas, la instalación se hace de tal forma que la circulación del aire ambiente sobre tales superficies no esté impedida por paredes o por la presencia de otros equipos adyacentes.

Debe haber ventilación adecuada para disipar las pérdidas del transformador a plena carga sin dar lugar a aumentos de temperatura que superen sus valores nominales.

Los transformadores con aberturas de ventilación se deben instalar de modo que no queden bloqueadas por paredes u otros obstáculos. En el transformador deben estar claramente rotuladas las distancias necesarias.

Las bóvedas para transformadores sin ventilación apropiada o herméticas ocasionan el calentamiento del transformador y en caso de incendio, existe riesgo de explosión como consecuencia del aumento de la presión y temperatura interna.

Las bóvedas para transformadores refrigerados en aceite en las subestaciones capsuladas se deben ubicar en lugares donde puedan ser ventiladas al aire exterior sin necesidad de utilizar canales o ductos.

Las aberturas para ventilación en las bóvedas para transformadores deben cumplir las siguientes especificaciones:

- a.** Las aberturas para ventilación en las bóvedas, deben estar ubicadas lo más lejos posible de las puertas, ventanas, salidas de incendios y materiales combustibles.
- b.** Se permite que una bóveda ventilada por circulación natural de aire, tenga aproximadamente la mitad del área total de las aberturas de ventilación necesarias en una o más aberturas cerca del piso y la restante en una o más aberturas en el techo o parte superior de las paredes, cerca del techo, o que toda la superficie de ventilación necesaria esté en una o más aberturas en el techo o cerca de él.
- c.** En una bóveda ventilada por circulación natural del aire procedente del exterior, el área neta total de todas las aberturas de ventilación, restando el área ocupada por persianas, rejillas o pantallas, no debe ser menor a 1936 mm² por kVA de los transformadores en servicio. Si los transformadores tienen menos de 50 kVA, en ningún caso el área neta debe ser menor a 0,093 m².

- d. Las aberturas de ventilación deben estar cubiertas por rejillas, persianas o pantallas duraderas, para evitar que se produzcan situaciones inseguras. Estas rejillas deben ser resistentes al vandalismo y no permitir la penetración de basuras, agua, animales u otros objetos extraños que puedan ponerse en contacto con las partes vivas.
- e. Toda abertura de ventilación que dé al interior de la edificación debe estar provista de compuertas de fuego (fire dampers) de cierre automático que operen en respuesta a un fuego en la bóveda del transformador y debe tener una resistencia al fuego no menor a 1,5 horas.

Las compuertas de fuego están destinadas para cerrarse automáticamente con la detección de calor, por medio del uso de un fusible u otro dispositivo de respuesta al calor, por lo que se debe prestar especial atención al mecanismo de cierre de la compuerta, de tal forma que se minimice el riesgo de que actúe por si sola en un caso en el cual no exista fuego en la bóveda, ya que una actuación incorrecta impide la adecuada ventilación al transformador y podría incluso aumentar los riesgos de incendio en la bóveda.

Las subestaciones eléctricas con celda para el transformador deben tener una rejilla inferior para ventilación. El sitio de ubicación debe estar alejado de fuentes productores de calor, tratando de buscar lugares frescos y ventilados, aunque sean artificialmente.

En el caso de circulación natural de aire dentro de la celda de transformación, las aberturas de entrada y salida de la ventilación tienen un área efectiva no inferior a lo establecido en la Tabla 2.11.

Para la ventilación de los equipos montados en el piso se debe prever un espacio entre su parte superior y las superficies adyacentes, para la correcta disipación del calor.

Tabla 2.11 Área efectiva de ventilación

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR EN LA SUBESTACIÓN (kVA)	ÁREA NETA MÍNIMA DE CADA UNA DE LAS ABERTURAS DE VENTILACIÓN (m ²)	
	Para transformadores secos	Para transformadores en aceite (*)
Hasta 150	0,5	0,2
151 - 225	0,7	0,3
226 - 300	0,9	0,4
301 - 400	1,2	0,5
401 - 500	1,5	0,6
601 - 630	1,9	0,7
631 - 750	2,2	0,85
751 - 1000	2,9	1,2
1001 - 1250	3,7	1,5
1251 - 1600	4,5	1,8

(*) Para las aberturas de entrada. Las de salida son 10% mayores

Fuente: Empresas Públicas de Medellín (E.P.M)

En los transformadores deben proveerse como mínimo dos ventanas para la aireación, localizadas en paredes opuestas, una junto al piso (siempre debajo de la línea media de la cuba o núcleo del transformador) y otra cerca al techo de la subestación como lo indica la Figura 2.12. No obstante, el operador de red puede llegar a exigir refrigeración por circulación forzada o cualquier otro tipo si, a su juicio, las condiciones de la carga, del transformador o del local lo ameriten.

El aire que circule a través de los transformadores de tipo seco debe ser limpio, libre de polvo, basuras o elementos corrosivos. En los casos en que se presenten niveles de polución altos, el aire debe ser filtrado. En espacios restringidos o sin fácil acceso al aire exterior se deben disponer ventiladores apropiados para garantizar que las pérdidas a plena carga del transformador sean disipadas en forma adecuada.

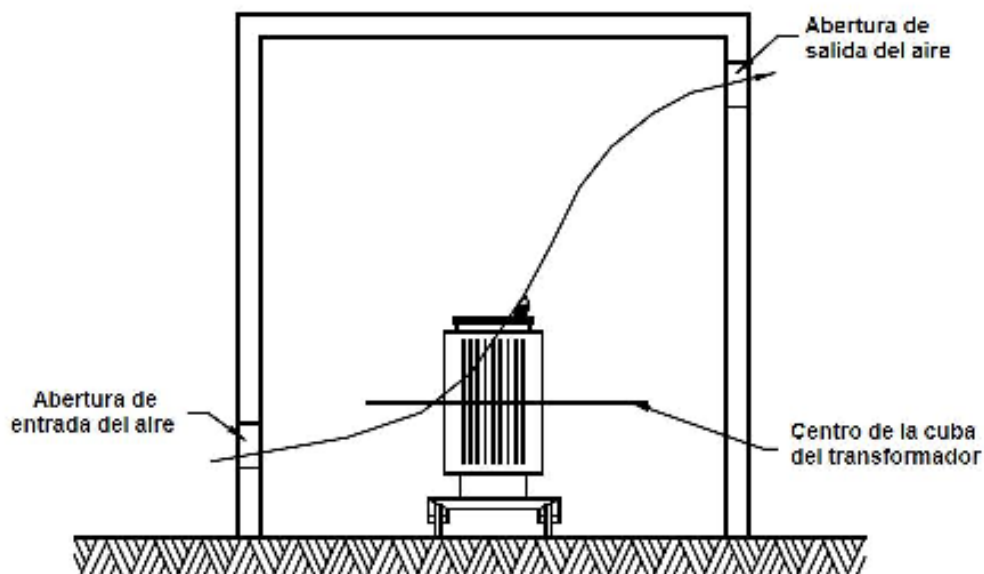


Figura 2.12 Ubicación de las aberturas de entrada y salida de aire

Fuente: Empresas Públicas de Medellín (E.P.M)

2.7. DRENAJES

El sistema de drenaje de las subestaciones eléctricas tiene la función de desalojar en forma eficiente y segura el agua proveniente de las precipitaciones pluviales, inundaciones y goteos o escapes de aceite del transformador.

Es importante mencionar que los fosos para recogida de aceite en ningún caso deben estar conectados al alcantarillado.

Los transformadores aislados en líquidos no inflamables cuando estén instalados en interiores, deben estar provistos de un área para recogida de líquidos y una válvula de alivio de seguridad.

En los transformadores con aislamiento de aceite instalados en exteriores, se permite que los encerramientos de aceite consistan de diques, barreras curvas o estanques resistentes al fuego o que sean zanjas rellenas de piedra triturada

gruesa. Cuando la cantidad de aceite y el riesgo sean tales que su eliminación sea importante, los recipientes de aceite deben estar dotados con medios para drenaje.

Según el tipo de subestación eléctrica se deben tener las siguientes consideraciones para su drenaje.

2.7.1. Drenajes en subestaciones de pedestal

Conjuntamente con la base o cimentación para cada transformador, debe construirse un pozo que sirva para recoger el aceite que pueda gotear o escapar del transformador.

Las aguas lluvias que caigan al pozo, se deben verter al sistema general de desagüe de aguas lluvias.

El pozo o trampa de aceite debe tener dimensiones de ancho y de largo, iguales a las del transformador más 0,4 veces la altura de la cuba del mismo. Dentro del contorno de la trampa de aceite debe quedar incluido el tanque conservador del transformador. La profundidad del pozo es tal, que permita obtener un volumen igual al volumen de aceite del transformador.

En el fondo del pozo se dispone de un ducto que lo une con una cámara auxiliar que sirve de trampa. Esta cámara auxiliar comunica en un nivel adecuado con el sistema de aguas lluvias. Durante la construcción deben preverse las pendientes adecuadas hacia la tubería de drenaje de aguas lluvia. A su vez las paredes internas del pozo y de la cámara auxiliar deben construirse en concreto con aditivos impermeabilizantes.

La trampa de aceite, debe cubrirse en toda su superficie con una rejilla galvanizada de tal manera que encima de ésta se pueda colocar una capa de gravilla de 10 cm de espesor, con una granulometría de 40 – 60 mm.

En la Figura 2.13 se muestran los esquemas generales para la trampa de aceite en una subestación de pedestal de 34,5 kV.

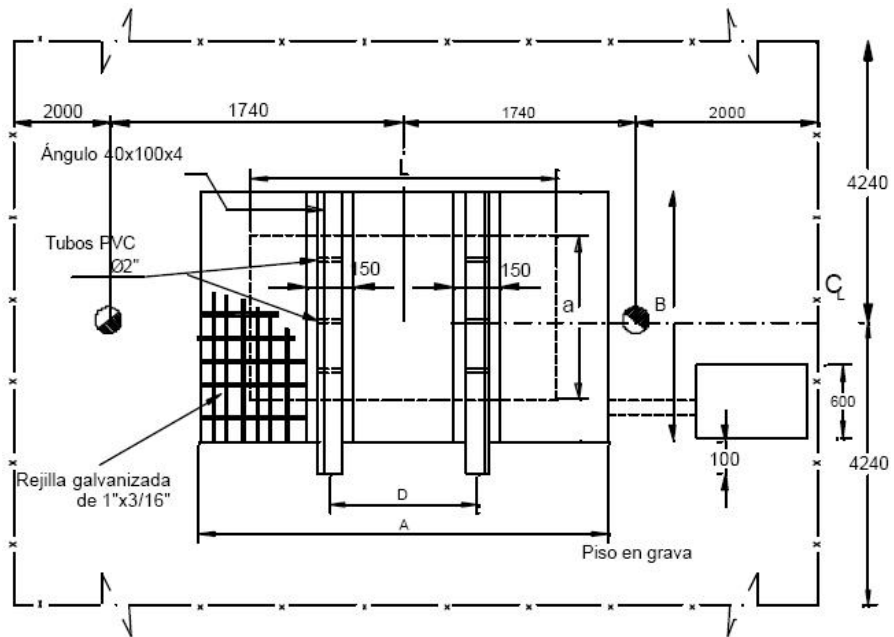
2.7.2. Drenajes en subestaciones capsuladas

En la celda destinada para el transformador, conjuntamente con la base o cimentación, puede construirse un foso que sirva para recoger el aceite que pueda escapar del transformador, el cual es dimensionado en forma tal que los bordes sobresalgan del contorno del transformador por lo menos un 20% de la altura del transformador y que su capacidad sea del 20% del volumen del aceite que contenga el transformador.

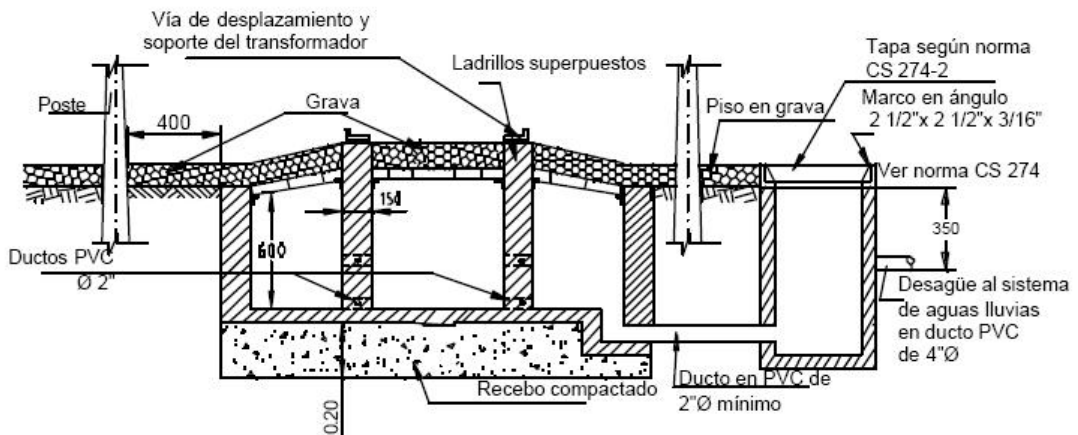
Cuando sea posible, las bóvedas que contengan transformadores de más de 100 kVA deben estar dotadas de un drenaje o de otro medio que permita eliminar cualquier acumulación de aceite o agua que se produzca en la bóveda, a no ser que por las condiciones locales resulte imposible. Cuando exista drenaje, el piso debe estar inclinado hacia el drenaje.

En este tipo de subestación cuando el transformador este por debajo del nivel de la superficie para una mayor seguridad contra inundaciones, puede estar provisto de un foso de desagüe de agua con dimensiones apropiadas provisto además de una bomba para sacar el agua automáticamente, o comunicado con la tubería de aguas lluvias mediante tubería de 2" de diámetro.

En la Figura 2.14 se muestran los esquemas generales de los fosos para el aceite en una subestación capsulada de 13,2 kV.



(a) vista de planta




(b) vista de corte

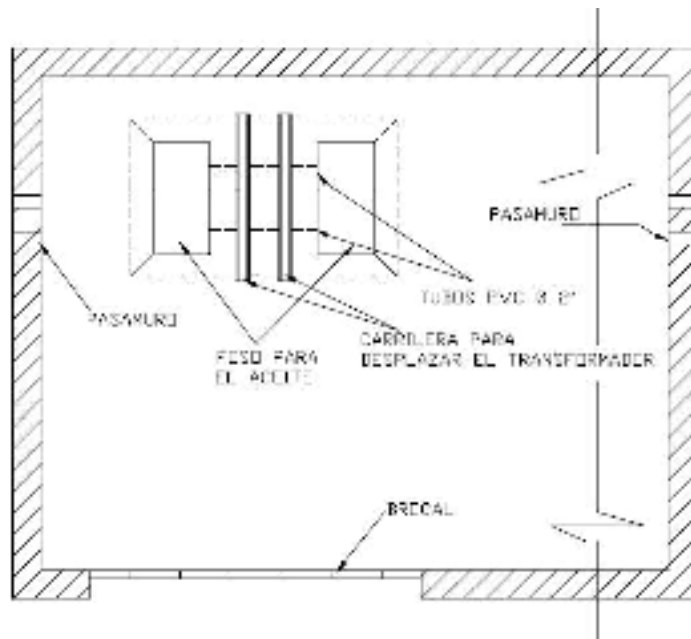
Figura 2.13 Trampa de aceite en subestaciones de pedestal de 34,5 kV

Fuente: CODENSA

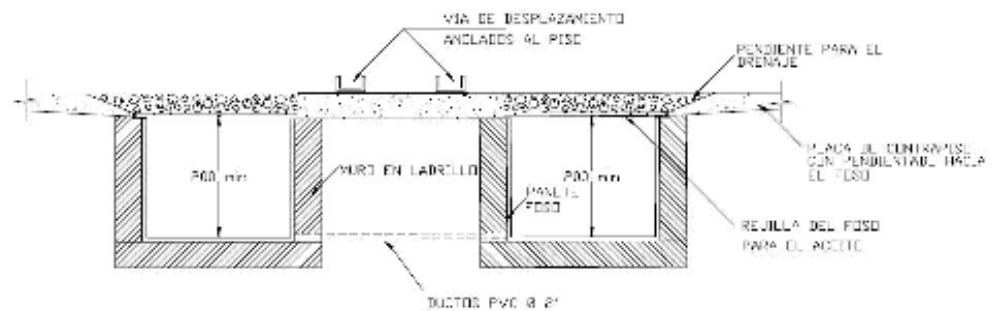
Notas:

- A=Largo de la trampa de aceite.
- B=Ancho de la trampa de aceite.
- L=Largo del transformador.
- h=Altura de la cuba del transformador.
- a=Ancho del transformador.

- $A=L+0,4h$
- $B=a+0,4h$
- D =Distancia entre ruedas del transformador.
- C_L =Eje del transformador.
-  Poste de concreto.
- Volumen de la trampa de aceite = 1,5 el volumen aceite del transformador.
- Dimensiones en milímetros.



(a) vista de planta



(b) vista de corte

Figura 2.14 Fosos para el aceite en subestaciones capsuladas de 13,2 kV

Fuente: CODENSA

Notas:

- *La construcción del foso para el aceite puede hacerse con dos compartimentos separados, uniendo los dos fosos mediante dos ductos de 2" de diámetro, tal que su volumen albergue el 35% del volumen de aceite del transformador.*
- *La trampa de aceite se compone de una rejilla la cual tiene varillas y celosía para soportar la grava y el peso de alguna persona, permitiendo además el paso del aceite que pueda haberse fugado.*
- *La separación entre los fosos de aceite dependen de las dimensiones del transformador y de su capacidad.*
- *Las dimensiones de la pendiente para el drenaje debe cubrir el largo y el ancho del transformador incluyendo los radiadores (ver líneas a trazos en la vista de planta).*
- *El brocal puede instalarse debajo o detrás de la puerta.*
- *Dimensiones en mm y pulgadas.*

2.8. ILUMINACIÓN

Un aspecto importante para la seguridad eléctrica tiene que ver con la iluminación, con lo que se pretende, conseguir un nivel de iluminancia, adecuado al uso que se quiere dar al espacio, nivel que depende de la tarea que se desee realizar.

De acuerdo con el uso y el área o espacio a iluminar, el diseño de la iluminación en las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV debe comprender las siguientes condiciones esenciales:

- a.** Suministrar una cantidad de luz suficiente para el tipo de actividad que se desarrolle.
- b.** El método y los criterios de diseño y cálculo de la iluminación deben asegurar los valores de coeficiente de uniformidad adecuados.
- c.** Controlar las causas de deslumbramiento.
- d.** Prever el tipo y cantidad de fuentes y luminarias apropiadas para cada caso particular teniendo en cuenta sus eficiencias lumínicas y su vida útil.

- e. Utilizar fuentes luminosas con la temperatura y reproducción del color adecuado a la necesidad.
- f. Los sistemas de control de las lámparas, deben estar dispuestos de manera tal que se permita el uso racional y eficiente de la energía, para lo cual debe garantizarse alta selectividad de las áreas puntuales a iluminar y combinar con sistemas de iluminación general.
- g. Propiciar el uso racional y eficiente de la energía eléctrica requerida para iluminación, utilizando fuentes de alta eficacia lumínica e iluminando los espacios que efectivamente requieran de iluminación.
- h. Atender los lineamientos del Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público.

Según el tipo de subestación eléctrica se deben tener las siguientes consideraciones para su iluminación:

2.8.1. Iluminación en subestaciones de pedestal

Debe diseñarse la iluminación para el área de la subestación en condiciones de trabajo con un nivel medio de 100 luxes y para condiciones exclusivas de seguridad con un nivel medio de 50 luxes, utilizando luminarias de mercurio o sodio color corregido, las cuales, teniendo en cuenta las distancias de seguridad pueden ubicarse sobre las estructuras de la subestación, o apoyos independientes localizados dentro del área de la subestación.

En los patios de las subestaciones eléctricas de 34,5 kV puede utilizarse iluminación horizontal o vertical.

- **Iluminación horizontal:** Abarca toda la subestación al nivel del suelo, para asegurar el tránsito del personal sin peligro. Los peligros potenciales como conductores caídos y objetos que yazcan en el suelo, deben ser visibles.

Para este tipo de iluminación se utilizan luminarias instaladas en el perímetro de la subestación, complementados por otras luminarias instaladas en la estructura de la subestación, o en postes o estructuras instaladas en el centro del área por iluminar, de tal manera que se eliminen al máximo las sombras causadas por el equipo eléctrico.

Las luminarias deben colocarse alejadas de las partes energizadas, de modo que se puedan sustituir las lámparas defectuosas, sin riesgo para el personal de mantenimiento.

- **Iluminación vertical:** Abarca las superficies verticales del equipo, localizadas generalmente arriba del nivel del ojo, de tal manera que se tenga una iluminación adecuada a ese plano de trabajo, que es donde se encuentra la mayoría de las tareas visuales.

Para este tipo de iluminación se acostumbra a utilizar luminarias de haz rígido, que ofrezcan un nivel máximo de iluminación sobre la superficie de que se trate, a la vez que reduzcan el deslumbramiento directo.

2.8.2. Iluminación en subestaciones capsuladas

El local debe disponer de un sistema de iluminación artificial con un nivel medio superior a 100 luxes, cuyo control se encuentre ubicado cerca de la puerta de acceso de tal forma que no presenten peligro en su operación.

Las salidas de iluminación son ubicadas de tal manera que las personas que hacen el mantenimiento no estén en peligro debido a partes vivas expuestas.

2.9. SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD

En las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV es necesario contar con una adecuada señalización, el objetivo de las señales de seguridad es transmitir mensajes de prevención, prohibición o información en forma clara, precisa y de fácil entendimiento para todos, en las zonas en la que se ejecutan trabajos eléctricos o en zonas de operación de los máquinas, equipos o instalaciones que entrañen un peligro potencial. Las señales de seguridad no eliminan por sí mismas el peligro pero dan advertencias o directrices que permitan aplicar las medidas adecuadas para prevención de accidentes.

Para la señalización se tiene en cuenta que su escritura debe ser en español y debe localizarse en los sitios visibles que permitan cumplir su objetivo.

2.9.1. Clasificación de las señales de seguridad

Las señales de seguridad se clasifican en informativas, de advertencia y de obligación o prohibición, las cuales según su tipo y significado deben aplicar las formas geométricas y los colores de la Tabla 2.12 además de llevar pictogramas en su interior.

Las dimensiones de la señales deben ser aquellas que permitan verse y captar el mensaje a distancias razonables del elemento o área sujeta al riesgo. Para compensar las diferencias en área de las cuatro formas y para asegurar que todos los símbolos parezcan relativamente iguales en tamaño cuando se vean a cierta distancia, se deben manejar las siguientes proporciones:

Tabla 2.12 Clasificación y colores para las señales de seguridad

Tipo de señal de seguridad	Forma Geométrica	Color			
		Pictograma	Fondo	Borde	Banda
Advertencia o precaución	Triangular	Negro	Amarillo	Negro	-
Prohibición	Redonda	Negro	Blanco	Rojo	Rojo
Obligación	Redonda	Blanco	Azul	Blanco o Azul	-
Información contra incendios	Rectangular o cuadrada	Blanco	Rojo	-	-
Salvamento o socorro	Rectangular o cuadrada	Blanco	Verde	Blanco o verde	-

Fuente: RETIE

Base del triángulo equilátero: 1

Diámetro del círculo: 0,8

Altura del cuadrado o del rectángulo: 0,75

Ancho del rectángulo: 1,2

Son dimensiones típicas de la base del triángulo 25, 50, 100, 200, 400, 600, 900 mm.

2.9.2. Características específicas del símbolo de riesgo eléctrico

Donde se precise el símbolo de riesgo eléctrico (Figura 2.15), se debe conservar las dimensiones ilustradas en la Tabla 2.13. Se pueden aceptar medidas con tolerancias de $\pm 10\%$ de los valores señalados.

En cada entrada de una subestación eléctrica de 13,2 kV y 34,5 kV debe exhibirse una señal con el símbolo de riesgo eléctrico, igual medida debe tomarse en el perímetro que sea accesible a personas en las subestaciones con malla eslabonada.

Tabla 2.13 Dimensiones del símbolo de riesgo eléctrico en mm

h	a	b	c	d	e
5	0,6	3,7	7,6	3	2,4
30	1,2	7,5	15,3	6	4,8
40	1,6	10	20	8	6,4
50	2	12	26	10	8
64	2,5	16	33	13	10
80	3	20	41	16	12,8
100	4	25	51	20	16
125	5	32	64	25	20
160	6	40	82	32	26
200	8	50	102	40	32

Fuente: RETIE

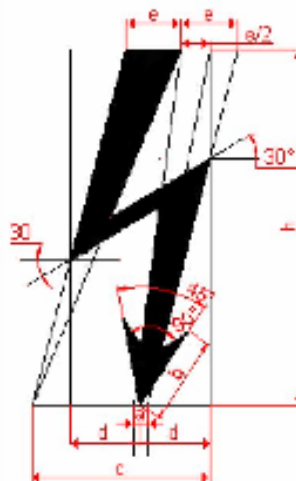


Figura 2.15 Símbolo de riesgo eléctrico

Fuente: RETIE

La tensión de funcionamiento de las partes energizadas expuestas en las instalaciones de transformadores, se debe indicar por signos o rótulos visibles colocados en los equipos o estructuras.

Todos los transformadores sumergidos en líquido refrigerante que tengan cambiador o conmutador de derivación de operación exterior sin tensión, deben tener un aviso: “manióbrese sin tensión”.

Las puertas cortafuegos deben tener en un lugar visible una placa permanente con el símbolo de riesgo eléctrico.

2.9.3. Señalización en subestaciones de pedestal

En las subestaciones de pedestal, cuando en condiciones normales de operación se prevea que la temperatura exterior del cubículo supere en 45°C la temperatura ambiente, debe instalarse una barrera de protección para evitar quemaduras y colocar avisos que indiquen la existencia de una “superficie caliente”. Si el transformador posee una protección que garantice el corte o desenergización cuando exista una sobretensión, queda eximido de dicha barrera.

Sobre la malla de cerramiento de las subestaciones de pedestal se debe colocar una señal de seguridad tipo precaución con la frase “Alta tensión peligro de muerte” y el símbolo de “riesgo eléctrico”, en colores amarillo y negro (fondo amarillo) similar a como lo indica la Figura 2.16.

En la puerta de acceso y pórtico, se deben colocar señales de seguridad tipo advertencia (triangular) con el símbolo de “riesgo eléctrico” en colores amarillo y negro (fondo amarillo) similar a como lo indica la Figura 2.17. Además se debe colocar un aviso de identificación que contenga el nombre de la subestación, capacidad y relación de transformación.



Figura 2.16 Señal de información: “Alta tensión peligro de muerte”

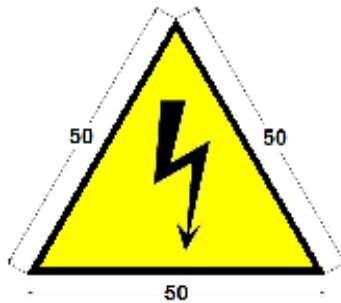


Figura 2.17 Señal de advertencia: “riesgo eléctrico”

2.9.4. Señalización en subestaciones capsuladas

En la entrada al local de las subestaciones capsuladas se colocan dos señales de tipo precaución (triangular) de material acrílico, que digan: "Peligro Alta Tensión" y la otra "Prohibido el paso de particulares".

Para la celda de equipos de las subestaciones capsuladas, se debe atornillar o remachar sobre la lámina de la puerta, señales de seguridad tipo advertencia (triangular) con el símbolo de “riesgo eléctrico” similar a la Figura 2.17.

2.9.5. Señalización en subestaciones tipo jardín (pad mounted)

En las subestaciones tipo jardín se coloca un aviso preventivo de “riesgo eléctrico” o con la frase “Alta tensión peligro de muerte” en la parte exterior del transformador, en el frente del gabinete o puerta del compartimiento de media tensión similar a la Figura 2.16 ó 2.17.

2.9.6. Señalización de los equipos de protección

Los interruptores, cortacircuitos, seccionadores, etc., se debe indicar claramente su posición de “abierto” o “cerrado”, ya sea que se encuentren dentro de gabinetes o estén descubiertos.

Con la finalidad de evitar operaciones indeseadas, los interruptores, seccionadores, etc., pueden estar provistos de mecanismos de seguridad que permitan asegurar su posición de “abierto” o “cerrado”.

2.10. CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

Los campos electromagnéticos son una modificación del espacio debida a la interacción de fuerzas eléctricas y magnéticas simultáneamente, producidas por un campo eléctrico y uno magnético que varían en el tiempo, por lo que se le conoce como campo electromagnético variable.

El campo electromagnético es producido por cargas eléctricas en movimiento (corriente alterna) y tiene la misma frecuencia de la corriente eléctrica que lo produce. Por lo tanto, un campo electromagnético puede ser originado a bajas frecuencias (0 a 300 Hz) o a más altas frecuencias.

Las subestaciones de 13,2 kV y 34,5 kV producen campos electromagnéticos a 60 Hz. Este comportamiento permite medir o calcular el campo eléctrico y el campo magnético en forma independiente mediante la teoría cuasiestática, es decir, que el campo magnético no se considera acoplado al campo eléctrico.

Debido a que estos campos electromagnéticos producen radiaciones no-ionizantes que pueden ser perjudiciales para las personas y el medio ambiente, se han definido unos valores límites de exposición a campos electromagnéticos para seres humanos.

En las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV, las personas que por sus actividades están expuestas a campos electromagnéticos o el público en general, no debe ser sometido a campos que superen los valores establecidos en la Tabla 2.14.

Tabla 2.14 Valores límites de exposición a campos electromagnéticos

Tipo de exposición	Intensidad de campo eléctrico (kV/m)	Densidad de flujo magnético (μT)
Exposición ocupacional en un día de trabajo de 8 horas.	10	500
Exposición del público en general hasta 8 horas continuas.	5	100

Fuente: RETIE

Se deben evaluar los valores de campo eléctrico a la mayor tensión de la subestación y la densidad de flujo magnético a la mayor corriente de operación.

En las subestaciones eléctricas, el valor de exposición al público debe medirse a partir de las distancias de seguridad o donde se tenga la posibilidad de permanencia prolongada (Hasta 8 horas) de personas.

2.11. NIVELES DE RUIDO

Se deben tomar precauciones para limitar el ruido producido por los transformadores en las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV. El grado permitido de ruido emitido por un transformador, depende del nivel de ruido aceptable en el ambiente donde es instalado.

Algunas recomendaciones para disminuir el ruido generado en el local son las de asegurar y apretar todas las conexiones, tanto eléctricas como mecánicas y colocar los transformadores sobre bases antivibratorias en caso de ser necesario.

El nivel de ruido es a veces un factor importante dentro de la selección de la ubicación de la subestación eléctrica, ya que dependiendo del uso de la edificación existen límites que no se deben sobrepasar. En la Tabla 2.15 se muestran los máximos niveles de ruido ambiental permisibles en algunos lugares.

Tabla 2.15 Estándares máximos permisibles de niveles de ruido ambiental, expresados en decibeles (dB)

Sector	Subsector	Estándares máximos permisibles de niveles de ruido ambiental en dB(A)	
		Día	Noche
Sector A. Tranquilidad y Silencio.	Hospitales, bibliotecas, guarderías, sanatorios, hogares geriátricos.	55	45
Sector B. Tranquilidad y ruido moderado.	Zonas residenciales o exclusivamente destinadas para desarrollo habitacional, hotelería y hospedajes.	65	50
	Universidades, colegios, escuelas, centros de estudio e investigación		
	Parques en zonas urbanas diferentes a los parques mecánicos al aire libre		
Sector C. Ruido intermedio restringido.	Zonas con usos permitidos industriales, como industrias en general, zonas portuarias, parques industriales, zonas francas.	75	70
	Zonas con usos permitidos comerciales, como centros comerciales, almacenes, locales o instalaciones de tipo comercial, talleres de mecánica automotriz e industrial, centros deportivos y recreativos, gimnasios, restaurantes, bares, tabernas, discotecas, bingos, casinos.	70	55
	Zonas con usos permitidos de oficinas.	65	50
	Zonas con usos institucionales.		
	Zonas con otros usos relacionados, como parques mecánicos al aire libre, áreas destinadas a espectáculos públicos al aire libre, vías troncales, autopistas, vías arterias, vías principales.	80	70
Sector D. Zona suburbana o rural de tranquilidad y ruido moderado.	Residencial suburbana.	55	45
	Rural habitada destinada a explotación agropecuaria.		
	Zonas de Recreación y descanso, como parques naturales y reservas naturales.		

Fuente: Norma nacional de emisión de ruido y ruido ambiental¹⁸

¹⁸ COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Norma nacional de emisión de ruido y ruido ambiental. Resolución 0627 del 7 de Abril de 2006. Bogotá. p. 6.

2.12. SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS

Las partes de equipos eléctricos que en funcionamiento normal producen chispas, arcos, llamas o metal fundido, deben estar encerradas o separadas y aisladas de cualquier material combustible.

Las subestaciones capsuladas deben estar equipada junto a su puertas de accesos con un extinguidor de dióxido de carbono (CO₂) o de polvo químico seco, para incendios clase B y C, que tenga como mínimo una capacidad de cinco libras para locales del nivel de tensión hasta de 600 V y de quince libras para locales de subestaciones del nivel de tensión a 13,2 kV y 34,5 kV.

Los extintores manuales se deben colocar sobre los muros o columnas, colgados de sus respectivos soportes a una altura mínima de 20 cm y una máxima de 1,3 m medidos desde el suelo hasta la base del extintor.

Los extintores situados a la intemperie (subestaciones de pedestal), expuestos a los agentes atmosféricos, se colocan en una celda o gabinete que permita su fácil retiro.

Para la seguridad contra incendios es necesario retomar la importancia de las puertas cortafuegos y los pasamuros, diseñados para minimizar y retardar el paso a través de ellos de fuego o gases calientes, capaces de provocar la ignición de los materiales combustibles que estén a una distancia cercana.

CAPÍTULO 3

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 13,2 kV y 34,5 kV

3.1. INTRODUCCIÓN

Las instalaciones eléctricas dentro de una subestación eléctrica, deben disponer de un sistema de puesta a tierra (SPT), de tal forma que cualquier punto del interior o exterior, normalmente accesible a personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidos a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad cuando se presente una falla.

La exigencia de puesta a tierra para instalaciones eléctricas cubre el sistema eléctrico como tal y los apoyos o estructuras que ante una sobretensión temporal, pueda desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red.

Dentro de los objetivos de un sistema de puesta a tierra (SPT) se encuentran: La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

- Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.

- Servir de referencia al sistema eléctrico.
- Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.
- Transmitir señales de RF en onda media y larga.
- Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Sin embargo, un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir el GPR (máxima elevación de potencial).

La máxima tensión de contacto aplicada al ser humano (o a una resistencia equivalente de 1000 Ω), está dada en función del tiempo de despeje de la falla a tierra, de la resistividad del suelo y de la corriente de falla. La tensión máxima de contacto no debe superar los valores dados en la Tabla 3.1. La columna dos aplica a sitios con acceso al público en general y la columna tres aplica para instalaciones de media tensión, donde se tenga la presencia de personal que conoce el riesgo y está dotado de elementos de protección personal.

Para el cálculo se tuvieron en cuenta los criterios establecidos en la norma IEEE Std 80-2000, tomando como base la siguiente ecuación, para un ser humano de 50 kg.

$$\text{Máxima tensión de contacto} = \frac{116}{\sqrt{t}} [V, c.a.]$$

Tabla 3.1 Máxima tensión de contacto para un ser humano

Tiempo de despeje de la falla	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEC para 95% de la población. (Público en general)	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEEE para 50 kg (Ocupacional)
Mayor a dos segundos	50 voltios	82 voltios
Un segundo	55 voltios	116 voltios
700 milisegundos	70 voltios	138 voltios
500 milisegundos	80 voltios	164 voltios
400 milisegundos	130 voltios	183 voltios
300 milisegundos	200 voltios	211 voltios
200 milisegundos	270 voltios	259 voltios
150 milisegundos	300 voltios	299 voltios
100 milisegundos	320 voltios	366 voltios
50 milisegundos	345 voltios	518 voltios

Fuente: RETIE

Los valores de la Tabla 3.1 se refieren a la tensión de contacto aplicada directamente a un ser humano en caso de falla a tierra, corresponden a valores máximos de soportabilidad del ser humano a la circulación de corriente y considera la resistencia o impedancia promedio netas del cuerpo humano entre mano y pie, sin que se presenten perforaciones en la piel y sin el efecto de las resistencias externas adicionalmente involucradas entre la persona y la estructura puesta a tierra o entre la persona y la superficie del terreno natural.

3.2. DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Para el diseño del sistema de puesta a tierra en las subestaciones de 13,2 kV y 34,5 kV, se deben comprobar que los valores máximos de las tensiones de paso y de contacto a que puedan estar sometidos los seres humanos, no superen los umbrales de soportabilidad.

Todo diseño de puesta a tierra debe asegurar limitar elevaciones de potenciales en el momento de la falla, en la zona de influencia. Si se logra despejar la falla en muy corto tiempo, se reducen las probabilidades de lesiones o daños.

Para efectos del diseño de una puesta a tierra de subestaciones se deben calcular las tensiones máximas admisibles de paso, de contacto y transferidas, las cuales deben tomar como base una resistencia del cuerpo de 1000Ω y cada pie como una placa de 200 cm^2 aplicando una fuerza de 250 N.

El procedimiento básico sugerido es el siguiente:

- a. Investigar las características del suelo, especialmente la resistividad.
- b. Determinar la corriente máxima de falla a tierra, que debe ser entregada por el Operador de Red en media tensión.
- c. Determinar el tiempo máximo de despeje de la falla para efectos de simulación.
- d. Investigar el tipo de carga.
- e. Realizar un cálculo preliminar de la resistencia de puesta a tierra.
- f. Calcular las tensiones de paso, contacto y transferidas en la instalación.
- g. Evaluar el valor de las tensiones de paso, contacto y transferidas calculadas con respecto a la soportabilidad del ser humano.
- h. Investigar las posibles tensiones transferidas al exterior, debidas a tuberías, mallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización, además del estudio de las formas de mitigación.
- i. Ajustar y corregir el diseño inicial hasta que se cumpla los requerimientos de seguridad.
- j. Presentar un diseño definitivo.

En instalaciones de uso final con subestación tipo poste el diseño de la puesta a tierra puede simplificarse, pero deben tenerse en cuenta los parámetros de resistividad del terreno, corrientes de falla que se puedan presentar y los tipos de cargas a instalar. En todo caso se deben controlar las tensiones de paso y contacto.

3.3. REQUISITOS GENERALES DE LAS PUESTAS A TIERRA

Las puestas a tierra deben cumplir los siguientes requisitos:

- a.** Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no pueden ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos.
- b.** Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.
- c.** Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo y demás condiciones de uso.
- d.** Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con los requisitos del RETIE, se deben dejar puntos de conexión y medición accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.
- e.** No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.
- f.** En sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, el conductor de neutro debe ser dimensionado con por lo menos el 173% de la capacidad de corriente de las cargas no lineales de diseño de las fases, para evitar sobrecargarlo.
- g.** Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente tal como aparece en la Figura 3.1.

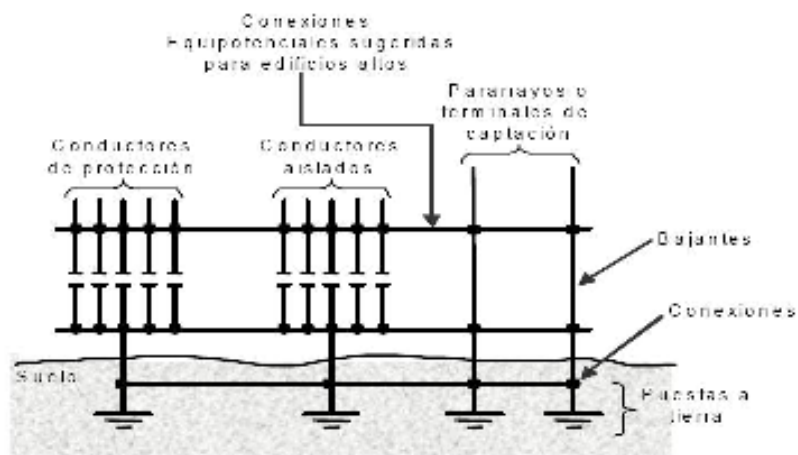


Figura 3.1 Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas

Fuente: RETIE

La anterior figura aclara que se deben interconectar todas las puestas a tierra de un edificio, es decir, aquellas componentes del sistema de puesta a tierra que están bajo el nivel del terreno y diseñadas para cada aplicación particular, tales como fallas a tierra de baja frecuencia, evacuación electrostática, protección contra rayos o protección catódica. Esta interconexión puede hacerse por encima o por debajo del nivel del piso.

3.4. MATERIALES DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Los materiales de puesta a tierra deben ser certificados y cumplir los siguientes requisitos.

3.4.1. Electrodo de puesta a tierra

Los electrodos de puesta a tierra deben cumplir los siguientes requisitos mostrados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Requisitos para electrodos de puesta a tierra

Tipo de Electrodo	Materiales	Dimensiones mínimas			
		Diámetro mm	Área mm ²	Espesor mm	Recubrimiento μm
Varilla	Cobre	12,7			
	Acero inoxidable	10			
	Acero galvanizado en caliente	16			70
	Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre	14			100
	Acero con recubrimiento total en cobre	15			2000
Tubo	Cobre	20		2	
	Acero inoxidable	25		2	
	Acero galvanizado en caliente	25		2	55
Fleje	Cobre		50	2	
	Acero inoxidable		90	3	
	Cobre cincado		50	2	40
Cable	Cobre o cobre estañado	1,8 para cada hilo	50		
	Acero galvanizado en caliente	1,8 para cada hilo	70		
Placa	Cobre		20000	1,5	
	Acero inoxidable		20000	6	

Fuente: RETIE

- a. La puesta a tierra debe estar constituida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: Varillas, tubos, placas, flejes o cables.
- b. Se pueden utilizar electrodos de cable de acero galvanizado, siempre que se garanticen las condiciones de seguridad establecidas en el RETIE.
- c. Los fabricantes de electrodos de puesta a tierra deben garantizar que la resistencia a la corrosión del electrodo, sea de mínimo 15 años contados a partir de la fecha de instalación.
- d. El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud; además, debe estar identificado con la razón social o marca registrada del fabricante y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro los primeros 30 cm desde la parte superior.

- e. El espesor efectivo de los recubrimientos exigidos en la Tabla 3.2, en ningún punto debe ser inferior a los valores indicados.
- f. Para la instalación de los electrodos se deben considerar los siguientes requisitos:
- El fabricante debe informar al usuario si existe algún procedimiento específico para su instalación y adecuada conservación.
 - La unión entre el electrodo y el conductor de puesta a tierra, debe hacerse con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo.
 - Cada electrodo debe quedar enterrado en su totalidad.
 - El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la puesta a tierra debe ser accesible y la parte superior del electrodo enterrado debe quedar a mínimo 15 cm de la superficie. Este ítem no aplica a electrodos instalados horizontalmente.
 - El electrodo puede ser instalado en forma vertical, horizontal o con una inclinación adecuada, siempre que garantice el cumplimiento de su objetivo.

3.4.2. Conductor del electrodo de puesta a tierra o conductor a tierra

Este conductor une la puesta a tierra con el barraje principal de puesta a tierra y para baja tensión, se debe seleccionar con base en la Tabla 3.3.

Como material para el conductor del electrodo de puesta a tierra, además del cobre, se pueden utilizar otros materiales conductores o combinación de ellos, siempre que se garantice su protección contra la corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra.

Tabla 3.3 Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de c.a.

Calibre del mayor conductor de entrada de acometida o su equivalente para conductores en paralelo		Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra	
COBRE	ALUMINIO	COBRE	ALUMINIO
2 o menor	1/0 ó menor	8	6
1 ó 1/0	2/0 ó 3/0	6	4
2/0 ó 3/0	4/0 a 250 kcmil	4	2
4/0 a 350 kcmil	300 kcmil a 500 kcmil	2	1/0
400 kcmils a 600 kcmil	550 kcmil a 900 kcmil	1/0	3/0
650 kcmils a 1100 kcmil	1000 kcmil a 1750 kcmil	2/0	4/0
Mayor de 1200 kcmil	Mayor de 1800 kcmil	3/0	250 kcmil

Fuente: Norma Técnica Colombiana – NTC 2050

El conductor a tierra para media tensión, debe ser seleccionado con la siguiente fórmula:

$$A_{mm^2} = \frac{I K_f \sqrt{t_c}}{1,9737}$$

En donde,

- A_{mm^2} : Es la sección del conductor en mm².
- I : Es la corriente de falla a tierra, suministrada por el operador de red (kA rms).
- K_f : Es la constante de la Tabla 3.4, para diferentes materiales y varios valores de T_m .
- T_m : Es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor y una temperatura ambiente de 40°C.
- t_c : Es el tiempo de despeje de la falla a tierra en segundos.

Tabla 3.4. Constantes de materiales

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD (%)	T_m (°C)	K_f
Cobre blando	100	1083	7
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica	97	1084	7,06
Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1084	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	1084	14,64
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1084	14,64
Aluminio grado EC	61	657	12,12
Aleación de aluminio 5005	53,5	652	12,41
Aleación de aluminio 6201	52,5	654	12,47
Alambre de acero recubierto de aluminio	20,3	657	17,2
Acero 1020	10,8	1510	15,95
Varilla de acero recubierta en acero inoxidable	9,8	1400	14,72
Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado)	8,5	419	28,96
Acero inoxidable 304	2,4	1400	30,05

Fuente: RETIE

Notas:

(1) *No se debe utilizar aluminio enterrado.*

(2) *Se permite el uso de cables de acero galvanizado en sistemas de puestas a tierra en líneas de transmisión y redes de distribución, e instalaciones de uso final siempre que en condiciones de una descarga no se superen los niveles de soportabilidad del ser humano, para su cálculo puede utilizarse los parámetros de varilla de acero recubierta en cinc.*

(3) *El espesor del recubrimiento en cobre de la varilla de acero, no debe ser menor a 0,25 mm.*

3.4.3. Conductor de protección o de puesta a tierra de equipos

El conductor de protección, también llamado conductor de puesta a tierra de equipos, debe cumplir los siguientes requisitos:

- a. El conductor para baja tensión, debe seleccionarse según la Tabla B.1 del Anexo B.
- b. El conductor para media tensión, debe seleccionarse de forma tal que la temperatura del conductor no supere la temperatura del aislamiento de los conductores activos alojados en misma canalización.

- c. Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medios de desconexión y cuando se empalmen, deben quedar mecánica y eléctricamente seguros mediante soldadura o conectores certificados para tal uso.
- d. El conductor de puesta a tierra de equipos, debe acompañar los conductores activos durante todo su recorrido y por la misma canalización.
- e. Los conductores de los cableados de puesta a tierra que por disposición de la instalación se requieran aislar, deben ser de aislamiento color verde, verde con rayas amarillas o identificados con marcas verdes en los puntos de inspección y extremos.

3.5. VALORES DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse como referencia los valores máximos de resistencia de puesta a tierra de la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Subestaciones de media tensión	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω
Neutro de acometida en baja tensión	25 Ω

Fuente: RETIE

El cumplimiento de estos valores de resistencia de puesta a tierra no libera al diseñador y constructor el garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra no superen las máximas permitidas.

Cuando existan altos valores de resistividad del terreno, elevadas corrientes de falla a tierra o prolongados tiempos de despeje de las mismas, se deben tomar las siguientes medidas para no exponer a las personas a tensiones por encima de los umbrales de soportabilidad del ser humano:

- a. Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de los umbrales de soportabilidad para seres humanos y disponer de señalización en las zonas críticas.
- b. Instalar pisos o pavimentos de gran aislamiento.
- c. Aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por una persona.
- d. Establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas.
- e. Aislar el conductor del electrodo de puesta a tierra a su entrada en el terreno.
- f. Disponer de señalización en las zonas críticas donde pueda actuar personal calificado, siempre que éste cuente con las instrucciones sobre el tipo de riesgo y esté dotado de los elementos de protección personal aislantes.

3.6. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES AÉREAS

El electrodo de puesta a tierra se selecciona de acuerdo con lo establecido en la Tabla 3.2.

El calibre del bajante de puesta a tierra se selecciona de acuerdo con la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Bajantes de puesta a tierra

Utilización	Material	Calibre mínimo
Subestaciones	Cobre desnudo	2 AWG
Líneas y redes	Acero galvanizado	31,8 mm (1/4")

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

La impedancia de la puesta a tierra (desconectada del resto del sistema) debe cumplir con los valores dados en la Tabla 3.5.

Los bajantes de puesta a tierra se deben instalar dentro de tubos metálicos conduit galvanizados de mínimo 12,7 mm ($\frac{1}{2}$ ") de diámetro los cuales se deben asegurar al poste por medio de cinta bandit. El bajante de conexión del transformador al barraje se debe hacer en conductor de cobre aislado.

El neutro del lado de baja tensión se debe poner a tierra a través de un conductor aislado (Puesta a tierra de servicio) independiente del de puesta a tierra de los dispositivos de protección contra sobretensión (Puesta a tierra de protección), como se muestra en la Figura 3.2. Estos conductores de puesta a tierra no pueden tener o formar ángulos menores a 135° en toda su trayectoria.

Cuando el valor de la resistencia de puesta a tierra sea superior al dado en el Tabla 3.5 se deben colocar contrapesos a una distancia mínima del doble de la longitud de la varilla de puesta a tierra utilizada, hasta obtener el valor de resistencia de puesta a tierra deseado. Las varillas estarán conectadas entre sí por medio de conductor de cobre desnudo de calibre 2/0 AWG.

Para el sistema de puesta a tierra de las subestaciones aéreas también se puede optar por las siguientes recomendaciones:

Cuando la resistividad del terreno sea menor de $63 \Omega\text{m}$ solo se necesita enterrar una varilla como electrodo de tierra para cumplir con los requisitos de resistencia a tierra. Para terrenos con resistividades hasta de $110 \Omega\text{m}$ se debe colocar dos varillas como electrodos de tierra y hasta $150 \Omega\text{m}$ se debe colocar tres varillas, para resistividades mayores de $150 \Omega\text{m}$ se debe aplicar los métodos presentados a continuación hasta lograr valores adecuados de resistencia en el electrodo de tierra (menores de 25Ω).

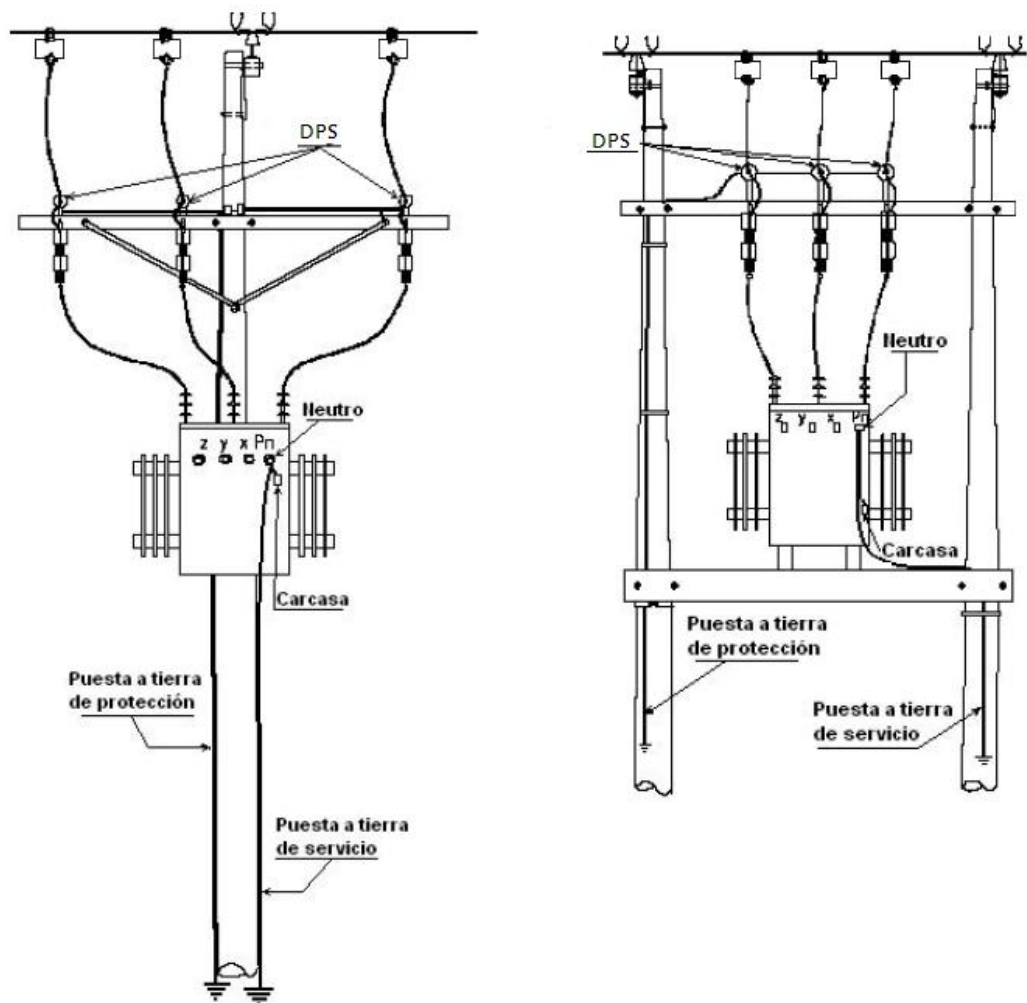


Figura 3.2 Puesta a tierra en subestaciones aéreas

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

- **Colocar o reforzar con más electrodos**

En la generalidad de los casos se utiliza como electrodo de puesta a tierra una varilla, pero cuando el valor medido de resistencia es alto, se pueden colocar dos a tres varillas unidas entre sí y separadas a una distancia de al menos dos longitudes de la varilla. En casos especiales para lograr bajar la resistencia se pueden utilizar varillas más largas tratando de conseguir a mayor profundidad, menor resistividad o alcanzar el nivel freático del terreno.

- **Realizar tratamiento del suelo**

El tratamiento del suelo se efectúa realizando una excavación para instalar la varilla y rellenando el hueco con tierra negra, carbón, sales y compuestos con menor resistividad (concreto, bentonita y gel).

El tratamiento del suelo se basa en el uso de materiales de relleno con menor resistividad, tales como tierra negra ($50 \Omega\text{m}$), concreto ($40 \Omega\text{m}$), bentonita ($2.5 \Omega\text{m}$) y gel ($<1 \Omega\text{m}$). La selección de una de las alternativas dependerá de la resistividad del terreno y del valor que se quiere alcanzar, ya que el tratamiento del terreno (a excepción del concreto, la bentonita y el gel) se deteriora con el transcurso del tiempo, si no se toman las precauciones para que permanezca dicho tratamiento.

El cálculo del sistema de puesta a tierra en las subestaciones aéreas es realizado a través del programa en Matlab que viene incluido con este trabajo de grado y cuyo manual para el usuario se encuentra en el Anexo C.

3.7. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES DE PEDESTAL

Para el sistema de puesta a tierra en las subestaciones de pedestal se diseña una malla de tierra tipo cuadrícula, que cumpla con las tensiones de paso y de toque tanto permisible como reales.

A esta malla se conectan los dispositivos de protección contra sobretensión (DPS's), la carcasa del transformador, el neutro del transformador, los cables de guarda, las estructuras metálicas, la crucetería, las cajas metálicas, los tableros de distribución, las puertas, las partes metálicas no conductoras del equipo utilizado en la subestación y la malla de encerramiento.

La malla de puesta a tierra debe cubrir como mínimo el área ocupada por las estructuras de pórticos y por el equipo. Esta área debe diseñarse con una capa de material permeable de alta resistividad (grava).

La malla de puesta a tierra debe tener una resistencia de acuerdo con lo establecido en la Tabla 3.5. Para el cálculo de dicha malla se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Tiempo de despeje de la falla: 0,5 s.
- Corriente de falla: es suministrada por el operador de red para cada sitio específico.
- Resistividad del terreno: se debe medir para cada caso específico.

Las uniones entre los diferentes segmentos de la malla se hacen mediante soldadura de cobre o conectores de compresión, que garanticen la conexión eléctrica a pesar de la humedad y la corrosión.

3.8. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES CAPSULADAS

El encerramiento de cada unidad funcional debe ser conectado al conductor de tierra de protección. Todas las partes metálicas puestas a tierra y que no pertenezcan a los circuitos principales o auxiliares, también deben ser conectadas al conductor de puesta a tierra directamente ó a través de la estructura metálica.

La continuidad e integridad del sistema de puesta a tierra deben ser aseguradas teniendo en cuenta el esfuerzo térmico y mecánico causado por la corriente que éste va a transportar en caso de falla monofásica.

Bajo el área ocupada por la subestación se debe construir una malla de tierra que se compone como mínimo de cuatro (4) varillas copperweld colocadas formando

un paralelogramo y unidas entre sí por un conductor de cobre desnudo de calibre mínimo número 2 AWG el cual se une a las varillas mediante soldadura. El diseño se debe ajustar a las facilidades del sitio de montaje y garantizar una impedancia de puesta a tierra de acuerdo con lo establecido en la Tabla 3.5. La malla de puesta a tierra se debe construir antes de fundir la placa del piso destinado a la subestación.

En uno de los módulos metálicos se debe disponer de una platina de cobre electrolítico de sección transversal tal que nunca se excedan los 200 A/mm^2 de densidad de corriente, la cual sirve como barra de tierra. Todas las partes metálicas no conductoras de corriente de la subestación se deben conectar a tierra de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.4.3.

A la barra de tierra se deben conectar, con cables de cobre desnudo y mediante conectores de cobre, todas las partes metálicas que no se encuentren bajo tensión en condiciones normales de operación, que puedan llegar a almacenar cargas electrostáticas o que puedan quedar energizadas en caso de falla.

Se deben conectar a la barra de tierra, además, el neutro del transformador, las pantallas metálicas de los cables, las pantallas semiconductoras de los terminales preformados, los soportes de terminales preformados y de cables secos, los neutros de las estrellas de los equipos de medida, etc.

Las puertas de las celdas o compartimientos se conectan a la barra de tierra con un conductor de cobre flexible calibre número 2 AWG mínimo. La barra de tierra debe estar pernada a los ángulos de la base del módulo y se debe conectar a la malla de tierra por lo menos en dos puntos con cable de cobre desnudo de área seccional equivalente a la barra y con conectores de compresión con recubrimiento de cobre.

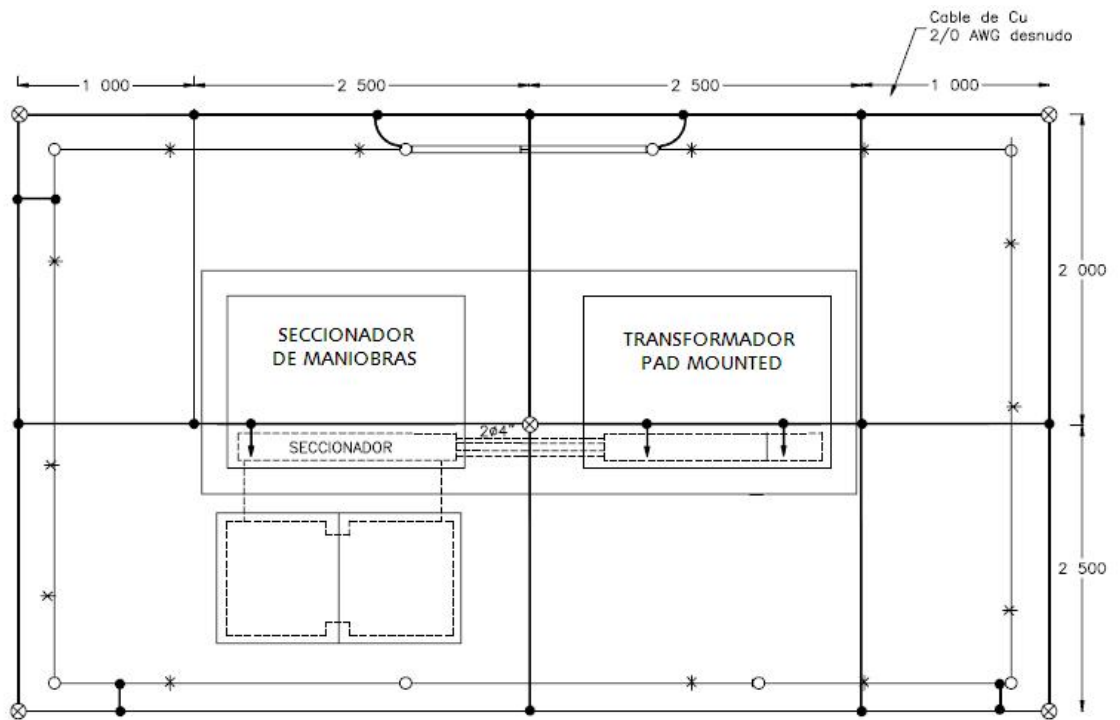
3.9. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES TIPO JARDÍN (PAD MOUNTED)

El diseño del sistema de puesta a tierra en las subestaciones tipo jardín esta compuesto por una malla de tierra rectangular, de tal forma que se cumplan con las tensiones de contacto y de paso tolerables. A la malla de tierra se deben conectar sólidamente todas las partes metálicas de la subestación que no transporten corriente y estén descubiertas: el neutro del transformador, la pantalla metálica de los cables de media tensión, los puntos de tierra de los terminales preformados, los descargadores de sobretensión, así como también la malla de encerramiento.

Se puede disponer de varillas de puesta a tierra en las esquinas de la subestación de tal forma que mejoren el valor de la resistencia de puesta a tierra.

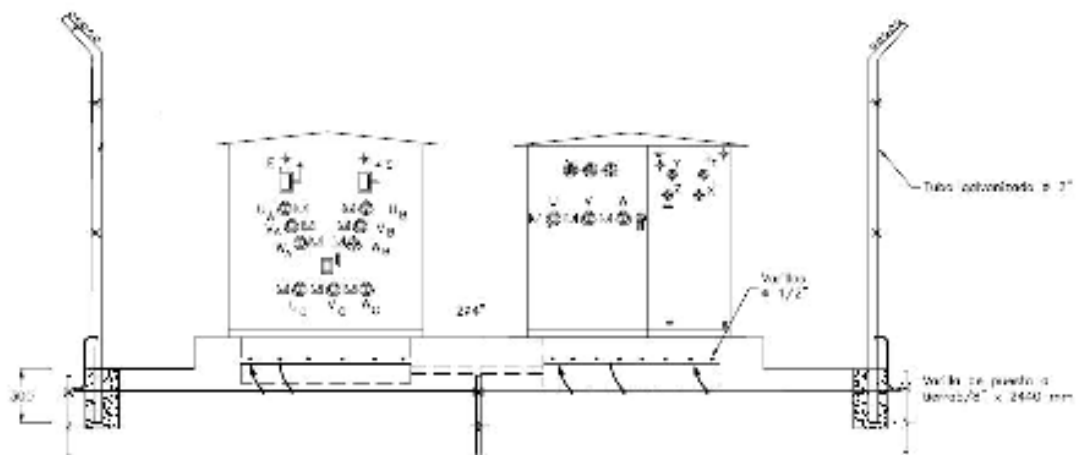
Bajo el pedestal de las celdas de los seccionadores de maniobras y del transformador se debe colocar una malla de puesta a tierra, la cual se calcula teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Enterramiento de la malla = 0,6 m.
- En el caso de resistividades del terreno altas se debe tratar el terreno o instalar suelo artificial.
- El calibre mínimo del conductor para la malla es 2/0 AWG Cobre.
- La malla debe tener por lo menos tres varillas de puesta a tierra de 5/8" y 2,44 m de longitud.
- Las varillas deben estar espaciadas a una distancia mayor de dos veces su longitud.
- Debe tener una resistencia de acuerdo con lo establecido en la Tabla 3.5.
- Un ejemplo de la malla de puesta a tierra en las subestaciones tipo jardín es presentado en la Figura 3.3.



(a) vista de planta

- ⊗ Varilla de la puesta a tierra.
- Malla.
- ⊗ Encerramiento (cerca) de la subestación eléctrica.



(b) vista frontal

Figura 3.3 Malla de puesta a tierra en subestaciones tipo jardín

Fuente: CODENSA

3.10. CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

En las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV de tipo pedestal, tipo capsuladas y tipo jardín (pad mounted), es necesario realizar una malla de puesta a tierra de tal forma que asegure que las tensiones de contacto y de paso no sean peligrosas para los seres humanos, así como para los equipos dentro de la subestación.

El cálculo de la malla de puesta a tierra es realizado a través del programa en Matlab que viene incluido con este trabajo de grado y cuyo manual para el usuario se encuentra en el Anexo C.

Para el programa en Matlab que viene incluido con este trabajo de grado se ha adoptado para realizar el cálculo de la malla de puesta a tierra la metodología propuesta por la norma IEEE Std. 80-2000 [11], la cual se basa en una serie de pasos progresivos y ordenados, tal como es presentado en el diagrama de flujo de la Figura 3.4.

La lógica del diagrama de flujo de la Figura 3.4 consiste en la determinación de ciertos parámetros que son calculados según las características propias de la subestación, posteriormente se realiza una comparación entre algunos parámetros para determinar si sigue avanzando o no en los pasos, o hay necesidad de regresarse o iterar para modificar algunos valores hasta que su cumpla con los requisitos establecidos.

La metodología descrita por el diagrama de flujo de la Figura 3.4 dada por la IEEE Std 80-2000 se presenta de forma ampliada a través de los siguientes pasos.

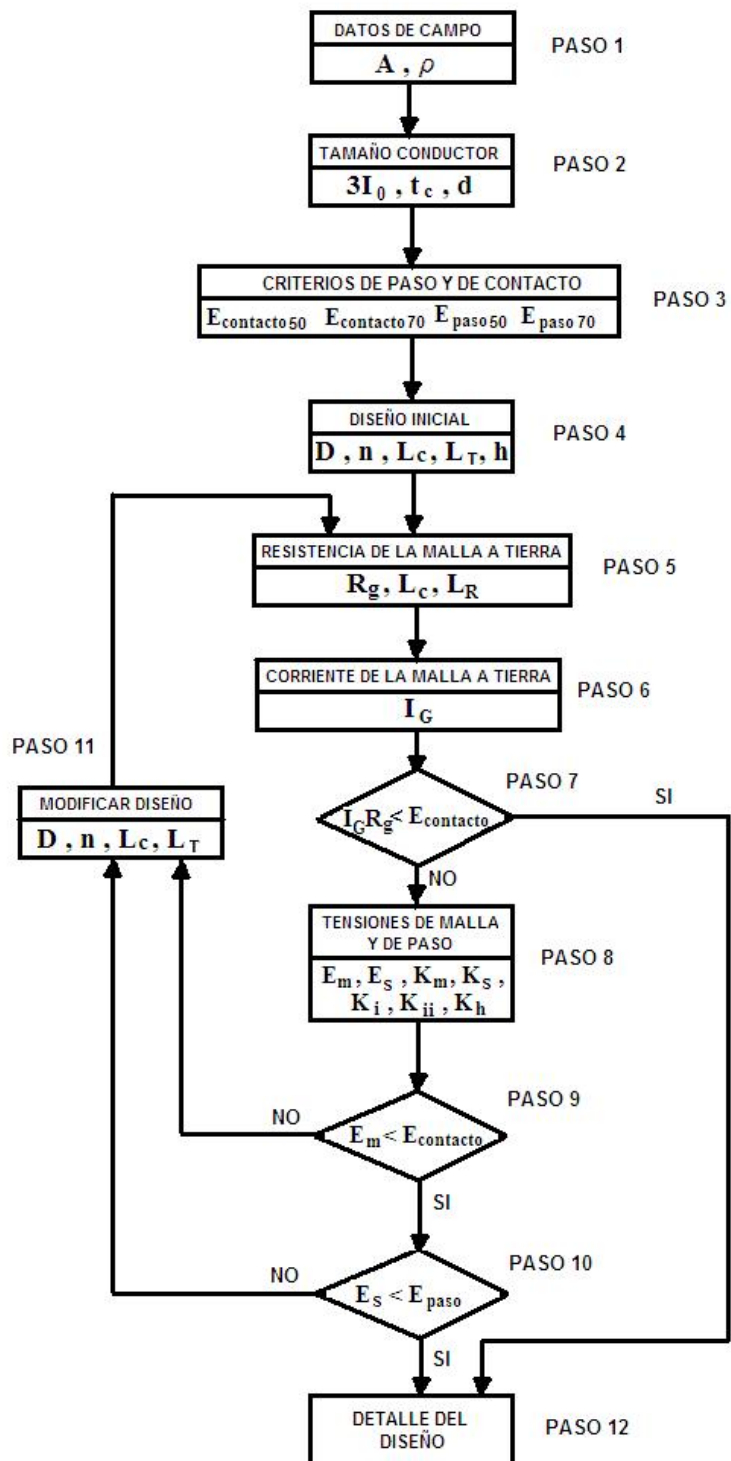


Figura 3.4 Diagrama de flujo para el cálculo de la malla de puesta a tierra

Fuente: IEEE 80 – 2000

3.10.1. Paso 1: Información de campo

Se debe disponer del área del lote (A) y del conocimiento de la resistividad del terreno (ρ)¹⁹.

El mapa apropiado y el plano general de la localización de la subestación deben dar un buen estimado del área a ser aterrizada. Un estudio de la resistividad del suelo, que se describe en la estructura del suelo y la selección del modelo de suelo, determinan el perfil de la resistividad y el modelo de suelo que se necesite (esto es, un modelo uniforme ó un modelo de dos capas).

En la Tabla B.2 del Anexo B se encuentran algunas clasificaciones de los suelos y su rango de resistividad.

En el caso de determinar la resistividad con el modelo de suelo de dos capas, en la Tabla B.3 del Anexo B se encuentran las características de resistividad de algunos materiales superficiales utilizados en las subestaciones.

3.10.2. Paso 2: Selección del conductor

El calibre del conductor se determina a partir de la corriente de falla, del tiempo de duración de la corriente de falla, de la temperatura ambiente, de la resistividad del conductor de la malla de tierra y de unas constantes que dependen del material del conductor utilizado.

La siguiente ecuación evalúa el calibre del conductor en mm^2 ,

¹⁹ **NOTA:** La IEEE std. 81 da a conocer procedimientos para la medición de la resistividad.

$$A_{mm^2} = I \sqrt{\frac{t_c \alpha_r \rho_r 10^4}{TCAP} \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}$$

Donde,

- I : Corriente simétrica de falla que va a la malla (kA rms). (Sin compensación DC).
- t_c : Duración de la corriente de falla (s). (Normalmente se toma 0,5 s).
- $TCAP$: Capacidad térmica por unidad de volumen en J/(cm³ °C).
- T_m : Temperatura máxima permisible (°C).
- T_a : Temperatura ambiente (°C).
- K_0 : Coeficiente inverso de la resistencia térmica: $\frac{1}{\alpha_0}$ ó $\frac{1}{\alpha_r} - T_r$ en °C.
- α_0 : Coeficiente de resistencia térmica a 0°C.
- α_r : Coeficiente de resistencia térmica a la temperatura de referencia T_r .
- T_r : Temperatura de referencia para constantes de diferentes materiales (°C).
- ρ_r : Resistividad del conductor de la malla de tierra a la temperatura de referencia T_r (μΩcm).

Algunas de los constantes anteriores utilizadas para la selección del conductor son presentadas en la Tabla B.4 del Anexo B.

De acuerdo al RETIE esta expresión para calcular el calibre del conductor se puede simplificar de la siguiente manera:

$$A_{mm^2} = \frac{IK_f \sqrt{t_c}}{1,9737}, \text{ la cual fue descrita en el literal 3.4.2 de este trabajo.}$$

La corriente de falla debe ser la corriente simétrica máxima de falla esperada en un futuro, la cual es conducida por medio de cualquier conductor en el sistema de puesta a tierra, y el tiempo de duración de la corriente de falla debe incluir el tiempo de respaldo ó protecciones.

3.10.3. Paso 3: Tensiones tolerables de contacto ($E_{contacto}$) y de paso (E_{paso})

Los valores tolerables de toque y de paso se determinan por las siguientes ecuaciones que proporcionan el criterio de la tensión tolerable según el peso de una persona.

- Para una persona de 50 kg.

$$E_{paso50} = \frac{0,116 (1000 + 6 C_s \rho_s)}{\sqrt{t_s}} \text{ (V)}$$

$$E_{contacto50} = \frac{0,116 (1000 + 1,5 C_s \rho_s)}{\sqrt{t_s}} \text{ (V)}$$

- Para una persona de 70 kg.

$$E_{paso70} = \frac{0,157 (1000 + 6 C_s \rho_s)}{\sqrt{t_s}} \text{ (V)}$$

$$E_{contacto70} = \frac{0,157 (1000 + 1,5 C_s \rho_s)}{\sqrt{t_s}} \text{ (V)}$$

Para efectos de este trabajo de grado y siendo consecuentes con la misma IEEE std. 80-2000 las tensiones se representarán a través del símbolo E.

Donde,

C_s : Factor de reducción para disminuir el valor nominal de la resistividad de la capa superficial (grava); es función de h_s y k .

C_s Puede tomar los siguientes valores:

$C_s = 1$ Para terrenos sin grava o con resistividad similar a la grava.

$C_s < 1$ Para terrenos con grava y calculado según la expresión:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0,09}$$

h_s : Profundidad de la capa superficial (grava) (m).

k : Factor de reflexión $k = \frac{(\rho - \rho_s)}{(\rho + \rho_s)}$

ρ : Resistividad del terreno de la subestación (Ωm).

ρ_s : Resistividad de la capa superficial (grava), cuando se utilice (Ωm).

t_s : Duración de la falla en segundos. Normalmente se toma 0,5 s.

3.10.4. Paso 4: Diseño inicial

En el diseño preliminar se incluye un lazo conductor que rodee toda el área que se aterrizará, además se deben adecuar conductores cruzados para suministrar un acceso conveniente para la puesta a tierra de los equipos, etc. Los estimados iniciales del espaciamiento entre conductores y ubicación de las varillas de la puesta a tierra se basan en la corriente máxima a la malla (I_G) y en el área que será puesta a tierra.

De acuerdo con el área de la subestación se escogen las siguientes dimensiones:

- L_T : Longitud total de la malla de tierra que incluye la longitud tanto del conductor como de las varillas (m).

$$L_T = L_c + n_r L_r$$

Donde,

L_c : Longitud total del conductor de la malla (m).

L_r : Longitud de un electrodo tipo varilla (m).

n_r : Número de electrodos tipo varilla.

- $L_c = \left(\frac{L_x}{D} + 1\right)L_y + \left(\frac{L_y}{D} + 1\right)L_x$ Para mallas cuadradas o rectangulares.

Donde,

L_x : Largo de la malla (m).

L_y : Ancho de la malla (m).

D : Separación entre conductores paralelos (m).

- A : Área ocupada por la malla (m²).

$$A = L_x L_y$$

- h : Profundidad de instalación de la malla (m).

3.10.5. Paso 5: Cálculo de la resistencia de la malla a tierra

Los estimados de la resistencia de la malla de tierra, R_g (Ω), en suelo uniforme se determinan de la siguiente manera.

- Para mallas instaladas a menos de 250 mm de profundidad se utiliza la siguiente ecuación:

$$R_g = \frac{\rho}{L_T} + \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}}$$

- Para mallas instaladas entre 250 y 2 500 mm de profundidad la ecuación es:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left[1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A}}} \right] \right]$$

Donde,

ρ : Resistividad promedio del terreno (Ωm).

L_T : Longitud total de la malla de tierra que incluye el conductor y las varillas (m) ($L_c + n_r L_r$).

A : Área ocupada por la malla (m^2).

h : Profundidad de instalación de la malla (m).

3.10.6. Paso 6: Máxima corriente a la malla de tierra

La corriente máxima a la malla (I_G), debe de cualquier manera, reflejar el peor tipo de falla y su localización, además se debe tener en cuenta cualquier expansión futura.

El cálculo simplificado de la corriente de falla a tierra monofásica se realiza utilizando la siguiente ecuación:

$$I_0 = \frac{E}{x_0 + x_1 + x_2}$$

Donde,

- I_0 : Corriente de falla simétrica eficaz de secuencia cero (A).
- E : Tensión fase neutro (V).
- x_1 : Reactancia de secuencia positiva del sistema, calculada en el punto de falla (Ω / fase).
- x_2 : Reactancia de secuencia negativa del sistema, calculada en el punto de falla (Ω / fase).
- x_0 : Reactancia de secuencia cero del sistema, calculada en el punto de falla (Ω / fase).

La corriente simétrica eficaz que fluye en la malla, I_g (A), se calcula de acuerdo a:

$$I_g = S_f(3I_0)$$

Donde,

- S_f : Factor de división entre la corriente de falla a tierra y la distribución de la corriente que se va a tierra por la malla.

La corriente máxima a la malla, I_G (A), se encuentra con la siguiente ecuación:

$$I_G = C_p D_f I_g$$

Donde,

- D_f : Factor de disminución de la duración de la falla.
- C_p : Factor de proyección del sistema por aumento de las corrientes de la falla (A).

Teniendo en cuenta valores típicos, tales como $S_f = 0,6$, $D_f = 1$ y $C_p = 1$, la corriente máxima a la malla, I_G , se puede calcular con la siguiente expresión simplificada:

$$I_G = 1,8I_0$$

3.10.7. Paso 7: Comparar la elevación máxima de tensión ($GPR = I_G R_g$) con la tensión tolerable de contacto

Si la elevación máxima de tensión (GPR) del diseño preliminar esta por debajo de la tensión tolerable de contacto, no es necesario un análisis adicional. Solamente es necesario dejar conductores adicionales para dar acceso a las terminales de puesta a tierra de los equipos.

3.10.8. Paso 8: Calcular las tensiones de malla (E_m) y de paso (E_s)

Los cálculos de las tensiones de malla y de paso para la malla, tal como se han diseñado, están determinadas por las siguientes ecuaciones:

- La tensión de malla, E_m (V), esta determinada por la expresión:

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_M}$$

En donde,

L_M : Longitud enterrada efectiva (m).

Para mallas sin varillas de puesta a tierra o con tan sólo algunas varillas dispersas a lo largo de la malla, pero ninguna colocada en

las esquinas o sobre el perímetro de la rejilla, la longitud enterrada efectiva, L_M , está dada por la siguiente ecuación:

$$L_M = L_c + n_r L_r$$

Para mallas con varillas de puesta a tierra en las esquinas, así como a lo largo de su perímetro y sobre toda la malla, la longitud enterrada efectiva, L_M , está dada por la siguiente ecuación:

$$L_M = L_c + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] n_r L_r$$

K_m : Es el factor de espaciamento y se encuentra de acuerdo con la siguiente ecuación:

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

Donde,

d : Diámetro del conductor de la malla (m).

n : Número efectivo de conductores paralelos en la malla.

K_{ii} : Factor de corrección que tiene en cuenta la tensión en los extremos. Para mallas con electrodos de varilla de puesta a tierra en el perímetro, en las esquinas o dentro de la malla, $K_{ii} = 1$.

Para mallas sin electrodos tipo varillas o con pocas varillas dentro de la malla, y ninguna de ellas se coloca en las esquinas o en el perímetro, el factor K_{ii} se estima con la siguiente ecuación:

$$k_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$$

K_h : Factor de corrección que tiene en cuenta la profundidad de enterramiento de la malla y está dado por la siguiente ecuación:

$$K_h = \sqrt{1+h}$$

K_i : Factor de corrección por la geometría de la malla que se estima con la siguiente ecuación:

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

Donde,

$$n = n_a n_b n_c n_d$$

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}$$

L_p : Longitud del perímetro de la malla (m).

$L_p = 2(L_x + L_y)$ Para mallas cuadradas o rectangulares.

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} \quad n_b = 1 \text{ Para mallas cuadradas.}$$

$$n_c = \left(\frac{L_x L_y}{A} \right)^{\frac{0,7A}{L_x L_y}} \quad n_c = 1 \text{ Para mallas cuadradas y rectangulares.}$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \quad n_d = 1 \text{ Para mallas cuadradas, rectangulares y en forma de "L".}$$

D_m : Distancia máxima entre dos puntos cualesquiera de la malla (m).

- La tensión de paso, E_s (V), para malla con o sin varillas de puesta a tierra es la determinada en la expresión:

$$E_s = \frac{\rho K_s K_i I_G}{0,75L_c + 0,85n_r L_r}$$

Donde,

K_s : Factor de espaciamento para tensiones de paso, que para mallas instaladas entre $0,25 \text{ m} < h < 2,5 \text{ m}$, está dado por la siguiente ecuación:

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

3.10.9. Paso 9: Comparación entre la tensión de malla (E_m) y la tensión tolerable de contacto (E_{contacto})

Cuando la tensión de malla (E_m) es menor que la tensión tolerable de contacto (E_{contacto}), se puede seguir al paso 10. En caso contrario el diseño inicial debe ser modificado en el paso 11.

3.10.10. Paso 10: Comparación entre la tensión de paso (E_s) y la tensión tolerable de paso (E_{paso})

Cuando la tensión de paso (E_s) calculada es inferior a la tensión tolerable de paso (E_{paso}), el diseño requiere solamente de ciertos refinamientos requeridos para dar acceso a las terminales de aterrizaje de los equipos. En caso contrario el diseño inicial debe ser modificado en el paso 11.

3.10.11. Paso 11: Modificación del diseño inicial

Si las tensiones de paso o de toque calculadas son mayores que las mismas tensiones tolerables, se debe modificar el diseño inicial, por ejemplo escogiendo un menor espaciamiento de las cuadrículas, o adicionando varillas de tierra, o colocando más conductores, o mejorando la resistividad del terreno, etc.

3.10.12. Paso 12: Diseño detallado

Una vez cumplidos los requisitos de tensiones de contacto y de paso se debe completar con los conductores necesarios para aterrizar todos los equipos de la malla. Se debe incluir las varillas de tierra necesarias cerca a equipos como pararrayos, neutro de transformadores, etc. Además incluir los conectores para unir los conductores, las varillas, etc.

CAPÍTULO 4

SISTEMA DE APANTALLAMIENTO EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 13,2 kV y 34,5 kV

3.5. INTRODUCCIÓN

Donde quiera que sea posible que una descarga atmosférica golpee directamente a una línea o subestación hay posibilidad de que la rata de tensión suba excesivamente y por consiguiente, se descargue una corriente de una gran intensidad. Si la descarga es muy severa, el margen de protección de aislamientos puede ser inadecuado.

El peligro para equipos y sistemas eléctricos radica en el potencial que la descarga atmosférica induce a través del aislamiento. Si el potencial causado por el rayo excede la rigidez del aislamiento, resulta en una descarga o un perforamiento, causando un cortocircuito y una salida del sistema de potencia. Como consecuencia es peligroso para los equipos, cuya reparación es costosa en tiempo y dinero. La sobretensión se debe a cualquiera de estos factores:

- Por contacto directo del rayo con un conductor.
- Inducción de un rayo cercano.

El contacto directo inyecta la intensidad de corriente del rayo dentro del conductor y por tanto una alta tensión aparece en los conductores del sistema que no estén aterrizados. Si un rayo golpea cerca de un conductor de línea sin hacer contacto con éste, esto puede, no obstante, inducir potenciales dentro del sistema. Cuando el líder se acerca a la tierra, el campo electrostático y electromagnético asociado

con la descarga principal del rayo induce también potencial cerca a los conductores. En sistemas de baja y media tensión estas tensiones inducidas pueden ser peligrosas.

Un sistema de protección contra rayos directos tiene como función esencial interceptar las descargas que se dirigen hacia la estructura, incluyendo aquellas que podrían impactar en sus costados y conducir la corriente del rayo hasta el suelo o terreno, dispersando allí la corriente. Este sistema debe dispersar esa corriente sin causar daños térmicos, electrodinámicos o mecánicos, ni chispas peligrosas que puedan iniciar un fuego o una explosión.

Un sistema de protección contra rayos directos se compone de 3 partes esenciales:

- **Un sistema de captación:** Encargado de interceptar los rayos que vayan a impactar directamente a la estructura y enviar la corriente de rayo a los bajantes de la estructura.
- **Bajantes:** Encargados de llevar la corriente de rayo, que viene del sistema de captación, al sistema de puesta a tierra.
- **Un sistema de puesta a tierra:** Encargado de dispersar la corriente de rayo en el suelo, este tema es abordado con mayor profundidad en el Capítulo 3 de este trabajo de grado.

Las subestaciones eléctricas de pedestal de 34,5 kV deben tener un sistema de apantallamiento que garantice un blindaje efectivo, por consiguiente en este trabajo de grado se facilitará su diseño teniendo en cuenta criterios de seguridad eléctrica.

4.2. TEORÍA DEL APANTALLAMIENTO

El apantallamiento es la intercepción de descargas atmosféricas por un buen conductor conectado rígidamente a tierra. Situando los dispositivos apantalladores apropiadamente con relación al objeto protegido el rayo terminará en el blindaje. El apantallamiento se emplea para proteger edificios, material explosivo, líneas de transmisión, subestaciones, antenas, etc.

El apantallamiento no constituye completa protección para los equipos conectados a sistemas eléctricos, a los que debe colocársele elementos adyacentes para descargar los rayos.

4.3. ELEMENTOS APANTALLADORES

Para realizar el apantallamiento dentro de las subestaciones eléctricas son necesarios elementos apantalladores, se destacan: las puntas, los mástiles y los cables de guarda.

4.3.1. Comportamiento de puntas y mástiles ante una descarga

En la Figura 4.1 a se muestra un mástil conductor, una nube, y una “avalancha de carga” propagándose hacia la tierra. La trayectoria del líder no está influenciada por la presencia del mástil por estar lejos del rayo; por consiguiente, continua hasta alcanzar la superficie de la tierra haciendo contacto a cierta distancia de la base del mástil.

En la Figura 4.1.b, la punta del líder está en la vecindad del mástil. Si el mástil no está presente, el rayo continuará hacia la tierra. No obstante, la proximidad de la punta del líder a la punta del mástil incrementa la intensidad de campo entre los

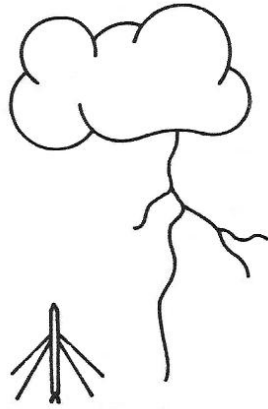
dos. Una corta avalancha de carga “líder return” procede del mástil haciendo contacto con el líder descendente, como se ve en a Figura 4.1.c.

La protección con mástiles o puntas ejerce una influencia definitiva en la trayectoria del rayo cuando estos se aproximan a ellos. No hay evidencia que las estructuras, a menos que sean muy altas (mayores de 150 m), influyan en el comienzo de una descarga desde la nube o promuevan la formación del rayo; la influencia se ejerce cuando el líder se aproxima a ellos.

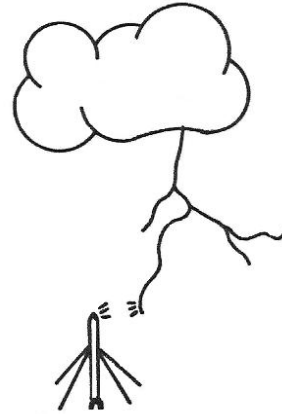
4.3.1.1. Características de las puntas

Están colocadas sobre los pórticos. Económicamente pueden competir con los cables de guarda aunque tienen características eléctricas ligeramente inferiores a estos, y coincidencias en los siguientes elementos:

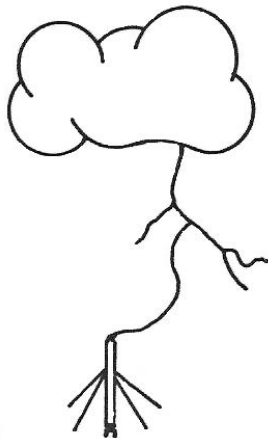
- Tienen tendencia a aumentar las intensidades de corriente de retorno, con lo cual se hacen atractivas a los rayos, pero a la vez presentan problemas para la disipación de esas intensidades de corriente.
- Presentan menores problemas para su instalación y mantenimiento.
- A medida que el área de la subestación aumenta, el apantallamiento con puntas se hace más costoso que con cable de guarda, debido a que una protección efectiva con puntas se logra solo con distancias relativamente cortas entre ellas, ya que el área a proteger debe tener una forma aproximadamente cuadrada.



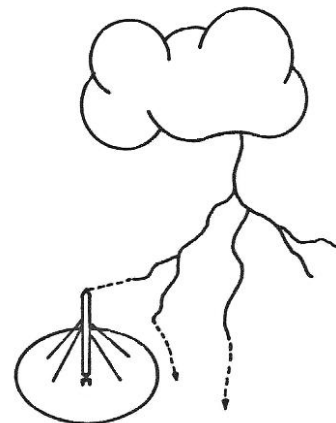
- a. Rayo directo a tierra que no sufre influencia del mástil y cae a cierta distancia de él.



- b. El rayo desciende cerca al mástil, aparece un campo eléctrico, que lo obliga a hacer contacto con el mástil.



- c. El campo eléctrico de gran intensidad hace que el rayo haga contacto con el mástil.



- d. El arco se produce entre nube y tierra o, entre nube y mástil dejando un área de protección.

Figura 4.1 Comportamiento de un mástil ante una descarga

Fuente: Apantallamiento de subestaciones: diseño

Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander

Autores: Carrillo Cano Marcos A. y Ríos Chacón Villane E.

4.3.1.2. Características de los mástiles

Requieren estructura propia por lo tanto son más costosos que la implementación de las puntas y los cables de guarda. Su utilización debe restringirse a casos especiales que no tengan pórticos aledaños. Presentan además desventajas con referencia a:

- a. La gran capacidad de disipación de corriente requerida, dada su tendencia a incrementar las intensidades de corriente de retorno.
- b. La intensidad de corriente que debe disipar a través de una sola estructura.
- c. El desconocimiento que aún existe sobre la zona efectiva de protección del mástil.

4.3.1.3. Zona de protección de las puntas y mástiles

En las cercanías de estructuras, tales como mástiles o puntas, hay una zona en la cual el rayo probablemente no es atraído, entonces el rayo hace contacto con tierra a cierta distancia del apantallamiento. Un área como la mostrada dentro del círculo en la Figura 4.1.d es un área apantallada.

Para una punta o mástil, la exposición al rayo es del 0,1% dentro de un cono cuyo vértice está en el tope del mástil y cuya superficie hace un ángulo de 30° con la vertical. Como regla general, el cono de protección tiene un diámetro casi igual a la altura del mástil apantallador, como se observa en la Figura 4.2. Para grandes ángulos de apantallamiento, la exposición al rayo llega a superar el 0,1%. La disposición exacta para dar un ángulo de apantallamiento efectivo depende de diversos factores, tales como la altura a la nube y la altura del mástil apantallador.

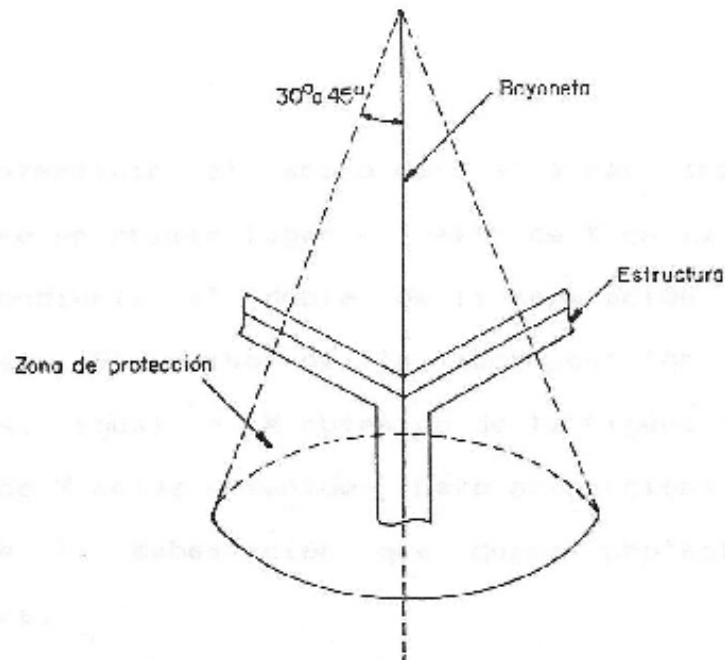


Figura 4.2 Zona de protección del mástil

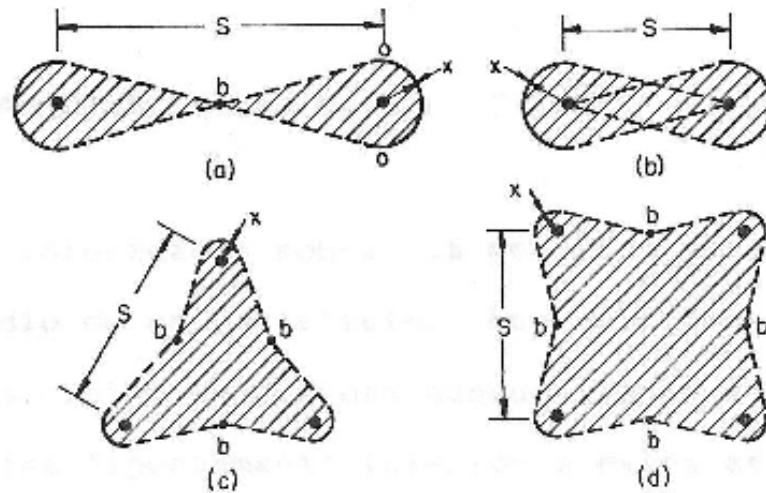
Fuente: Apantallamiento de subestaciones: diseño

Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander

Autores: Carrillo Cano Marcos A. y Ríos Chacón Villane E.

El aumento en la seguridad del apantallamiento entre varios mástiles o punta se aprecia en la Figura 4.3 que es una zona de protección, vista de planta. En la Figura 4.3.a el área rayada representa la zona apantallada por dos bayonetas. Si se disminuye la distancia entre las bayonetas, el área apantallada será la resultante de la superposición de las áreas de cada uno de ellos como se indica en la Figura 4.3.b donde la distancia original ha disminuido a la mitad.

Las áreas protegidas por tres bayonetas dispuestas en triángulo equilátero o por cuatro localizadas en las esquinas de un cuadrado se muestran en las Figuras 4.3.c y 4.3.d respectivamente.



- (a) Dos mástiles.
- (b) Dos mástiles separados por la mitad de la distancia entre ellos dadas en el caso (a).
- (c) Tres mástiles separados como en (b).
- (d) Cuatro mástiles separados como en (b).

Figura 4.3 Áreas protegidas por varios mástiles con exposición del 0,1%

Fuente: Apantallamiento de subestaciones: diseño

Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander

Autores: Carrillo Cano Marcos A. y Ríos Chacón Villane E.

4.3.2. Comportamiento de cables de guarda ante una descarga

Los cables de guarda son una serie de cables desnudos, generalmente de acero, que se fijan sobre la estructura de una subestación, formando una red que actúa como blindaje, para proteger la parte viva de la subestación de las descargas directas de los rayos. La red de cables actúa como contraparte del sistema de tierra.

4.3.2.1. Características de los cables de guarda

Los cables de guarda presentan algunas características tales como:

- Protegen a lo largo del cable.
- Son económicos en cuanto que son conductores livianos con bajo tensionado, por lo que no requieren estructuras muy fuertes.
- Aprovechan los pórticos como estructura de soporte.
- La intensidad de la corriente de rayo viajará siempre en las dos direcciones del cable, con la cual la corriente que debe disipar cada estructura se reduce aproximadamente a la mitad.
- La impedancia característica presentada al rayo es notablemente inferior (cerca de la mitad de la que presentaría una sola estructura) reduciendo así la inductancia de la estructura y en consecuencia el riesgo de flameo en los aisladores de suspensión, fenómeno que se puede producir cuando hay descargas repetidas a través del mismo canal ionizado por el rayo.
- Para proteger áreas pequeñas y aisladas de la subestación, el cable de guarda puede no resultar más económico que las puntas.
- Mejora las condiciones de la malla a tierra al disipar parte de la corriente de secuencia cero en caso de cortocircuito a tierra.

4.3.2.2. Zona de protección de los cables de guarda

Una pirámide triangular define la zona apantallada por un hilo de guarda, como se indica en la Figura 4.4. Sus paredes laterales forman un ángulo de 30° a 45° con respecto a una línea perpendicular al plano de la tierra.

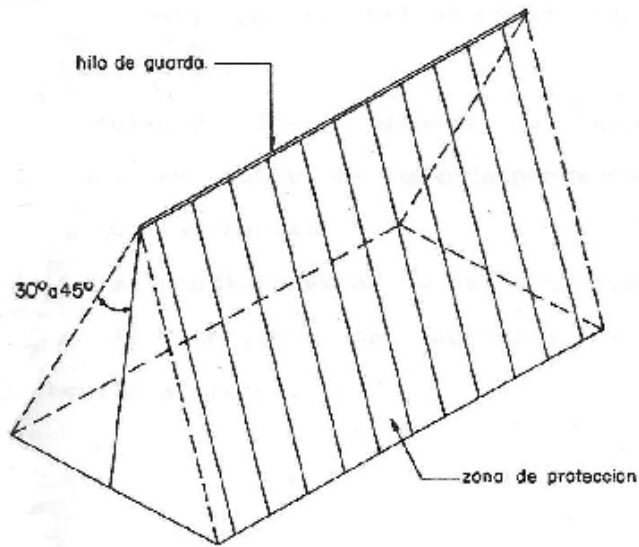


Figura 4.4 Zona de protección de un hilo de guarda
Fuente: Apantallamiento de subestaciones: diseño
Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander
Autores: Carrillo Cano Marcos A. y Ríos Chacón Villane E.

4.4. APANTALLAMIENTO SEGÚN EL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO

El método electrogeométrico tiene su aplicación en el estudio del apantallamiento que proveen varillas verticales (mástiles y puntas) y conductores horizontales (cables de guarda) a estructuras (en este caso subestaciones) y líneas de transmisión. La principal hipótesis en que se basa el método es que la carga espacial contenida en el líder escalonado, previo a la descarga de retorno, esta relacionada con la magnitud de la corriente de la descarga. Con base en estudios teóricos y experimentales de la tensión de ruptura dieléctrica de grandes espacios interelectrónicos, se establece una expresión matemática que relaciona la carga espacial, la magnitud máxima de la corriente de retorno del rayo y la distancia de atracción S , la cual sintetiza la teoría del método electrogeométrico.

La explicación física en la que se basa el método electrogeométrico es que a medida que el líder escalonado se acerca a tierra, la intensidad del campo

eléctrico en objetos o estructuras en ella se incrementa, especialmente sobre puntas, esquinas o protuberancias.

El método fue realizado para diseño de apantallamientos en líneas de transmisión de energía eléctrica, sin embargo sus fundamentos tienen aplicación en cualquier tipo de estructura, en el caso de este trabajo de grado a la protección contra rayos directos en las subestaciones eléctricas. Con el método electrogeométrico se busca que los objetos a ser protegidos, en este caso las subestaciones, sean menos atractivos a los rayos que los elementos de protección externa (mástiles, puntas o cables de guarda). Esto se logra determinando la distancia de atracción S del rayo a una estructura u objeto, que es la longitud del último paso del líder de un rayo, bajo la influencia de un terminal que lo atrae, o de la tierra. La Figura 4.5 ilustra el concepto fundamental de la distancia de atracción.

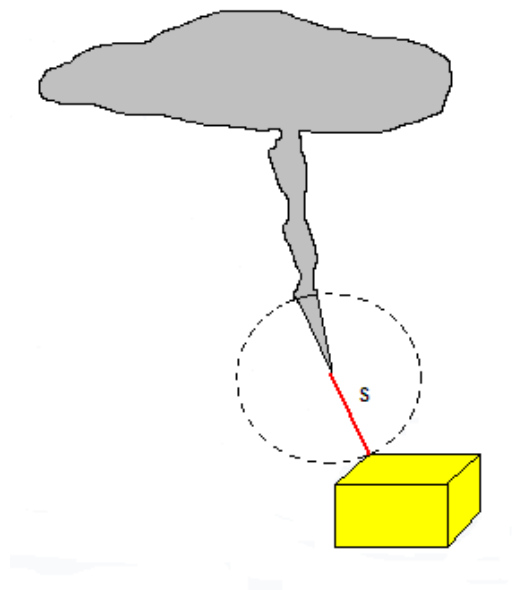


Figura 4.5 Concepto de distancia de atracción S en el método electrogeométrico

Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC - 4552

En la práctica, para determinar gráficamente la altura mínima de los dispositivos de protección o interceptación, se trazan arcos de circunferencia con radio igual a

la distancia de atracción , entre los objetos hacer protegidos y los dispositivos de interceptación (mástiles, puntas o cables de guarda), de tal forma que los arcos sean tangentes a la tierra y a los objetos o tangentes entre objetos; cualquier estructura por debajo de los arcos estará protegida por el o los objetos que conformen el arco, y cualquier objeto que sea tocado por el arco estará expuesta a descargas directas del rayo.

4.4.1. Parámetros del modelo electrogeométrico

Para la determinación del apantallamiento por el método electrogeométrico es necesario conocer los siguientes parámetros:

4.4.1.1. Polaridad de la descarga eléctrica

Del 90% al 95% de las descargas atmosféricas se consideran de polaridad negativa.

4.4.1.2. Intensidad de la corriente admisible del rayo

Los aislamientos son usualmente seleccionados para soportar un nivel básico de aislamiento al impulso (BIL). Los aislamientos también pueden ser elegidos de acuerdo a otras características eléctricas incluyendo la tensión crítica de flameo (CFO) de polaridad negativa. El flameo ocurre si la tensión producida por la corriente del rayo que fluye a través de la impedancia característica de los conductores de fase excede el valor a resistir. Esto es expresado en las siguientes ecuaciones:

$$I_s = \frac{1,1 BIL}{z_s / 2} = \frac{2,2 BIL}{z_s}$$

ó

$$I_s = \frac{1,1(0,94CFO)}{z_s/2} = \frac{2,068CFO}{z_s}$$

Donde,

- I_s : Es la corriente admisible del rayo (kA).
- BIL : Es el nivel básico de aislamiento al impulso (kV).
- CFO : Es la tensión crítica de flameo de polaridad negativa del aislamiento que se considera (kV).
- Z_s : Es la impedancia característica de los conductores de fase con retorno de tierra (Ω).
- 1,1 : Es un factor que tiene en cuenta la corriente de rayo que termina en un conductor en comparación con la impedancia cero de tierra.

En la ecuación anterior, el CFO se ha reducido en un 6% para producir un nivel de soportabilidad aproximadamente equivalente a la clase de BIL para fijar el nivel de aislamiento.

La impedancia característica se puede obtener de la siguiente expresión:

$$Z_s = 60 \ln\left(\frac{2h_{AV}}{r}\right)$$

Donde,

- h_{AV} : Es la altura promedio de los conductores de fase (altura en los apoyos menos 2/3 de la flecha máxima del conductor más elevado).
- r : Es el radio del conductor de fase o bien, el radio equivalente de la fase

en caso de usarse haces de conductores.

4.4.1.3. Distancia de atracción

La distancia de atracción de los rayos esta relacionada con la magnitud de la corriente de rayo, donde la ecuación que representa la mejor aproximación (según la IEEE Std 998 - 1996) es la siguiente:

$$S = 8kI^{0,65}$$

Donde,

S : Es la distancia de atracción (m).

I : Es la corriente de rayo de retorno (kA).

k : Es un coeficiente para tener en cuenta diferencias entre distancias de atracción a un mástil, a un cable de guarda, o a el suelo.

$k = 1$: Para impactos en cables o el suelo.

$k = 1,2$: Para impactos a un mástil.

Los rayos tienen una amplia distribución de magnitudes de corriente, como se muestra en la Figura 4.6. Dado que impactos de los rayos con corrientes menores de algunos valores críticos de I_s pueden penetrar en el sistema apantallado y terminar en el conductor de protección, el sistema de aislamiento debe ser capaz de resistir las tensiones resultantes sin producir flameos. Dicho de otro modo, el sistema de apantallamiento debería interceptar todos los impactos de magnitud igual o mayor I_s , a fin de que el flameo del aislamiento no ocurra.

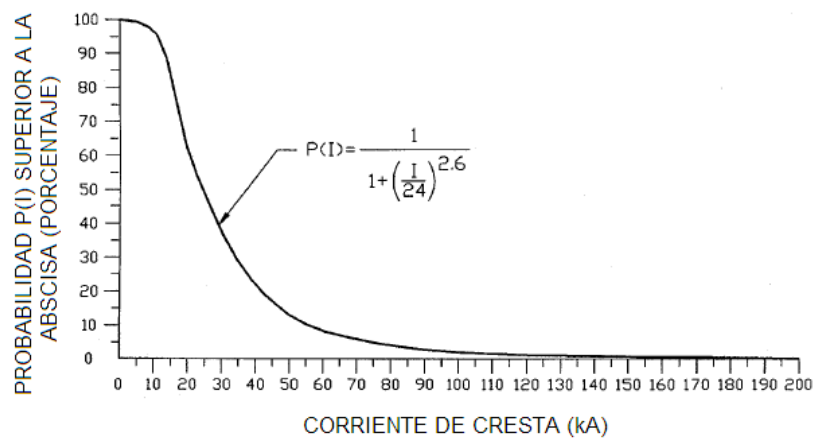


Figura 4.6 Probabilidad de corriente de rayo superior a la abscisa del plano de tierra

Fuente: IEEE Std 998 - 1996

4.4.2. Aplicación del modelo electrogeométrico. Método de la esfera rodante

El método de la esfera rodante es un método geométrico que se aplica para determinar la ubicación de los mástiles, puntas o cables de guarda para la protección de edificaciones, líneas de transmisión, subestaciones, entre otras estructuras.

El método de la esfera rodante es aplicable a estructuras con alturas menores a 60 m. El método consiste en imaginar una esfera, de radio igual a la distancia de atracción S , rodando sobre la superficie de la subestación. La esfera envuelve a la subestación y rueda por encima de los mástiles, las puntas, los cables de guarda, las cercas o vallas y otros objetos metálicos a tierra que puedan producir la descarga del rayo. Un equipo está protegido de los rayos directos si se mantiene por debajo de la superficie curva de la esfera, en virtud de que la esfera halla sido elevada por un cable de guarda u otro dispositivo. El equipo que toca la esfera o penetra en la superficie no está protegido. El concepto básico se ilustra en la Figura 4.7.

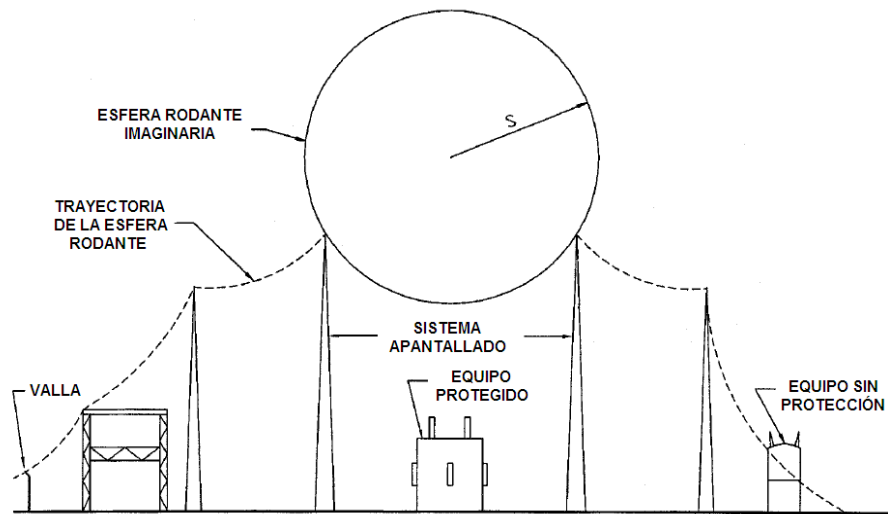
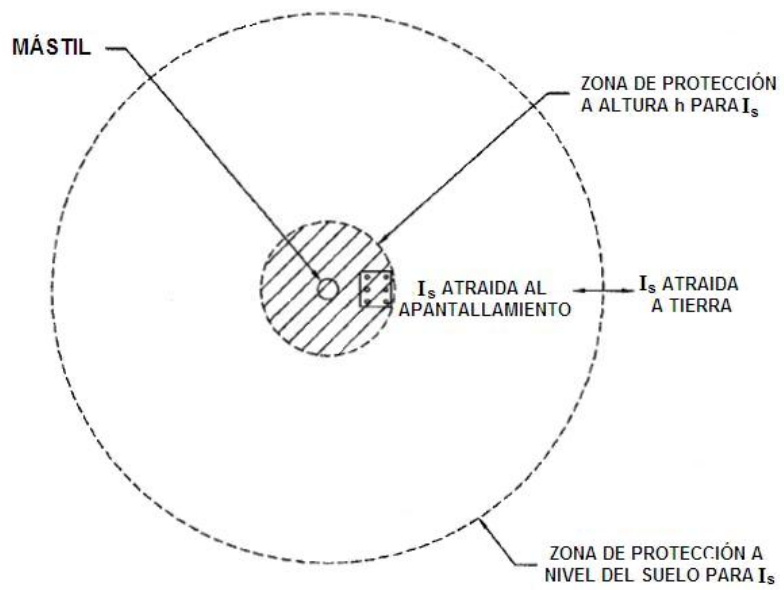


Figura 4.7 Principio del método de la esfera rodante

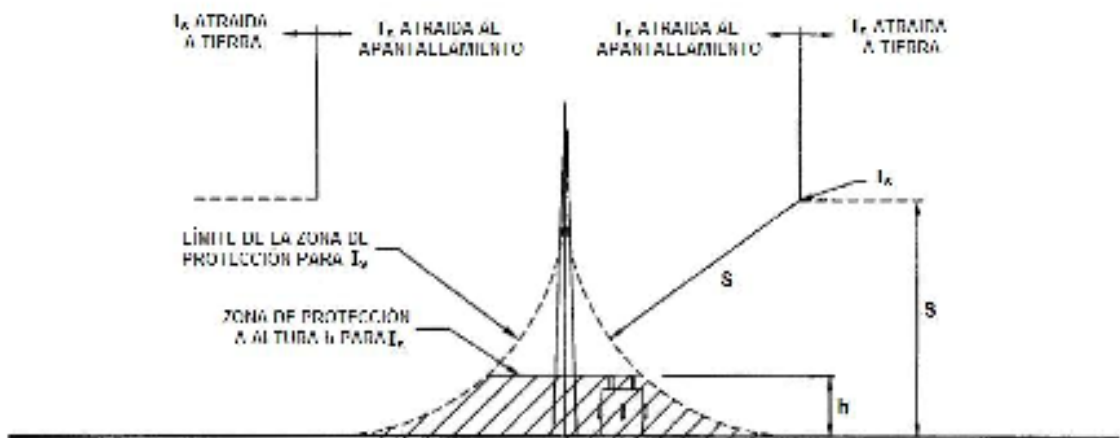
Fuente: IEEE Std 998 - 1996

Considerando primero un solo mástil, el método de la esfera rodante aplicado a una subestación, el plano de tierra, la distancia de atracción, y la zona de protección se muestran en la Figura 4.8. Un arco de radio S que toca el mástil y el plano de tierra, se muestra en la figura 4.8. Todos los puntos por debajo de este arco están protegidos contra la corriente de rayo I_s , es decir, están en la zona protegida.

El concepto anterior se puede aplicar a múltiples mástiles, cables de guarda horizontales o una combinación de los dos. La Figura 4.9 muestra estas consideraciones aplicadas a cuatro mástiles en una disposición de apantallamiento con múltiples mástiles. El arco de protección para la corriente de rayo I_s se muestra para cada ajuste de mástiles, tal como es mostrado en la vista de perfil de la Figura 4.9. Usando el concepto de la esfera rodante con un radio correcto, el área de protección de toda la subestación puede ser determinada, tal como es mostrado en la vista de planta de la Figura 4.9.



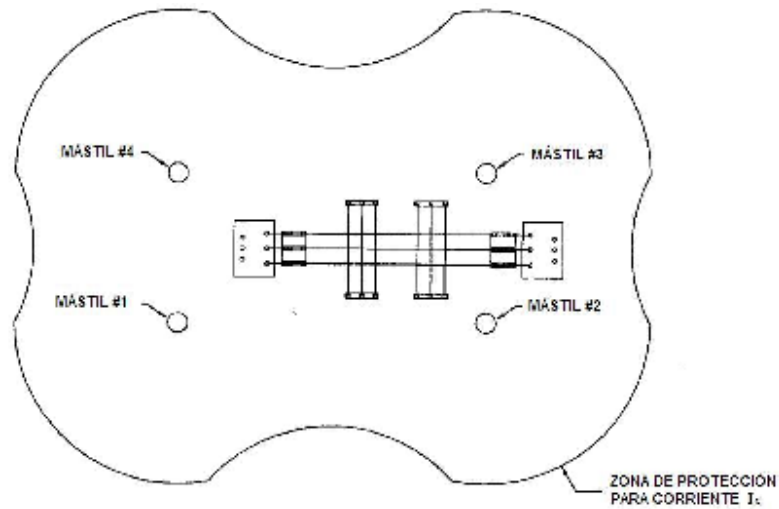
(a) Vista de planta



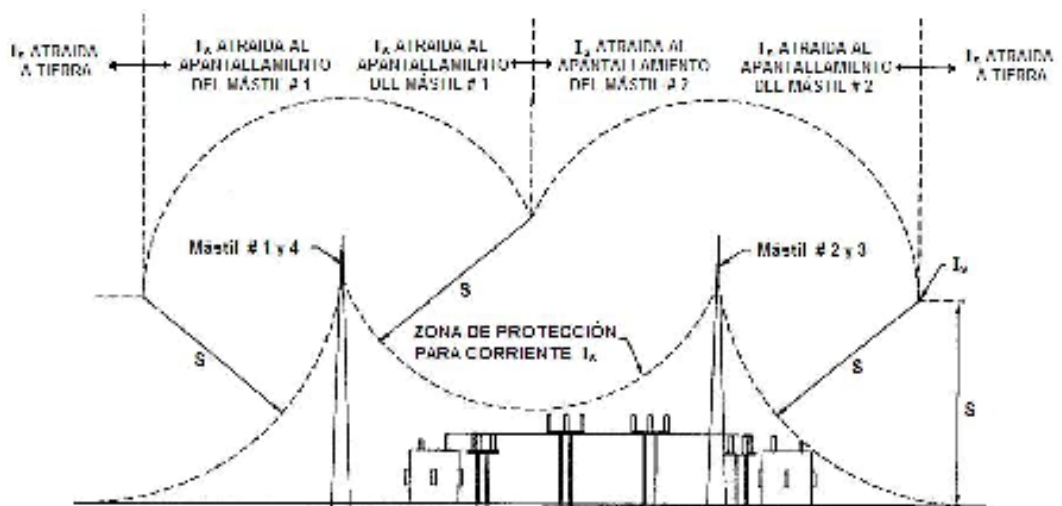
(b) Vista de perfil

Figura 4.8 Apantallamiento con mástiles para protección de corriente de rayo I_s

Fuente: IEEE Std 998 - 1996



(a) Vista de planta



(b) Vista de perfil

Figura 4.9 Protección con múltiples mástiles para corriente de rayo I_s
Fuente: IEEE Std 998 - 1996

El espaciamento del apantallamiento puede llegar a ser estrecho a tensiones de 34,5 kV, por consiguiente, es apropiado seleccionar una corriente de rayo mínima de 2 kA. Según la Figura 4.6 el 99,8% de todos los rayos excederá los 2 kA. Por lo tanto, este límite resulta en muy poca exposición, pero hace que el sistema de apantallamiento sea más económico.

4.5. CÁLCULOS DEL APANTALLAMIENTO SEGÚN EL MÉTODO DE LA ESFERA RODANTE

En la norma IEEE Std 998 – 1996 se plantea el método de la esfera rodante, entre otros, para la determinación del apantallamiento dentro de las subestaciones eléctricas. En este trabajo de grado se adoptará este método para la realización del apantallamiento.

El cálculo del apantallamiento es realizado a través del programa en Matlab que viene incluido con este trabajo de grado y cuyo manual para el usuario se encuentra en el Anexo C.

4.5.1. Apantallamiento de la subestación con mástiles o puntas

La nomenclatura que se encuentra a continuación será utilizada para los cálculos del apantallamiento con mástiles o puntas. Cuando se haga referencia a la barra se debe tener en cuenta que otro equipo puede estar ubicado más alto dentro de la subestación, por tanto se deberán de tener en cuenta sus distancias horizontales y verticales.

- S : Radio de la esfera.
- H : Altura del mástil (los cálculos suponen la utilización de una altura; el diseñador deberá escoger un mástil de altura adecuada para el diseño).
- A : Altura de la barra.
- $W \& C$: Distancia horizontal desde el punto de origen de la esfera (O) hasta la barra.
- T : Máxima separación del mástil a la barra.
- Y : Separación mínima entre la fase y la estructura metálica del mástil.

- Z : Distancia horizontal entre el punto de origen de la esfera (O) y la línea trazada entre los dos mástiles.
- L : Mitad de la separación entre dos mástiles.
- X : Máxima separación entre dos mástiles.
- D : Diferencia de altura entre el mástil y la barra.
- E : Diferencia de altura entre el mástil y el punto de origen de la esfera.
- J : Distancia horizontal entre el punto de origen de la esfera y el mástil.
- K : Distancia diagonal entre mástiles cuando cuatro mástiles soportan la esfera.
- P : Distancia entre mástiles cuando cuatro mástiles soportan la esfera.
- Q : Distancia diagonal entre mástiles cuando tres mástiles soportan la esfera.

Todas las distancias deben tener las mismas unidades.

El procedimiento de apantallamiento con mástiles es el siguiente:

- a. Calcular la impedancia característica Z_s .
- b. Calcular la corriente de rayo crítica I_s .
- c. Calcular la distancia de atracción S (que será el radio de la esfera).
- d. Calcular T que es la distancia máxima horizontal desde el mástil a un objeto a una altura, A , que está protegido de un rayo directo. Un círculo con radio, T , es el área de protección que ofrece un solo mástil a un objeto con una altura, A . Las ecuaciones para determinar T son las siguientes asociadas a la Figura 4.10.

$$C = \sqrt{S^2 - (S - A)^2}$$

$$T = S - C$$

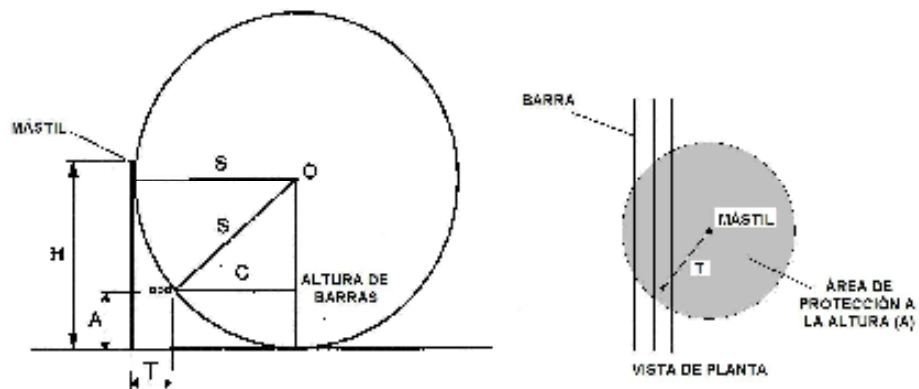


Figura 4.10 Cálculo de T para apantallamiento de subestaciones con mástiles

Fuente: IEEE Std 998 - 1996

- e. Calcular X , la máxima separación de dos mástiles para prevenir un rayo lateral. (Se puede visualizar como una esfera que se apoya sobre el terreno que se arrastra justo tocando los dos mástiles. La barra está dispuesta de modo que también sólo toque la superficie de la esfera. Al estudiar las diversas vistas de la Figura 4.11, se puede ver que esto determina la máxima separación para prevenir rayos laterales). Las ecuaciones para determinar X son las siguientes asociadas a la Figura 4.11.

$$W = \sqrt{S^2 - (S - A)^2}$$

$$Z = W - Y$$

$$L = \sqrt{S^2 - Z^2}$$

$$X = 2L$$

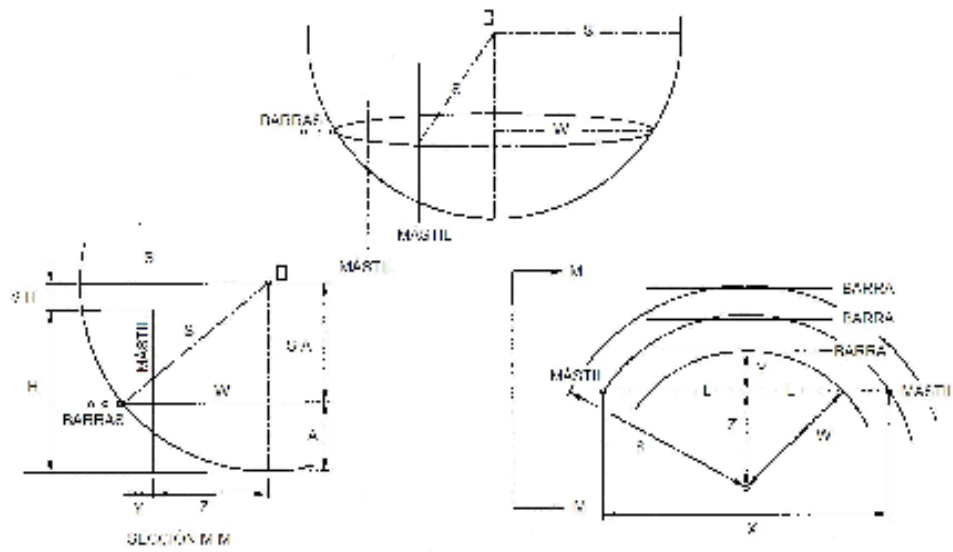


Figura 4.11 Cálculo de X para apantallamiento de subestaciones con mástiles
Fuente: IEEE Std 998 - 1996

- f. Calcular P , la separación máxima de los mástiles para prevenir un rayo vertical. Las ecuaciones para determinar P son las siguientes asociadas a la Figura 4.12.

$$D = H - A$$

$$E = S - D$$

$$J = \sqrt{S^2 - E^2}$$

$$K = 2J$$

$$P = \frac{K}{\sqrt{2}}$$

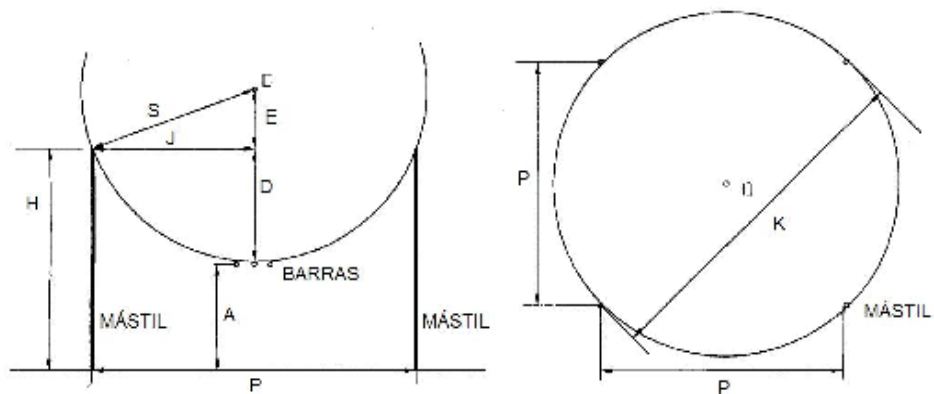


Figura 4.12 Cálculo de P para apantallamiento de subestaciones con mástiles
Fuente: IEEE Std 998 - 1996

- g. Calcular Q , la separación máxima de tres mástiles para prevenir un rayo vertical. La ecuación para determinar Q es la siguiente asociada a la Figura 4.13.

$$Q = 2J \cos(30^\circ)$$

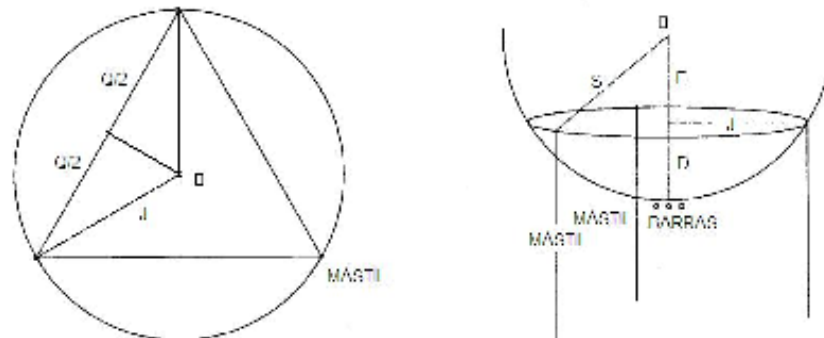


Figura 4.13 Cálculo de Q para apantallamiento de subestaciones con mástiles
Fuente: IEEE Std 998 - 1996

- h. Con esta información los mástiles pueden ser localizados en la subestación; los arcos se pueden trazar alrededor de ellos y algunos ajustes se pueden hacer para un óptimo diseño.

4.5.2. Apantallamiento de la subestación con cables de guarda

La nomenclatura que se encuentra a continuación será utilizada para los cálculos del apantallamiento con cables de guarda. Cuando se haga referencia a la barra se debe tener en cuenta que otro equipo puede estar ubicado más alto dentro de la subestación, por tanto se deberán de tener en cuenta sus distancias horizontales y verticales.

- S : Radio de la esfera.
- H : Altura del cable (los cálculos suponen la utilización de unas alturas; el diseñador debe escoger un mástil o estructura de altura adecuada para su diseño).
- A : Altura de la barra.
- L : Mitad de la separación entre dos cables.
- X : Máxima separación entre dos cables.
- D : Diferencia de altura entre el cable y la barra.
- E : Diferencia de altura entre el cable y el punto de origen de la esfera (O).
- R : Distancia horizontal entre el punto de origen de la esfera (O) y el cable.
- T : Distancia horizontal entre el punto de origen de la esfera (O) y la barra.
- C : Distancia horizontal entre el cable de guarda y la barra.

Todas las distancias deben tener las mismas unidades.

El procedimiento para el diseño de un sistema de apantallamiento con cable de guarda sigue una rutina similar al procedimiento con mástiles o puntas. Para cables paralelos, sólo dos cálculos son necesarios; la distancia horizontal, C , para prevenir los rayos paralelos y la distancia máxima de separación, X , para prevenir los rayos verticales. Las ecuaciones para determinar C y X son las siguientes asociadas a las Figuras 4.14 y 4.15 respectivamente.

$$R = \sqrt{S^2 - (S - H)^2}$$

$$T = \sqrt{S^2 - (S - A)^2}$$

$$C = R - T$$

$$D = H - A$$

$$E = S - D$$

$$L = \sqrt{S^2 - E^2}$$

$$X = 2L$$

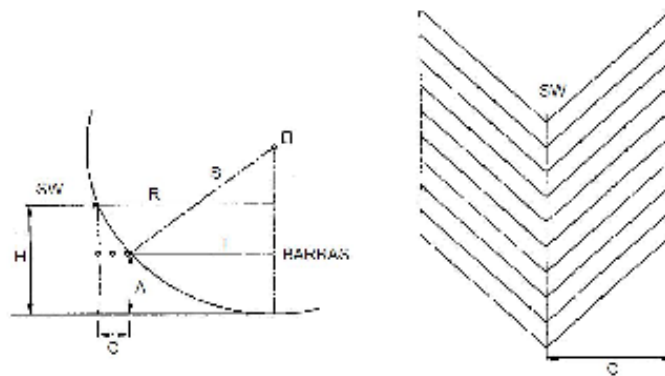


Figura 4.14 Cálculo de C para apantallamiento de subestaciones con mástiles

Fuente: IEEE Std 998 - 1996

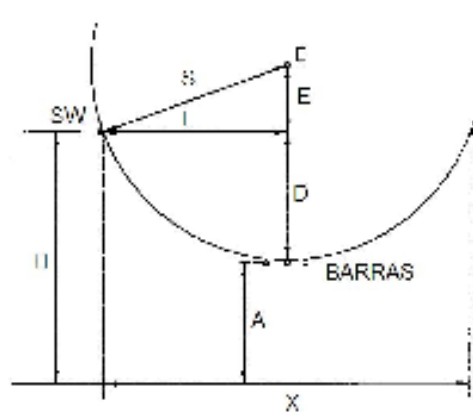


Figura 4.15 Cálculo de X para apantallamiento de subestaciones con mástiles

Fuente: IEEE Std 998 - 1996

Los conductores de las líneas entrantes a la subestación deben estar plenamente protegidos por sus cables de guarda existentes. Esto completa la protección de la subestación.

4.6. MATERIALES USADOS PARA PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Los terminales de captación que constituyen el sistema de protección contra rayos directos deben cumplir los requisitos dados en la Tabla 4.1.

4.7. BAJANTES

El objeto de los bajantes es derivar la corriente del rayo que incide sobre la subestación e impacta en los terminales de captación. El cálculo de los bajantes refleja el compromiso de una protección técnicamente y económicamente adecuada, puesto que mediante el incremento del número de bajantes, se logra una reducción de la magnitud de la corriente que circula por cada bajante y de su rata de ascenso; así mismo se reduce la magnitud de las inducciones magnéticas en los lazos metálicos de la instalación y las diferencias de potencial a tierra.

Con el fin de reducir la probabilidad de daño debido a corrientes de rayo fluyendo por el sistema de protección externo contra rayos de la subestación, los conductores que cumplen la función de bajantes, deben ser al menos dos y con la mínima longitud para los caminos de corriente. Cada una de las bajantes debe terminar en un electrodo de puesta a tierra, estar separadas un mínimo de 10 m y siempre buscando que se localicen en las partes externas de la subestación. Los bajantes del sistema de protección contra rayos deben cumplir los requisitos de la Tabla 4.1. Adicionalmente se debe cumplir que si una parte conductora que conforma el sistema de puesta a tierra está a menos de 1,8 m de una bajante de pararrayos, debe ser unida a ella.

Tabla 4.1 Características de los terminales de captación y bajantes

MATERIAL	CONFIGURACIÓN	ÁREA MÍNIMA ¹⁾ (mm ²)	DIÁMETROS Y ESPESORES MÍNIMOS ²⁾
Cobre	Cinta sólida	50	2 mm de grosor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Aluminio o aluminio recubierto de cobre	Cinta sólida	70	3 mm de grosor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
Aleación de aluminio 6201	Cinta sólida	50	2,5 mm de grosor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Acero galvanizado en caliente o acero recubierto de cobre	Cinta sólida	50	2,5 mm de grosor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro Espesor de la capa: 50 µm.
Acero inoxidable	Cinta sólida	50	2,5 mm de grosor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	70	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Bronce	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Tubo	50	4 mm de grosor
	Varilla	200	16 mm de diámetro

*Si aspectos térmicos y mecánicos son importantes, estas dimensiones se pueden aumentar a 60 mm² para cinta sólida y a 78 mm² para alambre.
En las dimensiones de grosor, ancho y diámetro se admite una tolerancia de ±10 %.
No se deben utilizar terminales de captación o pararrayos con elementos radiactivos.*

Fuente: RETIE

CONCLUSIONES

- Las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV son diseñadas para cumplir con requerimientos eléctricos teniendo en cuenta factores económicos y factores de seguridad buscando siempre preservar la vida de personas, animales y el medio ambiente.
- Las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV, de acuerdo al RETIE, deben cumplir requerimientos técnicos de seguridad eléctrica que van a ayudar a evitar, disminuir o eliminar los riesgos de origen eléctrico y de esta forma se va a lograr un diseño con una mayor calidad del producto final.
- Algunos de los requerimientos técnicos de seguridad eléctrica para el diseño de subestaciones de 13,2 kV y 34,5 kV no son generales ya que existen algunas particularidades dependiendo del tipo de subestación que requiera construirse.
- Los dos programas en Matlab realizan una primera aproximación al diseño del sistema de puesta a tierra y apantallamiento de las subestaciones de 13,2 kV y 34,5 kV, teniendo en cuenta criterios de seguridad eléctrica. Estos programas son herramientas que permiten apoyar tanto a estudiantes como a profesionales en el aprendizaje, comprensión, cálculo, e interpretación de sus propios diseños.
- Los programas en Matlab determinan si los equipos más importantes que hay dentro una subestación eléctrica de pedestal de 34,5 kV están completamente apantallados con un sistema de captación múltiple de puntas, mástiles o

cables de guarda, también determinan la configuración de varillas de puesta a tierra para una subestación aérea de 13,2 kV y las características de la malla de puesta a tierra de las subestaciones de pedestal, capsuladas o pad mounted de 13,2 kV y 34,5 kV.

RECOMENDACIONES

- Para lograr mayor seguridad eléctrica en las subestaciones de 13,2 kV y 34,5 kV, debe cumplirse con unos manuales para las labores de mantenimiento y operación de la subestación.
- Para futuros trabajos de grado es recomendable abordar el tema de la seguridad eléctrica en subestaciones de tensiones mayores o menores a las contempladas en este trabajo de grado.
- Es recomendable conocer que condiciones de seguridad eléctrica deben cumplir aquellos tipos de subestaciones no contempladas en este trabajo de grado, tales como las utilizadas para el alumbrado público o aquellas que requieran condiciones especiales para su diseño.
- Para utilizar correctamente los programas en Matlab que facilitan el diseño del sistema de puesta a tierra y del apantallamiento es necesario leer el manual de usuario que se encuentra en la carpeta de soporte del programa.
- Los programas en Matlab pueden ser ampliados para que se pueda facilitar el diseño de subestaciones con tensiones mayores o menores a 13,2 kV y 34,5 kV, o utilizando otro métodos para sus cálculos, o realizando combinaciones de apantallamiento entre puntas y cables de guarda o agregando más variables que ayuden a una mayor exactitud de los cálculos y se disminuyan los costos para su construcción.

- Es necesario que los requerimientos de seguridad eléctrica descritos en este trabajo de grado sean verificados cuando se hagan actualizaciones o revisiones a la normatividad colombiana, tal es el caso del RETIE que está en frecuentes modificaciones.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Resolución Número 181294. Bogotá, D.C: 6 de Agosto de 2008. 164 p.

- [2] NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC 2050. Código Eléctrico Colombiano. Bogotá, D.C: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 1998. 972 p.

- [3] ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. (ESSA). Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución. Revisión N° 3. Bucaramanga: Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., 2005. 165 p.

- [4] NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC 4552. Protección Contra Rayos. Principios Generales. Bogotá, D.C: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 2004. 45 p.

- [5] EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN (EPM). Normas de diseño y construcción de redes de distribución de energía. Medellín.
http://www.eppm.com/epm/institucional/serv_prove_normasenergia_1.html?id=6

- [6] CODENSA S.A E.S.P. Normas de construcción de redes de CODENSA S.A E.S.P. Tomo 4: Centros de transformación aéreos. Tomo 5: Centros de transformación subterráneos. Bogotá, D.C: CODENSA S.A E.S.P.
http://www.codensa.com.co/paginas.aspx?cat_id=198&pub_id=142

- [7] CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A E.S.P. (CHEC). Normas técnicas para construcción de subestaciones. Caldas: Central Hidroeléctrica de Caldas S.A E.S.P., 2005. 38 p.
- [8] CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A E.S.P. (CHEC). Instalaciones internas industriales. Caldas: Central Hidroeléctrica de Caldas S.A E.S.P., 2005. 42 p.
- [9] CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A E.S.P. (CHEC). Materiales normalizados. Caldas: Central Hidroeléctrica de Caldas S.A E.S.P., 2005. 158 p.
- [10] EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A E.S.P. (EEP). Normas de diseño y construcción para redes y subestaciones dentro del sistema eléctrico de la empresa de energía de Pereira. Pereira: Empresa de Energía de Pereira S.A E.S.P., 2007. 353 p.
- [11] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std 80-2000. Guide for Safety in AC Substation Grounding. Estados Unidos: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000. 192 p.
- [12] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std 998-1996. Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations. Estados Unidos: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1996. 167 p.
- [13] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std 979-1994. Substation Fire Protection. Estados Unidos: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1995. 25 p.

- [14] NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. NFPA 70 - National Electrical Code (NEC -2008). Estados Unidos: National Fire Protection Association, 2008. 840 p.
- [15] NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. National Electrical Code - Handbook. Décima Edición. Estados Unidos: National Fire Protection Association, 2005. 1965 p.
- [16] UNITED STATES DEPARTMENT OF AGRICULTURE. Design Guide for Rural Substations. Estados Unidos: United States Department of Agriculture, 2001. 764 p.
- [17] MARTÍN, José Raúl. Diseño de Subestaciones Eléctricas. México: Mc Graw-Hill, 1992. 510 p.
- [18] CASAS OSPINA, Favio. Tierras. Soporte de la seguridad Eléctrica. Tercera Edición. Bogotá, D.C: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 2005. p. 97-147.
- [19] TORRES SÁNCHEZ, Horacio. Protección contra rayos. Bogotá, D.C: Universidad Nacional de Colombia, Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 2008. 487 p.
- [20] CARRILLO CANO, Marcos Alexi y RIOS CHACÓN, Villane Esther. Apantallamiento de subestaciones: Diseño. Bucaramanga, 1990. 226 p. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico Mecánicas. Departamento de Electricidad y Electrónica.

- [21] BARAHONA ABREGO, Christian José; CIDEOS MORALES, Raúl Heber y MARROQUÍN ARÉVALO, Carlos Roberto. Manual para aterrizaje en subestaciones y sistemas eléctricos. El Salvador, 2003. 263 p. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Albert Einstein. Facultad de Ingeniería Eléctrica.
- [22] AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO. Comunicados y Circulares Técnicas. San Juan de Puerto Rico: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, 2000. 319 p.
- [23] AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO. Manual para el diseño y construcción de mallas conectadas a tierra para subestaciones y equipos. San Juan de Puerto Rico: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, 2004. 37 p.
- [24] COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE GUATEMALA. Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDOID). Guatemala: Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala, 1999. 52 p.
- [25] PEMEX. COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS. Norma NRF-048-PEMEX-2007. Diseño de instalaciones eléctricas. México: PEMEX, 2007. 141 p.
- [26] EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CÓRDOBA. Pliego general de especificaciones. Argentina: Empresa Provincial de Energía de Córdoba.
<http://www.ingenieria.org.ar/archivos/epec/INDICE.PDF>
- [27] GÁLVEZ VÁSQUEZ, Byron Alberto. Elaboración de normas técnicas de diseño de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión para la red de

ETCEE-INDE. Guatemala, 2007. 383 p. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

[28] Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Subestaciones de Distribución. Curso Virtual de Redes Eléctricas. Bogotá, D.C. 2006.

<http://www.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/cap2.php>

[29] GARCÍA DE JALÓN, Javier y RODRÍGUEZ, José Ignacio. Aprenda Matlab 7.0 como si estuviera en primero. Madrid - España: Universidad Politécnica de Madrid, 2005. 118 p.

[30] BARRAGÁN GUERRERO, Diego Orlando. Manual de interfaz gráfica de usuario en Matlab. Ecuador: Universidad técnica particular de Loja. Escuela de electrónica y telecomunicaciones, 2007. 71 p.

ANEXOS

ANEXO A

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE DISPOSITIVOS USADOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Tabla A.1 Potencias normalizadas para transformadores

TRANSFORMADORES		
TRIFÁSICOS		MONOFÁSICOS
34,5 kV – 440/254 V	13,2 kV – 208/120 V	13,2 kV – 240/120 V
45 kVA	15 kVA	5 kVA
75 kVA	30 kVA	10 kVA
112,5 kVA	45 kVA	15 kVA
150 kVA	75 kVA	25 kVA
225 kVA	112,5 kVA	37,5 kVA
300 kVA	150 kVA	50 kVA
400 kVA	225 kVA	75 kVA
500 kVA	300 kVA	100 kVA
630 kVA	400 kVA	
750 kVA	500 kVA	
800 kVA	630 kVA	
1000 kVA	750 kVA	
1250 kVA	800 kVA	
1600 kVA	1000 kVA	
2000 kVA	1250 kVA	
2500 kVA	1500 kVA	
3000 kVA	1600 kVA	
	2000 kVA	
	2500 kVA	
	3000 kVA	

Tabla A.2 DPS de óxido de zinc

PARÁMETROS	UNIDAD	DPS	
Tensión de servicio	kV	13,2	34,5
Tensión máxima de servicio	kV	14,5	38
Tensión nominal del descargador	kV (rms)	12	30
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Nivel básico de aislamiento BIL	kV	110	195
MCOV trifásico 3 hilos o monofásica 2 hilos	kV (eficaz)	10,2	24,4
Tensión sostenida (1') 60 Hz. En seco.	kV	36	70
Corriente nominal de descarga para onda de 8/20 μ s	kV (eficaz)	10	10
Corriente de descarga para onda de 8/20 μ s	kA	10	10
Máx. tensión de cebado	kV	68	121
Tensión residual máxima para intensidad nominal de descarga con onda de 8/20 μ s	kV (cresta)	44	83,7-125
Tensión residual máxima para onda de impulso de 10 kA pico a 0,5 μ s	kV (cresta)	50	99-136
Intensidad máxima de descarga con onda de 4/10 μ s	kA (cresta)	100	100
Intensidad máxima de descarga con onda rectangular de 2000 μ s	A (cresta)	250	250
Factor de puesta a tierra		0,8	0,8
Factor de seguridad mínimo de aislamiento		1,4	1,4

Fuente: NORMAS IEC 99.4, ANSI C62.11 ó ET-500, ESSA

Tabla A.3 Características de los cortacircuitos

PARÁMETROS	UNIDAD	CORTACIRCUITOS	
Tensión de servicio	kV	13,2	34,5
Tensión nominal	kV	15	36
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Corriente nominal	A	100	100
Nivel básico de aislamiento, BIL	kV	110	200
Tensión sostenida (1') 60 Hz.	kV	36	70
Corriente de cortocircuito simétrica	kA	5	5
Corriente de cortocircuito asimétrica	kA	12,5	12,5

Fuente: **Electrificadora de Santander (ESSA)**

Tabla A.4 Selección de fusible hilo por relación de velocidad

Tipo de fusible	Reacción	Relación de velocidad	Aplicaciones
Tipo H	Extra rápido	Varía entre 4 para 6 A y 6 para 100 A	Protección por el lado primario de transformadores pequeños y/o en lugares en los que se utilizan equipos electrónicos sensibles o que exijan una protección rápida como hospitales o centros de cómputo. Los fusibles tipo H de alto transitorio son diseñados principalmente como fusibles primarios o para transformadores de distribución pequeños.
Tipo K	Rápido	Varía entre 6 para 6 A y 8 para 200 A	Protección de líneas de distribución.
Tipo T	Lento	Varía entre 10 para 6 A y 13 para 200 A	Coordinación de reclosers. Se usan, preferiblemente, cuando existan reconectadores o seccionadores de forma que permitan actuar primero a estos y, si la falla persiste, actúe el fusible.
Tipo VS	Muy lento	Varía entre 15 para 5 A y 13,7 para 100 A	Protección de transformadores.
Tipo Dual	Extra lento	Varía entre 13 para 0,4 A y 20 para 2,1 A	Protección de transformadores, cuando ocurre una falla que no sea peligrosa para el transformador el fusible no se funde, pero si la falla persiste o alcanza un nivel de riesgo el fusible se fundirá.

Fuente: **Universidad Distrital Francisco José de Caldas²⁰**

²⁰ Universidad Distrital Francisco José de Caldas. 2006. op. cit. Pág. Web. <http://www.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/c2equipos25.php>

Tabla A.5 Fusibles para transformadores monofásicos a 13,2 kV

POTENCIA (kVA)	TIPO DE FUSIBLE
5	1H
10	1H
15	1H
25	3H
37,5	5H
50	6T ó K
75	6T ó K

Fuente: Empresa de Energía de Pereira (EEP)

Tabla A.6 Fusibles para transformadores trifásicos a 13,2 kV

POTENCIA (kVA)	TIPO DE FUSIBLE
15	1H
30	2H
45	3H
75	5H
112,5	6T ó 10E
150	8T ó 10E
225	12T ó 15E
300	15T ó 15E

Fuente: Empresa de Energía de Pereira (EEP)

Tabla A.7 Características de los seccionadores

PARÁMETROS	UNIDAD	SECCIONADORES BAJO CARGA (uso exterior)		SECCIONADORES BAJO CARGA (uso interior)	
Tensión de servicio	kV	13,2	34,5	13,2	34,5
Tensión nominal	kV	15	36	15	36
Frecuencia nominal	Hz	60	60	60	60
Corriente nominal	A	400	400	400	400
BIL	kV	110	200	95	150
Tensión sostenida (1') 60 Hz.	kV	36	70	34	70
Corriente de cortocircuito simétrica	kA	5	5	5	5
Corriente de cortocircuito asimétrica	kA	12,5	12,5	12,5	12,5

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Tabla A.8 Protecciones primarias de subestaciones eléctricas de 34,5 kV

RANGOS DE TRANSFORMADORES PARA 34,5 kV	INSTALACION TIPO INTERIOR	INSTALACION TIPO EXTERIOR
225 kVA a 800 kVA	Seccionador tripolar con fusibles HH	Cortacircuitos de cañuela
1000 kVA a 2000 kVA	Seccionador tripolar de operación bajo carga con bobina de disparo accionado por los siguientes relés: • Sobretemperatura. • Buchholz.	Interruptor o seccionador tripolar de operación bajo carga con bobina de disparo accionado por los siguientes relés: • Buchholz. • Sobretemperatura.
2500 kVA a 5000 kVA	Interruptor accionado por los siguientes relés: • Sobretemperatura. • Buchholz. • Sobrecorriente de fase. • Diferencial. • Disparo y bloqueo.	Interruptor accionado por los siguientes relés: • Sobretemperatura. • Buchholz. • Sobrecorriente de fase. • Diferencial. • Disparo y bloqueo.

Fuente: CODENSA

Tabla A.9 Valores normalizados de transformadores de corriente

Simple relación de transformación (corriente nominal primaria)			Doble relación de transformación (corriente nominal primaria)	
5	60	1200	2*5	2*100
10	75	1500	2*10	2*150
12,5	100	1600	2*15	2*200
15	150	2000	2*25	2*300
20	200	3000	2*50	2*400
25	300	4000	2*75	2*600
30	400	5000		
40	600	6000		
50	800	8000		

Fuente: Universidad Distrital Francisco José de Caldas²¹

Tabla A.10 Valores máximos de error para transformadores de corriente

Clase	Error de relación (± %) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal					Error de fase (± minutos) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal					Error compuesto (± %) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal	
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	10	100
0,2	-	0,75	0,35	0,2	0,2	-	30	15	10	10	-	-
0,2S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	-	-
0,5	-	1,5	0,75	0,5	0,5	-	90	45	30	30	-	-
0,5S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	-	-
0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	0,3
0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	0,6

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

²¹ Universidad Distrital Francisco José de Caldas. 2006. op. cit. Pág. Web.
<http://www.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/c2equipos25.php>

Tabla A.11 Selección del transformador de corriente para transformadores trifásicos

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN
1080 kVA a 1296 kVA	3000/5 A
865 kVA a 1080 kVA	2500/5 A
649 kVA a 864 kVA	2000/5 A
347 kVA a 648 kVA	1500/5 A
260 kVA a 346 kVA	800/5 A
174 kVA a 259 kVA	600/5 A
131 kVA a 173 kVA	400/5 A
87 kVA a 130 kVA	300/5 A
66 kVA a 86 kVA	200/5 A
44 kVA a 65 kVA	150/5 A
24 kVA a 43 kVA	100/5 A

Fuente: Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), Empresas públicas de Medellín (E.P.M)

Tabla A.12 Selección del transformador de corriente para transformadores monofásicos

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN
231 kVA a 432 kVA	1500/5 A
174 kVA a 230 kVA	800/5 A
116 kVA a 173 kVA	600/5 A
87 kVA a 115 kVA	400/5 A
59 kVA a 86 kVA	300/5 A
44 kVA a 58 kVA	200/5 A
30 kVA a 43 kVA	150/5 A
16 kVA a 29 kVA	100/5 A

Fuente: Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC)

Tabla A.13 Valores máximos de error para transformadores de tensión

Clase	Error de relación (\pm %) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal	Error de fase (\pm minutos) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal	Error compuesto (\pm %) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal
	80 a 120	80 a 120	90 a 110
0,2	0,2	10	-
0,3	-	-	0,3
0,5	0,5	20	-
0,6	-	-	0,6

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Tabla A.14 Transformadores de tensión para medida en dos elementos

TRANSFORMADOR DE TENSIÓN		
Tensión de servicio	13,2 kV	34,5 kV
Tensión Nominal	15 kV	36 kV
Frecuencia	60 Hz	60 Hz
Clase	0,5	0,5
Instalación	Interior	Interior
Número de núcleos	1	1
Carga	25 VA	25 VA
Tensión de ensayo a 60 Hz	34 kV	70 kV
Tensión de ensayo al impulso	95 kV	170 kV
Tensión primaria	13,2 kV	34,5 kV
Tensión secundaria	115 V	115 V

Fuente: CODENSA

Tabla A.15 Transformadores de tensión para medida en tres núcleos

TRANSFORMADOR DE TENSIÓN		
Tensión de servicio	13,2/ $\sqrt{3}$ kV	34,5/ $\sqrt{3}$ kV
Tensión Nominal	15 kV	36 kV
Frecuencia	60 Hz	60 Hz
Clase	0,5	0,5
Instalación	Interior	Interior
Número de núcleos	1	1
Carga	25 VA	25 VA
Tensión de ensayo a 60 Hz	34 kV	70 kV
Tensión de ensayo al impulso	95 kV	170 kV
Tensión primaria	13,2/ $\sqrt{3}$ kV	34,5/ $\sqrt{3}$ kV
Tensión secundaria	115 V	115 V

Fuente: CODENSA

Tabla A.16 Aisladores individuales para media tensión

Característica	Unidad	Disco 152,4 mm (6")	Disco 254 mm (10")	Pin 15 kV	Pin 35 kV
Utilización		Retención Suspensión	Retención Suspensión	Alineamiento	Alineamiento
Referencia ANSI		52-1	52-3	55-4	56-3
Distancia de fuga	mm	178	292	229	533
Distancia de arco	mm	114	197	127	241
Resistencia electromecánica	kN	44	67	-	-
Resistencia al impacto	N-m	5	6	-	-
Resistencia al cantiliver	kN	-	-	13,4	13,4
Prueba de carga de rutina	kN	22	33,5	-	-
Prueba de carga sostenida	kN	27	44	-	-
Flameo de baja frecuencia en seco	kV	60	80	70	125
Flameo de baja frecuencia en húmedo	kV	30	50	40	80
Flameo critico al impulso positivo	kV	100	125	110	200
Flameo critico al impulso negativo	kV	100	130	140	265
Tensión de perforación de baja frecuencia	kV	80	110	95	165

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Tabla A.17 Cadena de aisladores para media tensión

DIÁMETRO	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	2	3	4	5	6	7	8	9	10
152,4 mm (6")	Flameo de baja frecuencia en seco	kV	120	175	225	275	-	-	-	-	-
	Flameo de baja frecuencia en húmedo	kV	55	80	105	130	-	-	-	-	-
	Flameo crítico al impulso positivo	kV	200	300	385	480	-	-	-	-	-
	Flameo crítico al impulso negativo	kV	190	275	355	435	-	-	-	-	-
254 mm (10")	Flameo de baja frecuencia en seco	kV	155	215	270	325	380	435	485	540	590
	Flameo de baja frecuencia en húmedo	kV	90	130	170	215	255	295	335	375	415
	Flameo crítico al impulso positivo	kV	255	355	440	525	610	695	780	860	945
	Flameo crítico al impulso negativo	kV	255	345	415	495	585	670	760	845	930

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Tabla A.18 Aisladores tipo carrete para baja tensión

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	76,2 mm (3")	85,73 mm (3 3/8")
Referencia ANSI		53-2	53-3
Resistencia transversal	kN	13,4	17,8
Flameo de baja frecuencia en seco	kV	25	25
Flameo baja frecuencia húmedo vertical	kV	12	12
Flameo baja frecuencia húmedo horizontal	kV	15	15

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Tabla A.19 Aisladores poliméricos de suspensión

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	CLASE CI-1	CLASE CI-2	CLASE CI-3	CLASE CI-4
Longitud sección nominal	mm	330	430	525	525
Mínima distancia de fuga	mm	360	580	760	760
Resistencia Mecánica nominal	kN	45	45	45	67
Ensayo de resistencia a la tensión	kN	23	23	23	23
Resistencia a la torsión	N*m	47	47	47	47
Flameo a baja frecuencia	kV	90	130	145	145
Descarga en húmedo a baja frecuencia	kV	65	110	130	130
Flameo con impulso crítico	kV	140	215	250	250
RIV máximo a 1000 kHz	μV	10	10	10	10

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Tabla A.20 Barras secundarias para transformadores trifásicos de 13,2 kV – 208Y/120 V

KVA	CALIBRE AWG BARRAJE AL AIRE		CALIBRE AWG BARRAJE EN DUCTO		CALIBRE AWG BARRAJE EN CANASTILLA		FUSIBLE
	CALIBRE LINEA VIVA	CALIBRE LINEA NEUTRO	CALIBRE LINEA VIVA	CALIBRE LINEA NEUTRO	CALIBRE LINEA VIVA	CALIBRE LINEA NEUTRO	
30	1xNo. 4	1xNo. 6	1xNo. 2	1xNo. 4	-	-	3 H
45	1xNo. 2	1xNo. 4	1xNo. 2/0	1xNo. 1/0	-	-	5 H
75	1xNo. 2/0	1xNo. 1/0	2xNo. 2/0	2xNo. 1/0	-	-	7 H
112,5	2xNo. 1/0	2xNo. 2	2xNo. 4/0	2xNo. 2/0	2xNo. 2/0	2xNo. 1/0	10 K
150	2xNo. 2/0	2xNo. 1/0	3xNo. 4/0	3xNo. 2/0	2xNo. 4/0	2xNo. 2/0	10 K
225	3xNo. 2/0	3xNo. 1/0	4xNo. 4/0	4xNo. 2/0	3xNo. 4/0	3xNo. 2/0	15 K

Fuente: Empresas Públicas de Medellín (E.P.M)

ANEXO B

CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Tabla B.1 Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos

Capacidad nominal o ajuste del dispositivo automático de sobrecorriente antes del equipo, tubería, etc. No mayor de (Amperios)	Calibre del conductor de puesta a tierra	
	Alambre de cobre	Alambre de aluminio
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250 kcmil
1600	4/0	350 kcmil
2000	250 kcmil	400 kcmil
2500	350 kcmil	600 kcmil
3000	400 kcmil	600 kcmil
4000	500 kcmil	800 kcmil
5000	700 kcmil	1200 kcmil
6000	800 kcmil	1200 kcmil

Fuente: Norma Técnica Colombiana – NTC 2050

Tabla B.2 Rangos de resistividad de la tierra

Tipo de tierra	Resistividad promedio (Ωm)
Suelo orgánico húmedo	10
Suelo húmedo	10^2
Suelo seco	10^3
Roca	10^4

Fuente: IEEE 80 - 2000

Tabla B.3 Resistividad de materiales superficiales

Número	Descripción del material de superficie	Resistividad de la muestra (Ωm)	
		Seco	Húmedo
1	Granito	140×10^6	1300 (agua superficial, 45 Ωm)
2	Granito molido 1,5" (0,04 m)	4000	1200 (agua llovida, 100W)
3	Granito molido 0.75 – 1" (0,02 – 0,025 m)	-----	6513 (10 min. después de drenar agua a 45 Ωm)
4	#4 Granito limpio 1 – 2" (0,025 – 0,05 m)	$1,5 \times 10^6$ a $4,5 \times 10^6$	5000 (agua de lluvia, 100 Ωm)
5	#3 Granito limpio 2 – 4" (0,05 – 0,1 m)	$2,6 \times 10^6$ a 3×10^6	10000 (agua de lluvia, 100 Ωm)
6	Piedra caliza	7×10^6	2000 – 3000 (agua superficial 45 Ωm)
7	Granito limpio similar a la grava 0,75" (0,02 m)	2×10^6	10000
8	Granito lavado	10×10^6	5000
9	Granito lavado #57 (0,75") (0,02 m)	190×10^6	800 (agua superficial, 45 Ωm)
10	Asfalto	2×10^6 a 30×10^6	10000 a 6×10^6
11	Concreto	1×10^6 a 1×10^9	21 a 100

Fuente: IEEE 80 - 2000

Tabla B.4 Constantes de los materiales

Descripción	Conductividad del material (%)	Factor α_r a 20°C (1/°C)	K_0 en °C	Temperatura de fusión ^a Tm (°C)	ρ_r 20°C (μΩcm)	Capacidad Térmica TCAP[J/(cm ³ °C)]
Cobre, destemplado de suave -trazado	100	0,00393	234	1083	1,72	3,42
Cobre, comercial de duro-trazado	97	0,00381	242	1084	1,78	3,42
Alambre de Acero con revestimiento de Cobre	40	0,00378	245	1084	4,40	3,85
Alambre de Acero con revestimiento de Cobre	30	0,00378	245	1084	5,86	3,85
Varilla ^b de Acero con revestimiento de Cobre	20	0,0078	245	1084	8,62	3,85
Aluminio de grado EC	61	0,00403	228	657	2,86	2,56
Aleación de Aluminio 5005	53,5	0,00353	263	652	3,22	2,60
Aleación de Aluminio 6201	52,5	0,00347	268	654	3,28	2,60
Alambre de Acero con revestimiento de Aluminio	20,3	0,00360	258	657	8,48	3,58
Acero 1020	10,8	0,00160	605	1510	15,90	3,28
Varilla ^c de acero con revestimiento Inoxidable	9,8	0,00160	605	1400	17,50	4,44
Varilla de acero con capa de Zinc	8,6	0,00320	293	419	20,10	3,93
Acero Inoxidable 304	2,4	0,00130	749	1400	72,00	4,03

Fuente: IEEE 80 - 2000

NOTAS:

^a de los estándares ASTM.

^b Varillas de acero con revestimiento de cobre basado en 0,254mm (0,010") de espesor del cobre.

^c Varillas de acero con revestimiento inoxidable en 0,508mm (0,020") N° 304 con espesor del acero inoxidable sobre el núcleo del acero 1020.

ANEXO C

MANUAL DE USUARIO DEL PROGRAMA EN MATLAB PARA FACILITAR EL DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO

El objetivo principal de esta herramienta software es realizar una primera aproximación al diseño del sistema de puesta a tierra de las subestaciones eléctricas de 13,2 kV y 34,5 kV y al diseño del apantallamiento de las subestaciones eléctricas de pedestal de 34,5 kV.

La descripción de los requisitos mínimos que debe tener el equipo computacional es el siguiente:

Tabla C.1 Requerimientos hardware y software del sistema

CARACTERÍSTICAS	REQUERIMIENTOS
CPU	Procesador Pentium II o superior
MEMORIA	512 MB de RAM o superior
DISCO	40 GB o superior
SISTEMA OPERATIVO	Windows XP
SOFTWARE	MATLAB 7.0
RESOLUCIÓN DE PANTALLA	1024X650 píxeles o superior

Fuente: Autor

Para poner en funcionamiento el programa es necesario abrir Matlab 7.0 y luego saldrá una pantalla como la de la Figura C.1 en donde se deben realizar los siguientes pasos:

- a. Buscar la carpeta donde están contenido todos los archivos que hacen parte de este programa tal como se ilustra en la Figura C.1. (Esta carpeta esta contenida en el CD del software que viene incluido con este trabajo de grado).

- b. En la ventana de comandos escribir la frase completa, sin títde y sin espacio “seguridadelectrica” tal como se ilustra en la Figura C.1.

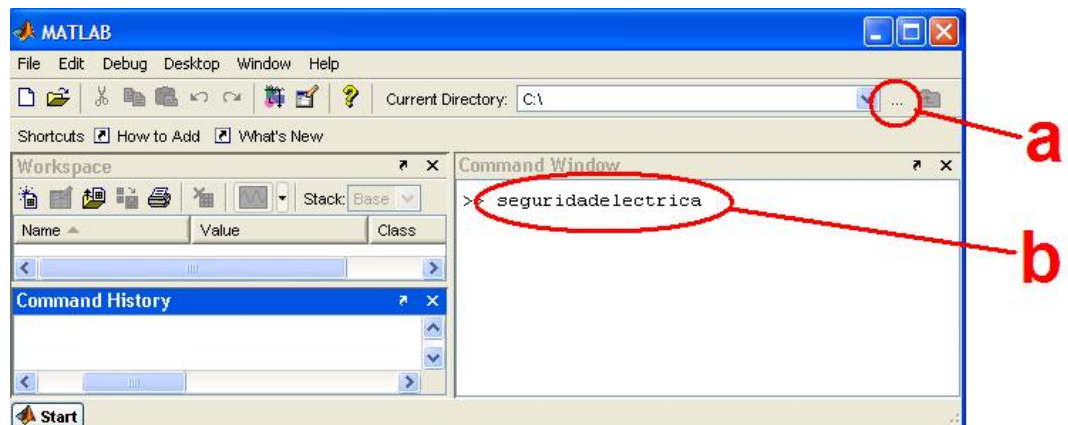


Figura C.1 Puesta en funcionamiento

C.1. PRESENTACIÓN DE LA INTERFAZ DE ENTRADA

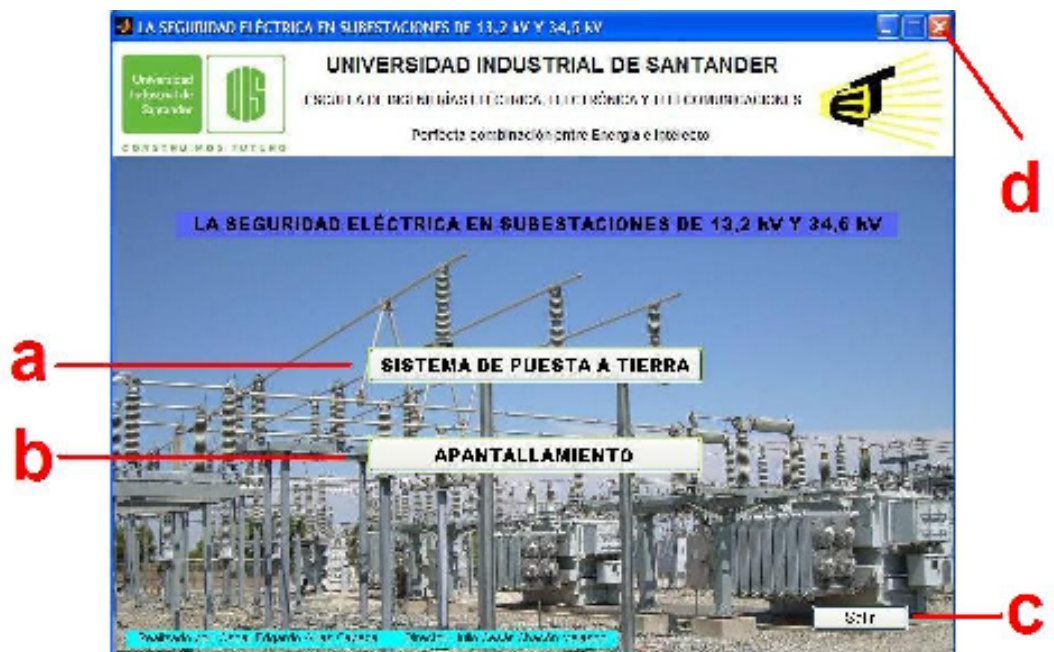


Figura C.2 Interfaz: La seguridad eléctrica en subestaciones de 13,2 kV y 34,5 kV

En la Figura C.2 se muestra la interfaz gráfica de presentación del programa en la cual se puede realizar las siguientes opciones:

- a. **Sistema de puesta a tierra.** Botón para realizar una primera aproximación al diseño del sistema de puesta a tierra de la subestación eléctrica.
- b. **Apantallamiento.** Botón para realizar una primera aproximación al diseño del apantallamiento de la subestación.
- c. **Salir.** Este es un botón que permite al usuario cerrar la ejecución del programa. En todas las interfaces del programa hay la posibilidad de seleccionar esta opción.
- d. Es un botón que también permite al usuario cerrar la ejecución del programa desde cualquier interfaz.

C.2. INTERFAZ GRÁFICA: TIPO DE SUBESTACIÓN PARA PUESTA A TIERRA

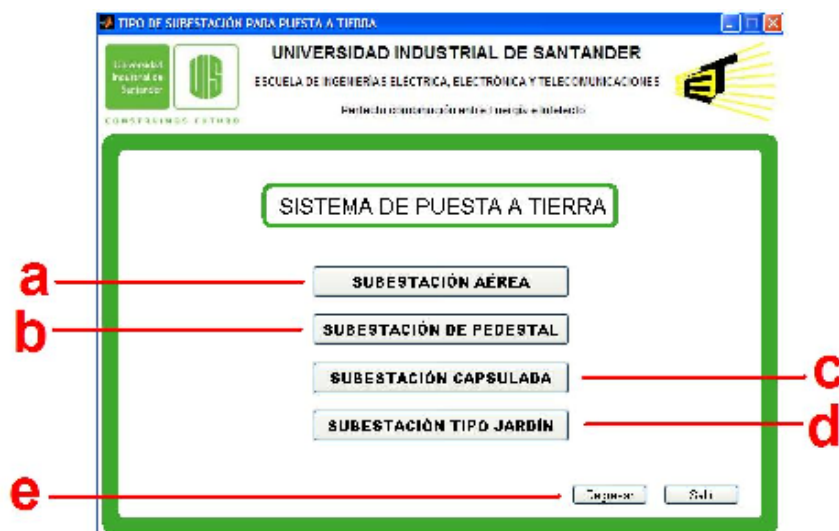


Figura C.3 Interfaz: Tipo de subestación para puesta a tierra

Esta interfaz gráfica se muestra, si en la Figura C.2 se ha seleccionado realizar el sistema de puesta a tierra. Como lo muestra la Figura C.3, esta interfaz tiene las siguientes opciones:

- a. **Subestación aérea.** Con este botón se realiza el sistema de puesta a tierra de las subestaciones aéreas de 13,2 kV.
- b. **Subestación de pedestal.** Botón para realizar el sistema de puesta a tierra de las subestaciones de pedestal de 13,2 kV y 34,5 kV.
- c. **Subestación capsulada.** Botón para realizar el sistema de puesta a tierra de las subestaciones capsuladas de 13,2 kV y 34,5 kV.
- d. **Subestación tipo jardín (pad mounted).** Con este botón se realiza el sistema de puesta a tierra de las subestaciones pad mounted de 13,2 kV y 34,5 kV.
- e. **Regresar.** Al seleccionar este botón se regresará inmediatamente a la interfaz anterior (La seguridad eléctrica en subestaciones de 13,2 kV y 34,5 kV).

C.3. INTERFAZ GRÁFICA: SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES AÉREAS

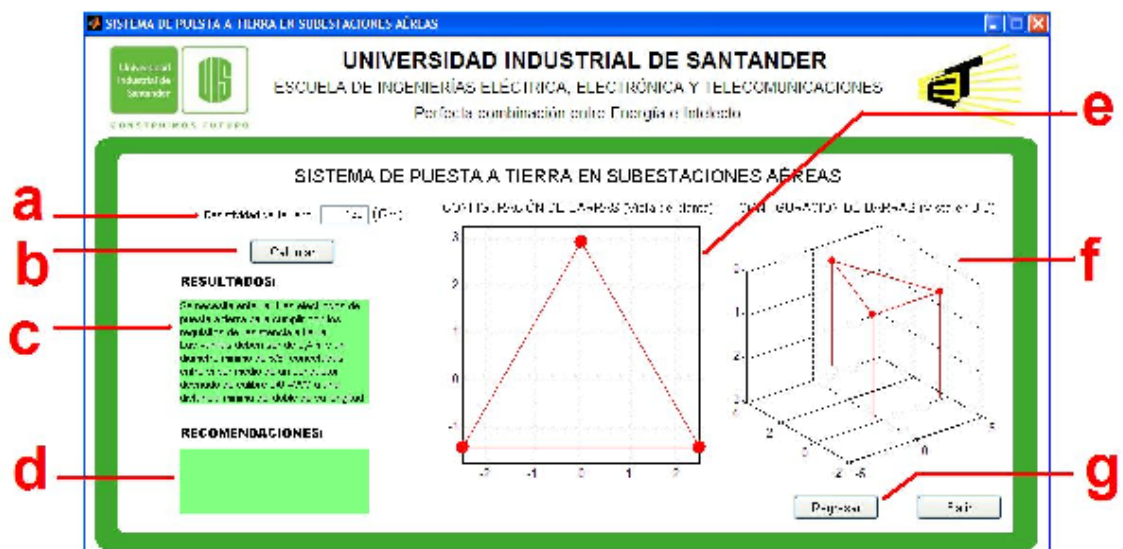


Figura C.4 Interfaz: Sistema de puesta a tierra en subestaciones aéreas

Sí en la Figura C.3 se ha seleccionado subestación aérea se mostrará esta interfaz. En esta interfaz se realiza el cálculo del sistema de puesta a tierra de las subestaciones aéreas de 13,2 kV. La metodología utilizada para el cálculo es realizada conforme al literal 3.6 de este trabajo de grado.

Como se muestra en la Figura C.4 las características de esta interfaz son:

- a. **Resistividad del terreno.** Se debe suministrar la resistividad del terreno donde se va a montar la subestación aérea. Debe ser un valor mayor a cero y sus unidades son (Ωm).
- b. **Calcular.** Botón para realizar el sistema de puesta a tierra de la subestaciones aérea.
- c. **Resultados.** Campo de texto donde se dan a conocer los resultados más relevantes sobre su cálculo.
- d. **Recomendaciones.** Campo de texto donde se dan a conocer algunas sugerencias cuando la resistividad del terreno es muy alta.
- e. **Configuración de barras (Vista de planta).** Muestra gráficamente como es la configuración de las barra en una vista de planta.
- f. **Configuración de barras (Vista en 3-D).** Muestra gráficamente como es la configuración de las barra en una vista en tres dimensiones.
- g. **Regresar.** Al seleccionar este botón se regresará inmediatamente a la interfaz anterior (tipo de subestación para puesta a tierra).

C.4. INTERFAZ GRÁFICA: SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Esta interfaz se muestra, sí en la Figura C.3 se ha seleccionado realizar el sistema de puesta a tierra de una subestación de pedestal, capsulada o tipo jardín. La metodología utilizada para el cálculo de la malla de tierra es hecha conforme al literal 3.10 de este trabajo de grado. La interfaz gráfica, tal como se ilustra en la Figura C.5, tiene dos secciones: Una sección donde se introducen todas las variables (parte izquierda) necesarias para el cálculo de la malla de puesta a tierra y otra sección donde se obtiene los resultados de su cálculo (parte derecha).

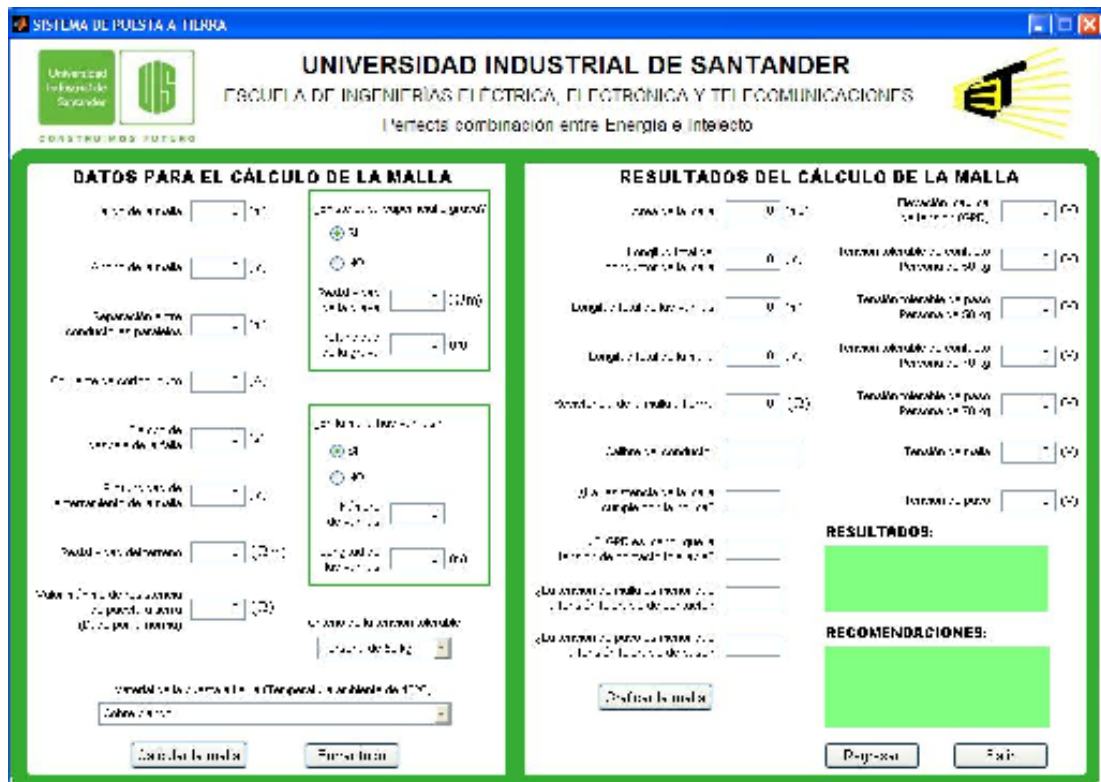


Figura C.5 Interfaz: Sistema de puesta a tierra

C.4.1. Datos para el cálculo de la malla

Según la Figura C.6 los datos que se deben suministrar, en esta interfaz gráfica, para el cálculo de la malla son:

- a. **Largo de la malla.** En unidades de (m).
- b. **Ancho de la malla.** En unidades de (m).
- c. **Separación entre conductores paralelos o separación entre conductores de la malla.** En unidades de (m). Para una mayor exactitud en los cálculos se recomienda que este valor sea tal que la malla este conformada por cuadrículas de longitudes iguales.

DATOS PARA EL CÁLCULO DE LA MALLA

a Corriente de falla [] (A)

b Tiempo de despeje de la falla [] (s)

c Profundidad de enterramiento de la malla [] (m)

d Resistividad del terreno [] (Ωm)

e Valor máximo de resistencia de puesta a tierra [] (Ω)

f Capa superficial o grava [] (m)

g Resistividad de la grava [] (Ωm)

h Grosor o profundidad de la grava [] (m)

i Capa superficial o grava [] (m)

j Resistividad de la grava [] (Ωm)

k Tipo de terreno []

l Temperatura ambiente [] ($^{\circ}C$)

m

Figura C.6 Datos para el cálculo de la malla

- d. **Corriente de cortocircuito.** En unidades de (A). Esta es la corriente de falla monofásica a tierra en el secundario de la subestación. Esta corriente equivale también a tres veces la corriente de falla monofásica de secuencia cero en el primario. La corriente de cortocircuito es suministrada por el operador de red.
- e. **Tiempo de despeje de la falla.** En unidades de (s).
- f. **Profundidad de enterramiento de la malla.** En unidades de (m). Este valor debe ser mayor que cero y menor de 2,5 m.
- g. **Resistividad del terreno.** En unidades de (Ωm).
- h. **Valor máximo de resistencia de puesta a tierra.** En unidades de (Ω). Este valor debe ser suministrado según lo establezca el RETIE en su última versión.
- i. **Capa superficial o grava.** Se suministra la resistividad de la grava o material superficial del terreno de la subestación en (Ωm) así como su grosor o profundidad en (m).

- j. **Varillas.** Si existen varillas, se debe suministrar el número de ellas y su longitud en (m).
- k. **Criterio de la tensión tolerable.** El cálculo de la malla de puesta a tierra de la subestación se puede realizar teniendo el criterio de una persona de 50 kg o una persona de 70 kg.
- l. **Material de la puesta a tierra.** Para suministrar este dato se tiene en cuenta que la temperatura ambiente es de 40°C. Dentro de esta caja se pueden seleccionar ocho materiales diferentes.
- m. **Calcular la malla.** Con este botón se procede a calcular la malla de puesta a tierra de la subestación.
- n. **Borrar todo.** Con este botón se borran todas las variables o datos necesarios para el cálculo de la malla.

C.4.2. Resultados del cálculo de la malla

Como lo muestra la Figura C.7 los resultados de esta interfaz son:

- o. **Área de la malla.** En unidades de (m²).
- p. **Longitud total del conductor de la malla.** En unidades de (m).
- q. **Longitud total de las varillas.** En unidades de (m).
- r. **Longitud total de la malla.** En unidades de (m).
- s. **Resistencia de la malla a tierra.** En unidades de (Ω).
- t. **Calibre del conductor.** El programa ha sido diseñado para que el calibre del conductor sea como mínimo 2/0 AWG y máximo 500 MCM.
- u. Indica si la resistencia de la malla cumple o no con la norma.
- v. Indica si la elevación máxima de tensión (GPR) es menor que la tensión de contacto tolerable.
- w. Indica si la tensión de malla es menor que la tensión tolerable de contacto.
- x. Indica si la tensión de paso es menor que la tensión tolerable de paso.
- y. **Elevación máxima de tensión (GPR).** En unidades de (V).



Figura C.7 Resultados del cálculo de la malla

- z. Tensión tolerable de contacto (Persona de 50 kg). En unidades de (V).
- a1. Tensión tolerable de paso (Persona de 50 kg). En unidades de (V).
- b1. Tensión tolerable de contacto (Persona de 70 kg). En unidades de (V).
- c1. Tensión tolerable de paso (Persona de 70 kg). En unidades de (V).
- d1. Tensión de malla. En unidades de (V).
- e1. Tensión de paso. En unidades de (V).
- f1. Resultados. Campo de texto donde se dan a conocer los resultados más relevantes sobre su cálculo. En este campo de texto se dice si se a cumplido o no con el cálculo de la malla de puesta a tierra.
- g1. Recomendaciones. Campo de texto donde se dan a conocer algunas sugerencias para que se cumplan (en caso de no cumplirse) con las tensiones de malla y de paso.

h1. Graficar la malla. Con este botón se puede ver la gráfica de la malla calculada, tal como es mostrado en la Figura C.8.

i1. Regresar. Al seleccionar este botón se regresará inmediatamente a la interfaz anterior (Tipo de subestación para puesta a tierra).

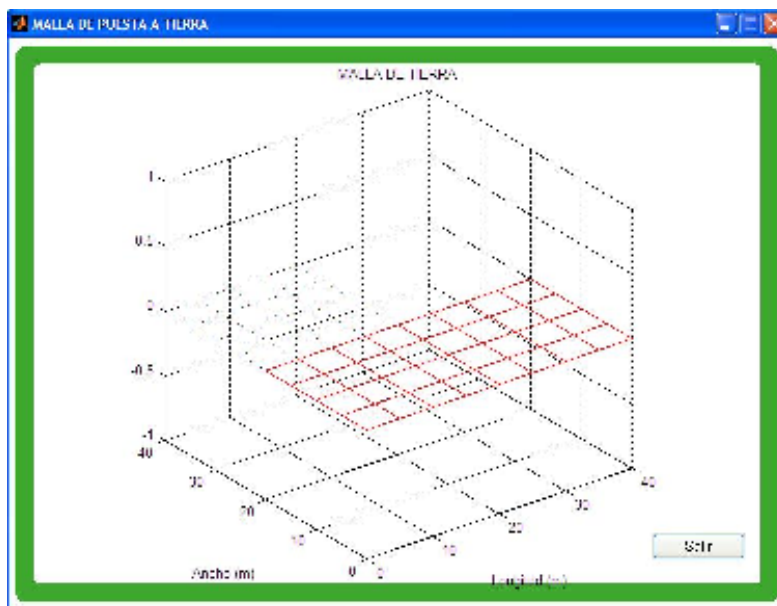


Figura C.8 Malla de puesta a tierra

C.5. INTERFAZ GRÁFICA: UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS DENTRO DE LA SUBESTACIÓN

Esta interfaz se muestra, sí en la interfaz de presentación (La seguridad eléctrica en subestaciones de 13,2 kV y 34,5 kV) se ha seleccionado el botón de apantallamiento. Con esta interfaz gráfica se dan las coordenadas de ubicación, de los equipos más importantes dentro la subestación eléctrica para posteriormente realizar una primera aproximación al sistema de apantallamiento de las subestaciones de pedestal de 34,5 kV. Cada equipo de la subestación es representado como un bloque (de color azul) a una determinada altura, para ello es necesario conocer dos puntos de sus coordenadas. Las características de esta interfaz son las siguientes asociadas a la Figura C.9:

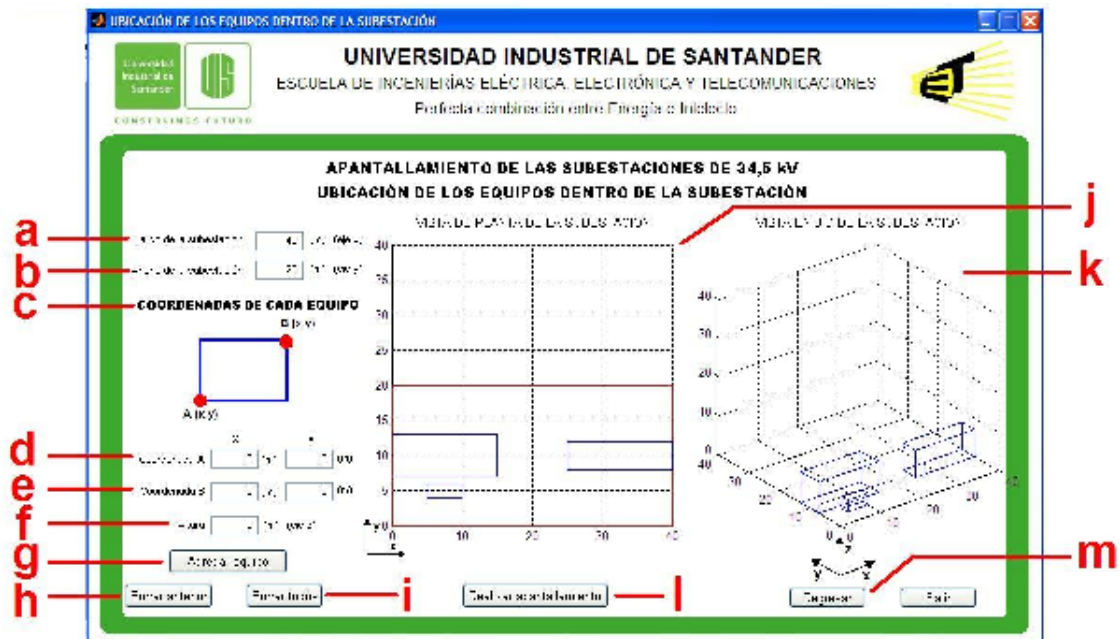


Figura C.9 Interfaz: Ubicación de los equipos dentro de la subestación

- a. **Largo de la subestación.** Dato para suministrar en unidades de (m).
- b. **Ancho de la subestación.** Dato para suministrar en unidades de (m).
- c. **Coordenadas de cada equipo.** Para determinar las coordenadas o sitio de ubicación de cada equipo dentro de la subestación, se deben de tener en cuenta las siguientes consideraciones:
 - El largo del área de la subestación es el eje x de las coordenadas.
 - El ancho del área de la subestación es el eje y de las coordenadas.
 - La altura del equipo corresponde al eje z de las coordenadas.
 - La coordenada cero del área de la subestación debe estar localizada en una esquina (inferior, izquierda) y con referencia a esta coordenada se tomarán las distancias.
 - Cada equipo se representará como un bloque (color azul en las gráficas) que posee unas dimensiones tanto para su largo, su ancho y su altura.
 - Las coordenadas A y B permiten determinar el largo y ancho de cada equipo dentro de la subestación.

- El usuario debe conocer previamente las dimensiones de los equipos.
- d. **Coordenada A.** Parámetros que se deben suministrar. Son las coordenadas (x,y) de la esquina inferior izquierda del equipo en unidades de (m) cuyo punto va a ayudar a determinar su largo y su ancho.
- e. **Coordenada B.** Parámetros que se deben suministrar. Son las coordenadas (x,y) de la esquina superior derecha del equipo en unidades de (m) cuyo punto va a ayudar a determinar su largo y su ancho.
- f. **Altura.** Es la altura del equipo en (m) y cuyo valor se debe suministrar. La altura debe ser mayor a cero (m).
- g. **Agregar equipo.** Este botón sirve para agregar cada equipo dentro de la subestación. Por lo menos debe haber un equipo para poder realizar el apantallamiento.
- h. **Borrar anterior.** Por medio de este botón se puede eliminar el equipo anterior, si se ha cometido algún error en sus coordenadas.
- i. **Borrar todos.** Por medio de este botón se puede eliminar las coordenadas de todos los equipos puestos en la subestación, así como las dimensiones de su área.
- j. **Vista de planta de la subestación.** En esta gráfica se muestra como van quedando ubicados los equipos dentro de la subestación.
- k. **Vista en 3-D de la subestación.** En esta gráfica se muestra como van quedando ubicados los equipos dentro de la subestación en una vista en tres dimensiones.
- l. **Realizar apantallamiento.** A través de este botón se procede a la siguiente interfaz (Figura C.10), en la cual se seleccionará el método de apantallamiento.
- m. **Regresar.** Al seleccionar este botón se regresará inmediatamente a la interfaz anterior (La seguridad eléctrica en subestaciones de 13,2 kV y 34,5 kV).

C.6. INTERFAZ GRÁFICA: SISTEMA DE APANTALLAMIENTO

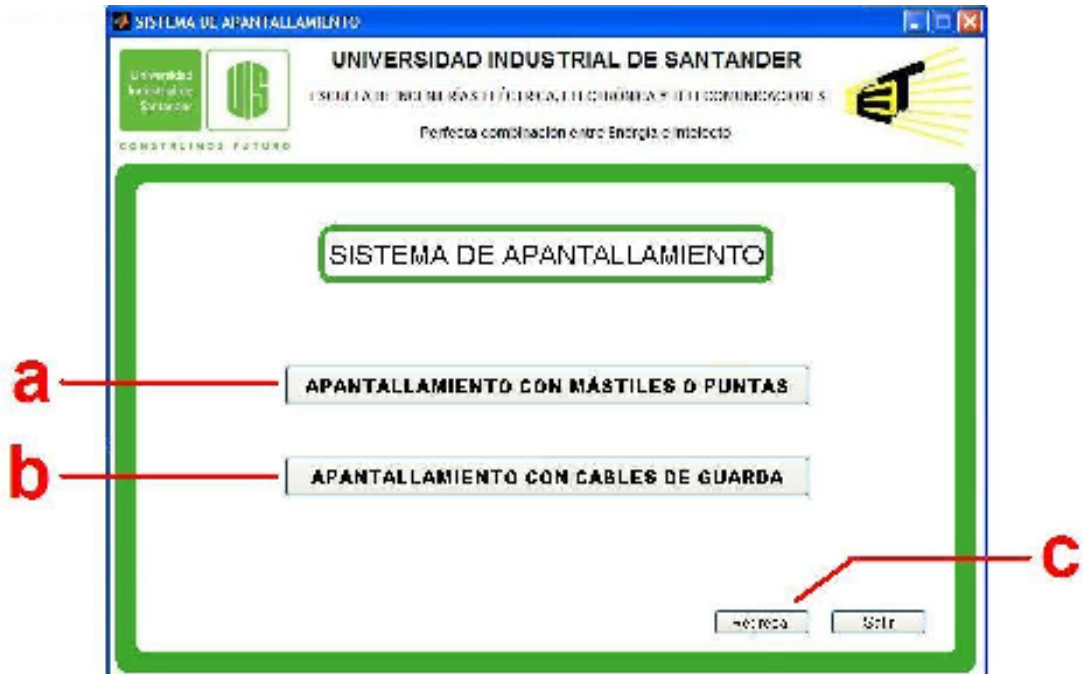


Figura C.10 Interfaz: Sistema de apantallamiento

Por medio de esta interfaz gráfica se realiza el sistema de apantallamiento de la subestación con dos métodos: Con puntas o con cables de guarda. Según el sistema de apantallamiento que el usuario seleccione, se ayudará a determinar cual de los dos sistemas resulta más económico, ya que se obtiene la cantidad de de puntas o cables de guarda que son necesarios para una aproximación a su diseño, que resulte en un apantallamiento efectivo de todos los equipos dentro de la subestación. El sistema de apantallamiento se realizará teniendo en cuenta que inicialmente se apantallará el equipo más alto dentro de la subestación. Según la figura C.10 las características de esta interfaz son:

- a. **Apantallamiento con mástiles o puntas.** Con este botón se realiza una aproximación al apantallamiento con mástiles o puntas, todos a una misma altura.

- b. **Apantallamiento con cables de guarda.** Seleccionando este botón se realiza una aproximación al apantallamiento con cables de guarda, todos a una misma altura.
- c. **Regresar.** Al seleccionar este botón se regresará inmediatamente a la interfaz anterior (Ubicación de los equipos dentro de la subestación). Si se selecciona este botón se borrarán todas las coordenadas de los equipos dentro de la subestación y se tendrán nuevamente que introducir.

C.7. INTERFAZ GRÁFICA: APANTALLAMIENTO CON MÁSTILES O PUNTAS

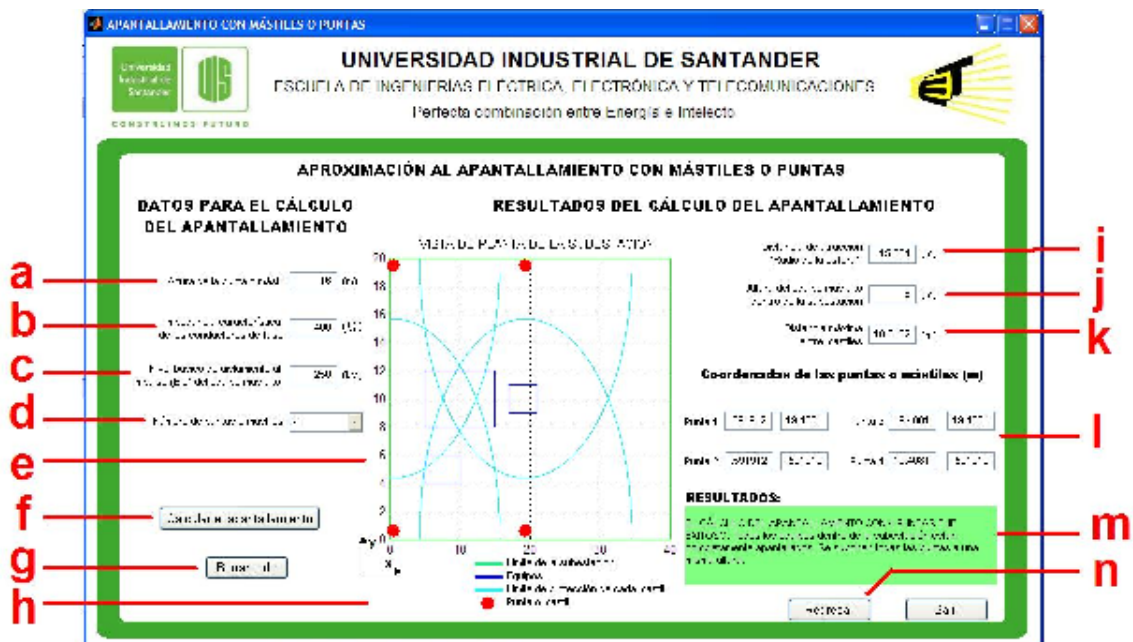


Figura C.11 Interfaz: Apantallamiento con mástiles o puntas

Cuando en la interfaz de la Figura C.10 se selecciona el botón de apantallamiento con mástiles o puntas, se mostrará esta interfaz. Esta interfaz gráfica realiza una aproximación al apantallamiento de la subestación con mástiles o puntas según la metodología enunciada en el literal 4.5.1 de este trabajo de grado. Según la figura C.11 las características de esta interfaz son:

- a. **Altura de la punta o mástil.** Dato que se debe suministrar en unidades de (m).
- b. **Impedancia característica de los conductores de fase.** Dato que se debe suministrar en unidades de (Ω).
- c. **Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL) del equipo más alto.** Este dato se debe suministrar en unidades de (kV). Por lo general el equipo más alto dentro de la subestación son las barras.
- d. **Número de puntas o mástiles.** En esta caja se pueden seleccionar si se desea hacer el apantallamiento con dos puntas, tres puntas, cuatro puntas o más de cuatro puntas. Si se selecciona apantallamiento con más de cuatro puntas se situarán puntas dentro de todo el área de la subestación con un espaciamiento menor a la distancia máxima entre mástiles, por tanto, esta ubicación de puntas no debe tomarse como final ya que entre algunas puntas pueden no haber equipos para apantallar, lo que las haría innecesarias. El usuario, si selecciona más de cuatro puntas, deberá determinar cuales puntas si son necesarias.
- e. **Vista de planta de la subestación.** Se muestra los equipos dentro de la subestación, la configuración de las puntas para apantallamiento y los límites máximos de apantallamiento para cada punta.
- f. **Calcular el apantallamiento.** Con este botón se calcula el apantallamiento de la subestación con los mástiles o puntas.
- g. **Borrar todo.** Con este botón se borran las variables de esta ventana, es decir, la altura de los cables, la impedancia característica de los conductores de fase y el BIL del equipo más alto, así como también los resultados.
- h. **Convenciones de las líneas en la gráfica.** Este texto muestra las convenciones de las líneas mostradas en la gráfica de la vista de planta de la subestación.
- i. **Distancia de atracción (Radio de la esfera).** Se muestra el resultado de la distancia de atracción en (m).

- j. **Altura del equipo más alto dentro de la subestación.** Se muestra el resultado en (m).
- k. **Distancia máxima entre mástiles.** Se muestra el resultado en (m). Por encima de esta distancia los equipos no estarán plenamente apantallados.
- l. **Coordenadas de las puntas o mástiles.** Se muestra el resultado en (m). Las coordenadas son (x,y).
- m. **Resultados.** Campo de texto donde se dan a conocer los resultados más relevantes sobre su cálculo. En este campo de texto se dice si se ha cumplido o no con el cálculo del apantallamiento, en caso de no cumplirse se hacen algunas recomendaciones.
- n. **Regresar.** Si se selecciona este botón se regresará inmediatamente a la interfaz anterior (Sistema de apantallamiento).

C.8. INTERFAZ GRÁFICA: APANTALLAMIENTO CON CABLES DE GUARDA

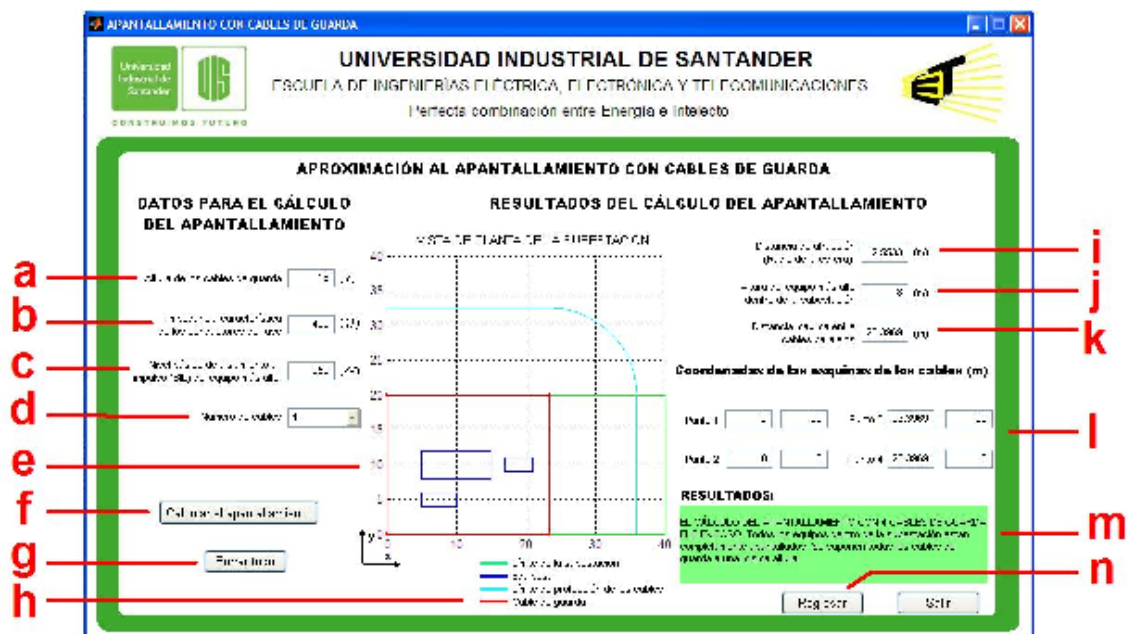


Figura C.12 Interfaz: Apantallamiento con cables de guarda

Si en la interfaz de la Figura C.10 se selecciona el botón de apantallamiento con cables de guarda, se mostrará esta interfaz. Esta interfaz gráfica realiza el apantallamiento de la subestación con cables de guarda según la metodología propuesta en el literal 4.5.2 de este trabajo de grado. Según la figura C.12 las características de esta interfaz son:

- a. **Altura de los cables de guarda.** Dato que se debe suministrar en unidades de (m).
- b. **Impedancia característica de los conductores de fase.** Dato que se debe suministrar en unidades de (Ω).
- c. **Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL) del equipo más alto.** Este dato se debe suministrar en unidades de (kV). Por lo general el equipo más alto dentro de la subestación son las barras.
- d. **Número de cables.** En esta caja se pueden seleccionar si se desea hacer el apantallamiento con dos, cuatro o más de cuatro cables de guarda. Si se selecciona apantallamiento con más de cuatro cables de guarda se situarán cables dentro de todo el área de la subestación con un espaciamiento menor a la distancia máxima entre cables, por tanto, esta ubicación de cables no debe tomarse como final ya que entre algunos cables pueden no haber equipos para apantallar, lo que las haría innecesarias. El usuario, si selecciona más de cuatro cables de guarda, deberá determinar cuales si son necesarios.
- e. **Vista de planta de la subestación.** Se muestra los equipos dentro de la subestación, la configuración de los cables de guarda para apantallamiento y los límites máximos de apantallamiento.
- f. **Calcular el apantallamiento.** Con este botón se calcula el apantallamiento de la subestación con los cables de guarda.
- g. **Borrar todo.** Con este botón se borran las variables de esta ventana, es decir, la altura de los cables, la impedancia característica de los conductores de fase y el BIL del equipo más alto.

- h. Convenciones de las líneas en la gráfica.** Este texto muestra las convenciones de las líneas mostradas en la gráfica de la vista de planta de la subestación.
- i. Distancia de atracción (Radio de la esfera).** Se muestra el resultado de la distancia de atracción en (m).
- j. Altura del equipo más alto dentro de la subestación.** Se muestra el resultado en (m).
- k. Distancia máxima entre cables paralelos.** Se muestra el resultado en (m). Por encima de esta distancia los equipos no estarán plenamente apantallados.
- l. Coordenadas de las esquinas de los cables.** Se muestra el resultado en (m). Las coordenadas son (x,y).
- m. Resultados.** Campo de texto donde se dan a conocer los resultados más relevantes sobre su cálculo. En este campo de texto se dice si se ha cumplido o no con el cálculo del apantallamiento, en caso de no cumplirse se hacen algunas recomendaciones.
- n. Regresar.** Si se selecciona este botón se regresará inmediatamente a la interfaz anterior (Sistema de apantallamiento).