



**ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO
EXTENSIÓN LATACUNGA**

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**“REDISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE
PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTOS DE LA
ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO CAMPUS
SANGOLQUÍ.”**

BYRON PATRICIO ZAPATA JIMÉNEZ

**TESIS PRESENTADA COMO REQUISITO PREVIO A LA
OBTENCIÓN DEL GRADO DE:**

INGENIERO EN ELECTROMECAÁNICA

Latacunga, Febrero 2012



CERTIFICACIÓN

Se certifica que el presente trabajo fue desarrollado en su totalidad por el señor BYRON PATRICIO ZAPATA JIMÉNEZ, como requisito parcial para la obtención del título de Ingeniero Electromecánico, bajo nuestra supervisión, cumpliendo con normas estatutarias establecidas por la ESPE en el reglamento de estudiantes de la ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO.

Ing. Pablo Mena

DIRECTOR DEL PROYECTO

Ing. Washington Freire

CODIRECTOR DEL PROYECTO



**ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

CERTIFICADO

ING. PABLO MENA (DIRECTOR)

ING. WASHINGTON FREIRE(CODIRECTOR)

CERTIFICAN:

Que el trabajo titulado “Rediseño y Optimización de los Sistemas de Puesta a Tierra y Apantallamientos de la Escuela Politécnica del Ejército Campus Sangolquí”, realizado por Byron Patricio Zapata Jiménez, ha sido guiado y revisado periódicamente y cumple normas estatutarias establecidas por la ESPE, en el Reglamento de Estudiantes de la Escuela Politécnica del Ejército.

Debido a que constituye un trabajo de excelente contenido científico que coadyuvará a la aplicación de conocimientos y al desarrollo profesional, **SI** recomiendan su publicación.

El mencionado trabajo consta de UN empastado y UN disco compacto el cual contiene los archivos en formato portátil de Acrobat. Autorizan al señor: Byron Patricio Zapata Jiménez que lo entregue al Ing. Wilson Sánchez O., en su calidad de Director de Carrera.

Latacunga, Febrero del 2012.

.....

Ing. Pablo Mena

DIRECTOR

.....

Ing. Washington Freire

CODIRECTOR



ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Byron Patricio Zapata Jiménez

DECLARO QUE:

El proyecto de grado denominado “Rediseño y Optimización de los Sistemas de Puesta a Tierra y Apantallamientos de la Escuela Politécnica del Ejército Campus Sangolquí”, ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan el pie de las páginas correspondiente, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es mi autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Latacunga, Febrero del 2012.

.....

Byron Patricio Zapata Jiménez



ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO
CARRERA DE INGENIERIA ELECTROMECAÁNICA

AUTORIZACIÓN

Yo, Byron Patricio Zapata Jiménez

Autorizo a la Escuela Politécnica del Ejército la publicación, en la biblioteca virtual de la Institución del trabajo “REDISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTOS DE LA ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO CAMPUS SANGOLQUÍ”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

Latacunga, Febrero del 2012.

.....

Byron Patricio Zapata Jiménez



AGRADECIMIENTO

Primero y ante todo gracias a Dios por haberme dado los padres que tengo,

Con mucha satisfacción mi agradecimiento a mi Pitu,

Quien con su paciencia y cariño ha sabido guiarme por el camino correcto,

Quien me ha brindado toda su comprensión,

Y ha estado siempre a mi lado como una amiga.

A mi Padre, por su infinito sacrificio para hacer de mí

Una persona que brille ante los demás.

A mis hermanos que han confiado en mí,

Y me han ayudado en los momentos difíciles.

A mi Director y Codirector, que han compartido su

Conocimiento para lograr la realización de este documento

A mi brujita por estar a mi lado y apoyarme incondicionalmente.

Byron Patricio



DEDICATORIA

*A mis padres Inés y Patricio,
Que son la razón de mí existir,
Como muestra de cariño, gratitud y retribución
Por todo cuanto han hecho en mi vida.*

*A mis hermanos Adriana, Rodrigo, Álvaro y Ricardo,
Amigos incondicionales y únicos.*

*A mi Naty y a mi Dany,
Como muestra de ejemplo,
Para que siempre luchen ante las adversidades,
Y busquen realizar sus sueños.*



ÍNDICE

RESUMEN	1
SUMMARY	2
CAPÍTULO I	3
GENERALIDADES	3
1.1. ANTECEDENTES	3
1.2. OBJETIVOS GENERALES Y ESPECIFICOS	4
1.2.1. OBJETIVO GENERAL	4
1.2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	5
1.3. IMPORTANCIA Y JUSTIFICACION.....	5
1.4. ALCANCE.....	7
CAPÍTULO II	8
FUNDAMENTO TEÓRICO	8
2.1. DEFINICIÓN DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPAT).....	8
2.1.1. PARTES QUE COMPRENEN LAS PUESTAS A TIERRA.....	8
2.1.1.1. Toma de tierra.....	10
2.1.1.2. Líneas principales de tierra.....	11
2.1.1.3. Derivaciones de las líneas principales de tierra	11
2.1.1.4. Conductores de protección.....	11
2.2. FUNCIONES DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	12
2.3. DESCRIPCIÓN DE LA NECESIDAD DE UNA PUESTA A TIERRA.	13
2.3.1. IMPORTANCIA DE LA PUESTA A TIERRA.....	14
2.3.2. PELIGROSIDAD DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA PARA SERES HUMANOS.	15
2.3.3. TENSION DE PASO	16
2.3.4. TENSION DE CONTACTO	17
2.3.5. TENSIÓN DE TRANSFERENCIA.....	17
2.4. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PUESTA A TIERRA.....	18
2.4.1. RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....	18
2.4.1.1. Factores de la variación de la resistividad:	20
2.4.1.2. Mejoramiento de la Resistividad del Terreno	23
2.4.2. CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA.....	25



2.4.3.	ELECTRODOS DE TIERRA.....	27
2.4.3.1.	Tipos de Electrodos	30
2.4.4.	CONEXIONES.....	35
2.4.4.1.	Conexiones mecánicas.....	35
2.4.4.2.	Conexiones bronceadas	36
2.4.4.3.	Uniones exotérmicas	36
2.4.4.4.	Conexiones soldadas en forma autógena	37
2.5.	PROCESO DE MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....	38
2.5.1.	MÉTODOS DE MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....	39
2.5.1.1.	Método de Wenner	39
2.5.1.2.	Método de Schlumberger Palmer	41
2.5.1.3.	Método de Medición de Resistencia de una Varilla (Variación con la Profundidad)	42
2.5.1.4.	Método de Medición de Resistencia de Electrodos ya enterrados	43
2.6.	PROCESO DE MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE UNA PUESTA A TIERRA.....	44
2.6.1.	MÉTODOS DE MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA 45	
2.6.1.1.	Método de curva de caída de potencial.....	46
2.6.1.2.	Método de la regla del 62%	47
2.6.1.3.	Método de la pendiente.....	48
2.6.1.4.	Método de la intersección de curvas	51
2.7.	TIPOS DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	52
2.7.1.	PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN “ <i>SAFETY GROUND</i> ” (PE), PARA EQUIPOS.....	52
2.7.2.	PUESTA A TIERRA DE SERVICIO “ <i>SIGNAL GROUND</i> ” (FE), PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	52
2.7.3.	PUESTA A TIERRA TEMPORALES. (PARA TRABAJOS DE MANTENIMIENTO).....	53
2.7.4.	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE RAYOS O “ <i>LIGHTNING GROUND</i> ”.....	53
2.8.	REGÍMENES DE CONEXIÓN A TIERRA.....	54



2.9.	CONSIDERACIONES GENERALES DE DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	55
2.9.1.	VALORES DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.	55
2.9.2.	Pasos para lograr excelentes Sistemas de Puesta a Tierra.	57
2.9.3.	METODOLOGIA IEEE 80.	59
2.9.3.1.	Parámetros a tener en cuenta en el diseño.	59
2.9.3.2.	Constantes.	59
2.9.3.3.	Variables.	60
2.9.3.4.	Conductor a utilizar.	62
2.9.3.5.	Tensiones de paso y de contacto máximas tolerables.....	62
2.9.3.6.	Determinación de la configuración inicial.	63
2.9.3.7.	Cálculo de la resistencia de puesta a tierra R_g en ohmios.	63
2.9.3.8.	Calculo del máximo potencial de tierra (GPR) y Cálculo de la corriente máxima de malla (I_G).....	64
2.9.3.9.	Cálculo de tensión de malla en caso de falla.	66
2.9.3.10.	Cálculo de la tensión de paso en caso de falla.	68
2.9.4.	CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN PEQUEÑA POTENCIA.....	68
2.10.	APANTALLAMIENTOS (SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS SPDA).	69
2.11.	SU IMPORTANCIA PARA LA SEGURIDAD DEL EDIFICIO.....	70
2.12.	PROCESO DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.	71
2.13.	EVALUACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE LA INCIDENCIA DE DESCARGA O RIESGO DE EXPOSICIÓN EN UNA INSTALACIÓN.....	73
2.14.	CÁLCULO DEL ÍNDICE DE RIESGO.....	76
2.15.	ELEMENTOS BÁSICOS DE UN SISTEMA DE PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS (SPDA).	78
2.16.	TIPOS DE APANTALLAMIENTOS.....	84
2.16.1.	SISTEMA FRANKLIN.....	85
2.16.2.	SISTEMA TIPO JAULA DE FARADAY.	86
2.16.3.	SISTEMA RADIOACTIVO.....	87
2.16.4.	SISTEMA DE PUNTAS.	87
2.16.5.	SISTEMA RETICULAR.....	88



2.17.	ZONAS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	88
2.17.1.	PRIMERA CLASE.....	88
2.17.2.	SEGUNDA CLASE.....	89
2.17.3.	TERCERA CLASE.....	89
2.17.4.	CUARTA CLASE.....	89
2.17.5.	QUINTA CLASE.....	89
2.17.6.	CONO DE PROTECCIÓN.....	91
2.17.7.	ESFERA RODANTE.....	92
2.18.	ESPECIFICACIONES PARA UN SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS.	93
2.19.	ALTURA DE LAS VARILLAS DE LOS PARARRAYOS.....	94
2.20.	CURVATURA DE LOS CONDUCTORES.....	97
2.21.	IMPEDANCIA A TIERRA.....	98
2.22.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE PARARRAYOS.....	99
2.22.1.	ELECCIÓN DE LA CORRIENTE NOMINAL Y LA CLASE DE DESCARGA DE LÍNEA.....	100
2.22.2.	CRITERIO DE ELECCIÓN DE LA TENSIÓN DE FUNCIONAMIENTO CONTINUO (Uc).....	101
2.22.3.	CRITERIO DE ELECCIÓN DE SOBRETENSIONES TEMPORALES (TOV _c). 101	
2.22.4.	ELECCIÓN DE LA LÍNEA DE FUGA.....	103
2.22.5.	MARGEN DE PROTECCIÓN A IMPULSOS TIPO RAYO.....	105
2.22.6.	MARGEN DE PROTECCIÓN A IMPULSOS TIPO MANIOBRA.....	106
2.23.	MÉTODO SISTEMÁTICO SIMPLIFICADO PARA LA ELECCIÓN DE PARARRAYOS.....	107
CAPITULO III		109
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL DE LA ESPE.....		109
3.1.	RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN EXISTENTE.....	109
3.2.	LEVANTAMIENTO DE PLANOS Y DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SEP. 110	
3.3.	LEVANTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTOS.....	112
3.3.1.	PUESTA A TIERRA ESPECIAL PARA UTIC'S (Data Center)	118



3.4.	MEDICIÓN DE LOS VALORES DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	119
3.4.1.	CALIBRACIÓN DEL EQUIPO.....	120
3.4.2.	PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE LA PUESTA A TIERRA, MÉTODO DE LA PINZA.....	121
3.5.	MEDICIÓN DE LOS VALORES DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO EN EL CAMPUS SANGOLQUÍ.....	124
3.5.1.	CALIBRACIÓN DEL EQUIPO.....	124
3.5.2.	PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA MEDICIÓN DE RESISTENCIA DEL TERRENO, MÉTODO DE LOS CUATRO PUNTOS (MÉTODO DE WENNER).	125
CAPITULO IV.....		129
REDISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTOS.		129
4.1.	ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	129
4.2.	REDISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	129
4.2.1.	CRITERIOS DE DISEÑO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA.	130
4.2.2.	REDISEÑO DE LA PUESTA A TIERRA DE LA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN N° 3.....	131
4.2.3.	REDISEÑO DE LA PUESTA A TIERRA DEL EDIFICIO DE POSTGRADOS.....	140
4.2.4.	REDISEÑO DE LA PUESTA A TIERRA DEL PARARRAYOS BLOQUE CENTRAL A-B.	145
4.3.	ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE APANTALLAMIENTO DE LAS INSTALACIONES.	146
4.3.1.	ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DEL EDIFICIO ADMINISTRATIVO:	146
4.3.2.	ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL BLOQUE CENTRAL “A-B”:	149
4.3.3.	ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL BLOQUE CENTRAL “C-D”:	152
4.4.	REDISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	155
4.4.1.	CRITERIO DE REDISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.	156



4.5. CÁLULO DEL ÍNDICE DE RIESGO PARA LOS PARARRAYOS INSTALADOS EN LA ESPE – SANGOLQUI.	156
4.5.1. DATOS QUE DEFINEN EL EDIFICIO ADMINISTRATIVO Y SU ENTORNO.	156
4.5.2. DATOS QUE DEFINEN EL BLOQUE CENTRAL A-B Y SU ENTORNO.	157
4.5.3. DATOS QUE DEFINEN EL BLOQUE CENTRAL C-D Y SU ENTORNO.	158
4.6. REDISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DEL BLOQUE CENTRAL A-B.	159
4.7. REDISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DEL BLOQUE CENTRAL C-D.	161
4.8. SELECCIÓN DEL PARARRAYOS “E”, PARA EL EDIFICIO DEL NÚCLEO CENTRAL C-D.	163
CAPITULO V	166
ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO.....	166
5.1. PROPUESTA DE SOLUCIÓN PARA LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	166
5.1.1. MALLA PARA LA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN N° 3.	167
5.1.2. MALLA PARA EL EDIFICIO DE POSTGRADOS.....	167
5.1.3. MALLA PARA EL PARARRAYOS EN EL NÚCLEO CENTRAL A-B. .	168
5.2. PROPUESTA DE SOLUCIÓN PARA LOS SISTEMAS DE APANTALLAMIENTOS.....	168
5.2.1. REUBICACIÓN DEL PARARRAYOS “B”.	168
5.2.2. INSTALACIÓN DEL PARARRAYOS “E”.....	169
5.3. EVALUACIÓN DEL COSTO PARA LA INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMAS.....	170
5.4. FACTIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL ESTUDIO.	173
CAPITULO VI.....	174
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	174
6.1. CONCLUSIONES:.....	174
6.2. RECOMENDACIONES:.....	176
BIBLIOGRAFÍA	178
PÁGINAS WEB:.....	179



ANEXOS	180
ANEXO 1.....	181
ANEXO 2.....	182
ANEXO 3.....	183
ANEXO 4.....	184
ANEXO 5	185



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Efectos físicos del choque eléctrico	16
Tabla 2.2. Tabla de la Resistividad del Terreno	19
Tabla 2.3. Dimensiones de Conductores de Puesta a Tierra	25
Tabla 2.4. Conductor del electrodo de tierra de instalaciones de c.a.	26
Tabla 2.5. Tamaño nominal mínimo de los conductores de tierra para canalizaciones y equipos	27
Tabla 2.6. Requisitos para electrodos de puesta a tierra.....	29
Tabla 2.7. Temperatura máxima permisible para diferentes tipos de uniones	38
Tabla 2.8. Valores de k en función de u para el método de la pendiente.....	50
Tabla 2.9. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra	56
Tabla 2.10. Valores aconsejables para resistencia de puesta a tierra	57
Tabla 2. 11. Constantes para los materiales de conductores	60
Tabla 2. 12. Dimensiones de conductores de puesta a tierra	62
Tabla 2.13. Valores típicos de D_f	65
Tabla 2.14. Características de conductores de cobre.....	67
Tabla 2.15. Valores GFD aproximados alrededor del mundo en donde se relaciona con el nivel isocerámico por año.....	74
Tabla 2.16. Ventanas de protección típicas	75
Tabla 2.17. Cálculo del índice de riesgo. Coeficiente “b”	77
Tabla 2.18. Cálculo del índice de riesgo. Coeficiente “c”	77
Tabla 2.19. Colocación del dispositivo captor en función del nivel de protección	93
Tabla 2.20. Requisitos mínimos para materiales de clase I	94
Tabla 2.21. Requisitos mínimos para materiales de clase II	94
Tabla 2.22. Especificaciones Técnicas de los Pararrayos	99
Tabla 2.23. Valores Característicos de la corriente nominal de descarga (I_n) en función de la tensión máxima del sistema.	100
Tabla 2.24. Valores Característicos de la corriente nominal de descarga (I_n) en función de la tensión máxima del sistema.	101



Tabla 2.25. Valores Característicos del factor de falta a tierra en función del tipo de conexión de neutro del sistema (redes hasta 220 kV)	103
Tabla 2.26. Línea de fuga específica nominal en función del nivel de contaminación	104
Tabla 2.27. Valores de cresta de la corriente de descarga para cuya tensión residual se considera el nivel de protección del pararrayos a impulsos tipo maniobra (Ups) en función de la tensión máxima del sistema U_s	106
Tabla 3.1. Distribución de los Centros de Transformación	110
Tabla 3.2. Datos de los Generadores del Sistema de Emergencia	111
Tabla 3.3. Distribución de los Sistemas de Puesta a Tierra de la ESPE Sangolquí	113
Tabla 3.4. Errores en las mediciones del Ground Resistance Clamp-on 382356 en la placa de prueba para resistencia.....	120
Tabla 3.5. Valores de Resistencia de las Mallas de Puesta a Tierras existentes	123
Tabla 3.6. Valores de Resistividad del Terreno en el Campus Sangolquí ...	128
Tabla 4.1. Características para el transformador que alimenta al núcleo central C-D	165
Tabla 4.2. Características del Pararrayos adecuado para la instalación del pararrayos “E”	166
Tabla 5.1. APU de la malla de la cámara de transformación N°3	172
Tabla 5.2. APU de la malla de la cámara de Postgrados	172
Tabla 5.3. APU Reubicación pararrayos “B”	173
Tabla 5.4. APU Pararrayos “E”	173



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Esquema de un Sistema de Puesta a Tierra	9
Figura 2.2: Toma de Tierra	10
Figura 2.3: Tensión de paso	16
Figura 2.4: Tensión de contacto	17
Figura 2.5: Tensión de transferencia	18
Figura 2.6: Variaciones estacionales de la resistividad de un terreno e influencia de la profundidad de hincado o colocación del electrodo.....	20
Figura 2.7: Capas de terreno atravesadas por pica de puesta a tierra	21
Figura 2.8: Variación de la resistividad con la temperatura y la humedad ..	22
Figura 2.9: Resistividad Vs. Salinidad del terreno	22
Figura 2.10: Barra de Tierra	30
Figura 2.11: Placas de Tierra	31
Figura 2.12: Electrodo Horizontal	32
Figura 2.13: Malla de Tierra	32
Figura 2.14: Electrodo Activo o raíz electrolítica	33
Figura 2.15: Incidencia de la separación de electrodos	34
Figura 2.16: Incidencia de la profundidad de un electrodo vertical	35
Figura 2.17: Método de medición de Wenner	40
Figura 2.18: Curva de resistividad típica	41
Figura 2.19: Método de Schlumberger Palmer.....	42
Figura 2.20: Medidor de tierra tipo gancho	45
Figura 2.21: Método de la curva de caída de potencial	47
Figura 2.22: Método de la pendiente	48
Figura 2.23: Curvas de caída de potencial	51
Figura 2.24: Intersección de las curvas	51
Figura 2.25: Regímenes de conexión a tierra	54
Figura 2.26: Tipos de descargas atmosféricas	72



Figura 2.27: Forma de onda de un Rayo (IEEE) Curva representativa de una descarga atmosférica 8/20 μs	73
Figura 2.28: Mapa Isoceraúnico	76
Figura 2.29: Elementos de una Protección Contra Rayos	78
Figura 2.30: Barra Equipotencial	81
Figura 2.31: Conexión de la Bobina de Choque	82
Figura 2.32: Plan de Protección de Seis Puntos	84
Figura 2.33: Puntas de Franklin	86
Figura 2.34: Jaula de Faraday	86
Figura 2.35: Sistema Radioactivo	87
Figura 2.36: Sistema de Puntas	87
Figura 2.37: Sistema Reticular	88
Figura 2.38: Zona protegida cónica	91
Figura 2.39: Ángulo de protección “alfa” en función de la altura y el nivel de protección	91
Figura 2.40: Aplicación esquemática del método de la esfera rodante en una superficie muy irregular	92
Figura 2.41: Ángulo de protección y radio equivalente de la esfera rodante	93
Figura 2.42: Instalación de varillas pararrayos	95
Figura 2.43: Esfera Rodante- área de protección	96
Figura 2.44: Curvatura de los Conductores	97
Figura 3.1: Probador de Pinza para Resistencia de Tierra, modelo 382356	119
Figura 3.2: Placa de prueba de resistencia, EXTECH Instruments	120
Figura 3.3: Medición - Probador de Pinza para Resistencia de Tierra, modelo 382356	122
Figura 3.4: Medidor Digital de Resistencia de Puesta a Tierra modelo 4630	124
Figura 3.5: Conexión de los Electrodo y el Telurímetro	126
Figura 3.6: Medición 1 - Medidor Digital de Resistencia de Puesta a Tierra modelo 4630	127



Figura 3.7: Medición 2 - Medidor Digital de Resistencia de Puesta a Tierra modelo 4630	128
Figura 4.1: Cámara de Transformación N° 3	132
Figura 4.2: Diseño Básico de la Malla de Puesta a Tierra	137
Figura 4.3: Cámara de Transformación N° 4.....	142
Figura 4.4: Diseño Básico de la Malla de Puesta a Tierra para Postgrados	144
Figura 4.5: Pararrayos “A”- Edificio Administrativo	148
Figura 4.6: Radio de protección Edificio Administrativo	149
Figura 4.7: Esfera rodante-área de protección Edificio Administrativo ...	150
Figura 4.8: Pararrayos “B” y “C”- Bloque Central de aulas A-B	151
Figura 4.9: Radio de protección del bloque central A-B	152
Figura 4.10: Esfera rodante-área de protección del bloque central A-B ...	153
Figura 4.11: Pararrayos “B” y “C”- Bloque Central de aulas C-D	154
Figura 4.12: Radio de protección del bloque central C-D	155
Figura 4.13: Esfera rodante-área de protección del bloque central C-D	156
Figura 4.14: Reubicación del pararrayos “B”	161
Figura 4.15: Esfera rodante-área de protección del bloque central C-D con la reubicación del pararrayos “B”	162
Figura 4.16: Instalación del pararrayos “E”	163
Figura 4.17: Esfera rodante-área de protección del bloque central C-D con la instalación del pararrayos “E”	164
Figura 5.1: Diseño definitivo de la Malla de Puesta a Tierra para la cámara de transformación N°3	168
Figura 5.2: Diseño definitivo de la Malla de Puesta a Tierra para el edificio de Postgrados	169
Figura 5.3: Distancia del conductor para la reubicación del pararrayos “B”	170
Figura 5.4: Distancia del conductor para la instalación del pararrayos “E”	171



ANEXOS

ANEXO 1

Certificado de Calibración del Medidor de Resistencia Modelo 4630

ANEXO 2

PLANO N° 1 “UBICACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTAS A TIERRA DE LA ESPE SANGOLQUI”

ANEXO 3

PLANO N° 2 “DIAGRAMA UNIFILAR DE MEDIA TENSIÓN DE LA ESPE SANGOLQUÍ”

ANEXO 4

PLANOS DE LOS DIAGRAMAS UNIFILARES DE LAS CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN

ANEXO 5

PLANOS DE LAS MALLAS DE PUESTA A TIERRA



RESUMEN

Para desarrollar este trabajo se lo ha dividido en seis capítulos, donde se explican los procedimientos realizados para cumplir con los objetivos propuestos.

El Capítulo I es un preámbulo del planteamiento del problema, la justificación e importancia, el alcance, delimitación y los objetivos planteados.

En el Capítulo II se presenta un marco teórico que aborda los conceptos de los sistemas de Puesta a Tierra y Apantallamientos, la importancia de estos sistemas en las edificaciones y la manera adecuada de su instalación, apegados a normas nacionales e internacionales.

El Capítulo III comprende el levantamiento de todos los datos necesarios para documentar el estado actual de los sistemas y determinar las fallas y desastinos de los sistemas mencionados en la ESPE Sangolquí.

En el Capítulo IV se realiza el desarrollo del rediseño de los sistemas que no cumplen las normas y que se encuentran en mal estado, aplicando los conceptos y normas descrito en el capítulo II.

El Capítulo V presenta un estudio técnico-económico del rediseño, presentando una propuesta de solución al problema y detallando el costo de dicha propuesta.

Finalmente, en el capítulo VI se muestran las conclusiones y recomendaciones que resultaron en el desarrollo de este proyecto.



SUMMARY

To develop this work, it has been divided into six chapters, which detail the procedures performed to meet the objectives.

Chapter I is an introduction of the problem statement, the justification and importance, scope and definition of objectives.

Chapter II presents a theoretical framework that addresses the concepts of systems grounding and shielding, the right way of installation following national and international standards.

Chapter III includes the lifting of data of systems mentioned in ESPE Sangolquí, to document the current status and identify systems that are defective.

In Chapter IV is done the redesign of the systems that do not follow standards and are in poor state, applying concepts and standards described in Chapter 2.

Chapter V presents a technical - economic study of the redesign, proposing a solution to the problem and detailing the final cost.

Finally, Chapter VI show the conclusions and recommendations which resulted in the development of this project.



CAPÍTULO I

GENERALIDADES

La importancia de entender el comportamiento de la electricidad y cuáles son sus aplicaciones, hoy en día es un hecho que todas las personas se ven involucradas de cualquier modo con electricidad tanto en sus casas como en el trabajo.

Todos los sistemas eléctricos y electrónicos necesitan ser aterrizados a tierra, por tal motivo, esta práctica en función del tiempo ha continuado y se ha desarrollado progresivamente, de modo que tales conexiones a tierra se encuentran en casi todos los puntos del sistema eléctrico, incluyéndose las estaciones generadoras, las líneas de transmisión, los centros de transformación, los cables que distribuyen la energía eléctrica y los locales industriales, comerciales y domiciliarios en los cuales se utiliza.

En los últimos años, es visible un rápido desarrollo en lo referente a los sistemas eléctricos, hay que estar consciente en que existen modelamientos de Sistemas de Puesta a Tierra, motivo por el cual esto ha incrementado el interés, comprensión y aplicación del tema propiamente dicho, teniendo en cuenta al mismo tiempo que la actividad del diseño ha llegado a ser muy significativo debido a que las nuevas normas para equipos de cargas no lineales requieren diseños seguros, confiables y eficientes.

Es así, que mediante el desarrollo de este proyecto se tendrá la oportunidad de explicar más claramente los conceptos que intervienen en lo que se refiere a las diferentes formas de aterrizar un equipo.

1.1. ANTECEDENTES

El sistema eléctrico de la ESPE fue instalado en el año de 1985 con una demanda proyectada a 15 años como lo exigen las “Normas para Sistemas de



Distribución”¹ vigentes de la Empresa Eléctrica Quito. El mencionado período de tiempo se ha cumplido sin haberse llevado a cabo un adecuado control y mantenimiento de los Sistemas de Puesta a Tierra, más aun tomando en cuenta el continuo desarrollo de la institución en los últimos años, tanto en lo académico, cultural y deportivo, así como en su infraestructura y equipamiento de laboratorios.

Muchas instalaciones eléctricas están propensas al riesgo de daño como resultado del impacto de un rayo y armónicos de carga externa o interna, por lo que se requiere de arreglos especiales para reducir el riesgo involucrado a servicio y protección. Una malla de tierra adecuada es fundamental para esta providencia.

En la ESPE Sangolquí ya se han evidenciado los daños producidos por variaciones de voltaje y corriente, como es el caso de la UTIC’S, varios equipos han resultado quemados debido a que probablemente el sistema de puesta a tierra no actúa de manera adecuado.

Además, por la modernización de los edificios de la ESPE, se requiere de un nuevo Sistema de puesta a Tierra, debido a que las condiciones de sistema han variado.

1.2. OBJETIVOS GENERALES Y ESPECIFICOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Rediseñar y optimizar los sistemas de puesta a tierra y apantallamientos de la ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO CAMPUS SANGOLQUÍ, realizando las respectivas mediciones y los levantamientos de datos actualizados.

¹ Empresa Eléctrica Quito, “Normas para sistemas de distribución” – Parte A – Guía para Diseño



1.2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Realizar el levantamiento de datos del Sistema de Puesta a Tierra existente en la ESPE.
- Realizar mediciones de campo en los Sistemas de puesta a tierra de la ESPE.
- Actualizar los datos de carga instalada del Sistema Eléctrico de Potencia de la ESPE.
- Rediseñar y optimizar el sistema de puesta a tierra considerando los resultados técnicos de los datos obtenidos de las mediciones de campo realizadas y del levantamiento de carga del sistema eléctrico de potencia.

1.3. IMPORTANCIA Y JUSTIFICACION

La Puesta a Tierra de instalaciones eléctricas y el Apantallamientos de las edificaciones está relacionada en primer lugar con la seguridad. Ambos sistemas se diseñan normalmente para cumplir con dos funciones de seguridad.

La primera es establecer conexiones equipotenciales. Toda estructura metálica conductiva expuesta, que puede ser tocada por una persona, se conecta a través de conductores de conexión eléctrica. Si una persona está en contacto simultáneamente con dos piezas diferentes de una estructura metálica expuesta, el conductor de conexión eléctrica debiera garantizar que la persona no reciba un choque eléctrico, haciendo que la diferencia de potencial entre los equipos sea insuficiente para que esto ocurra.

La segunda función es garantizar que toda la corriente que se origine en el evento de una falla a tierra, que puede estar relacionado con una descarga



atmosférica, pueda retornar a la fuente de una forma controlada. Por una forma controlada se entiende que la trayectoria de retorno está predeterminada, de tal modo que no ocurra daño al equipo o lesión a las personas.

Existen normas que regulan la importancia de la puesta a tierra y tienen por misión entregar parámetros a los usuarios para asegurar una buena puesta a tierra. También se conocerán conceptos básicos como son los términos y lenguaje de ésta parte de la electricidad.

Sabiendo la importancia de la puesta a tierra de protección y de servicio, es que existe el interés por mejorar las puestas a tierra debido que influyen mucho las condiciones climáticas, y en todo momento se entiende que una puesta a tierra varia tanto por aspectos del terreno y las condiciones propias, que constituyen un problema para medir y obtener una buena puesta a tierra. Esto es por nombrar algunas condiciones de dificultad que se encuentra en la realidad. Debido a lo antes mencionado surge la necesidad de crear mejores puestas a tierra y de brindar el adecuado mantenimiento de las mismas.

En este proyecto se pretende rediseñar los Sistemas de Puesta a Tierra y Apantallamientos existentes en la ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO CAMPUS SANGOLQUÍ.

Esto ayudará a tener un conocimiento actualizado de los Sistemas de Potencia, de Puestas a Tierra y Apantallamientos que se encuentren en el Campus, brindando un confiable respaldo para realizar cualquier tipo de mantenimiento en los sistemas antes mencionados, disminuyendo así los riesgos de accidentes eléctricos ocasionados por el desconocimiento del estado operativo de las instalaciones.



1.4. ALCANCE

El presente proyecto será difundido de manera que llegue a constituirse para la ESPE, en una fuente de información para la localización y solución de problemas que se presenten posteriormente en dichos Sistemas de Puesta a Tierra y Apantallamientos.

Se realiza mediante el levantamiento de planos y diagramas unifilares para describir las condiciones actuales del Sistema Eléctrico de Potencia y de los Sistemas de Puesta a Tierra y Apantallamientos, posteriormente iniciar el rediseño de las Puestas a Tierra, enfocado en la confiabilidad y el mantenimiento. La factibilidad de la implementación de las propuestas de rediseño será sustentada mediante un análisis técnico económico.

Finalmente el manejo y la ejecución de las alternativas de solución planteadas por este proyecto estarán a cargo del departamento de Desarrollo Físico de la Escuela Politécnica del Ejército, el cual pondrá a disposición el presente estudio para los fines que lo requieran.



CAPÍTULO II

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1. DEFINICIÓN DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPAT).

De manera general, para la física, se considera que el globo terráqueo en su totalidad tiene un potencial igual a cero (0 V); por lo tanto, la tierra en sí misma y cualquier conductor conectado a ella es llamado Tierra (ground); generalmente se representa con las siglas GND o G. Un equivalente al término tierra es, MASA, pero este se utiliza cuando no se trata de una tierra verdadera, es decir, un chasis, un soporte metálico o un armazón.

Siguiendo los criterios de la instrucción 039 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (RBT) y el NTE-IEP/73 Norma Técnica de la Edificación (NTE); la denominación "puesta a tierra" comprende toda la ligazón metálica directa, sin fusible ni protección alguna, de sección suficiente, entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo, o grupo de electrodos, enterrados en el suelo, con objeto de conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falla o la de descarga de origen atmosférico.²

2.1.1. PARTES QUE COMPRENDEN LAS PUESTAS A TIERRA

Todo sistema de puesta a tierra constará de las siguientes partes, (ver la figura 2.1.):

- Tomas de tierra.

²http://www.ute.com.uy/servicios_cliente/docs/C-23.pdf

- Líneas principales de tierra.
- Derivaciones de las líneas principales de tierra.
- Conductores de protección.

El conjunto de conductores, así como sus derivaciones y empalmes, que forman las diferentes partes de las puestas a tierra, constituyen el circuito de puesta a tierra.

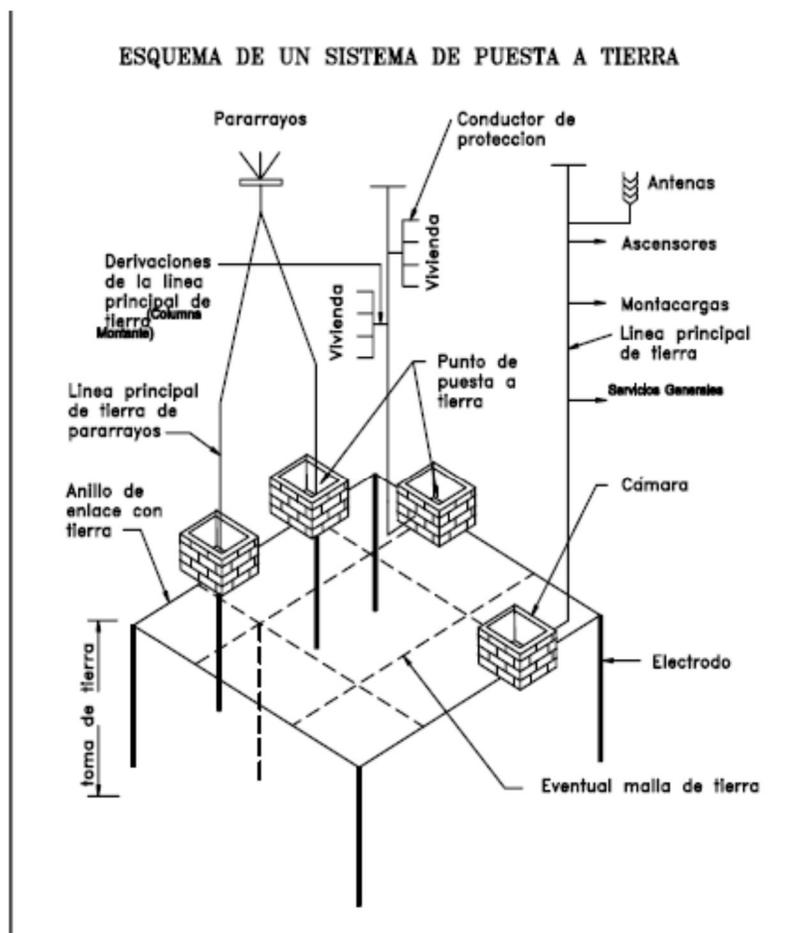


Figura 2.1: Esquema de un Sistema de Puesta a Tierra

Fuente: http://www.ute.com.uy/servicios_cliente/docs/C-23.pdf

En base a la figura 2.1., se describen a continuación cada uno de los elementos que conforman el sistema de puesta a tierra.

2.1.1.1. Toma de tierra

Las tomas de tierra estarán constituidas por los elementos siguientes, como se muestra en la figura 2.2.

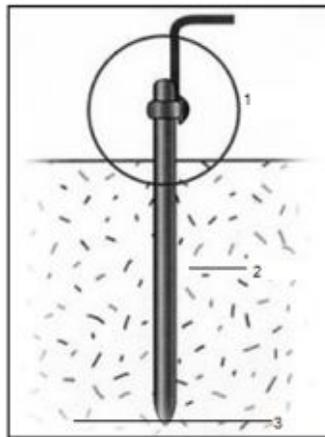


Figura 2.2: Toma de Tierra

1) Punto de Puesta a Tierra.- Es un punto situado fuera del suelo que sirve de unión entre la línea de enlace con tierra y la línea principal a tierra.

2) Electrodo.- Es una masa metálica, permanentemente en contacto con el terreno, para facilitar el paso a éste de las corrientes de defecto que puedan presentarse o la carga eléctrica que tenga o pueda tener.

3) Resistencia de Tierra circundante.- Ésta en realidad es la componente que influye en el valor de la resistencia de una puesta a tierra y depende básicamente de la resistividad del suelo y de la conductividad que presenten los conductores y electrodos de la malla a tierra.



En caso de que se trate de una puesta a tierra simple con un solo electrodo, solo tendrá estos tres elementos; si se trata de una puesta a tierra con varios electrodos (Malla) se incluye un elemento adicional que es la línea de enlace con tierra, que está formada por los conductores que unen el electrodo o conjunto de electrodos con el punto de puesta a tierra.

El punto de puesta a tierra estará constituido por un dispositivo de Conexión (regleta, placa, borne, etc.) que permita la unión entre los conductores de las líneas de enlace y principal de tierra de forma que puedan agruparse, con el fin de poder realizar la medida de la resistencia de tierra.

2.1.1.2. Líneas principales de tierra

Las líneas principales de tierra estarán formadas por conductores que partirán del punto de puesta a tierra y a las cuales estarán conectadas las derivaciones necesaria para la puesta a tierra de las masas generalmente a través de los conductores de protección.

2.1.1.3. Derivaciones de las líneas principales de tierra

Las derivaciones de las líneas de tierra estarán constituidas por conductores que unirán la línea principal de tierra con los conductores de protección o directamente con las masas.

2.1.1.4. Conductores de protección

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra los contactos indirectos.

En el circuito de puesta a tierra, los conductores de protección unirán las masas a la línea principal de tierra.



En otros casos reciben igualmente el nombre de conductores de protección, aquellos conductores que unen las masas:

- al neutro de la red,
- a otras masas,
- a elementos metálicos distintos de las masas,
- a un relé de protección.³

2.2. FUNCIONES DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Los objetivos perseguidos al realizar una puesta a tierra son múltiples y generalmente propios de cada caso en cuestión.

Se consideran como las principales funciones que deben desempeñar las siguientes:

- a) Establecer valores adecuadamente bajos de los voltajes entre fase y tierra, durante fallas en los sistemas de transmisión.
- b) Proporcionar una vía de baja impedancia de falla, lo más económica posible, a un sistema, para lograr la operación rápida de los elementos de protección, relés, fusibles, etc.
- c) Conducir a tierra las corrientes provenientes de descargas atmosféricas, limitando los voltajes producidos en instalaciones eléctricas y evitando la producción de efectos secundarios tales como arcos que conduzcan a la desconexión de parte o la totalidad de estas instalaciones.
- d) Evitar voltajes peligrosos entre estructuras, equipos, etc. (en general elementos que pudiesen adquirir algún potencial incontrolable) y el terreno durante fallas o en condiciones normales de operación.

³<http://www.uco.es/~el1bumad/docencia/minas/ie06t7.pdf>



- e) Servir como conductor de retorno a ciertas instalaciones, equipos o consumos. Por ejemplo:
- Puesta a tierra del neutro en instalaciones de distribución.
 - Bobinados de transformadores de potencial.
 - Circuito de telefonía por onda portadora.
 - Protección catódica.
 - Transmisión de potencia en corriente continua, etc...
- f) Evitar que la corriente de falla a tierra produzca gradientes de potencial en el terreno, pudiendo sobrepasar los límites tolerados por el cuerpo humano o el de los animales que pudieran encontrarse en el lugar, originando muchas veces accidentes fatales.⁴

2.3. DESCRIPCIÓN DE LA NECESIDAD DE UNA PUESTA A TIERRA.

Los principales motivos por los que se realiza una correcta puesta a tierra, unida a un dispositivo de corte por intensidad de defecto, pueden resumirse en:

- Limitar las tensiones de las partes metálicas de los equipos o máquinas a valores no peligrosos para las personas.
- Asegurar, en caso de avería del material utilizado, la actuación correcta de las protecciones, de forma que la parte de la red averiada quede separada de las fuentes de alimentación, eliminando los riesgos propios de la avería.
- Impedir la acumulación de cargas electrostáticas o inducidas en los equipos, máquinas o elementos metálicos que se hallen en zonas con riesgo de explosión.
- Constituye un sistema de protección contra incendios, al limitar en tiempo y valor las corrientes de fuga.

⁴ Tesis "Diseño de la Jaula de Faraday y Puesta a Tierra del Laboratorio de Alta Tensión de la ESPOL", Celiano Iván Balseca Cueva



- Garantizar las descargas de los sistemas no lineales.

La puesta a tierra actúa como único elemento protector en los siguientes casos:

- Contra las descargas atmosféricas o electroestáticas
- En redes con neutro aislado, como elemento de unión de las diferentes masas
- Como unión equipotencial⁵

2.3.1. IMPORTANCIA DE LA PUESTA A TIERRA

La importancia de un sistema de puesta a tierra radica principalmente en la protección de las personas, edificaciones y equipos electrónicos, contra los efectos producidos por descargas atmosféricas, descargas estáticas, señales de interferencia electromagnética y contactos indirectos por corrientes de fugas a tierra. De esta manera la instalación correcta de un sistema de puesta a tierra, brinda importantes beneficios al evitar pérdidas humanas, daños materiales e interferencias entre edificaciones.⁶

En sistemas de potencia la puesta a tierra mantiene la referencia necesaria. En sistemas no puestos a tierra, algunas tensiones pueden provocar fallas en el aislamiento de los equipos y sistemas. La puesta a tierra del neutro del sistema permite la operación de sistemas de protección basados en la detección de corrientes que circulan por la misma, despejándose así el circuito bajo falla.

La puesta a tierra de los equipos se refiere a la conexión intencional de las carcasas, bastidores o estructuras metálicas no portadores o transmisores de corriente de los mismos, para lograr los siguientes propósitos:

⁵<http://www.edicionsupc.es/ftppublic/pdfmostra/EE05704M.pdf>

⁶<http://www.voltimum.es/catalog/fam/REE-/101/105/REE-ITC18/fam-L/Puesta-a-tierra-ITC-BT-18.html>



- Mantener una diferencia de voltaje baja entre las diferentes estructuras metálicas con lo que se busca resguardar al personal de cualquier choque eléctrico.
- Contribuir a un mejor desempeño de los sistemas de protección.
- Evitar incendios provocados por materiales volátiles o la combustión de gases al proveer un camino efectivo y seguro para la circulación de corrientes de falla y descargas atmosféricas y estáticas y así eliminar los arcos y elevadas temperaturas en los equipos eléctricos.
- Buen desempeño de equipos, manteniendo un mismo nivel de potencial de tierra en todas las unidades del sistema.

Estas son, entre otras, las razones de la necesidad de un buen sistema de puesta a tierra, así como de su mantenimiento.

Debe hacerse especial énfasis en que la seguridad de las personas es la que verdaderamente preocupa y se constituye en el fin primordial de la instalación de puesta a tierra.

2.3.2. PELIGROSIDAD DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA PARA SERES HUMANOS.

La Electrocuación es el paso de corriente por el cuerpo humano y riesgo de electrocución es la posibilidad de circulación de esa corriente.⁷

En vista de la gran dependencia actual de la energía eléctrica, es conveniente recordar los efectos fisiológicos y los límites de peligrosidad de la corriente eléctrica.

⁷Tierras Soporte de la Seguridad Eléctrica, pág. 33, Favio Casas Ospina.

Tabla 2.1. Efectos físicos del choque eléctrico.

Intensidad mA, c.a., 50 o 60 Hz		Efecto en el organismo
Hombre	Mujer	
0,4	0,4	Ninguna sensación
0,5	0,5	Umbral de percepción
9	6	Pérdida del control muscular en el 0.5 % de la población.
16	10.5	Pérdida del control muscular en el 50 % de la población.
20-30		Posibilidad de asfixia
$116/\sqrt{t}$		Fibrilación de corazón (t mayor de 0,083 segundos y menor de 5 segundos)

Fuente: Manual de aplicación del Reglamento de Instalaciones Eléctricas, Enríquez Harper, pag. 284.

2.3.3. TENSION DE PASO

Según las normativas de la IEEE 81, “la Tensión de Paso es la diferencia de potencial entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un metro, en la dirección del gradiente de potencial máximo”.

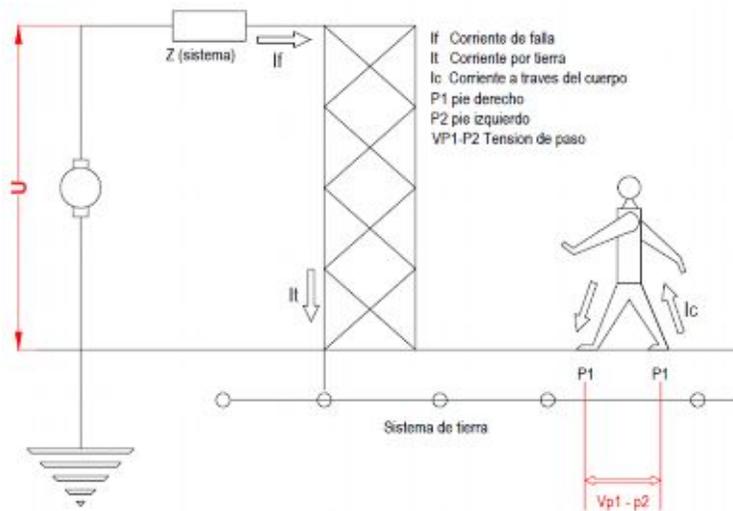


Figura 2.3. Tensión de paso

2.3.4. TENSION DE CONTACTO

La normativa IEEE 81, define la tensión de contacto o de toque como sigue; “La tensión de contacto es la diferencia de potencial entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia igual a la distancia horizontal máxima que pueda alcanzar una persona, o sea , aproximadamente, un metro”

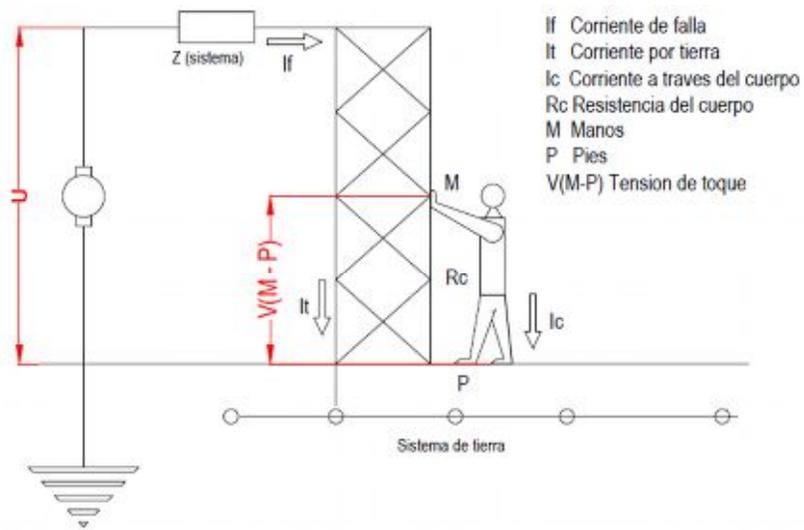


Figura 2.4. Tensión de contacto

2.3.5. TENSIÓN DE TRANSFERENCIA

Si una persona que estando dentro de un área o estación, toca un conductor aterrado a un punto remoto; o estando una persona en un punto remoto toca un conductor conectado a la estación de la malla a tierra. Aquí el choque de voltaje puede ser esencialmente igual a toda la elevación del potencial de la malla de tierra bajo condiciones de falla.

En la figura 2.5. Muestra un ejemplo de transferencia de potencial el cual puede ser considerado como un caso especial de voltaje de toque o contacto.

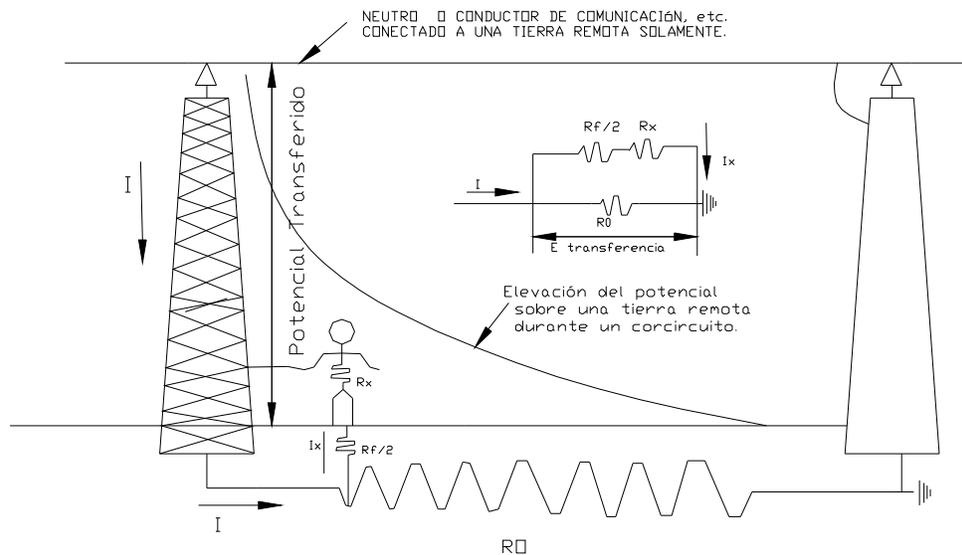


Figura 2.5. Tensión de transferencia

En la sección 2.9.2.5. Se muestran las fórmulas para el cálculo de las tensiones de paso y de contacto.

2.4. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PUESTA A TIERRA.

El sistema de puesta a tierra está influenciado tanto por las condiciones del suelo, por las características del conductor y electrodo, así como de la forma como se conectan los elementos entre sí, de ello se desprenden los siguientes factores:

2.4.1. RESISTIVIDAD DEL TERRENO.

Un parámetro importante en el diseño de un sistema de puesta a tierra es la resistividad del terreno, definida como la capacidad del suelo para conducir corriente ante un campo eléctrico aplicado.⁸

⁸http://passthrough.fw-notify.net/download/543079/http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0214_EO.pdf



Puesto que las clases de terreno no están claramente definidas, por tal razón a continuación en la tabla 2.2., se presenta una guía de los tipos de terrenos con sus respectivos valores aproximados de resistividad, pero en la práctica debe medirse este factor.

Tabla 2.2. Tabla de la Resistividad del Terreno.

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN $\Omega.m$
Terrenos Pantanosos	1 a 30
Limus	20 a 120
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Marga y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silíceas	200 a 1000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terrenos cultivables poco fértiles, terraplenes	500

Fuente: Biblioteca ATRIUM de las instalaciones de Gas y Electricidad, Oliveras Llambés, Joan

2.4.1.1. Factores de la variación de la resistividad:

- **Variaciones estacionales.-** En la figura 2.6. puede verse un ejemplo de las variaciones estacionales de la resistividad de un terreno y la influencia sobre estas de la profundidad de hincado o colocación.

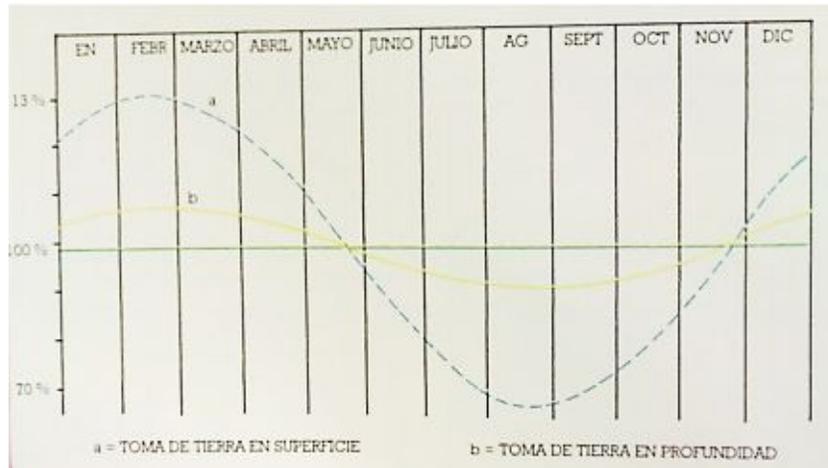


Figura 2.6: Variaciones estacionales de la resistividad de un terreno e influencia de la profundidad de hincado o colocación del electrodo

Fuente: Biblioteca ATRIUM de las instalaciones de Gas y Electricidad, Oliveras Llambés, Joan

- **Composición del terreno.-** Terrenos diferentes presentan distintas resistividades. A medida que la roca es más compacta y más antigua, la resistividad es mayor. La de las aguas de río es comparable a la de los terrenos buenos.
- **Estratigrafía del terreno.** – La resistencia total es la resultante de las acciones parciales de las diversas capas de tierra. A veces, una sola capa presenta una resistividad tan baja, que la influencia de las restantes, es decir, es imperceptible.

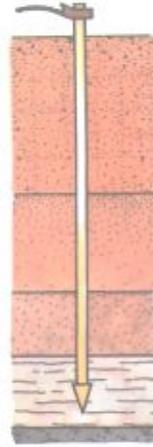


Figura 2.7: Capas de terreno atravesadas por pica de puesta a tierra

Fuente: Biblioteca ATRIUM de las instalaciones de Gas y Electricidad, Oliveras Llambés, Joan

- **Humedad.-** La humedad que posee el terreno determina fuertemente su resistividad. El agua que contiene el terreno, debido a su estado higrométrico, es la que influye. La variación de la resistividad del suelo con la humedad se debe a que la conducción de cargas eléctricas en el suelo es predominantemente iónica. Un porcentaje mayor de humedad hace que las sales presentes en el suelo se disuelvan, formando un medio favorable al pasaje de la corriente iónica.⁹
- **Temperatura.-** A medida que desciende la temperatura aumenta la resistividad del terreno y ese aumento se nota aún más al llegar a 0° C, hasta el punto que, a medida que es mayor la cantidad de agua en estado de congelación, se va reduciendo el movimiento de los electrolitos los cuales influyen en la resistividad de la tierra.¹⁰

⁹https://www.ucursos.cl/ingenieria/2010/1/EL3003/2/material_alumnos/bajar?id_material=55268

¹⁰<http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe70.html>

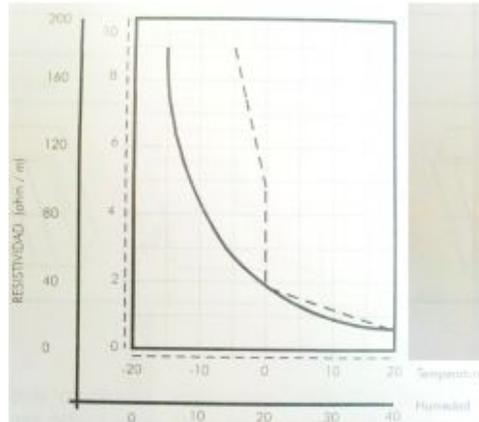


Figura 2.8: Variación de la resistividad con la temperatura y la humedad

Fuente: Manual de Aplicación del Reglamento de Instalaciones Eléctricas, editorial LIMUSA

- **Concentración de las sales disueltas en agua.-** Al existir una mayor concentración de sal en el suelo, este mejora su conductividad. En forma general, entonces, se podría establecer que mejor conductor es el terreno mientras mayor contenido de sal haya en él.¹¹

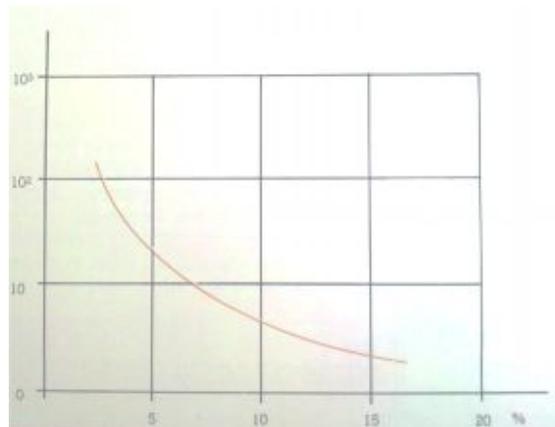


Figura 2.9: Resistividad Vs. Salinidad del terreno.

Fuente: Biblioteca ATRIUM de las instalaciones de Gas y Electricidad, Oliveras Llambés, Joan

¹¹https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2010/1/EL3003/2/material_alumnos/bajar?id_material=55268



2.4.1.2. Mejoramiento de la Resistividad del Terreno

En la actualidad existen variadas formas de mejorar el terreno, con el fin de reducir el valor de resistividad del mismo. Es conveniente emplear los métodos actuales que aseguran una larga duración de vida útil de la puesta a tierra, a continuación se presentan dos métodos apropiados para realizar el mejoramiento de la resistividad.

✓ Cambio del Terreno

Los terrenos pueden ser cambiados en su totalidad, por terreno rico en sales naturales; cuando ellos son rocosos, pedregosos, calizas, granito, etc., que son terrenos de muy alta resistividad y pueden cambiarse parcialmente cuando el terreno está conformado por componentes de alta y baja resistividad; de modo que se supriman las partes de alta resistividad y se reemplacen por otros de baja resistividad; uno de estos procedimientos es el zarandeo del terreno donde se desechan las piedras contenidas en el terreno. El cambio total parcial del terreno deberá ser lo suficiente para que el electrodo tenga un radio de buen terreno que sea de 0 a 0.50 m en todo su contorno así como en su fondo.

Para lugares de alta resistividad donde se cambie el terreno de los pozos en forma total, el porcentaje puede estar entre 50 a 70 % de reducción de la resistencia eléctrica resultante.

Para terrenos de media resistividad donde se cambie el terreno de los pozos en forma parcial o total, el porcentaje de reducción puede estar como sigue:

- Cambio parcial de 20 a 40 % de reducción de la resistencia eléctrica resultante.
- Cambio total de 40 a 60 % de reducción de la resistencia eléctrica resultante.



Para terrenos de baja resistividad donde se cambiará el terreno de los pozos en forma parcial, el porcentaje de reducción puede estar entre 20 a 40 % de la resistividad natural del terreno.

La saturación en este caso se dará si se cambia mayor volumen de tierra que la indicada, los resultados serán casi los mismos y el costo será mucho mayor, lo cual no se justifica.

✓ **Tratamiento Químico del Suelo**

El tratamiento químico del suelo surge como un medio de mejorar y disminuir la resistencia eléctrica del SPAT sin necesidad de utilizar gran cantidad de electrodos.

Para elegir el tratamiento químico de un SPAT se deben considerar los siguientes factores:

- Alto % de reducción inicial
- Facilidad para su aplicación
- Tiempo de vida útil (del tratamiento y de los elementos del SPAT)
- Facilidad en su reactivación
- Estabilidad (mantener la misma resistencia durante varios años)

Las sustancias que se usan para un eficiente tratamiento químico deben tener las siguientes características:

- Higroscopicidad -Alta capacidad de Gelificación
- No ser corrosivas -Alta conductividad eléctrica
- Químicamente estable en el suelo -No ser tóxico



- Inofensivo para la naturaleza.¹²

2.4.2. CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA

Aparato mecánico de conexión para partes puestas a tierra de un circuito eléctrico, capaz de soportar durante un tiempo específico corrientes eléctricas en condiciones anormales como las de un cortocircuito, pero que no se requiere para conducir corriente eléctrica en condiciones normales del circuito eléctrico.¹³

El conductor de puesta a tierra es el encargado de la comunicación del sistema exterior con la barra equipotencial, para de ahí distribuir a los equipos. La selección de los cables, se realiza teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✓ Magnitud de la corriente inicial asimétrica de falla a tierra.
- ✓ Duración de la corriente de falla a tierra.
- ✓ Elevación máxima permisible de temperatura.

En la sección 2.9.3.4. Se muestra la fórmula para la selección del conductor según la IEEE-80.

Tabla 2.3: Dimensiones de Conductores de Puesta a Tierra

Calibre del Conductor		Área nominal (mm ²)	Diámetro (m)
Kcmil	AWG		
350		177,35	0.0150
300		152.01	0.0139
250		126.68	0.0127
211.6	4/0	107.22	0.0117
167.8	3/0	85.03	0.0104
133.1	2/0	67.44	0.0093

¹²<http://passthrough.fw-notify.net/download/679991/http://www.para-rayos.com/datos/gel20061.pdf>

¹³<http://pdf.rincondelvago.com/sistemas-de-puesta-a-tierra.html>



Las normas nacionales (NEC 250-81 y Empresa Eléctrica Quito) e internacionales (IEEE Std. 80) recomiendan que el mínimo conductor a usarse en sistemas de protección a tierra es el cable de cobre #2 AWG (33.54mm²) de siete hilos, con el fin de mejorar la rigidez mecánica de la malla y soportar la corrosión.

Tabla 2.4: Conductor del electrodo de tierra de instalaciones de c.a.

Tamaño nominal del mayor conductor de la entrada a la acometida o sección equivalente de conductores en paralelo mm² (AWG o kcmil)		Tamaño nominal del conductor al electrodo de tierra mm² (AWG o kcmil)	
Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
33,62 (2) o menor	53,48 (1/0) o menor	8,367 (8)	13,3 (6)
42,41 o 53,48 (1 ó 1/0)	67,43 o 85,01 (2/0 ó 3/0)	13,3 (6)	21,15 (4)
67,43 o 85,01 (2/0 ó 3/0)	4/0 ó 250 kcmil	21,15 (4)	33,62 (2)
Más de 85,01 a 177,3 (3/0 a 350)	Más de 126,7 a 253,4 (250 a 500)	33,62 (2)	53,48 (1/0)
Más de 177,3 a 304,0 (350 a 600)	Más de 253,4 a 456,04 (500 a 900)	53,48 (1/0)	85,01 (3/0)
Más de 304 a 557,38 (600 a 1100)	Más de 456,04 a 886,74 (900 a 1750)	67,43 (2/0)	107,2 (4/0)
Más de 557,38 (1100)	Más de 886,74 (1750)	85,01 (3/0)	126,7 (250)



Tabla 2.5: Tamaño nominal mínimo de los conductores de tierra para canalizaciones y equipos.

Capacidad o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc. (A)	Tamaño nominal mm ² (AWG o kcmil)	
	Cable de cobre	Cable de aluminio
5	2,082 (14)	-----
20	3,307 (12)	-----
30	5,26 (10)	-----
40	5,26 (10)	-----
60	5,26 (10)	-----
100	8,367 (8)	13,3 (6)
200	13,3 (6)	21,15 (4)
300	21,15 (4)	33,62 (2)
400	33,62 (2)	42,41 (1)
500	33,62 (2)	53,48 (1/0)
600	42,41 (1)	67,43 (2/0)
800	53,48 (1/0)	85,01 (3/0)
1000	67,43 (2/0)	107,2 (4/0)
1200	85,01 (3/0)	126,7 (250)
1600	107,2 (4/0)	177,3 (350)
2000	126,7 (250)	202,7 (400)
2500	177,3 (350)	304 (600)
3000	202,7 (400)	304 (600)
4000	253,4 (500)	405,37 (800)
5000	354,7 (700)	608 (1200)
6000	405,73 (800)	608 (1200)

2.4.3. ELECTRODOS DE TIERRA.

El electrodo de tierra es el componente del sistema de puesta a tierra que está en contacto directo con el terreno y así proporciona un medio para botar o recoger cualquier tipo de corrientes de fuga a tierra.



Los electrodos de tierra deben tener propiedades mecánicas y eléctricas apropiadas para responder satisfactoriamente a las sollicitaciones que los afectan, durante un período de tiempo relativamente largo. El material debe tener buena conductividad eléctrica y no corroerse dentro de un amplio rango de condiciones de suelo. El material preferido generalmente es el cobre.

Se pueden diseñar puestas a tierra con varillas, mallas, tubos, placas o cintas metálicas.

Los electrodos tipo varilla avalados por las normas son:

- **Cobre Sólido:** indudablemente son las de mayor vida útil, puesto que pueden pasar de los 30 años. Su única debilidad radica en que al tratar de introducirse a golpes, se pueden deformar; no obstante, esto se suple con una herramienta adecuada.
- **Copperweld:** es una marca registrada del proceso “Solid Cladding” que consiste en una fundición libre de oxígeno, para adhesión del cobre al acero mediante temperatura y presión. Hoy en día este proceso se emplea solamente en fabricación de alambres y cables.
- **Electrodepositadas (Copper Bonded Ground Rods o Copper Clad):** son varillas de acero con un recubrimiento de cobre por medio de un proceso de electrodos de electrodeposición. Para este recubrimiento la IEC 60364-5-54 exige mínimo 100 μm y la UL 467 exige 250 μm . también se fabrica otras de tres metales: acero recubierto de cinc y luego de cobre.
- **Acero Galvanizado:** se admiten para terrenos no corrosivos, con recubrimiento de 70 μm .
- **Acero Inoxidable:** están avalados por las normas pero su costo los hace poco comerciales.



- **Bronce:** las normas los avalan si tienen como mínimo el 80% de cobre.

Existen otras varillas de mala calidad, conocidas como encamisadas, encaquetadas o plaqueadas, son varillas de hierro dentro de tubos de cobre; en este caso desde la misma fabricación se están oxidando, por no existir unión molecular entre los metales.¹⁴

Tabla 2.6: Requisitos para electrodos de puesta a tierra

Tipo de electrodo	Materiales	Dimensiones mínimas			
		Diámetro (mm)	Área (mm ²)	Espesor (mm)	Recubrimiento (µm)
Varillas	Cobre	12.7			
	Acero inoxidable	10			
	Acero galvanizado en caliente	16			70
	Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre	14			250
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	1,8 para cada hilo	25		
	Cobre estañado	1,8 para cada hilo	25		
Placa	Cobre		20000	1,5	
	Acero inoxidable		20000	6	

Fuente: Tierras Soporte de la Seguridad Eléctrica, pág. 121, Favio Casas Ospina.

¹⁴Tierras Soporte de la Seguridad Eléctrica, pág. 120, Favio Casas Ospina.

2.4.3.1. Tipos de Electroodos

El electrodo puede tomar diversas formas: barras verticales, conductores horizontales, placas, combinación de conductores horizontales y barras verticales (mallas de tierra).

➤ **Barras o Jabalina**

Esta es la forma más común de electrodos, cuando no se requiere controlar los potenciales de superficie. Su costo de instalación es relativamente bajo y pueden usarse para alcanzar en profundidad, capas de terreno de baja resistividad.

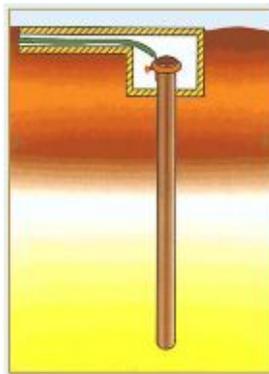


Figura 2.10: Barra de Tierra

La barra es de cobre puro o de acero recubierto de cobre. El tipo recubierto se usa cuando la barra se entierra por medios mecánicos (impacto) ya que el acero empleado tiene alta resistencia mecánica. La capa de cobre debe ser de alta pureza y aplicada electrolíticamente para que no se deslice al enterrar la barra. La resistencia de una barra vertical de radio **a** [m] y longitud **l**[m] enterrada desde la superficie en un terreno de resistividad equivalente ρ_e es:

$$R = \frac{\rho_e}{2\pi l} \left[\ln \left(\frac{4l}{a} - 1 \right) \right] \quad [\Omega] \quad \text{Ec.2.2}$$

➤ Placas

Los electrodos de placa son de cobre o de acero galvanizado. Las planchas de acero galvanizado tienen un mínimo de 3 mm de espesor y son cuadradas de 915 ó 1220 mm por lado. Las planchas de cobre son típicamente cuadradas de 600 mm ó 900 mm de lado y entre 1,6 mm y 3 mm de espesor.

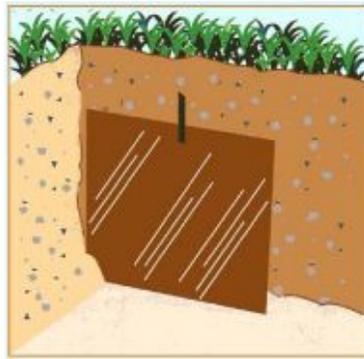


Figura 2.11: Placas de Tierra

Una expresión simplificada para determinar su resistencia de puesta a tierra es:

$$R = \frac{0.8\rho_e}{L} \quad [\Omega] \quad \text{Ec.2.3}$$

Siendo **L** [m] la profundidad máxima y **ρ_e** [Ohm-m] la resistividad equivalente del terreno.

➤ Electrodo horizontales.

Están hechos de cintas de cobre de alta conductividad o conductores retorcidos (cables). La cinta es el material más conveniente pues para una sección dada de material presenta una mayor superficie y se considera que tiene un comportamiento mejor a alta frecuencia. Puede ser más difícil de conectar (por ejemplo a barras verticales), de modo que puede significar un costo de instalación levemente mayor.

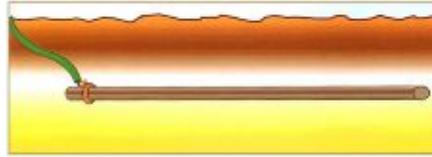


Figura 2.12: Electrodo Horizontal

La resistencia de un conductor cilíndrico horizontal de radio **a** [m] y longitud **l**[m] enterrado a una profundidad de **h** [m], con $h < 1$, es:

$$R = \frac{\rho_e}{2\pi l} \left[L n \left(\frac{2l^2}{ah} \right) * 2 + 2 \frac{h}{l} * \frac{h^2}{l^2} + \frac{h^4}{l^4} \dots \dots \right] \quad [\Omega] \quad \text{Ec.2.4}$$

➤ **Mallas de tierra**

Es un reticulado formado por la unión de conductores horizontales, normalmente según direcciones perpendiculares y uniformemente espaciados, incluyendo eventualmente conductores verticales (barras). Se utiliza especialmente cuando el objetivo principal de la puesta a tierra es mantener un control de potenciales en la superficie del terreno, con un bajo valor de resistencia.

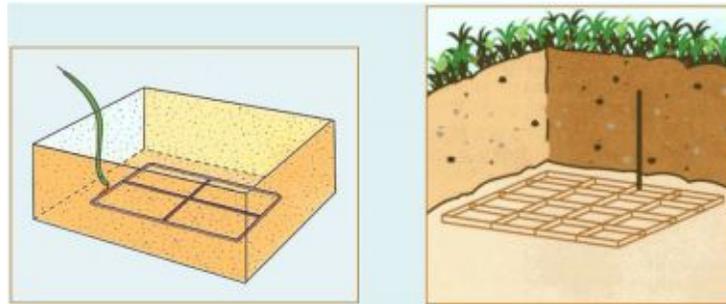


Figura 2.13: Malla de Tierra

Para efectuar un cálculo aproximado de su resistencia de puesta a tierra, se utiliza la expresión de Laurent:

$$R = \frac{\rho_e}{4 * \sqrt{S/\pi}} + \frac{\rho_e}{L} \quad [\Omega] \quad \text{Ec.2.5}$$

Con:

ρ_e : resistividad equivalente del terreno [Ohm-m]

S: superficie que cubre la malla [m²]

L: longitud total de conductor de la malla [m]

➤ **Electrodo activo.**

Consiste de un tubo de cobre llenado parcialmente con sales o sustancias conductoras, con perforaciones en los extremos superior (para ventilación) e inferior (para drenaje) y sellados ambos extremos con tapas.



Figura 2.14: Electrodo Activo o raíz electrolítica

La humedad existente en el aire ingresa por las perforaciones de ventilación, entra en contacto con la sal o sustancia conductiva formando una solución electrolítica que escurre hacia la parte inferior del tubo y fluye a través de las perforaciones de drenaje hacia el suelo circundante, mediante osmosis. De este modo, el electrolito forma «raíces» en el terreno que lo rodea, las cuales ayudan a mantener su impedancia en un nivel bajo.

Es una alternativa atractiva cuando no se dispone de mucho terreno y se desea obtener bajo valor de impedancia, (se estima del orden o inferior a 10 Ohms) pero tiene el inconveniente que requiere mantenimiento.¹⁵

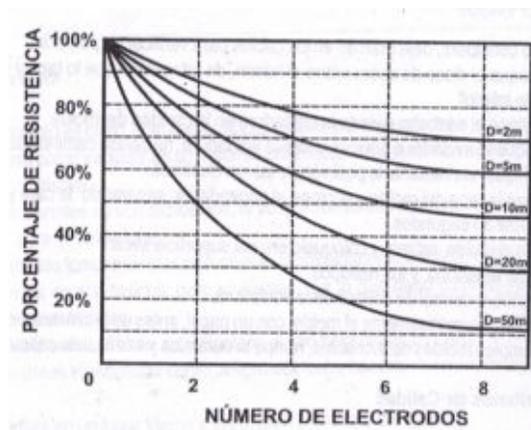
¹⁵http://www.pro cobre.org/archivos/peru/mallas_detierra_en_edificaciones.pdf

2.4.3.2. Incidencia de la separación y la profundidad de Electroodos

Normalmente la distancia entre ejes de los electrodos debe ser $\geq 4L$ siendo L la longitud del electrodo; pero en los casos donde se requiera obtener resistencias eléctricas muy bajas y exista disponibilidad de área de terreno, las distancias entre ejes de los electrodos, deberán ser lo máximo posible; pues a mayor distancia entre ejes de electrodos, mayor será la reducción de la resistencia a obtener; y ello por el fenómeno de la resistencia mutua entre electrodos.

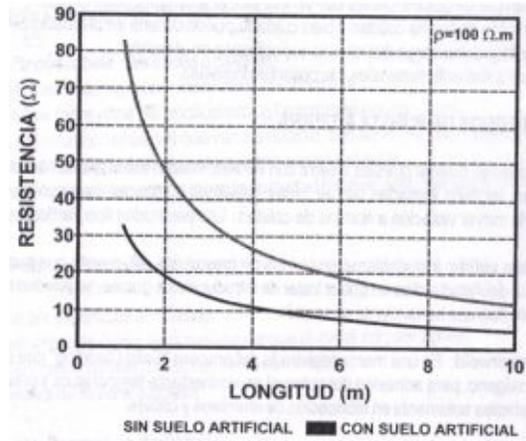
La longitud del electrodo está en función a la resistividad y profundidad de las capas del terreno, obviamente se prefiere colocar el electrodo dentro de la capa de menor resistividad.¹⁶

Es de suma importancia para el diseñador, tomar en cuenta la configuración que se dé a los electrodos de puesta a tierra. En las figuras 2.15 y 2.16 se aprecia la incidencia de la resistencia de puesta a tierra que da tanto la separación como la profundidad de los electrodos tipo varilla.



2.15: Incidencia de la separación de electrodos

¹⁶<http://passthrough.fw-notify.net/download/679991/http://www.para-rayos.com/datos/gel20061.pdf>



2.16: Incidencia de la profundidad de un electrodo vertical

2.4.4. CONEXIONES

Las conexiones entre los diferentes componentes deben ser mecánicamente robustas, tener buena resistencia a la corrosión y baja resistividad eléctrica.

Es muy importante evitar uniones y conexiones innecesarias. Debe considerarse el valor de corriente de falla y la duración de la falla que se espera que soporte el sistema de tierra.

A continuación se explican con mayor detalle los métodos de unión que se emplean, incluyendo métodos mecánicos, bronceados (soldadura en fuerte), soldadura exotérmica y soldados por fusión autógena.

2.4.4.1. Conexiones mecánicas.

Estas se utilizan comúnmente y pueden ser mecánicas (conexión apernada) o hidráulicas (compresión). Los conectores deben satisfacer los requerimientos de los estándares aplicables.

Es esencial una conexión eléctrica de baja resistencia, especialmente en sistemas de electrodos de tipo radial.



Cuando se apernan metales diferentes (por ejemplo cintas de cobre y aluminio), las superficies deben ser minuciosamente limpiadas y protegidas por un inhibidor de óxido, además, los estándares y reglamentos de práctica normalmente limitan el diámetro de la perforación a un tercio del ancho de la cinta o menos.

Una vez efectuada la conexión, el exterior debe ser cubierto por una pintura (bituminosa) pegajosa o algún otro medio para proteger contra el ingreso de la humedad. Cuando se une el cobre y aluminio, el cobre primero debe ser estañado. Una unión apernada de este tipo es actualmente el método recomendado preferentemente de los estándares para conectar metales diferentes, en el caso de instalaciones exteriores y en subestaciones eléctricas. Estas conexiones deben estar a una mínima distancia sobre tierra y no pueden ser enterradas.

2.4.4.2. Conexiones bronceadas

La conexión bronceada se aplica ampliamente al cobre y aleaciones de cobre. Este método tiene la ventaja de proporcionar una baja resistencia de unión la cual no se corroe.

Actualmente, es el método preferido descrito por los estándares para conectar cintas de cobre, por ejemplo en el interior de subestaciones. Sin embargo, es esencial que el bronceado sea efectivo. Son esenciales las superficies planas limpias, pues los materiales de bronceado generalmente no fluyen como la soldadura.

2.4.4.3. Uniones exotérmicas

Estas uniones se realizan mediante un molde de grafito que se diseña para ajustar el tipo específico de unión y el tamaño de los conductores. Usando una pistola con pedernal se enciende una mezcla de polvo de aluminio y de



óxido de cobre y la reacción que se crea forma una unión de cobre virtualmente puro en torno a los conductores. La reacción de alta temperatura se produce en el interior del molde de grafito. Si se ocupa y mantiene adecuadamente, cada molde puede usarse para realizar entre 50 y 70 uniones. Este tipo de unión asegura los siguientes beneficios:

- Proporciona una unión permanente de baja resistencia eléctrica y resistente a la corrosión.
- La técnica empleada no requiere adiestramiento, relativamente.
- Puede operar a altas temperaturas, permitiendo así eventualmente reducir el calibre del conductor.

Actualmente este tipo de unión no es siempre permitida para conectar cobre y aluminio por ejemplo en subestaciones. Los metales que pueden conectarse son acero inoxidable, bronce, cobre, acero con recubierta de cobre, acero galvanizado, bronce y riel de acero. Hay algunos aspectos de seguridad involucrados con este tipo de unión, pero la técnica se ha desarrollado rápidamente para controlarlos, por ejemplo, reduciendo la emisión de gas.

2.4.4.4. Conexiones soldadas en forma autógena

El cobre puede unirse por soldadura de bronce o soldadura de arco. La técnica de unión por soldadura de bronce es efectiva y de bajo costo, empleada primariamente para realizar uniones en terreno (por ejemplo en trabajos con tuberías de cobre). En esta técnica, se usa bronce como metal de relleno para formar un enlace superficial entre las partes de cobre. La técnica emplea alta temperatura y un material de relleno que es el que más se ajusta al cobre. A pesar de que la soldadura de bronce puede usarse para conectar cobre a metales ferrosos, esto normalmente no se cumple para puestas a tierra.



Cuando necesite unirse componentes de cobre de mayor medida, entonces se usa soldadura autógena en ambiente gaseoso. El arco eléctrico proporciona el calor, mientras que el área en torno al electrodo y la soldadura es envuelta por un gas tal como argón, helio o nitrógeno. Esto reduce la oxidación que toma lugar durante el proceso de soldadura. El nitrógeno se usa ampliamente como el “gas inerte” cuando se suelda el cobre. Se requieren materiales de relleno especialmente desarrollados, que son reconocidos por su buen comportamiento al soldar cobre. El aluminio puede ser soldado vía arco de gas inerte de tungsteno o arco de gas inerte de metal.¹⁷

Tabla 2.7: Temperatura máxima permisible para diferentes tipos de uniones

Temperatura máxima permisible para diferentes tipos de uniones			
Uniones	Apernada	Bronceada	Soldada
Temperatura Máxima	250° C	450°C	700°C
calibre conductor	152mm ²	117mm ²	1012

2.5. PROCESO DE MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO.

La resistividad del terreno se mide fundamentalmente para encontrar la profundidad y grueso de la roca en estudios geofísicos, así como para encontrar los puntos óptimos para localizar la red de tierras de una subestación, sistema electrónico, planta generadora o transmisora de radiofrecuencia. Asimismo puede ser empleada para indicar el grado de corrosión de tuberías subterráneas. En general, los lugares con resistividad baja tienden a incrementar la corrosión.

¹⁷http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/405/3/Capitulo1_Disenio_construccion_de_puestas_a_tierra_basado_en_recomendaciones_practicas_IEEE.pdf



En este punto es necesario aclarar que la medición de la resistividad del terreno, no es requisito para hacer una malla de puesta a tierra. Aunque para diseñar un sistema de tierras de gran tamaño, es aconsejable encontrar el área de más baja resistividad para lograr la instalación más económica.

El perfil de la resistividad del suelo determinará el valor de la resistencia a tierra y la profundidad de nuestro sistema de puesta a tierra.

2.5.1. MÉTODOS DE MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO.

Las diferentes técnicas de medida son descritas en detalle en la IEEE Std 81-1983 “IEEE Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potential of a ground system”.

Para efectos de esta norma, se asume como adecuado el método de Wenner o método de los cuatro puntos. En caso de ser muy difícil su aplicación, podrá apelarse a otro método referenciado por la IEEE Std 81-1983.

2.5.1.1. Método de Wenner

El método de los cuatro puntos de Wenner es el método más preciso y popular. Son razones para esto que: el método obtiene la resistividad del suelo para capas profundas sin enterrar los electrodos a dichas profundidades; no es necesario un equipo pesado para realizar las medidas; los resultados no son afectados por la resistencia de los electrodos auxiliares o los huecos creados para hincarlos en el terreno.

El método consiste en enterrar pequeños electrodos tipo varilla, en cuatro huecos en el suelo, a una profundidad “b” y espaciados (en línea recta) una distancia “a” cómo se ilustra en la Figura 2.17.

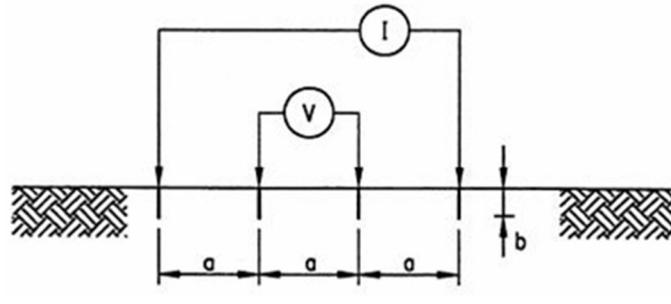


Figura 2.17: Método de medición de Wenner

Una corriente “I” se inyecta entre los dos electrodos externos y el potencial “V” entre los dos electrodos internos es medido por el instrumento. El instrumento mide la resistencia $R (=V/I)$ del volumen de suelo cilíndrico de radio “a” encerrado entre los electrodos internos. La resistividad aparente del suelo ρ , a la profundidad “a” es aproximada por la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{4\pi Ra}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{2a}{\sqrt{4a^2 + 4b^2}}\right)} \quad \text{Ec.2.6}$$

Dado que en la práctica la distancia “a” es mucho mayor que la profundidad de enterramiento “b”, la ecuación se simplifica de la siguiente manera:

$$\rho = 2\pi Ra \quad \text{Ec.2.7}$$

Para determinar el cambio de la resistividad del suelo con la profundidad, el espaciamiento entre electrodos se varía desde unos pocos metros hasta un espaciamiento igual o mayor que la máxima dimensión esperada del sistema de puesta a tierra (por ejemplo, la mayor distancia posible entre 2 puntos de una malla, o la profundidad de las varillas). El espaciamiento “a” del electrodo se interpreta como la profundidad aproximada a la cual se lee la resistividad del suelo. Para caracterizar la variación de la resistividad del

suelo dentro de un área específica, se deben realizar varios grupos de medidas (perfiles) en diferentes direcciones.

Diferentes lecturas tomadas con varios espaciamientos alineados dan un grupo de resistividades (perfil), que cuando son graficadas contra el espaciamiento, indican si hay capas diferentes de suelo y dan una idea de su respectiva profundidad y resistividad. La figura 2.18. Ilustra este concepto.

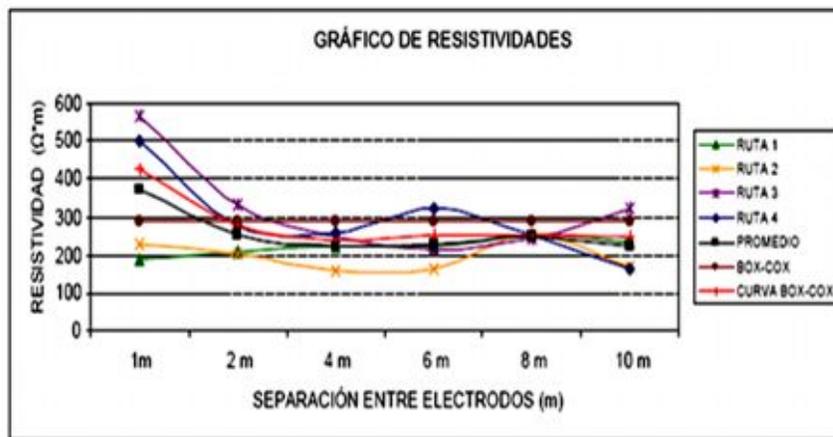


Figura 2.18: Curva de resistividad típica

2.5.1.2. Método de Schlumberger Palmer

En este arreglo, al igual que en el de Wenner, los electrodos de emisión (corriente) y medición (tensión) están situados en línea recta, la variante de este arreglo radica en que la separación entre electrodos es, aunque simétrica, desigual para la correspondiente entre los electrodos de tensión y entre estos y los de corriente.

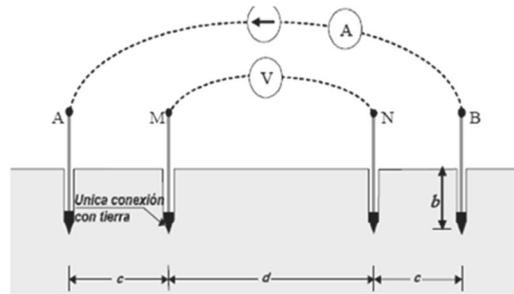


Figura 2.19: Método de Schlumberger Palmer

El procedimiento para obtener el modelo del terreno, consiste en separar progresivamente los electrodos, alrededor de un punto central permanente, denominado punto de máxima exploración.

La fórmula con la cual se calcula la resistividad aparente del terreno es:

$$\rho = \frac{\pi c(c+d)R}{d} \quad \text{Ec.2.8}$$

Dónde:

c: Es la separación entre el electrodo de corriente y su correspondiente de tensión.

d: Es la separación entre los electrodos de tensión.

2.5.1.3. Método de Medición de Resistencia de una Varilla (Variación con la Profundidad)

También conocido en la norma ANSI/IEEE Std 81-1983 como el Método de la Variación de Profundidad (variation of depth method), consiste en medir la resistencia de puesta a tierra de un electrodo tipo varilla y, basados en la ecuación de resistencia a tierra de un electrodo vertical en un suelo homogéneo y los datos geométricos de la varilla, derivar la resistividad del



suelo. Se asume como en los métodos anteriores, que el terreno es homogéneo.

$$\rho = \frac{2\pi LR}{\ln\left(\frac{4L}{a}\right)-1} \quad \text{Ec.2.9}$$

Dónde:

ρ : Resistividad del terreno

L : longitud del electrodo

a : Radio del electrodo

R : Valor de resistencia leído por el equipo

El procedimiento comúnmente aplicado es el de disponer una varilla metálica con marcaciones cada 20 o 30 cm, y cuya longitud debe ser la suficiente como para obtener la mayor información posible de la variaciones de la resistencia leída a medida que penetra la varilla en la tierra (lo que originó el nombre de Método de la Variación de Profundidad), es decir por cada marca se lee un valor de resistencia y con la fórmula anterior se calcula la resistividad.

Este método solo se debe aplicar cuando no se disponga del espacio suficiente para utilizar los métodos de Wenner o de Schlumberger Palmer, pues la prospección es mucho menor, o en el caso de solo poder disponer de un telurómetro de tres electrodos.

2.5.1.4. Método de Medición de Resistencia de Electrodo ya enterrados

Si se está en un lugar donde ya se encuentra instalado un sistema de puesta a tierra y se desea modificar el existente o construir uno adicional, es posible,



a partir de la configuración del electrodo enterrado, hallar el valor de la resistencia del sistema y calcular el respectivo valor de resistividad con la fórmula de resistencia que le corresponda. Solo es aplicable en configuraciones sencillas para las cuales exista una fórmula al menos aproximada de la resistencia de puesta a tierra. El resultado que se obtiene por este método no es suficientemente confiable y sólo debe usarse como recurso “de emergencia”.

2.6. PROCESO DE MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE UNA PUESTA A TIERRA.

La medición de resistencia a tierra de electrodos es una técnica que requiere conocer aparte del método de medición, algunos factores que afectan los resultados de las mediciones, y que son:

- ✓ El tipo de prueba.
- ✓ El tipo de aparato empleado.
- ✓ El lugar físico de las puntas o electrodos de prueba

No todos los aparatos de medición de resistencia a tierra trabajan de la misma manera. Existen diferencias muy marcadas en el tipo de corriente empleada. A manera de ilustrar estas diferencias, los aparatos más utilizados en nuestro medio son el Vibroground y el Megger de tierras. Ambos emplean corriente alterna para la medición pero el primero a una frecuencia de 25 Hz, el último a 133 Hz. Y los voltajes en circuito abierto son respectivamente de 120 y 22 Volts.

En el mercado también existen aparatos de medición de tipo gancho como se aprecian en la figura 2.20.



Figura 2.20: Medidor de tierra tipo gancho

Estos tienen las siguientes limitaciones:

- Dependen de que las conexiones del sistema de tierras estén bien hechas para obtener buenos resultados, porque cualquier resistencia en serie afecta la lectura.
- En electrodos de mallas industriales donde por inducción electromagnética se pueden obtener más de 2 Amperes en los conductores de puesta a tierra, el aparato no puede ser usado.

Por otra parte, este tipo de aparato es muy útil donde se toman lecturas con frecuencia a los sistemas de tierras frecuentemente, ya que puede ser empleado en lugares donde se requiere tomar lecturas con los equipos energizados permanentemente, o con electrodos inaccesibles.¹⁸

2.6.1. MÉTODOS DE MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La tecnología actual establece claramente que no existe artificio o medición indirecta alguna que sustituya la medición directa de la resistencia de puesta a tierra con una técnica adecuada. Estas mediciones son muy importantes

¹⁸<http://hugarcapella.files.wordpress.com/2010/03/manual-de-puesta-a-tierra.pdf>



para verificar la efectividad de una puesta a tierra recientemente construida o para detectar cambios como parte de una rutina de mantenimiento.

Los métodos existentes para la medición de la resistencia de una puesta a tierra son los siguientes:

- De curva de caída de potencial
- De la regla del 62%
- De la pendiente
- De los cuatro potenciales
- De intersección de curvas
- De triangulación
- Estrella triángulo
- Por corriente inyectada
- Por tensión inducida
- Con referencia natural
- Selectivo
- De pinza

A continuación se describe brevemente algunos de estos métodos de medición de resistencia de puesta a tierra.

2.6.1.1. Método de curva de caída de potencial

Se basa en obtener una curva como la presentada en la Figura 2.21. Si se hace una investigación de campo, o sea, se clava el electrodo de corriente a una cierta distancia, de manera que se esté fuera de la zona de influencia de la puesta a tierra incógnita y luego se mide el valor de resistencia de puesta a tierra, variando la distancia del electrodo de tensión, se puede observar que existe una zona de potencial plano, equivalente a un valor constante de

resistencia. Ese es, por tanto, el verdadero valor de la resistencia de una puesta a tierra.

Para que el método sea más simple se puede reducir el número de medidas a tres.

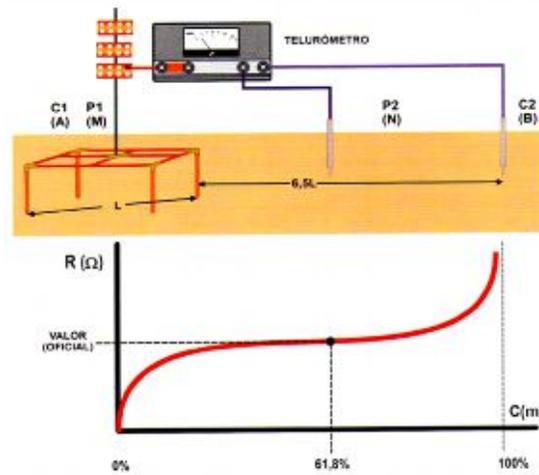


Figura 2.21: Método de la curva de caída de potencial

2.6.1.2. Método de la regla del 62%

Desarrollado por G. F. Tagg y publicado en el "Proceeding of the IEEE volumen III No. 12 de diciembre de 1964". El autor menciona que las zonas de influencia de puestas a tierra pueden ser tan grandes que para evitar la superposición de estas áreas, quien va a medir debe tomar distancias considerables entre el electrodo de corriente y la puesta a tierra por evaluar. Es fundamental para el método, que las áreas de influencia no se superpongan entre sí. Se basa en tomar la puesta a tierra como un semiesfera, con la que se obtiene el valor de $\frac{\sqrt{5}-1}{2} = 0,618033$

Este método requiere las mismas distancias que el anterior.

El método, como se aplica actualmente, recomienda hacer tres mediciones, siendo la primera con el electrodo de tensión al 62% de la distancia del de corriente y las otras dos a +/-10% de ese punto. El valor verdadero de las resistencias es el obtenido en el punto del 62% y no el obtenido como promedio.

2.6.1.3. Método de la pendiente

Procedimiento sugerido para medir técnicamente resistencias de puesta a tierra en grandes sistemas (véase Figura 2.22.).

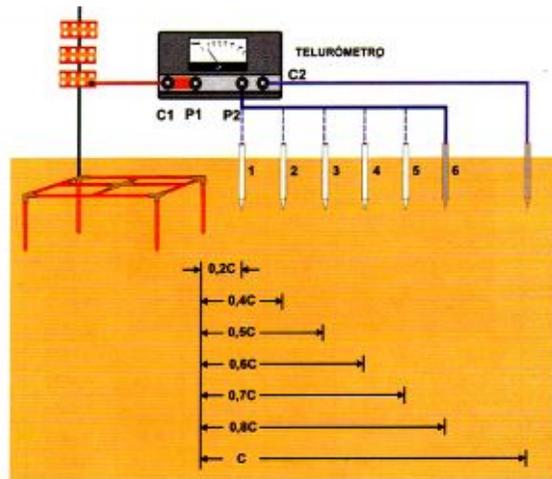


Figura 2.22: Método de la pendiente

Secuencia de medición y cálculo:

- Medir R con P2 al 20%, 40% y 60% de C
- Tomar R1 con P2 al 20% de C
- Tomar R2 con P2 al 40% de C
- Tomar R3 con P2 al 60% de C
- Cálculo de μ : $\mu = \frac{R_3 - R_2}{R_2 - R_1}$
- Obtener k de la tabla 19.1. para el valor calculado de μ .



- Cálculo de $P_T = k \times C(m)$
- Clavar el electrodo de potencial P2 en PT.
- Medir con esta nueva disposición o entrar a la curva de R vs P2
- Tomar otro valor de C, si se desea verificar el valor de la resistencia.



Tabla 2.8: Valores de k en función de u para el método de la pendiente

μ	k								
0,01	0,693	0,39	0,645	0,77	0,586	1,15	0,507	1,53	0,374
0,02	0,692	0,4	0,643	0,78	0,584	1,16	0,505	1,54	0,369
0,03	0,691	0,41	0,642	0,79	0,582	1,17	0,502	1,55	0,364
0,04	0,69	0,42	0,64	0,8	0,58	1,18	0,499	1,56	0,358
0,05	0,689	0,43	0,639	0,81	0,579	1,19	0,497	1,57	0,352
0,06	0,687	0,44	0,638	0,82	0,577	1,2	0,494	1,58	0,347
0,07	0,686	0,45	0,636	0,83	0,575	1,21	0,491	1,59	0,34
0,08	0,685	0,46	0,635	0,84	0,573	1,22	0,489	1,6	0,334
0,09	0,684	0,47	0,633	0,85	0,571	1,23	0,486	1,61	0,328
0,1	0,683	0,48	0,632	0,86	0,569	1,24	0,483	1,62	0,321
0,11	0,681	0,49	0,63	0,87	0,568	1,25	0,48	1,63	0,314
0,12	0,68	0,5	0,629	0,88	0,566	1,26	0,477	1,64	0,307
0,13	0,679	0,51	0,627	0,89	0,564	1,27	0,474	1,65	0,3
0,14	0,678	0,52	0,626	0,9	0,562	1,28	0,471	1,66	1
0,15	0,676	0,53	0,624	0,91	0,56	1,29	0,468	1,67	0,284
0,16	0,675	0,54	0,623	0,92	0,558	1,3	0,465	1,68	0,276
0,17	0,674	0,55	0,621	0,93	0,556	1,31	0,462	1,69	0,267
0,18	0,673	0,56	0,62	0,94	0,554	1,32	0,459	1,7	0,258
0,19	0,671	0,57	0,618	0,95	0,552	1,33	0,456	1,71	0,248
0,2	0,67	0,58	0,617	0,96	0,55	1,34	0,452	1,72	0,238
0,21	0,669	0,59	0,615	0,97	0,548	1,35	0,449	1,73	0,228
0,22	0,668	0,6	0,614	0,98	0,546	1,36	0,445	1,74	0,217
0,23	0,666	0,61	0,612	0,99	0,544	1,37	0,442	1,75	0,205
0,24	0,665	0,62	0,61	1	0,542	1,38	0,438	1,76	0,193
0,25	0,664	0,63	0,609	1,01	0,54	1,39	0,435	1,77	0,18
0,26	0,662	0,64	0,607	1,02	0,537	1,4	0,431	1,78	0,166
0,27	0,661	0,65	0,606	1,03	0,535	1,41	0,427	1,79	0,151
0,28	0,66	0,66	0,604	1,04	0,533	1,42	0,423	1,8	0,135
0,29	0,658	0,67	0,602	1,05	0,531	1,43	0,419	1,81	0,118
0,3	0,657	0,68	0,601	1,06	0,529	1,44	0,415	1,82	0,1
0,31	0,656	0,69	0,599	1,07	0,526	1,45	0,411	1,83	0,08
0,32	0,654	0,7	0,598	1,08	0,524	1,46	0,407	1,84	0,059
0,33	0,653	0,71	0,596	1,09	0,522	1,47	0,403	1,85	0,035
0,34	0,652	0,72	0,594	1,1	0,519	1,48	0,398		
0,35	0,65	0,73	0,592	1,11	0,517	1,49	0,394		
0,36	0,649	0,74	0,591	1,12	0,514	1,5	0,389		
0,37	0,647	0,75	0,589	1,13	0,512	1,51	0,384		

2.6.1.4. Método de la intersección de curvas

Este método se desarrolló para grandes puestas a tierra (más de 20000 m²) y resuelve varios problemas: de un lado ya no exige ubicar el electrodo de corriente a distancias tan largas, elimina dudas sobre influencias mutuas entre electrodos, tampoco es exigente en determinar el centro eléctrico. Consiste en obtener varias curvas de resistencia de dispersión y asumiendo varias posiciones del centro eléctrico, por medio de un procedimiento sencillo se obtiene la verdadera resistencia de puesta a tierra, Las Figuras 2.23. y 2.24. Ilustran un caso real de una subestación de 230 kV.

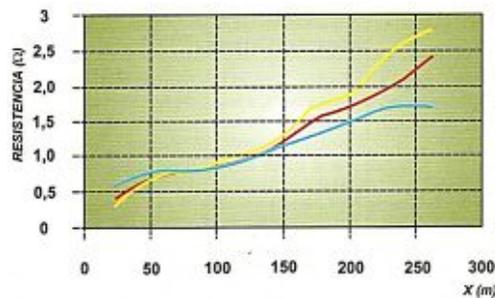


Figura 2.23: Curvas de caída de potencial

En el punto de intersección de las curvas Xi contra R, se lee el valor "oficial" de resistencia de puesta a tierra. Sí se toman más curvas, más exacta será la solución.

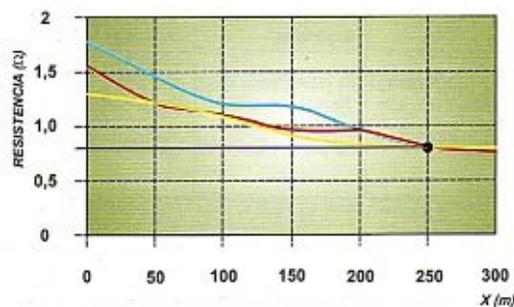


Figura 2.24: Intersección de las curvas



2.7. TIPOS DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.

Por lo general se dividen a las puestas a tierra en:

2.7.1. PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN “*SAFETY GROUND*” (*PE*), PARA EQUIPOS.

Es la malla de tierra donde se conectan todas las partes metálicas de los equipos que conforman un sistema eléctrico, que normalmente no están energizados, pero que en caso de fallas pueden quedar sometidos a la tensión del sistema.

Es común usar la misma malla de tierra de una subestación tanto como malla de servicio, como malla de protección. En la medida que se cumplan las condiciones de seguridad esto no es problema. No está permitido conectar a la misma malla sistemas de tensiones diferentes.

- De carcasas.
- De herramientas portátiles.

2.7.2. PUESTA A TIERRA DE SERVICIO “*SIGNAL GROUND*” (*FE*), PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS.

Es la malla de tierra donde se conecta el punto neutro de un transformador de potencia o de una máquina eléctrica. La resistencia de la malla de servicio depende exclusivamente del valor de corriente de falla monofásica que se desea tener en el sistema.¹⁹

Se mencionan las siguientes:

- Configurada artificialmente
- De subestación

¹⁹http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_electrica_y_electronica/sistemadepuestaatierra/



- De equipos de comunicaciones
- De pararrayos

2.7.3. PUESTA A TIERRA TEMPORALES. (PARA TRABAJOS DE MANTENIMIENTO)

Con frecuencia durante las actividades de trabajo en una instalación eléctrica como son mantenimiento, ampliaciones, reparaciones, etc. Es necesario es necesario realizar conexiones a tierra temporales con partes de la instalación puesta fuera de servicio con el fin de que sea accesible sin peligro para los trabajos a realizar, en cualquier de los casos de puesta a tierra mencionados anteriormente no se deben exceder las “Tensiones de Seguridad “establecidas.

Se destacan las siguientes:

- De baja tensión
- De media tensión
- De alta tensión
- De electricidad estática (en tensión)
- Para cargue y descargue de combustibles.

2.7.4. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE RAYOS O “*LIGHTNING GROUND*”.

Su concepción es proveer un paso de muy baja impedancia a las descargas eléctricas, en especial a los rayos; de modo que se transfieran al suelo y su entorno en forma rápida, sin causar daños a las personas o instalaciones existentes. Este sistema de puesta a tierra, ha generado los conceptos de “Potencial de toque” y “Potencial de Paso”, en conjunto con el sistema de puesta a tierra de seguridad, ya que un rayo es el peor caso de una corriente a tierra.

2.8. REGÍMENES DE CONEXIÓN A TIERRA.

Hay ciertos métodos determinados para efectuar una conexión a tierra, los cuales reciben definiciones estándares. Cada uno se identifica por un código que contiene las siguientes letras:

T: tierra, conexión directa a tierra.

N: neutro.

C: combinada.

S: separada

En la Figura 2.25., se muestran los diferentes regímenes aceptados tanto en la escuela norteamericana tradicional, como a nivel de normalización de IEC.

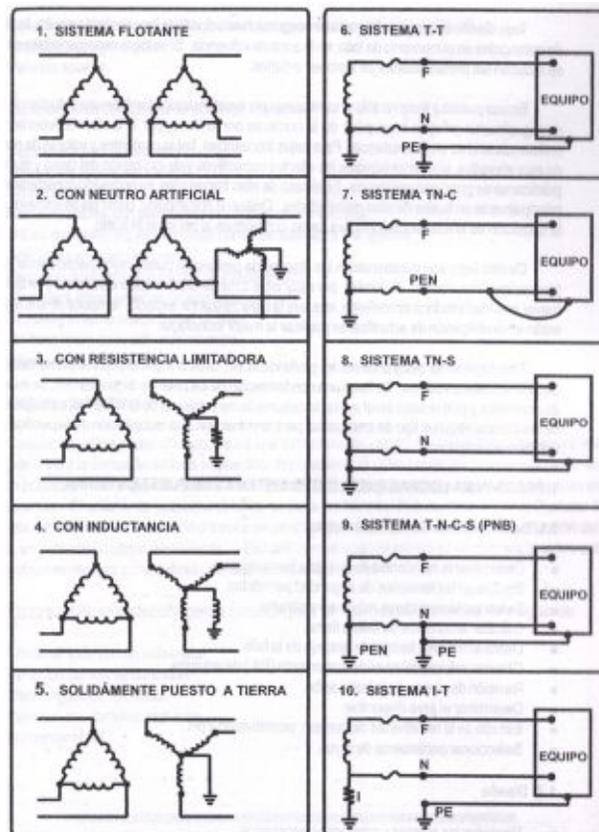


Figura 2.25: Regímenes de conexión a tierra



2.9. CONSIDERACIONES GENERALES DE DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

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

En una puesta a tierra no solo se encuentra una resistencia sino también una inductancia y una capacitancia que igualmente influyen en el paso de la corriente por tierra; por lo tanto, no debería hablarse de una resistencia sino de una impedancia. Para bajas frecuencias, bajas corrientes y valores de resistividad del suelo no muy elevados, son despreciables los efectos capacitivos y de ionización del suelo y el mismo se comporta prácticamente como una resistencia. En el caso de altas frecuencias, es necesario considerar el efecto capacitivo, principalmente en suelos de altas resistividades.

2.9.1. 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 2.9, adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050.



Tabla 2.9: Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de líneas de transmisión o torres metálicas de distribución con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 Ω
Subestaciones de media tensión	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω

La puesta a tierra se cumplirá mediante varillas COPPERWELD enterradas donde se conectarán los conductores de la red de tierra, de un diámetro de 5/8" y una longitud de 6' (1,80 m). El número de varillas dependerá de la resistividad del terreno a fin de obtener un valor de resistencia de puesta a tierra de 10 Ω para instalaciones aéreas y 5 Ω para instalaciones subterráneas.²⁰

Para equipos electrónicos sensibles, la resistencia debe ser menor a 5 ohmios. En esta categoría están los equipos hospitalarios, computadores y de comunicaciones.

Una resistencia idónea (no ideal) esta del orden de los 3 Ohmios o menos, de acuerdo a las recomendaciones: "The Emerald Book" de la IEEE.

Si se tienen varios sistemas de alimentación en AC, cada uno con su tierra separada se puede producir ruido en el sistema de tierra conectado a las computadoras. En este caso se utiliza una malla de referencia de señales para igualar el voltaje en un mayor rango de frecuencia. Las carcasas de las

²⁰Normas EEQ S. A. Parte A: Sección A-12.10. ANEXO 2



computadoras se conectarán a esta malla y la barra de tierra del sistema. La malla se conectará también a la barra de tierra principal.²¹

Los valores aconsejables para redes eléctricas de resistencia de un sistema de Puesta a Tierra se muestran en la tabla 2.10.

Tabla 2.10: Valores aconsejables para resistencia de puesta a tierra

RESISTENCIA	CALIDAD	
	En baja tensión	En alta tensión
Menos de 1 Ω	Excelente	Excelente
Entre 1 y 5 Ω	Muy buena	Buena
Entre 5 y 10 Ω	Buena	Aceptable
Entre 10 y 15 Ω	Aceptable	Regular
Entre 15 y 20 Ω	Regular	Mala
Mas de 20 Ω	Mala	Mala

2.9.2. Pasos para lograr excelentes Sistemas de Puesta a Tierra.

Para obtener excelentes sistemas de puesta a tierra es recomendable tener en cuenta las siguientes observaciones.

✓ **Determinación de los parámetros.**

Esto incluye la resistencia de la malla, la resistividad, las tensiones de seguridad permitidas, el área de diseño y el cálculo de las corrientes de corto circuito, así como el tiempo de despeje de la misma.

²¹ TÉCNICAS MODERNAS PARA LA MEDICIÓN DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN ZONAS URBANAS (EXTRACTO PDF), Pag. 4, Ing. Ignacio Agulleiro – Prof. Miguel Martínez Lozano.



✓ **Diseño.**

Para el diseño se debe tomar en cuenta las normas admitidas, y la correcta selección de los materiales a emplear, para mantenerse dentro de los límites de valores de seguridad.

✓ **Análisis del comportamiento.**

Realizar el estudio de los valores obtenidos y de los requeridos, para modificar el diseño, si es necesario.

✓ **Topología.**

Definir de manera física la ubicación de todos los elementos, con las respectivas señalizaciones.

✓ **Materiales y cantidades de obra.**

Realizar el estudio económico del sistema, con un listado de los materiales, equipos y herramientas necesarias para la instalación del mismo.

✓ **Ejecución de obra.**

Inspeccionar la ejecución de la obra, de una manera planificada y al final entregar planos “As Build”

✓ **Mediciones de comprobación.**

Verificar los valores de la malla a tierra al final de la ejecución de la obra.

✓ **Detalles finales.**

Concluir la obra con señalizaciones, certificaciones (de ser el necesario) y garantías, adicionalmente entregar un plan de mantenimiento.



2.9.3. METODOLOGIA IEEE 80.

Por ser una norma de amplia difusión, se recopilan los pasos esenciales para diseñar una puesta a tierra según esta metodología.

2.9.3.1. Parámetros a tener en cuenta en el diseño.

- ✓ Condición geométrica: el diseño requiere que la malla sea cuadrada, rectangular o en forma de L.
- ✓ Capa superficial: esta componente es prenda de seguridad para las personas; se puede dejar un espaciamiento de aire o una capa de gravilla. En el caso de las subestaciones interiores con piso de concreto, con el fin de cumplir las normas de tensiones de seguridad, luego de instalar los equipos de patio se debe recubrir el piso de la subestación con materiales de caucho o de vinilo.
- ✓ Conductor: se acostumbra a emplear como mínimo el calibre 2/0 AWG de cobre de siete hilos, con el fin de mejorar la rigidez mecánica de la malla y soportar la corrosión.

2.9.3.2. Constantes.

ρ = Resistividad aparente del terreno tomado como un suelo uniforme [$\Omega.m$]

I = Corriente de falla monofásica a tierra en el secundario [kA]

I_0 = Corriente de falla monofásica a tierra en el primario [A]

t_s = Tiempo de despeje de la falla [s]

K_f = Constante para diferentes materiales a diferentes temperaturas de fusión

T_m y una temperatura ambiente de 40 ° C.



Tabla 2. 11: Constantes para los materiales de conductores

Material	Conductividad (%)	Temperatura de fusión T _m (°C)	K _f
Cobre blando	100.0	1083	7.00
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica	97.0	1084	7.06
Cobre duro cuando se utilizan conexiones mecánicas a presión	97.0	250	11.78
Alambre de acero recubierto de cobre	40.0	1084	10.45
Alambre de acero recubierto de cobre	30.0	1084	12.06
Varilla de acero recubierto de cobre	20.0	1084	14.64
Aluminio calidad EC	61.0	657	12.12
Aleación de aluminio 5005	53.5	652	12.41
Aleación de aluminio 6201	52.5	654	12.47
Alambre de aluminio revestido en acero	20.3	657	17.20
Acero 1020	10.8	1510	15.95
Varilla de acero galvanizado	9.8	1400	14.72
Varilla de acero con baño de zinc	8.6	419	28.96
Acero inoxidable 304	2.4	1400	30.05

Fuente: IEEE Standard 80-2000

2.9.3.3. Variables.

h_s = espesor de la capa superficial entre 0,1 y 0,15 m.

ρ_s = resistividad aparente de la capa superficial (grava u otro material) [Ω .m].

L_1 = largo de la malla [m].

L_2 = ancho de la malla [m].

h = profundidad de enterramiento de los conductores entre 0,3 y 0,5 m.

L_c = longitud de conductor horizontal.

L_v = longitud de un electrodo tipo varilla.



D = lado de la cuadrícula o espaciamiento entre conductores (entre 3 y 7 m).

N = número de electrodos tipo varilla.

$V_{paso\ tolerable}$ = tensión de paso tolerable [V].

$V_{contacto\ tolerable}$ = tensión de contacto tolerable [V].

V_{malla} = tensión de la malla en caso de falla [V].

V_{paso} = tensión de paso entre un punto sobre la esquina exterior de la malla y un punto diagonalmente a 1 metro fuera de la malla [V].

A = sección transversal del conductor a utilizar en mm^2 (mínimo $67,44\ mm^2 = 2/0\ AWG$) (véase tabla 22).

d = diámetro del conductor seleccionado [m].

C_s = coeficiente en función del terreno y la capa superficial.

L_T = longitud total del conductor en metros.

A = área disponible para construir la puesta a tierra (básicamente el área a ser ocupada por la S/E).

R_g = resistencia de puesta a tierra calculada.

K_m = factor de espaciamiento para tensión de malla.

K_i = factor de corrección por ubicación de electrodos tipo varilla.

L_p = longitud del perímetro.

K_h = factor de corrección por la profundidad de enterramiento de la malla.

n = factor de geometría.

K_i = factor de corrección por geometría de la malla.

K_s = factor de espaciamiento para la tensión de paso.

S_f = factor de división de corriente de falla.

K_f = constante del material para el valor de temperatura de fusión.



Tabla 2. 12. Dimensiones de conductores de puesta a tierra

Calibre del Conductor		Área nominal (mm^2)	Diámetro (m)
kcmil	AWG		
350		177.35	0.0150
300		152.01	0.0139
250		126.68	0.0127
211.6	4/0	107.22	0.0117
167.8	3/0	85.03	0.0104
133.1	2/0	67.44	0.0093

Fuente: IEEE Standard 80-2000

2.9.3.4. Conductor a utilizar.

$$A_{kcmil} = I_{falla} * K_f * \sqrt{t_c} \quad [mm^2] \quad \text{Ec.2.10}$$

Dónde:

A_{kcmil} = Área del conductor en kcmil

I_{falla} = valor de la corriente de falla en kA

t_c = duración de la corriente de falla en segundos

1 kcmil es igual a 0.507 mm^2

2.9.3.5. Tensiones de paso y de contacto máximas tolerables.

- Para una persona de 50 kg.

$$V_{pasotolerable} = \frac{(1000+6*C_s*\rho_s)*0,116}{\sqrt{t_s}} \quad [V] \quad \text{Ec.2.11}$$

$$V_{contactotolerable} = \frac{(1000+1,5*C_s*\rho_s)*0,116}{\sqrt{t_s}} \quad [V] \quad \text{Ec.2.12}$$

- Para una persona de 70 kg.

$$V_{pasotolerable} = \frac{(1000+6*C_s*\rho_s)*0,157}{\sqrt{t_s}} \quad [V] \quad \text{Ec.2.13}$$



$$V_{contactotolerable} = \frac{(1000+1,5*C_S*\rho_s)*0,157}{\sqrt{t_s}} \text{ [V]} \quad \text{Ec.2.14}$$

Dónde:

$$C_S = 1 - \frac{0,09*(1-\frac{\rho_s}{\rho_s})}{2*h_s+0,09} \quad \text{Ec.2.15}$$

Si no se tiene prevista una capa superficial de grava, entonces:

$$\rho_s = \rho \text{ y } C_S = 1$$

2.9.3.6. Determinación de la configuración inicial.

Longitud total del conductor:

$$L_T = L_C + N * L_V \text{ [m]} \quad \text{Ec.2.16}$$

Dónde:

LV = Longitud de un electrodo tipo varilla [m]

N = Número de electrodos tipo varilla

LC = Longitud del conductor horizontal [m]

LT = Longitud total del conductor [m]

Dónde la longitud del conductor:

$$L_C = \left(\frac{L_1}{D} + 1\right) * L_2 + \left(\frac{L_2}{D} + 1\right) * L_1 \text{ [m]} \quad \text{Ec.2.17}$$

Para mallas cuadradas o rectangulares.

Cálculo del área:

$$A = L_1 * L_2 \text{ [m]} \quad \text{Ec.2.18}$$

2.9.3.7. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra R_g en ohmios.

$$R_g = \rho * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20*A}} \left(1 + \frac{1}{1+h*\sqrt{20/A}}\right)\right] [\Omega] \quad \text{Ec.2.19}$$



Dónde:

R_g = Resistencia de puesta a tierra calculada [ohm]

A = Área de la malla [m²]

h = Profundidad de enterramiento de los conductores [m]

ρ = Resistividad aparente del terreno tomado como un suelo uniforme [Ω.m]

LT = Longitud total del conductor [m]

2.9.3.8. Cálculo del máximo potencial de tierra (GPR) y Cálculo de la corriente máxima de malla (*I_G*).

$$GPR = I_G * R_g [V] \quad \text{Ec.2.20}$$

Dónde:

$$I_G = D_f * S_f * I_f [A] \quad \text{Ec.2.21}$$

En donde:

S_f = factor de división de corriente

D_f = factor de decremento

I_f = corriente de falla a Tierra simétrica en el primario

La ecuación anterior también se la puede emplear de una manera más simple, como se muestra a continuación:

$$I_G = 1.9 * I_0 [A] \quad \text{Ec.2.22}$$

Dónde:

I_f = *I₀* = corriente de falla a Tierra simétrica en el primario (ver literal 2.9.3.)



El factor de división de corriente (S_f) es la relación que expresa la corriente que debe disipar la malla de tierra y la corriente total que disiparán tanto la conexión a tierra de los transformadores, los cables de guarda y la malla de tierra como el resto de las mallas.²²

El factor de decremento, D_f se usa para incluir el efecto de la componente DC. Este factor determina el equivalente rms (valor eficaz) de la onda de corriente asimétrica para una duración de falla determinada, t_s teniendo en cuenta el efecto de la componente DC inicial y su atenuación durante la falla.²³

Si el tiempo de duración de la corriente es mayor o igual a 1 segundo o la relación X/R en el punto de localización de la falla es menor que 5, el factor de decremento puede despreciarse, es decir $D_f = 1$.

Tabla 2.13: Valores típicos de D_f

Duración de la falla, t_s		Factor de Decremento, D_f			
Segundos	Ciclos a 60 Hz	X/R=10	X/R=20	X/R=30	X/R=40
0.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

Fuente: IEEE Standard 80-2000

Nota: Si $GPR > V_{contacto\ tolerable}$ entonces deben calcularse las tensiones de malla y de paso en caso de falla.

²² Soluciones Prácticas para la puesta a tierra de sistemas eléctricos de Distribución, Pablo Díaz, página 301

²³ IEEE Std 80, 2000: 83-84



2.9.3.9. Cálculo de tensión de malla en caso de falla.

$$V_{malla} = \frac{\rho * I_G * K_m * K_i}{L_c + \left[1,55 + 1,22 * \left(\frac{L_V}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right] * N * L_V} \quad [\text{V}] \quad \text{Ec.2.23}$$

Dónde:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left[\ln \left[\frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left[\frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right] \right] \quad \text{Ec.2.24}$$

En donde:

D= distancia entre conductores

d = diámetro del conductor en metros (ver tabla 2.14.)

h = profundidad de enterramiento de los conductores

$K_{ii} = 1$ Para mallas con electrodos de varilla a lo largo del perímetro, en las esquinas o dentro de la malla.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 * n)^{2/n}} \quad \text{Ec.2.25}$$

Para mallas sin electrodos tipo varilla o con pocas varilla dentro de la malla.

$$K_h = \sqrt{1 + h} \quad \text{Ec.2.26}$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 * n \quad \text{Ec.2.27}$$

$$n = n_a * n_b * n_c \quad \text{Ec.2.28}$$

Dónde:

$$n_a = \frac{2 * L_c}{L_P} ; \quad \text{Ec.2.29}$$



$$n_b = \sqrt{\frac{L_P}{4 \cdot \sqrt{A}}} ; \quad \text{Ec.2.30}$$

$$n_c = \left(\frac{L_1 \cdot L_2}{A}\right)^{\frac{0.7 \cdot A}{L_1 \cdot L_2}} \quad \text{Ec.2.31}$$

$$L_P = (L_1 + L_2) \cdot 2 \text{ [m]} \quad \text{Ec.2.32}$$

L_c = longitud del conductor de la malla

L_P = longitud del perímetro de la malla

A = área de la malla

Para mallas cuadradas o rectangulares.

Si $V_{malla} > V_{contacto\ tolerable}$, se debe cambiar la configuración de la malla;

Si $V_{malla} < V_{contacto\ tolerable}$, se puede pasar a calcular la tensión de paso.

Tabla 2.14: Características de conductores de cobre

TIPO	CALIBRE	ÁREA	CONSTRUCCIÓN			DIÁM COND APROX	PESO Total APROX	RESISTEN- CIA Eléctrica A20 °C	
			#	DIÁMETRO					
				H	MIN				NOM
AWG	mm²	#	mm	mm	mm	Kg/Km	Ω/Km		
SOLIDO-D	30	0,05	1	0,25	0,25	0,26	0,25	0,45	340,26
SOLIDO-D	28	0,08	1	0,32	0,32	0,32	0,32	0,71	214,37
SOLIDO-D	26	0,13	1	0,40	0,40	0,41	0,40	1,14	134,50
SOLIDO-D	24	0,21	1	0,51	0,51	0,52	0,51	1,82	84,07
SOLIDO-D	23	0,26	1	0,57	0,57	0,58	0,57	2,30	66,63
SOLIDO-D	22	0,32	1	0,64	0,64	0,65	0,64	2,89	53,09
SOLIDO-D	20	0,52	1	0,80	0,81	0,82	0,81	4,62	33,21
SOLIDO-D	18	0,82	1	1,01	1,02	1,03	1,02	7,32	20,93
SOLIDO-D	16	1,31	1	1,28	1,29	1,30	1,29	11,62	13,19
SOLIDO-D	14	2,08	1	1,61	1,63	1,64	1,63	18,51	8,28
SOLIDO-D	12	3,31	1	2,03	2,05	2,07	2,05	29,40	5,21
SOLIDO-D	10	5,26	1	2,56	2,59	2,61	2,59	46,76	3,28
SOLIDO-D	8	8,37	1	3,23	3,26	3,30	3,26	74,39	2,06
SOLIDO-D	6	13,30	1	4,07	4,12	4,16	4,12	118,23	1,30
CABLE-D	8	8,37	7	1,22	1,23	1,25	3,70	75,91	2,09
CABLE-D	6	13,30	7	1,54	1,55	1,57	4,66	120,39	1,32
CABLE-D	4	21,14	7	1,94	1,96	1,98	5,88	191,71	0,83
CABLE-D	2	33,65	7	2,45	2,47	2,50	7,42	305,13	0,52
CABLE-D	1/0	53,42	19	1,87	1,89	1,91	9,26	484,38	0,33
CABLE-D	2/0	67,45	19	2,10	2,13	2,15	10,63	611,61	0,26
CABLE-D	3/0	85,10	19	2,36	2,39	2,41	11,94	771,64	0,21
CABLE-D	4/0	107,18	19	2,65	2,68	2,71	13,40	971,89	0,16



2.9.3.10. Cálculo de la tensión de paso en caso de falla.

$$V_{paso} = \frac{\rho * I_G * K_S * K_i}{0,75 * L_c + 0,85 * N * L_V} \text{ [V]} \quad \text{Ec.2.33}$$

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad \text{Ec.2.34}$$

Si $V_{paso} > V_{paso \text{ tolerable}}$ cambiar la configuración de la malla;

Si $V_{paso} < V_{paso \text{ tolerable}}$, el diseño ha terminado.

2.9.4. CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN PEQUEÑA POTENCIA.

En la práctica cotidiana los técnicos se ven ante la necesidad de estimar una corriente de falla en pequeñas subestaciones cuando no se dispone de una computadora. La metodología que se presenta permite de una manera simple llegar a este valor.

Cuando las instalaciones son de pequeña potencia, por ejemplo, subestaciones de transformación que alimentan industrias, en muchos casos sucede que los sistemas están alimentados por transformadores de potencia, la reactancia total hasta el transformador no es conocida y, en general, resulta prácticamente imposible de determinar.

La norma ANSI/IEEE 141-1986 del IEEE presenta unos ejemplos prácticos para realizar este cálculo empleando las siguientes ecuaciones:

La corriente máxima en el secundario (I_{sec}):

$$I_{sec} = \frac{KVA \times 1000}{KV\sqrt{3} \times E} \quad \text{Ec.2.35}$$

La corriente de cortocircuito simétrica máxima ($I_{cc \text{ máx.}}$):

$$I_{cc-max-sec} = \frac{100\%}{Z\%} I_{sec} \quad \text{Ec.2.36}$$



La corriente de cortocircuito en el primario se puede obtener con la relación de transformación (N):

$$I_{cc-max-pri} = N * I_{cc-max-secundario} \quad \text{Ec.2.37}$$

La corriente de cortocircuito asimétrica del secundario:

$$I_{cc-asim} = I_{cc-max} \times F_{asim} \quad \text{Ec.2.38}$$

F_{asim} = Factor de asimetría = 1.25 (factor que depende de la relación X/R en el punto de falla, véase el capítulo 6 de la IEEE Std 141-1986)

2.10. APANTALLAMIENTOS (SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS SPDA).

En qué consiste:

El dimensionamiento de un sistema de apantallamiento debe garantizar la protección de las personas, materiales y edificaciones expuestos a daños en caso de descargas atmosféricas directas.

Las normas que rigen el diseño y especificaciones de este sistema de protección las establece el código de protección frente a descargas atmosféricas, preparado por la Asociación Nacional de Protección contra incendios (NFPA, por sus siglas en inglés).

Estas normas vigentes fueron establecidas en 1904. El comité encargado de elaborar este código lo formaron el comité de la NFPA, el Comité de Protección contra rayos (ASA), la Oficina Nacional de Normas (National Bureau of Standards) y el Instituto Americano de Ingenieros Electricistas (IEEE).



Hoy el código de Protección contra Rayos es el NFPA – 780.

Qué busca:

El apantallamiento garantiza que cuando caiga un rayo en una edificación, no se produzcan daños a la misma (desprendimiento de material o incendios), como tampoco daños a las personas y equipos dentro de ella.

Beneficios logrados:

- Protección efectiva del personal, edificaciones y equipos ante tormentas eléctricas.
- Minimización de problemas de interferencia u operación anormal de equipos.
- Descuentos en las pólizas de seguros debido a la disminución drástica o eliminación total del riesgo.
- Reducción o eliminación de daños producidos, los cuales representan un alto costo de reposición, reparación y lucro cesante por paradas en la producción.
- Mínima cantidad de material requerido para lograr protección eficiente, lo cual representa ahorros considerables.

2.11.SU IMPORTANCIA PARA LA SEGURIDAD DEL EDIFICIO

Una descripción simple puede clasificar un rayo como un corto circuito entre una nube y la tierra, un fenómeno de la naturaleza imprevisible y aleatoria que ocurre cuando la energía acumulada en una nube alcanza un valor crítico y rompe la rigidez dieléctrica del aire.

La instalación de un pararrayos, técnicamente llamado Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas (**SPDA**), es el medio más adecuado de proteger una edificación y las personas que estén en su interior.



¿POR QUÉ SE REQUIERE DE PROTECCIÓN ANTE DESCARGAS ELÉCTRICAS?

- ✓ Seguridad de Personas
- ✓ Evitar daños en Estructuras
- ✓ Evitar daños en Equipos
- ✓ Pérdidas de Operaciones
- ✓ Continuidad en Servicio
- ✓ Costos de Reparación
- ✓ Satisfacción de Usuarios

El Apantallamiento debe tener tres aspectos básicos:

- Determinar el nivel de protección y la correspondiente zona de protección ofrecida por los dispositivos apantalladores que garanticen “atrapar” los rayos que puedan representar riesgos, para lo cual se usa el método electrogeométrico
- Determinar cómo se conduce la descarga desde el dispositivo colector hasta la tierra, sin producir daños humanos o materiales, esfuerzos mecánicos o interferencia electromagnética
- Determinar cómo se reflejará la corriente en la tierra sin producir tensiones de paso y contacto peligrosas para los seres vivos o interferencias con otras tierras y/o el sistema de control de la instalación.

2.12.PROCESO DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

La descarga atmosférica conocida como rayo, es la igualación violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra o, entre nubes. Un rayo puede considerarse como una fuente de corriente que pueden alcanzar intensidades de 200 KA (ocasionalmente 500 KA).

Se estima que una descarga típica de rayo puede tener aproximadamente 3 billones de kilowatts de energía a un voltaje aproximado de 100 millones de volts y una corriente promedio de 18000 amperes.

Los rayos que nos interesan por su efecto, son los de nube a tierra, y en éstos se pueden encontrar 4 tipos: 2 iniciados en las nubes, y 2 iniciados en tierra, ya que pueden ser positivos o negativos. Los más comunes, siendo el 90 % de los rayos detectados, son de una nube negativa hacia tierra.



Figura 2.26: Tipos de descargas atmosféricas

Fuente: <http://procellasolutions.blogspot.com/2011/01/que-es-el-rayo.html>

Una vez que el rompimiento creó una columna de plasma en el aire, la descarga eléctrica surgirá inmediatamente dentro de un hemisferio de unos 50 m de radio del punto de potencial más alto. Y, cualquier objeto puede ser el foco de esta descarga hacia arriba de partículas positivas, aún desde una parte metálica debajo de una torre.

Los rayos consisten usualmente de descargas múltiples, con intervalos entre descargas de decenas a centenas de milisegundos.

Las descargas atmosféricas pueden causar grandes diferencias de potencial en sistemas eléctricos distribuidos fuera de edificios o de estructuras protegidas. A consecuencia de ello, pueden circular grandes corrientes en las canalizaciones

metálicas, y entre conductores que conectan dos zonas aisladas. Pero, aún sin la descarga, una nube cargada electrostáticamente crea diferencias de potencial en la tierra directamente debajo de ella.

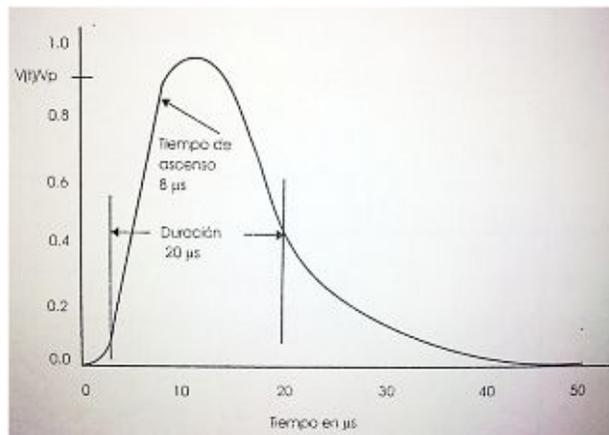


Figura 2.27: Forma de onda de un Rayo (IEEE) Curva representativa de una descarga atmosférica 8/20 μs

Fuente: Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución, Pag. 219, Pablo Díaz

2.13.EVALUACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE LA INCIDENCIA DE DESCARGA O RIESGO DE EXPOSICIÓN EN UNA INSTALACIÓN

En la actualidad la probabilidad de incidencia de las descargas atmosféricas se registra por medio de dos métodos.

a). **Nivel Isoceráunico** (N_{ISO}) el cual nos indica el número de días de tormenta por año que se puede dar en una determinada zona geográfica. Este método utiliza los servicios meteorológicos, los mismos que disponen de mapas isoceráunicos. Si bien estos mapas pueden ser una guía, que deben ser usados con la debida precaución, pues allí no indica el número de descargas de rayos que puede ocurrir en días de tormenta. En zonas templadas el nivel isoceráunico oscila del 1 al 100 y en zonas tropicales puede alcanzar los 260,



por consiguiente cuanto más alto sea el mismo, mayor será la posibilidad de caída del rayo.

La probabilidad máxima de un día de tormenta es:

$$N_{ISO} / 365. \quad \text{Ec.2.37}$$

b). Densidad de descargas a tierra (D_{GFD}) expresa el número de descargas a tierra que se espera por Km^2 , por año. Este método es el más confiable y adecuado para determinar la probabilidad de riesgo de la caída del rayo en una instalación pero tales cálculos deben ser vistos con cautela. Los valores típicos de GFD que se han obtenido para áreas geográficas con una actividad moderada poseen un valor de GFD entre 1 y 3 por km^2 , por año. En cambio para áreas con actividad baja de descargas el GFD es alrededor de 0.3 a 0.5 y entre 7 a 15 para zonas con alta actividad de descargas.

Tabla 2.15: Valores GFD aproximados alrededor del mundo en donde se relaciona con el nivel isoceráunico por año.

ISO (Por año)	GFD (por Km)		
Nivel Isoceráunico	Lim. Infer. Universal	Lim. Super. Universal	Promedio Universal
5	0.1	1.2	0.4
7	0.2	1.7	0.6
10	0.3	2.3	0.8
15	0.4	4	1.3
20	0.7	5	1.9
30	1.1	6	2.6
40	1.7	8	3.7
50	2.3	10	4.8
70	3.8	15	7.5
100	6	20	12.5
120	8	25	14.5
140	9.6	29	17.2
Resultados para:	Australia	USA y Europa	Uso general

Si se desea un valor más exacto de la densidad de rayos se puede calcular mediante la ecuación 2.38.



$$D_{GFD} = 0.04 \times Td^{1.25} \quad \text{Ec.2.38}$$

Dónde: D_{GFD} densidad de rayos a tierra por Km² por año.

Td Número de días tormentosos por año

Sobre la base de la tabla 2.13 y al área de captura de la estación, se puede estimar la probabilidad del número de descargas de rayos por año sobre un área:

$$P = CA \times 10^{-6} \times D_{GFD} \text{ por año} \quad \text{Ec.2.39}$$

Siendo:

CA = es el área de captura de la estructura en m².

D_{GFD} = es la densidad de descargas a tierra por kilómetro cuadrado, por año.

El periodo de regreso (R) es el inverso de la probabilidad y nos predice el número promedio de años entre el cual se recibe una sola descarga.

$$R = 1/P \text{ años} \quad \text{Ec.2.30}$$

Por otra parte, para determinar los niveles de protección contra descargas atmosféricas directas se las presenta en la tabla 2.14.

Tabla 2.16: Ventanas de protección típicas

Nivel de protección	Pico de Corriente	Probabilidad máxima de protección
Muy alta	3 KA - 180 KA.	99%.
Alta.	6 KA - 150 KA.	98%.
Estándar.	10 K - 130 KA.	93%.
Media.	15 KA - 130 KA.	85%.
Baja.	20 KA - 130 KA.	75%.

La columna 3 puede interpretarse como el porcentaje de descargas que inciden sobre la instalación y son interceptados por el sistema de apantallamiento.



Tabla2.17: Cálculo del índice de riesgo. Coeficiente “b”

Tipo de estructura	Tipo de cubierta	Altura del edificio en metros																					
		4	9	12	15	18	20	22	24	26	28	30	31	33	34	36	38	39	40	42	43	44	
Metálica o de hormigón armado	No metálica	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	...	
	Metálica	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	...	
De ladrillo, hormigón en masa o mampostería	No metálica	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	...	
	Metálica	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
De madera	No metálica	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Cualquiera	De ramaje vegetal	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	

El coeficiente “c” se determina según las condiciones topográficas, árboles y edificios circundantes y tipo de edificio, como lo muestra la tabla 2.17.

Tabla2.18: Cálculo del índice de riesgo. Coeficiente “c”

Condiciones topográficas			Árboles y edificios circundantes		Tipo de edificio	
Terreno	Altitud	Altura respecto del edificio	Número	Vivienda unifamiliar	Bloques de viviendas u oficinas	Otros edificios
Llano	Cualquiera	Igual o mayor	Abundante	0	5	8
		Igual o mayor	Escaso	3	8	11
		Menor	Cualquiera	8	13	16
Ondulado	Cualquiera	Igual o mayor	Abundante	4	9	12
		Igual o mayor	Escaso	7	12	15
		Menor	Cualquiera	12	17	20
Montañoso	300 a 900 m	Igual o mayor	Abundante	6	11	14
		Igual o mayor	Escaso	9	14	17
		Menor	Cualquiera	14	19	22
	Superior a 900 m	Igual o mayor	Abundante	8	13	16
		Igual o mayor	Escaso	11	16	19
		Menor	Cualquiera	16	21	24

2.15.ELEMENTOS BÁSICOS DE UN SISTEMA DE PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS (SPDA).

Los sistemas de protección contra rayos consisten en las siguientes partes básicas para proporcionar la baja impedancia requerida:

- Antenas de captación (varillas pararrayos) ubicadas sobre el techo y otras partes elevadas.
- Un sistema de conductores.
- Un sistema de electrodos a tierra.

Estos tres componentes del sistema de protección, al interceptar, conducir y disipar la descarga principal del rayo, no aseguran que no habrá posibles efectos secundarios de la descarga.

Por lo tanto, se requieren conductores secundarios para interconectar los objetos metálicos y mantenerlos al mismo potencial a fin de evitar el salto del arco.

La figura 2.29 muestra todos los elementos de una protección contra el rayo.

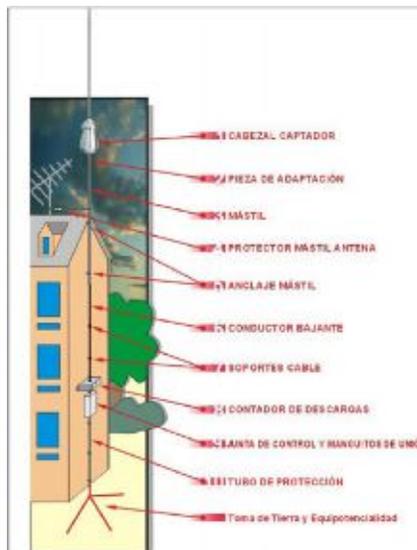


Figura 2.29: Elementos de una Protección Contra Rayos



La red conductora está formada por:

- ***Pieza de adaptación.*** Permite acoplar el pararrayos al mástil
- ***Mástil.*** Elemento de diferentes tamaños para dar la altura necesaria al cabezal captador del pararrayos para cubrir el radio de acción de la zona a proteger.
- ***Protector Mástil Antena.*** Elemento para la puesta a tierra instantánea del mástil de antena en el momento de la de la caída del rayo. Permanece aislado en condiciones normales.
- ***Anclaje Mástil.*** Su función es la sujeción del mástil, existiendo diferentes tipos de anclajes: para la colocación mediante tornillo o para empotrar.
- ***Conductor Bajante.*** Elemento conductor destinado a encaminar la corriente de rayo desde el cabezal captador hasta la toma de tierra.
- ***Soportes Cable.*** Fija el conductor de bajada en toda su trayectoria para evitar movimientos del mismo.
- ***Contador Descargas.*** Indica los impactos de rayo recibidos por la instalación de protección.
- ***Junta de Control y Manquitos de Unión.*** La junta de control junto con los manguitos permite desconectar la toma de tierra con el fin de efectuar la medida de la resistencia.
- ***Tubo de Protección.*** Tubo de chapa galvanizada para evitar los choques mecánicos contra el conductor del bajante.



– *Toma de Tierra.*

Debido a que es el lugar por el cual se va a evacuar a tierra la descarga de origen atmosférico, se considera la parte más importante de la instalación.

Para realizar esta toma de tierra se tiene dos opciones: utilizar la toma de tierra del edificio, o realizar una toma independiente mediante picas, placas o cable enterrado. Es recomendable unir la toma de tierra del pararrayos al sistema de tierras existentes, con el fin de asegurar una buena equipotencialidad, y que no se produzcan saltos de chispas al paso del rayo.

– *Equipotencialidad*

La Barra pre taladrada o elemento conductor (ver figura 2.26) sirve para conseguir la equipotencialidad o unión equipotencial entre el sistema de protección contra el rayo, las instalaciones o estructuras metálicas (elementos conductores exteriores, empotrados en la pared o interiores), masas y tomas de tierra, debe ser dimensionada de acuerdo con los requisitos inmediatos de aplicación y teniendo en consideración futuros crecimientos, sus dimensiones mínimas son de 5mm de espesor x 50mm de ancho y longitud variable. Los conectores a utilizarse deben ser certificados o en su defecto se debe usar soldadura exotérmica y debe ser aislada de su soporte.

Se recomienda realizar las conexiones de manera ordena, preferiblemente separadas por zonas según los sistemas y equipos que se deseen conectar (Figura 2.26). Por ejemplo los cables de tierra de equipos que requieran conexión a tierra aislada, se ubicarán al extremo derecho de la barra equipotencial o en la zona a tierra aislada.

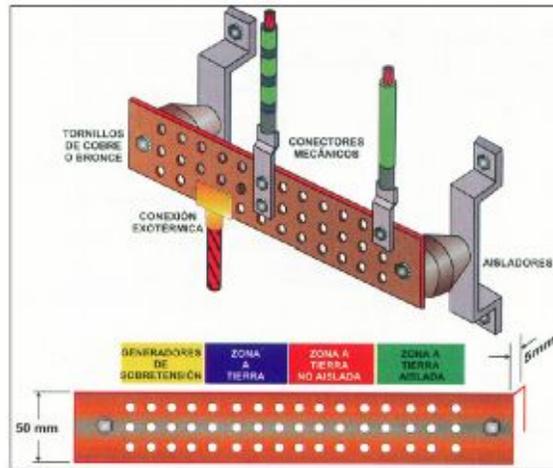


Figura 2.30: Barra Equipotencial

También es necesario utilizar dispositivos de protección contra los sobrevoltajes transitorios producidos por los rayos, para la protección de conductores y el equipo conectado a éstos.²⁵ Como por ejemplo las bobinas de choque, que para interconexión de puestas a tierra, tienen como principio de funcionamiento el ofrecer una baja resistencia en servicio normal, logrando mantener la equipotencialidad entre sistemas de puesta a tierra en condiciones de funcionamiento normal.

– *Bobina de Choque*

La bobina como elemento acoplador -des acoplador, ha sido muy utilizada en altas y bajas potencias para reducir las sobretensiones originadas por la corriente de un rayo, es hoy en día un componente fundamental en los sistemas de protección contra sobretensiones.

De esta manera la corriente que circulará por la puesta a tierra del sistema de protección contra el rayo será menor, debido a que el sistema se comporta como

²⁵ Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución, Pag. 221, Pablo Díaz

un divisor de corriente. Un ejemplo se puede observar en la figura 2.27, donde la puesta a tierra del sistema de protección contra rayos es de menor resistencia que la puesta a tierra de una subestación, la corriente que circulará por la puesta a tierra del sistema de protección contra el rayo será mayor que la corriente que circulará por la puesta a tierra de la subestación pero será menor que la corriente del rayo.

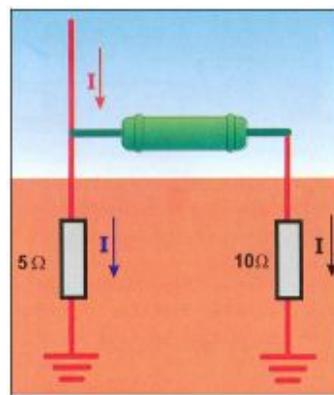


Figura 2.31: Conexión de la Bobina de Choque

Una protección perfecta, del 100% efectiva, es prácticamente imposible, y toda protección se diseña sobre la base de un riesgo o compromiso estadístico o de probabilidad. Sin embargo, es posible definir criterios generales para la protección de equipos electrónicos en edificios, que son de aceptación general.

Se recomienda seguir este plan de protección que consta de seis puntos:

1. Captura del impacto del rayo directo en puntos preferentes y conocidos. Esto significa la instalación de uno o más terminales aéreos de captación en los edificios.
2. Conducir la descarga a tierra de una forma segura a través de una ruta conocida. Se debe instalar uno o más sistemas de conducción o bajantes a tierra.



3. Disipar a tierra las descargas del rayo. Esto requiere la instalación y mantenimiento de un sistema de puesta a tierra efectivo y de baja impedancia.
4. Eliminar inducciones a través de tierra o lazos de tierra (Crear un plano de tierra equipotencial). Se requiere la planificación cuidadosa, la creación de un único sistema de puesta a tierra y la consideración práctica para la instalación de los equipos. Una red de tierras de baja impedancia es esencial.
5. Proteger todas las líneas de potencia que entren en la estructura o edificio contra sobretensiones (Proteger contra transitorios entrantes por los circuitos de potencia). Se requiere la instalación de protectores o filtros reductores específicos contra sobretensiones, equipos estabilizadores, sistemas de alimentación ininterrumpida y otras medidas dependiendo de las circunstancias de cada lugar.
6. Proteger todas las líneas de datos y de señal que entren o salgan de la estructura o edificio contra sobretensiones (Proteger contra transitorios entrantes por los circuitos de comunicación/datos.). Esto implica la instalación de cajas, barreras y aparatos de protección de alta velocidad y la correcta puesta a tierra de los cables apantallados.

La instauración de estos seis puntos es importante, ya que no considerar uno de esos puede conducir inevitablemente, a hacer vulnerable al equipo a los daños provocados por dichos efectos.

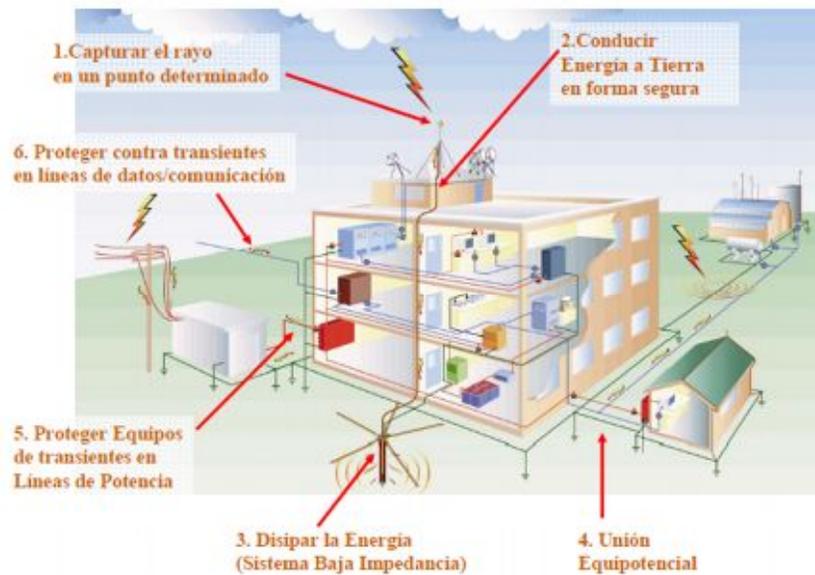


Figura 2.32: Plan de Protección de Seis Puntos

Fuente: <http://www.anuies-noroeste.uson.mx/rscn/reuniones/07/memorias/protelec.pdf>

2.16. TIPOS DE APANTALLAMIENTOS

Los sistemas de protección contra rayos más utilizados están clasificados así:

- Sistema de conducción
- Sistema de atracción
- Sistema de disipación

De los tres sistemas mencionados, el único aprobado por las organizaciones mencionadas anteriormente es el de conducción, también llamado la “barra de Franklin” o “Jaula de Faraday”.

Los sistemas de conducción y atracción tratan de atraer la descarga del rayo. Para lograrlo proveen una trayectoria de descarga de baja impedancia a tierra que mantiene lejos la estructura que protegen.



El sistema de conducción usa varillas de pararrayos y el de atracción emplea un isótopo radioactivo o un iniciador iónico para atraer el rayo.

El sistema de disipación usa gran cantidad de pequeños puntos metálicos para crear un campo pasivo ionizado con el fin de tratar de descargar continuamente el campo eléctrico creado por la tormenta. El objetivo es mantener este campo en el área del disipador para que no alcance el punto de centelleo, y así prevenir una descarga a la estructura protegida.²⁶

2.16.1. SISTEMA FRANKLIN

Benjamín Franklin fue el primero en darse cuenta que la altura era un factor importante en el diseño de protecciones contra rayos.

El rango de atracción de un pararrayos es la distancia sobre la cual un pararrayos sencillo vertical de una altura dada sobre un plano limpio, atrae una descarga atmosférica. El espacio protegido por tal dispositivo define el lugar en que la construcción no suele ser afectada por una descarga directa.

El sistema más sencillo y más antiguo de pararrayos, es el que consiste en terminales aéreas de cobre, bronce o aluminio anodizado terminadas en punta, llamadas puntas Franklin, colocadas sobre las estructuras a proteger de los rayos. Este sistema se aplica en iglesias, casas de campo, graneros y otras estructuras ordinarias.

²⁶ Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución, Pag. 222, Pablo Díaz

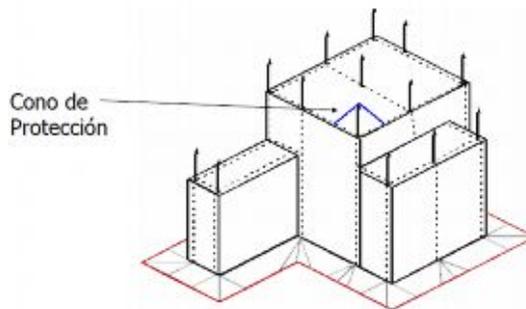


Figura 2.33: Puntas de Franklin

2.16.2. SISTEMA TIPO JAULA DE FARADAY.

Para estructuras grandes, se utiliza una modificación al sistema Franklin de pararrayos, al añadir a las terminales aéreas conductores que crucen sobre la estructura a proteger como una caja de Faraday limitada sobre y a los lados de la construcción, y todo ese conjunto resultante es conectado a cables múltiples de bajada, que a su vez se conectan al sistema de tierras perimetral del edificio.

Los edificios modernos con estructura de acero y con varillas embebidas en concreto se acercan al concepto de la jaula de Faraday, y el riesgo de que un rayo que penetre en un edificio protegido de esta manera es extremadamente pequeño.

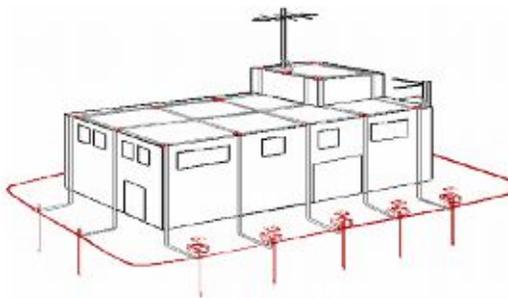


Figura 2.34: Jaula de Faraday

2.16.3. SISTEMA RADIOACTIVO.

En este sistema cada pararrayos cubre un cilindro vertical, de radio eficaz determinado según las especificaciones del fabricante, rematado por una semiesfera de igual radio, cuyo centro está en la cabeza de captación. Además cubre un cono de eje vertical, con vértice en la cabeza de captación y cuya base tiene un radio igual a la altura de la instalación. Es adecuado para todo tipo de edificios.

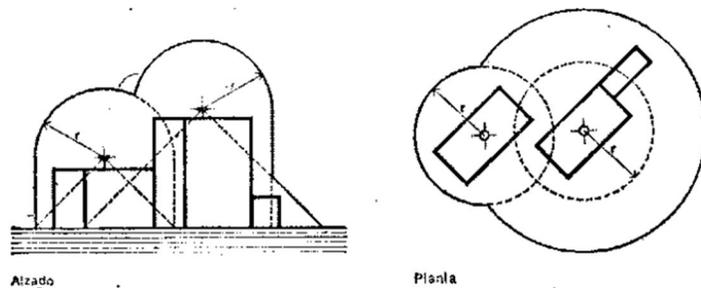


Figura 2.35: Sistema Radioactivo

2.16.4. SISTEMA DE PUNTAS.

Cada pararrayos cubre un cono de eje vertical, con vértice en la cabeza de captación y cuya base tiene un radio igual a la altura de la instalación. Cuando varios pararrayos estén unidos a distancias inferiores a 20 m, el cable de unión actúa como pararrayo continuo. Es adecuado para edificios con predominio de la altura respecto a su superficie en planta.

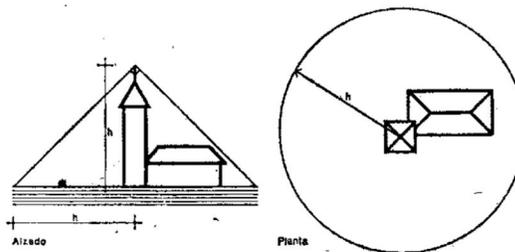


Figura 2.36: Sistema de Puntas

2.16.5. SISTEMA RETICULAR.

Está formado por una red conductora en forma de malla diseñada de manera de que ningún punto de la cubierta quede a más de 9 m de un cable conductor. Protege el volumen cubierto por la malla. El perímetro de la malla se colocará en las aristas más elevadas del edificio. Cada punto del conductor engendra, además, un cono de protección igual al de los pararrayos convencionales. Es adecuado para edificios con predominio de la superficie de planta respecto a su altura, cuando no se emplee el sistema radioactivo.

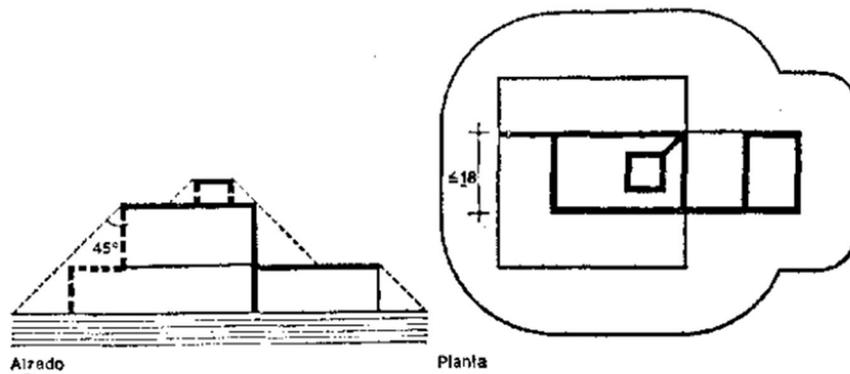


Figura 2.37: Sistema Reticular

2.17. ZONAS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

En Norteamérica, los equipos y estructuras son clasificados según su necesidad de protección contra descargas atmosféricas. Referencia: ANSI/NFPA 78-1989.

2.17.1. PRIMERA CLASE

Las estructuras de esta clase, requieren de poca o ninguna protección. El requisito es que verdaderamente estén conectados a tierra. Ejemplos de esta clase son:



- a) Todas las estructuras metálicas excepto tanques u otras estructuras que contengan materiales inflamables.
- b) Tanques de agua, silos y estructuras similares, construidas mayormente de metal.
- c) Astas bandera construidas de algún material conductor.

2.17.2. SEGUNDA CLASE

Esta clase consiste de edificios con cubierta conductora y estructura no conductora, tal como edificios con cubierta metálica. Este tipo requiere de conductores para conectar la cubierta a electrodos en la tierra.

2.17.3. TERCERA CLASE

Esta clase consiste de edificios con estructura metálica y cubierta no conductora. Este tipo requiere de terminales aéreas conectadas a la estructura y fuera de la cubierta para actuar como terminales pararrayos.

2.17.4. CUARTA CLASE

Esta clase consiste de estructuras no metálicas, que requieren una protección. Se incluyen en esta clase:

- a) Edificios de madera, piedra, ladrillo u otros materiales no conductores, sin elementos de refuerzo metálicos.
- b) Chimeneas. Aún con elementos de refuerzo, éstas deben tener una gran protección contra rayos, con terminales aéreas, cables de bajada y electrodos de aterrizado.

2.17.5. QUINTA CLASE

Una quinta clase consiste de aquellas cosas cuya pérdida puede ser de consecuencias, y que normalmente recibe un tratamiento pararrayos



completo, incluyendo terminales aéreas, cables de bajada y electrodos de aterrizado. Entre éstas están:

- a) Edificios de gran valor estético, histórico o intrínseco.
- b) Edificios conteniendo combustibles o materiales explosivos.
- c) Estructuras conteniendo sustancias que pueden ser peligrosas si se derraman como consecuencia de una descarga.
- d) Tanques o conjuntos de tanques.
- e) Plantas de energía y estaciones de bombeo.
- f) Líneas de transmisión.
- g) Subestaciones eléctricas.²⁷

De las varias técnicas de diseño para el cálculo y determinación de las formas geométricas de las zonas de protección ofrecida por los sistemas de pararrayos a fin de interceptar a los rayos y de poder controlarlos, se van a mencionar dos a continuación.

La solución más aproximada y la que se utiliza actualmente para la determinación y cálculo de la zona de protección es sobre la base del modelo electrogeométrico. Según este modelo, se puede asociar a cualquier cuerpo un radio de atracción para las descargas atmosféricas, cuyo valor depende del valor de cresta de la corriente de las descargas.²⁸ Este concepto, se aplica en los denominados métodos de:

- Cono de Protección
- Esfera rodante

²⁷<http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe50.html#5.4>

²⁸ Coordinación de aislamientos en redes eléctricas de alta tensión, pag 18, Juan Antonio Martínez Velasco.

2.17.6. CONO DE PROTECCIÓN

El cono de protección es el método más antiguo contra descargas atmosféricas directas, este describe un volumen o zona de seguridad alrededor del elemento captor (pararrayos). Por lo tanto, las instalaciones que se encuentran dentro de esta superficie cónica tendrán una incidencia mínima de ingreso de descargas.

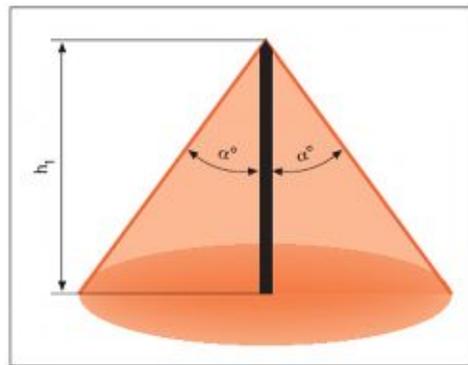


Figura 2.38: Zona protegida cónica

La imitación que presenta este concepto es cuando se aplica a estructuras muy elevadas, pues hace pensar en la existencia de volúmenes de protección muy grandes, ya que la zona estimada es función de la altura de la estructura del pararrayo (torre).

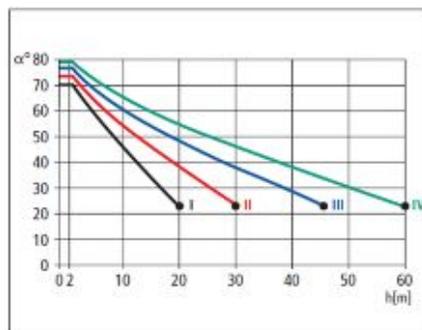


Figura 2.39: Ángulo de protección “alfa” en función de la altura y el nivel de protección

2.17.7. ESFERA RODANTE.

El método de la esfera rodante se utiliza para establecer el área de protección de las puntas Faraday. Este consiste en rodar una esfera imaginaria sobre tierra, alrededor y encima de la instalación a proteger o cualquier otro objeto en contacto con la tierra, capaz de actuar como un punto de intercepción de la corriente de rayo. La esfera imaginaria debe rodarse (desde el nivel de la tierra) hacia la estructura a proteger e instalar una terminal aérea en el punto de contacto con la estructura.

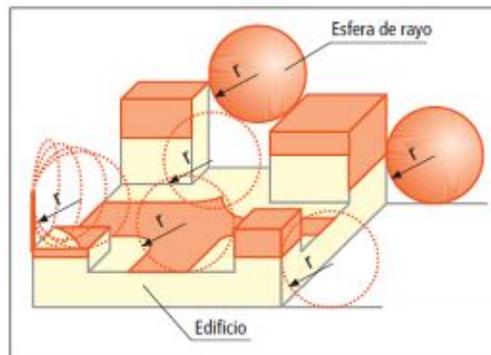


Figura 2.40: Aplicación esquemática del método de la esfera rodante en una superficie muy irregular

Una vez especificado el primer punto de sacrificio para la corriente de rayo, debe rodarse la esfera por encima del terminal aéreo y hacia el techo de la estructura e instalarse una terminal aérea de intercepción en todos aquellos puntos donde la esfera imaginaria toque la estructura o edificio a proteger.

Este proceso debe mantenerse hasta cubrir la totalidad del edificio o estructura a proteger. El espacio comprendido bajo el rodamiento de la esfera representa el volumen protegido.²⁹

²⁹ <http://seguridadconelectricidad.blogspot.com/2010/10/metodo-de-la-esfera-rodante.html>



Tabla 2.19: Colocación del dispositivo captor en función del nivel de protección

Nivel de Protección	Metodos de protección		
	Esfera Rodante (m)	Mallas (m)	Angulo de protección
I	20	5x15	Ver figura 2.32.
II	30	10x10	
III	45	15x15	
IV	60	20x20	

En base a estos dos métodos se puede determinar la colocación de la punta del pararrayos, en el siguiente grafico se observa la correlación entre ambos:

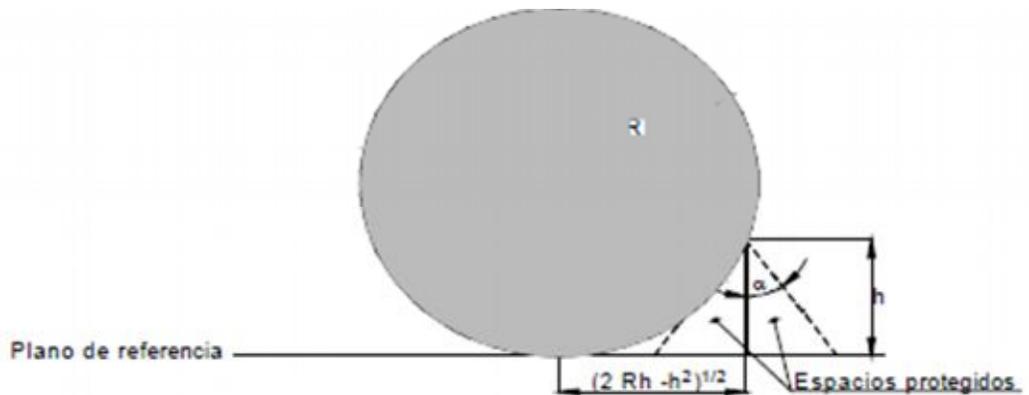


Figura 2.41: Ángulo de protección y radio equivalente de la esfera rodante

2.18.ESPECIFICACIONES PARA UN SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS.

Para el diseño de un sistema de protección contra rayos, se consideran dos tipos de sistemas, los cuales dependen de la altura de la estructura o edificio. Así se consideran los materiales de clase I, para edificios que no exceden 23 m (75 pies) y los de clase II, para edificios que exceden los 23 m.



Las tablas 2.16 y 2.17, muestran los requisitos mínimos a emplearse para la protección de rayos los mismos que han sido establecidos por el código NFPA 780.

Tabla2.20: Requisitos mínimos para materiales de clase I

Tipo de conductor	Estándar	Cobre		Aluminio	
		Estándar	Métrico	Estándar	Métrico
Antena, pararrayos, sólido	Diámetro	3/8''	9.5 mm ²	1/2''	12.7 mm ²
Antena, pararrayos, tubular	Diámetro	5/8''	15.9 mm ²	5/8''	15.9 mm ²
Conductor de bajada	Multifilar	AWG #2	29 mm ²	98.6 Kcm	50 mm ²
Conductor de unión	Multifilar	AWG #6	13.3 mm ²	AWG #4	21.15 mm ²

Tabla2.21: Requisitos mínimos para materiales de clase II

Tipo de conductor	Estándar	Cobre		Aluminio	
		Estándar	Métrico	Estándar	Métrico
Antena, pararrayos, sólido	Diámetro	1/2''	12.7 mm ²	5/8''	15.9 mm ²
Conductor de bajada	Multifilar	AWG #15		AWG #13	
Conductor de unión	Multifilar	AWG #17		AWG #14	
Conductor de unión	Sólido	1/2''	12.7 mm ²	1/2''	12.7 mm ²

2.19. ALTURA DE LAS VARILLAS DE LOS PARARRAYOS.

La punta superior de las antenas de captación o varillas de los pararrayos, debe tener una altura mínima de 10 pulgadas por encima del objeto o área que se va a

proteger. Una varilla pararrayos que exceda los 600 mm (24 pulgadas) de altura debe soportarse en un punto no menor de la mitad de la varilla. Véase la figura 2.35.

Otros parámetros importantes para un sistema de protección típicos son los siguientes:

- Las varillas deben estar espaciadas a distancias no superiores a 6 m (20 pies) entre sí. (15 m de espacio es el máximo entre las varillas pararrayos).
- El espacio máximo permitido entre varillas pararrayos, en los bordes del edificio, es de 6 m ó 7.6 m de acuerdo con la altura de las varillas pararrayos.
- Una antena de captación debe ser colocada a una distancia no superior a 60 cm (24 pulgadas) de las esquinas y otros objetos puntiagudos. Todas las chimeneas, ventiladores, astas de banderas, torres, tanques para agua y otras proyecciones deben estar revestidas de plomo.

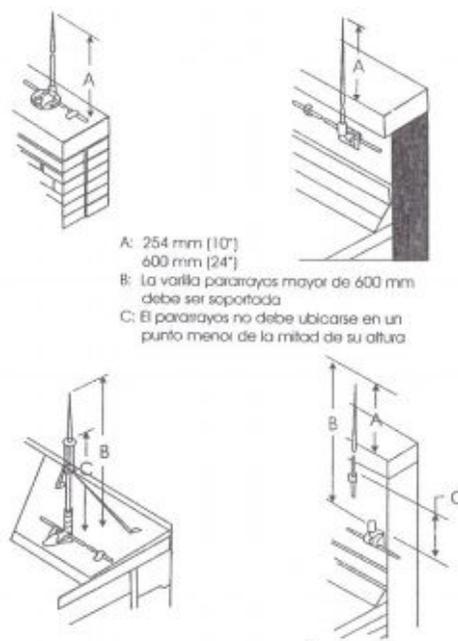


Figura 2.42: Instalación de varillas pararrayos

Las investigaciones científicas sobre los fenómenos atmosféricos indican que los centelleos destructivos del rayo tienen una distancia igual o superior a 45.75 m (150 pies). De esta forma, el contorno de la zona protegida por una de las varillas pararrayos estándar, se ha definido como un área bajo un arco, que tiene un radio máximo de 45.75 m y es tangente a la tierra, mientras que toca la punta de una antena. En la figura 2.35 se muestra como el arco número 1.

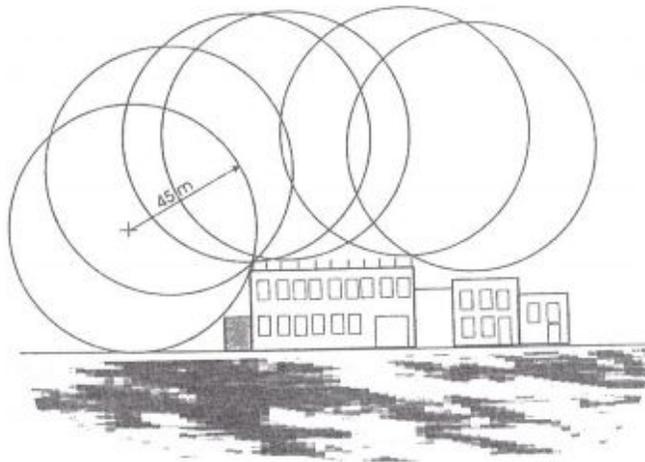


Figura 2.43: Esfera Rodante- área de protección

Lo anterior es importante para estructuras que exceden de 45 m de altura, ya que se deben instalar antenas adicionales a niveles intermedios apropiados, lo mismo que a nivel del techo o azotea.

En el diseño de un sistema se utiliza un plano del edificio y a escala se utiliza el concepto de la esfera rodante, utilizando los 45.75 m de radio. Mediante la vista lateral del edificio o estructura, se rueda la esfera sobre el contorno del edificio para determinar la zona de protección.

El techo de edificios altos requiere terminales ubicados en la mitad del techo y espaciadas entre sí hasta distancias de 15 m. Todas las estructuras que se extienden sobre la protección de las terminales del techo, como la cabecera de ascensores, grandes unidades de ventilación y otras, deben estar equipadas con sus propias antenas de protección.



Las antenas pararrayos deben conectarse a una rejilla de conductores de interconexión, la cual se conecta a los bajantes o conductores de entrada que se extienden hasta el suelo y se conectan a los electrodos de tierra apropiados para este sistema.³⁰

De acuerdo a las normas de la Empresa Eléctrica Quito los pararrayos para redes primarias deberán ser especificados para las siguientes tensiones nominales y tensiones máximas de descarga para una onda de corriente de 8 / 20 μ s, donde 8 μ s es el tiempo de ascenso de la corriente hasta 20kA y 20 μ s es el tiempo de decaimiento hasta que la corriente llega al 50% del valor de la corriente máxima (20kA).

2.20. CURVATURA DE LOS CONDUCTORES.

Para ofrecer una baja impedancia el ángulo de curvatura de los conductores utilizados en el sistema de protección contra rayos no debe ser menor de 90°, y debe tener un radio de curvatura no menor de 203 mm (8 pulgadas). Ver figura 2.36.

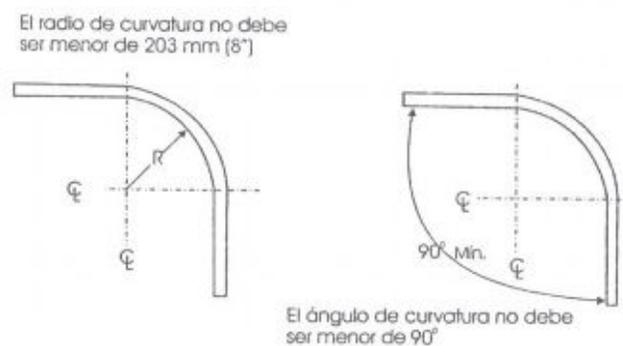


Figura 2.44: Curvatura de los Conductores

³⁰ Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución, Pag. 224, Pablo Díaz



2.21.IMPEDANCIA A TIERRA.

Según la norma Tecnológica de la Edificación NTE IEP la toma a tierra de un pararrayos no debe sobrepasar los 15Ω ³¹. Para la industria de computadoras y la de telecomunicaciones se les exige rebasar los requisitos. Incluso algunos fabricantes de equipos se les exige un valor de 5Ω o menor. En el caso de áreas con alta incidencia de rayos se recomienda una resistencia del sistema de tierra de 1Ω o menor.

La toma de tierra de la protección contra las descargas es de importancia primordial por lo que es indispensable que entre el electrodo y el terreno exista la mínima resistencia posible para una dispersión segura de las altas corrientes de descarga. En la práctica se ha demostrado que instalaciones con resistencias de tierra inferiores a 5Ω presentan la menor incidencia de efectos por caída de rayos.

Los electrodos de tierra pueden ser varillas de tierra individuales o un anillo conductor enterrado alrededor del perímetro del edificio, o ambos. Todos los componentes de este sistema son de cobre, aluminio anodizado, o acero inoxidable. El sistema de tierra para rayos no debe ser el sistema electrodo del edificio, pero debe estar conectado a este (secciones 250-106 del código y FNP núm. 2).³²

Mientras menor sea el valor de resistencia de puesta a tierra de un sistema de transmisión menor será el voltaje de fase y tierra en el punto de falla; y por lo tanto, menor será el voltaje nominal requerido de los pararrayos.

Un valor inferior del voltaje nominal de los pararrayos significa un valor inferior del voltaje de descarga del pararrayos, y por lo tanto, un mayor margen

³¹ INSTALACIONES ELECTRICAS EN MEDIA Y BAJA TENSION, Pag 284, José García Trasancos.

³² Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución, Pag. 224, Pablo Díaz



de protección para una aislación dada de los equipos de subestaciones o la posibilidad de reducción en los niveles de aislación de estos.

Tabla2.22: Especificaciones Técnicas de los Pararrayos

	Tensión nominal (KV)	Tensión máxima (KV)
Tensión primaria	23	6.3
Tensión nominal	18	6
Máxima tensión de descarga para 5 kA	59	22
Máxima tensión de descarga para 10 kA	66	24

2.22.CRITERIOS DE SELECCIÓN DE PARARRAYOS.

Las características que debe cumplir un pararrayos para proteger en un punto del sistema son:

- a) Corriente nominal y clase de descarga de línea. La elección de la corriente nominal de descarga del pararrayos es un criterio de diseño que determina las características básicas de la misma,
- b) Adecuación del pararrayos al sistema. El pararrayos debe ser capaz de soportar permanentemente la tensión del sistema (determinación de U_c) y las sobretensiones temporales que se presentan durante la duración máxima que puedan tener (determinación de TOV_c). Así mismo, debe tener una línea de fuga mínima para evitar que se produzcan contorneos.
- c) Selección de las características de protección. El pararrayos debe limitar el valor de las sobretensiones que pueden aparecer en el sistema por debajo de los límites, que es capaz de soportar el equipo que protege. Se define unos márgenes de protección frente a impulsos tipo rayo y maniobra que debe garantizar el pararrayos.



d) Finalmente indicar que los pararrayos suelen instalarse en zonas estratégicas del sistema que permiten mantener una correcta calidad de servicio.

Tabla 2.23: Valores Característicos de la corriente nominal de descarga (I_n) en función de la tensión máxima del sistema.

Tensión Máxima del Sistema U_s (kVef)	Corriente nominal de descarga I_n
$U_s \leq 72.5 \text{ kV}$	5 kA
$72.5 \text{ kV} \leq U_s \leq 245 \text{ kV}$	10 kA
$245 \text{ kV} \leq U_s \leq 420 \text{ kV}$	10 kA
$U_s \geq 420 \text{ kV}$	20 A

2.22.1. ELECCIÓN DE LA CORRIENTE NOMINAL Y LA CLASE DE DESCARGA DE LÍNEA.

Existen valores de corriente nominal recomendados por UNE-EN 60099-5, en función de la tensión máxima del sistema, presentados en la tabla 2.18.

En la práctica, los valores utilizados de corrientes nominales y clase de descarga de línea son mostrados en la tabla 2.19.

En caso de corrientes de descarga 10 kA, es posible elegir entre clase 1,2 y 3 y clase 4 y 5 para 20 kA.



Tabla 2.24: Valores Característicos de la corriente nominal de descarga (In) en función de la tensión máxima del sistema.

Tensión nominal del sistema Un	Tensión máxima del sistema Us	Clasificación de pararrayos (In)					
		5 kA	10 kA			20 kA	
			Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
Un ≤ 66kV	Us ≤ 72,5 kV	X	X	X			
66kV < Un ≤ 220kV	72,5 kV < Us ≤ 245kV			X	X		
220kV < Un ≤ 380kV	245 kV < Us ≤ 420kV				X	X	
Un > 380kV	Us > 420 kV				X	X	

2.22.2. CRITERIO DE ELECCIÓN DE LA TENSIÓN DE FUNCIONAMIENTO CONTINUO (Uc).

El pararrayos debe ser capaz de soportar la tensión máxima del sistema en condiciones de explotación. Por tanto, el valor de la tensión de funcionamiento continuo debe ser mayor que el valor de la tensión máxima del sistema (Us).

Si el pararrayos está instalado entre fase y tierra, su tensión de operación continua deberá cumplir:

$$U_c \geq \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad \text{Ec.2.31}$$

2.22.3. CRITERIO DE ELECCIÓN DE SOBRETENSIONES TEMPORALES (TOVc).

En caso de aparecer sobretensiones temporales en el sistema, las protecciones convencionales (sobre intensidad, distancia, diferencial, etc.) deben ser capaces de despejarlas en un tiempo breve (normalmente inferior a 1 segundo). Los pararrayos son capaces de limitar tensiones elevadas cuya



duración apenas dura unos pocos microsegundos. Sin embargo, las sobretensiones temporales, al tener una duración mucho mayor (desde varios milisegundos hasta algunos segundos), exige una disipación energética mucho mayor. Un pararrayos debe ser capaz de soportar estas sobretensiones hasta el tiempo de actuación de las protecciones convencionales.

Para poder comparar diferentes valores de magnitud y duración de las diferentes sobretensiones temporales con la capacidad del pararrayos para soportarlas, se suele convertir a cada una de ellas a una amplitud equivalente (U_{eq}) para una duración de 10 segundos.

$$U_{eq} = U_t * \left(\frac{T_t}{10}\right)^m \quad \text{Ec.2.32}$$

Dónde:

U_t : es la amplitud de la sobretensión temporal representativa

T_t : es la duración de la sobretensión temporal representativa

U_{eq} : es la amplitud de la sobretensión temporal representativa equivalente para 10 segundos

m : es un exponente que describe la característica de la tensión a frecuencia industrial frente al tiempo del pararrayos.

El exponente m varía entre 0,018 y 0,022, y se suele utilizar un valor medio de 0,02.

Así la capacidad del pararrayos para soportar sobretensiones temporales TOVc durante 10 segundos debe ser superior a la sobretensión temporal representativa equivalentes para 10 s (U_{eq}):

$$TOV_c(10 s) \geq U_{eq} \quad \text{Ec.2.33}$$

La capacidad de soportar sobretensiones temporales (TOVc) y la tensión nominal del pararrayos (U_r) están relacionadas.



En redes con tensión nominal hasta 220 kV es habitual considerar que las sobretensiones temporales son originadas por faltas a tierra, al ser generalmente las más severas.

El valor de sobretensión máxima que puede aparecer en un sistema por falla a tierra U_t es:

$$U_t = \frac{k \cdot U_s}{\sqrt{3}} \quad \text{Ec.2.34}$$

Dónde:

U_s : es la tensión máxima del sistema (caso más desfavorable)

k : es el factor de falla a tierra

En función del tipo de conexión de neutro, la magnitud de sobretensión temporal por falla a tierra puede alcanzar diferentes valores, véase la tabla 2.20.

Tabla 2.25: Valores Característicos del factor de falta a tierra en función del tipo de conexión de neutro del sistema (redes hasta 220 kV)

Conexión del neutro	k
Neutro rígido a tierra	$k \leq 1,4$
Neutro no rígido a tierra	$1,4 \leq k \leq 1,73$
Neutro aislado	$1,73 \leq k \leq 1,9$

2.22.4. ELECCIÓN DE LA LÍNEA DE FUGA.

La línea de fuga mínima del pararrayos debe ser al menos la exigida según el nivel de contaminación de la zona donde se instale (véase la tabla 2.24.).



Tabla 2.26: Línea de fuga específica nominal en función del nivel de contaminación.

Nivel de contaminación	Descripción	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV
I Ligero (L)	<ul style="list-style-type: none">- Zonas sin industrias, baja densidad de viviendas con calefacción.- Zonas de baja densidad de industrias o viviendas, sometidas a vientos o lluvias frecuentes.- Zonas agrícolas (sin quemado de residuos)- Zonas montañosas	16 mm/kV
II Medio (M)	<ul style="list-style-type: none">- Zonas con industrias que no producen humo, especialmente contaminante, y/o con densidad media de viviendas con calefacción- Zonas con elevada densidad de industrias y/o viviendas, sometidas a vientos o lluvias frecuentes- Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (nunca menos de 1 Km).	20 mm/kV
III Fuerte (H)	<ul style="list-style-type: none">- Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades, con elevada densidad de calefacción generando contaminación- Zonas cercanas al mar o en cualquier caso expuesto a vientos relativamente fuertes provenientes del mar.	25 mm/kV
IV Muy fuerte (V)	<ul style="list-style-type: none">- Zonas (extensión moderada) sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores	31 mm/kV



	particularmente espesos - Zonas (extensión moderada) muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminantes desde el mar - Zonas desérticas caracterizadas por no tener lluvia durante largos períodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular	
--	---	--

La línea de fuga mínima expresada en mm puede obtenerse a partir de la tensión máxima del sistema (U_s) según a ecuación 2.35.

$$\text{Línea de fuga (mm)} = U_s(\text{kV}) * \text{línea de fuga nominal mínima (mm/kV)} \quad \text{Ec.2.35}$$

En caso de que la línea de fuga elegida sea menor a la necesaria, podría producirse el cebado del pararrayos.

2.22.5. MARGEN DE PROTECCIÓN A IMPULSOS TIPO RAYO.

El margen de protección a impulso tipo rayo de un pararrayos es el cociente entre la tensión soportada a impulso tipo rayo del equipo a proteger (LIW , *Lightning Impulse WithstandLevel*) y el nivel de protección a impulsos tipo rayo del pararrayos (U_{pl}).

$$\text{Margen de protección a impulsos tipo rayo} = \frac{LIW}{U_{pl}} \quad \text{Ec.2.36}$$

Cuanto menor sea el nivel de protección a impulso tipo rayo, más alejada estará la tensión residual de la tensión soportada a impulso tipo rayo del equipo (LIW) y mayor será el margen de protección. Por tanto, interesa seleccionar los pararrayos con niveles de protección bajos, obteniendo los mayores márgenes de protección posibles.



En general el mínimo margen de protección a impulso tipo rayo que se suele escoger es del 20 por 100, lo que implica que:

$$\frac{LIW}{U_{pl}} \geq 1,2 \quad \text{Ec.2.37}$$

2.22.6. MARGEN DE PROTECCIÓN A IMPULSOS TIPO MANIOBRA.

El margen de protección a impulsos tipo maniobra de un pararrayos es el cociente entre la tensión soportada a impulsos tipo maniobra del equipo a proteger (*SIW, Switching Impulse WithstandLevel*) y el nivel de protección a impulsos tipo maniobra de pararrayos (*Ups*).

$$\text{Margen de protección a impulsos tipo maniobra} = \frac{SIW}{U_{ps}} \quad \text{Ec.2.38}$$

La tabla 2.27., muestra el valor de cresta de la corriente de descarga que origina la tensión residual que representa un valor típico de *U_{ps}* en función de la tensión máxima del sistema.

Tabla 2.27: Valores de cresta de la corriente de descarga para cuya tensión residual se considera el nivel de protección del pararrayos a impulsos tipo maniobra (*Ups*) en función de la tensión máxima del sistema *Us*.

Tensión máxima del sistema <i>Us</i>	Corriente de cresta para obtener <i>Ups</i>
$U_s < 145 \text{ kV}$	0,5 kA
$145 \text{ kV} \leq U_s \leq 362 \text{ kV}$	1 kA
$420 \text{ kV} \leq U_s \leq 800 \text{ kV}$	2 kA

Para impulsos tipo maniobra el valor mínimo del margen de protección recomendado es de 15 por 100. Lo que implica que:

$$\frac{SIW}{U_{ps}} \geq 1,15 \quad \text{Ec.2.39}$$



2.23. MÉTODO SISTEMÁTICO SIMPLIFICADO PARA LA ELECCIÓN DE PARARRAYOS.

La selección de pararrayos para protección de un sistema eléctrico debe realizarse de acuerdo con los criterios descritos en los anteriores apartados.

Conocida la tensión nominal del sistema (U_n), el nivel de aislamiento del equipo a proteger (U_m , SIW, LIW) y una vez determinado el valor de amplitud de sobretensión temporal representativa equivalente, los pasos a seguir para realizar la selección de pararrayos son los siguientes:

PASO 1.- elección de la corriente nominal de descarga (I_n) y de la clase de descarga de línea.

Para su selección pueden utilizarse los valores recomendados en la tabla 2.24.

PASO 2.- elección de la línea de fuga.

Según el nivel de contaminación donde se vaya a instalar el pararrayos, se selecciona el valor de línea de fuga específica mínima exigida (véase la tabla 2.26.), y se calcula el valor correspondiente al pararrayos en función de su tensión máxima. (Ver apartado 2.22.4.)

PASO 3.- tensión continua de operación.

El pararrayos a instalar en el sistema debería ser capaz de soportar en permanencia la tensión máxima del sistema (ver apartado 2.22.2.)

PASO 4.- capacidad de soportar sobretensiones temporales.

El valor TOV_c (10 s) del pararrayos debe ser al menos el de la amplitud de la sobretensión temporal representativa equivalente (U_{eq}), (ver apartado 2.22.3)

PASO 5.- márgenes de protección.

Para los pararrayos que cumplan los criterios anteriores, deberán comprobarse (a partir de las características proporcionadas por el fabricante) los márgenes de protección (véanse los apartados 2.22.5 y 2.22.6), obteniendo un conjunto de pararrayos admisibles.



Cuanto mayor es la tensión nominal del pararrayos, mayor es la tensión de funcionamiento continuo (U_c) y el TOVc (10 s) (el pararrayos es capaz de soportar mayores tensiones y durante más tiempo), pero disminuye el margen de protección (el transformador queda menos protegido al aumentar el nivel de protección). El margen de protección para sobretensiones tipo maniobra no se considera, al tratarse de una red con tensión nominal inferior a 220 kV.³³

³³ Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión, pag 293, Juan Antonio Martínez Velasco.



CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL DE LA ESPE

3.1. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN EXISTENTE.

La ESPE campus Sangolquí, es alimentada por el servicio de suministro eléctrico por la Empresa Eléctrica Quito S.A, desde la subestación de San Rafael por medio de una línea de media tensión de 22.8 KV; las diferentes dependencias del campus eran alimentadas mediante nueve diferentes centros de transformación distribuidos alrededor del campo, debido a la extensión de la universidad y al incremento de la demanda que la misma lo exige se han implementado nuevos centros de transformación y se han repotenciado algunos de los existentes.

En la actualidad la ESPE cuenta con nueve centros de transformación, la ubicación de las cámaras de transformación y de cada una de las mallas de tierra en cada una de las dependencias existentes se puede ver en el Anexo 2, plano N° 1.

Principalmente se ha realizado la recopilación de datos por medio del levantamiento personalizado en cada una de las dependencias del campus.

Además, ha sido proporcionada información por el Departamento de Desarrollo Físico de la institución en función de los archivos existentes que se detallan en los siguientes ítems:

- Plan de desarrollo urbano y planos eléctricos de iluminación y media tensión, 1985.
- Planos arquitectónicos de varios de los bloques y dependencias.
- Planos eléctricos de la Biblioteca y el Edificio Administrativo.



- Asesoría del personal encargado del área eléctrica.

3.2. LEVANTAMIENTO DE PLANOS Y DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SEP.

El campus Sangolquí tiene una extensión aproximada de 500.000 m² en cuyo interior se encuentran distribuidos nueve centros de transformación en forma radial a partir del punto de alimentación, cubriendo las diferentes dependencias como se puede observar en el Anexo 2, plano N°. (El diagrama unifilar está en el Anexo 3, plano N° 2.)

Las características de los transformadores y sus bloques de suministro, se resumen en la Tabla 3.1.:

Tabla 3.1: Distribución de los Centros de Transformación

Centro de Transformación	KVA	Voltaje Nominal (Primario/Secundario)	Impedancia (%)	Dependencias (Ver anexo 2 plano N°1)
CT1 (Ver plano N° 3)	160	22.8 KV / 210 - 440 V	2.1	-Sistema integrado de Salud -Cajero automático -Prevención -Alumbrado(exterior, estacionamientos paso peatonal, parque Cívico, avenida) -Centro de información (futuro)
CT2 (Ver plano N° 4)	350	22.8 KV / 210-121 V	4	-Biblioteca -Edificio Administrativo
CT3 (Ver plano N° 5)	112.5	22.8 KV / 210-121 V	4.26	-CEINCI -Lab. Física -Lab. Resistencia de materiales -Idiomas -Alumbrado exterior -Bombas de agua
CT4 (Ver plano N° 6)	400	22.8 KV / 240-120 V	4	-MED -Bloque A y B -Banco, Bar, Salón 2000 y 2001 -Lab. Metalurgia -Lab. Electrónica -Lab. Geográfica -Postgrados



				-Alumbrado exterior -UTI'S
CT5 (Ver plano N° 7)	75	22.8 KV / 210 -121 V	3.99	-Coliseo -Talleres -Reflectores canchas -Iluminación Avenida
CT6 (Ver plano N° 8)	300	22.8 KV /210- 121 V	4.5	-Residencia (bloques A,B,C,D) -Imprenta -Bodega de alimentos -Departamento de desarrollo Físico -Fogón -Alumbrado Exterior -Máquina KBA Planeta -Lavandería
CT7 (Ver plano N° 9)	160	22.8 KV / 240-121 V	3.3	-Laboratorio de Mecánica -Bombas de agua del invernadero
CT8 (ver plano N° 10)	50	22.8 KV / 400-231 V	2.7	-Lab. de Brazos Robóticos -Bomba de Gasolina
CT9 (ver plano N° 11)	100	22.8 KV / 210-121 V	3.3	-Galpones CICTE -Garita posterior

Además, como sistema de emergencia, existen dos generadores ubicados junto a los transformadores que concentran la mayor parte de carga instalada (ver *Anexo 4, planos de las cámaras de transformación y diagrama unifilar de media tensión*), sus características se detallan en la Tabla 3.2.:

Tabla 3.2: Datos de los Generadores del Sistema de Emergencia

	GENERADOR 1	GENERADOR 2
Marca	Kohler	Wilson
Modelo	500ROZD4-GF-60	P150A
Potencia	631 KVA	165 KVA
Voltaje	220 V	220-110 A
Corriente	1400 A	433 A
Revoluciones	1800 RPM	1800 RPM
Factor de potencia	0.8	0.8



Para agosto del 2011, LA ESPE también adquirió un GENERADOR ELÉCTRICO DE EMERGENCIA N° 3, para el Data Center de Marca Cummins, Modelo C110.

3.3. LEVANTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTOS.

El sistema de puesta a tierra es una parte esencial de las redes de energía, tanto en los niveles de alta como de baja tensión. Se encontraron sistemas de puesta a tierra con distintas características en las siguientes localidades, se detalla en la Tabla 3.3.

Existen cuatro pararrayos instalados en la ESPE, dos en el bloque de aulas A, uno en el edificio administrativo y otro en el bloque H, las puestas a tierra de éstos también están incluidos en la tabla 3.3. (Ver *Anexo 5, planos de los sistemas de puesta a tierra y apantallamientos*)

- ❖ Todas las dependencias y puestas a tierra detalladas en la tabla 3.3., se encuentran ubicadas en el plano del campus politécnico (ver anexo 2 y 3)



Tabla 3.3: Distribución de los Sistemas de Puesta a Tierra de la ESPE Sangolquí

Transformador	Dependencia	Tierra de servicio	Tierra de protección	Tierra de Pararrayo	Tierra especial	Observaciones y/o Sugerencias
Cámara N° 1	Cajero automático	√	No tiene	No tiene	No	- Se sugiere implementar una puesta a tierra simple para protección (una varilla Copperweld 5/8) (ver apartado 2.4.3.1.). - Se debe ubicar un pararrayos en un lugar estratégico que de un radio de protección para el sector donde se encuentra estas dependencias (ver apartado 4.7.). - La tierra de protección puede ser conectada a la misma varilla del cajero automático.
	Prevención	√	No tiene	No tiene	No	
	Sistema Integrado de Salud	√	√	No tiene	No	- Se recomienda instalar un pararrayos, debido a la importancia del centro de salud. (ver apartado 4.7.). - La malla tiene una excelente resistencia a tierra, por lo cual no requiere de otra malla para



						los equipos que están instalados.
Cámara N° 2	Biblioteca	√	√	No tiene	Si	- El sistema tiene una adecuada instalación de puestas a tierra. - La protección contra rayos, no es indispensable.
	Edificio Administrativo	√	√	√	Si	- Esta dependencia cuenta con un sistema completo de protección contra descargas atmosféricas. - Cuenta con todas las puestas a tierra necesarias.
Cámara N° 3	CEINCI	√	No tiene	No tiene	No	- Se debe implementar una malla para estos edificios, en la cual se puedan conectar estas dependencias. (ver apartado 4.2.2.).
	Idiomas	√	No tiene	No tiene	No	
	Física, resistencia de materiales	√	No tiene	No tiene	No	
Cámara N° 4	Bloque A	√	√	√	Si	- El Data Center se encuentra dentro del bloque A, por lo tanto tienen un sistema completo de SPDA y SPAT.
	DATA CENTER	√	√	No tiene	Si	
	Bloque B	√	√	No tiene	No	- Estas dependencias no requieren de puesta a tierra especial, debido a que son aulas.
	Edificio MED	√	√	No tiene	No	
	Centro de Postgrados	√	√	No tiene	No	



	Bloque G	√	No tiene	No tiene	No	- Se sugiere el diseño de protección contra descargas atmosféricas para todos estos edificios. (ver apartado 4.7.).
	Bloque H	√	No tiene	√	No	
	Laboratorios de electrónica	√	No tiene	No tiene	No	- Se recomienda diseñar una malla para los edificios de estas dependencias. (ver apartado 4.2.2.).
	Laboratorios de biotecnología	√	No tiene	No tiene	Si	
	Laboratorios de geográfica, metrología y metalurgia.	√	No tiene	No tiene	No	- Es necesario realizar el diseño de protección contra descargas atmosféricas para cada edificio. (ver apartado 4.7.). - Para los salones de cómputo se debe instalar una malla de piso flotante para dar equipotencialidad a los equipos.(ver apartado 2.15, equipotencialidad) - Esta malla debe ser interconectada a la malla del edificio.
	Generador 1	√	√	No tiene	No	- Es importante instalar una torre de protección contra descargas atmosféricas,



						ésta debe tener un amplio radio de protección. (ver apartado 4.7.).
Cámara N° 5	Coliseo	√	No tiene	No tiene	No	<ul style="list-style-type: none"> - No es muy indispensable la instalación de los pararrayos en estas dependencias, por el uso de las mismas. - Si se recomienda instalar una puesta a tierra simple para cada una de ellas. (ver apartado 2.4.3.1.).
	Talleres	√	√	No tiene	No	
Cámara N° 6	Residencia bloque A y B	√	No tiene	No tiene	No	<ul style="list-style-type: none"> - Es necesario diseñar la protección contra descargas atmosféricas. (ver apartado 4.7.). - Se sugiere diseñar una malla de puesta a tierra para cada edificio. (ver apartado 4.2.2.). - Estas dependencias no requieren de puestas a tierra especiales.
	Residencia bloque C y D	√	√	No tiene	No	
	Bodega de alimentos	√	No tiene	No tiene	No	<ul style="list-style-type: none"> - Se sugiere instalar una puesta a tierra simple para esta dependencia. (ver apartado 2.4.3.1.). - No requiere de puesta a tierra especial.



	Generador 2	√	√	No tiene	No	<ul style="list-style-type: none"> - Es importante instalar una torre de protección contra descargas atmosféricas, ésta debe tener un amplio radio de protección. (ver apartado 4.7.). - No requiere de puesta a tierra especial.
Cámara N° 7	Laboratorio de mecánica	√	No tiene	No tiene	No	<ul style="list-style-type: none"> - No es necesario la puesta a tierra especial, pero si se debe diseñar la malla de tierra para el edificio. (ver apartado 4.2.2.). - El sistema de pararrayos debe diseñarse para el edificio. (ver apartado 4.7.).
Cámara N° 8	Laboratorio de brazos robóticos	√	No tiene	No tiene	Si	<ul style="list-style-type: none"> - Se sugiere el diseño de la malla del edificio. . (ver apartado 4.2.2.). - El sistema de pararrayos debe diseñarse para el edificio. (ver apartado 4.7.).
Cámara N° 9	Galpones CICTE	√	√	No tiene	No	<ul style="list-style-type: none"> - Se recomienda instalar puestas de tierra simples para cada dependencia. (ver apartado 2.4.3.1.).
	Garita posterior	√	No tiene	No tiene	No	



3.3.1. PUESTA A TIERRA ESPECIAL PARA UTIC'S (Data Center)

Este es un caso especial de puesta a tierra, ya que los equipos con los que cuenta esta dependencia son en su gran mayoría electrónicos, además, por ser un centro de gran importancia para la Escuela tiene instalado un sistema de emergencia propio, el cual se detalla a continuación.

Sistema de Puesta a Tierra para el Data Center.

El sistema de puesta a tierra está constituido por 6 varillas de Cobre de 5/8" x 1,8 metros de diámetro, con cable desnudo 2/0 AWG, suelda exotérmica. Para ello las zanjas de interconexión de varillas por donde se guían los cables de cobre 2/0 AWG desnudo es de 30 x 50 cm. (ancho x profundidad).

Todas las uniones, cable-cable y cable-varilla han sido realizadas con soldadura exotérmica. Adicionalmente tiene un tratamiento químico a cada unidad de varilla utilizando un mejorador de resistividad de terreno GEM 25A de Erico en un total de 2 sacos, los mismos que sirve para mantener suficiente humedad y conductividad de la varilla con el suelo.

La medición de resistencia de la malla de tierra ha sido realizada en el pozo de revisión. El método aplicado fue el de la pendiente y se obtuvo una medida de resistencia de $RT = 1.63$ ohmios

Sistema de Puesta a Tierra para el Generador.

El sistema de puesta a tierra está constituido por 4 varillas de Cobre de 5/8" x 1,8 metros de diámetro y con cable desnudo 2/0 AWG, suelda exotérmica. Para ello las zanjas de interconexión de varillas por donde se guían los cables de cobre 2/0 AWG desnudo es de 30 x 50 cm. (ancho x profundidad).

Todas las uniones, cable-cable y cable-varilla han sido realizadas con soldadura exotérmica. Adicionalmente también tiene un tratamiento químico para cada unidad de varilla, utilizando un mejorador de resistividad de terreno GEM 25A de Erico en un total de 2 sacos, los

mismos que sirve para mantener suficiente humedad y conductividad de la varilla con el suelo.

La medición de resistencia de la malla de tierra ha sido realizada en el pozo de revisión. El método aplicado fue el de la pendiente y se obtuvo una medida de resistencia de $RT = 2.1$ ohmios.

De esta forma se establece que la resistencia del sistema de puesta a tierra se encuentra dentro los valores de la norma para aplicaciones de comunicaciones (ver ítem 2.9.1.)

3.4. MEDICIÓN DE LOS VALORES DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.

Para realizar la medición de los valores de resistencia de las puestas a tierra existentes en el campus se empleó el método de la pinza, utilizando el Probador de Pinza para Resistencia de Tierra, modelo 382356 de la marca EXTECH INSTRUMENTS.



Figura 3.1: Probador de Pinza para Resistencia de Tierra, modelo 382356

Este dispositivo de pinza permite al usuario medir la resistencia a tierra de una varilla de tierra sin el uso de varillas de tierra auxiliares. Este dispositivo puede ser usado en sistemas con tierras múltiples sin la necesidad de desconectar la tierra bajo prueba.

3.4.1. CALIBRACIÓN DEL EQUIPO.

El equipo cuenta con una placa de resistencias, la cual sirve para verificar el margen de error que presenta el equipo. (Figura 3.3.)



Figura 3.2: Placa de prueba de resistencia, EXTECH Instruments.

A continuación se detalla las pruebas correspondientes para verificar el error estático de las mediciones con respecto a la placa patrón de prueba de resistencia.

Tabla 3.4: Errores en las mediciones del Ground Resistance Clamp-on 382356 en la placa de prueba para resistencia.

ITEM	VALOR REFERENCIA [Ω]	VALOR MEDIDO [Ω]	ERROR [%]
1	0,474	0,47	0,84
2	0,5	0,5	0
3	10	10,05	-0,5
4	100	100,3	-0,3

Como se observa en la tabla 3.6., los errores que presenta este equipo son aceptables, el más alto de 0,84% en la medida patrón de 0,474 se debe a



que la pinza en su pantalla no muestra más de 2 cifras decimales en mediciones de resistencia.

Con este parámetro de referencia y errores relativamente bajos no se hace necesaria una calibración del equipo.

Por este motivo es recomendable la utilización, del Resistance Clamp-on 382356, mientras se tenga en cuenta el mantenimiento y el manejo del equipo bajo las condiciones recomendadas por el fabricante.

3.4.2. PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE LA PUESTA A TIERRA, MÉTODO DE LA PINZA.

1. Abra las quijadas de la pinza y revise que todas las superficies estén limpias de polvo y mugre o cualquier otra sustancia extraña. Limpie si es necesario.
2. Abra y cierre las quijadas varias veces para que se asienten correctamente.
3. Encienda el medidor moviendo el conmutador giratorio a la posición Ohms Ω . NO interrumpa el proceso de inicio abriendo las quijadas o colocándolas alrededor de un conductor.
4. Una vez terminado el procedimiento inicial de calibración, Localice el conductor de tierra donde se va a realizar la medición.
5. Fije la pinza al conductor de tierra. Deberá colocar la pinza antes de cualquier empalme, unión u otros cortes en el sistema de tierra.
6. Lea el valor de la resistencia de tierra en la pantalla.

Aviso: La precisión de las lecturas será afectada si las quijadas no están totalmente cerradas. Dedique atención especial para asegurar que las quijadas estén totalmente cerradas antes de empezar la prueba.



Aviso: NO «muerda» algún conductor o abra las quijadas durante la prueba de auto calibración al encender (cuenta regresiva en pantalla CAL 7 a CAL 0).

ADVERTENCIA: Extreme sus precauciones al tomar mediciones alrededor de torres de transmisión. Puede existir alto voltaje.



Figura 3.3: Medición - Probador de Pinza para Resistencia de Tierra, modelo 382356

Para el caso de la Escuela Politécnica del Ejército en Sangolquí, se han ubicado veinte Puestas de malla a Tierra, en las cuales se realizaron las respectivas mediciones de resistencia y se detallan en la Tabla 3.6.



Tabla 3.5: Valores de Resistencia de las Mallas de Puesta a Tierras existentes.

TIPO DE TIERRA	DEPENDENCIA	Valor en ohmios (Ω)
De servicio	Cámara N° 1	3.12
	Cámara N° 2	1.05
	Cámara N° 3	5.93
	Cámara N° 4	1.43
	Cámara N° 5	4.21
	Cámara N° 6	3.63
	Cámara N° 7	4.53
	Cámara N° 8	4.80
	Cámara N° 9	2.35
De protección	Sistema Integrado de Salud	0.6
	Biblioteca	1.24
	Edificio Administrativo	4.27
	Bloque A	1.35
	Bloque B	2.48
	Edificio MED	3.57
	Centro de Postgrados	11.30
Pararrayos	En edificio administrativo	1.28
	En bloque central A-B	13.24
	En bloque central C-D	0.68
Especial	UTIC'S	1.63
	Generador 3	2.1

De acuerdo a la tabla 3.6 se determina que se precisa realizar el rediseño para las siguientes dependencias: Cámara N° 3, Centro de Postgrados y Pararrayos en el bloque A, los cuales no cumplen con los valores que indica la norma.

3.5. MEDICIÓN DE LOS VALORES DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO EN EL CAMPUS SANGOLQUÍ.

La resistividad de la tierra es el factor clave que determina cual será la resistencia de un electrodo de toma a tierra, y a que profundidad debe ser enterrada para obtener una resistencia de tierra baja.

Esta medida permite elegir, siempre que sea posible, la mejor ubicación y la forma de la toma a tierra antes de que se construya.

Las mediciones se realizaron por el método de Wenner, empleando el Medidor Digital de Resistencia de Puesta a Tierra modelo 4630 de la marca AEMC INSTRUMENTS.



Figura 3.4: Medidor Digital de Resistencia de Puesta a Tierra modelo 4630

El telurómetro digital 4630, realiza las mediciones de puesta a tierra y ensayos de resistividad de los suelos, es un instrumento de lectura directa, mide desde 0 hasta 200 Ω , es del tipo auto-alcance, es decir, que forma automática busca la mejor escala de medición para el ensayo a realizar.

3.5.1. CALIBRACIÓN DEL EQUIPO.

El equipo descrito es de propiedad de la Escuela Politécnica del Ejército sede Latacunga, éste cuenta con un certificado de calibración expedido



del Centro de Metrología de la Fuerza Terrestre de la ciudad de Quito, donde existen patrones de calibración y confirmación metrológica del equipo a ser usado en el campo de prueba.(ver anexo 1)

Por este motivo es recomendable la utilización del Medidor Digital de Resistencia de Puesta a Tierra modelo 4630 de la marca AEMC INSTRUMENTS.

Los certificados expedidos son de acuerdo a requerimientos de la norma NTE INEN ISO / IEC 17025.

3.5.2. PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA MEDICIÓN DE RESISTENCIA DEL TERRENO, MÉTODO DE LOS CUATRO PUNTOS (MÉTODO DE WENNER).

1. Compruebe que el puente no esté conectado entre los bornes E y ES.
2. Clave los cuatro electrodos en línea recta, separados a una distancia A.
3. Conecte los electrodos de prueba a los bornes mediante los cables.
4. Pulse el botón y manténgalo pulsado hasta que aparezca la medida cerciorándose de que ninguna de las tres luces indicadoras parpadeen, de lo contrario compruebe el montaje y vuelva a medir.
5. La resistividad del suelo se obtiene mediante el siguiente cálculo.

$$\rho = \frac{4\pi AR}{\sqrt{1 + \frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}}} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde:

A= Distancia entre los electrodos en centímetros

B= Profundidad del electrodo en centímetros

ρ = Resistividad del suelo en ohmio-cm

En la Figura 3.3 se muestra como se conectan los electrodos para realizar una medición de resistividad del terreno.

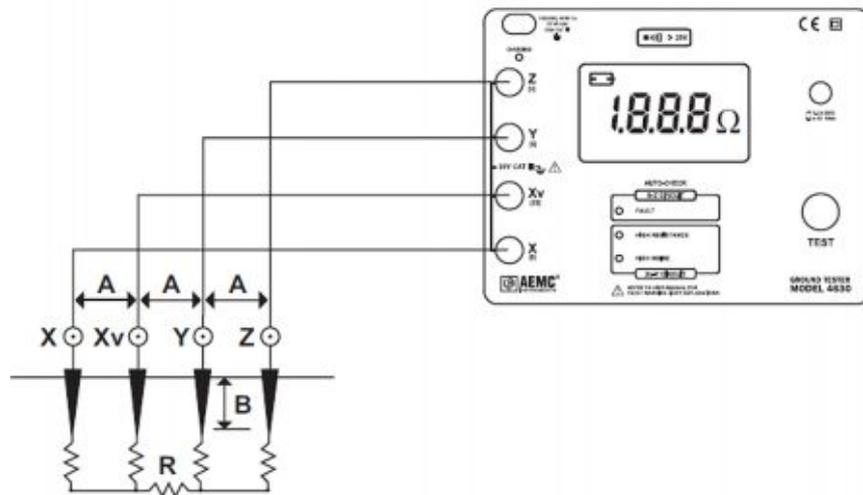


Figura 3.5: Conexión de los Electrodos y el Telurímetro.

Si $A > 20 B$, la formula se transforma en:

$$\rho = 2\pi AR \text{ (Con A en centímetros)} \quad \text{Ec. 3.2}$$

$$\rho = 191.5AR \text{ (Con A en pies)} \quad \text{Ec. 3.3}$$

Nota:

Utilizar pies en lugar de cm:

$$2\pi * (\text{conversion de pies a cm}) = \\ (2)(3.14)(12)(2.54) = 191.5$$

El valor para ser utilizado por ρ es el promedio de la resistividad de tierra a una profundidad equivalente a la distancia A entre dos electrodos.

En la interpretación de los datos que pueden ser obtenidos puede distinguirse tres casos:

- a) Terrenos en que la resistividad disminuye al aumentar la profundidad. En ellos, las capas geológicas inferiores son las de menor resistividad, por lo que interesa colocar picas largas a profundidad.
- b) Terrenos en que la resistividad aumenta ligeramente o permanece constante al aumentar la profundidad. En este caso, interesa colocar las picas en el punto de hondura que resulte más económico. Las capas geológicas superiores son, aquí, las menos resistentes, por lo que conviene que las picas sean cortas.

- c) Terrenos en que la resistividad se hace mayor al aumentar la profundidad

Los valores obtenidos de la resistividad del terreno están afectados por distintos factores, especificados en el ítem 2.4.1.1.



Figura 3.6: Medición 1 - Medidor Digital de Resistencia de Puesta a Tierra modelo 4630

Para el caso de la Escuela Politécnica del Ejército en Sangolquí, se han realizado catorce mediciones, distribuidas alrededor del campus y en las principales localidades de energía, para obtener una resistividad promedio del suelo, las cuales se muestran en la Tabla 3.9.



Figura 3.7: Medición 2 - Medidor Digital de Resistencia de Puesta a Tierra modelo 4630

NOTA: Los cálculos presentados en la tabla se realizaron de acuerdo a la Ec. 3.3.

Tabla 3.6: Valores de Resistividad del Terreno en el Campus Sangolquí

N° Medición	Temperatura en ° C	Lectura del Telurímetro en Ω	Distancia A entre electrodos en pies	Resistividad del terreno en Ω.m
1	20	1,38	10	26,43
2	20	0,73	15	20,97
3	20	0,53	15	15,22
4	20	0,87	15	24,99
5	20	1,27	10	24,32
6	20	0,61	15	17,52
7	20	0,9	15	25,85
8	20	0,68	15	19,53
9	20	0,81	15	23,27
10	20	1,09	15	31,31
Promedio de resistividad:				22,94

Las mediciones dan una resistividad máxima de 31.31Ω.m, y dado que las variaciones de las medidas no son muy distintas unas de otra, es decir, mantienen un rango, se concluye que se trata de un terreno homogéneo.



CAPITULO IV

REDISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTOS.

4.1. ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

El estudio de los sistemas de puesta a tierra, se lo realizará a partir de la información recopilada en el Campus Politécnico, de manera que se alcance un rediseño que garantice la protección y el normal funcionamiento de cada una de las dependencias, en lo que se refiere a problemas con sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas.

Para el caso de las Puestas a Tierra, se obtendrá la propuesta más adecuada de rediseño en función de normas y con el cálculo de mallas de puesta a tierra que nos permita determinar el número y longitudes óptimas de electrodos y conductores, ratificando los valores permisibles de resistencia y desarrollar propuestas de mantenimiento.

De acuerdo a las mediciones realizadas de resistencia de los sistemas de puesta a tierra de la tabla 3.7., se evidencia que tres puestas a tierra no cumplen con los valores permitidos en la norma (ítem 2.9.1.), los cuales se detallan a continuación:

- Puesta a tierra en la cámara de transformación N° 3 con 5.93Ω
- Puesta a tierra del edificio de Postgrados con 11.3Ω
- Puesta a tierra del Pararrayos en el núcleo central A-B con 13.24Ω

4.2. REDISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.

Para el rediseño de los sistemas de puesta a tierra se va a desarrollar de acuerdo al siguiente procedimiento, el cual relaciona lo desarrollado en los capítulos anteriores.



- Levantamiento del diagrama unifilar del Sistema Eléctrico de Potencia (ver planos del anexo 3, plano N° 2)
- Investigación de las características de la resistividad de la tierra (ver tabla 3.9.)
- Cálculo de la máxima corriente de falla fase – tierra (ver el numeral 4.2.2, paso 2)
- Diseño de la malla de puesta a tierra (ver numeral 2.9.2.)

4.2.1. CRITERIOS DE DISEÑO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA.

Cuando se habla de calcular la malla de puesta a tierra, se refiere a calcular el valor de resistencia a tierra mínimo posible para reducir costos por falla de equipos o accidentes.

Al momento de realizar un diseño para un sistema de puesta a tierra se debe tener en cuenta los siguientes datos:

- Valores de resistencia de las puestas a tierra
- Valores de resistividad del terreno
- Corriente máxima de falla del SEP
- Tiempo de despeje de la falla.
- Perímetro externo del área de instalación

En este caso se trata de un rediseño, pero los datos requeridos son los mismos, una vez obtenidos estos valores se procederá a realizar el rediseño correspondiente, mediante el cálculo de la malla por fórmulas matemáticas, con la finalidad de evitar los valores límites de tensión en una descarga y de corriente, de ser necesario se tomarán en cuenta las tomas de puesta a tierra existentes que estén habilitadas y que, su valor de resistencia a tierra este dentro del rango de protección.

Los valores de resistencia y los de resistividad ya se han obtenido de las mediciones en el campus, el tiempo de despeje de la falla y el perímetro



de instalación lo establece el diseñador de acuerdo a las protecciones y al espacio existente respectivamente, así que lo que resta es calcular la corriente máxima de falla de acuerdo al Sistema Eléctrico de Potencia actualizado en la ESPE.

4.2.2. REDISEÑO DE LA PUESTA A TIERRA DE LA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN N° 3

Para el rediseño se emplea la metodología de la IEEE Std. 80, por ser una norma de amplia difusión, se va a tomar en cuenta los pasos esenciales para diseñar una puesta a tierra siguiendo estos pasos.

PASO 1 - ÁREA DE ESTUDIO Y DATOS DE CAMPO

El área donde se ubica la Cámara de Transformación, es una zona con árboles alrededor a la cual no acude gran cantidad de personas. La red de tierra correspondiente debe estar comprendida dentro del terreno disponible.



Figura 4.1: Cámara de Transformación N° 3



En principio se considera que no es posible que la red de tierra supere los límites del predio, las dimensiones del predio donde se ubica la cámara son: largo = 16.78 m; ancho=10.65m; área = 178.707 m² .

Se estima que el terreno superficial es una capa de 5m de espesor, y ofrece una resistividad de 31.31 (ohm-m), de acuerdo a las mediciones realizadas en el campus, este es el máximo valor obtenido.

La buena capa superficial es garantía para la seguridad de las personas; se puede dejar un espaciamento de aire o una capa de gravilla. En el caso de las subestaciones interiores con piso de concreto, con el fin de cumplir las normas de tensiones de seguridad, luego de instalar los equipos se debe recubrir el piso de la subestación con materiales de caucho o de vinilo.

Para la malla se debe emplear suelda exotérmica, por lo cual el valor de conductividad del conductor es del 97% de acuerdo con la tabla 2.9., este dato sirve para tomar el valor de la constante K_f , necesario para calcular el área del conductor.

Datos de campo del Transformador:

$$P = 112.5 \text{ KVA}$$

$$V_{L-L \text{ en } AV} = 22.8 \text{ KV}$$

$$V_{L-L \text{ en } BV} = 210 \text{ V}$$

$$Z = 4.26\%$$

Datos para la malla:

$$\rho = 31.31 \text{ } \Omega m$$

$$A = 6 \text{ m } x \text{ 6 m}$$



$$h = 0.5 \text{ m}$$

$$t_s = 30 \text{ ciclos} \rightarrow 0.5 \text{ seg}$$

PASO 2 – DETERMINAR EL CALIBRE DEL CONDUCTOR

Todos los conductores, puentes de unión y uniones deben:

- ✓ Tener la suficiente conductividad para no contribuir en forma sustancial a formar gradientes de potencial locales.
- ✓ Deben tener la capacidad de conducir la máxima falla a tierra en su duración, sin fundirse.
- ✓ Deben tener las propiedades físicas de resistir el abuso mecánico y la corrosión.

Para calcular el calibre del conductor es necesario conocer los valores de corriente de falla máximos para el diseño.

Con los datos de la placa del transformador se obtiene la corriente de cortocircuito, haciendo uso de las ecuaciones 2.34; 2.35; 2.36; 2.37.

$$I_{sec} = \frac{112.5 \times 1000}{\sqrt{3} \times 210}$$

$$I_{sec} = 309.29 \text{ A}$$

$$I_{cc-max-sec} = \frac{100}{4.26} \times 309.29 \text{ A}$$

$$I_{cc-max-sec} = 7260.44 \text{ A}$$

$$I_{cc-asim} = 7260.44 \times 1.25$$

$$I_{cc-asim} = 9075.55 \text{ A}$$



$$I_{cc-max-pri} = \frac{\sqrt{3} * 210}{22800} * 7260.44 \text{ A}$$

$$I_{cc-max-pri} = 115.83 \text{ A}$$

La corriente de falla a tierra del primario se la empleara en el paso 6, para calcular la corriente máxima de la malla.

Con la corriente de cortocircuito asimétrica del secundario que es la más elevada se selecciona el conductor a utilizar, aplicando la Ec. 2.10

$$A_{kcmil} = 9.07 * 7.06 * \sqrt{0.5}$$

$$A_{kcmil} = 45.30$$

Con este valor de área, se selecciona el conductor adecuado en la tabla 2.12. , para este caso no se encuentra el valor en la tabla, ni por lo menos un aproximado de éste, por lo cual, tomando en cuenta las normas nacionales (NEC 250-81 y de la Empresa Eléctrica Quito) e internacionales (IEEE Std. 80) el mínimo conductor a usarse en sistemas de protección a tierra es el cable de cobre #2 AWG (33.54mm²) de siete hilos, con el fin de mejorar la rigidez mecánica de la malla y soportar la corrosión.

El otro factor que define la sección del conductor es el tiempo de duración de la falla que se fija para esta determinación en 0,5 segundos³⁴. Este tiempo es un valor promedio utilizado en la mayoría de cálculos para mallas de puesta a tierra.

En otros casos, cuando en el diseño se incluyen los relés de protección a tierra e interruptores, se procede con la siguiente Ecuación:

³⁴ Soluciones Prácticas para la puesta a tierra de sistemas eléctricos de Distribución, Pablo Díaz, página 301



$$S = T_{or} + T_{oi} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Donde:

S = Tiempo en segundos, durante el cual la corriente I es aplicada, es el mismo tiempo de despeje de la falla.

T_{or} = tiempo de operación del rele de tierra en segundos.

T_{oi} = tiempo de operación del interruptor en segundos.

PASO 3 - LIMITES DE TENSIONES PELIGROSAS (Criterio de tensiones de Toque y Paso)

Las tensiones limites peligrosas definidas por la IEEE Std. 80–2000 se dan para distintos pesos de la persona sometida a peligro (50 y 70 kg), aplicándose distintas fórmulas.

Las figuras 2.3 y 2.4 muestran la diferencia entre tensiones de paso y de contacto cuando la instalación tiene protección de puesta a tierra.

La IEEE Std.80–2000 determina las tensiones límites de paso y de contacto considerando influencia de la resistividad de la capa superficial del terreno, que incrementa las condiciones de seguridad (aumentando la resistencia total del cuerpo de la persona sometida al peligro).

Los valores de tensión de paso y de contacto tolerable para una persona de 70kg se obtienen utilizando las ecuaciones [2.13 - 2.14 - 2.15].

$$C_s = 1$$

$$V_{pasotolerable} = \frac{(1000 + 6 * 1 * 31.31) * 0,157}{\sqrt{0.5}}$$

$$V_{pasotolerable} = 263.74 V$$

$$V_{contactotolerable} = \frac{(1000 + 1,5 * 1 * 31.31) * 0,157}{\sqrt{0.5}}$$

$$V_{contactotolerable} = 232.46 V$$

PASO 4 – DISEÑO BÁSICO DE LA MALLA

- **Determinación de la configuración inicial.**

La Longitud total del conductor se puede determinar con el área disponible en la cual se va a instalar la malla, para el rediseño, corresponde al que se muestra en la figura 4.1., y con ello se aplican las ecuaciones [2.16 - 2.17 - 2.18]:

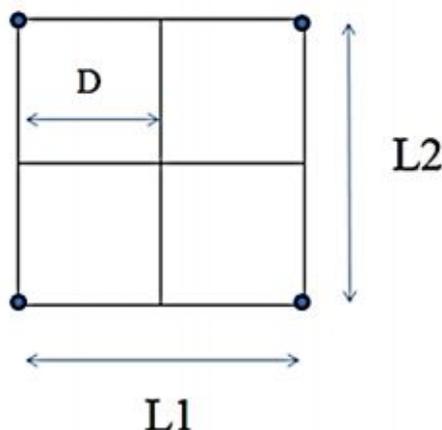


Figura 4.2: Diseño Básico de la Malla de Puesta a Tierra

La longitud del electrodo tipo varilla (L_v) es 1.8m por Norma de la Empresa Eléctrica Quito. El espaciamiento entre los electrodos tipo varilla debe ser por lo menos 2 veces su longitud. La distancia D entre conductores varía entre 3 a 15 m.

La separación entre electrodos debe ser por lo menos dos veces su longitud para que no interfieran los campos magnéticos que se generan en ellos, de ahí que la distancia entre electrodos tipo varilla debe ser $2 * 1.8 = 3.6m$, pero en este caso estarán separados a 5 m, así que no hay ningún inconveniente respecto a ello.



Datos para la malla:

$$L1 = 6 \text{ m}$$

$$L2 = 6 \text{ m}$$

$$D = 3 \text{ m}$$

$$N = 4$$

$$L_v = 1.8 \text{ m}$$

$$L_c = \left(\frac{6}{3} + 1\right) * 6 + \left(\frac{6}{3} + 1\right) * 6$$

$$L_c = 36 \text{ m}$$

$$L_T = 36 + 4 * 1.8$$

$$L_T = 43.2 \text{ m}$$

PASO 5 – RESISTENCIA DE LA RED

- **Cálculo de la resistencia de puesta a tierra R_g en ohmios**

Para éste cálculo se aplica la ecuación 2.19

$$R_g = 31.31 * \left[\frac{1}{43.2} + \frac{1}{\sqrt{20 * 36}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.5 * \sqrt{\frac{20}{36}}} \right) \right]$$

$$R_g = 2.74 \Omega$$

En este ejemplo, la resistencia teórica de la malla, está dentro de los valores de la norma, de tratarse de un caso especial y se necesite reducir aún más el valor de la malla, se puede variar las dimensiones de la malla, aumentar el número de conductores de puesta a tierra o aumentar la profundidad de enterramiento de los conductores.

PASO 6 – CORRIENTE MÁXIMA DE MALLA Y EL AUMENTO DE POTENCIAL DE TIERRA

- **Cálculo de la corriente máxima de malla (I_G)**

Para éste cálculo se aplica la ecuación 2.22

$$I_G = 1.9 * 115.83 \text{ A}$$

$$I_G = 220.08 \text{ A}$$



- **Cálculo del máximo potencial de tierra (GPR)**

Para éste cálculo se aplica la ecuación 2.20.

$$GPR = 220.08 * 2.74$$

$$GPR = 603.01 V$$

Comparar este resultado con el $V_{contacto\ tolerable}$,

$$603.01 V > 232.46 V$$

Como $GPR > V_{contacto\ tolerable}$ entonces deben calcularse las tensiones de malla y de paso en caso de falla.

PASO 7 – CALCULO DE TENSION DE MALLA EN CASO DE FALLA

- Para estos cálculos, se aplican las ecuaciones [2.23 a 2.32].

$$n_a = \frac{2 * 36}{24}$$

$$n_a = 3$$

$$n_b = \sqrt{\frac{36}{4 * \sqrt{81}}}$$

$$n_b = 1$$

$$n_c = \left(\frac{6 * 6}{81}\right)^{\frac{0.7 * 81}{9 * 9}}$$

$$n_c = 1$$

$$n = 4 * 1 * 1$$

$$n = 4$$

$$K_{ii} = 1$$

$$K_h = \sqrt{1 + 0.5}$$

$$K_h = 1.22$$



$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left[\ln \left[\frac{3^2}{16 * 0.5 * 0.01063} + \frac{(3 + 2 * 0.5)^2}{8 * 3 * 0.01063} - \frac{0.5}{4 * 0.01063} \right] + \frac{1}{1.22} * \ln \left[\frac{8}{\pi * (2 * 3 - 1)} \right] \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * [5.055 + (-0.553)]$$

$$K_m = 0.717$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 * 3$$

$$K_i = 1.088$$

$$V_{malla} = \frac{31.31 * 220.08 * 0.717 * 1.088}{36 + \left[1,55 + 1,22 * \left(\frac{1.8}{\sqrt{36+36}} \right) \right] * 4 * 1.8}$$

$$V_{malla} = 109.65 \text{ V}$$

Si $V_{malla} > V_{contacto\ tolerable}$, se debe cambiar la configuración de la malla;

Si $V_{malla} < V_{contacto\ tolerable}$, se puede pasar a calcular la tensión de paso.

109.65 V < 232.46 V ; Por lo tanto ahora se procede al siguiente paso.

PASO 8 – CÁLCULO DE TENSIÓN DE PASO EN CASO DE FALLA

- Para estos cálculos, se aplican las ecuaciones [2.33 y 2.34].

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 * 0.5} + \frac{1}{3 + 0.5} + \frac{1}{3} * (1 - 0,5^{3-2}) \right]$$

$$K_s = 0.462$$



$$V_{paso} = \frac{31.31 * 220.08 * 0.462 * 1.088}{0,75 * 36 + 0,85 * 4 * 1.8}$$

$$V_{paso} = 104.58$$

Si $V_{paso} > V_{paso\ tolerable}$ cambiar la configuración de la malla;

Si $V_{paso} < V_{paso\ tolerable}$, el diseño ha terminado.

$V_{paso} = 104.58 < 263.74 V$; Por lo tanto nuestro rediseño ha terminado.

4.2.3. REDISEÑO DE LA PUESTA A TIERRA DEL EDIFICIO DE POSTGRADOS.

Para este rediseño se debe tomar en cuenta los datos de placa del transformador que alimenta esta dependencia, ya que esta será la potencia máxima con la que se suministre de energía el edificio.

Cabe recalcar como dato particular que la malla existente ha sido cortada por motivo de la construcción de los nuevos bloques, así que de ante mano esta malla tiene que ser rediseñada.

Como se ve en la Tabla 3.1., el edificio esta alimentado con la cámara de transformación N° 4, abarcando aproximadamente el 35% de la potencia del transformador, por lo tanto, este porcentaje sirve para los cálculos de corriente de cortocircuito.

El procedimiento a emplearse para el rediseño es el mismo que el anterior, así que solo se mostraran los resultados de los cálculos en cada paso.

PASO 1 - ÁREA DE ESTUDIO Y DATOS DE CAMPO

El área disponible para la malla de puesta a tierra es una zona con edificios alrededor por la cual circula una cantidad considerable de

personas. La red de tierra correspondiente debe estar comprendida dentro del terreno disponible.



Figura 4.3: Cámara de Transformación N° 4 (Alimenta al edificio de Postgrados)

Las dimensiones del predio son: largo = 7.5 m; ancho=5m; área = 37.5 m²

Se estima que el terreno superficial es una capa de 5m de espesor, y ofrece una resistividad de 31.31 (ohm-m), de acuerdo a las mediciones realizadas en el campus, este es el máximo valor obtenido.

Datos de campo del Transformador:

$$P = 140 \text{ KVA} \quad ; \quad 35\% \text{ de } 400 \text{ KVA}$$

$$V_{L-L \text{ en } AV} = 22.8 \text{ KV}$$

$$V_{L-L \text{ en } BV} = 210 \text{ V}$$

$$Z = 4 \%$$

Datos para la malla:



$$\rho = 31.31 \Omega m$$

$$A = 6 m \times 6 m$$

$$h = 0.5 m$$

$$t_s = 30 \text{ ciclos} \rightarrow 0.5 \text{ seg}$$

PASO 2 – DETERMINAR EL CALIBRE DEL CONDUCTOR

$$I_{sec} = \frac{140 \times 1000}{\sqrt{3} \times 210}$$

$$I_{sec} = 384.9 A$$

$$I_{cc-max-sec} = \frac{100}{4} \times 384.9 A$$

$$I_{cc-max-sec} = 9622.5 A$$

$$I_{cc-asim} = 12028.13 A$$

$$I_{cc-max-pri} = 153.51 A$$

$$A_{kcmil} = 60.00$$

Como en el caso anterior, tomando en cuenta las normas nacionales (NEC 250-81 y Empresa Eléctrica Quito) e internacionales (IEEE Std. 80) el mínimo conductor a usarse en sistemas de protección a tierra es el cable de cobre #2 AWG (33.54mm²) de siete hilos, con el fin de mejorar la rigidez mecánica de la malla y soportar la corrosión.

PASO 3 - LIMITES DE TENSIONES PELIGROSAS (Criterio de tensiones de Toque y Paso)

$$V_{pasotolerable} = 263.74 V$$

$$V_{contactotolerable} = 232.46 V$$

PASO 4 – DISEÑO BÁSICO DE LA MALLA

- **Determinación de la configuración inicial.**

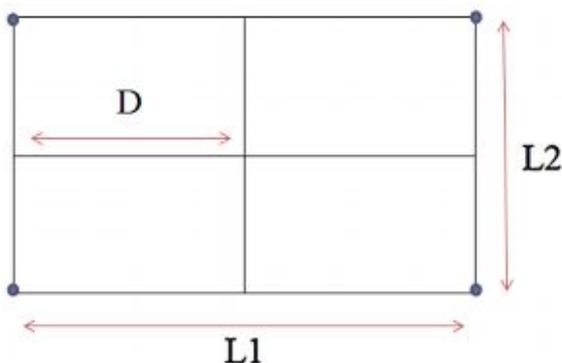


Figura 4.4: Diseño Básico de la Malla de Puesta a Tierra para Postgrados

Datos para la malla:

$$L1 = 7 \text{ m}$$

$$L2 = 3 \text{ m}$$

$$D = 3.5 \text{ m}$$

$$N = 4$$

$$Lv = 1.8 \text{ m}$$

$$L_c = \left(\frac{3}{3} + 1\right) * 7 + \left(\frac{7}{3.5} + 1\right) * 3$$

$$L_c = 23 \text{ m}$$

$$L_T = 23 + 4 * 1.8$$

$$L_T = 30.02 \text{ m}$$

PASO 5 – RESISTENCIA DE LA RED

- **Cálculo de la resistencia de puesta a tierra R_g en ohmios**

$$R_g = 3.6 \Omega$$

PASO 6 – CORRIENTE MÁXIMA DE MALLA Y EL AUMENTO DE POTENCIAL DE TIERRA



- **Cálculo de la corriente máxima de malla (I_G)**

$$I_G = 291.67 A$$

- **Cálculo del máximo potencial de tierra (GPR)**

$$GPR = 1050.00 V$$

Comparar este resultado con el $V_{contacto\ tolerable}$,

$$1050.00 V > 232.46 V$$

Como $GPR > V_{contacto\ tolerable}$ entonces deben calcularse las tensiones de malla y de paso en caso de falla.

PASO 7 – CALCULO DE TENSION DE MALLA EN CASO DE FALLA

$$n_a = 2.3$$

$$n_b = 1.045$$

$$n_c = 1$$

$$n = 2.3 * 1.045 * 1$$

$$n = 2.4$$

$$K_{ii} = 1$$

$$K_h = \sqrt{1 + 0.5}$$

$$K_h = 1.22$$

$$K_m = 0.791$$

$$K_i = 0.999$$

$$V_{malla} = \frac{31.31 * 291.67 * 0.791 * 0.999}{23 + \left[1,55 + 1,22 * \left(\frac{1.8}{\sqrt{9+49}} \right) \right] * 4 * 1.8}$$

$$V_{malla} = 199.15 V$$



Si $V_{malla} > V_{contacto\ tolerable}$, se debe cambiar la configuración de la malla;

Si $V_{malla} < V_{contacto\ tolerable}$, se puede pasar a calcular la tensión de paso.

199.15 V < 232.46 V ; Por lo tanto ahora se procede al siguiente paso.

PASO 8 – CÁLCULO DE TENSIÓN DE PASO EN CASO DE FALLA

$$K_s = 0.42$$

$$V_{paso} = \frac{31.31 * 291.67 * 0.42 * 0.999}{0,75 * 23 + 0,85 * 4 * 1.8}$$

$$V_{paso} = 163.96 V$$

Si $V_{paso} > V_{paso\ tolerable}$ cambiar la configuración de la malla;

Si $V_{paso} < V_{paso\ tolerable}$, el diseño ha terminado.

$V_{paso} = 163.96 < 263.74 V$; Por lo tanto nuestro rediseño ha terminado.

4.2.4. REDISEÑO DE LA PUESTA A TIERRA DEL PARARRAYOS BLOQUE CENTRAL A-B.

La toma a tierra para un pararrayos generalmente se realiza con picas de cobre o acero cobreado, de forma que la resistencia de la toma a tierra no sobrepase los establecidos por norma (ítem 2.21 y ver tabla 2.9.), así que en base a ello, se puede tomar como puesta a tierra apta para el pararrayos cualquiera de los dos rediseños anteriores, ya que en estos se obtuvieron valores de resistencia de 2.74 y 3.6 Ω respectivamente.



4.3. ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE APANTALLAMIENTO DE LAS INSTALACIONES.

Como en el caso de las puestas a tierra, para el estudio de los sistemas de apantallamientos, se utilizará la información recopilada en el Campus Politécnico, de manera que se alcance un rediseño que garantice la protección y el normal funcionamiento de cada una de las dependencias, en lo que se refiere a problemas con sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas.

De acuerdo al levantamiento realizado, en el campus se cuenta con cuatro pararrayos, los cuales se detallan a continuación:

- Edificio Administrativo (1 pararrayo)
- Bloque Central A-B (dos pararrayos)
- Bloque Central C-D (1 pararrayo)

Cabe recalcar, que varias dependencias en el campus, no cuentan con un sistema apantallamiento, para las cuales se recomienda realizar el diseño respectivo.

4.3.1. ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DEL EDIFICIO ADMINISTRATIVO:

- El pararrayos “A”, el cual se muestra en la figura 4.4, se conecta a la toma de tierra del edificio administrativo mediante un cable desnudo #2AWG. El calibre del conductor es el adecuado para el transporte de las corrientes de descarga del rayo.



Figura 4.5: Pararrayos “A”- Edificio Administrativo

- La cobertura del cono de protección del pararrayos “A” con dispositivo de cebado, colocado sobre la torre T1, se muestra en la figura 4.5, tiene un radio de protección dado por la altura del edificio (34.48 m) más la altura de la torre y el pararrayos (aproximadamente 8 m), Se puede notar claramente que protege todo el edificio administrativo.

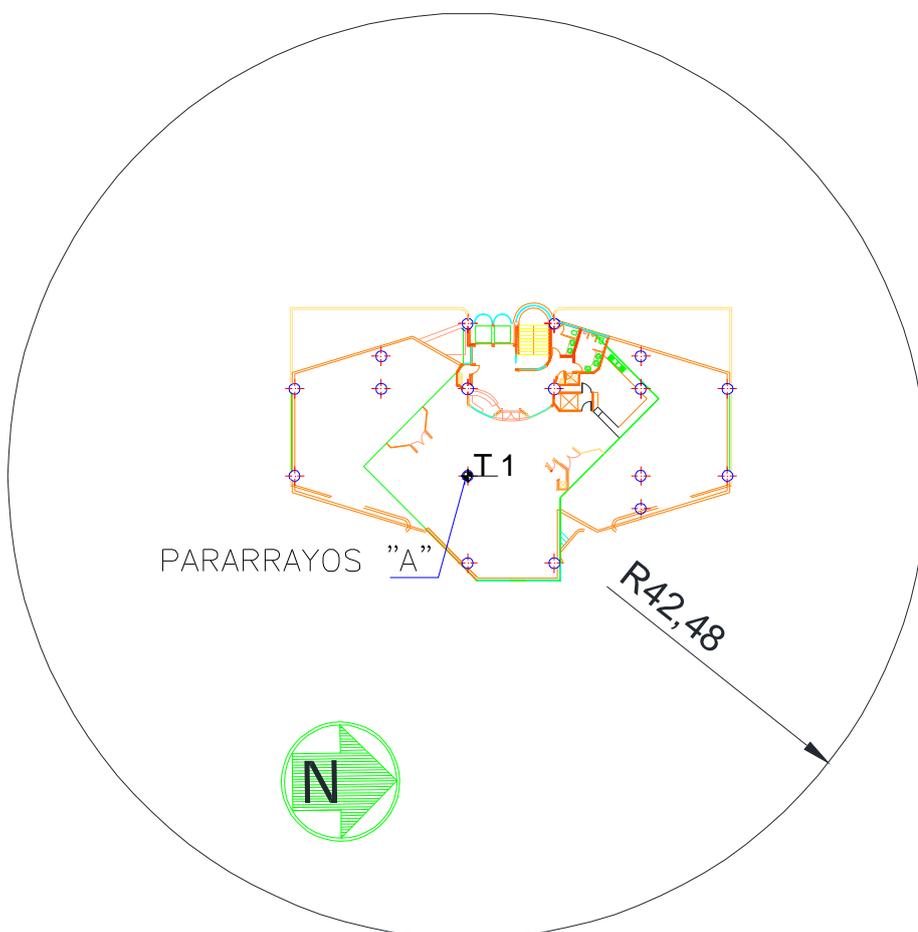


Figura 4.6: Radio de protección Edificio Administrativo

- Las normas establecen que el sistema de protección contra rayo debe tener valores inferiores a 10Ω y para una resistencia realmente efectiva valores inferiores de 5Ω . Con las mediciones realizadas, el sistema tiene una resistencia 1.28Ω por lo que se considera capaz de realizar la protección.
- La cobertura de la esfera rodante para la protección del pararrayos "A" colocado sobre la torre T1, se muestra en la figura 4.6, tiene un área de protección adecuada. Se nota claramente que protege todo el edificio administrativo.

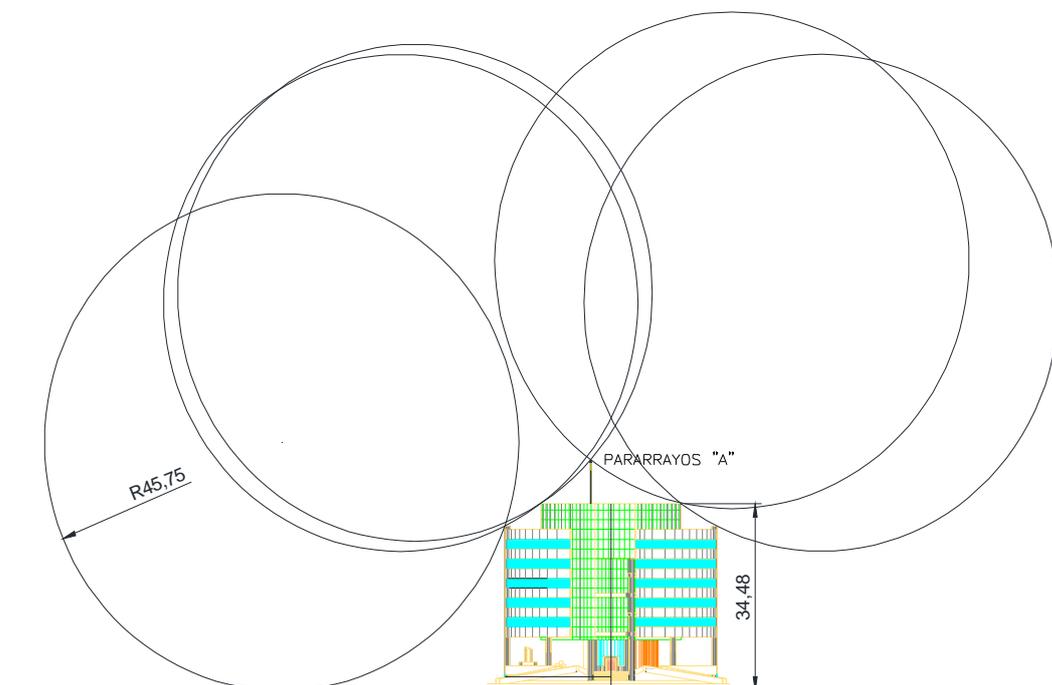


Figura 4.7: Esfera rodante-área de protección Edificio Administrativo

4.3.2. ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL BLOQUE CENTRAL “A-B”:

- Los pararrayos “B” y “C”, los cuales se muestran en la figura 4.7, se conectan a la toma de tierra propia del sistema mediante un cable desnudo #2AWG. El calibre del conductor es el adecuado para el transporte de las corrientes de descarga del rayo.

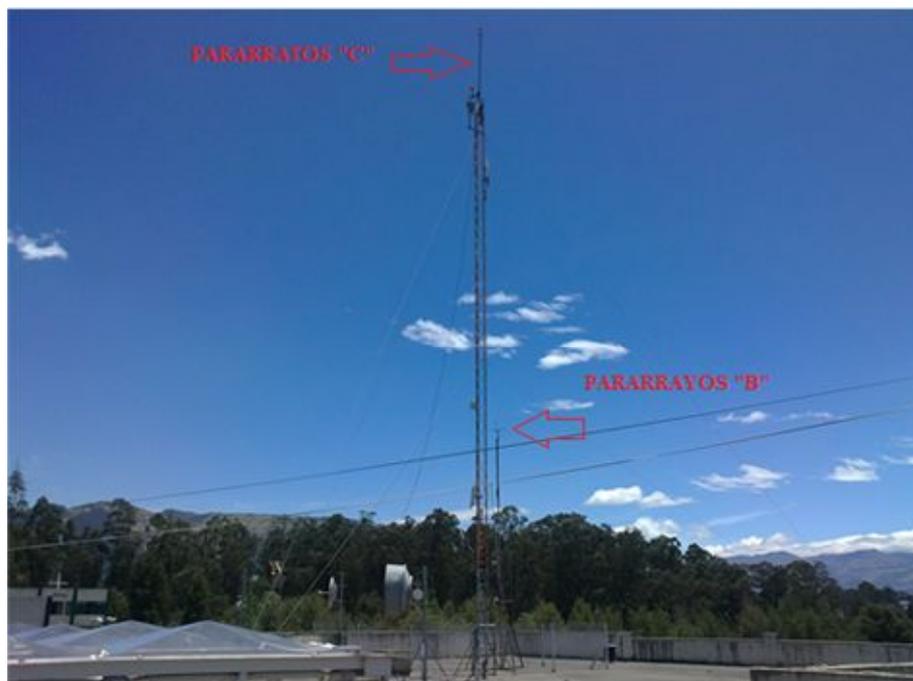


Figura 4.8: Pararrayos “B” y “C”- Bloque

Central de aulas A-B

- La cobertura de protección del pararrayos “B” de puntas o Franklin colocado sobre la torre T2, se muestra en la figura 4.8, tiene un radio de protección dado por la altura del edificio (14.4 m) más la altura de la torre y el pararrayos (aproximadamente 6 m), además junto a este se encuentra otro pararrayos con dispositivo de cebado que es el pararrayos “C” el cual está colocado sobre la torre T3, el radio de protección está dado por la misma altura del edificio (14.4 m) más la altura de la torre y el pararrayos (aproximadamente 15 m). Se puede notar claramente que el pararrayos “C” esta sobrepuesto al pararrayos “B”, de manera que no se está utilizando de manera adecuada los radios de protección de los pararrayos, por lo cual no protege todo el bloque central de aulas A-B.

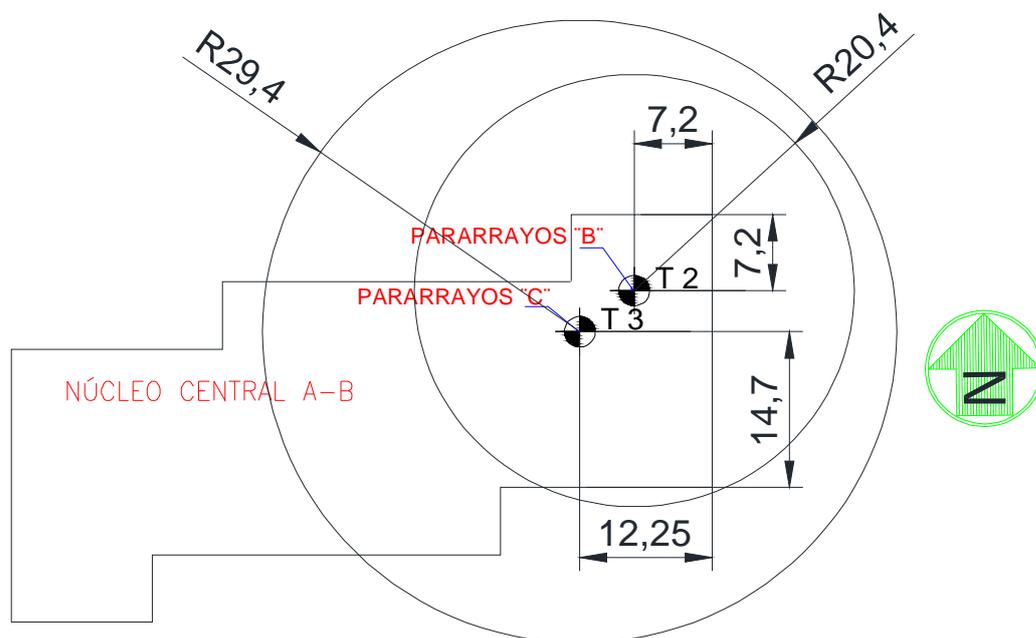


Figura 4.9: Radio de protección del bloque central A-B

- Según las mediciones realizadas el sistema tiene una resistencia de 13.24Ω por lo que se considera incapaz de realizar la protección, el rediseño del sistema de puesta a tierra ya se lo desarrollo en el ítem 4.2.4.
- La cobertura de la esfera rodante para la protección de los pararrayos “B” y “C” colocados sobre la torre T2 y T3 respectivamente, como se muestra en la figura 4.9, no tiene un área de protección adecuada, ya que existen zonas que no están protegidas . Se puede notar claramente que no protege todo el bloque central A-B, por lo tanto requiere el rediseño.

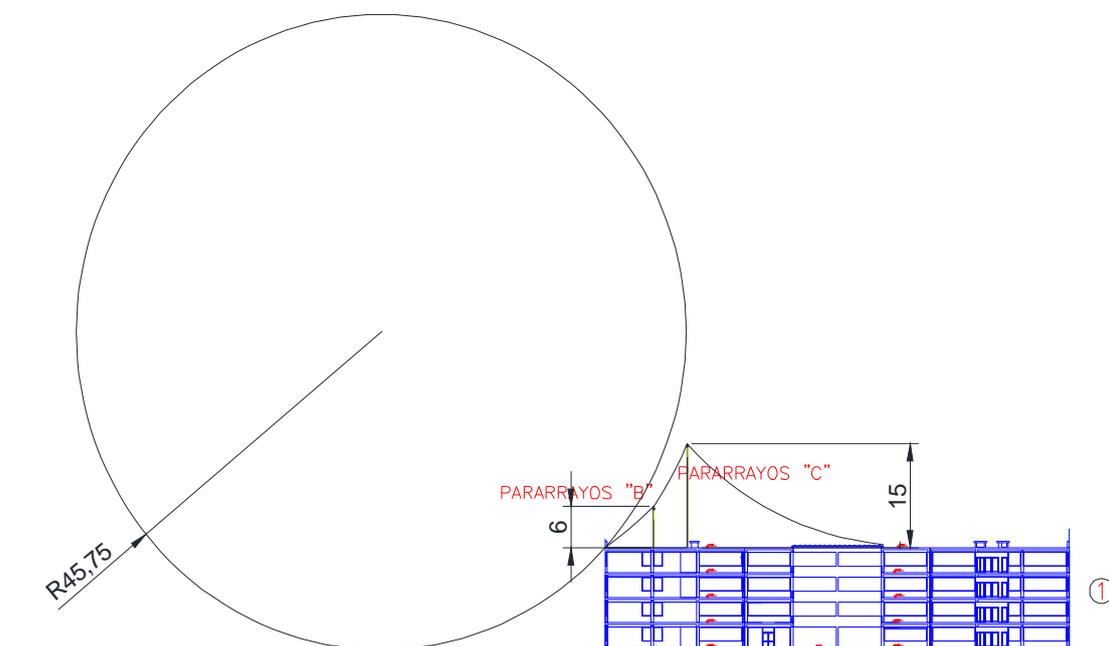


Figura 4.10: Esfera rodante-área de protección del bloque central A-B

4.3.3. ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL BLOQUE CENTRAL “C-D”:

- El pararrayos “D”, el cual se muestra en la figura 4.10, se conecta a la toma de tierra del edificio administrativo mediante un cable desnudo #2AWG. El calibre del conductor es el adecuado para el transporte de las corrientes de descarga del rayo.



**Figura 4.11: Pararrayos “B” y “C”- Bloque
Central de aulas C-D**

- La cobertura de protección del pararrayos “D” colocado sobre la torre T4, se muestra en la figura 4.11, tiene un radio de protección dado por la altura del edificio (14.4 m) más la altura de la torre y el pararrayos (aproximadamente 12 m), Se puede notar claramente que no protege todo el bloque central C-D.

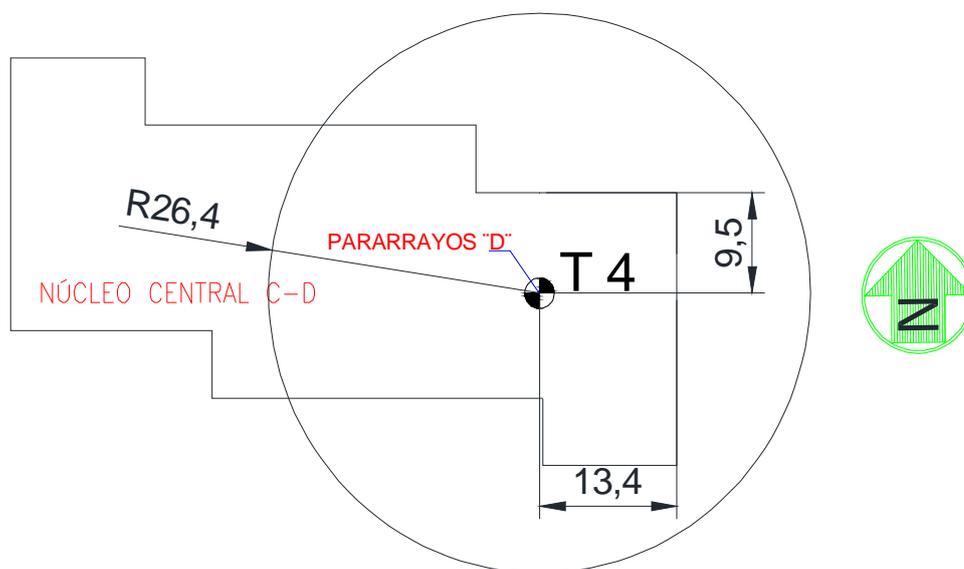


Figura 4.12: Radio de protección del bloque central C-D

- Según las mediciones realizadas el sistema tiene una resistencia de 0.68Ω por lo que se considera que esta en óptimas condiciones, capaz de realizar la protección.
- La cobertura de la esfera rodante para la protección del pararrayos "D" colocado sobre la torre T4, como se muestra en la figura 4.12, no tiene un área de protección adecuada, ya que existen zonas que no están protegidas por el cono. Se puede notar claramente que no protege todo el bloque central C-D, por lo tanto requiere rediseño.

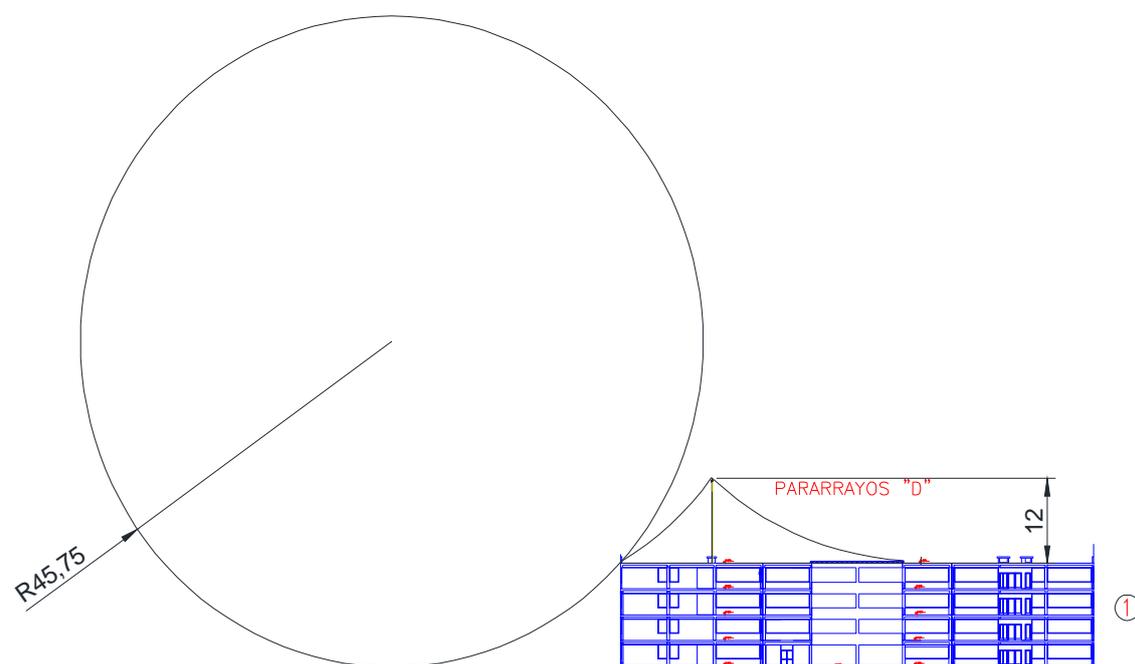


Figura 4.13: Esfera rodante-área de protección del bloque central C-D

4.4. REDISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

De lo anterior se determinó que: tanto los pararrayos ubicados en el edificio del Núcleo Central A-B , así como el que está ubicado en el Núcleo Central C-D requieren del rediseño, por no cumplir con la cobertura total de los edificios, de acuerdo al modelo electrogeométrico.

Para el rediseño de los sistemas de puesta a tierra se va a emplear la siguiente metodología.

- Levantamiento del plano físico (Ver planos del anexo 4)
- Evaluación de probabilidad de la incidencia de una descarga (ítem 2.13.)
- Cálculo del índice de riesgo (ítem 2.14.)
- Cálculo de la zona de protección (ítem 2.17.)



4.4.1. CRITERIO DE REDISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

Será necesario instalar pararrayos (según norma NTE-IPP)

- En edificios cuya altura sea superior a 43 m.
- En aquellos en los que se manipulen sustancias tóxicas, radioactivas, explosivas o fácilmente inflamables.
- En todos aquellos cuyo índice de riesgo, según cálculo, sea superior a 27 unidades.

En este caso se trata de un rediseño, entonces se procederá primero a verificar si en realidad fue necesario ubicar los pararrayos en los edificios, y de ser afirmativa esta necesidad, se continuará con el rediseño de los sistemas que no estén correctamente instalados o que no cumplan los requerimientos normativos de protección de las estructuras y de protección de las personas.

Cabe mencionar que hasta el momento ya se ha obtenido la información necesaria para el rediseño, y que todos los datos se han obtenido en el campus.

4.5. CÁLCULO DEL ÍNDICE DE RIESGO PARA LOS PARARRAYOS INSTALADOS EN LA ESPE – SANGOLQUI.

Tomando en cuenta los criterios de diseño, se debe verificar la necesidad del pararrayos, para lo cual se calcula el índice de riesgo para cada uno de los pararrayos siguiendo el procedimiento del ítem 2.14.

4.5.1. DATOS QUE DEFINEN EL EDIFICIO ADMINISTRATIVO Y SU ENTORNO.

El edificio está ubicado en la ciudad de Sangolquí donde según el mapa isoceraúnico el índice $a = 60$.

Según los datos del edificio a proteger se tiene:



Coeficiente $b = 13$

- Tipo de estructura = mixta
- Tipo de cubierta = no metálica
- Altura del edificio = 34.48 metros

Coeficiente $c = 9$

- Terreno ondulado
- Altitud cualquiera
- Altura respecto del edificio es igual o mayor
- Árboles y edificios circundantes abundantes
- Tipo de edificio para oficinas

El índice de riesgo será: $a + b + c = 60 + 13 + 9 = 82$

Como el índice de riesgo es mayor que 27 entonces se precisa la instalación de pararrayos.

4.5.2. DATOS QUE DEFINEN EL BLOQUE CENTRAL A-B Y SU ENTORNO.

El edificio está ubicado en la ciudad de Sangolquí donde según el mapa isocerámico el índice $a = 60$.

Según los datos del edificio a proteger se tiene:

Coeficiente $b = 3$

- Tipo de estructura = mixta
- Tipo de cubierta = no metálica
- Altura del edificio = 14.4 metros

Coeficiente $c = 12$

- Terreno ondulado
- Altitud cualquiera
- Altura respecto del edificio es igual o mayor



- Árboles y edificios circundantes abundantes
- Tipo de edificio para otras actividades

El índice de riesgo será: $a + b + c = 60 + 3 + 12 = 75$

Como el índice de riesgo es mayor que 27 entonces se precisa la instalación de pararrayos.

4.5.3. DATOS QUE DEFINEN EL BLOQUE CENTRAL C-D Y SU ENTORNO.

El edificio está ubicado en la ciudad de Sangolquí donde según el mapa isocerámico el índice $a = 60$.

Según los datos del edificio a proteger se tiene:

Coefficiente $b = 3$

- Tipo de estructura = mixta
- Tipo de cubierta = no metálica
- Altura del edificio = 14.4 metros

Coefficiente $c = 12$

- Terreno ondulado
- Altitud cualquiera
- Altura respecto del edificio es igual o mayor
- Árboles y edificios circundantes abundantes
- Tipo de edificio para otras actividades

El índice de riesgo será: $a + b + c = 60 + 3 + 12 = 75$

Como el índice de riesgo es mayor que 27 entonces se precisa la instalación de pararrayos.

De los índices de riesgo realizados se concluye que si se justifica la instalación de los pararrayos en las estructuras evaluadas. Y de acuerdo con el análisis desarrollado sobre el estado en el que se encuentran cada



uno de estos sistemas de protección, se determinó que el sistema correspondiente al Pararrayos “A” del Edificio Administrativo, si cumple con los requisitos de protección del edificio, tanto en lo que se refiere a la captación, conducción y disipación de descargas atmosféricas. Los sistemas que necesitan de un rediseño son los de los pararrayos “B” y “C” del bloque central de aulas A-B y del pararrayos “D” del bloque central C-D.

En lo que se refiere al bloque central A-B, el sistema tiene falencias en su área de protección y en el sistema de disipación de energía o malla a Tierra. A continuación se procederá a desarrollar la solución para ampliar el área de cobertura del edificio, el rediseño de la malla está en el ítem 4.2.4.

En lo concerniente al bloque central C-D, el sistema solo tiene inconvenientes con el área de protección, la solución para este problema también se lo desarrollara a continuación.

4.6. REDISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DEL BLOQUE CENTRAL A-B.

De acuerdo a la inspección realizada el edificio del Bloque Central de Aulas A – B de la Escuela Politécnica del Ejército, se establece la existencia de dos sistemas de pararrayos, tal como lo expuesto en el análisis del estado actual del sistema, se debe proceder a la reubicación del pararrayos “B”, como se muestra en la figura 4.9., para así de esta manera conseguir un mayor radio de cobertura de protección, y dándole el uso adecuado al pararrayos “B”.

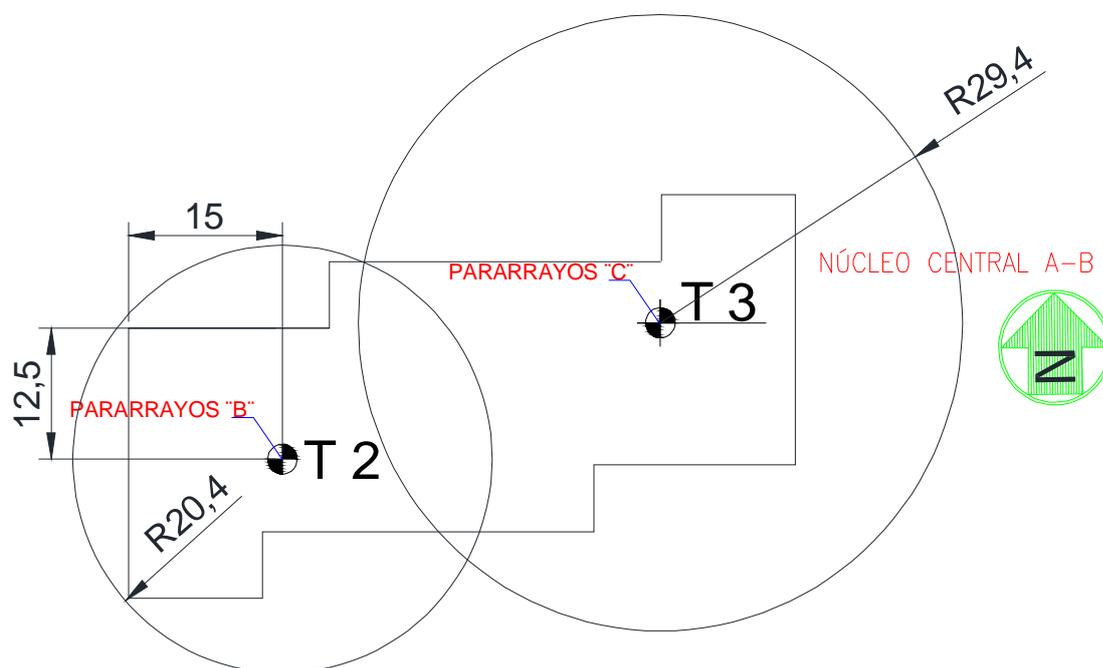


Figura 4.14: Reubicación del pararrayos “B”

De la figura 4.9., el radio de protección de 20.4 m corresponde al traslado de la torre con la altura actual, con lo cual se demuestra que no es necesario adecuar la torre para elevar el pararrayos a la altura del pararrayos “C”, ya que el radio de protección es el adecuado para el edificio.

Si se reubica el pararrayos “B” con una la altura actual, si se consigue proteger toda la edificación con el método de la esfera rodante como se muestra en la figura 4.10.

Adicionalmente, la norma de la Empresa Eléctrica Quito recomienda que se instalen múltiples conductores paralelos independientes (mínimo dos) alejados lo más posible uno de otro lo que permite reducir el riesgo de una descarga lateral. Haciendo mención a esta recomendación se deberá separar los bajantes de los pararrayos que actualmente se encuentran juntos.

Como ya se mencionó, el calibre del conductor es el adecuado para el transporte de las corrientes de descarga del rayo, pero puede ocurrir que parte de la descarga se disperse por caminos de menor resistencia (por deterioro del cable), para lo cual se recomienda cambiar el cable por uno



nuevo #2 AWG en todo el trayecto; se puede usar aislamiento para el conductor en el último tramo evitando accidentes por contacto directo con personas.

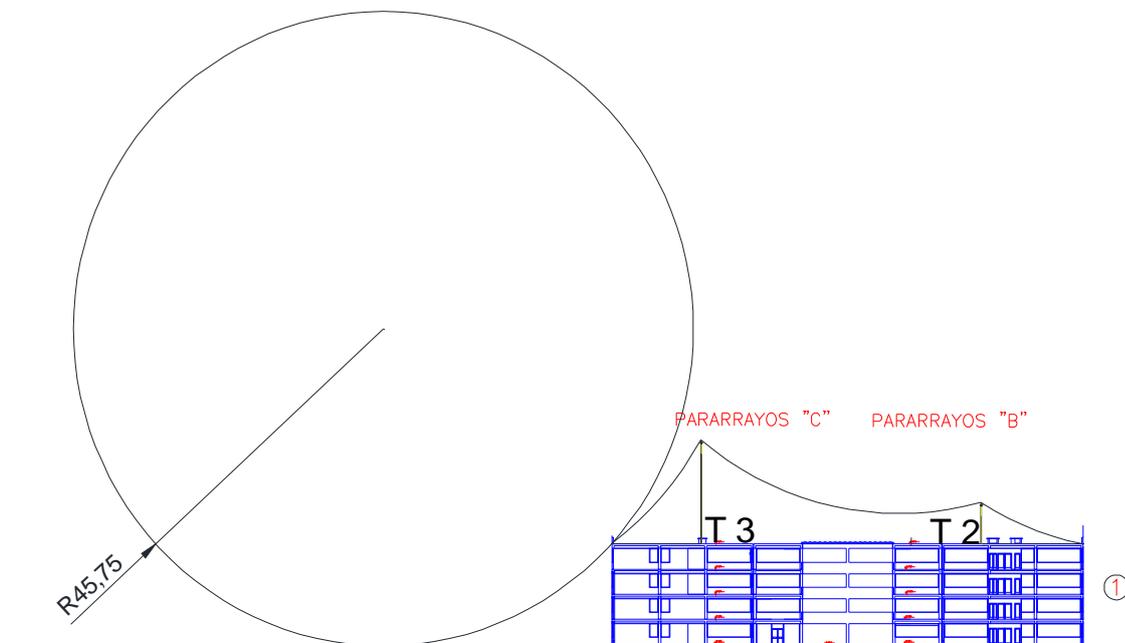


Figura 4.15: Esfera rodante-área de protección del bloque central C-D con la reubicación del pararrayos “B”

4.7. REDISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DEL BLOQUE CENTRAL C-D.

De acuerdo a la inspección realizada el edificio del Bloque Central de Aulas C – D de la Escuela Politécnica del Ejército, se establece la existencia de un sistema de pararrayos, tal como lo expuesto en el análisis del estado actual del sistema, se debe proceder a la instalación de otro pararrayos “E”, como se muestra en la figura 4.12., para así de esta manera conseguir un mayor radio de cobertura de protección.

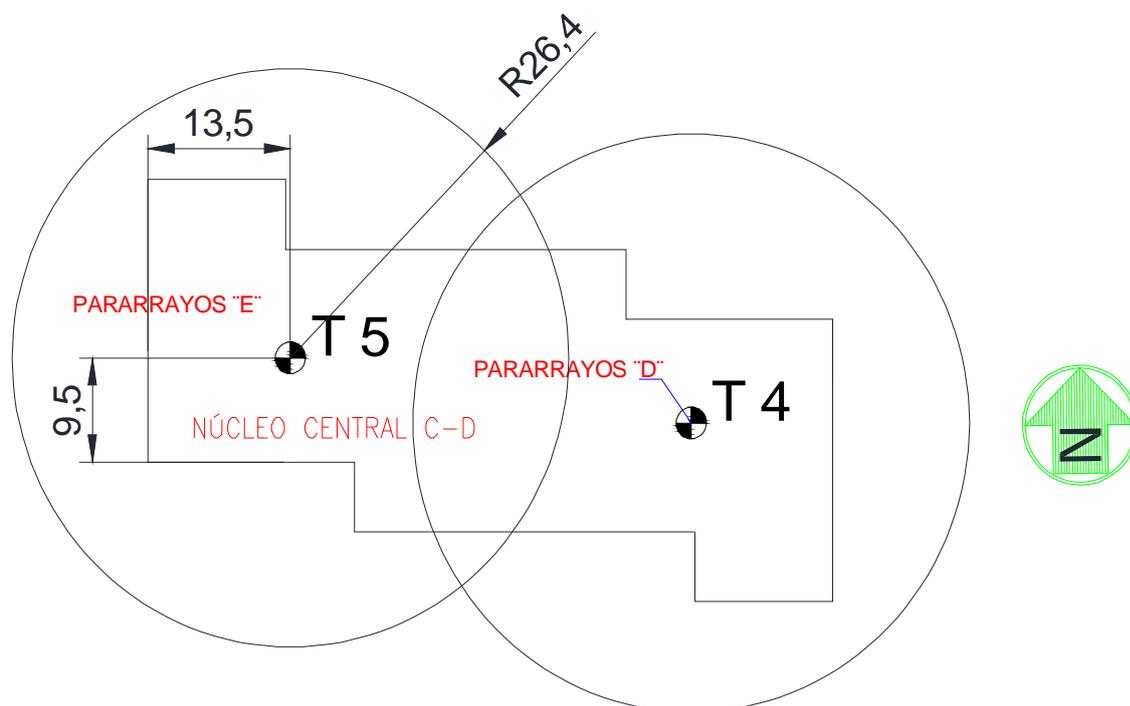


Figura 4.16: Instalación del pararrayos “E”

De la figura 4.12., el radio de protección de 26.4 m corresponde a la instalación de otra torre T5, con la misma altura del pararrayos actual, con lo cual se demuestra que el radio de protección es el adecuado para el edificio.

Si se instala el pararrayos “E” con una la altura actual, si se consigue proteger toda la edificación con el método de la esfera rodante como se muestra en la figura 4.13.

Adicionalmente, como en el caso anterior, se deberá separar los bajantes de los pararrayos que se encuentran juntos.

Se recomienda usar el cable #2 AWG en todo el trayecto; se puede usar aislamiento para el conductor en el último tramo evitando accidentes por contacto directo con personas.

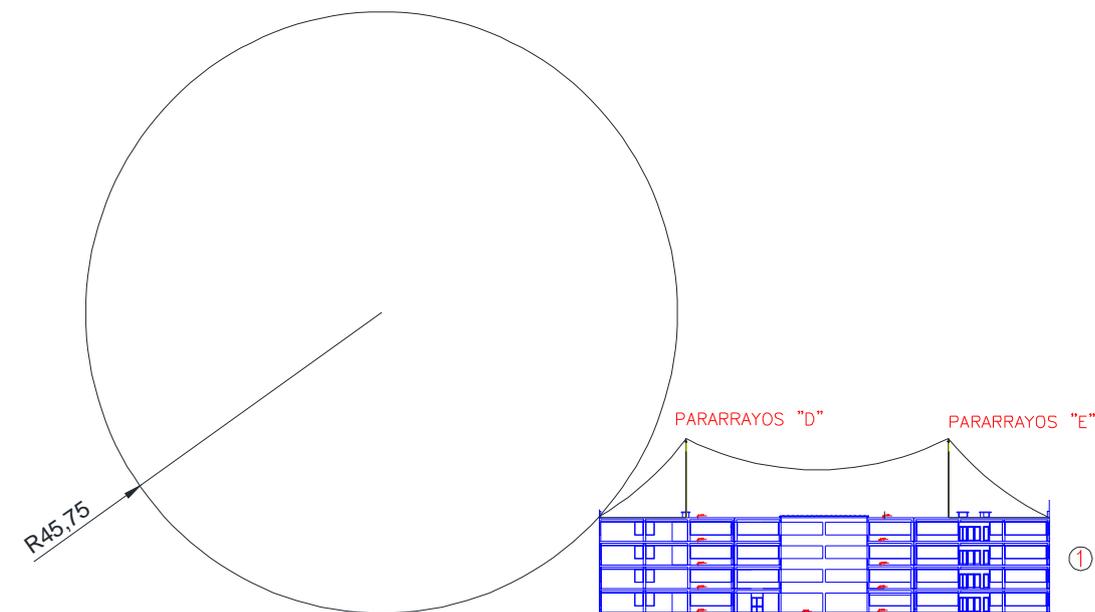


Figura 4.17: Esfera rodante-área de protección del bloque central C-D con la instalación del pararrayos “E”

4.8. SELECCIÓN DEL PARARRAYOS “E”, PARA EL EDIFICIO DEL NÚCLEO CENTRAL C-D.

En el capítulo 2, apartado 2.23, se muestra la manera simplificada de selección de un pararrayos, con los datos que se muestran en la tabla 4.1. Se realiza la respectiva selección:

Tabla 4.1: Características para el transformador que alimenta al núcleo central C-D

	Lado de 22.8 kV	Lado de 240 / 120 V
Tensión nominal del sistema (U_n)	22.8 kV	240 kV
Tensión máxima del sistema (U_s)	28.5 kV	240 kV
Tipo de conexión del neutro	Neutro aislado	Rígido a tierra
Tensión máxima del material (U_m)	150 kV	150 kV
Nivel de contaminación	Fuerte	



PASO 1. Elección de la corriente nominal de descarga (I_n) y de la clase de descarga de línea.

De acuerdo a la tabla 2.24, se selecciona un pararrayos con una corriente nominal de descarga de 5 kA.

PASO 2. Elección de la línea de fuga.

De acuerdo a la tabla 2.26, se determina que el pararrayos debe tener una línea de fuga específica nominal mínima de 16 mm/kV.

PASO 3. Tensión continua de operación.

La tensión máxima que puede aparecer en permanencia en el sistema es de 28.5 kV. Dado que el pararrayos no se instala entre fase y tierra, su tensión continua de operación deberá ser al menos:

$$U_c = \frac{28.5}{\sqrt{3}} = 16.45 \text{ kV}$$

PASO 4. Capacidad de soportar sobretensiones temporales.

El valor mínimo de tensión nominal viene determinado por el TOV_c (10 s). Para sistemas con neutro rígido a tierra es habitual una duración máxima de falla a tierra de 1 segundo. Utilizando la tabla 2.25 con un sistema de neutro aislado ($k = 1,73$) se deduce que el valor mínimo del TOV_c (10 s) del pararrayos deberá cumplir:

$$TOV_c(10 \text{ s}) \geq \frac{1,73 * 28.5}{\sqrt{3}} * \left(\frac{1}{10}\right)^{0.02}$$

$$TOV_c(10 \text{ s}) \geq 27.19 \text{ kV}$$

PASO 5. Márgenes de protección.

A partir de los resultados anteriores, se muestran las características eléctricas del pararrayos adecuado para la instalación (ver tabla 4.2.); de esta forma es posible seleccionar entre las diferentes marcas y modelos comerciales un conjunto de pararrayos que cumplen los criterios antes obtenidos.



Tabla 4.2: Características del Pararrayos adecuado para la instalación del pararrayos “E”

	Criterio
Corriente nominal (I_n)	5 kA
Tensión nominal (U_r)	28 kA
Tensión de funcionamiento continuo (U_c)	$\geq 16.45 \text{ kV}$
TOV c (10 s)	$\geq 27.19 \text{ kV}$
Línea de fuga	$\geq 0,456 \text{ mm}$
Nivel de protección (U_{pl})	$\geq 541,7 \text{ kV}$
Margen de protección	$\geq 1,2$



CAPITULO V

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO

Los costos de inversión tienen que ver tanto con los costos de los sistemas de protección y su respectiva instalación, como el costo que representa el diseño como tal. En este caso específico, nos interesa conocer los precios de los materiales y la instalación de los mismos.

Es importante notar que los precios de materiales y equipos, varían debido a los cambios de precios que se producen en el mercado nacional e internacional; por lo que los precios presentados tienen el carácter de referenciales.

Las tablas que se presenta a continuación están elaboradas con los precios vigentes en Enero del 2012. Los mismos que para efectos de financiamiento se deberá realizar una revisión de los precios.

Es necesario recalcar que la implementación de la malla de puesta a tierra para el transformador como las recomendaciones hechas al sistema de protección contra relámpagos, son consideradas como urgentes mientras que el sistema de interconexión de las tomas de tierra puede ser tomado como una recomendación.

5.1. PROPUESTA DE SOLUCIÓN PARA LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Con lo desarrollado en el capítulo anterior, se determina que se requiere la implementación de tres mallas de tierra para mejorar la resistencia existente en las respectivas dependencias (cámara de transformación N° 3, edificio de postgrados y pararrayos “B” del edificio núcleo central A-B), a fin de mejorar los sistemas actuales de puesta a tierra.

A continuación se presenta para cada uno de los sistemas la descripción de la malla requerida, detallando materiales necesarios para la instalación.

5.1.1. MALLA PARA LA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN N° 3.

En la figura 5.1., se muestra la configuración de la malla.

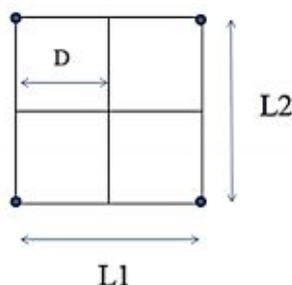


Figura 5.1: Diseño definitivo de la Malla de Puesta a Tierra para la cámara de transformación N°3

La malla consta de 4 varillas, ubicadas en un área de 36 m^2 ($6 \times 6 \text{ m}$) y aproximadamente requiere de 43,2 m de cable de cobre #2 AWG (33.54mm^2) de siete hilos.

Para el tipo de terreno donde se ubica la cámara de transformación, presenta una resistividad de $31,31 \Omega\text{m}$. La configuración de esta malla nos ofrece una resistencia de $2,74 \Omega$.

El conductor debe estar enterrado a una profundidad de 0,5 m, y los electrodos ubicados a distancias $L1= 6\text{m}$, $L2= 6\text{m}$ y $D= 3\text{m}$.

Las conexiones deben ser realizadas con suelda exotérmica (de preferencia).

5.1.2. MALLA PARA EL EDIFICIO DE POSTGRADOS.

En la figura 5.2., se muestra la configuración de la malla.

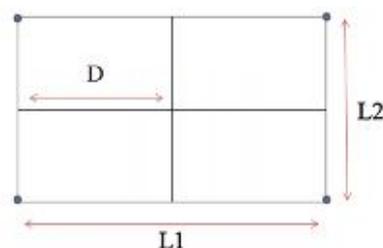


Figura 5.2: Diseño definitivo de la Malla de Puesta a Tierra para el edificio de Postgrados



La malla consta de 4 varillas, ubicadas en un área de 21 m^2 ($7 \times 3 \text{ m}$) y aproximadamente requiere de 30,02 m de cable de cobre #2 AWG (33.54mm^2) de siete hilos.

La configuración de esta malla nos ofrece una resistencia de $3,6 \Omega$.

El conductor debe estar enterrado a una profundidad de 0,5 m, y los electrodos ubicados a distancias $L_1= 7\text{m}$, $L_2= 3\text{m}$ y $D= 3,5 \text{ m}$.

Las conexiones deben ser realizadas con suelda exotérmica (de preferencia).

5.1.3. MALLA PARA EL PARARRAYOS EN EL NÚCLEO CENTRAL A-B.

Como se menciona en el capítulo anterior, para este caso se puede optar por cualquiera de las dos mallas presentadas ya que se mantienen dentro de los valores permitidos por las normas, todo dependerá de la factibilidad económica de la instalación.

5.2. PROPUESTA DE SOLUCIÓN PARA LOS SISTEMAS DE APANTALLAMIENTOS.

- ✓ Se requiere la reubicación del pararrayos “B” del núcleo central A-B, como se muestra en la figura 4.10., para darle el uso adecuado al pararrayos y obtener un mayor radio de cobertura del edificio.
- ✓ Se requiere la implementación de un nuevo pararrayos “E” para el edificio del núcleo central C-D, para mejorar los sistemas de apantallamientos existentes en las respectivas dependencias. A continuación se presenta cada uno de las soluciones, detallando materiales necesarios para la instalación.

5.2.1. REUBICACIÓN DEL PARARRAYOS “B”.

Para la reubicación del pararrayos “B”, se necesita de una cantidad aproximada de 62,59 m de cable de cobre #2 AWG (33.54mm^2) de siete hilos en la parte de la terraza como se muestra en la figura 5.3., a esto hay

que sumarle la altura total del cono de protección que son 20,4 m, por lo tanto, en realidad se necesita de 82,99 m.

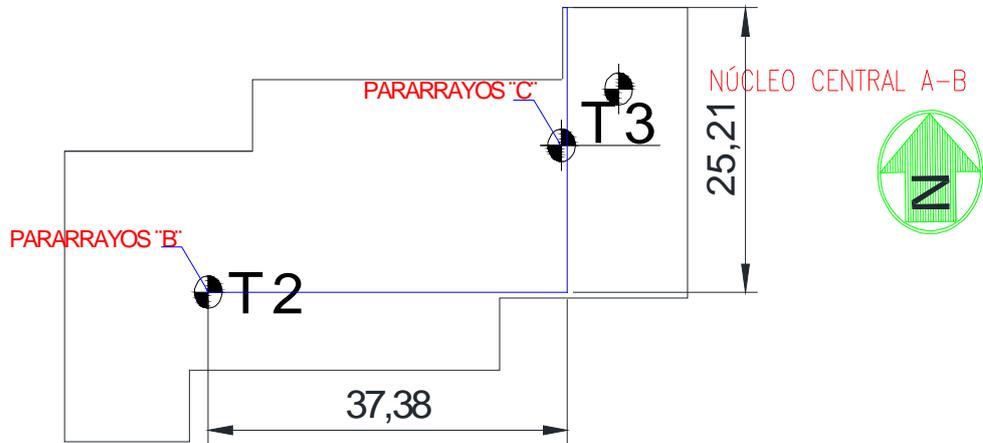


Figura 5.3: Distancia del conductor para la reubicación del pararrayos “B”

5.2.2. INSTALACIÓN DEL PARARRAYOS “E”.

Para la instalación del pararrayos “E”, se requiere de una cantidad aproximada de 35,91 m de cable de cobre #2 AWG (33.54mm²) de siete hilos en la parte de la terraza como se muestra en la figura 5.4., a esto hay que sumarle la altura total del cono de protección que son 26,4 m, por lo tanto, se necesita de 62,31 m.

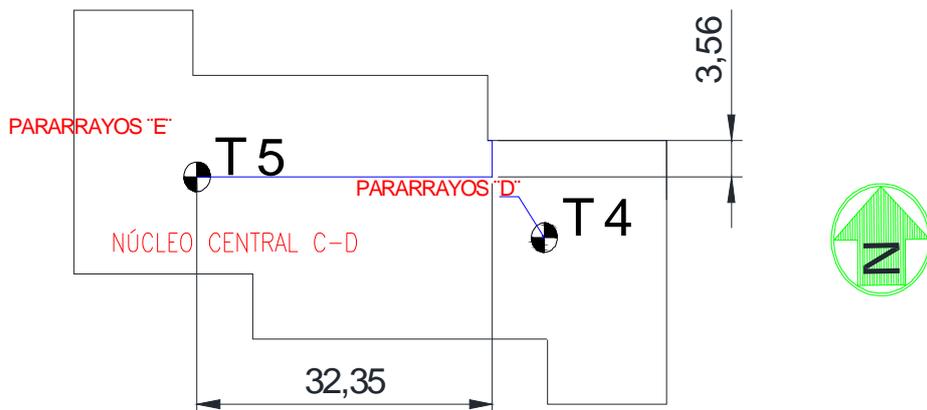


Figura 5.4: Distancia del conductor para la instalación del pararrayos “E”



La selección del pararrayos se lo desarrollo en el capítulo 4 (ítem 4.10.), entonces a continuación se muestra una tabla con pararrayos que estén dentro de los parámetros de la selección.

5.3. EVALUACIÓN DEL COSTO PARA LA INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMAS.

El costo que implica la integración de todas las mallas tomas de puesta a tierra y de los pararrayos, depende principalmente de la cantidad de cable necesario para unir cada una al punto de referencia.

La Empresa Eléctrica Quito establece rubros necesarios para el cálculo del costo total de la obra, que son un porcentaje del costo total de materiales, como gestión de compra (5%), transporte de materiales y equipos (5%), mano de obra eléctrica (30%) y dirección técnica (10%).

Las tablas 5.1 y 5.2 se muestran los valores APU de la instalación de cada una de las mallas.



Tabla 5.1: APU de la malla de la cámara de transformación N°3

APU DE MALLA DE PUESTA A TIERRA 1				
1. MATERIALES	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (DÓLARES)	COSTO TOTAL (DÓLARES)
Cable de cobre desnudo semiduro #2 AWG 7 hilos	m	43,2	6,84	295,62
Varilla copperweld de 1.8metros de longitud	c/u	4	7,48	29,92
Caja de revisión (0.35 x 0.35 x 1)	m3	1	40,00	40,00
Zanja para la malla	m3	6	12,20	73,20
Conector a varilla 5/8 X 6	c/u	1	1,01	1,01
Barra equipotencial de cobre 1/8 X 3/4	m	0,5	17,21	8,61
Aislador de barra 25 mm	c/u	2	1,08	2,15
Punto de suelda exotérmica capsula 90	c/u	9	5,97	53,75
			SUBTOTAL 1	504,26
2. MANO DE OBRA		HORAS HOMBRE	COSTO HORARIO (DÓLARES)	COSTO TOTAL (DÓLARES)
Supervisor	1	40	2,52	100,85
Electricista	1	40	1,89	75,64
Ayudante	1	40	1,26	50,43
			SUBTOTAL 2	226,92
3. EQUIPO		HORAS HOMBRE	COSTO HORARIO (DÓLARES)	COSTO TOTAL (DÓLARES)
Herramienta menor	1	1	50,43	50,43
				0,00
				0,00
			SUBTOTAL 3	50,43
4. COSTO UNITARIO DIRECTO (1+2+3)				781,60
5. COSTO UNITARIO INDIRECTO			20%	156,32
6. PRECIO UNITARIO CALCULADO (4+5)				937,92
7. PRECIO UNITARIO OFERTADO				937,92

Tabla 5.2: APU de la malla de la cámara de Postgrados

APU DE MALLA DE PUESTA A TIERRA 2				
1. MATERIALES	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (DÓLARES)	COSTO TOTAL (DÓLARES)
Cable de cobre desnudo semiduro #2 AWG 7 hilos	m	30,02	6,84	205,43
Varilla copperweld de 1.8metros de longitud	c/u	4	7,48	29,92
Caja de revisión (0.35 x 0.35 x 1)	m3	1	40,00	40,00
Zanja para la malla	m3	6	12,20	73,20
Conector a varilla 5/8 X 6	c/u	1	1,01	1,01
Barra equipotencial de cobre 1/8 X 3/4	m	0,5	17,21	8,61
Aislador de barra 25 mm	c/u	2	1,08	2,15
Punto de suelda exotérmica capsula 90	c/u	9	5,97	53,75
			SUBTOTAL 1	414,07
2. MANO DE OBRA		HORAS HOMBRE	COSTO HORARIO (DÓLARES)	COSTO TOTAL (DÓLARES)
Supervisor	1	40	2,07	82,81
Electricista	1	40	1,55	62,11
Ayudante	1	40	1,04	41,41
			SUBTOTAL 2	186,33
3. EQUIPO		HORAS HOMBRE	COSTO HORARIO (DÓLARES)	COSTO TOTAL (DÓLARES)
Herramienta menor	1	1	41,41	41,41
				0,00
				0,00
			SUBTOTAL 3	41,41
4. COSTO UNITARIO DIRECTO (1+2+3)				641,80
5. COSTO UNITARIO INDIRECTO			20%	128,36
6. PRECIO UNITARIO CALCULADO (4+5)				770,16
7. PRECIO UNITARIO OFERTADO				770,16



Tabla 5.3: APU Reubicación pararrayos “B”

APU DE REUBICACIÓN DEL PARARRAYOS "B"				
1. MATERIALES	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (DÓLARES)	COSTO TOTAL (DÓLARES)
Cable de cobre desnudo semiduro #2 AWG 7 hilos	m	82,99	6,84	567,65
Barra equipotencial de cobre 1/8 X 3/4	m	0,5	17,21	8,61
Aislador de barra 25 mm	c/u	2	1,08	2,15
Conector a varilla 5/8 X 6	c/u	2	1,01	2,02
				0,00
			SUBTOTAL 1	580,43
2. MANO DE OBRA		HORAS HOMBRE	COSTO HORARIO (DÓLARES)	COSTO TOTAL (DÓLARES)
Supervisor	1	40	2,90	116,09
Electricista	1	40	2,18	87,07
Ayudante	1	40	1,45	58,04
			SUBTOTAL 2	261,20
3. EQUIPO		HORAS HOMBRE	COSTO HORARIO (DÓLARES)	COSTO TOTAL (DÓLARES)
Herramienta menor	1	1	58,04	58,04
				0,00
				0,00
			SUBTOTAL 3	58,04
4. COSTO UNITARIO DIRECTO (1+2+3)				899,67
5. COSTO UNITARIO INDIRECTO			20%	179,93
6. PRECIO UNITARIO CALCULADO (4+5)				1079,61
7. PRECIO UNITARIO OFERTADO				1079,61

Tabla 5.4: APU Pararrayos “E”

APU DEL PARARRAYO "E"				
1. MATERIALES	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (DÓLARES)	COSTO TOTAL (DÓLARES)
Cable de cobre desnudo semiduro #2 AWG 7 hilos	m	62,31	6,84	426,20
Barra equipotencial de cobre 1/8 X 3/4	m	0,5	17,21	8,61
Aislador de barra 25 mm	c/u	2	1,08	2,15
Pararrayos punta centro 18 kV	c/u	1	63,84	63,84
Torre de viento de 9 m	c/u	1	60,00	60,00
Tensores con cable de acero	c/u	3	25,00	75,00
Mástil galvanizado de 3 m	c/u	1	50,00	50,00
Conector a varilla 5/8 X 6	c/u	2	1,01	2,02
			SUBTOTAL 1	687,82
2. MANO DE OBRA		HORAS HOMBRE	COSTO HORARIO (DÓLARES)	COSTO TOTAL (DÓLARES)
Supervisor	1	40	3,44	137,56
Electricista	1	40	2,58	103,17
Ayudante	1	40	1,72	68,78
			SUBTOTAL 2	309,52
3. EQUIPO		HORAS HOMBRE	COSTO HORARIO (DÓLARES)	COSTO TOTAL (DÓLARES)
Herramienta menor	1	1	68,78	68,78
				0,00
				0,00
			SUBTOTAL 3	68,78
4. COSTO UNITARIO DIRECTO (1+2+3)				1066,13
5. COSTO UNITARIO INDIRECTO			20%	213,23
6. PRECIO UNITARIO CALCULADO (4+5)				1279,35
7. PRECIO UNITARIO OFERTADO				1279,35



5.4. FACTIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL ESTUDIO.

El análisis de costos determina la factibilidad de las propuestas de solución expuestas en el análisis técnico del sistema eléctrico de la ESPE. En efecto, se concluye lo siguiente:

- Los sistemas de puesta a tierra por norma deben estar instalados en toda edificación, para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico y para la seguridad de las personas que circundan el lugar, por lo tanto si se justifica el costo de la implementación de los sistemas rediseñados.
- Desde el punto de vista de confiabilidad del sistema, y considerando el alto riesgo que existe en el área de Sangolquí de constantes descargas atmosféricas, se justifica la implementación de los sistemas de apantallamientos expuestos, para prevenir las condiciones de falla producidas por problemas de sobrevoltajes que conllevan las descargas atmosféricas.
- Al ser la ESPE, una universidad de alto nivel a nivel nacional, justifica la implementación completa de ambos sistemas, dando un ejemplo del cumplimiento de normas eléctricas y de seguridad, para así de esta manera contar con instalaciones con sistemas completos de apantallamientos y de puestas a tierra.



CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES:

- Se desarrolló una base de datos de las condiciones actuales del Sistema de Puesta a Tierra y del Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas de la ESPE, tomando en cuenta el uso que se da a cada una de las dependencias y edificaciones, el calibre y longitud de conductores, la potencia total actualmente instalada en el campus.
- Se realizaron mediciones de resistividad del terreno alrededor de todo el campus politécnico, empleando el Medidor Digital de Resistencia de Puesta a Tierra modelo 4630 y se obtuvo una resistividad máxima de 31,31 Ωm , se trata del tipo de terreno limus, que tiene una resistividad relativamente baja.
- En la ESPE Sangolquí se encuentran instaladas veinte y uno sistemas de puesta a tierra, de los cuales tres no cumplen con los valores de resistencia, también se encuentran instalados cuatro pararrayos en las principales dependencias del campus.
- Con las mediciones de resistividad se evaluó las condiciones del Sistema de Puestas a Tierra, para las mallas que están fuera de los valores permisibles por las normas se realizó el respectivo rediseño, realizando la inspección previa al sitio de la instalación, empleado los valores de resistividad del terreno y desarrollando cálculos de corriente de falla necesarios.
- En la zona donde se ubica la ESPE Sangolquí se determinó que existe una alta incidencia de tormentas eléctricas de acuerdo al mapa isocerámico del Ecuador, por lo tanto, toda edificación en



este lugar requiere de un sistema de protección contra descargas atmosféricas.

- Para la determinación del área de protección, se aplicaron los métodos basados en el modelo electrogeométrico que son: el cono de protección y el de la esfera rodante, los cuales son métodos prácticos y sencillos de desarrollar para la correcta ubicación del pararrayos en un edificio.
- Para la selección de un pararrayos es indispensable tener los datos de tensión nominal del sistema y los valores máximos de aislamiento con que cuentan los equipos. Cabe mencionar que el sistema protector que se seleccione deberá cumplir con ciertos requerimientos básicos en sus características eléctricas y además proteger a la instalación en todos los modos posibles.



6.2. RECOMENDACIONES:

- Mantener organizada y actualizada la información referente a planos y diagramas eléctricos, incluyendo las Puestas a Tierra y los Pararrayos instalados.
- En todas las edificaciones, pequeñas o grandes, donde exista la presencia de la energía eléctrica es necesario un sistema de puesta a tierra por razones de seguridad del personal y del equipo.
- El objetivo principal de una instalación de puesta a tierra será el conseguir la resistencia más baja posible, para que el sistema sea más seguro y efectivo.
- Para la implementación de un Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas en un edificio, es necesario desarrollar un plano de la ubicación, saber las propiedades geográficas de la región, altitud de la zona, proceso de formación del rayo, etc., la forma y tamaño, de la instalación también influye en el diseño.
- Proceder a la implementación de las soluciones propuestas en este estudio para el mejoramiento del Sistema de Puesta a Tierra de las instalaciones de la cámara de transformación N° 3, del edificio de Postgrados y del pararrayos en el bloque del Edificio Núcleo central A-B, debido a que las resistencias de las puestas a tierra actuales son altas y no cumplen con las normas eléctricas y de seguridad.
- Proceder a la implementación de las soluciones propuestas en este estudio para el mejoramiento del Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas, reubicando el pararrayos “B” del núcleo central A-B e instalando el pararrayos “E” en el núcleo central C-D, debido a que el área de protección de los



sistemas no es la adecuada y no protege la estructura total del edificio.

- Crear un Área de Mantenimiento Eléctrico, la cual tenga la información detallada del sistema eléctrico de la ESPE, también debe tener la función de planeamiento de los proyectos a desarrollarse para de esta poder contar con un centro de apoyo eléctrico cuando sea necesario.



BIBLIOGRAFÍA

- Favio Casas Ospina: “Tierras Soporte de la Seguridad Eléctrica”, Editorial: Seguridad Eléctrica Ltda., Colombia 2008
- Gilberto Enríquez Harper: “Fundamento de instalaciones de mediana y alta tensión”. Editorial LIMUSA, 1985.
- Juan Antonio Martínez Velasco: “Coordinación de aislamientos en redes eléctricas de alta tensión”. Editorial McGraw Hill, Madrid, 2008.
- José García Trasancos: “Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión”. Editorial Paraninfo, 2003.
- MARQUEZ GARCÍA, Rogelio, La puesta a tierra de instalaciones eléctricas y el RAT, Marcombo Boixareu Editores, Barcelona España 1999.
- Oliveras Llambés, Joan, “Biblioteca ATRIUM de las instalaciones de Gas y Electricidad”2. *Instalaciones Especiales en Edificios*, Barcelona España.
- Pablo Díaz: “Soluciones Prácticas para la puesta a tierra de sistemas eléctricos de Distribución”. Editorial McGraw Hill, 2001.
- Empresa Eléctrica Quito, “Normas para sistemas de distribución” – Parte A – Guía para Diseño
- IEEE Std 80-2000, *Guide for Safety in AC Substation Grounding*.
- Celiano Iván Balseca Cueva - Tesis “Diseño de la Jaula de Faraday y Puesta a Tierra del Laboratorio de Alta Tensión de la ESPOL”
- Ing. Ignacio Agulleiro – Prof. Miguel Martínez Lozano, “ Técnicas Modernas Para la Medición de Sistemas de Puesta a Tierra En Zonas Urbanas”
- Instalación de Pararrayos, Norma Tecnológica de la Edificación, IPP-1973
- Carlos Raúl Tasipanta: Tesis “Estudio e Implementación de Sistemas de Protección Contra Descargas Atmosféricas y Puesta a Tierra de Protección de la Compañía “Helmerich And Payne Del Rig 132”, 2002.



PÁGINAS WEB:

- <http://www.ruelsa.com>
- http://www.procobre.org/archivos/peru/mallas_detierra_en_edificaciones.pdf
- http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_electrica_y_electronica/sistemadepuestaatierra/
- <http://procellasolutions.blogspot.com/2011/01/que-es-el-rayo.html>
- <http://www.anuies-noroeste.uson.mx/rscn/reuniones/07/memorias/protelec.pdf>
- <http://www.voltimum.es/catalog/fam/REE-/101/105/REE-ITC18/famil/Puesta-a-tierra-ITC-BT-18.html>
- <http://passthrough.fwnotify.net/download/679991/http://www.pararayos.com/datos/gel20061.pdf>
- <http://www.edicionsupc.es/ftppublic/pdfmostra/EE05704M.pdf>
- <http://hugarcapella.files.wordpress.com/2010/03/manual-de-puesta-atierra.pdf>
- <http://seguridadconelectricidad.blogspot.com/2010/10/metodo-de-la-esfera-rodante.html>



ANEXOS



ANEXO 1

“CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN DEL MEDIDOR DE RESISTENCIA MODELO 4630”



ANEXO 2

**PLANO N° 1 “UBICACIÓN DEL SISTEMA
DE PUESTAS A TIERRA DE LA ESPE
SANGOLQUI”**



ANEXO 3

**PLANO N° 2 “DIAGRAMA UNIFILAR DE
MEDIA TENSIÓN DE LA ESPE
SANGOLQUÍ”**



ANEXO 4

**PLANOS DE LOS DIAGRAMAS
UNIFILARES DE LAS CÁMARAS DE
TRANSFORMACIÓN**



ANEXO 5
PLANOS DE LAS MALLAS DE PUESTA A
TIERRA



AUTORÍA

ELABORADO POR:

.....

Byron Patricio Zapata Jiménez

APROBADO POR:

.....

Ing. Wilson Sánchez O.

**DIRECTOR DE CARRERA
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

CERTIFICADO POR:

.....

Dr. Rodrigo Vaca C.

SECRETARIO ACADÉMICO