



Grupo-epm

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

PARÁMETROS DE DISEÑO

NORMA:

CNS-NT-02

CAPÍTULO 2

CAPITULO 2 PARÁMETROS DE DISEÑO CENS - NORMA TÉCNICA - CNS-NT-02

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

J U PROYECTOS

FECHA DE APROBACIÓN:

MARZO DE 2020

VERSION:

4

PAGINA:

1 de 62

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO 2.....	8
2. PARÁMETROS DE DISEÑO.....	8
2.1. CLASIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN.....	8
2.1.1. Suministro desde Redes de Distribución Secundarias.....	8
2.1.2. Suministro desde Transformadores de Distribución para uso exclusivo del cliente.....	9
2.1.3. Suministro desde redes de media tensión o líneas de alta tensión.....	9
2.2. DEMANDA MÁXIMA POR NIVELES DE TENSIÓN.....	10
2.2.1. Migración de usuarios a un nivel de tensión superior (MUNTS).....	10
2.3. SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD.....	11
2.3.1. Clasificación de las señales de seguridad.....	11
2.3.2. Señalización del riesgo eléctrico.....	13
2.3.3. Código de colores para conductores aislados.....	13
2.4. REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	14
2.4.1. Metodología de cálculo.....	14
2.4.2. Factores de corrección.....	15
2.4.3. Constantes de regulación.....	15
2.4.3.1. Conductores al aire libre.....	15
2.4.3.2. Conductores en ducto.....	19
2.4.4. Límites de Regulación de voltaje.....	20
2.5. PÉRDIDAS MÁXIMAS DE POTENCIA.....	21
2.5.1. Metodología de cálculo.....	21
2.5.2. Límites de pérdida de potencia.....	21
2.6. CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS.....	21
2.6.1. Campo eléctrico.....	22
2.6.2. Campo magnético.....	22
2.6.3. Campo electromagnético.....	23
2.6.4. Valores máximos permitidos del Campo Electromagnético.....	23
2.6.5. Medición del campo electromagnético en líneas de transmisión.....	23
2.7. TIPO DE MEDIDA.....	24
2.7.1. Selección de Transformadores de Corriente en BT.....	; Error! Marcador no definido.
2.7.2. Selección de los Transformadores de Corriente MT y AT:.....	; Error! Marcador no definido.
2.8. CARGAS QUE REQUIEREN ESTUDIOS DE CONEXIÓN PARTICULARMENTE COMPLEJOS.....	24
2.9. CÁLCULO DE LA DEMANDA MÁXIMA.....	25
2.10. CÁLCULO DE LA DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA.....	26
2.10.1. Cálculo para el área metropolitana de Cúcuta.....	26
2.10.2. Cálculo para los demás municipios de CENS.....	28
2.10.3. Cálculo para las zonas rurales de CENS.....	28
2.11. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	29
2.11.1. Diseño.....	31
2.11.2. Requisitos generales.....	31
2.11.3. Materiales de los sistemas de puesta a tierra.....	33
2.11.3.1. Electrodo de puesta a tierra.....	33
2.11.3.2. Conductor del electrodo de puesta a tierra.....	35
2.11.3.3. Conductor de puesta a tierra de equipos.....	36
2.11.4. Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.....	37
2.11.5. Puestas a tierra temporales.....	38
2.11.6. Mediciones.....	39
2.11.6.1. Medición de resistividad aparente.....	39
2.11.6.2. Medición de resistencia de puesta a tierra.....	40
2.11.6.3. Medición de tensiones de paso y contacto.....	40
2.11.6.4. Mantenimiento del SPT.....	41
2.11.6.5. Pruebas.....	41



2.11.6.6.	Registros	42
2.12.	SISTEMA INTEGRAL DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS (SIPRA).....	42
2.12.1.	Evaluación del riesgo por rayos.....	42
2.12.2.	Diseño e implementación de un sistema de protección contra rayos.....	42
2.12.3.	Componentes del sistema de protección contra rayos.....	43
2.12.3.1.	Terminales de captación (pararrayos).....	43
2.12.3.2.	Conductores bajantes.....	44
2.12.4.	Puesta a tierra para protecciones contra rayos.....	45
2.13.	CLASE DE APANTALLAMIENTO.....	45
2.14.	FACTORES DE SEGURIDAD.....	45
2.15.	DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD.....	46
2.15.1.	Distancias mínimas de seguridad de conductores a zonas de construcciones, vías, ferrocarriles y cruce de ríos.....	47
2.15.2.	Distancias mínimas de seguridad para diferentes lugares y situaciones.....	48
2.15.3.	Distancias mínimas de seguridad en cruces de líneas.....	51
2.15.4.	Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura.....	51
2.15.5.	Distancias del ancho de la zona de servidumbre en líneas de transmisión.....	53
2.15.6.	Distancias mínimas para prevención de riesgo por arco eléctrico.....	54
2.16.	REGLAS BÁSICAS PARA TRABAJOS EN REDES ELÉCTRICAS.....	57
2.16.1.	Maniobras.....	58
2.16.2.	Verificación en el lugar de trabajo.....	58
2.16.3.	Señalización de áreas de trabajo.....	58
2.16.4.	Escalamiento de postes y protección contra caídas.....	59
2.16.5.	Reglas de oro de la seguridad.....	59
2.16.6.	Trabajos cerca de circuitos aéreos energizados.....	60
2.16.7.	Subestaciones de media tensión tipo interior.....	60
2.16.8.	Apertura de transformadores de corriente y seccionadores.....	62

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Niveles de tensión de servicio.....	8
Tabla 2. Suministro desde redes de distribución secundarias.....	8
Tabla 3. Suministro desde transformadores de distribución para uso exclusivo.....	9
Tabla 4. Suministro desde redes de media tensión o líneas de alta tensión.....	9
Tabla 5. Niveles de tensión y límites de carga de acuerdo a la carga instalada.....	10
Tabla 6. Clasificación y colores para las señales de seguridad.....	11
Tabla 7. Principales símbolos de seguridad.....	13
Tabla 8. Proporciones en las dimensiones de riesgo eléctrico.....	13
Tabla 9. Código de colores para conductores.....	14
Tabla 10. Factores de corrección.....	15
Tabla 11. Constantes de regulación K_G para cables de aluminio aislado.....	16
Tabla 12. Constantes de regulación K_G para cables de aluminio ACSR desnudo.....	16
Tabla 13. Constantes de regulación K_G cobre suave aislado.....	17
Tabla 14. Constantes de regulación K_G cobre desnudo.....	18
Tabla 15. Constantes de regulación K_G cable cuádruplex AAAC, AAC, ACSR B.T.....	18
Tabla 16. Constantes de regulación K_G cable triplex AAAC, AAC, ACSR B.T.....	18
Tabla 17. Constantes de regulación K_G cable dúplex AAAC, AAC, ACSR B.T.....	19
Tabla 18. Distancias equivalentes para distintos niveles de tensión.....	19
Tabla 19. Constantes de regulación K_G para cobre THW en ducto.....	20
Tabla 20. Constantes de regulación K_G para Aluminio THW en ducto.....	20
Tabla 21. Límites de regulación de voltaje.....	21
Tabla 22. Valores máximos de porcentajes de pérdidas de potencia.....	21
Tabla 23. Valores límites de exposición a campos Electromagnéticos.....	23
Tabla 24. Tipos de medida por límite de carga.....	24
Tabla 25. Selección de los CT's en BT.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 26. Selección de los CT's de MT y AT.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 27. Factores de demanda máxima.....	26
Tabla 28. Clases de carga según tarifa.....	27
Tabla 29. Descripción de variables.....	27
Tabla 30. Ecuaciones de cálculo de la demanda máxima diversificada.....	27
Tabla 31. Constantes de la curva de Demanda máxima diversificada.....	28
Tabla 32. Demanda diversificada para el sector rural.....	29
Tabla 33. Valores máximos de tensión de contacto.....	30
Tabla 34. Requisitos para electrodos de puesta a tierra.....	34
Tabla 35. Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de C.A.....	35
Tabla 36. Constantes de materiales de la Norma IEEE 80.....	36
Tabla 37. Calibre de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.....	37
Tabla 38. Valores referencia de resistencia de puesta a tierra.....	38
Tabla 39. Máximo periodo entre mantenimientos de un SPT.....	41
Tabla 40. Características de los terminales de captación y bajantes.....	43
Tabla 41. Distancias sugeridas para separación de bajantes y anillos.....	44
Tabla 42. Máximo número de salidas de línea por descarga directa o flameo.....	45
Tabla 43. Factores de seguridad.....	46
Tabla 44. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.....	48
Tabla 45. Distancias mínimas de seguridad para diferentes condiciones y lugares.....	50
Tabla 46. Distancias verticales mínimas en vanos con cruces de líneas.....	51
Tabla 47. Distancia horizontal entre conductores en la misma estructura de apoyo.....	52
Tabla 48. Distancia mínima vertical en metros entre conductores en la misma estructura.....	52
Tabla 49. Ancho de la zona de servidumbre para líneas de transmisión.....	53
Tabla 50. Límite de aproximación a partes energizadas de equipos.....	55
Tabla 51. Distancias mínimas de seguridad para trabajar con líneas energizadas.....	57
Tabla 52. Distancias mínimas de seguridad para personal no especialista.....	58



LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas	32
Figura 2. Una sola puesta a tierra para todas las necesidades.....	33
Figura 3. Puesta a tierra separadas e independientes.	33
Figura 4. Montajes típicos de puestas a tierra temporales.	39
Figura 5. Esquema de medición de resistividad aparente.	39
Figura 6. Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra.	40
Figura 7. Distancias de seguridad en zonas de construcciones	48
Figura 8. Distancias "d" y "d1" en cruce y recorrido de vías	50
Figura 9. Distancias "e" en cruce con ferrocarriles sin identificar.	50
Figura 10. Distancias "f" y "g" para cruces con ferrocarriles y ríos.	51
Figura 11. Ancho de la zona de servidumbre.	54
Figura 12. Límites de aproximación.....	56

CONTROL DE CAMBIOS - NORMA TÉCNICA

Capítulo	Fecha Modificación	Revisó	Aprobó	Ubicación en el Documento	Descripción de la Corrección
2	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.1. Clasificación de los niveles de tensión	Se cambia la referencia existente de la NTC-1340 al artículo 12 del RETIE, para soportar el nivel de tensión MBT
2	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.1.2 Tabla 3	Se ajusta el porcentaje de tolerancia de la tensión nominal.
2	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.2. Tabla 5	Se agrega la clasificación de nivel de tensión: Nivel 1: <1000 V Nivel 2: 13.2 kV Nivel 3: 34.5 kV
2	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.2.1	Se agrega el numeral 2.2.1. MUNTS , se definen los requisitos para poder realizar la migración de usuarios de acuerdo a la capacidad instalada.
2	20/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.4.1	Se actualiza la ecuación para calcular la constante de regulación K_G .
2	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.4.2	Se agregan los factores de corrección para sistemas con conexiones diferentes a la tetrafililar balanceada en baja tensión: FN, FF, FFN
2	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.4.3	Se agregan las constantes de regulación para distintos tipos de cables y factores de potencia.
2	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.5.2. Tabla 22	Se ajusta las pérdidas de potencia para redes de BT conforme lo reconocido por la CREG a través de la circular 052 de 2010.
2	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.7. Tabla 24	Se actualiza la tabla 24 de acuerdo a lo indicado en la norma NTC 5019 – Selección de Equipos para Medición de Energía Eléctrica.



CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

PARÁMETROS DE DISEÑO

NORMA:

CNS-NT-02

CAPÍTULO 2

2	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.10.3	Se agrega el numeral 2.10.3 referente al cálculo de demanda máxima diversificada para el sector rural.
2	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.11.	Se incluye la ecuación para calcular la tensión de contacto para una persona de 70 Kg. (IEEE 80 - 8.4)
2	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.11.3.2. Tabla 36.	Se actualiza la Tabla 36 de acuerdo a la nueva versión de la norma IEEE 80.
2	24/10/2016	Gestor de Equipo CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.11.6.4. Tabla 39.	Se actualiza la Tabla 39 conforme lo indicado en el RETIE.
2	26/03/2020	Profesional P2 CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.2.1	Se actualiza numeral 2.2.1. Migración de usuarios a un nivel de tensión superior (MUNTS).
2	26/03/2020	Profesional P2 CET	Jefe de Unidad de Proyectos	2.7	Se eliminan 2.7.1. Selección de Transformadores de Corriente en BT y 2.7.2. Selección de los Transformadores de Corriente MT y AT, y se especifican en el capítulo 6-01 SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

J.U. PROYECTOS

FECHA DE APROBACIÓN:

MARZO DE 2020

VERSIÓN:

4

PÁGINA:

7 de 62

CAPÍTULO 2.

2. PARÁMETROS DE DISEÑO.

Dentro del contenido del presente capítulo se incluyen valores, tablas e información adoptada del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE de Agosto de 2013, en caso de existir actualizaciones del citado reglamento que modifiquen lo aquí expuesto, primará la información contenida en dicho Reglamento Técnico.

2.1. CLASIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN.

Con el fin de atender la demanda del sistema con niveles de voltaje que garanticen el adecuado funcionamiento de los equipos eléctricos, debe tenerse un rango definido de operación del voltaje. Para efectos de rangos de utilización tolerables se cumplirá lo expresado en el artículo 12 del RETIE y reflejado en la Tabla 1.

NIVEL DE TENSIÓN DE SERVICIO	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES
Extra alta tensión (EAT)	Tensiones superiores a 230 kV
Alta tensión (AT)	Tensiones mayores o iguales a 57.5 kV y menores o iguales a 230 kV
Media tensión (MT)	Tensiones mayores o iguales a 1000 V y menores a 57.5 kV
Baja tensión (BT)	Tensiones mayores o iguales a 25 V y menores a 1000 V
Muy baja tensión (MBT)	Tensiones menores de 25 V

Tabla 1. Niveles de tensión de servicio.

2.1.1. Suministro desde Redes de Distribución Secundarias.

La tensión nominal de servicio en vacío y en bornes del transformador se indica en la Tabla 2.

NIVEL DE TENSIÓN	TIPO DE SISTEMA	TIPO DE CONEXIÓN	FASES	TENSIÓN NOMINAL EN VOLTIOS (V) TOLERANCIA ($\pm 10\%$)
Baja tensión	Monofásico trifilar	Monofásico bifilar	FN	120 V
		Monofásico trifilar (bifásico)	FFN	120 / 240 V
	Trifásico tetrafilar	Monofásico bifilar	FN	127 V
		Bifásico trifilar	FFN	127 / 220 V
		Trifásico tetrafilar	FFFN	127 / 220 V

Tabla 2. Suministro desde redes de distribución secundarias.

2.1.2. Suministro desde Transformadores de Distribución para uso exclusivo del cliente.

TIPO DE CONEXIÓN	FASES	TENSIÓN NOMINAL EN VOLTIOS (V) TOLERANCIA ($\pm 10\%$)
Monofásico trifilar (bifásico)	FFN	120 / 240 V
Trifásico tetrafilar	FFFN	127 / 220 V
Trifásico tetrafilar	FFFN	254 / 440 V
Trifásico tetrafilar	FFFN	277 / 480 V
Cualquier otro tipo de conexión o tensión nominal quedará supeditado a aprobación por parte de CENS.		

Tabla 3. Suministro desde transformadores de distribución para uso exclusivo.

Los transformadores suministrados por el cliente deben traer el protocolo de pruebas aceptado por CENS, el certificado de conformidad bajo norma de fabricación, certificado de conformidad bajo RETIE y el certificado que indique "libre de PCB" (50 ppm de PCB).

El certificado de "libre de PCB" debe cumplir con lo establecido en el capítulo 2 de la resolución 0222 de 2011 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo sostenible.

En transformadores con tensiones diferentes a las normalizadas, es necesario presentar a CENS para su estudio y aprobación, los protocolos de prueba de los transformadores de distribución de uso exclusivo. En el caso que CENS no cuente con los elementos que conforman su sistema de medición, el usuario deberá suministrar dichos elementos conforme a lo establecido en el capítulo 6 de la norma CENS, la resolución CREG 038 de 2014 y las resoluciones que las modifiquen, complementen o sustituyan, así como el cumplimiento de los numerales RETIE que le apliquen.

2.1.3. Suministro desde redes de media tensión o líneas de alta tensión.

NIVEL DE TENSIÓN	TIPO DE SISTEMA	TIPO DE CONEXIÓN	FASES	TENSIÓN NOMINAL EN VOLTIOS (V) TOLERANCIA ($\pm 10\%$)
Media Tensión	Bifásico bifilar	Bifásico bifilar	FF	13.200 V
		Monofásico bifilar	FN	7.620 V
	Trifásico trifilar	Trifásico trifilar	FFF	13.200 V
				34.500 V
Alta tensión	Trifásico trifilar	Trifásico trifilar	FFF	115.000 V

Tabla 4. Suministro desde redes de media tensión o líneas de alta tensión.

2.2. DEMANDA MÁXIMA POR NIVELES DE TENSIÓN.

El nivel de tensión de servicio para un nuevo usuario, lo definirá la demanda máxima de la carga a atender, de acuerdo con lo establecido en la Tabla 5.

NIVEL DE TENSIÓN	TIPO DE CONEXIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (kVA).
Nivel 1	Monofásico bifilar 120 V	Menor o igual a 6.6 kVA
	Bifásico trifilar 2x120/240 V	Mayor a 6.6 y menor o igual 12 kVA
	Trifásico tetrafililar 3x127/220 V	Mayor a 15 kVA y menor o igual a 35 kVA
Nivel 2	Media (13 200 V)	Superior a 30 kVA hasta 2200 kVA
Nivel 3	Media (34 500 V)	Desde 1500 kVA en adelante.

Tabla 5. Niveles de tensión y límites de carga de acuerdo a la carga instalada.

NOTA: La Tabla 5 estará condicionada y sujeta a modificación según criterios técnicos establecidos por CENS y cualquier configuración diferente será analizada en conformidad con la resolución CREG 038 de 2014. En todo caso el servicio estará sujeto a la configuración de la red y la capacidad del circuito existente.

CENS, estudiará y resolverá los casos excepcionales que por fuerza mayor o que por incapacidad de las redes existentes deban apartarse de esta disposición.

El Operador de Red podrá especificar un nivel de tensión de conexión diferente al solicitado por el Usuario por razones técnicas debidamente sustentadas (artículo 4.4.1 Resolución CREG 070/98).

La capacidad disponible de un determinado circuito de la red de M.T. se determinará por la corriente de demanda máxima registrada en el circuito y el ajuste de CT's existentes en la salida de la S/E.

2.2.1. Migración de usuarios a un nivel de tensión superior (MUNTS)

En cualquier momento los usuarios del SDL podrán solicitar al CENS del sistema al sistema al cual se conectan, a través de su comercializador, el cambio de nivel de tensión de su conexión, previo el cumplimiento de los siguientes requisitos ante el respectivo OR:

- Existencia de capacidad disponible en el punto de conexión de nivel de tensión superior.
- Pago de los costos asociados con la migración de nivel de tensión, según lo establecido en el capítulo 11 de la resolución GREG 015 del 2018.

A los usuarios que por requerimiento de aumentos de carga instalada debidamente demostrada y que no sea posible atender por parte del OR en el nivel de tensión existente, no se exigirá el pago de estos costos.

La condición de aumento de carga será verificada 14 meses después de la fecha de entrada en servicio

de la nueva conexión mediante la comparación de las energías anuales antes y después de la fecha de entrada de la modificación de la conexión. En caso de que la cantidad de energía consumida durante el año siguiente al de entrada de la conexión sea igual o superior a la cantidad de energía del año anterior multiplicada por el factor resultante de dividir la nueva potencia contratada entre la potencia original, se conservara la exención de cobro por MUNTS, en caso contrario, se efectuara el cobro correspondiente según el cálculo del capítulo 11 de la resolución GREG 015 del 2018.

Parágrafo: El CENS deberá aprobar el cambio de nivel de tensión dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de solicitud cuando exista la capacidad, y el usuario haya justificado la necesidad y se haya efectuado el pago de los costos previos en el literal b de este numeral.

2.3. SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD.

El objetivo de las señales de seguridad es transmitir mensajes de prevención, prohibición o información en forma clara, precisa y de fácil entendimiento para todos, en una zona en la que se ejecutan trabajos eléctricos o en zonas de operación de máquinas, equipos o instalaciones que entrañen un peligro potencial.

Las señales de seguridad no eliminan por sí mismas el peligro pero dan advertencias o directrices que permiten aplicar las medidas adecuadas para la prevención de accidentes.

Para efectos de la presente norma los siguientes requisitos de señalización, tomados de la NTC 1461 y de la ISO 3461, son de obligatoria aplicación y la entidad propietaria de la instalación será responsable de su utilización. Su escritura debe ser en idioma castellano y deberán localizarse en los sitios visibles que permitan cumplir su objetivo.

2.3.1. Clasificación de las señales de seguridad.

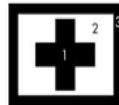
Tipo de señal De seguridad	Forma geométrica	Color			
		Pictograma	Fondo	Borde	Banda
Advertencia o Precaución	Triangular	Negro	Amarillo	Negro	-
Prohibición	Redonda	Negro	Blanco	Rojo	Rojo
Obligación	Redonda	Blanco	Azul	Blanco o Azul	-
Información Contra Incendios	Rectangular O Cuadrada	Blanco	Rojo	-	-
Salvamento o Socorro	Rectangular o Cuadrada	Blanco	Verde	Blanco o Verde	-

Tabla 6. Clasificación y colores para las señales de seguridad

Las dimensiones de las señales deben permitir ver y captar el mensaje a distancias razonables del elemento o área sujeta a riesgo. Para compensar las diferencias entre las áreas triangular, circular, rectangular o cuadrada, se deben manejar las siguientes proporciones:

- Base del triángulo equilátero: 100%
- Diámetro del círculo: 80%
- Altura del cuadrado o del rectángulo 75%
- Ancho del rectángulo: 120%

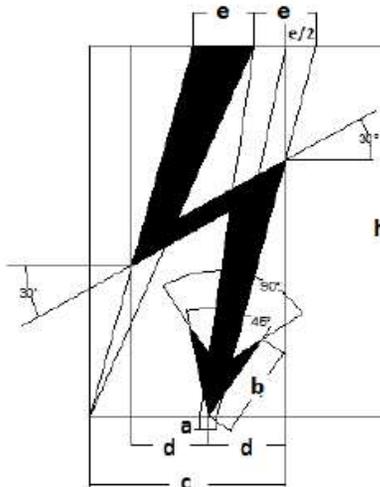
Las dimensiones típicas de la base del triángulo son: 25, 50, 100, 200, 400, 600, 900 mm.

Uso	Descripción del pictograma	Señal
Equipo de Primeros auxilios	Cruz Griega	 <p>1. Negro o verde 2. Blanco 3. Verde Significado: Puesto de primeros auxilios</p>
Materiales inflamables o Altas temperaturas	Llama	
Materiales tóxicos	Calabera con tibias Cruzadas	
Materiales corrosivos	Mano carcomida	
Materiales radiactivos	Un trébol convencional	
Riesgo eléctrico	Un rayo o arco	
Uso obligatorio de Protección de los pies	Botas con símbolo de Riesgo eléctrico	
Prohibido el paso	Peatón caminando con Línea transversal sobrepuesta	
Uso obligatorio de Protección para la cabeza	Cabeza de persona con Casco	

Uso	Descripción del pictograma	Señal
Uso obligatorio de Protección para los ojos	Cabeza de persona con Gafas	
Uso obligatorio de protección para los oídos	Cabeza de persona con auriculares	
Uso obligatorio de protección para las manos	Guante	

Tabla 7. Principales símbolos de seguridad.

2.3.2. Señalización del riesgo eléctrico.



h	a	B	c	d	e
25	1	6,25	12,75	5	4
50	2	12,5	25,5	10	8
75	3	18,75	38,25	15	12
100	4	25	51	20	16
125	5	31	64	25	20
150	6	37,5	76,5	30	24
175	7	43,75	89,25	35	28
200	8	50	102	40	32

Tabla 8. Proporciones en las dimensiones de riesgo eléctrico.

2.3.3. Código de colores para conductores aislados.

Con el objeto de unificar criterios para instalaciones eléctricas se debe cumplir el código de colores para conductores establecido en la Tabla 9. Puede ser válido para determinar este requisito el color propio del acabado exterior del conductor o en su defecto se puede hacer la marcación mediante pintura en las partes visibles o con cintas o rótulos adhesivos del color respectivo. Este requisito también es aplicable a conductores desnudos como los barrajes.

SISTEMA	1φ	1φ	3 φY	3φΔ	3φΔ-	3φY	3φY	3φΔ	3φΔ	3φY
Tensiones nominales	120 V	240 /120 V	208 /120 V	240 V	240/208 /120 V	380/220	480 V /277 V	480 - 440 V	Más de 1000 V	Más de 1000 V

SISTEMA	1φ	1φ	3 φY	3φΔ	3φΔ-	3φY	3φY	3φΔ	3φΔ	3φY
Conductores Activos	1 Fase 2 Hilos	2 Fases 3 Hilos	3 Fases 4 Hilos	3 Fases 3 Hilos	3 Fases 4 Hilos	3 Fases 4 Hilos	3 Fases 4 Hilos	3 Fases 3 Hilos	3 Fases	3 Fases
Fases	Color Fase o Negro	Color fases o 1 Negro	Amarillo Azul Rojo	Negro Azul Rojo	Negro Naranja Azul	Café Negro Amarillo	Café Naranja Amarillo	Café Naranja Amarillo	Violeta Café Rojo	Amarillo Violeta Rojo
Neutro	Blanco	Blanco	Blanco	No Aplica	Blanco	Blanco	Blanco o Gris	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Tierra de Protección	Desnudo o Verde	Desnudo O Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	No Aplica
Tierra Aislada	Verde o Verde/ amarillo	Verde o Verde/ amarillo	Verde o Verde/ amarillo	No aplica	Verde o Verde/ amarillo	Verde o Verde/ amarillo	No aplica	No aplica	No Aplica	No Aplica

Tabla 9. Código de colores para conductores.

La identificación o marcación de conductores aislados en media tensión para instalaciones subterráneas será para las fases R, S, T; Amarillo, Azul y Rojo, respectivamente, la cual se debe hacer en los lugares accesibles y cajas de inspección.

En todos los casos el neutro debe ser de color blanco o marcado con blanco en todas las partes visibles y la tierra de protección color verde o marcada con franja verde. **No se debe utilizar el blanco ni el verde para las fases.**

El código de colores establecido en la Tabla 9, no aplica para los conductores utilizados en instalaciones a la intemperie diferentes a la acometida.

2.4. REGULACIÓN DE TENSIÓN.

2.4.1. Metodología de cálculo.

La regulación de voltaje se calcula aplicando la siguiente metodología.

$$R\% = F_c \frac{K_G}{V_L^2} M$$

Dónde:

F_c = Factor de corrección. Se establece de acuerdo al tipo de conexión y al tipo de sistema del circuito, como se indica en la Tabla 10.

M = Momento eléctrico. Se calcula como el producto de la potencia aparente en (kVA) y longitud del tramo en metros (m).

V_L = Voltaje de línea (V).

K_G = Constante de regulación generalizada del conductor y se calcula como:

$$K_G = KG * 100$$

En el cual:

$$KG = (r \cos\phi + XL \operatorname{sen}\phi)$$

Donde

r = Resistencia por unidad de longitud del conductor a una temperatura determinada (Ohm/km).

ϕ = Angulo del factor de potencia de la carga.

XL = Reactancia inductiva por unidad de longitud del conductor (Ohm/km).

2.4.2. Factores de corrección.

Los valores de la constante de regulación (KG) obtenidos en el numeral anterior están dados para sistemas tetrafilares balanceados en baja tensión. Para otras conexiones se debe multiplicar el valor obtenido por los factores indicados a continuación:

Tipo de Subestación	Tipo de red		
	Monofásica (FN)	bifilar (FF)	Trifilar (FFN)
Monofásica.	8,00	2,00	2,00
Trifásica	6,00	1,732	2,25

Tabla 10. Factores de corrección

2.4.3. Constantes de regulación.

2.4.3.1. Conductores al aire libre.

Constante K_G para distintos factores de potencia									
Tensión	B.T.			13 200 V			34 500 V		
	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95
6	189,62	212,21	223,11	190,70	213,00	223,67	190,75	213,04	223,69
4	120,32	134,18	140,77	121,40	134,96	141,33	121,45	135,00	141,36
2	76,94	85,35	89,27	78,02	86,14	89,83	78,07	86,17	89,86
1/0	49,44	54,42	56,66	50,52	55,21	57,22	50,57	55,24	57,25

Constante K_G para distintos factores de potencia									
Tensión	B.T.			13 200 V			34 500 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95
2/0	39,85	43,65	45,31	40,94	44,44	45,87	40,99	44,47	45,90
4/0	26,14	28,26	29,09	27,23	29,04	29,66	27,28	29,08	29,68

Tabla 11. Constantes de regulación K_G para cables de aluminio aislado.

Constante K_G para distintos factores de potencia									
Tensión	B.T.			13 200 V			34 500 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95
6	182,27	204,99	216,12	183,35	205,77	216,69	196,44	215,25	223,47
4	114,90	129,09	136,02	115,99	129,88	136,59	128,77	139,14	143,22
2	72,48	81,30	85,59	73,56	82,09	86,15	86,05	91,13	92,63
1/0	45,85	51,31	53,95	46,93	52,10	54,51	59,12	60,92	60,83
2/0	36,50	40,79	42,85	37,59	41,58	43,41	49,62	50,29	49,65
3/0	29,14	32,51	34,11	30,23	33,29	34,67	42,11	41,90	40,83
4/0	23,25	25,87	27,11	24,33	26,66	27,67	36,07	35,16	33,76
266,8 MCM	20,10	22,54	23,72	20,50	22,83	23,93	20,52	22,84	23,94
300 MCM	18,05	20,23	21,28	18,45	20,52	21,49	18,47	20,53	21,50
336,4 MCM	16,00	17,92	18,85	16,40	18,21	19,06	16,42	18,23	19,07
397,5 MCM	13,68	15,30	16,08	14,07	15,59	16,29	14,09	15,60	16,30
477 MCM	11,44	12,79	13,43	11,84	13,08	13,64	11,86	13,09	13,65

Tabla 12. Constantes de regulación K_G para cables de aluminio ACSR desnudo.

Constante K_G para distintos factores de potencia									
Tensión	B.T.			13 200 V			34 500 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95
14	727.09	815.2	857.96						
12	460.29	514.8	541.05						
10	292.82	326.3	342.28						
8	186.78	207.040	216.43						

Constante K_G para distintos factores de potencia									
Tensión	B.T.			13 200 V			34 500 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95
6	120.45	132.5	137.91						
4	78.18	85.09	87.98						
2	51.43	55.14	56.48	56.91	60.02	60.88			
1/0	35.33	37.03	37.39	39.23	40.25	40.08	40.15	40.92	40.56
2/0	29.33	30.3566	30.39	32.75	33.11	32.64	33.65	33.76	33.11
3/0	24.49	24.9789	24.76	27.58	27.43	26.72	28.45	28.06	27.18
4/0	20.60	20.6675	20.26	23.40	22.86	21.98	25.14	24.12	22.89
250 MCM	18.04	17.94	17.48	20.47	19.82	18.95	22.18	21.07	19.84
350 MCM	14.40	13.93	13.30	16.49	15.52	14.51	18.10	16.69	15.34
500 MCM	11.90	11.10	10.32	13.68	12.42	11.27	15.12	13.46	12.02
750 MCM	9.76	8.78	7.91	11.36	9.90	8.68	12.43	10.68	9.23
1000 MCM	8.72	7.66	6.76	10.07	8.56	7.32	11.03	9.25	7.82

Tabla 13. Constantes de regulación K_G cobre suave aislado

Constante K_G para distintos factores de potencia									
Tensión	B.T.			13 200 V			34 500 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95
14	777.69	865.58	907.08	785.27	871.08	911.01	785,63	871,34	911,20
12	499.58	552.61	576.98	507.17	558.11	580.92	507,53	558,37	581,10
10	322.48	353.45	367.01	330.07	358.95	370.95	330,43	359,21	371,14
8	211.00	228.23	235.08	218.58	233.72	239.01	218,94	233,98	239,20
6	140.73	149.47	152.20	148.32	154.96	156.13	148,68	155,22	156,32
4	95.84	99.30	99.51	103.42	104.80	103.45	103,78	105,06	103,64
2	67.26	67.52	66.22	74.85	73.01	70.15	75,21	73,27	70,34
1/0	48.60	47.01	44.89	56.18	52.51	48.83	56,54	52,77	49,01
2/0	42.01	39.80	37.41	49.60	45.30	41.35	49,96	45,56	41,54
3/0	36.67	33.99	31.41	44.25	39.49	35.34	44,61	39,75	35,53
4/0	32.32	29.31	26.59	39.91	34.80	30.53	40,27	35,06	30,71
250 MCM	29.69	26.52	23.76	37.28	32.01	27.70	37,64	32,28	27,88
350 MCM	25.32	21.90	19.07	32.90	27.40	23.01	33,26	27,66	23,19

Constante K_G para distintos factores de potencia									
Tensión	B.T.			13 200 V			34 500 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95
500 MCM	21.85	18.32	15.49	29.43	23.81	19.43	29,80	24,08	19,61
750 MCM	18.83	15.30	12.54	26.42	20.80	16.47	26,78	21,06	16,66
1000 MCM	17.15	13.67	10.97	24.73	19.16	14.91	25,10	19,42	15,10

Tabla 14. Constantes de regulación K_G cobre desnudo.

Calibre (AWG)	Constante K_G para distintos factores de potencia		
	0,80	0,90	0,95
6	186.17	209.72	221.32
4	117.01	131.78	139.06
2	73.76	83.05	87.62
1/0	46.41	52.23	55.09
2/0	36.90	41.51	43.77
3/0	29.18	32.86	34.67
4/0	23.22	26.14	27.58

Tabla 15. Constantes de regulación K_G cable cuádruplex AAAC, AAC, ACSR B.T.

Calibre (AWG)	Constante K_G para distintos factores de potencia		
	0,80	0,90	0,95
6	186.22	209.75	221.34
4	117.05	131.81	139.08
2	73.79	83.07	87.64
1/0	46.44	52.25	55.11
2/0	36.93	41.53	43.79
3/0	29.19	32.87	34.68
4/0	23.23	26.15	27.58

Tabla 16. Constantes de regulación K_G cable triplex AAAC, AAC, ACSR B.T.

Calibre	Constante K_G para distintos factores de potencia
----------------	---

(AWG)	0,80	0,90	0,95
6	186.35	209.85	221.41
4	117.18	131.90	139.14
2	73.90	83.15	87.69
1/0	46.55	52.33	55.16
2/0	37.03	41.61	43.85
3/0	29.23	32.89	34.69
4/0	23.27	26.17	27.60

Tabla 17. Constantes de regulación K_G cable dúplex AAAC, AAC, ACSR B.T.

Las constantes obtenidas corresponden a las siguientes características.

Nivel	Disposición	Distancia equivalente
Baja tensión	Vertical	0,25 m
Media tensión (13,8 kV)	Delta	1,33 m
Media tensión (34,5 kV)	Delta	1,44 m

Tabla 18. Distancias equivalentes para distintos niveles de tensión.

2.4.3.2. Conductores en ducto.

Constante K_G para distintos factores de potencia									
Tensión	B.T.			13 200 V			34 500 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95
14	810,898	909,657	957,655						
12	513,258	574,514	604,060						
10	326,049	363,807	381,808						
8	211,282	234,644	245,572						
6	135,591	149,580	155,924						
4	87,889	96,036	99,536						
2	57,557	62,040	63,765	60,627	64,263	65,357			
1/0	38,702	40,833	41,404	41,573	42,912	42,893	42,493	43,579	43,370
2/0	31,918	33,275	33,479	34,614	35,227	34,877	35,511	35,877	35,342
3/0	26,522	27,264	27,177	29,056	29,099	28,492	29,934	29,736	28,947

<i>Constante K_G para distintos factores de potencia</i>									
Tensión	B.T.			13 200 V			34 500 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95
4/0	22,176	22,441	22,132	24,577	24,180	23,378	26,322	25,444	24,283
250MCM	19,339	19,407	19,028	21,463	20,945	20,130	23,185	22,192	21,023
350MCM	15,285	14,927	14,355	17,198	16,313	15,347	18,817	17,486	16,187
500MCM	12,423	11,697	10,942	14,186	12,975	11,857	15,630	14,021	12,606
750MCM	9,995	9,039	8,183	11,704	10,277	9,070	12,775	11,053	9,626
1000MCM	8,755	7,693	6,794	10,332	8,835	7,612	11,241	9,493	8,083

Tabla 19. Constantes de regulación KG para cobre THW en ducto.

<i>Constante K_G para distintos factores de potencia</i>									
Tensión	B.T.			13 200 V			34 500 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95
8	304,976	340,080	356,774	305,459	340,430	357,024	305,459	340,430	357,024
6	195,922	216,962	226,680	195,236	216,465	226,324	195,236	216,465	226,324
4	126,366	138,784	144,284	125,632	138,253	143,904	125,632	138,253	143,904
2	82,233	89,236	92,098	81,453	88,671	91,693	81,453	88,671	91,693
1/0	54,382	58,048	59,298	53,539	57,438	58,861	53,539	57,438	58,861
2/0	44,596	47,103	47,796	43,734	46,479	47,349	43,734	46,479	47,349
4/0	30,616	31,487	31,397	29,716	30,836	30,930	29,716	30,836	30,930

Tabla 20. Constantes de regulación KG para Aluminio THW en ducto

2.4.4. Límites de Regulación de voltaje.

Nivel de tensión	Área	Límites de regulación de voltaje
Circuitos de baja tensión	Zona urbana	3%
	Zona Rural	3%
	Alumbrado público	3%
	Acometidas	2%
Circuitos de media tensión	Para expansión de redes derivadas de un circuito alimentador principal	Menor o igual al 1 % a partir del barraje de la subestación de distribución

Nivel de tensión	Área	Límites de regulación de voltaje
	Para acometidas de uso exclusivo	Menor o igual al 0.03% a partir del punto de conexión

Tabla 21. Límites de regulación de voltaje.

La regulación máxima desde la acometida hasta el punto más lejano del circuito ramal no debe ser superior al 5%.

2.5. PÉRDIDAS MÁXIMAS DE POTENCIA.

2.5.1. Metodología de cálculo.

Las pérdidas de potencia en un sistema trifásico se deben calcular para los diseños eléctricos de la siguiente manera:

$$PL\% = \frac{r M}{V_L^2 \cos\phi} 100$$

En donde:

M = Momento eléctrico en kVA*m.

r = Resistencia por unidad de longitud en Ohm/km.

ϕ = Angulo del factor de potencia de la carga.

VL = Tensión de línea en voltios.

Para otros sistemas diferentes al trifásico se debe multiplicar la anterior expresión de pérdidas de potencia por los factores de corrección de la sección 2.4.2.

2.5.2. Límites de pérdida de potencia

De acuerdo al tipo de instalación las pérdidas técnicas máximas permitidas son:

Componente.	Pérdidas de potencia.
Líneas de distribución (M.T).	1 %
Redes de baja tensión.	2,35 %
Transformadores.	De acuerdo a NTC 818, 819 y 1954- última actualización.

Tabla 22. Valores máximos de porcentajes de pérdidas de potencia.

2.6. CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS.



Se definen los requisitos para intensidad de campo eléctrico y densidad de flujo magnético para las zonas donde pueda permanecer público, independientemente del tiempo, basado en los criterios propuestos por la ICNIRP y la OMS.

2.6.1. Campo eléctrico.

Es una alteración del espacio, que hace que las partículas cargadas, experimenten una fuerza debido a su carga, es decir, si en una región determinada una carga eléctrica experimenta una fuerza, entonces en esa región hay un campo eléctrico. El campo eléctrico es producido por la presencia de cargas eléctricas estáticas o en movimiento. Su intensidad en un punto depende de la cantidad de cargas y de la distancia a éstas. A este campo también se le conoce como campo electrostático debido a que su intensidad en un punto no depende del tiempo.

El campo eléctrico natural originado en la superficie de la tierra es de aproximadamente 100 V/m, mientras que en la formación del rayo se alcanzan valores de campo eléctrico hasta de 500 kV/m.

El campo eléctrico artificial es el producido por todas las instalaciones y equipos eléctricos construidos por el hombre, como: Líneas de transmisión y distribución, transformadores, electrodomésticos y máquinas eléctricas.

En este caso, la intensidad del campo eléctrico en un punto depende del nivel de tensión de la instalación y de la distancia a ésta, así: A mayor tensión mayor intensidad de campo eléctrico, y a mayor distancia menor intensidad de campo eléctrico.

La intensidad del campo eléctrico se mide en voltios por metro (V/m) o kV/m. Esta medida representa el efecto eléctrico sobre una carga presente en algún punto del espacio.

2.6.2. Campo magnético

Es una alteración del espacio que hace que en las cargas eléctricas en movimiento se genere una fuerza proporcional a su velocidad y a su carga. Es producido por imanes o por corrientes eléctricas. Su intensidad en un punto depende de la magnitud de la corriente y de la distancia a ésta o de las propiedades del imán y de la distancia. Este campo también se conoce como magnetostático debido a que su intensidad en un punto no depende del tiempo.

En la superficie de la tierra la inducción del campo magnético natural es máxima en los polos magnéticos (cerca de 70 mT) y mínima en el ecuador magnético (cerca de 30 mT).

El campo magnético es originado por la circulación de corriente eléctrica. Por tanto, todas las instalaciones y equipos que funcionen con electricidad producen a su alrededor un campo magnético que depende de la magnitud de la corriente y de la distancia a ésta, así: a mayor corriente, mayor campo magnético y a mayor distancia menor densidad de campo magnético.

En teoría, se debería hablar de intensidad de campo magnético, pero en la práctica se toma la densidad de flujo magnético, que se representa con la letra B y se mide en teslas (el gauss ya no se toma como unidad oficial), la cual tiene la siguiente equivalencia:

1 tesla = 1 N/(A.m.) = 1 V.s/ m² = 1 Wb/m² = 10.000 gauss

2.6.3. Campo electromagnético

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

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

Los campos electromagnéticos de baja frecuencia son cuasiestacionarios (casi estacionarios) y pueden tratarse por separado como si fueran estáticos, tanto para medición como para modelamiento.

Las instalaciones del sistema eléctrico de energía producen campos electromagnéticos a 60 Hz. Este comportamiento permite medir o calcular el campo eléctrico y el campo magnético en forma independiente mediante la teoría cuasiestática, es decir, que el campo magnético no se considera acoplado al campo eléctrico.

2.6.4. Valores máximos permitidos del Campo Electromagnético

Los siguientes valores corresponden a los límites máximos, como requisito de obligatorio cumplimiento, los cuales se adoptaron de los umbrales establecidos por la ICNIRP, para exposición ocupacional de día de trabajo o exposición del público.

Tipo de Exposición	Intensidad de campo eléctrico (kV/m)	Densidad de flujo magnético (mT)
Ocupacional en una jornada laboral de ocho horas	8.3	1
Del público en general de hasta ocho horas continuas	4.16	0.2

Tabla 23. Valores límites de exposición a campos Electromagnéticos.

Nota: La población expuesta ocupacionalmente consiste de adultos que generalmente están expuestos a campos electromagnéticos bajo condiciones conocidas y que son entrenados para estar conscientes del riesgo potencial y para tomar las protecciones adecuadas. En contraste, el público en general comprende individuos de todas las edades y de estados de salud variables, y puede incluir grupos o individuos particularmente susceptibles. En muchos casos no están conscientes de sus exposición a los CEM."

Debe entenderse que ningún sitio donde pueda estar expuesto el público o una persona durante varias horas, debe superar estos valores. Para líneas de transmisión estos valores no deben ser superados dentro de la zona de servidumbre y para circuitos de distribución, a partir de las distancias de seguridad.

2.6.5. Medición del campo electromagnético en líneas de transmisión.

Para mediciones bajo las líneas de transmisión, Se realiza la medición en dos sentidos: en sentido transversal a la línea, entre los límites de la zona de servidumbre y en sentido longitudinal a la línea, se mide desde la mitad hasta el final del vano. El instrumento de medición debe ubicarse verticalmente a un metro de altura sobre el nivel del suelo, el anterior procedimiento es sólo una referencia, por lo tanto cualquier método de medición que se presente a CENS, deberá estar soportado en una norma de reconocimiento nacional o internacional o bien guías de asociaciones de ingeniería reconocidas nacional o internacionalmente, se recomienda seguir las metodologías de medición de las guías IEEE 644 de 1994 y la IEEE 1243 de 1997.

2.7. TIPO DE MEDIDA.

CENS exigirá el tipo de medida atendiendo a los siguientes criterios respecto a límites de carga instalada, la cual deberá ser contratada en las mismas magnitudes así:

Tipo de medida	Tipo de servicio	Capacidad Instalada (CI)
Directa	Monofásico bifilar	Menor o igual a 12 kVA
	Monofásico trifilar	Menor o igual a 24 kVA
	Bifásico trifilar	Menor o igual a 24 kVA
	Trifásico tetrafilar	Menor o igual a 36 kVA
Semidirecta B.T. (TC's)	Monofásico trifilar	Mayor a 24 kVA
	Trifásico tetrafilar	Mayor a 36 kVA
Indirecta M.T. y A.T. (TC's y TP's)	Trifásico trifilar	Mayor a 225 kVA

Tabla 24. Tipos de medida por límite de carga

NOTA 1: La Tabla 24. estará condicionada y sujeta a modificación de acuerdo a lo establecido en la NTC 5019, al código de medida definido por medio de la resolución CREG 038 de 2014 y a la capacidad instalada o el consumo histórico del usuario de tal forma que se garantice los errores permisibles en la medida.

2.8. CARGAS QUE REQUIEREN ESTUDIOS DE CONEXIÓN PARTICULARMENTE COMPLEJOS

Toda solicitud de factibilidad del servicio requerida por los usuarios, que involucre como proyecto el montaje de una subestación o transformador de distribución o aquél que conlleve un cambio de voltaje, se enmarcará dentro de los estudios de conexión particularmente complejos (Resolución CREG 225/97) y para determinar su factibilidad de servicio y punto de conexión se requerirá de un análisis de las condiciones técnicas y operativas, además de la capacidad disponible de las redes existentes. En este estudio se determinarán las condiciones para la conexión de la nueva carga a los circuitos existentes, la necesidad de ejecutar reformas en la red existente de media tensión para autorizar la conexión o el requerimiento de construcción de nuevos alimentadores.

En las urbanizaciones que requieran la construcción de un nuevo circuito de M.T. y que su entrada en servicio se efectúe por etapas, CENS podrá alimentar provisionalmente las primeras etapas, si existe capacidad disponible en las redes de distribución existentes.

Toda extensión y reforma que sea necesario ejecutar para adecuar la Red de Distribución a los requerimientos de un servicio, será construida por CENS o por el usuario de conformidad con lo estipulado en la Resolución 070 de 1998 de la CREG; por consiguiente CENS no podrá restringir o negar el servicio para otros predios que resulten beneficiados con las obras ejecutadas, siempre y cuando no sufra perjuicios el primer Usuario. CENS garantizará el libre acceso a la Red de Distribución.

2.9. CÁLCULO DE LA DEMANDA MÁXIMA

Para la determinación de la demanda máxima en el diseño de acometidas y selección de medidores se aplicarán los factores de demanda máxima que se describen a continuación:

Descripción	Carga (vatios)	Factor de Demanda (%)
Residencial		
Nivel de consumo 1	Primeros 800	100
	Sobre 800	30
Nivel de consumo 2	Primeros 1000	100
	Sobre 1000	30
Nivel de consumo 3	Primeros 1200	100
	Sobre 1200	30
Nivel de consumo 4	Primeros 1400	100
	Sobre 1400	30
Nivel de consumo 5	Primeros 1700	100
	Sobre 1700	30
Nivel de consumo 6	Primeros 2000	100
	Sobre 2000	30
Alumbrado común Edificaciones	Según estrato	Según estrato
Alumbrado exteriores	Total	100

Descripción	Carga (vatios)	Factor de Demanda (%)
No Residencial		
Bodegas y depósitos	Primeros 12 000	100
	Sobre 12 000	50
Escuelas (con carga	Primeros 1 000	100

Descripción	Carga (vatios)	Factor de Demanda (%)
No Residencial		
Instalada < 3000W)	Sobre 1 000	30
Hospitales	Primeros 50 000	100
	Sobre 50 000	50
Hoteles, moteles, clubes Sociales y restaurantes	Primeros 20 000	50
	Entre 20 000 y 100 000	40
	Sobre 100 000	30
Industria	Según proyecto particular	
Institutos educativos	Primeros 15 000	100
	Sobre 15 000	50
Oficinas y locales Comerciales en conjunto.	Primeros 20 000	100
	Sobre 20 000	50
Oficinas y locales Comerciales individuales	Primeros 2 000	100
	Sobre 2 000	50
Otros	Primeros 10 000	100
	Sobre 10 000	50
Motores	Total (según dato placa)	100

Tabla 25. Factores de demanda máxima.

2.10. CÁLCULO DE LA DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA.

De acuerdo al artículo 220-37 de la NTC 2050, se permite calcular la capacidad de un transformador, una acometida o un alimentador para edificaciones multifamiliares o grupo de viviendas, de acuerdo con las tablas o métodos establecidos por las empresas locales de suministro de energía.

2.10.1. Cálculo para el área metropolitana de Cúcuta

La presente metodología aplica para los municipios de El Zulia, San Cayetano, Puerto Santander, San José de Cúcuta, Villa del Rosario y Los Patios.

Para la utilización de las ecuaciones que se presentarán más adelante, se deberá tener en cuenta lo establecido en la Tabla 26 y en la Tabla 27.

Clase de carga Según Tarifa UNAL	Tarifa CENS
GR1	RESIDENCIAL E1 – E2
GR2	RESIDENCIAL E3 – E4
GR3	RESIDENCIAL E5 – E6
CO	COMERCIAL
MO	Para todos aquellos transformadores de distribución Que no tienen claramente definida una clasificación De consumo (MEZCLA)

Tabla 26. Clases de carga según tarifa

Tipo de variable	Variable	Descripción
Independiente	X	Número de instalaciones que tendrá el transformador de distribución
Dependiente	Y	Valor de la potencia activa

Tabla 27. Descripción de variables

Por consiguiente para determinar la demanda máxima diversificada expresada en kVA, usada para la selección del transformador y las redes de distribución se aplicarán las ecuaciones que se describen en la Tabla 28. , en aquellas situaciones que obedezcan únicamente a expansiones que permitan integrar nuevos usuarios a la red de distribución local de CENS:

Clase de Carga	DD por usuario
GR1	$Y = 0.226 + \frac{8.377}{X}$
GR2	$Y = 0.221 + \frac{14.672}{X}$
GR3	$Y = 0.843 + \frac{3.547}{X}$
MO	$Y = 0.195 + \frac{18.366}{X}$
CO	$Y = 0.655 + \frac{23.394}{X}$

Tabla 28. Ecuaciones de cálculo de la demanda máxima diversificada.

La demanda diversificada total se obtiene aplicando la siguiente ecuación

$$DD_{total} = Y * X$$

PARÁGRAFO 1: En aquellas situaciones que obedezcan a expansiones o remodelaciones en las que el transformador cuenta con instalaciones existentes se deberá establecer la tarifa más apropiada para el circuito a través de los libros que contienen el algoritmo de actualización, Se aclara que en aquellos casos donde se requiera crear nuevos circuitos, se recalculará la DD por usuario y DD_{total} por cada circuito.

PARÁGRAFO 2: La máscara requerida para la utilización del algoritmo será solicitada a CENS a través de Facturación, teniendo en cuenta que el tiempo de duración de la consulta para la entrega de la información es de quince (15) días.

2.10.2. Cálculo para los demás municipios de CENS

La presente metodología aplica para los municipios que no se mencionan en el numeral 2.10.1.

El cálculo de la demanda máxima diversificada expresada en kVA, usada para la selección del transformador y las redes de distribución se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$D_{max.div} = \left(\frac{1}{A * N + B} + C \right) * N$$

Dónde: N = Número de usuarios residenciales.

Las diferentes constantes toman los siguientes valores, según el nivel de consumo:

Estrato Socio-Económico	A	B	C
1	1.30	3.51	0.28
2	0.52	1.76	0.43
3	0.70	0.42	0.49
4	0.40	0.25	0.72
5	0.41	0.22	1.17
6	0.21	0.14	1.82

Tabla 29. Constantes de la curva de Demanda máxima diversificada

2.10.3. Cálculo para las zonas rurales de CENS

Este numeral se aplica a todas las instalaciones eléctricas que se realicen en redes de distribución rural de uso general o particular ubicadas fuera de los perímetros urbanos de los municipios.

Electrificación Rural				
Usuarios	kVA/Usuario	kVA Total	kVA Trafo	% Carga
1	0.80	0.80	3	27%
2	0.70	1.40	3	47%
3	0.60	1.80	3	60%
4	0.60	2.40	3	80%
5	0.60	3.00	3	100%
6	0.55	3.30	5	66%

Electrificación Rural				
7	0.55	3.85	5	77%
8	0.55	4.40	5	88%
9	0.50	4.50	5	90%
10	0.50	5.00	5	100%
11	0.50	5.50	10	55%
12	0.50	6.00	10	60%
13	0.50	6.50	10	65%
14	0.50	7.00	10	70%
15	0.50	7.50	10	75%
16	0.50	8.00	10	80%
17	0.50	8.50	10	85%
18	0.50	9.00	10	90%
19	0.50	9.50	10	95%
20	0.50	10.00	10	100%

Tabla 30. Demanda diversificada para el sector rural.

Nota: Factor de carga = 0.32, Factor de pérdidas = 0.15

2.11. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

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

La implementación de un SPT, es objeto de todo tipo de instalaciones eléctricas en el sistema eléctrico como tal, especialmente en apoyos o estructuras, que ante una sobretensión temporal, puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red.

No se permitirá la implementación de un SPT del sistema de telecomunicaciones en los apoyos o estructuras que tengan SPT de la red de CENS Si se requiere, debe hacerse un apoyo antes o después.

Los objetivos de un sistema de puesta a tierra son: La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

- Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
- Servir de referencia al sistema eléctrico.
- Conducir y disipar las corrientes de falla con suficiente capacidad.
- Transmitir señales de RF en onda media.

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto y transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente.

A continuación se presentan los valores máximos de tensión de contacto o de choque que no deben ser superados.

Tiempo de despeje de la falla.	Máxima tensión de contacto admisible (V r.m.s c.a) para el público en general	Máxima tensión de contacto admisible (V r.m.s. c.a) en MT, AT y EAT, para personal dotado con elementos de protección personal
Mayor a dos segundos	50	82
Un segundo	55	116
700 milisegundos	70	138
500 milisegundos	80	164
400 milisegundos	130	183
300 milisegundos	200	211
200 milisegundos	270	259
150 milisegundos	300	299
100 milisegundos	320	366
50 milisegundos	345	518

Tabla 31. Valores máximos de tensión de contacto.

Los valores de la Tabla 31. se refieren a tensiones de contacto aplicadas a un ser humano con una resistencia equivalente de 1000 Ω y con un peso de 50 kg en exposición a una falla a tierra, corresponden a valores máximos de soportabilidad del ser humano a la circulación de corriente y se considera la resistencia promedio neta del cuerpo humano entre mano y pie, es decir, no considera el efecto de las resistencias externas adicionalmente involucradas entre la persona y la estructura puesta a tierra o entre la persona y la superficie del terreno natural.

Para cumplir el requerimiento de la Tabla 31. , se acepta como válido calcular la tensión máxima de contacto de circuito abierto, en voltios, aplicando alguna de las siguientes ecuaciones:

La tomada de MIE RAT 13:

$$V_{contacto} = \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{1,5\rho_s}{1000}\right)$$

Donde:

ρ_s = Resistividad del terreno en ohmios/metro.

K = 72 y n = 1 si t < 0,9 segundos.

K = 78,5 y n = 0,18 para 0,9 < t < 3 segundos.

t = tiempo de duración de la falla en segundos.

Y la tomada de la IEEE 80:

Para una persona de 50 Kg de peso:

$$V_{\text{contacto}} = \frac{0,116}{\sqrt{t}} (1000 + 1,5C_s \rho_s)$$

Para una persona de 70 Kg de peso:

$$V_{\text{contacto}} = \frac{0,157}{\sqrt{t}} (1000 + 1,5C_s \rho_s)$$

Dónde Cs es el factor de disminución debido a la capa superficial sobre el terreno natural.

2.11.1. Diseño.

Se recomienda seguir un procedimiento de cálculo reconocido por la práctica de la ingeniería actual, en el que las tensiones máximas admisibles de paso, de contacto y transferidas a que puedan estar sometidos los seres humanos no superen los umbrales de soportabilidad de la Tabla 31. .

Se recomienda seguir el siguiente procedimiento:

- ❖ Investigación de las características del suelo, especialmente la Resistividad.
- ❖ Corriente máxima de falla a tierra entregada por CENS en la factibilidad de servicio.
- ❖ Determinación del tiempo máximo de despeje de la falla para efectos de simulación.
- ❖ Investigación del tipo de carga.
- ❖ Cálculo preliminar de la resistencia de puesta a tierra.
- ❖ Cálculo de las tensiones de paso, contacto y transferidas en la instalación.
- ❖ Evaluación las tensiones de paso, contacto y transferidas calculadas con respecto a la soportabilidad del ser humano.
- ❖ Investigación de las posibles tensiones transferidas al exterior, debidas a tuberías, mallas, conductores de neutro, blindajes de cables, circuitos de señalización, además del estudio de la forma de mitigación.
- ❖ Ajuste y corrección del diseño inicial hasta que se cumplan los requerimientos de seguridad.
- ❖ Diseño definitivo.

2.11.2. Requisitos generales.

- ❖ Los elementos metálicos que no formen parte de las instalaciones eléctricas no podrán ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en muchos casos.
- ❖ Los elementos metálicos de refuerzo estructural de una edificación, deben tener conexión eléctrica permanente al sistema de puesta a tierra general.

- ❖ Las conexiones por debajo de tierra deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector certificado para tal fin.
- ❖ Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial, cumpla con el RETIE se debe dejar al menos un punto de conexión accesible e inspeccionable. Cuando para este efecto se construya una caja de inspección, sus dimensiones debe ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.
- ❖ No es permitido el uso de aluminio en los electrodos de puesta a tierra.
- ❖ En sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, los conductores de neutro deben ser dimensionados por lo menos al 173% de la capacidad de corriente de la carga de diseño de las fases según lineamientos establecidos en las normas IEEE 519 o IEEE 1100, para evitar el sobrecalentamiento de conductores.
- ❖ No se permiten sistemas monofilares, es decir, donde se tiene solo un conductor de fase y donde el terreno es la única trayectoria tanto para las corrientes de retorno como de falla.
- ❖ Cuando por requerimientos de una edificación o inmueble existan varias puestas a tierra todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC-61000-5-2, como aparece en la figura 1.

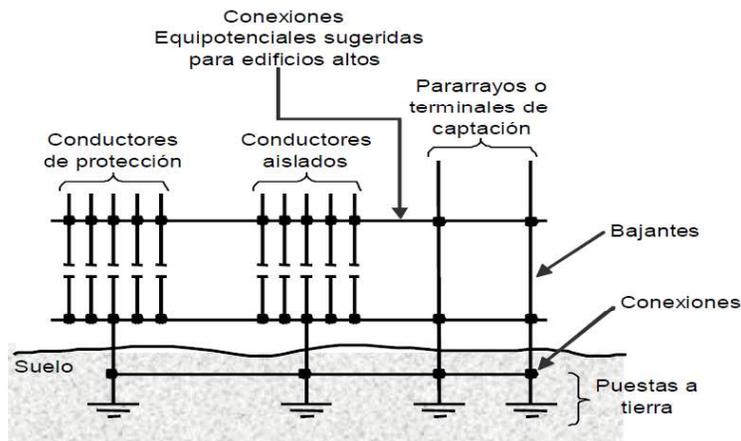


Figura 1. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas

- ❖ Para una misma edificación quedan prohibidos los sistemas de puesta a tierra que aparece en las figuras 2 y 3.

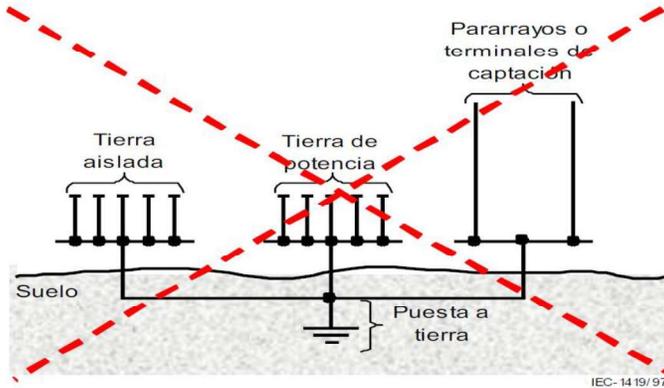


Figura 2. Una sola puesta a tierra para todas las necesidades.

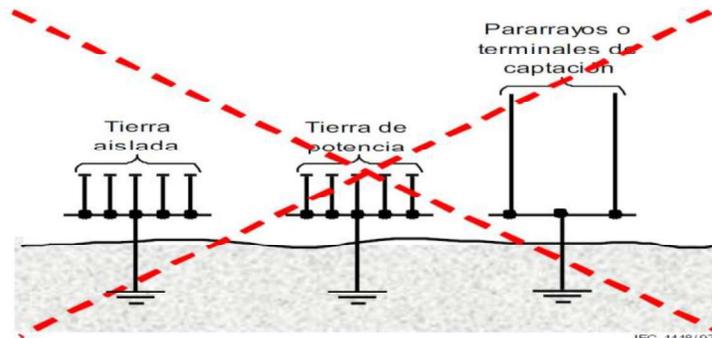


Figura 3. Puesta a tierra separadas e independientes.

2.11.3. Materiales de los sistemas de puesta a tierra.

Los materiales para sistemas de puesta a tierra deben estar certificados por los organismos de certificación pertinentes, y cumplir con los siguientes requisitos:

2.11.3.1. Electrodo de puesta a tierra.

Se deben cumplir los siguientes requisitos mínimos para electrodos de puesta a tierra.

TIPO DE ELECTRODO	MATERIALES.	DIMENSIONES MÍNIMAS			
		DIÁMETRO mm	ÁREA mm ²	ESPESOR mm	RECUBRIMIENTO μm
Varilla	Cobre.	12.7			
	Aleaciones de Cobre	12.7			
	Acero inoxidable.	15			
	Acero galvanizado en caliente.	16			70

TIPO DE ELECTRODO	MATERIALES.	DIMENSIONES MÍNIMAS			
		DIÁMETRO mm	ÁREA mm ²	ESPESOR mm	RECUBRIMIENTO µm
	Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre.	14			250
	Acero con recubrimiento total en cobre.	15			2000
Tubo	Cobre.	20		2	
	Acero inoxidable.	25		2	
	Acero galvanizado en caliente.	25		2	55
Fleje o cinta sólida	Cobre.		50	2	
	Acero inoxidable.		100	3	
	Cobre cincado.		50	2	40
Cable trenzado	Cobre o cobre estañado	1.8 por hilo	50		
	Acero galvanizado en caliente	1.8 por hilo	70		
Alambre redondo	Cobre	8	50		
	Acero galvanizado	10	78.5		70
	Acero inoxidable	10			
	Acero recubierto de cobre	10			250
Placa sólida	Cobre.		250,000	1,5	
	Acero inoxidable.		360,000	6	

Tabla 32. Requisitos para electrodos de puesta a tierra.

- ❖ Los fabricantes de electrodos de puesta a tierra deben garantizar que la resistencia a la corrosión de cada electrodo, sea de mínimo 15 años contados a partir de la fecha de instalación.
- ❖ El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud, además debe estar identificado con el nombre del fabricante o la marca registrada y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro de los primeros 30 cm desde la parte superior.
- ❖ El espesor efectivo de los recubrimientos exigidos en la Tabla 32. , en ningún punto debe ser inferior a los valores indicados.
- ❖ Requisitos para la instalación de electrodos:
 - Atender las recomendaciones del fabricante, el cual debe informar si existe algún procedimiento específico para la instalación y adecuada conversación del electrodo a instalar.
 - Cada electrodo debe quedar enterrado en su totalidad.
 - El punto de unión entre el electrodo y el conductor debe ser fácilmente accesible y hacerse con soldadura exotérmica o un conector certificado para enterramiento directo.

- La parte superior del electrodo enterrado debe quedar a mínimo 15 cm de la superficie. Estos requisitos no aplican a electrodos enterrados en las bases de estructuras de líneas de transmisión ni a electrodos instalados horizontalmente.
- Si se necesita enterrar el electrodo en una zona rocosa, se debe clavar el electrodo con un ángulo menor a 45° respecto al eje vertical o enterrarse horizontalmente a 0.75 metros de profundidad, garantizando que se cumpla el objetivo de dicho electrodo, de acuerdo con el numeral 3 del literal c. de la sección 250-83 de la NTC 2050.

2.11.3.2. Conductor del electrodo de puesta a tierra.

Se debe emplear un conductor del electrodo de puesta a tierra cuyo calibre cumpla con lo establecido en la Tabla 33. .

SECCIÓN TRANSVERSAL DEL MAYOR CONDUCTOR DE ACOMETIDA O SU EQUIVALENTE PARA CONDUCTORES EN PARALELO.				SECCIÓN TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA.			
COBRE		ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		COBRE		ALUMINIO O ALUMINIO REVESTIDO DE COBRE	
mm ²	AWG O kcmil	mm ²	AWG O kcmil	mm ²	AWG O kcmil	mm ²	AWG O kcmil
33,62 o menor	2 menor	53,5 o menor	1/0 o menor.	8,36	8	13,29	6
42,2 o 53,5	1 o 1/0	67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	13,29	6	21,14	4
67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	107,21 o 126,67	4/0 o 250 kcmil	21,14	4	33,62	2
107,21 a 177,34	4/0 o 350 kcmil	152,01 a 253,35	300 a 500 kcmil	33,62	2	53,50	1/0
202,68 a 304,02	400 a 600 kcmil.	278,68 a 456,03	550 a 900 kcmil	53,50	1/0	85,02	3/0
329,35 a 557,37	650 a 1100 kcmil	506,70 a 886,73	1000 a 1750 kcmil	67,44	2/0	107,21	4/0
608,04 y más	1200 kcmil y más	912,06 y más.	1800 y más kcmil	85,02	3/0	126,67	250 kcmil

Tabla 33. Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de C.A.

El conductor a tierra para **media tensión, alta tensión y extra alta tensión**, debe ser seleccionado con la siguiente fórmula, la cual fue adoptada de la norma ANSI/IEEE 80.

$$A_{mm^2} = \frac{IK_f \sqrt{t_c}}{1.9737}$$

En dónde.

A_{mm^2} Sección del conductor en mm^2 .

I Corriente de falla a tierra, suministrada por el OR (rms en KA).

K_f Es la constante de la Tabla 34., para diferentes materiales y varios valores de T_m .

T_m Es la temperatura de fusión o límite de temperatura del conductor y una temperatura ambiente de $40^\circ C$.

t_c Tiempo de despeje de la falla a tierra.

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD (%)	T_m ($^\circ C$)	K_f
Cobre blando.	100	1083	7
Cobre duro con soldadura exotérmica.	97	1084	7,06
Cobre duro con conector mecánico.	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre.	40	1084	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre.	30	1084	12,06
Varilla de acero recubierta de cobre.	17	1084	14,64
Alambre de acero recubierto de aluminio ⁽¹⁾ .	20,3	657	17,26
Acero 1020.	10,8	1510	18,39
Varilla de acero recubierta en acero inoxidable.	9,8	1400	14,72
Varilla de acero con baño de cinc.	8,5	419	28,96
Acero inoxidable 304.	2,4	1400	30,05

Tabla 34. Constantes de materiales de la Norma IEEE 80

(1) De acuerdo con las disposiciones del RETIE no se debe utilizar aluminio enterrado.

(2) Se permite el uso de cables de acero galvanizado en sistemas de puesta a tierra en líneas de transmisión, en redes de distribución e instalaciones de uso final, para su cálculo podrá utilizar los parámetros de varilla de acero recubierta en cinc.

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

(4) Se permite el uso de conductores con distinta geometría (platinas en L o en T) y de otros materiales que demuestren su resistencia mecánica y a la corrosión, probados a 1000 horas de cámara salina.

2.11.3.3. Conductor de puesta a tierra de equipos.

Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medios de desconexión y cuando por fuerza mayor se deba empalmar, se deben emplear técnicas comúnmente aceptadas o elementos certificados para tal uso.

El conductor de puesta a tierra debe acompañar a los conductores activos durante todo su recorrido, ir en la misma canalización y cumplir con lo dispuesto en la Tabla 35. .

Antes de efectuar trabajos de conexión o desconexión en los conductores del sistema de puesta a tierra, se debe verificar que el valor de la corriente sea cero.

CORRIENTE NOMINAL O AJUSTE MÁXIMO DEL DISPOSITIVO

SECCIÓN TRANSVERSAL

AUTOMÁTICO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE EN EL CIRCUITO ANTES DE LOS EQUIPOS, TUBOS CONDUIT, ETC. (A)	ALAMBRE DE COBRE		ALAMBRE DE ALUMINIO O DE ALUMINIO REVESTIDO DE COBRE*	
	mm	AWG O KCMIL	mm	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1 000	67,44	2/0	107,21	4/0
1 200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1 600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2 000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2 500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3 000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4 000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5 000	354,69	700 kcmil	608,04	1 200 kcmil
6 000	405,36	800 kcmil	608,04	1 200 kcmil

Tabla 35. Calibre de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.

Los conductores de los cableados de puesta a tierra que por disposición de la instalación se requieran aislar, deben cumplir en todo momento lo establecido en la Tabla 9.

2.11.4. Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.

En razón de 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 los siguientes valores máximos de resistencia de puesta a tierra, adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, NTC 4552.

DESCRIPCIÓN.	NIVELES.	VALORES DE REFERENCIA DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA. (OhmΩ).
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda.	> 57,5 kV	20
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	>57,5 kV	1

DESCRIPCIÓN.	NIVELES.	VALORES DE REFERENCIA DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA. (Ohm Ω).
Subestaciones de media tensión.	1000 V-57,5 kV	10
Protección contra rayos.	Todos los niveles	10
Punto neutro de acometidas en baja tensión.	<1000 V	25
Redes para equipos electrónicos o sensibles.	<1000 V	10

Tabla 36. Valores referencia de resistencia de puesta a tierra.

Quando por condiciones del terreno o por otras circunstancias no se logren lo valores de resistencia de la Tabla 36. , siempre se debe garantizar que las tensiones de paso contacto y transferidas en caso de una falla a tierra no superen las máximas permitidas y tomar medidas adicionales como:

- ❖ Garantizar que las tensiones transferidas sean iguales o menores a las tensiones de contacto.
- ❖ Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de soportabilidad para los seres humanos.
- ❖ Instalar pisos o pavimentos de gran aislamiento.
- ❖ Aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por una persona.
- ❖ Establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas.
- ❖ Aislar el conductor de puesta a tierra a su entrada en el terreno.
- ❖ Disponer de señalización en las zonas críticas.
- ❖ Dar instrucciones al personal sobre el tipo de riesgo.
- ❖ Dotar al personal de elementos de protección personal aislante.

2.11.5. Puestas a tierra temporales.

El montaje básico de las puestas a tierra temporales debe hacerse de tal manera que los pies del liniero queden al potencial de tierra y que los conductores que se conectan a las líneas tengan la menor longitud e impedancia posible, como se muestra en la figura 4, adoptada de la guía IEEE 1048 - 2003. Para realizar el montaje se debe seguir la siguiente secuencia: Primero se conecta al electrodo de tierra y luego los conductores de fase. Para el proceso de desmontaje debe hacerse desde las fases hasta la tierra.

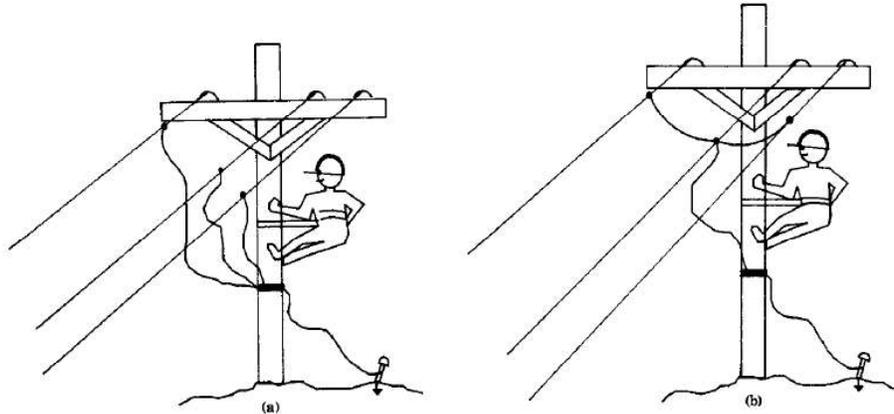


Figura 4. Montajes típicos de puestas a tierra temporales.

Los equipos de puesta a tierra deben cumplir las siguientes especificaciones mínimas, adoptadas de la norma IEC 61230.

- ❖ Grapas o pinzas: De aleación de aluminio o bronce, de conductores hasta 40 mm de diámetro y de bronce con caras planas cuando se utilicen en una torre.
- ❖ Cable en cobre mínimo 16 mm² o N° 4 AWG, extraflexible, cilíndrico y con cubierta transparente.
- ❖ Capacidad mínima de corriente de falla: En alta tensión 40 kA; en media tensión 8 kA y 3 kA eficaces en un segundo con temperatura final de 700°C.
- ❖ Electrodo: Barreno de longitud mínima de 1,5 m.
- ❖ El fabricante debe entregar una guía de instalación, inspección y mantenimiento.

2.11.6. Mediciones

2.11.6.1. Medición de resistividad aparente.

Las técnicas para medir la resistividad aparente del terreno, son esencialmente las mismas que para aplicaciones eléctricas. Para su medición se puede aplicar el método tetraelectródico de Wenner, que es el más utilizado para determinarla y se muestra en la Figura 5. Se pueden usar otros métodos siempre y cuando estén debidamente reconocidos y documentados.

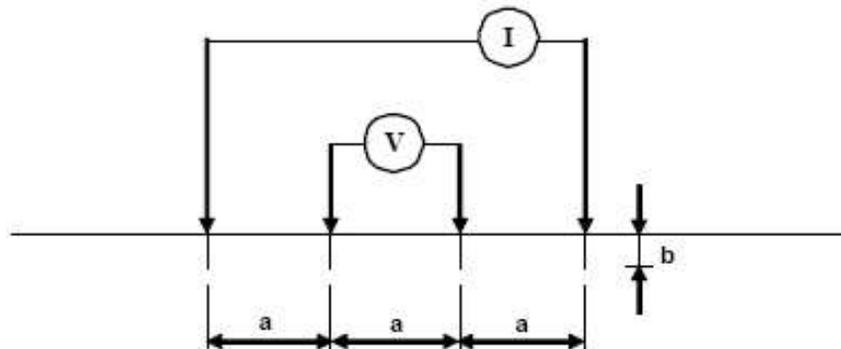


Figura 5. Esquema de medición de resistividad aparente.

La ecuación exacta para el cálculo es:

$$\rho = \frac{4\pi a R}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}\right)}$$

ρ Resistividad aparente del suelo en ohmios metro
 a Distancia entre electrodos adyacentes en metros.
 b Profundidad de enterramiento de los electrodos en metros.
 R Resistencia eléctrica medida en ohmios, calculada como V/I

Cuando b es muy pequeño comparado con a se tiene la siguiente expresión:

$$\rho = 2\pi a R$$

2.11.6.2. Medición de resistencia de puesta a tierra.

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se puede aplicar la técnica de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje para medición se muestra en la Figura 6.

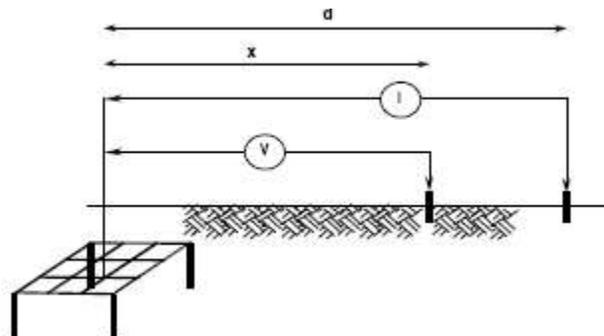


Figura 6. Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra.

En donde,

- d: Distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81).
- x: Distancia del electrodo auxiliar de tensión.
- RPT: Resistencia de puesta a tierra en ohmios, calculada como V/I .

El valor de resistencia de puesta a tierra que se debe tomar al aplicar este método, es cuando la disposición del electrodo auxiliar de tensión se encuentra al 61,8 % de la distancia del electrodo auxiliar de corriente.

2.11.6.3. Medición de tensiones de paso y contacto.

Las tensiones de paso y contacto calculadas en la fase de diseño, deben ser medidas antes de la puesta en servicio de subestaciones de alta tensión y extra alta tensión para verificar que estén dentro de los límites admitidos. Deben seguirse los siguientes criterios adoptados de la IEEE-81.2, o de la IEC 61936-1.

Esta medición incluye estructuras de líneas de transmisión con tensiones mayores a 110 kV, ubicadas en zonas urbanas o localizadas a menos de 20 metros de viviendas y escuelas rurales.

Las mediciones se harán preferiblemente en la periferia de la instalación de la puesta a tierra. Se emplearán fuentes de alimentación de potencia adecuada para simular la falla, de forma que la corriente inyectada sea suficientemente alta, a fin de evitar que las medidas queden falseadas como consecuencia de corrientes espurias o parásitas circulantes por el terreno.

Los electrodos de medida para simulación de los pies deberán tener una superficie de 200 cm² cada uno y deberán ejercer sobre el suelo una fuerza de 250 N cada uno.

Consecuentemente, y a menos que se emplee un método de ensayo que elimine el efecto de dichas corrientes, por ejemplo, método de inversión de la polaridad, se procurará que la corriente inyectada sea del 1% de la corriente para la cual ha sido dimensionada la instalación y preferiblemente no inferior a 50 amperios para centrales y subestaciones de alta tensión y 5 amperios para subestaciones de media tensión.

Los cálculos se harán suponiendo que existe proporcionalidad para determinar las tensiones máximas posibles.

2.11.6.4. Mantenimiento del SPT.

Los elementos que conforman el SPT deben ser objeto de inspección y mantenimiento con la finalidad de detectar fallas debidas a los efectos producidos por la corrosión, daños mecánicos e impactos de rayos y realizar las reparaciones requeridas. Todo SPT debe ser inspeccionado de acuerdo con la Tabla 37. .

NIVEL DE TENSIÓN DE LA INSTALACIÓN	INSPECCIÓN VISUAL (AÑOS)	INSPECCIÓN VISUAL Y MEDICIONES (AÑOS)	SISTEMAS CRÍTICOS INSPECCIÓN VISUAL Y MEDICIONES (AÑOS)
Baja.	1	5	1
Media.	3	6	1
Alta y Extra Alta.	2	4	1

Tabla 37. Máximo periodo entre mantenimientos de un SPT

El usuario debe efectuar el mantenimiento de su sistema de puesta a tierra de sus instalaciones de acuerdo a lo contemplado en el Contrato de Condiciones Uniformes y el presente numeral.

2.11.6.5. Pruebas.

Las pruebas que deben realizarse como parte de inspección son:

- Realizar ensayos de equipotencialidad.
- Medir resistencia de puesta a tierra. Los resultados deben quedar consignados en los reportes de inspección.
- Medir corrientes espurias o de modo común.

2.11.6.6. Registros.

La inspección del SPT debe documentar y evidenciar mediante registros, como mínimo la siguiente información:

- a. Condiciones generales de los conductores del sistema.
- b. Nivel de corrosión.
- c. Estado de las uniones de los conductores y componentes.
- d. Valores de resistencia.
- e. Desviaciones de los requisitos respecto del **RETIE**.
- f. Documentar todos los cambios frente a la última inspección.
- g. Resultados de las pruebas realizadas.
- h. Registro fotográfico.
- i. Rediseño o propuesta de mejoras del SPT si se requieren.

2.12. SISTEMA INTEGRAL DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS (SIPRA)

Sistema con el que se puede alcanzar un alto grado de seguridad para las personas y equipos, mediante la combinación de varios elementos como la protección externa, la protección interna, la guía de seguridad y el sistema de alarma.

2.12.1. Evaluación del riesgo por rayos.

La evaluación del nivel de riesgo por rayos, debe considerar la posibilidad de pérdidas de vidas humanas, pérdida del suministro de energía y otros servicios esenciales, pérdida o graves daños de bienes, pérdida cultural, así como los parámetros del rayo para la zona tropical, donde está ubicada Colombia y las medidas de protección que mitiguen el riesgo.

Todas las instalaciones eléctricas de uso final con alta concentración de personas, edificaciones aisladas, edificaciones con alturas sobresalientes a su entorno y ubicadas en zonas con alta densidad de rayos, deben contar con un estudio del nivel de riesgo por rayos, basado en los procedimientos establecidos en normas técnicas de reconocimiento internacional como la IEC 62305-2 o la NTC 4552-2.

Adicionalmente las centrales de generación, líneas de transmisión, redes de distribución en media tensión y las subestaciones deben tener un estudio del nivel de riesgo por rayos, soportado en norma técnica internacional, de reconocimiento internacional o NTC.

2.12.2. Diseño e implementación de un sistema de protección contra rayos.

La protección se debe basar en la aplicación de un sistema integral, conducente a mitigar los riesgos asociados con la exposición directa e indirecta a los rayos.

El diseño e implementación, debe seguir las metodologías expuestas en normas técnicas reconocidas internacionalmente como la IEC 62305-3 o la NTC 4552, las cuales se basan en el método electrogeométrico.

2.12.3. Componentes del sistema de protección contra rayos.

2.12.3.1. Terminales de captación (pararrayos).

Las características que deben cumplir los terminales de captación y los elementos metálicos que estén expuestos al impacto del rayo, se basan en las normas IEC 62305 e IEC 61024-1 y se presentan a continuación:

MATERIAL	CONFIGURACIÓN	ÁREA MÍNIMA(1)	DIÁMETROS Y ESESORES MÍNIMOS(2)
Cobre	Cinta sólida	50	2 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Aluminio o aluminio recubierto de cobre	Cinta sólida	70	3 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
Aleación de aluminio 6201	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetros por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Acero galvanizado en caliente o acero recubierto de cobre	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetros por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro Espesor de la capa: 50 μ m
Acero inoxidable	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	70	1,7 mm de diámetros por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Bronce	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Tubo	20	4 mm de espesor
	Varilla	200	16 mm de diámetro

(1) Si aspectos térmicos y mecánicos son importantes, estas dimensiones se pueden aumentar a 60 mm² para cinta sólida y a 78 mm² para alambre.
(2) En las dimensiones de espesor, ancho y diámetro, se admite una tolerancia de $\pm 10\%$.
(3) No se deben utilizar terminales de captación o pararrayos con elementos radioactivos.

Tabla 38. Características de los terminales de captación y bajantes.

2.12.3.2. Conductores bajantes

- La disposición de los bajantes debe darse de tal manera que desde el punto de impacto hasta tierra conformen varios caminos en paralelo para la corriente. La longitud de dichos caminos debe reducirse al mínimo y se deben realizar conexiones equipotenciales a las partes conductoras de la estructura.
- Los bajantes pueden diseñarse unidos directamente a la estructura a proteger o aisladas eléctricamente de la misma. Este criterio dependerá del riesgo térmico o explosivo que tenga el punto de impacto del rayo. En áreas con peligro de explosión, debe ser aislado.
- La interconexión de los bajantes se debe hacer en la parte superior de la estructura. Conexiones en niveles inferiores son opcionales.
- Las distancias típicas recomendadas entre bajantes y anillos equipotenciales, en función del Nivel de Protección contra Rayos (NPR) se encuentran a continuación:

NPR	DISTANCIA TÍPICA PROMEDIO [m]
I	10
II	10
III	15
IV	20

Tabla 39. Distancias sugeridas para separación de bajantes y anillos.

- En estructuras totalmente metálicas y de concreto con acero de refuerzo eléctricamente continuo, la instalación de bajantes equidistantemente espaciados y anillados equipotencialmente, reduce la probabilidad de que se produzcan chispas peligrosas y facilita la protección interna.
- Se deben instalar mínimo dos bajantes por estructura y estar ubicados perimetralmente, en las esquinas o en función a restricciones arquitectónicas y prácticas. No deben instalarse en canales de drenaje de aguas, incluso si tienen un aislamiento eléctrico.
- Cada bajante debe instalarse, de manera que sea una continuación directa de los conductores del sistema de captación. Además, debe terminar en una puesta a tierra que tenga mínimo un camino vertical y otro horizontal a la corriente.
- Los marcos o elementos de fachada de las estructuras podrán ser utilizados como bajantes, si son perfiles o rieles metálicos y su espesor no sea inferior a 0,5 mm y su equipotencialidad vertical sea garantizada de tal manera que sus fuerzas mecánicas accidentales no causen el rompimiento de los materiales o la pérdida de equipotencialidad.
- La puesta a tierra de protección contra rayos debe interconectarse con las otras puestas a tierra de la edificación.

2.12.4. Puesta a tierra para protecciones contra rayos

La puesta a tierra de protección contra rayos, debe cumplir los requisitos de instalación, mantenimiento y de producto, expuestos en el numeral 2.11 del presente documento. La configuración de conexión de los electrodos del SPT debe ser horizontal (contrapesos), vertical o una combinación de ambos, según está especificado en la norma IEC 62305. Además, debe estar interconectada con las otras puestas a tierra de la edificación.

2.13. CLASE DE APANTALLAMIENTO.

Las salidas de línea por descargas directas o flameo inverso no deben superar, por cada 100 km/año los siguientes valores.

NIVEL DE TENSIÓN (kV).	NÚMERO DE SALIDAS
≥ 57,5	3
34,5	11

Tabla 40. Máximo número de salidas de línea por descarga directa o flameo.

Para valores mayores de 57,5 kV se permite una falla de aislamiento por cada 100 operaciones de maniobra de la línea.

2.14. FACTORES DE SEGURIDAD.

DESCRIPCIÓN.	FACTOR DE SEGURIDAD.
Apoyos en concreto	≥2,5
Dispositivos de soporte para colgar transformadores en poste*	5
Aisladores para estructuras en suspensión y retención	≥2,5
Estructura metálica	1,5
Estructuras en acero o en fibra reforzada en vidrio	≥2
Cables para templetes	2,0
Anclajes para templetes	2,5
Herrajes en general.	3
Herrajes para transformadores	5
Elementos de fijación del transformador	≥ 2,5 veces el peso de este

DESCRIPCIÓN.	FACTOR DE SEGURIDAD.
Flexión para espigo.	1,5
Dispositivo para levantar transformadores refrigerados en aceite	5
Dispositivo para levantar transformadores secos	3

Tabla 41. Factores de seguridad.

*Los dispositivos de soporte hacen referencia a abrazaderas, collarines, hebillas, estructuras en H y sillas para transformadores.

2.15. DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

Los siguientes requisitos deben cumplirse, previo análisis del riesgo para cada situación particular y fueron adaptados de la norma NFPA 70E, contenida en el RETIE.

A continuación se presentan las distancias mínimas que se deben guardar entre líneas eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado (carreteras, edificios, árboles, etc.) con el objeto de evitar contactos accidentales. Todas las distancias de seguridad deberán ser medidas de superficie a superficie y todos los espacios deberán ser medidos de centro a centro. Para la medición de distancias seguridad, los accesorios metálicos normalmente energizados serán considerados como parte de los conductores de línea.

Nota 1: Las distancias de seguridad establecidas en las siguientes tablas aplican a conductores desnudos.

Nota 2: En el caso de tensiones mayores a 57,5 kV entre fases, las distancias de aislamiento eléctrico especificadas en las tablas se incrementarán en un 3% por cada 300 metros que sobrepasen los 1000 metros sobre el nivel del mar.

Nota 3: Las distancias verticales se toman siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto.

Nota 4: La distancia horizontal “b” se toma desde la parte energizada más cercana al sitio de posible contacto, es decir, trazando un círculo desde la parte energizada, teniendo en cuenta la posibilidad real de expansión vertical que tenga la edificación y que en ningún momento la red quede encima de la construcción.

Nota 5: Si se tiene una instalación con una tensión diferente a las contempladas en el presente reglamento, debe cumplirse el requisito exigido para la tensión inmediatamente superior.

Nota 6: Cuando los edificios, chimeneas, antenas o tanques u otras instalaciones elevadas no requieran algún tipo de mantenimiento, como pintura, limpieza, cambio de partes o trabajo de personas cerca de los conductores, o si se emplea cable aislado, la distancia horizontal (b) puede ser reducida en 0,6 metros.

Nota 7. Un techo, balcón o área es considerado fácilmente accesible para los peatones si este puede ser alcanzado de manera casual a través de una puerta, rampa, escalera o una escalera a mano permanentemente utilizada por una persona, a pie, alguien que no despliega ningún esfuerzo físico extraordinario ni emplea ningún instrumento o dispositivo especial para tener acceso a éstos. No se considera un medio de acceso a una escalera permanentemente utilizada si es que su peldaño mide 2,45 m o más desde el nivel del piso u otra superficie accesible permanentemente instalada.

Nota 8. Si se tiene un tendido aéreo con cable aislado y con pantalla, no se aplican estas distancias. Tampoco se aplica para conductores aislados para Baja Tensión.

Nota 9. Se puede hacer el cruce de una red de menor tensión por encima de una de mayor tensión de manera experimental, siempre y cuando se documente el caso y se efectúe bajo supervisión autorizada y calificada. No se aplica a líneas de alta y extra alta tensión.

Nota 10. En techos metálicos cercanos y en casos de redes de conducción que van paralelas o que cruzan las líneas de media, alta, y extra alta tensión, se debe verificar que las tensiones inducidas no presenten peligro o no afecten el funcionamiento de otras redes.

Nota 11. Donde el espacio disponible no permita cumplir las distancias horizontales de la Tabla 42. , la separación se puede reducir en 0,6 m siempre que los conductores, empalmes y herrajes tengan una cubierta que proporcione suficiente rigidez dieléctrica para limitar la probabilidad de falla a tierra en caso de contacto momentáneo con una estructura o edificio. Para ello, el aislamiento del cable debe ser construido mínimo, con una primera capa de material semiconductor, una segunda de polietileno reticulado y otra capa de material resistente a la abrasión y a los rayos ultravioleta. Adicionalmente debe tener una configuración compacta con espaciadores y una señalización que indique que es cable no aislado.

2.15.1. Distancias mínimas de seguridad de conductores a zonas de construcciones, vías, ferrocarriles y cruce de ríos.

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES.		
DESCRIPCIÓN	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV).	DISTANCIA (m).
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas. Figura 7.	44 - 34,5 – 33	3,8
	13,8 - 13,2 - 11,4 - 7,6	3,8
	< 1	0,45
Distancia horizontal "b" a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientes de la facilidad de accesibilidad de personas. Figura 7.	66 - 57,5	2,5
	44 - 34,5 – 33	2,3
	13,8 - 13,2 - 11,4 - 7,6	2,3
	<1.	1,7
Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos	44 - 34,5 – 33	4,1
	13,8 - 13,2 - 11,4 - 7,6	4,1

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES.

DESCRIPCIÓN	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV).	DISTANCIA (m).
accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. Figura 7.	< 1	3,5
Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. Figura 7.	115 - 110	6,1
	66 - 57,5	5,8
	44 - 34,5 - 33	5,6
	13,8 - 13,2 - 11,4 - 7,6	5,6
	<1.	5

Tabla 42. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.

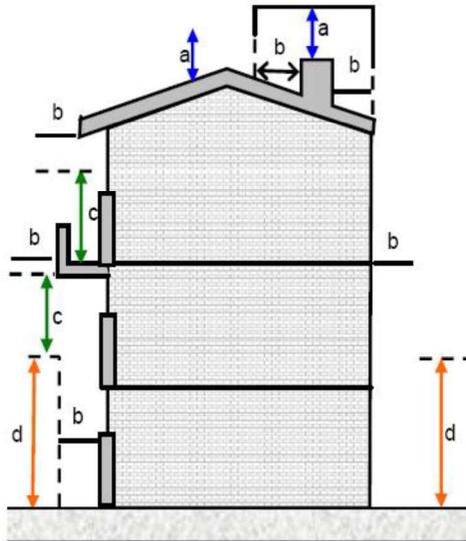


Figura 7. Distancias de seguridad en zonas de construcciones

2.15.2. Distancias mínimas de seguridad para diferentes lugares y situaciones.

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN DIFERENTES SITUACIONES.

DESCRIPCIÓN	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV).	DISTANCIA (m).
Distancia mínima al suelo "d" en cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. Figura 8.	500	11,5
	230 - 220	8,5
	115 - 110	6,1
	66 - 57,5	5,8
	44 - 34,5 - 33	5,6
	13,8 - 13,2 - 11,4 - 7,6	5,6

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN DIFERENTES SITUACIONES.

DESCRIPCIÓN	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV).	DISTANCIA (m).
	<1.	5,0
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	<1.	5,6
Distancia mínima al suelo "d1" desde líneas que recorren avenidas, carreteras o calles. Figura 8.	500	11,5
	230 – 220	8,0
	115 – 110	6,1
	66 - 57,5	5,8
	44 - 34,5 – 33	5,6
	13,8 -13,2 - 11,4 - 7,6	5,6
	<1.	5,0
Distancia mínima al suelo "d" en bosques áreas cultivadas, pastos huertos, etc.	500	8,6
	230 – 220	6,8
	115 – 110	6,1
	66 - 57,5	5,8
	44 - 34,5 - 33	5,6
	13,8 -13,2 - 11,4 - 7,6	5,6
	<1.	5,0
Distancia mínima al suelo "e" en cruces con ferrocarriles sin electrificar o funiculares. Figura 9.	500	11,1
	230 – 220	9,3
	115 – 110	8,6
	66 - 57,5	8,3
	44 - 34,5 - 33	8,1
	13,8 -13,2 - 11,4 - 7,6	8,1
	<1.	7,5
Distancia vertical "f" en cruce con ferrocarriles electrificados, tranvías y trole-buses. Figura 10.	500	4,8
	230 – 220	3,0
	115 – 110	2,3
	66 – 57,5	2,0
	44 – 34,5 - 33	1,8
	13,8 -13,2 - 11,4 - 7,6	1,8
	<1.	1,2
Distancia vertical "g" en cruce con ríos, canales navegables o flotantes adecuados para embarcaciones con altura superior 2 metros y menor de 7 metros. Figura 10.	500	12,9
	230 – 220	11,3
	115 – 110	10,6
	66 - 57,5	10,4
	44 - 34,5 - 33	10,2
	13,8 -13,2 - 11,4 - 7,6	10,2
	<1.	9,6

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN DIFERENTES SITUACIONES.		
DESCRIPCIÓN	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV).	DISTANCIA (m).
Distancia vertical "g" en cruce con ríos, canales navegables o flotantes no adecuados para embarcaciones con altura superior 2 metros. Figura 10.	500	7,9
	230 – 220	6,3
	115 – 110	5,6
	66 – 57,5	5,4
	44 – 34,5 – 33	5,2
	13,8 – 13,2 – 11,4 – 7,6	5,2
	<1.	4,6
Distancia vertical al piso en cruce por campos deportivos abiertos.	500	14,6
	230 – 220	12,8
	115 – 110	12
	66 – 57,5	12
	44 – 34,5 – 33	12
	13,8 – 13,2 – 11,4 – 7,6	12
	<1.	12
Distancia horizontal en cruce por campos deportivos abiertos	500	11,1
	230 – 220	9,3
	115 – 110	7,0
	66 – 57,5	7,0
	44 – 34,5 – 33	7,0
	13,8 – 13,2 – 11,4 – 7,6	7,0
	<1.	7,0

Tabla 43. Distancias mínimas de seguridad para diferentes condiciones y lugares.

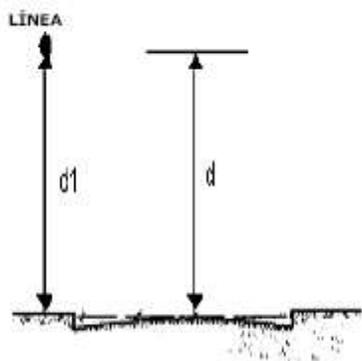


Figura 8. Distancias "d" y "d1" en cruce y recorrido de vías

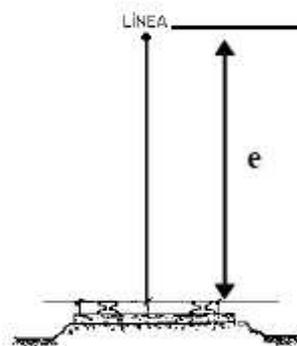


Figura 9. Distancias "e" en cruce con ferrocarriles sin identificar.

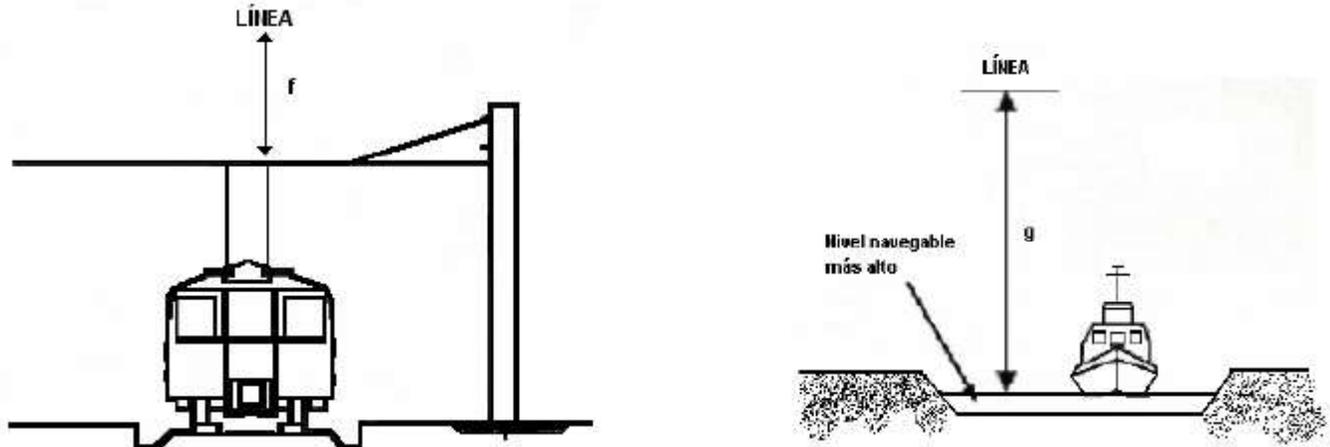


Figura 10. Distancias “f” y “g” para cruces con ferrocarriles y ríos.

2.15.3. Distancias mínimas de seguridad en cruces de líneas.

		DISTANCIAS EN METROS.									
Tensión Nominal (kV) entre fases de la línea superior	500	4,8	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,6	5,3	7,1	
	230/220	3	2,4	2,4	2,4	2,5	2,6	2,9	3,6		
	115/110	2,3	1,7	1,7	1,7	1,8	1,9	2,2			
	66	2	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5				
	57,5	1,9	1,3	1,3	1,3	1,4					
	44/34,5/33	1,8	1,2	1,2	1,3						
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8	1,2	0,6							
	<1.	1,2	0,6								
	Comunicaciones	0,6									
		Comunicaciones.	<1	13,8/13,2/11,4/7,6	44/34,5/33	57,5	66	115/110	230/220	500	
Tensión Nominal (kV) entre fases de la línea inferior.											

Tabla 44. Distancias verticales mínimas en vanos con cruces de líneas.

- (1) Nota: La línea de menor tensión siempre debe estar a menor altura.
 (2) Nota: En el caso de tensiones línea – tierra que superen 98 kV, se podrán aumentar las distancias de la Tabla 13.2 o disminuir el campo eléctrico, considerando que el vehículo o equipo más grande esperado bajo la línea fuera conectado a tierra para limitar a 5 mA rms la corriente de estado estacionario debida a los efectos electrostáticos. Para calcular esta condición los conductores deben estar desenergizados y la flecha a 50 °C.

2.15.4. Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura

Los conductores sobre apoyos fijos, deben conservar distancias mínimas horizontales y verticales como se establece en la Tabla 45. y Tabla 46. . Estos valores son válidos hasta 1000 m sobre el nivel del mar; para mayores alturas debe aplicarse el factor de corrección por altura.

CLASE DE CIRCUITO Y TENSIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES CONSIDERADOS.	DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD (cm).
Conductores de comunicación expuestos.	15 (1) 7,5 (2).
Alimentadores de vías férreas 0 a 750 V N°. 4/0 AWG o mayor calibre. 0 a 750 V calibre menor de N°. 4/0 AWG. Entre 750 kV y 8,7 kV.	15 30 30
Conductores de suministro del mismo circuito. Hasta 8,7 kV. Entre 8,7 kV y 50 kV. Más de 50 kV.	30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV Ningún valor especificado.
Conductores de suministro de diferente circuito. (3) Hasta 8,7 kV. Entre 8,7 kV y 50 kV. Entre 50 kV y 814kV.	30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV 71,5 más 1 cm por kV sobre 50 kV.

Tabla 45. Distancia horizontal entre conductores en la misma estructura de apoyo.

- 1) No se aplica en los puntos de transposición de conductores.
- 2) Permitido donde se ha usado regularmente espaciamiento entre pines, menor a 15 cm. No se aplica en los puntos de transposición de conductores.
- 3) Para las tensiones que excedan los 57,5 kV, la distancia de seguridad deberá ser incrementada en un 3% por cada 300 m en exceso de 1000 m sobre el nivel del mar. Todas las distancias de seguridad para tensiones mayores de 50 kV se basarán en la máxima tensión de operación.

		CONDUCTORES Y CABLES A MAYOR ALTURA.		
		CONDUCTORES DE SUMINISTRO A LA INTEMPERIE (TENSIÓN EN kV)		
		HASTA 1 kV	ENTRE 7,6 Y 66 kV	
Conductores y cables a menor altura	Conductores y cables de comunicación, localizados en el apoyo de empresa de energía, o de empresas de comunicaciones.	0,4	0,4 más 0,01m por kV. Sobre 7,6 kV.	
	Conductores de suministro eléctrico a la intemperie	Hasta 1 kV	0,4	0,4 más 0,01m por kV. Sobre 7,6 kV.
		Entre 1 kV. y 7,6 kV	No permitido	0,4 más 0,01m por kV. Sobre 7,6 kV.
		Entre 11,4 kV. y 34,5 kV	No permitido	0,6 más 0,01m por kV. Sobre 7,6 kV.
		Entre 44 kV y 66 kV	No permitido	0,6 más 0,01m por kV. Sobre 7,6 kV.

Tabla 46. Distancia mínima vertical en metros entre conductores en la misma estructura.

- 1) Nota 1: La línea de menor nivel de tensión siempre debe estar a menor altura.
- 2) Nota 2: Cuando se trate de circuitos de diferentes Empresas las distancias de seguridad se debe aumentar en 0,6m.
- 3) Nota 3: Estas distancias son para circuitos de una misma Empresa Operadora. Para circuitos de diferentes Empresas la distancia se debe aumentar en 0,6 m.

Los constructores y en general quienes presenten proyectos a las curadurías, oficinas de planeación del orden territorial y demás entidades responsables de expedir las licencias o permisos de construcción, deberán manifestar por escrito que los proyectos que solicitan dichos trámite cumplen a cabalidad con las distancias mínimas de seguridad establecidas por el RETIE.

CENS negará la conexión a la red a toda instalación que no cumpla las distancias mínimas de seguridad, con el fin de prevenir el riesgo que esto representa para la vida de las personas

2.15.5. Distancias del ancho de la zona de servidumbre en líneas de transmisión.

Todas las líneas transporte y distribución de energía eléctrica deben tener una zona de seguridad o derecho de vía con la finalidad de prevenir inducciones eléctricas, afectaciones electromagnéticas con el entorno y facilitar la operación y el mantenimiento. Según esto, las distancias de la zona de servidumbre se establecen a continuación:

TIPO DE ESTRUCTURA	TENSIÓN (kV)	ANCHO MÍNIMO (m)
Torres	500	60
Torres	220/230 (2 Circuitos)	32
	220/230 (1 Circuito)	30
Postes	220/230 (2 Circuitos)	30
	220/230 (1 Circuito)	28
Torres	110/115 (2 Circuitos)	20
	110/115 (1 Circuito)	20
Postes	110/115 (2 Circuitos)	15
	110/115 (1 Circuito)	15
Torres/Postes	57.5/66	15
Postes	34.5/13.2/7.62	10 *

Tabla 47. Ancho de la zona de servidumbre para líneas de transmisión.

* La distancia del ancho de servidumbre para redes de 7.62, 13.2 y 34.5 kV es sugerida por CENS para redes rurales, a fin de preservar la seguridad, el aislamiento y facilitar el mantenimiento de la línea.

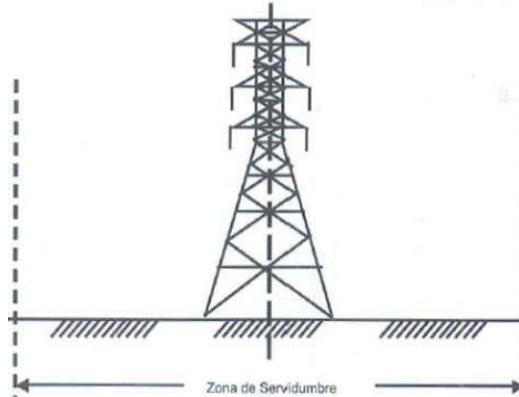


Figura 11. Ancho de la zona de servidumbre.

Nota: Las líneas de transmisión con tensión menor o igual a 500 kV que crucen con zonas urbanas e industriales y no puedan cumplir con el ancho de servidumbre de la Tabla 47. , Se aceptará la construcción de la línea siempre y cuando el POT vigente a la planeación del proyecto lo permita, se realice un estudio de aislamiento que demuestre que no hay riesgo para las personas o bienes de las edificaciones involucradas, las mediciones de campos electromagnéticos para público en general no superen los valores de la Tabla 23. V, los valores de radio interferencia y ruido acústico no superen los valores establecidos por la autoridad competente y si se cumplen las distancias mínimas horizontales entre el conductor y la edificación de 3.5 m para 57.5 kV, 4 m para 115 kV, 6 m para 230 kV y 8.6 m para 500 kV teniendo en cuenta los máximos movimientos de acercamiento a la edificación que pueda tener el conductor, estas distancias se deben medir entre la proyección vertical más saliente del conductor y el punto más cercano de la edificación.

2.15.6. Distancias mínimas para prevención de riesgo por arco eléctrico.

Dado que el arco eléctrico es un hecho frecuente en trabajos eléctricos, que genera radiación térmica hasta de 20000° C, que presenta un aumento súbito de presión hasta de 30 t/m², con niveles de ruido por encima de 120 decibeles y que expide vapores metálicos tóxicos por desintegración de productos, se establecen los siguientes requisitos frente a este riesgo:

Las distancias mínimas de aproximación a equipos que se deben cumplir para prevenir efectos de arcos eléctricos, que puedan ocasionarse durante trabajos en equipos con tensión, por una falla técnica o por un acto inseguro, son las indicadas en la Tabla 42. Tabla 43. . Son barreras que buscan prevenir al trabajador y en general a todo el personal. Estos límites virtuales son básicos para la seguridad eléctrica, indican sobre los riesgos que presenta determinado equipo e informan sobre los elementos de protección personal que debe usar una persona calificada y el nivel de entrenamiento que este debe tener en el momento de realizar un trabajo con este tipo de riesgo eléctrico.

Los requisitos establecidos a continuación, deben cumplirse, previo análisis del riesgo para cada situación particular y fueron adaptados de la norma NFPA 70E.

Los términos contenidos allí, significan lo siguiente:

- ❖ **Límite de aproximación segura:** Es la distancia mínima desde un punto energizado del equipo, hasta lo cual el personal no calificado puede situarse sin riesgo por arco eléctrico.

- ❖ **Límite de aproximación restringida:** Es la distancia mínima hasta el cual el personal calificado puede situarse sin llevar elementos de protección personal certificados contra riesgo por arco eléctrico.
- ❖ **Límite de aproximación técnica:** Es la distancia mínima en la cual solo el personal calificado que lleva elementos de protección personal certificados contra arco eléctrico realiza trabajos en la zona de influencia directa de las partes energizadas de un equipo.

TENSIÓN NOMINAL DE SISTEMAS (FASE – FASE)	LÍMITE DE APROXIMACIÓN SEGURO (M)		LÍMITE DE APROXIMACIÓN RESTRINGIDA (M) INCLUYE MOVIMIENTOS INVOLUNTARIOS	LÍMITE DE APROXIMACIÓN TÉCNICA (M)
	Parte Móvil Expuesta	Parte Fija Expuesta		
51 V – 300 V	3,00	1,00	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3,00	1,00	0,30	0,025
751 V – 15 kV	3,00	1,50	0,70	0,20
15,1 kV – 36 kV	3,00	1,80	0,80	0,30
36,1 kV – 46 kV	3,00	2,50	0,80	0,40
46,1 kV -72,5 kV	3,00	2,50	1,00	0,70
72,6 kV -121kV	3,30	2,50	1,00	0,80
138 kV – 145 kV	3,40	3,00	1,20	1,00
161 kV – 169 kV	3,60	3,60	1,30	1,10
230 kV – 242 kV	4,00	4,00	1,70	1,60
345 kV -362 kV	4,70	4,70	2,80	2,60
500 kV – 550 kV	5,80	5,80	3,60	3,50

Tabla 48. Límite de aproximación a partes energizadas de equipos.

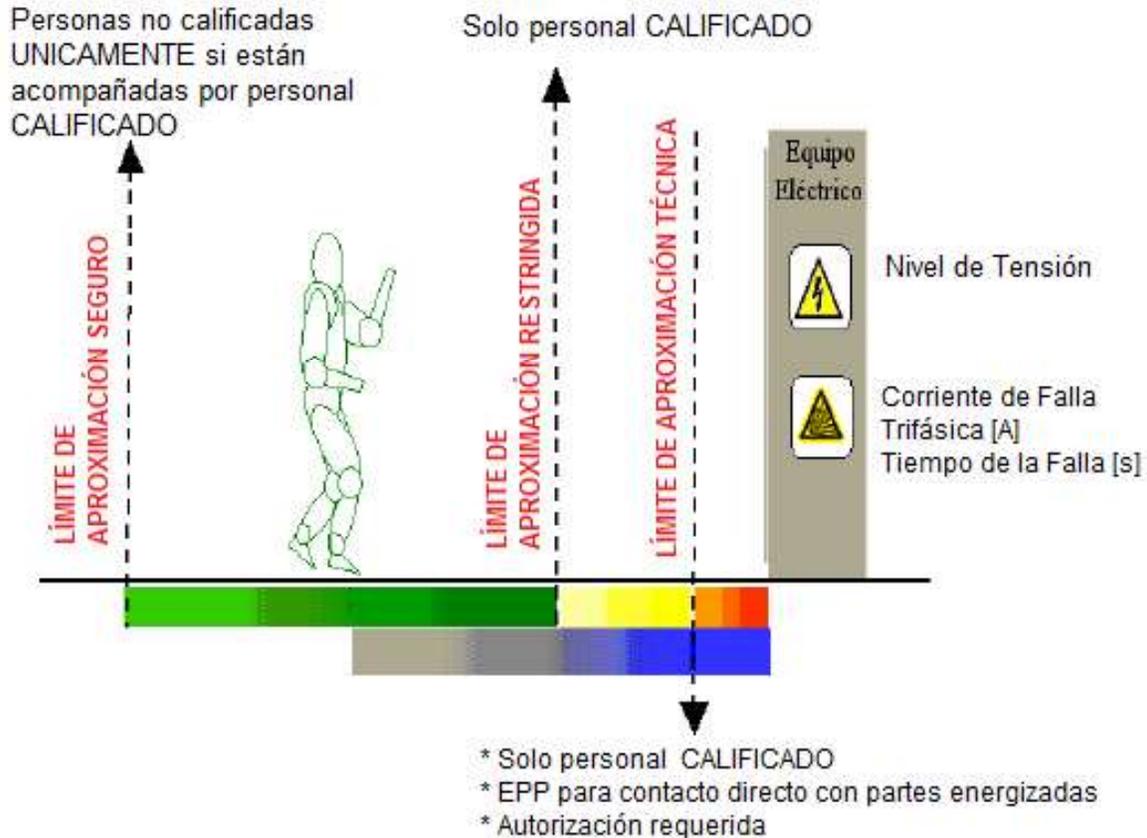


Figura 12. Límites de aproximación.

Para trabajar en zonas con riesgo de arco eléctrico, es decir, en actividades tales como cambio de interruptores o partes de él, intervenciones sobre transformadores de corriente, medidas de tensión y corriente, mantenimiento de barrajes, instalación y retiro de medidores, apertura de condensadores, macromedidores, deben cumplir, mínimo, los siguientes requisitos:

- ❖ Realizar un análisis de riesgo donde se tenga en cuenta la tensión, la potencia de corto circuito y el tiempo de despeje de la falla.
- ❖ Realizar una correcta señalización del área de trabajo y de las zonas aledañas a ésta.
- ❖ Tener un entrenamiento apropiado para trabajar en tensión.
- ❖ Tener un plano actualizado y aprobado.
- ❖ Tener una orden de trabajo firmada por la persona que lo autoriza.

Usar el equipo de protección personal certificado contra el riesgo por arco eléctrico para trabajar en tensión. Este equipo debe estar certificado para los niveles de tensión y energía incidente involucrados. Para prendas de algodón este debe ser tratado y tener mínimo 300 g/m².

2.16. REGLAS BÁSICAS PARA TRABAJOS EN REDES ELÉCTRICAS.

Los siguientes preceptos o reglas de trabajo, deben cumplirse dependiendo del tipo de labor.

- Un operario solo, no deberá trabajar en un sistema energizado por encima de 1000 voltios fase a fase.
- Antes de entrar a una cámara subterránea, la atmósfera deberá ser sometida a prueba de gases empleando la técnica y equipos o instrumentos requeridos para ver si existen gases tóxicos, combustibles o inflamables, con niveles por encima de los límites permisibles.
- Una vez destapada la caja de inspección o subestación de sótano, el personal debe permanecer por fuera de ella, por lo menos durante 10 minutos, mientras las condiciones de ventilación son las adecuadas para iniciar el trabajo.

Para quienes trabajan en tensión, se deben acatar las distancias mínimas de acercamiento. Se consideran distancias mínimas de seguridad para los trabajos en tensión a efectuar en la proximidad de las instalaciones no protegidas de AT y MT, (medidas entre el punto más próximo en tensión y cualquier parte externa del operario, herramientas o elementos que pueda manipular en movimientos voluntarios o accidentales).

TENSIÓN NOMINAL (kV) ENTRE FASES	DISTANCIA MÍNIMA (m)
Hasta 1	0,80
7,6/13,2/18.8	0,95
33/34,5	1,10
44	1,20
57,5/66	1,40*
110/115	1,80*
220/230	3,00*
500	5,50*

Tabla 49. Distancias mínimas de seguridad para trabajar con líneas energizadas.

*Las distancias señaladas aplican para trabajos en alturas hasta 900 msnm. Para alturas superiores, las distancias se deben aumentar en 3% por cada 300 msnm.

Para el personal no calificado o que desconozca las instalaciones eléctricas, estas distancias son:

TENSIÓN NOMINAL (kV) ENTRE FASES	DISTANCIA MÍNIMA (m)
Menores a 1 KV	0,40
Entre 1 kV y 57,5 kV	3,00
Entre 57,5 kV y 110 kV	4,00

TENSIÓN NOMINAL (kV) ENTRE FASES	DISTANCIA MÍNIMA (m)
Entre 110 kV y 230 kV	5,00
Superiores a 230 kV	8,00

Tabla 50. Distancias mínimas de seguridad para personal no especialista.

Las distancias mínimas de seguridad indicadas pueden reducirse si se protegen adecuadamente las instalaciones eléctricas y la zona de trabajo, con aislantes o barreras. Por otra parte, no se deben interpolar las distancias para tensiones intermedias o diferentes a las mencionadas en la Tabla 50.

2.16.1. Maniobras.

Por seguridad de los trabajadores y del sistema, se debe disponer de un procedimiento que sea lógico, claro y preciso para la adecuada programación, ejecución, reporte y control de maniobras, esto con el fin de asegurar que las líneas y los equipos no sean energizados o desenergizado ya sea por error o de manera inadvertida, ocasionando situaciones de riesgo o accidentes.

Se prohíbe la apertura o cierre de cortacircuitos con carga, salvo que se emplee un equipo que extinga el arco.

2.16.2. Verificación en el lugar de trabajo.

El jefe de grupo debe realizar una inspección detenida de lo siguiente:

- ❖ Que el equipo sea de la clase de tensión de la red.
- ❖ Que los operarios tengan puesto su equipo de protección.
- ❖ Que los operarios se despojen de todos los objetos metálicos.
- ❖ Que se verifique el correcto funcionamiento tanto de los controles en la canasta como los inferiores de operación.
- ❖ Que se efectúe una detenida inspección de los guantes.
- ❖ Que los operarios se encuentren en perfectas condiciones técnicas, físicas y síquicas para el desempeño de la labor encomendada.
- ❖ Que los espacios de trabajo tengan las dimensiones adecuadas y no presenten obstáculos que pongan en riesgo al trabajador.

2.16.3. Señalización de áreas de trabajo:

El área de trabajo debe ser delimitada por vallas, manilas o bandas reflectivas. En los trabajos nocturnos se utilizarán conos o vallas fluorescentes y además señales luminosas a ambos lados del sitio de trabajo.

Cuando se trabaje sobre vías que no permitan el bloqueo de tránsito, se deberá parquear el vehículo de la cuadrilla antes del área de trabajo.

2.16.4. Escalamiento de postes y protección contra caídas:

Todos los postes y estructuras deben ser inspeccionados cuidadosamente antes de subir a ellos, para comprobar que están en condiciones seguras para desarrollar el trabajo y que puedan sostener pesos y esfuerzos adicionales. También deben revisarse los postes contiguos que se vayan a sostener a esfuerzos.

2.16.5. Reglas de oro de la seguridad:

Al trabajar en línea muerta, es decir, sobre circuitos desenergizados, siempre se deben conectar a tierra y en cortocircuito como requisito previo a la iniciación del trabajo.

En tanto no estén efectivamente puestos a tierra todos los conductores o partes del circuito, se consideran como si estuvieran energizados a su tensión nominal.

Siempre que se trabaje en líneas desenergizadas o líneas sin tensión, se deben cumplir las siguientes “reglas de oro”:

- a. Efectuar el corte visible de todas las fuentes de tensión, mediante interruptores y seccionadores, de forma que se asegure la imposibilidad de su cierre intempestivo. En aquellos aparatos en el que el corte no pueda ser visible, debe existir un dispositivo que garantice que el corte sea efectivo.
- b. Condenación o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte: Señalización en el mando de los aparatos indicando “No energizar” o “prohibido maniobrar” y retirar los portafusibles de los cortacircuitos. Se llama “condenación o bloqueo” de un aparato de maniobra al conjunto de operaciones destinadas a impedir la maniobra de dicho aparato, manteniéndolo en una posición determinada.
- c. Verificar ausencia de tensión en cada una de las fases, con el detector de tensión, el cual debe probarse antes y después de cada utilización.
- d. Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión que incidan en la zona de trabajo. Es la operación de unir entre si todas las fases de una instalación, mediante un puente equipotencial de sección adecuada, que previamente ha sido conectado a tierra.
- e. Señalizar y delimitar la zona de trabajo. Es la operación de indicar mediante carteles con frases o símbolos el mensaje que debe cumplirse para prevenir el riesgo de accidentes.

Los equipos de puesta a tierra se deben manejar con pértigas aisladas, conservando las distancias de seguridad respecto a los conductores, en tanto no se complete la instalación.

Para su instalación, el equipo se conecta primero a tierra y después a los conductores que van a ser puestos a tierra, para su desconexión se procede a la inversa.



Los conectores se deben conectar firmemente, evitando que puedan desprenderse o aflojarse durante el desarrollo del trabajo.

Los equipos de puesta a tierra se conectarán a todos los conductores, equipos o puntos que puedan adquirir potencial durante el trabajo.

Cuando la estructura a o apoyo tenga su propia puesta a tierra, se conecta a ésta. Cuando vaya a “abrirse” un conductor o circuito, se colocarán tierras en ambos lados.

Cuando dos o más trabajadores o cuadrillas labores en lugares distintos de las mismas líneas o equipo, serán responsables de la colocación y retiro de los equipos de puesta a tierra en sus lugares de trabajo correspondientes.

2.16.6. Trabajos cerca de circuitos aéreos energizados:

Cuando se instalen, trasladen o retiren postes en o cerca de las líneas energizadas, se deben tomar precauciones a fin de evitar el contacto directo de los postes con los conductores energizados. Los trabajadores que ejecuten dicha labor deben evitar poner en contacto partes no aisladas de su cuerpo con el poste.

Los trabajadores ubicados en tierra o que estén en contacto con objetos puestos a tierra, deben evitar el contacto con camiones u otro equipo que no esté puesto a tierra de manera efectiva, y que estén siendo utilizados para colocar, mover o retirar postes en o cerca de líneas energizadas, a no ser que estén utilizando equipo de protección aprobado.

2.16.7. Subestaciones de media tensión tipo interior:

Para la seguridad de las personas y de los animales, se establecen los siguientes requisitos, adoptados de la norma IEC 62271-200, para las subestaciones de distribución tipo interior.

- ❖ En todo proyecto de subestación para edificio, debe apropiarse el espacio disponible para dicha subestación.
- ❖ La continuidad e integridad del sistema de puesta a tierra deberán ser aseguradas teniendo en cuenta el esfuerzo térmico y mecánico causado por la corriente que este va a transportar en caso de falla.
- ❖ El encerramiento de cada unidad funcional deberá ser conectado al conductor de tierra de protección. Todas las partes metálicas puestas a tierra y que no pertenezcan a los circuitos principales o auxiliares, también deben ser conectados al conductor de tierra directamente o a través de la estructura metálica.
- ❖ Con el fin de realizar las labores de mantenimiento en las subestaciones con plena seguridad para el personal encargado, es imprescindible que el sistema permita poner a tierra las partes vivas con el fin de ejecutar una maniobra plenamente confiable.



- ❖ Al realizar labores de mantenimiento y con el fin de que el operario de la subestación tenga plena seguridad de la maniobra que se está ejecutando, la posición de los elementos que realicen la puesta a tierra de la celda deben estar claramente identificados a través de un elemento que indique visualmente la maniobra de puesta a tierra de equipo.
- ❖ Las subestaciones de distribución secundaria deben asegurar que la persona no pueda acceder a las partes vivas del sistema evitando que sobrepasen las distancias de seguridad propias de los niveles de tensión de cada aplicación en particular. La persona no puede acceder al contacto de la zona energizada no tocándola de manera directa ni introduciendo objetos que lo puedan colocar en contacto con la línea.
- ❖ Para prevenir accidentes por arcos internos, se deben cumplir los siguientes criterios:
 1. Las celdas deben permitir controlar los efectos de un arco (sobrepresión, esfuerzos mecánicos y térmicos), evacuando los gases hacia arriba, hacia los costados, hacia atrás o 2 metros por encima del frente.
 2. Las puertas y tapas deben tener un seguro para permanecer cerradas.
 3. Las piezas susceptibles de desprenderse (ej.: chapas, aislantes, etc.), deben estar firmemente aseguradas.
 4. Cuando se presente un arco, no deben perforar partes externas accesibles, ni debe presentarse quemadura de los indicadores por gases calientes.
 5. Las mallas y encerramientos deben estar sólidamente conectados al sistema de puesta a tierra
 6. No deben colocarse elementos combustibles o que propaguen el fuego en zona de alcance del arco.
- ❖ Los encerramientos utilizados por los equipos que conforman las subestaciones deben alojar en su interior los equipos de corte y seccionamiento; por esta razón deben ser metálicos y los límites de encerramiento no deben incluir las paredes del cuarto dedicado al alojamiento de la subestación. Las ventanas de inspección deben garantizar el mismo grado de protección del encerramiento y el mismo nivel de aislamiento.
- ❖ Las cubiertas y puertas no deben permitir el acceso a personal no calificado, al lugar donde se alojan los barrajes energizados; en el caso en el que sean removibles se debe garantizar que no se puedan retirar mientras el sistema opere en condiciones normales mediante la implementación de cerraduras o enclavamientos, en el caso en que sean fijas, no se puedan retirar sin la ayuda de herramientas manejadas por personal calificado que conoce el funcionamiento de las subestaciones.
- ❖ Los enclavamientos entre los diferentes elementos de corte y seccionamiento en una subestación son indispensables por razones de seguridad de las personas y conveniencia operativa de las instalaciones para no permitir que se realicen accionamientos indebidos por errores humanos.
- ❖ Para el caso de equipos del tipo extraíble, los enclavamientos deben asegurar que las siguientes operaciones no sean posibles de realizar:

Extracción del interruptor de protección a menos que este en posición abierto.

Operación del interruptor, a menos que esté se encuentre en servicio, desconectado, extraído o puesto a tierra.

Cerrar el interruptor, a menos que éste conectado al circuito auxiliar o diseñado para abrir automáticamente sin el uso de un circuito auxiliar.

- ❖ Para el caso de equipos fijos estos deben poseer los enclavamientos necesarios para evitar maniobras erróneas.
- ❖ Debe haber una indicación ligada directamente a la posición de los contactos de los elementos de interrupción y seccionamiento. Pueden ser mínimos que muestren el estado real de la operación que se está ejecutando con el fin de entender la operación y garantizar el estado del sistema por alguna persona ajena a la subestación.
- ❖ La planta de emergencia debe estar separada por un muro o barrera de los equipos eléctricos con el fin de impedir el acercamiento de personal no calificado a elementos energizados.
- ❖ Toda subestación alojada en cuartos y sótanos, debe contar con elementos de drenaje o bombeo que impida la inundación. Si no es posible asegurar esta condición, el equipo debe ser tipo sumergible.

2.16.8. Apertura de transformadores de corriente y seccionadores

El secundario de un transformador de corriente no debe ser abierto bajo ninguna condición, mientras se encuentre energizado. En el caso que no pueda desenergizarse todo el circuito, antes de empezar a trabajar con un instrumento, un relé u otra sección del lado secundario, el trabajador debe conectarlo en derivación con puentes.

Los seccionadores no deben ser operados con carga, a menos que estén certificados para esta condición o que se realice con un equipo especial para apertura con carga.