



CAPÍTULO 4. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Tabla de contenido

4. CAPÍTULO 4: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

4.1. Generalidades	06
4.1.1. Objetivo y aplicación de la norma	06
4.1.2. Alcance de la norma	06
4.1.3. Normativa Aplicable	06
4.1.4. Aplicabilidad	06
4.1.5. Consideraciones de Seguridad	07
4.2. Niveles de Tensión y Tipos de Subestaciones	07
4.2.1. Niveles de tensión nominales en MT	07
4.2.2. Clasificación de Subestaciones	07
4.2.2.1. Subestación Tipo Interior	08
4.2.2.1.1. Características Constructivas de Subestaciones Tipo Interior	09
4.2.2.1.2. Protección Contra Incendios en Subestaciones Tipo Interior	09
4.2.2.2. Subestación Tipo Patio	09
4.2.2.2.1. Bahías en Subestaciones Tipo Patio 34.5kV	10
4.2.2.2.2. Requisitos Constructivos de Subestaciones Tipo Patio 34.5kV	10
4.2.2.2.3. Características Constructivas de Subestaciones Tipo Patio 34.5kV	10
4.2.2.3. Subestación Tipo Pedestal o Pad Mounted	11
4.2.2.3.1. Características Constructivas de Subestaciones Tipo Pedestal	12
4.2.2.4. Subestación Tipo Poste	12
4.2.2.4.1. Características Constructivas de Subestaciones Tipo Poste	13
4.2.3. Niveles de tensión nominales en BT	13
4.3. Requisitos Generales de Instalación	14
4.3.1. Ubicación y accesibilidad de las subestaciones	14
4.3.2. Distancias Mínimas de Seguridad	14
4.3.2.1. Distancias de seguridad en subestaciones exteriores	14
4.3.2.2. Distancias de seguridad en subestaciones interiores	16
4.3.2.3. Distancias de seguridad en subestaciones tipo pedestal o pad mounted	17
4.3.3. Condiciones Generales de montaje	17
4.3.3.1. Requisitos para fosos de aceite	18
4.3.3.2. Ventilación en subestaciones interiores y cerrada	19
4.3.3.3. Iluminación	19
4.3.3.3.1. Niveles Mínimos de Iluminación Operativa	20
4.3.3.3.2. Iluminación de Emergencia	20
4.3.3.3.3. Protección y Mantenimiento de los Sistemas de Iluminación	20
4.3.4. Cerramiento y señalización	20
4.4. Equipos Principales (Transformadores y Celdas de Medida)	22
4.4.1. Tipos de transformadores	22
4.4.2. Potencias nominales y clasificación de transformadores	22
4.4.3. Requisitos de identificación y marcado de transformadores	23
4.4.3.1. Marcado con cinta autoadhesiva	23
4.4.3.2. Marcado con cinta de color amarillo	23
4.4.3.3. Marcado Placa Característica	24

4.4.4 Equipos de Medida	24
4.4.4.1. Transformadores de Potencial	24
4.4.4.2. Transformadores de Corriente	24
4.5. Protección y seguridad	25
4.5.1. Equipos de Protección	25
4.5.1.1. Fusibles y Protecciones de Sobrecorriente	25
4.5.1.1.1. Ejemplo cálculo de fusible para transformadores con cargabilidad promedio del 80%	25
4.5.1.1.2. Fusibles para cortacircuitos	27
4.5.1.2. Protección Diferencial de Transformadores	27
4.5.1.3. Protección Contra Sobretensiones (DPS)	28
4.5.1.3.1. Especificaciones para 13,2 kV	28
4.5.1.3.2. Especificaciones para 34,5 kV	29
4.5.2. Sistemas de Protección Contra Incendios	30
4.6. Sistemas de Puesta a Tierra	31
4.6.1. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra	31
4.6.2. Mediciones para sistemas de puesta a tierra	32
4.6.2.1. Medición resistividad del terreno	33
4.6.2.1.1. Método de Wenner	33
4.6.2.2. Resistencia de puesta a tierra	34
4.6.2.2.1. Método caído de potencial	34
4.6.3. Malla de puesta a tierra	35
4.6.3.1. Redes de distribución	35
4.6.3.2. Subestaciones	35
4.6.4. Conductor del Electrodo de Puesta a Tierra o Conductor a Tierra	37
4.6.5. Tensiones de paso y contacto tolerables por el cuerpo humano	38
4.6.6. Mantenimiento de sistemas de puesta a tierra	40
4.6.7. Configuraciones para sistemas de puesta a tierra	41
4.7. Características Eléctricas	42
4.7.1. Pérdidas técnicas y eficiencia de los transformadores	42
4.7.2. Eficiencia Operativa de Transformadores	44
4.7.3. Aislamiento	44
4.7.4. Configuraciones de barras y bahías	44
4.7.4.1. Configuración de las barras	45
4.7.4.2. La configuración de las bahías	45
4.7.4.2.1. La configuración de las bahías Configuración de Bahía de línea - barra sencilla - convencional	46
4.7.4.2.2. Consideraciones importantes	48
4.8. Mantenimiento General de Subestaciones	48
4.8.1. Tipos de Mantenimiento	48
4.8.1.1. Mantenimiento Preventivo	48
4.8.1.2. Mantenimiento Correctivo	48
4.8.2. Procedimientos de Mantenimiento y Seguridad	48
4.8.2.1. Las Cinco Reglas de Oro	49
4.8.2.2. Procedimientos de Inspección Visual y Pruebas	49
4.8.2.3. Medidas de Seguridad para Personal de Mantenimiento	49
4.8.3. Frecuencia y Pruebas Periódicas	49
4.8.3.1. Frecuencia de Mantenimiento Preventivo	49
4.8.3.2. Pruebas Periódicas en Componentes Clave	49

4.9. Consideraciones Ambientales	50
4.9.1. Disposición final de residuos	50
4.9.2. Medidas de Mitigación Ambiental	50
4.9.3. Normas de Seguridad Ambiental	50
4.10. Normas, siglas y referencias	51
4.10.1. Normas	51
4.10.2. Siglas	51
4.11. Referencia	52

Índice de tablas

Tabla 4.1. Niveles de tensión para conexión de transformadores, según su capacidad en kVA	07
Tabla 4.2. Requisitos de tipo de poste según la capacidad del transformador y su peso	13
Tabla 4.3. Niveles de tensión en baja tensión	14
Tabla 4.4. Distancias de seguridad para Ilustración 4.5	15
Tabla 4.5. Distancia horizontal entre la pared y elementos energizados	15
Tabla 4.6. Distancia de seguridad para circulación de personal	16
Tabla 4.7. Capacidad mínima del foso de aceite	18
Tabla 4.8. Área Mínima de ventilación	19
Tabla 4.9. Marcación y señalización	21
Tabla 4.10. Requisitos para el cerramiento de las subestaciones tipo patio y tipo pedestal	21
Tabla 4.11. Tipos de Transformadores según su Aplicación y Características	22
Tabla 4.12. Marcado de transformadores	23
Tabla 4.13. Fusibles para transformadores trifásicos 13.2 kV y 34.5 kV, en condiciones normales de operación	27
Tabla 4.14. Fusibles para transformadores monofásicos y auxiliares a 13.2 kV, en condiciones normales de operación	27
Tabla 4.15. Características DPS 13,2kV	29
Tabla 4.16. Características DPS 34,5 kV	29
Tabla 4.17. Especificaciones para la seguridad y protección contra incendios	30
Tabla 4.18. Valores de referencia para resistencias de puesta a tierra	31
Tabla 4.19. Constantes de materiales	37
Tabla 4.20. Máxima tensión de contacto admisible para un ser humano	39
Tabla 4.21. Máximo periodo de entre mantenimiento de un SPT	40
Tabla 4.22. Transformadores monofásicos de 5 kVA a 167,5 kVA, serie AT \leq 15 kV, serie BT \leq 1,2 kV ..	42
Tabla 4.23. Valores mínimos de eficiencia en transformadores monofásicos	43
Tabla 4.24. Transformadores trifásicos de 15 kVA a 3 750 kVA, serie AT \leq 15 kV, serie BT \leq 1,2 kV y transformadores trifásicos 75 kVA a 10 000 kVA, 15 kV \leq serie AT \leq 46 kV, serie BT \leq 15 kV ..	43
Tabla 4.25. Valores mínimos de eficiencia en transformadores trifásicos	44
Tabla 4.26. Aislamiento o BIL	44
Tabla 4.27. Configuración de la barra	45
Tabla 4.28. Convenciones para las configuraciones	45
Tabla 4.29. Elementos técnicos configuración de Bahía de línea - barra sencilla-convencional ..	46
Tabla 4.30. Elementos técnicos Bahía de transformador – Barra sencilla – Convencional	47
Tabla 4.31. Criterios para pruebas de mantenimiento	50
Tabla 4.32. Normas	51

Índice de ilustraciones

Ilustración 4.1. Subestación tipo interior con celda de medida, celda de seccionamiento y celda de transformación	08
Ilustración 4.2. Subestación tipo interior en bóveda	08
Ilustración 4.3. Subestación tipo pedestal	11
Ilustración 4.4. Subestación tipo poste – transformador trifásico	12
Ilustración 4.5. Distancias de seguridad para prevenir contactos directos en subestaciones exteriores	15
Ilustración 4.6. Zona de seguridad para circulación de personal	16
Ilustración 4.7. Distancias para circulación de vehículo	16
Ilustración 4.8. Distancias de seguridad Subestación tipo interior	17
Ilustración 4.9. Foso o trampa de aceite	18
Ilustración 4.10. Ventilación natural de la bóveda del transformador, ilustración de referencia ..	19
Ilustración 4.11. Ventilación forzada	19
Ilustración 4.12. Cerramiento de la subestación en muro	21
Ilustración 4.13. Montaje típico del DPS	28
Ilustración 4.14. Descargador de sobretensión polimérico	28
Ilustración 4.15. Sistema con puesta a tierra dedicadas e interconectadas	32
Ilustración 4.16. Una sola puesta a tierra para todas las necesidades	32
Ilustración 4.17. Puesta a tierra separadas o independientes	32
Ilustración 4.18. Arreglo para medición de resistividad - Wenner	33
Ilustración 4.19. Método caída de potencial para medir resistencia de puesta a tierra	35
Ilustración 4.20. Formulas de Resistencia de puesta a tierra	36
Ilustración 4.21. Sistema de puesta a tierra para subestación en malla	36
Ilustración 4.22. Zonas de tiempo/corriente de los efectos de las corrientes alternas de 15 Hz a 100 Hz	38
Ilustración 4.23. Tensión de paso y contacto	39
Ilustración 4.24. Configuración tipo varilla (electrodo simple con contrapeso)	41
Ilustración 4.25. Configuración tipo anillo	41
Ilustración 4.26. Configuración tipo triangulo	41
Ilustración 4.27. Configuración tipo malla	42
Ilustración 4.28. Bahía de línea – configuración barra sencilla – tipo convencional (N3S1 – N2S1)	47
Ilustración 4.29. Bahía de transformador – configuración barra sencilla – tipo convencional. Nivel 3 (N3S2)	47
Ilustración 4.30. Bahía de transformador – configuración barra sencilla – Convencional. Nivel 2 (N2S2)	47

CAPÍTULO 4

SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

4.1. Generalidades

4.1.1. Objetivo y aplicación de la norma

Definir criterios para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las subestaciones de media tensión que se diseñen y construyan en la zona de influencia de Electrocaquetá S.A. E.S.P, estableciendo requerimientos técnicos y lineamientos para la selección de equipos, procedimientos de instalación, mantenimiento, y sistemas de puesta a tierra, con el fin de garantizar la seguridad, eficiencia energética, protección de las personas y mitigación del impacto ambiental.

4.1.2. Alcance de la norma

La normativa aplica para las subestaciones de distribución y potencia de media tensión conectadas a la red de distribución de Electrocaquetá S.A. E.S.P., compuestas por transformadores, tanto en instalaciones eléctricas nuevas como en ampliaciones y/o remodelaciones. Además, se establecen los requerimientos técnicos que deben cumplir las subestaciones para asegurar la correcta operación del sistema eléctrico, adaptándose a futuras actualizaciones normativas y estándares aplicables.

4.1.3. Normativa Aplicable

Esta norma se alinea con las siguientes normativas y estándares técnicos, los cuales deben ser estrictamente seguidos en todas las fases de diseño, construcción, operación y mantenimiento de las subestaciones eléctricas:

- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).
- NTC 2050 - Código Eléctrico Colombiano.
- IEC 60076 - Transformadores de Potencia.
- IEEE 80 - Guía para la Puesta a Tierra en Subestaciones.
- CREG - Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- NTC 4552 - Protección contra sobretensiones.
- Normas Ambientales Colombianas (Resolución 627 de 2006, entre otras).
- ISO 9001 – Sistema de Gestión de Calidad.

4.1.4. Aplicabilidad

Esta norma es aplicable a las subestaciones eléctricas conectadas a la red de Electrocaquetá S.A. E.S.P., tanto en nuevas construcciones como en proyectos de ampliación, renovación o modificación de instalaciones existentes. Aplica a instalaciones en áreas urbanas, rurales e industriales, abarcando subestaciones tipo interior, patio, pedestal y poste, con el fin de asegurar el cumplimiento de los estándares de seguridad, eficiencia energética y calidad del servicio.

4.1.5. Consideraciones de Seguridad

Todas las actividades relacionadas con la instalación, operación y mantenimiento de subestaciones deben realizarse bajo estrictas medidas de seguridad, en cumplimiento con el RETIE y la legislación nacional vigente en materia de seguridad en el trabajo. Las subestaciones deben contar con las siguientes medidas de protección:

- **Señalización adecuada:** Avisos claros y visibles para el personal y el público.
- **Equipos de protección personal (EPP):** Utilización obligatoria de cascos, guantes, botas dieléctricas, entre otros.
- **Sistemas de protección contra incendios:** Las subestaciones según su tipo deben contar con sistemas de detección y extinción de incendios, diseñados para responder a emergencias de origen eléctrico.
- **Sistemas de puesta a tierra:** Todos los componentes deben estar debidamente aterrizados para prevenir descargas eléctricas y garantizar la seguridad del personal y de los equipos.

4.2. Niveles de Tensión y Tipos de Subestaciones

4.2.1. Niveles de tensión nominales en MT

Los niveles de tensión nominales en media tensión se establecen para asegurar que los transformadores conectados a la red operen dentro de los límites adecuados, garantizando la seguridad y el desempeño eficiente del sistema eléctrico.

Bajo condiciones normales, Electrocaquetá S.A. E.S.P. concederá la factibilidad del servicio, en sus diferentes niveles de tensión, como se ilustra en la **Tabla 4.1**.

Tabla 4.1. Niveles de tensión para conexión de transformadores, según su capacidad en kVA.

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (kVA)	RED ELÉCTRICA (kV)
Hasta 10000 kVA	34.5 kV
Hasta 400 kVA	13.8 kV o 13.2 kV

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Nota: El grupo de transformación para 13.8kV y 34.5kV será Dyn5.

4.2.2. Clasificación de Subestaciones

Las subestaciones se clasifican de acuerdo a su disposición física, ubicación y funcionalidad, lo que permite optimizar el diseño y características operativas según el contexto en que se encuentren. Las principales subestaciones que se pueden construir con autorización de Electrocaquetá son:

- **Subestaciones Tipo Interior**
- **Subestaciones Tipo Patio**
- **Subestaciones Tipo Pedestal o Pad Mounted**
- **Subestaciones Tipo Poste**

4.2.2.1. Subestación Tipo Interior:

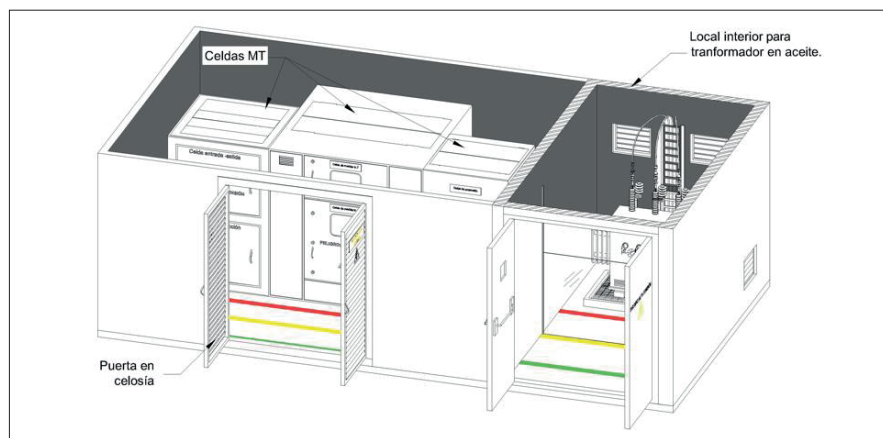
Una subestación tipo interior es una instalación eléctrica ubicada dentro de un edificio o estructura cerrada. Estas subestaciones están diseñadas para proteger los equipos eléctricos de las condiciones ambientales adversas, como la humedad, el polvo y la contaminación. Son comunes en áreas urbanas densamente pobladas donde el espacio es limitado y donde se requiere una mayor protección contra el vandalismo y los factores climáticos. Las subestaciones interiores suelen albergar los equipos necesarios en bóveda o en celdas, asegurando una operación segura y eficiente.

Para este tipo de subestaciones en instalación bajo techo se tiene en cuenta las características descritas a continuación:

- Edificaciones para centros comercial.
- Edificios para viviendas multifamiliares u oficinas.
- Zonas restringidas por Planeación Municipal para distribución aérea.
- Zonas definidas por la Empresa para distribución subterránea.

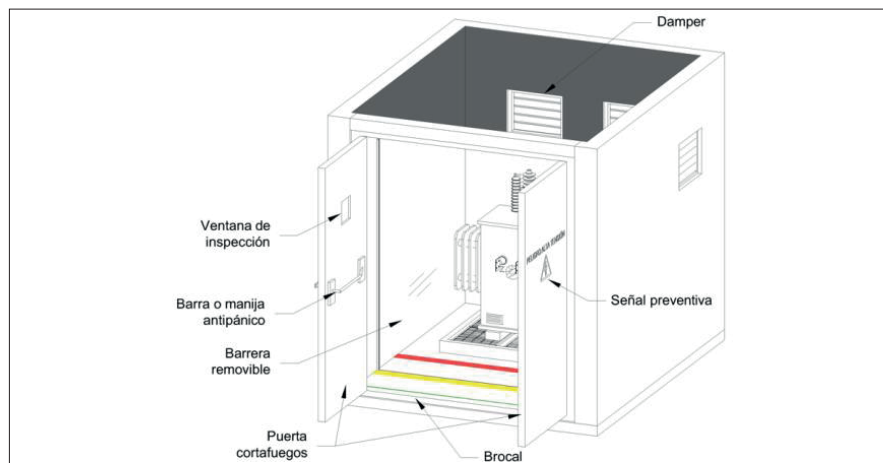
A continuación, se muestra como referencia en las ilustraciones una subestación tipo interior.

Ilustración 4.1. Subestación tipo interior con celda de medida, celda de seccionamiento y celda de transformación.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Ilustración 4.2. Subestación tipo interior en bóveda.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

4.2.2.1.1. Características Constructivas de Subestaciones Tipo Interior:

Las subestaciones tipo interior están diseñadas para proteger los equipos eléctricos de factores externos como el polvo, la humedad y las variaciones climáticas. Las especificaciones técnicas incluyen:

- **Estructura:** Las paredes deben ser de concreto reforzado con un espesor mínimo de 15 cm para garantizar la integridad estructural y la resistencia a impactos externos. La resistencia al fuego de las paredes debe cumplir con un estándar de 2 horas, conforme a la NTC 2885 (resistencia al fuego de materiales de construcción) y el RETIE.
- **Acceso:** Las puertas de acceso deben ser de acero con recubrimiento resistente a la corrosión, con cerraduras de seguridad homologadas según la NTC 2050. Las dimensiones mínimas de las puertas serán de 2 metros de alto por 1 metro de ancho, permitiendo el acceso seguro para mantenimiento y operación.
- **Ventilación:** Las subestaciones interiores deben estar equipadas con sistemas de ventilación natural o mecánica, según las exigencias de la carga térmica generada por los equipos eléctricos. El cálculo de ventilación debe garantizar que la temperatura del ambiente interior no exceda los límites especificados por los fabricantes de equipos. Esto se basa en lo que establece el RETIE 3.17.4 y la IEC 61936-1, que recomiendan:
 - a. Para ventilación natural, debe haber aberturas en las paredes o techo, distribuidas uniformemente para permitir la circulación de aire. El área mínima de ventilación libre debe ser de 1/100 de la superficie de la subestación, con un flujo mínimo de 5 renovaciones de aire por hora.
 - b. Para ventilación mecánica, se debe instalar un sistema de extracción forzada cuando la ventilación natural no sea suficiente, especialmente en salas con transformadores de gran capacidad o en climas cálidos. El flujo de aire debe ser calculado para mantener la temperatura del aire dentro de la subestación por debajo de los 40 °C, y el sistema debe ser dimensionado para manejar el calor disipado por los equipos (según el RETIE y la NFPA 70).

4.2.2.1.2. Protección Contra Incendios en Subestaciones Tipo Interior:

La seguridad contra incendios es un aspecto esencial en las subestaciones interiores, de acuerdo con el RETIE y las normativas internacionales.

- **Muros cortafuegos:** Los compartimientos entre transformadores y celdas de maniobra deben estar separados por muros cortafuegos con una resistencia mínima de 2 horas, según la NTC 2885 y la IEC 61936-1 (seguridad de instalaciones eléctricas). Estos muros deben ser de concreto reforzado o materiales equivalentes que limiten la propagación del fuego.
- **Extintores y sistemas de detección:** Es obligatorio instalar extintores de clase C (para fuegos eléctricos) y sistemas de detección automática de incendios mediante detectores de humo y temperatura, de acuerdo con la NFPA 70 (Código Eléctrico Nacional) y el RETIE.
- **Sellado de compartimientos:** Los pasos de cables y conductos deben estar sellados con materiales ignífugos que resistan al fuego por al menos 90 minutos, conforme a la IEC 60331.

4.2.2.2. Subestación Tipo Patio:

Las subestaciones tipo patio son instalaciones al aire libre, donde los equipos de transformación

y protección están dispuestos sobre estructuras en un espacio abierto. Estas subestaciones son ampliamente utilizadas en áreas industriales o rurales, donde se dispone de terreno suficiente y no existen restricciones urbanísticas o estéticas. Debido a su exposición directa al ambiente, estas subestaciones requieren sistemas de protección contra factores climáticos, como descargas atmosféricas, y deben contar con un buen sistema de drenaje para evitar problemas por acumulación de agua. Además, es fundamental que cuenten con cerramientos de seguridad para limitar el acceso no autorizado.

4.2.2.2.1. Bahías en Subestaciones Tipo Patio 34.5kV:

Las bahías de las subestaciones tipo patio deben estar diseñadas para alojar de manera eficiente los transformadores, sistemas de maniobra y protección, cumpliendo con las siguientes especificaciones:

- **Transformadores:** Los transformadores instalados en estas bahías deben contar con protecciones diferenciales y de sobrecorriente, conforme a la IEC 60076. Además, deben estar equipados con sistemas de refrigeración ONAN o ONAF, según el tipo de operación. El sistema de aislamiento de aceite debe ser monitoreado periódicamente para detectar cualquier contaminación.
- **Equipos de maniobra y protección:** Cada bahía debe contener interruptores de potencia y seccionadores, diseñados para operar en exteriores y proteger los equipos de fallos y sobretensiones. La separación mínima entre bahías debe ser de 2 metros, de acuerdo con el RETIE y la NTC 2050.

Nota: Para más detalles constructivos de subestaciones tipo patio ver anexos **EC-SEP -01 y EC-SEP -02.**

4.2.2.2.2. Requisitos Constructivos de Subestaciones Tipo Patio 34.5kV:

Los requisitos constructivos de las bahías deben cumplir con los siguientes estándares:

- **Fundaciones:** Las fundaciones deben ser de concreto armado con un espesor mínimo de 25 cm, diseñadas para soportar las cargas dinámicas y estáticas impuestas por los equipos de hasta 10 toneladas. El diseño de las fundaciones debe seguir los criterios establecidos por la NSR-10 (Norma Sismo Resistente de Colombia) y los requisitos del RETIE, asegurando la resistencia frente a sismos y cargas adicionales. La resistencia del concreto utilizado en las fundaciones no debe ser menor de 21 MPa (megapascales).

Para garantizar la estabilidad y la seguridad estructural, todas las fundaciones de bases para equipos deben construirse a nivel del piso. Esta práctica asegura una mejor distribución de las cargas, evita posibles asentamientos desiguales y facilita el acceso para inspecciones, mantenimiento y operación de los equipos.

- **Cerramiento y señalización:** Las bahías deben estar protegidas por un cerramiento de malla galvanizada de 2.5 metros de altura, según lo dispuesto en el RETIE. Además, deben contar con señalización visible de "Alto Voltaje" conforme al artículo Artículo 110.16 la NTC 2050.

4.2.2.2.3. Características Constructivas de Subestaciones Tipo Patio 34.5kV:

Las subestaciones tipo patio requieren medidas adicionales de seguridad y protección para garantizar su durabilidad:

- **Muros cortafuegos:** Los transformadores deben estar separados por muros cortafuegos de concreto armado con un espesor mínimo de 15 cm y una resistencia al fuego de 2 horas, según lo indicado en el numeral 8.7.2 de la norma IEC 61936-1.

La altura del muro cortafuego se establece entre 1.35 y 1.5 veces la altura del equipo más alto que se pretende proteger.

En longitud, el muro debe cubrir completamente el área proyectada del equipo que protege, extendiéndose al menos 1 metro adicional por cada lado

- **Sistemas de drenaje:** Las subestaciones tipo patio deben contar con un sistema de drenaje eficiente para evitar la acumulación de agua durante las lluvias, lo que podría comprometer la integridad estructural de los equipos y aumentar el riesgo de cortocircuitos. El diseño del drenaje debe cumplir con las recomendaciones de la IEC 61936-1, numeral 8.8.1.3.

Los Cárcamos y cámaras instaladas en subestaciones tipo patio, contarán con un sistema de drenaje en ducto de calibre mínimo de 4", hacia el sistema de alcantarillado más cercano.

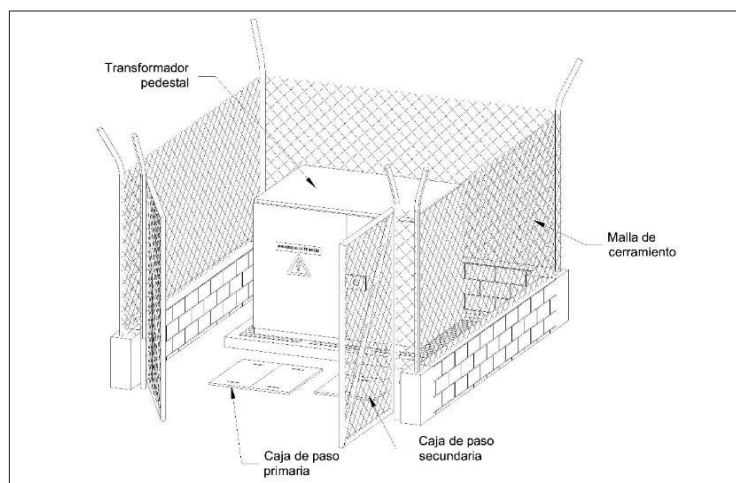
- **Gravilla:** Se debe emplear una capa de gravilla (ver anexo ECRS-25) en el área circundante a los transformadores y equipos de potencia.

- **Apantallamiento:** Se instalarán pararrayos según la IEC 62305-1, capítulo 7, en todas las estructuras principales, asegurando la protección contra descargas atmosféricas.

4.2.2.3. Subestación Tipo Pedestal o Pad Mounted:

Una subestación tipo pedestal o jardín es una instalación eléctrica compacta, diseñada para ser montada a nivel del suelo en un gabinete resistente, ubicado a la intemperie y equipado con terminales de media tensión de frente muerto. Estas subestaciones están provistas de puertas con cerraduras para garantizar la seguridad y están especialmente diseñadas para la distribución de energía en áreas residenciales y comerciales, como sitios turísticos, hoteles y edificios. Gracias a su diseño compacto, minimizan el impacto visual y se integran fácilmente en paisajes urbanos y suburbanos. Además, sus compartimientos sellados proporcionan una mayor seguridad, previniendo posibles accidentes al público y garantizando un funcionamiento confiable para la distribución de energía en baja tensión.

Ilustración 4.3. Subestación tipo pedestal.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

4.2.2.3.1. Características Constructivas de Subestaciones Tipo Pedestal:

Las subestaciones tipo pedestal están diseñadas para áreas urbanas y residenciales, minimizando el impacto visual y optimizando el espacio:

- **Gabinetes metálicos:** Los gabinetes que alojan los transformadores deben cumplir con el grado de protección IP65, según la IEC 60529, numeral 7.1, asegurando protección total contra polvo e inmersión en agua.
- **Acceso restringido:** Las puertas deben estar equipadas con cerraduras de seguridad de grado 2 conforme al artículo 110.26 de la NTC 2050, y las tapas de acceso deben tener mecanismos de bloqueo resistentes al vandalismo, del mismo modo debe tener todas las señales de seguridad especificadas en el libro 1, sección 1.3.3 del RETIE 2024.
- **Fundaciones:** El pedestal debe ser de concreto armado con un espesor de 30 cm y estar elevado 40 cm sobre el nivel del suelo para prevenir inundaciones, según las recomendaciones de la IEC 61936-1.

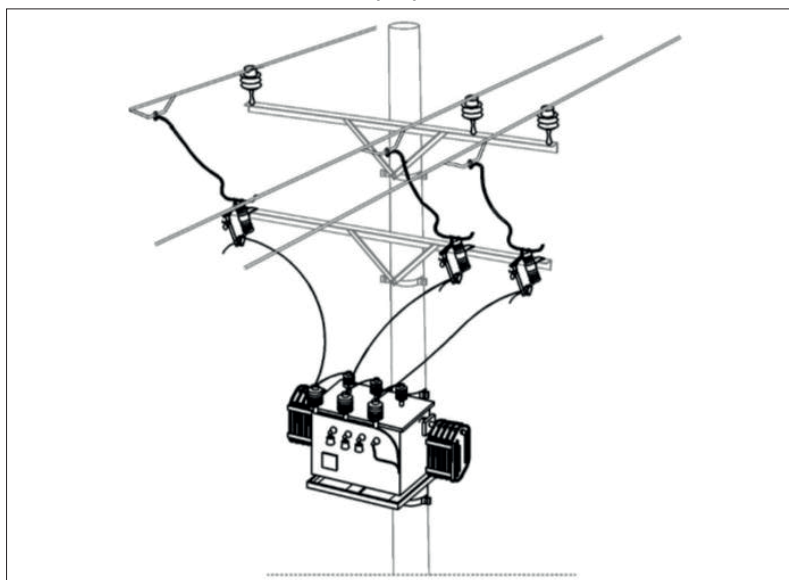
4.2.2.4. Subestación Tipo Poste:

La subestación se utiliza en redes aéreas, con instalación eléctrica montada en un poste ya sea de concreto o metal, soportando los demás equipos y componentes para la distribución de energía eléctrica, ubicada en áreas urbanas o rurales para usuarios industriales o residenciales. Las subestaciones de tipo poste son económicas y rápidas de instalar, alimentando comunidades y siendo ideales en áreas donde el espacio en el suelo es limitado. Proporcionan una solución efectiva para la distribución de energía a media y baja tensión. Su instalación está sujeta a la aprobación por parte de Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Nota: Es importante destacar que la instalación de transformadores en esquinas no es recomendada debido al elevado riesgo de accidentes de tránsito.

Nota 2: en ningún caso se permite la instalación más de un transformador en el mismo poste.

Ilustración 4.4. Subestación tipo poste – transformador trifásico



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

4.2.2.4.1. Características Constructivas de Subestaciones Tipo Poste:

Las subestaciones tipo poste deben cumplir con las siguientes especificaciones técnicas para garantizar su seguridad y durabilidad.

- **Postes de concreto:** Los postes utilizados en subestaciones tipo poste deben cumplir con la NTC 1329, la cual regula los requisitos para postes de concreto reforzado para líneas de energía eléctrica. Los postes deben tener una altura mínima de 12 metros en zona urbana y rural, para asegurar el despeje adecuado de los conductores eléctricos y evitar posibles interferencias con personas o vehículos.
- **Capacidad de carga:** Los postes deben ser seleccionados de acuerdo con la capacidad del transformador que soportarán, así como con el peso total de equipos instalados (transformador, seccionadores, fusibles, etc.). Los postes deben tener una carga de rotura adecuada para soportar las tensiones mecánicas generadas por los transformadores y las condiciones climáticas adversas (viento, lluvia, etc.).

Nota: para mayor detalle de las cargas de trabajo de los postes, ver tablas 2.11 y 2.17 del capítulo 2 “redes aéreas”, del presente documento.

A continuación, se presenta la **Tabla 4.2** con los requisitos de tipo de poste según la capacidad del transformador y su peso:

Tabla 4.2. Requisitos de tipo de poste según la capacidad del transformador y su peso.

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (kVA)	PESO DEL TRANSFORMADOR (kg)	TIPO DE POSTE REQUERIDO	CARGA DE ROTURA DEL POSTE (kgf)
Hasta 45 kVA	Menor a 400 kg	Poste de concreto de 12 m	Mayor o igual a 510 kgf
75 y 112.5 kVA	Menor a 600 kg	Poste de concreto de 12 m	Mayor o igual a 750 kgf
Hasta 150 kVA	Menor a 700 kg	Dos postes de concreto de 12 m	Mayor o igual a 750 kgf
Menor o igual a 25 kVA (Rural)	Menor a 500 kg	Poste de concreto de 12 m	Mayor o igual a 510 kgf

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Nota: Se aceptan postes de fibra de vidrio o metálicos que cumplan exactamente las mismas condiciones y que tengan el debido certificado de producto, según el libro 2, artículo 2.3.26, del RETIE 2024.

4.2.3. Niveles de tensión nominales en BT

Los niveles de tensión nominales en baja tensión (BT) se establecen para garantizar una

operación segura y eficiente en las subestaciones, alineándose con los estándares técnicos y normativos aplicables. Estos niveles aseguran la correcta conexión y operación de los transformadores en el sistema de baja tensión.

Tabla 4.3. Niveles de tensión en baja tensión.

CLASE DE AISLAMIENTO (kV)	TENSIÓN NOMINAL (kV)	TIPO DE SERVICIO
1,2	240/120	Monofásico
1.2	220/127	Trifásico
1.2	400/230	Trifásico
1.2	480/277	Trifásico

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Nota: En caso de que el diseño requiera otro tipo de relación de tensión, está deberá ser aprobada por Electrocaquetá S.A. E.S.P.

4.3. Requisitos Generales de Instalación

Este capítulo establece los requisitos técnicos necesarios para la correcta instalación de subestaciones eléctricas, garantizando la seguridad del personal, la accesibilidad de las instalaciones, y el cumplimiento de las normativas vigentes. Estos requisitos cubren desde la ubicación, distancias mínimas de seguridad, hasta los sistemas de ventilación y protección ambiental.

4.3.1. Ubicación y accesibilidad de las subestaciones

- **Ubicación:** La ubicación de las subestaciones debe ser seleccionada cuidadosamente para minimizar riesgos y optimizar el acceso para operaciones de mantenimiento. Las subestaciones deben estar situadas en lugares que permitan una adecuada integración con el entorno urbano o rural, cumpliendo con la NTC 2050, sección 110.26.
- **Accesibilidad:** Las subestaciones deben contar con accesos amplios para vehículos de mantenimiento y equipos pesados, como grúas o camiones. El diseño de las vías de acceso debe permitir una circulación segura, tanto para el personal como para el transporte de equipos, cumpliendo con lo especificado en el RETIE. En áreas urbanas, debe respetarse el Plan de Ordenamiento Territorial (POT), y en zonas rurales, el acceso debe prever condiciones topográficas.

4.3.2. Distancias Mínimas de Seguridad

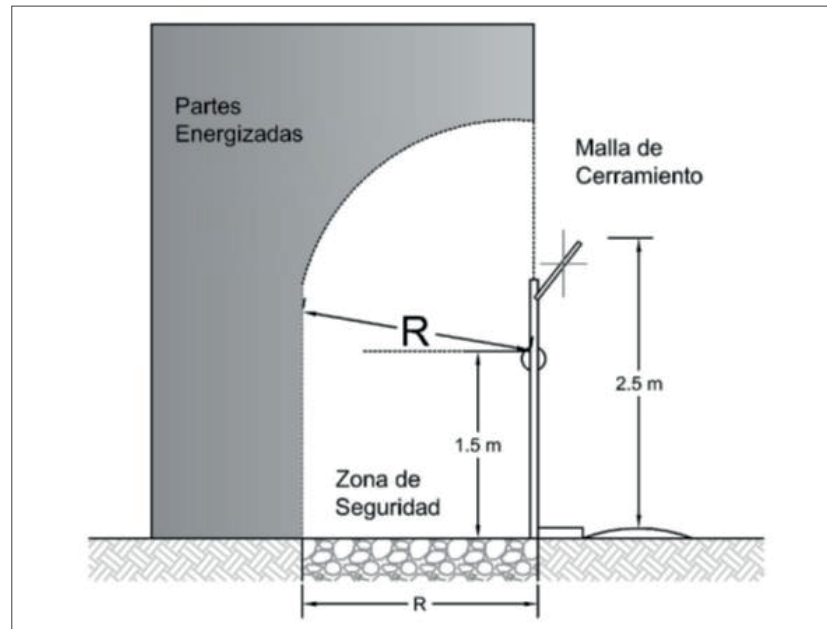
Las distancias mínimas de seguridad entre elementos energizados y zonas de acceso al personal son fundamentales para prevenir accidentes eléctricos y asegurar el cumplimiento de las normativas de seguridad eléctrica, según el RETIE, libro 3, título 22, Artículo 3.22.1. Estas distancias deben ser respetadas tanto en instalaciones nuevas como en modificaciones o ampliaciones.

4.3.2.1. Distancias de seguridad en subestaciones exteriores:

Los cercos en mallas que son instalados como barreras para el personal sin autorización, deben colocarse de tal manera que las partes expuestas energizadas queden por fuera de la zona de distancia de seguridad, tal como se muestra en la **Ilustración 4.5** y las distancias mínimas a cumplir son las de la **Tabla 4.4**.

Distancia de seguridad para prevenir contactos directos en subestaciones exteriores.

Ilustración 4.5. Distancias de seguridad para prevenir contactos directos en subestaciones exteriores.



Fuente: RETIE 2024, libro 3, artículo 3.22.1, figura 3.22.1.a.

Tabla 4.4. Distancias de seguridad para Ilustración 4.5.

TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV)	DIMENSIÓN "R" (m)
34,5/44	3,2
13,8/ 13,2/ 11,4	3,1
0,151-7,2	3,0

Fuente: Libro 3, título 22, artículo 3.22.1 del RETIE 2024.

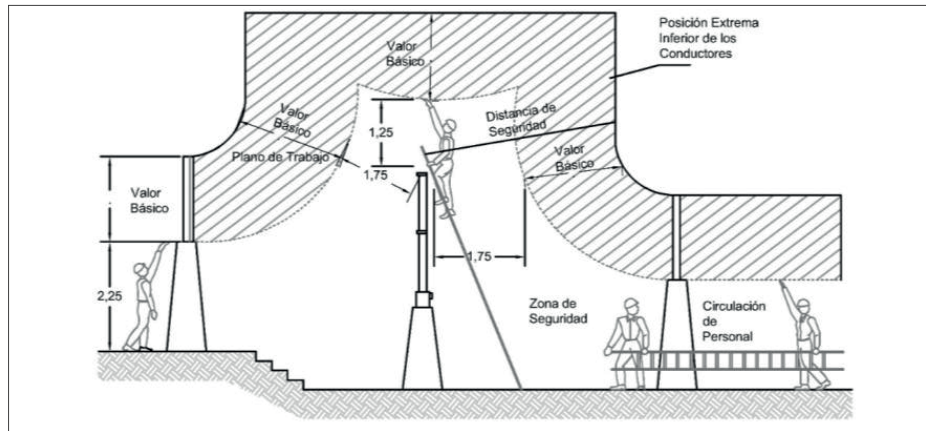
En subestaciones de media tensión, con encerramiento en muro, la distancia horizontal entre la pared y elementos energizados podrá reducirse al valor del espacio libre de trabajo, dado en la Tabla 4.5, siempre y cuando, la pared tenga mínimo 2,5 m de altura y no tenga orificios por donde se puedan introducir elementos conductores que se acerquen a partes energizadas. En todos los casos se debe asegurar que se cumplen los espacios mínimos para la ventilación y acceso de los equipos.

Tabla 4.5. Distancia horizontal entre la pared y elementos energizados

TENSIÓN NOMINAL A TIERRA (V)	DISTANCIA MÍNIMA ENTRE PARTES ENERGIZADAS EXPUESTAS A UN LADO Y PUESTAS A TIERRA AL OTRO LADO EN METROS (m)
Más de 75000	3
25001 - 75000	2,4
9001 - 25000	1,8
2501 - 9000	1,5
601 - 2500	1,2

Fuente: Libro 3, título 22, artículo 3.22.1 del RETIE 2024.

Ilustración 4.6. Zona de seguridad para circulación de personal



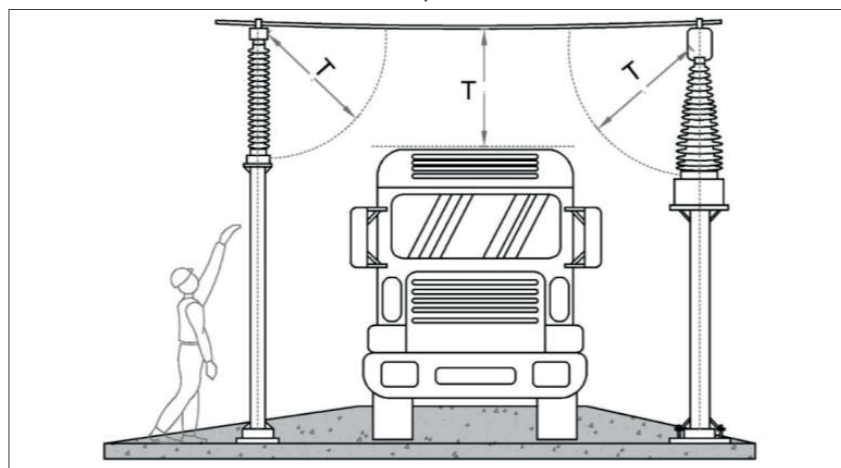
Fuente: RETIE 2024, libro 3, artículo 3.22.1, figura 3.22.1.c.

Tabla 4.6. Distancia de seguridad para circulación de personal.

TENSIÓN NOMINAL V_n (kV)	VALOR BÁSICO (m)	DISTANCIA DE SEGURIDAD BAJO CONEXIONES	
		ZONA DE SEGURIDAD (m)	VALOR TOTAL CON BIL (m)
34.5	0.37	2.25	3.5
13.2	0.19	2.25	3.0

Fuente: RETIE 2024, libro 3, artículo 3.22.1, figura 3.22.1.c.

Ilustración 4.7. Distancias para circulación de vehículo



Fuente: RETIE 2024, libro 3, artículo 3.22.1, figura 3.22.1.d.

Donde T es el valor total de circulación de vehículos de acuerdo con lo establecido en la Tabla anterior.

4.3.2.2. Distancias de seguridad en subestaciones interiores:

En las subestaciones interiores, donde el equipo eléctrico está ubicado en un recinto cerrado, se deben considerar distancias de seguridad tanto dentro del recinto como en relación con la envolvente exterior.

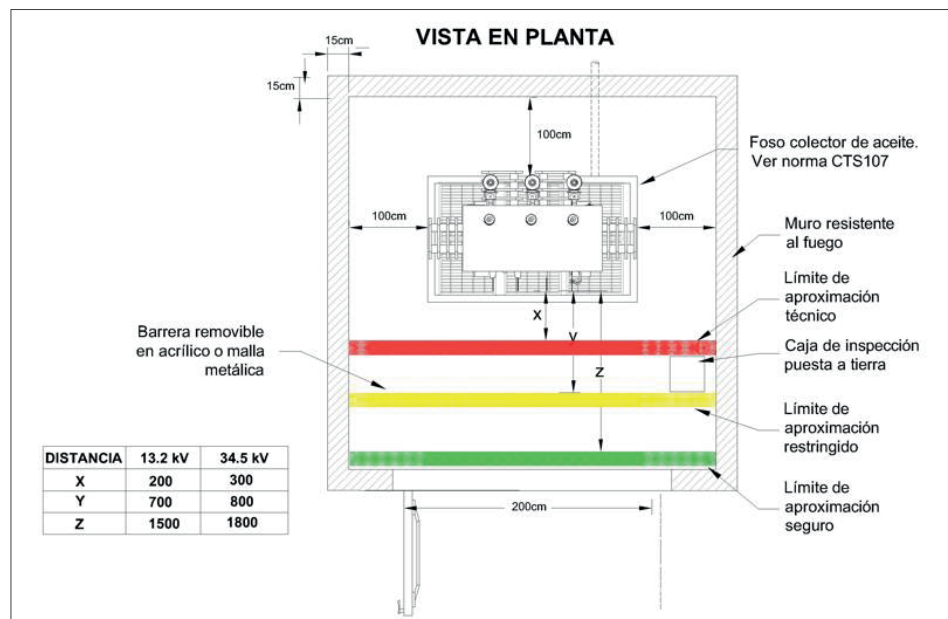
- **Distancia a equipos energizados:** Se debe mantener una distancia mínima de 2.5 metros entre las partes energizadas (por ejemplo, seccionadores o transformadores) y cualquier

- punto accesible al personal. Las puertas y paredes deben estar debidamente señalizadas y ser resistentes al fuego, según lo indicado en el numeral 8.7.2 de la norma IEC 61936-1.

Nota: En los pórticos de las subestaciones tipo patio, Electrocaquetá S.A. E.S.P, Evaluará, según el diseño presentado, las distancias entre equipos energizados, y será el encargado de aprobar o solicitar ajustes a los estudios presentados.

- **Espacio para mantenimiento:** Debe haber un despeje mínimo de 1 metro entre los equipos y las paredes o elementos estructurales para permitir el acceso para operaciones de mantenimiento, cumpliendo con la NTC 2050, sección 110.26.

Ilustración 4.8. Distancias de seguridad Subestación tipo interior.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

4.3.2.3. Distancias de seguridad en subestaciones tipo pedestal o pad mounted:

Las subestaciones tipo pedestal son compactas y generalmente instaladas a nivel del suelo, lo que minimiza la exposición de las partes energizadas. Sin embargo, debido a su cercanía con el público en áreas residenciales o comerciales, es fundamental respetar estrictamente las distancias mínimas de seguridad.

- **Distancia a partes energizadas:** Para garantizar la seguridad del público y del personal, debe mantenerse una distancia mínima de 3.0 metros entre el pedestal y cualquier parte energizada, siguiendo las directrices del libro 3, título 23, artículo 3.23.4 del RETIE 2024.
- **Separación de acceso público:** El cerramiento debe colocarse a una distancia mínima de 2.5 metros del transformador, con señalización clara de peligro para evitar accesos no autorizados.

4.3.3. Condiciones Generales de montaje

El montaje de las subestaciones eléctricas debe cumplir con requisitos técnicos específicos para garantizar la estabilidad estructural, la eficiencia operativa y la seguridad del personal. Los siguientes aspectos son críticos para la correcta instalación.

4.3.3.1. Requisitos para fosos de aceite:

Los transformadores que utilizan aceite como medio aislante deben contar con un sistema de contención adecuado que prevenga derrames y garantice la seguridad de las instalaciones. El diseño del foso debe cumplir los siguientes aspectos clave:

- **Capacidad de contención:** El foso debe ser capaz de retener el volumen total del aceite del transformador más un porcentaje de seguridad (10-20%, según la capacidad del transformador)
- **Sistema de drenaje:** Par evitar la acumulación de líquidos y posibles riesgos, se debe incorporar un sistema de drenaje que recoja cualquier derrame hacia un depósito seguro o pozo de absorción, tal como lo establece el libro 3, título 23, artículo 3.23.5 del RETIE 2024 y la IEC 61936-1, numeral 8.8.1.3.

Uso de gravilla en los fosos:

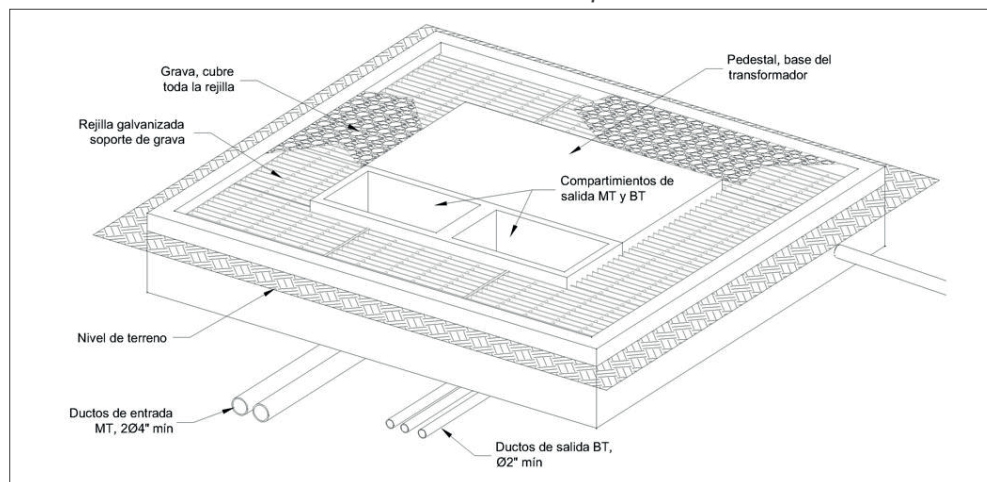
- **Gravilla como material de drenaje:** La gravilla es recomendada por su capacidad para absorber el aceite y disipar el calor, minimizando el riesgo de incendio. Debe colocarse una capa de 10 a 15 cm de espesor sobre un geotextil para evitar la mezcla con el suelo natural, para mayor detalle de la gravilla, para más detalle ver anexo ECRS-25
- **Ventajas:** Además de su función drenante, la gravilla también actúa como una barrera térmica, contribuyendo a la seguridad en caso de sobrecalentamiento o derrame.

Tabla 4.7. Capacidad mínima del foso de aceite

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (LITROS)	CAPACIDAD MÍNIMA DEL FOSO (LITROS)
< 250 kVA	No obligatorio
250 - 1,000 kVA	Volumen de aceite + 10%
> 1,000 kVA	Volumen de aceite + 20%

Fuente: IEC 61936-1.

Ilustración 4.9. Foso o trampa de aceite.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Nota: si la altura del transformador a instalar es igual o inferior a 2.25 metros, la rejilla de la trampa de aceite alrededor del equipo debe ponerse por debajo del nivel del suelo, hasta

garantizar el cumplimiento de las distancias de seguridad, según el libro 3, artículo 3.22.1 del RETIE 2024.

4.3.3.2. Ventilación en subestaciones interiores y cerrada:

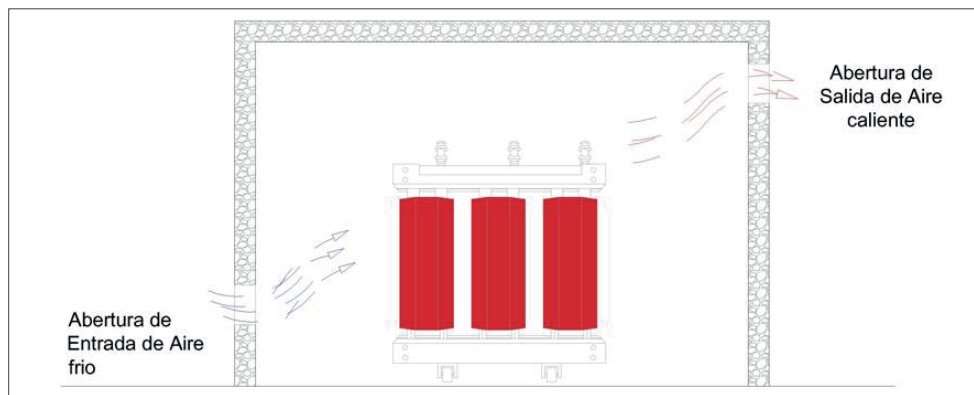
En subestaciones interiores, es necesario asegurar una ventilación adecuada para prevenir el sobrecalentamiento de los equipos eléctricos. La ventilación puede ser natural o forzada dependiendo de la carga térmica de los equipos.

Tabla 4.8. Área Mínima de ventilación.

TIPO DE SUBESTACIÓN	MÉTODO DE VENTILACIÓN	ÁREA MÍNIMA DE VENTILACIÓN
Subestaciones pequeñas	Ventilación natural	1/100 del área
Subestaciones medianas y grandes	Ventilación forzada	Según carga térmica

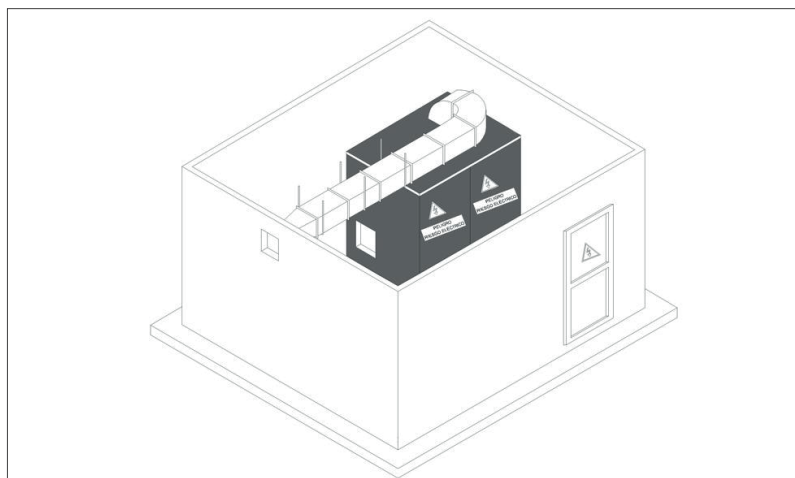
Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Ilustración 4.10. Ventilación natural de la bóveda del transformador, ilustración de referencia.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Ilustración 4.11. Ventilación forzada.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

4.3.3.3. Iluminación:

En este subcapítulo se establece los requisitos de iluminación para áreas críticas en

subestaciones eléctricas, cubriendo tanto las condiciones de operación normales como las de emergencia.

4.3.3.3.1. Niveles Mínimos de Iluminación Operativa:

- Para cumplir con los estándares de seguridad y operatividad en subestaciones eléctricas, las áreas críticas, tales como salas de control, celdas de media tensión y accesos a equipos de medición, deben contar con niveles mínimos de iluminación. Estos niveles están definidos en el Capítulo 5, Sección de Requisitos de Iluminación de la NTC 2050, que indica la importancia de la visibilidad en operaciones seguras.
- Los niveles de iluminación operativa serán:
 - Áreas de operación y mantenimiento: Iluminación mínima de 500 lux en subestaciones exteriores y de 300lux en subestaciones interiores, como referencia en la NTC 2050, Artículo 410 - Luminarias y lámparas, que especifica condiciones de iluminación en zonas de uso continuo.
 - Áreas de acceso y circulación: Iluminación mínima de 100 lux, siguiendo la NTC 2050, Artículo 400 - Cordones y cables flexibles, que enfatiza la seguridad en el movimiento y circulación en áreas de trabajo.

4.3.3.3.2. Iluminación de Emergencia:

- La iluminación de emergencia en subestaciones eléctricas debe instalarse en todas las áreas de operación clave, permitiendo una salida segura del personal y finalización de operaciones en situaciones de corte de energía, como lo establece el RETIE, Capítulo 4, Sección sobre Iluminación de Emergencia.
- De acuerdo con la NTC 2050, Artículo 700 - Sistemas de Emergencia, el sistema de iluminación de emergencia debe tener una autonomía mínima de 90 minutos y proporcionar al menos 50 lux en rutas de escape y zonas de acceso a equipos de seguridad.

4.3.3.3.3. Protección y Mantenimiento de los Sistemas de Iluminación:

- Para proteger la iluminación en áreas con exposición ambiental, los sistemas deben cumplir con los niveles de protección IP requeridos, de acuerdo con la NTC 2050, Artículo 110 - Requisitos para Instalaciones Eléctricas y RETIE 2024, Capítulo 3, Requisitos Generales de Instalación en Áreas Críticas.
- Se recomienda realizar mantenimiento periódico de los sistemas de iluminación, en concordancia con el RETIE 2024, Sección de Mantenimiento y Seguridad en Instalaciones Eléctricas, asegurando que las lámparas, sistemas de emergencia y dispositivos de control se mantengan en condiciones operativas.

4.3.4. Cerramiento y señalización

El cerramiento debe proteger las subestaciones del acceso no autorizado. Además, es obligatorio instalar señalización de advertencia visible que cumpla con los estándares de seguridad del RETIE y la IEC 61936-1, como lo indica Tabla 4.9.

Tabla 4.9. Marcación y señalización.

DESCRIPCIÓN	PROHIBIDO EL PASO	RIESGO ELÉCTRICO
Señalización	 PROHIBIDO EL PASO A PERSONAS NO AUTORIZADAS	 RIESGO ELÉCTRICO

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

El cerramiento se hará con el fin de impedir el fácil acceso de personas no autorizadas y animales al área de los equipos.

Debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- Altura mínima del cerramiento será de 2,5 m, y cumplir con las distancias de seguridad establecidas en el Libro 3, título 22, artículo 3.22.1 del RETIE 2024.
- Debe estar equipado con concertina de púas de seguridad, espaciadas entre 15 y 20 cm.
- La construcción civil debe estar diseñada por un profesional certificado.

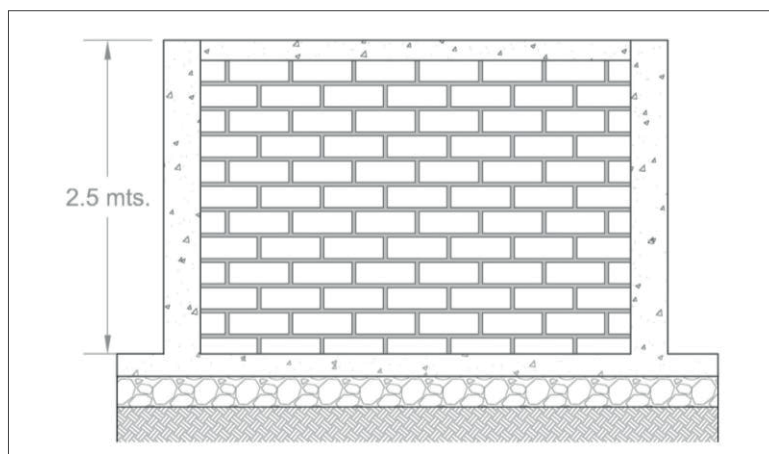
Tabla 4.10. Requisitos para el cerramiento de las subestaciones tipo patio y tipo pedestal.

TIPO DE SUBESTACIÓN	ALTURA DEL CERRAMIENTO (m)	MATERIAL DEL CERRAMIENTO	NORMATIVA APLICABLE
Subestaciones urbanas	2.5	Muro	RETIE, NTC 2050
Subestaciones rurales	2.5	Muro	IEC 61936-1

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Nota: Si se requiere según el diseño un cerramiento en tipo malla en subestaciones, está deberá ser previamente aprobada por Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Ilustración 4.12. Cerramiento de la subestación en muro



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Nota: La caseta destinada para equipos en subestaciones tipo patio debe construirse mínimo a un metro de la pared del encerramiento, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones.

- **Evitar interferencias estructurales:** Garantizar que la caseta de equipos y el muro del encerramiento no se afecten mutuamente en caso de modificaciones, mantenimiento o daños.
- **Mejorar la seguridad:** Al mantener una separación mínima, se reduce el riesgo de accesos no autorizados desde el encerramiento hacia la caseta y viceversa.
- **Facilitar el mantenimiento:** La distancia mínima de un metro permite que los operarios puedan acceder de manera cómoda y segura para inspeccionar o reparar tanto la caseta como el muro del encerramiento.

4.4. Equipos Principales (Transformadores y Celdas de Medida)

Esta sección cubre los requisitos técnicos para la instalación, clasificación, y medición de los equipos principales en subestaciones eléctricas. Se detallan los tipos de transformadores, su clasificación, requisitos de marcado y los equipos de medición como los CT's y PT's.

4.4.1. Tipos de transformadores

Los transformadores en subestaciones se dividen en varias categorías según el medio aislante, la ubicación y la aplicación.

- **Transformadores de aceite:** Emplean aceite mineral o sintético como medio de aislamiento y refrigeración.
- **Transformadores secos:** Utilizados principalmente en interiores, donde no se utilizan líquidos aislantes, lo que reduce el riesgo de incendios.
- **Transformadores tipo pedestal:** Son compactos y están diseñados para áreas residenciales o comerciales, montados en gabinetes a nivel del suelo.

4.4.2. Potencias nominales y clasificación de transformadores

Los transformadores se clasifican según su aplicación, por su potencia nominal, que varía según la capacidad de carga, la tensión primaria y secundaria.

Tabla 4.11. Tipos de Transformadores según su Aplicación y Características.

TIPO DE TRANSFORMADOR	POTENCIA (kVA)	RELACIÓN DE TENSIÓN (V)
Monofásico	5	13,200 / 240 / 120
	10	13,200 / 240 / 120
	15	13,200 / 240 / 120
	25	13,200 / 240 / 120
	37.5	13,200 / 240 / 120
	50	13,200 / 240 / 120
	15	13,200 / 220 / 127

Trifásico	30	13,200 / 220 / 127
	45	13,200 / 220 / 127
	75	13,200 / 220 / 127
	112.5	13,200 / 220 / 127
	150	13,200 / 220 / 127
	300	13,200 / 220 / 127
	400	13,200 / 220 / 127

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Nota: En caso de que en el diseño se requiera otra relación de tensión, esta deberá ser aprobada por Electrocaquetá S.A. E.S.P.

4.4.3. Requisitos de identificación y marcado de transformadores

Todos los transformadores deben estar identificados con una placa que incluya la información técnica necesaria para su correcto mantenimiento y operación.

4.4.3.1. Marcado con cinta autoadhesiva:

- **Color:** Blanco con negro.
- **Dimensiones:** 33 cm de largo por 10 cm de ancho.
- **Forma:** Tipo placa.
- **Tipo de letra:** 95 pt.
- **Texto:** "NO PCB", marca del transformador y serial.

4.4.3.2. Marcado con cinta de color amarillo:

- Nombre del proyecto (tamaño 41 pt).
- Nodo (tamaño 171 pt, Tipografía Roboto Black).

Cuando se haga el trámite de revisión del transformador se debe pedir la información referente a la marcación a Electrocaquetá. En la Tabla 4.12 se puede observar una referencia.

Tabla 4.12. Marcado de transformadores

CARACTERÍSTICAS	DATOS DEL PROYECTO
 <p>Donde,</p> <ul style="list-style-type: none"> • Marca: ABB • Serial: 437885 • Especificación: NO PCB 	 <p>Donde se presenta la información del proyecto,</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nombre: FAER- 500 • Año:2022 • Código del transformador: T000

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

4.4.3.3. Marcado Placa Característica:

Según la norma IEC 60076-1, todo transformador debe estar equipado con una placa de características que incluya, entre otros datos, la potencia nominal, las tensiones primarias y secundarias, la frecuencia, el sistema de refrigeración, y el número de serie del fabricante, entre otros. Esta información garantiza que los transformadores cumplan con los requisitos técnicos y operacionales establecidos por las normativas internacionales aplicables.

Por lo anterior, Electrocaquetá S.A. E.S.P. también exige que los transformadores lleven una placa con estos datos para asegurar la identificación correcta y el cumplimiento de las normativas de seguridad eléctrica.

4.4.4. Equipos de Medida

Los equipos de medida en subestaciones son esenciales para la operación, monitoreo y protección del sistema eléctrico. El equipo de medida para transformadores mayores de 112.5 kVA y hasta 400 kVA a 13.2 kV y desde 0.5 MVA hasta 10 MVA, a 34.5 kV debe ser instalado por media tensión, dicha medida se instalará en poste o en celda según criterios de diseño. Es importante cumplir como lo expresado en el capítulo 5 de Medida de la presente normativa.

- Transformadores de corriente TCs.
- Transformadores de potencial TPs.
- Bloque de pruebas.
- Medidor electrónico con perfil de carga y telecomunicación para telemedida.

Para el diseño en subestaciones se instalarán tres transformadores de potencial y tres transformadores de corriente, y para cada módulo de transformación se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Número de núcleos
- Relación de transformación en [V]
- Clase
- Burden [VA]
- Tipo de uso, interior o intemperie

4.4.4.1. Transformadores de Potencial:

Los transformadores de potencial, también conocidos como transformadores de tensión (PTs o TTs), son dispositivos esenciales en las subestaciones eléctricas que tienen la función de reducir los altos niveles de tensión de la red a valores más bajos y manejables. Esto permite la medición precisa, la protección y el monitoreo del sistema eléctrico. Al proporcionar una representación escalada de LA TENSION de la red, los PTs facilitan la integración segura de los equipos de medida y control.

Nota: para detalle de características técnicas y selección de equipos ver capítulo 5 “Medida”, sección 5.7 de la presente norma.

4.4.4.2. Transformadores de Corriente:

Los transformadores de corriente (CTs) son componentes clave en las subestaciones eléctricas, diseñados para reducir las corrientes elevadas de la red a niveles más bajos y seguros para los equipos de medición y protección. Al convertir la corriente primaria en una corriente secundaria proporcional, los CTs permiten una medición precisa y confiable, así como la activación de

dispositivos de protección en caso de sobrecargas o fallas, asegurando la integridad y el funcionamiento eficiente del sistema eléctrico.

Nota 1: para detalle de características técnicas y selección de equipos ver capítulo 5 “Medida”, sección 5.7 de la presente norma.

Nota 2: Si se instala en celda, las celdas deben contar con un visor en su puerta y con un símbolo de riesgo eléctrico con una nota de peligro media tensión.

4.5. Protección y seguridad

Este capítulo define los requisitos de protección y seguridad aplicables a las subestaciones eléctricas de Electrocaquetá S.A. E.S.P., enfocándose en las protecciones contra fallos, sobretensiones y riesgos ambientales, así como en la seguridad del personal y el público.

4.5.1. Equipos de Protección

Para garantizar una operación segura y confiable, cada subestación debe estar equipada con dispositivos de protección adecuados a las condiciones de tensión, carga y ubicación.

4.5.1.1. Fusibles y Protecciones de Sobrecorriente:

- Los sistemas de protección contra sobrecorrientes deben incluir fusibles y disyuntores de potencia seleccionados en función de las características de corriente de cortocircuito del sistema y los niveles de tensión.
- Los fusibles deben estar dimensionados para soportar la corriente máxima de falla prevista y cumplir con los estándares del Artículo 240 de la NTC 2050, que establece los requisitos de protección contra sobrecorrientes.

4.5.1.1.1. Ejemplo cálculo de fusible para transformadores con cargabilidad promedio del 80%:

Se hace una demostración para calcular el valor de corriente del fusible de un transformador trifásico de 75 kVA conectado a la red de 13.2 V:

$$I_{\text{nominal}} = \frac{75 \text{ kVA}}{13.2 \text{ kV} * \sqrt{3}} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$I_{\text{nominal}} = 3.28 \text{ A}$$

El valor estandarizado por encima de la corriente nominal es de 4 A.

4.5.1.1.1.1. Ejemplo cálculo de fusible monofásico:

Se hace una demostración para calcular el valor de corriente del fusible de un transformador monofásico de 37.5 kVA conectado a la red de 13.2 V:

$$I_{\text{nominal}} = \frac{37.5 \text{ kVA}}{13.2 \text{ kV}} \quad \text{Ecuación 2}$$

$$I_{\text{nominal}} = 2.84 \text{ A}$$

El valor estandarizado por encima de la corriente nominal es de 3 A.

4.5.1.1.1.2. Criterios de selección del fusible de protección contra sobrecorriente de transformadores con cargabilidad del 100% (caso atípico):

Para este caso la selección de la protección contra sobrecorriente en sistemas de media tensión, se determina la corriente nominal basada en la potencia del transformador, la tensión de la red y considerando una capacidad de sobrecarga del transformador del 25% de su capacidad nominal. Posteriormente, se elige el fusible con un valor estandarizado por encima de esta corriente calculada para garantizar una protección efectiva del sistema.

En el caso de cargas especiales que soliciten altas corrientes en tiempo corto (arranques de motores, etc.), deberán tenerse en cuenta estos aspectos y justificar en el diseño la selección del fusible correspondiente.

La ecuación básica para determinar la corriente nominal es:

$$I_{\text{nominal}} = \frac{P}{V * \sqrt{3}} * Sc \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

- I:** corriente nominal en amperios (A)
- P:** potencia nominal del transformador en voltiamperios (VA)
- V:** tensión de la red en voltios (V)
- Sc:** capacidad de sobrecarga

4.5.1.1.1.3. Ejemplo cálculo de fusible trifásico para caso atípico:

Se hace una demostración para calcular el valor de corriente del fusible de un transformador trifásico de 45 kVA conectado a la red de 13.2 V, con una cargabilidad del 100%:

$$I_{\text{nominal}} = \frac{P}{V * \sqrt{3}} * Sc$$

$$I_{\text{nominal}} = \frac{45 \text{ kVA}}{13.2 \text{ kV} * \sqrt{3}} * 1.25$$

$$I_{\text{nominal}} = 2.46 \text{ A}$$

El valor estandarizado por encima de la corriente nominal es de 3 A.

Nota 1: Para transformadores de potencias diferentes a las presentadas, se deberá presentar a Electrocaquetá S.A. E.S.P. el dimensionamiento del fusible a instalar para su validación y aprobación.

Nota 2: Para todos los casos, la selección del fusible queda a criterio de ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. Previo a la puesta en marcha o energización se revisará que las protecciones instaladas en campo, coincidan con el diseño. Así mismo, Electrocaquetá podrá solicitar un elemento de protección contra sobre corrientes diferente, durante el proceso de revisión y aprobación del

proyecto, con el fin de garantizar la coordinación de protecciones entre las protecciones nuevas y las existentes.

4.5.1.1.2. Fusibles para cortacircuitos:

Siguiendo los criterios de selección para la protección contra sobrecorriente del transformador, se proporcionan los valores de los fusibles para circuitos primarios, en las siguientes tablas:

Tabla 4.13. Fusibles para transformadores trifásicos 13.2 kV y 34.5 kV, en condiciones normales de operación.

TRANSFORMADORES 13.2 kV		TRANSFORMADORES 34.5 kV	
kVA (3Φ)	A	kVA (3Φ)	A
15	1	500	10
30	2	630	12
45	2	750	13
75	4	800	15
112,5	5	1000	17
150	7	1250	20
225	10	1600	25
250	12	2000	35
300	15	2500	40
400	20	3000	50

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Nota: Los fusibles en 34,5 kV se operan sin carga.

Tabla 4.14. Fusibles para transformadores monofásicos y auxiliares a 13.2 kV, en condiciones normales de operación.

TRANSFORMADORES 13,2 kV	
kVA (1Φ)	A
5	1
10	1
15	1
25	2
37,5	3
50	3

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

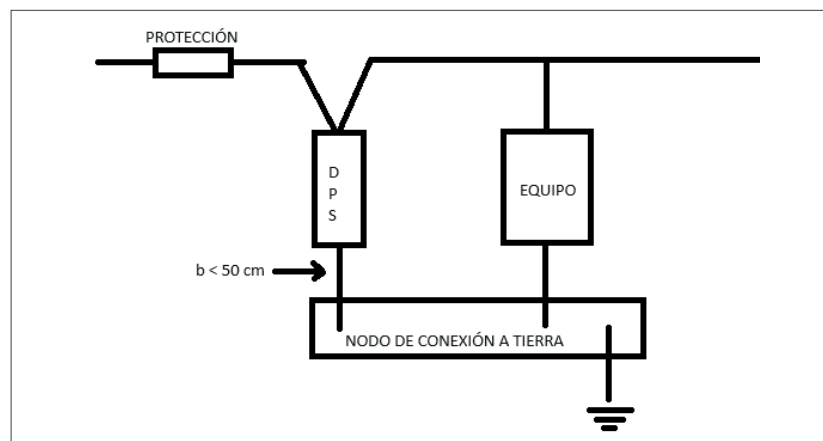
4.5.1.2. Protección Diferencial de Transformadores:

- Para evitar daños a los transformadores debido a fallas internas, se debe instalar una protección diferencial adecuada. Este sistema debe detectar la diferencia de corriente entre el lado de alta tensión y el lado de baja tensión.
- La configuración de la protección diferencial debe seguir los lineamientos del Artículo 450.9 de la NTC 2050, que detalla los requisitos para la protección de transformadores, y debe configurarse de acuerdo a las características del transformador y del sistema.

4.5.1.3. Protección Contra Sobretensiones (DPS):

- En cada subestación se deben instalar dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) en el lado de media tensión para mitigar el riesgo de sobretensiones transitorias y permanentes.
- Los DPS deben cumplir con las normas de instalación y selección definidas en el Artículo 285 de la NTC 2050 y el Artículo 3.13.1 del RETIE 2024, el cual cubre la protección contra sobretensiones transitorias causadas por descargas atmosféricas y conmutaciones en el sistema.
- Se recomienda que los DPS tengan una capacidad de disipación adecuada y sean instalados en ubicaciones estratégicas de acuerdo con el diseño de la subestación.

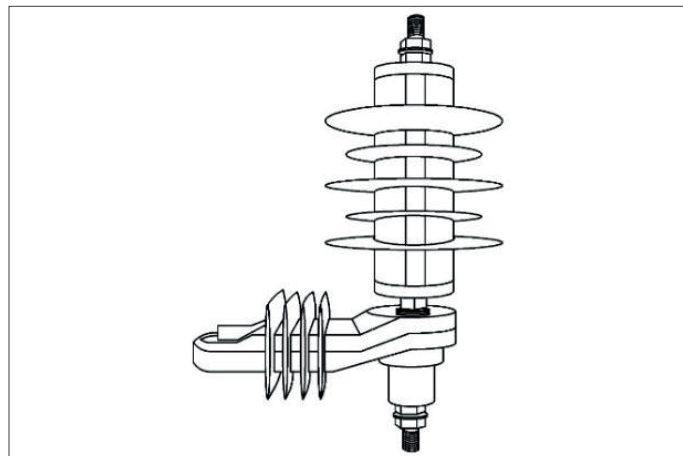
Ilustración 4.13. Montaje típico del DPS.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Se presenta la siguiente imagen del descargador de sobretensión polimérico como referencia

Ilustración 4.14. Descargador de sobretensión polimérico.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

4.5.1.3.1. Especificaciones para 13,2 kV:

Para proteger el transformador de sobretensiones transitorias causadas por descargas atmosféricas y/o maniobras de switcheo, desviándolas a tierra usara DPS's.

Se recomienda instalar los DPS lo más cerca posible de los bornes primarios del transformador que se desea proteger. Para facilitar esta disposición, es conveniente dejar provistos los soportes necesarios en el tanque o cuba del transformador para su instalación.

El DPS cumplirá con las características técnicas presentes en la Tabla 4.15 Características DPS 13,2kV para 13.2 kV.

Tabla 4.15. Características DPS 13,2kV.

SISTEMA	CARACTERÍSTICAS
Trifásico a 13,2 kV (3 hilos)	DPS de óxido de zinc, tipo polimérico de 12 kV, MCOV 10.2 kV, Capacidad de descarga 10 kA, BIL de 95 kV (para onda de 8/20 μs)
Monofásico a 13,2 kV (2 hilos)	DPS de óxido de zinc, tipo polimérico de 12 kV, MCOV 10.2 kV, Capacidad de descarga 10 kA, BIL de 95 kV (para onda de 8/20 μs)

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Los descargadores de sobretensión se conectarán a tierra mediante un cable de cobre desnudo No.4 AWG, cumpliendo los requisitos del RETIE para electrodos y sistemas de puesta a tierra. Se busca una resistencia de tierra de máximo 10 ohmios; si la medida da mayor se debe construir una toma de tierra en forma de anillo cerrado, enterrado alrededor de la cimentación a 1 m de distancia de ella y a 0,5 m de profundidad. Al anillo se le conectarán, como mínimo, dos varillas de cobre electrolítico de 5/8" x 2.40 m.

4.5.1.3.2. Especificaciones para 34,5 kV:

El dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS) cumplirá con las características técnicas presentes en la Tabla 4.16 Características DPS 34,5 kV para 34.5 kV.

Se deben instalar DPSs en entrada y salida de líneas y en transformador de potencia.

Tabla 4.16. Características DPS 34,5 kV.

SISTEMA	CARACTERÍSTICAS
Trifásico a 34.5 kV (3 hilos)	DPS de óxido de zinc, tipo polimérico de 30 kV, MCOV 24.4 kV, Capacidad de descarga 10 kA, (para onda de 8/20 μs)

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Ejemplo de selección de DPS

- Cálculo del voltaje máximo de operación del DPS (VMO)

$$VMO = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3}} * \text{factorTOV} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

Factor TOV= Voltaje de operación temporal, según la norma ANSI C62.11.1987, este valor se asume como 1.06.

$$VMO = \frac{13.2_kV}{\sqrt{3}} * 1.06$$

$$VMO = 8.07 \text{ kV}$$

• Cálculo de la tensión de operación de la válvula

$$TOV = \frac{Vff}{\sqrt{3}} * FA \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

FA: factor de aterrizamiento del sistema, para neutros sólidamente aterrizados, este factor será 1.4

$$TOV = \frac{13.2_kV}{\sqrt{3}} * 1.4$$

$$TOV = 10.66$$

Con los datos obtenidos, se seleccionan DPS de 12kV.

4.5.2. Sistemas de Protección Contra Incendios

- Es obligatorio implementar sistemas de protección contra incendios en las áreas de transformadores y equipos de media tensión que usan aceite o refrigerantes inflamables.
- Se deben considerar sistemas de extinción automáticos o manuales según el tipo de subestación y la clasificación de riesgo. Los sistemas deben cumplir con los requisitos del Artículo 3.22.4 del RETIE 2024, que establece normas para la protección en subestaciones con líquidos inflamables.

Estos sistemas deberán cumplir las especificaciones de la Tabla 4.17.

Tabla 4.17. Especificaciones para la seguridad y protección contra incendios.

SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS	DETALLES
Ubicación de extintores	<p>Subestación interior: Junto a cada puerta de acceso y a lo largo de la ruta de evacuación, preferiblemente al exterior de la subestación</p> <p>Subestación exterior: en la caseta de equipos, en un lugar de fácil acceso, preferiblemente junto a la puerta de acceso.</p> <p>En caso no contar con caseta de equipos, se debe construir un recinto con techo donde se ubicará el extintor de incendios.</p>

	El diseño de este recinto queda a criterio del diseñador, y a aprobación de ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P.
Tipos de extintores	CO2 o polvo químico seco, NOC 55.
Capacidad mínima	15 lb
Accesibilidad y visibilidad	Fácilmente accesibles y ubicados visiblemente en lugares estratégicos para un acceso inmediato en caso de incendio, siendo transportado rápidamente al sitio necesario. sin necesidad de moverse o subir sobre materiales, inventarios o equipos. Para extintores rodantes, se debe considerar el ancho de los pasillos y puertas, así como la naturaleza del piso y exteriores donde se moverá el equipo.
Normativa de selección	Norma NTC 2885
Requerimientos para equipos eléctricos	Encerrados o separados de material combustible si generan chispas, arcos, llamas o metal fundido durante el funcionamiento normal.
Clasificación de extintores para equipos	Clasificación C para equipos eléctricos energizados, sin agentes conductores de electricidad.

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

4.6. Sistemas de Puesta a Tierra

El objetivo principal del sistema de puesta a tierra es proporcionar un camino de baja resistencia para la corriente eléctrica en caso de fallas o sobretensiones, evitando así daños a equipos, protegiendo a las personas de descargas eléctricas y ayudando a mantener la estabilidad del sistema. Los componentes típicos de un sistema de puesta a tierra incluyen electrodos de tierra, cables conductores y dispositivos de protección. Su instalación y mantenimiento adecuados son fundamentales para garantizar la seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

4.6.1. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

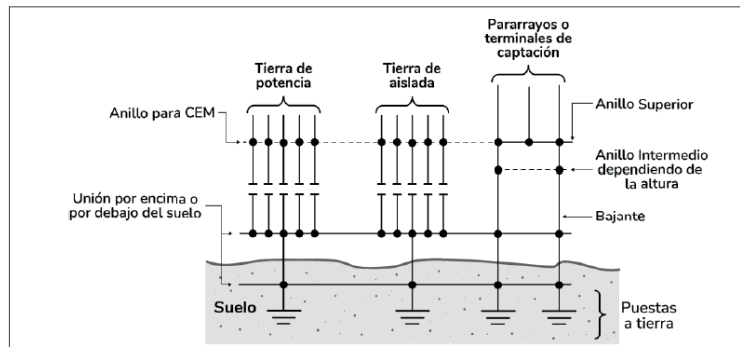
Tabla 4.18. Valores de referencia para resistencias de puesta a tierra.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 Ω
Subestaciones de media tensión	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión	25 Ω

Fuente: Libro 3, artículo 3.12.3, tabla 3.12.3. a., RETIE 2024.

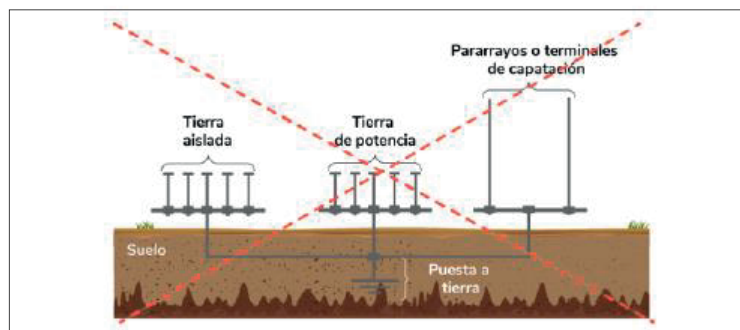
Se debe cumplir con todos los requisitos establecidos para los sistemas de puesta a tierra especificados en el Capítulo 1 Título 12 Libro 3 del RETIE.

Ilustración 4.15. Sistema con puesta a tierra dedicadas e interconectadas.



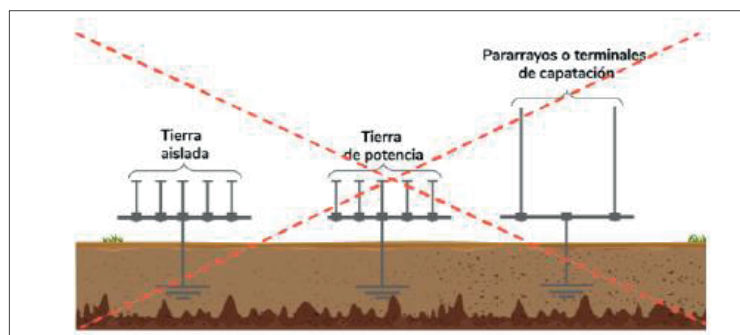
Fuente: RETIE 2024, título 12, Figura 3.12.1. a.

Ilustración 4.16. Una sola puesta a tierra para todas las necesidades.



Fuente: RETIE 2024, título 12, Figura 3.12.1. b.

Ilustración 4.17. Puesta a tierra separadas o independientes.



Fuente: RETIE 2024, título 12, Figura 3.12.1. c.

4.6.2. Mediciones para sistemas de puesta a tierra

Se utilizará un método de medición para evaluar los siguientes parámetros. Estos parámetros son fundamentales en el sistema de puesta a tierra.

- Resistividad aparente.
- Resistencia de puesta a tierra.
- Tensión de paso y de contacto.

- Cumplir con las tensiones de paso y contacto mínimas.
- Tener resistencia estable a cambios ambientales y baja impedancia de onda.
- Conducir corrientes de falla sin generar gradientes peligrosos y sin calentamiento excesivo.
- Ser resistente a la corrosión.

Nota: En subestaciones de media tensión se deben medir las tensiones de paso y contacto al borde de la malla de cerramiento, si las corrientes de falla son superiores a 10 kA o si la medida de resistencia de puesta a tierra resulta dos o más veces el valor considerado en el diseño. En caso de que se superen los valores establecidos en la Tabla 3.12.1. a. del RETIE se deberán tomar las medidas pertinentes de conformidad con este Reglamento. Es importante mencionar que, las subestaciones tipo poste no requieren esta medición.

4.6.2.1. Medición resistividad del terreno:

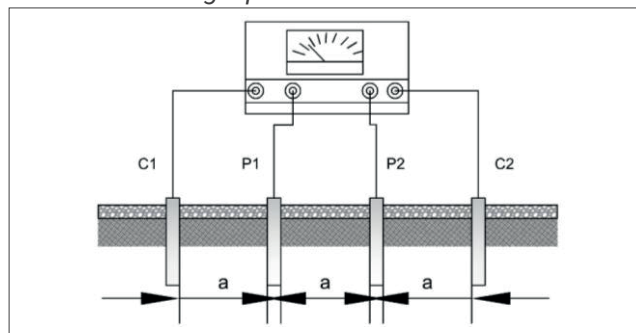
Existen varios métodos reconocidos para medir la resistividad, entre ellos se destacan el Método de Wenner, el método de Schlumberger-Palmer, el Método de medición de una varilla, y aquellos diseñados para casos especiales.

4.6.2.1.1. Método de Wenner:

El método de los cuatro puntos de Wenner destaca como el más preciso y ampliamente utilizado en aplicaciones eléctricas. Permite calcular la resistividad del suelo en capas profundas sin la necesidad de enterrar los electrodos a gran profundidad. Además, este método no requiere equipos pesados para la medición y garantiza resultados precisos sin ser afectados por la resistencia de los electrodos auxiliares o los huecos creados para su inserción en el terreno.

Consiste en enterrar electrodos tipo varilla de 30 cm de longitud en cuatro puntos sobre el suelo, a una profundidad "b", y espaciados en línea recta a una distancia "a", como se muestra en la **Ilustración 4.18**.

Ilustración 4.18. Arreglo para medición de resistividad - Wenner.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Entre los dos electrodos externos se inyecta una corriente "I", mientras que entre los dos electrodos internos el instrumento mide el potencial "V". El instrumento mide la resistencia ($R=V/I$) del volumen de suelo de lado "a" encerrado entre los electrodos internos y a partir de ésta, se obtiene la resistividad aparente del suelo ρ_a , a la profundidad "b", mediante la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{4 \pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde,

ρ : Resistividad aparente del terreno en ohmios metro.

R: Resistencia eléctrica medida en ohmios.

a: Distancia entre electrodos adyacentes en metros.

b: Profundidad de enterramiento de los electrodos en metros.

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

$$\rho = 2\pi a R \quad \text{Ecuación 7}$$

Para determinar cómo varía la resistividad del suelo con la profundidad, se ajusta el espaciado entre electrodos desde unos pocos metros hasta igualar o superar la máxima dimensión esperada del sistema de puesta a tierra. Dentro de este rango, el espacio "a" entre los electrodos indica aproximadamente la profundidad a la que se mide la resistividad del suelo. Por lo tanto, para caracterizar la variación de la resistividad en un área específica, se requiere llevar a cabo múltiples grupos de mediciones (perfiles) en diversas direcciones.

El registro de estas mediciones y la resistividad resultante deben consignarse en el "Formato para registro de mediciones de resistividad", disponible al final de este documento. Para obtener más detalles sobre el procedimiento de medición, se recomienda consultar la norma IEEE Std 81.

Nota:

- Es importante mencionar que en casos especiales como en suelos cubiertos por pavimento, concreto o cemento, en los cuales se hace imposible hincar los electrodos tipo varilla además que se debe tener precaución por la posible presencia de elementos metálicos enterrados, se realiza con placas de cobre. Para información de otros métodos como método de las placas de cobre y métodos de Schlumberger-Palmer y de medición de una varilla los mencionados anteriormente se referencia a la norma RA06-014 Norma técnica mediciones para el sistema de puesta a tierra.

4.6.2.2. Resistencia de puesta a tierra:

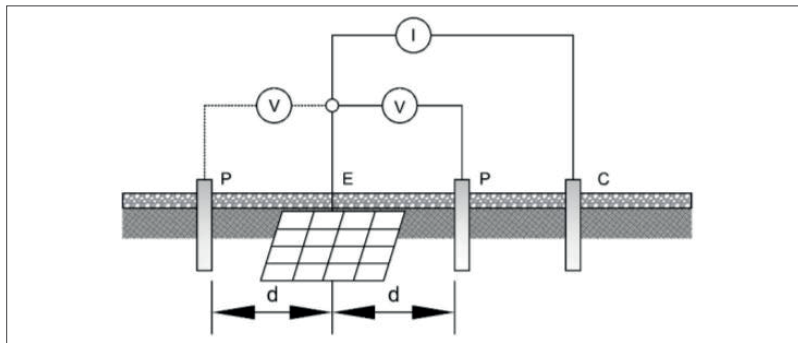
La medición de la resistencia de puesta a tierra debe llevarse a cabo una vez finalizado el montaje del sistema, con el fin de verificar la precisión de las estimaciones realizadas durante el diseño. Esta medición es un requisito tanto para la certificación de la instalación, según lo establecido por el RETIE, como para los procedimientos de mantenimiento del sistema eléctrico.

Existen diferentes métodos para la medición de la resistencia, método caído de potencia, método de la pendiente, y método para casos especiales, método sobre pavimentos o suelos de concreto y mediante medidor tipo pinza.

4.6.2.2.1. Método caído de potencial:

El método consiste en inyectar una corriente entre el electrodo o sistema de puesta a tierra (E) a medir y un electrodo de corriente auxiliar (C), mientras se mide la tensión entre la puesta a tierra bajo prueba y un electrodo de potencial auxiliar (P) como se muestra en la **Ilustración 4.19**.

Ilustración 4.19. Método caída de potencial para medir resistencia de puesta a tierra.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Para minimizar la influencia entre electrodos, el electrodo de corriente y la malla de puesta a tierra deben separarse al menos 6,3 veces la mayor dimensión de la malla. No respetar esta distancia puede generar problemas por los gradientes de potencial. El electrodo de potencial debe ubicarse en la misma dirección que el de corriente, preferentemente a una distancia del 62% de la distancia al electrodo de corriente, lo que permite medir la resistencia de manera precisa en suelos homogéneos.

El electrodo de potencial es clave para medir la resistencia de la puesta a tierra, y debe estar fuera de la influencia tanto de la malla como del electrodo auxiliar. Para verificar esto, se recomienda tomar varias lecturas de resistencia moviendo el electrodo de potencial y seleccionando las lecturas constantes como representativas.

En casos especiales, se utilizan métodos alternativos, como sobre pavimentos o con medidores tipo pinza, basados en la norma RA6-010 de EPM, que también incluye consideraciones para el método de Wenner y medidas de seguridad para evitar exposición a gradientes de potencial.

4.6.3. Malla de puesta a tierra

Una malla de puesta a tierra consiste en electrodos horizontales interconectados y enterrados para proporcionar una tierra común a dispositivos eléctricos o estructuras metálicas. Su diseño sigue la guía IEEE Std 80-2013 y debe ser realizado por profesionales certificados.

4.6.3.1. Redes de distribución:

En las redes de distribución, se utilizarán las configuraciones de puesta a tierra tipo varilla, anillo, y en casos especiales, triada o una configuración aprobada por Electro Caquetá.

Se recomienda verificar la norma NC-RA6-010 de EPM para más detalles sobre sistemas de puesta a tierra (SPT) en redes de distribución y sus configuraciones según la resistividad del terreno.

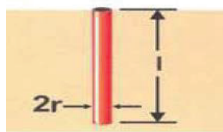
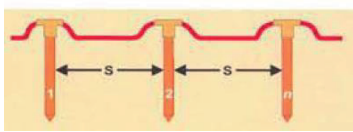
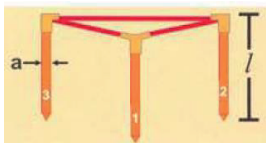
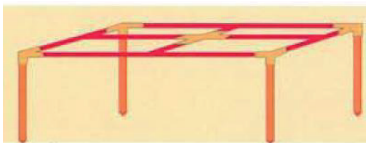
4.6.3.2. Subestaciones:

Para el sistema de puesta a tierra, se recomienda lo siguiente:

- Subestación tipo poste: Configuración tipo varilla o anillo, y en casos especiales tipo triada. El neutro de baja tensión se conectará a tierra con un bajante y electrodo, seleccionados según el estudio. Los DPS y el neutro del transformador se conectarán equipotencialmente.

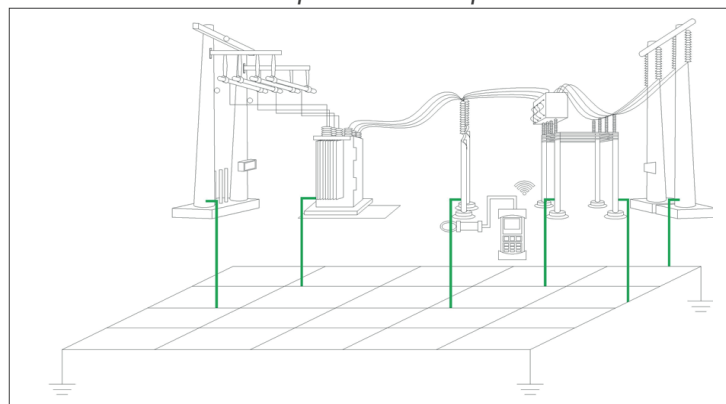
- Subestación tipo pedestal: Configuración tipo malla, conectada a todas las partes metálicas expuestas que no conduzcan corriente, como el neutro del transformador, la pantalla metálica de cables de media tensión, terminales y descargadores de sobretensión.
- Subestación tipo interior: Configuración tipo malla, conectada a partes metálicas expuestas y pantallas de cables, herrajes de soporte, celdas de media tensión, tanque y neutro del transformador, tableros de baja tensión y equipos de medida
- Subestación tipo patio: Configuración tipo malla, conectada a DPS, tanque del transformador, neutro, pantallas de cables, bandejas portacables, celdas, tableros, estructura de la edificación y todos los elementos metálicos expuestos que no conduzcan corriente.

Ilustración 4.20. Formulas de Resistencia de puesta a tierra

VARILLA (VERTICAL)	ELECTRODOS EN LÍNEA RECTA
	
$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l}{r}$	$R = \frac{\rho}{n} \left(0,404 + \frac{0,16}{S} \ln 0,655 n \right)$
TRIANGULO (5 m DE LADO)	MALLA CON ELECTRODO EN CADA ESQUINA
	
$R = \frac{\rho}{6\pi l} \left(L n \left(\frac{4l}{a} \right) - 1 + \frac{2l}{D \operatorname{sen} \frac{\pi}{3}} \right)$	$R = 0,443 \frac{\rho}{\sqrt{A}} + \frac{\rho}{l}$ <p>A= Área total l= Longitud total del conductor</p>

Fuente: Libro "Tierras- soporte de la seguridad eléctrica- quinta edición" Autor: Favio Casas Ospina

Ilustración 4.21. Sistema de puesta a tierra para subestación en malla.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Nota: El electrodo de puesta a tierra para subestaciones tipo poste será de cobre macizo, tanto urbano, como rural. Se aceptarán electrodos con núcleo de acero recubierto en cobre solo en áreas muy remotas y con mínima concentración de personas. El uso de electrodos con núcleo de acero recubierto de cobre debe ser explícitamente aprobado por Electrocaquetá S.A E.S.P; en todo caso estos electrodos deben contar con certificado de producto, según el RETIE 2024, libro 2, artículo 2.3.15 y deben garantizar los valores de referencia para resistencia de puesta a tierra de la **Tabla 4.18**.

4.6.4. Conductor del Electrodo de Puesta a Tierra o Conductor a Tierra

El conductor a tierra para media, alta y extra alta tensión debe ser seleccionado con la siguiente ecuación la cual fue adoptada de la norma ANSI/IEEE80.

$$A_{mm^2} = \frac{IKf\sqrt{tc}}{1,9737} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

A: (mm²): es la selección del conductor en mm².

I: es la corriente de falla a tierra, suministrada por el operador de la red (rms en kA)

Kf: es la constante de la tabla X para diferentes materiales y valores de Tm.

tc: es el tiempo de despeje de la falla a tierra

Para este cálculo, se comparte la **Tabla 4.19** en la cual se presentan las características de los diferentes materiales.

Tabla 4.19. Constantes de materiales.

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD (%)	TM (°C)	Kf
Cobre blando	100	1083	7
Cobre duro (soldadura exotérmica)	97	1084	7,06
Cobre duro (conector mecánico)	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre (40% cobre)	40	1084	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre (30% cobre)	30	1084	14,64
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1.084	14,64
Aluminio grado EC	61	657	12,12
Aleación de aluminio 5005	53.5	652	12,41
Aleación de aluminio 6201	52.5	654	12,47
Alambre de acero recubierto de aluminio	20.3	657	17,2
Acero 1020	10.8	1.510	15,95
Varilla de acero recubierta en acero inoxidable	9.8	1.400	14,72
Varilla de acero con baño de zinc (galvanizado)	8.5	419	28,96
Acero inoxidable 304	2.4	1.400	30,05

Fuente: Libro 3, artículo 3.12.2.2, Tabla 3.12.2.2. a., RETIE 2024.

Nota: El calibre mínimo del conductor para el sistema de puesta a tierra para subestaciones tipo poste debe ser mínimo N°4. En cobre, o Kit de puesta a tierra en cinta de acero inoxidable. Para la malla del sistema de puesta a tierra en subestaciones tipo patio, se aceptará mínimo

conductor calibre 2/0 desnudo.

En ambos casos, los conductores seleccionados deben ser soportados con sus respectivos cálculos.

4.6.5. Tensiones de paso y contacto tolerables por el cuerpo humano

Los valores máximos permisibles de **tensión de contacto y de paso** deben calcularse según la norma **IEEE 80**. En caso de no calcularse, no deben superar los valores de la **Tabla 4.20**, que establece los límites para proteger al ser humano (con resistencia de 1.000 Ω) frente a corrientes de falla a tierra, considerando la **resistividad del suelo, el tiempo de despeje y la corriente de falla**.

Para el cálculo se tuvieron en cuenta los criterios establecidos en la IEEE 80, tomando como base las siguientes ecuaciones, cuando no se tiene capas superficiales de gravilla en terreno.

Para un ser humano de 50 kilos cuando no se tiene capas superficiales.

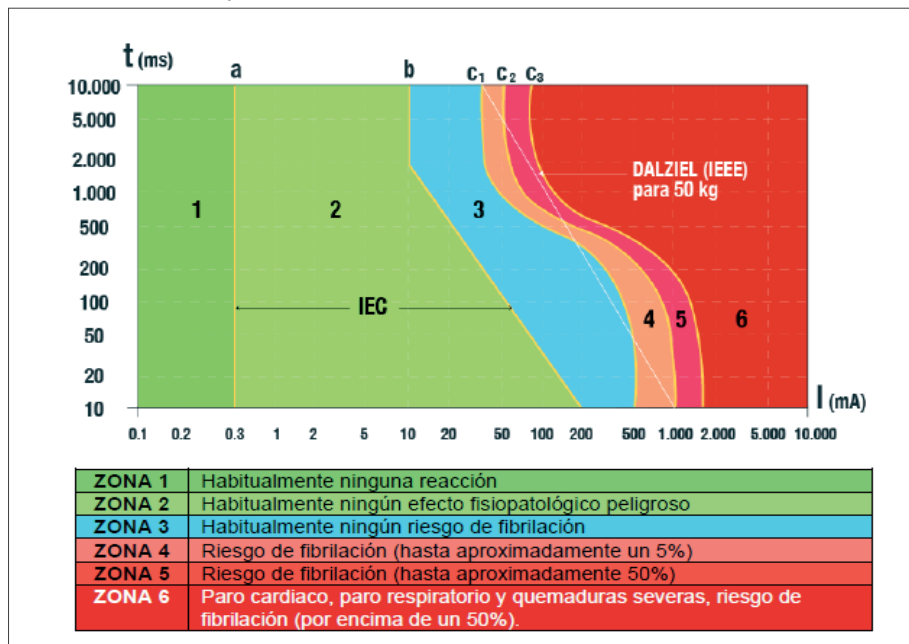
$$\text{Máxima tensión de contacto} = \frac{116}{\sqrt{t}} [V,c.a] \quad \text{Ecuación 9}$$

Para un ser humano de 70 kilos cuando no se tiene capas superficiales.

$$\text{Máxima tensión de contacto} = \frac{157}{\sqrt{t}} [V,c.a] \quad \text{Ecuación 10}$$

En la siguiente gráfica adaptada de la NTC 4120, con referente IEC 60479-1, se detallan las zonas de los efectos de la corriente alterna de 15 Hz a 100 Hz.

Ilustración 4.22. Zonas de tiempo/corriente de los efectos de las corrientes alternas de 15 Hz a 100 Hz.



Fuente: RETIE 2024, libro 1, artículo 1.5.1.

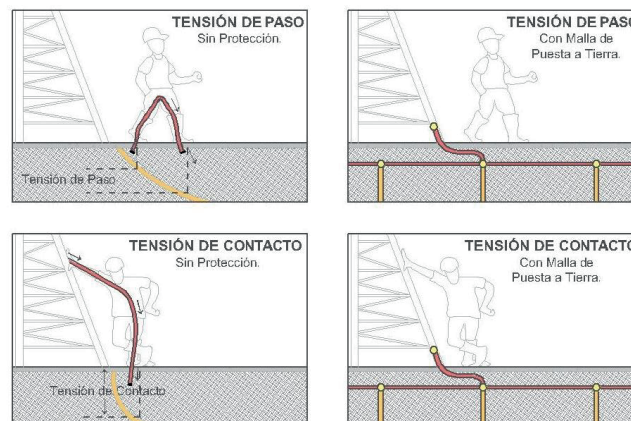
La columna dos de la Tabla 4.20 aplica a sitios con acceso al público en general y fue obtenida a partir de la norma IEC 60479-1 y tomando la curva C1 de la Figura 1.5.1.2. a. del Libro 1 del RETIE de Disposiciones Generales (probabilidad de fibrilación del 5%). La columna tres aplica para instalaciones de media, alta y extra alta tensión, donde se tenga la presencia de personal que conoce el riesgo y está dotado de elementos de protección personal.

Tabla 4.20. Máxima tensión de contacto admisible para un ser humano.

TIEMPO DE DESPEJE DE LA FALLA	MÁXIMA TENSIÓN DE CONTACTO ADMISIBLE (rms c.a.) SEGÚN IEC PARA 95% DE LA POBLACIÓN. (PÚBLICO EN GENERAL)	MÁXIMA TENSIÓN DE CONTACTO ADMISIBLE (rms c.a.) SEGÚN IEEE PARA PERSONAS 50 kg (OCUPACIONAL)
Mayor a 2 s	50 voltios	82 voltios
1s	55 voltios	116 voltios
700 ms	70 voltios	138 voltios
500 ms	80 voltios	164 voltios
400 ms	130 voltios	183 voltios
300 ms	200 voltios	211 voltios
200 ms	270 voltios	259 voltios
150 ms	300 voltios	299 voltios
100 ms	320 voltios	366 voltios
50 ms	345 voltios	518 voltios

Fuente: Libro 3, artículo 3.12.1, Tabla 3.12.1. a., RETIE 2024.

Ilustración 4.23. Tensión de paso y contacto.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Las tensiones de paso y contacto calculadas en el diseño deben medirse antes de poner en servicio nuevas subestaciones de alta y extra alta tensión, o en casos de remodelaciones o ampliaciones que involucren la malla de puesta a tierra, cerramiento o aumento de la corriente de cortocircuito. Esto también aplica a estructuras de líneas de transmisión de 110 kV o más, en zonas urbanas o cercanas a lugares con alta concentración de personas. Las mediciones deben seguir la norma IEEE-81 o una equivalente como la IEC 61936-1, para garantizar que los valores estén dentro de los límites permitidos.

Cuando se cuente con capa de gravilla superficial, como es el caso de subestaciones tipo patio, las tensiones de paso y contacto deben calcularse con las siguientes ecuaciones:

La tensión de paso máximo permitida:

$$V_p = \frac{157}{\sqrt{t}} * \left(1 + \frac{6ps}{1000}\right) \quad \text{Ecuación 11}$$

La tensión de contacto máximo permitida:

$$V_c = \frac{157}{\sqrt{t}} * \left(1 + \frac{1.5ps}{1000}\right) \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

- V_p**: Tensión de paso máxima admitida en (V)
- V_c**: Tensión de contacto máxima admitida en (V)
- C_s**: Coeficiente del terreno y la capa superficial del terreno aprox 1
- ps**: Resistividad superficial en Ω.m
- t**: Tiempo de despeje de falla

Si las tensiones de paso y contacto son altas, se pueden aplicar las siguientes soluciones:

1. Reducir la resistencia de puesta a tierra mediante el aumento de la longitud del conductor, el número de electrodos o el tratamiento del terreno.
2. Aumentar la resistividad superficial construyendo aceras aislantes o colocando gravilla para reducir la tensión de contacto.
3. Colocar el electrodo a más de 0.5 metros de profundidad para disminuir la tensión de paso.

Nota: En subestaciones de media tensión se deben medir las tensiones de paso y contacto al borde de la malla de cerramiento, si las corrientes de falla son superiores a 10 kA o si la medida de resistencia de puesta a tierra resulta dos o más veces el valor considerado en el diseño.

4.6.6. Mantenimiento de sistemas de puesta a tierra

Todo SPT debe ser inspeccionado de acuerdo con la **Tabla 4.21**.

Tabla 4.21. Máximo periodo de entre mantenimiento de un SPT.

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

Fuente: Libro 3, artículo 3.12.6, tabla 3.12.6.a, RETIE 2024

Nota: Es fundamental que todos los elementos y materiales que componen el sistema de puesta a tierra cuenten con la certificación correspondiente. Se recomienda consultar el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE 2024) y Norma Técnica Colombiana 2050 (NTC) para obtener información detallada sobre los sistemas de puesta a tierra.

4.6.7 Configuraciones para sistemas de puesta a tierra

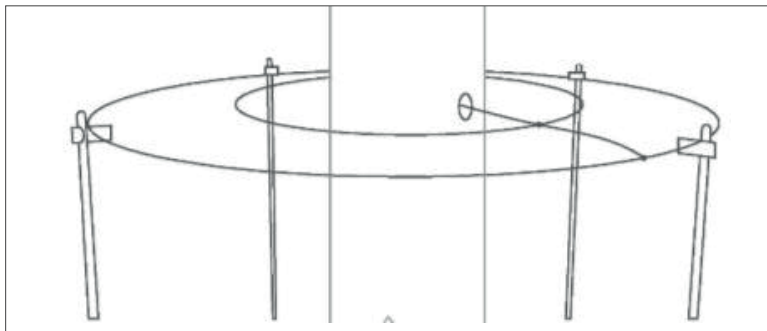
A continuación, se ilustran algunas configuraciones que podrán ser aplicadas como, tipo varilla, tipo anillo, tipo triangulo, tipo malla.

Ilustración 4.24. Configuración tipo varilla (electrodo simple con contrapeso).



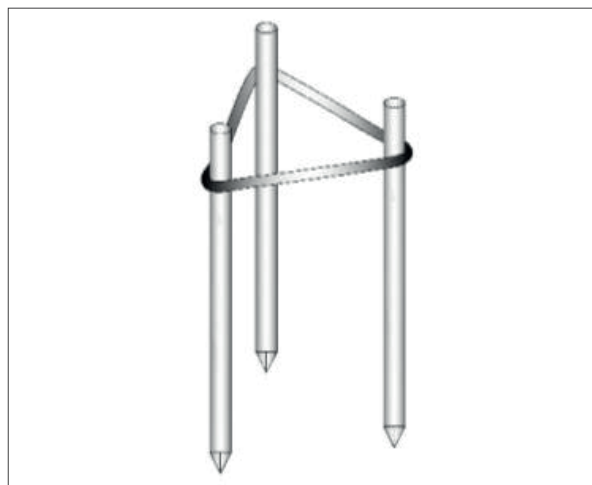
Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Ilustración 4.25. Configuración tipo anillo.



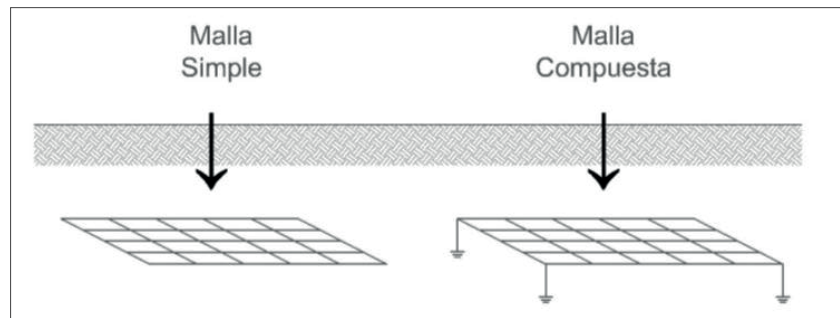
Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Ilustración 4.26. Configuración tipo triangulo.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Ilustración 4.27. Configuración tipo malla.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Nota 1: Para detalles de los tipos de conexión con soldadura exotérmica, ver tabla 3.21 del capítulo 3 “redes subterráneas”, del presente documentos.

Nota 2: Para detalles de los tipos de conectores para electrodos de puesta a tierra, ver tabla 3.20 del capítulo 3 “redes subterráneas”, del presente documentos.

4.7. Características Eléctricas

4.7.1. Pérdidas técnicas y eficiencia de los transformadores

Para la subestación aérea de media tensión, se establecen unos valores máximos de los elementos de transformación, según NTC 818 y NTC 819, los parámetros hallados son: Pérdidas en el núcleo en vacío, pérdidas en los devanados, corriente sin carga y tensión de circuito.

• Transformadores monofásicos:

Se consideran las pérdidas técnicas reportadas por el fabricante, las cuales no pueden exceder los valores máximos permitidos por NTC 818, presentes en la Tabla 4.22 y para determinar el valor mínimo de la eficiencia del transformador, se debe tener en cuenta la Columna B de la **Tabla 4.23**.

Tabla 4.22. Transformadores monofásicos de 5 kVA a 167,5 kVA, serie AT ≤ 15 kV, serie BT $\leq 1,2$ kV.

VALORES MÁXIMOS PERMISIBLES DE TENSIÓN DE CORTOCIRCUITO REFERIDA A85 °C (U_z) Y CORRIENTE SIN CARGA (I_0)				
POTENCIA NOMINAL kVA	SERIE AT ≤ 15 kV SERIE BT $\leq 1,2$ kV		15 kV \leq SERIE AT $\leq 34,5$ kV SERIE BT $\leq 1,2$ kV	
	I_0 (% de I_n)	U_z (%)	I_0 (% de I_n)	U_z (%)
5	2,5	3,0	1,6	3,0
10	2,5	3,0	1,7	3,0
15	2,4	3,0	1,9	3,0
25	2,0	3,0	2,0	3,0
37,5	2,0	3,0	2,0	3,0
50	1,9	3,0	2,4	3,0
75	1,7	3,0	-	-
100	1,6	3,0	-	-
167,5	1,5	3,0	-	-

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Tabla 4.23. Valores mínimos de eficiencia en transformadores monofásicos.

VALOR DE EFICIENCIA MÍNIMA			
POTENCIA kVA	B	POTENCIA kVA	B
5	98,62	167	99,25
10	98,62	167,5	99,25
15	98,76	250	99,32
25	98,91	333	99,36
37,5	99,01	500	99,42
50	99,08	667	99,46
75	99,17	833	99,49
100	99,23	-	-

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

• **Transformadores trifásicos:**

Se consideran las pérdidas técnicas reportadas por el fabricante, que no excedan los valores máximos permitidos por NTC 819, presentes en la **Tabla 4.24** y para determinar el valor mínimo de la eficiencia del transformador, se debe tener en cuenta la columna B de la **Tabla 4.25**.

Tabla 4.24. Transformadores trifásicos de 15 kVA a 3 750 kVA, serie AT \leq 15 kV, serie BT \leq 1,2 kV y transformadores trifásicos 75 kVA a 10 000 kVA, 15 kV \leq serie AT \leq 46 kV, serie BT \leq 15 kV.

VALORES MÁXIMOS PERMISIBLES DE TENSIÓN DE CORTOCIRCUITO REFERIDA A85 °C (Uz) Y CORRIENTE SIN CARGA (I0)				
POTENCIA NOMINAL kVA	SERIE AT \leq 15 kV SERIE BT \leq 1,2 kV		15 kV \leq SERIE AT \leq 34,5 kV SERIE BT \leq 1,2 kV	
	I0 (% de In)	Uz (%)	I0 (% de In)	Uz (%)
15	4,0	3,0	-	-
30	3,0	3,0	-	-
45	3,5	3,0	-	-
75	3,0	3,5	3,5	6,0
112,5	2,6	3,5	2,6	6,0
150	2,4	4,0	2,5	6,0
225	2,1	4,0	2,5	6,0
300	2,0	4,5	2,0	6,0
400	1,9	4,5	2,0	6,0
500	1,7	5,0	1,7	6,0
630	1,6	5,0	1,7	6,0
750	1,6	5,0	1,5	6,0
800	1,6	5,0	1,5	6,0
1000	1,6	5,0	1,2	6,0
1250	1,5	6,0	1,0	6,0
1600	1,0	6,0	1,0	6,0
2000	1,0	6,0	1,0	6,0
2500	1,5	6,0	1,0	6,0

3000	1,5	6,0	1,0	6,5
3750	1,5	-	1,0	6,5
4000	-	-	8,0	6,5
5000	-	-	8,0	6,5
6000	-	-	8,0	7,15
7500	-	-	8,0	7,15
10000	-	-	8,0	7,15

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Tabla 4.25. Valores mínimos de eficiencia en transformadores trifásicos.

POTENCIA kVA	EFICIENCIA
15	98,36
30	98,62
45	98,76
75	98,91
112,5	99,01
150	99,08
225	99,17
300	99,23
400	99,24

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

4.7.2. Eficiencia Operativa de Transformadores

Los transformadores deben cumplir con una eficiencia mínima del 98% en condiciones de carga nominal, en línea con el RETIE 2024, Capítulo 4.1. Se deberá verificar la eficiencia conforme a las normas de pruebas de desempeño indicadas en el NTC 2050, Artículo 450.6.

4.7.3. Aislamiento

Los niveles de aislamiento de la subestación se seleccionan de acuerdo con el nivel de tensión de servicio, según la **Tabla 4.26**.

Tabla 4.26. Aislamiento o BIL.

NIVEL	AISLAMIENTO (kV)
Media tensión 13.2 kV	15.0
Media tensión 34.5 kV	36.0

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

4.7.4. Configuraciones de barras y bahías

Se presenta la disposición de los equipos electromecánicos que forman parte de un patio de conexiones o que operan a un mismo nivel de tensión en una subestación. Esta disposición está diseñada para proporcionar a la subestación confiabilidad, seguridad y flexibilidad en el manejo, transformación y distribución de la energía eléctrica.

A continuación, las diferentes configuraciones para la subestación ya que varían según las

necesidades específicas de la instalación y los requisitos del diseño eléctrico.

Nota: Para más detalles constructivos de subestaciones tipo patio ver anexos **EC-SEP -01 y EC-SEP -02**

4.7.4.1. Configuración de las barras:

Presenta la disposición física de las barras conductoras principales dentro de la subestación. Estas barras son los conductores principales que conectan los equipos como transformadores, interruptores, seccionadores, entre otros. La configuración de barras determina cómo se conectan estos equipos y cómo fluye la corriente eléctrica a través de la subestación, en el sistema eléctrico de Electrocaquetá S.A E.S.P, se presenta la configuración de barra sencilla.

Tabla 4.27. Configuración de la barra.

TIPO DE BARRAJE	DESCRIPCIÓN
Barraje sencillo	Consta de una sola barra continua, a la que se conectan directamente los diferentes tramos de la subestación.

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.


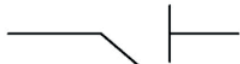
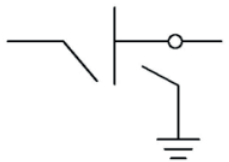
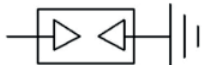

Nota: En caso de que el diseño requiera otro tipo de configuración, esta deberá ser aprobada por Electrocaquetá S.A. E.S.P.

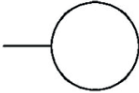
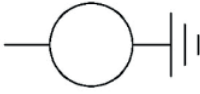

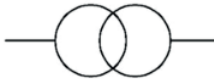
4.7.4.2. La configuración de las bahías:

Muestra las áreas o secciones dentro de la subestación donde se ubican los equipos individuales, como transformadores, interruptores, seccionadores, entre otros. Cada bahía suele contener un conjunto específico de equipos necesarios para realizar una función determinada.

Para la representación en los diagramas unifilares, se utilizan Las convenciones de la **Tabla 4.28.**

Tabla 4.28. Convenciones para las configuraciones.

ELEMENTO	SÍMBOLO
Interruptor	
Seccionador	
Seccionador con cuchilla de puesta a tierra	
Dispositivo de protección contra sobretensiones	
Reconectador	

Transformador de corriente	
Transformador de tensión	
Barraje o módulo de barraje	
Transformador de potencia	

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Nota: Los cambios o modificaciones que se requieran en el diseño o construcción de las bahías estarán sujetos a revisión y aprobación por parte de Electrocaquetá.

Las configuraciones de bahías que se abordarán en este documento corresponden a las identificadas en las Unidades Constructivas especificadas en las tablas del capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018.

4.7.4.2.1. La configuración de las bahías Configuración de Bahía de línea - barra sencilla - convencional:

Esta bahía conecta los alimentadores al módulo de barraje de una subestación y está conformada por estructura metálica del módulo, material de conexión de alta tensión y un módulo de cables de control y fuerza. Además, incluye equipos de control, protección y maniobra según se detalla en la tabla adjunta

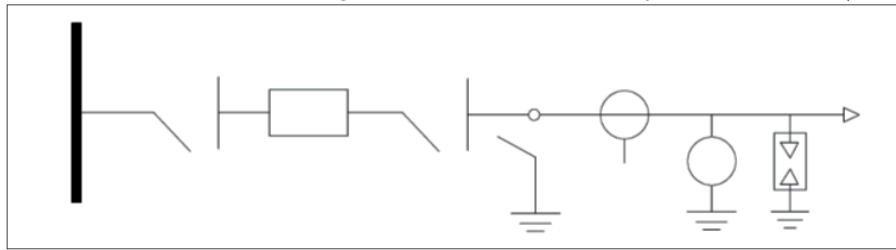
Nota: Para más detalles constructivos de subestaciones tipo patio ver anexos **EC-SEP -01 y EC-SEP -02.**

Tabla 4.29. Elementos técnicos configuración de Bahía de línea - barra sencilla - convencional.

ELEMENTOS TÉCNICOS	CANTIDAD	
	NIVEL 2	NIVEL 3
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3	3
Interrupción	1	1
Seccionador tripolar	1	1
Seccionador tripolar con Cuchilla de puesta a tierra	1	1
Transformador de corriente	3	3

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Ilustración 4.28. Bahía de línea – configuración barra sencilla – tipo convencional (N3S1 – N2S1).



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Bahía de transformador – Barra sencilla – Convencional

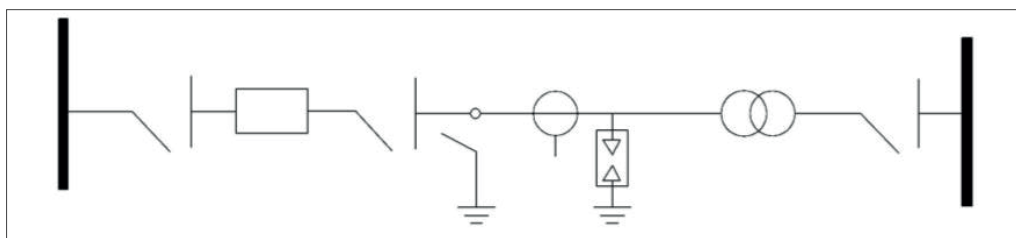
Esta bahía permite el montaje de los elementos de protección del transformador de potencia de una subestación y está conformada por estructura metálica del módulo, material de conexión de alta tensión y un módulo de cables de control y fuerza. Además, incluye equipos de control, protección y maniobra según se detalla en la tabla adjunta.

Tabla 4.30. Elementos técnicos Bahía de transformador – Barra sencilla – Convencional.

ELEMENTOS TÉCNICOS	CANTIDAD	
	NIVEL 2	NIVEL 3
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3	3
Interruptor	1	1
Seccionador tripolar	1	1
Seccionador tripolar con Cuchilla de puesta a tierra	-	1
Transformador de corriente	3	3

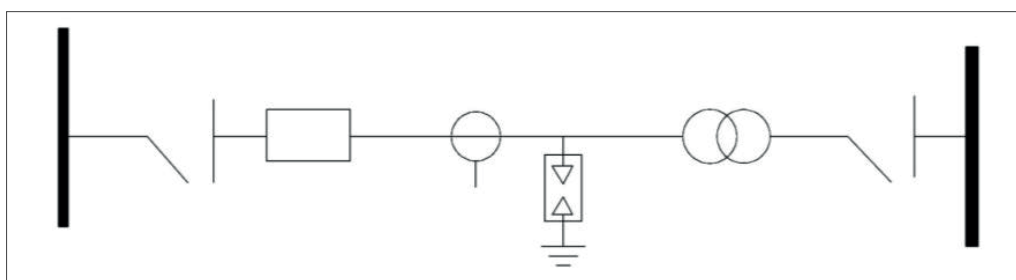
Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Ilustración 4.29. Bahía de transformador – configuración barra sencilla – tipo convencional. Nivel 3 (N3S2).



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Ilustración 4.30. Bahía de transformador – configuración barra sencilla – Convencional. Nivel 2 (N2S2).



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

4.7.4.2.2. Consideraciones importantes:

- Los equipos de la subestación deben estar motorizados para permitir un control eficiente.
- Se recomienda el uso de bypass, lo que permite realizar el mantenimiento de reconectores y seccionadores sin necesidad de interrumpir el servicio de la red de media tensión.
- La distribución de los equipos debe seguir los criterios establecidos por Electrocaquetá.

4.8. Mantenimiento General de Subestaciones

Esta sección establece los lineamientos y requisitos de mantenimiento preventivo y correctivo para los equipos y componentes de subestaciones eléctricas, con el fin de asegurar la confiabilidad y seguridad de las instalaciones. Los procedimientos y la frecuencia de las actividades de mantenimiento están basados en las disposiciones de RETIE 2024, Sección 3.23.6.

El mantenimiento adecuado garantiza que las subestaciones operen eficientemente, previniendo fallas que puedan comprometer la seguridad del personal o la integridad de los equipos.

4.8.1. Tipos de Mantenimiento

Los programas de mantenimiento deben incluir tanto mantenimiento preventivo como correctivo.

4.8.1.1. Mantenimiento Preventivo:

- Incluye inspecciones regulares, pruebas y ajustes programados para evitar el deterioro de los equipos de la subestación. Los componentes clave, como transformadores, interruptores y celdas de medida, deben revisarse y limpiarse según los intervalos recomendados por el fabricante y los criterios de operación.
- El mantenimiento preventivo debe contemplar la revisión de las conexiones eléctricas, la verificación de niveles de aislamiento y la limpieza de componentes.

4.8.1.2. Mantenimiento Correctivo:

- Este tipo de mantenimiento se ejecuta cuando se identifican fallas o anomalías en los equipos. Debe incluir la reparación o reemplazo de componentes defectuosos y garantizar el cumplimiento de los niveles de seguridad operativa establecidos en NTC 2050.
- Las actividades de mantenimiento correctivo deben documentarse detalladamente, incluyendo el diagnóstico, las acciones correctivas y la verificación de que el equipo cumple con los requisitos de operación segura.

4.8.2. Procedimientos de Mantenimiento y Seguridad

Los procedimientos de mantenimiento deben establecerse siguiendo estrictas medidas de seguridad para proteger al personal de posibles riesgos eléctricos y mecánicos. Estos procedimientos se basan en el cumplimiento de las “Cinco Reglas de Oro”, que son un conjunto de principios fundamentales de seguridad para garantizar el aislamiento, protección y verificación de ausencia de energía en el equipo de trabajo. Estas reglas están respaldadas por el RETIE, Sección 3.15.5 y se describen a continuación:

4.8.2.1. Las Cinco Reglas de Oro:

1. Corte efectivo de todas las fuentes de energía: Asegurar que todas las fuentes de tensión del equipo a intervenir se encuentren desconectadas.
2. Bloqueo y señalización en dispositivos de corte: Usar dispositivos de bloqueo y etiquetado (LOTO) en todos los puntos de corte para evitar la reenergización accidental.
3. Verificación de ausencia de tensión: Antes de iniciar cualquier trabajo, confirmar la ausencia de energía en el equipo mediante instrumentos de medición.
4. Puesta a tierra y cortocircuito de las partes activas: Instalar dispositivos de puesta a tierra temporal y cortocircuito en el equipo para asegurar que las partes activas estén descargadas y evitar riesgos de descargas eléctricas.
5. Delimitación y señalización de la zona de trabajo segura: Crear una zona de seguridad alrededor del área de trabajo mediante el uso de señalización y barreras para prevenir el acceso no autorizado.

4.8.2.2. Procedimientos de Inspección Visual y Pruebas:

- Las inspecciones visuales deben identificar signos de desgaste, sobrecalentamiento, corrosión y cualquier otro indicador de deterioro que pueda afectar el funcionamiento de los equipos.
- Las pruebas de aislamiento, resistencia de conexiones y continuidad de tierra deben realizarse siguiendo los protocolos establecidos en el RETIE.

4.8.2.3. Medidas de Seguridad para Personal de Mantenimiento:

- El personal de mantenimiento debe utilizar equipos de protección personal (EPP) adecuados, como guantes aislantes, gafas de seguridad, cascos y ropa de protección contra arco eléctrico.
- Además, se debe designar un área de trabajo segura y un espacio de acceso libre de obstáculos.

4.8.3. Frecuencia y Pruebas Periódicas

El mantenimiento en subestaciones debe realizarse de forma periódica, con una frecuencia específica que asegure la operatividad y seguridad de los equipos en condiciones óptimas, en conformidad con el RETIE, Sección 3.23.6.

4.8.3.1. Frecuencia de Mantenimiento Preventivo:

- Los transformadores y otros equipos principales deben someterse a inspecciones y pruebas al menos una vez al año.
- Se recomienda establecer un cronograma anual de mantenimiento preventivo, que incluya actividades como pruebas de aislamiento, inspecciones visuales y limpieza de componentes.

4.8.3.2. Pruebas Periódicas en Componentes Clave:

- Las pruebas periódicas deben incluir ensayos de resistencia de aislamiento, pruebas de protección diferencial y verificación de sistemas de puesta a tierra, en cumplimiento con el RETIE.

- Los resultados de las pruebas deben documentarse y archivarse como parte del historial de mantenimiento.

Tabla 4.31. Criterios para pruebas de mantenimiento.

COMPONENTE	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	PRUEBAS PERIÓDICAS
Transformadores	Anual	Pruebas de Aislamiento y Resistencia de Bobinas
Celdas de Medida	Semestral	Verificación de Protección Diferencial
Equipos de Medición	Trimestral	Pruebas de Precisión y Continuidad de Tierra
Sistemas de Puesta a Tierra	Anual	Prueba de Continuidad y Resistencia de Tierra

Fuente: Norma IEC 60076 1- sección 3.11.

4.9. Consideraciones Ambientales

Esta sección establece los lineamientos para minimizar el impacto ambiental derivado de la operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas. Se busca reducir los riesgos ambientales asociados al uso de materiales peligrosos, garantizar un adecuado manejo de residuos, y adoptar prácticas de sostenibilidad alineadas con la normativa ambiental vigente.

4.9.1. Disposición final de residuos

- **Disposición final del aceite:** Una vez separado el aceite y el agua, el aceite recolectado debe almacenarse en contenedores y transportarse adecuadamente. El proceso debe ser realizado por un profesional certificado con licencia ambiental para manejar hidrocarburos.
- **Manejo de residuos contaminados con PCB:** Debe seguirse la Resolución 0222 de 2011 y los protocolos para derrames, utilizando el equipo de protección adecuado.
- **Disposición de equipos:** Electrocaquetá clasificará y almacenará equipos libres de PCB según su plan integral, mientras que los usuarios externos serán responsables de la disposición de sus propios equipos.

4.9.2. Medidas de Mitigación Ambiental

Las actividades de operación y mantenimiento en subestaciones deben incluir medidas de mitigación para reducir la huella ambiental. En áreas sensibles o cercanas a cuerpos de agua, es fundamental contar con sistemas de contención que permitan controlar posibles derrames de aceites y otros materiales contaminantes.

En caso de derrame, el personal debe tener acceso a equipos de absorción y seguir protocolos de emergencia para limpiar el área afectada y restaurarla a condiciones seguras. Adicionalmente, los materiales de construcción y residuos generados durante el mantenimiento deben clasificarse para reciclar o disponer adecuadamente. Los materiales peligrosos, como aislantes y plásticos, deben ser gestionados en sitios autorizados, mientras que los materiales reciclables deben segregarse y destinarse a su reutilización.

4.9.3. Normas de Seguridad Ambiental

Es fundamental que el personal de operación y mantenimiento esté capacitado en prácticas de seguridad ambiental. La capacitación debe incluir el manejo seguro de residuos peligrosos y los

procedimientos de respuesta ante emergencias ambientales, tales como derrames. Esta formación debe abarcar el uso adecuado de aceites, baterías y otros materiales contaminantes presentes en subestaciones, así como la correcta utilización de equipos de protección ambiental.

Además, las subestaciones deben implementar un plan de monitoreo ambiental para evaluar y controlar el impacto de sus actividades en el entorno. Las revisiones periódicas y la documentación de cualquier incidente ambiental son necesarias para realizar ajustes en las prácticas de gestión y tomar medidas correctivas que mitiguen cualquier posible daño al medio ambiente.

4.10. Normas, siglas y referencias

4.10.1. Normas

La presenta las normas correspondientes al capítulo de subestaciones.

Tabla 4.32. Normas.

CÓDIGO	NOMBRE
EC- RAM 730	Derivación trifásica con cortacircuitos
EC- RAM 731	Derivación monofásica con cortacircuitos
EC- RAM 710	Montaje de transformador monofásico
EC- RAM 711	Montaje de transformador trifásico hasta 75 kVA
EC- RAM 712	Estructura en H para montaje de transformador trifásico hasta 160 kVA.
EC- RAM 713	Montaje de transformador trifásico hasta 112,5 kVA
EC- RAM 1001	Montaje para Reconectador monofásico
EC- RAM 1002	Montaje para Reconectador trifásico
EC- RAM 1003	Montaje para Reconectador trifásico estructura en H
EC- SPT 1003	Montaje para sistema de puesta a tierra del transformador
EC- SPT 01	Montaje para sistema de puesta a tierra equipos
EC- SPT 02	Sistema de puesta a tierra para el apantallamiento
EC- SPT 03	Sistema de puesta a tierra de acometida
EC- SEP - 01	Subestación tipo patio- modelo 1
EC- SEP - 02	Subestación tipo patio- modelo 2

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

4.10.2. Siglas

Las siguientes son las siglas más usadas a lo largo del presente documento:

- ANSI:** American National Standards Institute.
- CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- ICONTEC:** Instituto Colombiano de Normas Técnicas.
- IEC:** International Electrotechnical Commission.
- IEEE:** Institute of Electrical and Electronic Engineers.
- NEMA:** National Electric Manufacturers Association.
- NSR:** Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente.
- NTC:** Norma Técnica Colombiana.

4.11. Referencia

- EPM: Las Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
- EBSA: Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
- EDEQ: Empresa de Energía del Quindío S.A ESP. "SUBESTACIONES".
- CENS: Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P. "SUBESTACIONES, CENS-NORMA TÉCNICA - CNS-NT-04".
- CELSIA: Celsia S.A. "MANUAL PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN".
- ENERGIA DE PEREIRA: Empresa de Energía de Pereira SA ESP, Norma Técnicas de Instalaciones Eléctricas, "SUBESTACIONES"
- RETIE Ministerio de Minas y Energía, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. 2024.
- ICONTEC, NTC 4552 – Protección contra descargas atmosféricas (rayos).
- ICONTEC. "NTC 2050 "Código eléctrico colombiano". Segunda actualización."
- NTC-380: "Transformadores eléctricos. Ensayos eléctricos. Generalidades".
- NTC-818-2019: "Electrotecnia. Transformadores monofásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, eficiencia y tensión de cortocircuito".
- NTC-819-2019: "Electrotecnia. Transformadores trifásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, eficiencia y tensión de cortocircuito".