



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

SUBESTACIONES

NORMA:

CNS-NT-04

CAPÍTULO 4

**CAPÍTULO 4
SUBESTACIONES
CENS-NORMA TÉCNICA - CNS-NT-04**

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

J U PROYECTOS

FECHA DE APROBACIÓN:

DICIEMBRE 2016

VERSIÓN:

4

PÁGINA:

1 de 44



TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE TABLAS	4
LISTA DE FIGURAS	5
CAPITULO 4.....	6
4. SUBESTACIONES.....	6
4.1. DISPOSICIONES GENERALES.....	6
4.2. TIPOS DE SUBESTACIÓN.....	11
4.3. REQUISITOS PARA SUBESTACIONES DE MEDIA TENSIÓN TIPO INTERIOR.....	11
4.4. SUBESTACIONES TIPO POSTE.....	12
4.4.1. Generalidades.....	12
4.4.2. Equipo de protección.....	14
4.4.3. Barrajes y puesta a tierra del neutro.....	15
4.5. SUBESTACIONES TIPO PEDESTAL O TIPO JARDÍN.....	15
4.5.1. Generalidades.....	15
4.6. SUBESTACIONES TIPO PATIO.....	16
4.6.1. Pórticos.....	16
4.6.2. Pedestal o base para el transformador.....	17
4.6.3. Equipo de maniobra.....	17
4.6.4. Equipo de protección.....	17
4.6.5. Barrajes.....	18
4.6.6. Equipo de medida.....	18
4.6.7. Cerramiento.....	19
4.6.8. Iluminación.....	19
4.6.9. Acceso y espacios de trabajo.....	19
4.7. SUBESTACIONES TIPO INTERIOR.....	20
4.7.1. Generalidades.....	20
4.7.2. Disposición de celdas.....	21
4.7.3. Equipo de maniobra en media tensión.....	21
4.7.4. Equipo de protección.....	21
4.7.5. Barrajes en baja tensión.....	21
4.7.6. Equipo de medida.....	22
4.7.7. Local para subestaciones.....	22
4.7.8. Iluminación.....	23
4.7.9. Puesta a tierra.....	23
4.7.10. Acceso y espacios de trabajo.....	24
4.7.11. Piso.....	24
4.7.12. Cárcamos y foso.....	25
4.7.13. Paredes y techo.....	25
4.7.14. Puertas en general.....	25
4.7.14.1. Puertas Cortafuego.....	26
4.7.15. Nivel de ruido.....	27
4.7.16. Ventilación.....	27
4.8. SUBESTACIONES DE PATIO DE MEDIA TENSIÓN.....	28
4.8.1. Disposiciones generales.....	28
4.8.2. Convenciones especiales para este capítulo.....	29
4.8.3. Configuración de Barras.....	29
4.8.3.1. Barra sencilla.....	30
4.8.3.2. Doble Barra.....	30
4.8.3.3. Barra Principal y transferencia.....	30
4.8.4. Configuración Bahías.....	30
4.8.4.1. Bahía de línea – Barra sencilla – Convencional.....	30
4.8.4.2. Bahía de transformador – Barra sencilla – Convencional.....	31
4.8.4.3. Bahía de línea – Doble barra – Convencional.....	31



Grupo eprj

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

SUBESTACIONES

NORMA:

CNS-NT-04

CAPÍTULO 4

4.8.4.4.	Bahía de transformación – Doble Barra – Convencional.....	32
4.8.4.5.	Bahía de Línea – Barra Principal y transferencia – Convencional	32
4.8.4.6.	Bahía de transformación – Barra principal y transferencia – Convencional	33
4.8.4.7.	Bahía de Línea – Subestación Reducida Nivel 2	34
4.8.4.8.	Bahía de transformación – Subestación Reducida Nivel 3.....	34
4.8.5.	Materiales comunes en las bahías.....	35
4.8.6.	Acceso y espacios de trabajo.....	35
4.9.	MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	37
4.9.1.	Disposiciones Generales.....	37
4.9.2.	Tipos de Mantenimiento.....	38
4.9.2.1.	Mantenimiento Preventivo.....	38
4.9.2.2.	Mantenimiento Rutinario	38
4.9.2.3.	Mantenimiento Autónomo	38
4.9.2.4.	Mantenimiento Basado en Condición.....	39
4.9.2.5.	Mantenimiento Predictivo.....	39
4.9.2.6.	Mantenimiento Programado	39
4.9.2.7.	Mantenimiento Circunstancial	39
4.9.2.8.	Mantenimiento por Avería o Correctivo	39
4.10.	BANCOS DE CONDENSADORES EN BT	40
4.11.	PLANTA DE EMERGENCIA	40
4.11.1.	Disposiciones generales.....	40
4.11.2.	Clasificación de las plantas de emergencia.....	41
4.11.2.1.	Sistemas de emergencia (Emergency Power System)	41
4.11.2.2.	Sistemas de respaldo (Standby) Obligatorios	42
4.11.2.3.	Sistemas de respaldo (Standby) Opcionales	42
4.11.3.	Capacidad de los sistemas de generación eléctrica.....	43
4.11.4.	Ruido y contaminación de las plantas de generación.....	43
4.11.5.	Local para la instalación de plantas de generación.....	43
4.11.6.	Requisitos para la conexión de plantas de generación.....	43
4.11.6.1.	Instalación de plantas de generación en conjuntos y edificios residenciales, centros y edificios comerciales.....	44
4.11.6.2.	Instalación de plantas de generación en centros y edificios comerciales con una sola medida.....	44
4.11.6.3.	Instalación de plantas de generación en casas, pequeñas fábricas o locales Independientes.....	44
4.11.6.4.	Instalación de plantas de generación en niveles de media tensión.....	44

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

J U PROYECTOS

FECHA DE APROBACIÓN:

DICIEMBRE 2016

VERSIÓN:

4

PÁGINA:

3 de 44



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Protecciones para transformadores.	17
Tabla 2. Distancias de seguridad para la figura 1	20
Tabla 3. Convenciones especiales	29
Tabla 4. Elementos que componen Bahía de línea - Barra sencilla - Convencional.....	30
Tabla 5. Elementos que componen Bahía de transformación – Barra Sencilla - Convencional.....	31
Tabla 6. Elementos que componen Bahía de línea – Doble barra - Convencional.....	31
Tabla 7. Elementos que componen Bahía de transformación – Doble barra - Convencional.	32
Tabla 8. Elementos que componen Bahía de línea – Barra principal y transferencia - Convencional.	33
Tabla 9. Elementos que componen Bahía de transformación – Barra principal y transferencia - Convencional.....	33
Tabla 1011. Elementos que componen Bahía de línea – Subestación reducida Nivel 2	34
Tabla 12. Elementos que componen Bahía de transformación – Subestación reducida Nivel 3	34
Tabla 13. Elementos conexión A.T en una bahía.....	35
Tabla 14. Cables de control y fuerza modulo en una bahía	35
Tabla 15. Distancias de seguridad en el aire, para las Figuras 12 y 13	37



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Montaje típico de DPS	14
Figura 2 Distancias de seguridad contra contactos directos.	20
Figura 3. Diagrama Unifilar Bahía de línea - Barra sencilla - Convencional.	30
Figura 4. Diagrama Unifilar Bahía de transformación – Barra sencilla – Convencional	31
Figura 5. Diagrama Unifilar Bahía de línea – Barra sencilla – Convencional.....	32
Figura 6. Diagrama Unifilar Bahía de transformación – Doble barra – Convencional.....	32
Figura 7. Diagrama Unifilar Bahía de línea – Barra principal y transferencia – Convencional	33
Figura 8. Diagrama Unifilar Bahía de transformación – Barra principal y transferencia – Convencional	33
Figura 9. Diagrama Unifilar Bahía de línea – Subestación reducida Nivel 2.....	34
Figura 10. Diagrama Unifilar Bahía de transformación – Subestación reducida Nivel 3.....	34
Figura 11. Zona de seguridad para circulación de personal.....	36
Figura 12. Zonas de seguridad.....	36

**CAPITULO 4.****4. SUBESTACIONES.**

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

4.1. DISPOSICIONES GENERALES.

En este capítulo se establecen los criterios generales de diseño de subestaciones de media tensión y las normas mínimas de selección de equipos y los procedimientos de instalación.

Las subestaciones de distribución y de potencia, compuestas por transformadores eléctricos (Nuevos, reparados y reconstruidos de capacidad mayor o igual a 5 kVA), deben cumplir con los siguientes requisitos:

- ❖ Durante la construcción o remodelación de una subestación todo propietario y constructor debe garantizar el cumplimiento de **RETIE** según corresponda y los materiales a utilizar deberán ser certificados por un organismo acreditado por la ONAC o quien haga sus veces.
- ❖ En las subestaciones tipo pedestal, cuando en condiciones normales de operación se prevea que la temperatura exterior del cubículo supere en 45 °C la temperatura ambiente, debe instalarse una barrera de protección para evitar quemaduras y colocar avisos que indiquen la existencia de una “superficie caliente”. Si el transformador posee una protección que garantice el corte o desenergización cuando exista una sobretemperatura, quedará eximido de dicha barrera.
- ❖ En las subestaciones dentro de edificios, el local debe estar ubicado en un sitio de fácil acceso desde el exterior, localizado en áreas comunes, con medios apropiados que faciliten la entrada y salida de los equipos, para permitir a los profesionales competentes las labores de mantenimiento, revisión e inspección.
- ❖ En cada entrada de una subestación eléctrica debe fijarse una señal con el símbolo de riesgo eléctrico con las dimensiones descritas en la tabla 8 del capítulo 2, así como en la parte exterior de la malla eslabonada, cuando sea accesible a personas.
- ❖ En subestaciones y cuartos eléctricos de media y baja tensión se debe contar con puertas o espacios adecuados para la entrada o salida de los equipos, para efectos de su montaje inicial o posterior reposición. El ancho del ala de las puertas de acceso al espacio de trabajo no debe ser menor a 90 cm y en los cuartos donde se alojan transformadores de MT, las alas de las puertas deben abrir hacia fuera y disponer de cerradura antipánico, independiente de la potencia y de los equipos que albergan.



- ❖ Las subestaciones que alimenten exclusivamente instalaciones de uso final, deben demostrar la conformidad RETIE en conjunto con la instalación que alimenta y la acometida hasta el punto de conexión.
- ❖ En las subestaciones está prohibido que crucen canalizaciones de agua, gas natural, aire comprimido, gases industriales o combustibles, excepto las tuberías de extinción de incendios y de refrigeración de los equipos de la subestación.
- ❖ Los locales ubicados en semisótanos y sótanos, con el techo debajo de antejardines y paredes que limiten con muros de contención, deben ser debidamente impermeabilizados para evitar humedad y oxidación.
- ❖ En las zonas adyacentes a la subestación no deben almacenarse combustibles.
- ❖ Los transformadores refrigerados en aceite no deben ser instalados en niveles o pisos que estén por encima o contiguos a sitios de habitación, oficinas y en general lugares destinados a ocupación permanente de personas. Los transformadores con más de 2000 galones de aceite deben instalarse mínimo a 9 m de las paredes de la subestación, si no se cumple esa condición deben colocarse paredes resistentes al fuego conforme a la norma NFPA 255. Si el volumen de aceite está entre 500 y 2000 galones, la distancia se puede reducir a 7 m y si no se puede cumplir tal distancia se debe colocar la pared resistente al fuego mínimo de dos horas.
- ❖ Cuando un transformador aislado en aceite requiera instalación en bóveda (conforme a la sección 450 de la norma NTC 2050), esta debe construirse con materiales que ofrezcan una resistencia al fuego de mínimo tres horas. Para transformadores secos con potencia superior a 112,5 kVA la resistencia al fuego de la bóveda debe ser mínimo de una hora. Las puertas cortafuegos, deberán ser certificadas por un organismo de certificación de producto acreditado por la ONAC.
- ❖ Los transformadores Pad Mounted deben disponer de un seccionador interno tripolar por MT.
- ❖ Dentro del sitio de instalación del transformador, no se permite que se instalen otros equipos, tales como tableros, equipos de medida, etc. Estos deben ubicarse en un espacio independiente.
- ❖ En los espacios en los cuales se encuentran instaladas las subestaciones con partes energizadas expuestas, deben colocarse y asegurar la permanencia de cercas, pantallas, tabiques o paredes y puertas que limiten la posibilidad de acceso a personal no autorizado. Este requisito no se aplica para subestaciones tipo poste que cumplan las distancias mínimas de seguridad.
- ❖ La posición de los elementos que realicen la puesta a tierra de la celda deben estar claramente identificados a través de un elemento que indique visualmente la maniobra de puesta a tierra del equipo.
- ❖ Para evitar los peligros de propagación de un incendio ocasionado por derrame del aceite, se debe construir un foso o sumidero en el que se agregaran varias capas de gravilla que sirvan como filtro y absorbente para ahogar la combustión; se exceptúan las subestaciones tipo poste, las de tipo



pedestal y las subestaciones con transformadores en aceite cuya capacidad total no supere 112,5 kVA.

- ❖ Toda subestación debe contar con las protecciones de sobrecorriente y sobretensión. En los circuitos protegidos por fusibles la capacidad máxima de los fusibles debe ser la establecida por un estudio de coordinación de protecciones y debe garantizar la adecuada protección del transformador y la desenergización del circuito en el evento que se requiera.
- ❖ Los transformadores deben tener un dispositivo de puesta a tierra para conectar sólidamente el tanque, el gabinete, el neutro y el núcleo, acorde con los requerimientos de las normas técnicas que les apliquen y las características que requiera su operación.
- ❖ Todos los transformadores sumergidos en líquido refrigerante que tengan cambiador o conmutador de derivación de operación exterior sin tensión, deben tener un aviso: “manióbrese sin tensión”.
- ❖ Todos los transformadores sumergidos en líquido refrigerante deben tener un dispositivo de alivio de sobrepresión automático, fácilmente reemplazable, el cual debe operar a una presión inferior a la máxima soportada por el tanque.
- ❖ Los transformadores de distribución, deben poseer un dispositivo para levantarlos o izarlos, el cual debe ser diseñado para proveer un factor de seguridad mínimo de cinco para transformadores en refrigerados en aceite y de tres para transformadores secos. El esfuerzo de trabajo es el máximo desarrollado en los dispositivos del levantamiento por la carga estática del transformador completamente ensamblado.
- ❖ Los dispositivos de soporte para colgar en poste, deben ser diseñados para proveer un factor de seguridad de cinco en concordancia de la tabla 43 del capítulo 2, cuando el transformador es soportado en un plano vertical desde el dispositivo superior.
- ❖ El nivel máximo de ruido (presión de ruido LPA) no debe superar los niveles establecidos en las normas técnicas de producto aplicables.
- ❖ No se permitirá el montaje de transformadores en poste, ni la construcción de redes aéreas de baja y media tensión en zonas de conservación histórica, sitios donde la conformación urbanística no permita la construcción de redes aéreas de acuerdo con las normas establecidas, o en general donde el Plan de Ordenamiento Territorial (POT) así lo disponga.
- ❖ Los transformadores de distribución pueden ser de los siguientes tipos:
 - Sumergidos en aceite mineral
 - Tipo seco abierto (clase térmica H o superior).
 - Tipo encapsulado en resina epóxica (clase térmica F o superior)
- ❖ Los Centros de Transformación capsulados, cuando se instalen transformadores con aislamiento en aceite requieren bóveda para el transformador y local para los equipos de maniobra y protección, éste último local no tiene la exigencia de resistente al fuego, siempre y cuando los



equipos no sean aislados en aceite dieléctrico. En los casos en los cuales se utilicen transformadores secos, éstos se instalarán en celdas, con los equipos de maniobras y protección en el mismo local.

- ❖ El local para los equipos de maniobra debe tener espacio necesario para alojar según el caso:
 - Celdas encapsuladas entrada - salida y protección.
 - Celda de protección
 - Seccionadores de maniobra
 - Además de acuerdo con la carga y el diseño pueden estar incluidos la celda de medida de M.T., el tablero general de acometida y otros seccionadores dúplex o de maniobra.
- ❖ En el Centro de Transformación subterráneo, el equipo de maniobra al igual que el transformador, se alojan en cajas de inspección independientes con dimensiones acordes con el tamaño de los equipos.
- ❖ Los transformadores instalados dentro de las edificaciones necesitan especial consideración debido a los peligros por incendios que puedan ocasionar.
- ❖ Se deben tener precauciones con el fin de salvaguardar la vida de las personas y la propiedad privada.
- ❖ Los transformadores aislados en aceite podrán ser ubicados a nivel del piso de acceso o cualquier nivel de sótano.
- ❖ Los transformadores tipo seco podrán instalarse en cualquier piso o sótano. En sitios con posibilidades de inundación el transformador seco debe ser capsulado tipo F.
- ❖ De acuerdo con el Artículo **450** Norma NTC 2050 la instalación de los transformadores de distribución debe ser la siguiente:
 - Cuando los locales para los transformadores tienen puerta con **acceso interior** al edificio deben instalarse así:
 - Los transformadores con aislamiento en aceite en bóvedas localizadas en sótanos o nivel de piso de entrada a edificios.
 - Los transformadores secos con clasificación de elevación de temperatura mayor de 80°C (ver artículo 450-21 (b) excepción 2 de la Norma NTC 2050). Estos transformadores no tienen restricción por fuego en su instalación dentro de edificios, dependiendo que el transformador tipo seco sea abierto (clase H) o encapsulado en resina (clase F). Es necesario tener en cuenta las precauciones de contaminación, humedad y mantenimientos preventivos.
 - Cuando los locales para los transformadores tienen puerta con **acceso exterior** al edificio deben instalarse así:

- Los transformadores con aislamiento en aceite en bóvedas con acceso y ventilación desde el exterior. En casos de proximidad a puertas, ventanas, salidas de emergencia o materiales combustibles debe tener puerta cortafuego, en caso contrario utilizar puertas en celosía. Los transformadores instalados con acceso exterior a edificaciones, disminuyen el peligro por fuego, sin embargo no se elimina totalmente y es necesario tener consideraciones en la ubicación.
- Los transformadores secos abiertos clase H y encapsulados en resina clase F en celdas dentro del local del Centro de Transformación.
- Los transformadores aislados con aceite para uso en interiores deben ser instalados en una bóveda que debe cumplir las siguientes condiciones básicas:
 - En la medida de lo posible debe estar ventilada con aire exterior sin necesidad de ductos o canales. (NTC 2050 – 450-41)
 - Las paredes y techos deben estar hechas de materiales con resistencia estructural adecuada a las condiciones de uso y con una resistencia mínima al fuego de 3 horas. Los pisos que estén en contacto con la tierra deben ser de hormigón de un espesor mínimo de 0,10 m. Si la bóveda es construida teniendo por debajo un espacio vacío u otras plantas del edificio, el piso debe tener una resistencia estructural adecuada para soportar la carga impuesta sobre él y debe tener una resistencia mínima al fuego de 3 horas. (NTC 2050-450-42)
- ❖ Todas las subestaciones deberán con un sistema de puesta a tierra tomando en cuenta los niveles de referencia establecidos en la tabla 26 y recomendaciones del numeral 2.11 del capítulo 2 y deberán diseñarse para que resista el esfuerzo térmico y mecánico causado por la corriente que este va a transportar en caso de falla; Con el fin de obtener valores bajos de resistencia de puesta a tierra podrá utilizarse compuestos químicos apropiados y de amplia aceptación.
- ❖ El encerramiento de cada unidad funcional deberá ser conectado al conductor de tierra de protección. Todas las partes metálicas puestas a tierra y que no pertenezcan a los circuitos principales o auxiliares, también deberán ser conectadas al conductor de tierra directamente o a través de la estructura metálica.
- ❖ Con el fin de realizar las labores de mantenimiento en las subestaciones con plena seguridad para el personal encargado, es imprescindible que el sistema permita poner a tierra las partes vivas con el fin de ejecutar una maniobra plenamente confiable.
- ❖ Las subestaciones de distribución secundaria deben asegurar que una persona no pueda acceder a las partes vivas del sistema evitando que sobrepasen las distancias de seguridad propias de los niveles de tensión de cada aplicación en particular. La persona no puede acceder al contacto de la zona energizada ni tocándola de manera directa ni introduciendo objetos que lo puedan colocar en contacto con la línea



4.2. TIPOS DE SUBESTACIÓN.

De acuerdo con su forma de instalación las subestaciones del SDL y STR de CENS, se clasifican en:

- Subestaciones de patio de alta y extra alta tensión ,
- Subestaciones de alta y extra alta tensión tipo interior o exterior encapsulada
- Subestaciones de patio de distribución de media tensión.
- Subestaciones de patio híbridas de media y alta tensión
- Subestaciones de distribución en media tensión
- Subestaciones en interiores de edificaciones
- Subestaciones tipo pedestal.
- Subestaciones sumergibles
- Subestaciones semisumergibles
- Subestaciones de distribución tipo poste.

4.3. REQUISITOS PARA SUBESTACIONES DE MEDIA TENSIÓN TIPO INTERIOR.

Para la seguridad de las personas y de los animales, se establecen los siguientes requisitos, adoptados de la norma IEC 60298, para las subestaciones de distribución tipo interior.

- ❖ En todo proyecto eléctrico para un edificio en el que se tenga previsto la instalación de una subestación, debe reservarse el espacio suficiente para la misma y para los elementos de protección y medida correspondientes. El local para las subestaciones dentro de edificaciones, se debe ubicar en un sitio de fácil acceso desde el exterior, con el fin de facilitar tanto al personal calificado las labores de mantenimiento, revisión e inspección, como a los vehículos que transportan los equipos.
- ❖ Para prevenir accidentes por arcos internos, se deben cumplir los siguientes criterios:
 - Las celdas deben permitir controlar los efectos de un arco (sobrepresión, esfuerzos mecánicos y térmicos), evacuando los gases hacia arriba, hacia los costados, hacia atrás o 2 metros por encima del frente.
 - Las puertas y tapas deben tener un seguro para permanecer cerradas.
 - Las piezas susceptibles de desprenderse (Ej.: Chapas, aislantes, etc.), deben estar firmemente aseguradas.



- Cuando se presente un arco, no debe perforar partes externas accesibles, ni debe presentarse quemadura de los indicadores por gases calientes.
 - Conexiones efectivas en el sistema de puesta a tierra.
 - Los encerramientos utilizados por los equipos que conforman las subestaciones deben alojar en su interior los equipos de corte y seccionamiento por esta razón deben ser metálicos y los límites del encerramiento no deben incluir las paredes del cuarto dedicado al alojamiento de la subestación.
 - Las ventanas de inspección deben garantizar el mismo grado de protección y el mismo nivel de aislamiento.
 - Las cubiertas y puertas no deben permitir el acceso a personal no calificado al lugar donde se alojan los barrajes energizados; en el caso en el que sean removibles se deben garantizar que no se puedan retirar mientras el sistema opere en condiciones normales mediante la implementación de cerraduras o enclavamientos, en el caso que sean fijas, no se pueden retirar sin la ayuda de herramientas manejadas por personal calificado que conoce el funcionamiento de las subestaciones.
 - Los enclavamientos entre los diferentes elementos de corte y seccionamiento en una subestación son indispensables por razones de seguridad de las personas y conveniencia operativa de la instalación para no permitir que se realicen accionamientos indebidos por errores humanos.
- ❖ Para el caso de equipos del tipo extraíble, los enclavamientos deben asegurar que las siguientes operaciones no sean posibles de realizar:
 - Extraer del interruptor de protección a menos que esté en posición abierto.
 - Operación del interruptor a menos que este se encuentre en servicio, desconectado, extraído o puesto a tierra.
 - Cerrar el interruptor, a menos que esté conectado al circuito auxiliar o diseñado para abrir automáticamente sin el uso de un circuito auxiliar.
 - ❖ Para el caso de equipos fijos estos deben poseer los enclavamientos necesarios para evitar maniobras erróneas.
 - ❖ Debe haber una indicación ligada directamente a la posición de contactos de los elementos de interrupción y seccionamiento. Pueden ser mímicos que muestren el estado real de operación que se está ejecutando con el fin de entender la operación y garantizar el estado del sistema por alguna persona ajena a la subestación.

4.4. SUBESTACIONES TIPO POSTE.

4.4.1. Generalidades.

Se usan en redes aéreas en zonas rurales, urbanas, industriales o en urbanizaciones. Generalmente los postes se instalan en los andenes de las vías públicas; no se permitirá el montaje de transformadores en las esquinas, en razón del alto riesgo de accidentes de tránsito que pueden afectar la confiabilidad del sistema



Las subestaciones que tengan el transformador montado sobre postes, deberán cumplir los siguientes requisitos de montaje:

- ❖ Se podrán instalar subestaciones con transformador en poste, sin ningún tipo de encerramiento, siempre que no supere 250 kVA ni 800 kgf de peso, sin embargo para el SDL de CENS la capacidad máxima a instalar en redes de distribución será de 45 kVA, en aquellos casos que se requieran capacidad mayores se deberá contar con la justificación adecuada y el visto bueno de CENS y su montaje debe hacerse sobre sillas.
- ❖ Los transformadores deberán ser instalados en un solo poste que tenga una resistencia de rotura mínimo de 1050 kgf, sin embargo se podrá autorizar la instalación en postes de menor capacidad siempre y cuando se cuente con el cálculo mecánico que demuestre esta posibilidad y cumpla con lo establecido en el RETIE para estos casos.
- ❖ En áreas urbanas se debe evitar el uso de estructuras con doble poste para la instalación de transformadores, ya que generan mayor impacto visual e incomodidad en la movilidad.
- ❖ El transformador deberá tener el punto neutro y la carcasa sólidamente conectados a tierra.
- ❖ La instalación de la subestación debe garantizar que se cumplan las distancias de seguridad que le apliquen, establecidos en los numerales 2.15 y 2.16 del capítulo 2.
- ❖ Los elementos de fijación del transformador deben soportar por lo menos 2,5 veces el peso de este.
- ❖ Las conexiones en media tensión, deberán tener una forma y rigidez mecánica que no les permita moverse con el viento o vibraciones, de tal forma que las ponga en contacto con partes que no se deben energizar.
- ❖ Los bajantes de los transformadores de BT, deben ser conectados a los bornes del transformador mediante conectores bimetálicos apropiados y certificados para tal fin.
- ❖ Toda subestación tipo poste debe tener en el lado primario del transformador protección contra sobrecorrientes y contra sobretensiones (DPS).
- ❖ No se permite el uso de fusibles de capacidad mayor a la corriente nominal del transformador
- ❖ CENS exigirá transformadores que posean soportes incorporados para los (DPS) (tipo polimérico) de tal forma que se ubiquen en la parte posterior del transformador, aguas abajo del cortocircuito y con fusible adecuado para proteger el transformador y derivar las corrientes de falla a través del (DPS), adicionalmente se instalará una protección del tipo filtro de onda en los lugares que CENS lo determine.
- ❖ El DPS debe instalarse en el camino de la corriente de impulso y lo más cerca posible de los bujes del transformador y conforme la siguiente gráfica:

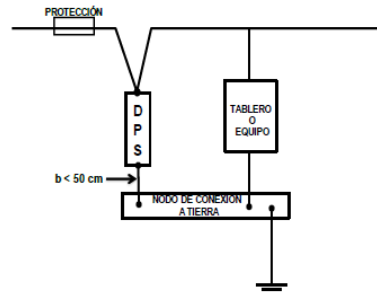


Figura 1. Montaje típico de DPS

- ❖ El mantenimiento de los transformadores se hará de acuerdo con lo indicado en el código de distribución de energía eléctrica (Resolución 070 del 8 de junio de 1998) expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Lo anterior se hará extensivo a las líneas de Media Tensión de uso dedicado que alimentan dichos transformadores.
- ❖ En los transformadores monofásicos para montaje en circuitos zona rural, queda expresamente prohibido utilizar en las instalaciones eléctricas, el suelo o terreno como camino de retorno de la corriente en condiciones normales de funcionamiento. No se permitirá el uso de sistemas monofilares, es decir, donde se tiende sólo el conductor de fase y donde el terreno es la única trayectoria tanto para las corrientes de retorno como de falla. Por lo anterior todos los transformadores deben ser mínimo de doble buje conectados a dos fases.

4.4.2. Equipo de protección.

- ❖ Se utilizarán en media tensión cortacircuitos para instalación a la intemperie y cumpliendo con las características mínimas establecidas en el Capítulo 11.
- ❖ Se prohíbe la apertura o cierre de cortacircuitos con carga, salvo que se emplee un equipo que extinga el arco.
- ❖ En los cortacircuitos de media tensión se utilizarán hilos fusible tipo H o similar seleccionado en forma general con un valor igual o el más próximo normalizado a la corriente nominal del transformador, sin embargo se adoptarán las observaciones que el CENS haga al respecto.
- ❖ 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.
- ❖ Para protección contra sobretensiones en media tensión se utilizarán Dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) tipo distribución con válvula de expulsión o de óxido de zinc, los cuales se seleccionarán según los criterios establecidos en el Capítulo 11.
- ❖ En la localización de los (DPS) se deberá tener en cuenta que eléctricamente se deben instalar adyacentes a los bujes de alta del transformador (“aguas abajo de los cortacircuitos”) cumpliendo con la figura 1.



4.4.3. Barrajes y puesta a tierra del neutro.

- ❖ En subestaciones aéreas el calibre de los bajantes de BT se seleccionará de acuerdo con la corriente nominal secundaria del transformador. Estos bajantes deberán tener terminales bimetálicos ponchados para la conexión con los bornes del transformador y mínimo dos (2) conectores bimetálicos por fase para la conexión a la red de baja tensión; no se aceptarán conexiones con amarres del mismo cable.
- ❖ El neutro del lado de baja tensión se pondrá a tierra con un bajante y un electrodo de puesta a tierra, ambos seleccionados de acuerdo al numeral 2.11 del Capítulo 2. El bajante de puesta a tierra de los DPS y del neutro del transformador se conectará equipotencialmente.
- ❖ Los bajantes de cobre de puesta a tierra del DPS y del neutro se protegerán con un tubo conduit metálico de mínimo $\frac{1}{2}$ " , hasta una altura de 3 m sobre el nivel del terreno. No se permitirán empalmes de ninguna clase en los cables de puesta a tierra.

4.5. SUBESTACIONES TIPO PEDESTAL O TIPO JARDÍN.

4.5.1. Generalidades.

- ❖ El Centro de Transformación de pedestal consiste en dos gabinetes independientes tipo intemperie, uno para el transformador internamente protegido contra cortocircuito y sobrecarga, y el otro gabinete para el seccionador de maniobras con terminales de media tensión de frente muerto. Los gabinetes deben estar provistos de puertas con cerraduras, de tal forma que los mandos, accesorios y conexiones eléctricas queden inaccesibles al público.
- ❖ El compartimiento de alta tensión no debe ser accesible mientras la puerta del compartimiento de baja tensión este abierta.
- ❖ El compartimiento de baja tensión debe estar provisto de un sistema para que el usuario instale un candado de seguridad.
- ❖ En el transformador de pedestal, los terminales de conexión de los cables eléctricos se sitúan en la pared frontal del transformador.
- ❖ Debe ser fabricado con los compartimientos de alta y baja tensión separados y equipados con puertas frontales, los de media tensión en compartimentos al lado izquierdo y los de baja tensión en un compartimiento al lado derecho; tales compartimentos se deben separar internamente mediante una barrera metálica, de tal forma que cada uno tenga su propia puerta.
- ❖ Los equipos de pedestal son para instalación tipo exterior, utilizados como parte de un sistema de distribución subterráneo. En el transformador del tipo pedestal los cables de alimentación entran por la parte inferior y se instalan en una base o pedestal con compartimentos sellados para alta y baja tensión (NTC 317 Definiciones y NTC 5074 transformadores de distribución monofásicos tipo pedestal, autorrefrigerados; 167 kVA y menores; con compartimiento; para uso con conectores de alta tensión, aislados, separables, para proveer frente muerto (lado de alta tensión)).



- ❖ Los transformadores que se instalen en conjuntos residenciales cerrados, deben ser ubicados de tal forma que exista acceso de vehículo grúa o montacarga con capacidad de izar y transportar el seccionador y/o transformador y se propenderá por quedar a la vista del servicio de celaduría o usuarios.
- ❖ El área de los equipos de pedestal (seccionador de maniobra y transformador de pedestal) se cerrará con malla eslabonada galvanizada, que impida el acceso a personas no autorizadas al área de los equipos. La malla tendrá un mínimo de 2,5 m de altura y se instalará a una distancia mínima de un (1) metro del perímetro de los equipos.
- ❖ El cerramiento se diseñará con una puerta de acceso de dos (2) metros de ancho o el necesario para el fácil acceso a mantenimiento y entrada o salida de equipos, de acuerdo al mayor tamaño de los equipos.
- ❖ También se permite la instalación de subestaciones de pedestal en un local, con la condición de que el acceso sea desde la calle, es decir exterior al edificio, con el fin de evitar el ingreso al inmueble o solicitud de permisos al usuario.
- ❖ A la puesta a tierra del Centro de Transformación de pedestal deben conectar sólidamente todas las partes metálicas que no transporten corriente y estén descubiertas: el neutro del transformador, la pantalla metálica de los cables de M.T., los puntos de tierra de los terminales preformados y los descargadores de sobretensión.
- ❖ Las cubiertas laterales, posteriores y frontales tendrán las dimensiones necesarias en celosía o malla para la adecuada ventilación.
- ❖ En algunos casos podrán tener domos para la salida del aire caliente o podrá instalarse su propio sistema de ventilación forzada.
- ❖ La celda tendrá el espacio suficiente de tal forma que permita: alojar el transformador, una adecuada ventilación, distancias eléctricas a partes energizadas y radio de curvatura de conductores.
- ❖ Las celdas deben ser pernadas al suelo y con medios para amortiguar las vibraciones y ruidos.

4.6. SUBESTACIONES TIPO PATIO

4.6.1. Pórticos.

Se podrán utilizar postes de concreto o estructuras metálicas con una altura mínima de 10 m., con una crucetería de acero galvanizado en caliente, en perfiles “L” (3”x3”x1/4” mínimo), dispuesto por niveles en la siguiente forma:

NIVEL I o superior	Llegada y salida de líneas
NIVEL II	Barrajes
NIVEL III	Medida

NIVEL IV

Protecciones

Para lo anterior se deberán tener en cuenta las distancias mínimas establecidas en el numeral 2.15 del Capítulo 2.

4.6.2. Pedestal o base para el transformador

- ❖ El pedestal será diseñado en concreto armado de acuerdo con las dimensiones y peso del transformador a instalar.
- ❖ En la base del pedestal se debe proveer un foso con capacidad de confinar el 100% del aceite del transformador y debe agregar varias capas de gravilla que sirvan como filtro. Este debe tener un medio que permita su fácil disposición final cumpliendo la normatividad en medio ambiente.
- ❖ Las cercas o paredes que son instaladas como barreras para el personal no autorizado, deben instalarse de tal manera que las partes expuestas energizadas queden por fuera de la zona de distancia de seguridad tal como se ilustra en la Figura 1 y se muestra en la Tabla 2
- ❖ El pedestal debe tener libre acceso para efectos de mantenimiento, cargue y descargue.

4.6.3. Equipo de maniobra.

Para transformadores hasta una capacidad de 75 kVA, se utilizarán cortacircuitos como equipo de protección.

Para transformadores de capacidad mayor 75 kVA hasta 500 kVA se utilizará cortacircuitos con cámara de extinción de arco. Para otro tipo de servicio y según las tensiones y capacidad del transformador se utilizará como mínimo el equipo indicado a continuación, con las características particulares determinadas en el Capítulo 11.

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA)	EQUIPO DE MANIOBRA.
501- 2000 kVA	Seccionador bajo carga
>2000 kVA	Interruptor de potencia

Tabla 1. Protecciones para transformadores.

En todo caso la selección de un equipo diferente deberá ser sometida a aprobación por parte de CENS. Los interruptores de potencia para 34,5 kV deberán tener como medio de extinción del arco el vacío o el hexafluoruro de Azufre (SF₆).

4.6.4. Equipo de protección.

- ❖ En los cortacircuitos de media tensión se utilizarán hilos fusibles adecuados, seleccionados de tal forma que garantice una correcta coordinación de protecciones. En el caso de cargas especiales



que soliciten altas corrientes en tiempo corto (arranque de motores, etc.) Deberán tenerse en cuenta estos aspectos y justificar en el diseño la selección del fusible correspondiente.

- ❖ Para protección contra sobretensiones en media tensión se utilizarán DPS tipo distribución con válvula de expulsión los cuales se seleccionarán según los criterios establecidos en el Capítulo 11.
- ❖ En la localización de los (DPS) se deberá tener en cuenta que eléctricamente se deben instalar adyacentes a los bujes de alta del transformador (“aguas abajo de los cortacircuitos”). El sistema de tierra de los DPS’s se conectará equipotencialmente al electrodo de puesta a tierra del transformador. La ubicación del DPS deberá estar acorde a la Figura 1.
- ❖ Como protección contra descargas atmosféricas se diseñará un sistema de apantallamiento que garantice un blindaje efectivo.
- ❖ En caso de utilizar interruptores de potencia, estos actuarán en coordinación con relés secundarios seleccionados y calibrados para operar con selectividad de acuerdo con el sistema diseñado. En este caso deberá incluirse en el diseño la justificación de la selección del Burden y la precisión de los transformadores de corriente y tensión asociados a la protección; así mismo deberá justificarse el diseño del cableado secundario y la relación de transformación escogida. En baja tensión se podrán utilizar fusibles o interruptores automáticos, cuya selección se hará de acuerdo con la capacidad de interrupción mayor.
- ❖ Se diseñará una malla de tierra tipo cuadrícula, siguiendo el criterio de las tensiones de paso y de toques tanto permisibles como reales. A esta malla se conectarán los conductores del electrodo de puesta a tierra de los DPS, carcasa y neutro del transformador, cables de guarda, estructuras metálicas, crucetería, partes metálicas no conductoras del equipo utilizado en la subestación y malla de cerramiento. La malla de puesta a tierra deberá cubrir como mínimo el área ocupada por las estructuras de pórticos y por el equipo. Esta área deberá diseñarse con una capa de material permeable de alta resistividad (como grava).

4.6.5. Barrajes.

- ❖ Se diseñarán barrajes suspendidos para media tensión en conductor de cobre o aluminio, soportados por aisladores tipo poste o con cadena de aisladores de disco según el caso.
- ❖ La capacidad de corriente necesaria determinará los calibres y secciones a utilizar. En baja tensión se diseñarán barrajes de cobre dimensionados para las corrientes nominales permanentes y para resistir las corrientes de cortocircuito propias de la instalación.

4.6.6. Equipo de medida.

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

- ❖ La relación de transformación se escogerá de acuerdo con la corriente nominal y con el nivel de tensión de la subestación. En el diseño deberá justificarse su selección así como el cableado, acorde con el Burden de los transformadores de medida utilizados. La selección debe tener en cuenta las tablas 25 y 26 del capítulo 2.
- ❖ El conductor para el cableado desde el secundario de los transformadores de corriente será cable de cobre calibre mínimo N°. 12 AWG y dependerá de los límites de regulación establecidos en el capítulo 2 y lo dispuesto en el capítulo 6. El conductor para el cableado desde el secundario de los transformadores de tensión será cable cobre calibre mínimo N°. 12 AWG. El ducto podrá ser único y metálico cuando los equipos de medida se encuentren en módulos separados de módulo de transformadores de medida.
- ❖ En caso de utilizar transformadores de corriente para cumplir ambas funciones (protección y medida), se deberá cumplir con lo exigido en el capítulo 6.
- ❖ Se deben instalar entre los barrajes y elementos de corte y protección.
- ❖ Los medidores se podrán instalar en armarios metálicos diseñados para resistir la intemperie, los cuales se ubicarán adosados a las estructuras propias de la subestación o sobre una base o pedestal, provista con ventana para lectura, que debe quedar a una altura 1,50 m. En este mismo lugar, en compartimientos separados y que permitan la operación cómoda y segura, con barrajes se podrán montar todos los elementos de protección y corte de servicios auxiliares de la subestación. Estos tableros deben tener acceso tanto en la parte frontal como en la posterior, empotrados dentro de la base o pedestal se ubicarán los ductos de entrada y salida de este compartimiento.

4.6.7. Cerramiento.

El área de la subestación se cerrará con un muro y/o malla eslabonada, que impida el fácil acceso de personas no autorizadas y animales al área de los equipos. Por tanto, el muro y/o malla eslabonada tendrá un mínimo de 2,5 metros de altura y se instalará a una distancia mínima del perímetro utilizado por las estructuras y equipos sujetos a tensión.

Este cerramiento se diseñará con una puerta de acceso de dimensiones adecuadas para permitir la movilización del equipo de mayor dimensión y peso.

4.6.8. Iluminación.

Deberá diseñarse la iluminación adecuada de tal forma que sea fácil efectuar el mantenimiento para el área de subestación cumpliendo en todo momento los niveles establecidos en el RETILAP.

4.6.9. Acceso y espacios de trabajo.

El acceso de la subestación debe ser suficiente para permitir la entrada y salida del equipo o celda de mayor tamaño. Además, el sitio donde está localizada la subestación será de libre acceso al personal de CENS y los vehículos que transportan los equipos y cumplir las distancias de seguridad a las que haya

lugar y cumplir con la distancia a partes energizadas de la siguiente tabla:

TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV).	DIMENSIÓN "R" (m)
0,151-7,2	3
13,8/13,2/11,4	3,1
34,5/44	3,2
66/57,5	3,5
115/110	4
230/220	4,7
500	5,3

Tabla 2. Distancias de seguridad para la figura 1

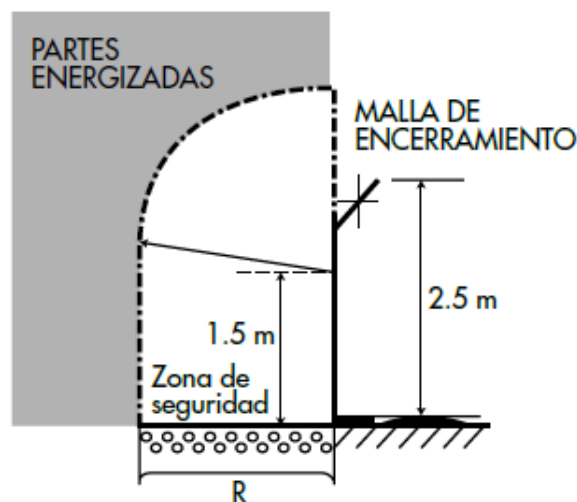


Figura 2 Distancias de seguridad contra contactos directos.

4.7. SUBESTACIONES TIPO INTERIOR.

4.7.1. Generalidades.

Este tipo de montaje debe cumplir lo establecido en la sección 450 de la norma NTC 2050; el diseño de este montaje es utilizado para la instalación de transformadores de distribución bajo techo localizados en predios que tengan una o varias de las características indicadas a continuación:

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



4.7.2. Disposición de celdas.

Los detalles finales de instalación de subestación se deben establecer de acuerdo a cada proyecto en particular, sin embargo se deben seguir los lineamientos expuestos en el capítulo 6 para el sistema de medición y siempre se debe garantizar que el equipo de medida quede antes de cualquier seccionamiento o protección del transformador.

En el caso de que el tablero de distribución de baja tensión se instale dentro del local de la subestación, se requiere ampliar el correspondiente local según el tamaño del tablero.

4.7.3. Equipo de maniobra en media tensión.

Lo constituye como mínimo un seccionador para operación manual tripolar bajo carga, equipado con fusible tipo HH y un disparador tripolar por fusión de uno de ellos.

La operación del seccionador se efectuará por medio de palanca o manivela accionada desde el exterior del módulo.

El cubículo del transformador debe disponer de enclavamiento mecánico para permitir el acceso.

A criterio de la Empresa en las áreas donde las redes sean subterráneas y/o esté previsto un desarrollo futuro se deberá dejar en el diseño un espacio para la futura red subterránea.

4.7.4. Equipo de protección.

- ❖ Asociado al seccionador correspondiente el transformador se utilizarán fusibles tipo HH de fusión en arena y percutor para activar el mecanismo de apertura del seccionador. Su selección tendrá en cuenta los criterios de coordinación de protecciones y lo establecido por los fabricantes de los transformadores y de fusibles y las recomendaciones de CENS para ello. El cálculo de la protección y fusible deberá ser previamente aprobado por la Empresa.
- ❖ Para protección contra sobrevoltaje se utilizarán DPS apropiados para uso interior. Todas las partes metálicas no conductoras de corriente de la subestación se conectarán a tierra de acuerdo a lo establecido en el numeral 2.11 del Capítulo 2; para ello la subestación llevará una barra de cobre electrolítico que interconecte todos estos puntos. La instalación se deberá llevar a cabo teniendo en cuenta la Figura 1
- ❖ En este caso siempre se diseñará una puesta a tierra teniendo en cuenta el numeral 2.11 del Capítulo 2.
- ❖ El diseño se ajustará a las facilidades del sitio de montaje y garantizará una impedancia de puesta a tierra de acuerdo a lo establecido en la tabla 38 del Capítulo 2.

4.7.5. Barrajes en baja tensión.

Los barrajes de baja tensión se diseñarán en cobre electrolítico de alta pureza seleccionando en calibre



adecuado para las corrientes nominales y de corto circuito de servicio. Se soportarán sobre aisladores o portabarras de resina, porcelana o baquelita de alta resistencia con capacidad para soportar los esfuerzos de cortocircuito exigidos por el sistema.

4.7.6. Equipo de medida.

Los medidores de energía y transformadores de medida se seleccionarán de acuerdo con lo establecido en el las tablas 25 y 26 del capítulo 2 y lo establecido en el capítulo 6

Los transformadores estarán localizados en el módulo correspondiente a la tensión nominal de los mismos y cumplirán con lo estipulado en el Capítulo 6.

Los medidores y las correspondientes borneras se localizarán en un compartimiento separado de los demás elementos incluidos en los módulos. Dicho compartimiento dispondrá de ventanilla para la lectura y deberá tener la facilidad de ser sellado por la Empresa.

4.7.7. Local para subestaciones.

- ❖ El local para los Centros de Transformación se debe ubicar en un sitio de fácil acceso desde el exterior con el fin de facilitar al personal de la compañía realizar las labores de mantenimiento, revisión e inspección, así como para la movilización de los diferentes equipos.
- ❖ Otra razón para que el local de los Centros de Transformación quede lo más cerca al exterior de la edificación, es la de minimizar la construcción de canalizaciones de redes de media tensión dentro de la edificación. El recorrido de la canalización debe ser lo más recto posible.
- ❖ Los Centros de Transformación instalados en el interior de edificaciones deben cumplir las recomendaciones de la Norma NTC 2050 Artículo 450 respecto a la seguridad contra incendios cuando se utilicen transformadores en aceite.
- ❖ El local del Centro de Transformación no puede ser ubicado en un área clasificada como peligrosa, ver norma NTC 2050 artículos 500 a 517, en los cuales cubren los requisitos de instalación donde puede existir peligro de fuego o explosión debido a líquidos, gases o vapores inflamables, polvo combustible, fibras, cenizas o sustancias volátiles inflamables. Cada área deberá ser considerada individualmente para determinar su clasificación.
- ❖ Además en el Artículo 511 – “Garajes comerciales, de reparación y almacenamiento”; establece que los garajes de estacionamiento o almacenaje y donde no se realizan reparaciones, excepto el cambio de piezas y mantenimiento de rutina que no requiera el uso de equipo eléctrico, llama abierta o el uso de líquidos volátiles inflamables, no son clasificados como lugares peligrosos, pero estarán ventilados adecuadamente para desalojar los gases de escape de motores. La ventilación adecuada, se establece en el artículo 511 – 2 de la NTC 2050, verificándose el número de veces que se debe realizar los cambios de aire por hora, de acuerdo con la localización del local del Centro de Transformación.



- ❖ El Local debe mantener libre de elementos ajenos a los equipos eléctricos y en ningún caso podrá usarse como sitio de almacenamiento.
- ❖ Frente a la puerta del local de la subestación, no deben instalarse vehículos o equipos y materiales que impidan el fácil acceso. Tampoco se deben colocar tanques de combustible o materiales inflamables
- ❖ La altura del local dependerá de la dimensión de los equipos cuya distancia mínima libre del techo al piso del local de la subestación es de 1 900 mm, en Centros de Transformación con celdas capsuladas y de pedestal.
- ❖ Por el local del Centro de Transformación no podrán pasar tuberías extrañas a la instalación eléctrica tales como agua, alcantarillado, gas o cualquier otro tipo de instalación excepto las de los equipos de extinción de incendios.

4.7.8. Iluminación

El cuarto deberá disponer de alumbrado eléctrico con los niveles de iluminación exigidos por el RETILAP

El control del alumbrado se debe localizar exterior al local cerca a la puerta de acceso, o interior en un sitio cercano a la puerta cuando el local da a la calle.

4.7.9. Puesta a tierra

- ❖ Las partes metálicas de la subestación que no transporten corriente y estén descubiertas, se conectarán a tierra en las condiciones previstas en el Artículo 250 de la norma NTC 2050, mediante conductores con los calibres establecidos en las tablas 250-94 y 250-95.
- ❖ La malla de puesta a tierra se debe construir antes de fundir la placa del piso del local. Esta malla estará construida con cable desnudo de cobre con calibre igual o superior al No. 2/0 AWG, se deberán utilizar conectores que cumplan la Norma IEEE-837 o en su defecto se utilizará soldadura exotérmica. A la malla de tierra se deberán instalar como mínimo dos varillas de puesta a tierra de 2,40 m x 5/8" (16 mm), distanciadas entre si mínimo dos veces la longitud de la varilla. En todo caso el diseño deberá regirse por las condiciones establecidas en el Capítulo 2 numeral 2.11 y los requisitos establecidos en el RETIE.
- ❖ En el punto de conexión del conductor de puesta a tierra a la malla de puesta a tierra se debe dejar cajas o pozos de inspección de libre acceso donde se pueda medir, revisar y mantener la resistencia de la malla de puesta a tierra. Esta caja o pozo de inspección de la malla de puesta a tierra es un cuadrado o un círculo de mínimo 300 mm de lado o 300 mm de diámetro. También se puede construir una caja de tierras, sobre un muro, donde lleguen y salgan los conductores de tierra.



- ❖ Los elementos que se deben conectar a tierra en una subestación son como mínimo los siguientes:
 - La pantalla metálica de los cables de M.T (en uno de los extremos del cable, se recomienda aterrizar el del Centro de transformación).
 - Los herrajes de soporte de los cables.
 - Las celdas de M.T.
 - El tanque y neutro del transformador.
 - Los tableros de B.T.
 - Equipos de medida donde estén instalados

4.7.10. Acceso y espacios de trabajo

- ❖ El acceso al local del Centro de Transformación debe tener un ancho mínimo de 2 000 mm para permitir la entrada o salida de equipos o celdas. Se instalarán puertas de mayor tamaño cuando los equipos superen ésta medida. Además, el sitio donde se localice la subestación será, de libre acceso al personal de la CENS o autorizado por ella.
- ❖ En lo posible se debe dejar la puerta de la subestación enfrentada a la celda del transformador, dejando una distancia libre mínima de 1 500 mm desde el frente de la celda del transformador al primer obstáculo. Si no es posible dejar la celda del transformador frente a la puerta del cuarto se debe dejar una distancia libre mínima de 1,90 m al frente de la celda del transformador.
- ❖ Para locales con equipos de pedestal y capsulados con transformadores tipo seco Clase H o F, las anteriores distancias de 1500 o 1900 mm se pueden reducir a 600 mm, si se utiliza una puerta de plegable con celosías, cubriendo todo el frente en lugar de la pared frontal del local. Esta puerta plegable cuando esté abierta, debe dejar espacio necesario para sacar el transformador y realizar trabajos en las otras celdas. En locales con transformadores aislados en aceite también la distancia libre mínima podrá ser 0,60 m si la puerta a prueba de fuego es igual al ancho del local.
- ❖ No se permite la instalación de cajas o armarios de medidores dentro del local del Centro de Transformación. En el caso de instalarse en el local un Tablero General de Acometidas, el espacio de trabajo para el equipo eléctrico con tensiones nominales de 600 V o menores debe ser el especificado en la Norma NTC 2050 Artículo 110-16. Las distancias deben medirse desde las partes activas, si están descubiertas o desde el frente de la cubierta o abertura de acceso cuando estén encerradas.
- ❖ El local para transformadores aislados en aceite debe cumplir con la Norma NTC 2050 Artículo 450 parte C “Bóveda de transformadores”.

4.7.11. Piso.

- ❖ En el sitio donde se ubique el local se fundirá una placa de concreto. En ésta placa se dejarán embebidos los pernos de anclaje de las celdas y de los rieles de deslizamiento para la entrada del transformador.



- ❖ Esta placa de concreto debe presentar una superficie perfectamente horizontal a la base de las celdas o a los equipos tipo pedestal. Los transformadores de pedestal pueden o no llevar base e ir instalados a nivel de piso, cuando se instalen en locales.
- ❖ Para el caso de los Centros de Transformación de instalación interior donde el piso es de concreto y por tanto la resistividad superficial está entre 20-50 ohmios- metro, se hace necesario recubrir el piso, una vez instalados los equipos (transformadores y celdas) con baldosas de aislantes no combustibles, que presenten una resistividad alta con el fin de cumplir las normas de seguridad de las tensiones tolerables de paso y de contacto.
- ❖ Cuando se requiera instalar cárcamos o fosos para el aceite, el piso del local podrá tener un nivel superior hasta de 30 cm del nivel del piso terminado de la edificación.

4.7.12. Cárcamos y foso

Dentro del local del centro de Transformación no se deben construir cajas de inspección eléctrica y en su lugar se construyen cárcamos, para los cables eléctricos.

Para transformadores aislados en aceite deben poseer medios para confinar el aceite y no permitir su salida a otras áreas, por lo que se construyen fosos y brocal a la entrada del local. Para transformadores tipo seco no se requiere foso, ni brocal.

El piso de los cárcamos y de los fosos para el aceite será en concreto y las paredes podrán ser en concreto o en ladrillo pañetado.

4.7.13. Paredes y techo

- ❖ El local con transformador seco o refrigerado en aceite debe cumplir con los requerimientos de los artículos 450-21 y 450-26 de la Norma NTC 2050.
- ❖ Para transformadores con aislamiento en aceite, las paredes, el techo y el piso, se construirán en material de adecuada resistencia estructural y una resistencia al fuego de 3 horas (norma ASTM E119/83), NFPA 251-85.
- ❖ Las paredes para el local donde se instalan las celdas de distribución o los equipos de maniobra se construirán en tabique con ladrillo tolete prensado a la vista o pañetado y pintado por ambas caras.
- ❖ Se deberán tomar todas las precauciones para evitar la entrada de agua por infiltraciones, para lo cual se recomienda no ubicar el local en áreas donde coincidan con juntas de construcción o dilatación, debajo de jardines y muros perimetrales. En el caso de que se ubique en dichas zonas se debe hacer una adecuada impermeabilización.

4.7.14. Puertas en general.

Existen varios tipos de puertas dependiendo del tipo de aislamiento del transformador, del material combustible cercano y de las limitaciones de espacio:

- ❖ Puertas cortafuego para bóvedas de transformadores aislados en aceite.
- ❖ Puerta metálica en celosía de dos hojas abriendo hacia afuera, de 2 metros de ancho o del espacio necesario para el ingreso de celdas o equipos de mayor tamaño y entre 1 800 y 2 300 mm de altura
- ❖ Puerta metálica plegable en celosía de dos hojas

Para evitar problemas de acañamiento la puerta debe tener una tolerancia de 5 a 8 mm con relación al marco y tener mínimo tres (3) bisagras.

4.7.14.1. Puertas Cortafuego.

Los requisitos de la puerta cortafuegos adoptados de las normas NFPA 251, NFPA 252, NFPA 257, NFPA 80, ANSI A156.3, UL 10 B, ASTM A 653 M, ASTM E152 y EN 1634 -1, serán los siguientes y deben demostrarse mediante certificado de conformidad:

- ❖ La puerta debe resistir el fuego mínimo durante tres horas cuando la bóveda aloja transformadores refrigerados en aceite o transformadores secos de tensión mayor o igual a 35 kV.
- ❖ Debe ser construida en materiales que mantengan su integridad física, mecánica y dimensiones constructivas para minimizar y retardar el paso a través de ella de fuego o gases calientes, capaces de provocar la ignición de los materiales combustibles que estén a distancia cercana, del lado de la cara no expuesta al fuego.
- ❖ Las puertas no deben emitir gases inflamables ni tóxicos.
- ❖ La temperatura medida en la pared no expuesta al fuego no debe ser mayor a 200 °C en cualquiera de los termopares situados a distancias mayores de 100 mm de los marcos o uniones y la temperatura media de estos termopares no debe superar los 150 °C; la temperatura medida en los marcos no debe superar los 360 °C cuando en la cara expuesta al fuego se han alcanzado temperaturas no menores a 1000 °C en un tiempo de tres horas de prueba.
- ❖ La puerta cortafuego debe ser dotada de una cerradura antipánico que garantice que la chapa de la puerta no afecte las características y buen funcionamiento de la misma, la cerradura debe permitir abrir la puerta desde adentro de la bóveda de forma manual con una simple presión aun cuando externamente esté asegurada con llave. Se podrán aceptar cerraduras antipánico probadas a dos horas, cuando la temperatura de la cara expuesta alcance los 1000 °C.
- ❖ La puerta debe garantizar un cierre hermético con el fin de minimizar el paso de gases o humos durante tres horas.
- ❖ Las puertas cortafuego no deben tener elementos cortantes o punzantes que sean peligrosos para los operadores.



- ❖ Las puertas se deben probar en un horno apropiado, que permita elevar la temperatura en un corto tiempo, a los siguientes valores mínimos de temperatura: a 5 minutos 535 °C, a 10 minutos 700 °C, a 30 minutos 840 °C, a 60 minutos 925 °C, a 120 minutos 1000 °C y a 180 minutos 1050 °C.
- ❖ Adicionalmente, la puerta cortafuego debe tener en lugar visible una placa permanente con el símbolo de riesgo eléctrico de acuerdo con las características establecidas en el presente Reglamento.
- ❖ En la instalación de la puerta se debe garantizar que las paredes de la bóveda soporten como mínimo tres horas al fuego, sin permitir que la cara no expuesta al fuego que contenga la puerta supere los 150 °C, cuando se tenga en el interior de la bóveda una temperatura de 1000 °C, igualmente se debe sellar apropiadamente las juntas de la puerta que impidan el paso de gases entre la pared y el marco de la puerta.
- ❖ Las bóvedas para alojar transformadores refrigerados con aceite mineral o transformadores tipo seco con tensión mayor a 35 kV o capacidad mayor a 112,5 kVA instalados en interiores de edificios, requieren que las entradas desde el interior del edificio, estén dotadas de puertas cortafuego, capaces de evitar que el incendio o explosión del transformador se propague a otros sitios de la edificación.
- ❖ Para transformadores secos de potencia mayor de 112,5 kVA y tensión inferior a 35 KV, se aceptarán cuartos de transformadores y su puerta resistentes al fuego durante una hora

4.7.15. Nivel de ruido.

- ❖ Se deben tomar precauciones para limitar el ruido producido por los transformadores. El grado permitido de ruido emitido por un transformador, depende del nivel de ruido aceptable en el ambiente donde será instalado.
- ❖ Dentro de las precauciones que se deben tomar para disminuir el ruido generado en el local están las de asegurar y apretar todas las conexiones, tanto eléctricas como mecánicas y colocar los transformadores sobre bases antivibratorias en caso de ser necesario.
- ❖ El nivel de ruido es a veces un factor importante dentro de la selección de la ubicación del Centro de Transformación, ya que dependiendo del uso de la edificación existen límites que no se deben sobrepasar.

4.7.16. Ventilación.

- ❖ Siempre que el(los) transformador(es) estén dentro de un local se requiere ventilación. La ventilación de la industria debe ser adecuada para evitar que la temperatura del (los) transformador(es) exceda los límites permitidos dependiendo del tipo de aislamiento del transformador. El área neta de todas las aberturas de ventilación después de restar el área ocupada por marcos y persianas, no debe ser menor de 20 cm² / kVA de los transformadores en servicio.



- ❖ Las aberturas de ventilación deben extenderse hacia el área exterior del local. La mitad del área total de ventilación repartida en una o más aberturas debe situarse cerca del piso y la otra cerca del techo
- ❖ Cuando no sea posible realizar la ventilación en la forma descrita se debe ubicar el área total de ventilación cerca del techo.
- ❖ Para que la ventilación sea adecuada, los transformadores deberán tener una separación a cualquier equipo o pared, orientando en lo posible las rejillas de ventilación del transformador, en la misma dirección del aire. Para una adecuada ventilación la salida de aire debe estar ubicada a nivel de techo en la pared opuesta a la entrada de aire que debe estar cerca del piso.

4.8. SUBESTACIONES DE PATIO DE MEDIA TENSIÓN

4.8.1. Disposiciones generales.

En este capítulo se establecen los criterios generales de diseño de subestaciones con nivel de tensión 3 como tensión primaria. Se dan las normas mínimas y seguridad y conformación de la subestación así como algunos procedimientos de instalación.

Las subestaciones deben cumplir los requisitos que le apliquen:

- ❖ El tiempo máximo de despeje de falla de la protección principal, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que 150 milisegundos.
- ❖ En los espacios en los cuales se encuentran instaladas las subestaciones con partes energizadas expuestas, deben colocarse y asegurar la permanencia de cercas, pantallas, tabiques o paredes, de tal modo que limite la posibilidad de acceso a personal no autorizado. Las puertas deben contar con elementos de seguridad que limite la entrada de personal no autorizado.
- ❖ Las cubiertas, puertas o distancias de aislamiento, no deben permitir el acceso de personal no calificado, a barrajes o elementos energizados.
- ❖ En el caso que los elementos energizados sean removibles se debe garantizar que no se puedan retirar mientras el sistema opere en condiciones normales, para lo cual deben implementarse sistemas de cerraduras o enclavamientos. Si los elementos energizados son fijos, debe asegurarse que no se puedan retirar sin la ayuda de herramientas manejadas por personal calificado que conoce el funcionamiento de las subestaciones.
- ❖ Deben existir enclavamientos entre los diferentes elementos de corte y seccionamiento de la subestación para no permitir que se realicen maniobras indebidas.

- ❖ Todas las partes metálicas puestas a tierra y que no pertenezcan a los circuitos principales o auxiliares, deben ser conectadas al conductor de tierra directamente o a través de la estructura metálica.
- ❖ La posición de los elementos que realicen la puesta a tierra de la celda deben estar claramente identificados a través de un elemento que indique visualmente la maniobra de puesta a tierra de equipo.
- ❖ En las subestaciones está prohibido que crucen canalizaciones de agua, gas natural, aire comprimido, gases industriales o combustibles, excepto las tuberías de extinción de incendios y de refrigeración de los equipos de la subestación.
- ❖ Para evitar los peligros de propagación de un incendio ocasionado por derrame del aceite, se debe construir un foso o sumidero en el que se agregarán varias capas de gravilla que sirvan como filtro y absorbente para ahogar la combustión
- ❖ Toda subestación debe contar con las protecciones de sobrecorriente que garanticen la adecuada protección del transformador y la desenergización del circuito en el evento que se requiera.

4.8.2. Convenciones especiales para este capítulo

Las siguientes convenciones serán utilizadas para la configuración unifilar de las subestaciones:









ELEMENTO	SÍMBOLO
Interruptor:	
Seccionador:	
Seccionador con Cuchilla de puesta a tierra:	
Dispositivo de Protección contra sobretensiones:	
Transformación de corriente:	
Barraje o módulo de barraje:	
Transformador de Potencia:	
Reconectador:	

Tabla 3. Convenciones especiales

4.8.3. Configuración de Barras

Las configuraciones de barra a tratar en el presente documento se ajustan a las que se identifican dentro de las Unidades Constructivas definidas en la tabla 3 del capítulo 5 de la resolución CREG 097 de 2008.

4.8.3.1. Barra sencilla.

Está conformado por una sola barra continua a la cual se conectan directamente los diferentes tramos de la subestación.

4.8.3.2. Doble Barra.

Está constituido por dos (2) barras principales, las cuales se acoplan entre sí mediante un interruptor y sus seccionadores asociados.

4.8.3.3. Barra Principal y transferencia.

Está constituido por una barra principal y una de transferencia, que permita la transferencia de tramos por medio de un interruptor.

4.8.4. Configuración Bahías

Las configuraciones de bahías a tratar en el presente documento se ajustan a las que se identifican dentro de las Unidades Constructivas definidas en la tabla 3 y 4 del capítulo 5 de la resolución CREG 097 de 2008.

4.8.4.1. 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 conexión A.T. y un módulo de Cables de Control y Fuerza y con los siguientes equipos de control, protección y maniobra:

ELEMENTOS TÉCNICOS	CANTIDAD
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3
Interruptor	1
Seccionador tripolar	1
Seccionador tripolar con Cuchilla de puesta a tierra	1
Tablero de control, medida y protección Línea	1
Transformador de corriente nivel 2 ó 3	3

Tabla 4. Elementos que componen Bahía de línea - Barra sencilla - Convencional.

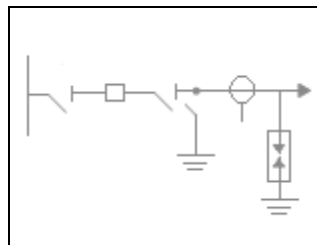


Figura 3. Diagrama Unifilar Bahía de línea - Barra sencilla - Convencional.

4.8.4.2. 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 conexión A.T. y un módulo de Cables de Control y Fuerza y con los siguientes equipos de control, protección y maniobra:

ELEMENTOS TÉCNICOS	CANTIDAD
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3
Interruptor	1
Seccionador tripolar	2
Tablero de control, medida y protección Transformador o Acople	1
Transformador de corriente nivel 3	3

Tabla 5. Elementos que componen Bahía de transformación – Barra Sencilla - Convencional

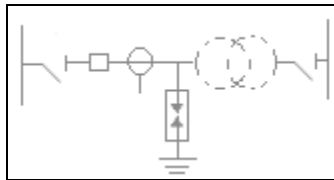


Figura 4. Diagrama Unifilar Bahía de transformación – Barra sencilla – Convencional

4.8.4.3. Bahía de línea – Doble barra – Convencional

Esta bahía permite el montaje de los elementos de protección y configuración de la línea de salida de la Subestación y está conformada por Estructura metálica del módulo, Material conexión A.T. para configuración con 2 barras módulo de línea y un módulo de Cables de Control y Fuerza Modulo y con los siguientes equipos de control, protección y maniobra:

ELEMENTOS TÉCNICOS	CANTIDAD
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3
Interruptor	1
Seccionador tripolar	2
Seccionador tripolar con Cuchilla de puesta a tierra	1
Tablero de control, medida y protección Línea	1
Transformador de corriente Nivel 2	3

Tabla 6. Elementos que componen Bahía de línea – Doble barra - Convencional.

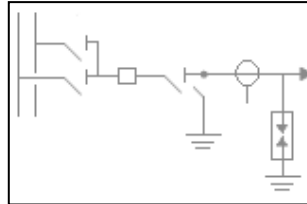


Figura 5. Diagrama Unifilar Bahía de línea – Barra sencilla – Convencional

4.8.4.4. Bahía de transformación – Doble Barra – 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 conexión A.T. para configuración con 2 barras módulo de transformador y un módulo de Cables de Control y Fuerza Modulo y con los siguientes equipos de control, protección y maniobra:

ELEMENTOS TÉCNICOS	CANTIDAD
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3
Interruptor	1
Seccionador tripolar	2
Tablero de control, medida y protección Transformador o Acople	1
Transformador de corriente nivel 3	3
Total general	1362

Tabla 7. Elementos que componen Bahía de transformación – Doble barra - Convencional.

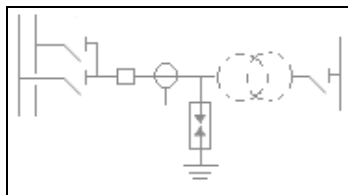


Figura 6. Diagrama Unifilar Bahía de transformación – Doble barra – Convencional

4.8.4.5. Bahía de Línea – Barra Principal y transferencia – Convencional

Esta bahía permite el montaje de los elementos de protección y configuración de la línea de salida de la S Subestación y está conformada por Estructura metálica del módulo, Material conexión A.T. para configuración con 2 barras módulo de línea y un módulo de Cables de Control y Fuerza Modulo y con los siguientes equipos de control, protección y maniobra:

ELEMENTOS TÉCNICOS	CANTIDAD
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3
Interruptor	1
Seccionador Tripolar	2
Seccionador tripolar con Cuchilla de puesta a tierra	1
Tablero de control, medida y protección Línea	1
Transformador de corriente nivel 2	3

Tabla 8. Elementos que componen Bahía de línea – Barra principal y transferencia - Convencional.

:

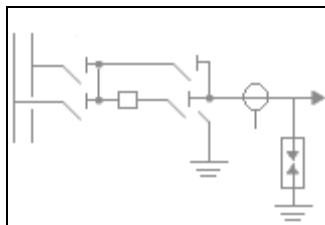


Figura 7. Diagrama Unifilar Bahía de línea – Barra principal y transferencia – Convencional

4.8.4.6. Bahía de transformación – Barra principal y transferencia – 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 conexión A.T. para configuración con 2 barras módulo de transformador y un módulo de Cables de Control y Fuerza Modulo y con los siguientes equipos de control, protección y maniobra:

ELEMENTOS TÉCNICOS	CANTIDAD
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3
Interruptor	1
Seccionador tripolar	3
Tablero de control, medida y protección Transformador o Acople	1
Transformador de corriente nivel 3	3
Total general	1363

Tabla 9. Elementos que componen Bahía de transformación – Barra principal y transferencia - Convencional.

:

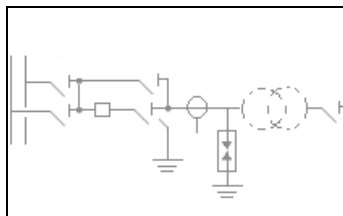


Figura 8. Diagrama Unifilar Bahía de transformación – Barra principal y transferencia – Convencional

4.8.4.7. Bahía de Línea – Subestación Reducida Nivel 2

Esta bahía permite el montaje de los elementos de protección de la línea de salida de la Subestación y está conformada por Estructura metálica del módulo, Material conexión A.T. para subestación reducida y un módulo de Cables de Control y Fuerza Modulo y con los siguientes equipos de control, protección y maniobra y los apoyos requeridos para la instalación de los equipos.

ELEMENTOS TÉCNICOS	CANTIDAD
Cables de Control y Fuerza Modulo – Sub reducida (Global)	1
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3
Reconectador	1

Tabla 1011. Elementos que componen Bahía de línea – Subestación reducida Nivel 2

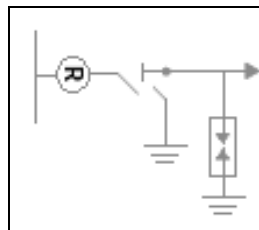


Figura 9. Diagrama Unifilar Bahía de línea – Subestación reducida Nivel 2

4.8.4.8. Bahía de transformación – Subestación Reducida Nivel 3

Esta bahía permite el montaje de los elementos de protección de transformador de la Subestación y está conformada por Estructura metálica del módulo, Material conexión A.T. para subestación reducida y un módulo de Cables de Control y Fuerza Modulo y con los siguientes equipos de control, protección y maniobra y los apoyos requeridos para la instalación de los equipos:

ELEMENTOS TÉCNICOS	CANTIDAD
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS) Nivel 3	3
Estructura en concreto (Postes)	2
Reconectador Nivel 3	1

Tabla 12. Elementos que componen Bahía de transformación – Subestación reducida Nivel 3

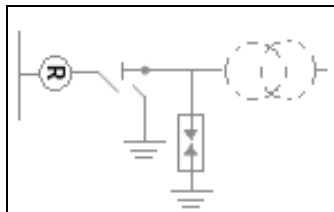


Figura 10. Diagrama Unifilar Bahía de transformación – Subestación reducida Nivel 3

4.8.5. Materiales comunes en las bahías

❖ Material conexión A.T.

Corresponde a la utilización de los siguientes elementos:

Ítem	Descripción
Conductor	ACSR 266,8 kCM
Cadena de aisladores	discos de 6"
Cable de guarda	Alumoweld 7 No. 8

Tabla 13. Elementos conexión A.T en una bahía

❖ Cables de Control y Fuerza Modulo

Corresponde a la utilización de los siguientes elementos:

Ítem	Descripción
Cable multiconductor THW 600V PVC	4 x 4 AWG
Cable multiconductor THW 600V PVC	4 x 10 AWG

Tabla 14. Cables de control y fuerza modulo en una bahía

4.8.6. Acceso y espacios de trabajo.

El acceso de la subestación debe ser suficiente para permitir la entrada y salida del equipo o celda de mayor tamaño. Además, el sitio donde está localizada la subestación será de libre acceso al personal de CENS y los vehículos que transportan los equipos.

Las subestaciones deberán cumplir con las distancias de seguridad y lineamientos expresados en el RETIE, el comité 23 del CIGRE y la norma IEC 60071-2 y las que se indican a continuación:

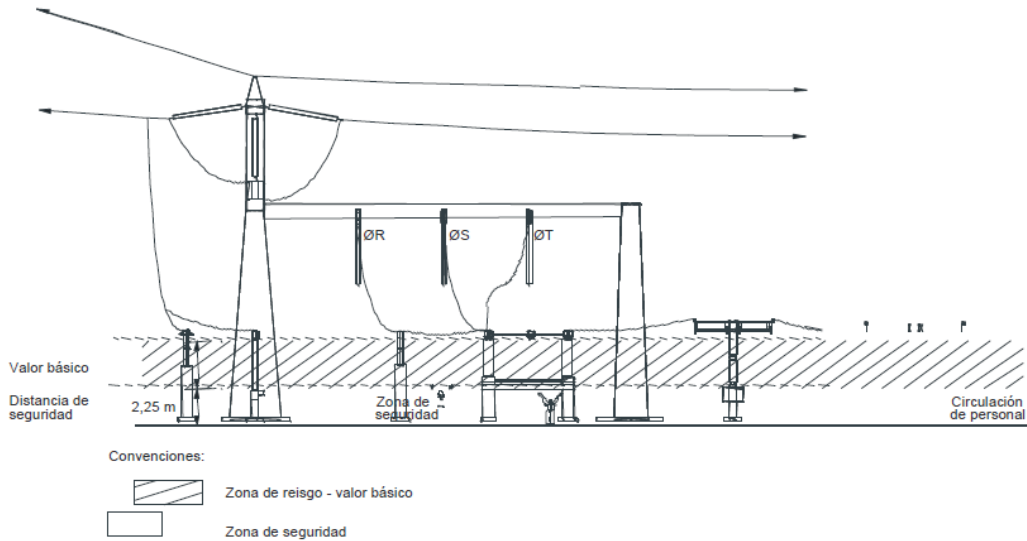


Figura 11. Zona de seguridad para circulación de personal

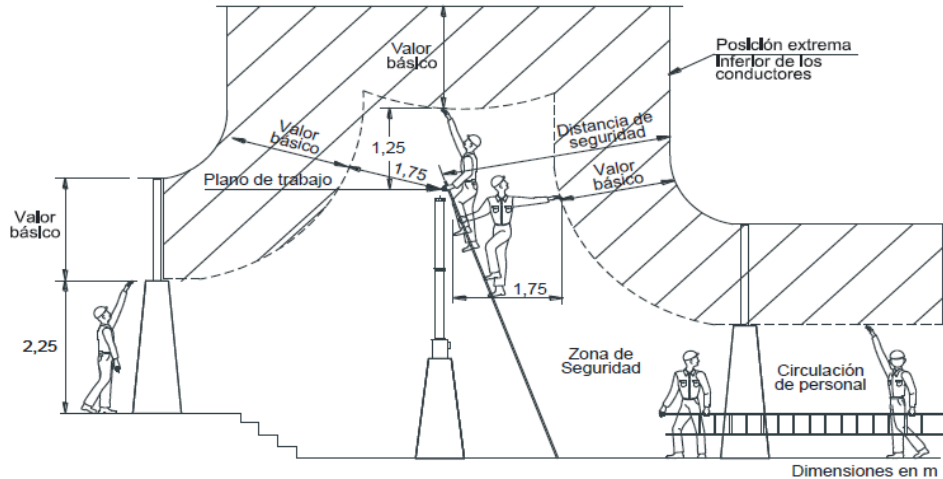


Figura 12. Zonas de seguridad

U _p [kV] (valor pico) (1)	Distancia a mínima según IEC [m] (2)	Distancias de seguridad													
		Valor básico			Circulación de personal			Zona de trabajo en ausencia de maquinaria pesada				Circulación de vehículos			
		Cantidad que se adiciona		Valor básico [m] (5)=(2)+(4)	Bajo conexiones		[m] (8)	Horizontal		Vertical		Zona de seguridad		Valor total [m] (15)=(5)+(13)+(14)	
		% (3)	[m] (4)		Zona de seguridad [m] (6)	Valor total [m] (7)=(5)+(6)		Zona de seguridad [m] (9)	Valor total [m] (10)=(5)+(9)	Zona de seguridad [m] (11)	Valor total [m] (12)=(5)+(11)	Gálibo [m] (13)	Tolerancia [m] (14)		
60	0,09	10	0,01	0,10	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
75	0,12	10	0,01	0,13	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
95	0,16	10	0,02	0,18	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
125	0,22	10	0,02	0,24	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
170	0,32	10	0,03	0,35	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
200	0,38	10	0,04	0,42	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
250	0,48	10	0,05	0,53	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
325	0,63	10	0,07	0,70	2,25	∅	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
380	0,75	10	0,08	0,83	2,25	3,08	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
450	0,90	10	0,10	1,00	2,25	3,25	2,25	1,75	∅	1,25	∅	∅	0,70	∅	
550	1,10	10	0,11	1,21	2,25	3,46	2,25	1,75	2,96	1,25	∅	∅	0,70	∅	
650	1,30	10	0,13	1,43	2,25	3,68	2,25	1,75	3,18	1,25	∅	∅	0,70	∅	
750	1,50	10	0,15	1,65	2,25	3,90	2,25	1,75	3,40	1,25	2,90	∅	0,70	∅	
850	1,70	10	0,17	1,87	2,25	4,12	2,25	1,75	3,62	1,25	3,12	∅	0,70	∅	
950	1,90	10	0,19	2,09	2,25	4,34	2,25	1,75	3,84	1,25	3,34	∅	0,70	∅	
1050	2,10	10	0,21	2,31	2,25	4,56	2,25	1,75	4,06	1,25	3,56	∅	0,70	∅	
1175	2,35	10	0,24	2,59	2,25	4,84	2,25	1,75	4,34	1,25	3,84	∅	0,70	∅	
1300	2,60	10	0,26	2,86	2,25	5,11	2,25	1,75	4,61	1,25	4,11	∅	0,70	∅	
1425	2,85	6	0,17	3,02	2,25	5,27	2,25	1,75	4,77	1,25	4,27	∅	0,70	∅	
1550	3,10	6	0,19	3,29	2,25	5,54	2,25	1,75	5,04	1,25	4,54	∅	0,70	∅	

Tabla 15. Distancias de seguridad en el aire, para las Figuras 12 y 13

(*) El valor mínimo recomendado es de 3 m, pero puede ser un poco menor según las condiciones locales, procedimientos estandarizados de trabajo.

(**) Se determina en cada caso

4.9. MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

4.9.1. Disposiciones Generales.

A las subestaciones eléctricas se les debe realizar mantenimientos periódicos que aseguren la continuidad del servicio y la seguridad tanto de los equipos y demás componentes de la instalación como del personal que allí interviene, de tales actividades deben quedar las evidencias y registros, que podrán ser requeridas por cualquier autoridad de control y vigilancia.

En subestaciones telecontroladas, también llamadas no atendidas, los equipos de detección y extinción de incendios deben ser automáticos, la subestación debe contar con la presencia permanente de personal calificado para su operación, sin distinción de la fecha de entrada en operación de la subestación.

En toda subestación debe asegurarse una revisión y mantenimiento periódico de los equipos de control y protección, con personal especializado, además, debe realizarse la limpieza adecuada de elementos y espacios de trabajo que faciliten las labores de revisión y mantenimiento.



De las actividades de mantenimiento y de limpieza deben quedar los registros respectivos. La periodicidad de los mantenimientos y limpieza dependerá de las condiciones ambientales del lugar, en todo caso no podrá ser mayor a semestral.

4.9.2. Tipos de Mantenimiento.

La clasificación básica del mantenimiento lo divide principalmente en dos grandes actividades el Preventivo y el Correctivo. Pero, las diferentes tendencias a confundir los límites que separan dichas actividades, suponen una clasificación más completa, subdividiendo estas grandes actividades en:

4.9.2.1. Mantenimiento Preventivo

El estudio de fallas de un sistema productivo deriva dos tipos de averías; aquellas que generan resultados que obliguen a la atención de los sistemas productivos mediante mantenimiento correctivo y las que se presentan con cierta regularidad y que ameriten su prevención. El mantenimiento preventivo es el que utiliza todos los medios disponibles, incluso los estadísticos, para determinar la frecuencia de las inspecciones, revisiones, sustitución de piezas claves, probabilidad de aparición de averías, vida útil, y otras. Su objetivo es adelantarse a la aparición o predecir la presencia de fallas.

Este tipo de mantenimiento, se aplica en gran medida a la ingeniería de mantenimiento, ya que se basa en la determinación de los parámetros básicos de mantenimiento referidos a tiempos entre fallas y tiempos para reparar, fundamentales para la determinación de la confiabilidad, la mantenibilidad y la disponibilidad.

El mantenimiento preventivo se lleva a cabo para asegurar la disponibilidad y confiabilidad del equipo. La disponibilidad del equipo puede definirse como la probabilidad de que un equipo sea capaz de funcionar siempre que se necesite, asimismo la confiabilidad de un equipo es la probabilidad de que el equipo esté funcionando en el momento t .

4.9.2.2. Mantenimiento Rutinario

Este tipo de mantenimiento se efectúa en forma habitual, sin desenergizar los equipos, no se utiliza herramienta ni instrumentos en la mayor parte de los casos, como su nombre lo indica consiste solo en inspecciones visuales.

Tiene la finalidad de revisar visualmente el estado exterior de los equipos, anotando en una planilla los resultados de dicha inspección, la frecuencia de dichas inspecciones se realizan en intervalos de tiempos semanales hasta mensuales.

4.9.2.3. Mantenimiento Autónomo

Este tipo de mantenimiento es realizado por el operador de mantenimiento del sistema productivo, el cual tiene entre sus principales funciones:

- ❖ Realizar semanalmente mantenimiento entre las cuales están: inspección, limpieza, protección, ajustes, calibración y otras de los equipos que componen el sistema productivo
- ❖ Apoyar activamente en los mantenimiento programados y por averías del sistema productivo



- ❖ Informar de inmediato sobre anomalías observadas en el sistema productivo
- ❖ Eliminar elementos que afecten el funcionamiento de los equipos y que pueda conducir a una avería
- ❖ Facilitar la identificación visual de los equipos, sistemas de seguridad, alarmas y controles.

4.9.2.4. Mantenimiento Basado en Condición

Este mantenimiento se realiza dependiendo de la condición en la cual se encuentra el equipo del sistema productivo.

4.9.2.5. Mantenimiento Predictivo

Es el mantenimiento planificado y programado basándose en análisis técnicos y en la condición del equipo, antes de que ocurra la falla, sin detener el funcionamiento normal del equipo, para determinar la expectativa de vida de los componentes y reemplazarlos en tiempo óptimo, minimizando costos.

Se basa primordialmente en diseños electrónicos que se adelantan a la aparición de fallas.

4.9.2.6. Mantenimiento Programado

Toma como basamento las instrucciones técnicas recomendadas por los fabricantes, constructores, diseñadores, usuarios, y experiencias conocidas, para obtener ciclos de revisión y/o sustituciones para los elementos más importantes de un sistema productivo a objeto de determinar la carga de trabajo que es necesario programar. Su frecuencia de ejecución cubre desde quincenal hasta generalmente períodos de una año. Es ejecutado por personal calificado que se dirige al sitio para realizar las labores incorporadas en un calendario anual.

4.9.2.7. Mantenimiento Circunstancial

Este tipo de mantenimiento es una mezcla entre rutinario, programado, avería y correctivo ya que por su intermedio se ejecutan acciones de rutina pero no tienen un punto fijo en el tiempo para iniciar su ejecución, porque los sistemas atendidos funcionan de manera alterna; se ejecutan acciones que están programadas en un calendario anual pero que tampoco tienen un punto fijo de inicio por la razón anterior; se detienen averías cuando el sistema se detiene, existiendo por supuesto otro sistema que cumpla su función, y el estudio de la falla permite la programación de su corrección eliminando dicha avería a mediano plazo.

4.9.2.8. Mantenimiento por Avería o Correctivo

Es el conjunto de acciones necesarias para devolver a un sistema y/o equipo las condiciones normales operativas, luego de la aparición de una falla. Generalmente no se planifica ni se programa, debido a que la falla ocurre de manera imprevista.

4.10. BANCOS DE CONDENSADORES EN BT.

Se podrá diseñar el montaje de bancos condensadores para mejorar el factor de potencia de la instalación. En tal caso, estos deberán formar parte de la instalación de baja tensión de la subestación como un submódulo del módulo de baja tensión general de la subestación.

El diseño del banco incluirá la instalación del equipo automático de protección y maniobra. La señal de corriente para el relé de comando del automatismo se tomará de un transformador de corriente, independiente al usado para los medidores de energía.

4.11. PLANTA DE EMERGENCIA.

4.11.1. Disposiciones generales.

- ❖ Se instalarán plantas de emergencia como mínimo en los siguientes casos:
 - Escenarios deportivos con gradería para espectadores.
 - Centros comerciales.
 - Clínicas y hospitales.
 - Edificios con ascensor.
 - Teatros y salas de espectáculos públicos.
 - Terminales de transporte.
 - Hoteles y moteles.
 - Instalaciones similares a las anteriores.
 - Industrias según requerimiento.

- ❖ La capacidad de la planta de emergencia deberá satisfacer necesidades tales como:
 - Áreas de circulación comunal y vías de evacuación.
 - Ascensores.
 - Procesos industriales donde la interrupción podría producir serios riesgos a la salud y a la seguridad personal.
 - Sistemas de alarma.
 - Sistemas de bombeo de agua potable.
 - Sistemas de comunicación de seguridad pública.
 - Sistema de detección y extinción de incendios.

- ❖ Cuando se requiera la instalación de planta de emergencia, se diseñará en el módulo de baja tensión de la subestación un barraje independiente que alimente las cargas que requieran la suplencia de la planta. Este barraje se alimentará desde el transformador o la planta de emergencia, utilizando un conmutador de transferencia manual o automático, localizado en el módulo de baja tensión de la subestación, que garantice el enclavamiento electromecánico de los dos sistemas.

- ❖ Así mismo la localización de la planta deberá tener en cuenta factores tales como ventilación, iluminación, tanque de almacenamiento de combustible, etc.



- ❖ En todo centro de atención hospitalaria de niveles I, II y III, debe instalarse una fuente alterna de suministro de energía eléctrica (una o más plantas de emergencia) que entren en operación dentro de los 10 segundos siguientes al corte de energía del sistema normal. Además, debe proveerse un sistema de transferencia automática con interruptor de conmutador de red (by pass) que permita, en caso de falla, la conmutación de la carga eléctrica al sistema normal.
- ❖ Las plantas de emergencia deben ser instaladas por los usuarios, para producir la energía eléctrica cuando se suspende o falla el suministro entregado por el sistema de distribución de CENS
- ❖ Se debe tener en cuenta las Secciones 700, 701 y 702 de la Norma NTC 2050.
- ❖ Cualquiera que sea el sistema a instalar, será suministrado, instalado, mantenido y operado por el usuario, y el diseño e instalación no deberá interferir con el sistema de distribución de CENS
- ❖ El diseño de la instalación deberá garantizar una operación segura tanto para las instalaciones propias del usuario como para las instalaciones, equipos y operarios de CENS
- ❖ Los dispositivos de transferencia deberán garantizar la alimentación de las cargas en forma selectiva por la red o por el sistema de generación del usuario, pero nunca en forma simultánea y deberá cumplir con lo establecido en el capítulo 6.
- ❖ En ningún caso se utilizarán los transformadores de CENS para elevar la tensión nominal del sistema de generación del usuario, ni éste deberá energizar transformadores, líneas o redes de propiedad de CENS
- ❖ El sistema de generación del usuario deberá diseñarse e instalarse para que la energía producida no se registre en los medidores o equipos de medida de CENS En ningún caso CENS reintegrará, descontará, o comprará la energía generada por el usuario y registrada por los medidores de CENS originada por conexiones que no cumplan las especificaciones exigidas.
- ❖ El usuario será responsable ante CENS y ante la Ley de cualquier problema que afecte sus redes de distribución o la integridad física de sus operarios ocasionado por el incumplimiento de estas Normas.

4.11.2. Clasificación de las plantas de emergencia.

4.11.2.1. Sistemas de emergencia (Emergency Power System)

- ❖ Es una fuente de energía eléctrica independiente, la cual, cuando falla o se suspende el servicio normal, automáticamente proporciona confiabilidad del servicio eléctrico en un tiempo menor a 10 segundos a equipos críticos y aparatos donde la falla en la operación satisfactoria podría arriesgar la vida y seguridad del personal o causar daño en la propiedad.
- ❖ Se deberá instalar en edificaciones donde hay concentración o reunión de personas y donde la iluminación artificial sea básica para encontrar las rutas o sitios de salida normal y de emergencia,



y controlar de ésta manera el pánico de las personas cuando quedan encerradas sin luz, por falta del fluido eléctrico.

- ❖ En edificios donde se utilice el ascensor, se hace obligatorio la instalación de una planta de emergencia que garantice la continuidad del servicio y por tanto la seguridad de las personas.
- ❖ El sistema de emergencia debe tener la capacidad suficiente para que proporcione energía en funciones: de ventilación cuando sea indispensable preservar vidas humanas, sistemas de protección contra incendios, alarmas, ascensores, bombas de agua, sistemas de comunicaciones para seguridad pública, procesos industriales donde la interrupción del suministro normal de energía podría causar serios riesgos y peligros para la conservación de la integridad física y de la salud y seguridad de las personas.
- ❖ El sistema de emergencia deberá tener un conmutador de transferencia automática con enclavamiento eléctrico y mecánico cuyo tiempo máximo de transferencia no supere los 10 segundos.
- ❖ Sistemas de respaldo (Standby Power System)
- ❖ Es una fuente de energía eléctrica independiente, la cual cuando falla o se suspende el servicio normal, proporciona energía eléctrica aceptable en cantidad y calidad, para que el usuario pueda continuar con su operación básica.
- ❖ En los sistemas de respaldo (Standby) opcionales, no importa el tiempo de interrupción de la energía y el usuario determina la entrada de su propio sistema eléctrico.

4.11.2.2. Sistemas de respaldo (Standby) Obligatorios

- ❖ Estos sistemas deberán suministrar automáticamente energía eléctrica a cargas específicas cuando por fallas en el servicio normal de energía, se pueden ocasionar peligros o dificultades en las operaciones de rescate de las personas y extinción de incendios entre otras.
- ❖ Las cargas a alimentar por el sistema de respaldo (Standby) obligatorios, son diferentes y excluyentes de las del sistema de emergencia y deben ser instalados en inmuebles e industrias que posean sistemas de: Calefacción, refrigeración, comunicación, ventilación, extracción de humos, alumbrado y procesos industriales.
- ❖ El sistema de respaldo (Standby) obligatorio debe tener un conmutador de transferencia automático con enclavamiento eléctrico y mecánico cuyo tiempo máximo de transferencia no supere los 60 seg, según lo exige la Norma NTC 2050 en la sección 701-11.

4.11.2.3. Sistemas de respaldo (Standby) Opcionales

- ❖ Son aquellos que protegen las propiedades privadas y de negocios particulares, donde la integridad de la vida humana no depende del funcionamiento del sistema eléctrico.



- ❖ Los sistemas de respaldo (Standby) opcional generarán energía eléctrica que alimentará cargas seleccionadas y su entrada podrá ser manual o automática mediante un conmutador de transferencia con enclavamiento.
- ❖ Se instalarán como fuentes alternas de energía eléctrica en industrias, comercio, fincas, viviendas para alimentar cargas de calefacción, refrigeración, procesamiento de datos, comunicaciones y procesos industriales, para que cuando se interrumpa o falle el suministro normal de energía eléctrica no se cause molestia, interrupciones o daños en los procesos, y daños a los productos.

4.11.3. Capacidad de los sistemas de generación eléctrica.

Los sistemas de: emergencia, respaldo (Standby) obligatorio y opcional deberán tener la potencia y régimen de funcionamiento adecuado para que todos los equipos puedan simultáneamente trabajar en cada sistema específico de acuerdo con las cargas seleccionadas.

4.11.4. Ruido y contaminación de las plantas de generación.

- ❖ Las plantas de generación cumplirán con las exigencias de salud, en cuanto a los niveles mínimos de ruido aceptables durante un periodo de 8 horas, así:
 - En áreas residenciales: 65 db.
 - En áreas comerciales: 70 db.
 - En áreas industriales: 75 db.
 - En áreas de tranquilidad (hospitales): 45 db.
- ❖ Deberán tener instalados los filtros adecuados para evitar la contaminación ambiental por escapes de humo y monóxido de carbono.

4.11.5. Local para la instalación de plantas de generación.

El sitio seleccionado para instalar el sistema de generación deberá cumplir con las siguientes condiciones:

- ❖ Adecuada extracción de los gases tóxicos a la atmósfera.
- ❖ Ventilación suficiente para el enfriamiento del motor.
- ❖ Manejo seguro de los combustibles.
- ❖ Mínima perturbación por ruido hacia el exterior del inmueble.

4.11.6. Requisitos para la conexión de plantas de generación.

Con el fin de definir en las instalaciones eléctricas el punto de conexión de las plantas de generación del usuario, tiene la siguiente reglamentación y en general cualquier otra podrá ser estudiada por CENS:

**4.11.6.1. Instalación de plantas de generación en conjuntos y edificios residenciales, centros y edificios comerciales.**

En conjuntos y edificios residenciales, centros comerciales y edificios comerciales, se permite la instalación de plantas de generación después de los medidores individuales de energía utilizando un módulo de transferencia manual o automático.

Puede darse el caso de que la planta de generación asuma toda la carga de los usuarios y los servicios comunes o que solo alimente las cargas críticas de los usuarios. En este último caso, cada usuario deberá tener un tablero de distribución de carga no crítica que sólo será alimentado de la red de distribución de CENS, y un tablero de distribución de carga crítica que será alimentado tanto del suministro de CENS como de la planta de generación, a través del módulo de transferencia.

4.11.6.2. Instalación de plantas de generación en centros y edificios comerciales con una sola medida

En centros y edificios comerciales con transformadores de distribución de uso exclusivo, se permite la instalación de plantas de generación conectadas a la entrada del tablero general de acometidas, siempre y cuando se tenga un único equipo de medida en B.T. o M.T., y la conexión se haga después de éste equipo.

4.11.6.3. Instalación de plantas de generación en casas, pequeñas fábricas o locales independientes

Como estos usuarios no están alimentados desde un transformador de distribución exclusivo, la planta de generación debe conectarse después del medidor de energía, de tal forma que no se registre la energía generada por el usuario; para ello se debe utilizar un selector de transferencia de tres posiciones, una para la entrada de la red de baja tensión, otra para la entrada de la planta de generación y la posición del centro para conectar la carga del usuario.

No se admiten dispositivos de transferencia que puedan presentar ambigüedad en la maniobra o que puedan llegar a energizar la red de CENS S.A., poniendo en peligro la vida de los operarios encargados de mantener y operar las redes de distribución.

El selector de transferencia debe estar localizado en un sitio de fácil acceso. Su operación será responsabilidad del usuario.

4.11.6.4. Instalación de plantas de generación en niveles de media tensión.

En el caso de agroindustrias o fábricas que tienen líneas internas de media tensión, de propiedad del usuario que alimenta varias subestaciones de distribución distantes entre sí, se permite energizar dicha red interna utilizando una planta de generación con transformador elevador adicional.

Para conectar la unidad generadora –elevadora a la línea de media tensión se necesita instalar después del equipo de medida en M.T., un seccionador tripolar dúplex de operación bajo carga con enclavamiento mecánico, además de los dispositivos de protección que debe tener este tipo de instalación.