

ÍNDICE

9. NORMAS TÉCNICAS PARA CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES	1
9.1. GENERALIDADES	1
9.1.1. SUBESTACIÓN NIVEL DE MEDIA TENSIÓN	2
9.1.1.1 Subestaciones de distribución a 33 kV	2
9.1.1.2 Subestaciones de distribución a 13.2 kV	2
9.2. TIPOS DE INSTALACIÓN	2
9.2.1. SUBESTACIONES AÉREAS	2
9.2.1.1. Subestaciones de distribución a 33 kV	2
9.2.1.2. Subestaciones de distribución a 13.2 kV	3
9.2.2. REPISAS Y CAMILLAS	4
9.2.3. COLLARINES Y PLATINAS PARA SUJECIÓN	4
9.2.4. CRUCETAS SOPORTE DE CORTACIRCUITOS	5
9.2.5. SUBESTACIONES EN PISO EXTERIORES	5
9.2.6. SUBESTACIÓN TIPO EXTERIOR EN PISO	5
9.2.7. SUBESTACIONES TIPO PEDESTAL	6
9.2.8. SUBESTACIONES INTERIORES ENCAPSULADAS	7
9.2.8.1. Locales	8
9.2.8.1.1. Opción 1	9
9.2.8.1.2. Opción 2	10
9.2.8.2. Iluminación del espacio de trabajo	11
9.2.8.3. Seguridad contra incendios y señalización	12
9.2.8.4. Celdas de los equipos	12
9.2.8.4.1. Celda de transformación	13
9.2.9. SUBESTACIÓN SUBTERRÁNEA	14
9.3. EQUIPOS	16
9.3.1. TRANSFORMADORES	16
9.3.2. CAJAS DE MANIOBRA	17
9.3.3. EQUIPOS DE MEDIDA	18
9.3.4. PROTECCIONES	19
9.3.4.1. Descargadores de sobretensión	19
9.3.4.2. Cortacircuitos	20
9.3.4.3. Fusibles	20
9.3.4.4. Bajantes	21
9.4. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA	22
9.4.1. RECOMENDACIONES	24
9.4.2. MEDIDA DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	25
9.4.3. EQUIPO DE MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA	26
9.4.4. MEJORAMIENTO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	27
9.4.4.1. Colocar o reforzar con más electrodos:	27
9.4.4.2. Realizar tratamiento del suelo.	27
9.4.5. CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA	28
9.4.5.1. Información del campo	28
9.4.5.2. Selección del conductor	28
9.4.5.3. Cálculo de factor de reflexión k	29
9.4.5.4. Cálculo de Cs	29
9.4.5.5. Cálculo de la tensión máxima de paso	29
9.4.5.6. Cálculo de la tensión máxima de contacto	30
9.4.5.7. Determinación de la configuración inicial	30

9.4.5.8.	Calcular la resistencia de puesta a tierra R_g :	31
9.4.5.9.	Cálculo del máximo potencial de tierra GRP:	31
9.4.5.10.	Cálculo de tensión de malla en caso de falla:	31
9.4.5.11.	Cálculo de la tensión de paso en caso de falla:	32
9.4.5.12.	Diseño Detallado	33
9.5.	PLANTAS DE EMERGENCIA	33
9.5.1.	ESPECIFICACIONES	34
9.5.2.	TRANSFERENCIA DE CARGA	34
9.5.3.	CONTROL DE ARRANQUE Y PARO	35
9.5.4.	DISPOSICIONES MÍNIMAS DE INSTALACIÓN	36

9. NORMAS TÉCNICAS PARA CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES

9.1. GENERALIDADES

Una subestación es el conjunto de equipos destinados al suministro de energía eléctrica a un nivel de tensión diferente al captado por medio de una línea primaria de distribución. El nivel de tensión inferior podrá ser media o baja tensión y por ello son tan diversas sus características.

Los criterios de confiabilidad, las condiciones físicas del lote, la disposición y orientación de líneas de llegada y salida, los requerimientos de accesos internos, serán fundamentales en la determinación de la disposición y configuración eléctrica de la subestación.

Las subestaciones estarán ubicadas lo más cerca posible del centro de carga de la edificación, red secundaria o industria a servir y la regulación máxima al punto más lejano de la red no sobrepasará el 4 %.

Acorde con la norma NTC 2050 sección 450, los transformadores deberán poseer protección contra sobrecorriente en el primario y en el secundario, de corriente nominal o ajuste de disparo tal que se abran a un valor no superior al de la corriente nominal del transformador, tal como lo establecen las tablas siguientes:

CORRIENTE NOMINAL MÁXIMA O AJUSTE DE DISPARO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE TENSIÓN SECUNDARIA MENOR DE 600 V

Impedancia Nominal del transformador o banco de transformadores que funcionan como unidad	Ajuste del fusible primario	Ajuste del interruptor automático o corriente nominal del fusible en el secundario
Hasta 10%	300%	125%

CORRIENTE NOMINAL MÁXIMA O AJUSTE DE DISPARO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE TENSIÓN SECUNDARIA 13.2 kV

Impedancia Nominal del transformador o banco de transformadores que funcionan como unidad	Ajuste del fusible primario	Ajuste de interruptor automático	Corriente nominal del fusible en el secundario
Hasta 6%	300%	300%	250%
De 6% a 10%	300%	250%	225%

Cuando hay supervisión de CHEC, los fusibles primarios no superarán el 250 % de la corriente nominal del primario del transformador, excepto que no coincida con los estándares, caso en el cual se empleará el valor inmediatamente superior.

9.1.1. SUBESTACIÓN NIVEL DE MEDIA TENSIÓN

Puntos de transformación del nivel de media tensión al nivel de baja tensión, con tensiones de salida como se puede apreciar en las denominaciones siguientes:

9.1.1.1 Subestaciones de distribución a 33 kV

33 kV / 13.2 kV
33 kV / 0.480 / 0.277 kV
33 kV / 0.208 / 0.120 kV

9.1.1.2 Subestaciones de distribución a 13.2 kV

13.2 / 0.480 / 0.277 kV
13.2 / 0.208 / 0.120 kV
13.2 / 0.240 / 0.120 kV

La tensión de los transformadores deberá ser el adecuado a la red de distribución primaria que se tenga en el sector, no se aceptarán transformadores monofásicos a 7,62 kV cuando la red no tenga neutro sólidamente puesto a tierra.

9.2. TIPOS DE INSTALACIÓN

Por su ubicación respecto al nivel del terreno se dividen en AÉREAS, EN PISO EXTERIORES, INTERIORES ENCAPSULADAS y SUBTERRÁNEAS.

9.2.1. SUBESTACIONES AÉREAS

Las subestaciones aéreas son aquellas para las cuales las características de tamaño, peso y capacidad establecidas en estas normas permiten su montaje en uno o dos postes que hacen parte de la red de distribución que la alimentará.

9.2.1.1. Subestaciones de distribución a 33 kV

En el nivel de 33 kV se permitirán transformadores que no superen los 600 kg de peso, instalados sobre camillas sobre postes de concreto de 14 m para el recibo de la línea y de 12 m como auxiliar de soporte de cortacircuitos y de camilla.

Los descargadores de sobretensión serán instalados sobre la carcasa del transformador y conectados de forma tal que la línea llegue primero al descargador y de allí al borne primario.

9.2.1.2. Subestaciones de distribución a 13.2 kV

Todos los transformadores deberán ser del tipo autoprotegido tanto en el nivel de media tensión como en el de baja. Para el primer nivel se dispondrá de soporte para los descargadores de sobretensiones y para el nivel de baja tensión se dispondrá de un interruptor automático de circuito de 600 V con luz piloto.

La máxima potencia que se permite instalar sobre postes en este tipo de subestación es de 250 kVA en redes de distribución trifásicas residenciales a 13.2 kV. Para edificios o industrias la capacidad dependerá del diseño.

La potencia instalada dependerá de la red de distribución, cuyo calibre está limitado a 2/0 en cable CUÁDRUPLEX para red aérea y a cobre 4/0 AWG en red subterránea, en disposición radial.

Así mismo se aceptará la instalación de transformadores hasta de 75 kVA monofásicos.

Los transformadores monofásicos hasta 75 kVA y los trifásicos hasta 112.5 kVA soportados por camilla serán instalados orientados hacia la línea, nunca hacia el frente de las edificaciones o vías. Si la estructura es terminal de línea, se ubicará hacia el lado del templete, con sus cajas primarias y protecciones orientadas hacia la línea.

Dependiendo del peso del transformador se exigirá un único poste o una H en postes así:

- a) Transformadores hasta de 112.5 kVA se sujetarán con collarín fabricado en platina de 3/8" y con tornillos de carruaje de 3/4". De acuerdo con el fabricante existen transformadores de 75 kVA monofásicos ó trifásicos que requieren una repisa para ayudar a su adecuada sujeción a la estructura.
- b) Transformadores de capacidad superior a 112.5 kVA se montarán en una camilla con dos postes de concreto que pueden ser de 12 metros o uno de 12 m y otro de 10 m. En una estructura no se permitirá el montaje de más de dos transformadores con un máximo de capacidad nominal unitaria de 75 kVA.
- c) Se emplearán camillas para transformadores que sobrepasen un peso de 600 kg.
- d) En vías públicas la autorización para la instalación es autonomía de planeación municipal y por ser la energía eléctrica un servicio público de carácter esencial no puede ser negado (Art. 5 Ley Eléctrica y Art. 26 Ley 142). Se requerirá autorización por escrito del propietario del predio en el cual se hará el montaje. En todo caso la subestación se situará perpendicular a la línea medianera entre edificaciones, nunca al frente de las mismas.

- e) Para zonas residenciales o comerciales de estrato alto y sobre avenidas no se permitirá la instalación de subestaciones tipo aéreo. En estratos inferiores no se requiere de subestación interior excepto que el Plan de Ordenamiento Territorial así lo exija.

9.2.2. REPISAS Y CAMILLAS

Las repisas se construirán en perfiles en "U" fabricados con ángulo de hierro galvanizado de 3"x 1/4" como mínimo, sujetas al poste sobre transversales horizontales en el mismo perfil, sujetas a aquel con collarines y centradas mediante diagonales en ángulo de 3/16" x 1" como mínimo.

La repisa poseerá a su vez diagonales en ángulo de hierro no inferior a 1/4" x 2", fijado con tornillería de 5/8" x 2" a aquella y con collarín al poste. En todo caso en que el transformador deba ser instalado sobre repisa, se sujetará a su vez con collarines al poste.

Las camillas para el soporte de transformadores se construirán en ángulo de hierro galvanizado de 3"x 1/4" como mínimo formando perfil en "U". Sobre los postes de ubicarán transversales de perfil en "U" construidas en ángulo de hierro de 3"x 1/4", sujetas a aquellos mediante collarines (9-10") y centrados usando diagonales en ángulo de 3/16"x 1" como mínimo. Tales transversales serán situadas por las dos caras del poste y sujetarán las camillas mediante tornillos de máquina de 5/8"x 4".

Los equipos de transformación deberán sujetarse por su base a las camillas o repisas empleando tornillos de máquina de 1/2"x2", haciendo uso de las perforaciones que para tal fin poseen ellas, las cuales deberán quedar plenamente apoyadas en sus soportes impidiendo que la cuba entre en directo contacto con ellos.

Por tal razón las camillas tendrán un ancho que se adapte al de la base del transformador con la adecuada tolerancia para una correcta sujeción.

9.2.3. COLLARINES Y PLATINAS PARA SUJECIÓN

Serán empleados collarines para transformadores hasta 25 kVA, los cuales deberán ser fabricados en lámina de hierro galvanizada de 1 1/2"x 1/4" con el diámetro suficiente para ajustar plenamente sobre el poste de concreto. Esta gama pertenece a transformadores con un peso inferior a los 210 kg.

Para capacidades entre 37.5 kVA y 75 kVA monofásicos y 30 kVA a 112.5 kVA trifásicos se usarán collarines en platina de 3/8"x 2".

Esta última gama corresponde a transformadores de un peso superior a los 250 kg y no mayor de 600 kg.

Cuando la instalación de la subestación se efectúe sobre torrecilla metálica, en lugar de collarines se usarán platinas de hierro galvanizado de 3/8" X 2", sujetas mediante tornillos de máquina de 5/8" x 4" en sus extremos y soportando el transformador en un tornillo de 5/8" x 2".

9.2.4. CRUCETAS SOPORTE DE CORTACIRCUITOS

Para la instalación de cajas primarias se dispondrán de crucetas fabricadas en ángulo de hierro 2" x 2" x 1/4" de espesor, en dos longitudes básicas:

Largo de 2 m para instalación de tres juegos de cortacircuitos, instalada de tal manera que permita una separación de 0.66 m entre cajas y entre ellas y el centro del poste, montaje en semibandera.

Largo de 1.5 m para instalación de dos cajas, en forma centrada.

La fijación al poste se hará mediante un tornillo en "U" galvanizado en caliente de 18 cm o superior y un pieamigo de 42" para garantizar su estabilidad.

Los cortacircuitos se sujetarán a la cruceta mencionada empleando su herraje tipo "D" completo, con la adición de un dado soldado al punto de sujeción en la cruceta, de igual ancho y calibre y una longitud de 10 cm.

Los descargadores de sobretensiones deben instalarse directamente sobre la carcasa del transformador.

9.2.5. SUBESTACIONES EN PISO EXTERIORES

Las subestaciones en piso pueden ser implementadas cuando por motivos estéticos o de seguridad se deseen o se deban emplear.

Por encima de los 250 kVA todas las subestaciones serán construidas en piso.

Pueden ser exteriores tipo exterior en piso, pedestal (Pad Mounted) o sumergibles cuando son subterráneas. A continuación se mencionan las características que deben poseer los anteriores tipos.

9.2.6. SUBESTACIÓN TIPO EXTERIOR EN PISO

El área que ocupan la estructura aérea o subterránea para la red primaria, el transformador, el equipo de protección, seccionamiento y medida en alta tensión (cuando se exija), deberá estar completamente rodeada de malla metálica de alambre calibre 10 B&S y con ojo de 2".

La malla estará situada a una distancia no menor de 2.5 m de las partes vivas del equipo de alta tensión.

La alimentación podrá ser aérea si la línea no cruza por encima de construcciones. De lo contrario deberá llevarse en cable seco de alimentación.

El área delimitada por la malla de tierra se cubrirá con una capa de grava mediana y se dispondrán rieles para facilitar el rodaje del transformador.

La malla perimetral podrá soportarse y/o reemplazarse total o parcialmente por muro de ladrillo tolete con las adecuadas características de diseño que lo hagan fiable y seguro y confinen la subestación completamente, con avisos de seguridad que informen sobre la existencia de PELIGRO DE MUERTE POR ELECTROCUCIÓN.

Llevará una puerta principal en malla o metálica totalmente cerrada de acuerdo con el caso, de dos alas, con apertura hacia afuera de la subestación, provista de chapa con llave. No se admitirán cadenas, portacandados ni aldabas para ser utilizadas con candados.

La malla metálica estará conectada a la malla de tierra en sus cuatro esquinas.

Adicionalmente se dispondrá de una malla de seguridad que separe los equipos de alta tensión de las demás instalaciones de protección y medida y áreas de circulación adyacentes. Avisos de seguridad con la leyenda "PELIGRO ALTA TENSIÓN" se ubicarán en forma visible.

Los pórticos de entrada se construirán en postería de concreto de 14 metros ó en estructura metálica de similares características.

El pórtico de salida podrá ser el mismo de entrada ó independiente en cuyo caso los postes o estructuras serán de 12 m.

El transformador debe estar instalado en un pedestal de concreto a una altura de 0.70 m.

9.2.7. SUBESTACIONES TIPO PEDESTAL

Las subestaciones en piso tipo PEDESTAL (PAD MOUNTED) se instalarán a la intemperie o bajo techo, no poseen partes vivas expuestas (frente muerto) y conforman un equipo seccionador-transformador con bujes de alta tensión premoldeados conectados a codos desconectables bajo carga, bujes de parqueo, interruptor para operación bajo carga adosado al transformador y con caja de maniobra para entrada y salida del alimentador principal.

La parte de conexión de la red de alta tensión es un compartimiento accesible con puerta y manija con llave, el cual, dependiendo del diseño y las exigencias particulares de CHEC,

podrá llevar como se anotó anteriormente salida para la red primaria troncal e interruptor de maniobra.

El transformador de la subestación en pedestal puede ir sumergido en aceite o en resina epóxica y sus fusibles son de protección rápida tipo bayoneta, que irán adosados al transformador y sumergidos en el aceite, accesibles por la parte superior del transformador.

El transformador seco instalado en exteriores debe tener un encerramiento a prueba de intemperie y si su capacidad es superior a 112.5 kVA deberá estar a no menos de 30 cm de los materiales combustibles de las edificaciones, excepción hecha de los transformadores con un aumento nominal de la temperatura de funcionamiento de 80°C en adelante, completamente encerrados pero con aberturas de ventilación.

Como respaldo de los anteriores existirán fusibles limitadores de corriente también sumergidos en el aceite aislante.

La parte de conexión de la red de baja tensión se haya en compartimiento adosado adyacente al de alta tensión, con puerta y manija con llave. Poseerá en todos los casos interruptor termomagnético tripolar y relé de disparo tripolar para corrientes mayores a 200 A.

Si la subestación tipo pedestal se introduce en cámara deberá ser tipo sumergible. No se acepta la instalación de transformadores tipo aéreo en cámaras subterráneas.

9.2.8. SUBESTACIONES INTERIORES ENCAPSULADAS

Será necesaria la utilización de este tipo de subestaciones en edificaciones ubicadas sobre avenidas principales, sectores con estrato socioeconómico 5 y 6 y sectores donde el espacio físico esté limitado o presente restricciones, deberán tenerse también en cuenta las disposiciones de urbanismo de las oficinas de planeación municipal de la localidad donde se realice la obra y del Plan de Ordenamiento Territorial vigente.

Se empleará transformador tipo seco cuando el sitio de instalación esté en niveles superiores de la edificación. Si es instalado en el primer piso o por debajo de éste puede ser aislado en aceite.

La instalación de transformadores en recintos deberá cumplir con los requerimientos de la sección 450 de la Norma ICONTEC 2050.

La subestación encapsulada es aquella cuyos equipos de seccionamiento primario, transformador de potencia y equipos de medida y protección de baja tensión se encuentran alojados en cabinas o celdas metálicas.

El acceso no poseerá rampas con una pendiente superior al 15 % (8.5° aproximadamente).

El barraje en caso de existir en la celda, debe ser construido en cobre electrolítico y recubierto en un baño de aleación de plata y calibre apropiado de manera que no se superen 2 amperios/mm².

Las partes aislantes deben ser en material epóxico ó de porcelana. La distancia mínima de cualquier elemento a alta tensión no debe ser inferior a 15 cm en 13.2 kV.

Las celdas deben poseer llave y deben estar separadas entre sí por una lámina metálica.

En la celda del transformador debe poseerse una rejilla inferior para ventilación. El sitio de ubicación debe estar alejado de fuentes productores de calor, tratando de buscar lugares frescos y ventilados, aún artificialmente.

La subestación debe llevar una malla de puesta a tierra para los equipos, diseñada de acuerdo con las características del sitio.

Se deben evitar conducciones de agua o alcantarillado por encima o alrededores de las celdas pues por cualquier eventualidad pueden producir humedad o inundación.

Este tipo de subestación debe estar provista de un pozo de achique de 60 x 60 cm de sección y de 50 cm de profundidad provisto de una bomba para sacar el agua automáticamente, o comunicado con la tubería de aguas lluvias mediante tubería de diámetro de 2".

Los cárcamos para cableado deberán comunicarse con el pozo de achique o con la tubería de aguas lluvias por medio de tubería de diámetro de 2".

Las láminas de cubierta cold rolled de calibre no inferior a No. 18 sometidas a desengrase, fosfatizado, aplicación de dos capas de anticorrosivo y acabado en esmalte acrílico de alta calidad.

Las subestaciones deben poseer celda para seccionador bajo carga con fusibles tipo HH, descargadores de sobretensión, celda del transformador y celda de baja tensión con protecciones.

Cuando la instalación sea punto de partida de alimentación para otras subestaciones, se incluirá un seccionador tripolar sin fusibles, con operación manual por medio de palanca de acceso frontal en el exterior de la celda y que permita operación bajo carga.

Tensión nominal	15 kV
Corriente nominal	600 A
Nivel básico de aislamiento	110 kV

9.2.8.1. Locales

Las instalaciones eléctricas antes descritas como interiores requerirán un local de subestación, exceptuándose el caso del equipo de baja tensión (hasta 600 Voltios) sin partes vivas expuestas.

Para los montajes de tableros de baja tensión, en el caso de no requerirse subestación, deberán tenerse en cuenta los espacios y frentes de trabajo y lo que sobre marcación, señalización y seguridad contra incendios se establece más adelante.

Podrán tenerse varias subestaciones cuando se requiera montar varios transformadores para diferentes centros de carga en la misma instalación.

El equipo secundario hasta 600 voltios para instalaciones de media tensión podrá colocarse fuera de la subestación mientras no resulte peligroso o inconveniente por su accesibilidad a personal no calificado o no autorizado para operarlo.

La habitación que ocupará la subestación capsulada podrá ser independiente a la edificación o colindará con ella en máximo dos de las paredes de la edificación, las cuales deberán ser construidas en mampostería y otro material incombustible, norma ASTM E -119-75.

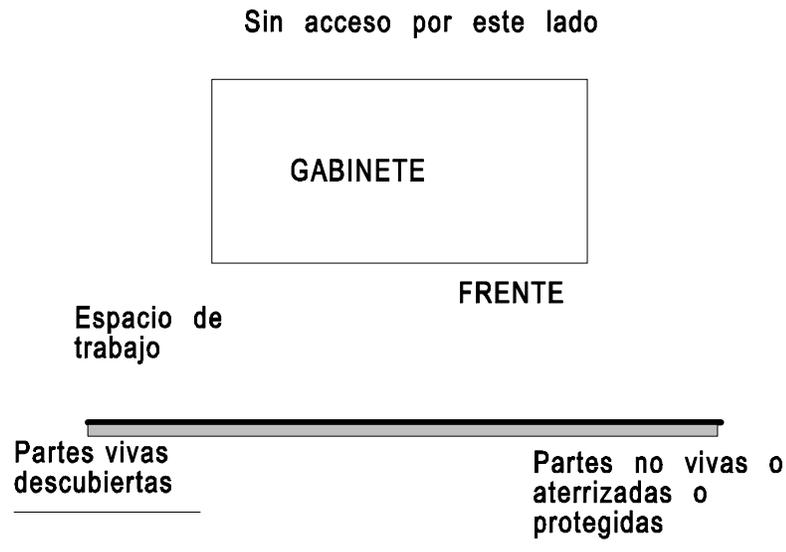
En caso de que la subestación sea de tipo cámara cubierta, bóveda ó celda blindada, se tendrán en cuenta las siguientes recomendaciones:

- a) En las subestaciones interiores todos los equipos eléctricos serán resguardados por medio de gabinetes metálicos debidamente conectados a tierra.
- b) En el local de la subestación se proveerá y mantendrá un área suficiente para la colocación de equipos, el acceso y espacio de trabajo, para inspección, ajuste, servicio o mantenimiento bajo tensión, las distancias mínimas libres del espacio de trabajo no serán menores que las indicadas en el siguiente cuadro.

DISTANCIAS MÍNIMAS LIBRES DEL ESPACIO DE TRABAJO	
Tensión nominal respecto a tierra (voltios)	Distancia mínima libre (metros)
0 – 150 V	0.90
0.15 – 2.5 kV	1.05 a 1.20
2.5 – 9 kV	1.20 a 1.80
9 – 25 kV	1.80 a 2.75
Superior a 25 kV	2.80 a 3.00

9.2.8.1.1. Opción 1

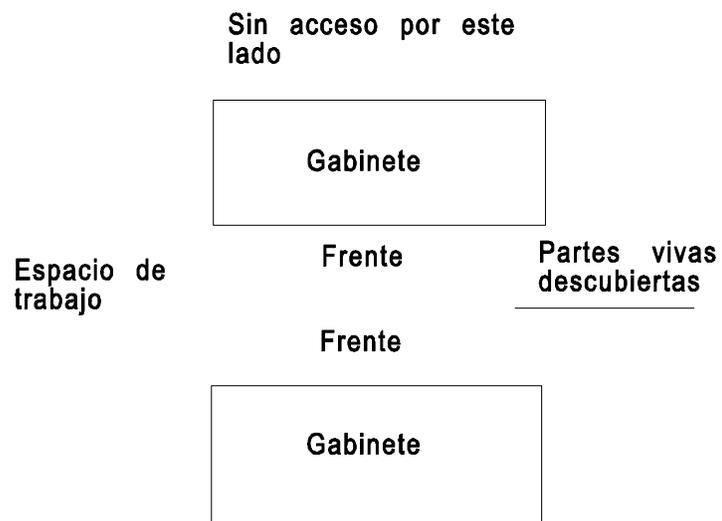
Partes vivas descubiertas en un lado y partes no vivas o puestas a tierra en el otro lado del espacio del trabajo; o partes vivas en ambos lados, resguardados con aislantes adecuados.



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

9.2.8.1.2. Opción 2

Partes vivas en ambos lados del espacio de trabajo (no resguardadas como se indica en el caso 1), con el operador en el medio.



Además de cumplir con las condiciones del cuadro anterior, para los espacios de trabajo frente a los equipos, como los posteriores para trabajar en partes desenergizadas de equipos encerrados, se dejará un espacio horizontal de 75 cm como mínimo.

La altura mínima de los locales de la subestación será de 2.10 metros, sin embargo, en el diseño se tendrá en cuenta las dimensiones del mayor de los equipos a albergar de tal forma que no se presenten dificultades de entrada o salida por el eventual retiro del equipo.

La puerta de acceso será de por lo menos de 1.00 metros de ancho y 1.90 metros de altura y deberá abrir hacia afuera. Si por razones de espacio no se pueden colocar este tipo de puertas se usarán de tipo corredizo.

Las puertas, que deberán ser metálicas, tendrán una cerradura que haga necesario el uso de llaves para abrirlas desde afuera. Desde adentro no se requerirá llave. Por ningún motivo se usarán candados o aldabas.

Las subestaciones se localizarán preferiblemente en un sitio donde sea posible la llegada de montacargas hasta su puerta de acceso. En ningún caso la ruta de entrada y salida de equipos será a lo largo de escalas o espacios que impidan el arrastre o el uso de instrumentos de maniobra.

Todos los accesos a las puertas deberán estar libres de cualquier obstrucción que pueda estorbar la salida del personal en caso de emergencia.

Para los equipos de acometidas o tableros de baja tensión de no más de 200 amperios, en unidades de vivienda, no es necesario conservar las dimensiones de altura y de la puerta de acceso del párrafo anterior.

Las partes vivas no resguardadas que estén por encima del espacio de trabajo deberán mantenerse a elevaciones no menores de las especificadas en la siguiente tabla:

Tensión nominal entre fases (V)	Altura (m)
601 - 7500	2.60
7505 - 35000	2.75
Mayor de 35000	2.75 +0.01 m por cada kV por encima de 35 kV

Bajo ninguna circunstancia se permitirá utilizar los espacios de trabajo para almacenamiento.

Las herramientas, fusibles de repuesto y demás equipos eléctricos que se guarden en la subestación deberán estar ubicados en gabinetes metálicos impermeables y puestos a tierra.

9.2.8.2. Iluminación del espacio de trabajo

Todos los espacios de trabajo alrededor del equipo eléctrico deben ser iluminados con un nivel mínimo de 300 luxes.

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

Los controles de iluminación serán de fácil acceso y estarán ubicados de tal forma que no presenten peligro en su operación.

Los locales de subestación de 13.2 y 7.62 kV en el lado primario, deberán proveerse de iluminación de emergencia, con baterías y cargador (con voltímetros incorporados).

9.2.8.3. Seguridad contra incendios y señalización

Toda subestación deberá estar equipada junto a su puerta de acceso con un extinguidor de CO₂ o de polvo químico seco, para incendios clase B y C, que tenga como mínimo una capacidad de 5 libras para locales del nivel de tensión I hasta de 600 voltios y de 15 libras para locales de subestaciones del nivel de tensión II a 13.2 y 7.62 kV.

En la entrada al local de la subestación deberán colocarse dos placas en acrílico de 20 x 40 cm, de fondo amarillo y letras negras, que digan: "Peligro Alto Tensión" y la otra "Prohibido el paso de particulares".

9.2.8.4. Celdas de los equipos

Las láminas de cubierta, tipo Cold-Rolled y de calibre no inferior al 18 B&S serán atornilladas a perfiles de ángulo de dimensiones adecuadas para soportar las láminas y el equipo alojado en la celda.

Las dimensiones de la celda serán escogidas conservando las distancias mínimas de acercamiento. Estas celdas alojarán principalmente equipo de seccionamiento de alta tensión.

Cada celda se proveerá con una puerta metálica con cerradura en la parte frontal, de una sola hoja abisagrada, abriendo hacia afuera, con una ventana de inspección de dimensiones mínimas 35 x 5 cm hecha en vidrio templado de seguridad de 6 mm de espesor.

Cuando existe línea primaria de llegada y línea de salida conectadas a barraje, se implementarán celdas para cada línea, de tal manera que el barraje interconecte, debidamente aislado, las celdas de acceso, de salida y de protección y seccionamiento.

También puede disponerse de una única celda para alojar adecuadamente los terminales premoldeados desconectables sin carga ni tensión, de tal manera que permitan llegada, salida y derivación en "T" hacia la celda de protección primaria y seccionamiento.

En un compartimiento ranurado aledaño a la puerta se dispondrá de la palanca de maniobra del seccionador bajo carga, debidamente provisto de portacandado para impedir su operación indebida.

Este seccionador será tripolar para operar bajo carga, provisto de fusibles tipo HH, con mecanismo de energía almacenada para apertura independiente del operador, disparo libre, disparo al fundirse cualquiera de los fusibles y operación manual por medio de palanca de acceso frontal.

Los fusibles de percutor tipo limitadores de corriente deben ajustarse a la capacidad del transformador y coordinados con el interruptor termomagnético general de baja tensión.

9.2.8.4.1. Celda de transformación

Las características de lámina y de los perfiles de la estructura estarán de acuerdo a lo dicho para las celdas de los equipos.

La cubierta frontal podrá ser de una ó dos alas, con cerradura de llave y bisagras desmontables.

La cubierta superior será de una sola ala y bisagra desmontable. Debe tenerse presente que el transformador posea ruedas para su movilización y que las puertas no posean herraje inferior fijo para tal fin.

En el frente de la celda se dispondrá de una ventanilla de inspección de 30 x 10 cm en vidrio templado de seguridad.

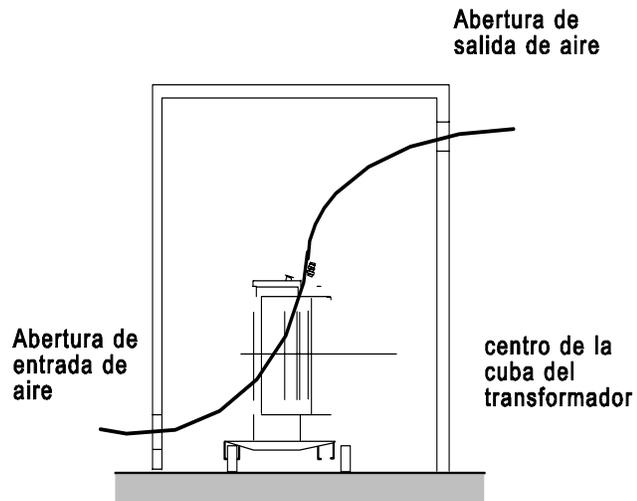
Sin incluir el espacio ocupado por las ventanillas de inspección, la cubierta frontal tendrá aberturas de ventilación con área efectiva no inferior a:

Capacidad del transformador (kVA)	Área efectiva de ventilación (m ²)
Hasta 150	0.5
151 - 225	0.7
226 - 300	0.9
301 - 400	1.2
401 - 500	1.5
601 - 630	1.9
631 - 750	2.2
751 - 1000	2.9
1001 - 1250	3.7
1251 - 1600	4.5

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

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

Puesto que los transformadores son equipos que dependen de la convección para su enfriamiento, deberán proveerse como mínimo dos ventanas para la aireación, localizadas en paredes opuestas, una junto al piso (siempre debajo de la línea media del núcleo del transformador) y otra cerca al techo de la subestación.



Las ventanas o mirillas de ventilación serán resistentes al vandalismo y no permitirán la penetración de agua, animales u otros objetos extraños que puedan ponerse en contacto con las partes vivas.

El transformador tipo seco se instalará siguiendo las recomendaciones de montaje del fabricante, en especial la construcción del pedestal en que se soportarán.

La celda del transformador deberá tener un foso o sumidero con capacidad para albergar el volumen total del líquido refrigerante del transformador en los casos contemplados en la Norma 2050; además para capacidades por encima de 112,5 kVA se recomienda la construcción de la bóveda para transformador construida en concreto con un espesor mínimo de 10 cm y 15 cm según el caso y en general cumpliendo con la sección 450 de la citada Norma.

9.2.9. SUBESTACIÓN SUBTERRÁNEA

Es aquella que por sus características y capacidades se permite montar bajo el nivel del piso en la vía pública o en un predio particular.

Este tipo de subestaciones se emplea en vías públicas céntricas o en urbanizaciones, condominios, conjuntos de bloques o industrias que, por la imposibilidad de implementarlas en habitaciones interiores debidamente acondicionadas o por estética deben ubicar el transformador y sus equipos complementarios en cámaras (bóvedas) construidas bajo el nivel del piso.

Todos los equipos alojados allí como transformador, seccionador, etc., deberán estar en capacidad de operar aún bajo condiciones de inundación, y al igual que en la subestación de tipo pedestal, puede llevar adosado el equipo de protección y seccionamiento y su acople a la red primaria se ejecutará mediante bujes premoldeados.

Se pueden diferenciar 2 clases de subestaciones subterráneas:

- a) Sumergibles ocasionalmente: pueden funcionar durante algún tiempo en condiciones de inundación de la cámara.
- b) Sumergibles permanentemente: pueden permanecer sumergidas por largos períodos de tiempo.

Dichas subestaciones a su vez pueden ser tipo radial o tipo malla.

Las de tipo radial tienen incorporado el equipo de seccionamiento del transformador.

Las de tipo malla tienen además incorporado equipo de seccionamiento de línea de entrada y salida.

En las subestaciones subterráneas las conexiones eléctricas no deberán poseer partes vivas expuestas (frente muerto) tanto en media como en baja tensión.

Cuando el equipo de protección y seccionamiento no es incorporado al transformador, se dispondrá de una caja de maniobra o seccionador en aceite o en vacío, tipo sumergible y con palanca exterior para operación bajo carga. El seccionador que se implemente deberá permitir apertura bajo carga.

La conexión de la red primaria al transformador empleará codos premoldeados desconectables bajo carga y para la corriente nominal del equipo, pero estará acorde con la capacidad del circuito troncal en caso de que el mismo entre y salga (subestaciones tipo malla), aunque ésta disposición puede lograrse externamente al mismo equipo de seccionamiento.

Adicionalmente se pueden utilizar barrajes premoldeados (regletas) para conexión y operación bajo carga, en el caso de 200 A.

La alimentación deberá llevarse en cable tipo seco cuyas especificaciones se dan en el capítulo de materiales eléctricos.

Las partes metálicas no conductoras de todos los equipos eléctricos estarán debidamente puestas a tierra.

En la cámara la subestación mantendrá un área suficiente para la colocación de equipos, el acceso y espacio de trabajo, para inspección, ajuste, servicio o mantenimiento bajo tensión, conservando las distancias mínimas libres del espacio de trabajo. La cámara deberá ser tal que permita la maniobra confiable del seccionador, transformador y protecciones. Como mínimo se debe tener libres 1.5 m en su frente y 0.6 m en otros costados. La cámara debe poseer buena ventilación con impedimento a la entrada de animales.

Se recomienda que este tipo de subestación esté provista de un pozo de achique de 50 x 50 cm² de sección y de 50 cm de profundidad provisto de una bomba para sacar el agua automáticamente, o comunicado con la tubería de aguas lluvias mediante tubería apropiada, de 2" de diámetro como mínimo.

9.3. EQUIPOS

9.3.1. TRANSFORMADORES

Ver numeral **15.12.** del capítulo **15. MATERIALES NORMALIZADOS.**

La capacidad debe ajustarse a las demandas iniciales y futuras, pretendiendo evitar el exceso innecesario de capacidad instalada que ocasionaría reactivos perjudiciales para CHEC. La cargabilidad oscilará entre el 80 y el 120 %.

Como requisito previo al montaje se exige que el fabricante de los transformadores posea certificado de gestión de la calidad ISO 9001 y de conformidad del producto otorgado por entidad debidamente acreditada ante la Superintendencia de Industria y Comercio.

Debe además cumplir con los requisitos fijados en las presentes normas, además de presentar un protocolo completo de pruebas de cada transformador suministrado.

Las pérdidas del transformador deben ajustarse a las normas del ICONTEC NTC 818 y 819.

En todos los casos serán autoprotegidos con descargador de sobretensión en el lado primario y utilizando en el lado de baja tensión un interruptor automático de capacidad adecuada.

Cuando estos elementos sean utilizados, el criterio de selección del fusible será contra cortacircuitos francos y daños internos del transformador, limitando la magnitud del daño.

La selección del transformador tendrá en cuenta la tabla de la demanda máxima diversificada por grupo y por estrato para ocho (8) años incluida en el capítulo **8.** de la presente norma.

El montaje de transformadores en aceite sólo se aceptará para uso externo o interno y subterráneo y el de transformadores tipo seco es permitido en cualquier nivel de edificación.

En ningún caso se aceptarán transformadores a base de askarel, pyranol, o cualquier otra denominación del PCB (Polychlorinated biphenyl) como medio refrigerante.

La siguiente tabla muestra los valores máximos admisibles de cortocircuito, pérdidas en el núcleo y pérdidas en el cobre máximas para las diferentes capacidades de transformadores normalizados por CHEC.

Se debe actualizar esta tabla a medida que se actualice en las normas 818 y 819 de ICONTEC.

VALORES MÁXIMOS PARA PRUEBAS DE CONTROL SOBRE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN - VALORES A 85° C							
MONOFÁSICOS						% REG	
P (kVA)	P _{0(w)}	P _{C(w)}	P _{T(w)}	I _C (A)	U _{CC} %	F _p = 0.9	F _p = 1
5	30	90	120	2.50	3		
10	50	140	190	2.50	3	2.222	1.60
15	70	195	265	2.40	3	2.163	1.60
25	100	290	390	2.00	3	2.073	1.40
37.5	135	405	540	2.00	3	2.023	1.30
50	160	510	670	1.90	3	1.932	1.20
75	210	710	920	1.70	3	1.868	1.10

TRIFÁSICOS						% REG
P (kVA)	P _{0(w)}	P _{C(w)}	P _{T(w)}	I _C (A)	U _{CC} %	F _p = 0.9
15	80	310	390	4.40	3	2.800
30	135	515	650	3.60	3	2.700
45	180	710	890	3.50	3	2.666
75	265	1090	1355	3.00	3.5	2.661
112.5	365	1540	1905	2.60	3.5	2.612
150	450	1960	2410	2.40	4	2.555
225	615	2890	3505	2.10	4	2.490

No son recomendadas instalaciones de transformadores monofásicos conformando bancos estrella primario - delta secundario, sin el neutro en el lado primario disponible y puesto a tierra.

En los diferentes acoples de transformadores conformando bancos trifásicos, el empleo de autoprotecciones en baja tensión es admitido.

Todo transformador poseerá un conector para empalme exterior visible del neutro del mismo a la carcasa y de aquel a la bajante a tierra de la subestación.

La placa de características se colocará en un lugar perfectamente visible a los operadores del sistema.

9.3.2. CAJAS DE MANIOBRA

Ver numeral 15.13 del capítulo 15. **MATERIALES NORMALIZADOS.**

9.3.3. EQUIPOS DE MEDIDA

Ver numeral 13.2 del capítulo 13. **INSTALACIONES INTERNAS INDUSTRIALES** para lo relacionado con medidores de energía para instalaciones industriales.

En las instalaciones de cualquier género que por su naturaleza requieran de un solo contador, debe dejarse un espacio suficiente para la colocación del mismo sobre el lugar más adecuado y accesible de la fachada del edificio y a una altura de la ventanilla de lectura no mayor de 2.0 metros. Se exceptúan los casos en que la instalación requiera de transformadores de medida o equipo de media tensión.

En las instalaciones en que se requiere de más de un contador, éstos deben colocarse en un tablero general, para lo cual debe proveerse espacio cómodo y suficiente. Para grupos de cinco contadores o menos se podrá colocar el tablero en la fachada del edificio.

Las instalaciones con seis o más contadores derivados de la misma acometida deberán equiparse con un interruptor general montado en el mismo tablero, pero en un compartimiento independiente que será sellado por el comercializador CHEC, quedando sólo la palanca de operación.

La caja de empalme o barraje después del interruptor general, debe ir también independiente de los contadores y sus dispositivos de desconexión y/o protección, dejando forma de sellarla.

En este caso el montaje del tablero será interior, en un lugar de fácil acceso para la lectura de registros por parte del comercializador CHEC.

Cuando en la operación de los contadores se requiera el uso de transformadores de medida su clase estará acorde con la del medidor empleado (Ver numeral 13.2.6. para medición en industria) y se colocarán en el mismo tablero, pero en compartimentos separados del contador y con facilidades para ser sellados por el comercializador CHEC. En este caso el montaje del tablero será interior, en un lugar de fácil acceso para la lectura de registros por parte del comercializador CHEC.

Las características del medidor o contador según el tipo de carga son las siguientes:

Monofásica 2 ó 3 hilos – 120/240 V	
Carga Instalada	Contador
Hasta 10 kva	15 A, sobrecarga 300%, de activa.
De 11 a 45 kva	50 A, sobrecarga 300%, de activa.

Trifásica 4 hilos – 120/208 V		
Carga instalada	Contador	Transformador de corriente

Hasta 45 kva	50 A, sobrecarga 300%, 3 elementos, 3 x 120/208 V, de activa	No aplica.
De 46 a 65 kva	5 (10) A, 3 x 120/208 V, de activa. 5 (10) A, 3 x 120/208 V, de reactiva.	3 TC de relación 150/5 A.
De 66 a 86 kva		3 TC de relación 200/5 A.
De 87 a 130 kva		3 TC de relación 300/5 A.
De 131 a 173 kva		3 TC de relación 400/5 A.
De 174 a 250 kva		3 TC de relación 600/5 A.

Trifásica 4 hilos – 267/460 V		
Carga instalada	Contador	Transformador de corriente
Hasta 150 kva	5 (10) A, 3 x 267/460 V, de activa, con demanda máxima	3 TC de relación 200/5 A
De 151 a 200 kva		3 TC de relación 300/5 A
Mayores de 200 kva	5 (10) A, 3 x 267/460 V, de reactiva	Se requiere medición en media tensión

Los contadores que se utilicen con transformadores de corriente tendrán bloque de prueba con características especificadas en el numeral **13.2.7.5.** de INSTALACIONES INTERNAS INDUSTRIALES.

La elección de medidores y el código de colores para la conexión igualmente están especificados en el capítulo 13 de la presente norma.

9.3.4. PROTECCIONES

Los transformadores de distribución deben tener las siguientes protecciones:

9.3.4.1. Descargadores de sobretensión

Los transformadores de distribución llevarán en su tanque los soportes adecuados para la instalación de los descargadores de sobretensión, de tal manera que éstos queden a la menor distancia posible del equipo a proteger.

Para sistemas a 13.2 kV se emplearán descargadores de sobretensión de las siguientes características:

- a) La capacidad de descarga de los descargadores de sobretensión de óxido de zinc del tipo polimérico será de 10 kA (onda de 8/20 µseg).
- b) En instalaciones trifásicas 3 hilos, 13.200 voltios ó monofásicas 2 hilos 13.200 voltios, se utilizarán descargadores de sobretensión de óxido de zinc del tipo polimérico para 12 kV con MCOV de 10.2 kV.
- c) En instalaciones trifásicas cuatro hilos 13200 V y en sistemas monofásicos con neutro múltiplemente puesto a tierra se utilizarán descargadores de sobretensión de óxido de zinc del tipo polimérico de 10 kV, con MCOV de 8.4 kV.

- d) Los descargadores de sobretensión seleccionados serán del tipo distribución y el nivel básico de aislamiento (Bil) del equipo a proteger: 95 kV.

9.3.4.2. Cortacircuitos

Los cortacircuitos son los equipos que protegen al transformador contra sobrecorriente producida por fallas. Para sistemas de 13.2 kV se utilizarán cortacircuitos de las siguientes características:

- | | |
|--------------------------------|---|
| a) Instalación: | Intemperie por montaje vertical. |
| b) Operación: | Con pértiga. |
| c) Frecuencia: | 60 Hz |
| d) Tipo de ejecución: | Abierto, monopolar de una sola operación. |
| e) Tensión nominal: | 15 kV |
| f) Corriente nominal: | 100 A |
| g) Capacidad de interrupción: | Simétrica 10 kA |
| h) Tipo de extinción del arco: | Expulsión |
| i) Bil: | 95 kV |

En la totalidad de casos los cortacircuitos a instalar en redes de CHEC poseerán ganchos de acero galvanizados para enganche de la herramienta para apertura bajo carga (loadboster) operada con pértiga. Además se requiere que el ojo de bronce de la parte superior de la cañuela sea de dimensiones apropiadas para la citada función.

Igualmente los cortacircuitos estarán provistos de casquete renovable que aseguran que en casos de interrupción a corrientes elevadas de cortocircuito los gases puedan ser expulsados adicionalmente por la parte superior de la cañuela, al expulsarse por acción de los mismos la sección más débil de la tapa, permitiendo el libre flujo de gases al exterior.

Estos elementos están normalizados en el comercio nacional pero CHEC vigilará estrictamente su cumplimiento y la calidad de los mismos en la operación del sistema.

9.3.4.3. Fusibles

Ver numeral **15.16.** del capítulo de materiales normalizados.

El fusible se colocará en el lado primario del transformador para protegerlo, con el fin de evitar efectos térmicos, cuando quede sometido a corrientes de cortocircuito o sobrecargas considerables.

La corriente nominal del fusible debe ser mayor o igual a la máxima corriente de carga continua a conducir. Al determinar la corriente de carga se debe tener en cuenta las sobrecargas y las corrientes transitorias como las corrientes de "inrush" (Conexión de transformadores) y las de arranque de motores.

Para que la protección sea efectiva debe cumplir los siguientes requisitos:

- a) El hilo o fusible debe operar para cortocircuito en el transformador, aislándolo del sistema de distribución.
- b) El hilo fusible debe soportar una corriente transitoria de magnetización durante 0.1 segundo, estimada en doce (12) veces la corriente nominal de los transformadores con capacidades hasta de 2000 kVA.
- c) El hilo fusible podrá fundirse en un intervalo de 17 segundos cuando es sometido a una corriente entre 250 % y 300 % de su valor nominal.
- d) El hilo fusible debe soportar continuamente sin fundirse, la misma sobrecarga que el transformador sea capaz de admitir sin perjudicar su vida útil.

La selección se efectúa superponiendo a la curva característica de corriente contra tiempo de fusión mínima del fusible la curva de capacidad térmica del transformador, seleccionando aquel fusible cuya curva de máximo tiempo de fusión quede totalmente al lado izquierdo de la curva de capacidad térmica. (Ver capítulo **15.16**)

El tiempo de operación del fusible para la interrupción de la corriente simétrica de cortocircuito del transformador, calculada según su impedancia, está indicada en la norma ICONTEC 532. En general debe ser inferior al tiempo establecido para la capacidad de soporte de cortocircuito del transformador.

La selección de fusibles para los diferentes tipos de transformadores, así como la adecuada coordinación de fusibles en las diferentes secciones hasta la subestación se hará conforme a lo establecido en el numeral **15.16**. de la presente norma.

9.3.4.4. Bajantes

Las bajantes deben ser de cable de cobre, con aislamiento XLPE y con capacidad de soportar un 25 % de sobrecarga del transformador.

Las bajantes de los postes dependen del número de instalaciones, del estrato, conexión y de la longitud. Su cálculo se obtiene de la siguiente forma:

$$I = P / V$$

- P: Potencia obtenida de multiplicar el número de instalaciones por el factor de diversidad correspondiente al estrato y clima respectivo (en kVA).
- V: Tensión fase-fase secundario, (en kV).
- I: Corriente en amperios.

Conocida la corriente, se selecciona el calibre del conductor con la siguiente tabla:

SELECCIÓN DEL CONDUCTOR DE RED

Calibre	Para máximo 3 conductores en ducto		Conductor a la intemperie		
	75 °C		90 °C		75 °C
	THW		XLPE		THW
AWG	Cobre	Al	Cobre	Al	Cobre
6	65	50	65	75	95
4	85	65	85	100	125
2	115	90	115	135	170
1/0	150	120	150	180	230
2/0	175	135	175	210	265
4/0	230	-	230	280	360
250	255	-	255	315	405
300	285	-	285	350	445
350	310	-	310	395	505
400	335	-	335	425	545
500	380	-	380	485	620

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURA AMBIENTE SUPERIOR A 30 °C

°C	Conductores aislados a 75°C
30	1.00
40	0.88
45	0.82

Hasta 6 conductores en ducto, disminuir las capacidades de corriente respecto a la de estos al 80%.

9.4. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra tiene por finalidad proteger la vida de las personas, evitar daños en los equipos por las sobretensiones, mejorar la efectividad de las protecciones eléctricas al proporcionar una adecuada conducción de la corriente de falla a tierra.

Por lo anterior en una instalación una puesta a tierra lo más importante es el valor de la resistencia que se tenga con respecto a tierra independiente del valor del número de electrodos y elementos que haya necesidad de utilizar para lograr este propósito. Por ello, siempre que se instala un sistema de puesta a tierra, se debe medir el valor de la resistencia a tierra y confrontarlo con los límites establecidos para garantizar una buena puesta a tierra del sistema eléctrico.

En las redes de distribución, el sistema de tierra se compone de las puestas a tierra instaladas en los descargadores de sobretensión, transformadores, condensadores, reguladores, equipos de maniobra, neutros y elementos metálicos, cuyos electrodos de

puestas a tierra están generalmente constituidos por varillas enterradas, además del conductor de tierra, el cual recorre toda la instalación interior y está aislado en color verde o verde-amarillo.

En las redes de distribución de media tensión (M.T.), está sólidamente puesto a tierra en las subestaciones y en baja tensión (B.T.) está efectivamente puesto a tierra a lo largo de su recorrido mediante barrajes equipotenciales.

Las mallas de tierra y el sistema general de puesta a tierra serán diseñadas de acuerdo con la mejor práctica en estos sistemas. Se observará minuciosamente que haya una coordinación efectiva entre ellos, el aislamiento y las distintas protecciones.

Las mallas de tierra para subestaciones deben cumplir las siguientes condiciones:

- a) Se recomiendan los siguientes valores máximos de resistencia de puesta a tierra:

Tensión nominal (kV)	Resistencia Malla (ohmios)
13.2 – 33 kV	10
115 kV	1

- b) Cuando por alguna razón no puedan obtenerse los valores anteriores, se debe garantizar que las tensiones de paso, de contacto y las transferidas en caso de falla a tierra no superen las máximas permitidas.
- c) Así mismo debe instalarse pisos o pavimentos de gran aislamiento, establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas, aislar el conductor de puesta a tierra en su entrada al terreno, aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por una persona, disponer de señalización en las zonas críticas y dotar al personal de instrucciones sobre el tipo de riesgo y de elementos de protección adecuados.
- d) La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser tal que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento, sea capaz de producir el disparo de las protecciones. Normalmente se toma el valor de la corriente de falla monofásica.
- e) El tiempo máximo de duración de la falla en segundos se toma de los tiempos de operación de las curvas características de los fusibles.
- f) No debe existir calentamientos excesivos al pasar la corriente de falla durante el tiempo de falla.
- g) Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre puntos vecinos.
- h) Debe ser resistente a la corrosión.

- i) No se permite el empleo de conexiones pernadas. En las mallas a tierra se utilizará exclusivamente soldadura exotérmica o equivalente.
- j) Para subestaciones tipo poste la bajante se hará en cable de cobre desnudo 4 AWG.

De acuerdo con las exigencias del diseño se emplearán como electrodos de tierra una ó más varillas de acero galvanizadas en caliente o con recubrimiento total en cobre de 2.40 m con diámetro mínimo de 5/8" conectadas entre sí por medio de conductor de cobre desnudo de calibre 2/0 AWG.

Se conectarán a la malla a tierra, el neutro del transformador y todas las partes metálicas accesibles que no conduzcan corrientes en condiciones normales de operación mediante cable de cobre desnudo de calibre mínimo 4 AWG.

Para la instalación de las puestas a tierra de los circuitos de distribución de M.T, B.T. y equipos conectados del sistema, se deben tener en cuenta los siguientes casos:

- a) En los descargadores de sobretensión, los puntos de tierra de cada uno de ellos se deben conectar entre sí mediante cable de cobre desnudo N° 4 AWG y se lleva a tierra, (evitando dobleces agudos en el alambre), hasta la varilla previamente enterrada, utilizando para la unión a la varilla soldadura exotérmica.
- b) En los transformadores de distribución se deben conectar entre sí el neutro y la carcasa, mediante cable de cobre desnudo N° 4 AWG y desde allí al conductor de puesta a tierra.
- c) El neutro de la red de baja tensión se debe poner a tierra en los puntos finales de los circuitos.
- d) En los postes de concreto que tengan tubo de PVC incorporado en su interior para la puesta a tierra se usará cable de cobre desnudo N° 4 AWG. Cuando los postes no tengan tubo PVC en su interior, el conductor deberá protegerse con un tubo metálico externo de 1/2" x 3 m en la porción inferior del poste.
- e) En los bancos de condensadores, la puesta a tierra, se debe hacer mediante cable de cobre N° 2/0 AWG, conectado a una o varias varillas de 5/8"x 2.40 m interconectadas previamente enterradas, hasta alcanzar el valor de 5 ohmios.
- f) En las transiciones de los cables subterráneos de media tensión, los alambres de la pantalla metálica del blindaje del conductor en los terminales debe conectarse a tierra.

9.4.1. RECOMENDACIONES

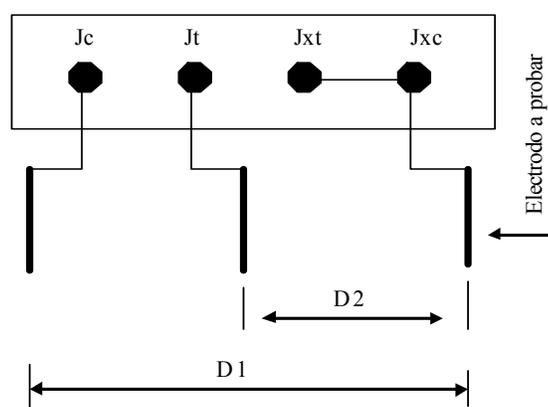
Utilizar transformadores monofásicos diseñados a 7.620 -240/120 voltios en aquellas zonas de alto nivel cerámico. Con ello se evitarían problemas de ferorresonancia respecto a la alimentación fase - fase (13.2 kV), cuando una fase se desconecta. Además se disminuyen los esfuerzos en el dieléctrico del primario y se podrían fabricar transformadores con un solo buje de media tensión, reduciendo con ello costos.

Es preferible mantener las tierras en valores menores a 20 Ω . El efecto de la disminución del valor de tierra para altas frecuencias (de impulso) no tiene gran incidencia en las sobretensiones que recibe el transformador, aunque es deseable un valor menor a 20 Ω para garantizar una operación confiable del descargador de sobretensión.

El transformador, una vez instalado en el poste, debe dejarse reposar por lo menos 24 horas antes de energizarlo o colocarle carga, debido al movimiento que experimenta en el transporte al sitio de instalación.

Estas innovaciones, previo un diagnóstico integral como el aquí presentado, se pueden aplicar a circuitos ubicados en zonas de severo y alto riesgo por rayos.

9.4.2. MEDIDA DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA



La medida de la resistencia combinada de las puestas a tierra de varios electrodos conformando malla debe efectuarse con un medidor de tierras megóhmetro o telurómetro, utilizando preferiblemente el método de los tres puntos o “Caída de tensión”, que se describe a continuación:

Los bornes de los extremos marcados como Jc y Jxc son los terminales de tensión. Se utilizan para medir la resistencia de tierra, dos varillas como electrodos auxiliares, que se clavan en el terreno, alineados con el punto de puesta a tierra a medir.

Primero se unen los bornes Jxc y Jxt y se conectan a la malla de tierra cuya resistencia se requiere medir. La varilla más lejana conectada al borne Jc, actúa como electrodo de corriente, la otra varilla conectada al borne Jt (localizada entre la varilla de corriente y la puesta a tierra a medir) actúa como electrodo de tensión.

De acuerdo a la anterior figura, midiendo desde la varilla de puesta a tierra (o malla de tierra) D_1 es la distancia hasta la varilla de corriente y D_2 es la distancia hasta la varilla de tensión.

Al circular la corriente generada por el medidor de tierras, se producen gradientes de potencial alrededor de los electrodos, pero existen zonas entre ellos donde el potencial es constante. Se ha determinado que a una distancia del 62 % de D_1 no se producen perturbaciones y allí debe instalarse el electrodo de tensión.

Se realizan tres mediciones con las siguientes distancias:

Medida #	D_1 (m)	D_2 (m)
1	25	15
2	30	18
3	36	22

Si los valores no difieren en ± 5 % del valor promedio (obtenido de la suma de las tres mediciones y dividiendo por 3), debe considerarse que este valor promedio es el valor verdadero.

Si el error es mayor, existe superposición de los gradientes de tensión y debe aumentarse D_1 y D_2 , manteniéndose relación $D_2 = 0.6 D_1$ y repitiendo el procedimiento hasta cumplir la condición que el error sea menor o igual al 5 %.

Todas las medidas deben realizarse sin tensión ni circulación, es decir, la malla de puesta a tierra debe estar desconectada de bajantes de descargadores de sobretensión, neutros, tierras de equipos en funcionamiento.

9.4.3. EQUIPO DE MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA

El instrumento debe medir la resistencia de tierra en ohmios y poseer protector que elimine los efectos de fugas superficiales y proteja contra elevadas tensiones de medida.

Se utilizará en transformadores de distribución, instalaciones eléctricas industriales o residenciales, bancos de condensadores y descargadores de sobretensión. No debe ser afectado por corrientes AC o DC parásitas.

Características técnicas:

No de rangos:	0-5 / 50 / 500 / 5000 Ω
No de divisiones:	50 por rango.

Lectura mínima:	0.01 Ω
Precisión:	1.5 %.

El instrumento debe estar compuesto de:

- a. Probador de tierra.
- b. Dos (2) cables para medición de 25 m cada uno.
- c. Dos (2) cables para medición de 50 m cada uno.
- d. Cuatro (4) varillas para tierra de 60 cm de longitud.
- e. Dos (2) pares de grapas de conexión (grandes y pequeñas).
- f. Estuche de transporte en material resistente, baterías recargables, recargador de baterías y otros accesorios para su correcto funcionamiento.

9.4.4. MEJORAMIENTO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Cuando la resistividad del terreno sea menor de 63 Ω -m, sólo se necesita enterrar una varilla como electrodo de tierra para cumplir con los requisitos de resistencia a tierra.

Para terrenos con resistividades hasta de 110 Ω -m, se debe colocar dos varillas como electrodos de tierra y hasta 150 Ω -m se debe colocar tres varillas.

Para resistividades mayores de 150 Ω -m se deben aplicar los métodos presentados a continuación hasta lograr valores adecuados de resistencia en el electrodo de tierra (menores de 25 Ω).

9.4.4.1. Colocar o reforzar con más electrodos:

En la generalidad de los casos se utiliza como electrodo de puesta a tierra una varilla, pero cuando el valor medio de resistencia es alto, se pueden colocar dos a tres varillas unidas entre sí y separadas a una distancia de al menos dos longitudes de la varilla.

En casos especiales para lograr bajar la resistencia se pueden utilizar varillas más largas tratando de conseguir una mayor profundidad, menor resistividad o alcanzar el nivel freático del terreno.

9.4.4.2. Realizar tratamiento del suelo.

El tratamiento del suelo se efectúa realizando una excavación para instalar la varilla y rellenando el hueco con tierra negra, carbón, bentonita o suelo artificial (Favigel, Hidrosolta, etc).

El tratamiento del suelo se basa en el uso de materiales de relleno con menor resistividad, tales como la tierra negra (50 Ω -m), bentonita (2.5 Ω -m), suelo artificial (0.2 Ω -m) o geles de menores resistividades.

La escogencia de una de las alternativas estará a criterio del diseñador o constructor ya que el tratamiento del terreno (a excepción de la bentonita y los suelos artificiales o geles) se deteriora con el transcurso del tiempo, sino se toman las precauciones para que permanezca dicho tratamiento.

9.4.5. CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

Los factores que afectan el diseño de una malla de puesta a tierra son:

- a) Resistividad del terreno.
- b) Tiempo máximo de despeje de una falla a tierra.
- c) Tensiones de paso y contacto permisibles.
- d) Configuración de la malla.
- e) Conductor empleado.
- f) Profundidad de la malla.

El procedimiento para calcular una malla de tierra adecuada es el siguiente:

9.4.5.1. Información del campo

Área del lote - A.

Resistividad del terreno

9.4.5.2. Selección del conductor

$$A = I \frac{197.4}{\sqrt{\frac{TCAP * 10^{-4}}{Tc \alpha_r \rho_r} * \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

- A: Sección transversal del conductor (mm²).
- I: Corriente simétrica de falla que va a la malla (kA rms).
- T_m: Temperatura máxima permisible (°C).
- T_a: Temperatura ambiente (°C).
- α_r: Coeficiente de resistencia térmica a 0 °C.
- ρ_r: Resistividad del conductor de la malla de tierra a la temperatura de referencia Tr. Para el conductor de cobre: 1/56 (μΩ/cm).
- K₀: Coeficiente inverso de la resistencia térmica: 1/ α₀
- T_c: Duración de la corriente de falla (seg). (Normalmente se toma 0.5 seg).
- TCAP: Factor de capacidad térmica obtenida de la tabla siguiente

DESCRIPCIÓN	Conductividad %	α_r a 20 °C	K_o a 0°C	T_m	ρ_r	TCAP
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.00393	234	1083	1.72	3.42
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.00381	242	1084	1.78	3.42
Copper-clad steel wire	40.0	0.00378	245	1084	4.40	3.85
Copper-clad steel wire	30.0	0.00378	245	1084	5.86	3.85
Copper-clad steel rod ^b	20.0	0.00378	245	1084	8.62	3.85
Aluminum, EC grade	61.0	0.00403	228	657	2.86	2.56
Aluminum, 5005 alloy	53.5	0.00353	263	652	3.22	2.60
Aluminum, 6201 alloy	52.5	0.00347	268	654	3.28	2.60
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.00360	258	657	8.48	3.58
Steel, 1020	10.8	0.00160	605	1510	15.90	3.28
Stainless-clad steel rod ^c	9.8	0.00160	605	1400	17.50	4.44
Zinc-coated steel rod	8.6	0.00320	293	419	20.10	3.93
Stainless steel,	2.4	0.00130	749	1400	72.00	4.03

9.4.5.3. Cálculo de factor de reflexión k

Asumiendo que la resistividad de la roca superficial es de 2500 Ω -m y conociendo por lecturas la resistividad del terreno, se tiene:

$$k = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s}$$

donde ρ es la resistividad del terreno y ρ_s la superficial.

9.4.5.4. Cálculo de C_s

Se emplea cuando se tiene prevista una capa superficial de grava y se obtiene a partir de la expresión siguiente:

$$C_s = 1 - \frac{0.09(1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2h_s + 0.09}$$

Cuando no se tiene prevista una capa superficial de grava $C_s = 1$.

9.4.5.5. Cálculo de la tensión máxima de paso

Para una persona de más de 70 kg se emplea la expresión siguiente:

$$V_{paso70} = \frac{(1000 + 6C_s\rho_s)0.157}{\sqrt{t_s}}$$

Una persona de 50 kg tendrá una tensión de paso que se obtiene mediante la expresión siguiente:

$$V_{paso50} = \frac{(1000 + 6C_s \rho_s) 0.116}{\sqrt{t_s}}$$

9.4.5.6. Cálculo de la tensión máxima de contacto

Para una persona de más de 70 kg se emplea la expresión siguiente:

$$V_{contacto70} = \frac{(1000 + 1.5 * C_s \rho_s) 0.157}{\sqrt{t_s}}$$

Una persona de 50 kg tendrá una tensión de paso que se obtiene mediante la expresión siguiente:

$$V_{contacto50} = \frac{(1000 + 1.5 * C_s * \rho_s) 0.116}{\sqrt{t_s}}$$

9.4.5.7. Determinación de la configuración inicial

La longitud total de conductor LT se calcula como sigue:

$$L_T = L_c + NL_v$$

Donde:

$$L_c = \left(\frac{L_1}{D} + 1\right) * L_2 + \left(\frac{L_2}{D} + 1\right) * L_1$$

en metros para mallas cuadradas o rectangulares.

L_v = Longitud de la varilla: 2.4 m

L_c = Longitud del cable

N = Número de varillas

El área se calcula así:

$$A = L_1 * L_2 \text{ en m}^2$$

9.4.5.8. Calcular la resistencia de puesta a tierra R_g :

Se calcula ahora la resistencia de la malla conociendo el área de la misma y la longitud del conductor enterrado a 0.5 m de profundidad y con una separación inicial de 1/10 de la dimensión de cada lado:

$$R_g = \rho * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 + A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{20 / A}} \right) \right] \text{ en ohmios}$$

Donde:

LT= Longitud del conductor enterrado

A= Área de la malla

P= Resistividad del terreno

9.4.5.9. Cálculo del máximo potencial de tierra GRP:

Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$GRP = I_G * R_g$$

Donde:

$$I_G = 1.9 * I_0$$

Siendo I_0 la corriente monofásica de falla a tierra en el lado primario en amperios.

9.4.5.10. Cálculo de tensión de malla en caso de falla:

$$V_{\text{malla}} = \frac{\rho * I_G * K_m * K_i}{L_C + \left[1.55 + 1.22 * \left(\frac{L_v}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right] * N * L_v} \text{ en voltios}$$

La ecuación para el cálculo de K_m es la siguiente:

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

Donde:

D= espaciamiento entre conductores de la malla

d= diámetro del conductor
 h= profundidad de enterramiento
 k_{ii} = 1 cuando hay varillas en el perímetro, en las esquinas o dentro de la malla.

O cuando hay pocas varillas, ninguna colocada en el perímetro o en las esquinas de la malla:

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

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

$$K_i = 0.644 + 0.148 n$$

n= número de conductores

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d$$

Donde:

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

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A}}}$$

$$n_c = \left(\frac{L_x * L_y}{A} \right)^{\frac{0.7 * A}{L_x * L_y}}$$

$$n_d = \frac{Dm}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$

Siendo:

L_c = Longitud del conductor en la malla horizontal en metros

L_p = Longitud del perímetro del malla en metros: $(L_1 + L_2) * 2$

9.4.5.11. Cálculo de la tensión de paso en caso de falla:

Si la V_{malla} es mayor que la $V_{contacto}$ se debe cambiar la configuración de la malla.

Si V_{malla} es menor que la $V_{contacto}$ se puede pasar a calcular la tensión de paso.

La tensión de paso es obtenida por la multiplicación del factor geométrico k_s , el factor correctivo k_i , la resistividad del terreno ρ y el promedio de corriente por longitud de conductor enterrado L_s :

$$E_s = \frac{\rho * K_s * K_i * I_G}{0.75 * L_c + 0.85 * N * L_v}$$

Para mallas con o sin varillas de puesta a tierra, la longitud del conductor efectivamente enterrado L_s es:

$$L_s = 0.75 * L_C + 0.85 * L_R$$

Se asume que el máximo tensión de paso ocurre a una distancia de 1 m. Para una distancia normal de enterramiento de 0.25 a 2.5 m, K_s es:

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

Si la tensión de paso V_{paso} es mayor que la tensión de paso tolerable se debe cambiar la configuración de la malla.

Si la tensión de paso calculada es menor que la tolerable el diseño ha terminado.

9.4.5.12. Diseño Detallado

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

9.5. PLANTAS DE EMERGENCIA

Se normaliza la utilización de sistemas de emergencia representados en los grupos generadores Diesel - eléctricos para obtener seguridad, confiabilidad y continuidad en el suministro de energía.

Dispondrán de planta de emergencia aquellas cargas críticas que requieran alta confiabilidad y continuidad del servicio como teatros, supermercados, discotecas, centros comerciales, edificios con ascensores y sistema de bombeo, clínicas, hospitales, estudios de radio y TV, industrias.

En general, donde la concentración por piso sea superior a 100 personas debe proveerse un sistema de potencia de emergencia con suministro durante los 10 segundos siguientes al corte de energía eléctrica.

Los sistemas de emergencia deben proporcionar energía a los medios de comunicación, señales de salida, sistemas de ventilación, detección y alarma contra incendio, bombas contra incendio, ascensores, procesos industriales y demás sistemas cuya interrupción puede generar riesgos contra la vida humana.

Debe tenerse presente que se aisle la medida cuando entre en servicio el sistema de emergencia.

9.5.1. ESPECIFICACIONES

Los grupos generadores a Diesel poseen un motor operado por ACPM, de aspiración natural o turbocargados de dos o cuatro ciclos en cuatro tiempos, refrigerados por aire (radiador) o circuito abierto a través de intercambiadores y torre de enfriamiento y arranque eléctrico con batería, acoplado directamente a un generador, soportados por una base rígida.

La capacidad óptima en eficiencia como en economía que determina al final el tamaño del grupo, las características de los reguladores de tensión y la velocidad, viene determinada por las características de la transferencia, el pico de la carga en kA, el factor de potencia de la carga, tensión y fases (generalmente son trifásicas a 208, 220, 260, 440, 480 V), las condiciones ambientales, el límite de variación de frecuencia y respuesta a transitorios de carga y el límite de caída de tensión y su tiempo de respuesta.

El equipo tendrá características de suplencia o Stand-by, es decir, que arrancan y toman carga cuando el suministro de energía falla; la especificación está determinada por las condiciones de operación y las características de la carga.

9.5.2. TRANSFERENCIA DE CARGA

Una transferencia es un dispositivo eléctrico que permite tener energía proveniente de dos o más fuentes en forma alterna y que en caso de falla de la red en CHEC procederá a operar el suministro de la planta de emergencia, en forma manual o automática.

En las transferencias automáticas se dispondrá de interruptores termomagnéticos operados por motor, enclavados eléctrica y mecánicamente y comandados por circuito eléctrico (contactores) o electrónico (tarjetas sensoras) que efectúen vigilancia de la ausencia de

tensión de cualesquiera de las fases, inversión de fases, alteración de la frecuencia, alteración de la tensión en forma grave o suspensión total de la misma.

En reemplazo de los interruptores termomagnéticos se podrán emplear contactores magnéticos, los cuales no requieren motor para su operación pero carecen de protección contra sobrecorriente. Su operación es más rápida aunque la acumulación de mugre puede impedir el cierre adecuado de los contactos, con el consecuente calentamiento y deterioro del equipo.

Mediante indicadores instalados en el tablero del equipo se informará de la causa que ocasionó la suplencia de carga.

Adicionalmente se dispondrá de mandos para comandar manualmente la operación.

Por cualquiera alteración que ocurra, se debe dar mando al módulo de arranque de la planta para que entre en funcionamiento y una vez esté generando normalmente tome la carga que a su vez ha sido desconectada en su momento de la red fallada.

Estos controles pueden ser de varios tipos:

- a) Controles electrónicos integrales de propósito definido
- b) Controles modulares compuestos por elementos electrónicos y/o electromecánicos.
- c) Controles totalmente electromecánicos.
- d) Controladores lógicos programables (PLC).

Una vez restablecido el servicio normal, la planta trabajará un corto tiempo (tres a cinco minutos) que permita a la misma reducir su temperatura y posteriormente se apague, función a cargo del equipo de arranque y paro de la planta.

El control para el interruptor de transferencia será calibrado para un rango entre el 80% (mínimo) y el 115 % (máximo) de la tensión de servicio normal, tensión bajo la cual deberá prestar su función sin tropiezos.

Como protección contra descargas eléctricas en la posición normal, poseerá varistores instalados entre cada una de las fases.

9.5.3. CONTROL DE ARRANQUE Y PARO

El control de arranque y paro de la planta de emergencia se encarga de recibir la señal enviada por la transferencia para iniciar el encendido de la misma. Normalmente es una tarjeta electrónica que comanda un juego de contactores y temporizadores que efectúen las funciones de arranque, parada y supervisión de los parámetros de generación.

Conectado al control de arranque y paro existen sensores de sobrevelocidad, baja presión de aceite y sobretemperatura, los que se encargan de efectuar el apagado de la máquina cuando

ocurre alguno de tales eventos, encendiéndose igualmente una luz piloto en el tablero que indica el tipo de falla.

En el mismo tablero pueden estar instalados un voltímetro y un amperímetro con sus respectivos selectores, lo mismo que un frecuencímetro, encargados de supervisar los parámetros de generación, que podrán ser ajustados con el control de velocidad de la planta, el cual de acuerdo con su nivel de sofisticación podrá ser manual o automático,

El apagado de la planta, transcurridos unos dos a tres minutos para su enfriamiento, se efectúa generalmente por el accionamiento de una válvula solenoide instalada en la bomba de inyección, la cual se encarga de suprimir el paso de combustible finalizando así el tiempo de trabajo.

En el tablero se instalará igualmente un horómetro, destinado a la supervisión del tiempo de funcionamiento para el mantenimiento periódico a que debe someterse el equipo. Se dispondrá igualmente un selector que permita el arranque manual o automático de la planta.

En el mismo tablero se acostumbra instalar el medidor de presión de aceite, la temperatura del agua de enfriamiento de la planta y el estado de carga de la batería.

9.5.4. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE INSTALACIÓN

La planta de emergencia se instalará en un local cerrado y debidamente insonorizado, con suficiente ventilación para el enfriamiento del equipo por radiador y ventilador.

Debe estar lo más cerca posible de la subestación y disponer de los espacios adecuados para el montaje de los tableros de transferencia, arranque y paro, tanque de combustible diario, baterías, cárcamos o tuberías para los cables, salida de gases, silenciador y tuberías de combustible.

La batería poseerá un cargador automático que provea autonomía por 90 minutos a plena carga sin que la tensión baje del 87.5% de su valor nominal.

El salón debe disponer de tomacorrientes para el precalentador o cualquier uso adicional necesario.

Normalmente el grupo motor-generator está instalado sobre soportes amortiguados, pero plantas de tamaño mediano o alto del tipo Caterpillar pueden no poseer amortiguadores de norma y deben ser adquiridos opcionalmente.

Se debe disponer de un tanque para el almacenamiento del aceite combustible en cantidad apropiada a las condiciones de funcionamiento del equipo, el cual se instalará fuera del local de la planta, aunque debe disponerse de un tanque de suministro diario al interior del

local y suficientemente cerca a la conexión del acceso por manguera a la bomba de inyección.

En esta conexión será instalado un filtro separador de agua que permita ir drenando periódicamente éste líquido e impedir que llegue a los inyectores,

El tanque de suministro diario, al igual que el general deberá poseer nivel de combustible.

El sistema de escape debe estar dirigido hacia el exterior del salón y un silenciador debe estar adosado al mismo.