

CELSIA

Manual Norma de
Centros de Transformación

MANUAL PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

MANUAL

ÍNDICE

Contenido

1	CONDICIONES BÁSICAS.....	6
1.1	TENSIONES NOMINALES DE MT	6
1.2	TENSIONES NOMINALES DE BT	6
1.3	INTENSIDAD NOMINAL EN MT NIVEL DE CORTOCIRCUITO	7
1.4	TIPOS Y POTENCIAS DE LOS TRANSFORMADORES.....	7
1.4.1	Transformador convencional tipo exterior.....	7
1.4.2	7
1.4.2	Transformador tipo Pedestal (Pad Mounted)	8
1.5	CENTROS DE SECCIONAMIENTO	9
1.5.1	Seccionamiento Transformador tipo convencional.....	9
1.5.2	Seccionamiento Transformador Tipo Pedestal (Pad Mounted)	10
1.6	EQUIPOS DE MEDIDA	10
1.7	CELDA DE MEDIDA DE MT	10
2	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	11
2.1	TRANSFORMADORES.....	11
2.1.1	Transformador convencional en aceite	11
2.1.2	Transformador tipo pad mounted.....	11
2.1.3	Transformador tipo seco	13
2.1.4	Transformador Ocasionalmente Sumergible.....	14
2.2	CONEXIONES EN MEDIA TENSION	14
2.2.1	Conexión en red aérea.....	15
2.2.2	Conexión en red subterránea.....	16
2.3	CONEXIONES DE BAJA TENSIÓN	16
2.4	SECCIONAMIENTO DE MEDIA TENSIÓN	17
2.4.1	Seccionamiento para transformador convencional	17

2.4.2	Seccionamiento simple tipo Pad Mounted 3L1	17
2.4.3	Seccionamiento de tres posiciones tipo Pad Mounted 3L3.....	18
2.4.4	Seccionamiento de cuatro posiciones tipo Pad Mounted 4L4	18
3	DISPOSICIÓN DE LA INSTALACIÓN	19
3.1	UBICACIÓN	19
3.2	ACCESOS	19
3.3	INSTALACIÓN DE EXTERIOR	20
3.3.1	Foso de recogida de aceite	20
3.3.2	Distancias mínimas de seguridad transformador tipo poste convencional para exterior 21	
3.3.3	Distancias mínimas de seguridad transformador tipo pad mounted	25
3.3.4	Plataforma	26
3.3.5	Características constructivas	26
3.3.6	Canalizaciones.....	27
3.3.7	Cárcamos.....	27
3.3.8	Encerramientos de malla de protección	27
3.3.9	Puertas de la malla de protección.....	27
3.3.10	Equipotencialidad.....	27
3.3.11	Señalización material de seguridad.....	28
4	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN TIPO POSTE.....	28
4.1	Apoyos.....	28
4.2	Estructuras de MT	29
4.3	Transformadores.....	30
4.3.1	Transformadores Convencionales.....	30
4.3.2	Transformadores Autoprotegidos.....	30
4.3.3	Cables de conexionado en media tensión.....	30
4.3.4	Conexiones de baja tensión.....	31
5	ELEMENTOS DE PROTECCION.....	32
5.1	DESCARGADORES DE SOBRETENSION DPS.....	32
5.1.1	DPS LADO DE ALTA TENSIÓN	32
5.1.2	DPS LADO DE BAJA TENSIÓN	33
5.2	FUSIBLES DE MT	40

5.3	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO BT	42
5.4	COORDINACION DE PROTECCIONES	43
6	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	44
6.1	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	44
6.2	EJECUCIÓN DE LA PUESTA A TIERRA	45
6.3	CONDICIONES DE ELEMENTOS DE INSTALACION DE LOS ELECTRODOS	46
6.4	MEDIDAS ADICIONALES DE SEGURIDAD PARA LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO	46
7	CÁLCULOS ELÉCTRICOS	47
7.1	INTENSIDADES NOMINALES	47
7.2	SELECCIÓN DEL CONDUCTOR DE BAJA TENSION	49
7.3	INTENSIDAD DE CORTO CIRCUITO	52
7.4	SELECCIÓN INTERRUPTOR TOTALIZADOR DE BAJA TENSION	53
7.5	COORDINACION DE PROTECCIONES	53
7.6	SELECCION EQUIPO DE MEDIDA	53
7.7	CALCULOS DE PUESTA A TIERRA	54

Índice de Tablas

Tabla 1	Características Transformador en MT	6
Tabla 2	Características Transformador tipo convencional en B.T.	6
Tabla 3	Transformadores convencionales tipo exterior	7
Tabla 4	Características Transformador Tipo Pedestal (Pad Mounted)	9
Tabla 5	Distancias mínimas de seguridad	22
Tabla 6	Dimensiones promedio de un operador	23
Tabla 7	Distancias de seguridad para circulación de personal	24
Tabla 8	Distancias de seguridad contra contactos directos	25
Tabla 9	Características conductores de B.T. empleados en los bajantes	31
Tabla 10	Conductores y puentes empleados según potencia de TRs y tipo de conexión	32
Tabla 11	DPS recomendados para sistemas de distribución CELSIA	33
Tabla 12	Factores para calcular MCOV de acuerdo con las conexiones a tierra	36
Tabla 13	Selección de DPS para baja tensión	38
Tabla 14	Intensidades transitorias de energización del transformador	41
Tabla 15	Soporte térmico máximo del transformador	41
Tabla 16	Fusibles para transformador Pad Mountd trifásico 13.2 KV	42

Tabla 17 Protección de sobrecarga y cortocircuito para TRs trifásicos aislados en aceite y TRs tipo seco	42
Tabla 18 Selección de interruptor termomagnético BT	43
Tabla 19 Intensidades transformadores monofásicos 13.2 KV	48
Tabla 20 Intensidades transformadores trifásicos a 13.2 KV	49
Tabla 21 Calibre mínimo conductores en aluminio para TRs trifásicos	50
Tabla 22 Caída de tensión cables de aluminio	51
Tabla 23 Coeficiente de conductividad.....	54

Índice de Figuras

Figura 1 Transformador Pad Mounted trifásico tipo malla (entrada salida).....	13
Figura 2 Conexión a red aérea transformador convencional.....	15
Figura 3 Conexión a red aérea transformador Pad Mounted Radial.....	15
Figura 4 Conexión a red subterránea transformador Pad Mounted F.L.....	16
Figura 5 Conexión B.T.....	17
Figura 6 Seccionamiento 3L1	18
Figura 7 Seccionamiento 3L3	18
Figura 8 Seccionamiento 4L4	19
Figura 9 Distancia de seguridad contra contactos directos	24
Figura 10 Energía de descargas atmosféricas.....	34
Figura 11 Ondas de corriente de descargas atmosféricas	35
Figura 12 Tipos de redes monofásicas según la conexión a tierra	37
Figura 13 Tipos de redes trifásicas según la conexión a tierra	37
Figura 14 DPS para red de baja tensión abierta y red aislada	38
Figura 15 DPS buje de baja tensión de transformador.....	39
Figura 16 Instalación de DPS en buje de baja tensión de transformador	39
Figura 17 Conexión directa a los terminales de baja tensión de transformador trifásico ..	39
Figura 18 Diagrama de instalación de DPS en bujes de baja tensión de transformadores	40

1 CONDICIONES BÁSICAS

A lo largo de este documento se mencionará Centro de Transformación como CT y Centro de Seccionamiento como CS.

Los transformadores podrán estar conectados de red aérea desnuda, semiaislada, en estos casos se usa el transformador tipo convencional; o de una red subterránea en cuyo caso se usan transformadores ocasionalmente sumergibles, tipo pedestal, tipo seco.

1.1 TENSIONES NOMINALES DE MT

A continuación, en la tabla 1 se describe la tensión de servicio y nivel de aislamiento de los transformadores tipo pad mounted, convencionales, secos y ocasionalmente sumergibles.

Características Transformador en MT			
Clase (kV)	Tensión (kV)	Grupo de conexión	
		Trifásico	Monofásico
15	13,2	Dyn5	Polaridad sustractiva Ii0
35	34,5	Dyn5	No Aplica

Tabla 1 Características Transformador en MT

1.2 TENSIONES NOMINALES DE BT

A los efectos del nivel de aislamiento el material de baja tensión instalado en el CT será de clase 1.2 kV.

Las características de tensión de servicio de las bornas de BT se muestran en la tabla 2:

Características Transformador tipo convencional en B.T.	
Clase (kV)	Tensión (kV)
1,2	208 / 120
1,2	480 / 277

Tabla 2 Características Transformador tipo convencional en B.T.

1.3 INTENSIDAD NOMINAL EN MT NIVEL DE CORTOCIRCUITO

Las intensidades de cortocircuito y los tiempos de duración de la falla serán en cada caso, determinados por **CELSIA**.

Los materiales de media tensión instalados en el CT, deberán ser capaces de soportar dichas solicitudes. A tal efecto deberán tomarse en consideración las características de dichos materiales, definidas en las correspondientes Especificaciones Técnicas de Materiales de **CELSIA**.

1.4 TIPOS Y POTENCIAS DE LOS TRANSFORMADORES

1.4.1 Transformador convencional tipo exterior

Los transformadores serán alimentados a través de una línea aérea. Los transformadores convencionales tipo exterior en aceite poseen las siguientes características, ver tabla 3:

Transformador Tipo	Potencia (kVA)	Relación de Transformación 1.4.2	No. Pasatapas en MT	Borna BT
Trifásico	15	13.2/0.208/0.120 kV 34.5/0.208/0.120 kV	3	Tipo ojo
	30			Tipo ojo
	45			Tipo ojo
	75			Tipo pala
	112.5			Tipo pala
	150			Tipo pala
	300			Tipo pala
	500			Tipo pala
	630			Tipo pala
	750			Tipo pala
	500 (*)	13.2/0.480 34.5/0.480		Tipo pala
	750 (*)			Tipo pala
	1000 (*)			Tipo pala
Monofásico	3	13.2/0.240/0.120	2	Tipo ojo
	5			Tipo ojo
	15			Tipo ojo
	25			Tipo ojo
	37.5			Tipo ojo
	50			Tipo ojo
	75			Tipo ojo
				Tipo pala

Tabla 3 Transformadores convencionales tipo exterior

*Sólo para uso de terceros

La potencia máxima de transformador a instalar en poste por parte de CELSIA, será de 112.5 kVA trifásico o 75 kVA monofásico.

1.1.2 Transformador tipo Pedestal (Pad Mounted)

Estos transformadores no requieren celdas de protección como los convencionales ya que su construcción tiene incluida la protección con fusible bayoneta y coordinado con el interruptor termomagnético en baja tensión como protección contra sobrecargas. Su principal característica es de tener frente muerto, lo cual disminuye el área necesaria para la instalación.

Los transformadores serán alimentados a través de una línea subterránea. La conexión de la acometida de media tensión se conectará al transformador por medio de conectores de conexión tipo codo. Los transformadores deberán disponer protección de sobretensiones con DPS.

La maniobra del transformador se realizará mediante pértiga, sobre el mando del interruptor termomagnético del transformador en carga. Existe también la posibilidad de maniobra de la línea mediante la operación en carga con pértiga de los conectores enchufables.

Las características de los transformadores se indican en la tabla 4:

Características Transformador Tipo Pedestal (Pad Mounted)				
Tipo Transformador	Potencia (kVA)	Relación de Voltaje (kV)	No Pasatapas en MT	Borna MT
Monofásico	37.5	13,2 / 0,240 34,5 / 0,240	2	Enchufable con carga de 200 A
	50			
	75			
Trifásico Tipo Radial (Fin de Línea)	150	13,2 / 0,208 34,5 / 0,208	3	Enchufable con carga de 200 A
	300			
	500			
	750			
	500*	13,2 / 0,480 34,5 / 0,480		
	750*			
	1.000*			
Trifásico Tipo Malla (Entrada Salida)	150	13,2 / 0,208 34,5 / 0,208	6	Atornillable sin carga a 600 A
	300			
	500			
	750			
	500*	13,2 / 0,480 34,5 / 0,480		
	750*			
	1.000*			

Tabla 4 Características Transformador Tipo Pedestal (Pad Mounted)

Transformador monofásico sólo para conexión a red aérea de media tensión.

* Sólo para uso de terceros

1.5 CENTROS DE SECCIONAMIENTO

1.5.1 Seccionamiento Transformador tipo convencional

Para transformadores convencionales el seccionamiento será:

- Cortacircuitos fusibles de expulsión.
- Interruptor autoseccionador.
- Reconectador.

1.5.2 Seccionamiento Transformador Tipo Pedestal (Pad Mounted)

Los equipos de corte y maniobra pueden ser con envolvente metálica tipo Pedestal (Pad Mounted), con los esquemas que se indican a continuación:

- Seccionamiento simple tipo 3L1, metálico Pad Mounted, con tres posiciones de línea, dos para entrada y salida de la línea principal con bornas atornillables sin carga de 600 A y la tercera, para derivada, con tres pasatapas tipo pozo, previstas para borna insertable en carga de 200 A, simple o doble. Tiene un solo interruptor de cuatro posiciones tipo T-Blade.
- Seccionamiento de tres posiciones tipo 3L3, metálico tipo Pad Mounted, con tres posiciones de línea y nueve bornas atornillables sin carga de 600 A. Tiene tres interruptores de tres posiciones, Abierto-Cerrado-Tierra, sumergidos en aceite.
- Seccionamiento de cuatro posiciones tipo 4L4, metálico Pad Mounted, con cuatro posiciones de línea y doce bornas atornillables sin carga de 600 A. Tiene cuatro interruptores de tres posiciones, Abierto-Cerrado-Tierra, sumergidos en aceite.

Los seccionamientos tipo 3L3 y 4L4, también son admisibles en versión europea, con celdas en SF6.

Las características se encuentran en el documento de especificaciones técnicas de materiales de **CELSIA**.

1.6 EQUIPOS DE MEDIDA

El equipo de medida para transformadores mayores de 150 kVA a 13.2 kV y desde 300 kVA a 34.5 kV debe ser instalado por media tensión, dicha medida se instalará en poste o en celda según la Norma de medición y acometidas **CELSIA**.

- Transformadores de corriente TC's.
- Transformadores de potencial TP's.
- Bloque de pruebas.
- Medidor Electrónico con perfil de carga y telecomunicación para telemedida.

Los transformadores de corriente TC's y los transformadores de potencial estará acorde a lo exigido en la Norma Técnica de acometidas y medidas.

1.7 CELDA DE MEDIDA DE MT

Esta celda estará diseñada para alojar hasta tres transformadores de corriente y tres transformadores de potencial interconectados entre sí, las celdas deben contar con un visor en su puerta y con un símbolo de riesgo eléctrico con una nota de peligro media

tensión (Ver norma de construcción CT 500). La celda de medida debe estar acorde a lo exigido en las Normas Técnicas de Acometidas y Medidas CELSIA.

2 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

2.1 TRANSFORMADORES

Todos los transformadores deben tener instalación de puesta a tierra para conectar sólidamente el tanque, el gabinete, el neutro y el núcleo, acorde con los requerimientos de normas técnicas aplicadas y las características que requiera la operación del transformador.

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” según criterio adoptado de la NTC 1490.

2.1.1 Transformador convencional en aceite

Los transformadores convencionales tipo exterior serán en aceite, el transformador será monofásico o trifásico de acuerdo con la carga a alimentar, a prueba de intemperie, autorrefrigerado con el neutro conectado sólidamente a tierra y con tres pasatapas por media tensión en el caso del transformador trifásico y dos para el monofásico.

Deberán cumplir con las Especificaciones Técnicas de Materiales de **CELSIA**.

2.1.2 Transformador tipo pad mounted

Transformador Pad Mounted trifásico tipo radial (fin de línea)

El transformador tipo Pad Mounted trifásico fin de línea consiste en un tanque con compartimentos para media y baja tensión separados por una barrera de metal u otro material rígido. Estos deben estar localizados uno al lado del otro, en un lado del tanque del transformador. Visto desde el frente, el compartimento de baja tensión debe estar a la derecha.

Cada compartimento debe tener una puerta que se construya de modo que se dé acceso al compartimento de alta tensión sólo cuando esté abierta la puerta del lado de baja tensión.

La protección contra sobretensiones transitoria se realizará por medio de los DPS tipo codo para media tensión y DPS para baja tensión que se instalarán en los bujes de las fases correspondientes.

La protección por sobrecorriente, se realiza en el lado de media tensión, mediante fusibles bayoneta sensor dual. La protección contra sobrecarga se realizará por medio de un interruptor termo magnético instalado en baja tensión.

Para desenergizar el transformador o realizar maniobra sobre él, el procedimiento a seguir es abrir el seccionador empleando la pértiga de escopeta.

Transformador Pad Mounted trifásico tipo malla (entrada salida)

El diseño del transformador tipo Pad Mounted trifásico entrada salida consistirá en un tanque con compartimentos para media y baja tensión separados por una barrera de metal u otro material rígido.

Estos deben estar localizados uno al lado del otro, en un lado del tanque del transformador. Visto desde el frente, el compartimento de baja tensión debe estar a la derecha.

Cada compartimento debe tener una puerta que se construya de modo que se dé acceso al compartimento de alta tensión sólo cuando esté abierta la puerta del lado de baja tensión.

El compartimento de MT presenta seis bornas enchufables sin carga de 600 A, y el de BT, cuatro bornas de BT según la Especificación Técnica de Materiales correspondiente.

La protección contra sobretensiones transitoria se realizará por medio de los DPS tipo codo para media tensión que se instalarán en los bujes correspondientes del transformador.

La protección por sobrecorriente, se realiza en el lado de media tensión, mediante los fusibles bayoneta sensor dual. La protección contra sobrecarga se realizará por medio de un interruptor termo magnético instalado en baja tensión.

La maniobra de la línea se realizará mediante un interruptor de cuatro posiciones tipo T-Blade, sin corte en la línea durante la operación y motorizable para su telecontrol. Este interruptor permitirá:

- Alimentar el transformador con la línea cerrada.
- Alimentar el transformador por cada uno de los dos lados cuando la línea esté abierta,
- Tener la línea cerrada y desconectada el transformador.

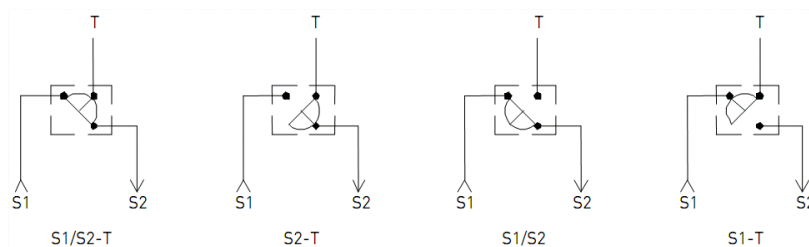


Figura 1 Transformador Pad Mounted trifásico tipo malla (entrada salida)

2.1.3 Transformador tipo seco

Los transformadores tipo seco se construyen en cinco categorías de aislamiento.

Clase R: 220°C

Clase H: 180°C

Clase F: 155°C

Clase B: 130°C

Clase A: 105°C

Los transformadores tipo seco se deben instalar dentro de celdas que impidan la entrada de objetos extraños y el acceso de personas extrañas y animales.

Las normas NEMA y ANSI no establece que no se permite el acceso de varillas o cuerpos de ½" de diámetro, lo que implica que deben tener un grado de protección IP20.

La celda del transformador debe impedir la entrada de pequeños animales y objetos, procedentes de los puntos de acceso de los cables de MT y BT.

Los transformadores secos Clase H, no se deben instalar en áreas con presencia de contaminantes como polvo, humedad y químicos que se pueden depositar en los espacios internos y producir la falla del transformador. Se recomienda la instalación de transformadores Clase F con bobinas embebidas en resina.

La ventilación debe ser con aire seco y limpio, libre de contaminantes como vapores químicos, polvo y humedad; para lograr este cometido, se deben prever filtros.

Las ventanas de ventilación dependen de la potencia del transformador y de la altura del cuarto. Se determinan de acuerdo con la NTC 2050, artículo 40-45 (c).

A los transformadores secos se les debe permitir la circulación de aire alrededor separándolos de la pared y otros obstáculos de 30 cm a 40 cm.

Antes de entrar en servicio o después de permanecer inactivo, los transformadores secos Clase H de tipo abierto, se deben limpiar y secar por la acumulación de polvo y humedad en las bobinas y aisladores.

Cuando sea necesario se pueden instalar ductos para la extracción del aire caliente o par ventilación forzada.

Las celdas se deben diseñar para que haya el espacio para alojar el transformador, permitir la adecuada ventilación, cumplir las distancias de seguridad y cumplir los radios de curvatura de los cables de potencia.

Las celdas deben estar ancladas en el suelo para amortiguar las vibraciones y el ruido.

2.1.4 Transformador Ocasionalmente Sumergible

El transformador tipo ocasionalmente sumergible tiene la posibilidad de operar en condiciones de inundación temporal y está preparado para ello, ya que durante su operación normal estará instalado en una cámara subterránea. Por esta razón, sus conexiones en media y en baja tensión se debe hacer con conectores especiales herméticos. Ver Técnicas de Montaje Red Subterránea.

Para los transformadores subterráneos las conexiones de MT se realizarán mediante cable monopolar XLPE, con conectores tipo codo para desconexión bajo carga para 200 A, y conectadores atornillables sin carga para 600 A. según las Especificaciones Técnicas de Materiales.

En baja tensión se usarán de múltiples salidas, tipo muelle, aislados, herméticos, removibles y roscados a las boquillas (bushings) de baja tensión que permitan su operación continua estando completamente sumergidos en agua.

2.2 CONEXIONES EN MEDIA TENSION

La conexión de los centros de transformación y líneas de media tensión propiedad de particulares a la red de media tensión, en función de sus características, serán de similares características a lo indicado para la red de CELSIA.

El punto de conexión para nuevas cargas se fijará, de acuerdo con la legislación vigente, de forma tal, que la nueva carga no afecte al funcionamiento normal de la red de distribución.

Existirá siempre un elemento de seccionamiento, con acceso libre al personal de CELSIA, que permita conectar y desconectar la instalación particular a la red de distribución.

2.2.1 Conexión en red aérea

El elemento de seccionamiento se colocará en un apoyo existente que tenga máximo un transformador o una derivación. En caso contrario, deberá instalar un apoyo nuevo para su derivación.

La conexión se hará de acuerdo con las siguientes condiciones:

Condición A

- Potencia cliente $P_c \leq 900$ kVA para 13,2 kV y $P_c \leq 1500$ kVA para 34,5 kV, el elemento de corte será con cortacircuitos fusibles de expulsión.

Condición B

- Potencia cliente $P_c > 900$ kVA para 13,2 kV y $P_c > 1500$ kVA para 34,5 kV. El elemento de corte será un reconectador.

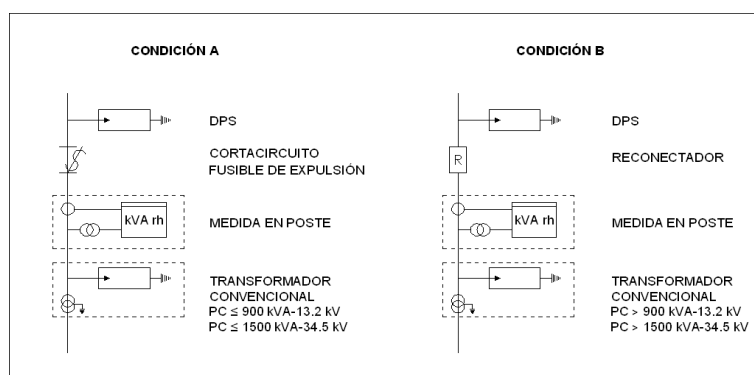


Figura 2 Conexión a red aérea transformador convencional

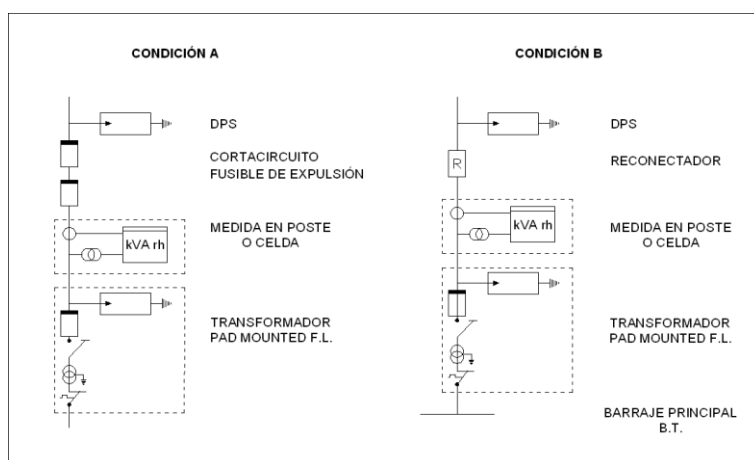


Figura 3 Conexión a red aérea transformador Pad Mounted Radial

2.2.2 Conexión en red subterránea

La conexión a la red subterránea se hará de acuerdo con las siguientes condiciones:

Condición A

- Potencia cliente $P_c \leq 900$ kVA para 13,2 kV, y $P_c \leq 1500$ kVA para 34,5 kV el elemento de conexión será con conector tipo codo portafusible para operación con carga.

Condición B

- Potencia cliente $P_c > 900$ kVA para 13,2 kV y $P_c > 1500$ kVA para 34,5 kV 1500 kVA el elemento de conexión será con seccionador sumergible.

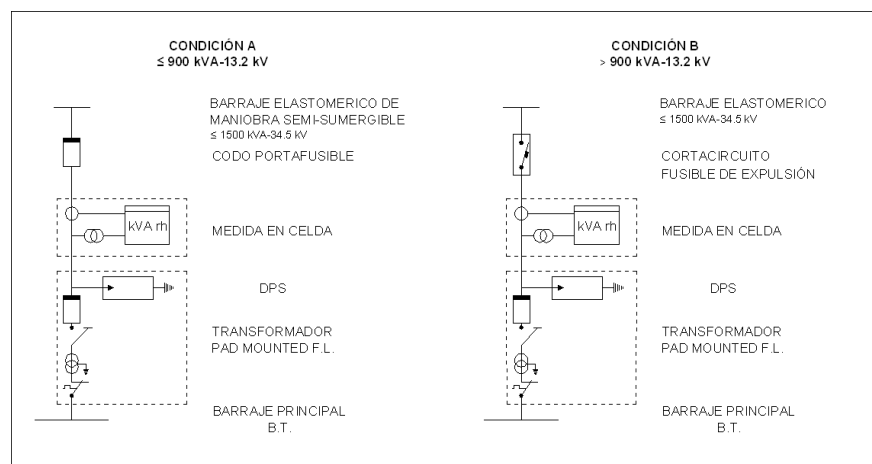


Figura 4 Conexión a red subterránea transformador Pad Mounted F.L.

2.3 CONEXIONES DE BAJA TENSIÓN

Las conexiones en baja tensión se realizarán con cable aislado en aluminio o cobre a 600 V, saldrán de las bornas de baja tensión del transformador a un barraje principal, protegido por un interruptor termo magnético.

El calibre de este cable dependerá de la capacidad del transformador y se ajustará a lo especificado en el Manual de Redes Eléctricas Subterráneas de 13.2 y 34.5 kV.

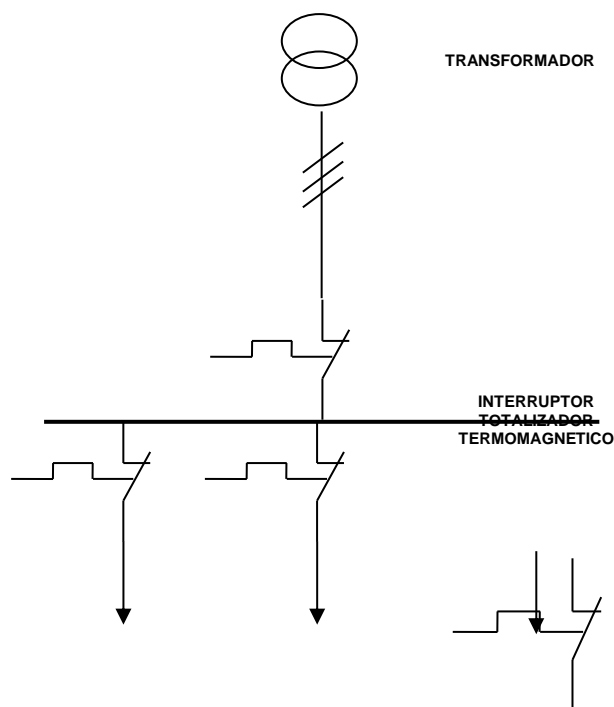


Figura 5 Conexión B.T.

2.4 SECCIONAMIENTO DE MEDIA TENSIÓN

2.4.1 Seccionamiento para transformador convencional

El seccionamiento por utilizar para aislar a un transformador convencional hasta de 1500 kVA será con cortacircuitos portafusibles.

Todos los cortacircuitos deben cumplir con la Especificación Técnica de Materiales de **CELSIA**.

2.4.2 Seccionamiento simple tipo Pad Mounted 3L1

El seccionamiento simple tiene tres posiciones de línea, dos para entrada y salida de la línea principal con tres bornas atornillables sin carga de 600 A cada una, y la tercera, para derivada, con tres pasatapas tipo pozo, previstas para borna insertable en carga de 200 A, simple o doble.

Las separaciones entre bornas y la disposición de los “parking” han sido previstas para la utilización de borna insertable doble para el caso de dos derivaciones en paralelo.

La operación de la línea general y derivación se realizará mediante un interruptor de cuatro posiciones tipo T-Blade, sin corte en la línea durante las maniobras y motorizable para su telecontrol. Este interruptor permitirá dar alimentación a la

derivación con la línea cerrada, alimentar la derivación por cada uno de los dos lados cuando la línea esté abierta, y tener desconectada la derivación cuando la línea esté cerrada (Ver fig. 6).

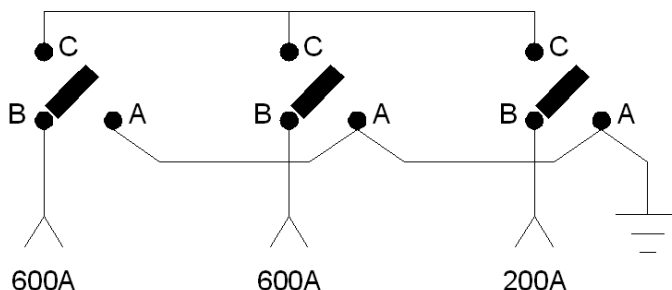


Figura 6 Seccionamiento 3L1

2.4.3 Seccionamiento de tres posiciones tipo Pad Mounted 3L3

El seccionamiento de tres posiciones 3L3 es metálico con tres posiciones de línea, con tres bornas atornillables sin carga de 600 A por línea.

La operación de cada línea se realizará mediante un interruptor de tres posiciones Abierto-Cerrado-Tierra, motorizable para su telecontrol y sumergido en aceite aislante, expuesto en la figura 7.

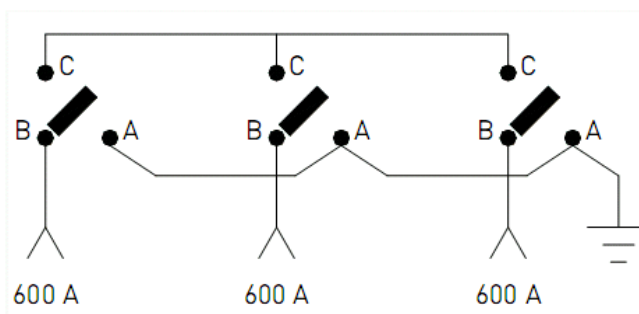


Figura 7 Seccionamiento 3L3

2.4.4 Seccionamiento de cuatro posiciones tipo Pad Mounted 4L4

El seccionamiento de cuatro posiciones 4L4 es metálico con cuatro posiciones de línea, con tres bornas atornillables sin carga de 600 A por línea, una entrada, una salida y dos derivaciones a carga.

La operación de cada línea se realizará mediante un interruptor de tres posiciones Abierto-Cerrado-Tierra, motorizable para su telecontrol y sumergido en aceite aislante (Ver fig. 8).

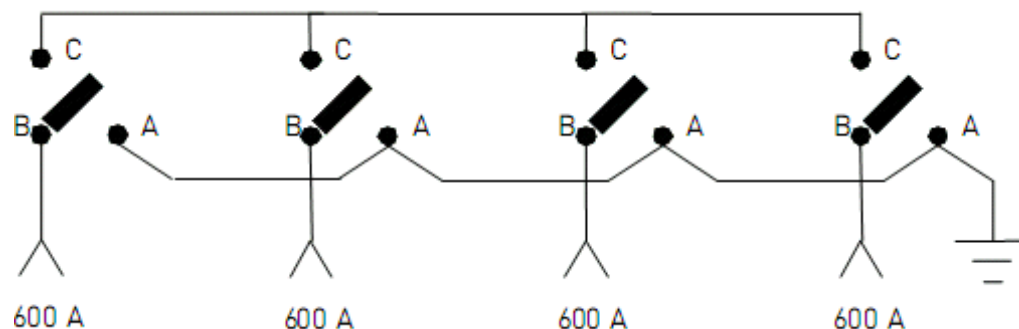


Figura 8 Seccionamiento 4L4

3 DISPOSICIÓN DE LA INSTALACIÓN

3.1 UBICACIÓN

La ubicación del Centro de Transformación (CT) y del Centro de Seccionamiento (CS), se determinará de común acuerdo entre el peticionario y **CELSIA** teniendo en cuenta las consideraciones de orden eléctrico y otras relacionadas con dicho centro de transformación.

El transformador convencional tipo exterior está diseñado para instalarse a la intemperie y deberá cumplir con las distancias mínimas de seguridad establecidas en el RETIE y exigidas en la norma de construcción TB 37, TB 27.

El transformador Pad Mounted será de tipo exterior para situarse en espacios abiertos entre edificios, zonas verdes, aéreas no clasificadas. El transformador debe cumplir las distancias mínimas exigidas en la norma de construcción CTS 106 Y CTS 108.

La puerta, estará situado preferentemente en línea de fachada a una vía pública o privada, debiendo cumplirse las condiciones de acceso del apartado 3.2.

3.2 ACCESOS

Como norma general se podrá acceder al CT o al CS desde la vía pública, o desde una vía privada siendo ésta accesible con su correspondiente permiso de paso.

La ubicación y los accesos deberán permitir:

- El movimiento y colocación de los elementos y maquinaria necesarios para la realización adecuada de la instalación con los medios disponibles.

- Ejecutar las maniobras propias de su explotación en condiciones óptimas de seguridad para el personal de mantenimiento.
- El mantenimiento y sustitución del material que compone el mismo.
- La lectura y la inspección de los equipos de medida.

El acceso al interior tanto del CT como del CS será exclusivo para el personal de **CELSIA**. Cuando este acceso tenga que efectuarse forzosamente a través de trampillas, etc., no podrá situarse en zona que haya de dejarse permanentemente libre, tales como paso de bomberos, salidas de urgencia o socorro, etc.

Para permitir un desplazamiento y manejo fáciles de elementos pesados del CT, los accesos por vía privada tendrán la correspondiente señalización de prohibido estacionar.

La localización elegida para el CT deberá permitir el tendido, a partir de las vías públicas o galerías de servicio, de las canalizaciones subterráneas. Todos los cables subterráneos se tenderán de acuerdo con lo especificado en la Norma de Redes Eléctricas Subterráneas de media y Baja tensión. No se permitirán ubicaciones que obliguen a cruzar espacios privados o comunes situados en el interior de la edificación. La localización del CT, deberá permitir el tendido, a partir de las vías públicas o galerías de servicio, de las canalizaciones subterráneas. Todos los cables subterráneos podrán tenderse a una profundidad de 0,7 m, como mínimo.

3.3 INSTALACIÓN DE EXTERIOR

Los centros de transformación y centros de seccionamiento que se realizarán serán los siguientes:

- Centros de transformación tipo convencional exterior.
- Centros de transformación tipo Pedestal (Pad Mounted) (Trifásico radial y trifásico tipo malla) .
- Centros de seccionamiento tipo Pad Mounted (3L1, 3L3 y 4L4) con envolvente metálica.
- Centro de transformación tipo Seco
- Centro de transformación Parcialmente sumergible

3.3.1 Foso de recogida de aceite

En los centros de transformación o seccionamiento que contengan aceite mineral u otro líquido refrigerante, se dispondrá de un sistema de recogida de este para caso de derrame con dimensiones que equivalgan al 100% del volumen del aceite. Ver normas de construcción CTS 107 Y CTS 108. Se exceptúan los caso relacionados en ARTÍCULO 23.1.v del RETIE

Las características del foso de aceite serán las siguientes:

- Bajo el depósito o cuba que contiene el aceite refrigerante el suelo dispondrá de la una pendiente mínima de 2 % para que el líquido derramado vierta hacia el sumidero. Este estará comunicado al depósito de recogida mediante una canalización adecuada, cual será en tubería mecánica.
- El foso de aceite se compone de una rejilla la cual tiene varillas y celosía para soportar la grava y el peso de alguna persona, permitiendo además el paso del aceite que pueda fugarse.
- Entre el sumidero y el depósito se instalará una pantalla cortafuegos a base de lechos de guijarros, sifones en el caso de instalaciones con colector único, etc.
- Tanto la canalización como el depósito de recogida estarán contruidos con revestimiento resistente al fuego y serán estancos.
- El depósito de recogida puede estar ubicado inmediatamente debajo del transformador, o en otro lugar unido al sumidero mediante la correspondiente canalización.
- Cuando el líquido contenido en el transformador o centro de seccionamiento exceda los 50 litros, se exigirá un grado de flamabilidad igual o superior a 300° C.
- Las dimensiones del foso dependerán exclusivamente de las dimensiones del transformador y de su capacidad.
- En los transformadores tipo exterior las dimensiones de la pendiente para el drenaje deben cubrir el largo y el ancho del transformador incluyendo los radiadores.
- Las subestaciones tipo pedestal no requieren foso o sumidero si son instaladas en el exterior o subterráneas. RETIE Artículo 23.1.v.
- Si se instalan en el interior se deben cumplir los requisitos de una subestación establecidos en el artículo 24.2 del RETIE, para subestaciones de media tensión tipo interior o en edificaciones.

3.3.2 Distancias mínimas de seguridad transformador tipo poste convencional para exterior

Las distancias de seguridad entre conductores se toman de acuerdo con la Norma IEC 60071-2 las cuales son, ver tabla 5:

Distancias mínimas de seguridad						
Tensión nominal kV	Distancia mínima en el aire fase-fase [mm]	Valor básico (mm)	Distancia entre conductores			
			Del mismo circuito		De diferente circuito	
kV(eficaz)	Sin factor según IEC 60071-2	115% *X	Rígidos [mm]	Flexibles [mm]	Rígidos [mm]	Flexibles [mm]
34,5	320	370	370	400	465	500
13,2	160	190	190	200	240	250

Tabla 5 Distancias mínimas de seguridad

El valor básico está determinado por la distancia mínima fase-tierra en el aire, adoptada para el diseño de la subestación de acuerdo con lo establecido en las publicaciones IEC 60071-2 para garantizar el espaciamiento adecuado que prevenga el riesgo de flameo aún bajo las condiciones más desfavorables.

La zona de seguridad corresponde a un incremento en el valor básico que considera un valor promedio para la altura del personal de mantenimiento y la naturaleza del trabajo a realizar sobre los equipos, incluyendo los requerimientos de movimiento y acceso al lugar.

Las dimensiones promedio a tomar en consideración son una función de la altura de los operadores y de los diferentes movimientos que estos pueden efectuar, en la tabla 6 se muestran las dimensiones promedio de un operador.

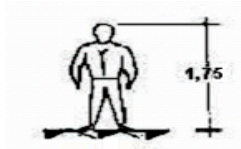
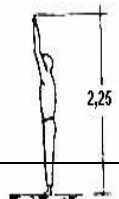
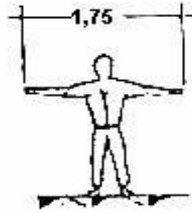
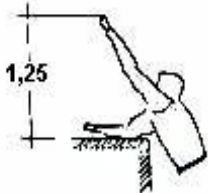
Dimensiones promedio de un operador		
Disposición del operador	Distancia [m]	
Altura promedio	1,75	
Brazos estirados verticalmente	2,25	
Brazos estirados horizontalmente	1,75	
Mano alzada sobre plano de trabajo	1,25	

Tabla 6 Dimensiones promedio de un operador

El valor mínimo recomendado para las distancias de seguridad para la circulación de personal es de 3000 mm, pero puede ser menor según la experiencia, dependiendo de condiciones locales, procedimientos, etc.

Distancias de seguridad para circulación de personal			
Tensión nominal V_n kV(eficaz)	Valor básico [mm]	Distancia de Seguridad	
		Bajo conexiones	
		Zona de seguridad [mm]	Valor total [mm]
34,5	370	2250	3000
13,2	190	2250	3000

Tabla 7 Distancias de seguridad para circulación de personal

En zonas ocupadas por conexiones o equipo instalado a una altura de piso menor que la zona de seguridad establecida, el equipo estará localizado fuera del alcance del personal por medio de pantallas, compartimientos o barandas, cuya posición y altura estarán determinadas en función de las condiciones de movimiento de personal y el tipo de trabajos que se debe desarrollar.

Para este caso se protegerá como mínimo usando una malla de 2250 mm de altura, separada del equipo a una distancia del valor básico o utilizando una malla de altura 1200 mm separado del equipo a una distancia del valor básico más 600 mm.

Los cercos en mallas que son instalados como barreras para el personal no autorizado, deben colocarse 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 8 y las distancias mínimas a cumplir son las de la Tabla 8.

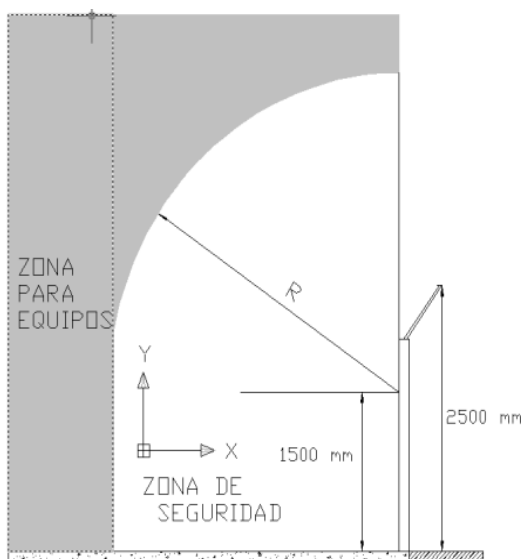


Figura 9 Distancia de seguridad contra contactos directos

Distancias de seguridad contra contactos directos		
Tensión asignada (kV)	Nominal	Dimensión
		“R”(mm)
13,2		3100
34,5		3200

Tabla 8 Distancias de seguridad contra contactos directos

3.3.3 Distancias mínimas de seguridad transformador tipo pad mounted

Espacio mínimo libre para trabajo e inspección.

Se establece como mínimo una distancia de 2 metros delante de la zona frontal del transformador Pad Mounted, dicha zona debe estar libre de obstáculos para poder realizar la apertura de las puertas, y cualquier tarea normal de maniobra. Análogamente, debe existir alrededor del transformador Pad Mounted un espacio libre mínimo de 0,6 metros de distancia a las paredes de la envolvente metálica del CT, para poder realizar inspecciones de este. Ver Normas de construcción CTS 106.

En zonas de estacionamiento de vehículos, cuando el CS o el CT se encuentren próximos al borde de la calzada, y pueda sufrir por ello riesgo de golpes por vehículos durante la maniobra de estacionamiento, se colocarán pilares de protección para delimitar la zona de trabajo e inspección mínima, y proteger así mismo el transformador. Estos pilares tendrán una separación máxima de 1,5 metros que impida la entrada de un vehículo entre ellos, y se separarán del borde de la acera, como mínimo 20 cm, para evitar así, la colisión de los pilares y los vehículos al estacionar. La altura de los pilares será al menos de 1 metro.

Distancia a edificios

Se debe guardar como mínimo, una distancia de 0.6 m entre la parte posterior y lateral del CT o el CS, y la pared del edificio más cercano (Ver norma de construcción Ver Normas de construcción CT 201.

Distancia a puertas y ventanas

Cualquier punto del CT o del CS se encontrará a una distancia horizontal mínima de 2 metros de una puerta o acceso de personas.

Cuando el transformador esté situado a una distancia del edificio menor de 2 m respecto a las paredes trasera o lateral del CT o CS, no se podrá abrir hueco alguno (puerta o ventana) a una altura inferior a 6 metros sobre el nivel del suelo. Ver Normas de construcción CTS 106.

Esta distancia no necesita cumplirse, en caso de que el CT y el CS:

- No contenga aceite
- El aceite tenga una resistencia a la flamabilidad superior a 300 ° C.
- Se encuentre separado de la pared, más de 2 metros.

Distancia a bordillos

La distancia mínima que debe existir entre un bordillo situado paralelo y frente a las puertas de acceso al CT o al CS, será de 2 metros, con la intención de mantener el área mínima de maniobra. Esta distancia será de 0,6 metros respecto de las paredes laterales y posteriores. Ver Normas de construcción CTS 106.

Distancia a escaleras

Cualquier punto del CT o del CS se encontrará a una distancia mínima de 2 metros del acceso a una escalera. Ver Normas de construcción CTS 106.

Distancia a depósito de combustible

Un depósito de combustible debe encontrarse como mínimo, a una distancia de 6 metros de cualquier punto del CT o del CS tal como se establece en el capítulo 5 de la norma NTC 2050.

Distancia a contenedores de basura.

Tanto los CT como los CS, deben guardar una distancia mínima de 5 metros entre las puertas de acceso al transformador y los contenedores de basura, pudiéndose reducir dicha distancia a 0,7 metros en caso de existir una pared o muro entre ambos, respetando los 0,6 m de inspección entre el muro y las paredes lateral y posterior de CS o CT. La altura del muro de separación será al menos 20 cm superior a la altura máxima entre el CS o CT, y el contenedor de basuras. CTS 106.

3.3.4 Plataforma

La plataforma de hormigón para los CT y CS son para los transformadores tipo Pad Mounted y tendrá una altura no menor a 10 cm sobre el nivel del suelo o piso terminado. El borde de la plataforma será como mínimo de 10 cm más de la planta del equipo. Ver normas de construcción CTS 106, 107, 108.

3.3.5 Características constructivas

El CT y el CS deberán cumplir las siguientes condiciones:

- No contendrán canalizaciones ajenas al Centro, tales como agua, aire, gas, teléfonos, etc.

- Serán contruidos enteramente con materiales no combustibles.

3.3.6 Canalizaciones

Las canalizaciones subterráneas enlazarán con el CS o el CT de forma que permitan el tendido directo a cables a partir de la vía de acceso o galería de servicios.

Los cables de media tensión entrarán bajo tubo o cárcamo al transformador tal como se encuentra especificado en el Manual de Redes Subterráneas.

Las canalizaciones y cajas deberán cumplir como se expresa en el documento Manual de Redes Eléctricas Subterráneas de 13.2 y 34.5 kV.

3.3.7 Cárcamos

La subestación dispondrá de cárcamos para el transporte de los conductores subterráneos que llegan y salen del transformador, las dimensiones del cárcamo dependerán de la cantidad de cables a transportar y que no supere el 40% de la ocupación, así como se establece en el RETIE.

3.3.8 Encerramientos de malla de protección

En subestaciones tipo exterior para transformadores convencionales el cerramiento será obligatorio y para transformadores pad mounted será opcional. Esta se construirá con malla eslabonada, construida en alambre galvanizado calibre No.10 y tendrá una altura mínima de 2.5 m. La distancia del cerramiento a las partes energizadas expuestas no será inferior a la especificada en el Capítulo 5 del RETIE.

Sobre la malla de cerramiento y puerta de acceso, se colocarán avisos de prevención exigidos por el RETIE y el de "Peligro-Media Tensión" en placas de fondo amarillo y letras negras. Además, se ubicará un rótulo de identificación de la subestación que contenga: nombre, capacidad y relación de transformación.

3.3.9 Puertas de la malla de protección

Las puertas tendrán una apertura total mínimo de 2 metros. Se abrirán hacia el exterior un ángulo de al menos 90 grados, y cuando lo hagan sobre vías públicas, se deberán poder abatir sobre el muro de la fachada reduciendo al mínimo el saliente.

Así mismo estarán equipadas con un mecanismo de enclavamiento capaz de mantenerlas en posición abierta a 90 grados.

3.3.10 Equipotencialidad

La parte estructural de la base del piso estará a una profundidad máxima de 0,10 m, que consta de un enrejado de hierros redondos de 4 mm de diámetro como mínimo, formando malla no mayor de 0,30 x 0,30 m, con nudos soldados.

- La malla se unirá eléctricamente a la línea de tierra de las masas mediante soldadura.
- La malla de encerramiento y la puerta debe ir conectada a tierra.
- Se debe instalar piso no conductor mínimo 1 m delante de la malla.

3.3.11 Señalización material de seguridad

Los CT cumplirán con las siguientes prescripciones:

- a) La puerta de acceso al Centro llevará el logo de **CELSIA**. Las puertas de acceso al transformador llevarán el cartel con la correspondiente señal triangular distintiva de riesgo eléctrico del RETIE.
- b) En un lugar bien visible del interior del transformador se situará un cartel de instrucciones de primeros auxilios a prestar en caso de accidente y su contenido se referirá a la respiración boca a boca y masaje cardiaco. Su tamaño será como mínimo Carta (216 mm x 279 mm).
- c) Salvo que en los propios aparatos figuren las instrucciones de maniobra, en el CT, y en lugar correspondiente habrá un cartel con citadas instrucciones.
- d) La puerta de ingreso al CT tendrá los avisos de prevención exigidos por el RETIE.

4 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN TIPO POSTE

Los elementos constitutivos del Centro de Transformación (CT) tipo poste, serán:

- Apoyo.
- Estructura MT.
- Equipos de Protección MT.
- Transformador.
- Herrajes de los equipos de protección, sistemas de aislamiento y del transformador
- Conexión
- Sistema de Puestas a Tierra

4.1 Apoyos

Los apoyos serán postes de hormigón, políéster reforzado, metálicos o con fibra de vidrio (PRFV), los postes estarán fabricados para soportar todos los esfuerzos mecánicos del transformador y la estructura. Todos los apoyos serán de 12, 14, 16 o 18 m de altura y tendrán una resistencia mecánica adecuada de acuerdo con los esfuerzos sometidos (ver norma de construcción).

Se limitará a 112.5 kVA trifásicos y 75 kVA monofásicos, la potencia máxima de los transformadores a montar en poste, al servicio de CELSIA en sus redes aéreas de distribución. La capacidad del poste debe ser la adecuada para los esfuerzos mecánicos del transformador y la línea, así mismo debe cumplir con las distancias del RETIE.

Para servicios particulares se aplicará la normativa del RETIE en el Artículo 24.3 SUBESTACIONES TIPO POSTE Literal a. Las subestaciones que tengan el transformador montado sobre postes deben 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.
- Los transformadores menores o iguales a 112,5 kVA y con un peso inferior a 600 kgf, se deben instalar en un solo poste que tenga una resistencia de rotura no menor a 510 kgf; transformadores de potencia superior a 112,5 y menor o igual a 150 kVA con pesos menores a 700 kgf, se deben instalar en un solo poste con carga de ruptura no menor a 750 kgf, transformadores de potencia mayores a 150 kVA y menores o iguales a 250 kVA preferiblemente se deben instalar en un solo poste de resistencia no menor a 1050 kgf.
- 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.
- Los postes de hormigón, poliéster reforzado con fibra de vidrio (PRFV) o metálicos deben tener certificación de producto conforme al RETIE. Los orificios destinados a la fijación de equipos y materiales serán pasantes de forma cilíndrica o ligeramente troncónica perpendiculares al eje central longitudinal del poste. Ninguna de las armaduras de acero podrá ser visible por estos agujeros, ni podrá ser interrumpida por los mismos. Los apoyos dispondrán de un hueco interior con varios orificios de salida de modo que permita pasar por su interior un cable de hasta 50 mm².

Todos los apoyos deberán cumplir con las Especificaciones Técnicas correspondientes.

4.2 Estructuras de MT

La estructura de media tensión para el centro de transformación tipo Poste la constituyen herrajes, aisladores y elementos necesarios para la conexión de la línea al transformador. Se debe verificar en el documento memoria del Proyecto Tipo de Redes Aéreas Desnudas MT la definición de los diferentes tipos de redes (Compacta, Horizontal, Bandera, etc.) a que se asocian los diferentes tipos de Centros de Transformación Tipo Poste.

4.3 Transformadores

Los transformadores por utilizar para el CT tipo poste serán convencionales o autoprotegidos y de tipo monofásicos de dos bornas.

Todos los transformadores deberán cumplir con las Especificaciones Técnicas correspondientes.

La capacidad del transformador debe estar especificada en potencia aparente KVA y las capacidades aceptadas para montar en CT tipo poste son:

- Transformadores Monofásicos de 3, 5, 10, 15, 25, 37,5, 50, 75 kVA para 13,2 kV. Los transformadores de 3 y 5 kVA se aceptan para el uso exclusivo en redes rurales aisladas.
- Transformadores Trifásicos de 15, 30, 45, 75, 112,5, kVA para 13,2 kV.
- Los transformadores relacionados en los listados anteriores, son los normalizados por CELSIA para sus redes, para proyectos particulares, serán de acuerdo con la capacidad requerida por el cliente.

4.3.1 Transformadores Convencionales

Los transformadores convencionales son aquellos en los que su sistema de protección se realiza instalando cortacircuitos o seccionadores de tipo externo para interrumpir el paso de sobrecorrientes debidas a fallas o sobrecargas.

4.3.2 Transformadores Autoprotegidos

Los transformadores auto protegidos son aquellos en los que su sistema de protección se realiza con fusibles por AT y termo magnéticos por BT, de tipo interno para interrumpir el paso de sobrecorrientes debidas a fallas o sobrecargas.

4.3.3 Cables de conexión en media tensión

La conexión entre la línea de alimentación en M.T. y el CT se realizará mediante un cable desnudo de cobre de sección #2 AWG. Dicho conductor se conectará a la línea de alimentación mediante un conector cuña.

El orden de conexión de los elementos será:

- Línea de M.T.
- Borna del descargador de sobretensión (DPS).
- Borna de M.T. del transformador.

Por lo tanto, la conexión se hará, desde la línea de M.T. hasta la borna del transformador, pasando por la borna del DPS sin cortar y empalmar el cable. Así mismo se intentará reducir la longitud de dicha conexión al mínimo posible.

4.3.4 Conexiones de baja tensión

Se considerarán conexiones de baja tensión o bajantes a los conductores conectados a las bornas de B.T. del transformador. La selección de la sección de estos conductores dependerá de las características nominales del transformador y se adecuarán a las intensidades máximas admisibles permanentes y de cortocircuito.

Estos bajantes son los que van conectados desde las bornas de BT del transformador hasta la red de Baja Tensión de distribución o hasta el medidor para el caso de transformadores particulares.

Para el caso de los transformadores de distribución la bajante de conexión será en cable de cobre THWN 600V y van desde las bornas de BT del transformador hasta la red de distribución de baja tensión en red trenzada o caja de derivación monofásica o trifásica para la red chilena. La conexión del cable será continua y se realizará con conector tipo perforación.

En las tablas siguientes se indican algunas características de los conductores de B.T. empleados en los bajantes:

Conductores		2 AWG	2/0 AWG	4/0 AWG
Conductores Fase	Tamaño	2	2/0	4/0
	Tipo	Cobre	Cobre	Cobre
	Nº alambres	7	19	19
	Aislado / desnudo	Aislado	Aislado	Aislado
Neutro	Tamaño	2	2/0	4/0
	Tipo	Cobre	Cobre	Cobre
	Nº alambres	7	19	19
	Aislado / desnudo	Aislado	Aislado	Aislado
Intensidad máxima admisible		170	265	360

Tabla 9 Características conductores de B.T. empleados en los bajantes

(*) Valores calculados en las siguientes condiciones y con aislamiento de polietileno reticulado: T. Ambiente: 25 °C, T. Conductor: 75 °C, velocidad del viento: 0,6 m/s y sin radiación solar.

La selección de los conductores y de los puentes empleados, según la potencia de los transformadores y el tipo de conexión se muestra en la siguiente tabla:

Conductores		2/0 AWG	4/0 AWG
Conductores Fase	Tamaño	2/0	4/0
	Tipo	Cobre	Cobre
	Nº alambres	7	13+6
	Aislado / desnudo	Aislado	Aislado
neutro	Tamaño	2/0	4/0
	Tipo	Cobre	Cobre
	Nº alambres	7	7
	Aislado / desnudo	Aislado	Aislado
Intensidad máxima admisible		265	360

Tabla 10 Conductores y puentes empleados según potencia de TRs y tipo de conexión

(*) Valores calculados en las siguientes condiciones y con aislamiento de polietileno reticulado: T. Ambiente: 25 °C, T. Conductor: 75 °C, velocidad del viento: 0,6 m/s y sin radiación solar.

5 ELEMENTOS DE PROTECCION

5.1 DESCARGADORES DE SOBRETENSION DPS

Para los transformadores convencionales tipo exterior se utilizarán los DPS de óxidos metálicos, con envoltente polimérica y soporte aislante, según la correspondiente Especificación Técnica de Materiales.

El centro de transformación debe contar con protecciones contra sobretensiones por medio de DPS con el fin de evitar el daño en los equipos del Operador de Red (OR) tradicionalmente se han protegido los transformadores mediante su instalación en los devanados de alta tensión, en esta norma se introduce el uso de DPS para los devanados de baja tensión, lo que incrementa la protección del transformador contra descargas directas o cercanas a la red secundaria.

5.1.1 DPS LADO DE ALTA TENSIÓN

En la tabla 57 del manual de redes de distribución de media tensión, se analizan y se recomiendan los DPS por media tensión de acuerdo con la norma IEEE Std C62.22-1997, IEEE Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems. Tabla 11.

AREA	SISTEMA	TENSIÓN NOMINAL (kV)	DPS APLICABLE Tensión de trabajo (kV)	MCOV (kV)
Tolima	3 hilos, puesto a tierra en la fuente	13.2	15 kV	12.7
Valle sin Buenaventura	3 hilos, puesto a tierra en la fuente	13.2	15 kV	12.7
Buenaventura	4 hilos, puesta a tierra múltiple	13.2/7.62	10 kV	8.4
Tolima y Valle	3 hilos puesto a tierra en la fuente	34.5	30 kV	24.4

Tabla 11 DPS recomendados para sistemas de distribución CELSIA

5.1.2 DPS LADO DE BAJA TENSIÓN

En la selección de un dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias deben considerarse la topología y la tensión nominal de la red eléctrica. Además de la polaridad de la protección, estas características condicionarán el valor de la tensión máxima de servicio de ésta y el margen de seguridad que debe contemplarse por encima de la tensión nominal de la red.

Por otro lado, dependiendo de la exposición de la instalación a los efectos del rayo y las sobretensiones transitorias, serán necesarios dispositivos de protección con diferentes capacidades de descarga. En este sentido, suele distinguirse entre la protección contra el impacto directo de rayos (conducción) y el impacto indirecto de rayos (inducción electromagnética).

En caso de riesgo de descarga directa, y en particular siempre que la instalación esté provista de sistema externo de pararrayos, el protector contra sobretensiones debe ser capaz de descargar un transitorio de mucha energía evitando el efecto de picos de tensión de decenas de kV. En cambio, cuando el riesgo lo constituyan las inducciones de voltaje por impacto indirecto de rayo en la proximidad, las corrientes generadas que el protector debe descargar son menores y menos duraderas. De todos modos, los picos de tensión pueden alcanzar más de un kV por metro de conductor a una distancia de hasta 100 metros.

La figura 10 muestra que incluso con el mismo valor de corriente, la cantidad de energía bajo la curva 10/350 (impacto directo) es mucho más destructiva que la que hay bajo una curva 8/20 (impacto indirecto).

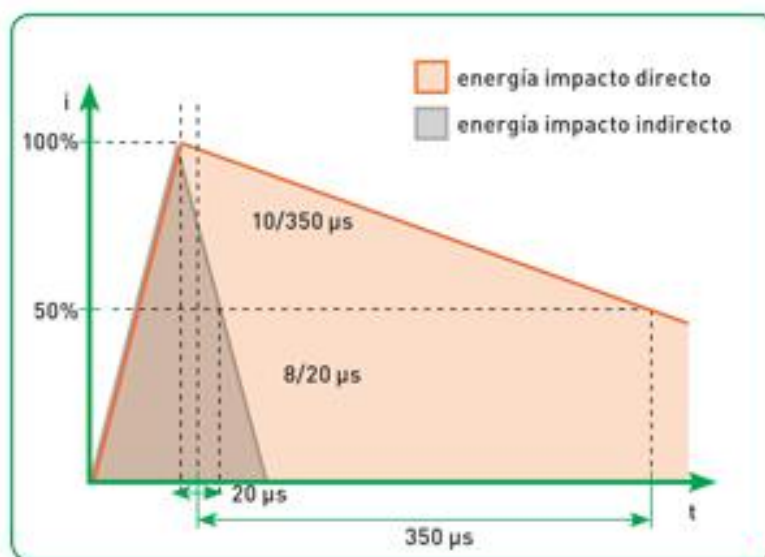


Figura 10 Energía de descargas atmosféricas

Parámetros de un protector según IEC.

Up - Nivel de protección: Máximo valor de tensión residual entre los bornes del dispositivo de protección durante la aplicación de una corriente de cresta. Selección de Up según la categoría de los equipos a proteger

In - Corriente nominal: Corriente de cresta en onda 8/20 μs que el dispositivo de protección puede soportar en 20 ocasiones sin llegar a final de vida.

Imax - Intensidad de descarga: Corriente de cresta en onda 8/20 μs que el dispositivo de protección puede soportar sin llegar a final de vida. Figura 11.

Uc - Tensión máxima de servicio: Máxima tensión eficaz o en corriente continua que puede aplicarse de forma permanente a los bornes del dispositivo de protección.

Iimp - Corriente de impulso: Corriente de cresta en onda 10/350 μs que el dispositivo de protección puede soportar sin llegar a final de vida. Figura 11.

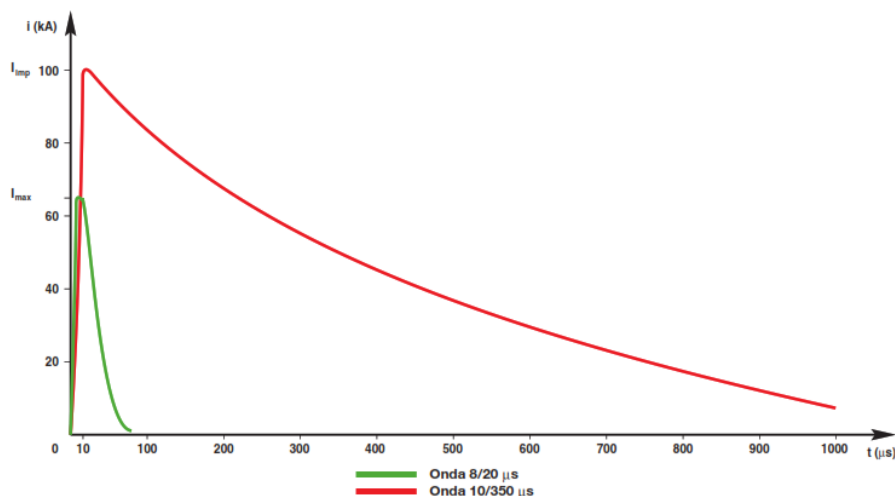


Figura 11 Ondas de corriente de descargas atmosféricas

El dispositivo de protección contra sobretensiones debe seleccionarse de forma que su nivel de protección en tensión (U_p) sea compatible (inferior) con el valor de la tensión máxima soportada por los equipos a proteger (U_e).

Parámetros de un DPS según UL.

I_{max} - Intensidad máxima de descarga: Corriente de cresta máxima, por fase, en onda 8/20 μs que el dispositivo de protección es capaz de soportar.

I_n - Corriente nominal: Corriente de cresta en onda 8/20 μs que el dispositivo de protección puede soportar en 15 ocasiones sin llegar a final de vida.

VPR - Nivel de protección en tensión: Siglas del inglés Voltage Protection Rating indica el máximo valor de tensión residual entre los bornes del dispositivo de protección durante la aplicación de una corriente de cresta I_n .

MCOV - Tensión máxima de servicio: Siglas del inglés Maximum Continuous Operating Voltage indica la máxima tensión eficaz o en corriente continua que puede aplicarse de forma permanente a los bornes del dispositivo de protección. Tabla 12.

Selección de U_c según la topología y la tensión nominal de la red.

La tensión máxima de funcionamiento permanente (U_c) de un dispositivo de protección debe contemplar un margen de seguridad por encima de la tensión nominal de la red donde éste se instala. La topología de red también influirá en la selección según este

parámetro. La norma IEC 60364-5-534 establece el valor mínimo prescrito de U_c en función de la configuración del sistema.

DPS conectados entre	Esquemas de conexiones a tierra de la red			
	Esquema TN	Esquema TT	Esquema IT con conductor neutro distribuido	Esquema IT sin conductor neutro distribuido
Conductor de fase y conductor de neutro	$1.1 U_o$	$1.1 U_o$	$1.1 U_o$	NA
Conductor de fase y conductor PE	$1.1 U_o$	$1.1 U_o$	U	$1.1 U$
Conductor de neutro y conductor PE	U_o	U_o	U_o	NA
Conductor de fase y conductor PEN	$1.1 U_o$	NA	NA	NA
Conductores de fase	$1.1 U$	$1.1 U$	$1.1 U$	$1.1 U$

Tabla 12 Factores para calcular MCOV de acuerdo con las conexiones a tierra

NA: No aplica

NOTA 1: U_o es la tensión fase-neutro de la red de baja tensión

NOTA 2: U es la tensión entre fases de la red de baja tensión

NOTA 3: Esta tabla se refiere a la Norma EN 61643-11 a: Estos valores se refieren a las condiciones más desfavorables del defecto, por ello no se tiene en cuenta la tolerancia del 10%

Identificación de la red

El tipo de descargador (unipolar o multipolar) y la conexión dependen del tipo de red, como se indica a continuación (Figuras 12 y 13):

T = Tierra (ground)

N = Conductor neutro

I = Impedancia a tierra (ground)

S = Separado conectado al conductor neutro en la acometida de entrada)

C = Combinado (conectado al conductor neutro en el equipo)

Red TT: El conductor de neutro de la Alimentación está conectado a tierra. La masa de la instalación están conectadas a tierra, pero en un punto distinto al de la Alimentación.

Red IT: El punto de neutro no está conectado con tierra o lo está, pero con una impedancia de (1000 a 2000 Ω).

Red TNC: El conductor de neutro y el de protección están unificados en un solo conductor PEN.

Red TNS: El conductor de neutro y el de protección son distintos.

Identificación de la red

El tipo de descargador (unipolar o multipolar) y la conexión dependen del tipo de red, como se indica a continuación:

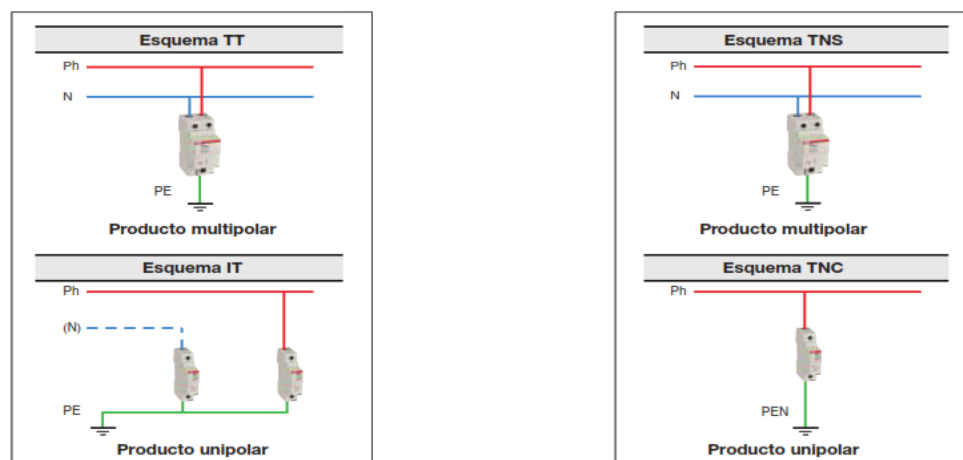


Figura 12 Tipos de redes monofásicas según la conexión a tierra

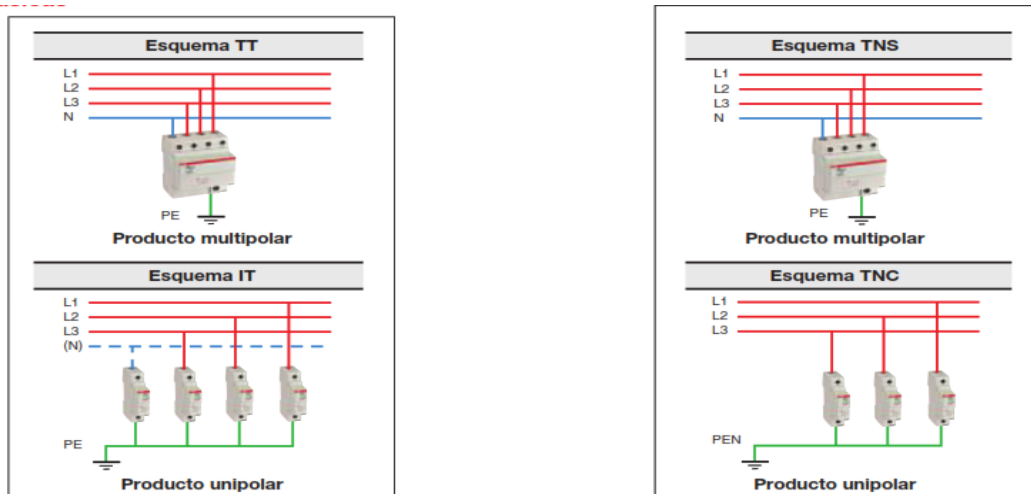


Figura 13 Tipos de redes trifásicas según la conexión a tierra

Clasificación de la corriente de corto circuito

La corriente de corto circuito (Short Circuit Current Rating SCCR) es la corriente simétrica de falla más alta al voltaje nominal que el equipo es capaz de soportar con seguridad. Cada sistema eléctrico tiene una capacidad de corriente de corto circuito. Esta es la cantidad de corriente que puede ser entregada por el sistema en el punto de falla. Se presentan a continuación los niveles típicos de corto circuito de acuerdo con el uso de la energía y la ubicación de la falla:

Residencial: 5 – 10 kA.

Comercial pequeño: 14 – 42 kA.

Comercial grande o industrial: 42kA - 65kA.

Gran industrial, operador de red, centro de las grandes ciudades: 100kA - 200kA.

Máxima tensión de operación continua U _c (VAC)	Corriente nominal @ 8/20 μ s I _n (kA)	Máxima corriente de Pico @ 8/20 μ s	Tensión de referencia @ 1 mA (V)	Nivel de protección U _p (kV)
280	20	40	430	1.8
440	20	40	750	2.5

Tabla 13 Selección de DPS para baja tensión

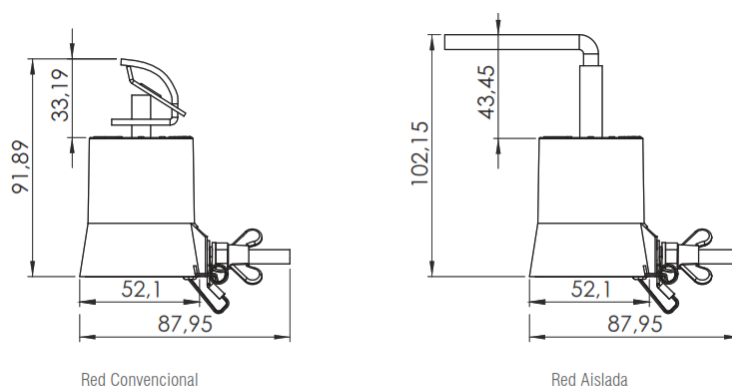


Figura 14 DPS para red de baja tensión abierta y red aislada

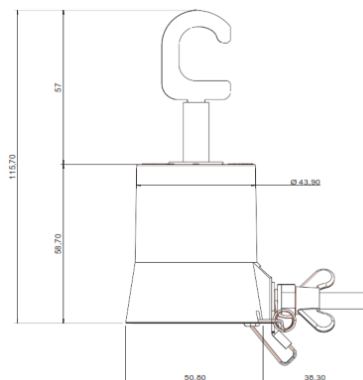


Figura 15 DPS buje de baja tensión de transformador

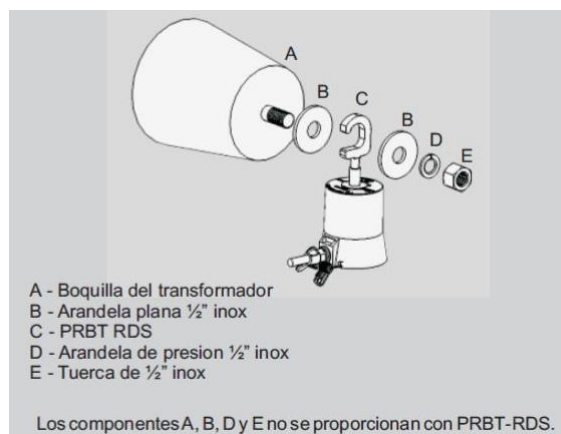


Figura 16 Instalación de DPS en buje de baja tensión de transformador

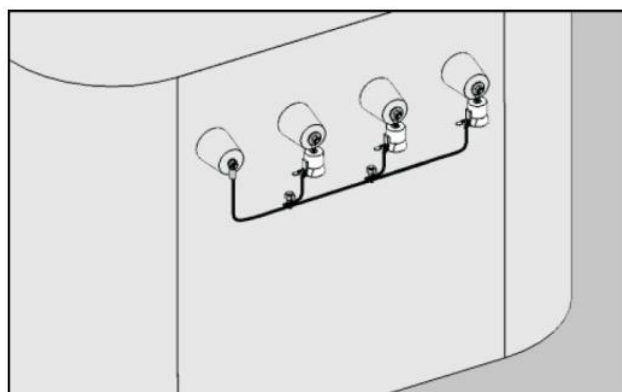


Figura 17 Conexión directa a los terminales de baja tensión de transformador trifásico

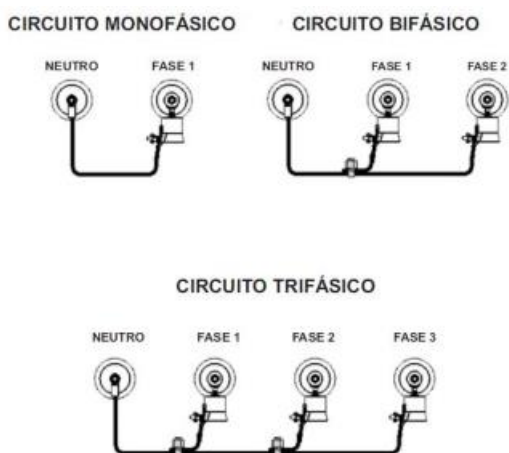


Figura 18 Diagrama de instalación de DPS en bujes de baja tensión de transformadores

5.2 FUSIBLES DE MT

Las protecciones con fusibles deben ser dimensionadas adecuadamente según las características del sistema. Para ello, se deben seguir los siguientes principios básicos para obtener una adecuada protección:

- El dispositivo protector debe despejar una falla temporal o permanente antes de que el dispositivo protegido interrumpa el circuito en el caso de los fusibles u opere hasta el bloqueo en el caso de los reconectores.
- La interrupción debida a fallas permanentes debe estar restringida a la menor sección del sistema durante el menor tiempo posible.

Para la selección de los fusibles se debe tener en cuenta las siguientes pautas:

- La coordinación de fusibles establece el tiempo máximo de despeje (Maximum Clearing Time) del elemento protector no debe exceder el 75% del tiempo mínimo de fusión (Minimum Melting Time) del elemento protegido. Con esto se asegura que el elemento protector interrumpa y despeje la falla antes de que sea dañado el elemento protegido.
- La intensidad de carga en el punto de aplicación no debe exceder la capacidad continua de corriente del elemento fusible, ya que éste se puede sobrecalentar y quemar causando una interrupción innecesaria del servicio.
- El fusible debe ser capaz de soportar las intensidades transitorias presentes en la energización del transformador. La curva del fusible debe estar por encima de los valores presentados en la tabla 14.

INTENSIDADES TRANSITORIAS DE ENERGIZACION DEL TRANSFORMADOR	
Tiempo (s)	Intensidad (A)
0,01	25 * In
0,10	12 * In
1,00	6 * In
10,00	3 * In

Tabla 14 Intensidades transitorias de energización del transformador

Donde In es la intensidad nominal del transformador

Una parte de la curva del fusible deberá estar por debajo de la curva característica de soporte térmico máximo del transformador (Ver Tabla 15)

SOPORTE TÉRMICO MÁXIMO DEL TRANSFORMADOR	
Tiempo (s)	Intensidad (A)
86400	1,16 * In
28800	1,33 * In
14400	1,50 * In
7200	1,74 * In
3600	2,02 * In
1800	2,00 * In
300	3,00 * In
60	4,75 * In
30	6,30 * In
10	11,30 * In
2	25,00 * In

Tabla 15 Soporte térmico máximo del transformador

Donde In es la intensidad nominal del transformador

Los transformadores pad mounted deben estar protegidos por fusibles tipo bayoneta. Los fusibles del transformador pad mounted sugeridos se encuentran en la tabla 16.

FUSIBLES PARA TRANSFORMADOR PADMOUNTED TRIFÁSICO 13,2 kV		
Transformador (kVA)	Fusible Bayoneta (A)	Fusible Limitador (A)
45	6	20
75	10	30
112.5	10	30
150	15	50
300	25	80
500	40	100
750	60	100

Tabla 16 Fusibles para transformador Pad Mountd trifásico 13.2 KV

**Protección de sobrecarga y cortocircuito
para transformadores trifásicos aislados
en aceite y transformadores tipo seco**

Transformador (kVA)	Corriente nominal (A)	Voltaje nominal (kV)
		13,2
	Fusible tipo DUAL (A)	
15	0.66	0.4
30	1.31	0.7
45	1.97	1.0
75	3.28	2.1
112,5	4.92	3.1
150	6.56	4.2
225	9.84	6.3
300	13.1	7.8
500	21.9	14.0

Tabla 17 Protección de sobrecarga y cortocircuito para TRs trifásicos aislados en aceite y TRs tipo seco

5.3 INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO BT

Para los transformadores tipo interior, el interruptor termo magnético de B.T. debe estar seleccionado de acuerdo con la corriente nominal de baja tensión del transformador coordinada con la capacidad de corriente del cable.

El Interruptor termo magnético se seleccionará para la protección de sobrecargas y cortocircuitos. Se debe tener en cuenta la curva de disparo para su selección, ésta deberá garantizar:

- La curva de disparo por sobrecarga del interruptor termo magnético deberá estar por debajo de la curva de soporte térmico máximo del transformador.
- La curva de disparo instantáneo por cortocircuito del termo magnético deberá estar por debajo de la curva de actuación del fusible.
- La capacidad disruptiva nominal del interruptor termo magnético debe ser mayor que la intensidad de corto circuito en el transformador.

SELECCIÓN DE INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO BT				
Tensión MT (kV)	Potencia (kVA)	Tensión a Plena Carga en BT (V)	Intensidad Nominal en BT (A)	Interruptor termomagnético (A)
13,2	150	208/120	416,36	400
	300		832,72	800
	500		1387,86	1400
	750		2081,79	2100
	500	480/277	601,41	600
	750		902,11	900
	1000		1202,81	1200
34,5	150	208/120	416,36	400
	300		832,72	800
	500		1387,86	1400
	750		2081,79	2100
	500	480/277	601,41	600
	750		902,11	900
	1.000		1202,81	1200

Tabla 18 Selección de interruptor termomagnético BT

5.4 COORDINACION DE PROTECCIONES

Con la coordinación de las protecciones se busca minimizar los efectos de las fallas en los distintos elementos que componen la línea eléctrica. Para intentar dejar fuera de servicio el menor tramo posible de línea, la protección que primero debe actuar es la que se encuentra más próxima a la falla “aguas arriba”. Para evitar las malas coordinaciones de las actuaciones de los distintos elementos de protección y actúen los dispositivos más alejados antes que los más próximos a la falla, el tiempo máximo de apertura de la protección más próxima debe ser menor que el tiempo mínimo de actuación de la siguiente protección más cercana a la citada falla.

Se delimitan unos márgenes para la actuación de cada protección que son:

- El interruptor termo magnético de protección del transformador debe actuar ante sobrecargas y cortocircuitos en la red de B.T antes del fusible.
- El fusible debe actuar en fallas del transformador y red de media tensión.

Se debe graficar todas las curvas de los fusibles y del interruptor termo magnético en una sola gráfica, para garantizar así la coordinación de protecciones, para lograr esto se deben referenciar las curvas del Interruptor al lado primario del transformador.

6 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El centro de transformación y seccionamiento estará provisto de una instalación de puesta a tierra, con objeto de limitar las tensiones de falla a tierra que se pueden originar en la propia instalación. Esta instalación deberá asegurar la descarga a tierra de la intensidad de falla, contribuyendo, de esta manera, a la eliminación del riesgo eléctrico debido a la aparición de tensiones peligrosas de paso y de contacto con las masas eventualmente en tensión.

Todos los elementos instalados llevarán su correspondiente conexión a tierra. Esta conexión se realizará mediante un cable de cobre u otro material autorizado por el RETIE, dependiendo de la corriente de falla.

Estos conductores poseerán una resistencia mecánica adecuada para las condiciones las que esté sometido. Además, la línea de tierra estará protegida adecuadamente en aquellos lugares donde sea fácilmente accesible al público o donde esté expuesta a daño mecánico.

Se conectarán a una instalación de tierra general (de protección y de servicio), los siguientes elementos:

- Envolturas o pantallas metálicas de los cables de media tensión.
- Cuba metálica de los transformadores.
- Descargadores de sobretensión.
- Bornas de tierra de detectores de tensión.
- Neutro del transformador.
- Interruptor
- Celdas de protección y medida.
- Malla de encerramiento.
- La malla y la puerta de encerramiento.

6.1 RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

El valor de la resistencia de puesta a tierra deberá garantizar que las tensiones de paso y contacto son inferiores a las máximas admisibles, bien directamente o bien adaptando

medidas adicionales tales como:

- Instalar pisos o pavimentos de resistividad elevada (grava).
- Establecer plataformas equipotenciales en las zonas críticas
- Hacer inaccesibles las áreas en que se prevén la superación de dichos valores

En todo caso, los valores de puesta a tierra garantizarán que las tensiones de paso no superarán los valores máximos indicados en la publicación ANSI/IEEE Std. 80 “Guía para la seguridad en la puesta a tierra en subestaciones de corriente alterna”, es decir:

La tensión de paso máximo permitida es:

$$V_p = \frac{157}{\sqrt{t_s}} * \left(1 + \frac{6\rho_s}{1000}\right) \text{ (V)}$$

La tensión de contacto máximo permitida es:

$$V_c = \frac{157}{\sqrt{t_s}} * \left(1 + \frac{1.5\rho_s}{1000}\right) \text{ (V)}$$

Donde:

V_p : Tensión de paso máxima admitida en (V)

V_c : Tensión de contacto máxima admitida en (V)

C_s : Coeficiente del terreno y la capa superficial del terreno

ρ_s : Resistividad superficial en $\Omega.m$

t_s : Tiempo de despeje de falla = 0.15 s

6.2 EJECUCIÓN DE LA PUESTA A TIERRA

En la instalación de puesta a tierra de masas y elementos a ella conectados se cumplirán las siguientes condiciones:

- a) Será accesible en un punto para la medida de la resistencia de tierra.
- b) Todos los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra estarán protegidos, adecuadamente, contra deterioros por acciones mecánicas o de cualquier otra índole.

- c) Los elementos conectados a tierra no estarán intercalados en el circuito como elementos eléctricos en serie, sino que su conexión al mismo se efectuará mediante derivaciones individuales.
- d) Para asegurar el correcto contacto eléctrico de todas las masas y la línea de tierra, se verificará que la resistencia eléctrica entre cualquier punto de la masa o cualquier elemento metálico unido a ella y el conductor de la línea de tierra, en el punto de penetración en el terreno, será tal que el producto de la misma por la intensidad de falla máxima sea igual o inferior a 50 V.

La línea de tierra del neutro de baja tensión se instalará siempre, antes del dispositivo seccionamiento de baja tensión (si lo hubiera) y preferentemente partiendo de la borna del neutro del transformador o junto a ella.

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, y Retie.

La malla de puesta a tierra se debe construir antes de fundir la placa del piso del local. Esta malla estará construida de acuerdo con el RETIE.

6.3 CONDICIONES DE ELEMENTOS DE INSTALACION DE LOS ELECTRODOS

Los electrodos se hincarán verticalmente en su totalidad quedando la parte superior a una profundidad no inferior a 0.5 m de la superficie.

Los electrodos horizontales se enterrarán a una profundidad igual a la parte superior de las picas.

Las varillas no deben estar embebidas en concreto.

La separación entre varillas debe ser mínimo 1.5 la longitud de éstas, para disminuir el efecto de la resistencia mutua.

La unión entre el electrodo y el conductor de puesta a tierra debe hacerse con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo tal como se indica en el Artículo 15 del RETIE.

6.4 MEDIDAS ADICIONALES DE SEGURIDAD PARA LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO

Si las tensiones de paso y de contacto son elevadas, existen diferentes soluciones que deben ser estudiados y aplicados donde sea apropiado, algunas de ellas se presentan a continuación:

1. Para disminuir la tensión de paso y de contacto es necesario reducir el valor de la resistencia de puesta a tierra, lo anterior se logra aumentando la longitud del conductor de puesta a tierra, mayor número de electrodos y/o disminuyendo la resistividad del terreno (con tratamiento químico o composición del terreno).
2. Aumentar la resistividad superficial, mediante la construcción de aceras aislante y/o gravilla, influye en un menor valor de tensión de contacto.
3. Para disminuir la tensión de paso el punto superior del electrodo debe estar a mayor profundidad de 0.5 m

7 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

7.1 INTENSIDADES NOMINALES

El cálculo de las intensidades en el primario es simple ya que cada devanado primario se conecta entre fase y fase. Las intensidades nominales en M.T. se calculan mediante las siguientes expresiones.

Intensidad Nominal en MT transformadores monofásico

$$I_{MT} = \frac{P_N}{U_{MT}}$$

Donde:

I_{MT} : Intensidad nominal que circula para el devanado primario (A)

P_N : Potencia aparente nominal del transformador (kVA).

U_{MT} : Tensión nominal primario entre fases del transformador (kV).

Intensidad Nominal en MT transformadores trifásico

$$I_{MT} = \frac{P_N}{\sqrt{3} U_{MT}}$$

Donde:

I_{MT} : Intensidad nominal que circula para el devanado primario (A)

P_N : Potencia aparente nominal del transformador (kVA).

U_{MT} : Tensión nominal primario entre fases del transformador (kV).

Intensidad Nominal en BT transformador monofásico

$$I_{BT} = \frac{P_N * 1000}{U_{BT}}$$

Siendo:

I_{BT} : Intensidad nominal de línea en B.T. (A).

P_N : Potencia aparente nominal del transformador (kVA).

U_{BT} : Tensión nominal secundaria entre fases del transformador (V).

Intensidad Nominal en BT transformador trifásico

$$I_{BT} = \frac{P_N * 1000}{\sqrt{3} U_{BT}}$$

Siendo:

I_{BT} : Intensidad nominal de línea en B.T. (A).

P_N : Potencia aparente nominal del transformador (kVA).

U_{BT} : Tensión nominal secundaria entre fases del transformador (V).

Los valores de intensidades nominales de los transformadores se encuentran en las tablas 19 y 20.

Intensidades de los transformadores monofásicos a 13,2 kV				
Tensión MT (kV)	Potencia (kVA)	Intensidad Nominal en MT (A)	Tensión a Plena Carga en BT (V)	Intensidad Nominal en BT (A)
13,2	3	0,13	240	12,5
	5	0,22		20,8
	25	1,09		104,2
	37,5	1,64		156,3
	50	2,19		208,3
	75	3,28		312,5

Tabla 19 Intensidades transformadores monofásicos 13.2 KV

Intensidades de transformadores trifásicos a 13,2 kV				
Tensión MT (kV)	Potencia (kVA)	Intensidad Nominal en MT (A)	Tensión a Plena Carga en BT (V)	Intensidad Nominal en BT (A)
13,2	15	0,66	208	41,6
	30	1,31		83,3
	45	1,97		124,9
	75	3,28		208,2
	112,5	4,92		312,3
	150	6,56		416,4
	225	9,84		624,6
	300	13,12		832,7
	400	17,50		1110,3
	500	21,87		1387,9
	630	27,56		1748,8

Tabla 20 Intensidades transformadores trifásicos a 13.2 KV

7.2 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR DE BAJA TENSIÓN

La selección del calibre se realiza de acuerdo con el cálculo de la corriente nominal del transformador, cumpliendo la siguiente condición.

$$I_{\text{cable}} \geq I_{\text{BT}} \quad (\text{A}) \quad \text{Condición No. 1}$$

La capacidad de corriente del cable está dada en la NTC 2050 en la tabla 310-16 con 90°C, hay que realizar el ajuste de factor de temperatura y de instalación, si es el caso

Es de recordar, la aplicación del coeficiente de corrección cuando el cable está en ducto más de 15 m, el cual es de 0.8. Para longitudes menores el coeficiente es 1.

De acuerdo con lo anterior se tiene unos calibres mínimos a instalar en la tabla 21.

CALIBRE MINIMO DE CONDUCTORES EN ALUMINIO PARA TRANSFORMADORES TRIFASICOS						
Tensión MT (kV)	Potencia (kVA)	Tensión a Plena Carga en BT (V)	Calibre mínimo de conductores	I_{nominal} del cable (A)	I_{ominal} total por fase (A)	No de cables por fase
13,2	150	208/120	3x(3 No 4/0 AWG+1No4/0 AWG)	205	615	3
	300		3x(3 No 500 MCM+1No500 MCM)	350	1050	3
	500		4x(3 No 500 KCMIL+1No500 KCMIL)	350	1400	4
	750		6x(3 No 500 KCMIL+1No500 KCMIL)	350	2100	6
	500	480/277	3x(3 No 4/0 AWG+1No4/0 AWG)	205	615	3
	750		3x(3 No 500 KCMIL+1No500 KCMIL)	350	1050	3
	1000		4x(3 No 500 KCMIL+1No500 KCMIL)	350	1400	4
34,5	150	208/120	3x(3 No 4/0 AWG+1No4/0 AWG)	205	615	3
	300		3x(3 No 500 KCMIL+1No500 KCMIL)	350	1050	3
	500		4x(3 No 500 KCMIL+1No500 KCMIL)	350	1400	4
	750		6x(3 No 500 KCMIL+1No500 KCMIL)	350	2100	6
	500	480/277	3x(3 No 4/0 AWG+1No4/0 AWG)	205	615	3
	750		3x(3 No 500 KCMIL+1No500 KCMIL)	350	1050	3
	1.000		4x(3 No 500 KCMIL+1No500 KCMIL)	350	1400	4

Tabla 21 Calibre mínimo conductores en aluminio para TRs trifásicos

Para realizar la selección final del calibre del conductor, se debe tener en cuenta la caída de tensión máxima al tablero de distribución de carga de 3% como lo establece la NTC 2050.

$$e(\%) \leq 3\%$$

Condición No. 2

La caída de tensión en tanto por ciento de la tensión compuesta será:

$$e(\%) = \frac{100 * (R_{ca} + X_i \tan \varphi)}{U^2} * P * L$$

Donde:

R_{ca} : Resistencia del conductor corriente alterna en Ω/km para una temperatura de 90°C .

X : Reactancia inductiva en Ω/km .

L : Longitud de la línea en m

U : Tensión fase – fase en voltios
Se tiene la constante de regulación como:

$$K\left(\frac{\%}{\text{kVA} - \text{m}}\right) = \frac{100 * (R_{ca} + X_i \tan \varphi)}{U^2}$$

La caída de tensión para los cables de aluminio se encuentra en la tabla 22.

Caída de tensión (U%)				
Conductor	Tensión (V)	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
Circuito trifásico				
500 kcmil	208	$5,1 \times 10^{-4} P \times L$	$4,5 \times 10^{-4} P \times L$	$0,34 \times 10^{-4} P \times L$
	480	$9,5 \times 10^{-5} P \times L$	$8,4 \times 10^{-5} P \times L$	$6,5 \times 10^{-5} P \times L$
4/0 AWG	208	$9,7 \times 10^{-4} P \times L$	$9,1 \times 10^{-4} P \times L$	$8,0 \times 10^{-4} P \times L$
	480	$1,81 \times 10^{-4} P \times L$	$1,70 \times 10^{-4} P \times L$	$1,50 \times 10^{-4} P \times L$

Tabla 22 Caída de tensión cables de aluminio

Donde:

P : Potencia en kW

L : Distancia al tablero general de distribución en m

El conductor seleccionado deberá cumplir las condiciones 1 y 2.

7.3 INTENSIDAD DE CORTO CIRCUITO

Para el cálculo de la Intensidad de falla por BT del transformador, se tiene en cuenta lo siguiente

$$P_{cc}(kVA) = I_{cc} * 1000 * \sqrt{3} * kV_{MT} \quad , \text{ para transformador trifásico}$$

$$Z_{falla} (p. u.) = \frac{P_{base}}{P_{cc}}$$

$$Z_{total}(p. u.) = Z_{falla} + Z_{trafo}$$

$$I_{falla \text{ simétrica}}(p. u.) = \frac{1}{Z_{total}}$$

$$I_{falla \text{ simétrica}}(A) = I_{falla}(p. u) I_{base}$$

$$I_{falla \text{ asimétrica}}(A) = 1.25 * I_{falla \text{ simétrica}}$$

Donde:

I_{cc} (kA): Intensidad de corto circuito simétrica en MT dada por el operador de red

kV_{MT} (kV): Tensión fase fase en media tensión

P_{base} (kVA): Potencia del transformador a instalar.

kV_{base} (kV): Tensión fase fase en baja tensión

I_{base} (A): Corriente nominal en baja tensión del transformador

P_{cc} (kVA): Potencia de corto circuito

Z_{falla} (p.u.): Impedancia de falla por unidad

Z_{trafo} (p.u.): Impedancia de corto circuito del transformador por unidad.

Z_{total} (p.u.): Impedancia total por unidad

$I_{falla \text{ simétrica}}$ (p.u.): Intensidad de falla simétrica por unidad

$I_{falla \text{ simétrica}}$ (A): Intensidad de falla simétrica BT

$I_{falla \text{ asimétrica}}$ (A): Intensidad de falla asimétrica BT

7.4 SELECCIÓN INTERRUPTOR TOTALIZADOR DE BAJA TENSION

Se elige un interruptor termo magnético que cumple la siguiente condición:

$$I_{\text{ccto termo magnético}} \geq I_{\text{falla asimétrica}}$$

Donde:

$I_{\text{ccto termo magnético}}$: Capacidad disruptiva del interruptor termo magnético

$I_{\text{falla asimétrica}}$: Intensidad de falla asimétrica en BT del transformador

La intensidad de protección del interruptor termo magnético debe cumplir la siguiente condición:

$$I_{\text{protección}} \leq I_{\text{BT del transformador}}$$

Donde:

$I_{\text{protección}}$: Intensidad ajustada del interruptor termo magnético (A)

$I_{\text{BT del transformador}}$: Intensidad nominal de transformador en BT (A)

El tiempo de despeje para una falla por baja tensión debe ser menor que el tiempo de respuesta del fusible o interruptor aguas arriba.

$$t_{\text{termo magnético ccto}} < t_{\text{protección aguas arriba}}$$

El tiempo de actuación por sobrecarga debe ser menor que el tiempo máximo de soporte de cargabilidad del transformador. Esto significa, la curva del interruptor termo magnético debe estar por debajo de la curva de sobrecarga del transformador.

7.5 COORDINACION DE PROTECCIONES

Las curvas características de cada una de las protecciones, junto con las curvas del transformador, deberán estar en una sola gráfica desde el lado de media tensión.

7.6 SELECCION EQUIPO DE MEDIDA

El equipo de medida deberá ser seleccionado de acuerdo con la potencia del transformador y lo exigido en la norma técnica de Acometidas y Medidas CELSIA.

7.7 CALCULOS DE PUESTA A TIERRA

Dimensionamiento de conductor de puesta a tierra

El conductor a tierra para media tensión debe tener una sección mínima, obtenida con la siguiente fórmula, la cual fue adoptada de la norma ANSI/IEEE 80.

$$A_{mm^2} = \frac{I_{falla\ asimétrica} K_f \sqrt{t_c}}{1.9737}$$

Donde:

A_{mm^2} : Es la sección del conductor

$I_{falla\ asimétrica}$: Es la intensidad de falla asimétrica (kA)

K_f : Es la constante del material según la tabla No. 17

t_c : Es el tiempo de despeje de la falla a tierra = 0.15 s

Para este cálculo se debe seleccionar el mayor valor entre la intensidad de falla asimétrica debida a un corto circuito en BT y la intensidad de falla asimétrica en MT.

Coefficiente de conductividad		
Material	Conductividad (%)	K_f
Cobre blando	100	7
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica.	97	7,06
Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico.	97	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	14,64
Varilla de acero recubierta de cobre	20	14,64
Aluminio grado EC	61	12,12
Aleación de aluminio 5005	53,5	12,41
Aleación de aluminio 6201	52,5	12,47
Alambre de acero recubierto de aluminio	20,3	17,2
Acero 1020	10,8	15,95
Varilla de acero recubierta en acero inoxidable	9,8	14,72
Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado)	8,5	28,96
Acero inoxidable 304 (austenítico)	2,4	30,05

Tabla 23 Coeficiente de conductividad

Medición de resistividad

Se realizará con el método de los cuatro puntos o Wenner con distancias de separación de 1-2-4-8-16 m.

Diseño de puesta a tierra

Se realiza configuración tipo malla con electrodos. Los cálculos se realizan de acuerdo con los criterios establecidos en la IEEE 80, garantizando lo siguiente:

1. Resistencia menor de 10Ω
2. Tensión de paso y contacto menor a los valores máximos permitidos.

Manual norma de Centros de Transformación



CELSIA