# EPSA

## NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN Y ACOMETIDA

2012

# Contenido

*1 GENERALIDADES ..... 7*
**1.1 Objetivo general ..... 7**
**1.2 Objetivos específicos ..... 7**
**1.3 Aplicación de la Norma. ..... 7**
**1.4 Autorización para la instalación ..... 8**
**1.5 Definiciones. ..... 8**
**1.6 Revisión y aprobación de la Norma ..... 10**
*2 REQUERIMIENTOS GENERALES ..... 11*
*3 ACOMETIDAS ..... 12*
**3.1 Generalidades. ..... 12**
**3.2 Partes de una acometida. ..... 13**
**3.3 Selección y tipos de acometidas. ..... 13**
**3.4 Distancias máximas y regulación de tensión ..... 14**
**3.5 Alturas mínimas de seguridad. ..... 15**
**3.6 Acometidas aéreas en baja tensión ..... 16**
3.6.1 Conexión de la acometida ..... 17
3.6.1.1 En redes abiertas (Existentes). ..... 17
3.6.1.2 En redes trenzadas. ..... 17
3.6.1.3 En redes especiales ..... 18
**3.7 Acometidas subterráneas ..... 18**
**3.8 Acometidas en media tensión. ..... 20**
3.8.1 Acometidas Aéreas de Media Tensión. ..... 21
3.8.2 Acometidas Subterráneas. ..... 21
**3.9 Acometidas provisionales. ..... 21**
**3.10 Servicio de suplencia ..... 22**
3.10.1 Medición de circuitos de suplencia ..... 23

3.10.2 Procedimiento para la conexión de suplencias ..... 23
3.10.2.1 Solicitud de factibilidad de suplencia ..... 24
3.10.2.2 Estudio y diseño para la conexión de la suplencia ..... 24
3.10.3 Ejecución y puesta en servicio de la suplencia ..... 24
***4 CAJAS, CELDAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES. ..... 25***
**4.1 Generalidades. ..... 25**
4.1.1 Localización. ..... 25
4.1.2 Materiales y fabricación. ..... 27
4.1.3 Puesta a tierra. ..... 29
**4.2 Selección de las cajas y armarios para medidores ..... 29**
4.2.1 Cajas de derivación de acometida ..... 30
4.2.1.1 Instalación de cajas de derivación. ..... 31
4.2.2 Cajas para medición semi-directa. ..... 31
4.2.3 Armarios para medidores ..... 32
4.2.3.1 Generalidades ..... 32
4.2.3.2 Compartimiento de Medidores: ..... 33
4.2.3.3 Compartimiento de Interruptores Automáticos: ..... 33
4.2.3.4 Dimensiones de los armarios de medidores. ..... 34
4.2.4 Cajas para medición indirecta. ..... 36
4.2.5 Caja de Medida Centralizada (CMC). ..... 36
4.2.6 Instalación de cajas de medida centralizada. ..... 37
***5 MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y MEDIDORES. ..... 38***
**5.1 Generalidades. ..... 38**
**5.2 Medición de energía ..... 38**
5.2.1 Selección de medidores de energía. ..... 38
5.2.2 Especificaciones técnicas de medidores ..... 42
5.2.3 Medidores para frontera comercial. ..... 42
5.2.4 Medición de zonas comunes. ..... 43

5.2.5 Medición avanzada AMI/AMM. ..... 43
5.2.5.1 Medición centralizada. ..... 44
5.2.5.2 Medición inteligente en el edificio del cliente. ..... 45
5.2.5.3 Módulo de medida centralizada. ..... 47
5.2.5.4 Visualizador en el sitio del cliente (display) ..... 47
5.2.5.5 Comunicación entre las CMC esclavas y la caja maestra. ..... 48
5.2.5.6 Comunicaciones entre la CMC maestra y el centro de gestión ..... 48
5.2.6 Medición prepago. ..... 48
***6 ELEMENTOS COMPLEMENTARIOS AL MEDIDOR ..... 50***
**6.1 Transformadores de medida ..... 50**
6.1.1 Generalidades ..... 50
6.1.2 Propiedad de los transformadores de medida. ..... 50
6.1.3 Características requeridas. ..... 50
6.1.4 Transformador de corriente ..... 51
6.1.4.1 Corriente térmica nominal de corta duración (Ith). ..... 51
6.1.4.2 Corriente dinámica nominal (Idyn) ..... 52
6.1.5 Transformador de tensión. ..... 56
**6.2 Bloque de pruebas cortocircuitable ..... 57**
6.2.1 Generalidades ..... 57
6.2.2 Base del bloque de pruebas. ..... 58
6.2.3 Bornes terminales y cuchillas ..... 58
**6.3 Cable multiconductor para señales de medida ..... 58**
**6.4 Sellos de seguridad ..... 59**
6.4.1.1 Tipos de sellos ..... 60
**6.5 Dispositivos de comunicación ..... 62**
**ANEXO 1 FORMATO DE CONFIGURACION DE MEDIDA INDIRECTA Y SEMI-DIRECTA ..... 63**
**ANEXO 2 LISTADO DE FIGURAS NMA ..... 68**
**LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 3 ..... 68**

**LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 4..... 68**

**LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 6..... 69**

**ANEXO 3 LISTADO DE ESPECIFICACIONES ..... 69**

## Lista de tablas

Tabla 1 Clasificación de acometidas ..... 14
Tabla 2 Distancias máximas y regulación de acometidas ..... 14
Tabla 3 Resumen de conexiones de las acometidas ..... 18
Tabla 4 Caja para cada tipo de servicio ..... 30
Tabla 5 Dimensiones de armarios para medidores trifásicos. ..... 35
Tabla 6 Dimensiones de armarios para medidores monofásicos. ..... 35
Tabla 7 Selección de los medidores de energía ..... 39
Tabla 8 Selección de transformadores de medida ..... 53
Tabla 9 Clases de exactitud normalizadas ..... 53
Tabla 10 Relaciones de transformación exigidas para mediciones semi-directas ..... 54
Tabla 11 Relaciones de transformación exigidas para mediciones indirectas ..... 54
Tabla 12 Niveles de aislamiento para T.P. según la tensión más alta del sistema ..... 57
Tabla 13 Código de colores para el cable multiconductor ..... 59
Tabla 14 Código de colores para el cable multiconductor medición semi directa ..... 59

## Lista de figuras

*Pág.*

Figura 1 Distancias verticales mínimas para acometidas _____ 15
Figura 2 Malla metálica para protección _____ 28
Figura 3 Acometida de MT con equipo de medida en BT, medición directa _____ 41
Figura 4 Acometida de MT con equipo de medida en BT, medición semi-directa _____ 41
Figura 5 Acometida de MT con equipo de medida en MT, medición indirecta _____ 42
Figura 6 Medición centralizada. _____ 45
Figura 7 Medida centralizada con medidor inteligente en la instalación del usuario ____ 46
Figura 8 Medida centralizada con medidor inteligente comunicación de dos vías en la instalación del usuario _____ 46
Figura 9 Medida centralizada con medidores inteligente ubicados en los postes de distribución y display en el usuario _____ 47
Figura 10 Arquitectura del sistema de medición prepago _____ 49
Figura 11 T.C. Tipo ventana uso interior _____ 51
Figura 12 T.C. Tipo exterior media tensión _____ 51
Figura 13 Transformadores de tensión tipo interior _____ 56
Figura 14 Transformadores de tensión tipo interior _____ 56
Figura 15 Sello tipo roto seal _____ 61
Figura 16 Sello tipo ancla _____ 61

# 1 GENERALIDADES

## 1.1 OBJETIVO GENERAL

Establecer especificaciones técnicas de los equipos y los criterios de selección y montaje de los sistemas de medición, con el fin de garantizar el adecuado registro del consumo de energía eléctrica, labores de revisión, control energético y operaciones comerciales de los servicios prestados por la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P (EPSA) y la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. (CETSA) en adelante la Empresa.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir el sistema de medición acorde con el nivel de tensión y la carga.
- Especificar los equipos y el montaje del sistema de medición en los niveles de tensión I a III.

Las especificaciones y el montaje de las acometidas de media tensión a 13.2 kV y de 34.5 kV se especifican en las Normas de construcción de redes de distribución de la Empresa, tanto aéreas como subterráneas.

Para cargas iguales o superiores a 1 MVA, en 13,2kV y a 1,5 MVA a 34,5 kV se exigirá la instalación de un reconectador ubicado inmediatamente antes de los equipos de medida.

## 1.3 APLICACIÓN DE LA NORMA.

Esta Norma será de estricto cumplimiento para todas las personas o entidades que intervengan en las redes del área de jurisdicción de la Empresa la cual comprende los siguientes municipios:

| SECTOR | MUNICIPIOS |
|---|---|
| Norte | Zarzal, Ansermanuevo, Alcalá, La Argelia, Bolívar, El Cairo, El Águila, El Dovio, La Unión, La Victoria, Obando, Roldanillo, Versalles, Toro, Ulloa, Andalucía, Bugalagrande, Sevilla, Caicedonia y San José del Palmar (departamento del Choco) |
| Centro | Buga, Darién, Ginebra, Guacarí, Restrepo, Yotoco, Vijes, Trujillo, Riofrío, Dagua y La Cumbre. |

| SECTOR | MUNICIPIOS |
|---|---|
| Sur | Palmira, Candelaria, Cerrito, Florida, Pradera y Jamundí. |
| Pacifico | Buenaventura. |
| CETSA | Tuluá |

Esta Norma aplica para proyectos nuevos, reformas, mantenimiento de instalaciones existentes y el montaje de nuevos equipos inherentes al sistema de medición.

## 1.4 AUTORIZACIÓN PARA LA INSTALACIÓN

La instalación de las acometidas desde el punto de conexión en la red y el sistema de medida será realizada únicamente por personal autorizado por la Empresa, una vez se haya presentado por el usuario la Certificación de Conformidad de las Instalaciones, expedida por una entidad acreditada.

## 1.5 DEFINICIONES.

Esta Norma acoge el Artículo 3 del RETIE y las de la norma NTC 2050, sin embargo se presentan definiciones adicionales para efectos prácticos.

**ACOMETIDA NO AUTORIZADA**: Cualquier derivación de la red local o de otra acometida, efectuada sin autorización del prestador del servicio. Generalmente la energía de una acometida derivada no es registrada por el medidor.

**ACOMETIDA PRIMARIA**: Es la que se deriva de la red de distribución de media tensión a 13,2 kV ó 34,5 kV.

**ACOMETIDA SECUNDARIA**: Es la que se deriva de la Red de Distribución de baja tensión o desde los bornes secundarios de un transformador de Distribución.

**ALIMENTADOR:** Todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida o la fuente de un sistema derivado y el último dispositivo de sobrecorriente del circuito ramal.

**AMI (Advanced Metering Infrastructure):** La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) involucra comunicación de dos vías y puede ser entendida como una extensión de la AMR. La AMI incluye los equipos de medida, el medio de comunicación y el centro de gestión, el software de administración de las mediciones.

**AMM (Advanced Meter Management):** Consiste en una extensión de la AMI, que agrega a dicha infraestructura funciones para el manejo de la red, detección de averías, gestión y control de elementos de la misma, tales como: bancos de capacitores, reconectadores, etc.

**AMR (Automatic Meter Reading):** Tecnología de medición que consiste en leer e integrar remotamente las mediciones de un determinado número de medidores en una base de datos centralizada de mediciones.

**BLOQUE DE PRUEBAS:** Es un elemento el cual debe ser usado en toda instalación que requiera medición semi-directa o medición indirecta para garantizar la operación independiente de cada una de las señales provenientes de los transformadores de medida.

**BLOQUE DE TERMINALES:** Soporte fabricado de material aislante en el cual están agrupados todos o algunos de los terminales del medidor.

**DIBUJO NMA-#-##:** Corresponde a la identificación de los diagramas utilizados en el presente documento. Dónde: NMA se refiere a las iniciales de la noma Norma de Medida y Acometida, # número del capítulo y ## es un consecutivo numérico.

**CAJA DE DERIVACIÓN DE ACOMETIDAS:** Se utilizan para distribuir un número mínimo de cuatro (4) acometidas y un máximo de nueve (9) desde la línea principal de baja tensión, o bien directamente desde el transformador mediante un pequeño puente.

**MEDICIÓN DIRECTA**: sistema de medida en el cual se conectan directamente al medidor los conductores de la acometida.

**MEDICIÓN INDIRECTA**: sistema de medida cuyo medidor de energía está conectado a bornes de equipos auxiliares de medición, tales como transformadores de corriente y de tensión.

**MEDICIÓN SEMI-DIRECTA**: sistema de medida cuyo medidor de energía está conectado a bornes de transformadores de corriente.

**NORMA TÉCNICA**: Documento aprobado por una institución reconocida, que prevé, para un uso común y repetido, reglas, directrices o características para los productos o los procesos, y métodos de producción conexos, servicios o procesos, cuya observancia no es obligatoria.

**NORMALIZADO**: Material o equipo fabricado con las especificaciones de una Norma aceptada.

## 1.6 REVISIÓN Y APROBACIÓN DE LA NORMA.

La revisión y actualización de la presente Norma se debe hacer a través de la Oficina Técnica de Distribución que será quien coordine el proceso de revisión y actualización de la Norma, de acuerdo con los procedimientos establecidos por la Empresa.

## 2 REQUERIMIENTOS GENERALES

Toda persona o empresa que desarrolle actividades relacionadas con la presente Norma debe cumplir con lo establecido en el RETIE y las Normas internas de seguridad y salud ocupacional de la Empresa.

Los materiales y equipos objeto de la presente Norma deben poseer Certificado de Conformidad de Producto. Los requisitos de instalación se verifican en el proceso de certificación de la instalación, según lo establecido en el Capítulo X, artículo 44 del Anexo General del RETIE.

Los equipos de medida deberán tener el respectivo certificado de calibración de un laboratorio de metrología acreditado por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia ONAC cuya vigencia no debe ser mayor a cuatro meses.

La energización del suministro será realizada únicamente por personal autorizado por la Empresa.

# 3 ACOMETIDAS

Este aparte está dedicado a la especificación y montaje de las acometidas para nivel de tensión I. Las especificaciones y el montaje de las acometidas de media tensión a 13.2 kV y a 34.5 kV se especifican en las Normas de construcción de redes de distribución de la Empresa, tanto aéreas como subterráneas.

## 3.1 GENERALIDADES.

Un inmueble deberá ser servido por una sola acometida. En el caso de edificaciones con múltiples servicios, la acometida subterránea entre la red y el tablero de medidores se considerará una extensión de la red y el barraje será parte de ella, por lo tanto deberá construirse de acuerdo con las exigencias de la Empresa.

En aquellos edificios que requieran tres o más servicios de energía, se alimentará con una sola acometida hasta el interruptor principal en el tablero general.

Los conductores de la acometida deberán ser continuos y del mismo calibre desde el punto de conexión del suministro hasta los bornes de entrada y estar identificadas en sus extremos mediante marquillas indelebles.

Los conductores de acometida de una edificación no deben pasar a través del interior de otro edificio o construcción.

En la caja o tablero de medidores se reservará en su extremo una longitud de acometida no menor de 60 cm que permita una fácil conexión del equipo de medida.

Las acometidas de baja tensión deberán ser aéreas para cargas instaladas iguales o menores a 30 kVA.

## 3.2 PARTES DE UNA ACOMETIDA.

La acometida es el conjunto de elementos que sirven para llevar la energía eléctrica desde el punto de conexión en la red de distribución de energía o bornes del transformador hasta los bornes del medidor y está conformada por los siguientes elementos:

- Punto de conexión
- Terminales pre moldeados en baja tensión (Cuando la acometida se derive de una red secundaria subterránea)
- Anclajes
- Soportes
- Capacete o bota termo contráctil.
- Canalización (Cuando se trate de redes subterráneas)
- Caja de inspección (Cuando se trate de redes subterráneas)
- Ductos
- Cable conductor

## 3.3 SELECCIÓN Y TIPOS DE ACOMETIDAS.

Los tipos de acometidas son los siguientes:

- Acometida aéreas en baja tensión.
- Acometida subterránea en baja tensión.
- Acometida mixta en baja tensión.

La selección de la acometida deberá ejecutarse de conformidad con la Sección 220 de la Norma NTC 2050. En general se requiere conocer las tensiones nominales disponibles para el cálculo de cargas continuas y discontinuas, de alumbrado, cargas en general y reservas, así como la distancia desde el punto de conexión a la carga y el tipo de conductor a utilizar. El proceso es el siguiente:

- Identificar el tipo de instalación (residencial, comercial, industrial o rural)
- Calcular la carga instalada (Capítulo 2 NTC 2050)
- Calcular la carga demandada de la instalación (Capítulo 2 - NTC 2050)
- Especificar el tipo de acometida: monofásica, trifilar o trifásica
- Seleccionar el calibre de la acometida de acuerdo con su longitud y la carga a servir, verificar regulación de tensión.

- Si la acometida es aérea o subterránea, se seleccionarán ductos, bajantes, canalizaciones y cajas de inspección según el caso.

Las acometidas se clasifican de acuerdo con la tensión de conexión y los requerimientos de la potencia de la carga en la Tabla 1:

**Tabla 1 Clasificación de acometidas**

| Tipo de acometida | Tensión de suministro (V) | Potencia máxima (kVA) | Tipo de cable | Calibre requerido Cobre AWG | Calibre requerido Aluminio |
|---|---|---|---|---|---|
| Monofásico bifilar | 120 | 10 | Concéntrico | #8 | #6 |
| Monofásico trifilar | 120/240 | 14 | Concéntrico | #8 | #6 |
| Monofásico trifilar | 120/208 | 14 | Concéntrico | #8 | #6 |
| Trifásico trifilar | 120/208 | 30 | Concéntrico o Cable aislado | #4 | N/A |
| Trifásico tretrafilar | 120/208 | 30 | Concéntrico o Cable aislado | #4 | N/A |
| Trifásico Trifilar o Tetrafilar | 120/208 | Mayores a 30 | Cable aislado subterráneo | De acuerdo a cálculo de regulación de tensión | N/A |

## 3.4 DISTANCIAS MÁXIMAS Y REGULACIÓN DE TENSIÓN

Los límites de regulación de tensión y distancias máximas permitidas entre el punto de conexión y la carga son presentados en la Tabla 2.

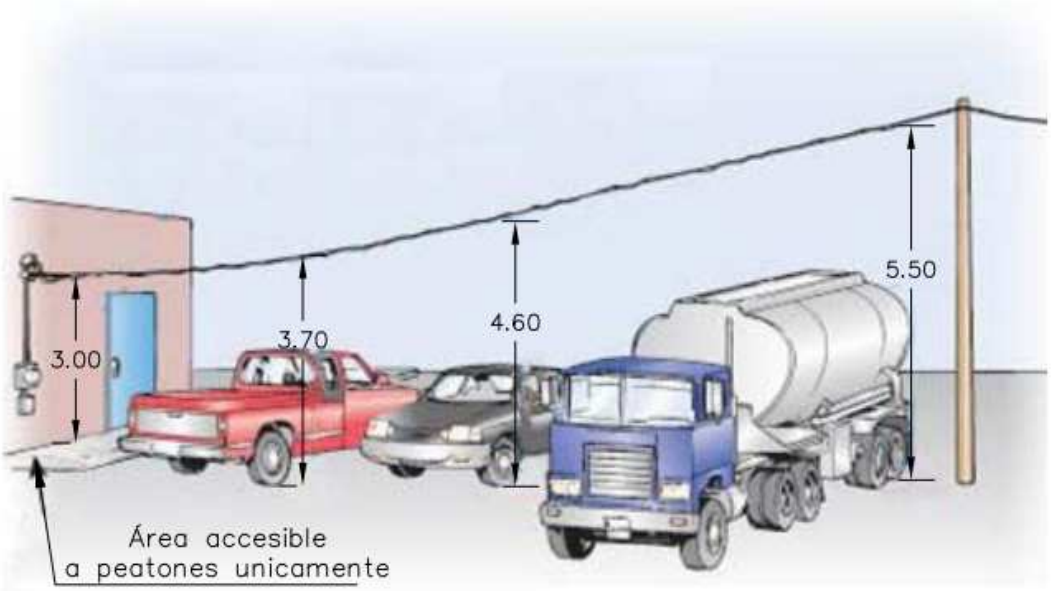
**Tabla 2 Distancias máximas y regulación de acometidas**

| Calibre Cobre (AWG) | Calibre Aluminio (AWG) | Distancia Máxima (m) | Regulación Máxima permitida (%) |
|---|---|---|---|
| 4 | 2 | 70 | 3 |
| 6 | 4 | 45 | 3 |
| 8 | 6 | 30 | 3 |

Para casos especiales que no figuren en la tabla se deberá calcular la acometida con base en la regulación permitida, la potencia demandada por la carga, el factor de potencia y el tipo de acometida aérea o subterránea.

## 3.5 ALTURAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD.

Los conductores aéreos de acometida en baja tensión, deben guardar las siguientes distancias mínimas medidas desde la superficie acabada del suelo: Tal y como se muestra en la Figura 1.




FUENTE NEC 2008 HAND BOOK 230–24 (B)

**Figura 1 Distancias verticales mínimas para acometidas**

- 3,0 metros desde la superficie acabada en zonas o aceras accesibles sólo a peatones, hasta el punto de entrada de la acometida y/o hasta el punto más bajo del bucle de goteo de la entrada eléctrica al edificio. En ningún caso el punto de sujeción de la acometida a un edificio o una estructura debe estar a menos de 3 metros sobre la superficie acabada del suelo.
- 3,7 metros sobre edificios residenciales y vías públicas vehiculares sin tráfico de camiones para tensiones inferiores a 300V a tierra.
- 4,6 metros en las zonas mencionadas en el punto anterior para tensiones superiores a 300V a tierra.
- 5,5 metros sobre vías públicas y zona de parqueo con tráfico de camiones y vehículos pesados.

Los conductores de acometida deberán tener una separación horizontal no menor de noventa centímetros (0,9 m) de las puertas, ventanas, balcones, escaleras, salidas de incendios o sitios similares. Cuando los conductores son tendidos por

encima (o por debajo) de la parte superior (o inferior) de una ventana, se permite que estén a menos de los 0,9 m exigidos anteriormente.

## 3.6 ACOMETIDAS AÉREAS EN BAJA TENSIÓN

Para la entrada de la acometida a las instalaciones del cliente, se empleará tubo conduit metálico galvanizado provisto de capacete o bota pre moldeada termo contráctil u otro accesorio del tipo masilla moldeable que asegure el sellamiento de la tubería para montaje a la vista y conduit PVC tipo pesado para el caso de tubería empotrada o enterrada.

Los conductores irán directamente hasta la caja de medidores, la cual podrá estar incrustada en la pared exterior del inmueble o colocada a la vista y asegurada con grapas galvanizadas, abrazaderas galvanizadas o cintas de acero inoxidable, espaciadas un máximo de 1 m entre sí.

El ducto para la acometida deberá cumplir con los siguientes requisitos:

a) Ser hermético.

b) Debe ser continuo sin derivaciones ni perforaciones desde el inicio hasta la caja o armario de medidores.

c) Deberá tener máximo dos curvas eléctricas de amplio radio de curvatura de acuerdo con el calibre del tubo.

d) Solo se emplearán curvas eléctricas.

e) El ducto deberá ser provisto de un alambre galvanizado (sonda) que facilite la instalación de la acometida.

f) Los ductos que entran a la caja para el medidor tendrán adaptadores terminales (Bushing).

g) Se permite que el ducto se instale incrustado o adosado en las paredes o muros de ladrillo macizo.

El diámetro requerido para el ducto de la acometida deberá determinarse de acuerdo con la tabla 4, capítulo 9 de la NTC 2050, dimensiones y porcentajes de la sección de los tubos y tuberías.

Para la instalación de acometidas aéreas deberá proveerse a la entrada del inmueble un ducto conduit metálico cuando éste estuviera a la vista y podrá ser de tubo conduit no metálico, siempre y cuando no sobresalga de la estructura más de 0.20 m. y que no esté sometido a esfuerzos o tensiones mecánicas transversales.

El cable de neutro concéntrico estará conformado por conductores de fase aislados en polietileno cubiertos por el neutro instalado concéntricamente y sobre ellos una chaqueta negra protectora de PVC. Todos los conductores de fase y neutro serán de cobre blando y/o aluminio serie 8000. El número y el calibre de los alambres que conforman el neutro concéntrico deberán ser tales que el área y la resistencia eléctrica equivalente sean como mínimo la del conductor de fase en la acometida bifilar y un calibre menos en la acometida trifilar.

### 3.6.1 Conexión de la acometida

#### 3.6.1.1 En redes abiertas (Existentes).

Un porcentaje importante de las redes eléctricas de distribución de B.T. de la Empresa en su zona de influencia, están construidas en redes abiertas con conductores desnudos o aislados, este tipo de redes abiertas ya no están incluidas en la normativa de redes vigente. Las acometidas a instalar en este tipo de redes seguirán las siguientes indicaciones:

- Red abierta con conductores desnudos.

La derivación de acometidas de redes eléctricas abiertas con conductores de fase y neutro desnudos, se realiza conectándolas a estribos de cable de aluminio desnudo 4 AWG, adosados al conductor de distribución mediante conectores de compresión (tipo ponchado). Las acometidas individuales se conectan a los estribos con conectores tipo cuña, bimetálicos o de aluminio, según sea el caso. Ver dibujo en anexo de planos NMA3-01.

- Red abierta con conductores aislados.

La derivación de acometidas de redes eléctricas abiertas con conductores de fase aislados y conductor de neutro desnudo, se realiza conectándolas a la red mediante conectores de perforación tipo tornillo. La conexión al conductor desnudo del neutro se hace con estribos de cable de aluminio desnudo No 4 AWG, adosado al conductor de distribución mediante conectores de compresión (tipo ponchado). Las acometidas individuales se conectarán a estribos con conectores tipo cuña, bimetálicos o de aluminio según sea el caso. Ver dibujo en anexo de planos NMA 3-02.

#### 3.6.1.2 En redes trenzadas.

Las nuevas redes eléctricas de distribución en BT de la Empresa se construyen en cables auto soportados dúplex, tríplex o cuádruplex de aluminio (redes trenzadas). En estas redes las acometidas se derivarán directamente de la red trenzada a

través de cajas de derivación de acometidas, tendiéndolas y tensionándolas entre el poste más cercano al cliente y el ducto de la acometida, mediante grapas tensoras de acometida. Ver dibujos en anexo de planos NMA3-03, NMA3-04, NMA3-05, NMA3-06, NMA3-07 y NMA3-08.

En parcelaciones o casas campestres de áreas grandes y frentes extensos sobre la vía, que tengan redes secundarias de tipo multiplex auto soportado, se podrá prescindir de la caja de derivación de acometidas, conectando las acometidas directamente de la red mediante conectores de perforación tipo tornillo. En este caso el número máximo de acometidas será de dos por poste. Para tres o más acometidas se utilizará caja de derivación de acometidas.

3.6.1.3 En redes especiales

La red especial es un esquema constructivo de la empresa, que consiste en alejar la red secundaria y las cajas de derivación de acometidas de los postes. La derivación de acometidas desde redes eléctricas especiales se realiza conectándolas a la red mediante conectores de perforación tipo tornillo tal como se muestran en los dibujos mostrados en el anexo de planos NMA3-10, 11 y 12.

La Tabla 3 muestra un resumen de las conexiones de acuerdo con las redes existentes.

**Tabla 3 Resumen de conexiones de las acometidas**

| Tipo de red | Red de distribución | Tipo de conexión | Figura |
|---|---|---|---|
| Abierta | Conductor desnudo | Tipo cuña a través de estribos | NMA 3 – 01 |
| | Conductor aislado | Perforación tipo tornillo | NMA 3 – 02 |
| Trenzada | Conductor aislado | Perforación tipo tornillo | NMA 3 – 03 |
| | Conductor aislado | A caja de derivación de acometidas en poste o vano | NMA 3 – 10, 11 |
| Especial | Conductor aislado | Cajas de derivación de acometidas | NMA 3 – 13, 14, 15 |

## 3.7 ACOMETIDAS SUBTERRÁNEAS

Las acometidas subterráneas en baja tensión se derivan directamente desde las cámaras de distribución subterráneas, hasta el sitio de medición de la energía.

Para cargas mayores a 112.5 KVA se permite utilizar más de un (1) conductor idéntico en paralelo por fase, facilitando así la instalación y adquisición de materiales.

Todas las acometidas subterráneas de baja o media tensión, deben identificarse con una marquilla de acrílico fondo amarillo de 12.5 x 25 mm x 1/8" con el texto de color negro a una altura de 7 mm, indicando la dirección del predio al cual alimenta.

En la tubería de acometidas no se permite instalar otros conductores diferentes a los de ésta.

En redes subterráneas de baja tensión alimentadas por transformadores de Distribución de la Empresa con capacidad disponible, se podrán alimentar, previa autorización de la empresa, cargas conectadas mediante barrajes preformados de baja tensión, alojados en cajas de inspección de acometidas que tendrán que estar ubicadas en la zonas comunes del conjunto residencial o edificio, o en zona pública de libre acceso.

Los barrajes premoldeados deberán ser livianos y adecuados para utilizar con conductores de aluminio o cobre, con capacidad de soportar conectores entre 8 AWG sin son de cobre y 6 AWG si son de aluminio y hasta 400 KCM. Ver figuras NMA3-15 y NMA3-16.

A criterio de la Empresa, se construirán cajas de inspección de acometidas con una interdistancia máxima de 40 metros, las cuales se deben construir siempre que hayan cambios de dirección (en las esquinas) y frente al predio objeto de la prestación del servicio.

Se exigirán acometidas subterráneas en los siguientes casos:

- Cuando la red de baja tensión sea subterránea
- Cuando los conductores empleados sean mayor que el No. 4 AWG.
- Cuando el servicio esté en zona demarcada por la Empresa para red subterránea.
- Cuando por razones de planeación o disposiciones del Plan de Ordenamiento Territorial (POT) o el plan básico territorial de los entes municipales se defina que la red debe ser subterránea.

La canalización es la adecuación necesaria del terreno para la colocación de los ductos. Comprende la zanja, los asentamientos, los rellenos y los recubrimientos específicos para cada caso.

Los ductos libres de una instalación eléctrica deben quedar debidamente taponados en los extremos de las llegadas a las cajas de inspección, con el fin de mantenerlos libres de basuras, tierra, etc. para su posterior utilización.

Las cajas de inspección que tengan la posibilidad de inundarse se deben construir con desagües. Las tuberías de acometidas subterráneas que entran a un inmueble y que se puedan inundar se deben sellar. Los compuestos utilizados como sellantes deberán ser aptos para usarse con los aislamientos de los conductores, de tal forma que no los afecte ni los deteriore.

Para las salidas de la caja de inspección hasta la caja de medidor o armario de medidores, el diámetro mínimo para la tubería será de 1" o el calculado para alojar los cables con la capacidad requerida según la carga. Siempre se deberá dejar un ducto libre de reserva por cada grupo de ductos utilizados antes del equipo de medida, de diámetro igual al tubo de mayor diámetro.

Cuando los ductos de la acometida entran a formar parte de las redes de distribución subterránea frente al inmueble, se deberán instalar como mínimo cuatro ductos de 4" con su respectiva caja de inspección.

Para la instalación de acometidas subterráneas deberá proveerse a la entrada del inmueble un ducto conduit metálico cuando éste estuviera a la vista. Este ducto podrá ser de tubo conduit no metálico siempre y cuando no sobresalga de la estructura más de 0.20 m y no esté sometido a esfuerzos o tensiones mecánicas transversales. Los ductos deberán estar dotados de tuerca y contratuerca en los puntos de acceso a la caja de medición.

Entre los extremos de los ductos no podrá haber más de dos curvas de 90º de gran radio. Las curvas deben ser de radio tal que no se reduzca apreciablemente el diámetro interior de la misma y en su reemplazo no se aceptan codos para tubería de agua.

Cuando el ducto vaya superpuesto a alguna superficie o a la vista, deberá ser de conduit metálico galvanizado y deberá fijarse a la superficie por medio de grapas, abrazaderas galvanizadas o cintas de acero inoxidable espaciadas máximo un (1) metro entre sí.

## 3.8 ACOMETIDAS EN MEDIA TENSIÓN.

Todas las acometidas en media tensión deben ser subterráneas, excepto en los siguientes casos, en los que pueden ser aéreas:

a. Acometidas a servicios provisionales y cuando existan redes aéreas de media tensión.
b. Acometidas a fincas o casas campestres en zonas rurales.
c. Acometidas a lotes o bodegas industriales.

d. Acometidas a unidades inmobiliarias cerradas, para instalación de transformadores de uso particular en poste o en locales cerrados.

### 3.8.1 Acometidas Aéreas de Media Tensión.

No se permite la conexión de más de una acometida de media tensión por poste, excepto montajes en estructuras en H, en las cuales se permitirá bajar dos acometidas, una por poste.

### 3.8.2 Acometidas Subterráneas.

Las acometidas subterráneas en media tensión se podrán derivar de la red aérea o subterránea de media tensión y alimentarán centros de transformación tipo exterior o interior con transformadores en celdas, transformadores tipo pedestal ("pad mounted") o transformadores tipo seco.

Cuando se requiera más de una acometida derivada de la red aérea, debe construirse una cámara tipo D, adecuada para alojar barrajes elastoméricos tipo interior, para la derivación de acometidas. La selección estos equipos y elementos de conexión se hacen de acuerdo con la capacidad interruptiva de la protección y según el nivel de cortocircuito de las redes en sitio. Ver dibujo NMA3-16 en el anexo de planos – Derivación de acometida aérea-subterránea en MT y Norma de la Empresa de Construcción de Redes Subterráneas.

## 3.9 ACOMETIDAS PROVISIONALES.

Instalación provisional es aquella que se hace para suministrar el servicio de energía a un proyecto en construcción, o que tendrá una utilización no mayor a seis meses (prorrogables según el criterio de la Empresa).

Se dará servicio a través de este tipo de acometidas a clientes de carácter transitorio o provisional como obras en construcción, circos y parques de diversión ambulantes.

Para la construcción de la acometida, como criterio fundamental está la seguridad de la instalación eléctrica y la correcta medición de la energía. La instalación para este tipo de servicios deberá tener la medición en el punto de conexión y como mínimo constará de los siguientes elementos:

- Caja para medición.
- Tubería metálica para la acometida.
- Caja para protección general.

- Sistema de puesta a tierra.
- Conductor de la acometida.

La medición para este tipo de acometida provisional deberá cumplir con las especificaciones técnicas establecidas en la norma de medición.

El servicio de energía a instalaciones provisionales, quedará condicionado a que una persona calificada establezca un procedimiento escrito de control de los riesgos eléctricos de esta instalación y se responsabilice del cumplimiento del mismo. El procedimiento, así como el nombre y el número de matrícula profesional del responsable, deberá entregarse a la Empresa y quedar a disposición de cualquier autoridad competente.

Por su carácter transitorio y las continuas modificaciones que presentan este tipo de instalaciones, no se requiere la certificación de conformidad plena con el RETIE como se establece en el artículo de Instalaciones provisionales del mismo, la cual se reemplaza por el documento del procedimiento establecido para el control de la instalación suscrito por la persona calificada responsable del cumplimiento, durante el tiempo de existencia de este tipo de instalación.

Todas las instalaciones provisionales eléctricas de fuerza y alumbrado que sean de una clase inferior a la requerida para considerarlas como instalaciones permanentes deben cumplir lo establecido en la sección 305 Instalaciones provisionales de la Norma NTC 2050.

## 3.10 SERVICIO DE SUPLENCIA

La Empresa podrá autorizar el servicio por un circuito de suplencia, a los clientes que así lo soliciten, en los niveles de tensión 2 y 3, previo el cumplimiento de los requisitos exigidos entre ellos el contrato de respaldo o suplencia entre las partes.

Este servicio se presta con circuitos del mismo nivel de tensión o en casos excepcionales de circuitos de diferente nivel de tensión. La carga servida por la suplencia será en todo caso no mayor a la del circuito principal.

En la cuenta del circuito principal el cliente tendrá contratado el total de la carga demandada, en la cuenta del circuito de suplencia tendrá la carga autorizada por la Empresa para tal fin, la cual generará un cobro mensual por la disponibilidad del circuito de suplencia, independiente de los consumos registrados en el período de facturación correspondiente.

Los circuitos principal y de suplencia, deben estar enclavados mediante seccionadores de transferencia, seccionadores dúplex o seccionadores de

maniobras y los respectivos controles de demanda, para que solamente puedan servirse de uno de ellos, de acuerdo con la carga solicitada en cada uno.

Consideraciones para los servicios de suplencia:

- Los costos asociados a la conexión serán asumidos por el cliente por una sola vez.
- El cliente deberá pagar el cargo por suplencia disponible el cual será facturado mensualmente y por el tiempo que se pacte en el Contrato de suplencia disponible.
- El cliente debe adecuar sus instalaciones eléctricas internas para la conexión de la suplencia, de forma que aseguren que las mismas no afecten la seguridad del STR o SDL, ni de otros clientes.
- En todo caso las condiciones que apliquen serán estipuladas en el contrato de conexión de suplencia.

### 3.10.1 Medición de circuitos de suplencia

- Al mismo nivel de tensión

La medición se hace después de los equipos de transferencia, con un único equipo de medida instalado para la cuenta principal y de suplencia.

- A diferentes niveles de tensión

La medición se realizará con equipos de medida instalados uno por cada nivel de tensión. Existirá una cuenta principal y una de suplencia con equipos de medida individuales de acuerdo con la carga autorizada para cada nivel de tensión.

### 3.10.2 Procedimiento para la conexión de suplencias

De acuerdo con la regulación vigente cuando un cliente requiera mayor confiabilidad, calidad y continuidad del servicio, debe acordar con el distribuidor local, la instalación de redes de suplencia u otros medios y asumir los costos adicionales correspondientes.

Todo proyecto de suplencia debe cumplir los mismos trámites y exigencias técnicas para la conexión a las redes de la Empresa.

A continuación se presenta el procedimiento general para el otorgamiento y conexión de Suplencias al Sistema de Distribución Local de la Empresa.

3.10.2.1 Solicitud de factibilidad de suplencia

En la solicitud efectuada por el cliente se debe adjuntar la siguiente información:

- Carga instalada conectada a la alimentación principal
- Carga solicitada conectada a la alimentación principal (si la hay)
- Carga solicitada conectada a la alimentación de suplencia
- Tipo de servicio solicitado según el tipo de carga: Residencial, comercial, industrial y oficial.

Cuando se requiera efectuar expansión y/o reconfiguración de redes en el Sistema de Distribución Local para la conexión y habilitación de una suplencia, se deberá efectuar un Estudio de Factibilidad.

3.10.2.2 Estudio y diseño para la conexión de la suplencia

En el análisis para la conexión de la suplencia se debe establecer los siguientes aspectos:

- Punto de conexión de la suplencia aprobado.
- Condiciones de Servicio (nivel de Tensión, Disponibilidad de potencia, etc.)
- Activos de conexión requeridos para la suplencia y/o trabajos de refuerzo a realizar sobre la infraestructura existente.
- Presupuesto de obra requerido para la habilitación de la suplencia.

### 3.10.3 Ejecución y puesta en servicio de la suplencia

Según las condiciones de servicio otorgadas en el documento de factibilidad del punto de conexión y el diseño de la conexión de suplencia, se hará la construcción del proyecto.

# 4 CAJAS, CELDAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES.

## 4.1 GENERALIDADES.

Este capítulo establece los requisitos mínimos que se deben tener para la selección y el montaje de cajas, armarios y celdas para la instalación de medidores y equipos auxiliares utilizados en la medición de energía.

Para ambientes especiales o peligrosos deben seguirse las recomendaciones de la Sección 500 de la Norma NTC 2050.

Para aceptar su instalación, todas las cajas, armarios y celdas de medida deberán cumplir con las especificaciones técnicas de la Empresa y requieren certificación de producto, contra Norma Técnica y contra RETIE emitida por una entidad avalada por la ONAC – Organismo Nacional de Acreditación de Colombia.

Las cajas deben estar libres de deformaciones y defectos de fabricación. La tapa de la caja deberá incluir un sistema de cierre que impida la instalación de acometidas no autorizadas. Debe incluir también la chapa anti vandálica que incluirá la llave para accionarla.

Todas las cajas, celdas y armarios para medida deberán cumplir con lo establecido en la última versión de las siguientes Normas:

- NTC 2050 artículo 110-22 y 230-72, Código Eléctrico Nacional,
- NTC 3444 armarios para instalación de medidores de energía eléctrica
- NTC 1156 productos metálicos y recubrimientos ensayos cámara salina
- NTC 3272 grado de protección dado por encerramiento de equipo eléctrico código IP.

### 4.1.1 Localización.

La caja para el medidor incluyendo tableros para servicio provisional debe ubicarse preferiblemente en el exterior del inmueble, en un lugar de libre y fácil acceso. Con el fin de facilitar su lectura y revisión, para el caso de cajas instaladas en poste o fachada la altura mínima de montaje debe ser de 1.80 m.

Se entiende por libre y fácil acceso, la posibilidad de llegar a la caja del medidor o tablero sin necesidad de traspasar ningún tipo de local o recinto privado.

En zonas rurales el medidor deberá ubicarse en el poste donde el usuario se conecta a la red de distribución secundaria; acatando siempre la exigencia de la empresa de poder instalar, revisar y leer el medidor sin que sea necesario su ingreso al predio.

En todos los casos la ubicación elegida deberá estar lo más próxima posible a la red de distribución y quedar siempre alejada de instalaciones de agua y gas o en su defecto protegida adecuadamente de la influencia de otras instalaciones.

En lo posible todos los equipos (medidor, T.P y T.C.) se deben instalar fuera del predio del cliente para garantizar el acceso permanente de los funcionarios de la Empresa.

Los armarios para medidores deben localizarse fuera del local de ubicación del transformador con acceso desde vía pública o en las paredes externas del edificio, deberán ser protegidos contra intemperie si se requiere. El sitio debe ser lo suficientemente iluminado de modo que facilite la lectura, revisión y mantenimiento de los respectivos equipos. Se evitará llegar a ellos a través de habitaciones, oficinas o locales, etc.

Cuando estén adosados a las paredes externas de los edificios, deberán ser tipo intemperie con una cubierta protectora. Los armarios deberán tener una protección anti vandálica consistente en una reja metálica con portacandado.

Por razones de seguridad en la evacuación en edificios, no se permitirá la instalación de armarios de medidores debajo de escaleras de acceso; y sólo en casos excepcionales cuando esto ocurra, se deberá proteger la parte posterior y lateral del armario con un muro o pared.

Los armarios tendrán una altura de 1.90 metros, se montarán en el piso sobre una base de concreto de 10 cm de altura como mínimo y se fijarán a éste con pernos y a la pared con chazos.

Se debe evitar que el armario sirva como muro o pared divisoria para cerramiento de cuartos o recintos que puedan utilizarse como depósitos de materiales, desperdicios, lugar de habitación, portería, vestier, etc.

Los armarios para los servicios de medida semi-directa e indirecta, se deben ubicar en sitios donde se asegure permanentemente cobertura de un medio de comunicación que permita interrogar remotamente de forma correcta y oportuna los equipos de medida.

El lugar de ubicación del armario de medidores y las cajas del equipo de medida tipo interior, debe indicarse clara y específicamente en los planos eléctricos, cuando se presente el respectivo proyecto para aprobación de la empresa.

Al frente de las cajas y de los armarios se deberá disponer de un espacio libre de por lo menos 1m, con el objeto de lograr la total apertura de las puertas mínimo de 135° de tal forma que permita una rápida y segura manipulación o mantenimiento de los equipos.

En la instalación de cajas y armarios de medidores se deberá tener en cuenta la disposición de los equipos y barrajes alojados dentro, con el fin de cumplir con los espacios de trabajo y las distancias mínimas libres a las partes activas, especificadas en la tabla 110-16.a sección 110 de la Norma NTC 2050.

Para los armarios ubicados en sótanos utilizados como parqueaderos de vehículos, se deberá colocar una defensa física que los proteja de choques. Dicha defensa deberá estar instalada permanentemente y su eliminación o retiro posterior a la recepción del armario por parte de la Empresa, será causal de la suspensión del servicio de energía a dicho armario de medidores.

Los armarios ubicados en urbanizaciones abiertas podrán ser en lámina galvanizada o “Cold Rolled” resistente a la intemperie. También se permite el uso de armarios en policarbonato reforzado en fibra de vidrio, siempre y cuando estén alojados dentro de una caseta de ladrillo con puerta para permitir el acceso a personal de la Empresa.

### 4.1.2 Materiales y fabricación.

Las cajas metálicas deberán ser compactas, livianas y estar protegidas mediante tratamientos químicos contra la intemperie, la corrosión y en lámina Cold Rolled y constituirán una estructura rígida. Deberán tener adherido al fondo interno una bandeja en lámina de acero cold rolled No. 18 BWG para soportar los medidores y las tapas deberán poseer porta sello. Ver dibujos NMA4-03, NMA4-04 Y NMA4-05 en el anexo de planos.

Las características técnicas y materiales de las cajas, armarios y celdas deben cumplir con lo establecido en el RETIE y las especificaciones técnicas de la empresa:

- RIA-101A Cajas para medidor monofásico
- RIA-101B Cajas de medida centralizada
- RIA-106B Celdas de Medida en MT

Todos los tableros deben tener visor en el espacio dedicado para la lectura de la medida y podrá ser individual o por fila de medidores. La ventana de cada medidor

tendrá un mínimo de 150 x 150 mm. Este visor debe ser de policarbonato con protección ultravioleta (UV) o de vidrio templado de 4 mm de espesor. No se aceptará visor de acrílico. Los visores deben ser fijados por medio de empaques de caucho para evitar el ingreso de agua al tablero.

Todas las cajas metálicas, tableros y celdas deberán tener una malla de protección detrás del visor que garantice la seguridad en caso de rotura del mismo, que permita la visualización y lectura de los equipos de medida, esta malla deberá ser acorde con los acabados de las cajas o tableros.

La malla de protección al interior de las cajas deberá ser en lámina Cold Rolled calibre 18 o 16 British Wire Gauge (BWG), con perforaciones cuadradas de 20 mm de lado, giradas a 45° y con una vena (espacio entre perforaciones) de 4 mm, la diagonal del cuadrado es de 28.3 mm, ver Norma NMA4-11 de planos y figura 2, con las dimensiones de esta malla de protección deberá ser del tamaño del visor dependiendo del tipo de caja que se vaya a utilizar más dos (2) cm de marco para su adecuada fijación.

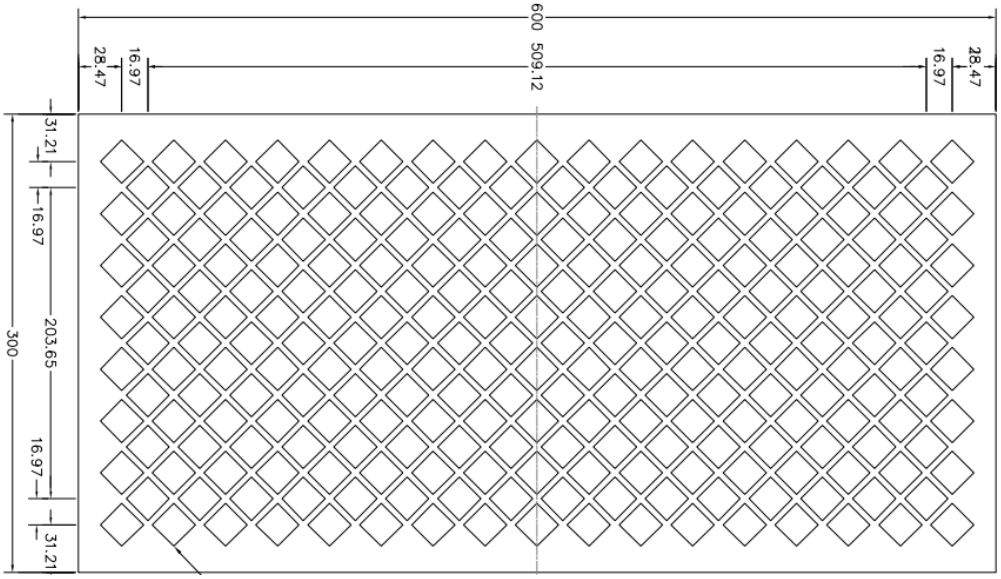



**Figura 2 Malla metálica para protección**

No se admitirán cajas, armarios, ni celdas construidos en madera o con partes de madera.

Todos los tornillos, tuercas, arandelas, bisagras, etc., utilizados, deberán ser galvanizados irisados o cromados, para evitar la corrosión en puntos de interconexión.

Los barrajes deben cumplir con la marcación de colores establecida en la tabla 13 del RETIE.

Para el cálculo de los barrajes se debe tener en cuenta los valores de densidad de corriente establecidos en la Norma DIN 43671/11.64 y deberán aplicar los factores de corrección (k1, k2, k3, k4 y k5) descritos en dicha Norma. La metodología para el cálculo de barrajes se describe en la RIA-106A Cajas Armarios para TC y medidor.

Los barrajes, incluido el de puesta tierra se deben instalar sobre separadores.

### 4.1.3 Puesta a tierra.

Toda caja debe tener un borne, barraje de cobre o aleación de cobre para la puesta a tierra y aterrizaje, con una capacidad nominal no inferior de 100 Amperios y tener la disposición de alojar dos conductores No.8 y un conductor No.6 AWG. Esta bornera se debe sujetar el chasis de la caja mediante pernos cincados, estañados o de acero inoxidable, soldado o remachados.

Al momento de adelantar la obra civil para el montaje del armario o celda de medición se deberá dejar prevista la caja de mínimo 30x30 cm para la instalación e inspección del electrodo de puesta a tierra.

Todas las estructuras metálicas deberán estar conectadas efectivamente a tierra mediante un barraje, que a su vez se conecta al sistema de puesta a tierra de la instalación.

El calibre del conductor usado para la puesta a tierra se determina de acuerdo con la Tabla 250-94 de la Norma NTC 2050. Todas las cajas, armarios y celdas de medida deben tener el símbolo de puesta a tierra junto a la bornera.

## 4.2 SELECCIÓN DE LAS CAJAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES

La selección de las cajas y armarios para medidores se realizará de acuerdo con la Tabla 4.

**Tabla 4 Caja para cada tipo de servicio**

| TIPO DE MEDICIÓN | TIPO DE SERVICIO | MEDIDOR | EQUIPOS | TIPO DE CAJA | DIBUJO |
|---|---|---|---|---|---|
| Directa | Monofásico bifilar | Monofásico bifilar | | Polipropileno o metálica | NMA4-01<br>NMA4-02<br>NMA4-03<br>NMA4-04<br>NMA4-05<br>NMA4-06<br>NMA4-07 |
| | Monofásico trifilar | Monofásico trifilar o bifásico trifilar | | Polipropileno o metálica | |
| | Bifásico trifilar | Bifásico trifilar | | Polipropileno o metálica | |
| | Trifásico trifilar | Trifásico tetrafilar | | Polipropileno o metálica | |
| Semi-directa | Monofásico trifilar | Monofásico trifilar o trifásico trifilar | Equipos de medida con transformadores de corriente medidor electrónico y totalizador | Metálica | NMA4-08 |
| | Trifásico tetrafilar | Trifásico tetrafilar | Equipos de medida con transformadores de corriente medidor electrónico y totalizador | Metálica | |
| Indirecta | Trifásico trifilar | Trifásico trifilar o Trifásico tetrafilar | Equipos de medida en media tensión con transformadores de corriente (T.C) Transformadores de Tensión (T.P) medidor electrónico y totalizador | Celda o Armario | NMA4-09 |

### 4.2.1 Cajas de derivación de acometida

La caja de derivación sirve para recibir la entrada desde la red aérea y derivar las acometidas para los usuarios. Dibujos en los anexos NMA4-01 a NMA4-07.

De las cajas de derivación se permite conectar un mínimo de tres (3) acometidas para lo cual se utiliza la caja de cuatro (4) puestos. Para el caso de la caja de nueve

(9) puestos, se permite la conexión de ocho (8) acometidas dejando un puesto para alumbrado público.

4.2.1.1 Instalación de cajas de derivación.

A criterio de la Empresa, hay dos opciones para la instalación de las cajas de derivación de acometidas:

- Sobre el poste por encima o por debajo de la red de distribución secundaria. Ver Dibujo NMA3-11 y NMA-12. Estas opciones incluyen alternativas de derivación para zonas con alta incidencia de acometidas no autorizadas por la Empresa, Ver dibujo NMA4-10 en anexo de planos.
- Sobre el vano, se debe conservar una distancia de 1,50 metros al poste, este tipo de instalación se realiza únicamente en zonas con alta incidencia de acometidas no autorizadas por la empresa, previa aprobación de la misma. En este caso se colocarán mantas termo contráctil cubriendo el conductor trenzado sobre la longitud de 1,50 metros a ambos lados a partir del aislador de suspensión. Ver Norma NMA3-12 en anexo planos.

### 4.2.2 Cajas para medición semi-directa.

En éstas cajas se alojan; transformadores de corriente, el bloque de pruebas y medidor.

La ubicación de los equipos de medida para la medición semi-directa se puede realizar de la siguiente manera:

- Instalación de T.C, bloque de prueba, medidor e interruptor en armario (cajas ensambladas entre sí), con divisiones.
- Instalación de T.C., bloque de prueba, medidor e interruptor en cajas separadas.

La medición semi-directa en edificaciones, se podrá instalar bajo los siguientes esquemas:

- El equipo de medida semi-directa alimentado desde el tablero general de acometidas.
- El equipo de medida semi-directa alimentado de los bornes de baja del transformador y el armario retirado o no del centro de transformación.

### 4.2.3 Armarios para medidores

4.2.3.1 Generalidades

Los armarios donde se alojan los medidores de energía se utilizan en edificaciones donde se identifiquen cuatro (4) servicios monofásicos o tres (3) trifásicos o más clientes servidos con una acometida común.

Cada medidor debe identificarse claramente con el número de apartamento o local respectivo, mediante marquillas de aluminio o plástico firmemente remachadas.

El usuario suministrará el armario debidamente instalado, alambrado y puesto a tierra con todas las cuentas identificadas y con el espacio de trabajo adecuado para maniobra de acuerdo a sección 110 de la NTC 2050.

La identificación de las cuentas y su disposición deberán estar ordenadas de mayor a menor y de arriba hacia abajo.

El agrupamiento de los equipos de medida debe realizarse de acuerdo con el dibujo NMA4-12 del anexo de planos.

El armario de medidores deberá quedar anclado al piso. No se permitirán armarios cuya base esté a ras del piso. Los armarios deberán instalarse sobre una base de concreto de 10 cm de altura como mínimo.

El interior del armario estará dividido en tres compartimientos separados, de los cuales el superior y el inferior serán intercambiables en su función según las formas de acceso de la acometida. El acceso a este compartimiento es exclusivo del personal de la Empresa debidamente autorizado y en él irá instalado el barraje protegido con acrílico porta sello y el totalizador.

Como alternativa podrán instalarse bloques de distribución en reemplazo de los barrajes.

La puerta de este compartimiento tendrá dos bisagras internas antivandálicas, una cerradura, agarradera, portacandado y dos dispositivos para instalación de sellos de seguridad de la Empresa.

Sobre esta puerta irá remachada una placa de acero inoxidable, aluminio, plástico o acrílico, con la siguiente inscripción en letras indelebles en bajo relieve.

| |
|---|
| TOTALIZADOR Y BARRAJE.<br>USO EXCLUSIVO DE LA EMPRESA. |

Igualmente se remachará sobre esta puerta otra placa de características similares a la anterior y con la siguiente información: Capacidad de corriente del barraje en amperios, tensión de servicio, número de fases, cantidad de medidores (capacidad total del armario), nombre del fabricante, número de serie, año de fabricación, dirección de la fábrica. El tamaño de las letras será de tres (3) mm como mínimo. Además debe mostrar un sello de conformidad de producto RETIE.

4.2.3.2 Compartimiento de Medidores:

De acuerdo con la cantidad de servicios, en este compartimiento al cual solo tendrá acceso el personal de la Empresa, se instalarán las bandejas para el montaje de equipos sobre las cuales se colocarán los medidores; en ningún caso se aceptarán bandejas soldadas al cuerpo del armario, todas las bandejas deberán estar sujetas con tornillos ver dibujo NMA4-13 del anexo planos.

El cableado que alimenta a los medidores y que sale de estos deberá ir por detrás de las bandejas.

La puerta de este compartimiento tendrá dos bisagras como mínimo, agarradera, portacandado, una cerradura antivandálica y dispositivos para la instalación de sellos de la Empresa. Esta puerta deberá tener una ventana por fila de medidores preferiblemente con vidrio de seguridad o en policarbonato con protección UV de 4 mm de espesor.

Debe tener bisagras internas anti vandálicas, chapa anti vandálica y pin portasellos.

Sobre esta puerta irá remachada una placa de similares características a la descrita anteriormente, con la siguiente inscripción:

| |
|---|
| MEDIDORES DE ENERGÍA<br>USO EXCLUSIVO DE EPSA |

4.2.3.3 Compartimiento de Interruptores Automáticos:

Los interruptores automáticos de protección y suspensión de los diferentes circuitos que se deriven del armario se montarán en este compartimiento junto

con los bloqueadores mecánicos para la suspensión del servicio, sobre bandejas metálicas removibles frontalmente.

A este compartimiento podrán tener acceso los usuarios y estará compuesto por una o dos bandejas y una tapa que lo cubra completamente, dejando solo la salida de apoyo y accionamiento de los automáticos; esta tapa debe ser en lámina calibre No. 14 BWG como mínimo, para garantizar la rigidez de la misma.

La tapa deberá tener un sistema de bloqueo para los interruptores automáticos, y cuando por cantidad y tamaño de los interruptores se requiera colocar dos filas, cada uno deberá tener su propio sistema de bloqueo. El número de dispositivos de bloqueo deberá poder cubrir el 60% del total de cada hilera de interruptores automáticos.

La puerta de este compartimiento tendrá dos bisagras, portacandado, agarradera y una cerradura. Sobre esta puerta se remachará una placa similar a la descrita anteriormente con la siguiente inscripción:

| |
|---|
| INTERRUPTORES AUTOMATICOS<br>USO DEL CLIENTE |

La tapa donde serán soportados los bloqueadores deberá fijarse rígidamente al armario en sus cuatro extremos, y en la parte superior o inferior de cada automático deberá llevar una placa de acrílico o metal grabado identificando el servicio respectivo con letras en bajo relieve, resaltando éstas con una pintura diferente a la de la base de la placa.

El bloqueador consistirá en una varilla de acero de ¼" de pulgada de diámetro, y una placa en lámina de calibre No. 14 BWG como mínimo, del mismo ancho que el de la palanca de accionamiento del automático, las cuales realizan el bloqueo. Éstas se podrán desplazar axialmente y pivotarán sobre la varilla con el fin de impedir el accionamiento del automático de su estado abierto a cerrado (OFF a ON), después de estar sellado el bloqueador.

Sobre cada interruptor automático deberá existir un tornillo grafilado, que se incrusta en el orificio del extremo de la placa del bloqueador, con el fin de poder colocar el sello de suspensión del servicio.

4.2.3.4 Dimensiones de los armarios de medidores.

Las siguientes distancias son previendo una distancia libre mínima vertical de 10 cm entre medidores trifásicos y de ocho (8) cm entre medidores monofásicos, y una distancia libre mínima horizontal de siete (7) cm entre medidores trifásicos y

siete (7) cm entre medidores monofásicos Tabla 5 y Tabla 6. Ver dibujoNMA4-12 en el anexo planos.

**Tabla 5 Dimensiones de armarios para medidores trifásicos.**

| MEDIDORES TRIFÁSICOS | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| No. DE SERVICIOS TOTALES | ANCHO (m) | ALTURA (m) | PROFUNDIDAD (m) | No. DE BANDEJAS PARA MEDIDORES | No. DE PUERTAS |
| 12 | 1.2 | 2.2 | 0. 40 | 3 | 1 |
| 9 | 0.9 | 2.2 | 0.40 | 3 | 1 |
| 8 | 1.2 | 1.8 | 0.40 | 2 | 1 |
| 6* | 0.9 | 1.8 | 0.40 | 2 | 1 |
| 6* | 0.65 | 2.2 | 0.40 | 3 | 1 |

* Dependiendo del espacio se podrán utilizar cualquiera de estas dos alternativas.

**Tabla 6 Dimensiones de armarios para medidores monofásicos.**

| MEDIDORES MONOFÁSICOS | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| No. DE SERVICIOS TOTALES | ANCHO (m) | ALTURA (m) | PROFUNDIDAD (m) | No. DE BANDEJAS PARA MEDIDORES | No. DE PUERTAS |
| 20 | 1.2 | 2.2 | 0.40 | 4 | 1 |
| 16 | 0.9 | 2.2 | 0.40 | 4 | 1 |
| 15 | 1.2 | 1.8 | 0.40 | 3 | 1 |
| 12* | 0.9 | 1.8 | 0.40 | 3 | 1 |
| 12* | 0.65 | 2.2 | 0.40 | 4 | 1 |

* Dependiendo del espacio se podrán utilizar cualquiera de estas dos alternativas.

En caso de tener que instalar medidores monofásicos y trifásicos en un mismo armario se tendrán que respetar estas distancias mínimas, dando prioridad a las distancias de los medidores trifásicos.

La distancia entre ejes de bandejas será de 44 cm como mínimo para medidores trifásicos y de 31 cm como mínimo para medidores monofásicos.

Las bandejas trifásicas tendrán una altura de 36 cm y las monofásicas tendrán una altura de 25 cm.

### 4.2.4 Cajas para medición indirecta.

En el caso de requerirse transformadores tipo interior, los equipos deben estar protegidos por una celda de medida que se pueda sellar.

Las cajas que se utilizarán para este tipo de medición serán herméticas tipo intemperie. Estas cajas estarán protegidas mediante tratamientos químicos contra la corrosión.

- Instalación en murete o poste.

Se utiliza una caja tipo intemperie empotrada en el muro o fijada al poste para alojar el medidor y el bloque de pruebas, con su respectiva puerta con chapa anti vandálica y porta sellos. Los transformadores de corriente y de potencial se montan en cruceta sobre el poste como se muestra en los dibujos NMA4-14 y NMA4-15 del anexo de planos.

La altura desde la base de la caja de medidores al piso debe ser de 1.80 m en el perímetro urbano y de 1.60 m en zona rural.

### 4.2.5 Caja de Medida Centralizada (CMC).

Es el módulo que permite la medición de cada suministro y el alojamiento de los medidores electrónicos. En él se pueden medir, conectar y desconectar remotamente de la red de baja tensión los consumidores asociados. De éste módulo también se derivan las acometidas de los suministros que distribuyen la energía. Posee un módulo electrónico que almacena los datos de lectura de cada cliente.

Las características funcionales de la caja de medida centralizada (CMC) son:

- Alojar los medidores de energía y elemento de corte. (Hasta 12 medidores).
- La tapa frontal debe tener un sensor para apertura y una cerradura con un microswitch que monitoree la apertura de la puerta con presencia o

ausencia de tensión y envíe una alarma a la central con hora, fecha y duración de la intervención.

- La caja de medida debe estar compuesta por una fuente de alimentación y conectores para los medidores, los cuales estarán montados en placas de circuito impreso alojados de tal manera que puedan propiciar el fácil mantenimiento del equipo.
- El conductor de puesta a tierra deberá conectarse entre la barra de neutro de la caja y el electrodo de tierra.

Las características técnicas mínimas de las cajas de medida centralizada (CMC) son:

- Capacidad para 1 a 12 módulos.
- Alimentación trifásica o monofásica a tensión nominal: 3 x 127 / 220 V.
- Orificios para cables de alimentación y acometidas en calibres 8 a 2 AWG.
- Bornes para conexión de cables de alimentación, acometidas y tierra.
- Barrajes en cobre rígido o aleación de bronce con capacidad de 250 A.
- Aislamiento dieléctrico: 2.5 kV, 60 Hz, 1 minuto.
- Rango de temperatura de operación: 0ºC a 55ºC.
- Rango de temperatura de almacenamiento: -25ºC a + 70ºC.
- Grado de protección IP 54.

### 4.2.6 Instalación de cajas de medida centralizada.

La instalación de las cajas de medida centralizada deberá realizarse de acuerdo con el documento de la empresa: INSTRUCTIVO MONTAJE DE LAS REDES INTELIGENTES EN PROYECTOS DE REMODELACION DE REDES, Ed. 1 v.0.

# 5 MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y MEDIDORES.

## 5.1 GENERALIDADES.

De acuerdo al nivel de tensión y de la magnitud de la carga la medida puede ser directa, semi-directa o indirecta.

Dependiendo del tipo de medición los medidores deben cumplir con lo establecido en las especificaciones que se describen en 5.2.2 de acuerdo con su aplicación.

Para acometidas subterráneas es obligatorio instalar el medidor a la salida de los bujes de baja tensión del transformador. Se exceptúa la acometida desde transformador a un edificio multifamiliar, que deberá conectarse a un armario de medidores que se instalará de acuerdo a la Norma de instalación de armarios de medidores.

La empresa determinará los casos en los que se requiera la instalación de un medidor totalizador o de respaldo a la salida de los bujes de baja tensión del transformador.

El equipo de medida del usuario se debe instalar en los bornes de baja tensión del transformador. El medidor se podrá ubicar empotrado en un murete previa autorización de la Empresa, cercano al poste, o directamente sobre este último y debe permanecer libre de cualquier tipo de obstáculo que impidan su lectura y el libre acceso de los funcionarios de la Empresa. Ver dibujos en el anexo planos de: Montaje de equipo por media tensión, NMA4-14 Montaje en murete, NMA4-15 montaje en cruceta al centro, NMA4-16 Montaje en configuración tipo bandera y NMA4-17 Montaje en H. En urbanizaciones cerradas, se podrá instalar el armario de medidores al interior del muro de cerramiento al lado del centro de transformación. Desde el armario saldrán las acometidas domiciliarias subterráneas hasta los tableros de protección respectivos.

## 5.2 MEDICIÓN DE ENERGÍA.

### 5.2.1 Selección de medidores de energía.

La selección de los medidores de energía se hace de acuerdo con la siguiente tabla basada en la Norma NTC 5019. Los medidores de energía se deben seleccionar de acuerdo a lo indicado en la Tabla 7y las características eléctricas de los medidores como se indica en la misma.

## Tabla 7 Selección de los medidores de energía

| Tipo de medición | Tipo de servicio | Tensiones V | Capacidad instalada (CI) en kVA | Descripción del medidor[1, 2] | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Medidor | Energía[3)] | Clase [4, 5] | Clasificación | Observaciones |
| Directa | Monofásico bifilar | 120 | ≤ 12 | Monofásico bifilar | Activa | 1 | Básico | Para potencias menores o iguales a 12 kVA |
| | Monofásico trifilar | 240-120 | ≤ 24 | Monofásico trifilar o Bifásico trifilar | Activa | 1 | Básico | Para potencias menores o iguales a 15 kVA |
| | | | | | Activa y | 1 | Multienergía[3] | Para potencias mayores a 15 kVA |
| | | | | | Reactiva | 2 | | |
| | Bifásico trifilar | 208-120 | ≤ 21 | Bifásico trifilar | Activa | 1 | Básico | Para potencias menores o iguales a 15 kVA |
| | | | | | Activa y | 1 | Multienergía[3] | Para potencias mayores a 15 kVA |
| | | | | | Reactiva | 2 | | |
| | Trifásico tetrafilar | 208-120 | ≤ 36 | Trifásico tetrafilar | Activa | 1 | Básico | Para potencias menores o iguales a 15 kVA |
| | | 220-127 | ≤ 38 | | Activa y | 1 | Multienergía[3] | Para potencias mayores a 15 kVA |
| | | 440-254 | ≤ 76 | | Reactiva | 2 | | |
| Semi-directa | Monofásico trifilar | 240-120 | > 24 | Monofásico trifilar o Trifásico trifilar | Activa y | 1 | Multifunción | Para selección de transformadores de medida remitirse a la Figura 2 |
| | | | | | Reactiva | 2 | | |
| | Trifásico tetrafilar | 208-120 | > 36 | Trifásico tetrafilar | Activa y | 1 | Multifunción | |
| | | 220-127 | > 38 | | Reactiva | 2 | | |
| | | 440-254 | >76 | Trifásico tetrafilar | Activa y | 0,5S | Multifunción | |
| | | | | | Reactiva | 2 | | |
| Indirecta | Trifásico trifilar | | ≥300* | Trifásico trifilar (Delta) | Activa y | 0,5S | Multifunción | Para selección de transformadores de medida remitirse a Figura 3, Tabla 10 y Tabla 11 |
| | | | | | Reactiva | 2 | | |
| | | | | Trifásico tetrafilar Tensiones Menores a 57,5kV | Activa y | 0,5S | Multifunción | |
| | | | | | Reactiva | 2 | | |
| | | | | Trifásico tetrafilar Tensiones Mayores a 57,5kV | Activa y | 0,2S | Multifunción | * Esta capacidad podrá ser mayor previo acuerdo entre la Empresa y el Cliente |
| | | | | | Reactiva | 2 | | |

Ver notas de la tabla en la página siguiente:

1. En la medición de energía eléctrica en plantas de generación y en puntos de conexión con tensiones superiores o iguales a 115 kV, se requiere la instalación de un medidor principal y uno de respaldo.

Para medición con otros agentes del mercado, independiente del nivel de tensión si el punto de conexión es en una frontera comercial se deberá instalar medidor principal y de respaldo.

Ambos medidores (principal y de respaldo) deberán cumplir las especificaciones técnicas de la Empresa.

2. Para los casos definidos por el ente regulador, el medidor seleccionado podrá ser un Medidor Prepago.
3. Se debe instalar medidor de energía reactiva cuando la Capacidad Instalada (CI) sea mayor de 15 kVA, excepto para los casos que el ente regulador especifique.
4. Los índices de clase especificados corresponden a valores máximos; es decir, que se pueden instalar medidores con índices de clase de menor valor a lo exigido, por ejemplo, donde se especifica un índice de clase 2 se puede instalar un medidor Clase 1.
5. Para medición indirecta se debe seleccionar el menor índice de clase de exactitud normalizado para energía reactiva.

Para la medición de energía se puede seleccionar Sistemas de Medición Centralizada.

Para clientes trifásicos, independiente de su nivel de tensión y consumo se exigirá que la medida se haga utilizando tres elementos a partir de la entrada en vigencia de la presente norma.

En el área urbana industrial, o en el área rural, se instalarán cajas normalizadas para transformadores de corriente ver dibujo NMA4-08 en anexo planos y para el equipo de medida en baja tensión directamente en el poste, o en muros construidos en la base del poste del transformador ver NMA4-15 en anexo planos.

En las figuras a continuación se muestran los esquemas generales de medición directa, semi-directa e indirecta de acuerdo con la capacidad instalada en la Tabla 7.

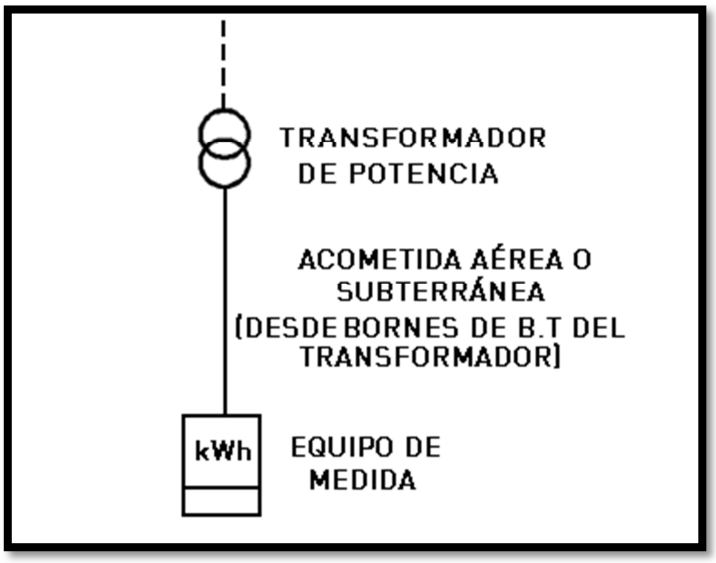



**Figura 3 Acometida de MT con equipo de medida en BT, medición directa**

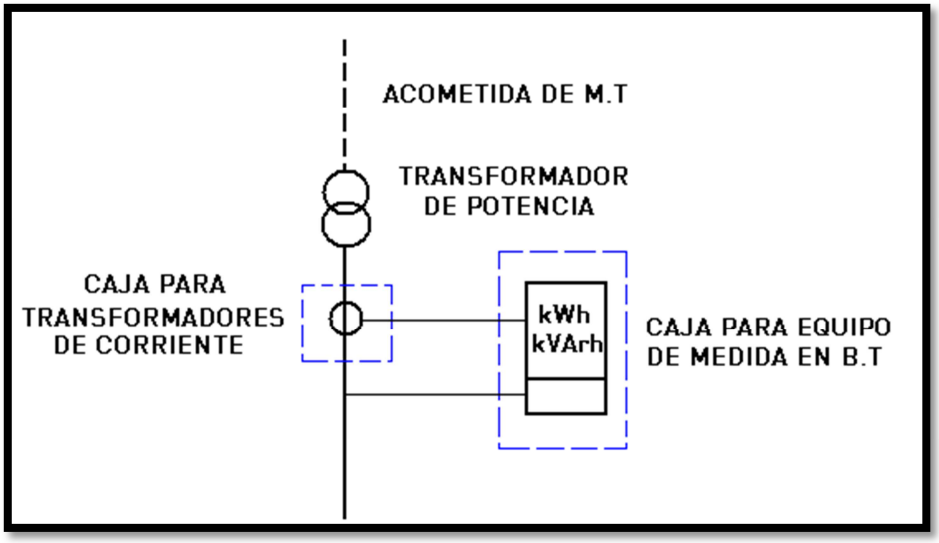



**Figura 4 Acometida de MT con equipo de medida en BT, medición semi-directa**

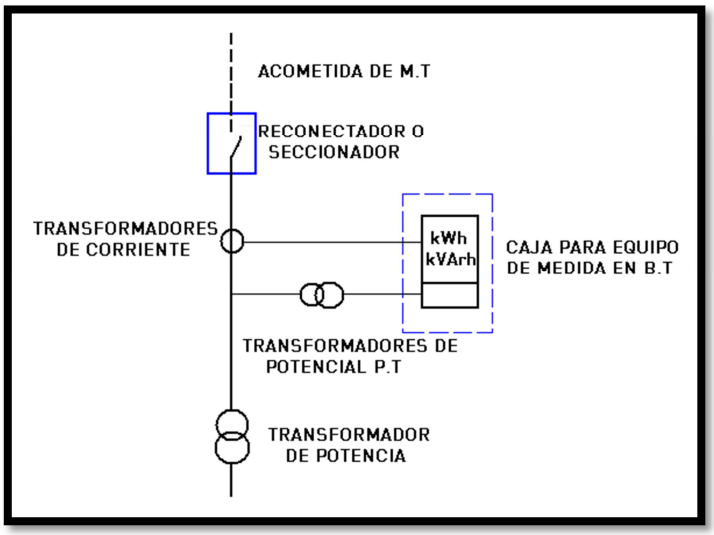



**Figura 5 Acometida de MT con equipo de medida en MT, medición indirecta**

En el anexo 1, se incluye el formato de configuración de las medidas semidirecta e indirecta utilizadas por le Empresa.

### 5.2.2 Especificaciones técnicas de medidores

La Empresa para su instalación tiene definidas las especificaciones técnicas para medidores de energía eléctrica en los siguientes documentos:

RIA-105A – Medidores Electromecánicos

RIA-105B – Medidores Multifuncionales Estáticos o Electrónicos

### 5.2.3 Medidores para frontera comercial.

Los clientes de comercializadores diferentes a la Empresa y puntos de intercambio comercial deben instalar dos medidores multienergía (principal y de reserva) según lo siguiente:

Cuando la frontera comercial esté ubicada en puntos de la red en los que se presentan flujos de potencia en ambos sentidos se instalarán contadores bidireccionales.

En fronteras comerciales de generación deben instalarse contadores independientes que registren los consumos auxiliares, si estos son suministrados desde la red.

Cuando una planta de generación está conformada por unidades que realizan ofertas a precios unitarios diferentes, el generador podrá instalar contadores adicionales independientes para cada unidad.

La Empresa se reserva el derecho a exigir tele medida para los clientes que ella estime conveniente.

Los elementos de comunicación necesarios para la tele medida son considerados como anexos a la medición.

### 5.2.4 Medición de zonas comunes.

Para la medición de las zonas comunes se tienen cuatro (4) alternativas:

- Instalando una alimentación exclusiva para zonas comunes y con equipo de medida que registre la energía suministrada.
- Instalando varios equipos de medida distribuidos en diferentes áreas con los cuales se registren la energía de zonas comunes.
    - La combinación de las dos alternativas anteriores.
    - La instalación de un medidor totalizador y varios medidores individuales para los usuarios.

Los equipos de medida mencionados deben poseer dispositivo anexo de corte y reconexión para las capacidades requeridas. En los casos donde se tenga cargas muy altas, la Empresa evaluará la posibilidad de utilizar dichos equipos sin este dispositivo como caso de excepción.

Las zonas comunes comerciales o industriales serán consideradas para este efecto como clientes no residenciales.

Las zonas comunes residenciales serán consideradas como clientes residenciales.

### 5.2.5 Medición avanzada AMI/AMM.

Es un sistema avanzado que permite realizar funciones de lectura de consumos de los clientes, suspensión, reconexión de los mismos a la vez que les brinda información y gestión de la energía consumida.

Un sistema AMI está integrado principalmente por:

- Caja de medida centralizada (CMC).
- Dispositivos de conexión y reconexión.
- Display.

- Medidores Inteligentes.
- Redes LAN
- Redes WAN
- Sistemas de gestión de datos de medición.
- Gateways o concentradores de datos.

La Empresa se enfocará en implementar esquemas que permitan gestionar el nivel de pérdidas. Los esquemas a continuación muestran la ubicación de los equipos de manera que permitan realizar el balance de pérdidas a través de los medidores y macro medidores inteligentes, ubicados en la salida de los transformadores por el lado de baja tensión. Se tienen dos esquemas de medición: Centralizada e instalada en el edificio del cliente.

5.2.5.1 Medición centralizada.

En el esquema de la Figura 5, el dispositivo de medición está alojado en una caja de medida centralizada ubicada en un poste. En el domicilio del usuario final debe tenerse instalado un Display que muestra al cliente su consumo de energía.

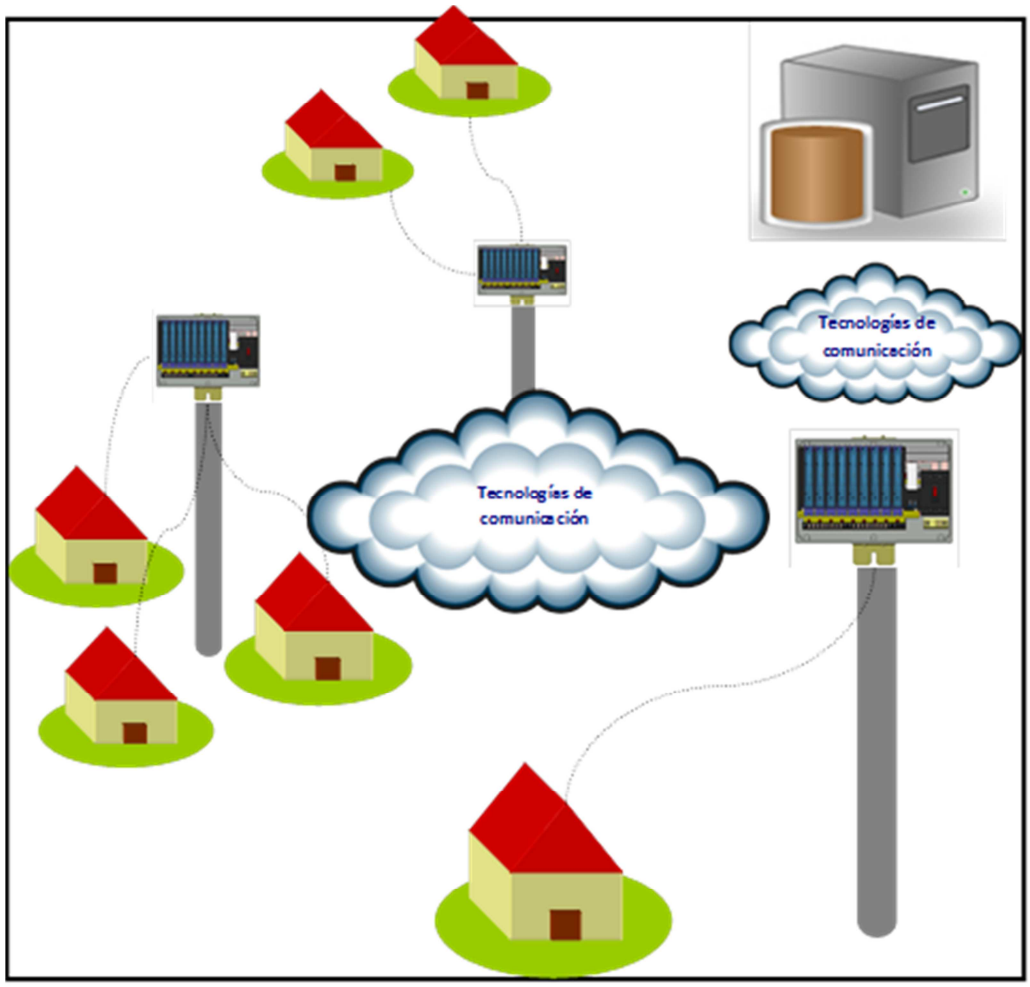



**Figura 6 Medición centralizada.**

El sistema de medida centralizada puede ser de operación remota o local, está compuesto por equipos de medida ubicados en una caja donde se integran elementos para realizar la medición, lectura, suspensión, reconexión, control y supervisión del suministro de energía de los clientes.

Los equipos están diseñados para instalarse en poste o en tablero de distribución. También cuentan con un dispositivo común por gabinete (display) de visualización de la información para que el cliente consulte su consumo.

5.2.5.2 Medición inteligente en el edificio del cliente.

Se instala el macro medidor a la salida del transformador por el lado de baja tensión y el medidor en el edificio del cliente. En las siguiente figuras 6, 7 y 8, se muestran los diferentes esquemas de instalación.

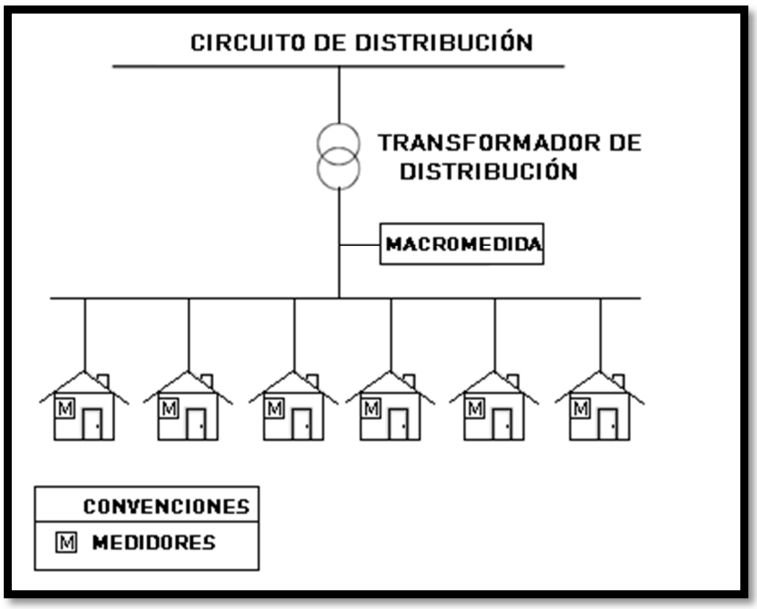



**Figura 7 Medida centralizada con medidor inteligente en la instalación del usuario**

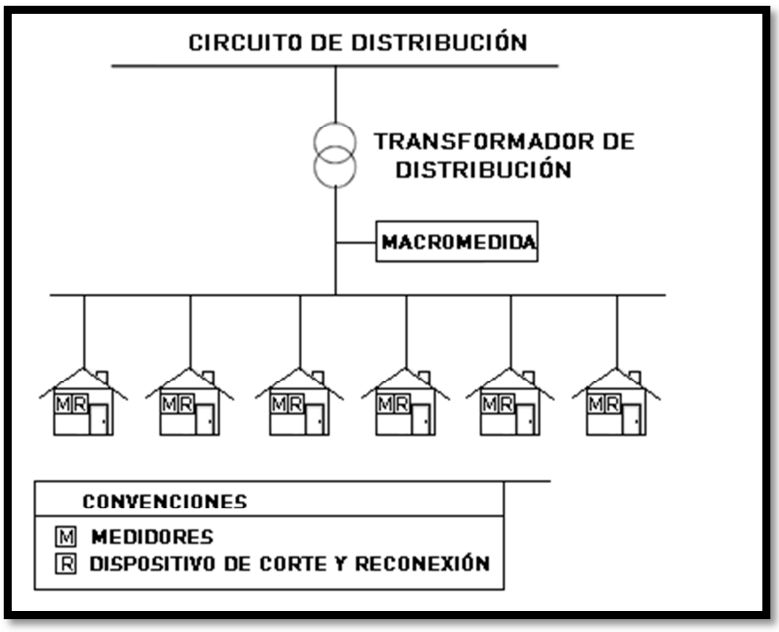



**Figura 8 Medida centralizada con medidor inteligente comunicación de dos vías en la instalación del usuario**

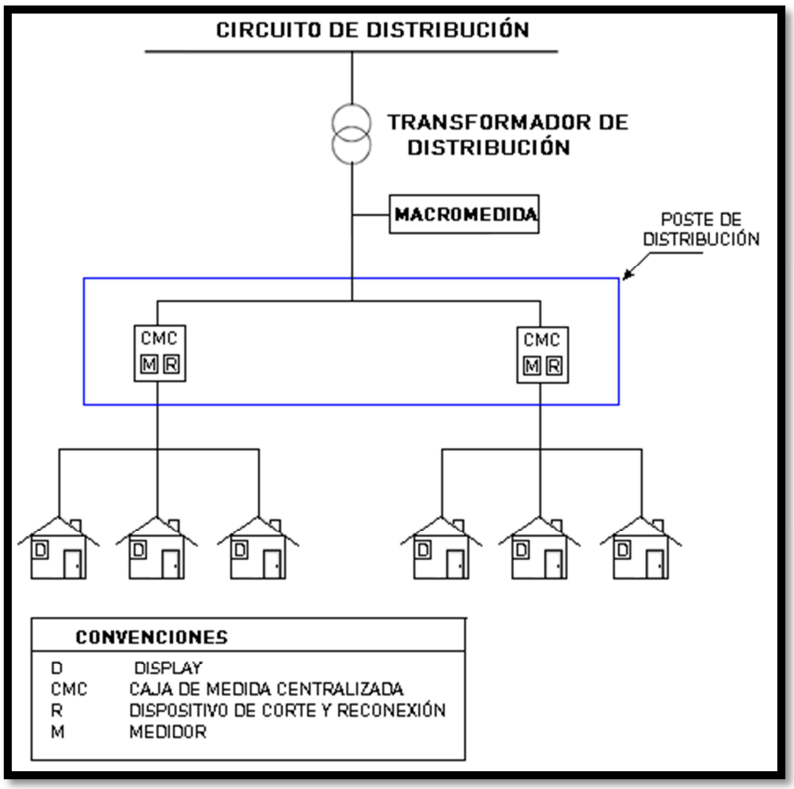



**Figura 9 Medida centralizada con medidores inteligente ubicados en los postes de distribución y display en el usuario**

5.2.5.3 Módulo de medida centralizada.

Los módulos de medida centralizada deben cumplir con los requerimientos de la Norma NTC 4052 en cuanto a: Exactitud, límites de error debido a variación de corriente, arranque inicial, funcionamiento sin carga y constante del medidor. Deben ser de estado sólido, microprocesados, empleados para medir fundamentalmente energía activa y reactiva. Opcionalmente pueden medir y mostrar en un display digital otras variables.

5.2.5.4 Visualizador en el sitio del cliente (display).

Desde la aplicación del sistema de telegestión debe ser posible enviar cadenas alfanuméricas de texto a los display del usuario final, utilizando la infraestructura de telecomunicaciones del sistema de medida centralizada. Los mensajes deben estar sujetos a las siguientes condiciones:

- **Longitud del mensaje:** El límite de caracteres alfanuméricos por mensaje no debe ser inferior a 100.
- **Repeticiones mínimas:** La cadena de texto enviada desde la aplicación debe quedar almacenada temporalmente en una posición de memoria de la tarjeta de control de cada caja, para que el usuario de la aplicación pueda definir el número de veces en que el mensaje transmitido se va a reproducir en el display del usuario.

5.2.5.5 Comunicación entre las CMC esclavas y la caja maestra.

La comunicación entre la CMC maestra y las CMC esclavas debe ser vía PLC o RF, no se permite la conexión alambrada entre éstas debido a la vulnerabilidad de las mismas.

5.2.5.6 Comunicaciones entre la CMC maestra y el centro de gestión

La comunicación debe cumplir con estándares nacionales e internacionales de comunicaciones y protocolos abiertos, según sea aplicable.

Las siguientes son tecnologías recomendadas para la transferencia de información entre la CMC maestra y el centro de gestión:

- Conexión Ethernet a la WAN de la compañía.
- Radiofrecuencia.
- Satelital.
- Módems o enrutadores GPRS/GSM/EDGE/3G.
- Por línea de potencia - PLC.

Se requiere que todas las CMC maestras tengan disponible un puerto Ethernet para la comunicación con el centro de control.

### 5.2.6 Medición prepago.

La medición prepago consiste en un sistema en el cual el cliente debe pagar con anticipación la cantidad que consumirá, comprando tarjetas de cierto valor monetario asignados al kilowatt/hora que son ingresadas a un medidor de electricidad electrónico, instalado en su edificio. De esta manera, la cantidad de energía que circulará hacia la casa estará restringida al total del valor ingresado en el medidor. Cuando queda poco saldo, el cual lo fijara la Empresa, el medidor da una alerta para que el usuario realice la recarga al crédito antes de que sea

suspendido el servicio. Este esquema se empleará únicamente bajo previo acuerdo entre el cliente y la Empresa.

A continuación se describen las partes que conforman la medición prepago y su arquitectura. Ver

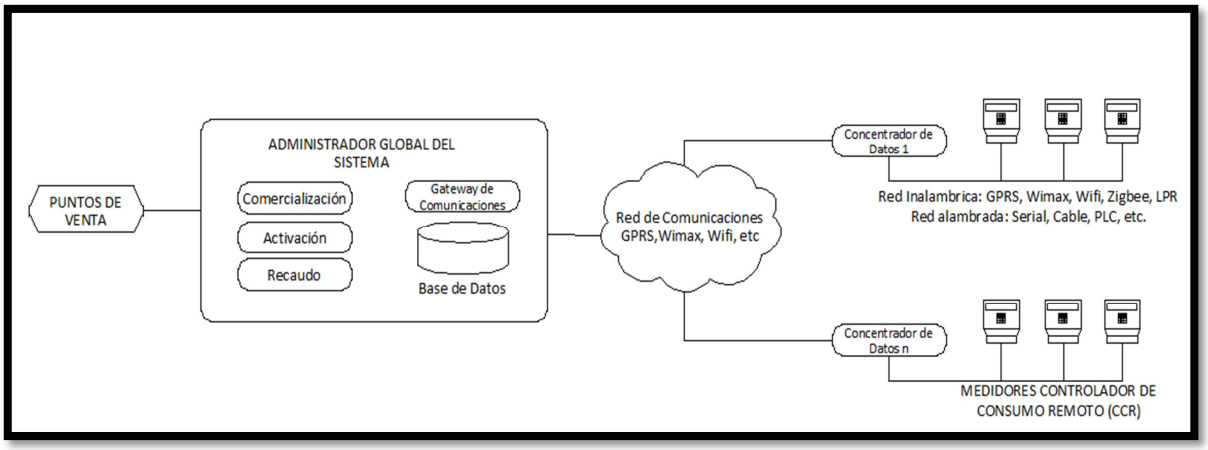



**Figura 10 Arquitectura del sistema de medición prepago**

- Medidor controlador de consumo remoto (CCR).

Es el dispositivo que se instala en cada edificio y que integra la medición, control y accionamientos de maniobra de conexión y desconexión automática.

- Administrador global del sistema (AGS).

Es el software que permite identificar al usuario y al medidor y que se utiliza para la gestión, administración de la información y generación de estadísticas.

- Comercialización, activación y recaudo (CAR).

Es el sistema que permite consolidar la logística de activación, recarga y pago del servicio. Su función es llevar el control permanente y en línea del recaudo del punto de comercialización para su correcta administración.

# 6 ELEMENTOS COMPLEMENTARIOS AL MEDIDOR

Son elementos anexos al medidor:

- Transformadores de medida (de corriente y tensión)
- Bloque de prueba
- Cable de control
- Sellos de seguridad
- Dispositivos de comunicación

## 6.1 TRANSFORMADORES DE MEDIDA

### 6.1.1 Generalidades

Transformadores de medida son los equipos destinados a alimentar con señales de tensión (T.P.) o de corriente (T.C.) los instrumentos de medida.

Los transformadores de medida pueden ser de tipo interior o de tipo exterior de acuerdo con el ambiente en que se instalen. Las características de construcción cambian de acuerdo con el tipo de ambiente.

### 6.1.2 Propiedad de los transformadores de medida.

De acuerdo con la resolución CREG 025, el equipo de medida pertenece al usuario, pero se puede presentar el caso en que estos elementos pertenezcan a la Empresa.

Cuando los transformadores de medida sean propiedad de la Empresa no se permitirá la conexión de medidores que sirvan a otra comercializadora.

### 6.1.3 Características requeridas.

Las características que determinan la selección de los transformadores de medida son:

- El tipo de aislamiento.
- La carga a medir.
- La clase de exactitud.
- La carga nominal (Burden).
- Relación de transformación.

- Porcentaje del error de fase
- Corriente de cortocircuito (para niveles de tensión 2, 3 y 4 y transformadores diferentes a los tipo ventana)

### 6.1.4 Transformador de corriente.

Es un transformador de medida en el cual la corriente secundaria, bajo condiciones normales de uso, es proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero para una dirección apropiada de las conexiones.

La relación de los transformadores de corriente se determinará de forma tal que se garantice, que la corriente nominal primaria del transformador de corriente sea el valor más cercano al de la corriente nominal del sistema calculada a plena carga. En la figura a continuación se muestran los transformadores de corriente de uso interior y exterior:



**Figura 11 T.C. Tipo ventana uso interior**




**Figura 12 T.C. Tipo exterior media tensión**

6.1.4.1 Corriente térmica nominal de corta duración (Ith).

De acuerdo con la NTC 5019, la corriente térmica nominal de corta duración ($i_{th}$) deberá seleccionarse de tal forma que:

$$I_{th} \geq I_{cc} \times t^{1/2}$$

En donde:

Icc=corriente máxima de corto circuito en el punto del sistema donde va a ser conectado el transformador de corriente.

t=el tiempo de duración del corto circuito en segundos.

6.1.4.2 Corriente dinámica nominal (Idyn)

La corriente dinámica nominal $I_{dyn}$ debe ser como mínimo 2.5 veces la corriente térmica nominal de corta duración ($I_{th}$); es decir:

$$I_{dyn} \geq 2.5\, I_{th}$$

Especificaciones técnicas.

La Empresa exigirá los transformadores de corriente de acuerdo con las características que a continuación se describen:

a. Precisión:

En un transformador de corriente para medida, la clase de exactitud se designa por el porcentaje de error de corriente más alto permisible a la corriente nominal prescrita para la clase de exactitud correspondiente.

La clase de exactitud de un transformador de corriente para medida, está caracterizada por un número (índice de clase) que es el límite del error de relación, expresado en tanto por ciento para la intensidad nominal primaria estando alimentando el transformador la “carga de exactitud”.

La clase de exactitud se designa por el error máximo admisible, en porcentaje, que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y la frecuencia nominal.

b. Guía de aplicación:

De acuerdo con la cantidad de energía a medir la clase de exactitud de los transformadores de tensión y corriente se debe seleccionar de acuerdo al nivel de tensión del punto de conexión en el sistema eléctrico y a la magnitud de la carga a la cual se desea efectuar medición de potencia y/o energía consumida, tal como se indica en la Tabla 8.

**Tabla 8 Selección de transformadores de medida**

| Tipo de medición | Tipo de servicio | Nivel de tensión | Relación del TC (RTC)1 | Transformadores de medida | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Tipo | Cantidad | Clase IEC ó ANSI |
| Semi-directa. | Monofásico trifilar o Trifásico tetrafilar. | BT | RCT≤400/5A | T.C. | 2 ó 3 | 0,5S ó 0,6 |
| | | | RTC> 400/5A | | | 0,5S ó 0,6 |
| Indirecta | Trifásico trifilar. | MT (1 kV < V ≤30 kV) | RTC≤15/5A | T.C. | 3 | 0,5S ó 0,6 |
| | | | | T.P. | | 0,5 |
| | | | RTC>15/5A | T.C. | | 0,5S |
| | | | | T.P. | | 0,5S ó 0,6 |
| | | | | | | 0,5 |
| | | MT (30kV <V < 57.5 kV) | Para todas las RTC | T.C. | 3 | 0,5S |
| | | | | T.P. | | 0,5 |

Las clases de exactitud Normalizadas son:

**Tabla 9 Clases de exactitud normalizadas**

| Clase | Norma |
|---|---|
| 0,2, 0,2S, 0,5 y 0,5S | Para transformadores de corriente fabricados bajo la NTC 2207 (IEC 60044-1) |
| 0,3 y 0,6 | Para transformadores fabricados bajo la Norma ANSI / IEEE C57.13. |

Los índices de clase especificados corresponden a valores máximos; es decir, que se pueden instalar transformadores con índices de clase inferior a lo exigido, por ejemplo, donde se especifica un índice de Clase 0,5 se puede instalar un transformador Clase 0,5S o Clase 0,2.

a. Relaciones de transformación exigidas:

La Tabla 10 y la Tabla 11 definen la relación de transformación de los T.C. para mediciones semi-directas y para mediciones indirectas. Estas tablas tomadas de la Norma NTC 5019 establecen la relación de transformación en función de la carga instalada y la tensión en el punto de conexión de los T.C´s.

**Tabla 10 Relaciones de transformación exigidas para mediciones semi-directas**

| Circuitos a 3x 120/208 V | | Circuitos a 3 x 127/220V | | Circuitos a 3 x 254/440 V | | Circuitos a 120/240V | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Capacidad instalada (kVA) | Relación de los TC | Capacidad instalada (kVA) | Relación de los TC | Capacidad instalada (kVA) | Relación de los TC | Capacidad instalada (kVA) | Relación de los TC |
| 28 A 43 | 100/5 | 30 A 45 | 100/5 | 60 A 91 | 100/5 | 19 A 28 | 100/5 |
| 44 A 65 | 150/5 | 46 A 68 | 150/5 | 92 A 137 | 150/5 | 29 A 43 | 150/5 |
| 66 A 86 | 200/5 | 69 A 91 | 200/5 | 138 A 183 | 200/5 | 44 A 57 | 200/5 |
| 87 A 129 | 300/5 | 92 A 137 | 300/5 | 184 A 274 | 300/5 | 58 A 86 | 300/5 |
| 130 A 162 | 400/5 | 138 A 182 | 400/5 | 275 A 365 | 400/5 | 87 A 108 | 400/5 |
| 163 A 194 | 500/5 | 183 A 228 | 500/5 | 366 A 457 | 500/5 | 109 A 129 | 500/5 |
| 195 A 259 | 600/5 | 229 A 274 | 600/5 | 458 A 548 | 600/5 | 130 A 172 | 600/5 |
| 260 A 324 | 800/5 | 275 A 365 | 800/5 | 549 A 731 | 800/5 | 173 A 216 | 800/5 |
| 325 A 389 | 1000/5 | 366 A 457 | 1000/5 | 732 A 914 | 1000/5 | 217 A 259 | 1000/5 |
| 390 A 467 | 1200/5 | 458 A 548 | 1200/5 | 915 A 1097 | 1200/5 | 260 A 311 | 1200/5 |
| 468 A 648 | 1600/5 | 549 A 731 | 1600/5 | 1098 A 1463 | 1600/5 | 312 A 438 | 1600/5 |

Nota: Los valores inferior y superior de cada rango son calculados como el 80% y el 120% de la corriente nominal.

**Tabla 11 Relaciones de transformación exigidas para mediciones indirectas**

| Circuitos 13,2 kV | | Circuitos a 34,5 kV | |
|---|---|---|---|
| Capacidad Instalada (kVA) | Relación de los T.C. | Capacidad instalada (kVA) | Relación de los T.C. |
| 91 a 137 | 5/5 | 239 a 358 | 5/5 |
| 183 a 274 | 10/5 | 478 a 717 | 10/5 |
| 275 a 411 | 15/5 | 718 a 1075 | 15/5 |
| 412 a 503 | 20/5 | 1076 a 1314 | 20/5 |

| Circuitos 13,2 kV | | Circuitos a 34,5 kV | |
|---|---|---|---|
| Capacidad Instalada (kVA) | Relación de los T.C. | Capacidad instalada (kVA) | Relación de los T.C. |
| 504 a 617 | 25/5 | 1315 a 1613 | 25/5 |
| 618 a 823 | 30/5 | 1614 a 2151 | 30/5 |
| 824 a 1029 | 40/5 | 2152 a 2689 | 40/5 |
| 1030 a 1234 | 50/5 | 2690 a 3226 | 50/5 |
| 1235 a 1554 | 60/5 | 3227 a 4063 | 60/5 |
| 1555 a 1829 | 75/5 | 4064 a 4780 | 75/5 |
| 1830 a 2743 | 100/5 | 4781 a 7170 | 100/5 |
| 2744 a 4115 | 150/5 | 7171 a 10756 | 150/5 |
| 4116 a 5144 | 200/5 | 10757 a 13445 | 200/5 |

b. Potencias de precisión:

La carga nominal (Burden) del transformador de corriente debe seleccionarse de tal forma que la carga real del circuito secundario incluyendo los cables de conexión del transformador al medidor, esté comprendida entre el 25 % y el 100 % de su valor.

Para las Clases 0,2S y 0,5S el error de corriente porcentual (relación) y el desplazamiento de fase en la frecuencia nominal no deben exceder los límites de error establecidos en la NTC 2207, cuando la carga secundaria es cualquier valor entre el 25 % y 100 % de la carga nominal.

Para transformadores de corriente de exactitud Clase 0,1; 0,2 y 0,2S y con una carga nominal que no exceda 15 VA, se puede especificar un rango de carga extendida. El error de corriente porcentual (relación) y el desplazamiento de fase no deben exceder los límites de error establecidos en la NTC 2207, cuando la carga secundaria es cualquier valor entre 1 VA y 100 % de la carga nominal.

### 6.1.5 Transformador de tensión.

Los transformadores de tensión reducen las señales de tensión nominal de un sistema a niveles aceptables por el medidor.

Para efectos de esta norma, las características de los transformadores de tensión se regirán por la NTC 5019 y NTC 2207. En las siguientes figuras se muestran los transformadores de tensión tipo interior y exterior.



**Figura 13 Transformadores de tensión tipo interior**



**Figura 14 Transformadores de tensión tipo exterior**

La empresa exigirá los transformadores con las clases de precisión normalizadas para los transformadores de tensión que se mostraron en la Tabla 8.

De acuerdo con la cantidad de energía a medir, la Empresa exigirá la clase de precisión de los transformadores de tensión.

a. Precisión.

Para determinar la clase de precisión de los transformadores de tensión se determinará de acuerdo con los consumos de energía de la instalación, referirse a la Tabla 8.

Relaciones de transformación exigidas:

- Para el sistema a 13.2 kV. se podrán usar las siguientes relaciones: 13800/115, 13200/120, 13800/√3/115/√3, 13200/√3/120/√3.
- Para el sistema a 34.5 kV. se podrá utilizar la siguiente relación: 34500/115, 34500/√3/115/√3.

El nivel de aislamiento será de 38 kV para red de 34.5 kV y de 15 kV para red de 13.2 kV. No se aceptarán transformadores de tensión cuyas tensiones por alta sean inferiores a las tensiones nominales del sistema la Empresa (34.5, 13.2 kV). Para niveles de tensión diferentes consultar la Tabla 12.

**Tabla 12 Niveles de aislamiento para T.P. según la tensión más alta del sistema**

| Tensión más alta del sistema kV (eficaz) | Tensión de frecuencia industrial a soportar 1 kV eficaz. Durante un minuto | Tensión de impulso a soportar BIL kV (pico) | |
|---|---|---|---|
| | | Sistema de potencia | |
| | | Hasta 500 kVA | Más de 500 kVA |
| 0.6 | 4 | 10 | 10 |
| 1.2 | 10 | 30 | 30 |
| 15.5 | 34 | 95 | 110 |
| 38 | 70 | 200 | |

La RTP siempre deberá ser un entero. No se aceptarán equipos cuya RTP sea fraccionaria, esto se exige por precisión en la facturación.

## 6.2 BLOQUE DE PRUEBAS CORTOCIRCUITABLE

### 6.2.1 Generalidades

El bloque de pruebas es un dispositivo que sirve para facilitar la conexión, el cambio y la ejecución de pruebas en los medidores de conexión indirecta; a él llegan las señales de corriente y de tensión de los transformadores de medida.

El bloque de pruebas y conexión deberá ser utilizado indiferentemente para conexión con dos (conexión en Δ) o tres elementos (conexión en Δ ó Y). En el dibujo NMA6-01 del anexo planos, se muestra la disposición y medidas de un bloque de pruebas típico.

La empresa sólo admitirá bloques de pruebas del tipo cuchilla.

Las señales de corriente y de tensión se llevarán al bloque de pruebas a través de cable siete (7) colores y se conectarán con terminales tipo compresión del calibre adecuado.

### 6.2.2 Base del bloque de pruebas.

La base deberá ser de una sola pieza, de material duro plástico, cuyo diseño y construcción ofrezca una elevada rigidez mecánica, que no permita deformaciones o variaciones en sus dimensiones y ser resistente a altas temperaturas.

La base tendrá perforaciones para asegurar ésta a la caja del medidor por medio de tornillos de acero inoxidable.

La base del bloque deberá tener instalados dos tornillos prescintables, con perforaciones de 2.5 mm de diámetro para permitir la inserción de sellos de seguridad y que no pueda ser removida a menos que se rompan éstos, con longitud suficiente para que permitan asegurar la tapa a esta base.

A la base irán aseguradas las cuchillas y terminales por medio de elementos de fijación. Estos elementos deberán estar instalados de tal forma que no permitan extraer ninguna de las piezas del bloque.

### 6.2.3 Bornes terminales y cuchillas

Éstos podrán ser bimetálicos o de cobre fosforado y deberán tener una capacidad de 30 A.

El nivel de aislamiento entre las partes activas y tierra deberá ser mínimo de 600V. Las cuchillas para las señales de tensión permitirán aislar estas señales del medidor, a la vez que darán corte visible.

Las cuchillas para las señales de corriente permitirán cortocircuitar cada señal, con lo cual protegerán los T.C. y se evitarán tensiones peligrosas al operario y a los equipos.

## 6.3 CABLE MULTICONDUCTOR PARA SEÑALES DE MEDIDA

Las señales de tensión y corriente de los secundarios de los transformadores de medida se llevan hasta el bloque de pruebas y de allí hasta el medidor en cable multiconductor apantallado de cobre 7h * de 3.31mm$^2$ (12 AWG), para medida en dos (2) o tres (3) elementos. Las características técnicas y especificaciones técnicas de este tipo de cable se presentan en el documento RIA-104.

El cableado de las señales de medición no debe ser de fácil acceso, los cables desnudos deberán ser completamente cubiertos por la tapa del bloque de pruebas. Si el cable queda al descubierto en algún tramo, se debe colocar un conducto galvanizado para el transporte de los cables con las señales de medición respetando el código de colores utilizado por la empresa que se muestra en la Tabla 13 para medición indirecta y la Tabla 14 para la medición semi directa.

**Tabla 13 Código de colores para el cable multiconductor**

| Conductor | Función |
|---|---|
| Amarillo | Tensión Fase A |
| Azul | Tensión Fase B |
| Rojo | Tensión Fase C |
| Negro | Cierre de señales |
| Amarillo-Negro | Corriente Fase A |
| Azul-Negro | Corriente Fase B |
| Rojo-Negro | Corriente Fase C |

**Tabla 14 Código de colores para el cable multiconductor medición semi directa**

| Conductor | Señal |
|---|---|
| Amarillo | Corriente A |
| Amarillo raya blanca | Cierre Corriente A |
| Azul | Corriente B |
| Azul raya blanca | Cierre Corriente B |
| Rojo | Corriente C |
| Rojo raya blanca | Cierre Corriente C |
| Verde | - |

Cuando se trate de equipos de medida instalados a la intemperie, las señales de los equipos de medida se deben instalar en Conducto galvanizado de 3,75 cm (1,5”) desde los equipos de medida hasta el gabinete del medidor, respetando el código de colores antes mencionados. Los tramos que interconectan los equipos de medida pueden estar cubiertos con carcaza metálica flexible tipo intemperie.

## 6.4 SELLOS DE SEGURIDAD

Son los elementos que garantizan la integridad de los equipos y del sistema de medida. Son de carácter inviolable y para su manipulación o retiro, se debe solicitar la autorización a la Empresa en su calidad de operador de red, aunque las instalaciones sean atendidas por otros comercializadores.

Los siguientes elementos que conforman el equipo de medida en baja y media tensión deben permitir la instalación de sellos de seguridad:

- Gabinete del medidor.
- Tapa del bloque de terminales (bornera) del medidor.
- Tapa Principal del medidor
- Reset de demanda.
- Gabinete de T.C.
- Tapa bornera de cada T.C.
- Tapa bornera de cada T.P.
- Tapa bornera de la bornera cortocircuitable.
- Celda de medida.
- Celda de barraje principal.

Los sellos de seguridad de los anteriores elementos solamente podrán ser retirados o reemplazados con la autorización y presencia del operador de red y el comercializador, el retiro o deterioro de los mismos será causa para sanción del cliente e inclusive para la suspensión del servicio y anulación del contrato de conexión.

6.4.1.1 Tipos de sellos

Por razones de salud, contaminación y fallas en la seguridad se prohíbe a partir de la fecha de entrada en vigencia de esta norma, la utilización de sellos de plomo. Cuando se efectué una intervención al medidor y este se encuentre con sellos de plomo se debe cambiar por cualquiera de los siguientes:

a. Roto seal

Este tipo de sello es un dispositivo mecánico que garantiza seguridad en equipos de medición, borneras, cajas de TC`s, etc. Está conformado por dos partes plásticas (cuerpo y seguro) y un cable metálico. Debe ser fabricado en material polipropileno, resistente a la luz ultravioleta, al impacto y garantizar larga durabilidad.

El cable debe ser de acero inoxidable 7 hilos y de 15 cm de longitud.

El cuerpo transparente debe venir con numeración de siete dígitos. El inserto se debe poder rotar manualmente. Tanto el inserto como el cuerpo de acrílico deben ser resistentes a la intemperie como a los ambientes corrosivos.




**Figura 15 Sello tipo roto seal**

b. Sellos tipo ancla

Dispositivo mecánico que garantiza seguridad en equipos y accesorios de medición, consta de un enclavamiento en forma de ancla con un acanalado donde se incrusta una guaya. Está conformado por tres partes plásticas, cuerpo, dos o tres anclas y lengüeta integradas en una sola pieza, con una parte metálica compuesta por una guaya en acero inoxidable.

Su instalación debe ser manual. Debe ser fabricado en material polipropileno resistente a la luz ultravioleta y al impacto.

Debe permitir marcación personalizada en bajo relieve hasta de 8 dígitos.

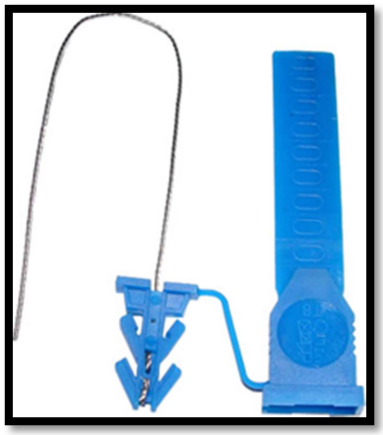


**Figura 16 Sello tipo ancla**

## 6.5 DISPOSITIVOS DE COMUNICACIÓN

Los medidores de energía a partir de la implementación de esta norma deben contar con un dispositivo de comunicación que le permita ser interrogado local o remotamente.

Para la parametrización y lectura el medidor dispondrá de al menos dos puertos de comunicación que serán:

- Puerto óptico
- Puerto RS 232 ó RS 485
- Puerto Ethernet

Adicional a ello se permite la instalación del puerto de expansión multipropósito (PEM).

Para los anteriores dispositivos de comunicación, el fabricante debe suministrar las características y especificaciones técnicas respectivas de acuerdo con el esquema de medición remoto que se implemente, estas características deben ser avaladas por la Empresa.

# ANEXO 1 FORMATO DE CONFIGURACION DE MEDIDA INDIRECTA Y SEMI-DIRECTA

| EPSA | FORMATO DE CONFIGURACIÓN DE MEDICIÓN INDIRECTA | | |
|---|---|---|---|
| **INFORMACIÓN DEL CLIENTE** | | | |
| CODIGO DE CLIENTE | | | NIVEL DE TENSION |
| CLIENTE | | | SITIO DE INSTALACIÓN |
| DIRECCION | | | |
| **INFORMACIÓN DEL MEDIDOR** | | | |
| FECHA DE INSTALACION | | | PUERTO COM |
| SERIE | | | PUERTO ETHERNET |
| MODELO | | | |
| DIR. MODBUS | | | |
| DIR. IP | | | |
| **ALARMAS CONFIGURADAS** | | | |
| FALLA DE BATERÍA | PARO DE MEDIDA | | |
| TAPA ABIERTA | | | |
| **METROLOGÍA** | | | |
| Conexión del contador | | | Transformador |
| Parámetros de la Red | Rango intensidad | | 1/10A |
| | Intensidad máxima | | 10.0 A |
| | Tipo de conexión | | 4 hilos |
| | Frecuencia nominal | | 60 Hz |
| | Tensión nominal | | 120/208 V |
| | THD Nominal Current | | 10.0 A |
| Relación de Transformación | Relación de Corriente | | 1 / 1 |
| | Relación de Tensión | | 1 / 1 |
| Alimentación auxiliar | Alimentación auxiliar conectada | | No |
| Cálculo de Energía | | | Acumulativo (modo 1) |
| Cálculo de la Potencia | Modo de cálculo para la potencia Aparente | | Vectorial |
| | Modo de cálculo para la energía total | | Cálculo simultáneo en las dos direcciones |
| THD Activation Parameter | | | Activate the THD Computing |
| Relative THD Threshold Parameters | Voltage Relative Threshold Upper | | 100 % |

| EPSA | FORMATO DE CONFIGURACIÓN DE MEDICIÓN INDIRECTA | | |
|---|---|---|---|
| | Voltage Relative Threshold Lower | | 3 % |
| | Current Relative Threshold Upper | | 100 % |
| | Current Relative Threshold Lower | | 3 % |
| THD Calculation Algorithm | | | According IEC61000-4-7 (relative to fundamental value) |
| RECURSOS | | | |
| Tipo de contador | | | |
| Versión de Firmware | 5.40 | | |
| Carta Ent/Sal | Intermedia E/S | | |
| Comm Board | Type IEC5 | | |
| Número de Entradas de control | 1 | | |
| Número de Salidas de control | 2 | | |
| Número de Entradas de impulsos | 2 | | |
| Número de Salidas de impulsos | 2 | | |
| Communication Type on Customer Port | RS 232 | | |
| Nivel de Recursos | Nivel 4 | | |
| Número de canales de máxima | 10 | | |
| Número de canales de energía | 10 | | |
| Número de canales de la curva de carga | 8 | | |
| Número de tarifas de máxima | 24 | | |
| Número de tarifas de energía | 32 | | |
| Calidad de servicio Habilitado | Si | | |
| Real Time Port Enabled | Si | | |
| MID Directive Compliant | No | | |

| FACTURACION DE ENERGÍA REACTIVA | # |
|---|---|

| | Canal | Unidad |
|---|---|---|
| Energía Activa- Tarifas de energía | Canal 1 | |
| Energía Reactiva- Tarifas de energía | Canal 2 | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Curva de carga 1 - Parámetros | | | |
| Periodo de Integración (min) | 15 | | |
| Formato de almacenamiento de la energía | Base 10 | | |

| EPSA | FORMATO DE CONFIGURACIÓN DE MEDICIÓN INDIRECTA | | |
|---|---|---|---|
| Modificación del Umbral del Reloj | 0 | | |

**CURVA DE CARGA 1**

| Magnitud | Unidad | Canal | % de memoria en uso |
|---|---|---|---|
| Energía ActivaTotal Acumulada | Wh | | 27 |
| Energía ReactivaTotal Acumulada | varh | | 27 |
| Energía ActivaTotal Acumulada | | | |
| Energía ReactivaTotal Acumulada | | | |
| Demanda Máxima de Energía Activa | | | |
| Demanda Máxima de Energía Reactiva | | | |
| Potencia Watthours | | | |
| Tensión RMS A | | | |
| Tensión RMS B | | | |
| Tensión RMS C | | | |
| Corriente RMS A | | | |
| Corriente RMS B | | | |
| Corriente RMS C | | | |
| Potencia Activa | | | |
| Potencia Reactiva | | | |
| Potencia Aparente | | | |
| THD Voltaje | | | |
| Factor de potencia | | | |
| Frecuencia | | | |
| Desbalance (S0/S1) | | | |
| Desbalance (S2/S1) | | | |
| THD Corriente | | | |
| Short Term Flicker | | | |
| Long Term Flicker | | | |

**CURVA DE CARGA 2**

| **Magnitud** | **Unidad** | **Canal** | **% de memoria en uso** |
|---|---|---|---|
| Energía ActivaTotal Acumulada | Wh | | 27 |
| Energía ReactivaTotal Acumulada | varh | | 27 |
| Energía ActivaTotal Acumulada | | | |
| Energía ReactivaTotal Acumulada | | | |
| Demanda Máxima de Energía Activa | | | |

| EPSA | FORMATO DE CONFIGURACIÓN DE MEDICIÓN INDIRECTA | | |
|---|---|---|---|
| Demanda Máxima de Energía Reactiva | | | |
| Potencia Watthours | | | |
| Tensión RMS A | | | |
| Tensión RMS B | | | |
| Tensión RMS C | | | |
| Corriente RMS A | | | |
| Corriente RMS B | | | |
| Corriente RMS C | | | |
| Potencia Activa | | | |
| Potencia Reactiva | | | |
| Potencia Aparente | | | |
| THD Voltaje | | | |
| Factor de potencia | | | |
| Frecuencia | | | |
| Desbalance (S0/S1) | | | |
| Desbalance (S2/S1) | | | |
| THD Corriente | | | |
| Short Term Flicker | | | |
| Long Term Flicker | | | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| **SINCRONISMO DE RELOJ** | | | |

| **DATOS A VISUALIZAR** | | | |
|---|---|---|---|
| **Magnitud** | **Unidad** | | |
| Energía ActivaTotal Acumulada | Wh | | |
| Energía ReactivaTotal Acumulada | varh | | |
| Energía ActivaTotal Acumulada (INV) | | | |
| Energía ReactivaTotal Acumulada (INV) | | | |
| Demanda Máxima de Energía Activa | | | |
| Demanda Máxima de Energía Reactiva | | | |
| Potencia Watthours | | | |
| Tensión RMS A | | | |
| Tensión RMS B | | | |
| Tensión RMS C | | | |
| Corriente RMS A | | | |
| Corriente RMS B | | | |

| EPSA | FORMATO DE CONFIGURACIÓN DE MEDICIÓN INDIRECTA | | |
|---|---|---|---|
| Corriente RMS C | | | |
| Potencia Activa | | | |
| Potencia Reactiva | | | |
| Potencia Aparente | | | |
| THD Voltaje | | | |
| Factor de potencia | | | |
| Frecuencia | | | |
| Desbalance (S0/S1) | | | |
| Desbalance (S2/S1) | | | |
| THD Corriente | | | |
| Short Term Flicker | | | |
| Long Term Flicker | | | |

## ANEXO 2 LISTADO DE FIGURAS NMA
## LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 3

| | |
|---|---|
| NMA3-01 | CONEXIÓN ACOMETIDAS EN RED ABIERTA EXISTENTE CON CONDUCTORES DESNUDOS |
| NMA3-02 | CONEXIÓN ACOMETIDAS EN RED ABIERTA EXISTENTE AISLADA |
| NMA3-03 | CONEXIÓN ACOMETIDAS EN RED TRENZADA DETALLE CONEXIÓN PERFORACIÓN TIPO TORNILLO |
| NMA3-04 | TIPOS DE ACOMETIDAS AÉREAS CASO 1:ACOMETIDA AÉREA SOBRE EDIFICACIÓN |
| NMA3-05 | TIPOS DE ACOMETIDAS AÉREAS CASO 2 :ACOMETIDA EN VOLADIZO |
| NMA3-06 | TIPOS DE ACOMETIDAS AÉREAS CASO 3: ACOMETIDA EN FACHADA CON SOPORTE EN ÁNGULO (1) |
| NMA3-07 | TIPOS DE ACOMETIDAS AÉREAS CASO 4: ACOMETIDA EN FACHADA CON SOPORTE EN ÁNGULO (2) |
| NMA3-08 | TIPOS DE ACOMETIDAS AÉREAS CASO 5: ACOMETIDA EN FACHADA CON SOPORTE CON SEGUNDO PISO CONSTRUIDO |
| NMA3-09 | TIPOS DE ACOMETIDAS AÉREAS CASO 6:ACOMETIDA EN TECHO CON SOPORTE |
| NMA3-10 | MONTAJE CAJA DE DERIVACIÓN DE ACOMETIDAS EN POSTE |
| NMA3-11 | MONTAJE CAJA DE DERIVACIÓN DE ACOMETIDAS EN VANO |
| NMA3-12 | REDES ESPECIALES ESTRUCTURA RED BAJA TENSIÓN CORRIDO ESTRUCTURA RED BAJA TENSIÓN CORRIDO |
| NMA3-13 | ESTRUCTURA RED BAJA TENSIÓN TERMINAL SENCILLO MONTADA EN EXTREMO DE CRUCETA METÁLICA |
| NMA3-14 | ESTRUCTURA RED BAJA TENSIÓN ANGULO MONTADA EN EXTREMO DE CRUCETA METALICA |
| NMA3-15 | DETALLES TÍPICOS ACOMETIDA SUBTERRANEA BARRAJES PREFORMADOS DE BAJA TENSIÓN CON SALIDAS |
| NMA3-16 | CAJA DE REGISTRO PARA INSTALACIÓN DE BARRAJE PREFORMADO |

## LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 4

| | |
|---|---|
| NMA4-01 | CAJA MP1 CAJA DE SOBREPONER PARA MEDIDOR MONOFÁSICO BIFILAR O MONOFÁSICO TRIFILAR NEUTRO DIRECTO |
| NMA4-02 | CAJA MP5 CAJA DE SOBREPONER PARA MEDIDOR TRIFÁSICO O MONOFÁSICO TRIFILAR NEUTRO INCORPORADO |
| NMA4-03 | CAJAS MC1 Y MC2 CAJA DE EMPOTRAR PARA UN MEDIDOR |
| NMA4-04 | CAJA PARA DOS MEDIDORES MONOFÁSICOS DISPOSICIÓN VERTICAL |
| NMA4-05 | CAJAS MC3 Y MC3A CAJA PARA DOS MEDICIONES |
| NMA4-06 | CAJA PARA 4 MEDIDORES |
| NMA4-07 | CAJAS MC5 Y MC5A CAJA PARA 4 MEDIDORES |
| NMA4-08 | CAJAS PARA INSTALACIÓN EN POSTE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN B.T. |
| NMA4-09 | CELDAS DE MEDIDA EN 13,2 kV y 34,5 kV |
| NMA4-10 | MONTAJE ANTIFRAUDE CAJA DE DERIVACIÓN DE ACOMETIDAS |

| | |
|---|---|
| | ALTERNATIVA 3 |
| NMA4-11 | MALLA METÁLICA PARA PROTECCIÓN INTERNA DE VISORES |
| NMA4-12 | DIMENSIONES DE ESPACIO PARA MEDIDORES MONOFÁSICOS Y TRIFÁSICOS EN ARMARIOS |
| NMA4-13 | ARMARIO PARA MEDIDORES PROPUESTA DE BLINDAJE DEL BARRAJE |
| NMA4-14 | CONJUNTOS MB-01A Y MC-01A MONTAJE DE EQUIPO DE MEDICIÓN POR MEDIA TENSIÓN MONTAJE EN MURETE |
| NMA4-15 | MONTAJE DE EQUIPO DE MEDICIÓN POR MEDIA TENSIÓN DOS ELEMENTOS |
| NMA4-16 | CONJUNTOS MB-01B Y MC-01B MONTAJE DE EQUIPO DE MEDICIÓN POR MEDIA TENSIÓN DOS ELEMENTOS CONFIGURACIÓN EN BANDERA |
| NMA4-17 | MONTAJE EN H MONTAJE DE EQUIPO DE MEDICIÓN POR MEDIA TENSIÓN |

## LISTADO DE FIGURAS NMA PARA EL CAPÍTULO 6

| | |
|---|---|
| NMA6-01 | BLOQUE DE CONEXIÓN Y PRUEBA |
| NMA6-02 | CABLE MULTICONDUCTOR PARA EQUIPOS DE MEDIDA |

## ANEXO 3 LISTADO DE ESPECIFICACIONES

| | |
|---|---|
| RIA-101A | Cajas para medidores monofásicos |
| RIA-101B | Cajas de medida centralizada |
| RIA-103 | Transformadores de corriente |
| RIA-103A | Transformadores de tensión |
| RIA-104A | Cable siete colores |
| RIA-105 | Medidores Electromecánicos |
| RIA-105B | Medidores Multifuncionales Estáticos o Electrónicos |
| RIA-106A | Cajas y armarios para transformadores de corriente y medidor |
| RIA-106A | Celdas de medida en media tensión |
| RIA-107 | Bloques de pruebas |
| RIA-109 | Sellos de seguridad |

Anexo

PLANOS