

# CAPÍTULO 5. MEDIDA

# Tabla de contenido

## 5. CAPÍTULO 5: MEDIDA

5.1. Generalidades .....	06
5.2. Objetivos y aplicación de la norma .....	06
5.3. Alcance de la norma .....	06
5.4. Documentos de referencias .....	07
5.5. Características generales de los sistemas de medición .....	08
5.5.1. Tipos de punto de medición .....	08
5.5.2. Componentes del sistema de medición .....	09
5.5.3. Requisitos generales del sistema de medición .....	10
5.5.4. Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición .....	11
5.5.5. Calibración de los elementos del sistema de medición .....	12
5.5.5.1. Calibración de los transformadores de medida .....	13
5.5.5.2. Calibración de los medidores de energía .....	14
5.5.6. Pruebas de rutina para transformadores de medida .....	14
5.5.6.1. Procedimiento para realizar pruebas de rutina: Acuerdo 981 de 2017 – CNO .....	15
5.5.6.1.1. LMP – Límite Máximo Permissible .....	17
5.5.6.1.2. Error de relación de transformación y desplazamiento de fase .....	17
5.5.7. Características de los elementos principales del sistema de medición .....	19
5.5.7.1. Medidor de energía eléctrica .....	19
5.5.7.1.1. Clasificación de los medidores de energía .....	20
5.5.7.2. Transformadores de medida .....	21
5.5.7.2.1. Clasificación de los transformadores de medida .....	23
5.5.7.3. Cables o conductores .....	23
5.5.7.4. Cable Multiconductor .....	24
5.5.7.5. Panel o tablero para el medidor .....	25
5.5.7.6. Bornera de prueba .....	25
5.5.8. Características generales para la instalación del sistema de medición .....	27
5.5.9. Fronteras comerciales .....	28
5.5.9.1. Fronteras comerciales registradas ante ASIC .....	28
5.5.9.2. Frontera Comercial sin reporte al ASIC .....	28
5.5.9.3. Frontera comercial de autogeneradores .....	28
5.5.10. Tipos de medición de acuerdo con la conexión .....	28
5.5.10.1. Medición directa .....	28
5.5.10.2. Medición semi-directa .....	31
5.5.10.3. Medida indirecta .....	32
5.6. Medidores de energía .....	34
5.6.1. Selección de medidores de energía .....	34
5.6.2. Medidores de energía reactiva .....	36
5.6.3. Medidor de respaldo .....	37
5.6.4. Medidores bidireccionales .....	37
5.7. Transformadores de medida .....	38
5.7.1. Transformadores de Corriente .....	39
5.7.1.1. Uso de los transformadores de corriente .....	39

5.7.1.2. Selección de los transformadores de corriente .....	40
5.7.1.2.1. Corriente primaria nominal .....	40
5.7.1.2.2. Corriente secundaria nominal .....	41
5.7.1.2.3. Clase de exactitud .....	41
5.7.1.2.4. Carga nominal (BURDEN) .....	42
5.7.1.2.5. Corriente térmica permanente (Icth) .....	43
5.7.1.2.6. Corriente térmica nominal de corta duración (Ith) .....	43
5.7.1.2.7. Corriente dinámica nominal (Idyn) .....	43
5.7.1.2.8. Relación de transformación .....	43
5.7.2. Transformadores de tensión .....	44
5.7.2.1. Tensión primaria nominal .....	45
5.7.2.2. Tensión secundaria nominal .....	45
5.7.2.3. Carga nominal (BURDEN) .....	46
5.7.2.4. Clase de exactitud .....	47
5.8. Niveles de aislamiento .....	48
5.9. Sistema de medición para autogeneradores a pequeña escala (AGPE) y los generadores distribuidos (GD) .....	49
5.10. Sistema AMI .....	51
5.10.1. Funcionalidades básicas de AMI .....	52
5.10.2. Componentes del sistema AMI .....	53
5.10.3. Medidor de medida concentrada .....	54
5.10.4. Visualizador del cliente .....	54
5.10.5. Lectura remota .....	54
5.10.6. Lectura Local .....	54
5.10.7. Medidor prepago .....	54
5.10.8. Ciberseguridad .....	55
5.11. Cajas y armarios para medidores .....	55
5.11.1. Cajas .....	56
5.11.2. Armarios .....	58
5.11.3. Selección de cajas y armarios para medidores .....	59
5.11.4. Cajas para medición semi-directa .....	60
5.11.5. Cajas para medición indirecta .....	60
5.11.6. Caja para medida AMI .....	60
5.12. Conexión en tres elementos .....	61
5.13. Mantenimiento de sistemas de medida .....	61
5.13.1. Mantenimiento correctivo .....	62
5.13.2. Mantenimiento predictivo .....	62
5.13.3. Mantenimiento preventivo .....	63
5.13.4. Verificación de la ejecución del mantenimiento .....	64

# Índice de tablas

<b>Tabla 5.1.</b> Clasificación de puntos de medición (CREG 038 de 2014 - Artículo 6) .....	08
<b>Tabla 5.2.</b> Elementos del sistema de medición .....	09
<b>Tabla 5.3.</b> Requisitos generales del sistema de medición .....	10
<b>Tabla 5.4.</b> Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida (CREG 038 de 2014 – Artículo 9) .....	11
<b>Tabla 5.5.</b> Requisitos para la calibración del sistema de medida .....	12
<b>Tabla 5.6.</b> Tiempo límite establecido entre calibración y la puesta en servicio (CREG 038 de 2014 – Artículo 11) .....	13
<b>Tabla 5.7.</b> Procedimiento para pruebas de rutina .....	15
<b>Tabla 5.8.</b> Frecuencia pruebas de rutina para transformadores de medida en desarrollo de los sistemas de medición .....	17
<b>Tabla 5.9.</b> Límite de error de corriente y desplazamiento de fase para transformadores de corriente de medida (Clase 0,1 a 1) (NTC 2205 – Tabla 11) .....	18
<b>Tabla 5.10.</b> Límites de error de corriente y desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medida, para casos especiales (NTC 2205 – Tabla 12) .....	18
<b>Tabla 5.11.</b> Límite de error de tensión y del desplazamiento de fase de los transformadores de tensión para medida .....	18
<b>Tabla 5.12.</b> Clasificación de los medidores de energía por su complejidad (NTC 5019 de 2018 – Tabla 1) .....	20
<b>Tabla 5.13.</b> Tipos de usuarios para el consumo de energía .....	21
<b>Tabla 5.14.</b> Código de colores para el cable multiconductor medida indirecta .....	24
<b>Tabla 5.15.</b> Código de colores para el cable multiconductor medición semi-directa .....	25
<b>Tabla 5.16.</b> Características de la bornera de pruebas .....	25
<b>Tabla 5.17.</b> Características para la instalación del sistema de medición .....	27
<b>Tabla 5.18.</b> Características principales de la medición Semi-directa .....	31
<b>Tabla 5.19.</b> Características principales de la medición Indirecta .....	32
<b>Tabla 5.20.</b> Selección de los medidores de energía (NTC 5019 de 2018) .....	34
<b>Tabla 5.21.</b> Medidores de energía y sus características eléctricas (NTC 5019 de 2018) .....	35
<b>Tabla 5.22.</b> Criterio para la instalación de medidores de energía reactiva .....	36
<b>Tabla 5.23.</b> Características del medidor de respaldo .....	37
<b>Tabla 5.24.</b> Características del medidor bidireccional .....	38
<b>Tabla 5.25.</b> Relación de transformación de T.C. para mediciones semi-directas (NTC 5019 de 2018) .....	43
<b>Tabla 5.26.</b> Relación de transformación de T.C. para mediciones indirectas (NTC 5019 de 2018) .....	44
<b>Tabla 5.27.</b> Transformadores de tensión. Tensión secundaria nominal .....	45
<b>Tabla 5.28.</b> Transformadores de tensión. Tensión secundaria nominal con $\sqrt{3}$ .....	46
<b>Tabla 5.29.</b> Rangos de carga para los ensayos de exactitud (NTC 2207 de 2004) .....	48
<b>Tabla 5.30.</b> Niveles de aislamiento nominales para arrollamientos primarios de transformadores de instrumentos (NTC 5933) .....	48
<b>Tabla 5.31.</b> Criterios para la instalación de cajas y armarios para medidores .....	55
<b>Tabla 5.32.</b> Criterios para la instalación de las cajas para los medidores .....	57

<b>Tabla 5.33.</b> Características de los armarios para equipos de medida.....	58
<b>Tabla 5.34.</b> Cajas para cada tipo de servicio .....	59
<b>Tabla 5.35.</b> Frecuencia de mantenimiento del sistema de medición.....	64
<b>Tabla 5.36.</b> Razón Rca/Rcd para conductores de cobre y aluminio a 60Hz.....	72
<b>Tabla 5.37.</b> Factores de corrección por temperatura para el cálculo de resistencia.....	72

## Índice de ilustraciones

<b>Ilustración 5.1.</b> Medidor de energía .....	20
<b>Ilustración 5.2.</b> Transformador de tensión .....	22
<b>Ilustración 5.3.</b> Transformador de corriente .....	23
<b>Ilustración 5.4.</b> Cable multiconductor .....	24
<b>Ilustración 5.5.</b> Bornera de pruebas .....	26
<b>Ilustración 5.6.</b> Diagrama medida directa .....	29
<b>Ilustración 5.7.</b> Conexión medida directa en servicio monofásico.....	29
<b>Ilustración 5.8.</b> Conexión Medida directa para servicio bifásico.....	30
<b>Ilustración 5.9.</b> Conexión medida directa en servicio Trifásico .....	30
<b>Ilustración 5.10.</b> Diagrama medido Semi-directa .....	31
<b>Ilustración 5.11.</b> Conexión medida Semi-directa .....	32
<b>Ilustración 5.12.</b> Diagrama medida indirecta.....	33
<b>Ilustración 5.13.</b> Conexión medida Indirecta .....	33
<b>Ilustración 5.14.</b> Transformador de corriente tipo barra pasante .....	39
<b>Ilustración 5.15.</b> Transformador de corriente tipo ventana .....	40
<b>Ilustración 5.16.</b> Medida concentrada ubicados en los postes de distribución y visualizador en el usuario .....	52

# CAPÍTULO 5 MEDIDA

## 5.1. Generalidades

ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. y el usuario tienen derecho a que los consumos se midan; a que se empleen para ello los instrumentos de medida que la técnica haya hecho disponibles; y a que el consumo sea el elemento principal del precio que se cobre al usuario.

ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. podrá establecer en las condiciones uniformes del contrato las características técnicas de los medidores, y del mantenimiento que deba dárseles. Con esto se podrá exigir que los usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los instrumentos necesarios para medir sus consumos.

Las condiciones uniformes del contrato permitirán tanto a ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. como al usuario verificar el estado de los instrumentos que se utilicen para medir el consumo; y obligarán a ambos a adoptar precauciones eficaces para que no se alteren.

Es responsabilidad del usuario notificar a ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. cuando detecte una falla en el equipo de medición o alguna irregularidad en la medición, con el fin de que se realicen los ajustes necesarios para asegurar que el consumo de energía se registre de forma segura y precisa.

## 5.2. Objetivos y aplicación de la norma

Establecer las características técnicas para la selección, montaje, instalación y conexión de equipos de medición de energía eléctrica (medidores, transformadores de medida, equipos auxiliares, etc.), cumpliendo con el código de medida CREG 038 de 2014 y la normativa vigente NTC 5019, o aquella que la modifique o sustituya. Esto debe hacerse considerando el tipo de instalación en función de la carga instalada conectada a las redes eléctricas de ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P.

## 5.3. Alcance de la norma

- Los requisitos indicados en esta norma se aplican a todas las instalaciones eléctricas que requieran conectarse a las redes de ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P., así como a las fronteras de comercialización y distribución. Estos requisitos abarcan el uso de sistemas de medición de energía eléctrica directa, semi-directa o indirecta para el registro de consumo, control y/o comercialización.
- Se establecen las generalidades principales del sistema AMI (Advanced Metering Infrastructure o Infraestructura de Medición Avanzada), diseñado para optimizar el proceso de medición y gestión de energía eléctrica. Este sistema beneficia tanto a los usuarios como a ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. al garantizar un suministro de información de consumo más confiable, eficiente y transparente.

- Medida eléctrica para autogeneradores (AG) y generadores distribuidos (GD), diseñado para garantizar una integración eficiente y segura de estos sistemas en la red eléctrica, beneficiando tanto a los generadores como a ELECTROCAQUETÁ S.A E.S.P.

## 5.4. Documentos de Referencias

Los reglamentos, las normas técnicas nacionales e internacionales, las guías técnicas y demás documentos empleados como referencia, deben ser considerados en su última versión.

- Resolución CREG 038 de 2014 / “Por medio de la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes”
- Resolución CREG 015 de 2018 / “Por medio de la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”.
- Resolución CREG 174 de 2021 / “Por medio de la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”.
- Resolución CREG 070 de 1998 / “Por medio de la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”.
- Resolución CREG 101\_1 de 2022 / “Por medio de la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”.
- RETIE 2024 / Libro 3 “Instalaciones objeto del Retie”.
- ICONTEC. (1998). NTC 2050 / Código eléctrico Colombiano.
- ICONTEC. (2018). NTC 5019 / Selección de equipos de medición de energía eléctrica.
- ICONTEC. (s.f). NTC 2205 / Transformadores de medida. Transformadores de corriente.
- ICONTEC. (s.f). NTC 2207 / Transformadores de medida. Transformadores de tensión inductivos.
- Comisión Electrotécnica Internacional. (2011). IEC 61869-5 / Transformadores de medida. Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.
- Edison Electric Institute EEI. (2002) / Handbook for Electricity Metering 10th Edition. Washington, D.C.
- ICONTEC. (s.f.). NTC2288 / IEC 62053-11 Equipos de medición de energía eléctrica, medidores.
- ICONTEC. (s.f.). NTC2148 / IEC 60145 Electrotecnia. Medidores de energía reactiva.
- Electromecánicos de energía activa clases 0.5, 1, 2.
- ICONTEC. (s.f.). NTC4052 / IEC 62053-21 Equipos de medición de energía eléctrica para clases de precisión 1 y 2.

- ICONTEC. (s.f.). NTC4569 / IEC62053-23 Equipos de medición de energía, medidores estáticos de energía reactiva clase 2 y 3.
- ICONTEC. (s.f.). NTC 2147 / IEC 62053-22 Equipos de medición de energía eléctrica, medidores estáticos de energía activa clase 0.2S y 0.5S.
- Decreto 929 de 2023 / “Políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica”.
- Acuerdo 981 - 12 de junio 2017 del CNO / “Identificación de las intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y el desarrollo de los procedimientos de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente”
- Acuerdo 877 – 20 de mayo de 2016 del CNO / “Procedimiento de reporte del plan de pruebas de rutina de los transformadores de medida de los representantes de fronteras comerciales”.
- Norma NTC-ISO-IEC 17025 / “Estándar de calidad mundial para los laboratorios de ensayos y calibraciones”.
- PA-NC-RA8-030-Selección-Conexión-Sistema-Medida / GRUPO EPM
- Capítulo 6-01. Selección y conexión de medidores de energía y transformadores de medida / CENS
- Norma de medición y acometidas / CELSIA 2023
- Manual de seguridad y salud en el trabajo / ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P.
- <https://www.electrocaquetá.com.co/>

## 5.5. Características generales de los sistemas de medición

### 5.5.1. Tipos de punto de medición

Los puntos de medición, de acuerdo con la resolución CREG 038 de 2014 en el artículo 6, se clasifican de acuerdo con el consumo o transferencia de energía por la frontera, o por la capacidad instalada en el punto de conexión, como lo podemos observar en la Tabla 5.1:

**Tabla 5.1.** Clasificación de puntos de medición (CREG 038 de 2014 - Artículo 6).

TIPOS DE PUNTOS DE MEDICIÓN	CONSUMO O TRANSFERENCIA DE ENERGÍA, C, [MWh-mes]	CAPACIDAD INSTALADA, CI, [MVA]
1	$C \geq 15.000$	$CI \geq 30$
2	$15.000 > C \geq 500$	$30 > CI \geq 1$
3	$500 > C \geq 50$	$1 > CI \geq 0.1$
4	$50 > C \geq 5$	$0.1 > CI \geq 0.01$
5	$C < 5$	$CI < 0.01$

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.



**Notas:**

1. Para los puntos de medición nuevos o aquellos que no dispongan de doce meses de registros históricos, el OR debe emplear las proyecciones del consumo o transferencia de energía mensual y la capacidad solicitada en el estudio de conexión establecido en el Reglamento de Distribución o en el anexo denominado Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995.
  - A. En las proyecciones se podrá emplear la información histórica disponible.
2. En el caso que el consumo o transferencia de energía por la frontera y la capacidad instalada conduzcan a la selección de tipos de puntos de medición diferentes en las fronteras nuevas o existentes, se debe tomar el tipo de punto de medición con mayores exigencias de exactitud de conformidad con lo establecido en la Tabla 2 del artículo 9 de la resolución CREG 038-2014 o Tabla 2 de esta norma.
3. El punto de medición para las instalaciones nuevas se define con referencia en la capacidad instalada y el consumo proyectado, de acuerdo con el análisis realizado por ELECTROCAQUETÁ S.A E.S.P, teniendo en cuenta lo indicado en el numeral anterior.
4. Las instalaciones en las que se ejecuten modificaciones de la capacidad instalada, que impliquen un cambio en el tipo de punto de medición, se debe ajustar la clasificación de este y, por lo tanto, adecuar el sistema de medición de acuerdo con los requisitos del nuevo punto de medición definidos en el Código de Medida - CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya.

### 5.5.2. Componentes del sistema de medición

De acuerdo con el artículo 7, anexo 1, de la resolución CREG 038 de 2014, los sistemas de medición se pueden componer de todos o algunos de los siguientes elementos:

*Tabla 5.2. Elementos del sistema de medición.*

ELEMENTO	DESCRIPCIÓN
Medidor de energía activa	Medidor que registra la energía activa consumida.
Medidor de energía reactiva	Medidor que puede estar integrado con el medidor de energía activa y mide la energía reactiva.
Medidor de respaldo	Medidor adicional para respaldo.
Transformadores de corriente	Dispositivos que transforman las corrientes a niveles manejables por los medidores.
Transformadores de tensión	Dispositivos que transforman las tensiones a niveles manejables por los medidores.
Cableado	Cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir las señales de tensión y corriente entre estos.
Panel o caja de seguridad	Caja o panel que protege el medidor y almacena los datos.

Cargas para la compensación del Burden	Dispositivos que compensan el Burden de los transformadores de corriente y tensión.
Sistema de almacenamiento de datos	Equipos registradores que acumulan y almacenan los valores medidos de energía de la frontera, integrados o no al medidor.
Dispositivos de interfaz de comunicación	Equipos que permiten la interrogación local, remota y la gestión de la información, integrados o no al medidor.
Facilidades de procesamiento de información	Algoritmos o software necesarios para la interrogación y el envío de la información.
Esquemas de seguridad y monitoreo	Sistemas que protegen los equipos del sistema de medida y monitorean las señales de aviso.
Bloques de borneras de prueba	Elementos que permiten separar o reemplazar los equipos de medición individualmente, realizar pruebas y mantenimientos, integrados o no al medidor y permiten la instalación de sellos.

*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

### 5.5.3. Requisitos generales del sistema de medición

Toda medida que deba integrarse al sistema y que desarrolle actividades relacionadas con la presente norma debe cumplir con lo establecido en el RETIE, el Código de Medida CREG 038 de 2014, y el manual de seguridad y salud en el trabajo de ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P.

Los sistemas de medición que se utilizaran en ELECTROCAQUETÁ S.A. E.SP., deben de cumplir con lo establecido en el artículo 8 de la resolución CREG 038 de 2014, según aplique.

**Tabla 5.3.** *Requisitos generales del sistema de medición.*

REQUISITO	DESCRIPCIÓN
Ubicación de equipos de medida	Los equipos de medida deben ser instalados aguas abajo de equipos de maniobra, cortacircuitos, fusibles, reconectores o interruptores, para garantizar la posibilidad de efectuar mantenimientos o cambios y realizar estos trabajos sin tensión.
Acometida en edificios	En edificios con más de tres servicios de energía, se debe alimentar con una sola acometida hasta el interruptor principal en el tablero general.
Diseño y especificaciones técnicas	Los sistemas de medición deben ser diseñados y especificados según las características técnicas y ambientales del punto de conexión y tipo de frontera comercial.
Tipo de conexión	Los sistemas de medición deben contar con la conexión acorde con el nivel de tensión y el consumo o transferencia de energía que se va a medir.

Certificado de conformidad	Documento oficial emitido por una autoridad competente o entidad acreditada. Este certificado confirma que los elementos del sistema de medición (como medidores, transformadores de medida, equipos auxiliares, etc.) cumplen con los estándares técnicos, normativas y especificaciones requeridas (según el artículo 10 de la resolución CREG 038 de 2014).
Índices de clase y clase de exactitud	Los medidores y transformadores de medida deben cumplir con índices de clase y clase de exactitud establecidos en el artículo 9 de la resolución CREG 038 de 2014 y <b>numeral 5.5.4</b> de esta norma.
Medidores bidireccionales	Estos medidores se instalarán en puntos de medición con flujos de energía en ambos sentidos.
Frontera comercial	En los puntos donde se registren consumos auxiliares desde el SIN, es necesario establecer una frontera comercial conforme a los términos establecidos en la Resolución CREG 038-2014.
Registro y transmisión de información	Los sistemas de medición deben registrar, permitir la lectura y transmisión de información según artículos 15 y 37 de la resolución CREG 038-2014.
Unidades de energía	El valor registrado por equipos de medida debe estar en kWh para energía activa y kVAr-h para energía reactiva.
Fronteras con reporte ASIC	Para estas fronteras, la resolución de las mediciones de energía debe ser mínimo de 0,01 (dos decimales).

*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

### 5.5.4. Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición

De acuerdo con el artículo 9 de la resolución CREG 038 de 2014, los medidores, transformadores de medida (en caso de que sean utilizados) y los cables de conexión de los nuevos sistemas de medición y los sistemas de medición existentes los que se les adicione o reemplacen, deben de cumplir con los índices de clase, clase de exactitud y error porcentual total máximo que se establecen así:

**Tabla 5.4.** Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida (CREG 038 de 2014 – Artículo 9)

TIPOS DE PUNTOS DE MEDICIÓN	ÍNDICE DE CLASE PARA MEDIDORES DE ENERGÍA ACTIVA	ÍNDICE DE CLASE PARA MEDIDORES DE ENERGÍA REACTIVA	CLASE DE EXACTITUD PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	CLASE DE EXACTITUD PARA TRANSFORMADORES DE TENSIÓN
1	0,2 S (1)	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 ó 2	2 ó 3	---	---

(1) S: Corresponde al índice de clase extendida para medidores o para transformadores de medida

*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

Se podrán emplear elementos del sistema de medición que cuenten con mayor exactitud a los valores mínimos establecidos en la tabla anterior.

**Notas:**

1. Para el caso de los medidores de energía reactiva los índices de clase corresponden a los establecidos en las normas NTC 2148 y NTC 4659.
2. Para el caso de los medidores de energía activa los índices de clase corresponden al establecido en las normas NTC 2147, NTC 2288 y NTC 4052.
3. La clase exactitud para los transformadores de medida corresponden al establecido en las normas IEC 61869-5, NTC 2205, NTC 2207 y NTC 4540.
4. El error porcentual total máximo (en módulo y fase), a un factor de potencia 0.9, introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables y demás accesorios ubicados entre los circuitos secundarios de los transformadores de tensión y el equipo de medida no debe superar el 0,1%. El cálculo de este error deberá estar documentado en cada sistema de medición, reposar en la hoja de vida de qué trata el artículo 30 y estar disponible para las verificaciones de que trata el artículo 39, ambos de la resolución CREG 038-2014 (Código de medida).
5. En instalaciones con sistemas de medida indirecta o semi-directa, donde parte de la carga sea abastecida por medio de una planta de generación propia (autogeneración) existente o proyectada, y el porcentaje abastecido por la planta sea mayor o igual al 80%, el sistema de medida debe estar en la capacidad de registrar tanto la energía entregada por la autogeneración, como la entregada por el operador de red (OR), con la mayor exactitud posible en todas sus condiciones de operación (planta en funcionamiento o suministro total de energía desde red de distribución del OR). Lo que implica en general, la instalación de transformadores de corriente y medidores de energía activa con clase de exactitud extendida (S) e índice de clase extendido (S) respectivamente.
6. Para el cumplimiento del requisito de índice de clase o clase de exactitud en los medidores de energía activa, reactiva y en los transformadores de medida, se podrá aplicar el equivalente normativo del Código de Medida – CREG 038 de 2014 y Selección de equipos de medición de energía eléctrica – NTC 5019 o aquella que la modifique o sustituya, siempre y cuando la equivalencia esté debidamente documentada.

### 5.5.5. Calibración de los elementos del sistema de medición

Los medidores y transformadores de medida deberán ser calibrados de acuerdo a los parámetros indicados en el artículo 11 de la resolución CREG 038 de 2014 y los requisitos que se presentan a continuación:

**Tabla 5.5.** Requisitos para la calibración del sistema de medida.

REQUISITOS	DESCRIPCIÓN
Laboratorios acreditados	La calibración debe de realizarse en laboratorios acreditados por la ONAC (organismo Nacional de Acreditación colombiana), basados en NTC – ISO – IEC 17025.

Acuerdos de reconocimiento	Se admiten calibraciones de laboratorios acreditados por organismos con acuerdos de reconocimiento con ONAC, conforme a requisitos legales aplicables.
Calibración previa	Los medidores de energía activa, reactiva y transformadores de tensión y corriente deben ser calibrados antes de su puesta en servicio.
Métodos de calibración - Normas	Las calibraciones de los elementos del sistema de medición, deben seguir las reglas del Anexo 2 del Código de Medida - CREG 038-2014.
Certificados del fabricante	Se aceptan certificados de calibración del fabricante para transformadores de corriente y tensión si provienen de laboratorios acreditados según las normas NTC-ISO-IEC 17025.
Calibraciones in situ	Estas calibraciones se refieren al proceso de calibrar un instrumento de medición directamente en su ubicación de uso, es decir, en el sitio donde normalmente se realiza la medición de la magnitud de interés. Serán realizadas por organismos acreditados por ONAC, conforme a la norma NTC-ISO-IEC 17025
Calibraciones adicionales	Los medidores y transformadores de medida deben ser calibrados después de cualquier reparación o intervención para verificar características metrológicas: propiedades y especificaciones técnicas que determinan la calidad y precisión de los instrumentos de medición, según Acuerdo CNO 981 - 12 junio 2017.

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Todos los elementos del sistema de medición deben ser calibrados antes de su puesta en servicio y no se podrá superar el plazo señalado en la Tabla 5.6 entre la fecha de calibración y la fecha de puesta en servicio:

**Tabla 5.6.** Tiempo límite establecido entre calibración y la puesta en servicio (CREG 038 de 2014 – Artículo 11)

ELEMENTO	PLAZO (MESES)
Medidor electromecánico de energía activa y energía reactiva	6
Medidor estático de energía activa y energía reactiva	12
Transformador de tensión	18
Transformador de corriente	18

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

**Nota:** En el caso de que los plazos de la Tabla 5.6 sean superados, los elementos del sistema de medición deben someterse a una nueva calibración.

#### 5.5.5.1. Calibración de los transformadores de medida:

Para los transformadores de tensión y corriente solo se les realiza calibración para las siguientes situaciones:

- Antes de su puesta en servicio (artículo 11 de la resolución CREG 038-2014)
- Después de cualquier reparación que implique cambio o desarme de partes internas del transformador para corroborar que mantienen sus características metrológicas (artículo 11 y Literal h del Anexo 2 de la Resolución CREG 038-2014).

- En los casos de que los plazos de la Tabla 5.6 sean superados, los elementos del sistema de medición deben someterse a una nueva calibración.

**Nota:** Para los transformadores de medida con tensiones nominales superiores a 35 kV, en lugar de realizar una calibración, se deben efectuar las pruebas de rutina, las cuales están especificadas en el Acuerdo 981 de 2017 del CNO y en el numeral 5.5.6 de esta norma.

#### **5.5.5.2. Calibración de los medidores de energía:**

Solo se les realiza calibración para alguna de las siguientes situaciones:

- Como parte del mantenimiento preventivo del sistema de medición, los medidores de energía deben ser calibrados de acuerdo con las condiciones señaladas en el artículo 11 y 28 del Código de Medida - CREG 038-2014.
- Otras intervenciones que conllevan a la calibración inmediata de los medidores son:
  - Antes de la puesta en servicio (artículo 11 de la Resolución CREG 038-2014).
  - “Cuando por alguna circunstancia se encuentren rotos o manipulados los sellos de seguridad instalados en los medidores, estos elementos del sistema de medición deben ser sometidos a calibración de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 del Código de Medida - CREG 038 de 2014, siempre y cuando el sello roto o manipulado permita la alteración del funcionamiento del equipo” (artículo 27 parágrafo 2 Código de Medida - CREG 038 de 2014).

**Nota:** Se hace referencia a los sellos de seguridad instalados por ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P para evitar la manipulación no autorizada de equipo.

- Por modificación de la programación que afecte la calibración del medidor (artículo 32 del Código de Medida - CREG 038 de 2014). Se hace referencia a la inicialización o reinicio del equipo.

#### **5.5.6. Pruebas de rutina para transformadores de medida**

Las pruebas de rutina deben ser realizadas por el representante de la frontera (o por quien este delegue) utilizando equipos trazables a patrones nacionales o internacionales, conforme al parágrafo del artículo 28 del Código de Medida - CREG 038 de 2014. Es fundamental considerar, durante la realización de estas pruebas, los aspectos de seguridad del personal mediante el manual de seguridad y salud en el trabajo, así como la seguridad del área de trabajo. Además, el representante debe garantizar el cumplimiento del plan institucional de gestión ambiental (PIGA).

Las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente deben ser contratadas con un laboratorio acreditado por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC). Estas pruebas deben cumplir con los procedimientos establecidos en las normas colombianas.

Las pruebas de rutina se realizan con el fin de:

- Verificar la marcación de terminales (polaridad y conexionado).
- Determinar el error de relación y de desplazamiento de fase.

- Medir la carga o burden del núcleo de medida asociado con el punto de medición de la frontera comercial.

### 5.5.6.1. Procedimiento para realizar pruebas de rutina: Acuerdo 981 de 2017 – CNO:

A continuación, se describe el procedimiento completo para realizar las pruebas de rutina a los transformadores de medida:

*Tabla 5.7. Procedimiento para pruebas de rutina.*

PASO	TÍTULO	DESCRIPCIÓN
1.	<b>Verificación preliminar de datos de placa</b>	Validación de los datos de placa de los transformadores de medida con la información registrada en la hoja de vida de la frontera comercial.
2.	<b>Verificación de la marcación de terminales</b>	Se verifica la marcación de los terminales asociados al núcleo(s) de medida utilizado(s) por <ul style="list-style-type: none"> <li>- Los devanados primario y secundario.</li> <li>- Las secciones del devanado (si las hay).</li> <li>- Las polaridades relativas de los devanados t secciones de devanados.</li> <li>- Las derivaciones intermedias (si las hay).</li> </ul>
3.	<b>Pruebas de rutina In Situ</b>	Determinación del error de relación y desplazamiento de fase en dos puntos de operación para TC y un punto para TT, comparando con los LMP establecidos en las tablas que trata el <b>numeral 5.5.6.1.1</b> de esta norma. Para cada punto de operación se deben realizar 2 pruebas y el valor final se representa mediante la medida aritmética. Durante la ejecución de estas pruebas es necesario no desconectar ninguna de las partes constructivas de los transformadores de media.
3A.	<b>Método Directo</b>	Inyección de tensión o corriente a valores nominales por el lado primario del transformador de medida.
3A.1	<b>Sistema de inyección primaria</b>	Medición de magnitud secundaria para determinar error de magnitud y fase.
3A.2	<b>Nodo eléctrico conectado al punto de medición</b>	Se requiere: los valores inyectados por el sistema (STN, STR, SDL), estén dentro del rango definido para la prueba. Para TT: inyección de transformadores de tensión (De acuerdo a su norma de fabricación) Para TC: inyección de transformadores de corriente (De acuerdo a su norma de fabricación)

3A.2.1	<b>Nodo eléctrico conectado al punto de medición</b>	Los elementos del sistema de medición utilizados deben de cumplir los requisitos de exactitud como mínimo 2 veces mejor que la clase de exactitud del objeto de prueba. (Este valor se puede corroborar con la copia del certificado de calibración del equipo).
3B.	<b>Método Indirecto</b>	Sin aplicación de valores nominales, realizado In Situ mediante simulación o inyección de magnitudes reducidas.
3B.1	<b>Simulación</b>	Modelado del funcionamiento de los transformadores desenergizados.
3B.2	<b>Magnitud reducida</b>	Inyección por el lado primario del transformador de tensión desenergizado con magnitudes menores a la nominal. (Aplica solo para transformadores de tensión capacitivos).
4.	<b>Límite máximo permisible (LMP)</b>	Valor máximo de error permitido en la medición que puede tener un transformador de corriente o de tensión utilizado en sistemas de medición eléctrica. Este valor está regulado por normativas como lo es el acuerdo 981 del CNO.
5.	<b>Error de relación de transformación y desplazamiento de fase en TC y TT</b>	Son parámetros importantes que afectan la precisión de las mediciones eléctricas. Se calcula como una medida aritmética con base en los resultados obtenidos por cada punto de verificación, tanto para el error de relación como de ángulo de desplazamiento.

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Las pruebas de rutina para transformadores de medida son generalmente llevadas a cabo por fabricantes especializados en equipos eléctricos, laboratorios de pruebas independientes, o por personal técnico cualificado en instalaciones eléctricas. Estas pruebas se realizan durante las intervenciones en los transformadores de medida y son necesarias en las siguientes situaciones:

- Por traslado físico de un TC ó un TT que se encuentre en funcionamiento y que vaya a ser puesto en servicio. (Acuerdo 981 de 2017 – CNO).
- Por plan de mantenimiento (artículo 28 de la Resolución CREG 038-2014).
- Para cualquier nivel de tensión, pasados 6 meses desde la fecha de calibración sin entrar en servicio (Anexo 2, literal f de la Resolución CREG 038-2014).
- Por cambio de relación de transformación de cualquier TT ó TC de una frontera comercial en servicio. (Acuerdo 981 de 2017 – CNO).
- Por solicitud de cualquiera de los interesados. (Acuerdo 981 de 2017 – CNO).



En el mismo acuerdo se estipula la frecuencia de las pruebas de rutinas para los transformadores de medida:

**Tabla 5.8.** Frecuencia pruebas de rutina para transformadores de medida en desarrollo de los sistemas de medición

PUNTO DE MEDIDA	FRECUENCIA MÁXIMA (AÑOS)
1, 2, 3, 4 y 5	12

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

**Notas:**

1. La frecuencia en años indicada en la Tabla 5.1Tabla 5.8, es referencia inicial, y será revisada producto del análisis estadístico de los resultados de las pruebas de rutina reportadas por los agentes.
2. Los puntos de medida son los definidos en la Resolución CREG 038 de 2014.

**5.5.6.1.1. LMP – Límite Máximo Permissible:**

El Límite Máximo Permissible – LMP - asegura que los errores introducidos por el transformador no excedan un cierto porcentaje de la medición real. Por ejemplo, en transformadores de corriente, el LMP puede expresarse como un porcentaje del valor nominal de corriente primaria, y en transformadores de tensión, como un porcentaje del valor nominal de tensión primaria.

El valor del Límite Máximo Permissible (LMP) está determinado por las normativas de fabricación correspondientes. En el Acuerdo 981 de CNO se detallan estos valores específicos en varias tablas:

- **Tabla 2:** para los transformadores de corriente según normas IEC/NTC.
- **Tabla 3:** para los transformadores de tensión inductivos según normas IEC/NTC.
- **Tabla 4:** para los transformadores de tensión capacitivos según normas IEC/NTC o TT inductivos SSEE GIS.
- **Tabla 5:** para los transformadores de tensión capacitivos según normas IEEE/ANSI o TT inductivos SSEE GIS.
- **Tabla 6:** para los transformadores de medición según normas IEEE/ANSI.

**5.5.6.1.2. Error de relación de transformación y desplazamiento de fase:**

Estos parámetros son críticos para asegurar mediciones precisas y confiables en sistemas eléctricos, y su control y corrección son fundamentales para mantener la integridad de las mediciones eléctricas en transformadores de corriente y transformadores de tensión.

- **Error de relación de transformación:** indica la discrepancia entre la relación de transformación nominal y la relación real del transformador. Este error se expresa típicamente como un porcentaje y puede ser positivo o negativo, afectando la precisión de las mediciones eléctricas.

- Desplazamiento de fase: diferencia angular entre la forma de onda de la corriente o tensión primaria y la forma de onda correspondiente en el secundario del transformador. Este desfase se mide en grados y puede influir significativamente en la exactitud de las mediciones de potencia y energía eléctrica.

El valor del error de relación de transformación y el desplazamiento de fase para los transformadores de corriente está determinado por lo especificado en la norma NTC 2205, que se detalla en la **Tabla 5.9** y **Tabla 5.10** de esta norma.

**Tabla 5.9.** Límite de error de corriente y desplazamiento de fase para transformadores de corriente de medida (Clase 0,1 a 1) (NTC 2205 – Tabla 11).

CLASE DE EXACTITUD	± ERROR DE CORRIENTE PORCENTUAL (RELACIÓN), AL PORCENTAJE DE CORRIENTE NOMINAL PRESENTADO ABAJO				± DESPLAZAMIENTO DE FASE AL PORCENTAJE DE CORRIENTE NOMINAL PRESENTADA ABAJO							
					MINUTOS				CENTIRRADIANES			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
<b>0,1</b>	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,5	0,24	0,2	0,15
<b>0,2</b>	0,8	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
<b>0,5</b>	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
<b>1,0</b>	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

**Tabla 5.10.** Límites de error de corriente y desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medida, para casos especiales (NTC 2205 – Tabla 12).

CLASE DE EXACTITUD	± ERROR DE CORRIENTE PORCENTUAL (RELACIÓN), AL PORCENTAJE DE CORRIENTE NOMINAL PRESENTADO ABAJO					± DESPLAZAMIENTO DE FASE AL PORCENTAJE DE CORRIENTE NOMINAL PRESENTADA ABAJO									
						MINUTOS					CENTIRRADIANES				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
<b>0,2S</b>	0,8	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3	0,3
<b>0,5S</b>	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9	0,9

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

El valor del error de relación de transformación y el desplazamiento de fase para los transformadores de tensión está determinado por lo especificado en la norma NTC 2205, que se detalla en la **Tabla 5.11** de esta norma.

**Tabla 5.11.** Límite de error de tensión y del desplazamiento de fase de los transformadores de tensión para medida.

CLASE DE EXACTITUD	ERROR DE TENSIÓN (RELACIÓN) EN PORCENTAJE	DESPLAZAMIENTO DE FASE ±	
		MINUTOS	CENTIRRADIANES
0,1	0,1	5	0,15
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6

1,0	1,0	40	1,2
3,0	3,0	Sin especificar	Sin especificar

**Nota:** Al efectuar el pedido de transformadores con dos devanados secundarios separados y debido a su interdependencia, el usuario deberá especificar dos gamas de potencia, una para cada devanado, correspondiendo al límite superior de cada una de estas gamas de potencia un valor normal de la potencia de salida. Cada uno de los devanados deberá satisfacer sus propias especificaciones de exactitud en toda su gama de potencia mientras que al mismo tiempo el otro devanado suministra una potencia de cualquier valor comprendido entre cero y el límite superior de su gama de potencia. Para verificar la conformidad con esta especificación, basta con realizar las pruebas sólo en los valores extremos. Si no se especifican las gamas de potencia, se considera que estas son del 25 % al 100 % de la potencia nominal para cada devanado.

Si uno de los devanados no está sometido a carga más que ocasionalmente durante tiempos cortos o si se utiliza sólo como devanado de tensión residual se puede despreciar su efecto sobre el otro devanado.

*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

### 5.5.7. Características de los elementos principales del sistema de medición

Los elementos principales de un sistema de medición incluyen transformadores de corriente, transformadores de tensión, medidores y dispositivos de registro. Cada uno de estos componentes desempeña un papel crucial y posee características específicas que aseguran la exactitud y la eficiencia del sistema en su conjunto.

#### 5.5.7.1. Medidor de energía eléctrica:

El medidor de energía eléctrica es un dispositivo que registra la energía consumida en las líneas y redes de corriente alterna, tanto monofásicas como trifásicas. Estos medidores capturan la tensión y la corriente de la fuente de energía y convierten esta información en una salida de pulsos, proporcional a la energía eléctrica consumida. La información se muestra en un registro o un visor digital.

Dependiendo del tipo de medición, los medidores y el sistema de medición deben cumplir con lo establecido en la Resolución CREG 038-2014.

Según la Resolución CREG 038-2014 (Código de Medida), el artículo 19 “Ubicación de las fronteras comerciales” establece que “El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En el caso de que la conexión se realice a través de un transformador, el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador”.

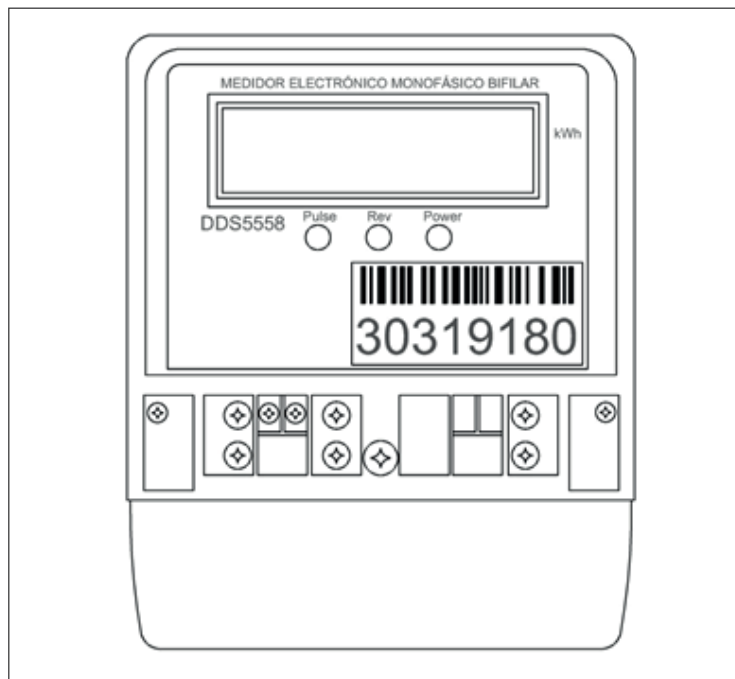
Por lo tanto, cuando un solo usuario se conecte al sistema del Operador de Red mediante un transformador declarado de conexión, el usuario debe cumplir con las normas aplicables y es responsable del mantenimiento del transformador, la protección contra sobretensiones, los cortacircuitos, así como de las instalaciones y equipos de desconexión en el lado de baja tensión.

Los medidores de energía deben cumplir las siguientes normas nacionales o internacionales:

- NTC 4052 / IEC 62053-21. Equipos de medición de energía eléctrica (C.A.). Requisitos particulares. Medidores estáticos de energía activa. (Clases 1 y 2).

- NTC 5226 / IEC 62055-11. Equipos de medición de energía eléctrica (C.A.). Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo.
- NTC 2147/ (IEC 62053-22). Equipos de medición de energía eléctrica, medidores estáticos de energía activa Clases 0,2S y 0,5S.
- NTC 4569/ IEC 62053-23). Equipos de medición de energía eléctrica, medidores estáticos de energía reactiva Clases 2 y 3.
- NTC 4856 Verificación inicial y posterior de medidores de energía eléctrica.

**Ilustración 5.1.** Medidor de energía.



**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

#### 5.5.7.1.1. Clasificación de los medidores de energía:

Los medidores de energía eléctrica se clasifican de acuerdo con las características de la red a la cual se va a conectar la carga y de la tarifa que le corresponde a ella.

**Tabla 5.12.** Clasificación de los medidores de energía por su complejidad (NTC 5019 de 2018 – Tabla 1).

CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
Básicos	Medidores de energía sencillos, sin dispositivos internos de control de carga o tarifa; o sin salida de impulso; con o sin puerto de comunicación.
Multienergía	Medidores que, en una única carcasa, miden más de un tipo de energía, con o sin salida de impulso; con o sin puerto de comunicación.
Multifunción	Medidores básicos o de multienergía, que incluyen funciones adicionales a las metrológicas básicas, tales como registro de demanda máxima, registro de tiempo de

	uso, dispositivo de control de tarifa y/o carga, como un interruptor horario o un receptor de telemando centralizado.
Medidores con funciones adicionales	Medidores con otras unidades funcionales como PLC, comunicación telefónica o por radio, lectores de bonos de pago, etc.

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Los usuarios residenciales registrarán sus consumos de energía así:

**Tabla 5.13.** Tipos de usuarios para el consumo de energía.

TIPO DE USUARIO	VOLTAJE	SISTEMA	TIPO DE MEDIDOR	CLASE
Residencial	120 o 127 V	Bifilar (F - N)	Electrónico (pantalla de cristal líquido)	Clase 1.0 o mejor
Residencial Rural	240/120 V	Trifilar (FF - N)	Electrónico con neutro incorporado	Clase 1.0 o mejor
Residencial	220/127 V	Trifásico (FFF - N)	Electrónico trifásico	Clase 1.0 o mejor

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

**Nota:** la clase del medidor está sujeta a lo estipulado en la resolución CREG 038-2014 en su artículo 6 y 9, así como en los **numerales 5.5.1 y 5.5.4** de la presente norma.

### 5.5.7.2. Transformadores de medida:

Los transformadores de medida son los equipos destinados a alimentar señales de tensión o de corriente de 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 o a las exigencias del comercializador. Las características de construcción cambian de acuerdo con el tipo de ambiente.

De acuerdo con la resolución CREG 038, el equipo de medida pertenece al usuario, pero se puede presentar el caso en que estos elementos pertenezcan a ELECTROCAQUETÁ S.A E.S.P.

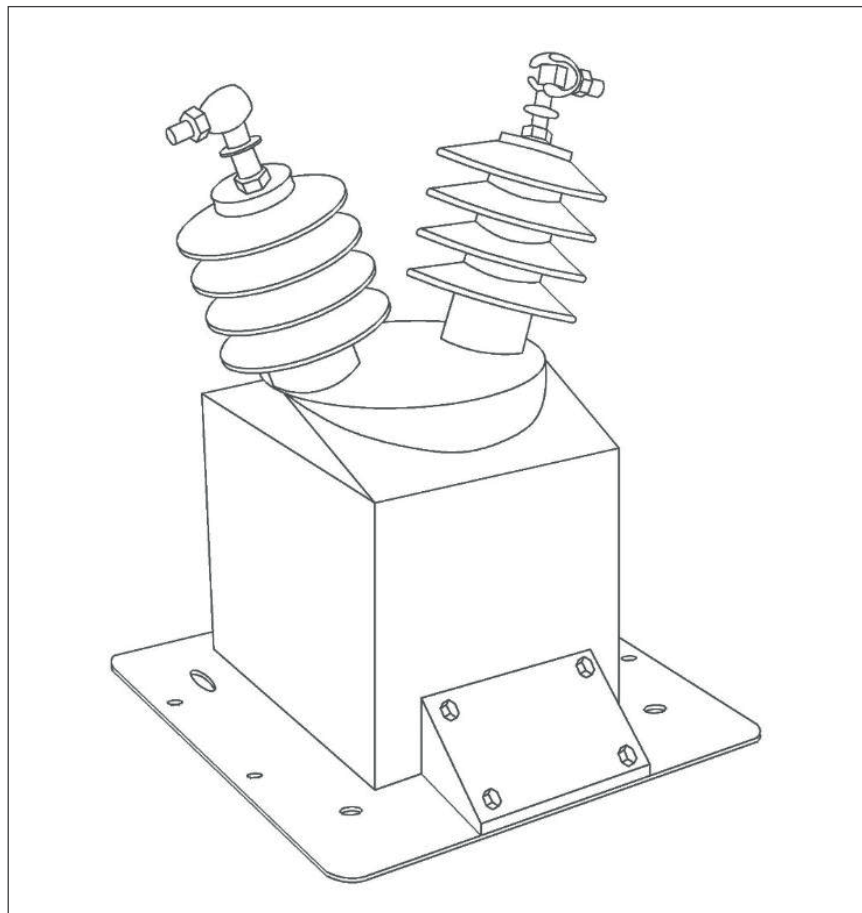
Las características que determinan la selección de los transformadores de medida son:

- El tipo de aislamiento.
- La carga para 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 al tipo ventana).

Los transformadores de medida deben cumplir las siguientes normas nacionales o internacionales:

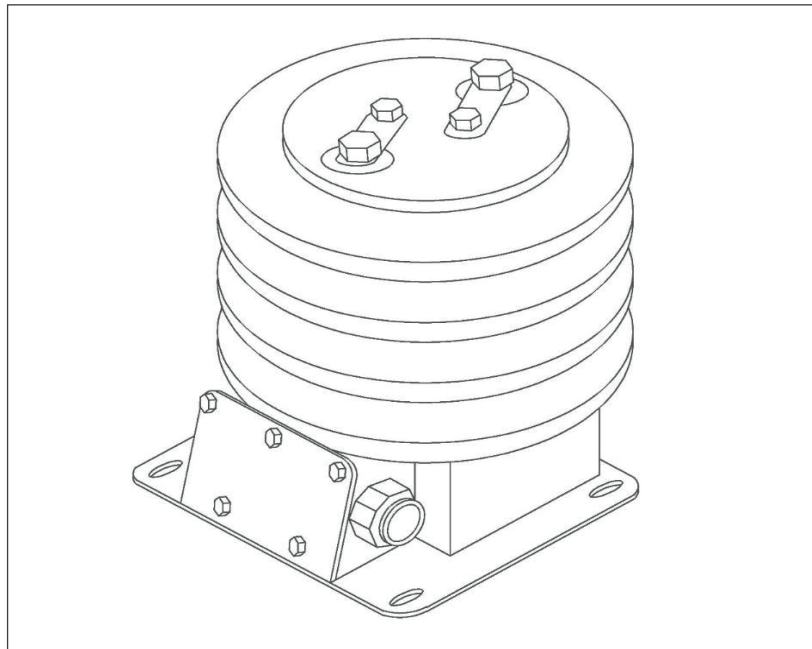
- NTC 2205 / IEC 61869-2 Transformadores para instrumentos. Requisitos adicionales para transformadores de corriente.
- NTC 2207 / IEC 61869-3 Transformadores de instrumentos. Requisitos adicionales para transformadores de tensión inductivos.
- NTC 4540 / IEC 60044-3 Transformadores de medida. Transformadores combinados.
- IEC 61869-1 Instrument transformers - Part 1: General Requirements.
- IEC 61869-5 Instrument transformers- Part 5: Additional requirements for capacitor voltage transformers.
- ANSI/IEEE 57.13 / IEEE Standard requirements for instrument transformers.

**Ilustración 5.2.** Transformador de tensión.



**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

**Ilustración 5.3.** Transformador de corriente.



*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

#### **5.5.7.2.1. Clasificación de los transformadores de medida:**

Los transformadores de medida se pueden clasificar principalmente en dos grandes grupos, de acuerdo con su ubicación y a su nivel de tensión.

##### **5.5.7.2.1.1. Clasificación de medida de acuerdo con ubicación:**

- Transformadores de medida de uso exterior.
- Transformadores de medida de uso en subestaciones encapsuladas en gas.
- Transformadores de medida de uso interior.

##### **5.5.7.2.1.2. Clasificación de medida de acuerdo con su nivel de tensión:**

- Transformadores de medida para baja tensión
- Transformadores de medida para media tensión
- Transformadores

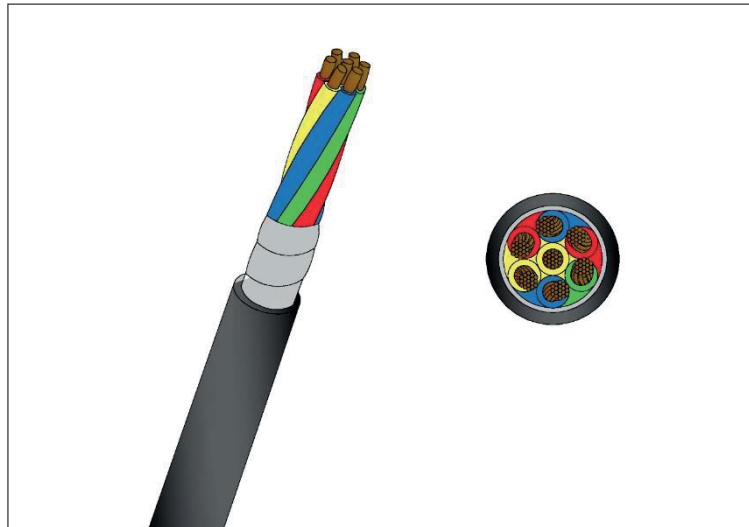
#### **5.5.7.3. Cables o conductores:**

- **Código de Colores:** Debe seguirse estrictamente el código de colores establecido por el RETIE en el Anexo 1 para cada tipo de sistema de potencia.
- **Calibre de Cables:** El calibre mínimo permitido para los cables utilizados en la conexión de transformadores de medida es 12 AWG en cobre.
- **Identificación de Conductores:** Es obligatorio identificar los conductores de corriente y tensión al inicio y al final del recorrido usando placas o etiquetas plásticas que sean duraderas y adecuadas para las condiciones de instalación.
- **Protección Física:** Los cables deben estar protegidos contra daños físicos utilizando canalizaciones, conduits u otros medios adecuados según las normas del RETIE.

#### 5.5.7.4. Cable Multiconductor:

- Las señales de tensión y corriente provenientes de los secundarios de los transformadores de medida se transportan hasta el bloque de pruebas y, posteriormente, hasta el medidor utilizando un cable multiconductor apantallado de cobre, con un mínimo de 7 hilos y calibre #14 THHN - AWG, adecuado para mediciones en tres (3) elementos.

*Ilustración 5.4. Cable multiconductor.*



*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

Las características y especificaciones técnicas de este tipo de cable se presentan en el documento anexo EC-SM-01.

- El cableado de las señales de medición no debe ser de fácil acceso. Los cables desnudos deben estar completamente cubiertos por la tapa del bloque de pruebas.
- Si el cable queda al descubierto en algún tramo, se debe colocar un ducto 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 5.14 para medición indirecta y la Tabla 5.15 para la medición semi-directa.

**Tabla 5.14.** Código de colores para el cable multiconductor medida indirecta.

CONDUCTOR	FUNCIÓN
Amarillo	Tensión fase A
Azul	Tensión fase B
Rojo	Tensión fase C
Verde	Cierre de señales
Amarillo - Negro	Corriente fase A
Azul - Negro	Corriente fase B
Rojo - Negro	Corriente fase C

*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*



**Tabla 5.15.** 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	Tierra

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Cuando se trate de equipos de medida instalados a la intemperie, las señales de los equipos de medida se deben instalar en ducto galvanizado de 3 m (1,0”) 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 coraza metálica flexible tipo intemperie.

#### 5.5.7.5. Panel o tablero para el medidor:

El panel o tablero que aloja el medidor o los medidores de energía, generalmente se fabrica en lámina Cold Rolled” No.14 MSG, tipo NEMA 3R para uso a la intemperie, a prueba de agua y animales, techo inclinado y con ventilación y drenajes adecuados, además debe permitir la instalación se sellos.

**Nota:** El tablero debe ser lo suficientemente amplio para alojar todos los equipos que forman parte del sistema de medida, como el medidor, el bloque de pruebas, los transformadores de medida, el totalizador de protección, entre otros. Además, debe contar con su respectiva certificación de producto y cumplir con la norma IP66 para exteriores (protegido contra el polvo y puede soportar chorros de agua potentes).

#### 5.5.7.6. Bornera de prueba:

La siguiente tabla presenta de manera organizada los diferentes puntos relacionados con la bornera de pruebas para la conexión de transformadores de medida. Cada punto describe una característica específica de la bornera de prueba.

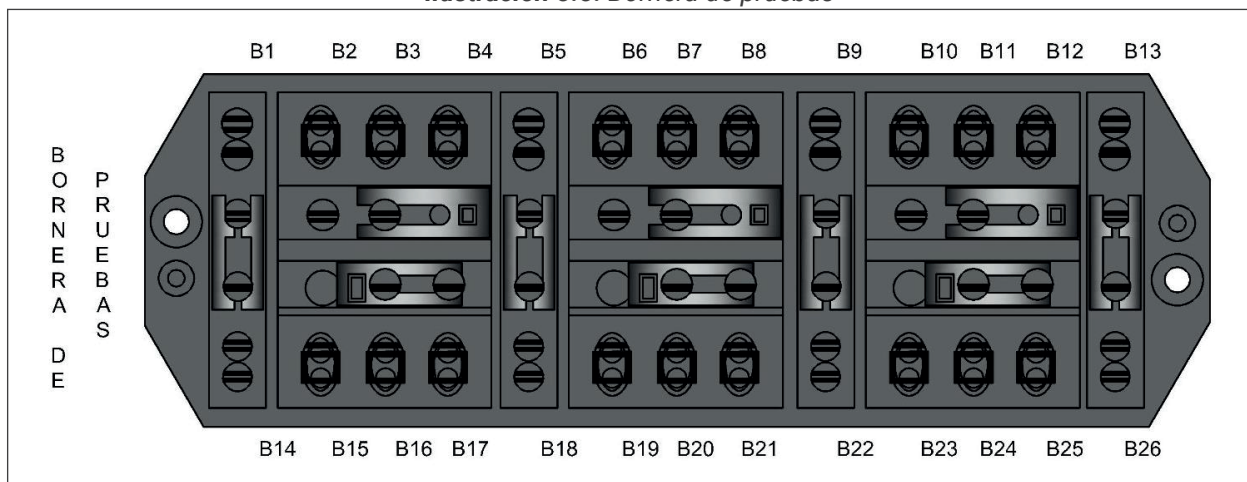
**Tabla 5.16.** Características de la bornera de pruebas.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN
<b>Funcionalidad</b>	La bornera de pruebas permite separar o reemplazar equipos de medición individualmente sin interrumpir el servicio. Además de intercalar o calibrar in situ los medidores y realizar pruebas y mantenimientos.
<b>Sellos de seguridad</b>	La bornera de pruebas debe de permitir la instalación de sellos de seguridad.
<b>Aldabas o Polos</b>	Son mecanismos de conexión que permiten establecer o interrumpir fácilmente la continuidad de los circuitos eléctricos dentro del bloque de pruebas. Se requiere de 10 polos para una medición de tres elementos.

<b>Vías</b>	<p>Son canales o caminos que permiten la conexión eléctrica de diferentes circuitos dentro del bloque de pruebas. Cada vía representa un punto de conexión que puede ser utilizado para corrientes, tensiones, neutros o tierras, con sus respectivas entradas y salidas.</p> <p>Para una medición de tres elementos, el bloque de pruebas debe tener 22 vías: 18 borneras de corriente, 6 de tensión, 2 de neutro y 2 de tierra (3F-4H y 2F-3H). No se permite el uso de cables externos como puente entre borneras.</p>
<b>Conexión de terminales</b>	A través de tornillos, los cuales no se deformen con el ajuste mínimo de apriete.
<b>Tensión nominal</b>	≥ 500V.
<b>Nivel de aislamiento</b>	Mínimo 600V entre partes activas y tierra.
<b>Corriente nominal</b>	≥ 30A.
<b>Cubierta</b>	Sólida y transparente, que permite inspección sin necesidad de removerla.
<b>Certificación</b>	Certificado de conformidad de producto según norma NTC 2154-1: 1998
<b>Instalación de la bornera</b>	Horizontal, con aldabas de señales de tensión cerrando hacia arriba.
<b>Seguridad</b>	Protección contra contacto accidental con los dedos.
<b>Conexión de conductores</b>	Las partes metálicas permiten conexión de conductores de cobre y aluminio.

*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

**Ilustración 5.5.** Bornera de pruebas



*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

\* Para mayor detalle ver documentos anexos EC-SM-02.

### 5.5.8. Características generales para la instalación del sistema de medición

De acuerdo con el anexo 4 del Código de Medida - CREG 038 de 2014, la instalación de los elementos que conforman el sistema de medición debe cumplir con las condiciones establecidas en dicho documento, así como con las disposiciones que se detallan a continuación:

**Tabla 5.17.** Características para la instalación del sistema de medición.

CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
<b>Sistema de medición indirecta</b>	Se utiliza un sistema de tres (3) transformadores de tensión y tres (3) transformadores de corriente para determinar la energía de cada una de las tres fases. <b>Otras conexiones deben ser aprobadas por ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P.</b>
<b>Instalación por personal calificado</b>	Todos los elementos del sistema deben ser instalados por personal calificado de acuerdo con los reglamentos técnicos y en el tiempo establecido por la ley y la regulación.
<b>Ubicación directa y mínimas conexiones</b>	Los equipos de medición deben instalarse en la ruta más directa, con el mínimo de conexiones y cables para garantizar los requisitos de exactitud.
<b>Protección de equipos de medida</b>	Deben instalarse en una caja de seguridad u otro dispositivo similar que los proteja contra condiciones climáticas, ambientales, manipulaciones y daños físicos. Los cables deben marcarse y protegerse contra daños.
<b>Devanados exclusivos</b>	Los transformadores de tensión y corriente deben tener devanados secundarios dedicados exclusivamente a equipos de medición. En estos devanados solo se podrán instalar dispositivos con fines de medición, asegurando que no afecten la lectura del consumo o la transferencia de energía.
<b>Tensión primaria nominal para transformadores de tensión</b>	La tensión primaria nominal de los transformadores de tensión debe corresponder a la tensión nominal del punto de medición.
<b>Tensión nominal en los equipos de medida</b>	La tensión nominal de los equipos de medición debe coincidir con la tensión secundaria de los transformadores de tensión.
<b>Rangos de carga</b>	Los transformadores de medida deben operar dentro de los rangos de carga nominal establecidos por las normas técnicas, garantizando la clase de exactitud para la carga asociada a los cables de conexión y a otros elementos conectados.
<b>Bloques de prueba</b>	Los sistemas de medición con medición semi-directa o indirecta deben contar con bloques de prueba.
<b>Verificación previa a la puesta en servicio</b>	El sistema de medición debe ser verificado antes de su puesta en servicio según lo establecido en el Código de Medida - CREG 038 de 2014, artículo 23.

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

### 5.5.9. Fronteras comerciales

El punto de medición debe de coincidir con el punto de conexión. En el caso de que la conexión se realice mediante un transformador, el punto de medición debe de ubicarse en el lado de alta tensión del transformador (Código de Medida - CREG 038 de 2014 - Artículo 19).

#### 5.5.9.1. Fronteras comerciales registradas ante ASIC:

Frontera comercial a partir de la cual se determinan las transacciones comerciales entre los diferentes agentes que actúan en el mercado mayorista de energía (MEM), y se define la responsabilidad por los consumos. Estas fronteras se clasificarán en fronteras de generación, fronteras de comercialización, fronteras de enlace internacional, fronteras de interconexión internacional, fronteras de distribución y fronteras de demanda desconectable voluntariamente (artículo 20 de la resolución CREG 157 de 2011).

#### 5.5.9.2. Frontera Comercial sin reporte al ASIC:

Corresponde al punto de medición del consumo de un usuario final, que no se utiliza para determinar las transacciones comerciales entre los diferentes agentes que actúan en el MEM. La información de este consumo no requiere ser reportada al ASIC.

#### 5.5.9.3. Frontera comercial de autogeneradores:

- Para los AGPE asociados a usuarios regulados no es necesario el registro de la frontera de generación cuando el representante es el comercializador integrado con el Operador de Red (OR).
- La representación del AGPE para la entrega de excedentes puede ser por comercializadores o generadores y por tanto ambos tipos de agentes pueden solicitar el registro de la frontera.
- El registro de la frontera de generación para AGPE debe cumplir con los plazos de la Resolución CREG 157 de 2011 y los requisitos técnicos del Código de Medida, y considerando las excepciones de las que trata el artículo 19 de la resolución CREG 174 de 2021.
- El registro del GD aplica con las normas vigentes para las fronteras de generación, tales como los plazos de la Resolución CREG 157 de 2011 y los requisitos técnicos del Código de Medida sin Flexibilización del cumplimiento del Código de Medida - CREG 038 de 2014.

### 5.5.10. Tipos de medición de acuerdo con la conexión

Dependiendo del nivel de tensión y de la magnitud de la carga a la cual se va a medir el consumo de energía, la medición puede ser realizada en forma directa, semi-directa o indirecta.

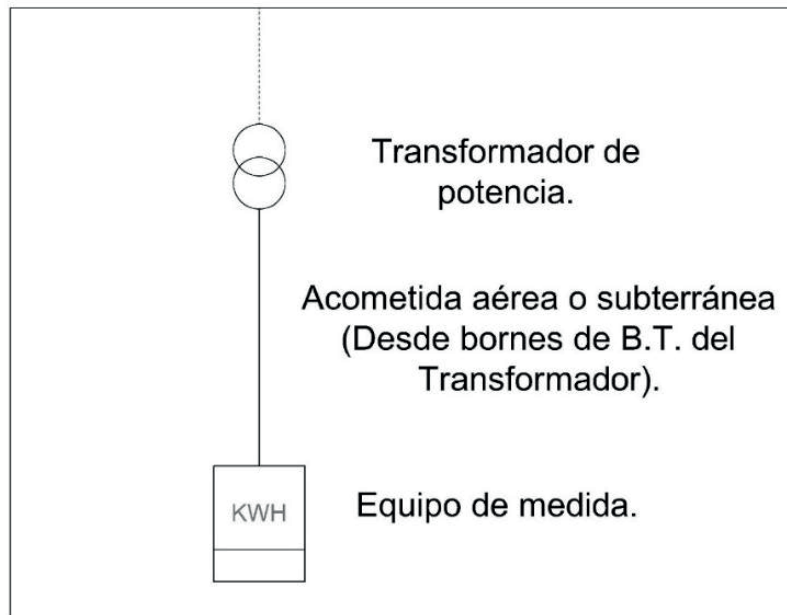
Dependiendo del tipo de medición, los medidores y el sistema de medición deben cumplir con lo establecido en el Código de Medida - CREG 038 de 2014.

#### 5.5.10.1. Medición directa:

Comprende el tipo de conexión en el cual las señales de tensión y corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga. Para este tipo de medición, se utilizan únicamente el (los) medidor (es) de energía activa y/o reactiva.

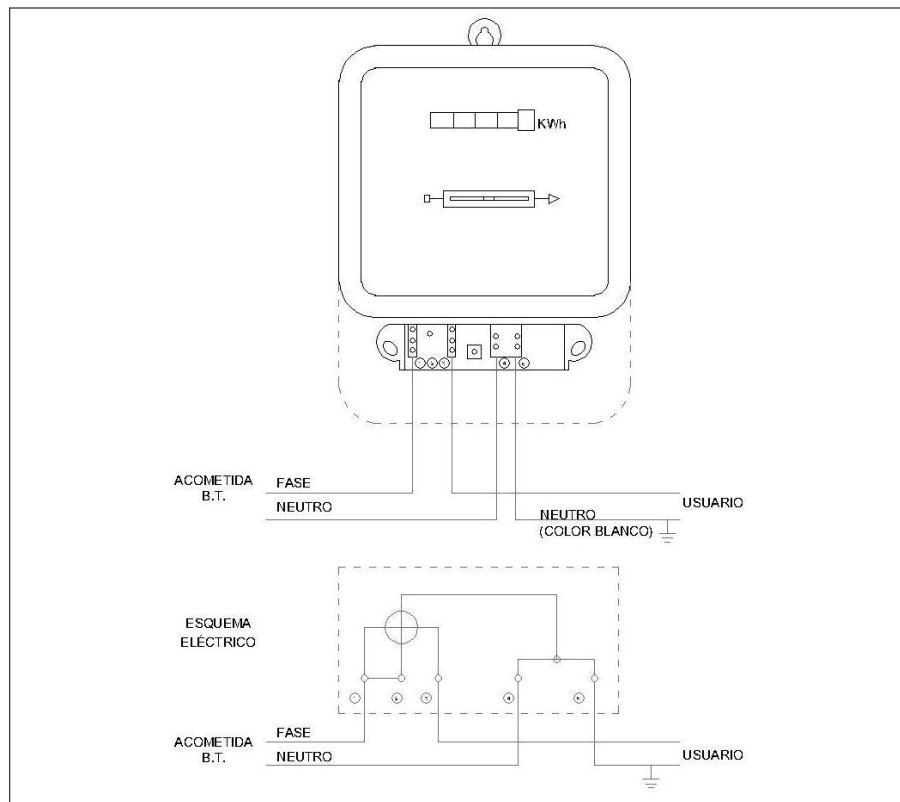
Este tipo de medida aplica por lo general para los usuarios conectados al nivel de tensión 1 y se debe instalar en los bornes de baja tensión del transformador.

**Ilustración 5.6.** Diagrama medida directa.



**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

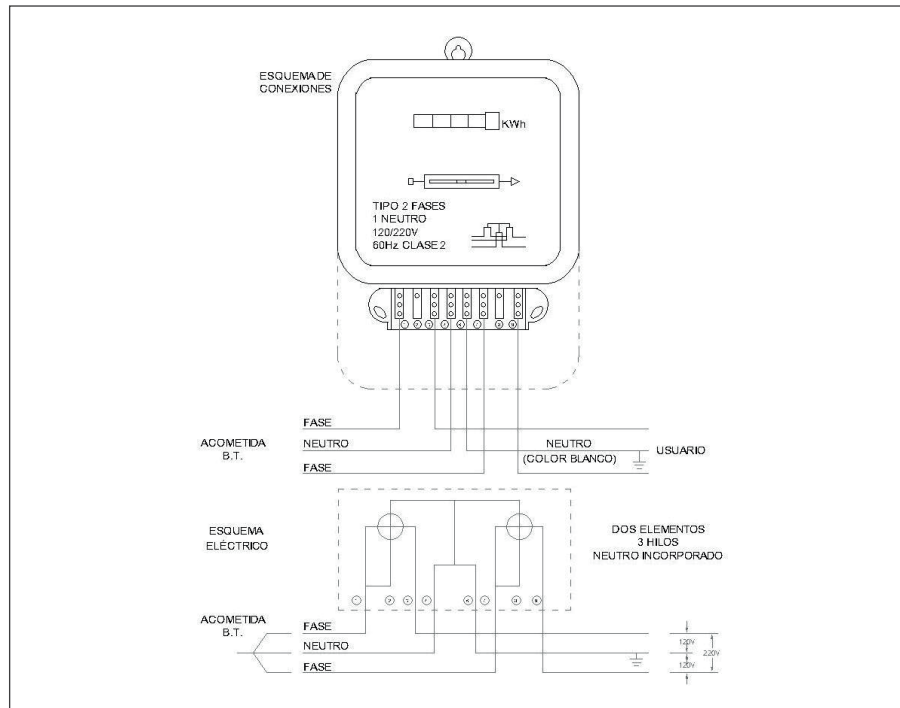
**Ilustración 5.7.** Conexión medida directa en servicio monofásico.



**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

\* Para mayor detalle ver documento anexo EC-SM-03.

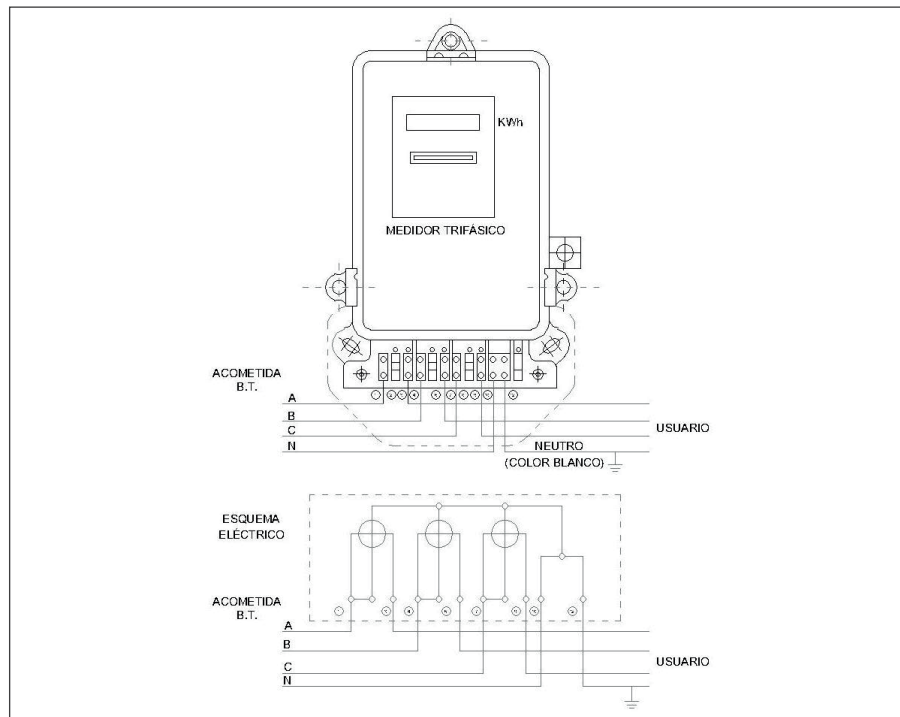
**Ilustración 5.8.** Conexión Medida directa para servicio bifásico.



**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

\* Para mayor detalle ver documento anexo EC-SM-04.

**Ilustración 5.9.** Conexión medida directa en servicio Trifásico.



**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

\* Para mayor detalle ver documento anexo EC-SM-05.

### 5.5.10.2. Medición semi-directa:

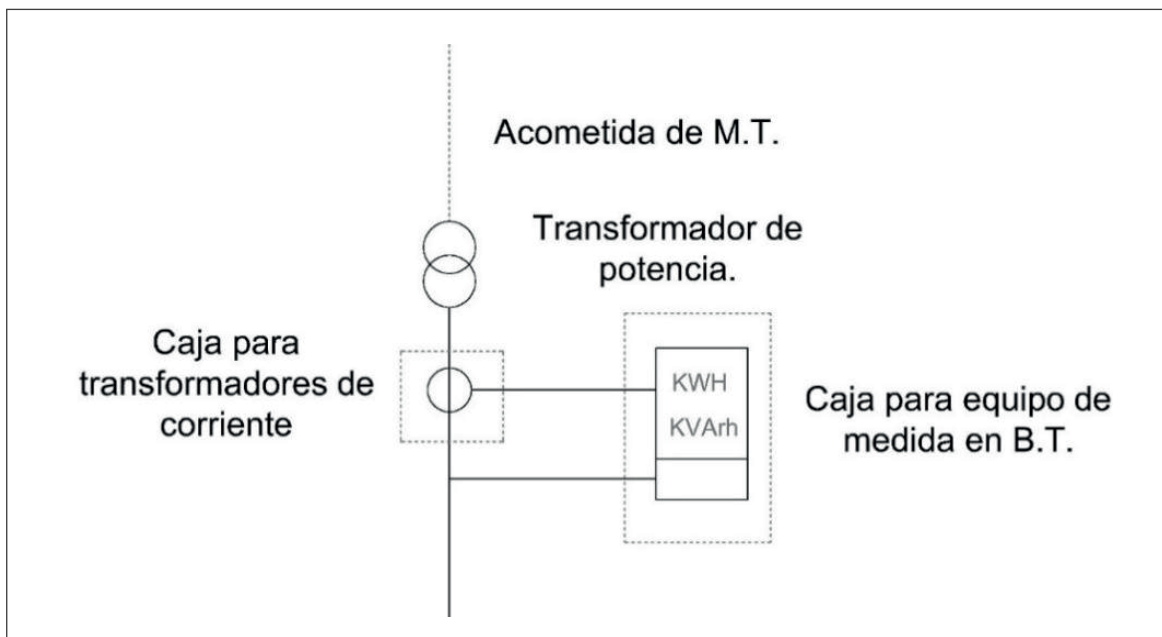
La siguiente información abarca los aspectos clave de la medición semi-directa en sistemas eléctricos.

**Tabla 5.18.** Características principales de la medición Semi-directa.

CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
<b>Tipo de conexión</b>	Las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga. Las señales de corriente provienen de los devanados secundarios de los transformadores de corriente.
<b>Uso de medidores</b>	Medidores de energía activa y/o reactiva junto con un transformador de corriente por cada fase que alimenta la carga.
<b>Instalación de señales de corriente</b>	La conexión de las señales de corriente desde los devanados secundarios del transformador de corriente se debe realizar a través de un bloque de pruebas.
<b>Calibre para señales de tensión</b>	Se debe calcular teniendo en cuenta el nivel de cortocircuito del lugar. En casos donde este nivel supere los 10kA, se requiere colocar una marcación (adhesivo) en el compartimento del medidor, junto a la bornera de pruebas, que indique: "Nivel de cortocircuito elevado; tomar las medidas de seguridad necesarias para manipular las señales de tensión".

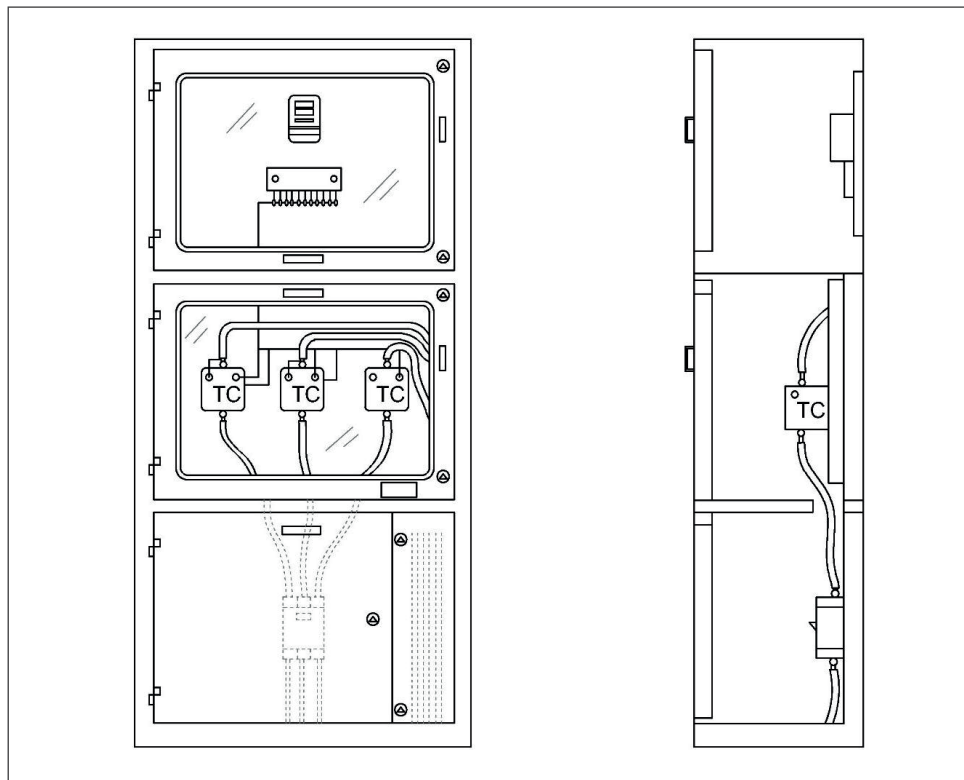
*Fuente:* Electrocaquetá S.A. E.S.P.

**Ilustración 5.10.** Diagrama medido Semi-directa.



*Fuente:* Electrocaquetá S.A. E.S.P.

**Ilustración 5.11.** Conexión medida Semi-directa.



**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

\* Para mayor detalle ver documento anexo EC-SM-06.

### 5.5.10.3. Medida indirecta:

La siguiente información abarca los aspectos clave de la medición indirecta en sistemas eléctricos.

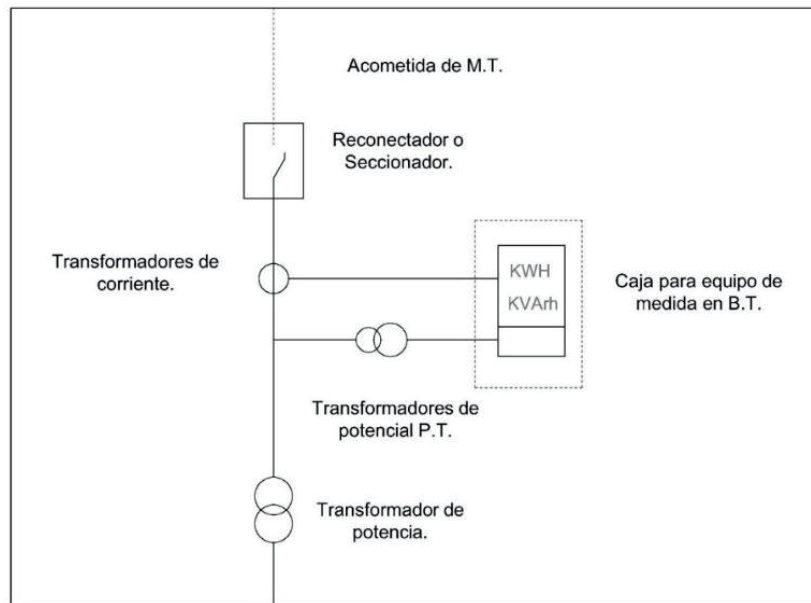
**Tabla 5.19.** Características principales de la medición Indirecta.

CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
<b>Tipo de conexión</b>	Las señales de tensión y corriente que recibe el medidor provienen de los devanados secundarios de los transformadores de tensión y de corriente respectivamente.
<b>Tipo de medidor</b>	Se utiliza un medidor estático multifuncional de energía junto con un juego de transformadores de medida compuesto por transformador de corriente y transformador de tensión.
<b>Núcleos de transformador de corriente y tensión</b>	Se selecciona de acuerdo al <b>numeral 0</b> de esta norma.
<b>Conexión de señales de corriente y tensión</b>	La conexión de señales de corriente desde los secundarios de los transformadores de corriente y la conexión de señales de tensión desde los secundarios de los transformadores de tensión se realiza a través de un bloque de pruebas.

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

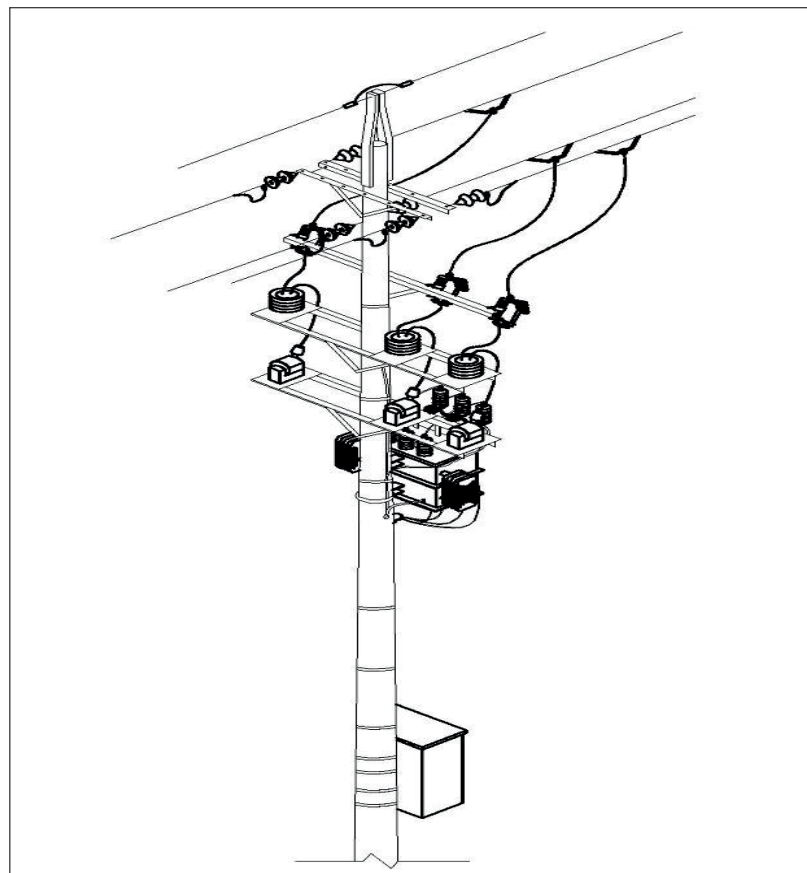


**Ilustración 5.12. Diagrama medida indirecta.**



**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

**Ilustración 5.13. Conexión medida Indirecta.**



**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

\* Para mayor detalle ver documento anexo EC-SM-07.

## 5.6. Medidores de energía

Los medidores de energía se ubicarán de forma que sea fácil su acceso para la toma de lectura, por lo tanto, se recomienda que el equipo de medida este en el exterior del inmueble, libres de obstáculos tales como rejas, encerramientos, materiales, vehículos, cercas eléctricas, cultivos, animales, entre otros.

Todos los medidores o sistemas de medida a instalar deben contar con CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO.

### 5.6.1. Selección de medidores de energía

La selección de los medidores de energía para la instalación en el sistema eléctrico de ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. se debe realizar bajo los criterios indicados en la **Tabla 5.20** y la **Tabla 5.21**, teniendo en cuenta la capacidad o potencia instalada.

**Tabla 5.20.** Selección de los medidores de energía (NTC 5019 de 2018).

TIPO DE MEDICIÓN	TIPO DE SERVICIO	CAPACIDAD INSTALADA (CI) KVA	DESCRIPCIÓN DEL MEDIDOR <sup>1) 2)</sup>				
			MEDIDOR	ENERGÍA <sup>3)</sup>	CLASIFICACIÓN <sup>4)</sup>	CLASE <sup>5)</sup>	
						ELECTROMECÁNICO	ESTÁTICO <sup>6)</sup>
Directa	Monofásico bifilar	≤ 12	Monofásico bifilar	Activa	Básico	2	1
	Monofásico trifilar	≤ 24	Monofásico trifilar o Bifásico trifilar	Activa	Básico	2	1
				Activa y reactiva	Multienergía	--	1 2
	Bifásico trifilar	≤ 24	Bifásico trifilar	Activa	Básico	2	1
				Activa y reactiva	Multienergía	-	1 2
	Trifásico tetrafilar	≤ 36	Trifásico tetrafilar	Activa	Básico	2	1
Activa y reactiva				Multienergía	--	1 2	
Semidirecta	Monofásico trifilar	≤ 24	Monofásico trifilar o Trifásico trifilar	Activa y reactiva	Multifunción	--	1 2
	Trifásico tetrafilar	≤ 36	Trifásico tetrafilar	Activa y reactiva	Multifunción	--	1 o 0,5S <sup>10)</sup> 2
Indirecta	Trifásico tetrafilar	> 112.5	Trifásico trifilar <sup>7)</sup> o trifásico tetrafilar <sup>8)</sup>	Activa y reactiva	Multifunción	--	0,5S 2
			Trifásico tetrafilar <sup>9)</sup>	Activa y reactiva	Multifunción	--	0,2S 2

1) En la medición de energía eléctrica en plantas de generación y en puntos de conexión con tensiones superiores a 230 kV, se requiere la instalación de un medidor principal y uno de respaldo; ambos medidores (principal y de respaldo) deberán cumplir los criterios de selección indicados en la **Tabla 5.12** de esta norma.

2) Para los casos definidos por el ente regulador, el medidor seleccionado podrá ser un Medidor Prepago.

3) Se debe instalar un medidor de energía reactiva en los sistemas de medición semi-directa e indirecta. Para los sistemas de medición directa, la instalación del medidor de energía reactiva se puede realizar en aquellos casos donde la capacidad instalada (CI) sea mayor de 15kVA.

- 4) Para toda instalación eléctrica con capacidad instalada (CI) mayor que 300 kVA el medidor debe de ser multifunción con funciones adicionales.
- 5) 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.
- 6) Para medición indirecta se debe seleccionar el menor índice de clase de exactitud normalizado para energía reactiva. El menor índice de clase normalizado para energía reactiva es 2.
- 7) Para puntos de conexión en el nivel de media tensión (MT) en las cuales el primario del transformador de potencia es una delta.
- 8) Para puntos de conexión con tensiones menores a 57.5 kV o transferencias promedio horarias durante los últimos seis meses menores a 20MWh, para cualquier conexión del primario del transformador de potencia.
- 9) Para puntos de conexión con tensiones mayores a 57.5 kV o transferencias promedio horarias durante los últimos seis meses menores a 20MWh, para cualquier conexión del primario del transformador de potencia.
- 10) En medición semi-directa, cuando la capacidad instalada (CI) sea mayor de 112,5kVA el medidor de energía activa debe ser de Clase 0,5S.
- 11) Para la medición de energía se puede seleccionar sistemas de medición centralizada.

Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Tabla 5.21. Medidores de energía y sus características eléctricas (NTC 5019 de 2018).

TIPO DE MEDICIÓN	MEDIDOR DE ENERGÍA	NO. F	NO. H	NO. E	VR (V) <sup>1)</sup>	FR (HZ)	IB (A)		IN <sup>2)</sup> (A)	IMÁX <sup>3)</sup> (A)	CM (%)	
							MEDIDOR ELECTROMECÁNICO	MEDIDOR ESTÁTICO			MEDIDOR ELECTROMECÁNICO	MEDIDOR ESTÁTICO
Directa	Activa, monofásico bifilar	1	2	1	120	60	≤ 15				≥ 240	≥ 600
	Activa, monofásico trifilar	1	3	1/2	240							
	Activa, bifásico trifilar	2	3	2	2 x 120/208		≤ 10	--	≥ 60			
	Reactiva y/o activa, trifásico tetrafilar	3	4	3	3 x 120/208		≤ 30					
Semidirecta	Activa, monofásico trifilar	1	3	1/2	240							
	Activa y/o reactiva, trifásico trifilar	3	3	2	3 x 120	--	--	5	≥ 6	--	≥ 120	
	Activa y/o reactiva, trifásico tetrafilar	3	4	3	3 x 120/208							
Indirecta	Activa y/o reactiva, trifásico trifilar	3	3	2	3 x 120							
	Activa y/o reactiva, trifásico tetrafilar	3	4	3	3 x 69,2/120							

Convenciones		
<b>No. F:</b> Número de fases	<b>Vr:</b> Tensión de referencia	<b>In:</b> Corriente nominal
<b>No. H:</b> Número de hilos	<b>Fr:</b> Frecuencia de referencia	<b>Imáx:</b> Corriente máxima
<b>No. E:</b> Número de elementos	<b>Ib:</b> Corriente básica	<b>CM:</b> Cargabilidad del conductor

1) Las tensiones de referencia indicadas en la **Tabla 5.20** corresponden a las requeridas para medidores a conectar en un sistema con tensiones entre líneas de 208 V o 240 V y tensiones línea a neutro de 120 V. En general la tensión de referencia del medidor debe corresponder a la tensión nominal del sistema eléctrico en el punto de conexión del medidor. También se permite la instalación de medidores multi-rango de tensión, siempre y cuando la tensión nominal del sistema eléctrico, en el punto de conexión del medidor esté dentro de los rangos de tensiones para los cuales se garantiza la exactitud del medidor. Cuando el sistema de medición incluye transformadores de tensión (T.T) la tensión de referencia del medidor se debe seleccionar con base en la tensión secundaria de los T.T. asociados a éste, de tal forma que el rango de tensiones para los cuales se garantiza la exactitud del medidor incluya la tensión secundaria de los T.T.

2) En casos especiales la corriente nominal puede ser de 1A y en dicho caso la corriente máxima debe de ser mayor o igual a 2.

3) Para medición directa, la corriente máxima del medidor debe ser superior a la corriente a plena carga en el punto de conexión. Para las mediciones semi-directas e indirectas la corriente máxima del medidor debe ser mayor o igual al valor resultante de multiplicar la corriente nominal del T.C. por su factor de sobrecarga.

*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

### 5.6.2. Medidores de energía reactiva

Se requiere la instalación de un medidor de energía reactiva para las siguientes situaciones:

**Tabla 5.22.** Criterio para la instalación de medidores de energía reactiva.

CRITERIO DE INSTALACIÓN	DESCRIPCIÓN
<b>Consumo de Energía Reactiva Superior a la Mitad del Consumo de Energía Activa</b>	En instalaciones con cargas como motores, transformadores, balastos, etc., o con factor de potencia inferior a 0.9.
<b>Tipo de medida</b>	Según NTC 5019, las instalaciones que requieran Medida Semi-directa o Indirecta, requieren medidor de energía reactiva.
<b>Identificación por ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P.</b>	Cuando ELECTROCAQUETÁ S.A E.S.P. como operador de red, identifique o prevea el transporte de energía reactiva y notifique al cliente.
<b>Auto Generadores a Pequeña Escala (AGPE) y Generadores Distribuidos (GD)</b>	Las instalaciones AG y GD que cuenten con inyección de energía a la red, deberán contar con medidor de energía reactiva.
<b>Instalaciones con Capacidad Instalada Mayor que 15 kVA</b>	Deben contar con medidor de energía Activa/Reactiva.
<b>Sector Comercial e Industrial</b>	<b>Obligatoria la instalación de medidor de energía reactiva tanto en sistemas bifásicos como trifásicos.</b>

<b>Puntos de Medición en Fronteras de Generación y Comercialización conectadas al STN</b>	En niveles de tensión iguales o superiores a 57.5 kV, se deben instalar medidores de energía reactiva bidireccionales (Código de Medida - CREG 038 de 2014 - Artículo 12). Para más detalle verificar <b>numeral 5.6.4</b> de esta norma.
---	---

*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

### 5.6.3. Medidor de respaldo

Se debe cumplir con lo dispuesto en el artículo 13 de la resolución CREG 038 de 2014.

**Tabla 5.23.** Características del medidor de respaldo.

REQUISITO	DESCRIPCIÓN
Conexión	Debe realizarse de tal forma que reciban las mismas señales de tensión y de corriente que el medidor principal.
Fronteras con medidores de respaldo	Fronteras de generación, fronteras comerciales conectadas al STN y puntos de medición tipos 1 y 2 deben contar con medidor de respaldo para energía activa y reactiva. El medidor de energía reactiva puede estar integrado con el de energía activa.
Operación	Debe operar permanentemente y tener las mismas características técnicas que el medidor principal.
Sistema de comunicaciones	Debe permitir la interrogación de forma separada del medidor de respaldo y del principal.
Características técnicas	Deben incluirse en el formato especificado en el numeral 3 del artículo 4 de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

Los medidores de energía Activa/Reactiva para los clientes del mercado no regulado deben cumplir los siguientes requerimientos de acuerdo con la CREG 015 de 2018:

- Perfil horario.
- Bidireccionalidad.
- Calibración en cuatro cuadrantes en energía Activa/Reactiva, en consecuencia, a los dos requerimientos antes mencionados (Cuando sea requerido).

### 5.6.4. Medidores bidireccionales

Los medidores bidireccionales son fundamentales para la medición y gestión eficiente de la energía en sistemas modernos que incluyen generación distribuida, almacenamiento de energía y redes inteligentes.

A continuación, se presentan algunas características principales de estos medidores:

**Tabla 5.24.** Características del medidor bidireccional.

REQUISITO	DESCRIPCIÓN
<b>Donde instalarlos</b>	En puntos donde se presenten o se prevean flujos de energía en ambos sentidos, para determinar de forma independiente el flujo en cada sentido.
<b>Medidor de energía reactiva bidireccional</b>	Se debe instalar cuando los niveles de tensión son iguales o superiores a 57.5 kV, según el Código de Medida - CREG 038 de 2014, Artículo 12.
<b>Registro de energía en cuatro cuadrantes</b>	El medidor debe tener la funcionalidad de registrar energía en cuatro cuadrantes: activa despachada, activa recibida, reactiva despachada y reactiva recibida.
<b>Cumplimiento de normativas</b>	El medidor debe cumplir con las disposiciones establecidas en la resolución CREG 038 de 2014.

*Fuente:* Electrocaquetá S.A. E.S.P.

## 5.7. Transformadores de medida

- Los transformadores de medida, antes de ser instalados, deben ser presentados a ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P., con su respectiva factura de compra, certificado de calibración emitido por laboratorio acreditado por la ONAC con fecha inferior a 18 meses y el certificado de conformidad de producto.
- ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. solicitará informe técnico detallado firmado por profesional competente, en el cual se verifique la selección y/o montaje de los transformadores de medida, (este informe irá añadido con el diseño eléctrico del proyecto).
- Los transformadores de medida deben tener un devanado exclusivo para la conexión de los equipos que conforman el sistema de medida, es decir, el devanado donde se conecte el sistema de medida debe de ser independiente del devanado donde se conecten protecciones y otros elementos de control. El devano exclusivo para el sistema de medida debe de tener la capacidad de potencia nominal (burden) necesaria para la conexión de los equipos que conforman el sistema.
- Se acatará la Norma NTC-5019-2018, la cual nos indica que los transformadores de medida con bornera de conexión en el secundario, debe de contar con tapa protectora que permita la instalación de sellos de seguridad de ELECTROCAQUETÁ S.A. E.SP.
- Los transformadores de medida deberán instalarse aguas abajo del interruptor general o parcial, con el fin de poder generar mantenimientos o cambios y realizar estos trabajos sin tensión.
- Los conductores de puesta a tierra de los secundarios de los transformadores de medición se deben de conectar al SPT (sistema de puesta a tierra) de la subestación.
- Al momento de seleccionar un transformador de medida, se hace necesario identificar la cantidad de núcleos de medida y núcleos de protección, teniendo en cuenta el punto de

- conexión donde se desea instalarlos.

**Nota:** Pasados 6 meses de la fecha de calibración, sin entrar en servicio, se deben de realizar las pruebas de rutinas que trata el artículo 28 de la resolución CREG 038 de 2014 y acuerdo 981 de 2017 de CNO.

### 5.7.1. Transformadores de Corriente

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.

Con el fin de estandarizar el sistema de medida, impedir errores de conexión y evitar la modificación no autorizada en la relación de transformación de los equipos, se aceptarán solo transformadores de corriente con relación ajustable solo por el lado primario.

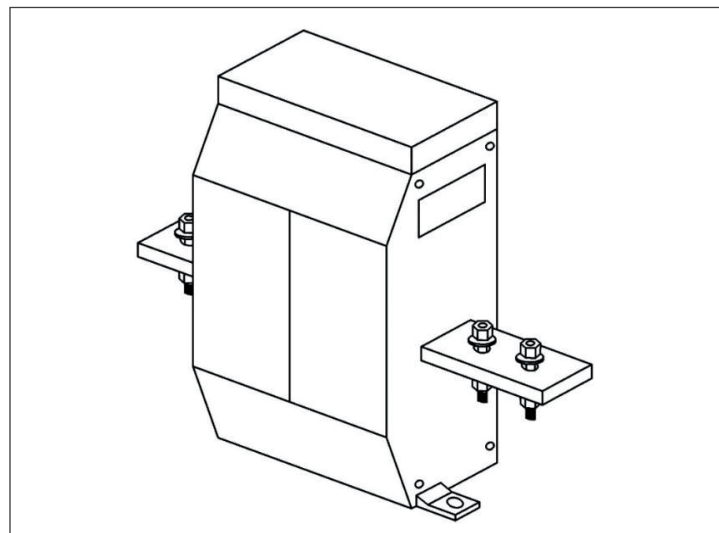
#### 5.7.1.1. Uso de los transformadores de corriente:

En función de su construcción, existes dos tipos de transformadores de corriente:

- **Tipo barra pasante:** son utilizados para obtener una medida de corriente proporcional a la real, pero con una intensidad menor y aceptable para los medidores de energía de conexión indirecta. Este tipo de transformadores de corriente, se emplea en medidas semi-directas debido a que ofrecen mayor seguridad y confiabilidad en la continuidad de la medida. Los equipos de barra pasante son prioritarios para garantizar la exactitud de la facturación del usuario y reducir las pérdidas por errores o fallas en los equipos de medición. Se instalan en línea con las barras colectoras, atornillados a ambos lados, y permiten medir la corriente sin interrumpir la operación del sistema. Esto se logra al instalarlos alrededor de los conductores o barras colectoras mencionadas. Por lo tanto, son ideales para entornos donde es esencial mantener la continuidad del servicio eléctrico.

**Nota:** Se recomienda utilizar este tipo de transformadores de medida en las mediciones semi-directas.

*Ilustración 5.14. Transformador de corriente tipo barra pasante.*



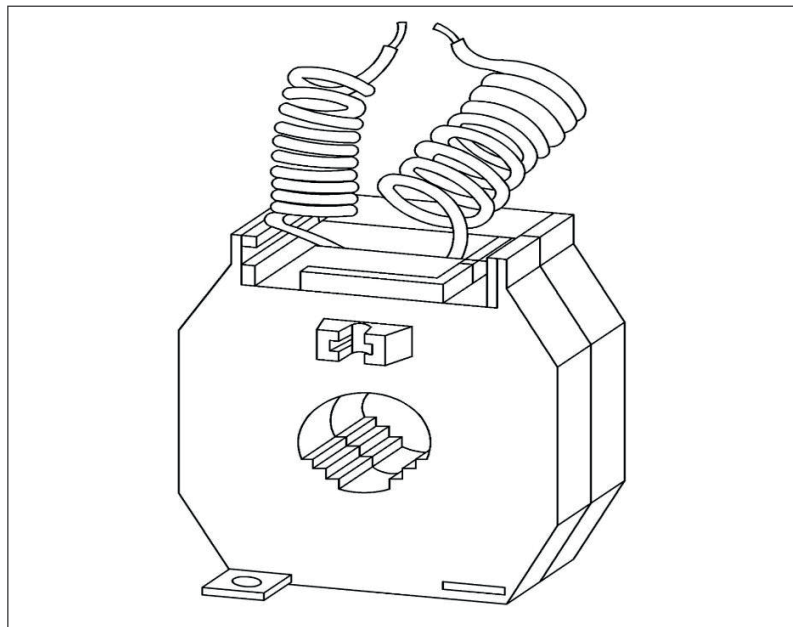
**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

- **Tipo ventana:** para uso a la intemperie, se emplean con el fin de llevar las señales de corriente secundaria, múltiplo de la corriente del primario a valores reducidos aceptables al rango de operación de los medidores de energía en conexión semi-directa.

Los transformadores de corriente se instalarán en los conductores del circuito de salida de BT del transformador de distribución o en acometidas de alimentación de clientes. Para la especificación de la ventana del transformador de corriente, se debe tener en cuenta los diámetros de los conductores por fase de la acometida de salida del circuito de BT del transformador de distribución.

**Nota:** se recomienda utilizar este tipo de transformador de corriente para la macro medición de control.

*Ilustración 5.15. Transformador de corriente tipo ventana.*



*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

### **5.7.1.2. Selección de los transformadores de corriente:**

#### **5.7.1.2.1. Corriente primaria nominal:**

La selección de los transformadores de corriente debe hacerse de acuerdo con el cálculo de la potencia total instalada en el inmueble, teniendo en cuenta la capacidad y cantidad de motores, iluminación, equipos, entre otros, los factores de demanda y simultaneidad, las fechas de entrada en operación y la potencia de cada una.

Para realizar el cálculo de la capacidad instalada en unidades residenciales que requieran medida semi-directa, se debe seguir el procedimiento descrito en la sección 220 de la NTC 2050 segunda actualización.

La corriente primaria nominal del transformador de corriente se debe seleccionar de tal forma que el valor de la corriente a plena carga en el sistema eléctrico al cual está conectado el T.C, este comprendida entre 80% de la corriente nominal y la corriente nominal multiplicada por el factor de cargabilidad del T.C, es decir:



$$0.81 \text{ I}_{pn} \leq \text{I}_{pc} \leq \text{I}_{pn} \text{ FC}$$

### Ecuación 1

En donde:

**I<sub>pc</sub>:** Es la corriente a plena carga del sistema eléctrico en el punto donde será conectado el T.C.

**I<sub>pn</sub>:** Es la corriente primaria nominal del T.C seleccionado.

**FC:** Es el factor de Cargabilidad del T.C.

**Nota:** Cuando el FC no está incluido en la placa externa, se debe de tomar como factor 1.2, haciendo referencia a la corriente máxima garantizada en el transformador.

La **Tabla 5.25 y Tabla 5.26** (a modo de ejemplo), definen el valor de corriente primaria nominal de los TC para mediciones semi-directas y para mediciones indirectas respectivamente. Estas tablas establecen la relación de transformación en función de la carga instalada y la tensión en el punto de conexión de los TC.

Se permitirá la selección de un transformador de corriente donde I<sub>pc</sub> esté por fuera del rango anteriormente establecido, siempre y cuando se cuente con un informe de calibración expedido por un laboratorio acreditado, que garantice la exactitud en dichos valores y la seguridad para los equipos asociados a éste.

Los valores normalizados para la corriente nominal primaria, de los T.C. para medida son: (NTC 2205 de 2013)

**10 – 12.5 – 15 – 20 – 25 – 30 – 40 – 50 – 60 – 75 A**

Y sus múltiplos decimales o fracciones.

#### **5.7.1.2.2. Corriente secundaria nominal:**

El valor normalizado de corriente secundaria nominal es 5A. Solo en circunstancias especiales se permite instalación de TC con corriente nominal secundaria de 1 A, casos tales como, cuando la distancia entre el transformador de corriente y el medidor es tan grande, que con una corriente secundaria nominal de 5 A, sobrepasa el valor de la capacidad de potencia nominal (Burden) comercial del transformador de medida, esta condición debe ser justificada en la presentación del proyecto de redes.

#### **5.7.1.2.3. Clase de exactitud:**

Para los T.C. de medida, la clase de exactitud se designa por el mayor porcentaje de error de corriente permisible a la corriente nominal establecida para la clase de exactitud implicada.

Los requisitos de clase de exactitud para los transformadores de medida se encuentran definidos en la **Tabla 5.4** de esta norma y también se debe de cumplir lo indicado en la **Tabla 5.21** donde se definen criterios importantes como lo son el nivel de tensión y el tipo de servicio para la selección de los transformadores de medida.

Las clases de exactitud normalizadas para los T.C. para medida son: (NTC 2205 de 2013)

**0,1 – 0,2 – 0,2S – 0,5 – 0,5S – 1**

Los índices de clase especificados corresponden a valores máximos; es decir, que se puedan 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.

Para las clases **0,1 - 0,2 - 0,2S - 0,5 - 0,5S y 1**, el error de corriente y el desplazamiento de fase a la frecuencia nominal no debe exceder los valores presentados en la **Tabla 5.9** cuando la carga secundaria está en cualquier valor entre el 25 % y el 100 % de la carga nominal.

En general, los límites establecidos para error de corriente y desplazamiento de fase son válidos para cualquier posición dada de un conductor externo separado en una distancia en el aire no menor de la requerida para el aislamiento en el aire a la mayor tensión para el equipo.

Para todas las clases, la carga (burden) deben tener un factor de potencia de 0,8 inductivo, excepto cuando la carga (burden) sea menor de 5 VA, se debe usar el factor de potencia de 1,0 con un valor mínimo de 1 VA.

#### **5.7.1.2.4. Carga nominal (BURDEN):**

- a. Los T.C. deben operar dentro de los rangos de carga establecidos en las normas técnicas aplicables con base en la carga nominal, incluyendo la carga asociada a los cables de conexión y demás elementos conectados al sistema de medición, de tal forma que se garantice la clase de exactitud (**Numerales 5.5.4 y 5.7.1.2.3** de esta norma).
- b. 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, teniendo en cuenta los límites de error de relación y desplazamiento de fase para T.C. descritos en la **Tabla 5.4**.
- c. Para todas las clases de medición, se puede usar un rango de carga (burden) extendida. La carga nominal máxima se establece en 15 VA. El factor de potencia debe de ser 1.0 para los valores de carga por encima del rango completo de la carga nominal (burden).
- d. Los valores normalizados de carga nominal hasta 30 VA son:

**2,5 - 5,0 - 10 - 15 y 30 VA**

**Nota:** Se permitirá que la carga conectada al transformador de corriente sea inferior al 25 % de la carga nominal siempre y cuando se cuente con un informe de calibración de laboratorio que garantice la exactitud del transformador de corriente en dichos valores.

- e. El burden total del transformador de corriente (VA TOTAL) corresponde a la suma de los siguientes valores:

$$\mathbf{VATOTAL = VAMEDIDOR + VACONDUCTOR + VADEVANADO}$$

En donde:

**VAMEDIDOR:** Es la carga en VA o consumo de potencia (burden) del dispositivo de medida.

**VACONDUCTOR:** Es la carga en VA o consumo de potencia (burden) debido a la impedancia de los conductores del circuito secundario.

**VADEVANADO:** Es la carga en VA o consumo de potencia (burden) debido a la impedancia de los devanados internos del T.C. Este valor es tan pequeño que por lo general puede ser despreciado.

- f. Cada proyecto o diseño debe de contar con el cálculo de la capacidad nominal de potencia (burden), teniendo en cuenta las condiciones particulares de la instalación y el sistema de medida que va ser conectado.

#### 5.7.1.2.5. Corriente térmica permanente ( $I_{th}$ ):

El valor normalizado de la corriente térmica nominal permanente es la corriente primaria nominal.

Cuando se especifica una corriente térmica nominal permanente mayor que la corriente primaria nominal, los valores preferidos deberían ser de 120 % a 150 % y 200 % de la corriente primaria nominal.

#### 5.7.1.2.6. Corriente térmica nominal de corta duración ( $I_{th}$ ):

- La  $I_{th}$  corresponde al valor eficaz de la corriente primaria que un transformador soportará durante 1 segundo sin sufrir efectos perjudiciales, cuando el secundario está en cortocircuito.
- Se debe asignar una  $I_{th}$  a cada transformador.
- La duración de la  $I_{th}$  corresponde a 1 segundo.

La  $I_{th}$  deberá seleccionarse de tal forma que:

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

En donde:

- $I_{cc}$ :** corriente máxima de cortocircuito en el punto del sistema donde va a ser conectado.  
 **$t$ :** tiempo de duración del cortocircuito en segundos,  $t=1$  s.

#### 5.7.1.2.7. Corriente dinámica nominal ( $I_{dyn}$ ):

- La corriente dinámica nominal ( $I_{dyn}$ ) debe ser como mínimo 2,5 veces la corriente térmica nominal de corta duración ( $I_{th}$ ); es decir:

$$I_{dyn} = 2.5I_{th}$$

#### 5.7.1.2.8. Relación de transformación:

La **Tabla 5.25** y la **Tabla 5.26** 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 5.25.** Relación de transformación de T.C. para mediciones semi-directas (NTC 5019 de 2018).

CIRCUITOS A 3 X 127/220 V		CIRCUITOS A 3 X 254/440 V		CIRCUITOS A 3 X 120/240 V	
CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	RELACIÓN DE LOS TC	CAPACIDAD INSTALADA (KVA)	RELACIÓN DE LOS TC	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	RELACIÓN DE LOS TC
30 A 45	100/5	60 A 91	100/5	19 A 28	100/5
46 A 68	150/5	92 A 137	150/5	29 A 43	150/5
69 A 91	200/5	138 A 183	200/5	44 A 57	200/5

92 A 137	300/5	184 A 274	300/5	58 A 86	300/5
138 A 182	400/5	275 A 365	400/5	87 A 108	400/5
183 A 228	500/5	366 A 457	500/5	109 A 129	500/5
229 A 274	600/5	458 A 548	600/5	130 A 172	600/5
275 A 365	800/5	549 A 731	800/5	173 A 216	800/5
366 A 457	1000/5	732 A 914	1000/5	217 A 259	1000/5
458 A 548	1200/5	915 A 1097	1200/5	260 A 311	1200/5
549 A 731	1600/5	1098 A 1463	1600/5	312 A 438	1600/5

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

**Tabla 5.26.** Relación de transformación de T.C. para mediciones indirectas (NTC 5019 de 2018).

CIRCUITOS A 13,2 kV		CIRCUITOS A 34,5 kV	
CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	RELACIÓN DE LOS TC	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	RELACIÓN DE LOS TC
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
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

Para la **Tabla 5.25** y **Tabla 5.26**, los rangos de capacidad instalada han sido definidos considerando un factor de Cargabilidad (FC) del T.C. del 120%.

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

### 5.7.2. Transformadores de tensión

Transformador de medida en el cual la tensión secundaria en condiciones normales de uso es substancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase son aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. exigirá los transformadores con las clases de precisión normalizadas para los transformadores de tensión según la resolución CREG 038 de 2014.

### 5.7.2.1. Tensión primaria nominal:

- La tensión primaria nominal de un transformador de tensión debe corresponder a la tensión nominal del sistema eléctrico al cual va a ser conectado; por ello, para su selección, es necesario tener en cuenta los límites de operación del transformador de tensión con respecto a su tensión primaria nominal, y los límites de variación de la tensión de la red permitidos por la regulación, con respecto a su valor nominal en el punto donde el transformador será instalado.
- La tensión primaria nominal de los transformadores de tensión se selecciona de tal forma que se garantice que el rango de valores de la tensión de la red permitidos por la regulación con respecto a su valor nominal quede dentro de los límites de operación del transformador de tensión.

Por lo anterior:

- Para los T.P. fabricados bajo la norma NTC 5787 (IEEE C57.13) su rango de operación debe de estar comprendido entre el 90% y el 110% de su tensión primaria nominal.
- Para los T.P. fabricados bajo la norma NTC 2207 (IEC 61869-3) o bajo la norma IEC 61869-5 su rango de operación debe de estar comprendido entre el 80% y el 120% de su tensión primaria nominal. Si el transformador se va a instalar en una red eléctrica en la cual la regulación permite una variación de tensión entre el 90% y el 110% de su valor nominal, entonces la tensión primaria nominal del transformador se debe seleccionar de tal forma que la tensión nominal de la red quede comprendida entre el 90% y el 110% de su valor.

### 5.7.2.2. Tensión secundaria nominal:

- La tensión secundaria nominal del T.P. debe corresponder a los rangos de operación del medidor conectado a éste.
- La tensión secundaria nominal, se debe seleccionar de tal forma que el factor entre la tensión nominal primaria y secundaria sea un número entero. Cuando esto no sea posible, se debe expresar con máximo un dígito decimal, utilizando el método común de redondeo.
- La tensión secundaria nominal normalizada es 120V. otras tensiones secundarias tales como las que se indican en la **Tabla 5.27**, podrán ser utilizados desde que se utilicen medidores multirango de tensión, los cuales deben ser calibrados para el valor de tensión secundaria seleccionada para el transformador de tensión.

**Tabla 5.27.** Transformadores de tensión. Tensión secundaria nominal.

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED [V]	TENSIÓN SECUNDARIA TT's [V]
44.000	110
34.500	115
33.000	120
13.800	120
13.200	120

*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

**Nota:** Para las tensiones nominales de la red, que no se encuentren referenciadas en la **Tabla 5.27** ; se debe seguir lo especificado en el literal b del **numeral 5.7.2.2.**

- En los transformadores destinados a ser instalados entre fase y tierra en las redes trifásicas en donde la tensión primaria nominal es un número dividido por  $\sqrt{3}$ , la tensión secundaria nominal debe ser un valor dividido por  $\sqrt{3}$ .

**Por ejemplo:** Si la tensión nominal primaria es  $13.200/\sqrt{3}$ , entonces la tensión nominal secundaria debe ser  $120/\sqrt{3}$ .

**Tabla 5.28.** Transformadores de tensión. Tensión secundaria nominal con  $\sqrt{3}$ .

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED [V]	TENSIÓN SECUNDARIA TT's [V]
$13.200/\sqrt{3} = 7.620$	$120\sqrt{3}$
$34.500/\sqrt{3}$	$115\sqrt{3}$
$44.300/\sqrt{3}$	$110\sqrt{3}$

*Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

### 5.7.2.3. Carga nominal (BURDEN):

- La carga nominal (Burden) del transformador de tensión 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.
- Se permitirá que la carga conectada al transformador de tensión sea inferior al 25 % de la carga nominal siempre y cuando se cuente con un informe de laboratorio, que garantice la exactitud en dichos valores.
- Para transformadores de tensión de clase de exactitud 0,1 y 0,2 que tengan una carga nominal menor de 10 VA, puede ser especificado un rango extendido de carga. El error de tensión (relación) y de desplazamiento de fase no debe exceder los valores dados en la NTC 2207, cuando la carga secundaria es cualquier valor comprendido entre 0 VA y el 100 % de la carga nominal a factor de potencia igual a 1.
- Los valores normalizados de la potencia nominal (Burden) expresados en voltiamperios, para un factor de potencia 1 (circuito inductivo) son:

**1,0 – 2,5 – 5,0 – 10 VA (rango de carga I)**

- Los valores normalizados de la potencia nominal (Burden) expresados en voltiamperios, para un factor de potencia 0,8 (circuito inductivo) son:

**10 - 25 - 50 - 100 VA (rango de carga II)**

**Nota:** la potencia nominal de un transformador trifásico debe de ser la potencia nominal por cada fase.

- El Burden total del transformador de tensión (VA TOTAL) corresponde a la suma de los siguientes valores:

$$\mathbf{VATOTAL = VAMEDIDOR + VACONDUCTOR + VADEVANADO}$$

En donde:

**VAMEDIDOR:** Es la potencia máxima (Burden) del dispositivo de medida. Valor proporcionado

por norma de fabricación. Ver Tabla 13.

**VACONDUCTOR:** Es el Burden debido a la impedancia de los conductores del circuito secundario.

**VADEVANADO:** Es el Burden debido a la impedancia de los devanados internos del transformador de corriente. Este valor es tan pequeño que por lo general puede ser despreciado.

- g. Cada diseño o proyecto debe evaluar y calcular la potencia nominal (Burden) del transformador de tensión de acuerdo con las condiciones particulares de la instalación y el sistema de medida a conectar.

**Nota:**

1. En el anexo II de este documento, se presenta un ejemplo para la aplicación de la metodología del cálculo de la carga nominal (Burden) del transformador de tensión.
2. Los valores para la capacidad nominal de potencia (Burden) del TT en el anexo II son de referencia, por lo tanto, cuando se seleccione un valor diferente para el Burden de los TT's se debe presentar al OR un informe técnico debidamente firmado por un profesional competente con los cálculos respectivos, donde se valide el Burden seleccionado.

**5.7.2.4. Clase de exactitud:**

- a. La clase de exactitud de los transformadores de potencial debe de seleccionarse de acuerdo con el 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 potencial y/o energía consumida, tal como se indica en la Tabla 5.0.4 de esta norma.
- b. Las clases de exactitud normalizadas para los transformadores inductivos de tensión monofásicos para medición son:

**0,1 – 0,2 – 0,5 – 1,0 – 3,0**

- c. El error de tensión y desplazamiento de fase a la frecuencia nominal no deben sobrepasar los valores de la Tabla 5.0.11 a cualquier tensión entre el 80% y el 120% de la tensión nominal y para cargas de:
  1. Cualquier valor entre 0 VA y 100% de la carga nominal, con un factor de potencia igual a 1 para el rango de carga I.
  2. Entre el 25% y el 100% de la carga nominal, con un factor de potencia de 0,8 inductiva para el rango de carga II.
- d. Para determinar la conformidad de la clase de exactitud, los ensayos tipo se deben hacer a 80%, 100%, y 120% de la tensión nominal, a frecuencia nominal con valores de potencia acordes con la (tabla 305 NTC2207) y factor de potencia de 1 (rango de carga I) o con factor de potencia de 0.8 inductiva (rango de carga II).

**Tabla 5.29.** Rangos de carga para los ensayos de exactitud (NTC 2207 de 2004).

RANGO DE CARGA	VALORES DE PREFERENCIA DE LA POTENCIA NOMINAL VA	VALORES DE POTENCIA DE ENSAYO % (DE LA NOMINAL)
I	1,0 - 2,5 - 5 - 10	0 Y 100
II	10 - 25 - 50 - 100	25 Y 100

Cuando el transformador tiene varios devanados secundarios, ellos deben estar cargados tal como se establece en la nota de la tabla 302 de la NTC 2207 (cuarta actualización)

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

## 5.8. Niveles de aislamiento

- Los valores normalizados deben ser seleccionados de la Tabla 5.21.
- La tensión más elevada para el equipo se elige el valor normalizado más próximo de ( $U_m$ ) que sea igual o superior a la tensión más elevada del sistema en el que instalará el equipo.
- Para equipos que vayan a ser instalados bajo condiciones ambientales normales, en lo que se refiere a aislamiento,  $U_m$  debe ser al menos igual a la tensión del sistema.
- Para equipos que vayan a ser instalados fuera de las condiciones normales, en lo que se refiere a aislamiento, puede seleccionarse una  $U_m$  mayor que el valor normalizado más cercano de  $U_m$  igual o mayor que la Tensión del sistema según las necesidades especiales concernientes.
- La elección debe hacerse considerando el grado de exposición a las sobretensiones de "frente rápido" y "frente lento", el tipo de puesta a tierra del neutro del sistema y el tipo de dispositivos de protección contra sobretensiones.
- Para los bornes primarios destinados a ser puestos a tierra en servicio tienen un valor  $U_m$  igual a 0.72 kV.

**Tabla 5.30.** Niveles de aislamiento nominales para arrollamientos primarios de transformadores de instrumentos (NTC 5933).

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL EQUIPO $U_m$ (VALOR EFICAZ) [KV]	TENSIÓN NO DESCRIPTIVA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (VALOR EFICAZ) [KV]	TENSIÓN NO DESCRIPTIVA NOMINAL A IMPULSO TIPO RAYO (VALOR PICO) [KV]	TENSIÓN NO DESCRIPTIVA NOMINAL A IMPULSO TIPO MANIOBRA (VALOR PICO) [KV]
0,72	3	---	
1,2	6	---	
3,6	10	20	
		40	
7,2	20	40	
		60	
12	28	60	



		75	
17,5	38	75	
		95	
24	50	95	
		125	
36	70	145	
		170	
52	95	250	
72,5	140	325	
100	185	450	
123	185	450	
	230	550	
145	230	550	
	275	650	
170	275	650	
	323	750	
245	395	950	
	460	1050	
300	395	950	750
	460	1050	850
362	460	1050	850
	510	1175	950
420	570	1300	950
	630	1425	1050
550	630	1425	1050
	680	1550	1175

\* Para instalaciones en situación expuesta, se recomienda elegir los niveles de aislamiento más elevados.

\* En el caso de transformadores de instrumentos para instalaciones en GIS, los niveles de tensión no descriptiva a frecuencia industrial según norma IEC 62271-203 pueden ser diferentes.

\* Para niveles alternativos, véase la NTC 3328 (IEC 60071-1)

## 5.9. Sistema de medición para autogeneradores a pequeña escala (AGPE) y los generadores distribuidos (GD)

Los requisitos de medición que deben de cumplir los AGPE y GD son las siguientes.

1. El AGPE que no entrega excedentes no tiene la obligación de modificar sus condiciones de medición existente hasta tanto el usuario sea incluido en el plan de despliegue de la infraestructura de Medición Avanzada.

El AGPE que no entrega excedentes es aquel que así lo declara oficialmente e instala equipos que evitan eficientemente la inyección de excedentes a la red de distribución local.

2. El AGPE que entrega excedentes debe cumplir con los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el código de medida (resolución CREG 038 de 2014), a excepción de las siguientes obligaciones:
  - Contar con el medidor de respaldo de que trata el artículo 13 de la resolución CREG 038 de 2014.
  - La verificación inicial por parte de la firma de verificación de que trata el artículo 23 de la resolución CREG 038 de 2014.
  - El reporte de las lecturas de la frontera comercial al ASIC cuando se vende la energía al comercializador integrado con el OR al cual se conecta.
3. En el caso de los consumos de energía, el sistema de medición debe cumplir los requisitos mínimos definidos en la Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya, de acuerdo con su condición de usuario regulado o no regulado, adicionalmente debe de tener en cuenta los siguientes requerimientos:
  - El medidor de energía debe ser calibrado en energía Activa/Reactiva, importada o exportada.
  - El medidor de energía debe de tener las siguientes características:
    - Perfil horario
    - Bidireccionalidad
- C. El cliente o AGPE, debe verificar que el medidor de energía Activa/Reactiva que proyecta instalar es soportado por los softwares de lectura de ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. De esta forma, se garantiza la compatibilidad del medidor con el software de lectura y, asegura que los procesos involucrados, conozcan tanto el medidor como el software propietario.
- D. Cuando el medidor instalado por el cliente cuente con el sistema de comunicación, la verificación del cumplimiento relacionada con el software de comunicación se realiza mediante certificación actualizada presentada por interesado, la cual debe evidenciar que el tipo de medidor es soportado por el software requerido.
4. Los GD deben cumplir con todos los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el Código de Medida, resolución CREG 038 del 2014 o aquella que la modifique o sustituya.
5. Según el decreto 929 de 2023, La CREG será la encargada de liquidar, medir y definir el mecanismo de remuneración de los excedentes para los AGPE; este mecanismo deberá:
  - Facilitar la liquidación periódica de los excedentes de energía y definir las condiciones para que los saldos monetarios a favor del autogenerador sean remunerados de forma expedita.

- Tener en cuenta las características técnicas de la medida y la capacidad instalada del usuario.

Los esquemas de generación que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable - FNCER, en áreas especiales, y que tengan como objetivo la reducción de pérdidas, serán considerados como Autogeneración a Pequeña Escala - AGPE, para efectos de la liquidación de los excedentes de energía. Dichos excedentes serán descontados de la facturación del área especial.

En estos casos la capacidad instalada podrá ser mayor a SMW, siempre y cuando exista capacidad para conexión al respectivo circuito. La representación del AGPE la hará el comercializador.

**Nota 1:** Para el caso de los AGPE que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable - FNCER, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG establezca para tal fin.

**Nota 2:** Los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva.

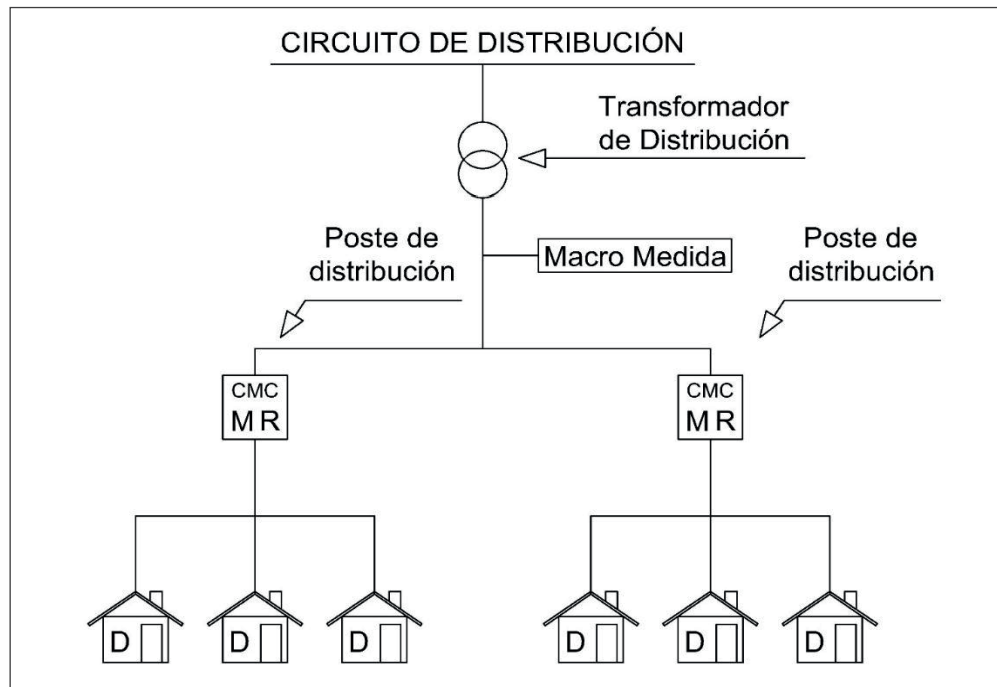
## 5.10. Sistema AMI

De acuerdo al artículo 02 de la resolución CREG 101\_1 de 2022 “El despliegue de AMI considera el reemplazo de medidores tradicionales de los usuarios regulados con fronteras comerciales sin reporte al ASIC en un mercado de comercialización, por medidores avanzados, así como la instalación de medidores avanzados a nuevos usuarios regulados, de acuerdo con el plan que se le apruebe al OR.”

1. La principal función de la medición inteligente corresponde a la medición de energía y tiene tres (3) características principales:
  - Registra el consumo de manera más detallada y ofrece funcionalidades que pueden ser aprovechadas.
  - Ofrece interfaces de comunicaciones para enviar y/o recibir datos e información hacia o desde un sistema de gestión administrado por la empresa de servicios.
  - Puede contar con mecanismos para la conexión y desconexión el servicio prestado.
2. En la instalación de ese tipo de medida, se pueden presentar 2 esquemas:
  - Medida en poste en cajas de medición concentrada. Los postes tienen capacidad de 1 a 12 medidores entre cajas o entre las cajas y el concentrador o Gateway se puede hacer formando una red LAN por protocolos estándar de comunicación.
  - Medidores instalados en el predio del cliente, los cuales se comunican con el concentrador que está ubicado en la caja del medidor Macro principalmente. La comunicación entre los medidores y el concentrador o Gateway se puede hacer a través de una red LAN alámbrica PLC y/o inalámbrica Radio frecuencia.

3. El sistema de medición inteligente incluye una amplia gama de funcionalidades tales como la lectura remota, gestión de demanda, last gasp (último suspiro), corte y reconexión, perfil de carga programable, prepago-post pago y cierre de facturación mensual programable, curvas de perfil de carga, alertas para optimizar la red de distribución, garantizar la integridad del sistema y servicios de valor agregado.
4. Los equipos de medida AMI y medida concentrada, deben de ser equipos “mono cuerpo”, certificados como medidores ante un organismo debidamente acreditado.
5. Para los sistemas con medidor avanzado, el OR deberá realizar la verificación inicial de acuerdo con el procedimiento del artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya. (Resolución CREG 101\_1 de 2022 – Artículo 8).
6. Los usuarios o los comercializadores podrán solicitar verificaciones extraordinarias a los sistemas de medición con medidores avanzados, para lo cual se aplicará el procedimiento de verificación establecido en el artículo 24 del Código de Medida - CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya.

**Ilustración 5.16.** Medida concentrada ubicados en los postes de distribución y visualizador en el usuario.



Fuente: Electrocaquetá S.A. E.S.P.

### 5.10.1. Funcionalidades básicas de AMI

- **Almacenamiento:** Permitir el almacenamiento de datos en el medidor avanzado.
- **Comunicación bidireccional:** Permitir la comunicación en dos direcciones con el usuario y los elementos de la AMI.
- **Ciberseguridad:** Brindar soporte de comunicaciones de datos seguras.
- **Sincronización:** Permitir la sincronización automática y remota de tiempos entre el medidor

- avanzado y la AMI.
- **Actualización y configuración:** Posibilitar la actualización y configuración local y remota del medidor avanzado referente al software, intervalos de lectura, tarifas, entre otros.
- **Acceso al usuario:** Proporcionar información al usuario a través de un medio de visualización normalizado que puede ser, entre otros, plataformas web, computadores, aplicaciones para telefonía móvil o monitores exclusivos.
- **Lectura:** Permitir la lectura local y remota de las variables y eventos generados por el medidor avanzado.
- **Medición horaria:** Soportar la implementación de esquemas de opciones de tarifas horarias y/o canastas de tarifas.
- **Conexión, desconexión y limitación:** Permitir de forma remota y local la conexión, desconexión y la limitación del suministro de energía.
- **Antifraudes:** Facilitar la prevención y la detección de fraudes.
- **Registro de medición bidireccional:** Permitir la medición y registro de las transferencias de energía en dos direcciones, desde y hacia la red eléctrica o de entrada y salida del medidor avanzado.
- **Calidad del servicio:** Proporcionar medidas sobre la duración de las indisponibilidades en el servicio de energía eléctrica.
- **Prepago:** Soportar la implementación de modo prepago, permitiendo al usuario pagar el servicio de energía por adelantado.

### 5.10.2. Componentes del sistema AMI

La solución en Medición inteligente permitirá ingresar la siguiente información para actualización en el software de configuración, de tal forma que se puedan individualizar cada uno de los clientes asociados a la solución.

- **Nombre del Nodo:** Nombre asignado al proyecto general (es el nombre del barrio donde se instaló el sistema).
- **Identificación del Equipo transmisor:** Es la definición en el sistema de los equipos que envían datos directamente al centro de gestión.
- **Matrícula transformador:** Según información existente en el Sistema de Información Geográfico de ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P.
- **Ramal:** Asociación virtual a la matrícula del transformador para realizar los balances de energía.
- **Identificador Cajas:** Es serial único de cada caja de medida concentrada.
- **Serial Medidor:** Número de identificación del medidor en terreno.

- **Factor de multiplicación del consumo:** relación de transformación de los transformadores de medida según configuración de la medida.
- **Serial visualizador:** número de identificación único del visualizador asociado al medidor, cuando se trate de medida concentrada.

### 5.10.3. Medidor de medida concentrada

Los medidores de medida concentrada deben de 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.

### 5.10.4. Visualizador del cliente

El visualizador permite que el cliente obtenga los consumos de sus servicios cada vez que desee. Esta información debe ser reflejo del medidor que se encuentra en el poste en la caja de medida concentrada. Es necesario instalarlo en la casa del cliente.

### 5.10.5. Lectura remota

Los equipos deben de permitir la adquisición remota de las lecturas de los registros de energía activa y reactiva en perfiles de carga (programable por intervalos) según aplique, estado del equipo, eventos y alarmas con estampa de tiempo por programación automática o por comando manual.

Debe prever la lectura actual de los registros de energía activa y reactiva de cada medidor ante solicitudes automáticas del sistema del centro de gestión de la medida.

Para la configuración de los equipos y la adición de nuevos equipos, debe poder hacerse por vía remota, actualización de firmware, etc.

### 5.10.6. Lectura Local

Debe de ser posible la toma de lectura directamente del equipo mediante la observación del visualizador y mediante herramienta portátil, tipo Hand Held (HH), que debe interrogar directamente la lectura almacenada en los medidores inteligentes, medidores de medida concentrada.

Para la suspensión, reconexión y toma de lectura de los equipos en terreno, la aplicación debe ser cargada en una terminal portátil (HH), tabletas o equipos de campo.

Todas las lecturas tomadas localmente se deben guardar en un archivo y ser cargadas automáticamente cuando el MDM esté disponible.

### 5.10.7. Medidor prepago

La medición prepaga consiste en un proceso de medida en el cual se realiza recargas de energía anticipada de acuerdo a las necesidades del cliente. Estos equipos de medición se componen de equipo concentrador y los medidores prepagos, la comunicación entre los equipos de medición se realiza a través de protocolos estándar de comunicación.

Para el esquema de medidor prepago, este medidor deberá permitir modificar su tipo de

medición prepago o pospago por medio de actualización de firmware o software remotamente. El sistema prepago deberá ser on line y estar homologado por ELECTROCAQUETÁ S.A E.S.P, para el tema de interface y liquidaciones de 3 terceros (Alumbrado público, aseo, Etc.).

Para casos especiales donde no se tiene infraestructura de telecomunicaciones se determinará si se instalara la medición prepago Off Line.

### 5.10.8. Ciberseguridad

Teniendo en cuenta la NTC 6079 “Requisitos para sistema de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica”, en el numeral 6.5 “Requisitos de seguridad”:

- Se debe de incluir medidas de seguridad en los datos para protegerlos de corrupción, fraude o manipulación y acceso no autorizado.
- Dependiendo del tipo de comunicaciones físicas se puede proporcionar protocolos de seguridad para asegurar que los datos son protegidos durante la comunicación.
- El sistema debe ser capaz de garantizar la integridad de los datos intercambiados en todo momento. Es necesario asegurarse de que los datos no sean modificados por cualquier entidad no autorizada. Para esto se deben de implementar algoritmos de encriptación.
- El sistema AMI debe contar con la capacidad de implementar un mecanismo anti-repetición. Es necesario para evitar la repetición de mensajes para los comandos críticos, tales como desconexión, alarma, etc.

**Nota:** Los temas o ítems no abordados en esta norma serán de estricto cumplimiento para la instalación y uso del sistema AMI, y podrán ser verificados en la Resolución CREG 101\_1 o en la normativa que la modifique o sustituya.

## 5.11. Cajas y armarios para medidores

**Tabla 5.31.** Criterios para la instalación de cajas y armarios para medidores

REQUISITO	DESCRIPCIÓN
Certificación del Producto	Deben contar con el certificado de conformidad del producto y cumplir con las especificaciones técnicas establecidas por ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P.
Material y Características Físicas	Las cajas deben ser fabricadas con material resistente y transparente para permitir la inspección sin retirarlas. Deben estar libres de deformaciones y defectos de fabricación. La tapa debe contar con un sistema de cierre que evite la instalación no autorizada y una cerradura de seguridad con llave correspondiente.
Ubicación en los Planos	La ubicación específica del armario de medidores y las cajas del equipo de medición debe indicarse claramente en los planos eléctricos presentados para la aprobación de la empresa. Se debe garantizar una accesibilidad total para el operador de la red.

Espacio Libre	Se debe dejar un espacio libre de al menos 1 metro frente a las cajas y armarios para permitir la apertura completa de sus puertas, facilitando así la manipulación y el mantenimiento de los equipos de forma rápida y segura.
Disposición Interior	Es esencial considerar la disposición de los equipos y barras dentro de las cajas y armarios para cumplir con los espacios de trabajo y las distancias mínimas a las partes activas, según la tabla 110-16.a de la sección 110 de la Norma NTC 2050.

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

- Todas las cajas 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.
- Las características técnicas y materiales de las cajas y armarios deben cumplir con lo establecido en el RETIE y las especificaciones técnicas de la empresa:
  - EC-SM-08 Caja para medidor monofásico.
  - EC-SM-09 Caja para medidor bifásico o trifásico.
- Las cajas y armarios deberán ir protegidas de las condiciones climáticas como lluvia y cumplir con lo indicado en el numeral 5.5.7.5 de esta norma.
- 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.
- 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.

### 5.11.1. Cajas

Las cajas para los medidores deberán instalarse con base en los siguientes criterios:



**Tabla 5.32.** Criterios para la instalación de las cajas para los medidores.

UBICACIÓN	ALTURA MÍNIMA DEL EJE DE LA MIRILLA (m)	ALTURA MÁXIMA DEL EJE DE LA MIRILLA (m)	RESTRICCIONES / REQUISITOS ADICIONALES
<b>Colocadas en poste</b>	1.50	2.0	Se emplea para servicios provisionales en áreas urbanas o para servicios definitivos en el sector rural destinados a un único usuario.
<b>Incrustadas en fachadas</b>	1.40	1.70	Si se utiliza un encerramiento tipo reja, la altura mínima del eje de la mirilla debe ser de 0.8 m desde el suelo.
<b>Sobrepuestas en fachadas</b>	1.40	1.70	Los ductos pueden sobresalir de la pared siempre y cuando sean del tipo IMC y cuenten con la franja naranja correspondiente.

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

- La caja para el medidor incluyendo tableros para servicio provisional debe ubicarse en el exterior del inmueble, en un lugar de libre y fácil acceso, sin necesidad de traspasar ningún tipo de local o recinto privado.
- En áreas rurales, el medidor debe ser instalado en un muro que sea fácilmente accesible desde la vía pública, sin requerir entrar en la vivienda del usuario para que el personal de la empresa de servicios públicos pueda tomar la lectura del consumo.
- 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.
- Las cajas metálicas deberán ser compactas, livianas y estar protegidas mediante tratamientos químicos contra la intemperie, la corrosión y en lámina Cold Rolled en el caso de cajas o armarios metálicas o en fibra de vidrio con poliéster y constituirán una estructura rígida. Deberán tener adherido al fondo interno una bandeja para soportar los medidores y las tapas deberán poseer porta sello. Ver dibujos EC-SM-10, EC-SM-11, EC-SM-12 y EC-SM-13 en los documentos anexos.
- Las cajas para medida semi-indirecta e indirecta deberán tener una placa acrílica que sirva de barrera de protección con el fin de eliminar el riesgo eléctrico. Está 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 placa deberá ser acorde con los acabados de las cajas o tableros.
- Las cajas deben 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 al chasis

- de la caja mediante pernos cincados, estañados o de acero inoxidable, soldado o remachados.
- Para las cajas, durante la ejecución de la obra civil para instalar el armario o celda de medición, es necesario prever una caja con dimensiones mínimas de 30x30 cm, para más detalle ver anexo EC-RAB 02, destinada a la instalación e inspección del electrodo de puesta a tierra. Esta caja debe estar debidamente marcada con el logo del SPT.

### 5.11.2. Armarios

Al instalar los armarios, es importante tener en cuenta las siguientes consideraciones:

**Tabla 5.33.** Características de los armarios para equipos de medida.

REQUISITO	DESCRIPCIÓN
<b>Material de fabricación</b>	Lámina de acero o en cualquier material sintético que sea anti inflamable y no higroscópico.
<b>Ubicación de los armarios</b>	Deben ubicarse fuera del local donde se encuentra el transformador, con acceso desde la vía pública o en las paredes externas del edificio. Deberán estar protegidos contra la intemperie si es necesario. El sitio debe contar con suficiente iluminación para facilitar la lectura, revisión y mantenimiento de los equipos. Se debe evitar el acceso a estos armarios a través de habitaciones, oficinas, locales, etc.
<b>Instalación en paredes externas</b>	Deben ser de tipo intemperie y contar con una cubierta protectora. Además, deben tener protección de seguridad con una reja metálica y portacandado. Debe estar debidamente fijo o anclado para evitar desprendimientos o riesgos eléctricos.
<b>Evacuación en edificios</b>	No se permitirá la instalación de armarios de medidores debajo de escaleras de acceso por razones de seguridad en la evacuación.
<b>Montaje</b>	Deben estar montados sobre una base de concreto de 10 cm de altura como mínimo y fijados a ésta con pernos y a la pared con chazos.
<b>Espacio y permeabilidad</b>	Debe garantizarse el espacio necesario para la instalación y trabajo libre de los operarios. Los sitios destinados para los armarios deben ser completamente impermeables.
<b>Armarios para medida Semi-directa e Indirecta</b>	Deben ubicarse en sitios con cobertura permanente de un medio de comunicación para la interrogación remota de los equipos de medida. Si no es posible, el cliente debe asumir los costos asociados a la adecuación de instalaciones y equipos adicionales.
<b>Protección en sótanos</b>	En sótanos utilizados como parqueaderos de vehículos, se debe colocar una defensa física para protegerlos de choques. Esta defensa debe estar instalada permanentemente. El retiro de esta defensa será causal de suspensión del servicio de energía al armario de medidores.
<b>Urbanizaciones abiertas</b>	Los armarios pueden ser de fibra de vidrio con poliéster y/o lámina galvanizada o "Cold Rolled" resistente a la intemperie.

<b>Visores para lectura</b>	Todos los tableros deben tener visores en el espacio dedicado para la lectura de la medida. La ventana de cada medidor debe ser de mínimo 150 x 150 mm, hecha de vidrio templado de 4 mm de espesor. No se aceptarán visores de acrílico. Los visores deben estar fijados con empaques de caucho para evitar el ingreso de agua
-----------------------------	---

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

Los armarios destinados a alojar los medidores de energía se utilizan en edificaciones donde se identifiquen cuatro (4) servicios monofásicos o tres (3) servicios trifásicos, o más clientes servidos con una acometida común. La puerta de acceso a los medidores debe contar con un dispositivo mecánico para controlar su apertura y cierre.

- El medidor de control debe realizar el balance energético de las matrículas relacionadas, ya sea de apartamentos o locales correspondientes.
- Cada medidor debe identificarse claramente con el número de apartamento o local respectivo, mediante marquillas de aluminio o plástico firmemente remachados.
- El usuario podrá suministrar el armario con las características indicadas, debidamente instalado, alambrado y puesto a tierra con todas las cuentas identificadas y con el espacio de trabajo adecuado para maniobra de acuerdo con 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.

**Nota:** 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.

### 5.11.3. Selección de cajas y armarios para medidores

La selección de las cajas y armarios para medidores se realizará de acuerdo con la **Tabla 5.34**.

**Tabla 5.34.** Cajas para cada tipo de servicio.

TIPO DE MEDICIÓN	TIPO DE SERVICIO	MEDIDOR	EQUIPO	TIPO DE CAJA
Directa	Monofásico bifilar	Monofásico	Medidor	Policarbonato
	Monofásico trifilar	Monofásico trifilar	Pin de corte	Metálicas empotradas en fachada
		Bifásico trifilar		
	Bifásico trifilar	Bifásico Trifilar	Barraje de neutro	
	Trifásico trifilar	Trifásico tetrafilar	Barraje de tierra	
Semi - Directa	Trifásico tetrafilar	Trifásico tetrafilar	Equipos de medida con transformadores de corriente, medidor electrónico y totalizador	Metálica

Indirecta	Trifásico tetrafilar	Trifásico tetrafilar	Equipos de medida en media tensión, con transformadores de corriente, transformadores de tensión, medidor electrónico y totalizador	Celda o armario metálica
-----------	----------------------	----------------------	---	--------------------------

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

**Nota:** si la instalación se realiza con una celda de medida, consulte el capítulo 4 "Subestaciones eléctricas" para revisar las especificaciones correspondientes.

#### 5.11.4. Cajas para medición semi-directa

Para la instalación de medida semi-directa, se deben utilizar una caja en la cual se alojan los transformadores de corriente, el bloque de pruebas y el medidor. La ubicación de los equipos de medida para la medición semi-directa se puede realizar de la siguiente manera:

- Instalación de TC's, bloque de prueba, medidor e interruptor en armario (cajas ensambladas entre sí, cuando se trate de equipos de medida en celdas de medida), con divisiones.

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

- El equipo de medida semi-directa alimentado de los bornes de baja del transformador y el armario retirado del centro de transformación.

#### 5.11.5. 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.
- Para la 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 con protección de seguridad y porta sellos. Los transformadores de corriente y de tensión se montan en cruceta sobre el poste como se muestra en los dibujos EC-SM-17 y EC-SM-18 de los documentos anexos.

#### 5.11.6. Caja para medida AMI

- Caja para alojar generalmente 10 medidores inteligentes tipo Medición concentrada monofásicos (Para medidores Bifásicos y Trifásicos la capacidad es menor).
- Contiene el sistema de comunicación para gestionar el envío remoto de los consumos y la operación de otras funcionalidades como corte, reconexión, etc.
- Diseñada para instalación en poste mediante herrajes o cinta Band it o para urbanizaciones concentradas. Debe contar con enclaves de seguridad que actúen ante aperturas no autorizadas y garantizar la hermeticidad que requieren los medidores y equipos de comunicación.

## 5.12. Conexión en tres elementos

En las redes de ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. para instalaciones nuevas con medida indirecta serán aceptadas conexiones en tres (3) elementos. Esta conexión es la más recomendada, dadas sus ventajas operativas tales como, el uso de los devanados de protección, que facilitan la implementación de sincronización en sistemas de generación distribuida, la instalación de relés de protección, entre otras.

La conexión en tres (3) elementos, consiste en utilizar tres transformadores de tensión (TT) y tres transformadores de corriente (TC) para la medición de energía trifásica. Los TT deben estar especificados con tensión primaria fase-neutro (tensión fase-fase dividida por raíz de 3). Puede aplicarse en sistemas con redes trifásicas de media/alta tensión en cualquier configuración o conexión (sistema en Y o en Delta, 3f-4h o 3f-3h).

**Nota: Cualquier otra conexión diferente a la mencionada en este ítem debe ser aprobada por ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P.**

Se recomienda realizar las conexiones de la siguiente manera:

### A. Transformadores de tensión:

- Utilizar los terminales primarios de los TT's marcados con "A" para conexión a las fases R, S y T, es decir como las señales de entrada.
- Conectar independientemente cada uno de los terminales primarios de los TT's marcados con "B o N" a la barra de puesta a tierra de la celda de medida o tablero.
- Llevar los terminales secundarios de los TT's marcados con "a" al medidor.
- Conectar independientemente cada uno de los terminales secundarios de los TT's marcados con "b o n" a la barra de puesta a tierra de la celda de medida o tablero. Esa misma señal será llevada al medidor (un conductor independiente común para los TT's).

### B. Transformadores de corriente:

- Utilizar los terminales primarios de los TC's marcados con "P1" para las fases R, S y T a la conexión del lado de la fuente, es decir como las señales de entrada.
- Utilizar los terminales primarios de los TC's marcados con "P2" para las fases R, S y T a la conexión del lado de la carga, es decir las señales de salida.
- Llevar los terminales secundarios de los TC's marcados con "s1" al medidor.
- Conectar independientemente cada uno de los terminales secundarios de los TC's marcados con "s2", a la barra de puesta a tierra de la celda de medida o tablero. Esa misma señal será llevada al medidor (un conductor independiente común para los TC's).

## 5.13. Mantenimiento de sistemas de medida

El mantenimiento se define en la Guía Técnica Colombiana (GTC) 62 como el conjunto de actividades técnicas y administrativas cuya finalidad es conservar, o restituir un elemento a las

condiciones que le permitan desarrollar su función (GTC 62, 1999).

Los tipos básicos de mantenimiento son:

### 5.13.1. Mantenimiento correctivo

Es el mantenimiento efectuado por una entidad cuando la avería ya se ha producido, restituyéndole a condición admisible de utilización. El mantenimiento correctivo puede, o no, estar planificado (GTC 62, 1999).

El mantenimiento correctivo en los sistemas de medición, se concibe cuando se requiere realizar el cambio o reposición de uno de los elementos que lo componen.

Las acciones correctivas en los sistemas de medición dependerán del diagnóstico y los datos recopilados en el mantenimiento preventivo y predictivo, los cuales deben permitir establecer el momento óptimo para hacer el reemplazo o reposición de los componentes del sistema de medición.

La política de mantenimiento correctivo en los sistemas de medición es hacer el reemplazo o cambio de los componentes que integran el sistema, en el momento en que pierdan su función o estén próximos a perder su función, de acuerdo con el análisis y la planeación de las intervenciones de mantenimiento.

**Nota:** para llevar a cabo este tipo de mantenimiento, es necesario informar a ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. para que el personal calificado retire los sellos y actualice o retire debidamente las modificaciones realizadas en el sistema comercial.

### 5.13.2. Mantenimiento predictivo

Se basa en el conocimiento del estado de una entidad por medición periódica o continua de algún parámetro significativo. La intervención de mantenimiento se condiciona a la detección precoz de los síntomas de la avería (GTC 62, 1999).

El mantenimiento predictivo de los sistemas de medición, está dividido en dos componentes:

- El uso de algunas técnicas de diagnóstico del mantenimiento predictivo, para monitorear variables que afectan la vida útil y el desempeño de los elementos del sistema de medición.
- La verificación del error de relación y el desplazamiento de fase por medio de la ejecución de las pruebas de rutina a los transformadores de medida.

Los sistemas de medición se deben inspeccionar por medio de un análisis basado en síntomas, donde los principales factores a monitorear son:

- **La temperatura de operación:** La temperatura de operación de los equipos, puede ser monitoreada haciendo uso de la técnica de termografía infrarroja, esta técnica permite determinar de forma instantánea puntos con temperaturas por fuera del estándar de funcionamiento del equipo. Por otra parte, permite hacer un análisis de tendencias, en el cual se puede hacer seguimiento a las variaciones en temperatura de operación de los equipos en el tiempo.

- **Los ruidos perceptibles y no perceptibles:** El análisis por ultrasonido está basado en el estudio de las ondas de sonido de alta frecuencia producidas por los equipos cuando presentan algún tipo de problema. Las ondas de ultrasonido tienen la capacidad de atenuarse muy rápido debido a su corta longitud, esto facilita la detección de la fuente que las produce a pesar de que el ambiente sea muy ruidoso (Olarte, Técnicas de Mantenimiento Predictivo Utilizadas en la Industria, 2010).

La técnica del Ultrasonido, puede ser aplicada en cualquier nivel de tensión, ya que, a través de esta, se pueden identificar desde problemas de arco eléctrico, efecto corona, tracking, esto en media y alta tensión, hasta problemas de fugas de energía en forma de calor y malas conexiones en baja tensión.

Como parte del mantenimiento predictivo de los sistemas de medición, los transformadores de tensión y corriente deben ser sometidos a pruebas de rutina, tal como se indica en el **numeral 5.5.6.**

### 5.13.3. Mantenimiento preventivo

consiste en realizar ciertas reparaciones, cambios de componentes, o piezas según intervalos de tiempo, o según determinados criterios, prefijados para reducir la probabilidad de avería o pérdida de rendimiento de una entidad. Siempre se debe planificar (GTC 62, 1999).

El mantenimiento preventivo de los sistemas de medición, está compuesto por tres actividades generales:

- **Verificación documental del sistema de medición (de la frontera):** diligenciamiento de los formatos dispuestos por el representante de la frontera, por medio de los cuales se evidenciará la ejecución de las actividades de mantenimiento, cambios en los equipos de medida, validez y vencimiento de los certificados.
- **Inspección física y visual:** Se trata de revisar o verificar algunos aspectos clave para el correcto funcionamiento del sistema de medición. Algunas verificaciones que se pueden realizar incluyen el torque de los tornillos y la identificación de puntos calientes o signos de partes quemadas en cables o equipos de medición.

**Nota:** durante esta inspección en el armario o caja de medición, no deben hallarse elementos ajenos que no formen parte del sistema de medición.

- **Calibración de los equipos (transformadores de medida y medidores):** se debe de seguir el procedimiento descrito en los **numerales 5.5.5.1 y 5.5.5.2** de esta norma.

Los transformadores de medida y los medidores operan de forma continua, 24/7. Desconectarlos para mantenimiento implica suspender el servicio, afectando la facturación de la empresa y la producción de los usuarios. Por ello, el mantenimiento adecuado es el predictivo y preventivo.

El artículo 28 de la resolución CREG 038, 2014, establece la frecuencia de mantenimiento para los sistemas de medición, de acuerdo con el tipo de punto de medición. En la Tabla 5.33 se muestra la frecuencia en años para cada punto.

**Tabla 5.35.** Frecuencia de mantenimiento del sistema de medición.

TIPO DE PUNTO DE MEDICIÓN	FRECUENCIA [AÑOS]
1	2
2 y 3	4
4 y 5	10

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

**Nota:** El usuario puede beneficiarse de periodos de mantenimiento más cortos, lo que constituye una buena práctica para prevenir accidentes o daños en sus equipos de medición.

### 5.13.4. Verificación de la ejecución del mantenimiento

- La ejecución de las diferentes tareas de mantenimiento debe ser finalizada con la entrega de los informes técnicos. El informe técnico debe contener toda la información que requiera el sistema de gestión de información y/o la hoja de vida del sistema de medición.
- Los informes técnicos de resultados, donde se deben consignar de forma amplia y descriptiva el resultado final y los hallazgos encontrados durante la ejecución de las tareas de mantenimiento, adicionalmente deben tener, el análisis de los resultados, recomendaciones y fotos o evidencia fotográfica de los hallazgos.
- Todos los documentos deben ser firmados por el profesional responsable de la ejecución de dichas tareas de mantenimiento.
- La ejecución de las pruebas de rutina se finalizará únicamente por medio de un informe técnico, donde se indique los resultados de las pruebas de rutina, de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.5.4 de esta norma y el anexo 1 y 2 del Acuerdo 877 del CNO.
- Este informe técnico debe contener como mínimo la siguiente información.
  - Información general, como fecha de la verificación, fecha de emisión del informe, número del informe.
  - Informe y/o acta, nombre de la compañía, nombre de la frontera y su ubicación.
  - Información técnica de los transformadores de medida. Números de serie, marcas, modelos, tipo, clase de exactitud, relaciones de tensiones y corrientes, entre otra información.
  - Método de prueba utilizado
  - Copia del certificado de calibración del equipo patrón utilizado.
  - Magnitudes eléctricas medidas.
  - Diagrama de conexiones.
  - Resultados de las pruebas de rutina.
  - Evaluación de los resultados de las pruebas de rutina.
  - Resultados de la verificación visual y fotografías del estado inicial y final.
  - Firma de quienes realizaron la verificación, elaboración y aprobación del informe.



## ANEXO I – DIAGRAMAS

<b>EC-SM-01</b>	CABLE MULTICONDUCTOR PARA EQUIPOS DE MEDIDA
<b>EC-SM-02</b>	BLOQUE DE CONEXIÓN Y PRUEBA VISTA EN PLANTA
<b>EC-SM-03</b>	CONEXIÓN MEDIDA DIRECTA – SERVICIO MONOFÁSICO
<b>EC-SM-04</b>	CONEXIÓN MEDIDA DIRECTA – SERVICIO BIFÁSICO
<b>EC-SM-05</b>	CONEXIÓN MEDIDA DIRECTA – SERVICIO TRIFÁSICO
<b>EC-SM-07</b>	CONEXIÓN MEDIDA INDIRECTA
<b>EC-SM-08</b>	CAJA DE SOBREPONER PARA MEDIDOR MONOFÁSICO
<b>EC-SM-09</b>	CAJA DE SOBREPONER PARA MEDIDOR TRIFÁSICO O BIFÁSICO
<b>EC-SM-10</b>	CAJA DE EMPOTRAR PARA UN MEDIDOR (METÁLICA)
<b>EC-SM-11</b>	CAJA PARA DOS MEDIDORES MONOFÁSICOS - DISPOSICIÓN VERTICAL
<b>EC-SM-12</b>	CAJA PARA DOS MEDIDORES B HORIZONTAL
<b>EC-SM-13</b>	CAJA PARA 4 MEDIDORES
<b>EC-SM-14</b>	CAJA PARA 4 MEDIDORES – 2 a 2
<b>EC-SM-15</b>	ARMARIO PARA INSTALACIÓN DE MEDIDA INDIRECTA
<b>EC-SM-16</b>	DIMENSIONES DE ESPACIO PARA MEDIDORES MONOFÁSICOS Y TRIFÁSICOS EN ARMARIOS
<b>EC-SM-17</b>	MONTAJE DE EQUIPO DE MEDICIÓN POR MEDIA TENSIÓN – MONTAJE EN MURETE
<b>EC-SM-18</b>	MONTAJE DE EQUIPO DE MEDICIÓN POR MEDIA TENSIÓN DE TRES ELEMENTOS
<b>EC-SM-19</b>	MONTAJE DE EQUIPO DE MEDICIÓN POR MEDIA TENSIÓN DE TRES ELEMENTOS, CONFIGURACIÓN EN BANDERA
<b>EC-SM-20</b>	MONOTAJE EN H - MONTAJE DE EQUIPO DE MEDICIÓN POR MEDIA TENSIÓN
<b>EC-SM-21</b>	MEDIDA SEMI-DIRECTA. DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE EQUIPOS DE MEDIDA CON 3 TC´S. MEDIDOR CONEXIÓN SIMÉTRICA, PROGRAMADO PARA 3H – 4H
<b>EC-SM-22</b>	MEDIDA SEMI-DIRECTA. DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE EQUIPOS DE MEDIDA CON 3 TC´S Y 3TT´S. MEDIDOR CONEXIÓN ASIMÉTRICA, PROGRAMADO PARA 3H – 4H
<b>EC-SM-23</b>	MEDIDA INDIRECTA. DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE EQUIPOS DE MEDIDA CON 3 TC´S. MEDIDOR CONEXIÓN SIMÉTRICA, PROGRAMADO PARA 3H – 4H
<b>EC-SM-24</b>	MEDIDA INDIRECTA. DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE EQUIPOS DE MEDIDA CON 3 TC´S. MEDIDOR CONEXIÓN ASIMÉTRICA, PROGRAMADO PARA 3H – 4H
<b>EC-SM-25</b>	MEDIDA INDIRECTA. MEDIDOR CON RESPALDO, DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE EQUIPOS DE MEDIDA CON 3 TC´S Y 3TT´S. MEDIDOR CONEXIÓN ASIMÉTRICA, PROGRAMADO PARA 3H – 4H

## ANEXO II. Metodología y ejemplo ilustrativo para el cálculo y selección de la potencia nominal o burden para los transformadores de medida:

### Generalidades

La capacidad de potencia nominal o Burden del transformador de medida (VA TOTAL), corresponde a la suma de los siguientes valores:

$$\mathbf{VA_{TOTAL} = VA_{MEDIDOR} + VA_{CONDUCTOR} + VA_{DEVANADO} \quad \text{Ecuación 1}}$$

En donde:

**VA<sub>MEDIDOR</sub>**: es la carga en VA o consumo de potencia (burden) del dispositivo de medida-  
**VA<sub>CONDUCTOR</sub>**: es la carga en VA o consumo de potencia (burden) debido a la impedancia de los conductores del circuito secundario.

**VA<sub>DEVANADO</sub>**: es la carga en VA o consumo de potencia (burden) debido a la impedancia de los devanados internos del transformador de medida. Normalmente el valor de potencia nominal garantizado por los fabricantes es en bornes del transformador, por lo cual, no es necesario considerar este factor en el dimensionamiento del transformador de medida.

Para el desarrollo de la metodología de cálculo se tiene las siguientes consideraciones:

- A. El consumo de potencia o la carga nominal del medidor es un valor que debe extraerse de la hoja técnica (datasheet), catalogo o certificado de pruebas del fabricante del medidor, para la marca y referencia que se pretende instalar en el proyecto. Se debe tener en cuenta que cuando la información técnica del fabricante del medidor sea ambigua, por ejemplo: <5 VA, se podrá utilizar la información técnica reportada por el fabricante indicando en el proyecto el compromiso de realizar la medición de burden de la instalación.
- B. Para el cálculo de la potencia nominal o Burden del transformador de corriente, se toma el valor de corriente de 5 A, por ser el valor de corriente normalizado para el circuito secundario del transformador de corriente. Este valor debe ajustarse de acuerdo con las condiciones particulares de cada proyecto.
- C. Para el cálculo de la potencia nominal o Burden del transformador de tensión, se toma como referencia el valor de tensión de 120 V, por ser uno de los valores normalizados para el circuito secundario del transformador de tensión, este valor debe ajustarse de acuerdo con las condiciones particulares de cada proyecto.
- D. La potencia consumida por el conductor, la cual es calculada a partir de la resistencia AC (a 75 °C) del conductor y con referencia al valor normalizado de tensión o corriente del circuito secundario, de acuerdo con el tipo de transformador (tensión o corriente) para el cual se realice el cálculo.
- E. Cuando se requiera la instalación de medidor de respaldo, se debe considerar que el Burden necesario para el transformador de corriente o tensión, debe calcularse teniendo en cuenta la carga de dos medidores de energía (medidor principal + medidor de respaldo)

## Cálculo y selección de la potencia nominal (burden) para el transformador de corriente

Todos los valores obtenidos para la selección de la de potencia nominal (Burden), son de referencia y se presentan con el objeto de explicar la metodología de cálculo e interpretación de esta. Por lo tanto, cada diseño o proyecto debe evaluar y calcular la nominal de potencia (burden) de acuerdo con las condiciones particulares de la instalación y el sistema de medida a conectar.

El Burden total del transformador de corriente es:

$$\mathbf{VATCORRIENTE = VACONDUCTOR + VA} \quad \mathbf{Ecuación 1}$$

$$\mathbf{VATCONDUCTOR = I^2 (L \times RAC \text{ MEDIDOR})} \quad \mathbf{Ecuación 2}$$

En donde:

**L:** Longitud total del conductor (Alimentador + Retorno) [m].

**RAC:** Resistencia AC del conductor a 75 °C [O m].

**I:** Corriente nominal secundaria del TC.

### Ejemplo de aplicación

Dimensionamiento de la potencia nominal (burden) de un transformador de corriente.

Datos:

- Distancia entre el transformador de corriente y el medidor es 12 metros.
- Medidor seleccionado para la instalación es ELSTER AS 1440.

La potencia nominal (burden) del transformador de corriente está dada por la siguiente expresión:

$$\mathbf{VATCORRIENTE = VACONDUCTOR + VAMEDIDOR} \quad \mathbf{Ecuación 3}$$

Por lo tanto, se requiere determinar los VA asociados al conductor y los VA asociados al Medidor.

VA asociados al conductor se determinan con la siguiente expresión:

$$\mathbf{VACONDUCTOR = I^2(L \times RAC)} \quad \mathbf{Ecuación 4}$$

Se debe tener en cuenta que la longitud total del conductor incluye la longitud del alimentador y su retorno.

$$\mathbf{Longitud \ del \ conductor: \ L = 24 \ m}$$

El conductor para utilizar en la instalación es alambre de cobre calibre 12 AWG, la resistencia AC a 75°C es:

$$\mathbf{Rac = 0.00625 \ O \ m}$$

La corriente nominal secundaria del TC es:

$$\mathbf{I = 5 \ A}$$

Los VA asociados al conductor son:

$$\mathbf{VA = 3.75 VA}$$

Los VA asociados al medidor se extraen de la hoja técnica (datasheet), catalogo o certificado de pruebas del fabricante del medidor, para la marca y referencia que se pretende instalar en el proyecto, en este ejemplo se está trabajando con el medidor ELSTER AS 1440, por lo tanto, su consumo de potencia es 0.35 VA.

Finalmente, la potencia nominal (burden) requerida para transformador de corriente del ejemplo es:

$$\mathbf{VATCORRIENTE = VACONDUCTOR + VA \quad \text{Ecuación 5}}$$

$$\mathbf{VA = 3.75 VA + 0.35 VA}$$

$$\mathbf{VA = 4.1 VAMEDIDOR}$$

Dado que el rango de valores de potencia nominal (burden) normalizados para los transformadores de corriente es: 2.5 – 5 – 10 – 15 – 30 VA

Se selecciona una capacidad de potencia nominal (burden) para el transformador de corriente del ejemplo de 5 VA, así su punto de operación de diseño es 82%, el cual se encuentra en el rango definido por la norma técnica aplicable, es decir, entre el 25% y 100% de la capacidad nominal.

### **Cálculo y selección de la potencia nominal (burden) para el transformador de tensión**

Todos los valores obtenidos para la selección de la potencia nominal (Burden), son de referencia y se presentan con el objeto de explicar la metodología de cálculo e interpretación de esta. Por lo tanto, cada diseño o proyecto debe evaluar y calcular la potencia nominal (burden) de acuerdo con las condiciones particulares de la instalación y el sistema de medida a conectar.

El Burden total del transformador de tensión es:

$$\mathbf{VATTENSIÓN = VACONDUCTOR + VAMEDIDOR \quad \text{Ecuación 6}}$$

$$\mathbf{VACONDUCTOR = I^2(L \times RAC)}$$

$$\mathbf{VACONDUCTOR = \left[ \frac{V}{(RAC \times 1) + \left( \frac{V^2}{VAMEDIDOR} \right)} \right] \times (RAC \times 1) \quad \text{Ecuación 7}}$$

**L:** Longitud del conductor [m].

**Rac:** Resistencia AC del conductor a 75 °C [ $\Omega/m$ ].

**I:** Corriente secundaria del circuito conectado al transformador de tensión.

**V:** Tensión nominal secundaria del TT.

## Ejemplo de aplicación

Dimensionamiento de la potencia nominal (burden) de un transformador de tensión.

Datos:

- Distancia entre el transformador de tensión y el medidor es 12 metros.
- Medidor seleccionado para la instalación es ELSTER AS 1440

La potencia nominal (burden) del transformador de tensión está dado por la siguiente expresión:

$$\mathbf{VATENSIÓN = VACONDUCTOR + VAMEDIDOR}$$

Por lo tanto, se requiere determinar los VA asociados al conductor y los VA asociados al medidor.

VA asociados al conductor se determinan con la siguiente expresión:

$$\mathbf{VA_{CONDUCTOR} = I^2(L \times R_{AC})}$$

$$\mathbf{VA_{CONDUCTOR} = \left[ \frac{V}{(R_{AC} \times 1) + \left( \frac{V^2}{VA_{MEDIDOR}} \right)} \right] \times (R_{AC} \times 1)}$$

Se debe tener en cuenta que la longitud total del conductor incluye la longitud del alimentador y su retorno.

Longitud del conductor:

$$\mathbf{L = 24 \text{ m}}$$

El conductor para utilizar en la instalación es alambre de cobre calibre 12 AWG, la resistencia AC a 75 °C es:

$$\mathbf{R_{AC} = 0.00625 \text{ } \Omega \text{ m}}$$

La tensión nominal secundaria del TT es:

$$\mathbf{V = 120 \text{ V}}$$

Los VA asociados al conductor son:

$$\mathbf{VA = 1.28 \times 10^{-6} \text{ VA}}$$

Los VA asociados al medidor se extraen de la hoja técnica (datasheet), catalogo o certificado de pruebas del fabricante del medidor, para la marca y referencia que se pretende instalar en el proyecto, en este ejemplo se está trabajando con el medidor ELSTER AS 1440, por lo tanto, su consumo de potencia es 0.35 VA.

Finalmente, la potencia nominal (burden) requerido para transformador de corriente del ejemplo es:

$$\mathbf{VATENSIÓN = VACONDUCTOR + VAMEDIDOR}$$

$$VAT_{TENSIÓN} = 1.28 \times 10^{-6} VA + 0.35 VA$$

$$VAT_{TENSIÓN} = 0.35 VA$$

Se selecciona una potencia nominal (burden) para el transformador de tensión del ejemplo de 2.5 VA, (potencia nominal normalizada) y, se especifica este transformador con potencia nominal de rango de carga I. El cual, para garantizar su clase de exactitud debe cumplir con lo indicado en el numeral 5.7.2.3 y numeral 5.7.2.4 de esta norma.

De lo anterior, el punto de operación de diseño del transformador seleccionado en este ejemplo es 14% de su potencia nominal, el cual se encuentra en el rango definido por la norma técnica aplicable (NTC2207), es decir, entre el 0 VA y 100% de la capacidad nominal con factor de potencia de 1.

### Resistencia AC del conductor

La resistencia en  $\Omega/km$  para los conductores que se obtiene de las normas técnicas, en este caso de la NTC 2050 tabla 8, es el valor de resistencia en corriente continua a 75°C, para conductor recubierto.

La resistencia de un conductor a la corriente alterna es mayor que la resistencia que presenta el mismo conductor a la corriente directa. La diferencia entre estos valores de resistencia es ocasionada por el efecto piel (o efecto skin) y por el efecto de proximidad.

Sobre el valor de resistencia a la corriente continua se aplica un factor de corrección para obtener el valor de resistencia a la corriente alterna, tal como se describe a continuación:

La resistencia a la corriente alterna se calcula de acuerdo con:

$$R_{AC} = R_{CD} (1 + Y_s + Y_p) [\Omega/m] \quad \text{Ecuación 8}$$

En donde:

**Y<sub>s</sub>**: Es un factor debido al efecto piel.

**Y<sub>p</sub>**: Es un factor debido al efecto de proximidad.

El factor Y<sub>s</sub> del efecto piel se calcula por medio de:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0.8 X_s^4} \quad \text{Ecuación 9}$$

$$X_s^2 = \frac{8\pi f}{R} \times 10^{-4} K_s \quad \text{Ecuación 10}$$

En donde:

**f**: Frecuencia del sistema en Hz

**R'**: es la resistencia del conductor corregida a la temperatura de operación en  $\Omega/km$ . Ver **Tabla 14**

**K<sub>s</sub>**: 1.0, para conductores redondos y, redondos compactos

**Ks:** 0.435, para conductor compacto segmental

Para cálculos prácticos es usada con mucha frecuencia la siguiente expresión:

$$Y_s = 7.5 f^2 d^4 \times 10^{-7}$$

En donde:

**d:** Es el diámetro del conductor en cm, lo que permite concluir que la diferencia entre Rcd y Rca se acentúa a medida que aumenta el calibre de los conductores y aumenta la frecuencia f en ciclos.

Para conductores de pequeño calibre (menores a 1/0 AWG) ambas resistencias son prácticamente iguales.

Cuando un conductor por el que fluye una corriente eléctrica se encuentra cercano a otro que transporta un flujo de iguales características, pero de sentido contrario, crea una resta vectorial de flujo, originando una reducción en la inductancia en las caras próximas y en las diametralmente opuestas, dando por resultado una distribución no uniforme de la densidad de corriente y aumento aparente de la resistencia efectiva, lo cual se calcula afectando la resistencia original por un factor Yp.

Esto es válido para cables paralelos que alimentan cargas monofásicas y trifásicas. La fórmula siguiente da el valor de Yp.

$$Y_p = \frac{X_p^2}{192 + 0.8 X_p^4} \left( \frac{dc}{s} \right)^2 * \left[ 0.312 \left( \frac{dc}{s} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{X_p^4}{192 + 0.84 X_p^4} + 0.27} \right] \quad \text{Ecuación 11}$$

$$X_p^2 = \frac{8\pi f}{R} \times 10^{-4} K_p$$

En el caso de cables tripolares con conductor segmental, el valor Yp obtenido se debe multiplicar por 2/3 para obtener el factor de proximidad. También se debe sustituir en la fórmula original dc = dx que es el diámetro de un conductor redondo de la misma área de un conductor sectorial.

$$s = d + t$$

En donde:

**t:** Es el espesor del aislamiento

En la **Tabla 5.36**, se muestra la razón Rca /Rcd para conductores de cobre y aluminio a una frecuencia de 60Hz para conductores cableados concéntricos normales de cobre y aluminio.

**Tabla 5.36.** Razón Rca/Rcd para conductores de cobre y aluminio a 60Hz.

CALIBRES AWG O MCM	PARA CABLES CON CUBIERTAS NO METÁLICAS 1		PARA CABLES CON CUBIERTAS NO METÁLICAS 2	
	COBRE	ALUMINIO	COBRE	ALUMINIO
3 y menos	1.000	1.000	1.000	1.000
2	1.000	1.000	1.01	1.000
1	1.000	1.000	1.01	1.00
1/0	1.001	1.000	1.02	1.00
2/0	1.001	1.001	1.03	1.00
3/0	1.002	1.001	1.04	1.01
4/0	1.004	1.001	1.05	1.01
250	1.005	1.002	1.06	1.02
300	1.006	1.003	1.07	1.02
350	1.009	1.004	1.08	1.03
400	1.011	1.005	1.10	1.04

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.

**Tabla 5.37.** Factores de corrección por temperatura para el cálculo de resistencia.

TEMPERATURA DEL CONDUCTOR °C	(FACTOR DE CORRECCIÓN) <sup>-1</sup>		TEMPERATURA DEL CONDUCTOR °C	(FACTOR DE CORRECCIÓN) <sup>-1</sup>	
	COBRE	ALUMINIO		COBRE	ALUMINIO
0	1.085	1.088	50	0.894	0.892
5	1.062	1.064	55	0.879	0.876
10	1.040	1.042	60	0.869	0.866
15	1.020	1.020	65	0.850	0.846
20	1.000	1.000	70	0.836	0.832
25	0.980	0.980	75	0.822	0.818
30	0.961	0.961	80	0.809	0.805
35	0.943	0.943	85	0.796	0.792
40	0.925	0.925	90	0.784	0.780
45	0.908	0.908			

**Fuente:** Electrocaquetá S.A. E.S.P.