








# SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

|  |   |  |
|--|---|--|
| <b>Fecha</b>   | 2021-04-09  |  |
| <b>Revisión</b>  | 4   |  |
| <b>Naturaleza del cambio</b>   | Actualización de los requerimientos generales de los sistemas de medida y los criterios de selección para los equipos que conforman los sistemas de medida, incluyendo los requisitos para la medición de energía reactiva de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 015 2018 y, criterios de selección para TCs en sistemas de medida en activos de conexión (transformadores monousuarios). |  |
| <b>Elaboró</b>   |   | Área Proyectos – CET <sup>1</sup>                    |
|  |    | Área Proyectos – CET <sup>2</sup>                    |
|  |    | Área Gestión Operativa – CET <sup>3</sup>            |
|  |    | Área Proyectos – CET <sup>4</sup>                    |
|  |    | Unidad CET Normalización y Laboratorios <sup>5</sup> |
| <b>Revisó</b>  | Unidad CET Normalización y Laboratorios <sup>6</sup>  |  |
| <b>Aprobó</b>  | Gerencia Centros de Excelencia Técnica <sup>7</sup>   |  |
| 1: José Narces Orozco Galeano, 2: Lady Johana Ortiz Lizcano, 3: Orlando Iván Ramírez Morales, 4: Fredy Antonio Pico Sánchez, 5: Gabriel Jaime Romero Choperena, 6: Ramón Héctor Ortiz Tamayo – Jefe de Unidad, 7: Luis Fernando Aristizábal Gil – Gerente CET. |   |  |


|   |   |                |                    |
|---|---|----------------|--------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>   |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                    |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>1 DE 78 |

## CONTENIDO

|   |    |
|---|----|
| ÍNDICE DE TABLAS.....   | 4  |
| ÍNDICE DE FIGURAS .....   | 5  |
| 1. OBJETO.....  | 6  |
| 2. ALCANCE .....  | 6  |
| 3. DOCUMENTOS DE REFERENCIA.....  | 6  |
| 4. DEFINICIONES.....  | 7  |
| 5. ANTECEDENTES .....   | 12 |
| 6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....  | 12 |
| 6.1 Requisitos generales de los sistemas de medición .....  | 12 |
| 6.2 Componentes del sistema de medición.....  | 13 |
| 6.3 Tipos de puntos de medición .....   | 14 |
| 6.4 Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición.....                         | 15 |
| 6.5 Calibración de los elementos del sistema de medida.....                                       | 16 |
| 6.5.1 Calibración de transformadores de medida. ....  | 17 |
| 6.5.2 Calibración de medidores de energía .....   | 17 |
| 6.6 Intervenciones que implican pruebas de rutina en transformadores de corriente y tensión ..... | 18 |
| 6.7 Características generales para la instalación del sistema de medición.....                    | 18 |
| 6.8 Ubicación de las fronteras comerciales.....   | 19 |
| 6.9 Tipos de medición según su conexión .....   | 20 |
| 6.9.1 Medición directa .....  | 20 |
| 6.9.2 Medida semidirecta .....  | 20 |
| 6.9.3 Medida indirecta.....   | 20 |
| 7. MEDIDORES DE ENERGÍA.....  | 21 |
| 7.1 Clasificación de los medidores de energía de acuerdo con su complejidad.....                  | 21 |
| 7.2 Selección de medidores de energía .....   | 22 |
| 7.3 Medición de energía reactiva.....   | 24 |
| 7.4 Medidor de energía para autogenerador a pequeña escala.....                                   | 25 |
| 7.5 Medidor de respaldo.....  | 25 |
| 7.6 Programación de los medidores de energía .....  | 26 |
| 7.6.1 Factor de multiplicación de la medida .....   | 27 |
| 8. TRANSFORMADORES DE MEDIDA.....   | 28 |
| 8.1 Transformadores de corriente.....   | 29 |


|  |   |                |                                    |
|--|---|----------------|------------------------------------|
| <b>ENERGÍA</b>   | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | <small>REV.</small><br><b>4</b>    |
|       | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                                    |
| <small>CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br/>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS</small> |   |                | <small>PÁGINA:<br/>2 DE 78</small> |

|        |   |    |
|--------|---|----|
| 8.1.1  | Potencia nominal (burden) .....   | 29 |
| 8.1.2  | Clase de exactitud.....   | 30 |
| 8.1.3  | Corriente primaria nominal.....   | 31 |
| 8.1.4  | Corriente secundaria nominal .....  | 35 |
| 8.1.5  | Valores normalizados para la corriente térmica permanente $I_{cth}$ .....   | 36 |
| 8.1.6  | Corriente térmica nominal de corta duración $I_{th}$ .....  | 36 |
| 8.1.7  | Corriente dinámica nominal $I(dyn)$ .....   | 36 |
| 8.1.8  | Relación de transformación.....   | 36 |
| 8.2    | Transformador de tensión .....  | 37 |
| 8.2.1  | Potencia nominal.....   | 37 |
| 8.2.2  | Clase de exactitud nominal .....  | 38 |
| 8.2.3  | Tensión primaria nominal.....   | 39 |
| 8.2.4  | Tensión secundaria nominal .....  | 40 |
| 8.2.5  | Relación de transformación.....   | 41 |
| 8.3    | Transformadores de medida combinados .....  | 41 |
| 8.4    | Niveles de aislamiento .....  | 41 |
| 8.5    | Equipos Auxiliares.....   | 42 |
| 8.5.1  | Bornera o bloque de pruebas.....  | 42 |
| 8.5.2  | Cables o conductores .....  | 43 |
| 8.6    | Sistema contra incendios .....  | 44 |
| 9.     | TIPOS DE CONEXIONES ACEPTADAS POR EL GRUPO EPM .....  | 44 |
| 9.1    | Conexión en tres elementos.....   | 45 |
| 10.    | ANEXOS .....  | 45 |
| 10.1   | Anexo 1: Diagramas de conexión.....   | 45 |
| 10.2   | ANEXO 2. METODOLOGÍA Y EJEMPLO ILUSTRATIVO DE APLICACIÓN PARA EL CÁLCULO Y SELECCIÓN DE LA CAPACIDAD DE POTENCIA NOMINAL O BURDEN PARA LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA..... | 60 |
| 10.2.1 | Generalidades.....  | 60 |
| 10.2.2 | Calculo y selección de la capacidad de potencia nominal (Burden) para el Transformador de corriente .....   | 61 |
| 10.2.3 | Cálculo y selección del Burden para el transformador de tensión.....  | 63 |
| 10.2.4 | Resistencia AC del conductor .....  | 66 |
| 10.2.5 | Anexo 3. Proceso de evaluación del error porcentual total máximo (en modulo y fase). 69   |    |
| 10.2.6 | Anexo 4: Ejemplos de variables asociadas a programación de los medidores multifuncionales.....  | 76 |

|   |                      |   |                    |
|---|----------------------|---|--------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b> | <b>RA8-030</b>  | REV.<br><b>4</b>   |
|  |                      | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                    |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |                      |   | PÁGINA:<br>3 DE 78 |


## ÍNDICE DE TABLAS

|   |    |
|---|----|
| Tabla 1. Clasificación de puntos de medición (Resolución CREG 038-2014)   | 14 |
| Tabla 2. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida (Resolución CREG 038-2014)  | 15 |
| Tabla 3. Plazos entre la calibración y la puesta en servicio (Resolución CREG 038-2014)   | 16 |
| Tabla 4. Clasificación de los medidores de energía por su complejidad (NTC 5019:2018)   | 21 |
| Tabla 5. Selección de los medidores de energía, (basado en NTC 5019-2018)   | 22 |
| Tabla 6. Medidores de energía y sus características eléctricas. (basado en NTC 5019-2018)   | 23 |
| Tabla 7. Límites de error de relación y el desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medición (clases 0.1 a 1). (Tabla 201 Norma NTC 2205 de 2013)                    | 31 |
| Tabla 8. Límites de error de relación y el desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medición (clases 0.25 y 0.5S). (Tabla 202 Norma NTC 2205 de 2013).               | 31 |
| Tabla 9. Valor de corriente primaria nominal de TC para mediciones semidirectas (NTC 5019-2018).  | 32 |
| Tabla 10. Valor de corriente primaria nominal de TC para mediciones indirectas (NTC 5019-2018).   | 33 |
| Tabla 11. Relaciones de transformación calculadas y recomendadas para transformadores de corriente en sistemas de medición asociados a activos de conexión (transformadores monousuarios) | 34 |
| Tabla 12. Límites de error de tensión y el desplazamiento de fase para transformadores de tensión para medición (tabla 301 NTC 2207)  | 38 |
| Tabla 13. Rangos de carga para los ensayos de exactitud (tabla 305 NTC 2207)  | 39 |
| Tabla 14. Transformadores de tensión. Tensión secundaria nominal  | 40 |
| Tabla 15. Niveles de aislamiento nominales para arrollamientos primarios de transformadores de instrumentos. (NTC 5933-2012 / IEC61869-1:2007)  | 41 |
| Tabla 16. Razón $R_{ca}/R_{cd}$ para conductores de cobre y aluminio a 60Hz   | 68 |
| Tabla 17. Factores de corrección por temperatura para el cálculo de resistencia   | 68 |
| Tabla 18. Información de entrada para el cálculo del %error.  | 73 |
| Tabla 19. Ejemplo variables asociadas a la programación medidores tarifa plana  | 76 |
| Tabla 20. Ejemplo variables asociadas a la programación medidores doble tarifa  | 77 |

|   |   |                |                    |
|---|---|----------------|--------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>   |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                    |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>4 DE 78 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|  |           |
|--|-----------|
| <i>Figura 1. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs y 2 TTs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 3H.</i>   | 47        |
| <i>Figura 2. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs y 2 TTs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 3H.</i>  | 48        |
| <i>Figura 3. Medición indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida 2 TCs y 2 TTs, suma inversa - Aron. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H.</i>                                     | 48        |
| <i>Figura 4. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs y 3 TTs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas.</i>                       | 50        |
| <b>Figura 5. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs y 3 TTs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas.</b>                      | <b>51</b> |
| <i>Figura 6. Medida Semi-directa. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 4H.</i>  | 52        |
| <i>Figura 7. Medida Semi-directa. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H.</i>   | 53        |
| <i>Figura 8. Medición indirecta. Medidor con respaldo. Diagrama de conexión de equipos de medida 2 TCs y 2 TTs, suma inversa - Aron. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H.</i>               | 54        |
| <i>Figura 9. Medida Indirecta. Medidor con respaldo Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs y 3 TTs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas.</i> | 55        |
| <i>Figura 10. Medida Indirecta monofásica. Diagrama de conexión de equipos de medida con 1 TCs y 1 TP. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F - 4H. Aplica para instalaciones nuevas.</i>           | 56        |
| <i>Figura 11. Medida Semi-directa monofásica trifilar. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F - 4H</i>   | 57        |
| <i>Figura 12. Red bifásica 13.200V. Medida indirecta: usando 1 TC para fase y 1 TP para línea.</i>   | 58        |
| <i>Figura 13. Red bifásica 13.200V. Medida indirecta: usando 1 TC para fase y 2 TP fase - tierra.</i>  | 59        |
| <i>Figura 14. Circuito del Transformador de Tensión</i>  | 69        |

|   |   |                |                    |
|---|---|----------------|--------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>   |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                    |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>5 DE 78 |

## 1. OBJETO

Establecer las características técnicas para la selección y conexión de equipos de medida de energía eléctrica (medidores, transformadores de medida, equipos auxiliares, entre otros), en función del marco regulatorio, los diferentes tipos de instalaciones, las cargas, y el punto de conexión a los sistemas de baja, media y alta tensión.


## 2. ALCANCE

Esta norma aplica para todas las instalaciones eléctricas que requieran conectarse a las redes de energía operadas por el Grupo EPM, así como a las instalaciones eléctricas construidas o modificadas con fecha posterior a la entrada en vigencia del código de medida (Resolución CREG 038 del 14 de Mayo de 2014) y que requieran conectarse de una manera directa, semidirecta o indirecta para efectos del registro de la energía eléctrica consumida, control y/o comercialización.

## 3. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

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


|                          |   |
|--------------------------|---|
| NTC 4052 / IEC 62053-21  | Equipos de medición de energía eléctrica para clases de precisión 1 y 2.  |
| 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   | <i>Equipos de medición de energía eléctrica, medidores estáticos de energía reactiva Clases 2 y 3.</i>  |
| NTC 2288/ IEC 62053-11   | <i>Equipos de medición de energía eléctrica, medidores electromecánicos de energía activa (Clases 0,5, 1 y 2).</i>                                      |
| NTC 2148/ IEC 60145      | <i>Electrotecnia. Medidores de energía reactiva</i>   |
| NTC 2205/IEC 61869-1     | Transformadores de medida. Transformadores de corriente.  |
| NTC 2207/IEC 61869-2     | Transformadores de medida. Transformadores de Tensión inductivos  |
| NTC 4540/IEC 61869-3     | Transformadores de medida. Transformadores combinados   |
| NTC 5019 - 2018          | Selección de equipos de medición de energía eléctrica.  |
| IEC 61869-5              | Transformadores de medida. Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.   |
| NTC 2050 - 1998          | Código Eléctrico Colombiano   |
| RESOLUCIÓN CREG 038-2014 | Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes   |
| RESOLUCIÓN CREG 015-2018 | Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional |
| RESOLUCIÓN CREG 030-2018 | Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.            |

|   |   |                |                    |
|---|---|----------------|--------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>   |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                    |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>6 DE 78 |

#### 4. DEFINICIONES

Para los propósitos de esta norma aplican las siguientes definiciones, tomadas de la Resolución CREG 038-2014, el Retie (2013) y la norma NTC 5019 (2018):


- **Acometida:** derivación de la red local del servicio respectivo, que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el registro de corte general. En aquellos casos en que el dispositivo de corte esté aguas arriba del medidor, para los efectos del presente reglamento, se entenderá la acometida como el conjunto de conductores y accesorios entre el punto de conexión eléctrico al sistema de uso general (STN, STR o SDL) y los bornes de salida del equipo de medición.
- **Activos de nivel de tensión 1:** son los conformados por las redes de transporte que operan a tensiones menores a 1 kV y los transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV que las alimentan para atender dos o más usuarios, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra asociados, excepto los que hacen parte de instalaciones internas por ser considerados activos de uso. En esta clasificación se incluyen los transformadores de conexión con capacidad igual o inferior a 15 kVA (RES 015/2018 de la CREG).
- **Activos de conexión a un STR o a un SDL:** son los bienes que se requieren para que un OR se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional, STR, o a un Sistema de Distribución Local, SDL, de otro OR. También son activos de conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los niveles de tensión 4, 3, 2 o 1. Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual (RES 015/2018 de la CREG).
- **Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC):** dependencia del Centro Nacional de Despacho de que tratan las leyes 142 y 143 de 1994, encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales, SIC (resolución CREG 038-2014).
- **BIL (*Basic Insulation Level*):** es el Nivel Básico de Aislamiento por su traducción del inglés y corresponde al límite hasta el cual un equipo puede soportar el impulso ocasionado por las descargas atmosféricas. El impulso se presenta en el aislamiento debido a la alta tensión, sobretensiones y picos producto de las descargas atmosféricas.

|   |  |         |                    |
|---|--|---------|--------------------|
| ENERGÍA   | NORMA TÉCNICA  | RA8-030 | REV.<br>4          |
|  | SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA |         |                    |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |  |         | PÁGINA:<br>7 DE 78 |

| BIL (kV)                   |                                |  |
|----------------------------|--------------------------------|--|
| (estándar 1.5x 40 μs)      |                                |  |
| Voltaje de operación<br>kV | BIL para Redes<br>distribución | BIL para S/E y<br>líneas de<br>transmisión |
| 1.2                        | 30                             | 45   |
| 2.5                        | 45                             | 60   |
| 5                          | 60                             | 75   |
| 8.7                        | 75                             | 95   |
| 15                         | 95                             | 110  |
| 23                         | 110                            | 150  |
| 34.5                       | 150                            | 200  |
| 46                         | 200                            | 250  |
| 69                         | 250                            | 350  |

Fuente: National Electric Safety Code NESC

- **Calibración:** de acuerdo con la NTC 5019, operación que bajo condiciones especificadas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medición asociadas obtenidas a partir de los patrones de medición, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación. Una calibración puede expresarse mediante una declaración, una función de calibración, un diagrama de calibración, una curva de calibración o una tabla de calibración. En algunos casos, puede constituir en una corrección aditiva o multiplicativa de la indicación con su incertidumbre correspondiente.
  - o Conviene no confundir la calibración con el ajuste de un sistema de medición, a menudo llamado incorrectamente “autocalibración”, ni con una verificación de la calibración.
  - o Frecuentemente se interpreta que únicamente la primera etapa de esta definición corresponde a la calibración.
- **Capacidad o potencia Instalada:** según RETIE, es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución.
- **Capacidad o potencia Instalable:** según RETIE, se considera como capacidad instalable, la capacidad en kVA que puede soportar la acometida a tensión nominal de la red, sin que se eleve la temperatura por encima de 60 °C para instalaciones con capacidad de corriente menor de 100 A o de 75 °C si la capacidad de corriente es mayor.
- **Carga nominal (*Burden*):** es el valor de carga sobre el cual están basados los requisitos de exactitud de los transformadores de tensión y de corriente establecidos en las normas NTC2207 y NTC2205 respectivamente.
  - o Otra definición es, el valor de la carga expresado en voltiamperios (VA) con un factor de potencia determinado que se puede conectar en el secundario de un

|   |   |                |                    |
|---|---|----------------|--------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>   |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                    |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>8 DE 78 |




transformador, incluyendo bobinas del medidor, cables y otros dispositivos.

- **Cargabilidad:** se define como la relación entre la corriente máxima y la corriente base o la corriente nominal de un medidor de energía.
- **Centro de Gestión de Medidas (CGM):** el RF debe emplear un CGM para interrogar los medidores de las fronteras comerciales de su responsabilidad, concentrar y almacenar las lecturas, ejecutar los procesos de validación y crítica de las mediciones y realizar los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores. (Resolución CREG 038-2014)
- **Clase de exactitud:** designación asignada a transformadores de corriente y de tensión, cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados para las condiciones de uso prescritas.
- **Corriente a plena carga:** valor de corriente máxima en una instalación eléctrica calculado con base en la capacidad instalada.
- **Corriente básica (I<sub>b</sub>):** valor de la corriente con la cual se fija el desempeño de un medidor de conexión directa.
- **Corriente dinámica nominal (I<sub>dyn</sub>):** es el valor pico de la corriente primaria que un transformador puede soportar sin sufrir daño eléctrico o mecánico debido a las fuerzas electromagnéticas resultantes, cuando el devanado secundario está en cortocircuito. La corriente dinámica se calcula así:


$$I_{dyn} = 2.54 * I_{th}$$

- **Corriente máxima (I<sub>máx</sub>):** máximo valor de la corriente que admite el medidor cumpliendo los requisitos de exactitud de la norma respectiva. Para medidores conectados a través de transformadores de corriente, la corriente máxima del medidor corresponde al valor de la corriente máxima admisible en el secundario del transformador de corriente. Los valores normalizados de la corriente máxima son 120 %, 150 % y 200 % de la corriente nominal.
- **Corriente nominal (I<sub>n</sub>):** valor de la corriente de acuerdo con el cual se fija el desempeño de un medidor conectado a través de transformadores.
- **Corriente primaria nominal:** el valor de la corriente primaria en la cual se basa el funcionamiento del transformador.
- **Corriente primaria nominal extendida:** el valor de la corriente primaria, por encima del valor de la corriente primaria nominal, hasta el cual se garantizan los requerimientos de exactitud del transformador de corriente definidos en la NTC 2205 para la corriente primaria nominal.
- **Corriente secundaria nominal:** el valor de la corriente secundaria en la cual se basa el funcionamiento del transformador
- **Corriente térmica nominal de corta duración (I<sub>th</sub>):** es el valor eficaz (RMS) de la corriente primaria que el transformador soportará en 1s sin sufrir efectos perjudiciales, cuando con el secundario está en cortocircuito. La corriente térmica se expresa de la siguiente manera:


$$I_{th} (KA) = \text{Potencia de Cortocircuito (MVA)} / (1.73 * \text{Tensión (KV)})$$

|   |   |                |                    |
|---|---|----------------|--------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>   |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                    |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>9 DE 78 |

- **Equipo de medida o medidor:** dispositivo destinado a la medición o registro del consumo o de las transferencias de energía.
- **Factor de cargabilidad:** relación entre la corriente primaria nominal extendida y la corriente primaria nominal del transformador de corriente.
- **Frecuencia nominal o de referencia:** valor de la frecuencia en función de la cual se fija el desempeño del medidor.
- **Índice de clase:** número que expresa el límite del error porcentual admisible para todos los valores del rango de corriente entre  $0,1 I_b$ , e  $I_{m\acute{a}x}$ , o entre  $0,05 I_n$  e  $I_{m\acute{a}x}$  con factor de potencia unitario (y en caso de medidores polifásicos con cargas balanceadas) cuando el medidor se ensaya bajo condiciones de referencia (incluyendo las tolerancias permitidas sobre los valores de referencia) tal como se define en la parte relativa a requerimientos particulares.
- **Instalación eléctrica:** conjunto de aparatos eléctricos y de circuitos asociados, previstos para un fin particular: generación, transmisión, transformación, rectificación, conversión, distribución o utilización de la energía eléctrica.
- **Medición directa:** tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga.
- **Medición indirecta:** tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de tensión y de corriente utilizados para transformar las tensiones y corrientes que recibe la carga.
- **Medición semidirecta:** tipo de conexión en el cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga.
- **Medidor de energía activa:** instrumento destinado a medir la energía activa mediante la integración de la potencia activa con respecto al tiempo.
- **Medidor de energía prepago:** equipo de medida o dispositivo que permite el control de la entrega y registro del consumo al suscriptor o usuario, de una cantidad de energía eléctrica por la cual paga anticipadamente.
- **Medidor de energía reactiva:** instrumento destinado a medir la energía reactiva mediante la integración de la potencia reactiva con respecto al tiempo
- **Medidor electromecánico:** medidor en el cual los flujos producidos por las corrientes que circulan en bobinas fijas reaccionan con las corrientes inducidas por estos flujos en un elemento móvil, generalmente un disco, haciéndolo mover de tal forma que el número de revoluciones es proporcional a la energía a ser medida.
- **Medidor estático:** medidor en el cual la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido (electrónicos) para producir una salida proporcional a la energía a ser medida.
- **Medidor multi-tarifa:** medidor de energía provisto de un número de registros, cada uno de los cuales opera en intervalos de tiempo específicos correspondientes a tarifas diferentes.

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>10 DE 78 |

- **Proyecto de redes:** se refiere al diseño eléctrico del proyecto, el cual es presentado al Operador de Red (OR).
- **Punto de conexión:** es el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión de un usuario o de un generador se conectan al STN, a un STR o a un SDL; el punto de conexión eléctrico entre los sistemas de dos (2) Operadores de Red; el punto de conexión entre niveles de tensión de un mismo OR; o el punto de conexión entre el sistema de un OR y el STN con el propósito de transferir energía eléctrica.
- **Punto de medición:** es el punto eléctrico en donde se mide la transferencia de energía, el cual deberá coincidir con el punto de conexión.
- **Relación de transformación nominal.** relación dada entre las señales de entrada y salida de los transformadores de medida. Ésta se da entre la tensión primaria nominal y la tensión secundaria nominal, y entre la corriente primaria nominal y la corriente secundaria nominal.
- **Representante de la frontera (RF):** corresponde al agente a cuyo nombre se registra la frontera comercial en el Sistema de Intercambios Comerciales de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya. La resolución CREG 038-2014, se indica el representante para cada tipo de frontera.
- **Servicio bifásico trifilar:** corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por dos conductores correspondientes a las fases y un conductor correspondiente al neutro provenientes de un transformador de potencia trifásico.
- **Servicio monofásico bifilar:** corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por un conductor correspondiente a la fase y un conductor correspondiente al neutro. La fase y el neutro pueden provenir de un transformador de potencia monofásico.
- **Servicio monofásico trifilar:** corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por dos conductores correspondientes a las fases y un conductor correspondiente al neutro, provenientes de un transformador de potencia monofásico.
- **Servicio trifásico tetrafilar:** corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por tres conductores correspondientes a las fases y un conductor correspondiente al neutro provenientes de un transformador de potencia trifásico.
- **Servicio trifásico trifilar:** corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por tres conductores correspondientes a las fases provenientes de un transformador de potencia trifásico.
- **Tensión nominal o de referencia (Vn):** valor de la tensión en función de la cual se fija el desempeño del medidor.
- **Tensión primaria nominal:** valor de la tensión primaria que aparece en la denominación del transformador y en la cual se basa su funcionamiento.
- **Tensión secundaria nominal:** valor de la tensión secundaria que aparece en la denominación del transformador y en la cual se basa su funcionamiento.
- **Tipo de servicio:** característica de una instalación eléctrica relacionada con el número de

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>11 DE 78 |

fases y el número de hilos de una acometida eléctrica.

- **Transformador de corriente (TC):** transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria, en condiciones normales de uso, es substancialmente proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero para una dirección apropiada de las conexiones.
- **Transformador de tensión o potencial (TT ó TP):** transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso es substancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.
- **Transformador combinado:** transformador que consta de un transformador de corriente y uno de tensión en la misma caja.
- **Transformador para instrumentos:** transformador previsto para alimentar instrumentos de medida, medidores, relés y otros aparatos similares.

## 5. ANTECEDENTES


Esta norma técnica se elabora con el objetivo de reunir y homologar los requerimientos técnicos, los criterios de selección y la conexión de los equipos de medida a las redes de distribución del Grupo EPM. Esta norma tiene como principales referencias el código de medida Resolución CREG 038-2014, Resolución CREG 015 del 2018 y la NTC 5019: 2018.

## 6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

### 6.1 Requisitos generales de los sistemas de medición

Los sistemas de medición deben cumplir con las siguientes condiciones según aplique:

- Los sistemas de medición deben ser diseñados y especificados teniendo en cuenta las características técnicas y ambientales de los puntos de conexión y el tipo de frontera comercial en donde se encuentren.
- Todos los sistemas de medición deben contar con el tipo de conexión acorde con el nivel de tensión y el consumo o transferencia de energía que se va a medir.
- Los elementos que conformen el sistema de medición (numeral 6.2, literales del a al g y m, de esta norma) deben contar con un certificado de conformidad de producto, acorde con lo establecido en el artículo 10 la resolución CREG 038-2014. El certificado de conformidad de producto vigente a la fecha de instalación y expedido por una entidad acreditada por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia, ONAC.
- Los medidores y los transformadores de corriente y tensión deben cumplir con los índices de clase y clase de exactitud establecidos en la Tabla 2 de esta norma.
- En los puntos de medición en los que se presenten o se prevean flujos de energía en ambos sentidos se deben instalar medidores bidireccionales para determinar de forma

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>12 DE 78 |


independiente el flujo en cada sentido.

- f. Donde existan consumos auxiliares suministrados desde el SIN se debe conformar una frontera comercial en los términos establecidos en la resolución CREG 038-2014 y en la regulación aplicable.
- g. Todos los sistemas de medición deben contar con los mecanismos de seguridad física e informática dispuestos en el artículo 17 de la resolución CREG 038-2014.
- h. Los sistemas de medición deben registrar y permitir la lectura y transmisión de la información en los términos establecidos en los artículos 15 y 37 de la resolución CREG 038-2014.
- i. El valor registrado por los equipos de medida debe estar expresado en kilovatios-hora para la energía activa y en kilovoltamperio reactivo - hora para la energía reactiva.
- j. En las fronteras con reporte al ASIC, la resolución de las mediciones de energía debe ser como mínimo de 0,01.

## 6.2 Componentes del sistema de medición

La resolución CREG 038-2014, artículo 7, establece que los sistemas de medición se componen de todos o algunos de los elementos que se listan a continuación, algunos de los cuales pueden o no estar integrados al medidor:

- a. Un medidor de energía activa.
- b. Un medidor de energía reactiva, este medidor puede estar integrado con el medidor de energía activa.
- c. Un medidor de respaldo.
- d. Transformadores de corriente.
- e. Transformadores de tensión.
- f. Cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir las señales de tensión y corriente entre estos.
- g. Un panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos.
- h. Cargas para la compensación del burden de los transformadores de corriente y tensión.
- i. Un sistema de almacenamiento de datos: constituido por equipos registradores, que acumulan y almacenan los valores medidos de energía de la frontera. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.
- j. Los dispositivos de interfaz de comunicación que permitan la interrogación local, remota y la gestión de la información en los términos previstos en la presente resolución. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.
- k. Facilidades de procesamiento de información o los algoritmos, software, necesarios para la interrogación y el envío de la información.

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>13 DE 78 |

- l. Esquemas de seguridad y monitoreo que permitan proteger los equipos del sistema de medida y realizar seguimiento a las señales de aviso que presenten los mismos.
- m. Bloques de borneras de prueba o elemento similar que permita separar o reemplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio, así como intercalar o calibrar in situ los medidores y realizar las pruebas y mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor y deben permitir la instalación de sellos.

### 6.3 Tipos de puntos de medición


Los puntos de medición de acuerdo con la Resolución CREG 038-2014, Artículo 6, se clasifican acorde con el consumo o transferencia de energía por la frontera, o, por la capacidad instalada en el punto de conexión, como se observa en la Tabla 1:

**Tabla 1.** Clasificación de puntos de medición (Resolución CREG 038-2014)

| Tipo de puntos medición | Consumo o transferencia de energía, C, (MWh-mes) | Capacidad Instalada, CI (MVA)* |
|-------------------------|--|--------------------------------|
| 1                       | $C \geq 15000$                                   | $CI \geq 30$                   |
| 2                       | $15000 > C \geq 500$                             | $30 > CI \geq 1$               |
| 3                       | $500 > C \geq 50$                                | $1 > CI \geq 0.1$              |
| 4                       | $50 > C \geq 5$                                  | $0.1 > CI \geq 0.01$           |
| 5                       | $C < 5$  | $CI < 0.01$                    |

\*Ver definición capacidad instalada, Numeral 4.

- a. 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. En las proyecciones se podrá emplear la información histórica disponible.
- b. 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.
- c. 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 el OR teniendo en cuenta lo indicado en el literal b.
- d. 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.

|   |                      |   |                     |
|---|----------------------|---|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b> | <b>RA8-030</b>  | REV.<br><b>4</b>    |
|  |                      | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |                      |   | PÁGINA:<br>14 DE 78 |


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

Los medidores, transformadores de medida y los cables de conexión de los nuevos sistemas de medición y los que se adicionen o reemplacen en los sistemas de medición existentes deben cumplir con los índices de clase, clase de exactitud y error porcentual total máximo que se establecen en la resolución CREG 038-2014 artículo 9.

**Tabla 2.** Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida (Resolución CREG 038-2014)

| Tipo 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  | 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  | 2  | --   | --   |

- 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 que trata el artículo 30 y estar disponible para las verificaciones de que trata el artículo 39 de la resolución CREG 038-2014.
- En el anexo 3 de esta norma se presenta la metodología de cálculo sugerida para el reporte del error porcentual total máximo (en módulo y fase), sin embargo, se debe validar con el OR, la herramienta de cálculo disponible para la determinación del error.
- Se podrán emplear elementos del sistema de medición que cuenten con mayor exactitud a los valores mínimos establecidos en la Tabla 2.
- En instalaciones con sistemas de medida indirecta o semidirecta, 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 especial (S) e índice de clase especial (S) respectivamente.
- 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 *American National Standards Institute, ANSI*,

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>15 DE 78 |

siempre y cuando la equivalencia esté debidamente documentada.

## 6.5 Calibración de los elementos del sistema de medida

- a. Los medidores de energía activa, reactiva y transformadores de tensión y de corriente deben someterse a calibración antes de su puesta en servicio.
- b. Los medidores de energía reactiva deben ser parametrizados y calibrados para la medición de esta variable, de acuerdo con el tipo de cliente en su componente inductivo y capacitivo.
- c. La calibración debe realizarse en laboratorios acreditados por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia, ONAC, con base en los requisitos contenidos en la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- d. Para la realización de las calibraciones de los elementos del sistema de medición deben seguirse las reglas establecidas en el Anexo 2 de la resolución CREG 038-2014 y, las normas aplicables al proceso de calibración.
- e. Los elementos del sistema de medición deben ser calibrados antes de su puesta en servicio. No se podrá superar el plazo señalado en la
- f. Tabla 3, entre la fecha de calibración y la fecha de puesta en servicio:


**Tabla 3.** Plazos entre la calibración y la puesta en servicio (Resolución CREG 038-2014)

| Elemento   | Plazo (Meses) |
|--|---------------|
| Medidor electromecánico de energía activa o reactiva | 6             |
| Medidor estático de energía activa o reactiva        | 12            |
| Transformador de tensión                             | 18            |
| Transformador de corriente                           | 18            |

- g. Para el caso de los transformadores de tensión y de corriente, pasados 6 meses de la fecha de calibración, sin entrar en servicio, se deben realizar una nueva calibración o las pruebas de rutina señaladas en el artículo 28 de la resolución CREG 038-2014 y Acuerdo 981 - 12 de junio 2017 del CNO o aquella que lo modifique o sustituya.

En el caso de que los plazos de la

- h. Tabla 3 sean superados, los elementos del sistema de medición deben someterse a una nueva calibración. Para los transformadores de tensión y de corriente con tensiones nominales superiores a 35 kV en lugar de la calibración se deben realizar las pruebas de rutina señaladas en el artículo 28 de la resolución CREG 038-2014 y Acuerdo 981 - 12 de junio 2017 del CON o aquella que lo modifique o sustituya, a fin de garantizar que

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>16 DE 78 |



estos elementos mantienen su clase de exactitud y demás características metrológicas.

- i. Para el caso de los transformadores de tensión y corriente se aceptan los certificados de calibración suministrados por el fabricante siempre y cuando estos provengan de laboratorios que se encuentren acreditados de acuerdo con la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya, así como los requisitos legales aplicables.
- j. En el caso de que se realicen calibraciones in situ, estas deben ser ejecutadas por organismos acreditados por el ONAC para tal fin, de conformidad con la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- k. Son admitidas las calibraciones realizadas en laboratorios acreditados por organismos con los cuales el ONAC tenga acuerdos de reconocimiento conforme a los requisitos legales aplicables.
- l. Los medidores y los transformadores de corriente o de tensión deben someterse a calibración después de la realización de cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metrológicas. Las intervenciones que conlleven la realización de una calibración o de pruebas de rutina están definidas por el Consejo Nacional de Operación, CNO, en el Acuerdo 981 - 12 de junio 2017.
- m. Los medidores bidireccionales deben ser calibrados en los cuatro cuadrantes de energía activa y reactiva.


#### 6.5.1 Calibración de transformadores de medida.

A los transformadores de tensión y corriente solo se les realiza calibración, en algunas de las siguientes situaciones:

- a. Antes de la puesta en servicio (artículo 11 de la Resolución CREG 038-2014).
- b. 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).
- c. Pasados 18 meses desde la fecha de calibración y previo a la puesta en servicio, para el caso de los transformadores de tensión y de corriente con tensión nominal  $\leq 35$  kV (Literal g del Anexo 2 de la Resolución CREG 038-2014).

#### 6.5.2 Calibración de medidores de energía

- a. 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 de la Resolución CREG 038-2014.
- b. 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).

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>17 DE 78 |

- “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 de la presente resolución, siempre y cuando el sello roto o manipulado permita la alteración del funcionamiento del equipo”. artículo 27 párrafo 2 Resolución CREG 038-2014). Se hace referencia a los sellos de seguridad instalados por el OR para evitar la manipulación no autorizada de equipo.
- Por modificación de la programación que afecte la calibración del medidor (artículo 32 de la Resolución CREG 038-2014). Se hace referencia a la inicialización o reinicio del equipo.

## 6.6 Intervenciones que implican pruebas de rutina en transformadores de corriente y tensión

- a. Por traslado físico de un TC ó un TT que se encuentre en funcionamiento y que vaya a ser puesto en servicio. Por plan de mantenimiento (artículo 28 de la Resolución CREG 038-2014).
- b. 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).
- c. Por cambio de relación de transformación de cualquier TT ó TC de una frontera comercial en servicio.
- d. Por solicitud de cualquiera de los interesados.


## 6.7 Características generales para la instalación del sistema de medición

La instalación de los elementos que conforman el sistema de medición debe cumplir con las condiciones establecidas en las normas y reglamentos técnicos aplicables y, con las disposiciones que a continuación se establecen:

- a. Todos los elementos del sistema de medición deben ser instalados por personal calificado de acuerdo con lo establecido en los reglamentos técnicos y en el tiempo establecido por la Ley y la regulación.
- b. La instalación debe cumplir con lo señalado en el manual de operación y en las normas técnicas expedidas por el OR de acuerdo con lo señalado en los numerales 4.2 y 5.5.1 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 o aquella que la modifique, adicione o sustituya. En todo caso, las normas del OR no podrán contravenir lo establecido en la resolución CREG 038-2014 o en las normas técnicas nacionales o internacionales aplicables.

Para el caso de los sistemas medición instalados en el Sistema de Transmisión Nacional deben cumplirse los requisitos del anexo denominado Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

- c. Los equipos de medida deben instalarse en la ruta más directa, con el mínimo posible de


|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>18 DE 78 |

conexiones y cables de tal forma que se garantice los requisitos de exactitud y considerando las características técnicas del punto de conexión.

- d. Los equipos de medida deben instalarse en una caja de seguridad u otro dispositivo similar que asegure que queden protegidos contra condiciones climáticas, ambientales, o manipulaciones y daños físicos que afecten el correcto funcionamiento del medidor. Adicionalmente, los cables de conexión deben marcarse y protegerse contra daños físicos.
- e. Para los puntos de medición tipos 1 y 2 los transformadores de tensión y de corriente del sistema de medición deben disponer de devanados secundarios para uso exclusivo de los equipos de medida. En dichos devanados podrán instalarse equipos adicionales únicamente con propósitos de medición y sin que afecten la lectura del consumo o transferencia de energía activa y reactiva.
- f. La tensión primaria nominal de los transformadores de tensión debe corresponder a la tensión nominal presente en el punto de medición. En el numeral 8.2.1 de esta norma se presenta la forma de seleccionar la tensión primaria nominal de los transformadores de tensión.
- g. La tensión y corriente nominal del medidor de energía debe corresponder con la tensión y corriente nominal secundaria de los transformadores de medida respectivamente.
- h. Los transformadores de corriente y de tensión deben operar dentro de los rangos de carga nominal establecidos en las normas técnicas aplicables, de tal forma que se garantice la clase de exactitud, incluyendo la carga asociada a los cables de conexión y demás elementos conectados.
- i. Los sistemas de medición que empleen medición semidirecta o indirecta deben contar con bloques de borneras de prueba.
- j. El sistema de medición de las fronteras comerciales con puntos de medición tipo 1 y 2, las fronteras de generación y las fronteras comerciales conectadas al STN, deben ser sometidas a la verificación de un tercero, el cual se debe encontrar en el listado de empresas competentes definidas por el Comité Asesor de Comercialización, CAC. La anterior verificación es adicional a la realizada por el representante de la frontera en las fronteras de generación y comerciales conectadas al STN.
- k. El sistema de medición debe ser verificado, antes de su puesta en servicio, de acuerdo con lo señalado en los artículos 23 y 26 de la resolución CREG 038-2014

### 6.8 Ubicación de las fronteras comerciales.

- a. 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 de potencia (transformador de distribución de potencia), el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador, (artículo 19 de la resolución CREG 038-2014)
- b. A partir de la entrada en vigencia de la resolución CREG 038-2014, los nuevos sistemas de medición y en aquellos existentes en los que se modifique la capacidad instalada del

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>19 DE 78 |

punto de conexión en más de un 50 % deben cumplir con los requisitos definidos en este numeral.

## 6.9 Tipos de medición según su conexión

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

### 6.9.1 Medición directa


- Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga.
- Para la medición directa se utiliza únicamente el (los) medidor(es) de energía (activa y/o reactiva).

### 6.9.2 Medida semidirecta

- Tipo de conexión en la cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente (TC) utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga.
- Para la medición semidirecta de energía se utiliza el (los) medidor(es) de energía (activa y/o reactiva) y un Transformador de Corriente (TC) por cada fase que alimenta la carga.
- En este tipo de medición, la conexión de las señales de corriente y las señales de tensión se deben conectar al medidor por medio de un bloque de pruebas.
- El calibre para las señales de tensión deberá calcularse con base en el nivel de cortocircuito del sitio y en los casos de niveles de cortocircuito superiores a 10kA, se deberá colocar una marcación (adhesivo) en el compartimiento del medidor, al lado de la bornera de pruebas, que indique “Nivel de cortocircuito elevado, tomar las medidas de seguridad necesarias para manipular las señales de tensión”.

### 6.9.3 Medida indirecta

- Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de tensión (TT) y de corriente (TC) utilizados para transformar las tensiones y corrientes que recibe la carga.
- Para la medición indirecta de energía se utiliza generalmente un medidor estático multifuncional de energía y un juego de transformadores de medida compuesto por Transformadores de Corriente (TCs) y Transformadores de Tensión (TTs).
- El número de TCs y de TTs se selecciona de acuerdo a lo establecido en el numeral 9 de

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>20 DE 78 |

esta norma.

- d. En este tipo de medición, la conexión de las señales de corriente provenientes de los devanados secundarios de los TC y de las señales de tensión provenientes de los devanados secundarios de los TT, al medidor, debe realizarse mediante un bloque de pruebas.

## 7. MEDIDORES DE ENERGÍA

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 2288 IEC 62053-11.** Equipos de medición de energía eléctrica, medidores electromecánicos de energía activa (Clases 0,5, 1 y 2).
- **NTC 4856** Verificación inicial y posterior de medidores de energía eléctrica

### 7.1 Clasificación de los medidores de energía de acuerdo con su complejidad

Los medidores de energía se clasifican de acuerdo con su complejidad en: Básicos, Multienergía, Multifunción y Medidores de funciones adicionales. La Tabla 4 detalla esta clasificación.

**Tabla 4.** Clasificación de los medidores de energía por su complejidad (NTC 5019:2018)

| Clasificación | Descripción  |
|---------------|--|
| Básicos       | Medidores de energía sencillos, sin dispositivos internos de control de carga o tarifa; con 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. |

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>21 DE 78 |

Medidores con funciones adicionales

Medidores con otras unidades funcionales como PLC, comunicación telefónica o por radio, lectores de bonos de pago, etc.

## 7.2 Selección de medidores de energía

La selección de los medidores de energía para la instalación en el sistema eléctrico de las empresas del Grupo EPM se debe realizar bajo los criterios indicados en las tablas 5 y 6, teniendo en cuenta la capacidad o potencia instalable.

**Tabla 5.** Selección de los medidores de energía, (basado en NTC 5019-2018)

| Tipo de medición | Tipo de servicio     | Nivel de tensión |       | Capacidad Instalada (CI) en kVA   | Descripción del medidor <sup>1)</sup>                   |  |   |
|------------------|----------------------|------------------|-------|-----------------------------------|---|--|---|
|                  |                      | RETIE            | CREG  |                                   | Medidor   | Energía <sup>2)</sup>                  | Clase <sup>4)</sup><br>Estático                     |
| Directa          | Monofásico bifilar   | BT               | 1     | $CI \leq X^3$                     | Monofásico bifilar                                      | Activa<br>Activa y Reactiva            | 1 Activa<br>2 Reactiva                              |
|                  | Monofásico trifilar  | BT               | 1     | $CI \leq X^3$                     | Monofásico trifilar ó Bifásico trifilar                 | Activa<br>Activa y Reactiva            | 1 Activa<br>2 Reactiva                              |
|                  | Bifásico trifilar    | BT               | 1     | $CI \leq X^3$                     | Bifásico trifilar                                       | Activa<br>Activa y Reactiva            | 1 Activa<br>2 Reactiva                              |
|                  | Trifásico tetrafilar | BT               | 1     | $CI \leq X^3$                     | Trifásico tetrafilar                                    | Activa<br>Activa y Reactiva            | 1 Activa<br>2 Reactiva                              |
| Semi-directa     | Monofásico trifilar  | BT               | 1     | $X^3 < CI < 100$                  | Monofásico trifilar ó Trifásico trifilar                | Activa y Reactiva                      | 1 Activa<br>2 Reactiva                              |
|                  | Trifásico tetrafilar | BT               | 1     | $X^3 < CI < 100$<br>$\geq 100^6)$ | Trifásico tetrafilar<br>Trifásico tetrafilar            | Activa y Reactiva<br>Activa y Reactiva | 1 Activa<br>2 Reactiva<br>0,5S Activa<br>2 Reactiva |
| Indirecta        | Trifásico trifilar   | MT               | 2 y 3 | $100 \leq CI < 30\ 000$           | Trifásico trifilar <sup>5)</sup> ó Trifásico tetrafilar | Activa y Reactiva                      | 0,5S Activa<br>2 Reactiva                           |
|                  |                      | AT y EAT         | 4     |                                   | Trifásico tetrafilar                                    |  |   |
|                  |                      | MT               | 2 y 3 | $CI \geq 30\ 000$                 | Trifásico trifilar <sup>5)</sup> ó Trifásico tetrafilar | Activa y Reactiva                      | 0,2S Activa<br>2 Reactiva                           |
|                  |                      | AT y EAT         | 4     |                                   | Trifásico tetrafilar                                    |  |   |

**ENERGÍA**

**NORMA TÉCNICA**

**RA8-030**

REV.

**4**


 Grupo·epm®

**SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

|  |                      |              |          |                         |                      |                   |                           |
|--|----------------------|--------------|----------|-------------------------|----------------------|-------------------|---------------------------|
|  | Trifásico tetrafilar | MT, AT y EAT | 2, 3 y 4 | $100 \leq CI < 30\ 000$ | Trifásico tetrafilar | Activa y Reactiva | 0,5S Activa<br>2 Reactiva |
|  |                      |              |          | $CI \geq 30\ 000$       |                      |                   | 0,2S Activa<br>2 Reactiva |
| <p>1) En la medición de energía eléctrica en plantas de generación y en puntos de conexión del Sistema de Transmisión Nacional STN o capacidad instalada mayor o igual que 1 MVA, 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 1.</p> <p>2) Se debe instalar medidor de energía reactiva en los sistemas de medición semidirecta e indirecta. Para los sistemas de medición directa la instalación del medidor de energía reactiva se puede realizar en aquellos casos en los que sea considerado necesario con base en lo establecido por el ente regulador, ver numeral 6.4.8 en este documento.</p> <p>3) X corresponde al valor de la potencia aparente en kVA obtenida considerando la tensión nominal del sistema eléctrico en el punto de conexión del medidor y la corriente máxima de los medidores de conexión directa disponibles para instalación.</p> <p>4) Los índices de clase especificados corresponden a valores máximos; es decir, que se pueden instalar medidores con índices de clase de menor valor a lo exigido, por ejemplo, donde se especifica un índice de clase 2 se puede instalar un medidor clase 1 o 0,5.</p> <p>5) Para puntos de conexión en el nivel de media tensión (MT) en las cuales la suma vectorial de las corrientes de las tres fases es igual a cero (por ejemplo, cuando el primario del transformador de potencia es una delta).</p> <p>6) Cuando se tienen varios sistemas de medición en el secundario del transformador de distribución o de potencia al cual está asociado el punto de medición, la medición individual de cada sistema de medición con capacidad instalada mayor o igual a 100 kVA también puede realizarse en forma Semidirecta.</p> |                      |              |          |                         |                      |                   |                           |

**Tabla 6.** Medidores de energía y sus características eléctricas. (basado en NTC 5019-2018)

| Tipo de medición | Medidor de energía                        | Características del medidor |       |       |                      |         |                  |                      |                         |                  |
|------------------|---|-----------------------------|-------|-------|----------------------|---------|------------------|----------------------|-------------------------|------------------|
|                  |   | No. F                       | No. H | No. E | Vr (V) <sup>1)</sup> | Fr (Hz) | Ib (A)           | In <sup>2)</sup> (A) | Imá x <sup>3)</sup> (A) | CM (%)           |
|                  |   |                             |       |       |                      |         | Medidor estático |                      |                         | Medidor estático |
| Directa          | Activa, monofásico bifilar                | 1                           | 2     | 1     | 120                  | 60      | ≤ 10             | -                    | ≥ 60                    | ≥ 600            |
|                  | Activa, monofásico trifilar               | 1                           | 3     | 1½    | 240                  |         |                  |                      |                         |                  |
|                  | Activa, bifásico trifilar                 | 2                           | 3     | 2     | 2 x 120/208          |         |                  |                      |                         |                  |
|                  | Reactiva y/o activa, trifásico tetrafilar | 3                           | 4     | 3     | 3 x 120/208          |         |                  |                      |                         |                  |
| Semi-directa     | Activa, monofásico trifilar               | 1                           | 3     | 1½    | 240                  |         | -                | 5                    | ≥ 6                     | ≥ 120            |
|                  | Activa y/o reactiva, trifásico trifilar   | 3                           | 3     | 2     | 3 x 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         |         |                  |                      |                         |                  |

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>23 DE 78 |

## CONVENCIONES

|       |                          |       |                          |                            |
|-------|--------------------------|-------|--------------------------|----------------------------|
| No. F | Número de fases          | No. H | Número de hilos          | No. E: Número de elementos |
| Vr    | Tensión de referencia    | Fr    | Frecuencia de referencia | Ib: Corriente básica       |
| In    | Corriente nominal        | Imáx  | Corriente máxima         |                            |
| CM    | Cargabilidad del medidor |       |                          |                            |

1) Las tensiones de referencia indicadas en la Tabla 6 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) Cuando el sistema de medición incluye transformadores de corriente (t.c.) y éstos han sido seleccionados con corriente nominal de 1 A, la corriente nominal del medidor debe ser de 1 A.

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.

### 7.3 Medición de energía reactiva

- a. Las instalaciones monofásicas del sector residencial, comercial o industrial con capacidad instalada mayor que 15 kVA, deben contar con medidor de energía Activa/Reactiva.
- b. Las instalaciones bifásicas y trifásicas del sector comercial o industrial deben contar con medidor de energía Activa/Reactiva.
- c. En toda instalación donde se prevea que el consumo de la energía reactiva podría ser superior a la mitad del consumo de la energía activa, debido al tipo de carga (motores, transformadores, balastos, entre otros) o que el factor de potencia de la instalación podría ser inferior a 0.9, así cuente con compensación capacitiva, es obligatorio la instalación de medidor de energía Activa/Reactiva de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 047 de 2004.
- d. Cuando el medidor sea multifunción, el medidor de energía Activa/Reactiva debe ser programado por el Operador de Red, OR, (aplica para los medidores donde el comercializador y el OR sea una empresa del Grupo EPM).
- e. Todos los medidores de energía Activa/Reactiva deben ser parametrizados (cuando aplique) y calibrados para la medición de estas variables, de acuerdo con el tipo de cliente, en su componente inductivo y/o capacitivo.
- f. Los medidores de energía Activa/Reactiva para los clientes del mercado no regulado deben cumplir con los siguientes requerimientos de acuerdo con la resolución CREG 015 del 2018:
  - i. Perfil horario

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>24 DE 78 |



- ii. Bidireccionalidad
  - iii. Calibración en cuatro cuadrantes en energía Activa/Reactiva, esta es una consecuencia de las características i y ii.
- g. Los medidores de energía Activa/Reactiva para los clientes del mercado regulado pueden ser medidores tipo convencional, donde la facturación de energía se realiza de acuerdo con el periodo de lectura.
- h. En los puntos de medición asociados a las fronteras de generación, las fronteras de comercialización conectadas al STN y en los puntos de medición que se encuentren ubicados en niveles de tensión iguales o superiores a 57,5 kV se deben instalar medidores de energía reactiva bidireccionales (artículo 12 Resolución CREG 038 de 2014).

#### 7.4 Medidor de energía para autogenerador a pequeña escala

El medidor de energía asociado a Autogenerador a Pequeña Escala, AGPE, debe cumplir con los requisitos técnicos generales contenidos en esta norma, adicionalmente a los que se puntualizan a continuación:

- a. El medidor de energía para el AGPE debe ser calibrado en energía Activa/Reactiva, importada y exportada.
- b. El medidor de energía para el AGPE, deben cumplir con los siguientes requisitos, resolución CREG 030 del 2018:
  - Perfil horario
  - Bidireccionalidad


Cuando el medidor instalado por el cliente no cuente con el hardware para la comunicación remota, este podrá ser provisto por EPM en la modalidad de comodato, una vez que el cliente cumpla con los requisitos exigidos para esta oferta comercial.

El cliente o AGPE, debe verificar que el medidor de energía Activa/Reactiva que proyecta instalar es soportado por los softwares de lectura del operador de red (OR).

- c. 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.
- d. Los AGPE que no cuenten con las condiciones para el cumplimiento del literal b. deben indicarlo a EPM o Filial correspondiente, quien definirá si es posible instalar un equipo de medida en modalidad de comodato.

#### 7.5 Medidor de respaldo

- a. Las fronteras de generación, las fronteras comerciales conectadas al STN y las fronteras de los puntos de medición tipos 1 y 2 deben contar con un medidor de respaldo para las mediciones de energía activa y de energía reactiva. Para la medición de energía


|  |   |                |                                     |
|--|---|----------------|-------------------------------------|
| <b>ENERGÍA</b>   | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | <small>REV.</small><br><b>4</b>     |
|       | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                                     |
| <small>CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br/>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS</small> |   |                | <small>PÁGINA:<br/>25 DE 78</small> |

reactiva, el medidor puede estar integrado con el de energía activa.

- b. El medidor de respaldo debe operar permanentemente y tener las mismas características técnicas del principal, según las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 038-2014.
- c. La conexión de los medidores de respaldo debe realizarse de tal forma que estos elementos reciban las mismas señales de tensión y de corriente del principal, además la configuración del sistema de comunicaciones debe permitir la interrogación de forma separada del medidor de respaldo y del principal.
- d. Las características técnicas de los medidores de respaldo deben ser incluidas en el formato de que trata el numeral 3 del artículo 4 de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- e. Toda instalación con una potencia instalada mayor o igual a 1000 kVA debe contar con un medidor de respaldo.

## 7.6 Programación de los medidores de energía

- a. La programación del display normal y alterno de los medidores multifuncionales de energía solamente debe incluir los registros considerados necesarios para la función que presta el medidor, tales como: energía activa, energía reactiva, voltajes, corrientes y factor de potencia. Adicionalmente, por solicitud del cliente, operador de red o comercializador de energía, se podrán programar otras variables que se consideren necesarias.
- b. Cuando el medidor de energía sea multifunción debe ser programado por el Operador de Red, OR (aplica para los medidores donde el comercializador y el OR sea una empresa del Grupo EPM).
- c. En el anexo 4 de esta norma se presenta un ejemplo de las configuraciones de las variables en el display normal y display alterno.
- d. El valor registrado por los equipos de medida debe estar expresado en kilovatios-hora para la energía activa y en kilovoltamperio reactivo - hora para la energía reactiva.
- e. En las fronteras con reporte al ASIC, la resolución de las mediciones de energía debe ser como mínimo de 0,01
- f. Todos los medidores multifuncionales que se instalen en el sistema de distribución del Grupo EPM deben estar programados en su perfil de carga con los siguientes canales: Energía activa importada (+), Energía activa exportada (-), Energía reactiva inductiva importada (Q1), Energía reactiva capacitiva importada (Q2), Energía reactiva inductiva exportada (Q3), Energía reactiva capacitiva exportada (Q4).
- g. La configuración del medidor principal y respaldo debe ser la misma.

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>26 DE 78 |

- h. Para las fronteras con reporte al ASIC se deberá garantizar que el almacenamiento de las mediciones y parámetros de configuración del medidor se realice en memoria no volátil. De igual manera que los equipos de medida cuenten con 2 niveles de acceso: Nivel 1 para Lectura y Nivel 2 para la configuración del elemento.

### 7.6.1 Factor de multiplicación de la medida

- a. La programación de los medidores de energía de medida semidirecta e indirecta del Grupo EPM, se debe realizar con base en los valores nominales secundarios de corriente y/o tensión, de los transformadores utilizados en la medición de energía en cada una de las instalaciones. El Factor de Multiplicación ( $FM_{tc's}$  ,  $FM_{pt's}$ ) de los transformadores de corriente y/o tensión debe quedar indicado de forma visible en la parte frontal del medidor, con previa revisión por parte del técnico encargado de la instalación.
- b. El Factor de Multiplicación se debe manejar de forma externa al medidor de energía.
- c. El Factor de Multiplicación es el factor por el cual se multiplican los datos de energía almacenados en el medidor, con el objetivo de expresar el valor de energía real en datos primarios.
- d. El Factor de Multiplicación de la medida (FM) se calcula de acuerdo con la siguiente formula:


$$FM_{tc's} = \frac{I_{np}}{I_{ns}}$$

$$FM_{pt's} = \frac{V_{np}}{V_{ns}}$$

$$FM_{Medida} = FM_{tc's} \times FM_{pt's}$$

Donde:

- $FM_{tc's}$  = Factor de multiplicación para Transformadores de Corriente
- $FM_{pt's}$  = Factor de multiplicación para Transformadores de Tensión
- $FM_{Medida}^{FM_{Energia}}$  = Factor de Multiplicación de la medida
- $V_{pn}$  = Voltaje Nominal Primario del Transformador de Tensión

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>27 DE 78 |

- $V_{ns}$  = Voltaje Nominal Secundario del Transformador de Tensión
  - $I_{np}$  = Corriente Nominal Primaria del Transformador de Corriente
  - $I_{ns}$  = Corriente Nominal Secundaria del Transformador de Corriente
- e. El Factor de Multiplicación de la medida y de los transformadores debe estar expresado en enteros o en su defecto tener máximo dos números decimales, utilizando el método común de redondeo para el segundo decimal.
  - f. Cuando solo se tienen transformadores de corriente en la instalación, el factor de multiplicación de los transformadores de tensión es 1.
  - g. El Factor de Multiplicación de la medida, debe estar indicado en el medidor de energía, de forma interna o externa (etiqueta). y debe ser informado, tanto al sistema de facturación como al Centro de Gestión de Medida (CGM) de EPM o sus filiales. El factor de multiplicación interno del medidor debe ser siempre 1.
  - h. El CGM de EPM o sus filiales, informará el Factor de Multiplicación (FM) al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) como parte de los datos asociados al registro de la frontera.

## 8. TRANSFORMADORES DE MEDIDA

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

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.

Clasificación de medida de acuerdo con su nivel de tensión:

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

- b. Los transformadores de medida que serán instalados en el sistema eléctrico de las empresas del Grupo EPM deben cumplir las siguientes normas:

- **NTC 2205/IEC 61869-2.** Transformadores de medida. Transformadores de corriente.
- **NTC 2207/IEC 61869-3.** Transformadores de medida. Transformadores de Tensión inductivos.
- **NTC 4540/IEC 61869-4.** Transformadores de medida. Transformadores combinados.

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>28 DE 78 |

- **IEC 61869-1.** Transformadores de medida. Parte 1: Requisitos generales.
  - **IEC 61869-5.** Transformadores de medida. Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.
  - **ANSI/IEEE C57.13 / IEEE.** Standard for instrument Transformers.
- c. Al seleccionar transformadores de medida es necesario identificar la cantidad de núcleos de medida y núcleos de protección teniendo en cuenta el punto de conexión donde se proyecta instalarlos.
  - d. Los transformadores de medida deben tener un devanado exclusivo para la conexión de los equipos que conforman el sistema de medida, lo cual no significa que, los transformadores deben tener un solo devanado, es decir, los transformadores de medida pueden tener varios devanados, siempre que exista un devanado de uso exclusivo para la conexión de los equipos que conforman el sistema de medida, lo que implica que el devanado donde se conecte el sistema de medida debe ser independiente del devanado donde se conecten protecciones y otros elementos de control. El devanado exclusivo para el sistema de medida debe tener la capacidad de potencia nominal (burden) necesaria para la conexión de los equipos que conforman este sistema.
  - e. Los transformadores de medida con bornera de conexión en el secundario, debe contar con tapa protectora que permita la instalación de sellos de seguridad del OR.
  - f. Toda la información relacionada con la selección de los transformadores de medida se debe presentar al OR con el proyecto de redes (diseño eléctrico del proyecto) en un informe técnico detallado, el cual debe estar firmado por el profesional competente responsable de la selección y/o montaje de los elementos de medida.
  - g. En los sistemas de medida conectados en media tensión con propósito de facturación de energía, no se permite la instalación de transformadores de corriente tipo ventana.


## 8.1 Transformadores de corriente

Los criterios para la selección de los transformadores de corriente son las siguientes:

### 8.1.1 Potencia nominal (burden)

Los transformadores de corriente 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, de tal forma que se garantice la clase de exactitud.

- a. Los valores normalizados para la potencia nominal de los transformadores de corriente para medición son:

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>29 DE 78 |

- 2.5 – 5.0 – 10 – 15 y 30 VA

- b. Se permite seleccionar otros valores de potencia nominales que no estén normalizados, pero estos deben estar asociados a clases de exactitud normalizadas.
- c. La carga nominal (Burden) 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 transformadores de corriente, de acuerdo con su clase de exactitud (numeral 8.1.2 de esta norma).
- d. La carga total o burden total del transformador de corriente (VA TOTAL) se determina de acuerdo con la suma de los siguientes valores:

$$VA_{TOTAL} = VA_{MEDIDOR} + VA_{CONDUCTOR} + VA_{DEVANADO}$$


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 el Burden debido a la impedancia de los conductores del circuito secundario.
- VA<sub>DEVANADO</sub>:** 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.

- e. Cada diseño o proyecto debe evaluar y calcular la capacidad nominal de potencia (burden) de acuerdo con las condiciones particulares de la instalación y el sistema de medida a conectar.
- f. En el anexo 2 de este documento, se presenta un ejemplo ilustrativo para la aplicación de la metodología del cálculo de la carga nominal (Burden) del transformador de corriente.
- g. En las instalaciones nuevas no se permite la conexión de cargas de compensación.

### 8.1.2 Clase de exactitud

- a. Las clases de exactitud normalizadas para los transformadores de corriente para medición son:
  - 0.1 – 0.2 – 0.2S – 0.5 – 0.5S – 1
- b. Los requisitos de clase de exactitud para los transformadores de medida están definidos en la Tabla 2 de este documento.
- c. Para los transformadores de corriente para medición, la clase de exactitud se designa con el porcentaje más alto permisible del error de relación ( $\epsilon$ ) a corriente primaria nominal y carga nominal.
- d. Para las clases 0,1 – 0,2 – 0,5 y 1, el error de relación y el desplazamiento de fase a la frecuencia nominal no debe exceder los valores presentados en la Tabla 7 cuando la carga (burden) pueda asumir cualquier valor entre el 25% y el 100% de la carga nominal.

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>30 DE 78 |

**Tabla 7.** Límites de error de relación y el desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medición (clases 0.1 a 1). (Tabla 201 Norma NTC 2205 de 2013)

| Clase de exactitud | Error $\pm$ %                 |      |     |     | Desplazamiento de fase        |    |     |     |                               |      |      |      |
|--------------------|-------------------------------|------|-----|-----|-------------------------------|----|-----|-----|-------------------------------|------|------|------|
|                    |                               |      |     |     | $\pm$ minutos                 |    |     |     | $\pm$ centiradianes           |      |      |      |
|                    | A corriente (% de la nominal) |      |     |     | A corriente (% de la nominal) |    |     |     | A corriente (% de la nominal) |      |      |      |
|                    | 5                             | 20   | 100 | 120 | 5                             | 20 | 100 | 120 | 5                             | 20   | 100  | 120  |
| 0,1                | 0,4                           | 0,2  | 0,1 | 0,1 | 15                            | 8  | 5   | 5   | 0,45                          | 0,24 | 0,15 | 0,15 |
| 0,2                | 0,75                          | 0,35 | 0,2 | 0,2 | 30                            | 15 | 10  | 10  | 0,9                           | 0,45 | 0,3  | 0,3  |
| 0,5                | 0,15                          | 0,75 | 0,5 | 0,5 | 90                            | 45 | 30  | 30  | 2,7                           | 1,35 | 0,9  | 0,9  |
| 1,0                | 3,0                           | 1,5  | 1,0 | 1,0 | 180                           | 90 | 60  | 60  | 5,4                           | 2,7  | 1,8  | 1,8  |

- e. Para las clases 0.2S y 0.5S el error de relación y el desplazamiento de fase a la frecuencia nominal no deben exceder los valores presentados en la Tabla 8, cuando la carga (Burden) pueda asumir cualquier valor entre el 25% y el 100% de la carga nominal.


**Tabla 8.** Límites de error de relación y el desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medición (clases 0.2S y 0.5S). (Tabla 202 Norma NTC 2205 de 2013).

| Clase de exactitud | Error $\pm$                   |      |     |     |     | Desplazamiento de fase        |    |    |     |     |                               |      |     |     |     |
|--------------------|-------------------------------|------|-----|-----|-----|-------------------------------|----|----|-----|-----|-------------------------------|------|-----|-----|-----|
|                    |                               |      |     |     |     | $\pm$ minutos                 |    |    |     |     | $\pm$ centiradianes           |      |     |     |     |
|                    | A corriente (% de la nominal) |      |     |     |     | A corriente (% de la nominal) |    |    |     |     | A corriente (% de la nominal) |      |     |     |     |
|                    | 1                             | 5    | 20  | 100 | 120 | 1                             | 5  | 20 | 100 | 120 | 1                             | 5    | 20  | 100 | 120 |
| 0,2 S              | 0,75                          | 0,35 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 30                            | 15 | 10 | 10  | 10  | 0,9                           | 0,45 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| 0,5 S              | 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 |

- f. Para todas las clases, la carga (burden) debe tener un factor de potencia de 0.8 inductivo, excepto cuando la carga (burden) sea menor de 5 VA, que se debe usar el factor de potencia de 1.0 con un valor mínimo de 1VA.
- g. En general, los límites establecidos para el error de relación 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 tensión más alta para el equipo.

### 8.1.3 Corriente primaria nominal

- a. Los valores normalizados para la corriente nominal primaria, de los transformadores de corriente para media tensión son:
- 10 – 12.5 – 15 – 20 – 25 – 30 – 40 – 50 – 60 – 75 A
  - Y sus múltiplos decimales o fracciones.

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>31 DE 78 |

- b. En general, 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 transformador de corriente esté comprendido entre el 80 % de la corriente nominal y la corriente nominal multiplicada por el factor de cargabilidad del TC, es decir:

$$0.8I_{pn} \leq I_{pc} \leq I_{pn}FC$$

En donde:


- $I_{pc}$  = es la corriente a plena carga del sistema eléctrico en el punto donde será conectado el transformador de corriente.
- $I_{pn}$  = es la corriente primaria nominal del transformador de corriente seleccionado.
- FC = es el factor de cargabilidad del TC

**Nota:** Cuando el factor de cargabilidad (FC) no está indicado en la placa (EXT), se debe tomar como factor 1.2. Haciendo referencia a la corriente máxima garantizada en el transformador.

- c. La Tabla 9 y Tabla 10, a modo de ejemplo, definen el valor de corriente primaria nominal de los TC para mediciones semi-directas y para mediciones indirectas respectivamente, considerando un factor de cargabilidad de 1.2. Sin embargo, debe especificarse TC de acuerdo con el diseño y la disponibilidad comercial de las relaciones de transformación.

**Tabla 9. Valor de corriente primaria nominal de TC para mediciones semidirectas (NTC 5019-2018).**

| Corriente a Plena Carga [A] | Corriente Primaria del TC [A] |
|-----------------------------|-------------------------------|
| $100 \leq I_{pc} < 120$     | 100                           |
| $120 \leq I_{pc} < 160$     | 150                           |
| $160 \leq I_{pc} < 180$     | 150 - 200                     |
| $180 \leq I_{pc} < 240$     | 200 - 250                     |
| $240 \leq I_{pc} < 300$     | 250 - 300                     |
| $300 \leq I_{pc} < 320$     | 300                           |
| $320 \leq I_{pc} < 360$     | 300 - 400                     |
| $360 \leq I_{pc} < 400$     | 400                           |
| $400 \leq I_{pc} < 480$     | 400 - 500                     |
| $480 \leq I_{pc} < 600$     | 500 - 600                     |
| $600 \leq I_{pc} < 640$     | 600                           |
| $640 \leq I_{pc} < 720$     | 600 - 800                     |
| $720 \leq I_{pc} < 800$     | 800                           |
| $800 \leq I_{pc} < 960$     | 800 - 1000                    |
| $960 \leq I_{pc} < 1200$    | 1000 - 1200                   |
| $1200 \leq I_{pc} < 1440$   | 1200 - 1500                   |
| $1440 \leq I_{pc} < 1600$   | 1500                          |
| $1600 \leq I_{pc} < 1800$   | 1500 - 2000                   |
| $1800 \leq I_{pc} < 2400$   | 2000                          |
| $2400 \leq I_{pc} < 3200$   | 3000                          |

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>32 DE 78 |



3200 ≤ I<sub>pc</sub> < 3600


3000 – 4000

Tabla 10. Valor de corriente primaria nominal de TC para mediciones indirectas (NTC 5019-2018).

| Corriente a Plena Carga [A] | Corriente Primaria del TC [A] |
|-----------------------------|-------------------------------|
| 4 ≤ I <sub>pc</sub> < 6     | 5                             |
| 6 ≤ I <sub>pc</sub> < 8     | *                             |
| 8 ≤ I <sub>pc</sub> < 12    | 10                            |
| 12 ≤ I <sub>pc</sub> < 16   | 15                            |
| 16 ≤ I <sub>pc</sub> < 18   | 15 – 20                       |
| 18 ≤ I <sub>pc</sub> < 20   | 20                            |
| 20 ≤ I <sub>pc</sub> < 24   | 20 – 25                       |
| 24 ≤ I <sub>pc</sub> < 30   | 25 -30                        |
| 30 ≤ I <sub>pc</sub> < 32   | 30                            |
| 32 ≤ I <sub>pc</sub> < 36   | 30 – 40                       |
| 36 ≤ I <sub>pc</sub> < 40   | 40                            |
| 40 ≤ I <sub>pc</sub> < 48   | 40 – 50                       |
| 48 ≤ I <sub>pc</sub> < 60   | 50 – 60                       |
| 60 ≤ I <sub>pc</sub> < 64   | 60 – 75                       |
| 64 ≤ I <sub>pc</sub> < 80   | 75 – 80                       |
| 80 ≤ I <sub>pc</sub> < 90   | 75 – 80 - 100                 |
| 90 ≤ I <sub>pc</sub> < 96   | 80 – 100                      |
| 96 ≤ I <sub>pc</sub> < 120  | 100                           |
| 120 ≤ I <sub>pc</sub> < 160 | 150                           |
| 160 ≤ I <sub>pc</sub> < 180 | 150 – 200                     |
| 180 ≤ I <sub>pc</sub> < 200 | 200                           |
| 200 ≤ I <sub>pc</sub> < 240 | 200 – 250                     |
| 240 ≤ I <sub>pc</sub> < 300 | 250 – 300                     |
| 300 ≤ I <sub>pc</sub> < 320 | 300                           |
| 320 ≤ I <sub>pc</sub> < 360 | 300 – 400                     |
| 360 ≤ I <sub>pc</sub> < 400 | 400                           |
| 400 ≤ I <sub>pc</sub> < 480 | 400 – 500                     |
| 480 ≤ I <sub>pc</sub> < 600 | 500 – 600                     |

\*Para los valores de corriente entre 6.0A y 8.0A el TC debería ser clase 0.2S o 0.5S según sea requerido.

- d. Cuando existan restricciones técnicas operativas y comerciales para cumplir con el criterio de selección de la corriente primaria nominal definido en el literal b de este numeral, se debe analizar el caso específico entre las partes (OR y proyecto) para establecer y/o validar el criterio de selección del transformador de corriente (previo a la instalación, es decir en etapa de diseño). Teniendo en cuenta que la selección de un

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>33 DE 78 |


rango de corriente de plena carga ( $I_{pc}$ ) por fuera del rango establecido en el literal b, debe estar soportada con un informe de calibración expedido por un laboratorio acreditado, que garantice la exactitud del transformador de corriente para los valores de corriente nominales del proyecto, es decir la condición operativa real.

La selección de la corriente primaria nominal de los transformadores se hace desde el punto de vista del sistema de medición de energía, sin embargo, estas consideraciones o criterios podrán no coincidir con el análisis para la selección de la corriente primaria nominal de los transformadores desde el punto de vista de las protecciones, en estos casos, los transformadores de corriente se deben especificar y seleccionar con corrientes primarias nominales independientes, por lo tanto, con una relación de transformación independiente para el sistema de medición de energía y otra relación de transformación independiente para la conexión de las protecciones en sus correspondientes núcleos.

- e. La selección de los transformadores de corriente debe hacerse de acuerdo con el cálculo de la potencia total instalada del inmueble, teniendo en cuenta la capacidad y cantidad en motores, iluminación, equipos, entre otros, los factores de demanda y simultaneidad, las fechas de entrada en operación de las etapas y la potencia de cada una (cuando se proyecte por etapas).
- f. El cálculo de la capacidad instalada en unidades residenciales que requieran medida semidirecta debe seguir el procedimiento de cálculo descrito en la sección 220 de la NTC 2050.
- g. Los transformadores de medida para la medición de energía en los activos de conexión (transformadores monousuarios potencias entre 15kVA y 150kVA, que se conectan a las redes de media tensión 13.2kV o 7.6kV) requieren valores de corriente primaria nominal diferentes a los normalizados, por lo tanto, se recomienda seleccionar la relación de transformación comercial más cercana a las relaciones de transformación calculadas, como se indica a continuación.

**Tabla 11.** Relaciones de transformación calculadas y recomendadas para transformadores de corriente en sistemas de medición asociados a activos de conexión (transformadores monousuarios)

| N° Fases | Capacidad TRF [kVA] | $I_{pc}$ [A] | $0,8I_{pc}$ [A] | $1,2I_{pc}$ [A] | $I_{pn}$ [A] | RT Calculada | RT Recomendado |
|----------|---------------------|--------------|-----------------|-----------------|--------------|--------------|----------------|
| 1        | 25                  | 3,28         | 2,62            | 3,94            | 3,3          | 3,3/5        | 3/5            |
|          | 37,5                | 4,92         | 3,94            | 5,91            | 4,9          | 5/5          | 5/5            |
|          | 50                  | 6,56         | 5,25            | 7,87            | 6,6          | 6,6/5        | 6/5            |
|          | 100                 | 13,12        | 10,50           | 15,75           | 13,1         | 13/5         | 15/5           |
|          | 167                 | 21,92        | 17,53           | 26,30           | 21,9         | 22/5         | 20/5           |
| 2        | 25                  | 1,89         | 1,51            | 2,27            | 1,9          | 1,9/5        | 2/5            |

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>34 DE 78 |


|          |       |      |      |      |     |       |           |
|----------|-------|------|------|------|-----|-------|-----------|
|          | 37,5  | 2,84 | 2,27 | 3,41 | 2,9 | 2,9/5 | 3/5       |
|          | 50    | 3,79 | 3,03 | 4,54 | 3,8 | 3,8/5 | 4/5       |
|          | 75    | 5,68 | 4,54 | 6,81 | 5,7 | 5,7/5 | 6/5       |
| <b>3</b> | 30    | 1,31 | 1,05 | 1,57 | 1,3 | 1,3/5 | 1/5 o 1/1 |
|          | 45    | 1,97 | 1,57 | 2,36 | 2,0 | 2/5   | 2.5/5     |
|          | 75    | 3,28 | 2,62 | 3,94 | 3,3 | 3,3/5 | 3/5       |
|          | 112,5 | 4,92 | 3,94 | 5,90 | 4,9 | 5/5   | 5/5       |
|          | 150   | 6,56 | 5,25 | 7,87 | 6,6 | 6,6/5 | 6/5       |

- RT calculada: relación de transformación calculada
- FC: factor de cargabilidad de 120 % (1.2)
- Ipc: corriente de plena carga
- Ipn: corriente primaria nominal
- Ipc: corriente de plena carga

- h. La ubicación del sistema de medición debe ser de acuerdo con el numeral 6.8 de esta norma.
- i. Dado que este tipo de transformadores de corriente, describen condiciones particulares o especiales en su construcción, se puede presentar que la clase de exactitud de estos sea superior o mejor a la mínima definida en esta norma y la resolución CREG 038–2014 (código de medida). En todo caso se debe validar la compatibilidad de la exactitud del sistema de medición completo.

#### 8.1.4 Corriente secundaria nominal

- a. El valor normalizado de corriente secundaria nominal es 5 A. Solo en circunstancias especiales se permite instalación de TCs 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.
- b. La corriente secundaria nominal puede ser 5 A o 1 A en los transformadores de corriente para la medición de energía en los activos de conexión (transformadores monousuarios potencias entre 15kVA y 150kVA) que se conectan a redes de media tensión (13.2kV o

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>35 DE 78 |

7.6kV).

### 8.1.5 Valores normalizados para la corriente térmica permanente $I_{cth}$

- El valor normalizado para la corriente térmica permanente nominal es la corriente primaria nominal.
- Cuando se especifica una corriente térmica permanente nominal mayor que la corriente primaria nominal, los valores recomendados son 120%, 150% y 200% de la corriente primaria nominal.

### 8.1.6 Corriente térmica nominal de corta duración $I_{th}$

- Se debe asignar una corriente térmica nominal de corta duración ( $I_{th}$ ) al transformador.
- El valor normalizado para la duración de la corriente térmica nominal de corta duración es 1s.
- La corriente térmica nominal de corta duración ( $I_{th}$ ) 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


### 8.1.7 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:

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

### 8.1.8 Relación de transformación

- 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.
- En transformadores con múltiple relación, la relación mayor debe corresponder con la corriente nominal calculada para la capacidad total instalada del inmueble. Este tipo de transformadores solo es aceptado para los proyectos en los cuales se especifique que su entrada en operación es por etapas, razón por la cual se debe indicar en el proyecto de redes, la fecha prevista para la entrada en operación de cada etapa y su respectiva

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>36 DE 78 |

potencia.

## 8.2 Transformador de tensión

Los criterios para la selección de los transformadores de tensión son las siguientes:

### 8.2.1 Potencia nominal

Los transformadores de tensión 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, de tal forma que se garantice la clase de exactitud. Por lo tanto, los transformadores de tensión deben ser especificados para un rango de carga específico y probados de acuerdo con este.


Para los transformadores de tensión fabricados bajo la NTC 2207 (IEC 61869-3):

- a. Los valores normalizados de la potencia nominal, en un factor de potencia de 1, expresados en voltamperios definidos como rango de carga I, son:
  - 1.0 VA – 2.5 VA – 5.0 VA – 10 VA (**rango de carga I**)
- b. Los valores normalizados de la potencia nominal, en un factor de potencia 0.8 (inductivo), expresado en voltamperios definidos como rango de carga II, son:
  - 10VA – 25VA – 50VA – 100VA (**rango de carga II**)
- c. Se permite seleccionar otros valores de potencia nominales que no estén normalizados, pero estos deben estar asociados a clases de exactitud normalizadas.
- d. La carga total o burden total del transformador de tensión (VA TOTAL) se determina de acuerdo con la suma de los siguientes valores:

$$VA_{TOTAL} = VA_{MEDIDOR} + VA_{CONDUCTOR} + VA_{DEVANADO}$$

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 el Burden debido a la impedancia de los conductores del circuito secundario.  
**VA<sub>DEVANADO</sub>**: Es el Burden debido a la impedancia de los devanados internos del transformador de tensión. Este valor es tan pequeño que por lo general puede ser despreciado.
- e. 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.
  - f. En el anexo 2 de este documento, se presenta un ejemplo para la aplicación de la metodología del cálculo de la carga nominal (Burden) del transformador de tensión.
  - g. Para transformadores de tensión fabricados bajo la NTC 5787 (IEEE C57.13) la carga

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>37 DE 78 |

nominal (Burden) debe seleccionarse de tal forma que la carga real del circuito secundario (incluyendo los cables de conexión del transformador al medidor) esté comprendida entre 0VA y el 100% de su valor.

h. En las instalaciones nuevas no se permite la conexión de cargas de compensación.

## 8.2.2 Clase de exactitud nominal

En un transformador de tensión para medición, la clase de exactitud se designa por el límite superior del error de tensión admisible, expresado en porcentaje, para la tensión nominal y la carga nominal prescritas para la clase de exactitud en cuestión. 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
- La selección de la clase de exactitud de los transformadores de tensión se realiza de acuerdo con los requisitos definidos en la Tabla 2 de este documento.


### 8.2.2.1 Límites del error de tensión y desplazamiento de fase para transformadores de tensión para medición

El error de tensión y el desplazamiento de fase a la frecuencia nominal no deben sobre pasar los valores de la Tabla 12. ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. (Tabla 301 NTC 2207) a cualquier tensión entre 80% y 120% de la tensión nominal y para las cargas de:

- Cualquier valor entre 0VA y 100% de la carga nominal, con un factor de potencia igual a 1 para el **rango de carga I**.
- Entre el 25% y 100% de la carga nominal, con un factor de potencia de 0.8 inductivo para el **rango de carga II**.

**Tabla 12.** Límites de error de tensión y el desplazamiento de fase para transformadores de tensión para medición (tabla 301 NTC 2207)

| Clase | Error de tensión (relación) $\epsilon_v$<br>$\pm\%$ | Desplazamiento de fases $\Delta\phi$ |                     |
|-------|---|--------------------------------------|---------------------|
|       |   | $\pm$ minutos                        | $\pm$ centiradianes |
| 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                 |

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>38 DE 78 |

|   |     |                  |                  |
|---|-----|------------------|------------------|
| 3.0   | 3.0 | No se especifica | No se especifica |
| <p>Cuando los transformadores tienen dos devanados secundarios separados se debe tener en cuenta su interdependencia mutua. Es necesario especificar un rango de potencia para cada devanado sometido a ensayo y cada uno debe satisfacer los requisitos de exactitud dentro de su rango con los demás devanados sin ensayar a cualquier carga desde cero hasta el valor nominal.</p> <p>Si no se especificación los rangos de potencia, estos rangos para el devanado sometido a ensayo deben ser de 25% a 100% de la potencia nominal de cada devanado.</p> <p>Si uno de los devanados no está sometido a carga más que ocasionalmente durante tiempos cortos o si utiliza solo como un devanado de tensión residual se puede considerar insignificante su efecto sobre el otro devanado.</p> |     |                  |                  |

### 8.2.2.2 Determinación de la clase de exactitud

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 13 (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 13.** Rangos de carga para los ensayos de exactitud (tabla 305 NTC 2207)

| 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 table 302 de NTC 2207


### 8.2.3 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:

- El rango de operación de los transformadores de tensión fabricados bajo la norma NTC

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>39 DE 78 |

5787 (IEEE C57.13) está comprendido entre el 90% y el 110% 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 debe ser igual a la tensión nominal de la red.

- b. El rango de operación de los transformadores de tensión fabricados bajo la norma NTC 2207 (IEC 61869-3) o bajo la norma IEC 61869-5, está 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.

### 8.2.4 Tensión secundaria nominal


- a. La tensión secundaria nominal del transformador de tensión debe corresponder a los rangos de operación del medidor conectado a éste.
- b. Se recomienda que los medidores multirango sean calibrados para el valor de tensión secundaria nominal seleccionada para el transformador de tensión.
- c. Se recomienda que la tensión secundaria nominal sea seleccionada 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 máximo dos números decimales, utilizando el método común de redondeo para el segundo decimal.
- d. La tensión secundaria nominal de los transformadores de tensión conectados en las redes de media tensión, debe ser seleccionada de acuerdo con lo estimado en la Tabla 14.

**Tabla 14.** Transformadores de tensión. Tensión secundaria nominal

| Tensión nominal de la red<br>[V] | Tensión Secundaria TTs<br>[V] |
|----------------------------------|-------------------------------|
| 44.000                           | 110                           |
| 34.500                           | 115                           |
| 33.000                           | 120                           |
| 13.800                           | 120                           |
| 13.200                           | 120                           |
| $13.200/\sqrt{3}= 7.620$         | $120/\sqrt{3}$                |
| $34.500/\sqrt{3}$                | $115/\sqrt{3}$                |

Para las tensiones nominales de la red no referenciadas en la Tabla 14 debe seguirse la recomendación del literal c.

- e. 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

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>40 DE 78 |



secundaria nominal debe ser un valor dividido por  $\sqrt{3}$ . Por ejemplo: Si la tensión nominal primaria es  $\frac{13200}{\sqrt{3}}$  V, entonces la tensión nominal secundaria puede ser  $\frac{120}{\sqrt{3}}$  V.

### 8.2.5 Relación de transformación

Los transformadores de tensión solo se aceptan con una relación de transformación.

### 8.3 Transformadores de medida combinados

Cuando se utilizan transformadores combinados, aplican los mismos criterios para la selección del transformador de corriente y para la selección del transformador de tensión descritos en los numerales anteriores. Adicionalmente, el transformador debe cumplir los requerimientos de la NTC 4540 y la resolución CREG 038-2014. Los transformadores combinados deben contar con certificado de conformidad tanto para el transformador de corriente, como para el transformador de tensión, de forma independiente.

### 8.4 Niveles de aislamiento

Los valores normalizados deben ser seleccionados de la Tabla 15.

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 15.** Niveles de aislamiento nominales para arrollamientos primarios de transformadores de instrumentos. (NTC 5933-2012 / IEC61869-1:2007)

| Tensión más elevada para el equipo $U_m$ (Valor eficaz) [kV] | Tensión no disruptiva nominal a frecuencia industrial (valor eficaz) [kV] | Tensión no disruptiva nominal al impulso tipo rayo (valor pico) [kV] | Tensión no disruptiva nominal al impulso tipo maniobra (valor pico) [kV] |
|--|---|--|--|
| 0,72   | 3   | ---  |  |
| 1,2  | 6   | ---  |  |
| 3,6  | 10  | 20   |  |

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>41 DE 78 |

|      |     |      |      |
|------|-----|------|------|
|      |     | 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 | 95   | 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 |


Notas:

1. Para instalaciones en situación expuesta, se recomienda elegir los niveles de aislamiento más elevados.
2. En el caso de transformadores de instrumentos para instalaciones en GIS, los niveles de tensión no disruptiva a frecuencia industrial según norma IEC 62271-203 pueden ser diferentes.
3. Para niveles alternativos, véase la NTC 3328 (IEC 60071-1)

## 8.5 Equipos Auxiliares

### 8.5.1 Bornera o bloque de pruebas


El bloque de prueba debe ser usado en toda instalación que requiera medición semi-directa o medición indirecta, para garantizar la operación independiente de cada una de las señales provenientes de los transformadores de medida, así:

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>42 DE 78 |

- a. Cortocircuitando el secundario de cada transformador de corriente y abriendo las señales de tensión provenientes de cada una de las fases de la acometida en las mediciones semi-directas o del secundario de cada transformador de tensión en las mediciones indirectas, cuando se opera el elemento correspondiente.
- b. El bloque de pruebas se selecciona de acuerdo al número de elementos de la medición.
- c. Para una medición de dos elementos se utiliza un bloque de pruebas de siete polos y para una medición de tres elementos se utiliza un bloque de pruebas de diez polos; también se permite utilizar bloques de pruebas de diez polos en mediciones de dos elementos.
- d. El bloque de pruebas debe cumplir con las siguientes especificaciones técnicas:
  - Debe permitir desconectar y/o intercalar equipos de medición en forma individual con la instalación en servicio, para su verificación en el punto de conexión (intercalación de instrumento patrón) y/o reemplazo sin afectación de los restantes.
  - Debe garantizar en sus conexiones y ajustes, un buen contacto eléctrico. Además, deberá tener una cubierta sólida y transparente, de forma tal que sea posible inspeccionar el estado de sus partes móviles y contactos sin necesidad de removerla.
  - Debe tener dispositivos para la colocación de sellos de seguridad que impidan retirar la cubierta para manipulación en forma indebida o no autorizada.
  - La distancia mínima entre aldabas o barrajes del bloque de pruebas no debe ser inferior a 5mm.
  - Los tornillos y las aldabas no se deben deformar con el ajuste mínimo de apriete.
  - Certificado de conformidad de producto de acuerdo con norma de fabricación

### 8.5.2 Cables o conductores

- a. Los cables de conexión deben marcarse y protegerse contra daños físicos, en el anexo 1 de esta norma, los diagramas para la conexión de los elementos del sistema de medida y el código de colores definido por RETIE para cada tipo de sistema de potencia.
- b. El cable utilizado para la conexión entre los bornes secundarios de los transformadores de medida de tensión y de corriente y los bornes del medidor de energía debe ser en mínimo calibre 12AWG en cobre o aluminio (serie AA8000), se debe tener en cuenta que, para el uso de conductores de aluminio de forma subterránea, estos deben estar certificados para tal fin de acuerdo con el RETIE.
- c. En las instalaciones donde los transformadores de medida y el medidor de energía estén separados una distancia inferior a 1m o se encuentren alojados dentro del mismo encerramiento (tablero para medida semidirecta), el cable utilizado para la conexión entre los bornes secundarios de los transformadores de medida de tensión y de corriente y los bornes del medidor de energía puede ser hasta mínimo calibre 16AWG, siempre que los diferentes dispositivos, terminales secundarios de transformadores, bornera de pruebas y medidor de energía soporten la conexión de conductores de este calibre.
- d. Los conductores de las señales de corriente y tensión deben estar claramente identificados al inicio y al final del recorrido (equipo y borne al que están conectados), se

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>43 DE 78 |


debe utilizar elementos de marcación como placas o etiquetas plásticas que garanticen su conservación en las condiciones de instalación (en el exterior o al interior), no se permite utilizar etiquetas adhesivas.

## 8.6 Sistema contra incendios

- a. La medida de energía asociada exclusivamente al sistema contra incendios se debe hacer con equipo de medición indirecto, como lo indica el numeral 28.3.11 literal d del RETIE.
- b. El dimensionamiento de los transformadores de corrientes asociados al sistema de medida debe considerar todas condiciones operativas (condición nominal y de rotor bloqueado de las bombas).
- c. Los transformadores de corriente deben tener clase de exactitud especial (S), con el fin de garantizar la adecuada medición de energía.
- d. Se debe tener en cuenta la fuente de alimentación y la definición de un activo de conexión (transformador monousuario >15 kVA), para la ubicación y selección del sistema de medición.

## 9. TIPOS DE CONEXIONES ACEPTADAS POR EL GRUPO EPM

- a. En las redes de Grupo EPM para instalaciones nuevas con medida indirecta solo serán aceptadas conexiones en tres (3) elementos.
- b. Para instalaciones en nivel de tensión nominal hasta 15 kV que requieran un aumento de capacidad instalada, con cambio de los transformadores de corriente; y donde la potencia total instalada del inmueble, incluido el aumento de capacidad, sea superior a 1MVA, la medida solo será aceptada con tres (3) elementos, dado el riesgo del incumplimiento de los supuestos para las conexiones en dos (2) elementos.
- c. En medida semidirecta el número de fases del transformador debe corresponder con el número de elementos de medición.
- d. Las instalaciones donde su capacidad instalable tenga una corriente nominal menor a 100 A y su punto de conexión esta en nivel 1 de tensión (menor a 1kV) solo se admite conexión de medida directa.
- e. En el anexo 1, se encuentran los detalles de los diagramas de conexión permitidos, en dos (2) elementos para instalaciones existentes y para instalaciones nuevas con nivel de tensión mayor o igual a 15 kV. También los diagramas de conexión permitidos en tres (3) elementos para las instalaciones nuevas con nivel de tensión menor a 15 kV.
- f. En la conexión de los transformadores de medida, viendo desde el lado de la fuente hacia la carga, debe realizarse primero la conexión de los transformadores de corriente (TCs) y luego los de tensión (TTs) de las fases respectivas. Sin embargo, el uso de equipos de protección como seccionadores con cuchilla de puesta a tierra que requieren identificación de ausencia de tensión para su adecuada operación implica que, el orden en la conexión de los transformadores de medida puede variar en pro del óptimo

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>44 DE 78 |

funcionamiento de los equipos de protección.

### 9.1 Conexión en tres elementos

Consiste en utilizar tres Transformadores de Tensión (TTs) y tres Transformadores de Corriente (TC) para la medición de energía trifásica.

Los TTs 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).

Se recomienda realizar las conexiones de la siguiente manera:

a. Transformadores de Tensión:


- Utilizar los terminales primarios de los TTs 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 TTs 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 TTs marcados con "a" al medidor.
- Conectar independientemente cada uno de los terminales secundarios de los TTs 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 TTs).

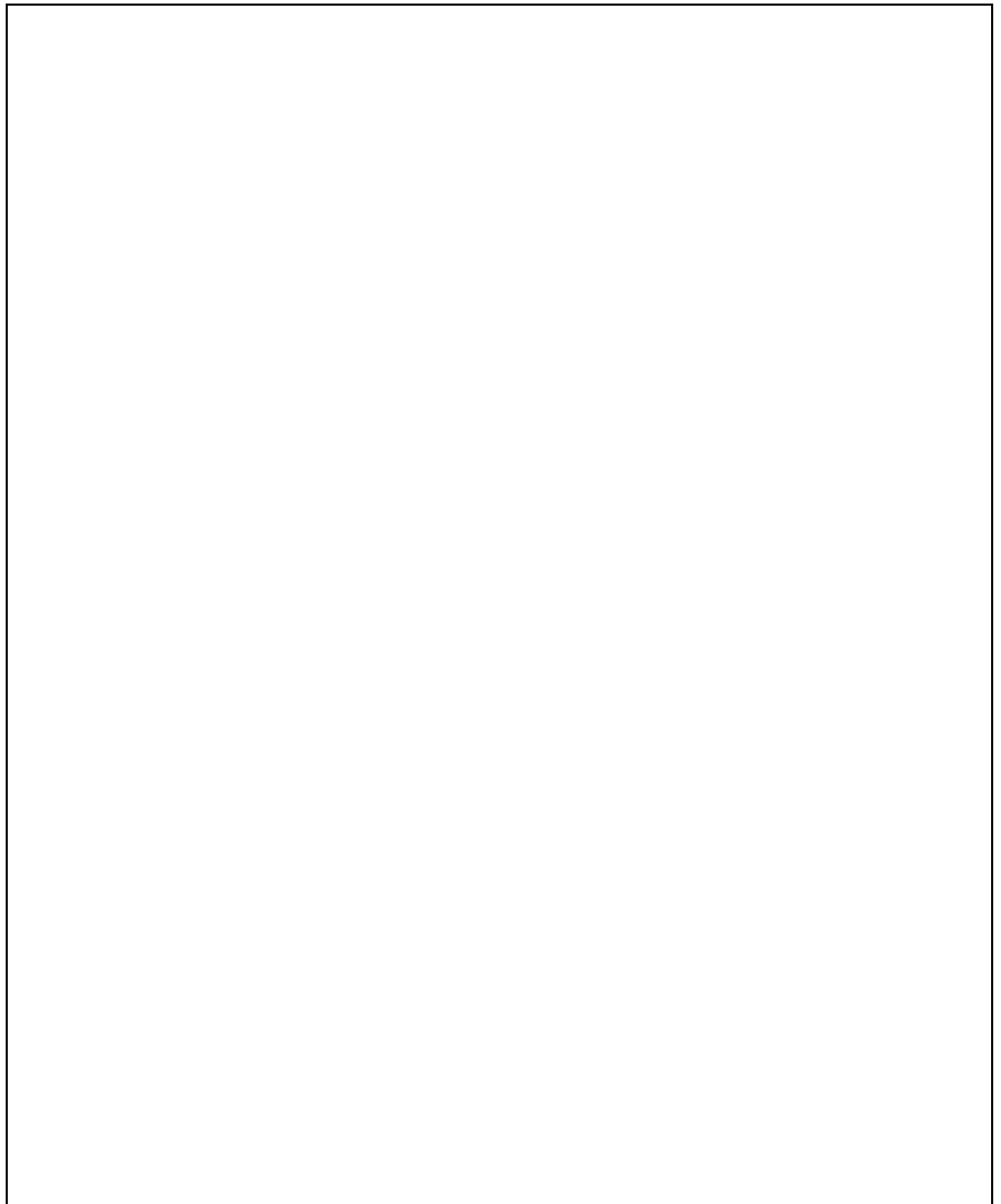
b. Transformadores de Corriente:


- 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 TCs).

## 10. ANEXOS

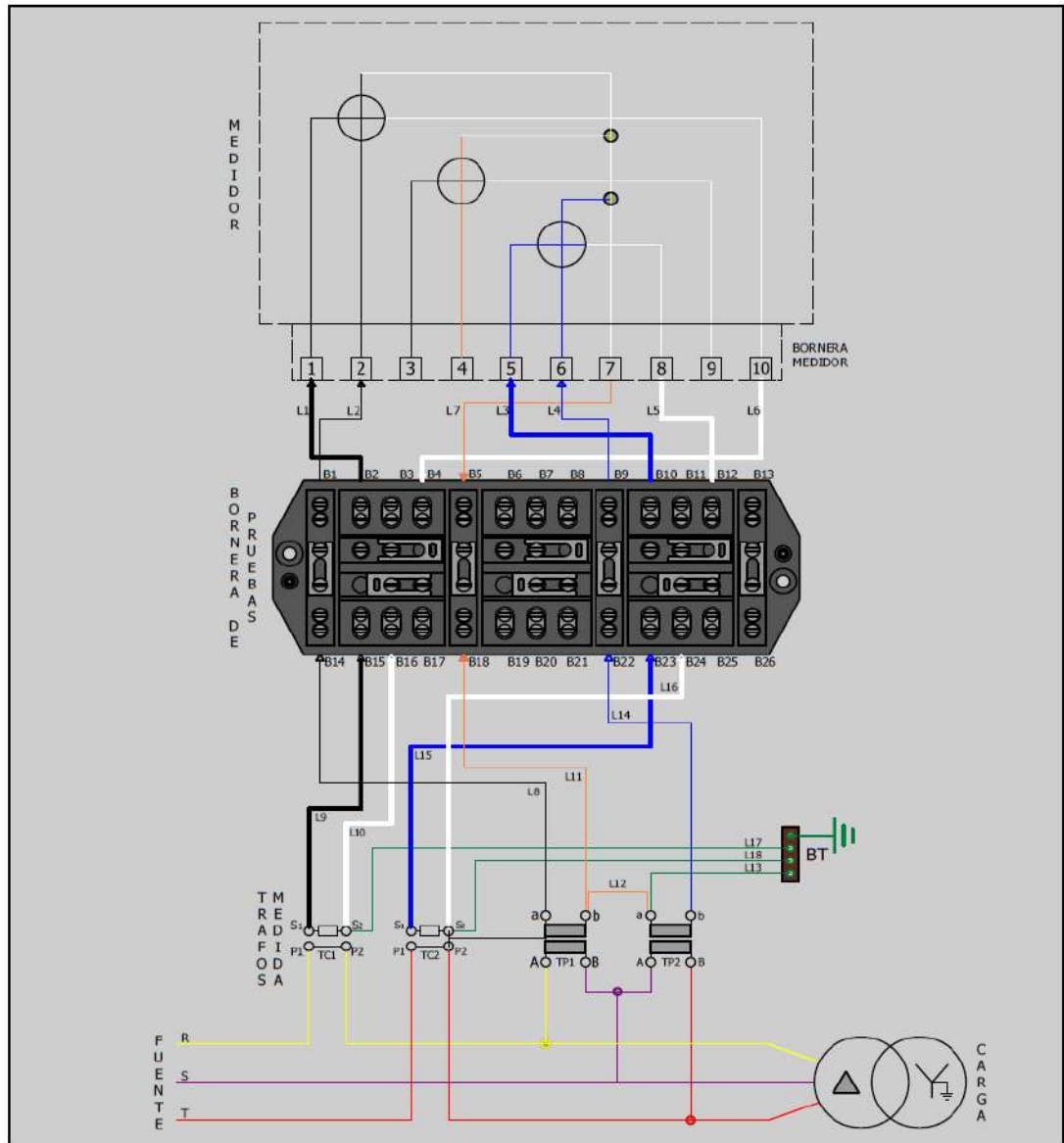
### 10.1 Anexo 1: Diagramas de conexión

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>45 DE 78 |



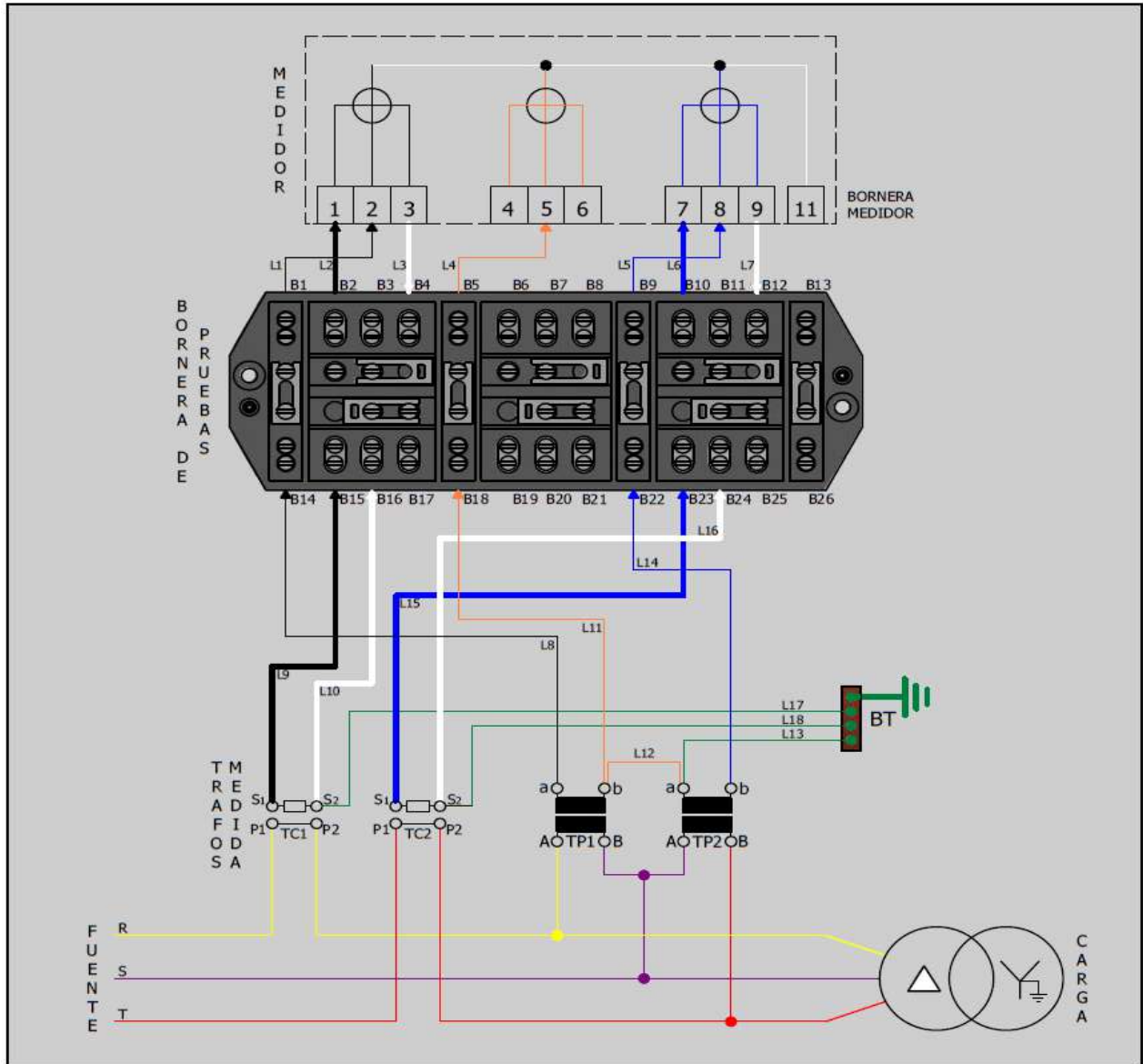
|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>46 DE 78 |

**Figura 1.** Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs y 2 TTs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 3H.



| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR   | DESCRIPCIÓN                          | CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR   | DESCRIPCIÓN  |
|------------------|---------|--------------------------------------|------------------|---------|--|
| L1               | NEGRO   | De B2 a Borne 1 Medidor              | L11              | NARANJA | De Borne secundario (b) de TP1 a B18                         |
| L2               | NEGRO   | De B1 a Borne 2 Medidor              | L12              | NARANJA | De Borne secundario (b) de TP1 a Borne secundario (a) de TP2 |
| L3               | AZUL    | De B10 a Borne 5 Medidor             | L13              | VERDE   | De Borne secundario (a) de TP2 a BT                          |
| L4               | AZUL    | De B9 a Borne 6 Medidor              | L14              | AZUL    | De Borne secundario (b) de TP2 a B22                         |
| L5               | BLANCO  | De Borne 8 Medidor a B12             | L15              | AZUL    | De Borne S1 de TC2 a B23                                     |
| L6               | BLANCO  | De Borne 10 Medidor a B4             | L16              | BLANCO  | De Borne S2 de TC2 a B24                                     |
| L7               | NARANJA | De Borne 7 Medidor a B5              | L17              | VERDE   | De Borne S2 de TC1 a BT                                      |
| L8               | NEGRO   | De Borne secundario (a) de TP1 a B14 | L18              | VERDE   | De Borne S2 de TC2 a BT                                      |
| L9               | NEGRO   | De Borne S1 de TC1 a B15             |                  |         |  |
| L10              | BLANCO  | De Borne S2 de TC1 a B16             |                  |         |  |

**Figura 2. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs y 2 TTs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 3H.**

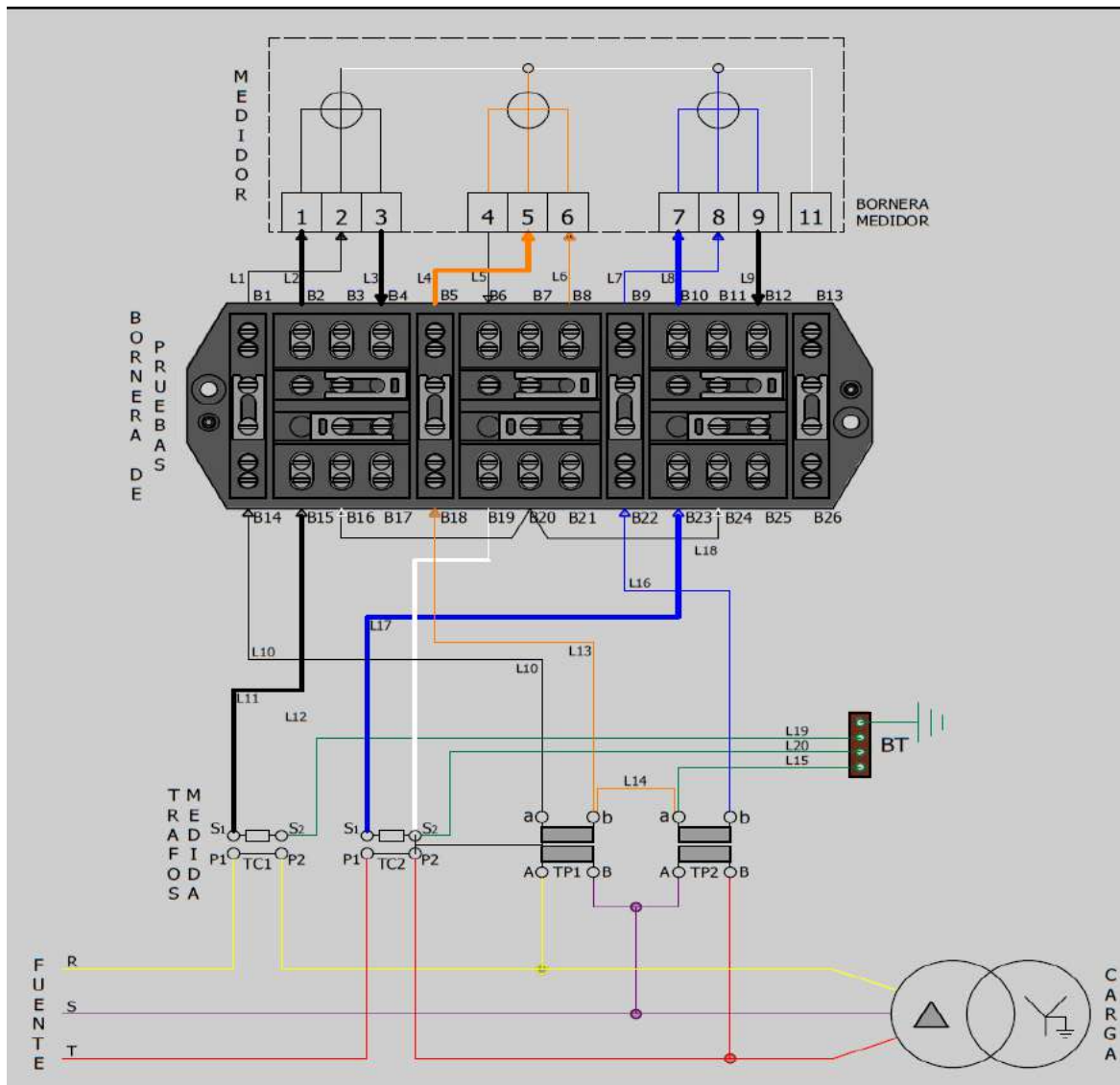


| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR   | DESCRIPCIÓN                          |
|------------------|---------|--------------------------------------|
| L1               | NEGRO   | De B1 a Borne 2 Medidor              |
| L2               | NEGRO   | De B2 a Borne 1 Medidor              |
| L3               | BLANCO  | De B4 a Borne 3 Medidor              |
| L4               | NARANJA | De B5 a Borne 5 Medidor              |
| L5               | AZUL    | De B9 a Borne 8 Medidor              |
| L6               | AZUL    | De B10 a Borne 7 Medidor             |
| L7               | BLANCO  | De B12 a Borne 9 Medidor             |
| L8               | NEGRO   | De Borne secundario (a) de TP1 a B14 |
| L9               | NEGRO   | De Borne S1 de TC1 a B15             |
| L10              | BLANCO  | De Borne S2 de TC1 a B16             |

| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR   | DESCRIPCIÓN  |
|------------------|---------|--|
| L11              | NARANJA | De Borne secundario (b) de TP1 a B18                         |
| L12              | NARANJA | De Borne secundario (b) de TP1 a Borne secundario (a) de TP2 |
| L13              | VERDE   | De Borne secundario (a) de TP2 a BT                          |
| L14              | AZUL    | De Borne secundario (b) de TP2 a B22                         |
| L15              | AZUL    | De Borne S1 de TC2 a B23                                     |
| L16              | BLANCO  | De Borne S2 de TC2 a B24                                     |
| L17              | VERDE   | De Borne S2 de TC1 a BT                                      |
| L18              | VERDE   | De Borne S2 de TC2 a BT                                      |




Figura 3. Medición indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida 2 TCs y 2 TTs, suma inversa - Aron.  
Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H.

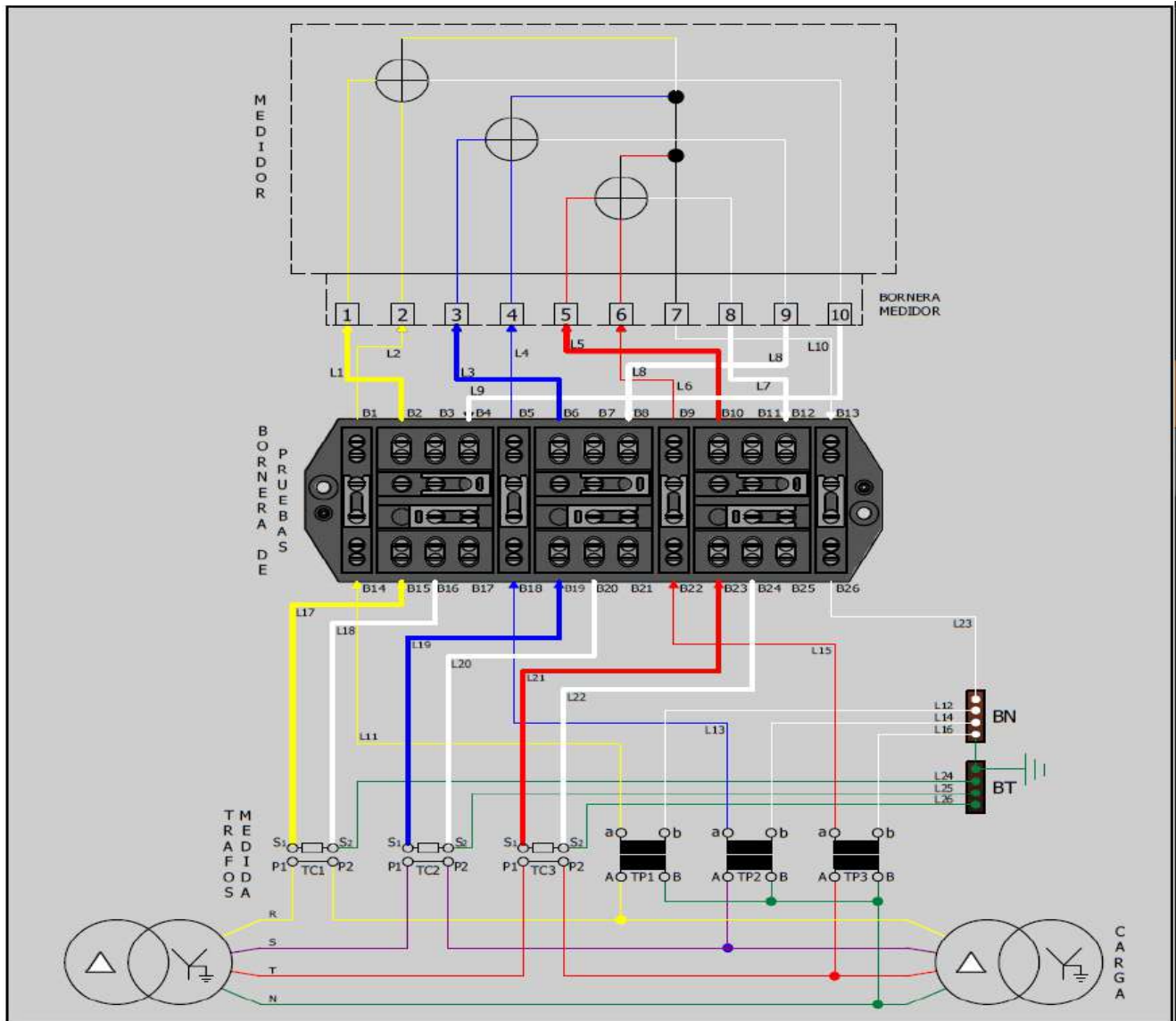


| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR   | DESCRIPCIÓN                          |
|------------------|---------|--------------------------------------|
| L1               | NEGRO   | De B1 a Borne 2 Medidor              |
| L2               | NEGRO   | De B2 a Borne 1 Medidor              |
| L3               | NEGRO   | De B4 a 3 del Medidor                |
| L4               | NARANJA | De B5 a Borne 5 Medidor              |
| L5               | NEGRO   | De B6 a Borne 4 Medidor              |
| L6               | NARANJA | De B8 a Borne 6 Medidor              |
| L7               | AZUL    | De B9 a Borne 8 Medidor              |
| L8               | AZUL    | De B10 a Borne 7 Medidor             |
| L9               | NEGRO   | De B12 a Borne 9 Medidor             |
| L10              | NEGRO   | De Borne secundario (a) de TP1 A B14 |

| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR   | DESCRIPCIÓN   |
|------------------|---------|---|
| L11              | NEGRO   | De Borne S1 de TC1 a B15  |
| L12              | BLANCO  | De Borne S2 de TC1 a B16  |
| L13              | NARANJA | De Borne secundario (b) de TP1 a B18                            |
| L14              | NARANJA | De Borne secundario (b) de TP1 a De Borne secundario (a) de TP2 |
| L15              | VERDE   | De Borne secundario (a) de TP2 a BT                             |
| L16              | AZUL    | De Borne secundario (b) de TP2 a B22                            |
| L17              | AZUL    | De Borne S1 de TC2 a B23  |
| L18              | BLANCO  | De Borne S2 de TC2 a B24  |
| L19              | VERDE   | De Borne S2 de TC1 a BT   |
| L20              | VERDE   | De Borne S2 de TC2 a BT   |

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | <b>REV. 4</b>       |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>49 DE 78 |

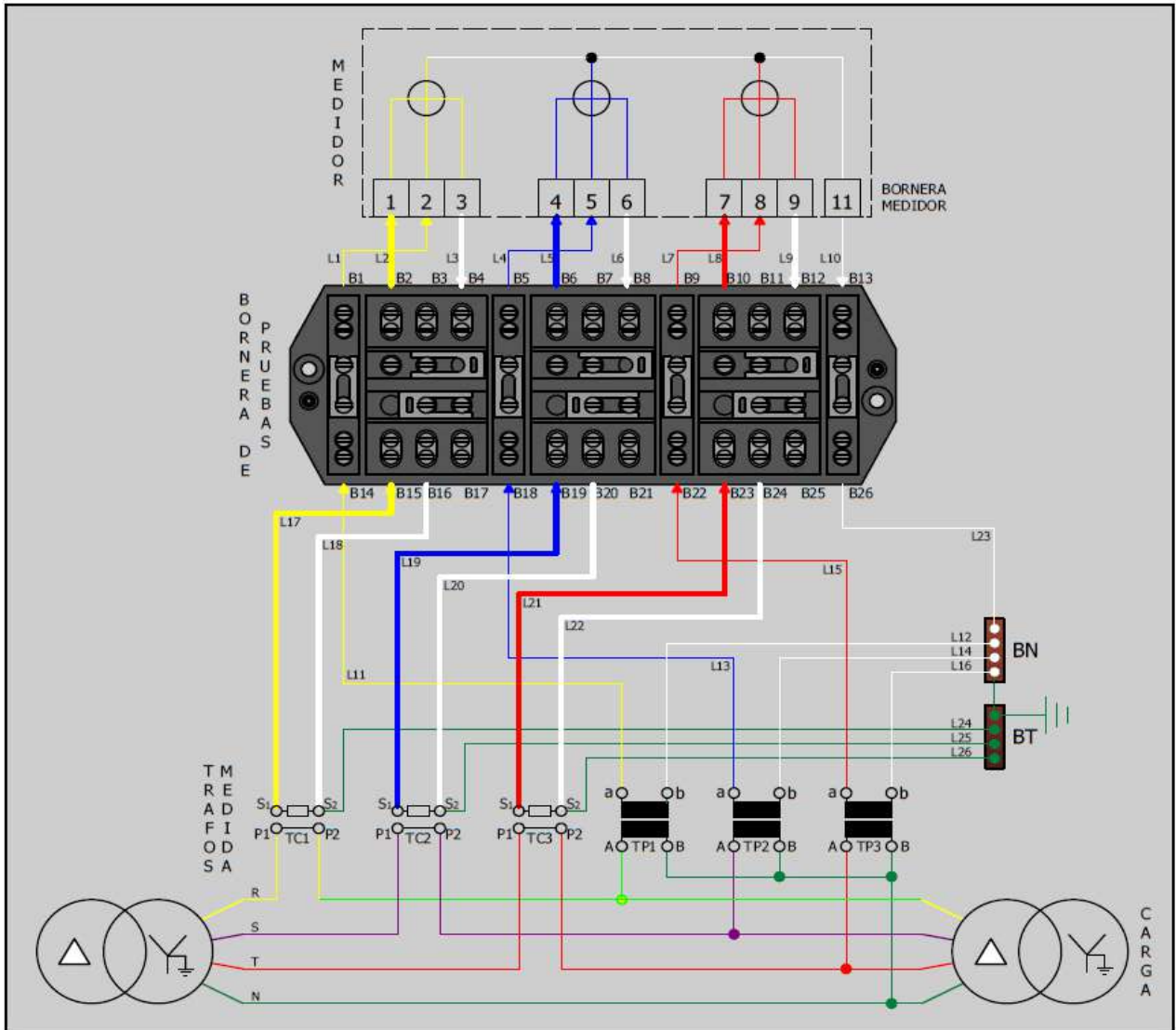
**Figura 4. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs y 3 TTs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas.**



| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR    | DESCRIPCIÓN                          |
|------------------|----------|--------------------------------------|
| L1               | AMARILLO | De B2 a Borne 1 Medidor              |
| L2               | AMARILLO | De B1 a Borne 2 Medidor              |
| L3               | AZUL     | De B6 a Borne 3 Medidor              |
| L4               | AZUL     | De B5 a Borne 4 Medidor              |
| L5               | ROJO     | De B10 a Borne 5 Medidor             |
| L6               | ROJO     | De B9 a Borne 6 Medidor              |
| L7               | BLANCO   | De Borne 8 Medidor a B12             |
| L8               | BLANCO   | De Borne 9 Medidor a B8              |
| L9               | BLANCO   | De Borne 10 Medidor a B4             |
| L10              | BLANCO   | De Borne 7 Medidor a B13             |
| L11              | AMARILLO | De Borne secundario (a) de TP1 a B14 |
| L12              | BLANCO   | De Borne secundario (b) de TP1 a BN  |
| L13              | AZUL     | De Borne secundario (a) de TP2 a B18 |

| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR    | DESCRIPCIÓN                          |
|------------------|----------|--------------------------------------|
| L14              | BLANCO   | De Borne secundario (b) de TP2 a BN  |
| L15              | ROJO     | De Borne secundario (a) de TP3 a B22 |
| L16              | BLANCO   | De Borne secundario (b) de TP3 a BN  |
| L17              | AMARILLO | De Borne S1 de TC1 a B15             |
| L18              | BLANCO   | De Borne S2 de TC1 a B16             |
| L19              | AZUL     | De Borne S1 de TC2 a B19             |
| L20              | BLANCO   | De Borne S2 de TC2 a B20             |
| L21              | ROJO     | De Borne S1 de TC3 a B23             |
| L22              | BLANCO   | De Borne S2 de TC3 a B24             |
| L23              | BLANCO   | De B26 a BN                          |
| L24              | VERDE    | De Borne S2 de TC1 a BT              |
| L25              | VERDE    | De Borne S2 de TC2 a BT              |
| L26              | VERDE    | De Borne S2 de TC3 a BT              |

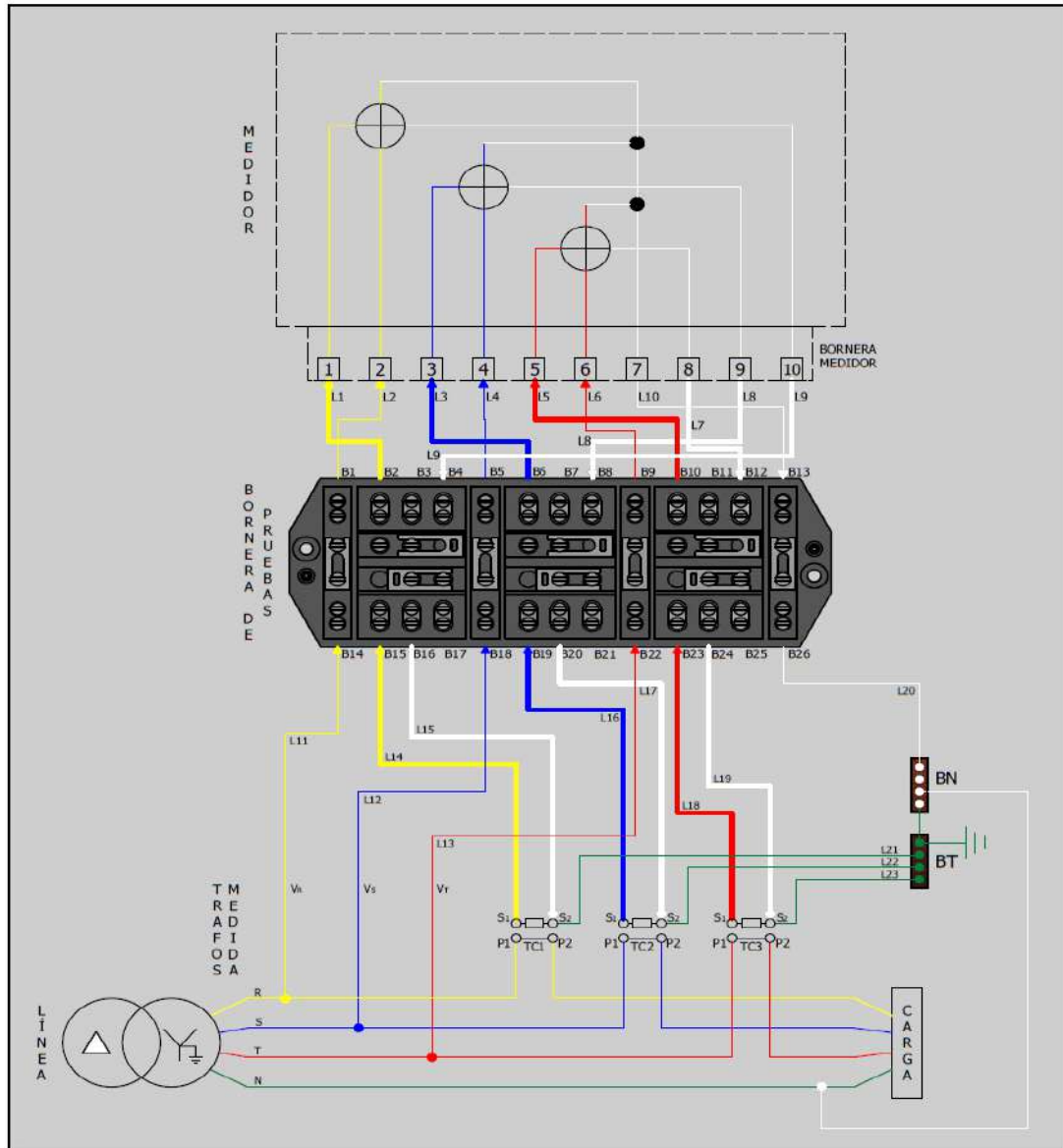
**Figura 5. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs y 3 TTs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas.**



| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR    | DESCRIPCIÓN                          |
|------------------|----------|--------------------------------------|
| L1               | AMARILLO | De B1 a Borne 2 Medidor              |
| L2               | AMARILLO | De B2 a Borne 1 Medidor              |
| L3               | BLANCO   | De B4 a Borne 3 Medidor              |
| L4               | AZUL     | De B5 a Borne 5 Medidor              |
| L5               | AZUL     | De B6 a Borne 4 Medidor              |
| L6               | BLANCO   | De B8 a Borne 6 Medidor              |
| L7               | ROJO     | De B9 a Borne 8 Medidor              |
| L8               | ROJO     | De B10 a Borne 7 Medidor             |
| L9               | BLANCO   | De B12 a Borne 9 Medidor             |
| L10              | BLANCO   | De B13 a Borne 11 Medidor            |
| L11              | AMARILLO | De Borne secundario (a) de TP1 a B14 |
| L12              | BLANCO   | De Borne secundario (b) de TP1 a BN  |
| L13              | AZUL     | De Borne secundario (a) de TP2 a B18 |

| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR    | DESCRIPCIÓN                          |
|------------------|----------|--------------------------------------|
| L14              | BLANCO   | De Borne secundario (b) de TP2 a BN  |
| L15              | ROJO     | De Borne secundario (a) de TP3 a B22 |
| L16              | BLANCO   | De Borne secundario (b) de TP3 a BN  |
| L17              | AMARILLO | De Borne S1 de TC1 a B15             |
| L18              | BLANCO   | De Borne S2 de TC1 a B16             |
| L19              | AZUL     | De Borne S1 de TC2 a B19             |
| L20              | BLANCO   | De Borne S2 de TC2 a B20             |
| L21              | ROJO     | De Borne S1 de TC3 a B23             |
| L22              | BLANCO   | De Borne S2 de TC3 a B24             |
| L23              | BLANCO   | De B26 a BN                          |
| L24              | VERDE    | De Borne S2 de TC1 a BT              |
| L25              | VERDE    | De Borne S2 de TC2 a BT              |
| L26              | VERDE    | De Borne S2 de TC3 a BT              |

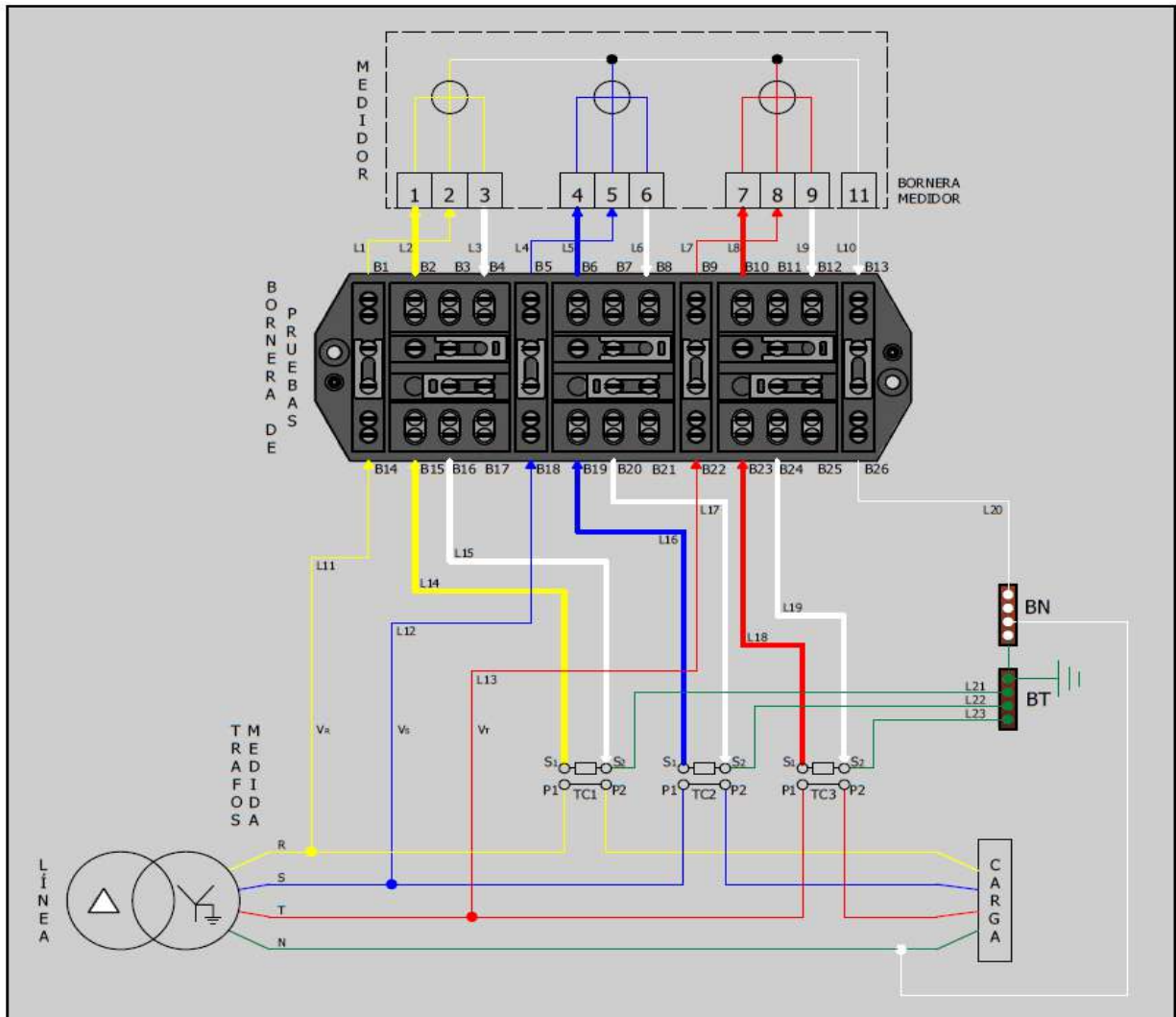
**Figura 6.** Medida Semi-directa. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 4H.



| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR    | DESCRIPCIÓN                       |
|------------------|----------|-----------------------------------|
| L1               | AMARILLO | De B2 a Borne 1 Medidor           |
| L2               | AMARILLO | De B1 a Borne 2 Medidor           |
| L3               | AZUL     | De B6 a Borne 3 Medidor           |
| L4               | AZUL     | De B5 a Borne 4 Medidor           |
| L5               | ROJO     | De B10 a Borne 5 Medidor          |
| L6               | ROJO     | De B9 a Borne 6 Medidor           |
| L7               | BLANCO   | De Borne 8 Medidor a B12          |
| L8               | BLANCO   | De Borne 9 Medidor a B8           |
| L9               | BLANCO   | De Borne 10 Medidor a B4          |
| L10              | BLANCO   | De Borne 7 Medidor a B13          |
| L11              | AMARILLO | De Barraje principal Fase R a B14 |
| L12              | AZUL     | De Barraje principal Fase S a B18 |
| L13              | ROJO     | De Barraje principal Fase T a B22 |

| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR    | DESCRIPCIÓN              |
|------------------|----------|--------------------------|
| L14              | AMARILLO | De Borne S1 de TC1 a B15 |
| L15              | BLANCO   | De Borne S2 de TC1 a B16 |
| L16              | AZUL     | De Borne S1 de TC2 a B19 |
| L17              | BLANCO   | De Borne S2 de TC2 a B20 |
| L18              | ROJO     | De Borne S1 de TC3 a B23 |
| L19              | BLANCO   | De Borne S2 de TC3 a B24 |
| L20              | BLANCO   | De B26 a BN              |
| L21              | VERDE    | De Borne S2 de TC1 a BT  |
| L22              | VERDE    | De Borne S2 de TC2 a BT  |
| L23              | VERDE    | De Borne S2 de TC3 a BT  |

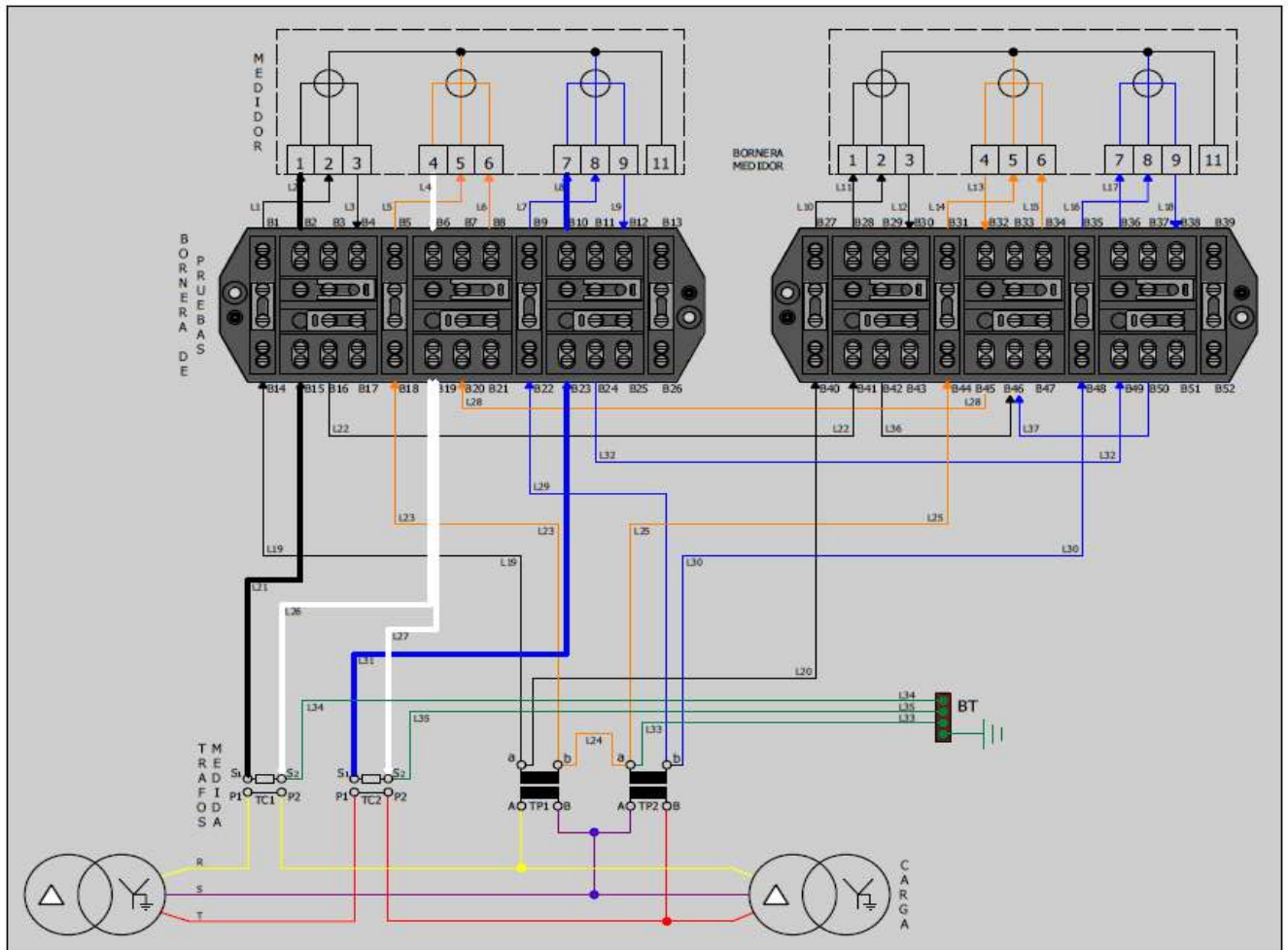
**Figura 7.** Medida Semi-directa. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H.



| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR    | DESCRIPCIÓN                       |
|------------------|----------|-----------------------------------|
| L1               | AMARILLO | De B1 a Borne 2 Medidor           |
| L2               | AMARILLO | De B2 a Borne 1 Medidor           |
| L3               | BLANCO   | De B4 a Borne 3 Medidor           |
| L4               | AZUL     | De B5 a Borne 5 Medidor           |
| L5               | AZUL     | De B6 a Borne 4 Medidor           |
| L6               | BLANCO   | De B8 a Borne 6 Medidor           |
| L7               | ROJO     | De B9 a Borne 8 Medidor           |
| L8               | ROJO     | De B10 a Borne 7 Medidor          |
| L9               | BLANCO   | De B12 a Borne 9 Medidor          |
| L10              | BLANCO   | De B13 a Borne 11 Medidor         |
| L11              | AMARILLO | De Barraje principal Fase R a B14 |
| L12              | AZUL     | De Barraje principal Fase S a B18 |
| L13              | ROJO     | De Barraje principal Fase T a B22 |

| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR    | DESCRIPCIÓN              |
|------------------|----------|--------------------------|
| L14              | AMARILLO | De Borne S1 de TC1 a B15 |
| L15              | BLANCO   | De Borne S2 de TC1 a B16 |
| L16              | AZUL     | De Borne S1 de TC2 a B19 |
| L17              | BLANCO   | De Borne S2 de TC2 a B20 |
| L18              | ROJO     | De Borne S1 de TC3 a B23 |
| L19              | BLANCO   | De Borne S2 de TC3 a B24 |
| L20              | BLANCO   | De B26 a BN              |
| L21              | VERDE    | De Borne S2 de TC1 a BT  |
| L22              | VERDE    | De Borne S2 de TC2 a BT  |
| L23              | VERDE    | De Borne S2 de TC3 a BT  |

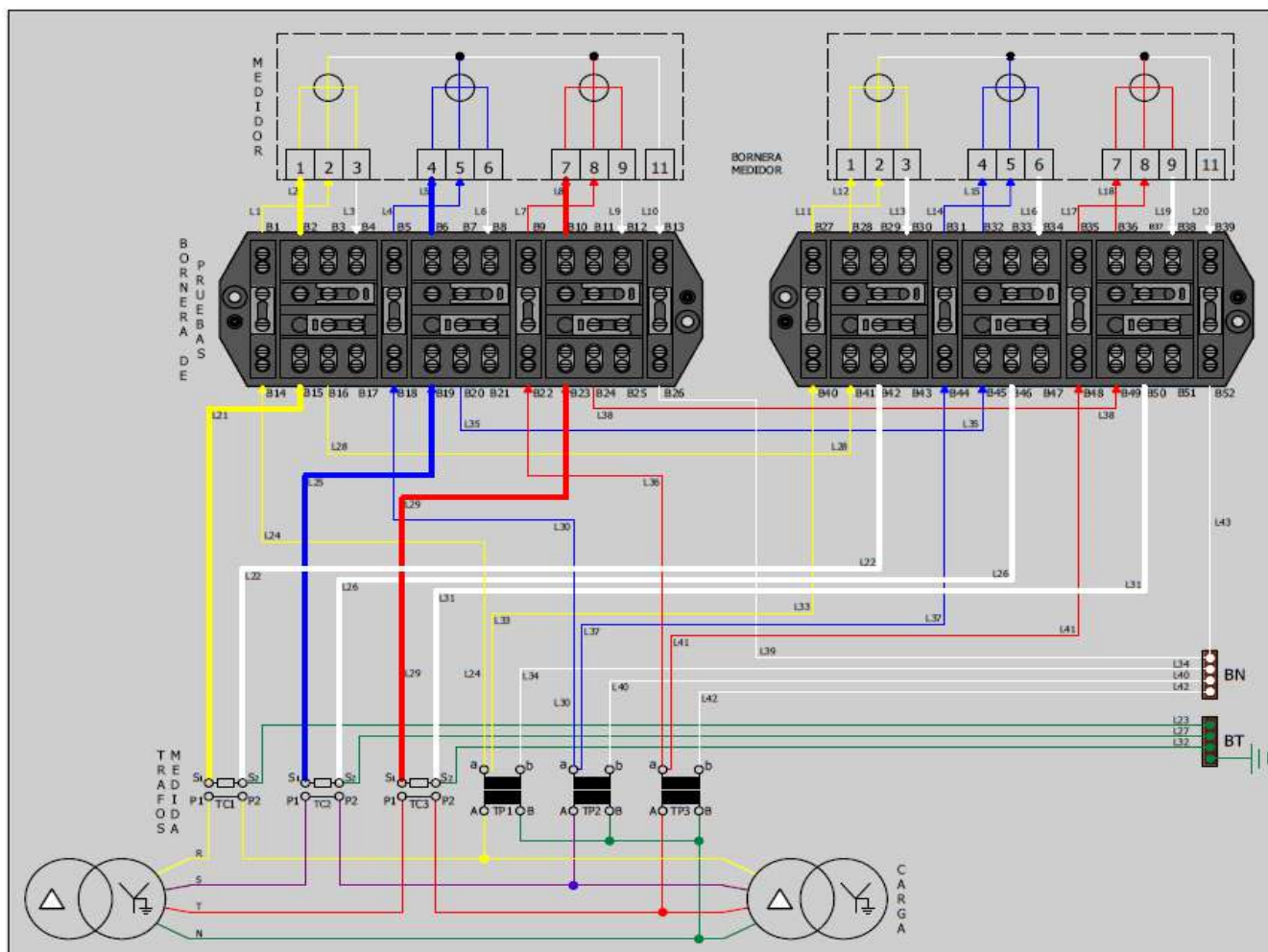
Figura 8. Medición indirecta. Medidor con respaldo. Diagrama de conexión de equipos de medida 2 TCs y 2 TTs, suma inversa - Aron. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H.



| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR   | DESCRIPCIÓN                          |
|------------------|---------|--------------------------------------|
| L1               | NEGRO   | De B1 a Borne 2 Medidor Principal    |
| L2               | NEGRO   | De B2 a Borne 1 Medidor Principal    |
| L3               | NEGRO   | De Borne 3 Medidor Principal a B4    |
| L4               | BLANCO  | De Borne 4 Medidor Principal a B6    |
| L5               | NARANJA | De B5 a Borne 5 Medidor Principal    |
| L6               | NARANJA | De B8 a Borne 6 Medidor Principal    |
| L7               | AZUL    | De B9 a Borne 8 Medidor Principal    |
| L8               | AZUL    | De B10 a Borne 7 Medidor Principal   |
| L9               | AZUL    | De Borne 9 Medidor Principal a B12   |
| L10              | NEGRO   | De B27 a Borne 2 Medidor Respaldo    |
| L11              | NEGRO   | De B28 a Borne 1 Medidor Respaldo    |
| L12              | NEGRO   | De Borne 3 Medidor Respaldo a B30    |
| L13              | NARANJA | De Borne 4 Medidor Respaldo a B32    |
| L14              | NARANJA | De B31 a Borne 5 Medidor Respaldo    |
| L15              | NARANJA | De B34 a Borne 6 Medidor Respaldo    |
| L16              | AZUL    | De B35 a Borne 8 Medidor Respaldo    |
| L17              | AZUL    | De B36 a Borne 7 Medidor Respaldo    |
| L18              | AZUL    | De Borne 9 Medidor Respaldo a B38    |
| L19              | NEGRO   | De Borne secundario (a) de TP1 a B14 |


| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR   | DESCRIPCIÓN  |
|------------------|---------|--|
| L20              | NEGRO   | De Borne secundario (a) de TP1 a B40   |
| L21              | NEGRO   | De Borne S1 de TC1 a B15   |
| L22              | NEGRO   | De B16 a B41   |
| L23              | NARANJA | De Borne secundario (b) de TP1 a B18<br>De Borne secundario (b) de TP1 a Borne secundario (a) de TP2 |
| L24              | NARANJA | De Borne secundario (a) de TP2 a B44   |
| L25              | NARANJA | De Borne secundario (a) de TP2 a B44   |
| L26              | BLANCO  | De B19 a Borne S2 de TC1   |
| L27              | BLANCO  | De B19 a Borne S2 de TC2   |
| L28              | NARANJA | De B45 a B20   |
| L29              | AZUL    | De Borne secundario (b) de TP2 a B22   |
| L30              | AZUL    | De Borne secundario (b) de TP2 a B48   |
| L31              | AZUL    | De Borne S1 de TC2 a B23   |
| L32              | AZUL    | De B24 a B49   |
| L33              | VERDE   | De Borne secundario (a) de TP2 a BT  |
| L34              | VERDE   | De Borne S2 de TC1 a BT  |
| L35              | VERDE   | De Borne S2 de TC2 a BT  |
| L36              | NEGRO   | De B42 a B46   |
| L37              | AZUL    | De B50 a B46   |

**Figura 9. Medida Indirecta. Medidor con respaldo** Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs y 3 TTs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas.

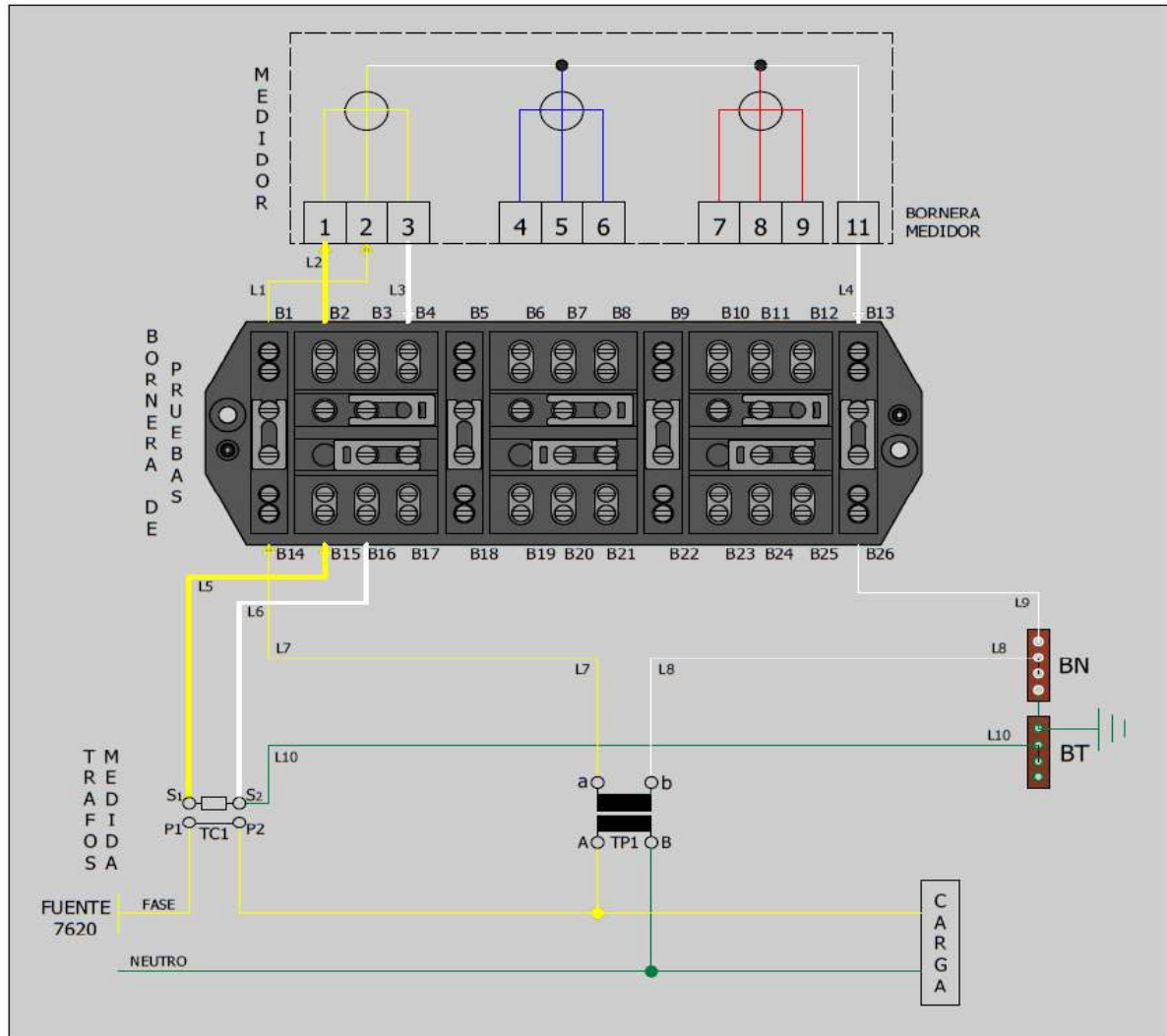


| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR    | DESCRIPCIÓN                           |
|------------------|----------|---------------------------------------|
| L1               | AMARILLO | De B1 a Borne 2 Medidor Principal     |
| L2               | AMARILLO | De B2 a Borne 1 Medidor Principal     |
| L3               | BLANCO   | De Borne 3 Medidor Principal a B4     |
| L4               | AZUL     | De B5 a Borne 5 Medidor Principal     |
| L5               | AZUL     | De B5 a Borne 4 Medidor Principal     |
| L6               | BLANCO   | De Borne 6 Medidor Principal a B8     |
| L7               | ROJO     | De B9 a Borne 8 Medidor Principal     |
| L8               | ROJO     | De B10 a Borne 7 Medidor Principal    |
| L9               | BLANCO   | De Borne 9 Medidor Principal a B12    |
| L10              | BLANCO   | De Borne 11 Medidor Principal a B13   |
| L11              | AMARILLO | De B27 a Borne 2 Medidor Respaldo     |
| L12              | AMARILLO | De B28 a Borne 1 Medidor Respaldo     |
| L13              | BLANCO   | De Borne 3 Medidor de Respaldo a B30  |
| L14              | AZUL     | De B32 a Borne 4 Medidor Respaldo     |
| L15              | AZUL     | De B31 a Borne 5 Medidor Respaldo     |
| L16              | BLANCO   | De Borne 6 Medidor de Respaldo a B34  |
| L17              | ROJO     | De B36 a Borne 7 Medidor Respaldo     |
| L18              | ROJO     | De B35 a Borne 8 Medidor Respaldo     |
| L19              | BLANCO   | De Borne 9 Medidor de Respaldo a B38  |
| L20              | BLANCO   | De Borne 11 Medidor de Respaldo a B39 |
| L21              | AMARILLO | De Borne S1 de TC1 A B15              |
| L22              | BLANCO   | De Borne S2 de TC1 A B42              |

| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR    | DESCRIPCIÓN                          |
|------------------|----------|--------------------------------------|
| L23              | VERDE    | De Borne S2 de TC1 a BT              |
| L24              | AMARILLO | De Borne secundario (a) de TP1 a B14 |
| L25              | AZUL     | De Borne S1 de TC2 a B19             |
| L26              | BLANCO   | De Borne S2 de TC2 a B46             |
| L27              | VERDE    | De Borne S2 de TC2 a BT              |
| L28              | AMARILLO | De B16 a B41                         |
| L29              | ROJO     | De Borne S1 de TC3 a B23             |
| L30              | AZUL     | De Borne secundario (a) de TP2 a B18 |
| L31              | BLANCO   | De Borne S2 de TC3 a B50             |
| L32              | VERDE    | De Borne S2 de TC3 a BT              |
| L33              | AMARILLO | De Borne secundario (a) de TP1 a B40 |
| L34              | BLANCO   | De Borne secundario (b) de TP1 a BT  |
| L35              | AZUL     | De B20 a B45                         |
| L36              | ROJO     | De Borne secundario (a) de TP3 a B22 |
| L37              | AZUL     | De Borne secundario (a) de TP2 a B44 |
| L38              | ROJO     | De B24 a B49                         |
| L39              | BLANCO   | De B26 a BN                          |
| L40              | BLANCO   | De Borne secundario (b) de TP2 a BN  |
| L41              | ROJO     | De Borne secundario (a) de TP3 a B48 |
| L42              | BLANCO   | De Borne secundario (b) de TP3 a BN  |
| L43              | BLANCO   | De B52 a BN                          |

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | <b>REV. 4</b>       |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>55 DE 78 |

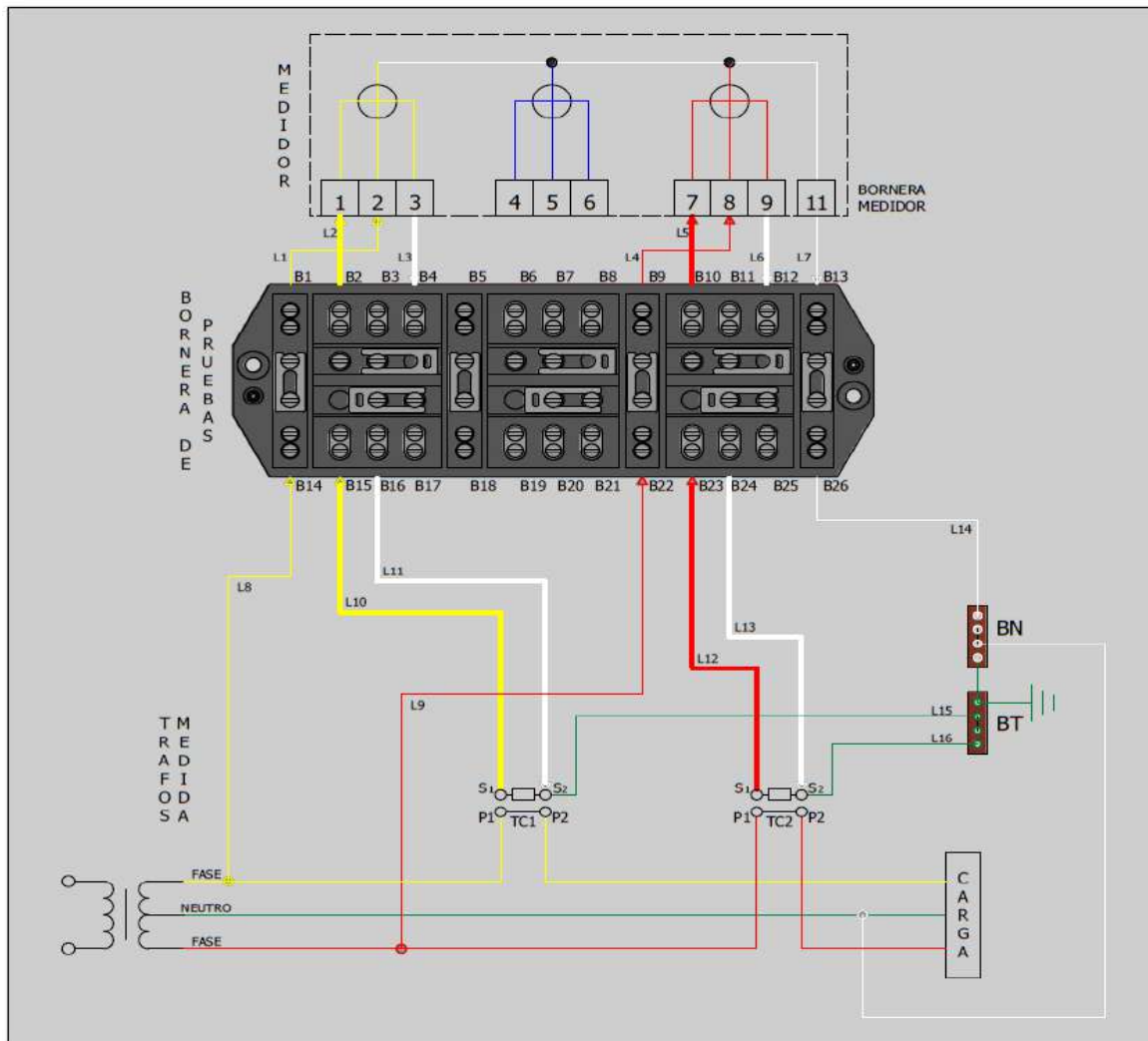
**Figura 10.** Medida Indirecta monofásica. Diagrama de conexión de equipos de medida con 1 TCs y 1 TP. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F - 4H. Aplica para instalaciones nuevas.



| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR    | DESCRIPCIÓN                          |
|------------------|----------|--------------------------------------|
| L1               | AMARILLO | De B1 a Borne 2 Medidor              |
| L2               | AMARILLO | De B2 a Borne 1 Medidor              |
| L3               | BLANCO   | De B4 a Borne 3 Medidor              |
| L4               | BLANCO   | De B13 a Borne 11 Medidor            |
| L5               | AMARILLO | De Borne S1 de TC1 a B15             |
| L6               | BLANCO   | De Borne S2 de TC1 a B16             |
| L7               | AMARILLO | De Borne secundario (a) de TP1 a B14 |
| L8               | BLANCO   | De Borne secundario (b) de TP1 a BN  |
| L9               | BLANCO   | De B26 a BN                          |
| L10              | VERDE    | De Borne S2 de TC1 a BT              |



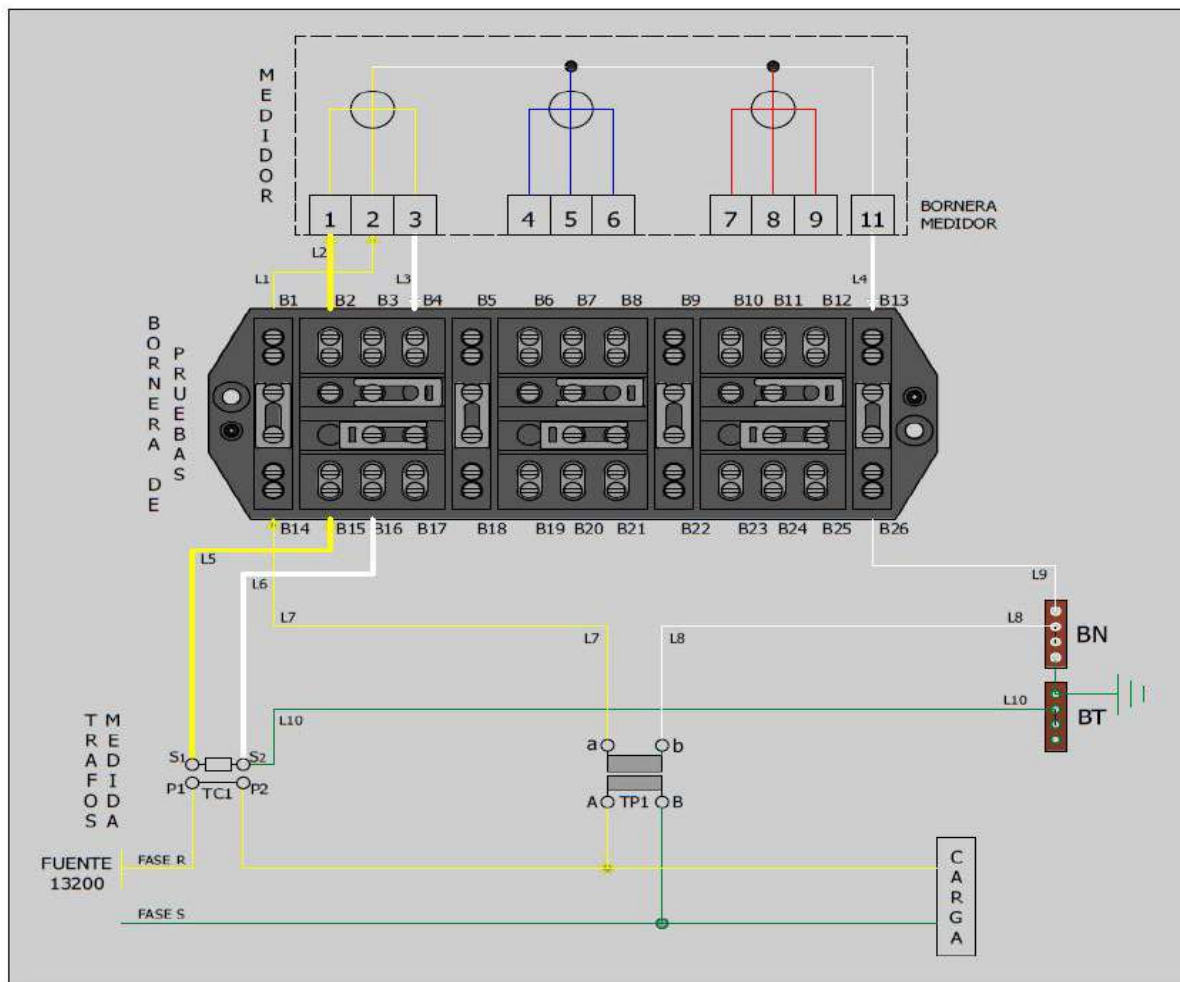
**Figura 11.** Medida Semi-directa monofásica trifilar. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F - 4H



| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR    | DESCRIPCIÓN                       |
|------------------|----------|-----------------------------------|
| L1               | AMARILLO | De B1 a Borne 2 Medidor           |
| L2               | AMARILLO | De B2 a Borne 1 Medidor           |
| L3               | BLANCO   | De B4 a Borne 3 Medidor           |
| L4               | ROJO     | De B9 a Borne 8 Medidor           |
| L5               | ROJO     | De B10 a Borne 7 Medidor          |
| L6               | BLANCO   | De B12 a Borne 9 Medidor          |
| L7               | BLANCO   | De B13 a Borne 11 Medidor         |
| L8               | AMARILLO | De Barraje principal Fase 1 a B14 |
| L9               | ROJO     | De Barraje principal Fase 1 a B22 |
| L10              | AMARILLO | De Borne S1 de TC1 a B15          |

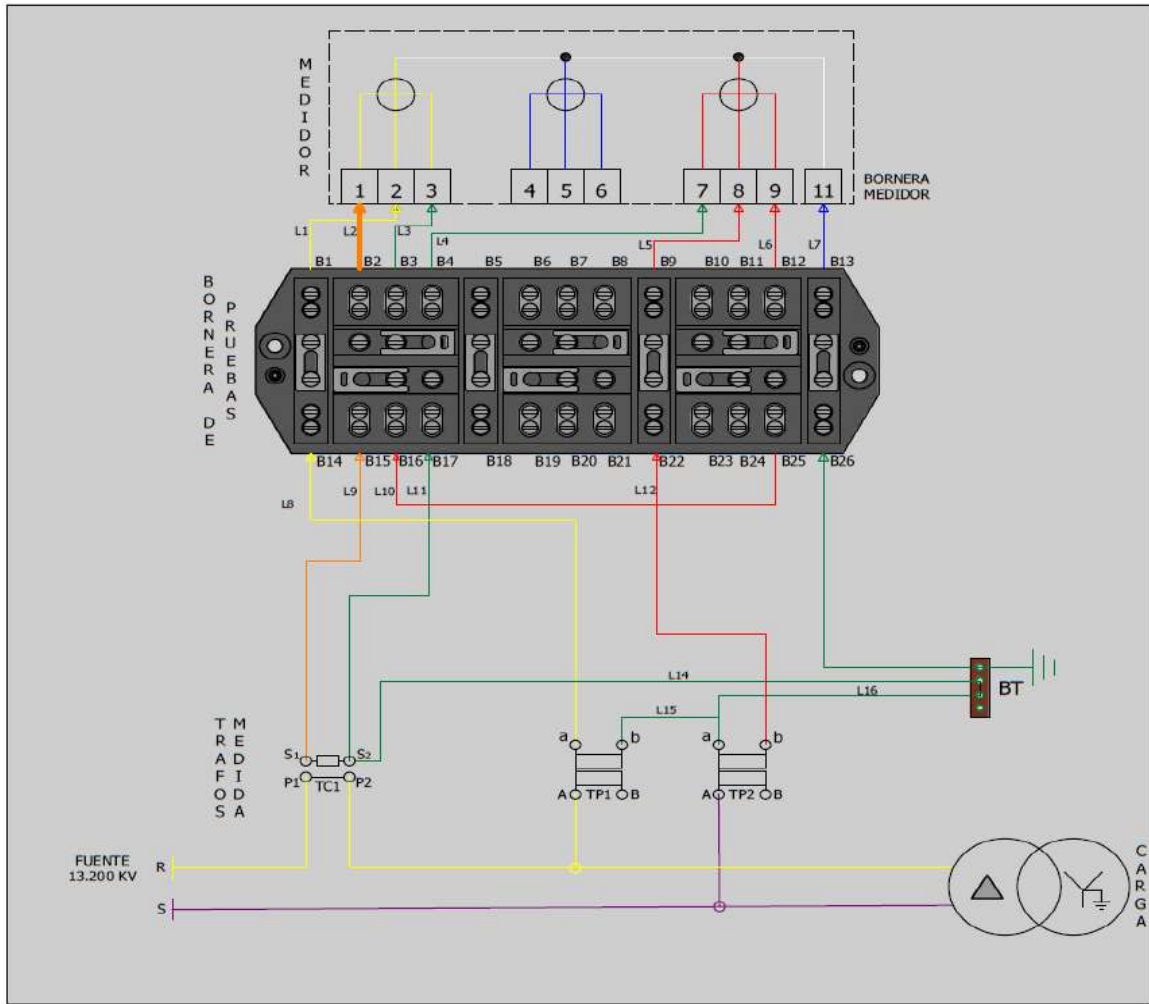
| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR  | DESCRIPCIÓN              |
|------------------|--------|--------------------------|
| L11              | BLANCO | De Borne S2 de TC1 a B16 |
| L12              | ROJO   | De Borne S1 de TC2 a B23 |
| L13              | BLANCO | De Borne S2 de TC2 a B24 |
| L14              | BLANCO | De B26 a BN              |
| L15              | VERDE  | De Borne S2 de TC1 a BT  |
| L16              | VERDE  | De Borne S2 de TC2 a BT  |

**Figura 12.** Red bifásica 13.200V. Medida indirecta: usando 1 TC para fase y 1 TP para línea.



| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR    | DESCRIPCIÓN                          |
|------------------|----------|--------------------------------------|
| L1               | AMARILLO | De B1 a Borne 2 Medidor              |
| L2               | AMARILLO | De B2 a Borne 1 Medidor              |
| L3               | BLANCO   | De B4 a Borne 3 Medidor              |
| L4               | BLANCO   | De B13 a Borne 11 Medidor            |
| L5               | AMARILLO | De Borne S1 de TC1 a B15             |
| L6               | BLANCO   | De Borne S2 de TC1 a B16             |
| L7               | AMARILLO | De Borne secundario (a) de TP1 a B14 |
| L8               | BLANCO   | De Borne secundario (b) de TP1 a BN  |
| L9               | BLANCO   | De B26 a BN                          |
| L10              | VERDE    | De Borne S2 de TC1 a BT              |

**Figura 13.** Red bifásica 13.200V. Medida indirecta: usando 1 TC para fase y 2 TP fase - tierra.



| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR    | DESCRIPCIÓN                          |
|------------------|----------|--------------------------------------|
| L1               | AMARILLO | De B1 a Borne 2 Medidor              |
| L2               | NARANJA  | De B2 a Borne 1 Medidor              |
| L3               | VERDE    | De B3 a Borne 3 Medidor              |
| L4               | VERDE    | De B4 a Borne 7 Medidor              |
| L5               | ROJO     | De B9 a Borne 8 Medidor              |
| L6               | ROJO     | De B12 a Borne 9 Medidor             |
| L7               | AZUL     | De B13 a Borne 11 Medidor            |
| L8               | AMARILLO | De Borne secundario (a) de TP1 a B14 |
| L9               | NARANJA  | De Borne S1 de TC1 a B15             |
| L10              | ROJO     | De B16 a B25                         |

| CÓDIGO CONDUCTOR | COLOR | DESCRIPCIÓN   |
|------------------|-------|---|
| L11              | VERDE | De Borne S2 de TC1 a B17  |
| L12              | ROJO  | De Borne secundario (b) de TP2 a B22                            |
| L13              | VERDE | De BT a B26   |
| L14              | VERDE | De Borne S2 de TC1 a BT   |
| L15              | VERDE | De Borne secundario (b) de TP1 a De Borne secundario (a) de TP2 |
| L16              | VERDE | De Borne secundario (a) de TP2 a BT                             |

## 10.2 ANEXO 2. METODOLOGÍA Y EJEMPLO ILUSTRATIVO DE APLICACIÓN PARA EL CÁLCULO Y SELECCIÓN DE LA CAPACIDAD DE POTENCIA NOMINAL O BURDEN PARA LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA

### 10.2.1 Generalidades

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


$$VA_{TOTAL} = VA_{MEDIDOR} + VA_{CONDUCTOR} + VA_{DEVANADO}$$

En donde:

- $VA_{MEDIDOR}$ :** Es el consumo máximo de potencia del dispositivo de medida.
- $VA_{CONDUCTOR}$ :** Es el consumo de potencia debido a la impedancia de los conductores del circuito secundario.
- $VA_{DEVANADO}$ :** Es el consumo de potencia debido a la impedancia de los devanados internos del transformador de corriente. Este valor es tan pequeño que por lo general puede ser despreciado.

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: <5VA, y no se tenga información exacta, en la etapa de diseño 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 eléctrica que permita validar el cumplimiento de cargabilidad y punto de operación requerido para los transformadores de medida, de esta opción se pueden derivar acciones de adecuación del sistema cuando a través de la medición se defina que no cumple con lo requerido. Otra opción, es realizar la medición en un laboratorio del burden exacto del equipo de medida que se proyecta instalar en el proyecto, con este dato se deben realizar los cálculos asociado a potencia nominal de los transformadores de medida.
- 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

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>60 DE 78 |

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)

### 10.2.2 Cálculo y selección de la capacidad de potencia nominal (Burden) para el Transformador de corriente

Todos los valores obtenidos para la selección de la capacidad 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 capacidad 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:


$$VA_{T\text{Corriente}} = VA_{\text{Conductor}} + VA_{\text{Medidor}}$$

$$VA_{\text{conductor}} = I^2 (l \times R_{ac})$$

*l*: Longitud total del conductor (alimentador + retorno) [m]

*R<sub>ac</sub>*: Resistencia AC del conductor a 75 °C [Ω/m]

*I*: Corriente nominal secundaria del TC

|   |  |         |                     |
|---|--|---------|---------------------|
| ENERGÍA   | NORMA TÉCNICA  | RA8-030 | REV.<br>4           |
|  | SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA |         |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |  |         | PÁGINA:<br>61 DE 78 |

- **Ejemplo:**

Dimensionamiento de la capacidad de potencia (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 capacidad nominal de potencia (burden) del transformador de corriente esta dado por la siguiente expresión:

$$VA_{TCorriente} = VA_{Conductor} + VA_{Medidor}$$

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:

$$VA_{conductor} = I^2 (l \times R_{ac})$$

*l*: Longitud total del conductor (alimentador + retorno) [m]

*R<sub>ac</sub>*: Resistencia AC del conductor a 75 °C [Ω/m]

*I*: Corriente nominal secundaria del TC

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

Longitud del conductor:

$$l = 24 \text{ m}$$


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

$$R_{ac} = 0.00625 \text{ } \Omega/\text{m}$$

La corriente nominal secundaria del TC es:

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

Los VA asociados al conductor son:

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>62 DE 78 |

$$VA_{Conductor} = 3.75 VA$$

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 capacidad de potencia nominal (burden) requerido para transformador de corriente del ejemplo es:

$$VA_{TCorriente} = VA_{Conductor} + VA_{Medidor}$$

$$VA_{TCorriente} = 3.75 VA + 0.35 VA$$

$$VA_{TCorriente} = 4.1 VA$$

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.


### 10.2.3 Cálculo y selección del Burden para el transformador de tensión

Todos los valores obtenidos para la selección de la capacidad de potencia nominal (Burden), son de referencia y se presentan con el objeto de explicar la metodología de cálculo e interpretación de la misma. Por lo tanto, cada diseño o proyecto debe evaluar y calcular la capacidad 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 tensión es:

$$VA_{TTension} = VA_{Conductor} + VA_{Medidor}$$

$$VA_{conductor} = I^2(l \times R_{ac})$$

|   |   |         |                     |
|---|---|---------|---------------------|
| ENERGÍA   | NORMA TÉCNICA   | RA8-030 | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |         |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |         | PÁGINA:<br>63 DE 78 |

$$VA_{conductor} = \left[ \frac{V}{(R_{ac} \times l) + \left(\frac{V^2}{VA_{medidor}}\right)} \right]^2 \times (R_{ac} \times l)$$

*l: Longitud del conductor [m]*

*R<sub>ac</sub> : Resistencia AC del conductor a 75 °C [Ω/m]*

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

*V: Tensión nominal secundaria del TT*

• Ejemplo:

Dimensionamiento de la capacidad de potencia (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 capacidad nominal de potencia (burden) del transformador de tensión esta dado por la siguiente expresión:

$$VA_{TTension} = VA_{Conductor} + VA_{Medidor}$$


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:

$$VA_{conductor} = I^2 (l \times R_{ac})$$

$$VA_{conductor} = \left[ \frac{V}{(R_{ac} \times l) + \left(\frac{V^2}{VA_{medidor}}\right)} \right]^2 \times (R_{ac} \times l)$$

*l: Longitud del conductor [m]*

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>64 DE 78 |



$R_{ac}$  : 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

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

Longitud del conductor:

$$l = 24 \text{ m}$$

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

$$R_{ac} = 0.00625 \text{ } \Omega/m$$

La tensión nominal secundaria del TT es:

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

Los VA asociados al conductor son:


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

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 capacidad de potencia nominal (burden) requerido para transformador de corriente del ejemplo es:

$$VA_{TTensión} = VA_{Conductor} + VA_{Medidor}$$

$$VA_{TTensión} = 1.28 \times 10^{-6} \text{ VA} + 0.35 \text{ VA}$$

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>65 DE 78 |

$$VA_{Tensión} = 0.35 VA$$

Se selecciona una capacidad de 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 8.2.2.1 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.

#### 10.2.4 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  $75^{\circ}C$ , 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:

$$Rca = Rcd(1 + Y_s + Y_p) \frac{\Omega}{km}$$


Dónde:

$Y_s$  es un factor debido al efecto piel.

$Y_p$  es un factor debido al efecto de proximidad.

El factor  $Y_s$  del efecto piel se calcula por medio de:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0.8X_s^4}$$

|   |   |         |                     |
|---|---|---------|---------------------|
| ENERGÍA   | NORMA TÉCNICA   | RA8-030 | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |         |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |         | PÁGINA:<br>66 DE 78 |

Con:

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

Donde:

- f Frecuencia del sistema en Hz
- R' Es la resistencia del conductor corregida a la temperatura de operación en  $\Omega/\text{km}$ . Ver Tabla 14
- K<sub>s</sub> 1.0. Para conductores redondos y conductores redondos compactos
- K<sub>s</sub> 0.435. Para conductor compacto segmental.

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

$$Y_s = 7,5f^2 d^4 \times 10^{-7}$$

Donde d es el diámetro del conductor en cm, lo que permite concluir que la diferencia entre R<sub>cd</sub> y R<sub>ca</sub> 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 Y<sub>p</sub>.

Esto es válido para cables paralelos que alimentan cargas monofásicas y trifásicas. La fórmula siguiente da el valor de Y<sub>p</sub>

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0,8X_p^4} \left( \frac{d_c}{s} \right)^2 \left[ 0,312 \left( \frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1,18}{\frac{X_p^4}{192 + 0,8X_p^4} + 0,27} \right]$$

Con:

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

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>67 DE 78 |

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

$$s = d_x + t \text{ donde } t \text{ es el espesor del aislamiento}$$


En la Tabla 16 se muestra la razón  $R_{ca} / R_{cd}$  para conductores de cobre y aluminio a una frecuencia de 60Hz para conductores cableados concéntricos normales de cobre y aluminio.

**Tabla 16.** Razón  $R_{ca}/R_{cd}$  para conductores de cobre y aluminio a 60Hz

| Calibres<br>AWG o<br>MCM | Para cables con cubiertas no metálicas<br>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     |

**Tabla 17.** Factores de corrección por temperatura para el cálculo de resistencia

| Temperatura del conductor °C | (Factor de corrección) <sup>-1</sup> |          |
|------------------------------|--------------------------------------|----------|
|                              | Cobre                                | Aluminio |
| 0                            | 1,085                                | 1,088    |
| 5                            | 1,062                                | 1,064    |
| 10                           | 1,040                                | 1,042    |
| 15                           | 1,020                                | 1,020    |
| 20                           | 1,000                                | 1,000    |
| 25                           | 0,980                                | 0,980    |
| 30                           | 0,962                                | 0,961    |
| 35                           | 0,944                                | 0,943    |
| 40                           | 0,927                                | 0,925    |
| 45                           | 0,910                                | 0,908    |
| 50                           | 0,894                                | 0,892    |

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>68 DE 78 |

|    |       |       |
|----|-------|-------|
| 55 | 0,879 | 0,876 |
| 60 | 0,869 | 0,866 |
| 65 | 0,850 | 0,846 |
| 70 | 0,836 | 0,832 |
| 75 | 0,822 | 0,818 |
| 80 | 0,809 | 0,805 |
| 85 | 0,796 | 0,792 |
| 90 | 0,784 | 0,780 |

### 10.2.5 Anexo 3. Proceso de evaluación del error porcentual total máximo (en módulo y fase).

La resolución CREG 038-2014, en el artículo 9 “Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición”, Indica lo siguiente:

*“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 que trata el artículo 30 y estar disponible para las verificaciones de que trata el artículo 39 de la presente resolución”.*

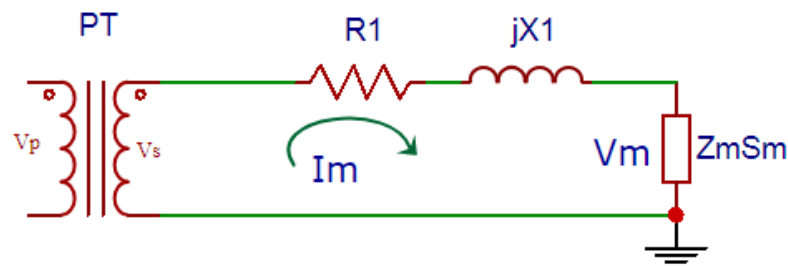
La deducción matemática se realiza de la siguiente forma:

Para el núcleo de medida del transformador de tensión se calcula el error porcentual (en módulo y fase) introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios.

Para dicho cálculo, se resuelve el sistema de ecuaciones obtenido del circuito del transformador de tensión, donde se conoce:

- La tensión nominal del secundario del transformador  $V_s$  [V].
- El cable utilizado en los circuitos secundarios; calibre, resistencia y reactancia, y longitud del cable.
- El consumo de potencia de la carga (medidor) en VA
- Factor de potencia 0,9.

**Figura 14.** Circuito del Transformador de Tensión



ENERGÍA

8-030

REV.  
4

Grupo **epm**

**SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Donde:

$V_S$ : Tensión secundaria en bornes del transformador de tensión.

$R_1$ : Resistencia del conductor de señal de tensión desde el PT hasta los medidores.

$X_1$ : Reactancia del conductor de señal de tensión desde el PT hasta los medidores.

$I_m$ : Corriente que circula por el circuito

$V_m$ : Tensión en bornes del medidor

La solución del circuito de la Figura 14 queda así:

$$V_S = V_{cable} + V_m$$

$$V_S = (R_1 + jX_1) * I_m + V_m$$

$$V_S = V_m + (R_1 + jX_1) * \frac{S_m^*}{V_m^*}$$


$$V_S = V_m + (R_1 + jX_1) * \frac{(P + jQ)^*}{V_m^*}$$

Aplicando propiedades del conjugado de un número complejo:

$$V_S = V_m + (R_1 + jX_1) * \frac{(P - jQ)}{V_m^*}$$

Factorizando la ecuación

$$0 = \frac{1}{V_m^*} [V_m V_m^* + (R_1 + jX_1) * (P - jQ) - V_S V_m^*]$$

|   |  |         |                     |
|---|--|---------|---------------------|
| ENERGÍA   | NORMA TÉCNICA  | RA8-030 | REV.<br>4           |
|  | SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA |         |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |  |         | PÁGINA:<br>70 DE 78 |

$$V_m V_m^* + (R_1 + jX_1) * (P - jQ) - V_S V_m^* = 0$$

Aplicando propiedades del conjugado de un número complejo:

$$(V_{mR}^2 + V_{mI}^2) + (R_1 + jX_1) * (P - jQ) - V_S V_m^* = 0$$

Descomponiendo el  $V_m^*$  tanto en su parte real como imaginaria y resolviendo términos dentro de paréntesis, queda

$$V_{mR}^2 + V_{mI}^2 + R_1 P + X_1 Q - V_S V_{mR} - jR_1 Q + jX_1 P + jV_S V_{mI} = 0$$

Se separa la parte real y la parte imaginaria de la ecuación anterior y se obtienen siguientes dos ecuaciones:

$$V_{mR}^2 + V_{mI}^2 + R_1 P + X_1 Q - V_S V_{mR} = 0 \quad (1)$$

$$V_S V_{mI} + X_1 P - R_1 Q = 0 \quad (2)$$

Donde

$V_S$ : es la tensión secundaria en bornes del transformador de tensión.


$V_{mI}$ : Componente imaginaria de la tensión de los medidores principal y respaldo.

$V_{mR}$ : Componente real de la tensión de los medidores principal y respaldo.

$R_1$ : Resistencia del conductor de señal de tensión desde el PT hasta los medidores.

$X_1$ : Reactancia del conductor de señal de tensión desde el PT hasta los medidores.

$P$ : Potencia Activa que consumen los medidores

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>71 DE 78 |

$Q$ : Potencia Reactiva que consumen los medidores

De la ecuación (2)

$$V_{mI} = \frac{R_1 Q - X_1 P}{V_S}$$

Al organizar la ecuación 1 se obtiene una de forma similar a la de la ecuación cuadrática, cuya solución es de la forma:

$$V_{mR} = \frac{V_S \pm \sqrt{V_S^2 - 4(V_{mI}^2 + R_1 P + X_1 Q)}}{2}$$

Una vez halladas las componentes  $V_{mI}$  y  $V_{mR}$  respectivamente, se calcula la magnitud de


$$|V_m| = \sqrt{V_{mR}^2 + V_{mI}^2}$$

Finalmente, el error en magnitud se calcula:

$$\% \text{ Error} = \frac{V_S - |V_m|}{V_S} * 100 \quad (3)$$

Ahora bien, para el cálculo del error en fase, se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- La tensión nominal secundaria del transformador se asume con ángulo de 0 grados ( $0^\circ$ ).
- Se adicionan  $360^\circ$  a la fase inicial, esto debido a que no es posible evaluar un error respecto a 0 y además al ser un ciclo completo no afecta el cálculo.

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>72 DE 78 |



$$\% \text{ Error en fase} = \frac{360^\circ - (\theta_m + 360^\circ)}{360^\circ} * 100 \quad (4)$$

A continuación, se describe a modo de ejemplo, y con el objetivo de ilustrar el proceso de evaluación del error porcentual total máximo permitido en un sistema de medida, exigido por la resolución CREG 038-2014 para cada sistema de medida.

a. Consideraciones generales

- La tensión nominal secundaria del transformador de tensión se asume con ángulo de 0 grados (0°).
- La impedancia del conductor, es la única impedancia tomada en cuenta en este ejemplo (por simplicidad), dado que, de los elementos ubicados entre el circuito secundario del transformador de tensión y el equipo de medida, los accesorios como borneras de conexión son considerados de impedancia despreciable. Sin embargo, dado el caso se pueden considerar otras impedancias en serie con el cable o en paralelo con el equipo de medida, cuando sea requerido.

**Tabla 18.** Información de entrada para el cálculo del %error.

| <b>Datos generales</b>                                       |             |
|--|-------------|
| Factor de potencia - FP                                      | 0,9         |
| $\theta$ [grados]  | 25.84193276 |
| Calibre del conductor de cobre [AWG]                         | 12          |
| Longitud del conductor [Km]                                  | 0,012       |
| Tensión nominal secundaria TT [V]                            | 120         |
| <b>Datos del Conductor</b>                                   |             |
| Impedancia del conductor [ohm/Km]                            |             |
| Zc   | 6           |
| R1   | 5.400       |
| X1   | 2.61534     |
| <b>Datos del Medidor</b>                                     |             |
| Consumo de Potencia nominal [VA] (circuito de tensión) ( S ) | 0.35        |

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>73 DE 78 |

|   |           |
|---|-----------|
| Componente activa $ P = S \cdot\cos\theta$<br>[W]     | 0.315     |
| Componente reactiva $ Q = S \cdot\sin\theta$<br>[Var] | 0.1525615 |

La información presentada en la Tabla 18, recopila los datos de entrada necesarios para el cálculo del % error, todos estos datos, a excepción del factor de potencia pueden variar de acuerdo con cada caso de estudio. Es importante resaltar que el factor de potencia es el valor indicado en la resolución CREG 038-2014 para la evaluación del error porcentual total máximo.


- El valor de impedancia del cable es tomado del catálogo del fabricante VIAKON
  - 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.
- b. Se requiere determinar el valor de las siguientes variables de forma previa a la determinación del error,
- $V_{mI}$ : Componente imaginaria de la tensión de los medidores principal y respaldo.
  - $V_{mR}$ : Componente real de la tensión de los medidores principal y respaldo.
  - $V_m$ : Tensión en bornes del medidor

Usando las ecuaciones:

$$V_{mI} = \frac{R_1 Q - X_1 P}{V_S}$$

$$V_{mR} = \frac{V_S \pm \sqrt{V_S^2 - 4(V_{mI}^2 + R_1 P + X_1 Q)}}{2}$$

$$|V_m| = \sqrt{V_{mR}^2 + V_{mI}^2}$$

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>74 DE 78 |

Se obtiene que:


- $V_{mI} = 0$
- $V_{mR} = 119.964995 [V]$
- $|V_m| = 119.964995 [V]$
- $\theta_{V_m} = 0 [^\circ]$
- $V_m = 119.964995 + 0i [V]$

Por lo tanto, el error porcentual en magnitud es:

- $\% Error = \frac{V_S - |V_m|}{V_S} * 100$
- $\% Error = 0.014585\%$

El error porcentual en fase es:

- $\% Error en fase = \frac{360^\circ - (\theta_m + 360^\circ)}{360^\circ} * 100$
- $\% Error en fase = 0.000000\%$


|   |   |         |                     |
|---|---|---------|---------------------|
| ENERGÍA   | NORMA TÉCNICA   | RA8-030 | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |         |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |         | PÁGINA:<br>75 DE 78 |

## 10.2.6 Anexo 4: Ejemplos de variables asociadas a programación de los medidores multifuncionales.

De acuerdo con tipo de tarifa: para una tarifa plana.

Tabla 19. Ejemplo variables asociadas a la programación medidores tarifa plana


| Etiqueta o Variable                      | Display Normal | Display Alterno |
|--|----------------|-----------------|
| Fecha                                    | X              | X               |
| Hora                                     | X              | X               |
| Energía activa importada acumulada       | X              |                 |
| Energía reactiva importada acumulada     | X              |                 |
| Energía activa exportada acumulad.       | X              |                 |
| Energía reactiva exportada acumulada.    | X              |                 |
| Tensión instantánea fase 1               |                | X               |
| Tensión instantánea fase 2               |                | X               |
| Tensión instantánea fase 3               |                | X               |
| Corriente instantánea fase 1             |                | X               |
| Corriente instantánea fase 2             |                | X               |
| Corriente instantánea fase 3             |                | X               |
| Factor de potencia instantáneo acumulado |                | X               |
| Energía activa importada acumulada       |                | X               |
| Energía reactiva importada acumulada     |                | X               |
| Energía activa exportada acumulad.       |                | X               |
| Energía reactiva exportada acumulada.    |                | X               |

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>76 DE 78 |


De acuerdo con tipo de tarifa: para doble tarifa

**Tabla 20. Ejemplo variables asociadas a la programación medidores doble tarifa**

| <b>Etiqueta o Variable</b>            | <b>Display Normal</b> | <b>Display Alterno</b> |
|---------------------------------------|-----------------------|------------------------|
| Fecha                                 | X                     |                        |
| Hora                                  | X                     |                        |
| Registro de tarifa de energía 1       | X                     |                        |
| Registro de tarifa de energía 2       | X                     |                        |
| Registro de tarifa de energía 3       | X                     |                        |
| Registro de tarifa de energía 4       | X                     |                        |
| Energía activa importada acumulada    |                       | X                      |
| Energía reactiva importada acumulada  |                       | X                      |
| Energía activa exportada acumulad.    |                       | X                      |
| Energía reactiva exportada acumulada. |                       | X                      |
| Registro de tarifa de energía 1       |                       | X                      |
| Registro de tarifa de energía 2       |                       | X                      |
| Registro de tarifa de energía 3       |                       | X                      |
| Registro de tarifa de energía 4       |                       | X                      |
| Tensión instantánea fase 1            |                       | X                      |
| Tensión instantánea fase 2            |                       | X                      |
| Tensión instantánea fase 3            |                       | X                      |
| Corriente instantánea fase 1          |                       | X                      |

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>77 DE 78 |

| <b>Etiqueta o Variable</b>               | <b>Display Normal</b> | <b>Display Alterno</b> |
|--|-----------------------|------------------------|
| Corriente instantánea fase 2             |                       | X                      |
| Corriente instantánea fase 3             |                       | X                      |
| Factor de potencia instantáneo acumulado |                       | X                      |
| Energía activa importada acumulada       |                       | X                      |
| Energía reactiva importada acumulada     |                       | X                      |
| Energía activa exportada acumulad.       |                       | X                      |
| Energía reactiva exportada acumulada.    |                       | X                      |

|   |   |                |                     |
|---|---|----------------|---------------------|
| <b>ENERGÍA</b>  | <b>NORMA TÉCNICA</b>  | <b>RA8-030</b> | REV.<br><b>4</b>    |
|  | <b>SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> |                |                     |
| CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA<br>UNIDAD CET NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS            |   |                | PÁGINA:<br>78 DE 78 |