



Grupo-epm

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE
MEDIDORES DE ENERGÍA Y
TRANSFORMADORES DE MEDIDA

NORMA:

CNS-NT-06-01

CAPÍTULO 6

CAPÍTULO 6
SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE
ENERGÍA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA DEL
GRUPO EPM
CENS - NORMA TÉCNICA - CNS-NT-06-01

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

LÍDER CET Y
LABORATORIOS

FECHA DE APROBACIÓN:

FEBRERO 2023

VERSIÓN:

2

PÁGINA:

1 de 65

TABLA DE CONTENIDO

1.	OBJETO	7
2.	ALCANCE.....	7
3.	DOCUMENTOS DE REFERENCIA.....	7
4.	DEFINICIONES.....	8
5.	ANTECEDENTES.....	14
6.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	14
6.1.	Características generales de la medición directa e indirecta según su conexión.....	14
6.1.1.	Medida semidirecta.....	14
6.1.2.	Medida indirecta.....	14
6.2.	Normas para la fabricación de los medidores de energía.....	15
6.3.	Normas técnicas para la fabricación de transformadores de medida	15
6.4.	Requisitos para los equipos de medida	16
6.4.1.	Tipos de puntos de medición	16
6.4.2.	Generalidades sobre los elementos principales del sistema de medida	16
6.4.3.	Medidores de energía	17
6.4.4.	Clasificación de los transformadores de medida	17
6.4.5.	Calibración de los elementos de medición	17
6.4.6.	Uso exclusivo de transformadores de tensión y de corriente	18
6.4.7.	Medidor de energía eléctrica.....	18
6.4.8.	Medidores de energía reactiva	19
6.4.9.	Medidor de respaldo	19
6.5.	Clasificación de los medidores de energía	20
6.6.	Selección de medidores de energía	20
6.6.1.	Programación de los medidores de energía.....	24
6.6.1.1.	Factor de multiplicación de la medida	24
6.7.	Selección de transformadores de medida	25
6.7.1.	Transformadores de corriente.....	25
6.7.1.1.	Corriente primaria nominal	26
6.7.1.2.	Corriente secundaria nominal	27
6.7.1.3.	Clase de exactitud	27
6.7.1.4.	Carga nominal (burden)	28
6.7.1.5.	Valores normalizados para la corriente térmica permanente I_{cth}	29
6.7.1.6.	Corriente térmica nominal de corta duración I_{th}	30
6.7.1.7.	Corriente dinámica nominal $I(dyn)$	30
6.7.1.8.	Relación de transformación.....	30
6.7.2.	Transformador de tensión.....	32
6.7.2.1.	Tensión primaria nominal.....	32
6.7.2.2.	Tensión secundaria nominal	33
6.7.2.3.	Relación de transformación.....	34

6.7.2.4.	Carga nominal	34
6.7.3.	Transformadores combinados	36
6.7.4.	Niveles de aislamiento	36
6.8.	Equipos Auxiliares	37
6.8.1.	Bornera o bloque de pruebas.....	37
6.9.	Tipos de conexiones aceptadas por el Grupo EPM	38
6.9.1.	Conexión en tres elementos.....	39
7.	ANEXOS.....	41
7.1.	Anexo 1: Diagramas de conexión	41
7.2.	Anexo 2: Metodología para el cálculo y selección de la capacidad de potencia nominal o Burden para los transformadores de medida	52
7.2.1.	Generalidades	52
7.2.2.	Cálculo y selección de la capacidad de potencia nominal (Burden) para el Transformador de corriente	55
7.2.3.	Cálculo y selección de la capacidad de potencia nominal (Burden) para el Transformador de corriente para una instalación con medidor de respaldo	58
7.2.4.	Cálculo y selección del Burden para el transformador de tensión.....	59
7.2.5.	Anexo 3. Proceso de evaluación del error porcentual total máximo (en modulo y fase). 62	

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de puntos de medición (CREG 038/ 2014).....	16
Tabla 2. Requisitos exactitud para medidores y transformadores de medida.....	17
Tabla 3. Plazos entre la calibración y la puesta en servicio (CREG 038/ 2014)	18
Tabla 4. Clasificación de los medidores de energía (Norma NTC 5019. 2018)	20
Tabla 5. Selección de los medidores de energía.....	22
Tabla 6. Medidores de energía y sus características eléctricas. (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). (Norma NTC 2205 de 2013)	27
Tabla 8. Límites de error de relación y el desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medición (clases 0.2S y 0.5S). (Norma NTC 2205 de 2013).	28
Tabla 9. Consumo de potencia máximo permitido en los circuitos de corriente del medidor de energía de acuerdo con su clase.	29
Tabla 10. Relación de transformación de TC para mediciones semi-directas (NTC 5019-2018) ..	31
Tabla 11. Relación de transformación de TC para mediciones indirectas (NTC 5019-2018).....	32
Tabla 12. Transformadores de tensión. Tensión secundaria nominal	34
Tabla 13. Consumo de potencia máximo permitido en los circuitos de tensión del medidor de energía de acuerdo con su clase.	35
Tabla 14. Niveles de aislamiento nominales para arrollamientos primarios de transformadores de instrumentos. (NTC 5933).	37
Tabla 15. Factores de corrección por temperatura para el cálculo de resistencia.....	55
Tabla 16. Razón Rca/Rcd para conductores de cobre y aluminio a 60Hz	55
Tabla 17. Cálculo del Burden del transformador de corriente. Medidores clase 0.2S y 0.5S	56
Tabla 18. Selección del burden para transformador de corriente. Conductor CU 10 AWG,	57
Tabla 19. Cálculo del burden del transformador de corriente, usando medidor electrónico clase 1	57
Tabla 20. Selección del burden para transformador de corriente. Conductor CU 10 AWG. Medidor clase 1	58
Tabla 21. Cálculo del burden del transformador de corriente teniendo en cuenta medidor principal y de respaldo con clase 0.2S y 0.5S.	59
Tabla 22. Selección del burden para transformador de corriente. Conductor CU 10 AWG,	59
Tabla 23. Cálculo del burden del transformador de tensión	60
Tabla 24. Burden seleccionado para Transformador de Tensión, usando medidor electrónico clase 0.2S, 0.5S.....	61
Tabla 25. Cálculo del burden del transformador de tensión teniendo en cuenta medidor principal y de respaldo con clase 0.2S y 0.5S.....	61
Tabla 26. Burden seleccionado para Transformador de Tensión usando medidor electrónico clase 0.2S, 0.5S, principal y respaldo	62
Tabla 27. Información de entrada para la solución del circuito	64
Tabla 28. Resultados para las incógnitas del circuito eléctrico equivalente del caso bajo análisis	65

Tabla 29. Evaluación del error porcentual total máximo en magnitud y fase..... 65

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs y 2 TTs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 3H.	41
Figura 2. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs y 2 TTs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 3H.	42
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.	43
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.	44
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.	45
Figura 6. Medida Semi-directa. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 4H.	46
Figura 7. Medida Semi-directa. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H.	47
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. ...	48
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.....	49
Figura 10. Medida Indirecta monofásica. Diagrama de conexión de equipos de medida con 1 TCs y 1 TPs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F - 4H. Aplica para instalaciones nuevas	50
Figura 11. Medida Semi-directa monofásica trifilar. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F - 4H.	51
Figura 12. Circuito eléctrico equivalente del sistema de medida para el caso de análisis	63

SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE
MEDIDORES DE ENERGÍA Y
TRANSFORMADORES DE MEDIDA

NORMA:

CNS-NT-06-01

CAPÍTULO 6

CONTROL DE CAMBIOS - NORMA TÉCNICA

Capítulo	Fecha Modificación	Revisó	Aprobó	Ubicación en el Documento	Descripción de la Corrección
6-01	27/01/2023	P2 CET	Líder CET	5	Se actualizaron las referencias NTC 5019/2018.
6-01	27/01/2023	P2 CET	Líder CET	6.4.5	Se eliminó ítem para medidores electromecánicos en la Tabla 3.
6-01	27/01/2023	P2 CET	Líder CET	6.4.8	Se incluyen incisos d. y e.
6-01	27/01/2023	P2 CET	Líder CET	6.5, 6.6 y 6.7.1.8	Se actualizan tablas 4, 5, 6, 10 y 11 de acuerdo con la NTC 5019/2018

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

LÍDER CET Y
LABORATORIOS

FECHA DE APROBACIÓN:

FEBRERO 2023

VERSIÓN:

2

PÁGINA:

6 de 65

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 están conectadas a las redes de energía operadas por el Grupo EPM, 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)	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 2148/ IEC 60145)	Electrotecnia. Medidores de energía reactiva.
NTC 2205/IEC 60044-1	Transformadores de medida. Transformadores de corriente.
NTC 2207/IEC 60044-2	Transformadores de medida. Transformadores de Tensión inductivos.
NTC 4540/IEC 60044-3	Transformadores de medida. Transformadores combinados.

NTC 5019

Selección de equipos de medición de energía eléctrica.
Último borrador discutido en el comité de medidores del Icontec.

IEC 61869-1

Transformadores de medida. Parte 1: Requisitos generales.

IEC 61869-2

Transformadores de medida. Parte 2: Requisitos adicionales para los transformadores de intensidad.

IEC 61869-3

Transformadores de medida. Parte 3: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión inductivos.

IEC 61869-5

Transformadores de medida. Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.

4. DEFINICIONES

Para los propósitos de esta norma aplican las siguientes definiciones, la gran mayoría de éstas son tomadas de la norma NTC 5019 en su última versión:

- **Acometida eléctrica:** De acuerdo con el RETIE es “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.” Y de acuerdo con la CREG 070 de 1998: *“Derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios y, en general, en las Unidades Inmobiliarias Cerradas de que trata la Ley 428 de 1998, la acometida llega hasta el registro de corte general”*.
- **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. (RES 038/2014 de la CREG)

- **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.

BIL (kV)		
(estándar 1.5x 40 μ s)		
Voltaje de operación kV	BIL para Redes distribución	BIL para S/E y líneas de 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:** Operación que, bajo condiciones específicas, establece en una primera etapa una relación entre los valores y sus incertidumbres de medida asociadas que se obtienen a partir de los patrones de medida 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.
- **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.

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.

- **Carga nominal (Burden):** 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 transformador, incluyendo bobinas del medidor, cables y otros dispositivos.
- **Cargabilidad:** Se define como la relación entre la corriente máxima y la corriente nominal.

- **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. (RES 038/2014 de la CREG).
- **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_b):** Valor de la corriente con la cual se fija el desempeño de un medidor de conexión directa.
- **Corriente dinámica nominal (I_{dyn}):** Es el valor máximo o pico de la corriente primaria que el transformador puede soportar cuando el secundario está en cortocircuito sin sufrir daño eléctrico o mecánico. La corriente dinámica se calcula así:

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

- **Corriente máxima ($I_{máx}$):** 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_n):** 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_{th}):** Es el valor RMS (eficaz) de la corriente primaria que el transformador puede soportar en 1 segundo, con el secundario en corto sin sufrir

daños y sin sobrepasar la temperatura de los devanados. La corriente térmica se expresa de la siguiente manera:

$$I_{th} \text{ (kA)} = \text{Potencia de Corto Circuito ((MVA)/ (1.73* Tensión (kV))}$$

- **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 TC.
- **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 $0,1 I_n$ 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 estático multi-energía:** Medidor que, en una única carcasa, mide más de un tipo de energía, con o sin salida de impulso: con o sin puerto de comunicación óptico.
- **Medidor estático muti-funcional:** Medidor que incluye 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.
- **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.
- **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 RES 038/2014 de la CREG, 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 (V_n):** 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 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 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 principal referencia el código de medida Resolución CREG 038/2014 y la NTC 5019/2018.

6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

6.1. Características generales de la medición directa e indirecta según su conexión

6.1.1. Medida semidirecta

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 proviene de los devanados secundarios de los TC, y las señales de tensión son las mismas que recibe la carga.

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”.

6.1.2. Medida indirecta

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 (TC's) y Transformadores de Tensión (TT's).

El número de TC's y de TT's se selecciona de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.9.

En este tipo de medición, la conexión de las señales de corriente proviene de los devanados secundarios de los TCs, y las señales de tensión provienen de los devanados secundarios de los TTs. La conexión al medidor debe realizarse mediante un bloque de pruebas.

6.2. Normas para la fabricación de los medidores de energía

Los medidores de energía que han de adquirirse para la medición de corriente alterna 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 2148/ (IEC 60145).** Electrotecnia. Medidores de energía reactiva.
- **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).

6.3. Normas técnicas para la fabricación de transformadores de medida

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 60044-1.** Transformadores de medida. Transformadores de corriente.
- **NTC 2207/IEC 60044-2.** Transformadores de medida. Transformadores de Tensión inductivos.
- **NTC 4540/IEC 60044-3.** Transformadores de medida. Transformadores combinados.
- **IEC 60044-5.** Instrument Transformers. Part 5: Capacitor Voltage Transformers.
- **IEC 61869-1.** Transformadores de medida. Parte 1: Requisitos generales.
- **IEC 61869-2.** Transformadores de medida. Parte 2: Requisitos adicionales para los transformadores de intensidad.
- **IEC 61869-3.** Transformadores de medida. Parte 3: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión inductivos.
- **IEC 61869-5.** Transformadores de medida. Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.
- **ANSI/IEEE 57.13 / IEEE.** Standard for instrument Transformers.

6.4. Requisitos para los equipos de medida

Los criterios establecidos en esta norma fueron tomados de la resolución CREG 038/ 2014, y tienen aplicación a la medición de energía de: los intercambios comerciales en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), los intercambios con otros países, las transacciones entre agentes y las relaciones entre agentes y usuarios.

Esta normatividad define las características técnicas que deben cumplir los sistemas de medición, para que el registro de los flujos de energía, se realicen bajo condiciones que permitan determinar adecuadamente las transacciones entre los agentes; los cuales participan en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), y entre estos y los usuarios finales, así como los flujos en los sistemas de transmisión y distribución.

6.4.1. Tipos de puntos de medición

De acuerdo a la Resolución CREG 038/ 2014, Artículo 6, los puntos de medición se clasifican acorde con el consumo o transferencia de energía por la frontera, o, por la capacidad instalada en el punto de conexión, según la siguiente tabla:

Tipos de puntos de 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	$C < 5$	$CI < 0.01$

Tabla 1. Clasificación de puntos de medición (CREG 038/ 2014)

*Ver definición capacidad instalada, Numeral 4.

6.4.2. Generalidades sobre los elementos principales del sistema de medida

Los medidores y transformadores de medida deben cumplir con los índices de clase y clase de exactitud que se establecen en la siguiente tabla.

Tipo de puntos medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase medidores de energía reactiva	Clase de exactitud 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	--	--

Tabla 2. Requisitos exactitud para medidores y transformadores de medida.

Nota: En instalaciones donde el porcentaje de carga sea abastecido por medio de una planta de generación propia (autogeneración) 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. Lo que implica en general, la instalación de transformadores de corriente y medidores de energía activa con clase de exactitud 0.2S e índice de clase 0.2S respectivamente.

6.4.3. Medidores de energía

En las fronteras de generación, las fronteras comerciales conectadas al STN y las fronteras de los puntos de medición tipos 1 y 2, se deberán instalar dos medidores (principal y de respaldo), para las mediciones de energía activa y reactiva.

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 independiente el flujo en cada sentido.

Los requisitos de índice de clase para los medidores de energía están definidos en la tabla 2 de este documento.

6.4.4. Clasificación de los transformadores de medida

Los requisitos de clase de exactitud para los transformadores de medida están definidos en la tabla 2 de este documento.

6.4.5. Calibración de los elementos de medición

Los elementos del sistema de medición deben ser calibrados antes de su puesta en servicio. No se podrá superar el plazo señalado en la siguiente tabla, entre la fecha de calibración y la fecha de puesta en servicio:

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

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

En el caso que los plazos 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 35kV en lugar de la calibración se deben realizar las pruebas de rutina señaladas en el artículo 28 la resolución CREG 038/ 2014, a fin de garantizar que estos elementos mantienen su clase de exactitud y demás características metrológicas.

6.4.6. Uso exclusivo de transformadores de tensión y de corriente

Los transformadores de medida deben tener un devanado exclusivo para la conexión de los equipos que conforman el sistema de medida; esto no significa que los transformadores deben tener un solo devanado. Los transformadores de medida pueden tener varios devanados, siempre que exista un devanado de uso exclusivo para la conexión de los equipos del sistema de medida, es decir, el devanado donde se conecte la medida debe ser independiente del devanado donde se conecten las protecciones, y por tanto, el devanado exclusivo para el sistema de medición debe tener la clase de exactitud requerida para el tipo de punto de medición, la capacidad de potencia nominal (burden) de acuerdo con los equipos del sistema de medida a conectar, entre otras características señaladas en esta norma técnica.

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.

Para los puntos de medición tipos 3, 4 y 5 se permitirán transformadores de medida con devanados de medida y protección, sin embargo, los equipos de medida y protección deberán estar conectados correctamente en el devanado correspondiente.

6.4.7. Medidor de energía eléctrica

La instalación de los elementos que conforman el sistema de medición debe cumplir con las siguientes condiciones y disposiciones:

- La tensión primaria nominal de los transformadores de tensión debe corresponder a la tensión nominal presente en el punto de medición.

- b. La tensión y corriente nominal del medidor de energía debe corresponder con la tensión y corriente nominal secundaria de los transformadores de medida respectivamente.
- c. 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.

6.4.8. Medidores de energía reactiva

- a. De acuerdo con la norma NTC 5019, se debe instalar medidor de energía reactiva cuando la capacidad instalable sea mayor de 15 kVA.
- b. Para el sector comercial e industrial es obligatoria la instalación de medidor de energía reactiva en sistemas bifásicos y trifásicos.
- 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 reactiva de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 047 de 2004.
- d. Los medidores de energía Activa/Reactiva para los clientes del mercado no regulado deben cumplir los siguientes requerimientos de acuerdo con la CREG 015 de 2018:
 - Perfil horario
 - Bidireccionalidad
 - Calibración en cuatro cuadrantes en energía Activa/Reactiva, en consecuencia, a los dos requerimientos antes mencionados (Cuando sea requerido).
- e. 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)

6.4.9. 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 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 de 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.

6.5. Clasificación de los medidores de energía

Los medidores de energía se pueden clasificar de acuerdo con la siguiente tabla:

Clasificación	Descripción
Básicos	Medidores de energía sencillos, sin dispositivos internos de control de carga o tarifa; o sin salida de impulso; con o sin puerto de comunicación óptico.
Multienenergía	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 óptico.
Multifunción	Medidores básicos o de multienenergía, que incluyen funciones adicionales a las metrológicas básicas, tales como registro de demanda máxima, registro de tiempo de uso, dispositivo de control de tarifa y/o carga, como un interruptor horario o un receptor de telemando centralizado.
Medidores con funciones adicionales	Medidores con otras unidades funcionales como PLC, comunicación telefónica o por radio, lectores de bonos de pago, etc.

Tabla 4. Clasificación de los medidores de energía (Norma NTC 5019. 2018)

6.6. Selección de medidores de energía

SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA

NORMA:

CNS-NT-06-01

CAPÍTULO 6

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.

Tipo de medición	Tipo de servicio	Nivel de tensión		Capacidad Instalada (CI) en kVA	Descripción del medidor ^{1) 2) 9)}		
		RETIE	CREG		Medidor	Energía ³⁾	Clase ⁶⁾
							Estático
Directa	Monofásico bifilar	BT	1	$CI \leq X^{(4)}$	Monofásico bifilar	Activa	1 Activa
						Activa y Reactiva	1 Activa 1 Reactiva
	Monofásico trifilar	BT	1	$CI \leq X^{(4)}$	Monofásico trifilar ó Bifásico trifilar	Activa	1 Activa
						Activa y Reactiva	1 Activa 1 Reactiva
	Bifásico trifilar	BT	1	$CI \leq X^{(4)}$	Bifásico trifilar	Activa	1 Activa
						Activa y Reactiva	1 Activa 1 Reactiva
	Trifásico tetrafilar	BT	1	$CI \leq X^{(4)}$	Trifásico tetrafilar	Activa	1 Activa
						Activa y Reactiva	1 Activa 1 Reactiva
Semi-directa	Monofásico trifilar	BT	1	$X^{(4)} < CI < 100$	Monofásico trifilar ó Trifásico trifilar	Activa y Reactiva	1 Activa 1 Reactiva
	Trifásico tetrafilar	BT	1	$X^{(4)} < CI < 100$	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	1 Activa 1 Reactiva
				$\geq 100^{(8)}$	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	0.5S Activa 0.5S Reactiva
	Indirecta	Trifásico trifilar	MT	2	$100 \leq CI < 30000$	Trifásico trifilar ⁷⁾ ó Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva
3							
AT y EAT			4	Trifásico tetrafilar		Activa y Reactiva	0.2S Activa 0.5S Reactiva
			MT		2		
3							
AT y EAT		4	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	0.2S Activa 0.5S Reactiva		
		Trifásico tetrafilar	MT, AT y EAT	2, 3 y 4	$100 \leq CI < 30000$	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

LÍDER CET Y
LABORATORIOS

FECHA DE APROBACIÓN:

FEBRERO 2023

VERSIÓN:

2

PÁGINA:

21 de 65

SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA

NORMA:

CNS-NT-06-01

CAPÍTULO 6

Tipo de medición	Tipo de servicio	Nivel de tensión		Capacidad Instalada (CI) en kVA	Descripción del medidor ^{1) 2) 9)}		
		RETIE	CREG		Medidor	Energía ³⁾	Clase ⁶⁾
							Estático
							0.2S Activa 0.5S Reactiva
				CI ≥ 30000			

Tabla 5. Selección de los medidores de energía.

- 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.
- 2) El medidor seleccionado puede ser un medidor prepago.
- 3) 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.
- 4) 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.
- 5) Cuando la capacidad instalada sea mayor o igual que 10kVA el medidor de energía activa no puede ser clase 2.
- 6) 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 1 se puede instalar un medidor clase 1S, 0.5, 0.5S o 0.2S.
- 7) 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).
- 8) 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.
- 9) Para medición de energía se puede seleccionar sistemas de medición centralizada o sistemas de infraestructura de medición avanzada -AMI (Advanced Metering Infrastructure).

SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE
MEDIDORES DE ENERGÍA Y
TRANSFORMADORES DE MEDIDA

NORMA:

CNS-NT-06-01

CAPÍTULO 6

Tipo de medición	Medidor de energía	Características del medidor								
		N°F	N°H	N°E	Vr (V) ¹⁾	Fr (Hz)	Ib (A)	In ²⁾ (A)	Imáx ³⁾ (A)	CM (%)
							Medidor estático			Medidor estático
Directa	Activa, monofásico bifilar	1	2	2	120	60	≤ 10	-	≥ 60	≥ 600
	Activa, monofásico trifilar	1	3	1 ^{1/2}	240					
	Activa, bifásico trifilar	2	3	2	2x120/ 208					
	Reactiva y/o activa, trifásico tetrafilar	3	4	3	3x120/ 208					
Semi-directa	Activa, monofásico trifilar	1	3	1 ^{1/2}	240	60	-	5	≥6	≥120
	Activa y/o reactiva, trifásico trifilar	3	3	2	3x120					
	Activa y/o reactiva, trifásico tetrafilar	3	4	3	3x120/ 208					
Indirecta	Activa y/o reactiva, trifásico trifilar	3	3	2	3x120	60	-	5	≥6	≥120
	Activa y/o reactiva, trifásico tetrafilar	3	4	3	3x69.2 /120					

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.

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

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

LÍDER CET Y
LABORATORIOS

FECHA DE APROBACIÓN:

FEBRERO 2023

VERSIÓN:

2

PÁGINA:

23 de 65

6.6.1. Programación de los medidores de energía

Se recomienda que en la programación del display normal de los medidores multifuncionales de energía, solamente se programen los registros considerados necesarios para la función que presta el medidor. Dado que mostrar muchas variables eléctricas genera dificultades para la lectura local del medidor.

6.6.1.1. Factor de multiplicación de la medida

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.

El FM 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.

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} : Factor de Multiplicación de la medida

V_{np} : Voltaje Nominal Primario del Transformador de Tensión

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

El FM 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.

Cuando solo se tienen transformadores de corriente en la instalación, se asume que el factor de multiplicación de los transformadores de tensión es 1.

El FM de la medida, debe estar indicado en el medidor de energía, de forma interna o externa. Y debe ser informado, tanto al sistema de facturación como al Centro de Gestión de Medida (CGM) de EPM o sus filiales.

El CGM de EPM o sus filiales, informará el Factor de Multiplicación (FM) al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

6.7. Selección de transformadores de medida

La selección de los transformadores de corriente y tensión deben cumplir con lo indicado en los siguientes numerales:

6.7.1. Transformadores de corriente

Para la selección de los transformadores de corriente se debe determinar las corrientes primarias y secundarias de acuerdo con la carga de diseño requerida.

- 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).

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.

Toda la información relacionada con la selección de los transformadores de corriente se debe presentar al OR con el proyecto de redes 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.

- b. 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.

6.7.1.1. Corriente primaria nominal

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.

Las Tablas 10 y 11, definen la relación de transformación de los TC para mediciones semidirectas y para mediciones indirectas respectivamente. Estas tablas establecen la relación de transformación en función de la carga instalada y la tensión en el punto de conexión de los TC.

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

Los valores normalizados para la corriente nominal primaria, de los 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.

6.7.1.2. Corriente secundaria nominal

El valor normalizado de corriente secundaria nominal es 5 A. Solo en circunstancias especiales se permite instalación de TC's 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.

6.7.1.3. Clase de exactitud

Las clases de exactitud normalizadas para los transformadores de corriente para medición son:

$$0.1 - 0.2 - 0.2S - 0.5 - 0.5S - 1$$

Para los transformadores de corriente para medición, la clase de exactitud se designa con el porcentaje más alto permisible del error de relación (ϵ) a corriente primaria nominal y carga nominal.

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.

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	1.5	1.0	1.0	180	60	60	60	5.4	2.7	1.8	1.8

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

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.

Clase de exactitud	Error ± %					Desplazamiento de fase									
						± minutos					± 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
0.2S	0.7 5	0.35	0.2	0.2	0.2	30	15	10	10	10	0.9	0.45	0.3	0.3	0.3
0.5S	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

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

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.

Nota: 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.

6.7.1.4. Carga nominal (burden)

- La carga nominal (Burden) del transformador de corriente debe seleccionarse de tal forma que la carga real del circuito secundario (incluyendo los cables de conexión del transformador al medidor) esté comprendida entre el 25% y el 100% de su valor.
- Se permitirá que la carga conectada al transformador de corriente sea inferior al 25 % de la carga nominal siempre y cuando se cuente con un informe de calibración de laboratorio que garantice la exactitud del transformador de corriente en dichos valores.
- El Burden total del transformador de corriente (VA TOTAL) corresponde a la suma de los siguientes valores:

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

En donde:

$VA_{MEDIDOR}$ = Es la potencia máxima (burden) del dispositivo de medida. Valor proporcionado por norma de fabricación. Ver Tabla 9.

$VA_{CONDUCTOR}$ = Es la potencia consumida (burden) debido a la impedancia de los conductores del circuito secundario.

$VA_{DEVANADO}$ = Es la potencia consumida debido a la impedancia de los devanados internos del transformador de corriente. Este valor es tan pequeño que por lo general puede ser despreciado.

- d. En la Tabla 9 se establecen los valores de potencia máximo permitido en los circuitos de corriente del medidor de energía, a utilizar en el caculo del burden de los transformadores de corriente.

Tipo de medidor	Clase	Potencia máxima [VA]
Electrónico	0.2S y 0.5S	1
	1	4

Tabla 9. Consumo de potencia máximo permitido en los circuitos de corriente del medidor de energía de acuerdo con su clase.

Notas:

- a. En el anexo 2 de este documento, se presentan ejemplos para la metodología del cálculo de la carga nominal (Burden) del transformador de corriente, teniendo en cuenta diferentes configuraciones y diferentes calibres de conductores.
- b. Los valores para la capacidad nominal de potencia (Burden) del TC en el anexo 2 son de referencia, por lo tanto, cuando se seleccione un valor diferente para el burden de los TCs se debe presentar al OR un informe técnico debidamente firmado por un profesional competente con los cálculos respectivos, donde se valide el burden seleccionado de acuerdo con las condiciones particulares de la instalación y el sistema de medida a conectar.

6.7.1.5. 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.

6.7.1.6. 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

6.7.1.7. 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:

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

6.7.1.8. 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 potencia.
- Las Tablas 10 y 11, definen la relación de transformación de los TC para mediciones semi-directas y para mediciones indirectas respectivamente. Estas tablas establecen la relación de transformación en función de la carga instalada y la tensión en el punto de conexión de los TC.

Corriente a plena carga (A)	Corriente primaria del t.c. (A)
$100 \leq I_{pc} < 120$	100

SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE
MEDIDORES DE ENERGÍA Y
TRANSFORMADORES DE MEDIDA

NORMA:

CNS-NT-06-01

CAPÍTULO 6

Corriente a plena carga (A)	Corriente primaria del t.c. (A)
$120 \leq I_{pc} < 160$	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
$3200 \leq I_{pc} < 3600$	3000 – 4000

Tabla 10. Relación de transformación de TC para mediciones semi-directas (NTC 5019-2018)

Corriente a plena carga (A)	Corriente primaria del t.c. (A)
$4 \leq I_{pc} < 6$	5
$6 \leq I_{pc} < 8$	Véase nota 1
$8 \leq I_{pc} < 12$	10
$12 \leq I_{pc} < 16$	15
$16 \leq I_{pc} < 18$	15 – 20
$18 \leq I_{pc} < 20$	20
$20 \leq I_{pc} < 24$	20 – 25

Corriente a plena carga (A)	Corriente primaria del t.c. (A)
$24 \leq I_{pc} < 30$	25 – 30
$30 \leq I_{pc} < 32$	30
$32 \leq I_{pc} < 36$	30 – 40
$36 \leq I_{pc} < 40$	40
$40 \leq I_{pc} < 48$	40 – 50
$48 \leq I_{pc} < 60$	50 – 60
$60 \leq I_{pc} < 64$	60 – 75
$64 \leq I_{pc} < 80$	75 – 80
$80 \leq I_{pc} < 90$	75 – 80 – 100
$90 \leq I_{pc} < 96$	80 – 100
$96 \leq I_{pc} < 120$	100
$120 \leq I_{pc} < 160$	150
$160 \leq I_{pc} < 180$	150 – 200
$180 \leq I_{pc} < 200$	200
$200 \leq I_{pc} < 240$	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

Tabla 11. Relación de transformación de TC para mediciones indirectas (NTC 5019-2018)

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

6.7.2. Transformador de tensión

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

6.7.2.1. Tensión primaria nominal

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

La tensión primaria nominal de los transformadores de tensión se selecciona de tal forma que se garantice que el rango de valores de la tensión de la red permitidos por la regulación con respecto a su valor nominal, quede dentro de los límites de operación del transformador de tensión.

Por lo anterior:

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

6.7.2.2. 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 siguiente tabla:

Tensión nominal de la red [V]	Tensión Secundaria TTs [V]
44.000	110
13.800	120
13.200	120
$13.200/\sqrt{3} = 7620$	$120/\sqrt{3}$

Tabla 12. Transformadores de tensión. Tensión secundaria nominal

Para las tensiones nominales de la red no referenciadas en la Tabla 12 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 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.

6.7.2.3. Relación de transformación

Los transformadores de tensión solo se aceptarán con una relación de transformación y debe ser un numero entero o en su defecto tener máximo un dígito decimal.

6.7.2.4. Carga nominal

- a) La carga nominal (Burden) del transformador de tensión debe seleccionarse de tal forma que la carga real del circuito secundario (incluyendo los cables de conexión del transformador al medidor) esté comprendida entre el 25 % y el 100 % de su valor.
- b) Se permitirá que la carga conectada al transformador de tensión sea inferior al 25 % de la carga nominal siempre y cuando se cuente con un informe de laboratorio, que garantice la exactitud en dichos valores.
- c) Para transformadores de tensión de clase de exactitud 0,1 y 0,2 que tengan una carga nominal menor de 10 VA, puede ser especificado un rango extendido de carga. El error de

tensión (relación) y de desplazamiento de fase no debe exceder los valores dados en la NTC 2207, cuando la carga secundaria es cualquier valor comprendido entre 0 VA y el 100 % de la carga nominal a factor de potencia igual a 1.

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

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

En donde:

$VA_{MEDIDOR}$ = Es la potencia máxima (burden) del dispositivo de medida. Valor proporcionado por norma de fabricación. Ver Tabla 13.

$VA_{CONDUCTOR}$ = Es el Burden debido a la impedancia de los conductores del circuito secundario.

$VA_{DEVANADO}$ = 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) En la **Tabla 13** se establecen los valores de potencia máximo permitido en los circuitos de tensión del medidor de energía, a utilizar en el caculo del burden de los transformadores de tensión.

Tipo de medidor	Clase	Potencia máxima [VA]
Electrónico	0.2S, 0.5S y 1	10

Tabla 13. Consumo de potencia máximo permitido en los circuitos de tensión del medidor de energía de acuerdo con su clase.

Notas:

1. En el anexo 2 de este documento, se presentan ejemplos para la metodología del cálculo de la carga nominal (Burden) del transformador de tensión, teniendo en cuenta diferentes configuraciones y diferentes calibres de conductores.
2. Los valores para la capacidad nominal de potencia (Burden) del TT en el anexo 2 son de referencia, por lo tanto, cuando se seleccione un valor diferente para el burden de los TTs se debe presentar al OR un informe técnico debidamente firmado por un profesional competente con los cálculos respectivos, donde se valide el burden seleccionado

6.7.3. Transformadores combinados

Cuando se utilizan transformadores combinados, aplican los criterios para la selección del transformador de corriente y para la selección del transformador de tensión. Adicionalmente, el transformador debe cumplir los requerimientos de la NTC 4540.

6.7.4. Niveles de aislamiento

Los valores normalizados deben ser seleccionados de la Tabla 14.

La tensión más elevada para el equipo se elige como 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 vaya 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.

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	
		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	185 230	450 550	
145	230 275	550 650	
170	275 323	650 750	
245	395 460	950 1050	
300	395 460	950 1050	750 850
362	460 510	1050 1175	850 950
420	570 630	1300 1425	950 1050
550	630 680	1425 1550	1050 1175

Tabla 14. Niveles de aislamiento nominales para arrollamientos primarios de transformadores de instrumentos. (NTC 5933).

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)

6.8. Equipos Auxiliares

6.8.1. 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:

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.

El bloque de pruebas se selecciona de acuerdo al número de elementos de la medición. 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. 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.

6.9. Tipos de conexiones aceptadas por el Grupo EPM

- a. En las redes de Grupo EPM para instalaciones nuevas con medida indirecta y con nivel de tensión de hasta 15 kV, solo serán aceptadas conexiones en tres (3) elementos. Para niveles de tensión superiores se puede utilizar conexiones en dos (2) o tres (3) elementos, siendo la más recomendada la conexión en tres (3) elementos, dadas sus ventajas operativas tales como, el uso de los devanados de protección, que facilitan la implementación de sincronización en sistemas de generación distribuida, la instalación de relés de protección, entre otras.
- 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

- c. La conexión más adecuada de los equipos de medición para los transformadores en subestaciones tipo interior o pedestal que sirvan a una sola instalación es en nivel de tensión II, teniendo en cuenta el beneficio tarifario que la medición de energía en nivel de tensión II conlleva para transformadores con potencias a partir de 112.5 kVA. Cuando el propietario de la instalación defina que la conexión del sistema de medida se hará en el nivel de tensión I, este debe indicarlo por escrito durante la presentación del proyecto de redes.
- d. En medida semidirecta el número de fases del transformador debe corresponder con el número de elementos de medición.
- e. Las instalaciones donde su capacidad instalable tenga una corriente nominal menor a 100 A, solo se admite conexión de medida directa, salvo lo dispuesto el numeral 28.3.11.d del RETIE, donde se establece que la medida de energía eléctrica asociada a las instalaciones que alimentan exclusivamente la carga de la Red Contra Incendios (RCI), se debe hacer por medio de transformadores de corriente, en este caso los transformadores deben tener relación de transformación 100/5 A y clase de exactitud 0.5S.
- f. 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.
- g. 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.

6.9.1. 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).

7. ANEXOS

7.1. Anexo 1: Diagramas de conexión

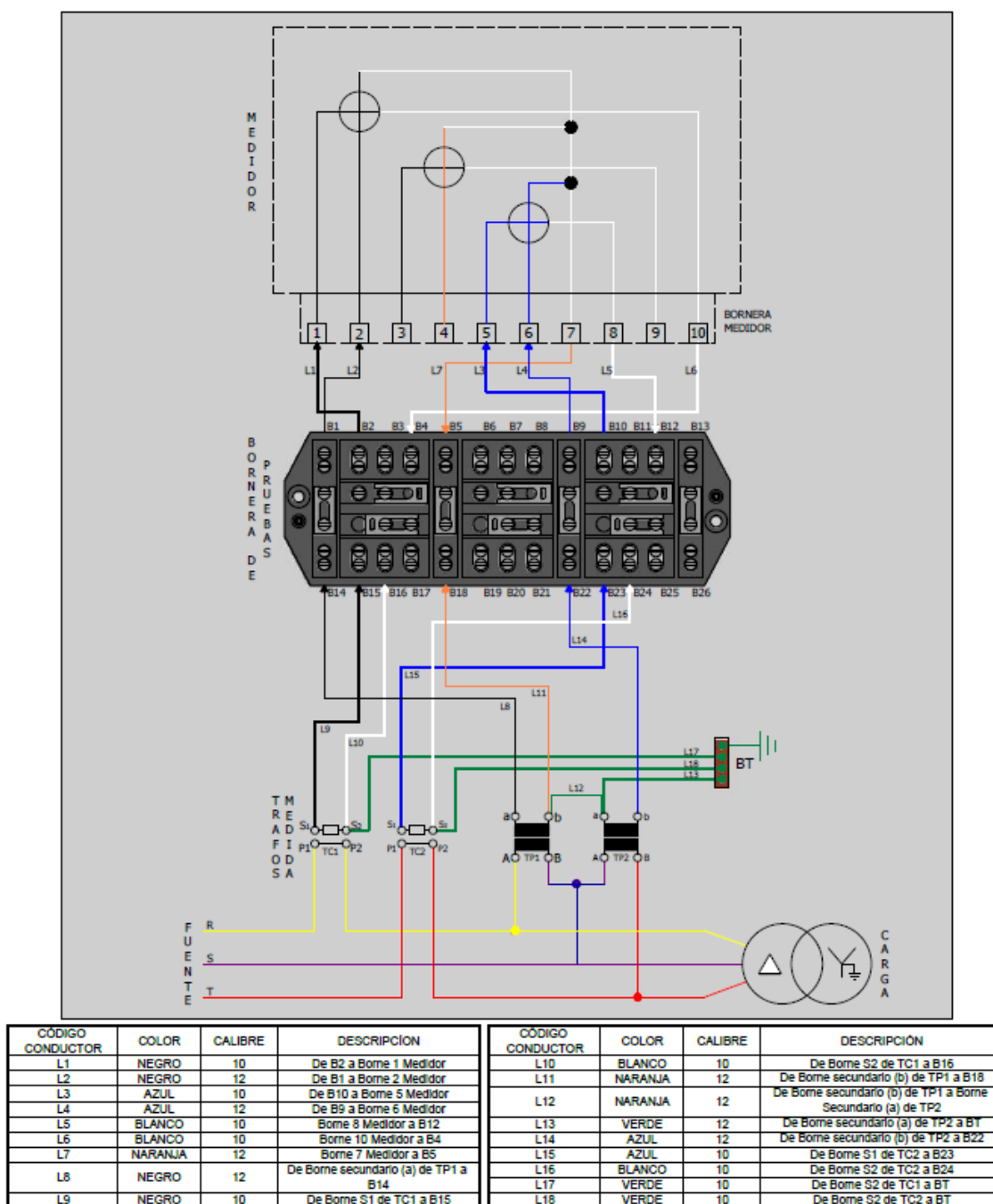
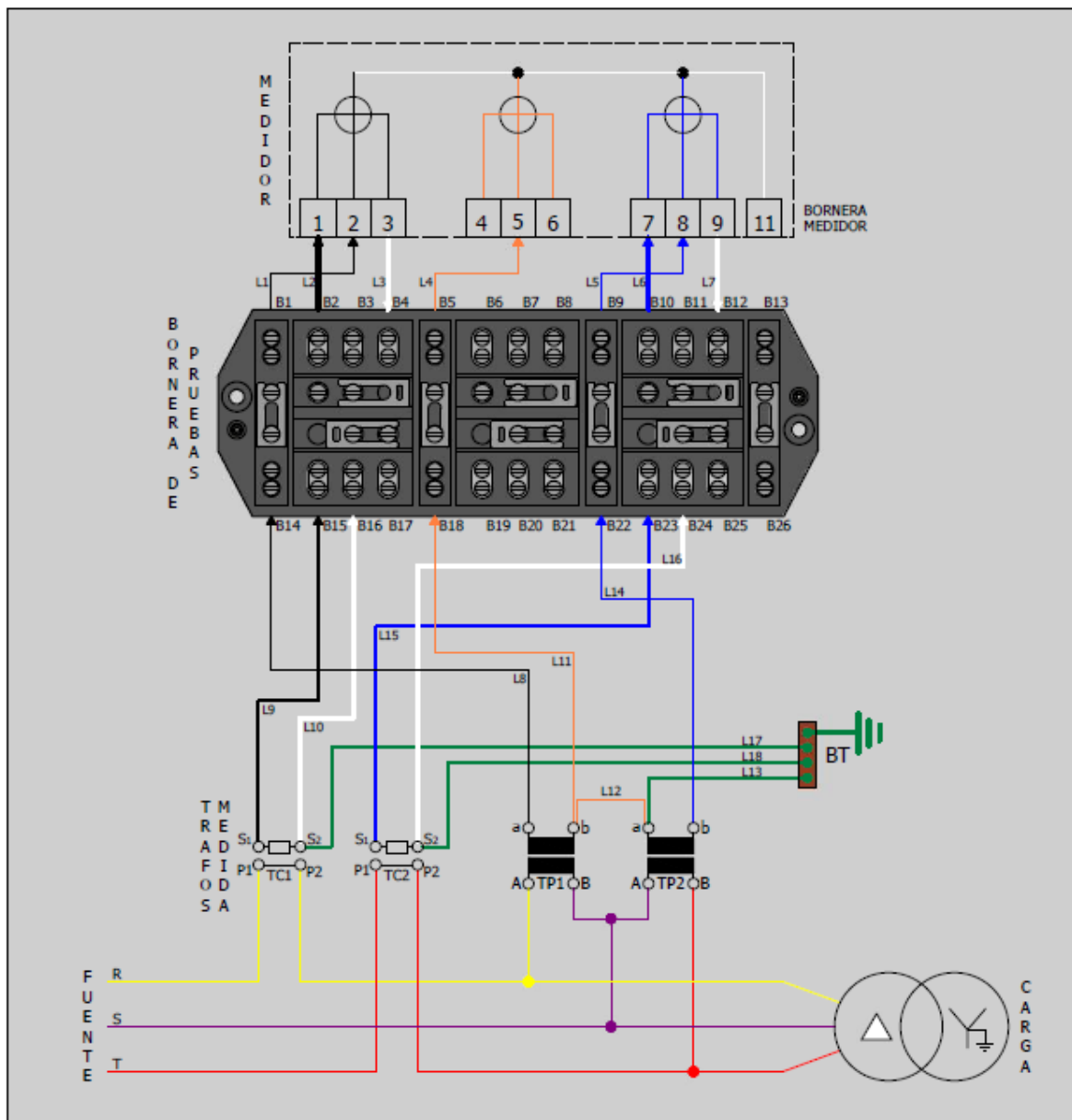


Figura 1. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs y 2 TTs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 3H.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	NEGRO	12	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	NEGRO	10	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	BLANCO	10	De B4 a Borne 3 Medidor
L4	NARANJA	12	De B5 a Borne 5 Medidor
L5	AZUL	12	De B9 a Borne 8 Medidor
L6	AZUL	10	De B10 a Borne 7 Medidor
L7	BLANCO	10	De B12 a Borne 9 Medidor
L8	NEGRO	12	De Borne secundario (a) de TP1 a B14
L9	NEGRO	10	De Borne S1 de TC1 a B15

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L10	BLANCO	10	De Borne S2 de TC1 a B16
L11	NARANJA	12	De Borne secundario (b) de TP1 a B18
L12	NARANJA	12	De Borne secundario (b) de TP1 a Borne Secundario (a) de TP2
L13	VERDE	12	De Borne secundario (a) de TP2 a BT
L14	AZUL	12	De Borne secundario (b) de TP2 a B22
L15	AZUL	10	De Borne S1 de TC2 a B23
L16	BLANCO	10	De Borne S2 de TC2 a B24
L17	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT
L18	VERDE	10	De Borne S2 de TC2 a BT

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



Grupo-epm

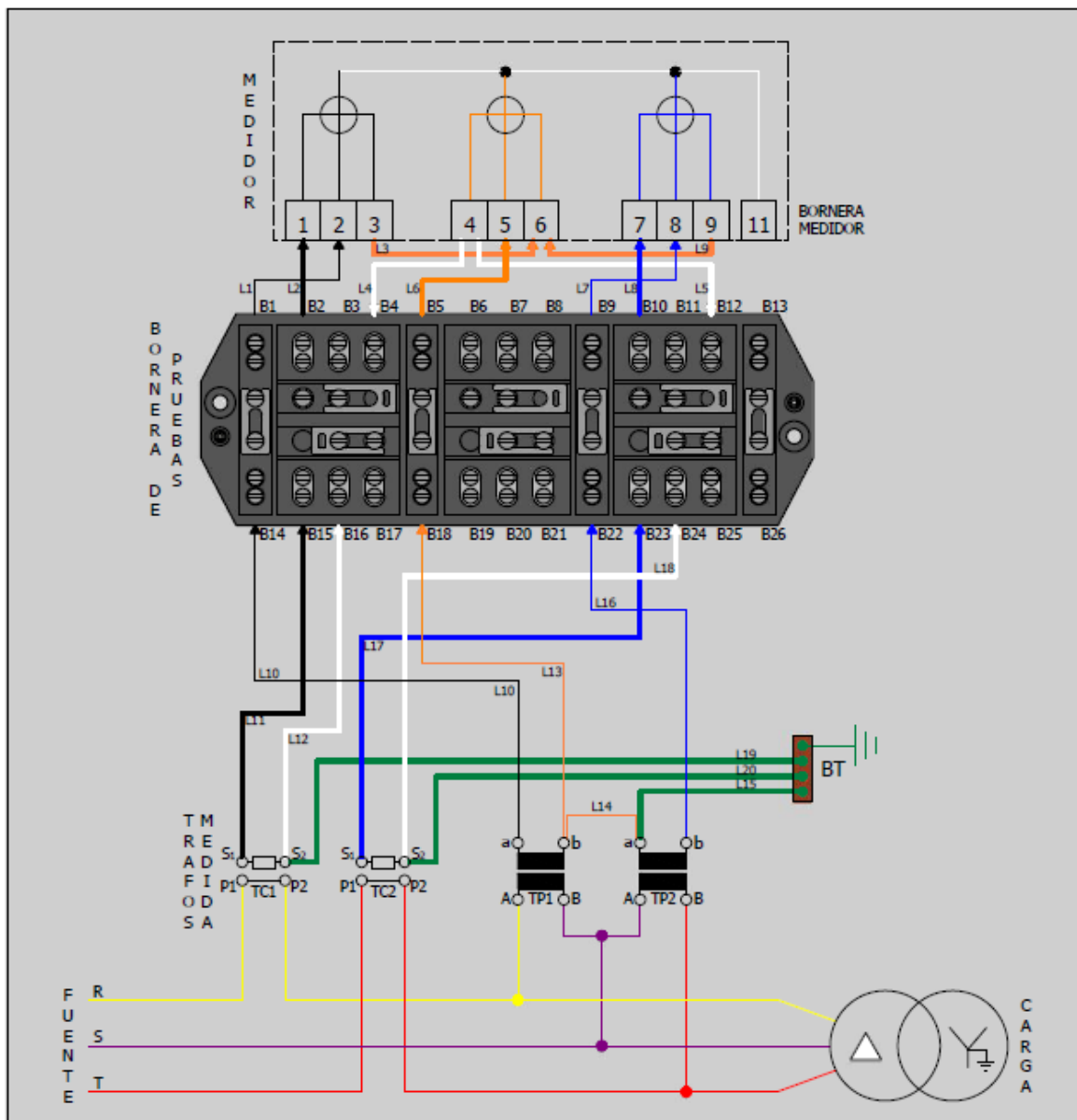
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA

NORMA:

CNS-NT-06-01

CAPÍTULO 6



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	NEGRO	12	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	NEGRO	10	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	NARANJA	10	De Borne 3 al 6 del Medidor
L4	BLANCO	10	De B4 a Borne 4 Medidor
L5	BLANCO	10	De B12 a Borne 4 Medidor
L6	NARANJA	12	De B5 a Borne 5 Medidor
L7	NEGRO	12	De B6 a Borne 6 Medidor
L8	AZUL	10	De B10 a Borne 7 Medidor
L9	NARANJA	10	De Borne 9 al 6 del Medidor
L10	NEGRO	12	De Borne secundario (a) de TP1 a B14

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L11	NEGRO	10	De Borne S1 de TC1 a B15
L12	BLANCO	10	De Borne S2 de TC1 a B16
L13	NARANJA	12	De Borne secundario (b) de TP1 a B18
L14	NARANJA	12	De Borne secundario (b) de TP1 a Borne Secundario (a) de TP2
L15	VERDE	12	De Borne secundario (a) de TP2 a BT
L16	AZUL	12	De Borne secundario (b) de TP2 a B22
L17	AZUL	10	De Borne S1 de TC2 a B23
L18	BLANCO	10	De Borne S2 de TC2 a B24
L19	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT
L20	VERDE	10	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.

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

LÍDER CET Y
LABORATORIOS

FECHA DE APROBACIÓN:

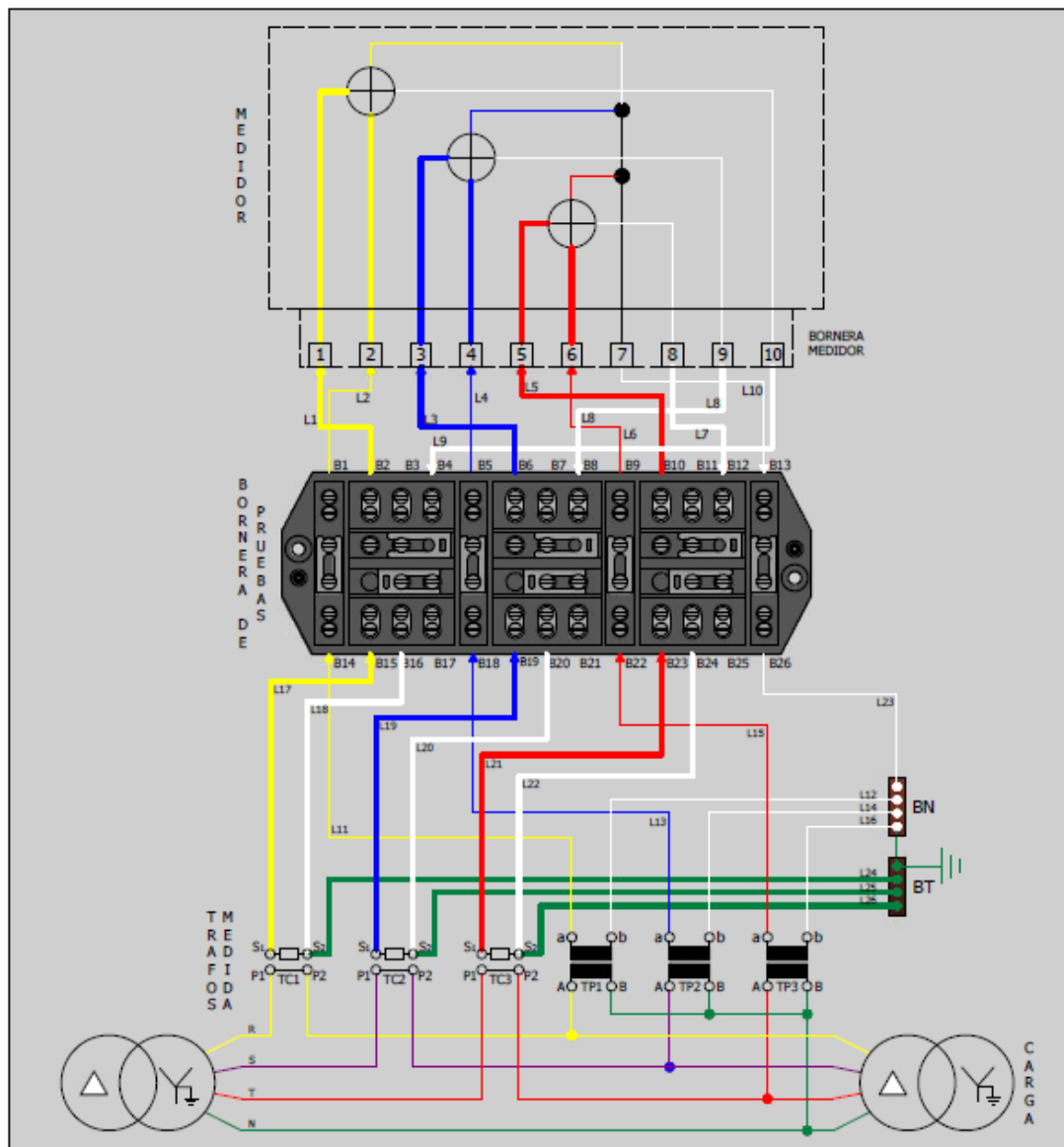
FEBRERO 2023

VERSIÓN:

2

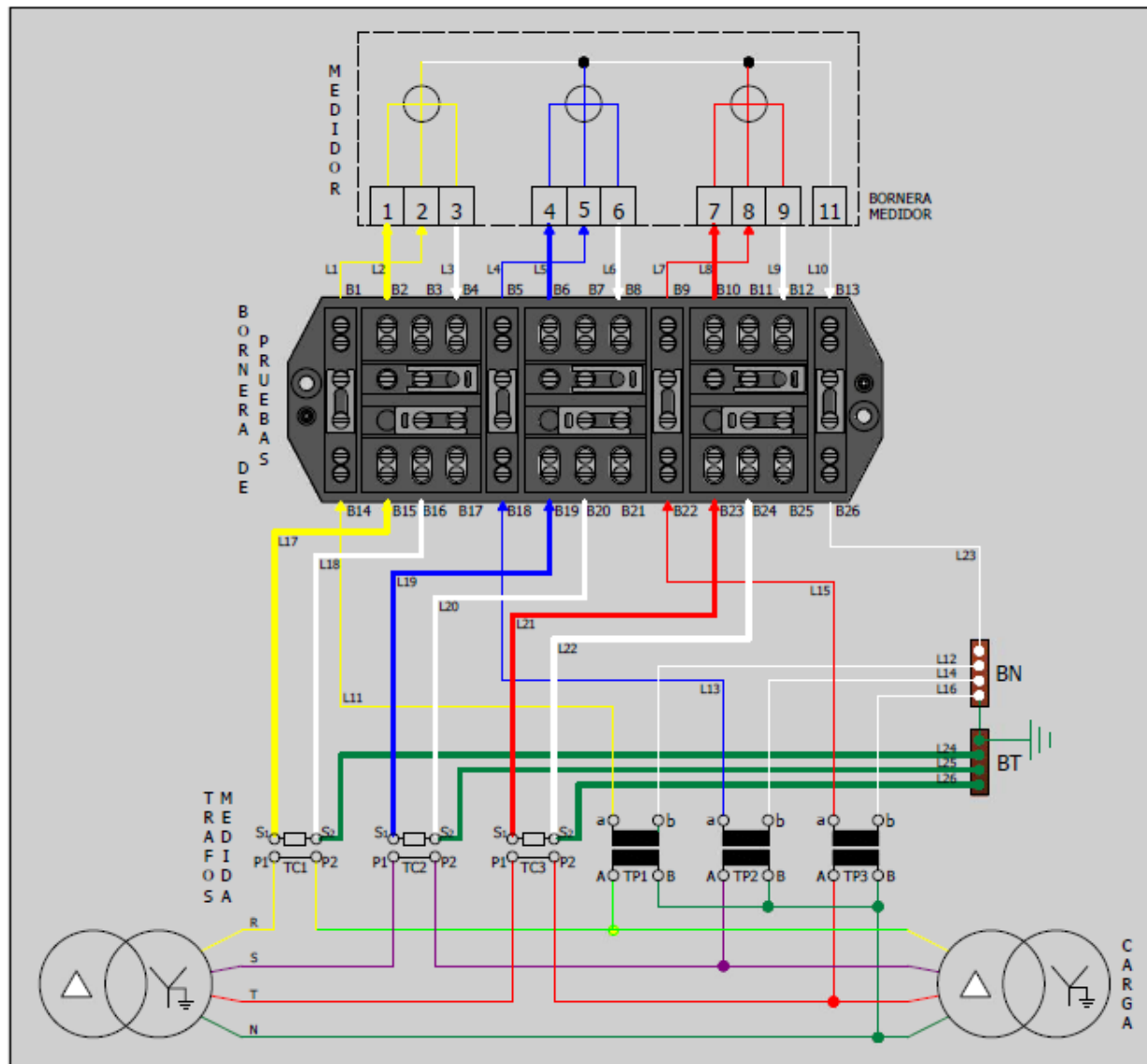
PÁGINA:

43 de 65



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN	CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	AMARILLO	10	De B2 a Borne 1 Medidor	L14	BLANCO	12	De Borne secundario (b) de TP2 a BN
L2	AMARILLO	12	De B1 a Borne 2 Medidor	L15	ROJO	12	De Borne secundario (a) de TP3 a B22
L3	AZUL	10	De B6 a Borne 3 Medidor	L16	BLANCO	12	De Borne secundario (b) de TP3 a BN
L4	AZUL	12	De B5 a Borne 4 Medidor	L17	AMARILLO	10	De Borne S1 de TC1 a B15
L5	ROJO	10	De B10 a Borne 5 Medidor	L18	BLANCO	10	De Borne S2 de TC1 a B16
L6	ROJO	12	De B9 a Borne 6 Medidor	L19	AZUL	10	De Borne S1 de TC2 a B19
L7	BLANCO	10	De Borne 8 Medidor a B12	L20	BLANCO	10	De Borne S2 de TC2 a B20
L8	BLANCO	10	De Borne 9 Medidor a B8	L21	ROJO	10	De Borne S1 de TC3 a B23
L9	BLANCO	10	De Borne 10 Medidor a B4	L22	BLANCO	10	De Borne S2 de TC3 a B24
L10	BLANCO	12	De Borne 7 Medidor a B13	L23	BLANCO	12	De B26 a BN
L11	AMARILLO	12	De Borne secundario (a) de TP1 a B14	L24	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT
L12	BLANCO	12	De Borne secundario (b) de TP1 a BN	L25	VERDE	10	De Borne S2 de TC2 a BT
L13	AZUL	12	De Borne secundario (a) de TP2 a B18	L26	VERDE	10	De Borne S2 de TC3 a BT

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	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	AMARILLO	12	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	AMARILLO	10	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	BLANCO	10	De B4 a Borne 3 Medidor
L4	AZUL	12	De B5 a Borne 5 Medidor
L5	AZUL	10	De B6 a Borne 4 Medidor
L6	BLANCO	10	De B8 a Borne 6 Medidor
L7	ROJO	12	De B9 a Borne 8 Medidor
L8	ROJO	10	De B10 a Borne 7 Medidor
L9	BLANCO	10	De B12 a Borne 9 Medidor
L10	BLANCO	12	De B13 a Borne 11 Medidor
L11	AMARILLO	12	De Borne secundario (a) de TP1 a B14
L12	BLANCO	12	De Borne secundario (b) de TP1 a BN
L13	AZUL	12	De Borne secundario (a) de TP2 a B18

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L14	BLANCO	12	De Borne secundario (b) de TP2 a BN
L15	ROJO	12	De Borne secundario (a) de TP3 a B22
L16	BLANCO	12	De Borne secundario (b) de TP3 a BN
L17	AMARILLO	10	De Borne S1 de TC1 a B15
L18	BLANCO	10	De Borne S2 de TC1 a B16
L19	AZUL	10	De Borne S1 de TC2 a B19
L20	BLANCO	10	De Borne S2 de TC2 a B20
L21	ROJO	10	De Borne S1 de TC3 a B23
L22	BLANCO	10	De Borne S2 de TC3 a B24
L23	BLANCO	12	De B26 a BN
L24	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT
L25	VERDE	10	De Borne S2 de TC2 a BT
L26	VERDE	10	De Borne S2 de TC3 a BT

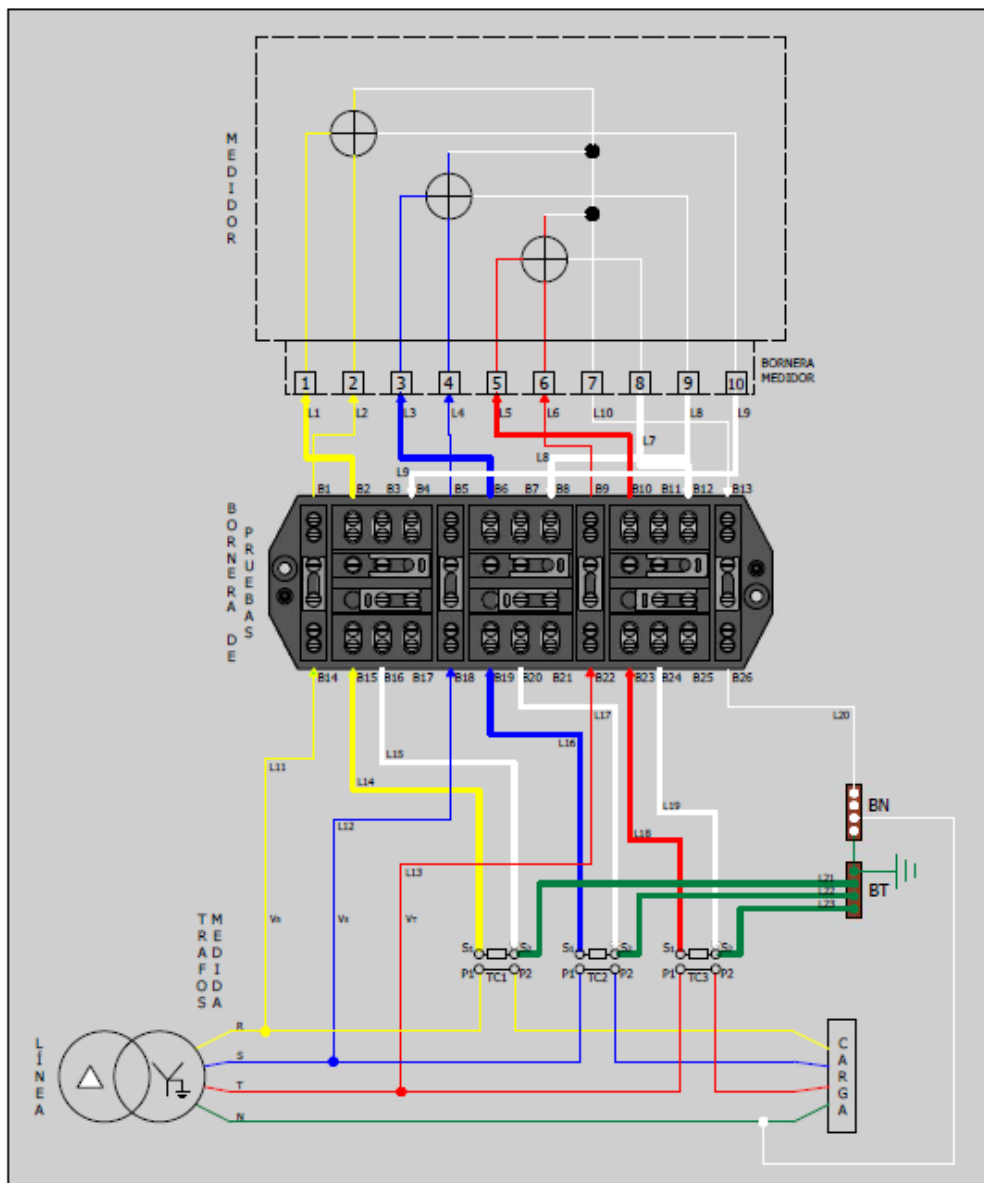
Figura 5. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs y 3 TTs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas.

SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA

NORMA:

CNS-NT-06-01

CAPÍTULO 6



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	AMARILLO	10	De B2 a Borne 1 Medidor
L2	AMARILLO	12	De B1 a Borne 2 Medidor
L3	AZUL	10	De B6 a Borne 3 Medidor
L4	AZUL	12	De B5 a Borne 4 Medidor
L5	ROJO	10	De B10 a Borne 5 Medidor
L6	ROJO	12	De B9 a Borne 6 Medidor
L7	BLANCO	10	De Borne 8 Medidor a B12
L8	BLANCO	10	De Borne 9 Medidor a B8
L9	BLANCO	10	De Borne 10 Medidor a B4
L10	BLANCO	12	De Borne 7 Medidor B13
L11	AMARILLO	12	De Barraje principal Fase R a B14
L12	AZUL	12	De Barraje principal Fase S a B18

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L13	ROJO	12	De Barraje principal Fase T a B22
L14	AMARILLO	10	De Borne S1 de TC1 a B15
L15	BLANCO	10	De Borne S2 de TC1 a B16
L16	AZUL	10	De Borne S1 de TC2 a B19
L17	BLANCO	10	De Borne S2 de TC2 a B20
L18	ROJO	10	De Borne S1 de TC3 a B23
L19	BLANCO	10	De Borne S2 de TC3 a B24
L20	BLANCO	12	De B26 a BN
L21	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT
L22	VERDE	10	De Borne S2 de TC2 a BT
L23	VERDE	10	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.

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

LÍDER CET Y
LABORATORIOS

FECHA DE APROBACIÓN:

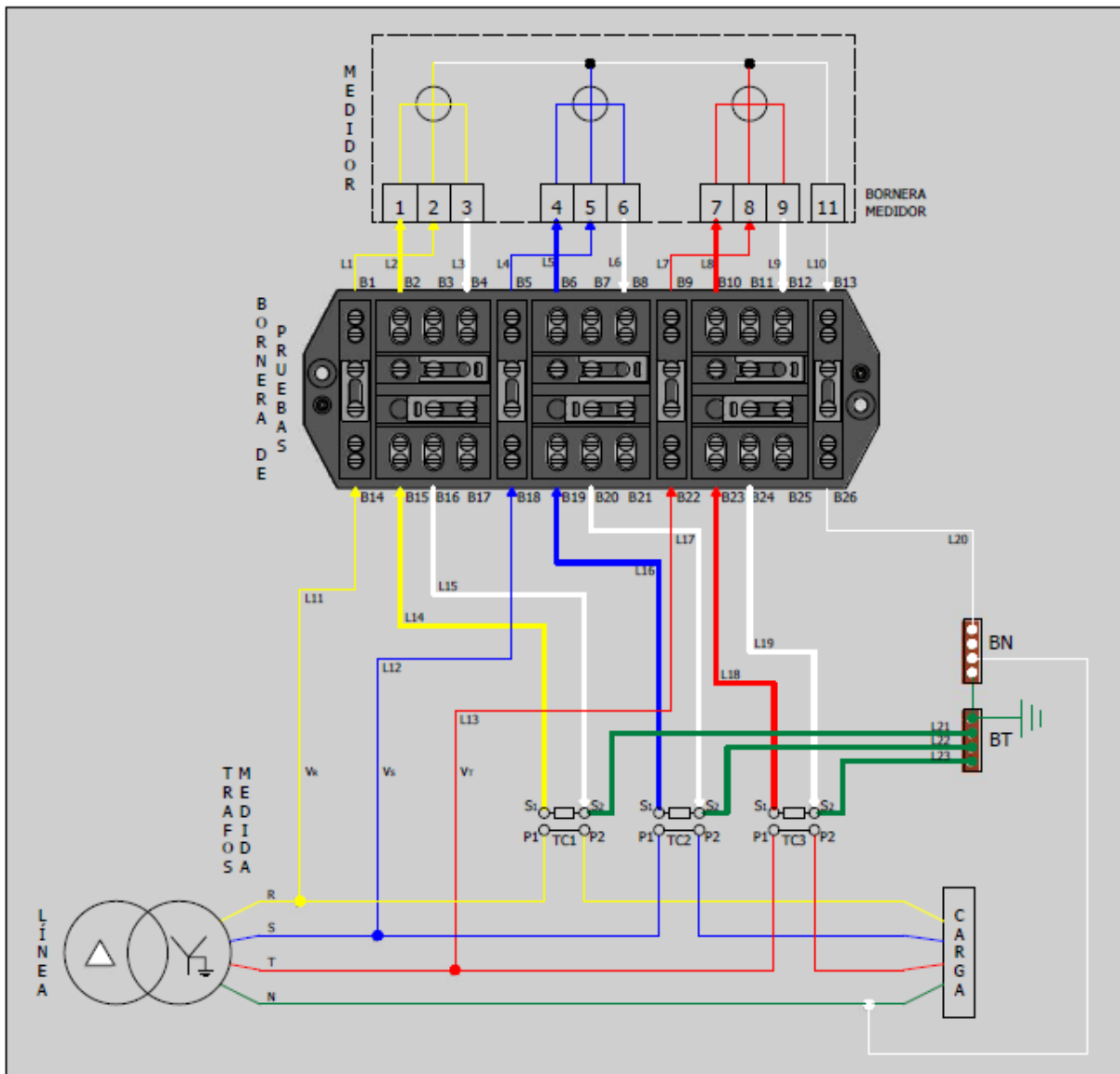
FEBRERO 2023

VERSIÓN:

2

PÁGINA:

46 de 65



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	AMARILLO	12	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	AMARILLO	10	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	BLANCO	10	De B4 a Borne 3 Medidor
L4	AZUL	12	De B5 a Borne 5 Medidor
L5	AZUL	10	De B6 a Borne 4 Medidor
L6	BLANCO	10	De B8 a Borne 6 Medidor
L7	ROJO	12	De B9 a Borne 8 Medidor
L8	ROJO	10	De B10 a Borne 7 Medidor
L9	BLANCO	10	De B12 a Borne 9 Medidor
L10	BLANCO	12	De B13 a Borne 11 Medidor
L11	AMARILLO	12	De Barraje principal Fase R a B14
L12	AZUL	12	De Barraje principal Fase S a B18

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L13	ROJO	12	De Barraje principal Fase Y a B22
L14	AMARILLO	10	De Borne S1 de TC1 a B15
L15	BLANCO	10	De Borne S2 de TC1 a B16
L16	AZUL	10	De Borne S1 de TC2 a B19
L17	BLANCO	10	De Borne S2 de TC2 a B20
L18	ROJO	10	De Borne S1 de TC3 a B23
L19	BLANCO	10	De Borne S2 de TC3 a B24
L20	BLANCO	12	De B26 a BN
L21	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT
L22	VERDE	10	De Borne S2 de TC2 a BT
L23	VERDE	10	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.



Grupo-epm

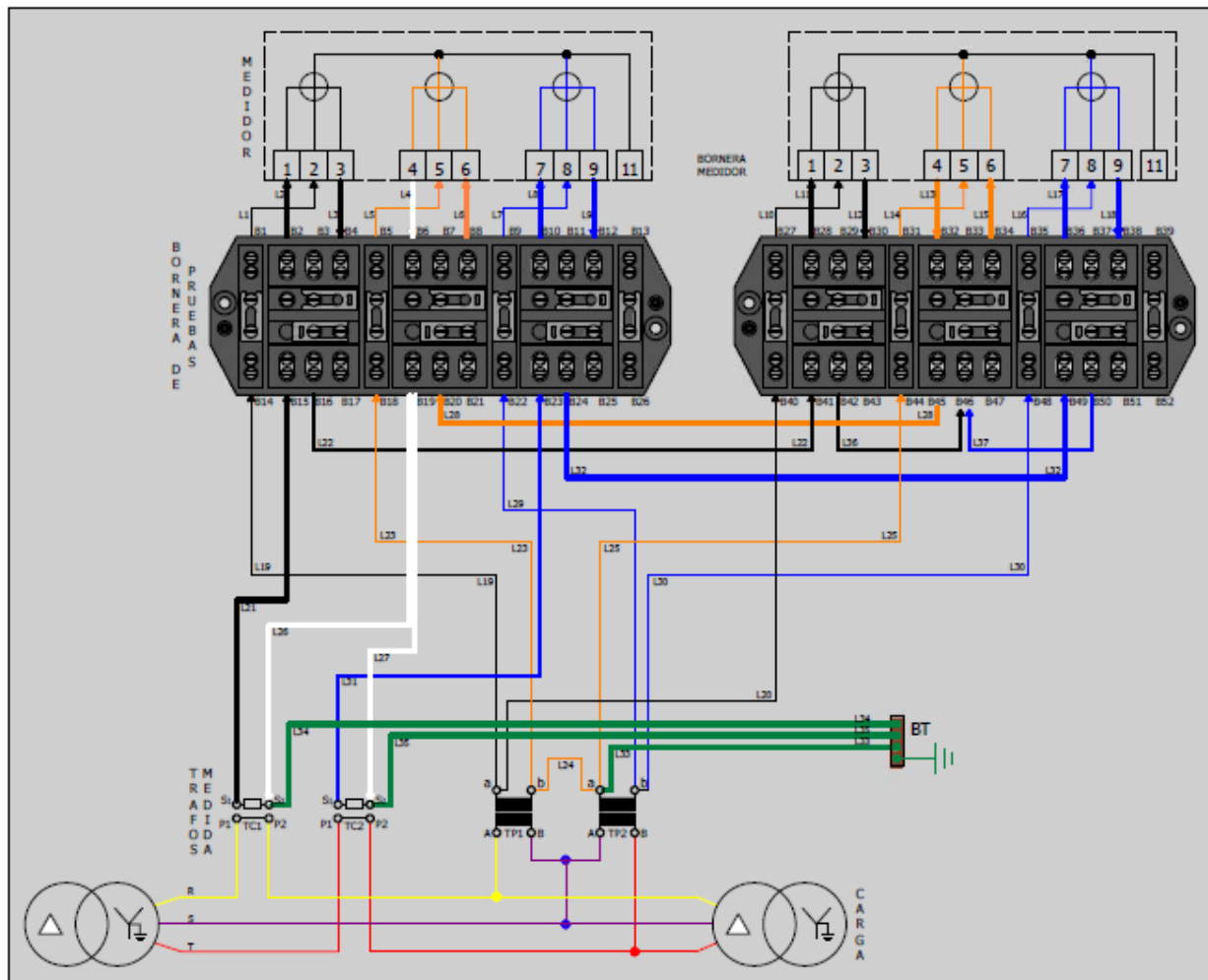
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA

NORMA:

CNS-NT-06-01

CAPÍTULO 6



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	NEGRO	12	De B1 a Borne 2 Medidor Principal
L2	NEGRO	10	De B2 a Borne 1 Medidor Principal
L3	NEGRO	10	De Borne 3 Medidor Principal a B4
L4	BLANCO	10	De Borne 4 Medidor Principal a B6
L5	NARANJA	12	De B5 a Borne 5 Medidor Principal
L6	NARANJA	10	De B6 a Borne 6 Medidor Principal
L7	AZUL	12	De B9 a Borne 8 Medidor Principal
L8	AZUL	10	De B10 a Borne 7 Medidor Principal
L9	AZUL	10	De Borne 9 Medidor Principal a B12
L10	NEGRO	12	De B27 a Borne 2 Medidor Respaldo
L11	NEGRO	10	De B28 a Borne 1 Medidor Respaldo
L12	NEGRO	10	De Borne 3 Medidor Respaldo a B30
L13	NARANJA	10	De Borne 4 Medidor Respaldo a B32
L14	NARANJA	12	De B31 a Borne 5 Medidor Respaldo
L15	NARANJA	10	De B34 a Borne 6 Medidor Respaldo
L16	AZUL	12	De B35 a Borne 8 Medidor Respaldo
L17	AZUL	10	De B36 a Borne 7 Medidor Respaldo
L18	AZUL	10	De Borne 9 Medidor Respaldo a B38
L19	NEGRO	12	De Borne secundario (a) de TP1 a B14

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L20	NEGRO	12	De Borne secundario (a) de TP1 a B40
L21	NEGRO	10	De Borne S1 de TC1 a B15
L22	NEGRO	10	De B16 a B41
L23	NARANJA	12	De Borne secundario (b) de TP1 a B18
L24	NARANJA	12	De Borne secundario (b) de TP1 a Borne secundario (a) de TP2
L25	NARANJA	12	De Borne secundario (a) de TP2 a B44
L26	BLANCO	10	De B19 a Borne S2 de TC1
L27	BLANCO	10	De B19 a Borne S2 de TC2
L28	NARANJA	10	De B45 a B20
L29	AZUL	12	De Borne secundario (b) de TP2 a B22
L30	AZUL	12	De Borne secundario (b) de TP2 a B48
L31	AZUL	10	De Borne S1 de TC2 a B23
L32	AZUL	10	De B24 a B49
L33	VERDE	12	De Borne secundario (a) de TP2 a BT
L34	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT
L35	VERDE	10	De Borne S2 de TC2 a BT
L36	NEGRO	10	De B42 a B46
L37	AZUL	10	De B50 a B46

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.

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

LÍDER CET Y
LABORATORIOS

FECHA DE APROBACIÓN:

FEBRERO 2023

VERSIÓN:

2

PÁGINA:

48 de 65



Grupo-epm

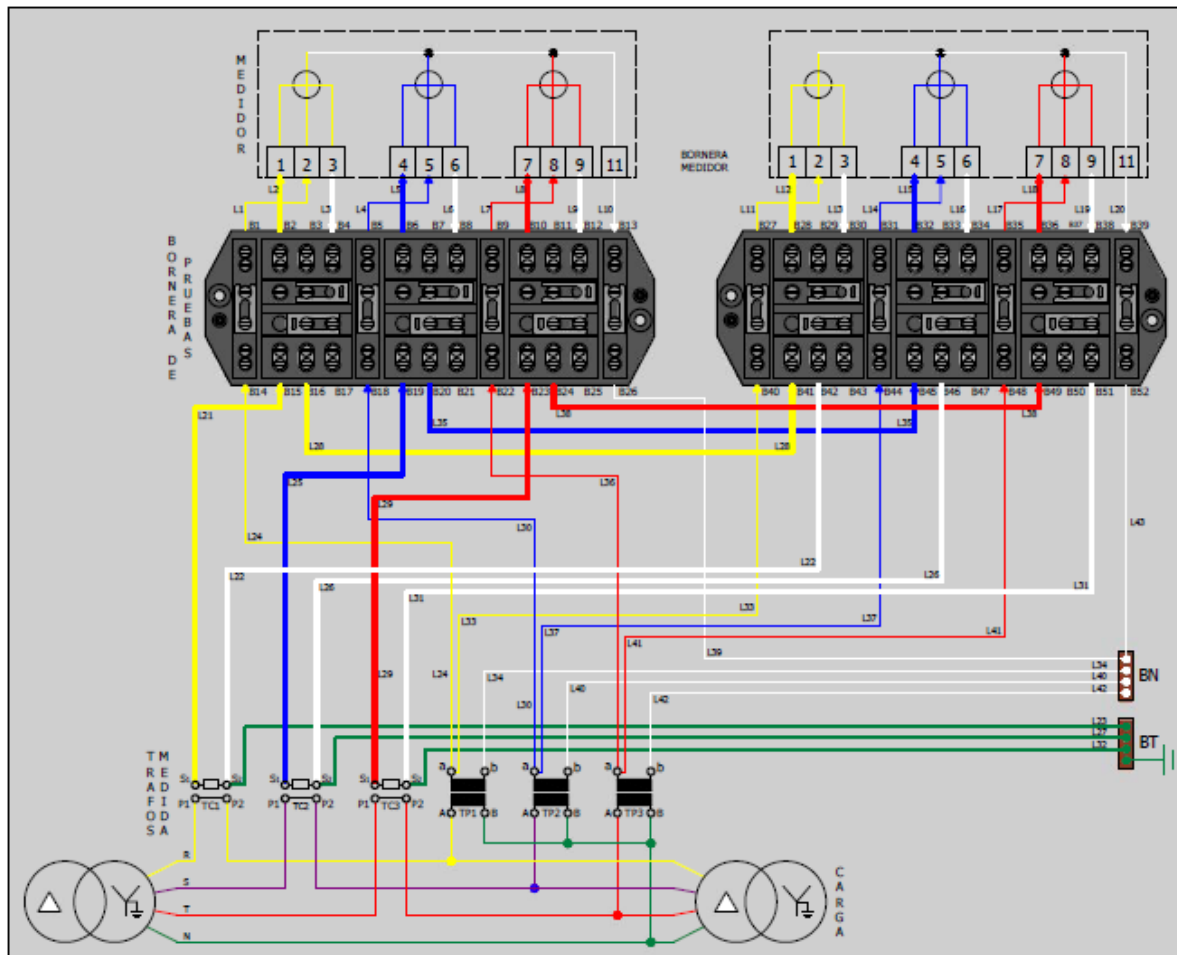
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA

NORMA:

CNS-NT-06-01

CAPÍTULO 6



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	AMARILLO	12	De B1 a Borne 2 Medidor Principal
L2	AMARILLO	10	De B2 a Borne 1 Medidor Principal
L3	BLANCO	10	De Borne 3 Medidor Principal a B4
L4	AZUL	12	De B5 a Borne 5 Medidor Principal
L5	AZUL	10	De B6 a Borne 4 Medidor Principal
L6	BLANCO	10	De Borne 6 Medidor Principal a B8
L7	ROJO	12	De B9 a Borne 8 Medidor Principal
L8	ROJO	10	De B10 a Borne 7 Medidor Principal
L9	BLANCO	10	De Borne 9 Medidor Principal a B12
L10	BLANCO	12	De Borne 11 Medidor Principal a B13
L11	AMARILLO	12	De B27 a Borne 2 Medidor Respaldo
L12	AMARILLO	10	De B28 a Borne 1 Medidor Respaldo
L13	BLANCO	10	De Borne 3 Medidor Respaldo a B30
L14	AZUL	10	De B32 a Borne 4 Medidor Respaldo
L15	AZUL	12	De B31 a Borne 5 Medidor Respaldo
L16	BLANCO	10	De Borne 6 Medidor Respaldo a B34
L17	ROJO	10	De B36 a Borne 7 Medidor Respaldo
L18	ROJO	12	De B35 a Borne 8 Medidor Respaldo
L19	BLANCO	10	De Borne 9 Medidor Respaldo a B38
L20	BLANCO	12	De Borne 11 Medidor Respaldo a B39
L21	AMARILLO	10	De Borne S1 de TC1 a B15
L22	BLANCO	10	De Borne S2 de TC1 a B42

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L23	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT
L24	AMARILLO	12	De Borne Secundario (a) de TP1 a B14
L25	AZUL	10	De Borne S1 de TC2 a B19
L26	BLANCO	10	De Borne S2 de TC2 a B46
L27	VERDE	10	De Borne S2 de TC2 a BT
L28	AMARILLO	10	De B16 a B41
L29	ROJO	10	De Borne S1 de TC3 a B23
L30	AZUL	12	De Borne Secundario (a) de TP2 a B18
L31	BLANCO	10	De Borne S2 de TC3 a B51
L32	VERDE	10	De Borne S2 de TC3 a BT
L33	AMARILLO	12	De Borne Secundario (a) de TP1 a B40
L34	BLANCO	12	De Borne Secundario (b) de TP1 a BN
L35	AZUL	10	De B20 a B45
L36	ROJO	12	De Borne Secundario (a) de TP3 a B22
L37	AZUL	12	De Borne Secundario (a) de TP2 a B44
L38	ROJO	10	De B24 a B49
L39	BLANCO	12	De B26 a BN
L40	BLANCO	12	De Borne Secundario (b) de TP2 a BN
L41	ROJO	12	De Borne Secundario (a) de TP3 a B48
L42	BLANCO	12	De Borne Secundario (b) de TP3 a BN
L43	BLANCO	12	De B52 a BN

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.

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

LÍDER CET Y
LABORATORIOS

FECHA DE APROBACIÓN:

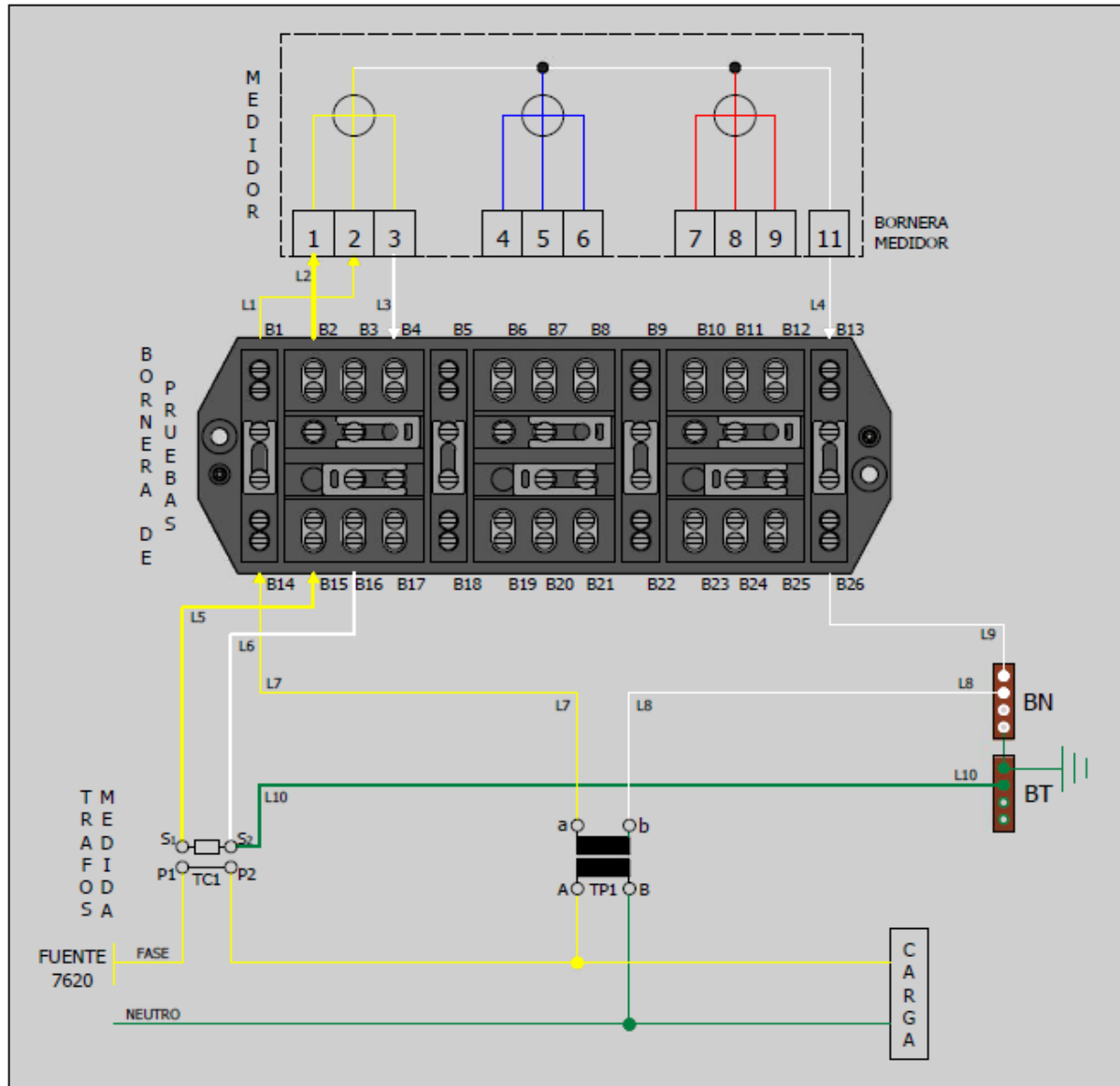
FEBRERO 2023

VERSIÓN:

2

PÁGINA:

49 de 65



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	AMARILLO	12	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	AMARILLO	10	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	BLANCO	10	De B4 a Borne 3 Medidor
L4	BLANCO	12	De B13 a Borne 11 Medidor
L5	AMARILLO	10	De Borne S1 de TC1 a B15
L6	BLANCO	10	De Borne S2 de TC1 a B16
L7	AMARILLO	12	De Borne secundario (a) de TP1 a B14
L8	BLANCO	12	De Borne secundario (b) de TP1 a BN
L9	BLANCO	12	De B26 a BN
L10	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT

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



Grupo-epm

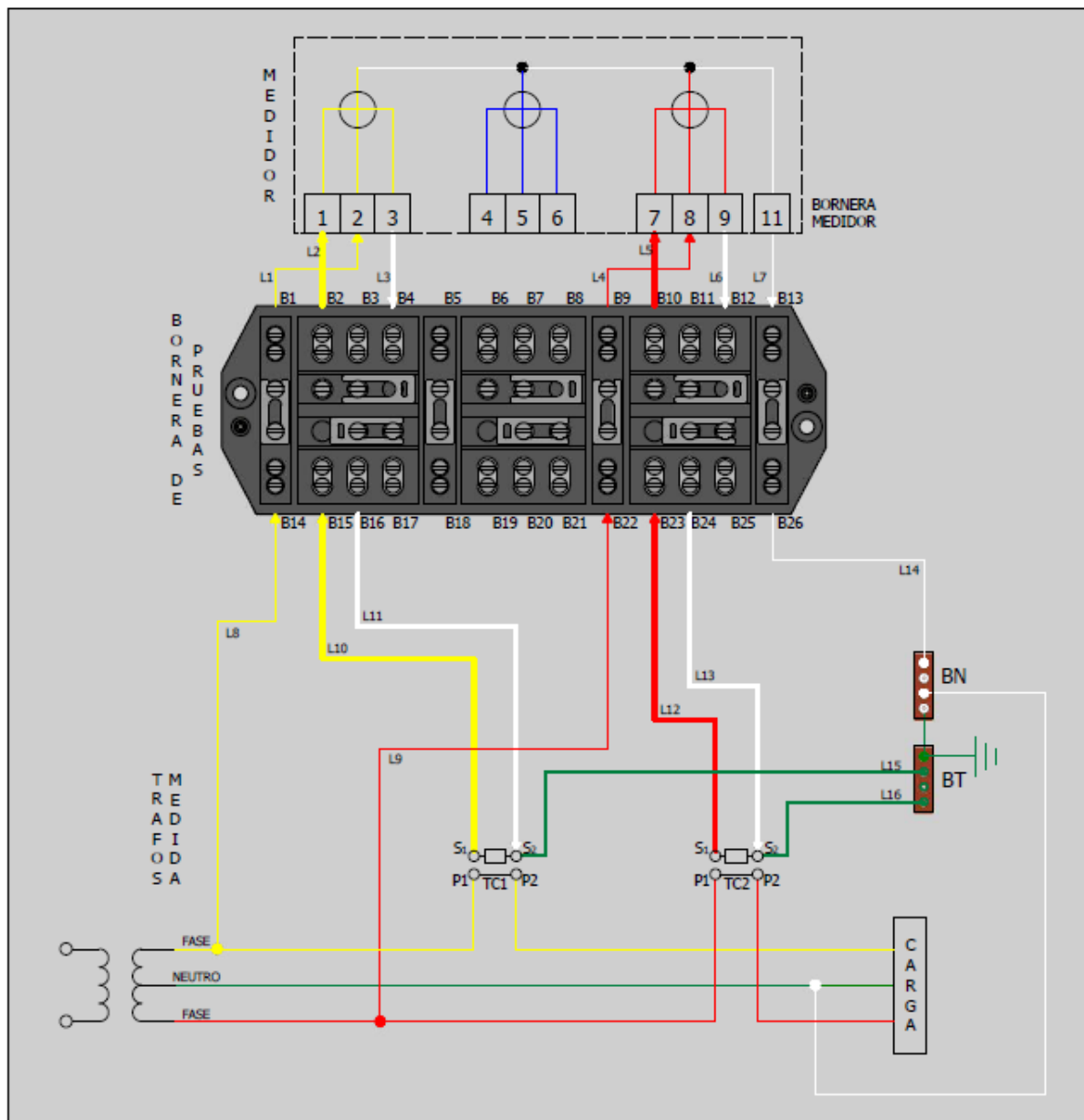
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA

NORMA:

CNS-NT-06-01

CAPÍTULO 6



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	AMARILLO	12	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	AMARILLO	10	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	BLANCO	10	De B4 a Borne 3 Medidor
L4	ROJO	12	De B9 a Borne 8 Medidor
L5	ROJO	10	De B10 a Borne 7 Medidor
L6	BLANCO	10	De B12 a Borne 9 Medidor
L7	BLANCO	12	De B13 a Borne 11 Medidor
L8	AMARILLO	12	De Barraje principal Fase 1 a B14

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L9	ROJO	12	De Barraje principal Fase 2 a B22
L10	AMARILLO	10	De Borne S1 de TC1 a B15
L11	BLANCO	10	De Borne S2 de TC1 a B16
L12	ROJO	10	De Borne S1 de TC2 a B23
L13	BLANCO	10	De Borne S2 de TC2 a B24
L14	BLANCO	12	De B26 a BN
L15	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT
L16	VERDE	10	De Borne S2 de TC2 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.

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

LÍDER CET Y
LABORATORIOS

FECHA DE APROBACIÓN:

FEBRERO 2023

VERSIÓN:

2

PÁGINA:

51 de 65

7.2. Anexo 2: Metodología para el cálculo y selección de la capacidad de potencia nominal o Burden para los transformadores de medida

7.2.1. Generalidades

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

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

$VA_{MEDIDOR}$ = 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:

- El consumo de potencia máximo o la carga del medidor es un valor típico tomado de la norma NTC 2147.
- 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.
- 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.
- 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.

Resistencia AC del conductor

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

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

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

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

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

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:

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

Con:

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

Donde:

f Frecuencia del sistema en Hz

R' Es la resistencia del conductor corregida a la temperatura de operación en Ω/km . Ver Tabla 14

K_s 1.0. Para conductores redondos y conductores redondos compactos

K_s 0.435. Para conductor compacto segmental

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

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

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

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

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

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

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0.8X_p^4} \left(\frac{d_c}{5} \right)^2 \left[0.312 \left(\frac{d_c}{5} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{X_p^4}{192 + 0.8X_p^4} + 0.27} \right]$$

Con:

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

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 15 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.

Temperatura del conductor °C	(Factor de corrección) ⁻¹	
	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

Temperatura del conductor °C	(Factor de corrección) ⁻¹	
	Cobre	Aluminio
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
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

Tabla 15. Factores de corrección por temperatura para el cálculo de resistencia

Calibres AWG o MCM	Para cables con cubiertas no metálicas 1		Para cables con cubiertas no metálicas 2	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
3 y menos	1,000	1,000	1,000	1,000
2	1,000	1,000	1,01	1,000
1	1,000	1,000	1,01	1,00
1/0	1,001	1,000	1,02	1,00
2/0	1,001	1,001	1,03	1,00
3/0	1,002	1,001	1,04	1,01
4/0	1,004	1,001	1,05	1,01
250	1,005	1,002	1,06	1,02
300	1,006	1,003	1,07	1,02
350	1,009	1,004	1,08	1,03
400	1,011	1,005	1,10	1,04

Tabla 16. Razón Rca/Rcd para conductores de cobre y aluminio a 60Hz

7.2.2. Cálculo y selección de la capacidad de potencia nominal (Burden) para el Transformador de corriente

Para el desarrollo del cálculo se tienen las siguientes consideraciones:

Los conductores que conectan el transformador de tensión y el medidor de energía son de cobre con calibres entre 4 AWG y 12 AWG, con longitud total entre 2 m y 20 m por lazo, es decir, la longitud total del conductor incluye la longitud del alimentador y su retorno.

El consumo de potencia máximo permitido en los circuitos de corriente del medidor de energía de acuerdo con su clase, como se indica en la tabla 9. Para medidores clase 0.2S y 0.5S el consumo de potencia máximo 1 VA, y para medidores clase 1 el consumo de potencia máximo es 4 VA.

El Burden total del transformador de corriente es:

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

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

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

R_{ac} : Resistencia AC del conductor a 75°C [Ω/m]

I : Corriente nominal secundaria del TC

CALIBRE CONDUCTOR	RAC (Ω/m)	CARGA DEL CONDUCTOR (VA)				CARGA DEL MEDIDOR CLASE 0.2S Y 0.5S [VA]	CARGA TOTAL (VA)			
		Longitud total del conductor (m)					Longitud total del conductor (m)			
		2	6	10	20		2	6	10	20
12	0.0067	0.34	1.01	1.68	3.35	1	1.34	2.01	2.68	4.35
10	0.0042	0.21	0.63	1.05	2.10		1.21	1.63	2.05	3.10
8	0.0027	0.14	0.41	0.68	1.35		1.14	1.41	1.68	2.35
6	0.0017	0.09	0.26	0.43	0.85		1.09	1.26	1.43	1.85
4	0.0011	0.06	0.17	0.28	0.55		1.06	1.17	1.28	1.55

Tabla 17. Cálculo del Burden del transformador de corriente. Medidores clase 0.2S y 0.5S

El rango de valores de potencia nominal normalizados para los transformadores de corriente es: 2.5 – 5 – 10 – 15 – 30 VA

Analizando para el caso del conductor de cobre calibre 10 AWG, se tiene lo siguiente:

- Longitud de 2 m: el burden requerido es 1.21 VA, por lo cual se selecciona un valor de 2.5 VA, de tal forma que el burden requerido esté comprendido entre el 25% y el 100% del valor nominal.

- Longitud de 6 m: el burden requerido es 1.63 VA, por lo cual se selecciona un valor de 2.5 VA, de tal forma que el burden requerido esté comprendido entre el 25% y el 100% del valor nominal.
- Longitud de 10 m: el burden requerido es 2.05 VA, por lo cual se selecciona un valor de 2.5 VA, de tal forma que el burden requerido esté comprendido entre el 25% y el 100% del valor nominal.
- Longitud de 20 m: el burden requerido es 3.10 VA, por lo cual se selecciona un valor de 5 VA, de tal forma que el burden requerido esté comprendido entre el 25% y el 100% del valor nominal.

Longitud total del conductor (m)	Límite inferior: 25 % de carga nominal [VA]	Valor requerido [VA]	Límite superior: 100% de carga nominal [VA]
2 m	0.625	1.21	2.5
6 m	0.625	1.63	2.5
10 m	0.625	2.05	2.5
20 m	1.25	3.10	5

Tabla 18. Selección del burden para transformador de corriente. Conductor CU 10 AWG,

De la misma forma se realiza el cálculo para la selección del burden del transformador de corriente cuando se conectará un medidor de energía de clase 1.

CALIBRE CONDUCTOR	RAC (Ω/m)	CARGA DEL CONDUCTOR (VA)				CARGA DEL MEDIDOR CLASE 0.2S Y 0.5S [VA]	CARGA TOTAL (VA)			
		Longitud total del conductor (m)					Longitud total del conductor (m)			
		2	6	10	20		2	6	10	20
12	0.0067	0.34	1.01	1.68	3.35	4	4.34	5.01	5.68	7.35
10	0.0042	0.21	0.63	1.05	2.10		4.21	4.63	5.05	6.10
8	0.0027	0.14	0.41	0.68	1.35		4.14	4.41	4.68	5.35
6	0.0017	0.09	0.26	0.43	0.85		4.09	4.26	4.43	4.85
4	0.0011	0.06	0.17	0.28	0.55		4.06	4.17	4.28	4.55

Tabla 19. Cálculo del burden del transformador de corriente, usando medidor electrónico clase 1. Analizando para el caso del conductor de cobre calibre 10 AWG, se tiene lo siguiente:

- Longitud de 2 m: el burden requerido es 4.21 VA, por lo cual se selecciona un valor de 5 VA, de tal forma que el burden requerido esté comprendido entre el 25% y el 100% del valor nominal.
- Longitud de 6 m: el burden requerido es 4.63 VA, por lo cual se selecciona un valor de 5 VA, de tal forma que el burden requerido esté comprendido entre el 25% y el 100% del valor nominal.
- Longitud de 10 m: el burden requerido es 5.05 VA, por lo cual se selecciona un valor de 10 VA, de tal forma que el burden requerido esté comprendido entre el 25% y el 100% del valor nominal.
- Longitud de 20 m: el burden requerido es 6.10 VA, por lo cual se selecciona un valor de 10 VA, de tal forma que el burden requerido esté comprendido entre el 25% y el 100% del valor nominal.

Longitud total del conductor (m)	Límite inferior: 25 % de carga nominal [VA]	Valor requerido [VA]	Límite superior: 100% de carga nominal [VA]
2 m	1.25	4.34	5
6 m	1.25	4.63	5
10 m	2.5	5.05	10
20 m	2.5	6.10	10

Tabla 20. Selección del burden para transformador de corriente. Conductor CU 10 AWG. Medidor clase 1

7.2.3. Cálculo y selección de la capacidad de potencia nominal (Burden) para el Transformador de corriente para una instalación con medidor de respaldo

Cuando se requiera la instalación de medidor de respaldo, se debe considerar lo siguiente:

En este caso el del Burden necesario para el transformador de corriente, debe calcularse teniendo en cuenta la carga de dos medidores de energía (medidor principal + medidor de respaldo).

CALIBRE CONDUCTOR	RAC (Ω/m)	CARGA DEL CONDUCTOR (VA)				CARGA DEL MEDIDOR CLASE 0.2S Y 0.5S [VA]	CARGA TOTAL (VA)			
		Longitud total del conductor (m)					Longitud total del conductor (m)			
		2	6	10	20		2	6	10	20
12	0.0067	0.34	1.01	1.68	3.35	2	2.34	3.01	3.68	5.35
10	0.0042	0.21	0.63	1.05	2.10		2.21	2.63	3.05	4.10
8	0.0027	0.14	0.41	0.68	1.35		2.14	2.41	2.68	3.35
6	0.0017	0.09	0.26	0.43	0.85		2.09	2.26	2.43	2.85
4	0.0011	0.06	0.17	0.28	0.55		2.06	2.17	2.28	2.55

Tabla 21. Cálculo del burden del transformador de corriente teniendo en cuenta medidor principal y de respaldo con clase 0.2S y 0.5S.

Analizando para el caso del conductor de cobre calibre 10 AWG, se tiene lo siguiente:

- Longitud de 2 m: el burden requerido es 2.21 VA, por lo cual se selecciona un valor de 2.5 VA, de tal forma que el burden requerido esté comprendido entre el 25% y el 100% del valor nominal.
- Longitud de 6 m: el burden requerido es 2.63 VA, por lo cual se selecciona un valor de 5 VA, de tal forma que el burden requerido esté comprendido entre el 25% y el 100% del valor nominal.
- Longitud de 10 m: el burden requerido es 3.05 VA, por lo cual se selecciona un valor de 5 VA, de tal forma que el burden requerido esté comprendido entre el 25% y el 100% del valor nominal.
- Longitud de 20 m: el burden requerido es 4.10 VA, por lo cual se selecciona un valor de 10 VA, de tal forma que el burden requerido esté comprendido entre el 25% y el 100% del valor nominal.

Longitud total del conductor (m)	Límite inferior: 25 % de carga nominal [VA]	Valor requerido [VA]	Límite superior: 100% de carga nominal [VA]
2 m	0.625	2.34	2.5
6 m	1.25	2.63	5
10 m	1.25	3.05	5
20 m	1.25	4.10	5

Tabla 22. Selección del burden para transformador de corriente. Conductor CU 10 AWG,

7.2.4. Cálculo y selección del Burden para el transformador de tensión

Para el desarrollo del cálculo se tienen las siguientes consideraciones:

Los conductores que conectan el transformador de tensión y el medidor de energía son de cobre con calibres entre 4 AWG y 12 AWG, con longitud entre 2 m y 20 m por lazo.

El consumo de potencia máximo permitido en los circuitos de tensión del medidor de energía de acuerdo con su clase, como se indica en la tabla 13. Para medidores clase 0.2S y 0.5S el consumo de potencia máxima es 10 VA.

El Burden total del transformador de tensión es:

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

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

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

l : longitud total del conductor [m]

R_{ac} : 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

CALIBRE CONDUCTOR	RAC (Ω/m)	CARGA DEL CONDUCTOR (VA)			CARGA DEL MEDIDOR CLASE 0.2S Y 0.5S [VA]	CARGA TOTAL (VA)		
		Longitud total del conductor (m)				Longitud total del conductor (m)		
		2	10	20		2	10	20
12	0.0067	0,00009305	0,00046523	0,00093038	10	10.000	10.000	10.001
10	0.0042	0,00005833	0,00029165	0,00058327		10.000	10.000	10.001
8	0.0027	0,00003750	0,00018749	0,00037497		10.000	10.000	10.000
6	0,0017	0,00002361	0,00011805	0,00023610		10.000	10.000	10.000
4	0,0011	0,00001528	0,00007639	0,00015277		10.000	10.000	10.000

Tabla 23. Cálculo del burden del transformador de tensión

De la tabla 28, se obtiene que el burden requerido para el transformador de tensión es aproximadamente 10 VA, para todos los calibres y longitudes de conductor contempladas en el ejercicio.

Los valores normalizados de potencia nominal, en un factor de potencia de 0.8 (inductiva) expresados en VA son:

10 VA – 25 VA – 50 VA – 100 VA (rango de carga II)

Para el rango de carga II. El error de tensión y el desplazamiento de fase a la frecuencia nominal no deben sobrepasar los valores de la Tabla 301 de la NTC 2207, a cualquier tensión entre 80 % y 120 % de la tensión nominal y para cargas entre 25 % y 100 % de la carga nominal, con un factor de potencia de 0,8 inductiva.

El valor comercial más próximo para el burden requerido es 15 VA, el cual cubre cualquiera de los conductores (longitudes y calibres) usados en el cálculo.

Límite inferior: 25 % de carga nominal [VA]	Valor requerido [VA]	Límite superior: 100% de carga nominal [VA]
3.75	10	15

Tabla 24. Burden seleccionado para Transformador de Tensión, usando medidor electrónico clase 0.2S, 0.5S

Cuando se requiera la instalación de medidor de respaldo, se debe considerar lo siguiente:

En este caso el del burden necesario para el transformador de tensión, debe calcularse teniendo en cuenta la carga de dos medidores de energía (medidor principal + medidor de respaldo)

CALIBRE CONDUCTOR	RAC (Ω/m)	CARGA DEL CONDUCTOR (VA)			CARGA DEL MEDIDOR PRINCIPAL + RESPALDO (VA)	CARGA TOTAL (VA)		
		Longitud total del conductor (m)				Longitud total del conductor (m)		
		2	10	20		2	10	20
12	0.0067	0,00037221	0,00186076	0,00372084	20	20.000	20.002	20.004
10	0.0042	0,00023333	0,00116653	0,00233279		20.000	20.001	20.002
8	0.0027	0,00015000	0,00074994	0,00149978		20.000	20.001	20.001
6	0,0017	0,00009444	0,00047220	0,00094436		20.000	20.000	20.001
4	0,0011	0,00006111	0,00030555	0,00061107		20.000	20.000	20.001

Tabla 25. Cálculo del burden del transformador de tensión teniendo en cuenta medidor principal y de respaldo con clase 0.2S y 0.5S.

De la tabla 30, se obtiene que el burden requerido para el transformador de tensión es aproximadamente 20 VA

De acuerdo con el razonamiento expuesto en el cálculo anterior, se selecciona una carga nominal para el transformador de tensión de 25 VA. El cual cubre cualquiera de los conductores (longitudes y calibres) usados en el cálculo.

Límite inferior: 25 % de carga nominal [VA]	Valor requerido [VA]	Límite superior: 100% de carga nominal [VA]
6.23	20	25

Tabla 26. Burden seleccionado para Transformador de Tensión usando medidor electrónico clase 0.2S, 0.5S, principal y respaldo

7.2.5. Anexo 3. Proceso de evaluación del error porcentual total máximo (en modulo 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”.

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.

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 tantas impedancias en serie con el cable o en paralelo con el equipo de medida.

La comparación entre las ondas de tensión V1 y V3, permite evaluar que el error porcentual máximo total del sistema de medida, se encuentra o no, dentro del rango establecido.

Circuito eléctrico equivalente para el caso bajo análisis.

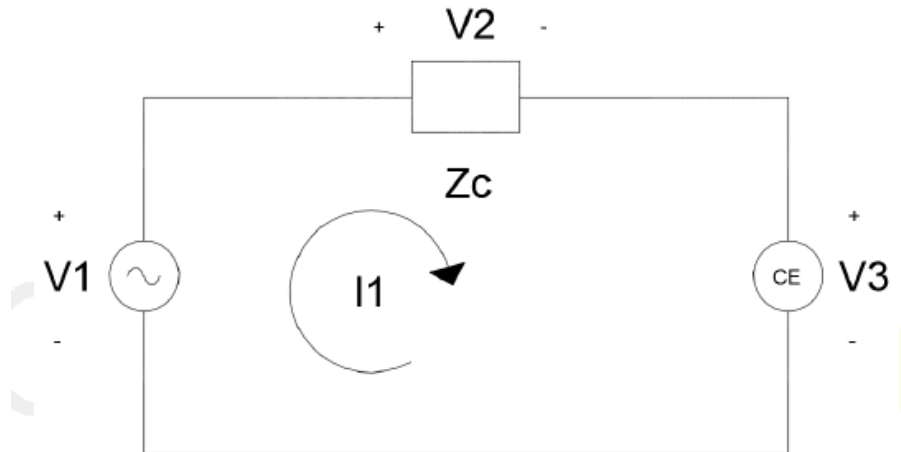


Figura 12. Circuito eléctrico equivalente del sistema de medida para el caso de análisis

V_1 = Tensión nominal secundaria del transformador de tensión

V_2 = Tensión sobre la impedancia equivalente del conductor

V_3 = Tensión sobre el medidor

Z_c = Impedancia equivalente del conductor

I_1 = Corriente que circula por el circuito

Solución del circuito eléctrico equivalente

$$V_1 - V_2 - V_3 = 0$$

$$V_1 = V_2 + V_3$$

$$|V_1| = I_1 Z_c + I_1 Z_m \quad (1)$$

$$|S_m| = \frac{V_m^2}{Z_m} = \frac{I_1^2 Z_m^2}{Z_m}$$

$$Z_m = \frac{I_1^2 Z_m^2}{S_m}$$

$$1 = \frac{I_1^2 Z_m}{S_m}$$

$$Z_m = \frac{S_m}{I_1^2} \quad (2)$$

Reemplazando (2) en (1)
Multiplicando por I_1

$$0 = I_1^2 Z_c - I_1 V_1 + S_m \quad (3)$$

$$x = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

Donde

Z_m = Impedancia equivalente del medidor

S_m = Consumo de potencia nominal del medidor

$V_m = V_3 =$ Tensión sobre el equipo de medida

Para la solución de la ecuación (3) partimos de la siguiente información:

Datos generales	
Factor de potencia - FP	0.9
Calibre del conductor de cobre [AWG]	10
Longitud del conductor [Km]	0.01
Tensión nominal secundaria TT [V]	120
Clase del medidor	0.2S
Datos del Conductor	
Impedancia del conductor [ohm/Km]	
rad	0.451
Zc	3.6
Rc	3.240
Xc	1.569
Zc	0,0324+0,0156920361967464i
Datos del Medidor	
Consumo de Potencia nominal [VA]	10

Tabla 27. Información de entrada para la solución del circuito

La información presentada en la Tabla 27, recopila los datos de entrada necesarios para la solución del circuito, 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 datos del medidor son tomados de la norma NTC 2147

a) Resultados del circuito eléctrico equivalente

Resultados		Magnitud	Fase [rad]	Fase [grados]
I1	0,0833352084026105-9,08183409584815E-07i	0,08333521	-1,0898E-05	-0,000624407
V2	0,00270007500349152+0,0013076696815747i	0,00300007	0,451015914	25,84130836
V3	119,997299924997-0,0013076696815747i	119,9973	-1,08975E-05	-0,00062438

Tabla 28. Resultados para las incógnitas del circuito eléctrico equivalente del caso bajo análisis

b) Evaluación del error porcentual total máximo

Error porcentual [0,1%]		
	Magnitud	Fase
V1	120	0
V3	119,9973	-0,00062
V1-V3	0,0027	0,00062
0.10%	0,12	0,09

Tabla 29. Evaluación del error porcentual total máximo en magnitud y fase

Como se observa en la Tabla 29, la comparación o diferencia de las dos ondas (magnitud y fase) muestra que el sistema de medida bajo análisis, satisface el valor de error porcentual total máximo definido en la resolución CREG 038/2014.