



TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCION	4
2. OBJETIVOS.....	5
2.1. Objetivo General	5
2.2. Objetivos Especificos.....	5
3. ALCANCE.....	5
4. DEFINICIONES.....	6
5. CARACTERISTICAS GENERALES SISTEMAS DE MEDICION.....	10
5.1. Requisitos	10
5.2. Componentes del sistema de Medición	11
5.3. Calibración de elementos sistemas de medida.....	12
6. UBICACIÓN DEL PUNTO DE MEDIDA	14
6.1. Transformador propiedad EEBP	14
6.2. Transformador propiedad Privada.....	14
7. TIPOS DE MEDIDA	14
7.1. Medida Directa	15
7.2. Medida Semidirecta	15
7.3. Medida Indirecta.....	15
8. MEDIDORES DE ENEGIA.....	15
8.1. Selección de medidores.....	16
8.2. Especificaciones técnicas	17
8.3. Medidor de Energía Reactiva.....	18
8.4. Medidor de Respaldo	18
8.5. Medición Inteligente AMI	19
8.5.1. Funcionalidades Medición inteligente.	19
8.5.2. Visualizador en el sitio del cliente	20
8.5.3. Corte y Reconexión remota	21
9. SISTEMA TELEMEDIDA	21
10. MEDIDA PARA GENERADORES AGPE, AGGE Y GD	23



PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA

COD1.MPM1.P5

19/03/2026

CODIGO DE MEDIDA

Versión 2.0

Página 2 de 39

10.1.	Autogeneradores Pequeña Escala (AGPE).....	23
10.1.1.	Sin Entrega de Excedentes.....	23
10.1.2.	Con Entrega de Excedentes.....	23
10.2.	Autogeneradores Gran Escala (AGGE).....	24
10.3.	Generadores Distribuidos.....	24
11.	REQUISITOS TECNICOS SISTEMAS DE MEDIDA.....	25
11.1.	Medida Directa	25
11.2.	Medida Semidirecta.....	25
11.3.	Medida Indirecta.....	26
11.4.	Medida Para Autogeneradores.....	27
11.4.1.	Autogenerador a Pequeña Escala - AGPE	27
11.4.2.	Autogenerador a Gran Escala - AGGE	27
11.4.3.	Generador Distribuido - GD	28
12.	INSTALACION DE SISTEMAS DE MEDICIÓN	30
12.1.	Medida Directa	30
12.2.	Medida Semidirecta.....	30
12.3.	Medida Indirecta.....	32
12.4.	Armarios de medidores	34
13.	MARCO NORMATIVO	36



PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA

COD1.MPM1.P5

19/03/2026

CODIGO DE MEDIDA

Versión 2.0


Página 3 de 39

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1. Plazos entre la calibración y la puesta en servicio (Resolución CREG 038-2014)13	
Tabla 2. Selección de los medidores de energía, (basado en NTC 5019:2018)	16
Tabla 3. Relación de TCs según la carga instalada.....	31
Tabla 4. Clasificación de puntos de medición.....	33
Tabla 5. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida.	33
Tabla 6. Descripción de cada elemento del armario de medidores.....	36

LISTA DE ILUSTRACIONES.

Ilustración 1. Medida concentrada con medidor inteligente y comunicación hacia Armarios de Edificios	20
Ilustración 2. Medida concentrada ubicados en postes y visualizador en el usuario	20
Ilustración 3. Diagrama de conexión Semidirecta.	31
Ilustración 4. Conexión Semidirecta en poste.	32
Ilustración 5. El diagrama de conexiones del sistema de medida indirecta.	34
Ilustración 6. Armario de Medidores.....	36

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA CODIGO DE MEDIDA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 4 de 39


1. INTRODUCCION

La Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P. (EEBP), como Operador de Red (OR) y Comercializador de energía eléctrica en su área de influencia, reconoce la importancia de contar con un sistema de medición confiable, seguro y ajustado a la normatividad vigente para garantizar la correcta contabilización de la energía eléctrica, la eficiencia operativa, la reducción de pérdidas y la transparencia en el proceso de facturación.

El presente Código de Medida establece los criterios técnicos, normativos y operativos que rigen la instalación, operación, mantenimiento, verificación y supervisión de los sistemas de medición de energía eléctrica dentro del sistema de distribución local de la EEBP. Se enfoca en asegurar que todos los equipos y procedimientos relacionados con la medición cumplan con lo dispuesto en la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en especial con lo establecido en la Resolución CREG 038 de 2014 y sus normas complementarias, así como con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

Este documento aplica tanto a los usuarios regulados como no regulados, autogeneradores a pequeña y gran escala, generadores distribuidos, y demás agentes del mercado conectados al Sistema de Distribución Local (SDL), definiendo las responsabilidades, requisitos técnicos, documentación exigida y parámetros de control asociados a los sistemas de medida directa, semidirecta e indirecta.

Con la implementación de este código, la EEBP busca fortalecer su gestión técnica y comercial, optimizar la calidad de la información energética, y garantizar la interoperabilidad con las nuevas tecnologías de medición avanzada (AMI), asegurando así una operación moderna, segura y eficiente del servicio público de energía eléctrica en la región del Bajo Putumayo.

	<p align="center">PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA</p> <p align="center">CODIGO DE MEDIDA</p>	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 5 de 39

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo General

Establecer las directrices técnicas, normativas y operativas que regulen la instalación, operación, verificación y mantenimiento de los sistemas de medición de energía eléctrica en la EEBP, garantizando su confiabilidad, precisión y cumplimiento regulatorio.

2.2. Objetivos Específicos


1. Estandarizar los sistemas de medición empleados por la EEBP, conforme a los requisitos técnicos y normativos vigentes.
2. Asegurar el cumplimiento de la regulación aplicable, especialmente la Resolución CREG 038 de 2014 y el RETIE.
3. Definir los procedimientos y requisitos para la instalación, calibración y puesta en servicio de sistemas de medida para usuarios y generadores.
4. Garantizar la calidad, trazabilidad y seguridad de los datos registrados por los sistemas de medición.
5. Establecer las responsabilidades de los actores involucrados en la gestión del sistema de medida.
6. Contribuir a la eficiencia operativa y al control de pérdidas mediante sistemas de medición adecuados y seguros.

3. ALCANCE

El presente Código de Medida aplica a todos los sistemas de medición de energía eléctrica instalados, operados o supervisados por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P. (EEBP), tanto en redes de distribución como en instalaciones de usuarios finales, autogeneradores a pequeña y gran escala (AGPE, AGGE), generadores distribuidos (GD) y demás agentes conectados al Sistema de Distribución Local (SDL).

Este documento cubre los siguientes aspectos:

- Diseño, selección, instalación, operación, mantenimiento y verificación de sistemas de medida directa, semidirecta e indirecta.
- Requisitos técnicos y normativos aplicables a medidores, transformadores de corriente y tensión, bloques de prueba, borneras, cableado y accesorios asociados.
- Condiciones para la implementación de sistemas de telemedida y gestión remota, de acuerdo con el tipo de agente y la naturaleza de la conexión.
- Documentación, certificaciones y procedimientos exigidos para la puesta en servicio, modificación o ampliación de sistemas de medida.
- Especificaciones para acometidas, armarios de medidores y puntos de conexión, conforme al RETIE, el Código Eléctrico Colombiano y la regulación expedida por la CREG.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA CODIGO DE MEDIDA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 6 de 39

El Código es de obligatorio cumplimiento para los usuarios, contratistas, personal técnico, terceros autorizados y demás actores que participen en el diseño, ejecución o intervención de los sistemas de medida dentro del área de operación de la EEBP.

4. DEFINICIONES

ACOMETIDA: Conjunto de conductores y accesorios de la instalación eléctrica que se conecta desde las redes públicas de distribución hasta el registro de corte del inmueble o bornes del equipo de medida del usuario. Cables, ductos, tensores, apoyo de acometida, conectores.

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).

AUTOGENERACIÓN: Actividad realizada por usuarios, sean estos personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades. Cuando se atienda la propia demanda o necesidad se realizará sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión. Se podrán utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo de red.

AUTOGENERADOR A PEQUEÑA ESCALA (AGPE): Autogenerador con capacidad instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el artículo [primero](#) de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya. **ARTÍCULO 1º:** El límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala será de **un (1) MW**, y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador.

AUTOGENERADOR A GRAN ESCALA (AGGE): Autogenerador con capacidad instalada o nominal superior al límite definido en el artículo [primero](#) de la Resolución UPME 281 de 2015, o aquella que la modifique o sustituya. GD

AMI (INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA): La infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica que integra Hardware Medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros, software y arquitecturas y redes de comunicaciones.



PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA

COD1.MPM1.P5

19/03/2026

CODIGO DE MEDIDA

Versión 2.0

Página 7 de 39

ALTURA MÁXIMA O MÍNIMA DEL EQUIPO DE MEDIDA: Distancia en metros desde el suelo a la parte superior de la caja o armario del medidor.

ARMARIO: Caja de medidores que permite la instalación de 4 o más medidores y son certificados.

AVM: Analizador y Verificador de Medidores

CALIBRACIÓN: Operación que bajo condiciones específicas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medición asociadas obtenidas a partir de los patrones de medición, y las correspondientes indicaciones con las incertidumbres asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medición a partir de una indicación.

CAJA DE INSPECCIÓN DE PUESTA A TIERRA: Sistema de protección mecánica con su respectiva tapa amovible que se instala sobre la tierra en el punto donde se conecta el electrodo de puesta a tierra con el conductor del electrodo de puesta a tierra.

CAJA DE MEDIDORES: Caja de policarbonato transparente donde se instala el medidor.

CAPACIDAD O POTENCIA INSTALADA: Potencia nominal en kVA del centro de transformación del operador de red (OR) que alimenta el punto factible de conexión

CARGA O POTENCIA INSTALADA: Sumatoria de las cargas en kW previstas a conectar al sistema de distribución local (SDL) de un usuario o suscriptor de uso final.

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DE LA ACOMETIDA: Representación gráfica simplificada en una sola línea donde se describe las características (calibre, distancia, tipo de conductor, si es aérea o subterránea-ducto) de la acometida, las características del equipo de medida, las características del tablero de breakers (barraje, cantidad de circuitos y capacidad de las protecciones, calibre de los conductores de los circuitos).

EPCC: Elementos de protección contra caídas


EPCRE: Elementos de protección contra riesgo eléctrico

EPP: Elementos de protección personal

EMPALMES: Conexión eléctrica destinada a unir dos partes de conductores, para garantizar continuidad eléctrica y mecánica.

EQUIPO DE MEDIDA: Dispositivo destinado a la medición o registro del consumo de las transferencias de energía. La medición consta de los siguientes elementos: Caja de medidor, medidor, pin de corte (breaker).

EXCEDENTES DE ENERGÍA: Toda entrega de energía eléctrica a la red realizada por un auto generador, expresada en kWh.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA CODIGO DE MEDIDA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 8 de 39

FRONTERA COMERCIAL: Corresponde al punto de medición asociado al punto de conexión entre agentes o entre agentes y usuarios conectados a las redes del Sistema de Transmisión Nacional o a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución Local o entre diferentes niveles de tensión de un mismo OR. Cada agente en el sistema puede tener una o más fronteras comerciales.

GENERADOR DISTRIBUIDO (GD): Empresa de Servicios Públicos (ESP) que realiza la actividad de generación distribuida. Para todos los efectos, es un agente generador sujeto a la regulación vigente para esta actividad, con excepción de los procedimientos de conexión y comercialización aquí definidos.

IMPORTACIÓN DE ENERGÍA: Cantidad de energía eléctrica consumida desde las redes del SIN por un auto generador, expresada en kWh.

MEDIDOR INTELIGENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA: Según la definición de la Resolución 4 0072 de 2018 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, es el dispositivo que mide y registra datos de uso de energía eléctrica de los usuarios, en intervalos máximos de una hora, con capacidad de almacenar y transmitir dichos datos, por lo menos, con una frecuencia diaria, y que hace parte de AMI. La información registrada se podrá utilizar, entre otros fines, para la gestión comercial, la planeación y la operación del sistema, y la gestión de pérdidas.

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 REACTIVA: Instrumento destinado a medir la energía reactiva mediante la integración de la potencia reactiva con respecto al tiempo.


RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.

SISTEMA DE MEDIDA DIRECTA: Conjunto de instrumentos tecnológicos para registrar los consumos de energía efectuados por el usuario. Caja de medidor, medidor, pin de corte (breaker).

SISTEMA DE MEDIDA INDIRECTA: Conjunto de instrumentos tecnológicos para registrar los consumos de energía efectuados por el usuario. Consta de Caja de medidor, medidor, transformadores de corriente, transformadores de potencial y bloque de pruebas, cables de señales de corriente y tensión, ductos.

SISTEMA DE MEDIDA SEMIDIRECTA: Conjunto de instrumentos tecnológicos para registrar los consumos de energía efectuados por el usuario. Consta de Caja de medidor, medidor, transformadores de corriente y bloque de pruebas, cables de señales de corriente, ductos.

RED DE USO GENERAL: Redes públicas que no forman parte de acometidas o de instalaciones internas.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA CODIGO DE MEDIDA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 9 de 39

SISTEMA DE MEDICIÓN O DE MEDIDA: Conjunto de elementos destinados a la medición y/o registro de las transferencias de energía en el punto de medición.

TRANSFORMADOR DE TENSIÓN, PT O T.T.: Transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso es sustancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE, CT O T.C.: Transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria en las condiciones normales de uso es sustancialmente proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

5. CARACTERISTICAS GENERALES SISTEMAS DE MEDICION

Los sistemas de medición deben cumplir con las siguientes condiciones tomadas de la resolución CREG 038 de 2014:

1. Los Sistemas de Medición deben ser diseñados y especificados teniendo en cuenta las características técnicas y ambientales de los puntos de conexión y el tipo de frontera comercial en donde se encuentren.
2. Todos los sistemas de medición deben contar con el tipo de conexión acorde con el nivel de tensión y el consumo o transferencia de energía que se va a medir.
3. Los elementos que conformen el sistema de medición deben contar con un certificado de conformidad de producto, acorde con lo establecido en el artículo [10](#) de la resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
4. Los medidores y los transformadores de corriente y tensión deben cumplir con los índices de clase y clase de exactitud establecidos en el artículo [9](#) o de la resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
5. 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.
6. Donde existan consumos auxiliares suministrados desde el SIN se debe conformar una frontera comercial en los términos establecidos en la resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique, adicione o sustituya y en la regulación aplicable.
7. Los sistemas de medición deben registrar y permitir la lectura y transmisión de la información en los términos establecidos en los artículos [15](#) y [37](#) de la resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
8. El valor registrado por los equipos de medida debe estar expresado en kilovatio-hora para la energía activa y en kilovoltamperio reactivo-hora para la energía reactiva.
9. En las fronteras con reporte al ASIC, la resolución de las mediciones de energía debe ser como mínimo de 0,01.

5.1. Requisitos

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

1. Todos los elementos del sistema de medición deben ser instalados por personal calificado de acuerdo con lo establecido en los reglamentos técnicos y en el tiempo establecido por la Ley y la regulación.
2. La instalación debe cumplir con lo señalado en el manual de operación y en las normas técnicas expedidas por el OR (presente norma) de acuerdo con lo señalado en los numerales 4.2 y 5.5.1 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 o aquella que la modifique, adicione o sustituya. En todo caso, las normas del OR

no podrán contravenir lo establecido en la resolución CREG 038-2014 o en las normas técnicas nacionales o internacionales aplicables.

3. Los equipos de medida deben instalarse en la ruta más directa, con el mínimo posible de conexiones y cables de tal forma que se garantice los requisitos de exactitud y considerando las características técnicas del punto de conexión.
4. Los equipos de medida deben instalarse en una caja de seguridad u otro dispositivo similar que asegure que queden protegidos contra condiciones climáticas, ambientales, o manipulaciones y daños físicos que afecten el correcto funcionamiento del medidor. Adicionalmente, los cables de conexión deben marcarse y protegerse contra daños físicos.
5. Para los puntos de medición tipos 1 y 2 los transformadores de tensión y de corriente del sistema de medición deben disponer de devanados secundarios para uso exclusivo de los equipos de medida. En dichos devanados podrán instalarse equipos adicionales únicamente con propósitos de medición y sin que afecten la lectura del consumo o transferencia de energía activa y reactiva.
6. La tensión y corriente nominal del medidor de energía debe corresponder con la tensión y corriente nominal secundaria de los transformadores de medida respectivamente.
7. 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.
8. Los sistemas de medición que empleen medición semidirecta o indirecta deben contar con bloques de borneras de prueba.
9. El sistema de medición de las fronteras comerciales con puntos de medición tipo 1 y 2, las fronteras de generación y las fronteras comerciales conectadas al STN, deben ser sometidas a la verificación de un tercero, el cual se debe encontrar en el listado de empresas competentes definidas por el Comité Asesor de Comercialización, CAC. La anterior verificación es adicional a la realizada por el representante de la frontera en las fronteras de generación y comerciales conectadas al STN.
10. El sistema de medición debe ser verificado, antes de su puesta en servicio, de acuerdo con lo señalado en los artículos 23 y 26 de la resolución CREG 038-2014

5.2. Componentes del sistema de Medición

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

1. Un medidor de energía activa.
2. Un medidor de energía reactiva, este medidor puede estar integrado con el medidor de energía activa.

3. Un medidor de respaldo.
4. Transformadores de corriente.
5. Transformadores de tensión.
6. Cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir las señales de tensión y corriente entre estos.
7. Un panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos.
8. Cargas para la compensación del burden de los transformadores de corriente y tensión.
9. Un sistema de almacenamiento de datos: constituido por equipos registradores, que acumulan y almacenan los valores medidos de energía de la frontera. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.
10. Los dispositivos de interfaz de comunicación que permitan la interrogación local, remota y la gestión de la información en los términos previstos en la presente resolución. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.
11. Facilidades de procesamiento de información o los algoritmos, software, necesarios para la interrogación y el envío de la información.
12. Esquemas de seguridad y monitoreo que permitan proteger los equipos del sistema de medida y realizar seguimiento a las señales de aviso que presenten los mismos.
13. de prueba Bloques de borneras o elemento similar que permita separar o reemplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio, así como intercalar o calibrar in situ los medidores y realizar las pruebas y mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor y deben permitir la instalación de sellos.


5.3. Calibración de elementos sistemas de medida

1. Los medidores de energía activa, reactiva y transformadores de tensión y de corriente deben someterse a calibración antes de su puesta en servicio.
2. Los medidores de energía reactiva deben ser parametrizados y calibrados para la medición de esta variable, de acuerdo con el tipo de cliente en su componente inductivo y capacitivo.
3. La calibración debe realizarse en laboratorios acreditados por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia, ONAC, con base en los requisitos contenidos en la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
4. Para la realización de las calibraciones de los elementos del sistema de medición deben seguirse las reglas establecidas en el Anexo 2 de la resolución CREG 038-2014 y, las normas aplicables al proceso de calibración.
5. Los elementos del sistema de medición deben ser calibrados antes de su puesta en servicio. No se podrá superar el plazo señalado en la **Tabla 1**, entre la fecha de calibración y la fecha de puesta en servicio:

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

Tabla 1. Plazos entre la calibración y la puesta en servicio (Resolución CREG 038-2014)

1. Para el caso de los transformadores de tensión y de corriente, pasados 6 meses de la fecha de calibración, sin entrar en servicio, se deben realizar una nueva calibración o las pruebas de rutina señaladas en el artículo 28 de la resolución CREG 038-2014 y Acuerdo 981 - 12 de junio 2017 del CNO o aquella que lo modifique o sustituya.
2. En el caso de que los plazos de la Tabla 1. sean superados, los elementos del sistema de medición deben someterse a una nueva calibración. Para los transformadores de tensión y de corriente con tensiones nominales superiores a 35 kV en lugar de la calibración se deben realizar las pruebas de rutina señaladas en el artículo 28 de la resolución CREG 038-2014 y Acuerdo 981 - 12 de junio 2017 del CON o aquella que lo modifique o sustituya, a fin de garantizar que estos elementos mantienen su clase de exactitud y demás características metrológicas.
3. Para el caso de los transformadores de tensión y corriente se aceptan los certificados de calibración suministrados por el fabricante siempre y cuando estos provengan de laboratorios que se encuentren acreditados de acuerdo con la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya, así como los requisitos legales aplicables.
4. En el caso de que se realicen calibraciones in situ, estas deben ser ejecutadas por organismos acreditados por el ONAC para tal fin, de conformidad con la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
5. Son admitidas las calibraciones realizadas en laboratorios acreditados por organismos con los cuales el ONAC tenga acuerdos de reconocimiento conforme a los requisitos legales aplicables.
6. Los medidores y los transformadores de corriente o de tensión deben someterse a calibración después de la realización de cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metrológicas. Las intervenciones que conlleven la realización de una calibración o de pruebas de rutina están definidas por el Consejo Nacional de Operación, CNO, en el Acuerdo 981 - 12 de junio 2017.
7. Los medidores bidireccionales deben ser calibrados en los cuatro cuadrantes de energía activa y reactiva.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA CODIGO DE MEDIDA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 14 de 39

6. UBICACIÓN DEL PUNTO DE MEDIDA

El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En el caso de que la conexión se realice a través de un transformador de potencia (transformador de distribución de potencia), el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador, (artículo 19 de la resolución CREG 038-2014)

A partir de la entrada en vigencia de la resolución CREG 038-2014, los nuevos sistemas de medición y en aquellos existentes en los que se modifique la capacidad instalada del punto de conexión en más de un 50 % deben cumplir con los requisitos definidos en este numeral.

Cuando la conexión se realiza mediante un transformador de potencia, la ubicación del sistema de medición dependerá de la propiedad del transformador, según lo estipulado en la Resolución CREG 038 de 2014, artículo 19.

6.1. Transformador propiedad EEBP

Cuando el transformador es de propiedad de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., el punto de medida debe ubicarse en el lado secundario (baja tensión) del transformador. En este caso, el transformador hace parte de los activos del operador de red, por lo tanto, se considera que la transferencia de energía ocurre en el secundario, donde se encuentra el sistema de medición.

Esta configuración permite contabilizar el consumo real del usuario, sin incluir las pérdidas propias del transformador. La EEBP asume la operación, mantenimiento y pérdidas del transformador, siendo responsable del equipo hasta el punto de medida.


6.2. Transformador propiedad Privada

Cuando el transformador es propiedad del usuario, autogenerador o tercero, el punto de medida debe ubicarse en el lado primario (alta tensión) del transformador. En este caso, el usuario asume las pérdidas del transformador, ya que la entrega de energía por parte de la EEBP se considera efectuada en el lado de alta tensión.

Este criterio garantiza que la energía entregada por la red al usuario sea medida antes de cualquier transformación, permitiendo al operador de red asegurar la integridad del suministro y facilitar la supervisión comercial y técnica.

7. TIPOS DE MEDIDA

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

	<p align="center">PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA</p> <p align="center">CODIGO DE MEDIDA</p>	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 15 de 39

7.1. Medida Directa

Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga.

Para la medición directa se utiliza únicamente el (los) medidor(es) de energía (activa y/o reactiva).

7.2. Medida Semidirecta

Tipo de conexión en la cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente (TC) utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga.

Para la medición semidirecta de energía se utiliza el (los) medidor(es) de energía (activa y/o reactiva) y un Transformador de Corriente (TC) por cada fase que alimenta la carga.

En este tipo de medición, la conexión de las señales de corriente y las señales de tensión se deben conectar al medidor por medio de un bloque de pruebas.

El calibre para las señales de tensión deberá calcularse con base en el nivel de cortocircuito del sitio y en los casos de niveles de cortocircuito superiores a 10kA, se deberá colocar una marcación (adhesivo) en el compartimiento del medidor, al lado de la bornera de pruebas, que indique "Nivel de cortocircuito elevado, tomar las medidas de seguridad necesarias para manipular las señales de tensión".

7.3. Medida Indirecta

Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de tensión (TT) y de corriente (TC) utilizados para transformar las tensiones y corrientes que recibe la carga.

Para la medición indirecta de energía se utiliza generalmente un medidor estático multifuncional de energía y un juego de transformadores de medida compuesto por Transformadores de Corriente (TCs) y Transformadores de Tensión (TTs).

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

8. MEDIDORES DE ENEGIA

Todos los sistemas de medición deben contar con el tipo de conexión acorde con el nivel de tensión y el consumo o transferencia de energía que se va a medir. Los medidores de energía se ubicarán de forma que sea fácil su acceso para la toma de lectura, por lo tanto,


se requiere que el equipo de medida este en el exterior del inmueble, libres de obstáculos tales como rejas, encerramientos, materiales, vehículos, cercas eléctricas, cultivos y animales entre otros. Todos los medidores o sistemas de medida a instalar deben contar con CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO.

8.1. Selección de medidores

La selección de los medidores de energía para la instalación en el sistema eléctrico de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A E.S.P, se debe realizar bajo los criterios indicados en la Tabla 2, teniendo en cuenta la capacidad o potencia instalada.

Tipo de medición	Tipo de servicio	Nivel de tensión		Capacidad Instalada (CI) en kVA	Descripción del medidor1		
		RETIE	CREG		Medidor	Energía2	Clase4 Estático
Directa	Monofásico bifilar	BT	1	CI < 4	Monofásico bifilar	Activa	1 Activa
						Activa y Reactiva	1 Activa 2 Reactiva
	Bifásico trifilar	BT	1	4 < CI < 6	Bifásico trifilar	Activa	1 Activa
						Activa y Reactiva	1 Activa 2 Reactiva
	Trifásico tetrafililar	BT	1	6 < CI < 15	Trifásico tetrafililar	Activa	1 Activa
				15 < CI < 30		Activa y Reactiva	1 Activa 2 Reactiva
Semidirecta	Trifásico Tetrafililar	BT	1	CI > 30	Semidirecta/ Indirecta	Activa y Reactiva	0,5S Activa 2 Reactiva
Indirecta	Trifásico tetrafililar	MT, AT y EAT	2, 3 y 4	Activo de Conexión de Propiedad Privada	Semidirecta/ Indirecta	Activa y Reactiva	0,5S Activa 2 Reactiva
							0,2S Activa 2 Reactiva

Tabla 2. Selección de los medidores de energía, (basado en NTC 5019:2018)

	<p style="text-align: center;">PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA</p> <p style="text-align: center;">CODIGO DE MEDIDA</p>	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 17 de 39


8.2. Especificaciones técnicas

En el caso de los consumos de energía, el dispositivo de medida debe cumplir los requisitos mínimos definidos en la Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya, de acuerdo con su condición de usuario regulado o no regulado.

El sistema de medición implementado por el usuario, en términos generales, debe cumplir:

1. **Tipo de Medidor:** Equipo de medición para montaje tipo RIEL, inteligente bidireccional capaz de registrar, almacenar y transmitir datos de consumo de energía activa y reactiva, con funcionalidades de gestión remota. Puede ser monofásico, bifásico o trifásico, dependiendo de las necesidades del usuario, y debe contar con certificado de conformidad de producto.
2. **Protocolo de Comunicación:** Compatible con el protocolo **DLMS/COSEM** o **IDIS**, lo que garantiza la interoperabilidad con el sistema de lectura implementado por la EEBP.
3. Capacidades de Operación Remota:
 - Lectura remota de consumo de energía activa y reactiva.
 - Lectura remota de energía importada y exportada si lo aplica.
 - Habilitación y corte remoto del servicio eléctrico.
4. Medición y Registro de Eventos:
 - Registro de calidad de energía (sobretensiones, caídas de tensión, cortes de energía, etc.).
 - Registro de eventos de manipulación o fraude.
 - Registro de perfil de carga con intervalos configurables (mínimo cada 15 minutos).
5. Alimentación y Rango de Operación:
 - Voltaje nominal: 120/240 V, 220/380 V o 240/415 V, según el tipo de medidor.
 - Frecuencia nominal: 50/60 Hz.
 - Clase de precisión y exactitud del equipo de medida será en consideración a lo dispuesto en la CREG 038 DE 2024 Art 9.
6. **Compatibilidad con el Sistema de Gestión de la EEBP:** El equipo debe integrarse completamente con la plataforma de gestión de la EEBP, garantizando la sincronización y transmisión segura de datos mediante protocolos de cifrado.

El medidor bidireccional, sus equipos asociados y la instalación de estos, son responsabilidad directa del Usuario, quien asumirá los costos derivados de dichas actividades. En todo caso, previo a la puesta en servicio de la conexión, la EEBP aprobará el sistema de medición instalado por el interesado. Los servicios y trabajos posteriores a la instalación, será cobrados al usuario por parte de la EEBP, conforme a las tarifas vigentes al momento de la prestación del servicio.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA CODIGO DE MEDIDA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 18 de 39


Para la selección del medidor a instalar y garantizar su correcta integración al software de gestión de la EEBP, consultar el Comunicado “MEDIDORES Y SISTEMAS DE MEDIDA HOMOLOGADOS” Publicado en nuestra página web <https://eebpsa.com.co/atencion-al-usuario/> en el apartado de Normatividad/Sistemas de medida

8.3. Medidor de Energía Reactiva.

1. Las instalaciones con capacidad instalada mayor que 15 kVA, deben contar con medidor de energía Activa/Reactiva.
2. Las instalaciones monofásicas, bifásicas y trifásicas del sector comercial o industrial deben contar con medidor de energía Activa/Reactiva.
3. En toda instalación donde se prevea que el consumo de la energía reactiva podría ser superior a la mitad del consumo de la energía activa, debido al tipo de carga (motores, transformadores, balastos, entre otros) o que el factor de potencia de la instalación podría ser inferior a 0.9, así cuente con compensación capacitiva, es obligatorio la instalación de medidor de energía Activa/Reactiva de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 047-2004.
4. Todos los medidores de energía Activa/Reactiva deben ser parametrizados (cuando aplique) y calibrados para la medición de estas variables, de acuerdo con el tipo de cliente, en su componente inductivo y/o capacitivo.
5. Los medidores de energía Activa/Reactiva para los clientes del mercado no regulado deben cumplir con los siguientes requerimientos de acuerdo con la resolución CREG 015-2018:
 - i. Perfil horario
 - ii. Bidireccionalidad
 - iii. Calibración en cuatro cuadrantes en energía Activa/Reactiva

8.4. Medidor de Respaldo

1. Las fronteras de generación distribuida, 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.
2. El medidor de respaldo debe operar permanentemente y tener las mismas características técnicas del principal, según las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 038-2014.
3. 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.

	<p align="center">PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA</p> <p align="center">CODIGO DE MEDIDA</p>	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 19 de 39

8.5. Medición Inteligente AMI

La arquitectura de medición inteligente se estructura en la Resolución CREG101 001 de 2022. Consta de una infraestructura de equipos de medición inteligente, telecomunicaciones y centro de gestión de la medida, integrado a las aplicaciones de la operación y sistemas comerciales. Los Medidores inteligentes deben ser de estado sólido, empleados para medir fundamentalmente energía activa y reactiva. Adicionalmente, deben permitir censar, enviar al CGM y mostrar en un visualizador digital las diferentes variables (Corrientes, Voltajes y Potencias instantáneas) en magnitudes RMS instantáneas.

Deben tener memoria no volátil para el registro de Energía Activa, Reactiva e indicador de pulsos.

Para los sistemas de medición Inteligente, La Empresa de Energía del Bajo Putumayo opta por implementar únicamente la medición concentrada los cuales deben tener características de direccionalidad, configurables por software de configuración entre otras Los medidores de energía directa de activa deben ser clase 1 y clase 2 para medición de reactiva según la norma.

El Sistema de medición Inteligente incluye comunicaciones bidireccionales hasta el medidor, recoge, envía, administra y analiza los datos con mayor frecuencia. Este sistema incluye una amplia gama de funcionalidades tales como lectura remota, gestión de la demanda, last gasp (último suspiro), corte y reconexión, perfil de carga programable, y cierre de facturación mensual programable. curvas del perfil de carga, garantizar la integridad del sistema y servicios de valor agregado. Los equipos de medida AMI y Medida Concentrada deben ser equipos “mono cuerpo”, certificados como medidor ante un organismo debidamente acreditado.

8.5.1. Funcionalidades Medición inteligente.

La medición Inteligente tiene como su principal característica medir la energía, la cual cuenta con tres características especiales. En primer lugar, registra el consumo de manera más detallada que los medidores comunes y ofrece funcionalidades que pueden ser aprovechadas. En segundo lugar, ofrecen interfaces de comunicaciones para enviar y/o recibir datos e información hacia o desde un sistema de gestión administrado por la empresa de servicios y finalmente puede contar con mecanismos para la conexión y desconexión del servicio prestado.

En la **Ilustración 1** y la **Ilustración 2** se muestran los diferentes esquemas de instalación de medición concentrada. En la medición inteligente cada medidor se instala en poste en cajas de medición concentrada, los cuales se comunican con el concentrador que está ubicado en la caja del medidor Macro principalmente.

La comunicación entre los medidores y el concentrador o Gateway se puede hacer a través de una red LAN alámbrica PLC y/o inalámbrica Radio frecuencia (mesh entre otras).

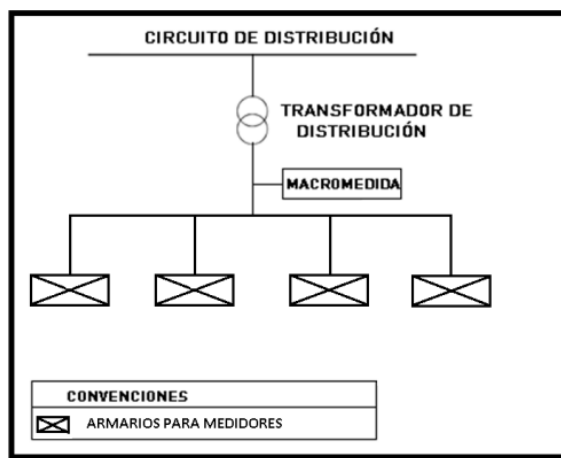


Ilustración 1. Medida concentrada con medidor inteligente y comunicación hacia Armarios de Edificios

En el esquema de la **Ilustración 2** los medidores se instalan en cajas que van montados en los postes de distribución con capacidad de 1 a 12 medidores entre cajas o entre las cajas y el concentrador o Gateway se puede hacer formando una red LAN por protocolos estándar de comunicación

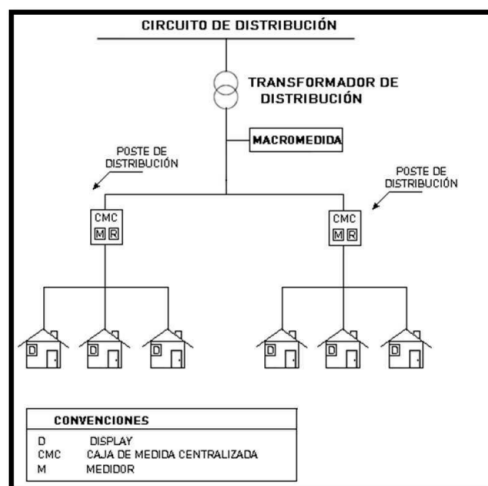



Ilustración 2. Medida concentrada ubicados en postes y visualizador en el usuario

8.5.2. Visualizador en el sitio del cliente

Se debe instalar un visualizador espejo para que el cliente tenga los consumos cada vez que desee, esta información debe ser reflejo del medidor que se encuentra en el poste en la caja de medida concentrada.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA CODIGO DE MEDIDA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 21 de 39

El visualizador de Usuario debe tener dos decimales para lograr visualizar variaciones de consumo correspondientes a una centésima de kWh. Los visualizadores deben tener la posibilidad de alimentarse a 120V AC y de instalarse sobrepuesto en muros o paredes

8.5.3. Corte y Reconexión remota

La Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., podrá realizar maniobras de corte y reconexión remota del servicio de energía eléctrica a través de la infraestructura de medición avanzada (AMI). Esta funcionalidad, disponible en los medidores inteligentes instalados, permite ejecutar dichas acciones sin intervención presencial en campo, garantizando mayor eficiencia en la atención de solicitudes, reducción de tiempos operativos y fortalecimiento del control sobre el sistema de distribución.

9. SISTEMA TELEMEDIDA

La instalación de sistemas de telemetria en los puntos de medición del Sistema de Distribución Local (SDL) se establece de acuerdo con la Resolución CREG 038 de 2014 y normas complementarias, considerando el tipo de agente, nivel de tensión, capacidad instalada y condiciones técnicas o comerciales del usuario.


Es obligatoria la implementación de telemetria en los Generadores Distribuidos (GD), así como en las fronteras comerciales tipo 1 y 2, y en las fronteras de generación conectadas al STN, garantizando la transmisión remota, segura y verificable de las lecturas. También aplica para los usuarios del mercado no regulado (MNR), que cuenten con demanda igual o superior a 0,1 MW y consumos mensuales desde 55 MWh.

Adicionalmente, deberá implementarse en los sectores incluidos en los programas de despliegue de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), definidos por el Operador de Red.

En el caso de los Autogeneradores a Pequeña y Gran Escala (AGPE y AGGE), la telemetria no es obligatoria, salvo que el Operador de Red lo requiera por razones técnicas justificadas. En tales situaciones, su implementación deberá ser acordada entre el OR, el comercializador y el usuario.

Finalmente, el Operador de Red podrá exigir la instalación de telemetria en otros usuarios cuando su perfil de consumo, criticidad o condiciones operativas lo ameriten, con el fin de fortalecer la supervisión y control del sistema de medida.

En todos los casos en que se implemente, el sistema de telemetria deberá cumplir, como mínimo, con los siguientes requisitos:

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
	CODIGO DE MEDIDA	Versión 2.0	Página 22 de 39

1. Interconexión y Comunicación:

- El sistema deberá incluir un esquema gráfico y/o diagrama de bloques detallado del canal de comunicación entre los medidores y el Centro de Gestión de Medida (CGM), conforme al literal j) del Anexo 6 de la Resolución CREG 038 de 2014.
- El canal de comunicación deberá estar claramente identificado, especificando tipo de medio (inalámbrico, fibra óptica, red celular, etc.), tecnología empleada y parámetros operacionales.

2. Condiciones de Operación:

- Documentación detallada que describa las condiciones de operación del canal de comunicación, incluyendo disponibilidad, latencia y mecanismos de respaldo ante fallas.
- Compatibilidad e interoperabilidad con el software de lectura del CGM de la EEBP si es AGPE/AGGE, o del CGM independiente en el caso de ser Generador Distribuido.

3. Seguridad y Protección de la Información:

- El sistema de teledatamedida deberá contar con mecanismos de seguridad informática y física que garanticen la integridad, confidencialidad y autenticidad de los datos transmitidos.
- La protección de la información debe incluir protocolos de cifrado, autenticación y control de accesos.
- Deberá evidenciarse cumplimiento de los lineamientos establecidos en el artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014.

4. Validación y Crítica de Datos:

- Documentación de los procedimientos para la crítica y validación de los datos leídos de los medidores, conforme a lo indicado en el Anexo 3, literales c) y d), de la Resolución CREG 038 de 2014.


5. Transmisión de Datos a ASIC (Si aplica, según el caso):

- Procedimiento documentado para la transmisión de datos desde el CGM al ASIC, incluyendo estructura, formato y seguridad de los archivos, conforme al Anexo 8 de la Resolución CREG 038 de 2014.
- Registro del último archivo de lectura enviado al ASIC, incluyendo fecha, tipo de medida y validación de contenido.

6. Reporte y Auditoría (Si aplica, según el caso):

- El responsable de frontera deberá estar en capacidad de consultar y suministrar al tercero verificador los datos de registro que reposan en el sistema dispuesto por XM (DGP – Consulta de medidas), incluyendo los datos históricos de consumo, fechas de registro y parámetros configurados.

Para la implementación de un sistema de teledatamedida se debe seleccionar un medidor compatible con la infraestructura de telecomunicaciones y el software de gestión de medidores de la EEBP, para ello, consultar el Comunicado “MEDIDORES Y SISTEMAS DE MEDIDA HOMOLOGADOS” Publicado en nuestra página web

	<p align="center">PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA</p> <p align="center">CODIGO DE MEDIDA</p>	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 23 de 39

<https://eebpsa.com.co/atencion-al-usuario/> en el apartado de Normatividad/Sistemas de medida.

10. MEDIDA PARA GENERADORES AGPE, AGGE Y GD

Cualquier usuario que esté interesado en convertirse en AGPE o AGGE, o aquel prestador que esté interesado en convertirse en GD, lo podrá hacer una vez cumpla con los requisitos establecidos en la resolución CREG 174 de 2021 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

PARÁGRAFO 1. Todos los AGPE, AGGE y GD existentes al momento de expedición de esta resolución tienen la obligación de entregar la información que corresponda al OR al que estén conectados, declarando su capacidad instalada o nominal y la potencia máxima declarada. Esta obligación deberá cumplirse dentro de los tres (3) meses siguientes a la actualización del formato definido por el OR.

10.1. Autogeneradores Pequeña Escala (AGPE)

el AGPE que obtenga viabilidad respecto de la conexión a la red de la EEBP y manifieste la intención de entregar excedentes de energía eléctrica a la misma, debe contar con un medidor bidireccional con perfil horario y que cumpla las características mencionadas anteriormente, adicional, en cumplimiento a lo dispuesto en las Resoluciones CREG 038 de 2014 y 030 de 2018 y aquellas que las aclaren, modifiquen o adicione.

Para el caso del usuario interesado en ser Autogenerador a Pequeña escala, puede clasificarse en 2 tipos, aquellos que entregan excedentes de generación a la red y aquellos que no entregan excedentes.

10.1.1. Sin Entrega de Excedentes

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

Por lo anterior, si la capacidad declarada de generación es menor a la capacidad instalada de consumo, el AGPE no tiene la obligación de realizar cambios en el medidor que tiene instalado actualmente, si el usuario aun no cuenta con un medidor de energía, debe adquirirlo de acuerdo con los requisitos estipulados en el literal 8.2 del presente documento.

10.1.2. Con Entrega de Excedentes

El AGPE que entrega excedentes debe cumplir con los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el Código de Medida, a excepción de las siguientes obligaciones:

1. Contar con el medidor de respaldo de que trata el artículo [13](#) de la Resolución CREG 038 de 2014.
2. La verificación inicial por parte de la firma de verificación de que trata el artículo [23](#) de la Resolución CREG 038 de 2014.
3. El reporte de las lecturas de la frontera comercial al ASIC cuando se vende la energía al comercializador integrado con el OR al cual se conecta.

Sistema de teled medida: En el caso de un Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE) que realice entrega de excedentes de energía eléctrica y cuyo comercializador esté integrado al Operador de Red (OR), no se encuentra en la obligación de implementar un sistema de teled medida, conforme a lo establecido en la regulación vigente. No obstante, la implementación de dicho sistema podrá llevarse a cabo si existe un acuerdo expreso entre ambas partes. En todo caso, la propiedad del sistema de teled medida corresponderá al agente que haya asumido la totalidad de los costos asociados a su adquisición, instalación, configuración y operación.

10.2. Autogeneradores Gran Escala (AGGE)


Todo Autogenerador a Gran Escala (AGGE) que pretenda conectarse a la red operada por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P. deberá implementar un sistema de medición conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 038 de 2014, o aquella que la modifique, adicione o sustituya. La conexión del sistema de medida deberá realizarse mediante esquemas de medición semidirecta o indirecta, según corresponda, de acuerdo con el nivel de tensión, la potencia instalada y las características técnicas del punto de conexión.

Sistema de teled medida: En el caso de un Autogenerador a Gran Escala (AGGE) que realice entrega de excedentes de energía eléctrica y cuyo comercializador esté integrado al Operador de Red (OR), no se encuentra en la obligación de implementar un sistema de teled medida, conforme a lo establecido en la regulación vigente. No obstante, la implementación de dicho sistema podrá llevarse a cabo si existe un acuerdo expreso entre ambas partes. En todo caso, la propiedad del sistema de teled medida corresponderá al agente que haya asumido la totalidad de los costos asociados a su adquisición, instalación, configuración y operación.

10.3. Generadores Distribuidos

Los generadores distribuidos (GD) deben cumplir con los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el Código de Medida, incluidas la obligación de contar con el medidor de respaldo de que trata el artículo 13 y la de la verificación inicial por parte de la firma de verificación de que trata el artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya.

Todo Generador Distribuido (GD) que se conecte a la red de distribución operada por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P. deberá implementar un sistema de

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA CODIGO DE MEDIDA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 25 de 39

medición que cumpla con los lineamientos establecidos en la Resolución CREG 038 de 2014 y sus normas complementarias, modificatorias o sustitutas.

11. REQUISITOS TECNICOS SISTEMAS DE MEDIDA

11.1. Medida Directa

Requisitos sistemas de medición:

1. Certificado de Conformidad de Producto Medidor (es) Artículo 10 Resolución Creg 038/2014
2. Certificado de Calibración Medidor Resolución Artículo 11, Anexo 2 Creg 038/2014
3. Información de la proyección de consumo en KWh-mes de acuerdo con el tipo de carga a instalar. Ver Anexo 3 Circular 098 / 2014
4. Requisitos documentales del Comercializador para aprobación del sistema de medida.

11.2. Medida Semidirecta


Requisitos sistemas de medición:

1. Hoja de Vida de la frontera Artículo 30 resolución Creg 038/2014 (formato publicado en página web <https://eebpsa.com.co/atencion-al-usuario/> Apartado: Sistemas de Medida)
2. Certificado de Conformidad de Producto Medidor (es) Artículo 10 Resolución Creg 038/2014
3. Certificado de Conformidad de Producto Cable. Artículo 10 Resolución Creg 038/2014
4. Certificado de Conformidad de Producto Caja de Medidor
5. Certificado de Calibración Medidor en 4 cuadrantes de energía Resolución Artículo 11, Anexo 2 Creg 038/2014
6. Diseño de Diagramas unifilares y planos del sistema de medida. Ver literal e), Anexo 6 y literal b) anexo 4 Resolución Creg 038 de 2014.
7. Información de la proyección de consumo en KWh-mes de acuerdo con el tipo de carga a instalar. Ver Anexo 3 Circular 098 / 2014
8. Certificado de Conformidad de Producto de transformadores de medida (Corriente –t.c.) Artículo 10 Resolución Creg 038/2014.
9. Certificado de Conformidad de Producto Bornera de Pruebas. Artículo 10 Resolución Creg 038/2014
10. Certificado de Calibración transformador de corriente t.c. y voltaje t.t. (de cada una de las fases que componen el sistema de medida) Artículo 11, Anexo 2 Resolución Creg 038/2014

11. Certificado de pruebas de rutina del transformador de corriente t.c. (De cada una de las fases que componen el sistema de medida) para aquellas fronteras que apliquen, de acuerdo con la Resolución Artículo 28 Resolución Creg 038/2014; Acuerdo CNO 887/2016; Acuerdo CNO 981/2017
12. Memorias de cálculo del sistema de medida. Literal b) anexo 4 y artículo 9 Resolución Creg 038 de 2014.
13. Requisitos documentales del Comercializador para aprobación del sistema de medida.

11.3. Medida Indirecta

1. Hoja de Vida de la frontera Artículo 30 resolución Creg 038/2014 (formato publicado en pagina web <https://eebpsa.com.co/atencion-al-usuario/> Apartado: Sistemas de Medida)
2. Certificado de Conformidad de Producto Medidor (es) Artículo 10 Resolución Creg 038/2014
3. Certificado de Conformidad de Producto Cable. Artículo 10 Resolución Creg 038/2014
4. Certificado de Conformidad de Producto Caja de Medidor
5. Certificado de Calibración Medidor en 4 cuadrantes de energía Resolución Artículo 11, Anexo 2 Creg 038/2014
6. Diseño de Diagramas unifilares y planos del sistema de medida. Ver literal e), Anexo 6 y literal b) anexo 4 Resolución Creg 038 de 2014.
7. Información de la proyección de consumo en KWh-mes de acuerdo con el tipo de carga a instalar. Ver Anexo 3 Circular 098 / 2014
8. Certificado de Conformidad de Producto de transformadores de medida (Corriente –t.c.- y voltaje - t.t.-) Artículo 10 Resolución Creg 038/2014.
9. Certificado de Conformidad de Producto Bornera de Pruebas. Artículo 10 Resolución Creg 038/2014
10. Certificado de Calibración transformador de corriente t.c. y voltaje t.t. (de cada una de las fases que componen el sistema de medida) Artículo 11, Anexo 2 Resolución Creg 038/2014
11. Certificado de pruebas de rutina del transformador de corriente t.c. y voltaje t.t. (De cada una de las fases que componen el sistema de medida) para aquellas fronteras que apliquen, de acuerdo con la Resolución Artículo 28 Resolución Creg 038/2014; Acuerdo CNO 887/2016; Acuerdo CNO 981/2017
12. Memorias de cálculo del sistema de medida. Literal b) anexo 4 y artículo 9 Resolución Creg 038 de 2014.
13. Requisitos documentales del Comercializador para aprobación del sistema de medida.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA CODIGO DE MEDIDA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 27 de 39

11.4. Medida Para Autogeneradores

11.4.1. Autogenerador a Pequeña Escala - AGPE


1. Requisitos sistema de Medición Autogenerador a Pequeña escala con Entrega de Excedentes:
2. Hoja de Vida de la frontera Artículo 30 resolución Creg 038/2014 (formato publicado en pagina web <https://eebpsa.com.co/atencion-al-usuario/> Apartado: Sistemas de Medida)
3. Certificado de Conformidad de Producto Medidor (es) Artículo 10 Resolución Creg 038/2014
4. Certificado de Conformidad de Producto Cable. Artículo 10 Resolución Creg 038/2014
5. Certificado de Conformidad de Producto Caja de Medidor
6. Certificado de Calibración Medidor en 4 cuadrantes de energía Resolución Artículo 11, Anexo 2 Creg 038/2014
7. Diseño de Diagramas unifilares y planos del sistema de medida. Ver literal e), Anexo 6 y literal b) anexo 4 Resolución Creg 038 de 2014.
8. Información de la proyección de consumo y generación en KWh-mes de acuerdo con el tipo de carga a instalar. Ver Anexo 3 Circular 098 / 2014
9. Requisitos documentales del Comercializador para aprobación del sistema de medida.

11.4.2. Autogenerador a Gran Escala - AGGE

El sistema de medición deberá cumplir, como mínimo, con los siguientes requisitos:

1. Hoja de Vida de la frontera Artículo 30 resolución Creg 038/2014 (formato publicado en pagina web <https://eebpsa.com.co/atencion-al-usuario/> Apartado: Sistemas de Medida)
2. Certificado de Conformidad de Producto Medidor (es) Artículo 10 Resolución Creg 038/2014
3. Certificado de Conformidad de Producto Cable. Artículo 10 Resolución Creg 038/2014
4. Certificado de Conformidad de Producto Caja de Medidor
5. Certificado de Calibración Medidor Resolución Artículo 11, Anexo 2 Creg 038/2014
6. Diseño de Diagramas unifilares y planos del sistema de medida. Ver literal e), Anexo 6 y literal b) anexo 4 Resolución Creg 038 de 2014.
7. Información de la proyección de consumo y generación en KWh-mes de acuerdo con el tipo de carga a instalar. Ver Anexo 3 Circular 098 / 2014

Antes de imprimir este documento... piense en el medio ambiente

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA CODIGO DE MEDIDA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 28 de 39

- Requisitos documentales del Comercializador para aprobación del sistema de medida.

Requisitos para medida Semidirecta/Indirecta:

- Certificado de Conformidad de Producto de transformadores de medida (Corriente –t.c.- y voltaje - t.t.-) Artículo 10 Resolución Creg 038/2014.
- Certificado de Conformidad de Producto Bornera de Pruebas. Artículo 10 Resolución Creg 038/2014
- Certificado de Calibración transformador de corriente t.c. y voltaje t.t. (de cada una de las fases que componen el sistema de medida) Artículo 11, Anexo 2 Resolución Creg 038/2014
- Certificado de pruebas de rutina del transformador de corriente t.c. y voltaje t.t. (De cada una de las fases que componen el sistema de medida) para aquellas fronteras que apliquen, de acuerdo con la Resolución Artículo 28 Resolución Creg 038/2014; Acuerdo CNO 887/2016; Acuerdo CNO 981/2017
- Memorias de cálculo del sistema de medida. Literal b) anexo 4 y artículo 9 Resolución Creg 038 de 2014.

11.4.3. Generador Distribuido - GD

El sistema de medición del GD deberá instalarse bajo esquemas de conexión semidirecta o indirecta, según las características técnicas del punto de conexión, y deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

1. Equipamiento de Medida:

- Medidor principal y medidor de respaldo, ambos certificados y calibrados conforme al Artículo 10 y Artículo 11 de la Resolución CREG 038 de 2014.
- Transformadores de medida de corriente (TC) y tensión (TT) con clase de exactitud adecuada y certificados de conformidad de producto.
- Bornera de pruebas, celdas de medida y cableado con certificado de conformidad de producto.

2. Documentación Técnica Obligatoria:

- Hoja de vida de la frontera comercial (Artículo 30 – Circular CREG 119 de 2014).
- Certificado de Conformidad de Producto Medidor (es), transformadores de medida (Corriente –t.c.- y voltaje - t.t.-), bornera de pruebas y cable de conductores. Artículo 10 Resolución Creg 038/2014
- Certificado de Calibración transformador de corriente t.c. y voltaje t.t. (de cada una de las fases que componen el sistema de medida) Artículo 11, Anexo 2 Resolución Creg 038/2014
- Certificado de pruebas de rutina del transformador de corriente t.c. y voltaje t.t. (De cada una de las fases que componen el sistema de medida) para

aquellas fronteras que apliquen, de acuerdo con la Resolución Artículo 28 Resolución Creg 038/2014; Acuerdo CNO 887/2016; Acuerdo CNO 981/2017

- Acta de instalación del sistema de medida (Anexo 5 – Resolución CREG 038 de 2014).
- Diseño de Diagramas unifilares, planos eléctricos y memorias de cálculo del sistema de medida (Anexo 4 y Anexo 6).
- Configuración detallada de la página base del medidor principal y de respaldo.
- Copia de la documentación técnica original de todos los equipos involucrados en el sistema de medición.

3. Gestión de la Información de Medida:

- Documentación de los procedimientos para la crítica y validación de datos leídos de los medidores (Anexo 3).
- Evidencia de los mecanismos de protección, seguridad e integridad de los datos transmitidos desde los medidores hasta el Centro de Gestión de Medida (CGM).
- Esquemas de comunicación entre el sistema de medida y el CGM, incluyendo canales, protocolos utilizados y condiciones operativas.

4. Compatibilidad con el CGM y el ASIC:

- El sistema de medición deberá ser completamente interoperable con la infraestructura del CGM, permitiendo el registro, validación y transmisión segura de lecturas hacia el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), conforme a lo dispuesto en el Anexo 8 de la Resolución CREG 038 de 2014.

5. Otros Requisitos:

- Informe anual de operación del CGM (Circular CREG 049 de 2015).
- Registro de consumos históricos y proyecciones de consumo y generación en kWh-mes.
- Registro del profesional responsable de la instalación, incluyendo nombre completo y número de matrícula profesional.

El cumplimiento integral de estos requisitos será condición obligatoria para autorizar la conexión del Generador Distribuido a la red de la EEBP. La verificación de la conformidad del sistema de medida estará a cargo del Operador de Red, previo al inicio de operaciones del GD.

12. INSTALACION DE SISTEMAS DE MEDICIÓN

12.1. Medida Directa

Este tipo de medida se utiliza en instalaciones de baja tensión (nivel 1) con capacidad instalada igual o inferior a 30 kVA, donde el medidor puede conectarse directamente a las señales de corriente y tensión sin el uso de transformadores de medida.

La medición directa se compone únicamente del medidor de energía activa y/o reactiva, instalado en una caja transparente de uso exterior, con su respectivo pin de corte. Este sistema aplica principalmente a usuarios residenciales y pequeños comercios, donde el nivel de carga no justifica el uso de TCs o TTs.

El medidor debe contar con certificado RETIE y de calibración vigente, clase de exactitud mínima 1.0, y estar conectado al sistema de puesta a tierra. La altura de instalación será de 1.80 metros desde el nivel del suelo y la acometida deberá cumplir con las disposiciones técnicas y estéticas establecidas por la EEBP.

12.2. Medida Semidirecta

Esta medida aplica para sistemas de nivel de tensión 1 y la capacidad instalada sea mayor a 30 KVA. Para este sistema de medida se deben de utilizar TCs tipo ventana de uso exterior, la relación de los TCs se detalla en la **Tabla 3**. Relación de TCs según la carga instalada., estos TCs deben de ir instalados en los bajantes del transformador y deben de estar protegidos por medio de una caja hermética de policarbonato en la cual deben de quedar todas las conexiones protegidas, esta caja debe de contar con los orificios para que pasen los bajantes del transformador, la caja solo puede ser manipulada por personal autorizado por la Empresa, por tal motivo debe de contar con los sellos de la Empresa, en la **Ilustración 3**. Diagrama de conexión Semidirecta. se muestra el diagrama de conexión de este sistema y en la **Ilustración 4**. Conexión Semidirecta en poste. se ilustra la conexión de los TCs al transformador y al medidor, la conexión al medidor se debe de realizar por medio de un cable de control calibre 12 x 14 AWG para conexión trifásica y para conexión monofásica en cable de control calibre 10 x 14 AWG.

El cableado para la señal de corriente y tensión se realizan de la siguiente manera:

Las señales de corriente se llevan desde los secundarios de los transformadores de corriente al medidor a través de un cable de control. Las señales de tensión desde los terminales secundarios del transformador de distribución a través de un cable control. Se debe instalar conectores tipo compresión del mismo calibre que el respectivo conductor.

Capacidad instalada KVA	Relación TCs
30 a 38	100/5
39 A 57	150/5
58 A 76	200/5

77 A 114	300/5
115 A 152	400/5
153 A 190	500/5
191 A 228	600/5
229 A 305	800/5

Tabla 3. Relación de TCs según la carga instalada.

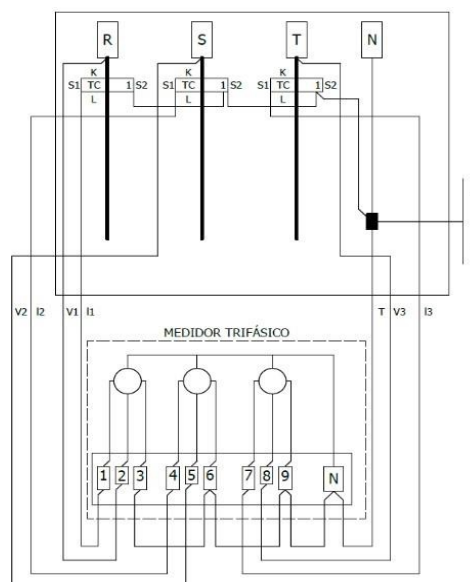


Ilustración 3. Diagrama de conexión Semidirecta.

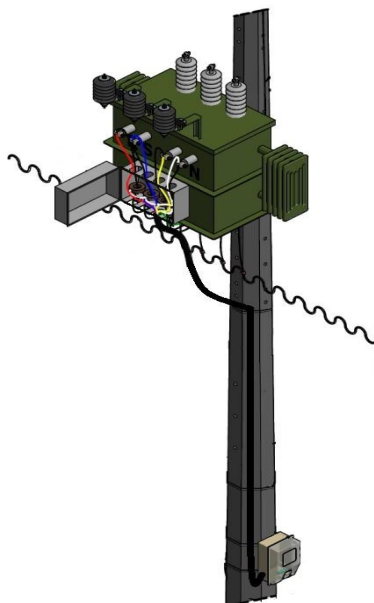


Ilustración 4. Conexión Semidirecta en poste.

12.3. Medida Indirecta

Es aquella en la cual las señales de corriente y tensión se llevan al medidor a través de transformadores cuyos devanados primarios están conectados en el nivel de tensión de la acometida de alimentación de media tensión (13.2KV y 34.5KV). Para este sistema de medición se deben de tener en cuenta los siguientes requisitos:

- El montaje de la medida indirecta se puede hacer en estructuras tipo poste o en celdas ubicadas en un cuarto eléctrico.
- La caída de tensión entre la salida de los devanados secundarios de los TPs y el medidor no debe superar el 0.1%.
- Las señales de tensión deben tomarse de un devanado independiente para la medición.
- De acuerdo con la resolución CREG 038 de 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 **Tabla 4**. Clasificación de puntos de medición.

Tipo de puntos de Medición	Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI, [MVA]
----------------------------	--	--------------------------------

1	$C \geq 15.000$	$CI \geq 30$
2	$15.000 > C \geq 500$	$30 > CI \geq 1$
3	$500 > C \geq 50$	$1 > CI \geq 0,1$
4	$50 > C \geq 5$	$0,1 > CI \geq 0,01$
5	$C < 5$	$CI < 0,01$

Tabla 4. Clasificación de puntos de medición.


- De acuerdo con la resolución CREG 038 de 2014 (Artículo 9), los medidores, transformadores de medida, en caso de que estos sean utilizados, y los cables de conexión de los nuevos sistemas de medición y los que se adicionen o remplacen en los sistemas de medición existentes deben cumplir con los índices de clase, clase de exactitud:

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 ó 2	2 ó 3	--	--

Tabla 5. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida.

- El medidor debe de instalarse en el poste en su respectiva caja tipo intemperie o al interior de un cuarto eléctrico.
- El medidor debe de instalarse en un compartimiento exclusivo e independiente.
- Para instalación en poste los TCs y TPs se deben instalar en una estructura tipo H.
- Las señales que salen de los bornes del devanado de los transformadores de corriente y tensión deben llevarse hasta el medidor en cable multiconductor protegidos por canalización conduit metálica galvanizada.

El diagrama de conexiones del sistema de medida indirecta se observa en la **Ilustración 5**.
El diagrama de conexiones del sistema de medida indirecta

	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
	CODIGO DE MEDIDA	Versión 2.0	Página 34 de 39

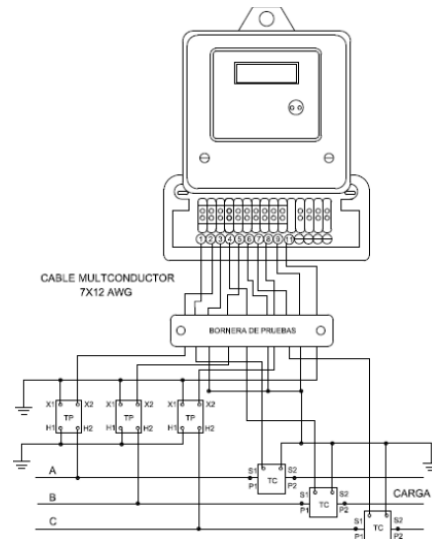



Ilustración 5. El diagrama de conexiones del sistema de medida indirecta.

12.4. Armarios de medidores

Se exige la instalación de Armario de medidores cuando un mismo predio cuente con más de tres matriculas, este armario deberá ser tipo intemperie, los armarios para medidores de energía serán instalados sobrepuestos o empotrados en paredes de edificios, deberán instalarse sobre una base de mínimo 40 cm de altura y no deben de quedar a más de 1.80 metros de altura, y debe de ir instalado en la fachada del predio, con alimentación trifásica desde las redes de distribución secundaria, esta alimentación deberá de ir en cable de cobre # 2 o 4, podrá ser aérea bajando por conduleta o subterránea, y deberá aplicarse el código de colores según el RETIE vigente, esta acometida deberá ser instalada en supervisión del personal de la EEBP, en caso de encontrarse instalada se deberá sacar del ducto o conduleta para la revisión por parte del personal de la EEBP, una vez verificada se procede al sellado del compartimiento de entrada del Armario.

El armario de medidores debe contar con tres compartimientos, los cuales deben estar separados por elementos del mismo material y calibre del encerramiento del tablero y deben de tener su puerta individual. Los compartimientos superior e inferior serán intercambiables en su función según los requerimientos de instalación. Los tres compartimientos tienen las siguientes características:

- **Compartimiento de entrada:** Aloja un barraje principal o de entrada de acometida y el totalizador o interruptor general según el caso. La protección debe ser operable desde el exterior, sin necesidad de retirar la tapa del compartimiento. Este compartimiento debe ir sellado y su acceso será exclusivo a personal de la EEBP.

	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
	CODIGO DE MEDIDA	Versión 2.0	Página 35 de 39

Por el compartimento de entrada no deben cruzar conductores ya medidos o que correspondan a instalaciones de uso final.

- Compartimento de medida:** En este compartimento se instalan los medidores y los soportes para su fijación. El compartimento de medidores siempre deberá quedar entre el compartimento de salida y el compartimento de entrada, buscando evitar que los alimentadores de las instalaciones en el compartimento de salida atraviesen los demás compartimentos, así se realice a través de un ducto independiente en el interior del tablero. Además, no deberá existir la posibilidad de retirar componentes del equipo instalado desde la parte externa del tablero, sin que previamente se realice la apertura de la puerta del compartimento, con lo cual se busca evitar que partes vivas queden expuestas y con posibilidad de conexiones no autorizadas. Este compartimento debe ir sellado y su acceso será exclusivo a personal de la EEBP. Adicional cada medidor alojado en este compartimento debe quedar sellado en su tapa de bornera.
- Compartimento de salida:** Este compartimento aloja los interruptores automáticos de cada instalación. Los interruptores se instalarán en este compartimento sobre un soporte metálico que permita su correcta fijación. A este compartimento podrán tener acceso los usuarios.
- Barrajes:** Los barrajes tienen que ser construidos con cobre electrolítico con una pureza mínima del 99.9%. No se permite el uso de aluminio en barrajes. Los barrajes deberán cumplir con la marcación de colores establecida en la tabla 6.5 del RETIE, incluido el de puesta tierra. El barraje no deberá estar pintado en su recorrido. Las derivaciones que se realicen con un cable deben tener un conector terminal de presión tipo pala de cobre estañado, el cual debe fijarse al barraje mediante un tornillo, una tuerca y una arandela de presión, todos los tornillos, tuercas y arandelas que se fijen en el barraje deben tener un recubrimiento que evite la oxidación y garantice una alta conductividad. Pueden ser electro plateados, tropicalizados o galvanizados en frío. El barraje puesto a tierra (neutro) donde se derivan los neutros de las instalaciones deberá instalarse en el compartimento de salida para facilitar el mantenimiento y reposición de dichos conductores.

En la **Ilustración 6** se muestra el armario con sus diferentes partes, adicional el sistema de medición debe de contar con su sistema de puesta a tierra, el cual debe de ser instalado por parte del usuario y cumpliendo lo establecido en el RETIE en su artículo 15.1 (“Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente reglamento, se deben dejar puntos de conexión accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones internas deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible, no aplica a los electrodos de líneas de transporte”).

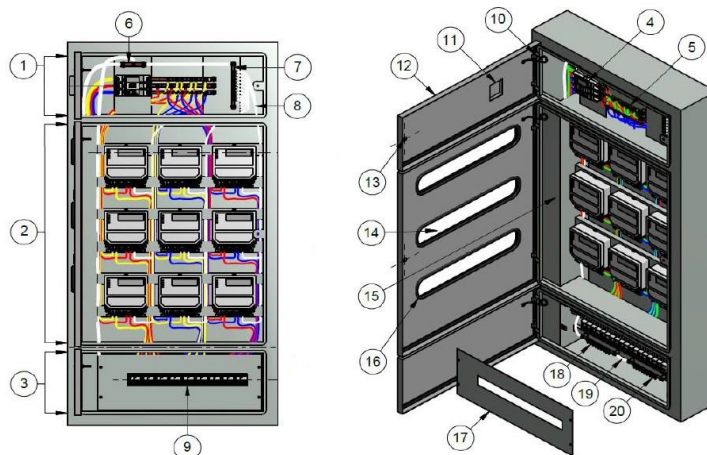



Ilustración 6. Armario de Medidores

ITEM	DESCRIPCION	ITEM	DESCRIPCION
1	COMPARTIMIENTO DE ENTRADA	12	PUERTA
2	COMPARTIMIENTO DE MEDIDA	13	EMBOLO
3	COMPARTIMIENTO DE SALIDA	14	VISOR
4	PROTECCIÓN GENERAL	15	DUCTO
5	BARRAJE GENERAL	16	EMPAQUE
6	BARRA DE NEUTROS PRINCIPAL	17	FRENTE MUERTO
7	BARRAJE SEÑALES DE REFERENCIA PARA LA MEDIDA	18	BARRAJES DE NEUTROS DE SALIDA
8	CONDUCTORES DE SEÑALES DE REFERENCIA PARA LA MEDIDA	19	PUNTE EQUIPOTENCIAL
9	PROTECCIONES INDIVIDUALES	20	BARRA GENERAL DE CONEXIÓN A PUESTA A TIERRA
10	BISAGRAS	21	PLACA DE CARACTERISTICAS
11	PUERTA PERILLA INTERRUPTOR	22	MARCACION DEL MEDIDOR (MARQUILLAS)

Tabla 6. Descripción de cada elemento del armario de medidores.

13. MARCO NORMATIVO

CREG 038 de 2014 – Código de Medida: Modifica el Código de Medida del Anexo del Código de Redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Define las características técnicas obligatorias para sistemas de medición, incluyendo exactitud, calibración, instalación, mantenimiento, operación, pruebas y certificación de medidores y transformadores.

	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA CODIGO DE MEDIDA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 37 de 39

CREG 101-001 de 2022 – Infraestructura de Medición Avanzada (AMI): Establece las condiciones para avanzar hacia una infraestructura de medición moderna en el SIN, contemplando planes piloto, requisitos técnicos, ciberseguridad, acceso a datos y responsabilidades de los operadores de red.

CREG 015 de 2018 – Metodología de remuneración de distribución: Regula la metodología tarifaria para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN, considerando variables de calidad del servicio, eficiencia y adopción tecnológica.

CREG 174 de 2021 – Autogeneración y generación distribuida: Define los lineamientos operativos y comerciales para integrar autogeneradores a pequeña escala (AGPE), autogeneradores a gran escala (AGGE) y generadores distribuidos (GD) al SIN, incluyendo registro de fronteras comerciales, potencia declarada y transparencia en la información.

CREG 070 de 1998 – Reglamento de Distribución: Establece el reglamento para la distribución local y transmisión regional de electricidad como parte del Código de Operación del SIN, detallando criterios técnicos, planificación, calidad y operación del sistema.

CREG 047 de 2004 – (corrige CREG 047 de 2000): Aunque la Resolución original data de 2000, la versión vigente (CREG 047 de 2004) regula los procedimientos de lectura, validación, estimación y conciliación de datos del mercado mayorista para garantizar trazabilidad y calidad en la información de medición.


Circular CREG 119 de 2014 – Soporte técnico Código de Medida: Complementa la Resolución CREG 038 de 2014 con requisitos de soporte documental, hojas de vida de equipos, anexos técnicos y lineamientos para asegurar la confiabilidad del sistema de medición.

Acuerdo 981 (Consejo Nacional de Operación) – 12 junio 2017: Aprueba modificaciones al documento que define qué intervenciones técnicas obligan a realizar pruebas de calibración de medidores y transformadores de corriente o tensión. Regula los procedimientos de rutina para garantizar precisión en medición.

NTC 5019 :2018 – Requisitos técnicos para medidores de energía eléctrica: Establece criterios técnicos para el desempeño, precisión, ensayos de laboratorio, tolerancias y diseño constructivo de medidores electrónicos o electromecánicos en Colombia.

NTC-ISO/IEC 17025: Define los requisitos que deben cumplir los laboratorios de ensayo y calibración para acreditar competencia técnica y calidad en la calibración de equipos, incluyendo equipos de medición eléctrica. Aunque de aplicación general en laboratorios, es indispensable en servicios de calibración acreditados en Colombia.


CREG 030 de 2018 – Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida: Regula la integración de autogeneradores a pequeña escala (potencia ≤ 1 MW, principalmente de fuentes no convencionales como solar o eólica) y generación distribuida

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA CODIGO DE MEDIDA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 38 de 39

al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Establece procedimientos simplificados de conexión, entrega de excedentes mediante medición bidireccional, requisitos técnicos y comerciales, y el reconocimiento de dichos excedentes como créditos de energía en factura. Fue expedida en sesión de la CREG No. 842 el 26 de febrero de 2018, en cumplimiento de la Ley 1715 de 2014 y el Decreto 348 de 2017

14. ANEXOS

ANEXO1 - Hoja de vida sistemas de medida

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PROCESO MERCADEO Y GESTIÓN DE ENERGÍA CODIGO DE MEDIDA	COD1.MPM1.P5	19/03/2026
		Versión 2.0	Página 39 de 39

RELACIÓN DE VERSIONES Y NATURALEZA DE CAMBIOS

Versión	Fecha	Cambio
1.0	01/08/2025	Creación del documento
2.0	19/03/2026	<p>Se incluye numeral 11: Requisitos técnicos de sistemas de medida, con sus respectivas especificaciones</p> <p>Se actualiza Tabla 7. Selección de los medidores de energía, (basado en NTC 5019:2018), adicional en el ítem 12 se modifica Medida Semidirecta la carga mínima instalada 30KVA</p> <p>Tabla 8. Relación de TCs según la carga instalada se ajustan los rangos de relación de TCs.</p> <p>Se incluye indicación de consulta para el Comunicado "MEDIDORES Y SISTEMAS DE MEDIDA HOMOLOGADOS" Publicado en nuestra página web https://eebpsa.com.co/atencion-al-usuario/ en el apartado de Normatividad/Sistemas de medida por necesidades específicas del proceso.</p>

ELABORACIÓN, REVISIÓN Y APROBACIÓN

Elaboró	Revisó	Revisó	Aprobó
DARIO FERNANDO SOTO Ingeniero de Mercadeo y Gestión de Energía	CARLOS YEISON GUERRERO Subgerente de Distribución	OLGA ANDREA ANDRADE YANANGONA Profesional Calidad y Planeación y Estratégica	KATTY MARCELA SEVILLANO Gerente General Gerencia

Antes de imprimir este documento... piense en el medio ambiente