



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

MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE
MEDICIÓN DEL GRUPO EPM

NORMA:

CNS-NT-06-02

CAPÍTULO 6

CAPÍTULO 6
MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN
DEL GRUPO EPM
CENS - NORMA TÉCNICA - CNS-NT-06-02

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

LÍDER CET Y
LABORATORIOS

FECHA DE APROBACIÓN:

FEBRERO 2023

VERSIÓN:

2

PÁGINA:

1 de 36



TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE TABLAS..... 3

LISTA DE FIGURAS..... 3

1. OBJETO..... 6

2. ALCANCE 6

3. DOCUMENTOS DE REFERENCIA..... 6

4. DEFINICIONES..... 6

5. ANTECEDENTES 10

6. CONTEXTO GENERAL 10

6.2. Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición 11

6.3. Clasificación de puntos de medición 12

6.4. Normas técnicas para la fabricación de transformadores de medida y medidores de energía.. 12

6.4.1. Medidores de energía 12

6.4.2. Transformadores de medida 13

6.5. Generalidades sobre los elementos principales del sistema de medida 13

6.5.1.3. Transformadores de tensión..... 17

6.5.2. Medidor de energía eléctrica 19

6.5.2.1. Clasificación de los transformadores de medida 19

6.5.3. Conductores..... 20

6.5.4. Panel o tablero para el medidor 20

6.5.5. Bloque de bornera de prueba..... 21

7. GENERALIDADES DEL MANTENIMIENTO 21

7.1. Conceptos generales sobre el mantenimiento..... 21

7.2. Técnicas de diagnóstico del mantenimiento predictivo 22

7.2.1. Tomografía infrarroja..... 22

7.2.1.1. Principio de la Termografía 22

7.2.1.2. Cámara Termográfica 23

7.2.2. Ultrasonido..... 23

7.2.2.1. Técnica de Detección de Ultrasonido 23

7.3. Funcionamiento del sistema de medición..... 24

7.3.1. Definición de los límites..... 24

7.3.2. Jerarquía de los equipos 25

7.3.3. Función y estándar de funcionamiento 25

8. MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN 27

8.1. Mantenimiento preventivo de los sistemas de medida..... 27

8.1.1. Verificación documental del sistema de medición (de la frontera) 27

8.1.2. Inspección física y visual 28

8.1.2.1. Transformadores de medida 28

8.1.2.2. Medidores de energía 29

8.1.2.3. Conductores o cables..... 30

8.1.2.4. Bloque de borneras de prueba 30

8.1.2.5. Panel o tablero 31

8.1.3. Calibración de los transformadores de medida y los medidores de energía 31

8.1.3.1. Transformadores de medida 31

8.1.3.2. Medidores de energía 32



8.1.4.	Frecuencia de ejecución del mantenimiento preventivo a los sistemas de medición	32
8.2.	Intervenciones que implican pruebas de rutina en transformadores de corriente y tensión	32
8.2.1.	Frecuencia de las pruebas de rutina en transformadores de corriente y tensión en desarrollo de los sistemas de medición	33
8.2.2.	Alcance de las pruebas de rutina en transformadores de corriente y tensión	33
8.2.3.	Diligenciamiento de resultados.....	34
8.3.	Mantenimiento predictivo de los sistemas de medición	34
8.3.1.	Técnicas de diagnóstico	34
8.3.1.1.	Termografía infrarroja.....	34
8.3.1.2.	Análisis de ultrasonido.....	34
8.3.1.3.	Frecuencia para las técnicas de diagnóstico del mantenimiento predictivo.....	35
8.3.1.4.	Pruebas de rutina	35
8.4.	Mantenimiento correctivo de los sistemas de medición	35
9.	VERIFICACIÓN DE LA EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO	35

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida	12
Tabla 2.	Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida	12
Tabla 3.	División jerárquica para un Sistema de Medición, aplicable a diferentes niveles de tensión	25
Tabla 4.	Transformador de corriente. Nivel de tensión 4. Funciones principales.....	27
Tabla 5.	Actividades que implica la inspección física y visual de un transformador de medida	29
Tabla 6.	Actividades que implica la inspección física y visual de un medidor de energía.....	30
Tabla 7.	Actividades que implica la inspección física y visual de los conductores o cables	30
Tabla 8.	Actividades que implica la inspección física y visual de un bloque de borneras de prueba	30
Tabla 9.	Actividades que implica la inspección física y visual de un panel o tablero	31
Tabla 10.	Frecuencias de mantenimiento del sistema de medición (Resolución CREG 038 de 2014).....	32
Tabla 11.	Frecuencias prueba de rutina para transformadores de medida en desarrollo de los mantenimientos del sistema de medición (C N O, 2017)	33

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Modelo 3D de Transformador de corriente para alta tensión. Basado en el modelo CA del fabricante ARTECHE. (ARTECHE, ARTECHE - Catálogo Transformadores de Medida Alta Tensión. Versión B2).....	14
Figura 2.	Transformador de corriente encapsulado en resina para media tensión. Modelo GIFS 36-55 de RITZ (RITZ Instrument Transformers)	15
Figura 3.	Transformador de corriente de uso exterior para media tensión Modelo IMB de ABB (ABB Power technologies, 2005)	15
Figura 4.	Transformador de corriente para media tensión de uso interior. Modelo ACF de ARTECHE (ARTECHE, ARTECHE - Catálogo Transformadores de Medida. Media Tensión Interior. Versión A1)	16
Figura 5.	Modelo 3D de Transformador de corriente tipo venta para baja tensión de uso exterior. Basado en el Fabricante Rymel (RYMEL)	16



Grupo-epm

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

MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE
MEDICIÓN DEL GRUPO EPM

NORMA:

CNS-NT-06-02

CAPÍTULO 6

Figura 6. Modelo 3D de Transformador de tensión capacitivo, basado en modelo CPA de ABB (ABB Powertechnologies, 2005)	17
Figura 7. Transformador de tensión inductivo. Modelo EMF 14 de ABB (ABB Power technologies, 2005) .	18
IFigura 8. Modelo 3D de Transformador de tensión. Basado en Modelo VZF-36 de RITZ (RITZ Instrument Transformers).....	18
Figura 9. Transformador de tensión. Modelo VCL de ARTECHE (ARTECHE, ARTECHE - Catálogo Transformadores de Medida. Media Tensión Interior. Versión A1)	19
Figura 10. Delimitación del volumen de control. Sistema de medición	24

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

LÍDER CET Y
LABORATORIOS

FECHA DE APROBACIÓN:

FEBRERO 2023

VERSIÓN:

2

PÁGINA:

4 de 36



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

MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE
MEDICIÓN DEL GRUPO EPM

NORMA:

CNS-NT-06-02

CAPÍTULO 6

CONTROL DE CAMBIOS - NORMA TÉCNICA

Capítulo	Fecha Modificación	Revisó	Aprobó	Ubicación en el Documento	Descripción de la Corrección
6-02	27/01/2023	P2 CET	Líder CET	8.1.1	Se actualizo el enlace al Formato de mantenimiento de fronteras y la imagen de referencia.
6-02	27/01/2023	P2 CET	Líder CET	8.1.3.2	Se incluye el inciso 3.
6-02	27/01/2023	P2 CET	Líder CET	8.2	Se incluye en el documento este numeral, según el acuerdo CNO 981 de 2017
6-02	27/01/2023	P2 CET	Líder CET	8.3.1.4	Se modifica para referenciar el numeral 8.2 del presente documento.
6-02	27/01/2023	P2 CET	Líder CET	8.2.1 y 8.2.3	Se actualizaron referencias al según el acuerdo CNO 981 de 2017

ELABORÓ:

P1 CET

REVISÓ:

P2 CET

APROBÓ:

LÍDER CET Y
LABORATORIOS

FECHA DE APROBACIÓN:

FEBRERO 2023

VERSIÓN:

2

PÁGINA:

5 de 36



1. OBJETO

Establecer las actividades básicas para el mantenimiento de los sistemas de medición del Grupo EPM; garantizando así que los sistemas de medición mantienen sus características metrológicas y permiten la obtención de mediciones confiables de las transferencias y consumos de energía activa y reactiva.

2. ALCANCE

Esta norma cubre los sistemas de medición del Grupo EPM conectados en los diferentes niveles de tensión.

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.

RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
NTC 2050	Código Eléctrico Colombiano
NTC 1300	Telecomunicaciones, red externa, alambres telefónicos de acometida, instalaciones interiores y de cruzada. Santafé de Bogotá, Colombia: ICONTEC.
RA6-010	EPM. (2023). Puestas a tierra de redes de distribución eléctrica
RA7-034	EPM. (2013). Placa de identificación (Red Aérea)
RA7-203	EPM. (2012). Caja hermética tipo intemperie para alojar medidor de energía
RA7-214	EPM. (2014). Cable de cobre aislado con neutro concéntrico para acometidas

4. DEFINICIONES

Las definiciones a continuación fueron tomadas de la RES 038/2014 de la CREG:

- **ASIC:** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.
- **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.

- **CREG:** Comisión Reguladora de Energía y Gas.
- **Clase de exactitud:** Designación asignada a un transformador de corriente o de tensión cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados bajo las condiciones de uso prescritas.
- **Equipo de medida o medidor:** Dispositivo destinado a la medición o registro del consumo o de las transferencias de energía.
- **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.
- **Frontera comercial con reporte al ASIC:** Frontera comercial a partir de la cual se determinan las transacciones comerciales entre los diferentes agentes que actúan en el Mercado Mayorista de Energía, MEM, y se define la responsabilidad por los consumos. Estas fronteras se clasifican en: fronteras de generación, fronteras de comercialización, fronteras de enlace internacional, fronteras de interconexión internacional, fronteras de distribución y fronteras de demanda desconectable voluntaria.
- **Frontera de generación:** Corresponde al punto de medición de una unidad o planta de generación donde las transferencias de energía equivalen a la energía neta entregada por el generador al STN, al STR o al SDL.
- **Frontera de comercialización:** Corresponde al punto de medición donde las transferencias de energía que se registran permiten determinar la demanda de energía de un comercializador. Estas fronteras se clasifican en: fronteras de comercialización entre agentes y fronteras de comercialización para agentes y usuarios. La energía registrada en la frontera de comercialización también podrá ser empleada en la liquidación de cargos por uso de acuerdo con la regulación aplicable.
- **Frontera de comercialización entre agentes:** Corresponde al punto de medición que permite determinar la transferencia de energía entre mercados de comercialización o entre el STN y un mercado de comercialización.



- **Frontera de comercialización para agentes y usuarios:** Corresponde a toda frontera de comercialización que no cumple con alguno de los criterios señalados para la frontera de comercialización entre agentes. También es frontera de comercialización para agentes y usuarios la frontera comercial de un usuario que se conecta directamente al STN.
- **Frontera de enlace internacional:** Corresponde al punto de medición utilizado para efectos de determinar los intercambios de energía con otros países mediante las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, TIE.
- **Frontera de interconexión internacional:** Corresponde al punto de medición utilizado para efectos de determinar los intercambios de energía con otros países, cuando estos no se realicen en el esquema TIE. Según lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 055 de 2011, para efectos de las transacciones que se realicen a través del enlace internacional Colombia Panamá, esta frontera podrá estar representada por varios agentes.
- **Frontera de distribución:** Corresponde al punto de medición entre niveles de tensión de un mismo OR que permite establecer la energía transferida entre estos.
- **Frontera de demanda desconectable voluntaria:** Corresponde a la frontera definida en la Resolución CREG 063 de 2010 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- **Frontera comercial sin reporte al ASIC:** Corresponde al punto de medición del consumo de un usuario final, que no se utiliza para determinar las transacciones comerciales entre los diferentes agentes que actúan en el MEM. La información de este consumo no requiere ser reportado al ASIC.
- **Índice de clase:** Número que expresa el límite del error porcentual admisible para todos los valores del rango de corriente entre $0,1I_b$ e $I_{máx}$ o entre $0,05I_n$ e $I_{máx}$ con factor de potencia unitario (y en caso de medidores polifásicos con cargas balanceadas) cuando el medidor se ensaya bajo condiciones de referencia.
- **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 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.



- **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.
- **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.
- **MEM:** Mercado de Energía Mayorista.
- **Operador de red de STR y SDL, OR:** Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.
- **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.
- **SDL:** Sistema de Distribución Local.
- **STN:** Sistema de Transmisión Nacional.
- **STR:** Sistema de Transmisión Regional.
- **Verificación:** Conjunto de actividades dirigidas a corroborar que el sistema de medición se encuentre en correcto estado de funcionamiento y conforme a los requisitos establecidos en este Código.



- **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.
- **Tipos de conexión para los sistemas de medición:** Corresponde a los esquemas de conexión directa, semidirecta e indirecta empleados para realizar las mediciones dependiendo del nivel de tensión, magnitud de la transferencia de energía o el consumo de una carga, según sea el caso.
- **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. ANTECEDENTES

El nuevo Código de Medida o Resolución CREG 038/2014, establece las condiciones técnicas y procedimientos que se aplican a la medición de energía. Particularmente, el artículo 28 define al agente representante de la frontera comercial y el usuario como responsables del mantenimiento de los sistemas de medición.

Por lo anterior, el Grupo EPM debe establecer el procedimiento de mantenimiento, de tal forma que permita garantizar que los sistemas de medición mantienen sus características metrológicas y permiten obtener mediciones confiables de las transferencias y consumos de energía activa y reactiva.

6. CONTEXTO GENERAL

6.1. Conformación de los sistemas de medida

El Anexo 1 de la Resolución CREG 038/2014, define los elementos que componen los sistemas de medida.

Los sistemas de medición se componen de todos o de algunos de los elementos que se listan a continuación, algunos de los cuales pueden o no estar integrados al medidor:

- a) Un medidor de energía activa.



- b) Un medidor de energía reactiva, este medidor puede estar integrado con el medidor de energía activa.
- c) Un medidor de respaldo.
- d) Transformadores de corriente.
- e) Transformadores de tensión.
- f) Cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir las señales de tensión y corriente entre estos.
- g) Un panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos.
- h) Cargas para la compensación del burden de los transformadores de corriente y tensión.
- i) Un sistema de almacenamiento de datos: constituido por equipos registradores, que acumulan y almacenan los valores medidos de energía de la frontera. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.
- j) Los dispositivos de interfaz de comunicación que permitan la interrogación local, remota y la gestión de la información en los términos previstos en la presente resolución. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.
- k) Facilidades de procesamiento de información o los algoritmos, software, necesarios para la interrogación y el envío de la información.
- l) Esquemas de seguridad y monitoreo que permitan proteger los equipos del sistema de medida y realizar seguimiento a las señales de aviso que presenten los mismos.
- m) Bloques de bornas de prueba o elemento similar que permita separar o remplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio, así como intercalar o calibrar in situ los medidores y realizar las pruebas y mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor y deben permitir la instalación de sellos.

6.2. Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición

El artículo 9 de la Resolución CREG 038/2014 establece los requisitos de exactitud, para los medidores de energía y transformadores de medida en sistemas de medición nuevos, y los que se adicionen o reemplacen en los sistemas de medición existentes.

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 1. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida

6.3. Clasificación de puntos de medición

El artículo 6 de la Resolución CREG 038/2014, establece la clasificación de los puntos de medición de acuerdo con el consumo o transferencia de energía por la frontera, o, por la capacidad instalada en el punto de conexión.

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 2. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida

6.4. Normas técnicas para la fabricación de transformadores de medida y medidores de energía

A continuación, se listan las de las normas técnicas de mayor relevancia, que definen criterios de fabricación, prueba y ensayos de los equipos que componen el sistema de medida.

6.4.1. Medidores de energía

- 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 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.



- IEC 62055 Electricity Metering. Payment Systems. El sistema de comunicación debe cumplir con los requisitos establecidos en las normas que conforman la serie IEC 62056 o ANSI/IEEE (que aplique) y otras complementarias.

6.4.2. Transformadores de medida

- 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.

6.5. Generalidades sobre los elementos principales del sistema de medida

6.5.1. Transformadores de medida

Los transformadores de medida son máquinas eléctricas, que se valen de las propiedades electromagnéticas de la corriente alterna y los materiales ferromagnéticos para su finalidad, la cual consiste en obtener un valor proporcional mucho más bajo de tensión y corriente al valor que están conectados.

Los transformadores de medida se distinguen de los demás tipos de transformadores básicamente porque son fabricados buscando que la relación de transformación sea lo más precisa posible. Los valores de tensión y corriente determinan el estado eléctrico de un punto del sistema, los transformadores de medida son especialmente fabricados para que su relación de transformación determine de forma muy exacta la proporción entre la corriente primaria y secundaria (Transformadores de Corriente, TC), o la proporción entre la tensión primaria y secundaria (Transformadores de Tensión, TT).

6.5.1.1. Clasificación de los transformadores de medida

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

Clasificación de medida de acuerdo con su ubicación:

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

Clasificación de medida de acuerdo con su nivel de tensión:

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

6.5.1.2. Transformadores de corriente

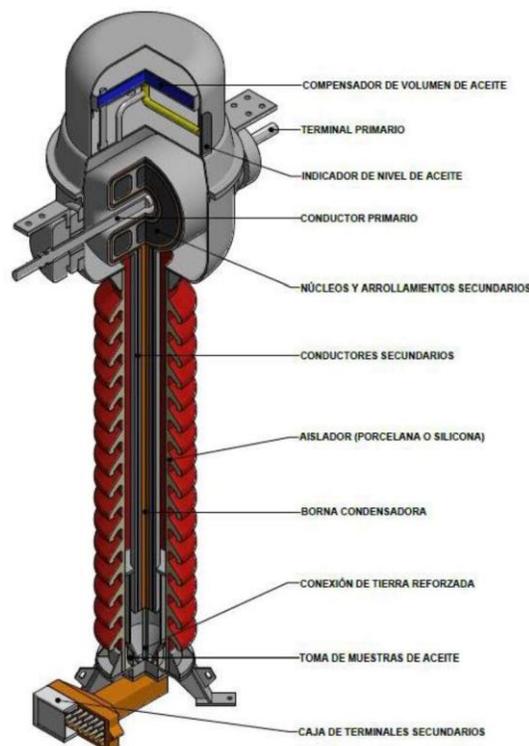
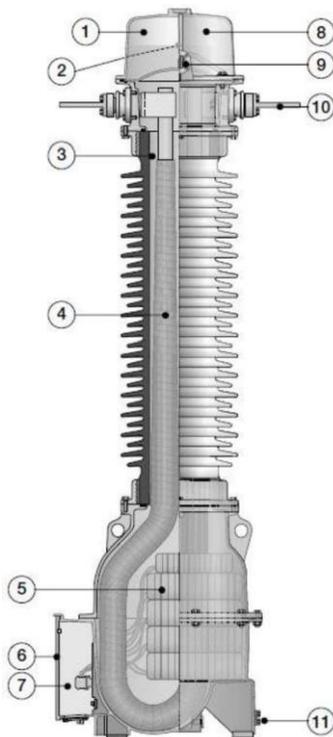


Figura 1. Modelo 3D de Transformador de corriente para alta tensión. Basado en el modelo CA del fabricante ARTECHE. (ARTECHE, ARTECHE - Catálogo Transformadores de Medida Alta Tensión. Versión B2)



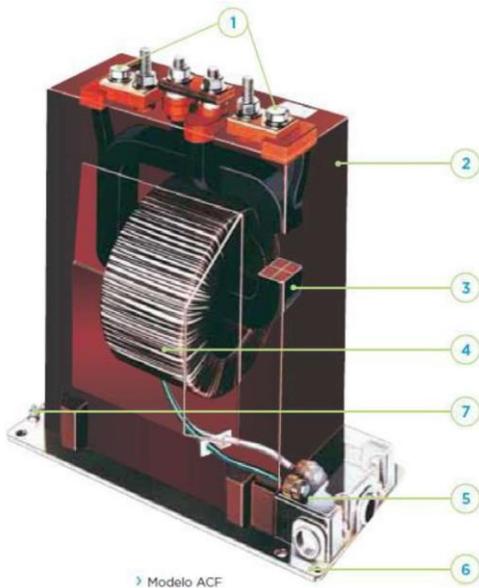
Figura 2. Transformador de corriente encapsulado en resina para media tensión. Modelo GIFS 36-55 de RITZ (RITZ Instrument Transformers)



Transformador de intensidad tipo IMB

- | | |
|-----------------------------------------|----------------------------------------------------|
| 1. Colchón de gas | 6. Caja de bornes secundarios |
| 2. Unidad de relleno de aceite (oculta) | 7. Toma de tensión de capacitiva (previa petición) |
| 3. Relleno de cuarzo | 8. Vaso de expansión |
| 4. Conductor primario aislado por papel | 9. Luz de aviso del nivel de aceite |
| 5. Núcleos/devanado secundario | 10. Borne primario |
| | 11. Borne de tierra |

Figura 3. Transformador de corriente de uso exterior para media tensión Modelo IMB de ABB (ABB Power technologies, 2005)



SECCIÓN

1. Terminales primarios
2. Aislador (resina)
3. Arrollamiento primario
4. Núcleo y bobinado secundario
5. Caja de terminales secundarios
6. Base
7. Terminal de tierra

Figura 4. Transformador de corriente para media tensión de uso interior. Modelo ACF de ARTECHE (ARTECHE, ARTECHE - Catálogo Transformadores de Medida. Media Tensión Interior. Versión A1)

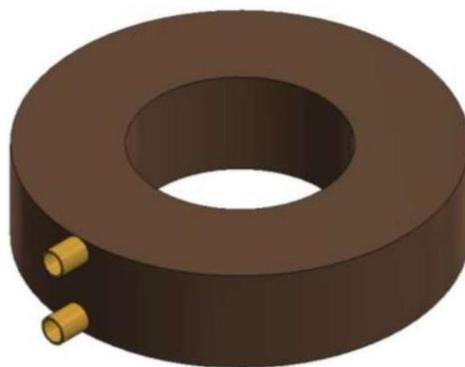
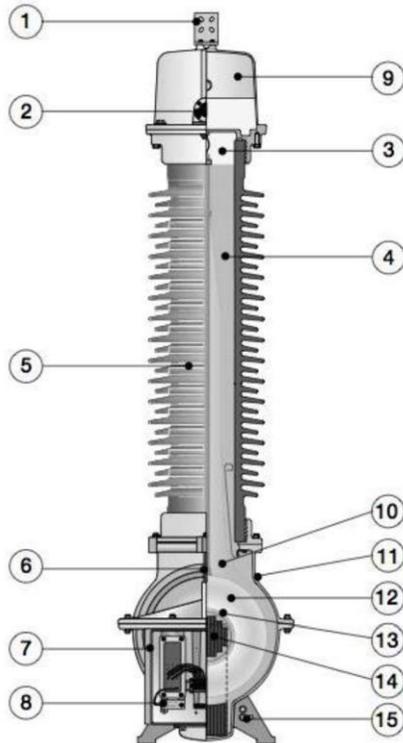


Figura 5. Modelo 3D de Transformador de corriente tipo venta para baja tensión de uso exterior. Basado en el Fabricante Rymel (RYMEL)

6.5.1.3. Transformadores de tensión



Figura 6. Modelo 3D de Transformador de tensión capacitivo, basado en modelo CPA de ABB (ABB Powertechnologies, 2005)



Transformador de tensión EMF 145

- | | |
|-------------------------------------|---------------------------|
| 1. Borne primario | 9. Sistema de expansión |
| 2. Luz de aviso del nivel de aceite | 10. Aislamiento de papel |
| 3. Aceite | 11. Tanque |
| 4. Relleno de cuarzo | 12. Devanado primario |
| 5. Aislador | 13. Devanados secundarios |
| 6. Tornillo de enganche | 14. Núcleo |
| 7. Caja de bornes secundarios | 15. Conexión a tierra |
| 8. Terminal de neutro | |

Figura 8. Transformador de tensión inductivo. Modelo EMF 14 de ABB (ABB Power technologies, 2005)

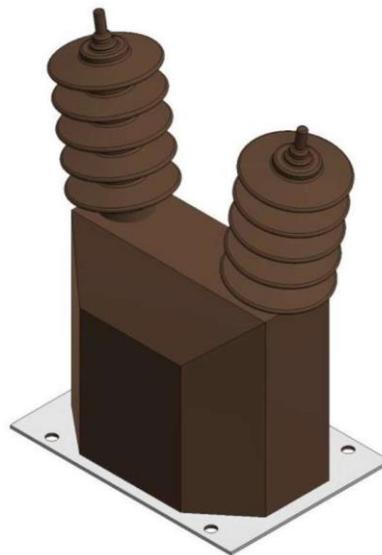


Figura 7. Modelo 3D de Transformador de tensión. Basado en Modelo VZF-36 de RITZ (RITZ Instrument Transformers)



Figura 9. Transformador de tensión. Modelo VCL de ARTECHE (ARTECHE, ARTECHE - Catálogo Transformadores de Medida. Media Tensión Interior. Versión A1)

6.5.2. Medidor de energía eléctrica

Es un tipo de medidor para medir la energía eléctrica. Recoge el voltaje y corriente de la fuente de energía, convierte la información en salida de pulso (proporcional a la energía eléctrica) y tiene la información visualizada en un registro o un visor digital.

El medidor de energía eléctrica es un aparato que contabiliza la energía en las líneas y redes de corriente alterna, tanto monofásicas y trifásicas.

6.5.2.1. Clasificación de los transformadores de medida

Existen diferentes tipos de medidores de acuerdo con su construcción, tipo de energía que mide, clase de precisión y conexión a la red eléctrica.

De acuerdo a su construcción:

- **Medidores electromecánicos o medidores de inducción**, Compuestos por un conversor electromecánico que actual sobre un disco cuya velocidad de giro es proporcional a la potencia demandada, provisto de un dispositivo integrador.



- **Medidores electrónicos**, La medición de energía y el registro se hace por medio de un proceso análogo digital, utilizando un microprocesador y memorias. A su vez de acuerdo con el desempeño deseado, estos medidores se clasifican como:
 - Medidores de demanda: miden y almacenan la energía total y una única demanda en las 24 horas (un solo periodo, una sola tarifa).
 - Medidores multitarifa: Miden y almacenan energía y demanda en diferentes tramos de tiempo en las 24 horas, a los que les corresponde diferenciar tarifas (cuadrantes múltiples). Pueden registrar también la energía reactiva, factor de potencia, y parámetros especiales adicionales.

Para todos los pequeños y medianos consumidores industriales, comerciales y residenciales se instala medidores electrónicos. Para los grandes consumidores, con el objetivo de facilitar la tarea de medición y control medidor multifuncional con lectura remota.

De acuerdo con la energía que miden:

- Medidores de energía activa
- Medidores de energía reactiva

De acuerdo con la conexión a la red:

- Medidor monofásico bifilar
- Medidor monofásico trifilar
- Medidor trifásico trifilar
- Medidor trifásico tetrafilar

6.5.3. Conductores

Los conductores utilizados para la conexión entre los transformadores de medida y los medidores de energía son fabricados en cobre y aislados para 600 V. Los conductores pueden ser alambre o cable, los calibres más usuales están entre 10 AWG y el 2 AWG, sin embargo, el calibre del conductor dependerá también de la distancia entre los transformadores de medida y el medidor de energía.

6.5.4. Panel o tablero para el medidor

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



6.5.5. Bloque de bornera de prueba

Es un elemento que permite 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 pruebas y mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición. Debe permitir la instalación de sellos.

Este elemento es fabricado en material dieléctrico tal como policarbonato, entre otros.

7. GENERALIDADES DEL MANTENIMIENTO

7.1. Conceptos generales sobre el mantenimiento

El mantenimiento se define en la Guía Técnica Colombiana (GTC) 62 como el conjunto de actividades técnicas y administrativas cuya finalidad es conservar, o restituir un elemento a las condiciones que le permitan desarrollar su función (GTC 62, 1999).

Los tipos básicos de mantenimiento son el correctivo, el predictivo y el preventivo, a continuación, se presenta una definición de cada uno de ellos:

- Mantenimiento correctivo, es el mantenimiento efectuado por una entidad cuando la avería ya se ha producido, restituyéndole a condición admisible de utilización. El mantenimiento correctivo puede, o no, estar planificado (GTC 62, 1999).
- Mantenimiento predictivo, se basa en el conocimiento del estado de una entidad por medición periódica o continua de algún parámetro significativo. La intervención de mantenimiento se condiciona a la detección precoz de los síntomas de la avería (GTC 62, 1999).
- Mantenimiento preventivo, consiste en realizar ciertas reparaciones, cambios de componentes, o piezas según intervalos de tiempo, o según determinados criterios, prefijados para reducir la probabilidad de avería o pérdida de rendimiento de una entidad. Siempre se debe planificar (GTC 62, 1999).

Los transformadores de medida y los medidores de energía eléctrica son elementos que trabajan continuamente, es decir, su funcionamiento es 24 horas, 7 días de la semana, los 365 días del año. Por lo cual programar una desconexión de estos equipos para realizar tareas de mantenimiento, implicaría suspender el servicio de energía al usuario, esto trae impactos en la facturación de energía (ingresos) por parte de la empresa comercializadora y a su vez impactos negativos en la producción de los usuarios, clientes o consumidores de la energía eléctrica. Los tipos de mantenimiento acordes a esta condición de operación son el mantenimiento predictivo y el preventivo.



En alineación con (Tavares, 2000), el objetivo del mantenimiento predictivo es ejecutar el mantenimiento preventivo en los equipos en el momento exacto, en que estos interfieren en la confiabilidad del sistema. El control predictivo de mantenimiento es la determinación del punto óptimo para la ejecución del mantenimiento preventivo en un equipo, es decir, el punto a partir del cual la probabilidad que el equipo falle, asume valores indeseables. La determinación de ese punto tiene como resultado, índices ideales de prevención de fallas, tanto en el aspecto técnico como en el económico, dado que, la intervención en el equipo, no se ejecuta cuando aún tiene condiciones operativas adecuadas para su funcionamiento, ni cuando ha perdido estas condiciones. El "Punto Predictivo", puede ser determinado de dos formas, en función de las características de los equipos por medio de un "Análisis Estadístico" o un "Análisis de Síntomas".

El análisis estadístico, se aplica cuando existe en la instalación, una cantidad apreciable de equipos o componentes con las mismas características, que puedan ser considerados como un "universo", para el desarrollo de los cálculos de probabilidades y que tienen características aleatorias de fallo, es decir, a los cuales no es posible hacer acompañamiento de sus variables. El análisis de síntomas, se aplica cuando es necesario el desarrollo de estudios para la determinación del punto predictivo, en equipos con características impares o diferentes, con relación a los demás equipos en la instalación y en los cuales es posible hacer mediciones de sus variables. En ambos casos, es recomendable que este trabajo sea desarrollado para equipos prioritarios de las instalaciones, ya que abarcan costos adicionales de inversión de material (instrumentos de medición) y mano de obra (Tavares, 2000).

7.2. Técnicas de diagnóstico del mantenimiento predictivo

7.2.1. Tomografía infrarroja

La termografía infrarroja es un método eficaz del mantenimiento predictivo, él está sustentado en el hecho de que incrementos de temperatura en los equipos son un indicio de funcionamiento anormal. Este método permite identificar problemas existentes de forma rápida, segura y sin interrumpir la operación normal de los equipos. Para realizar un análisis de temperatura, es necesario establecer una rutina programada de medición y recolección de información que permita detectar cuando dicha magnitud ha variado (Olarte, Aplicación de la Termografía en el Mantenimiento Predictivo, 2011).

7.2.1.1. Principio de la Termografía

Todos los cuerpos cuya temperatura excede el cero absoluto (0 K o - 273°C) emiten una radiación térmica que el ojo humano no alcanza a percibir. La magnitud de dicha radiación está relacionada directamente con la temperatura del objeto y se puede calcular por medio de la ecuación 1.

$$E = \varepsilon \sigma T_e^4$$

Donde:



E : Radiación

ε : Emisividad

σ : Constante de Stefan Boltzman

T_e : Temperatura del objeto, medida en K

Por medio de la energía emitida de un objeto, se puede conocer la temperatura que éste posee. Mientras más caliente se encuentre un cuerpo, más energía infrarroja emitirá.

La energía infrarroja no se puede ver, pero con el desarrollo de la tecnología, ya existen equipos especializados en captar esta energía y transformarla en imágenes visibles que permiten determinar la temperatura de los objetos.

7.2.1.2. Cámara Termográfica

Es un equipo que mide la radiación térmica de los cuerpos y la convierte en una imagen visible de varios colores los cuales están establecidos por su temperatura. Generalmente, estas cámaras manejan longitudes de onda entre $8\mu\text{m}$ y $15\mu\text{m}$.

Las cámaras termográficas pueden entregar dos tipos de medidas: Medidas cualitativas y medidas cuantitativas como se explican a continuación:

- **Medidas Cualitativas:** Son imágenes que poseen diversos colores por medio de los cuales se pueden identificar los puntos más calientes y verificar la uniformidad de la temperatura de un equipo.
- **Medidas Cuantitativas:** Son valores exactos de temperatura de los puntos calientes que sirven para determinar la gravedad de un problema existente para realizar la acción correctiva pertinente que le permita al equipo volver a su estado normal de operación.

7.2.2. Ultrasonido

Uno de los métodos que utiliza el mantenimiento predictivo para detectar fallas en las plantas de producción, es el ultrasonido, el cual es un método de fácil, rápido, económico y eficaz en ambientes de mucho ruido. El ultrasonido sirve para localizar con exactitud aquellos puntos en donde existen problemas incipientes permitiendo la programación adecuada del mantenimiento de los equipos sin entorpecer el desarrollo normal de la empresa (Olarte, 2011).

7.2.2.1. Técnica de Detección de Ultrasonido

La técnica se basa en el estudio de las ondas sonoras de alta frecuencia que se producen en los equipos cuando se presentan síntomas de funcionamiento fuera de los límites especificados.

El oído humano puede percibir el sonido cuando su frecuencia se encuentra entre 20 Hz y 20 kHz, por tal razón el sonido que se produce cuando alguno de los componentes de una máquina se encuentra afectado, no puede ser captado por el hombre porque su frecuencia es superior a los 20 kHz (Olarte, Técnicas de Mantenimiento Predictivo Utilizadas en la Industria, 2010).

Esta herramienta está fundamentada en el hecho de que las fuerzas de rozamiento, las descargas eléctricas y las pérdidas de presión o vacío en las plantas, generan ondas sonoras de alta frecuencia, corta longitud y rápida pérdida de energía lo cual permite localizar con exactitud los problemas en los equipos antes de que se produzcan fallas que interrumpan el desarrollo normal de la planta de producción.

El ultrasonido se detecta por medio de instrumento llamado sensor de ultrasonidos el cual está diseñado para capturar ondas ultrasónicas y convertirlas en señales con frecuencias dentro del rango de audición humana. Este dispositivo cuenta con la tecnología necesaria para traducir las ondas de ultrasonido a frecuencias perceptibles a través de audífonos o visualizarse en un display por medio de un aumento de su intensidad (Vibratec, 2016).

Los detectores de ultrasonido son equipos fáciles de utilizar, gracias a que el comportamiento del sonido es direccional, el operador puede verificar cualquier área ubicando la fuente del problema el cual se manifiesta como con un sonido mucho más fuerte que en los demás puntos. Estos detectores cuentan con un selector de frecuencias que le permite al usuario filtrar el ruido del ambiente y escuchar la onda ultrasónica con total claridad.

El efecto corona y las descargas eléctricas producen ondas ultrasónicas que pueden descubrirse a través del análisis por ultrasonido (Vibratec, 2016).

7.3. Funcionamiento del sistema de medición

7.3.1. Definición de los límites

La definición del volumen de control, permite identificar claramente el sistema objeto de análisis (ISO 14224, 1999). En la figura 10 se observa la entrada, el volumen de control y la salida para el sistema seleccionado.



Figura 10. Delimitación del volumen de control. Sistema de medición

7.3.2. Jerarquía de los equipos

La división lógica jerárquica de los equipos en niveles progresivamente inferiores permite mostrar las relaciones entre el sistema, los subsistemas y los componentes (ISO 14224, 1999).

Los transformadores de corriente y tensión son equipos muy similares, ya que obedecen al mismo principio de funcionamiento. Por lo cual, se puede hacer una división jerárquica en sistema – subsistema - componente, que aplica para los dos tipos de transformadores, teniendo en cuenta algunas características constructivas, tales como el nivel de tensión para el cual fueron diseñados y el tipo de aislamiento interno y externo.

SISTEMA	SUBSISTEMA	COMPONENTE
Sistema de medición	Transformador de corriente	Terminales primarios
		Circuito electromagnético
		Aislamiento exterior
		Caja de terminales secundarios
		Base de anclaje
	Transformador de tensión	Terminales primarios
		Circuito electromagnético
		Aislamiento exterior
		Caja de terminales secundarios
		Base de anclaje
	Medidor de energía	
	Cableado de conexión	
	Panel o tablero para medidor	
	Bloques de prueba	

Tabla 3. División jerárquica para un Sistema de Medición, aplicable a diferentes niveles de tensión

7.3.3. Función y estándar de funcionamiento

Los sistemas de medición tienen una función específica. La pérdida total o parcial de esta función afecta el registro de la energía eléctrica. Por lo tanto, es necesario definir las funciones y los estándares de funcionamiento asociado a los elementos de los equipos (Moubray, 2004).

Todos los enunciados de una función deben contener un verbo, un objeto, y un estándar de desempeño (SAE JA1011, 1999).



Los estándares de desempeño incorporados en los enunciados de una función deben tener el nivel de desempeño deseado o límites admisibles de funcionamiento (SAE JA1011, 1999).

A continuación, se enuncian las funciones principales para un sistema de medida.

		VERBO	OBJETO	ESTÁNDAR DE FUNCIONAMIENTO	LÍMITES ESTABLECIDOS
Sistema (Equipo)	Sistema de medición	Medir y Registrar	Los intercambios de energía		
Subsistema	Transformador de corriente	Transformar	Transforma la corriente en un nivel de tensión superior, a un valor proporcional de corriente en baja tensión	Relación de transformación (x A / 5 A)	De acuerdo con la clase de exactitud definida para el sistema de medición
	Transformador de tensión	Transformar	Transforma el voltaje en un nivel de tensión superior, a un valor proporcional de voltaje en baja tensión.	Relación de transformación (x kV / 120 kV)	De acuerdo con la clase de exactitud definida para el sistema de medición
	Medidor de energía	Medir	Toma las señales de voltaje y corriente en baja tensión	Corriente nominal y máxima, tensión nominal de operación	De acuerdo con la clase de exactitud definida para el sistema de medición
	Cableado de conexión	Conectar	Conecta los transformadores de medida con el medidor	La caída de tensión menor a 10% de la tensión nominal y el error porcentual total inferior al 0.1% a FP 0.9	

	Panel o tablero para medidor	Alojar	Aloja el medidor de energía y el bloque de prueba	IP56 e IK XX, sellos de seguridad
	Bloques de prueba	Separar	Separa o intercala equipos de medida y de calibración	Intercalar dos equipos sin necesidad de suspensión del servicio de suministro de energía

Tabla 4. Transformador de corriente. Nivel de tensión 4. Funciones principales

8. MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

El mantenimiento de los sistemas de medición se clasifica en tres tipos:

- Mantenimiento Preventivo
- Mantenimiento Predictivo
- Mantenimiento Correctivo.

8.1. Mantenimiento preventivo de los sistemas de medida

El mantenimiento preventivo de los sistemas de medición consiste en ejecutar actividades rutinarias que conlleven a mantener el sistema de medición en funcionamiento previniendo así que este falle.

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

- Verificación documental del sistema de medición (de la frontera)
- Inspección física y visual
- Calibración de los equipos (transformadores de medida y medidores)

8.1.1. Verificación documental del sistema de medición (de la frontera)

La verificación documental del sistema de medida, consiste en el diligenciamiento de los formatos dispuestos por el representante de la frontera, por medio de los cuales se evidenciará la ejecución de las actividades de mantenimiento, cambios en los equipos de medida, validez y vencimiento de certificados, es decir, permitirá al representante de la frontera hacer seguimiento general de la ejecución de las actividades de mantenimiento y a su vez mantener actualizada la hoja de vida del sistema de medición.



A continuación, el enlace de la página WEB donde se puede descargar el archivo que contiene los formatos definidos por el grupo EPM como Representante de Frontera para la verificación documental del sistema de medición. Estos formatos hacen parte integral de la norma CNS-NT- 06-02.

Formato Mantenimiento Fronteras:

<https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones/norma/CAPITULO%206/Formato%20Mantenimiento%20Fronteras.xlsx?ver=2020-11-12>

CAPITULO 6 SISTEMAS DE MEDICIÓN

CÓDIGO	NOMBRE	FECHA DE ACTUALIZACIÓN
CNS-NT-06	Sistemas de Medición de Energía	Septiembre 2022
CNS-NT-06-01	Selección y Conexión de Medidores de Energía y Transformadores de Medida	Enero 2020
CNS-NT-06-02	Mantenimiento de Sistemas de Medición	Enero 2020
CNS-NT-06-02-01	Formato de Mantenimiento de Fronteras	Enero 2020

8.1.2. Inspección física y visual

La inspección visual del sistema de medida consiste en chequear o verificar algunos aspectos claves para el correcto funcionamiento del sistema de medición. A continuación, se describe las actividades contempladas para cada elemento que compone el sistema de medición:

8.1.2.1. Transformadores de medida

	Actividades	Descripción
1	Verificación de los datos de placa de características	Comparar entre los datos presentes en la placa de características y los registrados en la hoja de vida del transformador. En caso de que la placa de características ya no sea legible, se debe sustituir por una nueva placa que contenga la información registrada en la hoja de vida del equipo.
2	Verificación de los sellos de seguridad	Todos los sellos de seguridad deben encontrarse en perfecto estado, si se evidencia que alguno fue manipulado o requiere cambio por deterioro físico, debe levantarse un reporte o informe y proceder con protocolo definido por la empresa, posterior a esto se hace la reposición del sello.
3	Verificación del estado de la caja de bornes terminales secundarios	La caja de terminales secundarios puede ser afectada por la contaminación y oxidación. De acuerdo con su estado, se debe ejecutar tareas de limpieza y protección contra la oxidación.

4	Verificación de fugas de aceite (cuando aplique)	Cuando se presenten fugas de aceite, deberá hacerse un reporte o (informe), donde se indique el nivel de aceite actual, método de contención de aceite implementado.
5	Verificación de la limpieza de los equipos	Ejecutar las tareas de limpieza requerida por los equipos.

Tabla 5. Actividades que implica la inspección física y visual de un transformador de medida

8.1.2.2. Medidores de energía

	Actividades	Descripción
1	Verificación del estado de los sellos.	<p>Verificar el estado de los sellos identificando alguno de los casos expuestos en la norma NTC 4856</p> <ul style="list-style-type: none"> Sello roto o abierto Sello deformado Sello manipulado Sello con elemento extraño Sello no existe
2	Verificación de los sellos de seguridad	<p>Identificación y registro de las características técnicas del medidor:</p> <ul style="list-style-type: none"> Número de serie Tipo Modelo Rangos de corriente y tensión Constante del medidor Clase Entre otros.
3	Verificación externa del medidor	<p>Se debe determinar el estado de los componentes del medidor, tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> Base Tapa principal Terminales Bloque de terminales Tapa de bloque de terminales Entre otros

4	Verificación de la programación del medidor	<p>Revisar que la programación del medidor es la adecuada, para el tipo de frontera.</p> <p>Verificación del Factor de Medida (FM) Verificación del periodo de integración</p>
----------	---------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tabla 6. Actividades que implica la inspección física y visual de un medidor de energía

8.1.2.3. Conductores o cables

	Actividades	Descripción
1	Verificación de las conexiones	Verificar que las conexiones sean las adecuadas de acuerdo con el sistema de medición.
2	Ajuste y limpieza de las conexiones	Realizar limpieza y ajuste (apriete) de las conexiones, verificar que al halar los cables suavemente no se suelten de los terminales.
3	Verificación del aislamiento	Revisar el estado del asilamiento del cable, que no se encuentre agrietado, ni deteriorado.
4	Verificación de la marcación	Revisar que los conductores no se encuentren interrumpidos en ningún punto de su recorrido.
5	Verificación de la continuidad	Revisar que los conductores no se encuentren interrumpidos en ningún punto de su recorrido.

Tabla 7. Actividades que implica la inspección física y visual de los conductores o cables

8.1.2.4. Bloque de borneras de prueba

	Actividades	Descripción
1	Verificación de las conexiones	Verificar que las conexiones y puentes sean las adecuadas de acuerdo con el sistema de medición
2	Ajuste y limpieza de las conexiones	Realizar limpieza y ajuste (apriete) de las conexiones, verificar que al halar los cables suavemente no se suelten de los terminales.
3	Verificación del estado de los sellos	<p>Verificar el estado de los sellos identificando alguno de los casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sello roto o abierto • Sello deformado • Sello manipulado • Sello con elemento extraño • Sello no existe

Tabla 8. Actividades que implica la inspección física y visual de un bloque de borneras de prueba

8.1.2.5. Panel o tablero

	Actividades	Descripción
1	Verificación de la integridad física	Observar que no presente daños visibles, piezas flojas o sueltas, ni partes oxidadas. Cuando un tablero presenta estas condiciones se debe solucionar de acuerdo con la necesidad.
2	Verificación del estado de los sellos	<p>Verificar el estado de los sellos identificando alguno de los casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sello roto o abierto • Sello deformado • Sello manipulado • Sello con elemento extraño • Sello no existe
3	Verificar la acumulación de suciedad y polución	Retirar el polvo, limpiar el gabinete, limpiar las entradas de ventilación natural.
4	Verificación del estado de las terminales	Ajuste y reapriete de terminales.
5	Verificaciones de los conductores de puesta a tierra	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar que los conductores de tierra estén bien ajustados o apretados • Verificar la continuidad de los conductores de tierra y el tablero
6	Verificación de puertas y cerraduras	Verificar y ajustar puertas y cerraduras

Tabla 9. Actividades que implica la inspección física y visual de un panel o tablero

8.1.3. Calibración de los transformadores de medida y los medidores de energía

8.1.3.1. Transformadores de medida

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

- Antes de la puesta en servicio (artículo 11 de la Resolución CREG 038 de 2014).
- Después de cualquier reparación que implique cambio o desarme de partes internas del transformador para corroborar que mantienen sus características metrológicas (artículo 11 y Literal h del Anexo 2 de la Resolución CREG 038 de 2014).
- Pasados 18 meses desde la fecha de calibración y previo a la puesta en servicio, para el caso de los transformadores de tensión y de corriente con tensión nominal ≤ 35 kV (Literal g del Anexo 2



de la Resolución CREG 038 de 2014).

8.1.3.2. Medidores de energía

Como parte del mantenimiento preventivo del sistema de medición, los medidores de energía deben ser calibrados de acuerdo con las condiciones señaladas en el artículo 11 y 28 de la Resolución CREG 038/2014.

Otras intervenciones que conllevan a la calibración inmediata de los medidores son:

- Antes de la puesta en servicio (artículo 11 de la Resolución CREG 038 de 2014).
- “Cuando por alguna circunstancia se encuentren rotos o manipulados los sellos de seguridad instalados en los medidores, estos elementos del sistema de medición deben ser sometidos a calibración de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 de la presente resolución, siempre y cuando el sello roto o manipulado permita la alteración del funcionamiento del equipo”. (Artículo 27 Parágrafo 2 Resolución CREG 038 de 2014).
- Por plan de mantenimiento (Artículo 28 de la Resolución CREG 038 de 2014).
- Por modificación de la programación que afecte la calibración del medidor (artículo 32 de la Resolución CREG 038 de 2014).

8.1.4. Frecuencia de ejecución del mantenimiento preventivo a los sistemas de medición

El artículo 28 de la resolución CREG 038 de 2014, establece las frecuencias de mantenimiento para los sistemas de medición, de acuerdo con el tipo de punto de medición. En la Tabla 10 se muestra la frecuencia en años para cada punto.

Tipos de puntos de medición	Frecuencia [años]
1	2
2 y 3	4
4 y 5	10

Tabla 10. Frecuencias de mantenimiento del sistema de medición (Resolución CREG 038 de 2014)

8.2. Intervenciones que implican pruebas de rutina en transformadores de corriente y tensión

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



(Anexo Acuerdo C N O 981 de 2017).

- Por solicitud de cualquiera de los interesados (Anexo Acuerdo C N O 981 de 2017).

Notas:

1. Adicionalmente a las razones descritas anteriormente, se realizarán pruebas de rutina In Situ en el caso de que los transformadores de corriente o tensión en servicio antes de la entrada en vigor del código de medida (CREG 038/2014), no cuenten con certificado de conformidad de producto o certificación por parte del fabricante o proveedor donde señale el cumplimiento de la norma técnica (Anexo Acuerdo C N O 981 de 2017).

8.2.1. Frecuencia de las pruebas de rutina en transformadores de corriente y tensión en desarrollo de los sistemas de medición

La frecuencia con la que se ejecutan las pruebas de rutina a los transformadores de medida será de acuerdo con lo indicado en la Tabla 11.

Punto de medida	Frecuencia máxima (años)
1,2,3,4 y 5	12

Tabla 11. Frecuencias prueba de rutina para transformadores de medida en desarrollo de los mantenimientos del sistema de medición (C N O, 2017)

Notas:

1. En la CREG 038/2014 se define la frecuencia de calibración para los medidores de energía.
2. La frecuencia en años mostrada en la Tabla 11, es referencia inicial, y será revisada producto del análisis estadístico de las pruebas de rutina reportadas por los agentes.
3. El plazo definido para contabilizar la frecuencia de las pruebas de rutina en desarrollo de los mantenimientos, la Tabla 11, se contabiliza a partir del 15 de enero de 2015, fecha de expedición del acuerdo C N O 722.
4. Los puntos de medidas son los definidos en la Resolución CREG 038/2014.

8.2.2. Alcance de las pruebas de rutina en transformadores de corriente y tensión

El alcance de las pruebas de rutina para transformadores de tensión y corriente es:

- Verificar la marcación de terminales (polaridad y conexionado).
- Determinar el error de relación y desplazamiento de fase.
- Medir la carga o burden del núcleo de medida asociado con el punto de medición de la frontera comercial.

Los métodos, el procedimiento, el límite máximo permisible LMP (valores de referencia), y demás consideraciones para la ejecución de las pruebas de rutina in Situ, se detallan en el anexo 1 y 2 del acuerdo 981 del C N O.



8.2.3. Diligenciamiento de resultados

Los resultados de las pruebas de rutina deben ser diligenciados en el aplicativo del C N O, diseñado para tal fin, según lo establecido en numeral 10.4 del anexo 1 y 2 del acuerdo 981 del C N O.

8.3. Mantenimiento predictivo de los sistemas de medición

El mantenimiento predictivo de los sistemas de medición busca hacer un diagnóstico que permita predecir la falla del sistema, es decir, predecir el momento en el que el sistema de medición pierde su función.

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

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

8.3.1. Técnicas de diagnóstico

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

- La temperatura de operación
- Los ruidos perceptibles y no perceptibles

Los análisis que se realicen para hacer seguimiento a estos factores deben siempre considerar las condiciones estándares de servicio, tales como, la altura sobre el nivel del mar, temperatura ambiente máxima, las cuales generalmente están definidas como 1000 msnm y 40 °C respectivamente. Otras consideraciones que se deben tener en cuenta son las características particulares del sitio de instalación de los equipos, tales como, altura sobre el nivel del mar, grado de polución, nivel disruptivo del aire, grado de humedad, radiación solar, entre otros.

8.3.1.1. Termografía infrarroja

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

8.3.1.2. Análisis de ultrasonido

El análisis por ultrasonido está basado en el estudio de las ondas de sonido de alta frecuencia producidas



por los equipos cuando presentan algún tipo de problema. Las ondas de ultrasonido tienen la capacidad de atenuarse muy rápido debido a su corta longitud, esto facilita la detección de la fuente que las produce a pesar de que el ambiente sea muy ruidoso (Olarte, Técnicas de Mantenimiento Predictivo Utilizadas en la Industria, 2010).

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

8.3.1.3. Frecuencia para las técnicas de diagnóstico del mantenimiento predictivo

La frecuencia con la que se ejecutan las técnicas de diagnóstico del mantenimiento predictivo en los sistemas de medición será de acuerdo con lo indicado en la Tabla 10.

8.3.1.4. Pruebas de rutina

Como parte del mantenimiento predictivo de los sistemas de medición, los transformadores de tensión y corriente deben ser sometidos a pruebas de rutina, de acuerdo con los lineamientos y frecuencia que se presentan en el numeral 8.2 de la presente norma.

8.4. Mantenimiento correctivo de los sistemas de medición

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

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

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

9. VERIFICACIÓN DE LA EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO

La ejecución de las diferentes tareas de mantenimiento debe ser finalizada con la entrega los informes técnicos. El informe técnico debe contener toda la información que requiera el sistema de gestión de información y/o la hoja de vida del sistema de medición.

Los informes técnicos de resultados, donde se deben consignar de forma amplia y descriptiva el resultado final y los hallazgos encontrados durante la ejecución de las tareas de mantenimiento, adicionalmente el informe debe tener el análisis de los resultados, recomendaciones y fotos o evidencia fotográfica de los hallazgos.

Todos los documentos deben ser firmados por el profesional responsable de la ejecución de dichas tareas



de mantenimiento.

La ejecución de las pruebas de rutina se finalizará únicamente por medio de un informe técnico, donde se indique los resultados de las pruebas de rutina, de acuerdo con lo establecido en el anexo 1 y 2 del Acuerdo 877 del CNO.

Este informe técnico debe contener como mínimo la siguiente información.

- Información general, como fecha de la verificación, fecha de emisión del informe, número de informe y/o acta, nombre de la compañía, nombre de la frontera y su ubicación.
- Información técnica de los transformadores de medida. Números de serie, marcas, modelos, tipo, clase de exactitud, relaciones de tensiones y corrientes, entre otra información.
- Método de prueba utilizado
- Copia del certificado de calibración del equipo patrón utilizado.
- Magnitudes eléctricas medidas.
- Diagrama de conexiones.
- Resultados de las pruebas de rutina.
- Evaluación de los resultados de las pruebas de rutina.
- Resultados de la verificación visual y fotografías del estado inicial y final.
- Firma de quienes realizaron la verificación, elaboración y aprobación del informe.