



**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**

LUZ PARA TODOS

RESOLUCIÓN AE N° 669/2016
TRÁMITE N° 2016-17639-53-0-0-DOCP2
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 16 de diciembre de 2016

TRÁMITE: Solicitud de modificaciones a la Norma Operativa N° 8 "*Sistema de Medición Comercial*" y Anexo presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar las modificaciones a la Norma Operativa N° 8 "*Sistema de Medición Comercial*" y Anexos, presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

VISTOS:

La Resolución AE N° 218/2010 de 28 de mayo de 2010; la nota con Registro N° 14342 recepcionada el 27 de octubre de 2016; el Informe AE-DOCP2 N° 3644/2016 de 1° de diciembre de 2016; todo lo que convino ver, tener presente y:

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución AE N° 218/2010 de 28 de mayo de 2010, la Autoridad de Fiscalización y Control de Electricidad (AE), aprobó la Norma Operativa N° 8 "*Sistema de Medición Comercial*".

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 14342 de 27 de octubre de 2016, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), presentó la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 8 "*Sistema de Medición Comercial*", aprobada en la Sesión Ordinaria N° 367 del Comité de Representantes al CNDC mediante Resolución CNDC 367/2016-8 el 25 de octubre de 2016.

Que el Informe AE-DOCP2 N° 3644/2016 de 1° de diciembre de 2016, recomienda aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 8 "*Sistema de Medición Comercial*", para su aplicación por el CNDC.

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)

Que el artículo 18 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, crea el Comité Nacional de Despacho de Carga, como responsable de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional.

Que el inciso h) del artículo 3 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, concordante con el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del CNDC aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008, establece que además de las funciones establecidas en la Ley de Electricidad, el CNDC, entre otras, tiene la función de elaborar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del mismo.

Que por otra parte, el artículo 4 del ROME, establece el procedimiento para la elaboración y aprobación de normas operativas, determinando que el Comité elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará a la Superintendencia, con copia al Viceministerio

RESOLUCIÓN AE N° 669/2016, 1 de 5



correspondiente, para su análisis y aprobación dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, periodo en el cual el ente regulador podrá requerir al CNDC las modificaciones que considere necesarias.

Que mediante Resolución AE N° 218/2010 de 28 de mayo de 2010, se aprobó la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial".

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que de acuerdo al documento de modificación de la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial" presentado por el CNDC, la DOCP2 emitió el Informe AE-DOCP2 N° 3644/2016 de 1° de diciembre de 2016, mediante el cual analizó el referido documento, describiendo su estructura y determinando la necesidad de efectuar algunas modificaciones de forma y de fondo a éste, de acuerdo la siguiente descripción:

"3.1.1 Con relación al Punto 13 "Puesta en Hora de Equipos de Medición"

Tabla 13. Modificación del Punto 13 "Puesta en Hora de Equipos de Medición"

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>13. REVISIÓN Y VERIFICACIÓN A EQUIPOS DE MEDICIÓN DEL SMEC</p> <p>El CNDC realizará revisiones y verificaciones periódicas a los equipos de medición que forman parte del SMEC, con el propósito de comprobar que los mismos mantienen sus características metrológicas y que su funcionamiento es adecuado. Los ensayos y verificaciones serán realizados con los alcances, metodologías y procedimientos que el CNDC emita para tal efecto.</p> <p>Para la realización de las verificaciones y ensayos organizados por el CNDC, el Agente responsable de las instalaciones permitirá el acceso del CNDC o quien éste disponga, para la realización de las tareas en sitio sobre el equipamiento de medición (CTs, PTs, medidores, registradores, cableado, módems y sistema de comunicaciones según corresponda).</p> <p>Ante el pedido expreso de un Agente, que presente una observación fundada sobre el estado ó la condición metrológica de los equipos del sistema SMEC o debido a fallas de medición en las cuales otro Agente es responsable, el CNDC programará la realización de la revisión y verificación al equipo de medición. Los costos incurridos en estas tareas serán solventados por:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El Agente responsable de la medición en el caso de detectarse inconvenientes en su medición. • Por el Agente que hubiese presentado la observación, si en la auditoría no se encontraran inconvenientes. De ser varios Agentes se prorrateará en partes iguales a cada uno. 	<p>13. REVISIÓN Y VERIFICACIÓN A EQUIPOS DE MEDICIÓN DEL SMEC</p> <p>El CNDC realizará revisiones y verificaciones periódicas a los equipos de medición que forman parte del SMEC, con el propósito de comprobar que los mismos mantienen sus características metrológicas y que su funcionamiento es adecuado. Los ensayos y verificaciones serán realizados de acuerdo al procedimiento descrito en el Anexo 2 de esta Norma.</p> <p>Para la realización de las verificaciones y ensayos organizados por el CNDC, el Agente responsable de las instalaciones permitirá el acceso del CNDC o quien éste disponga, para la realización de las tareas en sitio sobre el equipamiento de medición (CTs, PTs, medidores, registradores, cableado, módems y sistema de comunicaciones según corresponda).</p>





<i>Norma Operativa Vigente</i>	<i>Propuesta de Modificación del CNDC</i>
<i>Cada Agente es responsable de realizar el control de los circuitos, calibración de medidores y eventuales reparaciones que sean necesarias para asegurar la permanencia en el tiempo de los equipos que conforman el SMEC, cumpliendo las condiciones descritas en la presente norma.</i>	

Fuente: Propio del Informe

Con relación a la modificación del Punto 13, esta Autoridad no tiene observación y considera pertinente la modificación propuesta.

Con relación a los Puntos 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, y 15; no se presentan cambios.

3.1.2. Incorporación del Anexo 2 "Procedimiento para la Revisión y Calibración de los Medidores de Energía Eléctrica del Sistema de Medición Comercial"

Con relación a la propuesta de incorporación del Anexo 2 "Procedimiento para la revisión y calibración de los medidores de energía eléctrica del Sistema de Medición Comercial", esta Autoridad no tiene observación y considera pertinente la incorporación de la misma.

4. CONCLUSIONES.

De acuerdo al análisis se concluye con lo siguiente:

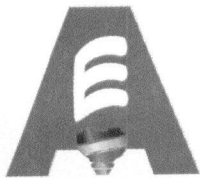
- 4.1.** Se evidenció que en el Punto 13, "Puesta en Hora de Equipos de Medición", de la propuesta de modificación a la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Operación Comercial", del CNDC, se incluyen modificaciones y complementaciones de forma respecto al Punto 13 de la actual Norma Operativa N° 8, aprobada mediante Resolución AE N° 218/2010 de 28 de mayo de 2010. Al respecto, esta Autoridad no tiene observación a la misma y considera pertinente aprobar la propuesta de modificación.
- 4.2.** El CNDC propuso la incorporación del Anexo 2 "Procedimiento para la Revisión y Calibración de los Medidores de Energía Eléctrica del Sistema de Medición Comercial". Al respecto esta Autoridad no tiene observaciones y considera pertinente la incorporación de la misma como Anexo 2 en la Resolución que apruebe la Norma Operativa N° 8.

5. RECOMENDACIONES

En base a lo expuesto se recomienda lo siguiente:

- 5.1.** Aprobar mediante Resolución Administrativa, la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial", con los Anexos 1 y 2, para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), considerando la documentación adjunta en Anexo al





presente Informe.

- 5.2.** *Dejar sin efecto la Resolución AE N° 218/2010 de 28 de mayo de 2010, que aprueba la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial".*
- 5.3.** *Remitir copia de la Resolución Administrativa que apruebe las modificaciones a la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial", al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 marzo de 2001 y modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008."*

Que la presente Resolución es de carácter técnico, se basa y fundamenta en el análisis realizado por la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 2 (DOCP2) de la AE en el Informe AE-DOCP2 N° 3644/2016 de 1° de diciembre de 2016, en consecuencia, se hace aceptación al análisis realizado en el citado Informe a los efectos señalados en el párrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo.

CONSIDERANDO: (Conclusiones)

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE-DOCP2 N° 3644/2016 de 1° de diciembre de 2016, corresponde aprobar la modificación de la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial" aprobada mediante Resolución AE N° 218/2010 de 28 de mayo de 2010, para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y dejar sin efecto la Resolución AE N° 218/2010 de 28 de mayo de 2010 y Anexos.

CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

Que mediante Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las entonces Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que mediante Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, se designó al ciudadano Richard César Alcócer Garnica como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), quién fue posesionado en el cargo el 02 de febrero de 2012.





**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**
L U Z P A R A T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 669/2016
TRÁMITE N° 2016-17639-53-0-0-0-DOCP2
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 16 de diciembre de 2016

Que mediante Resolución AE Interna N° 030/2012 de 05 de abril de 2012, se designó al servidor público Daniel Alejandro Rocabado Pastrana, como Director Legal de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir del 09 de abril de 2012.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia,

RESUELVE:

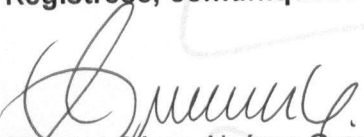
PRIMERA.- Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de conformidad al Anexo de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Dejar sin efecto la Resolución AE N° 218/2010 de 28 de mayo de 2010 y Anexos, emitida por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir de la notificación con la presente Resolución.


TERCERA.- Disponer la remisión de una copia de los antecedentes que respaldan la emisión de la presente Resolución al Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía para su respectivo conocimiento.

CUARTA.- Disponer la publicación de la presente Resolución por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional, en aplicación del artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo.

Regístrese, comuníquese y archívese.


Richard César Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:


Daniel Alejandro Rocabado Pastrana
DIRECTOR LEGAL



RESOLUCIÓN AE N° 669/2016, 5 de 5

NORMA OPERATIVA N° 8

SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SMEC)

1. OBJETIVOS

Normar las características técnicas y las condiciones de funcionamiento de los equipos, destinados para la medición de energía eléctrica, que formen parte del Sistema de Medición Comercial (SMEC) en el Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano (MEM).

Normar la puesta en servicio, la operación y el mantenimiento de equipos que formen parte del SMEC como parte de la función de Administración del Sistema Eléctrico, a fin de garantizar la confiabilidad y transparencia de las transacciones comerciales entre Agentes del MEM.

Definir los derechos y obligaciones de los Agentes del MEM, así como del CNDC, con respecto al SMEC.

2. BASE LEGAL

Ley N° 1604 de Electricidad, Artículo 19 inciso e). Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante D.S. N° 26093, Artículo 3 incisos g), h), i.), Artículo 18 inciso f) y Artículo 20. Decreto Supremo N° 29549, que modifica y complementa el ROME. Decreto Supremo N° 29624 que aprueba el Reglamento de Funciones y Organización del CNDC y el Decreto Supremo N° 0071 dispone la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y estableció la extinción de las Superintendencias.

3. DEFINICIONES

Las siguientes definiciones son de aplicación específica en esta Norma Operativa:

Medidor. Dispositivo destinado a la medición de energía eléctrica, registro y control de parámetros eléctricos.

Registrador. Dispositivo que almacena en una memoria información, proveniente de uno o más medidores.

Equipo de Medición. Se entiende por equipo de medición al conjunto formado por transformadores de tensión (PTs) y de corriente (CTs), medidores de energía, equipos registradores de demanda, indicadores de parámetros eléctricos y equipos auxiliares de conexión/desconexión para ensayos en los circuitos de tensión (PTs) y de corriente (CTs).

Registro de medición. Resultado de la medición de parámetros eléctricos realizada por los medidores y/o registradores, que se expresa sobre una base de tiempo y se almacena en la memoria de los mismos.

Período de integración del SMEC. Intervalo de tiempo que tiene una duración de 15 minutos, que sirve como base de tiempo para integrar los valores de energía y/o potencia

dentro del SMEC; considerándose específicamente para cada hora cuatro períodos de integración, los mismos están fijados a los 15, 30, 45 y 60 minutos.

Punto de medición. Punto de inyección y/o retiro, donde se conectan los equipos de medición.

Hora Universal. Es la hora registrada, para Bolivia, por el Sistema Satelital al cual se encuentra conectado el sistema SCADA del Centro de Despacho de Carga del CNDC y respecto a la cual son sincronizados los relojes de los medidores y registradores del SMEC.

Base de datos de inyecciones y retiros. Es la base de datos validada del SMEC que contiene los registros de inyecciones y retiros en nodos del MEM.

4. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

El Sistema de Medición Comercial (SMEC) está conformado por el conjunto de equipos de medición instalados en nodos del Sistema Interconectado Nacional (SIN), herramientas de software, hardware y medios de comunicación, destinados a garantizar la confiabilidad e integridad de la información aplicable a las transacciones comerciales entre Agentes del MEM.

Estos equipos de medición registran las inyecciones y retiros de energía, potencias activas (kWh, kW) y reactivas (kVARh, kVAR) así como las tensiones por fase y corrientes por fase en los puntos de inyección y/o retiro en el MEM. Los equipos de medición deben cumplir con las especificaciones señaladas en el Anexo 1 de ésta Norma.

Cada Agente del MEM deberá remitir, a solicitud del CNDC, los protocolos de pruebas de campo realizadas a sus transformadores de corriente y transformadores de tensión empleados en la medición comercial para garantizar el buen estado de operación de éstos; en especial si los medidores que conforman el SMEC no registran tensiones y corrientes por fase.

Considerando la importancia para las transacciones de compra y venta de energía, los equipos de medición comercial constituyen mecanismos de interés común entre los Agentes del MEM; por lo tanto, cualquier intervención en los mismos solo puede hacerse con autorización del CNDC y con conocimiento de los Agentes Involucrados.

5. RESPONSABILIDAD DE LOS AGENTES DEL MEM

Los Agentes del MEM, al ser propietarios de los equipos de medición que conforman el SMEC, son responsables de:

- a) Realizar la instalación, operación y mantenimiento de los equipos de medición que pertenezcan al SMEC y proveer los medios de comunicación necesarios para efectuar la lectura remota desde instalaciones del CNDC.
- b) Enviar al CNDC toda la información técnica de sus equipos de medición y sistemas de comunicación dispuestos para la medición comercial.

- c) Descargar y enviar diariamente al CNDC, los registros de medición de energía y potencia almacenada en la memoria de sus medidores y/o registradores, conforme a lo establecido en la presente Norma.
- d) Asegurar la disponibilidad y calidad de los medios de comunicación que permitan la lectura remota desde el CNDC.
- e) Efectuar un programa periódico de mantenimiento y calibración de los equipos de medición, tomando en cuenta las recomendaciones establecidas por los fabricantes.
- f) Reportar al CNDC, cualquier falla o anomalía que se observe sobre los equipos de medición de acuerdo a lo establecido en la presente Norma.

6. RESPONSABILIDAD DEL CNDC

El CNDC, como Administrador del Sistema Eléctrico, conforme a lo establecido en la Ley N° 1604 de Electricidad y sus Reglamentos, es responsable de:

- a) Supervisar el correcto funcionamiento del SMEC.
- b) Aplicar el procedimiento de validación y estimación de registros de medición, conforme a lo establecido en la presente Norma.
- c) Atender las solicitudes de incorporación e intervención de equipos de medición del SMEC.
- d) Participar de los procesos relacionados con la instalación, verificación e intervención de los equipos de medición y emitir observaciones en caso de ser necesarias.
- e) Incorporar al SMEC, los equipos de medición que cumplan con las especificaciones establecidas en la presente Norma.
- f) Sincronizar los relojes de los medidores y registradores que conforman el SMEC, con la Hora Universal registrada en el Centro de Despacho de Carga.
- g) Informar a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), acerca del incumplimiento de las disposiciones contenidas en la presente Norma.

7. INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

Todo Agente del MEM tiene la obligación de instalar un sistema de medición acorde con las características establecidas en esta Norma.

Los Agentes del Mercado instalarán equipos de medición en el SMEC, previa aprobación expresa del CNDC.

Previamente al ingreso en operación comercial de equipos de medición que formen parte del SMEC, el CNDC aplicará el procedimiento de recepción consistente en:

- a) Verificación de características técnicas de los equipos instalados en cumplimiento a las especificaciones descritas en el Anexo 1 de esta Norma.
- b) Para el caso de medidores; verificación de los certificados de calibración emitidos por el fabricante o por laboratorios de calibración que garanticen su trazabilidad o en su defecto, reportes de ensayo en sitio realizados por entidades que sean aprobadas por el CNDC y/o la AE.
- c) Para el caso de Transformadores de Medida; verificación de los certificados de calibración y/o reporte de pruebas de relación de transformación, emitidos por el fabricante, su representante en territorio nacional o por entidades que sean aprobadas por el CNDC y/o la AE.
- d) Revisión del cableado de los circuitos de tensión y corriente empleados para la medición.
- e) Medición de ángulos eléctricos de las señales de tensión y corriente en bornes de conexión de los medidores, a fin de verificar su correcta conexión eléctrica.
- f) Pruebas de la operación del sistema de medición, verificación de la configuración de los medidores y validación de sus registros.
- g) Pruebas de comunicación remota y sincronización de los medidores y registradores desde las instalaciones del CNDC.
- h) Verificación de compatibilidad con el protocolo de interrogación remota que cuenta el CNDC, actualmente es el PrimeRead v.7.0.

Los Agentes del Mercado que instalen equipos de medición deben suministrar al CNDC el software proporcionado por el fabricante, manuales e instructivos necesarios para la operación del mismo. Éstos deben ser recibidos con una anticipación mayor a quince (15) días hábiles antes de la fecha prevista del ingreso en operación comercial de los equipos.

7.1. Procedimiento para la Incorporación de Equipos de Medición

- a) El Agente del MEM que requiera instalar o reponer un equipo de medición en el SMEC, deberá enviar al CNDC la siguiente información:
 - Diagrama unifilar del punto de inyección y/o retiro, detallando la conexión de los equipos de medición (transformadores de medida, medidores, registradores, etc.).
 - Diagrama multifilar del sistema de medición.
 - Características técnicas de los equipos de medición (cumpliendo las especificaciones del Anexo 1 de esta Norma):

Para transformadores de medida:

- Marca
- Tipo y modelo
- Relación de transformación
- Clase de precisión
- Prestación (potencia de diseño)
- Reporte de pruebas de relación de transformación y clase de precisión

Para medidores:

- Marca
- Tipo y modelo
- Número de serie
- Clase
- Tipo de servicio
- Valores nominales de corriente, tensión y frecuencia
- Factores de multiplicación
- Prestación (consumo interno)
- Certificados de calibración (según Norma IEC 62053 ó similar)

- Características técnicas y de acceso para el medio de comunicación remota.

b) El CNDC, verificará el cumplimiento de las características técnicas exigidas y comunicará al Agente su no objeción en un plazo no mayor a siete (7) días hábiles.

De contar con la no objeción del CNDC, el Agente propietario programará la realización de los trabajos para instalar los equipos de medición y comunicará al CNDC al menos tres (3) días antes de la fecha de realización de trabajos, lo siguiente:

- Fecha, hora y la duración estimada del trabajo.
- Equipos de medición a ser afectados.

c) Luego de efectuarse el trabajo, el Agente informará al CNDC dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes a la conclusión del mismo, lo siguiente:

- Fecha, hora y la duración real del trabajo.
- Equipos de medición afectados.
- Modificaciones en equipos de medición existentes como consecuencia del trabajo.
- Cuando corresponda, las modificaciones al diagrama unifilar informado inicialmente.

d) El CNDC programará y configurará los equipos de medición instalados e introducirá en ellos una contraseña de seguridad para evitar reprogramaciones no autorizadas.

e) El CNDC comunicará a los Agentes del MEM cualquier cambio o modificación en el SMEC, en el plazo de tres días de la puesta en servicio del equipo de medición.

f) El Agente correspondiente y el CNDC, firmarán un Acta de Recepción del nuevo punto de medición que incluirá lo siguiente:

- Características técnicas de los equipos instalados.
- Resultado de la medición de ángulos eléctricos.
- Valores de las señales de tensión (V) y corriente (A) en bornes del medidor (señales secundarias).

8. OPERACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

8.1. Recepción de Registros

- a) Los registros de medición de los puntos de inyección y/o retiro del SMEC deben ser remitidos por los Agentes diariamente hasta horas 10:00 a.m. mediante las direcciones de correo electrónico (una principal y otra de respaldo) habilitadas para éste fin. La información de los días feriados (nacionales y departamentales), sábados y domingos debe ser enviada el primer día hábil siguiente.
- b) Desde horas 10:00 a.m. el CNDC procesará la información recibida de los Agentes. De existir registros faltantes, el CNDC comunicará vía Fax o correo electrónico al Agente responsable para su complementación respectiva.
- c) De no recibirse los registros de medición hasta horas. 12:00 del mismo día, sin asumir la responsabilidad del Agente y con el fin de completar la información necesaria, el CNDC procederá con la interrogación remota de los medidores cuya información falta, si la acción no es exitosa, interrogará los medidores de respaldo o procederá a estimar los registros correspondientes, tal como se detalla en el numeral 11 de esta Norma.
- d) De presentarse algún problema que ocasione el retraso en el envío de los registros de medición, el Agente responsable deberá informar inmediatamente al CNDC las características del problema y el tiempo estimado para su solución; asimismo y de ser necesario, el Agente deberá recuperar la información en sitio para enviarla al CNDC. Solo para este caso, el CNDC coordinará con el Agente responsable la ampliación del plazo para el envío de información de ese día.

8.2. Validación de los Registros de Medición del SMEC

El CNDC procesará y validará los registros de medición del SMEC siguiendo los siguientes criterios:

- a) Se revisan los registros de medición con el objeto de detectar "ceros" en puntos de demanda. En caso de detectarse "ceros", se investiga el origen de los mismos y de comprobarse alguna falla en los registros, se realiza la estimación de acuerdo con el numeral 11 de ésta Norma.
- b) Se revisan los registros de medición con el objeto de detectar cambios apreciables, no justificados, entre dos intervalos sucesivos. En caso de detectarse tales variaciones, se investiga el origen de las mismas y de comprobarse que existe falla en los registros, se realiza la estimación correspondiente.
- c) Una vez aplicados los procesos de los incisos anteriores, se realiza el balance de inyecciones y retiros, a partir del cual, se obtienen las pérdidas porcentuales de potencia, para cada intervalo de 15 minutos. Si el valor es menor a 0.5% ó mayor a

5% se revisa la información y la operación global del sistema buscando la causa del valor de pérdidas encontrado. Si corresponde, se realizan las correcciones y/o estimaciones que sean requeridas hasta obtener el balance adecuado.

Cumplidos los pasos anteriores, se realiza la actualización final de la base de datos de inyecciones y retiros informados por los Agentes para procesar el documento de Transacciones Diarias.

8.3. Verificación Semanal del SMEC

El CNDC interrogará semanalmente los equipos del SMEC de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Se procede a la interrogación remota de los equipos de medición.
- b) Se revisa la existencia de mensajes de error (en los programas de los equipos que tienen la opción de diagnóstico automático) que alerten sobre alguna condición anormal en la operación del equipo leído como ser batería baja, desfase horario de la base de tiempo, paridad de intervalos, memorias RAM y ROM, ausencia de fase y otros.
- c) Se realiza mediante enlace remoto un diagnóstico en línea de los equipos (diagnóstico manual) para conocer el estado de la batería, base de tiempo, paridad de intervalos, memorias RAM y ROM y funcionamiento en general de los equipos.

Si corresponde, se corrigen los registros de medición (intervalos de 15 min.) afectados por cualquier mal funcionamiento del equipo. En el caso de saturación, bloqueo de memoria, pérdidas de alimentación o pérdida de información se recurre a la estimación de registros de acuerdo a lo indicado en el numeral 11 de ésta Norma.

- d) Finalizado el diagnóstico de los equipos la interrogación se revisan los mensajes de error en las bases de datos de eventos para todos los equipos interrogados. Se buscan posibles mensajes de pérdidas de información, saturación de intervalos, pérdida de alimentación, batería de respaldo baja y puesta en hora de equipos.
- e) Se revisan los registros de tensión por fase obtenidos de los medidores. A partir de éstos se verifica que los niveles de tensión secundarios recibidos por el medidor tengan la magnitud adecuada, de acuerdo al nivel de tensión donde se encuentra instalado el equipo y según la relación de transformación de los PTs utilizados. Ésta verificación permite detectar fallas en los PTs que envían las señales de tensión al medidor.
- f) Se revisan los registros de corriente por fase obtenidos de los medidores. A partir de éstos y según la relación de transformación de los CTs utilizados en la instalación, se verifica que la corriente primaria del CT éste entre el 10% y 120% de la corriente nominal del CT. Ésta verificación permite detectar estados de saturación en los CTs, lo cual produce errores en la medición de las señales de corriente que ingresan al medidor.

En caso de que algún equipo no pueda ser interrogado o presente falla en su diagnóstico, el hecho es comunicado de inmediato al Agente responsable para que éste tome las acciones correctivas a la brevedad posible. Una vez que el Agente realiza las correcciones, se procede nuevamente a interrogar remotamente el equipo para verificar su funcionamiento.

A los registros de medición obtenidos por el CNDC dentro el proceso de verificación semanal, se aplican también las validaciones descritas en el numeral 8.2 anterior.

Hasta el tercer día de cada mes, los Agentes del MEM deberán remitir al CNDC por correo electrónico o por fax, la energía registrada en el mes anterior por el respectivo Agente. En forma mensual, el CNDC realizará la comparación de estas energías informadas respecto de las obtenidas del proceso de verificación semanal. En caso de existir diferencias inferiores a $\pm 0.5\%$, se adoptarán los valores obtenidos por el CNDC. De superarse dicho límite, el CNDC y el Agente respectivo conciliarán las diferencias.

Finalmente, los registros validados en forma mensual pasan a formar parte de la Base de Datos de inyecciones y retiros que es utilizada para la valorización de las Transacciones Económicas mensuales y se consolidan como información final para efectos estadísticos.

9. INTERVENCIONES EN EQUIPOS DE MEDICIÓN

El CNDC como responsable de la supervisión del SMEC, realizará las siguientes tareas:

- a) Controlar la base de tiempo de los equipos, corrigiendo la misma toda vez que se encuentre con un desfase mayor a dos (2) minutos, en adelanto o retraso, respecto de la Hora Universal.
- b) Reprogramación y/o reconfiguración en los casos que se requiera.

Los Agentes del MEM son responsables de verificar el funcionamiento adecuado de sus equipos de medición. No obstante, y sin asumir esa responsabilidad, el CNDC podrá verificar, cada vez que crea necesario, el correcto funcionamiento de los equipos de medición, mediante el software disponible para la operación del SMEC.

Así mismo, el CNDC realizará ajustes o correcciones a los registros de medición obtenidos de los medidores en caso de fallas o trabajos de mantenimiento.

Los Agentes solo podrán modificar la configuración y programación de sus equipos de medición en casos excepcionales, previa coordinación con el CNDC.

Cuando se requiera la intervención de los equipos del SMEC por trabajos a realizarse u otros motivos, ésta podrá ser efectuada por los Agentes responsables de dichos equipos, previa notificación escrita al CNDC al menos tres (3) días antes de su realización; informando lo siguiente:

- Participantes en la intervención.
- Tipo de trabajo a realizar.
- Fecha, hora y duración estimada del trabajo.

- Equipos de medición a ser afectados.
- Modificaciones en la medición como consecuencia del trabajo.

En función del tipo de trabajo a realizar, el CNDC definirá su participación en el mismo. Así mismo, el CNDC autorizará la participación de los Agentes del MEM que lo soliciten.

Una vez efectuados los trabajos correspondientes, los Agentes informarán al CNDC, en un plazo de veinticuatro (24) horas luego de concluido el trabajo, lo siguiente:

- Fecha, hora y duración real del trabajo.
- Equipos de medición afectados.
- Modificaciones en la medición como consecuencia del trabajo, en especial cambios en multiplicadores.
- En caso de cambio de equipos, indicar las características del nuevo equipo, el cual debe cumplir las especificaciones detalladas en el Anexo 1 de esta Norma.

De ser necesario, el CNDC reprogramará o reconfigurará los equipos de medición.

10. FALLAS EN EQUIPOS DE MEDICIÓN

10.1. Fallas Temporales

En casos de falla de los equipos de medición, el Agente podrá efectuar los trabajos de reparación sin aviso escrito al CNDC, debiendo sin embargo notificar verbalmente al personal responsable del SMEC del CNDC. Dentro de las siguientes veinticuatro (24) horas posteriores a la solución del problema, el Agente informará por escrito al CNDC, lo siguiente:

- a) Tipo del trabajo realizado.
- b) Motivo del trabajo, emergencia o falla.
- c) Fecha, hora y la duración del trabajo.
- d) Equipos de medición afectados.
- e) Modificaciones en la medición como consecuencia del trabajo
- f) En caso de cambio de algún equipo, indicar las características del nuevo equipo, el cual debe cumplir las especificaciones detalladas en el Anexo 1 de esta Norma.

De ser necesario, el CNDC reprogramará los equipos de medición.

10.2. Fallas Permanentes

En casos de falla permanente en un equipo de medición del SMEC el Agente involucrado deberá habilitar un sistema de medición provisional mientras dure la reposición del equipo, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de registrada la falla.

La reposición definitiva de la medición debe efectuarse antes de tres (3) meses en aquellos casos donde el daño o falla se presente en medidores y/o registradores, o antes de seis (6) meses en aquellos casos donde el daño o falla se presente en transformadores de medida (CTs o PTs).

El Agente involucrado deberá informar al CNDC el avance de los trabajos de reposición.

10.3. Fallas en el Sistema de Comunicación

De producirse fallas en el sistema de comunicación utilizado para la interrogación remota de medidores que pertenecen al SMEC, el Agente involucrado deberá obtener diariamente en sitio, los registros respectivos y remitirlos por correo electrónico al CNDC antes de hrs. 10:00 a.m. de cada día, tal como se especifica en el numeral 8.1.a). Asimismo, deberá identificar el origen del problema e informar al personal responsable del SMEC en el CNDC, el tiempo estimado de solución.

11. PROCEDIMIENTOS PARA COMPLETAR INFORMACIÓN DE MEDICIÓN

11.1. Estimación de Registros de Medición por Fallas o Trabajos de Mantenimiento

En los casos que se tengan registros de medición irreales o pérdida de los mismos debido a alguna interrupción o falla en el sistema de medición, los registros deberán ser estimados por el CNDC, aplicando los siguientes criterios:

- a) Si la interrupción o error en los registros de medición sucede en un intervalo de quince (15) minutos, el registro es estimado promediando un intervalo antes y un intervalo después de la falla o interrupción.
- b) Si la interrupción o error en los registros de medición es de más de quince (15) minutos, pero menos de una hora, los registros son estimados empleando la Información del Sistema SCADA para unidades de Generación y promediando tres intervalos antes y tres intervalos después de la interrupción o falla para puntos de retiro.
- c) Si la interrupción o error en los registros de medición es de más de una hora, los registros son estimados manualmente a partir de:
 - Información de medidores de respaldo (si existe).
 - Información del Sistema SCADA.
 - Registros de períodos anteriores. Se considera un promedio de los mismos días (los mismos intervalos de quince (15) min. en cada hora) de tres semanas anteriores, desechando los días atípicos. Para días feriados se consideran días de características similares.

11.2. Estimaciones para Puntos Sin Lectura Remota

Para cada día de la semana y para cada intervalo de quince (15) minutos, se promedian los registros reales del mismo día e intervalos correspondientes a cuatro semanas anteriores, desechando los días atípicos, como ser feriados. Por ejemplo, la estimación para un día martes a horas 18:15, se realiza promediando los registros reales a horas 18:15 de los días martes de las cuatro semanas anteriores.

11.3. Corrección de los Registros por Puesta en Hora de Equipos

En algunos equipos electrónicos la puesta en hora de los mismos ocasiona intervalos de duración mayores o menores a quince (15) minutos, dependiendo si la hora del equipo

esté adelantada o retrasada. En ambos casos se tendrá un intervalo con registro erróneo en la medición.

En estos casos la estimación será efectuada promediando el registro de un intervalo antes y un intervalo después a la puesta en hora del equipo.

12. PUESTA EN HORA DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

El CNDC se encargará de la puesta en hora de los equipos de medición. En cada proceso de interrogación remota de los equipos del SMEC, su hora será comparada con la Hora Universal; de existir una diferencia de más de dos (2) minutos, en adelante o retraso, el equipo será puesto en hora.

En caso de variar los intervalos como consecuencia de la puesta en hora, se procederá a realizar estimaciones según el numeral 11 de esta Norma.

13. REVISIÓN Y VERIFICACIÓN A EQUIPOS DE MEDICIÓN DEL SMEC

El CNDC realizará revisiones y verificaciones periódicas a los equipos de medición que forman parte del SMEC, con el propósito de comprobar que los mismos mantienen sus características metrológicas y que su funcionamiento es adecuado. Los ensayos y verificaciones serán realizados de acuerdo al procedimiento descrito en el Anexo 2 de esta Norma.

Para la realización de las verificaciones y ensayos organizados por el CNDC, el Agente responsable de las instalaciones permitirá el acceso del CNDC o quien éste disponga, para la realización de las tareas en sitio sobre el equipamiento de medición (CTs, PTs, medidores, registradores, cableado, módems y sistema de comunicaciones según corresponda).

Ante el pedido expreso de un Agente, que presente una observación fundada sobre el estado o la condición metrológica de los equipos del sistema SMEC o debido a fallas de medición en las cuales otro Agente es responsable, el CNDC programará la realización de la revisión y verificación al equipo de medición. Los costos incurridos en estas tareas serán solventados por:

- El Agente responsable de la medición en el caso de detectarse inconvenientes en su medición.
- Por el Agente que hubiese presentado la observación, si en la auditoría no se encontraran inconvenientes. De ser varios Agentes se prorateará en partes iguales a cada uno.

Cada Agente es responsable de realizar el control de los circuitos, calibración de medidores y eventuales reparaciones que sean necesarias para asegurar la permanencia en el tiempo de los equipos que conforman el SMEC, cumpliendo las condiciones descritas en la presente norma.

14. VIGENCIA

La presente Norma Operativa entrará en vigencia una vez aprobada por la AE.



**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**

L U Z P A R A T O D O S

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 669/2016
TRÁMITE N° 2016-17639-53-0-0-0-DOCP2
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 16 de diciembre de 2016

15. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a la presente Norma Operativa será propuesta por el CNDC para su posterior aprobación por la AE de acuerdo a procedimiento vigente.

ANEXO 1 DE LA NORMA OPERATIVA N° 8

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA EQUIPOS Y MEDIOS DE COMUNICACIÓN
QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL**

Clase requerida en Equipos de Medición.

La clase requerida para los medidores y transformadores destinados a la medición, aplicable a las transacciones comerciales entre Agentes del MEM, se establece en función de la potencia declarada por el Agente o la demanda máxima registrada y será la indicada en el siguiente cuadro:

POTENCIA	CLASE		
	MEDIDOR	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN
Menor a 20 MVA	0,5 IEC	0,5 IEC o 0,6 ANSI	0,5 IEC o 0,6 ANSI
Mayor o igual a 20 MVA	0,2 IEC	0,2 IEC o 0,3 ANSI	0,2 IEC o 0,3 ANSI

En los casos de subestaciones o instalaciones con más de un transformador, la potencia considerada será la asociada a cada punto de medición, si la medición es agrupada se considerará como la sumatoria de las potencia respectivas.

Características técnicas mínimas para Medidores

- Electrónicos multifunción.
- Registro en memoria de energía y/o potencia activa y reactiva trifásica, (se recomienda tensiones y corrientes por fase).
- Bi-direccionales en los casos de flujo en ambos sentidos.
- Equipos de tres (3) elementos (tipo de servicio: tres fases, cuatro hilos).
- Memoria masiva no volátil.
- Memoria masiva de cuatro (4) canales para medidores unidireccionales y de ocho (8) para bi-direccionales, capacidad de almacenamiento de registros no menor a treinta y cinco (35) días, considerando intervalos de integración igual a quince (15) minutos.
- Puerto óptico y puerto RS232 o puerto RS485 ó puerto compatible para red Ethernet.
- Frecuencia de funcionamiento 50 Hz.
- Rango de temperatura entre -10°C a 60°C .
- Rango de humedad 5% a 95%, no condensable.
- Base de tiempo mediante oscilador de cristal, no dependiente de la frecuencia de la red.
- Corriente nominal 1 A o 5 A.
- Tensión nominal 69 V o 120 V, o rango variable con limites incluyendo dichos valores.

- Capacidad de sincronismo de reloj interno mediante acceso remoto.
- Para acceso remoto mediante línea telefónica o PLC, contar con módem incorporado (interno) o previsión para conexión a módem externo.

Medio de Comunicación Remota.

Todo punto de medición, donde se registren potencias mayores o iguales a 1.0 MW, debe contar con comunicación remota para la interrogación de sus registros, utilizándose para ello líneas telefónicas pertenecientes a sistemas propios de comunicación de las empresas eléctricas, líneas del servicio público, telefonía celular, radio enlace, TCP/IP, sistema de onda portadora (PLC) u otro que el Agente responsable considere conveniente.

Éstos medios de comunicación deberán ser exclusivos para los medidores, pudiendo ser compartidos para transmisión de voz o fax, siempre y cuando se disponga con un equipo de conmutación automática.

Condiciones Generales

- a) Para la medición de servicio local de centrales generadoras, que forman parte del SMEC se deben considerar los mismos requisitos establecidos en las características técnicas mínimas para medidores, presentados en este Anexo.
- b) Los Agentes deben contar con un sistema de medición de respaldo, que pueda proporcionar información horaria, con detalle de quince (15) minutos, de las inyecciones y/o retiros, para casos de falla del medidor principal que forma parte del SMEC. Este sistema de respaldo reemplazará al sistema de medición principal en caso de falla o necesidad de desconexión para verificación, asegurando la continuidad de la medición y registro; motivo por el cual, éstos medidores deben tener igual o mejor clase que los medidores principales.
- c) Los circuitos de tensión y corriente utilizados para la medición comercial serán de uso exclusivo del Sistema de Medición Comercial - SMEC. Solo para el caso de puntos de medición existentes, si el Agente justifica ante el CNDC técnica y económicamente que lo anterior no es posible, se aceptará la instalación de transductores para el sistema de operación en tiempo real, equipos de registros de fallas y perturbaciones, e indicadores locales para la operación de instalaciones, siempre y cuando la instalación de éstos no sobrepase la prestación de los circuitos de medición.
- d) Los circuitos de medición deben contar con borneras de prueba y elementos necesarios, que permitan separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual con la instalación en servicio, para su verificación en sitio y/o reemplazo sin afectar la operación del resto de la medición de respaldo.
- e) La carga total conectada a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente y tensión deberá estar comprendida entre el 25 y el 100% de la prestación correspondiente.



- f) El error porcentual total máximo (en módulo y fase) para factor de potencia igual a 0.9, introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión, no deberá superar el 0.1 %.
- g) No se deberá exceder la corriente nominal primaria de los transformadores de corriente fuera de los límites permisibles. En caso de considerar un futuro incremento de la carga, se deberá prever utilizar transformadores multi-relación.
- h) Se deberá dimensionar la corriente primaria de los transformadores de corriente de tal manera que la corriente máxima circulante por los mismos supere el 60% de su corriente nominal. En caso de disminución de la potencia contratada y/o si la corriente máxima circulante no supere el 30% de la corriente nominal del CT, se deberá modificar la relación de transformación en un plazo máximo de 30 días, o realizar el cambio del CT en un plazo aprobado por el CNDC.
- i) Todos los medidores deben ser instalados en armarios o compartimientos que permitan su resguardo de las condiciones ambientales (cambios de temperatura, humedad y otros).

ANEXO 2 DE LA NORMA OPERATIVA N° 8

PROCEDIMIENTO PARA LA REVISIÓN Y CALIBRACIÓN DE LOS MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

1. ALCANCE

Este procedimiento es aplicable para la revisión de las instalaciones que comprenden el sistema de medición comercial, así como también, para la verificación y calibración de los medidores de energía eléctrica que conforman el mismo, siguiendo lo estipulado en normas nacionales y/o internacionales, empleando el método de comparación con un medidor patrón de referencia.

2. DEFINICIONES

Calibración: Es una operación que, bajo condiciones específicas, establece en una primera etapa una relación entre los valores de las cantidades con las incertidumbres de medida provistas por estándares de medición e indicaciones correspondientes con las incertidumbres de medida asociadas y, en un segundo paso, usa esta información para establecer una relación para obtener un resultado de la medida a partir de una indicación [1].

GUM: Acrónimo del documento titulado "Guía para la Medición de la Incertidumbre" elaborada por el grupo de trabajo 1 (WG1) del Comité Conjunto para Guías en Metrología (JCGM) de la Oficina Internacional de Pesos y Medidas (BIPM).

Banco de Calibración Portátil: Conjunto formado por un medidor Patrón, una fuente trifásica variable de tensión, una fuente trifásica variable de corriente, un sensor fotoeléctrico y un comparador. Este conjunto puede estar integrado en un solo equipo y es utilizado para realizar la verificación en sitio de medidores electrónicos.

Corriente nominal (I_n): Valor de la corriente de diseño de un medidor, especificado por el fabricante para el funcionamiento óptimo del mismo.

Tensión nominal (U_n): Valor de la tensión de diseño de un medidor, especificado por el fabricante para el funcionamiento óptimo del mismo.

Carga alta: Se realiza el ensayo bajo condiciones específicas de tensión nominal, corriente nominal y factor de potencia 1.0.

Carga inductiva: Se realiza el ensayo bajo condiciones específicas de tensión nominal, corriente nominal y factor de potencia 0.5 inductivo.

Carga baja: Se realiza el ensayo bajo condiciones específicas de tensión nominal, 10% de corriente nominal y factor de potencia 1.0.

Carga capacitiva: Se realiza el ensayo bajo condiciones específicas de tensión nominal, corriente nominal y factor de potencia 0.8 capacitivo.

Medidor: Instrumento o dispositivo destinado a la medición de energía eléctrica, registro y control de parámetros eléctricos.

Medidor Patrón: Equipo electrónico diseñado para obtener mediante comparación, los errores en la medición de energía activa y/o reactiva de medidores electromecánicos de inducción y/o electrónicos. Al tratarse de un equipo de referencia, la relación entre la clase del medidor patrón y la clase del medidor objeto de verificación deberá ser de 10:1; aceptándose como mínimo una relación de 5:1. Esta información debe estar especificada en el certificado de calibración del Medidor Patrón.

Error: Resultado de una medición menos un valor verdadero del mensurando. En la práctica se utiliza un valor convencionalmente verdadero. [2]

Clase: Término utilizado para expresar Clase de Exactitud. Clase de instrumentos o sistemas de medida que satisfacen requisitos metrológicos determinados, destinados a mantener los errores de medida o las incertidumbres instrumentales dentro de límites especificados, bajo condiciones de funcionamiento dadas. Una clase de exactitud habitualmente se indica mediante un número o un símbolo adoptado por convenio [1].

Ensayos según tipo de carga: Pruebas realizadas a un medidor bajo ciertas condiciones de carga durante la verificación del mismo. Generalmente se consideran cuatro tipos de pruebas: Carga alta, Carga inductiva, Carga baja y Carga capacitiva.

Informe de Verificación: Documento que contiene los resultados obtenidos de la calibración realizada a un medidor. Este documento debe contener el valor de los errores encontrados y la evaluación de conformidad.

Registro de medición: Resultados de la medición de parámetros eléctricos realizada por los medidores y/o registradores, son expresados sobre una base de tiempo.

Revisión: Acción realizada para comprobar que el estado de las instalaciones no afectan en el proceso de medición y que cumple las especificaciones establecidas en la Norma Operativa N° 8.

Trazabilidad: Propiedad de un resultado de medida por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medida [1]. Se debe contar con las incertidumbres de medida en cada etapa de la cadena.

Deriva: Cambio lento de una característica metrológica de un instrumento de medición.

Incertidumbre: Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando, a partir de la información que se utiliza [1].

Evaluación (de incertidumbre) Tipo A: Método para evaluar la incertidumbre mediante el análisis estadístico de una serie de observaciones [2].

Evaluación (de incertidumbre) Tipo B: Método para evaluar la incertidumbre por medios distintos al análisis estadístico de una serie de observaciones [2].

Factor de Cobertura: Factor numérico usado como multiplicador de la incertidumbre estándar combinada con el propósito de obtener una incertidumbre expandida (el factor de cobertura k se obtiene utilizando la fórmula de Welch-Satterthwaite).

Incertidumbre estándar: Incertidumbre del resultado de una medición expresada como una desviación estándar.

Incertidumbre estándar combinada: Incertidumbre estándar del resultado de una combinación cuando el resultado a partir de los valores de algunas otras magnitudes, igual a la raíz cuadrada positiva de una suma de términos, siendo estos términos las varianzas y covarianzas de estas otras magnitudes ponderadas de acuerdo como el resultado de la medición varía con respecto a cambios en estas magnitudes.

Incertidumbre expandida: Cantidad que define un intervalo alrededor de una medición del que se puede esperar que abarque una fracción grande de la distribución de valores que razonablemente pudieran ser atribuidos al mensurando.

Nota 1: La fracción puede considerarse como la probabilidad de cobertura o el nivel de confianza del intervalo [2].

Nota 2: Asociar un nivel específico de confianza con el intervalo definido por la incertidumbre expandida, requiere de suposiciones explícitas o implícitas que tomen en consideración la distribución de probabilidad caracterizada por el resultado de la medición y su incertidumbre estándar combinada. El nivel de confianza que puede ser atribuido a este intervalo puede ser conocido únicamente hasta el punto en el cual suposiciones pueden justificarse [2].

3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

3.1 Equipamiento mínimo requerido

En el proceso de verificación es necesario contar con los siguientes equipos:

- Medidor Patrón Electrónico con certificado de calibración con trazabilidad a patrón internacional, por un período no mayor a dos años de la fecha programada para el trabajo de verificación.
- Generador de magnitudes de tensión y corriente (fuente de alimentación de tensión trifásica, con distorsión de forma de onda menor a 0.5% y fuente variable de corriente).
- Sensor fotoeléctrico (o interfaz eléctrica de pulsos).
- Comparador electrónico.
- Termómetro.
- Higrómetro.
- Medidor testigo (opcionalmente).

3.2 Proceso

La revisión y verificación de los medidores en cada punto de medición se realiza en campo, motivo por el cual cada medidor debe ser accesible a todos sus circuitos desconectando todas las señales de tensión y corriente o por medio del uso de bloque de

prueba. Posteriormente debe conectarse el medidor en el Banco Portátil de Calibración, la siguiente figura ilustra las conexiones a efectuarse para la calibración del medidor de energía.

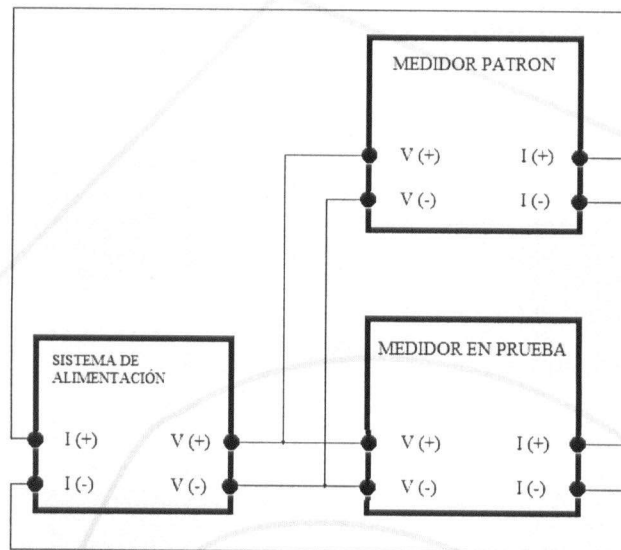


Figura 1: Diagrama de Conexiones

El medidor testigo, cuyo uso es opcional, deberá ser conectado de la misma manera que el medidor de energía en prueba de la anterior figura.

Los ensayos realizados deben considerar distintos estados de carga, tomando como base una norma de referencia. De manera genérica, los ensayos de Carga alta, Carga baja, Carga inductiva y Carga Capacitiva deben ser realizados a todos los medidores, se pueden realizar pruebas adicionales que ayuden a establecer la conformidad en el funcionamiento del medidor. Bajo ningún concepto el medidor en prueba podrá ser comparado contra el medidor testigo o viceversa, los únicos equipos considerados para el proceso de calibración y el cálculo de las incertidumbres son el medidor patrón y el medidor en prueba.

De acuerdo a la norma IEC 62053-22[3], los errores máximos permisibles para cada una de las pruebas efectuadas en los medidores encontrados, son los siguientes:

Tabla 1: Error por Clase de Medidor

Prueba Realizada	Porcentaje de error máximo permisible por Clase de Medidor.	
	0,2	0,5
Carga Alta	+/- 0.2	+/- 0.5
Carga Baja	+/- 0.2	+/- 0.5
Carga Inductiva	+/- 0.3	+/- 0.6
Carga Capacitiva	+/- 0.3	+/- 0.6



Los valores de tensión para todas las pruebas deben corresponder a los valores de tensión nominal a los cuales se encuentra operando el medidor de energía a calibrar. Los valores de corriente para carga alta, inductiva y capacitiva serán equivalentes al 100% de la corriente nominal del medidor. Los valores para carga baja serán equivalentes al 10% de la corriente nominal del medidor. El factor de potencia de carga inductiva será de 0.5 y para carga capacitiva será de 0.8.

Se debe revisar el correcto estado de la instalación, conexiones en la bornera del medidor y la correcta llegada de señales eléctricas de los transformadores de medida (en magnitud y ángulo de fase), de acuerdo a lo establecido en la Norma Operativa N°8.

Se deben registrar los resultados obtenidos durante todas las pruebas efectuadas, para tal efecto se elaborará un formulario de "Registro de Información de Campo" en el mismo se deberá incluir, los errores de medición encontrados y la conformidad del medidor con referencia a su clase; así mismo deberá incluir:

- Tiempo que el medidor ha estado desconectado para proceder a la estimación de registros de medición faltantes por efecto de la calibración.
- Estado general del medidor, conexiones, borneras y otros.
- Evaluación de conformidad del equipo.
- Recomendaciones y sugerencias

El Registro de Información de Campo realizado para cada punto de medición, deberá incluir las firmas de los responsables de medición que estuvieron presentes durante la verificación del punto de medición.

En caso que otro Agente desee estar presente en la verificación, deberá enviar una solicitud escrita con anticipación de al menos dos días a la fecha programada, solicitando al CNDC su inclusión como observador.

4. CÁLCULO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE ($\pm U$)

El cálculo de la incertidumbre se realizará considerando las recomendaciones contenidas en la "Guía para la Expresión de la Incertidumbre de Medida" (GUM) elaborada por el Comité Conjunto de Guías en Metrología (JCGM / WG 1) del Bureau International des Poids et Mesures.

A la hora de expresar el resultado de la medición de una magnitud física, es obligatorio dar alguna indicación cuantitativa de la calidad del resultado, de forma que quienes utilizan ese resultado puedan evaluar su idoneidad. Sin dicha indicación, las mediciones no pueden compararse entre sí, ni con otros valores de referencia dados en especificaciones o normas. Por ello es necesario establecer un procedimiento fácilmente comprensible y aceptado universalmente para caracterizar la calidad del resultado de una medición; esto es, para evaluar y expresar su incertidumbre.

4.1. Definición del Problema

La medición de energía eléctrica es un proceso donde se van acumulando e integrando los valores de potencia eléctrica a lo largo de un periodo de tiempo predeterminado. Por

eso, el medidor de energía eléctrica realiza la medición de la magnitud física de energía en un periodo predefinido.

4.2. Modelo Matemático

Al valor medio de las inyecciones de energía eléctrica en el equipo analizado deben añadirse determinadas correcciones, con el objeto de compararlas contra los límites de exactitud y aplicar los criterios de conformidad.

$$E = f(\bar{e}, \delta_{\bar{e}}, \delta_{Pcal}, \delta_{Pder}, \delta_{Pcam}, \delta_{Mres}, \delta_{Mcam}, \delta_{Med}) \quad (1)$$

Dónde:

E es la energía eléctrica medida en kWh.

\bar{e} es la media aritmética de las mediciones de energía en kWh.

$\delta_{\bar{e}}$ es la diferencia por la medición directa de la magnitud física en % de kWh*.

δ_{Pcal} es la diferencia por la incertidumbre de la calibración del medidor patrón*.

δ_{Pder} es la diferencia por la incertidumbre de la deriva de las medidas del medidor patrón*.

δ_{Pcam} es la diferencia por la incertidumbre debida a la calibración a una temperatura diferente de la temperatura de referencia del medidor patrón*.

δ_{Mres} es la diferencia por la incertidumbre de la resolución del equipo a calibrar*.

δ_{Mcam} es la diferencia por la incertidumbre debida a la realización de la calibración a una temperatura diferente de la temperatura de referencia del medidor*.

δ_{Med} es la diferencia por la incertidumbre asociada a la inestabilidad de la medición**.

* Las fuentes de estas diferencias son externas

** Las fuentes de estas diferencias son la ausencia de filtros digitales o electrónicos, la presencia o no de relojes internos y la tecnología del reloj utilizado por el equipo a calibrar.

Dado que por las características del ensayo no existe correlación entre una muestra y otra, es posible desarrollar la función de la siguiente manera:

$$E = \bar{e} + \delta_{\bar{e}} + \delta_{Pcal} + \delta_{Pder} + \delta_{Pcam} + \delta_{Mres} + \delta_{Mcam} + \delta_{Med} \quad (2)$$

Ya que con la prueba se busca determinar las contribuciones a la incertidumbre de la medición de los valores de las diferencias $\delta_{\bar{e}}$, δ_{Pcal} , δ_{Pder} , δ_{Pcam} , δ_{Mres} , δ_{Mcam} y δ_{Med} , la anterior ecuación puede ser reexpresada en función de la contribución de todas sus incertidumbres:

$$u_c = f(u_{\bar{e}}, u_{Pcal}, u_{Pder}, u_{Pcam}, u_{Mres}, u_{Mcam}, u_{Med}) \quad (3)$$

Dónde:

u_c es la incertidumbre combinada.

Luego aplicando la ley de propagación de errores se tiene que:



$$u_c^2(E) = \left(\frac{\partial f}{\partial \bar{e}}\right)^2 * u^2(\bar{e}) + \left(\frac{\partial f}{\partial \delta_{Pcal}}\right)^2 * u^2(\delta_{Pcal}) + \left(\frac{\partial f}{\partial \delta_{Pder}}\right)^2 * u^2(\delta_{Pder}) + \left(\frac{\partial f}{\partial \delta_{Pcam}}\right)^2 * u^2(\delta_{Pcam}) + \left(\frac{\partial f}{\partial \delta_{Mres}}\right)^2 * u^2(\delta_{Mres}) + \left(\frac{\partial f}{\partial \delta_{Mcam}}\right)^2 * u^2(\delta_{Mcam}) + \left(\frac{\partial f}{\partial \delta_{Med}}\right)^2 * u^2(\delta_{Med}) \quad (4)$$

A las expresiones de derivadas parciales de la función se las conocen como "coeficientes de sensibilidad". Realizando las operaciones en la ecuación 2 se tiene que:

$$\left(\frac{\partial f}{\partial \bar{e}}\right)^2 = 1; \left(\frac{\partial f}{\partial \delta_{Pcal}}\right)^2 = 1; \left(\frac{\partial f}{\partial \delta_{Pder}}\right)^2 = 1; \left(\frac{\partial f}{\partial \delta_{Pcam}}\right)^2 = 1; \left(\frac{\partial f}{\partial \delta_{Mres}}\right)^2 = 1; \left(\frac{\partial f}{\partial \delta_{Mcam}}\right)^2 = 1; \left(\frac{\partial f}{\partial \delta_{Med}}\right)^2 = 1$$

La ecuación 4 se puede simplificar de la siguiente manera:

$$u_c^2(E) = u^2(\bar{e}) + u^2(\delta_{Pcal}) + u^2(\delta_{Pder}) + u^2(\delta_{Pcam}) + u^2(\delta_{Mres}) + u^2(\delta_{Mcam}) + u^2(\delta_{Med}) \quad (5)$$

4.3. Contribución de las varianzas

4.3.1. Evaluación de la contribución a la Incertidumbre del Tipo A

Inicialmente se obtendrá el valor de la varianza experimental resultante del tratamiento estadístico de los datos obtenidos durante la calibración (contribución a la incertidumbre del Tipo A). Por las condiciones de la prueba, la toma de datos se realiza en tiempos diferentes unos de los otros. En la mayor parte de los casos, la mejor estimación disponible de la esperanza matemática μ_e de una magnitud "e" que varía al azar (es decir, de una variable aleatoria), de la que se han obtenido "n" observaciones independientes "e_k" en las mismas condiciones de medida, es la media aritmética \bar{e} de las "n" observaciones [2]:

$$\bar{e} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n e_k \quad (6)$$

Los valores de las observaciones individuales "e_k" difieren en razón de las variaciones aleatorias de las magnitudes de influencia o de efectos aleatorios. La varianza experimental de las observaciones, que estima la varianza (para efectos de notación, en el presente procedimiento es representada como S², aunque también puede ser expresada como σ²) de la distribución de probabilidad de "e", viene dada por:

$$S^2(e_k) = \frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (e_j - \bar{e})^2 \quad (7)$$

La mejor estimación de S²(\bar{e}) = S²/n por lo que:

$$S^2(\bar{e}) = \frac{S^2(e_k)}{n} \quad (8)$$

Por lo cual la contribución a la incertidumbre de Tipo A es:

$$u(\bar{e}) = \sqrt{\frac{S^2(e_k)}{n}} = \frac{S(e_k)}{\sqrt{n}} \quad (9)$$

Dónde:

$u(\bar{e})$ es la incertidumbre de Tipo A de la muestra en %.

$S(e_k)$ es la desviación estándar de la muestra en %.

n es la cantidad de datos u observaciones experimentales obtenidas en la calibración.

4.3.2. Evaluación de las contribuciones a la Incertidumbre del Tipo B

Para una estimación de una magnitud no obtenida a partir de observaciones repetidas, la varianza estimada asociada la incertidumbre típica se establece mediante decisión científica basada en toda la información disponible acerca de la variabilidad posible de dicha magnitud. El conjunto de la información puede comprender:

- Resultados de mediciones anteriores.
- Experiencia o conocimientos generales sobre el comportamiento y las propiedades de los materiales e instrumentos utilizados.
- Especificaciones del fabricante.
- Datos suministrados por certificados de calibración u otros tipos de certificados.
- Incertidumbres asignadas a valores de referencia, procedentes de libros y manuales.

Por conveniencia, los valores así evaluados, se denominan incertidumbre Tipo B[2].

4.3.2.1. Incertidumbre de la calibración del medidor patrón

El patrón de referencia tiene un certificado de calibración emitido por un ente competente en el que viene reflejada su incertidumbre de calibración expandida $U(\delta_{Pcal})$, indicando su nivel de confianza y el factor de cobertura "k". Con estos datos se procede a obtener la contribución a la incertidumbre del medidor patrón:

$$u(\delta_{Pcal}) = \frac{U(\delta_{Pcal})}{k} \quad (10)$$

Dónde:

$u(\delta_{Pcal})$ es la incertidumbre de Tipo B de la calibración del medidor patrón en %.

k es el factor de cobertura del certificado de calibración del medidor patrón.

4.3.2.2. Incertidumbre de la deriva del medidor patrón

Depende de los cambios metrológicos que ha sufrido el Medidor Patrón en las diferentes calibraciones, o planes de aseguramiento metrológico pasados, siempre y cuando se mantenga el mismo equipo de referencia, en caso contrario, se debe realizar las correcciones necesarias de los resultados de calibración. Se tendrá un historial del cual se calculará un valor máximo de la deriva del error del patrón entre calibraciones D_{max} , donde D_{max} , estará en porcentaje. Para esta incertidumbre se considera como hipótesis que la misma obedece a una distribución rectangular.

$$u(\delta_{Pder}) = \frac{D_{max}}{\sqrt{3}} \quad (11)$$

4.3.2.3. Incertidumbre del cambio de las condiciones de calibración del medidor patrón

Esta componente, sólo debe ser considerada cuando las calibraciones se realicen bajo condiciones diferentes a los intervalos de temperatura de referencia del equipo patrón, los cuales normalmente están dados en los manuales u hojas de datos. Su influencia en la incertidumbre será del tipo distribución rectangular.

$$u(\delta_{P_{cam}}) = \frac{C_{P_{temp}} \cdot \Delta T}{\sqrt{3}} \quad (12)$$

Dónde:

$C_{P_{temp}}$ es el coeficiente de variación con la temperatura, expresado en porcentaje y en $^{\circ}\text{C}^{-1}$ y debe ser obtenida de los datos del fabricante del medidor patrón.

ΔT es la máxima diferencia de temperatura dentro de la calibración para el equipo patrón.

La incertidumbre obtenida debe estar expresada en porcentaje.

4.3.2.4. Incertidumbre de la resolución del equipo en prueba

Para la estimación, se debe considerar la resolución del equipo con la cual se toman los valores medidos. La resolución se encuentra en el manual de especificaciones del fabricante del equipo y hay que expresarla como tanto por ciento de la lectura. La hipótesis de distribución de esta incertidumbre es rectangular.

$$u(\delta_{M_{res}}) = \frac{\alpha}{\sqrt{3}} \quad (13)$$

Dónde:

α es la resolución del medidor en prueba (%).

En caso de no disponer del valor de α (%) se deberá aplicar la siguiente expresión:

$$\alpha(\%) = \frac{R}{L_M} \times 100$$

Dónde:

R es el valor integrado en Watt – hora por pulso durante el tiempo t.

L_M es la lectura teórica del medidor trifásico, siendo U tensión de fase (V), I corriente de línea (A), $\cos\phi$ factor de potencia y t es el tiempo de integración en segundos.

$$L_M = \frac{\sqrt{3} \times U \times I \times \cos\phi}{3600} \times t$$

4.3.2.5. Incertidumbre del cambio de las condiciones de calibración del medidor analizado

Esta componente, sólo debe ser considerada cuando las calibraciones se realicen bajo condiciones diferentes a los intervalos de temperatura de referencia del equipo en prueba, los cuales normalmente están dados en los manuales u hojas de datos. Su influencia en la incertidumbre será del tipo distribución rectangular.

$$u(\delta_{Pcam}) = \frac{C_{Mtemp} \cdot \Delta T}{\sqrt{3}} \quad (14)$$

Dónde:

C_{Mtemp} es el coeficiente de variación con la temperatura, expresado en porcentaje y en $^{\circ}C^{-1}$ y debe ser obtenida de los datos del fabricante del medidor en prueba.
 ΔT es la máxima diferencia de temperatura dentro de la calibración para el equipo que se encuentra en prueba.

La incertidumbre obtenida debe estar expresada en porcentaje.

4.3.2.6. Otras contribuciones

Pueden existir otras contribuciones a la incertidumbre Tipo B, tales como las referidas a las formas de onda, frecuencia, tipo de reloj del equipo en prueba, etc., considerando la tecnología existente en los medidores modernos, el valor de esta incertidumbre se considera nulo (en el caso de medidores digitales que cuenten con filtros electrónicos, filtros digitales, y con relojes de cristal o que estén sincronizados mediante GPS).

Cuando el medidor en prueba carezca de este tipo de tecnologías, y a criterio de los responsables de la calibración, será necesario considerar esta componente, la incertidumbre estará dada por la siguiente expresión:

$$u(\delta_{med}) = \frac{e_{max} - \bar{e}}{\sqrt{3}} \quad (15)$$

Dónde:

e_{max} es el valor del error máximo de las mediciones del medidor en prueba en porcentaje.
 \bar{e} es el valor del error promedio de las mediciones del medidor en prueba en porcentaje.

4.4. Incertidumbre combinada

Dado que para la estimación de la incertidumbre es necesario considerar las contribuciones de las incertidumbres Tipo A y Tipo B, se deben sustituir todas las componentes de Tipo A y Tipo B de las ecuaciones 9 a 15 en la ecuación 5.

$$u_c^2(\bar{e}) = \frac{S^2(q_k)}{n} + \left(\frac{U(\delta_{Pcal})}{k}\right)^2 + \left(\frac{D_{max}}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{C_{Ptemp} \cdot \Delta T}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{\alpha}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{C_{Mtemp} \cdot \Delta T}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{e_{max} - \bar{e}}{\sqrt{3}}\right)^2 \quad (16)$$

Siendo la incertidumbre combinada:

$$u_c = \sqrt{u_c^2(\bar{e})} \quad (17)$$

4.5. Incertidumbre expandida

Para el presente procedimiento es necesario dar una medida de la incertidumbre que defina, alrededor del resultado de medida, un intervalo en el interior del cual pueda esperarse encontrar gran parte de la distribución de valores que podrían ser razonablemente atribuidos al mensurando (intervalo de confianza).

La nueva expresión de la incertidumbre, que satisface la exigencia de proporcionar un intervalo tal como el que se menciona, se denomina incertidumbre expandida, y se representa como U . La incertidumbre expandida U se obtiene multiplicando la incertidumbre combinada u_c por un factor de cobertura k y cuyo valor será redondeado a dos decimales:

$$U = k * u_c \quad (18)$$

El factor k del presente procedimiento se selecciona de manera tal que se considere un intervalo de confianza del 95.45%. Para obtener el factor k , es necesario considerar los grados efectivos de libertad, los cuales son obtenidos aplicando la fórmula de Welch-Satterthwaite:

$$v_{eff} = \frac{u_c^4}{\sum_i \frac{u_i^4(y)}{v_i}} \quad (19)$$

Dónde:

u_c es la incertidumbre combinada.

$u_i(y)$ corresponde a cada una de las contribuciones a la incertidumbre presentes en la estimación (ecuaciones 9 a 15).

v_i son los grados de libertad, equivalentes a "n-1" (cantidad de observaciones menos uno), el mismo redondeado a un número entero.

Una vez calculado el valor de v_{eff} , se selecciona el factor de cobertura k redondeado a dos decimales, según el siguiente cuadro (la tabla completa puede obtenerse de la referencia [2]):

Tabla 2: Factor de Cobertura k

v_{eff}	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20	45	50	100	∞
K	13.97	4.53	3.31	2.87	2.65	2.52	2.43	2.37	2.32	2.28	2.18	2.13	2.06	2.05	2.025	2.00

La tabla siguiente resume las componentes para la estimación de la incertidumbre:



Tabla 3: Resumen de la Estimación de la Incertidumbre

Magnitud	Esperanza Matemática	Coefficiente de sensibilidad c_i	Contribución a la incertidumbre $u_c(y)$	Unidad	Grados de Libertad
$\delta_{\bar{e}}$	\bar{e}	1	$\frac{S(e_k)}{\sqrt{n}}$	%	$n - 1$
δ_{Pcal}	0	1	$\frac{U(\delta_{Pcal})}{k}$	%	∞
δ_{Pder}	0	1	$\frac{Dmax}{\sqrt{3}}$	%	∞
δ_{Pcam}	0	1	$\frac{C_{Ptemp} * \Delta T}{\sqrt{3}}$	%	∞
δ_{Mres}	0	1	$\frac{a}{\sqrt{3}}$	%	∞
δ_{Mcam}	0	1	$\frac{C_{Mtemp} * \Delta T'}{\sqrt{3}}$	%	∞
δ_{Med}	0	1	$\frac{e_{max} - \bar{e}}{\sqrt{3}}$	%	∞
$E (\%)$			$U(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n u^2(\delta_i)}$	%	v_{eff}

5. CRITERIO DE CONFORMIDAD

La incertidumbre expandida estimada será empleada para expresar los límites de los porcentajes de errores medidos. Para efectos del presente procedimiento se utilizará únicamente el valor máximo de las incertidumbres estimadas según el punto 4 de este procedimiento.

Algunos de los resultados (50%) pueden hallarse por fuera de los límites señalados en la Tabla 1, debido a las incertidumbres de medida y otros parámetros que puedan influir en la misma. Sin embargo, si un solo desplazamiento del eje de abscisas (eje "x"), paralelamente a sí mismo, de un valor inferior a los indicados en la Tabla 4, permite llevar todos los resultados estimados dentro de los límites indicados en la Tabla 1, el medidor debe considerarse como aceptable; sin embargo el agente deberá realizar una calibración en los próximos 12 meses con la finalidad de realizar un seguimiento al mismo.

Tabla 4: Interpretación de los resultados de los ensayos

Criterio	Clase de Medidor	
	0.2	0.5
Desplazamiento permisible de la línea de cero en la abscisa (%).	0.1	0.2

6. EJEMPLO DE APLICACIÓN REFERENCIAL

Se realiza la calibración de un medidor de energía IEC Clase 0.2 y se obtienen las siguientes mediciones:

Tabla 5: Datos para el ejemplo de aplicación

Prueba	Corriente (A)	FP	Error medio	Flujo Energía	Prueba	Corriente (A)	FP	Error medio	Flujo Energía
Carga Alta	5	1	-0.055653	Importacion	Factor de Potencia Inductivo	5	0.5	-0.061607	Exportacion
	5	1	-0.111365			5	0.5	-0.012308	
	5	1	-0.074583			5	0.5	-0.054514	
	5	1	-0.109416			5	0.5	-0.015593	
	5	1	-0.119436			5	0.5	-0.079834	
	5	1	-0.106329	5		0.5	-0.017327		
	5	1	-0.084740	5		0.5	-0.011986		
	5	1	-0.088757	5		0.5	-0.052154		
	5	1	-0.107431	5		0.5	-0.039172		
	5	1	-0.069970	5		0.5	-0.022274		
Carga Baja	0.5	1	-0.132811	Importacion	Factor de Potencia Capacitivo	5	0.8	-0.096667	Exportacion
	0.5	1	-0.127953			5	0.8	-0.106764	
	0.5	1	-0.136459			5	0.8	-0.113094	
	0.5	1	-0.149477			5	0.8	-0.113988	
	0.5	1	-0.155073			5	0.8	-0.108451	
	0.5	1	-0.134468	5		0.8	-0.123394		
	0.5	1	-0.127554	5		0.8	-0.118679		
	0.5	1	-0.131677	5		0.8	-0.146395		
	0.5	1	-0.137061	5		0.8	-0.132561		
	0.5	1	-0.128651	5		0.8	-0.133163		

La temperatura ambiente de operación del patrón y del medidor a calibrar esta entre 20 °C y 30 °C, fuera de esa temperatura y entre 0 °C y 50 °C tiene un coeficiente de temperatura $CM = 0,001 \% / ^\circ C$ como máximo.

Para el caso de este ejemplo se tienen los siguientes datos:

Por el certificado de calibración del patrón se tiene: $Up = 0,0001 \%$ con un nivel de confianza 95,45 %, con $k = 2$ y una desviación máxima de $Cmáx = +0,005 \%$.

La resolución del medidor en prueba es de 0.000001%.

Con los anteriores datos se procede a la estimación de la incertidumbre según la Tabla 3.

Para obtener el factor de cobertura "k", se reemplazan los datos en la ecuación de Welch-Satterthwaite para obtener los grados efectivos de libertad y con ese valor se selecciona el factor de cobertura "k" de la Tabla 2 para cada caso.

Tabla 6: Estimación de la incertidumbre para el ejemplo de aplicación

	Carga Alta (In), energía importada	Carga Alta (In), energía exportada	Carga Inductiva (P.F = 0.5), energía importada	Carga Inductiva (P.F = 0.5), energía exportada	Carga Baja (0.1*In), energía importada	Carga Baja (0.1*In), energía exportada	Carga Capacitiva (P.F = 0.8), energía importada	Carga Capacitiva (P.F = 0.8), energía exportada
Error (%)	-0.055653	-0.106329	-0.061607	-0.017327	-0.132811	-0.134468	-0.096667	-0.123394
	-0.111365	-0.084740	-0.012308	-0.011986	-0.127953	-0.127554	-0.106764	-0.118679
	-0.074583	-0.088757	-0.054514	-0.052154	-0.136459	-0.131677	-0.113094	-0.146395
	-0.109416	-0.107431	-0.015593	-0.039172	-0.149477	-0.137061	-0.113988	-0.132561
	-0.119436	-0.069970	-0.079834	-0.022274	-0.155073	-0.128651	-0.108451	-0.133163
Contribución Tipo A								
Error promedio (%)	-0.094091	-0.091445	-0.044771	-0.028583	-0.140355	-0.131882	-0.107793	-0.130838
Desviación estandar	0.027539	0.015736	0.029635	0.016656	0.011464	0.003960	0.006924	0.010650
Contribución Tipo A prueba	0.012316	0.007037	0.013253	0.007449	0.005127	0.001771	0.003096	0.004763
Contribuciones del Tipo B								
U(δPcal)	0.000100	0.000100	0.000100	0.000100	0.000100	0.000100	0.000100	0.000100
u(δPcal)	0.005000	0.005000	0.005000	0.005000	0.005000	0.005000	0.005000	0.005000
Dmax	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
u(δPder)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Temperatura de prueba °C	24.80	24.80	24.80	24.80	24.80	24.80	24.80	24.80
Δ temp. Medidor patrón	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
C Ptemp (%/°C)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
u(δPcam)	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
u(δMres)	0.000001	0.000001	0.000001	0.000001	0.000001	0.000001	0.000001	0.000001
Temperatura de prueba °C	24.80	24.80	24.80	24.80	24.80	24.80	24.80	24.80
Δ temp. Medidor en prueba	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
C Mtemp (%/°C)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
u(δMcam)	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
u(δmed)	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
uc: Incertidumbre combinada	0.013293	0.008633	0.014165	0.008972	0.007162	0.005305	0.005882	0.006906
veff: Grados libertad	5.00	7.00	5.00	7.00	8.00	5.00	7.00	8.00
k: Factor de cobertura	2.65	2.43	2.65	2.43	2.37	2.65	2.43	2.37
±U(%): Incertidumbre expandida	0.035225	0.020979	0.037538	0.021802	0.016974	0.014059	0.014293	0.016367
MAX ±U(%): Incertidumbre expandida max	0.037538							

Para interpretación de los resultados y aplicación del criterio de conformidad, se grafican los resultados como en la figura siguiente:

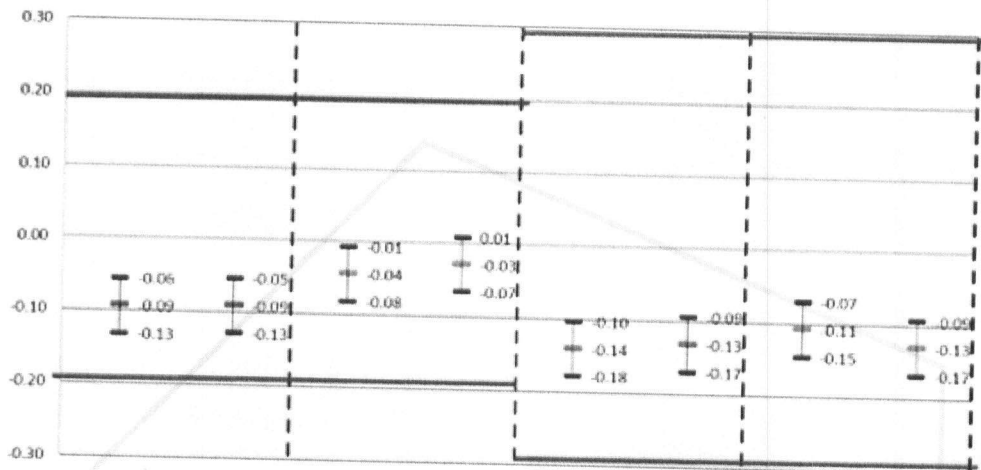


Figura 2

De acuerdo a los criterios expresados en el punto 5, el medidor en prueba cumple la clase de precisión requerida.

7. REFERENCIAS

- [1] B. JCGM, International Vocabulary of Metrology - Basic and General Concepts and Associated Terms, BIPM, 2012.
- [2] J. B. WG1, Guía para la expresión de la incertidumbre de medida (GUM), JCGM 100: 2008.
- [3] I. (E. Internacional), IEC 62053-22: Electricity metering equipment (A.C.), Particular requirements, IEC, 2003.