

Procedimiento 3. Procedimiento Aceptación, uso y supervisión de sistemas de medición comercial (SIMEC)

ACEPTACIÓN, USO Y SUPERVISIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN COMERCIAL

1. GENERALIDADES

1.1 Campo de aplicación.

Este procedimiento aplica a los sistemas de medición comercial que se instalen en todas las plantas generadoras del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en los puntos de retiro o inyección de energía en las subestaciones de transmisión (de manera que permita la identificación de retiros por empresa), en las líneas de interconexión regionales, así como en cualquier otro punto que la regulación nacional o regional establezca. Estos sistemas de medición formarán parte del Sistema de Medición Comercial (SIMEC).

El detalle de la regulación regional y nacional aplicable estará disponible en el sitio web del OS/OM.

Su aplicación es obligatoria para todas las plantas de generación con capacidad igual o mayor a 1 MW y para los agentes del MEN que retiran energía y que se encuentren establecidos en el país o que se lleguen a establecer, de conformidad con las leyes correspondientes.

Para instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento de energía menores a 1 MW lo estipulado en la regulación nacional.

Los agentes del MEN no podrán instalar o hacer uso, para efectos de facturación de un sistema de medición comercial que no cumpla con las condiciones indicadas en el presente procedimiento.

1.2 Propósito.

El presente procedimiento establece las responsabilidades del OS/OM y de los agentes del MEN en adelante agente o agentes, así como las condiciones técnicas que aplican a los sistemas de medición comercial que se instalen en el SEN. Incluye la definición de los puntos de inyección y retiro que deben contar con Sistema de Medición Comercial, así como los requerimientos para la comunicación, instalación, aceptación, administración, operación, mantenimiento, inspección, verificación y suministro de la información de los equipos asociados a cada sistema de medición y la administración de las bases de datos del SIMEC.

Este procedimiento establece:

- a) Las responsabilidades de los Agentes del MEN y del OS/OM.
- b) Las condiciones y requisitos técnicos que deberá cumplir el equipamiento para la actividad de medición de energía en todos los puntos de inyección y retiro del SEN.
- c) Los procesos de supervisión asociados a la actividad de verificación, pruebas e inspecciones.

1.3 Definiciones.

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, MEN:

Son agentes del Mercado Eléctrico Nacional:

- a) Instituto Costarricense de Electricidad: Responsable de la satisfacción de la demanda nacional de electricidad. Participa en Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Responsable de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado y de la Planificación Eléctrica Nacional.
- b) Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.: Participa en generación hasta su propia demanda, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.
- c) Generadores Privados: Participan en generación eléctrica con contrato de compra de energía suscrito con el ICE por disposición de la Ley 7200 capítulos I y II.
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.
- e) Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.
- f) Cooperativas de Electrificación Rural: Participan en generación en los términos que autoriza la Ley 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal. Siendo actualmente la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, RL, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, RL, Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos, RL, Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, RL.
- g) Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L.: Participa en generación de electricidad en conjunto con las Cooperativas asociadas, de conformidad con la Ley 8345.
- h) Usuarios conectados en alta tensión: Abonado en alta tensión, persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en alta tensión.
- i) Y otros legalmente autorizados.

Alta tensión: nivel de tensión igual o superior a 100 kV e igual o menor de 230 kV.

Canal de enlace con el OS/OM: Toda infraestructura de comunicaciones utilizada por el agente para acceder a las redes internas del OS/OM, que debe cumplir con todos los criterios de seguridad física y cibernética establecidos por OS/OM, según las mejores prácticas internacionales.

Centro Nacional de Control de Energía (CENCE): Dependencia del ICE quien realiza las funciones de OS/OM de Costa Rica.

Energía recibida: Es la energía recibida en una zona de balance, durante un periodo de tiempo definido, a través de sus nodos de interconexión.

Energía entregada: Es la energía entregada por una zona de balance, durante un periodo de tiempo definido, a través de sus nodos de interconexión.

Esquema de comunicación: Se refiere a la infraestructura de comunicaciones, que es independiente del equipo de medición y que permite establecer un canal “seguro” para transportar la información requerida desde el agente hacia OS/OM. Se entiende bajo el término “seguro”, que los equipos involucrados tienen la topología de red que sigue las mejores prácticas internacionales para garantizar la integridad de los datos trasegados y cuenta con los esquemas de ciberseguridad establecidos por el OS/OM, según las mejores prácticas internacionales, hasta que la Aresep defina la regulación respectiva al tema de seguridad de la información en materia de consumo y demanda de energía eléctrica.

Firewall: Es un esquema de seguridad cibernética que establece control, derechos de acceso y revisión de las diversas comunicaciones a través de redes de datos.

Intervención: Mantenimientos preventivos, correctivos, modificaciones a la configuración o instalación del sistema, remplazo, desactivación, pruebas, inspección, ajustes, mantenimiento de las bases de datos o sistemas de comunicación.

Medición: conjunto de operaciones que tiene por objeto determinar, con cierto grado de precisión y exactitud, el valor de la magnitud de una variable.

Mercado eléctrico Nacional (MEN): Ámbito regulado en el que se satisface la demanda nacional de electricidad. Participan prestadores del servicio público de electricidad en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, debidamente autorizados por Ley al efecto. Así como los consumidores conectados en alta tensión.

Mercado Eléctrico Regional: actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los Agentes.

Operador de Sistema/ Operador de Mercado (OS/OM): es la entidad responsable del planeamiento operativo, despacho y operación en tiempo real del SEN cumpliendo con los criterios de seguridad operativa y los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en la regulación nacional y regional, incluyendo la operación del mercado como responsable de coordinar los intercambios de energía y servicios auxiliares regionales del MEN y MER. Por ley esta función fue asignada al ICE quien la realiza a través del Centro Nacional de Control de Energía (OS/OM)

Punto de Medición: El punto de medición es el nodo de la red de transmisión o distribución donde se instala el sistema de medición.

Regulación Nacional: es la normativa del MEN, compuesta por las leyes, decretos, normas y reglamentos dictados para el sector eléctrico dictados por el Gobierno de la República, MINAE o Aresep.

Regulación Regional: es la normativa del MER, compuesta por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, los Protocolos al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, los Reglamentos dictados y las Resoluciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).

Sello de seguridad. Sello de garantía: Utensilio de metal o plástico, debidamente identificado y numerado para inhibir el acceso a los instrumentos y equipos de medición y registro de energía, potencia y calidad de la energía.

Sistemas de almacenamiento de energía: conjunto de infraestructura (civil, eléctrica y mecánica) que permiten acumular energía por diferentes tecnologías para su utilización de manera diferida, así como el posterior suministro de esta al SEN.

Sistema de medición: Grupo de equipos (contadores de energía, transformadores de potencial y corriente, cableados, estructuras, cajas de conexión, sistemas de aterrizamiento, borneras, conectores para la toma de datos, tableros, equipos de alimentación) que en conjunto se utilizan para la medición y registro de la energía y potencia que se inyecta o retira del Sistema Eléctrico Nacional.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, sistemas de almacenamiento, la red de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados entre sí y regulados por la normativa emitida por la Autoridad Reguladora.

SIMEC: Sistema de Medición Comercial Nacional, conformado por todos los sistemas y equipos de medición comercial que son utilizados por el OS/OM, para registrar las inyecciones y retiros de energía del SEN y del MER, incluyendo las bases de datos en que el OS/OM guarda la información asociada.

Verificación: Aportación de evidencia objetiva de que un elemento dado satisface los requisitos especificados.

Red Virtual Privada (VPN por sus siglas en inglés): es una conexión lógica que sigue normas de seguridad cibernética y que permite establecer una red lógica punto a punto a través de infraestructura de comunicaciones pública o privada. Dicho canal garantiza la seguridad e integridad de los datos, ya que encripta la información y solo permite a los participantes poder acceder a la misma.

Zona de balance: Se refiere a un sistema eléctrico cuya finalidad es la transmisión y/o distribución de energía. Una zona de balance está delimitada por su frontera, la cual consiste en una lista de nodos que permite la identificación precisa de cada interconexión. Un ejemplo de zona de balance es la red distribución de una empresa distribuidora en su zona de concesión.

Zona desmilitarizada: Es un modelo de acceso a datos a través de zonas de acceso controlado. Permite obtener o disponer de información desde y hacia “reservorios” de datos, con esquemas de acceso controlados a grupos de usuarios restringidos. Permiten además “ocultar” direcciones IP de acceso y soportar ataques sin poner en riesgo la infraestructura.

1.4 Acrónimos y abreviaturas.

ANSI: American National Standard Institute

Aresep: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de Costa Rica

OS/OM: Centro Nacional de Control de Energía, Operador del Sistema y Operador del Mercado (OS/OM) de Costa Rica.

EOR: Ente Operador Regional

IEC: International Electrotechnical Commission

MEN: Mercado Eléctrico Nacional

MER: Mercado Eléctrico Regional

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SER: Sistema Eléctrico Regional

SIMEC: Sistema de Medición Comercial Nacional.

TC: Transformador de Corriente

TDD: Total Demand Distortion (Distorsión basada en el Demanda)

THD: Total Harmonic Distortion (Distorsión Armónica Total)

TP: Transformador de Potencial

2. SISTEMAS DE MEDICION COMERCIAL

2.1 Características y condiciones generales de los equipos de medición.

Los sistemas de medición comercial se instalarán en todas las plantas generadoras del SEN, en los puntos de retiro o inyección de energía en las subestaciones de transmisión de manera, que permita la identificación de retiros por empresa y por circuito, en las líneas de interconexión regionales, así como en cualquier otro punto que el OS/OM establezca. Estos sistemas de medición formarán parte del SIMEC.

Los agentes que inyectan o retiran energía del SEN proveerán, instalarán y darán mantenimiento por su cuenta a los medidores, a los transformadores de potencial (TP) y transformadores de Corriente (TC), y demás dispositivos necesarios para la medición de energía, de acuerdo con lo indicado en la regulación nacional emitida por la Aresep "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica" (AR-NT-SUMEL) vigente.

Los sistemas de medición comercial que pertenecen a SIMEC deberán cumplir con lo establecido por el OS/OM y la Aresep. Los sistemas de medición comercial de SIMEC deben contar al menos con los siguientes elementos:

- a) Un medidor de energía principal
- b) Un medidor de energía de respaldo
- c) Transformadores de corriente y potencial
- d) Sistema de comunicación
- e) Sistema de sincronización
- f) Servidores para almacenamiento de los datos de medición del SIMEC.

Los equipos de los puntos a), b) y c) deben ser adquiridos, instalados y mantenidos por el agente propietario de los mismos; además deberá obtener la aprobación del OS/OM para la puesta en operación de estos, según lo establecido en la Norma Técnica "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica" (AR-

NT-SUMEL) vigente. En el caso de las subestaciones dedicadas a la distribución de energía eléctrica de una misma empresa, se exceptúa del requerimiento del inciso b), y en este caso, si existiese pérdida de datos de muestreo, dicha energía se contabilizará mediante diferencia entre los medidores de barra. Si el problema de pérdida de datos se repitiera más de una vez en un año, se deberá realizar la inversión asociada a lo señalado en el inciso b) de este mismo numeral.

En el caso de circuitos de distribución que cuentan con un medidor propiedad del ICE y un medidor de verificación instalado por la empresa distribuidora, este último se podrá utilizar como medidor de respaldo para efectos de cumplir con este procedimiento.

Con respecto al inciso d), los agentes deberán garantizar el cumplimiento de los requisitos para establecer el canal de enlace con el OS/OM. Las conexiones de este canal podrán realizarse por medio de infraestructura de redes de datos públicas o privadas, cumpliendo con los requerimientos establecidos por el OS/OM.

Para los casos en que se utilice una red de datos pública o privada, debe utilizarse una conexión de Red Virtual Privada y contar con Firewall adecuados con el fin de proteger el acceso a los datos. Además, los agentes deben aportar la certificación de integridad y seguridad de los datos, que son accedidos a través de estos medios. El OS/OM puede aceptar otros esquemas de conexión, por ejemplo, servicios WEB (máquina-máquina) siempre que la implementación garantice la comunicación y la seguridad. Estos servicios deben ser compatibles con los esquemas de acceso que se implementan en los procesos de captura de datos provenientes de los agentes. En estos casos se realizarán las pruebas de calidad y aceptación para verificar el cumplimiento.

El agente del MEN es el responsable del diseño, definición, implementación de los componentes y el mantenimiento preventivo y correctivo de su sistema de comunicaciones, que dependerá de la topología de conectividad seleccionada por el agente para la comunicación con el OS/OM.

Con respecto al inciso e), la sincronización de tiempo la hará de forma centralizada el OS/OM. Para tal fin, se define el protocolo NTP (Network Time Protocol - Protocolo de Hora en Red), como el protocolo jerárquico de sincronización entre servidores de tiempo y clientes, para la red de medición, el cual se tomará de referencia por parte de los medidores como base para las etiquetas de tiempo de los telegramas de medición. Tanto los relojes de referencia primarios como los servidores de estratos superiores serán responsabilidad del OS/OM.

Con respecto al inciso f) los servidores para los datos del SIMEC serán adquiridos por el OS/OM y de su propiedad. Todos los medidores, los servidores y las bases de datos asociados al SIMEC serán administrados por el OS/OM. La administración de los sistemas de medición incluye la configuración de cada medidor, así como la asignación de permisos de acceso a cada agente para la verificación y lectura de sus datos. El OS/OM supervisa e informa al EOR y a la Aresep del cumplimiento de los requisitos establecidos en este procedimiento.

El SIMEC tiene como objetivo garantizar el trasiego íntegro de los datos hacia el OS/OM. Cualquier alteración de la medición detectada por el OS/OM será reportada a la Aresep para la aplicación de las sanciones que correspondan.

2.2 Requisitos técnicos para la instalación de sistemas de medición comercial

Los equipos de un sistema de medición comercial que formen parte del SIMEC deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos por OS/OM. Estos requisitos estarán disponibles para los agentes en la página WEB del OS/OM. Estos requisitos y sus actualizaciones serán sometidos a consulta entre los interesados y comunicados oportunamente a la Aresep para su aprobación.

Para la instalación de estos equipos en obras de transmisión y distribución, el agente del MEN debe cumplir con los requisitos de instalación y ubicación definidos por la empresa de transmisión o distribución correspondiente de acuerdo con la Norma Técnica "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica" (AR-NT-SUMEL) vigente.

2.3 Especificaciones técnicas del medidor principal y de respaldo

El medidor de energía de respaldo funcionará en paralelo con el medidor principal. No podrán instalarse, para efectos de facturación ni de control de esta, ni para el registro de la calidad, ningún equipo de medición que no cumpla con la Norma Técnica "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica" (AR-NT-SUMEL) vigente. Ambos medidores deben contar con al menos las siguientes características, según lo establecido en la norma técnica AR-NT-SUMEL vigente:

- a) Cada medidor será del tipo multifunción de estado sólido, trifásico, tetrafilar, de medición avanzada en cuatro cuadrantes, dotado de un módulo de memoria masiva no volátil de acuerdo a la norma ANSI C12.20 vigente para medidores Clase 0.2 o IEC 62053-22 vigente clase 0.2S, para operar con transformadores de corriente de 1 o 5 Amperes de acuerdo al requerimiento específico y con transformadores de potencial con salidas secundarias a 57.7 V, 115 V o 120 V, 60 Hz, de acuerdo con la norma ANSI C57.13 vigente.
- b) Los medidores deben registrar como mínimo las siguientes variables en forma bidireccional:
 1. energía activa, reactiva y aparente, con su respectiva nomenclatura.
 2. potencias, demandas y máximas demandas activas, reactivas y aparentes por fase y totales con su correspondiente nomenclatura específica para cada parámetro.
 3. tensiones líneas a neutro y por fase
 4. corrientes por fase
 5. factor de potencia por fase y total
 6. desbalances de tensión y corriente.
 7. modo de carga o descarga (para sistemas de almacenamiento de energía)

- c) Los medidores integrarán los parámetros de energía medidos. El período de integración y de grabación en memoria será programable, desde un mínimo de un minuto hasta una hora, en intervalos que contemplen todos los submúltiplos de sesenta minutos, permitiendo asignar diferentes intervalos de tiempo a diferentes archivos de grabación.
- d) El procedimiento normal de lectura será remoto mediante un módulo Ethernet 10/100MB. Debe ser posible realizar la extracción local de datos. Adicionalmente debe contar con al menos un puerto RS485 y un puerto de interrogación local y de calibración si no es posible realizar estas funciones desde el puerto Ethernet.
- e) Contar con capacidad de almacenamiento de la información en memoria masiva de al menos 1 MB que permita como mínimo treinta y cinco días naturales para al menos 10 parámetros en intervalos de 15 minutos y grabaciones de eventos de calidad de la energía.
- f) El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la permanencia y la inalterabilidad de estos y el mantenimiento de la fecha y hora del medidor ante fallas de alimentación del equipo o externas, para lo cual deberán contar con batería de respaldo de siete días naturales de duración como mínimo. Deberá indicarse el tipo de batería de respaldo para la aprobación del OS/OM.
- g) Los medidores instalados dentro de una subestación deben registrar al menos los siguientes parámetros de calidad de la energía:
 - 1. Variación de la tensión de servicio
 - 2. Huecos y picos
 - 3. Flicker o parpadeos
 - 4. THD por fase de voltaje y amperaje hasta un mínimo de la 40^{va} armónica
 - 5. TDD
 - 6. Desbalances porcentuales
- h) Los medidores deben permitir la asignación de límites de control a cada uno de los eventos anteriores, admitiendo el registro de los mismos en períodos de 7 días naturales consecutivos en intervalos de 10 minutos, brindando un Reporte de Eventos (no editable ni sujeto a modificación) con resultados asociados al cumplimiento o no del 95% de los intervalos registrados en el período, indicando los parámetros registrados fuera de límite con indicación del valor o valores registrados, día y hora de ocurrencia así como el tiempo de duración del evento correspondiente. Debe indicar los eventos aplicables en la curva ITI (CBEMA).

2.4 Especificaciones técnicas de los transformadores de instrumentación

Los sistemas de medición comercial deben contar con transformadores de corriente y transformadores de potencial que cumplan con al menos las siguientes características:

- a) Transformadores de corriente y potencial en las tres fases, ambos en configuración de 3 elementos, estrella de 4 hilos. Los cuales pueden ser equipos independientes o

unidades combinadas de transformadores de corriente y potencial.

- b) Los transformadores de corriente deben ser multi-relación con 2 devanados de medición en el mismo núcleo y con la misma precisión, uno para el medidor principal y el otro para el medidor de respaldo, o bien un devanado para los dos medidores.
- c) Deben cumplir con un porcentaje de error máximo de 0.3 o menor en todo el rango, para la carga nominal conectada en los secundarios, de acuerdo con la norma ANSI o IEC vigente., en concordancia con lo establecido en el artículo 19 de la norma técnica AR-NT-SUMEL.
- d) La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente y potencial debe estar comprendida dentro de los límites inferior y superior de la exactitud correspondiente, de acuerdo con lo estipulado en las normas ANSI o IEC vigentes.
- e) El valor nominal del circuito primario del transformador de corriente debe ser el que más se aproxime a la corriente nominal a medir, siendo el valor primario del transformador mayor a la corriente nominal.
- f) En el caso de los transformadores de corriente con multi-relación, se debe escoger la de mayor relación para lograr la mejor precisión según ANSI/IEEE C57.13.2008, cumpliendo a su vez lo establecido en el numeral e) anterior.
- g) El sistema de medición debe contar con los elementos necesarios de protección que permitan separar y/o intercalar dispositivos de medida en forma individual con la instalación en servicio, para verificación en el lugar y/o reemplazo sin afectar los elementos restantes.

2.5 Seguridad física de los sistemas de medición comercial

Los equipos de medición comercial deben estar protegidos contra el acceso de personas no autorizadas. Para esto la instalación deberá contar con al menos las siguientes características:

- a) Se debe colocar un dispositivo apropiado para evitar el acceso a las conexiones del medidor y a los bornes de conexión, tales como acrílicos sobre las borneras.
- b) Las cajas intermedias deben ser exclusivas para el sistema de medición y tener sello de seguridad, el cual será colocado por el OS/OM, por Aresep o por un tercero debidamente autorizado por el OS/OM, y dichos sellos deberán llevar un control de colocación y retiro, según lo establezca la Autoridad Reguladora en forma y plazo.
- c) Las cajas de conexiones de los transformadores de instrumentación deben tener sello de seguridad, el cual será colocado por el OS/OM, o por un tercero debidamente autorizado por el OS/OM, y dichos sellos deberán llevar un control de colocación y retiro, según lo establezca la Autoridad Reguladora en forma y plazo.

Los SIMEC que requieran ser intervenidos por el agente deberán contar con la aprobación y presencia por parte del OS/OM para asegurar su integridad.

En caso de que sea necesario quitar un sello de seguridad de una caja de conexiones de un transformador de instrumentación, el agente deberá coordinar previamente con OS/OM.

2.6 Acceso a los medidores, equipos y a los datos de SIMEC

La intervención física a alguno de los medidores, transformadores de corriente, transformadores de potencial, cajas de conexión o las modificaciones al cableado eléctrico o de datos, sólo se podrá realizar en conjunto por personal técnico del OS/OM y personal técnico responsable del punto de inyección o retiro. El OS/OM podrá autorizar al agente una conexión remota, estableciendo las condiciones de seguridad para la conexión del agente al medidor. El OS/OM administrará la base de datos de SIMEC. Tanto la Aresep como el EOR tendrán acceso a los datos de la base de datos de SIMEC.

2.7 Verificaciones y pruebas a sistemas de medición SIMEC

Los sistemas de medición SIMEC deben ser sometidos a inspecciones, verificaciones y pruebas de acuerdo con lo indicado en la Norma Técnica de Aresep Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica AR-NT-SUMEL vigente y regulación regional vigente en los siguientes casos:

1. Aceptación de un sistema de medición comercial nuevo de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.8.
2. Sustitución de algún elemento de un sistema de medición en operación de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.8.
3. Inspecciones, verificaciones y pruebas o auditorias especiales de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.9.

Para la verificación de los sistemas de medición SIMEC, el OS/OM debe cumplir con lo estipulado en el RMER y sus reformas, la Ley 8279 Ley Nacional para la Calidad y en la Norma Técnica AR-NT-SUMEL vigente.

Además, el OS/OM debe estar acreditado bajo la norma INTE/ISO 17020 en los alcances requeridos para dichas actividades de inspección.

2.8 Aceptación y registro de un sistema de medición comercial nuevo o modificación a uno existente

Para la aceptación de un nuevo sistema de medición o la modificación a uno existente, el agente debe cumplir con lo establecido en este procedimiento y presentar al OS/OM con al menos 30 días naturales de anticipación a la fecha estimada de puesta en operación, la siguiente documentación:

- a) Cálculo de carga en VA para los TP y TC de cada sistema de medición
- b) Planos eléctricos actualizados correspondientes al sistema de medición.
- c) Guía de Inscripción de Equipos de Medición del EOR completo y documentación de respaldo según aplique. Disponible en página WEB del OS/OM.
- d) Certificados de calibración de los medidores emitidos por el fabricante o por un laboratorio acreditado en el alcance necesario, así como informes de ensayo o certificados de producto de los TC, TP emitidos por un organismo acreditado en el alcance necesario para sistemas o equipos nuevos según la legislación vigente.

El OS/OM, evaluará el cumplimiento de la regulación nacional y regional para SIMEC mediante una inspección al sistema de medición en campo y una verificación metrológica del estado de los equipos que lo conforman. El OS/OM tendrá como máximo 22 días naturales para realizar la verificación en campo, luego de la entrega a conformidad, por parte del agente, de la documentación establecida en este procedimiento. El plazo para la aceptación del sistema dependerá del cumplimiento de este procedimiento por parte del agente.

Una vez aprobado un sistema de medición, el OS/OM informará al agente, así como a la Aresep y al EOR de su aceptación.

El OS/OM registrará en la base de datos de SIMEC, aquellos equipos de medición que cumplan con los requisitos establecidos en este procedimiento.

La verificación en campo de un sistema de medición incluye al menos:

1. Verificación de medidores de energía

Se debe efectuar de acuerdo con el procedimiento de verificación de medidores del OS/OM el cual está basado en la norma ANSI C12.20 vigente que estará disponible en la página web del OS/OM. El alcance de esta verificación es el siguiente:

- a) Efecto de variación de voltaje
- b) Efecto de variación el factor de potencia
- c) Rendimiento de carga

2. Verificación a TP y TC

Se debe efectuar de acuerdo con el procedimiento de verificación de transformadores de instrumento del OS/OM el cual está basado en las normas ANSI C57.13 e IEC 61869 vigente o aquellas que las sustituyan, el cual estará disponible en la página web del OS/OM. El alcance de esta verificación es el siguiente:

- a) Relación de transformación
- b) Error de fase y magnitud
- c) Carga del circuito secundario (burden)

2.9 Inspección a los sistemas de medición comercial en operación

El OS/OM realizará inspecciones a los SIMEC y una verificación a los contadores de energía y a los transformadores de instrumento de acuerdo con este procedimiento, para evaluar el grado de cumplimiento con la regulación nacional y regional de SIMEC. También el dueño de un sistema de medición podrá solicitar a OS/OM una inspección a los SIMEC y una verificación a los contadores de energía y a los transformadores de instrumento de acuerdo con este procedimiento. El OS/OM, según su disponibilidad de recursos atiende esta solicitud y los costos correrán por cuenta del agente.

El OS/OM deberá realizar el desglose de los costos de cada actividad que se realiza en una inspección, re-inspección y una verificación, incluyendo los costos de traslados, los cuales estarán disponibles en su página web.

El OS/OM debe estar acreditado bajo la norma INTE/ISO 17020 en los alcances requeridos para dichas actividades de inspección.

Las inspecciones a los SIMEC que pertenecen a la RTR se realizarán según lo establecido en la regulación regional. Las inspecciones a los SIMEC que no pertenecen a la RTR se efectuarán mediante un muestreo cada 24 meses o con una frecuencia mayor de considerarse necesario.

Cuando el EOR, la Autoridad Reguladora o el OS/OM consideren necesario, podrán efectuar pruebas o auditorías especiales a cualquier elemento de un sistema de medición.

2.10 Criterio de aprobación o rechazo para sistemas de medición comercial

El OS/OM, basado en la inspección y verificación a los sistemas de medición según lo establecido en el presente procedimiento define la condición del sistema de medición comercial, según los siguientes criterios:

- **Conforme:** Un sistema de medición comercial es conforme cuando no se haya detectado algún incumplimiento con la regulación nacional y/o regional que lesione el estado operativo del sistema de medición comercial.
- **Inconformidad Menor:** Se considera una inconformidad menor cuando se detecta un incumplimiento con la regulación nacional y/o regional que afecta algún elemento del sistema de medición comercial y/o la seguridad de cualquiera de esos elementos, pero no compromete la confiabilidad del dato. El plazo para resolver una inconformidad menor será establecido por el OS/OM de acuerdo con las acciones que deba realizar el agente. Al finalizar el plazo otorgado para la resolución del problema, si el mismo no ha sido resuelto a conformidad, el OS/OM emitirá un reporte de inconformidad Mayor y el sistema de medición será rechazado, no pudiendo ser utilizado como medio oficial de medición.
- **Inconformidad Mayor:** Se considera una inconformidad mayor cuando se detecte un incumplimiento con la regulación nacional y/o regional que compromete la confiabilidad del dato. El sistema de medición comercial no podrá ser aceptado hasta el levantamiento de la inconformidad mayor. Si la inconformidad mayor corresponde a un sistema de medición comercial en operación, el OS/OM procede a deshabilitar dicho sistema hasta que su dueño resuelva la inconformidad mayor.

Estos criterios estarán disponibles para los agentes en la página WEB del CENCE. Además, un agente transmisor, o bien el dueño de un sistema de medición, podrá solicitar al OS/OM una inspección de los sistemas de medición SIMEC.

2.11 Costo de las re-inspecciones realizadas por el OS/OM para verificación del cumplimiento de los requisitos de medición comercial.

De conformidad con la regulación nacional y regional, los costos asociados a las re-inspecciones que realice el OS/OM en su rol de OS/OM para la verificación de cumplimiento de los requisitos de medición comercial correrán por cuenta del interesado, siguiendo lo establecido en el apartado 2.10.

2.12 Intervención de un agente a sus sistemas de medición comercial

Cuando algún agente requiera realizar una intervención o verificación a un sistema de medición de su propiedad que forma parte del SIMEC deben cumplirse las siguientes condiciones:

- a) El agente debe informar al OS/OM de todos los detalles de la intervención y coordinar la fecha en que iniciará y finalizará la intervención, utilizando los medios establecidos por el OS/OM para este fin.
- b) El OS/OM en un plazo de 5 días hábiles responde a la solicitud. Una vez autorizada la intervención, el agente debe coordinar con el OS/OM para preparar el sistema de manera que se garantice la transferencia continua de datos de medición hacia los centros de recolección del OS/OM o que estarán disponibles como máximo 24 horas después del cierre de cada día.
- c) Al finalizar la intervención, el personal del OS/OM debe verificar el correcto funcionamiento del sistema de medición.
- d) El dueño del sistema corre con todos los gastos asociados a esta intervención.

2.13 Salida de servicio o mal funcionamiento de un sistema de medición comercial

Cuando un agente detecte que un sistema de medición ha salido de servicio o presenta mal funcionamiento, debe informar de inmediato al OS/OM y coordinar una intervención al mismo para resolver el problema según lo establecido en el presente reglamento. El agente debe realizar el mantenimiento correctivo en un plazo no mayor a 5 días naturales y una vez finalizado debe solicitar al OS/OM una inspección al sistema de medición para su aceptación, quien contará con 5 días naturales para ejecutar la inspección y comunicar si procede la aceptación.

2.14 Reposición de datos faltantes

Cuando ocurra una salida de servicio no prevista, defecto o mal funcionamiento de un sistema de medición, el OS/OM tomará o estimará los datos de medición faltantes, mientras persista la falla y se realice el mantenimiento respectivo, utilizando la siguiente información en orden de prioridad:

- a) La obtenida en forma remota por el OS/OM del medidor de respaldo del agente.
- b) La enviada al OS/OM con los datos tomados directamente del medidor principal y/o de respaldo por el agente en el formato establecido por el OS/OM

para este fin, en un plazo no mayor a 24 horas.

- c) La obtenida directamente por el OS/OM de su sistema de supervisión y control.

- d) El balance de carga considerando las características técnicas de la red de transmisión y la lectura de medidores en otros nodos del SEN.
- e) El cálculo de la inyección o entrega de energía o del consumo promedio de las últimas 72 horas previas a la falla, aplicable a todo el periodo de indisponibilidad del sistema de medición.

3. INCUMPLIMIENTOS

En caso de presentarse incumplimientos de los agentes con lo establecido en este procedimiento, el OS/OM debe informar a la Aresep para que esta entidad tome las medidas que corresponda de acuerdo con las leyes y reglamentación vigentes.

TRANSITORIOS

Transitorio 1

A los contratos vigentes previo a la aprobación y publicación de este procedimiento, les aplica lo establecido en dicho contrato hasta su vencimiento, el cual no podrá prorrogado sin considerar el cumplimiento de lo establecido en este procedimiento; previo a una posible renovación de contrato el agente debe cumplir con lo que este procedimiento establece.

Transitorio 2

A partir de la aprobación y publicación del presente procedimiento, en caso de sustituciones por daño o por modernizaciones de instalaciones, los equipos de medición nuevos deberán cumplir con todo lo establecido en este procedimiento y lo dispuesto en la regulación nacional y regional vigente.

Transitorio 3

A partir de la aprobación y publicación del presente procedimiento, el OS/OM en un plazo de 2 años deberá desarrollar la infraestructura que soporte la conexión de la información de medición comercial a través de redes de datos públicas o privadas u otros esquemas de conexión como servicios web o similares.

Transitorio 4

A partir de la aprobación y publicación del presente procedimiento, el OS/OM en un plazo máximo de 9 meses deberá desarrollar las aplicaciones, formatos y herramientas de registro en línea para poner a disposición en el sitio web.

Transitorio 5

En el caso de circuitos de distribución que cuentan con un medidor propiedad del ICE y un medidor de verificación instalado por la empresa distribuidora, este último se podrá utilizar como medidor principal y respaldo respectivamente para efectos de cumplir con este procedimiento.

Recuperado de: https://www.imprentanacional.go.cr/pub/2023/11/14/ALCA224_14_11_2023.pdf