

DOCUMENTO TÉCNICO

“SISTEMAS DE MEDIDAS DE ENERGÍA”

Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias
Económicas”



Noviembre 2021

Contenido

OBJETIVO Y ALCANCE	4
GLOSARIO.....	4
TITULO I. UBICACIÓN DE ESQUEMAS DE MEDIDAS	5
1. MEDIDAS DE CENTRALES GENERADORAS.....	5
a) Centrales PMGD:.....	5
b) Centrales Hidroeléctricas:.....	5
c) Centrales Térmicas:.....	5
d) Centrales Parques de Motores Térmicos:.....	5
e) Centrales Parques Fotovoltaicos y Eólicos:.....	5
f) Sistemas de Almacenamiento de Energía:.....	5
2. MEDIDAS DE FLUJOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	6
3. MEDIDAS DE RETIRO DEL SISTEMA.....	6
a) Clientes libres en transmisión.....	6
b) Clientes libres en distribución.....	6
c) Clientes regulados.....	6
d) Servicios auxiliares.....	6
TITULO II. CONFIGURACION EQUIPO DE MEDIDA.....	7
1. RAZONES DE TRANSFORMACIÓN.....	7
2. SINCRONIZACIÓN HORARIA.....	7
3. PERFIL DE CARGA.....	8
4. DEFINICIÓN DE FLUJOS DE ENERGÍA.....	8
5. ALMACENAMIENTO DE INTERVALOS.....	9
6. EVENTOS EN EL EQUIPO DE MEDIDA.....	9
7. CLAVE DE SEGURIDAD DEL EQUIPO DE MEDIDA.....	9
TITULO III. ENTREGA DE INFORMACIÓN TÉCNICA	10
TITULO IV. ESQUEMA DE COMUNICACIÓN DE LA PRMTE.....	12
1. ARQUITECTURA DE REDES PARA SISTEMAS DE MEDIDAS DEL COORDINADOR.....	12
2. REQUERIMIENTO PARA EL REPORTE DE INFORMACIÓN.....	13
3. ASIGNACIÓN DE DIRECCIONES IP.....	13
4. EQUIPOS DE RED ASOCIADOS A UN ENLACE TCP/IP.....	13
5. INSTALACIONES DATA CENTER.....	15
6. PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO.....	15
a) Prueba de enlace entre EC y Coordinador.....	15
b) Prueba inicial.....	15
c) Costos involucrados.....	15
TITULO V. FACTOR DE DISPONIBILIDAD Y CALIDAD DEL DATO	16
1. FALLA DEL EQUIPO DE MEDIDA.....	16
2. FALLA DE COMUNICACIÓN.....	16
3. FACTOR DE DISPONIBILIDAD.....	16
4. VALIDACIÓN DE LA CALIDAD DE LOS DATOS REGISTRADOS EN EL EM.....	17
5. RECOLECTOR DE MEDIDAS.....	18
6. SITIO WEB Y REGISTRO DESDE PLATAFORMA DE MEDIDAS PRMTE.....	19
7. INTERVENCIONES DE EME.....	19

TITULO VI. INSTALACIÓN Y MARCAJE DE ALAMBRADO DEL ESQUEMA DE MEDIDA	20
TITULO VII. VERIFICACIONES Y AUDITORÍAS TÉCNICAS DE MEDICIÓN (ATM).....	22
1. VERIFICACIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA.	23
a) <i>Acciones previas a la verificación</i>	24
b) <i>Acciones posteriores a la verificación (normalización)</i>	25
c) <i>Informe de verificación equipo de medida</i>	25
2. AUDITORÍA TRANSFORMADORES DE MEDIDA (TTCC, TTPP y ECM).....	26
3. AUDITORIA Y VERIFICACIÓN DEL ALAMBRADO SECUNDARIO	27
4. INFORMACIÓN TÉCNICA REQUERIDA PREVIA A LA AUDITORIA.....	27
5. OTROS ENSAYOS DENTRO DEL ÁMBITO DE LAS AUDITORÍAS TÉCNICAS DE MEDIDAS.	28
6. RESPONSABILIDADES FRENTE A LAS VERIFICACIONES Y AUDITORÍAS TÉCNICAS DE MEDIDAS.....	28
TITULO VIII. ANEXOS.....	30
1. ACTA N°1: CUMPLIMIENTO DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS EQUIPO DE MEDIDA	30
2. ACTA N°2: CUMPLIMIENTO DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS TRANSFORMADORES DE MEDIDAS.	31
3. ACTA N°3: REVISIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA	32
4. ACTA N°4: INTERVENCIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA.....	33
5. ACTA N°5: ANÁLISIS FASORIAL DE EQUIPO DE MEDIDA	34
6. ESPECIFICACIONES INFORMACIÓN TÉCNICA.....	35

OBJETIVO Y ALCANCE

El Coordinador desarrolla el presente Documento Técnico “Sistemas de Medidas de Energía”, de acuerdo con lo establecido en el Título VII del Anexo Técnico Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas (ATSMTE).

El objetivo del presente documento es establecer el detalle técnico de configuraciones, procedimientos, protocolos y requerimientos mínimos que deben cumplir los Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas a que se refiere el Título 4-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

GLOSARIO

Sin perjuicio de las definiciones y abreviaturas establecidas en Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y Anexo Técnico Sistema de Medidas para Transferencias Económicas. Para efectos de este Documento Técnico se establecen las siguientes definiciones y abreviaturas:

- a) **Coordinador:** Coordinador Eléctrico Nacional.
- b) **EC:** Empresa Coordinada.
- c) **OA:** Organismo Autorizado por la SEC.
- d) **NTSyCS:** Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- e) **NTCO PMGD:** Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión.
- f) **NTD:** Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
- g) **NTTP:** Norma Técnica de Transferencias de Potencia.
- h) **ATSMTE:** Anexo Técnico Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas.
- i) **ATICSyCP:** Anexo Técnico Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto.
- j) **EM:** Equipo de Medida.
- k) **EME:** Esquema de Medida de Energía.
- l) **PRMTE:** Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas.

TITULO I. UBICACIÓN DE ESQUEMAS DE MEDIDAS

De acuerdo a lo señalado en: los artículos 4-33, 5-17, 5-18 y 5-54 de la NTSyCS; artículo 15 del ATSMTE; artículo 5 del ATICSyCP; artículo 1-5, numerales 6 y 15, de la NTTP; artículo 4-13 de la NTCO PMGD; y artículos 6-6 y 6-7 de la NTD, el Coordinador indica los criterios mínimos de ubicación de los EME:

1. Medidas de centrales generadoras.

Para el registro de la energía inyectada al Sistema Eléctrico se deberá contar con EME según:

- a) *Centrales PMGD:*
Se requiere EME en su punto de conexión al sistema de distribución según corresponda.
- b) *Centrales Hidroeléctricas:*
Se requiere EME en el lado de alta tensión del transformador elevador y en bornes de cada unidad generadora, antes del punto de retiro de los consumos propios.
- c) *Centrales Térmicas:*
Se requiere EME en el lado de alta tensión del transformador elevador y en bornes de cada unidad, antes del punto de retiro de los consumos propios.
- d) *Centrales Parques de Motores Térmicos:*
Se requiere EME en el lado de alta tensión del transformador elevador y en los retiros de consumos propios y/o servicios auxiliares.
- e) *Centrales Parques Fotovoltaicos y Eólicos:*
Se requiere EME en el lado de alta tensión del transformador elevador.
- f) *Sistemas de Almacenamiento de Energía:*
Se requiere EME que permita individualizar las inyecciones y retiros de su punto de conexión.

2. Medidas de flujos del sistema de transmisión.

En líneas de transmisión (nacional, zonal y dedicada) se debe contar con EME en ambos extremos de líneas de transmisión.

En transformadores de poder se debe contar con EME en todos los devanados que presenten flujos de energía.

En el caso de equipos de compensación de reactivos conectados en paralelo al sistema de transmisión, se debe contar con EME en el punto de conexión al sistema de transmisión.

3. Medidas de retiro del sistema.

a) *Clientes libres en transmisión*

Para el registro de la energía retirada del Sistema Eléctrico, se deberá contar con un EME en el punto de conexión y en el punto frontera con instalaciones de transmisión de terceros.

b) *Clientes libres en distribución*

Para el caso de clientes libres que se conecten a un sistema de distribución, la empresa distribuidora debe disponer el acceso al EME de los retiros efectuados por el cliente en su punto de conexión al sistema de distribución.

c) *Clientes regulados*

Para el caso de retiros regulados se debe contar con EME en el secundario del transformador(es) de la subestación primaria de distribución. Si en el secundario del transformador se conectan alimentadores de más de una empresa, se deberán considerar los EME necesarios para individualizar las medidas de cada empresa.

d) *Servicios auxiliares*

Se deberá contar con los EME necesarios para registrar los consumos destinados a servicios auxiliares abastecidos directamente del sistema de transmisión.

TITULO II. CONFIGURACION EQUIPO DE MEDIDA

La configuración mínima requerida en los EM es:

1. Razones de transformación

- Valor de tensión fase-fase primaria.
- Valor de tensión fase-fase secundaria.
- Valor de corriente fase-neutro primaria.
- Valor de corriente fase-neutro secundaria

Todos los valores antes indicados deben estar de acuerdo a lo indicado en la placa de los respectivos transformadores de medida.

2. Sincronización horaria

- Reloj interno del EM debe quedar configurado en base a las referencias indicadas en la NTSyCS, para los PMGD la respectiva norma NTCO y para los clientes libres de distribución la NTD o futuras normativas que sean emitidas por la CNE.
- El medio de sincronización que ocupe el EM (GPS u otro), debe cumplir con la referencia horaria indicada en las normas respectivas (NTSyCS, NTCO o NTD).
- Tal como indica el artículo 4-30 de la NTSyCS, en caso de desfases mayores a 1 minuto, el Coordinador podrá supervisar y solicitar el respectivo ajuste a la EC, lo que debe ser regularizado en un periodo no mayor a los 3 días desde la fecha que fue notificado este desfase. Para el caso de los clientes libres y PMGD de baja potencia, de acuerdo con el límite establecido en NTD y NTCO, el desfase no podrá superar los 3 minutos.
- En caso de que se requiera intervenir el registro horario del EM a solicitud de la EC, se deberá ingresar una solicitud de intervención mediante la plataforma NeoMante o sistema de órdenes de trabajo que lo reemplace, con al menos 2 días hábiles de anticipación, para que sea aprobado por el Coordinador.

3. Perfil de carga

- El almacenamiento del EM debe tener como mínimo 40 días para todas las variables requeridas.
- La configuración de canales debe realizarse en el perfil de carga principal de los EM y debe tener el siguiente orden:

Nº canal	Nombre variable	Unidad variable
1	Energía activa retirada	kWh
2	Energía reactiva retirada	kVARh
3	Energía activa inyectada	kWh
4	Energía reactiva inyectada	kVARh
5	Tensión fase-fase (a-b) promedio	V
6	Tensión fase-fase (b-c) promedio	V
7	Tensión fase-fase (c-a) promedio	V
8	Corriente línea a promedio	A
9	Corriente línea b promedio	A
10	Corriente línea c promedio	A
11	Promedio de tensiones fase-fase promedio (a-b / b-c / c-a)	V
12	Promedio de corrientes por línea a-b-c promedio	A

Tabla 1: Configuración canales perfil de carga

- En el caso de clientes libres conectados en distribución y PMGD de baja potencia, de acuerdo con el límite establecido en la NTD y NTCO, la configuración de canales del perfil de carga deberá al menos contar con los 4 canales de energía indicados en la Tabla 1.

4. Definición de flujos de energía

- Los canales de energía configurados deben registrar los retiros en canales directos (delivered o consumido) y las inyecciones en los canales reversos (received o inyectado), considerando como referencia la barra de conexión.

5. Almacenamiento de intervalos

- La data debe presentarse en períodos de integración de 15 minutos según ATSMTE.
- En caso de desenergización del EM, éste deberá estar configurado de tal forma que no complete con valores cero los intervalos donde el EM estuvo apagado. La energía deberá ser integrada en el respectivo intervalo, evitando acumular la energía en el nuevo intervalo de post-energización.

6. Eventos en el equipo de medida

- Los EMs deberán registrar en su log de eventos al menos:
 - o Energización y Desenergización del EM.
 - o Cambio configuración horaria (DST, sincronización horaria, zona horaria, etc.).
 - o Modificación en la configuración del EM (Cambio de razón de transformación de los TP o TC, modificación de canales del perfil de carga, etc).
- La memoria del log de eventos en el EM deberá registrar una cantidad tal de sucesos, que al menos, registre lo acontecido durante los últimos 40 días.

7. Clave de seguridad del equipo de medida

- El EM debe contar con un nivel de seguridad que otorgue privilegios de sólo lectura asignado para el Coordinador.

TITULO III. ENTREGA DE INFORMACIÓN TÉCNICA

De acuerdo a lo señalado en el artículo 11, del ATSMTE, cada vez que se instale, reemplace o modifique un esquema de medida de energía, el Coordinado deberá enviar al Coordinador, previo a la realización de los trabajos, la información técnica relativa a los esquemas de medidas. Esta información técnica se compone de la ficha técnica del esquema de medida, indicada en Anexo 6, y anexos, los cuales deben ser ingresados mediante la Plataforma de Información Técnica del Coordinador.

Los anexos a informar son los siguientes:

1. Diagrama unilineal general de la instalación, especificando como mínimo:
 - Transformadores de corriente y potencial.
 - Núcleos por cada transformador.
 - Relación de transformación por cada núcleo y destacando la relación de transformación operativa final.
 - Clase de precisión por núcleo.
 - EM.
 - Instrumentos, sensores, controladores u otros que en general estén conectados a los núcleos de los transformadores de medida, incluido block de pruebas.
 - Respectivo cableado de conexión entre EM y transformadores de medida.
2. Por esquema de medida de energía:
 - a. Certificado fábrica del EM, en formato PDF.
 - b. Certificado exactitud del EM emitido por laboratorio autorizado por la SEC, en formato PDF.
 - c. Foto placa del EM con número serie legible, en formato JPEG.
 - d. Reporte de configuración del EM, en formato PDF, incluyendo:
 1. Número serie.
 2. Modelo.
 3. Relación de transformación de corriente.
 4. Relación de transformación de potencial.
 5. Tipo de conexión de medición.
 6. Variables del perfil de carga.
 7. Capacidad de almacenamiento del perfil de carga, registros y eventos.
 8. Periodo de integración del perfil de carga.
 9. Configuración horaria: zona horaria, DST y sincronización.
 10. Configuración completitud de intervalos incompletos y nullos.
 - e. Certificado fábrica de transformador de corriente, en formato PDF.
 - f. Foto placa de transformador de corriente, en formato JPEG.
 - g. Certificado fábrica de transformador de potencial, en formato PDF.
 - h. Foto placa de transformador de potencial, en formato JPEG.

- i. Esquemas elementales de corriente alterna del EME, en formato PDF.
- j. Actas de auditoría al EME, en formato PDF.
 1. Acta N° 1: Cumplimiento de Características Técnicas Equipo de Medida.
 2. Acta N° 2: Cumplimiento de Características Técnicas Transformadores de Medidas.
 3. Acta N° 3: Revisión de Equipo de Medida.
 4. Acta N° 4: Intervención de Equipo de Medida.

En caso de reemplazo o modificación de un esquema de medida se debe ingresar una solicitud de intervención mediante la plataforma dispuesta para tales efectos, y en los plazos definidos por Coordinador.

En caso de nuevas instalaciones donde el año de fabricación del medidor sea inferior a una antigüedad de 3 años, se podrá omitir la entrega del documento 2.b, siempre cuando el certificado de fabrica 2.a indique que el medidor cumpla con los estándares indicados en Norma IEC 62053-22 y Norma IEC 62053-23.

Cabe destacar que en caso de que se realice una puesta en servicio de un EME, no es obligación la verificación del EM en aquellos casos que se cumpla con la periodicidad indicada en el artículo 20 del ASTME, por ende, no será obligatoria la entrega del Acta N°4: Intervención de Equipo de Medida. En casos que se justifique técnicamente la verificación del EM, deberá incluirse el acta N°4.

Por otra parte, el Coordinador desarrolló los siguientes Anexos de material de apoyo, los cuales se encuentran disponibles en el Sitio web de Medidas del Coordinador, sección “Documentación”, donde se indican los requisitos normativos de medida para las distintas exigencias relacionadas a Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas:

- Material de Apoyo para PMGD's y Clientes Libres.
- Material de Apoyo para Proyectos de Tx y Gx.
- Material de Apoyo para modificaciones a esquemas de medidas.

TITULO IV. ESQUEMA DE COMUNICACIÓN DE LA PRMTE

De acuerdo a lo señalado en el artículo 7 del ATSMTE, a continuación, se indican los alcances técnicos relacionados con el enlace de comunicaciones que se establece entre el Coordinador y las empresas coordinadas (EC) que participan en los procesos de transferencias económicas.

1. Arquitectura de redes para Sistemas de Medidas del Coordinador

Las EC deberán implementar un enlace de comunicación a los servidores de la PRMTE definidos por el Coordinador.

Las empresas prestadoras de servicios de comunicaciones (en adelante carriers), llegarán mediante una cruzada, desde el equipo de comunicaciones implementado. Y queda estrictamente prohibida la instalación de equipamiento de las EC o de los carriers en el rack del Coordinador.

La comunicación se deberá hacer mediante protocolo TCP/IP en capa 3, con enlaces implementados por los carriers. Esto significa que cada empresa de comunicaciones deberá usar una conexión troncal que llevará la información de todas las EC que contraten los servicios de envío de datos con esa empresa, ver Figura 1.

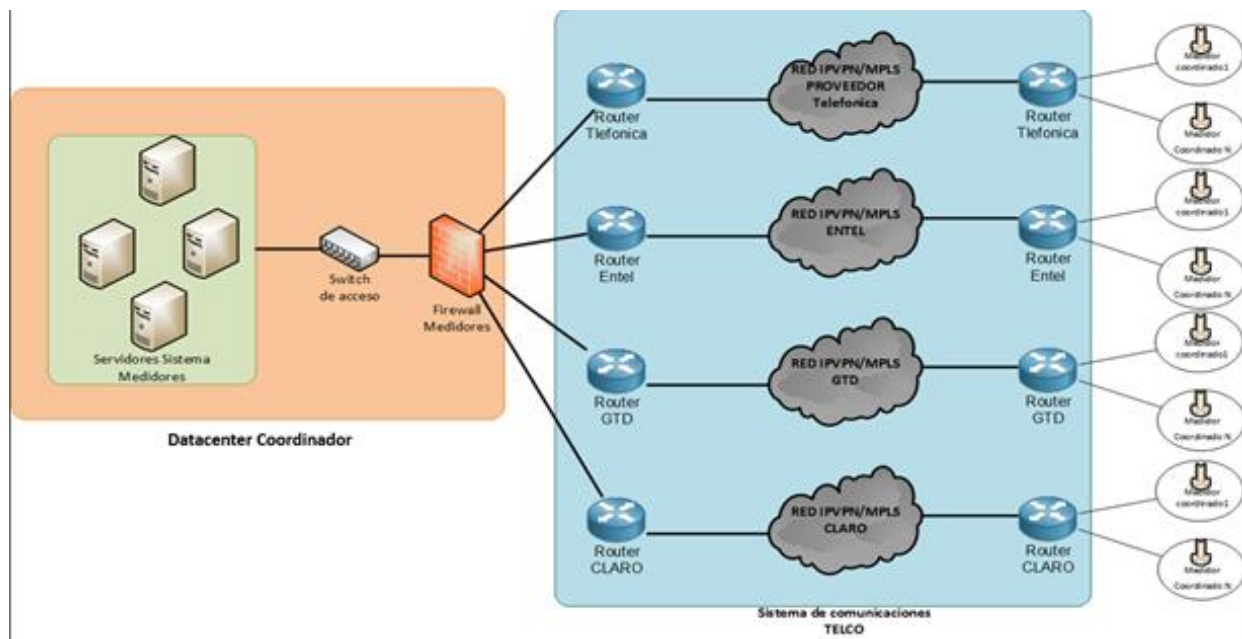


Figura 1: Diagrama físico general de comunicaciones sistema PRMTE.

2. Requerimiento para el reporte de información

La EC debe considerar el ancho mínimo requerido para la comunicación con sus EMs, basado en la siguiente información:

- Para una llamada de un día de información (96 intervalos de información) a un EM configurado con 12 canales en el perfil de carga, sumando registros y eventos, se considera en promedio 13 kB (kilo bytes) de información.
- Para una primera llamada, considerando 90 días de información (perfil de carga, registros y eventos), se estima en 3 MB (mega bytes) de información.

3. Asignación de direcciones IP

Para conectar una nueva EC, esta debe solicitar al Coordinador que se le asigne un segmento de direcciones IP. El direccionamiento IP que será asignado por rangos depende de la cantidad de EMs a leer y del carrier contratado, por lo tanto, la EC debe informar:

- Proveedor de telecomunicaciones en último tramo de llegada a servidores PRMTE.
- Estimación a 5 años de cantidad de EMs a conectar por dicho enlace.

El Coordinador entregará un documento con las direcciones IP, el cual el Coordinado debe completar con los datos de sus propios EMs, direcciones IP y rutas.

Se señala que no es necesario que las EC cambien las direcciones de red internas que actualmente utilizan, para ello pueden utilizar algún dispositivo que efectúe NAT estático, o pedir la asesoría del proveedor de telecomunicaciones.

La solicitud de la documentación señalada debe ser realizada a ti.infraestructura@coordinador.cl con copia a sistemas.medidas@coordinador.cl.

La conectividad de EMs será habilitada y validada por las dos partes en conjunto, tanto por el Coordinado como por el Coordinador. Procediendo según numeral **6. Pruebas de puesta en servicio.**

4. Equipos de red asociados a un enlace TCP/IP

Los enlaces de los Coordinados al interior del data center se transmitirán en un trunk único de comunicación por cada carrier, lo que significa que todos los coordinados que utilicen el mismo prestador accederán al firewall de comunicación del Coordinador por un solo enlace físico común. Existirán tantos enlaces físicos como carriers presten este servicio.

Cada uno de los carriers contratados por las empresas coordinadas deberá considerar un router concentrador para el manejo de estos al Coordinador, para lo cual deben implementar en forma lógica una VRF o VPN al interior de la red IP/MPLS del servicio contratado, con el propósito de establecer la conexión desde el o los sitios remotos del Coordinado hasta el concentrador. Todo equipo de comunicaciones proporcionado por los carriers, deberá estar alojado en un rack dispuesto por empresa Telefónica ajeno al rack del Coordinador.

Las empresas coordinadas que posean redes para comunicarse con sus EMs, a través de las cuales se transmiten datos sobre protocolo TCP/IP, podrán emplear estas redes para conectar dichos EMs a la PRMTE del Coordinador (Figura 2).

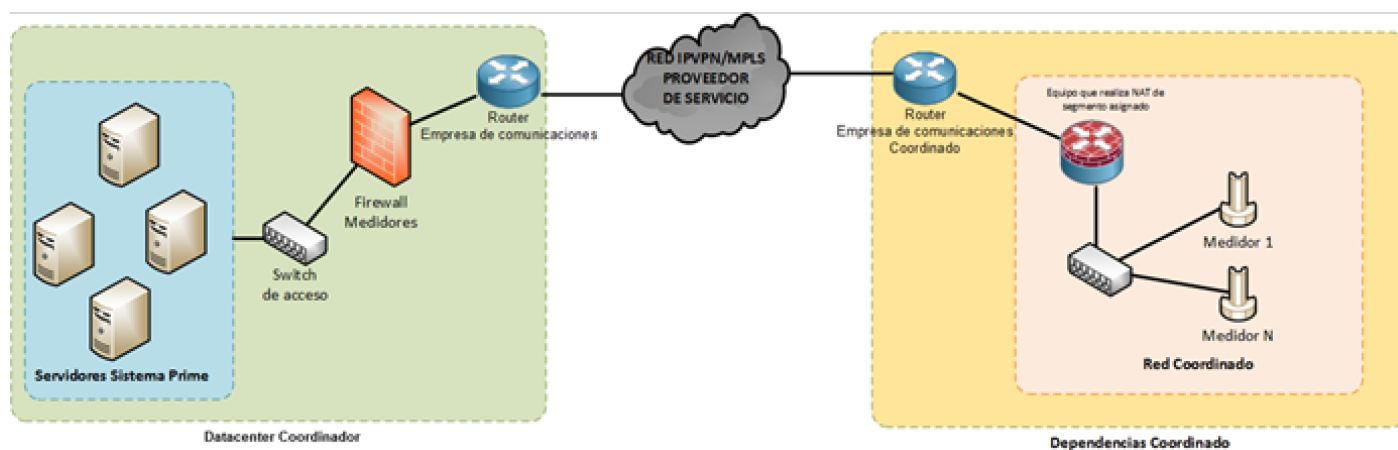


Figura 2: Diagrama ejemplo de conexión del coordinado a la PRMTE del Coordinador.

Los carriers deberán separar las redes de los coordinados mediante VLANs, como tradicionalmente se efectúa para este tipo de casos, preocupándose de que los coordinados lleguen mediante redes separadas de forma segura y que no exista posibilidad que un coordinado pueda ver la red del otro.

Cada carrier debe instalar un gateway para alcanzar las redes internas del proyecto Sistema de Medida.

En resumen:

- Cada carrier conecta un enlace ethernet físico al firewall del Coordinador.
- El Coordinador, asigna una dirección IP a cada router/switch del carrier, que actúa como Gateway capa 3 de los Coordinados.
- Cada Coordinado llega con un VLAN que termina en el router/switch del carrier, la que se enruta por la dirección IP asignada por el Coordinador a cada carrier.
- La conexión de los carriers al firewall de Coordinador debe ser efectuada mediante 1.000 BaseT.
- Cada Coordinado debe llegar en capa 3 al Sistema de Medidas.

Se recomienda a los Coordinados mantener la seguridad perimetral, tal como indican las buenas prácticas al conectarse a sistemas externos.

5. Instalaciones data center

Las instalaciones del Data Center cuentan con soporte de gabinetes, llegada de comunicaciones, electricidad con sistemas de respaldo, sistemas de extinción de incendio y atención de operadores ante falla.

6. Pruebas de puesta en servicio

Para el programa de pruebas para la puesta en servicio se debe seguir el siguiente procedimiento:

a) *Prueba de enlace entre EC y Coordinador*

En primer lugar, a nivel de capa de enlace se deberá constatar que exista comunicación de extremo a extremo, verificando ruta y respuesta de algún EM, dichas pruebas deben coordinarse con al menos 5 días hábiles de anticipación al correo ti.infraestructura@coordinador.cl con copia a sistemas.medidas@coordinador.cl.

b) *Prueba inicial*

Cuando la prueba de enlace sea exitosa, se procederá a realizar la prueba inicial, la que consiste en interrogar en forma manual a un grupo de EMs (2 a 5 EMs) de la EC, interrogando y almacenando su memoria masa en la PRMTE, la cual será analizada por el Coordinador. Una vez validada se informará a la EC el resultado de esta prueba.

El grupo de EMs seleccionados para la prueba inicial se obtendrá del listado total de EMs que la EC deberá enviar de acuerdo al formato solicitado por el Coordinador. Estas pruebas serán coordinadas a través del correo electrónico sistemas.medidas@coordinador.cl.

c) *Costos involucrados*

Todo costo de instalación y/o habilitación de equipos de comunicación y cruzadas al interior del data center deberá ser asumido por el Coordinado, quien será además responsable de contratar los servicios necesarios con quien corresponda.

Los costos de contratación de las comunicaciones hasta el data center, deben ser asumidos por los Coordinados.

TITULO V. FACTOR DE DISPONIBILIDAD Y CALIDAD DEL DATO

1. Falla del equipo de medida

Se entenderá como falla del EM, los casos en donde por motivos distintos a la comunicación con la PRMTE, no se logre la obtención de la información del EM o éste no realice el proceso de almacenar dicha información. A continuación, se indican algunos ejemplos de falla del EM:

- a) Destrucción del EM.
- b) Sistema operativo del EM no responde.

2. Falla de comunicación

Se entenderá como falla de comunicación con el EM, los casos en donde por motivos externos al EM no se logre la obtención de la información solicitada al momento de realizar la interrogación remota. A continuación, se indican algunos ejemplos de fallas de comunicación:

- a) Desconexión de cable ethernet en terminal RJ45 del EM.
- b) Falla en enlace que se utiliza para la comunicación con el EM.
- c) Cambios de configuración en firewall/router/EM no informadas al Coordinador.
- d) Modificación de la IP nateada por el coordinado y que no fue informada al Coordinador.

Cabe destacar que en base a lo indicado en artículo 16 del ATSMTE, el plazo para la normalización de la falla del equipo de medida o falla de comunicación, no deberá superar los tres días, desde la fecha en que el Coordinador detecte y notifique dicha irregularidad en la medición o integración de los flujos de energía del respectivo EM.

3. Factor de disponibilidad

Tal como indica el artículo 12 del ATSMTE, el objetivo del cálculo de este factor es garantizar que las Empresas Coordinadas posean una disponibilidad de información mayor o igual al 97%, medida en una ventana móvil de 12 meses.

Para esto la plataforma del Coordinador calculará esta información de forma diaria (factor de disponibilidad diario, FDD), relacionando la cantidad de datos recibidos en la PRMTE y la cantidad de datos registrados en el EM en el período diario evaluado. Es así como en un periodo de 24 horas, la PRMTE deberá recibir 96 registros de energía en intervalos de 15 minutos. En caso de no recibirlos, se calificará la cantidad de registros faltantes como “dato no íntegro”.

$$FDD(\%) = \frac{1}{N} \cdot \sum_i^N FDD_i$$

$$FDD_i(\%) = \left(1 - \frac{RMNI_i}{RMD}\right) \cdot 100$$

Donde,

FDD : Factor de disponibilidad diario de la EC.

N : Número de EMs de la EC.

FDD_i : Factor de disponibilidad diario del EM i .

$RMNI_i$: Número de registros diarios del EM i con “dato no íntegro”.

RMD : Número de registros diarios del EM.

Al inicio de cada mes se calculará el Factor de Disponibilidad Mensual del mes pasado (FDM) para cada EC, como:

$$FDM_j(\%) = \frac{1}{N} \cdot \sum_i^N FDM_{ij}$$

$$FDM_{ij}(\%) = \left(1 - \frac{RMNI_{ij}}{RM_{ij}}\right) \cdot 100$$

Donde,

FDM_{ij} : Factor de disponibilidad mensual del EM i en mes j .

N : Número de EMs de la EC.

$RMNI_{ij}$: Número de registros del EM i en el mes j con “dato no íntegro”.

RM_{ij} : Número de registros EM i en el mes j .

Este indicador tendrá una evaluación mensual al 2° día de cada mes. En relación al promedio móvil de 12 meses, éste será el promedio simple de los factores de disponibilidad obtenido mensualmente, entre el mes actual y los 11 meses anteriores. Este indicador será informado a la SEC.

4. Validación de la calidad de los datos registrados en el EM.

Con el fin de validar la calidad del dato asociada a la energía que almacenan los EM, se realizarán una serie de validaciones de los datos obtenidos desde el perfil de carga con el cual se pretende detectar anomalías en el registro, como ejemplo de estas desviaciones se tiene:

- Sistemas de medida configurado en 2 elementos.
- Mal alambrado de tensiones o corrientes secundarias en el EM.
- Fallas en las señales secundarias que alimentan el EM. Casos de falta de una fase en secundario.
- Error en configuración del perfil de carga o sincronismo horario del EM.

Para estas validaciones se aplicarán una serie de cálculos y comparaciones a través de los datos obtenidos desde el perfil de carga en donde se analizará lo siguiente:

- Comparación y validación de valores teóricos de energía calculados desde las tensiones fase – fase y corrientes de fase promedio obtenidas, versus los registros de energía reales registrados en el EM.
- Validación de intervalos con valores ceros en el EM, con información de la operación diaria (solicitudes de intervención, informes de falla, u otro sistema definido por el Coordinador).
- Validación del perfil de carga en el EM, con información de balance físico en la barra.
- Validación de diagramas fasoriales del EM, para casos con desbalance de energía en la barra.
- Validación de la configuración del EM (RTP, RTC, sincronización, intervención).

Para los casos en donde se detecten anomalías frente a las validaciones anteriormente descritas, se informará a los coordinados sobre estas irregularidades las cuales tendrán un plazo de 3 días para su normalización.

5. Recolector de Medidas

La empresa coordinada recibe, mediante correo electrónico, un reporte en donde se indican los EMs que no fue posible interrogar. Para dichos EM que presenten interrupción o fallas de comunicación en la lectura remota desde la PRMTE, el coordinado es responsable de enviar las medidas del día anterior antes de las 12:00 hrs. del día siguiente ocurrida la operación, tal como lo indica al artículo 13 del ATSMTE. El formato para cargar estas medidas está determinado por la Aplicación Recolector de Medidas, la que es complementaria a la PRMTE, y es utilizada para solucionar inconvenientes en la comunicación entre los EMs y la PRMTE, asegurando la recolección del perfil de carga de los EMs de manera segura, sin manipulación y/o intervención de los datos.

Este software de lectura del mismo fabricante de la PRMTE, se podrá descargar desde la página web del Coordinador. La instalación de la aplicación puede realizarse en un computador portátil o en un computador de escritorio para comunicar la aplicación con el EM de manera directa y generar un archivo exportable, en un formato que la PRMTE es capaz de reconocer para completar las lecturas faltantes. El coordinado deberá solicitar a sistemas.medidas@coordinador.cl, la respectiva licencia para habilitar el software de lectura en su computador.

En caso de que las medidas no sean informadas en el formato o plazo indicado, el Coordinador notificará a la SEC el incumplimiento normativo asociado.

6. Sitio Web y Registro desde plataforma de medidas PRMTE

En el Sitio web de medidas y módulo “Registro desde plataforma de medidas PRMTE”, se presenta una interfaz que permite acceder en forma pública a descargar los registros de los medidores habilitados en la PRMTE.

El acceso a través de una cuenta es habilitado a las EC e informado a los encargados titular y suplente declarados en formulario de encargados para el Sistema de Medición para Transferencias Económicas, de acuerdo con lo indicado en el artículo 4 del ATSMTE.

Es responsabilidad de cada Coordinado, la validación de sus medidas en forma diaria. Adicionalmente el Coordinado debe informar, si tienen observaciones, al correo a sistemas.medidas@coordinador.cl, informando las diferencias detectadas, causas de dichas diferencias y los valores sugeridos, quedando a criterio del Coordinador la facultad de corregir o mantener las medidas publicadas para ser utilizadas en los procesos de Transferencias Económicas. Cabe destacar, que las medidas disponibles son medidas físicas provenientes de los EMs, que no incluyen bloques horarios, contrato de suministro, factor de referenciación u otros factores comerciales.

Finalmente, se recuerda que el manual de uso se encuentra disponible en la página web del Coordinador y que en caso de requerir asistencia sobre el uso de la interfaz, el Coordinador Eléctrico Nacional se encuentra disponible para apoyarlos en el siguiente correo: sistemas.medidas@coordinador.cl.

7. Intervenciones de EME

Según lo descrito en el artículo 14 del ATSMTE, en caso de que se efectúe una intervención en algún equipo del EME, o en alguno de los equipos que forman parte de los enlaces de comunicaciones entre la PRMTE del Coordinador y los EM de los Coordinados, que implique la interrupción de los registros del equipo de medida, o el cambio de parámetros de configuración, el Coordinado deberá presentar una solicitud de trabajo al Coordinador mediante la plataforma NeoMante.

En aquellas intervenciones sobre un EM que produzcan la alteración de sus registros o impida que estos se efectúen, el Coordinado responsable deberá instalar un EM de las mismas características que el principal para continuar efectuando los registros (equipo remarcador), excepto cuando esta intervención se realice en conjunto con la desconexión de los equipos primarios donde esté conectado el EME.

Una vez efectuadas dichas intervenciones deberán informar al Coordinador los registros del equipo remarcador, en el formato del software fabricante del EM, a más tardar a las 12:00 horas del día siguiente de efectuada la intervención.

TITULO VI. INSTALACIÓN Y MARCAJE DE ALAMBRADO DEL ESQUEMA DE MEDIDA

Las conexiones de las señales secundarias de corriente al medidor deben venir de un núcleo de medidas exclusivo, tal como indica el artículo 4-29 de la NTSyCS.

- La instalación del EM debe ser con block de pruebas que permita:
 - o Aislar de forma segura el EM de las señales de tensión y corriente.
 - o Intervenciones en circuitos secundarios sin requerir una desconexión de los elementos primarios o mantenimiento mayor para efectuarse.
 - o La instalación de un EM remarcador en serie/paralelo sin que el EM titular deje de registrar.
- El alambrado del esquema de medida deberá tener su correspondiente marcaje en ambos extremos de conexión entre elementos de los circuitos de tensión y corriente (caja de agrupamiento, borneras, block de pruebas, EM u otros elementos presentes en el circuito).
- Los elementos deberán tener un nombre único que los diferencie de elementos similares existentes en los gabinetes en que se ubiquen, como, por ejemplo:
 - o M1, ... Mn para EMs
 - o BP1, ... BPn para block de pruebas
 - o X1, ... Xn para borneras
- Las marcas deberán ser impresas y no escritas a mano, para una adecuada identificación del alambrado.
- Las marcas deberán ser tipo tubo que impida su desprendimiento al manipular el cable.
- Las marcas deberán comenzar con la identificación del elemento al cual está conectado el extremo del cable y separado de un guion medio se identificará el elemento de destino que se encuentra en el otro extremo del cable. Como se muestra en Ilustración 1.
- Las marcas deberán identificar el elemento y terminal al cual se conecta. Por ejemplo: BP1.R1 – M1.5, indica que está conectado al block de prueba 1 terminal 1 con destino al EM 1 terminal 5.

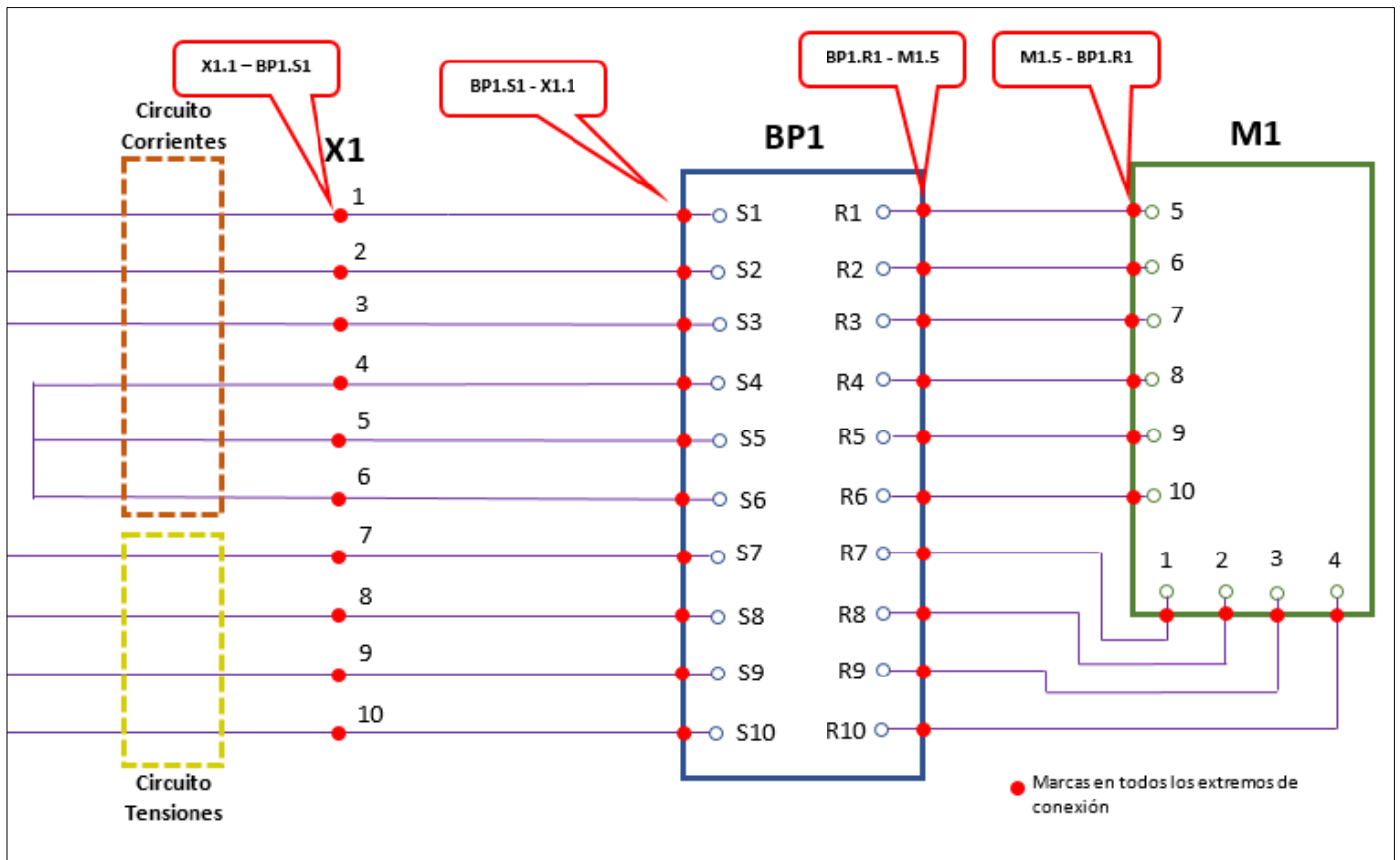


Ilustración 1 Marcaje de Alambrado

Cabe destacar que la ilustración 1, es una referencia en cuanto al marcaje del alambrado, y no es vinculante a las características de los equipos involucrados (borneras, marcas, modelos, etc.). Esta ilustración tampoco es vinculante a la ubicación del punto estrella en el circuito secundario del transformador de corriente, pudiendo ser cerrado en otras partes del circuito, de forma tal que asegure la posibilidad de instalar un EM remarcador aun cuando la caja del EM titular deba ser desalambrada.

Por otra parte, las nuevas instalaciones deben cumplir con el marcaje indicado. Lo casos anteriores que hayan sido normalizados de acuerdo al marcaje indicado en el documento anteriores, no será necesario normalizar a menos que el Coordinador lo solicite expresamente.

Con respecto al detalle de la instalación de la comunicación que debe poseer el EM con la PRMTE del Coordinador, ésta se detalla en el TITULO IV. ESQUEMA DE COMUNICACIÓN DE LA PRMTE.

TITULO VII. VERIFICACIONES Y AUDITORÍAS TÉCNICAS DE MEDICIÓN (ATM)

De acuerdo a lo señalado en el Título VI, del ATSMTE, a continuación, se indican los ensayos requeridos a los esquemas de medida de energía y los respectivos formularios con los cuales se deberán realizar los puntos indicados en el artículo 18 del respectivo Anexo:

- a) Verificación Administrativa, levantamiento de los antecedentes técnicos de acuerdo a lo indicado en el artículo 19 del ATSMTE. Esta verificación es a solicitud del Coordinador.
- b) Verificaciones Periódicas, verificaciones del equipo de medida realizado por un OA de acuerdo a la periodicidad indicada en el artículo 20 del ATSMTE.
- c) Verificaciones de puesta en servicio o modificación de equipos (artículo 21)
 - a. Puesta en Servicio: El coordinado deberá contratar un OA a objeto de que emita un informe técnico que indique que el EME cumple con las exigencias de las normas vigentes (se requieren actas N°1, N°2 y N°3, no se exigen ensayos a transformadores de medida, ni tampoco a cableado).
 - b. Modificación de equipos: El coordinado debe contratar un OA a objeto de que emita un informe técnico que indique que las modificaciones no han alterado el correcto registro de las variables y que el EME cumple con las exigencias de las normas vigentes (se requieren actas asociadas a los equipos a intervenir, no se exigen ensayos de ningún equipo, a no ser que el Coordinador lo solicite).
- d) Verificaciones solicitadas por el Coordinador (artículo 22), son verificaciones al EM solicitadas expresamente por el Coordinador.
- e) Auditorias Técnicas de los EME (artículo 23), son Auditorias Técnicas establecidas en el presente título (Título VII.), solicitadas expresamente por el Coordinador.

Todos los documentos resultantes de las verificaciones y auditorías deberán ser entregados en formato PDF con sus respectivas firmas y timbres, al correo electrónico sistemas.medidas@coordinador.cl.

Se considerará Empresa Auditora, al organismo autorizado por la SEC (OA) para realizar las verificaciones de los EMS de energía eléctrica. En el caso, de los ensayos de transformadores, lo podrán realizar tanto empresas auditoras como empresas especializadas en la materia, tomando en cuenta que los OA's son los responsables del contenido emitido en los informes técnicos y del trabajo realizado.

Los ensayos requeridos a los esquemas de medidas de energía son:

1. Verificación del equipo de medida.

La verificación de exactitud se realizará de acuerdo a la Norma IEC 62053-22, cuyo alcance son los medidores estáticos de clase de precisión 0,2 S y 0,5 S para energía activa, y la Norma IEC 62053-23, cuyo alcance son los medidores estáticos de clase de precisión 2 y 3 para energía reactiva.

La verificación se efectuará tanto a la componente activa, como reactiva y en ambos sentidos del flujo de energía, esto en conexión directa y reversa, según las siguientes tablas:

Fases	Factor de potencia	Corriente (%)	Valor máximo de error según IEC 62053-22	
			Clase 0,2 S	Clase 0,5 S
123	1	100	+/- 0,2	+/- 0,5
123	0,5 inductivo	100	+/- 0,3	+/- 0,6
123	1	10	+/- 0,2	+/- 0,5
123 ¹	0,5 inductivo	10	+/- 0,3	+/- 0,6
1	1	100	+/- 0,3	+/- 0,6
2	1	100	+/- 0,3	+/- 0,6
3	1	100	+/- 0,3	+/- 0,6
1	0,5 inductivo	100	+/- 0,4	+/- 1,0
2	0,5 inductivo	100	+/- 0,4	+/- 1,0
3	0,5 inductivo	100	+/- 0,4	+/- 1,0

Tabla 2: Errores máximos permitidos para componente activa.

Fases	Sen(ϕ)	Corriente (%)	Valor máximo de error según IEC 62053-23	
			Clase 2	Clase 3
123	1	100	+/- 2,0	+/- 3,0
123	0,5 inductivo	100	+/- 2,0	+/- 3,0
123	1	10	+/- 2,0	+/- 3,0
123 ²	0,5 inductivo	10	+/- 2,5	+/- 4,0
1	1	100	+/- 3,0	+/- 4,0
2	1	100	+/- 3,0	+/- 4,0
3	1	100	+/- 3,0	+/- 4,0
1	0,5 inductivo	100	+/- 3,0	+/- 4,0
2	0,5 inductivo	100	+/- 3,0	+/- 4,0
3	0,5 inductivo	100	+/- 3,0	+/- 4,0

Tabla 3: Errores máximos permitidos para componente reactiva.

¹ Esta prueba sólo se exigirá en caso que se realice una auditoría al esquema de medida respectivo solicitado por el Coordinador.

² Esta prueba sólo se exigirá en caso que se realice una auditoría al esquema de medida respectivo solicitado por el Coordinador.

Esta tabla de ensayos podrá ser modificada en caso de que la SEC defina protocolos de ensayos para EMs de energía eléctrica de clase de precisión de 0,2 S y 0,5 S.

La verificación deberá realizarse para los cuatro cuadrantes de medición, indistintamente si el uso actual del EM es de sólo inyección o sólo retiro. Y si se trata de un EM en servicio, debe instalarse un EM remarcador de similares características técnicas que el EM a verificar y con la misma configuración de razones de transformación y perfil de carga (de acuerdo a Tabla 1).

La verificación deberá realizarse con un instrumento patrón cuya clase de precisión sea al menos 4 veces mayor que el EM a verificar, es decir, si el EM a verificar es clase 0,2, el patrón a utilizar deberá ser al menos, clase 0,05. El certificado del instrumento patrón debe ser trazable y con una antigüedad no mayor a 1 año.

Adicionalmente a lo planteado en párrafos anteriores, se deberá considerar las siguientes acciones:

a) *Acciones previas a la verificación*

- i. Realizar inspección visual del EM, la cual quedará registrada en la correspondiente acta N° 4: Intervención de Equipo de Medida. En caso de encontrarse el EM desfasado en su hora, deberá ser sincronizado antes de realizar los siguientes pasos.
- ii. Realizar análisis fasorial al EM que será retirado para verificación y registrar en acta N°5: Análisis Fasorial de EM.
- iii. Respalda perfil de carga y registros del EM que será verificado, previo a su retiro o desconexión. El tiempo transcurrido entre la lectura de perfil de carga y el retiro del EM no debe ser mayor a un intervalo de integración, es decir, no debe transcurrir más de 15 minutos entre lectura y desvinculación del EM.
- iv. Efectuar la extracción de la configuración del EM, para corroborar la configuración del reloj o clock interno del EM, determinar las constantes de transformación de corriente y potencial programadas, y a su vez comprobar que el EM tiene la capacidad de conservar la información histórica ante ajustes de sincronización.
- v. Revisión de la configuración de los flujos de energía (canales directos y reversos).
- vi. Instalar el EM remarcador, correctamente sincronizado, en serie/paralelo al EM a verificar.
- vii. Verificar correcto registro de la energía del EM remarcador, mediante lectura de su perfil de carga. Esta lectura debe realizarse una vez que el EM haya registrado al menos un intervalo de integración completo.
- viii. Retirar el EM a verificar o desvincular las señales de tensión y corriente.
- ix. Realizar análisis fasorial al EM remarcador instalado, para verificar que retiro de EM principal no afectó el registro de la medida.

b) *Acciones posteriores a la verificación (normalización)*

- i. Respalidar perfil de carga y registros del EM remarcador, previa instalación del EM titular. El tiempo transcurrido entre la lectura de perfil de carga e instalación del EM no debe ser mayor a un intervalo de integración, es decir, no debe transcurrir más de 15 minutos entre lectura e instalación del EM.
- ii. Instalar o reconectar el EM verificado.
- iii. Esperar registro paralelo de al menos 1 intervalo completo por ambos EMs.
- iv. Respalidar perfil de carga y registros del EM remarcador, previo a su retiro. El tiempo transcurrido entre la lectura del perfil de carga y el retiro del EM no debe ser mayor a un intervalo de integración, es decir, no debe transcurrir más de 15 minutos entre lectura y retiro del EM.
- v. Retirar EM remarcador.
- vi. Realizar análisis fasorial al EM verificado y registrar en Acta N°5: Análisis Fasorial de Equipo de Medida.
- vii. Verificar correcto registro de la energía del EM verificado, mediante lectura de su perfil de carga. Esta lectura debe realizarse una vez que el EM haya registrado al menos un intervalo de integración completo.

Cabe destacar que este ensayo no requiere una desconexión de los elementos primarios o mantenimiento mayor para efectuarse.

c) *Informe de verificación equipo de medida*

Una vez realizada la verificación del EM, el OA deberá hacer entrega en un plazo no mayor a 5 días hábiles, un Informe de verificación que contenga:

- i. Objetivo de la verificación.
- ii. Datos de la instalación en que se ubica-ubicará el EM (subestación, central, paño).
- iii. Datos de identificación del EM (marca, modelo, n° serie, otros datos de placa).
- iv. Equipamiento utilizado.
- v. Certificado del instrumento patrón.
- vi. Resultados de la verificación.
- vii. Conclusiones y/o recomendaciones.
- viii. Anexos:
 - a. Acta N° 1: Cumplimiento de Características Técnicas Equipo de Medida

- b. Acta N° 2: Cumplimiento de Características Técnicas Transformadores de Medidas.³
- c. Acta N° 3: Revisión de Equipo de Medida.
- d. Acta N° 4: Intervención de Equipo de Medida.
- e. Acta N° 5: Análisis Fasorial de Equipo de Medida.
- f. Certificado de verificación, en formato propio del OA.

2. Auditoría transformadores de medida (TTCC, TTPP y ECM)

Todas las auditorías deberán contemplar un informe con las tareas realizadas, los instrumentos utilizados para realizar la contrastación y documentación correspondiente a las instalaciones auditadas, en donde se entregue la siguiente información:

- Datos de placa transcritos y fotos de placas de los TT/MM a intervenir.
- Certificados de fábrica (FAT) y/o último informe o protocolo de mantenimiento de los TT/MM a intervenir.
- Registro de 1 mes de los perfiles de carga y tensiones de los TT/MM a intervenir.
- Tensión y corriente nominal de línea de transmisión o transformador de potencia a los cuales estén conectados los TT/MM a intervenir.
- Diagrama elemental de corriente alterna del punto de medida a intervenir.
- Diagrama unilineal del punto de medida a intervenir.
- Acta N° 2: Cumplimiento de Características Técnicas Transformadores de Medidas.

Ensayos a desarrollar a los transformadores de medida en el tap en servicio:

- a) Verificación de razón de transformación de transformadores de medida.
- b) Verificación de curva de saturación de transformadores de corriente.
- c) Pérdidas dieléctricas.
- d) Resistencia de enrollado.
- e) Resistencia de aislación.

Por ser elementos primarios, los ensayos indicados deberán ser realizados por el OA con las instalaciones fuera de servicio, aprovechando una desconexión de los circuitos primarios del punto de medida a intervenir perteneciente a la EC, la cual deberá ser informada con la debida antelación al Coordinador.

³ Cabe destacar que, para el caso de verificación del EM, el acta N° 2 asociada a la revisión TTMM, deberá ser llenada con datos obtenidos desde una inspección visual y certificados de fábrica de los TTMM, y no implica realizar pruebas de terreno a éstos.

3. Auditoria y verificación del alambrado secundario

Para auditar y verificar el alambrado secundario se realizarán las siguientes etapas:

- Análisis fasorial simultáneo en caja de agrupamiento de TTMM y en bornes del EM (los EMs utilizados deben contar con la debida sincronización).
- La verificación del alambrado secundario de los TTMM hasta bornera del EM.

Esta actividad contempla:

- a) Inspección visual de los TT/CC y TT/PP.
- b) Identificación de las cajas resumen de señales de corrientes y tensiones asociadas a la barra.
- c) Toma de archivo fotográfico de las placas características de los transformadores de medidas.
- d) Verificar con planos y en terreno que existe exclusividad de señales de corriente (desde los TTCC) sólo para la medida de transferencias económicas.
- e) Resistencia de aislación en alambrado.
- f) Verificación de continuidad de cada circuito de señales, por separado, para verificar además la correcta conexión de cada fase en la secuencia correcta.
- g) Verificación de caída de tensión en alambrado.
- h) Verificación de burden conectado.

4. Información Técnica requerida previa a la Auditoria.

Para verificar el cumplimiento de las exigencias técnicas, configuración y funcionamiento general del esquema de medidas, el Coordinador podrá solicitar la inspección por parte de un OA, además de la información técnica que se detalla a continuación:

- i. Diagrama unilineal donde se muestre la ubicación física de los distintos componentes del esquema de medidas.
- ii. Diagrama elemental de corriente alterna del punto de medida.
- iii. Último certificado de exactitud del EM de energía.
- iv. Certificados FAT y/o último informe o protocolo de mantenimiento de los TT/MM.
- v. Registro de 1 mes del perfil de carga del EM, en intervalos de 15 minutos.
- vi. Configuración del EM (print out).
- vii. Acta N° 1: Cumplimiento de Características Técnicas Equipo de Medida
- viii. Acta N° 2: Cumplimiento de Características Técnicas Transformadores de Medidas.
- ix. Acta N° 3: Revisión de Equipo de Medida.

Para proceder a corroborar la configuración de los EMs que se van a auditar, el Coordinado deberá entregar con la debida anticipación al OA, los archivos de configuración y programación, así como passwords de lectura que permitan el acceso al EM existente para su análisis y respaldo de datos de memoria y registros de display.

Esto considera también, el entregar al OA, los antecedentes técnicos necesarios para la realización de un buen servicio en terreno, tales como: n° de elementos, tensión fase-fase, valores de RTC y RTP, entrega de planos y esquemas elementales de C.A. del punto de medida a verificar.

Con estos antecedentes, el OA podrá corroborar la programación del reloj o clock interno, determinar las constantes de transformación de corriente y potencial programadas y a su vez comprobar que el EM tiene la capacidad de conservar la información histórica ante ajustes de sincronización.

Adicionalmente se debe realizar la revisión de la configuración de los flujos de energía (canales directos y reversos).

5. Otros ensayos dentro del ámbito de las auditorías técnicas de medidas.

Dentro del ámbito de las Auditorías Técnicas de Medición, el Coordinador podrá solicitar las siguientes auditorías a objeto de determinar, entre otros, los siguientes casos:

- Estimación de pérdidas de líneas.
- Estimación de pérdidas de transformadores.
- Inspección y levantamiento de las inyecciones y retiros asociado a una barra.
- Verificación y análisis de descuadres de barras.

6. Responsabilidades frente a las verificaciones y auditorías técnicas de medidas.

- a) La EC será responsable de ingresar una solicitud de intervención mediante la plataforma dispuesta para tales efectos y en los plazos definidos por Coordinador.
- b) La EA, contratistas y terceros involucrados deberán cumplir con toda la normativa de seguridad y civil de la EC que está contratando la auditoría, del propietario de las instalaciones y la normativa asociada vigente en Chile.
- c) La EA deberá emitir los documentos que se señalan, los cuales deben ser enviados al Coordinador y a la EC en un plazo máximo de 5 días hábiles. Las actas y certificados correspondientes deberán ser entregados en formato PDF con los respectivos timbres y firmas.
- d) El OA deberá entregar a la EC y al Coordinador un informe técnico con los resultados de los ensayos efectuados. Adicionalmente, debe presentar un informe con un resumen de los


resultados, observaciones, conclusiones y recomendaciones. Ambos documentos deberán ser presentados en el plazo que el Coordinador establezca en cada caso.

El Informe Técnico de la ATM, debe tener como mínimo la siguiente estructura:


- a. Objetivo de la ATM.
- b. Antecedentes generales.
- c. Equipamiento utilizado.
- d. Levantamiento técnico realizado (validar información y exigencias técnicas).
- e. Resultados de los ensayos exigidos.
- f. Conclusiones y recomendaciones.
- g. Documentos complementarios:
 - i. Acta N° 1: Cumplimiento de Características Técnicas Equipo de Medida
 - ii. Acta N° 2: Cumplimiento de Características Técnicas Transformadores de Medidas.
 - iii. Acta N° 3: Revisión de Equipo de Medida.
 - iv. Acta N° 4: Intervención de Equipo de Medida.
 - v. Acta N° 5: Análisis Fasorial de Equipo de Medida.
 - vi. Certificado de la verificación del EM, según formato de la EA, el que debe contener todos los ensayos expuestos en este procedimiento. Dichos certificados deben incluir al menos todos los datos de la placa (n° de serie, marca, modelo, año de fabricación, clase de precisión, constante de multiplicación, tensión y corriente placa).
 - vii. Certificado de calibración del instrumento patrón, con el cual se verificó los EMs.
 - viii. Informe o certificado de los ensayos a los transformadores de medida, según formato de la EA, el que debe contener todos los ensayos expuestos en este procedimiento. Certificado del equipamiento utilizado por la EA.
 - ix. Antecedentes de los auditores que participaron en la auditoría.
 - x. Otros antecedentes proporcionados por la EC y por EA.

TITULO VIII. ANEXOS


1. Acta N°1: Cumplimiento de Características Técnicas Equipo de Medida

ACTA N° 1 CUMPLIMIENTO DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS EM		
DATOS DE PLACA DEL MEDIDOR		N° AC-CT-EM
MARCA		FECHA
MODELO		SUBESTACIÓN/CENTRAL
N° MODELO		PAÑO
N° SERIE		INSTALACIÓN
CARACTERÍSTICAS ARTÍCULO 5 ANEXO TÉCNICO		CUMPLE (SI/NO)
a)	Fabricación según norma IEC 60687, ANSI 12.20, NCh 2542 o posterior que las reemplace.	
b)	Medidor de 4 cuadrantes para energía activa y reactiva con corrientes y tensiones por fase.	
c)	Medidor del tipo estático normalizados como clase 0,2 (IEC 62053-22 y 62052-11 o posterior que las reemplace).	
d)	Conexión de tres elementos y cuatro hilos.	
e)	Registro de variables eléctricas en unidades de ingeniería (o constante unitaria sin provocar saturación de registro).	
f)	Puerto de comunicación para interrogación local y remota. Para interrogación remota, dispone de al menos una puerta de comunicación ethernet para acceso del Coordinador.	
g)	Equipo de Medida conectado a núcleos de clase de precisión 0,2 (IEC 61869-2 para transformador de corriente e IEC 61869-3/5 para transformador de potencial) o clase de precisión 0,3 para equipos compactos de medida.	
h)	Corriente de carga máxima secundaria de al menos 10 [A] para medidores de corriente nominal de 5 [A] y de al menos 2 [A] para medidores de corriente nominal de 1 [A].	
i)	Almacenamiento de información en períodos de integración de a lo menos 15 minutos.	
j)	Memoria masa para el registro de al menos 12 canales, durante al menos 40 días para almacenamiento en períodos de integración de 15 minutos.	
k)	Indicadores visuales de al menos energía acumulada y demanda máxima.	
l)	Sincronización horaria directamente por medio de un GPS u otro medio que permita asegurar dicha sincronización con la Hora Oficial definida en NT.	
m)	Configurado en sus constantes de razón de transformación y de multiplicación de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada o retirada.	
n)	Capacidad de conservar los datos históricos ante ajustes de sincronización u otros.	
o)	Dispone de programas que permitan la lectura y configuración local y remota.	
p)	Autonomía en su funcionamiento con vida útil de al menos 5 años, alimentando el reloj interno, manteniendo configuración y almacenamiento de datos durante al menos 40 días por medio de una memoria no volátil.	
q)	Capacidad para generar archivos de salida con formato exportable a planillas de cálculo de uso comercial.	
r)	Protocolo de lectura local y remota abierto con el fin de que pueda ser integrado a PRMTE que defina la DP.	
RESPONSABLES		
PERSONA RESPONSABLE EMPRESA AUDITORA		PERSONA RESPONSABLE COORDINADO
NOMBRE		NOMBRE
EMPRESA		EMPRESA
FIRMA		FIRMA
OBSERVACIONES		
<div style="border: 1px solid black; height: 40px; width: 100%;"></div>		


2. Acta N°2: Cumplimiento de Características Técnicas Transformadores de Medidas.

ACTA N° 2 CUMPLIMIENTO DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS TRANSFORMADOR DE MEDIDAS			 COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL	
N° AC-CT-TM				
FECHA				
SUBESTACIÓN/CENTRAL				
PAÑO				
INSTALACIÓN				
DATOS DE PLACA DEL TC		DATOS DE PLACA DEL TP		ECM (SI/NO)
MARCA		MARCA		
N° SERIE FASE A		N° SERIE FASE A		
N° SERIE FASE B		N° SERIE FASE B		
N° SERIE FASE C		N° SERIE FASE C		
Corriente Primaria		Tensión Primaria		
Corriente Secundaria		Tensión Secundaria		
				RAZÓN CONECTADA
				TP
				TC
CARACTERÍSTICAS ARTÍCULO 6 ANEXO TÉCNICO			CUMPLE (SI/NO)	
			TC	TP
a)	Cumple con la última revisión de la norma IEC 60044-1 (Ex 185) para el TC e IEC 60186 para el TP o posterior que las reemplace. Para equipo compacto de medida, clase de precisión 0,3 ANSI C 12.			
b)	Clase de precisión igual o mejor que 0,2 según norma IEC 61869-2 para el TC e IEC 61869-3/5 para TP o posterior que las reemplace. Para equipo compacto de medida, clase de precisión 0,3 ANSI C 12.			
c)	Conexión corresponde a un Sistema de Medida de tres elementos.			
d)	Factor de saturación FS, tiene valor igual o menor a cinco veces la corriente nominal.			N/A
e)	Protocolos de Verificación en Fábrica con registros de curvas de errores de razón y ángulo de fase de corriente secundaria.			
f)	La corriente primaria de trabajo en condiciones normales, debe encontrarse entre 35 y 100 [%] de la corriente nominal primaria			N/A
g)	La suma de las potencias de consumo de los Equipos de Medida u otros elementos instalados en el secundario del TC debe ser permanentemente menor o igual al 100 % de la potencia de precisión o burden del transformador. La suma de las potencias de consumo no deben superar el burden nominal del transformador.			
h)	Tensión primaria de trabajo del transformador de medida corresponde con la tensión del punto de medida.		N/A	
i)	Datos de la placas de características está visible y es de fácil lectura.			
j)	Marcas de cables visibles e identificables.			
k)	Dispone de Terminal de puesta a tierra.			
l)	Dispone de Caja de conexión de tomas en los enrollamientos secundarios			
<i>*Para los casos de los literales d) y g), en caso de no poseer la información, la empresa auditora deberá completar con S/I, detallando la justificación respectiva en campo de observaciones.</i>				
RESPONSABLES				
EMPRESA COORDINADA		EMPRESA AUDITORA		EMPRESA
NOMBRE				
EMPRESA				
FIRMA				
OBSERVACIONES				

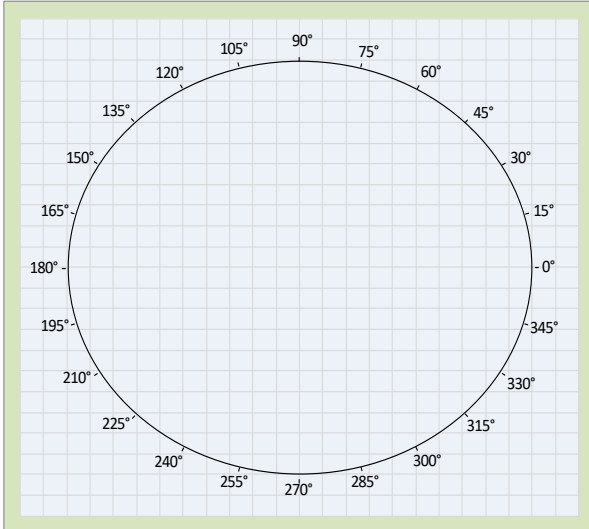
3. Acta N°3: Revisión de Equipo de Medida

ACTA N° 3 REVISIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA				 COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL			
N° AR-EM		EMPRESA COORDINADA					
FECHA							
SUBESTACIÓN/CENTRAL							
PAÑO							
INSTALACIÓN							
DATOS DE PLACA DEL MEDIDOR				REFERENCIA GEOGRÁFICA			
MARCA		N° ELEM		CIUDAD			
MODELO		CLASE		COMUNA			
N° MODELO		V NOMINAL		COORD. NORTE			
N° SERIE		CORRIENTE		COORD. ESTE			
CONFIGURACIÓN				ESQUEMA			
ITEM				CUMPLE			
CONFIGURACIÓN	CONFIGURACIÓN DE ALAMBRADO (Elementos / Hilos)						
	TENSIÓN NOMINAL						
	CORRIENTE MÁXIMA						
	TENSIÓN PRIMARIA						
	TENSIÓN SECUNDARIA						
	CORRIENTE PRIMARIA						
	CORRIENTE SECUNDARIA						
	SINCRONIZACIÓN RELOJ (INTERNA/EXTERNA (GPS/RED))						
PERFIL DE CARGA	TOTAL DE CANALES						
	TOTAL DE CANALES CONFIGURADOS						
	DURACIÓN DEL INTERVALO						
	DÍAS DE ALMACENAMIENTO						
		VARIABLE	N° CANAL	VARIABLE	N° CANAL		
		kWh del		Tensión C-A prom.			
		kVArh del		Corr. A prom.			
		kWh rec		Corr. B prom.			
		kVArh rec		Corr. C prom.			
		Tensión A-B prom.		Promedio Tensiones			
	Tensión B-C prom.		Promedio Corr.				
INSPECCIÓN VISUAL				ESTADO			
MONTADO RÍGIDAMENTE							
CUBIERTA EN BUEN ESTADO							
DISPLAY							
BOTONES DE NAVEGACIÓN							
TERMINALES							
ALAMBRADO							
CABLES COMUNICACIÓN							
TIERRA CARCAZA MEDIDOR							
TIERRA GABINETE							
VALIDACIÓN OTROS				ALIM. DE MEDIDOR			
				VALOR			
PRIMER INTERVALO DEL DÍA CORRESPONDE AL REGISTRO DEL PERIODO 00:15							
PERIODOS DE DATA IGUAL A PERIODOS DE TIEMPO TRANSCURRIDO							
CANALES DIRECTOS (DELIVERED) REGISTRAN LOS RETIROS DEL SISTEMA							
CANALES REVERSOS (RECEIVED) REGISTRAN LAS INYECCIONES AL SISTEMA							
PERSONA RESPONSABLE EMPRESA AUDITORA				PERSONA RESPONSABLE COORDINADO			
NOMBRE				NOMBRE			
EMPRESA				EMPRESA			
FIRMA				FIRMA			
OBSERVACIONES							

4. Acta N°4: Intervención de Equipo de Medida

ACTA N° 4 INTERVENCIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA				 COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL							
N° AI-EM											
EMPRESA COORDINADA											
SUBESTACIÓN/CENTRAL											
PAÑO											
INSTALACIÓN											
MOTIVO DE INTERVENCIÓN											
VERIFICACIÓN	<input type="checkbox"/>	FALLA	<input type="checkbox"/>	REEMPLAZO	<input type="checkbox"/>	AUDITORÍA	<input type="checkbox"/>				
OTRO											
GPS		MEDIDOR		RELACIÓN		ENCONTRADA		DEJADA			
		INICIO	TÉRMINO	INICIO	TÉRMINO	1º		2º			
FECHA						TTMM		1º			
HORA						TTPP		2º			
DESFASE NO MAYOR A 1 MINUTO (SI/NO)						TTCC					
			MEDIDOR EN SERVICIO		MEDIDOR A INSTALAR		MEDIDOR A REMARCADOR				
MARCA											
MODELO											
N° MODELO											
N° SERIE											
N° ELEMENTOS											
CLASE											
			LECTURAS MEDIDOR EN SERVICIO		LECTURAS MEDIDOR A INSTALAR			LECTURAS MEDIDOR A REMARCADOR			
REGISTRO DE DISPLAY			UN	ENCONT	DEJADA	UN	ENCONT	DEJADA	UN	ENCONT	DEJADA
ENERGÍA ACTIVA DIRECTA											
ENERGÍA REACTIVA DIRECTA											
ENERGÍA ACTIVA REVERSA											
ENERGÍA REACTIVA REVERSA											
DEMANDA MAX. DIRECTA											
DEMANDA MAX. REVERSA											
SOLICITUD DE INTERVENCIÓN COORDINADOR						SELLOS					
N° DE SOLICITUD						ENCONTRADO		DEJADO		UBICACIÓN	
FECHA INICIO											
HORA INICIO											
FECHA TÉRMINO											
HORA TÉRMINO											
* Para los casos de puesta en servicio, en donde no se realice una verificación de medidor en terreno, no será necesaria la entrega de ésta acta.											
RESPONSABLES											
PERSONA RESPONSABLE EMPRESA AUDITORA						PERSONA RESPONSABLE COORDINADO					
NOMBRE						NOMBRE					
EMPRESA						EMPRESA					
FIRMA						FIRMA					
OBSERVACIONES											

5. Acta N°5: Análisis Fasorial de Equipo de Medida

ACTA N° 5 ANÁLISIS FASORIAL DE EQUIPO DE MEDIDA				COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL	
N° CAF-EM				UBICACIÓN	
FECHA DEL ANÁLISIS				SUBESTACIÓN/CENTRAL	
FECHA		PAÑO			
HORA		INSTALACIÓN			
IDENTIFICACIÓN MEDIDOR					
MARCA		CLASE DE EXACTITUD			
MODELO		PESO DE PULSO			
N° MODELO		TENSIÓN NOMINAL			
N° SERIE		CORRIENTE NOMINAL			
N° ELEMENTOS		RAZÓN DE TTPP		/	
TIPO DE CONEXIÓN		RAZÓN DE TTCC		/	
IDENTIFICACIÓN INSTRUMENTO					
MARCA					
MODELO					
N° SERIE					
ANÁLISIS FASORIAL					
		TENSIÓN (kV)		CORRIENTE (A)	
FASE		kV	ang.	A	ang.
1					
2					
3					
N					
		ACTIVA (Kw)		REACTIVA (Kw)	
FASE		MW		kVar	fp
1					
2					
3					
TOT					
		Correc. Ángulo		Amplif. Corr.	
		0			
					
PERSONA RESPONSABLE EMPRESA AUDITORA			PERSONA RESPONSABLE COORDINADO		
NOMBRE			NOMBRE		
EMPRESA			EMPRESA		
FIRMA			FIRMA		
OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS					

6. Especificaciones Información Técnica

Nombre de campo	Descripción de lo solicitado	Como llenar
DESCRIPCIÓN PUNTO DE MEDIDA		
Subestación	Nombre subestación según ficha técnica Subestaciones de Infotécnica.	Alfa numérico
Paño	Nombre paño según ficha técnica Subestaciones de Infotécnica.	Alfa numérico
Origen de la energía	Clasificación del flujo de energía: G_C: Generación de central. G_U: Generación de unidad. PMGD: Generación PMGD. T: Transmisión o transformación. SSAA: Servicios auxiliares. L: Retiro no regulado. L_D: Retiro no regulado en distribución. R: Retiro regulado.	G_C - G_U - PMGD - T- SSAA - L - L_D - R
Propietario	Nombre EC propietaria del EM según ficha técnica Empresas de Infotécnica.	Alfa numérico
INFORMACION TECNICA DEL EM		
Nº serie EM	Indicar el número serie de placa del EM.	Alfa numérico
Marca EM	Indicar nombre fabricante del EM.	Texto
Modelo EM	Indicar modelo de placa del EM.	Alfa numérico
Clase EM	Indicar clase de precisión del EM.	0,2 - 0,5
Año fabricación	Indicar el año de fabricación de placa del EM, formato "aaaa".	[aaaa]
Norma fabricación medidor	Indicar norma de fabricación del medidor: IEC-62053-22, ANSI C12.20 o NCh2542.	IEC-62053-22, ANSI C12.20 o NCh2542
Método Sincronización	Indicar método de sincronización: IRIG-B (GPS), NTP (Ethernet), o manual.	IRIG-B - NTP - Manual
Puerta de comunicación PRMTE	Indicar puerta de comunicación dispuesta para lectura de PRMTE.	Ethernet - Serial
OALCA de calibración/verificación de exactitud	Indicar nombre de OA que verificó clase de exactitud del EM.	Texto
Nº folio certificado de calibración/verificación	Indicar número de folio del último certificado.	Alfa numérico
Fecha de calibración/verificación	Indicar fecha de última verificación/calibración del EM, en formato "dd-mm-aaaa".	[dd-mm-aaaa]
Nº de elementos e hilos	Nº de elementos (Ne) y de hilos (Nh) con los que cuenta el esquema de medida. Por ej. 3e/4h.	[Ne/Nh]
Código sello EME	Indicar código de sello vigente en el Esquema de Medida de Energía. En el siguiente formato: "Nombre Empresa - Número sello".	Alfa numérico
Fecha instalación sello	Indicar fecha de instalación del sello vigente en el EM.	[dd-mm-aaaa]
Estado	Indicar condición operativa del EM, primario o secundario.	Primario - Secundario

INFORMACION TECNICA DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA		
Nº de serie TC fase 1	Indicar número de serie del TC fase 1.	Alfa numérico
Nº de serie TC fase 2	Indicar número de serie del TC fase 2.	Alfa numérico
Nº de serie TC fase 3	Indicar número de serie del TC fase 3.	Alfa numérico
Clase de precisión de los TTCC	Indicar clase de precisión de los TTCC.	0,1 - 0,2 - 0,3
Relación TTCC	Indicar razón de transformación de corriente. Por ej. 1000/5.	Alfa numérico
Exclusividad TTCC	Indicar si el núcleo de medidas del TTCC es exclusivo para medidas de transferencias económicas.	Cumple - No cumple
Nº de serie TP fase 1	Indicar número de serie de los TP fase 1.	Alfa numérico
Nº de serie TP fase 2	Indicar número de serie de los TP fase 2.	Alfa numérico
Nº de serie TP fase 3	Indicar número de serie de los TP fase 3.	Alfa numérico
Clase de precisión de los TTPP	Indicar clase de precisión de los TTPP.	0,1 - 0,2 - 0,3
Relación TTPP	Indicar razón de transformación de potencial. Por ej. 12000/120.	Alfa numérico
INFORMACION GENERAL DEL PUNTO DE MEDIDA		
Clave punto de medida	Llenado por COORDINADOR. Clave representativa del punto de medida del EM.	Alfa numérico
Tensión de punto de medida	Tensión nominal del punto de medida que registra el EM, en kV.	[kV]
Fecha de puesta en servicio	Indicar la fecha de puesta de servicio del EM. En formato "dd-mm-aaaa".	[dd-mm-aaaa]
COORDENADAS GEOREFERENCIADAS (WGS84)		
Coordenada Norte	Coordenada norte georeferenciada del punto de medida donde está conectado el Equipo de Medida. En formato UTM y base DATUM WGS84.	UTM - Datum WGS84
Coordenada Este	Coordenada este georeferenciada del punto de medida donde está conectado el Equipo de Medida. En formato UTM y base DATUM WGS84.	UTM - Datum WGS84
Zona o Huso [Ej: 18H-19J etc.]	Zona o huso de las coordenadas georeferenciadas. En formato UTM y base DATUM WGS84.	Alfa numérico
CONFIGURACIÓN FLUJOS DE ENERGÍA		
Inyección Barra	Indicar en qué canales se registran las inyecciones hacia la barra, DEL o REC.	DEL - REC
Retiro Barra	Indicar en qué canales se registran los retiros hacia la barra, DEL o REC.	DEL - REC
COMUNICACIONES		
IP NAT	Dirección IP en NAT para COORDINADOR.	Alfa numérico
Puerto NAT	Puerto en NAT para COORDINADOR.	Alfa numérico
Usuario contraseña lectura EM	Usuario y contraseña con privilegios sólo lectura del EM.	[Usuario - Contraseña]