



Los Procedimientos

ANEXO 24 : SISTEMA DE OPERACION Y DESPACHO (SOD)

Indice

NORMA DEL SISTEMA DE MEDICIONES DE CARACTER COMERCIAL DEL MEM (SMEC)	5
1. INTRODUCCION	5
2. SISTEMA DE MEDICION DE ENERGIA	5
2.1. CARACTERISTICAS DE EQUIPOS Y CLASE DE MEDICION	5
2.1.1. REQUERIMIENTOS GENERALES	6
2.1.2. ESQUEMA DE RESPALDO DE LA MEDICION	7
2.1.3. DISPOSICIONES PARA EL EQUIPAMIENTO EXISTENTE	8
2.2. APROBACION DEL PROYECTO Y HABILITACION DEL INSTRUMENTAL	8
2.3. ENSAYOS Y MANTENIMIENTO	9
3. SISTEMA DE REGISTRO Y TRANSMISION DE DATOS	10
3.1. GENERALIDADES	10
3.2. CARACTERISTICAS DE LOS REGISTRADORES	10
3.3. CENTROS DE RECOLECCION	11
4. SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA RECOLECCION DE LA INFORMACION.	11
4.1. DATOS DE LA RED TELEFONICA	12
5. RESPONSABILIDAD DE LAS EMPRESAS.	12
5.1. INSTRUMENTAL DE MEDICION Y REGISTRO SMEC Y SU ESQUEMA DE RESPALDO	12
5.2. CENTROS DE RECOLECCION	14
5.3. RED DE COMUNICACIONES	15
5.4. EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)	15
6. AUDITORIA	16
7. PENALIZACIONES	16
7.1. POR DESVIO DE LA MEDICION:	16
7.2. POR INDISPONIBILIDAD DEL INSTRUMENTAL DEL SMEC	20
7.3. POR FALTA, INDISPONIBILIDAD O FALENCIA DEL VINCULO TELEFONICO ENTRE EL NODO SMEC Y EL CR ATRIBUIBLES AL AGENTE RESPONSABLE DEL MEDIDOR	20
7.4. POR DEFICIENCIAS EN LA RECOLECCION EN LOS CR Y/O FALTA DE ATENCION DE LOS MISMOS.	21
7.5. POR INCUMPLIMIENTO DE LOS PLAZOS Y ACCIONES PREVISTOS EN EL PRESENTE ANEXO	21
7.6. POR ALTERACIONES EN LAS INSTALACIONES	22
7.7. MODIFICACION EN INSTALACIONES SMEC Y/O VIOLACION DE PRECINTOS SIN NOTIFICACION FEHACIENTE	22
7.8. PERIODO DE APLICACION DE LAS PENALIZACIONES:	22
8. DEMORA O DENEGACION DE ACCESO A INSTALACIONES SMEC	23
9. PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE LA INFORMACION DEL SMEC	23



SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR)	25
1. ALCANCE DE ESTA NORMA	25
2. ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL	25
2.1. RESPONSABILIDAD DEL OED	25
2.2. RESPONSABILIDAD DE LOS AGENTES	25
3. DISPONIBILIDAD DE LOS ENLACES	26
4. PROCEDIMIENTOS DE TRANSMISION DE DATOS	26
5. INFORMACION QUE INTEGRA EL ENLACE DE DATOS CON EL OED	26
5.1. TRANSPORTE	26
5.1.1. VALORES DE MEDICION	26
5.1.2. ESTADO DE ELEMENTOS DE MANIOBRA	27
5.1.3. ALARMAS	27
5.1.4. ENERGIAS	28
5.1.5. INFORMACION DESTINADA A LA PROGRAMACION Y CONTROL DE LA OPERACION	28
5.2. GENERADORES	28
5.2.1. VALORES DE MEDICION	28
5.2.2. ESTADO DE ELEMENTOS DE MANIOBRA	28
5.2.3. ALARMAS	28
5.2.4. ENERGIAS	28
5.2.5. INFORMACION PARA LA PLANIFICACION Y CONTROL DE LA OPERACION	29
5.3. DISTRIBUIDORES	29
6. CARACTERISTICAS DE LOS DATOS REQUERIDOS	29
6.1. VALORES DE MEDICION	29
6.1.1. CLASE DE MEDICION	29
6.1.2. CODIFICACION	29
6.2. ESTADO DE ELEMENTOS DE MANIOBRA	30
6.3. SECUENCIACION TEMPORAL	30
7. INFORMACION QUE INTEGRA LOS ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS	30
8. ENVIO DE INFORMACION DESDE EL OED	30
9. PENALIZACIONES	30
SUBANEXO A - CENTROS DE CONTROL DE AREA CON LOS QUE LOS AGENTES DEBEN ESTABLECER LOS ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS	30
CENTRALES TURBOVAPOR/TURBOGAS	30
CENTRALES NUCLEARES	32
AUTOGENERADORES	32
COGENERADORES	32
CENTRALES HIDRAULICAS	32
SUBANEXO B - METODOLOGIA PARA LA MEDICION DE LA DISPONIBILIDAD EN EL SOTR	33
1. CONDICIONES GENERALES	33
2. TIPOS DE INDISPONIBILIDAD	33
2.1. ENLACE CORTADO.	33



2.2. PERDIDA PARCIAL DE INFORMACION.	33
3. CALCULO DE LA INDISPONIBILIDAD	34
SUBANEXO C - PEQUEÑOS GENERADORES	35
1. GENERADORES - ENCUADRAMIENTO	35
2. SISTEMA SIMPLIFICADO	35
SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA OPERACION DEL MEM (SCOM)	36
1. INTRODUCCION	36
2. DESCRIPCION DE LOS SERVICIOS	36
2.1. S1 - TRANSMISION DE DATOS DEL SOTR	36
2.2. S2 - COMUNICACIONES DE VOZ OPERATIVAS	36
2.3. S3 - TRANSMISION DE DATOS PARA EL SMEC	36
3. CALIDAD DE LOS VINCULOS DE COMUNICACION.	37
4. RESPONSABILIDADES DE LOS AGENTES	37
4.1. RESPONSABILIDAD CON RESPECTO A LOS SERVICIOS S1 Y S2	37
4.2. RESPONSABILIDAD CON RESPECTO AL SERVICIO S3 (SMEC)	38
5. PENALIZACIONES	38
5.1. S1 - TRANSMISION DE DATOS DEL SOTR	38
5.2. S2 - COMUNICACIONES DE VOZ OPERATIVA	38
5.3. S3 - TRANSMISION DE DATOS PARA EL SMEC	38
SUBANEXO A - ESPECIFICACION PARA LOS PROCEDIMIENTOS DE TRANSMISION DE DATOS	38
1. CAMPO DE APLICACION	38
2. TIPOS DE ENLACES	38
3. PROCEDIMIENTO TIPO 0	39
4. PROCEDIMIENTO TIPO 1	39
5. PROCEDIMIENTO TIPO 2	40
6. SERVICIOS REQUERIDOS DE LAS CAPAS INFERIORES	43
7. FORMATO DE LOS DATOS	44



ANEXO 24 : SISTEMA DE OPERACION Y DESPACHO (SOD)

NORMA DEL SISTEMA DE MEDICIONES DE CARACTER COMERCIAL DEL MEM (SMEC)

1. INTRODUCCION

Las transacciones comerciales en el ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) requieren la medición de energía activa en los nodos del MEM, en los cuales se vinculan los Agentes.

La información medida será concentrada en Centros de Recolección (CR) dispuestos en el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL, quienes la pondrán a disposición del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y a las partes interesadas.

Además las vías de comunicación permitirán al OED el acceso remoto directo a los registradores de todos los nodos a los fines de auditar la medición.

El sistema de medición, registro y adquisición de datos tendrá tres componentes:

- Un sistema de medición de energía activa en los nodos: comprende los transformadores de corriente y tensión y los medidores de energía.
- Un sistema integrado de registro y transmisión de datos: constituido por equipos registradores, que integran y almacenan los valores de energía de los nodos, procedentes del instrumental de medición, y un equipamiento de adquisición y procesamiento de datos provenientes de estos registradores.
- Un sistema de comunicaciones para la recolección de la información basado en la red de telefonía conmutada, pública o privada, para el acceso remoto a los registradores desde los CR y el OED.

2. SISTEMA DE MEDICION DE ENERGIA

2.1. CARACTERISTICAS DE EQUIPOS Y CLASE DE MEDICION

La clase requerida de los aparatos destinados a medición de energía activa para facturación, será la indicada en el siguiente cuadro:

INSTALACION	TI	TV	MEDIDOR PRINCIPAL	MEDIDOR CONTROL
<ul style="list-style-type: none"> • Nodos de interconexión en tensiones ≥ 132 kV • Interconexiones Internacionales • Grupos de Generadores y de Cogeneradores de Potencia Bruta ≥ 20 MW 	0,2s (*)	0,2	0,2s	0,2s
<ul style="list-style-type: none"> • Nodos de interconexión entre Empresas de Transporte o en Funciones de Transporte 	0,5s (*)	0,5	0,5s	NO OBLIGATORIO
<ul style="list-style-type: none"> • Nodos de interconexión en tensiones < 132 kV • Grupos de Generadores y de Cogeneradores de Potencia Bruta < 20 MW. • Servicios Auxiliares de generación. 	0,5s(*)	0,5	0,5s	NO OBLIGATORIO



- | | | | | |
|--|--|--|--|--|
| • Generación propia de Autogeneradores | | | | |
|--|--|--|--|--|

TV: Transformador de Tensión. T1: Transformador de corriente. (*) Ver 2.1.1.g

2.1.1. REQUERIMIENTOS GENERALES

- a) Los medidores de energía serán trifásicos, tetrafilares, con emisores de impulsos a dos o tres hilos, libres de potencial, podrán incluir registro de acumulación de energía en períodos programables y dispondrán de indicador numérico de energía medida. Si dicho indicador es electrónico, estará dotado de memoria no volátil. Para energía activa responderán a la clase definida en el **punto 2.1**.

Todo instrumento que se incorpore al Sistema de Medición de Carácter Comercial (SMEC) deberá contar con ensayo de tipo vigente, correspondiente al modelo a instalar, realizado en el INTI u otra entidad de jerarquía internacional equivalente, reconocida por el OED, sobre muestra de igual modelo y características al propuesto. Cualquier cambio de modelo o características por parte del fabricante, respecto al equipo ensayado oportunamente, implicará la presentación del ensayo de tipo correspondiente al nuevo modelo o versión del instrumento.

- b) Los medidores deberán ser de tipo estático, normalizados según norma IEC-687. Los equipos ya ensayados, que sufran modificaciones, también deberán ser normalizados según norma IEC-687.
- c) El medidor de control, será de igual clase que el principal, contemplando que reemplazará a éste en caso de falla o necesidad de desconexión para verificación, asegurando de esta manera la continuidad de la medición y registro.
- d) La frecuencia de los emisores de impulsos será seleccionada para asegurar una óptima relación kWh por impulso, no debiendo superarse en régimen de máxima carga el límite admitido por el registrador a utilizar. La duración de los impulsos no será inferior a TREINTA (30) milisegundos. En medidores bidireccionales se dispondrá de DOS (2) generadores de impulsos independientes, uno por cada sentido.
- e) Los transformadores de medición de tensión y corriente dispondrán de secundarios afectados al Sistema de medición SMEC. Dichos secundarios sólo podrán ser compartidos por el Sistema de Operación en Tiempo Real, Desconexión Automática de Generación (DAG), instrumental estático permanente para medir Calidad de Servicio, este último deberá tener la homologación del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), las impedancias compensadoras de la carga de los transformadores (en caso que sea necesarios instalarlas) y los detectores de falta de tensión de medición. La posibilidad de compartir secundarios mencionada precedentemente, estará limitada a que no se supere la potencia de exactitud de los transformadores y sea posible la precintabilidad de todos los elementos incorporados a la cadena.
- f) El error porcentual total máximo (en módulo y fase), a coseno $j = 0,9$ (factor de potencia de la carga), introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión, no deberá superar el CERO COMA UNO POR CIENTO (0,1%).

Será obligatorio presentar un cálculo del error mencionado, basado en valores comprobables mediante ensayos. Si no se pudiera lograr lo establecido anteriormente, se deberá optar por alguna de las soluciones siguientes:

- 1) En los casos en que sea técnicamente factible, aumentar la sección de los cables y/o disminuir la distancia entre los medidores y transformadores.
- 2) Compensar el error mediante algún método confiable, sujeto a la aprobación del OED.
- 3) Reemplazar los medidores (responsables de la caída de tensión en los cables) por otros de mejor prestación (por ej. medidores electrónicos) para lograr que el error sea menor que el establecido.

- g) Los transformadores de corriente en media tensión serán con secundario de 5 (cinco) Amper y responderán a las clases definidas en la tabla del punto 2.1 (0,2s y 0,5s). Solamente se aceptarán transformadores de corriente con secundario de 1 (uno) Amper y clase 0,2 en tensiones mayores o iguales a 132kv. En este caso su uso debe estar justificado y las excepciones deben ser presentadas para su análisis y aprobación al OED.



- h) Para los transformadores y medidores deberá compatibilizarse la corriente nominal del TI con la corriente básica y la corriente máxima del medidor.
- i) La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de Corriente (TI) y Tensión (TV) destinados a medición comercial, deberá estar comprendida entre el VEINTICINCO POR CIENTO (25%) y el CIENTO POR CIENTO (100%) de la potencia de exactitud correspondiente. Se recomienda para el caso particular de los TI, que el estado de carga secundario debido al equipamiento de medición sea superior al SETENTA POR CIENTO (70%) de la potencia de exactitud, a los efectos de evitar situaciones de riesgo para el instrumental, ante cortocircuitos primarios. De ser necesario, se ajustará dicha carga secundaria, agregando impedancias de calidad, disipación y magnitud adecuadas.
- j) Se deberá dimensionar la corriente primaria de los de los transformadores de corriente de tal manera que la corriente máxima circulante por los mismos supere el 60% de su corriente nominal. Cuando disminuya la potencia contratada de manera que la corriente máxima circulante no supere el 30% de la corriente nominal del TI, se deberá modificar la relación de transformación en un plazo máximo de 30 días, o cambiar el transformador con los siguientes plazos: Transformadores de tensiones de 66 kV o superiores el plazo para realizar este cambio será de 150 días. Para tensiones menores a 66 kV el plazo será de 90 días. Ambos plazos contados a partir de la efectivización de la recontractación.
- k) Los circuitos de medición contarán con los elementos necesarios, que permitan separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual con la instalación en servicio para su verificación in situ (intercalación de instrumento patrón) y/o reemplazo sin afectación de los restantes.
- l) Se preverá la precintabilidad de todos y cada uno de los componentes de la cadena de medición SMEC, mediante la incorporación de los dispositivos que se requieran a este fin. El precintado será efectuado por el OED.
- m) Serán de aplicación las siguientes normas:

Para todo lo concerniente a transformadores de medición:

de corriente:	IRAM 2275 - IEC60044-1/96
de tensión:	IRAM 2271 - IEC186/87 con su modificaciones N° 1 y 2
ambos	IRAM 2274

Para medidores de energía:

estáticos, clase 0,2S y 0,5S:	IEC 687
-------------------------------	---------

Para el caso de los TV capacitivos de clase CERO COMA DOS (0,2), no contemplados por la norma IRAM 2271, la aprobación de su uso quedará a cargo del OED.

2.1.2. ESQUEMA DE RESPALDO DE LA MEDICION

Los agentes MEM responsables de la medición indicados en 5.- deberán definir un esquema de respaldo de la medición en cada punto, independiente del SMEC, el que será puesto a consideración del OED. El mismo deberá permitir recomponer la información que eventualmente se pierda por fallas o por actuaciones del agente responsable o la auditoría del SMEC en la cadena de medición principal y de control. Este es un esquema para ser usado excepcionalmente en casos de emergencia. El envío de datos al OED, en estos casos, es responsabilidad del titular de la medición principal que reemplaza.

El esquema de respaldo podrá ser resuelto con la medición del agente contraparte del nodo, cuando el agente responsable así lo defina. Es responsabilidad de este último la de suministrar la información a partir de dicho respaldo, al OED, en tiempo y forma, debiendo suministrar dicha información con los formatos y procedimientos definidos por éste para la recolección de datos SMEC en emergencia.



2.1.3. DISPOSICIONES PARA EL EQUIPAMIENTO EXISTENTE

Para el instrumental de medición existente e instalado al momento de ingresar como nuevo Agente al Mercado Eléctrico Mayorista, que presente apartamientos o lo requerido en el **punto 2.1.** , se admiten, con carácter de excepción, las exigencias de clase previstas en el cuatro siguiente:

INSTALACION	TI	TV
• Interconexiones \geq 132 kV	0,5	0,5
• Interconexiones entre Transportistas	0,5	0,5
• Interconexiones <132 kV	1	1
Grupos de Generadores y de Cogeneradores de Potencia Bruta \geq 20 MW	0,5	0,5
Grupos de Generadores y de Cogeneradores de Potencia Bruta < 20 MW		
• Servicios Auxiliares	1	1
• Generación propia de Autogeneradores		

TV: Transformador de tensión.

TI: Transformador de corriente.

Los medidores afectados al SMEC habilitados en calidad de equipamiento existente y por tanto con carácter transitorio, deberán ser reemplazados en la fecha que fije a tal efecto la Secretaría de Energía.

En el caso de los T1 y TV, deberán ser reemplazados cuando sea necesario hacerlo por deterioro o pérdida de clase. En tal caso, los Agentes involucrados deberán presentar, para su aprobación, el proyecto al OED, el cual deberá verificar, adicionalmente, que los plazos previstos sean los mínimos posibles.

Los equipos SMEC que comparten bobinados de transformadores de medición con otros equipamientos y que fueran oportunamente así habilitados comercialmente, cuando dichos transformadores sean reemplazados, deberán contar con núcleo exclusivo para el SMEC y responder a los parámetros definidos en el presente Anexo.

2.2. APROBACION DEL PROYECTO Y HABILITACION DEL INSTRUMENTAL

El OED definirá la estructura, condiciones y demás aspectos a que deberán responder los proyectos e instalaciones afectadas al SMEC, en un Procedimiento Técnico específico.

Los proyectos de instalación del instrumental de medición serán sometidos a la aprobación del OED, quien se expedirá en un plazo máximo de TREINTA (30) días. Durante el proceso de construcción y/o montaje, el OED estará habilitado para efectuar los controles que considere necesarios.

La habilitación de los medidores e instalaciones relacionadas (T1, TV, y circuitos de corriente y tensión), se concederá una vez verificados los requerimientos precedentes, presentada la INFORMACION REQUERIDA para su incorporación al Registro Oficial de Instalaciones de Medición del MEM y aprobada la HABILITACION COMERCIAL, conforme al Procedimiento Técnico Operativo que el OED defina al efecto.

Las empresas poseedoras de los equipos de medición, deberán proveer al OED la INFORMACION REQUERIDA relativa a cada punto de medición, de equipos que se afecten al SMEC, satisfaciendo como mínimo la información que se detalla a continuación:

Esquema unifilar integral de la instalación de potencia en la que se identifique la salida correspondiente al nodo SMEC, mostrando la conexión de los equipos de medición. En el caso del GUMA, el alimentador de ingreso deberá estar identificado, como así también indicado el nombre de la estación del distribuidor, transportista o generador al que está conectado eléctricamente.

Esquema trifilar de la instalación mostrando la conexión de los equipos de medición.



Transformadores de corriente.

Corriente primaria/Corriente secundaria
Clase
Potencia de exactitud
Corriente/s nominal/es y relación de transformación normal de uso

Transformadores de tensión:

Tensión primaria (kV)/Tensión secundaria (V)
Clase
Potencia de exactitud.

Medidor de energía principal

Marca.
Tipo
Número
Electrónico
Uni o Bidireccional
Clase
Constante del medidor
Factor de multiplicación
Tipo de emisor de impulsos
Constante del emisor (kWh/impulso)

Medición de energía de control

Cuando exista, se deberán indicar los mismos datos del sistema principal.

Acompañar copia de la documentación técnica original de los equipos.

En base a esta información, el OED llevará una ficha de cada punto de medición en el registro respectivo, donde se asentarán las novedades, último protocolo de ensayos y verificaciones realizados. Si se trata de un equipo nuevo, los protocolos de los ensayos de recepción ejecutados en el INTI, en el laboratorio del fabricante o el laboratorio habilitado por el OED.

De ser necesario, con el objeto de asegurar la calidad de la instalación, el OED podrá requerir información adicional a la detallada.

Las empresas deberán notificar al OED toda novedad, modificación en las instalaciones afectadas al SMEC, o relacionadas a sus circuitos, incluida la violación de precintos, reprogramación de equipos, puesta en hora, etc., de acuerdo a lo definido por el OED en los Procedimientos Técnicos que emita al efecto.

2.3. ENSAYOS Y MANTENIMIENTO

El responsable del instrumental deberá realizar el control rutinario, calibración, reprogramación y eventuales reparaciones que sean necesarias para asegurar la permanencia en el tiempo de los parámetros y condiciones emergentes de la presente norma.

El responsable del instrumental deberá asegurar la sincronización horaria de los registradores procediendo a la puesta en hora de los mismos, como mínimo, cuando se superen las cotas definidas en el Procedimiento Técnico emitido por el OED al efecto, en caso contrario, el OED procederá a hacerlo, con cargo al agente responsable.

Cuando el OED, en sus verificaciones rutinarias y/o de auditoría, detecte que alguno de los equipos componentes de la cadena de medición no cumpla satisfactoriamente alguno de los ensayos de verificación que realice, el responsable de la instalación deberá realizar las tareas correspondientes para que el mismo funcione adecuadamente. Todo instrumento que se retire de la cadena de medición, será sometido a las verificaciones pertinentes cuando se proceda a su reinstalación de acuerdo al Procedimiento Técnico que el OED emita al efecto.



Toda intervención a realizar sea preventiva o de emergencia sobre componentes de la cadena de medición, incluida la violación de precintos, requerirá la autorización del OED y a las partes interesadas según el procedimiento confeccionado por el OED al efecto.

Todos los componentes de la cadena de medición serán precintados, según los alcances del procedimiento Técnico que el OED emite al efecto.

3. SISTEMA DE REGISTRO Y TRANSMISION DE DATOS

3.1. GENERALIDADES

Todos los medidores deberán disponer de registradores en los nodos, que obtendrán y almacenarán los valores de energía, los que serán extraídos diariamente en forma remota y/o, eventualmente en forma local en caso de ser necesario, con destino a el OED y las partes interesadas.

Los registradores integrarán los pulsos generados en los medidores de energía, en períodos programables conforme a los requerimientos de la metodología de comercialización del MEM, prevista para los distintos operadores del sector eléctrico, considerando la transacción de energía y potencia.

Se dispondrá de registradores independientes para los medidores, principal y de control, a fin de disponer de una redundancia adecuada y posibilidad de verificación permanente.

El procedimiento normal de lectura de los registradores será remoto mediante la utilización de vínculos de red telefónica conmutada privada o pública, para lo cual el equipo estará dotado de un módem adecuado al vínculo telefónico elegido y la velocidad de transferencia utilizada y dotado de la inteligencia necesaria para la comunicación, con el grado de protección requerido. Adicionalmente dispondrá la posibilidad de extracción local.

Como referencia de tiempo los registradores utilizarán indistintamente la frecuencia de red o la base de tiempo propia, previéndose la disponibilidad de sincronización externa, o la puesta en hora remota de los mismos. Si la frecuencia de red se usa como referencia, el registrador hará uso de la base de tiempo propia, a fin de mantener la hora y los datos almacenados, durante el período de interrupción del suministro de la red.

La protección de los datos deberá abarcar tanto el almacenamiento como la extracción y transmisión, disponiendo de memoria no volátil o alimentación asegurada, palabra clave de acceso (password) y protocolos de transmisión con detección de errores, corrección de los mismos y/o repetición de bloques de datos defectuosos.

El equipo de registro podrá ser independiente del instrumento de medición o integrado a este. En el primer caso cada registrador tendrá la posibilidad de atender a varios medidores simultáneamente.

3.2. CARACTERISTICAS DE LOS REGISTRADORES

Los registradores o el dispositivo de registro de los medidores con esta función (memoria de masa), se ajustarán a las siguientes características:

- a) Cuando se trate de un equipo independiente del medidor, tendrá capacidad para registrar como mínimo tantos canales de entrada de pulsos, como medidores y/o parámetros eléctricos se requiera registrar.
- b) El período de integración de pulsos será programable, desde un mínimo de UN (1) minuto hasta UNA (1) hora de intervalos que contemplen todos los submúltiplos de SESENTA (60) minutos.
- c) Capacidad de almacenamiento de la información en memoria circular de TREINTA Y CINCO (35) días como mínimo, con los canales activos requeridos por la instalación y un período de integración fijado en QUINCE (15) minutos.
- d) El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la permanencia y la inalterabilidad de los mismos, ante faltas de alimentación del equipo o acciones externas.
- e) Interfase para la lectura de los datos almacenados. El equipo deberá permitir una lectura local de los datos, para lo que dispondrá de una puerta de acceso (por ejemplo de tipo óptico o RS232), y lectura remota a través de un canal telefónico, para lo que deberá incluir el correspondiente módem interno o en



su defecto, interfase digital adecuada y módem externo, compatible con ésta. En todo caso el módem será adecuado al vínculo telefónico elegido para su lectura remota.

- f) Los registradores podrán ser capaces de compartir una línea telefónica con otros equipos del SMEC o aparatos telefónicos. Esta última opción deberá limitarse a los casos estrictamente indispensables, dado que por razones de servicio, disponibilidad de datos y diagnóstico en caso de problemas, es aconsejable la utilización de vínculos exclusivos, que permiten el acceso a los registradores las VEINTICUATRO (24) horas al día.
- g) La información podrá estar protegida contra lecturas por parte de personas no autorizadas. A tal fin el acceso se habilitará mediante claves de identificación o palabra clave de lectura.
- h) Los equipos admitirán la reprogramación en forma local y remota, a través de sus interfases, con las correspondientes protecciones, preferentemente mediante palabra clave distinta de la de lectura y/o dispositivo hardware, para evitar el acceso a personas no habilitadas. Esta operación será realizada con participación del OED, quien administrará las claves y dispositivos de protección.
- i) El OED deberá ser provisto gratuitamente por los Agentes, de los programas y elementos de hardware (interfases, cables, etc.) requeridos para la programación del instrumental, y adquisición de datos de los registradores, cuando éste no los disponga, para poder hacer efectiva su función de auditoría sobre las mediciones.
- j) Cumplimiento con las normas IEC 225-4, IEC 68-2-38 y IEC 801.
- k) Los Agentes que instalen instrumental de registro cuyo software de lectura no está disponible en el CR al que reportará, deberán hacerse cargo de la adecuación del mismo, suministrando el software y hardware requerido para implementar la lectura y conformación de archivos, en forma automática, con frecuencia diaria y en el formato predefinido y la adecuación a la red LAN existente en el CR.

Cuando se instalen equipos y software de recolección diferentes a los existentes en los CR, los mismos tendrán un período de prueba de 90 días, contados a partir de la puesta en marcha del mismo a fin que el Transportista responsable del CR y el agente que lo instala verifiquen su correcto funcionamiento. A partir de ese plazo el nuevo equipamiento quedará a cargo del responsable del CR.

3.3. CENTROS DE RECOLECCION

La adquisición primaria de la información procedente de los registradores del SMEC, será realizada en Centros de Recolección (CR), distribuidos geográficamente, asignando el OED a cada nodo el CR correspondiente.

Estos centros estarán dispuestos en los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL y el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION.

Los Centros Recolectores, pondrán a disposición del OED, según formato y protocolo normalizado, toda la información recolectada, según éste le indique, y a los Agentes Interesados del nodo (los alcances de la expresión Agentes Interesados se señalan en el Procedimiento Técnico que el OED defina al efecto).

La información a transferir entre los CR y el OED se realizará mediante el protocolo de comunicaciones Kermit. En caso que se defina un nuevo protocolo de comunicaciones, el software relativo al mismo deberá ser puesto a disposición de los agentes y normalizado por parte del OED.

Habrà un período de prueba de 3 meses por parte del agente transportista responsable del CR para la aceptación del mismo, plazo a partir del cual asumirá la responsabilidad de la operación y mantenimiento del software.

El procedimiento de cambio de formato, cuando se requiera, será realizado mediante un programa compilado, que integrará la programación del equipamiento de los Centros Recolectores.

4. SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA RECOLECCION DE LA INFORMACION.

La lectura periódica de los registradores será realizada mediante el acceso remoto vía módems, utilizando para ello facilidades de vínculos telefónicos, preferentemente de las redes de telefonía privada con que cuentan las empresas del sector eléctrico y en su defecto líneas del servicio público tradicional o celular.



Para la información asignada a los CR del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL, éstos deberán poner a disposición sus redes de comunicaciones hasta la frontera de sus instalaciones. La vinculación entre estos puntos y el instrumental de medición y registro, será responsabilidad de los usuarios.

Cada una de las microcomputadoras de recolección instaladas en los CR y afectadas a la lectura de registradores, dispondrá como mínimo de una línea exclusiva de cada tipo de las utilizadas (privada, pública tradicional y/o celular) para enlazarse exitosamente con los registradores que reportan a dicha máquina.

Cada una de las microcomputadoras de comunicaciones, afectadas a la puesta a disposición de los datos leídos, para el OED y los Agentes, deberá disponer de al menos una línea pública exclusiva.

Podrá disponerse una central telefónica que optimice una redundancia prevista y la disponibilidad de vínculos de prestador público alternativo a los utilizados normalmente, para salvar colapsos en el sistema de un prestador.

4.1. DATOS DE LA RED TELEFONICA

A los efectos de identificar las vías de acceso a los medidores, el OED tendrá un registro donde conste la información referente a los medios de comunicación para acceder a los nodos, cuyos datos serán provistos y actualizados por las empresas. Para la constitución de este registro se enviarán los siguientes datos y esquemas:

- Líneas telefónicas de red privada y pública en el lugar.
- Localización y características de la central telefónica a la que se vincula cada línea.
- Vinculación de las centrales telefónicas privadas, tengan o no relación directa con los puntos en cuestión, que puedan servir de vía de acceso indirecto por selección múltiple.
- Vinculación de estas centrales con las de otras empresas del sector.
- Posibilidad de instalación de abonados de centrales telefónicas propias o de otras empresas del sector para cubrir puntos que no cuentan con servicio actualmente.
- Vínculos del servicio público alternativos.
- Esquemas de las vinculaciones requeridas precedentemente.

5. RESPONSABILIDAD DE LAS EMPRESAS.

Cada Agente del MEM separadamente será responsable por el cumplimiento de la presente norma de medición en todos sus nodos.

La asignación específica de responsabilidades del SMEC se detalla a continuación.

5.1. INSTRUMENTAL DE MEDICION Y REGISTRO SMEC Y SU ESQUEMA DE RESPALDO

Las responsabilidades inherentes a la instalación del instrumental, verificación, calibración y mantenimiento, de acuerdo a la presente Norma, corresponden a:

Los GENERADORES y COGENERADORES en sus nodos, al momento de su puesta en servicio, debiendo medir la energía activa neta por unidad generadora, entregada en el ámbito del MEM. La obtención de la energía neta admite dos modalidades:

- a) medición de la generación bruta y el consumo de servicios auxiliares por unidad, las alimentaciones independientes a los servicios comunes de la central y consideración de las pérdidas de transformación.
- b) medición de la energía neta suministrada por unidad y las alimentaciones independientes a los servicios comunes de central.



El esquema adoptado deberá posibilitar, junto con los ensayos que se requieran, la remuneración a costo operativo de cada unidad.

En todos aquellos casos en que en barras de generadores se alimenten consumos de otros usuarios, la responsabilidad del generador por el instrumental de medición y registro, se hará extensiva a dichos alimentadores, con cargo a los usuarios.

El esquema de medición será definido y convenido en cada caso con el OED, en función de características de cada central.

El SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION en sus fronteras con excepción de las interconexiones con generadores, Grandes Usuarios, Autogeneradores y Cogeneradores, debiendo medir la energía activa en sus nodos. El costo de la instalación del instrumental de medición será cargado a los Agentes del MEM usuarios del mismo.

Los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL en sus fronteras, con excepción de las interconexiones con el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y/o Generadores, Grandes Usuarios, Autogeneradores y Cogeneradores, debiendo medir la energía activa en sus nodos. El costo de la instalación del instrumental de medición será cargado a los Agentes del MEM usuarios del mismo.

Los Transportistas de alta tensión y por Distribución Troncal u otros Agentes con instalaciones PAFTT, que sirvan a Interconexiones Internacionales, en los nodos frontera correspondiente a las mismas, siendo responsable de la instrumentación, operación y mantenimiento del equipamiento de medición, conforme a las características técnicas y procedimientos establecidos por la presente norma. El costo de la instalación del instrumental será cargado al Iniciador de la Interconexión (dentro del canon).

Los DISTRIBUIDORES en las interconexiones con otros DISTRIBUIDORES, debiendo medir la energía activa intercambiada entre ellos. La medición y la responsabilidad de la instrumentación, operación y mantenimiento del equipamiento de medición estará a cargo del agente propietario de la barra ubicada en el punto frontera de interconexión, conforme a las características técnicas y procedimientos establecidos por la presente norma.

Los AUTOGENERADORES en los nodos de intercambio, debiendo medir la energía activa que demanden y suministren al MEM, es decir medición y registro bidireccional; deberán también medir la generación propia, todas estas mediciones conforme a los parámetros y obligaciones previstos para equipamiento SMEC en el presente anexo.

Los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMA) en los nodos de consumo, debiendo medir la energía activa que demanden al MEM. Cuentan con un plazo de SESENTA (60) días para instalaciones en Media Tensión y CIENTO VEINTE (120) días para instalaciones de AT, a partir de su ingreso al MEM para implementar el Sistema de Medición SMEC.

Durante esta etapa transitoria deberán contar con instrumental de medición que le permita conformar los datos cada QUINCE MINUTOS (15'), y enviarlos al OED en el formato definido por éste en el Procedimiento Técnico correspondiente.

De no contar con el instrumental adecuado el Agente podrá definir como dato a utilizar por el OED, el de la medición de la contraparte en el nodo frontera, en caso de existir. Tal decisión debe ser notificada fehacientemente al OED, con identificación de a quién deberá este último reclamar la información de la medición, en caso de no recibirse la misma.

En este caso, el agente responsable, deberá convenir con dicha contraparte la modalidad operativa para proveer al OED la medición extraída del instrumental, de acuerdo a lo previsto en párrafo precedente, dado que mantiene la responsabilidad, por el suministro del dato en tiempo, forma y calidad.

La medición SMEC debe ser instalada en el punto de frontera correspondiente al nodo, de acuerdo a lo indicado en la Introducción del presente Anexo.

En aquellos casos en que razones técnicoeconómicas determinen la localización de la medición en un punto no coincidente con el de frontera correspondiente al nodo, las empresas afectadas deberán acordar la ubicación del sistema de medición. Posteriormente, al presentarse el Proyecto de Medición, el OED verificará lo actuado por aquéllas. El acuerdo contemplará las compensaciones necesarias en el software y/o hardware del equipo o por medio de ajustes en el software en el OED para ajustar el valor de la medición al nodo de frontera.



Cuando se instale equipamiento de medición de un nuevo nodo, y en el caso de no realizarse en el predio del responsable del mismo, los agentes concurrentes podrán acordar instalarlo en el predio existente del otro agente concurrente. En ese caso el agente responsable del mismo deberá permitir sin costo o cargo alguno la instalación del equipamiento en su E.T., cabina de Media Tensión, Central, etc. y otorgará libre, permanente y gratuito acceso a las instalaciones para permitir el control del equipamiento del cual el otro agente es responsable.

El incumplimiento del libre permiso de acceso fehacientemente demostrado, hará incurrir al agente que lo impida en una penalización equivalente a indisponibilidad de medición en cuestión (ver 7.2. del presente Anexo) durante el período de inaccesibilidad de la misma.

5.2. CENTROS DE RECOLECCION

El servicio de operación de los centros recolectores será responsabilidad del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL. La localización de los CR que recolectarán la información registrada, será definido por el OED e instalado con cargo a los usuarios.

Las responsabilidades por la operación y mantenimiento, del equipamiento informático de recolección, de acuerdo a la presente norma, corresponde a:

El SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION, debiendo adquirir la información procedente de sus nodos de frontera, la de los generadores y grandes usuarios adyacentes y toda otra medición no adyacente de los nodos no previstos en los CR de los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL.

Esta información será recolectada diariamente y puesta a disposición del OED y a las empresas interesadas con igual frecuencia.

Los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL en sus CR, debiendo adquirir toda la información de sus nodos de frontera, la de los generadores y grandes usuarios adyacentes, más toda otra que se encuentre en su región.

Esta información será recolectada diariamente y puesta a disposición del OED y a las empresas interesadas con igual frecuencia.

Los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL en sus CR, debiendo adquirir toda la información de sus nodos de frontera, la de los generadores y grandes usuarios adyacentes, más toda otra que se encuentre en su región.

Esta información será recolectada diariamente y puesta a disposición del OED y de las empresa interesadas con igual frecuencia.

Cuando, debido a incompatibilidad con el sistema existente, fuese necesario instalar nuevo hardware y/o software y vincularlo a la red local existente en un CR a los efectos de realizar la recolección automática, dicha instalación será por cuenta y cargo del agente cuya incorporación al SMEC obligue a las modificaciones antes mencionadas.

Esta adecuación será realizada bajo la supervisión del transportista responsable del CR quien no podrá oponerse a las modificaciones requeridas a menos que éstas afecten el funcionamiento del sistema existente.

Las modificaciones realizadas tendrán un período de prueba de 90 días contados a partir de la puesta en marcha del equipamiento y/o software agregado a fin de que el transportista y el agente que realiza la instalación verifiquen su correcto funcionamiento. Finalizado dicho plazo el sistema agregado quedará a cargo del transportista responsable del CR.

El OED podrá proponer las mejoras necesarias en los CR, con cargo a los usuarios, para dar cumplimiento a la presente y a toda la normativa del MEM.



5.3. RED DE COMUNICACIONES

La recolección de las mediciones se realizará por medio de enlaces de datos utilizando la red conmutada, siendo factible utilizar otros vínculos que la superen en prestación y sea compatible con los medios con que cuente cada CR.

Cuando se utilicen sistemas privados de las empresas, éstas tendrán la responsabilidad de estructurar sus sistemas de comunicaciones con la finalidad de:

El SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL: acceder desde los CR a los nodos de su frontera.

Habilitar vías de comunicación, entre el OED y los Centros Recolectores bajo su responsabilidad.

Distribuidores, Generadores, Autogeneradores Cogeneradores y Grandes Usuarios: disponer los medios para permitir el tránsito desde los registradores hasta las fronteras del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION o los de los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL, desde donde serán recogidos y transportados al CR correspondiente.

En caso de que el Transportista en Alta Tensión o por Distribución Troncal no disponga en dicha frontera de los medios suficientes, los Agentes mencionados deberán instalar líneas públicas que permitan el acceso a sus respectivos registradores durante las VEINTICUATRO (24) horas.

Los Transportistas en Alta Tensión o por Distribución Troncal, responsables de los CR, deberán disponer en los mismos de los medios de comunicación suficientes para recolectar las mediciones en los tiempos y forma definidos por el OED.

El OED podrá proponer las mejoras necesarias en el sistema de comunicaciones, con cargo a los usuarios, para dar cumplimiento a la presente y a toda la normativa del MEM.

5.4. EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)

EL OED supervisará la operación y procesamiento de la información de cada uno de los componentes del SMEC, a los efectos de la resolución de las transacciones comerciales entre los Agentes del MEM.

Deberá realizar la auditoría del sistema a los efectos de verificar la disponibilidad, calidad y correspondencia temporal de los períodos de integración con respecto a la hora oficial, de la información recolectada a partir del SMEC.

El OED deberá disponer los medios necesarios para determinar:

1. Los desvíos en la medición.
2. Las indisponibilidades del instrumental SMEC.
3. La falta, indisponibilidad o falencia del vínculo telefónico entre el Nodo SMEC y el CR atribuibles al Agente responsable del medidor.
4. Deficiencias en la recolección en los CR y/o falta de atención de los mismos.
5. Incumplimiento de los plazos y acciones previstos en el presente Anexo.
6. Alteraciones presumiblemente provocadas intencionalmente en las instalaciones.
7. Modificaciones en instalaciones SMEC y/o violación de precintos sin notificación fehaciente al OED.

Mensualmente, el OED remitirá al ENRE la recopilación de todas las anomalías reseñadas, para que éste aplique las penalidades que pudieran corresponder a los Agentes responsables. Para el caso de los transportistas la recopilación estará incluida en el DCSTP.



Independientemente de la notificación que el OED haga al ENRE señalada en el párrafo anterior, en todos los casos que el equipo SMEC presente desvíos, el OED ajustará los valores medidos y procederá a su facturación según los procedimientos vigentes. Asimismo, el OED facturará a los Agentes responsables del equipamiento, los mayores costos en que se incurra ante demoras o denegación de acceso a instalaciones SMEC de acuerdo a lo estipulado en el **punto 8** del presente Anexo.

6. AUDITORIA

El OED realizará los ensayos y verificaciones en el sistema de medición y adquisición de los valores con motivo de la Auditoría de SMEC, con los alcances, metodologías y procedimientos dispuestos en el Procedimiento Técnico que el OED emita al efecto.

Cuando el Agente envíe sus mediciones por los sistemas de emergencia, en forma reiterada, el OED podrá realizar a costo del Agente lecturas de auditoría de dichas mediciones, con los alcances de los Procedimientos Técnicos realizados a tal fin.

Para la realización de las verificaciones y ensayos, el responsable de las instalaciones permitirá el acceso del OED o quien éste disponga para la realización de las tareas in situ sobre el equipamiento de medición (T1, TV, medidores, registradores, cableado, módems y sistema de comunicaciones según corresponda).

De detectarse anomalías en los equipos o instalaciones analizados, será de aplicación por parte del ENRE, el régimen de penalizaciones previsto en la presente norma.

Ante un pedido expreso con una observación fundada del/los Agente/s interesado/s en un nodo sobre fallas en la medición del sistema SMEC del cual otro Agente es responsable, el OED programará la realización de una auditoría sobre las mediciones involucradas.

Los costos incurridos en las tareas serán solventados:

- Por el Agente responsable de la medición en el caso de detectarse inconvenientes en su medición SMEC.
- Por el Agente que presentara la observación si en la auditoría no se encontraran inconvenientes. De ser varios Agentes se prorateará en partes iguales a cada uno.
- El OED si se observara que se debió a causas que no involucran a las partes.

7. PENALIZACIONES

Las penalizaciones se aplicarán a los responsables enunciados en el **punto 5.1. INSTRUMENTAL DE MEDICION Y REGISTRO SMEC Y SU ESQUEMA DE RESPALDO**, del presente Anexo.

7.1. POR DESVIO DE LA MEDICION:

Se definen las siguientes expresiones:

a) Desvío de la Medición Principal de un nodo SMEC:

$$\sum DXX = DT1 + DTV + DMed$$

$$DTI = \text{máx.} (DTIa, DTIb, DTIc)$$

$$DTV = \text{máx.} (DTV a, DTV b, DTV c)$$

y

$$1. DTIa = ERTIa - (1,1 \times CLTI)$$

$$2. DT1b = ERT1b - (1,1 \times CLT1)$$



$$3. DT1c = ERT1c - (1,1 \times CLTI)$$

$$4. DTVa = ERTVa - (1,1 \times CLTV)$$

$$5. DTVb = ERTVb - (1,1 \times CLTV)$$

$$6. DTVc = ERTVc - (1,1 \times CLTV)$$

$$7. DMed = EMed - (1,1 \times CLMed)$$

donde:

$\sum DXX$: Sumatoria de los Desvíos de la medición de toda la cadena de un nodo SMEC.

DTI: Es el desvío en POR CIENTO (%) de la medición de los transformadores de corriente en consideración.

DTV: Es el desvío en POR CIENTO (%) de la medición de los transformadores de tensión en consideración.

DMed: Es el desvío en POR CIENTO (%) de la medición del medidor en consideración

y

DT1a; DT1b; DT1c: Desvíos en POR CIENTO (%) de la medición de las fases a, b y c de los transformadores de corriente (TI).

DTV a; DTV b; DTV c: Desvíos en POR CIENTO (%) de la medición de las fases a, b y c de los transformadores de tensión (TV).

ERT1a; ERT1b; ERT1c: Valores absolutos en POR CIENTO (%) del error de relación de las fases a, b y c del transformador de corriente (TI) (medidos).

ERTVa; ERTVb; ERTVc: Valores absolutos en POR CIENTO (%) del error de relación del transformador de tensión (TV) (medido)

EMed: Error (en %) del medidor de energía (medido).

CLT1: Valor absoluto (en %) del error máximo admitido por clase del transformador de corriente según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en a.1)

CLTV: Valor absoluto (en %) del error máximo admitido por clase del transformador de tensión según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en a.2)

CLMed: Valor absoluto (en %) del error máximo admitido por clase del medidor según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en a.3)

Se considerará que existe desvío en la medición si en cualquiera de los desvíos definidos en las expresiones 1 a 7 el primer término es mayor que el segundo.

Forma de determinar los errores:

a.1) Transformador de corriente:

Los errores de las expresiones 1.- 2.- y 3.- deben ser evaluados ensayando en su lugar de montaje a los transformadores en DOS (2) estados de carga: al CINCO POR CIENTO (5%) y al CIENTO POR CIENTO (100%) de la corriente nominal del TI.

En ambas pruebas con una carga secundaria del T1 de $\cos \phi = 0,85$ inductivo y CIENTO POR CIENTO (100%) de su potencia de exactitud.

Se considerará que el equipo de ensayo de transformadores tiene un error igual a CERO (0).



Para definir DT1a y/o DT1b y/o DT1c, se tomará el mayor de los dos ensayos realizados a cada uno del/los Transformador/es.

a.2) Transformador de tensión:

Los errores de las expresiones 4.- 5.- y 6.- deben ser evaluados ensayando en su lugar de montaje a los transformadores a su tensión nominal, con una carga secundaria del TV de $\cos \phi = 0,85$ inductivo y CIENTO POR CIENTO (100%) de su potencia de exactitud.

Se considerará que el equipo de ensayo de transformadores tiene un error igual a CERO (0).

a.3) Medidor de energía:

El error de la expresión 7.- debe ser evaluado ensayando en su lugar de montaje a los medidores en DOS (2) estados de carga: al CINCO POR CIENTO (5%) y al CIENTO POR CIENTO (100%) de la corriente nominal del medidor con tensión nominal y $\cos \phi = 1$.

Se considerará que el equipo de ensayo de medidores tiene un error igual a CERO (0).

Para definir Dmed se tomará el mayor de los DOS (2) ensayos realizados al medidor.

b) Monto de las penalizaciones debidos a desvíos en la medición:

b.1) El monto de la penalización por cualquiera de los desvíos de la medición será:

$$\text{\$ PDM} = \sum \text{DXX} \times \text{\$ECP} \quad (1)$$

donde:

\\$ PDM: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por Desvío de la Medición.

$\sum \text{DXX}$: Sumatoria de los Desvíos de la medición de un nodo SMEC.

\\$ECP: Valor monetario del monto de la Energía Circulante por el nodo al Precio de Mercado horario, durante el Período con la medición con desvío/s. Esta energía deberá incluir la corrección correspondiente motivada por el desvío.

Esta expresión se usará tanto en el caso de que se realice sólo alguno, como si se realizaron la totalidad de los ensayos indicados.

El valor máximo a aplicar de $\sum \text{DXX}$ es CUATRO (4) %.

b.2) En aquellos nodos con medición de control, y en caso de que la misma no tenga desvío, ésta se utilizará para la facturación hasta solucionarse el inconveniente. En este caso se aplicará a los efectos de la penalización la siguiente expresión:

$$\text{\$PDM} = 0,5 \sum \text{DXX} \times \text{\$ECP} \quad (2)$$

donde las denominaciones y valor máximo a aplicar son iguales a las de la expresión (1)

Igual situación se aplicará si se detectó desvío en la medición de control y no en la principal.

El valor máximo a aplicar de $\sum \text{DXX}$ es CUATRO (4) %.

b. 3) No se reconocerán beneficios económicos a las empresas que tengan mediciones con elementos de mejores clases que las requeridas pasando a ser en ese nodo el límite de error permitido el de la clase instalada.



En caso que se instalen mediciones de mejor clase de las requeridas para este tipo de nodo de acuerdo a lo definido en 2.1 del presente Anexo, se aceptarán como límites superiores de error los correspondientes a los requeridos para la clase del medidor instalado, por ejemplo si se instaló clase CERO COMA DOS (0,2) y el nodo requiere clase CERO COMA CINCO (0,5), sólo se aceptará un desvío hasta el límite de clase CERO COMA DOS (0,2). Este desvío no generará penalización si es corregido dentro de los 30 días de observado si es inferior al de la clase CERO COMA CINCO (0,5s).

b4) Desvíos de la medición diferentes a los señalados anteriormente y cualquiera sea su origen, serán penalizados utilizando la ecuación:

$$\text{\$PDM} = \sum \text{DYY} \times \text{\$ECP} \quad (3)$$

donde:

$\sum \text{DYY}$: Sumatoria de los Desvíos de la medición diferentes a los señalados anteriormente.

Las restantes términos son iguales a los definidos para la ecuación (1).

El valor máximo a aplicar de $\sum \text{DYY}$ es CUATRO (4) %

c) Desvío de la medición debido a defectos en los circuitos:

Frente a los siguientes casos:

1. Falta total o parcial de una o más fases de tensión
2. Caída de tensión en los circuitos de tensión superiores al CERO COMA UNO POR CIENTO (0,1%), medido desde la caja formadora (o conjunción) del TV hasta los bornes del Instrumento.
3. No correspondencia entre fases de corriente y tensión.
4. Derivación total o parcial en una o más fases de corriente.

En todos estos casos el OED calculará el error producido (ECM: Error debido a los Circuitos de Medición).

c1) Monto de las penalizaciones debidos a defectos en los circuitos:

El monto de la penalización por cualquiera de los casos indicados en c) será:

$$\text{\$PDC} = \sum \text{ECM} \times \text{\$ECP} \quad (4)$$

donde:

$\text{\$PDC}$: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por Defectos en los Circuitos.

$\sum \text{ECM}$: Sumatoria de los Errores debidos a los Circuitos de Medición de cualquiera de las formas señaladas en c)

$\text{\$ECP}$: ídem punto b)

El valor máximo a usar de $\sum \text{ECM}$ es CUATRO (4) %.



7.2. POR INDISPONIBILIDAD DEL INSTRUMENTAL DEL SMEC

- a) La indisponibilidad (inexistencia o falla del equipo) del instrumental Principal y de Control del SMEC o de cualquiera de los transformadores de medición a los cuales están conectados dichos instrumentos (aun cuando haya medición de respaldo en funcionamiento correcto), será penalizada utilizando la expresión:

$$\text{\$PI} = 0.04 \times \text{\$EUT} \quad (5)$$

donde:

$\text{\$PI}$: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por Indisponibilidad del instrumental SMEC.

$\text{\$EUT}$: Valor monetario del monto de la Energía Utilizada para realizar la Transacción comercial del período durante el cual el equipo estuvo indisponible, valorizada al Precio de Mercado horario en su nodo.

- b) En los nodos instrumentados con medición de Control, la falta de una de las mediciones (Principal o Control) será penalizada a través de la expresión:

$$\text{\$P1} = 0.02 \times \text{\$EUT} \quad (6)$$

donde las definiciones de los términos son iguales a los del párrafo a) del presente punto.

La falta, indisponibilidad, deficiencia del esquema de respaldo o comprobación de que el mismo no responde a los requerimientos del esquema aprobado con acuerdo del OED según lo establecido en el **punto 2.1.2.** (aun cuando haya medición Principal y/o Control), será penalizada con la misma expresión (6) indicada en este párrafo b).

- c) Independientemente de la penalización aplicada, el OED corregirá la facturación de los agentes afectados utilizándose la información disponible.
- d) La instalación de equipos de clases peores de las definidas en **2.1. CARACTERISTICAS DE EQUIPOS Y CLASE DE MEDICION** y/o 2.3 de corresponder, será penalizada aplicándose la expresión (5) del presente **punto 7.2**, asimilándola a esa situación. De persistir la situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.
- e) La falta de habilitación comercial de un nodo, aunque el mismo tenga instalado y funcionando el equipamiento de medición será penalizada aplicándose la expresión señalada en la ecuación (5) del presente **punto 7.2** asimilándola a esa situación. De persistir la situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.
- f) El incumplimiento, luego de vencido el plazo acordado, de las observaciones realizadas por el OED durante las habilitaciones comerciales de nodos, anteriores a la presente norma o por auditorías de los nodos o en oportunidad de cualquier otro control, será penalizada aplicándose la expresión (5) del presente **punto 7.2**, asimilándola a esa situación. De persistir la situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

A partir de la fecha de la puesta en vigencia de la presente norma los agentes tendrán 180 días para solucionar las observaciones señaladas en las habilitaciones comerciales anteriores a la presente.

Luego de vencido ese plazo no se habilitarán nodos con observaciones.

7.3. POR FALTA, INDISPONIBILIDAD O FALENCIA DEL VINCULO TELEFONICO ENTRE EL NODO SMEC Y EL CR ATRIBUIBLES AL AGENTE RESPONSABLE DEL MEDIDOR

Se dará como habilitado el nodo SMEC cuando habiéndose instalado todo el equipamiento y concluidas con éxito las verificaciones señaladas en los procedimientos definidos por el OED, se realicen como mínimo y en forma correcta TRES (3) lecturas automáticas del registrador desde el Centro Recolector en un período de



CINCO (5) días corridos y la correspondiente puesta a disposición del OED y a su satisfacción de los archivos generados por los registradores.

En caso de que lo dicho no se cumpla y estén vencidos los plazos de instrumentación del nodo, se aplicará al agente una penalización con la siguiente expresión:

$$\text{\$PT} = 0.02 \times \text{\$EUT} \quad (7)$$

Donde:

\\$PT: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por falencia o indisponibilidad del vínculo Telefónico.

\\$EUT: Valor monetario del monto de la Energía Utilizada para realizar la Transacción Comercial del período durante el cual los equipos de comunicación tuvieron falencias y/o indisponibilidad.

De persistir dicha situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

En el caso de tratarse de un nodo habilitado, cuando el vínculo no corresponda a los parámetros mencionados de conexiones exitosas, TRES (3) lecturas automáticas del registrador desde el Centro

Recolector en un período de CINCO (5) días corridos, y la situación no se corrija en el término de TREINTA (30) días, será de aplicación el mismo tratamiento de penalización.

Adicionalmente a la aplicación de penalidad, el OED procederá a realizar las lecturas en campo previstas en el punto 6.- AUDITORIA aun cuando el agente remita las mediciones por los mecanismos previstos para Recolección en Emergencia.

Cuando las empresas no implementen la vinculación telefónica requerida, la implementen en forma incompleta, u obstaculicen el tránsito por sus instalaciones, el OED podrá arbitrar los medios para obtener el acceso a los datos, por cuenta y cargo de aquéllas.

7.4. POR DEFICIENCIAS EN LA RECOLECCION EN LOS CR Y/O FALTA DE ATENCION DE LOS MISMOS.

Las empresas de transporte deben implementar la recolección de información de los medidores asignados de tal modo que como máximo a las 04:00 hs. estén disponibles para ser leídos desde el OED los archivos de generación y a las 06:30 hs para ser leídos los archivos de demanda.

Si el transportista responsable del CR no suministra los medios necesarios (líneas de comunicación, equipos, personal etc.) a fin de dar cumplimiento a lo anterior el OED podrá arbitrar los medios para viabilizar el acceso a los datos por cuenta y cargo del transportista.

Los atrasos en la recepción de los datos debidos a fallas en las microcomputadoras de los Centros Recolectores será penalizado con un valor determinado según la siguiente expresión:

$$\text{\$PCR} = 0.01 \times \text{\$ECR} \quad (8)$$

donde:

\\$PCR: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por fallas del Centro Recolector.

\\$ECR: Valor monetario del monto de la Energía que debió ser medida por el Centro Recolector y, por deficiencias en la recolección del CR o falta de atención del mismo, hubo de ser recolectada por medios alternativos, valorizada al Precio de Mercado horario, durante el Período con problemas.

7.5. POR INCUMPLIMIENTO DE LOS PLAZOS Y ACCIONES PREVISTOS EN EL PRESENTE ANEXO

El incumplimiento en tiempo y forma de cualquiera de las obligaciones que emanan de la presente norma, y de los Procedimientos Técnicos referidos al SMEC que emita el OED, hará incurrir al Agente responsable de las



penalizaciones enumeradas en los puntos 7.1. a 7.4. del presente Anexo, durante el período en que haya incumplido el plazo. El OED informará al ENRE, para que ésta disponga la sanción correspondiente pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

Cuando el Agente no envíe la información al OED en forma diaria para el caso de los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores y para el resto de los Agentes por un término de SIETE (7) días corridos a partir de su obligación de suministro de información en situaciones de emergencia y etapa transitoria prevista para GUMAS; contemplando el caso particular del cierre mensual el envío en el primer día del mes próximo al del cierre, será penalizada aplicándose la expresión (5) del punto 7.2, asimilándola a esa situación. De persistir la situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

Independientemente de ello el OED utilizará la mejor información disponible para el cierre de la transacción.

7.6. POR ALTERACIONES EN LAS INSTALACIONES

En el caso de comprobarse alteraciones provocadas intencionalmente en las instalaciones de medición en el nodo SMEC, se aplicará la siguiente expresión:

$$\text{\$PD} = 0,12 \times (\text{\$ECP}) \quad (9)$$

donde:

\\$PD: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable del instrumental.

\\$ECP: Valor monetario del monto de la Energía Circulante por el nodo al Precio de Mercado horario, durante el Período con la medición con alteraciones en las instalaciones. Esta energía deberá incluir la corrección correspondiente motivada por la alteración.

Adicionalmente cuando el OED presuma actos de esta naturaleza, notificará al ENRE para que realice las actuaciones correspondientes y defina si corresponde aplicar la penalidad por alteración intencional de las instalaciones, e informará a la SECRETARIA DE ENERGIA.

7.7. MODIFICACION EN INSTALACIONES SMEC Y/O VIOLACION DE PRECINTOS SIN NOTIFICACION FEHACIENTE

La violación de un precinto, o modificación de una instalación, sin la correspondiente notificación fehaciente por nota a el OED en los términos previstos en los Procedimientos Técnicos que el OED emita al efecto, será causal de penalización independientemente de las que correspondan de detectarse anomalías previstas en los restantes puntos del presente capítulo 7. Penalidades.

La penalización a aplicar será:

$$\text{\$PP} = 0.01 \times \text{\$EUT} \quad (10)$$

donde:

\\$PP: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por rotura de precinto sin notificación fehaciente en tiempo y forma a el OED.

\\$EUT: Valor monetario del monto de la Energía Utilizada, que surge de la Transacción Comercial del mes en el cual se produjo la rotura de precinto sin notificación fehaciente en tiempo y forma al OED.

7.8. PERIODO DE APLICACION DE LAS PENALIZACIONES:

Las penalizaciones señaladas en 7.1, 7.3, 7.4, 7.5 y 7.6 del presente Anexo, se aplicarán durante el período que hayan ocurrido los hechos que las motivaron.

Las penalizaciones señaladas en 7.2 del presente Anexo, se aplicarán mientras se mantenga la indisponibilidad del equipo, (no por desvío de su curva de error, contemplados en 7.1) con las excepciones siguientes cuando los mismos hayan fallado estando instalados y habilitados comercialmente:



- Medidores: luego de 45 días de detección de la falla.
- Transformadores de medida de Media Tensión: luego de 45 días de detección de la falla.
- Transformadores de medida de Alta Tensión: luego de 90 días de detección de la falla.

En caso de desconocerse la fecha de comienzo de la situación se aplicará con retroactividad a la última verificación exitosa fehacientemente realizada e informada al OED, en la cual los equipos funcionaban correctamente. El período máximo de aplicación no excederá los CUATRO (4) meses previos a la detección.

8. DEMORA O DENEGACION DE ACCESO A INSTALACIONES SMEC

En el caso que el Agente denegara el acceso al OED y/o a quien ésta disponga, dentro de las condiciones y plazos dispuestos en el Procedimiento Técnico que defina el OED, con motivo de la Auditoría Externa del SMEC, se le cobrarán los mayores costos en que incurre el OED, los cuales se consideran como el equivalente a TRES (3) veces el costo de actuación del contratista en el nodo en cuestión, incluido viáticos y movilidad, conforme a los valores contractuales, al momento de producirse el evento. El OED facturará los mismos al Agente responsable del equipamiento.

9. PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE LA INFORMACION DEL SMEC

En los nodos en que el registrador disponga de un método de lectura solamente (read only), se habilitará a las partes interesadas para el acceso, a los datos registrados en forma remota vía módem cuando los vínculos de comunicación usados por el registrador sean de uso público. Si los vínculos son privados el propietario de los mismos podrá habilitar su uso para dicha lectura remota.

La recolección de la información será realizada diariamente por los CR, donde se convertirá al formato normalizado, y será puesta a disposición de el OED y de los Agentes según lo establecido en **punto 3.3 CENTROS DE RECOLECCION.**

Diariamente el OED suministrará a los Generadores los valores resultantes del Parte de Control Post Operativo Diario para su conocimiento y control. Pasadas las VEINTICUATRO (24) horas, de no existir discrepancias, dichos resultados pasarán a tomarse como definitivos para el cierre mensual.

Semanalmente el OED suministrará a las partes los valores resultantes del Parte Semanal para su conocimiento y control. Pasadas las CUARENTA Y OCHO (48) horas, de no existir discrepancias, dichos resultados pasarán a tomarse como definitivos para el cierre mensual.

A los fines prácticos de cumplir con los tiempos previstos para el cierre de la facturación mensual, las observaciones sobre los datos recibidos a fin de mes deberán ser comunicadas al OED como máximo el segundo día del mes siguiente.

El sistema contará con un mecanismo de validación y control, que permita verificar la coherencia de la información ingresada y la detección de situaciones anómalas en el contenido y consistencia de la información. Con este fin, el OED definirá los criterios y procedimientos a utilizar.

En caso de la observación de diferencias en el cierre de la información diaria, semanal y/o mensual, debidas a causas no detectadas en el proceso anterior, tales diferencias serán resueltas en el ámbito del OED con las partes interesadas.

La detección temprana por cualquiera de las partes intervinientes de una anomalía, debe ser comunicada de inmediato a las restantes, y tomadas las acciones para normalizar la falla de acuerdo a las responsabilidades asignadas en la presente norma.

En caso de falta o defecto notorio de la información primaria procedente del SMEC, el OED empleará para la transacción comercial la mejor información disponible a su criterio, ya sea la resultante del esquema de respaldo (enviada por el Agente responsable del nodo), la del sistema de tiempo real (si existiera), o información estimada en función de datos estadísticos y/o curvas de carga declaradas, en este orden de prelación.



En caso de fallas en el equipamiento y/o sistema de comunicación que impidan contar con los datos del SMEC en tiempo y forma, el Agente deberá enviar la información faltante con las metodologías y procedimientos dictados a tal fin, a partir del equipamiento SMEC o utilizando el sistema de medición de respaldo.



SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR)

1. ALCANCE DE ESTA NORMA

La operación técnica y económica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), conforme lo establecido en los Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) en su ANEXO 25, requiere que su administrador, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), cuente con toda la información en tiempo real necesaria para el desarrollo de esta función. Para ello es necesario contar con los medios informáticos y de comunicaciones que vinculen el Centro de Control de Operaciones del MEM (COC) con los Centros de Control de Operaciones de los agentes cuyas instalaciones pertenecen al MEM, los que genéricamente se denominarán Centros de Control Empresarios (CCE).

Asimismo, para aquellas situaciones especiales definidas en la citada norma, o para aquellas en que no sea factible la comunicación con el OED, el Centro de Control del Área correspondiente que asumirá la coordinación de su operación hasta que el OED vuelva a hacerse cargo de tal coordinación, también necesita contar con la información requerida para el cumplimiento de esta función delegada por expresa instrucción del OED.

Los equipamientos que los agentes afecten a la operación en tiempo real del MEM, tanto en condiciones de operación normal como de emergencia, constituyen el SOTR y deberán responder a las especificaciones técnico-funcionales que establece la presente norma.

Los enlaces de datos y de voz del Sistema de Comunicaciones (SCOM), responderán a los requerimientos del SOTR y de la operación en tiempo real del SADI.

2. ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL

La operación del MEM, cuya coordinación estará a cargo del OED, se realizará a través de los Centros de Control de Operaciones que se establecen en el ANEXO 25 de los PROCEDIMIENTOS, a saber:

- CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DEL MEM (COC), el que estará a cargo del OED.
- CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION (COT), a cargo de la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA EN ALTA TENSION TRANSENER SOCIEDAD ANONIMA (TRANSENER SA).
- CENTROS DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL (COTDT).
- CENTROS DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS DISTRIBUIDORES (COD).
- Los distribuidores participan del SOTR, en la medida que presten servicio de transporte a generadores y a otros distribuidores que utilicen sus redes para su vinculación con el MEM.
- CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS GENERADORES (COG).

2.1. RESPONSABILIDAD DEL OED

El OED dispondrá en su Centro de Control (COC), un equipamiento que permita:

- la vinculación en tiempo real con los equipamientos de los Centros de Control definidos precedentemente para el intercambio de datos.
- el procesamiento de los datos recibidos y a transmitir, para cumplir las funciones que le son propias.
- la puesta a disposición a los agentes del MEM de la información del Sistema de Transporte en su área de influencia.
- la puesta a disposición a los agentes y a los Organismos de Control de reportes que permitan conocer el funcionamiento y desempeño del MEM y de cada agente, tanto en condiciones normales y de emergencia.

2.2. RESPONSABILIDAD DE LOS AGENTES

Los agentes del MEM, titulares de los Centros de Control arriba enunciados, deberán contar con enlaces de datos bidireccionales con el Centro de Control del OED (COC), necesarios a los efectos de proveer la



información en tiempo real que se indica en la presente norma. Estos enlaces se denominarán genéricamente ENLACES DE DATOS CON EL OED.

El mismo vínculo deberá ser apto para el envío de información en sentido inverso (envío de órdenes, planes de operación, novedades, información imprescindible de instalaciones de otros agentes, etc), desde el OED a los agentes, cuando así lo requiera la operación del sistema.

A su vez, los agentes deberán estar en condiciones de suministrar la información que más adelante se detalla, mediante enlaces de datos en tiempo real, al Centro de Control de la Empresa que, para aquellas situaciones especiales definidas en el ANEXO 25, deba asumir la operación de un área por delegación del OED. Estos enlaces se denominarán ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS y los Centros de Control que tengan asignadas tales funciones, se denominarán Centros de Control de Área (CCA). En el Subanexo A se indica con que CCA debe establecer cada agente el correspondiente ENLACE DE DATOS SECUNDARIO.

En el mismo subanexo, se indica qué agentes tienen asignada la responsabilidad de la operación de un área en las situaciones definidas en el párrafo anterior. Estos agentes deberán instrumentar la infraestructura de control necesaria para llevar a cabo tal función y poder recibir la información que le envíen los agentes ubicados en su área mediante los ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS.

A todo nuevo agente que se incorpore al MEM, junto con la autorización para operar en dicho mercado, expedida por la SECRETARIA DE ENERGIA, le será notificado la empresa con la cual debe establecer el ENLACE DE DATOS SECUNDARIO.

La instrumentación de los precitados enlaces, podrá ser realizada con equipamiento propio o por medio de servicios contratados a otro agente. Las vinculaciones físicas requeridas para acceder desde los puntos de emisión de la información hasta los de recepción, deberán ajustarse a las normas del Sistema de Comunicaciones (SCOM).

3. DISPONIBILIDAD DE LOS ENLACES

Los equipamientos de los agentes, afectados a los ENLACES DE DATOS CON EL OED y a los ENLACES SECUNDARIOS, deberán asegurar una disponibilidad de la información en el COC y en los CCA respectivamente, del 99,5 % medida en tiempo, incluyéndose en su cómputo los canales de comunicación. La evaluación se realizará cada mes utilizando la metodología indicada en el Subanexo B.

La calidad de la información y el mantenimiento de la cadena de medición y adquisición de datos, responderá a los requerimientos previstos en el punto 6.

4. PROCEDIMIENTOS DE TRANSMISION DE DATOS

Los enlaces de datos definidos en la presente, se deberán ajustar a las características y procedimientos establecidos en la norma que regula el funcionamiento del **Sistema de Comunicaciones (SCOM)**.

5. INFORMACION QUE INTEGRA EL ENLACE DE DATOS CON EL OED

A continuación se indican las reglas generales para determinar los datos que los agentes del MEM deberán enviar en tiempo real al Centro de Control del OED (COC). El conjunto de datos se deberá ajustar a las características particulares de cada instalación y su definición puntual será determinada por el OED.

Las mediciones del sistema eléctrico para entregar al OED deberán contemplar un nivel de redundancia que permita verificar la certidumbre mediante estimadores de estado y configurar una base de datos consistente para el funcionamiento de los programas de aplicación.

5.1. TRANSPORTE

5.1.1. VALORES DE MEDICION

a) En las salidas de líneas y en las salidas a transformadores (lado de mayor tensión):

En tensiones mayores a 132 kV.:

- * Potencia activa (P)
- * Potencia reactiva (Q)
- * Tensión (V)



- * Corriente (I)

Dependiendo del tipo de estación, las mediciones de tensión podrán disponerse en barras en lugar de las salidas de líneas o a transformadores.

En tensiones iguales o menores a 132 kV.: por excepción, a determinar por el OED.

- b) En barras de 132 kV. o menores

- * Tensión (V)

- c) En secundarios y terciarios de transformadores

- * Potencia activa (P)

- * Potencia reactiva (Q)

- * Tensión (V)

- d) Compensadores sincrónicos y estáticos

- * Potencia reactiva (Q)

- * Tensión (V)

- e) Acoplamiento de barras

- * Corriente (I)

- f) En interconexiones internacionales

- * Potencia activa (P)

- * Potencia reactiva (Q)

- * Tensión (V)

5.1.2. ESTADO DE ELEMENTOS DE MANIOBRA

Se requerirá el estado de todos los elementos de maniobra de la red eléctrica afectada a la actividad de transporte con niveles de tensión superiores a 132 kV. Para niveles de tensión de 132 kV. y menores, el OED definirá en cada caso las instalaciones de las cuales requiere contar con información topológica.

- a) Posición (conectado-desconectado) de Interruptores y Seccionadores de:

- * líneas
- * transformadores
- * elementos de compensación: reactores, capacitores y compensadores activos
- * acoplamiento de barras

- b) Posición de los conmutadores bajo carga de transformadores. Se admitirá la codificación tanto como valor de medida o como estado de posición.

5.1.3. ALARMAS

Los equipos de los cuales se requiere contar con información sobre la actuación de elementos de protección, son los siguientes:

- Líneas
- Interruptores
- Transformadores
- Capacitores y Reactores
- Compensadores sincrónicos y estáticos
- Alarmas de servicios auxiliares y generales de la estación



La selección de las alarmas debe asegurar el cumplimiento de los siguientes objetivos:

Proporcionar a los operadores y organismos de control, información clara y precisa del origen, responsabilidad e importancia del problema revelado por la alarma.

Reducir al mínimo imprescindible la cantidad de alarmas a enviar al COC.

Obtener un conjunto de alarmas que sirva para confeccionar una estadística de fallas.

La selección de las alarmas y los agrupamientos a realizar para su transmisión al COC serán definidos entre el OED y el transportista, de acuerdo a las características particulares de los equipamientos de protección.

5.1.4. ENERGIAS

Se medirán las energías necesarias para que el COC pueda supervisar el cumplimiento de pautas operativas en los puntos de interconexión con centrales binacionales.

5.1.5. INFORMACION DESTINADA A LA PROGRAMACION Y CONTROL DE LA OPERACION

Los Transportistas enviarán, en el momento que se produzcan, las novedades de sus instalaciones (por ejemplo limitaciones en equipos, salidas de servicio, etc.). Para sistematizar el manejo de esta información y simplificar su envío a través de los enlaces de datos en tiempo real el OED determinará mediante Orden de Servicio la terminología o codificación a emplear.

5.2. GENERADORES

5.2.1. VALORES DE MEDICION

- Frecuencia en barras de generación (en los casos que se determine).
- Potencia activa bruta por generador. Para las unidades turbo vapor se requerirá adicionalmente la potencia activa neta. De no disponerse de alguna de estas mediciones, se requerirá el consumo de los servicios auxiliares y de central, a fin de obtenerla por cálculo.
- Potencia activa consumida en el caso de centrales de bombeo.
- Potencia reactiva consumida/entregada.
- Posición de los conmutadores de relación de transformación si se trata como valor de medición.
- Tensión en el lado de mayor tensión del transformador de bloque.
- Cotas de embalses en el caso de Centrales Hidráulicas.

5.2.2. ESTADO DE ELEMENTOS DE MANIOBRA

- Interruptores y Seccionadores que determinan el estado de conexión de los generadores y alimentaciones principales de los sistemas de servicios auxiliares.
- Posición de los conmutadores de relación de transformación si se tratan como estados.

5.2.3. ALARMAS

Las alarmas, dependiendo del tipo de central, se agruparán de manera que los operadores del Centro de Control del OED puedan identificar el origen e importancia de un problema.

El agrupamiento se realizará de manera que permita identificar con el mínimo número de alarmas, el grado en que una falla afecta la disponibilidad de una central o grupo generador. La selección de alarmas y su agrupamiento se acordará entre el OED y los propietarios de cada central luego de un estudio de sus características particulares.

5.2.4. ENERGIAS

Se medirán las energías que se requieran para que el COC pueda supervisar el cumplimiento de pautas operativas en centrales binacionales y en centrales hidráulicas.



5.2.5. INFORMACION PARA LA PLANIFICACION Y CONTROL DE LA OPERACION

Las centrales generadoras proporcionarán a través de los enlaces en tiempo real la siguiente información:

- Novedades de las instalaciones (por ejemplo limitaciones de equipos, cambios de combustibles, etc.). A este fin se utilizará el diccionario de codificación definido por el OED. Esta información se transmitirá cuando se produzca.
- Caudales de aportes, turbinados y vertidos (información diaria).
- Reserva de energía en embalses (información diaria).
- Porcentaje de quemado de combustible por unidad (información horaria).

5.3. DISTRIBUIDORES

La información que cada Distribuidor deberá suministrar al OED por aquellos equipamientos por intermedio de los cuales preste servicios de función técnica de transporte de energía eléctrica a Generadores y otros Distribuidores será la misma que la correspondiente a cualquier otro equipamiento del sistema de transporte.

El OED podrá solicitar el envío de toda otra información no descrita específicamente en los puntos anteriores, que sea necesaria en el COC para la operación del MEM.

6. CARACTERISTICAS DE LOS DATOS REQUERIDOS

La organización y estructura de los datos a transmitir al COC, se ajustarán a lo establecido en el Subanexo A, "Especificación para los procedimientos de transmisión de datos", de la norma que regula el Sistema de Comunicaciones para la Operación del MEM (SCOM) y a los siguientes requerimientos.

6.1. VALORES DE MEDICION

La transmisión al OED se hará en forma cíclica, con un ciclo de 10 segundos, dicha información no tendrá una antigüedad mayor de 20 segundos.

6.1.1. CLASE DE MEDICION

En el siguiente cuadro se establecen los requerimientos mínimos de clase de los equipos que intervienen en la captación de los valores de medición.

INSTALACION	TI	TV	Trans. P	Trans. Q, I	Trans. V
Redes de 220 kV. ó más.	0,5	0,5	0,5	1	0,5
Redes de 132 kV. ó menos	0,5	0,5	0,5	1	1
Grupos de 20 MW ó más	0,5	0,5	0,5	1	0,5
Grupos de menos de 20 MW	1	1	1	1	1

Trans. = Transductores.

Los Transductores de frecuencia deberán asegurar un error inferior a 0,01 Hz.

Transitoriamente se admitirán transformadores de medida instalados cuya clase sea como máximo el doble de la requerida en el cuadro precedente. Estos transformadores serán reemplazados antes del 31-10-98 en caso de que el OED fundadamente lo requiera.

6.1.2. CODIFICACION

El error de codificación de las mediciones analógicas en digitales no deberá ser mayor del 0,1 %.



6.2. ESTADO DE ELEMENTOS DE MANIOBRA

El estado de cada elemento de maniobra, Seccionadores e Interruptores, se transmitirá cada vez que cambie, en el ciclo inmediato siguiente a la ocurrencia. Asimismo se deberán transmitir a pedido del OED.

La posición de los conmutadores de relación de transformación se podrá suministrar tanto al ocurrir un cambio como en forma cíclica como los valores de medición.

6.3. SECUENCIACION TEMPORAL

La información consignada en los puntos 5.1.2., 5.1.3., 5.2.2. y 5.2.3. precedentes, deberá ser incorporada al ENLACE CON EL OED con su tiempo real de ocurrencia, vale decir que deberán ser transmitida con la hora verdadera en la que ocurrió el evento. Se admite un error de 5 milisegundos en más o en menos con respecto al Tiempo Universal Coordinado referido a la hora oficial argentina.

Para los ENLACES DE DATOS CON EL OED este requisito deberá cumplimentarse antes del 31-12-98.

7. INFORMACION QUE INTEGRA LOS ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS

Los datos de los agentes requeridos para los ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS, serán seleccionados con iguales criterios que los indicados en los puntos 5. y cumplir con las especificaciones indicadas en los puntos 6.1 y 6.2 precedentes.

8. ENVIO DE INFORMACION DESDE EL OED

Los equipamientos que componen el SOTR deberán ser aptos para recibir información a través del ENLACE DE DATOS CON EL OED.

Al margen de las nuevas informaciones que se definan en el futuro, los agentes deberán estar en condiciones de recibir desde el COC la siguiente información:

- despacho de generación prevista, hora por hora, discriminado por máquina: diariamente y cada vez que se realicen redespachos.
- valores de consigna de potencia activa para los generadores: estos valores podrán ser individuales para cada unidad generadora o para el conjunto de una central.
- valores de consigna de potencia reactiva o tensión para los generadores: estos valores podrán ser individuales para cada unidad generadora o para el conjunto de la central.

9. PENALIZACIONES

El OED y los CCA deberán disponer los medios necesarios para determinar la disponibilidad de los ENLACES DE DATOS CON EL OED y de los ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS respectivamente.

Cuando detecten incumplimiento por parte de alguno de los agentes, ya sea en la disponibilidad o en la calidad de la información, lo comunicarán al ENRE, acompañando toda la información técnica necesaria para la determinación de las sanciones que pudieran corresponder.

SUBANEXO A - CENTROS DE CONTROL DE AREA CON LOS QUE LOS AGENTES DEBEN ESTABLECER LOS ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS

CENTRALES TURBOVAPOR/TURBOGAS

CENTRAL TV/TG	CENTRO DE CONTROL DE AREA (CCA)
Costanera	SACME
Central Termoeléctrica Buenos Aires S.A.	SACME
P.Nuevo	SACME
P. de Mendoza	SACME
N.Puerto	SACME
Dock Sud	SACME



Dique	EDELAP
Necochea	ESEBA
Villa Gesell	ESEBA
Pehuajó	ESEBA
Bragado	ESEBA
Junín	ESEBA
Mar de Ajó	ESEBA
Pilar	EPEC
V.María	EPEC
Levalle	EPEC
Suroeste	EPEC
Rio Cuarto	EPEC
San Francisco	EPEC
Central Térmica Villa Mercedes	EPEC
Central Eléctrica CEBAN	TRANSENER
B.Blanca	TRANSENER
Mar del Plata	TRANSENER
Central Térmica Ciclo Combinado S.Nicolás	TRANSENER
S.Nicolás 5	TRANSENER
S.Nicolás 1,2,3,4	EPE SANTA FE
Sorrento	EPE SANTA FE
Calchines	EPE SANTA FE
Paraná	EPE SANTA FE
S.Fé Oeste	EPE SANTA FE
L.de Cuyo	DISTRO CUYO
C.de Piedra	DISTRO CUYO
Sarmiento (Cuyo)	DISTRO CUYO
Independencia	TRANSNOA
Güemes	TRANSNOA
Sarmiento (NOA)	TRANSNOA
La Banda	TRANSNOA
Frías	TRANSNOA
Catamarca	TRANSNOA
Palpalá	TRANSNOA
S.Pedro	TRANSNOA
Salta	TRANSNOA
La Rioja	TRANSNOA
Barranqueras	TRANSNEA
Corrientes	TRANSNEA
Sta.Catalina	TRANSNEA
Goya	TRANSNEA
Formosa	TRANSNEA
Clorinda	TRANSNEA
Alto Valle	COTDT COMAHUE
Agua del Cajón	COTDT COMAHUE
Filo Morado	COTDT COMAHUE
L.de la Lata	COTDT COMAHUE



Puerto Madryn	TRANSPA
Comodoro Rivadavia	TRANSPA
Sierra Grande	TRANSPA
Pico Truncado I	TRANSPA
Pico Truncado II	TRANSPA
Central Térmica Patagonia	TRANSPA

CENTRALES NUCLEARES

CENTRAL NUCLEAR	CENTRO DE CONTROL DE AREA (CCA)
Atucha	TRANSENER
C.N.Embalse	TRANSENER

AUTOGENERADORES

CENTRAL AUTOGENERADOR	CENTRO DE CONTROL DE AREA (CCA)
Siderar	EPE SANTA FE
Ledesma	TRANSNOA
Zapla	TRANSNOA
C. T.Chuiido - Puesto Hernández	COTDT COMAHUE

COGENERADORES

CENTRAL COGENERADOR	CENTRO DE CONTROL DE AREA (CCA)
Argener	TRANSENER (CC Rosario)

CENTRALES HIDRAULICAS

CENTRAL HIDRAULICA	CENTRO DE CONTROL DE AREA (CCA)
La Viña	EPEC
Molinos	EPEC
Calera	EPEC
Cruz del Eje	EPEC
Fitz Simon	EPEC
Cassafouth	EPEC
Reolín	EPEC
San Roque	EPEC
Reyunos	DISTRO CUYO
A.del Toro	DISTRO CUYO
Nihuil	DISTRO CUYO
Ullúm	DISTRO CUYO
El Tigre	DISTRO CUYO
Cadillal	TRANSNOA
Escaba	TRANSNOA



Pueblo Viejo	TRANSNOA
Río Hondo	TRANSNOA
Cabra Corral	TRANSNOA
Río Grande	TRANSENER
Salto Grande	TRANSENER
Alicurá	TRANSENER
El Chocón	TRANSENER
P.Banderita	TRANSENER
P.del Águila	TRANSENER
Yaciretá	TRANSENER
Arroyito	COTDT COMAHUE
Central Hidroeléctrica CASA de PIEDRA	COTDT COMAHUE
Futaleufú	TRANSPA
F. Ameghino	TRANSPA

SUBANEXO B - METODOLOGIA PARA LA MEDICION DE LA DISPONIBILIDAD EN EL SOTR

1. CONDICIONES GENERALES

El COC evaluará la disponibilidad de los ENLACES DE DATOS CON EL OED y cada Centro de Control encargado de la operación de un área en las situaciones previstas en Los Procedimientos, aquí denominado Centro de Control de Area (CCA), evaluará la disponibilidad de los ENLACES SECUNDARIOS que les correspondan.

A tal fin, el COC y los CCA deberán implantar sistemas que permitan el cómputo automático y permanente de los tiempos de indisponibilidad. Antes de su puesta en operación deberán hacer pública, en el ámbito del MEM, una memoria técnica de los mecanismos y recursos a emplear para ese cometido.

La indisponibilidad de cada enlace se evaluará mensualmente, sobre un período de observación anual, el que comprenderá el mes en que se realiza la evaluación y los once precedentes. Se la cuantificará en horas de "INDISPONIBILIDAD ANUAL MOVIL (IAM)".

Los agentes responsables de los enlaces de datos, con el OED o secundarios, que excedan una IAM del 0,5 % de las horas del año (43,8 hs), serán pasibles de sanciones, de acuerdo con la normativa vigente.

El COC y los CCA deberán informar al ENRE sobre los enlaces de datos que superen la IAM permitida, proporcionando en cada caso los tipos y tiempos de indisponibilidad computados. El ENRE podrá requerir al COC, al CCA y al agente, la información complementaria que considere necesaria para producir un dictamen.

2. TIPOS DE INDISPONIBILIDAD

Se definen los siguientes tipos y/o causas de indisponibilidad:

2.1. ENLACE CORTADO.

Se pierde el vínculo con el CCE, computándose como tiempo de indisponibilidad todo lo que dure esta situación por causa imputable al CCE.

El COC, y aquellos CCA que empleen un procedimiento en el que les corresponda la iniciativa para restablecer el enlace, deberán intentarlo cada 2 minutos o menos.

2.2. PERDIDA PARCIAL DE INFORMACION.

La indisponibilidad se cuantificará en proporción a la cantidad de información indisponible por alguna de las siguientes causas:



Pérdida de una Unidad Remota (UR). No se recibe ningún dato de una UR, ya sea por indisponibilidad de la UR o de su vínculo con el CCE.

Información no actualizada. Se reciben valores sin actualizar, sin que se haya producido la pérdida de la UR a la que pertenece.

Información incorrecta. Información que se recibe actualizada pero que se determina como incorrecta por medio de un programa de validación (Por ejemplo estimador de estado). Los estados se considerarán incorrectos cuando no sean congruentes con el estado del sistema eléctrico y las mediciones cuando el valor recibido se aparte del estimado en un 50 % de la cota de error admitida para la respectiva cadena de medición.

3. CALCULO DE LA INDISPONIBILIDAD

A cada tipo de información se asigna un valor en Unidades de información (UI):

1 medición (U, I, P, Q, F) o energía	1 UI
4 estados bipolares sin hora	1 UI
8 alarmas sin hora	1 UI
1 estado o alarma con indicación de hora	1 UI
1 posición de conmutador de transformación	1 UI
1 novedad, etc (Norma SOTR, 5.15 y 5.2.5)	5 UI

Se define Volumen de información pactado, de una UR o de un CCE, a la cantidad de unidades de información que suman todos los datos que se pueden transmitir desde la UR o desde el CCE.

Se evaluarán los siguientes tiempos:

T_c Tiempo en horas correspondiente a la condición de enlace cortado.

T_r Pérdida parcial de información por indisponibilidad de una UR del CCE. Computable mientras no esté dada la condición de enlace cortado.

$$T_r = T_{UR} * V_{UR} / V_I$$

T_{UR} = Tiempo en horas durante el que la UR estuvo indisponible

V_{UR} = Volúmen de información pactado de la UR

V_I = Volúmen de información pactado del CCE

T_a Pérdida parcial de datos por información no actualizada. Computable mientras no esté dada la condición de enlace cortado o de indisponibilidad de la UR a la que pertenece la información.

$$T_a = T_{ACT} * V_{ACT} / V_I$$

T_{ACT} = Tiempo durante el que la información no se actualizó.

V_{ACT} = Volúmen de información no actualizada.

T_i Pérdida parcial de información por datos incorrectos. Computable mientras no esté dada la condición de enlace cortado o de indisponibilidad de la UR a la que pertenece la información o de no actualización de la información.

$$T_i = T_{EST} * V_{EST} / V_I$$

T_{EST} = Tiempo durante el que la información se estimó incorrecta.

V_{EST} = Volumen de información con error

El tiempo de indisponibilidad en un mes (IM), de un enlace con un CCE, es la suma del tiempo total de enlace cortado (T_c) y de todos los tiempos calculados para indisponibilidad de remotas (T_r), datos no actualizados (T_a) y datos incorrectos (T_i).



Cada mes, la Indisponibilidad anual móvil (IAM), se calculará como la suma de las horas de indisponibilidad (IM) de ese mes y de los 11 meses previos. Durante los primeros once meses de aplicación de la metodología se sumarán los meses evaluados.

SUBANEXO C - PEQUEÑOS GENERADORES

1. GENERADORES - ENCUADRAMIENTO

1.1.- Los Agentes Generadores con plantas de generación que no encuadren en las condiciones definidas en los Puntos 1.2 y 1.3 siguientes cumplirán los requisitos establecidos en el Anexo 24 integrante de LOS PROCEDIMIENTOS, exceptuando lo establecido en este Subanexo C.

1.2.- Los Agentes Generadores con plantas de generación con potencia total instalada menor o igual a UN MEGAVATIO (1 MW) no están obligados a instalar el equipamiento y el suministro de información establecidos en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS.

1.3.- Los Agentes Generadores que ingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) plantas de generación utilizando fuentes de energía renovables y no contaminantes, cuya potencia instalada sea menor o igual a CINCO MEGAVATIOS (5 MW), podrán optar por el sistema simplificado cuyas condiciones y características se establecen en el Punto 2 del presente Subanexo C, o bien cumplir con lo establecido en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS para el suministro de la información completa.

Al efecto el Agente Generador interesado deberá solicitar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) autorización para ejercer la opción, autorización que será otorgada en la medida que dicho Organismo evalúe que contar con la información provista con el sistema simplificado no habrá de producir restricciones en el transporte o en el despacho de cargas.

2. SISTEMA SIMPLIFICADO

2.1.- Los Agentes Generadores que opten por este sistema, deberán acordar con su CENTRO DE CONTROL DE AREA (CCA) la prestación del servicio de suministro de transmisión de datos en tiempo real al OED, de los valores de Potencia Activa y Reactiva como asimismo el estado de conectividad en el o los puntos de vinculación con la red.

La información para la planificación y control de la operación, sean novedades referidas a limitaciones de equipos o cambios de combustibles, también deberá ser provista en tiempo real al CCA, por el medio más conveniente que acuerde el Agente con dicho CCA.

Las características de la información señalada en el párrafo anterior deberán responder a las especificadas en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS.

2.2.- Los CCA enviarán al OED en tiempo real, la información mencionada en el Punto 2.1 conjuntamente con la correspondiente a sus propias instalaciones.

2.3.- En los casos que la vinculación de la planta de generación al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) se realice en una Estación Transformadora o parque de interconexión supervisado por un CCA, el Agente Generador que haya optado por el sistema simplificado, es decir el envío de la información según el Punto 2.1 de este Subanexo C, deberá incorporarla a la Unidad Remota de Adquisición de Datos (RTU) existente en el lugar, quedando a cargo del mencionado Agente Generador los costos del cableado y conexionado a la citada Unidad Remota de Adquisición de Datos (RTU), como así también los referidos a los elementos adicionales requeridos en la instalación y puesta en marcha.

2.4.- En los casos que la vinculación de la planta de generación al SADI no presente las características señaladas en el Punto 2.3 anterior, estará a cargo del Agente Generador la adquisición, instalación y puesta en marcha de la Unidad Remota de Adquisición de Datos (RTU) y los elementos que fueran necesarios para acceder al sistema de comunicaciones del CCA respectivo.

2.5.- El Agente Generador que opte por el sistema simplificado de transmisión de datos de acuerdo a este Subanexo C, mantendrá íntegramente su responsabilidad frente a las obligaciones establecidas en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS, es decir de hacer llegar la información al OED no obstante haber puesto la misma a disposición del respectivo CCA y acordado con éste último su mantenimiento, procesamiento y posterior transmisión.



SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA OPERACION DEL MEM (SCOM)

1. INTRODUCCION

La presente norma trata sobre los medios de telecomunicaciones, que vinculando a los Agentes del MEM con el OED y a los Agentes del MEM entre ellos, deben dar el soporte de comunicaciones necesario para la operación en tiempo real del MEM de acuerdo con los "Procedimientos Operativos del SADI" - Anexo N° 25 de Los Procedimientos. Adicionalmente se incluyen los medios necesarios para cubrir las necesidades de comunicación emergentes del Sistema de Medición Comercial (SMEC) normado en el Anexo N°24 de Los Procedimientos.

Para satisfacer dichos requerimientos de comunicaciones, los Agentes deberán disponer de los siguientes servicios de telecomunicaciones:

- S1) Transmisión de datos del SOTR.
- S2) Comunicaciones de Voz operativas.
- S3) Transmisión de datos para el SMEC.

Dichos servicios podrán ser satisfechos en forma individual o agrupándose con otros Agentes del MEM mediante recursos que les sean propios, o también mediante la libre contratación total o parcial de los mismos a prestadores de servicios de telecomunicaciones, o una combinación de estas modalidades.

Los Agentes del MEM con obligaciones emergentes de la presente norma serán los únicos responsables del correcto funcionamiento de los vínculos que deban establecer y del cumplimiento de las pautas de disponibilidad y calidad establecidas para ellos.

El incumplimiento de las obligaciones aludidas, cualquiera fuere su causa dará lugar a la aplicación de los criterios de penalizaciones de acuerdo a lo establecido en la norma del SOTR y la presente..

Será responsabilidad de los Agentes cumplir con la legislación y las reglamentaciones vigentes en el territorio de la República Argentina en materia de comunicaciones.

2. DESCRIPCION DE LOS SERVICIOS

2.1. S1 - TRANSMISION DE DATOS DEL SOTR

Son los vínculos bidireccionales que los Agentes deberán disponer destinados a establecer los enlaces de datos de los equipamientos informáticos de tiempo real de sus Centros de Control de Operaciones de los Agentes con el Centro de Control de Operaciones del OED (COC) y con el Centro de Control de Area (CCA) que correspondiese. Estos son los denominados ENLACES de DATOS con el OED y ENLACES de DATOS SECUNDARIOS respectivamente por la Norma del SOTR.

Los procedimientos adoptados se definen en el Subanexo A de la presente norma: "Especificación para los procedimientos de Transmisión de datos".

2.2. S2 - COMUNICACIONES DE VOZ OPERATIVAS

Son los vínculos telefónicos de uso exclusivo para operación en tiempo real que los Agentes deberán disponer destinados a establecer las comunicaciones de voz entre sus Centros de Control de Operaciones y el Centro de Control de Operaciones del OED y con aquellos Centros de Control de Operaciones que se hallen comprendidos en aquellas situaciones especiales contempladas en el Anexo N° 25 de Los Procedimientos o cuando exista una relación funcional de tipo operativo entre ellos.

Los agentes asegurarán la disponibilidad permanente de esta vinculación, utilizando los medios alternativos que se requieran.

2.3. S3 - TRANSMISION DE DATOS PARA EL SMEC

Son los vínculos que los Agentes deberán disponer destinados a cumplir con lo estipulado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 164 del 30 de diciembre de 1992 en su punto 6.3. En todos los casos el acceso a los medidores para su interrogación desde los Centros Recolectores (CR) del SMEC deberá ser mediante telefonía automática con selección por discado directo, es decir, sin intervención de operador alguno. Adicionalmente los Centros Recolectores deberán contar con una línea del servicio público telefónico para su uso exclusivo destinada a la recolección de los datos de los nodos



dependientes, al envío de datos al OED y a la recolección de datos por parte de los Agentes cuyos nodos de medición dependan de dicho CR. La instalación, operación y mantenimiento de la misma serán a costo y cargo del Transportista operador del CR.

3. CALIDAD DE LOS VINCULOS DE COMUNICACION.

En correspondencia con el medio que utilicen, el servicio al que se afecten y las velocidades de Transmisión asignadas, los canales de comunicación deberán ajustarse a las normas emitidas por el UIT-T (ex CCITT), UIT-R (ex CCIR) y el IEC.

Para los vínculos de datos se exigirá una tasa de error (BER), menor a 1 en 10.000.000. El ancho de banda de los canales se calculará de manera que el grado de ocupación promedio sea inferior al 50 %.

Para los vínculos de voz la relación señal/ruido debe ser como mínimo de 45 dB.

4. RESPONSABILIDADES DE LOS AGENTES

Los Agentes tienen, en su totalidad, la responsabilidad por la disponibilidad y calidad de todos los vínculos de comunicaciones que deban establecer de acuerdo con la presente norma, con independencia de la participación de terceros y/o agrupamientos motivados en la utilización de un medio común de comunicaciones.

4.1. RESPONSABILIDAD CON RESPECTO A LOS SERVICIOS S1 Y S2

Los Transportistas, Generadores y Distribuidores serán responsables, a su costo y cargo, de la instrumentación, operación y mantenimiento de los servicios S1 (Datos SOTR) y S2 (Voz Operativa).

Dicha responsabilidad se extiende hasta la sede del OED en Pérez, Pcia. de Santa Fe, y la sede del CCA con el que tuvieran que vincularse.

Los equipos de comunicaciones necesarios para establecer los vínculos correspondientes a los servicios S1 y S2 estarán dotados en el extremo correspondiente al OED de los elementos de prueba y supervisión que sean necesarios para realizar la supervisión automática del correcto funcionamiento de los vínculos y del estado de los equipos por parte del OED.

Los sistemas de alimentación de los equipos de comunicaciones deberán dar una autonomía de funcionamiento de 10 horas frente a un corte de la alimentación primaria de energía. El OED y los CCA podrán acordar con los Agentes un sistema de alimentación asegurada de uso conjunto si ello fuera conveniente para las partes involucradas.

El OED y los CCA instalarán los equipos necesarios para ofrecer acceso digital a los enlaces de datos, individuales o colectivos, que surjan de esta norma, en cuyos puertos de entrada se fija la frontera entre sus responsabilidades y las de los Agentes con respecto al servicio S1.

El OED y los CCA instalarán centrales telefónicas dimensionadas para la cantidad de vínculos que surjan de esta norma, previendo en cada una de ellas un tablero de cruzadas, en cuyo lado externo se fija la frontera entre sus responsabilidades y las de los Agentes con respecto al servicio S2.

Cada agente será responsable de la instalación, operación y mantenimiento a su costo y cargo de los equipos de comunicaciones requeridos para cada uno de sus vínculos hasta las fronteras de responsabilidad definidas precedentemente.

El OED y los CCA serán responsables de la disponibilidad, operación y mantenimiento a su costo y cargo de las instalaciones propias. Adicionalmente el OED y los CCA ofrecerán un espacio físico, dentro de las posibilidades que brinden sus instalaciones, para que los Agentes puedan instalar sus equipos de comunicaciones y suministrarán la energía primaria (no asegurada) para el funcionamiento de los mismos. Los cargos por dichas prestaciones estarán a cargo de los Agentes responsables de los vínculos.

El OED se equipará con el instrumental necesario para la supervisión y la auditoría de los sistemas de comunicaciones emergentes de la presente normativa.

Los Agentes que se incorporen en el futuro, se deberán hacer cargo de las ampliaciones de instalaciones que sean necesarias.

Las responsabilidades aquí establecidas son las únicas válidas para la aplicación de las sanciones establecidas en la Norma del SOTR y la presente.



Los Grandes Usuarios Mayores, estarán exentos de responsabilidad con respecto al servicio S1 mientras no tengan o adquieran modalidades operativas que influyan en la Operación en Tiempo Real del SADI, pero deberán cumplir con el servicio S2, disponiendo como mínimo de un vínculo seguro con la red del servicio público telefónico.

4.2. RESPONSABILIDAD CON RESPECTO AL SERVICIO S3 (SMEC)

Para el servicio S3, Transmisión de datos del SMEC, la responsabilidad de los TRANSPORTISTAS abarcará los requerimientos previstos en la norma del SMEC contenida en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS y los incorporados por la presente, en lo que respecta a los vínculos del Centro Recolector (CR) con el OED, con los nodos propios y con los de otros Agentes.

Los Agentes que según dicha norma sean responsables de la instrumentación de las mediciones, serán responsables de disponer de los vínculos de comunicaciones requeridos para acceder a los registradores de los nodos MEM propios, hasta la frontera con el Transportista operador del CR asignado. La operación y el mantenimiento de dichos vínculos desde sus respectivos nodos hasta tales fronteras serán a su cargo y costo. Desde la frontera hasta el CR la instrumentación de los vínculos será responsabilidad del Transportista. La operación y el mantenimiento desde la frontera hasta el CR serán a cargo y costo del Transportista. No obstante la responsabilidad por el buen funcionamiento de los vínculos compartidos desde los nodos hasta el CR será mancomunada entre los Agentes involucrados.

En el caso en que un vínculo con el CR sea compartido entre nodos pertenecientes a distintos Agentes, los costos de instalación, operación y mantenimiento serán compartidos. La responsabilidad por el buen funcionamiento de tal vínculo será mancomunada.

5. PENALIZACIONES

5.1. S1 - TRANSMISION DE DATOS DEL SOTR

El incumplimiento de la disponibilidad de los vínculos para los enlaces de datos del SOTR, redundará en el incumplimiento de la disponibilidad de los datos. Dicho incumplimiento será penalizado de acuerdo a lo establecido en la norma del SOTR.

5.2. S2 - COMUNICACIONES DE VOZ OPERATIVA

El tiempo de indisponibilidad de un vínculo se computará a partir del momento en que ésta se detecte y hasta que se verifique su restablecimiento a pedido del agente responsable del mismo.

Cuando el OED y/o los CCA detectaran el incumplimiento de la disponibilidad o de la calidad de los vínculos exigidas por la presente norma informarán al ENRE del incumplimiento para la aplicación de las sanciones que pudieran corresponder.

5.3. S3 - TRANSMISION DE DATOS PARA EL SMEC

Los Agentes responsables del incumplimiento de la disponibilidad de los vínculos para los enlaces de datos del SMEC, deberán asumir a su cargo y costo la recolección y el envío al OED de los datos que no llegan al CR por la falla del vínculo. Todo incumplimiento respecto a lo dispuesto será informado al ENRE para la aplicación de las sanciones que pudieran corresponder.

SUBANEXO A - ESPECIFICACION PARA LOS PROCEDIMIENTOS DE TRANSMISION DE DATOS

1. CAMPO DE APLICACION

Los ENLACES DE DATOS CON el OED responderán a estas especificaciones.

Los ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS podrán utilizar otro procedimiento, sólo si así lo convienen las partes involucradas.

2. TIPOS DE ENLACES

Se definen tres tipos de enlaces de datos con el OED.



TIPO	USO	Procedimientos bajo nivel	Procedimientos alto nivel
0	Enlaces actuales	MSV-2	DNC
1	Enlaces futuros	X.25	ELCOM 90
2	Enlaces futuros	X.25	Procedimiento simplificado

2.1 Enlaces actuales

Los enlaces tipo 0 son los únicos en servicio actualmente. Los CCE con los que están instrumentados son los siguientes:

- * TRANSENER (Norte y Sur)
- * SACME
- * CTM Salto Grande

Los Agentes deberán sustituirlos por enlaces tipo 1 ó 2, según corresponda, antes del 31 de diciembre de 1998.

2.2 Enlaces futuros

Tipo 1

Los enlaces de tipo 1 se aplican a los vínculos que corresponden a los siguientes CCE:

- * Centros de Control de TRANSENER
- * Centros de Control de Area (CCA).
- * Otros Centros de Control que quieran instrumentar enlaces tipo 1.

Tipo 2

Los enlaces tipo 2 se conciben como un subconjunto de los de tipo 1, y se aplicarán en los siguientes casos:

- * Centros de Control de Generación
- * Centros de Control de redes de Transporte o Distribución que no asuman el papel de Centros de Control de Area.

3. PROCEDIMIENTO TIPO 0

Las especificaciones de los enlaces tipo 0 no se incluyen en esta norma por cuanto ese procedimiento no se empleará en los futuros enlaces con el OED.

No obstante, el OED las pondrá a disposición de aquellos Agentes que deseen evaluarlas o utilizarlas para otros enlaces.

4. PROCEDIMIENTO TIPO 1

4.1 Procedimiento adoptado

Se adopta para los enlaces de tipo 1 el procedimiento ELCOM-90.

En los enlaces con el OED no se utilizará la facilidad de control (comandos y señales para regulación) que proporciona ese procedimiento.

4.2 Naturaleza del ELCOM

ELCOM es un procedimiento concebido para satisfacer las necesidades de intercambio de información entre



diversos centros de control de sistemas eléctricos o, dentro de una misma empresa, entre el centro de control y otros sistemas de procesamiento. Se originó en el Instituto de Investigaciones Eléctricas de Noruega (EFI), quien lideró un proyecto en el que participaron también importantes proveedores de sistemas de control. El procedimiento ELCOM lleva varios años de uso en los países del norte de Europa en la comunicación entre los Centros de Control de sus empresas de electricidad y entre países. Al presente, ya sea en su primera versión, ELCOM-83, como en la segunda versión ampliada, ELCOM-90, se encuentra en operación o en vías de instalación en 18 países. Por tal motivo puede considerarse como un "estándar de facto".

De acuerdo con la estrategia del Comité Técnico Nro. 57 del IEC (International Electrotechnical Commission), presentada en la Norma IEC 870-6-1, ELCOM-90 se tomará como base para el primer Elemento de Servicio para Aplicaciones de Telecontrol (TASE.1 - Telecontrol Application Service Element) a convertir en norma internacional. Actualmente se encuentra en proceso de votación, estando planeada la distribución de un borrador de norma internacional para fines de 1994.

Las especificaciones del procedimiento ELCOM-90 se pueden utilizar libremente sin involucrar ningún tipo de costo en carácter de licencias o derechos de autoría.

4.3 Documentación técnica del procedimiento

La siguiente es la lista de documentación, producida por el EFI, que define el procedimiento.

EFI TR 3701.01 ELCOM-90	Application Programming Interface Specification
EFI TR 3702.01 ELCOM-90	Application Service Element. Service Definition
EFI TR 3703.01 ELCOM-90	Application Service Element. Protocol Specification
EFI TR 3704.01 ELCOM-90	Presentation Programming Interface Specification
EFI TR 3705.01 ELCOM-90	Presentation Service Definition
EFI TR 3706.01 ELCOM-90	Presentation Protocol Specification
EFI TR 3825.01 ELCOM-90	User Element Conventions

De estos documentos técnicos, los referidos a protocolos, así como las convenciones que definen formatos de datos, deben cumplirse estrictamente, ya que involucran los dos centros de control de un enlace. En cambio, las definiciones de servicios y las especificaciones de interfaces, que establecen reglas para el flujo de información entre las capas de modelo OSI en un extremo de un enlace, se consideran de alcance local, por lo que tienen el carácter de recomendaciones.

El conjunto de esta documentación constituye una especificación completa para basar en ella el desarrollo de programas que soporten el procedimiento ELCOM-90

La documentación indicada, se pueden solicitar al EFI, a un costo que comprende sólo gastos de impresión, administrativos y de envío.

EFI

Norwegian Electric Power Research Institute

N-7034 Trondheim, Norway

FAX 47-73 597250

Tel. 47-73 597200

5. PROCEDIMIENTO TIPO 2

5.1 Naturaleza del procedimiento tipo 2

El procedimiento tipo 2 se concibe como un subconjunto del procedimiento tipo 1. Para su definición se describen las diferencias entre el procedimiento tipo 1 y el procedimiento tipo 2. Teniendo en cuenta tales diferencias, es de aplicación la documentación técnica referida en el punto anterior.

5.2 Facilidades

La siguiente tabla resume las facilidades que provee cada tipo de procedimiento.



FACILIDAD	DESCRIPCIÓN	Tipo 1	Tipo 2
Conexión	Inicio de un enlace	si	si
Desconexión	Fin de un enlace	si	si
Administración de Grupos	Crear, modificar, eliminar grupos de datos en línea	si	no
Transferencia de datos	Transferencia a pedido	si	no
	Transferencia espontánea	si	si
	Comandos y Regulación	no	no
Test	Probar el enlace	si	no

5.3 Grupos de datos

Los datos se transmiten como objetos pertenecientes a un "grupo". Tales grupos tienen las siguientes características:

- * Un grupo contiene datos de un mismo tipo.
- * Un grupo se identifica por un número y el tipo de datos que lo integra.
- * A cada grupo se asigna una prioridad de transmisión.
- * Un mismo dato puede pertenecer a más de un grupo.
- * Cada dato se identifica dentro de un grupo por medio de un índice.

En los enlaces tipo 1 se cuenta con la facilidad de administración de grupos, la que permite su creación, modificación o eliminación en forma dinámica durante la comunicación. Las partes acuerdan previamente el conjunto total de datos que cada una pone a disposición de la otra. Los grupos serán subconjuntos de esos datos.

En los enlaces tipo 2, si bien el concepto de grupos es el mismo, no se cuenta con esa facilidad. La constitución de los grupos y sus características es fija, acordándose entre las partes para cada enlace.

5.4 Tipos de datos

El procedimiento ELCOM-90 tiene capacidad para definir hasta 256 tipos de datos. Cada tipo de dato se identifica con un número, habiéndose reservado los números menores a 100 para tipos predefinidos e incorporados a la norma ELCOM y los restantes para tipos de datos convenidos entre usuarios.

Los tipos de datos predefinidos aplicables a los enlaces con el OED son los indicados en la siguiente tabla.

Tipo Nro.	Nombre	Uso típico	Formato
1	Mediciones	Potencias, tensión, etc	Real, 32 bits
2	Estados	Posición de interruptores y seccionadores	Binario, 2 bits
3	Valores discretos	Posición conmut. de transf.	Entero, 16 bits
8	Textos	Mensajes cortos	Secuencia de caracteres ASCII

Cada dato se acompañan con un código de calidad, que informa sobre su validez y forma en que se originó. En el punto 7 se describe la estructura de cada uno de estos tipos de datos.

5.5 Identificación de los datos



Los datos se identifican por el grupo al que pertenecen y un índice que indica su ubicación dentro del grupo. Tal ubicación no cambia una vez definido el grupo. Este índice es irrelevante en el caso de los mensajes de texto.

5.6 Modalidades de transmisión

Los datos se pueden transmitir con distinta modalidad, según se haya definido el grupo al que pertenecen. Para los enlaces de tipo 2 se utilizarán sólo algunas de estas modalidades, sin embargo, cualquiera de las otras se pueden implementar por acuerdos particulares entre las partes.

5.6.1 Transmisión a pedido

Un Centro de Control transmite sólo los datos que le solicita el otro Centro de Control. Para cada envío de datos debe existir el correspondiente pedido.

No implementado en los enlaces tipo 2.

5.6.2 Transmisión espontánea

Cuando un Centro de Control recibe un mensaje pidiendo el inicio de la transmisión espontánea de los datos pertenecientes a un grupo, comienza su transmisión por iniciativa propia, según la modalidad definida para ese grupo. Esta transmisión cesa cuando se recibe el correspondiente mensaje de finalización.

Las modalidades de transmisión son las siguientes :

Por cambio de valor

- Cada dato se transmite inmediatamente cuando experimenta un cambio de valor.
- Esta modalidad se adopta para los estados y para las alarmas y se hace extensiva a los mensajes de texto, que se transmiten cuando son generados por un operador.
- También se podrá adoptar esta modalidad para transmitir mediciones.
- En la primera transmisión después de recibir un mensaje de inicio de la transmisión espontánea, se deben transmitir todos los datos que tengan asignada la modalidad de transmisión por cambio de valor.

Por cambio de valor con almacenamiento intermedio

Los datos cuyo valor cambia, se almacenan en un buffer. Cuando éste buffer se llena, o expira un tiempo predeterminado contado a a partir de la transmisión anterior, se transmiten los datos almacenados en el buffer.

No implementado en los enlaces tipo 2.

Cíclica

Los datos se transmiten a intervalos regulares, hayan o no cambiado su valor.

A cada grupo de datos se asigna un ciclo de transmisión. En los enlaces tipo 1 esta asignación es dinámica, en tanto que en los enlaces tipo 2 se acuerda previamente junto con la constitución de los grupos de datos. Esta modalidad se adopta para las mediciones.

En la transmisión espontánea se distinguen dos formas de construir los mensajes de datos:

Mensaje de datos uniforme.

El mensaje sólo puede contener datos de un mismo grupo y de número de índice sucesivos. En el encabezamiento se indica el número de grupo y los índices correspondientes al primero y último dato transmitidos

Mensaje de datos mixto



SCADA / EMS Protocolo A	Aplicación	SCADA / EMS Protocolo A
Protocolo P	Presentación	Protocolo P
-	Sesión	-
-	Transporte	TCP o ISO nivel 4
X.25	Red Enlace Física	X.25/IP

Estructura básica

Variante con capa de transporte

Se mezclan en el mensaje datos de distintos grupos, exceptuando los de tipo texto. En el campo de datos del mensaje se utiliza una estructura particular para identificar los datos.

5.7 Prioridades

Cuando se produce la concurrencia de datos de dos o más grupos para ser transmitidos, el procedimiento ELCOM determina el orden de transmisión de acuerdo a un número de prioridad asignado a cada grupo.

Los enlaces tipo 2 no soportan prioridades.

5.8 Capas cubiertas por los procedimientos

Ambos procedimientos cubren las dos capas superiores del modelo OSI (Aplicación y Presentación).

La capa de presentación es igual en ambos tipos.

Las diferencias están en la capa de aplicación, donde efectivamente los enlaces tipo 2 se definen como un subconjunto o simplificación de los enlaces tipo 1.

La capa de presentación se instrumenta para proporcionar una vinculación ordenada del procedimiento de alto nivel con los niveles bajos.

El ELCOM-90 admite tres variantes para el nivel bajo:

X.25

TCP/IP

ISO nivel 4/X.25

De ellas se adopta la primera, dejando para futuros acuerdo de partes, el empleo de las otras dos.

6. SERVICIOS REQUERIDOS DE LAS CAPAS INFERIORES

(Enlaces tipo 1 y tipo 2)

6.1 X.25

Se recomienda contar con los siguientes servicios de la capa de red.



Nombre simbólico	Nombre del servicio	Tipo de servicio
------------------	---------------------	------------------

N-CONECTAR	Establecimiento de la conexión	Confirmado
N-DESC	Desconexión y Aborto iniciado por el proveedor de servicios.	No confirmado/Ini-ciado por el prov.
N-DATOS	Transferencia de datos	No confirmado
N-RESET	Reset de la conexión	Confirmado
N-INIC-ESPERA (N-START-LISTEN)	Iniciar la espera una indicación N-CONECTAR	Local
N-FIN-ESPERA (N-STOP-LISTEN)	Dejar de esperar una indicación N-CONECTAR	Local

No se soporta el empleo de circuitos virtuales permanentes.

6.2 TCP/IP

Se recomienda contar con los siguientes servicios de la capa de transporte.

Nombre simbólico	Nombre del servicio	Tipo de servicio
------------------	---------------------	------------------

T-CONECTAR	Establecimiento de la conexión	Confirmado
T-DESC	Desconexión y Aborto iniciado por el proveedor de servicios	No confirmado/Ini-ciado por el prov.
T-DATO	Transferencia de datos	No confirmado
T-INIC-ESPERA (T-START-LISTEN)	Iniciar la espera una indicación T-CONECTAR	Local
T-FIN-ESPERA (T-STOP-LISTEN)	Dejar de esperar una indicación T-CONECTAR	Local

Se hace la salvedad que el empleo de TCP/IP queda librado a futuros acuerdos de partes.

7 FORMATO DE LOS DATOS

(Enlaces tipo 1 y tipo 2)

7.1 Generalidades.

La unidad mínima de información transmisible es un octeto (un byte)

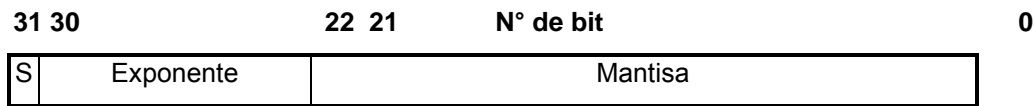
En las representaciones gráficas, siempre los bit menos significativos van a la derecha.

Los bits no utilizados o definidos se colocan en cero.



7.2 Mediciones

Real, 32 bits punto flotante.



Nro. de bit	Significado
31	Signo del número. 0 = positivo; 1 = negativo
30-22	Exponente con signo. (Desplazado 8 bits). Su valor es el número binario menos 100h
21-0	Mantisa normalizada al mayor valor menor que 1. No se incluye el bit más significativo.

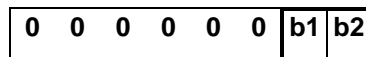
Observaciones:

El valor de la mantisa, salvo que sea 0, resulta siempre un valor mayor o igual a 0,5 y menor que 1. En tal caso, el bit más significativo es siempre 1, por lo cual no hace falta incluirlo.

El número cero se representa mediante los 32 bits en cero. El rango cubierto por ésta codificación es aproximadamente : -10^{76} a 10^{76}

7.3 Estados de elementos de maniobra

Este formato se aplica a los interruptores y seccionadores. Se emplea un byte. indicando la posición mediante los dos bits menos significativos.



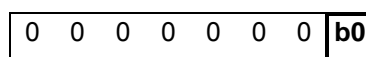
Los bits b7-b2 se utilizan para calificar la información, como se indica en el punto 7.6.

El significado de los bits de información es el siguiente:

b1	b0	Estado
0	0	no permitido
0	1	Desconectado
1	0	Conectado
1	1	no permitido

7.4 Alarmas

Se emplea un byte, indicando el estado de la alarma mediante el bit menos significativo.





Los bits b7-b2 se utilizan para calificar la información, como se indica en el punto 7.6.

Para las alarmas estáticas el significado es el siguiente:

0 = estado normal

1 = estado anormal

Para las alarmas dinámicas el bit b0 se coloca en uno para indicar que ha actuado la protección que representa.

7.5 Fechado de estados y alarmas

Los estados y alarmas estáticas se transmiten cuando cambian. Las alarmas dinámicas se transmiten cuando se producen.

Ambos tipos de información se transmitirán acompañados de la hora del suceso con la exactitud especificada por la reglamentación del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR). Esta reglamentación concede un plazo para el cumplimiento de este requisito. Entre tanto, los Centros de Control transmitirán esta información con la hora con que ellos la procesan.

7.6 Calificadores

Todos los valores transmitidos, excepto los de tipo texto, se acompañan de información que indica la calidad y el origen del valor.

b7	b6	b2	b1	b0
C	Origen	0	0	0

C: indicador de calidad (válido/inválido).

b1 y b0 no se utilizan como calificadores (son 0).

En la siguiente tabla se describe el formato del byte de calificadores.

Bits	Nombre	Significado
X 0000 00	Medido	El dato proviene del sistema de adquisición de datos. Es la situación más común.
X 0001 00	Manual	El dato fue ingresado por un operador.
X 0010 00	Estimado	El dato es resultado de un estimador de estado
X 0011 00	Calculado	El dato ha sido calculado a partir de mediciones, valores manuales, estimados y/o calculados.
X 00100 00	No actualizado	El dato no está actualizado. Se transmite el último valor actualizado.
1 XXXXX 00	Inválido	El dato debe desecharse.
0 XXXXX 00	Válido	El dato es correcto. Puede ser medido, manual, estimado o calculado.

Calificadores para estados

A cada byte de estado o alarma se aplica la operación lógica "OR" con el octeto de calificadores. El resultado de esta operación es lo que se transmite.

Calificadores			
----------------------	--	--	--



v
Información de estado

Calificadores para mediciones

Precediendo los 4 bytes de cada medición se transmite el byte de calificadores.

♦