

Argentina. Secretaría de Energía

Resolución SE 0332/1994. Boletín Oficial n° 28.061, lunes 16 de enero de 1995, pp. 7-10.

Citas Legales : Res. SE 137/92; Res. SEE 61/92; Res. SE 178/94

(Nota: modificada por Resolución SE 612/98 . Cálculo de las penalizaciones por incumplimiento de la disponibilidad de los datos requerida para el SOTR aprobado por Resolución ENRE 819/99)



*Ministerio de Economía
y Obras y Servicios Público
Secretaría de Energía*

Buenos Aires, 1 de noviembre de 1994.

VISTO el Expediente N° 750-002723/94 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, la Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, y

CONSIDERANDO:

Que es necesario establecer un Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) que brinde al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en tiempo real del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Que se requiere establecer las responsabilidades de los agentes en la implementación del citado Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR).

Que debido al proceso de transformación del sector es necesario prever un tiempo de adaptación e instalación del equipamiento requerido.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 6 de la Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992 ha preparado un proyecto de Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA
RESUELVE:

Artículo 1°- Apruébase la norma que regirá el "Sistema de Operación en Tiempo Real" (SOTR) cuyo texto integra el Anexo I de la presente Resolución, e incorpórase a los "Procedimientos para la Programación de

la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) de la Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias, como parte del ANEXO N° 24.

Artículo 2°- Los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) deberán cumplir con los requisitos establecidos en el artículo precedente dentro de los siguientes plazos, contados a partir de la fecha de la presente Resolución:

* Transporte en Alta Tensión:	12 meses
* Transporte por Distribución Troncal:	18 meses
* Generadores:	15 meses
* Distribuidores:	18 meses

Artículo 3°- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá cumplir con todos los requisitos de la presente Resolución dentro de un plazo de 24 meses. Entretanto, deberá adecuar en lo posible su equipamiento actual para poder recibir información de los agentes en los plazos establecidos para cada uno de ellos en el artículo precedente.

Artículo 4°- Autorízase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a ajustar los datos no definidos taxativamente que los agentes deben enviar por el Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) en función de las características particulares de cada instalación con el acuerdo del agente correspondiente. De no existir acuerdo el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elevará a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS su decisión con las observaciones del agente, para que en un término de 30 días dictamine al respecto.

Artículo 5°- Los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) responsables del suministro de información para el Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) asumirán las siguientes penalizaciones máximas por el incumplimiento de la disponibilidad de los datos requerida en el ANEXO I de la presente:

* Generadores: tendrán una penalización máxima equivalente al 2,5% de los pagos que recibirían mensualmente por potencia puesta a disposición de las unidades generadoras asociadas, como si toda su potencia se comercializara en el Mercado Spot.

* Transportistas en Alta Tensión y por Distribución Troncal: tendrán una penalización máxima equivalente al 5% de los cargos fijos del equipamiento asociado.

* Distribuidores con función técnica de transporte de energía eléctrica: igual penalización que las de un Transportista por Distribución Troncal.

Artículo 6°- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) será el encargado de la determinación de las sanciones que, hasta los valores máximos establecidos en el artículo anterior, corresponderá aplicar en cada caso de incumplimiento de la disponibilidad de los datos requerida en el ANEXO I de la presente.

[texto suprimido por artículo 3° de la Resolución SE 612/98:](#)

Artículo 6°- "El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) será el encargado de la determinación de las sanciones que, hasta los valores máximos establecidos en el artículo anterior corresponderá aplicar en cada caso de incumplimiento de la disponibilidad de los datos requerida en el Anexo I de la presente".

"Los montos recaudados por la aplicación de las penalidades referidas en el párrafo anterior se asignarán a la determinación del Precio Mensual de los Servicios Asociados a la Potencia, integrándolos al Monto Mensual por Servicios (MONSER)".

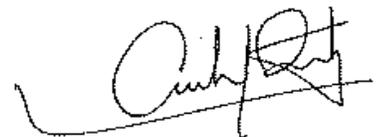
Artículo 7°- Hasta el efectivo cumplimiento de los requisitos establecidos por esta Resolución, los agentes no podrán degradar el envío de información en tiempo real al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), que se presta mediante el equipamiento disponible actualmente para el funcionamiento del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR).

Artículo 8°- Las empresas u organismos responsables por la parte argentina, de un Ente o Interconexión Binacionales, tendrán las mismas obligaciones que los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) con respecto al cumplimiento de la presente.

Artículo 9°- La SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS emitirá la norma que regulará el "Sistema de Comunicaciones para la Operación del MEM" (SCOM), la cual tendrá también las especificaciones de los procedimientos de transmisión de datos.

Artículo 10.- Las inversiones para la instrumentación de los sistemas requeridos por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para dar cumplimiento a las obligaciones que le asigna la presente Resolución, no se imputarán a su presupuesto ordinario, y por lo tanto no estarán sujetas al límite establecido en la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 178 del 24 de junio de 1994. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá presentar a aprobación de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS el correspondiente presupuesto, con su plan de inversiones asociado. La metodología de distribución y pago por parte de los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), de los montos derivados de esta inversión, será la misma aplicable al reembolso de gastos y/o inversiones del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Artículo 11.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.-



Ing. CARLOS M. BASTOS
SECRETARIO DE ENERGIA

Citas legales: Resolución SEE 61/92
Resolución SE 137/92
Resolución SE 178/94

SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SOTR)

ANEXO 24: SISTEMA DE OPERACIÓN Y DESPACHO (SOD)

SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SOTR)

1. ALCANCE DE ESTA NORMA

La operación técnica y económica del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), conforme lo establecido en 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 Centro de Control Empresarios (CCE).

Asimismo, para aquellas situaciones especiales definidas en la citada norma, o para aquellas 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 OPERACIÓN 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 ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN (COT), a cargo de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.).
- * CENTROS DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN 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.

* CENTROS DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS GENERADORES (COG).

2.1. RESPONSABILIDAD DEL OED

El OED dispondrá de 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 qué CCA debe establecer cada agente el correspondiente ENLACE DE DATOS SECUNDARIOS.

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 SECRETARÍA DE ENERGÍA, le será notificada 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 TRANSMISIÓN 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. INFORMACIÓN 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 deberá 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 medición

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 cargo 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. Energías

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. Información destinada a la programación y control de la operación

Los Transportistas enviarán, en el momento que se produzcan, las novedades de sus instalaciones (por ejemplo limitaciones en equipos, salidas de servicios, 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 medición

* 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 falta 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. Energías

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. Información para la planificación y control de la operación

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. CARACTERÍSTICAS 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 MEDICIÓN

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 medición

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

INSTALACIÓN	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 más	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. Codificación

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. SECUENCIA 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. INFORMACIÓN 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. ENVÍO DE INFORMACIÓN 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 pudiera corresponder.

ANEXO 24: SISTEMA DE OPERACIÓN Y DESPACHO (SOD)

SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SOTR)

SUBANEXO A

**CENTROS DE CONTROL DE ÁREA CON LOS QUE LOS AGENTES
DEBEN ESTABLECER LOS ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS**

CENTRALES TURBOVAPOR/TURBOGAS

Clorinda
Alto Valle
Agua del Cajón
Filo Morado
L. de la Lata
Puerto Madryn
Comodoro Rivadavia
Sierra Grande
Pico Truncado I
Pico Truncado II

TRANSNEA
COTDT COMAHUE
COTDT COMAHUE
COTDT COMAHUE
COTDT COMAHUE
TRANSPA
TRANSPA
TRANSPA
TRANSPA
TRANSPA

CENTRALES NUCLEARES

CENTRAL NUCLEAR

Atucha
C.N. Embalse

CENTRO DE CONTROL DE AREA

(CCA)
TRANSENER
TRANSENER

AUTOGENERADORES

CENTRAL AUTOGENERADOR

Siderar
Ledesma
Zapla

CENTRO DE CONTROL DE AREA

(CCA)
EPE SANTA FE
TRANSNOA
TRANSNOA

CENTRALES HIDRÁULICAS

CENTRAL HIDRÁULICA

La Viña
Molinos
Calera
Cruz del Eje
Fitz Simon
Cassafouth
Reolín
San Roque
Reyunos
A. del Toro
Nihuil
Ullúm
El Tigre
Cadillal
Escaba
Pueblo Viejo
Río Hondo
Cabra Corral
Río Grande
Salto Grande
Alicurá
Arroyito
El Chocón
P. Banderita
P. del Aguila
Yacyretá
Futaleufú
F. Ameghino

CENTRO DE CONTROL DE AREA

(CCA)
EPEC
EPEC
EPEC
EPEC
EPEC
EPEC
EPEC
EPEC
DISTROCUYO
DISTROCUYO
DISTROCUYO
DISTROCUYO
DISTROCUYO
TRANSNOA
TRANSNOA
TRANSNOA
TRANSNOA
TRANSNOA
TRANSNOA
TRANSENER
TRANSENER
TRANSENER
COTDT COMAHUE
TRANSENER
TRANSENER
TRANSENER
TRANSENER
TRANSPA
TRANSPA

ANEXO 24: SISTEMA DE OPERACIÓN Y DESPACHO (SOD)

SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SOTR)

SUBANEXO B

METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN 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 Área (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 MÓVIL (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 corresponda la iniciativa para establecer el enlace, deberán internarlo cada 2 minutos o menos.

2.2. Pérdida parcial de información

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 Volúmen de información pactado, de una UR o de un CCE, a la cantidad de unidades de información que suman todos los datos que se puedan transmitir desde la UR o desde el CCE.

Se evaluarán los siguientes tiempos:

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

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

$$\mathbf{Tr = TUR \frac{VIUR}{VI}}$$

TUR = Tiempo en horas durante el que la UR estuvo indisponible

VIUR = Volúmen de información pactado de la UR

VI = Volúmen de información pactado del CCE

Ta 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

$$\mathbf{Ta} = \mathbf{TACT} \frac{\mathbf{VIACT}}{\mathbf{VI}}$$

TACT = Tiempo durante el que la información no se actualizó.

VIACT = Volumen de información no actualizada.

Ti = 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

$$\mathbf{Ti} = \mathbf{TEST} \frac{\mathbf{VIEST}}{\mathbf{VI}}$$

TEST = Tiempo durante el que la información se estimó incorrecta.

VIEST = Volúmen 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 (Tc) y de todos los tiempos calculados para indisponibilidad de remotas (Tc) y de todos los tiempos calculados para indisponibilidad de remotas (Tr), datos no actualizados (Ta) y datos incorrectos (Ti).

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.