

NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE

*Actualizada al 31 de Octubre de 2013

Lima, 20 de noviembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, mediante los Decretos Supremos N° 039-2001, publicado el 18 de julio de 2001 y N° 003-2005-EM, publicado el 3 de febrero de 2005, se efectuaron diversas modificaciones al artículo 92 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, referidos a criterios, procedimientos y responsabilidades para la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema;

Que, mediante la Resolución Directoral N° 014-2005-EM-DGE, publicada el 3 de marzo de 2005, se aprobó la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, en cuya Tercera Disposición Transitoria se establece que el Coordinador presentará a la Dirección la propuesta para la adecuación de los centros de control de los Integrantes del Sistema a lo dispuesto en el numeral 1.5.2, que establece exigencias para la adecuación y control de calidad de las transferencias de información en tiempo real entre Integrantes del Sistema y el Coordinador y entre los Integrantes entre sí;

Que, de conformidad a lo mencionado en el considerando que antecede, mediante Resolución Directoral N° 055-2007-EM-DGE, publicada el 03 de diciembre de 2007, se aprobó la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (NTIITR), en cuyo numeral 4.4 referido a la Calidad Objetivo de las Transferencias ICCP, se establece una Primera Etapa de adecuación, durante la cual no se aplicará ningún índice de disponibilidad mínimo, cuya duración fue fijada en seis (6) meses, la misma que fue extendida en cuatro (4) meses adicionales mediante Resolución Directoral N° 018-2008-EM-DGE, publicada el 03 de junio de 2008, a solicitud del Comité de Operación Económica del Sistema (COES);

Que, en noviembre de 2009 la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE), en representación de los Integrantes, informó a la Dirección General de Electricidad que habían iniciado sus procesos de adecuación, los cuales habían tenido una complejidad mayor a la estimada y que el plazo total de diez (10) meses, establecido para la Primera Etapa, había resultado insuficiente, por lo que en atención a lo solicitado por la SNMPE luego de analizar los argumentos planteados, mediante Resolución Directoral N° 057-2010-EM-DGE publicado el 06 de octubre de 2010 fue extendida la duración de la Primera Etapa de la NTIITR en treinta y cuatro (34) meses, desde el 04 de diciembre del 2007 al 03 de octubre del 2010;

Que, en agosto de 2011 la SNMPE, en representación de sus Integrantes, hizo llegar un informe de consultoría conteniendo referencias internacionales y apreciaciones técnicas en general, en torno a la aplicación de la NTIITR, el cual se ha revisado y tomado en cuenta, habiéndose recogido y analizado la fundamentación expuesta en las "Conclusiones y Recomendaciones sobre el Índice de Disponibilidad de los Datos de Tiempo Real" del mencionado informe en lo que se refiere al índice de 98%, considerando que con dicha

disponibilidad se logra un adecuado margen para las operaciones de mantenimiento y renovación tecnológica que corresponde a sistemas de alta disponibilidad;

Que, sobre la base de la experiencia adquirida en los últimos años, se está adoptando una nueva estratificación objetiva de la información de señales y estados del sistema de potencia remitidos en tiempo real al Coordinador, basada en el criterio de nivel de tensión, a fin de ponderar aquella información que tiene mayor relevancia para la coordinación de la operación del SEIN en tiempo real y, según lo antes expuesto, se han eliminado las definiciones de “señales críticas” y “señales no críticas” en el contexto de las reglas para la configuración de señales ICCP, dado que dichas definiciones no han tenido mayor aplicación efectiva y que la nueva estratificación por niveles de tensión, reemplaza dichas definiciones bajo una regla objetiva y acorde a las necesidades de la operación del SEIN;

Que, de la aplicación de la NTIITR, se ha identificado que la información recibida a través de la RIS resulta fundamental para el análisis preliminar, en el marco de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en los aspectos relacionados a la coordinación, por ello se ha visto necesario incluir la gestión de información procesada según las especificaciones de la NTIITR, con el objeto de apoyar efectivamente la actividad de análisis de eventos en casos de transgresiones a la calidad del producto y/o suministro, llevado a cabo por el COES;

Que, sobre la base de la experiencia recogida resulta indispensable para la operación del SEIN contar con la información de tiempo real de manera oportuna, por ello se está considerando que el ingreso a la Red ICCP del SEIN sea uno de los requisitos que debe incluirse en el actual “Procedimiento para el Ingreso de Unidades de Generación, Líneas y Subestaciones de Transmisión en el COES” (Procedimiento N° 21 del COES) o en aquel que lo sustituya;

Que, la presente norma es el resultado de la revisión integral de todos los apartados y anexos de la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional aprobada con Resolución Directoral N° 055-2007-DGE, manteniendo sus fundamentos y estructura básica.

Que, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución Ministerial N° 162-2001-EM-SG, en septiembre de 2012 se prepublicó en la Página Web del Ministerio de Energía y Minas el proyecto de Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional;

De conformidad con la atribución a que se refiere el inciso u) del Artículo 64 del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Dejar sin efecto la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, aprobada por la Resolución Directoral N° 055-2007-EM-DGE.

Artículo 2.- Aprobar la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, cuyo texto consta de cinco (5) Títulos, cinco (5) Disposiciones Complementarias, ocho (8) Disposiciones Transitorias y cuatro (4) Anexos.

Artículo 3.- La presente Resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

ROBERTO TAMAYO PEREYRA

Director General

Dirección General de Electricidad

NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

CONTENIDO

- I. OBJETIVO
- II. BASE LEGAL
- III. ALCANCES

TÍTULO PRIMERO

1. INTRODUCCIÓN

- 1.1 Contexto de la NTIITR en el armado de la infraestructura del SEIN
- 1.2 Definiciones
- 1.3 Responsabilidades de los Integrantes de la RIS

TÍTULO SEGUNDO

2. PROCEDIMIENTO DE INGRESO DE UNA NUEVA INSTALACIÓN A LA RIS

- 2.1 Solicitud de señales, medidas y estados del SEIN
- 2.2 Conexión a la RIS
- 2.3 Configuración de la conexión con la RIS
- 2.4 Cumplimiento de requisitos operativos para el ingreso a la RIS

TÍTULO TERCERO

3. PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE LA RIS

- 3.1 Convención para la denominación de los registros ICCP
- 3.2 Pruebas por modificaciones o problemas reiterados
- 3.3 Información de reenvío requerida por los Integrantes de la RIS

TÍTULO CUARTO

4. REQUERIMIENTOS DE DISPONIBILIDAD Y COBERTURA

- 4.1 Especificación del Índice de Disponibilidad de las transferencias ICCP
- 4.2 Índice de Disponibilidad por etapas de las transferencias ICCP
- 4.3 Redundancia de la infraestructura de transmisión ICCP
- 4.4 Gestión de los servidores ICCP en caso de fallas o anomalías
- 4.5 Definiciones sobre el estampado de tiempo
- 4.6 Reglas para la configuración de la remisión de las señales de las medidas y estados vía protocolo ICCP

TÍTULO QUINTO

5. DEL ANÁLISIS POSTERIOR AL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN

- 5.1 Fiscalización y Sanciones
- 5.2 Evaluación del Índice de Disponibilidad para los periodos de fallas en el SEIN

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

ANEXO-A FORMULARIO DE SOLICITUD DE CONEXIÓN A LA RIS

ANEXO-B INFORMACIÓN PARA LA CONFIGURACIÓN DEL SERVIDOR ICCP

ANEXO-C PRUEBAS DE FUNCIONALIDAD Y DISPONIBILIDAD DE LAS TRANSFERENCIAS ICCP

ANEXO-D ESTABLECIMIENTO DE UNA CONEXIÓN ICCP DE PRUEBA

NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

I. OBJETIVO

La presente Norma tiene como objeto establecer las responsabilidades técnicas y procedimientos relacionados con la operación de la Red ICCP del SEIN (RIS) para el intercambio de información en tiempo real entre el Centro de Control del COES y los Centros de Control de los Integrantes del SEIN.

II. BASE LEGAL

- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE).
- Resolución Directoral N° 014-2005-EM-DGE, Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

III. ALCANCES

Son alcances de la presente Norma:

- Establecer los criterios y procedimientos a seguir para cumplir con las exigencias para la adecuación de los Centros de Control de los Integrantes del Sistema según lo requiere el numeral 1.5.2 de la NTCOTR.
- Establecer las especificaciones técnicas mínimas del protocolo de comunicaciones entre el Centro de Control del COES y los Centros de Control de los Integrantes del SEIN.
- Establecer los requisitos mínimos de calidad y condiciones para el intercambio de información en tiempo real que se requiera entre el COES y los Integrantes del SEIN.

TITULO PRIMERO

1. INTRODUCCIÓN

La “Red ICCP del SEIN” (RIS) es una red de intercambio de información operativo de señales y estados de los equipos del sistema de potencia en tiempo real entre el COES y los Integrantes de la RIS.

Este documento establece las responsabilidades y procedimientos técnicos relacionados a la operación de la RIS.

1.1 Contexto de la NTIITR en el armado de la infraestructura del SEIN

La operación de los sistemas eléctricos en la actualidad, se soporta en el adecuado modelamiento de las redes eléctricas, el mantenimiento de su observabilidad topológica y el monitoreo de sus parámetros eléctricos dentro de niveles mínimos adecuados, tal que permita la operación de los sistemas computacionales de análisis de red eléctrica en tiempo real. Dichos sistemas computacionales, proveen de ayuda a la tarea de predecir y mitigar posibles contingencias, así como facilitar la gestión óptima y económica del mercado eléctrico en su conjunto.

Con el transcurrir de los años, la componente tecnológica dentro de la infraestructura de los sistemas de potencia, ha venido logrando la integración de sus diferentes dominios¹, permitiendo incluso a la fecha, la implementación de “mecanismos inteligentes” en el contexto operativo y una más amplia participación de los consumidores finales, llevando a los sistemas eléctricos, a nuevos y mejores niveles de eficiencia y cuidado de los recursos energéticos.

En el diagrama siguiente, se representa de manera esquemática y sinóptica, como se relacionan los sistemas mencionados² en la presente norma, así como los nuevos mecanismos y servicios que podrían ser futuramente implementados sobre esta plataforma.

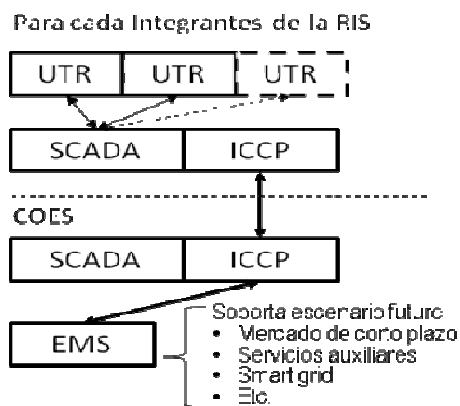


Figura 1.- flujo de datos desde las UTR (unidad terminal remota) en las subestaciones, los sistemas SCADA en los centros de control, la integración de los servidores ICCP, la integración con el EMS (*Energy Management System*) del COES a través de protocolo ICCP

¹ El modelo conceptual del “*Electric Power Research Institute*” (EPRI) define los dominios de un sistema eléctrico como los siguientes: Consumidores, Mercado, Proveedores de servicios, Operaciones, Generación mayorista, Transmisión y Distribución,

² El significado de las siglas en el diagrama se explican en el numeral 1.2 de Definiciones.

y como a partir de la operación del EMS se lograría nueva funcionalidad en beneficio de la operación y el mercado eléctrico.

La presente norma trata sobre la configuración y parámetros de operación de los servidores ICCP en el SEIN, los cuales constituyen la implementación del estándar internacional IEC 60870-6/TASE.2. La estructura de datos del ICCP es capaz de transferir información a otros varios módulos funcionales y principalmente a los EMS, los cuales proveen un mucho más amplio espectro funcional operativo. Los sistemas EMS basados en la implementación del estándar internacional IEC 61970 (CIM3) tienen la propiedad de integrarse modularmente⁴ y de manera abierta⁵ a bases de datos de otros sistemas computacionales que brindan soporte a la gestión de los servicios auxiliares, los mercados de energía, las redes inteligentes (smart grid) entre otros a través de todos los dominios de un sistema eléctrico, que futuramente puedan ser implementados. Lo antes descrito, constituye el fundamento de la integración de los sistemas de información lograda por la industria eléctrica en la actualidad.

1.2 Definiciones

Administrador de la RIS. Responsable de ejecutar los procesos técnicos regulares de la presente norma. Personal designado por el COES.

BER (Bit Error Rate). Ratio de error en la transferencia de una cadena de bits.

Código de calidad. Código que acompaña a una medida o estado, el cual indica si el dato es válido o si está afectado por alguna falla de origen. Está definido en los tipos de datos ICCP que así lo indiquen.

Confiabilidad. Se entiende como la certidumbre sobre los valores y condiciones cualitativas de la información operativa que se intercambia en tiempo real.

Datasets. Definición dada por el protocolo ICCP, que señala a un conjunto de registros ICCP.

Disponibilidad. Se entiende como el hecho de poder contar con un dato específico cada vez que éste sea requerido.

EIGRP (Enhanced Interior Gateway Routing Protocol). Protocolo de seguridad usado por los equipos ruteadores en una red.

EMS. (Energy Management System). Sistema de Administración de Energía.

Estampado de tiempo. Indicador del instante de tiempo en el cual se generó una medida (evento analógico con una predeterminada banda muerta) o un estado (evento digital).

GPS. (Global Positioning System). Sistema de Posicionamiento Global.

³ *Common Information Model*

⁴ Incluye la especificación de interfaces "Generic Interface Definition" (GID), y estándares para intercambio de modelos para sistemas de potencia, usando el lenguaje estándar "eXtensible Markup Language (XML).

⁵ No depende de las arquitecturas propietarias.

ICCP. (Inter Control Center Communications Protocol). Protocolo entre los Centros de Control. (IEC 60870-6/TASE.2)

Integrantes de la RIS. Empresas que intercambian información en tiempo real usando la RIS.

LOG. Registro de la actividad del software y tráfico de la información.

NAT. (Network Address Translation). Enmascaramiento de direcciones IP.

NTCOTR. Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

NTCSE. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Periodo de control. Para la presente Norma, se denomina periodo de control a cada semestre calendario del año, de enero a junio y de julio a diciembre.

Precisión del estampado de tiempo. Es el tiempo transcurrido entre la ocurrencia de la variación de una medida o estado en un equipo del sistema de potencia monitoreado, y la asignación del estampado de tiempo en la RTU.

Procedimiento N° 21 del COES. Procedimiento COES para el Ingreso de Unidades de Generación, Líneas y Subestaciones de Transmisión en el COES, o aquel que lo sustituya.

Procedimiento N° 40 del COES. Procedimiento COES para la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE, o aquel que lo sustituya.

Protocolo ICCP. Estándar internacional IEC60870-6 TASE.2, para el intercambio de información en tiempo real, entre centros de control de un sistema eléctrico.

Registro ICCP. Registro de una señal (medida o estado) en el sistema SCADA.

RIS. Red ICCP del SEIN.

SCADA. (Supervisory, Control and Data Acquisition). Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos.

SEIN. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

UTR - Unidad Terminal Remota

1.3 Responsabilidades de los Integrantes de la RIS

Quando un Integrante del SEIN se incorpora a la RIS, el desarrollo de sus actividades será acorde con los objetivos de la presente Norma, por consiguiente asume las siguientes responsabilidades:

1.3.1 Cumplir con las políticas, estándares y lineamientos, así como con los procedimientos que el COES emita, referidos al intercambio de información en tiempo real para la operación del SEIN.

1.3.2 Utilizar los recursos de la RIS solo para propósitos operativos. La información intercambiada en el ámbito de la RIS solo debe ser usada a nivel nacional. El reenvío de esta información a otros países será por necesidad de interconexión debidamente coordinada con la entidad correspondiente y teniendo en consideración criterios de seguridad nacional.

1.3.3 Proteger en general la información de la cual depende la seguridad de la RIS. La información reenviada por el COES a un Integrante de la RIS, solamente debe ser utilizada por dicha empresa en sus instalaciones. Ésta a su vez no podrá reenviarla a otra empresa, por razones de seguridad e integridad de la información.

1.3.4 Reportar vulnerabilidades, pérdida de seguridad o situaciones de no-conformidad, al Administrador de la RIS.

1.3.5 Mantener copias de respaldo de su propia información de tiempo real.

1.3.6 Informar al Administrador de la RIS por lo menos con 48 horas de anticipación, sobre cualquier cambio en sus servidores ICCP o estación maestra de su sistema SCADA, que pueda afectar la conexión ICCP con el COES.

1.3.7 Establecer líneas dedicadas para el Centro de Control Principal y Centro de Control de Respaldo del COES, en atención al requerimiento de redundancia para la confiabilidad de la RIS, con un mínimo de 64 Kbps por empresa. Estos enlaces de comunicación o parte de ellos, no deben utilizar la red Internet como medio de envío de señales.

El COES por su parte, debe mantener una plataforma ICCP estable y robusta, sobre la cual los Integrantes de la RIS puedan adecuar su propia plataforma ICCP. Los posibles cambios estructurales en la plataforma del COES, siempre se efectuarán por una necesidad técnica justificada y producto de un análisis previo que considere su impacto en los sistemas SCADA de los Integrantes de la RIS que remiten su información.

En general el COES es responsable por mantener la correcta operación de sus sistemas ICCP, SCADA, EMS y otros que den soporte a la coordinación de la operación en tiempo real.

TÍTULO SEGUNDO

2. PROCEDIMIENTO DE INGRESO DE UNA NUEVA INSTALACIÓN A LA RIS

La empresa que es requerida para la remisión de información en tiempo real (numeral 2.2 de la NTCOTR), deberá seguir el siguiente procedimiento:

2.1 Solicitud de señales, medidas y estados del SEIN

2.1.1 Como parte del proceso de ingreso de una nueva instalación al SEIN según el Procedimiento COES N° 21 o aquel que lo sustituya, el COES hará el requerimiento de la información de medidas y estados que se necesitan, para los fines de la coordinación de la operación en tiempo real, y en concordancia con lo estipulado en el numeral 4.

2.1.2 El titular de la empresa responsable de la nueva instalación que solicita ingresar a la RIS y el COES se reunirán para revisar el requerimiento de información mencionado en el ítem anterior, resultando de ello un acta de conformidad.

2.2 Conexión a la RIS

La empresa que solicita conectarse a la RIS descargará de la página Web del COES, el "Formulario de Solicitud de Conexión a la RIS", para ingresar la información solicitada y posterior remisión al COES. (Ver el Formulario en el Anexo A).

Las exigencias técnicas que aplican a la conexión en general, se corresponderán a la etapa que se encuentre vigente según se explica en el numeral 4.2 "Índice de Disponibilidad por etapas de las transferencias ICCP".

2.3 Configuración de la conexión con la RIS

2.3.1 Una vez que el Administrador de la RIS del COES ha aprobado el contenido del Formulario de Solicitud de Conexión a la RIS, éste procederá a remitir al solicitante la información de configuración del servidor ICCP y de las interfaces de comunicación que se usarán para la transferencia de los datos en tiempo real. (Ver el Formulario en el Anexo B).

2.3.2 La empresa solicitante procederá a remitir los códigos ICCP de las señales, medidas y estados solicitados en el numeral 2.1. La codificación se hará de acuerdo a lo indicado en el numeral 3.1 del presente documento.

2.4 Cumplimiento de requisitos operativos para el ingreso a la RIS

2.4.1 El Administrador de la RIS del COES procederá a comprobar las condiciones técnicas (según se indica en el Anexo A) y la operatividad de los enlaces de comunicación utilizados por la empresa solicitante.

2.4.2 Luego de verificar la operación satisfactoria de los enlaces de comunicación, el Administrador de la RIS del COES procederá con la ejecución de las Pruebas de Funcionalidad y Disponibilidad de las transferencias ICCP, según el protocolo adjunto en el Anexo C. El protocolo antes mencionado será remitido vía correo electrónico u otro medio alternativo, a la persona de contacto (indicado en el ítem 2 del formulario adjunto en el Anexo A).

2.4.3 Cumplidas satisfactoriamente las Pruebas de Funcionalidad y Disponibilidad de las transferencias ICCP, el Administrador de la RIS del COES procederá a emitir la conformidad para la puesta en operación de la transferencia de señales ICCP en tiempo real de la(s) nueva(s) instalación(es).

TÍTULO TERCERO

3. PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE LA RIS

Los Integrantes de la RIS actúan como proveedores de datos al COES, a través de sus centros de control. Las comunicaciones se efectuarán siempre entre la empresa propietaria de los equipos monitoreados y el COES, aun cuando la empresa propietaria remita sus señales a través de una tercera empresa.

El uso del protocolo ICCP comprenderá como mínimo la habilitación de sus bloques 1 y 2, correspondientes a medidas y estados. Los Integrantes de la RIS podrán implementar bloques adicionales de acuerdo a los requerimientos del COES.

3.1 Convención para la denominación de los registros ICCP

Por razones de operación y mantenimiento, es conveniente que un registro ICCP sea nominado a través de un código memotécnico para intercambio de información y, se conforme de acuerdo a una sintaxis estándar.

Los Integrantes de la RIS deben proporcionar los códigos ICCP de la información solicitada en el numeral 2.1, según se defina en el documento "Recomendaciones para la Codificación de los Registros ICCP en la RIS". Este documento será publicado en la página Web del COES.

3.2 Pruebas por modificaciones o problemas reiterados

El procedimiento descrito en el numeral 2.4 de la presente Norma, se aplica cuando se incorpora un nuevo equipo del sistema de potencia al SEIN. No obstante, dicho procedimiento se deberá ejecutar nuevamente en los siguientes casos:

3.2.1 Cuando sean modificados o cambiados alguno de los siguientes equipos: servidor ICCP (hardware o software) o estación maestra de sistema SCADA (software). Cuando el cambio sea solo del enlace de comunicación principal, las pruebas serán solo para el enlace de comunicación.

3.2.2 Cuando se agregue un nuevo grupo de registros ICCP, se procederá de acuerdo a lo indicado en el Anexo D.

3.2.3 Cuando reiteradamente un grupo de señales presente un comportamiento no confiable (error en el valor de la medida o estado, estampado de tiempo o en el código de calidad), no habiéndose presentado fallos o contingencias temporales que lo originen. Se considera como reiteración, la ocurrencia de dos (2) o más errores no coincidentes en el tiempo. Las pruebas se efectuarán solamente para las señales defectuosas, cuando la empresa en un plazo máximo de 60 horas de ocurrido el evento, informe al COES las causas de la falla y la identificación precisa del grupo de señales afectado.

Al igual que en el numeral 2, en todos los casos la conformidad de las pruebas antes descritas, será dada por el Administrador de la RIS.

3.3 Información de reenvío requerida por los Integrantes de la RIS

El ICCP del COES actúa como un concentrador de toda la información que transfieren los Integrantes de la RIS.

Debido a que los Integrantes de la RIS no intercambian información directamente entre ellos, el COES, previa evaluación, realizará en un plazo no mayor a 30 días calendarios, la configuración en su plataforma ICCP para el reenvío de las señales requeridas por un Integrante de la RIS, siempre que no exista conflictos en la plataforma ICCP de la empresa solicitante y se cumpla con lo establecido en la NTCOTR y en la presente Norma. El COES proveerá la información requerida, siempre que los registros ICCP existan en la base de datos de tiempo real del sistema SCADA del Coordinador.

El COES evaluará la información requerida por los Integrantes de la RIS, la misma que deberá corresponder a instalaciones colindantes con las que son de su propiedad o de instalaciones de sus clientes previa autorización de los mismos. La información requerida deberá ser usada exclusivamente para fines operativos.

TÍTULO CUARTO

4. REQUERIMIENTOS DE DISPONIBILIDAD Y COBERTURA

Los requerimientos de disponibilidad y cobertura que permiten al COES contar con una adecuada visibilidad del sistema eléctrico, se expresan a través del Índice de Disponibilidad que se especifica en el presente numeral, y en el grado de cumplimiento de remisión de señales según el requerimiento del COES.

4.1 Especificación del Índice de Disponibilidad de las transferencias ICCP

El COES evaluará las transferencias de información vía protocolo ICCP. Ésta se efectuará a la llegada de las señales al servidor ICCP del COES y de acuerdo con la siguiente formulación:

$$CICCPS(\%) = \frac{TTSV}{TTN} * 100$$

$$CICCPE = \left[\frac{\sum_{i=1}^{N_{medi}} CICCPS_i + \sum_{j=1}^{N_{est}} CICCPS_j + \sum_{k=1}^{N_{alarm}} CICCPS_k}{N_{medi} + N_{est} + N_{alarm}} \right] * \left[\frac{TTN}{TTN + TFSE} \right]$$

Donde:

CICCPS: Índice de Disponibilidad porcentual de transferencia ICCP, para una señal.

CICCPE: Índice de Disponibilidad porcentual de transferencia ICCP, para una empresa.

TTSV: Tiempo total durante el cual la señal se transfirió como válida.

TTN: Tiempo durante el cual el enlace de comunicación estuvo operativo. Se transfirió información de manera efectiva. Se debe cumplir que: $TTN \geq TTSV$.

TFSE: Tiempo durante el cual el enlace de comunicaciones estuvo fuera de servicio y cuya responsabilidad es atribuible a la empresa que remite la información.

(Ejemplo, para un mes de 30 días, se tiene: $TTN + TFSE + \delta = 720$ horas; donde δ es un posible tiempo atribuible a falla del sistema o del enlace del Coordinador, el cual se descontaría para todo efecto de la evaluación)

N_{medi}, N_{est} y N_{alarm}: Representan en cada caso, el número de señales Medidas (“medi”), Estados (“est”) y Alarmas (“alarm”), de acuerdo a lo requerido por el Coordinador.

El COES efectuará los cálculos de índices de disponibilidad mensual acumulados, para fines de control de la evolución de dicho índice.

El índice de disponibilidad por empresa se evaluará para el periodo de control. Los registros ICCP con códigos de calidad o estampado de tiempo no válidos son tratados como indisponibles, de acuerdo a la fórmula antes indicada. Dichos códigos deberán ser estructurados de acuerdo a lo establecido por el estándar ICCP.

Se excluirá del computo de la Disponibilidad, las señales que correspondan a equipos que se encuentran fuera de servicio por situaciones de fuerza mayor, declaradas por OSINERGMIN de manera expresa. Las ocurrencias antes mencionadas serán incluidas en el reporte mencionado en la Segunda Disposición Complementaria.

4.2 Índice de Disponibilidad por etapas de las transferencias ICCP

Para el logro de la adecuación de los sistemas SCADA/ICCP de las empresas requeridas de intercambiar información en tiempo real usando la RIS, se ha definido las siguientes etapas:

4.2.1 Primera Etapa. En esta etapa el conjunto de señales medidas y estados que remite cada integrante de la RIS, deberá tener una disponibilidad de 75% del tiempo. Esto equivale aproximadamente a una permisividad de error anual acumulado de 1,085 horas para el periodo de control semestral, por nodo (empresa). Esta etapa tiene una duración de 18 meses, a partir de la promulgación de la presente norma.

4.2.2 Segunda Etapa. En esta etapa el conjunto de señales medidas y estados que remite cada integrante de la RIS, deberá tener una disponibilidad de 90% del tiempo. Esto equivale aproximadamente a una permisividad de error anual acumulado de 438 horas para el periodo de control semestral, por nodo (empresa). La duración de esta etapa será de un (1) año, a partir de la finalización de la Primera etapa.

4.2.3 Etapa objetivo. En esta etapa el conjunto de señales medidas y estados que remite cada integrante de la RIS, deberá tener una disponibilidad de 96% del tiempo. Esto equivale aproximadamente a una permisividad de error acumulado de 175 horas y 12 minutos para el periodo de control semestral, por nodo (empresa individual). Desde el inicio de esta etapa, las empresas deberán remitir las señales al COES con estampado de tiempo desde las RTU.

Asimismo en la etapa objetivo, las señales de estado de seccionadores e interruptores y señales de medidas en general en niveles de tensión nominal igual o superior a 100kV, y señales de estado de seccionadores e interruptores y señales de medidas en general de centrales de generación de 50MW o superior, estarán sujetas a una disponibilidad mínima del 98%, lo cual equivale aproximadamente a una permisividad de error acumulado de 87 horas y 36 minutos para el periodo de control. Este grupo de señales se evaluará separadamente para cada empresa, clasificándolas como señales de alta prioridad. La duración de esta etapa es indefinida, a partir de la finalización de la Segunda etapa.

En general, se excluirá del cálculo del índice de disponibilidad las señales asociadas a los equipos que se encuentran indisponibles por mantenimientos aprobados por el COES, para los casos en que su duración sea igual o mayor a las 72 horas. Para la aplicación de esta exclusión, las empresas deberán fijar manualmente en su SCADA un valor distintivo que será definido por el COES, para dichas señales de medidas y estados, Para estos casos se debe tener en consideración que las señales deben de ser restituidas a su condición de medidas y estados en tiempo real, por lo menos diez (10) minutos antes de reingresar a operación normal. El COES remitirá al OSINERGMIN el listado de las referidas señales excluidas del cálculo, como parte del "Reporte de cumplimiento de la NTIITR".

4.3 Redundancia de la infraestructura de transmisión ICCP

Para lograr los niveles aceptables de observabilidad del SEIN, los Integrantes de la RIS deberán implementar mecanismos de redundancia que permitan la disponibilidad permanente de las señales medidas y estados, aun cuando se realicen trabajos de mantenimiento en algún equipo que forma parte de la cadena de transmisión de la información. Los componentes que se deben considerar para implementar los mecanismos

de redundancia son: Sistemas SCADA, equipos de comunicaciones, redes (equipos ruteadores o “routers”, switches, entre otros), servidores ICCP y servidores de bases de datos. Se considera que el nivel de disponibilidad de la tercera etapa, requerirá la redundancia antes mencionada.

EL COES debe implementar la infraestructura de redundancia y alta disponibilidad, con el fin de permitir la conexión de las líneas dedicadas de los integrantes de la RIS, tanto a su Centro de Control principal, como a su Centro de Control de Respaldo, el cual deberá tener al menos similares capacidades funcionales que el Principal respecto a sus sistemas de tiempo real e información. A su vez, el COES deberá mantener un enlace en alta disponibilidad entre sus dos centros de control, tal que para la conexión con cada Integrante de la RIS, se logre constituir una topología de anillo que provea adecuado mecanismo de redundancia y conmutación, logrando así una continuidad de servicio aun en caso de caída del enlace de comunicaciones principal y su subsecuente restauración automática.

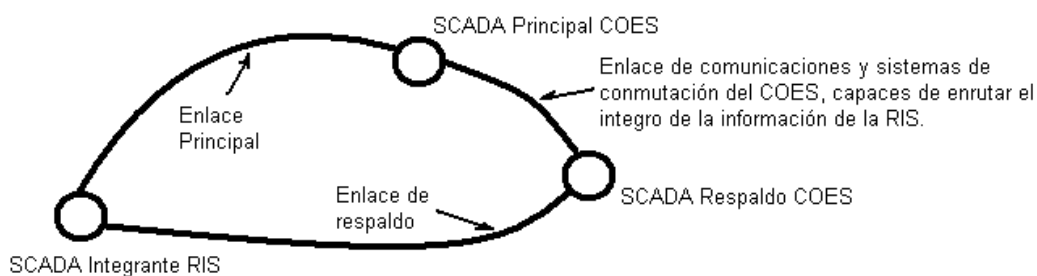


Figura 2.- Topología tipo *token ring* (en anillo) de la RIS

De manera particular, el enlace de comunicaciones de respaldo (redundante) con el que los Integrantes de la RIS se conectan al COES, debe ser implementada desde el inicio de su conexión al COES y para todas las etapas descritas en el numeral 4.2 “Índice de Disponibilidad por etapas de las transferencias ICCP”.

4.4 Gestión de los servidores ICCP en caso de fallas o anomalías

Es crítico para la coordinación de la operación del SEIN, mantener una alta disponibilidad y tiempo de respuesta de los sistemas de intercambio de datos. De acuerdo a estas metas, se requiere que los Integrantes de la RIS cumplan con lo siguiente:

4.4.1 Los servidores ICCP deberán restablecer automáticamente la conexión perdida por falla y/o por la re-configuración de un servidor ICCP o estación maestra. Ante un evento de esta naturaleza, los servidores ICCP deberán reintentar reconectarse indefinidamente, alternando su proceso de reconexión entre la red principal y la redundante, hasta que el enlace de comunicación quede restablecido.

4.4.2 Los registros ICCP deberán tener la calidad de “Incierto” cuando ninguna señal de medida de un integrante de la RIS se actualice en un intervalo de tiempo de tres minutos como mínimo, sin que se registre interrupción del servicio de comunicaciones a través del cual se conecta al SCADA del COES. La asignación del indicador de calidad “Incierto”, se hará en el sistema SCADA del COES.

4.4.3 Al ocurrir una falla sistemática durante la creación de los “datasets”, los servidores ICCP la deberán detectar, identificar y registrar en el LOG específico, con el fin

de determinar la naturaleza del problema. Esta información estará disponible en ambos lados, es decir, en el nodo cliente y servidor.

4.4.4 Cuando desde el nodo central de la RIS se observe que las capacidades de intercambio de datos este siendo degradada, el Coordinador priorizará la información crítica para la operación del SEIN, dejando en segunda prioridad la retransmisión (reenvío) a otros nodos de la RIS. Paralelamente, el Administrador de la RIS del COES llevará a cabo el análisis y acciones necesarias para la solución del problema. Las prioridades de reenvío de la información en la situación antes descrita, será para los casos que el COES defina y encuentre como necesaria para fines operativos.

4.4.5 Una baja frecuencia de actualización de los datos pone en riesgo de falla o inoperancia a los sistemas utilizados en la operación en tiempo real (tal como un EMS). En caso que el proveedor de datos presente problemas con su transferencia de información, el COES podrá solicitar la revisión de la misma.

4.5 Definiciones sobre el estampado de tiempo

La precisión del estampado de tiempo se refiere al tiempo transcurrido entre el instante de la actualización de un valor medido o estado (en la RTU) y la asignación de la fecha, hora, minuto y segundo, que finalmente se remiten al SCADA del COES como el estampado de tiempo del registro ICCP.

Todos los datos enviados por los Integrantes de la RIS deberán contar con el estampado de tiempo al segundo o al milisegundo según sea el caso. La precisión de todos los estampados de tiempo deberá estar de acuerdo a lo indicado en el numeral 4.6.

El estampado de tiempo deberá generarse en sincronismo con referencia satelital de tiempo en los puntos de medición.

4.6 Reglas para la configuración de la remisión de las señales de las medidas y estados vía protocolo ICCP

Las señales de medidas y estados que sean remitidas con indicador de calidad "válida" (VALID según el estándar ICCP), para ser efectivamente contabilizadas (evaluadas) como tales por la fórmula de Índice de Disponibilidad especificada en el numeral 4.1, deberán cumplir cuando así se indique, con los siguientes parámetros y tolerancias:

4.6.1 Para señales de medidas en general

- La banda muerta de actualización debe estar dentro del 1% del valor nominal. Este parámetro se considera para evaluación en tiempo real.

- El tiempo para la transferencia de la actualización de una señal, desde el momento en que se genera en su correspondiente RTU hasta su llegada al SCADA del Coordinador, no debe ser mayor a los 7 segundos. Este parámetro se considera para la evaluación en tiempo real.

- El estampado de tiempo debe tener un error de ± 50 milisegundos respecto de la base de tiempo establecida por el reloj patrón que defina el COES. Este parámetro será evaluado por campaña de fiscalización.

- Los datos deben ser transferidos usando estampado de tiempo con resolución de milisegundos.

- Los integrantes de la RIS son responsables por la precisión de las señales de medidas que remiten al Coordinador. El error de precisión de la medida debe estar dentro del $\pm 2\%$ del valor de la medición. La referencia para evaluar el error de medición será la mejor referencia válida disponible en el punto de medición o evaluación por campaña de fiscalización.

4.6.2 Para señales de estados

- El tiempo para la transferencia de la actualización de una señal desde la correspondiente RTU hasta su llegada al SCADA del COES, no debe ser mayor a los 5 segundos. Este parámetro se considera para la evaluación en tiempo real.

- El estampado de tiempo debe tener un error de ± 5 milisegundos respecto de la base de tiempo establecida por el reloj patrón que defina el Coordinador. Será evaluado durante la campaña de fiscalización.

- Los datos deben ser transferidos usando estampado de tiempo con resolución de milisegundos.

4.6.3 Para señales de medidas hidrológicas

- El tiempo para la transferencia de la actualización de una señal desde la correspondiente RTU hasta su llegada al SCADA del Coordinador, no debe ser mayor a los 15 minutos. Este parámetro se considera para la evaluación en tiempo real.

- El estampado de tiempo debe tener un error de ± 10 segundos respecto de la base de tiempo establecida por el reloj patrón que defina el Coordinador. Será evaluado durante la campaña de fiscalización.

TÍTULO QUINTO

5. DEL ANÁLISIS POSTERIOR AL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN

5.1 Fiscalización y Sanciones

El OSINERGMIN fiscalizará que el desempeño de la RIS se realice considerando lo establecido en la presente Norma, para lo cual elaborará los procedimientos pertinentes para establecer las sanciones por incumplimientos a la Norma en que incurran los Integrantes de la RIS y el COES.

El OSINERGMIN, para efectos del cumplimiento de sus funciones establecidas en el Título Noveno de la NTCOTR, podrá ingresar a la RIS cumpliendo los requerimientos del COES.

5.2 Evaluación del Índice de Disponibilidad para los periodos de fallas en el SEIN

Como información complementaria, se calculará, la disponibilidad de las señales para los periodos definidos en los análisis de los Eventos que ocasionan corte de suministro (en el marco de la NTCSE) que afecten a un equivalente al 2% de la máxima demanda del año previo; dicha disponibilidad se calculará por subestación y empresa involucrada. Las empresas deberán mantener la disponibilidad vigente que corresponda desde el inicio del evento hasta culminar el restablecimiento de los suministros interrumpidos. Este mecanismo se aplicará para la etapa objetivo.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera.- En un plazo máximo de 10 días hábiles a partir de la finalización de cada Periodo de Control, el COES publicará en su página Web, bajo el título de “Reporte de cumplimiento de la NTIITR”, como mínimo un cuadro (en hoja de cálculo y formato PDF) con la siguiente información:

1. Integrante de la RIS: Según se define en la presente norma.
2. Fecha de aprobación de Anexo A: Fecha de aprobación por parte del Administrador de la RIS.
3. Fecha de aprobación de Anexo B: Fecha de aprobación por parte del Administrador de la RIS.
4. Fecha de aprobación de Anexo C: Fecha de aprobación por parte del Administrador de la RIS, de las pruebas de disponibilidad para ingreso formal a la RIS, según el numeral 4 del anexo C de la presente norma.
5. Enlace ICCP Principal: Indicar fecha de puesta en servicio del enlace principal, de no existir aun indicar con un “-“. Si el enlace estuvo inoperativo durante el periodo de control, se debe indicar con una nota al pie de página dicha incidencia o incidencias de manera explícita.
6. Enlace ICCP de Respaldo: Indicar fecha de puesta en servicio del enlace de respaldo, de no existir aun indicar con un “-“. Si el enlace estuvo inoperativo durante el periodo de control, se debe indicar con una nota al pie de página dicha incidencia o incidencias de manera explícita.
7. Disponibilidad (%): Calculada según el numeral 4.5 Evaluación del Índice de Disponibilidad de las transferencias ICCP, de la presente norma.
8. Disponibilidad referencial de medidas y estados (%): Calculada según el numeral “4.5 Evaluación del Índice de Disponibilidad de las transferencias ICCP”, pero solo para las señales medidas y estados (excluidas las alarmas).
9. Disponibilidad de señales de alta prioridad (%): Calculada según la fórmula contenida en el numeral 4.5.
10. Precisión de la Estimación de Estado del EMS del Coordinador (PEE): Indicador porcentual mensual que tiene por objeto observar la magnitud de error por empresa de la estimación de estado, calculada según la siguiente fórmula:

$$PEE = \frac{\sum_{i=1}^{tot\ med\ proc} ABS \left(\frac{Valor\ estimado_i - Valor\ medida_i}{Valor\ Estimado_i} \right)}{tot\ med\ proc}$$

Donde:

- “tot med proc” es el total de medidas procesadas por empresa.
- ABS es la función valor absoluto.

Debe considerarse como valor estimado, el obtenido después de ejecutada la estimación y flujo de carga en línea del EMS del Coordinador, siempre que estos logren converger (para señales con flag de calidad “bueno”) y desestimando los valores estimados que resulten en el rango de 0.1 a -0.1 (a fin de evitar denominador 0).

11. Tiempo efectivo aproximado de estimación de estado: Expresa el porcentaje de tiempo (sumatoria de periodos) respecto al periodo de control, durante el cual se logró la convergencia del EMS del COES.

12. Tiempo acumulado del valor "δ" definido en el numeral 4.1, para el periodo de control.

13. Número de señales medidas: Total de señales medidas por empresa efectivamente configuradas (respecto al final del periodo de control) y verificadas según el numeral 3.1 de las Pruebas de Funcionalidad y Disponibilidad de las transferencias ICCP.

14. Número de señales estado: Total de señales estado por empresa efectivamente configuradas y verificadas según el numeral 3.1 de las Pruebas de Funcionalidad y Disponibilidad de las transferencias ICCP.

15. Número total de señales requeridas por el COES: Total de señales medidas, estados y alarmas por empresa, configuradas y verificadas según el numeral 3.1 de las Pruebas de Funcionalidad y Disponibilidad de las transferencias ICCP.

16. Cumplimiento de remisión de señales (%): Constituye el porcentaje de cumplimiento de remisión de la información requerida por el COES para la Coordinación de la Operación en tiempo real.

Asimismo el COES proveerá a solicitud de los Integrantes de la RIS, la base de datos de tiempo real ICCP segmentada por empresa y día, y en archivo con formato de texto separado por coma, tal que facilite el análisis y control por parte de los Integrantes de la RIS.

Segunda.- El COES remitirá al OSINERGMIN un informe técnico como máximo a los diez (10) días hábiles de finalizado cada periodo de control, conteniendo los aspectos relevantes que sustenten el desarrollo y cumplimiento de la presente Norma, entre otros aspectos que considere relevante.

Tercera.- Considerando que muchas de las especificaciones establecidas por la presente norma técnica se implementan a la medida a través de programas computacionales, y que es de directo interés de los Integrantes de la RIS la correcta implementación de los mismos, el COES deberá elaborar, mantener actualizado y remitir a los Integrantes de la RIS, el OSINERMIN y la Dirección General de Electricidad, vía extranet, la documentación técnica sobre los procesos y programas computacionales que elabore y desarrolle en cumplimiento de la presente norma, específicamente para el cálculo del índice de disponibilidad, considerando como mínimo lo siguiente: caracterización del proceso y casos de uso correspondientes al proceso de cálculo de los índices de disponibilidad definidos en la presente norma, así como el código fuente en lenguaje de alto nivel del programa computacional que realiza el referido cálculo, apropiadamente documentado; tal que facilite la labor fiscalizadora del OSINERGMIN. El cumplimiento de lo estipulado en esta cláusula no interfiere con la aplicación sustancial y efectiva de la presente norma en sus términos y plazos establecidos.

Cuarta.- Las modificaciones estructurales al sistema SCADA/ICCP/EMS del COES deberá ser objeto de una evaluación impacto por parte del COES, tal que se procure la estabilidad de las conexiones, procesos implementados por instrucción de la presente norma e interoperabilidad con sistemas SCADA de los Integrantes de la RIS.

Quinta.- Por consideraciones de seguridad nacional, el COES deberá considerar que la eventual publicación de información en tiempo real o cuasi tiempo real, se mantengan dentro de un contexto de seguridad y acceso solo para los integrantes de la RIS y

organismos del sector público que requieran dicha información, a través del responsable debidamente identificado.

Sexta.- El COES retransmitirá a OSINERGMIN y, directamente o a través de éste a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, en tiempo real, la información recibida de los Integrantes de la RIS, a través de líneas que cumplirán con las especificaciones técnicas exigidas a dichos Integrantes⁶.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- En el plazo de 120 días calendario desde la entrada en vigencia de la presente Norma, el COES hará llegar a la Dirección General de Electricidad para su aprobación, la adecuación de su Procedimiento N° 40 o el que lo sustituya, a fin de considerar en dicho procedimiento, lo estipulado en el numeral 5.2 relativo a la Evaluación del Índice de Disponibilidad para los periodos de fallas en el SEIN.

Segunda.- Sin perjuicio de la aplicación continua e ininterrumpida de lo establecido en la presente Norma, en el plazo de 180 días calendario desde la entrada en vigencia de la presente Norma, el COES elaborará e implementará el “Reporte de cumplimiento de la NTIITR” especificado en la Primera Disposición Complementaria, publicándolo en versión de prueba hasta que haya terminado de transcurrir el primer Periodo de Control completo a partir de la publicación de la presente norma, luego de lo cual será publicado con carácter oficial. Aquellos ítems que apliquen en etapas futuras respecto a la que se encuentre vigente, serán publicados con carácter de información preliminar.

Para el caso de la publicación del ítem N° 10 de la Primera Disposición Transitoria, sobre la Precisión de la Estimación de Estado del EMS del Coordinador (PEE) por parte del COES, será publicado como parte del Reporte de Cumplimiento a partir del término del segundo Periodo de Control completo a partir de la publicación de la presente norma, pero será remitido preliminarmente a la Dirección General de Electricidad al término del primer Periodo de Control completo a partir de la publicación de la presente norma. Dicho índice es de carácter referencial, y tiene por objeto servir a los propósitos de análisis técnico normativo.

Tercera.- Sin perjuicio de la aplicación continua e ininterrumpida de lo establecido en la presente Norma, en el plazo de 125 días calendario desde la entrada en vigencia de la presente Norma, el COES elaborará e implementará lo señalado en la Tercera Disposición Complementaria.

Cuarta.- En el plazo de 280 días calendario desde la entrada en vigencia de la presente Norma, el COES hará llegar a la Dirección General de Electricidad para su consideración, un proyecto de procedimiento e informe de análisis respectivo, que defina la metodología y procedimientos de contrastación de medida, que permitan corroborar el cumplimiento de los parámetros de precisión del valor de las señales de medidas y precisión de la estampa de tiempo de las medidas y estados, según se especifica en el numeral 4.6 “Reglas para la configuración de la remisión de las señales de las medidas y estados vía protocolo ICCP”. El procedimiento deberá proponer una calendarización de las campañas de supervisión anual en campo y la forma de definir una muestra aleatoria significativa para la supervisión, basada en criterios técnicos. Una vez remitido el proyecto de procedimiento, la Dirección General de Electricidad lo evaluará y definirá la forma de aplicación.

Quinta.- En el plazo de 60 días calendario desde la entrada en vigencia de la presente Norma, el COES adecuará su Procedimiento N° 21 o el que lo sustituya, a fin de considerar

⁶ Disposición incorporada mediante Resolución Directoral N° 444-2013-EM-DGE, publicada el 31 de Octubre de 2013.

en dicho procedimiento, que el ingreso a la RIS es también parte de los requerimientos técnicos a ser cumplidos.

Sexta.- En plazo de 160 días calendario desde la entrada en vigencia de la presente Norma, el COES completará la adecuación de su Centro de Control de Respaldo, según se indica en el numeral “4.3 Redundancia de la infraestructura de transmisión ICCP”.

Séptima.- En plazo de 180 días calendario desde la entrada en vigencia de la presente Norma, los Integrantes de la RIS, completarán la implementación de sus enlaces de comunicaciones con el Centro de Control de Respaldo del COES.

Octava.- En plazo de 30 días calendario desde la entrada en vigencia de la presente Norma, el COES publicará en su página Web, el valor distintivo asignado a las señales de medida y estados para los casos de mantenimientos mencionados en el numeral 4.2, así como la explicación de la forma en que serán procesados dichos valores.

ANEXO A

FORMULARIO DE SOLICITUD DE CONEXIÓN A LA RIS

El futuro Integrante de la RIS debe completar y enviar el formulario “Solicitud de Conexión a la RIS” para su aprobación, antes de empezar a operar en el SEIN (Ver el formulario abajo).

Si el formulario requiere ser aclarado o ampliado, el Administrador de la RIS lo hará de conocimiento de la empresa solicitante.

La empresa solicitante proveerá el cronograma del proyecto de conexión a la RIS.

Formulario de Solicitud de Conexión a la RIS			
Sección A – Información de contacto			
1. Razón social del Remitente:			
2. Nombre del Personal de Contacto:			
3. Correo Electrónico del Personal de Contacto:			
4. Teléfono y/o Celular del Personal de Contacto:			
5. Portador de Servicios de Datos (Emp. Telecomunicaciones):			
6. Correo Electrónico del Personal Emp. Telecomunicaciones:			
Sección B – Información general de la conexión			
7. Fecha prevista de conexión de la RIS:			
8. Fecha prevista de activación en la RIS:			
9. Protocolo(s) usado(s):			
10. Ancho de Banda - Normal:		Pico:	
Sección C – Seguridad			
11. ¿El Servidor o cliente está conectado a la red Local Corporativa? Sí/No			
12. ¿El enlace de comunicaciones usa la Internet como medio de transporte? Sí/No			
Sección D – Características técnicas			
13. Requerimiento Técnicos mínimos del Enlace Principal	Sí	No	Otro
Ancho de Banda mínimo 64 Kbps por EMPRESA			
Soporte de NAT (<i>Network Address Translation</i>) del ruteador (dispositivo de Nivel 3 del OSI ⁷)			
Soporte de EIGRP (<i>Enhanced Interior Gateway Routing Protocol</i>) del ruteador (dispositivo de Nivel 3 del OSI)			
Soporte de PPP (<i>Point to Point Protocol</i>) (dispositivo de Nivel 3 del OSI)			
No usa la Internet como infraestructura			
BER (<i>Bit Error Rate</i>) $\leq 1 E^{-6}$			
Disponibilidad del enlace $\geq 99,9$ % mensual			
Soporte y habilitación por dispositivo de ICMP (<i>Internet Control Message Protocol</i> – PING)			
14. Requerimientos Técnicos del Enlace Secundario (hacia CCC ⁸)	Sí	No	Otro

⁷ Open System Interconnection

⁸ Centro de Control de Respaldo. (*Contingency Control Center*)

Soporta consumo Pico (similar a ítem 10 de Sección B)			
Soporta BER (<i>Bit Error Rate</i>) $\leq 1 E^{-6}$			
Disponibilidad del enlace $\geq 99,9$ % mensual			
Soporte y habilitación por dispositivo de ICMP (<i>Internet Control Message Protocol</i> – PING)			
Sección a ser llenada por el Coordinador			
15. Fecha de recepción del Anexo A por el Coordinador			

Definiciones

Sección A – Información de Contacto.

1. Razón social del Remitente.- Empresa requerido de remitir su información al Coordinador.
2. Nombre del Personal de Contacto.- Personal encargado de la empresa Remitente.
3. Correo Electrónico del Personal de Contacto.- Debe tener dominio de la empresa Remitente.
4. Teléfono y/o Celular del Personal de Contacto.- Se debe incluir por lo menos dos números.
5. Portador de Servicios de Datos.- Empresa de telecomunicaciones proveedora del enlace principal.
6. Correo Electrónico del Personal Emp. Telecomunicaciones.- Del personal de la empresa de telecomunicaciones.

Sección B- Información general de la conexión.

Fecha prevista de conexión del enlace de telecomunicaciones.- Fecha estimada incluyendo pruebas.

Fecha prevista de activación en la RIS.- Fecha estimada de la puesta en producción en la RIS.

Protocolo(s) usado(s).- Protocolo requerido para la Aplicación ICCP (ejemplo TCP/IP, OSI)

Ancho de Banda.- Estimación del Ancho de Banda requerido para los casos, normal y pico.

Sección C – Seguridad.

11.- Indicar si el Servidor ICCP está conectada a una Red Corporativa. No debe estarlo.

12.- Indicar si el Servidor de la Aplicación está conectado (directamente o indirectamente) a Internet.

Si la respuesta a la pregunta 12 es afirmativa, se deberá incluir la información técnica que demuestre que no existe riesgo de intrusión. La información entregada no inhiere de la exclusiva responsabilidad de la empresa Remitente por los aspectos de seguridad.

Sección D – Características técnicas

Según se indica.

ANEXO B
INFORMACIÓN PARA LA CONFIGURACIÓN DEL SERVIDOR ICCP

<Del Centro de Control del COES>

IP:192.168.x.xx (primario)
IP:192.168.x.xx (secundario)
ARNAME (vcc) : COES_<xxx>
DOMINIO: COES_<xxx>
PSEL: <xx zz>
SSEL: <xx zz>
TSEL: <xx zz>
AP TITLE: <xx y zz>
AP QUALIFIER: <zz>
BILATERAL TABLE VER_0
COES ES EL INICIADOR
ICCP Version 2000-08

<empresa - enlace Primario>

IP:192.168.xx.xx (primario)
IP:192.168.xx.xx (secundario)
ARNAME (vcc): <sigla de empresa "xxx">
DOMINIO: <xxx>
PSEL: <mm nn>
SSEL: <mm nn>
TSEL: <mm nn>
AP TITLE: <mm p nn>
AP QUALIFIER: <nn>
BILATERAL TABLE VER_0
ICCP Version 2000-08

<empresa – enlace de respaldo>

Número1 COES	2124106
Número2 COES	2125087
Encapsulación	PPP
Switch	Basic Net 3
Autenticación	PPP CHAP
BW	128
IP Wan COES	10.0.20.2 255.255.255.0
IP Wan EMPRESA	10.0.20.1 255.255.255.0
Nombre COES	RCoes_CReal
Nombre <empresa>	
Número <empresa>	
Usuario <empresa>	<xxxxx>;
Clave	<xxxxx>

ANEXO C

PRUEBAS DE FUNCIONALIDAD Y DISPONIBILIDAD DE LAS TRANSFERENCIAS ICCP

<nombre empresa>

1. CONFIGURACIÓN DEL PROTOCOLO ICCP

El protocolo y los principales parámetros que deben ser usados para el envío de la información en tiempo real, son los siguientes: Protocolo: Protocolo ICCP según IEC 60870-6 fase 2 versión 2000-08.

Los parámetros principales para establecer la conexión vía el protocolo ICCP son:
Bloques: Bloques 1 y 2.

Establecimiento de asociación ICCP: COES inicia la conexión.

Puerto TCP: Para el ICCP se usa el puerto TCP: 102.

2. DOCUMENTACIÓN

Como documentación técnica en esta etapa, la empresa entregará al COES, la siguiente información acerca de la configuración de su SCADA:

- a) Descripción del proceso de etiquetado de tiempo de todas señales. Entregó: Sí /No
- b) Valores de banda muerta del SCADA para actualización de señales. Entregó: Sí /No

3. REQUERIMIENTOS DE LAS TRANSFERENCIAS VIA PROTOCOLO ICCP – PRUEBAS FUNCIONALES

3.1 Verificación de las Señales (Valor/Estampado de tiempo/Calidad)

Se deben hacer pruebas de verificación de valor y calidad por cada señal.

Señales configuradas soportan actualización por excepción

Cumple Sí / No Comentario:

3.2 Estampado de Tiempo

La sincronización del “*TimeTag*” será con referencia del tiempo UTC o local GMT-5 basado en la referencia con un GPS.

Cumple Sí / No Comentario:

3.3 Valor/Signo de las señales

La convención de valores de estado es:

10XXXXXX : cerrado

01XXXXXX : abierto

11XXXXXX : en tránsito

00XXXXXX : error

Los valores analógicos de flujo (medidas):

+ positivo cuando salen de la barra.

- negativo cuando ingresan a la barra

Cumple Sí / No Comentario:

3.4 Conexión automática

Ante una caída (se simula para las pruebas) del enlace ICCP, el/los servidores ICCP de la empresa deberá reconectar automáticamente y en un tiempo no mayor de 10 segundos.

Cumple Sí / No Comentario:

3.5 Conmutación a Servidor Secundario y Servidor de respaldo

El COES dispone en su Centro de Control principal de dos (2) servidores ICCP: primario y secundario y un (1) servidor ICCP de respaldo en el Centro de Control de Respaldo.

- Ante la caída del servidor ICCP primario del COES, los servidores ICCP de las empresas se conectaran al servidor secundario del Coordinador (solo a uno en un determinado instante).

Cumple Sí / No Comentario:

- Ante la caída del Servidor ICCP Principal de la Empresa, los servidores ICCP del COES deben conectarse al servidor secundario.

Cumple Sí / No Comentario:

- Ante la caída de la línea principal entre los centros de control, los servidores ICCP del Coordinador y las empresas deben conectarse a través de la línea de comunicación alterna, al Centro de Control de Respaldo del COES.

Cumple Sí / No Comentario:

3.6 Estabilidad de la asociación ICCP

- Se deben hacer pruebas de Paradas y Arranques (al menos 5 pruebas) del servicio ICCP en ambos lados, se deberá re-establecer la asociación en forma automática.

Cumple Sí / No Comentario:

REQUERIMIENTO DE PRUEBA DE DISPONIBILIDAD (DEFINICIÓN)

La aceptación de las transferencias se hará luego de haber completado un periodo de 21 días continuos de operación (504 horas, a partir del cumplimiento satisfactorio de las pruebas indicadas en el numeral 3), durante el cual debe registrarse una transferencia efectiva continua durante el 70% del periodo evaluado, medido en el servidor ICCP del Coordinador.

COMENTARIOS

a) <Los que correspondan>

b)

RESULTADOS

c) <Los que correspondan>

Lugar de las Pruebas: Sede del COES

Fecha de las pruebas funcionales: <...>

Fecha de término de la prueba de disponibilidad (periodo de 21 días continuos): <...>

Lima, <...>

ANEXO D

ESTABLECIMIENTO DE UNA CONEXIÓN ICCP DE PRUEBA

Para el envío de un nuevo grupo de señales solicitadas por el COES, en el caso que la empresa ya cuente con un enlace y con transferencia de señales ICCP en operación, se procederá de la siguiente manera:

- La empresa cursará una comunicación simple vía correo electrónico (*e-mail*) u otro medio alternativo al Administrador de la RIS del COES, notificando el envío de nuevas señales medidas o estados. Se adjuntará el acta acordada con el COES y los códigos ICCP correspondientes a este nuevo grupo de señales.
- Se creará dentro de la conexión ICCP existente, un nuevo grupo de transfersets para el alojamiento de las nuevas señales.
- Se procederá con las pruebas de disponibilidad para el nuevo grupo de señales. Las pruebas funcionales ya no se requerirán puesto que el servidor ICCP y enlace de comunicaciones de la empresa solicitante, dado que se asume que los mismos, ya deben haber cumplido con dichas pruebas.
- De lograrse un resultado positivo para el nuevo grupo de señales, el Administrador de la RIS del COES comunicará su conformidad vía correo electrónico (*e-mail*) u otro medio alternativo equivalente.