

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 270-2014-OS/CD**

Lima, 29 de diciembre de 2014

VISTO:

El Informe Técnico N° [0641-2014-GART](#) elaborado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

CONSIDERANDO:

Que, conforme con lo establecido en el Artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, corresponde a Osinergmin establecer los estándares técnicos mínimos del equipamiento que el Coordinador contará para el cumplimiento de sus funciones; asimismo, este dispositivo establece que el Regulador determinará el costo eficiente que se reconocerá por la coordinación de la operación, teniendo en cuenta las necesidades tecnológicas de control y comunicaciones para la optimización de la operación del Sistema;

Que, la norma “Procedimiento para el pago de los Costos Eficientes al Coordinador de la Operación del SEIN y a las Entidades Delegadas” (en adelante “Procedimiento”), aprobado mediante Resolución N° 099-2005-OS/CD, en lo aplicable, establece los criterios, lineamientos y parámetros para el reconocimiento de los costos eficientes de inversión, de operación y mantenimiento del coordinador de la operación de tiempo real del sistema, y de las entidades delegadas, así como para establecer los estándares mínimos de equipamiento que el Coordinador debe contar para el cumplimiento de sus funciones, conforme el Artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, mediante la Resolución N° 436-2005-OS/CD se aprobó la norma “Estándares Técnicos Mínimos del Equipamiento para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN”;

Que, asimismo en la Resolución N° 058-2014-OS/CD, que aprobó el Procedimiento Técnico COES PR-22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” (en adelante “PR-22”), se estableció en su Artículo 4° que el COES en un plazo de seis (6) meses deberá enviar una propuesta de actualización de los “Estándares Técnicos Mínimos del Equipamiento para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN”, con la finalidad de lograr una adecuada aplicación del PR-22, con la implementación del Control Automático de Generación (AGC) para la Regulación Secundaria de Frecuencia;

Que, el COES mediante carta COES/D-600-2014 del 29 de setiembre de 2014 envió su propuesta de actualización de los “Estándares Técnicos Mínimos del Equipamiento para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN”, la cual sirvió de base para la elaboración de la propuesta, donde se sustentan que debido al avance tecnológico y de nuevas necesidades para el desarrollo de la función de la coordinación de operación en tiempo real, es necesario realizar una modificación integral de la Resolución N° 436-2005-OS/CD;

Que, mediante Resolución N° 224-2014-OS/CD, se publicó el proyecto de Norma “Estándares Técnicos Mínimos del Equipamiento para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN”, de conformidad con lo establecido en el Artículo 25° del

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 270-2014-OS/CD**

Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, la Resolución N° 224-2014-OS/CD otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria;

Que, habiéndose recibido en el referido plazo los comentarios y sugerencias del COES y de las empresas Edegel S.A.A, Edelnor S.A.A., Luz del Sur S.A., Enersur S.A., Enel Green Power Perú y Red de Energía del Perú S.A., éstos han sido analizados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, siendo acogidos aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma;

Que, se ha emitido el Informe Técnico N° [0641-2014-GART](#) y el Informe Legal N° [639-2014-GART](#) elaborado por la División de Generación y Transmisión y la Coordinación Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3°, de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación; en el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado por Decreto Supremo N° 027-2008-EM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; y, en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 37-2014;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la norma “Estándares Técnicos Mínimos del Equipamiento para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN”, que como Anexo forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Derogar la norma “Estándares Técnicos Mínimos del Equipamiento para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN” aprobada mediante Resolución N°436 -2005-OS/CD.

Artículo 3°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada, conjuntamente con el Informe N° [0641-2014-GART](#) y el Informe Legal N° [639-2014-GART](#), en la página Web de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

Norma

“Estándares Técnicos Mínimos del Equipamiento para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN”

Lima, diciembre de 2014

Índice

TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

- Artículo 1°.- OBJETIVO
- Artículo 2°.- ALCANCES
- Artículo 3°.- BASE LEGAL
- Artículo 4°.- DEFINICIONES Y GLOSARIO DE TÉRMINOS

TÍTULO II FUNCIONALIDADES, EQUIPAMIENTO Y ESTÁNDARES TÉCNICOS MÍNIMOS

- Artículo 5°.- ESTRUCTURA JERÁRQUICA DE CONTROL
- Artículo 6°.- RED DE TRANSMISIÓN DE DATOS Y PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES
- Artículo 7°.- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MÍNIMAS DEL SISTEMA DE SOPORTE DE LA FUNCIÓN DE COORDINACIÓN DEL COES
- Artículo 8°.- EQUIPOS AUXILIARES DE LOS CENTROS DE CONTROL
- Artículo 9°.- INTEGRACIÓN DE LAS FUNCIONES CON APLICACIONES/SISTEMA EXTERNOS
- Artículo 10°.- ESTÁNDARES TÉCNICOS APLICABLES

TÍTULO III CARACTERÍSTICAS DE DISPONIBILIDAD, CAPACIDAD, DESEMPEÑO Y SEGURIDAD DEL SISTEMA

- Artículo 11°.- DISPONIBILIDAD
- Artículo 12°.- DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA
- Artículo 13°.- RATIOS E ÍNDICES DE DESEMPEÑO
- Artículo 14°.- SEGURIDAD DEL SISTEMA
- Artículo 15°.- ETAPAS DE IMPLEMENTACIÓN

TITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1º.- OBJETIVO

Definir las funciones y los estándares técnicos mínimos del equipamiento que deberá implementar el Coordinador para la función de coordinación de la operación del SEIN y de su interacción con los demás sistemas de los Agentes del sector eléctrico.

En particular, los objetivos específicos son:

- Establecer las especificaciones técnicas mínimas del equipamiento, tanto software como hardware, que deberá implementar el Coordinador para el cumplimiento de sus funciones.
- Establecer los índices mínimos de calidad y seguridad para la verificación de la correcta consecución de los objetivos de la coordinación de la operación del SEIN.
- Establecer las etapas de implementación.

Artículo 2º.- ALCANCES

Los estándares técnicos contenidos en la presente norma son de aplicación para el Coordinador del SEIN específicamente para el equipamiento que deberá implementar, así como para los sistemas y la infraestructura de comunicaciones que permitirán el cumplimiento de las funciones del Coordinador y de los Agentes, de forma confiable, segura y eficiente.

Artículo 3º.- BASE LEGAL

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM.
- Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM.
- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobado por Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE.
- Norma Técnica para el intercambio de la información en tiempo real para la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional,

aprobada por Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE (en adelante "NTIITR")

- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.
- Procedimiento Técnico COES PR-21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia", aprobado por Resolución N° 194-2013-OS/CD.
- Procedimiento Técnico COES PR-22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia", aprobado por Resolución N° 058-2014-OS/CD.
- Procedimiento para el pago de los Costos Eficientes al Coordinador del SEIN y a las Entidades Delegadas, aprobado con Resolución N° 099-2005-OS/CD.

En todos los casos, se incluyen las normas modificatorias y complementarias a los dispositivos citados; y las normas que las sustituyan.

Artículo 4º.- DEFINICIONES Y GLOSARIO DE TÉRMINOS

Para efectos de la presente norma, los siguientes términos tendrán los significados que a continuación se indican:

- **Activos de Informática:** Dispositivos electrónicos programables y redes de comunicación incluyendo hardware, software y datos.
- **Activos cibernéticos críticos:** Activos de Informática con una mayor criticidad para la operatividad del propio sistema y para el control de la red eléctrica, según se define en la NERC-CIP 002.
- **AGC:** Control automático de Generación, proveniente de las siglas de la terminología inglesa "*Automatic Generation Control*".
- **COES-SINAC:** Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, que tiene como parte de sus funciones, la coordinación de la operación en tiempo real del SEIN.
- **CCO:** Centro de Control Principal del COES.
- **CCO-R:** Centro de Control de Respaldo del COES.
- **CC-Generación:** Centro de control de Agente generador
- **CC-Transmisión:** Centro de control de Agente transmisor
- **CC-Externos:** Centros de Control de otros países
- **CIM:** Modelo de información común, proveniente de las siglas de la terminología inglesa "*Common Information Model*".
- **CIP:** Protección de infraestructura crítica, proveniente de las siglas de la terminología inglesa "*Critical Infrastructure Protection*".

- **Confiabilidad:** Se define como el grado en que un equipo o sistema físico realiza la función que se espera de él, bajo condiciones y rangos de operación definidos.
- **Coordinador:** Responsable de la coordinación de la operación en tiempo real del SEIN, que de acuerdo con la Ley N° 28832 corresponde como función al Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
- **Disponibilidad:** El sistema de control se considera disponible cuando toda la funcionalidad requerida está operando de acuerdo a cómo fue definida.
- **EMS:** Sistema de Gestión de Energía, proveniente de las siglas de la terminología inglesa "*Energy Management System*".
- **FAT:** Pruebas de aceptación en fábrica del equipamiento, proveniente de las siglas de la terminología inglesa "*Factory Acceptance Test*".
- **Función Crítica:** comprende aquellas funciones que debido a su importancia deben ser apoyadas en equipos con redundancia local a nivel del CCO y del CCO-R.
- **HIS:** Sistema de Información Histórico, proveniente de las siglas de la terminología inglesa "*Historical Information System*".
- **ICCP:** Protocolos de Intercambio de Información entre Centros de Control, proveniente de las siglas de la terminología inglesa "*Inter Control Center Communications Protocol*".
- **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.
- **NTIITR:** Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real.
- **NERC:** Corporación de Confiabilidad Eléctrica de Norteamérica, proveniente de las siglas de la terminología inglesa "*North American Electric Reliability Corporation*".
- **Osinergmin:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- **OTS:** Sistema de entrenamiento de operadores, proveniente de las siglas de la terminología inglesa "*Operator Training System*".
- **PMU:** Unidad de medida fasorial, proveniente de las siglas de la terminología inglesa "*Phasor Measurement Unit*".
- **PDC:** Concentrador de datos de PMUs
- **QADS:** Sistema de Desarrollo y Aseguramiento de la Calidad,

proveniente de las siglas de la terminología inglesa “*Quality Assurance and Development System*”

- **Regulación Secundaria:** Servicio complementario a que se refiere el Procedimiento Técnico COES PR-22 (PR-22).
- **RIS:** Red ICCP del SEIN, según la NTIITR.
- **RTU:** Unidad terminal remota, proveniente de las siglas de la terminología inglesa de “*Remote Terminal Unit*”.
- **SAT:** Pruebas de aceptación en sitio, proveniente de las siglas de la terminología inglesa “*Site Acceptance Test*”.
- **SCADA:** Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos Automático, proveniente de las siglas de la terminología inglesa “*Supervisory, Control and Data Acquisition*”.
- **SEIN:** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- **SIG:** Sistema de Gestión de información que incluye el sistema Histórico -HIS
- **SNMP:** Protocolo simple de administración de red
- **Subestación Crítica:** Son aquellas subestaciones que cumplen con los siguientes criterios: tensión igual o superior a 220 kV y que tengan participación en el AGC (asociadas a enlaces internacionales y otros enlaces relevantes). Se requiere un canal dedicado de comunicación entre este tipo de subestación y el COES. Adicionalmente comprende subestaciones en las que se instalen PMUs.
- **TCP/IP:** Protocolo estándar de comunicaciones de Internet.
- **URS:** Control de Unidad de Regulación Secundaria. Puede ser **URS de Planta** para el control conjunto de unidades de generación o **URS de Unidad**, para el control de unidades de generación de manera individual.
- **Zona Desmilitarizada (DMZ):** Zona de seguridad intermedia, entre la zona de máxima seguridad de la red y el entorno corporativo con un nivel de seguridad cibernética mayor al del entorno corporativo.

Los términos no comprendidos en el presente artículo, tendrán el significado previsto en el marco normativo citado en el artículo 3° precedente.

TITULO II

FUNCIONALIDADES, EQUIPAMIENTO Y ESTÁNDARES TÉCNICOS MÍNIMOS

Artículo 5º.- ESTRUCTURA JERÁRQUICA DE CONTROL

5.1. El equipamiento se enmarca dentro de la estructura jerárquica que contempla los siguientes niveles:

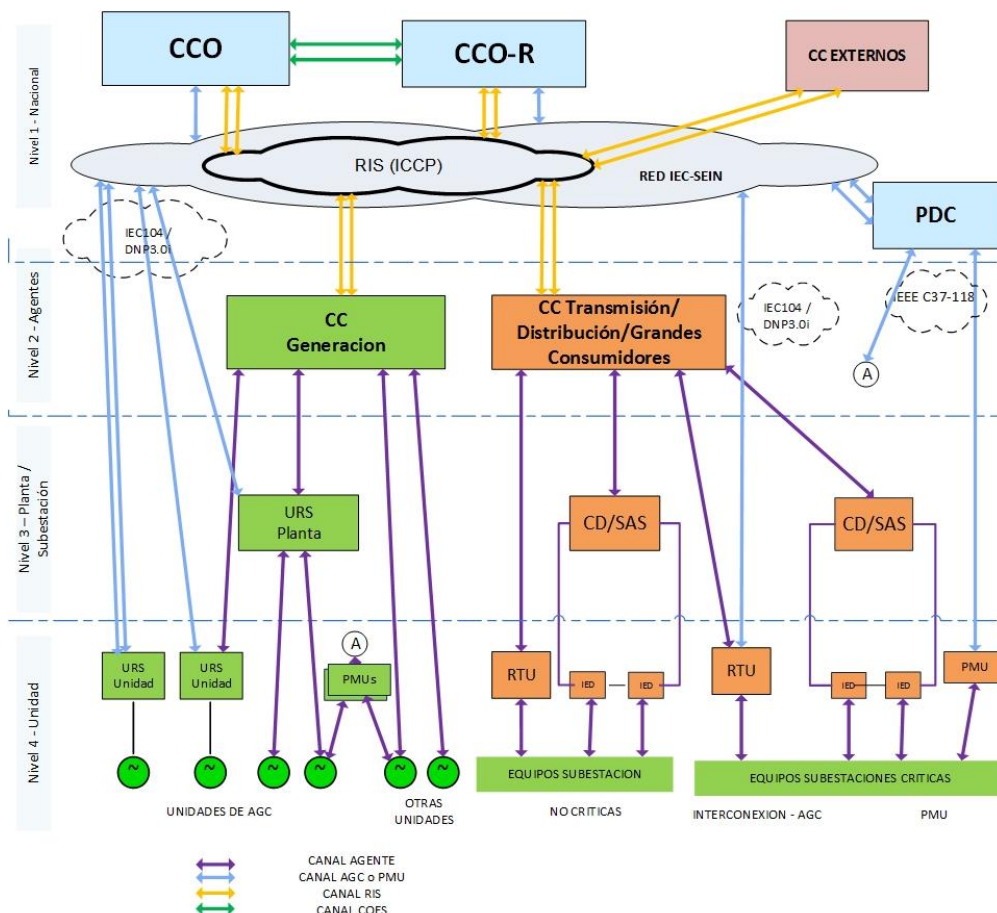
Nivel 1: Está compuesto por el CCO y el CCO-R, del cual forman parte también los CC-Externos, de otros países con quienes se implemente el intercambio de energía eléctrica a ser controlada por el AGC. Así como, los concentradores para gestión de medidas fasoriales (PDC), cuando sean implementados.

Nivel 2: Está compuesto por los centros de control de los Agentes responsables de la generación de energía (CC-Generación), los centros de control de la transmisión (CC-Transmisión), distribución y grandes usuarios libres.

Nivel 3: Está compuesto por los sistemas de regulación de las centrales de generación (URS de planta) y los sistemas de automatización de subestaciones (SAS).

Nivel 4: Está compuesto por las URS para el control local de unidades de generación (URS de unidad) y equipos de medida, control y protección de las subestaciones de potencia (críticas y no críticas) así como unidades de medición fasorial (PMU) cuando se instalen los sistemas de monitorización y análisis de datos de sincrofasores.

Figura 1 Estructura Jerárquica de Control y Operación



Artículo 6º.- RED DE TRANSMISIÓN DE DATOS Y PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES

6.1 La red de transmisión de datos para el intercambio de la información necesaria para la correcta ejecución de las funciones del Coordinador del SEIN, estará formada por:

- La infraestructura actual de la RIS, para la cual aplicará lo estipulado en la NTIITR.
- Nueva infraestructura de comunicaciones que permita la implementación de los mecanismos necesarios para los servicios complementarios de la regulación secundaria y PMUs.

En el diseño e implementación de la nueva infraestructura deberá tenerse en cuenta lo siguiente:

- Los enlaces de comunicaciones deberán ser redundantes, utilizando

para el canal principal medios físicos diferentes a la RIS o bien de medios físicos de la misma tecnología (fibra óptica, enlaces de microondas o satelitales) siempre y cuando se garantice que la información viaje por caminos separados.

- Todos los canales (principales y redundantes) se deben implementar con un ancho de banda suficiente para garantizar los tiempos de respuesta del AGC y el cumplimiento de los requisitos establecidos en la NTIITR.
- Los nuevos canales serán TCP/IP/ETHERNET. Estos nuevos canales no deberán hacer uso de internet público (World Wide Web) como medio de envío, ni total, ni parcialmente. En la implementación de los canales requeridos para el AGC, los Agentes podrán utilizar como canal redundante a los mismos medios utilizados por la red RIS, siempre y cuando dichos medios tengan la capacidad adicional requerida para cumplir con los anchos de banda y tiempos de respuesta exigidos para esta función en el PR-22, así como previa implementación y prueba del bloque 5 del protocolo ICCP.
- Para asegurar la interoperabilidad con la infraestructura existente, la implementación del ICCP en el sistema debe soportar las comunicaciones con los protocolos existentes o con la versión de protocolo ICCP seguro, de modo que la seguridad pueda configurarse independientemente en cada enlace ICCP.

6.2 Se utilizarán los siguientes protocolos de comunicaciones:

- IEC 60870-5-104 y/o DNP3.i para intercambio de la información según se recoge en el numeral 1 "Criterios Generales" del Anexo 1 del PR-22.
- Secure ICCP: IEC 60870-6 TASE 2, incorporando la normativa de seguridad IEC 62351 en la oportunidad que definirá el COES implementando los bloques 1,2 y 5.
- IEEE C37-118: permitirá comunicar las PMUs con PDCs. para adquisición de datos de las PMUs, dicho protocolo será confirmado o cambiado durante la etapa correspondiente, según se estipula en el artículo 15.

Para la implementación de estos protocolos, el Coordinador queda facultado para establecer o actualizar las versiones que resulten más apropiadas de los mismos, de tal manera que se obtengan beneficios de la interoperabilidad derivada de la implementación, gestión y mantenimiento de estos estándares.

Artículo 7º.- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MÍNIMAS DEL EQUIPAMIENTO PARA LA FUNCIÓN DE COORDINACIÓN DEL COES

El equipamiento para el sistema SCADA/AGC/EMS del Coordinador corresponde a un esquema funcional y tecnológico que incluye un conjunto de elementos (*hardware* y *software*) para el adecuado cumplimiento de las funciones de Coordinación.

Las características técnicas mínimas de estos equipamientos serán revisados de acuerdo a la periodicidad establecida en la norma "Procedimiento para el pago de los Costos Eficientes al Coordinador del SEIN y a las Entidades Delegadas", quedando a facultad de Osinergmin reevaluar el mismo a fin de considerar las modificaciones que sean convenientes en función de su vida útil y desarrollo de la tecnología.

7.1 CARACTERÍSTICAS SOFTWARE: ARQUITECTURA FUNCIONAL Y TECNOLÓGICA

El equipamiento del Coordinador, tanto principal (CCO) como de respaldo (CCO-R), debe incluir las siguientes funcionalidades:

1. Sistema SCADA incluyendo:
 - a. Procesamiento inteligente de alarmas
 - b. Supervisión y control de cada uno de sus componentes y de los canales de comunicación asociados, considerando el uso del Protocolo Simple de Administración de Red (SNMP)
 - c. Funciones en tiempo real:
 - i. Información completa de cada señal
 - ii. Gráficos y despliegues
 - iii. Configuración manual de datos y alarmas
 - iv. Conexión a sistemas de correo electrónico
2. Sistema de Gestión de Información incluyendo HIS con información en línea por lo menos para un período de 2 años de toda la información que se reciba o calcule. Periodos mayores a 2 años deberán estar almacenados y disponibles en medios externos al propio SCADA, de fácil consulta y utilización. El Sistema de Gestión de Información debe incluir características de reconstrucción de eventos (*playback*) a partir de los datos históricos.
3. Función de Control Automático de Generación -AGC
4. Funciones de Despacho de Generación
5. Funciones de Predicción de demanda
6. Funciones de Gestión de Energía EMS que incluyan como mínimo:
 - a. Topología de la red
 - b. Estimador de Estado
 - c. Análisis de contingencias
 - d. Flujos de carga de operador
 - e. Flujos de carga optimo.

7. Sistema de Sincronización de tiempo para todos los sistemas, en configuración redundante, el cual se basará en un reloj interno controlado por satélite, tal que la precisión de la hora tomada como referencia sea de 10^{-6} segundos o mejor.
8. Módulo de Comunicaciones, el cual contendrá los drivers y la implementación de los protocolos de telecontrol para el intercambio de información con las URSs/RTUs. Deberá posibilitar la comunicación a través de los protocolos IEC 60870-5-104 y DNP3.0i y permitir la adición de nuevos protocolos de telecontrol en el futuro.
9. Entorno de ciberseguridad para autenticación, autorización, y auditoría para todos los sistemas en uso en el centro de control y también del sistema de administración de equipos.
10. Sistema de aseguramiento de la calidad y desarrollo – QADS (solamente en el CCO).
11. Simulador de Entrenamiento del Operador -OTS (solamente en el CCO).
12. Sistemas de monitoreo y análisis de datos de los sincrofasores y el uso de estos datos en la estimación de estado.

7.2 **CARACTERÍSTICAS HARDWARE: ACTIVOS DE INFORMÁTICA CRÍTICOS**

El equipamiento del centro de control principal (CCO) y de respaldo (CCO-R), deberán operar en modo activo-activo.

La tecnología de soporte del equipamiento debe estar constituida, como mínimo, por los siguientes activos de informática críticos:

1. **El CCO estará constituido por:**
 - a. Servidores para el SCADA/AGC dedicados en configuración redundante.
 - b. Servidores para aplicativos EMS en configuración redundante.
 - c. Servidores para Gestión de Información -HIS en configuración redundante.
 - d. Servidores ICCP dedicados en configuración redundante.
 - e. Servidores Front Ends de comunicaciones en configuración redundante.
 - f. Servidor para la funcionalidad QADS

- g. Servidor para la funcionalidad OTS
 - h. Redes LAN redundantes
 - i. Servidor donde residirán los aplicativos de ciberseguridad y del sistema de administración de equipos.
 - j. Firewalls para delimitar zonas de ciberseguridad.
 - k. Primer y Segundo Ruteador.
 - l. Panel mímico.
 - m. Central Telefónica.
 - n. Comunicaciones
 - 1. Canales de datos para intercambio de información entre el Coordinador con otros agentes o con la infraestructura eléctrica que está bajo su control (suministrados por los Agentes).
 - 2. Canales de Voz (Telefonía Operativa) que permita la comunicación entre el Coordinador y los Agentes.
2. **El CCO-R estará constituido por:**
- a. Servidores para el SCADA/AGC dedicados.
 - b. Servidores para aplicativos EMS.
 - c. Servidores para Gestión de Información -HIS.
 - d. Servidores ICCP dedicados.
 - e. Servidores Front Ends de comunicaciones.
 - f. Doble interfaz de red en los servidores
 - g. Servidor donde residirán los aplicativos de ciberseguridad.
 - h. Firewalls para delimitar zonas de ciberseguridad
 - i. Ruteador.
 - j. Panel mímico
 - k. Central Telefónica.
 - l. Comunicaciones
 - 1. Canales de datos para intercambio de información entre el Coordinador con otros agentes o con la infraestructura eléctrica que está bajo su control (suministrados por los Agentes).

2. Canales de Voz (Telefonía Operativa) que permita la comunicación entre el Coordinador y los Agentes.

7.3 Los aspectos técnicos no considerados en la presente norma, que resulten necesarios para la adecuada operación de los sistemas SCADA/AGC/EMS, podrán ser definidos por el Coordinador.

Artículo 8º.- EQUIPOS AUXILIARES DE LOS CENTROS DE CONTROL

Tanto el CCO como CCO-R tendrán para su alimentación de energía los siguientes componentes:

- a. Acometidas de abastecimiento de energía redundantes.
- b. Sistemas de alimentación ininterrumpida redundante con bancos de baterías apropiados para una autonomía de 3 horas al 100% de la carga.
- c. Un grupo electrógeno que permita alimentar la carga crítica durante al menos 24 horas en caso de no estar operativo el CCO-R.
- d. Sistemas de control de accesos, sistema de video-vigilancia, sistemas de detección y extinción de incendios e iluminación de emergencia.
- e. Sistema de comunicaciones de voz unificado de manera interna y directa entre las sedes del Coordinador y de los Agentes. La telefonía IP deberá incluir servicios de operadora automática, correo de voz y mensajería unificada. También debe incluir un sistema de grabación de voz configurable.

Asimismo el Coordinador y los Agentes deberán contratar con los prestadores de comunicaciones el funcionamiento adecuado del servicio, incluso en situaciones de emergencia o desastres, teniendo como prioridad mantener las comunicaciones entre centros de control en estas situaciones, para cumplir, en lo que le corresponda, con lo establecido en la Ley N° 29664, "Ley que Crea el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres" y sus reglamentos.

Artículo 9.- INTEGRACIÓN DE LAS FUNCIONES CON APLICACIONES Y SISTEMA EXTERNOS

Los modelos de red eléctrica utilizado por los sistemas SCADA, EMS y AGC, deben implementarse acorde al estándar IEC 61970 Common Information Model-CIM, de modo que los mismos puedan ser gestionados de manera centralizada a través de una fuente única de datos, constituida por un sistema computacional, que permita mantener sincronizados los parámetros de los componentes comunes en los distintos modelos de red, y proveer los mecanismos para la propagación de la información hacia otras aplicaciones de análisis de red y sistemas de información en general.

Todos los equipos integrados en la red del Coordinador deberán tener implementado el protocolo de administración de equipos y gestión de red SNMP.

Artículo 10º.- ESTÁNDARES TÉCNICOS APLICABLES

Los estándares técnicos mínimos definidos son exigibles tanto en el CCO como en el CCO-R según la funcionalidad definida en cada uno.

Los estándares técnicos mínimos aplicables al SCADA/AGC/EMS que han de cumplirse son:

- IEEE P1003.0 Estándar de definición para sistemas abiertos
- IEEE PC37.1 Estándar de referencia en materia de definición, especificación, análisis e implementación de sistemas SCADA.
- IEC 61970, *Common information model (CIM)*
- NERC CIP / IEC 62351.- Normas de estandarización para la seguridad y comunicaciones de datos.

Estándares mínimos aplicables a las redes de comunicaciones son:

- IEC 60870-5-104, *Telecontrol equipment and systems – Part 5: Transmission protocols*
- IEC 60870-6, *Telecontrol equipment and systems – Part 6: Telecontrol protocols*
- IEC 61850, *Communication networks and systems in substations.*
- IEC 62351, *Information security for power system control operations*
- DNP3.i: *Transmission Protocol IEEE 1815*
- IEEE C.37.1 de 2007-*IEEE Standard for SCADA and Automation Systems*
- IEC62357-1 TR del grupo TC57 *Reference Architecture for Power System Information Exchange.*
- IEEE Std 37.118 - 2011, *Synchrophasor Measurements for Power Systems*
- NTP Protocolos de sincronización.

Todo el equipamiento deberá estar diseñado teniendo como referencia la arquitectura dada por la IEC-62357-1 TR del grupo TC57 en la que se traza la hoja de ruta del flujo de información, interfaces, protocolos e interacción de los diferentes componentes de los sistemas de operación y control.

TITULO III

CARACTERÍSTICAS DE DISPONIBILIDAD, CAPACIDAD, DESEMPEÑO Y SEGURIDAD

Las características definidas en esta sección se aplicaran de manera igual, pero independiente a cada uno de los siguientes componentes: CCO, CCO-R, Sistema de Desarrollo y Aseguramiento de la Calidad (QADS) y Simulador de Entrenamiento (OTS).

Artículo 11º.- DISPONIBILIDAD

Una función del equipamiento se considera disponible cuando la totalidad de la misma se encuentre operando, en su periodicidad programada y dentro de los parámetros de tiempo de ejecución de diseño.

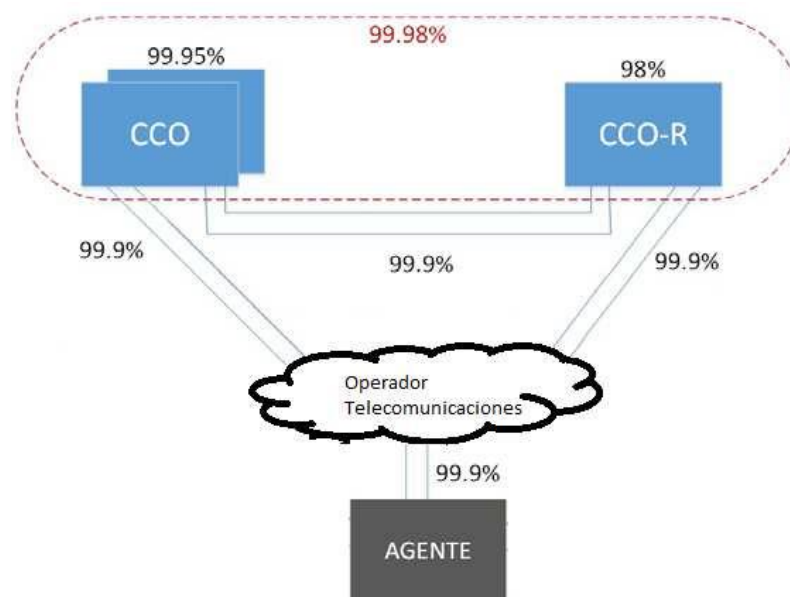
Las funciones del equipamiento se clasifican en críticas y no-críticas.

Son funciones no-críticas para las operaciones del SEIN las siguientes:

- a. Las funciones de Aseguramiento de la Calidad y de Desarrollo (QADS) incluyendo: Generación y modificación de base de datos, Generación y modificación de despliegues, Creación y modificación de reportes, Soporte de desarrollo de software.
- b. Las funciones del simulador para Entrenamiento de Operadores (OTS).

Cualquier otra función del equipamiento se considera crítica y debe cumplir con una disponibilidad mínima respecto al Periodo de Control definido en la NTIITR, y de acuerdo con lo mostrado en la figura siguiente.

Figura 2 Disponibilidad del Equipamiento



Considerando los requisitos de disponibilidad de funciones críticas del entorno de producción del sistema (CCO y CCO-R), soportadas primariamente por equipos del CCO redundante sin puntos únicos de falla y con respaldo del CCO-R no redundante; el conjunto debe tener un mínimo del 99,98% de disponibilidad medida, según se aprecia en la Figura 2, acorde a la fórmula del estándar IEEE c37.1.

Consecuentemente, cada una de las funciones críticas tales como SCADA, ICCP, módulo de comunicaciones, EMS y AGC, deberá mantener individualmente, la disponibilidad asignada según su ubicación. Si se encuentran en el CCO la disponibilidad deberá ser no menor a 99.95%, o si se encuentra en el CCO-R la disponibilidad deberá ser no menor a 98%. En concepto general, la disponibilidad de cada uno de los sistemas antes mencionados, se evalúa a través de la siguiente expresión:

$$DISP = [1-(\text{Tiempo de Indisponibilidad}/\text{Período de Control})]*100$$

Donde:

DISP: Es la disponibilidad propia de cada función en el CCO y CCO-R, así como la disponibilidad propia conjunta del CCO y CCO-R.

Tiempo de indisponibilidad: Es el tiempo en el que no todas las funciones críticas asociadas al equipamiento cuya disponibilidad se está midiendo están operativas durante el Período de Control. Considerando que los subsistemas evaluados operan de manera continua, entiéndase como función crítica o servicio crítico, el flujo o capacidad de enviar información a otros módulos del sistema para que puedan ejecutar las funciones especificadas en la presente norma, así como el estar en capacidad de recibir la información que les permite operar.

Período de Control: Es el período de medición definido en la NTIITR

El COES debe estar en posibilidad de demostrar la disponibilidad (DISP) mínima exigida en cualquier momento con base a la información recolectada por el sistema SCADA utilizada para el cálculo de la disponibilidad.

El COES deberá especificar y proveer los puntos de medida apropiados para la evaluación de la indisponibilidad de las funciones de los sistemas para los cuales se evalúa la disponibilidad (DISP). Para el caso de la medida de la indisponibilidad conjunta del CCO y CCO-R, se deberá definir un punto de medida apropiado que constituya una frontera objetiva y razonable, entre los SCADA de los Agentes y entre el CCO y CCO-R, de modo que se involucre también la evaluación de la indisponibilidad de la red de datos y equipos de telecomunicaciones.

El COES calculará y publicará en su página Web al final de cada Período de Control, los índices de disponibilidad individual y conjunta mencionados en el presente artículo, así como los datos que utilizó para su cálculo.

Artículo 12º.- DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA

La capacidad entregada con el sistema SCADA/AGC/EMS del Coordinador, debe ser dimensionada a la capacidad inicial, definida por el COES-SINAC, más un cincuenta por ciento (50%) para todos sus componentes, señales análogas, digitales y de control necesarias para la supervisión y operación del SEIN así como las requeridas para la realización del control automático de generación y los datos relacionados con las PMUs, sin requerir regeneración, recompilación o cualquier otro procesamiento diferentes a la definición y carga de datos.

Artículo 13º.- RATIOS E ÍNDICES DE DESEMPEÑO

- 13.1. El equipamiento exhibirá un desempeño consistente, incluso cuando opere en una configuración degradada, definida como la pérdida de cualquier elemento para el cual exista redundancia.
- 13.2. La utilización de recursos se define como el uso promedio en un intervalo de tiempo del escenario de prueba y se calculará como la capacidad usada del recurso dividida por la capacidad total disponible de dicho recurso. Estos requisitos se aplican para el momento de instalación de los recursos en los Centros de Control para el escenario de prueba más exigente que se defina para las pruebas de aceptación en fábrica (FAT) y/o en sitio (SAT):
- La utilización de la capacidad de procesamiento de cualquier servidor empleado para ejecutar funciones de aplicación no podrá exceder del 40%.
 - La utilización de la capacidad de almacenamiento en disco no podrá exceder del 40% en su puesta en servicio.
 - La utilización de cualquier LAN Ethernet no conmutado (non-switched) no podrá exceder del 10% de la capacidad de transferencia de los equipos de red; y la carga de cualquier LAN Ethernet conmutado (switched) no podrá exceder del 25% en su puesta en servicio.
- 13.3. El equipamiento proporcionará un grado de respuesta para las diferentes funcionalidades dentro de los requerimientos señalados como tiempos de respuesta para los escenarios de pruebas de las pruebas FAT y/o SAT en las tablas 1 y 3.

Tabla 1. Respuesta de la interfaz de usuario

ACCIÓN	Máximo Tiempo de Respuesta	
	ESTADO NORMAL	ALTA ACTIVIDAD
Respuesta general para cualquier acción de usuario	1 s	1,5 s
Solicitud de despliegues	1 s	2 s
Actualización de Pantallas (Desde que el valor cambia hasta que se actualiza)	1 s	1,5 s

ACCIÓN	Máximo Tiempo de Respuesta	
	ESTADO NORMAL	ALTA ACTIVIDAD
Ejecución de acciones de control	1 s	2 s
Aviso de alarmas y eventos	1 s	1,5 s
Impresión de pantallas	20 s	20 s
Terminación de sesión de usuario	30 s	30 s
Inicialización de sesión de usuario	30 s	30 s
Búsqueda de alarmas en el HIS (50,000 valores)	5 s	10 s
Búsqueda de valores analógico en el HIS (25,000 valores)	3 s	6 s

Para que el sistema pueda demostrar que cumple con éxito los requerimientos de tiempos de respuesta de la interfaz hombre-máquina, el noventa y ocho por ciento (98%) de las acciones realizadas durante los escenarios de prueba deben completarse dentro del tiempo máximo especificado y el cien por ciento (100%) en un máximo de una y media (1,5) veces el tiempo máximo requerido.

Para medir el desempeño del sistema, deben considerarse los siguientes dos escenarios:

- Actividad Normal – Este escenario reproduce las condiciones normales de operación esperadas para el Sistema SCADA.
- Alta Actividad – Este escenario reproduce condiciones que representan un nivel de actividad significativamente superior al nivel de actividad normal, por ejemplo, debido a una perturbación del sistema eléctrico.

La siguiente tabla muestra una orientación sobre el tipo de condiciones que se deben generar para crear los escenarios mencionados.

Tabla 2: Definición de escenarios de operación

Condición de Prueba	Actividad Normal	Alta Actividad
Duración del escenario	60 minutos	60 minutos
Tasa de cambio de las medidas	30% de los valores por barrido	60% de los valores por barrido
Tasa de cambio de digitales (alarmas y estados)	10% de los valores por barrido	30% de los valores por barrido
Número de alarmas	30 por minuto	1000 en el primer minuto, 500 en los siguientes 4 minutos
Reconocimiento de alarmas	15 por minuto	50 por minuto
Apertura de pantallas y listas	2 por minuto en cada puesto de operación	4 por minuto en cada puesto de operación
Actuaciones de operador (manual o control)	1 por minuto en cada puesto de operación	2 por minuto en cada puesto de operación
Almacenamiento de valores en histórico	Todos los puntos de la base de datos de manera espontánea	Todos los puntos de la base de datos de manera espontánea
Consultas al histórico	10 consultas	15 consultas
Representación de curvas de tendencia	10 gráficas	15 gráficas

Las condiciones exactas a reproducir para las pruebas de desempeño en cada escenario deben ser definidas por el COES en base a su experiencia en la operación.

Tabla 3. Desempeño de Gestión

ACTIVIDAD	TIEMPO
Generación completa del software del sistema hasta que está listo para instalarlo	< 3 h
Generación completa de las bases de datos desde ficheros fuente	< 2 h
Arranque completo en frío del sistema (desde su energización hasta que el SCADA está disponible)	< 10 m
Arranque de Servidor / Función	< 5 m
Arranque de servidores hasta el punto en que sus funciones están disponibles y en operación	< 5 m
Detección y recuperación de fallos de comunicaciones	<10 s
Detección y recuperación de fallos en dispositivos, servidores y funciones (incluyendo conmutación)	<3 s
Conmutación del sistema principal al de respaldo (Desde el momento que se realiza la solicitud)	< 30 s
Propagación de los cambios de base de datos desde el entorno maestro a los otros entornos del sistema	< 30 s
Sincronización completa de las bases de datos del sistema principal y de respaldo	< 30 m

Artículo 14º.- SEGURIDAD

Todas las funciones de seguridad se implementarán de manera que no perturben el uso autorizado y legítimo del equipamiento, ni impidan la ejecución de las funciones requeridas del mismo.

Aplicabilidad de las normas NERC CIP

Todos los componentes del equipamiento, así como los equipos que se suministren junto con él, o aquellos externos que se vayan a conectar, se consideraran como activos cibernéticos críticos, como se define en la norma CIP-002, de NERC.

Teniendo en cuenta lo anterior, el COES deberá verificar el cumplimiento de los requerimientos mínimos, aplicables al equipamiento, de los estándares CIP de la NERC en su versión más reciente, los cuales son:

- a. CIP-002: Activos cibernéticos críticos.
- b. CIP-003: Controles de gestión de la seguridad.
- c. CIP-004: Personal y capacitación.
- d. CIP-005: Seguridad electrónica.
- e. CIP-006: Seguridad física.
- f. CIP-007: Gestión de seguridad de sistemas.

- g. CIP-008: Reportes de incidentes y planificación de respuestas.
- h. CIP-009: Planificación de la recuperación.

Se deberán proveer Sistemas de Detección/Prevención de Incidentes de seguridad en *firewalls*, *routers*, *switches*, servidores, estaciones de trabajo, computadores portátiles y demás equipamiento asociado.

Deberán considerarse todos los requerimientos de seguridad física interna tales como:

- 1 Políticas corporativas de seguridad,
- 2 Aseguramiento de los perímetros y equipos de seguridad física (video vigilancia, controles de acceso e identificación, sistemas de detección y alarmas contra incendio, seguridad en cerraduras de puertas, etc.)

Artículo 15º.- ETAPAS DE IMPLEMENTACION

El periodo de implementación del equipamiento para el sistema SCADA/AGC/EMS, al que se refiere la presente norma será de un total de 36 meses, que comienza desde la entrada en vigencia de la misma. Este período debe permitir a los Agentes y al Coordinador desarrollar los mecanismos necesarios para implementar las siguientes etapas:

- 1 Etapa 1: La adquisición de un nuevo sistema SCADA/AGC y la puesta en operación del AGC por parte del COES deberá hacerse en un plazo de 12 meses, dentro de esta etapa se incluirá 3 meses para la configuración y parametrización de las funcionalidades del AGC. Al finalizar la Etapa 1 el COES tendrá completamente operativo el AGC y las funciones SCADA necesarias para ello, aunque no la totalidad de la funcionalidad del nuevo sistema SCADA.
- 2 Etapa 2: La configuración, parametrización y personalización del nuevo sistema SCADA deberá finalizarse en un plazo de 6 meses, contando desde la finalización de la Etapa 1. Durante la Etapa 2 estarán conviviendo el nuevo SCADA y el SCADA actual en operación. Asimismo al finalizar la Etapa 2 el COES deberá tener implementado el sistema computacional especificado en el Artículo 9º de la presente norma, al cual se incluirán conforme se implemente las nuevas funcionalidades.
- 3 Etapa 3: La configuración, parametrización y personalización de las funcionalidades EMS y OTS deberá hacerse en un plazo de 24 meses, contado desde la finalización de la Etapa 1.
- 4 Etapa 4: Especificación, selección de proveedores, integración y pruebas para la implementación de un proyecto piloto de medida fasorial y su integración en el EMS deberá hacerse en un plazo de 24 meses, contado desde la finalización de la Etapa 1. En esta etapa el COES utilizará sus PMUs para el proyecto piloto, así como definirá su ubicación mediante un estudio previo.

En las diferentes Etapas de Implementación el COES deberá remitir a la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinergmin la documentación que sea requerida, para que pueda llevar a cabo sus funciones de supervisión y fiscalización. Esta documentación corresponderá la información técnica del cumplimiento de la presente norma, que incluye los pliegos de licitación, especificación de diseño, documentación de las pruebas de aceptación y posterior informe del resultado de las mismas.