

Ministerio de Energía y Minas

Contrato de Préstamo Nro. 4989/OC-EC.

“Programa de Gestión Sostenible de Recursos
del Subsuelo e Infraestructura Asociada”

**BOLETÍN DE
ENMIENDAS 2**

“NUEVO CENTRO DE CONTROL DEL OPERADOR
NACIONAL DE ELECTRICIDAD”

CÓDIGO Nro. EC-L1257-P00015

BOLETIN DE ENMIENDAS NO. 2

El Ministerio de Energía y Minas, conforme lo permite la Solicitud de Ofertas del proceso “NUEVO CENTRO DE CONTROL DEL OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD” en su numeral 8 Sección I. Instrucciones a los Licitantes (IAL); comunica a los interesados que, el Comité Técnico de Evaluación y Selección designado para el efecto, ha procedido a elaborar las siguientes enmiendas al documento Solicitud de Ofertas:

ENMIENDA No. 1

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.4 Transferencia de Conocimientos y materiales de Transferencia de Conocimientos, apartado Transferencia de Conocimientos en el Trabajo (OJT), literal d se indica:

d. Además de la participación del equipo técnico del Comprador con el equipo técnico del Proveedor durante la instalación en sitio, se requiere una segunda fase de OJT de 8 días previos a SAT. Para esta fase se requiere al menos: el especialista de integración, el especialista de hardware y el especialista de SCADA. Previo al inicio de estas actividades el Proveedor y el Comprador de forma conjunta acordarán el alcance de la misma, el cual deben acortarse a 4 funcionalidades de mayor interés del Comprador:

- *Instalación de hardware y software*
- *Configuración de los servidores y consolas*
- ***Configuración de los servidores y consolas***
- *Configuración de equipos de red y seguridad*
- *Instalación de sistemas operativos*
- *Backup del sistema*
- *Secuencia de encendido y apagado*
- *Desarrollo de Aplicaciones Personalizadas del CENACE*
- *Integración de API con variables climáticas*

Elimínese viñeta y reemplácese por:

d. Además de la participación del equipo técnico del Comprador con el equipo técnico del Proveedor durante la instalación en sitio, se requiere una segunda fase de OJT de 8 días previos a SAT. Para esta fase se requiere al menos: el especialista de integración, el especialista de

hardware y el especialista de SCADA. Previo al inicio de estas actividades el Proveedor y el Comprador de forma conjunta acordarán el alcance de la misma, el cual deben acortarse a 4 funcionalidades de mayor interés del **Comprador**:

- Instalación de hardware y software
- Configuración de los servidores y consolas
- Configuración de equipos de red y seguridad
- Instalación de sistemas operativos
- Backup del sistema
- Secuencia de encendido y apagado
- Desarrollo de Aplicaciones Personalizadas del CENACE
- Integración de API con variables climáticas

ENMIENDA No. 2

En el Documento de Licitación, sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.4 Transferencia de Conocimientos y materiales de Transferencia de Conocimientos, apartado Transferencia de Conocimientos en el Trabajo (OJT), la Tabla 11 indica:

			GERE NCIA	SC A D A	APLICA CIONES	COMUNIC ACIONES	ADMINISTR ACIONES	ADMINIS TRACIÓN HW	CIBERSEG URIDAD	OPERA DORES	TOT AL ALU MN OS	Se sio ne s	Duración por Sesión (días)	Duración Total (días)
1	Introducción al sistema	CENACE	3	5	7	3	7	3	3	38	69	3	2	2
2	Administración de la base de datos y despliegues	CENACE		5	7	3	5	3	3	4	30	1	5	5
3	Configuración de las funciones SCADA	CENACE		5	7	3	5				20	1	5	5
4	Configuración de Aplicaciones GMS/EMS	CENACE		5	7		5			4	21	1	10	10

5	Taller para la creación de despliegues y mantenimiento	CENA CE	5	7		5	3	3	4	27	1	5	5
6	Cálculos y programación del Sistema	CENA CE	5	7		2			6	20	1	3	3
7	Historiador	CENA CE	5	7		3			4	19	1	3	3
8	Administración del sistema	CENA CE	5	7		3				15	1	3	3
9	Uso aplicado de librerías API	CENA CE	5	7		5				17	1	3	3
10	Configuración, Sintonización y Puesta en Marcha de las funciones OTS	CENA CE	5	7					8	20	1	8	8
11	OTS para Entrenadores	CENA CE		7					12	19	1	5	5
12	Sintonización de aplicaciones GMS/EMS	CENA CE	5	7					5	17	1	5	5
13	Modelación del sistema eléctrico, equipos especiales y Energías Renovables no Convencionales	CENA CE	5	7					8	20	1	5	5
14	Frontales de comunicaciones RTU	CENA CE	5	7	3	2				17	1	4	4
15	Frontales de comunicaciones ICCP	CENA CE	5	7	3	2				17	1	3	3
16	Protocolos SCADA (IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101, DNP3 TCP/Ip y serial, C37-118,	CENA CE	5	7	3	2				17	1	5	5

	IEC 61850 MMS, etc.)												
17	Protocolo OPC UA	CENA CE (con apoy o virtual de requerirlo)	5	7	3	3				18	1	3	3
18	Patch Management Software	CENA CE (con apoy o virtual de requerirlo)	5	4	3	5	3	3		23	1	3	3
19	Supervisión Independiente del Sistema	CENA CE (con apoy o virtual de requerirlo)	5	4	3	5	3	3		23	1	3	3
20	SIEM	CENA CE (con apoy o virtual de requerirlo)	5	7	3	5		3		23	1	3	3
21	Sistema de Backup	CENA CE (con apoy o virtual de requerirlo)	5	4	3	5	3	3		23	1	2	2
22	Administración de Hardware	CENA CE	5	5	3		3	3		19	1	4	4
23	Administración de Software	CENA CE (con apoy	5	3	3	5	3	3		22	1	4	4

		o virtua l de requerirlo)												
24	Seguridad del Sistema	CENA CE (con apoyo o virtual de requerirlo)		5	7	3	5	3	3		26	1	3	3
25	Transferencia de Conocimiento Bajo Tareas (OJT)	CENA CE		5	7	3	5	2	3		25	1	13	13
26	Operación y Administración del Bus de Datos	CENA CE (con apoyo o virtual de requerirlo)		7	7	3	3	3	3		26	1	3	3
27	Análítica de Datos	CENA CE (con apoyo o virtual de requerirlo)		5	7	3	2	2	3	38	60	3	3	9
28	Operaciones SCADA	CENA CE		5	7	3	3	3		38	59	3	3	9
29	Operaciones GMS/EMS	CENA CE		5	7	2	3			38	55	3	3	9
30	OTS para Operadores	CENA CE		-	7					38	45	3	3	9
													Total días de transferencia de conocimiento	151

Reemplácese por:

			GERENCIA	SCADA	APLICACIONES	COMUNICACIONES	ADMINISTRACIONES SW	ADMINISTRACION HW	CIBERSEGURIDAD	OPERADORES	TOTAL ALUMNOS	SeSIONES	Duración por Sesión (días)	Duración Total (días)
1	Introducción al sistema	CENACE	3	5	7	3	7	3	3	38	69	3	2	6
2	Administración de la base de datos y despliegues	CENACE		5	7	3	5	3	3	4	30	1	5	5
3	Configuración de las funciones SCADA	CENACE		5	7	3	5				20	1	5	5
4	Configuración de Aplicaciones GMS/EMS	CENACE		5	7		5			4	21	1	10	10
5	Taller para la creación de despliegues y mantenimiento	CENACE		5	7		5	3	3	4	27	1	5	5
6	Cálculos y programación del Sistema	CENACE		5	7		2			6	20	1	3	3
7	Historiador	CENACE		5	7		3			4	19	1	3	3
8	Administración del sistema	CENACE		5	7		3				15	1	3	3
9	Uso aplicado de librerías API	CENACE		5	7		5				17	1	3	3
10	Configuración, Sintonización y Puesta en Marcha de las funciones OTS	CENACE		5	7					8	20	1	8	8

11	OTS para Entrenadores	CENA CE		7					12	19	1	5	5
12	Sintonización de aplicaciones GMS/EMS	CENA CE	5	7					5	17	1	5	5
13	Modelación del sistema eléctrico, equipos especiales y Energías Renovables no Convencionales	CENA CE	5	7					8	20	1	5	5
14	Frontales de comunicaciones RTU	CENA CE	5	7	3	2				17	1	4	4
15	Frontales de comunicaciones ICCP	CENA CE	5	7	3	2				17	1	3	3
16	Protocolos SCADA (IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101, DNP3 TCP/IP y serial, C37-118, IEC 61850 MMS, etc.)	CENA CE	5	7	3	2				17	1	5	5
17	Protocolo OPC UA	CENA CE (con apoyo virtual de requerirlo)	5	7	3	3				18	1	3	3
18	Patch Management Software	CENA CE (con apoyo virtual de requerirlo)	5	4	3	5	3	3		23	1	3	3
19	Supervisión Independiente del Sistema	CENA CE (con apoyo virtual de	5	4	3	5	3	3		23	1	3	3

		requerirlo)											
20	SIEM	CENACE (con apoyo virtual de requerirlo)	5	7	3	5		3		23	1	3	3
21	Sistema de Backup	CENACE (con apoyo virtual de requerirlo)	5	4	3	5	3	3		23	1	2	2
22	Administración de Hardware	CENACE	5	5	3		3	3		19	1	4	4
23	Administración de Software	CENACE (con apoyo virtual de requerirlo)	5	3	3	5	3	3		22	1	4	4
24	Seguridad del Sistema	CENACE (con apoyo virtual de requerirlo)	5	7	3	5	3	3		26	1	3	3
25	Transferencia de Conocimiento Bajo Tareas (OJT)	CENACE	5	7	3	5	2	3		25	1	13	13
26	Operación y Administración del Bus de Datos	CENACE (con apoyo virtual de requerirlo)	7	7	3	3	3	3		26	1	3	3
27	Análítica de Datos	CENACE (con	5	7	3	2	2	3	38	60	3	3	9

		apoyo virtua l de requerirlo)											
28	Operaciones SCADA	CENA CE	5	7	3	3	3		38	59	3	3	9
29	Operaciones GMS/EMS	CENA CE	5	7	2	3			38	55	3	3	9
30	OTS para Operadores	CENA CE	-	7					38	45	3	3	9
												Total días de transferencia de conocimiento	155

ENMIENDA No. 3

En el Documento de Licitación, sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.5 Conversión y Migración de datos, ítem 2.5.1.2 y 5.2.1.2, se indica:

2.5.1.2 Conversión de datos históricos

El Proveedor convertirá y migrará los datos históricos almacenados en el sistema existente y para los mismos puntos definidos en la base de datos convertida. Esta conversión cubrirá toda la información histórica disponible en el actual sistema SCADA/EMS de CENACE (2012 hasta la fecha), esto incluye las indicaciones, mediciones y acumuladores con sus respectivas calidades.

5.2.1.2 Asistencia técnica. Conversión de Datos Históricos

El Proveedor convertirá y migrará los datos históricos almacenados en el sistema existente y para los mismos puntos definidos en la base de datos convertida. Esta conversión será al menos por los 2 últimos años, esto incluye las indicaciones, mediciones y acumuladores con sus respectivas calidades.

Reemplácese por:

2.5.1.2 Conversión de datos históricos

El Proveedor convertirá y migrará los datos históricos almacenados en el sistema existente y para los mismos puntos definidos en la base de datos convertida. Esta conversión cubrirá toda la

información histórica disponible en el sistema SCADA/EMS actual de CENACE, **por los 10 años previos, contados desde el inicio del proceso de migración**, esto incluye indicaciones, mediciones y acumuladores con sus respectivas calidades.

5.2.1.2 Asistencia técnica. Conversión de Datos Históricos

El Proveedor convertirá y migrará los datos históricos almacenados en el sistema existente y para los mismos puntos definidos en la base de datos convertida. Esta conversión será **por los 10 años previos, contados desde el inicio del proceso de migración**, esto incluye indicaciones, mediciones y acumuladores con sus respectivas calidades.

ENMIENDA No. 4

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, el numeral 2.1.1.1.6 PRONÓSTICO, ítem 2.1.1.1.6.1 Pronósticos de Demanda de Corto y Mediano Plazo, literales c, se indica:

c. Los pronósticos serán de demanda (total y regional).

Reemplácese por:

(...)

c. Los pronósticos serán de la demanda total del Sistema Nacional Interconectado y de al menos diez (10) zonas que podrán ser agrupadas por el operador, de acuerdo al área de concesión de las empresas eléctricas de distribución.

(...)

Agréguese el siguiente literal al final:

(...)

r. El total de series de tiempo será de al menos 50.

ENMIENDA No. 5

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.1.1.1.4 ANÁLISIS DE LA RED ELÉCTRICA, subsección 2.1.1.1.4.2 Gestor de Límites, literal i, se indica:

i. Los conjuntos de límites mencionados anteriormente pueden asociarse a regiones o zonas, definidas según el criterio del ingeniero de soporte funcional que configure la aplicación. Estas regiones o zonas permitirán la agrupación de límites para facilitar su filtrado y visualización en los despliegues de la aplicación de Gestión de Límites.

Reemplácese por:

*i. Los conjuntos de límites mencionados anteriormente pueden **agruparse a regiones o zonas que no necesariamente corresponden a zonas asociadas al modelo eléctrico y serán definidas según el criterio de configuración de la aplicación del CENACE.** Estas regiones o zonas permitirán la agrupación de límites para facilitar su filtrado y visualización en los despliegues de la aplicación de Gestión de Límites. **Se dispondrán al menos 50 agrupaciones de conjuntos de límites.***

ENMIENDA No. 6

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.1.1.1.4.6 Estimador de Estado (State Estimator SE), subsección 2.1.1.1.4.6.4 Estimador de Estado en Tiempo Real, literal t, se establece:

*t. Valores estimados que violen los límites operativos en **condiciones (N-1)** en la evaluación en tiempo real, considerando acciones correctivas, generarán un evento.*

Reemplácese por:

t. Valores estimados que violen los límites operativos en la evaluación de tiempo real, considerando acciones correctivas, generarán un evento.

ENMIENDA No. 7

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.1.1.1.4.6 Estimador de Estado (State Estimator SE), subsección 2.1.1.1.4.6.5 Estimador de Estado en Modo Estudio, literal b, se establece:

b. En el modo de estudio, se dispondrá la capacidad de almacenar al menos 100 000 (cien mil) soluciones válidas del estimador de estado para crear casos de estudios en los cuales el Operador pueda realizar análisis fuera de línea.

Reemplácese por:

b. En el modo de estudio, se dispondrá la capacidad de almacenar al menos **10 000 (diez mil)** soluciones válidas del estimador de estado para crear casos de estudios en los cuales el Operador pueda realizar análisis fuera de línea. **El sistema deberá permitir que los casos seleccionados por el usuario manualmente, se mantengan permanentes y accesibles. Para el resto de casos podrán ser sobreescritos en función de su antigüedad.**

ENMIENDA No. 8

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.1.1.1.4.6 Estimador de Estado (State Estimator SE), subsección sección 2.1.1.1.4.9 Flujo de Potencia Óptimo (Optimal Power Flow OPF), literal y, se indica:

y. *El OPF podrá funcionar para escenarios de operación futura, utilizando los pronósticos de demanda, las interrupciones del Programador de Salida de Servicio de Equipos, las reservas de los embalses, la información disponible del mercado y otra información que sea apropiada. El horizonte de tiempo será de al menos una semana.*

Reemplácese por:

y. *El OPF podrá funcionar para escenarios de operación futura, utilizando los pronósticos de demanda, las interrupciones del Programador de Salida de Servicio de Equipos, las reservas **de generación por área, la información para la formulación de las funciones de costo** y otra información que sea apropiada. El horizonte de tiempo será de al menos una semana.*

ENMIENDA No. 9

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.1.1.1.4.11 Reporte de Desconexiones de Carga, se indica:

Esta función realizará la detección y reporte de desconexión de cargas en el SCADA/EMS, que permita detectar desconexiones de carga y reportar estos eventos de manera ágil a las partes interesadas.

Se generará eventos y alarmas asociadas y se presentarán reportes en la interfaz IHM para validación del operador de manera previa al envío a las autoridades.

Reemplácese por:

Esta función realizará la detección y reporte de desconexión de cargas en el SCADA/EMS, que permita detectar desconexiones de carga y reportar estos eventos de manera ágil a las partes interesadas.

Se requiere de una aplicación de Reporte de Desconexiones de Carga que podrá detectar desconexiones de carga en varios niveles:

- **A nivel de Posición**
- **A nivel de Subestación**
- **A nivel de Empresa de Distribución**
- **A nivel de Zona/Región/Ciudad que depende principalmente del área de concesión de la empresa distribuidora**

La detección de pérdidas súbitas de carga se realizará mediante la supervisión del límite de variación de la carga. Este límite será configurable como porcentaje de detección de falla o valor absoluto de cambio para determinar cuándo se ha producido una interrupción.

Para confirmar estas detecciones de desconexiones, se emplearán 'Breakers Equivalentes' que agruparán los equipos de maniobra de cada Posición, Subestación o Zona/Región/Ciudad. Estos 'Breakers Equivalentes' no se utilizan para la detección, solo se utilizan para confirmar que se ha producido una interrupción de la demanda en el nivel correspondiente.

Los eventos y alarmas generados por esta aplicación se integrarán al sistema de Eventos y Alarmas del EMS, permitiendo que estas alarmas puedan ser configurados en prioridad, clase, etc. al igual que el resto de Eventos y Alarmas del EMS.

El operador podrá revisar la lista de Desconexiones de Carga Detectadas y mediante un ingreso manual en una bandera "Cerrar Evento" podrá cerrar el evento de desconexión, si considera que realmente no fue una desconexión o dejarlo abierto para que continúe su proceso, si confirma que realmente se trata de una desconexión

La aplicación generará un reporte automático o bajo pedido del operador para presentar la información relevante de la desconexión de carga, que contenga al menos la siguiente información:

- **Fecha y Hora de inicio del Evento**
- **Potencia Interrumpida en MW**
- **Zona/Región/Ciudad Interrumpida**
- **Fecha y Hora de fin del Evento**
- **Duración del evento de desconexión.**

Este reporte automático se generará en el EMS, y deberá ser transferido automáticamente a un sistema externo de acuerdo a los requerimientos indicados en el numeral 2.1.1.1.3.2 Comunicación con Otros Sistemas Externos de CENACE.

ENMIENDA No. 10

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.1.1.1.4.15 Análisis de Estabilidad de Voltaje en Estado Estacionario - (Steady State Voltage Stability Assessment VSA), literal j, se establece:

j. Utilizar la misma lista definida en el Análisis de Contingencias (CA).

Reemplácese por:

*j. Utilizar **la contingencia más severa o las contingencias que el operador elija del listado de contingencias de la aplicación** Análisis de Contingencias (CA).*

ENMIENDA No. 11

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.1.1.1.4.15 Análisis de Estabilidad de Voltaje en Estado Estacionario - (Steady State Voltage Stability Assessment VSA), eliminar los siguientes literales:

m. El Flujo Óptimo de Potencia permitirá hacer un uso óptimo de sus recursos de reactivos con el propósito de mejorar el control de voltajes de su red ejecutando un uso optimizado de sus recursos de VARs, mejorando en primera instancia la seguridad operativa de la red, por medio de la corrección de desvíos de voltaje con

respecto a los límites y asegurándose que las capacidades de los equipos controlados no sean excedidas. Se espera disponer de las funciones objetivo de: minimización de pérdidas de potencia activa y reactiva, activación de mínimo número de controles y mínimo desvío del estado actual de operación del sistema.

- n. Los recursos de controles de la aplicación son:
 - Generadores (potencia reactiva y control de voltajes)
 - Condensadores Sincrónicos (potencia reactiva y control de voltajes)
 - Bancos de Capacitores y Reactores
 - Compensadores estáticos (SVC)*
- o. Las restricciones del modelo de red a resolver son:
 - Límites de voltajes de las barras
 - Límites de los Generadores (curvas de capacidad) y de los condensadores sincrónicos.*
- p. En lugar de hacer uso del caso base, a elección del operador, se podrá utilizar la peor contingencia para realizar todos los procesos de optimización que realiza esta aplicación.*
- q. El Operador, podrá inhibir la selección automática de contingencias y elegir para su evaluación, la contingencia que, a su criterio, sea de mayor interés. Por ejemplo, la contingencia que tenga el mayor índice de severidad asociado a los voltajes y los reactivos.*
- r. En los casos que, la optimización no pueda resolver completamente alguna restricción activa haciendo uso de los controles disponibles, proveerá la mejor opción de ajuste de los controles que alivien la restricción considerando, los límites definidos y en los casos en que no se pueda resolver la restricción, disponer de un algoritmo de relajación que permita disponer de una solución de compromiso, es decir, que sin resolver las restricciones activas deje al sistema en la mejor condición posible desde el punto de vista de control de voltajes.*
- s. Para la visualización de los resultados se contará con despliegues de control de ejecución y de presentación de resultados en forma tabular que faciliten la revisión y toma de decisiones por parte del Operador y que permitan aplicar los requerimientos indicados en estas especificaciones.*

ENMIENDA No. 12

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.1.1.1.7 SIMULADOR DE ENTRENAMIENTO DE OPERADORES (OTS), subsección 2.1.1.1.7.1 Introducción, literal m, se establece:

m. Será posible realizar todo tipo de maniobras de operación en la red y la simulación responderá en consecuencia dando respuestas realistas. La simulación advertirá automáticamente **del exceso de niveles de cortocircuito**, funcionamiento con puntos abiertos, cerrados, secciones de red eléctrica aisladas, circuitos, líneas y transformadores sobrecargados y secciones de bajo voltaje. Todas las aplicaciones del EMS y las funciones SCADA estarán disponibles en las instalaciones del OTS con los mismos algoritmos con los que funcionan en el SCADA/EMS de tiempo real.

Reemplácese por:

m. Será posible realizar todo tipo de maniobras de operación en la red y la simulación responderá en consecuencia dando respuestas realistas. La simulación advertirá automáticamente **sobre el** funcionamiento con puntos abiertos, cerrados, secciones de red eléctrica aisladas, circuitos, líneas y transformadores sobrecargados y secciones de bajo voltaje. Todas las aplicaciones del EMS y las funciones SCADA estarán disponibles en las instalaciones del OTS con los mismos algoritmos con los que funcionan en el SCADA/EMS de tiempo real.

ENMIENDA No. 13

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.1.1.1.7.8 Características del OTS, literal a, viñeta 7, se indica:

a. *El simulador presentará las siguientes características:*

(...)

· *Simulación del funcionamiento de comprobaciones síncronas.*

(...)

Reemplácese por:

a. *El simulador presentará las siguientes características:*

(...)

· *Simulación del funcionamiento de **condensadores** sincrónicos.*

(...)

ENMIENDA No. 14

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.1.1.1.7.8 Características del OTS, literal b, se indica:

b. El simulador calculará una solución completa de flujo de potencia AC en el marco de aceleración. Proporcionará:

Reemplácese por:

*b. El simulador calculará una solución completa de flujo de potencia AC en el marco de **simulación**. Proporcionará:*

ENMIENDA No. 15

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.1.1.1.5.1.2 Funcionalidades del AGC del CENACE, elimínese el siguiente literal:

d. El AGC debe soportar un modo de Operación especial que se define cómo transaccional (TRANSAC). En el modo TRANSAC se podrán considerar hasta tres bandas de reservas para la regulación secundaria. La operación en modo de control TRANSAC debe considerarse un modo complementario y en todo momento podrá habilitarse cualquiera de los modos predefinidos para la corrección del ACE. El modo TRANSAC deberá habilitarse y deshabilitar en el menú principal de control del AGC.

ENMIENDA No. 16

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.1.1.1.5.1.2 Funcionalidades del AGC del CENACE, literal p, se indica:

p. A partir de los valores disponibles en las unidades, el algoritmo del AGC debe calcular en todo momento la reserva de regulación a subir y bajar para el área de control. Adicionalmente debe calcular la rampa disponible a subir y a bajar disponible en las unidades en modos controlables por el AGC. Estas magnitudes serán supervisadas con base a límites fijados por el Operador, generando alarmas por insuficiencia de regulación. Los límites de reserva de regulación podrán ajustarse de forma automática con base a variables representativas de la variabilidad del

componente de generación renovable variable. Los límites de reserva mínima de regulación y de rampa podrán ser teledidos o provenientes de valores asociados al plan de producción del momento.

Reemplácese por:

*p. A partir de los valores disponibles en las unidades, el algoritmo del AGC debe calcular en todo momento la reserva de regulación a subir y bajar para el área de control. Adicionalmente debe calcular la rampa disponible a subir y a bajar disponible en las unidades en modos controlables por el AGC. Estas magnitudes serán supervisadas con base a límites fijados por el Operador, generando alarmas por insuficiencia de regulación. Los límites de reserva de regulación podrán ajustarse de forma automática con base a variables representativas de la variabilidad del componente de generación renovable variable. Los límites de reserva mínima de regulación y de rampa podrán ser teledidos o provenientes de valores asociados al plan de producción del momento. **La variabilidad será un valor calculado, teledido o proveniente de un programa de generación (a elección del operador), que se utilizará como un sumando para ajustar los límites de regulación superior e inferior de reserva de regulación del sistema y servirá únicamente para producir alarmas de excedentes o déficit. Los límites de reserva resultantes y la constante de variabilidad deberán ser historizados.***

ENMIENDA No. 17

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 1.3.1.2.5.1 Zona de Servicios Corporativos, viñeta Proxy:, se indica:

Proxy: Se incluirá un servidor proxy con el propósito de incrementar la seguridad en el acceso por demanda desde el sistema hacia información que se descargue utilizando el internet para realizar las consultas a servicios de mapas e información del clima haciendo uso de memoria caché local.

Reemplácese por:

*Proxy: Se incluirá un servidor proxy con el propósito de incrementar la seguridad en el acceso por demanda desde el sistema hacia información que se descargue utilizando el internet para realizar las consultas a servicios de mapas e información del clima haciendo uso de memoria caché local. **CENACE actualmente no cuenta con un proveedor de datos meteorológicos.***

ENMIENDA No. 18

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.5.1.3 Dimensionamiento de la base de datos

No	Descripción	Tamaño final (Dic 2032)
1	Áreas de control	10
2	Generadores (monitoreados)	1400
3	Generadores (controlados por AGC)	500
4	Líneas de enlace (interconexión)	100
5	Tipos de combustible	20
6	Curvas de E/S por unidad generadora	4
7	Curvas de operación y mantenimiento por unidad generadora	4
8	Puntos de curvas de E/S y O&M	36
9	Tecnologías de generación	12

Tabla 19. Dimensionamiento de Aplicaciones de Generación

Inclúyase al final, punto 10:

No	Descripción	Tamaño final (Dic 2032)
1	Áreas de control	10
2	Generadores (monitoreados)	1400
3	Generadores (controlados por AGC)	500
4	Líneas de enlace (interconexión)	100
5	Tipos de combustible	20
6	Curvas de E/S por unidad generadora	4
7	Curvas de operación y mantenimiento por unidad generadora	4
8	Puntos de curvas de E/S y O&M	36
9	Tecnologías de generación	12
10	Capacidad Total de Generación a controlar (MW)	14500

Tabla 19. Dimensionamiento de Aplicaciones de Generación

ENMIENDA No. 19

En el Documento de Licitación, Sección VI. Requisitos del Sistema Informático, numeral 2.5.1.3. Dimensionamiento de la base de datos, Tabla 17, se indica:

Application/Parameter	Quantity
Network Analysis	
Simultaneous users	10
Contingency cases screened	200
Contingency cases evaluated (full ac solution)	25
Equipment outages per contingency case	15
Power flow study save cases	1000
Contingency study save cases	1000
Historical System	
Simultaneous EMS users	50
Simultaneous non-EMS users	15
Maximum user accounts	50
Development users	10
Operator Training Simulator	
Scenarios	100
Events per Scenario	100
Power Flow Periodicity (seconds)	< 10
Dynamics Calculation Periodicity (seconds)	< 1
Duration of Longest Scenario (hours)	48
CIM Data Engineering Toolkit	
Toolkit License	1
User License	10
Web Server – Thin Client	
Simultaneous access from remote/external users	50
Total number of accounts	300

Tabla 17. Capacidad de Aplicaciones

Inclúyase lo siguiente en la tabla:

Application/Parameter	Quantity
Network Analysis	
Simultaneous users	10
Contingency cases screened	1000

<i>Contingency cases evaluated (full ac solution)</i>	1000
<i>Equipment outages per contingency case</i>	15
Remedial actions RAS in Contingency cases	100
Code lines in activation logics RAS	>=10
Control actions in RAS	>=10
<i>Power flow study save cases</i>	1000
<i>Contingency study save cases</i>	1000
Historical System	
<i>Simultaneous EMS users</i>	50
<i>Simultaneous non-EMS users</i>	15
<i>Maximum user accounts</i>	50
<i>Development users</i>	10
Operator Training Simulator	
<i>Scenarios</i>	100
<i>Events per Scenario</i>	100
<i>Power Flow Periodicity (seconds)</i>	<=10
<i>Dynamics Calculation Periodicity (seconds)</i>	<=1
<i>Duration of Longest Scenario (hours)</i>	48
CIM Data Engineering Toolkit	
<i>Toolkit License</i>	1
Simultaneous User License	10
Web Server – Thin Client	
<i>Simultaneous access from remote/external users</i>	50
<i>Total number of accounts</i>	300

Tabla 17. Capacidad de Aplicaciones

Atentamente,

COMITÉ TÉCNICO DE EVALUACIÓN Y SELECCIÓN