

NOTIFICACIÓN/ ASEP

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA (CRIE)

POR MEDIO DE LA PRESENTE EL DÍA DE HOY NOTIFICO POR CORREO ELECTRÓNICO A LA AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS -ASEP-, LA RESOLUCIÓN NÚMERO CRIE-109-2018, EMITIDA EL TRECE DE DICIEMBRE DE DOS MIL DIECIOCHO.

EN LA CIUDAD DE GUATEMALA, REPÚBLICA DE GUATEMALA, EL 21 DE DICIEMBRE DE 2018.

POR CORREO ELECTRÓNICO ENVIADO AL LICENCIADO ROBERTO MEANA, ADMINISTRADOR GENERAL -ASEP-.

DOY FE

GIOVANNI HERNÁNDEZ
SECRETARIO EJECUTIVO

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE CERTIFICA:

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-109-2018, emitida el trece de diciembre de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-109-2018
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO**

I

Que el 9 de marzo de 2017, mediante Resolución CRIE-6-2017, se aprobó la modificación de los numerales 1 y 2 y sus anexos, 3 y 4 del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), relativos al “*Diseño General de Detalle de Homologación de la Medición Comercial Nacional con la Medición Comercial Regional para los procesos comerciales del RMER, de diciembre 2016*”, misma que fue modificada mediante resoluciones CRIE-17-2017, del 05 de mayo de 2017 y CRIE-41-2017, del 28 de agosto de 2017.

II

Que el 01 de agosto de 2018, el Ente Operador Regional (EOR) remitió a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), mediante nota EOR-PJD-01-08-2018-063, el Informe de Regulación del MER extraordinario llamado “*PROPUESTA REGULATORIA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS*” (IRMER-E01-2018), mediante el cual presentó propuesta de modificación regulatoria al RMER aprobado mediante las Resoluciones CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017.

III

Que la CRIE analizó la propuesta presentada por el EOR y elaboró el INFORME GM-09-73-2018/GJ-137-2018/GT-16-2018 denominado “*INFORME EXTRAORDINARIO DE DIAGNÓSTICO SEPTIEMBRE 2018: PROPUESTA REGULATORIA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS*”, mismo que se publicó en la página web de la CRIE.

IV

Que mediante Resolución CRIE-88-2018 del 27 de septiembre de 2018, se ordenó el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 09-2018 a fin de obtener observaciones y comentarios a la *“Propuesta de modificación normativa relacionada con: a) LA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS; y, b) LAS REFORMAS DEL LIBRO II DEL RMER APROBADAS MEDIANTE RESOLUCIÓN CRIE-6-2017, RELATIVAS A LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL (TDTR)”*.

V

Que dentro del procedimiento de Consulta Pública 09-2018, el cual se extendió del 10 de octubre al 24 de octubre de 2018, se presentaron observaciones por parte de 12 entidades: Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala (ACI) de Guatemala, Centro Nacional de Despacho –(CND) de Panamá, Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) de Nicaragua, Comisión Nacional de Energía Eléctrica –(CNEE) de Guatemala, Enel Green Power Guatemala, S.A. de Guatemala, Enel Fortuna, S.A. de Panamá, Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica (GGUEE) - de Guatemala, Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) de Costa Rica, Instituto Nicaragüense de Energía (INE) de Nicaragua, Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, S.A. (CAISA) de Guatemala, Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT) de El Salvador, Administrador del Mercado Mayorista –(AMM) - de Guatemala.

VI

Que las Gerencias de Mercado, Técnica y Jurídica de la CRIE, luego de valorar y analizar las observaciones planteadas dentro del referido procedimiento de consulta pública, mediante informe identificado como GM-12-104-2018/ GT-111-2018 /GJ-186-2018 del 7 de diciembre de 2018, consideran adecuado acoger parte de ellas y en consecuencia introducir ajustes a la propuesta sometida al proceso de consulta pública.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 y 22 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional y son parte de sus objetivos generales: *“(…) a) Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. b) Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento (...)”*.

II

Que el artículo 23 del referido Tratado Marco asigna a la CRIE, las siguientes facultades: “a. Regular el Funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios; (...) c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...)”.

III

Que la propuesta sometida al proceso de consulta pública 09-2018 tiene los siguientes objetivos: a) Permitir que las desviaciones a los intercambios de energía programados sean clasificadas en función del comportamiento de los indicadores de desempeño de la frecuencia en los intercambios de energía del sistema eléctrico del área de control que las generó y valorarlas en función de dicha clasificación, minimizando de esta forma las distorsiones en la asignación y valoración de las mismas para cada área de control en la operación y administración del SER y del MER; b) Incentivar el cumplimiento de los intercambios programados, por medio del impacto económico, a mejorar y mantener los indicadores de desempeño propuestos, ya que afectará los montos que las áreas de control recibirán o pagarán por las desviaciones de energía. Adicionalmente se identifica lo siguiente: 1) no es necesario incurrir en costos monetarios significativos para la implementación de la propuesta regulatoria, 2) las mejoras a los sistemas informáticos serán realizadas con recurso interno del EOR, 3) en cuanto a los OS/OM y agentes del MER, no se identifican fuentes de costos significativos en adecuaciones administrativas o informáticas, 4) la mayoría de los OS/OM, han informado oficialmente al EOR contar con la factibilidad de implementar esta metodología en corto plazo, 5) para los OS/OM y agentes del MER, los beneficios monetarios dependerán del volumen de las transacciones que realicen en el MER y del comportamiento que adopten en el desempeño de la regulación de frecuencia y de los intercambios de energía entre áreas de control, 6) un desempeño de frecuencia que cumpla con los indicadores contenidos en la propuesta regulatoria, provocará que las desviaciones sean clasificadas como normales o significativas autorizadas, mientras que un desempeño de frecuencia fuera de los indicadores referidos, provocará que las desviaciones sean clasificadas y valoradas como significativas no autorizadas o graves, que se valorizan a cero US\$MWh o al doble del precio ex post.

IV

Considerando que a partir del 1 de enero de 2019, existen Derechos Firmes (DF), previamente asignados en nodos de la RTR, en los que no existe medición comercial nacional u otra habilitada para tal efecto, se hace necesario establecer una disposición transitoria para que en tanto venza el periodo de validez de dichos Derechos, se puedan trasladar las inyecciones o retiros de dichos DF y de los Contratos Firmes (CF) asociados, a los nodos más cercanos eléctricamente, dentro de la misma área de control, que cuente con medición comercial nacional o regional, siempre y cuando no se identifiquen afectaciones a los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño, debiéndose para esos efectos realizar las respectivas modificaciones nodales en los certificados de los DF y en los registros de los CF, notificándole inmediatamente

a los Agentes Titulares de los DF y Agentes contraparte de los CF, OS/OM involucrados y a la CRIE.

V

Que esta Comisión sometió al proceso de consulta pública la “*Propuesta de modificación normativa relacionada con: A) LA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS; Y, B) LAS REFORMAS DEL LIBRO II DEL RMER APROBADAS MEDIANTE RESOLUCIÓN CRIE-6-2017, RELATIVAS A LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL (TDTR)*”, dentro del cual se presentaron 12 participantes, indicados en el resultando V de la presente resolución. Luego de realizado el análisis de las observaciones y comentarios producto de la referida Consulta Pública, fueron incorporadas las consideradas pertinentes y ajustada la propuesta normativa de modificaciones al RMER, teniéndose como respuesta a sus observaciones lo indicado en el informe GM-12-104-2018/ GT-111-2018 /GJ-186-2018 del 7 de diciembre de 2018, el cual forma parte de la presente resolución.

VI

Que de acuerdo al procedimiento establecido en el numeral 1.8.4 del Libro I del RMER, la CRIE es el ente competente para modificar dicho Reglamento; tomando en cuenta para tal efecto, los fines y objetivos del MER regulados en el Tratado Marco y sus Protocolos.

VII

Que en Reunión Presencial número 135 del 13 de diciembre de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado y debatido sobre las observaciones planteadas por los participantes dentro del Procedimiento de Consulta Pública 09-2018, acordó modificar el RMER tal y como se dispone.

POR TANTO:

Esta Comisión, con base en los resultados y considerados que anteceden, así como lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE.

RESUELVE:

PRIMERO. MODIFICAR el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, conforme el anexo de la presente resolución el cual es parte íntegra de ésta.

SEGUNDO. Derogar la Resolución CRIE-P-21-2014 y dejar sin efecto todas aquellas disposiciones regulatorias que contradigan lo dispuesto en la presente resolución.

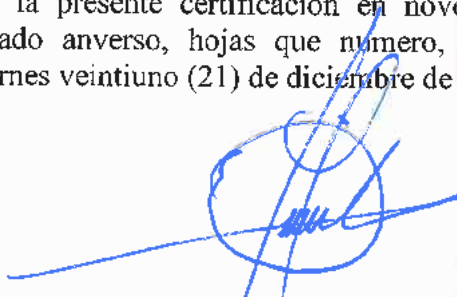
TERCERO. Durante los primeros 90 días de vigencia de aplicación de la Resolución CRIE-6-2017, se utilizará como umbral permitido a la que hace referencia el numeral A4.4.9 del Anexo A4 del Libro II del RMER, el promedio de los precios ex ante del nodo de enlace de los 90 días anteriores más 150%.”.

CUARTO. INSTRUIR al EOR que a partir del 1 de enero de 2019 para los Derechos Firmes (DF), previamente asignados en nodos de la RTR, en los que no existe medición comercial nacional u otra habilitada para el efecto, de forma transitoria y en tanto venza el periodo de validez de dichos Derechos, traslade las inyecciones o retiros de dichos DF y de los Contratos Firmes (CF) asociados a los nodos más cercanos eléctricamente, dentro de la misma área de control, que cuenten con medición comercial nacional o regional, siempre y cuando no se identifiquen afectaciones a los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño. Para estos efectos, el EOR deberá realizar las respectivas modificaciones nodales en los certificados de los DF y en los registros de los CF, notificándole inmediatamente a los Agentes Titulares de los DF y Agentes contraparte de los CF, OS/OM involucrados y a la CRIE.

QUINTO. VIGENCIA. La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el sitio web de la CRIE.

PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en noventa y ocho (98) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que número, sello y firma, en República de Guatemala, el día viernes veintiuno (21) de diciembre de dos mil dieciocho.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo



CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

ANEXO 1

MODIFICACIÓN A LAS REFORMAS DEL RMER APROBADAS MEDIANTE LAS RESOLUCIONES CRIE-6-2017 Y CRIE-17-2017

1. Adicionar al Glosario del Libro I del RMER, las siguientes definiciones:

ACE crudo

Corresponde a los datos del Error de Control de Área (ACE) no filtrados.

Bias de frecuencia(Bi)

Valor en megawatts por cada decihertz (MW/0.1Hz) que representa la respuesta a las desviaciones de frecuencia del área de control "i".

Dato no válido de los parámetros de ACE o de la frecuencia

Dato que, de conformidad con los requerimientos de calidad de datos de cada sistema SCADA, es considerado como "no confiable", debido a que no representa el comportamiento real de los parámetros de ACE o de la frecuencia del área de control. Un dato de frecuencia no válido, es un valor de frecuencia que no cuenta con resolución de 3 o más decimales, o que su bandera de calidad no está en "1", o en el símbolo equivalente a confiable. Un dato de ACE crudo no válido, es un valor que no cuenta con resolución de 3 o más decimales y que alguna de las banderas de calidad de la frecuencia o de las mediciones de potencia en todas sus interconexiones no están en "1", o en el símbolo equivalente a confiable.

Disturbio Reportable

Es la contingencia que provoca una pérdida o disminución de generación mayor o igual al 80% de la generación desconectada por la contingencia simple que ocasiona la pérdida de generación más severa en un área de control.

Épsilon 1 (E1)

Valor deseado de la desviación estándar de la frecuencia (Hz) en promedios de 1 minutos.

Épsilon 10 (E10)

Valor deseado de la desviación estándar de la frecuencia (Hz) en promedios de 10 minutos.

Error de control de área (ACE, por sus siglas en inglés) crudo

Valor en MW que cuantifica el desbalance entre generación, intercambio neto y demanda de un área de control, y se calcula como la *diferencia instantánea, no intencional, entre el valor real y el de referencia programado, del intercambio de potencia de un área de control, teniendo en cuenta el efecto de la desviación de frecuencia (Bias de frecuencia en MW/0.1 Hz) para esa área de control y la desviación de frecuencia.*

Factor de conformidad (CF1)

Mide la relación entre el parámetro de control (CP1) y el cuadrado de E1. Esta razón adimensional compara la contribución del parámetro de control (CP1) con el error de frecuencia aceptable del sistema (E1). Un valor de CF1 menor o igual que cero (0) corresponde a un CP1 menor o igual que cero (0), esto indica que no hubo desviación de frecuencia por parte del área de control o que su desviación no tiene el mismo sentido de la desviación de la frecuencia del sistema, por lo que esta área de control está compensando la desviación de frecuencia del sistema interconectado. Un CF1 mayor que cero (0) corresponde a un CP1 mayor que cero (0), lo que indica que el área de control está contribuyendo a la desviación de la frecuencia del sistema interconectado.

Frecuencia

Es la frecuencia eléctrica, expresada en Hertz (Hz), que cada área de control registra en su SCADA y utiliza en su AGC.

Indicador CPS1 horario

El indicador del desempeño CPS1 (por sus siglas en inglés: Control Performance Standard) es una medida estadística de la variabilidad de los valores de ACE crudo y su relación con el error de frecuencia. Valor para cada periodo de mercado y por área de control que se obtiene a partir de la evaluación del factor de conformidad (CF1) en periodos de un (1) minuto.

Indicador CPS2 horario

El indicador del desempeño CPS2 (por sus siglas en inglés: Control Performance Standard) es una medida estadística de la variabilidad de los valores de ACE crudo y su relación con un valor límite de los flujos netos de potencia no programados. Valor para cada periodo de mercado y por área de control que se obtiene a partir de la evaluación de que el ACE promedio en periodos de 10 minutos no sobrepase un valor límite llamado L10. El valor de CPS2 horario corresponde al porcentaje de periodos de 10 minutos donde el ACE promedio fue menor al valor límite L10.

Indicador de desempeño ante Disturbios DCS (Disturbance Control Standard)

El valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS (por sus siglas en inglés: Disturbance Control Standard) es igual al tiempo en minutos en que el valor del ACE retorna a sus condiciones previas a un evento considerado como "Disturbio Reportable". El propósito del indicador de desempeño ante Disturbios DCS es medir que el área de control fue capaz de utilizar su reserva de contingencia para realizar el balance carga/generación, y regresar el valor de ACE crudo a los límites establecidos en el indicador de desempeño ante Disturbios DCS luego de sucedido un Disturbio Reportable.

Isla eléctrica para la determinación del estado operativo del SER:

Para los fines de la determinación del estado operativo del SER, se define isla eléctrica como aquel sistema eléctrico de potencia que incluye al menos un área de control y que se encuentra separado eléctricamente del resto del SER.

Parámetro de control (CP1)

Valor que se utiliza para evaluar el desempeño del control de la frecuencia de las áreas de control en periodos de un (1) minuto. Un valor de CP1 menor o igual a cero (0) indica que no hubo desviación de frecuencia por parte del área de control o que la desviación es anti-coincidente a la desviación de la frecuencia del sistema, por lo que esta área de control está compensando la

desviación de frecuencia del sistema interconectado. Un CP1 mayor que cero (0) indica que el área de control está contribuyendo a la desviación de la frecuencia y de los intercambios de energía entre áreas de control.

2. Adicionar al Libro II del RMER, el Anexo 5, con el siguiente contenido:

A5. Clasificación de Desviaciones de energía

A5.1 Bases para la clasificación de desviaciones a los intercambios de energía programados:

A5.1.1 El EOR, clasificará las desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control, para cada área de control y para cada periodo de mercado, con base a los siguientes criterios:

- a) Estados operativos del Sistema Eléctrico Regional (SER), normal, de alerta y de emergencia, definidos en el numeral 5.17.8, Libro II, del RMER.
- b) Valor de los indicadores: CPS1 horario, CPS2 horario y desempeño ante disturbios DCS.
- c) Margen de desviación permitido será de: i) Dos (2) MWh cuando la transacción programada sea menor o igual a (40) MWh, ii) Cinco por ciento (5%) de la transacción programada cuando ésta sea mayor a 40 MWh y menor o igual a 125 MWh, y iii) Seis punto veinticinco (6.25) MWh constantes para transacciones programadas mayores a 125 MWh, para cada periodo de mercado y para cada área de control.

De la aplicación de los criterios anteriores se obtendrá la clasificación de las desviaciones a los intercambios de energía programados Normales, Significativas Autorizadas, Significativas No Autorizadas y Graves, establecidas en el numeral 5.17.2.4 del Libro II del RMER.

A5.2 Determinación y evaluación del indicador CPS1 horario¹

A5.2.1 El valor del indicador CPS1 horario será calculado por el EOR para cada área de control y para cada periodo de mercado, utilizando los datos de medición del ACE crudo y la frecuencia, remitidos por cada área de control.

¹ El indicador CPS1 horario, es determinado con base en el estándar BAL-001-0.1a "Desempeño del Control del Balance de la Potencia Real" de la Corporación de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana (NERC por sus siglas en inglés) que puso en vigencia el 13 de mayo de 2009.

- A5.2.2 Los OS/OM diariamente, antes de las trece (13:00) horas posteriores al día de la operación en tiempo real, reportarán al EOR, los valores registrados en el SCADA de la respectiva área de control, conteniendo los siguientes parámetros:
- Los datos de medición del ACE crudo, correspondiente a un (1) dato cada cuatro (4) segundos, y
 - Los datos de medición de la frecuencia, correspondiente a un (1) dato cada cuatro (4) segundos.

Los valores registrados en el SCADA serán remitidos por los medios y en los formatos definidos por el EOR.

A5.2.3 Los datos de los registros SCADA, corresponderán a todos los periodos de mercado del día de la operación en tiempo real. El OS/OM será el único responsable de la calidad y validez de los datos remitidos.

A5.2.4 El margen de datos permitido de medición no válidos de ACE crudo dentro de un periodo de mercado, será igual o menor a 36 datos, y para los datos de medición de la frecuencia, el margen de datos permitido no válidos dentro de un periodo de mercado será igual o menor a 54 datos. El cálculo del valor del indicador CPS1 horario, se realizará sin considerar los datos de medición no válidos tanto de ACE crudo como de frecuencia.

A5.2.5 Si en un periodo de mercado, la cantidad de datos de medición no válidos de ACE crudo o de frecuencia, remitidos por un OS/OM para su área de control, son mayores que el margen permitido en A5.2.4, el valor del indicador CPS1 horario a asignar a ese periodo de mercado, será el promedio ponderado por número de muestras, que resulte de sumar el valor CPS1 calculado con muestras válidas de ese periodo más el menor de los valores del indicador CPS1 horario, calculado para ese día de la operación en tiempo real y para dicha área de control, ponderado con el número de muestras que sean inválidas.

A5.2.6 En caso que un OS/OM no remita al EOR en el plazo establecido, los datos de medición del ACE crudo y/o frecuencia, se asignará para cada periodo de mercado de ese día, el menor de los valores del indicador CPS1 horario correspondiente a cada periodo de mercado, disponible de los tres días previos de la operación en tiempo real de dicha área de control. En caso que el OS/OM no remita datos de medición para dos o más días consecutivos, se asignará para todas las horas de esos días, el menor de los valores del indicador CPS1 horario, del último día que se tengan datos de medición disponibles.

A5.2.7 El EOR, evaluará el cumplimiento del valor del indicador CPS1 horario, en todos los periodos de mercado para cada área de control, únicamente para los estados operativos del SER Normal o Alerta definidos en la regulación regional.

A5.2.8 El valor de cumplimiento del indicador CPS1 horario es mayor o igual a 100, cualquier valor del indicador CPS1 horario menor a 100 es un incumplimiento y la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control para el área de control en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa No Autorizada, de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7.

A5.2.9 La aplicación para cada periodo de mercado de la fórmula matemática de cálculo del indicador CPS1 horario, es la siguiente:

Valor del indicador CPS1 horario = $100 * (2 - \text{Promedio del periodo de mercado (CF1)})$

Donde:

$$CF1 = \frac{CP1}{E1^2}$$

E1: Constante correspondiente al valor RMS de los promedios de 1 minuto del error de la frecuencia (Hz), calculado para el periodo anual respectivo.

$$E1 = \sqrt{\frac{\Delta f1_1^2 + \Delta f1_2^2 + \dots + \Delta f1_n^2}{n}}$$

$$CP1 = \Delta f1 * \frac{ACE1}{-10\beta i}$$

ACE1: Valor promedio del ACE crudo en un minuto

$\Delta f1$: Promedio de las desviaciones de frecuencia en un minuto.

n: Cantidad de minutos en el año.

βi : Bias de frecuencia del Área de Control (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control.

RMS: Valor eficaz o valor medio cuadrático.

A5.2.10 Los OS/OM cada año, o antes de dicho periodo a solicitud del EOR o de un OS/OM, actualizarán el valor del Bias de su respectiva área de control, en coordinación con el EOR. El nuevo valor será utilizado para el cálculo del valor del indicador CPS1 horario, a partir de la fecha de su actualización.

A5.2.11 En caso que un OS/OM requiera actualizar el valor del Bias de su respectiva área de control, en un periodo menor a 1 año, deberá informar y coordinar oportunamente con el EOR sobre tal actualización, para lo cual deberá presentar al EOR la respectiva memoria de cálculo y los resultados correspondientes para su evaluación y aprobación.

A5.2.12 El EOR actualizará cada año la constante correspondiente al valor RMS de los promedios de 1 minuto del error de la frecuencia (Hz) (E1) en coordinación con los

OS/OM, con base a los registros históricos comprendidos entre el 1 de enero al 31 de diciembre del año anterior a la fecha de su actualización. El valor actualizado será utilizado a partir del 1 de febrero de cada año.

A5.3 Determinación y evaluación del indicador CPS2 horario²

A5.3.1 El valor del indicador CPS2 horario será calculado por el EOR para cada área de control y para cada periodo de mercado utilizando los datos de medición del ACE crudo remitidos por cada área de control.

A5.3.2 El margen de datos permitido de medición no válidos de ACE crudo dentro de un periodo de mercado, será igual o menor a 36 datos. El cálculo del valor del indicador CPS2 horario, se realizará sin considerar los datos de medición no válidos de ACE crudo.

A5.3.3 *Si en un periodo de mercado, la cantidad de datos de medición no válidos de ACE crudo, remitidos por un OS/OM para su área de control, son mayores que el margen permitido en A5.3.2, el valor del indicador CPS2 a asignar a ese periodo de mercado, será el promedio ponderado por número de muestras, que resulte de sumar el valor CPS1 calculado con muestras válidas de ese periodo más el menor de los valores del indicador CPS2 horario, calculado para ese día de la operación en tiempo real y para dicha área de control, ponderado con el número de muestras que sean inválidas.*

A5.3.4

En caso que un OS/OM no remita al EOR en el plazo establecido, los datos de medición del ACE crudo, se asignará para cada periodo de mercado de ese día, el menor de los valores del indicador CPS2 horario correspondiente a cada periodo de mercado, disponible de la tres días previos de la operación en tiempo real de dicha área de control. En caso que el OS/OM no remita datos de medición para dos o más días consecutivos, se asignará para todas las horas de esos días, el menor de los valores del indicador CPS2 horario, del último día que se tengan datos de medición disponibles.

A5.3.5 El EOR evaluará el cumplimiento del valor del indicador CPS2 horario, en todos los periodos de mercado para cada área de control, únicamente para los estados operativos del SER Normal o Alerta definidos en la regulación regional.

A5.3.6 El valor de cumplimiento del indicador CPS2 horario es mayor o igual a 83, cualquier valor del indicador CPS2 horario menor a 83, es un incumplimiento y la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control para el área de control en ese periodo de mercado, será clasificada como **Significativa No Autorizada**, de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7.

² El indicador CPS2 horario, es determinado con base en el estándar BAL-001-0.1a "Desempeño del Control del Balance de la Potencia Real" de la Corporación de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana (NERC por sus siglas en inglés) que puso en vigencia el 13 de mayo de 2009.

A5.3.7 La aplicación para cada periodo de mercado de la fórmula matemática de cálculo del indicador CPS2 horario, es la siguiente:

Valor del Indicador CPS2 horario = $100 \cdot (1 - (\text{Periodos incumplidos} / \text{Periodos totales}))$

Donde:

Periodos incumplidos: El total de periodos de 10 minutos, registrados en un periodo de mercado, donde el valor promedio de los registros de ACE es mayor a L10.

$$L10 = 1.65 \cdot E10 \cdot \sqrt{(-10\beta_i)(-10\beta_e)}$$

β_i : Bias de frecuencia del Área de Control (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control.

β_e : Bias de frecuencia del sistema interconectado (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del Sistema Interconectado.

E10: Constante correspondiente al valor RMS de los promedios de 10 minutos del error de la frecuencia (Hz), calculado para el periodo anual respectivo.

$$E10 = \sqrt{\frac{\Delta f10_1^2 + \Delta f10_2^2 + \dots + \Delta f10_n^2}{n}}$$

$\Delta f10$: Promedio de las desviaciones de frecuencia en periodos de 10 minutos.

n: Cantidad de periodos de 10 minutos en el año.

Periodos totales: Total de periodos de 10 minutos en un periodo de mercado.

RMS:

Valor eficaz o valor medio cuadrático.

A5.3.8 El EOR actualizará cada año el valor RMS de los promedios de 10 minutos del error de la frecuencia (Hz) (E10) en coordinación con los OS/OM, con base a los registros históricos, comprendidos entre el 1 de enero al 31 de diciembre del año anterior a la fecha de su actualización. El valor actualizado será utilizado a partir del 1 de febrero de cada año.

A5.4 Determinación y evaluación del indicador DCS³

³ El indicador de desempeño ante Disturbios DCS, es determinado con base en el estándar BAL-002-1 "Desempeño del Control de Disturbios" efectivo a partir del 13 de mayo de 2009, de la Corporación de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana (NERC por sus siglas en inglés) que puso en vigencia el 1 de abril de 2005.

- A5.4.1 La evaluación del valor del indicador del desempeño ante Disturbios DCS será realizada por el EOR utilizando los datos de medición del ACE crudo para el área de control en el periodo de mercado en el cual se registre un Disturbio Reportable.
- A5.4.2 El OS/OM será el responsable de determinar la contingencia simple correspondiente al próximo semestre que ocasionaría la pérdida de generación más severa en su área de control, considerando toda la red eléctrica en servicio, y la reportará al EOR con su debida justificación en los primeros 5 días hábiles de junio (corresponde a julio – diciembre) y de diciembre (corresponde a enero – junio) de cada año. Así también el OS/OM deberá reportar dicha contingencia simple, siempre que en su área de control se produzca un cambio topológico permanente en su red eléctrica o entre en servicio nueva generación.
- A5.4.3 El valor de la pérdida de generación originada por una contingencia simple, será el valor de referencia que utilizará el EOR para determinar si ocurrió un Disturbio Reportable. El EOR utilizará los registros de ACE crudo remitidos por cada área de control para verificar la ocurrencia de un Disturbio Reportable.
- A5.4.4 Debido a que las fallas de generadores son mucho más comunes que las pérdidas significativas de carga, y debido a que la activación de la reserva ante contingencias no se aplica típicamente a la pérdida de carga, la evaluación del valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS está limitada a la pérdida de generación y no aplicará para una pérdida de carga.
- A5.4.5 El cumplimiento del valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS, será evaluado en los periodos de mercado donde el área de control, de acuerdo a sus datos de medición de ACE crudo, presente un Disturbio Reportable y únicamente en los estados operativos Normal o Alerta definidos en la regulación regional.
- A5.4.6 Cuando se determine un Disturbio Reportable, en un periodo de mercado para un área de control, el EOR evaluará el cumplimiento del valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS con base a los siguientes parámetros:
- A5.4.6.1 El valor de ACE crudo del área de control debe retornar a cero, si su valor antes del disturbio era mayor o igual a cero. Si el valor de ACE crudo del área de control antes del disturbio era menor que cero, el ACE crudo debe retornar como mínimo a este valor.
- A5.4.6.2 El retorno del valor del ACE crudo, a las condiciones establecidas en el numeral A5.4.6.1 anterior, debe estar dentro del Periodo de Recuperación de 15 minutos establecido en la regulación regional.
- A5.4.7 El valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS, será igual al tiempo en minutos en que el valor del ACE retorne a sus condiciones previas al evento de acuerdo con lo establecido en el numeral A5.4.6.1 anterior. Si el valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS es mayor al Periodo de Recuperación establecido en el

numeral A5.4.6.2 anterior, el área de control incumple con el criterio de desempeño ante Disturbios DCS y la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control en el período de mercado donde ocurre el evento, será clasificada como Significativa No Autorizada, de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7.

A5.5 Clasificación de desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control:

A5.5.1 En el estado operativo Normal, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Normal, si en el área de control:

A5.5.1.1 La magnitud de la desviación de energía en tiempo real es menor al margen de desviación permitido o

A5.5.1.2 La magnitud de la desviación de energía en tiempo real es mayor al margen de desviación permitido y se cumplen todos criterios siguientes:

- a) El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.
- b) El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.
- c) No ocurrió un Disturbio Reportable.

A5.5.2 En el estado operativo Normal, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa Autorizada, si en el área de control, la magnitud de la desviación de energía en tiempo real es mayor al margen de desviación permitido y se cumplen todos los criterios siguientes:

- a) El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.
- b) El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.
- c) Ocurrió un Disturbio Reportable y el valor del indicador DCS es igual o menor a 15 minutos.

A5.5.3 En el estado operativo Normal, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa No Autorizada, si en el área de control, la magnitud de la desviación de energía en tiempo real es mayor al margen de desviación permitido y se cumple al menos uno de los criterios siguientes:

- a) El valor del indicador CPS1 horario es menor a 100.
- b) El valor del indicador CPS2 horario es menor a 83.
- c) Ocurrió un Disturbio Reportable y el valor del indicador DCS es mayor a 15 minutos.

Adicionalmente, no deberá existir instrucción del EOR para que un intercambio de energía entre dos áreas de control se aparte transitoriamente de la condición programada.

A5.5.4 En el estado operativo Alerta, el margen de desviación permitido no será tomado en cuenta para la clasificación de la desviación de energía.

- A5.5.5 En el estado operativo Alerta, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Normal, si en el área de control se cumplen todos los siguientes criterios:
- El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.
 - El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.
 - No ocurrió un Disturbio Reportable.
- A5.5.6 En el estado operativo Alerta, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa Autorizada, si en el área de control se cumplen todos los siguientes criterios:
- El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.
 - El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.
 - Ocurrió un Disturbio Reportable y el valor del indicador DCS es igual o menor a 15 minutos.
- A5.5.7 En el estado operativo Alerta la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa No Autorizada, si en el área de control se cumple al menos uno de los criterios siguientes:
- El valor del indicador CPS1 horario es menor a 100.
 - El valor del indicador CPS2 horario es menor a 83.
 - Ocurrió un Disturbio Reportable y el valor del indicador DCS es mayor a 15 minutos.
- Adicionalmente, no deberá existir instrucción del EOR para que un intercambio de energía entre dos áreas de control se aparte transitoriamente de la condición programada.
- A5.5.8 En el estado operativo Normal o Alerta, se clasificarán como Significativas Autorizadas, aquellas desviaciones originadas cuando, con el objeto de preservar la calidad, seguridad y desempeño y economía regionales, el EOR solicite a un OS/OM que un intercambio de energía entre dos áreas de control se aparte transitoriamente de la condición programada. En este caso no se aplicará la evaluación del margen de desviación permitido ni el cumplimiento de los criterios de desempeño de regulación de frecuencia y de los intercambios de energía entre áreas de control.
- A5.5.9 En el estado operativo de Emergencia del SER, la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control, para las áreas de control que se encuentren en dicha condición y para ese periodo de mercado, será clasificada como Grave. El EOR indicará el área de control responsable que originó el estado operativo de emergencia y las áreas de control afectadas. Las desviaciones a los intercambios de energía programados, de las áreas de control que no fueron afectadas por el estado de emergencia serán clasificadas según lo estipulado en la presente normativa, en normales, significativas autorizadas o significativas no autorizadas.
- A5.5.10 En caso que el estado operativo de emergencia persista para un área de control que no originó dicho estado de emergencia, en periodos de mercado posteriores al del inicio

de la emergencia, la desviación del área de control no responsable del estado de emergencia se clasificará y conciliará como Significativa Autorizada.

- A5.5.11 En caso que el EOR declare estado de emergencia, éste comprenderá todos los periodos de mercado dentro de esa condición.
- A5.5.12 Adicionalmente a lo establecido en el literal c), numeral 5.17.8.1, del Libro II, del RMER, para que el EOR determine el estado operativo de emergencia, se considerará la ocurrencia de un colapso total o parcial en una o más áreas de control, y/o la actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional que considera el Esquema de Desconexión Automática de líneas de transmisión de las interconexiones por baja frecuencia entre áreas de control del SER.
- A5.5.13 Además, cuando una falla no pueda ser atribuida a un área de control en particular y la misma origine desviaciones Graves, la clasificación de dichas desviaciones se efectuará considerándolas como Significativas Autorizadas.
- A5.5.14 La Clasificación de desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control para cada área de control y periodo de mercado, será elaborada y publicada por el EOR para información de los OS/OM, a más tardar el vigésimo noveno día (29°) posterior al día de operación en Tiempo Real, por los medios y en los formatos definidos por el EOR.

3. Modificaciones a las reformas aprobadas al RMER mediante la Resolución CRIE-6-2017, relacionadas a la Clasificación de Desviaciones:

3.1. Derogar del glosario y de la nomenclatura del Libro I del RMER, la definición del "Criterio CPS".

3.2. Modificar el numeral 5.17.2.3 del Libro II del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

"Margen de desviación permitido será de: i) Dos (2) MWh cuando ésta sea menor o igual a dos (2) MWh, ii) Cinco por ciento (5%) de la transacción programada cuando ésta sea mayor o igual a 40 MWh y menor o igual a 125 MWh, y iii) Seis punto veinticinco (6.25) MWh constantes para transacciones programadas mayores a 125 MWh, para cada periodo de mercado y para cada área de control."

3.3. Modificar el numeral 5.17.2.4 del Libro II del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

"Las desviaciones a las transacciones programadas en el MER se clasificarán en normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves conforme al Anexo 5 del Libro II del RMER. Adicionalmente, el EOR será quien determine, una vez efectuado el análisis en cada caso, la clasificación de cada una de las desviaciones en el MER."

3.4. Modificar el numeral 5.3.6.4 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

“El desempeño de la regulación secundaria de cada área de control se medirá mediante la aplicación de un método basado en los criterios denominados indicadores CPS1 horario, CPS2 horario y DCS.”

3.5. Modificar el numeral 16.2.7.3 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

“Los Criterios de Desempeño de la Regulación Secundaria, son los siguientes: Indicador CPS1 horario, Indicador CPS2 horario e Indicador de desempeño ante Disturbios DCS (Disturbance Control Standard), conforme se definen en las secciones A5.2, A5.3 y A5.4 del Anexo 5 del Libro II del RMER.”

3.6. Modificar el numeral 16.2.7.4 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

“Cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación secundaria suficiente para cumplir con los criterios indicadores CPS1 horario, CPS2 horario y DCS.”

4. Modificaciones a las reformas del Libro II del RMER aprobadas mediante Resolución CRIE-6-2017, relacionadas a la Conciliaciones de Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real (TDTR):

4.1. Adicionar al final del numeral 2.2.3 del Libro II, los siguientes párrafos:

“Para los casos cuando un OS/OM no registre ante el EOR los equipos de medición comerciales nacionales ubicados en los nodos de la RTR o ubicados en nodos que cumplan lo indicado en el numeral A1.5.3.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER, o no suministre los datos de medición de los mismos en forma y tiempo según la regulación regional, inmediatamente después el EOR deberá aplicar las siguientes disposiciones en la realización del predespacho regional:

- a) Para los OS/OMs, utilizar únicamente la misma información del predespacho nacional de un día que mejor represente la operación prevista del día en cuestión, sin incluir ofertas de oportunidad ni contratos al MER, remitido con anterioridad por el OS/OM, de forma análoga a lo establecido en los numerales 5.12.1 literal a) inciso iv) y 5.13.2 literal a) inciso v); y*
- b) Para los Agentes, no se recibirán ofertas de oportunidad ni contrato al MER*

Para los casos cuando no existan equipos medición comerciales nacionales ubicados en los nodos de la RTR y que no aplique lo indicado en el numeral A1.5.3.2 del Anexo A1 del Libro

II del RMER, el EOR deberá considerar que lo establecido en el numeral A1.9.2.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER, deberá considerarse como medición comercial oficial."

- 4.2. Adicionar al numeral A4.4 del Anexo 4 del Libro II "Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real (TDTR)" la siguiente introducción:

"La Conciliación de Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real del MER, será realizada con base en la Clasificación de desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control, establecida en el Anexo 5 del Libro II del RMER."

- 4.3. Modificar el primer párrafo del numeral A4.4.7.2 del Anexo 4 del Libro II del RMER para que se lea de la siguiente manera:

"La conciliación de desviaciones graves para el área de control en la que se originó la falla y conciliación de desviaciones significativas no autorizadas, se realizarán bajo el siguiente esquema: ..."

- 4.4. Modificar el último párrafo del numeral A4.4.7.3 del Anexo 4 del Libro II del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

"Las desviaciones de las áreas de control que no fueron afectadas por la falla, serán conciliadas según la clasificación de desviaciones de su estado operativo, ya sea normal, significativa autorizada o significativa no autorizada."

- 4.5. Modificar el numeral A4.4.8 del Anexo 4 del Libro II del RMER, de la siguiente manera:

*"Ausencia de Precio para la Conciliación de Desviaciones
Si para el cálculo del promedio de los precios ex post en un área de control, no se dispone del precio ex post de algún nodo de enlace, dicho precio será sustituido por el precio ex ante del nodo de enlace respectivo, si este último es igual o mayor que cero. En caso de ausencia de precio ex-ante o éste sea menor que cero, se utilizará el precio nodal calculado con los costos o precios marginales del Posdespacho de las unidades generadoras del sistema eléctrico nacional, los cuales serán proporcionados por el OS/OM respectivo."*

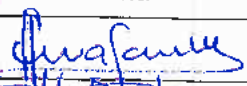


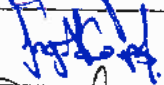
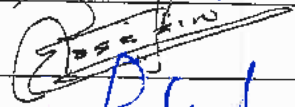



- 4.6. Adicionar el numeral A4.4.9 al Anexo 4 del Libro II del RMER, con el siguiente contenido:

*"Precios ex post mayores al umbral permitido.
Si en el proceso del Posdespacho Regional, se verifica que el precio ex post en un nodo de enlace es mayor que el umbral establecido a través del promedio de los precios ex post de los 90 días anteriores en el mismo nodo más 150% y el precio ex post supera al precio nodal ex ante en 150% para el mismo periodo de mercado del día de operación correspondiente, se procederá a tomar el precio ex ante de dicho nodo más 150%, para efectos del cálculo del promedio ponderado de los precios ex post."*

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME SOBRE PROCESO DE CONSULTA PÚBLICA 09-2018

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA RELACIONADA CON: A) LA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS; Y, B) LAS REFORMAS DEL LIBRO II DEL RMER APROBADAS MEDIANTE RESOLUCIÓN CRIE-6-2017, RELATIVAS A LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL (TDTR).

INFORME GM-12-104-2018/ GT-111-2018/GJ-186-2018	
Responsables	Firma
Ana Beatriz Sánchez	
Fernando Álvarez	
Humberto Perla	
Ingrid Campos	
José Roberto Linares	
Juan Manuel Quesada	
Juan Miguel Girón	
Mauricio Contreras	21 

Ciudad de Guatemala, 7 de diciembre de 2018

Contenido

1. Resumen Ejecutivo	3
2. Antecedentes	3
3. Análisis de las Observaciones.....	4
4. Conclusiones	80
5. Recomendación.....	80

1. Resumen Ejecutivo

Mediante la Resolución CRIE-88-2018, la Junta de Comisionados de la CRIE dio la orden de inicio del Procedimiento de Consulta Pública 09-2018, a fin de obtener observaciones y comentarios a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA RELACIONADA CON: A) LA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS; Y, B) LAS REFORMAS DEL LIBRO II DEL RMER APROBADAS MEDIANTE RESOLUCIÓN CRIE-6-2017, RELATIVAS A LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL (TDTR).”*

Dentro del procedimiento de consulta pública, el cual se extendió del 10 de octubre al 24 de octubre de 2018, se presentaron observaciones por parte de 12 entidades, las cuales se listan a continuación:

1. Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala – ACI - de Guatemala
2. Centro Nacional de Despacho - CND - de Panamá
3. Centro Nacional de Despacho de Cargo de ENATREL de Nicaragua
4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica - CNEE- de Guatemala
5. Enel Green Power, S.A. de Guatemala
6. Enel Fortuna, S.A. de Panamá
7. Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica - GGUEE - de Guatemala
8. Centro Nacional de Control de Energía - CENCE - de Costa Rica
9. Instituto Nicaragüense de Energía de Nicaragua
10. Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, S.A. de Guatemala
11. Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. –UT- de El Salvador
12. Administrador del Mercado Mayorista - AMM - de Guatemala

2. Antecedentes

1. Mediante Resolución CRIE-88-2018 del 27 de septiembre 2018, se dio la orden de inicio del Procedimiento de Consulta Pública 09-2018, a fin de obtener observaciones y comentarios a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA RELACIONADA CON: A) LA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS; Y, B) LAS REFORMAS DEL LIBRO II DEL RMER APROBADAS MEDIANTE RESOLUCIÓN CRIE-6-2017, RELATIVAS A LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL (TDTR).”*
2. Dentro del procedimiento de consulta pública, el cual se extendió del 10 de octubre al 24 de octubre de 2018, se presentaron observaciones por parte de 12 entidades, las cuales se listan a continuación:
 1. Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala – ACI - de Guatemala
 2. Centro Nacional de Despacho - CND - de Panamá
 3. Centro Nacional de Despacho de Cargo de ENATREL de Nicaragua

4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica - CNEE- de Guatemala
5. Enel Green Power, S.A. de Guatemala
6. Enel Fortuna, S.A. de Panamá
7. Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica - GGUEE - de Guatemala
8. Centro Nacional de Control de Energía - CENCE - de Costa Rica
9. Instituto Nicaragüense de Energía de Nicaragua
10. Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, S.A. de Guatemala
11. Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. –UT- de El Salvador
12. Administrador del Mercado Mayorista - AMM - de Guatemala

3. Análisis de las Observaciones

3.1 Consulta Pública 09-2018

A continuación se transcriben cada una de las observaciones recibidas en la consulta pública ordenadas por participante y sus respectivas respuestas.

1. Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala – ACI - de Guatemala

Observación:

- 1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: El Documento para Consulta no incluye el sustento técnico que propicia los cambios a la clasificación de desviaciones basándose en los criterios de desempeño CPS1, CPS2 y DCS, por lo que se considera necesario que previo a aprobación de las modificaciones, se haga de conocimiento público el informe técnico en el cual se basaron los cambios.

Respuesta:

La presente propuesta tiene como base el Informe Extraordinario de Diagnóstico septiembre 2018: Propuesta Regulatoria clasificación y conciliación de desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control con base en los estados operativos del SER, margen de desviación permitido y criterios de desempeño de regulación de frecuencia CPS1, CPS2 y DCS, mismo que se puso a disposición de los interesados en participar en el presente proceso de consulta pública, que a su vez tuvo como referencia el Informe de Regulación IRMER-E01-2018, el cual esta disponible en el sitio web del EOR. Adicionalmente, debe indicarse que la propuesta regulatoria es una adaptación de los conceptos y criterios del NERC (North American Electric Reliability Corporation), que evalúan el desempeño de los instrumentos que regulan la frecuencia e intercambios, los cuales se encuentran disponibles en el sitio web del NERC. Las desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control son producidos por los continuos desbalances entre la generación y la demanda, los cuales son continuamente compensados por el Control Automático de Generación (AGC) de cada área de control; por tanto, las mismas desviaciones a los intercambios programados se deben tipificar de acuerdo al desempeño del instrumento principal que controla las desviaciones por área de control de manera objetiva, considerando el estado operativo y la magnitud de las desviaciones.

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Se considera oportuno realizar un período indicativo, que permita determinar los efectos de la aplicación de esta metodología, considerando las características y limitaciones físicas de los sistemas eléctricos de potencia de cada país, incluyendo las particularidades de los intercambios programados, esto por los altos niveles de variación de flujos de potencia programados durante las transiciones de los periodos de mercado.

Respuesta:

Se considera que no se necesita un periodo indicativo para la aplicación de la presente metodología, teniendo en consideración que los instrumentos de control están en pleno uso desde hace algunos años; Adicionalmente se indica que la aplicación de la metodología no necesita de una implementación adicional, que implique costos significativos adicionales para los OS/OM y Agentes del MER. Asimismo es importante indicar que la mayoría de los OS/OM han informado oficialmente al EOR, contar con la factibilidad de implementar esta metodología en corto plazo. Los sistemas SCADA/EMS, y particularmente el AGC, son sistemas informáticos de aplicación a sistemas de potencia con alto grado de especialización y las generaciones más recientes de software, son variaciones muy pequeñas de las versiones que funcionan desde los años 90s; estos sistemas están instalados en la región y han estado trabajando desde entonces en los Centros de Control de los OS/OM. Como son sistemas que funcionan en tiempo real, están bajo estricta vigilancia y continua calibración para que funcionen de manera óptima ante las características y limitaciones físicas de los sistemas eléctricos de potencia de cada país; en función de las variaciones de la demanda, cada área de control debe activar los diferentes matices de la reserva rodante con las características que se adapten a los requerimientos de variación rápidas y lentas de la demanda. Si los parámetros de control no están correctamente calibrados, entonces será sometido innecesariamente a acciones de control fuera de fase y como resultado se propicia un parque de generación innecesariamente estresado, e indicadores de desempeño bajos.

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Se considera necesario que la clasificación de desviaciones también tome en cuenta los estados operativos de las áreas de control y no únicamente basar la clasificación en los criterios de desempeño CPS1, CPS2 y DCS.

Respuesta:

La clasificación de las desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control toma en consideración, fundamentalmente, los estados operativos del área de control; no obstante se ha procedido a modificar los siguientes numerales para complementar el estado operativo de los sistemas:

A5.2.8 "El valor de cumplimiento del indicador CPS1 (...), será clasificada como Significativa No Autorizada de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7".

A5.3.6 "El valor de cumplimiento del indicador CPS2 (...), será clasificado como Significativa No Autorizada, de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7."

A5.4.7 "El valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS, (...), será clasificada como Significativa No Autorizada, de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7."

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: El cambio que se desea implementar podría generar sobrecostos a las áreas de control, aun cuando cuenten con los niveles de reserva adecuados, debido a las rampas que surgen de las transacciones programadas.

Respuesta:

No se identifica que la propuesta en consulta genere sobrecostos como lo indica el comentario anterior, esto es debido a que tanto nacional como regionalmente las áreas de control ya tienen establecido el cumplimiento de un porcentaje de reserva con respecto a la demanda, lo cual no genera costos adicionales. Con relación a las rampas que surgen de las transacciones programadas, éste es un parámetro de control que debe ajustarse cuidadosamente en cada área de control, lo cual también se utiliza para controlar las variaciones de la demanda en cada área de control; teniendo en consideración las variaciones más importantes de la demanda como hornos de fundición, las cuales deben ser controladas con el mismo parque de generación que se utiliza para controlar rampas sostenidas de exportación o importación, haciendo uso de la misma reserva rodante y de la velocidad de respuesta de esa reserva. Por tanto, ante variaciones de carga o de rampas de intercambios, un área de control puede sobre-generar como sub-generar potencia con respecto a una consigna de generación (para subir o bajar generación) para restablecer el equilibrio demanda-generación, y ambos pueden afectar técnica y económicamente a las áreas vecinas como el área propia. Finalmente, una rampa de intercambio es, de cierta manera, técnicamente más factible de controlar que una variación impredecible de la demanda.

2. Centro Nacional de Despacho - CND - de Panamá

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: Numeral 2.2.3 del Libro II del RMER

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: ¿Qué mecanismo utilizará el EOR para determinar si el OS/OM cuenta con equipos de medición comercial nacional en los nodos de RTR o nodos no RTR que no han sido registrados y así poder aplicar lo establecido en el numeral 2.2.3 del Libro II del RMER?

Respuesta:

Se aclara que la propuesta en consulta no tiene el alcance de establecer en específico el mecanismo operativo que implementará el EOR para hacer cumplir la normativa.

2- NUMERAL O TÓPICO: Numeral 2.2.3 del Libro II del RMER

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: ¿Cómo procederá el EOR en los casos que un OS/OM registra equipos de medición solo en algunos nodos RTR y en otros nodos RTR no registra los equipos de medición? ¿O lo

establecido en el numeral 2.2.3 del Libro II del RMER solo aplica cuando no se registran todos los equipos de medición?

Respuesta:

En relación a la primera pregunta, el EOR deberá proceder a aplicar las disposiciones de los literales a) y b) del numeral 2.2.3 en cuestión, lo anterior en razón que dicho numeral se refiere a la totalidad de los equipos de medición. Sobre la segunda pregunta, se aclara que lo propuesto en dicho numeral aplica aun en el caso que el registro o remisión de los datos de medición incumpla para uno o más nodos de la RTR y los que cumplan lo establecido en el numeral A1.5.3.2 del libro II del RMER.

3- NUMERAL O TÓPICO: Numeral 2.2.3 del Libro II del RMER

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: No vemos práctico aplicar lo señalado en la propuesta de modificación del numeral 2.2.3 del Libro II del RMER, donde se indica que para los casos cuando un OS/OM no registre ante el EOR los equipos de medición comerciales nacionales ubicados en los nodos de la RTR o ubicados en nodos no RTR, o no suministre los datos de medición de los mismos en forma y tiempo según la regulación regional, el EOR debe utilizar únicamente la misma información del predespacho nacional de un día que mejor represente la operación prevista del día en cuestión, sin incluir ofertas de oportunidad ni contratos al MER, remitido con anterioridad por el OS/OM. ¿No es más funcional que se tome el predespacho del día igual correspondiente a la semana anterior?

Respuesta:

Se aclara que la propuesta establecida en el numeral 2.2.3 del Libro II del RMER, no limita el caso cuando la mejor representación prevista del día en cuestión sea el día igual correspondiente a la semana anterior, por lo que la propuesta establece el criterio de mejor selección.

4- NUMERAL O TÓPICO: Numeral 2.2.3 del Libro II del RMER

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Debe aclararse con más detalle lo establecido en el numeral 2.2.3 del Libro II del RMER literal b) Para los Agentes, deberán ser suspendidos de realizar transacciones en el RMER.

Esto se refiere al agente específicamente de un punto de medición o a todos los agentes del país donde el OS/OM no reportó equipo de medición nacional o no envió la información a tiempo? ¿Y a partir de cuándo se suspenden las transacciones?

Respuesta:

Con relación a la primera pregunta se indica que el texto de la propuesta establece claramente que el EOR al tener conocimiento del incumplimiento deberá aplicar lo dispuesto en esta normativa de forma inmediata. Con respecto a la segunda pregunta se aclara que la disposición contenida en la propuesta presentada en el literal b) del numeral 2.2.3 del Libro II del RMER es de aplicación general a todos los agentes pertenecientes al país en donde el OS/OM no reportó o no envió la información a tiempo, de al menos uno de los equipos de medición.

Al respecto de aclarar, que el objetivo del literal b) del numeral 2.2.3 del Libro II del RMER de la disposición regulatoria en consulta, es que no se recibirán ofertas de oportunidad ni declaraciones de contratos regionales, de ningún agente del área de control del país. Para efectos de claridad de la normativa se procederá a ampliar la norma en el sentido planteado.

5- NUMERAL O TÓPICO: A.5.1

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Tenemos el siguiente comentario sobre el punto A.5.1

Para el seguimiento y corrección del AGC, el criterio para el inadvertido cambia, y ahora al estar fuera del +/- 5% estaríamos enfrentando incumplimientos. Nos referimos a si es con medición SMEC revisar que el SCADA trabaje con ese mismo valor (misma fuente y dato, por ejemplo, si el EOR lo evaluará con mediciones de energía que el SCADA supervise también en base a eso y no en base a Potencia). Se requiere de una coordinación con el EOR y adecuación en el SCADA.

Respuesta:

La propuesta en consulta no busca generar incumplimientos por cambiar el criterio de inadvertidos por las siguientes razones: la función del SIMECR es medir la energía de intercambio neta por área de control y es independiente de las funciones de control que los medidores de potencia de tiempo real en las interconexiones para ser utilizados por el SCADA/EMS, además que dichos medidores están caracterizados por una calidad demostrada de medición, clase y precisión, establecida en las regulaciones.

La cadena de medición de los transductores de tiempo real y del SIMECR, podrían estar instaladas para que midan las mismas señales de corriente y voltaje, pero una correlación o contrastación de medidas entre los medidores oficiales de los registradores de energía contra los de potencia del SCADA, es una tarea que está fuera del alcance de la presente normativa. De hecho, cada área de control instala los mejores equipos de medición de potencia real y reactiva para controlar los intercambios en las interconexiones a través de los AGC y se fían de su calidad y su precisión en lugar de contrastar las medidas oficiales con las de control; sin embargo, una diferencia mayor entre la energía estimada o calculada por el SCADA en una interconexión contra la medición oficial del SIMECR, es un motivo de alarma que debe ser revisada por cada OS/OM.

3. Centro Nacional de Despacho de Cargo de ENATREL de Nicaragua

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: Posdespacho Regional

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: En el marco de la implementación de las Resolución CRIE 06-2017 se llevaron 2 periodos indicativos. El Ente Operador Regional (EOR) informó que para el segundo periodo indicativo del total de 744 periodos de mercado únicamente 40 periodos de mercado resultaron factibles, en otras palabras el 94 % de los periodos resultaron no factibles.

En principio, el alto porcentaje de periodos no factibles es una evidencia de que el modelo a implementar a partir de la Resolución CRIE 06-2017 requiere revisión y ser corregido, de tal manera que su aplicación posea al menos un porcentaje similar de periodos factibles al del modelo actual: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional + Procedimiento de Detalle Complementario (RMER+PDC).

Respuesta:

Se aclara que en ningún momento los resultados de los periodos indicativos de aplicación de la Resolución CRIE-06-2017, evidenciaron que el modelo de posdespacho regional sea incorrecto, lo que se identificó como inconsistente fue la información de las mediciones y otros datos de entrada a dicho modelo, proporcionados por algunos OS/OM, que no fueron acordes al mismo y derivaron en un alto número de inconvergencias, como consta en los informes de los periodos indicativos. Para estos efectos en la presente propuesta en consulta se han tomado medidas de mitigación que se identificaron necesarias durante los periodos indicativos antes mencionados. Adicionalmente se aclara que se identificó que lo dispuesto en el PDC, generó distorsiones en el cálculo de los precios ex post, por lo que no debe ser este un marco de referencia hacia el futuro.

2- NUMERAL O TÓPICO: Posdespacho Regional

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Para los periodos factibles de dicho periodo indicativo, los resultados de la Conciliación de Desviaciones en Tiempo Real (CDTR) son 73% mayores a los resultados de la CDTR aplicando el RMER+PDC, incrementándose los cargos y abonos para los Agentes derivados directamente del precio ExPost, calculado en el periodo indicativo para los periodos factibles.

Cabe indicar que bajo el RMER+PDC no han sido necesarias medidas para mitigar precios ExPost elevados. Los precios ExPost elevados que resultaron del segundo periodo indicativo denotan que el modelo debe de ser revisado y corregido antes de implementarse.

El incremento de los cargos por CDTR contradice la finalidad de incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico que establece el Tratado Marco. Así mismo, al aumentar los cargos, a trasladar a los usuarios finales, se contradice al objetivo del Tratado Marco el cual es trasladar a los habitantes de la región beneficios provenientes del MER.

Respuesta:

Se aclara que se identificó que lo dispuesto en el PDC, generó distorsiones en el cálculo de los precios ex post, por lo que no debe ser este un marco de referencia hacia el futuro. Sobre los resultados de precios ex post altos resultantes en los periodos indicativos indicados, se aclara que los mismos son resultados de inconsistencias en la información de las mediciones y otros datos entradas a dicho modelo, por lo que ante dicha situación se han considerado en la propuesta en consulta la aplicación de medidas de mitigación (A4.4.9 Libro II) ante precios ex post que resulten elevados, por lo que lo indicado en el comentario sobre lo establecido en el Tratado Marco, no aplica en relación al incremento de cargos a los usuarios finales.

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Dato no válido de los parámetros de ACE o de la frecuencia

Dato que, de conformidad con los requerimientos de calidad de datos de cada sistema SCADA, es considerado como "no confiable", debido a que no representa el comportamiento real de los parámetros de ACE o de la frecuencia del área de control. Un dato de frecuencia no válido, es un valor de frecuencia que no cuenta con resolución de 3 o más decimales, o que su bandera de calidad no está en "1", o en el símbolo equivalente a confiable. Un dato de ACE crudo no válido, es un valor que no cuenta con resolución de 3 o más decimales y que alguna de las banderas de calidad de la frecuencia o de las mediciones de potencia en todas sus interconexiones no están en "1", o en el símbolo equivalente a confiable.

Consideramos se debe evitar realizar la repetición en cuanto a qué es un dato de frecuencia o ACE no válido, para ello proponemos eliminar la tercera oración y la oración 2 diga "Un dato de frecuencia o de ACE no válido, cuando estos no cuentan con resolución de 3 o más decimales, o que su bandera de calidad no está en "1", o en el símbolo de equivalente a confiable."

A5.2.2 Los OS/OM diariamente, antes de las trece (13:00) horas posteriores al día de la operación en tiempo real, reportarán al EOR, los valores registrados en el SCADA de la respectiva área de control, conteniendo los siguientes parámetros:

- a) Los datos de medición del ACE crudo, correspondiente a un (1) dato cada cuatro (4) segundos, y
- b) Los datos de medición de la frecuencia, correspondiente a un (1) dato cada cuatro (4) segundos.

Se propone que en los numerales a y b después de la primer como diga "...correspondiente a los registros de cada cuatro (4) segundos.",

Respuesta:

Se consideró separar en las definiciones de datos confiables para el ACE y la frecuencia, para tomar en cuenta que son banderas de calidad independientes que resultan de procesos de cálculo separados.

Por otro lado, se considera adecuado mantener el enunciado A5.2.2 porque en informática, en el contexto de una base de datos relacional sobre la cual se construyen los SCADA/EMS, un registro representa un objeto único de datos implícitamente estructurados en una tabla. Adicionalmente se aclara que desde el punto de vista comercial, la regulación regional utiliza el término "dato" de forma similar a los registros de medición como se puede observar en el numeral A1.5.4 del Libro II del RMER, por lo que no se considera necesario realizar modificaciones a la propuesta en consulta.

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Consideramos importante que también se analice si deben incluirse salidas de carga y no dejarlo exclusivamente para pérdidas de generación, ya que existen áreas de control que tiene salidas de un valor considerable de carga que afecta la operación del SER.

Respuesta:

Las pérdidas de carga por contingencia simple como la apertura de un circuito de distribución son muy frecuentes y la cantidad de carga desconectada produce desviaciones en los intercambios y en la frecuencia que son manejables bajando la generación de las unidades bajo el control del AGC. Cuando se presentan pérdidas significativas de carga (por la salida de un transformador) que superen al bajar el límite inferior de generación técnica de las unidades en AGC, obligaría a bajar la generación de alguna otra unidad generadora, impactando en los indicadores de desempeño e incumpliendo, seguramente, el margen permitido de desviación. Por tanto, para aceptar la contrapropuesta, cada OS/OM tendría que mantener y registrar el margen de reserva a bajar y compararlo contra un definición de disturbio reportable que considere la contingencia simple más severa de carga (variable). Con una investigación posterior se podrá admitir la contrapropuesta de incluir la salida de carga.

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Antes de implementar la Resolución CRIE 06-2017 se recomienda revisar la causa del porque los altos porcentajes de períodos infactibles y realizar las correcciones correspondientes. En tanto no se identifiquen y atiendan las causas que originaron los períodos infactibles, se solicita mantener vigente el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional + Procedimiento de Detalle Complementario (RMER+PDC) tal como se encuentra en este momento.

Respuesta:

Se aclara que durante los períodos indicativos de aplicación de la resolución CRIE-06-2017, se identificó que lo inconsistente fue la información proporcionada por algunos OS/OM, de las mediciones y otros datos entradas a dicho modelo, los cuales no fueron acordes al mismo y derivaron en un alto número de noconvergencias, para este efecto se han considerado en la presente propuesta en consulta medidas de mitigación. Adicionalmente se aclara que se identificó que lo dispuesto en el PDC generó distorsiones en el cálculo de los precios ex post, por lo que no debe ser este un marco de referencia hacia el futuro.

6- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Antes de implementar la Resolución CRIE 06-2017 se recomienda revisar la causa del porqué se presentaron los precios Ex Post elevados. En tanto no se identifiquen y atiendan las causas que originaron dichos precios, se solicita mantener vigente el RMER+PDC.

Respuesta:

Se aclara que durante los períodos indicativos de aplicación de la resolución CRIE-06-2017, se identificó que lo inconsistente fue la información proporcionada por algunos OS/OM de las mediciones y otros datos entradas a dicho modelo, que no fueron acordes al mismo y derivaron resultados inadecuados de los precios ex post, para este efecto se han considerado en la presente propuesta en consulta medidas de mitigación. Adicionalmente se aclara que se identificó que lo dispuesto en el PDC, generaron distorsiones en el cálculo de los precios ex post, por lo que no debe ser este un marco de referencia hacia el futuro.

7- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Se considera necesario eliminar el término "dato" y en su lugar se use "registro".

Respuesta:

Se aclara que la regulación regional utiliza el término "dato" de forma similar a los registros de medición como se puede observar en el numeral A1.5.4 del Libro II del RMER, por lo que no se considera necesario realizar modificaciones a la propuesta en consulta.

8- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Nuevamente se hace la solicitud de que, en vista de las últimas modificaciones realizadas a la regulación regional, se lleve a cabo una revisión integral del RMER, con la participación de todos los organismos regionales.

Respuesta:

Se indica que la CRIE ya se encuentra desarrollando un proceso de revisión integral de la regulación regional.

4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica - CNEE- de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Se solicita que cada vez que se realice una modificación al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, se actualice y publique la versión actualizada del referido reglamento con la respectiva indicación de concordancia con el registro histórico integrado de modificaciones, tomando en cuenta que se han emitido las resoluciones que corresponden a las consultas públicas 03-2017, 05-2017, 01-2018 y 02-2018, y hasta la fecha no existe una publicación con la versión integrada y actualizada del RMER.

Respuesta:

Al respecto se indica que en la página Web de la CRIE se encuentra publicada una versión actualizada del RMER.

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Se considera necesario establecer un periodo transitorio e indicativo de al menos UN AÑO, a través del cual se puedan detectar los impactos que las medidas propuestas tienen sobre los mercados nacionales de la región y, asimismo, se otorgue el tiempo suficiente para que cada país lleve a cabo las acciones de gradualidad técnicas, operativas y de mercado que sean pertinentes para cumplir con la normativa regional que corresponda, conforme los derechos que el Tratado establece.

El periodo transitorio debería permitir, entre otras cosas, que todas las áreas de control, sin excepción alguna, puedan operar sus Controles Automáticos de Generación en modo "Tie-Line Frequency Bias + compensación de energía intrahoraria", implementarlos como indica la propuesta establecida en el numeral 16.2.7.1 del libro III del RMER no es funcional y provoca descoordinación.

Asimismo, conforme lo establecido en la propuesta de modificación del numeral 16.2.7.4 del Libro III del RMER, el periodo transitorio debe permitir la coordinación con los reguladores nacionales para llevar a cabo la armonización que corresponda en las regulaciones nacionales para adaptar y dimensionar los márgenes de la reserva rodante de regulación secundaria cumpliendo las disposiciones regionales que se aprueben.

Respuesta:

- a) Se considera que no es necesario implementar un periodo indicativo para la aplicación de la presente metodología teniendo en consideración que los instrumentos de control se encuentran en pleno uso desde hace algunos años. Adicionalmente indicamos que la aplicación de la metodología no necesita de una implementación adicional, lo que implica que no generará costos significativos adicionales para los OS/OM y Agentes del MER. Por otra parte, la mayoría de los OS/OM han informado oficialmente al EOR, contar con la factibilidad de implementar esta metodología en corto plazo. Los sistemas SCADA/EMS, y particularmente el AGC, son sistemas informáticos de aplicación a sistemas de potencia con alto grado de especialización y las generaciones más recientes de software, son variaciones muy pequeñas de las versiones que funcionan desde los años 90s; estos sistemas están instalados en la región y han estado trabajando desde entonces en los Centros de Control de los OS/OM. Como son sistemas que funcionan en tiempo real, están bajo estricta vigilancia y continua calibración para que funcionen de manera óptima ante las características y limitaciones físicas de los sistemas eléctricos de potencia de cada país; en función de las variaciones de la demanda, cada área de control debe activar los diferentes matices de la reserva rodante con las características que se adapten a los requerimientos de variaciones rápidas y lentas de la demanda. Si los parámetros de control no están correctamente calibrados, entonces será sometido innecesariamente a acciones de control fuera de fase y como resultado, se propicia un parque de generación innecesariamente estresado, e indicadores de desempeño bajos.
- b) Adicionalmente se manifiesta que se está de acuerdo con el criterio expresado por la CNEE en el sentido de que se necesita mucha coordinación para la compensación intra-horaria de desviaciones usando el AGC, ya que las otras áreas de control tendrían que asumir de manera forzada esa energía adicional (inyectada/extraída) cuando se realiza sin coordinación. Por tanto, se toma en consideración la observación realizada y se modificará la propuesta en consulta en el numeral 16.2.7.1 y el mismo quedará conforme lo establecido en la resolución CRIE-06-2017.
- c) Se considera que todas las áreas de control ya cuentan con la reserva rodante según el numeral 16.2.7.4 del Libro III del RMER, y parte de la misma, es utilizada bajo el control de los AGC y para cumplir con las nuevas disposiciones, los OS/OM se deben coordinar con el EOR para acordar los objetivos de calidad para el control de la frecuencia, bias (MW/.1Hz) de los sistemas, bandas muertas, entre otros, que son parámetros ajustables como valor de entrada en los AGC.

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Tomando en cuenta que no está establecida la magnitud y efectos que podría tener la propuesta de modificación normativa si se implementa, se considera necesario que, conforme los incisos c.- y m.- del artículo 23 del Tratado Marco, se presente un análisis integral de los impactos a la operación y en los costos que incurrían las áreas de control, dado que no se encuentra consignado en el Informe Diagnóstico publicado por la CRIE (<http://crie.org.gt/wp/wp-content/uploads/2018/10/informe-extraordinario-Diagnostico-septiembre-2018-GM-09-73-2018-GJ-137-2018-GT-16-2018-120918-para-publicar.pdf>) la evaluación de la necesidad y conveniencia de realizar ajustes de la Regulación Regional que considere una análisis de costo/beneficio para la región, tomando en cuenta que la propuesta tiene un enfoque económico, a partir de un procedimiento técnico.

En vista de lo anterior, consideramos que el informe diagnóstico no cumple con los objetivos que establece el numeral 2.3.2 del Libro I del RMER.

La propuesta puede en lugar de cumplir uno de los fines del Tratado Marco de propiciar que los beneficios derivados del Mercado Eléctrico Regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región, implicar costos adicionales para dichos habitantes.

Respuesta:

La normativa establece una metodología de clasificación de las desviaciones a los intercambios programados basado en indicadores de desempeño, en consecuencia no tiene impacto significativo en la operación de un área de control, en el entendido que se refiere al control de la regulación de frecuencia, los cuales seguirán funcionando como hasta ahora o incluso de una mejor forma. Asimismo, para los OS/OM y Agentes del MER, no se identifica fuentes de costos significativos en adecuaciones administrativas o informáticas. Adicionalmente se informa que la mayoría de los OS/OM han informado oficialmente al EOR que cuentan con la factibilidad de implementar esta metodología en corto plazo.

Finalmente, la propuesta cumple con los fines del Tratado Marco para propiciar los beneficios derivados del MER, y con el numeral 1.3.2, literal e), de homogenizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño; todo lo anterior teniendo en cuenta que la propuesta impulsará a aquellas áreas de control que no prestan atención al desempeño de sus AGC y que funcionan con un rendimiento más bajo que otros países, no se aprovechen del MER para percibir pagos por desvíos a los intercambios que son provocados por ellos mismos.

Adicionalmente se aclara que el análisis costo/beneficio de la propuesta está considerado en el informe de regulación respectivo presentado por el EOR (IRMER-E01-2018).

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Dado que la implementación de la propuesta puede implicar costos adicionales en las tarifas para los usuarios del servicio de distribución final de los países de la región, [sic]

Consideramos que al ser un procedimiento operativo que trasciende a toda la región, la propuesta que se implemente sobre el tema debería ser de consenso y aceptada por todos los OSOM [sic] de la región, al ser dichos operadores los encargados de coordinar, con el EOR, la operación de los sistemas eléctricos como lo establece el artículo 10 del Tratado Marco.

Adicionalmente, conforme lo dispuesto en el numeral 2.3 del Libro I del RMER el informe diagnóstico no recoge las observaciones y propuestas presentadas por los OS/OM's en los informes de Regulación, por lo que no es posible determinar si la CRIE realizó todos los análisis que conforme el RMER debe realizar para lanzar la consulta pública.

Respuesta:

Para los OS/OM, el EOR y Agentes del MER, no se identifica fuentes de costos significativos en adecuaciones administrativas, informáticas o tarifarias. La propuesta regulatoria ha sido discutida en el pleno del Comité Técnico de Seguridad Operativa desde hace más de tres años, y todos los OS/OM aportaron sus análisis y observaciones a la metodología, tanto en su impacto técnico como económico; la metodología ha sido de consenso y aceptada por todos los OS/OM, y la mayoría de los OS/OM han informado oficialmente al EOR contar

con la factibilidad de implementar esta metodología en corto plazo. La CRIE se reunió con dicho Comité en dos ocasiones para evaluar sus propuestas, y en otras dos ocasiones más, con la comisión de Directores de la Junta Directiva EOR para discutir la metodología, tal como se describe en los antecedentes del Informe de Diagnóstico donde presentó sus análisis, observaciones y recomendaciones; en la referencia de pie de página, se enumera los análisis que ha realizado la CRIE.¹

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Implementar lo propuesto por la CRIE implicará SIEMPRE costos adicionales para las demandas y en las tarifas de los países de la región, ya sea por la aplicación del procedimiento o por que los países tengan que implementar un mayor margen de reserva rodante en sus áreas de control, para cumplir con los criterios CPS1, CPS2 y DCS, criterios que entendemos que ningún país de la región utiliza o tiene considerada en regulación nacional. Por lo tanto, se reitera la necesidad de evaluar los posibles impactos económicos que serán trasladados a la demanda de cada país.

Respuesta:

Definitivamente, no se identifica mayores costos económicos para los Agentes del MER; el objetivo de la propuesta regulatoria es la de clasificar las desviaciones a la transacciones programadas entre áreas de control, que suceden a diario, basados en indicadores de desempeño de los AGC, identificando aquellos periodos de mercados en los cuales las áreas de control tienen una buena o deficiente regulación de frecuencia en los intercambios de energía entre áreas de control; así, una desviación provocada por un área de control con buena regulación se le acredita un ingreso económico, y una desviación provocada por un área de control con regulación deficiente se le asigna un pago. Para que la conciliación y liquidación sea eficiente, la propuesta regulatoria habilita la clasificación del RMER en Significativas Autorizadas y Significativas No Autorizadas, basándose en los indicadores de desempeño, orientado a la mejora en el desempeño de regulación de la frecuencia y el control de los intercambios de energía programados entre los países que conforman el SER (Ver respuesta 2 literal a) a los comentarios de CNEE).

Las desviaciones regionales a los intercambios programados representan alrededor del 1% de los montos globales del MER. El monto total de cargos y abonos que se realicen en concepto de liquidación de las desviaciones a los intercambios programados no se espera que aumente con la aplicación de la presente metodología, ya que lo único que realiza es una asignación o una redistribución de los mismos basados en los indicadores de desempeño. Se puede demostrar que la mayoría de los países tienen habilitados los recursos de generación necesarios para hacer frente a las variaciones de la propia demanda; el problema surge cuando alguna área de control no realiza los mismo, provoca desviaciones (exportación) a los intercambios programados que le son favorecidos con un abono, es decir, la baja regulación de frecuencia de ésta área de control recibe un pago en lugar de un cargo, y el área de control que si realiza una buena regulación de frecuencia, está pagando un cargo por los desvíos a los intercambios (importación) que son provocados por otra área.

6- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

¹ 1) Informe SV-GT-003-2015, "Solicitud del ICE de la gestión extraordinaria de reclamo y solicitud de indemnización por el pago excesivo por Desviaciones de Energía en Costa Rica"; CRIE, 14 de julio de 2015. 2) "Informe de Opinión sobre la utilización de las metodologías de evaluación de aporte de regulación de frecuencia y las desviaciones de energía"; Gerencia Técnica, CRIE, 23 de febrero de 2016. 3) Informe GT-2015-28, "Informe de Opinión sobre la función de retorno de Energía Inadvertida de los AGC's instalados en los OS/OM del MER", CRIE, 14 de septiembre de 2015."

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: En función de la observación anterior, debe tomarse en cuenta que el indicador CPS1 del NERC (conforme el capítulo 2 del documento "Performance Standards Reference Guidelines" versión 1 del 15 de junio de 2010) no está diseñado para abordar el problema de flujos de potencia no programados entre áreas de control o del control de intercambio inadvertido, este indicador determina la participación de las áreas de control en la regulación de la frecuencia y por lo tanto no debería ser un criterio de clasificación de las desviaciones. Existen muchas publicaciones de NERC, que se refieren a los criterios de la propuesta, que debería ser consultadas por CRIE (a las que no hace referencia el informe diagnóstico) para adoptar una decisión o determinar la conveniencia o no de implementar la propuesta.

Respuesta:

Es correcto, el CPS1 no está diseñado para el control de inadvertidos, pero esto no contradice técnica ni económicamente la propuesta regulatoria de calificar o clasificar un inadvertido con el indicador de desempeño, lo cual se explica a continuación:

El criterio CPS1 utiliza la correlación de mediciones promedios de 1 minuto de 1) desviaciones de frecuencia y de 2) desviaciones de transferencias, como un indicador para la evaluación del comportamiento del área de control, con los cuales se calcula el Factor de Cumplimiento promedio al minuto (CF_{1-min}); una correlación positiva entre ellas indica que las dos variables se mueven en la misma dirección, mientras que una correlación negativa indica que acción de control impulsada por el ACE no está corrigiendo el error de frecuencia Δf . Al final de una hora (periodo de mercado), se promedia los 60 valores promedios de CF_{1-min} para obtener el Factor de Cumplimiento del día, de la semana, del mes, hasta finalmente, calcular el promedio de 12 meses consecutivos².

La afirmación de la CNEE de que el CPS1 es un indicador que determina la participación en la regulación de frecuencia de las áreas de control, es ambigua y poco precisa; más bien, determina la contribución del área de control los objetivos de calidad del sistema interconectado al cual pertenece (interconexión multiárea) de la siguiente manera: Si la desviación de frecuencia Δf y del ACE son positivos en un cierto periodo de tiempo, indica que el área tiene más generación que la que se encontraba planificada y, en consecuencia, no ayuda a la reducción de la sobre-generación y a restaurar la frecuencia a su valor base o nominal; de igual forma, si las dos son negativas, indica que hay baja generación que la demandada y no se está restaurando la frecuencia; por tanto, el indicador CPS1 es útil para calificar una desviación a los intercambios programados de energía de un área de control, de acuerdo a su propia definición: el criterio CPS1 establece un límite para la correlación positiva entre Δf y el ACE puesto que si esta variable se mueven en la misma dirección se perjudica el rendimiento del control de frecuencia, generando en exceso o generando en subgenerando lo que implica desvíos en los intercambios; no hay límite para la correlación negativa³.

7- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Consideramos necesario que se evalúe la implementación de un mecanismo para la gestión de las rampas de generación, en coordinación con los OS/OM's. Actualmente, el RMER no contempla un mecanismo que gestione las rampas en los cambios de los intercambios en cada hora, por ejemplo, el intercambio puede tener un cambio neto de 600MW (desde un retiro de 300MW hasta una inyección de 300MW), dado que ese cambio puede tomarse muy costoso para las

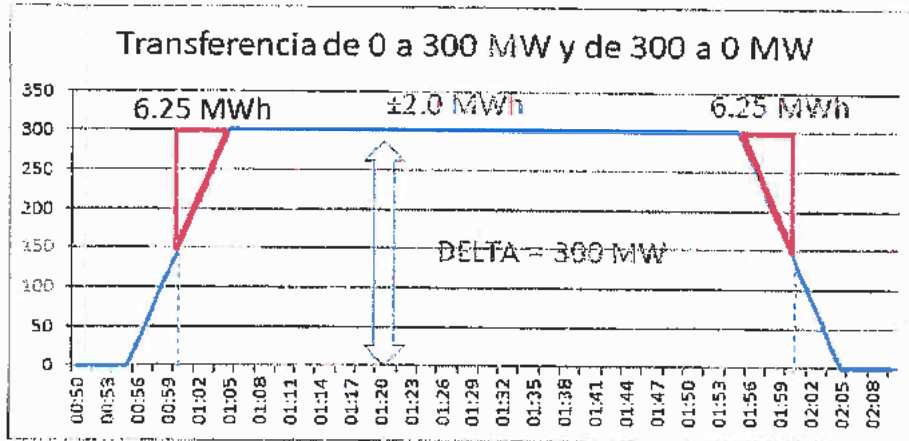
² Ranger System, ABB, Automatic Generation Control (AGC), subsystem design document, 2003, pag 120.

³ Marcelo Areas, José Martínez, "Verificación del cumplimiento de los Criterios CPS de la NERC en el SIN del Ecuador, Revista Energética, Vol XXX1, No. 2/2010, página 44.

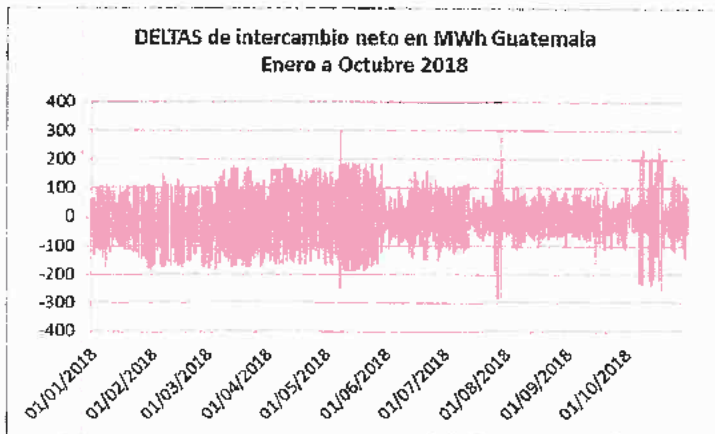
áreas de control ya sea por la valorización de desviaciones o por la implementación de reserva rodante secundaria adicional

Respuesta:

Aunque en el caso hipotético de un cambio en el intercambio de 600 MW es posible pero poco probable, implicaría arranque de nuevas unidades por un lado, y apagado de máquinas en el otro; es un cambio brusco de precios incluso que todavía no se ha observado en las condiciones actuales del MER. (Ver respuesta 4 a los comentarios de ACI). No obstante se ha realizado un análisis de desviaciones teóricas a las transacciones programadas de cero a trescientos MW, en los cuales obtendría teóricamente 12.5 MWh de desviaciones solamente por el efecto de rampa:



Se trató de identificar mediante un análisis de las desviaciones reales en el periodo enero a octubre de 2018, los casos de “cambios, Deltas o incrementos o decrementos” entre dos programaciones sucesivas de intercambios de 300 MW, y se determinó que la mayoría está acotada en menos de 175 MWh, tal como se muestra a continuación:



El anterior cuadro muestra que los cambios de programación de las transacciones no son mayores de 200MW (Es la diferencia de restar el programa del período anterior menos el programa del período actual). Nótese que los puntos que llegan a ± 300 MW corresponden a periodos con problemas de transmisión.

17/9

El análisis estadístico de las desviaciones a las transacciones programadas en MWh por cada área de control, revela la siguiente información para el periodo enero a octubre de 2018:

Análisis	AMM	UT	ENEE	ENATREL	ICE	ETESA
promedio	-2.4	0.0	-0.6	-0.5	-0.9	1.3
desv	7.0	2.5	3.9	2.3	2.6	2.2
mínimo	-80.3	-80.6	-36.1	-23.8	-28.6	-41.3
P10	-10.3	-2.2	-4.0	-2.8	-3.9	-1.1
P50	-2.4	0.0	-0.5	-0.5	-0.9	1.3
P90	5.2	2.2	2.2	1.8	2.3	3.8
máximo	65.6	18.6	52.7	71.0	20.0	15.7

De acuerdo al cuadro anterior, en promedio, las desviaciones son bastante bajas para los niveles de transferencias reportados, considerando que las desviaciones son mutuamente influyentes entre áreas de control.

8- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Tomando en cuenta las observaciones anteriores, y el análisis sugerido en las observaciones 3 y 6 anteriores, se sugiere que se evalúe algún otro método para la clasificación de las desviaciones de energía, tomando en cuenta la naturaleza del Sistema Eléctrico Regional -SER- y la influencia que la interconexión con el Sistema Eléctrico Mexicano tiene sobre el mismo, para aplicar una metodología que alcance los objetivos conforme el Tratado Marco en beneficio del MER y no en detrimento de las transacciones de energía por la aplicación de un régimen poco factible para la realidad de la región.

Respuesta:

La normativa propuesta es el resultado de evaluar tres metodologías diferentes para clasificar las desviaciones dentro del Comité Técnico de Seguridad Operativa del EOR, en el cual, todos los OS/OM participaron. Como resultado de esta participación, el EOR hizo una propuesta que inicialmente fue devuelta por la CRIE con observaciones y correcciones, que se tuvieron que depurar con el objeto de resolver por una parte, los problemas técnicos de regulación y por la otra parte poder conciliar y liquidar las desviaciones de manera objetiva, realista y justa. Y como se ha mencionado anteriormente, la mayoría de los OS/OM informaron oficialmente al EOR contar con la factibilidad de implementar esta metodología en corto plazo. Con respecto a la influencia en el mantenimiento de la frecuencia por parte de México ya está considerada en los criterios.

5. Enel Green Power, S.A. de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Necesidad de establecer compensaciones por Servicios Auxiliares

En relación a los efectos que la implementación de la propuesta pueda crear una vez sea aprobado, se hace notar que en el Informe Extraordinario Diagnóstico se señala:

“Para los OS/OM y agentes del MER, los beneficios monetarios dependerán del volumen de las transacciones que realicen en el MER y del comportamiento que adopten en el desempeño de la regulación de frecuencia y de los intercambios de energía entre áreas de control. Un desempeño de frecuencia que cumpla con los indicadores contenidos en la propuesta regulatoria, provocará que las desviaciones sean clasificadas como normales o significativas autorizadas, mientras que un desempeño de frecuencia fuera de los indicadores referidos, provocará que las desviaciones sean clasificadas y valoradas como Significativas No Autorizadas o Graves, que se valorizarán a cero US\$/MWh o al doble del precio ex – post.” (El subrayado es nuestro)

En dicho argumento notamos que se sigue una política que busca penalizar, en lugar de resarcir a aquellos Agentes que pudiesen aportar servicios auxiliares en el Mercado Eléctrico Regional. Por lo que sugerimos a la CRIE iniciar procesos orientados a compensar a los Agentes por los servicios auxiliares aportados e incluirlos en el Reglamento RMER.

Respuesta:

La presente propuesta de clasificación de las desviaciones a los intercambios de energía entre áreas de control, surge precisamente para compensar a las áreas de control que están regulando la frecuencia con sus instrumentos de control adecuadamente ajustados y calibrados para responder a las variaciones de su demanda. Con respecto a aquellas áreas de control cuyos AGC no están bien calibrados los mismos tienen una baja respuesta, impulsando en consecuencia desvíos de intercambios, lo anterior lo demuestran los indicadores de desempeño. En otras palabra, aquellas áreas de control que están regulando bien la frecuencia, se les debe compensar en función del tamaño de las desviaciones, ya sea que esté absorbiendo potencia de más o exportando potencia de más, cumpliendo con los indicadores de desempeño. Considerando que los países poseen AGC desde los años 90s, con más de una actualización (upgrade) del SCADA/EMS, es de esperarse que estén adecuadamente parametrizados.

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: En los últimos meses hemos notado un número importante de iniciativas para mejorar criterios operativos y comerciales en el RMER. En la medida que se han aprobado ciertas modificaciones, ello ha significado utilizar documentos dispersos para tener certeza de aplicar la regulación correcta. Por lo que solicitamos respetuosamente a la CRIE que con cada modificación se publique un compendio actualizado del RMER, para evitar las confusiones que puede generar utilizar la referencia incorrecta.

Respuesta:

Al respecto, se indica que, en la página Web de la CRIE se encuentra publicada una versión actualizada del RMER.

3- NUMERAL O TÓPICO: Numeral A4.4.8

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Consideramos que la medida permite hacer un cálculo, aún cuando no se dispone del precio ex post en algún nodo de enlace.

No obstante, se deben establecer mecanismos tendientes a mitigar dicha condición. Se sugiere en todo caso solicitar la EOR incluir mensualmente estadísticas públicas que informen la frecuencia con que se presentan dichos casos y el plan para aplicar correctivos que correspondan.

Respuesta:

Sobre lo recomendado se aclara que el EOR publica a diario en su base de datos toda la información de los precios del MER, información que se encuentra a disposición de todos los Agentes del Mercado.

4- NUMERAL O TÓPICO: Disposición Transitoria

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Consideramos que la propuesta es confusa en cuanto a su redacción y posible aplicación. Se sugiere modificar la misma para evitar interpretaciones.

Por otro lado, sugerimos que la disposición transitoria incluya la publicación de comparativos sin aplicar el umbral indicado, de forma tal que se prevean los efectos que traerá a las distintas áreas de control la aplicación en propiedad de la propuesta final.

Respuesta:

Para poder considerar la propuesta de mejora regulatoria es necesario que la entidad que realiza la consulta indique con precisión la sección de la propuesta que considera confusa para una mejor valoración. Sobre la última sugerencia, se indica que ésta se aleja del alcance de la presente consulta pública.

6. Enel Fortuna, S.A. de Panamá

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Necesidad de establecer compensaciones por Servicios Auxiliares

En relación a los efectos que la implementación de la propuesta pueda crear una vez sea aprobado, se hace notar que en el Informe Extraordinario Diagnóstico se señala:

“Para los OS/OM y agentes del MER, los beneficios monetarios dependerán del volumen de las transacciones que realicen en el MER y del comportamiento que adopten en el desempeño de la regulación de frecuencia y de los intercambios de energía entre áreas de control. Un desempeño de frecuencia que cumpla con los indicadores contenidos en la propuesta regulatoria, provocará que las desviaciones sean clasificadas como normales o significativas autorizadas, mientras que un desempeño de frecuencia fuera de los indicadores referidos, provocará que las desviaciones sean clasificadas y valoradas como Significativas No Autorizadas o Graves, que se valorizarán a cero US\$/MWh o al doble del precio ex – post.” (El subrayado es nuestro)

En dicho argumento notamos que se sigue una política que busca penalizar, en lugar de resarcir a aquellos Agentes que pudiesen aportar servicios auxiliares en el Mercado Eléctrico Regional. Por lo que

sugerimos a la CRIE iniciar procesos orientados a compensar a los Agentes por los servicios auxiliares aportados e incluirlos en el Reglamento RMER.

Respuesta:

La presente propuesta de clasificación de las desviaciones a los intercambios de energía entre áreas de control, surge precisamente para compensar a las áreas de control que están regulando la frecuencia con sus instrumentos de control adecuadamente ajustados y calibrados para responder a las variaciones de su demanda; aquellas áreas de control cuyos AGC no están bien calibrados tienen una baja respuesta, impulsan desvíos de intercambios como consecuencia y los indicadores de desempeño lo demuestran. Es decir, aquellas áreas de control que están regulando bien la frecuencia, se les debe compensar en función del tamaño de las desviaciones, ya sea que esté absorbiendo potencia demás o exportando potencia demás, cumpliendo con los indicadores de desempeño. Considerando que los países poseen AGC desde los años 90s, con más de una actualización (upgrade) del SCADA/EMS, es de esperarse que estén adecuadamente parametrizados.

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: En los últimos meses hemos notado un número importante de iniciativas para mejorar criterios operativos y comerciales en el RMER. En la medida que se han aprobado ciertas modificaciones, ello ha significado utilizar documentos dispersos para tener certeza de aplicar la regulación correcta. Por lo que solicitamos respetuosamente a la CRIE que con cada modificación se publique un compendio actualizado del RMER, para evitar las confusiones que puede generar utilizar la referencia incorrecta.

Respuesta:

Al respecto se indica que en la página Web de la CRIE se encuentra publicada una versión actualizada del RMER.

3- NUMERAL O TÓPICO: Numeral A4.4.

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Consideramos que la medida permite hacer un cálculo, aún cuando no se dispone del precio ex post en algún nodo de enlace.

No obstante, se deben establecer mecanismos tendientes a mitigar dicha condición. Se sugiere en todo caso solicitar la EOR incluir mensualmente estadísticas públicas que informen la frecuencia con que se presentan dichos casos y el plan para aplicar correctivos que correspondan.

Respuesta:

Sobre lo recomendado se aclara que el EOR publica a diario en su base de datos toda la información de los precios del MER, información que se encuentra a disposición de todos los Agentes del Mercado.

4- NUMERAL O TÓPICO: Disposición Transitoria

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Consideramos que la propuesta es confusa en cuanto a su redacción y posible aplicación. Se sugiere modificar la misma para evitar interpretaciones.

Por otro lado, sugerimos que la disposición transitoria incluya la publicación de comparativos sin aplicar el umbral indicado, de forma tal que se prevean los efectos que traerá a las distintas áreas de control la aplicación en propiedad de la propuesta final.

Respuesta:

Para poder considerar la propuesta de mejora regulatoria es necesario que la entidad que realiza la consulta indique con precisión la sección de la propuesta que considera confusa para una mejor valoración. Sobre la última sugerencia, se indica que ésta se aleja del alcance de la presente consulta pública.

7. Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica - GGUEE - de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: En la documentación publicada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica - CRIE- no se muestra evidencia de que el Ente Operador Regional -EOR-, haya demostrado que la propuesta de clasificación de las desviaciones y márgenes de tolerancia sean congruentes con el estado actual de los sistemas eléctricos de los países miembros. Tampoco se muestran simulaciones y escenarios del impacto económico para las áreas de control y para los Agentes del Mercado Eléctrico Regional-MER-, tendría esta propuesta de ser aprobada por CRIE.

Respuesta:

El EOR en su Informe de Regulación del MER IRMER-E01-2018 para la presente propuesta regulatoria, hace un análisis exhaustivo con pruebas de clasificación y conciliación de las desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control para el periodo comprendido entre octubre 2017 a marzo 2018, el cual fue realizado en conjunto con los OS/OM. Como resultado, se contabilizaron los periodos cuyas desviaciones se clasificaron con base a la nueva propuesta regulatoria, y se comparó con la contabilización de periodo clasificados con los criterios actuales de clasificación: los periodos clasificados como normales se observa una tendencia leve a la baja con la nueva clasificación; los periodos que se desclasificaron como normales, fueron reclasificados como Significativas No Autorizadas, y los periodos con desviaciones clasificados como Significativas Autorizadas sufrieron variaciones poco significativa y los periodos clasificados como Graves, no variaron. Con la nueva valoración económica de las desviaciones por área de control, se espera que los instrumentos de regulación de la frecuencia sean ajustados para compensar las variaciones de la demanda del área de control de manera efectiva (véase respuesta a ACI número 2).

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: No se observa el fundamento y justificación técnica de los límites del 5% para transacciones menores a 80 MW y de +- 4 MW para transacciones mayores a 80 MW. Debido a que éstos son los límites para determinar las desviaciones y que sobre estas desviaciones habrán consecuencias económicas para los Agentes del MER, se considera que dichos límites deben de estar ampliamente fundamentados y justificados para ponerlos en vigencia. Además se considera que habría un trato discriminatorio para las áreas de control de los países que realizan las mayores transacciones,

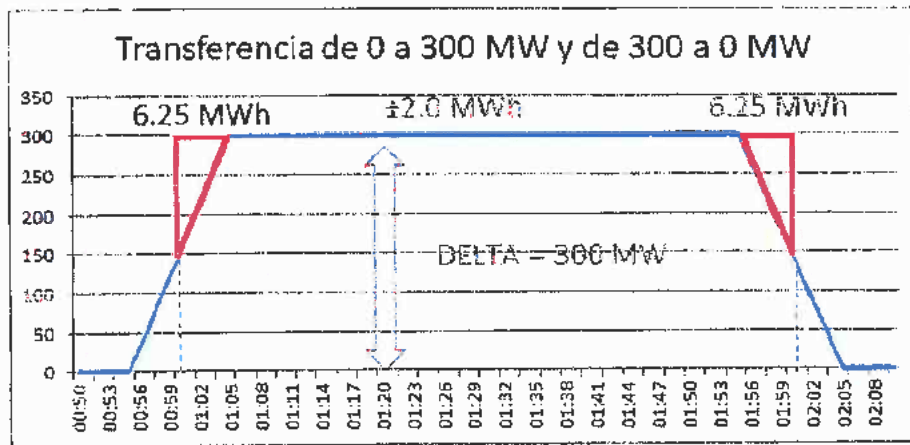


ya que la tolerancia sería más baja que para los países que realizan menos transacciones, y esto parece no tener un sentido técnico o propósito regulatorio.

Respuesta:

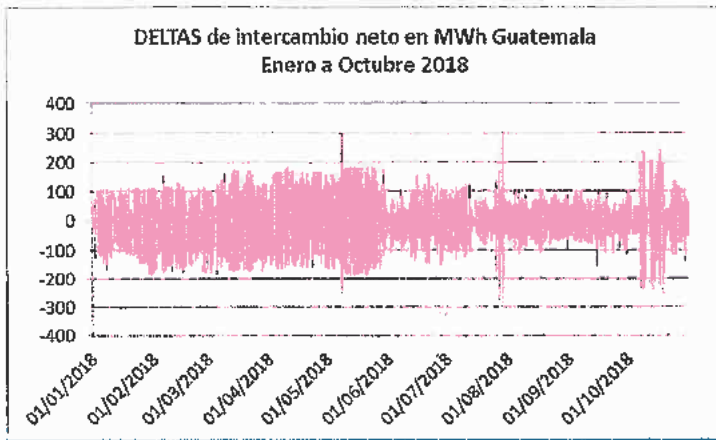
En el caso del RMER, que establece un margen de desviación permitido como el máximo entre el 5% de la transacción o 4 MWh, si la transacción está arriba de 80 MWh (4 MWh/5%), el margen permitido crecería sin límite, sin posibilidades de control a las desviaciones en los intercambios por área de control. Todos los sistemas de control poseen umbrales de control, bandas muertas, tolerancias que deben ser atendidas para un efectivo control de las transacciones y son, con algunas condiciones, independientes del tamaño de la transacción: se puede conseguir desviaciones de 15 MWh (bajo control de intercambios) con una transacción de cero (0) entre pares de países como con una transacción de 300 MW o más, ya que lo se controla siempre es el balance de generación y demanda de cada área de control y para ello, cada área de control tienen que tener habilitados las reservas que permitan controlar las variaciones de su propia demanda.

No obstante se ha realizado un análisis de desviaciones teóricas a las transacciones programadas de cero a trescientos MW, en los cuales obtendría teóricamente 12.5 MWh de desviaciones solamente por el efecto de rampa:



Se trató de identificar mediante un análisis de las desviaciones reales en el período enero a octubre de 2018, los casos de “cambios, Deltas o incrementos o decrementos” entre dos programaciones sucesivas de intercambios de 300 MW, y se determinó que la mayoría está acotada en menos de 175 MWh, tal como se muestra a continuación:

PA



El anterior cuadro muestra que los cambios de programación de las transacciones no son mayores de 200MWh (Es la diferencia de restar el programa del período anterior menos el programa del período actual). Nótese que los puntos que llegan a ± 300 MWh corresponden a periodos con problemas de transmisión.

Un análisis estadístico de las desviaciones a las transacciones programadas en MWh por cada área de control, revela la siguiente información para el periodo enero a octubre de 2018:

Análisis	AMM	UT	ENEE	ENATREL	ICE	ETESA
promedio	-2.4	0.0	-0.6	-0.5	-0.9	1.3
desv	7.0	2.5	3.9	2.3	2.6	2.2
minimo	-80.3	-80.6	-36.1	-23.8	-28.6	-41.3
P10	-10.3	-2.2	-4.0	-2.8	-3.9	-1.1
P50	-2.4	0.0	-0.5	-0.5	-0.9	1.3
P90	5.2	2.2	2.2	1.8	2.3	3.8
máximo	65.6	18.6	52.7	71.0	20.0	15.7

De acuerdo al cuadro anterior, en promedio, las desviaciones son bastante bajas para los niveles de transferencias reportados, considerando que las desviaciones son mutuamente influyentes entre áreas de control.

Por tanto, considerando lo expuesto por la CNEE, y que los AGC tienen habilitados bandas de tolerancia para el control del ACE, se realiza el siguiente ajuste que tiene relación con las rampas, implícito en la definición de Margen de Desviación Permitido:

- a) #A5.1.1, literal c) "Margen de desviación permitido será de: i) Dos (2) MWh cuando la transacción programada sea menor o igual a (40) MWh, ii) Cinco por ciento (5%) de la transacción programada cuando ésta sea mayor a 40 MWh y menor o igual a 125 MWh, y iii) Seis punto veinticinco (6.25) MWh constantes para transacciones programadas mayores a 125 MWh, para cada periodo de mercado y para cada área de control."

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: No se justifica técnicamente la necesidad de habilitar una clasificación adicional de desviaciones en el caso de las desviaciones “graves”, esta nueva clasificación de desviaciones repercutirá en mayores costos económicos para los Agentes del Mercado Eléctrico Regional.

Respuesta:

Se aclara que la propuesta en consulta no considera ninguna clasificación adicional de desviaciones graves. Definitivamente, no se identifica mayores costos económicos para los Agentes del MER. El objetivo de la propuesta regulatoria es el de clasificar las desviaciones a la transacciones programadas entre áreas de control, situaciones que suceden a diario, basados en indicadores de desempeño de los AGC, identificando aquellos periodos de mercados en los cuales las áreas de control tienen una buena o deficiente regulación de frecuencia en los intercambios de energía entre áreas de control; así, una desviación provocada por un área de control con buena regulación se le acredita un ingreso económico, y una desviación provocada por un área de control con regulación deficiente se le asigna un pago. Para que la conciliación sea eficiente, la propuesta regulatoria habilita la clasificación del RMER en Significativas Autorizadas y Significativas No Autorizadas, basándose en los indicadores de desempeño, orientado a la mejora en el desempeño de regulación de la frecuencia y el control de los intercambios de energía programados entre los países que conforman el SER.

8. Centro Nacional de Control de Energía - CENCE - de Costa Rica

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: No se recomienda que los OS puedan operar su Control Automático de Generación en el modo “Tie-Line Frequency Bias + Compensación de energía intrahoraria” ya que no está alineada con la estructura de liquidación de desviaciones establecida en el RMER, ni favorece el cumplimiento de los criterios de calidad seguridad y desempeño. Si un Área de Control hace compensación intrahoraria de desviaciones usando el AGC, definitivamente otra(s) área(s) de control tendrán de manera forzada que asumir esa energía adicional inyectada/extraída del SER. Para usar esta opción se requiere de mucha coordinación (quién inyecta de más, quién retira de más) y esto es muy difícil coordinarlo de manera intrahoraria entre el EOR y los seis OS. Definitivamente la mejor forma de operar no es corrigiendo, sino reduciendo la magnitud de las desviaciones que provoca cada Área de Control por medio del cumplimiento de los CCSD.

Petitoria: rechazar la propuesta de uso del modo de control del AGC denominado “Tie-Line Frequency Bias + Compensación de energía intrahoraria”.

Respuesta:

En el contexto de los AGC, a las desviaciones a los intercambios programados en un instante dado se les denomina Energía Inadvertida, lo cual es calculado de instante en instante como la integral de la diferencia que resulta el intercambio real menos el programado.

En general, los métodos para la corrección de la Energía Inadvertida, ya sea por compensación manual o automática, deliberadamente el operador o una función de retorno de energía, introduce un valor que se resta de la desviación de intercambio neto en el cálculo del ACE. Si es positivo el valor de compensación, este causará un incremento de la generación y viceversa. Este tipo de compensación necesita de al menos que dos áreas de



control se coordinen para compensar la misma cantidad de energía, y con el mismo valor de potencia para que los dos AGC no estén forzándose uno contra el otro, o también, se afectaría al resto de las áreas de control.

Se está de acuerdo con el CENCE-ICE de que se necesita mucha coordinación para la compensación intrahoraria de desviaciones (energía inadvertida) usando el AGC, ya que las otras áreas de control tendrán que asumir de manera forzada esa energía adicional (inyectada/extraída) cuando se realiza sin coordinación.

Por lo expresado anteriormente, se toma en consideración la observación realizada y se procede a modificar la propuesta en consulta en el numeral 16.2.7.1 y el mismo quedará conforme lo establecido en la resolución CRIE-06-2017.

9. Instituto Nicaragüense de Energía de Nicaragua

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Considerar que podrían existir a futuro un incremento en los cargos por desviaciones que no deben ser asumidos por la demanda (consumidores) ya que la misma no participa en el control de los intercambios o en la regulación de frecuencia, por tal razón es conveniente analizar el traslado de los cargos y créditos generados por este concepto a los operadores de sistema y a los generadores.

Respuesta:

Se aclara que la propuesta en consulta no considera incrementos en los cargos por desviaciones, sino que se basa en establecer criterios técnicos para identificar si una desviación significativa es autorizada o no, los efectos económicos que se deriven son propios del comportamiento del área de control en relación a su desempeño en la operación del SER.

Definitivamente, no se identifica mayores costos económicos para los Agentes del MER. El objetivo de la propuesta regulatoria es la de clasificar las desviaciones a las transacciones programadas entre áreas de control, situaciones que suceden a diario, basados en indicadores de desempeño de los AGC, identificando aquellos periodos de mercados en los cuales las áreas de control tienen una buena o deficiente regulación de frecuencia en los intercambios de energía entre áreas de control; así, una desviación provocada por un área de control con buena regulación se le acredita un ingreso económico, y una desviación provocada por un área de control con regulación deficiente se le asigna un pago. Para que la conciliación y liquidación sea eficiente, la propuesta regulatoria habilita la clasificación del RMER en Significativas Autorizadas y Significativas No Autorizadas, basándose en los indicadores de desempeño, orientado a la mejora en el desempeño de regulación de la frecuencia y el control de los intercambios de energía programados entre los países que conforman el SER (ver respuesta 2 a comentarios de la CNEE). Las desviaciones a los intercambios programados representan menos del 1%. El monto total de cargos y abonos que se realicen en concepto de liquidación de las desviaciones a los intercambios programados no se espera que aumente con la aplicación de la presente metodología, ya que lo único que realiza es una asignación o una redistribución de los mismos basados en los indicadores de desempeño. Se puede demostrar que la mayoría de los países tienen habilitados los recursos de generación necesarios para hacer frente a las variaciones de la propia demanda; el problema surge cuando alguna área de control no realiza lo mismo, provocando desviaciones (exportación) a los intercambios programados que le son favorecidos con un abono, es decir, la baja regulación de frecuencia de ésta área de control recibe un pago en

lugar de un cargo, y el área de control que si realiza una buena regulación de frecuencia, está pagando un cargo por los desvío a los intercambios (importación) que son provocados por otro.

10. Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, S.A. de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: El documento publicado por CRIE no evidencia el sustento técnico por el cual se propician los cambios a la clasificación de desviaciones, basándose en los criterios de desempeño indicados como CPS1, CPS2, y DCS, por lo cual, se considera que previo a la aprobación de dicha propuesta, se haga de conocimiento el informe técnico que se basa la propuesta de cambio normativo, así como su efecto económico por área de control según el historial que tiene según la historia que se tiene al momento.

Respuesta:

La presente propuesta tiene como base el Informe Extraordinario de Diagnóstico septiembre 2018: Propuesta Regulatoria clasificación y conciliación de desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control con base en los estados operativos del SER, margen de desviación permitido y criterios de desempeño de regulación de frecuencia CPS1, CPS2 y DCS, mismo que se puso a disposición de los interesados en participar en el presente proceso de consulta pública, que a su vez tuvo como referencia el Informe de Regulación IRMER-E01-2018, el cual esta disponible en el sitio web del EOR. Adicionalmente, debe indicarse que la propuesta regulatoria es una adaptación de los conceptos y criterios del NERC (North American Electric Reliability Corporation), que evalúan el desempeño de los instrumentos que regulan la frecuencia e intercambios, los cuales se encuentran disponibles en el sitio web del NERC.

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Se considera que debe de haber un periodo transitorio o bien indicativo, en el cual se permita evaluar los efectos de la aplicación de la metodología propuesta, dadas que las características y limitaciones físicas de los sistemas eléctricos de cada país, incluyendo los intercambios programados y la variabilidad de los flujos de potencia programados durante las transiciones de los periodos de mercado.

Respuesta:

Se considera que no se necesita un periodo indicativo para la aplicación de la presente metodología, lo anterior debido a que los instrumentos de control están en pleno uso desde hace algunos años. Adicionalmente se indica que la aplicación de la metodología no necesita de una implementación adicional, sin costos significativos adicional para los OS/OM y Agentes del MER; por otra parte, la mayoría de los OS/OM han informado oficialmente al EOR, contar con la factibilidad de implementar esta metodología en corto plazo. Los sistemas SCADA/EMS, y particularmente el AGC, son sistemas informáticos de aplicación a sistemas de potencia con alto grado de especialización y las generaciones más recientes de software, son variaciones muy pequeñas de las versiones que funcionan desde los años 90s; estos sistemas están instalados en la región y han estado trabajando desde entonces en los Centros de Control de los OS/OM. Como son sistemas que funcionan en tiempo real,

están bajo estricta vigilancia y continua calibración para que funcionen de manera óptima ante las características y limitaciones físicas de los sistemas eléctricos de potencia de cada país; en función de las variaciones de la demanda, cada área de control debe activar los diferentes matices de la reserva rodante con las características que se adapten a los requerimientos de variación rápidas y lentas de la demanda. Si los parámetros de control no están correctamente calibrados, entonces será sometido innecesariamente a acciones de control fuera de fase y como resultado, se propicia un parque de generación innecesariamente estresado, e indicadores de desempeño bajos.

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Se considera que la clasificación de las desviaciones también tome en cuenta los estados operativos de las áreas de control, y no únicamente su base en la clasificación en los criterios de desempeño indicados como CPS1, CPS2, y DCS.

Respuesta:

La clasificación de las desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control toma en consideración, fundamentalmente, los estados operativos del área de control. No obstante se ha procedido a modificar los siguientes numerales para complementar el estado operativo de los sistemas realizando los siguientes ajustes:

A5.2.8 "El valor de cumplimiento del indicador CPS1 (...), será clasificada como Significativa No Autorizada, de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7."

A5.3.6 "El valor de cumplimiento del indicador CPS2 (...), será clasificado como Significativa No Autorizada, de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7."

A5.4.7 "El valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS, (...), será clasificada como Significativa No Autorizada, de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7."

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Se concluye que la implementación de la modificación normativa podría generar sobrecostos a las áreas de control, aun cuando tengan los niveles de reserva dentro de los rangos permitidos, debido a las rampas que surgen de las transacciones programadas.

Respuesta:

No se identifica que la propuesta en consulta genere sobrecostos como lo indican en el comentario, lo anterior debido a que tanto nacional como regionalmente las áreas de control ya tienen establecido el cumplimiento de un porcentaje de reserva con respecto a la demanda y eso no genera sobrecostos. Con relación a las rampas que surgen de las transacciones programadas, esto es un parámetro de control que debe ajustarse cuidadosamente en cada área de control, que también se usa para controlar las variaciones de la demanda en cada área de control; aun, las variaciones más importantes de la demanda como hornos de fundición, deben ser controladas con el mismo parque de generación que se utiliza para controlar rampas sostenidas de exportación o importación, haciendo uso de la misma reserva rodante y de la velocidad de respuesta de esa reserva. Por tanto, ante variaciones de carga o de rampas de intercambios, un área de control puede sobre-generar como sub-generar potencia con respecto a una consigna de generación (para subir o bajar generación) para restablecer el equilibrio demanda-generación, y ambos pueden afectar técnica y económicamente a las

áreas vecinas como así misma. Finalmente, una rampa de intercambio es, en cierto modo, técnicamente más factible de controlar que una variación impredecible de la demanda.

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Se sugiere que EOR realice estudios coordinados de reservas con cada OS/OM, de acuerdo a las características de cada país integrante del MER, con el fin de que exista una estandarización en algunos criterios, y que al momento de implementar una modificación tenga un menor impacto operativo y por ende un impacto económico menor ante los intercambios que actualmente se tienen ante una clasificación de desviaciones.

Respuesta:

Cada área de control se caracteriza por una cantidad de factores que le son propios al comportamiento de la demanda, así como a los recursos de generación en línea que son utilizados para abastecer dicha demanda. Todos los AGC tienen la capacidad de parametrizarse en función de las características de su área de control y los criterios de clasificación de los distintos tipos de reserva ya están estandarizados por el fabricante y fueron parametrizados en el momento de la puesta en línea para el control del área de control. El mantenimiento de cada AGC depende exclusivamente de cada OS/OM. Como los AGC que se han instalado tienen varios años de funcionamiento, no se identifica un impacto operativo significativo, por el contrario, la normativa propuesta incentiva el buen funcionamiento de los AGC de cada área de control.

11. Unidad de Transacciones, S.A. de C.V - UT - de El Salvador

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Adicionar al Glosario del Libro 1 del RMER la definición de "ACE crudo: corresponde a los datos de ACE no filtrados."

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Mejora de Redacción

Una mejor definición sería

"Diferencia entre la desviación real en el intercambio de un área de control y la desviación esperada como producto de su Bias y del valor actual de la desviación de la frecuencia."

RAZÓN DE HECHO: La definición propuesta por la CRIE deja a un lado las variables primordiales para el cálculo del ACE y la evaluación de desempeño de la reserva secundaria; los cual es el objeto de las modificaciones bajo análisis.

Respuesta:

Se concuerda con la UT de incluir una definición clara del ACE, que incluya las variables primordiales para el cálculo del ACE; se modifica la definición de Error de Control de Área (ACE) de la siguiente manera:

ACE crudo

Corresponde a los datos calculados en tiempo real del Error de Control de Área (ACE) no filtrados.

Bias de frecuencia(Bi)

Valor en megawatts por cada decihertz (MW/0.1Hz) que representa la respuesta a las desviaciones de frecuencia del área de control "i".

Error de control de área (ACE, por sus siglas en Inglés)

Valor en MW que cuantifica el desbalance entre generación, intercambio neto y demanda de un área de control, y se calcula como la *diferencia instantánea, no intencional, entre el valor real y el de referencia programado, del intercambio de potencia de un área de control, teniendo en cuenta el efecto de la desviación de frecuencia (Bias de frecuencia en MW/0.1 Hz)) para esa área de control y la desviación de frecuencia.*

2- NUMERAL O TÓPICO: Numeral A5.2.2

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: En relación con el Numeral: A5.2.2

"A5.2.2 Los OS/OM diariamente, antes de las trece (13:00) horas posteriores al día de la operación en tiempo real, reportarán al EOR, los valores registrados en el SCADA de la respectiva área de control, conteniendo los siguientes parámetros:

- a) Los datos de medición del ACE crudo, correspondiente a un (1) dato cada cuatro (4) segundos, y*
- b) Los datos de medición de la frecuencia, correspondiente a un (1) dato cada cuatro (4) segundos.*

Los valores registrados en el SCADA serán remitidos por los medios y en los formatos definidos por el EOR."

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: En relación con el plazo de entrega de la información, solicitamos que este sea extendido, como mínimo a tres días hábiles posteriores al día de operación.

RAZONES DE HECHO: En la práctica pueden darse problemas y fallas tecnológicas que impidan la creación y envío de la información necesaria para la determinación y clasificación de desviaciones. Si esto no se considera, se corre el riesgo de realizar cálculos y penalidades ante situaciones en las que se ha realizado una adecuada regulación de la frecuencia y los intercambios de potencia entre áreas de control.

Respuesta:

La UT, OS/OM de El Salvador solicita que se extienda el plazo de entrega de la información, como mínimo a tres días hábiles posteriores al día de la operación; sin embargo un problema de BlackOut de un SCADA es la peor condición que puede afrontar un centro de control; si el sistema redundante se mantuvo en línea, no hay problema con el respaldo de la información. Los sistemas SCADA/EMS tienen muchas facilidades para respaldar la información de tiempo real y en las redes de oficinas, utilizando programas fuera de línea que consulta los

valores requeridos de manera remota; se considera que se deben activar todas las facilidades de las instalaciones tecnológicas para cumplir con la normativa.

3- NUMERAL O TÓPICO: Numeral A5.2.9, A5.2.10 y A5.2.11

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: En relación con el Numeral: A5.2.9, A5.2.10 y A5.2.11
A5.2.9 La aplicación para cada periodo de mercado de la fórmula matemática de cálculo del indicador CPS1 horario, es la siguiente:

Valor del indicador CPS1 horario = $100 * (2 - \text{Promedio del periodo de mercado (CF 1)})$

Donde:

$$CF1 = \frac{CP1}{E1^2}$$

E1: Constante correspondiente al valor RMS de los promedios de 1 minuto del error de la frecuencia (Hz), calculado para el periodo anual respectivo.

$$E1 = \sqrt{\frac{\Delta f1_1^2 + \Delta f1_2^2 + \dots + \Delta f1_n^2}{n}}$$

$$CP1 = \Delta f1 * \frac{ACE1}{-10\beta i}$$

ACE1: Valor promedio del ACE crudo en un minuto.

$\Delta f1$: Promedio de las desviaciones de frecuencia en un minuto.

n: Cantidad de minutos en el año.

βi : Bías de frecuencia del Área de Control (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control.

RMS: Valor eficaz o valor medio cuadrático.

A5.2.10 Los OS/OM cada año, o antes de dicho periodo a solicitud del EOR o de un OS/OM, actualizarán el valor del Bías de su respectiva área de control, en coordinación con el EOR. El nuevo valor será utilizado para el cálculo del valor del indicador CPS1 horario, a partir de la fecha de su actualización.

A5.2.11 En caso que un OS/OM requiera actualizar el valor del Bías de su respectiva área de control, en un periodo menor a 1 año, deberá informar y coordinar oportunamente con el EOR sobre tal actualización, para lo cual deberá presentar al EOR la respectiva memoria de cálculo y los resultados correspondientes para su evaluación y aprobación.

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: El Bías de frecuencia del Área de Control, debería determinarse entre el mayor valor entre el resultado de pruebas de respuesta de frecuencia del área de control o el 1% de la demanda pico proyectada por el área de control para el año siguiente por 0.1 Hz, tal como lo recomendado por el BAL-003 del NERC. Lo anterior, debería incluirse en las modificaciones propuestas.

RAZONES DE HECHO:

- a) La disponibilidad de pruebas para calcular el Bias debe ser de al menos 30 eventos para que se obtenga una estadística representativa para el cálculo de dicho parámetro. Esto en la práctica es difícil de obtener, especialmente cuando las desviaciones de frecuencia son pequeñas por la inercia del sistema mexicano.
- b) El no contar con una estadística representativa, puede llevar a obtener valores de Bias por debajo del valor real y esto introduciría una variable más al problema de las desviaciones de energía.
- c) Según lo recomendado por NERC, desde el punto de vista de soporte de frecuencia por las áreas de control, es deseable un Bias sobrestimado que un subestimado, ya que es preferible una respuesta mayor del área de control ante un evento que una respuesta menor que causaría desviaciones en el resto de las áreas de control.

Respuesta:

Se ha previsto que las actualizaciones de los parámetros de control del AGC, como el Bias de frecuencia, se realice en coordinación con el EOR, presentando la respectiva memoria de cálculo y los resultados correspondientes para su evaluación y aprobación; esto deja abierta las posibilidades de que las metodologías utilizadas, sean adaptadas a las realidades de la región.

4- NUMERAL O TÓPICO: Numeral: A5.4.6.1

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: En relación con el Numeral: A5.4.6.1

“El valor de ACE crudo del área de control debe retornar a cero, si su valor antes del disturbio era mayor o igual a cero. Si el valor de ACE crudo del área de control antes del disturbio era menor que cero, el ACE crudo debe retornar a este valor.”

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: La última parte del párrafo de este numeral debería agregarse lo indicado como subrayado:

“... Si el valor del ACE crudo del área de control antes del disturbio era menor que cero, el ACE crudo debe retornar como mínimo a este valor”.

RAZONES DE HECHO: Lo que se debe observar es que el área de control fue capaz de recuperar el balance carga/generación luego del disturbio, por lo que es necesario hacer la adición indicada; de lo contrario, se podría etiquetar como incumplimiento del criterio si luego del disturbio el ACE es mayor que cero.

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Respuesta:

Se concuerda con modificar la redacción a:

***A5.4.6.1** “si el valor del ACE crudo del área de control antes del disturbio era menor que cero, el ACE crudo debe retornar como mínimo a este valor”.*

5- NUMERAL O TÓPICO: Numeral 3.5

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: En relación con el Numeral: 3.5 Modificar el numeral 16.2.7.1 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

“Las áreas de control deberán operar sus Controles Automáticos de Generación (AGC por sus siglas en inglés), en el modo de frecuencia y control de intercambios, conocido por su nombre en inglés “Tie-Line Frequency Bias” o, para aquellas áreas de control que tengan la capacidad para su aplicación, en el modo “Tie-Line Frequency Bias+ compensación de energía intrahoraria”.

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: El numeral 16.2.7.1 no debería ser modificado.

RAZONES DE HECHO:

- a. Si unas áreas de control operan el AGC en modo “Tie-Line Frequency Bias” y otras en “Tie-Line Frequency Bias + compensación de energía intrahoraria” se estarían incrementando las desviaciones de energía entre áreas de control en lugar de disminuirlas. En sistemas interconectados todos los AGC deben operar en el mismo modo, de lo contrario se introducen nuevos factores que impiden mantener el adecuado balance carga/generación. Mientras algunos AGC de la región no sean capaz de operar en “Tie-Line Frequency Bias+ compensación de energía intrahoraria”, este modo no debe ser introducido en el RMER.
- b. No hay evidencia que sustente que el modo de operación “Tie-Line Frequency Bias+ compensación de energía intrahoraria” impactaría positivamente en la corrección de las desviaciones de energía de la región.

Respuesta:

Se concuerda con la UT sobre no modificar el numeral 16.2.7.1 del Libro III del RMER, ya que en efecto es necesaria mucha coordinación para la compensación intrahoraria de desviaciones usando el AGC, provocando que las otras áreas de control reaccionen de manera forzada contra esa energía adicional (inyectada/extraída) cuando se realiza sin coordinación.

Por tanto, se toma en consideración la observación realizada y se procede a modificar la propuesta en consulta en el numeral 16.2.7.1 y el mismo quedará conforme lo establecido en la resolución CRIE-06-2017.

6- NUMERAL O TÓPICO: Numeral A5.5.9.

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: En relación con el Numeral: A5.5.9.

“En el estado operativo de Emergencia del SER, la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control, para las áreas de control que se encuentren en dicha condición y para ese periodo de mercado, será clasificada como Grave. El EOR indicará el área de control responsable que originó el estado operativo de emergencia y las áreas de control afectadas. Las desviaciones a los intercambios de energía programados, de las áreas de control que no fueron afectadas por el estado de emergencia serán clasificadas según lo estipulado en la presente normativa, en normales, significativas autorizadas o significativas no autorizadas.”

179

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Solicitamos ampliar la aplicación de la definición de desviaciones graves para todos los períodos de mercado (horas), que dure o se prolongue el evento que afecta el sistema eléctrico regional.

RAZONES DE HECHO: La propuesta establece que las desviaciones graves solo se aplicarán a un intervalo de mercado. Sin embargo, en la operación en tiempo real se dan estados de emergencia, con duración mayor a una hora, para el sistema que originó dichas desviaciones, entonces no se le debe eximir del pago de la desviación grave para los periodos posteriores a la falla, siendo que dicho sistema continúa afectando al MER.

Respuesta:

La solicitud de ampliar la definición de desviaciones graves para todos los períodos de mercado, “que dure o se prolongue el evento que afecta el sistema eléctrico regional” (sic), no es necesaria porque el EOR indicará el área de control responsable que originó el estado operativo de emergencia, lo cual tiene un cambio de estado inicial y un cambio de estado final a una determinada hora. De hecho, el Numeral A5.5.10 indica que “En caso que el estado operativo de emergencia persista para un área de control (...) en periodos de mercado posteriores (...) la desviación del área de control no responsable del estado de emergencia se clasificará y conciliará como Significativa Autorizada.”

7- NUMERAL O TÓPICO: Numeral A5.5.14

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: En relación con el Numeral: A5.5.14

“La Clasificación de desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control para cada área de control y período de mercado, será elaborada y publicada por el EOR para información de los OS/OM, a más tardar el vigésimo noveno día (29º) posterior al día de operación en Tiempo Real, por los medios y en los formatos definidos por el EOR.”

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Solicitamos revisar la consistencia de los plazos establecidos en este numeral propuesto, con los establecidos en el 2.5.3 del Libro II contenido en la Resolución CRIE-06.2017.

RAZONES DE HECHO: Los plazos son diferentes, y deben ser homologados (29 o 30 días).

Respuesta:

Al respecto se aclara que el numeral 2.5.3 referido en el comentario y en específico al literal c), se refiere a la entrega de los resultados de la conciliación de las desviaciones, a diferencia del numeral A5.5.14 observando que se refiere a la clasificaciones de las desviaciones, por lo tanto no se identifica inconsistencias entre ambos numerales.

Señala el numeral 2.5.3 Literal c Libro II RMER, lo siguiente: “A más tardar a los 30 días calendario posteriores al día de la operación, el EOR realizará el posdespacho y la conciliación de las Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real. El EOR entregará los resultados de la conciliación de las Transacciones por Desviaciones a los agentes del mercado, a través de los OS/OMS respectivos, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.3;”

8- NUMERAL O TÓPICO: Numeral 4.1

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: En relación con el Numeral: 4.1 del documento de consulta, referente a la adición a realizar en el numeral 2.2.3 del Libro II del RMER.

4.1. Adicionar al final del numeral 2.2.3 del Libro II, los siguientes párrafos:

“Para los casos cuando un OS/OM no registre ante el EOR los equipos de medición comerciales nacionales ubicados en los nodos de la RTR o ubicados en nodos que cumplan lo indicado en el numeral A1.5.3.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER, o no suministre los datos de medición de los mismos en forma y tiempo según la regulación regional, inmediatamente después el EOR deberá aplicar las siguientes disposiciones en la relación del predespacho regional.”

a) Para los OS/OMs, utilizar únicamente la misma información del predespacho nacional de un día que mejor represente la operación prevista del día en cuestión, sin incluir ofertas de oportunidad ni contratos al MER, remitido con anterioridad por el OS/OM, de forma análoga a lo establecido en los numerales 5.12.1 literal a) inciso iv) y 5.13.2 literal a) inciso v); y

b) Para los Agentes, deberán ser suspendidos de realizar transacciones en el RMER.

Para los casos cuando no existan equipos medición comerciales nacionales ubicados en los nodos de la RTR y que no aplique lo indicado en el numeral A1.5.3.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER, el EOR deberá considerar que lo establecido en el numeral A1.9.2.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER, deberá considerarse como medición comercial oficial.”

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Solicitamos considerar como requisito para que un nodo sea parte de la RTR, que el mismo cuente con equipos de medición comercial.

RAZONES DE HECHO: Esta norma no solventa el problema, ya que el numeral A1.9.2.2, indica las alternativas para estimar mediciones, pero considerando que existen equipos de medición.

Asimismo, se considera que los balances de carga no son muy precisos y es muy probable que se agrave el problema de distorsión de la metodología del Retiro Neto.

Respuesta:

No se identifica procedente la solicitud, ya que los criterios para definir si un nodo pertenece a la RTR se definen en el anexo A del Libro III del RMER. La propuesta en consulta en el numeral 2.2.3 indicado, requiere el registro y remisión de los datos para equipos de medición comercial nacional ubicados en los nodos de la RTR, de tal forma que si un nodo de la RTR no cuenta con medición nacional, no es aplicable lo establecido en el numeral 2.2.3 indicado y en consecuencia se espera que en dicho nodo no existan transacciones nacionales y regionales.

9- NUMERAL O TÓPICO: Numeral 4.6

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: En relación con el Numeral: 4.6 del documento de consulta, referente a la adición a realizar en el numeral A4.4.9 del Anexo 4 del Libro II del RMER

4.2 Adicionar el numeral A4.4.9 al Anexo 4 del Libro II del RMER, con el siguiente contenido:

“Precios expost mayores al umbral permitido.



*Si en el proceso del Posdespacho Regional, se verifica que el precio ex post en un nodo de enlace es mayor que el umbral establecido a través del promedio de los precios ex post de los 90 días anteriores en el mismo nodo más 150% y el precio ex post supera al precio nodal ex ante en 150% para el mismo periodo de mercado del día de operación correspondiente, se procederá a **tomar el precio ex ante de dicho nodo más 150%**, para efectos del cálculo del promedio ponderado de los precios **ex post**.”*

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Ante los casos indicados, solicitamos no incrementar la alternativa de considerar el precio ex ante con un 150% adicional, para conformar el precio **ex post**.

RAZONES DE HECHO: La propuesta de agregar el 150% al precio ex ante no es consistente, considerando que los precios ex post se obtienen de la metodología distorsionada del “Retiro Neto”, que incrementa los precios ex ante de forma significativa.

Lo recomendable es valorar las desviaciones a los precios ex-ante dado que son transacciones de inyección o retiro de oportunidad resultantes del diferencial del SIMECR y los intercambios programados, lo cual es congruente con la valoración de las transacciones de oportunidad programadas en el Predespacho Regional.

Asimismo, es importante indicar, que la aplicación del 150% de incremento a los precios ex-ante generaría una gran cantidad de precios “excesivos”, no representativos, con respecto a los Costos marginales de Operación horarios de cada uno de los sistemas nacionales, sobrevalorando las desviaciones en tiempo real, las cuales posteriormente, serían penalizadas de resultar significativas no autorizadas o graves.

En este sentido, ya no sería necesaria la disposición transitoria del numeral 5.2

Respuesta:

Al respecto se aclara que el uso del criterio de umbral del 150% para limitar los precios ex post, ya está establecido en la regulación regional, a través de lo dispuesto en la Resolución CRIE-P-21-2014, por lo que en la propuesta en consulta únicamente está realizando la respectiva consolidación regulatoria. Por otro lado en relación a la pertinencia de la propuesta de utilizar los precios ex ante para valorizar las desviaciones de forma directa, se indica lo siguiente:

a) El motivo de utilizar los precios ex post, incluso ante la alta in-convergencia de posdespacho regional, es para captar en la medida de lo posible, las condiciones reales de retiro en el MER, el hecho que existan distorsiones debidas a las inconsistencia en la información de entrada al proceso de posdespacho, no justifica que se abandone el objetivo del RMER y se realicen esfuerzo posteriores con el fin de reducir al mínimos la causas de dichas distorsiones, mientras tanto se aplicarán las medidas de mitigaciones indicadas al principio de esta respuesta.

b) Además utilizar los precios ex ante para este fin, podría incentivar el incremento de las desviaciones al conocer los precios previamente, en las que se conciliarían las mismas.

12. Administrador del Mercado Mayorista - AMM - de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Tras el estudio de los documentos sometidos a consulta pública, se advierte que, la propuesta presentada por el EOR a la CRIE el día 1 de agosto de 2018 a través de un Informe de Regulación del MER extraordinario (según se indica en el Informe Extraordinario de Diagnóstico fechado septiembre de 2018, que acompaña a la Consulta Pública en cuestión), es distinta a la guía aprobada por mayoría de los OS/OM de la región en reunión CTSO-EOR sostenida el 31 de mayo de 2017.

Es importante remarcar que, la propuesta presentada por EOR ante la CRIE el día 1 de agosto de 2018, que ha servido de base para la propuesta de modificación normativa sometida a consulta pública, no fue consensuada con todos los OS/OM.

Por ello, el AMM expresa su desacuerdo con la forma en que se ha procedido para llegar a este punto de consulta pública -que normalmente antecede a la emisión de modificaciones al RMER-, dado que, para ello, no se han tomado en cuenta las recomendaciones técnicas de todos los operadores de sistema y de mercado nacionales.

Dicho proceder no abona hacia la consecución de los fines para los cuales fue creado el MER, sino impone un mecanismo que crea sobrecostos que de ningún modo provoca que beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región, sino más bien, repercutirán negativamente en los Agentes y las demandas nacionales.

Como se expone a continuación, la propuesta contradice la finalidad del Tratado Marco, porque incurre en deficiencias técnicas y no toma en cuenta la realidad de la operación de los sistemas eléctricos que componen el SER.

Respuesta:

Se indica que la presente propuesta ha sido ampliamente discutida en las reuniones del Comité Técnico de Seguridad Operativa desde el año 2015, en la cual el AMM forma parte. Adicionalmente se manifiesta que una de las propuestas metodológicas fue presentada por el AMM, dicha propuesta no prosperó al no ser aceptada por la mayoría de los OS/OM. Además, para este tema se conformó una comisión Ad Hoc de la Junta de Directores del EOR para darle seguimiento a la discusión sobre la propuesta metodológica, en esta comisión se tuvo la asistencia del Director representante de Guatemala. En este sentido se constata que efectivamente existió participación de todos los OS/OM a nivel ejecutivo y técnico en la elaboración de la propuesta metodológica.

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

2.1 Sobre la base del estado operativo del SER (normal, alerta), en el RMER se establece una relación y dependencia, en conjunto con los criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD) regionales, descritos en el contenido de las secciones 5.17.3, 5.17.4, 5.17.5 y 5.17.6 del Libro II del RMER, así como al reconocimiento de la desviación permitida indicada en los numerales 5.17.2.2 y 5.17.2.3 del Libro II

del RMER, para la establecer [sic] la clasificación de las desviaciones en Normal, Significativa Autorizada, Significativa No Autorizada y Grave; la propuesta planteada, está obviando esta relación y dependencia y, es clasificando únicamente las desviaciones con base al cumplimiento de los indicadores CPS1, CPS2 y DCS, con lo cual se está en desacuerdo.

2.2 La propuesta de cambio de nivel del margen de desviación permitida en un período de mercado, esta desapegado a la realidad operativa de las áreas de control del SER, se pretende aplicar un trato desigual a todas las áreas de control, no considera que hay una desviación permitida por cambios de intercambio 5 minutos antes y 5 minutos después de la hora en punto, tendrá mayor afectación sobre las áreas de control con mayor intercambio programado en contra de los objetivos del Tratado Marco, porque desincentiva el crecimiento del MER.

2.3 El indicador CPS1 de la NERC (de donde fue tomado para esta aplicación) no está diseñado para abordar el problema de flujos de potencia no programados entre áreas de control, o del control de intercambio inadvertido. Esto lo advierte la misma NERC en el documento que se adjunta como medio de prueba denominado "Performance Standards Reference Guidelines", versión 1 con fecha de aprobación de junio 15, de 2010. El objeto del CPS1 es identificar el comportamiento de las áreas de control en la regulación de la frecuencia. Por lo cual se está en desacuerdo con su aplicación.

2.4 Para los objetivos de la reducción de las desviaciones de energía a los intercambios programados entre áreas de control del SER, de la experiencia regional adquirida desde el año 2015, ha mostrado ser más efectivo implementar medidas operativas, como el cambio del valor de la banda muerta del Control Automático de Generación (AGC por sus siglas en inglés), la actualización del Bias del AGC de las áreas de control y las verificaciones periódicas a las mediciones comerciales (SIMECR) en las interconexiones entre áreas de control del SER.

2.5 No se está de acuerdo con establecer una penalización por datos faltantes o inválidos de SCADA, ya que no contribuye con el objetivo de reducir desviaciones de energía a los intercambios programados entre áreas de control del SER.

2.6 La propuesta de [sic] planteada, sólo generará flujos económicos adicionales entre áreas de control, que no cumplen con el objetivo final de reducir las desviaciones de energía a los intercambios programados entre áreas de control del SER.

Respuesta:

La propuesta no contradice la normativa regional, por el contrario, la propuesta ayuda a darle firmeza a esa relación de dependencia. Se ha hecho un ajuste a la propuesta de cambio del margen de desviación permitido considerando lo que indica el AMM. En relación a la aplicación horaria del CPS1, en el numeral 6 de respuestas al AMM se da una explicación detallada de su aplicabilidad.

3. NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Sobre el informe Técnico de Diagnóstico con fecha septiembre 2018 que acompaña la Consulta Pública, no se observa ningún análisis técnico que respalde la propuesta realizada por el EOR. El mismo se limita a dar una descripción de los antecedentes, presentar las normativas relacionadas y a comentar brevemente sobre los objetivos y justificación de la propuesta. Se solicita a la CRIE, como ente regulador, que lleve a cabo un análisis técnico a profundidad los alcances y efectos de



la aplicación de esta propuesta, así también se analicen los resultados derivados de los periodos de prueba que realizó el EOR entre el año 2017 y 2018.

Respuesta:

La presente propuesta tiene como base el Informe Extraordinario de Diagnóstico septiembre 2018: Propuesta Regulatoria clasificación y conciliación de desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control con base en los estados operativos del SER, margen de desviación permitido y criterios de desempeño de regulación de frecuencia CPS1, CPS2 y DCS, mismo que se puso a disposición de los interesados en participar en el presente proceso de consulta pública, que a su vez tuvo como referencia el Informe de Regulación IRMER-E01-2018, el cual esta disponible en el sitio web del EOR. Adicionalmente, debe indicarse que la propuesta regulatoria es una adaptación de los conceptos y criterios del NERC (North American Electric Reliability Corporation), que evalúan el desempeño de los instrumentos que regulan la frecuencia e intercambios, los cuales se encuentran disponibles en el sitio web del NERC.

4. NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Sobre los periodos de prueba que realizó el EOR entre el año 2017 y 2018, se debe hacer la observación que, los mismos corresponden a modelos de guía de clasificación de desviaciones muy diferentes al propuesto en el Documento de Consulta. En este caso, la modificación del margen de desviación permitido modifica totalmente la cantidad de horas donde se identifica desviaciones significativas autorizadas y no autorizadas. Por lo tanto, no hay un sustento técnico que demuestre el alcance de lo que se está proponiendo y sus repercusiones, por lo que se solicita a CRIE que lleve a cabo el análisis técnico correspondiente.

Respuesta:

Durante el periodo de prueba se utilizó el margen permitido de la normativa vigente. La propuesta de margen de desviación permitido ha sido modificada en la presente propuesta de acuerdo a las observaciones del AMM.

5. NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Sobre la metodología de Clasificación y Conciliación de Desviaciones que acompaña a la propuesta de modificación normativa debe considerarse que, no solamente debe enfocarse en relacionar al tipo de desviación con el cumplimiento de los indicadores de desempeño. La misma debe también considerar la realidad operativa de los sistemas eléctricos, las magnitudes y las estadísticas de los intercambios entre áreas de control del SER, en el sentido de aceptar que los mismos no son perfectos, ya que hay actuación de controles automáticos de generación y órdenes de despacho instruidas a la generación, para cambios de intercambio entre horas y ante eventos; en el caso de los eventos, luego de ocurrida una pérdida de generación o carga, prosigue un periodo de restablecimiento, donde, aun contando con las reservas suficientes, no es posible corregir de inmediato las desviaciones a los intercambios programados, ni volver inmediatamente a cero el Error de Control de Área (ACE, por sus siglas en inglés), además también debe ser congruente o guardar relación con los tiempos que el MER establece para los eventos y su corrección. Asimismo, es importante también que la propuesta respete la relación entre los estados operativos del sistema, así como el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales. En este sentido, debe tenerse en observancia lo indicado en los numerales 5.17.4 y 5.17.5 del Libro II del RMER, donde se observa que las desviaciones significativas autorizadas y significativas no autorizadas ocurren tras activarse el estado de alerta, y no únicamente por haber violado alguno de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales. La metodología también debe ir de la mano con lo establecido con la Regulación Regional. Por ejemplo, el numeral 16.2.7.11 del Libro III indica que el ACE debe reducirse a cero en un tiempo máximo de 15

minutos luego de un evento de pérdida de generación. Es decir, el RMER reconoce una realidad operativa y por lo tanto, permite que el ACE sea diferente de cero hasta que las acciones remediales corrijan el desbalance. Sin embargo, es lógico también considerar que durante este tiempo no sea posible cumplir algún criterio de desempeño.

Respuesta:

La clasificación de una desviación a los intercambios programados en normales y significativas autorizadas o no autorizadas, es una consecuencia de un proceso de evaluación, que además del criterio de cumplimiento de los CCSD, considera el criterio del EOR de los numerales 5.17.4.2 y 5.17.5.2 del Libro II del RMER, para autorizar o no autorizar las desviaciones a las transacciones programadas, con el objeto de preservar la calidad, seguridad y desempeño y las economías regionales.

6. NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Respecto a lo anterior, se observa que, la metodología propuesta no respeta dichos conceptos, ya que, aunque mencione los estados operativos del sistema, estos no son determinantes en la clasificación. Lo que pareciera que determina la clasificación, es el cumplimiento de todos los indicadores propuestos (CPS1 horario, CPS2 horario y DCS). Es decir, que, si se pierde generación y se logra llevar el ACE a cero en 15 minutos, igualmente se tipificará como una desviación significativa no autorizada porque el ACE promedio de los valores utilizados para indicadores como el CPS1 horario y CPS2 horario, no se cumplieron. Esto es una contradicción a los numerales 5.17.4.1 del Libro II y 16.7.2.11 del Libro III, del RMER.

Respuesta:

Se ha previsto en los numerales A5.5.8 y A5.5.9 que ante una instrucción del EOR de cambios a las transacciones para llevar al sistema eléctrico para preservar el cumplimiento de los CCSD, o que se declare un estado operativo de emergencia, cuando el sistema eléctrico opera fuera de los límites establecidos provoca que se tome esta distinción de los estados operativos en los casos mencionados arriba y para el resto de los casos, lo que domina es la distinción del cumplimiento del margen permitido. Además, las diferentes clasificaciones de las desviaciones en normales, significativas autorizadas o no autorizadas y graves, lo hacen con base en los estados operativos del SER. Conforme al numeral A5.5.3, si durante un periodo de mercado, se cumplieron los criterios CPS y durante una fracción de ese mismo periodo de mercado se dio una falla de generación tal que se cumple el criterio de Disturbio Reportable y el DCS, la desviación se declara Significativa Autorizada.

7. NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: No se está de acuerdo con el uso del indicador CPS1 horario para Clasificar Desviaciones por los siguientes motivos.

El indicador CPS1 del NERC (de donde fue tomado para esta aplicación) no está diseñado para abordar el problema de flujos de potencia no programados entre áreas de control, o del control de intercambio inadvertido. Esto lo advierte la misma NERC en el documento que se adjunta como medio de prueba denominado "Performance Standards Reference Guidelines", version 1 con fecha de aprobación de junio 15, de 2010.

El objeto del CPS1 es identificar el comportamiento de las áreas de control en la regulación de la frecuencia. Para el caso del SER, la frecuencia está dominada por un sistema mucho mayor al que se

encuentra interconectado y ninguno de los países de América Central, individualmente, tiene la reserva suficiente para propiciar una corrección a la frecuencia de todo el sistema interconectado.

La métrica de cálculo del CSP1[sic] en el estándar BAL -001-0.1 está diseñada para evaluaciones anuales y no para evaluaciones horarias.

Respuesta:

La propuesta de utilización del CPS1 para clasificar desviaciones no riñe con los CPS del NERC, y si es posible la aplicación horaria o intrahoraria porque se basan en Factores de Cumplimiento CF promedio de 1-minuto para luego calcular el promedio de una hora, del día, del mes o del año; y se calcula de esta forma para registrar el desempeño del AGC por periodos solamente (en la referencia, los autores calculan el Factor de Cumplimiento CF en periodos de 1 segundo)⁴. Es más, los CPS y DCS pueden utilizarse para implementar una lógica de control del AGC, utilizando cada minuto de reloj, un valor CF que sea calculado como su promedio de minuto del error de frecuencia el promedio del ACE dividido por su Bias de frecuencia⁵.

8. NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Las medidas tomadas en cuanto la cantidad de datos no válidos de ACE y frecuencia para los indicadores son por sí mismas, penalizaciones por falta de información, en cuyo caso debieran ser tratadas como sanciones siguiendo el debido proceso. En todo caso, si se tomó de base el estándar, BAL -001-0.1a, debió observarse que ahí se propone una medida lógica y coherente para el tratamiento de datos no válidos, con el agravante de que es más restrictiva la medida propuesta para reemplazar la data (tomar el menor valor medido en un día para una hora incumplida, y el menor valor para todas las horas del día, de un día cuando se presente tarde los datos de ACE y frecuencia). Con estas medidas, se pierde el objetivo primordial de reducir las desviaciones a los intercambios de energía entre las áreas de control del SER

Respuesta:

Tal como se aprecia en las respuestas a los comentarios de la AMM en los numerales 13 (propuesta A5.2.5) y numeral 19 (propuesta A5.3.3). En un primer momento se observa que se incluyó una interpretación del AMM que no se coincide con lo dispuesto en la norma citada del NERC. Como segundo punto se indica que la posibilidad de tener datos inválidos es muy baja por la redundancia de toma de medición de los SCADAs. Como último punto, se indica que los criterios de validez de los datos proviene de un análisis estadístico de los datos históricos que proporcionaron los OS/OM, en consecuencia, son representativos de la región.

9. NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: No se está de acuerdo con el cambio propuesto respecto al margen de desviación permitida indicado en el numeral 5.17.2.3 del Libro II del RMER. En este caso, se observa que, sin el sustento debido y sin la medición de pruebas necesaria, se está afectando a las áreas de control con mayores niveles de intercambio. Esto, sin duda, va en contra de los Fines del Tratado Marco, y del

⁴ Tetsuo Sasaki and Kazuhiro Enomoto, "Dynamic Analysis of Generation Control Performance Standards", IEEE Transactions On Power Systems, Vol.17, No.3, August 2002.

⁵ M. Yao, R. Shoultz, R. Kelm, "AGC Logic Base don NERC's New Control Performance Standard and Disturbance Control Standard, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 15, No. 2, May 2000.

objeto del Tratado “El presente Tratado tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico regional competitivo, en adelante denominado el Mercado, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente”. El hecho de limitar el margen de desviación permitida a 4 MWh a partir de intercambios mayores de 80 MW, deja de considerar las desviaciones producidas asociadas a los cambios de intercambio entre períodos de mercado por las rampas que considera el RMER en el numeral 5.17.2.2 del Libro II. Como se muestra en el detalle, solo el hecho de pasar de 0 a 300 MW de intercambio ya produce una desviación de 6.25 MWh por los 5 minutos de cambio, tanto para la hora anterior, como la hora siguiente al cambio. De nuevo, se observa necesario que la CRIE haga un análisis técnico más profundo de la propuesta, observando aspectos técnicos y realidades físicas y operativas de los sistemas eléctricos que conforman el SER

Respuesta:

Considerando el análisis del AMM, se ha realizado un ajuste a la propuesta de margen de desviación permitido, relacionado con el numeral 5.17.2.3 del Libro II del RMER, que toma en consideración lo establecido en el numeral 5.17.2.2 del Libro II del RMER.

10. NUMERAL O TÓPICO: A5.1

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Inciso b) “Valor de los indicadores CPS1 horario, CPS2 horario y desempeño ante disturbios DCS”;

Análisis:

1. El criterio de desempeño del CPS1 fue creado por la NERC de Estados Unidos para evaluar la participación en la regulación de la frecuencia de las áreas de control, no para establecer la responsabilidad en la participación de desviaciones a los intercambios programados entre áreas de control. Esto puede confirmarse en el texto recogido en la página 5 de la documentación de la misma NERC en el documento denominado “Performance Standards Reference Guidelines”, version 1 con fecha de aprobación de junio 15, de 2010:

Chapter 2- Control Performance Standard 1, CPS1 [Area Interchange Error Training Document - ACE Equation]

Control Performance Standard 1, CPS1 [Area Interchange Error Training Document- ACE Equation]
CPS1 provides the BA with a frequency-sensitive evaluation of how well its demand requirements were met. The measure is not designed to be a visual indicator that an operator would use to control system generation, nor is it designed to address the issue of unscheduled power flows, or control of inadvertent interchange.

Traducción: “...No está diseñado para abordar el problema de flujos de potencia no programados, o del control de intercambio inadvertido”

2. Asimismo, en el caso del SER, la frecuencia del sistema interconectado es predominantemente manejada por la dimensión del sistema más grande, por lo tanto, no es representativo utilizar para las áreas de control del SER el criterio CPS1, y más aún temas de clasificación de desviaciones. En este caso, precisa más utilizar indicadores relacionados al control de intercambios entre áreas de

control que tienen relación directa con las desviaciones a los intercambios, como el CPS2 contenido en el RMER, u otros más recientes como el BAAL, descritos en el estándar de NERC en febrero de 2013 en el estándar BAL-001-2.

3. A lo anterior se suma el hecho que, el signo (más o menos) del ACE promedio cada minuto no necesariamente indica que el área esté ejerciendo regulación para corregir la frecuencia. Esto también puede darse por la coincidencia, o la suerte que un error de control en el área de control evaluada (ACE) tenga el signo opuesto al delta de frecuencia que en su momento esté dominada por otras áreas de control. Por ejemplo, el área de control pudo haber perdido carga y presentar un ACE positivo, no corregido adecuadamente por su reserva, en un instante donde la frecuencia esté por debajo de 60.00 Hz. En este caso el CPS1 considerará que el área está corrigiendo la frecuencia y no será meritorio de una clasificación de desviación como significativa no autorizada.
4. Finalmente, debe considerarse que, la propuesta de utilización del CPS1 para clasificar desviaciones se deriva a la medición y aplicación horaria, cuando este indicador fue diseñado para evaluaciones de al menos un año compuesto por cálculos mensuales, con un objetivo de desviación estándar de la frecuencia deseado. Por lo tanto, se observa que el indicador CPS1 está siendo alterado respecto a lo indicado por la NERC.
5. Estas observaciones ya habían sido comunicadas al EOR durante el proceso de elaboración de la propuesta, pero las mismas fueron desestimadas.

Razones de hecho

El CPS1 fue creado dentro de los estándares del NERC con la finalidad de evaluar la participación de las áreas de control en el control de la frecuencia, la misma NERC advierte que no debe utilizarse con la finalidad abordar la problemática de las desviaciones de energía, así como el control de los intercambios inadvertidos; Asimismo, no es prudente intentar asignar una responsabilidad de corrección de frecuencia a los países miembros del SER cuando la frecuencia es dominada por el sistema más grande. Asimismo, el indicador CPS1 no necesariamente indica que un área esté ejerciendo regulación para corregir la frecuencia, la concordancia del signo (signo más o signo menos) del factor CF1 puede darse producto de la casualidad; y finalmente, el indicador CPS1 del NERC está diseñado para realizar evaluaciones anuales, con cálculos mensuales. No está diseñado para evaluaciones horarias, por lo tanto no se está utilizando la formulación tal cual está en la NERC, tal y como fue solicitado por la CRIE al EOR, según se indica en el Informe Extraordinario de Diagnóstico, con fecha septiembre 2018 que acompaña a la Consulta Pública.

Razón de derecho

La propuesta de incorporar la métrica CPS1 en la clasificación de desviaciones infringe el principio de Competencia del Tratado Marco (“Libertad del desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias”, el subrayado es propio)

Solicitud:

Eliminar de la propuesta de adecuación normativa al indicador CPS1 horario, así como las definiciones propuestas al Glosario del RMER: “Parámetro de control (CPS1)”.

Respuesta:

1. El criterio CPS1 utiliza la correlación de mediciones promedios de 1 minuto de 1) desviaciones de frecuencia y de 2) desviaciones de transferencias, como un indicador para la evaluación del comportamiento del área de control, con los cuales se calcula el Factor de Cumplimiento promedio al minuto (CF_{1-min}); una correlación positiva entre ellas indica que las dos variables se mueven en la misma dirección, mientras que una correlación negativa indica que la acción de control impulsada por el ACE está corrigiendo el error de frecuencia Δf . Al final de una hora (periodo de mercado), se promedia los 60 valores promedios de CF_{1-min} para obtener el Factor de Cumplimiento del día, de la semana, del mes, hasta finalmente, calcular el promedio de 12 meses consecutivos⁶.

La afirmación del AMM de que el CPS1 es un indicador que determina la participación de la regulación de frecuencia de las áreas de control, es ambigua y poco precisa; el indicador CPS1 determina la contribución del área de control a los objetivos de calidad del sistema interconectado al cual pertenece (interconexión multiárea) de la siguiente manera: Si la desviación de frecuencia Δf y del ACE son positivos en un cierto periodo de tiempo, indica que el área tiene más generación que la proyectada y, en consecuencia, no ayuda a la reducción de la sobre-generación y a restaurar la frecuencia a su valor base o nominal; de igual forma, si las dos son negativa, indica que hay baja generación que la demandada y no se está restaurando la frecuencia; por tanto, el indicador CPS1 es útil para calificar una desviación a los intercambios programados de energía de un área de control, de acuerdo a su propia definición: el criterio CPS1 establece un límite para la correlación positiva entre Δf y el ACE puesto que si esta variables se mueven en la misma dirección se perjudica el rendimiento del control de frecuencia, sobregenerando o subgenerando lo que implica desvíos en los intercambios; por el contrario, no hay límite para la correlación negativa⁷.

En cuanto al texto citado, de que el indicador CPS1 no está diseñado para el control de inadvertidos, y esto no contradice ni riñe con la propuesta regulatoria de calificar o clasificar un inadvertido con el indicador de desempeño. En la referencia sin embargo se utiliza los criterios CPS para controlar el AGC.⁸

2. El criterio CPS1 se basa, por definición, en que la frecuencia de estado estable en el sistema interconectado multiárea es uniforme en toda la región, por lo cual, la afirmación del AMM que *"la frecuencia del sistema interconectado (...) no es representativo utilizar para las áreas de control del SER..."* no tiene fundamento. Posteriormente, al indicar que es mejor utilizar indicadores relacionados al control de intercambios entre áreas de control como el CPS2, carece también de fundamento porque el Criterio CPS2 tiene por objetivo controlar que las excursiones del valor del ACE con respecto a cero, estén dentro de un rango especificado⁹. Es más, se ha demostrado que bajo ciertas condiciones, la satisfacción del criterio CPS1 implica que el Criterio CPS2 es satisfecho,

⁶ Ranger System, ABB, Automatic Generation Control (AGC), subsystem design document, 2003, pag 120.

⁷ Marcelo Areas, José Martínez, "Verificación del cumplimiento de los Criterios CPS de la NERC en el SIN del Ecuador, Revista Energética, Vol XXX1, No. 2/2010, página 44.

⁸ M. Yao, R. Shoultz, R. Kelm, "AGC Logic Base don NERC's New Control Performance Standard and Disturbance Control Standard, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 15, No. 2, May 2000.

⁹ George Gross, "Analysis of Load Frequency Control Performance Assessment Criterios, IEEE Transactions On Power Systems, Vol 16, No. 3, Agost 2001, pág. 521, literal A y B.

lo que puede convertirse en un chequeo innecesario del Criterio CPS2¹⁰; lo que demuestra la referencia, que se debe utilizar necesariamente el Criterio CPS1.

3. La afirmación del AMM de que el signo (+/-) "del ACE promedio cada minuto no necesariamente indica que el área esté ejerciendo regulación para corregir frecuencia", es precisamente lo que el indicador CPS1, por definición, cuantifica si el AGC está regulando la frecuencia en la proporción que le corresponde o no.
4. Como se mencionó en el numeral 1, la propuesta de utilización del CPS1 para clasificar desviaciones no riñe con los CPS del NERC, y si es posible la aplicación horaria o intrahoraria porque se basan en Factores de Cumplimiento CF promedio de 1-minuto para luego calcular el promedio de una hora, del día, del mes o del año; y se calcula de esta forma para registrar el desempeño del AGC por periodos solamente (en la referencia, los autores calculan el Factor de Cumplimiento CF en periodos de 1 segundo)¹¹. Es más, los CPS y DCS pueden utilizarse para implementar una lógica de control del AGC, utilizando cada minuto de reloj, un valor CF que sea calculado como su promedio de minuto del error de frecuencia el promedio del ACE dividido por su Bias de frecuencia¹².
5. Con respecto al quinto punto, se indica que la presente propuesta ha sido ampliamente discutida en las reuniones del Comité Técnico de Seguridad Operativa desde el año 2015, en la cual el AMM forma parte. Adicionalmente se manifiesta que una de las propuestas metodológicas fue presentada por el AMM, dicha propuesta no prosperó al no ser aceptada por la mayoría de los OS/OM. Además, para este tema se conformó una comisión Ad Hoc de la Junta de Directores del EOR para darle seguimiento a la discusión sobre la propuesta metodológica, en esta comisión se tuvo la asistencia del Director representante de Guatemala. En este sentido se constata que efectivamente existió participación de todos los OS/OM a nivel ejecutivo y técnico en la elaboración de la propuesta metodológica.

11. NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Inciso c) "*Margen de desviación permitido del 5% de la transacción programada cuando ésta sea menor o igual a 80 MW, y de 4 MWh constantes para transacciones programadas mayores a 80 MW, para cada periodo de mercado y para cada área de control*":

El AMM está en desacuerdo rotundo con el cambio de valores del margen de desviación permitida, respecto a lo indicado actualmente en el numeral 5.17.2.3 del Libro II del RMER. Esto desincentivaría totalmente a las transacciones cuando los intercambios sean mayores 80 MW. [sic]

¹⁰ George Gross, "Analysis of Load Frequency Control Performance Assessment Criterios, IEEE Transactions On Power Systems, Vol 16, No. 3, Agost 2001, pág. 522, romano III.

¹¹ Tetsuo Sasaki and Kazuhiro Enomoto, "Dynamic Analysis of Generation Control Performance Standards", IEEE Transactions On Power Systems, Vol.17, No.3, August 2002.

¹² M. Yao, R. Shoults, R. Kelm, "AGC Logic Base don NERC's New Control Performance Standard and Disturbance Control Standard, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 15, No. 4, May 2000.

Razones de hecho que respaldan lo anterior:

1. Entre mayor es el intercambio programado, menos opción se tiene en que la desviación esté dentro de la desviación permitida. Entre mayores intercambios, mayor será la restricción y habrá menores incentivos para incrementar las transacciones y la señal favorece menores intercambios. Esto no va de acuerdo con la lógica ni favorece el crecimiento del MER, e introduce desigualdades.
2. No se está considerando lo indicado en el numeral 5.17.2.2 del Libro II del RMER: "para cada transacción programada, por área de control, se permitirá un margen de desviación asociado a los cambios graduales de transacciones entre periodos de mercado. Los cambios graduales de las transacciones programadas deberán efectuarse cinco (5) minutos antes y después del cambio de periodo".

En este sentido:

- a) Debe recordarse que la desviación como tal se considera al restar el intercambio real, del intercambio programado para cada periodo de mercado. El intercambio programado es constante y no considera la rampa de cambio gradual. Ver definición de desviación según el Glosario del RMER:

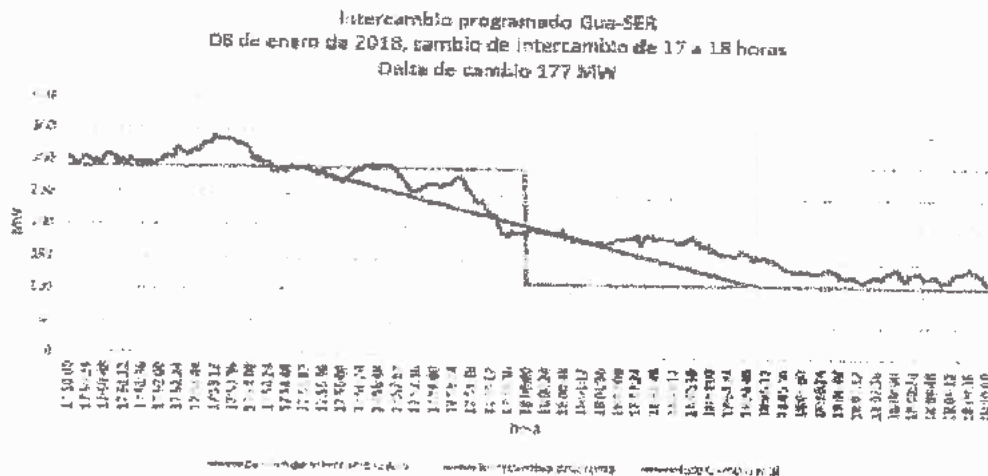
Desviaciones en Tiempo Real

Desviaciones de las transacciones de energía por área de control determinadas a partir de la diferencia entre el intercambio de energía registrado por el SIMECR, en el día de la operación en tiempo real en cada enlace entre áreas de control y el intercambio de energía programado en el Predespacho regional o Redespacho Regional respectivo.

- b) Al condicionar a que todo intercambio superior a 80 MW, solo se le permita una desviación de 4 MWh, implicaría que no podría hacer cambios de intercambio entre horas con deltas (con cambios) mayores a 96 MW. Si el delta es mayor a 96 MW, entonces la desviación generada ya superaría los 4 MWh, aun ejerciendo la regulación necesaria para acoplar el intercambio real al intercambio programado.
- c) La situación anterior se agravaría si el intercambio cambia dos veces en una hora, es decir, si hay un cambio respecto a la hora anterior y otro respecto a la hora siguiente.
- d) Debe advertirse, que, para el caso de Guatemala, se han registrado 303 horas, en las que se ha tendido un cambio de intercambio con un delta mayor a 96 MW, en el periodo analizado de enero a junio del año 2018. (No se han considerado horas donde hay dos cambios de intercambio, que juntas superen el delta de 96 MW).
- e) En el caso de una rampa para pasar de 0 a 300 MW entre una hora y otra, la desviación sería de 6.25 MWh en exceso y en la hora siguiente se tendría una desviación de 6.25 MWh en déficit; esto, aun ejerciendo una regulación perfecta por medio de las acciones que se hagan para mantener el intercambio real igual al del programa con rampa de cambio. Como puede concluirse, el límite de 4 MWh para una desviación no refleja una realidad operativa acorde a valores de intercambio que se manejan en la región, cuya red de transmisión se desarrolló para manejar niveles de intercambios de hasta 300 MW.

- f) La desviación producida por variaciones de intercambio podría corregirse si todas las áreas de control dispusieran y ejercieran de manera coordinada la corrección de energía en cada periodo de mercado. Sin embargo, se ha informado que no todas las áreas de control disponen del equipamiento necesario; sería más económico para la región invertir en la implementación de esta herramienta en su AGC, que el valor económico de la implementación de la propuesta planteada por la CRIE para modificar el RMER. Por lo tanto, si una sola área de control no dispone de ese control, no es posible hacer la corrección de energía en el mismo periodo de mercado.
- g) Asimismo, debe tomarse en cuenta que el EOR no ha presentado un estudio formal que sustente el cambio de valores indicados en el numeral 5.17.2.3 del Libro II del RMER.

Si la desviación permitida se consume totalmente por la variación de intercambio entre horas, y no deja ningún margen para otras variaciones que son normales de la operación de cualquier sistema o ante eventos, como disparos de unidades generadoras, aun contando con las reservas y recursos necesarios, se causarían desviaciones por encima del margen de desviación permitido, lo cual no es lógico ni acorde a la realidad de la operación de los sistemas eléctricos de potencia. A continuación, se muestra el ejemplo de un caso real, donde se varió el intercambio entre Guatemala y el resto del SER, pasando de 290.88 a 113.24 MW. Esto ocurrió el 08 de enero de 2018, entre las 17 y 18 horas. Como puede observarse en la figura, aun ejerciendo una regulación adecuada, se genera una desviación entre el intercambio real y el programado, producto de la rampa de variación de intercambio. En este caso, el delta de intercambio fue de 177 MW, causando una desviación de 7.37 MWh. La desviación de la hora afectada fue de 5.86 MWh, superando a los 4 MWh que propone el cambio a la norma



3. Finalmente, la propuesta del cambio del margen de desviación permitido carece de sustento técnico y de pruebas de medición que verifiquen el nivel de afectación.

Razones de Derecho:

La propuesta de cambio normativa va en contra del Tratado Marco que establece el Principio de Competencia ("Libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en

reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias”, el subrayado es propio). Es claro que la medida propuesta afectaría más a las áreas que tengan una magnitud mayor de intercambios que a las que tienen niveles de intercambio menores. También va en contra de los Fines del Tratado Marco: “Establecer las condiciones del crecimiento del Mercado Eléctrico regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social”; “Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes,..”

Asimismo, la propuesta contradice lo indicado en el numeral 5.17.2.2 del Libro II del RMER, porque no sería posible cumplir con los límites que se proponen.

Solicitud:

No modificar el actual margen de desviación permitido en el numeral 5.17.2.3 del Libro II del RMER y utilizarlo tal cual en la propuesta de redacción normativa. Asimismo, requerir al EOR que realice un estudio en coordinación con los OS/OM, para la actualización razonable y sustentable de dichos valores de desviación permitida.

Numeral 5.17.2.3 del Libro II el RMER:

5.17.2.3 El margen de desviación permitido, por área de control, será el máximo entre:

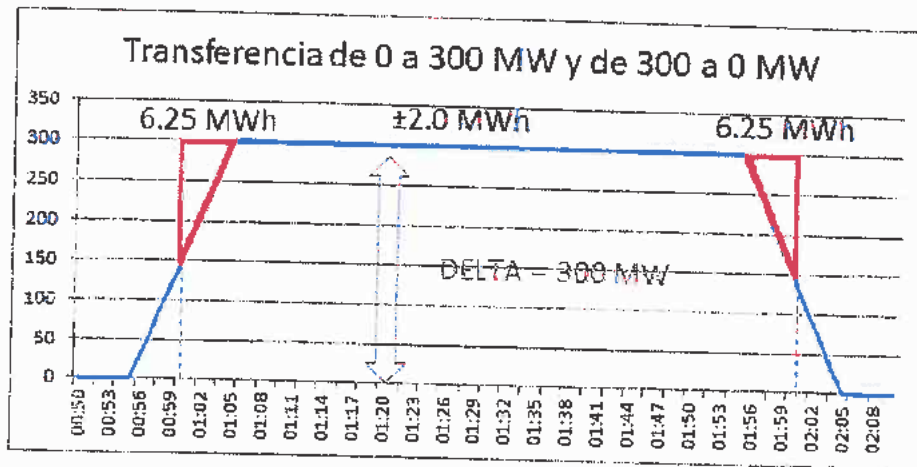
a) Cinco por ciento (%) de la transacción programada; y

b) Cuatro (4) MWh multiplicado por la duración del *período de mercado* en minutos dividido por 60 minutos.

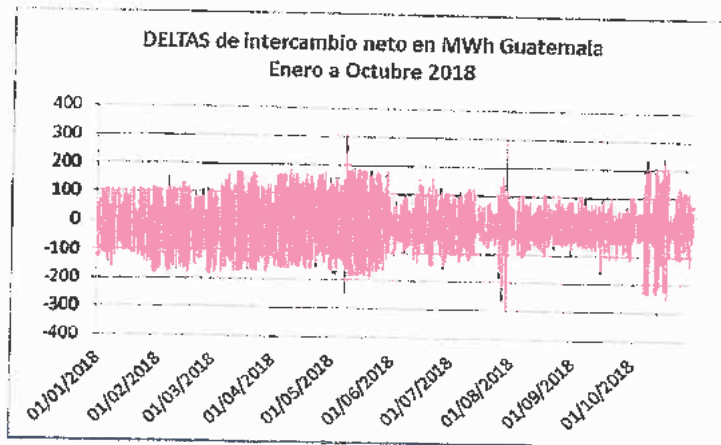
Respuesta:

1. El AMM afirma que “entre mayor es el intercambio programado, menos opción se tiene en que la desviación esté dentro de la desviación permitida”, y deja de lado el hecho que el AGC no valora el tamaño de los intercambios, solamente las desviaciones que depende del balance entre la generación y la demanda de la propia área de control. En el caso del RMER, que permite un margen de desviación permitido como el máximo entre el 5% de la transacción o 4 MWh, si la transacción está arriba de 80 MWh (4 MWh entre 5%), el margen permitido crecería sin límite, sin posibilidades de control a las desviaciones en los intercambios por área de control. Todos los sistemas de control poseen umbrales de control, bandas muertas, tolerancias que deben ser atendidas para un efectivo control de las transacciones y son, con algunas condiciones, independientes del tamaño de la transacción: se puede conseguir desviaciones de 15 MWh (baja regulación) con una transacción de cero (0) entre pares de países como para una transacción de 300 MW o más, ya que lo se controla siempre es el balance de generación y demanda de cada área de control y para ello, cada área de control tienen que tener habilitados las reservas que permitan controlar las variaciones de su propia demanda.

No obstante se ha realizado un análisis de desviaciones teóricas a las transacciones programadas de cero a trescientos MW, en los cuales obtendría teóricamente 12.5 MWh de desviaciones solamente por el efecto de rampa:



Se trató de identificar mediante un análisis de las desviaciones reales en el periodo enero a octubre de 2018, los casos de “cambios, Deltas o incrementos o decrementos” entre dos programaciones sucesivas de intercambios de 300 MW, y se determinó que la mayoría está acotada en menos de 175 MWh, tal como se muestra a continuación:



El anterior cuadro muestra que los cambios de programación de las transacciones no son mayores de 200MW (Es la diferencia de restar el programa del periodo anterior menos el programa del periodo actual). Nótese que los puntos que llegan a ± 300 MW corresponden a periodos con problemas de transmisión.

Un análisis estadístico de las desviaciones a las transacciones programadas en MWh por cada área de control, revela la siguiente información para el periodo enero a octubre de 2018:

Análisis	AMM	UT	ENEE	ENATREL	ICE	ETESA
promedio	-2.4	0.0	-0.6	-0.5	-0.9	1.3
desv	7.0	2.5	3.9	2.3	2.6	2.2
mínimo	-80.3	-80.6	-36.1	-23.8	-28.6	-41.3
P10	-10.3	-2.2	-4.0	-2.8	-3.9	-1.1
P50	-2.4	0.0	-0.5	-0.5	-0.9	1.3
P90	5.2	2.2	2.2	1.8	2.3	3.8
máximo	65.6	18.6	52.7	71.0	20.0	15.7

De acuerdo al cuadro anterior, en promedio, las desviaciones son bastante bajas para los niveles de transferencias reportados, considerando que las desviaciones son mutuamente influyentes entre áreas de control.

a) Cuando el AMM racionaliza lo considerado en el numeral 5.17.2.2 y la definición en el Glosario del RMER de Desviación en Tiempo Real, está mezclando dos variables que pertenecen a diferentes dominios de tiempo: en el numeral 5.17.2.2 se refiere a los cambios graduales que se deben realizar en Tiempo Real y sus desviaciones instantáneas, y por otra parte la definición de Desviaciones en Tiempo Real se refiere a la contabilización de energía en carácter de desviación acumulada de la transacción registrado por el SIMECR. Por tanto carece de fundamento.

En cuanto a las observaciones enumeradas de la b) a la e) relacionadas a la modificación del numeral 5.17.2.3, se está de acuerdo con el AMM que para cambios de intercambios programados mayores a 96, aun ejerciendo la regulación necesaria para acoplar el intercambio, la desviación superaría los 4 MWh.

Se modifica el numeral A5.1.1, literal c) de la siguiente manera:

A5.1.1, literal c) “Margen de desviación permitido será de: i) Dos (2) MWh cuando la transacción programada sea menor o igual a (40) MWh, ii) Cinco por ciento (5%) de la transacción programada cuando ésta sea mayor a 40 MWh y menor o igual a 125 MWh, y iii) Seis punto veinticinco (6.25) MWh constantes para transacciones programadas mayores a 125 MWh, para cada periodo de mercado y para cada área de control.”

f) En el contexto de los AGC, las desviaciones a los intercambios programados en un instante dado se denomina Energía Inadvertida, lo cual es calculado de instante en instante como la integral de la diferencia que resulta el intercambio real menos el programado.

En general, los métodos para la corrección de la Energía Inadvertida, ya sea por compensación manual o automática, deliberadamente el operador o una función de retorno de energía, introduce un valor que se resta de la desviación de intercambio neto en el cálculo del ACE. Si es positivo el valor de compensación, este causará un incremento de la generación y viceversa. Este tipo de compensación necesita de al menos que dos áreas de control se coordinen para compensar la misma cantidad de energía, y con el mismo valor de potencia para que los dos AGC no estén forzándose uno contra el otro, y para que también, no afecte al resto de las áreas de control.

Se necesita mucha coordinación para la compensación intrahoraria de desviaciones (energía inadvertida) usando el AGC, ya que las otras áreas de control tendrán que asumir de manera forzada esa energía adicional (inyectada/extraída) cuando se realiza sin coordinación. Por tanto, no se modificará el numeral 16.2.7.1.

g) Se está de acuerdo con el AMM en el aspecto de no modificar el numeral 5.17.2.3 del Libro III del RMER.

2. Se está de acuerdo con el AMM de no modificar el numeral 5.17.2.3 del Libro III del RMER.

12. NUMERAL O TÓPICO: Numeral A5.2

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Comentarios al Numeral A5.2 “Determinación y evaluación del indicador CPS1 horario”: Sin menoscabo al comentario y solicitud del punto 4.1.1 del presente documento, se tiene las siguientes observaciones sobre lo propuesto en relación al indicador CPS1 en relación a la clasificación de desviaciones:

Numeral A5.2.4 del anexo 5:

Análisis:

La redacción del numeral indica que, el margen permitido de datos no válidos de ACE crudo dentro de un periodo de mercado, deberá ser no menor o igual a 36 datos y, para los datos de medición de frecuencia, el margen permitido de datos no válido dentro del mismo periodo no deberá ser igual o menor a 54 datos. Lo anterior indica un porcentaje de datos aceptados del 96% para los datos de ACE y 94% para los datos de frecuencia. Al respecto, debe hacerse notar que la referencia del uso del CPS1 de la redacción del numeral A5.2.4 se basa en el estándar BAL-001.0.1a de la NERC con publicación de vigencia del 13 de mayo de 2009. En esta publicación se hace referencia al tratamiento del procedimiento sobre los datos útiles para el cálculo del CPS1. En este caso, la NERC recomienda que al menos el 50% de los datos de un minuto deben ser válidos, y si se sobrepasa de esa cantidad se excluye del cálculo ese minuto. Por lo tanto, se observa que se ha distorsionado el criterio diseñado por la NERC haciendo restrictivo [sic] el valor permitido de datos no válidos, lo cual se aleja de la realidad. Cabe mencionar, que esta observación ya había sido comunicada al EOR durante el proceso de elaboración de la propuesta. A continuación se incluye un extracto del estándar citado de la NERC.

In order to ensure that the average ACE and Frequency Deviation calculated for any one-minute interval is representative of that one-minute interval. It is necessary that at least 50% of both ACE and Frequency Deviation samples during that one-minute interval be present.

Should a sustained interruption in the recording of ACE or Frequency Deviation due to loss of telemetering or computer unavailability result in a one-minute interval not containing at least 50% of samples of both ACE and Frequency Deviation that one-minute interval shall be excluded from the calculation of CPS1.

La propuesta objeto de consulta, sería una penalización por falta de datos, en cuyo caso, no cumple el objetivo de reducir las desviaciones de energía entre áreas de control y sólo generará flujos económicos, que no están relacionados con las desviaciones de energía entre áreas de control.

Razón de hecho:

La propuesta del tratamiento de los datos no validos del ACE y frecuencia no se apega a lo indicado por la NERC en sus distintos estándares, especialmente al cual se ha tomado de referencia (BAL-001.0.1a). Por lo tanto, no se está utilizando la formulación tal cual está en la NERC, tal y como fue solicitado por

la CRIE al EOR, según se indica en el Informe Extraordinario de Diagnóstico, con fecha septiembre 2018 que acompaña a la Consulta Pública.

Razón de Derecho:

La propuesta de incorporar la métrica CPS1 en la clasificación de desviaciones infringe el principio de Competencia del Tratado Marco (“Libertad del desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias”, el subrayado es propio)

Solicitud:

Eliminar el numeral A5.2.4 del Anexo 5.

Respuesta:

Con la lectura que la CRIE hace del texto en inglés de la norma BAL-001.0.1a, se refiere a la cantidad mínima de muestras válidas durante un minuto para calcular el valor promedio al minuto del ACE y la Desviación de Frecuencia válidos para el cálculo del CPS1 al minuto. Las muestras que no se registran en el caso de la norma NERC, correspondería a aquellas por problemas de telemetría o indisponibilidad computacional. También, bajo cualquier circunstancia, no es aceptable que para cada minuto se presente un problema de telemetría o indisponibilidad computacional del 50 %; esto tendría enormes consecuencias con este SCADA al punto de declararla no confiable y no apta para la supervisión y adquisición de datos.

La norma propuesta en A5.2.4 se refiere al total de muestras no válidos de ACE y de frecuencia permitidos en un periodo de mercado que no pudieran ser recuperados o sustraídos del SCADA, y que son proporcionados por el OS/OM. Todos los SCADAs tienen redundancia de medición de frecuencia, si no lo adquiere de un toma corriente de voltaje comercial, se adquiere la medición de una subestación remota que corresponda al área o a las islas que se formen del área de control. Por otro lado, el ACE es un valor calculado que proviene del AGC, el cual pudiera invalidarse por razones de telemetría de los flujos de potencia en las interconexiones o de la medición de frecuencia (sin considerar la indisponibilidad del SCADA/EMS). La medición de los flujos de potencia en las interconexiones también tiene medición redundante, que puede ser medición real alterna o estimada del Estimador de Estado, el cual, cuando éste está bien calibrado, los valores que éste proporciona tienen un mayor grado de exactitud. Por tanto, son bajas las posibilidades de una medición inválida de flujos de potencia, porque el AGC puede tomar automáticamente, sin intervención de un operador, el valor de intercambio o de frecuencia con un orden de preferencia. Por otro lado, los SCADA normalmente vienen equipados con un Historiador de datos, el cual funciona en forma redundante, con servidores redundantes, y su función es la de registrar los datos medidos por el SCADA y los datos del ACE, CPS1, CPS2 y DCS del AGC.

Por tanto, basados en la experiencia del EOR, con relación a la cantidad de datos inválidos registrados, estadísticamente, se permite el margen de medición no válidos del ACE y frecuencia, tal como lo establecería el A5.2.4, que fueron estimados a partir de los registros históricos que proporcionan los OS/OM, y por tanto, son representativos de la región. A partir de un análisis estadísticos de ACE y Frecuencia de una muestra de más de 9 meses del año 2015, el EOR determinó que el 98% de las horas presentaban todos sus datos válidos (900 datos por hora por variable); entre el 98% y 99% se presentaban más 844 datos válidos y aproximadamente el 1% de las horas presentaba menos de 844 de datos válidos. Los OS/OM que están representados el EOR, estuvieron de acuerdo con la aplicación de la presente propuesta respecto al margen permitido de datos no válidos.

13. NUMERAL O TÓPICO: : Numerales A5.2.5 y A5.2.6

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numerales A5.2.5 y A5.2.6 del Anexo 5:

La propuesta de redacción del numeral A5.2.5 indica que si en uno o varios periodos de mercado, la cantidad de datos no válidos de ACE crudo y frecuencia exceden al valor permitido, se tomará el menor valor obtenido de CPS1 para el día de cálculo. Asimismo, el numeral A5.2.6 extiende la afectación al área de control, así como a sus respectivos Agentes, a tomar el menor de los valores CPS1 para todos los periodos de mercado del, o de los días en los que el respectivo OS/OM no se entregue la información de ACE crudo y frecuencia al EOR Esta medida es exagerada y claramente representa una fuerte afectación económica para los agentes del área de control afectada.

Razón de hecho:

Esta propuesta de texto es una penalización por falta de datos, en cuyo caso, no cumple el objetivo de reducir las desviaciones de energía entre áreas de control y sólo generará flujos económicos, que no están relaciones a desviaciones de energía entre áreas de control.

Razón de Derecho:

La propuesta de incorporar la métrica CPS1 en la clasificación de desviaciones infringe el principio de Competencia del Tratado Marco ("Libertad del desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias", el subrayado es propio), asimismo, incumple el objetivo enunciado en su sección inicial, promover el desarrollo de la industria eléctrica en beneficio de todos sus habitantes.

Solicitud:

Eliminar los numerales A5.2.5 y A5.2.6 del Anexo 5

Respuesta:

Como se explicó en relación al comentario anterior al numeral A5.2.4, el margen permitido de datos no válidos tiene un fundamento estadístico, y también se manifestó, que los SCADA/EMS tienen redundancia de información; de tal forma, que la normativa propuesta del A5.2.5 y A5.2.6 sería aplicado en casos muy extremos de ocurrencia.

Considerando las observaciones anteriores, se realiza el siguiente ajuste:

#A5.2.5 Si en un periodo de mercado, la cantidad de datos de medición no válidos de ACE crudo o de frecuencia, remitidos por un OS/OM para su área de control, son mayores que el margen permitido en A5.2.4, el valor del indicador CPS1 horario a asignar a ese periodo de mercado, será el promedio ponderado por número de muestras, que resulte de sumar el valor CPS1 calculado con muestras válidas de ese periodo más el menor de los valores del indicador CPS1 horario, calculado para ese día de la operación en tiempo real y para dicha área de control, ponderado con el número de muestras que sean inválidas.

#A5.2.6 En caso que un OS/OM no remita al EOR en el plazo establecido, los datos de medición del ACE crudo y/o frecuencia, se asignará para cada periodo de mercado de ese día, el menor de los valores del indicador CPS1 horario correspondiente a cada periodo de mercado, disponible de los tres días previos de la operación en tiempo real de dicha área de control. En caso que el OS/OM no remita datos de medición para dos o más días

consecutivos, se asignará para todas las horas de esos días, el menor de los valores del indicador CPS1 horario, del último día que se tengan datos de medición disponibles.

14. NUMERAL O TÓPICO: Numeral A5.2.7

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral A5.2.7 del anexo 5:

Razón de hecho

De la propuesta de redacción del numeral A5.2.7 se lee *“El EOR, evaluará el cumplimiento del indicador CPS1 horario, en todos los períodos de mercado...”*. De nuevo se hace ver que el propósito del indicador CPS1 en el NERC, donde fue creado, es comprobar la participación en la regulación de frecuencia de las áreas de control, donde su métrica fue diseñada para dar resultados anuales y no horarios. Esto se observa en la misma fuente de donde se está tomado la referencia para la presente propuesta (estándar BAL-001-0.1a), en su página 2 de 7 se lee (el subrayado es propio):

C. Measures

M1. Each Balancing Authority shall achieve, as a minimum, Requirement 1 (CPS1) compliance of 100%. CPS1 is calculated by converting a compliance ratio to a compliance percentage as follows: $CPS1 = (2 - CF) * 100\%$

The frequency-related compliance factor, CF, is a ratio of all one-minute compliance parameters accumulated over 12 months divided by the target frequency bound:

$$CF = \frac{CF_{12\text{-months}}}{\epsilon_1}$$

where: ϵ_1 is defined in Requirement R1.

The rating index $CF_{12\text{-month}}$ is derived from 12 months of data. The basic unit of data comes from one-minute averages of ACE, Frequency Error and Frequency Bias Settings.

Traducción: *“El factor de cumplimiento relacionado con la frecuencia, corresponde a una relación de todos los parámetros de cumplimiento acumulados durante 12 meses dividido dentro del límite de frecuencia objetivo”*.

Por lo tanto, de nuevo observa que se no se está utilizando el indicador tal cual está plasmado en la NERC, y no se considera que se esté cumpliendo solicitado por la CRIE al EOR, según se indica en el Informe Extraordinario de Diagnóstico, con fecha septiembre 2018 que acompaña a la Consulta Pública.

Razón de Derecho:

La misma infringe el principio de Competencia del Tratado Marco (*“Libertad del desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias”*, el subrayado es propio), por lo que se solicita sea retirada de la propuesta de reacción de modificación normativa.

Solicitud:

Eliminar el numeral A5.2.7 del Anexo 5.

Respuesta:

Como se demostró en la respuesta al numeral 4 referente a los comentarios del numeral A5.1, inciso b), los indicadores de desempeño CPS se pueden utilizar para clasificar las desviaciones a los intercambios programados. Y tal como se explica en la referencia, el valor de CPS₁₆₀ de 60 minutos (1 hora) aplicado a un área de control, analiza consistentemente los inadvertidos para asignar responsabilidad por las desviaciones de frecuencia¹³, designándoles el calificativo de “Bueno” a los inadvertidos que mejoran la regulación de frecuencia, y de “Malo” si los inadvertidos degradan la frecuencia.

Así mismo, ya se explicó en la respuesta referente al numeral 1 a los comentarios del numeral A5.1, que el Factor de Cumplimiento primordialmente se calcula por cada minuto, de manera que se puede promediar para los periodos deseados, incluso por 12 meses.

15. NUMERAL O TÓPICO: Numeral A5.2.8

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral A5.2.8 del Anexo 5:

De la propuesta se lee “El valor de cumplimiento del indicador CPS1 horario es mayor o igual a 100, cualquier valor del indicador CPS1 horario menor a 100 es un incumplimiento y la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control para el área de control en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa No Autorizada” (el subrayado es propio).

Razón de hecho:

Se advierte que la redacción del numeral A5.2.8 indica que, sin importar el estado operativo del SER, y que la desviación supere o no el margen de desviación permitido, ya se está declarando a la desviación como Significativa No Autorizada, si el valor CPS1 es menor o igual a 100. Esto sin duda, desvincula todo procedimiento en relación a los estados operativos del SER, así como al uso del margen de desviación permitida indicados en el numeral 5.17.2.3 del Libro II del RMER.

Razón de Derecho:

La propuesta de incorporar la métrica CPS1 en la clasificación de desviaciones infringe el principio de Competencia del Tratado Marco (“Libertad del desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias”, el subrayado es propio)

Solicitud:

Se solicita a CRIE eliminar el numeral A5.2.8 de la propuesta, y revisar la redacción de la propuesta en general, ya que se presenta condicionantes que arrojan un resultado de clasificación de desviación, sin importar el estado operativo del SER descritos en el libro II del RMER, y sin importar si la magnitud de desviación es mayor o no al margen permitido en el RMER, en su numeral 5.17.2.3 del libro II.

¹³ Howard F. Illian, “Defining Good and Bad Inadvertent”, Energy Mark, Inc, January 2002.

Respuesta:

Considerando las observaciones del AMM, se realiza el siguiente ajuste:

A5.2.8 "El valor de cumplimiento del indicador CPS1 horario es mayor o igual a 100; cualquier valor del indicador CPS1 horario menor a 100 es un incumplimiento y la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control para el área de control en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa No Autorizada, de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7."

16. NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral A5.2.9 del Anexo 5:

Razones de hecho

Se observa que las fórmulas del cálculo del CPS1 en la propuesta de redacción difieren de la fuente original (estándar del NERC BAL-001-0.1a), en el sentido de modificar el tiempo de análisis de la métrica. En este sentido, el estándar BAL-001-0.1a publicado en el año 2009, así como todas versiones posteriores hasta la fecha, presentan la métrica para obtener evaluaciones anuales, compuestas por periodos de cálculo mensual, mientras que la métrica en la propuesta reduce el tiempo de análisis a una hora. Esto se observa a continuación:

Extracto del documento de consulta, página 9 de 18:

A5.2.9 La aplicación para cada periodo de mercado de la fórmula matemática de cálculo del indicador CPS1 horario, es la siguiente:

Valor del indicador CPS1 horario = $100 * (2 - \text{Promedio del periodo de mercado (CF1)})$

Donde:

$$CF1 = \frac{CP1}{E1^2}$$

Extracto del documento BAL-001-0.1a, página 2 de 7:

M1. Each Balancing Authority shall achieve, as a minimum, Requirement 1 (CPS1) compliance of 100%. CPS1 is calculated by converting a compliance ratio to a compliance percentage as follows:

$$CPS1 = (2 - CF) * 100\%$$

The frequency-related compliance factor, CF, is a ratio of all one-minute compliance parameters accumulated over 12 months divided by the target frequency bound:

$$CF1 = \frac{CF_{12\text{-months}}}{(\epsilon_1)^2}$$

where: ϵ_1 is defined in Requirement R1.

The rating index $CF_{12\text{-months}}$ is derived from 12 months of data. The basic unit of data comes from one-minute averages of ACE. Frequency Error and Frequency Bias Settings.

De las fórmulas anteriores se observa que se ha utilizado el valor del ratio CF de todos los valores acumulados en 12 meses para el indicador CPS1 de NERC, pero aplicada a una ventana de tiempo de una hora. Debe tenerse presente que el indicador CPS1 del NERC fue diseñado para evaluaciones anuales a partir de cálculos mensuales, y no para ser aplicado en periodos de tiempo muy cortos como el de una hora. En todo caso, se trata de una alteración de la métrica original y no el uso directamente como lo recomienda el NERC.

Cabe mencionar que, la misma métrica del estándar NERC BAL-001-0.1a presenta un cálculo horario del ratio CF, sin embargo el resultado debe ser interpretado al sumar cada uno de los periodos hasta integrar los 12 meses de cálculo (página 3 de 7 del documento BAL-001-0.1a):

Normally, sixty (60) clock-minute averages of the reporting Balancing Authority's ACE and of the respective Interconnection's Frequency Error will be used to compute the respective hourly average compliance parameter.

$$CF_{\text{clock-hour}} = \frac{\sum CF_{\text{clock-minute}}}{N_{\text{clock-minute samples in hour}}}$$

The reporting Balancing Authority shall be able to recalculate and store each of the respective clock-hour averages (CF clock-hour average-month) as well as the respective number of samples for each of the twenty-four (24) hours (one for each clock-hour. i.e., hour-ending (HE) 0100, HE 0200, ..., HE 2400).

$$CF_{\text{clock-hour average-month}} = \frac{\sum_{\text{days in month}} \{ (CF_{\text{clock-hour}}) (N_{\text{clock-minute samples in clock-hour}}) \}}{\sum_{\text{days in month}} [N_{\text{clock-minute samples in clock-hour}}]}$$

$$CF_{\text{month}} = \frac{\sum_{\text{hours in day}} \{ (CF_{\text{clock-hour average-month}}) (N_{\text{clock-minute samples in clock-hour average}}) \}}{\sum_{\text{hours in day}} [N_{\text{clock-minute samples in clock-hour average}}]}$$

The 12-month compliance factor becomes:

$$CF_{12\text{-month}} = \frac{\sum_{\text{months}} \{ (CF_{\text{month}}) (N_{\text{clock-minute samples in month}}) \}}{\sum_{\text{months}} [N_{\text{clock-minute samples in month}}]}$$

Razón de Derecho:

La propuesta de incorporar la métrica CPS1 en la clasificación de desviaciones infringe el principio de Competencia del Tratado Marco ("Libertad del desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y discriminatorias", el subrayado es propio)

Solicitud:

Eliminar el numeral A5.2.9 del Anexo 5.

Respuesta:

Tal como lo establece la NERC, los criterios CPS se evalúan de manera anual para medir el desempeño de 12 meses consecutivos solamente, como período de control; es decir, es una norma para evaluar el desempeño histórico, basada en una evaluación de ingeniería con fundamentos probabilísticos. La justificación para evaluar los criterios CPS en otros períodos de tiempo se pueden observar en las respuestas dadas al AMM en los numerales 10 y 14.

17. NUMERAL O TÓPICO: Numeral A5.2.12

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral A5.2.12 del Anexo 5:

Razón de hecho:

El documento de consulta indica "El EOR actualizará cada año la constante correspondiente al valor RMS de los promedios de 1 minuto del error de la frecuencia (Hz) (E1) en coordinación con los OS/OM, con base a los registros históricos comprendidos entre el 1 de enero al 31 de diciembre del año anterior...". Al respecto debe considerarse que, los valores de frecuencia debieran ser calculados para periodos de tiempo donde el SER se encuentre aislado por un tiempo prolongado. Esto se debe a que no tiene sentido intentar imponer métricas basadas en datos de frecuencia, cuando la misma está dominada por un sistema mucho más grande que el SER.

Por otro lado, al estar el SER aislado y calcular el E1, se demostraría que el SER no tiene suficiente reserva rodante como para tener una valor tan estrecho de desviación de la frecuencia así como el rango en el que variaría la frecuencia, lo cual se aleja del objetivo del criterio de medir una participación en la regulación de la frecuencia y menos para utilizarlo para tipificar una desviación de energía en los intercambios programados.

Solicitud:

Eliminar el numeral A5.2.12 del Anexo 5.

Respuesta:

Tal como se explicó en la respuesta 2 del numeral 10 de respuestas a los comentarios del AMM, el criterio CPS1 se basa, por definición, en que la frecuencia de estado estable en el sistema interconectado multiárea es uniforme en toda la región, por lo cual, la afirmación del AMM que "a que no tiene sentido intentar imponer métricas basadas en datos de frecuencia, cuando la misma está dominada por un sistema mucho más grande que el SER" carece de fundamento. La frecuencia de estado estable es común a través de todo el sistema de potencia; lo que no es común, es la respuesta de frecuencia de cada área de control y las acciones de control del AGC¹⁴, cuyas contribuciones a la regulación de frecuencia es medida con los indicadores de desempeño CPS y DCS. El valor E1 es un objetivo de calidad para el control de la frecuencia que es compartido por todas las áreas de control a través de las contribuciones a la regulación de frecuencia; para lo cual, cada área de control solamente tiene que controlar los desbalances de generación – demanda de su propia área de control, habilitando la reserva rodante para manejar las variaciones de su propia demanda.

¹⁴ NERC, "Balancing and Frequency Control", January 2011, pág. 29.

18. NUMERAL O TÓPICO: Numeral A5.3.2

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral A5.3.2 el Anexo 5:

Razón de hecho

La propuesta de redacción del numeral A5.3.2 dice que el margen permitido de datos no válidos de ACE crudo dentro de un periodo de mercado, deberá ser no menor o igual a 36 datos, lo que significa cumplimiento mínimo del 96%. De manera similar al caso anterior, el documento del cual se ha tomado la base en este caso, es el estándar BAL-001-0.1a del NERC, publicado en mayo de 2009. En este documento también se encuentra la recomendación para el tratamiento en el caso de existir datos no válidos, en la página 4 de 7:

In order to ensure that the average ACE calculated for any ten-minute interval is representative of that ten-minute interval, it is necessary that at least half the ACE data samples are present for that interval. Should half or more of the ACE data be unavailable due to lost, of telemetering or computer unavailability, that ten-minute interval shall be omitted from the calculation of CPS2.

Del mismo se lee en su traducción: "Para garantizar que el ACE promedio calculado para cualquier periodo de diez minutos sea representativo, es necesario que al menos la mitad de las muestras del ACE estén presentes para ese intervalo. Si la mitad o más de los datos de ACE no estuvieran disponibles debido a la pérdida de la telemetría, o indisponibilidad computacional, el intervalo de 10 minutos no deberá tomarse en cuenta para el cálculo del CPS2". En este caso, la propuesta de tratamiento del documento de Consulta es mucho más restrictivo y no atiende la recomendación propia de la fuente de consulta de donde se está tomando la métrica.

Razón de hecho:

Esta propuesta de texto es una penalización por falta de datos, en cuyo caso, no cumple el objetivo de reducir las desviaciones de energía entre áreas de control y sólo generará flujos económicos, que no están relaciones a desviaciones de energía entre áreas de control.

Razón de Derecho:

El tratamiento de los datos no válidos que se está proponiendo, infringe el principio de Competencia del Tratado Marco ("Libertad del desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias", el subrayado es propio).

Solicitud:

Se solicita que, para este caso se atienda la recomendación del NERC, en el sentido que cada periodo de 10 minutos sea el que se evalúe en su totalidad de datos válidos, y no del total de la hora. Asimismo, cada periodo de 10 minutos de tener al menos la mitad de los datos válidos.

Respuesta:

La propuesta normativa está basada en el análisis estadístico de más de 9 meses del año 2015, al respecto el EOR determinó que el 98% de las horas presentaban todos sus datos válidos (900 datos por hora por variable);

entre el 98% y 99% se presentaban más 844 datos válidos y aproximadamente el 1% de las horas presentaba menos de 844 de datos válidos. Ver respuestas a comentarios del numeral A5.2.4., para mayores detalles.

19. NUMERAL O TÓPICO: Números A5.3.3 y A5.3.4

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Números A5.3.3 y A5.3.4 del Anexo 5:

Razón de hecho:

La propuesta de redacción indica en A5.3.3 que si en uno o varios periodos de mercado, la cantidad de datos no válidos de ACE crudo exceden al valor permitido, se tomará el menor valor obtenido de CPS2 para el día de cálculo. Asimismo, el numeral A5.3.4 extiende la afectación al área de control, así como a sus respectivos Agentes, a tomar el menor de los valores CPS2 para todos los periodos de mercado del día o de los días en los que el respectivo OS/OM no se entregue la información de ACE crudo y frecuencia al EOR. Esta medida es exagerada, y claramente representa una fuerte afectación económica para los agentes del área de control afectada.

Razón de hecho:

Esta propuesta de texto es una penalización por falta de datos, en cuyo caso, no cumple el objetivo de reducir las desviaciones de energía entre áreas de control y sólo generará flujos económicos, que no están relaciones a desviaciones de energía entre áreas de control.

Razón de derecho:

El tratamiento de los datos no válidos que se está proponiendo, infringe el principio de Competencia del Tratado Marco ("Libertad del desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias", el subrayado es propio).

Solicitud:

Se solicita que se modifique el texto a manera de facilitar al OS/OM la entrega de los resultados ampliando la ventana de tiempo de recepción de información. Debe recordarse, que el objeto de la propuesta es clasificar desviaciones considerando el debido control del área de control, y no es un objetivo de la misma la evaluación del desempeño del equipo computacional designado al almacenamiento de datos. Estos equipos fueron diseñados para la supervisión y control de los sistemas y no para ser utilizados de manera similar a la de un medidor comercial.

Respuesta:

En el numeral 18 (A5.3.2 de la propuesta), el margen permitido de datos no válidos tiene un fundamento estadístico, y también se indicó que los SCADA/EMS tienen redundancia de información (ver numeral 12 de las respuestas al AMM); de tal forma, que la normativa propuesta del A5.3.3 y A5.3.4 sería aplicada en casos de baja probabilidad de ocurrencia.

Considerando las observaciones anteriores y lo expresado por el AMM, se realizan los siguientes ajustes al A5.3.3 y A5.3.4:

A5.3.3 Si en un periodo de mercado, la cantidad de datos de medición no validos de ACE crudo, remitidos por un OS/OM para su área de control, son mayores que el margen permitido en A5.3.2, el valor del indicador CPS2 a asignar a ese periodo de mercado, será el promedio ponderado por número de muestras, que resulte de sumar el valor CPS1 calculado con muestras válidas de ese periodo más el menor de los valores del indicador CPS2 horario, calculado para ese día de la operación en tiempo real y para dicha área de control, ponderado con el número de muestras que sean inválidas.

A5.3.4 En caso que un OS/OM no remita al EOR en el plazo establecido, los datos de medición del ACE crudo, se asignará para cada periodo de mercado de ese día, el menor de los valores del indicador CPS2 horario correspondiente a cada periodo de mercado, disponible de la tres días previos de la operación en tiempo real de dicha área de control. En caso que el OS/OM no remita datos de medición para dos o más días consecutivos, se asignará para todas las horas de esos días, el menor de los valores del indicador CPS2 horario, del último día que se tengan datos de medición disponibles.

Los sistemas SCADA/EMS tienen muchas facilidades para respaldar la información de tiempo real y en la redes de oficinas, utilizando programas fuera de línea que consulta los valores requeridos de manera remota; se considera que se deben activar todas las facilidades de las instalaciones tecnológicas para cumplir con la normativa.

20. NUMERAL O TÓPICO: Numeral A5.3.6

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral A5.3.6 del Anexo 5:

De la propuesta de redacción se lee “El valor de cumplimiento del indicador CPS2 horario es mayor o igual a 83, cualquier valor del indicador CPS2 horario menor a 83 es un incumplimiento y la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control para el área de control en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa No Autorizada” (el subrayado es propio).

Razón de hecho:

Se advierte que la redacción propuesta de redacción indica que, sin importar el estado operativo del SER y que la desviación supere o no el margen de desviación permitido, ya se está declarando a la desviación como Significativa No Autorizada, si el valor CPS2 es menor o igual a 83. Esto, sin duda, desvincula todo procedimiento en relación a los estados operativos del SER, así como al uso del margen de desviación permitido indicados en a la presente propuesta de redacción.

Razón de Derecho:

Va en contra de lo establecido en el libro II del RMER, en sus numerales 5.17.2.2, 5.17.2.3, 5.17.3, 5.17.4 y 5.17.5.

Infringe el principio de Competencia del Tratado Marco (“Libertad del desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias”, el subrayado es propio).

Solicitud:

Se solicita modificar la redacción como sigue, a manera de especificar únicamente el valor de cumplimiento, para luego en el apartado que corresponde, determinar la clasificación considerando debidamente el estado operativo del SER, así como el margen de desviación permitido:

Redacción sugerida:

“A5.3.6 El valor de cumplimiento del indicador CPS2 horario es mayor o igual a 83.”

Respuesta:

La clasificación de las desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control toma en consideración, fundamentalmente, los estados operativos del área de control; no obstante se ha procedido a modificar los siguientes numerales para complementar el estado operativo de los sistemas:

A5.3.6 “El valor de cumplimiento del indicador CPS2 (...), será clasificado como Significativa No Autorizada, de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7.”

21. NUMERAL O TÓPICO: A5.3.8

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral A5.3.8 del Anexo 5:

El documento de consulta indica “El EOR actualizará cada año la constante correspondiente al valor RMS de los promedios de 10 minutos del error de la frecuencia (Hz) (E10) en coordinación con los OS/OM, con base a los registros históricos comprendidos entre el 1 de enero al 31 de diciembre del año anterior...”. Al respecto debe considerarse que, los valores de frecuencia debieran ser calculados para periodos de tiempo donde la interconexión con México ha estado abierta por un tiempo prolongado. Esto se debe a que no tiene sentido intentar imponer métricas basadas en datos de frecuencia, cuando la misma está dominada por un sistema como el de México. Además, debe recordarse que el sistema mexicano no es parte del MER.

Solicitud:

Se solicita modificar la redacción como sigue,

Redacción recomendada:

“El EOR, en coordinación con los OS/OM, actualizará cada año el valor RMS de los promedios de 10 minutos del error de la frecuencia (Hz) registrada únicamente para los periodos donde se encuentre el SER desconectado del sistema mexicano, estando el mismo en estado de operación normal.”

Respuesta:

El criterio CPS1 se basa, por definición, en que la frecuencia de estado estable en el sistema interconectado multiárea es uniforme en toda la región, por lo cual, la afirmación del AMM que “los frecuencia debieran ser calculados para periodos de tiempo donde la interconexión con México ha estado abierta por un tiempo prolongado...” no tiene fundamento. Ver respuesta a comentarios al numeral 10 (A5.1) de las respuestas a los comentarios de la AMM, para mayor ampliación.

22. NUMERAL O TÓPICO: A5.4.7

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral A5.4.7 del Anexo 5:

La propuesta de redacción de este numeral dice: *“...El valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS, será igual al tiempo en minutos en que el valor del ACE retorne a sus condiciones previas al evento de acuerdo con lo establecido en el numeral A5.4.6.1 anterior. Si el valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS es mayor al Período de Recuperación establecido en el numeral 5.4.6.2 anterior, el área de control incumple con el criterio de desempeño ante disturbios DCS y la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control en el periodo de mercado donde ocurre el evento, será clasificada como Significativa No Autorizada”* (el subrayado es propio).

Razón de hecho:

De nuevo se está calificando a la desviación como significativa no autorizada, una vez se incumpla el indicador, sin considerar el margen de desviación permitido del numeral 5.17.2.3 del libro II del RMER, así como los estados operativos del SER.

Razón de derecho:

La propuesta de redacción propuesta infringe el principio de Competencia del Tratado Marco (*“Libertad del desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias”*, el subrayado es propio)

Solicitud:

Se solicita cambiar la redacción a manera de especificar únicamente el cumplimiento o no del criterio, dejando para donde corresponda la clasificación de desviaciones considerando el margen de desviación permitido, así como los estados operativos del SER.

Redacción recomendada:

“A5.4.7 El valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS, será igual al tiempo en minutos en que el valor del ACE retorne a sus condiciones previas al evento de acuerdo con lo establecido en el numeral A5.4.6.1 anterior. Si el valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS es mayor al Período de Recuperación establecido en el numeral 5.4.6.2 anterior, el área de control incumple con el criterio de desempeño ante disturbios DCS”.

Respuesta:

La clasificación de las desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control toma en consideración, fundamentalmente, los estados operativos del área de control; no obstante se ha procedido a modificar los siguientes numerales para complementar el estado operativo de los sistemas:

A5.4.7 “El valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS, (...), será clasificada como Significativa No Autorizada, de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7.”

23. NUMERAL O TÓPICO: A5.4.7

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral A5.5.1.2 del Anexo 5:

Con base en lo expuesto en 4.1 y 4.2 del presente documento, ya que las características para cumplir los indicadores ya se explican con detalle en los apartados correspondientes, se solicita modificar la redacción como sigue:

Redacción recomendada:

A5.5.1.2 La magnitud de la desviación de energía en tiempo real es mayor al margen de desviación permitido del numeral 5.17.2.3 del libro II, y se cumplen todos los criterios siguientes:

- a) El cumplimiento al indicador CPS2 horario*
- b) No ocurrió un Disturbio Reportable*

Respuesta:

Con los ajustes a los numerales A5.1.1 literal c), numeral 15 (A5.2.8), numeral 20 (A5.3.6) y numeral 22 (A5.4.7), se deja sin efecto la redacción recomendada.

4.5.1 Numerales A5.5.2 del Anexo 5:

Del texto se lee: *“En el estado operativo Normal, la desviación en ese período de mercado, será clasificada como Significativa Autorizada, si en el área de control, la magnitud de la desviación de energía en tiempo real es mayor al margen de desviación permitida y se cumplen todos los criterios siguientes:*

- a) El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.*
- b) El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.*
- c) Ocurrió un Disturbio Reportable, y el valor del indicador DCS es igual o menor a 15 minutos*
(el subrayado es propio)

Razón de Hecho

- a) Existe una contradicción entre estar activo el “estado operativo Normal” y que se dé una ocurrencia de un “Disturbio Reportable”, que amerite la evaluación del indicador DCS. Según el RMER, para que este activo el estado operativo Normal, El SER debe operar dentro de los criterios de seguridad, calidad y desempeño definidos en el Libro III del RMER (Numeral 5.17.8.1 del Libro II del RMER). A su vez, para cumplir el criterio de seguridad, en el Sistema NO debe ocurrir eventos o contingencias (tabla 1 “Criterios de Seguridad, del Anexo H, del Libro II del RMER. De nuevo se observa una incoherencia entre la clasificación de desviaciones que se propone, respecto a los conceptos fundamentales de las mismas, así como el de los propios estados operativos del SER.
- b) El numeral 5.17.3.1 del Libro II del RMER; describe la definición de las Desviaciones Normales como sigue: *“son originadas en variaciones de inyección y/o retiro por eventos al interior de las áreas de control (incluye las fallas de transmisión), o en acciones tomadas por el EOR y el OS/OM para preservar la calidad, seguridad y desempeño y economía regional, y que son controlables con la reserva de regulación primaria y secundaria en el MER. Dichas desviaciones no ocasionan que áreas de control del SER pasen al estado de alerta o emergencia.....”* (el subrayado es propio. Por lo tanto,

el estado operativo que corresponde es "alerta" por la ocurrencia de la falla y el motivo de evaluar el indicador DCS.

- c) Considerando a lo dicho en el numeral 5.17.4.1 del Libro II, del RMER, la desviación significativa autorizada corresponde la definición: "Son cambios en las transacciones programadas, originados en modificaciones a las condiciones consideradas en el predespacho o redespacho del MER incluidos los producidos por fallas de transmisión, que permiten llevar al sistema eléctrico de un estado operativo de alerta a un estado operativo normal..." (El subrayado es propio [sic]). Así como lo indicado en el numeral 5.17.4.3 del Libro II del RMER: "También se consideran desviaciones significativas autorizadas los cambios en las transacciones programadas cuando estas desviaciones sean originadas por fallas de transmisión, que llevan al sistema eléctrico de un estado operativo de alerta violando alguno (s) de los criterios de calidad, seguridad y desempeños regionales establecidos en el Libro III del RMER" (el subrayado es propio). La desviación significativa autorizada admite el incumplimiento de alguno de los criterios de desempeño, si se está tratando de llevar el sistema de un estado operativo de alerta a uno normal, luego de haber ocurrido un evento.

Razón de Derecho

Numerales 5.17.4.1, 5.17.4.3 y 5.17.8.1 del Libro II, así como su respectivo Anexo H, del RMER

Solicitud:

Con base en lo expuesto, así como lo indicado en 4.1.1 y 4.2 del presente documento, y a que las características para cumplir los indicadores ya se explican con detalle en los apartados correspondientes, se solicita modificar la redacción como sigue:

Redacción recomendada:

"A5.5.2 En el estado operativo Alerta, la desviación en ese periodo de mercado será clasificada como Significativa Autorizada, si en el área de control, la magnitud de la desviación de energía en tiempo real es mayor al margen de desviación permitido en el numeral 5.17.2.3 del libro II, y se cumplen con los siguiente:

- a) Ocurrió un Disturbio Reportable.*
- b) Se cumple con el indicador DCS."*

Respuesta:

- a) La definición de Disturbio Reportable es utilizada solamente para que el EOR inicie una clasificación de las desviaciones, y no riñe con la definición de estado operativo Normal, que es el estado del SER en que opera dentro de los Criterios de Seguridad, Calidad y Desempeño. El Anexo H muestra cuales son las consecuencias aceptables ante una contingencia simple, y aun así permanecer en un estado operativo normal.
- b) De la lectura del numeral 5.17.3.1 se concluye que aun con fallas de transmisión, se toman acciones para preservar el estado operativo normal, preservando CCSD; si el SER opera dentro de los criterios de calidad, y no se viola uno o más criterios de seguridad, el SER se encuentra en estado operativo Normal.
- c) La clasificación de una desviación a los intercambios programados en normales, significativas autorizadas o no autorizadas y graves, es una consecuencia de un proceso de evaluación, la afirmación

de que “la desviación significativa autorizada admite el incumplimiento de algunos de los criterios de desempeño” es anteponer el efecto a la causa. El contenido del numeral A5.5.2 no ríñe con el numeral 5.17.4.3 del Libro III del RMER.

24. NUMERAL O TÓPICO: A5.5.3

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral A5.5.3 del Anexo 5:

Con base en lo expuesto en 4.1.1, 4.2 y 4.5.2 del presente documento, y a que las características para cumplir los indicadores ya se explican con detalle en los apartados correspondientes, se solicita modificar la redacción como sigue:

Redacción recomendada:

“A5.5.3 En el estado operativo Alerta, la desviación en ese periodo de mercado será clasificada como Significativa No Autorizada, si en el área de control, la magnitud de la desviación de energía en tiempo real es mayor al margen de desviación permitido en el numeral 5.17.2.3 del libro II, y se cumple con lo siguiente:

- a) No ocurre un Disturbio Reportable.*
- b) No se cumple con el indicador CPS2 horario.*

Respuesta:

Se tomó en consideración lo propuesto por el AMM, realizándose ajustes a los numerales A5.1.1 literal c), numeral 15 (A5.2.8), numeral 20 (A5.3.6) y numeral 22 (A5.4.7), por lo tanto no es necesario hacer el cambio de redacción propuesto.

Numeral A5.5.4 del Anexo 5:

Del texto se lee *“En el estado operativo Alerta, el margen de desviación permitido no será tomado en cuenta para la clasificación de la desviación de energía.”*

Razón de hecho:

No se está considerando lo indicado en el numeral 5.17.2.2 del Libro II del RMER: *“para cada transacción programada, por área de control, se permitirá un margen de desviación asociado a los cambios graduales de transacciones entre periodos de mercado. Los cambios graduales de las transacciones programadas deberán efectuarse cinco (5) minutos antes y después del cambio de periodo”*. En este sentido, aun al presentarse un estado de alerta, debe considerarse un margen de desviación permitido por cambio de intercambio. No se encuentra la justificación, ni el sustento técnico en el informe de diagnóstico que acompaña a la Consulta Pública, para sugerir esta redacción.

Razón de Derecho:

La propuesta de incorporar la métrica CPS1 en la clasificación de desviaciones infringe el principio de Competencia del Tratado Marco (*“Libertad del desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias”*, el subrayado es propio), así como lo indicado en el numeral 5.17.2.2 del Libro II del RMER.

Solicitud:

Eliminar de la propuesta de adecuación normativa el numeral A5.5.4.

Respuesta:

Lo que indica la norma que para efecto de clasificación de las desviaciones a los intercambios programados, no se considera el cumplimiento de margen permitido cuando se declara estado operativo de alerta, lo cual significa que se está incumpliendo algún criterio de seguridad; en estas condiciones las desviaciones puede cumplir o incumplir con el margen permitido, porque se va a presentar de todos modos, y por eso, se enfoca en el cumplimiento de los criterios de desempeño para clasificar las desviaciones, pudiendo incluso, bajo dichas condiciones, hasta de clasificar una desviación como normal.

25. NUMERAL O TÓPICO: Números A5.5.5, A5.5.6 y A5.5.7

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Números A5.5.5, A5.5.6 y A5.5.7 del Anexo 5:

De los numerales se lee (el subrayado es propio):

A5.5.5 En el estado operativo Alerta, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada Normal, si en el área de control se cumplen todos los siguientes criterios:
a) El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.
b) El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.
c) No ocurrió un Disturbio Reportable.

A5.5.6 En el estado operativo Alerta, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada Significativa Autorizada, si en el área de control se cumplen todos los siguientes criterios:
a) El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.
b) El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.
c) Ocurrió un Disturbio Reportable y el valor del indicador DCS es igual o menor a 15 minutos.

A5.5.7 En el estado operativo Alerta, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada Significativa No Autorizada, si en el área de control se cumplen todos los siguientes criterios:
a) El valor del indicador CPS1 horario es igual o menor a 100.
b) El valor del indicador CPS2 horario es igual o menor a 83.
c) Ocurrió un Disturbio Reportable y el valor del indicador DCS es mayor a 15 minutos.

Adicionalmente, no deberá existir instrucción del EOR para que un intercambio de energía entre dos áreas de control se aparte transitoriamente de la condición programada.

Razones de hecho:

- a) De la redacción se observa que, aunque mencione los estados operativos del sistema estos no son determinantes en la clasificación. lo que realmente determina la clasificación es el

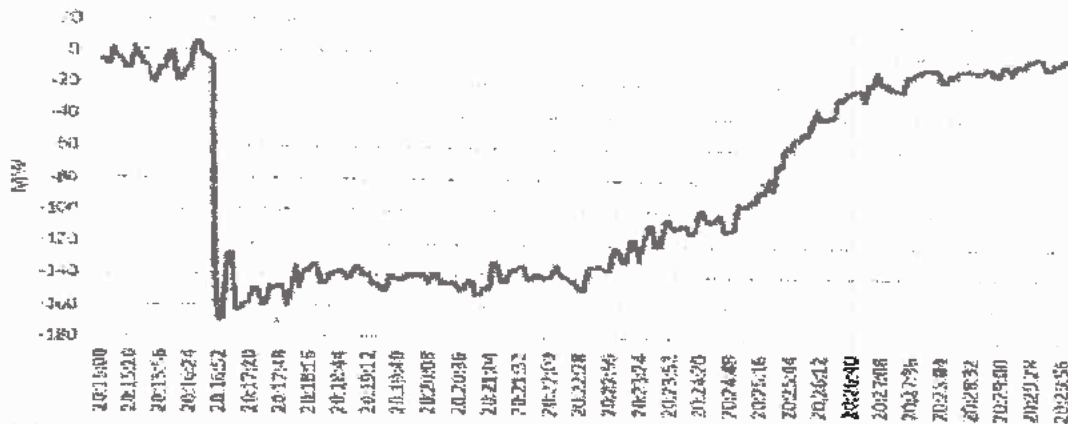
cumplimiento de todos los indicadores propuestos (CPS1 horario, CPS2 horario y DCS). Como puede verse, lo único que importa es el cumplimiento de los indicadores y nada más que eso.

- b) Para guardar una coherencia entre la descripción de los estados de operativos del SER, con la clasificación de desviaciones, la desviación en un estado de alerta solo podría ser clasificada como Significativa Autorizada y Significativa No Autorizada (actuales numerales 5.17.4.1 y 5.17.5.1 del Libro II del RMER).

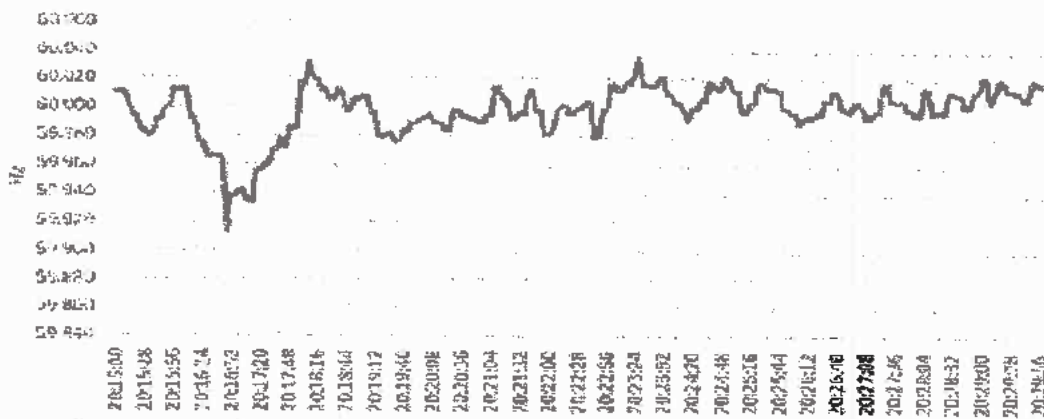
El numeral 5.17.4.1 del Libro II del RMER, dice sobre las Desviaciones significativas Autorizadas: *“Son cambios en las transacciones programadas, originados en modificaciones a las condiciones consideradas en el predespacho o redespacho del MER incluidos los producidos por fallas de transmisión, que permiten llevar al sistema eléctrico de un estado operativo de alerta a un estado operativo normal...”* (El subrayado es propio). De esto se entiende la naturaleza y el sentido de una desviación Significativa Autorizada, en su relación al estado operativo, dando una razón de ser a la desviación, si se trata de llevar al sistema de un estado operativo de Alerta a uno Normal. Es lógico considerar que los sistemas eléctricos no son perfectos, y que, a su vez, están propensos a fallas que desencadenen un estado de alerta, y por ende, a causar desviaciones a los intercambios programados temporales mientras se realizan las acciones necesarias para restablecer la condición a uno de emergencia. Durante este proceso, es natural que se viole alguno de los criterios de calidad, seguridad y desempeño, ya que toda acción remedial lleva un tiempo en ser desarrollada. Esto también lo considera el actual numeral 5.17.4.3 del libro II del RMER, que dice *“También se consideran desviaciones significativas autorizadas los cambios en las transacciones programadas cuando estas desviaciones sean originadas por fallas de transmisión, que llevan al sistema eléctrico de un estado operativo de alerta violando alguno (s) de los criterios de calidad, seguridad y desempeños regionales establecidos en el Libro III del RMER”.* Por lo tanto, la naturalidad y sentido de las desviaciones se están desvirtuando con la actual propuesta de modificación normativa.

Un ejemplo de lo anterior se muestra en la operación del día 3 de mayo de 2018. A las 20:16 horas se disparó planta San José con 134 MW, causando un ACE post transitorio de -140 MW. El mismo se corrigió en 13 minutos, llevando el valor a cero MW cumpliendo con la regulación regional, según lo indica el numeral 16.2.7.11 del Libro III, RMER (el ACE debe ser reducido a cero en 15 minutos). Sin embargo, el ACE acumulado en esos 13 minutos impactó de igual manera al promedio acumulado de dos periodos diezminutales en la medición del desempeño del CPS2, incumpliendo el criterio CPS2. En este caso real de operación, se promedió un ACE de -42.7 MW en el segundo periodo diezminutal, y -77.6 MW en el tercer periodo diezminutal de la hora 20.

Disparo de planta San José 134 MW
03 de mayo de 2018, 20:16 h
ACE



Disparo de planta San José 134 MW
03 de mayo de 2018, 20:16 h
Frecuencia



- c) En síntesis, el RMER reconoce en el numeral 16.2.7.11 del Libro III, que posterior a una falla se presenta un ACE y que se tiene 15 minutos para llevarse a cero. La Falla en este caso, activa el estado de alerta al viciarse un criterio de seguridad (definición de estado de Alerta, Glosario RMER), pero se toman medidas para llevar ese estado de alerta a uno normal (5.17.4.1, Libro II del RMER). En el proceso, se puede violar alguno (s) de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales establecidos en el Libro III del RMER (5.17.4.1, Libro II del RMER). Por lo tanto, la clasificación que corresponde, siguiendo estos conceptos y la realidad operativa de cualquier sistema eléctrico, es la de Desviación Significativa Autorizada. Sin embargo, con la metodología que se propone en la redacción de la Propuesta de normativa indicaría que sería

una desviación Significativa No Autorizada, al haberse incumplido con el CPS2.

- d) Al respecto de las Desviaciones Significativas No autorizadas, la actual definición contenida en 5.17.5 del Libro II del RMER, también es clara y coherente a la realidad operativa de los sistemas eléctricos. En este caso, el numeral 5.17.5.1 indica: *“Son cambios en las transacciones programadas, originados en modificaciones a las condiciones consideradas en el predespacho o redespacho del MER, excepto las originadas por fallas de transmisión, que llevan el sistema eléctrico a un estado operativo de alerta violando alguno o algunos de los criterios de seguridad, calidad y desempeño regionales establecidos en el Libro III del RMER”* (el subrayado es propio). Es decir, desviaciones que llevan el sistema a un estado de alerta, pero no están ligadas a una falla que las origine.
- e) Al respecto, cabe mencionar que, el EOR en conjunto con los OS/OM realizaron un proceso exhaustivo de análisis, dando como producto una *“Guía para Clasificación de desviaciones de energía en tiempo real”* que fue consensuada por unanimidad el 31 de mayo de 2017 en reunión de videoconferencia del CTSO-CTO. En dicha guía se respetó definición de desviaciones en relación al cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño, así como su relación al estado operativo. Sin embargo, a pesar de que esta Guía de aplicación fue aprobada por unanimidad de los OS/OM, el EOR modificó la propuesta a una versión sin el debido consenso de todos los OS/OM. Es más, se observa que la actual contiene muchos más cambios respecto a lo analizado en coordinación con los OS/OM durante estos años de estudio.
- f) A lo anterior se suma el hecho que, no se encuentra un sustento claro en el Informe Extraordinario de Diagnóstico con fecha de septiembre de 2018 que justifique la modificación de estos conceptos, ni la lógica de aplicación en su relación a la realidad de los sistemas eléctricos. Incluso se advierte una contradicción a los conceptos vertidos en el anexo 5 que se propone al Libro II, con la definición de desviaciones contenida en la sección 5.17 del Libro II del RMER.

Razones de Derecho

La propuesta de incorporar la métrica CPS1 en la clasificación de desviaciones infringe el principio de Competencia del Tratado Marco (*“Libertad del desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes v no discriminatorias”*, el subrayado es propio)

Asimismo, lo indicado en los numerales 5.17.4.1, 5.17.4.3 y 5.17.5.1 del Libro II, así como el numeral 16.2.7.11 del Libro II, del RMER

Solicitud:

- a) En observancia del Principio de “Competencia” del Tratado Marco, así como de los Fines del Tratado, se eliminar los numerales A5.5.5, A5.5.6 y A5.5.7 del Anexo 5. Debe observarse que según lo expuesto, las variantes respecto a las desviaciones normales, significativas autorizadas y significativas no autorizadas, ya estarían cubiertas por los numerales A5.5.1, A5.5.2 y A5.5.3, modificados como se ha recomendado
- b) Para completar la totalidad de variantes, respecto al tipo de desviación, se recomienda agregar al numeral A5.5.1 (con los cambios de redacción propuestos) el siguiente inciso:

"A5.5.1.3 Si la desviación de energía en tiempo real es mayor al margen de desviación permitido, y sin haberse dado un Disturbio Reportable no cumple con el indicador CPS2 horario, la desviación será clasificada como Significativa No Autorizada:

- c) Que la CRIE revise, y tome de referencia la guía que se aprobó el 31 mayo de 2017 la cual fue coordinada por todos los OS/OM.

Respuesta:

- a) En los numerales A5.5.8 y A5.5.9, ante una instrucción del EOR de cambios a las transacciones para llevar al sistema eléctrico para preservar el cumplimiento de los CCSD, o que se declare un estado operativo de emergencia, cuando el sistema eléctrico opera fuera de los límites establecidos; provoca que se tome esta distinción de los estados operativos en los casos mencionados arriba y para el resto de los casos, lo que domina es la distinción del cumplimiento del margen permitido. Además, las diferentes clasificaciones de las desviaciones en normales, significativas autorizadas o no autorizadas y graves, lo hacen con base en los estados operativos del SER.
- b) La clasificación de una desviación a los intercambios programados en normales, significativas, autorizadas o no autorizadas y graves, es una consecuencia de un proceso de evaluación, que además del criterio de cumplimiento de los CCSD, considera el criterio del EOR de los numerales 5.17.4.2 y 5.17.5.2 del Libro II del RMER, para autorizar o no autorizar las desviaciones a las transacciones programadas, con el objeto de preservar la calidad, seguridad, desempeño y las economías regionales.
- c) El Anexo H muestra cuales son las consecuencias aceptables ante una contingencia simple, de generación por ejemplo, y aun así permanecer en un estado operativo normal.
- d) La clasificación de una desviación a los intercambios programados en normales, significativas autorizadas o no autorizadas y graves, es una consecuencia de un proceso de evaluación, que además del criterio de cumplimiento de los CCSD, considera el criterio del EOR de los numerales 5.17.4.2 y 5.17.5.2 del Libro II del RMER, para autorizar o no autorizar las desviaciones a las transacciones programadas, con el objeto de preservar la calidad, seguridad y desempeño y las economías regionales.
- e) El AMM ha participado en la discusión de la propuesta, tanto en el Comité Técnico de Seguridad Operativa como en la comisión *Ad Hoc* de la Junta de Directores del EOR.

Las solicitudes de ajustes son rechazadas por las razones expuestas en cada uno de las respuestas a los comentarios. La recomendación de cambio a la redacción al A5.5.1.3 ya está considerada en el A5.5.3.

26. NUMERAL O TÓPICO: Numeral A5.5.9

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral A5.5.9 del Anexo 5:

Del numeral se lee: *"En el estado operativo de Emergencia del SER, la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control, para las áreas de control que se encuentren en dicha condición y para ese periodo de mercado, será clasificada como Grave..."*:

Razón de hecho:

De nuevo, se observa una alteración a la definición del **tipo de desviación** en relación a lo escrito hoy en el RMER. En este sentido, el numeral 5.17.6.1 del **Libro II del RMER** es amplia en cuanto a la definición y causas de las desviaciones Graves al decir: *"Son aquellas desviaciones originadas en*

los estados de emergencia, incluye las originadas por fallas de transmisión, durante las cuales las inyecciones y retiros reales varían más allá de cualquier transacción programada en el MER, violándose los niveles de seguridad regionales y sin que los mismos puedan ser restituidos con reserva de regulación primaria y secundaria en el MER". (El subrayado es propio). En este caso, la redacción propuesta en el numeral A5.5.9 de la propuesta únicamente asocia el estado de emergencia a la desviación Grave, dejando abierta la posibilidad de la discrecionalidad y la interpretación que quiera utilizar el EOR. Esto dista mucho de una norma clara y objetiva.

Al respecto, se observa el numeral propuesto A5.5.12, donde se sugieren criterios "adicionales" para se determine el estado de emergencia, sin embargo, la palabra "adicionalmente" sigue dejando abierta la interpretación.

Solicitud:

Mantener el concepto descrito en el numeral 5.17.6.1 del Libro II del RMER para la clasificación de la desviación Grave.

Respuesta:

No hay contradicción con la definición de estado operativo de emergencia. el numeral 5.17.6.1 amplía las condiciones de un estado operativo de emergencia; asimismo se menciona que el numeral A5.5.12 en lugar de dejar abierta la interpretación, ayuda a aclarar el contenido de los numerales 5.17.8.1 literal c) y 5.17.6.1.

27. NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral A5.5.14 del Anexo 5:

Razón de hecho:

Dada la importancia que tienen los indicadores CPS2 y DCS en la clasificación de desviaciones, se solicita incluir un tiempo razonable para que cada OS/OM verifique previamente los resultados calculados por el EOR en relación a dichos indicadores. Esto con la finalidad de aclarar aspectos que no estén relacionados propiamente con las desviaciones, sino a la data del ACE y frecuencia.

Solicitud:

Con base a lo expuesto, y considerando lo expuesto en relación al CPS1 en la sección 3.1.1 y 3.2 del presente documento, se solicita agregar al texto del numeral A5.5.14, del Anexo 5 lo siguiente: *"El EOR proporcionará a los OS/OM, a más tardar 48 horas posterior a la operación, los resultados de los indicadores CPS2 horario y DCS para su respectiva revisión. El OS/OM podrá emitir comentarios y solicitar las correcciones que correspondan dentro de los (3) tres días hábiles siguientes."*

Respuesta:

Los valores del ACE y la frecuencia son valores de tiempo real; y como los AGC tiene bastante tiempo de estar funcionando, se considera que los OS/OM están técnicamente maduros. Consideramos que no existe necesidad de aclaraciones, los procesos comerciales ya contemplan los plazos de revisión, en el cual se incluiría los resultados de los indicadores CPS1, CPS2 y DCS.

28. NUMERAL O TÓPICO: Numeral 3.2 de del Documento Consulta

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral 3.2 de del Documento Consulta:

Modificación del numeral 5.17.2.3 del Libro II del RMER, en relación a la desviación permitida:

Solicitud:

Con base en el análisis y a las razones de hecho y derecho expuestas en la sección 4.1.2 del presente documento, y en observancia de los Principios del Tratado Marco: Competencia (*"Libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias"*, el subrayado es propio), Así como lo expresado por el Principio de Reciprocidad (*"Derecho cada Estado para aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente de conformidad al principio de gradualidad"*, el subrayado es propio). Así como en observancia de lo establecido en los Fines del Tratado Marco: *"Establecer las condiciones del crecimiento del Mercado Eléctrico regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social"; "Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes,.."*, se solicita No modificar el actual margen de desviación permitido en el numeral 5.17.2.3 del Libro II del RMER y utilizarlo tal cual en la propuesta de redacción normativa. Asimismo, requerir al EOR que realice un estudio en coordinación con los OS/OM, para la actualización razonable y sustentable de dichos valores de desviación permitida.

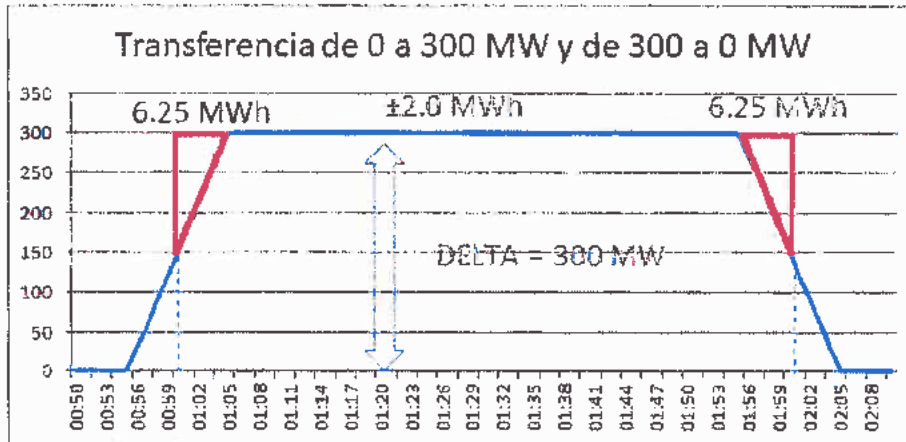
Numeral 5.17.2.3 del Libro II el RMER:

5.17.2.3 El margen de desviación permitido, por área de control, será el máximo entre:

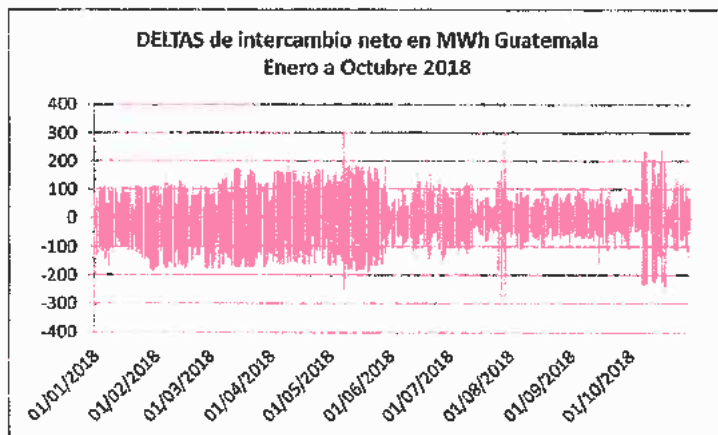
- a) Cinco por ciento (5%) de la transacción programada; y
- b) Cuatro (4) MWh multiplicado por la duración del *periodo de mercado* en minutos dividido por 60 minutos.

Respuesta:

No obstante se ha realizado un análisis de desviaciones teóricas a las transacciones programadas de cero a trescientos MW, en los cuales obtendría teóricamente 12.5 MWh de desviaciones solamente por el efecto de rampa:



Se trató de identificar mediante un análisis de las desviaciones reales en el periodo enero a octubre de 2018, los casos de “cambios, Deltas o incrementos o decrementos” entre dos programaciones sucesivas de intercambios de 300 MW, y se determinó que la mayoría está acotada en menos de 175 MWh, tal como se muestra a continuación:



El anterior cuadro muestra que los cambios de programación de las transacciones no son mayores de 200MW (Es la diferencia de restar el programa del período anterior menos el programa del período actual). Nótese que los puntos que llegan a ± 300 MW corresponden a periodos con problemas de transmisión.

Un análisis estadístico de las desviaciones a las transacciones programadas en MWh por cada área de control, revela la siguiente información para el periodo enero a octubre de 2018:

Análisis	AMM	UT	ENEE	ENATREL	ICE	ETESA
promedio	-2.4	0.0	-0.6	-0.5	-0.9	1.3
desv	7.0	2.5	3.9	2.3	2.6	2.2
mínimo	-80.3	-80.6	-36.1	-23.8	-28.6	-41.3
P10	-10.3	-2.2	-4.0	-2.8	-3.9	-1.1
P50	-2.4	0.0	-0.5	-0.5	-0.9	1.3
P90	5.2	2.2	2.2	1.8	2.3	3.8
máximo	65.6	18.6	52.7	71.0	20.0	15.7

De acuerdo al cuadro anterior, en promedio, las desviaciones son bastante bajas para los niveles de transferencias reportados, considerando que las desviaciones son mutuamente influyentes entre áreas de control.

Con base a los comentarios y análisis anteriores, se modifica la propuesta igual a **A5.1.1, literal c)** de la siguiente forma:

- a) **#5.17.2.3** "Margen de desviación permitido será de: i) Dos (2) MWh cuando la transacción programada sea menor o igual a (40) MWh, ii) Cinco por ciento (5%) de la transacción programada cuando ésta sea mayor a 40 MWh y menor o igual a 125 MWh, y iii) Seis punto veinticinco (6.25) MWh constantes para transacciones programadas mayores a 125 MWh, para cada período de mercado y para cada área de control."

29. NUMERAL O TÓPICO: Numeral 3.4 del Documento Consulta

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral 3.4 del Documento Consulta:

Modificación del numeral 5.3.6.4 del Libro III del RMER, en relación los indicadores CPS1 horario, CPS2 horario y DCS:

Razón de hecho:

Debe tenerse presente que el numeral 5.3.6.4 del libro III del RMER hace referencia a la regulación secundaria, por lo tanto, no debiera incluirse criterios como el DCS, que incluye no solamente el uso de la regulación secundaria, sino de toda reserva de contingencia y maniobras para llevar el ACE a cero en una pérdida de generación.

Solicitud:

Con base en lo anterior, así como lo ya a lo expuesto en las secciones 4.1.1 y 5.2 del presente documento en relación al indicador CPS1 horario, y en observancia del Principio de Competencia del Tratado Marco, se solicita No modificar la redacción de ese numeral:

Respuesta:

Lo antes expuesto contradice los criterios del NERC, el cual considera al Criterio DCS como un estándar suplementario, para medir el rendimiento de recuperación de un área de control ante disturbios, por tal razón no puede ser tomada en consideración en la presente propuesta

30. NUMERAL O TÓPICO: Numeral 3.5 del Documento de Consulta

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral 3.5 del Documento de Consulta:

Modificación del numeral 16.2.7.1 del Libro III del RMER, en relación con el modo de operación de los AGC:

Razón de hecho:

Vale la pena recordar que, el AMM ha venido solicitando desde junio del año 2010 (nota ref. GG-330-2010) que todas las áreas de control del SER realicen la corrección de energía dentro del mismo período de mercado, con la finalidad de reducir las desviaciones a los intercambios programados, dentro del mismo periodo de mercado. Sin embargo, se ha informado que no todas las áreas de control disponen de la funcionalidad adecuada en sus respectivos AGC (ACS). Para que esta medida sea exitosa, todas, y no solo algunas áreas de control, deben operar de manera coordinada dentro de la opción Tie-Line Bias + Energy (Inadvertent Interchange Correction Term o Current Period Inadvertent Energy Correction), de lo contrario, los esfuerzos de compensación de aquellas áreas que activen aisladamente esta función verán sus esfuerzos de corrección traducidos en desviaciones, ya que las demás áreas no corresponderían a la acción tomada.

En el mismo sentido de la corrección de energía dentro del mismo período de mercado, para cada una de las áreas de control, sería más económico invertir en incorporar a su AGC la corrección de energía, que los montos por desviaciones de energía que se han dado durante años y ahora aún más penalizados con esta nueva propuesta de guía, que generará intercambios económicos sin cumplir con el objetivo de reducir las desviaciones de energía a los intercambios programados entre áreas de control del SER.

Solicitud:

Con base en las definiciones de la NERC en cuanto a los modos de operación del AGC, y de acuerdo al análisis anterior, se solicita modificar la propuesta de redacción como sigue:

Redacción sugerida

“Todas las áreas de control deberán operar bajo el mismo modo de control, en relación a sus Controles Automáticos de Generación (AGC por sus siglas en inglés). El modo de control a utilizar es el de control intercambio y frecuencia + corrección de energía, conocido por su nombre en inglés “Tie Line Bias + Energy (Inadvertent Interchange Correction Term ó Current Period Inadvertent Energy Correction)”. Si alguna o algunas áreas de control no cuentan con este modo de operación, todas las áreas operarán en el modo de control intercambio y frecuencia, conocido por su nombre en inglés “Tie Line Bias”, hasta que el área, o las áreas, que no dispongan del modo “Tie Line Bias + Inadvertent correction” logren implementar dicha función.

Respuesta:

En el contexto de los AGC, las desviaciones a los intercambios programados en un instante dado se denomina Energía Inadvertida, lo cual es calculado de instante en instante como la integral de la diferencia que resulta el intercambio real menos el programado.

En general, los métodos para la corrección de la Energía Inadvertida, ya sea por compensación manual o automática, deliberadamente el operador o una función de retorno de energía, introduce un valor que se resta

de la desviación de intercambio neto en el cálculo del ACE. Si es positivo el valor de compensación, este causará un incremento de la generación y viceversa. Este tipo de compensación necesita de al menos que dos áreas de control se coordinen para compensar la misma cantidad de energía, y con el mismo valor de potencia para que los dos AGC no estén forzándose uno contra el otro, o también, se afectaría al resto de las áreas de control.

No se estima procedente aceptar la propuesta de modificar el numeral 16.2.7.1, porque se necesita mucha coordinación para la compensación intrahoraria de desviaciones (energía inadvertida) usando el AGC, ya que las otras áreas de control tendrán que asumir de manera forzada esa energía adicional (inyectada/extraída) cuando se realiza sin coordinación.

Por tanto, se toma en consideración la observación indicada y se procede a modificar la propuesta en consulta en el numeral 16.2.7.1 y el mismo quedará conforme lo establecido en la resolución CRIE-06-2017

31. NUMERAL O TÓPICO: 4.6 y 5.2

OBSERVACIÓN/COMENTARIO: Numeral 4.6 y 5.2:

Adición del numeral A4.4.9, al anexo 4 del Libro II del RMER. *"precios expost mayores al umbral permitido"*.

Razón de hecho:

La propuesta no fundamenta la necesidad de imponer umbrales a los precios expost, en el caso que resulten precios excesivamente altos. En vez de imponer límites a los precios, la CRIE debiera revisar detenidamente la forma en que está conceptualizado el proceso de posdespacho y la forma en que se ejecuta, identificando las causas de dichos precios altos para corregirlas y no solamente acotándolos.

Solicitud:

Se solicita llevar a cabo una revisión integral del proceso de posdespacho y su aplicación. En tanto se identifican las correcciones necesarias, se solicita aplicar el precio ex-ante.

Por lo anterior, se solicita no adicionar dicho numeral A4.4.9, ni la disposición transitoria del numeral 5.2 de la Consulta.

Respuesta:

Al respecto se aclara que el uso del criterio de umbral del 150% para limitar los precios ex post, ya está establecido en la regulación regional, a través de lo dispuesto en la Resolución CRIE-P-21-2014, por lo que en la propuesta en consulta únicamente está realizando la respectiva consolidación regulatoria. Por otro lado en relación a la pertinencia de la propuesta de utilizar los precios ex antes para valorizar las desviaciones de forma directa, se indica lo siguiente:

- a) El motivo de utilizar los precios ex post, incluso ante la alta in-convergencia de posdespacho regional, es para captar en la medida de lo posible, las condiciones reales de retiro en el MER, el hecho que existan distorsiones debidas a las inconsistencia en la información de entrada al proceso de posdespacho, no justifica que se abandone el objetivo del RMER y se realicen esfuerzo posteriores con el fin de reducir

al **mínimos** la causas de dichas distorsiones, mientras tanto se aplicarán las medidas de mitigaciones indicadas al principio de esta respuesta.

b) Además utilizar los precios ex antes para este fin, podría incentivar el incremento de las desviaciones al conocer los precios previamente, en las que se conciliarían las mismas.

Adicionalmente se indica que la CRIE tiene planificado realizar una revisión integral al RMER, lo cual incluye el proceso de posdespacho regional.

1. NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Verificar el estado actual de la incorporación de la PSEUDOMEDICIÓN de cada uno de los nodos de interconexión entre áreas de control del SER, que utiliza el AGC para hacer el control del intercambio.

Estandarizar el uso de rampas automáticas de generación para subir o bajar generación en el AGC (tiempo y cantidad), según corresponda a cada área de control de acuerdo al intercambio programado, 5 minutos antes y 5 minutos después de la hora en punto.

Revisión de la coherencia de la trama de datos, para que no existan valores que se desvíen considerablemente de la tendencia de datos en el tiempo.

Verificación de datos de medición SCADA registrada en fase en el tiempo entre pares de interconexiones (sincronización en el tiempo), por área de control.

Verificación de congelamiento sostenido de datos de medición SCADA reportada.

En relación a la información reportada, valores de intercambio con signo cambiado, contrario a la convención adoptada por la región para la medición de los intercambios reportados por el SCADA de cada área de control.

Verificación de las pérdidas de transmisión, medida entre pares de nodos de enlace entre áreas de control, sobre la base de la medición de SCADA reportada. Verificación de las pérdidas de transmisión, medida entre pares de nodos de enlace entre áreas de control, sobre la base de la medición comercial (SIMECR). Contraste de los valores de pérdidas obtenidos por medio de flujos carga.

Implementar sincronización de tiempo vía GPS, en los medidores comerciales en los nodos de enlace entre áreas de control, y que adicionalmente sean programados los medidores para registrar valores instantáneos de frecuencia y potencia a la hora en punto.

Establecer una verificación periódica de los transductores y cadena de medición de las Unidades Terminales Remotas (RTU), que le proporcionan información al SCADA, en los nodos de enlace entre áreas de control del SER.

Llevar a cabo una verificación de los ajustes de estatismo (Droop) y banda muerta, en las unidades generadoras de la región; retomar el ajuste propuesto de estatismo del 3% para todas las unidades, para que se tenga una respuesta coordinada a la variación de la frecuencia.

Estandarizar, la implementación de la corrección automática de Energía dentro del mismo período de mercado, en el AGC para todas las áreas de control del SER; es decir, operar en modalidad Tie Line Bias + Energía (Inadvertent Interchange Correction Term o Current Period Inadvertent Energy Correction).

Respuesta:

Con respecto al estado actual de la incorporación de la PSEUDOMEDICIÓN se indica que la verificación de ésta que utiliza el AGC es parte de la parametrización de los mismos para tomar en cuenta la porción de las pérdidas que le corresponde a cada país en función de la longitud del tramo de la línea de interconexión que le corresponde a cada país, es una causante de desviaciones pero con la clasificación de las mismas.

En relación a la estandarización del uso de rampas automáticas, se indica que las rampas de cada AGC sirven principalmente para controlar las variaciones de la propia demanda. Se indica que la propuesta sometida a consulta no tiene el alcance de la estandarización sugerida.

Sobre la revisión de la coherencia de la trama de datos, se indica que se requiere mayor precisión en cuanto a la trama de datos referida, en este sentido no es posible dar una respuesta a lo consultado. Con respecto a la verificación de datos de medición SCADA y su sincronización en el tiempo se indica que, este procedimiento es parte de la parametrización de AGC entre pares de países y no se encuentra vinculada con la clasificación de las desviaciones.

En relación a la verificación de congelamientos sostenido de datos de medición SCADA se indica que esto forma parte de los datos de frecuencia y ACE, y se ha respondido a las preguntas específicas formuladas sobre el tema. Consultar numeral 12 de las consultas realizadas por el Administrador del Mercado Mayorista.

En relación a los valores de intercambio con signo cambiado se indica que es necesario una mejor precisión sobre lo consultado para una valoración de la misma. Por otra parte, se menciona que una convención de signo para los intercambios regionales no forma parte de la propuesta contenida en la presente consulta sin embargo dicha temática debe ser abordada y acordada a nivel operativo.

En relación a la verificación de las pérdidas de transmisión entre áreas de control se indica que efectivamente es causa de desviación; no obstante el texto sometido a consulta no está orientado a resolver esta temática.

Sobre la implementación de sincronización de tiempo vía GPS, en los medidores comerciales en los nodos de enlace entre áreas de control y sobre la verificación periódica de los transductores y cadena de medición de las Unidades Terminales Remotas (RTU), se indica que, el texto sometido a consulta no está orientado a resolver esta temática.

Sobre la verificación de los ajustes de estatismo (Droop) y banda muerta, en las unidades generadoras de la región, se indica que la propuesta de normativa va impulsar que los OS/OM trabajen para mejorar los parámetros de control de los AGC y la optimización de su funcionamiento.

Finalmente, sobre la estandarización en la implementación de la corrección automática de energía

dentro del mismo período de mercado, en el AGC se indica que, la corrección automática de energía fue evaluada pero no fue incluida en la propuesta normativa por la alta coordinación que se requiere entre AGC.

4. Conclusiones

1. La CRIE realizó el proceso de Consulta Pública 09-2018, en el cual presentaron observaciones los siguientes participantes:
 1. Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala – ACI - de Guatemala
 2. Centro Nacional de Despacho - CND - de Panamá
 3. Centro Nacional de Despacho de Cargo de ENATREL de Nicaragua
 4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica - CNEE- de Guatemala
 5. Enel Green Power, S.A. de Guatemala
 6. Enel Fortuna, S.A. de Panamá
 7. Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica - GGUEE - de Guatemala
 8. Centro Nacional de Control de Energía - CENCE - de Costa Rica
 9. Instituto Nicaragüense de Energía de Nicaragua
 10. Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, S.A. de Guatemala
 11. Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. –UT- de El Salvador
 12. Administrador del Mercado Mayorista - AMM - de Guatemala

2. Luego de realizado el análisis de las observaciones y recomendaciones presentadas dentro de la Consulta Pública 09-2018, considerándose apropiado acoger parte de ellas y en consecuencia ajustar en lo pertinente la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA RELACIONADA CON: A) LA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS; Y, B) LAS REFORMAS DEL LIBRO II DEL RMER APROBADAS MEDIANTE RESOLUCIÓN CRIE-6-2017, RELATIVAS A LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL (TDTR).”*

5. Recomendación

Aprobar por parte de la Junta de Comisionados la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA RELACIONADA CON: A) LA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS; Y, B) LAS REFORMAS DEL LIBRO II DEL RMER APROBADAS MEDIANTE RESOLUCIÓN CRIE-6-2017, RELATIVAS A LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL (TDTR).”*, la cual se adjunta como anexo al presente informe y contiene las modificaciones resultantes de la Consulta Pública 09-2018 que fueron consideradas como pertinentes.