

ANEXO

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).

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

ACE crudo

Corresponde a los datos de ACE no filtrados.

Bias (β_i)

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. Debido a que la demanda y la generación pueden cambiar impredeciblemente, habrá, de forma frecuente, un desajuste entre éstas, resultando en ACE diferentes de cero.

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 del 5% de la transacción programada cuando ésta sea menor o igual a 80 MWh, y de 4MWh constantes para transacciones programadas mayores a 80 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.

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.

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.

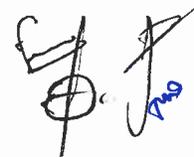
- A5.2.3 Los datos de los registros SCADA, corresponderán a todos los periodos de mercado del día de la operación en tiempo real. El OS/OM será el único responsable de la calidad y validez de los datos remitidos.
- A5.2.4 El margen de datos permitido de medición no válidos de ACE crudo dentro de un periodo 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 uno o varios periodos de mercado, la cantidad de datos de medición no válidos de ACE crudo o de frecuencia, remitidos por un OS/OM, son mayores al margen de datos permitido, el valor del indicador CPS1 horario, a asignar a ese(os) periodo(s) de mercado, será 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.
- 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, o éstos sean datos de medición no válidos que superen el margen de datos permitido para todas las horas de un día, se asignará para todos los periodos de mercados de ese día, el menor de los valores del indicador CPS1 horario, disponible del día anterior 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 en 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.
- 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.

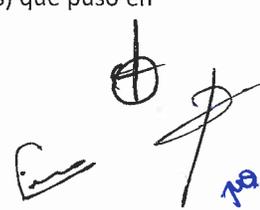
A5.2.12 El EOR actualizará cada año la constante correspondiente al valor RMS de los promedios de 1 minuto del error de la frecuencia (Hz) (E1) en coordinación con los OS/OM, con base a los registros históricos comprendidos entre el 1 de enero al 31 de diciembre del año anterior a la fecha de su actualización. 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.

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.



A5.3.3 Si en uno o varios periodos de mercado, la cantidad de datos de medición no válidos de ACE crudo, remitidos por un OS/OM, son mayores al margen de datos permitido, el valor del indicador CPS2 horario, a asignar a ese(os) periodo de mercado(s), será el menor de los valores del indicador CPS2 horario, calculado para ese día de la operación de tiempo real y para dicha área de control.

A5.3.4 En caso que un OS/OM no remita en el plazo establecido los datos de medición del ACE crudo, o éstos sean datos de medición no válidos que superen el margen de datos permitido para todos los periodos de mercado de un día, se asignará para todos los periodos de mercado de ese día, el menor de los valores del indicador CPS2 horario, disponible del día anterior 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 todos los periodos de mercado de esos días, el menor de los valores del indicador CPS2 horario, del último día en 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.

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 = $100 * (1 - (\text{Periodos incumplidos} / \text{Periodos totales}))$

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.

$$L10 = 1.65 * E10 * \sqrt{(-10\beta i)(-10\beta e)}$$

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

βe : 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.

$$E10 = \sqrt{\frac{\Delta f_{10_1}^2 + \Delta f_{10_2}^2 + \dots + \Delta f_{10_n}^2}{n}}$$

Δf_{10} :	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

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.

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.

A5.4.6 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 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 periodo de mercado donde ocurre el evento, será clasificada como Significativa No Autorizada.

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:

- 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 como 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 como Significativa No Autorizada, si en el área de control 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.

A5.5.8 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:

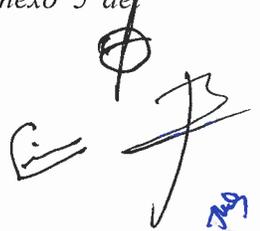
3.1. Derogar del glosario y de la nomenclatura del Libro I del RMER, la definición del “Criterio CPS”.

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

“El margen de desviación permitido será del 5% de la transacción programada cuando ésta sea menor o igual a 80 MWh, y de 4MWh constantes para transacciones programadas mayores a 80 MWh.”

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 de



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 16.2.7.1 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”.

3.6. 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.”

3.7. 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 Conciliación 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, 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.”

- 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.”

5. Otros

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

5.2 Adicionar la siguiente disposición transitoria:

“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%.”