

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-P-09-2014, emitida el veintisiete de marzo del año dos mil catorce, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN No. CRIE-P-09-2014
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
CONSIDERANDO:**

-I-

Que el objeto del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central –Tratado Marco-, establecido en su artículo 1, es la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional competitivo, 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 artículo 3 del mismo cuerpo legal define el principio de gradualidad como: *“Previsión para la evolución progresiva del Mercado, mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión, y el fortalecimiento de los órganos regionales.”* Asimismo, el artículo 4 del citado tratado establece que el Mercado Eléctrico Regional es: *“...el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado. El mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. El mercado debe evolucionar gradualmente de una situación inicial limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyado en la infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional.”*

-II-

Que el referido Tratado Marco, en su artículo 19, estableció: *“La CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad, y transparencia...”*. Adicionalmente, el artículo 22 del mismo instrumento jurídico citado dispone que es un objetivo general de la CRIE: *“...b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento...”* y el artículo 23 le asigna a la CRIE la facultad de: *“Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios”*.

-III-

Que, por otra parte, el citado Tratado Marco crea en su artículo 25 al Ente Operador Regional –EOR- y lo define como: “... *el ente operador del Mercado regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia...*”. El artículo 28 del mismo instrumento dispone que el EOR está facultado para: “*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional...*”

-IV-

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, mediante las resoluciones identificadas como CRIE-P-09-2012 y CRIE-P-17-2012, de fechas 27 de junio y 4 de octubre de 2012, respectivamente, aprobó el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER –PDC-, el cual había sido previamente sometido a la consideración de la CRIE por parte del EOR. En la referida resolución CRIE-P-17-2012, se asignó al EOR la tarea de evaluar integralmente el desempeño de la operación técnica y comercial del MER bajo la normativa del RMER y PDC, con el fin de identificar situaciones que requirieran a futuro ajustes normativos.

-V-

Que con fecha de 16 de diciembre de 2013, el Ente Operador Regional –EOR- remitió a la CRIE la nota identificada como EOR-PJD-16-12-2013-067, mediante la cual solicita se realicen ajustes regulatorios necesarios al Procedimiento de Detalle Complementario –PDC-, sobre la base de la Propuesta técnica denominada “*Normativa para incluir la inyección programada de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), en el proceso de Pos-despacho*”, la cual resalta la importancia del cálculo del precio ex post y su impacto en la valoración de las desviaciones normales en tiempo real, y que conlleva la modificación de los numerales 5.6 y 5.7 de la Sección Segunda, Procesos Comerciales del RMER en la fase I SIMECR, del Procedimiento de Detalle Complementario –PDC-. Asimismo, el EOR solicita a la CRIE la aprobación de manera prioritaria de los ajustes regulatorios propuestos para poder proceder a su inmediata aplicación.

Luego de un primer análisis de la propuesta presentada, la CRIE le solicitó al EOR información adicional en relación con el tema, de entre la que resalta por su importancia, los resultados de las pruebas realizadas del 1 al 15 de noviembre de 2013, las que a juicio del EOR comprueban que la propuesta en mención corregía el problema planteado en el proceso del cálculo del precio ex post, los comentarios enviados al EOR por parte de los OS/OM referentes a la propuesta y un informe de avance del inventario de equipos de

medición de la RTR. En respuesta a la solicitud de la CRIE, el EOR remitió la información requerida, a excepción del Informe de avance del inventario de los equipos de medición de la RTR, que aseveraron se estaría entregando posteriormente, por otra parte, el Regulador del Mercado Eléctrico de Panamá ha manifestado que en su área de control, existen nodos de la RTR que cuentan con equipos de medición y que actualmente cumplen con las especificaciones del SIMECR.

Luego de analizada la información adicional solicitada, la CRIE emitió la nota CRIE-SE-11-04-02-2014 en la que sugiere al EOR algunas modificaciones a la propuesta original. Las observaciones de la CRIE fueron respondidas por el operador mediante la nota EOR-PJD-17-02-2014-011, en la que manifiesta su no objeción con la mayor parte de las modificaciones planteadas por CRIE.

Que una vez revisada la propuesta y hechos los análisis y recomendaciones correspondientes, la CRIE considera procedente aprobar la metodología propuesta y la correspondiente modificación al PDC, dado que con el ajuste regulatorio recomendado se logra estabilizar los precios de posdespacho y disminuir dichos precios a valores más cercanos a los del predespacho; a la vez que se considera necesario instruir al EOR para que presente una propuesta y su plan de trabajo para solucionar definitivamente el problema de no contar con el equipo de medición adecuado, y que además asuma la responsabilidad de las consecuencias que resulten de la aplicación de la misma.

POR TANTO

Con base en lo considerado, y en uso de las facultades que le confieren los artículos 1, 19, 20, 21, 22, 23, 25, 26, 27 y 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-;

RESUELVE:

PRIMERO. APROBAR la modificación de los numerales 5.6 y 5.7 de la Sección Segunda, Procesos Comerciales del RMER en la fase I SIMECR, del Procedimiento de Detalle Complementario –PDC-, aprobado mediante Resoluciones CRIE-P-09-2012 y CRIE-P-17-2012, de fechas 27 de junio y 4 de octubre de 2012, de acuerdo a la “Normativa para incluir la inyección programada de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), en el proceso de Pos-despacho”, presentada por el Ente Operador Regional – EOR-, que se adjunta como Anexo de la presente resolución.

SEGUNDO. INSTRUIR al EOR para que en un plazo no mayor a los cinco (5) días hábiles a partir de la vigencia de esta resolución, presente a la CRIE, para efectos de su publicación en la página web de este organismo, el texto del Procedimiento de Detalle Complementario con las modificaciones adoptadas mediante el numeral primero de la presente resolución.

TERCERO. INSTRUIR al EOR para que en un plazo no mayor de **treinta (30) días** calendario a partir de la vigencia de esta resolución, presente a la CRIE una propuesta de modificación normativa al PDC que permita la aplicación inmediata de los procesos de coordinación operativa y comercial según el RMER, utilizando equipos de medición instalados en nodos de la RTR que cumplen con las especificaciones del SIMECR.

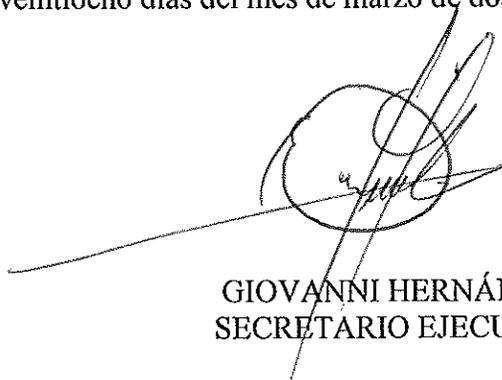
CUARTO. DECLARAR que la responsabilidad de la aplicación de la “Normativa para incluir la inyección programada de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), en el proceso de Pos-despacho”, así como sus consecuencias comerciales, operativas y la seguridad e integridad del Sistema Eléctrico Regional (SER), corresponde al EOR de acuerdo a lo dispuesto en la Regulación Regional.

QUINTO. NOTIFIQUESE por correo electrónico al Ente Operador Regional –EOR-, y **PUBLÍQUESE:** En la página web de la CRIE.

SEXTA. Vigencia. La presente resolución entrará en vigencia al momento de su publicación en la página web de la CRIE.

Panamá, 27 de marzo de 2014.”

Quedando contenida la presente certificación en cuatro (04) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Panamá, república de Panamá, a los veintiocho días del mes de marzo de dos mil catorce.



GIOVANNI HERNÁNDEZ
SECRETARIO EJECUTIVO

ANEXO



AJUSTE REGULATORIO AL PDC
NORMATIVA PARA INCLUIR LA INYECCIÓN PROGRAMADA DE LOS
CONTRATOS NO FIRMES FÍSICOS FLEXIBLES (CNFFF), EN EL PROCESO
DEL POSDESPACHO

a) Modificación del numeral 5.6. de la Sección segunda, Procesos Comerciales del RMER en la fase I SIMECR de la resolución No. CRIE-P-17-2012- Procedimiento de Detalle Complementario:

- 1) Eliminar la palabra “únicamente”, del primer párrafo del numeral 5.6. de la Sección segunda, Procesos Comerciales del RMER en la fase I SIMECR del PDC.
- 2) Después de la definición del concepto y formulación matemática de “Retiro Neto” especificado en el numeral 5.6, de la Sección segunda, Procesos Comerciales del RMER en la fase I SIMECR del PDC, adicionar a continuación los conceptos y formulaciones matemáticas de “Inyección Neta Real” e “Inyección Neta Programada”

El cual se leerá así:

5.6 Para este período de la Fase I del SIMECR, el Retiro Neto, la Inyección Neta Real y la Inyección Neta Programada se determinarán para cada área de control. Para la realización del Posdespacho, se considerarán aquellas áreas de control que tengan un retiro neto mayor que cero. De tal manera que el Posdespacho, es formulado como un problema de optimización desacoplado temporalmente, que fija los predespachos nacionales, fija los retiros netos por área de control del MER cuando el retiro neto es mayor que cero y optimiza las inyecciones del MER.

El Retiro Neto de cada Área de Control se determinará a partir de los datos de medición del SIMECR del día de operación registrados en los nodos de enlace entre áreas de control, según la formulación siguiente:

$$\text{Retiro Neto}_A = \sum \text{MED}_i, \forall \text{ Retiro Neto}_A > 0$$

Dónde:

Retiro Neto_A = Retiro Neto del área de control "A" para un período de mercado determinado.

MED_i = Datos de medición del SIMECR registrados en el nodo "i" para un período de mercado determinado, considerándose valores positivos los datos de medición de retiro y valores negativos los datos de medición de inyección.

i = Índice de nodos de enlace entre áreas de control, perteneciente al área de control "A".

n = Número total de nodos de enlace entre áreas de control, perteneciente al área de control "A".

La Inyección Neta Real de cada Área de Control se determinará a partir de los datos de medición del SIMECR, del día de operación registrados en los nodos de enlace entre áreas de control, según la formulación siguiente:

$$\text{Inyección Neta Real}_A = - \sum_{i=1}^n \text{MED}_i, \forall \text{ Inyección Neta Real}_A > 0$$

Dónde:

$\text{Inyección Neta Real}_A$ = Inyección Neta Real del área de control "A" para un período de mercado determinado.

MED_i = Datos de medición del SIMECR registrados en el nodo "i" para un período de mercado determinado, considerándose valores positivos los datos de medición de retiro y valores negativos los datos de medición de inyección.

i = Índice de nodos de enlace entre áreas de control perteneciente al área de control "A".

n = Número total de nodos de enlace entre áreas de control, pertenecientes al área de control "A".

La Inyección Neta programada de cada Área de Control se determinará en los nodos de enlace, a partir de los flujos programados en el predespacho en las líneas de interconexión. La Inyección Neta programada se determinará según la formulación siguiente:

Inyección Neta Programada_A

$$= - \sum_{le=1}^{lt} (\text{Flujo}_{le} - \text{Pérdidas propias}_{le}/2), \forall \text{ Inyección Neta Programada}_A > 0$$

Dónde:

Inyección Neta Programada_A = Inyección Neta Programada del área de control "A" para un período de mercado determinado.

Flujo_{le} = Flujo programado en el predespacho, ajuste o redespacho regional para el tramo de línea de enlace le, considerándose valores positivos los datos de retiro y valores negativos los datos de inyección.

Pérdidas propias_{le} = Componente de Pérdidas programadas para el tramo de línea de interconexión que pertenece al área propia desde el nodo de enlace hasta el nodo frontera.

le = índice de líneas de enlace entre áreas de control, perteneciente al área de control "A".

It = Número total de líneas de enlace entre áreas de control, pertenecientes al Área de control "A".

b) Modificación del numeral 5.7. de la Sección segunda, Procesos Comerciales del RMER en la fase I SIMECR de la resolución No. CRIE-P-17-2012, Procedimiento de Detalle Complementario:

- 1) Después de la formulación matemática de la distribución por área de control del "Retiro Neto" a fijar en el proceso de Pos despacho, especificada en el numeral 5.7 de la Sección segunda, Procesos Comerciales del RMER en la fase I SIMECR del PDC, adicionar a continuación la formulación matemática de la inyección del Contrato No Firme Físico Flexible a fijar en el proceso de Posdespacho.

El cual se leerá así:

- 5.7 Con el objeto de calcular los precios nodales expost, es necesario previamente realizar una distribución del retiro neto calculado para cada área de control, cuando éste es mayor que cero, de tal manera que se considere el valor de las transacciones programadas en el MER y su distribución en la RTR o en los nodos de enlace cuando esto corresponda.

Del mismo modo, es necesario previamente realizar un prorateo de las inyecciones programadas en un área de control de los Contratos No firmes Físicos Flexibles, cuando la Inyección Neta Real y la Inyección Neta Programada sean mayor que cero en el Área de Control.

El Retiro Neto en los nodos de la RTR, se determinará a partir de la distribución



proporcional del Retiro Neto del Área de Control correspondiente. Para el cálculo de esta distribución se consideran las Transacciones Programadas Regionales que resultaron del Predespacho Regional y la medición del SIMECR registrada en los nodos de enlace, con base en la siguiente formulación matemática:

$$\text{Retiro Neto}_j = \text{Retiro Neto}_A = \left[\frac{(|TP| + k|MED|)_j}{\sum_{j=1}^m (|TP| + k|MED|)_j} \right]$$

k: Factor que toma el valor de cero "0", cuando la sumatoria del valor absoluto de todas las transacciones programadas regionales del área de control "A" es mayor que cero $\sum_{j=1}^m (|TP|)_j > 0$. Caso contrario, k toma el valor de "1".

Retiro Neto_j = Retiro Neto del nodo "j" para un período de mercado determinado.

Retiro Neto_A = Retiro Neto del área de control "A" para un período de mercado determinado,

TP = Transacción Programada regional en el nodo "j" para un período de mercado determinado.

MED = Datos de medición del SIMECR registrados para el nodo "j" cuando este sea un nodo de enlace entre áreas de control, de lo contrario toma el valor de cero, para un período de mercado determinado.

j= Índice de nodos de enlace y nodos internos de la RTR con transacción programada en el MER del área de control "A"

m= Número de nodos de enlace más el número total de nodos de la RTR internos del área de control "A" con Transacción programada en el MER.

La componente de inyección programada en el predespacho, ajuste o redespacho regional de los Contratos No Firmes Físico Flexibles en áreas de control con inyección neta se fijará en el nodo en que ha sido programada en el predespacho, ajuste o redespacho regional según la formulación siguiente:

$$P_{iny_cnfff(j)} = T_{programada(j)}^{cnffi} \left(1 - \frac{\text{Inyección Neta Programada}_A - \text{Inyección Neta Real}_A}{\text{Inyección neta Programada}_A} q \right)$$

Si $\text{Inyección Neta Programada}_A > 0$ e $\text{Inyección Neta Real}_A > 0$,
 caso contrario $P_{iny_cnfff(j)} = 0$



$P_{iny_cnfff(j)}$ = Es la componente de inyección del Contrato No Firme Físico Flexible a fijar en el nodo j en el Posdespacho en un área con Inyección Neta real y programada.

$T_{programada(j)}^{cnffi}$ = Es la inyección programada en el predespacho, ajuste o redespacho regional para el nodo j de contratos no firmes físicos flexibles de inyección en un área con inyección neta.

q = Factor que toma el valor de "0", cuando la Inyección Neta Real_A es mayor que la Inyección Neta Programada_A. Caso contrario, "q" toma el valor de "1".

