

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

CERTIFICA:

Que tiene a la vista el original de la resolución CRIE-P-13-2013, aprobada por la Junta de Comisionados de CRIE, el día dieciocho de abril de dos mil trece, en la ciudad de San José, República de Costa Rica, la cual resuelve la solicitud presentada por el Ente Operador Regional, sobre la adición de normas puntuales al Procedimiento de Detalle Complementario – PDC-, y cuyo contenido se transcribe literalmente:

“RESOLUCIÓN CRIE-P-13-2013

LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

CONSIDERANDO

I

Que el objeto del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central –Tratado Marco- establecido en el artículo 1 de ese cuerpo legal, 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.

II

Que el artículo 4 del Tratado Marco 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.”*

III

Que el Segundo Protocolo al Tratado Marco en su artículo 7, que reformó el artículo 19, del Tratado, establece que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE- es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional –MER-, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia, siendo sus funciones entre otras las de hacer cumplir el

Tratado Marco y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios y procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.

IV

Que el artículo 23 del Tratado Marco establece que *“Las facultades de la CRIE, son entre otras: a) Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. b) Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado. c) Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual, hacia estados más competitivos. d) Aprobar la reglamentación del despacho físico y económico, a propuesta del EOR. (...) m) Evaluar la evolución del Mercado periódicamente y proponer a las partes las medidas que a su juicio se consideren convenientes a fin de avanzar en la consolidación del mercado. o) Coordinar con los organismos regulatorios nacionales las medidas necesarias para el buen funcionamiento del mercado...”*

V

Que el Segundo Protocolo al Tratado Marco, en su artículo 11, que reformó el artículo 25 del Tratado Marco, establece la creación del Ente Operador Regional –EOR-, a quien define como *“...el ente operador del Mercado regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a las Partes...”*, y el artículo 26 del Tratado Marco, dispone que: *“El EOR tiene capacidad jurídica propia para adquirir derechos y contraer obligaciones, actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos los actos, contratos y operaciones necesarias o convenientes para cumplir con su finalidad, tanto dentro como fuera del territorio de los países firmantes del Tratado, respetando los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad.”* Siendo una de sus funciones proponer a la CRIE los procedimientos de operación del mercado, conforme lo dispone el artículo 28 literal a) del Tratado Marco.

VI

Que el EOR elaboró un Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, mismo que fue aprobado a través de la Resolución CRIE-P-09-2012 para entrar en vigencia el día 1 de enero de 2013, con un período de transición solicitado por el EOR en Junta de Comisionados, sesión 61 del 21 y 22 de noviembre del 2012, mismo que fue aprobado a través de la Resolución CRIE-P-23-2012 para entrar en plena vigencia y aplicación a partir del 1 de abril 2013, con base al segundo resuelve de la Resolución ya referida, que dispone que las Gerencias de CRIE, presenten los ajustes al PDC, para el adecuado funcionamiento del MER, verificando que sea consistente con el RMER para su plena aplicación y que permita evacuar las necesidades identificadas por el EOR en su propuesta. Que mediante Resolución CRIE-NP-09-2013 la Junta de Comisionados acordó prorrogar por una sola vez y por el plazo máximo de sesenta días calendario la vigencia del período de transición de implementación de la normativa regional, período durante el cual se seguirá con la aplicación el Reglamento del Mercado Eléctrico regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

VII

En consideración a lo anterior, el EOR presentó a la CRIE el día 14 de febrero del año 2013, un informe Sobre la aplicación del RMER más el PDC período de transición Enero 2013, a través del cual el EOR ha identificado algunos hallazgos en la aplicación de la regulación regional, que ameritará un ajuste normativo, basado en una propuesta concreta que remitirá posteriormente a la CRIE con fundamento en los resultados de la operación de enero y febrero del 2013.

VIII

El EOR ha presentado a la CRIE solicitud con fecha 15 de marzo del año 2013, en la cual hace la propuesta normativa a que se refiere el considerando anterior, en base al mandato establecido en el segundo resuelve de la Resolución CRIE-P-17-2012, en la cual se dispone que al término del segundo mes de la vigencia del PDC más el RMER, aplicable con carácter indicativo según la Resolución CRIE-P-23-2012, y cada mes subsiguiente durante el primer semestre, se presente a la CRIE, un informe con el análisis de los resultados de la aplicación inicial de dicho procedimiento.

IX

Que durante el período indicativo de aplicación del RMER más el PDC, el EOR detectó ciertos inconvenientes en la operación, que somete a consideración de CRIE, siendo los siguientes:

- a) En cuanto a la información requerida por parte de todos los OS/OM, correspondiente al predespacho nacional, la cual es una información fundamental para la preparación del predespacho regional, conforme lo establecido en el RMER en el Libro II, artículo, 5.13.1. el EOR ha identificado que actualmente el RMER y el PDC, no contemplan las acciones a seguir cuando un OS/OM no entrega un predespacho nacional, de tal manera que el EOR no puede efectuar el predespacho regional.
- b) Otro aspecto importante a destacar es que los OS/OM han estado presentando su predespacho nacional balanceado eléctricamente con diferentes metodologías por país, lo que ocasiona que en el proceso de preparación del predespacho regional del MER, se originen flujos de energía asociados a pérdidas de transmisión que serán suplidos con ofertas del MER, presentadas por los agentes, originándose cargos variables de transmisión distorsionados que tendrían que ser conciliados y liquidados en el MER, produciendo consecuencias económicas a terceros; para corregir esta situación se hace necesario que los OS/OM adapten el balance eléctrico de los pre-despachos nacionales, considerando el algoritmo del modelo de pérdidas de transmisión del predespacho regional que usa el EOR, con el objeto de evitar distorsiones en los cargos variables de transmisión que pagan los agentes del MER.
- c) Los procesos de pre-despacho y pos-despacho se realizan con el modelo matemático establecido en el RMER, el cual requiere que la red de transmisión sea continua, es decir, la red eléctrica debe estar conectada entre sí; lo anterior imposibilita que la programación del MER pueda ser realizada para una operación programada de islas eléctricas en el SER,

siendo necesario exceptuar el proceso de programación de transacciones en el MER para esta condición.

- d) Que el RMER en el libro II, artículo 5.17.7.1, literal b) establece, que el redespacho en el MER consistirá en la actualización de las transacciones programadas cuando se presenten o prevean modificaciones a las condiciones con las cuales se realizó el predespacho, que así lo ameriten. Y que durante este período entre el EOR y los OS/OM, se han identificado nuevos causales para realizar el redespacho, fundamentándose en lo siguiente: La ocurrencia normal de los recursos de generación, que retornan a estar disponibles para generar energía antes del tiempo estimado en la programación de mantenimientos o salidas forzadas y, que de manera frecuente durante la época lluviosa se presentan situaciones climatológicas temporales, en las que se dan intensas precipitaciones de lluvia, que pueden provocar que los embalses de las centrales hidroeléctricas alcancen niveles de vertimiento o derrame.
- e) Que en el RMER y el PDC para el proceso de redespacho, actualmente no se especifican los períodos de mercado, para los cuales se debe ejecutar este proceso de redespacho durante el día, volviéndose necesario definirlo explícitamente en la regulación regional, dado que esto tiene implicaciones económicas para terceros.
- f) Que el EOR durante el período indicativo ha detectado que lo establecido en los artículos 3.5.1 del libro I y 2.2.6 del libro II, ambos del RMER, es inconsistente con lo dispuesto en el artículo 1, Sección Segunda del PDC, relativo a la presentación de ofertas al MER y al requerimiento del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR), para su efectiva aplicación respecto al proceso de autorización de los agentes del mercado regional. Adicionalmente también se identifica por el EOR, en el contexto de la actual operación del MER, que los artículos del RMER antes referidos, a su juicio, representan un obstáculo a la participación de los agentes en dicho mercado, en la medida en que actualmente ya el PDC permite la presentación de ofertas en cualquier nodo de la RTR o nodo de enlace de interconexión internacional, sin más requisitos que los establecidos en el PDC.

X

Que la CRIE al analizar los problemas planteados por el EOR detallados en el considerando anterior y sus propuestas de ajuste normativo para dar solución a los mismos, considera lo siguiente:

- a) En el caso de que en un día específico un OS/OM no presente su predespacho nacional a más tardar a las 13:00 horas, el EOR propone utilizar la misma información proporcionada por dicho OS/OM acerca del predespacho nacional de un día que mejor represente la operación prevista del día en cuestión, o que cuando imposibilitándose la coordinación con el OS/OM en un tiempo de quince minutos, el EOR pueda utilizar la misma información del predespacho nacional del mismo día de la semana anterior, sin incluir transacciones regionales, en ambos casos manteniendo el OS/OM la responsabilidad de la información y sus consecuencias.

Sobre este tema la CRIE analizó que el EOR, al no contar con dicha información aunque se trate de un solo país, no podrá realizar el predespacho regional, pues el modelo matemático de optimización requiere de los seis predespachos nacionales reportados por cada OS/OM, tal como lo indica el numeral A3.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER.

Así mismo, se analizaron las consecuencias de que un OS/OM no presente el pre-despacho nacional, lo cual provocaría no obtener el programa regional de las inyecciones y retiros programados, ni el cálculo de los precios nodales ex-ante requeridos para el cálculo de los CVT, pudiéndose llegar a incumplimientos de contratos, tanto en el país que no presente la información como en el resto de países.

Por lo tanto, se estima procedente la propuesta del EOR.

- b) El EOR propone que el predespacho nacional remitido por el OS/OM al EOR, deberá estar balanceado eléctricamente, para lo cual proporcionará un programa computacional para adaptar el balance eléctrico de cada predespacho nacional, al algoritmo del modelo de pérdidas de transmisión del predespacho regional que establece el RMER, con el propósito de evitar distorsiones en los cargos de transmisión que pagan los agentes del MER.

Sobre este punto la CRIE considera que a nivel regional se debe mantener un solo modelo para balancear eléctricamente los predespachos nacionales que se adapte al modelo de pérdidas de transmisión establecido en el RMER, como el propuesto por el EOR.

Acerca de este tema se estima necesario instruir al EOR para que realice los análisis respectivos y establezca si hay diferencias importantes en la estimación de las pérdidas con respecto al modelo de pérdidas medias que utiliza en la actualidad el EOR y el de segmentación lineal, de manera que de acuerdo a los resultados, el EOR proponga en su momento a la CRIE la conveniencia de utilizar el modelo más adecuado.

- c) El EOR también propone que cuando se produzcan en el SER "islas eléctricas" por aperturas programadas de los enlaces que interconectan las áreas de control, no se programen transacciones en el predespacho del MER.

Sobre este tema la CRIE considera que la solicitud no es consistente con el Capítulo 3, Operación Técnica del MER, del Libro II del RMER, el cual define los criterios, responsabilidades, procedimientos y requisitos necesarios para la coordinación, supervisión y control de la operación del MER, dentro de los estándares de calidad, seguridad y desempeño regionales y de forma específica establece que los mantenimientos se deben programar en forma coordinada entre el EOR y los OS/OM de tal forma que garanticen la operación integrada, segura y confiable del SER, de manera que se cumpla con los criterios de calidad y seguridad regionales.

La CRIE considera sobre este punto que el EOR debe adecuar el modelo para superar la situación de formación de islas por eventos de fuerza mayor, sin que dicha adecuación no tenga que constituir una condición para la aplicación oficial del RMER más el PDC, de conformidad a la prórroga que otorgó la CRIE mediante Resolución CRIE-NP-09-2013, considerando que la

probabilidad de ocurrencia de este tipo de eventos fue del orden del 2 % durante el año 2012, bajo un escenario de la Línea SIEPAC incompleta, de acuerdo a lo informado por el EOR.

- d) El EOR, sobre el período de la ejecución del redespacho regional, propone que se defina desde la hora inicial de la vigencia del redespacho solicitado por el OS/OM, hasta el último período del día para el cual fue realizada la solicitud.

La CRIE ha verificado que el RMER y el PDC establecen únicamente la hora de inicio del redespacho, por lo que es procedente definir claramente el período de finalización del redespacho solicitado.

- e) El EOR propone adicionar como causales de redespacho las siguientes: “(i) Recuperación de la disponibilidad de recursos de generación, debidamente justificados por el OS/OM respectivo; (ii) Ante condiciones inminentes de alertas de vertimiento o vertimiento en embalses de centrales hidroeléctricas, debidamente justificados por el OS/OM respectivo”.

En virtud que las causales de redespacho planteadas por el EOR obedecen a condiciones reales de la operación, se considera procedente la solicitud presentada.

- f) El EOR propone dejar sin efecto los artículos 3.5.1 del Libro I y 2.2.6 del Libro II, ambos del RMER.

La resolución CRIE-P-17-2012, en su párrafo resolutivo quinto, previó que todas aquellas disposiciones emitidas por CRIE que contradigan lo dispuesto en el PDC o por efectos de éste pierden su sentido, quedarán sin efecto jurídico a partir de la entrada en vigor del referido procedimiento. Con base en lo anterior, no se justifica dejar sin efecto los referidos artículos del RMER. Además, de conformidad al Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, en el numeral 1.3 de la sección segunda PROCESOS COMERCIALES DEL RMER EN LA FASE I SIMECR, se establece que cuando las ofertas sean presentadas en un nodo de la RTR, que no es un nodo de enlace, es suficiente que dicho nodo disponga de un sistema de medición comercial que cumpla con los requisitos establecidos en la regulación nacional.

XI

Que de acuerdo con el punto primero de la resolución CRIE-NP-19-2012, que aprueba la “Metodología transitoria de cálculo, facturación y liquidación del peaje, cargo variable de transmisión y del cargo complementario de los cargos por uso de la red de transmisión regional”, esta última entrará en vigencia conjuntamente con el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC) y el RMER. En consecuencia, la “Metodología Inicial Transitoria de cálculo, conciliación, facturación y liquidación del peaje operativo y cargo complementario de los cargos por uso de la red de transmisión regional, para la remuneración de la Línea SIEPAC”, aprobada en las resoluciones CRIE-01-2011, CRIE-02-2011 y CRIE-06-2011, se mantiene vigente.

POR TANTO:

Con base a lo considerado, y en uso de las facultades que le confiere el artículo 1, 19 y 23 literales a), b), c), d), m) y o) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central,

RESUELVE:

PRIMERO: A fin de garantizar el adecuado funcionamiento del MER, se aprueba la solicitud presentada por el Ente Operador Regional, recibida en la CRIE el 15 de marzo de 2013, sobre la adición al Procedimiento de Detalle Complementario – PDC-, de los siguientes aspectos:

- a) Si en un día específico un OS/OM, no presenta su predespacho nacional a más tardar a las 13:00 horas, el EOR en coordinación con el OS/OM, utilizará 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. En caso de imposibilitarse la coordinación con el OS/OM en un tiempo de quince minutos, el EOR utilizará la misma información de predespacho nacional del mismo día de la semana anterior, sin incluir ofertas de oportunidad ni contratos al MER, remitidos por el OS/OM. En ambos casos, manteniendo el OS/OM la responsabilidad de la información a utilizarse y sus consecuencias. El EOR informará a la CRIE de esta situación a más tardar un día hábil después, para los fines que procedan y la asignación de las responsabilidades.
- b) El predespacho nacional remitido por el OS/OM al EOR deberá estar balanceado eléctricamente. El EOR suministrará a cada OS/OM un programa computacional para adaptar el balance eléctrico al algoritmo del modelo de pérdidas medias de transmisión requerido para preparar el predespacho regional que establece el RMER, con el objeto de evitar distorsiones en los cargos variables de transmisión que pagan los agentes del MER.
- c) El EOR ejecutará el redespacho regional desde la hora inicial de la vigencia del redespacho solicitado por el OS/OM, hasta completarse las 24:00 horas del día en el cual fue realizada la solicitud. Para ello el OS/OM solicitante proporcionará su nuevo predespacho nacional efectuado con las misma ofertas y reglas del predespacho respectivo, que solo pueden ser modificadas por caso fortuito o fuerza mayor.
- d) Se adiciona al numeral 11 Causales para solicitar Redespachos, de la Sección tercera, del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, al final del único párrafo del numeral 11.1, como causales de redespacho las siguientes:
 - ✓ Recuperación de la disponibilidad de recursos de generación, debidamente justificados por el OS/OM respectivo.
 - ✓ Ante condiciones inminentes de alertas de vertimiento o vertimiento en embalses de centrales hidroeléctricas, debidamente justificados por el OS/OM respectivo.

SEGUNDO: Sin lugar la solicitud del Ente Operador Regional relativa a que cuando se produzcan en el SER islas eléctricas por aperturas programadas de los enlaces que interconectan las áreas de control, no se programen transacciones en el predespacho del MER.

Se instruye al EOR para que proceda a la adecuación del modelo para programar transacciones en el predespacho del MER ante la formación de islas eléctricas por causas de fuerza mayor o caso fortuito. Esta atribución y cualquier otra que se le otorga el EOR no afecta la aplicación de los plazos oficiales para la entrada en vigencia el RMER más el PDC.

TERCERO: Instruir al EOR para que realice los análisis respectivos y establezca si hay diferencias importantes en la estimación de las pérdidas entre al modelo de pérdidas medias que utiliza en la actualidad el EOR y el modelo de segmentación lineal que refiere el RMER, debiendo informar a la CRIE en el término de seis meses acerca de la conveniencia de utilizar el modelo más adecuado.

CUARTO: Aclarar que de acuerdo con lo resuelto en el punto Quinto de la Resolución CRIE-P-17-2012 “quedan sin efecto jurídico las regulaciones y acuerdos... y todas aquellas disposiciones emitidas por CRIE que contradigan lo dispuesto en la presente resolución”; esta disposición es aplicable a los artículos 3.5.1 Libro I y 2.2.6 Libro II ambos del RMER, que guardan inconsistencia con el numeral 1.3 en la sección segunda PROCESOS COMERCIALES DEL RMER EN LA FASE I SIMECR, del PDC que permite a los agentes presentar ofertas en un nodo de la RTR que no es un nodo de enlace, sin más condición que lo establecido en el PDC.

QUINTO: Se aclara que para liquidar los cargos por servicios de transmisión regional se mantiene vigente la “Metodología Inicial Transitoria de cálculo, conciliación, facturación y liquidación del peaje operativo y cargo complementario de los cargos por uso de la red de transmisión regional, para la remuneración de la Línea SIEPAC”, aprobada en las resoluciones CRIE-01-2011, CRIE-02-2011 y CRIE-06-2011, hasta la entrada en vigencia del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC) y el RMER, según la resolución CRIE-NP-19-2012.

SEXTO: Se instruye al EOR realizar las solicitudes de ampliación o cambio a la regulación regional que fueren justificadas, con el tiempo suficiente para el debido análisis y revisión de los temas propuestos.

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

NOTIFÍQUESE por correo electrónico al Ente Operador Regional –EOR- y **PUBLÍQUESE** en la página web de la CRIE.”

Quedando contenida la presente certificación en nueve hojas, impresas todas únicamente en su anverso, hojas que sello y firmo en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, a los veintidós días del mes de abril del año dos mil trece.


GIOVANNI HERNÁNDEZ
SECRETARIO EJECUTIVO


Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO