

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-64-2017, emitida el veintitrés de noviembre de dos mil diecisiete, donde literalmente dice:

**“RESOLUCION CRIE-64-2017
LA COMISION REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA
RESULTANDO**

I

Que mediante resolución CRIE-NP-19-2012 del 16 de noviembre de 2012, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), aprobó la *“Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional”*.

II

Que mediante resolución CRIE-46-2015 del 11 de noviembre de 2015, la CRIE aprobó el *“Procedimiento de aplicación de los contratos firmes y derechos firmes”*.

III

Que mediante resolución CRIE-07-2017 del 9 de marzo de 2017, modificada mediante resolución CRIE-18-2017 del 5 de mayo de 2017, la CRIE aprobó modificar el *“Procedimiento de aplicación de los contratos firmes y derechos de transmisión”*.

IV

Que mediante resolución CRIE-30-2017 del 29 de junio de 2017 se resolvieron aspectos relativos a los reclamos presentados en relación al DTER de abril de 2017.

V

Que mediante resolución CRIE-37-2017 del 14 de agosto de 2017 se resolvieron aspectos relacionados al Recurso de Reposición presentado por la entidad EDECSA, en contra de la Resolución CRIE-30-2017.

VI

Que mediante resolución CRIE-48-2017 del 16 de octubre de 2017 se resolvió el recurso de reposición presentado por el Administrador del Mercado Mayorista -AMM- en contra de la Resolución CRIE 30-2017.

VII

Que el 25 de junio 2017, mediante nota referencia 1215/17 el OS/OM de El Salvador Unidad de Transacciones - UT-, informa sobre la continuación del serio problema que se ha presentado en el quehacer del MER, del cual el Mercado Mayorista de El Salvador ha resultado perjudicado desde hace varios meses y la situación se va agravando. El problema es el impacto sobre los resultados



económicos de la transmisión regional provocado por las aperturas de las interconexiones de Guatemala – El Salvador – Honduras, instruidas por el EOR por el incumplimiento de los programas de intercambio Guatemala y México mayores a 120 MW. Exponen: *“En tal sentido, le informamos que el DTER de junio de 2017, el Cargo variable de transmisión (CVTn) para El Salvador es un cargo de \$26,933.18, el cual ha sido asignado al transmisor nacional, ETESAL y, al OS/OM. Siendo el monto por las horas de apertura de las interconexiones un total de \$ 58,966.87, piden: Es necesario corregir los resultados del CVTn del 1 de junio del DTER de Junio de 2017, ya que estos cargos no son congruentes para el correcto funcionamiento comercial del Mercado”*. Mencionan que el EOR a la fecha no les ha respondido de su solicitud de revisión del 25 de julio 201 y dada la seriedad del problema, UT concluye que dicha instancia ya fue agotada por lo que eleva su solicitud a la CRIE para que avalué y resuelva la grave situación que está presentando el funcionamiento comercial actual del MER, en el que se están aplicando cobros indebido y excesivos a los agentes transmisores y Mercados Nacionales.

CONSIDERANDO

I

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), suscrito por los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, tiene como objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región.

II

Asimismo, en su artículo 2, el Tratado Marco establece como fines -entre otros- los siguientes: *“(...) b. Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico Regional que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social; (...) e. Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región; f. Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes, así como la creación de los entes regionales apropiados para el logro de estos objetivos; y g. Propiciar que los beneficios derivados del Mercado Eléctrico Regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.”*

III

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 4 del Tratado Marco: *“El Mercado Eléctrico Regional es el ámbito en el 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.”*; transacciones que se llevan a cabo en la Red de Transmisión Regional (RTR).



IV

Que el Tratado Marco, en su artículo 12 establece el principio de libre acceso a las redes de transmisión regional, tanto regional como nacional y define lo que debe entenderse como la Red de Transmisión Regional (RTR). Establece dicho artículo lo siguiente: *"Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por La CRIE, y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional, y no serán discriminatorios para su uso en función regional. // Los sistemas interconectados nacionales de la región, que conjuntamente con las líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, integran la red de transmisión regional."* (lo resaltado es propio).

V

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,* c) *Promover la competencia entre los agentes del Mercado.*"

VI

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Tratado Marco, son facultades de la CRIE: "(...) b) *Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación del mercado.* c) *Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos.* (...) e) *Regular los aspectos concernientes a la transmisión y regulación regionales.* "

VII

Que es en el contexto en el que fue suscrito el Tratado Marco que se emitió por parte de la CRIE, Ente Regional Normativo del MER, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) -el cual forma parte de la normativa regional y es de obligatorio cumplimiento para quienes participan en el MER-, concibiéndose como propósito del MER (numeral 1.3.1 del Libro I del RMER) el beneficiar a los habitantes de los países miembros mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región. Es así que se ha establecido como parte de los objetivos del MER (numeral 1.3.2 del Libro I del RMER): aumentar la confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad, homogenizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño y promover una participación competitiva en el sector.

VIII

Que de conformidad con lo establecido en el numeral 1.4.1 del Libro I del RMER, el MER es un mercado mayorista de electricidad a nivel regional cuya organización y funcionamiento se basa en las siguientes premisas:



- a) *En el Mercado se realizan transacciones comerciales de electricidad mediante intercambios de oportunidad producto de un despacho económico regional y mediante contratos entre los agentes del mercado;*
- b) *Los agentes del mercado a excepción de los agentes transmisores pueden comprar y vender energía eléctrica libremente sin discriminación de ninguna índole y se garantiza el libre tránsito de energía eléctrica por las redes eléctricas en los países miembros del MER;*
- c) *Los agentes del mercado pueden instalar plantas de generación en cualquiera de las redes de los países miembros del MER para la comercialización a nivel regional de la energía producida;*
- d) *Los agentes del mercado tienen libre acceso a las redes de transmisión regional y nacional. La transmisión regional es el transporte de energía a través de las redes de alta tensión que conforman la Red de Transmisión Regional o RTR;*
- e) *El MER es un mercado con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la RTR y de las redes nacionales. Los puntos de conexión entre el MER y los mercados nacionales son los nodos de la RTR".*

IX

Que la RTR, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.5.6 del Libro I del RMER:

1.5.6.1 La Red de Transmisión Regional RTR es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional.

1.5.6.2 La RTR está conformada por instalaciones que son propiedad de agentes transmisores y su operación es coordinada y supervisada por el EOR y los OS/OM.

1.5.6.3 El EOR es el responsable de identificar las instalaciones que componen la RTR como parte del Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional SPTR, cumpliendo con los criterios y procedimientos establecidos en la Regulación Regional." (lo resaltado es propio).

X

Que como complemento a la definición de la RTR que establece el Libro I del RMER, el numeral A 1.3 del Libro III del RMER establece en lo que interesa, que: "(...) La RTR preliminar debe ser continua desde Panamá hasta Guatemala" (lo resaltado es propio).

XI

Que para efectos de hacer operativo el MER, mediante resolución CRIE-NP-19-2012 del 16 de noviembre de 2012, la CRIE aprobó la "Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional", misma que fue modificada mediante resolución CRIE-35-2014, particularmente en lo que tiene que ver con



los cargos variables de transmisión netos asignables en el caso de las instalaciones de transmisión que pertenecen o no a la RTR, que luego fue modificada en cuanto a la asignación en el caso de instalaciones pertenecientes a la RTR por medio de la resolución CRIE-46-2015 y en ese mismo sentido, mediante resolución CRIE-07-2017.

XII

En lo que interesa, la resolución CRIE-35-2014, establece lo siguiente:

“3.1 Cargo Variable de Transmisión e Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión

El Cargo Variable de Transmisión se determina conforme el numeral 1.5 del Libro II del RMER, y se asigna para cada instalación de transmisión “L” de acuerdo al apartado D9 del Anexo 2 de la Resolución CRIE P-26-2014.

En el caso de las instalaciones de transmisión que pertenecen a la RTRE, el Cargo Variable de Transmisión Neto CVT_L^{Neto} y el Ingreso por Ventas de Derechos de Transmisión $IVDT_Asig_L$ serán abonados o cobrados al Agente Transmisor propietario de la instalación de transmisión “L”. El Regulador Nacional y la CRIE verificarán los ingresos o cargos asignados a los agentes transmisores correspondientes, conforme lo establecido en el numeral 8 de esta Metodología.

En el caso de instalaciones de transmisión que no pertenecen a la RTR, el CVT_L^{Neto} , y el Ingreso por Ventas de Derechos de Transmisión $IVDT_Asig_L$, serán acumulados por país “p” formando el valor $CVT_L^{Neto-No-RTR_p}$, y el $IVDT_Asig_L -No-RTR_p$, respectivamente, y serán abonados o cobrados al OS/OM para ser distribuido internamente como lo decida el Regulador Nacional, para lo cual deberá establecer las interfaces regulatorias correspondientes.”

XIII

Que en lo que interesa, el numeral D9.1.1 del Anexo a las resoluciones CRIE-46-2015 (numeral vigente hasta el 30 de abril de 2017 y CRIE-7-2017 (numeral vigente a partir del 1 de mayo de 2017), establece lo siguiente:

D9 Descuento del CVT en cada instalación de la RTR por los montos que se destinan al pago de la renta de congestión de los DF y DFPP, y distribución del IVDT para cada instalación de la RTR.

D9.1 Objeto del cálculo del CVT Neto después de descontar los pagos a los DT.

D9.1.1 El objeto de este título es establecer la metodología que usará el EOR para determinar que parte del CVT_L de una instalación “L” de la RTR debe ser asignada a los Agentes Transmisores, después que se hayan vendido en las asignaciones DF y DFPP que serán remunerados usando los CVT totales recolectados. La cantidad a asignar será la diferencia entre el valor total del CVT y la cantidad del mismo que se destine al pago de DF y DFPP.



XIV

Que de conformidad con la normativa regional, el modelo sobre el cual se ha concebido la operación del Mercado Eléctrico Regional, es bajo una Red de Transmisión Regional definida a partir de lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco por parte del EOR según la metodología establecida en el capítulo 2 del Libro III del RMER, que es continua, conforme lo establecido en el numeral A1.3 del Libro III del RMER, en cuanto que "... la RTR preliminar debe ser continua desde Panamá hasta Guatemala", así como la definición de RTR establecida en el Libro I del RMER, en cuanto a que en ella "... se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER" y el numeral 1.2.2.1 del Libro II del RMER donde se establece que, es en esta donde "Las transacciones de energía en el MER se realizan por periodo de mercado, bien sea en el Mercado de Contratos Regional, a través de compromisos contractuales entre agentes del mercado, o en el Mercado de Oportunidad Regional, con base en ofertas de inyección y retiro de energía en los nodos de la RTR .."; lo cual resulta consistente con las razones que tuvieron los Gobiernos al momento de suscribir el Tratado Marco, el objeto de este y sus fines, así como con los propósitos y objetivos que persigue el MER y las premisas sobre los cuales se basa.

XV

Que mediante resolución CRIE-30-2017, modificada mediante resolución CRIE-37-2017, se integró en la regulación regional la forma en la cual debían operar los Contratos Firmes en condiciones de discontinuidad, detalle que se encuentra contenido en dichas resoluciones.

XVI

Que en virtud de lo anterior, corresponde a este Ente Regulador Regional, pronunciarse sobre el reclamo presentado por la Unidad de Transacciones – UT- en los siguientes términos:

En cuanto a la relación entre la decisión de apertura de líneas dispuesta por el EOR y la decisión de aplicar un modelo que causó sobrecostos a diferentes actores en el DTER-06-2017, es necesario aclarar que la forma de liquidación del MER deviene de la aplicación del modelo de optimización del predespacho regional vigente.

Ahora bien, al realizar el análisis de las causas de los sobrecostos este Ente Regulador detectó que éstos estaban asociados a los 8 periodos de mercado afectados por las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala con el resto del SER y se constató que el DTER del mes de junio de 2017 es producto de la debida aplicación de la regulación regional vigente en su momento. Se considera que el modelo utilizado por el EOR para determinar los sobrecostos plasmados en los DTER-06-2017, es aceptable para responder a la realidad de las aperturas de las interconexiones; adicionalmente la CRIE ha procedido a verificar la aplicación del mismo. Al efecto se realizó una investigación de detalle, para verificar que los resultados del modelo de optimización publicados por el EOR fueran adecuados, mediante reproducciones de todos los escenarios afectados por la aperturas en el mes de junio de 2017, utilizando un modelo de "desconexión física" de las interconexiones entre Guatemala y El Salvador y Guatemala y Honduras, concluyéndose que dicho modelaje de las aperturas (operación real), produjo los mismos despachos de energía y mismos precios nodales ex ante, que los publicados por el EOR de forma oficial para dichos periodos de mercado. Por lo tanto los resultados en los precios nodales ex ante y los despachos de las transacciones son válidos (no ficticios como lo indica el AMM) e iguales al considerar en el modelo las aperturas de las interconexiones (no capacidades cercanas a



cero); todo lo anterior en los mismos términos del análisis contenido en los considerandos XVII, XVIII Y XIX de la Resolución CRIE-30-2107 aplicado en este caso para el DTER-06-2017.

Al respecto debe tenerse en cuenta que si bien ha habido una debida aplicación del modelo de optimización del despacho regional, lo cierto del caso es que en ese momento la regulación regional no previó las condiciones en las cuales debían operar los Contratos Firmes en condiciones de discontinuidad de la RTR, operación de dichos contratos que es precisamente la que generó los sobrecostos del DTER-06-2017.

En este contexto, la asignación a un OS/OM o Agente de los sobrecostos resultantes de la aplicación de un modelo de optimización del predespacho regional, en el que la regulación vigente al momento de liquidar el MER no previó las condiciones en que debían operar los Contratos Firmes en condiciones de discontinuidad de la RTR, no responde a la necesidad de regir el MER de acuerdo con reglas objetivas y preexistentes.

XVII

MECANISMO DE PARA RESTITUIR Y LIQUIDAR LOS SOBRECOSTOS DERIVADOS DEL DTER-06-2017.

De conformidad con el análisis realizado, siendo que no es posible asignar los sobre costos consignados en el DTER-06-2017, referidos a los 8 períodos de mercado afectados por las transferencias superiores a 120 MW entre Guatemala y México y las subsecuentes aperturas de las interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER, a un OS/OM o Agente del MER distintos a los resultantes en dicho DTER, debido a que estas asignaciones son producto de la aplicación del modelo de optimización del predespacho regional vigente, sin que se hubiere previsto en dicho momento en la regulación regional la forma en que debían operar los Contratos Firmes en condiciones de discontinuidad de la RTR; se hace necesario se establezca dentro de la regulación el mecanismo mediante el cual se restituya y liquide, según corresponda, a los OS/OMs y Agentes afectados por los montos consignados en el DTER-06-2017 y que fueron originados a raíz de los 8 períodos de mercado en los que se realizaron aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER.

XVIII

Que en reunión presencial número 120 del 23 y 24 de noviembre de 2017, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado el reclamo presentado por la Unidad de Transacciones – UT - y con base en los considerandos que preceden, acordó lo resuelto en la presente resolución.

POR TANTO

La CRIE, con base en los resultandos y considerados que preceden y normas del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos y del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,

RESUELVE

PRIMERO: DECLARAR PARCIALMENTE CON LUGAR el reclamo presentado por la Unidad de Transacciones – UT- únicamente en el sentido que la asignación de los

montos en concepto de CVTneto resultantes como cobros en el DTER junio de 2017 respectivamente, referidos a los 8 períodos de mercado afectados por las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER, no le es atribuible a dicho OS/OM.

SEGUNDO: DETERMINAR que no es procedente asignar a la Unidad de Transacciones – UT- los sobrecostos consignados en el DTER-06-2017, referidos a los 8 períodos de mercado afectados por las transferencias superiores a 120 MW entre Guatemala y México y las subsecuentes aperturas de las interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER. Con el fin de garantizar la liquidez del Mercado, reintegrar los montos pagados por sobre costos asignados y liquidar los montos pendientes de pago incluidos en el DTER-06-2017, según corresponda, a los OS/OMs y demás Agentes afectados por el referido DTER, incorpórese a la regulación regional, a la brevedad posible, el mecanismo idóneo de reembolso y liquidación.

TERCERO: La presente resolución entrará en vigor a partir de su firmeza.

Publíquese y Notifíquese.”

Quedando contenida la presente certificación en ocho (08) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día lunes once (11) de diciembre de dos mil diecisiete.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo



SECRETARIO EJECUTIVO