

NOTIFICACIÓN / AMM

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA (CRIE)

POR MEDIO DE LA PRESENTE EL DÍA DE HOY NOTIFICO POR CORREO ELECTRÓNICO AL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA -AMM-, LA RESOLUCIÓN NÚMERO CRIE-12-2018, DE FECHA VEINTICINCO DE ENERO DE DOS MIL DIECIOCHO.

EN LA CIUDAD DE GUATEMALA, REPÚBLICA DE GUATEMALA, EL DIECINUEVE DE FEBRERO DE DOS MIL DIECIOCHO.

POR CORREO ELECTRÓNICO ENVIADO AL SEÑOR ELMER ROGELIO RUÍZ, GERENTE DE DESARROLLO NORMATIVO DEL AMM.

DOY FE.



GIOVANNI HERNÁNDEZ.
SECRETARIO EJECUTIVO



CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

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

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-12-2018, emitida el veinticinco de enero de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-12-2018
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO:**

I

Que mediante nota EOR-GPO-05-10-2016-186, del 5 de octubre de 2016, el Ente Operador Regional (EOR) le instruyó al Administrador del Mercado Mayorista (AMM) no superar los 120 MW como límite seguro de transferencia máxima de potencia desde el sistema eléctrico mexicano hacia el área de control de Guatemala.

II

Que mediante nota EOR-DE-05-10-2016-635, de 05 de octubre de 2016, el EOR comunicó a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) el incumplimiento del AMM al programar transferencias máximas de potencia entre el sistema eléctrico de México y el área de control de Guatemala superiores a los valores técnicamente establecidos.

III

Que mediante nota EOR-DE-10-10-2016-650, de 10 de octubre de 2016, el EOR reiteró la instrucción operativa girada el 05 de octubre de 2016. Adicionalmente, el EOR solicitó al AMM que *“con base en el artículo 5.13.2 literal a) del Libro II del RMER, en el marco de la coordinación de intercambio de información entre el EOR y los OS/OM, se solicita remitir a más tardar a las 10:00 hrs de cada día, en un archivo Excel, la programación horaria de intercambios de potencia en la interconexión México-Guatemala, identificando claramente la hora y las cantidades de MW para cada hora a las siguientes direcciones electrónicas: operación@enteoperador.org, transenergia@enteoperador.org”*.

IV

Que mediante nota GND-008-2016, de 11 de octubre de 2016, el AMM comunicó al EOR, entre otras cosas, lo siguiente: *“1. El AMM ha actuado atendiendo la regulación vigente, Convenios con terceros Países que no pertenecen al Mercado Eléctrico Regional, así como la consulta realizada al regulador nacional, en el sentido que los intercambios que se realizan entre Guatemala y México están basados en los Convenios bilaterales suscritos entre ambos países, y que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus instituciones, no tienen jurisdicción (...) Por lo anterior (...) se han realizado y se continuarán realizando importaciones desde México, de conformidad con los resultados del despacho económico de Guatemala. (...) 3. Es oportuno indicar que la citada normativa referida (el artículo 5.13.2 literal a) del Libro II del RMER) corresponde a la presentación de información relacionada con `estado del sistema de transmisión, mantenimientos programados y no programados, modificaciones a la capacidad de la red y los cambios topológicos que afecten la programación del predespacho regional’, que corresponde al Mercado Mayorista Eléctrico Regional (SIC), pero no establece obligación alguna de la presentación de información de programas de intercambio con Enlaces Extra-regionales. Además, el programa de intercambio con México es resultado del programa de Despacho Económico de Guatemala, que normativamente está previsto que concluya antes de las 19:00 horas, lo cual se*

hace cuando ya se ha determinado cuál es la demanda a abastecer, la que incluye la demanda nacional y la regional, ésta segunda se confirma con la publicación del Predespacho Regional que el EOR debe publicar hasta las 16:00 horas del día. En consecuencia, el AMM está materialmente imposibilitado de proporcionar información definitiva, antes de concluir el procedimiento de Despacho Económico Nacional”.

V

Que mediante nota con referencia EOR-DE-13-10-2016-657, del 13 de octubre de 2016, el EOR remitió a esta Comisión un informe titulado *“Informe sobre los intercambios de energía en cero MWh desde Guatemala al resto de las áreas de control del SER”.*

VI

Que mediante nota EOR-DE-17-10-2016-662, de 17 de octubre de 2016, el EOR presentó ante esta Comisión el *“Informe relativo al Predespacho Regional del día 12 de octubre de 2016”.*

VII

Que mediante Providencia CRIE-PS-02-2016-04, de 22 de noviembre de 2016, la CRIE por medio del Resuelve I, adoptó como medida cautelar, con fundamento en el artículo 45 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, la instrucción al AMM a no sobrepasar el límite máximo de transferencias en la interconexión Guatemala-México a la RTR de 120MW. En ese mismo sentido, mediante el Resuelve II instruyó al EOR que garantizara, conforme sus facultades y en su calidad de operador del SER, el cumplimiento de lo ordenado respecto a la adopción de esa medida cautelar.

VIII

Que mediante nota GDN-013-2016, del 13 de diciembre de 2016, el AMM indicó a esta Comisión que a éste no le sería posible atender la instrucción de limitar las transferencias de potencia y energía a través de la interconexión entre Guatemala y México (Fs.2142 a 2144 del expediente del procedimiento administrativo sancionador CRIE-PS-02-2016 contra el AMM).

IX

Que mediante nota CRIE-SE-GT-52-16-03-2017, de 16 de marzo de 2017, la CRIE solicitó al EOR una aclaración sobre las acciones tomadas los días 13 y 14 de marzo; y mediante nota CRIE-SE-GT-50-16-03-2017, de 16 de marzo de 2017, la CRIE requirió al AMM una explicación sobre las transferencias de potencia en la interconexión México-Guatemala correspondiente a los días 13 y 14 de marzo de 2017.

X

Que el EOR comunicó a la CRIE que el AMM operó transferencias entre México y Guatemala por encima del límite seguro de 120 MW, mediante las siguientes notas: i. Nota EOR-DE-14-03-2017-110 el 14 de marzo de 2017; ii. Nota EOR-DE-14-03-2017-115 del 14 de marzo de 2017; iii. Nota EOR-DE-19-04-2017-160 del 19 de abril de 2017; iv. Nota EOR-DE-21-04-2017-166 del 21 de abril de 2017; v. Nota EOR-DE-03-05-2017-573 del 3 de mayo de 2017; vi. Nota EOR-DE-09-05-2017-581 del 9 de mayo de 2017; y vii. Nota EOR-DE-16-05-2017-587 del 16 de mayo de 2017.



XI

Que el 05 de abril de 2017, la CRIE emitió la Resolución CRIE-10-2017, por medio de la cual se declaró la responsabilidad administrativa del AMM por: a) haber permitido la conexión del 2do banco de transformación a la Subestación Los Brillantes, configurándose una falta muy grave por la infracción, según el inciso a) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central; y b) desobedecer la instrucción operativa girada por el EOR, por medio de nota EOR-GPO-09-07-2016-141, por haber efectuado las pruebas operativas y permitido la puesta en operación de las instalaciones del 2do banco de transformación en la Subestación Los Brillantes, configurándose una infracción, según el inciso d) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. En consecuencia, la CRIE le impuso una sanción de US \$250,000.00 y ordenó la desconexión del referido banco de transformación.

XII

Que mediante oficio GDN-007-2017, del 21 abril 2017, el AMM informó que el EOR de forma discrecional no solamente procedió a hacer redespachos de los predespachos regionales, sino que concretó la desconexión del área de control de Guatemala.

XIII

Que el AMM mediante memorial de fecha 11 de mayo de 2017, presentó una denuncia en contra del EOR, “*por haber efectuado desconexiones de Guatemala del Sistema Eléctrico programadas con el Sistema Eléctrico Regional, en el período del nueve de octubre de 2016 hasta la fecha, en contravención a la Regulación Regional*”.

Los hechos denunciados por el AMM son los siguientes:

*“En diferentes fechas del periodo del nueve de octubre de 2016 a mayo 2017 el EOR afectó al Mercado Mayorista Guatemalteco, a sus agentes y contrapartes de la región, mediante la ejecución de dos medidas: (1) Haber efectuado **desconexiones fácticas de Guatemala del Sistema Eléctrico Regional**; y (2) haber **impedido transacciones regionales de Guatemala económicamente programadas con el Sistema Eléctrico Regional**.”*

1) Las desconexiones de Guatemala del Sistema Eléctrico Regional

*Desconectar del SER a uno de los Estados miembros del Tratado Marco y sus Protocolos para aislarlo **no** es una posibilidad concebida dentro de dichos instrumentos jurídicos, bajo ninguna circunstancia.*

(...) El EOR dispuso unilateralmente y llevó a cabo, en múltiples ocasiones, el aislamiento del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala del SER, mediante la apertura de las líneas que interconectan a Guatemala con sus vecinos Honduras y El Salvador. Esa medida, reiterada en varias ocasiones, no le fue instruida al AMM –OS/OM de Guatemala-, sino que fue ejecutada a través de maniobras que el EOR instruyó directamente a los OS/OM de Honduras y El Salvador.

2) La suspensión de facto de transacciones regionales de Agentes de Guatemala

El EOR impidió realizar intercambios de Guatemala hacia el SER resultantes de las transacciones programadas en el predespacho regional en los períodos y fechas indicadas

en las tablas 2 y 3 (con datos extraídos del Anexo I), tanto mediante reducción como por impedimento a las transacciones... ”.

El AMM considera que el EOR ha configurado los siguientes incumplimientos muy graves, tipificados en el artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco:

1. La letra f) del artículo 30, porque ha realizado acciones para la manipulación de precios de electricidad y otras prácticas anticompetitivas que dificulten u obstaculicen el desarrollo o funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional; y,
2. Se ha tipificado la letra k) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, por otros incumplimientos de las obligaciones impuestas por la Regulación Regional que ocasionen el efecto descrito en el primer párrafo del artículo.

El AMM solicita como medida cautelar, se instruya al EOR que se abstenga de ejecutar desconexiones de Guatemala del Sistema Eléctrico Regional y de impedir transacciones regionales de Guatemala programadas con el Mercado Eléctrico Regional (MER).

XIV

Que mediante Resolución CRIE-22-2017, de 29 de mayo de 2017, la CRIE resolvió el recurso de reposición interpuesto por el AMM, presentado el 26 de abril de 2017 y ampliado el día 27 de ese mismo mes y año, contra la resolución CRIE-10-2017, de 05 de abril de 2017, por medio de la cual se declaró parcialmente con lugar el recurso de reposición, modificándose el punto resolutivo primero de la Resolución CRIE-10-2017, de 05 de abril de 2017, en el sentido de que la alusión al artículo 23 se refiere al Segundo Protocolo al Tratado Marco. Asimismo, confirmó en todo lo demás la resolución CRIE-10-2017.

XV

Que mediante nota CRIE-SV-113-06-06-2017, de 06 de junio de 2017, con base en el numeral 1.5.2.2, inciso i) del Libro I del RMER, se solicitó al EOR que informara a esta Comisión a más tardar el 9 de junio de 2017, lo siguiente:

- a. Las acciones tomadas por el EOR ante cada actuación del AMM informada en las notas mediante las cuales se comunicó que se había superado el límite seguro de 120 MW;
- b. Los criterios técnicos y regulatorios que utilizó el EOR para reducción de transferencias y/o realizar aperturas de la interconexión;
- c. Las validaciones eléctricas que sustentaron los redespachos que el EOR realizó en cada situación.

XVI

Que el EOR mediante nota EOR-DE-10-06-2017-701, de 10 de junio de 2017, remitió a esta Comisión la información solicitada sobre los criterios técnicos y regulatorios que utilizó el EOR para la reducción de transferencias y/o realizar aperturas de la interconexión; y las validaciones eléctricas que sustentaron los redespachos que el EOR realizó en cada situación.

CONSIDERANDO:

I

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), crea en su artículo 19 a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y la define como “(...) *el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, (...)*”. Por su parte el artículo 22 del citado tratado establece que entre los objetivos generales de la CRIE, está el: “(...) *a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios...*”; y entre sus facultades, según el artículo 23 de la norma de cita “...*h. Imponer las sanciones que establezcan los protocolos en relación con los incumplimientos a las disposiciones del Tratado y sus reglamentos (...)*”.

II

Que mediante Resolución CRIE-P-28-2013, publicada el 7 de enero de 2014, esta Comisión, aprobó el Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, reglamento que tiene por objetivo comprobar los incumplimientos a la normativa regional atribuibles a los Agentes, Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OM) y Ente Operador Regional (EOR), según la tipificación establecida en los artículos 30, 31 y 32 del Segundo Protocolo, los cuales, de ser comprobados, pueden ser sancionados de acuerdo a lo establecido en los artículos 37 y 38 del Segundo Protocolo.

III

Que para efectos de atender la denuncia presentada, se procede a realizar el análisis técnico – jurídico de los argumentos presentados por el AMM:

I. ANÁLISIS DE LA DENUNCIA POR LA FORMA

1. Legitimación

De acuerdo con lo establecido en artículo 21 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, el AMM tiene legitimación para presentar una denuncia cuando tenga conocimiento de hechos susceptibles de infracción administrativa.

2. Representación

El Ingeniero Elmer Rogelio Ruiz Mancilla en su calidad de Gerente de Desarrollo Normativo del AMM, se encuentra facultado para actuar en nombre del mencionado operador, según acredita con: i) copia legalizada de su nombramiento, contenido en acta notarial de fecha 03 de diciembre de 2014, autorizada por la notaria Mariela Hidalgo Morales y su razón de inscripción en el Registro de las Personas Jurídicas del Ministerio de Gobernación de la República de Guatemala; ii) acta notarial de 08 de mayo de 2017, autorizada por el notario Gerardo López Bhor, mediante la cual se hace constar el contenido de la resolución de efecto inmediato número 1852-01 de la Junta Directiva del AMM, que obra en acta número 1852, correspondiente a la sesión celebrada el 24 de octubre de 2016, mediante la cual se instruye al Ingeniero Ruiz Mancilla para que, en su calidad de Gerente de Desarrollo Normativo, suscriba todos los memoriales y notas en nombre del AMM que deban dirigirse a la CRIE.

3. Cumplimiento de formalidades de la denuncia

El AMM ha presentado la denuncia por escrito, habiendo tipificado la posible infracción administrativa que, a su juicio, ha cometido el EOR, fundamentada en argumentos técnicos y normativos del RMER y del Segundo Protocolo al Tratado Marco, conforme con el inciso 4° del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE.

4. Prueba ofrecida

El AMM acompañó a su denuncia lo siguiente:

4.1 Documental

A. Documentos impresos:

- i. Anexo I, con tabla de elaboración propia titulada “Medidas Unilaterales dispuestas por el EOR: Desconexiones Fáticas Guatemala-SER e Impedimento de Transacciones de Guatemala-SER”;
- ii. Copia de la nota EOR-PJD-29-04-2017-025, del EOR dirigida el 28 de abril de 2017, por el Presidente del EOR a la Junta de Comisionados de la CRIE y su Anexo;
- iii. Copia de la nota EOR-PJD-19-10-2016-053, del EOR dirigida a la CRIE, el 19 de octubre de 2016;
- iv. Copia de la nota CRIE-PRE-80-21-10-2016, de la CRIE dirigida al EOR, de fecha 21 de octubre de 2016.

B. Formato digital: disco compacto (CD) que adjunta lo siguiente:

- i. Estudios efectuados por el Administrador del Mercado Mayorista en conjunto con el Centro Nacional de Control de Energía de México (CENACE).
- ii. Estudios efectuados por Energía del Caribe, Sociedad Anónima, según la Norma Técnica de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT).

C. En poder del EOR:

A requerir al EOR copia certificada de las Evaluaciones para la Validación Eléctrica que el EOR efectuó oportunamente en cumplimiento de lo establecido en el artículo 5.14 del Libro II del RMER, para cada uno de los redespachos que realizó en el período denunciado, relacionados en el Anexo I de su memorial.

4.2 Dictamen de expertos:

Cuyos puntos y peritos propondrá en su oportunidad.

4.3 Presunciones legales y humanas que del proceso se deriven.

II. ANÁLISIS POR EL FONDO

Precisión necesaria

Previo a resolver sobre los argumentos expuestos por el AMM, es conveniente recordar que las acciones denunciadas se desarrollaron durante el lapso de tiempo en que esta Comisión conoció un procedimiento sancionador iniciado mediante la denuncia presentada por el EOR, contra el AMM, al haber permitido la conexión del 2° banco de transformación 400/230 kV 225 MVA en la Subestación Los Brillantes en el área de control de Guatemala.

Esta situación desencadenó una serie de irregularidades, tanto en la operación técnica, como comercial del MER, por la conexión no autorizada a la RTR del segundo banco de transformación (acreditado a través de resolución CRIE-10-2017), mismo que ha posibilitado incrementar las transferencias de potencia entre Guatemala y México a valores superiores a 120 MW –límite autorizado por el EOR como seguro para las transferencias máximas en dicha interconexión y que se encontraba vigente durante el tiempo en que acaecieron las aperturas señaladas por la entidad denunciante-.

En la tramitación de dicho procedimiento sancionador, por medio de la Providencia CRIE-PS-02-2016-04, de 22 de noviembre de 2016, la CRIE en el resuelve I, adoptó como medida cautelar, con fundamento en el artículo 45 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, instruir al AMM a no sobrepasar el límite máximo de transferencias en la interconexión Guatemala-México a la RTR de 120MW. En ese mismo sentido, mediante el resuelve II se instruyó al EOR que garantizara, conforme sus facultades y en su calidad de operador del SER, el cumplimiento de lo ordenado respecto a la adopción de esa medida cautelar.

Por lo que el análisis de las acciones denunciadas contra el EOR debe clasificarse en las siguientes etapas:

- i. El lapso de tiempo entre el 27 de septiembre de 2016, fecha en que inició el procedimiento sancionador contra el AMM, hasta el 29 de noviembre de 2016; y
- ii. El lapso de tiempo entre el 30 de noviembre de 2016, fecha en que se notificó la adopción de la medida cautelar mediante Providencia CRIE-PS-02-2016-04, de 22 de noviembre de 2016, al 29 de mayo de 2017, fecha en que se resolvió el recurso de reposición interpuesto por el AMM contra la resolución CRIE-10-2017, de 12 de abril de 2017, en la que se declara al AMM responsabilidad administrativa por haber permitido la conexión del 2do banco de transformación a la subestación Los Brillantes, siendo ésta un elemento integrante de la RTR, y se le impuso una sanción económica al AMM.

Argumentos presentados por el AMM

a. Sobre las desconexiones de Guatemala del Sistema Eléctrico Regional

El AMM manifiesta que: *“Desconectar del SER a uno de los Estados miembros del Tratado Marco y sus Protocolos para aislarlo no es una posibilidad concebida dentro de dichos instrumentos jurídicos, bajo ninguna circunstancia (...) El EOR dispuso unilateralmente y llevó a cabo, en múltiples ocasiones, el aislamiento del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala del SER, mediante la apertura de las líneas que interconectan a Guatemala con sus vecinos Honduras y El Salvador. Esa medida, reiterada en varias ocasiones, no le fue instruida al AMM -OS/OM de Guatemala-, sino que fue ejecutada a través de maniobras que el EOR instruyó directamente a los OS/OM de Honduras y El Salvador (...) La ilegalidad en que incurrió el EOR, con repercusiones directas para los Agentes del Mercado Mayorista de Guatemala dedicados a la importación y exportación hacia el MER (...) que impidió que energía más económica llegara a los habitantes de la región (...) Al haber aplicado el EOR una medida de hecho que no deriva de proceso algún (sic) iniciado en su contra pero que implica una suspensión de hecho de participar en el MER (...) El EOR incurrió en una grave ilegalidad al haber suspendido de facto las operaciones de los Agentes de Guatemala en su intercambio con los Agentes del resto del MER, con lo cual transgredió el objeto, fines y principios del Tratado Marco (...).”*

Análisis CRIE: Esta Comisión, en el marco del procedimiento sancionador CRIE-PS-02-2016, ha dado seguimiento a las aperturas de las líneas de interconexión Guatemala - El Salvador y



Guatemala - Honduras, las cuales tienen como consecuencia la separación del sistema eléctrico de Guatemala del resto del SER; a continuación se presenta el detalle de los días en los cuales se registraron dichas aperturas:

09/10/2016	29/04/2017	17/05/2017
10/10/2016	30/04/2017	18/05/2017
11/10/2016	01/05/2017	19/05/2017
12/10/2016	07/05/2017	20/05/2017
18/10/2016	11/05/2017	21/05/2017
03/11/2016	12/05/2017	22/05/2017
14/03/2017	13/05/2017	25/05/2017
19/04/2017	14/05/2017	27/05/2017
21/04/2017	15/05/2017	29/05/2017
28/04/2017	16/05/2017	01/06/2017

Las aperturas anteriormente listadas, derivan de la conexión no autorizada del segundo banco de transformación 400/230 kV 225MVA en la subestación Los Brillantes.

En relación con estas aperturas, consta en el expediente de esta Comisión que mediante oficio EOR-GPO-05-10-2016-186 de fecha 05 de octubre de 2016, el EOR instruyó al AMM no superar los 120MW de límite seguro de transferencias máximas en la interconexión Guatemala – México (límite vigente al momento en que acaecieron las aperturas denunciadas).

Por medio de la nota EOR-DE-05-10-2016-635, del 05 de octubre de 2016, el EOR informó que por medio de estudios de seguridad operativa regionales, realizados en coordinación con los OS/OM se estableció como límite seguro de transferencia entre México y Guatemala un valor de 120 MW; no obstante, el AMM programó entre las 00:00 horas y las 6:00 horas de los días 3, 4 y 5 de octubre de 2016, transferencias de potencia desde México a Guatemala hasta un máximo de 180 MW, 220 MW y 230 MW, respectivamente. También, informó que la operación y los intercambios que se realizan en la interconexión tienen un alto impacto en la seguridad operativa del SER, ya que de incrementarse dichos niveles y de presentarse una contingencia, puede provocar un colapso total de algunas áreas, especialmente cuando se dé un evento en demanda mínima. Adicionalmente, mediante la nota referida, el EOR comunicó a esta Comisión, que de conformidad con lo establecido en el numeral 1.5.3.2 inciso d), e inciso i) literales i y iii del Libro I del RMER, estaba evaluando la desconexión en tiempo real de las líneas de interconexión eléctrica entre Guatemala y el resto del Sistema Eléctrico Regional para preservar la operación y la integridad del resto de áreas de control; toda vez que se programasen valores superiores a los técnicamente establecidos.

Asimismo, mediante el “Informe sobre los intercambios de energía en cero MWh desde Guatemala al resto de las áreas de control del SER”, remitido a esta Comisión mediante nota EOR-DE-13-10-2016-657 del 13 de octubre de 2016, el EOR informó que, “... El EOR, el 9 de octubre de 2016 registró en tiempo real, flujos de potencia de hasta 231 MW, debido a lo cual, se vio obligado a coordinar con los OS/OM las maniobras de reducción de transferencias regionales para realizar las apertura de las interconexiones de Guatemala con el resto del SER (...)” “Luego de lo indicado en el punto anterior, el EOR instruyó a la UT, la ENEE y al AMM que se procedería con la apertura de las interconexiones entre las áreas de control de Guatemala-El Salvador y Guatemala-Honduras. El AMM indicó al EOR, que no procederían con la apertura de las interconexiones desde las subestaciones del lado de Guatemala.”

Mediante el referido informe el EOR manifestó que trató de coordinar la apertura de las interconexiones entre Guatemala y el resto del SER con el AMM, la UT y la ENEE; sin embargo,



el operador del área de control de Guatemala manifestó su negativa a realizar las maniobras solicitadas por el EOR. Por lo que la coordinación de las maniobras operativas necesarias para abrir las líneas de interconexión entre Guatemala y el SER, tuvieron que realizarse únicamente en los extremos de Honduras y El Salvador.

Adicionalmente, por medio de la nota EOR-PJD-19-10-2016-053, de fecha 19 de octubre de 2016, el EOR reiteró que desde el 3 de octubre de 2016, a través de mediciones de tiempo real identificó valores de intercambio en la interconexión México-Guatemala superiores a 120 MW.

Mediante nota con número de referencia EOR-GPO-05-10-2016-186 de fecha 05 de octubre de 2016, el EOR instruyó al AMM que de conformidad con lo establecido en el numeral 1.5.3.2 literal i) numerales romanos i) y iii) del Libro I del RMER no superara los 120 MW como límite seguro de transferencia máxima de potencia desde el sistema eléctrico mexicano hacia el área de control de Guatemala. El incumplimiento de dicha instrucción por parte del AMM ya ha quedado acreditada en la resolución CRIE-10-2017 de 05 de abril de 2017.

Asimismo, mediante la nota ref. EOR-PJD-19-10-2016-053, con fecha 19 de octubre de 2016, el EOR manifestó que, no obstante a lo instruido al AMM, el domingo 9 de octubre de 2016 y el martes 18 de octubre de 2016, ocurrieron nuevamente eventos similares, registrando en las mediciones de tiempo real transferencias de potencia superiores a 120 MW. El EOR explicó que en cumplimiento de lo establecido en la normativa regional y para preservar la seguridad operativa del SER, se vio obligado a instruir la apertura de la interconexión Guatemala-El Salvador y Guatemala-Honduras. Según el EOR, la situación anterior, provocó que los centros de control de los OS/OM de la región realizaran maniobras operativas en tiempo real para reprogramar sus unidades con el objeto de atender su demanda.

Al respecto, de conformidad con el artículo 2 del Tratado Marco, algunos de los fines del mismo son: a) Establecer los derechos y obligaciones de las partes; 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; c) Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad, y seguridad en el suministro de energía en la región (...), asimismo el artículo 10 del Tratado Marco establece, “*El Ente Operador Regional (EOR), organismo regional creado en el artículo 18 de este Tratado, en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica, realizará las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico*”. Asimismo, de conformidad con el artículo 28 del referido Tratado, uno de los principales objetivos del EOR es el de “*b. Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad*”.

Establece el numeral 1.5.3.2 literal i, inciso i, del Libro I del RMER, en lo que interesa, lo siguiente: “*En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de: a) Cumplir y aplicar la Regulación Regional; b) Coordinar con los OS/OMS la operación técnica y comercial del MER y de la RTR, preservando la seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en Libro III del RMER, ordenando las medidas y adecuaciones necesarias para asegurar su cumplimiento; (...) d) Realizar el seguimiento de la aplicación de las reglas de operación y de los criterios de calidad, seguridad y desempeño del MER (...) i) Dirigir y coordinar la operación técnica del SER; i. Adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la RTR, tales como cortes de carga, desconexión de generación, apertura de líneas, auditoría de las instalaciones de los Agentes, y cualquier otra acción de supervisión para asegurar la calidad del servicio eléctrico en el MER. Las medidas se ejecutarán de*



acuerdo con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional (...) iii. Validar o realizar los estudios que definen condiciones límite de operación, la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD);” (lo subrayado es propio).

De las normas transcritas se colige, que en concordancia con lo dispuesto en los artículos 2, 10 y 28 del Tratado Marco, la regulación regional atribuye al EOR el deber de asegurar que la operación del SER se realice con criterio económico respetando los criterios de calidad, seguridad y desempeño, encontrándose facultado además para adoptar y ordenar las medidas que en el ejercicio de sus funciones considere apropiadas para asegurar la integridad de la red de transmisión regional, preservando la calidad y seguridad del servicio en condiciones de operación normal o de emergencia conforme los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, dentro de ellas las aperturas de líneas.

Es claro para este Regulador Regional que, dada la naturaleza de lo que significa la operación de un sistema eléctrico regional como el de América Central y las facultades y responsabilidades que han sido asignadas al EOR a través de la regulación regional para operarlo, el EOR está facultado para **ejecutar** aquellas medidas que considere deben adoptarse para asegurar la calidad, seguridad y confiabilidad del SER, en tal sentido éstas deben materializarse bajo una necesaria coordinación con los OS/OMS involucrados en la ejecución de la orden operativa, tal y como ha ocurrido en el presente caso, a pesar de que el AMM no cumplió con las instrucciones y solicitudes vertidas por el operador regional.

b. Sobre la suspensión de facto de transacciones regionales de Agentes de Guatemala

“El EOR impidió realizar intercambios de Guatemala hacia el SER resultantes de las transacciones programadas en el predespacho regional en los periodos y fechas indicadas en las tablas 2 y 3 (con datos extraídos del Anexo I), tanto reducción como por impedimento a las transacciones (...) La interrupción de los intercambios programados que son denunciados fueron efectuados por EOR en abierta transgresión a lo establecido en el capítulo 5 del Libro II del RMER para el Proceso de Predespacho Regional y más concretamente, con la manipulación de la fase de Validación eléctrica establecida en el capítulo 5 del Libro II del RMER (...) El EOR llevó a cabo el proceso de optimización e incluyó en el programa regional las ofertas que resultaron requeridas económicamente, habiéndose realizado la Validación Eléctrica respectiva. Sin embargo, posteriormente el EOR modificó dicho Predespacho Regional a través de un Redespacho, basándose en una medida que él mismo -el EOR- dispuso unilateralmente: la apertura de las líneas de interconexión de Guatemala con el resto del SER – medida que no tiene asidero legal-.”

Análisis CRIE: Esta Comisión considera que la situación denunciada, es una consecuencia directa de las aperturas de líneas efectuadas por el EOR, por lo que no pueden separarse los hechos denunciados.

De conformidad con lo establecido en el numeral 5.14.1 del Libro II del RMER: “Como parte del proceso de coordinación del predespacho, el EOR deberá efectuar una validación eléctrica del mismo, para lo cual utilizará las herramientas y criterios aplicables a los análisis de seguridad operativa definidos en el Libro III del RMER.”

En la realización del predespacho regional el EOR deberá cumplir el siguiente procedimiento de coordinación de ofertas con los respectivos OS/OM (numeral 5.13.2 del Libro II) y entre otros, según el inciso vii) se verificará la viabilidad técnica del predespacho regional, de manera que “el conjunto de transacciones no vulnere las restricciones de la RTR y los criterios de calidad y seguridad regionales”. Como parte de ese proceso, el EOR deberá efectuar una validación eléctrica del mismo, utilizando las herramientas y criterios aplicables a la seguridad operativa definidos en el Libro III del RMER. (5.2 del Libro III del RMER).

El EOR mediante evaluaciones del estado estacionario realizará las siguientes tareas (numeral 5.14.2 del Libro II RMER):

- Selección de contingencias de transmisión y generación;
- Evaluaciones de desempeño del sistema ante las contingencias seleccionadas;
- Recomendación de ajustes por razones eléctricas al predespacho regional e incorporación al mismo. Si por razones de tiempo no se realizan estos ajustes, se realizarán en el redespacho según el 5.12 del Libro II RMER.

Al respecto, para efectuar la validación eléctrica se utilizan los criterios aplicables a los análisis de seguridad operativa definidos en el Libro III; al revisar los análisis de seguridad operativa relativos a las Máximas Transferencias de Potencia entre áreas de control del SER desarrollados por el EOR en coordinación con los OS/OM desde el mes de octubre de 2016 a la fecha, se puede constatar que uno de los criterios utilizados para el desarrollo de dichos estudios, comprende la importación de potencia desde el sistema eléctrico mexicano igual a 120 MW, tal y como se muestra en la figura 1; adicionalmente, el EOR ha desarrollado análisis de sensibilidad en los que ha confirmado y apoyado las MTP vigentes ante posibles modificaciones en las transferencias entre Guatemala y México.

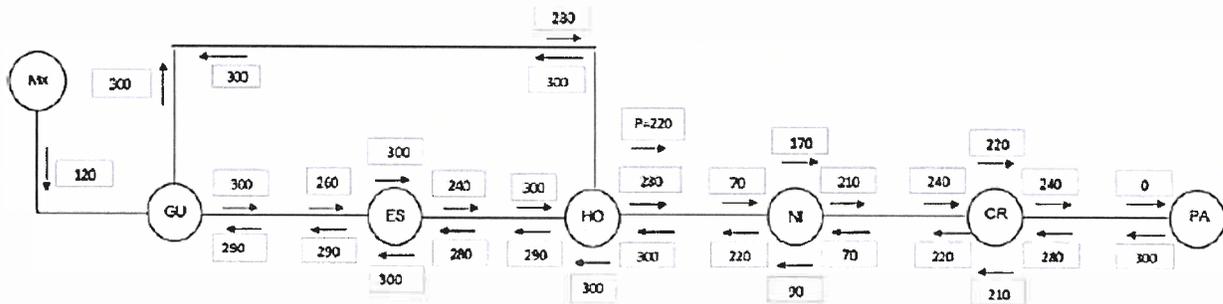


Figura 1. Representación gráfica Máximas Transferencias de Potencia, mes de agosto del 2016. Fuente EOR

Conforme a lo anteriormente mencionado, al desarrollar los estudios de seguridad operativa para fijar las Máximas Transferencias de Potencia (MTP) entre áreas de control del SER se consideró una importación de 120 MW desde México hacia Guatemala; el AMM al programar transferencias superiores al considerado, automáticamente modifica los criterios inicialmente empleados por el EOR para fijar las MTP; lo que a su vez trae como consecuencia incertidumbre en los resultados relativos a las MTP entre las diferentes áreas de control del SER arrojados por el análisis de seguridad operativa. Como consecuencia, al superar el límite de importación entre Guatemala – México (120MW) se modifican los resultados del predespacho.



De la información remitida por el EOR, mediante nota EOR-DE-10-06-2017-701, de 10 de junio de 2017, con respecto a las validaciones eléctricas realizadas que sustentaron los redespachos que el EOR realizó los días informados de marzo, abril y mayo 2017, se observó que éstas corresponden a los flujos, incluyendo las pérdidas, que resultaron de acuerdo con la programación de la energía a transarse debido a las aperturas realizadas. A continuación se presenta un resumen de lo remitido por el EOR:

- **14 de marzo de 2017:** Se realizó la validación eléctrica al redespacho archivo: PUB001-PRE-20170314-234941 para los períodos de mercado 03, 05 y 06 como resultado de la validación eléctrica, no se observan violaciones a los CCSD.
 - Apertura Guatemala-El Salvador, capacidad 0MW en las horas indicadas.
 - Apertura Guatemala-Honduras, capacidad 1MW en las horas indicadas.

- **19 de abril de 2017:** Se realizó la validación eléctrica del redespacho archivo: **PUB001-PRE-20170419-212233.xlsx** y no se identificaron restricciones adicionales a las máximas transferencias vigentes.
 - Apertura Guatemala-El Salvador, capacidad 0MW de las 4:00-7:00 horas.
 - Apertura Guatemala-Honduras, capacidad 0MW en las 4:00 – 7:00 horas.

- **21 de abril de 2017:** Se realizó la validación eléctrica del redespacho archivo: **PUB001-PRE-20170421-220902.xlsx** y no se han identificado restricciones a las máximas transferencias vigentes.
 - Apertura Guatemala-El Salvador, capacidad 0MW de las 3:00 a las 8:00 horas.
 - Apertura Guatemala-Honduras, capacidad 0MW de las 3:00 a las 8:00 horas.

- **28 de abril de 2017:** Se realizó la validación eléctrica al Re-despacho archivo **PUB001-PRE-20170428-212439** para el periodo 00 a las 23:59 y no se observan violaciones a los CCSD.
 - Guatemala-El Salvador, capacidad 0MW de las 0:00 a las 5:00 horas y a las 22 horas.
 - Guatemala-Honduras, capacidad 0MW de las 0:00 a las 5:00 horas y a las 22 horas.

- **29 de abril de 2017:** Se realizó la validación eléctrica al Re-despacho archivo PUB001-PRE-20170429-212012 para el periodo 00 a las 23:59 los resultados cumplen con las MCTP vigentes.
 - Guatemala-El Salvador, capacidad 0MW de las 0:00 a las 23:00 horas
 - Guatemala-Honduras, capacidad 0MW de las 0:00 a las 23:00 horas

- **30 de abril de 2017:** Se realizó la validación eléctrica al Re despacho con archivo **PUB001-PRE-20170430-212323** de las 00:00 hasta las 23:59 horas, los resultados cumplen con las MCTP vigentes.
 - Guatemala-El Salvador, capacidad 0MW de las 0:00 a las 23:00 horas
 - Guatemala-Honduras, capacidad 0MW de las 0:00 a las 23:00 horas

- **1 de mayo de 2017:** Se realizó la validación eléctrica al Redespacho del día 01/05/2017. Los resultados cumplen con los valores de MCTP vigentes.



- Guatemala-El Salvador, capacidad 0MW de las 0:00 a las 5:00 horas
- Guatemala-Honduras, capacidad 0MW de las 0:00 a las 5:00 horas

Adicionalmente se verificó la siguiente información para cada día informado:

- 1) Validación eléctrica del Redespacho Regional, con el flujo neto resultante para cada país en forma individual.
- 2) El total de exportación – importación comparada con el mayor valor de máxima capacidad individual de cada área de control. Se incluyen los valores de máxima capacidad de exportación horaria, los MW de exportación horaria programada; máxima capacidad de importación horaria, con la exportación horaria programada, en forma individual para cada país.
- 3) Exportación, importación y porteo de cada área de control, como resultado de los límites seguros evaluados.

En conclusión, esta Comisión considera que el EOR cumplió con lo indicado en el numeral 5.14.1 del Libro II del RMER, realizando los análisis que correspondían para evaluar las transferencias seguras que se podían realizar en el SER. Con relación al argumento del AMM de la manipulación de la fase de validación eléctrica, en el que según éste se habían desechado ofertas que ya habían sido incorporadas en el despacho óptimo factible, en el literal f) del numeral 5.17.7.1 del Libro II del RMER, se prevé esta situación, estableciendo que producto de un redespacho –el cual puede ser solicitado por el OS/OM o realizado por el EOR según el numeral citado-, se actualizarán las transacciones que habían sido programadas. Derivado de lo anterior se puede concluir que el EOR aplicó de forma adecuada la normativa regional vigente al realizar los redespachos durante los periodos en los que se realizaron las aperturas denunciadas por el AMM.

c. El proceso general de predespacho establecido en el RMER no se corresponde con el predespacho aplicado por el EOR

Expresa el AMM que “Según se establece en el numeral 5.14 del Libro II del RMER, como parte del proceso de coordinación del Predespacho Regional, el EOR debe efectuar la validación eléctrica utilizando las herramientas y criterios aplicables a los análisis de seguridad operativa definidos en el Libro III del RMER. Para el efecto, debe llevar a cabo evaluaciones de estado estacionario realizando las tareas de selección de contingencias de transmisión y generación, evaluación del desempeño del sistema ante las contingencias seleccionadas y recomendación de ajustes por razones eléctricas al predespacho regional e incorporación al mismo. Es el caso que, el EOR incumplió con su deber de efectuar tales evaluaciones y provocó las aperturas incluso en ocasiones en que no había intercambios superiores a 120 MW.” El AMM acompañó la siguiente tabla:

Tabla 4: Evidencia de aplicación arbitraria de medidas

Día	Interconexión		Hora inicio	Hora fin
11/10/2016	Moyuta	Ahuachapán	0:00	5:30
	La Vega II	Ahuachapán	0:00	5:32
	Panaluya	San Nicolás	0:00	6:08



Día	Interconexión	Hora inicio	Hora fin
12/10/2016	Reducción del Intercambio de 00:01 a 06:00 y de 22:01 a 23:00 hrs.		No hubo apertura
31/10/2016	Se programaron 180 MW de 22:01 a 23:00 hrs.		No hubo apertura
13/03/2017	Se programaron 140 MW de 05:00 a 07:00 hrs.		No hubo apertura

Análisis CRIE: De conformidad con la letra a) del inciso vii) del número 5.13.2 del Libro II del RMER, el EOR debe verificar la viabilidad técnica del predespacho regional, de manera que el conjunto de transacciones no vulnere las restricciones de la RTR y los criterios de calidad y seguridad regionales. Como parte de ese proceso, el EOR deberá efectuar una validación eléctrica del mismo, para lo cual utilizará las herramientas y criterios aplicables a los análisis de seguridad operativa definidos en el Libro II del RMER (5.2.4.1 del Libro II del RMER).

Las herramientas y criterios que debe utilizar para validar la seguridad operativa son los estudios de seguridad operativa regulados en el capítulo 5.2 del Libro III del RMER: *“para efectos de la planificación de la operación del SER, el EOR deberá coordinar con los OS/OM la realización de evaluaciones periódicas de seguridad operativa. Esta evaluación está destinada a verificar que la operación integrada sea segura y confiable y que se desarrollará dentro del estricto cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño”*.

Según el numeral 5.2.2 del Libro III del RMER: *“Los estudios de seguridad operativa tendrán como objetivo determinar las medidas a ser adoptadas nacional y regionalmente para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad regional, identificando las restricciones eléctricas esperadas en la operación del SER. Para ello, se deberá presentar la evolución esperada de la cargabilidad de los elementos de la RTR y los límites técnicos para la operación de las instalaciones, así como las violaciones a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Regionales. La seguridad operativa deberá proveer información y señales a los Agentes sobre las inversiones en generación y transmisión requeridas para mantener la calidad, seguridad y confiabilidad de la operación”*.

Conforme el 5.2.3 del Libro III del RMER, *“el EOR, en coordinación con los OS/OM, efectuará análisis de estado estacionario, transitorio y dinámico, para lo cual será necesario que se disponga de un programa actualizado de análisis de redes con la capacidad de simular flujo de cargas, estabilidad transitoria, estabilidad dinámica y de pequeña señal, estabilidad de voltaje y análisis de corto circuito”*.

El 16.2.1 del Libro III del RMER señala que *“es responsabilidad de cada OS/OM operar las instalaciones que afecten el desempeño de la RTR cumpliendo con los criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos en la regulación de su país y en concordancia con los CCSD, definidos a nivel regional. Si alguna instalación no los cumple y esa situación implica un riesgo para las condiciones de operación del SER, los OS/OM deberán emprender todas las acciones necesarias para normalizar la operación, lo que podría incluir la desconexión operativa de la instalación”*.

Los estudios de máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas de control se encuentran publicados en la página web del EOR. Asimismo, están regulados en la resolución CRIE-P-19-2014.



Al respecto es importante mencionar que, los análisis de seguridad operativa elaborados por el EOR, para fijar las MTP, en coordinación con los OS/OM, han incluido la evaluación en estado estacionario, del cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) ante la ocurrencia de un conjunto de contingencias de transmisión y generación, en diferentes áreas de control del SER.

En consecuencia, la validación eléctrica toma como base los Estudios de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control, el cual contiene el límite máximo de 120 MW de importación entre Guatemala-México (límite vigente al momento en que acaecieron las aperturas denunciadas), estudio que se realiza empleando la base de datos regional operativa que posee el EOR. La actualización de la información que contiene la base de datos regional es realizada por los agentes y OS/OM semestralmente, según los número 5.2.6.4 y 5.2.6.5 del Libro III del RMER.

En este caso, el AMM debió actualizar la base de datos regional, informando en su oportunidad que sus transferencias de potencias entre Guatemala –México se incrementarían a 240 MW, debiéndose cumplir para tal efecto todos los requisitos establecidos en la regulación regional.

Conforme a lo informado por el EOR en nota con número de referencia EOR-DE-13-10-2016-657, de fecha 13 de octubre de 2016, para el caso del día 11 de octubre de 2016, se observa una clara diferencia entre lo que el AMM remite al EOR como parte del predespacho nacional necesario para elaborar el predespacho regional, y lo que el AMM publica en su página web, tal como se muestra en la siguiente tabla:

11/10/2016	00:00	-151.2	-120	-146.65
11/10/2016	01:00	-169.1	-120	-119.03
11/10/2016	02:00	-165.95	-120	-117.68
11/10/2016	03:00	-166.49	-120	-120.84
11/10/2016	04:00	-183.2	-120	-117.75
11/10/2016	05:00	-194.58	-120	-78.61
11/10/2016	06:00	-119.69	-120	-137.97

Valores reportados al EOR en el predespacho nacional de Guatemala

Valores publicados en la página web del AMM

Para el caso del día 12 de octubre de 2016: Conforme a lo detallado por el AMM en el predespacho nacional de Guatemala para la operación del día 12 de octubre de 2016, se habían programado transacciones entre Guatemala y México superiores a 120 MW (límite de transferencias vigente al momento en que acaecieron las aperturas denunciadas), tal como se muestra a continuación:



FECHA	HORA	EN BASE A PRENAC	EN BASE A WEB AMM	REGISTRO CRCT EOR
12/10/2016	00:00	-188.32	-120	-123.21
12/10/2016	01:00	-198.7	-120	-132.19
12/10/2016	02:00	-198.7	-120	-118.76
12/10/2016	03:00	-203.33	-120	-133.83
12/10/2016	04:00	-239.38	-120	-128.02
12/10/2016	05:00	-239.38	-120	-123.98
12/10/2016	22:00	-177.78	-120	-106.53

Para los casos del 31 de octubre de 2016 y 13 de marzo de 2017, el EOR mediante nota EOR-DE-17-03-2017-132, de fecha 17 de marzo de 2017, informó a esta Comisión lo siguiente:

“El EOR, en el proceso de operación técnica, mantiene un monitoreo constante de los flujos en tiempo real y cambios de última hora a los programas de intercambio por dicha interconexión, lo (sic) cuales se realizan en tiempos fuera de lo establecido para la programación del predespacho regional.

Asimismo, para realizar la desconexión de las interconexiones del área de control de Guatemala con el resto del SER, el EOR considera la complejidad de coordinación de las operaciones y maniobras que se realizan con los OS/OM de la región, que implican desconexión y conexión de centrales de generación en cortos periodos de tiempo para ajustar los intercambios, ajustes de perfiles de voltaje, otras maniobras internas, así como ajustes al despacho interno en las áreas de control.

Debido a lo anterior, considerando que el día 13 de marzo de 2017, en las horas 5:00 y 6:00 el AMM, realizó intercambios de 140 MW superiores al límite establecido; el EOR, hizo el esfuerzo de agotar todas las vías de comunicación necesarias, en busca de la solución al asunto de manera transparente e imparcial, por lo cual remitió correspondencia EOR-GPO-13-03-2017-058, al AMM indicándole que no se programaran intercambios mayores a 120 MW y que de no cumplirse lo requerido se procedería con la apertura de las interconexiones, tal como se realizó el día 14 de marzo de 2017, en las horas 03:00 y 5:00 por el incumplimiento del AMM.

Cabe señalar que, en el mes de octubre de 2016, ante hechos similares, el EOR procedió de la misma forma, es decir previo a realizar las aperturas de las interconexiones del área de control de Guatemala con el resto del SER, el EOR realizó las comunicaciones formales con las autoridades del AMM para que se cumpliera con la programación de intercambios por la interconexión Guatemala – México, respetando el máximo valor de transferencia establecido en 120 MW.”

De lo anterior se resume que, en el predespacho nacional del 13 de marzo del 2017, remitido a las 13:00 del 12 de marzo 2017, el AMM había programado 120 MW de intercambios entre Guatemala y México, programa que fue modificado posteriormente; en ese sentido, considerando la complejidad de las coordinaciones con los diferentes OS/OM de la región y las maniobras operativas necesarias para abrir las interconexiones entre Guatemala y el SER, el EOR solicitó a

través de su centro de operaciones no proceder con transacciones superiores a los 120 MW, solicitud que no fue atendida por el AMM.

Se puede concluir que, el EOR realizó de forma adecuada el procedimiento general de predespacho. Asimismo, se comprobó que el AMM remitió al EOR un predespacho nacional que posteriormente varió de forma unilateral sin que dichos cambios fuesen reportados oportunamente al EOR. En virtud de lo anterior no son procedentes los argumentos señalados por el AMM.

a) El redespacho establecido en el RMER no se corresponde con el aplicado por el EOR

El AMM señala que *“Por su parte, sobre el Redespacho, el artículo 5.17.7 del Libro II del RMER establece que, será mediante dicho mecanismo que se actualizarán las transacciones programadas, cuando se presenten o prevean modificaciones a las condiciones con las cuales se realizó el predespacho que así lo ameriten. Agrega que, el redespacho se efectuará con las mismas ofertas y reglas del predespacho respectivo, y que se considerarán como causales de redespachocambios topológicos, pérdida de recursos de generación, cambios significativos en la demanda y condiciones de emergencia nacional, todos ellos debidamente justificados por el OS/OM. Ninguna de dichas causales se ha dado, porque no han existido este tipo de solicitudes ni justificaciones de parte del AMM como OS/OM de Guatemala, que sustenten la realización de redespachos y tampoco se han dado las demás causales estipuladas en este numeral”*.

Análisis CRIE: Al respecto, esta Comisión considera que el ejercicio de las facultades de realizar el redespacho por el EOR, no se ha fundamentado en los incisos a), b), c) y d) que posibilitan a los OS/OM a solicitar cambios, sino en el inciso f) del número 5.17.7.1 del Libro II del RMER que dispone que procederá el redespacho cuando sea el resultado de la validación eléctrica del mismo por parte del EOR, conforme lo define el numeral 5.14 del Libro II del RMER.

El numeral 5.17.7.1 del Libro II del RMER, señala las causales para realizar los redespachos; al ser considerado como 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. Sin embargo, la denominación formal de “redespacho” no limita las facultades del EOR para salvaguardar la integridad de los criterios de CCSD en la operación de la RTR regulado en el romano i) de la letra i) del numeral 1.5.3.2. Por otro lado, el AMM omitió incluir otros causales de redespacho listados dentro del citado numeral del RMER tales como: Violaciones de los requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia, falta o insuficiencia de garantías financieras conforme los numerales 2.10.3 y 5.15, cambios requeridos al predespacho como resultado de la validación eléctrica del mismo por parte del EOR, conforme se define en el numeral 5.14., entre otros.

En tal sentido, el reglamento regional posibilita al EOR a realizar redespachos regionales derivados de cambios requeridos al predespacho regional toda vez que se presenten o prevean modificaciones a las condiciones con las cuales se realizó el predespacho inicial. Por otro lado, tal como se había mencionado anteriormente, la validación eléctrica que hoy por hoy efectúa el EOR, se desarrolla considerando lo analizado en los estudios de seguridad operativa para determinar máximas transferencias entre áreas de control elaborados por el EOR, en coordinación con los OS/OMS, estudios en los que se prevé una inyección máxima de 120 MW desde México a Guatemala.

b) Solicitud del EOR de una propuesta de ajuste regulatorio para adicionar una causal de redespacho a la regulación regional

El AMM señaló *“Por esta razón y reconociendo que en la regulación regional no existe fundamento para realizar este tipo de redespachos, el 19 de octubre de 2016 EOR se dirigió a la CRIE mediante nota ref. EOR-PJD-10-10-2016-053, por que planteó una “Propuesta de ajuste regulatorio para adicionar una causal al Redespacho a la Regulación Regional (PDC)”, consistente en “Adicionar al numeral 11 del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER contenido en la Resolución CRIE-P-17-2012, el inciso 11.2, el cual se leerá así: Si el EOR previene condiciones que pongan en riesgo la seguridad operativa del SER, podrá realizar de oficio un Redespacho con la debida justificación”.*

Análisis CRIE: La solicitud realizada por el EOR no es vinculante para la CRIE, esta Comisión debe atender las normas regionales vigentes y velar por su debido cumplimiento. En virtud de lo anterior, la CRIE no accedió a la solicitud presentada por el EOR, ya que la posibilidad de redespacho a la que se refiere el AMM ya estaba contemplada en la letra f) del número 5.17.7.1 del Libro II del RMER.

c) Del ilegal proceder del EOR que aplica a procedimientos que reconoce no existen y afirma no tenerlo claros

El AMM señala que, mediante nota del 28 de abril de 2017, ref. EOR-PJD-29-04-2017-025, el EOR reconoce que *“NO existen preceptos regulatorio que le hubieren permitido realizar la validación eléctrica de Contratos Firmes y su respectiva Oferta de Oportunidad ante restricciones de transmisión, incluyendo aislamiento eléctrico de nodos, de hecho no sabe cómo operarlos.” Asimismo, manifiesta el AMM que “En su respuesta -nota CRIE-PRE-80-21-10-2016-, la CRIE pasó por alto que el EOR se refirió al caso concreto de la desconexión de Guatemala sin que se hayan efectuado las evaluaciones que se requieren para la validación eléctrica a la que se refiere el numeral 5.14 del Libro II del RMER, por lo que, en estricto Derecho, dicha causal no puede ser invocada que lo actuado por el EOR, está fuera de la regulación regional y además está provocando daños y perjuicios a los Agentes del MER, suspendiendo transacciones que ya habían sido consideradas en el Predespacho Regional”.*

Análisis CRIE: Como ya se ha aclarado anteriormente, conforme a lo establecido en el numeral 5.17.7.1 del Libro II, así como lo detallado en el inciso f), numeral 5.17.7.1 del Libro II del RMER, el EOR está facultado a solicitar redespachos por validación eléctrica considerando la modificación a las condiciones con las cuales se realizó inicialmente el predespacho regional; es importante mencionar que las validaciones eléctricas desarrolladas por el EOR, son realizadas considerando los estudios de seguridad operativa, mediante los cuales a través de análisis de estado estacionario y considerando el desempeño del SER ante contingencias, se fijan las MTP entre áreas de control, en ese sentido la validación eléctrica se realiza a los flujos de potencia resultantes del predespacho regional sin hacer distinción si los mismos están relacionados a contratos firmes u ofertas de oportunidad.

Por otro lado, aun cuando se programen 0 MW de transferencias entre Guatemala y el resto del SER, se corre un riesgo operativo al mantener conectado el segundo banco de transformación en la Subestación Los Brillantes y cerradas las interconexiones entre Guatemala y el resto del SER; lo anterior considerando que podrían registrarse transferencias superiores a los 120 MW entre Guatemala y México; lo cual de conformidad con estudios de seguridad operativa y análisis de sensibilidad desarrollados por el EOR representaba un riesgo a la operación del SER ya que éste no operaría cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y desempeño.



En otro sentido, con relación al tema del aislamiento eléctrico de los nodos citados por el AMM, la CRIE emitió la Resolución CRIE-26-2017, de 29 de mayo de 2017, indicando que “(...) *el precepto regulatorio específico que establece el mecanismo técnico, por medio del cual se logra el aislamiento de uno o varios nodos, ha sido aplicado por el EOR desde el inicio de las operaciones del MER, bajo el RMER más el PDC, a través de los parámetros “irt” o “rtmw_maxrt”, establecidos en el numeral A3.4.6 ‘Modelo de Red de Transmisión’, del Anexo A3 del Libro II del RMER*”.

De conformidad con la normativa regional citada y el análisis técnico que precede es posible determinar que el EOR aplicó adecuadamente la regulación regional.

d) Los criterios de seguridad como pretexto infundado y aplicado arbitrariamente

Sobre este tema el AMM divide sus argumentos en tres puntos: “*1. Intercambios con México el pretexto principal e infundado (...) 2. De las aplicaciones de las medidas denunciadas aun en intercambios menores a 120 MW (...) 3. De la falta de sustento legal para las medidas denunciadas*”. Tal y como se detalla a continuación:

1) Intercambio con México el pretexto principal infundado

“Pese a no contar con un estudio técnico alguno que le dé sustento, el EOR ha considerado que resulta inseguro para el MER aquellos intercambios entre Guatemala-México superiores a 120 MW”. El AMM expresó que dicho proceder riñe con lo dispuesto en el artículo 2 del Tratado Marco que establece, entre otros fines del Tratado, las reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento de mercado eléctrico regional.

Análisis CRIE: Al respecto, para esta Comisión queda claro que los estudios desarrollados por el AMM en conjunto con el CENACE y Energía del Caribe, S.A., para dar acceso a la red de transporte nacional así como para fijar la máxima transferencia entre Guatemala y México, fueron elaborados según la normativa nacional de Guatemala relativa a las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte –NTAUCT-; sin embargo, se ha omitido seguir el procedimiento de conexión a la RTR establecido en los capítulos 4.5 ó 11.1 ambos del Libro III del RMER –según sea el caso-. De conformidad con el numeral 4.5.2.5 del Libro III del RMER, “*la solicitud de Conexión deberá ser acompañada de los estudios técnicos y ambientales, que demuestren el cumplimiento de las normas ambientales, las normas técnicas de diseño mencionadas en el Numeral 16.1 de este Libro y los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño y lo establecido en la regulación del País donde se tiene lugar el acceso. Dichos estudios y demás consideraciones deberán seguir los criterios y procedimientos establecidos en el Capítulo 18 de este Libro*”. Por otro lado, la letra d) del numeral 18.1.1 del Libro III del RMER señala que los alcances de los estudios eléctricos que se describen en ese Capítulo, se aplican, entre otros, a “*Estudios de la Capacidad Máxima de líneas de transmisión y otras instalaciones de la RTR que realiza el EOR*”.

De manera que, únicamente se ha presentado un requisito de las solicitudes de conexión a la RTR – dentro de un procedimiento administrativo sancionador que no es el legalmente aplicable para solicitar autorización de conexión; y no es el medio para evaluar los criterios, requerimientos y demás premisas exigidos en la normativa regional citada, como quedó establecido que la conexión del 2º banco de transformación 400/230 kV 225 MVA en la Subestación Los Brillantes formaba parte de la RTR, según la resolución CRIE-10-2017, del procedimiento sancionador CRIE-PS-02-2016, seguido contra el AMM.

Esta situación imposibilitó que el estudio de seguridad operativa elaborado entre el AMM y el CENACE de México fuese validado por el EOR en ejercicio de sus facultades, con respeto al principio de legalidad. Por tal razón, es de suma importancia que el EOR, el AMM y Energía del Caribe, S.A., acuerden las premisas regionales para la elaboración de los estudios de conexión a la RTR y del máximo valor de transferencia entre Guatemala y México, en cumplimiento del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Por tanto, al no contar con un estudio eléctrico (elaborado con premisas y criterios regionales) que respalde la seguridad en la operación del SER ante la conexión del segundo banco de transformación 400/230 kV 225MVA y las consecuentes transferencias entre Guatemala y México; el EOR, como ente responsable de garantizar la seguridad operativa del SER, no puede operar el SER de manera riesgosa, respaldando la seguridad operativa regional en estudios eléctricos basados en premisas y requerimientos de normativas nacionales.

2) La aplicación de las medidas denunciadas aún en intercambios menores a 120 MW.

“Dentro de las medidas denunciadas, como se dijo anteriormente, hubo ocasiones en que el EOR hizo predespachos con intercambios en cero de Guatemala con el resto del SER, en horas en las que la interconexión Guatemala – México tuvo intercambios programados inferiores a 120 MW ¿Cómo se justifica el tema de la seguridad operativa bajo ésta situación? (...) El proceder del EOR ni siquiera es consistente en todo los casos con los supuestos criterio de seguridad operativa que unilateralmente ha techado en 120 MW para el intercambio Guatemala-México (...)”.

Al respecto, si bien es cierto existieron horas en las que la interconexión Guatemala – México registró transferencias inferiores a 120 MW, en el predespacho nacional de Guatemala remitido por el AMM a las 13:00, fueron declaradas transferencias superiores a 120 MW (ver tabla 1), situación que pudo haber motivado las acciones emprendidas por el EOR.

Tabla 1. Ejemplo de discrepancias entre lo reportado por el AMM en el predespacho nacional de Guatemala reportado a las 13:00 y el publicado por el AMM en su página web.

FECHA	HORA	EN BASE A PRENAC	EN BASE A WEB AMM	REGISTRO CRCT EOR
11/10/2016	00:00	-151.2	-120	-146.65
11/10/2016	01:00	-169.1	-120	-119.03
11/10/2016	02:00	-165.95	-120	-117.68
11/10/2016	03:00	-166.49	-120	-120.84
11/10/2016	04:00	-183.2	-120	-117.75
11/10/2016	05:00	-194.58	-120	-78.61

No obstante lo anterior, es importante recalcar lo detallado en el numeral 2.2.2.2 del Libro I del RMER, el cual establece lo siguiente:

“La información suministrada por la CRIE, el EOR, los OS/OM o los agentes del mercado, en cumplimiento del presente RMER, deberá ser verdadera, correcta y completa en el momento en que se suministra, en el mejor conocimiento de la persona que la suministra. La CRIE, el EOR, los OS/OMS o los agentes del mercado no suministrarán, conscientemente o por descuido, información



requerida en cumplimiento del RMER que, en el momento y bajo las circunstancias en que se realice, sea equívoca o engañosa o que no revele un hecho que sea necesario para que la información no sea equívoca o engañosa.”

Adicionalmente el inciso v), numeral 5.13.2 del libro II del RMER establece: *“Hasta las 13:00 horas de cada día, recibirá de cada OS/OM los predespachos nacionales y las ofertas y requerimientos de oportunidad conforme los numerales 1.4.2.2, 5.3 y 5.4”.*

Por todo lo anterior, se puede advertir una incongruencia de la información remitida por el AMM, siendo el caso que en el predespacho nacional enviado al EOR a las 13:00 para la elaboración del predespacho regional se reporta un valor de intercambio Guatemala – México, mientras que en la página web del AMM se reporta un valor totalmente diferente.

Es importante mencionar que a partir del 23 de junio de 2017, el AMM ha dejado de reportar en su predespacho nacional, información relativa al nodo de subestación Los Brillantes, según lo informado por el EOR mediante nota con referencia número EOR-GTE-22-06-2017-503 y correos electrónicos enviados diariamente por el EOR a CRIE.

3) La falta de sustento legal para las medidas denunciadas

“El arbitrario e ilegal proceder del EOR – con las medidas que se denuncian – no alcanza a ser respaldado por la regulación regional, ni siquiera con la amplitud que le otorga el artículo 1.5.3.2 del Libro I del RMER, al EOR, que le permite excepcionalmente la apertura de líneas (...). Las medidas que el EOR decidió tomar y que son objeto de la formulación de la presente denuncia, fueron ejecutadas sin observancia ninguna de los procedimientos y criterios que establece la regulación regional, como lo expresa claramente el final del artículo transcrito (1.5.3.2 del Libro I del RMER) (...) No es lícito sacar de contexto las facultades que la regulación regional otorga al EOR, dejando por fuera las garantías que la regulación otorga a los OS/OM y a los Agentes Participantes del RMER”.

Análisis CRIE: Si bien es cierto el RMER otorga derechos tanto a los Agentes de Mercado así como a los OS/OM, también les confiere obligaciones; así, en el numeral 1.5.4 del Libro I podemos encontrar el detalle de las obligaciones de los OS/OM, entre los que podemos listar:

“a) Aplicar y velar por el cumplimiento a la Regulación Regional; (...) c) Coordinar con el EOR el planeamiento y la operación técnica de la RTR, según el siguiente detalle: (...) ii. Operar las instalaciones de la RTR en coordinación con el EOR (...)”.

Por otro lado, el AMM menciona que el EOR actuó sin observancia alguna de los procedimientos y criterios que establece la regulación regional al efectuar las aperturas de las líneas de interconexión entre Guatemala y el resto del SER; sin embargo, omite citar los procedimientos y criterios que supuestamente el EOR no observó. En tal sentido, se pueden citar los siguientes numerales, todos del RMER, los cuales soportan las acciones tomadas por el EOR:

1. Inciso b), numeral 1.5.3.1 del Libro I: Asegurar que la operación y el despacho regional de energía se realicen con criterio económico, respetando los criterios de calidad, seguridad y desempeño.
2. Inciso a), numeral 1.5.3.2 del Libro I: Cumplir y aplicar la Regulación Regional.

3. Inciso b), numeral 1.5.3.2 del Libro I: Coordinar con los OS/OMS la operación técnica y comercial del MER y de la RTR, preservando la seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en Libro III del RMER, ordenando las medidas y adecuaciones necesarias para asegurar su cumplimiento.
4. Inciso a), numeral 3.2.1 del Libro II: El EOR coordinará la operación técnica del SER.
5. Numeral 3.2.5.5 del Libro II: Si durante la operación surge algún problema técnico que ponga en riesgo la calidad, seguridad y desempeño de la RTR, el EOR procederá a tomar las acciones necesarias para preservarlas, informando en primer lugar a las partes que se vean afectadas por la medida y luego a la CRIE junto con la justificación de la misma, sin que tal decisión de lugar a indemnización de perjuicio alguno.
6. Numeral 5.3.3 del Libro III: El EOR operará el SER en tiempo real en coordinación con los OS/OM manteniendo la calidad, seguridad y confiabilidad. La operación en tiempo real del SER se realizará con base en una coordinación jerárquica descentralizada a través de los siguientes centros de control:
 - a) Centro de control del EOR;
 - b) Centros de control de los OS/OM;
 - c) Centros de control de los Agentes Transmisores.
7. Numeral 5.3.5 del Libro III: En la operación en tiempo real, el EOR supervisará los voltajes en los nodos de la RTR, los flujos de potencia activa y reactiva por la RTR y la frecuencia regional. Adicionalmente, el EOR coordinará las acciones necesarias para mantener calidad, seguridad y confiabilidad en la operación del SER. Cuando alguna de las variables eléctricas se encuentre fuera de los rangos de operación establecidos, el EOR coordinará con los OS/OM las acciones necesarias para llevar al SER a su condición de operación normal usando los recursos y servicios auxiliares regionales disponibles.
8. Numeral 5.5.6.1 del Libro III: Si lo considerara justificado para preservar la integridad de la red regional y la seguridad de ésta, el EOR podrá imponer, con carácter extraordinario, restricciones operativas transitorias a la capacidad de transmisión de la RTR y al predespacho regional como una acción preventiva o correctiva.
9. Numeral 1.5.3.2. del Libro I: En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de dirigir y coordinar la operación técnica del SER, en cumplimiento de dicha responsabilidad el EOR está facultado para adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la RTR, tales como apertura de líneas.

Por tales razones, las actuaciones del EOR están fundamentadas en la regulación regional, omitiendo el denunciante presentar argumentos sólidos que comprueben que el EOR no ha seguido los procedimientos y criterios técnicos establecidos para proceder a las aperturas de líneas, como ha quedado demostrado.

III. SOBRE LOS CRITERIOS TÉCNICOS DEL EOR UTILIZADOS PARA REALIZAR LAS APERTURAS

El EOR explicó que considerando la topología longitudinal de la red y que debido a que el AMM programó, de forma unilateral, transacciones mayores de 120 MW llegando a valores de 240MW de

inyección en el nodo Los Brillantes, ignorando toda instrucción del EOR de no hacerlo, la única alternativa posible para preservar la seguridad y confiabilidad del SER, fue la apertura de las interconexiones entre Guatemala con el resto de áreas de control del SER.

En respuesta a la solicitud de los criterios técnicos y regulatorios que utilizó el EOR para reducción de transferencias y/o realizar aperturas de la interconexión, realizada mediante nota CRIE-SV-113-06-06-2017, el EOR presentó un informe técnico de seguridad operativa con análisis de sensibilidades, considerando las siguientes conclusiones:

Al realizarse una inyección de potencia en el nodo Los Brillantes con valores de 240MW, aún sin considerar las constantes variaciones que oscilan entre los +/- 30MW, en dicho nodo y a la vez hacer transferencias simultáneas de 300MW desde Guatemala hacia el SER, similares a las máximas transferencias de mayo 2017, de producirse una contingencia simple de pérdida de generación de entre 100 y 150 MW, se estaría violando el criterio de seguridad de contingencia simple (N-1) establecido en el RMER, ya que se podrían presentar disparos en cascadas al dispararse la interconexión Guatemala-México y provocando la desconexión de carga por actuación de la primera etapa del EDACBF en todas las áreas de control lo que produciría colapsos parciales en el SER (demanda media disparo de carga de 141MW en el SER) generándose interrupción en el servicio con impactos económicos por la necesidad de sincronizar generación más costosa, tal y como se pudo observar durante algunos eventos ocurridos durante el año 2017.

Indica el EOR que se confirma que ante inyecciones de potencia en el nodo de Los Brillantes con valores de 240MW, es necesario realizar acciones respecto al diseño y ajustes de esquemas de control suplementario, coordinación de protecciones tanto operativo como manual que eviten que se produzca el disparo en cascada de la línea Guatemala-México y por consecuencia la desconexión de carga por actuación del EDACBF en las áreas de control. Señala, además, que ante inyecciones de potencia programada en el nodo Los Brillantes de la RTR superiores a 120 MW, es necesario realizar acciones operativas que eviten las consecuencias descritas para el SER. El EOR incluye un informe completo con dichas simulaciones.

Señala el EOR en su informe que, como se puede observar, la capacidad operativa de transferencia, entre México y Guatemala, es determinada sobre la base de estudios eléctricos que modelan todo el SER, dichos estudios son indispensables para ser presentados a las respectivas autoridades nacionales de Guatemala y México, así como a las autoridades regionales de América Central, para cumplir con el debido procedimiento establecido en las normativas de cada entidad.

Al mantener conectado el segundo banco de transformación, 400/230 kV 225 MVA en la subestación Los Brillantes, sin que se haya seguido el debido procedimiento de solicitud de conexión a la RTR, posibilita el incremento en la capacidad de potencia que se puede transportar y transformar desde el Sistema Eléctrico Mexicano; sin embargo, dicho incremento en la capacidad de transformación no representa un incremento en la capacidad operativa de transmisión en la interconexión Guatemala – México. Ante las condiciones mencionadas anteriormente, la conexión del segundo banco de transformación en la subestación Los Brillantes representaría un peligro a la calidad, seguridad y confiabilidad de la operación del SER, ya que al ocurrir una falla propia, ya sea en el sistema eléctrico mexicano (disparo de carga o generación) o en el SER, podría llevar a este último a operar en condiciones de emergencia, al producirse transferencias intempestivas de potencia desde y hacia el SER. Tal y como ha quedado evidenciado en los estudios de seguridad operativa y análisis de sensibilidad desarrollados por el EOR.



IV. DE LOS DAÑOS Y PERJUICIOS ECONÓMICOS CAUSADOS POR LAS MEDIDAS DENUNCIADAS

EL AMM denuncia que, tanto las desconexiones unilaterales realizadas por el EOR, como las eliminaciones de transacciones regionales de Guatemala programadas con el Sistema Eléctrico Regional, provocaron daños y perjuicios económicos a los Agentes del MER de la siguiente forma:

- a) Daños y perjuicios derivados de contratos.
- b) Sobrecostos en la transmisión y sobrecostos en el mercado de oportunidad, al haberse disminuido la capacidad de transmisión.

Análisis CRIE: Sobre los efectos económicos resultado de las aperturas en el MER esta Comisión ya se pronunció dentro de la Resolución CRIE-30-2017 y CRIE-48-2017, las cuales se encuentran firmes y ejecutables, derivado de lo cual debe desecharse el argumento presentado por el AMM.

Esta Comisión considera que, las aperturas de líneas efectuadas por el EOR están fundamentadas en las competencias establecidas en el Tratado Marco y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional como se ha analizado, dentro del contexto de la investigación de una infracción administrativa, ya establecida a cargo del AMM, por medio del procedimiento sancionador CRIE-PS-02-2016, mediante la resolución CRIE-10-2017, de 05 de abril de 2017.

Por todos los argumentos expuestos, es procedente declarar sin lugar la denuncia presentada por el AMM contra el EOR por las desconexiones de las líneas de transmisión de la RTR entre el 09 de octubre de 2016 a mayo de 2017.

V. DE LA MEDIDA DE CARÁCTER CAUTELAR SOLICITADA POR EL AMM

El AMM solicita que de conformidad con el artículo 18 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, se proceda a acordar como medida provisional que se instruya al EOR “...se abstenga de realizar el acto, actividad o práctica que constituye la infracción”, durante la tramitación de la presente denuncia.

Análisis CRIE: Del análisis técnico-jurídico de la denuncia presentada no se ha evidenciado que exista actividad, acto o práctica por parte del EOR que constituya una infracción a la normativa regional en virtud de lo cual no es procedente dictar medida cautelar.

IV

Que en reunión presencial número 122 del 25 de enero de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado la denuncia presenta por el Administrador del Mercado Mayorista contra el Ente Operador Regional y de conformidad con lo considerado, acordó, con cuatro votos a favor de los Comisionados de las Repúblicas de El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica; y dos votos en contra de los Comisionados por las Repúblicas de Guatemala y Panamá, quienes proceden a razonar su voto, razonamientos que se anexan a la presente resolución, declararla sin lugar, conforme lo dispuesto en el artículo 21 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE.

POR TANTO:

Con base en lo considerado y lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, Resolución CRIE-P-28-2013, esta Comisión,

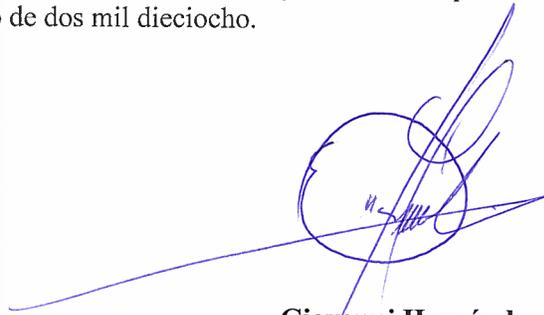
RESUELVE:

PRIMERO. DECLARAR SIN LUGAR la denuncia presentada por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) ante esta Comisión el 11 de mayo de 2017 en contra del Ente Operador Regional (EOR), por haber incurrido en supuestas violaciones a la normativa regional al (1) Haber efectuado desconexiones de Guatemala del Sistema Eléctrico Regional; y (2) haber impedido transacciones regionales de Guatemala económicamente programadas con el Sistema Eléctrico Regional.

SEGUNDO. La presente resolución cobrará firmeza de conformidad con lo establecido en el numeral 1.9 del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

NOTÍFIQUESE.-”

Quedando contenida la presente certificación en veinticinco (25) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día lunes diecinueve (19) de febrero de dos mil dieciocho.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo



CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

VOTO RAZONADO DEL COMISIONADO DE PANAMA

Reunión de Junta de Comisionados CRIE No. 122

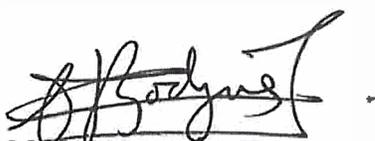
Guatemala – 25 y 26 de enero de 2018.

Yo, Rodrigo Rodríguez J. en mi condición de Comisionado por la República de Panamá, ante la Junta de Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), haciendo uso de mi derecho a razonar mi voto, presento las razones por las cuales he votado en contra de la decisión adoptada de declarar sin lugar las denuncias presentadas por el Administrador del Mercado Mayorista – AMM – de Guatemala y las empresas Biomass, S. A.; Comercializadora Electronova, S. A. y Puerto Quetzal, en contra del Ente Operador Regional (EOR) por las desconexiones realizadas en el SER.

El fundamento de mi voto en contra es que, según lo presentado durante la reunión la actuación del EOR no ha sido consistente en todos los casos, puesto que para situaciones similares de flujo entre Guatemala y México, a las que provocaron las aperturas, hubo ocasiones en que el EOR no procedió a abrir la interconexión. Podemos llegar a comprender que los sistemas de potencia son dinámicos y que ante circunstancias muy particulares es posible que las acciones de control que se requieran sean diferentes. Sin embargo, de ser ese el caso, es necesario que se sustente mejor, situación que no se evidencia en los documentos aportados para el análisis de este punto de agenda. De no ser el caso, estaríamos que ante situaciones similares el EOR habría actuado de manera diferente, por lo que esto sería un tema muy sensible debiéndose entonces investigar si la conducta fue intencional o fue parte de una mala gestión no intencional del operador.

Así las cosas, mi voto es en contra a las propuestas de resolución presentadas y se mantendrá de tal manera hasta tanto, en las propias resoluciones se incluyan los sustentos que permitan comprender por qué sólo en las ocasiones que nos ocupan se abrieron líneas y para otro momento, aún con circunstancias similares, no se tomó tal decisión.

Habiendo planteado respetuosa y claramente mis argumentos, me suscribo.

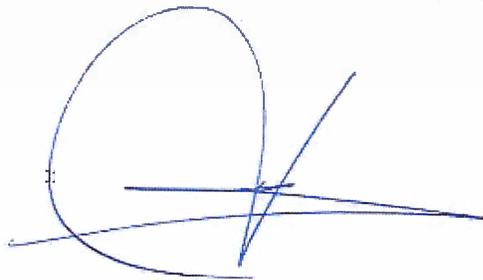


RODRIGO RODRÍGUEZ J.

Comisionado por Panamá

Panamá, 5 de febrero de 2018

- El voto razonado en contra a la resolución que declara sin lugar la denuncia respecto a la incongruencia de criterio que fue acreditado por CRIE en cuando existen hora y días en los cuales el EOR instruyó aperturas de las interconexiones de Guatemala, desde El Salvador y Honduras, aun cuando las transferencias hacia Guatemala desde México no superaron el límite máximo de la interconexión Guatemala – México (denominado por la CRIE) y también existen horas y días en los cuales no se realizaron las referidas aperturas, cuando el determinado límite sí se había superado, justificando la incongruencia de la siguiente manera: la CRIE adiciona un nuevo argumento para justificar un correcto actuar del EOR respecto a las desconexiones, tratando de cambiar las reglas establecidas en la regulación nacional de Guatemala para la elaboración del predespacho o despacho económico nacional, indicando que consideran una anomalía y no ajustado a la regulación regional que el predespacho nacional (que no contiene importaciones y exportaciones), que se reporta o informa al EOR, para la elaboración del predespacho regional, es diferente o fue cambiado, según se indica, de manera unilateral por el OSOM de Guatemala cuando fue publicado en definitiva, conforme la regulación nacional, o sea, el predespacho nacional informado inicialmente (sin incluir importaciones y exportaciones), indican, no debería variar respecto del predespacho nacional definitivo que se publica conforme la regulación nacional (el cual ya incluye el predespacho regional) y que si varía el OSOM debería solicitar un redespacho regional, situación que no se encuentra normada de esa manera.



Rodrigo Fernández
Comisionado por Guatemala