

NOTIFICACIÓN /ELECTRONOVA

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA (CRIE)

POR MEDIO DE LA PRESENTE EL DÍA DE HOY NOTIFICO POR CORREO ELECTRÓNICO A COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S. A., LA RESOLUCIÓN NÚMERO CRIE-20-2018, DE FECHA VEINTICINCO DE ENERO DE DOS MIL DIECIOCHO.

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

POR CORREO ELECTRÓNICO ENVIADO A LA SEÑORA BEATRIZ LARA, REPRESENTANTE LEGAL DE COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S. A.

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-20-2018, emitida el veinticinco de enero de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-20-2018
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 de 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 por parte del AMM al programar transferencias máximas de potencia, superiores a los valores técnicamente establecidos, entre el sistema eléctrico de México y el área de control de Guatemala.

III

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”*.

IV

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 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.

V

Que mediante nota GDN-013-2016, del 13 de diciembre de 2016, el AMM informó a esta Comisión que a éste no le será posible atender la instrucción de limitar las transferencias de potencia y energía a través de la interconexión entre Guatemala y México.

VI

Que mediante nota CRIE-SE-GT-52-16-03-2017, de 16 de marzo de 2016, 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.

VII

Que el EOR comunicó a esta Comisión el actuar del AMM, informando que dicho OS/OM 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.

VIII

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, esta Comisión le impuso una sanción de US \$250,000.00 y ordenó la desconexión del referido segundo banco de transformadores. La referida Resolución quedó en firme mediante la emisión de la Resolución CRIE-22-2017, tras resolverse el recurso presentado por el AMM.

IX

Que mediante oficio GDN-007-2017, del 21 abril 2017, el AMM expone 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.

X

Que el 11 de julio de 2017, la entidad COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A. presentó ante esta Comisión, denuncia en contra del Ente Operador Regional (EOR), argumentando que el referido operador:

- Realizó acciones para la manipulación de precios de electricidad y servicios complementarios en el MER, manipulación que fue realizada según lo detallado en la

resolución CRIE-30-2017, tipificando como un incumplimiento muy grave, según el inciso f) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

- Ha puesto en riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la red de transmisión regional afectando de manera sistemática y deliberada la continuidad de las transacciones regionales de los agentes guatemaltecos hacia el MER, según la letra k) del artículo 30 del Segundo Protocolo;
- Abrió arbitrariamente las interconexiones entre Guatemala y los países miembros del MER sin tener justificación técnica que sustente dichas acciones, sin tener estudios que fundamente tal acción, lo anterior se comprueba mediante la resolución CRIE-31-2017, que solicita al EOR presente estudios de seguridad operativa actualizados.

La entidad denunciante solicitó que se inicie procedimiento sancionador contra el EOR por los hechos expuestos, adoptando dentro de dicho procedimiento como medida cautelar que se instruya al EOR que se abstenga de realizar aperturas de las interconexiones de Guatemala con el Sistema Eléctrico Regional (SER) y, que se ordene la reliquidación de los DTER correspondientes.

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 al Tratado Marco, los cuales, de ser comprobados, pueden ser sancionados de acuerdo a lo establecido en los artículos 37 y 38 del referido Segundo Protocolo.

III

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

A. ANÁLISIS DE LA DENUNCIA POR LA FORMA

Legitimación

De acuerdo con lo establecido en artículo 21 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A, tiene legitimación

para presentar una denuncia ante esta Comisión cuando tengan conocimiento de hechos susceptibles de infracción administrativa.

Representación

La licenciada Beatriz Elena Lara Díaz está legitimada para representar a Comercializadora Electronova, S.A., según copia simple del acta notarial del 20 de febrero de 2014, ante la notario Sabrina del Carmen Castellanos Urbina, que hace constar que la Representación Legal de Comercializadora Electronova, S.A. corresponderá en su caso, al Gerente General. Asimismo, según el punto quinto de la sesión celebrada el 19 de febrero de 2014, se acordó nombrar a la Licenciada Lara Díaz como Gerente General y Representante Legal de Comercializadora Electronova, S.A., de forma indefinida, lo cual está inscrito en el Registro No 420307, Folio 718, Libro 347 de Auxiliares de Comercio.

Cumplimiento de formalidades de la denuncia

La entidad COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A., ha presentado su 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.

B. ANÁLISIS DE LA DENUNCIA POR EL FONDO

Premisa de análisis

Previo a resolver los argumentos expuestos por la entidad denunciante, es conveniente recordar que las acciones denunciadas se encuentran ubicadas 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.

Esta situación desencadenó una serie de irregularidades, tanto en la operación técnica, como comercial del MER, por la conexión a la RTR no autorizada del segundo banco de transformación (acreditada a través de la 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 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 una medida cautelar.

De manera que el análisis de las acciones denunciadas contra el EOR pueden clasificarse en las siguientes etapas:

- i. El lapso de tiempo entre el 27 de septiembre de 2016, fecha en que inicia 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, que le impone una sanción al AMM.

Análisis de los argumentos presentados por la entidad denunciante:

a) Apertura de interconexión eléctrica Guatemala-Mercado Eléctrico Regional

“El EOR ha estado instruyendo unilateralmente la desconexión de Guatemala del Mercado Eléctrico Regional afectando las transacciones de exportación e importación que los agentes guatemaltecos realizan diariamente. (...) Según el EOR, las partes involucrada en la ampliación de la capacidad del Nodo Brillantes no solicitan el acceso a la Red de Transmisión Regional (“RTR”) de conformidad con la regulación regional, siendo este (sic) el motivo por el cual cada vez que en el despacho económico de Guatemala resultan convocados más de 120 MW procede a instruir unilateralmente a los operadores del Sistema de Mercado (“OS&M”) de Honduras y El Salvador a abrir las interconexiones con Guatemala, quedando ésta última aislada del Mercado Eléctrico Regional (“MER”) y sus agentes sin la posibilidad de realizar transacciones regionales y llevar a cabo sus compromisos contractuales con otros agentes del MER”.

Análisis CRIE: De conformidad con el artículo 2 del Tratado Marco entre los fines del mismo se encuentran: 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 que “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”. 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, auditoria 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 definan 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).

La operación jerárquica del MER se basa en un esquema jerárquico en el cual el EOR coordina la operación con los OS/OMS de los países miembros. La coordinación entre el EOR y los OS/OMS se hará sobre la base de los procedimientos técnicos y operativos establecidos en el RMER, según el numeral 3.2.1 del Libro II del RMER. En cada país las funciones de la operación técnica del SER se llevarán a cabo por el OS/OM correspondiente en coordinación con el EOR. Sin embargo, según la letra e) del numeral 3.2.4.1 del Libro II del RMER, el “*EOR no realizará directamente maniobras en la RTR, sino que instruirá a los OS/OM para que éstos ordenen su ejecución a los agentes, de acuerdo al esquema jerárquico previsto*”.

La coordinación que regula en el artículo 10 del Tratado Marco, fundamentada en la independencia funcional del EOR, establecida en el artículo 25 del Tratado Marco, como un organismo con capacidad jurídica internacional, no está basada en una relación de igualdad entre éste y los OS/OM, sino en una relación de supra-subordinación – es decir, una relación jerárquica- que implica realizar sus funciones con la autoridad que le otorga la regulación regional.

De las normas transcritas se colige, que en concordancia con lo dispuesto en los artículos 2, 10, 25 y 28 del Tratado Marco, la regulación regional atribuye al EOR el deber de asegurar la operación del SER se realice con criterio técnico 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.

Con relación al caso específico de las aperturas que se denuncian, por medio de la nota EOR-DE-05-10-2016-635, del 05 de octubre de 2016, el EOR informó a esta Comisión que por medio de estudios de seguridad operativa regionales, realizados en coordinación con los OS/OM, se consideró un límite de transferencia entre México y Guatemala igual a 120 MW.

Conforme consta en los documentos que obran en esta Comisión (expediente CRIE-PS-02-2016) y los antecedentes citados, el EOR instruyó al AMM a 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, mediante nota EOR-GPO-05-10-2016-186, de 05 de octubre de 2016 (fs. 42 del exp. CRIE-PS-02-2016). La cual no fue atendida por el AMM, según consta en la resolución CRIE-10-2017 de 05 de abril de 2017.

Adicionalmente, mediante nota EOR-GPO-05-10-2016-186, de 05 de octubre de 2016, el EOR comunicó a esta Comisión, entre otros aspectos, 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 calidad, seguridad y confiabilidad en la operación 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 la 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 registró 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 superará 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 quedó acreditada en la resolución CRIE-10-2017, del 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 entre México y Guatemala 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.

De lo anterior, cabe advertir que, en primer lugar, el EOR **intentó coordinar** con el OS/OM de Guatemala la no superación del límite de 120 MW como límite seguro de transferencias máximas entre Guatemala y México; sin embargo, ante la resistencia del AMM, el EOR se vio obligado a **instruir** la apertura de líneas, como responsable de la operación técnica segura de la RTR, según el numeral 1.4.4 y la letra i) del numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER., en virtud de la organización jerárquica del MER.

Finalmente, mediante nota GDN-013-2016, del 13 de diciembre de 2016, en respuesta a la providencia CRIE-PS-02-2016-04, el AMM manifestó que no le sería posible atender la instrucción de limitar las transferencias de potencia y energía a través de la interconexión entre Guatemala y México. Esta manifestación expresa del AMM refleja la desobediencia a una instrucción del EOR y, por lo tanto, los fallidos intentos de coordinar la operación de la RTR en ese sentido.

Con base en lo anterior, la entidad denunciante no tiene razón al calificar como unilateral el actuar del EOR, toda vez que se han podido verificar los siguientes aspectos:

1. El EOR solicitó al AMM, en numerosas ocasiones, no sobrepasar el límite máximo de importación fijado en estudios de seguridad operativa (120 MW), estudios que han sido desarrollados oportunamente por el EOR en coordinación con el AMM y los OS/OMS de la región.
2. El EOR en coordinación con los OS/OMS de la región realizan periódicamente estudios de seguridad operativa con el objetivo de fijar las Máximas Transferencias de Potencia (MTP) segura entre áreas de control, considerando las transferencias entre Guatemala y México (120 MW) como una de las premisas básicas de dichos estudios. Adicionalmente, ante la condición operativa anormal que se presentó, el EOR realizó análisis de sensibilidad con los cuales respaldó los resultados presentados en los estudios de MTP ante transferencias superiores a 120 MW entre Guatemala y México.
3. Esta Comisión instruyó al AMM, como medida cautelar, a no sobrepasar el límite de 120 MW; toda vez que a la fecha los interesados no habían presentado el respectivo estudio técnico que avalase un nuevo límite de transferencia entre Guatemala y México, respetando los procedimientos establecidos en los números 4.5 y 11.1 del Libro III del RMER.
4. Al presentarse transferencias superiores a 120 MW entre Guatemala y México, el EOR requirió al AMM, la UT y la ENEE a proceder con la apertura de las interconexiones entre Guatemala y el resto del SER, lo anterior en cumplimiento de sus responsabilidades como operador regional conferido en el número 1.5.4 del Libro I del RMER. Sin embargo, el operador del área de control de Guatemala manifestó su negativa a realizar las maniobras solicitadas por el EOR, por tal motivo, el operador regional se vio obligado a coordinar las maniobras operativas necesarias para abrir las líneas de interconexión entre Guatemala y el SER, únicamente con los OS/OMS de las áreas de control de Honduras y El Salvador.
5. El AMM como institución responsable de la programación de las transferencias entre Guatemala y México, se convierte en el responsable de las consecuencias que se deriven de la programación y ejecución de transferencias superiores a los límites seguros.

b) Liquidación de transacciones regionales

“El EOR desde octubre de 2016 a la presente fecha ha continuado con estas decisiones unilaterales e instruyendo a los O&M de Honduras y El Salvador a abrir las interconexiones con Guatemala, generando cargos y abonos que no son producto de transacciones regionales celebradas entre agentes toda vez que no corresponden a valores físicos intercambiados de energía”.

Análisis CRIE: El origen y asignación de los sobrecostos relacionados a los Documentos de Transacciones Regionales (“DTER”) de abril y mayo de 2017 es un tema que ya ha sido conocido por esta Comisión y que se resolvió a través de las resoluciones CRIE-30-2017 y CRIE-48-2017.

Al respecto, la resolución CRIE-30-2017, de 29 de junio de 2017, confirmada por la resolución CRIE48-2017, de 16 de octubre de 2017, con respecto a los DTR estableció que:

La verificación demostró que los resultados oficiales para los 65 periodos afectados y los resultados de la ejecución considerando las islas eléctricas, son aproximadamente iguales, resultando variaciones en los precios ex antes del orden de los \$0.01 y en los despachos de energía del orden de 0.03%. Por lo que se puede confirmar que considerar las aperturas de forma física generando islas eléctricas en el SER, no producen resultados diferentes.

Asimismo, la resolución CRIE-48-2017, de 16 de octubre de 2017, con relación a la asignación de sobre costos a los agentes estableció que:

SEGUNDO. MODIFICAR el punto resolutivo SEGUNDO de la resolución CRIE-30-2017, de la siguiente manera: “**SEGUNDO. DETERMINAR** que no es procedente asignar a los OS/OMs, ni Agentes del MER, los sobre costos consignados en el DTER-04-2017, referidos a los 65 periodos 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-04-2017, 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.”

c) Resolución CRIE-30-2017

“El 29 de junio de 2017, CRIE emite una resolución en la que CRIE reconoce que el MER está diseñado para operación de una RTR continua la cual no contempla la creación de islas eléctricas”.

En ese sentido, señala la entidad denunciante que “*el EOR realizó acciones para la manipulación de precios de electricidad y servicios complementarios en el MER, manipulación que fue realizada por el EOR según lo detallado en la resolución CRIE-30-2017*”. “*Es importante señalar que en ningún momento está facultado el EOR para “definir valores” de transferencia de energía entre nodos de la RTR como lo hizo para liquidar las transacciones en el MER en el DTER de Abril 2017*”.

Análisis CRIE: Lo indicado por el agente sobre las acciones del EOR, específicamente el supuesto incumplimiento por parte del EOR del literal f) del Artículo 30 del Segundo Protocolo: “*realización de acciones para la manipulación de precios de electricidad y servicios auxiliares en el Mercado Eléctrico Regional o que configuren abuso de posición dominante y otras prácticas anticompetitivas que dificulten u obstaculicen el desarrollo o funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional, que se detallan en el reglamento aprobado mediante resolución de la CRIE; (...)*”, éstas corresponden a conductas anómalas o inapropiadas de agentes que participan realizando ofertas en el MER, incluyendo comportamientos que resulten en posibles abusos de poder de mercado o en comportamientos anticompetitivos o especulativos, conductas que no son aplicables al Operador Regional.

En otro contexto, esta Comisión aclara que los vectores de incidencia entre líneas se consideran dentro del modelo de transmisión para el predespacho regional y reflejan las condiciones de la red. Adicionalmente, el procedimiento de predespacho debe incluir la RTR tal como lo establece el numeral 5.13.1 del Libro II del RMER: “*el EOR realizará el predespacho regional que considerará los predespachos nacionales, la RTR y las redes de transmisión nacionales (...)*”.

Esto es congruente con el numeral 1.5.6.1 del Libro I del RMER: “*la red de transmisión regional RTR es el conjunto de instalaciones a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y*

como parte del proceso de coordinación del predespacho regional, 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 numeral 5.14.1 del Libro III del RMER”.

Los resultados de los análisis que realice el EOR como parte de los estudios de seguridad operativa, según corresponda al tipo de estudio, podrán incluir lo siguiente: o) Los límites de transferencias de potencia entre las áreas de control (numeral 5.2.7.3 del Libro III). Por lo tanto se concluye que los tramos a que se refiere la Resolución CRIE-30-2017, Moyuta-Ahuachapán; La Vega y Ahuachapán y Panaluya-San Nicolás, son sujeto de la aplicación de los análisis que realiza el EOR.

La CRIE realizó una investigación de detalle, sobre los resultados del modelo de optimización publicados por el EOR, incluyendo los precios nodales ex antes del MER, mediante reproducciones de todos los escenarios afectados por la apertura en el mes de abril de 2017, utilizando un modelo de “desconexión física” de las interconexiones entre Guatemala y El Salvador y Guatemala y Honduras, como se puede apreciar en el numeral 2.1 del considerando XVII de la resolución CRIE-30-2017, donde se demostró que dicho modelaje de las aperturas (operación real), produjeron los mismos despachos de energía y mismos precios nodales ex antes, que los publicados por el EOR de forma oficial para dichos periodos de mercado. Por lo tanto, no se identifica ningún tipo de “manipulación” realizada por el EOR, como lo indica la entidad denunciante.

En último lugar, reiterar lo dispuesto en la resolución CRIE-48-2017, de 16 de octubre de 2017, con relación a la asignación de sobrecostos serán cubiertos por un mecanismo de reembolso y liquidación.

d) Resolución CRIE-31-2017

“El 29 de junio de 2017, CRIE emite una resolución en que ordena al EOR a realizar ‘los estudios pertinentes de seguridad operativa actualizados (...)’.” La entidad denunciante manifiesta que “el EOR ha incumplido con sus funciones y con los referidos principios que le fueron otorgados en el Tratado Marco en virtud que arbitrariamente ha abierto las interconexiones entre Guatemala y los países miembros del MER sin tener la justificación técnica que sustente dichas acciones. El argumento del EOR se basa en los supuestos riesgos a la seguridad operativa del SER, no obstante que el EOR no tiene sustento técnico ni estudios que demuestren tal situación (...) el numeral 5.2 del Libro III del RMER que establece que el EOR es quien ‘deberá coordinar con los OS/OM la realización de evaluaciones periódicas de seguridad operativa... para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad regional’.”

Análisis CRIE: Al respecto, de acuerdo con el numeral 5.1.9 y letra b) del numeral 5.2.5.1 del Libro III del RMER, los estudios de seguridad operativa serán realizados con la información técnica contenida en la Base de Datos Regional Operativa, la cual incluye las características técnicas y los parámetros de las líneas y equipos de transmisión y generación, los datos de la demanda por países, las características y ajustes de las protecciones y sistemas de control.

Conforme con la letra d) del numeral 5.1.13.1 del Libro III del RMER, es obligación de los OS/OM mantener actualizada la información técnica con destino a la Base de Datos Regional Operativa, cuando se agregue o retire generación y cuando se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional, de manera que “en el caso que un OS/OM no suministre al EOR información actualizada,, el EOR utilizará la información más reciente de que disponga, hará la documentación necesaria según corresponda y notificará de esto a la CRIE”.



El numeral 5.2 del Libro III del RMER señala que el EOR deberá realizar en coordinación con los OS/OM evaluaciones periódicas de seguridad operativa. Por otro lado, los numerales 5.2.6.3, 5.2.6.4 y 5.2.6.5 del Libro III establecen la obligación de actualizar la Base de Datos Regional de forma semestral; y según el resuelve I de la resolución CRIE-P-19-2014, de 21 de agosto de 2014, el EOR deberá realizar los estudios de corto plazo de seguridad operativa para la determinación de las máximas transferencias entre países se realice para cada semestre con actualizaciones mensuales, aplicando únicamente el criterio de contingencia simple (N-1).

Ahora bien, el procedimiento de elaboración de los estudios de seguridad operativa implica que los OS/OM pueden efectuar observaciones a los estudios publicados por el EOR, según el numeral 5.2.7.2 del Libro III del RMER.

De otro lado, 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 y su posible impacto en la operación del SER.

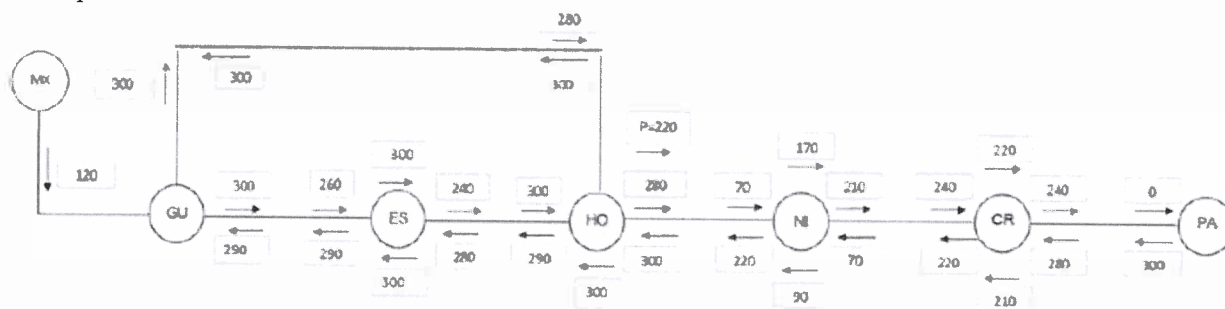


Figura 1. Representación gráfica Máximas Transferencias de Potencia, mes de agosto del 2016. Fuente EOR

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; al programar el AMM transferencias superiores al considerado, automáticamente se modifican 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 áreas de control del SER arrojados por el análisis de seguridad operativa.

Al respecto, se ha verificado que el EOR en coordinación con los OS/OMS de la región han desarrollado periódicamente estudios de seguridad operativa a través de los cuales se fijan las Máximas Transferencias de Potencia (MTP) que, de manera segura, pueden ejecutarse entre las diferentes áreas de control del SER, dichos estudios de seguridad operativa han sido publicados en la página web del EOR. Asimismo, los mismos están regulados tanto en la resolución CRIE-P-19-2014, de 21 de agosto de 2014 como en la regulación regional.

Es importante mencionar que, los análisis de seguridad operativa elaborados por el EOR, en coordinación con los OS/OM, para fijar las MTP, 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.

Por su parte, la validación eléctrica que realiza el EOR en el predespacho regional 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, estudio que se realiza empleando la base de datos regional operativa que posee el EOR, según la normativa citada. La actualización de la información que contiene la base de datos regional es realizada por los agentes y OS/OM periódicamente, según los números 5.2.6.4 y 5.2.6.5 del Libro III del RMER.

Debe advertirse, que por medio de la nota EOR-DE-10-06-2017-701 del 10 de junio de 2017 el EOR presentó un informe técnico de seguridad operativa con análisis de sensibilidad sobre la conexión del segundo banco de transformadores en S/E Los Brillantes, con las siguientes conclusiones:

Al realizarse una inyección de potencia en el nodo Los Brillantes con valores de 240MW, aún sin considerar las constantes variaciones de +/- 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, al producirse una contingencia simple de pérdida de generación de entre 100 y 150MW, se estaría violando el criterio de seguridad de contingencia simple (N-1) establecido en el RMER, ya que ocurren disparos en cascadas al dispararse la interconexión Guatemala-México y se produce 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) generándose interrupción en el servicio con impactos económicos.

Esta Comisión ha verificado que el EOR en coordinación con los OS/OMS de la región han desarrollado periódicamente estudios de seguridad operativa a través de los cuales se fijan las Máximas Transferencias de Potencia (MTP) que de manera segura pueden ejecutarse entre áreas de control del SER, considerando para tal fin una importación de 120 MW desde México hacia Guatemala; ante la situación anormal de operación derivada de la conexión de hecho del segundo banco de transformación 400 / 230 kV 225 MVA y el inminente incremento en las transferencias entre Guatemala y México, el EOR desarrolló un análisis de sensibilidad con el propósito de confirmar y apoyar las MTP vigentes ante posibles modificaciones en las transferencias entre Guatemala y México.

Por otro lado, conforme a lo especificado en el artículo 28 del Tratado Marco, el EOR es responsable de asegurar que la operación y el despacho regional de energía sean realizados con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad. Adicionalmente, el numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER establece que el EOR es responsable de dirigir y coordinar la operación técnica del SER, facultándolo para adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la calidad, seguridad y confiabilidad en la operación de la RTR, tales como apertura de líneas. Las medidas se ejecutarán de acuerdo con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional.

Con respecto a los estudios de seguridad operativa solicitados al EOR por esta Comisión a través de la Resolución CRIE-31-2017 citada, los mismos corresponden únicamente a una actualización a los previamente elaborados por el operador regional; requerimiento que en ningún momento infiere la ausencia de los mismos.

IV

Que en reunión presencial número 122 del 25 y 26 de enero de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado la denuncia presentada por la entidad **COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A.**, en contra del Ente Operador Regional (EOR) por manipulación de precios y poner en riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la RTR, acuerda declararla sin lugar, con cinco votos a favor de los Comisionados por El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá; y, con un voto en contra por el Comisionado por Guatemala quien procede a razonar su voto, razonamiento que se adjunta a la presente resolución.

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 el Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, Resolución CRIE-P-28-2013, esta Comisión,

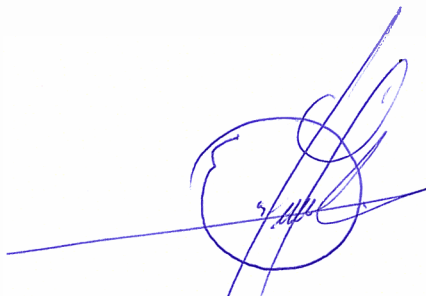
RESUELVE:

PRIMERO. DECLARAR SIN LUGAR la denuncia presentada ante esta Comisión el 11 de julio de 2017 por **COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A.** en contra del Ente Operador Regional (EOR), por los supuestos incumplimientos a la normativa regional mediante manipulación de precios y por poner en riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la RTR.

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

NOTIFÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en trece (13) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo, en República de Guatemala, el día martes veinte (20) de febrero de dos mil dieciocho.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

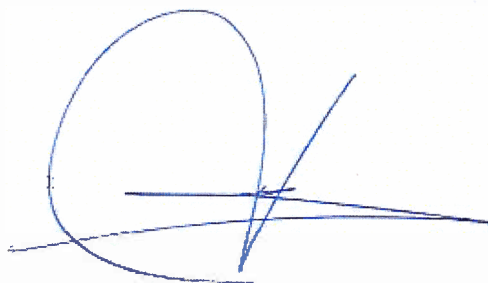


CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

- 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 si 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.

- El voto razonado en contra a la resolución dado que la CRIE aunque confirma que el EOR puede realizar redespachos regionales bajo el causal de validación eléctrica (inciso f) del numeral 5.17.7.1 del libro II del RMER), situación es que discutible desde el punto de vista legal, **omite manifestarse que existen redespachos regionales realizados por el EOR cuyo causal es por cambios topológicos (literal a) del numeral 5.17.7.1 del libro II del RMER) sin que haya obrado una justificación de parte de algún OS/OM.**



Rodrigo Fernández
Comisionado por Guatemala