

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-84-2018, emitida el veintiocho de septiembre de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-84-2018
COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

RESULTANDO

I

Que el 20 de junio de 2016, de conformidad con la minuta WEBEX, el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México sostuvieron una reunión con el objetivo de la implementación del Esquema de Control Suplementario (ECS) por bajo voltaje en la línea de interconexión Los Brillantes – Tapachula 400 kV (Guatemala – México).

II

Que el 24 de octubre de 2016, el Ente Operador Regional (EOR), informó a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), mediante nota EOR-DE-24-10-2016-684, el actuar del AMM durante la operación en tiempo real del día 18 de octubre de 2016, incluyendo un resumen del comportamiento de los flujos de potencia a través de la línea México – Guatemala.

III

Que el día 30 de mayo de 2017, durante la Junta de Comisionados No.114, se llevó a cabo la *“Reunión Bilateral CRIE-EOR”*, en la cual el EOR realizó una presentación titulada *“Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México – Guatemala”* (punto décimo noveno del acta de dicha sesión).

IV

Que el 06 de junio de 2017, mediante nota CRIE-SE-SV-113-06-06-2017, la CRIE solicitó al EOR los criterios técnicos y regulatorios que utilizó para la reducción de transferencias y/o para realizar aperturas de la interconexión, en relación a la medida cautelar establecida en el auto CRIE-PS-02-2016-04. El EOR remitió la información solicitada el 10 de junio de 2017, mediante nota EOR-DE-10-06-2017-701.

V

Que el 21 de septiembre de 2017, el AMM presentó ante la CRIE solicitud de investigación en contra del EOR, por la presentación realizada el 30 de mayo de 2017 y denominada *“Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México – Guatemala”*.

VI

Que el 23 de noviembre de 2017, el EOR por medio de nota EOR-DE-23-11-2017-972, comunicó a la CRIE que en atención a lo solicitado en la Resolución CRIE-31-2017, como resultado de un estudio de seguridad operativa actualizado realizado por el *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL), se establecieron los nuevos límites de transferencia de potencia para condiciones de verano (noviembre 2017 a mayo 2018), aplicables a partir del 25 de noviembre de 2017.

VII

Que el 29 de enero de 2018, mediante nota CRIE-SE-22-29-01-2018, la CRIE solicitó al EOR los estudios técnicos realizados que respaldan y soportan la información y resultados presentados en el informe *“Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México – Guatemala”*, presentado a la Junta de Comisionados de la CRIE el 30 de mayo de 2017 y el informe *“Comportamiento del SER, ante contingencias simples y disparo de la interconexión Tapachula – Los Brillantes”*; información que fue remitida por el EOR el 06 de febrero de 2018, mediante nota EOR-06-02-2018-032.

VIII

Que el 16 de mayo de 2018, mediante nota GMEI-014-2018, el AMM solicitó audiencia presencial ante la Junta de Comisionados de la CRIE, con el objeto de exponer las supuestas incorrecciones y el desapego a la verdad señaladas por el AMM en la solicitud de investigación presentada. Presentación que se llevó a cabo el 24 de mayo de 2018.

IX

Que el 18 de mayo de 2018, mediante nota GMEI-015-2018, el AMM solicitó que se efectuara el análisis técnico y legal de la solicitud de investigación relacionada y se cotejara datos y evaluara supuestos y resultados de la presentación (e incluso del informe), según la información recopilada de los eventos y parámetros aceptables en la ingeniería eléctrica.

X

Que el 26 de julio de 2018, la CRIE emitió la Resolución CRIE-75-2018, mediante la cual se resolvió lo siguiente:

PRIMERO. DECLARAR SIN LUGAR la denuncia presentada por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) en contra el Ente Operador Regional (EOR), por haber realizado la presentación denominada *“Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México-Guatemala”*, presentada el día 30 de mayo de 2017, en la reunión bilateral de las Juntas Directivas CRIE-EOR, celebrada en San Salvador, El Salvador.

XI

Que el 28 de agosto de 2018, el AMM presentó recurso de reposición en contra de la Resolución CRIE-75-2018, el cual se acusó de recibo mediante auto CRIE-SE-CRIE-75-2018-AMM-01-2018, de fecha 31 de agosto de 2018.



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 citada, le corresponde “(...) h. Imponer las sanciones que establezcan los protocolos en relación con los incumplimientos a las disposiciones del Tratado y sus reglamentos (...); p. Conocer mediante recurso de Reposición, las impugnaciones a sus resoluciones.”

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 Segundo Protocolo.

III

Que de conformidad con el artículo 21 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, *“El procedimiento sancionatorio podrá iniciarse de oficio por la CRIE o mediante denuncia de un agente del mercado, un OS/OM, el EOR o cualquier tercero que tenga conocimiento de hechos susceptibles de infracción administrativa, contemplados en el presente reglamento.// La presentación de una denuncia no determina obligatoriamente el inicio del procedimiento sancionatorio. La CRIE analizará la denuncia, previo a dictarse la providencia de inicio del procedimiento, con el fin de determinar si existe o no mérito para iniciar el mismo. Si la denuncia fuese desestimada, la Junta de Comisionados mediante resolución razonada deberá notificar a la persona o entidad denunciante los motivos por los cuales no procede dictar el inicio del procedimiento administrativo.// El denunciante tendrá los mismos derechos y le asistirán las mismas garantías que asisten al denunciado, y podrá formar parte del expediente, si así lo solicita, y en consecuencia actuar como parte durante toda la tramitación del mismo. Una resolución de trámite resolverá la solicitud de formar parte del expediente (...)”*.

IV

Que en cuanto a los aspectos formales de recurso interpuesto por el AMM, se hace el siguiente análisis:

1. Naturaleza del recurso y sus efectos

La resolución impugnada es una resolución de carácter particular a la que le es aplicable lo establecido en el literal p) del artículo 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco) y el capítulo 1.11 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).



2. Temporalidad de los recursos

La resolución impugnada es una resolución de carácter particular y fue notificada el día 13 de agosto de 2018. El recurso fue presentado el 28 de agosto de 2018.

Tomando en consideración lo establecido en el numeral 1.11.2, del Libro IV, del RMER, el plazo para interponer el recurso contra una resolución de carácter particular, es de 10 días hábiles, contados al día siguiente de su notificación, plazo que terminó el 28 de agosto de 2018.

En virtud de lo anterior, el recurso ha sido interpuesto dentro del plazo establecido al efecto.

3. Legitimación

De acuerdo con lo establecido en el capítulo 1.11 del Libro IV del RMER, el AMM es destinatario del acto impugnado y tiene un interés directo en el asunto, por lo tanto se encuentra legitimado para actuar en la forma como lo ha hecho.

4. Representación

El Ingeniero Elmer Rogelio Ruiz Mancilla, actúa en su calidad de Gerente de Mercado Eléctrico Internacional del Administrador del Mercado Mayorista, quien acredita su personería con copia legalizada del nombramiento, contenido en acta notarial autorizada por el notario Gerardo Arturo López Bhor, el día 05 de octubre de 2017 e inscrito en el Registro de las Personas Jurídicas del Ministerio de Gobernación de la República de Guatemala al número 255, folio 255 del libro 46 de Nombramientos de ese registro.

5. Plazo para resolver el recurso

De conformidad con lo establecido en el numeral 1.11.6 del Libro IV del RMER, para resolver el recurso, la CRIE cuenta con el plazo de 30 días calendario, contados a partir del día hábil siguiente al acuse de recibo del recurso; el cual vencería el 02 de octubre de 2018.

6. Sobre los efectos suspensivos del recurso

Por la naturaleza de la resolución impugnada, que es de carácter particular, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.11.4 del Libro IV del RMER, el recurso interpuesto suspendió automáticamente los efectos de la resolución impugnada.

7. Prueba ofrecida

A continuación se detalla la prueba ofrecida por el recurrente.

1. Documental:

- a. Copia simple de la resolución CRIE-75-2018, emitida por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, de fecha 15 de febrero de 2018, notificada el 16 de febrero de 2018.

En cuanto a la prueba documental aportada por el recurrente, la misma debe agregarse a los autos.

2. En poder del EOR:

- a. Base de datos y todos los archivos, que permitan replicar las sensibilidades realizadas por el EOR que se muestran en el informe de noviembre de 2016.
- b. Informe de los Estudios Eléctricos de los que haya obtenido el razonamiento expuesto en la presentación “*Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México – Guatemala*”.
- c. Base de datos y todos los archivos, que permitan replicar las sensibilidades mostradas por el EOR en su presentación “*Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México – Guatemala*”.

En cuanto a la prueba ofrecida por el recurrente que según indica se encuentra en poder del EOR, siendo que la misma se considera innecesaria para la resolución del presente asunto, debe rechazarse.

V

Que en cuanto al fondo de recurso interpuesto por el AMM, se detalla el siguiente análisis, según los argumentos expuestos a continuación:

A. “Tramitación de Solicitud de Investigación contraviene la Regulación Regional: impidió al AMM el ejercicio de derechos propios de denunciante y la aplicación de derechos procesales”

Expone el recurrente que “ (...) *al AMM, como parte del proceso, no se le confirió esa calidad ni el derecho de formular su alegato final con base en el contenido del expediente que se formó en ausencia del conocimiento del interponente (...)* // *Entonces, mientras la parte declaratoria de la Resolución Recurrida reconoce la presentación de una denuncia por parte del AMM (punto primero), de su contenido se confirma la omisión de fases procesales obligadas en la tramitación de toda denuncia, derechos procesales que han sido negados al AMM en su calidad de denunciante. // Sin un expediente al que acceder, sin la oportunidad procesal al denunciante para presentar pruebas ofrecidas y sin oportunidad procesal al denunciante para presentar su alegación a partir de lo que el expediente haya recogido, resulta improcedente que la Autoridad Recurrida haya arribado a una resolución final, puesto que lo producido no es consecuencia del debido proceso que fue establecido en la norma jurídica regional aplicable. // (...) Tampoco es admisible que la Autoridad Impugnada dentro de la que ha denominado etapa preliminar (en aparente relación con las actuaciones preliminares del artículo 20 del Reglamento Sancionatorio), pretenda extender el conocimiento entero de un hecho denunciado, con tal amplitud que excede y tergiversa su propósito, estableciendo para determinar indicios de responsabilidad y la identificación de la persona que pudiera resultar responsable. Más allá de una actuación preliminar, la Resolución Recurrida ha convertido las actuaciones preliminares en defensa de la parte denunciada, dejando sin sentido la Fase Instructora, tal y cual la define el artículo 1 del Reglamento Sancionatorio (...)*”.

Análisis CRIE: Preliminarmente, debe indicarse que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco, la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, que goza de independencia funcional y especialidad técnica, que realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia. Es en la CRIE, donde descansa de forma exclusiva, la potestad de sancionar los incumplimientos a la regulación regional (artículo 23 inciso h. del Tratado Marco y

21 y siguientes del Segundo Protocolo al Tratado Marco). En ese contexto, al momento de emitirse la resolución impugnada, esta Comisión ha actuado en el ejercicio de las facultades que la Regulación Regional establece y en consecuencia atendiendo los principios de imparcialidad, transparencia, debido proceso e igualdad. Al respecto, debe aclararse también, que el acto impugnado es una resolución por medio de la cual la CRIE ha conocido una solicitud para que ejerza su potestad sancionatoria, declarando no ha lugar la denuncia interpuesta por el recurrente y por ende, el inicio de un procedimiento sancionatorio; es decir, no estamos frente a un proceso contencioso, litigio o demanda en el que deba garantizarse, por ejemplo, el principio contradictorio. Debe tomarse en cuenta, que la presentación de una denuncia no determina obligatoriamente el inicio del procedimiento sancionatorio. Al respecto, el artículo 21 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE establece que: “... *La presentación de una denuncia no determina obligatoriamente el inicio del procedimiento sancionatorio. La CRIE analizará la denuncia, previo a dictarse la providencia de inicio del procedimiento, con el fin de determinar si existe o no mérito para iniciar el mismo...*”.

Etapas del procedimiento sancionatorio y debido proceso. Ahora bien, con el fin de abordar los argumentos de inconformidad planteados por el recurrente, se hace necesario aclarar que de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional (y no alejado de la realidad de otros ordenamientos jurídicos, incluso, siendo común), el procedimiento sancionatorio tiene dos fases o etapas: la primera, llamada *fase de instrucción*; y, la segunda, denominada *fase de sanción*. En ese sentido, puede verse el artículo 42 del Segundo Protocolo al Tratado Marco; y, los artículos 1, 3, 23, 31 y 51 del Reglamento para la aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE. En términos generales, en la regulación regional se ha establecido que esta primera fase del procedimiento inicia con la providencia que lo ordena; y, finaliza con el informe de instrucción al órgano decisor de la sanción; etapa que recae en el Secretario Ejecutivo de la CRIE. Por su parte, la etapa de sanción, de decisión o del acto final, es una etapa que inicia una vez concluida la etapa de instrucción; y, finaliza con la emisión y firmeza de la resolución de la Junta de Comisionados de la CRIE, órgano competente para resolver el asunto.

En este contexto, la misma Regulación Regional ha establecido en el artículo 20 del Reglamento para la aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, la posibilidad de que, previo al inicio del procedimiento sancionatorio, se efectúen *actuaciones preliminares* para establecer si concurren hechos o circunstancias que determinen indicios de responsabilidad, incluyendo la identificación del presunto infractor. Es posible en esta etapa previa al procedimiento sancionatorio, que la Autoridad Competente pueda recopilar documentos o preparar informes, con el objetivo básico de establecer la procedencia de iniciar el respectivo procedimiento, o bien para identificar los posibles infractores a partir de determinados hechos. La realización de esta etapa preliminar, puede permitir a la CRIE (Autoridad Competente), tomar una decisión mejor fundamentada en torno a si inicia o no un procedimiento sancionatorio, y de ahí su importancia. En esta etapa, no se hace necesario participar al administrado (denunciante o presuntos responsables), claro está, que de iniciarse el procedimiento sancionatorio, se deberá poner a disposición de las partes la prueba recabada en las actuaciones preliminares. Es así como los actos de investigación constituyen una fase preliminar que podría servir como base a un posterior procedimiento sancionatorio, en el cual podría tenerse como parte o no; constituyéndose entonces una facultad de la Autoridad Competente, determinar si existe mérito o no para iniciar un proceso en el que se determine las infracciones y posibles sanciones a la regulación regional, procedimiento en el cual, una vez iniciado, será el momento procesal oportuno donde el investigado y demás partes -si las hubiere-, puedan tener acceso a las piezas del expediente y ejercer su derecho de defensa. En resumen, la indagación previa es una etapa claramente prevista en la regulación regional, es correcta y pertinente, en tanto necesaria para reunir los elementos de juicio apropiados para descartar o confirmar la necesidad del procedimiento formal, o bien para permitir su correcta sustanciación.



Al respecto, debe tenerse en cuenta que las investigaciones previas sirven como base para determinar si se inicia o no un procedimiento sancionatorio y sería en éste último en el que se garantizaría el debido proceso, derecho de defensa, acceso al expediente y demás derechos de las partes –como tales-. Así, en la etapa preliminar no sería el momento procesal oportuno para exigir el cumplimiento del debido proceso, precisamente por la naturaleza de ésta. En este sentido debe tenerse claro que una cosa es recabar información, definir los hechos, examinar los procedimientos seguidos y preparar informes y otra, muy distinta, es exigir la responsabilidad o imponer una sanción, lo que deberá necesariamente hacerse mediante la sujeción del expediente que en efecto se forme, siguiendo las reglas del debido proceso.

Con base en el análisis anterior, es claro entonces el contexto en el cual esta Autoridad, con base en la denuncia recibida y en estricto cumplimiento a la Regulación Regional y en apego a lo establecido en el Reglamento Sancionatorio, procuró información y luego de su valoración concluyó que no existía mérito para el inicio de un procedimiento sancionatorio en contra del EOR; sin que por ello deba sugerirse imparcialidad o peor aún, violaciones al debido proceso, en el tanto siquiera nos encontráramos en presencia de un procedimiento sancionatorio, sino en una etapa preparatoria, tal y como se ha advertido. Carece de fundamento entonces el exigir y pretender el ejercicio de derechos del debido proceso, en un contexto donde ni siquiera ha existido –jurídica ni procedimentalmente-, un procedimiento sancionatorio. Tal y como consta en la resolución impugnada, dicha valoración no se dio como resultado de un procedimiento sancionatorio, sino que se derivó del derecho que tenía el denunciante a recibir por parte de esta Comisión, una resolución debidamente motivada/razonada de la no procedencia de su denuncia y por ende la improcedencia de iniciar un procedimiento sancionatorio (derecho de respuesta), que a su vez le permitiera ejercer su derecho de impugnarla, lo anterior a la luz de lo dispuesto en el artículo 23 inciso p) del Tratado Marco y artículo 21 del Reglamento de Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, tal y como ocurrió y se ha observado por parte de este Ente Regulador.

Análisis de la denuncia por el fondo y su desestimación. Tal y como se ha indicado, debe aclarársele al recurrente, que el dictado de la resolución impugnada (no dictada dentro de un procedimiento sancionatorio), obedece al derecho que tiene éste de recibir por parte de esta Autoridad, una respuesta a su denuncia -debidamente razonada y motivada- y del deber de la CRIE de hacerlo. Lo anterior tiene sustento en lo establecido en el artículo 21 del Reglamento de Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, que establece lo siguiente: *“Inicio del procedimiento sancionatorio por denuncia o de oficio. El procedimiento sancionatorio podrá iniciarse de oficio por la CRIE o mediante denuncia de un agente del mercado, un OS/OM, el EOR o cualquier tercero que tenga conocimiento de hechos susceptible de infracción administrativa, contemplados en el presente reglamento. // La presentación de una denuncia no determina obligatoriamente el inicio del procedimiento sancionatorio. La CRIE analizará la denuncia, previo a dictarse la providencia de inicio del procedimiento, con el fin de determinar si existe o no mérito para iniciar el mismo. Si la denuncia fuera desestimada, la Junta de Comisionados mediante resolución razonada deberá notificar a la persona o entidad denunciante los motivos por lo que no procede dictar el inicio de procedimiento administrativo. // El denunciante tendrá los mismos derechos y le asistirán las mismas garantías que asisten al denunciado, y podrá formar parte del expediente, si así lo solicita, y en consecuencia actuar como parte durante toda la tramitación del mismo. Una resolución de trámite resolverá la solicitud de formar parte del expediente...”* (el subrayado es propio). Tal y como se desprende de dicha norma, la regulación regional no solo no prohíbe al regulador entrar a conocer los argumentos de fondo de una denuncia, sino que exige que así lo haga para poder determinar la procedencia o improcedencia de inicio de procedimiento administrativo.

El acceso al expediente. Por otra parte, en cuanto a lo afirmado por el denunciante en cuanto a que no existió un expediente al cual acceder, debe indicarse al recurrente que las piezas del expediente, las cuales comprendían en ese momento la denuncia interpuesta, los documentos citados en la resolución impugnada, informes internos y la resolución impugnada; ha estado a disposición del denunciante en esta Comisión y por ello, no es correcto sugerir que se le haya limitado el acceso al mismo.

Ahora bien, en cuanto a que el recurrente solicitó formar parte del expediente con base en el artículo 21 de del Reglamento del para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, se aclara que tal artículo se refiere al derecho que goza el denunciante de formar parte del expediente una vez se ha determinado que existe mérito para iniciar un procedimiento sancionatorio, garantizando así que el denunciante puede actuar como parte durante toda la tramitación del mismo. Ahora bien, tal y como fue establecido con anterioridad, la resolución que impugna el recurrente es la resolución mediante la cual esta Comisión resolvió que no existe mérito para iniciar un procedimiento sancionatorio en contra del EOR, desestimando la denuncia presentada. En virtud de lo cual no se inició un procedimiento sancionatorio, razón por la cual queda sin sustento el argumento presentado por el recurrente.

El principio de imparcialidad. El recurrente afirma que mediante la emisión de la resolución impugnada *“pareciera que se ha efectuado una defensa oficiosa del EOR, al interpretar hechos e incorporar su propio análisis de fondo...”*. Al respecto es preciso aclarar al recurrente que de conformidad con el Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, artículo 21, esta Comisión está obligada a analizar la denuncia presentada con el fin de determinar si existe mérito o no para iniciar procedimiento sancionatorio. El debido análisis de la denuncia debe realizarse con imparcialidad, evaluando no solamente la prueba ofrecida por el denunciante sino valorando también la información recabada a raíz de las actuaciones preliminares que la CRIE decida llevar a cabo como resultado del artículo 20 del referido Reglamento. En virtud de lo cual, no puede aseverarse una falta de imparcialidad de la resolución recurrida por el hecho que del análisis de la información recabada se concluyera la falta de mérito de la denuncia presentada.

Principios del procedimiento administrativo. El artículo 8 literal a) citado por el recurrente se refiere a los principios que deben regir durante la tramitación del procedimiento sancionatorio. De conformidad con el artículo 21 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, previo a iniciar un procedimiento sancionador a raíz de una denuncia, la CRIE está obligada a analizar el mérito o no de la misma, en el caso de la resolución recurrida, ésta declaró sin lugar la denuncia presentada en virtud de lo cual no se inició procedimiento sancionador. Ahora bien, consta que esta Comisión respetó el derecho del recurrente de presentar una denuncia, de que se valorara y analizarla la misma por parte de esta Comisión y el derecho de que la entidad denunciante conociera mediante resolución razonada la procedencia o improcedencia (como en el presente caso) de la denuncia presentada y finalmente al recurrente se le garantizado el derecho de impugnar la resolución emitida.

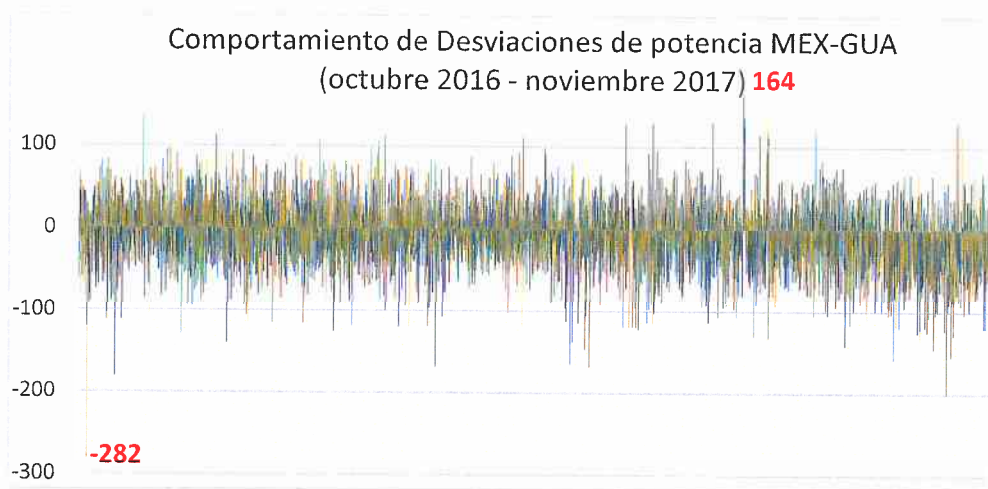
B. “REFUTACIÓN TÉCNICA DEL ANÁLISIS DE LA CRIE A LOS ARGUMENTOS PRESENTADOS POR EL AMM EN SU ESCRITO INICIAL, CON LOS CUALES LA RESOLUCIÓN IMPUGNADA TRASGREDE LA REGULACIÓN REGIONAL.”

Argumento-1 AMM: *“No existe en la región un estudio formal estadístico y probabilístico, que le dé sustento y respalde que el EOR utilice, como insumo para análisis, estos valores de supuesta variabilidad en el flujo de potencia en la interconexión Guatemala – México (...) Por otro lado, de quererse utilizar un margen que represente la variabilidad en los flujos de potencia de los elementos de la RTR, entonces se debería analizar una data histórica mucho más prolongada que*

el uso de tres datos puntuales, y considerar todo el universo de valores de desviación a manera de representar el que mayor tiene probabilidad de ocurrencia, justo en el instante de ocurrida una falla cuando se representa en un estudio eléctrico (...) Finalmente, si se utiliza un valor entonces el requerimiento es que se establezca claramente en el RMER para evitar que se aplique la discrecionalidad o se utilicen criterios de manera arbitraria, no contemplado en el RMER.”

Análisis CRIE: Si bien no existe un estudio formal estadístico y probabilístico asociado a las desviaciones existentes en la interconexión Guatemala – México, eso no significa que las desviaciones de potencia en la mencionada interconexión son inexistentes; lo cual se puede verificar al comparar los registros de potencia programada versus los registros reales de potencia observados en el enlace Guatemala – México.

En tal sentido, a continuación se muestra gráficamente el comportamiento de las desviaciones observadas en las transferencias México – Guatemala durante la ventana de tiempo comprendido entre el 05 de octubre de 2016 y el 25 de noviembre de 2017 para los 24 períodos de mercado, observándose una desviación máxima de 164 MW y una mínima de -282 MW:



Por lo anteriormente expuesto, se puede concluir que las desviaciones de potencia entre México y Guatemala son reales, existentes y que pueden alcanzar valores considerables. De igual forma la regulación regional establece en su numeral 5.2.2 del Libro III del RMER, que los estudios de seguridad operativa deberán presentar la evolución esperada de la cargabilidad de los elementos de la RTR, lo anterior con el objetivo de identificar las restricciones eléctricas esperadas en la operación del SER.

Argumento-2 AMM: “(...) El EOR utiliza contingencia múltiple desde un inicio en la representación, forzando la salida de elementos de transmisión en las simulaciones a partir de una desconexión inicial. En este sentido, se requiere que únicamente se analicen contingencias simples desde el inicio y no múltiples, donde son aplicables los ECS.”

Análisis CRIE: De la presentación hecha por el EOR, objeto de la denuncia presentada por el AMM, se pudo observar que las dos contingencias presentadas corresponden a contingencias simples, ambas asociadas a la salida de una unidad de generación de la central San José en el área de control de Guatemala (134 MW). El disparo de la interconexión México – Guatemala 400 kV corresponde a la actuación del esquema de disparo transferido por bajo voltaje.

Argumento-3 AMM: “(...) La CRIE no indica puntualmente cual CCSD es el que se viola o incumple, de la revisión de los eventos no existe evidencia que se sobrecargue algún elemento (transformadores o líneas de transmisión) y tampoco se violan los límites de voltaje”.



Análisis CRIE: De conformidad con lo establecido en el Anexo H del Libro III del RMER ante la ocurrencia de una contingencia simple, el sistema debe permanecer estable y no se deben presentar disparos en cascada; condición que de acuerdo a los resultados presentados por el EOR, no se cumplen ya que, al simular la salida de una unidad de la central San José (134 MW), se tuvo como consecuencia el disparo en cascada del enlace México – Guatemala por acción de un esquema de disparo transferido por bajo voltaje (el cual opera dentro de rangos normales de operación según la regulación regional) y la operación del Esquema de Disparo Automático de Carga por Baja Frecuencia regional (EDACBF), lo que conlleva a la desconexión automática de carga a nivel regional.

Argumento-4 AMM: *“¿Cómo es posible que la CRIE pueda tomar como válidos los resultados de la simulación o sensibilidad, y de sustento para aplicar una medida como la de aislar a toda un área de control del SER o querer establecer para un enlace extra-regional que no tiene que ver con el MER, un supuesto límite de transferencia supuestamente seguro?// Es importante hacerle ver a la CRIE, la descripción de los eventos informados por el EOR no son contingencias simples, son múltiples, causaron efectos en cascada y además habían elementos de transmisión en mantenimiento // México no es un país miembro del Tratado Marco, tiene su propia normativa, diferente a la del MER, por lo cual sus instalaciones, como la S/E Tapachula, no tienen por qué cumplir con la normativa de Guatemala ni la regional.”*

Análisis CRIE: Al respecto, es preciso aclararle al AMM que, derivado de la presentación hecha por el operador regional, esta Comisión:

1. No tomó decisiones relativas a la seguridad operativa del MER.
2. No acordó acciones o instrucciones asociadas a la seguridad operativa regional.
3. No autorizó ni instruyó al EOR a realizar aperturas de elementos de transmisión en el SER.
4. No aprobó límites de transferencia entre México y Guatemala, ni cualquier acción operativa.

La importancia y el impacto que tiene el incremento en las transferencias entre México y Guatemala derivado de la conexión no autorizada del segundo banco de transformación en la subestación Los Brillantes, ha sido tal que el CENACE se vio en la necesidad de implementar un esquema de disparo transferido por bajo voltaje en la subestación Tapachula (en México), esquema que opera ante un descenso en el voltaje de 0.03 pu por debajo del óptimo. El referido esquema fue diseñado, evaluado e implementado por el CENACE en coordinación únicamente del AMM, situación que impidió se pudiese contar con la opinión del Operador Regional respecto al impacto que dicho esquema tendría en la calidad, seguridad y confiabilidad del SER.

Se reitera al AMM, que esta Comisión es de la opinión que la operación integrada Sistema Eléctrico Regional – Sistema Eléctrico Mexicano trae beneficios a la región, toda vez que la operación se realice de manera coordinada con participación de los actores involucrados incluyendo al Operador Regional como entidad responsable de la seguridad operativa regional conforme lo establecido en el inciso b) del artículo 28 del Tratado Marco. Finalmente, el impacto que el enlace extra-regional SEM-SER tiene en la calidad, seguridad y desempeño del SER no ha sido advertido únicamente por el Operador Regional, sino que también ha sido advertido por instituciones tales como el Pacific Northwest National Laboratory y Power Tech Labs, por lo que no es técnicamente correcto pretender argumentar que un enlace extra-regional no tiene nada que ver con el MER.

Sobre las contingencias que han hecho actuar el esquema de disparo transferido por bajo voltaje, es preciso aclararle al AMM, que éstas no se limitan a las que éste ha presentado en el recurso de reposición. El EOR ha informado que el referido esquema ha actuado ante contingencias múltiples, simples y lo que es peor sin que ocurra contingencia alguna en el SER. Entre algunos de los eventos informados por el EOR se muestran los siguientes:



- a) Operación del Esquema de Disparo Transferido por bajo voltaje sin que ocurriese evento en el SER.

09/06/2018-06:43:26 – Disparo Interconector GUA-MEX / Disparo Transferido – Sobrefrecuencia SER

SÍNTESIS

El día sábado 09/06/2018, a las 06:43:26 horas, realizó operación de disparo Interconector Los Brillantes – Tapachula Potencia (GUA-MEX), en ambos extremos. Provocando la separación de los Sistemas SER y México.

En Sub. Los Brillantes (GUA), operó Esquema de Disparo Transferido.

Conforme a información proporcionada por AMM, en SEP México, adicionalmente realizó operación de disparo Línea de transmisión 400 kV Angostura – Tapachula Potencia.

- b) Contingencia simple:

7:48	8:20	Línea de Transmisión Aguacapa - La Vega II	230 kV	AMM	Disparo	Apertura del interruptor 230 kV Aguacapa - La Vega II. El extremo de La Vega II permaneció cerrado.
------	------	--	--------	-----	---------	---

- c) Contingencia múltiple:

El día sábado 04 de Marzo de 2017 a las 09:20:12 horas, se registra la pérdida de 147.94 MW de generación y 33 MW de carga en el sistema eléctrico de Honduras, datos obtenidos del SCADA/EOR.

CAUSA DEL EVENTO

Disparo de líneas de transmisión 230 KV:

- AGC-AGF y AGF-NNC en el sistema de HON, pendiente indicación de protecciones operadas por parte de ENEE.

Con relación a la no sujeción de México a la regulación regional y la implementación del ECS en la subestación Tapachula, es importante mencionar que el ECS implementado en la referida subestación fue implementado derivado del incremento en las transferencias entre México a Guatemala, lo anterior con la anuencia del AMM tal y como fue informado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante nota CNEE-36173-2016 DIS-NotaS2016-33, de fecha 21 de noviembre de 2016. En tal sentido si bien México no es un estado firmante del Tratado Marco, Guatemala si lo es, situación que lo obliga a velar por el cumplimiento de la normativa regional y operar el sistema eléctrico de Guatemala cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales.

Argumento-5 AMM: “La indicación del AMM sobre la falta de la gráfica de voltaje, es para demostrar que, en las simulaciones, no se alcanzaron las condiciones para que el esquema de disparo por bajo voltaje actuara ante el disparo de 134 MW (Planta San José) de generación en Guatemala. Esto también resulta contradictorio con lo indicado por la CRIE en su análisis que explícitamente indica: ‘De lo anterior, podemos observar que, en ninguno de los casos analizados se cumplieron las premisas de actuación del Esquema de Disparo Transferido por Bajo Voltaje instalado en la subestación Tapachula...’, refiriéndose a la contingencia C1 (Salida de la planta San José en el área de control de Guatemala)”.

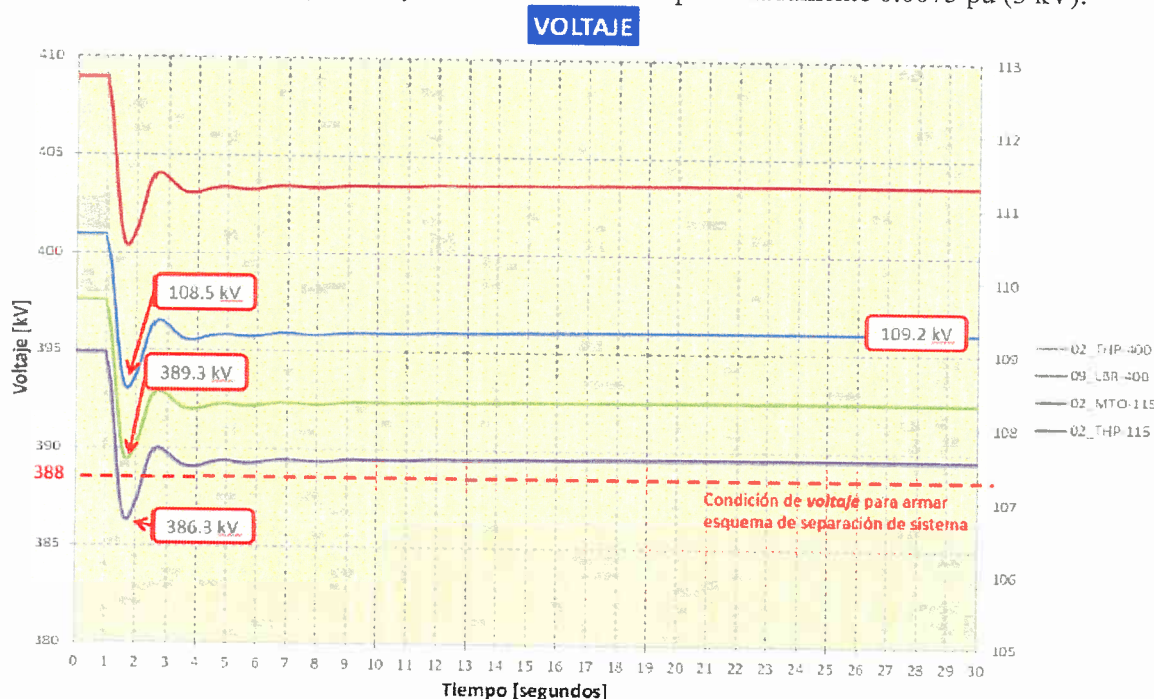
Análisis CRIE: En este argumento se cita de forma parcial lo indicado en la resolución impugnada, siendo el caso que respecto a la contingencia C1, la CRIE detalló lo siguiente:



De lo anterior, podemos observar que, en ninguno de los casos analizados se cumplieron las premisas de actuación del Esquema de Disparo transferido por Bajo Voltaje instalado en la subestación Tapachula, observándose lo siguiente:

1. Para el caso de demanda media y la evaluación de la contingencia C1 (Salida de la planta San José en el área de control de Guatemala), no se incluyó la medición del voltaje en la barra de 400 kV en la subestación Tapachula, por lo que no hay manera de saber si se alcanzó el umbral de operación del esquema de disparo transferido por bajo voltaje.

De lo anterior se puede mencionar que, como parte del análisis realizado por esta Comisión se observó que para el caso particular de demanda media y la evaluación de la contingencia C1 (salida de una unidad de la planta San José en el área de control de Guatemala), no se incluyó la medición del voltaje en la barra de 400 kV en la subestación Tapachula. Sin embargo el EOR suministró información de voltaje medida en la subestación Los Brillantes, información que se considera adecuada toda vez que, como fue informado por el CENACE a través de documento sin referencia remitido a esta Comisión mediante nota CNEE-36173-2016 DIS-NotaS2016-33, la caída de tensión entre las subestaciones de Tapachula y Los Brillantes es de aproximadamente 0.0075 pu (3 kV).



Argumento-6 AMM: “El supuesto límite seguro de 140 MW está asumido por el EOR en una interpretación incorrecta de las premisas bajo las que actúa un ECS, en las que se simula una pérdida de generación seguida de la apertura de la interconexión Guatemala – México que, aunque no se cumplen las condiciones de la lógica de actuación del ECS, abren la línea de interconexión Guatemala – México bajo la supuesta actuación del ECS, adicionalmente incorporan un criterio no contemplado en el RMER sobre la no actuación del EDACBF para esta condición, que es una contingencia múltiple (...) se solicita a CRIE que muestre la gráfica de la sensibilidad (con la referencia exacta de donde la obtuvo), con la cual se basa para dar sustento a ‘Por lo que no lleva razón que se no se cumplan las condiciones para la operación del referido esquema’.”

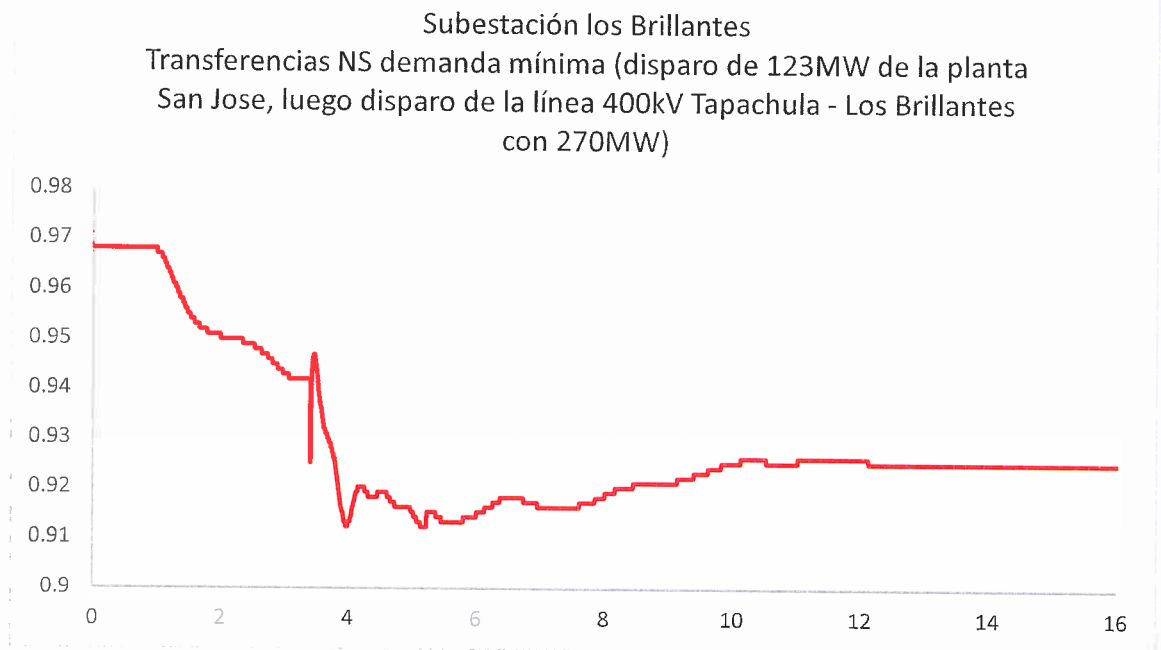
Análisis CRIE: De acuerdo a la información remitida por el EOR, posterior a la simulación de una contingencia simple (salida de la central San José 134 MW), se presentan dos situaciones: 1) El disparo de la línea de interconexión México – Guatemala la cual se da como consecuencia de la



operación del ECS por bajo voltaje instalado en la subestación Tapachula; y 2) Debido a la suspensión abrupta del flujo de potencia México – Guatemala se presenta el disparo automático de carga por acción del EDACBF regional.

De lo anterior se desprende que las consecuencias descritas en el párrafo anterior, derivadas de la contingencia simple evaluada, corresponden a disparos en cascada, situación que no es permitida de conformidad a lo establecido en el numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER.

Con relación a la gráfica solicitada por el AMM, esta gráfica al igual que información complementaria, fue remitida por el EOR mediante nota EOR-DE-06-02-2018-032 del 06 de febrero de 2018. A continuación se presenta el gráfico de voltaje remitido por el Operador Regional:



Argumentos-7, 8, 10 AMM: “La base de datos y las simulaciones realizadas por el EOR no son representativas del comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Regional y menos de sustento, para establecer un supuesto límite seguro en un enlace extra-regional que no pertenece al MER o el aislamiento de un área de control de todo el SER. Las diferencias de frecuencia alcanzadas en el SER aislado, para escenarios de demanda máxima, media y mínima, se puede encontrar en distintos registros con los que se cuenta y que de ser necesario para la CRIE, el AMM le puede proporcionar la información recopilada con PMU (...)”.

Análisis CRIE: En cuanto a este argumento se tiene que, en la denuncia presentada por el AMM en contra del EOR el pasado 29 de septiembre de 2017, se indicó que la presentación contenía información errada, posteriormente en la presentación hecha el 24 de mayo de 2018, expuso que las simulaciones hechas por el EOR no eran representativas, no obstante mediante el recurso presentado se argumenta que las bases de datos y las simulaciones no son representativas, lo que indica una falta de consistencia en estos argumentos.

Se reitera que derivado de la presentación realizada por el EOR, el 30 de mayo de 2017, ni esta Comisión ni el propio Operador Regional actualizaron ni fijaron nuevos límites de transferencias entre México y Guatemala. Las máximas transferencias seguras entre México y Guatemala fueron actualizadas a través de un estudio realizado con la ayuda del Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), valores que fueron formalizados a través de notas EOR-DE-23-11-2017-972 y EOR-DE-02-05-2018-109.



Con relación a la base de datos regional utilizada por el Operador Regional, si existen dudas por parte del AMM respecto a la representatividad de la misma, se insta a dicho OS/OM a realizar una revisión exhaustiva de dichas bases de datos en coordinación con el EOR y el resto de los OS/OMS, toda vez que la base de datos que administra el EOR está conformada por las bases de datos nacionales que son actualizadas y suministradas por cada OS/OM, incluyendo al AMM; y que son utilizadas para la elaboración de estudios de seguridad operativa tales como:

1. Máximas transferencias de potencia entre áreas de control.
2. Máximas transferencias de potencia entre México y Guatemala (estudio elaborado por PNNL).
3. Análisis de transferencias entre México y Guatemala (estudio realizado por PowerTech Lab y presentado por energía del caribe).

Lo anterior dentro del marco de una debida coordinación que debe haber entre el EOR y los OS/OMS, derivado de lo establecido en el artículo 10 del Tratado Marco.

Argumentos-9 AMM: *“El AMM tiene razón en afirmar que si hubiera presentado los resultados de las supuestas sensibilidades/análisis, hubiera tenido el EOR que presentar un valor superior incluso a los 240 MW para supuesto límite seguro en la interconexión Guatemala – México (...), por otro lado el EOR no podría haber generalizado sobre que sobrepasar los 120 MW en el intercambio entre Guatemala y México pone en riesgo la seguridad operativa del SER.”*

Análisis CRIE: Se observa que no existe consistencia entre lo planteado en la denuncia interpuesta y lo manifestado en el recurso presentado. En la denuncia se indicó lo siguiente:

Pero además, cabe señalar que el EOR, **omitió referirse al mismo ejercicio a la demanda máxima**, escenario que, si lo hubiera llevado a cabo, hubiese arrojado resultados que hubieren desdicho por completo las afirmaciones del EOR. Por ello, se afirma que hubo sesgo y falta a la verdad en la aseveración del EOR.

De lo anterior podemos advertir un cambio en la argumentación del AMM ya que inicialmente manifestó que el EOR omitió referirse al ejercicio en demanda máxima y que si lo hubiera hecho, los resultados de demanda máxima hubieren desdicho por completo las afirmaciones del EOR; sin embargo, en este nuevo argumento cambia su posición y menciona que el EOR no hubiese podido generalizar sobre las consecuencias de sobrepasar los 120 MW.

En razón de lo anterior, debe indicarse que lo planteado originalmente por el recurrente en la denuncia, fue debidamente atendido en la resolución impugnada.

Argumento-11 AMM: *“Es importante hacer ver a la CRIE que esos disparos en secuencia (ECS, y el disparo de más generación), no se dieron por una acción automática incluida en el software o porque se hayan alcanzado las condiciones para la actuación del esquema, sino fue el mismo EOR que forzó sus disparos. En este caso, no es aceptable las conclusiones de estudios/sensibilidad realizados de esa manera. La actuación del EDACBF y la actuación del esquema de disparo transferido por bajo voltaje descrita por el EOR, no resultan como consecuencia de una contingencia simple, como lo afirma la CRIE, son el resultado de una serie de eventos en cascada por las grandes magnitudes de desbalance entre demanda y la generación (...).”*

Análisis CRIE: La denuncia interpuesta por el AMM en contra del EOR, no versa sobre los estudios de sensibilidad elaborados por el EOR, sino sobre la presentación hecha por el EOR el 30 de mayo de 2017. Por otro lado, el hecho que la simulación del ECS hecha por el EOR haya sido ejecutada de manera automática o manual, no descalifica los resultados y conclusiones obtenidos toda vez que se hayan cumplido las premisas de potencia activa, voltaje y retardo intencional programados en el referido ECS.



Finalmente, de conformidad con información remitida a esta Comisión mediante nota CNEE-36173-2016 DIS-NotaS2016-33, mediante minuta web-ex de fecha 20 de junio de 2016, autoridades del CENACE y AMM acordaron la lógica de operación del ECS por bajo voltaje derivado del incremento de las transferencias entre México y Guatemala, detallando el objeto del mismo, tal y como se muestra a continuación:

Asistentes:

Por AMM:

"Edwin Geovanny Guzman Caniche" <edwin.guzman@amm.org.gt>
"José Manuel Carrillo Ambrosio" <jose.carrillo@amm.org.gt>
"Ricardo Vasquez" ricardo.vasquez@amm.org.gt
"Juan Carlos Pozuelos" <Juan.Pozuelos@amm.org.gt>
"Vicente Espinoza" <joseV.Espinoza@amm.org.gt>



Flu
Ser

Por CENACE:

emilio.luna@cenace.gob.mx" <emilio.luna@cenace.gob.mx>
"enrique.hernandez04@cenace.gob.mx" <enrique.hernandez04@cenace.gob.mx>
"jahel.hernandez@cenace.gob.mx" <jahel.hernandez@cenace.gob.mx>
"manuel.gallegos@cenace.gob.mx" <manuel.gallegos@cenace.gob.mx>
"mauricio.cuellar@cenace.gob.mx" <mauricio.cuellar@cenace.gob.mx>
"miguel.mesa@cenace.gob.mx" <miguel.mesa@cenace.gob.mx>
"omar.lazcano01@cfe.gob.mx" <omar.lazcano01@cfe.gob.mx>
"sergio.martinez02@cenace.gob.mx" <sergio.martinez02@cenace.gob.mx>

4. Este esquema de tensión en Guatemala que los límites oper
5. Por su parte, implementación evitar la apertu cuando se teng

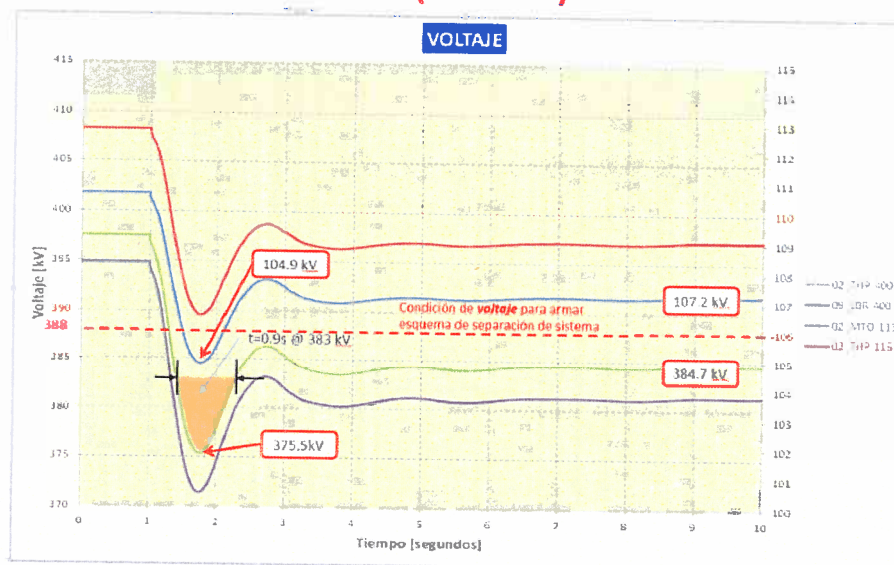
Temas Tratados

1. Se confirma que el límite de exportación México a Guatemala en estado permanente será de 240 MW.
2. Se revisaron los esquemas de control suplementario propuestos por CENACE y AMM estuvo de acuerdo en la nueva propuesta, tomando en consideración lo analizado en la reunión Webex del jueves 16/06/2016 y que se aumentó el umbral de la condición de potencia a 300 MW, proponiendo mover de 10 a 11 ciclos el retardo en el ajuste de la condición de voltaje.
3. CENACE y AMM, acuerdan la implementación del Esquema de Control Suplementario (ECS) por bajo voltaje en la línea de transmisión Los Brillantes – Tapachula 400 kV (Interconexión Guatemala – México), con la siguiente lógica operativa:

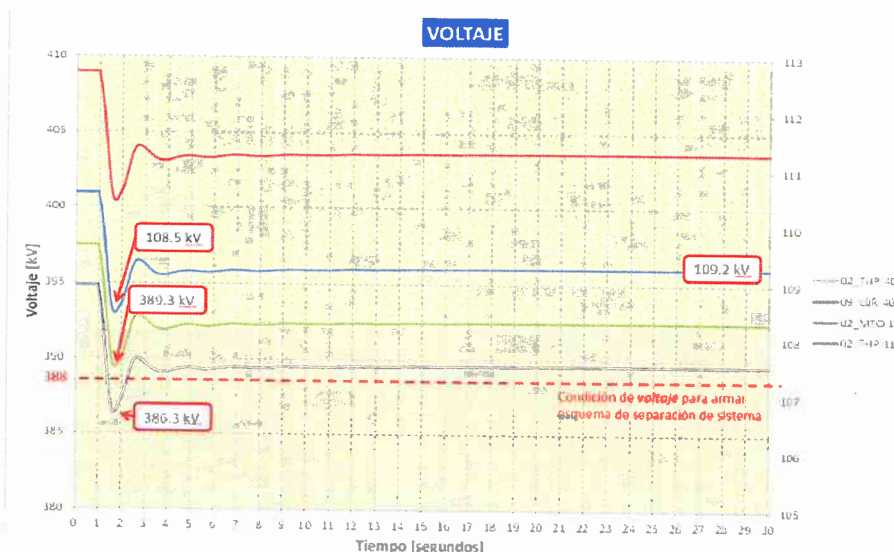
De igual forma como parte del proceso de ajuste del esquema de disparo transferido por bajo voltaje el CENACE, realizó las siguientes simulaciones:



CONTINGENCIA D JEN UN-01(135 MW)



CONTINGENCIA D SAA UN-02 (60 MW)



De los gráficos anteriores, claramente podemos observar que el esquema de bajo voltaje provoca el abatimiento del voltaje en la subestación Tapachula ante contingencias de generación del orden de 60 MW y 135 MW, contrario a lo expresado por el AMM.

Argumento-12 AMM: “La CRIE menciona ‘Del informe remitido por el EOR, no se desprende que las contingencias evaluadas correspondan a una simulación fidedigna de los eventos ocurridos en el SER en el período de enero a marzo de 2017’ (...) lo que llama la atención, es que la simulación no sea fidedigna, pero que se acepte que los resultados de la simulación son fidedignos, cuando tampoco se apegan a lo que realmente ocurre (...)”.



Análisis CRIE: Como se mencionó en la resolución CRIE-75-2018, las contingencias evaluadas en la presentación de mayo de 2017, no corresponden a una simulación fidedigna de los eventos ocurridos durante el período de enero a marzo del 2017, toda vez que las simulaciones presentadas por el Operador Regional no representan una réplica fiel de los eventos ocurridos durante el período de tiempo antes mencionado; siendo el caso que dentro de algunas de las fallas más importantes ocurridas durante el referido período de tiempo se encuentran contingencias ocurridas en el área de control de Panamá, mientras que los eventos simulados por el EOR en la presentación de mayo 2017 corresponden, como se ha indicado, a contingencia en el área de control de Guatemala. Con relación a los resultados de las simulaciones, de acuerdo a información remitida por el EOR, éstas fueron desarrolladas empleando para tal efecto la base de datos regional, la cual es conformada por bases de datos nacionales, mismas que son actualizadas, validadas por cada uno de los OS/OMS de la región, y remitidas al EOR para la conformación de la base de datos regional.

Argumento-13 AMM: *“La simulación del EOR no es fidedigna, ya que no simula correctamente la lógica de actuación que tiene ajustado el ECS, ya que no fueron modelados ni representados para actuar de manera automática, debido a que no se cumplieron en la simulación las condiciones para que el esquema actuara (...) sobre la base de la figura anterior, la sensibilidades/simulaciones presentadas por el EOR, no son fidedignas y completamente desapegadas a lo que ocurre en la realidad”*

Análisis CRIE: Al respecto se remite al recurrente al análisis contenido en el argumento 11 anterior.

Argumento-14 AMM: *“Es importante aclararle a CRIE, que contingencias al sur del SER, sin ningún tipo de acción remedial, han provocado efectos en cascada que se han propagado en el SER, entre estos se encuentran la sobrecarga en líneas de transmisión, (...)”.*

Análisis CRIE: Al respecto se aclara que la resolución impugnada versa sobre la denuncia interpuesta en contra del EOR por haber realizado la presentación denominada *“Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México – Guatemala”*, presentada el día 30 de mayo de 2017, en la reunión bilateral de las Juntas Directivas CRIE-EOR, celebrada en San Salvador, El Salvador. No es parte del análisis contenido en la resolución impugnada la determinación de las de los eventos ocurridos al sur del SER, ni la identificación de las medidas remediales a los eventos ocurridos.

Argumento-15 AMM: *“El análisis de la Resolución Recurrida expresa que el EOR consideró correctamente el uso de fallas simples que desembocan en intercambios del orden de 300 MW. El punto es que las simulaciones son (sic) solo consideró fallas simples, sino también otras fallas que a criterio de EOR, y sin ser producto de la simulación. Esto se vuelve en fallas múltiples utilizadas en la simulación.”.*

Análisis CRIE: El argumento plasmado por el recurrente no resulta claro, lo cual impide que esta Comisión pueda hacer un análisis del mismo.

Observación-1 AMM: *“La CRIE no tendría por qué admitir la presentación del 30 de mayo de 2017, dado que el gráfico presentado por el EOR corresponde al comportamiento de la frecuencia (Hz) del sistema y no se incluyeron gráficos de voltaje y potencia activa en los que se pueda corroborar la afirmación de que sobrepasar el límite de 120 MW en la interconexión Guatemala – México pone en riesgo la seguridad operativa del SER.”*

Análisis CRIE: El argumento presentado por el AMM carece de sentido toda vez que el objeto de la denuncia interpuesta por el AMM en contra del EOR versa precisamente sobre la presentación realizada por el Operador Regional el 30 mayo de 2017. Adicionalmente se aclara al recurrente que, tal como se ha indicado, derivado de la presentación hecha por el operador regional, esta Comisión:

1. No tomó decisiones relativas a la seguridad operativa del MER.

2. No acordó acciones o instrucciones asociadas a la seguridad operativa regional.
3. No autorizó ni instruyó al EOR a realizar aperturas de elementos de transmisión en el SER.
4. No aprobó límites de transferencia entre México y Guatemala, ni cualquier acción operativa.

Observación-2 AMM: *“Las gráficas que presenta la CRIE como prueba que disparó la interconexión producto de cumplirse las condiciones del ECS de bajo voltaje no corresponden al mismo evento mencionado por AMM (...) Se solicita a Autoridad Impugnada que proporcione las gráficas de frecuencia, potencia y voltaje, proporcionadas dentro de cada uno de los informes de noviembre 2016 y junio 2017, que le den sustento a que se cumplan las premisas para que actúe el esquema de bajo voltaje.”*

Análisis CRIE: Los gráficos presentados por esta Comisión corresponden a los informados por el Operador Regional mediante nota EOR-DE-06-02-2018-032, del 06 de febrero de 2018. Con relación a la solicitud de los gráficos de frecuencia, potencia y voltaje contenidos en los informes de noviembre 2016 y junio 2017, se le reitera al AMM que el objeto del presente Recurso versa sobre su denuncia en contra del EOR por la presentación hecha por el Operador Regional el 30 de mayo de 2017 y no sobre los informes elaborados por el EOR en noviembre de 2016 y junio 2017.

Observación-3 AMM: *“El disparo de una línea al estar otra línea en mantenimiento, no es una contingencia simple (N-1)”.*

Análisis CRIE: La regulación regional en su Libro III, numeral 16.2.6.1 presenta las siguientes definiciones:

“(...) b) Criterio de Contingencia Simple. Ante la pérdida de un elemento por una falla liberada por la protección primaria, o ante la pérdida de un elemento sin que ocurra falla (...)

c) Criterio de Contingencia Múltiple. Ante la pérdida de dos o más elementos con el mismo evento, por una falla liberada por la protección primaria o de respaldo, o ante la pérdida de dos o más elementos sin que ocurra falla (pérdida de sección de barra, pérdida de todos los circuitos montados en la misma torre de una línea de varios circuitos), o una contingencia simple seguida de otra contingencia simple considerando que el sistema ha sido ajustado a un estado normal después de que ocurre la primera contingencia (...)”

De lo anterior podemos observar que el disparo de una línea de transmisión no puede ser considerada como contingencia múltiple al estar otro elemento en mantenimiento, toda vez que dicha condición no está contemplada en la definición de criterio de contingencia múltiple detallada en la regulación regional.

Observación-4 AMM: *“Se solicita a la CRIE, que muestre de todos los eventos reales que han ocurrido en el SER, cuál de todos corresponde a lo que el EOR analizó y, demuestre ser exactamente igual en secuencia de eventos, valores máximos y mínimos alcanzados de las variables eléctricas, tiempos de eventos y secuencias, efectos o repercusiones sobre el SER.”*

Análisis CRIE: Nuevamente se aclara que la Resolución impugnada se refiere a la denuncia presentada por el AMM en contra del EOR, por haber realizado la presentación denominada “Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México – Guatemala”, presentada el día 30 de mayo de 2017, en la reunión bilateral de las Juntas Directivas CRIE-EOR, celebrada en San Salvador, El Salvador. No es parte del presente asunto determinar a qué evento particular ocurrido en tiempo real corresponde el simulado por el EOR. Tampoco fue parte del objeto de la resolución impugnada demostrar que los valores presentados por el EOR en su presentación del 30 de mayo de 2017, corresponde a una simulación exacta de un evento en particular ocurrido en la operación real del SER, toda vez que el Operador Regional en ninguna parte de la referida presentación, hizo la aclaración que los eventos simulados correspondían a eventos reales.

Observación-5 AMM: Tipificación de contingencia.

Análisis CRIE: Al respecto se remite al recurrente al análisis contenido en el Argumento 2 anterior.

Observación-6 AMM: *“La inercia en demanda media es mayor que en demanda mínima (diferencia por número de unidades despacha). El AMM se refería a la inercia después de la apertura de la interconexión Guatemala – México, por lo que el análisis que hace la CRIE no es válido.”*

Análisis CRIE: Se aclara que la Resolución impugnada se refiere a la denuncia presentada por el AMM en contra del EOR, por haber realizado la presentación denominada *“Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México – Guatemala”*, presentada el día 30 de mayo de 2017, en la reunión bilateral de las Juntas Directivas CRIE-EOR, celebrada en San Salvador, El Salvador, por lo que la misma no contiene lo hasta ahora planteado por el recurrente. Asimismo, tampoco fue objeto de la misma determinar los niveles de inercia existentes en el SER operando de forma aislada de México.

Observación-7 AMM: *“La misma CRIE en los procesos de desconexión del área de control de Guatemala del resto del SER, utiliza éstos estudios como el fundamento para justificar el actuar del EOR, basado en que sobrepasar los 120 MW en la interconexión Guatemala – México pone en riesgo la seguridad operativa del SER.”*

Análisis CRIE: Las aperturas de las líneas de interconexión entre Guatemala y el resto del SER, no son el objeto de la denuncia interpuesta por el AMM en contra del EOR. Sin embargo, a tómesese en consideración lo indicado en el Considerando III de la resolución CRIE-59-2018, que literalmente indica:

E. Al respecto del apartado “III. Sobre los criterios técnicos del EOR utilizados para realizar las aperturas”

“Se consideró oportuno insistir en presentar un análisis técnico del apartado III.CRITERIOS TÉCNICOS DEL EOR UTILIZADOS PARA REALIZAR LAS APERTURAS (obra a partir de la página 22 de la Resolución Impugnada) a partir de los argumentos ya presentados que han sido ignorados por la CRIE, relacionados con información similar a los resultados que este apartado utiliza, los cuales se abordan...”

Análisis CRIE: Al respecto, se aclara que los criterios técnicos utilizados por el EOR para realizar la validación eléctrica y las aperturas se sustentan en los estudios de seguridad operativa que el Operador Regional ha desarrollado en coordinación con los OS/OMS de la Región, mismos que han sido publicados oportunamente en la página web del operador regional. En dichos estudios de seguridad operativa se han definido límites técnicos para la operación del Sistema Eléctrico Regional tales como las capacidades operativas entre áreas de control, identificando para tal fin las restricciones eléctricas esperadas en la operación del SER derivado del cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño. De igual forma en dichos estudios se consideró la evolución esperada de la cargabilidad de elementos de transmisión considerando como premisa la inyección de un flujo de potencia de 120 MW entre México y Guatemala, valor acordado entre los OS/OMS – EOR - CENACE para la entrada en operación del primer banco de transformación en la subestación Los Brillantes.

Observación-8 AMM: *“(…) se está de acuerdo en que las contingencias pueden cambiar, pero lo que no se puede cambiar son las consecuencias de dichas contingencias en el SER, se entendería del análisis de la CRIE que las consecuencias de los criterios de contingencia indicados en el capítulo 16 sería aceptable para la CRIE (...)”*

Análisis CRIE:

En este argumento se cita de forma parcial lo indicado en la resolución impugnada, de la cual se extrae lo siguiente:

De lo anterior, se desprende que para poder cumplir con el objetivo de los estudios de seguridad operativa, el operador regional, puede y debe emplear la información más actualizada de las condiciones operativas del SER, incluyendo despacho, demanda, topología de red, estacionalidad, fallas críticas o contingencias, etc.

Considerando que al actualizar las bases de datos nacionales, se modifica la distribución de flujos, el despacho de unidades, la demanda, etc.; las consecuencias derivadas de la evaluación de fallas en el SER, lógicamente diferirán de aquellas evaluadas bajo condiciones diferentes.

Como se puede apreciar en el texto anterior, en ningún momento se manifestó que los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño definidos en el capítulo 16 del Libro III pueden variar con el tiempo. Lo que se detalló es que, las consecuencias derivadas de la evaluación o aplicación de fallas, pueden ser diferentes, si las bases de datos utilizadas son diferentes.

Observación-9 AMM: *“La CRIE argumenta reconocer la diferencia, pero aun así da certeza a la conclusión obtenida por el EOR. (...) si se contrastan la secuencia de eventos y la causa de eventos, se requiere un desbalance de carga/generación muy alto para que actúe el esquema por bajo voltaje, esto se puede corroborar con la información recopilada por medio de unidades de medición fasorial (...)”*

Análisis CRIE: No se tiene claridad de las diferencias a las que se refiere el recurrente, situación que impide hacer un análisis del argumento. Sin embargo tal y como se ha indicado, el Operador Regional ha informado que el esquema transferido por bajo voltaje ha operado ante la ocurrencia de contingencias múltiples, simples y sin que ocurra contingencias en el SER (ver análisis argumento 4).

Observación-10 AMM: *“Es importante hacer el recordatorio a la CRIE de que las oscilaciones de potencia iniciaron en el año 2009, asociados a problemas de control en las unidades generadoras al sur del SER (...) Se solicita a la Autoridad Recurrida traer al expediente un análisis de cada una de ellas en las que operó el EDACBF (...)”*

Análisis CRIE: Se aclara que la Resolución impugnada se refiere a la denuncia presentada por el AMM en contra del EOR, por haber realizado la presentación denominada “Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México – Guatemala”, presentada el día 30 de mayo de 2017, en la reunión bilateral de las Juntas Directivas CRIE-EOR, celebrada en San Salvador, El Salvador, por lo que la misma no contiene el análisis de los eventos oscilatorios que se han presentado en el SER y tampoco el análisis de cada uno de los eventos oscilatorios en los que ha actuado el Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja Frecuencia.

VI

Que en reunión presencial extraordinaria número 131-2018, llevada a cabo el día viernes 28 de septiembre de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado el recurso interpuesto por el AMM, acordó rechazar por innecesaria la prueba documental en poder del EOR ofrecida por el AMM, declarar sin lugar el recurso presentado y confirmar la Resolución CRIE-75-2018.

POR TANTO

Con fundamento en lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,



RESUELVE

PRIMERO. AGREGAR a los autos copia de la Resolución CRIE-75-2018 y **RECHAZAR** por innecesaria la prueba documental ofrecida por el recurrente referida a: Base de datos y todos los archivos, que permitan replicar las sensibilidades realizadas por el EOR que se muestran en el informe de noviembre de 2016, Informe de los Estudios Eléctricos de los que haya obtenido el razonamiento expuesto en la presentación “*Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México – Guatemala*”, y Base de datos y todos los archivos, que permitan replicar las sensibilidades mostradas por el EOR en su presentación “*Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México – Guatemala*”.

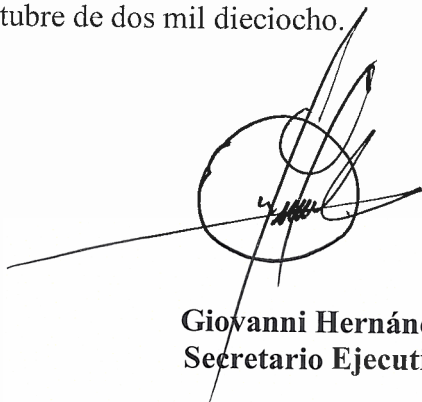
SEGUNDO. DECLARAR sin lugar el recurso de reposición presentado por el AMM en contra de la Resolución CRIE-75-2018.

TERCERO. CONFIRMAR en todos sus extremos la Resolución CRIE-75-2018.

CUARTO. VIGENCIA. La presente resolución cobrará firmeza al día hábil siguiente de su notificación, de conformidad con lo establecido en el apartado 1.11.7.1 del Libro IV RMER.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en veintiún (21) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día lunes uno (01) de octubre de dos mil dieciocho.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo



CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO