

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-60-2018, emitida el cuatro de abril de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-60-2018
COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO**

I

Que el 25 de enero de 2018, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) emitió la Resolución CRIE-15-2018, por medio de la cual declaró sin lugar la denuncia presentada por la entidad Puerto Quetzal Power LLC (PQP), mediante la cual denunciaba al Ente Operador Regional (EOR) por supuestamente haber 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 Mercado Eléctrico Regional (MER), esto de conformidad con lo establecido en el literal k) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Segundo Protocolo).

II

Que el 06 de marzo de 2018, PQP interpuso ante la CRIE recurso de reposición en contra de la resolución CRIE-15-2018.

III

Que 09 de marzo de 2018, mediante auto CRIE-SE-CRIE-15-2018-PQP-01-2018 la CRIE acusó recibo del memorial presentado por PQP.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en los artículos 19 y 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, a quien le corresponde, dentro de sus facultades, regular el funcionamiento del Mercado, regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales, aprobar la metodología para determinar la remuneración por la disponibilidad y uso de las redes y aprobar las tarifas por el uso del sistema de transmisión regional, según el reglamento y normativa correspondiente. Asimismo, le corresponde a la CRIE conocer mediante el recurso de reposición las impugnaciones a sus resoluciones.

II

Que son objetivos generales de la CRIE, establecidos en el artículo 22 del Tratado Marco, el hacer cumplir la regulación regional y procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.

III

Que se hace necesario evaluar tanto los requisitos de forma como los argumentos de fondo del recurso presentado por la entidad Puerto Quetzal Power LLC (PQP), de la siguiente manera:

1. ANÁLISIS DEL RECURSO POR LA FORMA

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 1.9 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 20 de febrero de 2018. El recurso fue presentado el 06 de marzo de 2018.

Tomando en consideración lo establecido en el artículo 1.9.2, capítulo 1.9, del Libro IV, del RMER, el plazo para interponer el recurso contra una resolución de carácter particular, es de 10 días hábiles, contados a partir del día siguiente de su publicación, el cual venció el 06 de marzo de 2018. En ese sentido, el recurso ha sido interpuesto dentro del plazo establecido al efecto.

3. Legitimación

De acuerdo con lo establecido en el capítulo 1.9 del Libro IV del RMER, PQP 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

La señora Regina Cuadra Arana, actúa en su calidad de Mandataria General Judicial con Representación de PQP, acreditando su personería con copia legalizada del primer testimonio de la escritura pública número ocho (8), autorizada por la Notaria Ana Magali González Chávez el día 19 de junio de 2017, inscrito en el Registro de las Poderes del Archivo General de Protocolos bajo la inscripción número uno del Poder bajo la inscripción número 407392-E y en el Registro Mercantil General bajo el número 669685, folio 794 libro 101 de Mandatos.

5. Plazo para resolver el recurso

De conformidad con lo establecido en el numeral 1.9.6 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 10 de abril de 2018, plazo que podrá ser extendido hasta por 60 días calendario adicionales, en caso de que se requieran practicar pruebas adicionales y dentro del cual, además de su diligencia y práctica, deberá concedérsele a las partes, un plazo para presentar sus alegatos.

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 1.9.4 del Libro IV del RMER, el recurso interpuesto suspende automáticamente los efectos de la resolución.

7. Prueba

PQP no acompañó a su recurso medios de prueba.

2. ANÁLISIS DEL RECURSO POR EL FONDO

A continuación se detallan los argumentos de inconformidad presentados por el recurrente y su respectivo análisis:

- a) **“DE LA INTERPRETACIÓN ERRÓNEA DEL ARTÍCULO 10 DEL TRATADO MARCO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL”.** PQP cita textualmente el artículo 10 del Tratado Marco y expone que **“El artículo citado establece la naturaleza del EOR como un ente que actuará con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica, realizando funciones de operación coordinada pero en ningún momento se establece que posee una relación de supra-subordinación con respecto a los OS/OM, ni relación de jerarquía.”**

Análisis CRIE: Esta Comisión considera que el artículo 10 del Tratado Marco, debe analizarse de forma integrada con las demás disposiciones del mismo instrumento. El referido artículo 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”.* Por su parte, según lo establecido en el artículo 25 del Tratado Marco, el EOR es el ente operador del Mercado Regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional, posee independencia económica, funcional y especialidad técnica, realizando sus funciones con imparcialidad y transparencia. Al respecto, se hace necesario precisar que es en éste artículo 25 en dónde se establece la naturaleza jurídica del EOR, y no el artículo 10 como lo señala erróneamente en su primer argumento. Asimismo, de acuerdo con el artículo 28 del Tratado Marco entre las funciones del EOR se encuentra (...) b) *“asegurar que la operación y el despacho de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad”.* Por otro lado, el párrafo final del artículo 23 del Tratado Marco define a los Operadores del Sistema y Operadores Mercado nacionales como los entes *“(…) designados como operador u operadores nacionales en los que atañe las funciones y*

responsabilidades que se indique en el Tratado Marco y sus protocolos. Cada país tendrá su propia definición interna de cómo se organizarán las funciones de Operador del Mercado o de Sistema sea por una misma entidad o entidades separadas". De las normas previamente citadas se desprende que mediante el Tratado Marco se estableció que el EOR es el ente operador del MER, entidad que para cumplir con su función de operación del MER debe coordinar con los distintos OS/OMS de la Región.

Teniendo en consideración que la responsabilidad de asegurar que la operación y el despacho de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad recae en el EOR, el RMER establece una estructura jerárquica que norma el ámbito de actuación del EOR y de los OS/OMS. Al respecto, el numeral 1.4.4 del Libro I del RMER establece que *"la operación técnica del MER se lleva a cabo a través de una estructura jerárquica descentralizada, en la cual el EOR es responsable y coordina la operación del MER y la RTR mientras que los Operadores de los Sistemas y Mercados Nacionales, OS/OMS, son responsables de la coordinación de la operación de cada uno de sus países"*. Esta estructura jerárquica se confirma en el numeral romano ii de la letra i) del numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER que señala que el EOR podrá *"delegar en los OS/OM jerárquicamente dependientes las funciones de control y gestión de la operación"*. El numeral 1.8.3 del Libro I del RMER contempla que (...) *"las instrucciones, direcciones y órdenes del EOR podrán ser impartidas o emitidas a los OS/OMS y a los agentes del mercado, a través del OS/OM correspondiente, por escrito o por cualquier medio de comunicación verbal (...)"*.

Derivado de lo anterior, la operación del MER se basa en un esquema jerárquico (necesario) en el cual el EOR debe coordinar la operación del sistema con los OS/OMS de los países miembros. La coordinación entre el EOR y los OS/OMS debe realizarse sobre la base de los procedimientos técnicos y operativos establecidos en el RMER, lo anterior de conformidad con 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; así, según la literal 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"*.

Siendo que las normas previamente referidas se encuentran vigentes y aplicables, no tiene razón el recurrente al afirmar que no existe una relación de supra-subordinación entre el EOR y los OS/OMS.

- b. **"DE LOS ESTUDIOS DE SEGURIDAD OPERATIVA REGIONALES"**. PQP señala que *"PQP no ha tenido acceso a los estudios de seguridad operativa regionales que supuestamente el EOR elaboró por lo tanto, no es posible afirmar que el límite de transferencia entre México y Guatemala es igual a 120 MW, pues no hay un documento técnico fehaciente y de conocimiento general y de obligatorio cumplimiento, que respalde o justifique las aperturas denunciadas por PQP. Adicionalmente, la CRIE en la resolución 31-2017 posterior a los eventos denunciados, dio la instrucción al EOR para que realizara dichos estudios pues no se cuentan con ellos"*.

Análisis CRIE: Tal y como se consignó en la Resolución CRIE-15-2018 impugnada, el EOR ha desarrollado en coordinación con los OS/OMS de la región estudios de seguridad operativa, 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. Cabe mencionar que dichos estudios están normados tanto en la resolución CRIE-P-19-2014, de 21 de agosto de 2014, como en la regulación regional.

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

En tal sentido, esta Comisión comprobó que el EOR ha realizado periódicamente estudios de seguridad operativa para la determinación de las máximas transferencias entre países, aplicando únicamente el criterio de contingencia simple (N-1) para la determinación de las máximas capacidades de transferencia de potencia entre países, los cuales fueron publicados en su página web, según lo establecido en la resolución CRIE-P-19-2014, emitida el 21 de agosto de 2014.

Por otra parte, con el objeto de considerar dentro de los estudios de seguridad operativa regionales un incremento en la cargabilidad esperada en la subestación Los Brillantes, derivado de la ampliación de la referida subestación (instalación de un segundo banco de transformación 400/230 kV) y el consecuente incremento en las transferencias de potencia entre México y Guatemala, el AMM como entidad responsable de actualizar la base de datos del área de control de Guatemala debió haber actualizado su base de datos, con destino a la base de datos regional, informando en su oportunidad que las transferencias de potencias entre Guatemala – México se incrementarían a 240 MW, debiéndose cumplir para tal efecto todos los requisitos establecidos en la regulación regional para la conexión de nuevas instalaciones a la RTR.

Siendo el caso que el incremento en las transferencias de potencia entre México y Guatemala corresponde a un flujo extra-regional con un innegable impacto en el SER, se debió cumplir con lo establecido en la regulación regional y demostrar que dichas instalaciones y el flujo adicional que estaría siendo inyectado al área de control de Guatemala (integrante del SER), no tendría efectos adversos en la operación integrada del SER y que la mismas se desarrollaría cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y confiabilidad, por tanto, ante la ausencia de un nuevo estudio eléctrico (elaborado con premisas y criterios regionales) que respaldara la calidad, seguridad e integridad en la operación del SER ante la conexión y operación del referido banco de transformación y las consecuentes transferencias entre Guatemala y México; el EOR, operó el SER considerando un límite de transferencia de 120 MW, el cual resultó de los estudios de seguridad operativa desarrollados en coordinación con el EOR, el AMM, los OS/OMS de la región y autoridades mexicanas (efectuados para la entrada en operación del primer banco de transformación en la s/e Los Brillantes).

Finalmente, debe indicarse que la instrucción contenida en la Resolución CRIE-31-2017, no implica que no existieran estudios, sino que ordena que los mismos sean actualizados.

- c) **“De la nota EOR-GPO-05-10-2016-186 de fecha 5 de octubre de 2016”**. PQP expone que ***“EL EOR instruyó al AMM que de conformidad con lo establecido en el numeral 1.5.3.2***

literal i) numerales romanos i) y iii) del Libro I del RMER no superara los 120 MW como límite seguro de transferencia máxima de potencia desde el sistema eléctrico mexicano hacia el área de control de Guatemala. Argumento no valido, pues el numeral anteriormente indicado no habla de ningún límite de 120 MW y tampoco existe un estudio que lo respalde".

Análisis CRIE: El numeral 1.5.3.2 literal i) referido por el recurrente, en efecto no establece “ningún límite de 120 MW”, el mismo hace referencia a la responsabilidad del EOR de dirigir y coordinar la operación técnica del SER, el numeral romano i) se refiere a la facultad del EOR de adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la RTR para asegurar la calidad del servicio eléctrico del SER; finalmente el numeral romano iii) está asociado al establecimiento de restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Por su parte se aclara al recurrente que tal como se indicó en el apartado anterior, el EOR ha realizado en coordinación con los OS/OMS de la región estudios de seguridad operativa, tomando en consideración un límite de transferencia entre la interconexión Guatemala – México de 120 MW resultado de los estudios de seguridad operativa desarrollados en coordinación con el EOR, el AMM, los OS/OMS de la región y autoridades mexicanas (para la entrada en operación del primer banco de transformación en la s/e Los Brillantes).

- d) **Del análisis de la CRIE respecto al numeral 16.2.1. del Libro III del Reglamento del Mercado Regional”. PQP señala *“los enlaces extra regionales no forman parte de la Red de Transmisión Regional –RTR-, por lo que para el estudio de seguridad operativa lo contenido en el numeral referido no aplica. Existen estudios de seguridad operativa y estudios de máxima capacidad de transferencia, ambos tienen fines distintos. En este caso, el estudio de máxima capacidad de transferencia de potencia se hace entre aéreas de control del MER, por lo que no aplica a un enlace extra regional, ya que este no pertenece a la RTR”.***

Análisis CRIE: Esta Comisión, ha sido clara en considerar a la Subestación Los Brillantes como un nodo de la RTR y no como un enlace extraregional. En ese sentido, en la resolución CRIE-34-2017 esta Comisión consideró lo siguiente:

Por su parte, se tiene que mediante resoluciones CRIE-10-2017, confirmada mediante resolución CRIE-22-2017, esta Comisión se pronunció en los siguientes términos: *“El 2do banco de transformación en la Subestación Los Brillantes forma parte de la Subestación Los Brillantes, la cual ha sido identificada como un “nodo” perteneciente a la RTR. En ese sentido, no resulta pertinente, es innecesario y no está dentro del alcance del procedimiento sancionatorio, determinar si el referido “enlace” es parte o no de la RTR, entendido éste último como el elemento de la red de transporte que une o enlaza dos nodos, mientras que un nodo es el punto de unión entre dos o más elementos eléctricos (líneas de transmisión, transformadores, generadores, cargas, etc.).”*

Con base en lo anterior, no teniendo en este momento elementos para cambiar su posición, esta Comisión mantiene el criterio de que el nodo Los Brillantes se considera parte de la RTR.

En este contexto, de la emisión de la Resolución CRIE-34-2017, el fecha 27 de julio de 2017, mediante la cual se procedió a derogar del numeral 2.1.2 del Libro III del RMER la frase *“los tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros”* y del numeral 2.2.1

inciso a) del Libro III del RMER, las palabras “y extra-regionales”, por haberse identificado que de lo dispuesto en el artículo 12 del Tratado Marco no se desprende que los enlaces extraregionales deban ser elementos sobre los cuales parta la definición de la RTR, se desprende que dicha derogatoria se refiere únicamente a las referencia a enlaces extra regionales, no así a los nodos de la RTR, es de hacer especial énfasis en que la derogatoria a la que se refiere la Resolución CRIE-34-2017, no es de carácter retroactivo y su impacto aplica a futuras definiciones de la RTR.

En este orden de ideas, el estudio de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia al que se refiere el recurrente contempla acertadamente las instalaciones de la Subestación Los Brillantes, razón por la cual el argumento planteado por el recurrente debe ser rechazado.

- e) PQP concluye que: *"El artículo 1.5.3.2 literal 'i', inciso 'v' del Libro I del RMER, preceptúa que 'Las medidas se ejecutarán con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional, no por fuera de ellos'. La regulación regional ha conferido al EOR la potestad de coordinar maniobras operativas y de supervisión, pero todo cualquier medida que dicho ente tome, debe cumplir con la normativa y no actuar fuera de ella".*

Análisis CRIE: La entidad recurrente ha omitido indicar en qué sentido, a su parecer, se han violentando los procedimientos y/o criterios establecidos por la regulación regional, en virtud de lo cual no es posible conocer el sentido del planteamiento realizado.

- f) *"El EOR al tomar medidas de hecho, implicaron una suspensión de hecho de Guatemala de participar en el MER, una violación al debido proceso. Con base en el artículo 43 del Segundo Protocolo y la Regulación Regional: solo los Agentes Participantes pueden ser suspendidos de participar en el MER y ello solo puede derivar de una sanción impuesta como consecuencia de un incumplimiento dentro de un proceso sancionatorio debidamente agotado".* Al respecto también manifestó que: *"Con la suspensión de facto de las operaciones de los Agentes de Guatemala en su intercambio con los Agentes del resto del MER, por parte del EOR, se trasgredió el objeto, fines y principios consagrados en el artículo 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos pues tal medida impidió que los beneficios no lleguen a todos los habitantes de los países de la región".*

Análisis CRIE: Tal y como se indicó en los artículos 2, 10, 25 y 28 del Tratado Marco, la regulación regional atribuye al EOR el deber de asegurar que la operación del SER se realice con criterio económico respetando los criterios de calidad, seguridad y desempeño, encontrándose facultado además para adoptar y ordenar las medidas que en el ejercicio de sus funciones considere apropiadas para asegurar la integridad de la red de transmisión regional, preservando la calidad y seguridad del servicio en condiciones de operación normal o de emergencia conforme los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, dentro de dichas medidas la regulación regional permite al EOR realizar apertura de líneas (literal i) numeral romano i. del numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER).

Al respecto no debe confundirse tales facultades del EOR con la potestad sancionatoria que recae de forma exclusiva en la CRIE, derivado de lo dispuesto en el capítulo del “*Régimen Básico de Sanciones*” del Segundo Protocolo al Tratado Marco.

- g) *Con la interrupción de los intercambios programados, se trasgredió lo dispuesto en el capítulo 5 del Libro II del RMER para el Proceso de Predespacho Regional, ya que manipuló la fase de ‘Validación eléctrica’, habiendo excluido ofertas que ya habían sido incorporadas en el despacho óptimo factible y en el programa regional y se encontraban disponibles para ser utilizadas en el MER.”*

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

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

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

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

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

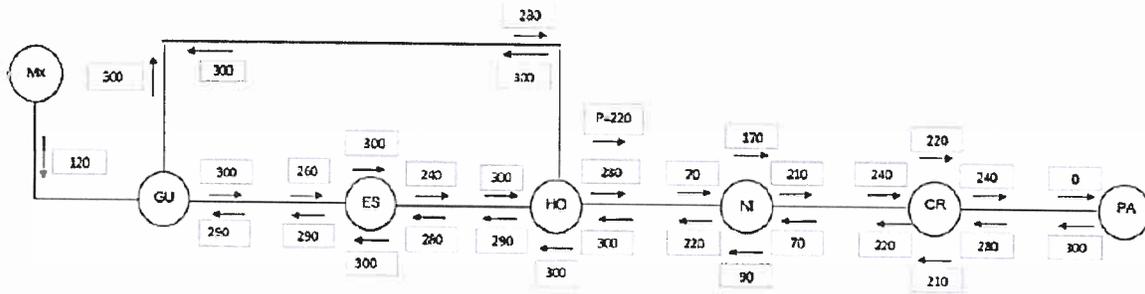


Figura 1. Representación gráfica Máximas Transferencias de Potencia, mes de agosto del 2016. Fuente EOR

Tal como fue mencionado con anterioridad, 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; en virtud de lo cual el AMM al programar transferencias superiores al considerado, se aleja de los empleados por el EOR para fijar las MTP; lo que tiene como consecuencia incertidumbre en los resultados relativos a las MTP entre las diferentes áreas de control del SER arrojados por el análisis de seguridad operativa. En virtud de lo anterior, el que se supere el límite de importación entre Guatemala – México (120MW) provoca que se modifiquen las condiciones evaluadas en los análisis de seguridad operativa, y por ende ya no se tiene la certeza si los resultados arrojados en el predespacho son seguros para la operación del SER.

En conclusión, esta Comisión considera que el EOR cumplió con lo indicado en el numeral 5.14.1 del Libro II del RMER, relativo al proceso de validación eléctrica al predespacho regional, realizando los análisis que correspondían para evaluar las transferencias seguras que se podían realizar en el SER.

Ahora bien, específicamente en relación al argumento del recurrente relativo a la manipulación de la fase de validación eléctrica, en el que según éste se habían desechado ofertas que ya habían sido incorporadas en el despacho óptimo factible, en el literal f) del numeral 5.17.7.1 del Libro II del RMER, se prevé esta situación, estableciéndose que producto de un redespacho -el cual puede ser solicitado por el OS/OM o realizado por el EOR según el numeral citado-, se actualizarán las transacciones que habían sido programadas. Derivado de lo anterior se puede concluir que el EOR aplicó de forma adecuada la normativa regional vigente al realizar los redespachos durante los periodos en los que se realizaron las aperturas denunciadas por PQP.

- h) *"No se evidenció con fecha 13 de marzo de 2017 que haya habido un deterioro en la calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en la RTR que pueda ser prueba que el límite de 120 al ser superado, dañe o afecte el suministro" // "En otras ocasiones, el flujo entrante de la interconexión Guatemala-México ha superado los 120 MW y no se abrieron en ningún momento las interconexiones".*

Análisis CRIE: Tal y como se ha indicado, se aclara al recurrente que el EOR ha realizado en coordinación con los OS/OMS de la región estudios de seguridad operativa, tomando en consideración un límite de transferencia entre la interconexión Guatemala – México de 120 MW, que se desprende de estudios desarrollados en coordinación con el EOR, el AMM, los OS/OMS de la región y autoridades mexicanas (para la entrada en operación del primer banco de transformación en la s/e Los Brillantes) y ante la ausencia de un nuevo estudio eléctrico (elaborado con premisas y criterios regionales) que respaldara la calidad, seguridad e integridad en la operación del SER ante la conexión y operación del segundo banco de transformación instalado en la Subestación Los Brillantes y el consecuente incremento en las transferencias entre Guatemala y México. Adicionalmente, debe indicarse que de conformidad con la regulación regional, con el objeto de considerar dentro de los estudios de seguridad operativa regionales un incremento en la cargabilidad esperada en la subestación Los Brillantes, derivado de la ampliación de la referida subestación (instalación de un segundo banco de transformación 400/230 kV) y el consecuente incremento en las transferencias de potencia entre México y Guatemala, el AMM como entidad responsable de actualizar la base de datos del área de control de Guatemala debió haber actualizado su base de datos, con destino a la base de datos regional, informando en su oportunidad que las transferencias de potencias entre Guatemala – México se incrementarían a 240 MW, debiéndose cumplir para tal efecto todos los requisitos establecidos en la regulación regional para la conexión de nuevas instalaciones a la RTR.

Adicionalmente, considerando lo establecido en el artículo 2 literal e) del Tratado Marco el cual establece que uno de los fines de éste es el de crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región, no cabe la posibilidad de operar al SER en base a prueba y error o suposiciones. Aunado al hecho que los estudios de seguridad operativa elaborados, validaciones eléctricas, requerimientos de servicios auxiliares, capacidades operativas entre áreas de control, esquemas de disparos automático de carga por baja frecuencia, entre otros, fueron desarrollados considerando transferencias máximas entre México y Guatemala igual a 120 MW

Sobre las inconsistencias en cuanto a las aperturas de líneas a las que se refiere el recurrente, se reitera lo señalado en la resolución impugnada en los siguientes términos:

En definitiva, con respecto a la supuesta inconsistencia en el actuar del EOR respecto a las aperturas de las líneas de interconexión entre Guatemala y el resto del SER, dicho comportamiento obedece principalmente a que el AMM, en el predespacho nacional remitido al EOR como parte del proceso para realizar el predespacho regional, programó transferencias inferiores o iguales a 120 MW entre Guatemala y México; sin embargo, dicho programa fue modificado posteriormente por el mismo AMM sin que dichas modificaciones fueran hechas del conocimiento del EOR, situación que aunado a la naturaleza compleja que conlleva la coordinación requerida con los diferentes OS/OM de la región para la ejecución de las maniobras operativas necesarias para abrir las interconexiones entre Guatemala y el SER, el EOR solicitó a través de su centro de operaciones no proceder con transacciones superiores a los 120 MW, solicitud que no fue atendida por el AMM.

IV

Que en reunión a distancia número 125, llevada a cabo el día 04 de abril de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado recurso de reposición presentado por la entidad Puerto Quetzal Power Llc (PQP) en contra de la resolución CRIE-15-2018 la Junta de Comisionados resuelve declarar sin lugar el recurso de reposición presentado por PQP en contra de la resolución CRIE-15-2018 y dictar la presente resolución.



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,

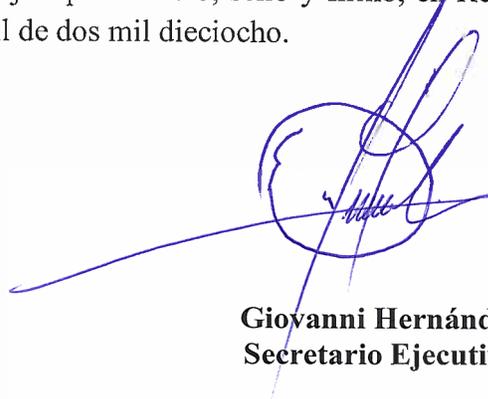
RESUELVE

PRIMERO. DECLARAR sin lugar el recurso de reposición presentado por la entidad Puerto Quetzal Power LLC (PQP) en contra la resolución CRIE-15-2018.

SEGUNDO. CONFIRMAR en todos sus extremos lo resuelto en la resolución CRIE-15-2018.

TERCERO. VIGENCIA. La presente resolución entrará en vigencia el día de su publicación en el sitio de Internet de la CRIE.”

Quedando contenida la presente certificación en once (11) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día viernes seis (06) de abril de dos mil dieciocho.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO