COMISION REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA
5ª Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014
TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

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-44-2018, emitida el veintidós de marzo de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

"RESOLUCIÓN CRIE-44-2018

LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO:

I

Que el 31 de agosto de 2017, **ION ENERGY, S.A.**, presentó ante esta Comisión denuncia en contra del Ente Operador Regional (EOR), exponiendo que el referido operador ha incurrido en incumplimientos que pueden ser tipificados según lo establecido en el literal k) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Al respecto, señala la denunciante que los supuestos incumplimientos consisten en:

i. Violación a lo establecido en el literal b) del artículo 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco) que establece como funciones del EOR asegurar que en la operación y el despacho regional se procure alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad, en concordancia con los numerales 5.2 y 5.3.5 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), que prescribe que debe efectuar evaluaciones periódicas de la seguridad operativa mediante estudios, en coordinación con los OS/OMS; siendo que el EOR no ha presentado estudios de seguridad operativa actualizados, poniendo en riesgo la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER), según comunicados EOR No. 1-2017, 2-2017, 3-2017. 4-2017 y 5-2017; fallas y disturbios que han ocasionado afectaciones económicas a los participantes, consumidores y productores conectados a los sistemas nacionales afectados.

ii. Que no ha adaptado a la realidad el Plan de Operación del SER ante Contingencias, puesto que se han sufrido múltiples fallas y disturbios con plazos excesivamente largos para ser solventados.

iii. Que no ha informado a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) que algún elemento de un sistema nacional compromete la integridad y seguridad del SER, según el numeral 5.5.6.4 del Libro III del RMER.

iv. Que no ha supervisado que la operación de la Red de Transmisión Regional (RTR) se efectúe dentro de los niveles de calidad establecidos en la regulación regional y de ejecutar las acciones que estime necesarias, tanto en condiciones de operación normal o de emergencia, según el numeral 6.1.6 del Libro III del RMER; en consecuencia, ha puesto en grave riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la RTR, afectando de manera sistemática y deliberada la continuidad y calidad del servicio.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

v. Que no se han presentado o no se han hecho públicos los informes del EOR ante las autoridades competentes, ni se han presentado planes de acción concretos para asegurar el cumplimiento de las funciones del EOR.

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 se encuentra, según el artículo 23 de la norma de cita*"...h. Imponer las sanciones que establezcan los protocolos en relación con los incumplimientos a las disposiciones del Tratado y sus reglamentos..."*.

II

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

III

Que de conformidad con el artículo 21 de la Resolución CRIE-P-28-2013, "*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. // Para los fines del presente artículo, se podrán presentar denuncias por escrito ante la CRIE en contra según proceda, de un agente del mercado, un OS/OM o el EOR, a efectos de determinar si han incurrido en un incumplimiento tipificado en el Segundo Protocolo y su consecuente responsabilidad, dichas denuncias deberán contar con fundamento técnico, normativo u otros que correspondan*".

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

IV

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

ANÁLISIS DE LA DENUNCIA POR LA FORMA

Legitimación

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

Representación

El Señor Juan Carlos Méndez Ordóñez acredita la calidad con la que actúa como Presidente del Consejo de Administración de ION ENERGY, S.A. mediante copia legalizada del acta notarial de fecha 06 de junio de 2017, faccionada por el Notario Juan José Luna Duraes, nombramiento inscrito en el Registro Mercantil de Guatemala bajo el No. 507189, Folio 696, Libro 439 de Auxiliares de Comercio.

Cumplimiento de formalidades de la denuncia

ION ENERGY, S.A., ha presentado denuncia por escrito, habiendo tipificado la posible infracción administrativa que a su juicio, ha cometido el EOR, fundamentada en argumentos técnicos y normativos con base en Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y del Segundo Protocolo al Tratado Marco, de conformidad con el párrafo 4°, artículo 21 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, Resolución CRIE-P-28-2013.

Prueba ofrecida

Se acompaña copia de los siguientes comunicados emitidos por el EOR: EOR No.1-2017, de 10 de enero de 2017; EOR No.2-2017, de 17 de enero de 2017; EOR No.3-2017, del 20 de marzo de 2017; EOR No.4-2017, del 23 de marzo de 2017; y EOR No.5-2017 de fecha 28 de junio de 2017.

NORMATIVA APLICABLE

a) Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco)

"**Artículo 10.** *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."*

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

"**Artículo 23**. *Las facultades de la CRIE son, entre otras: (…) h) Imponer las sanciones que establezcan los protocolos en relación con los incumplimientos a las disposiciones del Tratado y sus reglamentos."*

"**Artículo 25.** *El EOR es el ente operador del Mercado regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia. Su domicilio estará situado en uno de los países de América Central a definir por los Gobiernos. Su duración es la de este Tratado."*

"**Artículo 28**. *Los principales objetivos y funciones del EOR son*: a. *Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional. b. Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad. c. Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del Mercado. d. Apoyar, mediante el suministro de información, los procesos de evolución del Mercado. e. Formular el plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado.*"

b) Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Segundo Protocolo)

"**Artículo 21**. *La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) vigilará el cumplimiento de la Regulación Regional, integrada por el Tratado, sus Protocolos, reglamentos y las resoluciones de la CRIE, e impondrá las sanciones que procedan de acuerdo a lo establecido en el presente protocolo".*

*"**Artículo 22**. Podrán imponerse sanciones únicamente por los incumplimientos tipificados en este Protocolo, bajo los Procedimientos establecidos por la CRIE en los Reglamentos. Se entenderá siempre que la imposición de una sanción no exime al infractor de cumplir con sus obligaciones derivadas de la aplicación de la Regulación Regional."*

"**Artículo 23**. *Los agentes del Mercado, así como las entidades que sean designadas por los Gobiernos para cumplir las funciones de Operadores de Sistema y Mercado (OS/OM) y el Ente Operador Regional (EOR) están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional."*

c) Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

Libro I

Glosario. Definiciones:

*"**Operadores del Sistema / Operadores del Mercado, OS/OMS**. Entidades encargadas en cada país de la operación de los sistemas y/o de la administración de los mercados nacionales…".*

***"1.4.4 Planeamiento y Operación Técnica del MER**. 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 en cada uno de sus países. El*

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

planeamiento y la operación técnica del MER comprenden el planeamiento operativo y, la seguridad operativa, el predespacho regional diario y la supervisión de la operación en tiempo real."

"***1.4.4.1 Planeamiento Operativo y Seguridad Operativa**. El planeamiento operativo y la seguridad operativa regional comprenden las proyecciones del comportamiento futuro del MER, la identificación de restricciones técnicas de la RTR, la programación del mantenimiento de las líneas y equipos de la RTR y el programa de entrada y retiro de instalaciones de la RTR."*

1.5.3 El EOR y la Operación del MER

***"1.5.3.1** El EOR dirige y coordina la operación técnica del SER y realiza la gestión comercial del MER con criterio técnico y económico de acuerdo con la Regulación Regional aprobada por la CRIE. Son funciones del EOR: (...) b) Asegurar que la operación y el despacho regional de energía se realicen con criterio económico, respetando los criterios de calidad, seguridad y desempeño; c) Realizar, en coordinación con los OS/OMS, la gestión de las transacciones comerciales entre los agentes del mercado".*

***"1.5.3.2** En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de: a) Cumplir y aplicar la Regulación Regional; b) Coordinar con los OS/OMS la operación técnica y comercial del MER y de la RTR, preservando la seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en Libro III del RMER, ordenando las medidas y adecuaciones necesarias para asegurar su cumplimiento;(...) d) Realizar el seguimiento de la aplicación de las reglas de operación y de los criterios de calidad, seguridad y desempeño del MER; (...) i) Dirigir y coordinar la operación técnica del SER; i. Adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la RTR, tales como cortes de carga, desconexión de generación, apertura de líneas, auditoria de las instalaciones de los Agentes, y cualquier otra acción de supervisión para asegurar la calidad del servicio eléctrico en el MER. Las medidas se ejecutarán de acuerdo con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional; ii. Delegar en los OS/OM jerárquicamente dependientes las funciones de control y gestión de la operación; iii. Validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de la operación, la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), ya sea por iniciativa propia o por solicitud de un OS/OM o Agente transmisor; iv. Coordinar las investigaciones de eventos en el SER, solicitando a los Agentes y OS/OM que se han visto involucrados en éstos, las informaciones pertinentes, resultados de evaluaciones y análisis desarrollados; v. Solicitar información a los OS/OM y a los Agentes a través de los OS/OM correspondientes, sobre cualquier evento o contingencia que ocurra en el SER; viii. Definir al menos una vez al año la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR, tomando en cuenta lo informado por el OS/OM y el Agente transmisor, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en este Reglamento...".*

"***1.5.4 Los Operadores de Sistema y de Mercado OS/OM.** Los OS/OMS coordinaran la operación de los sistemas eléctricos y la gestión comercial entre sus agentes con el EOR, por lo que están obligados a: a) Aplicar y velar por el cumplimiento a la Regulación Regional; (...) c) Coordinar con el EOR el planeamiento y la operación técnica de la RTR, según el siguiente detalle: i. Informar sobre problemas en la coordinación de la operación de la RTR e intercambios de información, conflictos por libre acceso, y todo otro problema o controversia que haya surgido en la aplicación o interpretación del Reglamento de Transmisión; ii. Operar las instalaciones de la RTR en coordinación con el EOR; iii. Participar en los estudios de seguridad operativa regional; iv.*

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Participar en la elaboración de Plan de Operación del SER ante contingencias; v. Preservar la confiabilidad, seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño y en especial establecer restricciones y criterios operativos para el cumplimiento de dichos los criterios; vi. Coordinar con el EOR el tratamiento de las indisponibilidades y mantenimientos de la RTR; vii. Coordinar los servicios auxiliares que son suministrados por los agentes; viii. Coordinar con el EOR la puesta en servicio de la conexión de nuevas instalaciones de los agentes transmisores a la RTR; ix. Colaborar y coordinar con el EOR la administración del Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR); x. Colaborar y coordinar con el EOR lo relacionado con las Ampliaciones de la RTR; y xi. Revisar la Capacidad Técnica de Transmisión presentada por los Agentes transmisores. (...) f) Mantener los criterios de calidad, seguridad y desempeño definidos en la Regulación Regional y proveer los servicios auxiliares que le han sido asignados; g) Cumplir con los requisitos de supervisión, control, comunicaciones y de medición comercial establecidos en el RMER;(...) i) Coordinar las pruebas técnicas y realizar las maniobras operativas requeridas por el EOR; j) Comunicar oportunamente a sus agentes información consignada por el EOR; (...) o) Colaborar con el EOR en la identificación de la RTR; y p) Cumplir con los requisitos de información para la Base de Datos Regional."

Libro III

"5.2.5.1 Para los tipos de seguridad operativa de corto y mediano plazo que deberá realizar el EOR, los elementos e informaciones que se deberán tener en cuenta y el alcance de los estudios, son los que se definen a continuación. Los estudios eléctricos de seguridad operativa tendrán las siguientes características: a) Cumplirán los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, los cuales establecerán los límites operativos dentro de los cuales se enmarca el funcionamiento del sistema eléctrico y respetarán los niveles mínimos de calidad y seguridad exigidos en este Libro; y b) Serán realizados empleando la Base de Datos Regional Operativa definida en este Libro".

"**5.3.5**. *En la operación en tiempo real, el EOR supervisará los voltajes en los nodos de la RTR, los flujos de potencia activa y reactiva por la RTR y la frecuencia regional. Adicionalmente, el EOR coordinará las acciones necesarias para mantener calidad, seguridad y confiabilidad en la operación del SER. Cuando alguna de las variables eléctricas se encuentre fuera de los rangos de operación establecidos, el EOR coordinará con los OS/OM las acciones necesarias para llevar al SER a su condición de operación normal usando los recursos y servicios auxiliares regionales disponibles".*

"**5.5.2.5** *Los OS/OM deberán suministrar cualquier información adicional que requiera el EOR asociada a los eventos, y cumplir o hacer cumplir, según corresponda, las recomendaciones de éste sobre acciones preventivas y correctivas a ser adoptadas*".

"16.2.6.1 *Se definen los siguientes criterios (...): 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; i. El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje; ii. No deben producirse disparos en cascada; iii. La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo y; iv. Los voltajes en los nodos de la RTR deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal. Para cumplir con los anteriores requerimientos, no se debe: i. Desconectar carga en forma automática; ii. Reducir las transferencias entre países...".*

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Anexo C del Libro III

"**C4.5** *Se deberán indicar las conclusiones del informe, incluyendo las acciones tomadas o a tomar cuando se haya detectado el inadecuado funcionamiento de instalaciones, de elementos de protección, control, maniobra, automatismos o en los procedimientos seguidos por el OS/OM y los Agentes".*

d) Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio, según resolución CRIE-P-28-2013

"***Artículo 21. 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 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.// Para los fines del presente artículo, se podrán presentar denuncias por escrito ante la CRIE en contra según proceda, de un agente del mercado, un OS/OM o el EOR, a efectos de determinar si han incurrido en un incumplimiento tipificado en el Segundo Protocolo y su consecuente responsabilidad, dichas denuncias deberán contar con fundamento técnico, normativo u otros que correspondan".*

ANÁLISIS POR EL FONDO

Análisis de los argumentos presentado por la denunciante:

a) "*... **Para el efecto una de las acciones que según el numeral 5.2 del Libro III del RMER** [el EOR] **debe efectuar en coordinación con los OS/OM, es realizar evaluaciones periódicas de la seguridad operativa mediante estudios cuyo objetivo es precisamente identificar las restricciones eléctricas esperadas en la operación del SER. El incumplimiento de la obligación de presentar estudios de seguridad operativa actualizados, pone en riesgo la operación del SER y contraviene el propio Tratado Marco...".***

ANÁLISIS CRIE: Al respecto, de acuerdo con el numeral 5.1.9 y literal b) del numeral 5.2.5.1 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), los estudios de seguridad operativa serán realizados con la información técnica contenida en la Base de Datos Regional Operativa, la cual incluye las características técnicas y los parámetros de las líneas y equipos de trasmisión y generación, los datos de la demanda por países, las características y ajustes de las protecciones y sistemas de control, así como cualquier otra información necesaria para la realización de los estudios de seguridad operativa, planeamiento operativo, evaluación de contingencias y diferentes simulaciones que a criterio del EOR se requieran para la operación integrada de la red regional.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Asimismo, el numeral 5.1.13.1 del Libro III detalla que cada OS/OM está obligado a mantener actualizada la información técnica con destino a la Base de Datos Regional Operativa. Entre otros, las actualizaciones deberán realizarse cuando se produzcan cambios en la demanda, en los ajustes de las protecciones y los controles, cuando se agregue o retire generación, y cuando se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional. Asimismo, los numerales 5.2.6.3, 5.2.6.4 y 5.2.6.5 del referido Libro III establecen la obligación de los Agentes Distribuidores, Grandes Consumidores, Agentes Transmisores y OS/OMS de actualizar la Base de Datos Regional de forma semestral, en tal sentido y de conformidad con lo establecido en el numeral 3.3.5.2 del Libro II del RMER, los OS/OMS son los responsables de solicitar a los agentes y validar toda la información necesaria para mantener actualizada la Base de Datos regional.

Por su parte, de conformidad con el numeral 5.2.1 del Libro III del RMER el EOR deberá realizar en coordinación con los OS/OM evaluaciones periódicas de seguridad operativa.

Al respecto, esta Comisión ha verificado que el EOR en coordinación con los OS/OMS de la región ha desarrollado periódicamente estudios de seguridad operativa a través de los cuales se fijan las Máximas Transferencias de Potencia (MTP) que de manera segura, pueden ejecutarse entre las diferentes áreas de control del SER, dichos estudios de seguridad operativa han sido publicados en la página web del EOR. En tal sentido durante el año 2017 se desarrollaron y publicaron los estudios de Máximas Transferencias de Potencia entre áreas de control correspondiente a los meses de marzo, mayo, agosto y noviembre.

b) ***"El numeral 5.3.5 del Libro III del RMER claramente indica que en la operación en tiempo real el EOR debe supervisar voltajes, flujo de potencia activa y reactiva en la RTR, así como la frecuencia regional y coordinar las acciones necesarias para mantener la calidad, seguridad y confiabilidad en la operación del SER. Además debe coordinar con los OS/OM el llevar al SER a su estado de operación normal cuando alguna de las variables eléctricas se encuentre fuera de los rangos de operación establecidos por lo que resulta evidente que el EOR es responsable de las constantes fallas y disturbios…"***.

ANÁLISIS CRIE: De los reportes finales de los eventos elaborados tanto por el EOR como por los OS/OMS de la región, se ha podido verificar que las fallas objeto de los comunicados EOR 1-2017, 2-2017, 3-2017, 4-2017 y 5-2017, no resultaron como consecuencia de la falta de supervisión a los límites de voltaje, frecuencia, potencia activa y reactiva, por parte del EOR, sino que corresponden a fallas imprevistas, tales como falta de mantenimiento y fallas propias en elementos de transmisión. Es importante mencionar que de conformidad con lo establecido en el numeral 5.5.2.4 del Libro III del RMER, los OS/OMS deben informar al EOR sobre situaciones de riesgos potenciales severos para el SER.

Por otro lado, producto de la revisión de los informes finales de los eventos se pudo verificar que posterior a los eventos ocurridos en el SER, el EOR coordinó con los diferentes OS/OM el cierre de las interconexiones regionales, la normalización del estado operativo del SER, así como la coordinación e implementación de medidas correctivas en diferentes áreas de control tales como: reajuste y diseño de protecciones, implementación de Esquemas de Control Suplementarios (ECS) y mejoras en los esquemas de control suplementario ya existentes, entre otras.

c) ***"El numeral 5.4.1 del Libro III indica que el EOR debe en coordinación con los OS/OM elaborar un Plan de Operación del SER ante contingencias, plan que evidentemente no está adaptado a la realidad operativa del SER puesto que son múltiples fallas y disturbios los que ha***

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

sufrido, fallas y disturbios que en su mayoría han tenido tiempos excesivamente largos para ser solventado."

ANÁLISIS CRIE: El Plan de Operación al que hace referencia el numeral 5.4.1 del Libro III del RMER establece que el objetivo del mismo es definir lineamientos generales sobre acciones a desarrollar y consultas, que le permita hacer frente a los estados operativos de emergencia derivados de contingencias en el ámbito de la RTR, y no se refiere a un plan de trabajo que identifique las medidas remediales a los problemas identificados durante un evento. Adicionalmente, es importante tomar en cuenta que el RMER ya establece un procedimiento para: 1) La operación en estado de emergencia (5.17.9, Libro II); 2) Coordinación de maniobras de la RTR; y 3) Coordinación del restablecimiento en caso de eventos.

Respecto a las acciones remediales para evitar la ocurrencia de eventos similares a los acaecidos durante el año 2017, es del conocimiento de esta Comisión que derivado de los eventos de gran impacto en la operación del SER, ocurridos durante el año 2017, el EOR en coordinación con todos los OS/OMS de la región, sostuvo reuniones con miembros del Comité Técnico de Seguridad Operativa regional (CTSO), con el objeto de organizar y llevar a cabo un plan de medidas correctivas a implementar en las seis áreas de control que integran el SER.

Del análisis de los acontecimientos mencionados, se puede determinar que el EOR cumplió con coordinar la implementación de medidas correctivas derivadas de los eventos ocurridos en el SER.

d) "*Adicionalmente el numeral 5.5.6.4 del Libro III del RMER indica que si el EOR establece que algún elemento de un sistema nacional compromete la integridad y seguridad del SER está en la obligación de informarlo a la CRIE para que ésta emprenda las acciones que en el mismo numeral se listan (…) debido a que varias de las fallas y disturbios que han afectado el SER se originan en el mismo sistema nacional y siguen la misma secuencia, es coherente afirmar que el EOR también está incumpliendo que (sic) esta obligación que el RMER le impone."*

ANÁLISIS CRIE: Al respecto, es importante mencionar que el EOR informó a este Ente Regulador mediante nota EOR-GPO-20-01-2017-025, de fecha 20 de enero de 2017, sobre los eventos ocurridos en el SER, así como las consecuencias observadas y el plan de trabajo para la implementación de medidas correctivas a los problemas identificados. Asimismo, emprendió junto los OS/OM de la región esfuerzos importantes para solucionar tales incidencias, implementado en el área de control de Panamá un Esquema de Disparo de Generación por pérdida de carga (EDGxPC), que tiene como objeto servir de protección principal ante la inyección al SER de altos flujos de potencia activa desde el área de control de Panamá. (CRIE-32-2017, CRIE-39-2017, CRIE-40-2017 y CRIE-65-2017).

V

Que en reunión presencial número 124 del 22 de marzo de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo conocido la denuncia presenta por **ION ENERGY, S.A.,** en contra del Ente Operador Regional por supuestos incumplimientos a la normativa regional que configuran el incumplimiento tipificado en el literal k) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, acordó declarar sin lugar la misma.

POR TANTO:

Con base en los análisis realizados expuestos en los considerandos de la presente resolución y lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el Reglamento del

SECRETARIO EJECUTIVO

Mercado Eléctrico Regional (RMER) y el Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, Resolución CRIE-P-28-2013, esta Comisión,

RESUELVE:

PRIMERO. DECLARAR SIN LUGAR la denuncia presentada por **ION ENERGY, S.A.**, ante esta Comisión el 30 de agosto de 2017 en contra del Ente Operador Regional (EOR), por los supuestos incumplimientos a la normativa regional que configuran el incumplimiento tipificado en el literal k) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

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

NOTIFÍQUESE."

Quedando contenida la presente certificación en diez (10) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo, en República de Guatemala, el día miércoles once (11) de abril de dos mil dieciocho.

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO