

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-69-2016, emitida el veintiuno de noviembre de dos mil dieciséis, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-69-2016

LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO:

I

Que de conformidad con el Informe No SVM-GT-GJ-02-12-2015 del 11 de diciembre de 2015, emitido por la Unidad de Supervisión y Vigilancia del MER, la Gerencia Técnica y la Gerencia Jurídica de esta Comisión, se recomendó el inicio de un procedimiento sancionador con el fin de determinar si hubo incumplimientos a los numerales 1.5.3.1 del Libro I del RMER; 3.2.4.1; 5.17.6.1, 5.17.6.2; 5.17.9.1 a 5.17.9.5 del Libro II del RMER.

II

Que mediante providencia de trámite CRIE-PS-01-2016-01 del 18 de enero de 2016, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, ordenó el inicio del procedimiento sancionador en contra del **Ente Operador Regional**, por el posible incumplimiento a lo dispuesto en los incisos b), g) y k) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, por no haber declarado el estado de emergencia en los eventos de los días, 8, 11 y 26[24] de enero de 2015, y, en consecuencia, no haber clasificado como desviación grave, las circunstancias descritas previamente, según la normativa regional aplicable; así mismo dio audiencia al EOR para su descargo y presentación de la prueba que estimara pertinente.

III

Que mediante oficio sin número, recibido el 15 de febrero de 2016, el EOR dio respuesta a la audiencia conferida y solicitó entre otras cosas, se declarara sobreseimiento definitivo en el presente asunto.

IV

Que mediante providencia CRIE-PS-01-2016-02 del 6 de julio de 2016, entre otras cosas, se tuvo por presentado el escrito de contestación del EOR, aportado medios de prueba y se solicitó al EOR información adicional referida al comportamiento del voltaje y frecuencia correspondiente a los días 8, 11 y 24 de enero de 2015; representativos de cada área de control.

V

Que el 20 de julio de 2016, el EOR presentó la información solicitada referida al comportamiento de voltaje y frecuencia correspondientes a los días 8, 11 y 24 de enero de



2015, representativos de cada área de control, como prueba de que los criterios de calidad permanecieron dentro de las bandas proyectadas por dichos criterios.

VI

Que mediante providencia CRIE-PS-01-2016-03 del 14 de setiembre de 2016, se corrió audiencia al EOR para que éste presentara su alegato final; audiencia que finalizó el 29 de setiembre de 2016. El EOR no presentó su alegato final en el plazo indicado.

VII

Que mediante informe de instrucción SV-23-2016/GT-2016-25/GJ-61-2016 del 21 de octubre de 2016, la Secretaría Ejecutiva, la Unidad de Supervisión y Vigilancia y las Gerencias Técnica y Jurídica de la CRIE, luego de la instrucción del presente procedimiento, analizaron el asunto y recomendaron se exonerara de toda responsabilidad al EOR por no haber clasificado como desviación grave los eventos de los días, 8, 11 y 24 de enero de 2015 y en consecuencia haber declarado el estado de emergencia, según la normativa regional aplicable.

CONSIDERANDO:

I

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

II

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

III

Que para efectos de atender el presente procedimiento, se tiene lo siguiente:



1. ANÁLISIS POR EL FONDO

1.1 Hechos probados

- a) **El 8 de enero de 2015, 13:48 horas, disparo de la LT Agua caliente-Sandino 230 Kv, disparo de interconexión que provocó oscilaciones en el SER.**

Luego del disparo de la Línea de Transmisión –LT- Agua caliente-Sandino 230 kV (13:46:20) y la LT Sandino-Ticuantepe 230 kV (13:46:20), se observaron oscilaciones de potencia no amortiguadas en el SER (13:48), provocando el disparo de las interconexiones Guatemala-El Salvador y Guatemala-Honduras, esto por actuación del ECS ESIM004 OSC. A las 13:48:11, debido a que en Nicaragua se encontraban abiertas las LT Sandino-Los Brasiles y Sandino-León 1, se sobrecargaron los autotrafos 230/138 kV en Subestación -S/E- Masaya, provocando la pérdida de 516 MW de carga y 166 MW de generación y la partición del sistema nicaragüense. El SER se divide en tres bloques Norte (México-Guatemala); Centro (El Salvador, Honduras y Nicaragua) y Sur (Costa Rica-Panamá). En el bloque Norte la frecuencia ascendió a 60.22 Hz, en el bloque centro la frecuencia desciende a 59.286 Hz activando la primera etapa del esquema de baja frecuencia; y en el bloque del Sur la frecuencia asciende a 61.08 Hz. No hubo declaración de estado de emergencia por el EOR.

- b) **El 11 de enero de 2015, 19:20 horas disparo de 403 MW de carga y 214 MW de generación en Nicaragua, apagón parcial del país, disparo en interconexiones GU, ES, HN.**

Se suscitó la pérdida de carga de 403 MW y generación de 214.16 MW en el sistema de Nicaragua por prueba de cierre de la LT Los Brasiles-Ticuantepe; esto provocó el disparo de los tres autotransformadores de la SE Masaya provocando un disparo en cascadas en líneas de 138 kV, seguidamente, se disparan las interconexiones entre Guatemala-El Salvador y Guatemala-Honduras, quedando partido el SER en dos bloques, el Norte Guatemala-México y el Sur el resto de los países. El error de control de área -por sus siglas en inglés ACE- de Nicaragua se incrementó a 476.7 MW, siendo 0MW el programado; inyectó alrededor de 300 MWh y su reducción fue muy lenta. La frecuencia del Sur se incrementó a 60.736 Hz y la del bloque Norte a 60.140 Hz. No hubo declaración de estado de emergencia por el EOR.

- c) **El 24 de enero de 2015, 15:53 horas, disparo en la LT Llano Sánchez-Chorrera, disparo interconexión HN –NI, disparo banco de transformadores Los Brillantes, alteración de frecuencia.**

Hubo un disparo LT Llano Sánchez-Chorrera, lo que provocó que Panamá sufriera un apagón parcial con pérdida de carga de 700 MW y de generación de 395 MW. Se disparó de la interconexión Honduras – Nicaragua, hubo un disparo del banco de transformadores 400/230 kV Los Brillantes; el SER quedó partido en dos bloques Norte (Guatemala-El Salvador-Honduras-Nicaragua) y Sur (Costa Rica-Panamá). La frecuencia alcanzó un valor de 62.7 Hz, produciendo disparos de



generación de 250 MW en Costa Rica. Previo al evento, se ejecutaron en el SER los siguientes intercambios: México-Guatemala: 120 MW y Guatemala-El Salvador: 169.49 MW. No hubo declaración de estado de emergencia por el EOR.

Las desviaciones de energía de los días 8, 11 y 24 de enero de 2015, en que ocurrieron los eventos a las 13:48, 19:20 y 15:53 horas respectivamente, fueron clasificadas como desviaciones normales. Debido a que a pesar que hubieron eventos en cascada por la apertura de las interconexiones entre áreas de control de Guatemala y el resto del SER, lo que nos llevó a una contingencia múltiple, no se declaró estado de emergencia en ninguno de los casos ya que dichos eventos no representaron peligro para la vida de personas o de las instalaciones. Asimismo el balance carga-generación posterior a los eventos mencionados, se restableció con el uso de la reserva para la regulación primaria y secundaria (nota EOR-DE-10-06-2015-558, de 10 de julio de 2015).

1.2 Argumentos de defensa del EOR

El EOR señala que ante la ocurrencia de un evento de desbalance carga/generación en el SER, debido a que el mismo opera interconectado, conlleva una desviación de energía entre las áreas de control que están interconectadas.

En el caso del evento del día 8 de enero de 2015, en los periodos 12 y 13, la desviación de energía fue alrededor de 15 MWh de absorción, pero esta magnitud de desvío de energía no se corresponde con una causa que represente peligro para la vida de las personas o instalaciones, por tal motivo el EOR no clasificó como grave, las desviaciones ocurridas el día citado.

Los eventos ocurridos el 8 de enero de 2015 a las 13:43 horas, el 11 de enero de 2015 a las 19:20 horas y el 24 de enero de 2015 a las 15:53 horas, por aperturas de elementos de transmisión, cargas y generación, producto de la activación de protecciones y /o ECS, se configuró un estado operativo en el cual algunas áreas de control del SER quedaron con un desbalance carga/generación, lo cual si bien ya no en sentido estricto un estado de operación normal, tampoco se configuró un estado de operación de emergencia. Observa el EOR que en los eventos citados, se disparó carga y generación durante el mismo evento, lo cual hace que el desbalance carga/generación fuese menor, según el numeral 16.2.6.3, 16.2.6.4, 16.2.7.11, 16.2.7.12 del Libro III del RMER.

El EOR manifiesta que en el Anexo 3 que sirve de prueba se muestran las gráficas de error de control de área, en cada área de control del SER durante los eventos ocurridos el día 8, 11 y 24 de enero de 2015, lo cual se puede concluir que todas las áreas de control retomaron su nivel de balance carga/generación dentro de los 30 minutos establecidos en la regulación regional.

Además, el EOR coordinó con los OS/OMs de la región, las acciones operativas para restablecer el balance carga/generación en el SER, en cumplimiento de los numerales 1.5.3.2 inciso a), b) y 3.2.3.4 del Libro I de RMER, para afrontar los eventos del 8 de enero a las 13:48 horas, el 11 de enero a las 19:20 horas y el 24 de enero a las 15:53 horas, todos



de 2015. Señalando además, que el día 26 de enero de 2015 a las 15:53 no ocurrió ningún evento en el SER.

El EOR advierte que como producto de dichos eventos, ningún OS/OM solicitó ejecución de un redespacho, ya que el tiempo de restablecimiento de las condiciones normales fue corto y permitió restablecer las transacciones programadas en el predespacho regional en la hora posterior, según los numerales 3.4.3.4 y 5.17.7 del Libro II del RMER.

Los eventos citados no pusieron en riesgo la seguridad del SER, ya que no se reunieron las condiciones establecidas en el inciso c) del numeral 5.17.8.1 del Libro II del RMER para declarar un estado de emergencia, porque no se comprobó que haya habido un peligro para la vida de las personas o para las instalaciones, de tal forma que no se clasificaron las desviaciones como graves, según el numeral 5.17.6.1 del Libro II del RMER.

Lo anterior debido a que ningún OS/OMs de la región solicitó ni presentó evidencia que indicara que los eventos sucedidos representaron un peligro para la vida de las personas o instalaciones, ni ha existido ningún daño físico a ninguna instalación del SER atribuible a dichos eventos.

La actuación de las protecciones primarias o de respaldo de los elementos que conforman el SER, así como la actuación de Esquemas de Control Suplementario (ECS), tal como el Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia –SDCBF- es necesaria para evitar riesgos o daños, si estas protecciones principales o ECS no operan al presentarse una falla, de lo contrario sí podría haber un riesgo. Asimismo, las líneas y transformadores de distribución, tienen sus propias protecciones para desconectar los elementos de distribución, en caso que las condiciones de operación se aparten de valores seguros.

Concluye el EOR manifestando que, los eventos o disturbios en el SER, producto de fallas en los elementos de transmisión o generación, tienen como consecuencia la activación de las protecciones primarias, de respaldo y esquemas de control suplementarios que se activan para condiciones particulares de las variables eléctricas, tales como flujos de potencia, voltaje, frecuencia, etc. Y, no obstante, los eventos pueden ser considerados de gran magnitud, impacto o consecuencias, eso no implica obligatoriamente que tenga que declararse un estado de emergencia en el SER, aún si transitoriamente se incumplen los CCSD, más aún si no hay evidencia inmediata que su ocurrencia y evolución representan peligro para la vida de las personas o para las instalaciones. En todo caso, señala el EOR esas evidencias deberían ser representadas por el OS/OM, considerando que las desviaciones graves tienen una forma especial definida en la regulación regional.

El EOR con base en la información adicional presentada sobre las gráficas de frecuencia y voltaje en nodos representativos del SER, con fundamento en los numerales 16.2.6.3 y 16.2.6.4 del Libro III del RMER, señaló lo siguiente:

a) Evento 1 del día 8 de enero de 2015 a las 12:10:52 horas

El valor de la frecuencia en las áreas de control afectadas por el evento, debido a la actuación de reservas primaria y secundaria, retornó a su margen de operación normal (59.95-60.05 Hz) en aproximadamente 8 minutos, lo cual es mucho menor



que el período de 30 minutos establecido en el numeral 16.2.6.3 del Libro III del RMER.

b) Evento 2 del día 8 de enero de 2015 a las 13:46:20 horas

Debido a la actuación de la reserva primaria y la activación del EDACBF en su etapa I en la isla centro, el cual es un esquema de desconexión programada, permitió luego que, por medio de la reserva secundaria, la frecuencia de todas las áreas de control afectadas, retornara a su margen de operación normal (59.95-60.05 Hz) en aproximadamente 15 minutos, lo cual es menor que el período de los 30 minutos establecido en el numeral 16.2.6.3 del Libro III del RMER.

c) Evento 3 del día 11 de enero de 2015 a las 19:19:34 horas

Debido a la actuación instantánea de la reserva primaria y luego, por medio de la reserva secundaria, la frecuencia de todas las áreas de control afectadas, retornó a su margen de operación normal (59.95-60.05 Hz) en aproximadamente 19 minutos, lo cual es menor de los 30 minutos establecidos en el numeral 16.2.6.3 del Libro III del RMER.

d) Evento 4 del día 24 de enero de 2015 a las 15:53:40 horas

Debido a la actuación instantánea de la reserva primaria y la activación del EDACBF en su etapa I en Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, así como el esquema de desconexión de generación por sobre frecuencia en Costa Rica, los cuales son esquemas de desconexión programada, permitió luego que, por medio de la reserva secundaria, la frecuencia de todas las áreas de control retornara a su margen de operación normal en aproximadamente 14 minutos después del evento, lo cual es menor que el período de los 30 minutos establecidos en el numeral 16.2.6.3 del Libro III del RMER.

Para todos los eventos el EOR señaló en común que:

- Los voltajes en los nodos representativos de cada área de control del SER, permanecieron dentro del margen de operación permitido ante contingencia (0.9-1-1 pu), establecido en el numeral 16.2.6.1 inciso c) del Libro III del RMER, durante el periodo de 30 minutos, determinados en el numeral 16.2.6.3 del Libro III del RMER.
- A partir de los datos recopilados del sistema de monitoreo continuo de sobrecargas de elementos de transmisión del SER, no se presentaron sobrecargas de elementos en la RTR, de conformidad con lo establecido en el numeral 16.2.6.1, literal c), inciso iii del Libro III del RMER.

En consecuencia, manifestó que era evidente que no se dieron las condiciones operativas que justificaran declarar un estado de emergencia derivado de estos eventos, lo cual debe ser considerado por la CRIE para descartar un incumplimiento por parte del EOR.

1.3 Normativa aplicable

Estado Operativo Normal: Es el estado del SER en que opera dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño definidos en el Libro II del RMER.

Estado Operativo de Alerta: Es el estado del SER en el que se opera dentro de los criterios de calidad, pero se viola uno o más criterios de seguridad. Las variables que definen la calidad del sistema se mantienen dentro de los límites establecidos, sin embargo de no tomarse acciones correctivas inmediatas el sistema puede pasar a estado de emergencia.

Estado Operativo de Emergencia: Es cualquier condición anormal del SER que resulta de una contingencia a nivel nacional o en el SER, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de calidad, seguridad y desempeño, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones.

Operación Estable: Condición del sistema eléctrico durante la cual éste mantiene un estado de equilibrio tanto en operación normal como ante disturbios.

Seguridad: Habilidad del SER de mantener un estado de operación estable y seguir atendiendo las inyecciones y retiros ante la ocurrencia de fallas o contingencias en el sistema.

1.4.4.3 Supervisión de la Operación en Tiempo Real Durante la Operación en Tiempo Real, el EOR, en coordinación con los OS/OMS, toma todas las acciones de supervisión necesarias para desarrollar las siguientes tareas:

- a) Preservar la calidad y seguridad de la operación del Sistema Eléctrico Regional SER;
- b) Mantener las inyecciones y retiros programados en los nodos de la RTR y los intercambios establecidos entre las áreas de control;
- c) Coordinar y supervisar el suministro de servicios auxiliares;
- d) Realizar redespachos y controlar las desviaciones del predespacho en tiempo real; y
- e) Coordinar la operación del SER en estado normal y de emergencia.

LIBRO II:

3.2.4.1 El sistema regional se operará coordinadamente entre el EOR, los OS/OMS y los agentes, de acuerdo al siguiente esquema:

- a) Cada OS/OM coordinará la operación del sistema nacional, de acuerdo con la regulación nacional, manteniendo los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales en los nodos de la RTR;
- b) Los OS/OMS informarán al EOR todo cambio, evento o estado de emergencia en su sistema que afecte el SER y/o las inyecciones o retiros programados;
- d) El EOR coordinará el manejo de la emergencia conforme a este Libro, dando prioridad a mantener la integridad del SER y mantener o restaurar la continuidad del servicio.



5.17.3 Desviaciones Normales

5.17.3.1 Son originadas en variaciones de inyección y/o retiro por eventos al interior de las áreas de control (incluye las fallas de transmisión) o en acciones tomadas por el EOR y el OS/OM para preservar la calidad, seguridad y desempeño y economía regional, y que son controlables con la reserva de regulación primaria y secundaria en el MER. Dichas desviaciones no ocasionan que áreas de control del SER pasen al estado de alerta o emergencia conforme se definen en el numeral 5.17.8.

5.17.6 Desviaciones Graves

5.17.6.1 Son aquellas desviaciones originadas en estados de emergencia, incluye las originadas por fallas de transmisión, durante los cuales las inyecciones y retiros reales varían más allá de cualquier transacción programada en el MER, violándose los niveles de seguridad regionales y sin que los mismos puedan ser restituidos con la reserva de regulación primaria y secundaria en el MER.

5.17.6.2 En estos casos se procederá en primera instancia a preservar por parte de cada OS/OM las condiciones de operación nacionales y, en la medida de lo posible, a dar asistencia al área o áreas de control en estado de emergencia. El EOR será el responsable de indicar qué áreas de control del SER están operando en estado de emergencia conforme los criterios de seguridad, calidad y desempeño regionales establecidos en Libro III del RMER.

5.17.8 Estado Normal, de Alerta y de Emergencia

5.17.8.1 El SER podrá operar en estado normal, de alerta o de emergencia, tal y como se caracterizan a continuación:

- a) **Estado Operativo Normal:** Es el estado del SER en que opera dentro de los criterios de seguridad, calidad y desempeño definidos en el Libro III del RMER.
- b) **Estado Operativo de Alerta:** Es el estado del SER en el que se opera dentro de los criterios de calidad, pero se viola uno o más criterios de seguridad. Las variables que definen la calidad del sistema se mantienen dentro de los límites establecidos, sin embargo de no tomarse acciones correctivas inmediatas el sistema puede pasar a estado de emergencia.
- c) **Estado Operativo de Emergencia:** Es cualquier condición anormal del SER que resulta de una contingencia a nivel nacional o en el SER, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de seguridad, calidad y desempeño, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones.

5.17.9 Operación en Estado de Emergencia

5.17.9.1 En estado de emergencia cada OS/OM dará prioridad al mantenimiento de la calidad, seguridad y desempeño de su sistema y podrá solicitar al EOR un redespacho justificado. Si un OS/OM determina de manera objetiva que permanecer interconectado representa un peligro para la seguridad de su operación, podrá coordinar con el EOR las acciones que considere necesarias para su propia protección.



5.17.9.2 Cuando en algún sistema nacional se produzca una perturbación que afecte al SER, una consideración primaria deberá ser mantener en lo posible la operación interconectada, permitiendo así prestar la máxima asistencia al área o áreas de control en estado de emergencia.

5.17.9.3 El OS/OM del área de control que experimenta la emergencia deberá en el menor plazo posible, tomar las medidas necesarias para equilibrar su generación con su demanda. El uso de reserva implícita en la reducción de frecuencia será sólo temporal y deberá ser restablecida prontamente para que el SER esté listo para enfrentar la próxima contingencia.

5.17.9.4 Una vez declarado el estado de emergencia por parte del EOR, se deberán coordinar las siguientes acciones:

- a) Restablecer el estado normal de operación, o en caso de serias limitaciones de las condiciones operativas, tratar que éstas no conlleven a una mayor degradación;
- b) Una vez evaluadas las condiciones operativas de los sistemas nacionales, por parte del EOR y de los OS/OMS respectivos, autorizar la modificación de los retiros e inyecciones con el objeto de minimizar el impacto sobre la operación interconectada; y
- c) Una vez lograda la estabilidad o las condiciones normales de operación de la RTR, se tratará de reestablecer las transacciones establecidas en el predespacho, en caso no sea posible se podrá efectuar el redespacho de las transacciones programadas con la finalidad de que la operación mantenga los criterios de seguridad, calidad, desempeño y economía del suministro.

5.17.9.5 El OS/OM correspondiente al sistema donde se originó el evento remitirá los informes y/o estudios en la forma y plazos definidos en el Libro III del RMER. Igualmente, si el caso lo amerita, el EOR efectuará los estudios y tomará las medidas tendientes a minimizar en el futuro la posibilidad de que se repitan las condiciones que originaron el estado de emergencia, conforme lo establecido en el Libro III del RMER.

LIBRO III:

5.4 Plan de Operación ante Contingencias

5.4.1 El EOR, en consulta con los OS/OM, deberá elaborar un Plan de Operación del SER ante Contingencias, que consistirá en 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 que comprometa el cumplimiento de los CCSD definidos en este Libro.

5.5.9.2 Cuando en la operación en tiempo real se deba hacer frente a estados de operación en emergencia en la RTR, cada OS/OM y los Agentes Transmisores deberán aplicar el Plan de Operación ante Contingencias procediendo con las medidas y acciones de coordinación establecidas aplicables en el estado operativo en consideración.



1.4 Análisis

Las argumentaciones del EOR deben ser contrastadas con el concepto de Estado Operativo de Emergencia, el cual se caracteriza por tres condiciones, de acuerdo con la definición que presenta en el Glosario del Libro I del RMER:

- a) Condición anormal del SER que resulta de una contingencia a nivel nacional o regional. Esta “condición anormal del SER” puede afectar a cualquier zona del SER. Es decir, una condición anormal del SER no implica que todo el SER debe tener un problema operativo para declarar un estado de emergencia o alerta;
- b) Necesariamente el sistema opera fuera de los límites establecidos por los CCSD.
- c) Representar un peligro para la vida de las personas o para las instalaciones. Esta condición solo es informada a las instancias de emergencia nacionales y no directamente a un operador de sistema.

En el presente análisis se detallan los eventos según la fecha, tomando en consideración, que en efecto la fecha correcta es el día 24 de enero de 2016 y no el día 26 de enero de 2016, como se consignó en la providencia de inicio del presente procedimiento sancionador:

a) El 8 de enero de 2015, 13:48 horas, disparo LT Aguacaliente-Sandino 230 Kv, disparo de interconexión provocó oscilaciones en el SER.

Como se observa en la gráfica de frecuencia 8-1-15 incluida en el Informe No. SV-23-2016/GT-2016-25, de octubre de 2016, la frecuencia en Nicaragua varía de la misma forma que en Costa Rica y Panamá, indicando que la frecuencia corresponde a la isla “sur” operando con sobregeneración. De la misma forma se deduce que la isla “central” está formada por El Salvador, Honduras y Nicaragua (oriente) con déficit de generación, mostrando un valor mínimo de frecuencia ya que había actuado el Esquema de Desconexión de Carga Automática por Baja Frecuencia (EDBF) y retornando a una banda de variación normal al cabo de 6 minutos.

Al mismo tiempo, el voltaje en Masaya cae al inicio como consecuencia del evento primario (disparo de LT Aguacaliente-Sandino & LT Sandino-Ticuantepé) y luego de que actúa el ECS ESIM004_osc, se levanta el voltaje en la banda de operación de emergencia; el cual dio muestras de bajar a los 10 minutos del evento aproximadamente.

El EOR evaluó tres eventos consecutivos: el primero se refiere al disparo de tipo Múltiple de las dos líneas de transmisión en Nicaragua y observa que el sistema sigue estable, no genera disparo en cascada inmediata y las variables de calidad se encuentran en la banda de operación de emergencia, no hay disparo de generación (se mantiene la reserva rodante), pero el sistema se encuentra oscilando. Luego ocurre la apertura de las interconexiones de Guatemala con Honduras y El Salvador por acción del Esquema ESIM004_osc provocando la partición del SER, pero no es lo que provoca la formación de islas en Nicaragua. Lo que provocó la partición en tres islas del sistema, se dio a partir de la sobrecarga y disparo de los autotrafos en la Subestación Masaya (tercer evento).



Con el último evento de disparo en Nicaragua, el ACE acusa una desviación de 321.4 MW y en 15 minutos, el ACE llegó a 100 MW; se recupera el balance del área en 22 minutos aproximadamente; nótese que el ACE de las áreas vecinas se recupera en menos de 15 minutos, siendo Costa Rica el que dio más soporte a la regulación de frecuencia.

Por tanto, la descripción que hace el EOR del evento, se corresponde con las señales manifestadas en las gráficas de frecuencia, voltaje y ACE; concluyendo que la evidencia presentada es compatible con el caso analizado y son suficientes para concluir el análisis, y juzgar en base al RMER, que sí fue justificado no declarar estado de emergencia.

En consecuencia, las variaciones del voltaje respeta el criterio de calidad de la banda de 0.9 a 1.1 en por unidad. Hay incumplimiento del criterio de desempeño en Nicaragua por no recuperarse el balance de carga-generación en 15 minutos. Las consecuencias de la contingencia múltiple son aceptables: las oscilaciones se estabilizan y está permitido el disparo de generación y carga.

Aunque en la secuencia de eventos se contempla un disparo múltiple y la partición del sistema en tres islas en dos etapas, ya sea que el EOR las haya percibido por separado o no, la isla central que es la que presenta los mayores problemas, da signos de recuperarse relativamente rápido después del disparo de los autotrafos; el criterio de estado de emergencia establece que el sistema opera fuera de los límites establecidos en los CCSD simultáneamente, pero no se cumple la totalidad del criterio, además, desde el punto de vista del EOR, el sistema se está recuperando.

También, el ACE de las áreas vecinas se recupera en menos de 15 minutos. No hay certeza si el EOR es capaz de observar el comportamiento del ACE de todas las áreas de control en tiempo real; pero en el presente caso, el operador tomó su decisión de no declarar estado de emergencia, con o sin conocimiento de la recuperación de las áreas vecinas, de forma adecuada a las circunstancias de recuperación de la isla central, basándose en la evidencia presentada.

b) El 11 de enero de 2015, 19:20 horas disparo de 403 MW de carga y 214 MW de generación en Nicaragua, apagón parcial del país, disparo en interconexiones GU, ES, HN.

En el presente caso, ocurrió un disparo múltiple al realizar la prueba de cierre de la LT Los Brasiles-Ticuantepe, casi instantáneamente se pierde la carga y generación provocando una fuerte perturbación de voltaje que se transfiere a toda la región, excitando un modo de oscilación en el sistema de potencia; simultáneamente se registra una fuerte variación en el ACE de Nicaragua, presentando dos valores máximos, siendo el primero de 475 MW aproximadamente (por disparo de carga) seguido de un mínimo de 168 MW, presumiblemente causado por el disparo de generación; en este momento actúa el ESIM004_OSC y se provoca el segundo pico de 549.8 MW, luego del cual, el ACE se estabiliza en 270 MW aproximadamente; se manifiesta una excursión positiva de la frecuencia, debido al exceso de generación en la isla sur. Las interconexiones del bloque sur no fueron abiertas por ningún OS/OM, manteniendo por tanto la integridad de la isla sur para prestar apoyo al área deficitaria, dando lugar a variaciones comunes en la frecuencia.



Se observa que Costa Rica responde de prisa para regular la frecuencia hasta que Nicaragua da muestras de recuperarse 23 minutos después.

El perfil de voltaje durante la hora 19 que ocurrió la falla, se mantiene prácticamente plano, excepto durante los segundos de ocurrencia de la falla, que impacta a todo el SER, y excepto por 5 minutos en el área de Nicaragua, que el voltaje abandona la banda de operación normal sin salirse de la banda de operación de emergencia.

Por tanto, las gráficas presentadas por el EOR son consistentes con la evolución esperada de los indicadores de calidad respecto a la secuencia de eventos y son suficientes para concluir el análisis, y juzgar en base al RMER, sí fue justificado no declarar estado de emergencia; además, el EOR ha proporcionado los datos suficientes que permiten evaluar si el sistema retornó a la normalidad en el tiempo estipulado por el numeral 16.2.6.3 del Libro III del RMER y si los elementos de transmisión respetaron el límite térmico de emergencia, según el numeral 16.2.6.4 del mencionado Libro.

Desde el punto de vista de la seguridad, el evento analizado corresponde a una pérdida de dos o más elementos con el mismo evento, provocado por dos eventos de disparo con una diferencia de 1 minuto entre sí, siendo el segundo disparo la acción del ESIM004_OSC que abre las líneas de interconexión entre Guatemala-El Salvador y Guatemala-Honduras; si el ESIM004-OSC no hubiera actuado, las consecuencias hubiera sido catastróficas.

Teniendo a la vista el estado del sistema, formado por dos islas: Guatemala-México y el Bloque sur formado por El Salvador-Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá, se observa que las dos islas son estables, que el voltaje se encuentra en la banda de operación de emergencia y hubo desconexión de carga y de generación en Nicaragua para estabilizar la frecuencia. La operación integrada se mantiene en el bloque sur, prestando apoyo al área de Nicaragua, sobre todo por Costa Rica. Por tanto, la condición manifestada por las dos islas, después de la acción del ESIM004_OSC se corresponde con las consecuencias aceptables según los criterios de seguridad para una falla múltiple y el uso de la reserva implícita en Nicaragua para la normalización de la frecuencia fue temporal. Nicaragua viola el criterio de desempeño de no restablecer el balance carga-generación en tiempo menor a los 15 minutos. Sin embargo, en estas circunstancias, no se violan simultáneamente los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño en Nicaragua, siendo aceptable que el EOR no declarase el estado de emergencia.

c) El 24 de enero de 2015, 15:53 horas, disparo LT Llano Sánchez-Chorrera, disparo interconexión HN –NI, disparo banco de transformadores Los Brillantes, alteración de frecuencia.

Todas las gráficas de ACE, presentadas por el EOR, de todas las áreas de control reflejan un fuerte impacto en la hora 15:53:40, y el hecho de que el SER se separó inicialmente en dos islas: el bloque norte (México, Guatemala, El Salvador, Honduras y noroccidente de Nicaragua) y el bloque sur (sur de Nicaragua, Costa Rica y Panamá). Se nota la asistencia fuerte que Costa Rica proporcionó a Panamá y la caída del ACE hasta -1268 MW en el área de Panamá.



Por otro lado, la referencia de frecuencia de Panamá se pierde y no es capturada en la base de datos de Panamá, pero como Costa Rica quedó interconectada a Panamá, se puede usar esta referencia de frecuencia, tal como se ve en la gráfica de frecuencia.

El perfil de voltaje se muestra para un amplio surtido de nodos de todas las áreas de control y por un tiempo extendido de más de 30 minutos después de ocurrido el evento.

Por tanto, las gráficas presentadas son consistentes con la evolución esperada de los indicadores de calidad respecto a la secuencia de eventos y son suficientes para concluir el análisis; y, evaluar en base al RMER, que sí fue justificado no declarar el estado de emergencia. Además, el EOR ha proporcionado los datos suficientes que permiten evaluar si el sistema retornó a la normalidad en el tiempo estipulado por el numeral 16.2.6.3 del Libro III del RMER y si los elementos de transmisión respetaron el límite térmico de emergencia, según el numeral 16.2.6.4 del mencionado Libro.

En definitiva, desde el punto de vista de los criterios de seguridad, y por la amplitud de los eventos en Panamá, se clasifica como una contingencia extrema, ya que se desconectaron varias líneas de transmisión en cascada, formación de islas, se involucra la pérdida de carga y generación en áreas geográficas extensas de Panamá, pero se advierte que la causa es la desconexión de líneas de transmisión y, no por acción de algún Esquema de Desconexión Automático de Carga o de Generación; sin embargo, se alcanza finalmente una condición de operación estable, donde las variables de calidad se encuentra dentro de los márgenes permitidos.

El criterio de desempeño no se cumple en Panamá y el ACE se recupera a los 20 minutos del inicio de la perturbación. El resto de los países cumple con dicho criterio.

Desde el punto de vista de RMER, para que se declare estado de emergencia debe haber un incumplimiento simultáneo de los CCSD o riesgo de daño de las instalaciones o de la vida humana; en el presente caso, con la evidencia presentada, se concluye que no se cumplió con todos los criterios para declarar el estado de emergencia.

2. CONCLUSIONES

Con la información presentada por el EOR, fue suficiente y procedente realizar el análisis de los datos para determinar si fue justificable la postura del EOR de no declarar estado de emergencia durante el desarrollo de los eventos de falla descritos en el presente documento, según la letra c) del numeral 5.17.8.1 del Libro II del RMER; y por consiguiente, no se clasificó la desviación como grave, según el numeral 5.17.6.1 del Libro II del RMER.

Por el análisis de la prueba traída a los autos, ante la ocurrencia de fallas descritas de los eventos analizados en el presente documento, se concluye que basado en lo establecido en el RMER el EOR hizo bien en no declarar estado de emergencia en los eventos de los días, 8, 11 y 24 de enero de 2015, y, en consecuencia, no haber clasificado como desviación grave las circunstancias descritas previamente.



IV

Que en sesión presencial número 108, llevada a cabo el día lunes 21 de noviembre de 2016, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo estudiado el informe de instrucción SV-23-2016/GT-2016-25/GJ-61-2016 del 21 de octubre de 2016, de la Secretaría Ejecutiva, la Unidad de Supervisión y Vigilancia y las Gerencias Técnica y Jurídica de la CRIE, y habiendo debatido sus conclusiones, decidió atender el contenido del misma, en consecuencia, acordó absolver de toda responsabilidad al EOR por no haber clasificado como desviación grave los eventos de los días, 8, 11 y 24 de enero de 2015 y en consecuencia haber declarado el estado de emergencia, según la normativa regional aplicable; y ordenar el archivo del presente asunto.

POR TANTO:

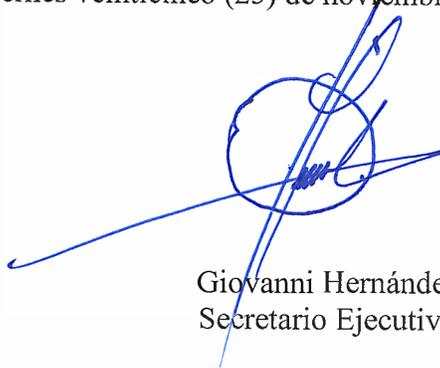
Con base en lo considerado y lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER- y Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE

RESUELVE:

UNICO. ABSOLVER de toda responsabilidad al EOR por no haber clasificado como desviación grave los eventos de los días, 8, 11 y 24 de enero de 2015 y en consecuencia haber declarado el estado de emergencia, según la normativa regional aplicable; y ordenar el archivo del presente asunto.

NOTIFIQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en catorce (14) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día viernes veinticinco (25) de noviembre de dos mil dieciséis.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo



CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO