

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-32-2017, emitida el diecisiete de julio de dos mil diecisiete, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-32-2017

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO:

I

Que el pasado 9 de enero de 2017, se presentó una falla monofásica y disparo de la línea de transmisión El Coco – Panamá II 230 kV en el área de control de Panamá. La salida de dicho elemento provocó el disparo de 127 MW de carga en el área de control de Panamá lo cual indujo, entre otras, las siguientes afectaciones regionales:

1. Inyección de aproximadamente de 183 MW al SER, provenientes del sistema eléctrico panameño.
2. Apagón total en el área de control de Nicaragua.
3. Activación del Esquema de Disparo Automático de Carga por Baja Frecuencia Regional (ECADBF) en Costa Rica, al alcanzarse una frecuencia de 58.74 Hz.

II

Que el 16 de enero de 2017, se presentó un disparo de la línea de distribución Chorrera – Vacamonte 34.5 kV en el área de control de Panamá. La salida de dicho elemento provocó el disparo de 222 MW de carga en el área de control de Panamá lo cual indujo, entre otras, las siguientes afectaciones regionales:

1. Inyección de aproximadamente 170 MW al SER, provenientes del sistema eléctrico panameño.
2. Apagón total en el área de control de Nicaragua.
3. Activación del Esquema de Disparo Automático de Carga por Baja Frecuencia Regional (ECADBF) al alcanzarse una frecuencia de 58.71 Hz.

III

Que el pasado 27 de junio de 2017 se presentó el disparo de la línea de transmisión El Coco – Panamá II 230 kV, en el área de control de Panamá, lo que provocó la sobrecarga y subsecuente disparo de otros elementos dentro de Panamá lo cual indujo, entre otras, las siguientes afectaciones regionales:

1. Inyección de aproximadamente de 891 MW al SER, provenientes del sistema eléctrico panameño.
2. Apagón total en el área de control de Nicaragua.
3. Desconexión de carga: Guatemala 83 MW, El Salvador 62.0 MW, Honduras 102 MW y Costa Rica 94 MW (Fuente: Informe preliminar elaborado por el EOR).



IV

Que el pasado 01 de julio de 2017, se presentó nuevamente el disparo de la línea El Coco – Panamá II 230 kV, en el área de control de Panamá, el cual provocó la sobrecarga y subsecuente disparo de otros elementos dentro de Panamá lo cual indujo, entre otras, las siguientes afectaciones regionales:

1. Inyección de aproximadamente 700 MW al SER, provenientes del sistema eléctrico panameño.
2. Apagón total en el área de control de Nicaragua.
3. Apagón total en el área de control de Costa Rica.
4. Desconexión de carga: Guatemala 171 MW, El Salvador 149 MW, Honduras 168 MW (Fuente: Informe preliminar elaborado por el EOR).

V

Que mediante oficio 0810-496-2017 del 3 de julio de 2017, el Centro Nacional de Control de Energía del Instituto Costarricense de Electricidad (CENCE-ICE), comunicó al Ente Operador Regional (EOR) la necesidad de implementar un esquema especial de protección para separar rápidamente al Sistema Eléctrico de Panamá.

VI

Que mediante oficio EOR-GPO-05-07-2017-120 del 5 de julio de 2017, el EOR, en atención a lo informado mediante oficio 0810-496-2017, solicitó al ICE remitir los estudios técnicos realizados que demostraran la correcta y adecuada actuación del esquema de control suplementario (ECS) que se pretendía implementar.

VII

Que mediante oficio 0810-513-2017 del 7 de julio de 2017 el CENCE-ICE remitió al EOR el informe denominado “*Análisis Técnicos de la salida total del SEN del 1 de julio de 2017 y propuesta de acciones correctivas*” en el que recomienda: **(1)** “(...) Implementar de manera expedita un sistema especial de protección para disparar rápidamente las líneas de interconexión con Panamá, para proteger al Sistema Eléctrico Regional de las consecuencias de eventos en Panamá que sean similares a lo ocurrido el 1 de julio de 2017.” **(2)** Los criterios que deben cumplirse simultáneamente para disparar cada línea de interconexión que en particular son: “1) Frecuencia: magnitud superior a 61,0 Hz. 2) Flujo de potencia activa: magnitud superior a 100,0 MW. 3) Direccionalidad de flujo de potencia activa: entrando a la subestación de interconexión de Costa Rica (flujo de Panamá hacia Costa Rica). 4) Retardo intencional: 6 ciclos a partir del momento en que se cumplan los tres criterios anteriores.” **(3)** Que se realice un estudio coordinado con el EOR para determinar el grado de selectividad de los sistemas especiales de protección para las líneas de interconexión con Panamá y si fuere necesario modificar los criterios de disparo. **(4)** Evaluar las medidas de protección especial para otras interconexiones del Sistema Eléctrico Regional.

VIII

Que el EOR mediante comunicación con número de referencia EOR-GPO-07-07-2017-122, de fecha 07 de julio de 2017, informó a los OS/OMS de la región que con base a lo establecido en el numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER, el EOR autorizó al CENCE-ICE la implementación de un sistema de protección especial, con el objetivo de evitar afectaciones al resto de áreas de control del SER, cuando ocurren eventos que provoquen flujos de potencia excesivos saliendo desde el sistema



eléctrico de Panamá; y que la misma quedaría implementada y en funcionamiento en el transcurso de la tarde del 7 de julio de 2017.

IX

El 10 de julio de 2017 el Centro Nacional de Despacho-ETESA (CND), remitió a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), nota con referencia número ETE-DCND-GOP-PMP-529-2017, manifestando entre otros aspectos los siguientes:

“Considerando que de acuerdo al artículo 3.4.2.3 del Libro III de la Transmisión, del RMER el cual establece que: (...)”

“Previo a toda modificación en las instalaciones que puedan afectar la operación de la RTR, cada OS/OM deberá informar de la misma al EOR y demás OS/OMS, tales como alteraciones en esquemas de protecciones o en la capacidad operativa de las instalaciones.

De acuerdo a lo indicado en el artículo anterior el CND como OS/OM del sistema eléctrico de Panamá nunca fue notificado del informe técnico elaborado por el ICE en el cual fundamenta el EOR al decisión para la autorización de la implementación del esquema especial en referencia.

Solicitamos a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) interponga sus facultades para que el EOR cumpla con el artículo 16.1 literal i) del Libro III de la Transmisión del RMER, que establece lo siguiente: (...)

Las instalaciones de todos los Agentes conectados a la RTR deberán integrarse a los Esquemas de Control Suplementario (ECS) que con criterio técnico y económico el EOR, en coordinación con los OS/OM, juzgue necesario implementar para preservar la calidad y seguridad del SER. (...)

Considerando el artículo anterior donde se establece como parámetro el criterio técnico en coordinación con los OS/OM para implementar o integrar un esquema de control suplementario para preservar la calidad y seguridad del SER, le comunicamos que en esta ocasión el CND no fue convocado para coordinar, estudiar ni tampoco para implementar el esquema especial de protección para la desconexión de las líneas de interconexión Costa Rica – Panamá.

Por consiguiente, le solicitamos a la Entidad Reguladora Regional suspenda la medida tomada por el EOR hasta tanto el referido esquema sea apoyado en un estudio técnico de acuerdo a lo establecido en la normativa regional para la formación del esquema en referencia que cubra todos los escenarios necesarios a evaluar para un esquema tan sensitivo como el propuesto.”

X

Que mediante oficio número CRIE-SE-GT-167-11-07-2017, de fecha 11 de julio de 2017, la CRIE solicitó al EOR información referida al procedimiento seguido para validar el ECS propuesto por el CENCE-ICE.

XI



Que el EOR, mediante comunicación EOR-DE-13-07-2017-785, de fecha 13 de julio de 2017, remitió la información solicitada en el párrafo anterior.

XII

Que mediante oficio ETE-DCND-GOP-547-2017 del 14 de julio de 2017, el CND-ETESA se refirió al oficio EOR-DE-13-07-2017-785 citado y sus anexos.

CONSIDERANDO:

I

Que de conformidad con el artículo 1 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco) el objeto del Tratado es “...*la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico regional competitivo (...) basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región...*”. En el mismo sentido el artículo 2 literal f) del citado Tratado Marco establece que entre sus fines se encuentra: “... *Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes, así como la creación de los Entes regionales apropiados para el logro de estos objetivos...*”

II

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional y según lo dispuesto en el artículo 22 de dicho Tratado, dentro de sus objetivos generales está: “... *a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios...*”.

III

Que de conformidad con el artículo 25 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el EOR es el ente operador del Mercado Regional y de conformidad con lo establecido en el artículo 28 de dicho Tratado, dentro de sus principales objetivos se encuentra: “... *b. Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confianza...*”.

IV

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, “*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.*”

V

Que de conformidad con el numeral 1.4.4 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) la Operación Técnica del MER, la cual incluye la seguridad operativa, 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 del Sistema y/o Mercados Nacionales son responsables de la operación en cada uno de sus países.

VI

Que de conformidad con lo establecido en el numeral 1.5.3.2 literales a), b) e i), subliteral i) del Libro I del RMER, 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; (...) 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, auditoría 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; (...)”*

VII

Que de conformidad con el numeral 16.1.2 del Libro III del RMER, los Esquemas de Control Suplementario deben ser implementados por el EOR con criterio técnico y económico y en coordinación con los OS/OM, al respecto dicho numeral establece: *“...los equipamientos existentes y a instalar en la RTR, incluidos aquellos de los puntos de conexión con las redes nacionales, sin perjuicio de lo dispuesto en el Numeral 16.1.1, deberán necesariamente cumplir con las siguientes normas de diseño: (...) i) Las instalaciones de todos los Agentes conectados a la RTR deberán integrarse a los Esquemas de Control Suplementario (ECS) que con criterio técnico y económico el EOR, en coordinación con los OS/OM, juzgue necesario implementar para preservar la calidad y seguridad del SER...”*

VIII

Que de conformidad con el numeral 3.4.2.3 del Libro II del RMER previo a toda modificación de las instalaciones que pueda afectar la operación de la RTR, cada OS/OM debe informar al EOR y a los demás OS/OMS. Al respecto el citado numeral establece: *“Previo a toda modificación en las instalaciones que puedan afectar la operación de la RTR, cada OS/OM deberá informar de la misma al EOR y demás OS/OMS, tales como alteraciones en esquemas de protecciones o en la capacidad operativa de las instalaciones.”*

IX

Que de conformidad con la información remitida por el EOR y el CND-ETESA se desprende que ha habido un esfuerzo por parte del EOR en identificar los posibles mecanismos de solución a la problemática relacionada a la inyección de altos flujos de potencia activa provenientes del área de control de Panamá, que incluso ha llevado a la formulación de tres propuestas, una elaborada por el mismo EOR y las otras por parte del CND-ETESA y el CENCE-ICE.

Al respecto, el EOR ha indicado que en la reunión por video conferencia con el CND-ETESA del 5 de julio de 2017, hizo del conocimiento de dicho OS/OM de la protección propuesta por el ICE. Sin embargo, de la minuta de dicha reunión se desprende que el objetivo de la reunión fue analizar el esquema propuesto por el CND-ETESA y definir las fechas de implementación; acordándose al final de ella que el CND-ETESA remitiría informe al EOR de las medidas tomadas para atender la problemática, incluyendo el programa tentativo de implementación del ECS y que en una próxima oportunidad se continuaría analizando la implementación y ajustes del ECS. Se desprende de dicha minuta que el EOR mencionó que había recibido comunicación de una protección especial que



deseaba implementar el ICE. En razón de lo anterior, no sería posible inferir que dicha comunicación del EOR al CND-ETESA, haya implicado un traslado formal de una nueva propuesta del EOR, ya que incluso ni siquiera se contaba en ese momento con el respaldo técnico de ella, puesto que el EOR recibió el informe técnico que respaldaba la propuesta del ICE, hasta el 7 de julio de 2017.

Asimismo, se desprende de dicha minuta de reunión que a ese momento, aún no se había concretado la solución al problema relacionado a la inyección de altos flujos de potencia activa provenientes del área de control de Panamá.

X

Que tomando en consideración la magnitud y consecuencias (en la totalidad del SER) de los eventos ocurridos en lo que va del año, relacionado a la inyección de altos flujos de potencia activa provenientes del área de control de Panamá, una debida coordinación en la implementación de la solución a dicha problemática, implica necesariamente la formulación de una propuesta sustentada en estudios de seguridad operativa que respalde el diseño y lógica de operación de la mencionada propuesta con criterio técnico y económico y un análisis integral que tome en cuenta la participación de todos los OS/OM de la Región, lo cual se evidencia no ha ocurrido en el presente caso, a pesar de lo establecido en el numeral 16.1.2 literal i) del Libro III del RMER.

XI

Que como complemento a lo anterior, debe indicarse que esta Comisión no desconoce la pertinencia y necesidad de implementar un esquema de protección para evitar los problemas derivados de la inyección de altos flujos de potencia activa provenientes del área de control de Panamá; sin embargo, tal y como se ha mencionado, uno de los objetivos de este Ente Regulador es la de hacer cumplir la normativa regional, y su obligación de intervenir ante la inobservancia de dicha normativa, lo que lo obliga a accionar para el respeto de las mismas, advirtiendo que la operación segura del SER es un deber del EOR, siguiendo para ello la normativa regional.

XII

Que en sesión a distancia de Junta de Comisionados número 109, del 17 de julio de 2017, habiéndose analizado la solicitud del CND-ETESA, así como los antecedentes remitidos por el EOR y dicho OS/OM, se acordó dejar sin efecto de manera inmediata la medida autorizada por el EOR mediante oficio EOR-GPO-07-07-2017-122 toda vez que para su implementación no se siguieron los procedimientos establecidos en la normativa regional y una debida y adecuada coordinación con los OS/OMS de la región, instruir al EOR para que coordine con el CENCE-ICE y los agentes transmisores correspondientes, la inmediata desactivación de dicho esquema de control; así como requerir al EOR un estudio técnico que aborde la problemática derivada de la inyección de altos flujos de potencia activa provenientes del área de control de Panamá hacia el SER y que incluya la solución al referido problema, siguiendo para ello los procedimientos establecidos en la regulación regional de manera coordinada con todos los OS/OMS de la región y advertir e instruir al EOR y OS/OMS el cumplimiento de la regulación regional.

POR TANTO:

**LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA
COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

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

RESUELVE:

PRIMERO. DEJAR SIN EFECTO de forma inmediata la medida correspondiente a un esquema de control suplementario cuyo fin es el de abrir la interconexión entre Costa Rica y Panamá, autorizada por el EOR mediante oficio EOR-GPO-07-07-2017-122; lo anterior en el ejercicio de las facultades de la CRIE, de hacer cumplir la normativa regional vigente y velar por el buen funcionamiento del Mercado.

SEGUNDO. INSTRUIR al EOR para que coordine de forma inmediata con el CENCE-ICE y los Agentes Transmisores correspondientes, la inmediata desactivación del esquema de control referido en el resuelve PRIMERO de la presente resolución e informe del cumplimiento de esta instrucción dentro del plazo de tres (3) días hábiles.

TERCERO. REQUERIR al EOR para que dentro del plazo de quince (15) días hábiles, lleve a cabo y presente a la CRIE un estudio técnico integral que aborde la problemática derivada de la inyección de altos flujos de potencia activa provenientes del área de control de Panamá hacia el SER, que incluya la solución al referido problema, siguiendo para ello los procedimientos establecidos en la regulación regional, de manera coordinada con todos los OS/OMS de la región.

CUARTO. ADVERTIR al EOR y OS/OMS de la región, que la ejecución de actos en ejercicio de sus calidades de operadores del Mercado Regional y Nacional, sin la plena observancia de las normas que rigen el Mercado Eléctrico Regional, puede poner en peligro la seguridad y estabilidad del Sistema Eléctrico Regional.

QUINTO. INSTRUIR al EOR y a los OS/OMS de la región, cumplan con sus obligaciones como operadores de sus respectivos sistemas, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás regulación regional vigente, a fin de preservar la calidad, seguridad y desempeño del SER.

SEXTO. NOTIFIQUESE al Ente Operador Regional y a los OS/OMS de la Región.”

Quedando contenida la presente certificación en siete (07) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día miércoles diecinueve (19) de julio de dos mil diecisiete.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo