

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-65-2017, emitida el veintitrés de noviembre de dos mil diecisiete, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-65-2017
COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO**

I

Que durante el año 2017 se han presentado siete eventos en el área de control de Panamá, los cuales han derivado en la inyección de altos flujos de potencia activa desde la mencionada área de control al Sistema Eléctrico Regional (SER), ocasionando consecuencias regionales tales como desconexión automática de carga por baja frecuencia, sobrecarga de líneas de transmisión, disparo de elementos de transmisión y operación de Esquemas de Control Suplementario (ECS) en el SER. A continuación se resumen los referidos eventos:

Fecha	Hora	Falla	Potencia inyectada al SER (MW)	Carga desconectada en el SER (MW)						Total
				GUA	ELS	HON	NIC	CRI	PAN	
09 ene	09:13	El Coco - Panamá II 230 kV	183	120	90	98	290*	45	158	800
16 ene	09:17	Chorrera _ Vacamonte 34.5 kV	170	162	120	108	559*	-	-	948
17 mar	17:56	Explosión de un TC	415	-	155	261	163	138	180	897
21 mar	18:16	Explosión de un TC	100	81	23	39	56	70	900	1,169
21 mar	20:09	Panamá II - Cerro Viento 115 kV	240	56	25	79	34	-	-	194
27 jun	11:00	El Coco - Panamá II 230 kV	891	83	62	102	284	94	1,295	1,920
01 jul	13:01	El Coco - Panamá II 230 kV	702	171	149	168	484*	1,400*	1,160	3,531

* Apagón total del área de control



II

Que el 24 de julio de 2017, el EOR se reunió con el Comité Técnico de Seguridad Operativa, reunión en la que participaron representantes de todos los OS/OMS de la Región, y en la cual el EOR propuso la implementación de un ECS en el área de control de Costa Rica cuyo objetivo es evitar los efectos cascada sobre el SER ante la ocurrencia de eventos similares a los acontecidos en el SER y relacionados a pérdidas de carga en el sistema eléctrico de Panamá. El referido ECS fue implementado a través del oficio EOR-GPO-26-07-2017-149, de 26 de julio de 2017 y comunicado a los OS/OM de la Región mediante oficio EOR-GPO-26-07-2017-149 de la misma fecha.

III

El 16 de agosto de 2017, CND-ETESA propuso al EOR un Esquema de Disparo de Generación de la Planta Fortuna, el cual operaría ante el disparo de carga sensible en el área de control de Panamá.

IV

Que el 12 de octubre de 2017, el CND-ETESA remitió a la CRIE nota identificada como ETE-DCND-GOP-PMP-727-2017, mediante la cual solicita que el ECS instalado en el área de control de Costa Rica esté inoperativo hasta que se realicen los análisis eléctricos necesarios para obtener la funcionalidad deseada, esperada y que esto se haga de manera coordinada y aprobada por todos los OS/OM.

V

Que el 31 de octubre de 2017, el EOR y representantes de todos los OS/OMS de la Región sostuvieron una reunión, en la cual se revisó la solicitud del CND-ETESA para la implementación del Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) en el área de control de Panamá. Así mismo, durante la referida reunión se evaluó la implementación de la medición integrada en Río Claro referente al ECS actualmente instalado en el área de control de Costa Rica. En dicha oportunidad todos los OS/OMS tuvieron la posibilidad de solicitar aclaraciones y plantear sus interrogantes.

VI

Que el 09 de noviembre de 2017, mediante nota identificada como EOR-DE-09-11-2017-948, el EOR informó a la CRIE que derivado de la reunión sostenida el 31 de octubre de 2017 con los OS/OMS de la Región, autorizó lo siguiente: a. Al CND-ETESA implementar y poner en servicio un Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC); b. Al CENCE-ICE a implementar medición integrada (simultánea) en la s/e Río Claro, de los flujos de potencia de las líneas Río Claro – Progreso y Río Claro – Dominical, asociada al nuevo ECS con el objetivo de eliminar el inconveniente causado por flujos circulantes; y c. Al CENCE-ICE a realizar la compensación del error de precisión de los devanados de protección de los transformadores de corriente conectados a los relés en las subestaciones de Río Claro y Cahuita; Además con el objeto de fortalecer la robustez en la operación del nuevo ECS instalado en el área de control de Costa Rica, el EOR solicitó al CENCE-ICE definir y remitir al EOR, la fecha de implementación de la medición integrada (simultánea) de los flujos de potencia de las 3 líneas de interconexión Río Claro – Progreso, Río Claro – Dominical y Cahuita – Changuinola.



VII

Que mediante nota identificada como ETE-DCND-GOP-PMP-769-2017, de fecha 09 de noviembre de 2017, el CND-ETESA informó al EOR que: *“En respuesta a la nota EOR-GPO-01-11-2017-263 del 1 de noviembre en donde nos indica que conforme a lo establecido en el numeral 1.5.3.2 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el Ente Operador Regional (EOR) autoriza al Centro Nacional de Despacho (CND) para que implemente y ponga en servicio el Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) según los ajustes y premisas indicados en la nota en referencia; el CND le informa que la activación del esquema se llevó a cabo el día 7 de noviembre a las 18:40 horas de Panamá (...)”*

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 del citado Tratado Marco establece que entre los fines del mismo se encuentra: *“(...) e) Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región. f) 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 CRIE, es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional (MER), siendo parte de sus objetivos generales, según lo dispuesto en el artículo 22 de dicho Tratado: *“... a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. b) Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento. (...)”*; y dentro de sus facultades: *“c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia mercados más competitivos. (...) e) Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales.”*, de conformidad con lo establecido en el artículo 23 de dicho Tratado.

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, que según lo dispuesto 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.”*, debiendo realizar sus funciones de operación de los sistemas eléctricos en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica, a la luz de lo establecido en el artículo 10 del Tratado Marco.

IV

Que a raíz de la solicitud presentada ante esta Comisión por el CND – ETESA el 12 de octubre de 2017, se hace necesario evaluar los aspectos señalados por la entidad solicitante, de la siguiente manera:

I. RESPECTO AL ECS ACTUALMENTE INSTALADO EN EL ÁREA DE CONTROL DE COSTA RICA

Actualmente se encuentra instalado en el área de control de Costa Rica el Esquema de Control Suplementario propuesto por el EOR informado a los OS/OMS mediante el oficio EOR-GPO-26-07-2017-153, mismo que fue implementado posteriormente a la reunión llevada a cabo el 24 de julio de 2017, a la cual se presentaron representantes de todos los OS/OMS de la Región, y en la cual el EOR propuso la implementación de un ECS en el área de control de Costa Rica cuyo objetivo es evitar los efectos cascada sobre el SER (lo que implica evitar la actuación del resto de ECS implementados en el SER) ante la ocurrencia de eventos similares a los acontecidos en el SER y relacionados a pérdidas de carga en el sistema eléctrico de Panamá. En la referida reunión, se acordó:

“1. El EOR en coordinación con los OS/OM, acuerdan por mayoría ajustar el umbral de frecuencia del ECS instalado en el área de control de Costa Rica a 60.2 Hz y manteniendo el criterio de un flujo mayor a 100 MW en cada línea de interconexión entre las áreas de control de Costa Rica – Panamá, entrando al área de control de Costa Rica, con 6 ciclos de retardo intencional. Los OS/OM: UT, CENCE-ICE, ENEE, CNDC-ENATREL, manifestaron su acuerdo con el ajuste propuesto por el EOR para el ECS en mención. Los OS/OM: CND-ETESA y AMM, manifestaron su objeción a la implementación de este ECS. 2. Cuando el CND-ETESA informe al EOR que tiene listo para implementación el ECS a instalarse en el área de control de Panamá, ante eventos como los del 9 y 16 de enero de 2017, el EOR convocará a todos los OS/OM a una reunión para revisión de dicha propuesta. 3. El EOR realizará un conjunto de simulaciones adicionales a las presentada en el informe remitido por el EOR a los OS/OM, para reproducir los eventos ocurridos el 9 y 16 de enero. 17 de marzo y ambos eventos del 21 de marzo, 27 de junio y 1 de julio del año 2017, con el objeto de observar la actuación del ECS propuesto con el ajuste de 60.2 Hz, para lo cual cada OS/OM remitirá las bases de datos con el despacho de generación y las condiciones operativas de esos días a la hora de los eventos.”.

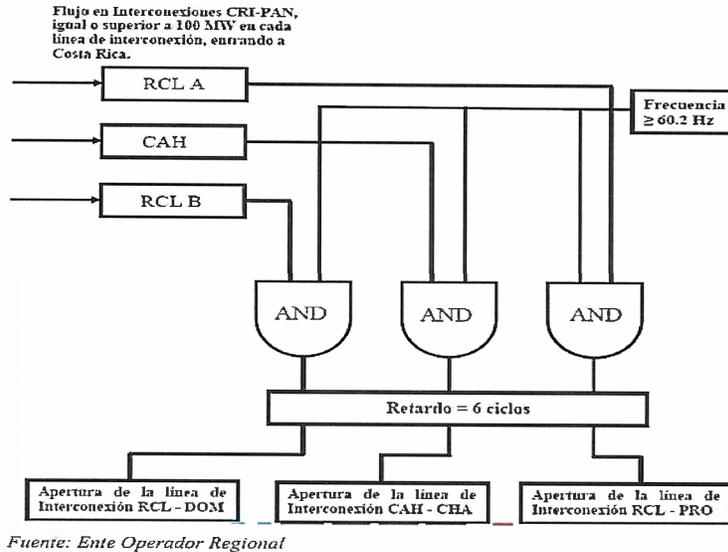
El EOR en coordinación con todos los OS/OM de la Región juzgó necesario implementar el ECS anteriormente mencionado en el área de control de Costa Rica, para el efecto cumplió con proponer una solución a la inyección de altos flujos de potencia que son inyectados al SER, dando la posibilidad a los OS/OM de analizarla y plantear sus observaciones, mismas que fueron valoradas por el Operador Regional previo a la implementación del referido ECS.

El ECS implementado a raíz de la propuesta del EOR consiste en la siguiente lógica de operación:

Premisas de operación del ECS implementado en Costa Rica:

1. Frecuencia: Magnitud superior a 60.2 Hz.
2. Flujo de potencia activa mayor o igual a 100 MW por cada línea de interconexión entre Costa Rica y Panamá (Rio Claro – Progreso 230 kV, Rio Claro – Dominical 230 kV y Cahuita – Changuinola 230 kV).

3. Direccionalidad, flujo de potencia activa saliendo de Panamá y entrando a Costa Rica (dirección Sur – Norte).
4. Retardo intencional de 6 ciclos (100 milisegundos) contados a partir del cumplimiento de los tres criterios anteriores.



II. ANÁLISIS DE LOS ARGUMENTOS QUE FUNDAMENTAN LA SOLICITUD PLANTEADA POR EL CND-ETESA:

Esta Comisión procedió a evaluar los argumentos presentados por CND-ETESA y en los que sustenta su solicitud de que el ECS actualmente instalado en el área de control de Costa Rica debe quedar inoperativo.

1. Según el CND-ETESA, el ECS implementado por el EOR actúa de forma incorrecta en eventos externos al sistema eléctrico de Panamá, indica dicha entidad que: “...El pasado 22 de septiembre de 2017 a las 13:19 horas en Panamá (12:19 horas en Centroamérica), se presentó en el Sistema Eléctrico Regional (SER) disparos de líneas de transmisión en el sistema eléctrico de Nicaragua a nivel de 230 kV y 138 kV, resultando a su vez una pérdida de carga en el orden de 75 MW; situación que provocó una serie de oscilaciones electromecánicas en el SER, dando como resultado la debida operación del (...) ESIM004_OSC (...) dicho evento fue externo al sistema eléctrico de Panamá, disparó la línea 230-10, pero solamente en el extremo de la subestación Rio Claro en Costa Rica...”. Asimismo, indicó que: “... el día 3 de octubre de 2017, siendo las 19:32 horas de Panamá (18:32 horas en Centroamérica), se presentó el disparo de la línea Masaya – San Martín a nivel de 230 kV (en el sistema eléctrico de Nicaragua), disparándose la interconexión eléctrica entre los sistema México – Guatemala por la acción del ESIM004_OSC y también disparó la línea 230-10 pero solo en el extremo de subestación Rio Claro en Costa Rica, producto de la actuación del Esquema de Protección Especial de Costa Rica...”.

Al respecto el CND-ETESA comentó que el nuevo ECS implementado en el área de control de Costa Rica ha operado incorrectamente en dos ocasiones, durante los eventos ocurridos el 22 de septiembre y 03 de octubre de 2017, en ambos casos se observaron eventos oscilatorios pobremente amortiguados que fueron excitados por fallas propias en el área de control de Nicaragua. A

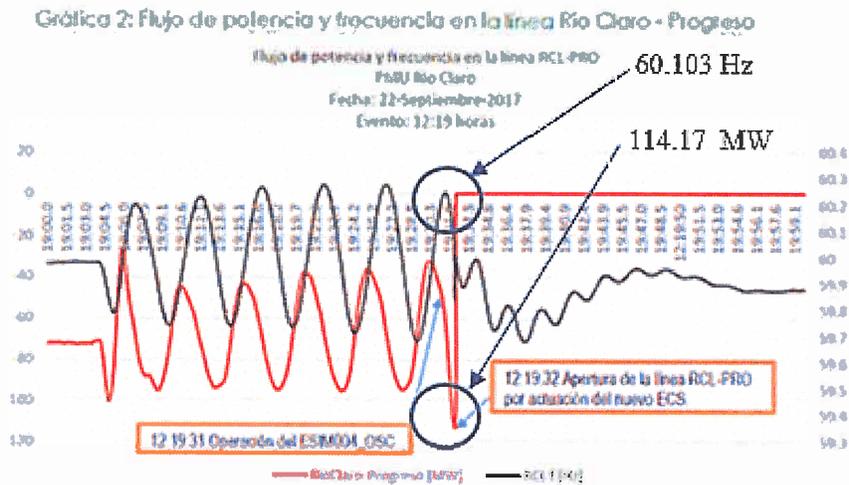


continuación se presenta el esquema lógico de actuación del mencionado esquema y una breve evaluación en la operación del nuevo ECS implementado en el área de control de Costa Rica:

Evento del 22 de septiembre de 2017:

1. A las 12:18:54 horas se presenta el disparo de las líneas Masaya – Ticuantepe 230 kV (únicamente en el extremo de Ticuantepe), provocando los siguientes disparos en cascada: Masaya – Tipitapa 138 kV, Masaya – Benjamín Zeledón 138 kV, Masaya – Granada 138 kV y pérdida de aproximadamente 75 MW asociada a la subestación Benjamín Zeledón.
2. A las 12:19:04 horas, se presentan oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas en el SER.
3. A las 12:19:31 se registra la operación del ESIM004_OSC, desconectando los bancos de transformación 400/230 kV en s/e Los Brillantes.
4. A las 12:19:32 se registra la operación del nuevo ECS implementado en Costa Rica, abriendo la línea de interconexión Río Claro – Progreso 230 kV, únicamente en el extremo de Costa Rica.

Flujo de potencia activa (MW) y frecuencia (Hz) en la línea RCL-PRO 230 kV



Siendo el caso que al momento del disparo de la línea Río Claro – Progreso 230 kV, se observó en la mencionada línea de transmisión un flujo de potencia activa de 114.17 MW y una frecuencia de 60.103 Hz, se puede concluir que el relé ubicado en la subestación Río Claro operó ante fenómenos oscilatorios pobremente amortiguados, sin alcanzar los ajustes programados para su actuación.

Al respecto, se tiene conocimiento que el EOR solicitó al CENCE-ICE que en coordinación con el Agente Transmisor se procediera a la respectiva revisión de los tres relevadores ubicados en las líneas de interconexión entre Costa Rica y Panamá; teniéndose como resultado el ajuste en la sensibilidad del relé de la línea Río Claro - Progreso (pick up time).

Evento del 3 de octubre de 2017:

1. A las 18:32:15 horas se registró el disparo de la línea Masaya – San Martín 230 kV
2. A las 18:33:10 horas, se presentan oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas en el SER.



3. A las 18:33:25 se registra el disparo de la línea Río Claro – Progreso 230 kV, únicamente en el extremo de Río Claro, por acción del nuevo ECS.
4. A las 18:33:30 se registra la operación del ESIM004_OSC, desconectando los bancos de transformación 400/230 kV en s/e Los Brillantes.

Gráfico de frecuencia Hz (s/e RCL)

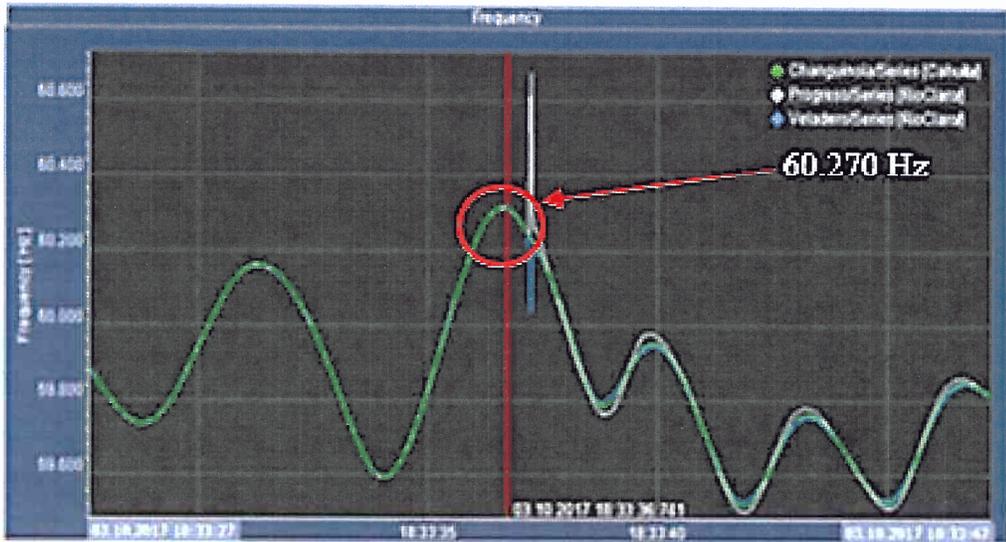


Gráfico de potencia activa MW(s/e RCL y CAH)



Siendo el caso que al momento del disparo de la línea Río Claro – Progreso 230 kV, se observó en la mencionada línea de transmisión un flujo de potencia activa de 113.80 MW y una frecuencia de 60.270 Hz, se puede concluir que la operación del relé ubicado en la subestación Río Claro operó

ante fenómenos oscilatorios pobremente amortiguados, alcanzando los umbrales de operación de los mismos.

Así mismo, es importante mencionar que no fueron reportadas, por parte del EOR ni del CND-ETESA, afectaciones derivadas de la operación del nuevo ECS en la línea Rio Claro – Progreso 230 kV distinta al propio disparo del elemento, observándose una redistribución de flujos de potencia entre las líneas de interconexión que permanecieron conectadas entre Costa Rica y Panamá.

Por otro lado, se puede concluir que los eventos que provocaron la operación del nuevo ECS implementado en el área de control de Costa Rica, **no** corresponden a las fallas ocurridas en el sistema eléctrico de Nicaragua, sino más bien a oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas, excitadas probablemente por las fallas en Nicaragua, y que alcanzaron amplitudes superiores a 100 MW y valores de frecuencia cercanos a los 60.3 Hz.

No obstante lo anterior, a la fecha no se han presentado fallas propias en el sistema eléctrico de Panamá, que hayan provocado la inyección de altos flujos de potencia activa hacia el SER, para poder determinar la adecuada operación del nuevo ECS implementado en el área de control de Costa Rica, ante el evento bajo el cual fue diseñado.

2. CND-ETESA manifiesta ante la CRIE que se carece de los debidos estudios eléctricos que demuestren el correcto funcionamiento del nuevo Esquema de Control Suplementario ya que no hubo un estudio integral en coordinación con el resto de los ECS operativos en el SER. Según la entidad relacionada para la implementación del nuevo ECS, solo se tomaron en consideraron unas condiciones puntuales en el área de control de Panamá (flujos en dirección Sur – Norte), sin considerar eventos en el resto del SER que lo podían llevar actuar innecesariamente, tal y como ocurrió en los eventos registrados recientemente.

Al respecto, como parte del seguimiento que esta Comisión le ha dado al ECS implementado en el área de control de Costa Rica se ha podido verificar que se han desarrollado estudios eléctricos, que incluyeron registros reales de las Unidades de Medición Fasorial (tales como potencia activa y frecuencia) instaladas en la región, así como simulaciones para la definición de los ajustes incorporados en el mencionado ECS. Dichos análisis muestran el posible funcionamiento ante la operación del mencionado ECS producto de eventos ocurridos fuera del área de control de Panamá, como ante eventos propios originados en el sistema eléctrico panameño.

A continuación se muestran algunos ejemplos de los eventos analizados, los cuales fueron discutidos y observados por todos los miembros del Comité Técnico de Seguridad Operativa Regional incluyendo a Panamá:

Eventos presentados y analizados en la reunión del 24 de julio:

1. Pérdida de 260 MW de generación de la planta Jaguar Energy, en el área de control de Guatemala (simulación).
2. Pérdida de 75 MW de generación de la central Reventazón, en el área de control de Costa Rica (simulación).
3. Evento ocurrido el 27 de junio de 2017 (disparo de la línea El Coco – Panamá II 230 kV, en Panamá), con la actuación del ECS propuesto por el EOR (datos reales obtenidos de PMUs).
4. Evento ocurrido el 1 de julio de 2017 (disparo de la línea El Coco – Panamá II 230 kV, en Panamá), con la actuación del ECS propuesto por el EOR (datos reales obtenidos de PMUs).



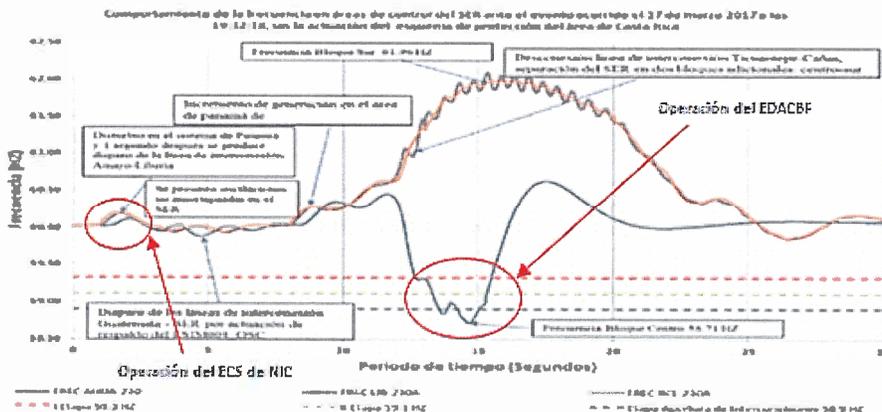
Es importante mencionar que para definir el ajuste de frecuencia del ECS implementado en Costa Rica se consideraron los eventos ocurridos desde el 09 de enero hasta el 01 de julio de 2017.

Eventos complementarios (basado en simulaciones) presentados y analizados en la reunión del 09 de octubre:

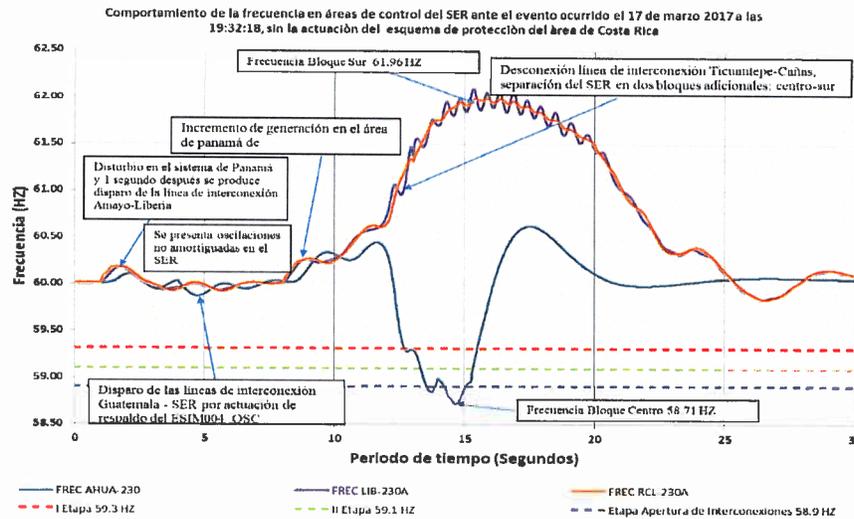
5. Evento ocurrido el 9 de enero de 2017 (disparo de la línea El Coco – Panamá II 230 kV, en Panamá) con y sin la actuación del ECS propuesto por el EOR.
6. Evento ocurrido el 16 de enero de 2017 (disparo de la línea Chorrera – Vacamonte 34.5 kV, en Panamá), con y sin la actuación del ECS propuesto por el EOR.
7. Evento ocurrido el 17 de marzo de 2017 (explosión de TC y oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas, Panamá), con y sin la actuación del ECS propuesto por el EOR.
8. Evento ocurrido el 21 de marzo de 2017 (explosión de TC, Panamá), con y sin la actuación del ECS propuesto por el EOR.
9. Evento ocurrido el 21 de marzo de 2017 (disparo de línea Panamá II – Cerro Vientos 115 kV, Panamá), con y sin la actuación del ECS propuesto por el EOR.
10. Evento ocurrido el 22 de junio de 2017, con y sin la actuación del ECS propuesto por el EOR (disparo de la línea Guatemala Sur – Alborada 230 kV y pérdida de 257.5 MW de carga en Guatemala) evento requerido por el OS/OM de Panamá.
11. Evento ocurrido el 27 de junio de 2017 (disparo de la línea El Coco – Panamá II 230 kV, en Panamá), con y sin la actuación del ECS propuesto por el EOR.
12. Evento ocurrido el 1 de julio de 2017 (disparo de la línea El Coco – Panamá II 230 kV, en Panamá), con y sin la actuación del ECS propuesto por el EOR.
13. Falla trifásica a tierra. (evento requerido por el OS/OM de Guatemala).

Es importante mencionar que al evaluar la actuación del nuevo ECS implementado en Costa Rica ante los eventos simulados se concluyó que los ECS previamente instalados en el SER no estarían operando ante fallas externas al área de control de Panamá, lo cual cumple con el objetivo de diseño del ECS bajo análisis. La única excepción fue para el evento del 17 de marzo en el cual se registraron oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas en cuyo caso se observó la operación no solo del nuevo ECS implementado en Costa Rica, sino también el ECS implementado en Nicaragua y el Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia regional (EDACBF), tal y como se muestra a continuación:

Comportamiento de la frecuencia sin la actuación del ECS



Comportamiento de la frecuencia con la actuación del ECS



Del gráfico anterior se puede observar que debido a la naturaleza del evento ocurrido el 17 de marzo de 2017, el cual involucró oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas se cumplieron las condiciones para la operación no solo del nuevo ECS implementado en el área de control de Costa Rica, sino también de los siguientes esquemas:

1. Esquema de Disparo Automático de Carga por Baja Frecuencia y;
2. ECS implementado en el área de control de Nicaragua.

Aún y cuando la finalidad de todos los esquemas anteriormente mencionados no era el de operar ante fenómenos oscilatorios. Por todo lo anterior se concluye que el CND-ETESA no lleva razón en que no se han desarrollado estudios eléctricos integrales en coordinación con el resto de los ECS operativos en el SER.

Adicionalmente derivado de la evaluación y seguimiento que el EOR y en coordinación con los OS/OMS de la Región, el 31 de octubre de 2017 se llevó a cabo una reunión de coordinación en la que estuvieron presentes todos los OS/OM y mediante la cual se dio seguimiento al ECS implementado en el área de control de Costa Rica, acordando las siguientes mejoras:

- a. El CENCE-ICE realizará la compensación del error de precisión de los devanados de protección de los transformadores de corriente conectados a los relés en las subestaciones de Río Claro y Cahuita;
- b. Implementar la medición integrada (simultánea) en la subestación Río Claro de los flujos de potencia de las líneas de interconexión Río Claro – Progreso y Río Claro – Dominical, con el objetivo de eliminar el inconveniente causado por los flujos circulantes en las mencionadas líneas, y disminuir la posibilidad de actuación del nuevo ECS ante eventos oscilatorios, y
- c. Con el objeto de fortalecer la robustez en la operación del ECS, se solicitó al CENCE-ICE definir y remitir al EOR, la fecha de implementación de la medición integrada (simultánea) de los flujos de potencia de las 3 líneas de interconexión Río Claro – Progreso, Río Claro – Dominical y Cahuita – Changuinola.



Por lo anterior queda en evidencia que el EOR y los OS/OMS de la Región de forma coordinada están dando un debido seguimiento y monitoreo al desempeño del ECS instalado en el área de control de Costa Rica, el cual derivado de la referida reunión ha quedado implementado como protección de respaldo, siendo la protección principal el Esquema de Disparo de Generación por Pérdida de Carga pendiente de implementar en el área de control de Panamá.

III. PROPUESTA DE UN ESQUEMA DE DISPARO DE GENERACIÓN DE LA PLANTA FORTUNA

Respecto a la propuesta de un Esquema de Disparo de Generación de la Planta Fortuna, esta Comisión procedió a revisar la propuesta presentada al EOR por CND-ETESA el pasado 16 de agosto de 2017, el esquema propuesto operaría ante el disparo de carga sensible en el área de control de Panamá, al cumplirse las siguientes premisas de operación:

1. La sumatoria del flujo de potencia activa (saliendo de Panamá (Sur – Norte) debe ser igual o mayor a 200 MW;
2. La frecuencia debe ser mayor o igual a 60.1 Hz;
3. **El ECS debe encontrarse activo;**
4. **De contarse con una potencia generada mayor o igual a 80 MW en las unidades G1 o G3 se manda señal de disparo a la respectiva unidad, caso contrario si la suma de las dos unidades es mayor o igual a 50 MW se manda señal de disparo de ambas unidades.**

De lo anterior se advierte que el Esquema de disparo de Generación propuesto por CND-ETESA resultaría más sensible en su operación y es más restrictivo en sus acciones remediales, por las siguientes razones:

1. Operaría a valores de potencia activa y frecuencia menores a los ajustados en el actual ECS implementado en Costa Rica:

Esquema	Potencia (MW), saliendo de Panamá	Frecuencia (Hz)
Actual ECS implementado en Costa Rica	300	60.2
Esquema propuesto por Panamá	200	60.1

2. Existe una posible discrecionalidad en la operación del ECS ya que en la premisa 3., anterior, se hace mención a que éste debe ser activado para ponerlo en operación, lo que estaría a discreción del operador de turno;
3. Se tendría una desconexión máxima de generación de 200 MW si y solo si se cumplen las premisas listadas anteriormente y las unidades 1 y 3 se encuentran generando a plena carga, lo cual es mucho menor al máximo flujo inyectado al SER de 891 MW registrados durante el evento del 27 de junio de 2017.
4. No se especifica que ocurriría, si las unidades 1 y 3 de la central Fortuna estuviesen fuera de servicio por falla, mantenimiento o por condiciones de despacho.

Al respecto, el EOR informó a esta Comisión mediante oficio EOR-DE-09-11-2017-948, que posterior a la reunión sostenida el 31 de octubre de 2017 con representantes de todos los OS/OMS de la Región, el EOR autorizó al CND-ETESA a implementar y poner en servicio el Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC), en el área de control de Panamá; en tal sentido mediante nota con número de referencia ETE-DCND-GOP-PMP-769-2017, de fecha 09 de noviembre de 2017, el CND-ETESA informó al EOR que la activación del esquema se llevó a

cabo el día 7 de noviembre a las 18:40 horas de Panamá. En razón de lo anterior, el referido esquema actualmente funciona como “esquema principal” ante eventos que involucren pérdida de carga en el área de control de Panamá y que provoquen altos flujos de potencia hacia el SER. Adicionalmente el EOR informó que la actuación y efectividad del referido ECS estará en evaluación por parte del EOR.

V

Que en sesión presencial de Junta de Comisionados número 120, del 23 de noviembre de 2017, habiéndose analizado la solicitud del CND-ETESA, así como los antecedentes que obran en esta Comisión, se acordó declarar no ha lugar la solicitud presentada por el CND-ETESA, tomando en consideración que el ECS implementado en el área de control de Costa Rica cumple con el objetivo de evitar la inyección de altos flujos de potencia activa que se originan en el sistema eléctrico de Panamá ante el espectro de contingencias que se suscitaron en el periodo evaluado de enero a julio de 2017 y que éste sirve únicamente de respaldo al haberse implementado en el área de control de Panamá un Esquema de Disparo de Generación por pérdida de carga (EDGxPC), que servirá como protección principal ante la inyección al SER de altos flujos de potencia activa desde el área de control de Panamá, es decir que actuará únicamente en caso que el EDGxPC no cubra el espectro de fallas que provoquen la inyección al SER de altos flujos de potencia desde el área de control de Panamá.

POR TANTO:

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

RESUELVE

PRIMERO. DECLARAR SIN LUGAR la solicitud presentada ante esta Comisión por CND-ETESA.

SEGUNDO. La presente Resolución entrará en vigor a partir de su firmeza.

PUBLIQUESE Y NOTIFIQUESE”

Quedando contenida la presente certificación en doce hojas (12) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día lunes veintisiete (27) de noviembre de dos mil diecisiete.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo