



INFORME FINAL

Evento regional

Domingo 20 de enero del 2019

Febrero 2019



Tabla de contenido

1. Resumen	3
2. Condiciones del Sistema Eléctrico Nacional antes del evento	4
3. Secuencia y análisis de los eventos	5
4. Maniobras de normalización	11
5. Desconexión de carga por baja frecuencia.....	12
6. Conclusiones y recomendaciones	14

1. Resumen

El domingo 20 de enero a las 10:42 horas y a las 12:25 horas se presentan dos eventos regionales que provocan la activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), causando en el primer evento la pérdida de 87.5 MW de carga, 110 MW de generación y 182.2 MW de carga y 19 MW de generación en el segundo evento.

El origen del evento se presentó en el Sistema Eléctrico de Panamá debido al disparo incorrecto de la protección 50BF de la barra A de la subestación Panamá durante la ejecución de una indisponibilidad de emergencia. A continuación se presenta un resumen de lo sucedido.

- A las 10:36 horas se presenta un disparo incorrecto de la protección 50BF de la barra A de la subestación Panamá durante la ejecución de una indisponibilidad por emergencia, que provoca la desconexión de la barra B de dicha subestación. Seis minutos después a 10:42 horas se disparan los transformadores de la subestación Panamá II, causando la desconexión de 498 MW de carga de las provincias de Panamá y Colón. Esto provocó una gran oscilación de potencia por las líneas de interconexión. La magnitud del flujo proveniente de Panamá alcanzó los 430 MW y durante el desarrollo del evento se presentaron condiciones de sobre y baja frecuencia.
 - La condición de sobre-frecuencia inicial y el alto flujo entrando al SEN desde Panamá provoca la activación de la protección especial para las líneas de interconexión Costa Rica-Panamá, la cual desconectó dos de las tres interconexiones. La tercera línea de interconexión (Cahuita-Changuinola) fue disparada por las protecciones propias de la línea, con lo que Panamá queda aislado del Sistema Eléctrico Regional (SER).
 - Al eliminarse la inyección de potencia desde Panamá, se da una condición de baja frecuencia que provoca la activación en el SEN del esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia (EDACBF), hasta la tercera etapa, desconectando 87.5 MW de carga.
 - La segunda condición de sobre-frecuencia provoca la desconexión de 110 MW de generación en Costa Rica.
- A las 12:25 la LT 230 kV Liberia-Amayo fue disparada en el extremo de Amayo por las protecciones propias de la línea al alcanzar el flujo una magnitud de 267 MW ingresando desde Nicaragua, lo que provoca una segunda activación del EDACBF en el SEN, en esta ocasión hasta la sexta etapa con una pérdida de 182.2 MW de carga y 19 MW de generación.

Como consecuencia de los eventos el EOR reporta apagón total en Panamá y Nicaragua, así como activación de al menos 3 etapas del EDACBF en todos los países del SER.

2. Condiciones del Sistema Eléctrico Nacional antes del evento

Las condiciones operativas del SEN previas al evento cumplían con los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en la normativa nacional y regional. En la siguiente tabla se muestra el estado de las variables que se utilizan para controlar el cumplimiento de estos criterios:

Parámetro	Magnitud antes del evento	Límite permitido
Reserva de regulación para bajar	30 MW	> 30 MW
Reserva de regulación para subir	115 MW	> 30 MW
Reserva de potencia reactiva	400 MVar	> 220 MVar
Reserva de regulación primaria de frecuencia	214 MW	> 5% de la demanda (70 MW)
Frecuencia	59.98 Hz	$60 \pm 1.65\sigma^*$
Voltajes mínimos y máximos en las barras del SEN (230 kV y 138 kV)	99% - 103%	95% - 105% de la tensión nominal
Flujos de seguridad operativa (Norte – Centro)	642 MW	< 1180 MW
Restricción de transmisión asociada a la indisponibilidad de la LT Lindora – San Miguel 230 kV	258 MW	< 285 MW

*90% de las variaciones de la frecuencia promedio en períodos de 10 minutos deben estar comprendidas dentro del rango de $(60 \pm 1.65 \sigma)$ Hz, donde σ es la desviación estándar de la frecuencia promedio en períodos de 10 minutos ($\sigma = 0.03$ Hz).

Costa Rica se encontraba exportando 14.5 MW de energía hacia el norte del Sistema Eléctrico Regional y porteando 14 MW en sentido sur-norte. Se encontraba en mantenimiento programado las líneas de transmisión del doble circuito Lindora – San Miguel 230 kV.

3. Secuencia y análisis de los eventos

El primer evento del 20 de enero se originó en el Sistema Eléctrico de Panamá a las 10:36:41 horas debido al disparo incorrecto de la protección 50BF de la barra A de la subestación Panamá durante la ejecución de una indisponibilidad por emergencia en esta subestación. Este mantenimiento tenía indisponible la barra A de la subestación Panamá para desenergizar el transformador T2 (ver figura 1).

La protección 50BF envió una señal de disparo no deseada a la barra B de la subestación Panamá provocando la apertura de los elementos de conectados a esta barra (ver figura 2), dejando el flujo de potencia que alimentaba el Centro de Carga (provincias de Panamá y Colón) entrando únicamente por los transformadores de la subestación Panamá II, sobrecargándolos y desconectando toda la carga de Ciudad de Panamá y Colón (ver figuras 2 y 3).

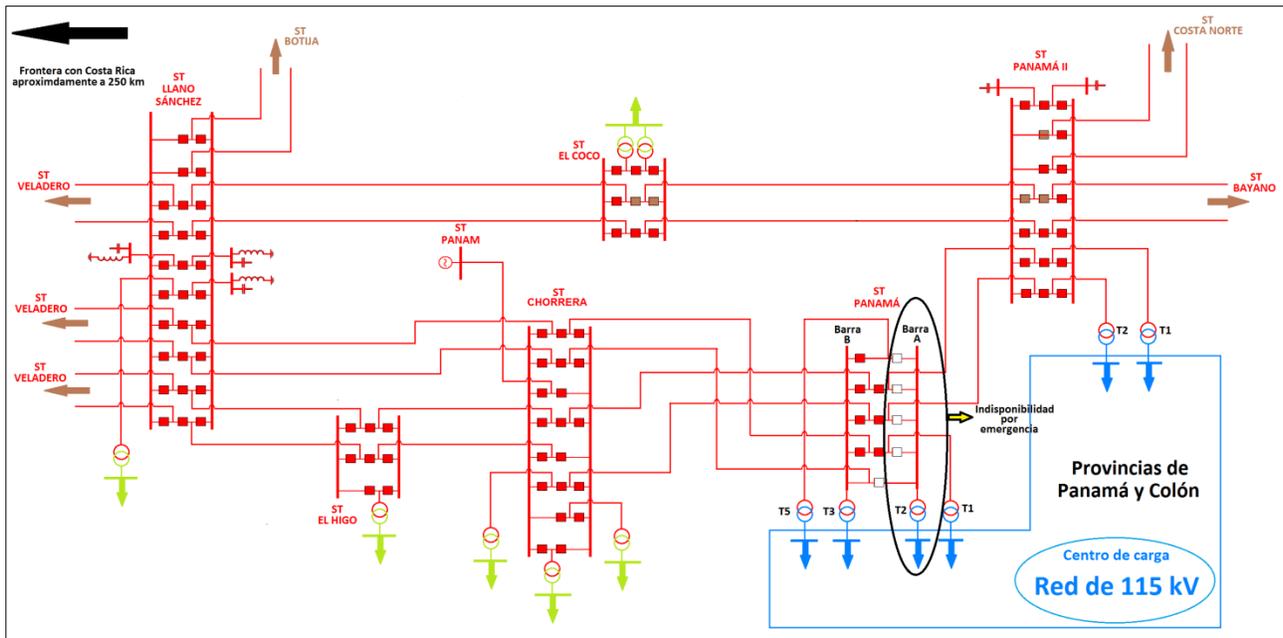


Figura N°1

Diagrama unifilar de las subestaciones que alimentan el centro de carga de Panamá, indisponibilidad por emergencia en la Barra A de subestación Panamá

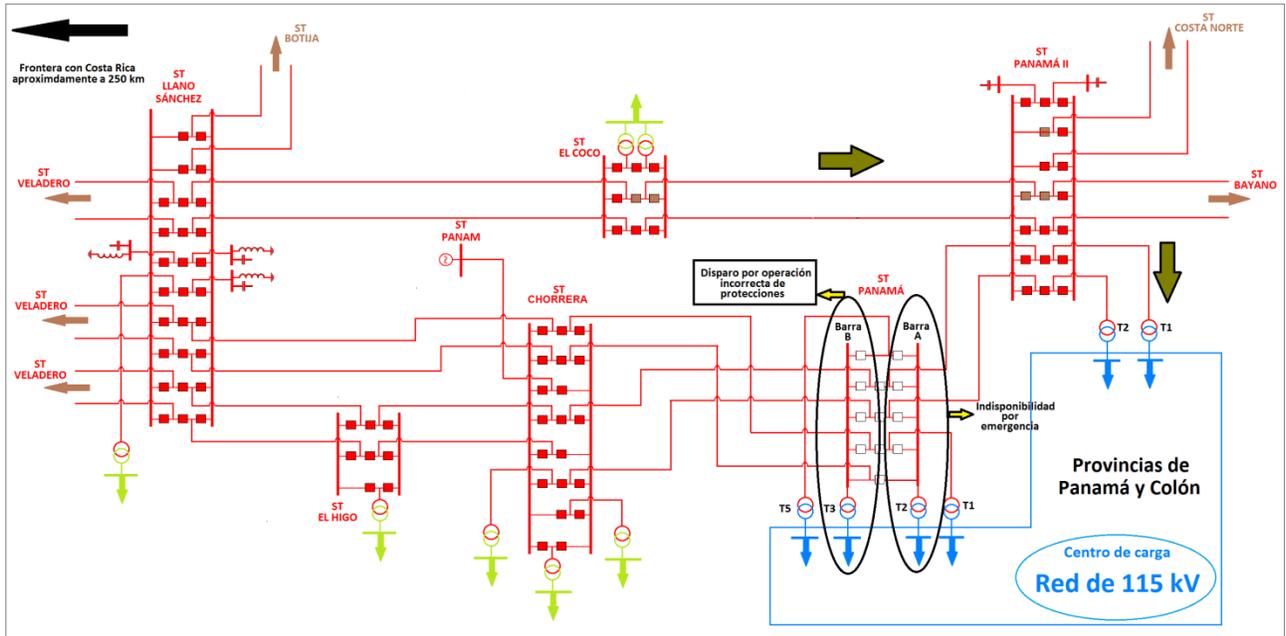


Figura N°2

Diagrama unifilar de las subestaciones que alimentan el centro de carga de Panamá, desconexión de la Barra B de subestación Panamá por disparo erróneo de la protección 50BF

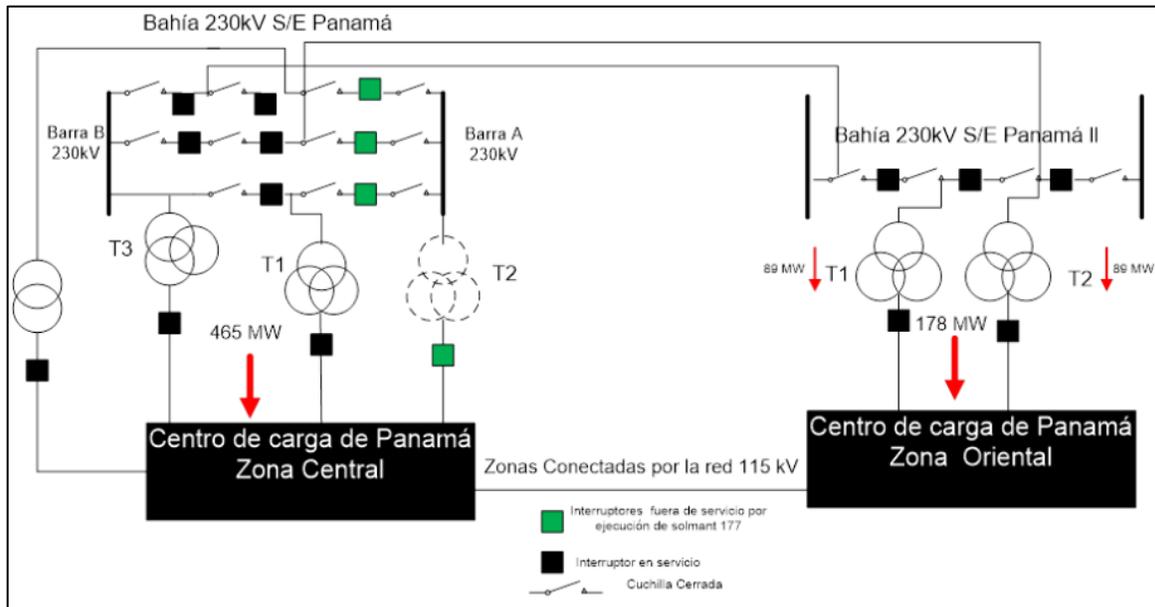


Figura N°3

Diagrama unifilar de las subestaciones Panamá y Panamá II

A continuación se describe la secuencia de eventos registrada a partir del evento descrito anteriormente:

Evento de las 10:42 horas:

- El evento ocurrido a las 10:36:41 no causó problemas en el Sistema Eléctrico Regional (SER), este evento solamente causó una distorsión rápida en los flujos de las interconexiones. Sin embargo seis minutos después de que se desconectara la subestación Panamá, a 10:42:45 horas, se dispararon los transformadores de la subestación Panamá II, causando la desconexión de 498 MW de carga de las provincias de Panamá y Colón (ver figura N°4).

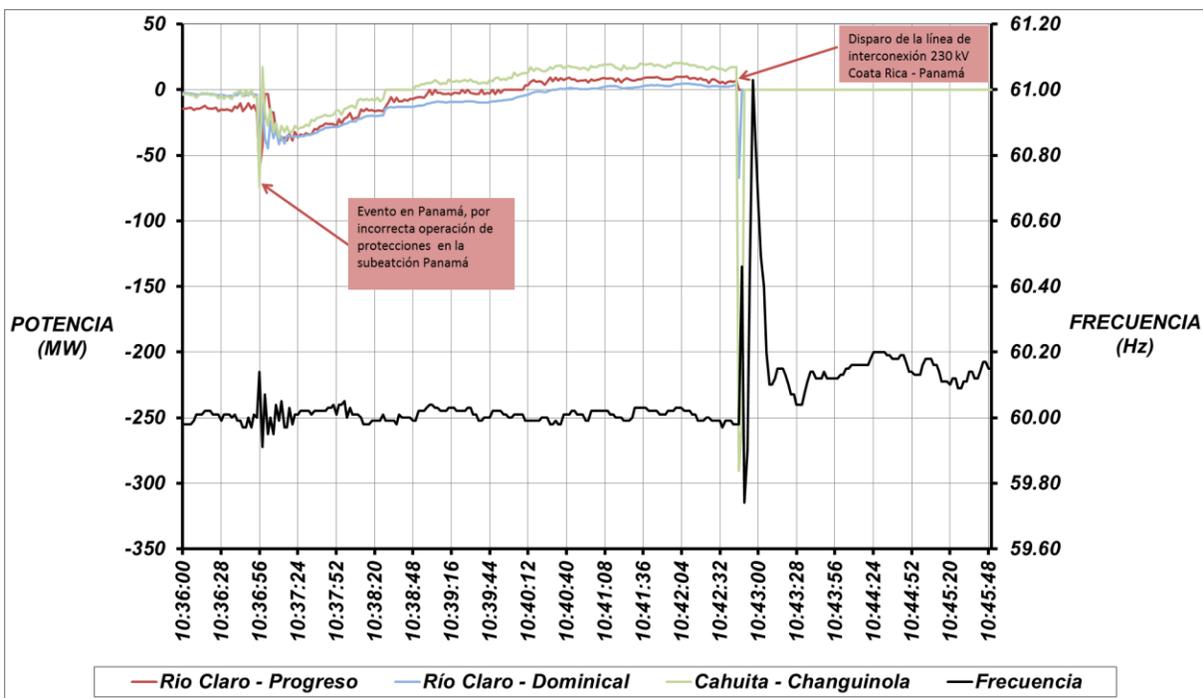


Figura N°4

Frecuencia y flujo de potencia en las interconexiones durante los eventos ocurridos en Panamá a las 10:36 y 10:42 horas

- Esta pérdida de carga en Panamá provocó en Costa Rica una gran oscilación de potencia por las líneas de interconexión, con variaciones en los flujos netos de potencia que alcanzaron hasta 430 MW, y además se presentaron condiciones de sobre y baja frecuencia. En la primera oscilación la frecuencia fue mayor a 60.2 Hz (alcanzó los 60.5 Hz) y flujos de potencia mayores a 100 MW en cada interconexión Costa Rica – Panamá (ver figura N°5, punto 1).

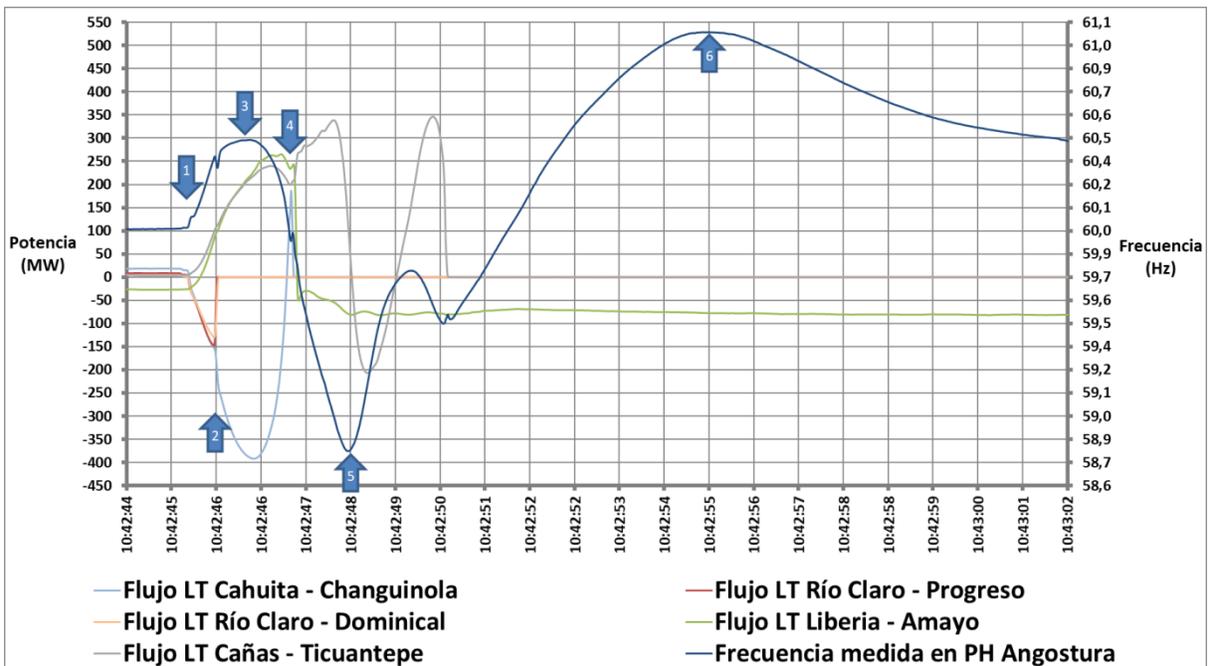


Figura N°5

Flujo en líneas de interconexión y frecuencia del área de control de Costa Rica (tomado de los PMU's)

- Las dos condiciones anteriores provocaron la activación de la protección especial para las líneas de interconexión Costa Rica-Panamá, la cual operó abriendo únicamente las líneas Río Claro – Progreso y Río Claro – Dominical (ver figura 5, punto 2).
- Posterior a esta etapa la frecuencia empezó a decrecer (ver figura 4, punto 3) y dos segundos después del disparo de las dos interconexiones en Río Claro, la tercera línea de interconexión con Panamá Cahuita – Changuinola fue disparada por la función power swing de la protección de impedancia (ver figura 5, punto 4).
- Después de esta desconexión (Costa Rica queda separada de Panamá) la frecuencia continuó decreciendo hasta activar las primeras tres etapas del Esquema de Control Automático por baja Frecuencia (ECACBF). La frecuencia alcanzó los 58.84 Hz y la pérdida de carga 87.5 MW.
- Finalmente, la generación eólica del Sur de Nicaragua queda conectada a Costa Rica por la línea Amayo - Liberia. Con esta condición del sistema eléctrico de Costa Rica operando en isla eléctrica con la generación eólica de Nicaragua y el exceso de generación producto de la desconexión de carga por actuación del EDACBF, la frecuencia del SEN vuelve a crecer alcanzando una magnitud de 61.05 Hz (ver figura 5, punto 6), lo que provoca la desconexión de 110 MW de generación.

De este evento se desprenden las siguientes conclusiones:

- El esquema de disparo de carga por baja frecuencia operó correctamente en su primera y tercera etapa, la segunda etapa operó parcialmente.
- La protección especial para las líneas de interconexión Costa Rica-Panamá no actuó correctamente en la LT 230 KV Cahuita-Changuinola.
- El disparo de las interconexiones Costa Rica-Panamá y el esquema de disparo de carga por baja frecuencia evitaron consecuencias más severas para el sistema eléctrico nacional.

Evento de las 12:25 horas:

- Después del evento ocurrido a las 10:42:45 (ver figura 6, punto 1) Costa Rica quedó en una condición operativa desconectado de Panamá y con Nicaragua inyectando 75 MW de generación aproximadamente (ver figura 6, punto 2). Este flujo entrante se redujo a 35 MW después de 35 minutos de ocurrido el evento (ver figura 6, punto 3).

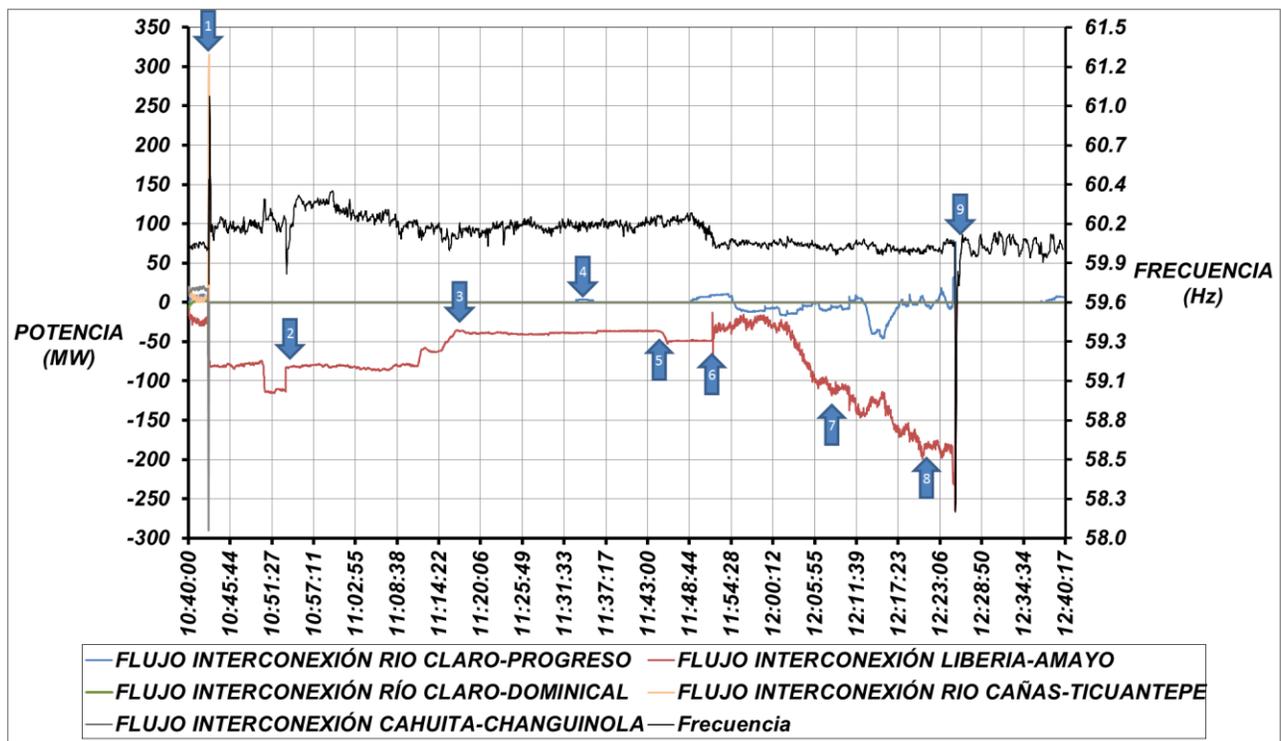


Figura N°6

Flujos de Potencia por las interconexiones del área de control de Costa Rica

- Después de 50 minutos de ocurrido el evento el área de control de Panamá se alimentó con tensión desde Costa Rica para apoyarse en el proceso de restablecimiento (ver figura 6, punto 4).
- A las 11:48 horas se cambió el modo de control del AGC de Costa Rica a Control de Frecuencia (CF) debido a que se mantenía una condición de isla eléctrica Panamá (en restablecimiento) -Costa Rica-sección sur de Nicaragua, lo que dificultaba el control de frecuencia, en particular por el exceso de generación que se recibía desde Nicaragua. Esta decisión se tomó dado que el único sistema fuerte era el de Costa Rica en ese momento y al no estar funcionando los AGC en modo de Control de Intercambios (TLB) con los tres sistemas con una programación de intercambios acordada, la forma apropiada de operar era controlando la frecuencia hasta recibir alguna señal del EOR para establecer la coordinación correspondiente (ver figura 6, punto 5).
- Durante este tiempo, el EOR no informó sobre el proceso de normalización de las áreas de control del norte del SER, ni del proceso de restablecimiento de Nicaragua, ni de la conexión de la isla Panamá – Costa Rica – Nicaragua con el norte del SER y México. Esta condición (ingreso de flujo controlado desde Nicaragua y frecuencia mayor a 60 Hz) se mantuvo hasta las 12:00 horas, momento en que el flujo de potencia activa por la línea de interconexión Liberia – Amayo empezó a aumentar, en sentido Nicaragua – Costa Rica (ver figura 6, punto 6).
- A las 12:10 horas el CENCE le indica al EOR que la condición operativa es peligrosa para las tres áreas de control (estaba entrando un flujo cercano a 114 MW (ver figura 6, punto 6) y se le solicita girar la instrucción a Nicaragua para reducir la potencia entrante a Costa Rica. Sin embargo, esta solicitud no fue atendida por Nicaragua.
- A las 12:12 el operador del CENCE informa al EOR que si no hay reducción del flujo entrante desde Nicaragua en 10 minutos procedería a abrir la línea de interconexión que en ese momento transmitía 140 MW (ver figura 6, punto 7).
- A las 12:22 el CENCE preparaba el despacho nacional para poder abrir la línea de interconexión manualmente (ver figura 6, punto 8), con lo que el EOR manifestó estar de acuerdo.
- A las 12:25 mientras los operadores del CENCE preparaban el sistema para hacer la desconexión manual, la línea Amayo - Liberia se disparó en el extremo de Amayo en Nicaragua (ver figura 6, punto 9).
- Como consecuencia, la frecuencia se reduce hasta alcanzar un valor mínimo de 58.18 Hz (ver figura 6, punto 9) causando en Costa Rica el disparo de las líneas de interconexión restantes por baja frecuencia, además de la activación del EDACBF hasta la sexta etapa, con una pérdida de carga aproximada de 182.2 MW y 19 MW de generación.

De este evento se desprenden las siguientes conclusiones:

- a. Costa Rica apoyó a los sistemas vecinos durante su proceso de restablecimiento y para tal fin operó su AGC en modo de Control de Frecuencia, porque el modo TLB no es funcional en esas condiciones. En este modo de control es fundamental que los sistemas vecinos controlen la inyección de potencia hacia el área de control que les brinda el apoyo.
- b. No existió una adecuada coordinación del EOR con los OS/OM durante el proceso de restablecimiento de Panamá y Nicaragua, ni información suficiente de las maniobras de normalización de los otros países del SER.
- c. No existe un protocolo de restablecimiento regional, en el cual se establezcan los criterios de colaboración entre países, pero sin arriesgar las áreas de control que estén estables.
- d. El disparo de la línea Liberia-Amayo, se da primero en Nicaragua, en el extremo de Amayo, y es ahí donde se inicia la caída de la frecuencia que lleva al disparo de las otras interconexiones.

4. Maniobras de normalización

Luego de ambos eventos el Centro Nacional de Control de Energía procede con la coordinación de la normalización de los circuitos de distribución que fueron desconectados por la actuación del Esquema de Disparo de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF), así como la coordinación de la normalización de las líneas de interconexión y otros elementos de transmisión afectados.

A continuación se presentan las horas en que fueron restablecidos los elementos de transmisión, interconexiones y la demanda:

Evento 10:42 horas:

- 10:47-11:25 normalizados todos los circuitos de distribución desconectados por el EDACBF
- 11:20-11:40 normalizadas interconexiones con Panamá (Río Claro-Progreso y Cahuita-Changuinola).
- 11:24-12:42 normalizadas plantas generadoras desconectadas durante el evento (PESRL, Movasa, El General, Los Negros 1 y 2, Vientos de la Perla, Reventazón).

Evento 12:25 horas:

- 12:34-12:36 normalizadas interconexiones con Panamá (Río Claro-Progreso y Cahuita-Changuinola)
- 12:46-13:21 normalizados todos los circuitos de distribución desconectados por el EDACBF
- 12:58-13:23 normalizadas plantas generadoras desconectadas durante el evento (Taboga, Campos Azules).
- 13:27-13:50 normalizadas interconexiones con Nicaragua

5. Desconexión de carga por baja frecuencia

En la Tabla 1 se muestra la lista de circuitos de distribución que se desconectaron producto del evento de las 10:42 y en la Tabla 2 se muestra la lista de circuitos desconectados por la baja frecuencia del evento de las 12:25:

Tabla 1: Lista de circuitos que se desconectaron por actuación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia en el evento de las 10:42

Nombre del circuito
LD. 34.5 kV Garita - Cebadilla
LD. 34.5 kV Naranjo - Alto Castro
LD. 34.5 kV Naranjo - Llano Bonito
LD. 34.5 KV Naranjo – Palmares
LD. 34.5 KV Santa Rita - Nosara
LD. 34.5 kV Barranca - Puntarenas
LD. 34.5 kV Barranca - Guacimal
LD. 34.5 kV Juanilama - Jacó.
LD. 34.5 kV Trapiche - L2
LD. 34.5 kV San Isidro - Buvis
LD. 34.5 kV Heredia - San Pablo
LD. 34.5 kV Moín - Puerto Viejo
LD. 34.5 kV Río Claro - Cotos
LD. 34.5 kV Ciudad Quesada - Florencia
LD. 34.5 kV Cañas - Tilarán
LD. 34.5 kV Alajuelita - Periféricos
LD. 34.5 kV Río Macho - Cachí
LD. 34.5 kV Tejar - Guayabal
LD. 34.5 kV El Este - Tres Ríos
LD. 34.5 kV Alajuelita - El Llano
LD. 34.5 kV Guadalupe - San Vicente
LD. 34.5 kV Sur - Zapote
LD. 34.5 kV Sur - Desamparados
LD. 34.5 kV Sur - San Cayetano
Total: 87.5 MW

Tabla 2: Lista de circuitos que se desconectaron por actuación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia en el evento de las 12:25

Nombre del circuito
LD. 34.5 kV Naranjo - San Ramón
LD. 34.5 kV Naranjo - Palmares 2
LD. 34.5 kV Naranjo - Palmares 1
LD. 34.5 Naranjo – Alto Castro
LD. 34.5 kV Naranjo-Rosario
LD. 34.5 kV Naranjo- Llano Bonito
LD. 34.5 kV Naranjo- Argentina
LD. 34.5 kV Leesville-Guacimo
LD. 34.5 kV Naranjo-Barranca
LD. 34.5 kV Concavas-Cerrillos
LD. 34.5 kV Río Macho-Cachí
LD. 34.5 kV San Isidro-Buvis
LD. 34.5 kV Santa Rita-Nandayere
LD. 34.5 kV Río Claro-Coto
LD. 34.5 kV Santa Rita-Paquera
LD. 34.5 kV Santa Rita-Nosara
LD. 34.5 kV Moín-Puerto Viejo
LD. 34.5 kV Tejar-Guayabal
LD. 34.5 kV Cañas-Tilarán
LD. 34.5 kV Barranca L3
LD. 34.5 kV Barranca L7
LD. 34.5 kV Juanilama L3
LD. 34.5 kV Trapiche L2
LD. 34.5 kV Alajuelita-Perifericos
LD. 34.5 kV Alajuelita-El Llano
LD. 34.5 kV Escazú-Santa Ana
LD. 34.5 kV Guadalupe-San Vicente
LD. 34.5 kV Alajuelita-San Felipe
LD. 34.5 kV Desamparados-Higuito
LD. 34.5 kV Desamparados-Pararrá
LD. 34.5 kV Desamparados-Calle Fallas
LD. 34.5 kV Uruca-Bario México
LD. 34.5 kV Uruca-Barrio Don Bosco
LD. 34.5 kV Sur-Zapote
LD. 34.5 kV Sur-Desamparados
LD. 34.5 kV Sur-Cayetano
LD. 34.5 kV El Este-Tres Ríos
Total: 182.2 MW

6. Conclusiones y recomendaciones

- El esquema de desconexión automática por baja frecuencia operó correctamente en su primera y tercera etapa, la etapa II operó parcialmente por lo que será revisada y analizada con las empresas distribuidoras para determinar la causa por la que no se está desconectando la carga requerida.
- La protección especial para las líneas de interconexión Costa Rica – Panamá Costa Rica – Panamá no actuó correctamente en LT 230 kV Cachuita – Changuinola. Se solicitará al transmisor la implementación de una protección dedicada para la función especial de disparo de esta línea de interconexión.
- La actuación parcial de la protección especial junto al disparo de Cahuita - Changuinola y la actuación del esquema de disparo de carga por baja frecuencia evitaron consecuencias más severas para el SEN.
- Costa Rica apoyó a los sistemas vecinos durante su proceso de restablecimiento y para tal fin operó su AGC en modo de Control de Frecuencia, porque el modo TLB no es funcional en esas condiciones. Para tener éxito al operar en este modo de control, es fundamental que los sistemas vecinos controlen la inyección de potencia hacia el área de control que les brinda el apoyo.
- No existió una adecuada coordinación del EOR con los OS/OM durante el proceso de restablecimiento de Panamá y Nicaragua, ni información suficiente de las maniobras de normalización de los otros países del SER. Tampoco se contó con datos regionales por el enlace ICCP durante todo el evento.
- No existe un protocolo de restablecimiento regional, en el cual se establezcan los criterios de colaboración entre países, pero sin arriesgar las áreas de control que estén estables, por lo que se propondrá al EOR su elaboración.
- Se recomienda definir y aprobar un protocolo para proceder a abrir interconexiones cuando se presenten condiciones que pongan en riesgo al SEN cuando no se ejecuten las acciones oportunas por parte de las otras áreas de control o bien del Ente Operador Regional.