

INFORME FINAL

Salida total del Sistema Eléctrico Nacional

Sábado 01 de julio del 2017

Centro Nacional de Control de Energía

18 de julio de 2017

Tabla de contenido

1.	Resumen.....	3
2.	Condiciones del Sistema Eléctrico Nacional antes del evento	4
3.	Secuencia de eventos.....	5
4.	Análisis del evento	6
5.	Maniobras de restablecimiento.....	8
5.1.	Descripción del proceso de restablecimiento	9
6.	Análisis de la actuación de las protecciones	10
6.1.	Desconexión de generadores por alta frecuencia	10
6.2.	Desconexión de carga por baja frecuencia	11
6.3.	Desconexión de interconexiones por baja frecuencia	13
7.	Afectación de la demanda nacional.....	14
8.	Afectación regional	14
9.	Medidas preventivas y correctivas	15
10.	Conclusiones y recomendaciones.....	16

1. Resumen

El sábado 01 de julio de 2017, a las 12:56 horas, en el área de control de Panamá, ocurrió la desconexión automática de la línea de transmisión 230 kV Panamá II – El Coco circuito 12A, debido a una falla en la fase C por descarga atmosférica (según informe del Centro Nacional de Despacho de ETESA - Panamá). La línea de 230kV Panamá II – El Coco circuito 13A se encontraba fuera de servicio por mantenimiento. Debido a lo anterior a las 13:01 horas se produce la sobrecarga y desconexión de las líneas de 230 kV Llano Sánchez – El Higo circuitos 3C y 4C, con lo cual se divide el sistema de potencia panameño en dos islas eléctricas. La isla eléctrica de Panamá con exceso de generación queda conectada e inyectando potencia al SER. El exceso de generación provoca:

- Incremento en el flujo de potencia de Panamá hacia Costa Rica de 65 MW a 702.8 MW.
- Desconexión automática de la interconexión México – Guatemala.
- Desconexión automática de líneas internas de Nicaragua y de la interconexión Tiquantepecañas lo que provoca una nueva isla eléctrica formada por Costa Rica y Panamá. Por lo anterior ocurrió un aumento en la frecuencia por el exceso de generación de Panamá, que en el caso de Costa Rica alcanzó los 62.75 Hz y provoca el disparo de 230 MW de generación y una cantidad no determinada en Panamá.
- La pérdida de generación en ambos países provoca una reducción de la frecuencia que provoca la desconexión de las interconexiones Costa Rica – Panamá y desconexión de carga por baja frecuencia.
- Aunque operan todas las medidas de protección disponibles (disparos de generación por sobrefrecuencia primero y luego disparos de carga por baja frecuencia), por la magnitud del evento y los disparos en cascada a nivel regional derivados del mismo, ocurre la salida total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Como consecuencia del evento hubo apagones totales en Panamá, Costa Rica y Nicaragua, así como pérdidas de carga y generación en Honduras, El Salvador y Guatemala (en total se afectó más del 60% de la demanda del Sistema Eléctrico Regional, según informe preliminar del Ente Operador Regional). Además se produjo la separación de México, por sobrecarga del autotransformador que conecta los sistemas eléctricos de Guatemala y México.

En el caso de Costa Rica, la continuidad del servicio de electricidad se perdió en la totalidad del SEN. La energía no servida durante el apagón nacional fue de 4555 MWh. La demanda eléctrica de Costa Rica a las 13:01 horas era de 1402 MW.

La causa raíz del evento fue el incumplimiento de los criterios de seguridad operativa por parte del área de control de Panamá, ya que según el informe del Ente Operador Regional (EOR) la falla y desconexión de la línea 230 kV Panamá II – El Coco (contingencia única) provocó la sobrecarga de las líneas de 230 kV Llano Sanchez - El Higo 3C y 4C provocando el disparo de las mismas y disparo de otros elementos en cascada. La consecuencia de esta contingencia única (sobrecarga de otros elementos y disparos en cascada) no está permitida en los criterios de seguridad del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional para contingencias categoría B (pérdida de un elemento).

Dentro de las acciones tomadas por parte del CENCE para limitar los efectos en el SEN de eventos similares, se encuentran las siguientes:

- Implementación de un sistema especial de protección, autorizado por el EOR, para la desconexión de las interconexiones con Panamá cuando se presentan condiciones riesgosas para el SEN y para todo el Sistema Eléctrico Regional, por grandes excesos de generación en Panamá.
- Se solicitó al EOR el envío del estudio de seguridad operativa realizado por Panamá para la indisponibilidad de la línea de 230kV Panamá II – El Coco circuito 13A y se solicitó mejorar el proceso de fiscalización de los estudios de seguridad operativa que realizan los países del MER ante indisponibilidades programadas o de emergencia de la red de transmisión.
- Se solicitó al EOR instruir al Centro Nacional de Despacho de Panamá para que redujera los flujos de potencia a un valor que cumpliera con los criterios de seguridad del RMER.

El último apagón total en Costa Rica se había registrado el 19 de abril del 2007, a las 19:57 horas, es decir hace más de 10 años

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	139 MW	> 30 MW
Reserva de regulación para subir	66 MW	> 30 MW
Reserva de potencia reactiva	571 MVar	> 220 MVar
Reserva de regulación primaria de frecuencia	163 MW	> 5% de la demanda (70 MW)
Frecuencia	60 Hz	$60 \pm 1.65\sigma$ (59.95 – 60.05 Hz)
Voltajes mínimos y máximos en las barras del SEN (230 kV y 138 kV)	98% - 103%	95% - 105% de la tensión nominal
Flujos de seguridad operativa (Norte – Centro)	200 MW	< 1180 MW

Costa Rica se encontraba exportando 40 MW de energía hacia el norte y porteadando 40 MW desde Panamá hacia el norte del Sistema Eléctrico Regional. No había líneas de transmisión en mantenimiento.

3. Secuencia de eventos

12:56: Se presenta la desconexión de la línea de transmisión de 230 kV El Coco – Panamá II (circuito 12A) del sistema eléctrico de Panamá por descargas atmosféricas (según informe del Centro Nacional de Despacho de ETESA - Panamá). El circuito 13A de la línea El Coco – Panamá II 230 kV se encontraba desconectado por mantenimiento. Esta condición provoca a las 13:01 horas la sobrecarga y desconexión de las líneas de 230 kV Llano Sánchez-El Higo 3C y 4C, como se observa en la Figura 1:

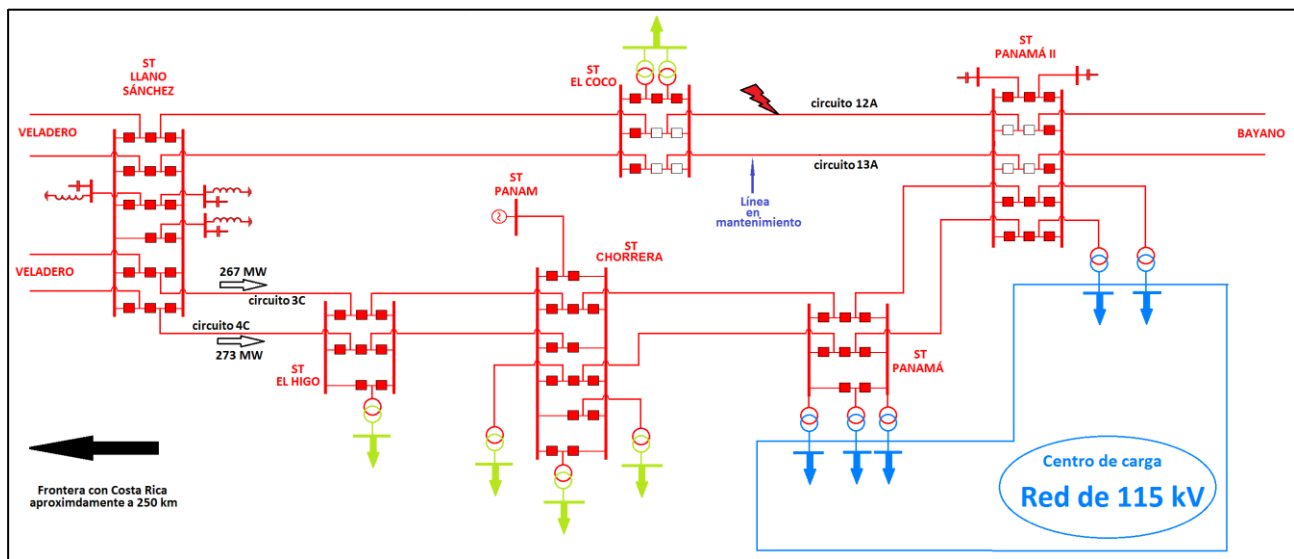


Figura 1: Diagrama de las subestaciones Llano Sánchez, El Coco y Panamá II del sistema eléctrico de Panamá

13:01:27: Disparos en cascada del sistema eléctrico de Panamá, quedando el SER dividido en dos islas eléctricas. La red de Panamá con el exceso de generación de alrededor de 500 MW, queda conectada al Sistema Eléctrico Regional (SER) de América Central. Esa magnitud de potencia es transmitida a lo largo de todo el SER, causando bajos voltajes transitorios y oscilaciones de potencia de gran amplitud.

13:01:28: Se observa una primera oscilación en la potencia activa neta que entra desde Panamá, siendo el flujo neto de Panamá a Costa Rica de 702 MW aproximadamente.

En la figura 2 se muestra el registro de potencia activa de las unidades de medición fasorial (PMU) instalados en las líneas de interconexión de Costa Rica. Se aprecia la gran magnitud de la primera oscilación de potencia, un disparo interno en la red de Nicaragua que deja conectada a la subestación Amayo radialmente a Liberia y las oscilaciones de potencia no amortiguadas en la línea Cañas-Ticuantepe.

13:01:30: Disparo automático de la línea de interconexión Cañas-Ticuantepe. Queda separado el sistema eléctrico de Nicaragua (ver Figura 2). El SEN queda conectado únicamente con Panamá.

13:01:31: El desbalance carga-generación produce una aceleración en los generadores síncronos de tal forma que la frecuencia alcanza un valor máximo de 62.75 Hz. Debido a esta condición, actúa la protección de sobre-frecuencia ajustada en los generadores, provocando el disparo automático por umbral de frecuencia de generadores con el objetivo de recuperar el balance carga-generación.

13:01:34: La frecuencia regresa a los 60 Hz y continua cayendo para completar la oscilación, de manera que se pasa a una condición de baja frecuencia que activa todo el esquema de protección por baja frecuencia sin poder detener la caída, ocurriendo la separación de Panamá a las 13:01:36 y el posterior disparo de los generadores de Costa Rica, para llegar al apagón total (a las 13:01:39 aproximadamente).

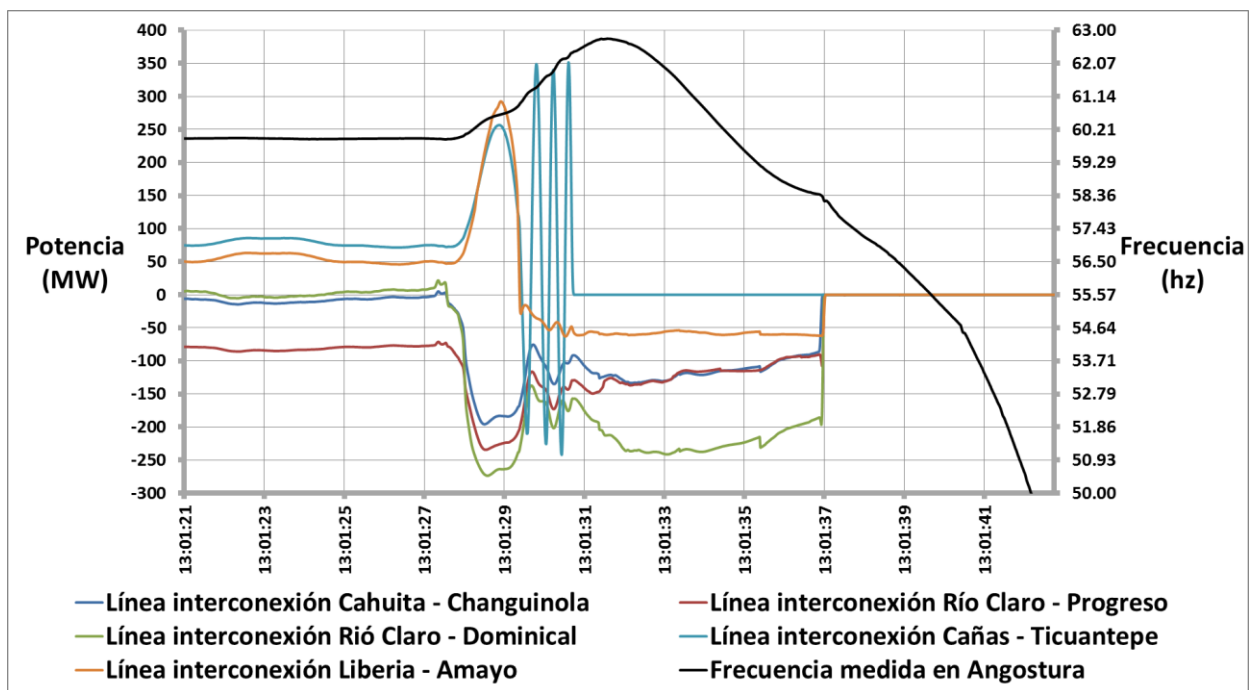


Figura 2: Potencia activa en las interconexiones de Costa Rica y frecuencia en la subestación Angostura

4. Análisis del evento

El evento descrito provoca un flujo de potencia de 702.8 MW desde Panamá hacia los restantes países de Centroamérica, causando una primera oscilación de gran magnitud que tuvo impacto en todo el SER. Como consecuencia de dicho flujo se da el disparo de la interconexión Guatemala – México y disparos que causan cambios topológicos en la red eléctrica de Nicaragua quedando la subestación Amayo conectada radialmente al SEN; esto provoca oscilaciones de potencia en la línea de interconexión Cañas-Ticuantepe, que finalizan con la desconexión de ésta.

Al separarse el sistema eléctrico de Nicaragua y quedar una isla eléctrica formada por Costa Rica y Panamá, la frecuencia continúa incrementándose hasta alcanzar los 62.7 Hz y se ejecutan disparos de generación por alta frecuencia que causan que el sentido de variación de la frecuencia cambie y

cuya rápida caída ocasiona la activación de los esquemas de disparo de carga (por baja frecuencia) en Costa Rica y Panamá.

Al caer la frecuencia a 58,8 Hz se activa el disparo por baja frecuencia de las líneas de interconexión con Panamá y continúa en Costa Rica la caída de la frecuencia, disparando todo el esquema de desconexión de carga, sin que esta acción pueda revertir el proceso, activándose finalmente los disparos de generación (por protecciones eléctricas como baja frecuencia o bajo voltaje), cuyo objeto es preservar la integridad de los equipos eléctricos (generadores y transformadores).

Todos estos eventos se dieron en un periodo de 12 segundos aproximadamente, por lo que no fue posible tomar ninguna medida manual para evitar la salida total del SEN.

En la figura 3 se observa el comportamiento de la frecuencia y de la generación total de Costa Rica (con menor resolución por ser datos del SCADA/EMS) durante el evento. Se observa que durante la reducción de la frecuencia, los generadores del SEN responden aumentando la potencia (respuesta inercial), sin embargo por la magnitud del evento y la rapidez de cambio de la frecuencia, dicha respuesta no es suficiente en magnitud y tiempo para detener la caída de la frecuencia.

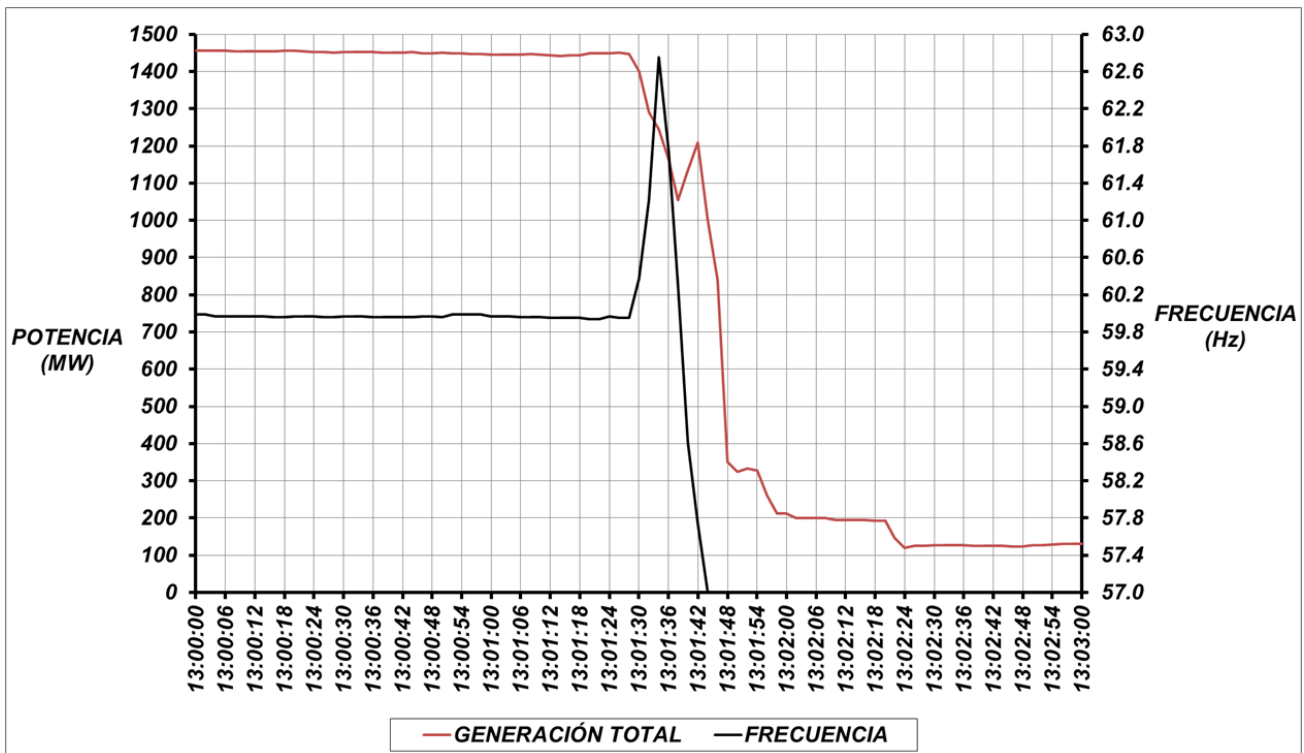


Figura 3: Frecuencia y generación total de Costa Rica durante el evento (datos del SCADA/EMS)

La causa raíz del evento fue el incumplimiento de los criterios de seguridad operativa por parte del área de control de Panamá, ya que según el informe del Ente Operador Regional la falla y desconexión de la línea 230 kV Panamá II – El Coco (contingencia única) provocó la sobrecarga de las líneas de 230 kV Llano Sanchez - El Higo 3C y 4C provocando el disparo de las mismas así como disparos en cascada. La consecuencia de esta contingencia única (sobrecarga de otros elementos y disparos en cascada) no está permitida en los criterios de seguridad del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional para contingencias categoría B (pérdida de un elemento).

En la Tabla 1 se muestran los criterios de seguridad del RMER para la categoría B - *Pérdida de un elemento*. Se observa que en caso de pérdida de un circuito de transmisión, los criterios establecen que el límite de carga de los elementos debe ser el límite térmico continuo y que no se permiten disparos en cascada de otros elementos. Con este criterio se busca evitar que ante pérdidas de un elemento de transmisión o generación (contingencia única) se presenten sobrecargas en otros elementos que provoquen disparos adicionales que lleven a los sistemas a perder la estabilidad y continuidad.

Tabla 1: Criterios de seguridad del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, categorías A y B

Tabla 1. CRITERIOS DE SEGURIDAD							
Categoría	Tipo	Evento y Contingencia	Consecuencias Aceptables				
			Sistema Estable	Disparos en Cascada	Límite de Carga de los Elementos	Límite de Voltaje	Desconexión Automática de Carga / reducción de Transferencias
A-Operación Normal	-----	Sin Contingencias	Si	No	Operativo	0.95–1.05 pu	No
B- Pérdida de un Elemento	Simple	Falla liberada por la protección primaria (6 ciclos) que desconecta: 1. Generador 2. Circuito de transmisión 3. Transformador 4. Banco de Capacitares 5. Reactor 6. Carga Disparo de los componentes anteriores sin falla	Si	No	Térmico Continuo	0.9–1.1 pu	No

5. Maniobras de restablecimiento

Luego del evento el Centro Nacional de Control de Energía procede con el protocolo establecido para normalización del SEN, el cual consiste en la formación de islas eléctricas (plantas que tienen capacidad de arranque en negro unidas a una subestación con carga) y el fortalecimiento de las islas por medio de la conexión de más elementos de transmisión, generación y carga, hasta normalizar la totalidad del sistema eléctrico.

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

- 15:36 restablecida el 20% de la demanda
- 16:39 restablecida el 50% de la demanda
- 16:41 restablecidas todas las subestaciones de 138 kV
- 17:10 restablecidas las 5 interconexiones regionales
- 17:14 restablecidas todas las subestaciones de 230 kV
- 17:33 restablecida el 80% de la demanda
- 18:00 restablecida el 100% de la demanda

5.1. Descripción del proceso de restablecimiento

Luego del evento el CENCE informa por medio del radio troncalizado a todas las plantas y subestaciones sobre la salida total del SEN y solicita el inicio de maniobras de restablecimiento. De acuerdo con el Manual de Restablecimiento del SEN, a partir de este aviso se debe:

- Seccionar la red de transmisión.
- Formar islas eléctricas con las plantas que tienen capacidad de arranque en negro (Arenal, Garita, Río Macho, Cachí, Angostura y Reventazón).
- Fortalecer las islas eléctricas conectando más generadores y circuitos con carga de magnitud adecuada para garantizar la operación estable.
- Energizar las barras de 230 kV y 138 kV para recuperar la red de transmisión.
- Sincronizar las islas eléctricas formadas para reconectar el Control Automático de Generación (AGC).
- Reconectar la totalidad de la carga.

Como parte de las maniobras para restablecer el SEN luego de una salida total, el personal del CENCE puede aprovechar las líneas de interconexión para llevar voltaje a subestaciones nacionales. En el evento del 1 de julio no se consideró la opción de normalizar utilizando las interconexiones con Panamá o Nicaragua debido a que ambos sistemas se encontraban realizando sus maniobras de restablecimiento.

Se conformaron las siguientes islas eléctricas:

- Planta Arenal con la carga de Subestación Cañas: Isla formada y estable a las 14:05 horas.
- Planta Garita con la carga de Subestación Garita: Isla formada y estable a las 13:50 horas.
- Planta Angostura con la carga de Subestación Cóncavas: Isla formada y estable a las 13:40 horas.

A partir de estas islas se lleva voltaje a otras subestaciones, se conectan más plantas y cargas para fortalecer estas primeras islas y buscar la sincronización entre ellas. A continuación se resume la estrategia seguida para el restablecimiento del SEN

- 1) Fortalecer la isla Arenal-Cañas con la conexión de más subestaciones de la zona norte y más unidades generadoras.
- 2) Fortalecer la isla de Garita con la alimentación de subestaciones cercanas y conexión de más carga.
- 3) Una vez fortalecidas ambas islas se sincroniza la isla de Arenal con la de Garita (15:15).
- 4) Fortalecer y estabilizar la isla de Angostura conectando carga en subestación Sabanilla y sincronizar más generadores.
- 5) Se sincronizan la isla Norte (Arenal-Garita) con la isla Sur (Angostura y Cachí) a las 15:31, se lleva tensión a otras subestaciones y se reconectan cargas adicionales.
- 6) Activación del AGC (15:41) para asignar los recursos de generación necesarios continuar reconectando la totalidad de la carga, manteniendo el control de la frecuencia.
- 7) Se completa el restablecimiento de las subestaciones de 138 kV (16:41)
- 8) Normalización de las líneas de interconexión con Nicaragua y Panamá:
 - Liberia-Amayo: 16:52 hrs.
 - Cañas-Ticuantepé: 16:56 hrs.
 - Cahuita-Changuinola: 17:00 hrs.
 - Río Claro – Progreso: 17:03 hrs.
 - Río Claro – Dominical: 17:10 hrs.
- 9) Se completa el restablecimiento de las subestaciones de 230 kV (17:14)
- 10) Se restablece la totalidad de la demanda a las 18:00 horas.

6. Análisis de la actuación de las protecciones

6.1. Desconexión de generadores por alta frecuencia

En la Tabla 2 se presenta la lista de generadores que se desconectaron por la protección de sobre-frecuencia, de acuerdo con los registros históricos del SCADA/EMS del CENCE. Esta información está siendo corroborada con cada planta. Se obtiene del análisis de la superación del umbral de frecuencia definido para cada planta.

Tabla 2: Lista de generadores desconectados por actuación de protección de sobre-frecuencia

Planta	Valor de ajuste (Hz)	Retardo intencional de tiempo (s)	Potencia desconectada (MW)
PE Movasa	61	0.2	1.5
PE Aeroenergía	61	0.2	1.9
PH Los Negros	61.5	3	17.1
PH Río Lajas	61.5	3	8.8
PH El General	61.5	3	20
PH Río Macho U1	61.5	1	6
PE Campos Azules	61.5	3	9.7
PH Toro III U1	61.75	1	24.2
PH Río Macho U5	62	1	30
PH Río Macho U2	62.25	2	6
PG Pailas	62.75	1	40
PE Altamira	61.75	6	12
PE Vientos de la Perla	62.0	1	19.6
PE Vientos de Miramar	62.25	1	20
Vientos del Este	61.75	5	5.8
PH Daniel Gutierrez	ND	ND	10
PH Tacares	61.25	5	2.5
PH El Ángel	61	2	2.2
PH Suerkata	61	0.3	1.4
PH Chocosuela 2	61	2	5.1
PH Chocosuela 3	61	2	1.5
PH Arenal U1	61.5	5	52
PH Bijagua	61.75	3	16.5
Total			314

Aunado a la pérdida de generación por actuación de protecciones de sobre-frecuencia, se debe tener en cuenta que las unidades generadoras del SEN respondieron inercialmente bajando potencia. La acción combinada de la respuesta inercial y la pérdida de un bloque de generación de aproximadamente 314 MW por protecciones de sobre-frecuencia fue de tal magnitud que el balance carga-generación no se logra estabilizar luego de la apertura de las interconexiones con Nicaragua, por lo que el valor de la frecuencia empieza a bajar, como se observa en la Figura 4.

6.2. Desconexión de carga por baja frecuencia

En la Tabla 3 se muestra la lista parcial de circuitos de distribución que se desconectaron instantes previos a la salida total del sistema, producto de la baja frecuencia. Es importante señalar que debido al desbalance carga-generación producido por el disparo de generadores en la condición de sobre-frecuencia, la respuesta de los generadores y la apertura de las interconexiones con Nicaragua, la frecuencia llegó a alcanzar los umbrales de las 6 etapas de desconexión de carga por baja frecuencia. La magnitud de la carga disparada no llegó a cubrir la cantidad de generación perdida previamente por alta frecuencia, por lo que el equilibrio no se logra establecer y la frecuencia continúa su descenso hasta el colapso.

Tabla 3: Lista parcial de circuitos que se desconectaron por actuación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia (aún se está recogiendo información)

Nombre del circuito	Carga estimada (MW)	Etapas del EDACBF
Naranjo – Alto Castro	2	1
Colima – Calle Blancos	10.6	1
Ciudad Quesada - Florencia	1.8	1
Tejar - Guayabal	3	1
San Isidro - Buvis	8	1
Río Macho - Cachí	2	1
Santa Rita - Nandayure	3.2	1
Barranca - Puntarenas	4	1
Heredia - Norte	9.4	1
Naranjo – Llano Bonito	2.9	1
Cañas - Tilarán	2.1	2
Río Claro - Cotos	2	2
Garita - Cebadilla	2	2
Garita - Puriscal	1	2
Juanilama - Jacó	2.5	3
Barranca - Guacimal	6	3
Cariblanco – La Virgen	6.8	3
Garita - Junquillo	2.2	3
Tejar – San Isidro	3.1	3
Naranjo - Rosario	1.3	4
Tarbaca - Acosta	3.9	4
Escazú – Santa Ana	3.5	4
Santa Rita - Paquera	2.7	4
Ciudad Quesada – La Marina	5.2	5
El Coco - Maravilla	6.5	5
Alajuelita – El Llano	2.8	5
Alajuelita – San Felipe	15	5
Leesville – Guacimo	0.2	5
El Este – Tres Ríos	7.5	6
Garita - Atenas	0.9	6
San Isidro - Pejibaye	2.3	6
Palmar – Puerto Jiménez	0.7	6
Naranjo - Estadio	2	6
Sabanilla - Miraflores	3.1	6
Sabanilla – San Marino	12.9	6
Juanilama - Orotina	4.5	6
Leesville – Río Frío	9.6	6
Alajuelita-Periféricos	12.3	NA
El Este - Pinares	5.3	NA
Cóncavas - Cerrillo	5.7	NA
Naranjo - Argentina	0.3	NA
Sabanilla - Purral	6.3	NA

7. Afectación de la demanda nacional

A las 13:00 horas la demanda de Costa Rica era de 1402 MW y fue afectada en su totalidad. En la Figura 5 se observa la afectación de demanda nacional (el gráfico corresponde a la producción de energía, es decir, considera demanda y pérdidas del SEN). Se estima que la demanda no atendida fue de 4555 MWh (considerando demanda y pérdidas del SEN).

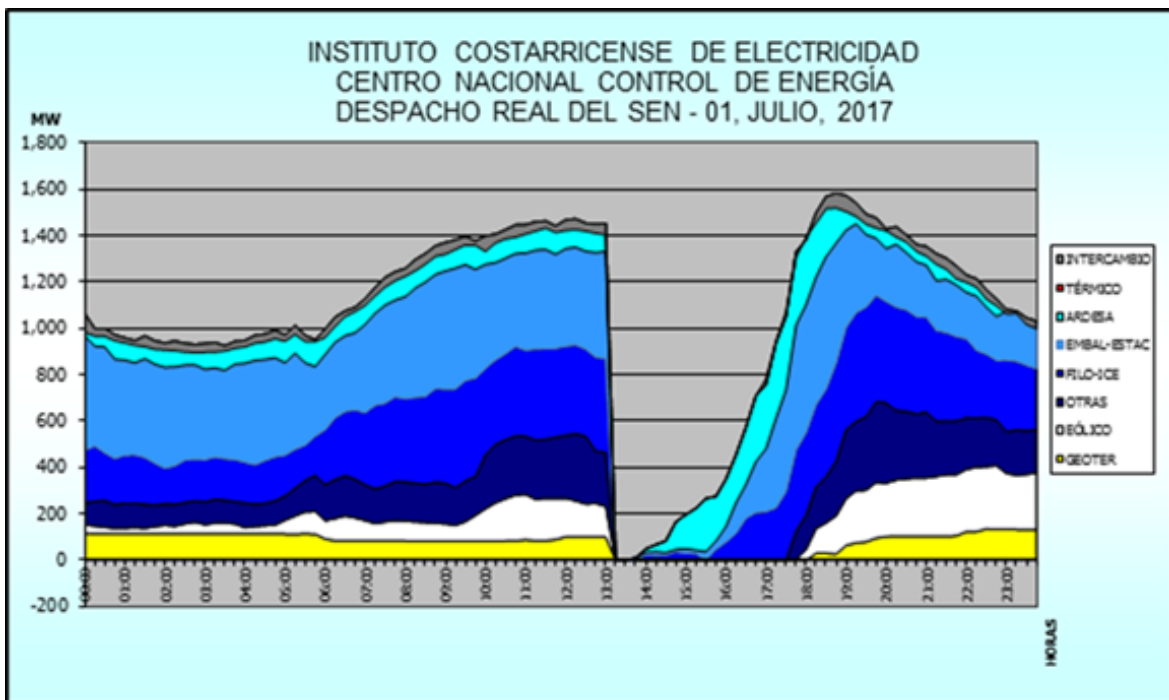


Figura 5: Afectación de la demanda nacional por la salida total del SEN (considera demanda y pérdidas)

8. Afectación regional

De acuerdo con los informes del Ente Operador Regional (EOR) el evento provocó pérdidas de generación y desbalance en los seis sistemas eléctricos de Centroamérica, activándose el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF). Al final del evento, el Sistema Eléctrico Regional (SER) quedó separado en 4 islas eléctricas: isla #1 Guatemala-El Salvador-Honduras, isla #2 Nicaragua, isla #3 Costa Rica, isla #4 Panamá y ocasionó una pérdida de carga total del SER superior al 60%.

El colapso fue total en Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Honduras perdió el 17% de su demanda total, El Salvador perdió el 20% y Guatemala el 25%.

9. Medidas preventivas y correctivas

Con base en el análisis del evento del 1 de julio de 2017 y considerando que un evento de características similares (aunque con menor impacto a nivel regional) había ocurrido en el sistema eléctrico de Panamá el pasado 27 de junio, el CENCE determinó la necesidad de implementar un sistema especial de protección, para separar rápidamente al sistema eléctrico de Panamá cuando ocurra un evento de este tipo. Esta acción correctiva de emergencia fue avalada por el EOR y debe tenerse claro que no solo protege al SEN, sino a todo el Sistema Eléctrico Regional. La Figura 6 muestra el registro real de la frecuencia y los flujos de potencia en las interconexiones con Panamá (medidas con los PMU), para el evento del 1 de julio:

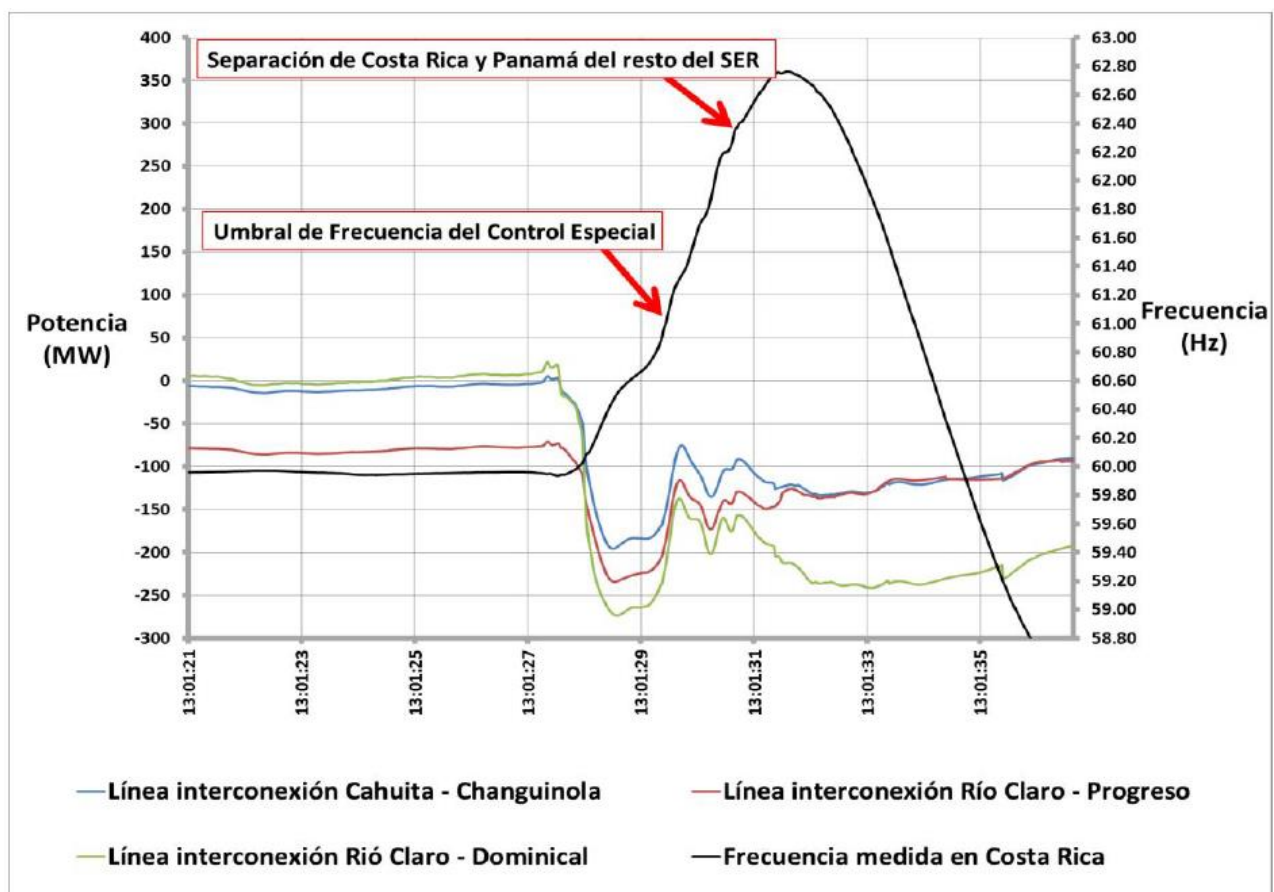


Figura 6: Identificación del umbral de frecuencia para disparar las líneas de interconexión con Panamá

A partir de este gráfico se determinó que para evitar en la medida de lo posible la separación de Nicaragua y sobre todo para cortar la inyección de la alta generación desde Panamá, las líneas de interconexión con este último país deben dispararse cuando la frecuencia alcance los 61 Hz. Esto además, evitaría la actuación de las protecciones de sobrefrecuencia de los generadores del Sistema Eléctrico Nacional, que están ajustados de forma escalonada a partir de un umbral de frecuencia de 61.0 Hz.

Al criterio anterior, hay que agregar una comprobación de la magnitud y dirección del flujo de potencia en las líneas de interconexión entre Costa Rica y Panamá. Con base en eventos anteriores que han ocurrido en Panamá y que han causado problemas operativos al SER (incluyendo apagones totales en Nicaragua), se utiliza como valor inicial que el flujo de potencia neto de Panamá hacia Costa Rica no debe superar los 300 MW. Esto implica que el criterio a implementar para el disparo de cada una de las tres líneas de interconexión con Panamá, es que el flujo de potencia con dirección hacia Costa Rica supere los 100 MW (y que además la frecuencia supere los 61,0 Hz).

Esta protección especial ya fue implementada en las tres interconexiones con Panamá y fue comunicada al EOR y avalada por este Ente. Esta medida es extraordinaria y de carácter temporal, mientras el EOR define otro criterio de protección para el SEN y para el Sistema Eléctrico Regional, tomando en cuenta las limitaciones de la red de transmisión de Panamá, específicamente la conexión entre la zona noroeste de generación hidroeléctrica y la zona central o zona del Canal donde se ubica la mayor parte de la demanda de Panamá. Esta zona tiene actualmente una generación hidroeléctrica de alrededor de 1110 MW y se encuentra en expansión.

Adicionalmente, se envió nota al EOR solicitando los estudios de seguridad operativa realizados por Panamá para el control de flujos durante el mantenimiento del circuito 13A de la línea El Coco – Panamá II 230 kV. Además, se solicitará al EOR mejorar el proceso de fiscalización de los estudios de seguridad operativa que realizan los países del MER ante mantenimientos programados o de emergencia.

10. Conclusiones y recomendaciones

- El Sistema Eléctrico Nacional se operaba en forma segura el 01 de julio del 2017, antes de que ocurriera la contingencia en Panamá que causó la salida total. Se cumplía con los criterios de seguridad operativa establecidos por el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y por la Normativa Técnica ARNT-POASEN.
- La secuencia de eventos en el Sistema Eléctrico Regional fue muy rápida y causó el apagón nacional en 12 segundos, por lo que no fue posible tomar ninguna medida manual para evitar la salida total ante esta condición extrema.
- La causa raíz del evento fue el incumplimiento de los criterios de seguridad operativa por parte del área de control de Panamá, ya que según el informe del Ente Operador Regional la falla y desconexión de la línea 230 kV Panamá II – El Coco (contingencia sencilla) provocó la sobrecarga de las líneas de 230 kV Llano Sanchez - El Higo 3C y 4C provocando el disparo de las mismas, condición que no está permitida en los criterios de seguridad establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. Esto causó un exceso de generación en Panamá de más de 500 MW, que fue inyectado al Sistema Eléctrico Regional y que en la primera oscilación superó los 700 MW.

- Se solicitó al EOR analizar los estudios de seguridad operativa realizados por Panamá para el control de flujos durante el mantenimiento del circuito 13A de la línea El Coco – Panamá II 230 kV y mejorar el proceso de fiscalización de los estudios de seguridad operativa que realizan los países del MER ante indisponibilidades programadas o de emergencia de la red de transmisión.
- Se implementó como una acción correctiva de emergencia un sistema de protección especial en las interconexiones con Panamá debido al gran impacto que tuvo este evento para el sistema eléctrico de Costa Rica, así como para el sistema eléctrico regional. Esta protección desconecta las interconexiones con Panamá con base en la magnitud de la frecuencia y de la magnitud del flujo de potencia activa inyectado hacia el SEN, por lo que Costa Rica se separaría de forma automática del sistema panameño ante eventos de esta magnitud. Esta medida está avalada por el EOR y es de carácter temporal, mientras el EOR define otro criterio de protección para el SEN y para el Sistema Eléctrico Regional.