



ENTE OPERADOR REGIONAL

DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

INFORME FINAL DEL EVENTO OCURRIDO EN EL SISTEMA ELECTRICO REGIONAL (SER) EL 12 DE FEBRERO DE 2025, A LAS 09:58:54 HORAS.

Elaborado por:	Ente Operador Regional
Dirigido a:	OS/OM y CRIE
Asunto:	Informe final del evento del 12 de febrero 2025 a las 09:58 horas
Fecha:	Febrero de 2025



Contenido

.....	1
Condiciones operativas previas.....	3
Descripción del Evento.....	3
Condiciones operativas.....	6
Comportamiento de la Frecuencia del SER:.....	6
DESEMPEÑO DEL EDACBF EN EL SER:.....	7
Desconexión de líneas de interconexión en el SER.....	8
Actuación de esquemas de acción remedial en el SER.....	8
Proceso de Restablecimiento.....	8
Gráficas PMU del evento, en las cuales se verifica la secuencia, valores de frecuencia y flujos de potencia alcanzados.....	9
Conclusiones.....	12
Acciones y recomendaciones EOR-OS/OM.....	13
Diagrama de la Red Afectada.....	13
Anexos.....	15



Condiciones operativas previas

El día 12 de febrero de 2025, estaban en servicio todas las líneas de interconexión, además de no haber restricciones a las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control (MCTP) vigentes.

Previo a ocurrir el evento de las 09:58 horas, el programa de intercambio real desde el sistema eléctrico de México se encontraba en **266 MW** (de un programa de 239 MW), para el periodo de mercado en el que ocurrió el evento, además no se reportan contingencias previas en la red de transmisión regional (RTR) o modificaciones al despacho programado de generación.

Además, es importante mencionar que de conformidad con los registros PMU, justo antes de ocurrir el evento de las 09:58 horas, no se presentaron oscilaciones electromecánicas de potencia no amortiguadas del modo habitual de 0.2 Hz, por lo cual no se observó inestabilidad en el SER antes del evento.

Cabe señalar también, que no se ejecutaba ningún mantenimiento en la red principal de Guatemala, que pudiera afectar el perfil de tensión en la Subestación Los Brillantes.

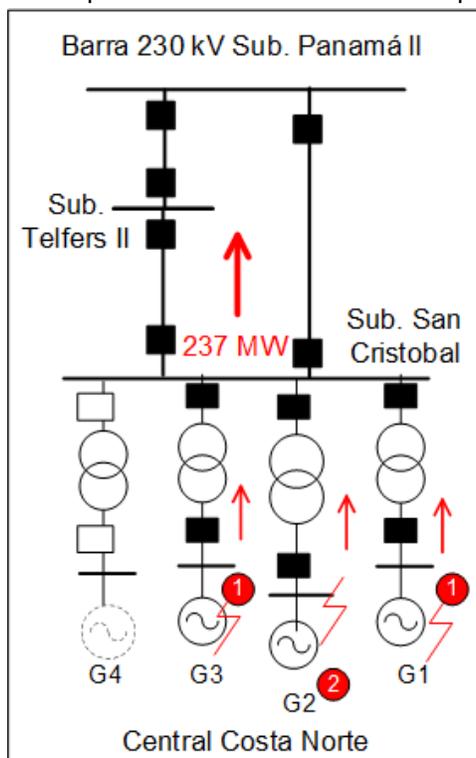
Descripción del Evento

A las **09:57:00** hrs se reporta la pérdida de **152 MW** de generación por salida forzada de las unidades G1 y G3 de la planta Costa Norte en el área de control de Panamá, esto por falla en el sistema de suministro de gas, luego a las **09:58:43** hrs ocurre la salida forzada o pérdida de generación paulatina de **84 MW** de la unidad de vapor G2, por la ausencia de las unidades G1 y G3, a continuación, las unidades generadoras que salieron de servicio se muestran en la siguiente tabla 1 y figura 1:

Tabla 1. Generadores que salieron de servicio de la planta Costa Norte

Unidad	Tipo o modelo	Despacho (MW)
G1	Gas	76.46
G2	Vapor	84.12
G3	Gas	76.10
G4	Gas	Fuera de servicio
Total, de generación de la planta (MW)		237.04

Figura 1. Generadores que salieron de servicio de la planta Costa Norte.



Con lo anterior, se observa un incremento rápido y paulatino del flujo de potencia desde México hacia el SER, por la línea 400 kV Tapachula – Los Brillantes, de **266 MW a 422 MW**, con un decaimiento en el voltaje hasta un mínimo de 0.964 PU, visto desde la subestación Los Brillantes (ver gráfica 7), por lo que actúa el esquema de disparo transferido por bajo voltaje (EDALTIBV), con apertura del interruptor de la subestación Los Brillantes de 400 kV, y desconectando la línea de interconexión de 400 kV entre México - Guatemala. Lo anterior debido a la pérdida de generación en el área de Panamá.

Con la separación de los sistemas eléctricos de México y Guatemala, y la pérdida de los 266 MW de inyección de potencia provenientes desde el SIN de México, más el desbalance inicial por la pérdida de la generación de la planta Costa Norte (237 MW), se provocan los siguientes efectos en cascada:

- a) Déficit de aproximadamente **503 MW** de generación en el SER, que provoca que la frecuencia descienda a un valor de **59.08 Hz**, en consecuencia, actúa hasta la segunda etapa del EDACBF regional en todas las áreas de control del SER, y solo la primera etapa en el área de control de Nicaragua (ver tabla 2).



- b) Debido al decremento de la frecuencia hasta un valor del 59.08 Hz, no se reportan disparos de generación por baja frecuencia que pudieran incrementar el desbalance carga/generación.
- c) Se observa un incremento de los flujos Norte-Sur en las líneas de interconexión, llegando a valores cercanos a los 400 MW.

A pesar de lo anterior, no se produce ninguna apertura de las líneas de interconexión entre áreas de control posterior a la falla, manteniéndose unidas, recuperando su balance carga/generación hasta llegar a mantener los sistemas estables.

En resumen, en la tabla 2 se muestran las etapas del EDACBF regional que se activaron durante el evento:

Tabla 2. Etapas EDACBF regional que actuaron

Área de control	Etapas I 59.3 Hz	Etapas II 59.1 Hz	Etapas III 58.9 Hz
Guatemala	Sí	Sí	No
El Salvador	Sí	Sí	No
Honduras	Sí	Sí	No
Nicaragua	Sí	No	No
Costa Rica	Sí	Sí	No
Panamá	Sí	Sí	No

Además, el EOR verificó que a partir de los registros PMU en las áreas de Nicaragua, Costa Rica y Panamá, no se cumplieron las condiciones de operación de los ECS regionales, por lo cual la no activación de éstos fue correcta.

Como consecuencia de lo anterior, la cantidad total de carga y generación desconectada durante el evento, en todas las áreas de control del SER se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 3. Demanda y generación total desconectada en el SER.

Área de Control	Demanda nacional (MW)	Carga desconectada (MW)	Generación desconectada (MW)
Guatemala	1732	148.66	0
El Salvador	776	53.4	0
Honduras	1417	82.23	0
Nicaragua	706	20.25	0
Costa Rica	1672	99.68	0
Panamá	1632	128.01	237
Total	7935	532.23	237.0

(*) Ninguna Área de control llegó al colapso total (cero voltaje - apagón nacional).

Condiciones operativas

En la tabla 4 se muestran los intercambios en tiempo real comparados con el intercambio programado correspondiente al predespacho del 12 de febrero de 2025.

Tabla 4. Intercambios reales (pre-contingencia, contingencia y post-contingencia) y programados.

Enlace	Pre-cont (MW)	Contingencia (MW)	Post-cont (MW)	Programado (MW)
México - Guatemala	266	422	0	239
Guatemala – El Salvador	50	93.1	-134	-28.3
Guatemala - Honduras	60	77	5	-22
El Salvador - Honduras	50	-165	-125	-43.7
Honduras - Nicaragua	100	-245	-150	-44.4
Nicaragua – Costa Rica	-50	-391	-300	-198.1
Costa Rica - Panamá	-50	-241	-210	-200.0

(*) El flujo negativo significa que la dirección es de sur hacia norte y el flujo contingencia significa la máxima inyección alcanzada en el enlace cuando ocurre la contingencia mencionada.

Comportamiento de la Frecuencia del SER:

A continuación, se presenta en la tabla 5, el comportamiento de la frecuencia en el SER, durante el evento del 12 de febrero de 2025 a las 09:58 horas.

Tabla 5. Frecuencia máxima y mínima reportada por área de control

Bloque	Área de control	Frecuencia máxima (Hz)	Frecuencia mínima (Hz)
SER	Guatemala	60.04	59.08
	El Salvador	60.09	59.09
	Honduras	60.11	59.10
	Nicaragua	60.10	59.12
	Costa Rica	60.09	59.13
	Panamá	60.09	59.07

* Valores en color rojo representan activación del EDACBF regional, y en color azul esquemas de protección de generadores por sobre-frecuencia.



DESEMPEÑO DEL EDACBF EN EL SER:

Para evaluar el desempeño de las etapas vigentes del EDACBF, se ha realizado un análisis de su comportamiento durante el evento.

Tabla 6. Operación de las etapas del EDACBF regional por área de control

Área de Control	Demanda (MW)	I etapa (MW)	II etapa (MW)	III etapa (MW)	Total (MW)	% total Real	% total esperado por etapas	Cumplió con % esperado?
Guatemala	1732	62.83	85.83	---	148.66	8.58	7	Sí
El Salvador	776	32.6	20.8	---	53.4	6.9	7	No
Honduras	1417	39.54	42.69	---	82.23	5.8	7	No
Nicaragua	706	20.25	---	---	20.25	2.86	3	No
Costa Rica	1672	54.7	44.98	---	99.68	5.96	7	No
Panamá	1632	55.12	72.89	---	128.01	7.84	7	Sí

* Valores en color rojo significan que la etapa no presentó buen desempeño, tal como lo indica el numeral 7.2.6.16 inciso b) del libro III del RMER.

Razones de incumplimiento durante la operación del EDACBF en ESA-CRI-PAN:

El Salvador: Reportó que uno de sus circuitos de distribución pertenecientes a la segunda etapa no operó o no dió apertura.

Honduras: Reportó que en la primera etapa, la demanda real no era la esperada, tal como se programó y en el caso de la segunda etapa dos de sus circuitos no operaron, uno debido a que no estaba disponible por razones técnicas y el otro su interruptor no operó debido a que el umbral de frecuencia no bajo de 59.3 Hz.

Costa Rica: Reporta que circuitos de la segunda etapa operaron de manera parcial debido a que el umbral de frecuencia no estuvo debajo de 59.3 Hz por más de 6 ciclos, además que la demanda en algunos de sus circuitos estuvo por debajo de la esperada.

Acciones de los OS/OM para mejorar el desempeño del EDACBF:

El Salvador: No ha informado al momento, de sus acciones remediales para solventar el incumplimiento.

Honduras: Solamente realizó la sustitución del circuito indisponible, por otro similar.

Costa Rica: Informa que la distribuidora estará haciendo pruebas para descartar cualquier mal funcionamiento de la protección.

Desconexión de líneas de interconexión en el SER

Tabla 7. Líneas de interconexión que salieron de servicio en el SER.

Interconexión	Operación Interruptores	Observación
Tapachula – Los Brillantes	Ambos extremos	Operación del EDALTIBV

Nota: Ninguna línea de interconexión se encontraba fuera de servicio antes de ocurrir el evento.

Actuación de esquemas de acción remedial en el SER

Tabla 8. Esquemas de control suplementario importantes que operan el SER.

ECS	Opero	Observación
EDACBF	Sí	Opero en las 6 áreas de control ayudando a recuperar la frecuencia.
EDALTIBF	No	-----
ESIM004_OSC	No	-----
ECS de Respaldo CRI	No	-----
SPEAR	No	-----
ECS-R	No	-----
EDAC	No	Debió haber operado ante la pérdida de generación de la planta Costa Norte, se investigará las razones del porque no actuó.

Nota: Estos esquemas son los que más actúan con regularidad en el SER y el EDALTIBV no se incluye por ser propiedad del CENACE.

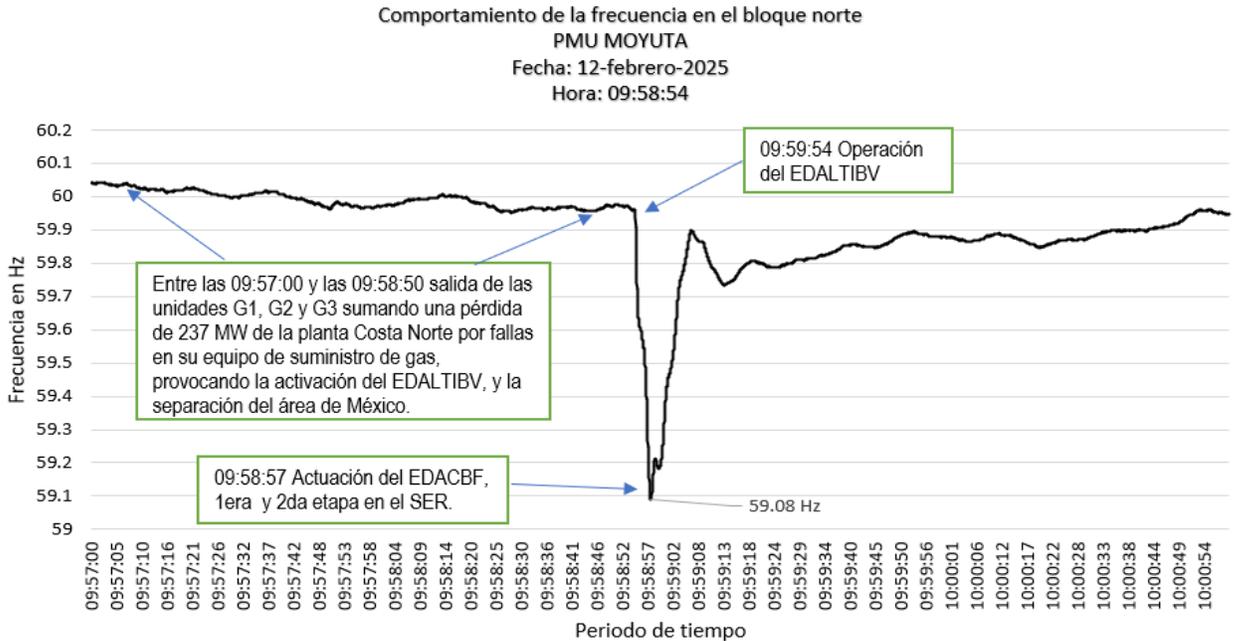
Proceso de Restablecimiento

- A las **10:09:00** Se informa del cierre y normalización de la línea de interconexión Tapachula – Los Brillantes, por lo que se hace la sincronización del SIN y el SER.
- A las **10:10:00** Normalización de los circuitos de distribución en el SER.

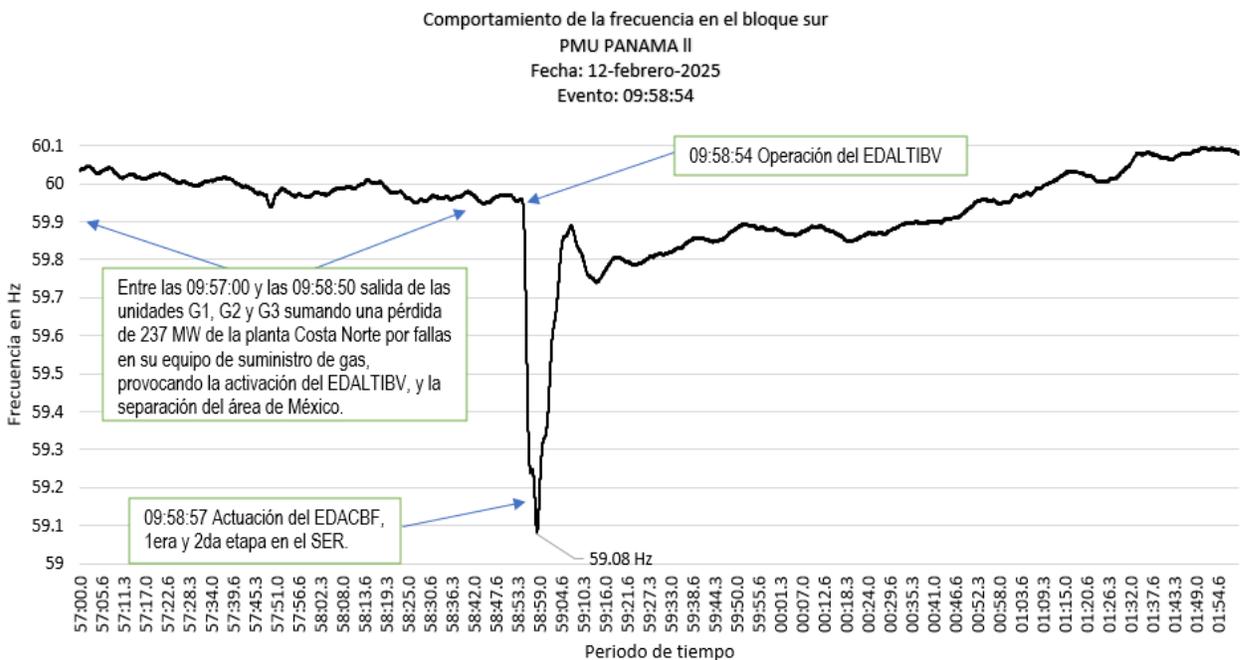


Gráficas PMU del evento, en las cuales se verifica la secuencia, valores de frecuencia y flujos de potencia alcanzados.

Gráfica 1: Comportamiento de la frecuencia vista desde el área de Guatemala.

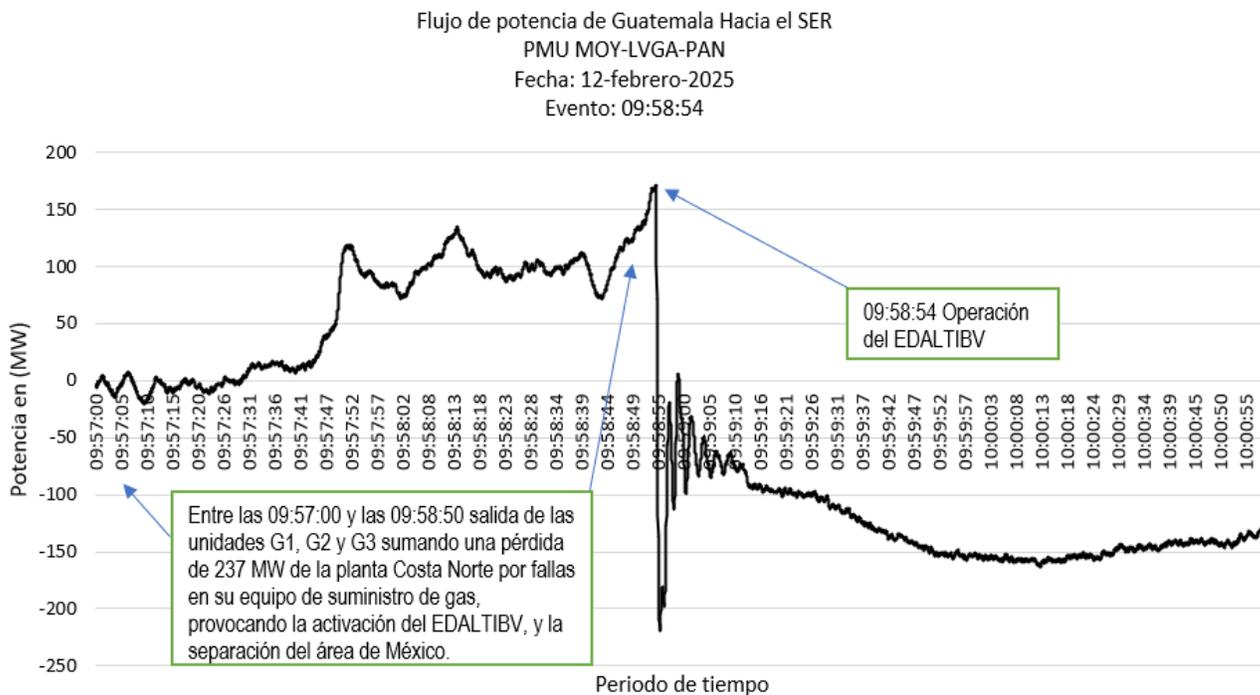


Gráfica 2: Comportamiento de la frecuencia vista desde Panamá.

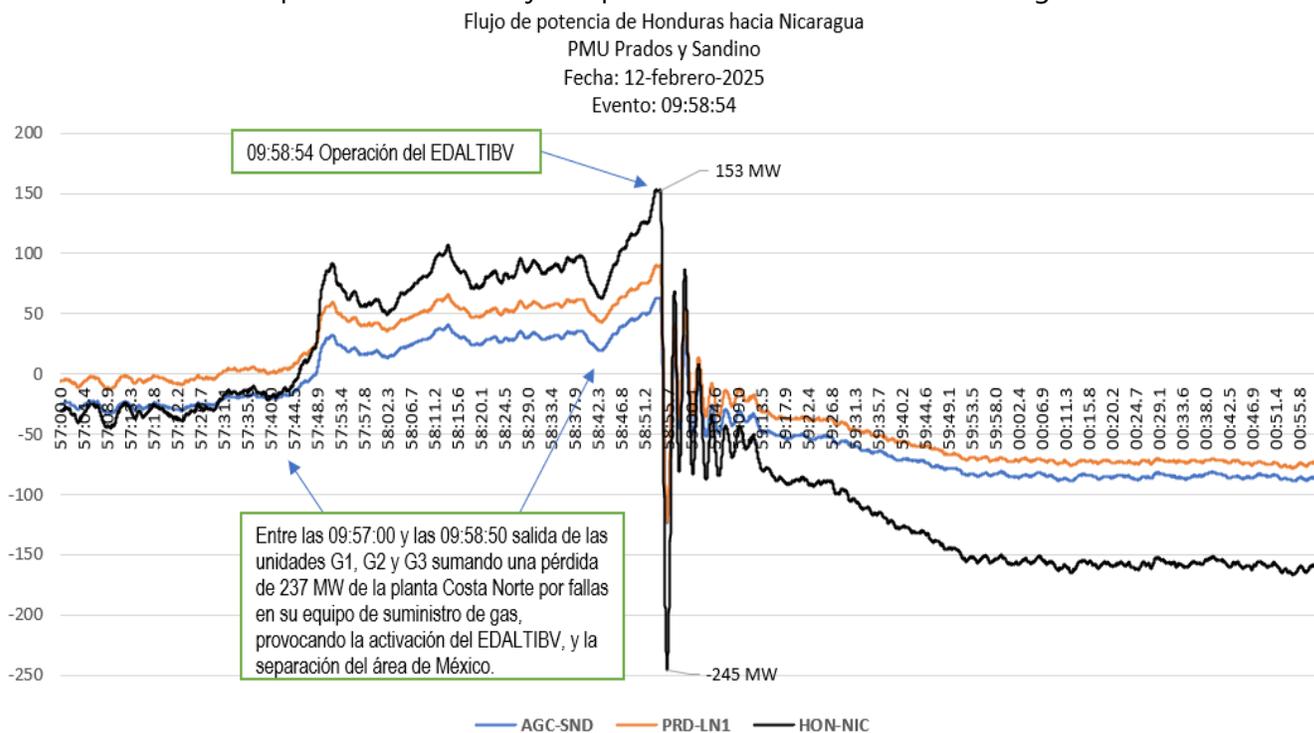




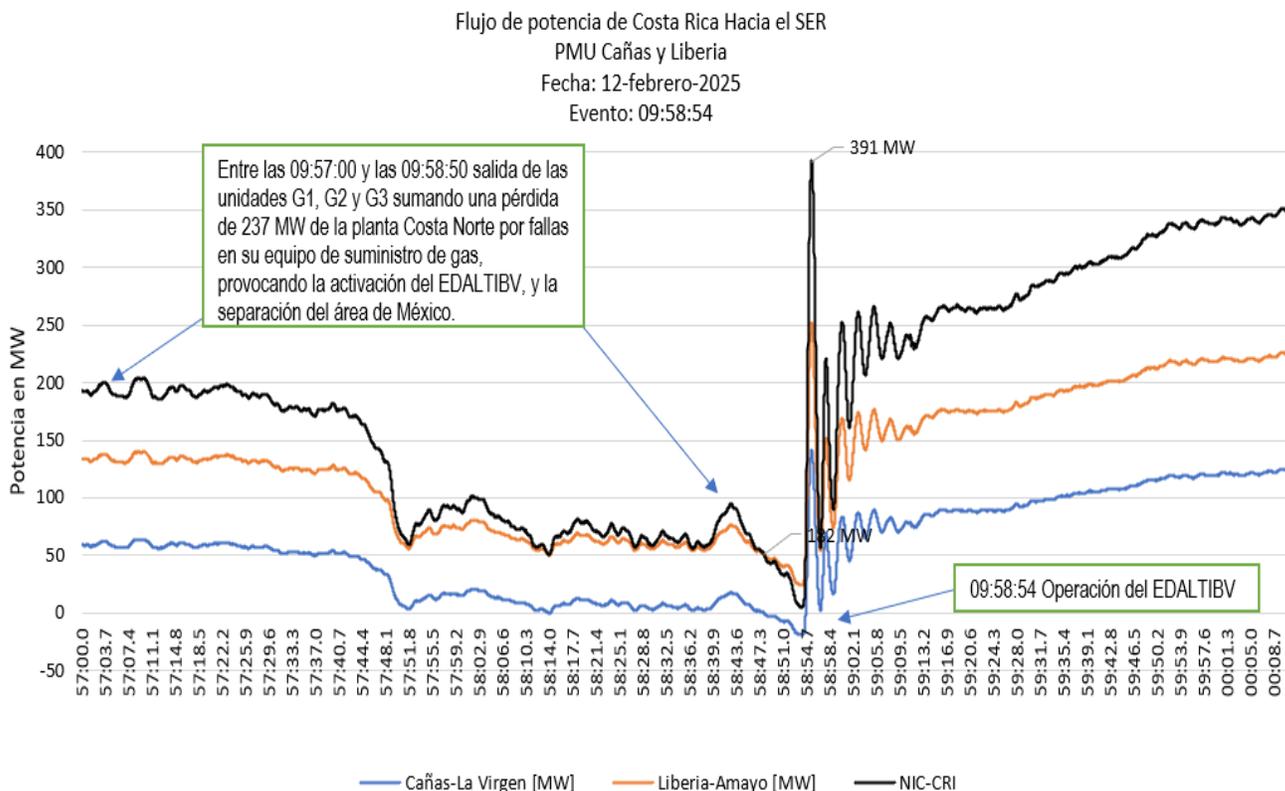
Gráfica 3: Comportamiento del flujo de potencia de Guatemala hacia el SER.



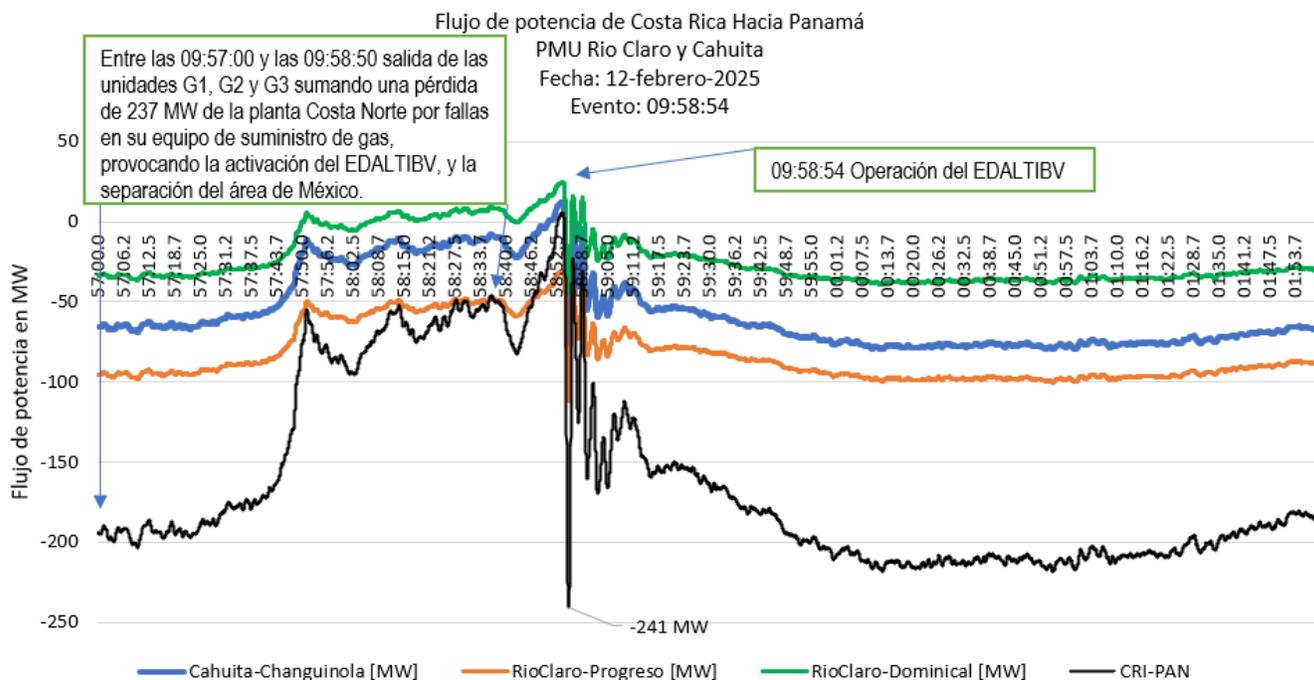
Gráficas 4: Comportamiento del flujo de potencia entre Honduras – Nicaragua.



Gráficas 5: Comportamiento del flujo de potencia entre Costa Rica – Nicaragua.

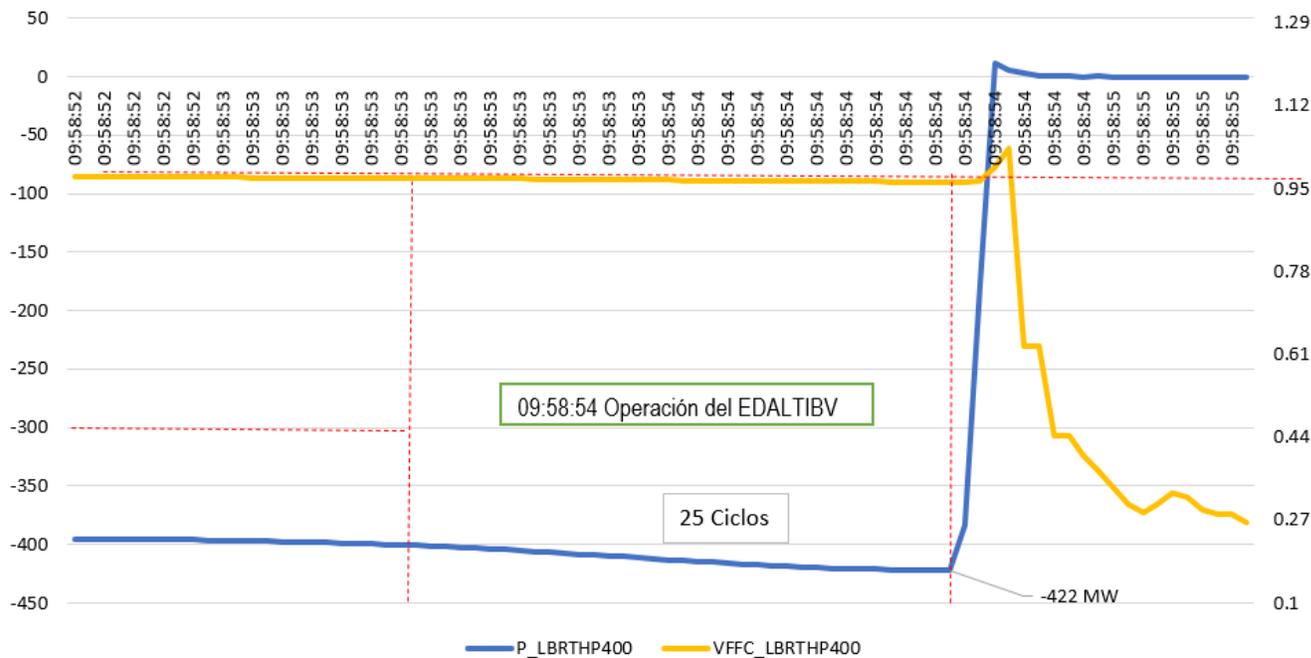


Gráfica 6: Comportamiento del flujo de potencia entre Costa Rica – Panamá.



Gráfica 7: Comportamiento del voltaje y flujo de la línea THP-LBR 400 kV (MEX-GUA).

Desempeño del ECS (EDALTIBV), visto desde la subestación Los Brillantes



Conclusiones

1. El evento se originó por la falla en el sistema de suministro de gas de las unidades G1 y G3, y con ello la unidad de ciclo combinado G2, por lo que se pierde generación en la planta Costa Norte un total de 237 MW en el área de control de Panamá.
2. Se observa que no hubo actuación correcta en tiempo y forma del esquema local EDAC para la planta Costa Norte.
3. Los ECS regionales, instalados en las áreas de control de Nicaragua, Costa Rica y Panamá, operaron correctamente al no activarse, dado que no se cumplieron las condiciones para ello.
4. No todas las etapas de desconexión de carga del EDACBF regional, operaron con buen desempeño en las áreas de control de ESA-HON-CRI, por lo que se incumplió con lo establecido en el numeral 7.2.6.16 del RMER.
5. Con base en los registros PMU, se verifica que el esquema de disparo transferido por bajo voltaje EDALTIBV, operó de manera correcta al activarse, según sus ajustes vigentes, ya que cumplió los parámetros de flujo de potencia mayor a 300 MW y de voltaje, el cual fue inferior a 0.97 PU.

Acciones y recomendaciones EOR-OS/OM

- El EOR está dando seguimiento y en coordinación con el CTSO, sobre el desempeño de la respuesta regulación primaria de frecuencia de las áreas de control para cumplir con lo establecido en el numeral 16.2.7.9 del libro III del RMER.
- El OS/OM de Panamá, informa que su agente generador procedió con la reparación de la fuga de glicol en el intercambiador de calor, mediante el cierre de las válvulas de entrada y salida del refrigerante.
- Se solicitó al OSOM de Panamá mediante nota oficial, información sobre la implementación definitiva de mejoras y correcciones en el esquema local EDAC de la planta Costa Norte en el SPEAR.

Diagrama de la Red Afectada

Diagrama 1: Unifilar Pre-contingencia

Diagrama unifilar de la zona afectada

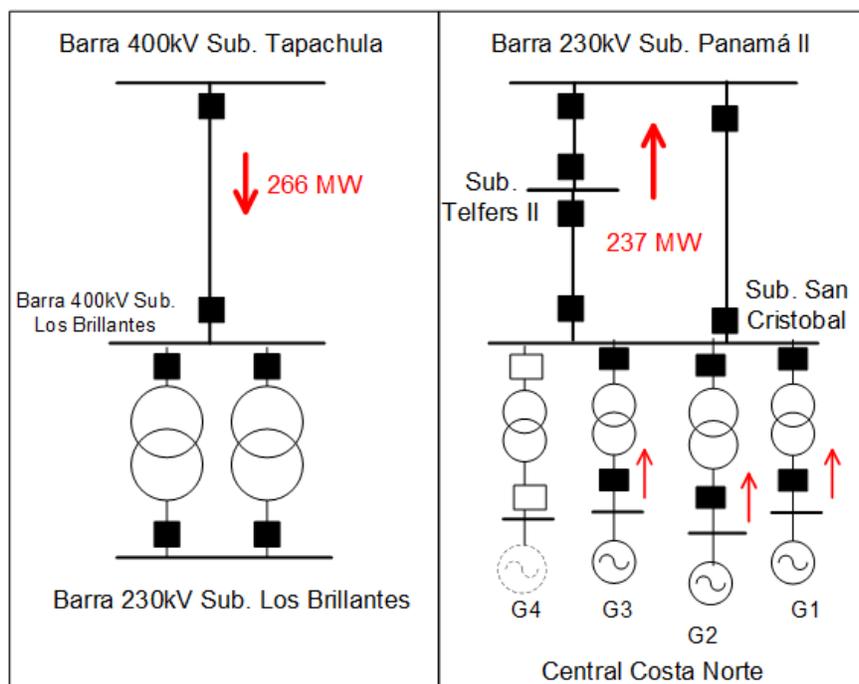


Diagrama 2: Unifilar contingencia

Diagrama unifilar de la zona afectada

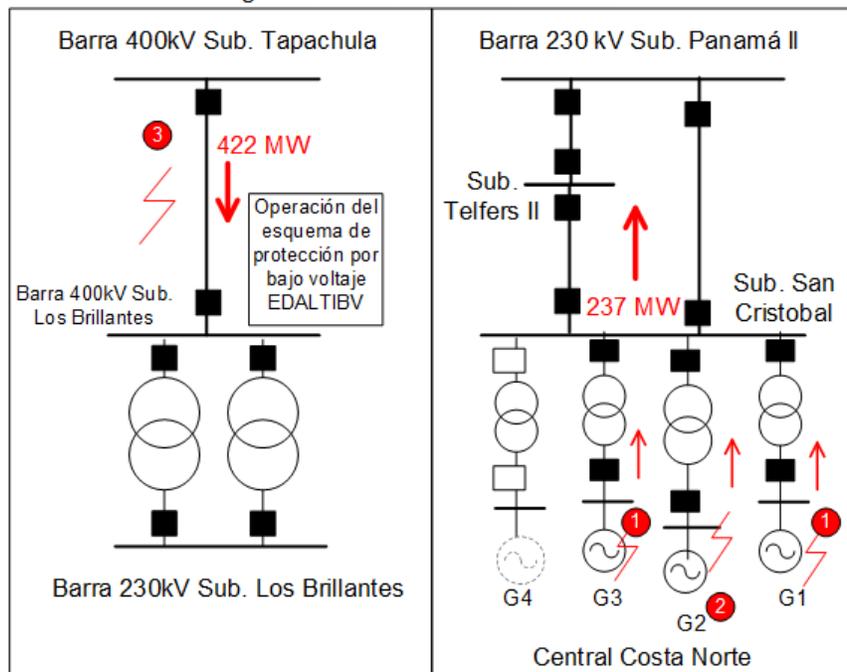
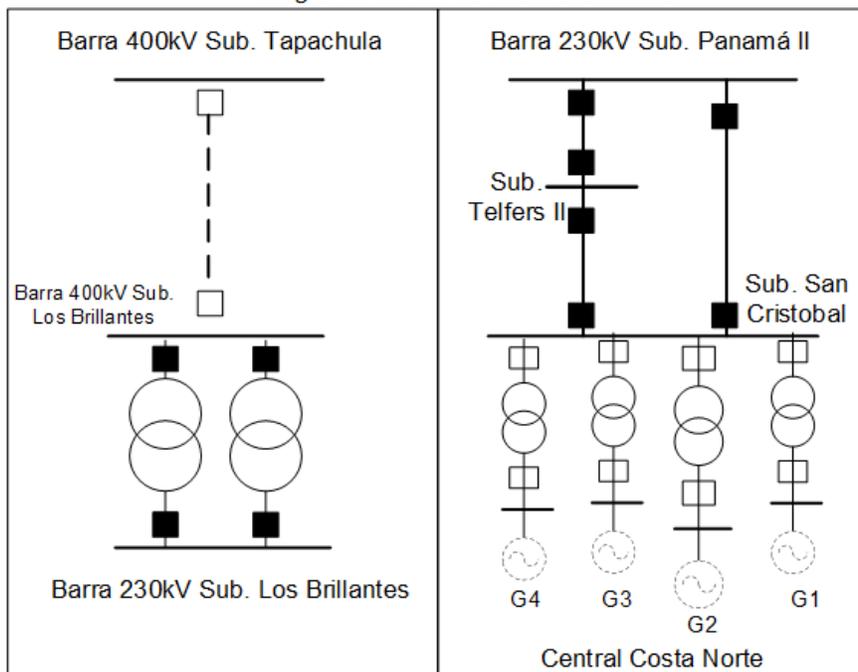


Diagrama 3: Unifilar Post-contingencia

Diagrama unifilar de la zona afectada



Anexos

Anexo 1: Etapas correspondientes al EDACBF regional y EDALTIBF vigentes

Ajustes del EDACBF y EDALTIBF para el SER			
Área de control	Frecuencias [Hz] Etapas [1, 2, 3]	Tiempo de retraso [s]	Corte de carga [%] Etapas [1, 2, 3]
Guatemala	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
El Salvador	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
Honduras	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
Nicaragua	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
Costa Rica	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
Panamá	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
EDALTIBF: Apertura de interconexiones en 58.8 Hz			
Tiempos de retraso [s]: [[GS], [G,H], [S,H], [H,N], [N,CR], [CR,P]]=[1, 1, 1, 0.2, 0.6, 1]			
EDALTIBF: Apertura de interconexiones en 58.65 Hz			
Tiempos de retraso [s]: [[GS], [G,H], [S,H]]=[0, 0, 0]			

Anexo 2: Parámetros de activación de operación del ECS de bajo voltaje (EDALTIBV)

ECS por Bajo Voltaje Subestación Tapachula

