

## 1. DESCRIPCIÓN DEL EVENTO

El día 15 de septiembre del 2024 a las 15:37:28 horas, inició la caída de la frecuencia en el Sistema Eléctrico de Costa Rica. El EOR, en su reporte preliminar de evento No. 222-09-2024, indica que se presentó la pérdida de 125 MW de carga y 53 MW generación en el Sistema Eléctrico de Nicaragua, debido a un disparo en cascada de varias líneas de transmisión de 138 kV y 230 kV no especificadas, por falla de discrepancia de fases en el interruptor L9240 de la ST Los Brasiles. Analizando los flujos en las interconexiones y las frecuencias registradas en los PMU, se estima que esta pérdida de carga ocurrió aproximadamente a las 15:37:25 horas. Como consecuencia, el EOR señala que se presentaron oscilaciones de tensión en el área de control de Honduras, lo que llevó a la desconexión de 83.9 MW de generación y 42.35 MW de carga, al dispararse la LT 69 kV Guaimaca - Juticalpa (L422) y desconectar la Central Patuca III. Según nuestros registros, esto ocurrió a las 15:37:27 horas.

Posteriormente, debido al déficit de generación resultante en el SER, se incrementó el flujo de potencia proveniente desde México, alcanzando, según el EOR, una magnitud de 420 MW. Este incremento en el flujo de la interconexión Mexico - Guatemala provocó la activación del esquema de disparo por bajo voltaje EDALTIBV, abriendo interruptores en ST Tapachula y ST Los Brillantes por disparo transferido. Según los registros de PMU la ocurrencia de este último suceso fue a las 15:37:28 horas.

Tras la pérdida de la interconexión con México, el SER experimentó un déficit de generación de más de 400 MW, lo que redujo la frecuencia hasta activar de forma parcial la primera etapa del EDACBF en algunas áreas de control.

En Costa Rica, la frecuencia cayó hasta los 59.29 Hz, según las mediciones del PMU en la ST Río Claro, lo que activó la desconexión por baja frecuencia en cinco líneas de distribución como parte de la primera etapa del EDACBF. Es importante destacar que, durante el evento, el valor de la frecuencia registrado en la zona central del país no alcanzó el umbral de activación de 59.3 Hz. Según nuestros registros de los PMU más cercanos, la frecuencia mínima registrada en esa zona fue de 59.311 Hz (PMU de ST Pirrís y PMU de ST Angostura). Sin embargo, en la zona sur del país, la frecuencia sí superó este umbral, alcanzando el valor mínimo antes mencionado en la ST Río Claro.

## 2. CONSECUENCIAS DEL EVENTO

En Costa Rica, tuvo lugar la actuación parcial del EDACBF que desconectó cinco circuitos de distribución que forman parte de la primera etapa del esquema. Los circuitos desconectados están vinculados a las subestaciones: Desamparados, El Este, Escazú, Palmar, Río Claro. La pérdida de carga, como resultado de la desconexión de los circuitos, fue de 19.63 MW, aproximadamente.

## 3. CONDICIÓN PREFALLA DEL SEN

Un minuto antes del evento, el SEN registraba una demanda de 1418.87 MW y los flujos netos de potencia en las interconexiones tenían los siguientes valores: CRI-NIC = 103.59 MW y CRI-PAN = -197.12 MW.

**Observaciones:** Ninguna.

**Diagrama unifilar:** Ver Figura 5.

## 4. DESCRIPCIÓN DE LOS SUCESOS EN ORDEN CRONOLÓGICO

Fecha-Hora	Elemento	Causa
15/09/2024 15:37	ST Desamparados, Apertura LD-03 (Río Azul)	Baja Frecuencia
15/09/2024 15:37	ST El Este, Apertura LD-03 (San Diego)	Baja Frecuencia
15/09/2024 15:37	ST Escazú, Apertura Valle Central	Baja Frecuencia
15/09/2024 15:37	ST Palmar, Apertura LD-04 (Puerto Jiménez)	Baja Frecuencia
15/09/2024 15:37	ST Río Claro, Apertura LD-01 (Chacarita)	Baja Frecuencia

## 5. CONFIGURACIÓN POSTFALLA

Un minuto después de iniciado el evento, el SEN registraba una demanda de 1403.64 MW y los flujos netos de potencia en las interconexiones tenían los siguientes valores: CRI-NIC = 300.16 MW y CRI-PAN = -267.61 MW. Con excepción de las líneas que forman parte del EDACBF, ningún otro elemento del SEN fue desconectado por acción de las protecciones.

**Observaciones:** Ninguna.

**Diagrama unifilar:** Ver Figura 6.

## 6. MANIOBRAS DE NORMALIZACIÓN REALIZADAS

Fecha-Hora	Elemento	Estado
15/09/2024 15:42	ST Palmar, LD-04 (Puerto Jiménez)	Normalizado
15/09/2024 15:43	ST Río Claro, LD-01 (Chacarita)	Normalizado
15/09/2024 15:43	ST Escazú, Valle Central	Normalizado
15/09/2024 15:43	ST El Este, LD-03 (San Diego)	Normalizado
15/09/2024 15:43	ST Desamparados, LD-03 (Río Azul)	Normalizado

## 7. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Subestación	Elemento	Potencia interrumpida [MW]	Energía no suministrada [MWh]	Duración [hh:mm:ss]
El Este	LD-03 (San Diego)	8.93	0.89	00:06:00
Escazú	Valle Central	4.46	0.45	00:06:00
Desamparados	LD-03 (Río Azul)	3.99	0.40	00:06:00
Palmar	LD-04 (Puerto Jiménez)	1.70	0.14	00:05:00
Río Claro	LD-01 (Chacarita)	0.55	0.06	00:06:00
<b>Totales</b>		<b>19.63</b>	<b>1.93</b>	—
<b>Costo Energía No Suministrada</b>			<b>US\$ 982.81</b>	—

Se utiliza el Costo de Energía No Suministrada para Costa Rica del Bloque 1 (US\$ 508 por MWh). Tabla de la página 13 de la **Resolución CRIE-44-2023**.

## 8. GENERACIÓN DESCONECTADA

Elemento	Desconexión [hh:mm]	Normalización [hh:mm]	Potencia pre- falta [MW]	Causa
<b>Total</b>			<b>0</b>	—

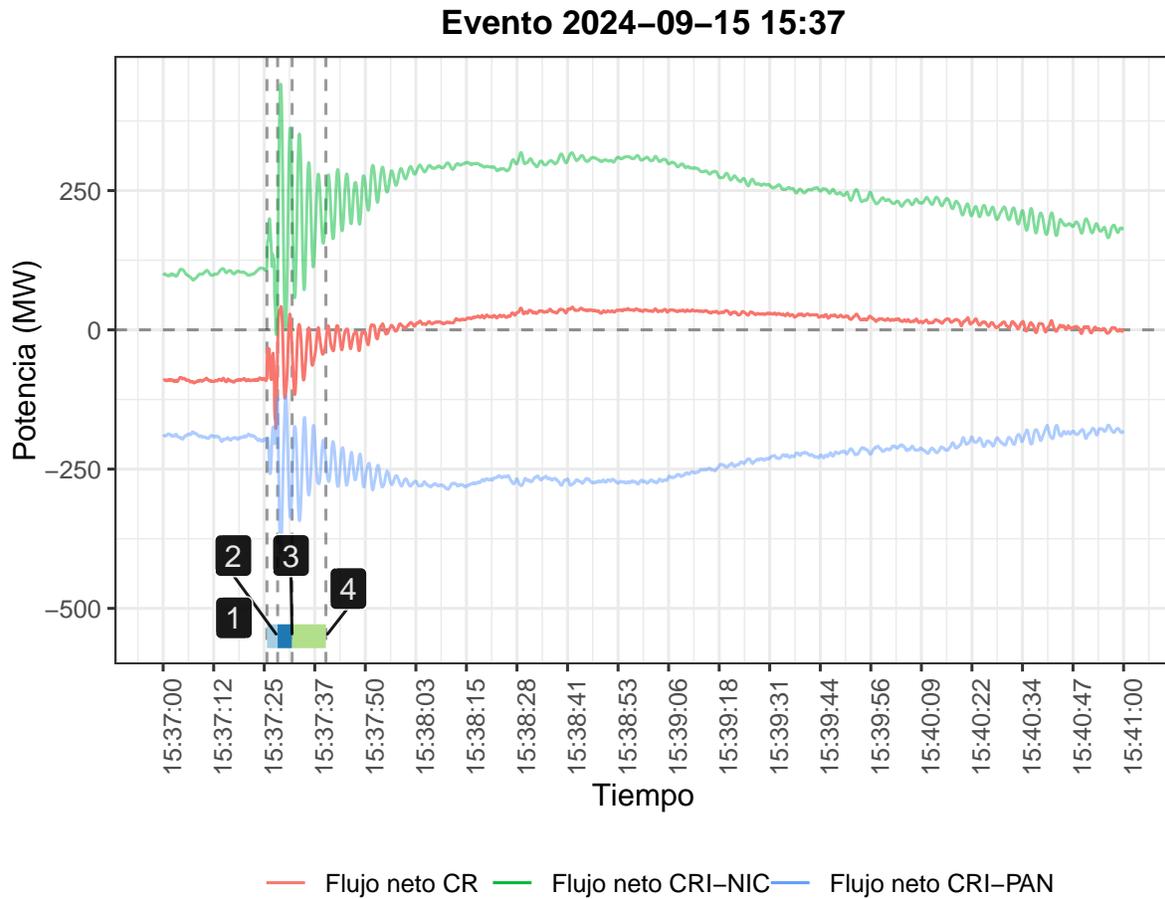
## 9. CONSIDERACIONES FINALES

El desempeño del EDACBF fue correcto, puesto que la totalidad de la primera etapa no debió de actuar, dado que no se alcanzaron las condiciones de activación en todas las subestaciones del Sistema Eléctrico Nacional. Se justifica la operación de las protecciones de las líneas de distribución de la zona central del país (LD 34.5kV Escazú - Valle Central, LD 34.5kV El Este - San Diego y la LD 34.5kV Desamparados - Río Azul), cuyo ajuste de disparo está establecido en 59.34 Hz, debido a limitaciones tecnológicas de sus equipos, según lo indicado previamente por el agente distribuidor que las administra. Por otro lado, las líneas de la zona sur del país (LD 34.5kV Río Claro - Chacarita y LD 34.5kV Palmar - Puerto Jiménez) actuaron correctamente, ya que en esta zona del país el umbral de activación de las protecciones de baja frecuencia sí fue alcanzado.

## 10. ANEXOS

**Figura 1: Flujos netos en las interconexiones**

Datos tomados de los PMU



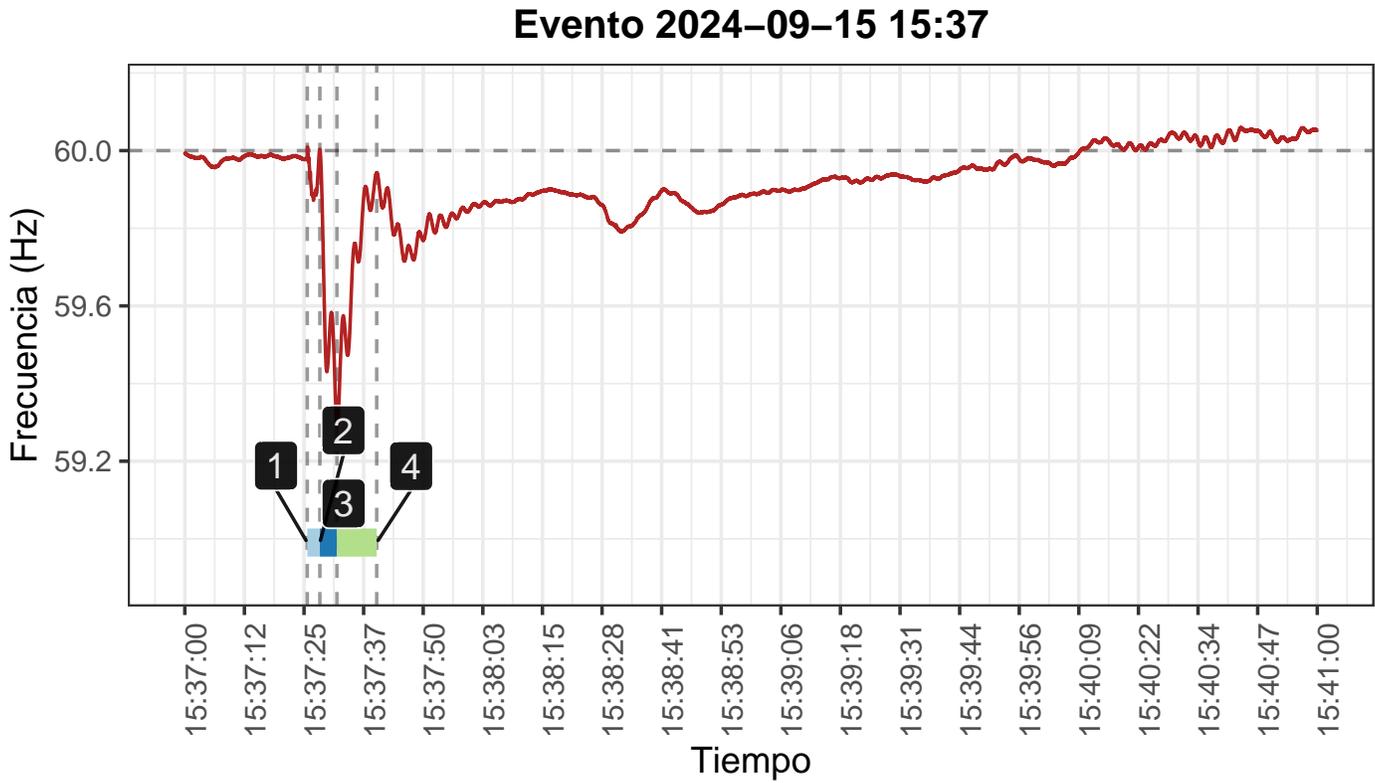
**1** Inicio del evento

**3** Frecuencia mínima

**2** Desconexión de MEX

**4** Frecuencia máxima

**Figura 2: Frecuencia medida en ST Río Claro**  
 Datos tomados del PMU



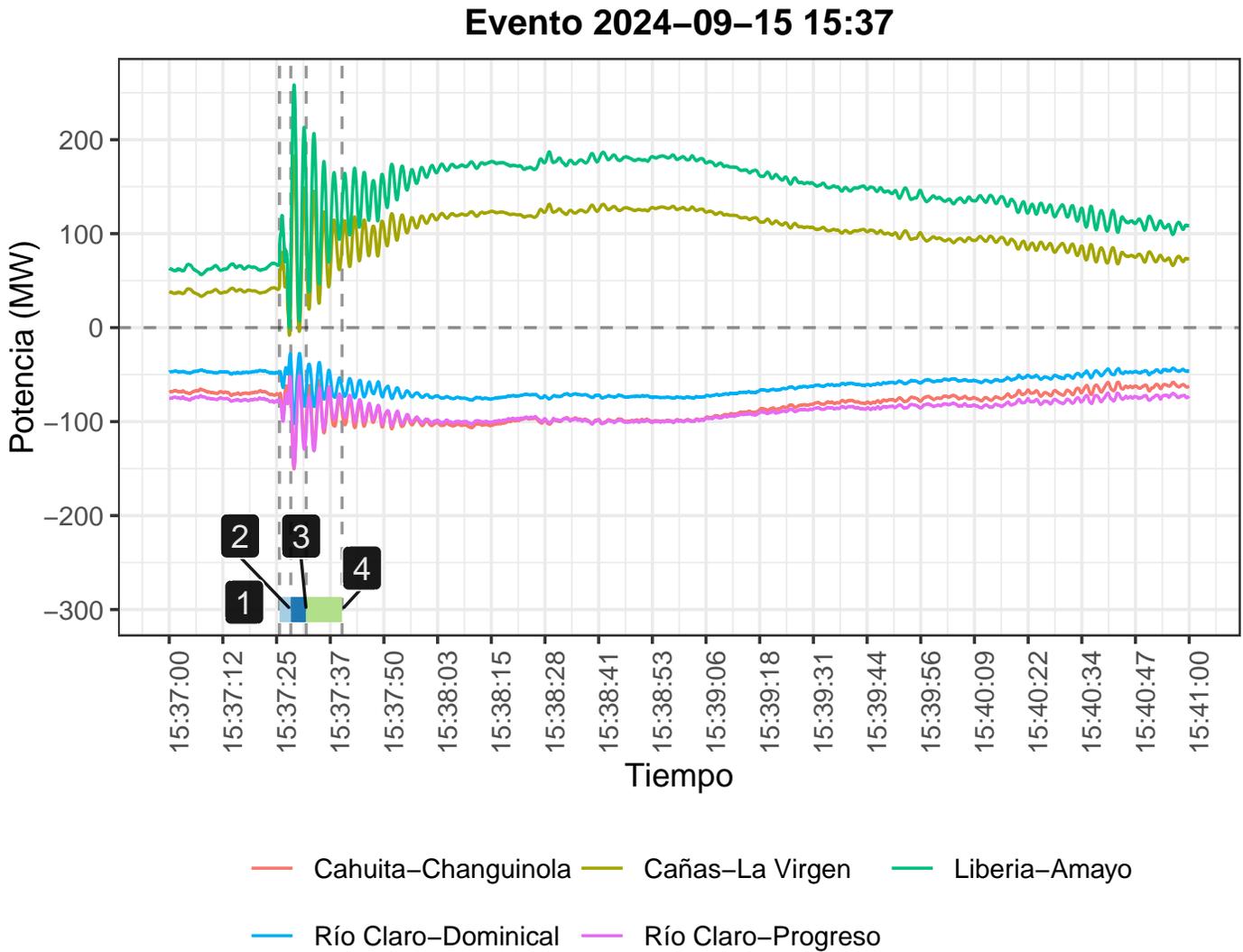
**1** Inicio del evento

**3** Frecuencia mínima

**2** Desconexión de MEX

**4** Frecuencia máxima

**Figura 3: Flujos en las interconexiones**  
 Datos tomados de los PMU



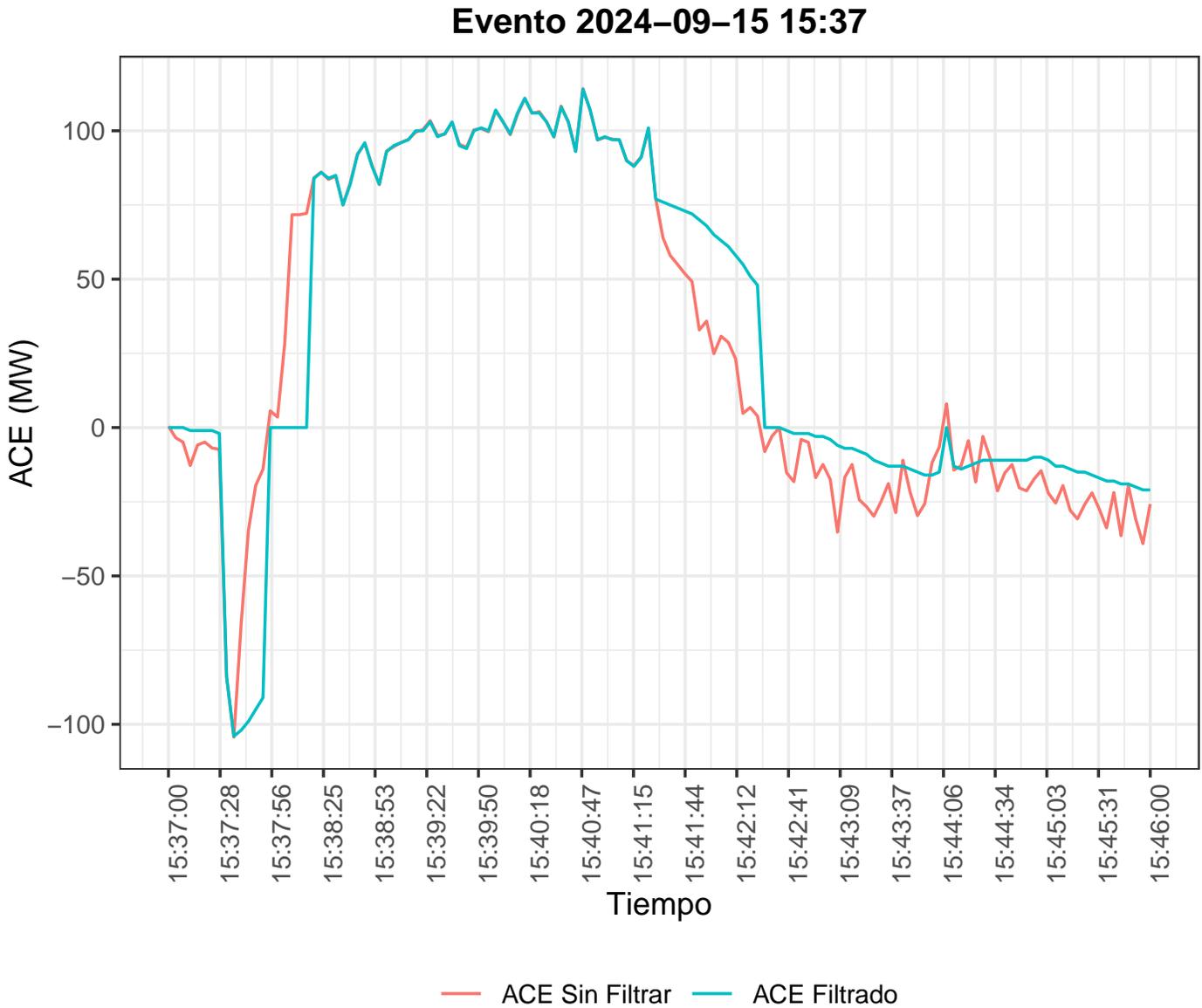
**1** Inicio del evento

**3** Frecuencia mínima

**2** Desconexión de MEX

**4** Frecuencia máxima

Figura 4: ACE crudo y filtrado  
Datos tomados del historiad





**Figura 6: Configuración postfalla**  
 Los elementos desconectados se señalan mediante ✖

