



Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico
Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc.

OC-2025-001036

Santo Domingo, 26 de noviembre de 2025

Señor:

Andrés E. Astacio Polanco

Superintendente de Electricidad

Presidente del Consejo

Superintendencia de Electricidad (SIE)

Ciudad.

Asunto: Informe de Evento del 11 de noviembre

Distinguido Sr. Astacio:

En atención al evento ocurrido el día 11 de noviembre entre las 13h23 y 13h25, en cual terminó en un colapso total de la tensión del SENI.

En atención a lo establecido en el Artículo 216 del RALGE, el cual establece:

“El OC deberá supervisar la operación en tiempo real del SENI en todo momento, y deberá controlar el cumplimiento de los programas y políticas de operación. A tal efecto, el OC podrá requerir al CCE información, en tiempo real, sobre las operaciones que se estén llevando a cabo, informes sobre las desviaciones respecto del Programa Diario de Operación, así como cualquier información que pueda ser necesaria para garantizar la seguridad, calidad y economía de la operación del SENI.

En caso de que lo amerite, el OC podrá convocar a los Agentes del MEM para el análisis de fallas por incidencias, cuyas conclusiones serán comunicadas a todos los Agentes del MEM y a la SIE, la que deberá efectuar el seguimiento de la implementación de las conclusiones adoptadas y de ser el caso disponer las sanciones correspondientes por incumplimiento de los Agentes del MEM”.

Le remitimos el informe correspondiente al análisis del evento, con una descripción cronológica de lo sucedido y las recomendaciones correspondientes.

Quedamos a su disposición para ofrecer las aclaraciones que estime pertinentes.

Atentamente,

Manuel López San Pablo
Gerente General





**ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.**

**26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)**

OC-GO-07-IDE-20251126-V0

Para: Agentes del MEM

Preparado por: Gerencia de Operaciones del OC

ELABORADO	REVISADO	APROBADO	FECHA DE SALIDA
Área de Aseguramiento de la Operación	Eduardo A. De León C. Encargado de Aseguramiento de la Operación	Iván Veras Gerente de Operaciones	2025-11-26

ÍNDICE

1.OBJETIVO	6
2.SITUACIÓN PREVIA AL EVENTO	6
3.ANÁLISIS DEL EVENTO	7
3.1. COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA DURANTE EL EVENTO	11
3.2. RESUMEN CRONOLÓGICO DE LOS EVENTOS	12
4.COMPORTAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DURANTE EL EVENTO	13
4.1. CAMPO DE LÍNEA 138 KV LOS ORÍGENES – SPM	13
4.2. CAMPO DE LÍNEA 138 KV COASTAL – LA ROMANA	14
4.3. CAMPO DE LÍNEA 138 KV CUMAYASA – SPM	18
4.4. CAMPO DE LÍNEA 138 kv BOCA CHICA – SPM 2	22
4.5. CAMPO DE LÍNEA 138 KV EL SOCO – HATO MAYOR 2	23
4.6. CAMPO DE LÍNEA 138 KV SPM 2 – SPM	27
4.7. CAMPO DE LÍNEA 138 KV CIP LA LUISA – SPM 2	31
4.8. CAMPO DE LÍNEA 138 KV SAN PEDRO BIOENERGY – SPM	33
4.9. CAMPO DE LÍNEA 138 KV GUERRA (CABRETO) – SPM 2	36
4.10. CAMPO DE LÍNEA 138 KV JUAN DOLIO – SPM 2	40
5.COMPORTAMIENTO DE LOS GENERADORES INVOLUCRADOS EN EL EVENTO	42
5.1. COMPORTAMIENTO DE LAS CENTRALES Y ACTUACIÓN DE LAS PROTECCIONES	44
5.1.1. CESPM	44
5.1.2. ESTRELLA DEL MAR 3	44
5.1.3. PUNTA CATALINA 2	44
5.2. COMPORTAMIENTO DE LAS CENTRALES EN REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF)	49
5.3. EVALUACIÓN DEL CONTROL SECUNDARIO DE LA FRECUENCIA	52
5.3.1. EVALUACIÓN DEL CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN (AGC)	52
5.4. EVALUACIÓN DE LA RESPUESTA DE LAS CENTRALES EN RSF	56
6.SIMULACIÓN DEL EVENTO	59
6.1. SIMULACIÓN CON EL CAPE	59
7.ESQUEMA DE DESLASTRE AUTOMATICO DE CARGA	63
8.COMPORTAMIENTO DE LOS CIRCUITOS QUE ABREN POR BAJA FRECUENCIA	66
8.1. COMPORTAMIENTO DE LOS CIRCUITOS DISTRIBUIDORA EDENORTE	66
8.2. COMPORTAMIENTO DE LOS CIRCUITOS DISTRIBUIDORA EDEESTE	69
8.3. COMPORTAMIENTO DE LOS CIRCUITOS DISTRIBUIDORA EDESUR	72
8.4. COMPORTAMIENTO DE LOS CIRCUITOS DE LOS UNR'S	74

8.4.1.	COMPORTAMIENTO UNR CEMEX	74
8.4.2.	COMPORTAMIENTO UNR DOMICEN	74
8.4.3.	COMPORTAMIENTO UNR PVDC	74
9.	CONCLUSIONES	75
10.	ACCIONES RECOMENDADAS	78
11.	REFERENCIAS	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Diagrama unifilar simplificado de la zona afectada por la falla	9
Figura 2.	Esquema simplificado de los elementos afectados por la falla durante el evento	10
Figura 3.	Frecuencia del SENI durante el evento, registrador de frecuencia del SENI de Julio Sauri	11
Figura 4.	Orden cronológico de las actuaciones de los elementos del SENI durante la falla	12
Figura 5.	Registro de falla COMTRADE línea 138 kV SPM – Los Orígenes	13
Figura 6.	Registro de falla COMTRADE línea 138 kV Coastal – La Romana.....	14
Figura 7.	Registro de señales binarias del campo de línea 138 kV Coastal – La Romana	15
Figura 8.	Diagrama de impedancias de fase vista por la protección del campo de línea 138 kV Coastal – La Romana.....	16
Figura 9.	Anunciación del campo de línea 138 kV Coastal – La Romana	17
Figura 10.	Registro de falla COMTRADE línea 138 kV Cumayasa – SPM.....	18
Figura 11.	Registro de señales binarias del campo de línea 138 kV Cumayasa – SPM.....	19
Figura 12.	Diagrama de impedancias de fase vista por la protección del campo de línea 138 kV Cumayasa – SPM	20
Figura 13.	Anunciación del campo de línea 138 kV Cumayasa – SPM.....	21
Figura 14.	Anunciación del campo de línea 138 kV Boca Chica – SPM 2.....	22
Figura 15.	Registro de falla COMTRADE línea 138 kV El Soco – Hato Mayor 2.....	23
Figura 16.	Registro de señales binarias del campo de línea 138 kV El Soco – Hato Mayor 2	24
Figura 17.	Diagrama de impedancias de fase vista por la protección del campo de línea 138 kV El Soco – Hato Mayor 2	25
Figura 18.	Anunciación del campo de línea 138 kV El Soco – Hato Mayor 2.....	26
Figura 19.	Registro de falla COMTRADE línea 138 kV SPM 2 – SPM.....	27
Figura 20.	Registro de señales binarias del campo de línea 138 kV SPM 2 – SPM	28
Figura 21.	Diagrama de impedancias de fase vista por la protección del campo de línea 138 kV SPM 2 – SPM	29
Figura 22.	Anunciación del campo de línea 138 kV SPM 2 – SPM	30
Figura 23.	Registro de falla COMTRADE línea 138 kV CIP – La Luisa – SPM 2	31
Figura 24.	Registro de señales binarias del campo de línea 138 kV CIP – La Luisa – SPM 2.....	32
Figura 25.	Registro de falla COMTRADE y señales binarias del campo de línea 138 kV San Pedro Bioenergy – SPM.....	34

Figura 26. Anunciación del campo de línea 138 kV San Pedro Bioenergy – SPM.....	35
Figura 27. Registro de falla COMTRADE línea 138 kV Guerra (Cabreto) – SPM 2.....	36
Figura 28. Registro de señales binarias del campo de línea 138 kV Guerra (Cabreto) – SPM 2.....	37
Figura 29. Diagrama de impedancias de fase vista por la protección del campo de línea 138 kV Guerra (Cabreto) – SPM 2	38
Figura 30. Anunciación del campo de línea 138 kV Guerra (Cabreto) – SPM 2.....	39
Figura 31. Registro de falla COMTRADE línea 138 kV Juan Dolio – SPM 2	40
Figura 32. Registro de señales binarias del campo de línea 138 kV Guerra (Cabreto) – SPM 2.....	41
Figura 33. Cronología de las centrales que dispararon antes de la completa caída del sistema	42
Figura 34. Salidas de centrales generadoras y actuación del EDAC.....	43
Figura 35. Registro de COMTRADE del campo de generación de la CESP 1.....	44
Figura 36. Secuencia de evento de las protecciones de EDM3	44
Figura 37. Potencia y frecuencia de la central Punta Catalina 2 durante el evento	45
Figura 38. Comportamiento del Sistema de Almacenamiento AES Andrés	49
Figura 39. Comportamiento del Sistema de Almacenamiento Los Mina	50
Figura 40. Comportamiento de Punta Catalina 2	50
Figura 41. Comportamiento de Quisqueya 1.....	51
Figura 42. Comportamiento de Quisqueya 1 San Pedro.....	51
Figura 43. Comportamiento de SIBA.....	52
Figura 44. Secuencia de alarmas relacionadas con el AGC durante el evento	53
Figura 45. Comportamiento RSF/AGC AES Andrés	55
Figura 46. Comportamiento RSF/AGC Quisqueya 1 San Pedro	56
Figura 47. Comportamiento RSF/AGC Quisqueya 1.....	57
Figura 48. Comportamiento RSF/AGC Parque Energético Los Mina	57
Figura 49. Comportamiento RSF/AGC Aes Andrés	58
Figura 50. Resultados de la simulación de la falla en CAPE barra 138 kV San Pedro de Macorís	60
Figura 51. Comportamiento esperado protección de 138 kV San Pedro Bio Energy – SPM con los ajustes enviados.....	61
Figura 52. Comportamiento esperado protección de 138 kV San Pedro Bio Energy – SPM con los ajustes en el relé	62
Figura 53. Comparación de los valores del EDAC real y esperado.....	65

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Centrales de generación involucradas en el evento, previo a la salida total del SENI.....	8
Tabla 2. Centrales de generación en línea durante el evento y las protecciones que actuaron.....	45
Tabla 3. Asignación de Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia	53
Tabla 4. Resumen del modelo EDAC del SENI actualizado, si se considera la derivada de inicial de la frecuencia sobre la base de una demanda máxima de 2,073.2 MW.....	63

Tabla 5. Valores del EDAC reales y esperados por las distribuidoras y los UNR.....	64
Tabla 6. Circuitos que abrieron por baja frecuencia de la distribuidora EDENORTE (MW).....	66
Tabla 7. Circuitos que abrieron por baja frecuencia de la distribuidora EDEESTE (MW)	69
Tabla 8. Circuitos que abrieron por baja frecuencia de la distribuidora EDEESTE (MW)	72
Tabla 9. Circuitos que abrieron por baja frecuencia del UNR PVDC (MW).....	74
Tabla 9. Circuitos que abrieron por baja frecuencia del UNR PVDC (MW).....	74
Tabla 10. Comportamiento de las protecciones de transmisión	75
Tabla 11. Recomendaciones a los agentes	78

1. OBJETIVO

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 216 de Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad LGE-125-01, de fecha 26 de julio 2001 y sus modificaciones:

ARTICULO 216.- El OC deberá supervisar la operación en tiempo real del SENI en todo momento, y deberá controlar el cumplimiento de los programas y políticas de operación. A tal efecto, el OC podrá requerir al CCE información, en tiempo real, sobre las operaciones que se estén llevando a cabo, informes sobre las desviaciones respecto del Programa Diario de Operación, así como cualquier información que pueda ser necesaria para garantizar la seguridad, calidad y economía de la operación del SENI.

En caso que lo amerite, el OC podrá convocar a los Agentes del MEM para el análisis de fallas por incidencias, cuyas conclusiones serán comunicadas a todos los Agentes del MEM y a la SIE, la que deberá efectuar el seguimiento de la implementación de las conclusiones adoptadas y de ser el caso disponer las sanciones correspondientes por incumplimiento de los Agentes del MEM.

El presente informe tiene como objetivo analizar la actuación de los sistemas de protección durante el evento ocurrido el **11 de noviembre de 2025** a las **13:23:19 (hh:mm:ss)**, que ocasionó la **pérdida de tensión en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)**. Se examinarán los campos de línea y centrales que dispararon durante el evento. Esto con el propósito de evaluar la coordinación y tiempos de respuesta de los dispositivos de protección y sistemas de control, identificar posibles fallas y continuar, reforzar proponer acciones de mejoras para prevenir eventos similares.

2. SITUACIÓN PREVIA AL EVENTO

El 11 de noviembre de 2025, a la 01:20 P.M., el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) se encontraba operando normal sin déficit de generación con una potencia sincronizada de generación 3,135.78 MW con una demanda abastecida de 2,953.09 MW, es decir una reserva de producción adicional (reserva rotante en caliente) de 183 MW, esto equivale al 6.2% de reserva, y la frecuencia del SENI (que mide el balance entre la producción y la demanda) en 59.93 Hz. La frecuencia nominal del sistema es de 60 Hz y debe mantenerse el 99% del tiempo con una variación de 0.15 Hz y hasta 0.70 Hz (59.3 Hz) sin ninguna afectación del sistema.

De la generación total de 3,135.78 MW, 970 MW eran solar (31%), de los cuales se tenían restringidos 250 MW, 109 eólico 3.5% y 70 MW hidroeléctrica (2.2%) que se encontraban operado de forma normal sin variaciones, igual que el resto del sistema. En la Figura 1 se muestra un diagrama unifilar simplificado de la zona donde ocurrió el evento.

3. ANÁLISIS DEL EVENTO

Según la información proporcionada por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) y los registros del Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) del Organismo Coordinador (OC), a las **13:23:19 (hh:mm:ss)** horas del **11 de noviembre de 2025** ocurrió un evento inicial asociado a trabajos para reparar un desprendimiento de un aislador que sostiene un cable de la línea de transmisión de 138,000 voltios (138 kV) que conecta la subestación de San Pedro de Macorís, lo que provocó una **maniobra manual incorrecta** del seccionador del campo de línea **138 kV San Pedro de Macorís (SPM) – Cumayasa**. Durante esta operación, el seccionador fue abierto con carga, lo que ocasionó un **cortocircuito trifásico en la subestación 138 kV San Pedro de Macorís (SPM)**. Según las informaciones recibidas, el operador en campo de la subestación 138 kV SPM debía abrir los **seccionadores del campo de línea 138 kV SPM - Coastal** que fue previamente desenergizada por el centro de control de energía (CCE) de la ETED. Los campos de línea adyacentes a la subestación de SPM dispararon para aislar la falla en un tiempo **643 ms**.

Este evento ocasionó una baja de la frecuencia alcanzando un valor de **58.9968 Hz**, provocando la actuación del Esquema de Desconexión Automático de Carga (EDAC) de las distribuidoras hasta el **cuarto escalón (59.00 Hz)** en un tiempo de **3 segundos** posterior al evento. Esta salida de potencia provocada por la actuación del EDAC ocasionó un ascenso del valor de la frecuencia hasta **61.6581 Hz** en **17 segundos** después del evento. Se presentaron algunos disparos de centrales de generación antes que el valor de la frecuencia lograra estabilizarse en **59.9819 Hz** en un tiempo de **89 segundos** después de la ocurrencia del evento. Posteriormente, **21 segundos** después de la **estabilización del sistema** se produce una bajada drástica en el nivel de la frecuencia producto del disparo de la central **Punta Catalina 2**, ocasionando una pérdida de tensión en todo el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

A continuación, se presentan los elementos de transmisión que dispararon durante el evento:

- Interruptor 138 kV Los Orígenes – SPM (Disparo).
- Interruptor 138 kV Coastal – La Romana (Disparo).
- Interruptor 138 kV Cumayasa – SPM (Disparo).
- Interruptor 138 kV Boca Chica – SPM 2 (Disparo).
- Interruptor 138 kV El Soco – Hato Mayor 2 (Disparo).
- Interruptor 138 kV SPM 2 – SPM (Disparo).
- Interruptor 138 kV CIP LA LUISA – SPM 2 (Disparo).
- Interruptor 138 kV San Pedro Bioenergy – SPM (Disparo).
- Interruptor 138 kV Guerra (Cabreto) – SPM 2 (Disparo).
- Interruptor 138 kV Juan Dolio – SPM 2 (Disparo).

En la Tabla 1 se muestran las centrales generadoras involucradas en el evento antes de la salida total del SENI:

Tabla 1. Centrales de generación involucradas en el evento, previo a la salida total del SENI

Central	Potencia (MW)
LOS COCOS 2	12.34
PARQUE SOLAR EL SOCO	24.66
CESPM 1	77.13
CESPM 2	78.91
CESPM 3	76.84
JIMENOA	3.99
PARQUE FOTOVOLTAICO COASTAL	38.50
PARQUE FOTOVOLTAICO COTOPERÍ 1	22.09
PARQUE FOTOVOLTAICO COTOPERÍ 2	27.00
PARQUE FOTOVOLTAICO COTOPERÍ 3	17.52
PARQUE FOTOVOLTAICO CUMAYASA 1	30.76
PARQUE FOTOVOLTAICO CUMAYASA 2	23.94
PARQUE FOTOVOLTAICO CUMAYASA 4	23.43
PARQUE FOTOVOLTAICO MONTECRISTI SOLAR 1	31.04
AGUACATE 2	22.03
ESTRELLA DEL MAR 3	80.89
LÓPEZ ANGOSTURA	3.46
AES ANDRÉS TV	64.55
RÍO BLANCO 1	7.79
SAN PEDRO BIO-ENERGY	22.28
PARQUE SOLAR ESPERANZA	63.31
PARQUE SOLAR GIRASOL	44.01
MONTE PLATA SOLAR	38.51
PARQUE EÓLICO AGUA CLARA	0.65
PARQUE EÓLICO GUANILLO	3.05
PARQUE FOTOVOLTAICO MATRISOL	24.03
PUNTA CATALINA 2	332.24
TOTAL	1,194.95

En la Figura 1, se muestra un esquema simplificado de los elementos del sistema afectados durante el evento.

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

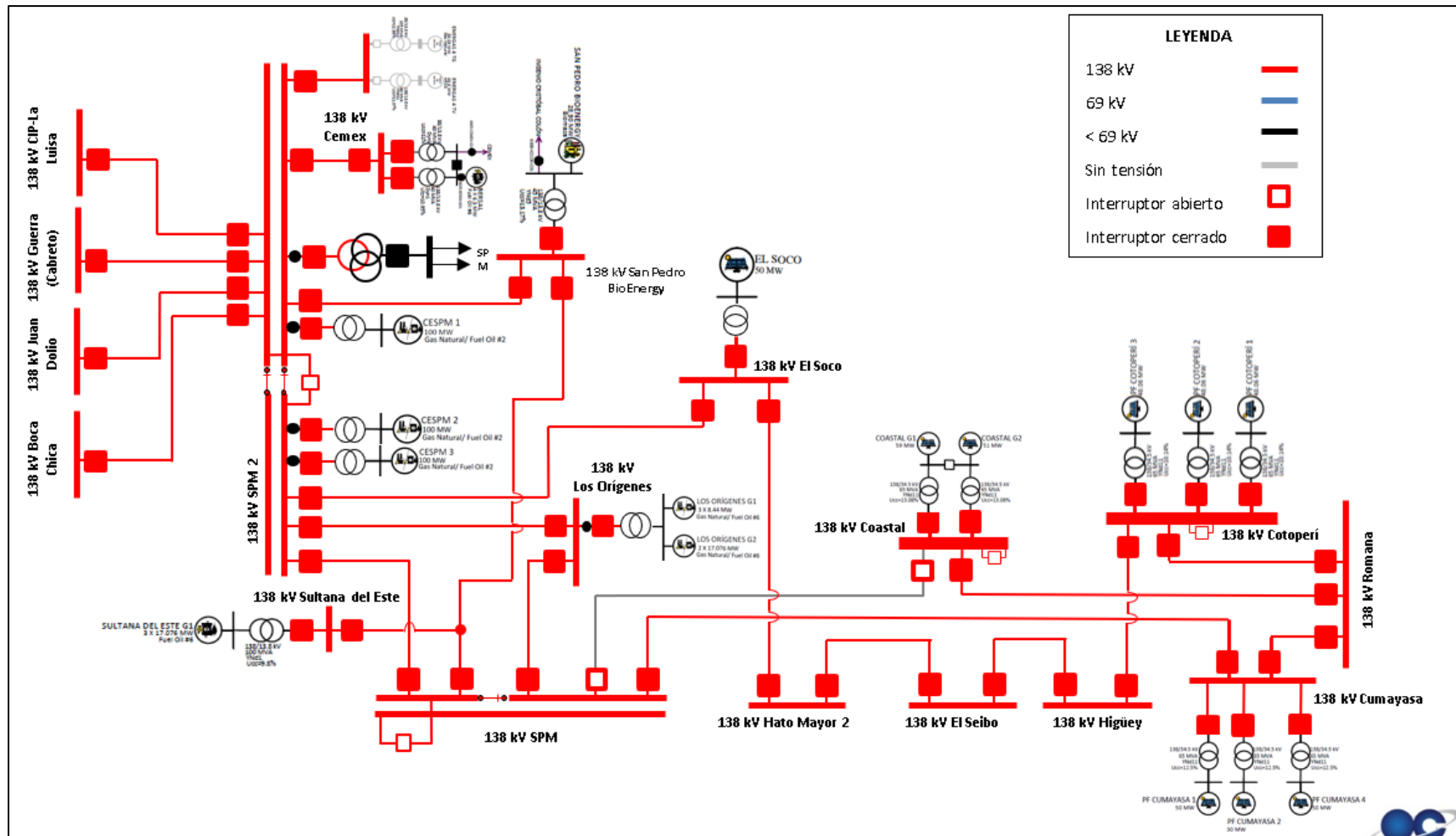


Figura 1. Diagrama unifilar simplificado de la zona afectada por la falla

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

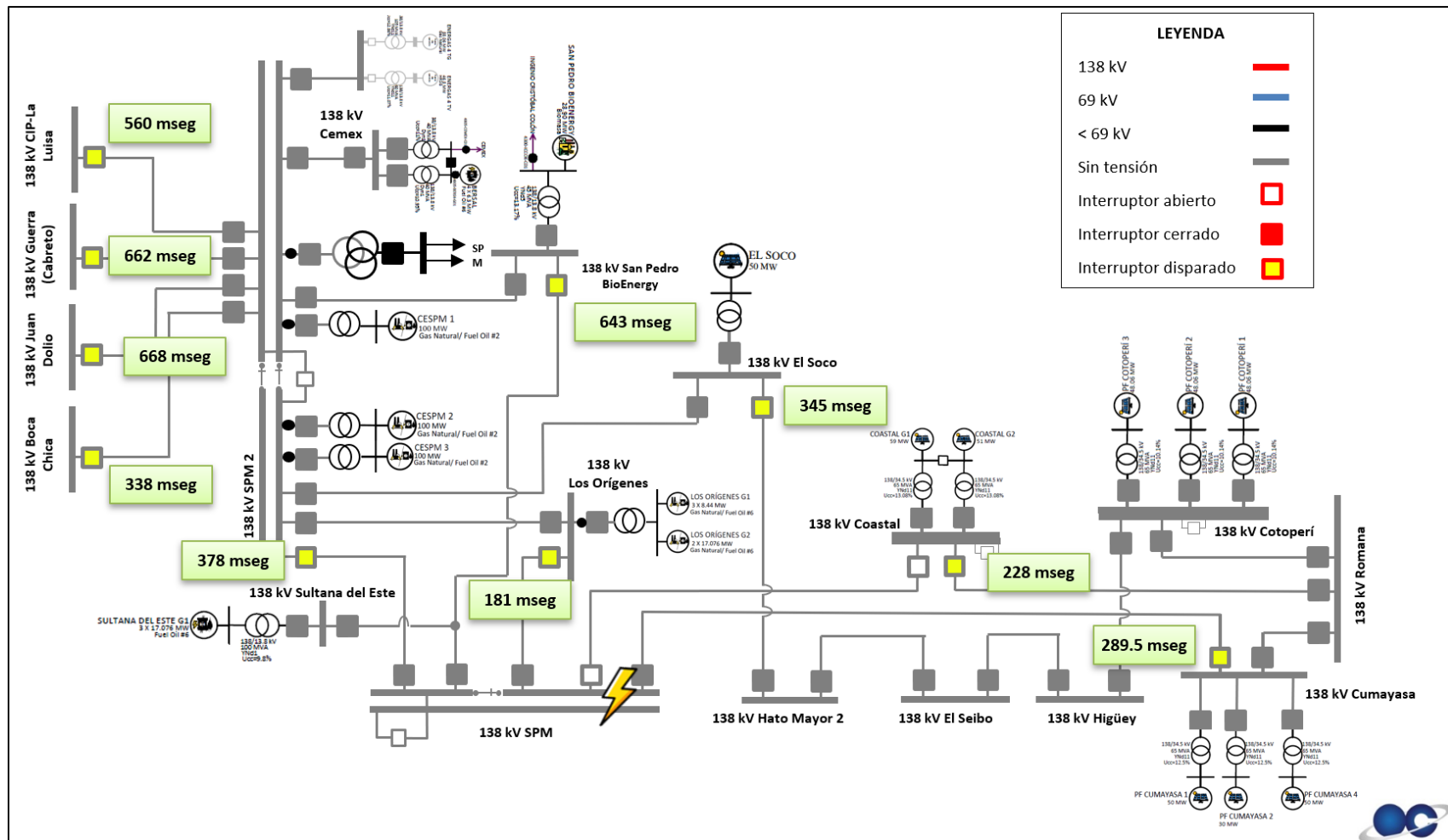


Figura 2. Esquema simplificado de los elementos afectados por la falla durante el evento

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

3.1. COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA DURANTE EL EVENTO

En la Figura 3 se muestra la evolución de la frecuencia del SENI antes, durante y después de la falla. Inicialmente, previo al evento, la frecuencia se encontraba en 59.9609 Hz. Como consecuencia de la falla, la frecuencia experimentó un descenso, alcanzando un valor de 58.9968 Hz aproximadamente 3 segundos después del incidente. Luego, la frecuencia aumentó hasta 61.6581 Hz aproximadamente 17 segundos después de ocurrido el evento. La frecuencia del sistema logró estabilizarse en 59.9819 Hz, 89 segundos después de la ocurrencia del evento. Aproximadamente 110 segundos, después de producirse el evento ocurrió la pérdida de tensión del SENI.

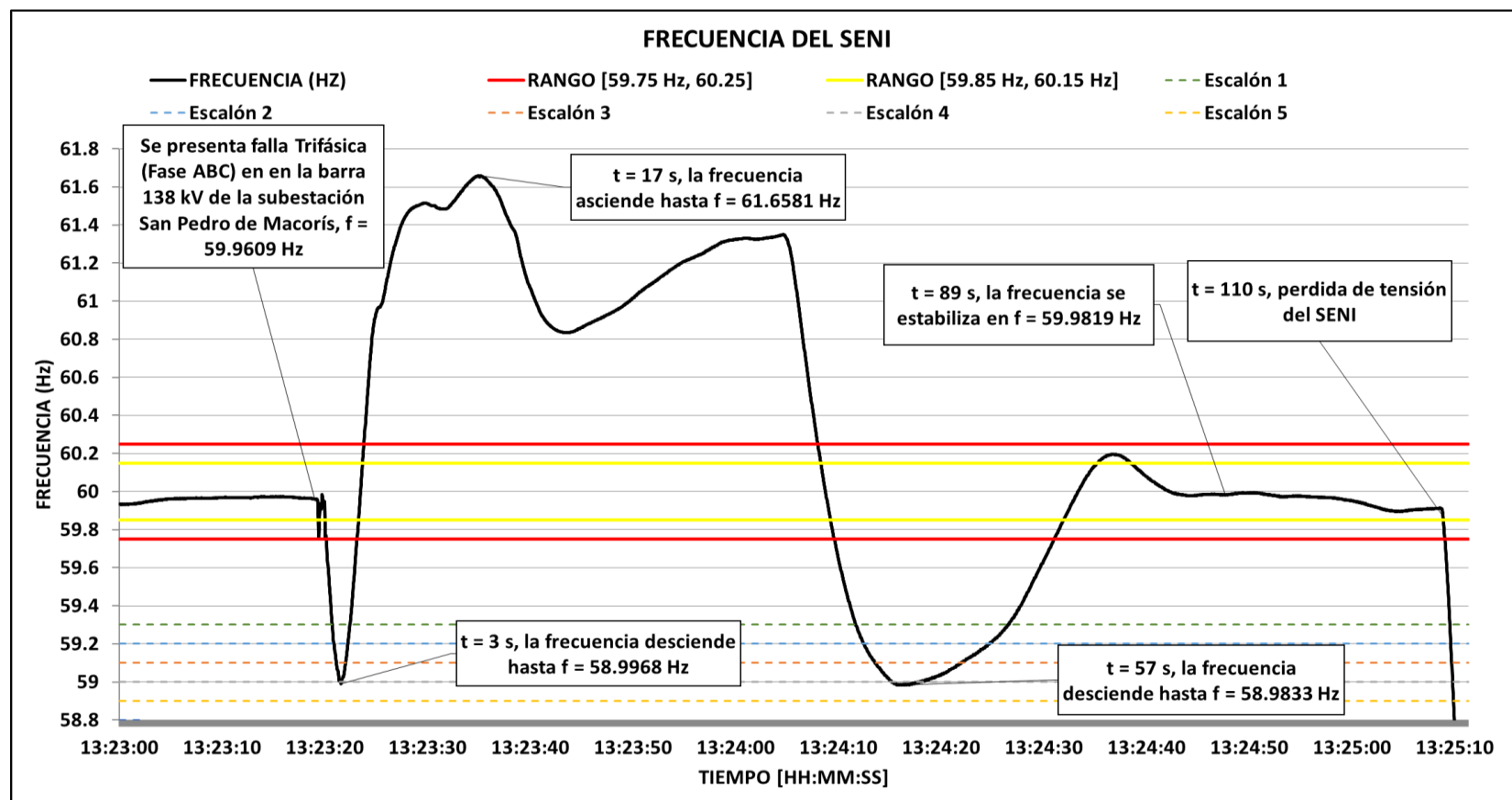


Figura 3. Frecuencia del SENI durante el evento, registrador de frecuencia del SENI de Julio Sauri

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

3.2. RESUMEN CRONOLÓGICO DE LOS EVENTOS

De los tiempos de los registros de las protecciones involucradas en el evento suministrados por la ETED, solo no se encontraban sincronizados con GPS el campo 138 kV CIP – LA LUISA – SPM 2, 138 kV Juan Dolio – SPM 2 y 138 kV San Pedro Bioenergy – SPM. En la Figura 4 se encuentran en orden cronológico aproximado los tiempos de actuación de las protecciones asociadas al evento.

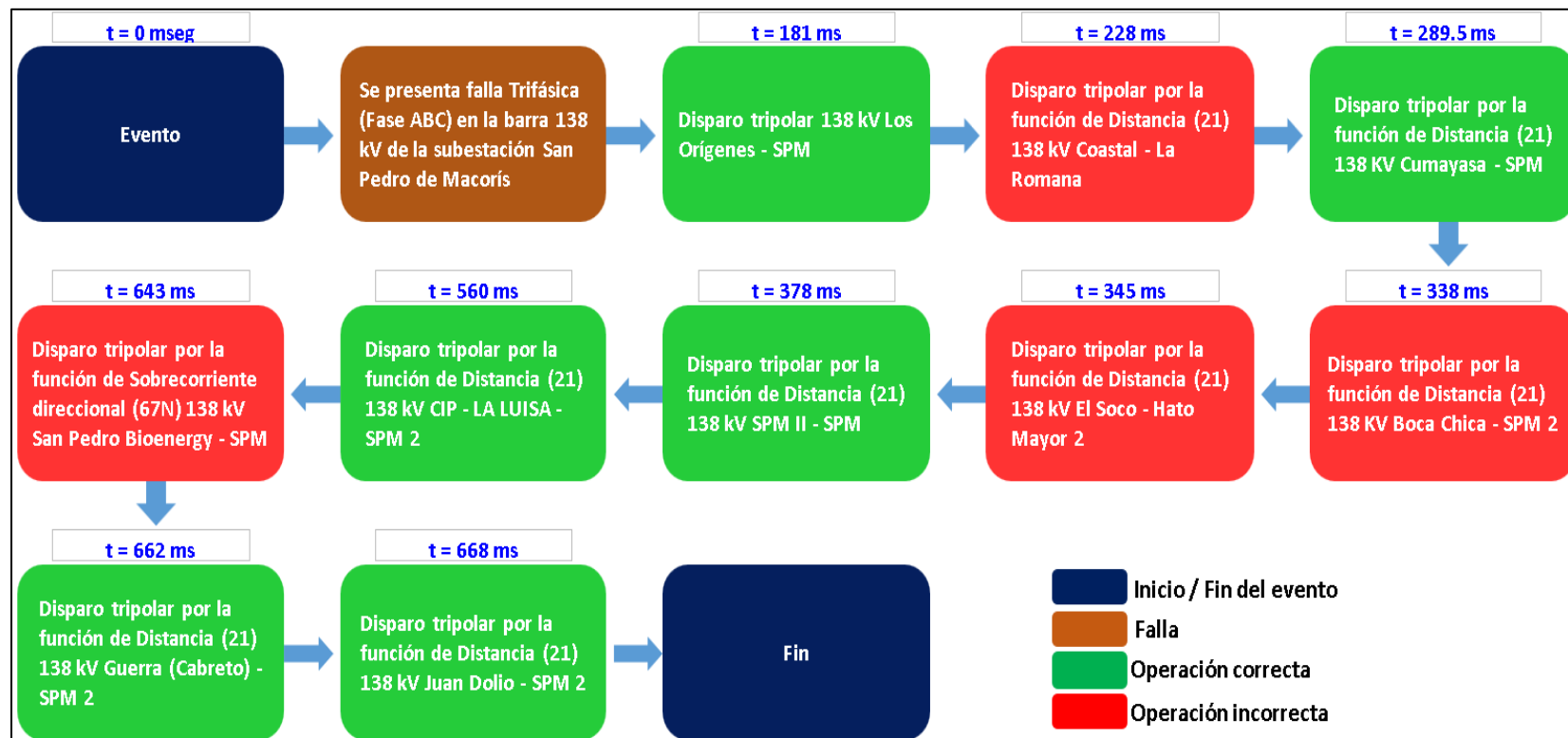


Figura 4. Orden cronológico de las actuaciones de los elementos del SENI durante la falla

4. COMPORTAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DURANTE EL EVENTO

4.1. CAMPO DE LÍNEA 138 KV LOS ORÍGENES – SPM

De acuerdo con las informaciones suministradas por el ETED la protección del campo de línea 138 kV Los Orígenes – SPM no generó los reportes de disparo correspondientes, por lo que, para determinar el tiempo de actuación de este campo se utilizó el registro del campo de línea 138 kV SPM – Los Orígenes. De acuerdo con los registros analizados, se detectó una falla trifásica en la subestación 138 kV SPM. La corriente primaria máxima registrada alcanzó un valor aproximado de 5,543.5 amperes RMS. Los registros oscilográficos de corriente y tensión asociados al campo de línea 138 kV SPM – Los Orígenes se presentan en la Figura 5. En el campo de línea 138 kV Los Orígenes – SPM, no se logró determinar cuál fue la función de protección que mandó el disparo del interruptor, debido a que el relé de protección no generó los reportes pertinentes. Aun así, se logró determinar que el interruptor abrió en un tiempo de 181 ms.

El comportamiento del campo de línea 138 kV Los Orígenes – SPM se considera correcto, ya que mandó la apertura en un tiempo adecuado para el tipo y distancia de la falla. Sin embargo, se realiza la observación que el relé de este campo de línea no generó los reportes de falla correspondientes.

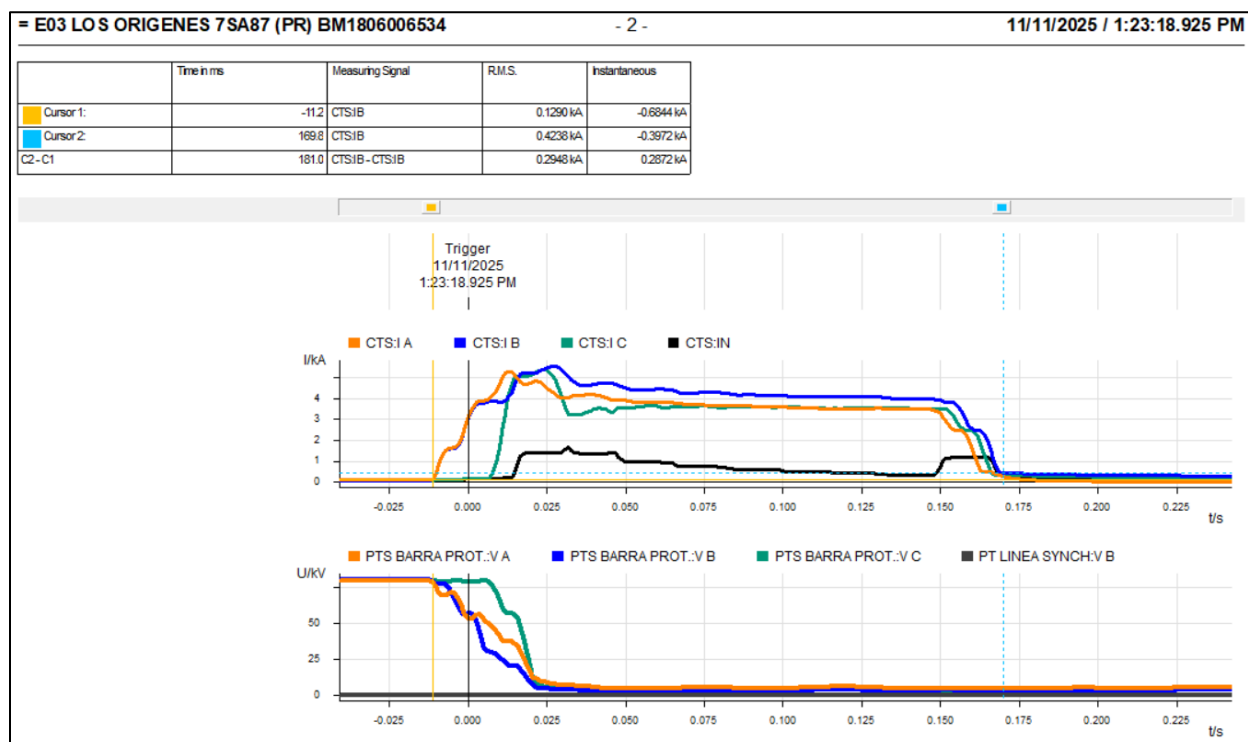


Figura 5. Registro de falla COMTRADE línea 138 kV SPM – Los Orígenes

4.2. CAMPO DE LÍNEA 138 KV COASTAL – LA ROMANA

De acuerdo con los registros del campo de línea de 138 kV Coastal – La Romana, se detectó una falla trifásica. La distancia a la cual este campo de línea detectó la falla fue de 84.1 km, lo que representa aproximadamente un 420.1% de la longitud de la línea protegida. La corriente primaria máxima registrada alcanzó un valor aproximado de 399.73 amperes RMS (Para una línea 559.5 MCM-AAAC, esta no es una corriente de falla). Los registros oscilográficos de corriente y tensión, señales binarias, diagrama de impedancia y anunciación asociados a este campo de línea se presentan en las Figuras 6, 7, 8 y 9, donde se puede observar el desempeño de la protección de distancia (21). En este campo de línea, la protección envió un disparo tripolar, logrando abrir el interruptor en un tiempo de 228 ms.

El comportamiento del campo de línea 138 kV Coastal – La Romana se considera incorrecto, ya que no debió disparar en tiempo de primera zona ($t \leq 300$ ms) para la distancia a la cual percibió la falla.

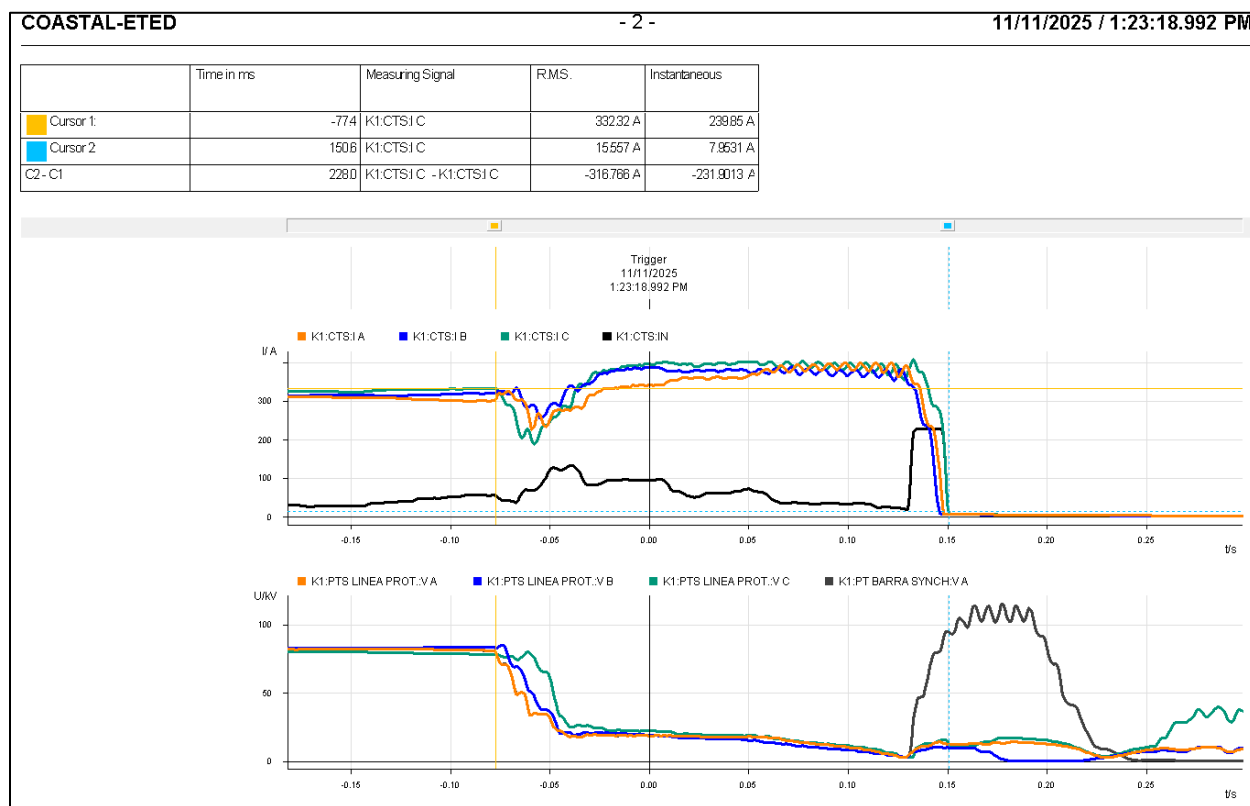


Figura 6. Registro de falla COMTRADE línea 138 kV Coastal – La Romana

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

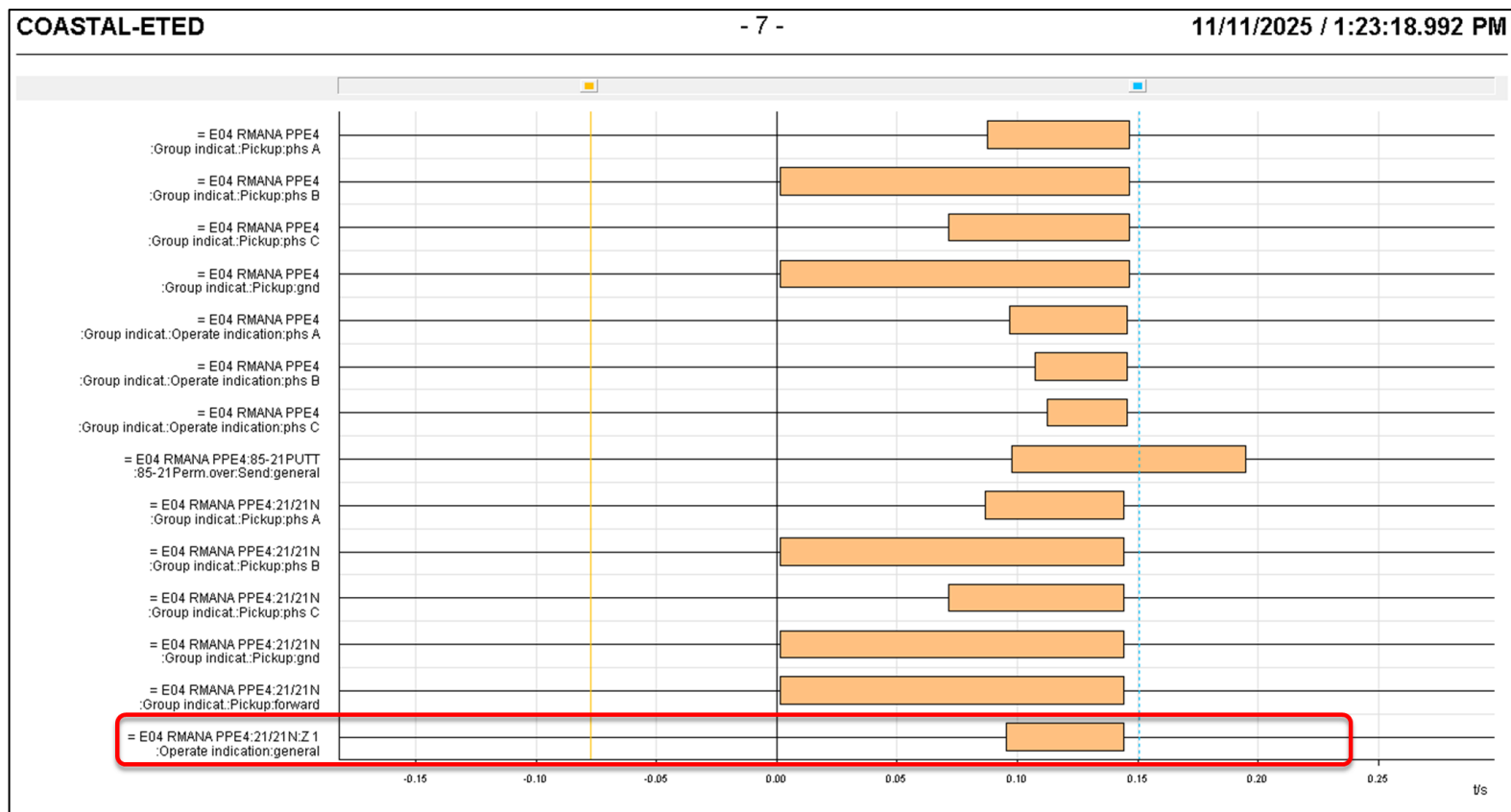


Figura 7. Registro de señales binarias del campo de línea 138 kV Coastal – La Romana

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

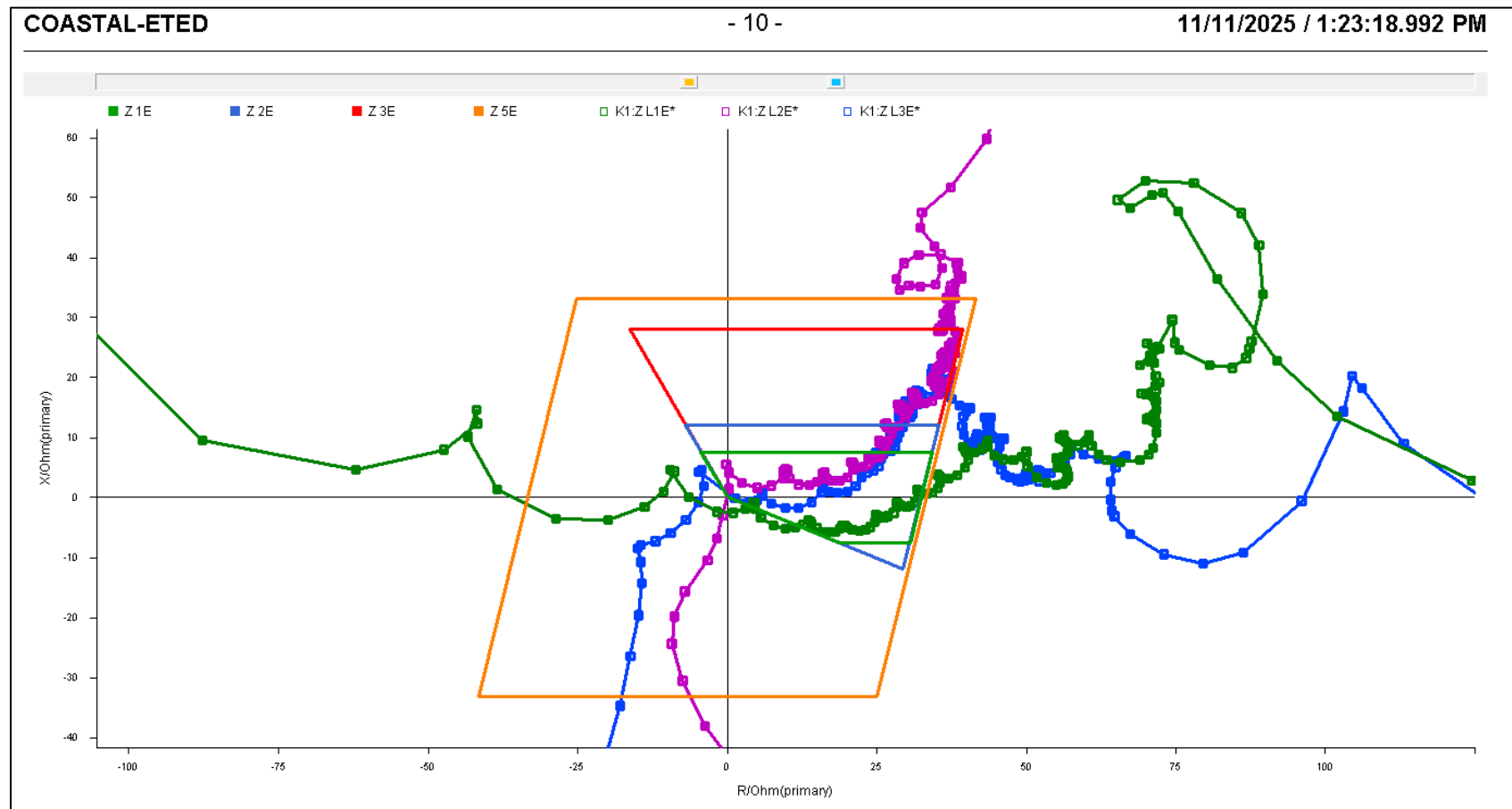


Figura 8. Diagrama de impedancias de fase vista por la protección del campo de línea 138 kV Coastal – La Romana

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

Time stamp	Relative time	Fault number	Entry number	Functions structure	Name	Value	Quality	Cause	Number
11.11.2025 13:23:18.993	00:00:00:00.001		2	= E04 RMANA PPE4:21/21N:Group indic	Pickup	phs B gnd forward	good (process)	Data change	21.901.4501.55
11.11.2025 13:23:18.993	00:00:00:00.001		3	= E04 RMANA PPE4:21/21N:Group indic	Selected loop BG	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.302
11.11.2025 13:23:19.063	00:00:00:00.071		4	= E04 RMANA PPE4:21/21N:Group indic	Pickup	phs B phs C gnd forward	good (process)	Data change	21.901.4501.55
11.11.2025 13:23:19.064	00:00:00:00.072		5	= E04 RMANA PPE4:21/21N:Group indic	Selected loop CG	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.303
11.11.2025 13:23:19.078	00:00:00:00.086		6	= E04 RMANA PPE4:21/21N:Group indic	Pickup	phs A phs B phs C gnd	good (process)	Data change	21.901.4501.55
11.11.2025 13:23:19.079	00:00:00:00.087		7	= E04 RMANA PPE4:21/21N:Group indic	Selected loop AG	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.301
11.11.2025 13:23:19.087	00:00:00:00.095		8	= E04 RMANA PPE4:21/21N:Z 1	Operate indication	phs A	good (process)	Data change	21.901.3571.57
11.11.2025 13:23:19.088	00:00:00:00.096		9	Q0:Trip logic	Trip indication	phs A	good (process)	Data change	301.5341.300
11.11.2025 13:23:19.089	00:00:00:00.097		11	= E04 RMANA PPE4:85-21PUTT:85-21Pe	Send	phs A	good (process)	Data change	21.1291.5701.305
11.11.2025 13:23:19.089	00:00:00:00.097		10	Q0:Circuit break.	Trip only pole A	true	good (process)	Data change	301.4261.401
11.11.2025 13:23:19.098	00:00:00:00.106		12	= E04 RMANA PPE4:21/21N:Z 1	Operate indication	phs A phs B	good (process)	Data change	21.901.3571.57
11.11.2025 13:23:19.099	00:00:00:00.107		13	Q0:Trip logic	Trip indication	phs A phs B phs C	good (process)	Data change	301.5341.300
11.11.2025 13:23:19.099	00:00:00:00.107		14	Q0:Circuit break.	Trip/open cmd. 3-pole	true	good (process)	Data change	301.4261.300
11.11.2025 13:23:19.099	00:00:00:00.107		15	= E04 RMANA PPE4:21/21N:Group indic	Selected loop BC	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.305
11.11.2025 13:23:19.100	00:00:00:00.108		16	= E04 RMANA PPE4:85-21PUTT:85-21Pe	Send	phs A phs B	good (process)	Data change	21.1291.5701.305
11.11.2025 13:23:19.103	00:00:00:00.111		17	= E04 RMANA PPE4:21/21N:Z 1	Operate indication	phs A phs B phs C	good (process)	Data change	21.901.3571.57
11.11.2025 13:23:19.104	00:00:00:00.112		18	= E04 RMANA PPE4:21/21N:Group indic	Selected loop AB	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.304
11.11.2025 13:23:19.104	00:00:00:00.112		19	= E04 RMANA PPE4:85-21PUTT:85-21Pe	Send	phs A phs B phs C	good (process)	Data change	21.1291.5701.305
11.11.2025 13:23:19.114	00:00:00:00.123		20	Q0:Circuit break.	Break. current 3I0/IN	25 A	good (process)	Data update	301.4261.317
11.11.2025 13:23:19.122	00:00:00:00.131		21	Q0:Circuit break.	Break.-current phs A	377 A	good (process)	Data update	301.4261.311
11.11.2025 13:23:19.122	00:00:00:00.131		22	Q0:Circuit break.	Break.-current phs B	349 A	good (process)	Data update	301.4261.312
11.11.2025 13:23:19.122	00:00:00:00.131		23	Q0:Circuit break.	Break.-current phs C	385 A	good (process)	Data update	301.4261.313

Figura 9. Anunciación del campo de línea 138 kV Coastal – La Romana

4.3. CAMPO DE LÍNEA 138 KV CUMAYASA – SPM

De acuerdo con los registros del campo de línea de 138 kV Cumayasa – SPM, se detectó una falla trifásica. La distancia a la cual este campo de línea detectó la falla fue de 55.4 km, lo que representa aproximadamente un 175.4% de la longitud de la línea protegida. La corriente primaria máxima registrada alcanzó un valor aproximado de 994.8 amperes RMS. Los registros oscilográficos de corriente y tensión, señales binarias, diagrama de impedancia y anunciación asociados a este campo de línea se presentan en las Figuras 10, 11, 12 y 13, donde se puede observar el desempeño de la protección de distancia (21). En este campo de línea, la protección envió un disparo tripolar, logrando abrir el interruptor en un tiempo de 289.5 ms.

El comportamiento del campo de línea 138 kV Cumayasa – SPM se considera correcto, ya que mandó la apertura en un tiempo adecuado para el tipo y distancia de la falla.

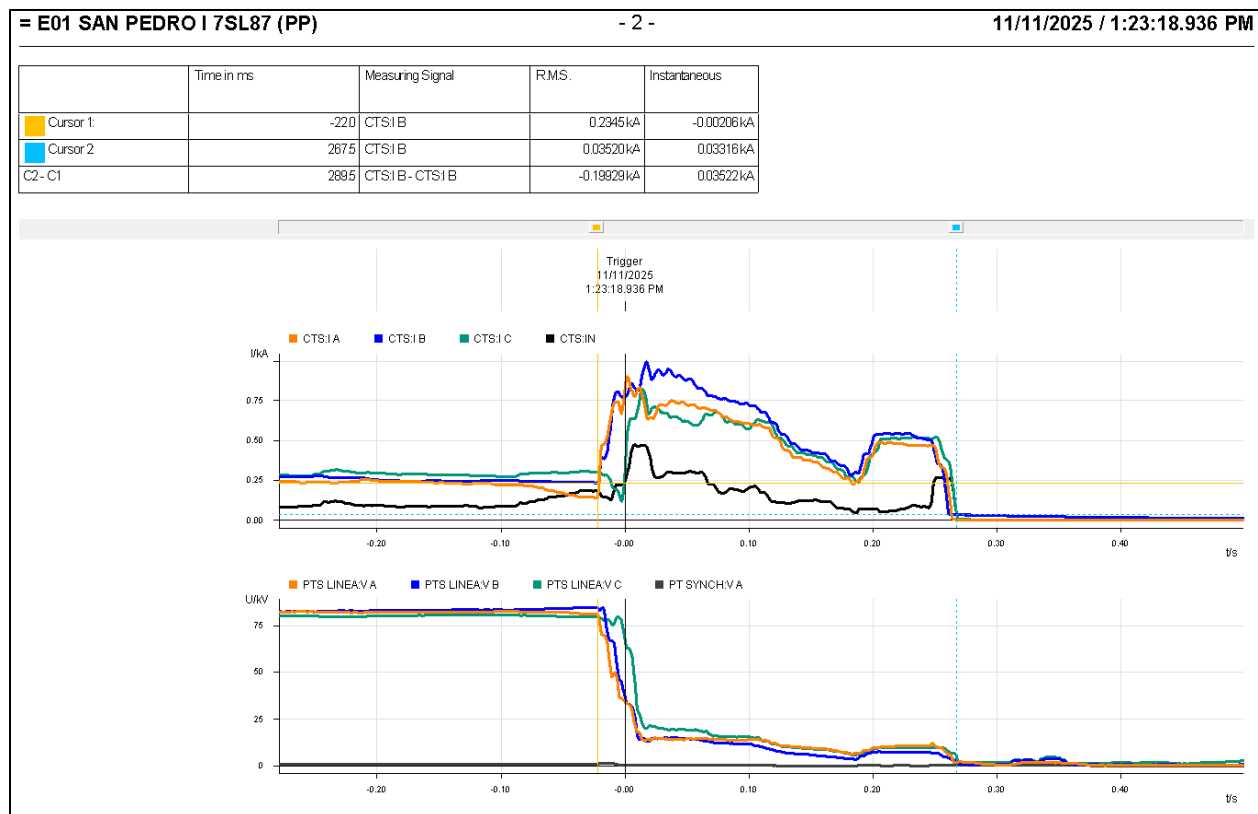


Figura 10. Registro de falla COMTRADE línea 138 kV Cumayasa – SPM

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

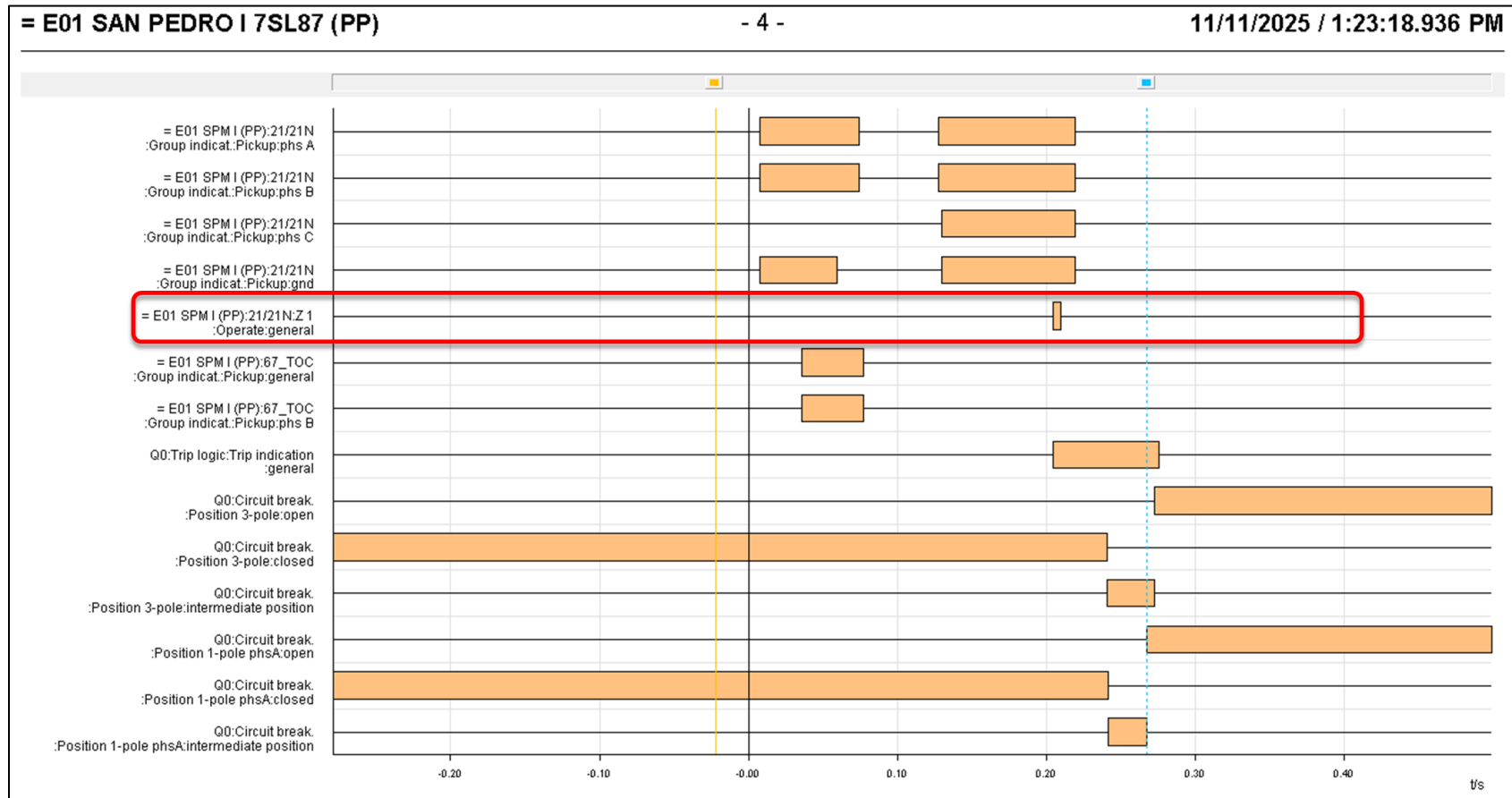


Figura 11. Registro de señales binarias del campo de línea 138 kV Cumayasa – SPM

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

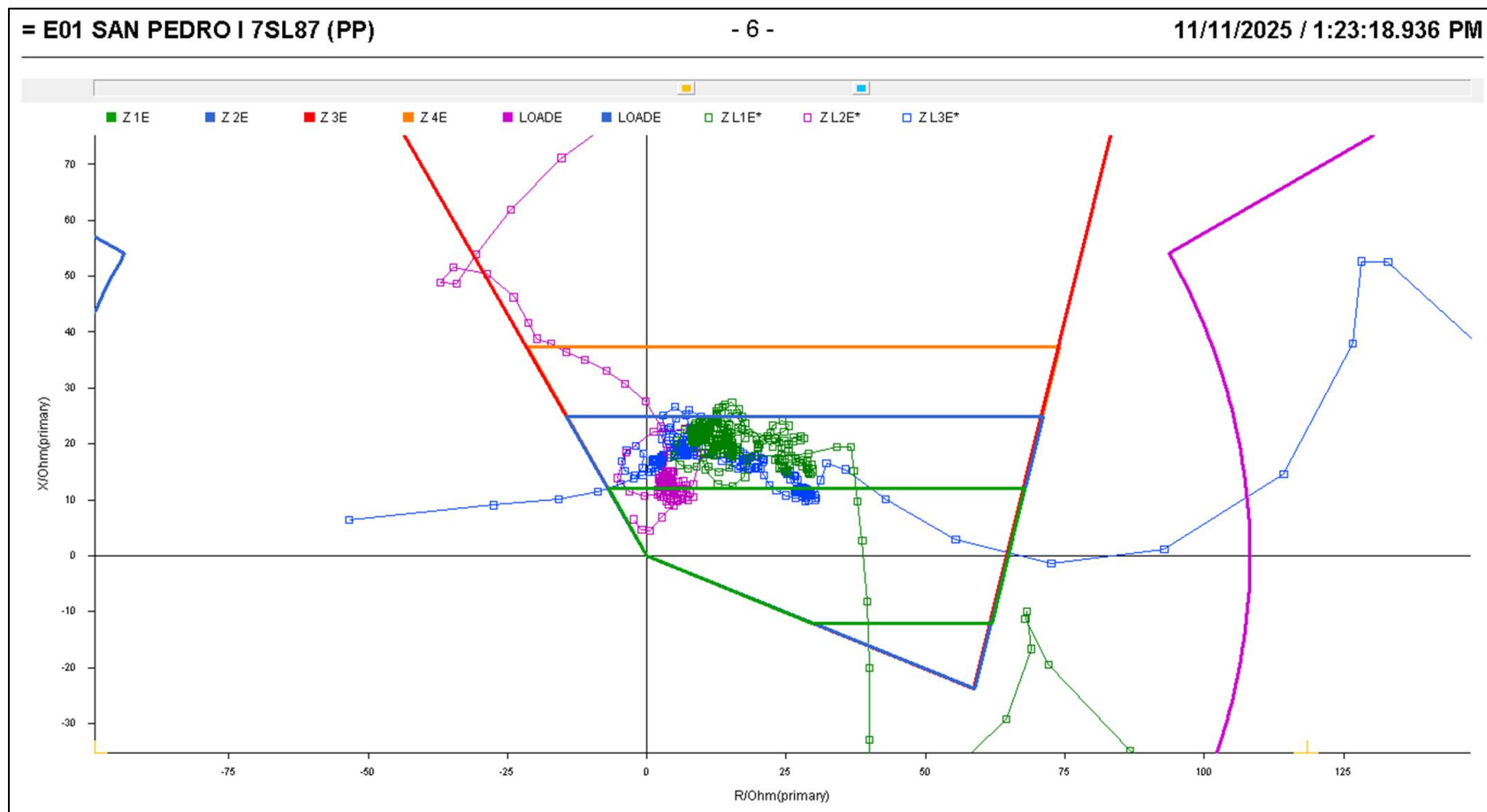


Figura 12. Diagrama de impedancias de fase vista por la protección del campo de línea 138 kV Cumayasa – SPM

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

Time stamp	Relative time	Fault number	Entry number	Functions structure	Name	Value	Quality	Cause	Number
11.11.2025 13:23:19.139	00:00:00:00.203		43	Q0:Circuit break.	Definitive trip	true	good (process)	Data change	301.4261.303
11.11.2025 13:23:19.139	00:00:00:00.203		42	Q0:Circuit break.	Trip/open cmd. 3-pole	true	good (process)	Data change	301.4261.300
11.11.2025 13:23:19.139	00:00:00:00.203		41	= E01 SPM I (PP):Group indicat.	Operate	phs A phs B	good (process)	Data change	21.4501.57
11.11.2025 13:23:19.139	00:00:00:00.203		40	= E01 SPM I (PP):21/21N:Z 1	Operate	phs A phs B	good (process)	Data change	21.901.3571.57
11.11.2025 13:23:19.084	00:00:00:00.148		39	= E01 SPM I (PP):21/21N:Group indicat.	Selected loop CA	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.306
11.11.2025 13:23:19.069	00:00:00:00.133		38	= E01 SPM I (PP):21/21N:Group indicat.	Selected loop CG	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.303
11.11.2025 13:23:19.064	00:00:00:00.128		37	= E01 SPM I (PP):21/21N:Group indicat.	Selected loop BC	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.305
11.11.2025 13:23:19.064	00:00:00:00.128		36	= E01 SPM I (PP):21/21N:Group indicat.	Selected loop BG	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.302
11.11.2025 13:23:19.064	00:00:00:00.128		35	= E01 SPM I (PP):21/21N:Group indicat.	Selected loop AG	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.301
11.11.2025 13:23:19.064	00:00:00:00.128		34	= E01 SPM I (PP):Group indicat.	Pickup	phs A phs B phs C gnd	good (process)	Data change	21.4501.55
11.11.2025 13:23:19.064	00:00:00:00.128		33	= E01 SPM I (PP):21/21N:Group indicat.	Pickup	phs A phs B phs C gnd	good (process)	Data change	21.901.4501.55
11.11.2025 13:23:19.063	00:00:00:00.127		32	= E01 SPM I (PP):85-21 PUTT:85-21Perm.unde	Send	phs A phs B	good (process)	Data change	21.1281.5671.304
11.11.2025 13:23:19.063	00:00:00:00.127		31	= E01 SPM I (PP):Group indicat.	Pickup	phs A phs B forward	good (process)	Data change	21.4501.55
11.11.2025 13:23:19.062	00:00:00:00.126		30	= E01 SPM I (PP):21/21N:Group indicat.	Selected loop AB	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.304
11.11.2025 13:23:19.062	00:00:00:00.126		29	= E01 SPM I (PP):21/21N:Group indicat.	Pickup	phs A phs B forward	good (process)	Data change	21.901.4501.55
11.11.2025 13:23:19.040	00:00:00:00.104		28	= E01 SPM I (PP):Fault locator	Fault loop	BG	good (process)	Data update	21.8671.306
11.11.2025 13:23:19.040	00:00:00:00.104		27	= E01 SPM I (PP):Fault locator	Fault distance in %	175.7 %	good (process)	Data update	21.8671.305
11.11.2025 13:23:19.040	00:00:00:00.104		26	= E01 SPM I (PP):Fault locator	Fault distance	55.4 km	good (process)	Data update	21.8671.304
11.11.2025 13:23:19.040	00:00:00:00.104		25	= E01 SPM I (PP):Fault locator	Fault reactance sec.	13.136 Ω	good (process)	Data update	21.8671.309
11.11.2025 13:23:19.040	00:00:00:00.104		24	= E01 SPM I (PP):Fault locator	Fault resistance sec.	-14.138 Ω	good (process)	Data update	21.8671.308
11.11.2025 13:23:19.040	00:00:00:00.104		23	= E01 SPM I (PP):Fault locator	Fault reactance prim.	26.272 Ω	good (process)	Data update	21.8671.303
11.11.2025 13:23:19.040	00:00:00:00.104		22	= E01 SPM I (PP):Fault locator	Fault resistance prim.	-28.276 Ω	good (process)	Data update	21.8671.302
11.11.2025 13:23:19.010	00:00:00:00.074		18	= E01 SPM I (PP):Group indicat.	Pickup	gnd forward	good (process)	Data change	21.4501.55
11.11.2025 13:23:19.009	00:00:00:00.073		16	= E01 SPM I (PP):Group indicat.	Pickup	phs B gnd forward	good (process)	Data change	21.4501.55
11.11.2025 13:23:18.994	00:00:00:00.058		12	= E01 SPM I (PP):21/21N:Group indicat.	Pickup	phs A phs B forward	good (process)	Data change	21.901.4501.55
11.11.2025 13:23:18.970	00:00:00:00.034		11	= E01 SPM I (PP):67N_TOC:Inverse-T 1	Pickup	gnd forward	good (process)	Data change	21.1111.4891.55
11.11.2025 13:23:18.970	00:00:00:00.034		10	= E01 SPM I (PP):67_TOC:Inverse-T 1	Pickup	phs B forward	good (process)	Data change	21.1461.8161.55
11.11.2025 13:23:18.950	00:00:00:00.014		8	= E01 SPM I (PP):85-21 PUTT:85-21Perm.unde	Send	phs A phs B	good (process)	Data change	21.1281.5671.304
11.11.2025 13:23:18.943	00:00:00:00.007		7	= E01 SPM I (PP):Group indicat.	Pickup	phs A phs B gnd forward	good (process)	Data change	21.4501.55

Figura 13. Anunciación del campo de línea 138 kV Cumayasa – SPM

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

4.4. CAMPO DE LÍNEA 138 kV BOCA CHICA – SPM 2

De acuerdo con los registros del campo de línea de 138 kV Boca Chica – SPM 2, se detectó una falla trifásica. La distancia a la cual este campo de línea detectó la falla fue de 54.7 km, lo que representa aproximadamente un 169.4% de la longitud de la línea protegida. La corriente primaria máxima registrada alcanzó un valor aproximado de 2,063 amperes RMS. De este campo de línea únicamente se recibió la anunciación del relé, esta se muestra en la Figura 14. Según las informaciones presentes en la anunciación, la función de protección que mando el disparo del relé es la de distancia (21) en tiempo de zona 2 ($300 \text{ ms} \geq t \leq 600 \text{ ms}$). En este campo de línea, la protección envió un disparo tripolar, logrando abrir el interruptor en un tiempo de 338 ms.

El comportamiento del campo de línea 138 kV Boca Chica – SPM 2 se considera incorrecto, ya que no debió disparar en tiempo de segunda zona ($300 \text{ ms} \geq t \leq 600 \text{ ms}$) para la distancia a la cual percibió la falla. Este campo de línea debió esperar un tiempo de tercera zona ($t \geq 600 \text{ ms}$).

Time stamp	Relative time	Fault number	Entry number	Functions structure	Name	Value	Quality	Cause	Number
11.11.2025 13:23:18.923	00:00:00:00.000		2	= E03 SPM II:21/21N:Z 3	Pickup	phs A phs B forward	good (process)	Data change	21.901.3573.55
11.11.2025 13:23:18.923	00:00:00:00.000		3	= E03 SPM II:21/21N:Group indicat.	Pickup	phs A phs B forward	good (process)	Data change	21.901.4501.55
11.11.2025 13:23:18.923	00:00:00:00.000		4	= E03 SPM II:21/21N:Group indicat.	Selected loop AB	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.304
11.11.2025 13:23:18.946	00:00:00:00.023		6	= E03 SPM II:67_TOC:Inverse-T 1	Pickup	phs A phs B forward	good (process)	Data change	21.1461.8161.55
11.11.2025 13:23:18.953	00:00:00:00.030		8	= E03 SPM II:21/21N:Z 2	Pickup	phs A phs B phs C forw	good (process)	Data change	21.901.3572.55
11.11.2025 13:23:18.953	00:00:00:00.030		9	= E03 SPM II:21/21N:Z 3	Pickup	phs A phs B phs C forw	good (process)	Data change	21.901.3573.55
11.11.2025 13:23:18.954	00:00:00:00.031		14	= E03 SPM II:67_TOC:Inverse-T 1	Pickup	phs A phs B phs C forw	good (process)	Data change	21.1461.8161.55
11.11.2025 13:23:18.955	00:00:00:00.032		15	= E03 SPM II:67_TOC:Group indicat.	Pickup	phs A phs B phs C forw	good (process)	Data change	21.1461.4501.55
11.11.2025 13:23:19.103	00:00:00:00.180		16	= E03 SPM II:21/21N:Z 2	Pickup	phs A phs B forward	good (process)	Data change	21.901.3572.55
11.11.2025 13:23:19.219	00:00:00:00.296		17	= E03 SPM II:21/21N:Z 2	Operate delay expired	on	good (process)	Data change	21.901.3572.56
11.11.2025 13:23:19.219	00:00:00:00.296		18	= E03 SPM II:21/21N:Z 2	Operate	phs A phs B phs C	good (process)	Data change	21.901.3572.57
11.11.2025 13:23:19.219	00:00:00:00.296		21	Q0:Trip logic	Trip indication	phs A phs B phs C	good (process)	Data change	301.5341.300
11.11.2025 13:23:19.219	00:00:00:00.296		22	Q0:Circuit break.	Trip/open cmd. 3-pole	on	good (process)	Data change	301.4261.300
11.11.2025 13:23:19.219	00:00:00:00.296		23	Q0:Circuit break.	Definitive trip	on	good (process)	Data change	301.4261.303
11.11.2025 13:23:19.232	00:00:00:00.309		29	Q0:Circuit break.	Break. voltage phs A	39.34 kV	good (process)	Data update	301.4261.314
11.11.2025 13:23:19.232	00:00:00:00.309		30	Q0:Circuit break.	Break. voltage phs B	37.06 kV	good (process)	Data update	301.4261.315
11.11.2025 13:23:19.232	00:00:00:00.309		31	Q0:Circuit break.	Break. voltage phs C	38.39 kV	good (process)	Data update	301.4261.316
11.11.2025 13:23:19.232	00:00:00:00.309		32	Q0:Circuit break.	Break.-current phs A	1859 A	good (process)	Data update	301.4261.311
11.11.2025 13:23:19.232	00:00:00:00.309		33	Q0:Circuit break.	Break.-current phs B	2063 A	good (process)	Data update	301.4261.312
11.11.2025 13:23:19.232	00:00:00:00.309		34	Q0:Circuit break.	Break.-current phs C	1865 A	good (process)	Data update	301.4261.313
11.11.2025 13:23:19.232	00:00:00:00.309		35	Q0:Circuit break.	Break. current 3I0/IN	101 A	good (process)	Data update	301.4261.317
11.11.2025 13:23:19.299	00:00:00:00.376		57	= E03 SPM II:Fault locator	Fault resistance prim.	5.844 Ω	good (process)	Data update	21.8671.302
11.11.2025 13:23:19.299	00:00:00:00.376		58	= E03 SPM II:Fault locator	Fault reactance prim.	18.113 Ω	good (process)	Data update	21.8671.303
11.11.2025 13:23:19.299	00:00:00:00.376		59	= E03 SPM II:Fault locator	Fault resistance sec.	5.844 Ω	good (process)	Data update	21.8671.308
11.11.2025 13:23:19.299	00:00:00:00.376		60	= E03 SPM II:Fault locator	Fault reactance sec.	18.113 Ω	good (process)	Data update	21.8671.309
11.11.2025 13:23:19.299	00:00:00:00.376		61	= E03 SPM II:Fault locator	Fault distance	54.7 km	good (process)	Data update	21.8671.304
11.11.2025 13:23:19.299	00:00:00:00.376		62	= E03 SPM II:Fault locator	Fault distance in %	169.4 %	good (process)	Data update	21.8671.305

Figura 14. Anunciación del campo de línea 138 kV Boca Chica – SPM 2

4.5. CAMPO DE LÍNEA 138 KV EL SOCO – HATO MAYOR 2

De acuerdo con los registros del campo de línea de 138 kV El Soco – Hato Mayor 2, se detectó una falla trifásica. La distancia a la cual este campo de línea detectó la falla fue de -15 km, lo que representa aproximadamente un 49.7% de la longitud de la línea protegida. Por lo que, este campo de línea percibió esta falla hacia atrás. Existe una discrepancia entre la información mostrada por la anunciación del relé, ya que según la distancia negativa el relé detectó la falla hacia atrás (Backward) en dirección opuesta a la línea protegida, pero en todo momento en la anunciación se muestran los pickups (Activaciones) hacia adelante (Forward) dirección hacia la línea protegida.

La corriente primaria máxima registrada alcanzó un valor aproximado de 539.72 amperes RMS. Los registros oscilográficos de corriente y tensión, señales binarias, diagrama de impedancia y anunciación asociados a este campo de línea se presentan en las Figuras 15, 16, 17 y 18, donde se puede observar el desempeño de la protección de distancia (21). En este campo de línea, la protección envió un disparo tripolar, logrando abrir el interruptor en un tiempo de 345 ms.

El comportamiento del campo de línea 138 kV El Soco – Hato Mayor 2 se considera incorrecto, ya que no debió disparar.

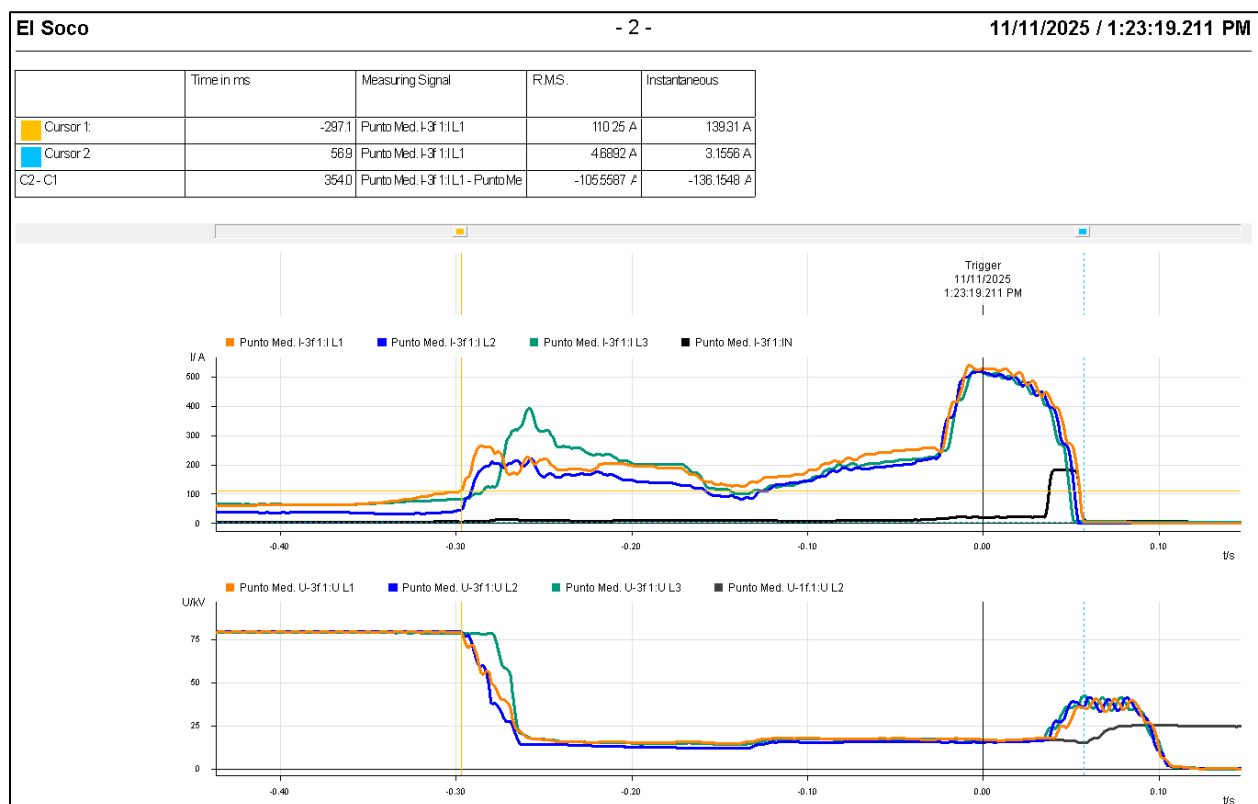


Figura 15. Registro de falla COMTRADE línea 138 kV El Soco – Hato Mayor 2

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

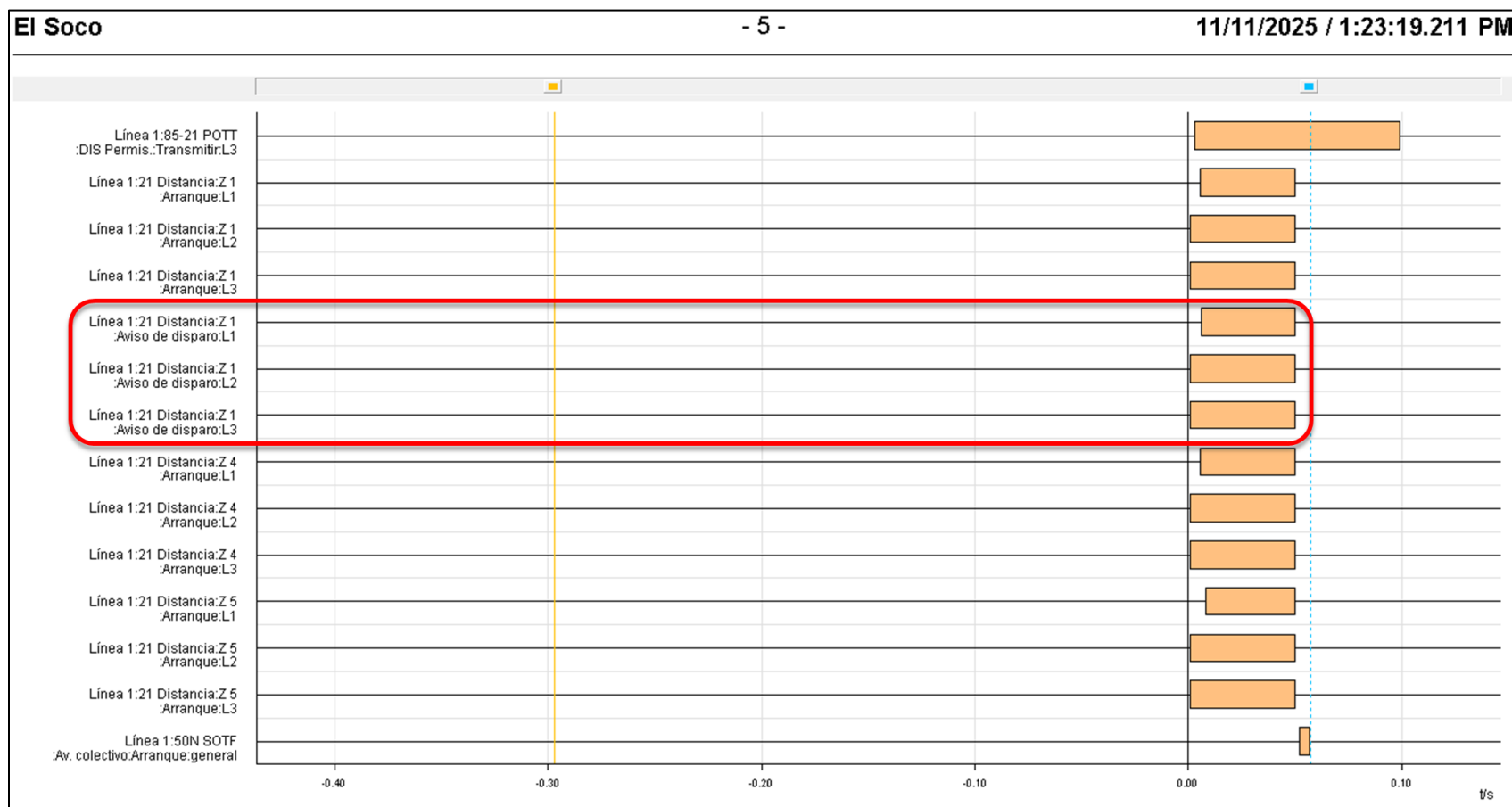


Figura 16. Registro de señales binarias del campo de línea 138 kV El Soco – Hato Mayor 2

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

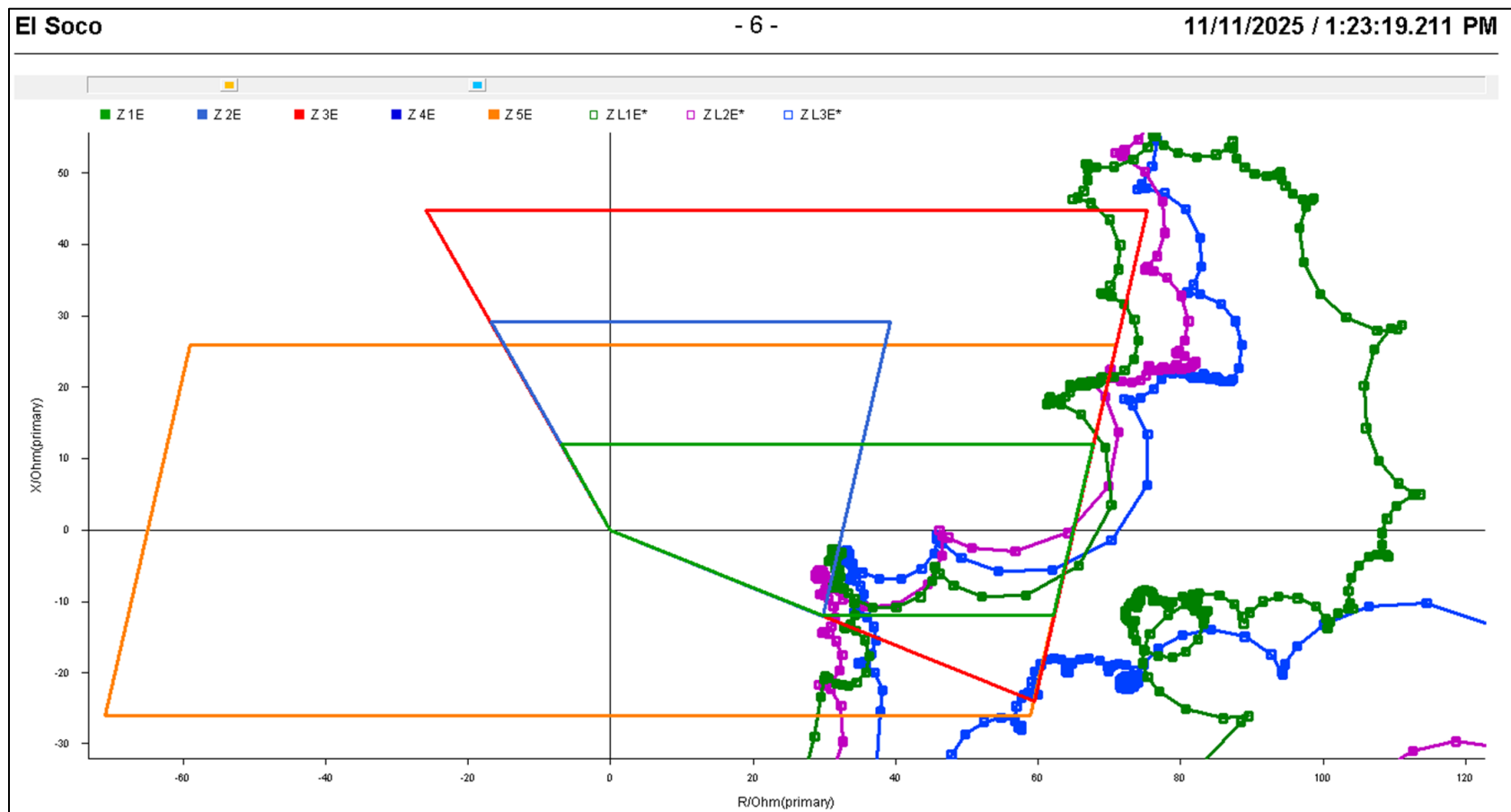


Figura 17. Diagrama de impedancias de fase vista por la protección del campo de línea 138 kV El Soco – Hato Mayor 2

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

Time stamp	Relative time	Fault number	Entry number	Functions structure	Name	Value	Quality	Cause	Number
11.11.2025 13:23:19.294	00:00:00:00.083		61	= E02 HM II:Fault locator	Fault distance in %	-49.7 %	good (process)	Data update	21.8671.305
11.11.2025 13:23:19.294	00:00:00:00.083		60	= E02 HM II:Fault locator	Fault distance	-15.0 km	good (process)	Data update	21.8671.304
11.11.2025 13:23:19.294	00:00:00:00.083		59	= E02 HM II:Fault locator	Fault reactance sec.	-3.723 Ω	good (process)	Data update	21.8671.309
11.11.2025 13:23:19.294	00:00:00:00.083		58	= E02 HM II:Fault locator	Fault resistance sec.	16.141 Ω	good (process)	Data update	21.8671.308
11.11.2025 13:23:19.294	00:00:00:00.083		57	= E02 HM II:Fault locator	Fault reactance prim.	-7.447 Ω	good (process)	Data update	21.8671.303
11.11.2025 13:23:19.294	00:00:00:00.083		56	= E02 HM II:Fault locator	Fault resistance prim.	32.282 Ω	good (process)	Data update	21.8671.302
11.11.2025 13:23:19.239	00:00:00:00.028		35	Q0:Circuit break.	Definitive trip	on	good (process)	Data change	301.4261.303
11.11.2025 13:23:19.233	00:00:00:00.022		34	Q0:Circuit break.	Break.-current phs C	484 A	good (process)	Data update	301.4261.313
11.11.2025 13:23:19.233	00:00:00:00.022		33	Q0:Circuit break.	Break.-current phs B	468 A	good (process)	Data update	301.4261.312
11.11.2025 13:23:19.233	00:00:00:00.022		32	Q0:Circuit break.	Break.-current phs A	506 A	good (process)	Data update	301.4261.311
11.11.2025 13:23:19.233	00:00:00:00.022		31	Q0:Circuit break.	Break. voltage phs C	16.71 kV	good (process)	Data update	301.4261.316
11.11.2025 13:23:19.233	00:00:00:00.022		30	Q0:Circuit break.	Break. voltage phs B	15.99 kV	good (process)	Data update	301.4261.315
11.11.2025 13:23:19.233	00:00:00:00.022		29	Q0:Circuit break.	Break. voltage phs A	17.26 kV	good (process)	Data update	301.4261.314
11.11.2025 13:23:19.224	00:00:00:00.014		28	Q0:Circuit break.	Break. current 3I0/IN	22 A	good (process)	Data update	301.4261.317
11.11.2025 13:23:19.221	00:00:00:00.010		27	= E02 HM II:21/21N:Group indicat.	Selected loop AB	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.304
11.11.2025 13:23:19.220	00:00:00:00.009		26	= E02 HM II:21/21N:Z 1	Pickup loop AB	on forward	good (process)	Data change	21.901.3571.303
11.11.2025 13:23:19.216	00:00:00:00.005		17	= E02 HM II:21/21N:Z 1	Operate	phs A phs B phs C	good (process)	Data change	21.901.3571.57
11.11.2025 13:23:19.216	00:00:00:00.005		16	= E02 HM II:21/21N:Z 1	Pickup	phs A phs B phs C forward	good (process)	Data change	21.901.3571.55
11.11.2025 13:23:19.216	00:00:00:00.005		15	= E02 HM II:21/21N:Z 1	Pickup loop CA	on forward	good (process)	Data change	21.901.3571.305
11.11.2025 13:23:19.213	00:00:00:00.002		13	= E02 HM II:21/21N:Group indicat.	Selected loop BC	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.305
11.11.2025 13:23:19.213	00:00:00:00.002		12	= E02 HM II:21/21N:Group indicat.	Operate	phs B phs C	good (process)	Data change	21.901.4501.57
11.11.2025 13:23:19.213	00:00:00:00.002		11	= E02 HM II:21/21N:Group indicat.	Pickup	phs B phs C forward	good (process)	Data change	21.901.4501.55
11.11.2025 13:23:19.212	00:00:00:00.001		10	Q0:Circuit break.	Trip/open cmd. 3-pole	on	good (process)	Data change	301.4261.300
11.11.2025 13:23:19.212	00:00:00:00.001		9	Q0:Trip logic	Trip indication	phs A phs B phs C	good (process)	Data change	301.5341.300
11.11.2025 13:23:19.212	00:00:00:00.001		8	= E02 HM II:Group indicat.	Operate	phs B phs C	good (process)	Data change	21.4501.57
11.11.2025 13:23:19.212	00:00:00:00.001		7	= E02 HM II:Group indicat.	Pickup	phs B phs C forward	good (process)	Data change	21.4501.55
11.11.2025 13:23:19.211	00:00:00:00.000		6	Recording:Fault recorder:Control	Fault number	216	good (process)	Data change	81.791.2761.310
11.11.2025 13:23:19.211	00:00:00:00.000		5	= E02 HM II:21/21N:Z 1	Operate	phs B phs C	good (process)	Data change	21.901.3571.57
11.11.2025 13:23:19.211	00:00:00:00.000		4	= E02 HM II:21/21N:Z 1	Operate delay expired	on	good (process)	Data change	21.901.3571.56
11.11.2025 13:23:19.211	00:00:00:00.000		3	= E02 HM II:21/21N:Z 1	Pickup	phs B phs C forward	good (process)	Data change	21.901.3571.55
11.11.2025 13:23:19.211	00:00:00:00.000		2	= E02 HM II:21/21N:Z 1	Pickup loop BC	on forward	good (process)	Data change	21.901.3571.304
11.11.2025 13:23:19.136	-00:00:00:00.075		1	= E02 HM II:68 P.swing blk	Block zones	phs A phs B phs C	good (process)	Data change	21.5311.55

Figura 18. Anunciación del campo de línea 138 kV El Soco – Hato Mayor 2

4.6. CAMPO DE LÍNEA 138 KV SPM 2 – SPM

De acuerdo con los registros del campo de línea de 138 kV SPM 2 – SPM, se detectó una falla trifásica. La distancia a la cual este campo de línea detectó la falla fue de 5.1 km, lo que representa aproximadamente un 94.7% de la longitud de la línea protegida. La corriente primaria máxima registrada alcanzó un valor aproximado de 6,811.3 amperes RMS. Los registros oscilográficos de corriente y tensión, señales binarias, diagrama de impedancia y anunciación asociados a este campo de línea se presentan en las Figuras 19, 20, 21 y 22, donde se puede observar el desempeño de la protección de distancia (21). En este campo de línea, la protección envió un disparo tripolar, logrando abrir el interruptor en un tiempo de 378 ms.

El comportamiento del campo de línea 138 kV SPM II – SPM se considera correcto, ya que mandó la apertura en un tiempo adecuado para el tipo y distancia de la falla.

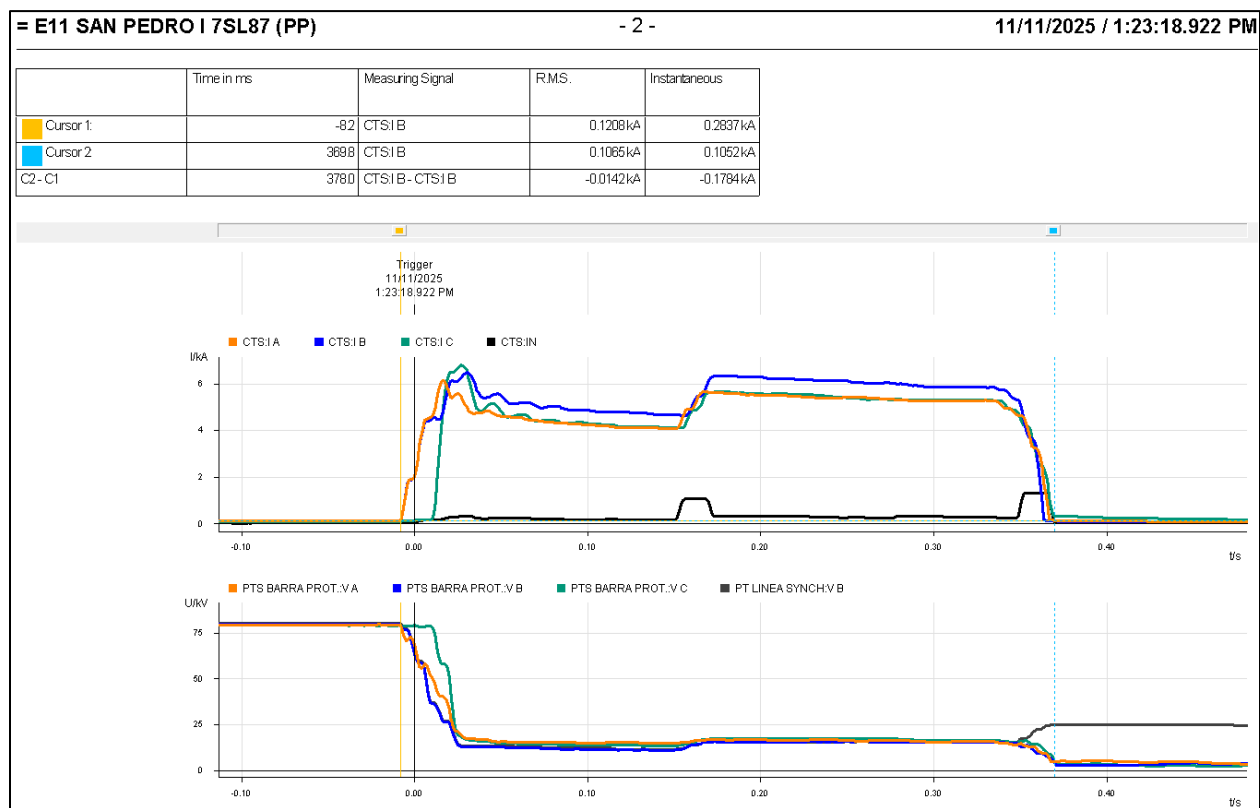


Figura 19. Registro de falla COMTRADE línea 138 kV SPM 2 – SPM

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

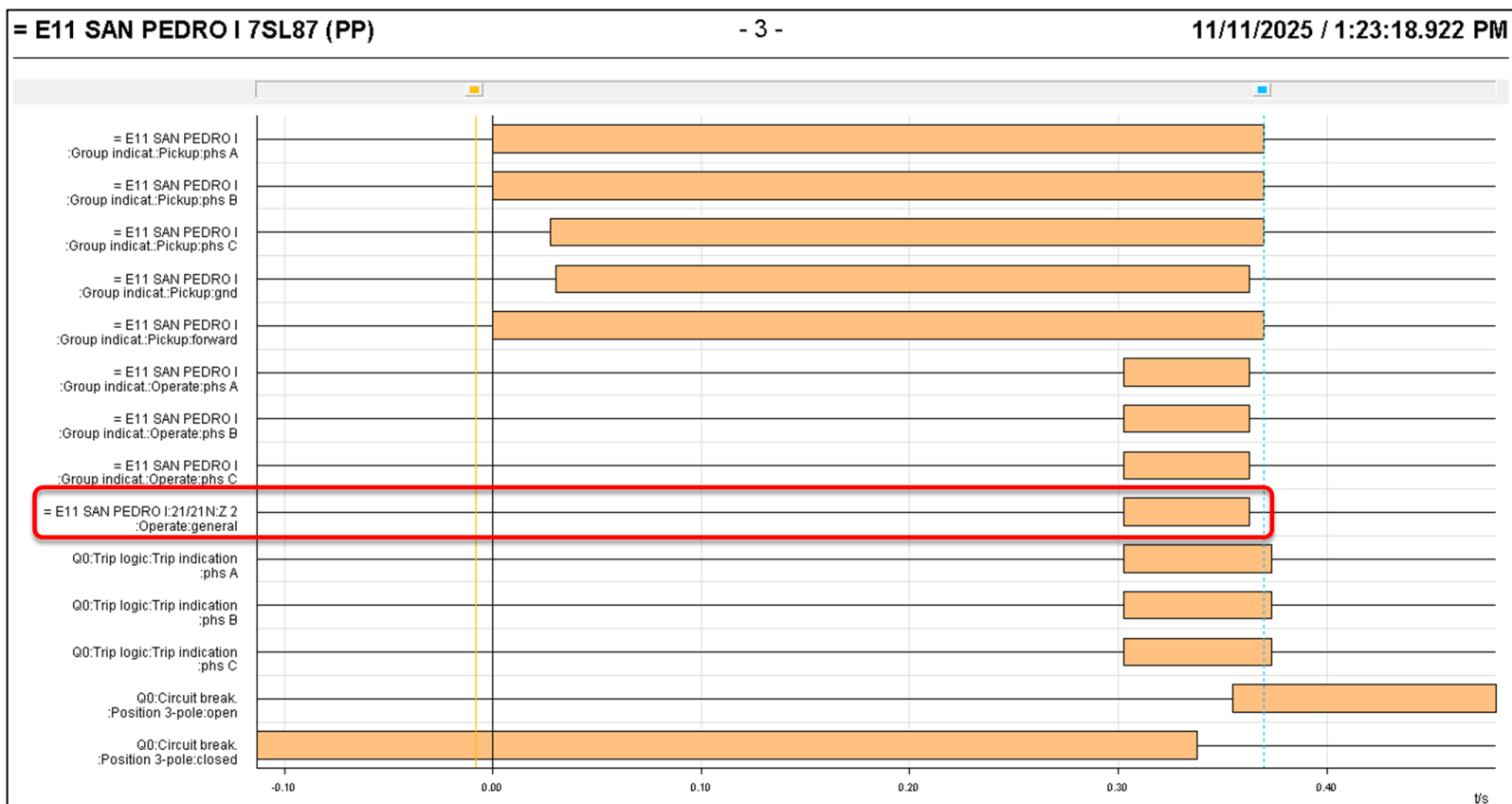


Figura 20. Registro de señales binarias del campo de línea 138 kV SPM 2 – SPM

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

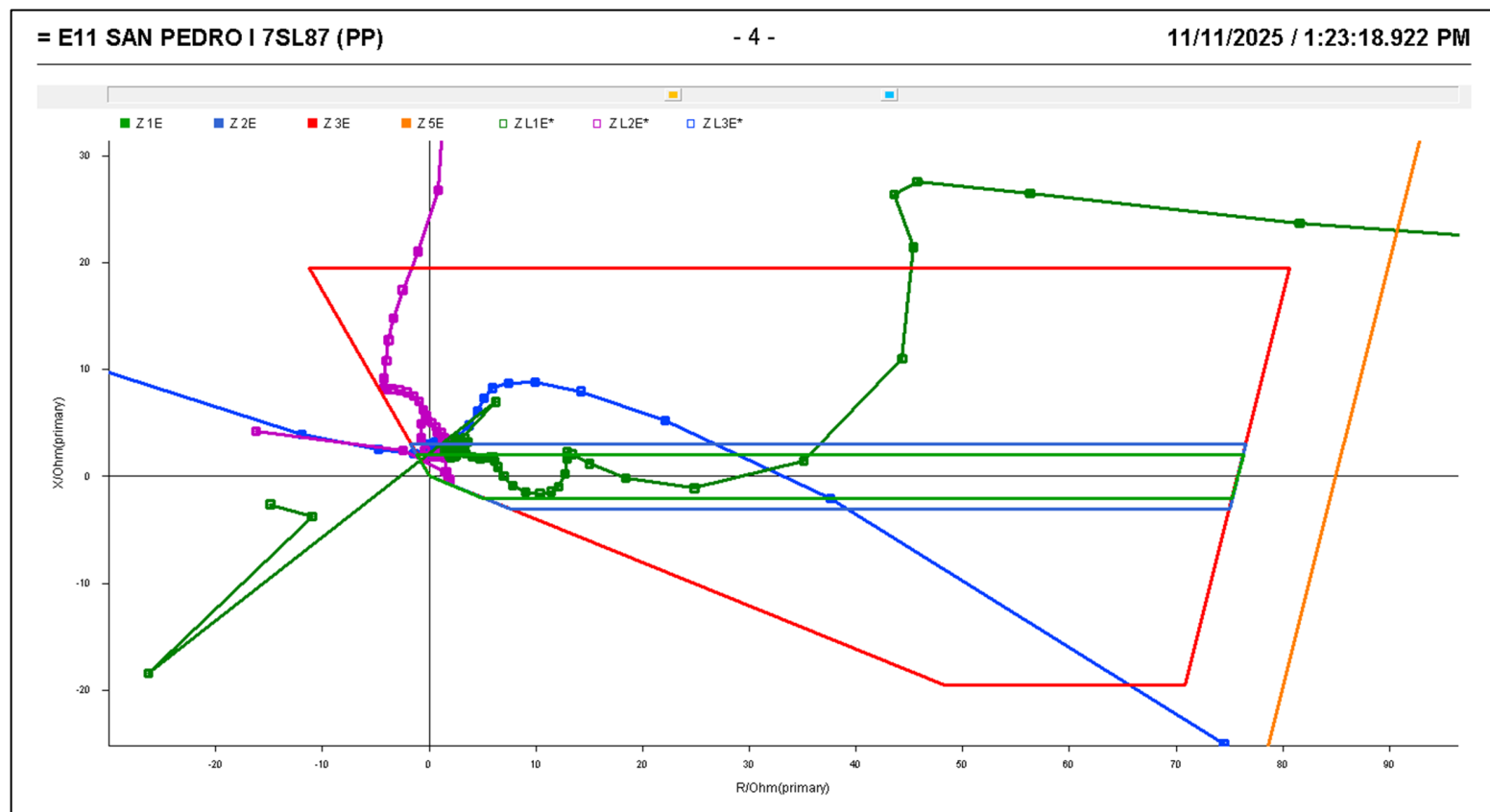


Figura 21. Diagrama de impedancias de fase vista por la protección del campo de línea 138 kV SPM 2 – SPM

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

Time stamp	Relative time	Fault number	Entry number	Functions structure	Name	Value	Quality	Cause	Number
11.11.2025 13:23:18.922	00:00:00:00.000		2	= E11 SAN PEDRO I:21/21N:Group indicat.	Pickup	phs A phs B forward	good (process)	Data change	21.901.4501.55
11.11.2025 13:23:18.922	00:00:00:00.000		3	= E11 SAN PEDRO I:21/21N:Group indicat.	Selected loop AB	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.304
11.11.2025 13:23:18.932	00:00:00:00.010		4	= E11 SAN PEDRO I:67_TOC:Inverse-T 1	Pickup	phs A phs B forward	good (process)	Data change	21.1461.8161.55
11.11.2025 13:23:18.950	00:00:00:00.028		5	= E11 SAN PEDRO I:67_TOC:Inverse-T 1	Pickup	phs A phs B phs C forw	good (process)	Data change	21.1461.8161.55
11.11.2025 13:23:18.951	00:00:00:00.029		6	= E11 SAN PEDRO I:21/21N:Group indicat.	Pickup	phs A phs B gnd forwa	good (process)	Data change	21.901.4501.55
11.11.2025 13:23:18.951	00:00:00:00.029		7	= E11 SAN PEDRO I:21/21N:Group indicat.	Selected loop BG	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.302
11.11.2025 13:23:18.961	00:00:00:00.039		8	= E11 SAN PEDRO I:21/21N:Group indicat.	Pickup	phs A phs B phs C gnd	good (process)	Data change	21.901.4501.55
11.11.2025 13:23:19.085	00:00:00:00.163		13	= E11 SAN PEDRO I:67N_TOC:Inverse-T 1	Pickup	gnd forward	good (process)	Data change	21.1111.4891.55
11.11.2025 13:23:19.225	00:00:00:00.303		15	= E11 SAN PEDRO I:21/21N:Z 2	Operate	phs A phs B phs C	good (process)	Data change	21.901.3572.57
11.11.2025 13:23:19.225	00:00:00:00.303		16	Q0:Trip logic	Trip indication	phs A phs B phs C	good (process)	Data change	301.5341.300
11.11.2025 13:23:19.225	00:00:00:00.303		17	Q0:Circuit break.	Trip/open cmd. 3-pole	true	good (process)	Data change	301.4261.300
11.11.2025 13:23:19.226	00:00:00:00.304		19	Q0:79 Auto. reclosing:General	Block. by protection	true	good (process)	Data change	301.1361.6601.338
11.11.2025 13:23:19.227	00:00:00:00.305		20	Q0:Circuit break.	Definitive trip	true	good (process)	Data change	301.4261.303
11.11.2025 13:23:19.236	00:00:00:00.314		27	Q0:Circuit break.	Break. current 3I0/IN	289 A	good (process)	Data update	301.4261.317
11.11.2025 13:23:19.236	00:00:00:00.314		26	Q0:Circuit break.	Break.-current phs C	5314 A	good (process)	Data update	301.4261.313
11.11.2025 13:23:19.236	00:00:00:00.314		25	Q0:Circuit break.	Break.-current phs B	5880 A	good (process)	Data update	301.4261.312
11.11.2025 13:23:19.236	00:00:00:00.314		24	Q0:Circuit break.	Break.-current phs A	5270 A	good (process)	Data update	301.4261.311
11.11.2025 13:23:19.236	00:00:00:00.314		23	Q0:Circuit break.	Break. voltage phs C	16.48 kV	good (process)	Data update	301.4261.316
11.11.2025 13:23:19.236	00:00:00:00.314		22	Q0:Circuit break.	Break. voltage phs B	15.33 kV	good (process)	Data update	301.4261.315
11.11.2025 13:23:19.236	00:00:00:00.314		21	Q0:Circuit break.	Break. voltage phs A	15.76 kV	good (process)	Data update	301.4261.314
11.11.2025 13:23:19.286	00:00:00:00.364		36	Q0:79 Auto. reclosing:General	Block. by protection	false	good (process)	Data change	301.1361.6601.338
11.11.2025 13:23:19.315	00:00:00:00.393		40	= E11 SAN PEDRO I:Fault locator	Fault resistance prim.	1.373 Ω	good (process)	Data update	21.8671.302
11.11.2025 13:23:19.315	00:00:00:00.393		41	= E11 SAN PEDRO I:Fault locator	Fault reactance prim.	2.419 Ω	good (process)	Data update	21.8671.303
11.11.2025 13:23:19.315	00:00:00:00.393		42	= E11 SAN PEDRO I:Fault locator	Fault resistance sec.	1.373 Ω	good (process)	Data update	21.8671.308
11.11.2025 13:23:19.315	00:00:00:00.393		43	= E11 SAN PEDRO I:Fault locator	Fault reactance sec.	2.419 Ω	good (process)	Data update	21.8671.309
11.11.2025 13:23:19.315	00:00:00:00.393		44	= E11 SAN PEDRO I:Fault locator	Fault distance	5.1 km	good (process)	Data update	21.8671.304
11.11.2025 13:23:19.315	00:00:00:00.393		45	= E11 SAN PEDRO I:Fault locator	Fault distance in %	94.7 %	good (process)	Data update	21.8671.305

Figura 22. Anunciación del campo de línea 138 kV SPM 2 – SPM

4.7. CAMPO DE LÍNEA 138 KV CIP LA LUISA – SPM 2

De acuerdo con los registros del campo de línea de 138 kV CIP La Luisa – SPM 2, se detectó una falla trifásica. La función de protección que envió el disparo de este campo de línea fue la de distancia (21), pero como no se recibió la anunciación del relé de protección se desconoce a que distancia este percibió la falla. La corriente primaria máxima registrada alcanzó un valor aproximado de 647.7 amperes RMS. Los registros oscilográficos de corriente, tensión y señales binarias asociados a este campo de línea se presentan en las Figuras 23 y 24, donde se puede observar el desempeño de la protección de distancia (21). En este campo de línea, la protección envió un disparo tripolar, logrando abrir el interruptor en un tiempo mínimo de 560 ms.

El archivo COMTRADE de este campo de línea tiene un registro de únicamente 500 ms antes de que el relé realice el “Trigger” o disparo de activación, por lo que, sumado a la ausencia de la anunciación del relé no se logró determinar el tiempo exacto de la apertura del interruptor.

El comportamiento del campo de línea 138 kV CIP – La Luisa – SPM 2 se considera correcto, ya que mandó la apertura en un tiempo adecuado para el tipo y distancia de la falla. Sin embargo, se realiza la observación de que solo se recibió el archivo COMTRADE.

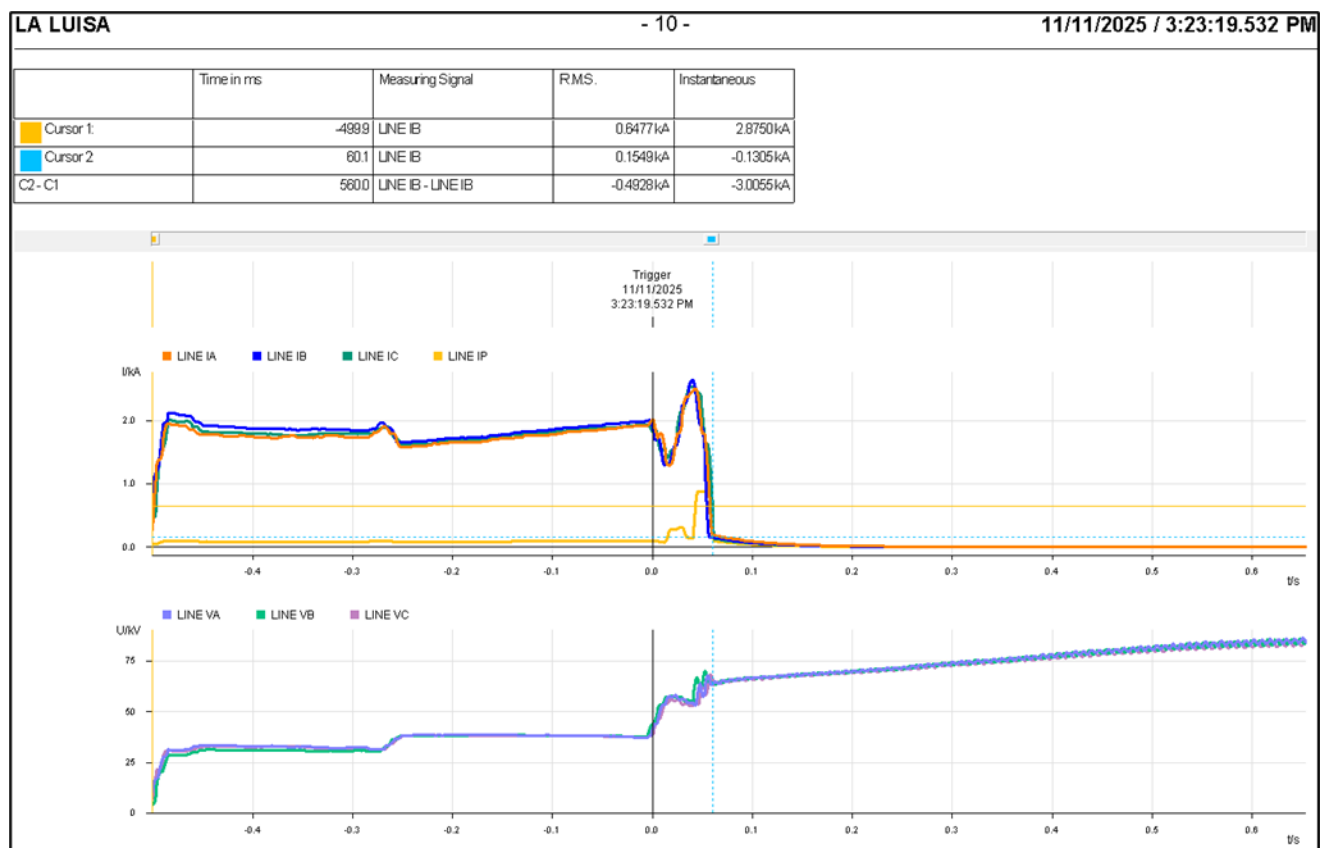


Figura 23. Registro de falla COMTRADE línea 138 kV CIP – La Luisa – SPM 2

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

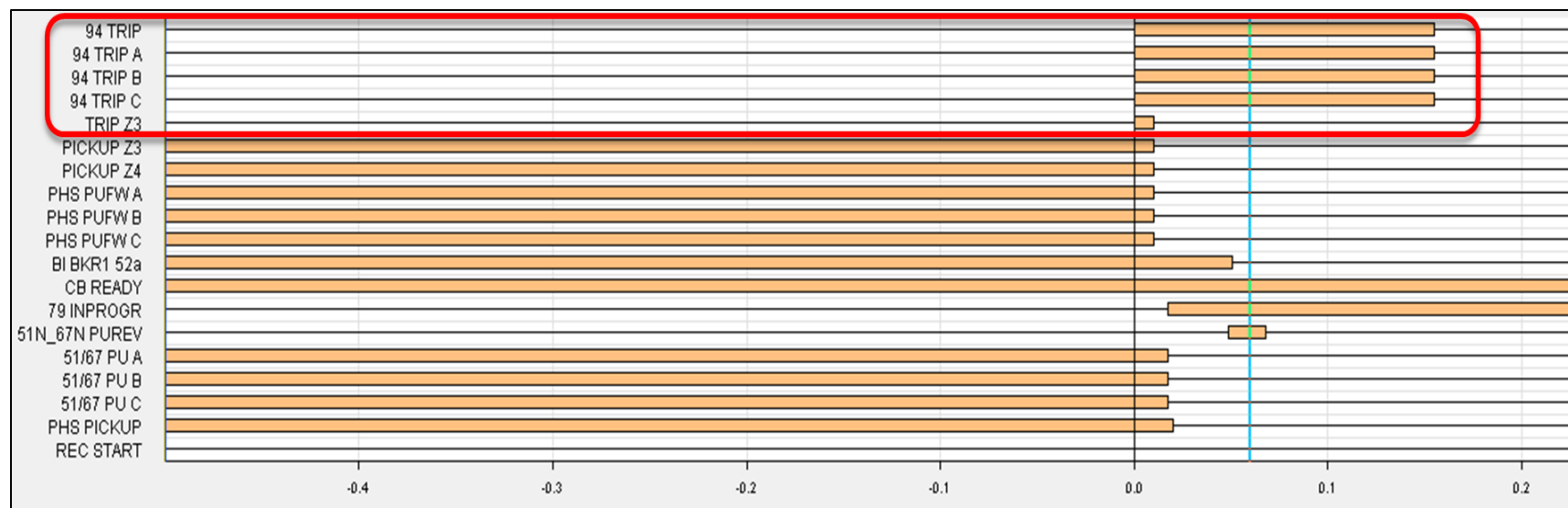


Figura 24. Registro de señales binarias del campo de línea 138 kV CIP – La Luisa – SPM 2

4.8. CAMPO DE LÍNEA 138 KV SAN PEDRO BIOENERGY – SPM

De acuerdo con los registros del campo de línea de 138 kV San Pedro Bioenergy – SPM, se detectó una falla trifásica. La corriente primaria máxima registrada alcanzó un valor aproximado de 6,475.5 amperes RMS. Los registros oscilográficos de corriente, tensión, señales binarias y anunciación asociados a este campo de línea se presentan en las Figuras 25 y 26, donde se puede observar el desempeño de la protección de sobrecorriente direccional (67N).

Los registros de este campo de línea no son concluyentes a la hora de determinar el tiempo que duro el interruptor de 138 kV San Pedro Bioenergy – SPM en disparar, por lo que, se utilizó el registro del campo de línea 138 kV SPM 2 – San Pedro Bioenergy para determinar cuánto tiempo duro la sobrecorriente en ser asilada. Con esto se determinó que la protección envió un disparo tripolar, logrando abrir el interruptor en un tiempo de 643 ms.

Con la apertura de esta línea queda aislada la falla, quedando sin tensión toda la zona Este a partir de SPM y El Soco, perdiendo el SENI toda la carga asociada y una generación de 207.9 MW.

El comportamiento del campo de línea 138 kV San Pedro Bioenergy–SPM se considera incorrecto, ya que no debió disparar en tiempo de tercera zona ($t \geq 600$ ms) para la distancia a la cual se originó la falla. Este campo de línea debió operar en tiempo de segunda zona ($300 \text{ ms} \geq t \leq 600 \text{ ms}$). Esta mala actuación permitió la propagación de la falla y que los campos de línea 138 kV CIP–La Luisa–SPM 2, 138 kV Guerra (Cabreto)–SPM 2 y 138 kV Juan Dolio–SPM 2 dispararan en tiempo de tercera zona ($t \geq 600$ ms), desencadenando la pérdida de tensión en la barra 138 kV SPM 2.

Como consecuencia de esta pérdida de tensión en SPM 2, se produjo la salida de varias centrales generadoras adicionales en el área, entre ellas CESPM 1 (77.13 MW), CESPM 2 (78.91 MW), CESPM 3 (76.84 MW), San Pedro Bio-Energy (22.28 MW), sumando una pérdida adicional de 255.16 MW.

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)



Figura 25. Registro de falla COMTRADE y señales binarias del campo de línea 138 kV San Pedro Bioenergy – SPM

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

21/21N SULTANA

SE BIOENERGY

Date: 11/11/2025 Time: 20:23:34.933

Serial Number: 1151690002

Event: ABC T

Location: 7.38

Time Source: HIRIG

Event Number: 15789

Shot 1P: 0

Shot 3P: 0

Freq: 59.96

Group: 1

Targets: A_PHASE B_PHASE C_PHASE Z2 50PICUP 51PICUP

Breaker 1: OPEN

Trip Time: 13:23:19.490

Breaker 2: NA

PreFault:

IA

IB

IC

IG

3I2

VA

VB

VC

V1mem

MAG(A/kV)

5578

5971

5487

185

769

13.529

12.869

13.981

13.472

ANG(DEG)

-68.2

170.5

48.1

-142.7

48.3

0.0

-124.9

123.5

-0.3

Fault:

MAG(A/kV)

5277

5680

5219

114

769

13.236

12.510

13.312

12.995

ANG(DEG)

-66.6

170.8

49.4

166.2

43.1

-1.9

-123.6

121.5

-1.3

FID=SEL-421-4-R317-V0-Z020013-D20131231

#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
20	10/12/2025	02:56:10.1422	ARR PR 67N	ARRANQUE
19	10/12/2025	02:56:10.1964	ARR PR 67N	NORMAL
18	11/11/2025	13:23:18.9274	ARR PR 67N	ARRANQUE
17	11/11/2025	13:23:18.9524	ARR PR 67N	NORMAL
16	11/11/2025	13:23:19.4902	OPERO TX DTL	OPERO
15	11/11/2025	13:23:19.4902	TPC	ASSERTED
14	11/11/2025	13:23:19.4902	TPB	ASSERTED
13	11/11/2025	13:23:19.4902	TPA	ASSERTED
12	11/11/2025	13:23:19.4902	OUT306	ASSERTED
11	11/11/2025	13:23:19.4902	OUT307	ASSERTED
10	11/11/2025	13:23:19.4902	OUT308	ASSERTED
9	11/11/2025	13:23:19.4924	OUT305	ASSERTED
8	11/11/2025	13:23:19.6904	OPERO TX DTL	NORMAL

Figura 26. Anunciación del campo de línea 138 kV San Pedro Bioenergy – SPM

4.9. CAMPO DE LÍNEA 138 KV GUERRA (CABRETO) – SPM 2

De acuerdo con los registros del campo de línea de 138 kV Guerra (Cabreto) – SPM 2, se detectó una falla trifásica. La distancia a la cual este campo de línea detectó la falla fue de 81.8 km, lo que representa aproximadamente un 144.9% de la longitud de la línea protegida. La corriente primaria máxima registrada alcanzó un valor aproximado de 2,998.1 amperes RMS. Los registros oscilográficos de corriente y tensión, señales binarias, diagrama de impedancia y anunciación asociados a este campo de línea se presentan en las Figuras 27, 28, 29 y 30, donde se puede observar el desempeño de la protección de distancia (21). En este campo de línea, la protección envió un disparo tripolar, logrando abrir el interruptor en un tiempo de 662 ms.

El comportamiento del campo de línea 138 kV Guerra (Cabreto) – SPM 2 se considera correcto, ya que mandó la apertura en un tiempo adecuado para el tipo y distancia de la falla.

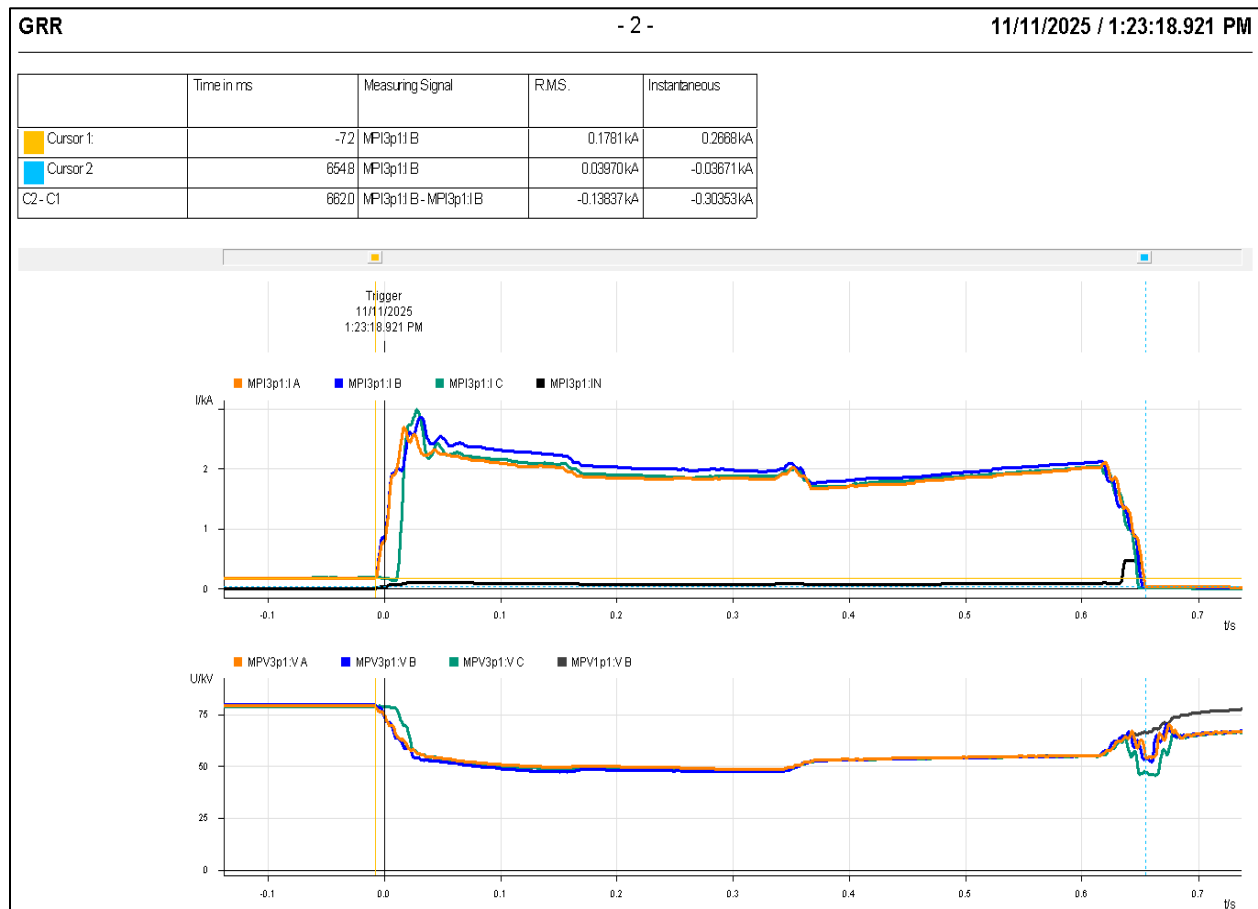


Figura 27. Registro de falla COMTRADE línea 138 kV Guerra (Cabreto) – SPM 2

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

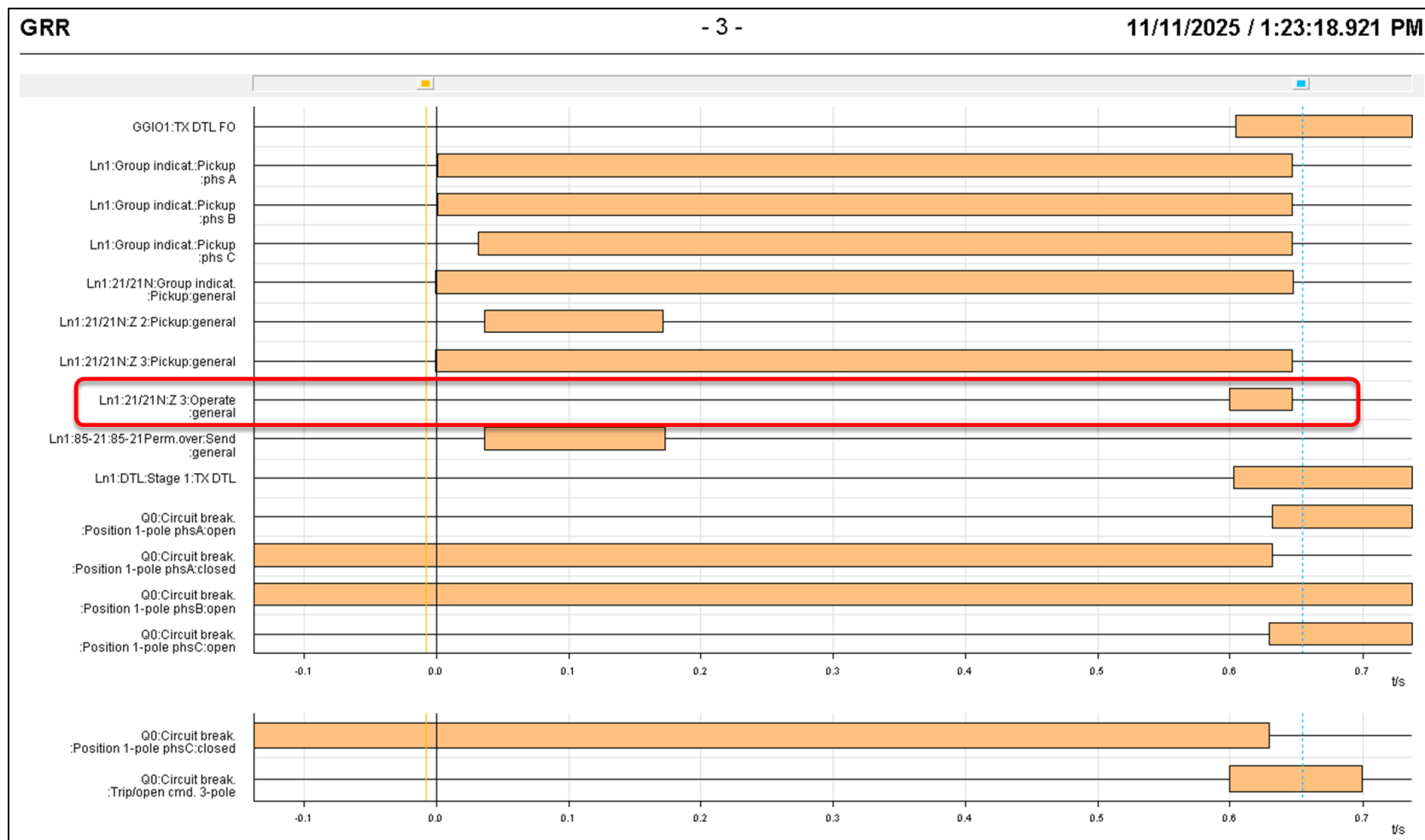


Figura 28. Registro de señales binarias del campo de línea 138 kV Guerra (Cabreto) – SPM 2

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

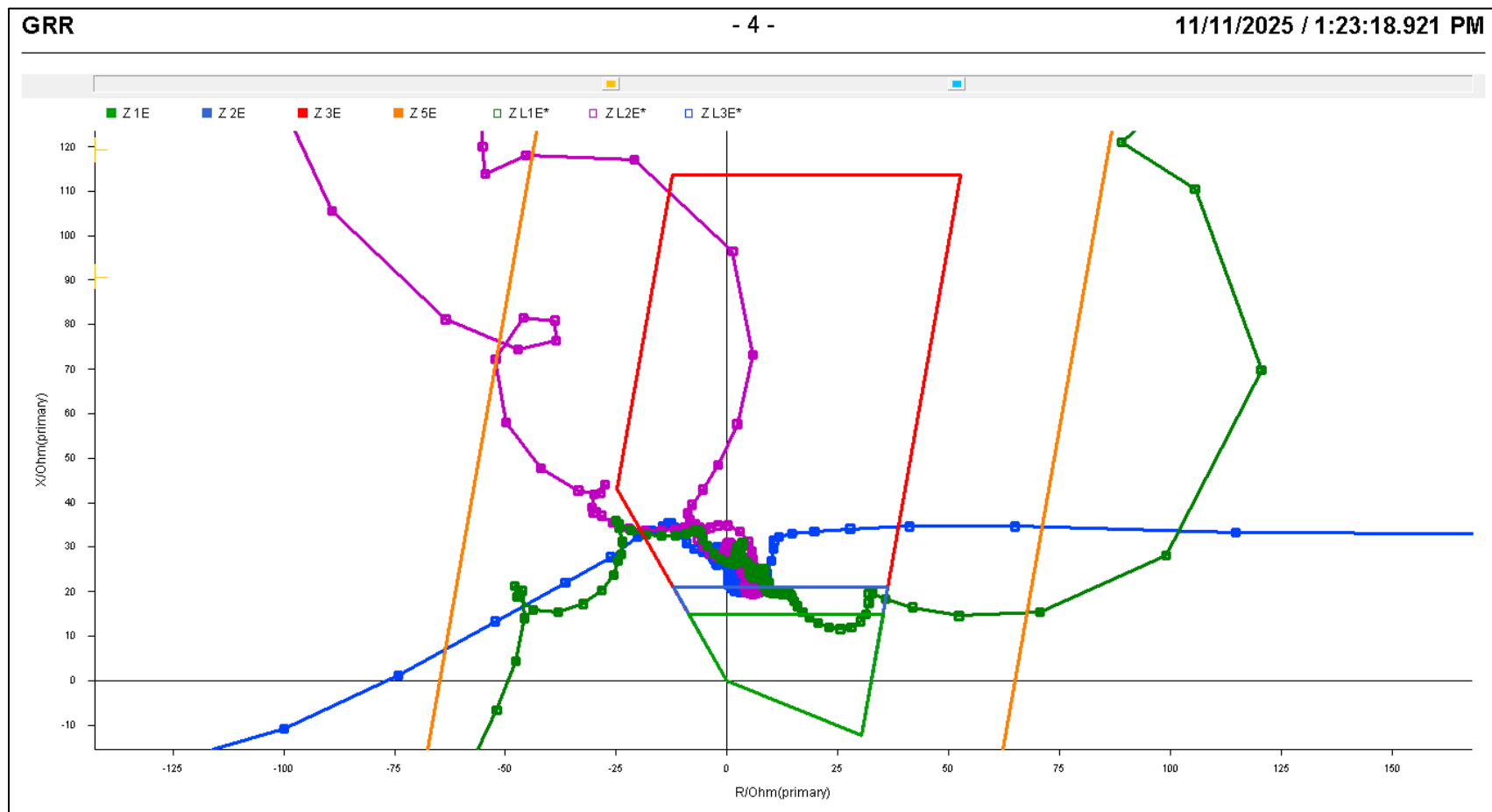


Figura 29. Diagrama de impedancias de fase vista por la protección del campo de línea 138 kV Guerra (Cabreto) – SPM 2

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

Time stamp	Relative time	Fault number	Entry number	Functions structure	Name	Value	Quality	Cause	Number
11.11.2025 13:23:18.921	00:00:00:00.000		2	Line 1:21/21N:Z 3	Pickup	phs A phs B forward	good (process)	Data change	21.901.3573.55
11.11.2025 13:23:18.921	00:00:00:00.000		3	Line 1:21/21N:Group indicat.	Pickup	phs A phs B forward	good (process)	Data change	21.901.4501.55
11.11.2025 13:23:18.922	00:00:00:00.001		5	Line 1:Group indicat.	Pickup	phs A phs B forward	good (process)	Data change	21.4501.55
11.11.2025 13:23:18.952	00:00:00:00.031		6	Line 1:21/21N:Z 3	Pickup	phs A phs B phs C forward	good (process)	Data change	21.901.3573.55
11.11.2025 13:23:18.953	00:00:00:00.032		7	Line 1:Group indicat.	Pickup	phs A phs B phs C forward	good (process)	Data change	21.4501.55
11.11.2025 13:23:18.953	00:00:00:00.032		8	Line 1:21/21N:Group indicat.	Pickup	phs A phs B phs C forward	good (process)	Data change	21.901.4501.55
11.11.2025 13:23:18.953	00:00:00:00.032		9	Line 1:21/21N:Group indicat.	Selected loop BC	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.305
11.11.2025 13:23:18.953	00:00:00:00.032		10	Line 1:21/21N:Group indicat.	Selected loop CA	on forward	good (process)	Data change	21.901.4501.306
11.11.2025 13:23:18.958	00:00:00:00.037		12	Line 1:85-21:85-21Perm.over	Send	phs A phs B	good (process)	Data change	21.1291.5701.305
11.11.2025 13:23:18.958	00:00:00:00.037		11	Line 1:21/21N:Z 2	Pickup	phs A phs B forward	good (process)	Data change	21.901.3572.55
11.11.2025 13:23:19.521	00:00:00:00.600		15	Line 1:21/21N:Z 3	Operate	phs A phs B phs C	good (process)	Data change	21.901.3573.57
11.11.2025 13:23:19.521	00:00:00:00.600		16	Q0:Circuit break.	Trip/open cmd. 3-pole	true	good (process)	Data change	301.4261.300
11.11.2025 13:23:19.524	00:00:00:00.603		17	Line 1:DTL:Stage 1	TX DTL	true	good (process)	Data change	21.281.901.0
11.11.2025 13:23:19.525	00:00:00:00.604		18	GGIO1	TX DTL FO	true	good (process)	Data change	6365.0
11.11.2025 13:23:19.532	00:00:00:00.611		25	Q0:Circuit break.	Break. current 3I0/IN	88 A	good (process)	Data update	301.4261.317
11.11.2025 13:23:19.532	00:00:00:00.611		23	Q0:Circuit break.	Break.-current phs B	2116 A	good (process)	Data update	301.4261.312
11.11.2025 13:23:19.532	00:00:00:00.611		22	Q0:Circuit break.	Break.-current phs A	2024 A	good (process)	Data update	301.4261.311
11.11.2025 13:23:19.532	00:00:00:00.611		24	Q0:Circuit break.	Break.-current phs C	2036 A	good (process)	Data update	301.4261.313
11.11.2025 13:23:19.532	00:00:00:00.611		20	Q0:Circuit break.	Break. voltage phs B	55.32 kV	good (process)	Data update	301.4261.315
11.11.2025 13:23:19.532	00:00:00:00.611		21	Q0:Circuit break.	Break. voltage phs C	55.21 kV	good (process)	Data update	301.4261.316
11.11.2025 13:23:19.532	00:00:00:00.611		19	Q0:Circuit break.	Break. voltage phs A	55.26 kV	good (process)	Data update	301.4261.314
11.11.2025 13:23:19.551	00:00:00:00.630		26	Q0:Circuit break.	Definitive trip	true	good (process)	Data change	301.4261.303
11.11.2025 13:23:19.596	00:00:00:00.675		36	Line 1:Fault locator	Fault resistance prim.	-0.256 Ω	good (process)	Data update	21.8671.302
11.11.2025 13:23:19.596	00:00:00:00.675		37	Line 1:Fault locator	Fault reactance prim.	27.067 Ω	good (process)	Data update	21.8671.303
11.11.2025 13:23:19.596	00:00:00:00.675		38	Line 1:Fault locator	Fault resistance sec.	-0.256 Ω	good (process)	Data update	21.8671.308
11.11.2025 13:23:19.596	00:00:00:00.675		39	Line 1:Fault locator	Fault reactance sec.	27.067 Ω	good (process)	Data update	21.8671.309
11.11.2025 13:23:19.596	00:00:00:00.675		40	Line 1:Fault locator	Fault distance	81.8 km	good (process)	Data update	21.8671.304
11.11.2025 13:23:19.596	00:00:00:00.675		41	Line 1:Fault locator	Fault distance in %	144.9 %	good (process)	Data update	21.8671.305

Figura 30. Anunciación del campo de línea 138 kV Guerra (Cabreto) – SPM 2

4.10. CAMPO DE LÍNEA 138 KV JUAN DOLIO – SPM 2

De acuerdo con los registros del campo de línea de 138 kV Juan Dolio – SPM 2, se detectó una falla trifásica. La función de protección que envió el disparo de este campo de línea fue la de distancia (21), pero como no se recibió la anunciación del relé de protección se desconoce a que distancia este percibió la falla. La corriente primaria máxima registrada alcanzó un valor aproximado de 2,260.4 amperes RMS. Los registros oscilográficos de corriente, tensión y señales binarias asociados a este campo de línea se presentan en las Figuras 31 y 32, donde se puede observar el desempeño de la protección de distancia (21). En este campo de línea, la protección envió un disparo tripolar, logrando abrir el interruptor en un tiempo de 668 ms.

El comportamiento del campo de línea 138 kV Juan Dolio – SPM 2 se considera correcto, ya que mandó la apertura en un tiempo adecuado para el tipo y distancia de la falla.

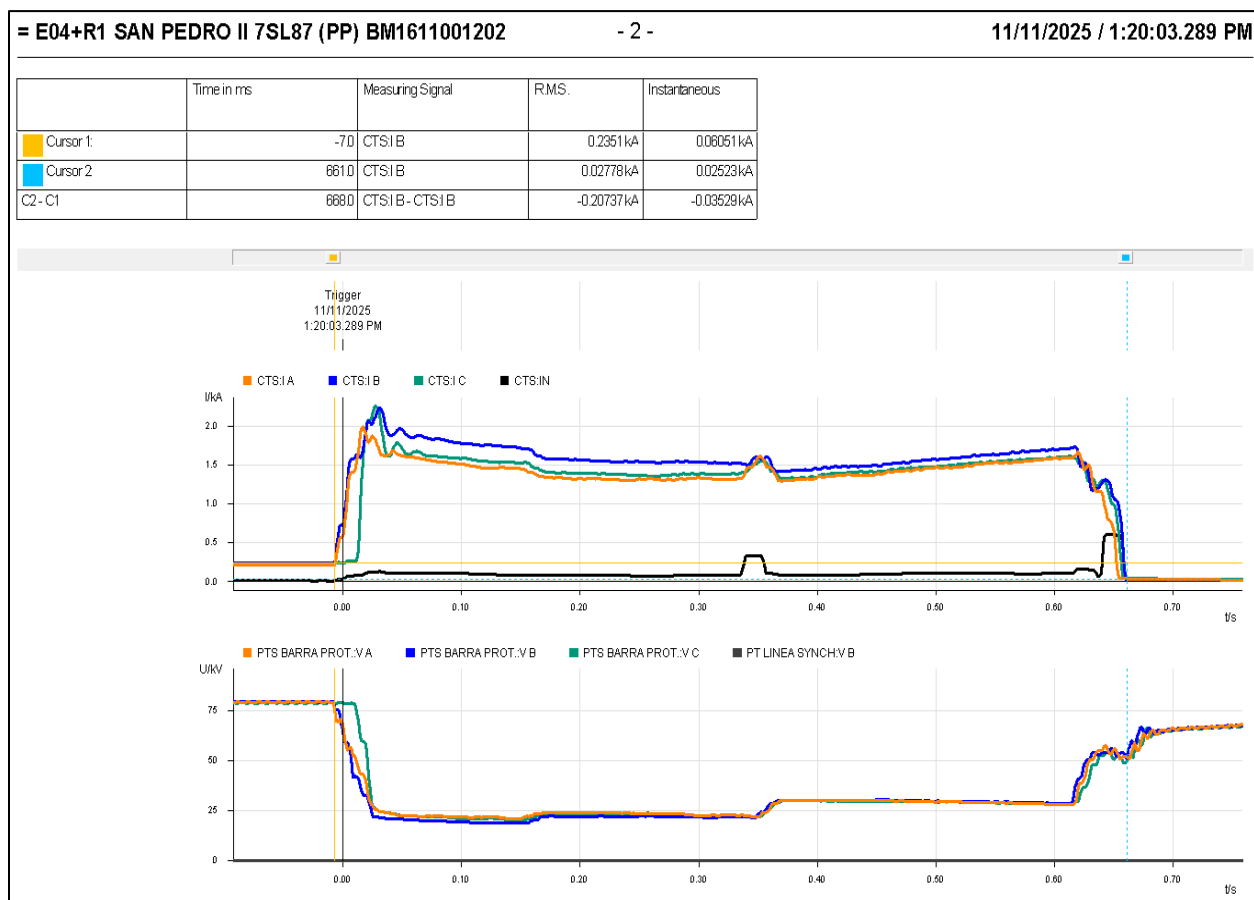


Figura 31. Registro de falla COMTRADE línea 138 kV Juan Dolio – SPM 2

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

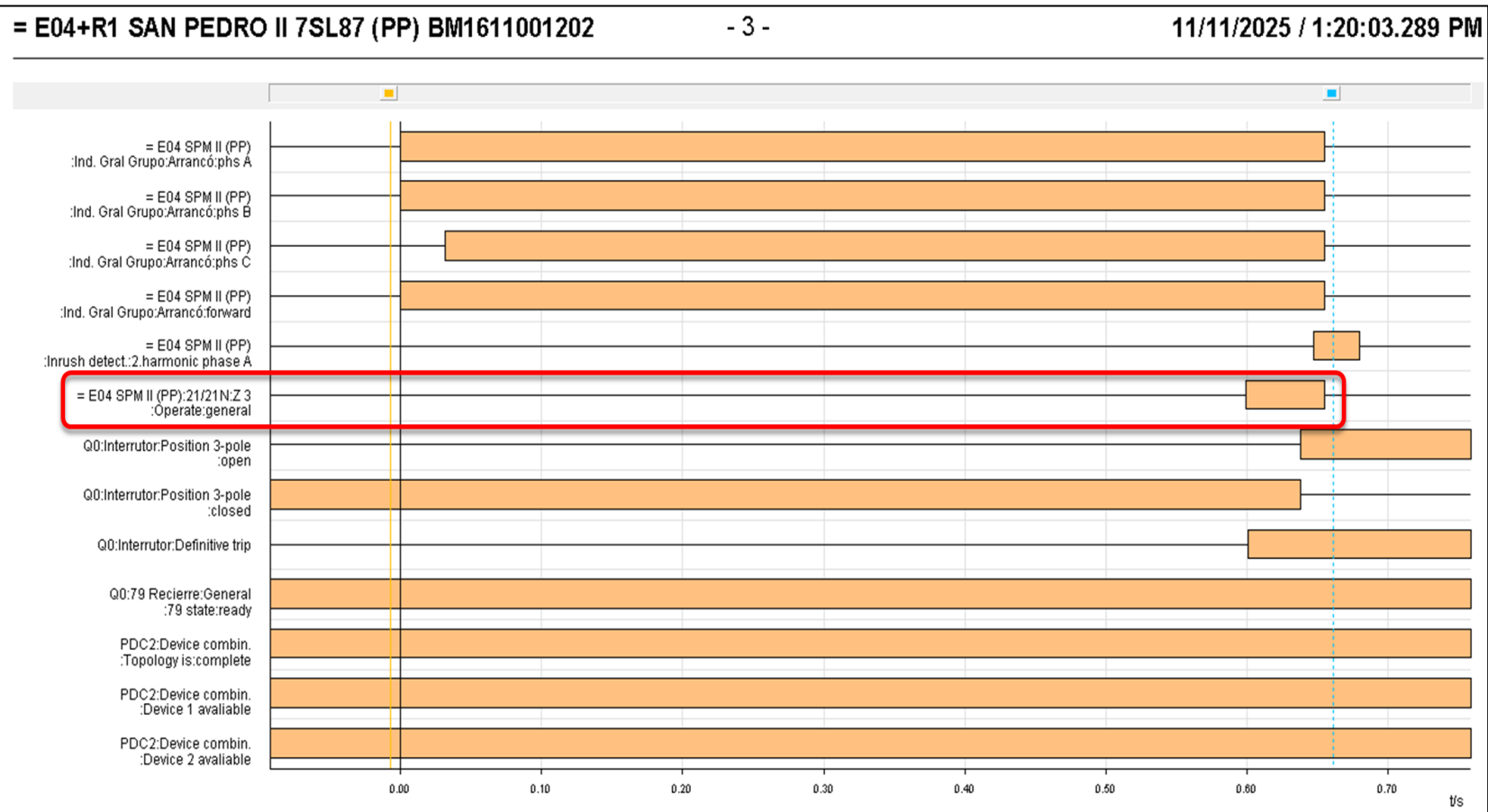


Figura 32. Registro de señales binarias del campo de línea 138 kV Guerra (Cabreto) – SPM 2

5. COMPORTAMIENTO DE LOS GENERADORES INVOLUCRADOS EN EL EVENTO

Con el propósito de comprender la evolución del evento y los factores que contribuyeron a su propagación, resulta fundamental establecer primero la secuencia temporal de las salidas de generación y su relación directa con el comportamiento de la frecuencia del sistema. Las Figura 33 y Figura 34 siguientes presentan, por un lado, la cronología detallada de las centrales que dispararon previo a la caída total, y por otro, la superposición de dichas salidas sobre la curva de frecuencia, incluyendo además la actuación del EDAC durante la fase inicial del disturbio.

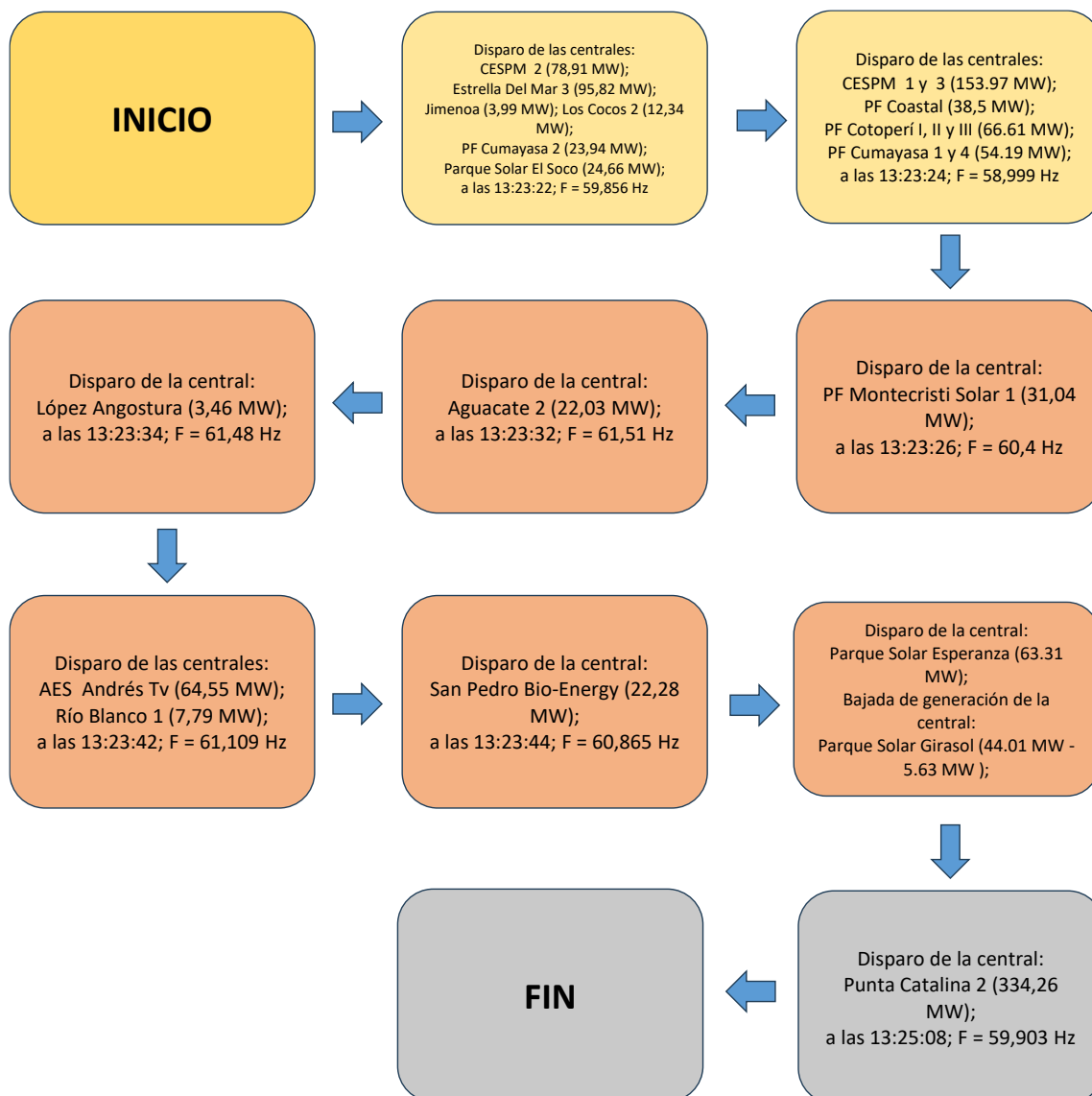


Figura 33. Cronología de las centrales que dispararon antes de la completa caída del sistema

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

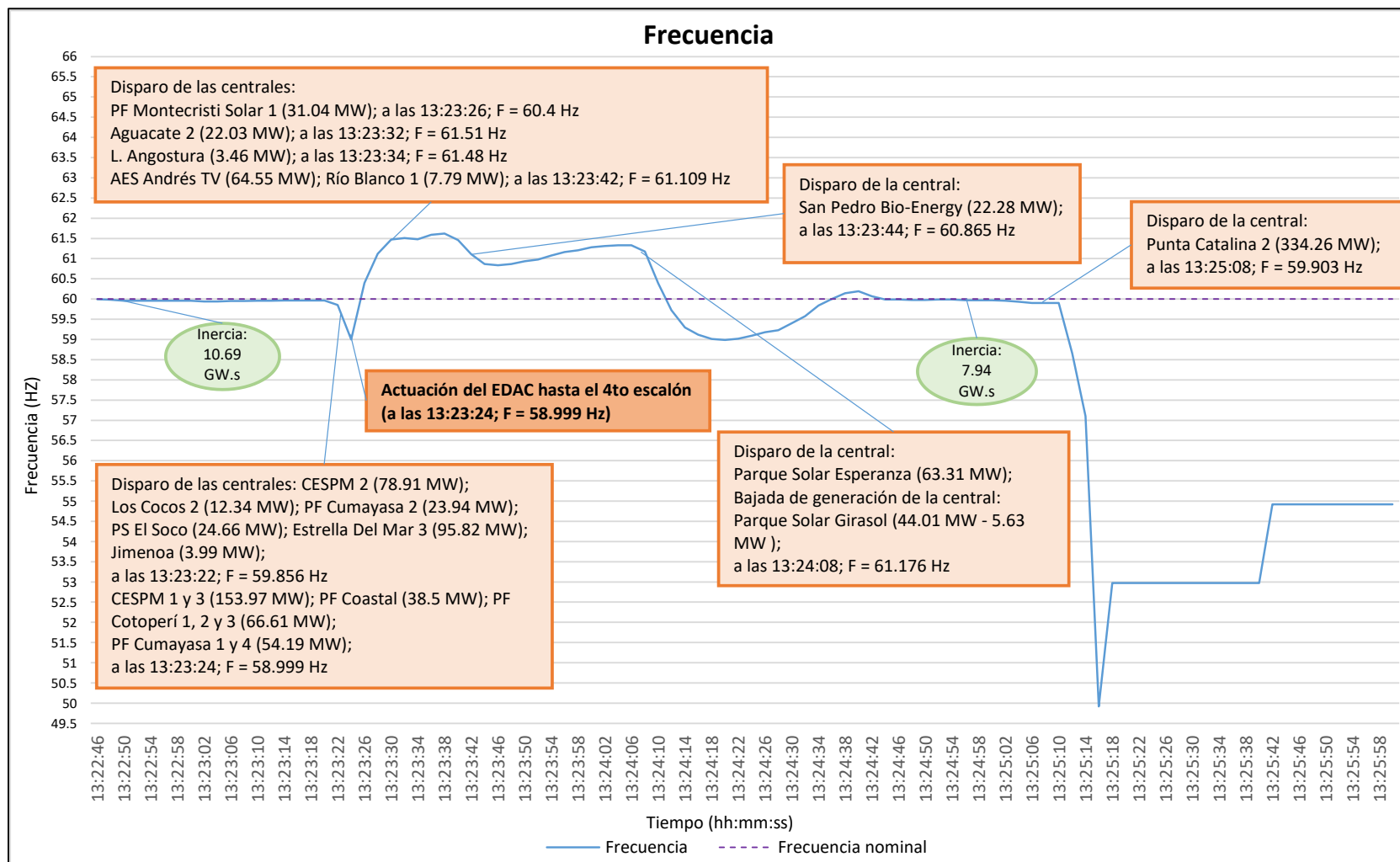


Figura 34. Salidas de centrales generadoras y actuación del EDAC

5.1. COMPORTAMIENTO DE LAS CENTRALES Y ACTUACIÓN DE LAS PROTECCIONES

5.1.1. CESPМ

Las unidades CESPМ 1 con 77.13 MW, CESPМ 2 con 78.91 MW y CESPМ 3 con 76.84 MW salieron del SENI en el primer evento por la apertura de las líneas que conectan el SENI con la zona este por la protección 81 de baja frecuencia. Estas centrales permanecieron un poco más del tiempo de despeje de la falla ocurrida en SPM 1, como lo podemos ver en el comportamiento de CESPМ 1 con una duración mayor a 685.25 ms como lo muestra Figura 35.

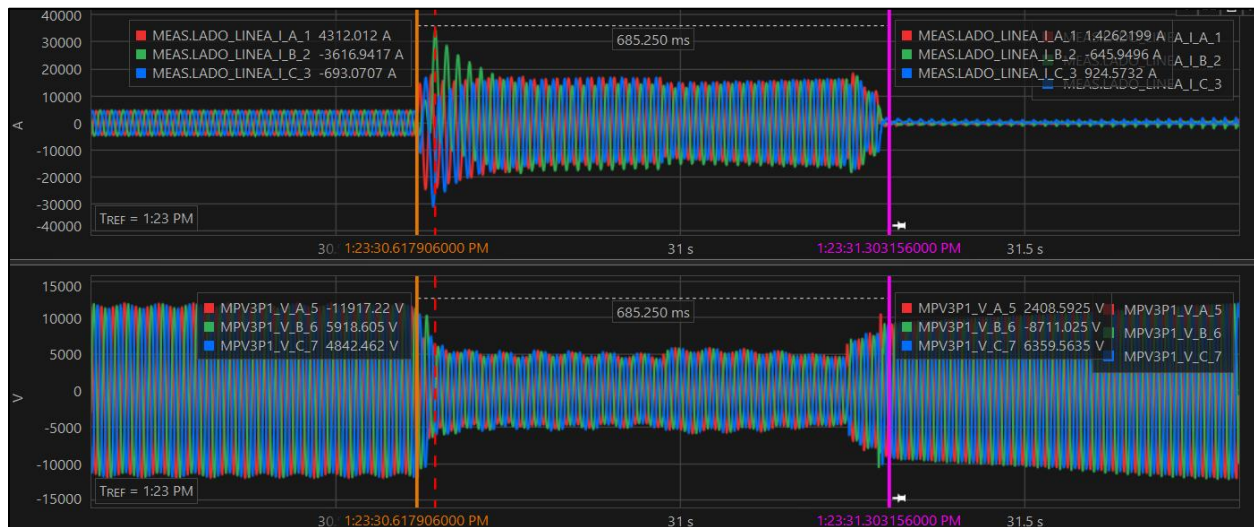


Figura 35. Registro de COMTRADE del campo de generación de la CESPМ 1

5.1.2. ESTRELLA DEL MAR 3

Esta central salió de línea en el primer evento y la protección que envió el disparo al interruptor fue por bajo voltaje (27) como lo podemos ver la Figura 36. Esta protección y la central estuvieron un comportamiento inadecuado a la hora del evento.

11/11/25	13:23:19.509	2	10/10SAS10GH001/ZB70	AVP No Start Permit
11/11/25	13:23:19.515	5	11/11SAB10GH001/ZB98	BESS 1 Emergency Exhaust Fan Panel NSF Fault
11/11/25	13:23:19.515	5	12/12SAB10GH001/ZB98	BESS 2 Emergency Exhaust Fan Panel NSF Fault
11/11/25	13:23:19.524	14	10/10BRA20CE005/ZG04	230VAC UPS2 Power Available
11/11/25	13:23:19.525	14	10/10BFA80EG001/ZE01	Switchgear Trip By Under Voltage
11/11/25	13:23:19.535	14	10/10BFA70EG001/ZE01	Switchgear Trip By Under Voltage

Figura 36. Secuencia de evento de las protecciones de EDM3

5.1.3. PUNTA CATALINA 2

Esta central tuvo un buen comportamiento durante el primer evento, como lo muestra la Figura 37. Aquí podemos observar como en el final la potencia va hacia abajo junto con la frecuencia mostrando que la bajada de la frecuencia fue provocada por la salida de ella, este comportamiento ocurrió a la 1:25:08 y se debe a los siguientes eventos críticos interno que provocaron la salida de ella.

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

La salida de la central fue provocada por bajo nivel del domo, lo cual envió disparo a al sistema de combustión/suministro de combustible (carbón), que resultó en el disparo secuencial y masivo de los molinos pulverizadores y grupos de quemadores.

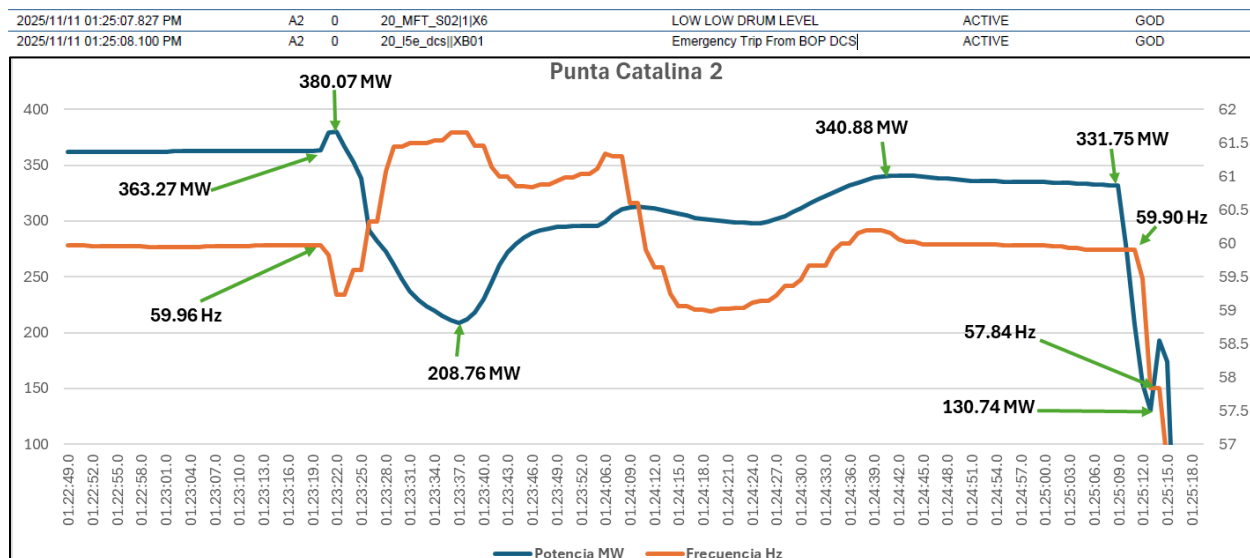


Figura 37. Potencia y frecuencia de la central Punta Catalina 2 durante el evento

En la Tabla 2 se presentan los generadores que se encontraban en línea durante la ocurrencia del evento, junto con las protecciones que ocasionaron el disparo de sus interruptores.

Tabla 2. Centrales de generación en línea durante el evento y las protecciones que actuaron

Centrales	Potencia Activa antes de su salida (MW).	Protecciones actuadas	Observaciones
AES ANDRÉS TV	64,550	Alta Frecuencia (81)	La TV salió por alta frecuencia antes del colapso. Operación Correcta
AES ANDRÉS TG	162,880	Baja Frecuencia (81)	La TG salió por baja frecuencia luego del colapso del SENI.
AGUACATE 2	22,030	Alta Frecuencia (81)	Operación Incorrecta.
CESPM 1	77,130	Baja Frecuencia (81)	
CESPM 2	78,910	Baja Frecuencia (81)	
CESPM 3	76,840	Baja Frecuencia (81)	
ESTRELLA DEL MAR 3	80,890	Bajo voltaje (27)	Bajo voltaje en los servicios auxiliares durante la primera falla. Teniendo una operación incorrecta.
HATILLO 2	Señal SCADA fija	*	Información insuficiente para determinar la protección que envió el disparo. Esta central operó cerca del primer evento, por lo cual se considera incorrecta.
ITABO 1	99,420	Baja Frecuencia (81)	
ITABO 2	117,170	Baja Frecuencia (81)	

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

Centrales	Potencia Activa antes de su salida (MW).	Protecciones actuadas	Observaciones
JIMENOA	3,990	Sobrecorriente (51)	Operó durante el primer evento y se considerada operación incorrecta.
JUANCHO LOS COCOS 1	5,160	Baja Frecuencia (81)	
LAS DAMAS	Señal SCADA fija	*	Información insuficiente para determinar la protección que envió el disparo.
LÓPEZ ANGOSTURA	3,460	Potencia Inversa (32G)	
LOS COCOS 2	12,340	Baja Frecuencia (81)	Operó durante el primer evento y se considerada operación incorrecta.
MONTE PLATA SOLAR	38,510	Bajo voltaje (27)	Operó durante el primer evento y se considerada operación incorrecta.
PARQUE ENERGÉTICO LOS MINA	241,32	Bajo voltaje (27)	Las unidades Los Mina 5 y 6 salieron por bajo voltaje, Los Mina 7 salió por baja frecuencia (81).
PARQUE EÓLICO AGUA CLARA	0,650	*	Información insuficiente para determinar la protección que envió el disparo. Operación incorrecta, ya que salió antes del colapso.
PARQUE EÓLICO DE MATAFONGO	Señal SCADA fija	*	Información insuficiente para determinar la protección que envió el disparo.
PARQUE EÓLICO GUANILLO	3,050	*	Información insuficiente para determinar la protección que envió el disparo. Operación incorrecta, ya que salió antes del colapso.
PARQUE EÓLICO LARIMAR	9,960	Baja Frecuencia (81)	
PARQUE EÓLICO LARIMAR II	16,720	Baja Frecuencia (81)	
PARQUE EÓLICO LOS GUZMANCITOS	7,020	Bajo voltaje (27)	
PARQUE EÓLICO LOS GUZMANCITOS 2	1,040	Bajo voltaje (27)	
PARQUE FOTOVOLTAICO BAYAHONDA (BAYASOL)	29,900	Bajo voltaje (27)	
PARQUE FOTOVOLTAICO CALABAZA	29,300	*	Información insuficiente para determinar la protección que envió el disparo.
PARQUE FOTOVOLTAICO COASTAL	38,500	Bajo voltaje (27)	
PARQUE FOTOVOLTAICO COTOPERÍ I	22,090	Bajo voltaje (27)	
PARQUE FOTOVOLTAICO COTOPERÍ II	27,000	Bajo voltaje (27)	

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

Centrales	Potencia Activa antes de su salida (MW).	Protecciones actuadas	Observaciones
PARQUE FOTOVOLTAICO COTOPERÍ III	17,520	Bajo voltaje (27)	
PARQUE FOTOVOLTAICO CUMAYASA 1	30,760	Baja Frecuencia (81)	
PARQUE FOTOVOLTAICO CUMAYASA 2	23,940	Baja Frecuencia (81)	
PARQUE FOTOVOLTAICO CUMAYASA 4	23,430	Baja Frecuencia (81)	
PARQUE FOTOVOLTAICO LA VICTORIA	17,390	Baja Frecuencia (81)	
PARQUE FOTOVOLTAICO LOS NEGROS	12,83	*	Información insuficiente para determinar la protección que envió el disparo.
PARQUE FOTOVOLTAICO LUCILA	Señal SCADA fija	Baja Frecuencia (81)	
PARQUE FOTOVOLTAICO MARANATHA FASE I	2,340	***	No enviaron la información.
PARQUE FOTOVOLTAICO MARTÍ	Señal SCADA fija	*	Información insuficiente para determinar la protección que envió el disparo.
PARQUE FOTOVOLTAICO MATA DE PALMA	Señal SCADA fija	Baja Frecuencia (81)	Perdió carga en el primer evento y el resto luego del colapso del SENI.
PARQUE FOTOVOLTAICO MATRISOL	24,03	*	Información insuficiente para determinar la protección que envió el disparo. Operación incorrecta, ya que salió antes del colapso.
PARQUE FOTOVOLTAICO MIRASOL	64,250	*	Información insuficiente para determinar la protección que envió el disparo.
PARQUE FOTOVOLTAICO MONTECRISTI SOLAR 1	31,040	*	Información insuficiente para determinar la protección que envió el disparo. Operación incorrecta, ya que salió antes del colapso.
PARQUE FOTOVOLTAICO PAYITA 1	23,820	*	Información insuficiente para determinar la protección que envió el disparo.
PARQUE FOTOVOLTAICO PERAVIA I	44,660	Bajo voltaje (27)	
PARQUE FOTOVOLTAICO PERAVIA II	50,130	Bajo voltaje (27)	
PARQUE FOTOVOLTAICO SAJOMA	49,7	Baja Frecuencia (81)	
PARQUE FOTOVOLTAICO SANTANASOL	10,010	Bajo voltaje (27)	
PARQUE FOTOVOLTAICO WASHINGTON CAPITAL 2	27,96	Baja Frecuencia (81)	

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

Centrales	Potencia Activa antes de su salida (MW).	Protecciones actuadas	Observaciones
PARQUE FOTOVOLTAICO WASHINGTON CAPITAL 3	36,95	Baja Frecuencia (81)	
PARQUE SOLAR CANOA	18,450	Baja Frecuencia (81)	
PARQUE SOLAR EL SOCO	24,660	Bajo voltaje (27)	
PARQUE SOLAR ESPERANZA	63,310	Bajo voltaje (27)	Operó durante el primer evento y se considerada operación incorrecta.
PARQUE SOLAR GIRASOL	44,01	Baja Frecuencia (81)	Perdió carga en el primer evento y el resto luego del colapso del SENI.
PIMENTEL 4	12,76	Baja Frecuencia (81)	
POWERSHIP AZUA KPS 01	Señal SCADA fija	Sobrecorriente (51)	Al final del segundo evento, cuando la central no podía dar más potencia hacia arriba.
PUNTA CATALINA 2	334,26	Acción mecánica	Bajo nivel del domo, que envió la salida del Sistema de Combustible.
QUILVIO CABRERA	Señal SCADA fija	Baja Frecuencia (81)	
QUISQUEYA 1	115,67	Baja Frecuencia (81)	
QUISQUEYA 1 SAN PEDRO	57,25	Baja Frecuencia (81)	
QUISQUEYA 2	106,52	Bajo voltaje (27)	
RÍO BLANCO 1	7,790	Alta Frecuencia (81)	Operación incorrecta.
SABANA YEGUA	Señal SCADA fija	*	Información insuficiente para determinar la protección que envió el disparo.
SABANETA	Señal SCADA fija	Alta Frecuencia (81)	Operación Incorrecta.
SAN PEDRO BIO-ENERGY	22,280	**	No dice la causa del disparo, pero en los archivos enviado se puede observar que permanecieron en línea aún después del despeje del corto circuito.
SIBA	123,12	Bajo voltaje (27)	

5.2. COMPORTAMIENTO DE LAS CENTRALES EN REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF)

Se estudió el comportamiento de las centrales de generación involucradas en la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) durante la ocurrencia del evento. A continuación, se presentan las gráficas individuales de cada unidad generadora, con el fin de evaluar su respuesta ante la perturbación y verificar el cumplimiento de los criterios operativos establecidos.

Durante el periodo previo al evento, la gran mayoría de las centrales sincronizadas y habilitadas para RPF mostraron un desempeño adecuado, sosteniendo su potencia activa dentro de los rangos esperados y reaccionando correctamente a las variaciones de frecuencia del sistema. Sin embargo, se identificaron tres excepciones relevantes:

- **Punta Catalina 2:** Tuvo un **buen desempeño en la primera parte del evento**, pero no logró mantener dicho comportamiento durante la segunda parte de este. Esto puede observarse en la gráfica correspondiente, donde su señal de potencia **no sigue una tendencia coherente con la variación de la frecuencia**, evidenciando una respuesta atípica o insuficiente frente a la perturbación.
- **SIBA:** La señal de potencia evidencia un comportamiento no adecuado desde el inicio del evento, no sosteniendo la potencia entregada mientras permanecía la desviación de la frecuencia.
- **Los Toros 1 y Los Toros 2:** Las señales SCADA presentaron valores fijos, lo que imposibilita determinar la magnitud real de su respuesta durante el siniestro o validar si actuaron conforme a los parámetros de regulación primaria.

El análisis gráfico que se presenta a continuación permite visualizar con mayor claridad el desempeño de cada central.

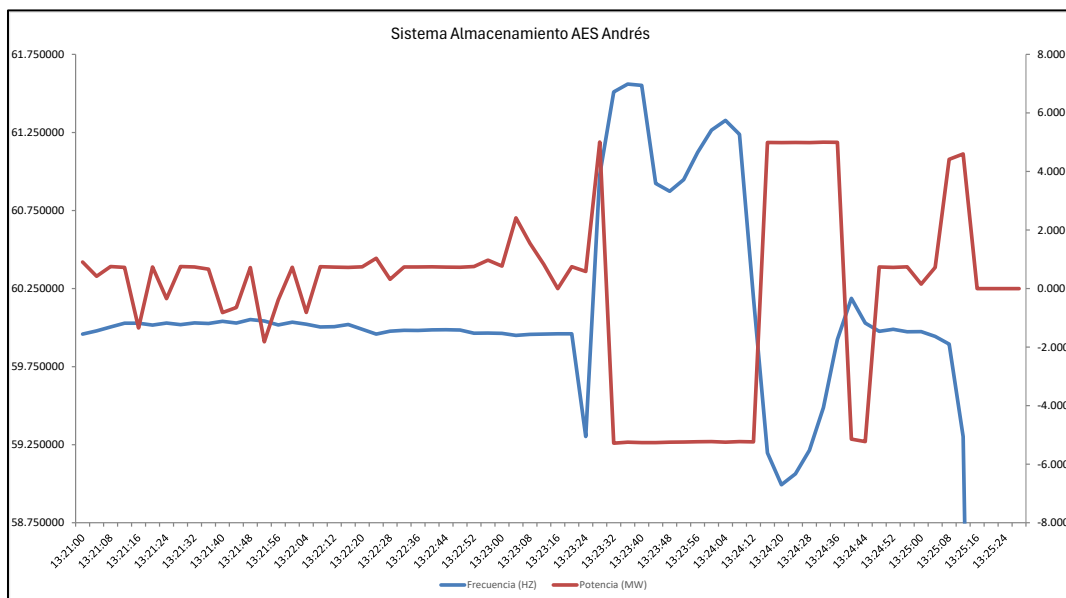
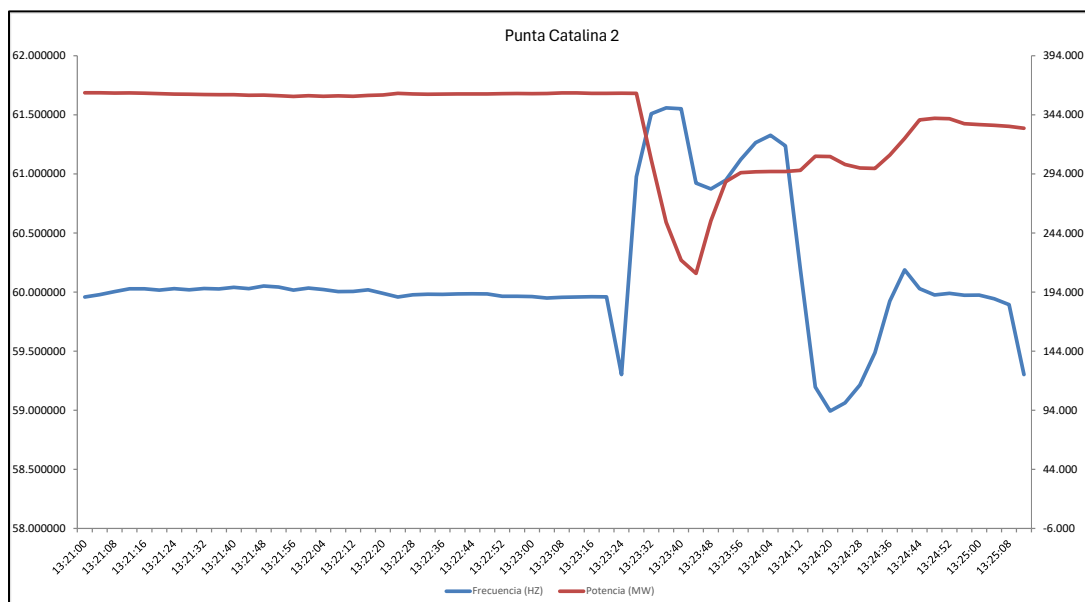
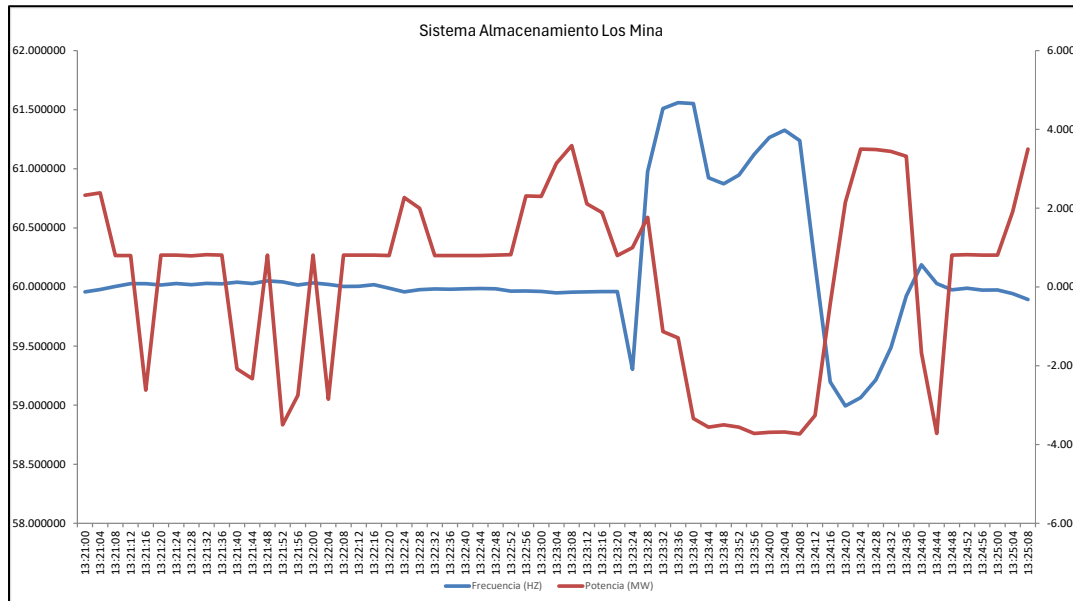


Figura 38. Comportamiento del Sistema de Almacenamiento AES Andrés

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)



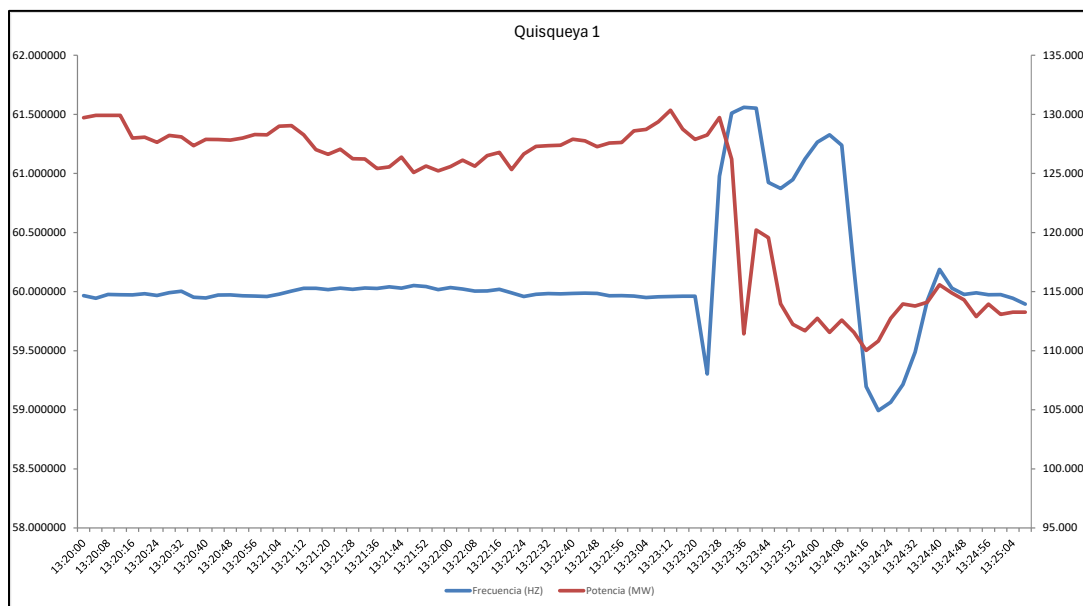


Figura 41. Comportamiento de Quisqueya 1

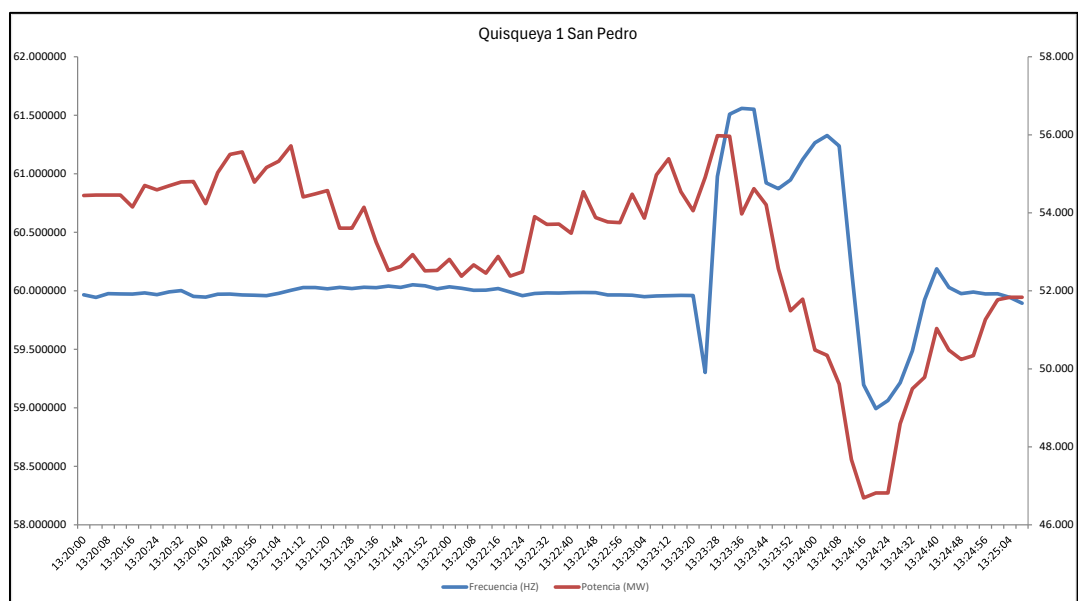


Figura 42. Comportamiento de Quisqueya 1 San Pedro



Figura 43. Comportamiento de SIBA

5.3. EVALUACIÓN DEL CONTROL SECUNDARIO DE LA FRECUENCIA

5.3.1. EVALUACIÓN DEL CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN (AGC)

Ante una perturbación en el SENI el comportamiento del Control Automático de Generación (AGC) es fundamental para garantizar que el sistema cuente con una respuesta adecuada ante las desviaciones de frecuencia que se pueden producir por desbalances de generación y demanda provocados por la desconexión de carga y/o generadores durante el evento.

Luego de la acción del control primario de frecuencia en los gobernadores de cada uno de los generadores que se encuentren participando de este control, el cual tiene la función principal de amortiguar las variaciones de frecuencia para encontrar un nuevo punto de equilibrio, el control secundario de frecuencia centralizado ejecutado por el AGC se encarga de corregir la desviación de frecuencia resultante, llevando la frecuencia nuevamente a la banda de operación normal, próximo a su valor nominal de 60 Hz.

Para el caso del evento ocurrido en el SENI el pasado martes 11 de noviembre de 2025, en el cual se produjo una serie de eventos en cascada que desencadenaron en una salida total, se extrajeron los registros del sistema SCADA del Organismo Coordinador, el cual está conectado por medio de un enlace ICCP al sistema SCADA del CCE, que es donde se encuentra el AGC.

Basado en estos registros se pudo verificar que el AGC presentó un funcionamiento correcto sin observarse ninguna anomalía o comportamiento no esperado. A continuación, se detallan los datos y análisis realizados.

Date/Time	Origin	Description	Event	Value
11/11/25 13:23:36	AGC	G3CESPM2 Modo de Control	CAMBIO DE ESTADO	2
11/11/25 13:23:38	AGC	G3CESPM3 Modo de Control	CAMBIO DE ESTADO	2
11/11/25 13:23:40	AGC	G3CESPM1 Modo de Control	CAMBIO DE ESTADO	OFF
11/11/25 13:23:44	AGC	G3Q1SPED Modo de Control	CAMBIO DE ESTADO	AUTO
11/11/25 13:23:44	AGC	G3AANDRE Modo de Control	CAMBIO DE ESTADO	AUTO
11/11/25 13:23:44	AGC	G3PEMINA Modo de Control	CAMBIO DE ESTADO	AUTO
11/11/25 13:23:45	AGC	G3QUISQ2 Modo de Control	CAMBIO DE ESTADO	AUTO
11/11/25 13:24:37	AGC	G3QUISQ2 Modo de Control	CAMBIO DE ESTADO	EXTERNAL
11/11/25 13:24:37	AGC	G3PEMINA Modo de Control	CAMBIO DE ESTADO	EXTERNAL
11/11/25 13:24:37	AGC	G3AANDRE Modo de Control	CAMBIO DE ESTADO	MANUAL
11/11/25 13:24:37	AGC	G3Q1SPED Modo de Control	CAMBIO DE ESTADO	EXTERNAL
11/11/25 13:25:23	AGC	AGC STATUS	CAMBIO DE ESTADO	MONITOR

Figura 44. Secuencia de alarmas relacionadas con el AGC durante el evento

En el momento del evento se encontraban un total de 6 centrales generadoras operando bajo el control del AGC, las cuales se listan a continuación:

Tabla 3. Asignación de Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia

Central	Margen de Regulación de Frecuencia Asignado
AES Andrés (G3AANDRE)	45.00 MW
Parque Energético Los Mina (GPEMINA)	20.00 MW
Quisqueya 2 (G3QUISQ2)	14.00 MW
CESPM 2 (G3CESPM2)	8.86 MW
CESPM 3 (G3CESPM3)	7.30 MW
Quisqueya 1 San Pedro (G3Q1SPED)	8.00 MW

En la secuencia de alarmas relacionadas con el AGC, que se muestra en la Figura 44, según la referencia horaria del sistema SCADA, se puede apreciar que a partir de las 13:23:36, cuando se produce la falla y eventual despeje de esta, las centrales CESPM 2 y CESPM 3 cambian su estatus en el AGC a “OFF”¹. Esto se produce porque el AGC detectó que la central salió de línea, y automáticamente éste le cambia el modo de control para indicar que ya la central no está bajo su control.

Cabe destacar que, aunque varias otras centrales se desconectaron en este instante, de ese grupo solamente CESPM 2 y CESPM 3 se encontraban bajo el control del AGC. En el caso de CESPM 1 se encontraba en línea, pero fuera del servicio de RSF, por lo que no estaba bajo el comando del AGC. Su modo de control también cambió a “OFF” debido la salida de operación.

¹ En el caso de CESPM 2 y CESPM 3 el modo de control se registró en la alarma con valor “2”, el cual corresponde a “OFF”. Se está revisando la configuración interna para que se muestre la etiqueta correcta.

A las 13:23:44, el AGC cambia el modo de control de las centrales AES Andrés, Parque Energético Los Mina, Quisqueya 2 y Quisqueya 1 San Pedro a “AUTO”. Esto es un comportamiento normal y correcto que se produce porque ya para ese momento el AGC había observado una desviación de frecuencia que superó el umbral establecido. Esto se hace para que el AGC priorice completamente la regulación de frecuencia atendiendo a la seguridad del SENI, omitiendo transitoriamente el aspecto económico. Hasta que la frecuencia se normalice por un tiempo, el AGC no intenta llevar las centrales hasta su punto óptimo asignado en el despacho.

A las 13:24:37, ya con la frecuencia normalizada, el AGC retorna el modo de control de las centrales Parque Energético Los Mina, Quisqueya 2 y Quisqueya 1 San Pedro a “EXTERNAL”, el cual es el estado normal de operación definido. En este modo, el AGC controla las centrales según se requiera para corregir la desviación de frecuencia, y al cabo de un tiempo establecido de 5 minutos, si la frecuencia se mantiene dentro de la región normal, intenta llevar nuevamente las centrales hasta su punto óptimo de operación despachado, también conocido como Nivel de Operación Sostenido (NOS).

En el caso de la central AES Andrés, esta presentó un disparo parcial de la turbina de vapor durante el evento, y luego el controlador de la central reportó al AGC los límites máximo y mínimo de regulación con valor cero (0 MW). Por esta razón, el AGC cambia el modo de control de la central a “MANUAL”, significando esto que la central estaba en línea, pero el AGC no podía controlarla por tener en ese momento unos límites no coherentes con la carga instantánea. Con esta acción interna esta central quedó fuera del servicio de RSF.

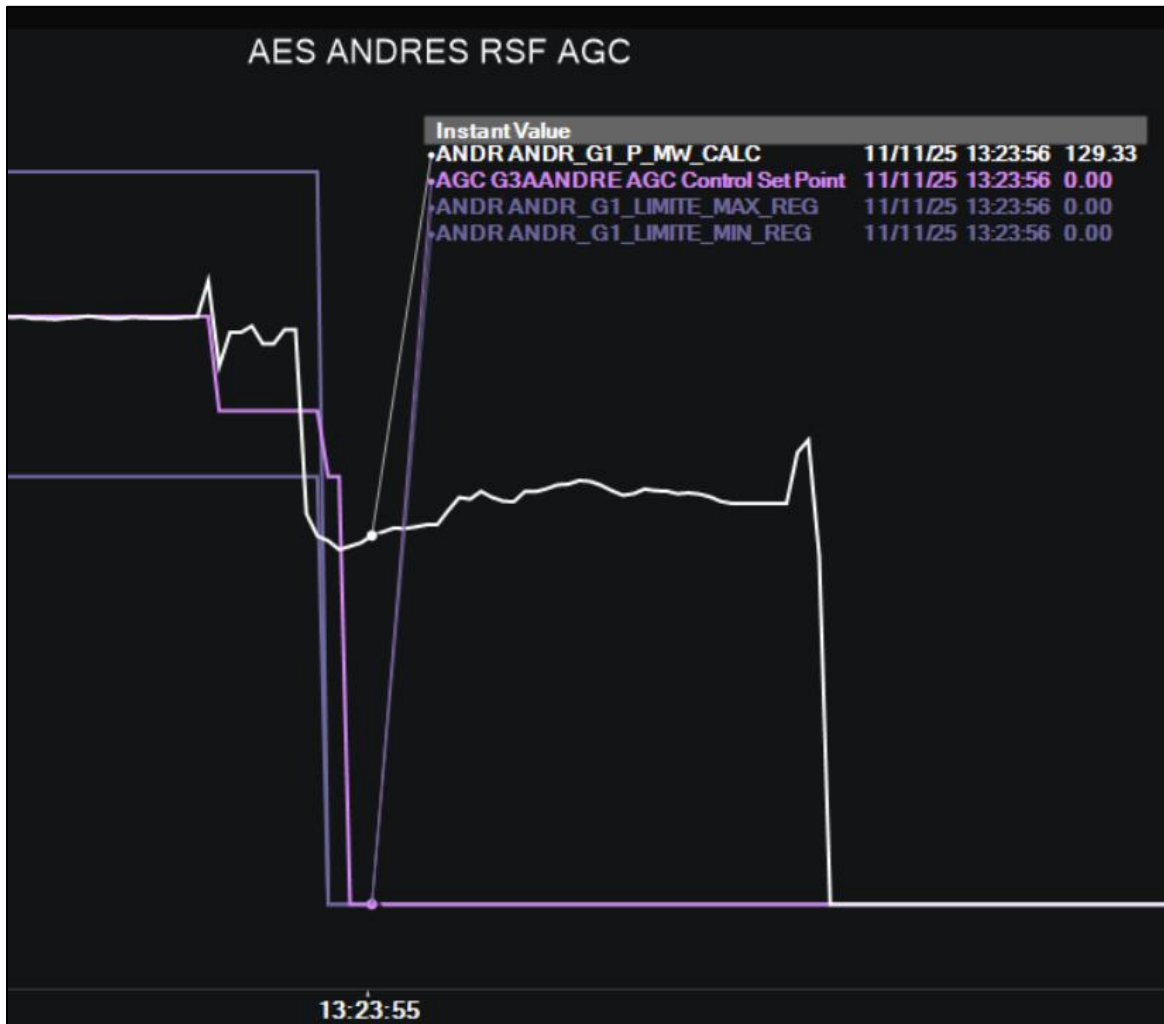


Figura 45. Comportamiento RSF/AGC AES Andrés

Finalmente, cuando se produce la salida total del SENI, el estatus del AGC cambia de “CONTROL” (estado normal) a “MONITOR”. Esto se produce por la enorme desviación de frecuencia observada en el SENI, la cual sobrepasó los umbrales establecidos para que el AGC se auto inhiba.

Como se puede apreciar en la secuencia de alarmas de la Figura 44, luego del inicio de la perturbación por la falla ocurrida, y previo al colapso del SENI, el Estatus del AGC no pasó a “MONITOR” y se mantuvo en “CONTROL”, enviando comandos a las centrales que quedaron bajo su control prestando el servicio de RSF.

En adición a esta validación, se le solicitó a las empresas responsables, los registros de estas centrales, para verificar, como en efecto se logró verificar, que los comandos que envió el AGC efectivamente fueron recibidos por la central.

5.4. EVALUACIÓN DE LA RESPUESTA DE LAS CENTRALES EN RSF.

De las seis centrales que originalmente se encontraban prestando el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia al momento de la falla que provocó la perturbación CESPМ 2 y CESPМ 3 quedaron desconectadas de la red por la acción de las protecciones en el despeje de la falla.

Para las 4 centrales que permanecieron en RSF, se verificó que recibieron efectivamente los comandos del AGC, por lo que estaban llamadas a responder adecuadamente a estos comandos.

Se observó una respuesta adecuada en la central Quisqueya 1 San Pedro, por cuanto se observa que la carga de la central en todo momento sigue a los comandos que envió el AGC, tomando en cuenta los tiempos de variación de carga y la acción simultánea del control primario.

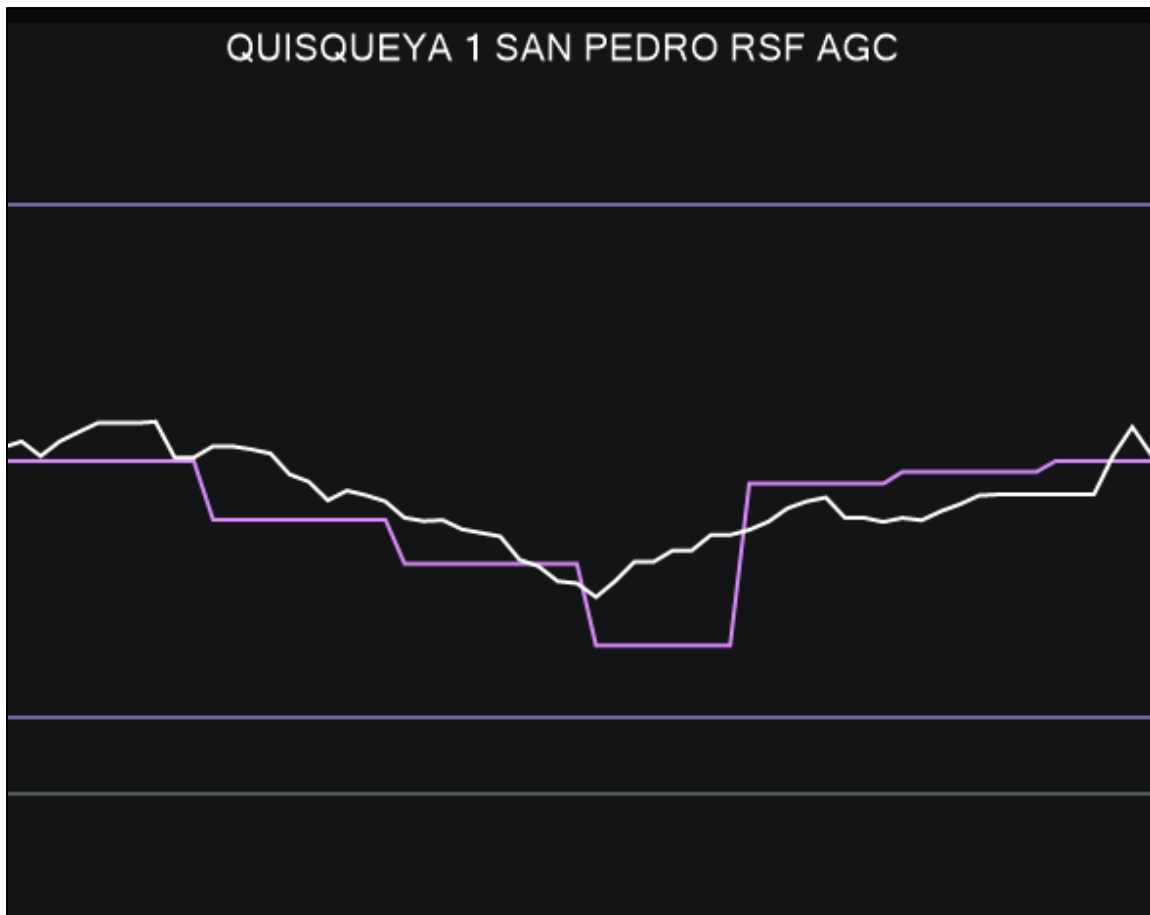


Figura 46. Comportamiento RSF/AGC Quisqueya 1 San Pedro

En el caso de la central Quisqueya 2, se pudo validar que la central no siguió adecuadamente estos comandos del AGC:

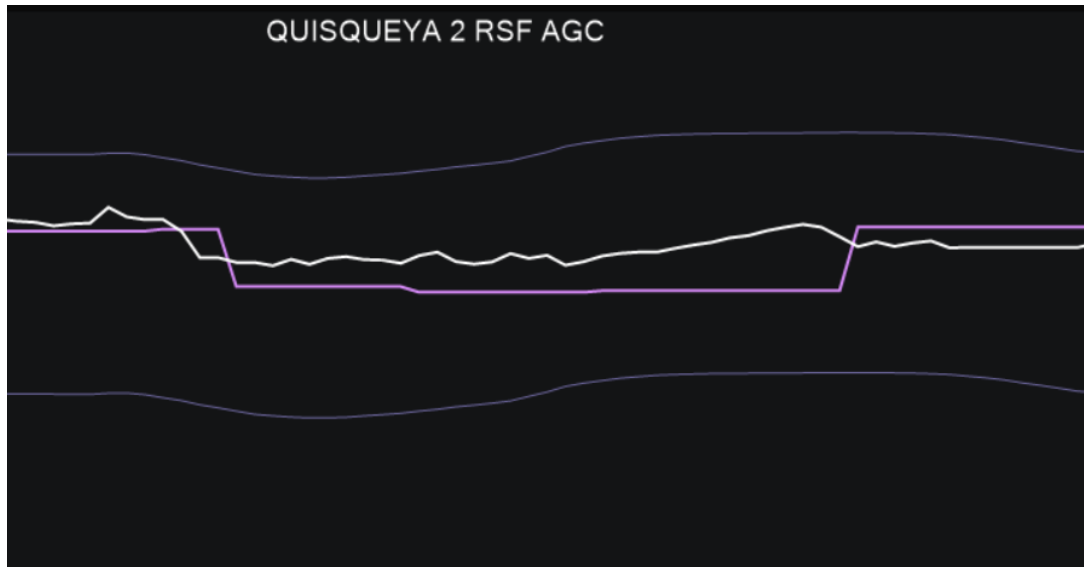


Figura 47. Comportamiento RSF/AGC Quisqueya 1

Lo mismo sucedió con la central Parque Energético Los Mina:

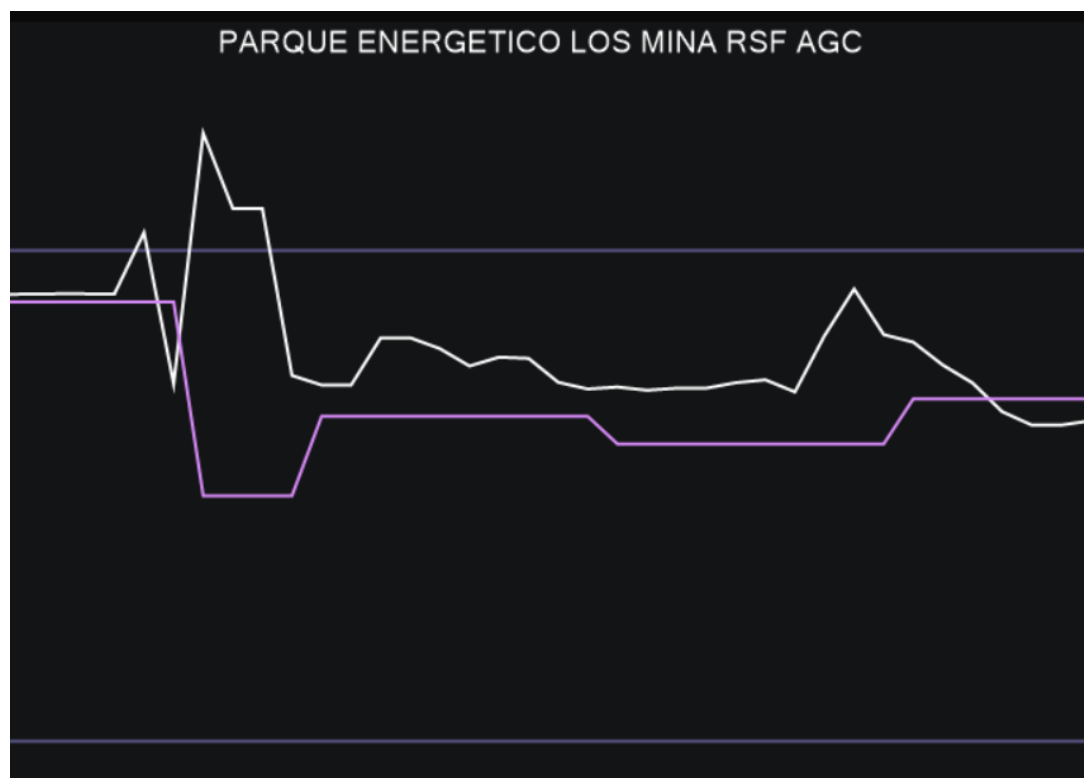


Figura 48. Comportamiento RSF/AGC Parque Energético Los Mina

En el caso de la Central AES Andrés, si bien sufrió un disparo de la unidad correspondiente a la turbina de vapor, previo a este disparo, se observa que no siguió adecuadamente los comandos del AGC.

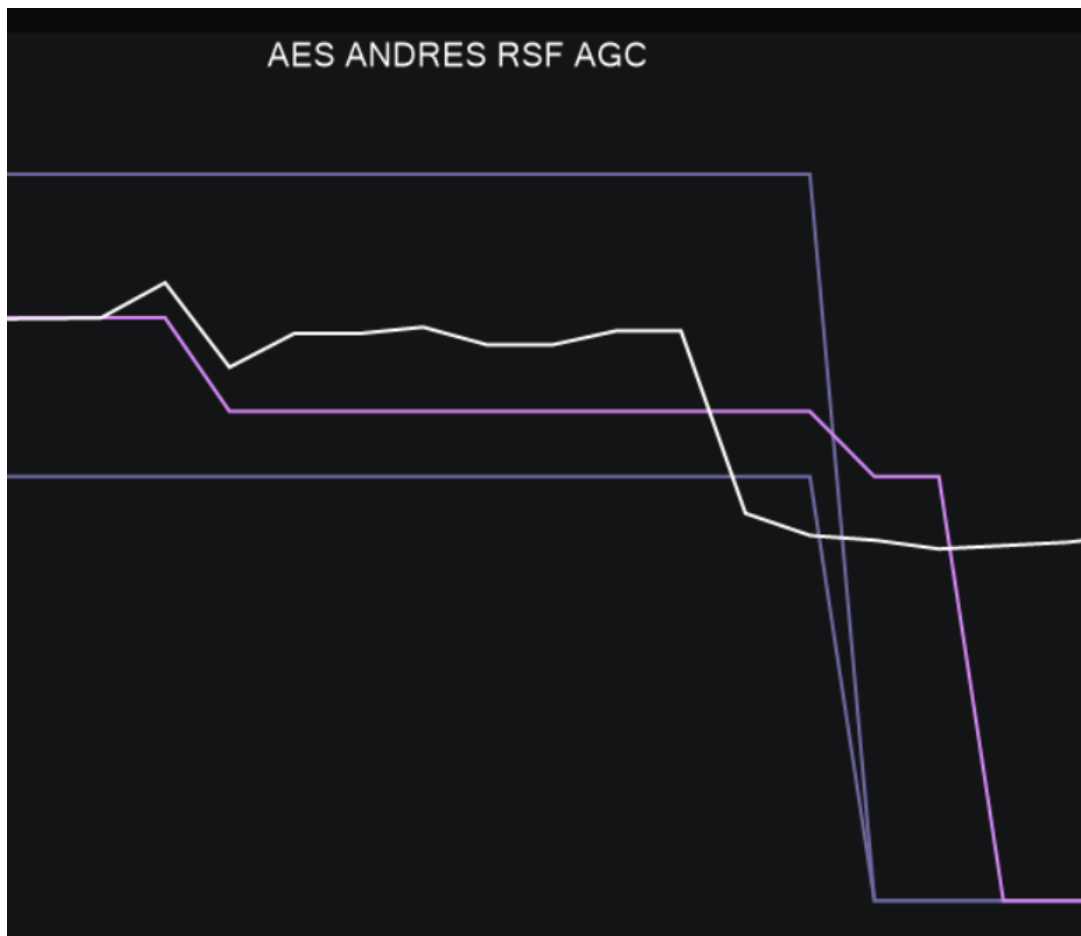


Figura 49. Comportamiento RSF/AGC Aes Andrés

6. SIMULACIÓN DEL EVENTO

La simulación de una falla es una metodología que permite conocer el comportamiento real que tendría el sistema de protecciones ante la ocurrencia de un evento. Esta técnica es muy utilizada por los analistas con la finalidad de evaluar el desempeño del sistema de protecciones.

6.1. SIMULACIÓN CON EL CAPE

Utilizando el programa Ingeniería de Protección Asistida por Computadora (CAPE, por sus siglas en inglés), se simuló el escenario de mayor probabilidad, en función de lo que realmente ocurrió según el análisis preliminar y con la finalidad de analizar las respuestas que debieron dar las protecciones de la zona de acuerdo donde ocurrió la falla.

Según las informaciones presentadas en este informe, la falla fue provocada por una mala operación manual del seccionador de la línea 138 kV SPM – Cumayasa que fue operado con carga desencadenado una falla trifásica en la subestación 138 kV SPM y la posterior desenergización de la barra. Debido a la mala operación del relé de protección del campo de línea 138 kV San Pedro Bioenergy – SPM, también se desenergizó la barra 138 kV SPM 2.

Utilizando el software CAPE se simuló una falla trifásica en subestación 138 kV SPM, para simular el comportamiento que debieron de tener los campos de líneas involucrados en el evento. Basándose en los ajustes existentes en la base de datos, los campos de línea adyacentes de la subestación 138 kV SPM (138 kV SPM 2 – SPM, 138 kV Los Orígenes – SPM, 138 kV San Pedro Bioenergy – SPM y 138 kV Cumayasa – SPM) debieron abrir despejando la falla en tiempo de segunda zona ($300 \geq t \leq 600$). Los resultados de la simulación se muestran en la Figura 50, donde se verifico que la falla en la simulación es despejada en 378 ms, un tiempo de actuación acorde a lo esperado en este tipo de eventos.

En vista de la mala operación del campo de línea 138 kV San Pedro Bioenergy – SPM, se revisaron los ajustes que tenía el relé de San Pedro Bioenergy en campo con los últimos ajustes que fueron enviados desde el OC hacia la ETED el 16 de julio de 2025. El 13 de noviembre del 2025 la ETED le notificó al OC que los ajustes en San Pedro Bioenergy fueron implementados el 29 de julio de 2025. Por lo que, para contrastar esta información se simuló la falla en la barra 138 SPM para revisar en que tiempo disparaba el campo de línea 138 kV San Pedro Bioenergy – SPM con los ajustes enviados por el OC y los ajustes que tenía el relé en campo.

En las Figuras 35 y 36 se muestran estas simulaciones, donde se evidencia una discrepancia en los tiempos de operación del relé. Con los ajustes enviados por el OC, el campo de línea 138 kV San Pedro Bioenergy – SPM dispara en 316.7 ms para una falla trifásica en la barra 138 kV SPM, sin embargo, con los ajustes del relé en campo la simulación muestra que este campo de línea no dispara.

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

LZOP Summary Report											

LZOP Operating Times (s) predicted after event 3 0.378 seconds from start:											
Substation ID	LZOP	Name	Type	BkFlr	InhBkr	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total	

CUMAYASA	738 LZOP_4522-40000		LINE	F	N	Pri	7SA522_Z2_T2_T	0.317	0.050	0.367	Op in event 1 3-ph; Dropped out
LOPP	482 LZOP_4200_6025		LINE	F	N	Pri	7SD522_AUX_Z2_T	0.317	0.050	0.367	Op in event 1 3-ph; Dropped out
SPM2	304 LZOP_4801-6022		LINE	F	N	Pri	7SD522_AUX_Z2_T	0.317	0.059	0.376	Op in event 2 3-ph; Dropped out
SPBI	539 LZOP_4300_4000		LINE	F	N	Pri	SEL421_AUX_Z2D	0.320	0.059	0.379	Op in event 3 3-ph
Logical breakers for all LZOPS asserted in previous steps: 0.38 seconds from start											
LZOP	Breaker type & location						Bkr opening cyc		Tripped by		

304 LINE PRIMARY	LINE	Branch "4801 SAN PEDRO 2" to "6022 ORIGENES CP3" Ckt 1				3.5	Opened	3-pole	7SD522_OR_7SJ623_TRIP		
482 LINE PRIMARY	LINE	Branch "4200 ORIGENES 138" to "6025 ORIGENES CP1" Ckt 1				3.0	Opened	3-pole	7SD522_DIST_TRIP		
738 LINE PRIMARY	LINE	Branch "4522 Cumayasa" to "67 Bus_67" Ckt 1				3.0	Opened	3-pole	7SA522_OR_7SA6XX_TRIP		
Logical breakers for all LZOPS asserted in this step: 0.38 seconds from start											
LZOP	Breaker type & location						Bkr opening cyc		Tripped by		

539 LINE PRIMARY	LINE	Branch "4300 SPBIE" to "6034 SPBIO CP2" Ckt 1				3.5	Opened	3-pole	SEL421_DIST_TRIP_V2		
Network changes now in effect:											
Open breaker on "4200 ORIGENES 138" to "6025 ORIGENES CP1" Ckt 1 at LOPP						New bus "999001 ORIGENES 138" (NEWBUS1)					
Open breaker on "4522 Cumayasa" to "67 Bus_67" Ckt 1 at CUMAYASA						New bus "999002 Cumayasa" (NEWBUS2)					
Open breaker on "4801 SAN PEDRO 2" to "6022 ORIGENES CP3" Ckt 1 at SPM2						New bus "999003 SAN PEDRO 2" (NEWBUS3)					
Open breaker on "4300 SPBIE" to "6034 SPBIO CP2" Ckt 1 at SPBI						New bus "999004 SPBIE" (NEWBUS4)					
THREE_PHASE at bus "40000 SANPEDRO138B"											

Fault is cleared after event 3 22.70 cycles 0.378 seconds Fault current 0.0E+00 A; below 0.0E+00											

Figura 50. Resultados de la simulación de la falla en CAPE barra 138 kV San Pedro de Macorís

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

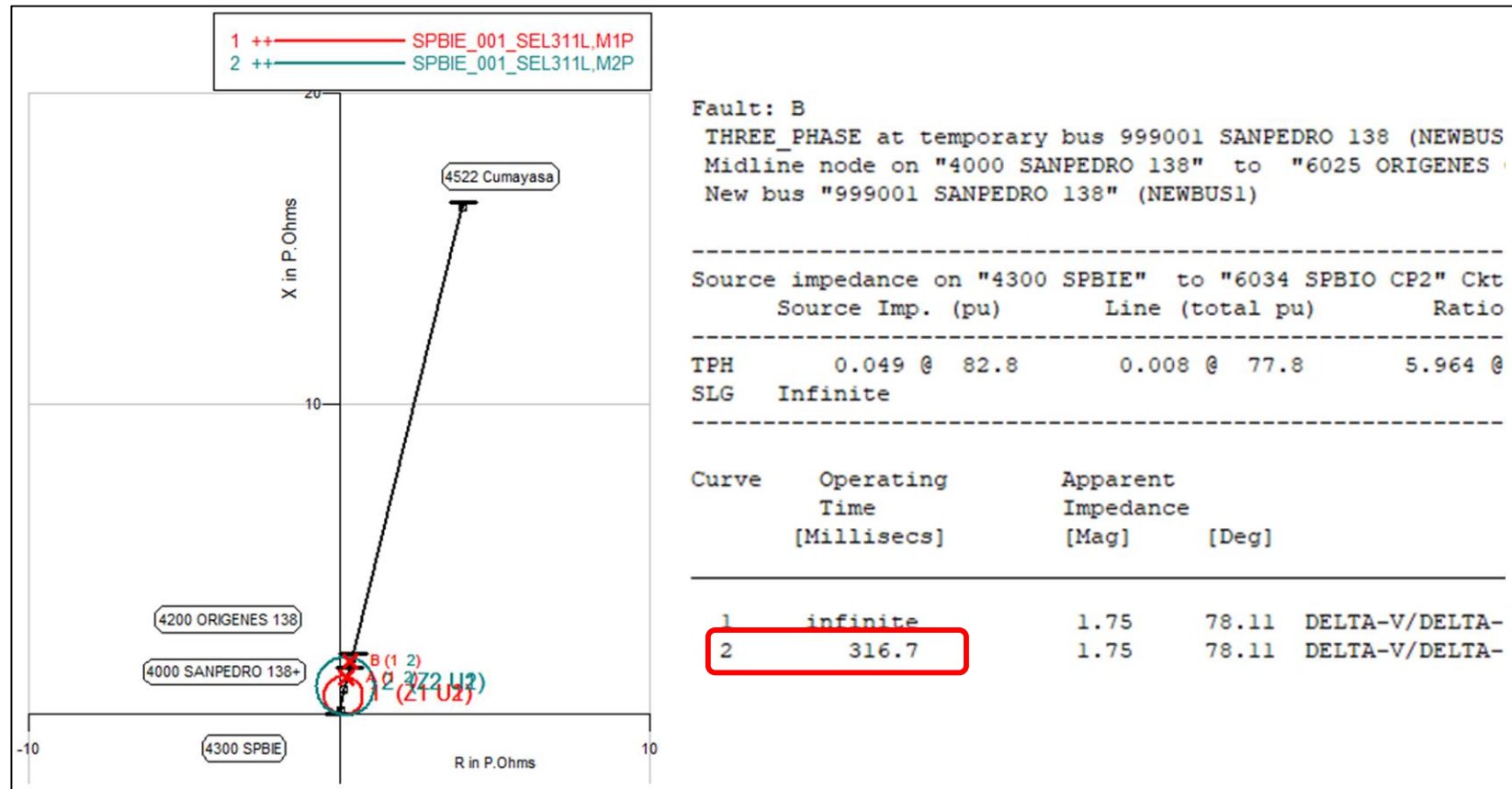


Figura 51. Comportamiento esperado protección de 138 kV San Pedro Bio Energy – SPM con los ajustes enviados

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

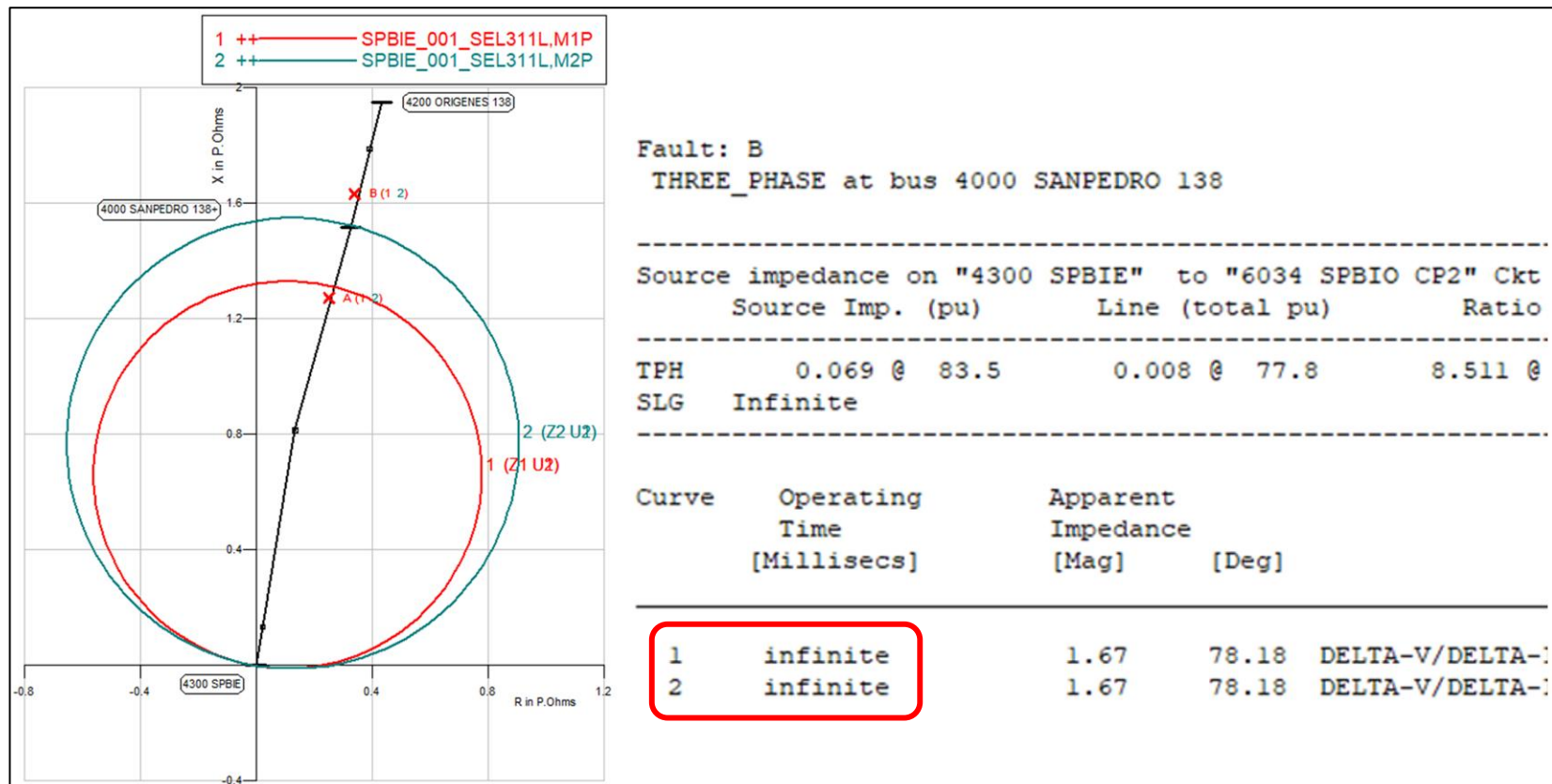


Figura 52. Comportamiento esperado protección de 138 kV San Pedro Bio Energy – SPM con los ajustes en el relé

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

7. ESQUEMA DE DESLASTRE AUTOMÁTICO DE CARGA

En la Tabla 4 se muestra el resumen del modelo del Esquema Automático de Deslastre de Carga (EDAC) actualizado el 03 de abril 2024, considerando la derivada inicial de la frecuencia sobre la base de una demanda máxima de 2,073.2 MW.

Tabla 4. Resumen del modelo EDAC del SENI actualizado, si se considera la derivada de inicial de la frecuencia sobre la base de una demanda máxima de 2,073.2 MW

Etapas	0	1	2	3	4	5	6	7
Frecuencia (Hz)	$dF/dt = -0.6$	59.3	59.2	59.1	59	58.9	58.8	58.7
AND	Hz/s	-	-	-	-	-	-	-
Retardo	<u>50 ms</u>	16.6 ms	16.6 ms	16.6 ms	16.6 ms	16.6 ms	16.6 ms	<u>16.6 ms</u>
EDAC EDESUR	64.74	18.50	36.99	40.08	40.08	30.83	25.16	64.74
EDAC EDENORTE	70.40	20.11	40.23	43.58	43.58	33.52	27.35	70.40
EDAC EDEESTE	74.86	21.39	42.78	46.34	46.34	35.65	29.09	74.86
DOMICEM	0	0	0	0	0	0	5.94	0
CEMEX	0	0	0	0	0	0	4.46	0
PVDC	0	0	0	0	0	0	8	0
Carga a Deslastrar (MW)	210	60	120	130	130	100	100	210

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

En la Tabla 5, se muestra el desglose de los valores de EDAC reales y esperados por las distribuidoras y los UNR para cada evento del periodo 13 del día 11 de noviembre 2025. Es importante resaltar el hecho de que al momento del evento de la salida total del SENI a las 13h25, ya se encontraban abiertos los circuitos del EDAC en las tres distribuidoras hasta el 4to escalón por eso la cantidad de MW esperados corresponde al restante de los escalones que aún permanecían hasta ese momento.

Tabla 5. Valores del EDAC reales y esperados por las distribuidoras y los UNR

#	Evento	Fecha	Hora	Distribuidora y UNR	EDAC real (MW)	EDAC esperado (MW)	% Desviación	Antes	Frecuencia	
							EDACr vs EDACe		Mínima	Escalón alcanzado
1	DISPARO MULTIPLES ELEMENTOS ZONA ESTE	11-11-2025	13h23	EDENORTE	140.02	148.94	6%	59.967	58.999	4 - 59.0 Hz
				EDESUR	121.32	136.93	11%			
				EDEESTE	117.90	146.41	19%			
				UNR	0.00	0.00	0%			
2	SALIDA TOTAL DEL SENI	11-11-2025	13h25	EDENORTE	105.47	131.45	20%	59.917	0.000	7 - 59.3 Hz
				EDESUR	118.40	121.82	3%			
				EDEESTE	165.41	155.44	+ 6%			
				UNR	12.46	18.40	32%			

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

En la Figura 53 se muestran la comparación de los valores del EDAC real y esperado de las distribuidoras y UNR para cada evento del día 11 de noviembre 2025 a las 13h23 y a las 13h25.

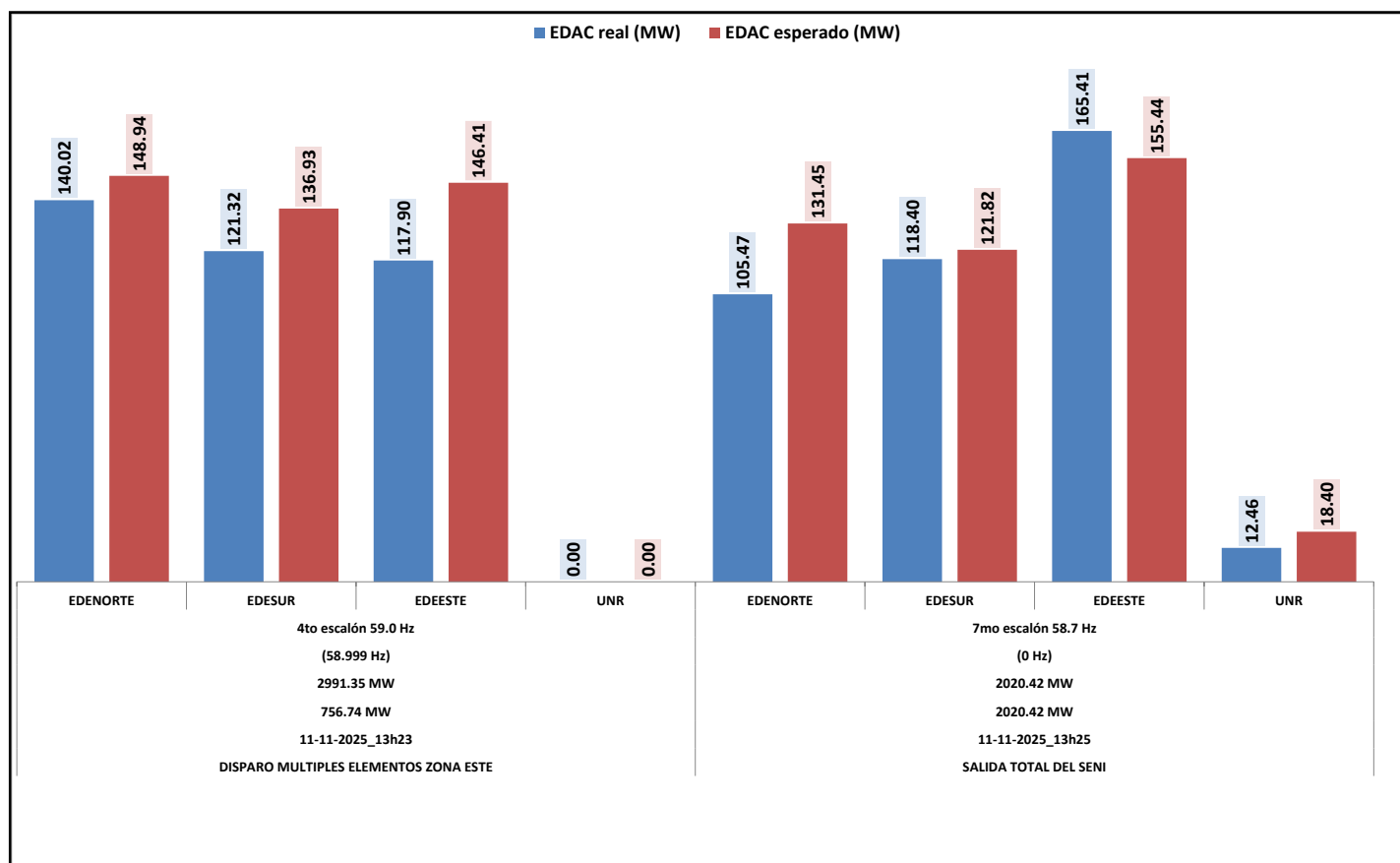


Figura 53. Comparación de los valores del EDAC real y esperado

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

8. COMPORTAMIENTO DE LOS CIRCUITOS QUE ABREN POR BAJA FRECUENCIA

8.1. COMPORTAMIENTO DE LOS CIRCUITOS DISTRIBUIDORA EDENORTE

En la Tabla 6 se muestran los circuitos reportados por EDENORTE, que operaron por actuación del EDAC, para los eventos analizados en el día 11 de noviembre 2025 a las 13h23 y a las 13h25. Se considera inadecuado el comportamiento del circuito CHIV105 del cuarto (4to) escalón del EDAC, el cual se encontraba abierto por el distribuidor para el evento del 11-11-2025_13h23, donde se alcanzó el cuarto (4to) del EDAC. En el evento de las 13h25 se produjo una derivada de frecuencia de (-0.625 Hz/seg) por lo cual debieron actuar todos los circuitos del escalón cero en tiempo de 50 milisegundos y esto no ocurrió por lo cual todos los circuitos del escalón cero actuaron de forma inadecuada. También se consideran inadecuados el comportamiento de los circuitos CHIV105 del tercer escalón del EDAC, NIBA115 y CHIV112 del quinto (5to) escalón del EDAC y el CHIV113 del séptimo (7mo) escalón del EDAC, todos los circuitos mencionados se encontraban abierto por el distribuidor para el evento 11-11-2025_13h25.

Tabla 6. Circuitos que abrieron por baja frecuencia de la distribuidora EDENORTE (MW)

CIRCUITO	11-11-2025_13h23 4to Escalón	11-11-2025_13h25 7mo Escalón	ESCALÓN
Abanico PER	-	NO (4)	Cero 59.3 Hz (-0.6Hz/seg)
Quinigua	-	NO (4)	
Nagua	-	NO (4)	
El Chivo T1	-	NO (4)	
Fantino	-	NO (4)	
Gallera T2	-	NO (4)	
Gallera T1	-	NO (4)	
Gallera T2	-	NO (4)	
Payita	-	NO (4)	
Gallera T2	-	NO (4)	
SAJO101	3.33	NO (1)	1ro (59.3 Hz)
MAON103	5.20	NO (1)	
ZFSA105	6.56	NO (1)	

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

CIRCUITO	11-11-2025_13h23 4to Escalón	11-11-2025_13h25 7mo Escalón	ESCALÓN
COTU103	6.14	NO (1)	2do (59.2 Hz)
NIBA104	6.99	NO (1)	
MOCA104	6.73	NO (1)	
CANA102	NO (2)	NO (1)	
MOCN106	4.82	NO (1)	
RINC102	2.09	NO (1)	
PDOR102	1.93	NO (1)	
SOSU104	3.57	NO (1)	
CANA103	5.29	NO (1)	
LVPE101	5.49	NO (1)	
NIBA114	6.21	NO (1)	3er (59.1 Hz)
JARA102	6.41	NO (1)	
JARA103	5.06	NO (1)	
CANA101	6.33	NO (1)	
SOSU101	2.03	NO (1)	
NIBA102	4.03	NO (1)	
DAJA103	4.15	NO (1)	
CANA105	6.16	NO (1)	
CHIV105	NO (3)	NO (3)	4to (59.0 Hz)
LVEG103	5.26	NO (1)	
VOLG102	6.17	NO (1)	
QUIN101	2.38	NO (1)	
NIBA113	4.89	NO (1)	
CABT101	2.97	NO (1)	
PPLA101	5.10	NO (1)	
PPTA101	9.53	NO (1)	
NIBA112	5.21	NO (1)	
PPLA102		9.06	5to (58.9 Hz)
MAON101		10.41	
NIBA115		NO (3)	

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE Tensión EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

CIRCUITO	11-11-2025_13h23 4to Escalón	11-11-2025_13h25 7mo Escalón	ESCALÓN
CHIV112		NO (3)	
LVEG104		3.84	6to (58.8 Hz)
ZFSA104		6.39	
COTU102		9.67	
ZFSA115		9.13	
QUIN102		5.44	Escalón derivada 58.7 Hz
GALL114		7.72	
GALL101		4.18	
NAGU101		6.98	Escalón derivada 58.7 Hz
FANT105		3.70	
GALL112		6.13	
CHIV113		NO (3)	Escalón derivada 58.7 Hz
ABAP101		10.13	
GALL113		7.13	
PAYI101		5.56	
MW TOTALES	140.02	105.47	

- NO (1): Desenergizado por IPER 11-11-2025_13h23
- NO (2): Doblado con el CANA103
- NO (3): Estaba abierto, no especificaron la causa
- NO (4): SCADA no registró salida por deriva de frecuencia (-0.6 Hz/seg)

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

8.2. COMPORTAMIENTO DE LOS CIRCUITOS DISTRIBUIDORA EDEESTE

En la Tabla 7 se muestran los circuitos reportados por EDEESTE, que operaron por actuación del EDAC para los eventos analizados el día 11 de noviembre 2025 a las 13h23 y a las 13h25. Se considera inadecuado el comportamiento de los circuitos VILLA MELLA, NO 4 y VILLA DUARTE, NO 2 del tercer (3er) escalón del EDAC, los cuales se encontraban abierto por el distribuidor para el evento del 11-11-2025_13h23, donde se alcanzó el cuarto (4to) del EDAC, adicional a esto los circuitos DESPACHO, NO 1 y ROMANA PUEBLO, NO 2 del séptimo (7mo) escalón del EDAC mostraron apertura de MW cuando el evento solo llegó a 58.999 Hz correspondiente al cuarto (4to) del EDAC. En el evento de las 13h25 se produjo una derivada de frecuencia de (-0.625 Hz/seg) por lo cual debieron actuar todos los circuitos del escalón cero en tiempo de 50 milisegundos y esto no ocurrió por lo cual todos los circuitos del escalón cero actuaron de forma inadecuada. Por su lado también se considera inadecuado el comportamiento de los circuitos CESAR N. PENSON 38, NO 2 y HAINAMOSA, NO 5 los cual se encontraban abierto por el distribuidor para el evento del 11-11-2025_13h25 .

Tabla 7. Circuitos que abrieron por baja frecuencia de la distribuidora EDEESTE (MW)

CIRCUITO	11-11-2025_13h23 4to Escalón	11-11-2025_13h25 7mo Escalón	ESCALÓN
BOCA CHICA, NO 1	-	NO (8)	Cero 59.3 Hz (-0.6Hz/seg)
CESAR N. PENSON 38, NO 2	-	NO (8)	
CESAR N. PENSON 38, NO 3	-	NO (8)	
CESAR N. PENSON 38, NO 8	-	NO (8)	
CESAR N. PENSON 38, NO 9	-	NO (8)	
DESPACHO, NO 1	-	NO (8)	
EL BRISAL, NO 1	-	NO (8)	
HAINAMOSA, NO 5	-	NO (8)	
LOS MINA 138, NO 3	-	NO (8)	
ROMANA 138, NO 1	-	NO (8)	
VILLA MELLA, NO 7	-	NO (8)	
ROMANA PUEBLO, NO 2	-	NO (8)	
SAN PEDRO Z/F, NO 2	-	NO (8)	1ro (59.3 Hz)
CONSUELO, NO 2	0.69	NO (1)	
CAPOTILLO, NO 4	NO (2)	NO (2)	
VILLA DUARTE, NO 1	12.55	NO (1)	

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

CIRCUITO	11-11- 2025_13h23 4to Escalón	11-11- 2025_13h25 7mo Escalón	ESCALÓN
B.N.V., NO 2	NO (3)	NO (3)	2do (59.2 Hz)
CESAR N. PENSON 38, 4	6.04	NO (1)	
CESAR N. PENSON 38, 5	1.83	NO (1)	
HATO MAYOR, NO 1	NO (4)	NO (4)	
MONTE PLATA 69, NO 2	1.91	NO (1)	
EL BRISAL, NO 6	4.38	NO (1)	
ROMANA PUEBLO, NO 1	2.83	NO (1)	
SAN PEDRO 138, NO 4	NO (4)	NO (4)	
B.N.V., NO 1	8.39	NO (1)	3er (59.1 Hz)
CAPOTILLO, NO 2	8.12	NO (1)	
CAPOTILLO, NO 5	4.98	NO (1)	
CONSUELO, NO 3	NO (4)	NO (4)	
HIGUEY 138, NO 1	NO (4)	NO (4)	
LOS MINA 138, NO 1	13.54	NO (1)	
VILLA MELLA, NO 4	NO (5)	NO (5)	
VILLA DUARTE, NO 2	NO (5)	NO (5)	
CAPOTILLO, NO 10	10.35	NO (1)	4to (59.0 Hz)
DAJAO, NO 4	7.02	NO (1)	
DESPACHO, NO 2	NO (6)	NO (6)	
INVIVIENDA, NO 3	12.27	NO (1)	
SABANA PERDIDA, NO 1	9.00	NO (1)	
SAN PEDRO Z/F, NO 3	NO (4)	NO (4)	
DESPACHO, NO 3	NO (5)	NO (5)	5to (58.9 Hz)
DESPACHO, NO 8	NO (5)	2.96	
HAINAMOSA, NO 1	NO (5)	12.68	
LOS MINA 138, NO 8	NO (5)	11.84	
SAN PEDRO 138, NO 3	NO (5)	NO (4)	
TIMBEQUE II, NO 3	NO (5)	2.76	

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

CIRCUITO	11-11- 2025_13h23 4to Escalón	11-11- 2025_13h25 7mo Escalón	ESCALÓN
CAPOTILLO, NO 1	NO (5)	4.62	6to (58.8 Hz)
ROMANA 138, NO 5	NO (5)	9.47	
DESPACHO, NO 9	NO (5)	3.64	
INVIVIENDA, NO 4	NO (5)	10.10	
SABANA PERDIDA, NO 4	NO (5)	6.14	
TIMBEQUE II, NO 5	NO (5)	4.10	
VILLA MELLA, NO 5	NO (5)	8.14	
BOCA CHICA, NO 1	NO (5)	13.62	Escalón Derivada 58.7 Hz
CESAR N. PENSON 38, NO 2	NO (5)	NO (7)	
CESAR N. PENSON 38, NO 3	NO (5)	20.37	
CESAR N. PENSON 38, NO 8	NO (5)	2.51	
CESAR N. PENSON 38, NO 9	NO (5)	16.15	
DESPACHO, NO 1	6.47	NO (1)	
EL BRISAL, NO 1	NO (5)	6.11	
HAINAMOSA, NO 5	NO (5)	NO (7)	
LOS MINA 138, NO 3	NO (5)	14.03	
ROMANA 138, NO 1	NO (5)	13.15	
VILLA MELLA, NO 7	NO (5)	NO (6)	
ROMANA PUEBLO, NO 2	7.52	NO (1)	
SAN PEDRO Z/F, NO 2	NO (5)	3.03	
MW TOTALES	117.90	165.41	

- NO (1): Desenergizado por IPER 11-11-2025_13h23
- NO (2): Relé de frecuencia inhabilitado por una falla en celda y cables URD
- NO (3): Relé de frecuencia inhabilitado por cambio en configuración de la SE
- NO (4): SCADA no registró salida por baja frecuencia (zona afectada)
- NO (5): SCADA no registró salida por baja frecuencia
- NO (6): Circuito desenergizado por mantenimiento preventivo
- NO (7): Circuito abierto, no especificaron la causa
- NO (8): SCADA no registró salida por deriva de frecuencia (-0.6 Hz/seg)

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

8.3. COMPORTAMIENTO DE LOS CIRCUITOS DISTRIBUIDORA EDESUR

En la Tabla 8 se muestran los circuitos reportados por EDESUR, que operaron por actuación del EDAC para los eventos analizados el día 11 de noviembre 2025 a las 13h23 y a las 13h25. Se considera inadecuado el comportamiento de los circuitos SCNO101 del tercer (3er) escalón del EDAC, el cual no registró salida por baja frecuencia para el evento del 11-11-2025_13h23, donde se alcanzó el cuarto (4to) del EDAC. Por su lado también se considera inadecuado el comportamiento de los circuitos KDIE109, MATA101 del escalón cero, no abrieron por derivada de frecuencia a pesar de que ocurrió una derivada de -0.625 Hz/s durante el evento del 11-11-2025_13h2.

Adicional a esto se considera inadecuado el comportamiento del circuito QCOR102 el cual se encontraba abierto para el evento del 11-11-2025_13h25, donde se alcanzó el séptimo (7mo) del EDAC.

Tabla 8. Circuitos que abrieron por baja frecuencia de la distribuidora EDEESTE (MW)

CIRCUITO	11-11-2025_13h23 4to Escalón	11-11-2025_13h25 7mo Escalón	ESCALÓN
KDIE109		NO (2)	Cero 59.3 Hz (-0.6Hz/seg)
UASD102		8.48	
BANP102		5.82	
LPRA109		12.80	
CABA102		5.62	
EMBA108		11.61	
LPRA102		10.23	
BANI101		4.90	
MATA101		NO (3)	
CABA101		2.81	
MVIE103	6.44	NO (1)	1ro (59.3 Hz)
EMBA107	8.27	NO (1)	
VNOB102	1.76	NO (1)	
CUAR104	3.40	NO (1)	
MATA102	6.70	NO (1)	2do (59.2 Hz)
AHON101	7.19	NO (1)	

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE Tensión EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

CIRCUITO	11-11-2025_13h23 4to Escalón	11-11-2025_13h25 7mo Escalón	ESCALÓN
KDIE107	5.74	NO (1)	
YAGU102	3.06	NO (1)	
LPRA107	5.57	NO (1)	
SJUA101	4.30	NO (1)	3er (59.1 Hz)
AHON102	5.72	NO (1)	
HNUV103	8.23	NO (1)	
KDIE106	2.55	NO (1)	
MVIE104	3.68	NO (1)	
SCNO101	NO (2)	NO (1)	
YAGU103	2.73	NO (1)	
UASD106	9.66	NO (1)	4to (59.0 Hz)
BANI102	4.35	NO (1)	
BARA101	4.08	NO (1)	
MATA104	8.13	NO (1)	
MVIE102	4.11	NO (1)	
EMBA106	9.61	NO (1)	
CUAR102	6.03	NO (1)	
EMBA101		10.39	5to (58.9 Hz)
CUAR103		5.56	
LPRA106		10.38	
CSAT102		1.51	
BANI103		2.80	
BANP103		4.01	6to (58.8 Hz)
LPRA104		10.73	
LPRA103		6.71	
QCOR102		NO (3)	
KDIE102		4.04	
MW TOTALES	121.32	118.14	

- NO (1): Desenergizado por IPER 11-11-2025_13h23.
- NO (2): SCADA no registró salida por baja frecuencia
- NO (3): Circuito abierto, no especificaron la causa

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

8.4. COMPORTAMIENTO DE LOS CIRCUITOS DE LOS UNR'S

8.4.1. COMPORTAMIENTO UNR CEMEX

En la Tabla 9 se muestra el circuito reportado por el UNR CEMEX, que opero con la actuación del EDAC para el evento del 13h23 el dónde se produce la actuación del EDAC hasta el séptimo (7mo) escalón y la pérdida del SENI, el comportamiento de este se considera adecuado.

Tabla 9. Circuitos que abrieron por baja frecuencia del UNR PVDC (MW)

CIRCUITO	11-11-2025_13h23 4to Escalón	11-11-2025_13h25 7mo Escalón	ESCALÓN
Molino de Cemento 1	-	4.46	6to (58.8 Hz)
MW TOTALES	0.00	4.46	

8.4.2. COMPORTAMIENTO UNR DOMICEN

En el caso del UNR DOMICEN, el mismo se encontraba fuera de línea al momento del evento.

8.4.3. COMPORTAMIENTO UNR PVDC

En la Tabla 10 se muestra el circuito reportado por el UNR PVDC, que operó con la actuación del EDAC para el evento del 13h25 donde se produce la actuación del EDAC hasta el séptimo (7mo) escalón y la pérdida del SENI, el comportamiento de este se considera adecuado.

Tabla 10. Circuitos que abrieron por baja frecuencia del UNR PVDC (MW)

CIRCUITO	11-11-2025_13h23 4to Escalón	11-11-2025_13h25 7mo Escalón	ESCALÓN
Molienda de Caliza	-	8.00	6to (58.8 Hz)
MW TOTALES	0.00	8.00	

9. CONCLUSIONES

El 11 de noviembre de 2025, debido a un desprendimiento de un aislador que sostiene el cable de la línea de transmisión de 138 mil voltios (138 kV) que conecta la subestación de San Pedro de Macorís 1 hacia la planta solar Costal y la subestación la Romana, una brigada de emergencia se presentó a reparar dicho conductor, siguiendo todos los protocolos operativos para realizar el trabajo correctivo de la línea de transmisión averiada.

Luego de una secuencia de eventos —entre ellos la desconexión de una línea de 138,000 voltios en la subestación San Pedro— se produjo la desenergización de la zona Este y la pérdida de aproximadamente 575 MW de generación.

Esa caída súbita de energía provocó variaciones importantes en la frecuencia del sistema. En respuesta, actuaron de manera automática los mecanismos de control de frecuencia y los esquemas de protección, con el objetivo de estabilizar la red y evitar daños permanentes en los equipos. Sin embargo, debido a la magnitud de las oscilaciones y a la necesidad de proteger los activos —tanto en centrales de generación como en subestaciones y líneas de transmisión— se desencadenó una desconexión en cascada que culminó en el apagado total del SENI.

Es importante destacar que los sistemas de control y protección instalados y ajustados en los últimos años operaron rápidamente. Esa actuación oportuna limitó el alcance del evento y permitió iniciar de inmediato la recuperación gradual del sistema, ya que no se registraron daños permanentes en ningún activo.

El proceso de reconexión y resincronización comenzó con unidades hidroeléctricas y motores de combustión interna, junto con centrales térmicas que permanecieron disponibles para arranque. Esto hizo posible el restablecimiento por zonas del SENI en las horas siguientes al evento, hasta lograr la recuperación total en la noche del mismo día.

En la Tabla 11 se muestra el resumen del comportamiento de las protecciones de los campos de líneas que actuaron en el evento.

Tabla 11. Comportamiento de las protecciones de transmisión

Campo	Protección	Actuación	Tiempo de Actuación Correcta (mseg)	Tiempo de Actuación (mseg)	Observación
138 kV Los Orígenes - SPM	Indeterminada	Correcta	$0 > t < 300$	181	El relé no generó los reportes de falla.
138 kV Coastal - La Romana	Distancia (21)	Incorrecta	-----	228	No debió disparar.
138 KV Cumayasa - SPM	Distancia (21)	Correcta	$0 > t < 300$	289.5	

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Campo	Protección	Actuación	Tiempo de Actuación Correcta (mseg)	Tiempo de Actuación (mseg)	Observación
138 KV Boca Chica - SPM 2	Distancia (21)	Incorrecta	$t > 600$	338	No debió disparar. Solo se recibió la anunciación del relé.
138 kV El Soco - Hato Mayor 2	Distancia (21)	Incorrecta	-----	345	No debió disparar.
138 kV SPM 2 - SPM	Distancia (21)	Correcta	$300 > t < 600$	378	
138 kV CIP - LA LUISA - SPM 2	Distancia (21)	Correcta	$t > 600$	560	Solo se recibió el COMTRADE. No se logró determinar el tiempo exacto del disparo por falta de información.
138 kV San Pedro Bioenergy - SPM	Sobrecorriente direccional (67N)	Incorrecta	$300 > t < 600$	643	Debió disparar en tiempo de segunda zona.
138 kV Guerra (Cabreto) - SPM 2	Distancia (21)	Correcta	$t > 600$	662	
138 kV Juan Dolio - SPM 2	Distancia (21)	Correcta	$t > 600$	668	

Los resultados del análisis de los circuitos del EDAC arrojan como conclusión lo siguiente:

Debido a que se produjeron dos eventos relevantes con una diferencia en tiempo de aproximadamente dos minutos, en el evento de las 13h23 se produjo la actuación del EDAC hasta el 4to escalón, por lo que al momento del disparo de Punta Catalina 2 con 371.75 MW ya se encuentra al SENI sin el respaldo de los cuatro escalones que actuaron durante el primer evento y por consiguiente solo se tenía como respaldo la potencia (MW) de los 3 escalones del EDAC restantes, lo que para la magnitud del disparo resultan insuficiente esto debido a que por encontrarnos en un periodo de demanda media al momento del disparo, la salida de Punta Catalina 2 activa como mínimo 4 escalones del EDAC, por lo que los escalones del EDAC que quedaban resultan insuficiente para detener la desviación de frecuencia provocando el colapso del SENI. También a esto se le debe agregar el hecho de que los circuitos del EDAC restantes no actuaron de forma adecuada, por ejemplo, los circuitos del escalón cero, en las distribuidoras EDEESTE y EDENORTE no actuaron, la actuación de este escalón busca frenar lo más rápido posible los eventos de desviación de frecuencia bruscas. Los detalles por distribuidoras se muestran a continuación:

- **EDENORTE:** Se considera inadecuado el comportamiento del circuito CHIV105 del cuarto (4to) escalón del EDAC, el cual se encontraba abierto. En el evento de las 13h25 se produjo una derivada de frecuencia de (-0.625 Hz/seg) por lo cual debieron actuar todos los circuitos del escalón cero en tiempo de 50 milisegundos y esto no ocurrió por lo cual todos los circuitos del escalón cero actuaron de forma inadecuada. También se consideran inadecuados el comportamiento de los circuitos CHIV105 del tercer escalón del EDAC, NIBA115 y CHIV112 del quinto (5to) escalón del EDAC y el CHIV113 del séptimo (7mo) escalón del EDAC, todos los circuitos mencionados se encontraban abierto para el evento 11-11-2025_13h25.

26. INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

- **EDEESTE:** Se considera inadecuado el comportamiento del circuito VILLA MELLA, NO 4 y VILLA DUARTE, NO 2 del tercer (3er) escalón del EDAC, los cuales se encontraban abierto para el evento del 11-11-2025_13h23, donde se alcanzó el cuarto (4to) del EDAC, adicional a esto los circuitos DESPACHO, NO 1 y ROMANA PUEBLO, NO 2 del séptimo (7mo) escalón del EDAC mostraron apertura de MW cuando el evento solo llegó a 58.999 Hz correspondiente al cuarto (4to) del EDAC. En el evento de las 13h25 se produjo una derivada de frecuencia de (-0.625 Hz/seg) por lo cual debieron actuar todos los circuitos del escalón cero en tiempo de 50 milisegundos y esto no ocurrió por lo cual todos los circuitos del escalón cero actuaron de forma inadecuada. Por su lado también se considera inadecuado el comportamiento de los circuitos CESAR N. PENSON 38, NO 2 y HAINAMOSA, NO 5 los cual se encontraban abierto para el evento del 11-11-2025_13h25.
- **EDESUR:** Se considera inadecuado el comportamiento del circuito SCNO101 del tercer (3er) escalón del EDAC, el cual no registró salida por baja frecuencia para el evento del 11-11-2025_13h23, donde se alcanzó el cuarto (4to) del EDAC. Por su lado también se considera inadecuado el comportamiento de los circuitos KDIE109, MATA101 del escalón cero, no abrieron por derivada de frecuencia a pesar de que ocurrió una derivada de -0.625 Hz/s durante el evento del 11-11-2025_13h2. Adicional a esto se considera inadecuado el comportamiento del circuito QCOR102 el cual se encontraba abierto para el evento del 11-11-2025_13h25, donde se alcanzó el séptimo (7mo) del EDAC.

10. ACCIONES RECOMENDADAS

Considerando que se ha estado ejecutando un programa de actualizaciones y mejoras de protecciones de las subestaciones principales país, se debe mantener el monitoreo del plan de implementación, continuar y acelerar los trabajos de instalación de protecciones y la operación de las subestaciones en doble barra, que se están ejecutando desde hace 2 años para cubrir el país completo, lo que ha evitado recurrencia de fallas y la afectación del todo el SENI.

Considerando la diversificación de la matriz energética de las centrales de generación, en tecnología y tamaño de las unidades, lo que permite una recuperación del sistema en corto tiempo, realizar los ajustes operativos que permitan aprovechar la nueva tecnología tanto en generadores térmicos y renovables.

Aprovechar los sistemas de almacenamiento por baterías para realizar los servicios auxiliares de regulación de frecuencia y de arranque autónomo para la recuperación en el menor tiempo.

Ajustar los sistemas de protecciones que estén pendiente, que eviten la desconexión de las centrales de generación en forma simultánea.

Se presentan las acciones con los agentes del SENI responsable, quedando en sesión permanente dando seguimiento a las acciones recomendadas y verificando el estricto cumplimiento de los programas de operación para la mejora y eficiencia técnica operativa de todo el sistema.

Tabla 12. Recomendaciones a los agentes

Recomendación	Fecha Ejecución	Responsable
1. Se deben verificar los ajustes del relé del campo de línea 138 kV San Pedro Bioenergy - SPM , ya que debió operar en tiempo de segunda zona.	Informar fecha probable de ejecución	ETED
2. Se deben verificar los ajustes del relé del campo de línea 138 kV Coastal - La Romana, ya que no debió operar.	Informar fecha probable de ejecución	ETED
3. Se deben verificar los ajustes del relé del campo de línea 138 KV Boca Chica - SPM 2, ya que no debió operar en tiempo de segunda zona.	Informar fecha probable de ejecución	ETED
4. Se deben verificar los ajustes del relé del campo de línea 138 kV El Soco - Hato Mayor 2, ya que no debió operar.	Informar fecha probable de ejecución	ETED
5. Se debe enviar la información solicitada completa de todos los campos de líneas involucrados en los eventos, con el propósito de tener la mayor cantidad de información posible para la elaboración de los informes de eventos.	Siempre	ETED
6. Se deben verificar y ajustar el tiempo con GPS de las protecciones del campo de línea a 138 kV CIP LA LUISA – SPM 2, ya que presentó desfase con relación al tiempo en que	Informar fecha probable de ejecución	ETED

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Recomendación	Fecha Ejecución	Responsable
ocurrió la falla.		
7. Se deben verificar y ajustar el tiempo con GPS de las protecciones del campo de línea a 138 kV San Pedro Bioenergy – SPM, ya que presentó desfases con relación al tiempo en que ocurrió la falla.	Informar fecha probable de ejecución	ETED
8. Se deben verificar y ajustar el tiempo con el GPS de las protecciones del campo de línea a 138 kV Juan Dolio – SPM 2, ya que presentó desfase con relación al tiempo en que ocurrió la falla.	Informar fecha probable de ejecución	ETED
9. Se deben instalar y poner en funcionamiento la protección principal de barras (protección diferencial de barra) en todas las barras del sistema, garantizando su adecuada configuración y operación.	Informar fecha probable de ejecución	ETED
10. Se deben revisar y corregir los ajustes de las protecciones de bajo voltaje en los servicios auxiliares de la central EDM 3, ya que disparó en el primer evento por esta causa.	Informar fecha probable de ejecución	SEABOARD
11. Se deben verificar y corregir los ajustes de la protección de sobrecorriente temporizada (51) de la central Jimenoa, ya que disparó en el primer evento por esta causa.	Informar fecha probable de ejecución	EGEHID
12. EGEHID debe revisar los criterios de ajustes de las protecciones por alta frecuencia (81) utilizados en sus centrales, ya que sus centrales están disparando por esta causa, con valores por debajo de lo establecido por la normativa.	Informar fecha probable de ejecución	EGEHID
13. Deben remitir con mayor calidad los registros con de las protecciones que provocaron el disparo de las centrales Las Damas, Hatillo 2 y Sabana Yegua, ya que la información suministrada no permitió determinar la causa del disparo.	Siempre	EGEHID
14. Punta Catalina debe verificar el sistema de control de sus unidades y establecer límites en su respuesta ante variaciones de frecuencia, que no pongan en riesgo de disparo la central.	Informar fecha probable de ejecución	EGEPC
15. Deben revisar los ajustes de las protecciones frecuencia y/o voltaje de las centrales Los Cocos 2, Girasol y Parque Solar Esperanza, las cuales dispararon antes del colapso del SENI.	Informar fecha probable de ejecución	EGEHAINA
16. Deben revisar el sistema de control que aplica los comandos recibidos del AGC de la central Quisqueya 2, ya que recibieron los comandos del AGC, pero la central no respondió adecuadamente.	Informar fecha probable de ejecución	EGEHAINA
17. Deben revisar el sistema de control que aplica los comandos recibidos del AGC de la central AES Andrés, ya que recibieron los comandos del AGC, pero la central no respondió adecuadamente.	Informar fecha probable de ejecución	AES Andrés

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Recomendación	Fecha Ejecución	Responsable
18. Deben revisar el sistema de control que aplica los comandos recibidos del AGC de la central Parque Energético Los Mina, ya que recibieron los comandos del AGC, pero la central no respondió adecuadamente.	Informar fecha probable de ejecución	DPP
19. Se deben revisar los ajustes de baja tensión de la central Monte Plata Solar, la cual disparó antes del colapso del SENI.	Informar fecha probable de ejecución	Electronic JRC
20. Se deben revisar los ajustes y configuración de los registros de las protecciones que provocaron el disparo de la central Matrisol, ya que disparó antes del colapso del SENI y no se pudo determinar la causa del disparo.	Informar fecha probable de ejecución	Matrisol
21. Se deben revisar los ajustes y configuración de los registros de las protecciones que provocaron el disparo de la central Montecristi Solar, ya que disparó antes del colapso del SENI y no se pudo determinar la causa del disparo.	Informar fecha probable de ejecución	Montecristi Solar FV
22. Se deben revisar los ajustes y configuración de los registros de las protecciones que provocaron el disparo de la central Agua Clara, ya que disparó antes del colapso del SENI y no se pudo determinar la causa del disparo.	Informar fecha probable de ejecución	Agua Clara
23. Se deben revisar los ajustes y configuración de los registros de las protecciones que provocaron el disparo de la central Guanillo, ya que disparó antes del colapso del SENI y no se pudo determinar la causa del disparo.	Informar fecha probable de ejecución	Parque Eólicos del Caribe
24. Se deben revisar los ajustes de las protecciones y/o sistema de control de la central Mata de Palma, ya que durante el primer evento, perdió una parte de la carga.	Informar fecha probable de ejecución	WCG Energy
25. Deben remitir con mayor calidad los registros con de las protecciones que provocaron el disparo de la central Matafongo, ya que la información suministrada no permitió determinar la causa del disparo.	Siempre	Grupo Eólico Dominicano
26. Deben remitir con mayor calidad los registros con de las protecciones que provocaron el disparo de la central Calabaza, ya que la información suministrada no permitió determinar la causa del disparo.	Siempre	ENREN
27. Deben remitir con mayor calidad los registros con de las protecciones que provocaron el disparo de la central Payita, ya que la información suministrada no permitió determinar la causa del disparo.	Siempre	Ecoener
28. Deben remitir con mayor calidad los registros con de las protecciones que provocaron el disparo de la central Los Negros, ya que la información suministrada no permitió determinar la causa del disparo.	Siempre	Phinie & CO Development

26.INFORME EVENTO 11 NOVIEMBRE 2025 13H23, PÉRDIDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Recomendación	Fecha Ejecución	Responsable
29. Deben remitir con mayor calidad los registros con de las protecciones que provocaron el disparo de la central Martí Solar, ya que la información suministrada no permitió determinar la causa del disparo.	Siempre	Tropigas Dominicana
30. Deben remitir con mayor calidad los registros con de las protecciones que provocaron el disparo de la central Mirasol, ya que la información suministrada no permitió determinar la causa del disparo.	Siempre	AES Renewable Energy
31. Deben remitir los informes y registros de sus protecciones siempre que sean solicitados, para poder determinar las causas de los eventos y determinar las acciones para evitar sus recurrencias.	Siempre	Maranatha Energy Investment
32. Se recomienda revisar y probar los ajustes de los circuitos del escalón cero debido a que a pesar de que se alcanzaron valores de derivada de frecuencia de -0.625 Hz/s , los circuitos no actuaron en el tiempo estipulado de 50 ms.	Informar fecha probable de ejecución	EDENORTE
33. 13. Se recomienda revisar y probar los ajustes de los circuitos del escalón cero debido a que a pesar de que se alcanzaron valores de derivada de frecuencia de -0.625 Hz/s , los circuitos no actuaron en el tiempo estipulado de 50 ms.	Informar fecha probable de ejecución	EDEESTE
34. Se recomienda no abrir los circuitos que pertenecen al EDAC y en caso necesario, deben ser sustituidos por otros de la misma capacidad para poder disponer de ellos en caso de que se requiera por cuestión de seguridad del SENI.	Siempre	EDEESTE
35. Se recomienda no abrir los circuitos que pertenecen al EDAC y en caso necesario deben ser sustituidos por otros de la misma capacidad para poder disponer de ellos en caso de que se requiera por cuestión de seguridad del SENI.	Siempre	EDENORTE
36. Se recomienda revisar los circuitos los DESPACHO, NO 1 y ROMANA PUEBLO, NO 2 del séptimo (7mo) escalón del EDAC, ya que abrieron cuando el evento solo llegó a 58.999 Hz correspondiente al cuarto (4to) del EDAC.	Informar fecha probable de ejecución	EDEESTE
37. Instalar concentradores de registros de protecciones que permitan recolectar la información de los relés para que lleguen de forma automática al OC.		ETED y GENERADORAS

11. REFERENCIAS

- [1]. Informe Detallado de Evento IDE-GGO111125.V0.2, CCE - ETED
- [2]. Informe Preliminar de Evento Relevante 11-11-2025-1323-V0, OC-SENI
- [3]. Registro de Oscilografía en Formato COMTRADE y Anunciación, ETED
- [4]. Informes de actuación del EDAC de EDENORTE
- [5]. Informes de actuación del EDAC de EDEESTE
- [6]. Informes de actuación del EDAC de EDESUR
- [7]. Informe de actuación del EDAC de CEMEX
- [8]. Informe de actuación del EDAC de DOMICEM
- [9]. Informe de actuación del EDAC de PVDC
- [10]. Informes de generadores
- [11]. Registros de generadores