



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ANÁLISIS PARA MEJORAR LA SEGURIDAD OPERATIVA DE LA RED DE TRANSMISIÓN
69 kV ENTRE LAS SUBESTACIONES LOS BRILLANTES Y LA ESPERANZA**

Roberto Enrique Marticorena Barrientos
Asesorado por el Ing. Jorge Luis Pérez Rivera

Guatemala, febrero de 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS PARA MEJORAR LA SEGURIDAD OPERATIVA DE LA RED DE TRANSMISIÓN
69 kV ENTRE LAS SUBESTACIONES LOS BRILLANTES Y LA ESPERANZA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ROBERTO ENRIQUE MARTICORENA BARRIENTOS
ASESORADO POR EL ING. JORGE LUIS PÉREZ RIVERA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, FEBRERO DE 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ANÁLISIS PARA MEJORAR LA SEGURIDAD OPERATIVA DE LA RED DE TRANSMISIÓN 69 kV ENTRE LAS SUBESTACIONES LOS BRILLANTES Y LA ESPERANZA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 18 de septiembre de 2019.

Roberto Enrique Marticorena Barrientos

Guatemala 19 de octubre de 2021

Ingeniero
Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC

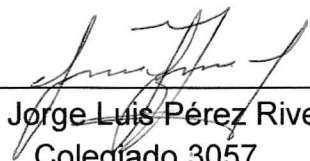
Estimado Ingeniero Moscoso.

Me permito dar aprobación al trabajo de graduación titular. **"Análisis para mejorar la seguridad operativa de la red de transmisión 69 kV entre las subestaciones los brillantes y la esperanza"**, del señor Roberto Enrique Marticorena Barrientos, por considerar que cumple con los requisitos establecidos.

Por tanto, el autor de este trabajo de graduación y, yo, como su asesor, nos hacemos responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, me es grato saludarle.

Atentamente.

F. 
Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Colegiado 3057
Asesor

Jorge Luis Pérez Rivera
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 3057

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

Guatemala, 22 de noviembre de 2021

Ingeniero
Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ingeniero Rivera:


Por este medio, con base a lo indicado en el REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADUACION vigente, tengo a bien proponer la aprobación del trabajo de graduación titulado:

ANÁLISIS PARA MEJORAR LA SEGURIDAD OPERATIVA DE LA RED DE TRANSMISIÓN 69 KV ENTRE LAS SUBESTACIONES LOS BRILLANTES Y LA ESPERANZA

del estudiante ROBERTO ENRIQUE MARTICORENA BARRIENTOS, habiendo cumplido con los requisitos establecidos en el referido reglamento y conforme la aprobación del asesor.

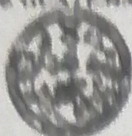
Sin otro particular

Atentamente,
DID Y ENSEÑAD A TODOS

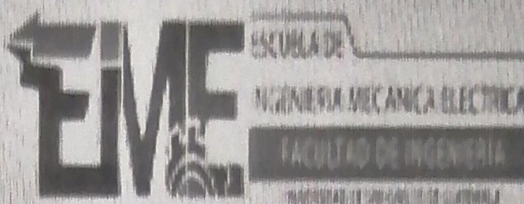


Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



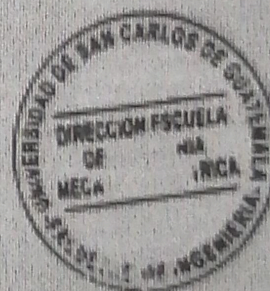
FACULTAD DE INGENIERÍA



REF. EIME 169. 2021.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; **ROBERTO ENRIQUE MARTICORENA BARRIENTOS** titulado: **ANÁLISIS PARA MEJORAR LA SEGURIDAD OPERATIVA DE LA RED DE TRANSMISIÓN 69 KV ENTRE LAS SUBESTACIONES LOS BRILLANTES Y LA ESPERANZA**, procede a la autorización del mismo.

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo



GUATEMALA, 23 DE NOVIEMBRE 2021.

LNG.DECANATO.OI.095.2022

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ANÁLISIS PARA MEJORAR LA SEGURIDAD OPERATIVA DE LA RED DE TRANSMISIÓN 69 kV ENTRE LAS SUBESTACIONES LOS BRILLANTES Y LA ESPERANZA**, presentado por: **Roberto Enrique Marticorena Barrientos**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Inga. Aurelia Anabela Cordova 

Decana

Guatemala, febrero de 2022

AACE/gaoc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por darme la vida y permitirme alcanzar un logro más en mi carrera.

Mis padres

Roberto Enrique Marticorena y María Rogelia Barrientos, por su apoyo incondicional a lo largo de mi vida y formar el hombre que hoy soy.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser una importante influencia en mi carrera, entre otras cosas.
Facultad de Ingeniería	Por ser una importante influencia en mi carrera profesional.
Mis hermanos	José y Andrea Marticorena Barrientos, por siempre apoyarme y nunca dejarme atrás.
Mis padrinos	Ada Cruz y Edi Corado, que siempre fueron como mis segundos padres.
Mi familia	Por siempre estar ahí para mí.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XVII
GLOSARIO	XIX
RESUMEN.....	XXI
OBJETIVOS.....	XXIII
INTRODUCCIÓN.....	XXV
1. FUNDAMENTOS PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	1
1.1. Red de transporte.....	1
1.2. Subestaciones eléctricas.....	1
1.2.1. Función.....	2
1.2.2. Tecnologías de subestaciones eléctricas de alta tensión	2
1.2.3. Configuración.....	4
1.2.3.1. Tendencia europea.....	4
1.2.3.2. Tendencia americana	4
1.2.4. Barra simple.....	5
1.2.5. Barra partida	6
1.2.6. Barra de transferencia	7
1.2.7. Doble barra.....	8
1.2.8. Doble barra más transferencia.....	9
1.2.9. Interruptor y medio.....	10
1.2.10. Doble barra y doble interruptor	11
1.2.11. Anillo.....	12

1.2.12.	Línea de transmisión	13
1.3.	Análisis de sistemas de potencia	15
1.3.1.	Tipos de barra	16
1.3.2.	Flujos de carga.....	17
1.3.3.	Métodos de solución	20
1.3.4.	Método de Gauss-Seidel.....	20
1.3.5.	Método de Newton-Raphson.....	22
1.3.6.	Estabilidad transitoria	26
1.3.7.	La ecuación de oscilación	33
1.3.8.	Cortocircuito	37
1.3.9.	Contingencias.....	38
1.3.10.	Seguridad operativa	39
1.3.11.	Confiabilidad.....	39
1.3.12.	Calidad del servicio	39
2.	CONDICIÓN OPERATIVA.....	41
2.1.	Descripción del área de interés.....	41
2.2.	Áreas de oportunidad.....	45
2.2.1.	Posibles alternativas de solución	45
2.2.1.1.	Alternativa núm. 1, segundo circuito 69 kV	45
2.2.1.2.	Alternativa núm. 2, cambio de conductor circuito 69 kV	46
2.2.1.3.	Alternativa núm. 3, cambio de voltaje a 138 kV	47
2.2.1.4.	Alternativa núm. 4, ampliación Santa María 230/69 kV	48

3.	ANÁLISIS FLUJOS DE CARGA.....	51
3.1.	Caso base	51
3.1.1.	Alternativa núm. 1, segundo circuito 69 kV.....	52
3.1.2.	Alternativa núm. 2, cambio de conductor circuito 69 kV	53
3.1.3.	Alternativa núm. 3, cambio de voltaje a 138 kV	55
3.1.4.	Alternativa núm. 4, ampliación Santa María 230/69 kV.....	58
4.	ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO	61
4.1.	Análisis de cortocircuito trifásico.....	61
4.1.1.	Alternativa núm. 1, segundo circuito 69 kV.....	61
4.1.2.	Alternativa núm. 2, cambio de conductor circuito 69 kV	62
4.1.3.	Alternativa núm. 3, cambio de voltaje a 138 kV	63
4.1.4.	Alternativa núm. 4, ampliación Santa María 230/69 kV.....	64
4.2.	Análisis de cortocircuito monofásico.....	66
4.2.1.	Alternativa núm. 1, segundo circuito 69 kV.....	66
4.2.2.	Alternativa núm. 2, cambio de conductor circuito 69 kV	67
4.2.3.	Alternativa núm. 3, cambio de voltaje a 138 kV	68
4.2.4.	Alternativa núm. 4, ampliación Santa María 230/69 kV.....	69
5.	ANÁLISIS DE CONTIGENCIAS.....	71
5.1.	Alternativa núm. 1, segundo circuito 69 kV.....	72
5.1.1.	Contingencia núm. 1, San Felipe-Los Brillantes 69 kV	72

5.1.2.	Contingencia núm. 2, Santa María-San Felipe 69 kV	74
5.1.3.	Contingencia núm. 3, Zunil-Santa María 69 kV	77
5.1.4.	Contingencia núm. 4, La Esperanza-Zunil 69 kV	78
5.2.	Alternativa núm. 2, cambio de conductor circuito 69 kV	81
5.2.1.	Contingencia núm. 1, San Felipe-Los Brillantes 69 kV	81
5.2.2.	Contingencia núm. 2, Santa María-San Felipe 69 kV	83
5.2.3.	Contingencia núm. 3, Zunil-Santa María 69 kV	84
5.2.4.	Contingencia núm. 4, La Esperanza-Zunil 69 kV	86
5.3.	Alternativa núm. 3, cambio de voltaje a 138 kV	88
5.3.1.	Contingencia núm. 5, La Esperanza-Zunil 138 kV ..	88
5.3.2.	Contingencia núm. 6, Zunil-Santa María 138 kV	90
5.3.3.	Contingencia núm7, Santa María-San Felipe 138 kV	92
5.3.4.	Contingencia núm. 8, San Felipe-Los Brillantes 138 kV	94
5.4.	Alternativa núm. 4, ampliación Santa María 230/69 kV	96
5.4.1.	Contingencia núm. 1, San Felipe-Los Brillantes 69 kV	97
5.4.2.	Contingencia núm. 2, Santa María-San Felipe 69 kV	99
5.4.3.	Contingencia núm. 3, Zunil-Santa María 69 kV	101
5.4.4.	Contingencia núm. 4, La Esperanza-Zunil 69 kV ..	103
5.4.5.	Contingencia núm. 9, Los Brillantes-Santa María 2 230 kV	105
5.4.6.	Contingencia núm. 10, Santa María 2-La Esperanza 230 kV	107

5.4.7.	Contingencia núm. 11, Santa María 2-Santa María 69 kV	109
6.	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	113
6.1.	Alternativa núm. 1, segundo circuito 69 kV.....	114
6.1.1.	Contingencia núm. 1, San Felipe-Los Brillantes 69 kV	116
6.1.2.	Contingencia núm. 2, Santa María-San Felipe kV	117
6.1.3.	Contingencia núm. 3, Zunil-Santa María 69 kV	118
6.1.4.	Contingencia núm. 4, La Esperanza-Zunil 69 kV..	119
6.2.	Alternativa núm. 2, cambio de conductor circuito 69 kV	120
6.2.1.	Contingencia núm. 1, San Felipe-Los Brillantes 69 kV	122
6.2.2.	Contingencia núm. 2, Santa María-San Felipe kV	123
6.2.3.	Contingencia núm. 3, Zunil-Santa María 69 kV	124
6.2.4.	Contingencia núm. 4, La Esperanza-Zunil 69 kV..	125
6.3.	Alternativa núm. 3, cambio de voltaje a 138 kV	126
6.3.1.	Contingencia núm. 5, La Esperanza-Zunil 138 kV	128
6.3.2.	Contingencia núm. 6, Zunil-Santa María 138 kV ..	129
6.3.3.	Contingencia núm. 7, Santa María-San Felipe 138 kV	130
6.3.4.	Contingencia núm. 8, San Felipe-Los Brillantes 138 kV	131
6.4.	Alternativa núm. 4, ampliación Santa María 230/69 kV	132
6.4.1.	Contingencia núm. 1, San Felipe-Los Brillantes 69 kV	134
6.4.2.	Contingencia núm. 2, Santa María-San Felipe 69 kV	136
6.4.3.	Contingencia núm. 3, Zunil-Santa María 69 kV	137

6.4.4.	Contingencia núm. 4, La Esperanza-Zunil 69 kV ..	139
6.4.5.	Contingencia núm. 9, Los Brillantes-Santa María II 230 kV	140
6.4.6.	Contingencia núm. 10, Santa María II-La Esperanza 230 kV	142
6.4.7.	Contingencia núm. 11, Santa María II-Santa María 69 kV	143
7.	ANÁLISIS DE COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN.....	147
7.1.	Alternativa núm. 1, segundo circuito de 69 kV	147
7.2.	Alternativa núm. 2, cambio de conductor circuito 69 kV	149
7.3.	Alternativa núm. 3, cambio de voltaje de 69 a 138 kV.....	150
7.4.	Alternativa núm. 4, ampliación Santa María 230/69 kV.....	154
	CONCLUSIONES.....	159
	RECOMENDACIONES	161
	BIBLIOGRAFÍA.....	163
	APÉNDICES.....	167

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Subestaciones eléctricas de distinto tipo de tecnología	3
2.	Diagrama barra simple	6
3.	Diagrama barra partida	7
4.	Diagrama barra de transferencia	8
5.	Diagrama doble barra.....	9
6.	Diagrama doble barra más transferencia	10
7.	Diagrama interruptor y medio	11
8.	Diagrama doble barra y doble interruptor	12
9.	Diagrama anillo	13
10.	Sistema de N nodos	18
11.	Modelo inicial	27
12.	Diagrama fasorial del modelo inicial.....	27
13.	Curva del ángulo de potencia modelo primario	30
14.	Modelo secundario	31
15.	Curva del ángulo de potencia modelo secundario	31
16.	Diagrama fasorial de la potencia 2	32
17.	Rotor de la máquina síncrona	35
18.	Rotor de la máquina síncrona con eje de referencia	36
19.	Ubicación geográfica del área de interés del análisis eléctrico	42
20.	Vaciado de contingencia simple de la línea Los Brillantes-San Felipe 69 kV	44
21.	Vaciado de contingencia simple de la línea Orzunil-La Esperanza 69 kV	44

22.	Topología de alternativa núm. 1.....	46
23.	Topología de alternativa núm. 2.....	47
24.	Topología de alternativa núm. 3.....	48
25.	Topología de alternativa núm. 4.....	49
26.	Ejemplo del comportamiento de la frecuencia del sistema	115
27.	Ejemplo del comportamiento del voltaje en los nodos del área de interés.....	115
28.	Ejemplo del comportamiento de los generadores en el área de interés.....	116
29.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés.....	117
30.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés.....	118
31.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés.....	119
32.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés.....	120
33.	Ejemplo del comportamiento de la frecuencia del sistema	121
34.	Ejemplo del comportamiento del voltaje en los nodos del área de interés.....	121
35.	Ejemplo del comportamiento de los generadores en el área de interés.....	122
36.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés.....	123
37.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés.....	124
38.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés.....	125

39.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés	126
40.	Ejemplo del comportamiento de la frecuencia del sistema.....	127
41.	Ejemplo del comportamiento del voltaje en los nodos del área de interés	127
42.	Ejemplo del comportamiento de los generadores en el área de interés	128
43.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés	129
44.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés	130
45.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés	131
46.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés	132
47.	Ejemplo del comportamiento de la frecuencia del sistema.....	133
48.	Ejemplo del comportamiento del voltaje en los nodos del área de interés	133
49.	Ejemplo del comportamiento de los generadores en el área de interés	134
50.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (1 de 2).....	135
51.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (2 de 2).....	135
52.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (1 de 2).....	136
53.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (2 de 2).....	137

54.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (1 de 2).....	138
55.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (2 de 2).....	138
56.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (1 de 2).....	139
57.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (2 de 2).....	140
58.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (1 de 2).....	141
59.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (2 de 2).....	141
60.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (1 de 2).....	142
61.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (2 de 2).....	143
62.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (1 de 2).....	144
63.	Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (2 de 2).....	144

TABLAS

I.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	52
II.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	52
III.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	53
IV.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	53
V.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	54
VI.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	54

VII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.	55
VIII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.	55
IX.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	56
X.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	57
XI.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.	57
XII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.	58
XIII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	59
XIV.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	59
XV.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.	60
XVI.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.	60
XVII.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 1, época seca	62
XVIII.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 1, época húmeda	62
XIX.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 2, época seca	63
XX.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 2, época húmeda	63
XXI.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 3, época seca	64
XXII.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 3, época húmeda	64
XXIII.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 4, época seca	65
XXIV.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 4, época húmeda	65
XXV.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 1, época seca	66
XXVI.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 1, época húmeda	67
XXVII.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 2, época seca	67
XXVIII.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 2, época húmeda	68
XXIX.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 3, época seca	68
XXX.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 3, época húmeda	69
XXXI.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 4, época seca	69
XXXII.	Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 4, época húmeda	70
XXXIII.	Listado de contingencias a aplicar por cada alternativa de solución.....	71
XXXIV.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	72

XXXV.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	73
XXXVI.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	73
XXXVII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	74
XXXVIII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	75
XXXIX.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	75
XL.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	76
XLI.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	76
XLII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	77
XLIII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	77
XLIV.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	78
XLV.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	78
XLVI.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	79
XLVII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	79
XLVIII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	80
XLIX.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	80
L.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	81
LI.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	82
LII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	82
LIII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	82
LIV.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	83

LV.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	83
LVI.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	84
LVII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	84
LVIII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	85
LIX.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	85
LX.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	85
LXI.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	86
LXII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	86
LXIII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	87
LXIV.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	87
LXV.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	87
LXVI.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	89
LXVII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	89
LXVIII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	90
LXIX.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	90
LXX.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	91
LXXI.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	91
LXXII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	92
LXXIII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.	92
LXXIV.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	93

LXXV.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	93
LXXVI.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.	94
LXXVII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.	94
LXXVIII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	95
LXXIX.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	95
LXXX.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.	96
LXXXI.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.	96
LXXXII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	97
LXXXIII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	98
LXXXIV.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.	98
LXXXV.	TabResultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	99
LXXXVI.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	100
LXXXVII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	100
LXXXVIII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	101
LXXXIX.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	101
XC.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	102
XCI.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	102
XCII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	103
XCIII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	103
XCIV.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	104
XCV.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés	104
XCVI.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés.....	105

XCVII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	105
XCVIII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés.....	106
XCIX.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés.....	106
C.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	107
CI.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	107
CII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés.....	108
CIII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés.....	108
CIV.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	109
CV.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	109
CVI.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés.....	110
CVII.	Resultados de voltaje en los nodos del área de interés.....	110
CVIII.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	111
CIX.	Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés	111
CX.	Listado de contingencias a aplicar por cada alternativa de solución.....	114
CXI.	Cálculo de costos de los nuevos campos de línea	148
CXII.	Cálculo de costos de nuevos tramos de línea	148
CXIII.	Costo total alternativa núm.1	149
CXIV.	Cálculo de costos de los nuevos tramos de línea	150
CXV.	Costo total alternativa núm. 2	150
CXVI.	Cálculo de costos ampliación en S/E Los Brillantes	151
CXVII.	Cálculo de costos ampliación en S/E San Felipe.....	152

CXVIII.	Cálculo de costos ampliación en S/E Santa María	152
CXIX.	Cálculo de costos ampliación en S/E Orzunil	153
CXX.	Cálculo de costos ampliación en S/E La Esperanza	153
CXXI.	Cálculo de costos de los nuevos tramos de línea.....	154
CXXII.	Costo total alternativa núm. 3.....	154
CXXIII.	Cálculo de costos de la nueva S/E Santa María 230/69 kV	155
CXXIV.	Cálculo de costos de los nuevos tramos de línea.....	156
CXXV.	Costo total alternativa núm. 4.....	156
CXXVI.	Comparación de los costos de cada alternativa	157

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
AIS	Air Insulated Substation
A1	Alternativa núm. 1
A2	Alternativa núm. 2
A3	Alternativa núm. 3
A4	Alternativa núm. 4
BD	Barra doble
BS	Barra simple
CC	Campo de conexión
C	Capacitancia
CB	Caso base
G	Conductancia
ACSR	Conductor de aluminio con acero reforzador
GIS	Gas Insulated Substation
H	Henrios
SF6	Hexafluoruro de azufre
IB	Infraestructura básica
J	Jacobiano
kA	Kilo amperio
kV	Kilo volt
km	Kilometro
LT	Línea de transmisión
MVA	Mega voltamperio
MW	Megavatio

m	Metro
Ω/m	Ohmio/metro
I_m	Parte imaginaria
P	Potencia activa
S	Potencia compleja
Q	Potencia reactiva
R	Resistencia
VNR	Valor neto realizable
p.u.	Valor por unidad
V	Voltaje

GLOSARIO

Admitancia	Facilita el paso de corriente eléctrica en un conductor, siendo el inverso de la impedancia.
Admitancia mutua	Depende de la interacción entre otros componentes del sistema, cuando hay más de dos mallas.
AMM	Administrador del mercado mayorista.
Anomalía	Alteración o anomalía que sucede de pronto en algo habitual o estable.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Conductancia	Propiedad inversa a la resistencia eléctrica, es la parte real de la admitancia.
Contingencia	Salida imprevista de servicio manual o automática de uno o más elementos dentro de un sistema de potencia eléctrico.
Frecuencia	Dimensión que describe el número de períodos repetidos por unidad de tiempo en elementos periódicos.

Impedancia	Magnitud que ofrece resistencia al paso de corriente eléctrica en circuitos de corriente alterna.
Impedancia mutua	Esta depende de la interacción entre otros componentes del sistema, cuando hay más de dos mallas.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
NCO-4	Norma de Coordinación Operativa No. 4.
Nodo	Punto de conexión de uno o más elementos de la red.
NTAUCT	Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte.
NTCSTS	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
PSS®E	Power System Simulator for Engineering.
Reactancia	Oposición de la corriente alterna que ofrece una inductancia en un circuito.
Susceptancia	Parte imaginaria de la admitancia.

RESUMEN

Este estudio está basado en el planteamiento de cuatro soluciones principales para la problemática existente entre las subestaciones eléctricas: Los Brillantes y La Esperanza, que pertenecen al INDE.

Los Brillantes es una subestación eléctrica de transformación; ubicada en el departamento de Retalhuleu, es importante para la red de Guatemala debido a que es el punto de interconexión con el Sistema Eléctrico Mexicano con la Subestación Eléctrica Tapachula Potencia 1, por medio de una línea de transmisión en 400 kV, y la Subestación Eléctrica La Esperanza está clasificada como una subestación eléctrica de transformación, ubicada en el departamento de Quetzaltenango, siendo de gran importancia para el suministro eléctrico en los departamentos de Quetzaltenango, Huehuetenango, San Marcos, Totonicapán y de Quiché.

Entre dichas subestaciones eléctricas se encuentran redes de transmisión en 230 kV y 69 kV. La red de 69 kV, entre estas subestaciones, está formada por una sola línea de transmisión seccionada en las subestaciones Orzunil, Santa María y San Felipe; dicha línea consta de un conductor por fase ACSR 477 Hawk. Esta red es la encargada de alimentar la carga establecida en la subestación eléctrica Santa María, la cual es muy baja y además sirve para evacuar la generación de este tramo. Por tal motivo, cuando se presentan algunas contingencias simples en la red de 69 kV se puede llegar a sobrecargar la capacidad de transmisión disponible y se pone en riesgo la calidad y continuidad del servicio eléctrico y de operación de las centrales de generación.

Actualmente, las consecuencias de esta problemática son disminuidas, utilizando un esquema de control automático o esquema de control suplementario, que dispara generación para reducir la sobrecarga resultante en la red de transmisión. Esta es una solución de bajo costo, que afecta la continuidad de unidades de generación y que no cumple con los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte, que indica que ante una falla simple, el sistema debe mantenerse a un nivel de tensión en todos los nodos del servicio de transporte, de conformidad con lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, así como una potencia transportada por debajo del límite térmico del equipo correspondiente.

Por lo tanto, es de gran importancia que las cuatro alternativas a esta problemática sean evaluadas técnicamente con la ayuda del simulador PSS®E, que es un software capaz de simular sistemas eléctricos de potencia en estado permanentes y así lograr identificar la solución más conveniente, considerando además su viabilidad de implementación y los costos de ejecución.

OBJETIVOS

General

Determinar las soluciones o inversiones de corto y largo plazo para mantener los criterios de seguridad y desempeño en la red de transmisión de 69 kV entre las subestaciones eléctricas Los Brillantes y La Esperanza.

Específicos

1. Analizar la operación de la red de 69 kV entre las subestaciones eléctricas Los Brillantes y La Esperanza bajo condiciones normales de operación y ante contingencias simples.
2. Establecer y evaluar por medio de análisis de seguridad operativa, las posibles ampliaciones de transmisión que den solución a la problemática de la red de 69 kV.
3. Evaluar el costo beneficio de las ampliaciones, como resultado el cumplimiento de los criterios de calidad seguridad y desempeño y su viabilidad de implementación.
4. Justipreciar la problemática planteada por medio del software de simulación PSS®E, para obtener la seguridad operativa más alta posible.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia han evolucionado considerablemente en las últimas décadas, ya que representan un elemento fundamental en el desarrollo de la vida del ser humano. Durante este tiempo se han hecho notables esfuerzos técnicos para maximizar el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y mejorar la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico, tanto en generación, transmisión como distribución. Sin embargo, a pesar de tales esfuerzos, siempre existirá alguna posibilidad que se generen anomalías dentro del sistema debido a elementos ajenos a este, tales como los factores ambientales, sabotajes, entre otros.

Este tipo anomalías en la red pueden llegar a ocasionar la falla de uno o más elementos y afectar a la calidad y continuidad del servicio eléctrico, también dependiendo de la magnitud de la anomalía, perturbar áreas extensas de la red e incluso su totalidad. Sería muy oneroso proteger un sistema para cualquier falla, por tanto, hay que establecer criterios técnicos y económicos que brinden un balance adecuado entre la calidad y continuidad del servicio y el costo de operación. Por tal motivo, una red de transmisión deberá ser evaluada de manera constante, tomando en cuenta el crecimiento natural de la demanda y la adición de nuevas centrales eléctricas, buscando la mejor solución y de menor costo que brinde la seguridad en la operación requerida.

Por medio de este estudio se pretende evaluar la operación de una porción de la red de transmisión del Sistema Nacional Interconectado, en la cual se ha establecido una serie de contingencias que afectan la calidad y continuidad del servicio eléctrico, planteando cuatro soluciones posibles de las cuales se

evaluará la parte técnica y económica para determinar cuál de estas es la más viable.

Para la evaluación se realizarán las simulaciones eléctricas tales como flujos de carga y análisis de contingencias; las cuales serán en régimen permanente y de seguridad operativa respectivamente, así como análisis de cortocircuito y estabilidad transitoria. Luego se plantearán y evaluarán las posibles soluciones al problema, con el objeto de establecer él o los refuerzos necesarios para obtener el mejor desempeño de la red al menor costo posible.

1. FUNDAMENTOS PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1.1. Red de transporte

El propósito primordial de la red de transporte se basa en transmitir la energía desde las unidades generadoras hasta el sistema de distribución, que es el que en último término alimenta a las cargas. Este propósito se cumple por medio de las líneas de transmisión que conectan los generadores a la red de transporte y se interconectan distintas áreas de la red eléctrica, para luego conectarse a las subestaciones de distribución que proporcionan el servicio a las zonas residenciales y comerciales. La red de transporte asimismo permite un intercambio de energía con plantas de servicio eléctrico cuando las plantas generadoras están fuera de servicio, dañadas o en reparaciones de rutina y así tener una ventaja económica.

Para el diseño de una red de transporte se necesita hacer una selección de líneas y equipos ineludibles que entregarán la energía requerida y de brindar la calidad del servicio por el costo promedio global más bajo durante la vida del servicio. Además, esta red debe ser capaz de expandirse con el mínimo de cambios a las instalaciones existentes.

1.2. Subestaciones eléctricas

Una subestación eléctrica se define como el grupo de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, con el fin de transformar tensiones y de repartir a otros circuitos de potencia.

Las subestaciones eléctricas se pueden clasificar en dos tipos principales: transformar tensiones y ser capaz de derivar circuitos de potencia.

1.2.1. Función

También se puede dividir según la función que desempeñan, en 3 tipos:

- Maniobra o seccionadoras de circuito
- Transformación
- Mixtas (composición de las anteriores)

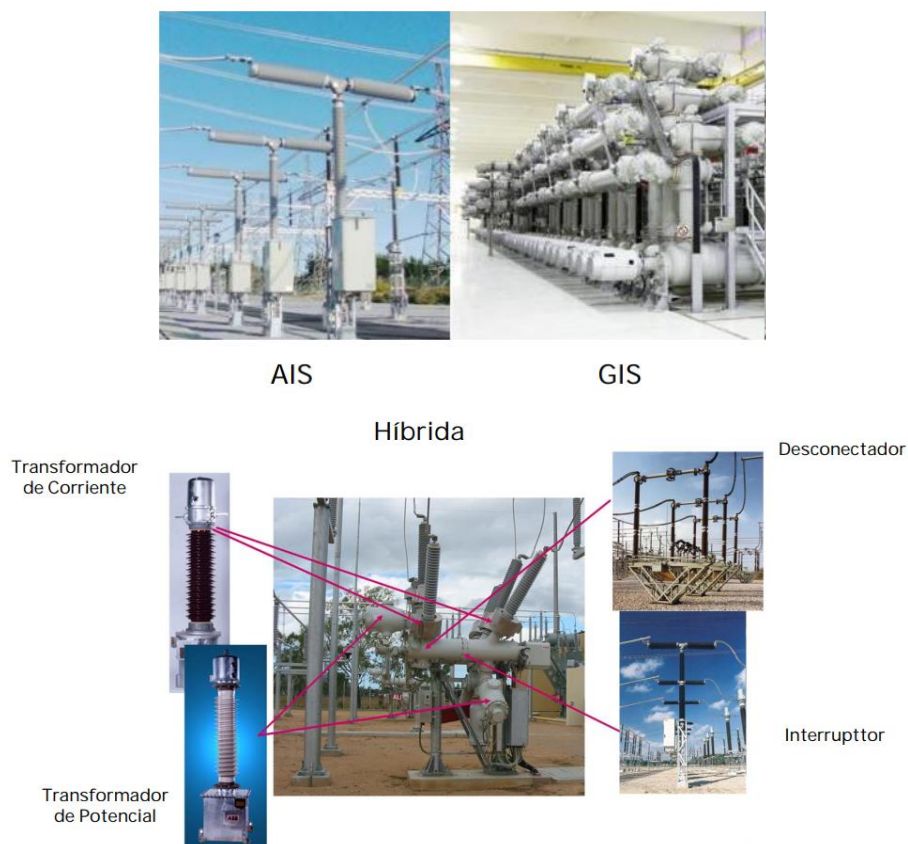
1.2.2. Tecnologías de subestaciones eléctricas de alta tensión

Durante años, la tecnología de las subestaciones eléctricas ha aumentado considerablemente. A inicios del siglo XXI, aún se iniciaba con las primeras subestaciones eléctricas AIS (Air Insulated Switchgear) de alta tensión, pero situaciones como subestaciones eléctricas dentro de ciudades, parques, los paisajes y los espacios reducidos eran una limitante para la construcción de estas. Luego, entre 1960 y 197, aparecieron las primeras GIS (Gas Insulated Switchgear) de alta tensión, que normalmente están asiladas en hexafluoruro de azufre (SF₆), que contiene las propiedades perfectas para el asilamiento requerido. No es tóxico, pero su principal defecto es que puede llegar a ser muy contaminante, si en caso se llegara a generar alguna fuga en algún equipo que lo contenga y se provoque un efecto invernadero.

Estas subestaciones eléctricas, al estar asiladas en gas; son construidas de una manera compacta con el fin de ahorrar más espacio, el cual puede ser un 3 a 12 % el espacio que una subestación eléctrica AIS puede ocupar con las mismas funciones.

A inicios del año 2000 aparecieron las primeras HIS (Hybrid Insulated Switchgear) que constan de la fusión de las AIS con las GIS. A continuación, se puede apreciar cada una de estas tecnologías en la figura 1.

Figura 1. **Subestaciones eléctricas de distinto tipo de tecnología**



Fuente: URRRA, Cristian. *HV Substation Design* - ABB

<https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/eventos/jjts-2017/presentaciones-chile/hv-substation-design-cristian-urra.pdf?sfvrsn=2>. Consulta: 8 de octubre de 2021.

Estos tipos de tecnologías son de gran apoyo actualmente para brindar soluciones a futuros proyectos, pero se debe hacer un análisis de cuál opción encaja mejor para cada proyecto.

Dependiendo de las condiciones de espacio del terreno, instalaciones subterráneas, tiempos de montaje y pruebas, confiabilidad, seguridad, vida útil y comparar con el punto de vista económico.

1.2.3. Configuración

A la configuración de una subestación eléctrica se le conoce como el arreglo de los equipos electromecánicos en un patio de conexiones a un mismo nivel de tensión dentro de esta. Actualmente existen dos tipos de estilos para la configuración de las subestaciones eléctricas: conexión de barras o tendencia europea y conexión de interruptores o tendencia americana.

1.2.3.1. Tendencia europea

La tendencia europea de conexión de barras se enfoca en aquellas configuraciones en las que en su trayecto tienen un interruptor de potencia y la viabilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores; usualmente se utilizan para niveles de tensión menores a 245 kV. Las configuraciones más empleadas en esta tendencia son: barra simple, barra partida, barra de transferencia, doble barra, doble barra más transferencia, entre otras.

1.2.3.2. Tendencia americana

Para la tendencia americana es al revés, se busca la conexión de las barras entre ellas por medio de interruptores de potencia, las configuraciones utilizadas en esta tendencia son: barra simple (depende de disposición de la subestación eléctrica), interruptor y medio, doble barra con doble interruptor y anillo.

La configuración de una subestación eléctrica está en manos de las características para cada sistema eléctrico y función de esta. Los dos tipos de tendencias mencionadas anteriormente son aplicables para subestaciones eléctricas encapsuladas en gas (GIS), híbridas (HIS) o módulo PASS y las convencionales aisladas en aire (AIS). Los criterios que a tomar en cuenta para seleccionar esta configuración dependen de 4 elementos fundamentales:

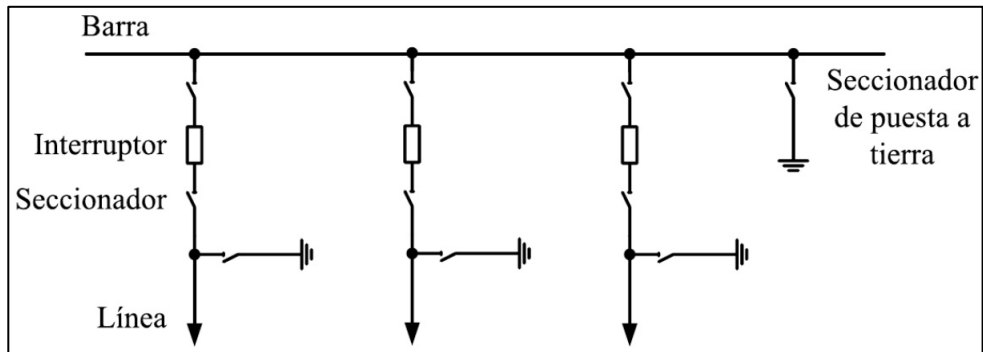
- Versatilidad de operación
- Cantidad y costo del equipo eléctrico
- Facilidad de mantenimiento en los equipos
- Continuidad del servicio

Tomado en cuenta estas características fundamentales para la selección de cada configuración, a continuación, se describen algunas de estas con sus esquemas.

1.2.4. Barra simple

Esta configuración, usualmente no se utiliza en subestaciones muy grandes. La mayor ventaja que tiene es la disminución en los costos, pero al generarse alguna falla en la barra o interruptor queda sin servicio toda la subestación eléctrica. Como también dificulta cualquier trabajo de ampliaciones futuras, ya que no dispone de flexibilidad.

Figura 2. **Diagrama barra simple**



Fuente: ARROYO, José. *Electrónica, automática y comunicaciones*.

Universidad de Castilla – La Mancha

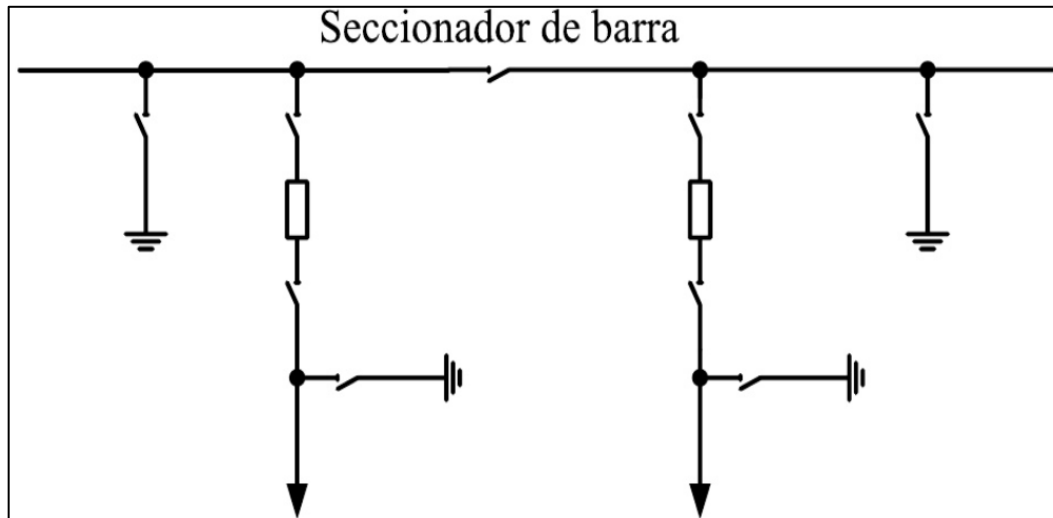
<https://www.slideshare.net/karenymatteo/subestaciones>. Consulta:

29 de junio de 2020.

1.2.5. **Barra partida**

En este caso, la barra se divide en dos por medio de seccionadores, esto mejora la continuidad del servicio, el mantenimiento de los tramos conectado a la barra y no requiere de tanto espacio físico en la subestación eléctrica. Pero, aun así, en caso de falla o mantenimiento de algún interruptor deja fuera de servicio el tramo al cual está agrupado.

Figura 3. **Diagrama barra partida**



Fuente: ARROYO, José. *Electrónica, automática y comunicaciones*.

Universidad de Castilla – La Mancha

<https://www.slideshare.net/karenymatteo/subestaciones>. Consulta:

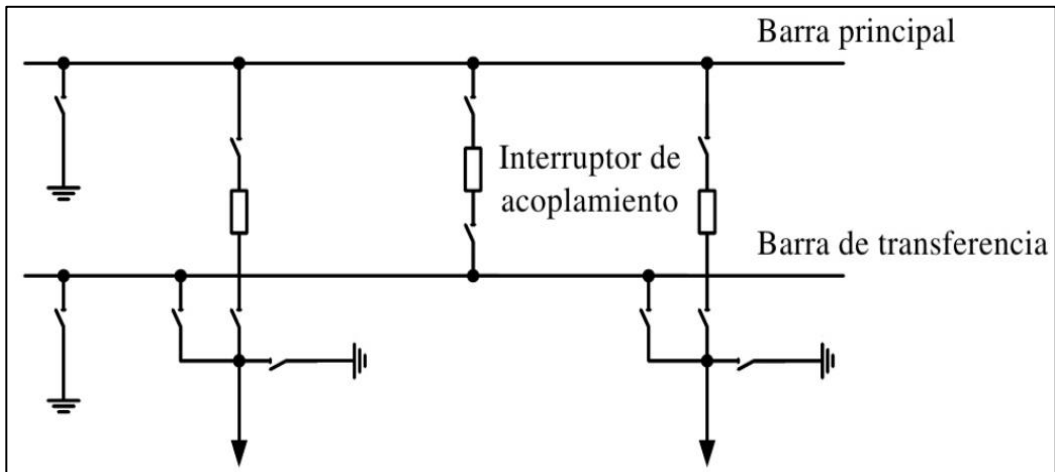
29 de junio de 2020.

1.2.6. **Barra de transferencia**

Está constituido por una barra principal y una de transferencia, que permite un poco más de flexibilidad en la transferencia de carga entre tramos durante el mantenimiento de interruptor correspondiente.

También facilita el mantenimiento de línea y transferencia de los circuitos entre las barras. Aun así, no permite la continuidad del servicio ante una falla en el interruptor de acoplamiento.

Figura 4. Diagrama barra de transferencia



Fuente: Departamento de Ingeniería Eléctrica. *Electrónica, automática y comunicaciones*.

Universidad de Castilla – La Mancha

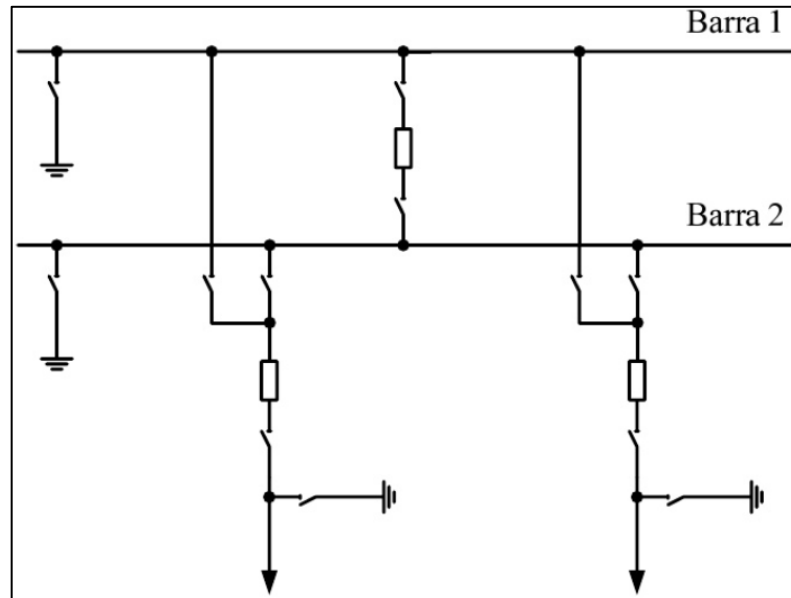
<https://www.slideshare.net/karenymatteo/subestaciones>. Consulta:

29 de junio de 2020.

1.2.7. Doble barra

Para esta configuración, las dos barras son de igual importancia y las líneas pueden conectarse a cada una entre ellas a través de seccionadores. Por eso, hay una mayor seguridad en el servicio, ya que las operaciones ante falla o mantenimiento se pueden realizar sin interrumpir el servicio. Aun así, si el interruptor de enlace falla, toda la subestación eléctrica sale de servicio.

Figura 5. Diagrama doble barra



Fuente: ARROYO, José. *Electrónica, automática y comunicaciones*.
Universidad de Castilla – La Mancha

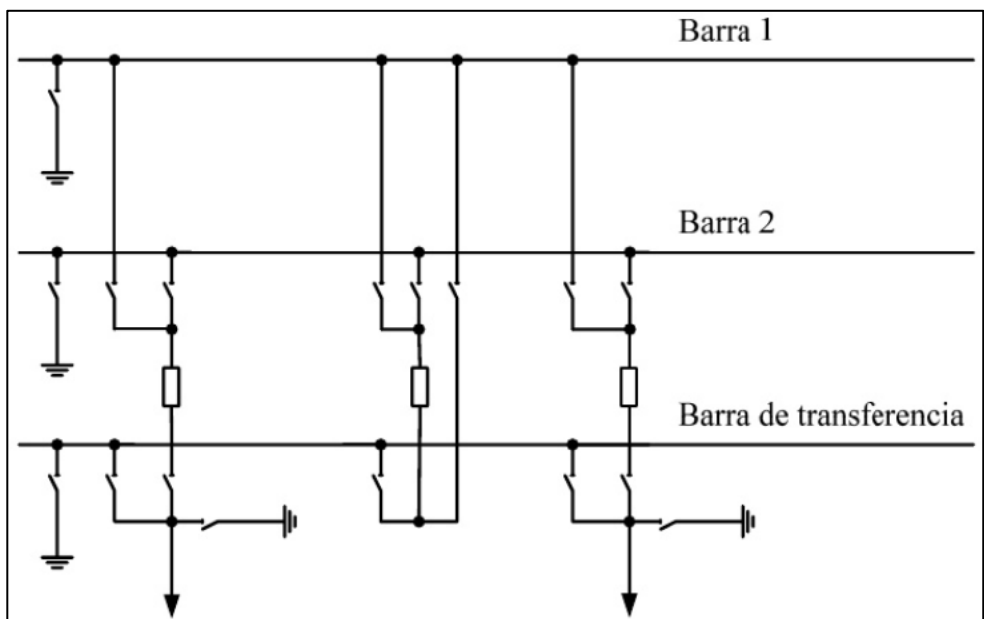
<https://www.slideshare.net/karenymatteo/subestaciones>. Consulta:

29 de junio de 2020.

1.2.8. Doble barra más transferencia

Esta configuración consta de un doble juego de barras a donde se conecta las líneas. Los seccionadores de *bypass* a la barra de transferencia se encargan de unir a las dos barras principales.

Figura 6. **Diagrama doble barra más transferencia**



Fuente: ARROYO, José. *Electrónica, automática y comunicaciones*.

Universidad de Castilla – La Mancha

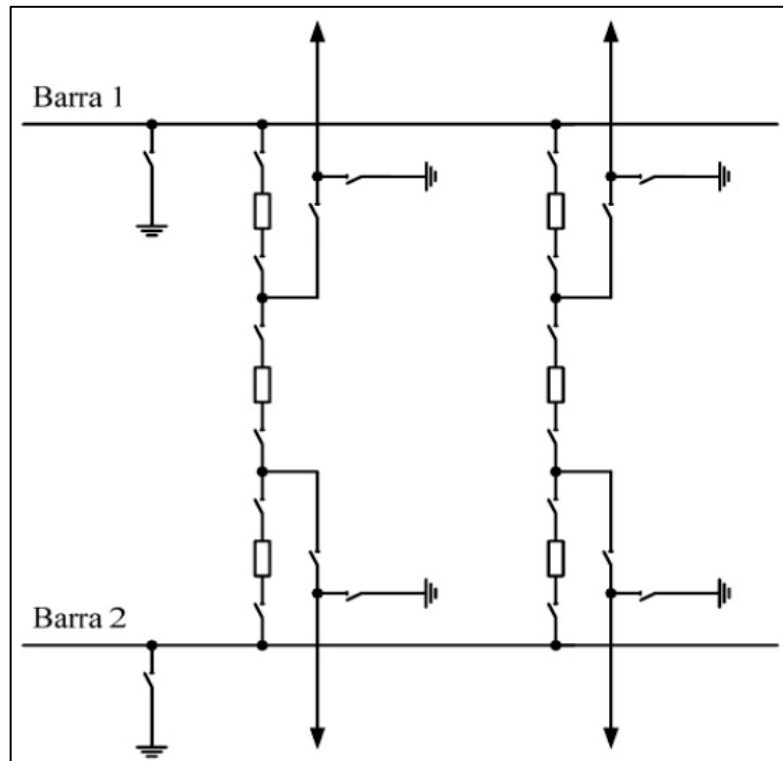
<https://www.slideshare.net/karenymatteo/subestaciones>. Consulta:

29 de junio de 2020.

1.2.9. **Interruptor y medio**

Para esta configuración existen tres interruptores en serie entre las barras principales. Dos circuitos se conectan entre los tres interruptores, por eso se dice que cada circuito utiliza un interruptor y medio. La gran ventaja de esta configuración es que al ocurrir alguna falla en cualquier barra no se detiene el servicio en ningún circuito o alimentador.

Figura 7. Diagrama interruptor y medio

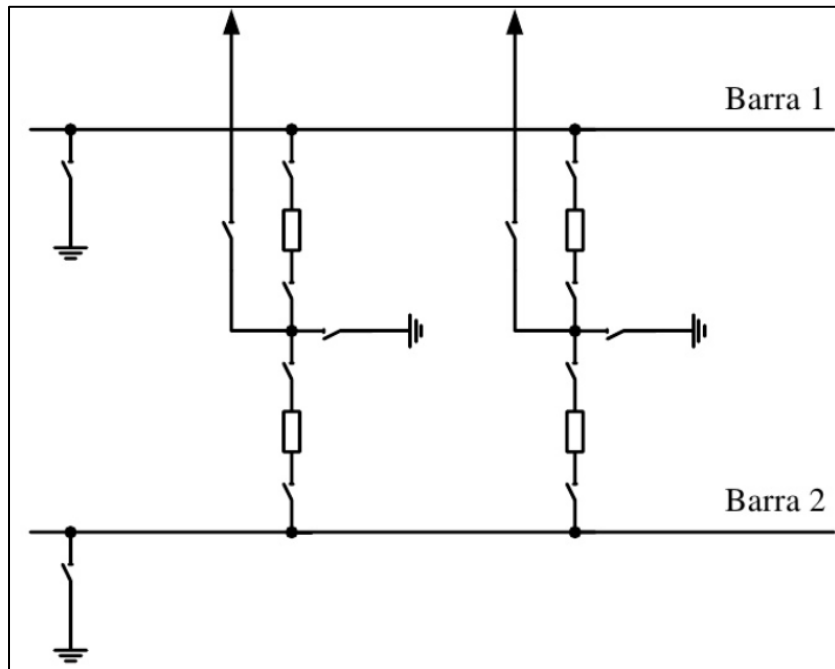


Fuente: ARROYO, José. *Electrónica, automática y comunicaciones*.
Universidad de Castilla – La Mancha
<https://www.slideshare.net/karenymatteo/subestaciones>. Consulta:
29 de junio de 2020.

1.2.10. Doble barra y doble interruptor

Este tipo de configuración, similar a la de doble barra, permite alimentar las líneas desde cualquiera de las dos barras, ya que están conectadas a cada una por distinto interruptor. Esto genera una mayor seguridad en el sistema y permite la continuidad del servicio ante cualquier falla o mantenimiento. Por otro lado, el costo se incrementa al tener que duplicar la cantidad de interruptores en el diagrama.

Figura 8. **Diagrama doble barra y doble interruptor**



Fuente: ARROYO, José. *Electrónica, automática y comunicaciones.*

Universidad de Castilla – La Mancha

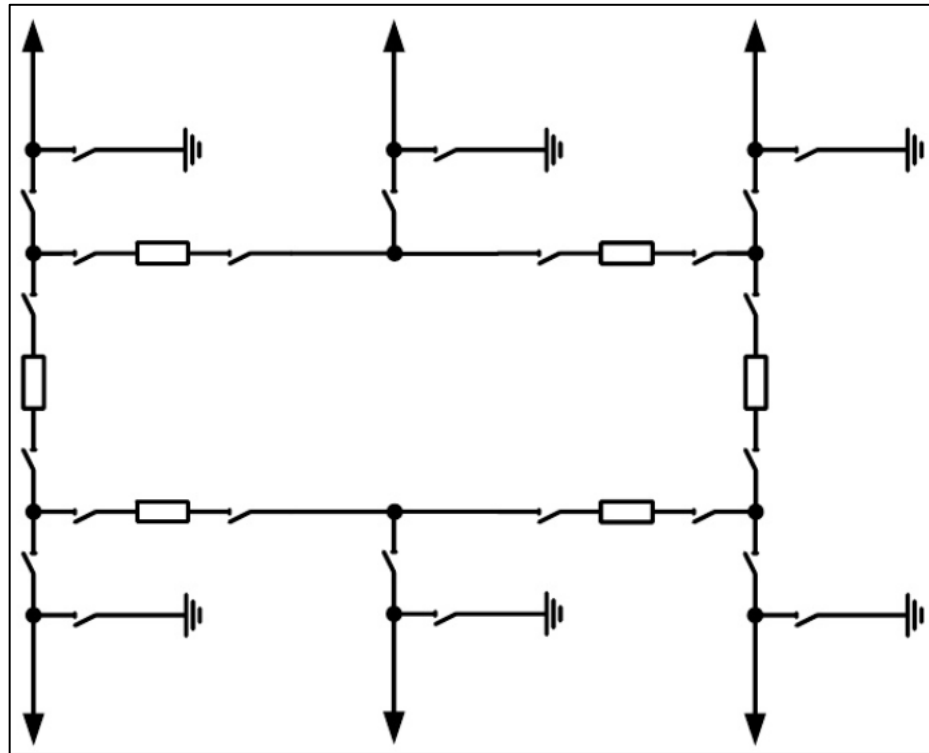
<https://www.slideshare.net/karenymatteo/subestaciones>. Consulta:

29 de junio de 2020.

1.2.11. Anillo

Esta cuenta con un diseño más complejo, ya que no existe una barra principal, porque la barra es un anillo formado por interruptores conectados entre ellos, con la misma cantidad de líneas a conectar. Por esto genera mayor flexibilidad en el reparto de cargas y así la continuidad del servicio.

Figura 9. Diagrama anillo



Fuente: ARROYO, José. *Electrónica, automática y comunicaciones*.

Universidad de Castilla – La Mancha

<https://www.slideshare.net/karenymatteo/subestaciones>. Consulta:

29 de junio de 2020.

1.2.12. Línea de transmisión

Las líneas de transmisión se encargan de transportar la energía eléctrica a una región de espacio restringida por el medio físico que compone la propia línea, la cual está formada por conductores eléctricos con una configuración geométrica explícita que estipula las características de las ondas electromagnéticas en ella.

Su propósito fundamental es transmitir esta energía eléctrica y señales de un punto a otro, específicamente, desde una fuente generadora hasta una carga. Para el análisis de las líneas de transmisión se requiere solucionar ecuaciones, donde se destacan los parámetros que afectan su capacidad de cumplir su función como parte de un sistema de potencia, los cuales son:

- Resistencia

Esta depende la de resistividad propia de los conductores y de su frecuencia, en altas frecuencias la resistencia aumenta. La resistencia en serie, R , se expresa en Ω/m .

- Inductancia

Es una propiedad que en las líneas de transmisión es capaz de aprovechar la capacidad de energía en forma de campo magnético. La inductancia en serie por unidad de longitud, H , se expresa en Henrios/metro.

- Capacitancia

La capacitancia en líneas de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores, esta capacidad en paralelo por unidad de longitud, C , se expresa en Faraday/metro.

- Conductancia

Se define como la facilidad en que un material es capaz de ofrecer paso a la corriente eléctrica, siendo el inverso de la resistencia. La conductancia en paralelo por unidad de longitud, G , se expresa en Siemens/metro.

1.3. Análisis de sistemas de potencia

Para el análisis de sistemas de potencia es fundamental una planificación en cuanto a los diseños y operación de un sistema eléctrico en específico, ya que debe mantener su suministro de forma continua desde la generación hasta el consumo con el mínimo de interrupciones en el servicio. Esto se logra por medio de varios estudios típicos que competen a varias áreas técnicas, como los que se presentaran más adelante, así como estudios económicos, ambientales, sociales, entre otros, y así realizar un estudio completo del área de interés.

En este tipo de análisis se estudia el comportamiento del sistema eléctrico de potencia en estado estable, teniendo en cuenta la calidad adecuada para mantener los valores de tensión y frecuencia dentro de los valores de tolerancia cercanos del valor nominal, esto con el fin de establecer las condiciones eléctricas resultantes de las cambiantes inyecciones de potencia reactiva y activa al sistema.

Para operar un sistema eléctrico de potencia y realizar este tipo de análisis en estado estable se deben considerar los siguientes criterios:

- Todos los elementos de la red deben operar dentro de sus límites, es decir, no tiene que estar sobrecargados.
- Todos los equipos deben estar en servicio.
- Los valores de voltaje en las barras deben permanecer dentro del rango del valor nominal.
- Los generadores no deben operar fuera de los límites especificados de la potencia activa y reactiva.

1.3.1. Tipos de barra

- Barra de voltaje controlado (PV)

En esta barra se encuentran los elementos que son capaces de controlar la magnitud del voltaje, como los transformadores con cambiador de tomas, generadores, compensadores sincrónicos o estáticos activos. Esta barra suministra la parte activa de la potencia compleja S , y la porción reactiva es variable, la cual se ajusta al valor requerido por el sistema. Las variables especificadas son la magnitud del voltaje V y la potencia activa P , mientras que las variables desconocidas son la potencia reactiva Q y el ángulo de fase θ del voltaje.

- Barra de carga (PQ)

En esta barra se conocen los valores de potencia activa y reactiva demandada por los consumidores, los cuales se consideran constantes ante las pequeñas variaciones de voltaje de la barra. También permite establecer la cantidad de potencia reactiva que se debe de inyectar en el sistema para conservar una operación estable. Las variables especificadas son la potencia reactiva Q y la potencia activa P , mientras que las variables desconocidas son el voltaje V y su ángulo de fase θ .

- Barra oscilante

Este tipo de barra establece un balance global del sistema, ya que asume los faltantes de carga de las demás barras, más las pérdidas del sistema. La cual se plantean de la siguiente forma:

$$\sum_{i=1}^n P_G - \sum_{i=1}^n P_D = P_{p\acute{e}rdidas}$$

(1,1)

Donde:

P_G : potencia generada

P_D : potencia demandada

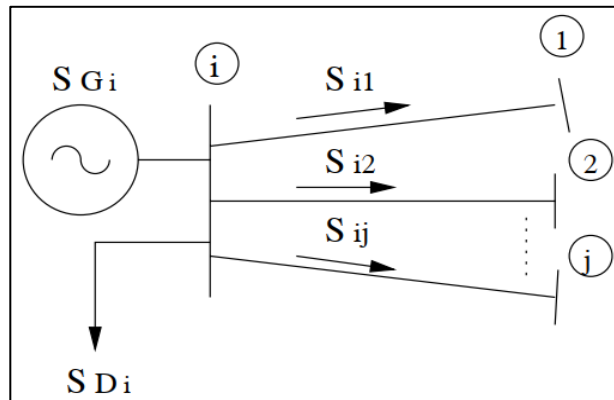
$P_{p\acute{e}rdidas}$: p\acute{e}rdidas de potencia en el sistema

El voltaje en esta barra, por lo general es 1 p.u., mientras que el \u00e1ngulo del voltaje se utiliza como referencia cero grados y las variables especificadas se clasifican de la siguiente manera. Las variables especificadas son la magnitud del voltaje V y su \u00e1ngulo de fase θ , mientras que las variables desconocidas son la potencia activa P y la potencia reactiva Q .

1.3.2. Flujos de carga

Se le conoce como flujo de carga o potencia a la magnitud que potencia el\u00e9ctrica que es capaz de fluir a trav\u00e9s de elemento dentro de un sistema el\u00e9ctrico de potencia. Para el an\u00e1lisis de estos flujos se necesita que el sistema est\u00e9 operando en estado estable y balanceado, como se mencion\u00f3 anteriormente, ya que se debe de tomar en cuenta las cargas del sistema, por esto para encontrar la soluci\u00f3n de un flujo de carga se necesita una serie de ecuaciones simult\u00e1neas no lineales en relaci\u00f3n los valores de voltaje y corriente de cada barra. Para motivo de an\u00e1lisis matem\u00e1tico y con el fin de encontrar las ecuaciones nodales que definen el comportamiento del sistema en estado estacionario, se plantea el diagrama que se describe en la figura 10.

Figura 10. Sistema de N nodos



Fuente: GARCÍA, Gerson. *Solución al problema de flujo de potencia*.
<https://www.slideshare.net/012013014015/capitulo5-105426632>. Consulta:
 15 de julio de 2020.

Partiendo de esto, en el nodo i se puede apreciar la conservación de la potencia compleja, la cual se plantea de la siguiente forma:

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} \tag{1,2}$$

Donde:

S_i: potencia compleja

S_{Gi}: potencia compleja generada

S_{Di}: pérdida compleja demandada

Para la solución de problemas de estudios de flujos de cargas se puede utilizar las admitancias mutuas y propias que componen la matriz de admitancias de barra Y_{barra}, y también, las impedancias propias y mutuas que conforman la componente Z_{barra}, pero para el presente análisis se usa únicamente admitancias,

ya que las impedancias se utilizan en el análisis de cortocircuito. Para determinar todos los elementos de Y_{barra} se necesitan conocer los valores de las impedancias serie y las admitancias en paralelo, como también las características e impedancias de los transformadores y los valores nominales de los condensadores en paralelo. Los elementos para esta matriz Y_{barra} se conforman de la conductancia G y su parte imaginaria B , la susceptancia, como se puede apreciar:

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (1,3)$$

Luego, partiendo de la formulación nodal para la corriente de la fuente hasta el nodo i en una red con N barras, se encuentra la ecuación de la relación de corriente inyectada en el nodo de voltajes nodales y la matriz Y_{barra} de la siguiente manera:

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{in}V_n = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (1,4)$$

Ahora, teniendo las P_i y Q_i , siendo las potencias reales y reactiva previstas en el nodo i , y relacionando estas variables con la corriente sobre este nodo, se obtiene la siguiente expresión:

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (1,5)$$

Siendo V_i^* el conjugado del valor V_i . Cada una de estas ecuaciones deben de ser planteadas con cada nodo del sistema para la formulación de la solución del sistema.

1.3.3. Métodos de solución

La formulación de un modelo matemático para determinar el estado del sistema eléctrico en un flujo de carga genera un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales y debido a esa no linealidad, la solución de estos sistemas de ecuaciones está basada en técnicas iterativas, donde varios métodos pueden ser aplicados. Para establecer el modelo matemático que sea capaz de resolver cierto problema de flujo de potencia, se necesita comprender las características de la red eléctrica, tales como sus variables características, la magnitud de voltaje V y su ángulo de fase θ , potencia real P y la potencia reactiva Q . Con esto es posible determinar el estado del equilibrio nodal y global del sistema.

Por lo que, los elementos en una red de transmisión se diseñan para condiciones de operación en estado estable o equilibrio idealmente, por esto, el flujo de potencia en estos elementos muestra escenarios de balance, y es por lo que no existe circulación de corriente por el neutro ni por tierra. Tomando en cuenta esto, si la red trifásica se descompone en tres redes de secuencia denominadas positiva, negativa y cero, únicamente la secuencia positiva posee efecto sobre la operación.

1.3.4. Método de Gauss-Seidel

Este es un método numérico iterativo simple para cálculos de flujo de carga, donde se encuentra una solución al conjunto de ecuaciones planteadas anteriormente, resolviéndolo de una manera repetida hasta que se encuentra la

solución que esté dentro de un límite aceptable de error. Para la aplicación en un flujo de carga se parte de la ecuación (1,5), donde se busca la tensión calculada en un nodo k , siempre partiendo de un sistema con N barras, se tiene la siguiente ecuación:

$$\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} = \sum_{n=1}^N Y_{kn}V_n + Y_{kk}V_k \quad (1,6)$$

Y luego se despeja V_k :

$$\left(\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{n=1}^N Y_{kn}V_n + Y_{kk}V_k \right) \quad (1,7)$$

Siendo $n \neq k$. Luego, sustituyendo el conjugado de V_k por V_k^* para calcular el nuevo valor de V_k , después de varias iteraciones se conseguirá un buen grado de proporción con un buen nivel de exactitud para la solución de V_k , con las condiciones de carga detalladas, ya que los demás valores en las otras barras son valores estimados y las tensiones reales en las barras aun no son conocidas. Ahora, en alguna barra que se haya especificado el módulo de la tensión en lugar de la potencia reactiva, se necesita calcular el valor dicha potencia tener los valores reales e imaginarios de cada iteración. Es por esto por lo que se parte de la ecuación (1,5), donde $n = k$, y se busca únicamente la parte imaginaria que corresponde a la potencia reactiva, la cual se expresa de la siguiente manera:

$$Q_k = -Im \left\{ V_k^* \sum_{n=1}^N Y_{kn}V_n \right\} \quad (1,8)$$

Siendo el símbolo Im la parte imaginaria. Luego al obtener este valor Q_k se sustituye en la ecuación (1,7) para determinar un nuevo valor de V_k . Este método de solución para problemas de flujos de potencia ha confirmado un número muy grande de interacciones para llegar un valor tolerable de precisión. Es por lo que es más tolerable para condiciones de operación en sistemas de potencia pequeños. Los valores en la tensión de las barras pueden converger de una manera más rápida, si se multiplican por alguna constante que pueda llevar el valor de las tensiones al que están convergiendo. A esta constante se le conoce como factor de aceleración. Este se multiplica por la diferencia entre la tensión calculada y el mejor valor calculado anteriormente. Dicho factor puede ser tomado de 1,4 a 1,7 para la parte real como imaginaria. También se utiliza para obtener la solución inicial para el método de Newton-Raphson.

1.3.5. Método de Newton-Raphson

Este método se basa en la serie la expansión de series de Taylor en una función de dos o más variables, con lo cual logra la solución de problemas de ecuaciones no lineales. Debido a sus características de afinidad es superior al método de Gauss-Seidel, es ideal para la solución de problemas de flujos de carga. Usualmente se utiliza el método de Gauss-Seidel para obtener una solución inicial para el método de Newton-Raphson, y tener un buen valor inicial para las iteraciones; entonces se inicia calculando P para todas barras menos para la oscilante y luego calcular el valor de Q todas las barras donde sea necesario encontrar la potencia reactiva, para luego hacer la corrección de los valores especificados con los calculados.

Ya que en la barra oscilante se omite el valor de la tensión en la barra, se omite su valor en los cálculos a realizar. Sabiendo esto, se parte nuevamente de

la ecuación (1,5) en una barra k para un sistema de N barras, donde los valores de V_k y Y_{kn} son:

$$V_k = a_k + jb_k \quad (1,9)$$

$$Y_{kn} = G_{kn} - jB_{kn} \quad (1,10)$$

Donde a y b son variables para definir la parte real e imaginaria del voltaje en la barra k . Así, más adelante se reemplaza en la ecuación (1,5) y se obtiene los siguiente:

$$P_k - jQ_k = (a_k + jb_k) \sum_{n=1}^N (G_{kn} - jB_{kn})(a_k + jb_k) \quad (1,11)$$

Y así se determinan los valores de P_k y Q_k . Seguidamente en una barra donde su voltaje es controlado, por ejemplo, una barra c , el cuadrado de su magnitud se representa de la siguiente manera.

$$|V_c|^2 = a_c^2 + b_c^2 \quad (1,12)$$

Para cada una de las iteraciones en el cálculo de estos valores, los valores de a_c y b_c deben de converger al cuadrado de la cifra especificada en la barra de voltaje controlado. En este proceso luego de calcular los valores de P_k , Q_k y $|V|^2$

se debe hacer una comparación de los valores especificados con los calculados para definir las siguientes expresiones:

$$\Delta P_k = P_{k,específico} - P_{k,calculado} \quad (1,13)$$

$$\Delta Q_k = Q_{k,específico} - Q_{k,calculado} \quad (1,14)$$

$$\Delta |V_k|^2 = |V_{k,especificado}|^2 - |V_{k,calculado}|^2 \quad (1,15)$$

Y así estos valores de P_k , Q_k y $|V_k|^2$ se utilizan para calcular los nuevos valores de tensión en cada barra.

Ahora, asumiendo un sistema de tres barras, donde la barra 1 sería la oscilante, la barra 2 de carga donde los valores de P_2 y Q_2 ya están especificados y la barra 3 donde los valores de P_3 y $|V_3|$ ya son especificados. Para darle solución a estas ecuaciones se utiliza la matriz Jacobiana, que es una función de valores vectoriales, siendo esta la matriz con las derivadas parciales de primer orden de un sistema desarrollado, la cual se denota por la letra J . Primero se definen las variables a utilizar para esta matriz.

Donde se parte de las funciones que ya se tienen, omitiendo la barra oscilante, de la siguiente manera.

$$f(x) = [f_1(x) \ f_2(x) \ : \ f_n(x) \] = [P_2 \ P_3 \ Q_2 \ |V_3|^2] \quad (1,16)$$

Y la matriz de derivadas parciales.

$$\begin{aligned}
 J(x_1, \dots, x_n) &= \left[\frac{\partial f_1}{\partial x_1} \dots \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \dots \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \dots \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right] \\
 &= \left[\frac{\partial P_2}{\partial a_2} \frac{\partial P_2}{\partial a_3} \frac{\partial P_2}{\partial b_2} \frac{\partial P_2}{\partial b_3} \frac{\partial P_3}{\partial a_2} \frac{\partial P_3}{\partial a_3} \frac{\partial P_3}{\partial b_2} \frac{\partial P_3}{\partial b_3} \frac{\partial Q_2}{\partial a_2} \frac{\partial Q_2}{\partial a_3} \frac{\partial Q_2}{\partial b_2} \frac{\partial Q_2}{\partial b_3} \frac{\partial |V_3|^2}{\partial a_2} \frac{\partial |V_3|^2}{\partial a_3} \frac{\partial |V_3|^2}{\partial b_2} \frac{\partial |V_3|^2}{\partial b_3} \right] [\Delta a_2 \Delta a_3 \Delta b_2 \Delta b_3]
 \end{aligned}
 \tag{1,17}$$

Con estas ecuaciones, el método de Newton-Raphson puede dar solución al problema de flujos de potencia de tres nodos que se planteó. Donde se omiten los valores de la barra oscilante y se desarrolla de la siguiente forma:

$$\Delta f(x) = J \Delta x
 \tag{1,18}$$

Reemplazando las ecuaciones (1,16) y (1,17) en la ecuación (1,18) se obtiene:

$$\begin{aligned}
 &[\Delta P_2 \Delta P_3 \Delta Q_2 \Delta |V_3|^2] \\
 &= \left[\frac{\partial P_2}{\partial a_2} \frac{\partial P_2}{\partial a_3} \frac{\partial P_2}{\partial b_2} \frac{\partial P_2}{\partial b_3} \frac{\partial P_3}{\partial a_2} \frac{\partial P_3}{\partial a_3} \frac{\partial P_3}{\partial b_2} \frac{\partial P_3}{\partial b_3} \frac{\partial Q_2}{\partial a_2} \frac{\partial Q_2}{\partial a_3} \frac{\partial Q_2}{\partial b_2} \frac{\partial Q_2}{\partial b_3} \frac{\partial |V_3|^2}{\partial a_2} \frac{\partial |V_3|^2}{\partial a_3} \frac{\partial |V_3|^2}{\partial b_2} \frac{\partial |V_3|^2}{\partial b_3} \right] [\Delta a_2 \Delta a_3 \Delta b_2 \Delta b_3]
 \end{aligned}
 \tag{1,19}$$

Ya teniendo calculados los valores de P_k , Q_k y $|V_k|^2$ anteriormente (cuando $k \neq 1$), se introducen estos valores en la matriz de la ecuación (1,19) y se resuelve para Δa_k y Δb_k (excepto para $k = 1$). Si estos valores calculados cumplen con el índice de precisión deseado, se procede a calcular los valores de P_1 y Q_1 y se da una solución completa a los flujos de carga. En dado caso no se alcance este nivel de precisión, se evalúan las tensiones obtenidas en esta

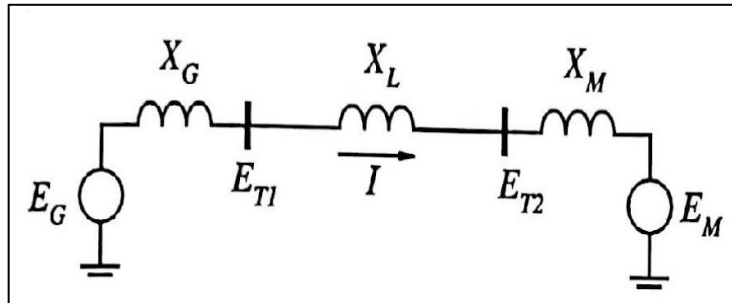
primera iteración para luego volver a resolver para los valores de Δa_k y Δb_k hasta obtener valores más acertados.

1.3.6. Estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria es una propiedad en un sistema eléctrico de potencia, para mantenerse operando en equilibrio, ya sea por cualquier disturbio generado en la red eléctrica, dependiendo de las condiciones iniciales de operación y de la severidad de la perturbación. Se dice que un sistema es estable cuando todas las máquinas permanecen en sincronismo. El estado transitorio comprende un período de tiempo de 0-1 segundos.

Para comprender mejor el estudio de estabilidad en estado transitorio de un sistema de potencia, se parte del modelo de un sistema formado por un generador que alimenta a un motor por medio de una línea de transmisión, como se ve en la figura 11.

Figura 11. **Modelo inicial**

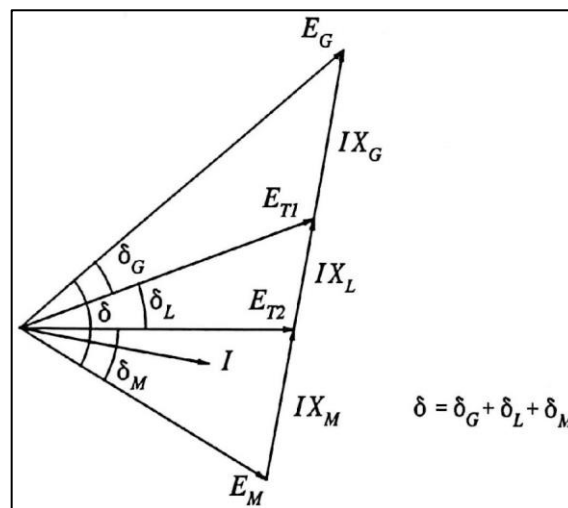


Fuente: PRABHA Kundur. *Power System Stability*.

https://www.cet.edu.in/noticfiles/230_power_system_stability.pdf. Consulta: 15 de agosto de 2020.

Y su diagrama fasorial parte de la siguiente figura (15).

Figura 12. **Diagrama fasorial del modelo inicial**



Fuente PRABHA Kundur. *Power System Stability*.

https://www.cet.edu.in/noticfiles/230_power_system_stability.pdf. Consulta: 15 de agosto de 2020.

Donde:

E_G : voltaje interno del generador

E_M : voltaje interno del motor

X_G : reactancia del generador

X_M : reactancia del motor

X_L : reactancia de la línea

δ : ángulo detrás de la reactancia

I : corriente del sistema

Luego, analizando el diagrama vectorial, se obtiene:

$$X = X_G + X_M + X_L \quad (1,20)$$

$$E_G = E_M + jI\vec{X} \quad (1,21)$$

Despejando de la ecuación (1,21) la corriente, se obtiene:

$$I = \frac{E_G - E_M}{jX} \quad (1,22)$$

Para definir la potencia activa que entrega el generador al sistema, se parte de la ecuación básica de potencia, pero usando únicamente la parte real, de la siguiente manera:

$$P = Re\{E_G I\} \quad (1,23)$$

Luego, sustituyendo la ecuación (1,22) en (1,23), se obtiene:

$$P = \operatorname{Re}\left\{\vec{E}_G \frac{\vec{E}_G - \vec{E}_M}{jX}\right\} \quad (1,24)$$

Trabajando la ecuación de la siguiente manera:

$$P = \operatorname{Re}\left\{E_G \angle -\delta * \frac{E_G \angle \delta - E_M \angle 0^\circ}{jX}\right\}$$

$$P = \operatorname{Re}\left\{E_G \angle -\delta * \frac{E_G \angle \delta - E_M \angle 0^\circ}{jX}\right\}$$

$$P = \operatorname{Re}\left\{\frac{E_G \angle 0^\circ}{jX} - \frac{E_G E_M \angle -\delta}{jX}\right\}$$

$$P = \operatorname{Re}\left\{\frac{E_G \angle -90^\circ}{X} - \frac{E_G E_M \angle -\delta - 90^\circ}{X}\right\}$$

$$P = \operatorname{Re}\left\{0 + \frac{E_G}{jX} \sin \sin (90^\circ) - \frac{E_G E_M}{X} \cos \cos (-\delta - 90^\circ) - \frac{E_G E_M}{jX} \sin \sin (-\delta - 90^\circ)\right\}$$

Tomando la parte real del desglose anterior se obtiene:

$$P = \frac{E_G E_M}{X} \cos \cos (-\delta - 90^\circ)$$

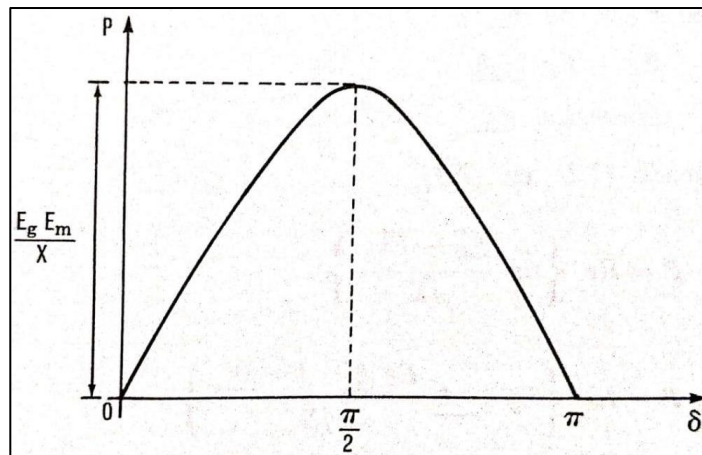
$$P = \frac{E_G E_M}{X} (-\delta)$$

Para obtener finalmente la ecuación del ángulo de potencia:

$$P = \frac{E_G E_M}{X} (\delta) \quad (1,25)$$

Si se llegara a considerar que la reactancia X y los valores de $E_G E_M$ se mantienen constantes, entonces la potencia únicamente dependerá del ángulo. Si la ecuación (1,25) se hace una gráfica, se representaría como se muestra en la figura 13.

Figura 13. **Curva del ángulo de potencia modelo primario**

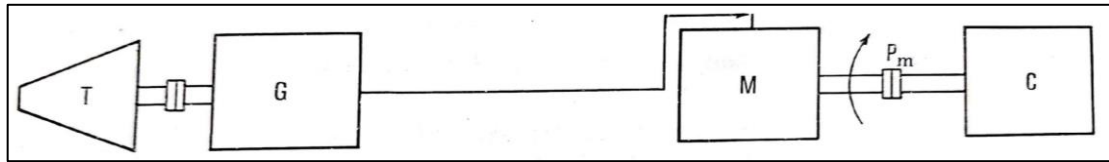


Fuente: HARPER, Enríquez. *Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica*. p.16.

Consulta:15 de agosto de 2020.

Ahora, para analizar la estabilidad se va a suponer un sistema con un motor en estado permanente que tiene aplicado una carga y este sistema se alimenta por un generador que es accionado por una turbina, como se ve en la figura 14.

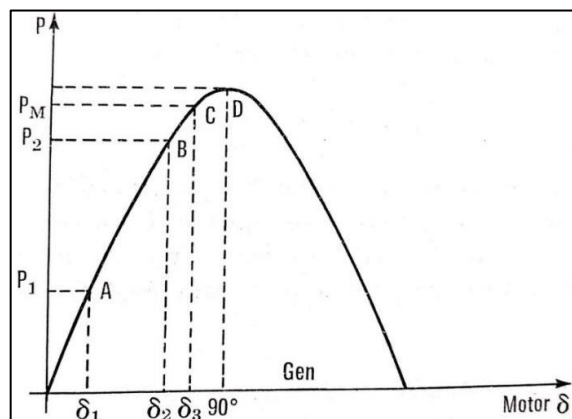
Figura 14. **Modelo secundario**



Fuente: HARPER, Enríquez. *Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica*. p.16.

Partiendo del modelo inicial, el ángulo entre los voltajes es δ , y la potencia del motor es equivalente a la potencia de la línea. En un punto donde la demanda en la carga aumenta, entonces se incrementa el par y aumenta la potencia mecánica P_M , y la potencia eléctrica no crece instantáneamente, entonces P_M es mayor que la potencia inicial que se llamará P_1 . Dado esto, el motor tiende a frenarse y las condiciones de voltaje van cambiando, según la nueva curva del modelo secundario.

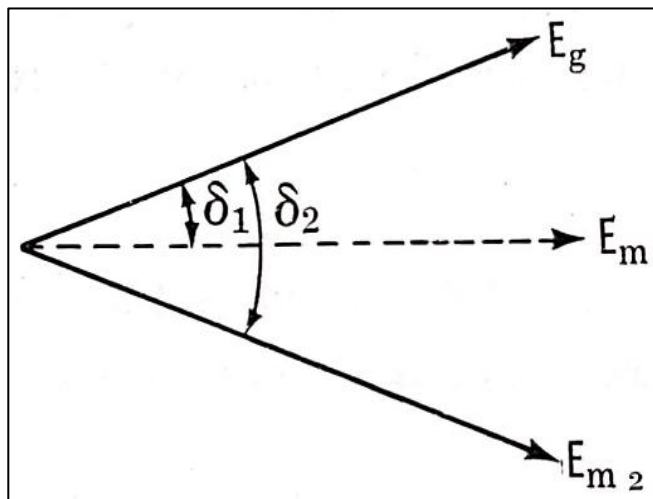
Figura 15. **Curva del ángulo de potencia modelo secundario**



Fuente: HARPER, Enríquez. *Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica*. p.16.

Con esto se puede apreciar que el ángulo δ_2 aumenta, como se ve en el diagrama fasorial descrito en la figura 16.

Figura 16. **Diagrama fasorial de la potencia 2**



Fuente: HARPER, Enríquez. *Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica*. p.16.

Luego se obtiene una nueva potencia eléctrica $P_2 = \frac{E_G E_{M2}}{X} (\delta_2)$, entonces P_2 aumenta y el motor tiende a acelerarse, pero como en el aumento de carga el motor se había frenado ahora se tiene que $P_2 > P_M$ y tiende a acelerarse nuevamente. Este fenómeno tiende a repetirse hasta que el sistema se hace estable. En dado caso el cambio de potencia mecánica en el motor se genera por un cambio brusco, acaba de suceder un transitorio y se repite el fenómeno anterior para el estado permanente, pero de una manera más fuerte. También puede suceder un cambio de potencia entre los puntos A y B, que se debe a la inercia de la parte giratoria del motor.

1.3.7. La ecuación de oscilación

Para problemas de estabilidad transitoria son aplicables las leyes de rotación de la mecánica, ya que entran al juego problemas donde se tratan cuerpos en movimiento. Para esto se parte del par que genera un cuerpo en movimiento, como se ve en la siguiente ecuación.

$$T = I\alpha \tag{1,26}$$

Donde:

T: par en Joule/rad

I: momento de inercia en kg-m²

α : aceleración angular en rad/seg²

Para el comportamiento de una máquina síncrona, T representa el par neto de las fuerzas que actúan sobre la máquina que son el par del eje, las pérdidas rotacionales y el par electromagnético. Luego viene el valor de T_m que es el par en el eje corregido para las pérdidas de fricción y ventilación, y T_e es el par eléctrico corregido por las pérdidas electromagnéticas. Ambos son positivos para funcionar como generador cuando T_m es mayor que T_e y negativos para la acción del motor cuando T_e es mayor que T_m . Teniendo estos valores definidos, la diferencia que existe entre ambos genera el par neto de aceleración, que se define como T_a .

$$T_a = T_m - T_e \tag{1,27}$$

Luego, para la potencia de aceleración se cumple una ecuación similar partiendo de la ecuación (1,27) y se presenta de la siguiente manera:

$$P_a = P_m - P_e \quad (1,28)$$

Donde:

P_a : potencia de aceleración

P_m : potencia mecánica

P_e : potencia eléctrica

Ahora, considerando algunos conceptos de interés para el movimiento rotacional, se parte que potencia es igual al par por la velocidad angular y par es igual al momento de inercia por la velocidad angular, obteniendo la siguiente expresión:

$$M = I\omega \quad (1,29)$$

Donde:

M : momento angular en Joules*rad/seg

I : movimiento de inercia en kg*m²

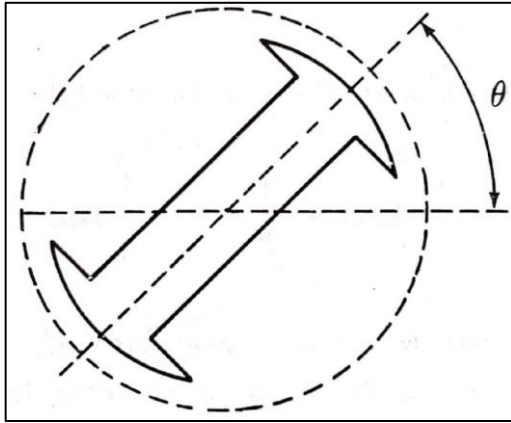
ω : velocidad angular en rad/seg

Y luego al unir la ecuación (1,26) con la (1,29) se obtiene lo siguiente:

$$P_a = T_a\omega = I\alpha\omega = M\omega \quad (1,30)$$

Ahora, para encontrar la ecuación de oscilación, se va a partir de la posición angular del rotor dada por θ , como se muestra en la figura 17.

Figura 17. **Rotor de la máquina síncrona**



Fuente: HARPER, Enríquez. *Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica*. p.18.

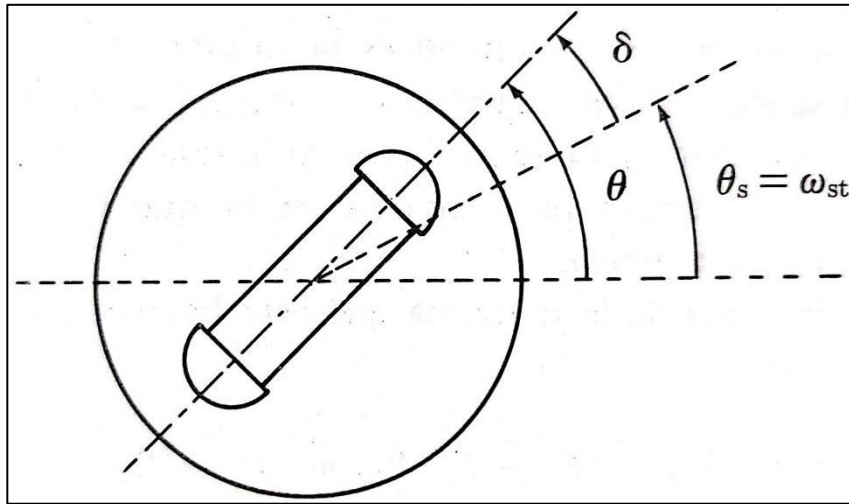
Ahora se parte de esta posición angular para la aceleración angular α , y queda lo siguiente:

$$\alpha = \frac{d^2\theta}{dt^2}$$

(1,31)

Como se sabe que θ varía en función del tiempo es provechoso medir la posición angular con respecto a un eje de referencia que gire a la velocidad sincrónica. Con eso se puede decir que se va a utilizar el desplazamiento angular δ y la velocidad sincrónica ω , como se muestra en la figura 18.

Figura 18. Rotor de la máquina síncrona con eje de referencia



Fuente: HARPER, Enríquez. *Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica*. p.18

Y luego de esto se obtiene la siguiente expresión:

$$\theta = \omega_s t + \delta \tag{1,32}$$

Derivando respecto t , se obtiene:

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_s + \frac{d\delta}{dt} \tag{1,33}$$

Ahora, derivando nuevamente para t para comprobar que la aceleración angular sí se puede representar en los grados eléctricos.

$$\frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (1,34)$$

Con esto se pueden sustituir las ecuaciones (1,30) y (1,28) y se define la ecuación de oscilación:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (1,35)$$

La ecuación es la que gobierna el movimiento de cada máquina. La solución de esta ecuación da a δ como función de tiempo. Para un sistema de dos máquinas, son necesarias dos ecuaciones de oscilación, ya que el ángulo par entre las dos máquinas depende de los ángulos entre cada máquina y su sistema giratorio sincrónico de referencia.

1.3.8. Cortocircuito

Se le define como cortocircuito al estado anormal de un sistema eléctrico de potencia en consecuencia de cualquier evento que genere la unión no deseada entre conductores de distintas fases, o bien, entre conductores y tierra. La unión de los conductores puede ser de manera directa, aunque usualmente se produce por medio de un arco eléctrico. Este tipo de anomalía puede generar grandes daños en las instalaciones, donde las consecuencias son muy graves debido a la rapidez y aumento excesivo de la corriente eléctrica. Esto puede provocar la destrucción del material, caída de tensión que perturba el sistema

eléctrico y esfuerzos electromecánicos elevados que pueden ocasionar deformaciones por tensiones mecánicas. Los cortocircuitos pueden ser generados, ya sea por una falla franca, que se forma a través de una impedancia nula o una falla resistiva, que se produce usualmente de una empresa pequeña.

1.3.9. Contingencias

Una contingencia es un suceso o evento que ocurre cuando uno o más elementos de la red eléctrica es retirado de servicio de manera automática o manual. Cada vez que se presenta la salida de un elemento en el sistema, las corrientes en las líneas se redistribuyen a través de la red y los voltajes en las barras se alteran. Como resultado de esto pueden presentarse sobrecargas en líneas o transformadores. Las contingencias que son capaces de afectar el sistema pueden ser las siguientes:

- Contingencias que producen cambios en la topología de la red, tales como las salidas o entradas de líneas o transformadores.
- Contingencias en nodos, que implican cambios de generación o carga en los barrajes del sistema.

Debido a esto es fundamental realizar un análisis de contingencias, donde se estudian los efectos sobre el sistema y su capacidad de permanecer en operación normal sin el o los elementos fuera de servicio.

1.3.10. Seguridad operativa

La seguridad operativa en los sistemas eléctricos de potencia se define como la destreza de este para sobrellevar cualquier tipo de disturbios, como los que se generan en una contingencia, las salidas de líneas, transformadores o generadores. Cada uno de estos disturbios pueden ser sobrellevados dependiendo de la robustez del sistema, teniendo en cuenta los márgenes de diferencia entre las variables del sistema y sus respectivos límites de operación. La seguridad se debe basar en un diseño adecuado para la construcción del sistema para tener la mayor confiabilidad posible.

1.3.11. Confiabilidad

Es uno de los mayores factores en el planeamiento, diseño, mantenimiento u operación de un sistema eléctrico de potencia. Por esto se define a la confiabilidad como la probabilidad de un dispositivo o de un sistema en desempeñar su función adecuadamente, por un periodo de tiempo determinado, bajo determinadas condiciones de operación.

1.3.12. Calidad del servicio

La calidad de servicio, tanto para las empresas suministradoras de energía eléctrica como para los usuarios finales se define como el nivel en el cual la utilización y el suministro de la energía eléctrica no afecta a la operación de los equipos eléctricos, por cual se considera que cualquier desviación de la magnitud o frecuencia de la onda senoidal de voltaje puede ser estimada como un disturbio en la calidad del servicio. Debido a esto, se presentan dos características básicas que se generan en los problemas de calidad del servicio. El primero son los que crean la interrupción en las cargas eléctricas o de circuitos enteros.

La segunda causa se debe a la interacción del equipo eléctrico y el sistema de suministro eléctrico, ya que estas perturbaciones se pueden generar por actividades dentro de los terrenos del sistema eléctrico o fuera de estos. Para este tipo de problemas se tiene que detectar lo antes posible o tomar las medidas necesarias para evitar desde un principio la gravedad que puedan generar estos problemas en el sistema eléctrico. Todo esto se puede prevenir realizando en principio el diseño y luego adecuando los métodos necesarios para la protección del sistema a diseñar.

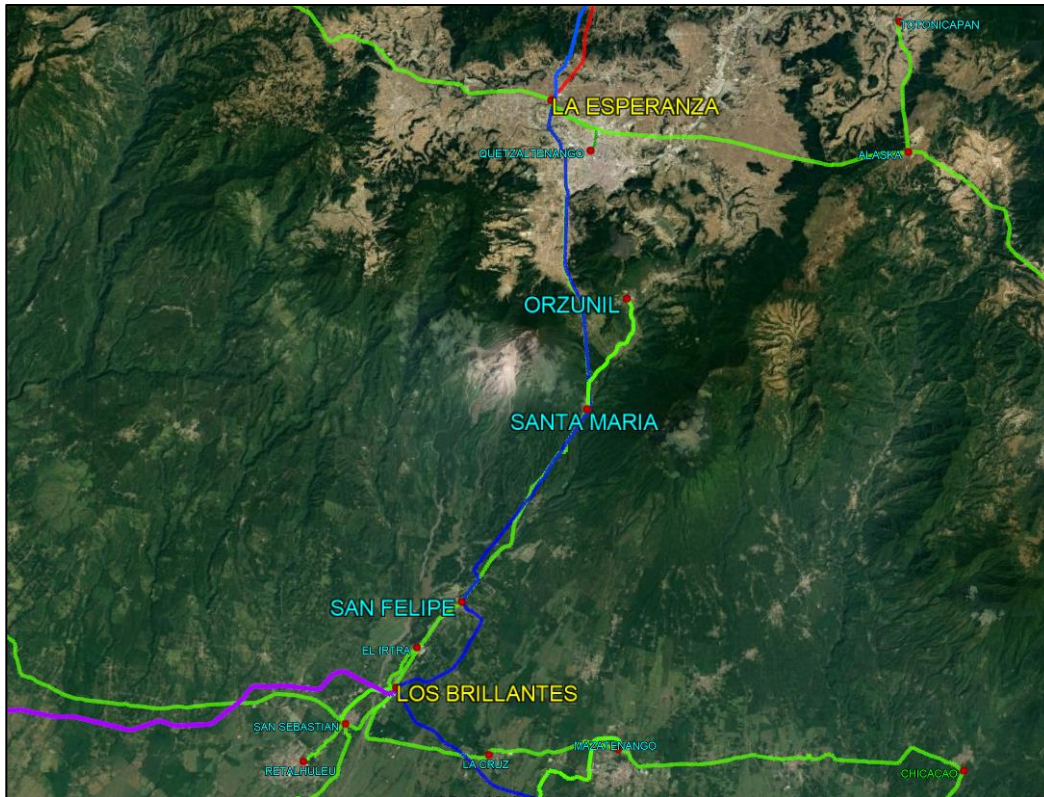
2. CONDICIÓN OPERATIVA

2.1. Descripción del área de interés

El área de interés del análisis eléctrico a realizar se ubica en el área occidental del país, La subestación eléctrica Los Brillantes es de transformación ubicada en el departamento de Retalhuleu, cuenta con dos bancos de transformación 400/230 kV de 225 MVA cada uno y un banco de transformación 230/69 kV de 150 MVA. Es de particular importancia para la red de Guatemala debido a que es el punto de interconexión con el sistema eléctrico mexicano por medio de una línea de transmisión en 400 kV. La subestación eléctrica La Esperanza es de transformación ubicada en el departamento de Quetzaltenango, cuenta con un banco de transformación 230/69 kV de 150 MVA, un banco de transformación 230/138 kV de 150 MVA. Siendo de gran importancia para el suministro eléctrico en los departamentos de Quetzaltenango, Huehuetenango, San Marcos, Totonicapán y Quiché.

La limitación en la capacidad de transmisión ha sido identificada en la red de 69 kV (color verde) ubicada entre las subestaciones de Los Brillantes y La Esperanza y que pasa, además por las subestaciones San Felipe, Santa María y Orzunil, tal y como se puede visualizar en el diagrama geográfico de la figura 19.

Figura 19. **Ubicación geográfica del área de interés del análisis eléctrico**



Fuente: elaboración propia, empleando Google Earth Pro.

Adicionalmente existe entre Los Brillantes y La Esperanza una red en 230 kV (color azul), la cual no se conecta en ninguna subestación eléctrica intermedia.

En la red de 69 kV abajo indicada se conectan varias plantas de generación hidráulica y una geotérmica, con las siguientes capacidades instaladas: Santa María 6,0 MW (hidráulica), Canadá (hidráulica) 47,0 MW, Monte Cristo (hidráulica) 13,08 MW y Orzunil 31,5 MW (geotérmica). Las plantas Canadá y

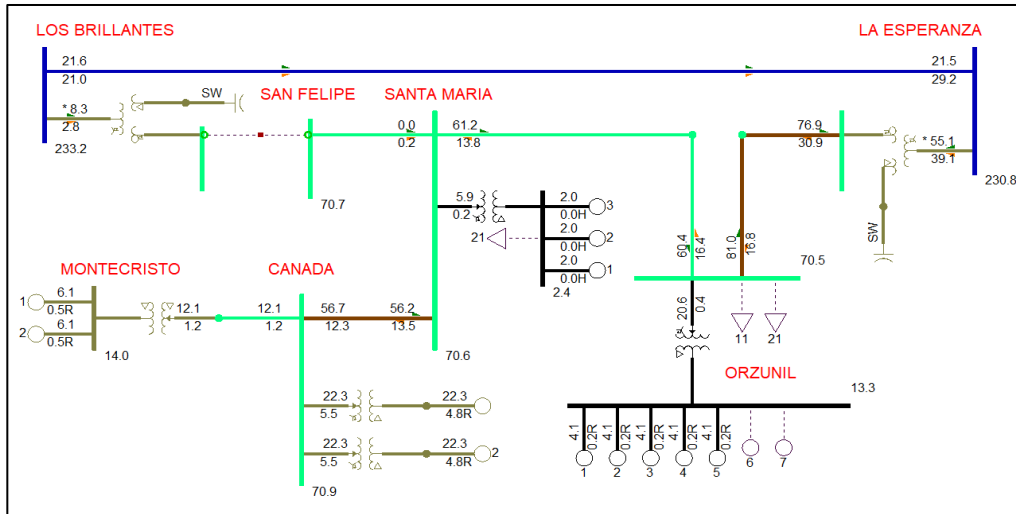
Monte Cristo se conectan de forma radial por medio de una línea en 69 kV a la barra de la subestación eléctrica Santa María.

En dicha red solamente está conectada la carga de Santa María, la cual en demanda máxima tiene una magnitud de alrededor de 1,0 MW.

Bajo esa configuración de fuentes de generación y consumo carga, cuando existe un alto aporte de generación hidráulica, bajo condiciones normales de operación (con todos los elementos de transporte en servicio) no se presentan violaciones de carga o voltaje en la red. Sin embargo, cuando se presenta una contingencia simple en la línea Santa María-San Felipe-Los Brillantes 69 kV se genera una sobrecarga en la línea Orzunil-La Esperanza 69 kV; de igual forma si se presenta una contingencia en la línea Orzunil-La Esperanza 69 kV se genera una sobrecarga en la línea Santa María-San Felipe-Los Brillantes, como lo menciona en los esquemas de control suplementario del AMM, específicamente el GUA_ECS-06, que su función es evitar la sobrecarga en esta zona.

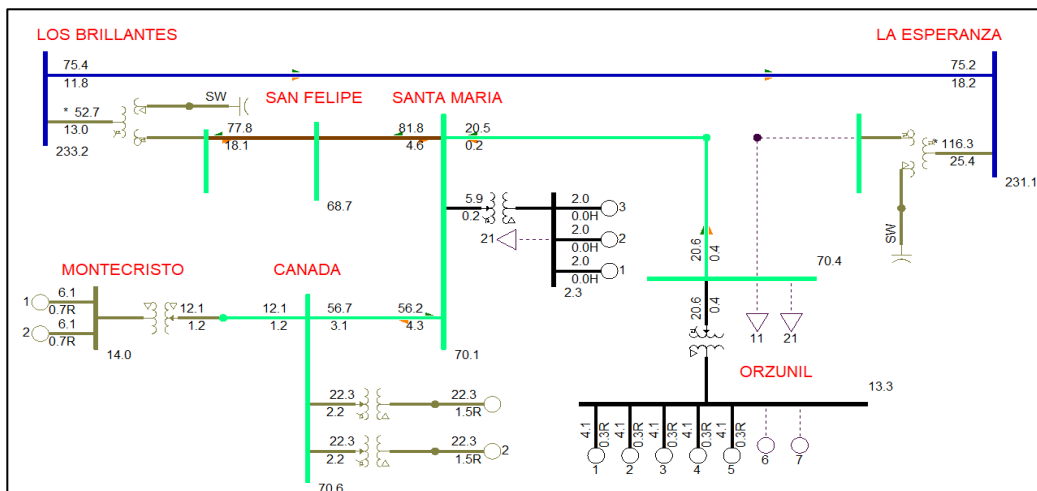
Al momento, dichas sobrecargas podrían llegar a disparar la línea o líneas afectadas, poniendo en riesgo la pérdida de toda la generación y carga del área de interés. Por lo anterior ha sido necesario implementar un esquema de control suplementario que dispara generación de forma controlada, de tal forma que se reduzca la sobrecarga y se evite el disparo de más líneas por ese motivo. Sin embargo, esta no es la mejor solución, por lo que se considera necesario que se realice una ampliación a la capacidad de transporte para evitar que una contingencia sencilla evolucione a una contingencia múltiple y provoque la pérdida de un gran volumen de generación, provocando a su vez, un desbalance importante de generación en el área de control de Guatemala.

Figura 20. Vaciado de contingencia simple de la línea Los Brillantes-San Felipe 69 kV



Fuente: elaboración propia, empleando PSS@E.

Figura 21. Vaciado de contingencia simple de la línea Orzunil-La Esperanza 69 kV



Fuente: elaboración propia, empleando PSS@E.

2.2. Áreas de oportunidad

A continuación, se inicia el planteamiento de las posibles alternativas de solución a la problemática planteada, con el objetivo de conocer cada una de estas antes de trabajarlas.

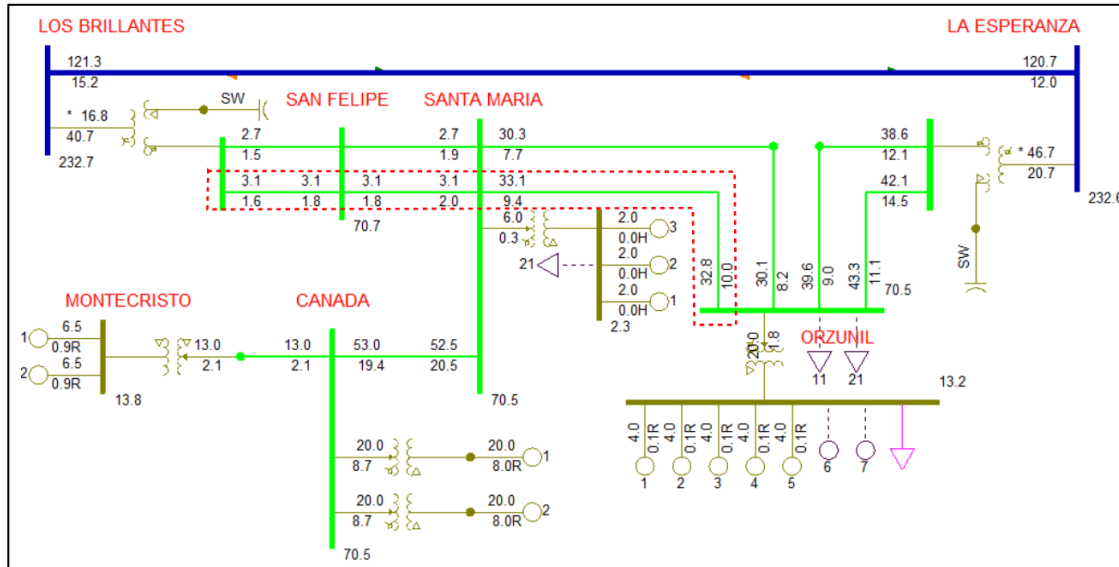
2.2.1. Posibles alternativas de solución

Tomando en cuenta la topología y voltaje de la red bajo análisis existen varias alternativas de solución que podrían ser implementadas para solventar el problema de sobrecarga que se presenta ante contingencias simples. Serán analizadas cuatro posibles alternativas de solución, cada una de ellas tomando en consideración diferentes conceptos de refuerzo, estos son los siguientes:

2.2.1.1. Alternativa núm. 1, segundo circuito 69 kV

Consiste en la construcción de un segundo circuito de 69 kV entre las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza, con el mismo conductor ACSR 477 Hawk, conectándose además a las subestaciones Orzunil, Santa María y San Felipe, esto implica además la construcción de nuevos campos de línea de transmisión en las cinco subestaciones involucradas. Con esta solución se pretende dividir el flujo que pasa a través de la red existente y distribuirla con el nuevo circuito de tal forma que se obtenga una adecuada reserva de capacidad de transmisión en ambos circuitos.

Figura 22. Topología de alternativa núm. 1

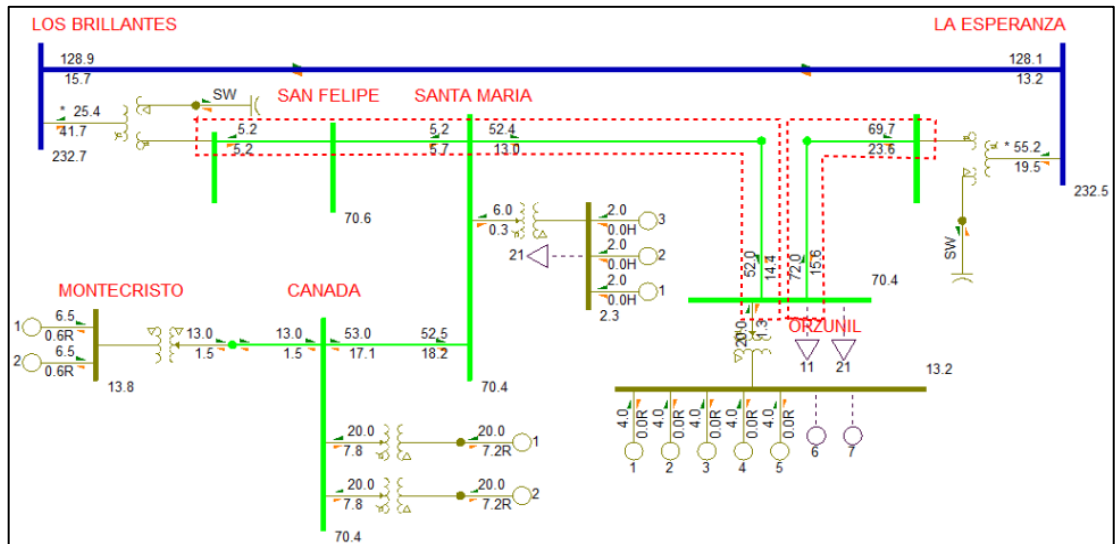


Fuente: elaboración propia, empleando PSS@E.

2.2.1.2. Alternativa núm. 2, cambio de conductor circuito 69 kV

Consiste en el reemplazo del conductor del circuito 69 kV existente por AAAC 740,8 Flint entre las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza, conectándose, además a las subestaciones Orzunil, Santa María y San Felipe. Con esta solución se pretende ampliar la capacidad de conducción de la línea de transmisión, de tal forma que se obtenga una reserva de capacidad de transmisión adicional en dicho circuito.

Figura 23. Topología de alternativa núm. 2

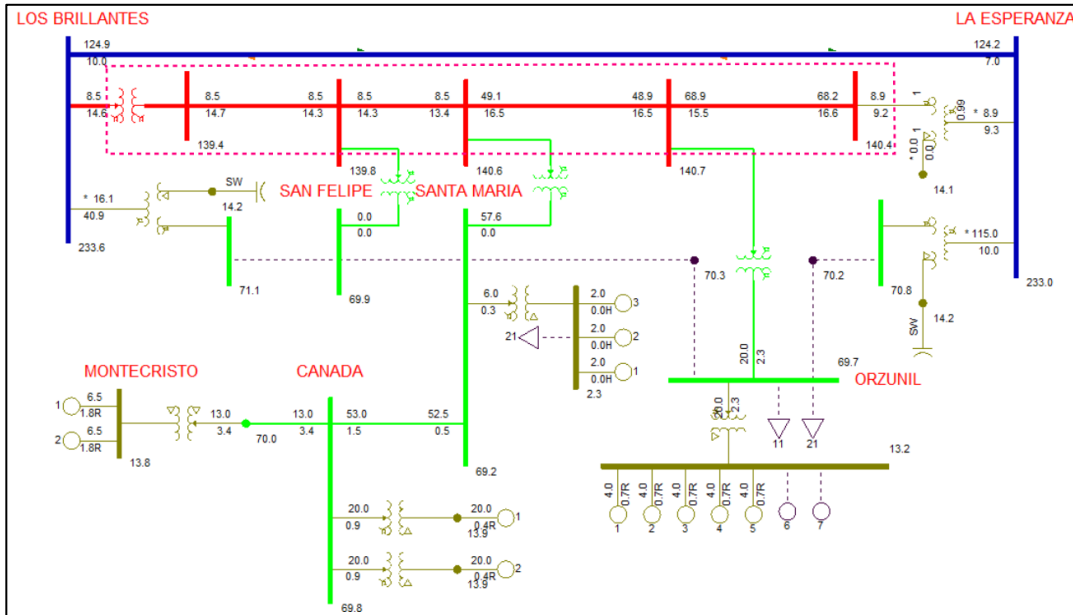


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

2.2.1.3. Alternativa núm. 3, cambio de voltaje a 138 kV

Consiste en la conversión de voltaje del circuito 69 kV existente entre las subestaciones Los Brillantes, Orzunil, Santa María, San Felipe y La Esperanza; esto implica la instalación de varios equipos de transformación en las diferentes subestaciones. Con esta solución se pretende ampliar la capacidad de conducción de la línea de transmisión, de tal forma que se obtenga una reserva de capacidad de transmisión mucho mayor en dicho circuito.

Figura 24. Topología de alternativa núm. 3

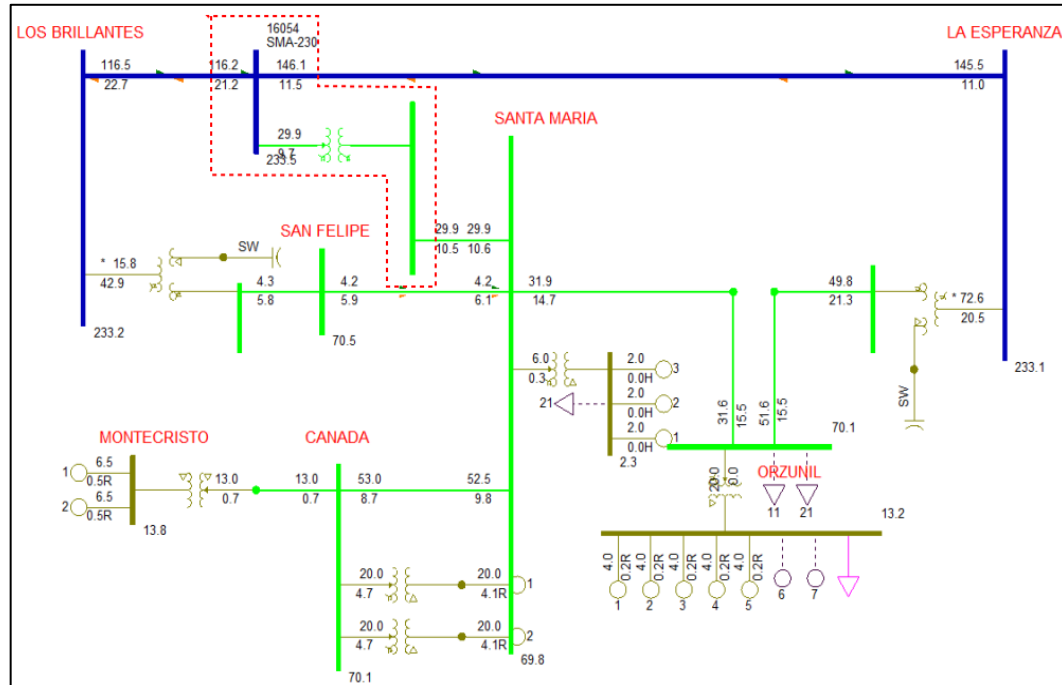


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

2.2.1.4. Alternativa núm. 4, ampliación Santa María 230/69 kV

Consiste en el seccionamiento de la línea 230 kV Los Brillantes-La Esperanza a la altura de Santa María, la construcción de una subestación eléctrica 230/69 kV y de una línea de transmisión corta de 69 kV entre la nueva subestación eléctrica Santa María II y la subestación eléctrica existente Santa María, como se plantea en el Plan de Expansión del Sistema de Generación y Transporte 2018-2032 del MEM en los refuerzos recomendados 2023-2028. Con esta solución se pretende cambiar la topología de conexión del área de interés, estableciendo una nueva malla que viabilice la exportación de potencia hacia el resto del sistema, ampliando de esta manera la capacidad de transmisión.

Figura 25. Topología de alternativa núm. 4



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Cada una de estas soluciones tendrán un efecto en la operación de la red del área de interés, por lo que se tendrán que establecer las ventajas y desventajas de cada una de ellas en base a los resultados obtenidos del estudio.

3. ANÁLISIS FLUJOS DE CARGA

Para el análisis del área de interés se consideran escenarios de demanda máxima, media y mínima, de época seca y época húmeda para el año 2020, evaluando los resultados de las simulaciones para el caso base (sin ampliación) y las cuatro posibles alternativas de solución planteadas. Tomando en consideración que la demanda del área de interés, Santa María de Jesús ubicada en el departamento de Quetzaltenango, es muy baja (alrededor de 1 MW) y que no se tiene conocimiento de la adición de nuevas plantas generadoras o modificación de la inyección de las actuales, se considera que no es necesario realizar simulaciones para otros años, dado que las condiciones serán sumamente similares.

A continuación, se comenta sobre los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios bajo condiciones normales de operación con todos los elementos de transmisión y transformación en servicio.

3.1. Caso base

Como se mencionó anteriormente, bajo condiciones normales de operación, no se presentan condiciones de sobrecarga en ninguno de los elementos de transmisión, de igual forma los niveles de tensión se encuentran dentro de los límites establecidos en la normativa nacional NTAUCT y NTSD, en cada uno de los nodos del área de interés.

3.1.1. Alternativa núm. 1, segundo circuito 69 kV

Al momento de adicionar un segundo circuito de 69 kV entre las subestaciones de La Esperanza, Orzunil, Santa María, San Felipe y Los Brillantes, se observa que los flujos de potencia se dividen equitativamente entre los circuitos existentes y los nuevos, esto considerando la condición ideal que las longitudes de estos entre las subestaciones son similares. No se observan condiciones de sobrecarga en ninguno de los elementos de transmisión y tampoco violaciones de voltaje en el área de interés del proyecto. A continuación, en la tabla I, la comparación de los valores de voltaje y carga obtenidos con relación a los valores de los casos base.

Tabla I. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB	A1	Diferencia	CB	A1	Diferencia	CB	A1	Diferencia
LBR-231	1,01264	1,01346	0,00082	1,01186	1,01251	0,00065	1,00645	1,00671	0,00026
ESP-230	1,00735	1,00845	0,00110	1,00716	1,00788	0,00072	1,00253	1,003	0,00047
ESP-69	1,02502	1,02528	0,00026	1,02261	1,02305	0,00044	1,02208	1,02319	0,00111
LBR-691	1,01274	1,01599	0,00325	1,01136	1,01462	0,00326	1,02441	1,02515	0,00074
SMA-69	1,02311	1,02329	0,00018	1,02204	1,02201	-0,00003	1,02622	1,02612	-0,00010
ZUN-69	1,02465	1,02461	-0,00004	1,0236	1,02324	-0,00036	1,02671	1,02628	-0,00043
SFE-69	1,01622	1,01861	0,00239	1,01489	1,01724	0,00235	1,02511	1,02558	0,00047

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla II. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB	A1	Diferencia	CB	A1	Diferencia	CB	A1	Diferencia
LBR-231	1,0154	1,01626	0,00086	1,0235	1,02424	0,00074	1,01609	1,01679	0,00070
ESP-230	1,00525	1,00589	0,00064	1,01542	1,01613	0,00071	1,00984	1,01068	0,00084
ESP-69	1,03257	1,03047	-0,00210	1,02291	1,02242	-0,00049	1,01733	1,01886	0,00153
LBR-691	1,0028	1,00767	0,00487	1,00523	1,00881	0,00358	1,01201	1,01424	0,00223
SMA-69	1,02179	1,02174	-0,00005	1,01879	1,01875	-0,00004	1,0219	1,02128	-0,00062
ZUN-69	1,02471	1,02444	-0,00027	1,02101	1,02062	-0,00039	1,02251	1,02185	-0,00066
SFE-69	1,00921	1,01264	0,00343	1,0097	1,01232	0,00262	1,01503	1,01667	0,00164

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla III. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-45,8	15,9	-27,4	9	18,4	-6,9	-35,4	11,1	-20,1	6	15,3	-5,1	-14,6	2,1	-8,2	0,8	6,4	-1,3
ESP-ZUN-692	N/A	N/A	-27,4	9	***	***	N/A	N/A	-20,1	6	***	***	N/A	N/A	-8,2	0,8	***	***
LBR-SFE-69	-20,9	1,4	-6,3	-1,8	14,6	-3,2	-23,3	2,1	-9,5	-0,9	13,8	-3	-5,5	0,6	-1,8	-0,1	3,7	-0,7
LBR-SFE-692	N/A	N/A	-6,3	-1,8	***	***	N/A	N/A	-9,5	-0,9	***	***	N/A	N/A	-1,8	-0,1	***	***
SMA-ZUN-692	N/A	N/A	17,7	-6,9	***	***	N/A	N/A	10,1	-4,6	***	***	N/A	N/A	-2	0,3	***	***
SMA-SFE-69	21,2	-0,8	6,3	1,5	-14,9	2,3	23,6	-1,3	9,5	0,7	-14,1	2	5,5	-0,9	1,8	-0,2	-3,7	0,7
SMA-SFE-692	N/A	N/A	6,3	1,5	***	***	N/A	N/A	9,5	0,7	***	***	N/A	N/A	1,8	-0,2	***	***
SMA-ZUN-69	26,7	-9,6	17,7	-6,9	-9	2,7	15,6	-6,6	10,1	-4,6	-5,5	2	-5,9	1	-2	0,3	3,9	-0,7

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla IV. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-54,5	23,1	-32,9	13,5	21,6	-9,6	-46,1	16,8	-27,1	9,4	19	-7,4	-32,6	8,1	-17,3	3,8	15,3	-4,3
ESP-ZUN-692	N/A	N/A	-32,9	13,5	***	***	N/A	N/A	-27,1	9,4	***	***	N/A	N/A	-17,3	3,8	***	***
LBR-SFE-69	-24,5	-1,4	-7,1	-4,8	17,4	-3,4	-25,8	1,6	-9,3	-2,1	16,5	-3,7	-30,9	5,1	-14,8	1	16,1	-4,1
LBR-SFE-692	N/A	N/A	-7,1	-4,8	***	***	N/A	N/A	-9,3	-2,1	***	***	N/A	N/A	-14,8	1	***	***
SMA-ZUN-692	N/A	N/A	23,5	-10,3	***	***	N/A	N/A	17,3	-7,5	***	***	N/A	N/A	7,2	-2,9	***	***
SMA-SFE-69	24,9	2,3	7,1	4,5	-17,8	2,2	26,2	-0,5	9,3	2	-16,9	2,5	31,5	-3,5	14,9	-0,9	-16,6	2,6
ESP-ZUN-69	N/A	N/A	7,1	4,5	***	***	N/A	N/A	9,3	2	***	***	N/A	N/A	14,9	-0,9	***	***
ESP-ZUN-692	36,3	-14	23,5	-10,3	-12,8	3,7	27,1	-10,6	17,3	-7,5	-9,8	3,1	12,7	-4,5	7,2	-2,9	-5,5	1,6

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

3.1.2. Alternativa núm. 2, cambio de conductor circuito 69 kV

Al momento de cambiar el conductor en la red de 69 kV entre las subestaciones de La Esperanza, Orzunil, Santa María, San Felipe y Los Brillantes, se observa en esta un ligero incremento de carga, así como una ligera

reducción de carga en la línea 230 kV entre las subestaciones La Esperanza y Los Brillantes, lo cual obedece a una redistribución natural de los flujos de potencia en función de las nuevas características de la red de 69 kV. No se observan condiciones de sobrecarga en ninguno de los elementos de transmisión y tampoco violaciones de voltaje en el área de interés del proyecto. A continuación, en la tabla V, la comparación de los valores de voltaje y carga obtenidos con relación a los casos base.

Tabla V. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB	A1	Diferencia	CB	A1	Diferencia	CB	A1	Diferencia
LBR-231	1,01264	1,01312	0,00048	1,01186	1,01229	0,00043	1,00645	1,00658	0,00013
ESP-230	1,00735	1,00814	0,00079	1,00716	1,00772	0,00056	1,00253	1,00278	0,00025
ESP-69	1,02502	1,02618	0,00116	1,02261	1,02354	0,00093	1,02208	1,02272	0,00064
LBR-691	1,01274	1,01433	0,00159	1,01136	1,01307	0,00171	1,02441	1,02474	0,00033
SMA-69	1,02311	1,02274	-0,00037	1,02204	1,02164	-0,00040	1,02622	1,02593	-0,00029
ZUN-69	1,02465	1,0244	-0,00025	1,0236	1,02316	-0,00044	1,02671	1,02617	-0,00054
SFE-69	1,01622	1,01727	0,00105	1,01489	1,01602	0,00113	1,02511	1,02524	0,00013

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla VI. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB	A1	Diferencia	CB	A1	Diferencia	CB	A1	Diferencia
LBR-231	1,0154	1,01602	0,00062	1,0235	1,02402	0,00052	1,01609	1,01654	0,00045
ESP-230	1,00525	1,00598	0,00073	1,01542	1,01608	0,00066	1,00984	1,01043	0,00059
ESP-69	1,03257	1,03299	0,00042	1,02291	1,02373	0,00082	1,01733	1,01859	0,00126
LBR-691	1,0028	1,00513	0,00233	1,00523	1,00702	0,00179	1,01201	1,01327	0,00126
SMA-69	1,02179	1,02126	-0,00053	1,01879	1,01829	-0,00050	1,0219	1,0211	-0,00080
ZUN-69	1,02471	1,02445	-0,00026	1,02101	1,0206	-0,00041	1,02251	1,02181	-0,00070
SFE-69	1,00921	1,01074	0,00153	1,0097	1,0109	0,00120	1,01503	1,01582	0,00079

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla VII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-45,8	15,9	-49,8	16,2	-4	0,3	-35,4	11,1	-37,5	11,1	-2,1	0	-14,6	2,1	-15,4	1,8	-0,8	-0,3
LBR-SFE-69	-20,9	1,4	-17,4	-0,9	3,5	-2,3	-23,3	2,1	-21,5	0,2	1,8	-1,9	-5,5	0,6	-4,8	0,2	0,7	-0,4
SMA-SFE-69	21,2	-0,8	17,5	0,8	-3,7	1,6	23,6	-1,3	21,7	0	-1,9	1,3	5,5	-0,9	4,8	-0,7	-0,7	0,2
SMA-ZUN-69	26,7	-9,6	30,4	-10,9	3,7	-1,3	15,6	-6,6	17,6	-7,5	2	-0,9	-5,9	1	-5,1	0,8	0,8	-0,2

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla VIII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-54,5	23,1	-59,6	24,1	-5,1	1	-46,1	16,8	-49,7	17	-3,6	0,2	-32,6	8,1	-33,5	7,5	-0,9	-0,6
LBR-SFE-69	-24,5	-1,4	-20,1	-5	4,4	-3,6	-25,8	1,6	-22,7	-1,1	3,1	-2,7	-30,9	5,1	-30,4	3,4	0,5	-1,7
SMA-SFE-69	24,9	2,3	20,3	5,2	-4,6	2,9	26,2	-0,5	22,9	1,4	-3,3	1,9	31,5	-3,5	30,8	-2,5	-0,7	1
SMA-ZUN-69	36,3	-14	40,9	-16,2	4,6	-2,2	27,1	-10,6	30,4	-12	3,3	-1,4	12,7	-4,5	13,4	-4,9	0,7	-0,4

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

3.1.3. Alternativa núm. 3, cambio de voltaje a 138 kV

Al momento de modificar el nivel de tensión de 69 a 138 kV entre las subestaciones de La Esperanza, Orzunil, Santa María, San Felipe y Los Brillantes, se observa en esta un ligero incremento de carga, así como una ligera

reducción de carga en la línea 230 kV entre las subestaciones La Esperanza y Los Brillantes, lo cual obedece a una redistribución natural de los flujos de potencia en función de las nuevas características de la red de 138 kV.

No se observan condiciones de sobrecarga en ninguno de los elementos de transmisión y tampoco violaciones de voltaje en el área de interés del proyecto. El hecho de introducir una red de mayor voltaje y transformadores con cambiador de derivaciones bajo carga brinda una mayor flexibilidad a la gestión de regulación de voltaje. A continuación, en la tabla IX, la comparación de los valores de voltaje y carga obtenidos con relación a los casos base.

Tabla IX. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB	A3	Diferencia	CB	A3	Diferencia	CB	A3	Diferencia
LBR-231	1,01264	1,01587	0,00323	1,01186	1,01603	0,00417	1,00645	1,0087	0,00225
ESP-230	1,00735	1,00983	0,00248	1,00716	1,01226	0,00510	1,00253	1,00378	0,00125
ESP-69	1,02502	1,02356	-0,00146	1,02261	1,02141	-0,00120	1,02208	1,02442	0,00234
LBR-691	1,01274	1,01435	0,00161	1,01136	1,01453	0,00317	1,02441	1,02647	0,00206
SMA-69	1,02311	1,00903	-0,01408	1,02204	1,00812	-0,01392	1,02622	1,00569	-0,02053
ZUN-69	1,02465	1,01291	-0,01174	1,0236	1,00984	-0,01376	1,02671	1,00513	-0,02158
SFE-69	1,01622	1,01459	-0,00163	1,01489	1,01185	-0,00304	1,02511	1,00244	-0,02267
ESP-138	N/A	1,01686	***	N/A	1,0109	***	N/A	1,00636	***
LBR-138	N/A	1,01128	***	N/A	1,00894	***	N/A	1,00062	***
SFE-138	N/A	1,01459	***	N/A	1,01185	***	N/A	1,00244	***
SMA-138	N/A	1,02053	***	N/A	1,01705	***	N/A	1,00561	***
ZUN-138	N/A	1,0206	***	N/A	1,01662	***	N/A	1,00716	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla X. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB	A3	Diferencia	CB	A3	Diferencia	CB	A3	Diferencia
LBR-231	1,0154	1,02019	0,00479	1,0235	1,02684	0,00334	1,01609	1,02008	0,00399
ESP-230	1,00525	1,01267	0,00742	1,01542	1,01988	0,00446	1,00984	1,01371	0,00387
ESP-69	1,03257	1,02717	-0,00540	1,02291	1,02624	0,00333	1,01733	1,02723	0,00990
LBR-691	1,0028	1,00422	0,00142	1,00523	1,00793	0,00270	1,01201	1,01712	0,00511
SMA-69	1,02179	1,00652	-0,01527	1,01879	1,00737	-0,01142	1,0219	1,00943	-0,01247
ZUN-69	1,02471	1,01166	-0,01305	1,02101	1,01245	-0,00856	1,02251	1,01131	-0,01120
SFE-69	1,00921	1,01338	0,00417	1,0097	1,0029	-0,00680	1,01503	1,01398	-0,00105
ESP-138	N/A	1,01129	***	N/A	1,01819	***	N/A	1,01767	***
LBR-138	N/A	1,01047	***	N/A	1,01535	***	N/A	1,01048	***
SFE-138	N/A	1,01338	***	N/A	1,01794	***	N/A	1,01398	***
SMA-138	N/A	1,01862	***	N/A	1,0226	***	N/A	1,02037	***
ZUN-138	N/A	1,01787	***	N/A	1,02247	***	N/A	1,02074	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XI. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	N/A	N/A	-59,2	10,4	***	***	N/A	N/A	-45,6	2,5	***	***	N/A	N/A	-20,7	3,9	***	***
LBR-SFE-69	N/A	N/A	-8,6	-15,8	***	***	N/A	N/A	-13,9	-12,1	***	***	N/A	N/A	0,6	-10,2	***	***
SMA-SFE-69	N/A	N/A	8,7	14,5	***	***	N/A	N/A	13,9	10,8	***	***	N/A	N/A	-0,5	8,9	***	***
SMA-ZUN-69	N/A	N/A	39,2	-11,8	***	***	N/A	N/A	25,3	-5,1	***	***	N/A	N/A	0,2	-8,8	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	N/A	N/A	54,6	3,8	***	***	N/A	N/A	-44	4,6	***	***	N/A	N/A	-28,1	1,9	***	***
LBR-SFE-69	N/A	N/A	26,6	-8,4	***	***	N/A	N/A	-29,4	-5,9	***	***	N/A	N/A	-36,4	-8,7	***	***
SMA-SFE-69	N/A	N/A	26,7	7,3	***	***	N/A	N/A	29,6	4,9	***	***	N/A	N/A	36,6	8	***	***
SMA-ZUN-69	N/A	N/A	34,5	-5,9	***	***	N/A	N/A	23,7	-6,3	***	***	N/A	N/A	7,6	-4,5	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

3.1.4. **Alternativa núm. 4, ampliación Santa María 230/69 kV**

Al momento de seccionar la línea 230 kV Los Brillantes-La Esperanza e insertar la nueva subestación de transformación, se obtiene una modificación muy importante a la topología de la red, obteniendo un nuevo camino por medio del cual se puede evacuar la generación concentrada en el área de interés. Como resultado se modifican considerablemente los flujos de potencia en las redes, disminuyendo en la de 69 kV e incrementando en la de 230 kV.

No se observan condiciones de sobrecarga en ninguno de los elementos de transmisión y tampoco violaciones de voltaje en el área de interés del proyecto. El hecho de establecer una nueva conexión a una red de mayor voltaje e introducir un banco de transformación con cambiador de derivaciones bajo carga brindará una mejor regulación de voltaje en el área de interés. A continuación, en la tabla XIII, la comparación de los valores de voltaje y carga obtenidos con relación a los casos base.

Tabla XIII. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB	A4	Diferencia	CB	A4	Diferencia	CB	A4	Diferencia
LBR-231	1,01264	1,01542	0,00278	1,01186	1,01447	0,00261	1,00645	1,00795	0,00150
ESP-230	1,00735	1,0109	0,00355	1,00716	1,01043	0,00327	1,00253	1,0044	0,00187
ESP-69	1,02502	1,02593	0,00091	1,02261	1,02338	0,00077	1,02208	1,01898	-0,00310
LBR-691	1,01274	1,01229	-0,00045	1,01136	1,01085	-0,00051	1,02441	1,01985	-0,00456
SMA-69	1,02311	1,01556	-0,00755	1,02204	1,01455	-0,00749	1,02622	1,00867	-0,01755
ZUN-69	1,02465	1,02011	-0,00454	1,0236	1,01912	-0,00448	1,02671	1,01503	-0,01168
SFE-69	1,01622	1,0133	-0,00292	1,01489	1,01196	-0,00293	1,02511	1,01599	-0,00912
SMA-230	N/A	1,01515	***	N/A	1,01449	***	N/A	1,00819	***
SMA-692	N/A	1,01271	***	N/A	1,01172	***	N/A	1,00608	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XIV. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB	A4	Diferencia	CB	A4	Diferencia	CB	A4	Diferencia
LBR-231	1,0154	1,01919	0,00379	1,0235	1,02533	0,00183	1,01609	1,01896	0,00287
ESP-230	1,00525	1,01092	0,00567	1,01542	1,01762	0,00220	1,00984	1,01331	0,00347
ESP-69	1,03257	1,02658	-0,00599	1,02291	1,02617	0,00326	1,01733	1,02067	0,00334
LBR-691	1,0028	1,00439	0,00159	1,00523	1,00697	0,00174	1,01201	1,01378	0,00177
SMA-69	1,02179	1,01372	-0,00807	1,01879	1,0145	-0,00429	1,0219	1,01467	-0,00723
ZUN-69	1,02471	1,01911	-0,00560	1,02101	1,01955	-0,00146	1,02251	1,01902	-0,00349
SFE-69	1,00921	1,00767	-0,00154	1,0097	1,00959	-0,00011	1,01503	1,014	-0,00103
SMA-230	N/A	1,01732	***	N/A	1,02325	***	N/A	1,01816	***
SMA-692	N/A	1,01066	***	N/A	1,01241	***	N/A	1,01157	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XV. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-45,8	15,9	-44,8	18,1	1	2,2	-35,4	11,1	-34	13,1	1,4	2	-14,6	2,1	-16,5	6,8	-1,9	4,7
LBR-SFE-69	-20,9	1,4	-19,9	4,5	1	3,1	-23,3	2,1	-21,7	4,9	1,6	2,8	-5,5	0,6	-8,1	7,6	-2,6	7
SMA-SFE-69	21,2	-0,8	20,2	-4	-1	-3,2	23,6	-1,3	22	-4,2	-1,6	-2,9	5,5	-0,9	8,2	-7,7	2,7	-6,8
SMA-ZUN-69	26,7	-9,6	25,8	-13,5	-0,9	-3,9	15,6	-6,6	14,2	-10,4	-1,4	-3,8	-5,9	1	-3,9	-7,6	2	-8,6
SMA-SMA2-69	N/A	N/A	1,9	15,3	***	***	N/A	N/A	3,1	14,8	***	***	N/A	N/A	-4,6	15,4	***	***
SMA-LBR-230	N/A	N/A	-107	10,8	***	***	N/A	N/A	-66,3	7	***	***	N/A	N/A	-43,7	5,4	***	***
SMA-ESP-230	N/A	N/A	109	4,3	***	***	N/A	N/A	69,3	7,7	***	***	N/A	N/A	39,1	9,8	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XVI. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-54,5	23,1	-44,3	18,7	10,2	-4,4	-46,1	16,8	-36,3	15,1	9,8	-1,7	-32,6	8,1	-21,9	7,5	10,7	-0,6
LBR-SFE-69	-24,5	-1,4	-11,2	-1,2	13,3	0,2	-25,8	1,6	-13,3	0,3	12,5	-1,3	-30,9	5,1	-17,3	4,7	13,6	-0,4
SMA-SFE-69	24,9	2,3	11,3	1,1	-13,6	-1,2	26,2	-0,5	13,4	-0,3	-12,8	0,2	31,5	-3,5	17,5	-4,4	-14	-0,9
SMA-ZUN-69	36,3	-14	25,3	-14,5	-11	-0,5	27,1	-10,6	16,7	-11,7	-10,4	-1,1	12,7	-4,5	1,7	-6,5	-11	-2
SMA-SMA2-69	N/A	N/A	24,7	10,5	***	***	N/A	N/A	23,2	5,5	***	***	N/A	N/A	25,1	10,6	***	***
SMA-LBR-230	N/A	N/A	-22,5	-11,1	***	***	N/A	N/A	4,6	-16	***	***	N/A	N/A	62,5	-14,5	***	***
SMA-ESP-230	N/A	N/A	47,1	20,9	***	***	N/A	N/A	18,6	20,9	***	***	N/A	N/A	-37,5	24,5	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Para cada una de las alternativas de solución, bajo condiciones normales de operación no se encontraron violaciones de carga o voltaje en ninguno de los escenarios simulados, como resultado de su adicción, que cumple con lo establecido en la NTAUCT.

4. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

Para cada una de las alternativas de solución, se calcularon los valores de cortocircuito en los principales nodos del área de interés, tanto para falla trifásica como monofásica. Determinándose que en ninguna de las alternativas de solución se generan corrientes que superen la capacidad interruptiva o que puedan poner en riesgo la integridad de los interruptores de potencia instalados en las diferentes subestaciones. A continuación, se encuentra un resumen de los valores encontrados.

4.1. Análisis de cortocircuito trifásico

A continuación, se presenta el análisis de cortocircuito trifásico con los datos obtenidos del desempeño de la red en el año 2020. Para cada una de las alternativas planteadas, en las épocas húmeda y seca.

4.1.1. Alternativa núm. 1, segundo circuito 69 kV

Como era de esperar, se incrementan los niveles de cortocircuito, especialmente en los nodos de Santa María, Orzunil y San Felipe al aumentar el número de líneas por medio de las cuales se interconectan, sin embargo, no representa riesgo para la seguridad operativa de la red.

Tabla XVII. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 1, época seca**

ÉPOCA SECA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF
LOS BRILLANTES	230	8155,1	8234,9	79,8	8094,3	8184,2	89,9	7783	7800,7	17,7
LA ESPERANZA	230	5141,2	5241,2	100	5137,3	5237,4	100,1	4860,7	4908,5	47,8
LA ESPERANZA	69	7592,8	8672,1	1079,3	7558,4	8622	1063,6	6988,3	7701,8	713,5
LOS BRILLANTES	69	11185,3	12370,4	1185,1	10440,1	11649,2	1209,1	9402,8	10031	628,2
SANTA MARIA	69	9688,6	11731,4	2042,8	9604,3	11570	1965,7	5457,4	7480,7	2023,3
ZUNIL	69	7225,4	9689,7	2464,3	7251,4	9654,8	2403,4	5290,2	7193	1902,8
SAN FELIPE	69	6072,4	9050,7	2978,3	5931,7	8781	2849,3	5125,8	7307,4	2181,6

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XVIII. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 1, época húmeda**

ÉPOCA HÚMEDA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF
LOS BRILLANTES	230	7645,3	7729,4	84,1	7532,5	7619,1	86,6	7436	7534,8	98,8
LA ESPERANZA	230	5019,2	5126,5	107,3	4967	5071,4	104,4	4906,7	5015,1	108,4
LA ESPERANZA	69	7542	8619,8	1077,8	7490,7	8567,2	1076,5	7426,3	8496,5	1070,2
LOS BRILLANTES	69	11629,8	12793,3	1163,5	11397,8	12555,7	1157,9	10986,7	12144,7	1158
SANTA MARIA	69	9734,7	11805,4	2070,7	9675,5	11723,3	2047,8	9677,6	11660,8	1983,2
ZUNIL	69	7232,1	9708,9	2476,8	7259,3	9707,3	2448	7193,8	9609,9	2416,1
SAN FELIPE	69	6121,9	9173,9	3052	6082,1	9085,3	3003,2	6032,7	8957	2924,3

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

4.1.2. **Alternativa núm. 2, cambio de conductor circuito 69 kV**

Para esta alternativa, se logra observar que los valores de cortocircuito no presentaron un aumento excesivo en comparación con el caso base. Esto muestra que no existe un riesgo en la seguridad operativa de la red.

Tabla XIX. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 2, época seca**

ÉPOCA SECA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A2	DIF	CB	A2	DIF	CB	A2	DIF
LOS BRILLANTES	230	8155,1	8186	30,9	8094,3	8130	35,7	7783	7784,7	1,7
LA ESPERANZA	230	5141,2	5174	32,8	5137,3	5170,1	32,8	4860,7	4870,1	9,4
LA ESPERANZA	69	7592,8	7852	259,2	7558,4	7810,8	252,4	6988,3	7125,3	137
LOS BRILLANTES	69	11185	11537	351,3	10440	10820	379,6	9402,8	9563	160,2
SANTA MARIA	69	9688,6	10015	325,9	9604,3	9904	299,7	5457,4	6139,3	681,9
ZUNIL	69	7225,4	7741,2	515,8	7251,4	7760,8	509,4	5290,2	5810,4	520,2
SAN FELIPE	69	6072,4	6194,5	122,1	5931,7	6055	123,3	5125,8	5273,7	147,9

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XX. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 2, época húmeda**

ÉPOCA HÚMEDA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A2	DIF	CB	A2	DIF	CB	A2	DIF
LOS BRILLANTES	230	7645,3	7679,3	34	7532,5	7567,8	35,3	7436	7476,8	40,8
LA ESPERANZA	230	5019,2	5055,7	36,5	4967	5002,8	35,8	4906,7	4944,4	37,7
LA ESPERANZA	69	7542	7803,5	261,5	7490,7	7752,1	261,4	7426,3	7684,9	258,6
LOS BRILLANTES	69	11630	11961	331,3	11398	11733	335,6	10987	11333	346,2
SANTA MARIA	69	9734,7	10064	329,2	9675,5	9993,2	317,7	9677,6	9980,9	303,3
ZUNIL	69	7232,1	7751	518,9	7259,3	7779,6	520,3	7193,8	7693,5	499,7
SAN FELIPE	69	6121,9	6244,4	122,5	6082,1	6202,1	120	6032,7	6149,9	117,2

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

4.1.3. **Alternativa núm. 3, cambio de voltaje a 138 kV**

En la alternativa de cambio de voltaje se observa que los niveles de cortocircuito disminuyen en comparación a los presentados en el caso base, lo cual indica que esta opción disminuye los niveles de riesgo en la seguridad operativa de la red.

Tabla XXI. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 3, época seca**

ÉPOCA SECA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A3	DIF	CB	A3	DIF	CB	A3	DIF
LOS BRILLANTES	230	8155,1	8470,5	315,4	8094,3	8376,1	281,8	7783	7910,7	127,7
LA ESPERANZA	230	5141,2	5356,7	215,5	5137,3	5341,3	204	4860,7	4973,8	113,1
LA ESPERANZA	69	7592,8	6112,8	-1480	7558,4	6084,3	-1474,1	6988,3	5959,6	-1028,7
LOS BRILLANTES	69	11185	9270,6	-1914,7	10440	8460,2	-1979,9	9402,8	8402,6	-1000,2
SANTA MARÍA	69	9688,6	8733	-955,6	9604,3	8690,4	-913,9	5457,4	5028,9	-428,5
ZUNIL	69	7225,4	3341,9	-3883,5	7251,4	3375,7	-3875,7	5290,2	3223,6	-2066,6
SAN FELIPE	69	6072,4	954,2	-5118,2	5931,7	951,4	-4980,3	5125,8	931,9	-4193,9
LA ESPERANZA	138	***	4601,9	***	***	4592,9	***	***	4242,5	***
LOS BRILLANTES	138	***	3943,5	***	***	3931,1	***	***	3638,3	***
SAN FELIPE	138	***	3962,3	***	***	3951,1	***	***	3571,7	***
SANTA MARÍA	138	***	4627,8	***	***	4618,4	***	***	3885,7	***
ZUNIL	138	***	4548,9	***	***	4544,4	***	***	3939,9	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XXII. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 3, época húmeda**

ÉPOCA HÚMEDA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A3	DIF	CB	A3	DIF	CB	A3	DIF
LOS BRILLANTES	230	7645,3	7975,9	330,6	7532,5	7856,8	324,3	7436	7732,2	296,2
LA ESPERANZA	230	5019,2	5212,7	193,5	4967	5177,7	210,7	4906,7	5123,9	217,2
LA ESPERANZA	69	7542	6071,8	-1470,2	7490,7	6042,7	-1448	7426,3	6014,4	-1411,9
LOS BRILLANTES	69	11630	9812,5	-1817,3	11398	9566	-1831,8	10987	9136,2	-1850,5
SANTA MARÍA	69	9734,7	8716,6	-1018,1	9675,5	8676,8	-998,7	9677,6	8717,4	-960,2
ZUNIL	69	7232,1	3332,5	-3899,6	7259,3	3375,9	-3883,4	7193,8	3325	-3868,8
SAN FELIPE	69	6121,9	951,9	-5170	6082,1	945	-5137,1	6032,7	951,6	-5081,1
LA ESPERANZA	138	***	4545,1	***	***	4549,7	***	***	4516,2	***
LOS BRILLANTES	138	***	3895,5	***	***	3898,1	***	***	3865,7	***
SAN FELIPE	138	***	3918,7	***	***	3922,1	***	***	3893	***
SANTA MARÍA	138	***	4582,3	***	***	4585,9	***	***	4556,1	***
ZUNIL	138	***	4502	***	***	4511,2	***	***	4477,8	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

4.1.4. Alternativa núm. 4, ampliación Santa María 230/69 kV

Para esta posible solución se observa que el nivel de cortocircuito aumenta en el nodo Santa María, esto debido a la nueva carga que genera la nueva

subestación eléctrica en la red. Aun así, el nivel de cortocircuito no afecta la seguridad operativa de la red.

Tabla XXIII. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 4, época seca**

ÉPOCA SECA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A4	DIF	CB	A4	DIF	CB	A4	DIF
LOS BRILLANTES	230	8155,1	8622,3	467,2	8094,3	8543,1	448,8	7783	7961,2	178,2
LA ESPERANZA	230	5141,2	5398	256,8	5137,3	5387,7	250,4	4860,7	4948,6	87,9
LA ESPERANZA	69	7592,8	7597,2	4,4	7558,4	7563,5	5,1	6988,3	7127,9	139,6
LOS BRILLANTES	69	11185	11221	35,4	10440	10479	38,9	9402,8	9841,4	438,6
SANTA MARÍA	69	9688,6	13881	4192,7	9604,3	13762	4157,8	5457,4	9775,3	4317,9
ZUNIL	69	7225,4	7880,6	655,2	7251,4	7914,5	663,1	5290,2	6764,6	1474,4
SAN FELIPE	69	6072,4	6256,3	183,9	5931,7	6114,5	182,8	5125,8	5693,7	567,9
SANTA MARÍA	230	***	6598,6	***	***	6561,1	***	***	5954,2	***
SANTA MARÍA II	69	***	12725	***	***	12636	***	***	9751,6	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XXIV. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 4, época húmeda**

ÉPOCA HÚMEDA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A4	DIF	CB	A4	DIF	CB	A4	DIF
LOS BRILLANTES	230	7645,3	8123,4	478,1	7532,5	8006,8	474,3	7436	7899,2	463,2
LA ESPERANZA	230	5019,2	5275,5	256,3	4967	5237,2	270,2	4906,7	5176	269,3
LA ESPERANZA	69	7542	7533,3	-8,7	7490,7	7508,6	17,9	7426,3	7445,8	19,5
LOS BRILLANTES	69	11630	11670	40,4	11398	11435	37,5	10987	11020	33,1
SANTA MARÍA	69	9734,7	13824	4088,9	9675,5	13759	4083,6	9677,6	13678	4000,2
ZUNIL	69	7232,1	7849,2	617,1	7259,3	7898,3	639	7193,8	7805,5	611,7
SAN FELIPE	69	6121,9	6300	178,1	6082,1	6264,9	182,8	6032,7	6202,8	170,1
SANTA MARÍA	230	***	6370,1	***	***	6313	***	***	6228,6	***
SANTA MARÍA II	69	***	12632	***	***	12588	***	***	12505	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

4.2. Análisis de cortocircuito monofásico

A continuación, se presenta el análisis de cortocircuito monofásico con los datos obtenidos del desempeño de la red en el año 2020. Para cada una de las alternativas planteadas, en las épocas húmeda y seca.

4.2.1. Alternativa núm. 1, segundo circuito 69 kV

Como se logró observar en el análisis trifásico, se incrementan los niveles de cortocircuito igualmente en los nodos de Santa María, Orzunil y San Felipe al aumentar el número de líneas por medio de los cuales se interconectan, sin embargo, no representa riesgo para la seguridad operativa de la red.

Tabla XXV. Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 1, época seca

ÉPOCA SECA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF
LOS BRILLANTES	230	8862,8	8982,7	119,9	8762,1	8899,2	137,1	8130,7	8140,3	9,6
LA ESPERANZA	230	5459,6	5592,9	133,3	5471,9	5605,8	133,9	4977,2	5020,5	43,3
LA ESPERANZA	69	8263	9606,6	1343,6	8234,9	9543,8	1308,9	7291,9	7982,8	690,9
LOS BRILLANTES	69	11166,3	12543,9	1377,6	10087	11463,8	1376,8	8660,4	9225,4	565
SANTA MARÍA	69	11097	13272,2	2175,2	10965,2	12983,4	2018,2	4747,7	6739,2	1991,5
ZUNIL	69	7929,1	10796,5	2867,4	7899,8	10660	2760,2	4940,8	6820,1	1879,3
SAN FELIPE	69	8218	11155,1	2937,1	7849,4	10562,2	2712,8	5931,1	7698,7	1767,6

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XXVI. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 1, época húmeda**

ÉPOCA HÚMEDA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF
LOS BRILLANTES	230	8016,1	8135,2	119,1	7813,6	7935,7	122,1	7613,2	7751,2	138
LA ESPERANZA	230	5263,2	5405,9	142,7	5183,1	5321,4	138,3	5074,4	5216,1	141,7
LA ESPERANZA	69	8174,5	9520,7	1346,2	8114,1	9449	1334,9	8058	9374,3	1316,3
LOS BRILLANTES	69	11934,2	13296,5	1362,3	11551,3	12901	1349,7	10920,8	12257,1	1336,3
SANTA MARÍA	69	11203,5	13440,4	2236,9	11135,9	13316,7	2180,8	11089,5	13165,8	2076,3
ZUNIL	69	7945	10843,5	2898,5	7929,1	10781,5	2852,4	7889,4	10680,9	2791,5
SAN FELIPE	69	8425,3	11513	3087,7	8308,6	11305,2	2996,6	8129,9	10979,2	2849,3

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

4.2.2. Alternativa núm. 2, cambio de conductor circuito 69 kV

Al igual que para el análisis trifásico, esta alternativa no presentó un aumento excesivo en sus niveles de cortocircuito en comparación con el caso base. Esto muestra que no existe un riesgo en la seguridad operativa de la red.

Tabla XXVII. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 2, época seca**

ÉPOCA SECA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF
LOS BRILLANTES	230	8862,8	8919,2	56,4	8762,1	8826,7	64,6	8130,7	8135,6	4,9
LA ESPERANZA	230	5459,6	5519,2	59,6	5471,9	5532,2	60,3	4977,2	4995,7	18,5
LA ESPERANZA	69	8263	8803,9	540,9	8234,9	8764	529,1	7291,9	7570,4	278,5
LOS BRILLANTES	69	11166,3	11738,5	572,2	10087	10659,2	572,2	8660,4	8891,7	231,3
SANTA MARÍA	69	11097	12037,3	940,3	10965,2	11844,2	879	4747,7	5614,9	867,2
ZUNIL	69	7929,1	9176,7	1247,6	7899,8	9108	1208,2	4940,8	5757,7	816,9
SAN FELIPE	69	8218	9524,7	1306,7	7849,4	9057,2	1207,8	5931,1	6733,4	802,3

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XXVIII. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 2, época húmeda**

ÉPOCA HÚMEDA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF
LOS BRILLANTES	230	8016,1	8072,3	56,2	7813,6	7871,1	57,5	7613,2	7678,3	65,1
LA ESPERANZA	230	5263,2	5327,2	64	5183,1	5245,3	62,2	5074,4	5138,4	64
LA ESPERANZA	69	8174,5	8717,6	543,1	8114,1	8652,6	538,5	8058	8589,4	531,4
LOS BRILLANTES	69	11934,2	12502,1	567,9	11551,3	12114,2	562,9	10920,8	11478,9	558,1
SANTA MARÍA	69	11203,5	12166,1	962,6	11135,9	12076,5	940,6	11089,5	11987,6	898,1
ZUNIL	69	7945	9202,8	1257,8	7929,1	9168,5	1239,4	7889,4	9105,3	1215,9
SAN FELIPE	69	8425,3	9798,8	1373,5	8308,6	9642,9	1334,3	8129,9	9400,3	1270,4

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

4.2.3. **Alternativa núm. 3, cambio de voltaje a 138 kV**

De igual manera que en el análisis trifásico, se observa que los niveles de cortocircuito disminuyen en comparación a los presentados en el caso base, lo cual indica que esta opción disminuye los niveles de riesgo en la seguridad operativa de la red.

Tabla XXIX. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 3, época seca**

ÉPOCA SECA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF
LOS BRILLANTES	230	8862,8	9207,1	344,3	8762,1	9042,9	280,8	8130,7	8167,4	36,7
LA ESPERANZA	230	5459,6	5812,9	353,3	5471,9	5799,3	327,4	4977,2	5130,5	153,3
LA ESPERANZA	69	8263	6375,2	-1887,8	8234,9	6358,7	-1876,2	7291,9	6179,8	-1112,1
LOS BRILLANTES	69	11166,3	8838,8	-2327,5	10087	7767,3	-2319,7	8660,4	7669,5	-990,9
SANTA MARÍA	69	11097	10836,3	-260,7	10965,2	10816,4	-148,8	4747,7	4573,2	-174,5
ZUNIL	69	7929,1	2939,5	-4989,6	7899,8	2960,1	-4939,7	4940,8	2808,6	-2132,2
SAN FELIPE	69	8218	795,7	-7422,3	7849,4	793,3	-7056,1	5931,1	774,5	-5156,6
LA ESPERANZA	138	***	6419,4	***	***	6424,7	***	***	5474,8	***
LOS BRILLANTES	138	***	6571,8	***	***	6539,4	***	***	5464,4	***
SAN FELIPE	138	***	6295,7	***	***	6271,8	***	***	5021,5	***
SANTA MARÍA	138	***	6630,9	***	***	6617,9	***	***	4711,6	***
ZUNIL	138	***	6258,3	***	***	6252,8	***	***	4761,1	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XXX. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 3, época húmeda**

ÉPOCA HÚMEDA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF
LOS BRILLANTES	230	8016,1	8381,7	365,6	7813,6	8168,6	355	7613,2	7919,9	306,7
LA ESPERANZA	230	5263,2	5581	317,8	5183,1	5510,5	327,4	5074,4	5393,4	319
LA ESPERANZA	69	8174,5	6317,4	-1857,1	8114,1	6274,6	-1839,5	8058	6260,3	-1797,7
LOS BRILLANTES	69	11934,2	9667,6	-2266,6	11551,3	9293,5	-2257,8	10920,8	8684,8	-2236
SANTA MARÍA	69	11203,5	10825,2	-378,3	11135,9	10794,9	-341	11089,5	10798,7	-290,8
ZUNIL	69	7945	2930,2	-5014,8	7929,1	2958,3	-4970,8	7889,4	2921,7	-4967,7
SAN FELIPE	69	8425,3	793,7	-7631,6	8308,6	786,5	-7522,1	8129,9	-793,2	-8923,1
LA ESPERANZA	138	***	6288,6	***	***	6258,8	***	***	6164,4	***
LOS BRILLANTES	138	***	6391,4	***	***	6354,9	***	***	6263,3	***
SAN FELIPE	138	***	6149,4	***	***	6120,9	***	***	6044,1	***
SANTA MARÍA	138	***	6510,9	***	***	6485,5	***	***	6416,2	***
ZUNIL	138	***	6147	***	***	6128,5	***	***	6060,3	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

4.2.4. Alternativa núm. 4, ampliación Santa María 230/69 kV

Para esta posible solución se observa que el nivel de cortocircuito aumenta en el nodo Santa María, esto debido a la nueva carga que genera la nueva subestación eléctrica en la red. Aun así, el nivel de cortocircuito no afecta la seguridad operativa de la red, como se observó en el análisis trifásico de igual manera.

Tabla XXXI. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 4, época seca**

ÉPOCA SECA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF
LOS BRILLANTES	230	8862,8	9372,7	509,9	8762,1	9239,9	477,8	8130,7	8174	43,3
LA ESPERANZA	230	5459,6	5735,2	275,6	5471,9	5737,2	265,3	4977,2	4992	14,8
LA ESPERANZA	69	8263	8260,2	-2,8	8234,9	8233,5	-1,4	7291,9	7528,6	236,7
LOS BRILLANTES	69	11166,3	11219,3	53	10087	10141,5	54,5	8660,4	9243,4	583
SANTA MARÍA	69	11097	15755,8	4658,8	10965,2	15560,3	4595,1	4747,7	9190,1	4442,4
ZUNIL	69	7929,1	8888,1	959	7899,8	8862,9	963,1	4940,8	6962,5	2021,7
SAN FELIPE	69	8218	8562,4	344,4	7849,4	8181,6	332,2	5931,1	7092,2	1161,1
SANTA MARÍA	230	***	7475,8	***	***	7413,7	***	***	6288,8	***
SANTA MARÍA II	69	***	14569,2	***	***	14415,6	***	***	9561,7	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XXXII. **Corrientes de cortocircuito alternativa núm. 4, época húmeda**

ÉPOCA HÚMEDA		DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MÍNIMA		
SUBESTACIÓN	kV	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF	CB	A1	DIF
LOS BRILLANTES	230	8016,1	8541,2	525,1	7813,6	8333,9	520,3	7613,2	8112,8	499,6
LA ESPERANZA	230	5263,2	5552,6	289,4	5183,1	5482,9	299,8	5074,4	5370,5	296,1
LA ESPERANZA	69	8174,5	8169,2	-5,3	8114,1	8124,1	10	8058	8071	13
LOS BRILLANTES	69	11934,2	11986,2	52	11551,3	11597,1	45,8	10920,8	10959,4	38,6
SANTA MARÍA	69	11203,5	15683,1	4479,6	11135,9	15573,7	4437,8	11089,5	15387,1	4297,6
ZUNIL	69	7945	8841	896	7929,1	8834,7	905,6	7889,4	8761,6	872,2
SAN FELIPE	69	8425,3	8749,2	323,9	8308,6	8628,8	320,2	8129,9	8420,9	291
SANTA MARÍA	230	***	7064,3	***	***	6941,7	***	***	6776,9	***
SANTA MARÍA II	69	***	14426,4	***	***	14334,8	***	***	14156,1	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Analizando las cuatro alternativas anteriores, tanto trifásicas como monofásicas, se concluye que no representan ningún riesgo para la seguridad operativa de la red, ya que ninguno de los valores de corriente en casa caso está cerca de llegar a los 31,5 kA capacidad interruptiva mínima de los interruptores en el nivel de tensión de 69 kV y 138 kV. Mientras que para el nivel de tensión de 230 kV la capacidad interruptiva mínima es de 40 kA, valores de cortocircuito asignados por la CNEE.

5. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Del análisis de flujos de potencia en condiciones normales de operación se ha determinado que todas las opciones de solución planteadas no generan violaciones de voltaje o carga bajo condiciones normales de operación, lo cual era de esperarse, dado que aún bajo la situación actual de la red estas no se presentan cuando todos los elementos de transmisión se encuentran en servicio. Siendo de vital importancia verificar que bajo condiciones de contingencia no se presenten las violaciones de carga que afectan el área de interés. Para lo cual se identificaron once contingencias que deben ser evaluadas para confirmar que las propuestas de solución son efectivas, estableciéndose en la tabla XXXIII la aplicación de estas en función de cada uno de los escenarios de solución.

Tabla XXXIII. **Listado de contingencias a aplicar por cada alternativa de solución**

No.	Contingencia	DOBLE CIRCUITO	CAMBIO CONDUCTOR	CAMBIO VOLTAJE	SUBESTACIÓN 230/69
		C1	C2	C3	C4
1	San Felipe-Los Brillantes 69 kV	X	X		X
2	Santa María-San Felipe 69 kV	X	X		X
3	Zunil-Santa María 69 kV	X	X		X
4	La Esperanza-Zunil 69 kV	X	X		X
5	La Esperanza-Zunil 138 kV			X	
6	Zunil-Santa María 138 kV			X	
7	Santa María-San Felipe 138 kV			X	
8	San Felipe-Los Brillantes 138 kV			X	
9	Los Brillantes-Santa María 2 230 kV				X
10	Santa María 2-La Esperanza 230 kV				X
11	Santa María 2-Santa María 69 kV				X

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.1. Alternativa núm. 1, segundo circuito 69 kV

Esta alternativa consiste en la adición de un segundo circuito de 69 kV desde la subestación eléctrica Los Brillantes hasta la subestación eléctrica La Esperanza, pasando por las subestaciones de San Felipe, Santa María y Zunil, formando así una red de 69 kV paralela a la existente. Para esta fueron evaluadas las contingencias de la 1 a la 4, comparando los resultados con los del caso base y determinando que no se presentan violaciones de carga o voltaje ante dichas contingencias.

5.1.1. Contingencia núm. 1, San Felipe-Los Brillantes 69 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito San Felipe-Los Brillantes núm.1, observándose que a diferencia del caso base, no se pone en riesgo de disparo ningún otro elemento de transmisión debido a una posible sobrecarga, ya que el flujo de potencia en los otros tramos de 69 kV no tiene un incremento importante, especialmente entre las subestaciones Zunil y La Esperanza. A continuación, en la tabla XXXIV, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla XXXIV. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C1	A1 C1	Diferencia	CB C1	A1 C1	Diferencia	CB C1	A1 C1	Diferencia
LBR-231	1,01174	1,01333	0,00159	1,01070	1,01233	0,00163	1,00629	1,00667	0,00038
ESP-230	1,00653	1,00840	0,00187	1,00601	1,00780	0,00179	1,00244	1,00298	0,00054
ESP-69	1,01924	1,02527	0,00603	1,01632	1,02293	0,00661	1,02131	1,02317	0,00186
LBR-691	1,01174	1,01531	0,00357	1,00997	1,01379	0,00382	1,02428	1,02499	0,00071
SMA-69	1,02377	1,02376	-0,00001	1,02297	1,02242	-0,00055	1,02742	1,02622	-0,00120
ZUN-69	1,02230	1,02491	0,00261	1,02146	1,02347	0,00201	1,02720	1,02635	-0,00085
SFE-69	1,02394	1,01975	-0,00419	1,02313	1,01829	-0,00484	1,02759	1,02574	-0,00185

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XXXV. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C1	A1 C1	Diferencia	CB C1	A1 C1	Diferencia	CB C1	A1 C1	Diferencia
LBR-231	1,01386	1,01604	0,00218	1,02218	1,02407	0,00189	1,01448	1,01663	0,00215
ESP-230	1,00345	1,00581	0,00236	1,01373	1,01605	0,00232	1,00756	1,01058	0,00302
ESP-69	1,02436	1,03058	0,00622	1,01471	1,02237	0,00766	1,00768	1,01860	0,01092
LBR-691	1,00061	1,00653	0,00592	1,00468	1,00802	0,00334	1,01277	1,01373	0,00096
SMA-69	1,02391	1,02273	-0,00118	1,01958	1,01940	-0,00018	1,02162	1,02168	0,00006
ZUN-69	1,02213	1,02512	0,00299	1,01777	1,02103	0,00326	1,01839	1,02204	0,00365
SFE-69	1,02407	1,01498	-0,00909	1,01974	1,01394	-0,00580	1,02179	1,01775	-0,00404

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XXXVI. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-65,1	22,7	-27,9	9	37,2	-13,7	-57,3	18,2	-20,8	6,1	36,5	-12,1	-20	3,3	-8,4	0,8	11,6	-2,5
ESP-ZUN-692	N/A	N/A	-27,9	9	***	***	N/A	N/A	-20,8	6,1	***	***	N/A	N/A	-8,4	0,8	***	***
LBR-SFE-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
LBR-SFE-692	N/A	N/A	-11,5	-2,8	***	***	N/A	N/A	-17,5	-1	***	***	N/A	N/A	-3,5	-0,1	***	***
SMA-ZUN-692	N/A	N/A	18,1	-6,7	***	***	N/A	N/A	10,8	-4,6	***	***	N/A	N/A	-1,9	0,3	***	***
SMA-SFE-69	0	-0,2	5,8	1,2	5,8	1,4	0	-0,2	8,8	0,4	8,8	0,6	0	-0,2	1,7	-0,3	1,7	-0,1
SMA-SFE-692	N/A	N/A	5,8	1,2	***	***	N/A	N/A	8,8	0,4	***	***	N/A	N/A	1,7	-0,3	***	***
SMA-ZUN-69	47,9	-10,9	18,1	-6,7	-29,8	4,2	39,3	-8,7	10,8	-4,6	-28,5	4,1	-0,4	0,3	-1,9	0,3	-1,5	0

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XXXVII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA						
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
ESP-ZUN-69	-76,9	30,9	-33,4	13,5	43,5	-17,4	-69,9	25	-27,8	9,4	42,1	-15,6	-61,8	17,6	-18,4	3,9	43,4	-13,7	
ESP-ZUN-692	N/A	N/A	-33,4	13,5	***	***	N/A	N/A	-27,8	9,4	***	***	N/A	N/A	-18,4	3,9	***	***	
LBR-SFE-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
LBR-SFE-692	N/A	N/A	-13,1	-7,7	***	***	N/A	N/A	-17,1	-3,1	***	***	N/A	N/A	-27,1	2,5	***	***	
SMA-ZUN-692	N/A	N/A	24	-10,1	***	***	N/A	N/A	18,1	-7,4	***	***	N/A	N/A	8,3	-2,9	***	***	
SMA-SFE-69	0	-0,2	6,6	3,7	6,6	3,9	0	-0,2	8,6	1,4	8,6	1,6	0	-0,2	13,7	-1,1	13,7	-0,9	
SMA-SFE-692	N/A	N/A	6,6	3,7	***	***	N/A	N/A	8,6	1,4	***	***	N/A	N/A	13,7	-1,1	***	***	
SMA-ZUN-69	61,2	-13,8	24	-10,1	-37,2	3,7	53,3	-11,8	18,1	-7,4	-35,2	4,4	44,2	-7,6	8,3	-2,9	-35,9	4,7	

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.1.2. Contingencia núm. 2, Santa María-San Felipe 69 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito Santa María-San Felipe núm.1, observándose que a diferencia del caso base, no se pone en riesgo de disparo ningún otro elemento de transmisión debido a una posible sobrecarga, ya que el flujo de potencia en los otros tramos de 69 kV no tiene un incremento importante, especialmente entre las subestaciones Zunil y La Esperanza. A continuación, en la tabla XXXVIII, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla XXXVIII. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C2	A1 C2	Diferencia	CB C2	A1 C2	Diferencia	CB C2	A1 C2	Diferencia
LBR-231	1,01175	1,01326	0,00151	1,01072	1,01223	0,00151	1,00629	1,00666	0,00037
ESP-230	1,00653	1,00838	0,00185	1,00601	1,00775	0,00174	1,00242	1,00296	0,00054
ESP-69	1,01920	1,02522	0,00602	1,01630	1,02280	0,00650	1,02118	1,02310	0,00192
LBR-691	1,01182	1,01494	0,00312	1,01009	1,01335	0,00326	1,02438	1,02494	0,00056
SMA-69	1,02361	1,02398	0,00037	1,02281	1,02261	-0,00020	1,02688	1,02611	-0,00077
ZUN-69	1,02220	1,02504	0,00284	1,02136	1,02356	0,00220	1,02683	1,02626	-0,00057
SFE-69	1,01187	1,01689	0,00502	1,01013	1,01531	0,00518	1,02443	1,02526	0,00083

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XXXIX. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C2	A1 C2	Diferencia	CB C2	A1 C2	Diferencia	CB C2	A1 C2	Diferencia
LBR-231	1,01387	1,01591	0,00204	1,02219	1,02396	0,00177	1,01447	1,01652	0,00205
ESP-230	1,00345	1,00576	0,00231	1,01373	1,01600	0,00227	1,00752	1,01052	0,00300
ESP-69	1,02433	1,03060	0,00627	1,01467	1,02227	0,00760	1,00759	1,01840	0,01081
LBR-691	1,00069	1,00586	0,00517	1,00475	1,00759	0,00284	1,01283	1,01351	0,00068
SMA-69	1,02375	1,02329	-0,00046	1,01942	1,01973	0,00031	1,02139	1,02200	0,00061
ZUN-69	1,02203	1,02549	0,00346	1,01766	1,02121	0,00355	1,01822	1,02219	0,00397
SFE-69	1,00073	1,00958	0,00885	1,00480	1,01017	0,00537	1,01288	1,01520	0,00232

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XL. Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-65,1	22,7	-28,2	9	36,9	-13,7	-57,3	18,2	-21,3	6,2	36	-12	-20	3,4	-8,5	0,9	11,5	-2,5
ESP-ZUN-692	N/A	N/A	-28,2	9	***	***	N/A	N/A	-21,3	6,2	***	***	N/A	N/A	-8,5	0,9	***	***
LBR-SFE-69	0	-0,1	-5,4	-1,2	-5,4	-1,1	0	-0,1	-8,2	-0,3	-8,2	-0,2	0	-0,1	-1,6	0	-1,6	0,1
LBR-SFE-692	N/A	N/A	-5,4	-1,2	***	***	N/A	N/A	-8,2	-0,3	***	***	N/A	N/A	-1,6	0	***	***
SMA-ZUN-692	N/A	N/A	18,5	-6,7	***	***	N/A	N/A	11,4	-4,6	***	***	N/A	N/A	-1,8	0,3	***	***
SMA-SFE-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-SFE-692	N/A	N/A	10,9	2,1	***	***	N/A	N/A	16,5	0,7	***	***	N/A	N/A	3,2	-0,4	***	***
SMA-ZUN-69	47,9	-11	18,5	-6,7	-29,4	4,3	39,3	-8,8	11,4	-4,6	-27,9	4,2	-0,4	0,1	-1,8	0,3	-1,4	0,2

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XLI. Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-76,9	30,9	-33,8	13,4	43,1	-17,5	-69,9	25	-28,3	9,5	41,6	-15,5	-61,8	17,7	-19,3	4,1	42,5	-13,6
ESP-ZUN-692	N/A	N/A	-33,8	13,4	***	***	N/A	N/A	-28,3	9,5	***	***	N/A	N/A	-19,3	4,1	***	***
LBR-SFE-69	0	-0,1	-6,1	-3,3	-6,1	-3,2	0	-0,1	-8	-1,2	-8	-1,1	0	-0,1	-12,7	1,4	-12,7	1,5
LBR-SFE-692	N/A	N/A	-6,1	-3,3	***	***	N/A	N/A	-8	-1,2	***	***	N/A	N/A	-12,7	1,4	***	***
SMA-ZUN-692	N/A	N/A	24,4	-9,9	***	***	N/A	N/A	18,6	-7,3	***	***	N/A	N/A	9,2	-2,9	***	***
SMA-SFE-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-SFE-692	N/A	N/A	12,3	6,5	***	***	N/A	N/A	16,1	2,4	***	***	N/A	N/A	25,8	-2,1	***	***
SMA-ZUN-69	61,2	-13,8	24,4	-9,9	-36,8	3,9	53,3	-11,9	18,6	-7,3	-34,7	4,6	44,2	-7,7	9,2	-2,9	-35	4,8

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.1.3. Contingencia núm. 3, Zunil-Santa María 69 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito Zunil-Santa María núm.1, observándose que a diferencia del caso base, no se pone en riesgo de disparo ningún otro elemento de transmisión debido a una posible sobrecarga, ya que el flujo de potencia en los otros tramos de 69 kV no tiene un incremento importante, especialmente entre las subestaciones Los Brillantes-San Felipe y San Felipe-Santa María. A continuación, en la tabla XLII, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla XLII. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C3	A1 C3	Diferencia	CB C3	A1 C3	Diferencia	CB C3	A1 C3	Diferencia
LBR-231	1,01249	1,01346	0,00097	1,01184	1,01251	0,00067	1,00632	1,00668	0,00036
ESP-230	1,00739	1,00845	0,00106	1,00744	1,00792	0,00048	1,00243	1,00297	0,00054
ESP-69	1,03246	1,02595	-0,00651	1,02734	1,02354	-0,00380	1,02106	1,02311	0,00205
LBR-691	1,00811	1,01560	0,00749	1,00819	1,01431	0,00612	1,02465	1,02508	0,00043
SMA-69	1,01921	1,02283	0,00362	1,01904	1,02162	0,00258	1,02502	1,02594	0,00092
ZUN-69	1,03427	1,02526	-0,00901	1,03009	1,02382	-0,00627	1,02660	1,02621	-0,00039
SFE-69	1,01084	1,01818	0,00734	1,01124	1,01689	0,00565	1,02486	1,02547	0,00061

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XLIII. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C3	A1 C3	Diferencia	CB C3	A1 C3	Diferencia	CB C3	A1 C3	Diferencia
LBR-231	1,01489	1,01627	0,00138	1,02334	1,02426	0,00092	1,01618	1,01680	0,00062
ESP-230	1,00573	1,00601	0,00028	1,01601	1,01622	0,00021	1,01030	1,01071	0,00041
ESP-69	1,04448	1,03174	-0,01274	1,03160	1,02329	-0,00831	1,02106	1,01914	-0,00192
LBR-691	0,99519	1,00703	0,01184	0,99997	1,00835	0,00838	1,00983	1,01406	0,00423
SMA-69	1,01503	1,02089	0,00586	1,01385	1,01815	0,00430	1,01983	1,02107	0,00124
ZUN-69	1,04096	1,02581	-0,01515	1,03242	1,02155	-0,01087	1,02660	1,02211	-0,00449
SFE-69	1,00020	1,01192	0,01172	1,00336	1,01181	0,00845	1,01236	1,01647	0,00411

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XLIV. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA						
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
ESP-ZUN-69	-20,3	5,3	-26,1	8,5	-5,8	3,2	-20,4	4,9	-19,3	5,7	1,1	0,8	-20,4	3,6	-8,4	0,9	12	-2,7	
ESP-ZUN-692	N/A	N/A	-26,1	8,5	***	***	N/A	N/A	-19,3	5,7	***	***	N/A	N/A	-8,4	0,9	***	***	
LBR-SFE-69	-46,5	10,5	-7,6	-1,4	38,9	-11,9	-38,3	7,4	-10,3	-0,6	28	-8	0,4	-0,5	-1,7	-0,1	-2,1	0,4	
LBR-SFE-692	N/A	N/A	-7,6	-1,4	***	***	N/A	N/A	-10,3	-0,6	***	***	N/A	N/A	-1,7	-0,1	***	***	
SMA-ZUN-692	N/A	N/A	32,7	-12,4	***	***	N/A	N/A	18,6	-8,3	***	***	N/A	N/A	-3,7	0,6	***	***	
SMA-SFE-69	47,9	-6,1	7,6	1,2	-40,3	7,3	39,2	-4,6	10,3	0,4	-28,9	5	-0,4	0,1	1,7	-0,3	2,1	-0,4	
SMA-SFE-692	N/A	N/A	7,6	1,2	***	***	N/A	N/A	10,3	0,4	***	***	N/A	N/A	1,7	-0,3	***	***	
SMA-ZUN-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XLV. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA						
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
ESP-ZUN-69	-20,4	7,9	-31,1	12,8	-10,7	4,9	-20,3	5,8	-25,7	8,9	-5,4	3,1	-20,4	3,6	-16,8	3,6	3,6	0	
ESP-ZUN-692	N/A	N/A	-31,1	12,8	***	***	N/A	N/A	-25,7	8,9	***	***	N/A	N/A	-16,8	3,6	***	***	
LBR-SFE-69	-59	11,7	-8,9	-4,1	50,1	-15,8	-51,5	11,4	-10,6	-1,7	40,9	-13,1	-43	9,7	-15,3	12	27,7	-8,5	
LBR-SFE-692	N/A	N/A	-8,9	-4,1	***	***	N/A	N/A	-10,6	-1,7	***	***	N/A	N/A	-15,3	12	***	***	
SMA-ZUN-692	N/A	N/A	43,4	-18,6	***	***	N/A	N/A	32	-13,5	***	***	N/A	N/A	13,3	-5,3	***	***	
SMA-SFE-69	61,2	-4,3	8,9	3,9	-52,3	8,2	53,3	-5,8	10,7	1,5	-42,6	7,3	44,2	-6	15,5	-1	-28,7	5	
SMA-SFE-692	N/A	N/A	8,9	3,9	***	***	N/A	N/A	10,7	1,5	***	***	N/A	N/A	15,5	-1	***	***	
SMA-ZUN-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.1.4. Contingencia núm. 4, La Esperanza-Zunil 69 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito La Esperanza-Zunil núm.1, observándose que a diferencia del caso base, no se pone en riesgo

de disparo ningún otro elemento de transmisión debido a una posible sobrecarga, ya que el flujo de potencia en los otros tramos de 69 kV no tiene un incremento importante, especialmente entre las subestaciones Los Brillantes-San Felipe y San Felipe-Santa María. En la tabla XLVI, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla XLVI. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C4	A1 C4	Diferencia	CB C4	A1 C4	Diferencia	CB C4	A1 C4	Diferencia
LBR-231	1,01143	1,01321	0,00178	1,01101	1,01235	0,00134	1,00609	1,00658	0,00049
ESP-230	1,00550	1,00779	0,00229	1,00607	1,00747	0,00140	1,00172	1,00263	0,00091
ESP-69	1,03269	1,02563	-0,00706	1,02807	1,02324	-0,00483	1,02189	1,02237	0,00048
LBR-691	1,00409	1,01468	0,01059	1,00390	1,01353	0,00963	1,02229	1,02487	0,00258
SMA-69	1,01948	1,02258	0,00310	1,01905	1,02150	0,00245	1,02626	1,02634	0,00008
ZUN-69	1,02318	1,02386	0,00068	1,02227	1,02278	0,00051	1,02790	1,02668	-0,00122
SFE-69	1,00705	1,01745	0,01040	1,00737	1,01631	0,00894	1,02355	1,02546	0,00191

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XLVII. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C4	A1 C4	Diferencia	CB C4	A1 C4	Diferencia	CB C4	A1 C4	Diferencia
LBR-231	1,01388	1,01605	0,00217	1,02228	1,02402	0,00174	1,01535	1,01659	0,00124
ESP-230	1,00471	1,00565	0,00094	1,01469	1,01577	0,00108	1,00915	1,01025	0,00110
ESP-69	1,04821	1,03281	-0,01540	1,03331	1,02346	-0,00985	1,02143	1,01841	-0,00302
LBR-691	0,99067	1,00573	0,01506	0,99574	1,00732	0,01158	1,00600	1,01339	0,00739
SMA-69	1,01551	1,02033	0,00482	1,01436	1,01790	0,00354	1,01968	1,02113	0,00145
ZUN-69	1,02004	1,02267	0,00263	1,01859	1,01970	0,00111	1,02270	1,02195	-0,00075
SFE-69	0,99585	1,01082	0,01497	0,99938	1,01099	0,01161	1,00862	1,01601	0,00739

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XLVIII. Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA						
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
ESP-ZUN-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
ESP-ZUN-692	N/A	N/A	-43,6	15,6	***	***	N/A	N/A	-32	10,6	***	***	N/A	N/A	-13,2	1,8	***	***	
LBR-SFE-69	-65,5	16,7	-11,7	-0,5	53,8	-17,2	-57,6	13,2	-13,4	0,1	44,2	-13,1	-19,9	4,1	-3,5	0,1	16,4	-4	
LBR-SFE-692	N/A	N/A	-11,7	-0,5	***	***	N/A	N/A	-13,4	0,1	***	***	N/A	N/A	-3,5	0,1	***	***	
SMA-ZUN-692	N/A	N/A	12,2	-5,3	***	***	N/A	N/A	6,1	-3,6	***	***	N/A	N/A	-3,7	0,5	***	***	
SMA-SFE-69	68,4	-7,4	11,8	0,4	-56,6	7,8	59,8	-6,2	13,6	-0,1	-46,2	6,1	20,2	-3,6	3,5	-0,5	-16,7	3,1	
SMA-SFE-692	N/A	N/A	11,8	0,4	***	***	N/A	N/A	13,6	-0,1	***	***	N/A	N/A	3,5	-0,5	***	***	
SMA-ZUN-69	-20,5	0,9	12,2	-5,3	32,7	-6,2	-20,5	1,6	6,1	-3,6	26,6	-5,2	-20,5	3,7	-3,7	0,5	16,8	-3,2	

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XLIX. Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA						
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
ESP-ZUN-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
ESP-ZUN-692	N/A	N/A	-52,3	23,3	***	***	N/A	N/A	-43,1	16,4	***	***	N/A	N/A	-27,6	7,1	***	***	
LBR-SFE-69	-77,8	18,1	-13,6	-3	64,2	-21,1	-70,6	17,6	-14,6	-0,7	56	-18,3	-62,3	16	-18,2	1,7	44,1	-14,3	
LBR-SFE-692	N/A	N/A	-13,6	-3	***	***	N/A	N/A	-14,6	-0,7	***	***	N/A	N/A	-18,2	1,7	***	***	
SMA-ZUN-692	N/A	N/A	16,9	-8	***	***	N/A	N/A	11,9	-5,9	***	***	N/A	N/A	3,7	-2,3	***	***	
SMA-SFE-69	81,8	-4,6	13,7	3	-68,1	7,6	73,9	-6,5	14,8	0,8	-59,1	7,3	64,8	-7,7	18,4	-1,4	-46,4	6,3	
SMA-SFE-692	N/A	N/A	13,7	3	***	***	N/A	N/A	14,8	0,8	***	***	N/A	N/A	18,4	-1,4	***	***	
SMA-ZUN-69	-20,5	-0,2	16,9	-8	37,4	-7,8	-20,5	0,2	11,9	-5,9	32,4	-6,1	-20,5	1,8	3,7	-2,3	24,2	-4,1	

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.2. Alternativa núm. 2, cambio de conductor circuito 69 kV

En esta alternativa se simula el cambio de conductor a lo largo del circuito de 69 kV que va desde la subestación eléctrica Los Brillantes hasta la subestación eléctrica La Esperanza pasando por las subestaciones San Felipe, Santa María y Zunil, por uno de mayor capacidad que pueda soportar posibles violaciones de carga ante condiciones de contingencia. Para esta fueron evaluadas las contingencias de la 1 a la 4, comparando los resultados con los del caso base y determinando que no se presentan violaciones de carga o voltaje ante dichas contingencias.

5.2.1. Contingencia núm. 1, San Felipe-Los Brillantes 69 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 69 kV San Felipe-Los Brillantes, observándose al igual que en el caso base un incremento en el flujo de potencia entre las subestaciones Santa María-Zunil y Zunil-La Esperanza, pero sin riesgo de sobrecarga debido al incremento de la capacidad de la red de 69 kV con el cambio del conductor. En la tabla L, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla L. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C1	A2 C1	Diferencia	CB C1	A2 C1	Diferencia	CB C1	A2 C1	Diferencia
LBR-231	1,0117	1,0123	0,00057	1,0107	1,0112	0,00048	1,0063	1,0064	0,00015
ESP-230	1,0065	1,0077	0,00121	1,006	1,007	0,00098	1,0024	1,0028	0,00031
ESP-69	1,0192	1,023	0,00373	1,0163	1,0195	0,00317	1,0213	1,0223	0,00099
LBR-691	1,0117	1,0122	0,00044	1,01	1,0105	0,00048	1,0243	1,0244	0,00016
SMA-69	1,0238	1,0243	0,00049	1,023	1,0231	0,00015	1,0274	1,0269	-0,00053
ZUN-69	1,0223	1,024	0,00165	1,0215	1,0225	0,00105	1,0272	1,0267	-0,00054
SFE-69	1,0239	1,0244	0,00048	1,0231	1,0233	0,00015	1,0276	1,0271	-0,00054

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LI. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C1	A2 C1	Diferencia	CB C1	A2 C1	Diferencia	CB C1	A2 C1	Diferencia
LBR-231	1,0139	1,0147	0,0008	1,0222	1,0229	0,0007	1,0145	1,0151	0,00065
ESP-230	1,0035	1,005	0,00153	1,0137	1,0151	0,00133	1,0076	1,0088	0,00123
ESP-69	1,0244	1,0288	0,00445	1,0147	1,0188	0,00404	1,0077	1,0116	0,0039
LBR-691	1,0006	1,0012	0,00055	1,0047	1,0052	0,00047	1,0128	1,0132	0,00044
SMA-69	1,0239	1,025	0,00112	1,0196	1,0202	0,00058	1,0216	1,0214	-0,00021
ZUN-69	1,0221	1,025	0,00285	1,0178	1,0197	0,00194	1,0184	1,0194	0,00103
SFE-69	1,0241	1,0252	0,00113	1,0197	1,0203	0,00058	1,0218	1,0216	-0,00021

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-65	22,7	-66	20,5	-1,1	-2,2	-57	18,2	-58	16,1	-0,8	-2,1	-20	3,3	-20	2,6	-0,1	-0,7
LBR-SFE-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-SFE-69	0	-0,2	0	-0,3	0	-0,1	0	-0,2	0	-0,3	0	-0,1	0	-0,2	0	-0,3	0	-0,1
SMA-ZUN-69	47,9	-10,9	47,9	-11,4	0	-0,5	39,3	-8,7	39,3	-8,8	0	-0,1	-0,4	0,3	-0,4	0,4	0	0,1

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LIII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-77	30,9	-79	28,4	-1,6	-2,5	-70	25	-71	22,5	-1,3	-2,5	-62	17,6	-63	14,9	-1	-2,7
LBR-SFE-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-SFE-69	0	-0,2	0	-0,3	0	-0,1	0	-0,2	0	-0,3	0	-0,1	0	-0,2	0	-0,3	0	-0,1
SMA-ZUN-69	61,2	-13,8	61,2	-14,9	0	-1,1	53,3	-11,8	53,3	-12,4	0	-0,6	44,2	-7,6	44,2	-7,4	0	0,2

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.2.2. Contingencia núm. 2, Santa María-San Felipe 69 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 69 kV Santa María-San Felipe, observándose al igual que en el caso base un incremento en el flujo de potencia entre las subestaciones Santa María-Zunil y Zunil-La Esperanza, pero sin riesgo de sobrecarga debido al incremento de la capacidad de la red de 69 kV con el cambio del conductor. En la tabla LIV, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla LIV. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C2	A2 C2	Diferencia	CB C2	A2 C2	Diferencia	CB C2	A2 C2	Diferencia
LBR-231	1,0118	1,0123	0,00057	1,0107	1,0112	0,00048	1,0063	1,0064	0,00015
ESP-230	1,0065	1,0077	0,0012	1,006	1,007	0,00099	1,0024	1,0027	0,00029
ESP-69	1,0192	1,0229	0,00371	1,0163	1,0194	0,00314	1,0212	1,0221	0,00093
LBR-691	1,0118	1,0123	0,00048	1,0101	1,0106	0,00052	1,0244	1,0246	0,00019
SMA-69	1,0236	1,0241	0,00044	1,0228	1,0229	0,0001	1,0269	1,0263	-0,00063
ZUN-69	1,0222	1,0238	0,00161	1,0214	1,0224	0,001	1,0268	1,0262	-0,00063
SFE-69	1,0119	1,0124	0,00048	1,0101	1,0107	0,00053	1,0244	1,0246	0,00019

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LV. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C2	A2 C2	Diferencia	CB C2	A2 C2	Diferencia	CB C2	A2 C2	Diferencia
LBR-231	1,0139	1,0147	0,00081	1,0222	1,0229	0,00071	1,0145	1,0152	0,00069
ESP-230	1,0035	1,005	0,00152	1,0137	1,0151	0,00133	1,0075	1,0088	0,00129
ESP-69	1,0243	1,0288	0,00442	1,0147	1,0187	0,00402	1,0076	1,0115	0,00395
LBR-691	1,0007	1,0013	0,00057	1,0048	1,0053	0,0005	1,0128	1,0133	0,0005
SMA-69	1,0238	1,0248	0,00107	1,0194	1,02	0,00054	1,0214	1,0212	-0,00019
ZUN-69	1,022	1,0248	0,0028	1,0177	1,0196	0,0019	1,0182	1,0193	0,00105
SFE-69	1,0007	1,0013	0,00058	1,0048	1,0053	0,0005	1,0129	1,0134	0,0005

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LVI. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-65	22,7	-66	20,5	-1,1	-2,2	-57	18,2	-58	16,2	-0,8	-2	-20	3,4	-20	2,8	-0,1	-0,6
LBR-SFE-69	0	-0,1	0	-0,2	0	-0,1	0	-0,1	0	-0,2	0	-0,1	0	-0,1	0	-0,2	0	-0,1
SMA-SFE-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-ZUN-69	47,9	-11	47,9	-11,5	0	-0,5	39,3	-8,8	39,3	-8,9	0	-0,1	-0,4	0,1	-0,4	0,1	0	0

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LVII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-76,9	30,9	-78,5	28,5	-1,6	-2,4	-69,9	25	-71,2	22,5	-1,3	-2,5	-62	17,7	-62,8	14,9	-1	-2,8
LBR-SFE-69	0	-0,1	0	-0,2	0	-0,1	0	-0,1	0	-0,2	0	-0,1	0	-0,1	0	-0,2	0	-0,1
SMA-SFE-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-ZUN-69	61,2	-13,8	61,2	-15	0	-1,2	53,3	-11,9	53,3	-12,5	0	-0,6	44,2	-7,7	44,2	-7,5	0	0,2

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.2.3. Contingencia núm. 3, Zunil-Santa María 69 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 69 kV Zunil-Santa María, observándose al igual que en el caso base un incremento en el flujo de potencia entre las subestaciones Los Brillantes-San Felipe y San Felipe-Santa María, pero sin riesgo de sobrecarga debido al incremento de la capacidad de la red de 69 kV con el cambio del conductor. En la tabla LVII, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla LVIII. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C3	A2 C3	Diferencia	CB C3	A2 C3	Diferencia	CB C3	A2 C3	Diferencia
LBR-231	1,0125	1,013	0,00047	1,0118	1,0123	0,00046	1,0063	1,0065	0,00017
ESP-230	1,0074	1,008	0,00056	1,0074	1,008	0,00053	1,0024	1,0027	0,0003
ESP-69	1,0325	1,0335	0,00108	1,0273	1,0284	0,00107	1,0211	1,022	0,00092
LBR-691	1,0081	1,0098	0,00173	1,0082	1,01	0,0018	1,0247	1,0249	0,00027
SMA-69	1,0192	1,0185	-0,00073	1,019	1,0184	-0,00068	1,025	1,0253	0,0003
ZUN-69	1,0343	1,0343	0,00004	1,0301	1,03	-0,00012	1,0266	1,0259	-0,00069
SFE-69	1,0108	1,0123	0,00144	1,0112	1,0126	0,00132	1,0249	1,0252	0,00029

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LIX. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C3	A2 C3	Diferencia	CB C3	A2 C3	Diferencia	CB C3	A2 C3	Diferencia
LBR-231	1,0149	1,0156	0,00067	1,0233	1,0239	0,00057	1,0162	1,0167	0,00049
ESP-230	1,0057	1,0064	0,00066	1,016	1,0166	0,00059	1,0103	1,0109	0,00056
ESP-69	1,0445	1,0454	0,00093	1,0316	1,0326	0,00102	1,0211	1,0222	0,00114
LBR-691	0,9952	0,9976	0,00243	1	1,0019	0,00188	1,0098	1,0113	0,00146
SMA-69	1,015	1,0138	-0,00127	1,0139	1,0129	-0,00093	1,0198	1,0191	-0,00072
ZUN-69	1,041	1,0418	0,00083	1,0324	1,0326	0,00016	1,0266	1,0261	-0,00055
SFE-69	1,0002	1,0023	0,00206	1,0034	1,005	0,00161	1,0124	1,0135	0,00118

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LX. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-20,3	5,3	-20,4	4,9	-0,1	-0,4	-20,4	4,9	-20,4	4,5	0	-0,4	-20	3,6	-20,5	3	-0,1	-0,6
LBR-SFE-69	-46,5	10,5	-47	8,4	-0,5	-2,1	-38,3	7,4	-38,6	5,7	-0,3	-1,7	0,4	-0,5	0,4	-0,6	0	-0,1
SMA-SFE-69	47,9	-6,1	47,9	-5,3	0	0,8	39,2	-4,6	39,3	-3,9	0,1	0,7	-0,4	0,1	-0,4	0,1	0	0
SMA-ZUN-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXI. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-20,4	7,9	-20,4	7,8	0	-0,1	-20,3	5,8	-20,4	5,5	-0,1	-0,3	-20	3,6	-20,5	3	-0,1	-0,6
LBR-SFE-69	-59	11,7	-59,7	8,2	-0,7	-3,5	-51,5	11,4	-52,1	8,7	-0,6	-2,7	-43	9,7	-43,4	7,7	-0,4	-2
SMA-SFE-69	61,2	-4,3	61,2	-2,9	0	1,4	53,3	-5,8	53,3	-4,8	0	1	44,2	-6	44,2	-5,2	0	0,8
SMA-ZUN-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.2.4. Contingencia núm. 4, La Esperanza-Zunil 69 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 69 kV La Esperanza-Zunil, observándose al igual que en el caso base un incremento en el flujo de potencia entre las subestaciones Los Brillantes-San Felipe y San Felipe-Santa María, pero sin riesgo de sobrecarga debido al incremento de la capacidad de la red de 69 kV con el cambio del conductor. En la tabla LXI, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla LXII. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C4	A2 C4	Diferencia	CB C4	A2 C4	Diferencia	CB C4	A2 C4	Diferencia
LBR-231	1,0114	1,0121	0,00063	1,011	1,0117	0,00064	1,0061	1,0063	0,00016
ESP-230	1,0055	1,0061	0,00059	1,0061	1,0066	0,00057	1,0017	1,0019	0,00014
ESP-69	1,0327	1,0334	0,00074	1,0281	1,0288	0,00069	1,0219	1,0221	0,00017
LBR-691	1,0041	1,0069	0,00276	1,0039	1,0069	0,00297	1,0223	1,023	0,00075
SMA-69	1,0195	1,0192	-0,00032	1,0191	1,0188	-0,00029	1,0263	1,0261	-0,0002
ZUN-69	1,0232	1,0219	-0,00129	1,0223	1,0211	-0,00116	1,0279	1,0272	-0,00074
SFE-69	1,0071	1,0099	0,00284	1,0074	1,0101	0,00271	1,0236	1,0241	0,00052

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXIII. Resultados de voltaje en los nodos del área de interés

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C4	A2 C4	Diferencia	CB C4	A2 C4	Diferencia	CB C4	A2 C4	Diferencia
LBR-231	1,0139	1,0148	0,00094	1,0223	1,0231	0,0008	1,0154	1,016	0,00063
ESP-230	1,0047	1,0056	0,00088	1,0147	1,0154	0,00074	1,0092	1,0097	0,00055
ESP-69	1,0482	1,0493	0,00112	1,0333	1,0342	0,00088	1,0214	1,022	0,0006
LBR-691	0,9907	0,9943	0,00358	0,9957	0,9987	0,00294	1,006	1,0083	0,00233
SMA-69	1,0155	1,0148	-0,00069	1,0144	1,0139	-0,00046	1,0197	1,0193	-0,00036
ZUN-69	1,02	1,0183	-0,00178	1,0186	1,0171	-0,00152	1,0227	1,0215	-0,00118
SFE-69	0,9959	0,9996	0,00375	0,9994	1,0025	0,00312	1,0086	1,011	0,00242

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXIV. Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA						
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
ESP-ZUN-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
LBR-SFE-69	-65,5	16,7	-66,5	13,1	-1	-3,6	-57,6	13,2	-58,3	10,3	-0,7	-2,9	-20	4,1	-20,1	3,4	-0,2	-0,7	
SMA-SFE-69	68,4	-7,4	68,5	-6,4	0,1	1	59,8	-6,2	59,8	-5,3	0	0,9	20,2	-3,6	20,2	-3,2	0	0,4	
SMA-ZUN-69	-20,5	0,9	-20,6	0,3	-0,1	-0,6	-20,5	1,6	-20,6	1	-0,1	-0,6	-21	3,7	-20,6	3,3	-0,1	-0,4	

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXV. Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
LBR-SFE-69	-77,8	18,1	-79,1	12,8	-1,3	-5,3	-70,6	17,6	-71,6	13,3	-1	-4,3	-62	16	-63,1	12,6	-0,8	-3,4
SMA-SFE-69	81,8	-4,6	81,8	-3,1	0	1,5	73,9	-6,5	73,9	-5,4	0	1,1	64,8	-7,7	64,8	-6,7	0	1
SMA-ZUN-69	-20,5	-0,2	-20,6	-1	-0,1	-0,8	-20,5	0,2	-20,6	-0,5	-0,1	-0,7	-21	1,8	-20,6	1,3	-0,1	-0,5

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.3. Alternativa núm. 3, cambio de voltaje a 138 kV

En esta alternativa se simula el cambio de voltaje de 69 kV a 138 kV del circuito que va desde la subestación eléctrica Los Brillantes hasta la subestación eléctrica La Esperanza, pasando por las subestaciones San Felipe, Santa María y Zunil, incrementándose, además su capacidad para que soporte posibles violaciones de carga provocadas por contingencias. Para esta fueron evaluadas las contingencias de la 5 a la 8, determinando que no se presentan violaciones de carga o voltaje ante dichas contingencias.

5.3.1. Contingencia núm. 5, La Esperanza-Zunil 138 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 138 kV La Esperanza-Zunil, observándose al igual que en el caso base un incremento en el flujo de potencia entre las subestaciones Los Brillantes-San Felipe y San Felipe-Santa María, pero sin riesgo de sobrecarga debido al incremento de la capacidad de la red con el cambio de voltaje de 69 kV a 138 kV.

En la tabla LXVI, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla LXVI. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C5	A3 C5	Diferencia	CB C5	A3 C5	Diferencia	CB C5	A3 C5	Diferencia
LBR-231	N/A	1,0139	***	N/A	1,0144	***	N/A	1,0081	***
ESP-230	N/A	1,008	***	N/A	1,0095	***	N/A	1,0035	***
ESP-69	N/A	1,0216	***	N/A	1,0187	***	N/A	1,024	***
LBR-691	N/A	1,0132	***	N/A	1,0134	***	N/A	1,0261	***
SMA-69	N/A	1,0069	***	N/A	1,0079	***	N/A	1,0024	***
ZUN-69	N/A	1,0116	***	N/A	1,0105	***	N/A	1,0037	***
SFE-69	N/A	1,007	***	N/A	1,0081	***	N/A	0,9987	***
ESP-138	N/A	1,0193	***	N/A	1,0089	***	N/A	1,0077	***
LBR-138	N/A	1,0022	***	N/A	1,0036	***	N/A	0,9967	***
SFE-138	N/A	1,007	***	N/A	1,0081	***	N/A	0,9987	***
SMA-138	N/A	1,0162	***	N/A	1,0167	***	N/A	1,0023	***
ZUN-138	N/A	1,0177	***	N/A	1,0181	***	N/A	1,0041	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXVII. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C5	A3 C5	Diferencia	CB C5	A3 C5	Diferencia	CB C5	A3 C5	Diferencia
LBR-231	N/A	1,0176	***	N/A	1,0251	***	N/A	1,0192	***
ESP-230	N/A	1,0089	***	N/A	1,0179	***	N/A	1,0125	***
ESP-69	N/A	1,0233	***	N/A	1,0242	***	N/A	1,026	***
LBR-691	N/A	1,0028	***	N/A	1,0071	***	N/A	1,0167	***
SMA-69	N/A	1,0057	***	N/A	1,0062	***	N/A	1,0088	***
ZUN-69	N/A	1,0119	***	N/A	1,012	***	N/A	1,0111	***
SFE-69	N/A	1,0076	***	N/A	0,9977	***	N/A	1,0108	***
ESP-138	N/A	1,0086	***	N/A	1,0178	***	N/A	1,017	***
LBR-138	N/A	1,0028	***	N/A	1,0088	***	N/A	1,0065	***
SFE-138	N/A	1,0076	***	N/A	1,0127	***	N/A	1,0108	***
SMA-138	N/A	1,017	***	N/A	1,0202	***	N/A	1,019	***
ZUN-138	N/A	1,0185	***	N/A	1,0215	***	N/A	1,0204	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXVIII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA						
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		
	MW	MVA R	MW	MVA R	MW	MVAR	MW	MVA R	MW	MVA R	MW	MVA R	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVA R	
ESP-ZUN-138	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
LBR-SFE-138	N/A	N/A	-67,7	-6,4	***	***	N/A	N/A	-59,3	-7,4	***	***	N/A	N/A	-20,2	-5,3	***	***	
SMA-SFE-138	N/A	N/A	68,5	7,4	***	***	N/A	N/A	59,8	7,9	***	***	N/A	N/A	20,2	4,1	***	***	
SMA-ZUN-138	N/A	N/A	-20,6	-2,4	***	***	N/A	N/A	-20,6	-2	***	***	N/A	N/A	-20,6	-4	***	***	

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXIX. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA						
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		
	MW	MVA R	MW	MVA R	MW	MVAR	MW	MVA R	MW	MVA R	MW	MVA R	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVA R	
ESP-ZUN-138	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
LBR-SFE-138	N/A	N/A	-80,8	-2,5	***	***	N/A	N/A	-73,1	0,1	***	***	N/A	N/A	-64,2	-4,9	***	***	
SMA-SFE-138	N/A	N/A	81,8	4,5	***	***	N/A	N/A	73,9	1,2	***	***	N/A	N/A	64,8	5,6	***	***	
SMA-ZUN-138	N/A	N/A	-20,6	-2,3	***	***	N/A	N/A	-20,6	-1,4	***	***	N/A	N/A	-20,6	-1,5	***	***	

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.3.2. Contingencia núm. 6, Zunil-Santa María 138 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 138 kV Zunil-Santa María, observándose al igual que en el caso base un incremento en el flujo de potencia entre las subestaciones Los Brillantes-San Felipe y San Felipe-Santa María, pero sin riesgo de sobrecarga debido al incremento de la capacidad de la red con el cambio de voltaje de 69 kV a 138 kV. En la tabla LXX, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla LXX. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C6	A3 C6	Diferencia	CB C6	A3 C6	Diferencia	CB C6	A3 C6	Diferencia
LBR-231	N/A	1,0152	***	N/A	1,0156	***	N/A	1,0079	***
ESP-230	N/A	1,0109	***	N/A	1,0124	***	N/A	1,0051	***
ESP-69	N/A	1,0244	***	N/A	1,0214	***	N/A	1,0256	***
LBR-691	N/A	1,014	***	N/A	1,0143	***	N/A	1,0259	***
SMA-69	N/A	1,006	***	N/A	1,0071	***	N/A	0,9944	***
ZUN-69	N/A	1,016	***	N/A	1,0104	***	N/A	1,009	***
SFE-69	N/A	1,0075	***	N/A	1,0086	***	N/A	0,9942	***
ESP-138	N/A	1,0236	***	N/A	1,0134	***	N/A	1,0112	***
LBR-138	N/A	1,0038	***	N/A	1,0052	***	N/A	0,994	***
SFE-138	N/A	1,0075	***	N/A	1,0086	***	N/A	0,9942	***
SMA-138	N/A	1,0143	***	N/A	1,0149	***	N/A	0,9943	***
ZUN-138	N/A	1,0274	***	N/A	1,0179	***	N/A	1,0157	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXI. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C6	A3 C6	Diferencia	CB C6	A3 C6	Diferencia	CB C6	A3 C6	Diferencia
LBR-231	N/A	1,0193	***	N/A	1,0264	***	N/A	1,02	***
ESP-230	N/A	1,0124	***	N/A	1,0203	***	N/A	1,0144	***
ESP-69	N/A	1,0268	***	N/A	1,0265	***	N/A	1,0278	***
LBR-691	N/A	1,0038	***	N/A	1,0077	***	N/A	1,0171	***
SMA-69	N/A	1,0051	***	N/A	1,0056	***	N/A	1,008	***
ZUN-69	N/A	1,012	***	N/A	1,0137	***	N/A	1,0128	***
SFE-69	N/A	1,0087	***	N/A	0,9987	***	N/A	1,0114	***
ESP-138	N/A	1,0141	***	N/A	1,0215	***	N/A	1,0201	***
LBR-138	N/A	1,005	***	N/A	1,0108	***	N/A	1,008	***
SFE-138	N/A	1,0087	***	N/A	1,0137	***	N/A	1,0114	***
SMA-138	N/A	1,0157	***	N/A	1,0191	***	N/A	1,0175	***
ZUN-138	N/A	1,0187	***	N/A	1,0252	***	N/A	1,0239	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-138	N/A	N/A	-20,6	-1,8	***	***	N/A	N/A	-20,6	-2,9	***	***	N/A	N/A	-20,6	-3,1	***	***
LBR-SFE-138	N/A	N/A	-47,5	-6,2	***	***	N/A	N/A	-39	-7,4	***	***	N/A	N/A	0,4	-1,5	***	***
SMA-SFE-138	N/A	N/A	47,9	5,9	***	***	N/A	N/A	39,2	6,8	***	***	N/A	N/A	-0,4	0,1	***	***
SMA-ZUN-138	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXIII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-138	N/A	N/A	-20,6	-3,1	***	***	N/A	N/A	-20,5	-1,7	***	***	N/A	N/A	-20,6	-1,8	***	***
LBR-SFE-138	N/A	N/A	-60,6	-2,4	***	***	N/A	N/A	-52,9	-0,4	***	***	N/A	N/A	-43,9	-5,4	***	***
SMA-SFE-138	N/A	N/A	61,2	2,9	***	***	N/A	N/A	53,3	0,4	***	***	N/A	N/A	44,2	5	***	***
SMA-ZUN-138	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.3.3. Contingencia núm7, Santa María-San Felipe 138 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 138 kV Santa María-San Felipe, observándose al igual que en el caso base un incremento en el flujo de potencia entre las subestaciones Santa María-Zunil y Zunil-La Esperanza, pero sin riesgo de sobrecarga debido al incremento de la capacidad de la red con el cambio de voltaje de 69 kV a 138 kV.

En la tabla LXXIV, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla LXXIV. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C7	A3 C7	Diferencia	CB C7	A3 C7	Diferencia	CB C7	A3 C7	Diferencia
LBR-231	N/A	1,0134	***	N/A	1,0138	***	N/A	1,0077	***
ESP-230	N/A	1,0102	***	N/A	1,0122	***	N/A	1,0051	***
ESP-69	N/A	1,0238	***	N/A	1,0213	***	N/A	1,0256	***
LBR-691	N/A	1,013	***	N/A	1,0129	***	N/A	1,0258	***
SMA-69	N/A	1,0144	***	N/A	1,0124	***	N/A	1,0164	***
ZUN-69	N/A	1,017	***	N/A	1,0129	***	N/A	1,0093	***
SFE-69	N/A	0,9988	***	N/A	0,9992	***	N/A	0,9932	***
ESP-138	N/A	1,0207	***	N/A	1,0131	***	N/A	1,0114	***
LBR-138	N/A	0,9988	***	N/A	0,9992	***	N/A	0,9931	***
SFE-138	N/A	0,9988	***	N/A	0,9992	***	N/A	0,9932	***
SMA-138	N/A	1,0315	***	N/A	1,0257	***	N/A	1,0163	***
ZUN-138	N/A	1,0296	***	N/A	1,0235	***	N/A	1,0162	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXV. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C7	A3 C7	Diferencia	CB C7	A3 C7	Diferencia	CB C7	A3 C7	Diferencia
LBR-231	N/A	1,0179	***	N/A	1,0248	***	N/A	1,0172	***
ESP-230	N/A	1,0119	***	N/A	1,0189	***	N/A	1,0125	***
ESP-69	N/A	1,0264	***	N/A	1,0254	***	N/A	1,0262	***
LBR-691	N/A	1,003	***	N/A	1,0068	***	N/A	1,0154	***
SMA-69	N/A	1,0099	***	N/A	1,01	***	N/A	1,0135	***
ZUN-69	N/A	1,0138	***	N/A	1,014	***	N/A	1,014	***
SFE-69	N/A	1,0033	***	N/A	0,9951	***	N/A	1,0025	***
ESP-138	N/A	1,0111	***	N/A	1,0171	***	N/A	1,017	***
LBR-138	N/A	1,0032	***	N/A	1,01	***	N/A	1,0025	***
SFE-138	N/A	1,0033	***	N/A	1,0101	***	N/A	1,0025	***
SMA-138	N/A	1,0254	***	N/A	1,028	***	N/A	1,0287	***
ZUN-138	N/A	1,0226	***	N/A	1,026	***	N/A	1,0266	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXVI. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-138	N/A	N/A	-67,7	3,7	***	***	N/A	N/A	-59,3	-1,8	***	***	N/A	N/A	-20,2	-3,6	***	***
LBR-SFE-138	N/A	N/A	0	-0,5	***	***	N/A	N/A	0	-0,5	***	***	N/A	N/A	0	-0,5	***	***
SMA-SFE-138	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-ZUN-138	N/A	N/A	47,8	-3	***	***	N/A	N/A	39,2	1,2	***	***	N/A	N/A	-0,4	0,1	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXVII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-138	N/A	N/A	-80,6	3,1	***	***	N/A	N/A	-73	5,3	***	***	N/A	N/A	-64,1	1,3	***	***
LBR-SFE-138	N/A	N/A	0	-0,5	***	***	N/A	N/A	0	-0,5	***	***	N/A	N/A	0	-0,5	***	***
SMA-SFE-138	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-ZUN-138	N/A	N/A	61,2	-2,2	***	***	N/A	N/A	53,3	-4,3	***	***	N/A	N/A	44,2	-0,9	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.3.4. Contingencia núm. 8, San Felipe-Los Brillantes 138 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 138 kV San Felipe-Los Brillantes, observándose al igual que en el caso base un incremento en el flujo de potencia entre las subestaciones Santa María-Zunil y Zunil-La Esperanza, pero sin riesgo de sobrecarga debido al incremento de la capacidad de la red con el cambio de voltaje de 69 kV a 138 kV. En la tabla LXXVI, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla LXXVIII. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C8	A3 C8	Diferencia	CB C8	A3 C8	Diferencia	CB C8	A3 C8	Diferencia
LBR-231	N/A	1,0134	***	N/A	1,0138	***	N/A	1,0077	***
ESP-230	N/A	1,0103	***	N/A	1,0123	***	N/A	1,0054	***
ESP-69	N/A	1,024	***	N/A	1,0214	***	N/A	1,0258	***
LBR-691	N/A	1,013	***	N/A	1,0129	***	N/A	1,0258	***
SMA-69	N/A	1,0148	***	N/A	1,0127	***	N/A	1,0176	***
ZUN-69	N/A	1,0173	***	N/A	1,0132	***	N/A	1,0098	***
SFE-69	N/A	1,0324	***	N/A	1,0266	***	N/A	1,0177	***
ESP-138	N/A	1,0211	***	N/A	1,0135	***	N/A	1,0121	***
LBR-138	N/A	0,9984	***	N/A	0,9988	***	N/A	0,9929	***
SFE-138	N/A	1,0324	***	N/A	1,0266	***	N/A	1,0177	***
SMA-138	N/A	1,0323	***	N/A	1,0265	***	N/A	1,0175	***
ZUN-138	N/A	1,0302	***	N/A	1,0241	***	N/A	1,0173	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXIX. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C8	A3 C8	Diferencia	CB C8	A3 C8	Diferencia	CB C8	A3 C8	Diferencia
LBR-231	N/A	1,0179	***	N/A	1,0248	***	N/A	1,0171	***
ESP-230	N/A	1,012	***	N/A	1,019	***	N/A	1,0126	***
ESP-69	N/A	1,0265	***	N/A	1,0255	***	N/A	1,0263	***
LBR-691	N/A	1,003	***	N/A	1,0068	***	N/A	1,0154	***
SMA-69	N/A	1,0102	***	N/A	1,0104	***	N/A	1,0139	***
ZUN-69	N/A	1,0141	***	N/A	1,0143	***	N/A	1,0142	***
SFE-69	N/A	1,0263	***	N/A	1,0137	***	N/A	1,0296	***
ESP-138	N/A	1,0114	***	N/A	1,0174	***	N/A	1,0174	***
LBR-138	N/A	1,0029	***	N/A	1,0097	***	N/A	1,0021	***
SFE-138	N/A	1,0263	***	N/A	1,0289	***	N/A	1,0296	***
SMA-138	N/A	1,0261	***	N/A	1,0287	***	N/A	1,0294	***
ZUN-138	N/A	1,0233	***	N/A	1,0266	***	N/A	1,0272	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXX. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-138	N/A	N/A	-67,7	3,2	***	***	N/A	N/A	-59,3	-2,3	***	***	N/A	N/A	-20,2	-4,4	***	***
LBR-SFE-138	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-SFE-138	N/A	N/A	0	-1	***	***	N/A	N/A	0,1	-1	***	***	N/A	N/A	0	-1	***	***
SMA-ZUN-138	N/A	N/A	47,9	-2,5	***	***	N/A	N/A	39,2	1,8	***	***	N/A	N/A	-0,4	1,1	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXXI. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-138	N/A	N/A	-80,6	2,6	***	***	N/A	N/A	-73	4,8	***	***	N/A	N/A	-64,1	0,8	***	***
LBR-SFE-138	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-SFE-138	N/A	N/A	0,1	-1	***	***	N/A	N/A	0,1	-1	***	***	N/A	N/A	0,1	-1	***	***
SMA-ZUN-138	N/A	N/A	61,2	-1,6	***	***	N/A	N/A	53,3	-3,7	***	***	N/A	N/A	44,2	-0,3	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.4. **Alternativa núm. 4, ampliación Santa María 230/69 kV**

En esta alternativa se simula una nueva subestación de transformación 230/69 kV que secciona la línea de transmisión 230 kV que va de la subestación eléctrica Los Brillantes hacia la subestación eléctrica La Esperanza, la cual se interconecta además con la subestación eléctrica Santa María por medio de una línea muy corta en 69 kV. Para esta fueron evaluadas las contingencias de la 1 a la 4 y de la 9 a la 11, determinando que no se presentan violaciones de carga o voltaje ante dichas contingencias.

5.4.1. Contingencia núm. 1, San Felipe-Los Brillantes 69 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 69 kV San Felipe-Los Brillantes, observándose al igual que en el caso base un incremento en el flujo de potencia entre las subestaciones Santa María-Zunil y Zunil-La Esperanza, pero sin riesgo de sobrecarga debido a la nueva conexión con 230 kV en la subestación eléctrica Santa María. En la tabla LXXXII, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla LXXXII. Resultados de voltaje en los nodos del área de interés

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C1	A4 C1	Diferencia	CB C1	A4 C1	Diferencia	CB C1	A4 C1	Diferencia
LBR-231	1,0117	1,0151	0,00334	1,0107	1,0142	0,00346	1,0063	1,0079	0,00162
ESP-230	1,0065	1,0106	0,00407	1,006	1,0102	0,00416	1,0024	1,0037	0,00126
ESP-69	1,0192	1,0246	0,00536	1,0163	1,0222	0,00588	1,0213	1,0175	-0,00385
LBR-691	1,0117	1,0139	0,00211	1,01	1,0129	0,00295	1,0243	1,0254	0,00107
SMA-69	1,0238	1,0144	-0,00936	1,023	1,0134	-0,00955	1,0274	1,0035	-0,02397
ZUN-69	1,0223	1,0188	-0,00348	1,0215	1,0179	-0,00352	1,0272	1,0114	-0,0158
SFE-69	1,0239	1,0146	-0,00936	1,0231	1,0136	-0,00954	1,0276	1,0036	-0,02398
SMA-230	N/A	1,0149	***	N/A	1,0142	***	N/A	1,0075	***
SMA-692	N/A	1,0111	***	N/A	1,0101	***	N/A	1,0014	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXXIII. Resultados de voltaje en los nodos del área de interés

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C1	A4 C1	Diferencia	CB C1	A4 C1	Diferencia	CB C1	A4 C1	Diferencia
LBR-231	1,0139	1,019	0,00509	1,0222	1,0251	0,00288	1,0145	1,0187	0,00423
ESP-230	1,0035	1,0109	0,00742	1,0137	1,0175	0,00377	1,0076	1,013	0,00544
ESP-69	1,0244	1,0262	0,0018	1,0147	1,0256	0,01088	1,0077	1,0197	0,01202
LBR-691	1,0006	1,0034	0,00281	1,0047	1,0067	0,00206	1,0128	1,0159	0,00309
SMA-69	1,0239	1,0144	-0,00949	1,0196	1,0147	-0,0049	1,0216	1,0133	-0,00836
ZUN-69	1,0221	1,0193	-0,00282	1,0178	1,0194	0,00162	1,0184	1,0178	-0,00057
SFE-69	1,0241	1,0146	-0,00949	1,0197	1,0148	-0,0049	1,0218	1,0134	-0,00836
SMA-230	N/A	1,0173	***	N/A	1,0231	***	N/A	1,0178	***
SMA-692	N/A	1,0109	***	N/A	1,0121	***	N/A	1,0098	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXXIV. Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-65,1	22,7	-48,9	19,8	16,2	-2,9	-57,3	18,2	-38,5	14,8	18,8	-3,4	-20	3,3	-18	8,2	2	4,9
LBR-SFE-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-SFE-69	0	-0,2	0	-0,2	0	0	0	-0,2	0	-0,2	0	0	0	-0,2	0	-0,2	0	0
SMA-ZUN-69	47,9	-10,9	30,2	-14,4	-18	-3,5	39,3	-8,7	19	-11,6	-20	-2,9	-0,4	0,3	-2,4	-10,2	-2	-10,5
SMA-SMA2-69	N/A	N/A	17,7	13,8	***	***	N/A	N/A	20,2	13,3	***	***	N/A	N/A	2	10,5	***	***
SMA-LBR-230	N/A	N/A	-90,5	8,8	***	***	N/A	N/A	-48,3	5	***	***	N/A	N/A	-36,7	0,5	***	***
SMA-ESP-230	N/A	N/A	108	4,5	***	***	N/A	N/A	68,5	7,8	***	***	N/A	N/A	38,7	10	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXXV. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-76,9	30,9	-46,7	19,4	30,2	-11,5	-69,9	25	-39,1	16	30,8	-9	-61,8	17,6	-25,5	8,9	36,3	-8,7
LBR-SFE-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-SFE-69	0	-0,2	0	-0,2	0	0	0	-0,2	0	-0,2	0	0	0	-0,2	0	-0,2	0	0
SMA-ZUN-69	61,2	-13,8	27,8	-14,4	-33,4	-0,6	53,3	-11,8	19,7	-12	-33,6	-0,2	44,2	-7,6	5,4	-7,9	-39	-0,3
SMA-SMA2-69	N/A	N/A	33,4	11,1	***	***	N/A	N/A	33,7	5,6	***	***	N/A	N/A	38,9	9,3	***	***
SMA-LBR-230	N/A	N/A	-13,3	-11	***	***	N/A	N/A	15,6	-16,4	***	***	N/A	N/A	77,1	-16,7	***	***
SMA-ESP-230	N/A	N/A	46,7	20,9	***	***	N/A	N/A	18	20,9	***	***	N/A	N/A	-38,3	24,5	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.4.2. Contingencia núm. 2, Santa María-San Felipe 69 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 69 kV Santa María-San Felipe, observándose al igual que en el caso base un incremento en el flujo de potencia entre las subestaciones Santa María-Zunil y Zunil-La Esperanza, pero sin riesgo de sobrecarga debido a la nueva conexión a 230 kV en la subestación eléctrica Santa María.

En la tabla LXXXVI, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla LXXXVI. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C2	A4 C2	Diferencia	CB C2	A4 C2	Diferencia	CB C2	A4 C2	Diferencia
LBR-231	1,0118	1,0151	0,00333	1,0107	1,0142	0,00344	1,0063	1,0079	0,0016
ESP-230	1,0065	1,0106	0,00405	1,006	1,0102	0,00414	1,0024	1,0037	0,00124
ESP-69	1,0192	1,0246	0,00537	1,0163	1,0222	0,00587	1,0212	1,0174	-0,00378
LBR-691	1,0118	1,0139	0,00211	1,0101	1,013	0,00293	1,0244	1,0254	0,00105
SMA-69	1,0236	1,0143	-0,00931	1,0228	1,0133	-0,00949	1,0269	1,0033	-0,02363
ZUN-69	1,0222	1,0188	-0,00345	1,0214	1,0179	-0,00348	1,0268	1,0113	-0,01557
SFE-69	1,0119	1,014	0,0021	1,0101	1,0131	0,00293	1,0244	1,0255	0,00104
SMA-230	N/A	1,0149	***	N/A	1,0142	***	N/A	1,0075	***
SMA-692	N/A	1,011	***	N/A	1,01	***	N/A	1,0013	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXXVII. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C2	A4 C2	Diferencia	CB C2	A4 C2	Diferencia	CB C2	A4 C2	Diferencia
LBR-231	1,0139	1,0189	0,00507	1,0222	1,0251	0,00286	1,0145	1,0187	0,00423
ESP-230	1,0035	1,0109	0,0074	1,0137	1,0175	0,00375	1,0075	1,013	0,00546
ESP-69	1,0243	1,0261	0,00179	1,0147	1,0256	0,01089	1,0076	1,0197	0,01208
LBR-691	1,0007	1,0035	0,00279	1,0048	1,0068	0,00206	1,0128	1,0159	0,0031
SMA-69	1,0238	1,0143	-0,00943	1,0194	1,0146	-0,00484	1,0214	1,0132	-0,00823
ZUN-69	1,022	1,0192	-0,00279	1,0177	1,0193	0,00166	1,0182	1,0178	-0,00047
SFE-69	1,0007	1,0035	0,0028	1,0048	1,0069	0,00205	1,0129	1,016	0,00309
SMA-230	N/A	1,0173	***	N/A	1,0231	***	N/A	1,0178	***
SMA-692	N/A	1,0108	***	N/A	1,012	***	N/A	1,0097	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXXVIII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-65,1	22,7	-48,9	19,8	16,2	-2,9	-57,3	18,2	-38,5	14,9	18,8	-3,3	-20	3,4	-18	8,3	2	4,9
LBR-SFE-69	0	-0,1	0	-0,1	0	0	0	-0,1	0	-0,1	0	0	0	-0,1	0,1	-0,1	0,1	0
SMA-SFE-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-ZUN-69	47,9	-11	30,2	-14,5	-17,7	-3,5	39,3	-8,8	19	-11,6	-20,3	-2,8	-0,4	0,1	-2,4	-10,3	-2	-10,4
SMA-SMA2-69	N/A	N/A	17,7	13,7	***	***	N/A	N/A	20,2	13,2	***	***	N/A	N/A	2	10,4	***	***
SMA-LBR-230	N/A	N/A	-90,5	8,8	***	***	N/A	N/A	-48,2	4,9	***	***	N/A	N/A	-36,7	0,3	***	***
SMA-ESP-230	N/A	N/A	108,2	4,5	***	***	N/A	N/A	68,5	7,8	***	***	N/A	N/A	38,7	10	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla LXXXIX. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-76,9	30,9	-46,7	19,4	30,2	-11,5	-69,9	25	-39,1	16	30,8	-9	-61,8	17,7	-25,5	8,9	36,3	-8,8
LBR-SFE-69	0	-0,1	0	-0,1	0	0	0	-0,1	0	-0,1	0	0	0	-0,1	0	-0,1	0	0
SMA-SFE-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-ZUN-69	61,2	-13,8	27,8	-14,5	-33,4	-0,7	53,3	-11,9	19,7	-12,1	-33,6	-0,2	44,2	-7,7	5,4	-7,9	-39	-0,2
SMA-SMA2-69	N/A	N/A	33,4	11	***	***	N/A	N/A	33,7	5,5	***	***	N/A	N/A	38,9	9,2	***	***
SMA-LBR-230	N/A	N/A	-13,3	-11,1	***	***	N/A	N/A	15,6	-16,5	***	***	N/A	N/A	77,1	-16,8	***	***
SMA-ESP-230	N/A	N/A	46,7	20,9	***	***	N/A	N/A	18	20,9	***	***	N/A	N/A	-38,3	24,5	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.4.3. Contingencia núm. 3, Zunil-Santa María 69 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 69 kV Zunil-Santa María, observándose, al igual que en el caso base, un incremento en el flujo de potencia entre las subestaciones Los Brillantes-San Felipe y San Felipe-Santa María, pero sin riesgo de sobrecarga debido a la nueva conexión a 230 kV en la

subestación eléctrica Santa María. En la tabla XC, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla XC. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C3	A2 C3	Diferencia	CB C3	A2 C3	Diferencia	CB C3	A2 C3	Diferencia
LBR-231	1,0125	1,015	0,00247	1,0118	1,0142	0,00232	1,0063	1,0068	0,00046
ESP-230	1,0074	1,0109	0,00346	1,0074	1,0107	0,00321	1,0024	1,0037	0,00127
ESP-69	1,0325	1,0354	0,00297	1,0273	1,03	0,00263	1,0211	1,0215	0,00048
LBR-691	1,0081	1,0104	0,00226	1,0082	1,0094	0,00116	1,0247	1,0174	-0,00724
SMA-69	1,0192	1,0106	-0,00863	1,019	1,0106	-0,00848	1,025	1,0013	-0,02369
ZUN-69	1,0343	1,0359	0,00164	1,0301	1,0315	0,00144	1,0266	1,0269	0,00026
SFE-69	1,0108	1,0101	-0,00072	1,0112	1,0095	-0,00175	1,0249	1,0119	-0,01301
SMA-230	N/A	1,0145	***	N/A	1,0141	***	N/A	1,0067	***
SMA-692	N/A	1,0077	***	N/A	1,008	***	N/A	0,9999	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XCI. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C3	A2 C3	Diferencia	CB C3	A2 C3	Diferencia	CB C3	A2 C3	Diferencia
LBR-231	1,0149	1,0187	0,00379	1,0233	1,025	0,00164	1,0162	1,0188	0,0026
ESP-230	1,0057	1,0111	0,00537	1,016	1,0179	0,0019	1,0103	1,0136	0,00329
ESP-69	1,0445	1,037	-0,00745	1,0316	1,0339	0,00226	1,0211	1,024	0,00295
LBR-691	0,9952	1,0025	0,00732	1	1,0056	0,00564	1,0098	1,0132	0,00334
SMA-69	1,015	1,0082	-0,00683	1,0139	1,01	-0,00384	1,0198	1,012	-0,00786
ZUN-69	1,041	1,0368	-0,00416	1,0324	1,0337	0,00123	1,0266	1,0282	0,00163
SFE-69	1,0002	1,0044	0,00421	1,0034	1,0071	0,00371	1,0124	1,0127	0,0003
SMA-230	N/A	1,0167	***	N/A	1,0229	***	N/A	1,018	***
SMA-692	N/A	1,0052	***	N/A	1,0081	***	N/A	1,0093	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XCII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-20,3	5,3	-20,3	5,9	0	0,6	-20,4	4,9	-20,3	5,5	0,1	0,6	-20,4	3,6	-20,4	3,7	0	0,1
LBR-SFE-69	-46,5	10,5	-26,2	8,1	20,3	-2,4	-38,3	7,4	-25	7,2	13,3	-0,2	0,4	-0,5	-6,8	9,5	-7,2	10
SMA-SFE-69	47,9	-6,1	26,6	-6,9	-21,3	-0,8	39,2	-4,6	25,4	-6,2	-13,8	-1,6	-0,4	0,1	6,8	-9,6	7,2	-9,7
SMA-ZUN-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-SMA2-69	N/A	N/A	21,3	10,1	***	***	N/A	N/A	13,8	10,7	***	***	N/A	N/A	-7,2	9,7	***	***
SMA-LBR-230	N/A	N/A	-108	9,9	***	***	N/A	N/A	-66,6	6,7	***	***	N/A	N/A	-43,5	3,2	***	***
SMA-ESP-230	N/A	N/A	129	-0,3	***	***	N/A	N/A	80,4	3,8	***	***	N/A	N/A	36,3	6,4	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XCIII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	-20,4	7,9	-20,3	6,3	0,1	-1,6	-20,3	5,8	-20,3	6,3	0	0,5	-20,4	3,6	-20,4	4,2	0	0,6
LBR-SFE-69	-59	11,7	-17,3	2,5	41,7	-9,2	-51,5	11,4	-17,3	3,1	34,2	-8,3	-43	9,7	-17,6	5,8	25,4	-3,9
SMA-SFE-69	61,2	-4,3	17,5	-2,2	-43,7	2,1	53,3	-5,8	17,5	-2,8	-35,8	3	44,2	-6	17,8	-5,5	-26,4	0,5
SMA-ZUN-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-SMA2-69	N/A	N/A	43,8	5,3	***	***	N/A	N/A	35,9	1,2	***	***	N/A	N/A	26,5	8,1	***	***
SMA-LBR-230	N/A	N/A	-23,1	-11,6	***	***	N/A	N/A	4,3	-16,2	***	***	N/A	N/A	62,5	-14,7	***	***
SMA-ESP-230	N/A	N/A	66,8	15	***	***	N/A	N/A	31,6	16,2	***	***	N/A	N/A	-36,1	22,1	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.4.4. Contingencia núm. 4, La Esperanza-Zunil 69 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 69 kV La Esperanza-Zunil, observándose, al igual que en el caso base, un incremento en el flujo de potencia entre las subestaciones Los Brillantes-San Felipe y San Felipe-Santa María, pero sin riesgo de sobrecarga debido a la nueva conexión a 230 kV en la subestación eléctrica Santa María. En la tabla XCIV, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla XCIV. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C4	A4 C4	Diferencia	CB C4	A4 C4	Diferencia	CB C4	A4 C4	Diferencia
LBR-231	1,0114	1,0149	0,00343	1,011	1,0142	0,00321	1,0061	1,0078	0,00169
ESP-230	1,0055	1,0102	0,00472	1,0061	1,0104	0,00434	1,0017	1,0046	0,0029
ESP-69	1,0327	1,0379	0,0052	1,0281	1,0328	0,00471	1,0219	1,0244	0,00249
LBR-691	1,0041	1,0099	0,0058	1,0039	1,009	0,00508	1,0223	1,0187	-0,00362
SMA-69	1,0195	1,0115	-0,00796	1,0191	1,0114	-0,00765	1,0263	1,0056	-0,02069
ZUN-69	1,0232	1,0169	-0,0063	1,0223	1,0163	-0,00601	1,0279	1,0116	-0,01635
SFE-69	1,0071	1,01	0,00292	1,0074	1,0094	0,002	1,0236	1,0141	-0,00947
SMA-230	N/A	1,0143	***	N/A	1,0142	***	N/A	1,008	***
SMA-692	N/A	1,0078	***	N/A	1,008	***	N/A	1,003	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XCV. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C4	A4 C4	Diferencia	CB C4	A4 C4	Diferencia	CB C4	A4 C4	Diferencia
LBR-231	1,0139	1,0187	0,00481	1,0223	1,0251	0,00284	1,0154	1,019	0,00362
ESP-230	1,0047	1,0108	0,00613	1,0147	1,018	0,00327	1,0092	1,0136	0,00449
ESP-69	1,0482	1,0405	-0,00772	1,0333	1,0379	0,00458	1,0214	1,0265	0,00509
LBR-691	0,9907	1,0021	0,01147	0,9957	1,0053	0,00959	1,006	1,0129	0,00693
SMA-69	1,0155	1,0094	-0,00613	1,0144	1,0109	-0,00348	1,0197	1,0127	-0,00701
ZUN-69	1,02	1,0152	-0,00485	1,0186	1,0159	-0,00274	1,0227	1,0172	-0,00554
SFE-69	0,9959	1,0045	0,00862	0,9994	1,0071	0,00769	1,0086	1,0126	0,004
SMA-230	N/A	1,0167	***	N/A	1,0231	***	N/A	1,0182	***
SMA-692	N/A	1,0054	***	N/A	1,0082	***	N/A	1,0092	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XCVI. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA						
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
ESP-ZUN-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
LBR-SFE-69	-65,5	16,7	-31,4	9,3	34,1	-7,4	-57,6	13,2	-30,3	8,5	27,3	-4,7	-19,9	4,1	-12,2	9,8	7,7	5,7	
SMA-SFE-69	68,4	-7,4	32,1	-7,4	-36,3	0	59,8	-6,2	30,9	-6,8	-28,9	-0,6	20,2	-3,6	12,4	-9,7	-7,8	-6,1	
SMA-ZUN-69	-20,5	0,9	-20,5	-1,3	0	-2,2	-20,5	1,6	-20,5	-0,7	0	-2,3	-20,5	3,7	-20,5	-2,1	0	-5,8	
SMA-SMA2-69	N/A	N/A	36,4	11	***	***	N/A	N/A	28,9	11,1	***	***	N/A	N/A	7,8	11,9	***	***	
SMA-LBR-230	N/A	N/A	-109	9,4	***	***	N/A	N/A	-67,3	6,8	***	***	N/A	N/A	-44,4	5,3	***	***	
SMA-ESP-230	N/A	N/A	144,8	0,2	***	***	N/A	N/A	96,2	3,5	***	***	N/A	N/A	52,1	6,4	***	***	

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XCVII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA						
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
ESP-ZUN-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
LBR-SFE-69	-77,8	18,1	-22,5	3,5	55,3	-14,6	-70,6	17,6	-22,5	4,3	48,1	-13,3	-62,3	16	-22,8	7,2	39,5	-8,8	
SMA-SFE-69	81,8	-4,6	22,8	-2,7	-59	1,9	73,9	-6,5	22,8	-3,5	-51,1	3	64,8	-7,7	23,1	-6,3	-41,7	1,4	
SMA-ZUN-69	-20,5	-0,2	-20,5	-1,9	0	-1,7	-20,5	0,2	-20,5	-0,8	0	-1	-20,5	1,8	-20,5	-0,2	0	-2	
SMA-SMA2-69	N/A	N/A	58,9	6,5	***	***	N/A	N/A	51,1	1,8	***	***	N/A	N/A	41,6	8,3	***	***	
SMA-LBR-230	N/A	N/A	-23,9	-11,5	***	***	N/A	N/A	3,5	-15,8	***	***	N/A	N/A	61,8	-14,3	***	***	
SMA-ESP-230	N/A	N/A	82,7	14,5	***	***	N/A	N/A	47,5	15	***	***	N/A	N/A	-20,2	20,8	***	***	

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.4.5. Contingencia núm. 9, Los Brillantes-Santa María 2 230 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 230 kV Los Brillantes-Santa María 2, observándose que no se presentan violaciones de voltaje o carga en la red. En la tabla XCVIII, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla XCVIII. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C9	A4 C9	Diferencia	CB C9	A4 C9	Diferencia	CB C9	A4 C9	Diferencia
LBR-231	N/A	1,0143	***	N/A	1,0134	***	N/A	1,0072	***
ESP-230	N/A	1,0051	***	N/A	1,0086	***	N/A	1,0023	***
ESP-69	N/A	1,019	***	N/A	1,0205	***	N/A	1,0159	***
LBR-691	N/A	1,0142	***	N/A	1,0132	***	N/A	1,0211	***
SMA-69	N/A	1,0103	***	N/A	1,0124	***	N/A	1,0057	***
ZUN-69	N/A	1,0153	***	N/A	1,0171	***	N/A	1,0125	***
SFE-69	N/A	1,0128	***	N/A	1,013	***	N/A	1,0158	***
SMA-230	N/A	1,0096	***	N/A	1,0127	***	N/A	1,0062	***
SMA-692	N/A	1,0059	***	N/A	1,0087	***	N/A	1,0027	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla XCIX. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C9	A4 C9	Diferencia	CB C9	A4 C9	Diferencia	CB C9	A4 C9	Diferencia
LBR-231	N/A	1,022	***	N/A	1,0289	***	N/A	1,0189	***
ESP-230	N/A	1,0006	***	N/A	1,0081	***	N/A	1,011	***
ESP-69	N/A	1,0181	***	N/A	1,0192	***	N/A	1,0199	***
LBR-691	N/A	1,0053	***	N/A	1,007	***	N/A	1,0094	***
SMA-69	N/A	1,0087	***	N/A	1,0104	***	N/A	1,0142	***
ZUN-69	N/A	1,0142	***	N/A	1,0155	***	N/A	1,0186	***
SFE-69	N/A	1,0066	***	N/A	1,0082	***	N/A	1,0102	***
SMA-230	N/A	1,0055	***	N/A	1,0119	***	N/A	1,0147	***
SMA-692	N/A	1,0041	***	N/A	1,0071	***	N/A	1,0114	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla C. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	N/A	N/A	-45,9	17,6	***	***	N/A	N/A	-34,6	13	***	***	N/A	N/A	-17	6,7	***	***
LBR-SFE-69	N/A	N/A	17,8	-3,1	***	***	N/A	N/A	1,5	-0,2	***	***	N/A	N/A	7,6	5,1	***	***
SMA-SFE-69	N/A	N/A	-17,6	3,4	***	***	N/A	N/A	-1,5	-0,1	***	***	N/A	N/A	-7,5	-5,3	***	***
SMA-ZUN-69	N/A	N/A	27	-14,3	***	***	N/A	N/A	14,9	-10,8	***	***	N/A	N/A	-3,4	-8,4	***	***
SMA-SMA2-69	N/A	N/A	38,6	14,4	***	***	N/A	N/A	25,9	13,6	***	***	N/A	N/A	10,5	13,7	***	***
SMA-LBR-230	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-ESP-230	N/A	N/A	38,5	12,8	***	***	N/A	N/A	25,8	12,8	***	***	N/A	N/A	10,5	13,5	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla Cl. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	N/A	N/A	-44,7	17,2	***	***	N/A	N/A	-36,4	13,7	***	***	N/A	N/A	-21,2	7,1	***	***
LBR-SFE-69	N/A	N/A	-3,4	-0,8	***	***	N/A	N/A	-15	2,8	***	***	N/A	N/A	-39,2	10,7	***	***
SMA-SFE-69	N/A	N/A	3,4	0,4	***	***	N/A	N/A	15,1	-2,7	***	***	N/A	N/A	40,3	-7,6	***	***
SMA-ZUN-69	N/A	N/A	25,6	-14,7	***	***	N/A	N/A	16,8	-11,8	***	***	N/A	N/A	0,9	-6,4	***	***
SMA-SMA2-69	N/A	N/A	32,2	16,8	***	***	N/A	N/A	21,4	12,5	***	***	N/A	N/A	3	14,2	***	***
SMA-LBR-230	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-ESP-230	N/A	N/A	32,1	15,6	***	***	N/A	N/A	21,4	11,9	***	***	N/A	N/A	3	14,1	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.4.6. Contingencia núm. 10, Santa María 2-La Esperanza 230 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 230 kV Santa María 2-La Esperanza, observándose que no se presentan violaciones de voltaje o carga en la red. En la tabla CII, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla CII. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C10	A4 C10	Diferencia	CB C10	A4 C10	Diferencia	CB C10	A4 C10	Diferencia
LBR-231	N/A	1,0181	***	N/A	1,0174	***	N/A	1,0112	***
ESP-230	N/A	0,9719	***	N/A	0,9843	***	N/A	0,9799	***
ESP-69	N/A	0,9868	***	N/A	0,9994	***	N/A	0,9999	***
LBR-691	N/A	1,0124	***	N/A	1,0124	***	N/A	1,022	***
SMA-69	N/A	1,0141	***	N/A	1,0149	***	N/A	1,01	***
ZUN-69	N/A	1,0083	***	N/A	1,0132	***	N/A	1,0116	***
SFE-69	N/A	1,0129	***	N/A	1,0131	***	N/A	1,0178	***
SMA-230	N/A	1,0194	***	N/A	1,0191	***	N/A	1,0131	***
SMA-692	N/A	1,0135	***	N/A	1,0136	***	N/A	1,0084	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla CIII. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C10	A4 C10	Diferencia	CB C10	A4 C10	Diferencia	CB C10	A4 C10	Diferencia
LBR-231	N/A	1,0243	***	N/A	1,0303	***	N/A	1,023	***
ESP-230	N/A	0,9693	***	N/A	0,9867	***	N/A	0,9914	***
ESP-69	N/A	0,9935	***	N/A	1,0047	***	N/A	1,0099	***
LBR-691	N/A	1,0058	***	N/A	1,0088	***	N/A	1,0147	***
SMA-69	N/A	1,0141	***	N/A	1,0155	***	N/A	1,015	***
ZUN-69	N/A	1,0115	***	N/A	1,0155	***	N/A	1,0172	***
SFE-69	N/A	1,0087	***	N/A	1,0111	***	N/A	1,0147	***
SMA-230	N/A	1,0253	***	N/A	1,0308	***	N/A	1,0245	***
SMA-692	N/A	1,0129	***	N/A	1,0148	***	N/A	1,0125	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla CIV. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	N/A	N/A	-75,8	19,5	***	***	N/A	N/A	-54	12,8	***	***	N/A	N/A	-28,2	3,6	***	***
LBR-SFE-69	N/A	N/A	-17,8	4,5	***	***	N/A	N/A	-20,3	5	***	***	N/A	N/A	-7,2	7,8	***	***
SMA-SFE-69	N/A	N/A	18	-4,2	***	***	N/A	N/A	20,6	-4,4	***	***	N/A	N/A	7,3	-7,9	***	***
SMA-ZUN-69	N/A	N/A	60	-8	***	***	N/A	N/A	35,7	-7,5	***	***	N/A	N/A	8,2	-4,6	***	***
SMA-SMA2-69	N/A	N/A	-30,1	11,6	***	***	N/A	N/A	-17	11,7	***	***	N/A	N/A	-15,8	12,6	***	***
SMA-LBR-230	N/A	N/A	-30,1	10,6	***	***	N/A	N/A	-17	11,4	***	***	N/A	N/A	-15,8	12,2	***	***
SMA-ESP-230	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla CV. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	N/A	N/A	-58,3	12,8	***	***	N/A	N/A	-41,9	9,2	***	***	N/A	N/A	-10,9	-0,2	***	***
LBR-SFE-69	N/A	N/A	-10,2	-1	***	***	N/A	N/A	-12,9	0,5	***	***	N/A	N/A	-18	5,3	***	***
SMA-SFE-69	N/A	N/A	10,3	0,9	***	***	N/A	N/A	13	-0,5	***	***	N/A	N/A	18,2	-4,9	***	***
SMA-ZUN-69	N/A	N/A	40,3	-7,5	***	***	N/A	N/A	22,6	-6,3	***	***	N/A	N/A	-9,6	-0,3	***	***
SMA-SMA2-69	N/A	N/A	10,6	3,4	***	***	N/A	N/A	17,7	-0,7	***	***	N/A	N/A	35,7	4,5	***	***
SMA-LBR-230	N/A	N/A	10,6	3,4	***	***	N/A	N/A	17,7	-1	***	***	N/A	N/A	35,5	3,3	***	***
SMA-ESP-230	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

5.4.7. Contingencia núm. 11, Santa María 2-Santa María 69 kV

En esta contingencia se simula la desconexión del circuito 69 kV Santa María 2-Santa María, observándose que no se presentan violaciones de voltaje o carga en la red. En la tabla CVI, un resumen de los niveles de tensión y carga obtenidos en los nodos y líneas del área de interés.

Tabla CVI. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C11	A4 C11	Diferencia	CB C11	A4 C11	Diferencia	CB C11	A4 C11	Diferencia
LBR-231	N/A	1,0127	***	N/A	1,0119	***	N/A	1,0065	***
ESP-230	N/A	1,0074	***	N/A	1,0072	***	N/A	1,0025	***
ESP-69	N/A	1,0251	***	N/A	1,0226	***	N/A	1,0221	***
LBR-691	N/A	1,0128	***	N/A	1,0114	***	N/A	1,0244	***
SMA-69	N/A	1,0231	***	N/A	1,022	***	N/A	1,0262	***
ZUN-69	N/A	1,0247	***	N/A	1,0236	***	N/A	1,0267	***
SFE-69	N/A	1,0163	***	N/A	1,0149	***	N/A	1,0251	***
SMA-230	N/A	1,0107	***	N/A	1,0103	***	N/A	1,0052	***
SMA-692	N/A	0,9958	***	N/A	0,9953	***	N/A	0,9904	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla CVII. **Resultados de voltaje en los nodos del área de interés**

NODO	ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÁXIMA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MEDIA			ÉPOCA HÚMEDA, DEMANDA MÍNIMA		
	CB C11	A4 C11	Diferencia	CB C11	A4 C11	Diferencia	CB C11	A4 C11	Diferencia
LBR-231	N/A	1,0164	***	N/A	1,0236	***	N/A	1,0161	***
ESP-230	N/A	1,0075	***	N/A	1,0154	***	N/A	1,0098	***
ESP-69	N/A	1,0226	***	N/A	1,023	***	N/A	1,0173	***
LBR-691	N/A	1,0027	***	N/A	1,0053	***	N/A	1,012	***
SMA-69	N/A	1,0204	***	N/A	1,0188	***	N/A	1,0219	***
ZUN-69	N/A	1,0218	***	N/A	1,021	***	N/A	1,0225	***
SFE-69	N/A	1,0086	***	N/A	1,0097	***	N/A	1,015	***
SMA-230	N/A	1,0131	***	N/A	1,0206	***	N/A	1,0139	***
SMA-692	N/A	0,9981	***	N/A	1,0055	***	N/A	0,9989	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla CVIII. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA SECA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA SECA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	N/A	N/A	-45,8	15,9	***	***	N/A	N/A	-35,4	11,1	***	***	N/A	N/A	-14,6	2,1	***	***
LBR-SFE-69	N/A	N/A	-20,9	1,4	***	***	N/A	N/A	-23,3	2,1	***	***	N/A	N/A	-5,5	0,6	***	***
SMA-SFE-69	N/A	N/A	21,1	-0,8	***	***	N/A	N/A	23,6	-1,3	***	***	N/A	N/A	5,5	-0,9	***	***
SMA-ZUN-69	N/A	N/A	26,8	-9,6	***	***	N/A	N/A	15,7	-6,6	***	***	N/A	N/A	-5,9	1	***	***
SMA-SMA2-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-LBR-230	N/A	N/A	-108	-0,1	***	***	N/A	N/A	-67,9	-3,4	***	***	N/A	N/A	-41	-4,6	***	***
SMA-ESP-230	N/A	N/A	108	0,1	***	***	N/A	N/A	67,9	3,4	***	***	N/A	N/A	41	4,6	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Tabla CIX. **Resultados de flujos de potencia en las líneas del área de interés**

NODO	ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÁXIMA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MEDIA						ÉPOCA HUMEDA, DEMANDA MÍNIMA					
	CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia		CB		A1		Diferencia	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
ESP-ZUN-69	N/A	N/A	-54,7	19,9	***	***	N/A	N/A	-46,1	16,8	***	***	N/A	N/A	-32,6	8,1	***	***
LBR-SFE-69	N/A	N/A	-24,4	-0,9	***	***	N/A	N/A	-25,8	1,6	***	***	N/A	N/A	-31	5,1	***	***
SMA-SFE-69	N/A	N/A	24,7	1,8	***	***	N/A	N/A	26,2	-0,5	***	***	N/A	N/A	31,5	-3,5	***	***
SMA-ZUN-69	N/A	N/A	36,5	-11,9	***	***	N/A	N/A	27,1	-10,6	***	***	N/A	N/A	12,7	-4,5	***	***
SMA-SMA2-69	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SMA-LBR-230	N/A	N/A	-36,6	-18,4	***	***	N/A	N/A	-8,7	-19,9	***	***	N/A	N/A	47,9	-22,1	***	***
SMA-ESP-230	N/A	N/A	36,6	18,4	***	***	N/A	N/A	8,7	19,9	***	***	N/A	N/A	-47,9	22,1	***	***

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

Todas las alternativas de solución propuestas cumplen con el objetivo de evitar sobrecargas en elementos de la red como consecuencia de las contingencias en las líneas del área de interés. No se encontraron violaciones de carga o voltaje en ninguno de los escenarios y contingencias simuladas, según la normativa NTAUCT y NTSD.

6. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

La estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia depende de su habilidad de operar de forma permanente en sincronismo a pesar de ser sujeto de un disturbio severo, como puede ser una falla en un elemento de la red de transmisión, la pérdida de un bloque de generación importante o de una gran cantidad de carga que puedan provocar limitaciones en la capacidad de transmisión a lo largo de la red o bien grandes desbalances de carga- generación.

El análisis de estabilidad transitoria tiene como objetivo verificar la respuesta del sistema durante y segundos después de la ocurrencia de un disturbio. Para este análisis en particular, se evaluarán las mismas contingencias en la red de transmisión consideradas en el análisis de contingencias en estado estable en cada una de las alternativas de solución propuestas. En cada alternativa se evaluaron contingencias para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, para época seca y época húmeda.

La simulación de una contingencia consiste en la aplicación de una falla trifásica en un elemento en particular, la cual es liberada luego de pasados seis ciclos posteriores a su aplicación, sacando de servicio el elemento fallado y verificando las condiciones resultantes en el resto de los elementos de la red.

Tabla CX. **Listado de contingencias a aplicar por cada alternativa de solución**

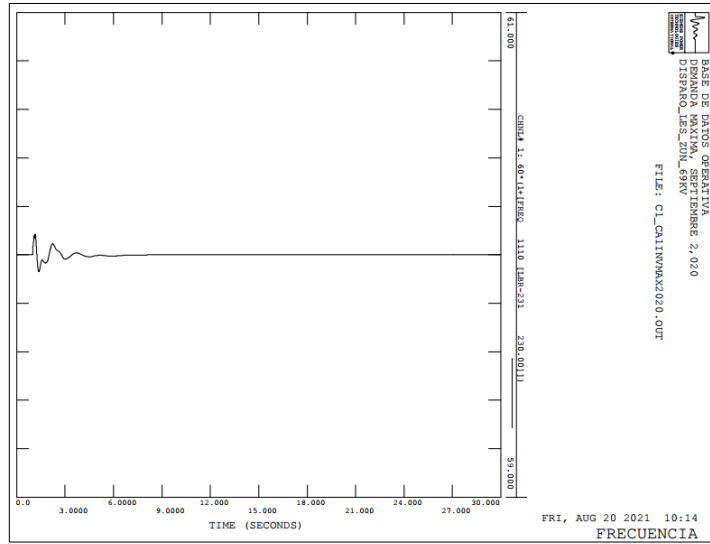
No.	Contingencia	DOBLE CIRCUITO	CAMBIO CONDUCTOR	CAMBIO VOLTAJE	SUBESTACIÓN 230/69
		C1	C2	C3	C4
1.	San Felipe-Los Brillantes 69kV	Estable	Estable		Estable
2.	Santa María-San Felipe 69kV	Estable	Estable		Estable
3.	Zunil-Santa María 69 kV	Estable	Estable		Estable
4.	La Esperanza-Zunil 69 kV	Estable	Estable		Estable
5.	La Esperanza-Zunil 138kV			Estable	
6.	Zunil-Santa María 138kV			Estable	
7.	Santa María-San Felipe 138kV			Estable	
8.	San Felipe-Los Brillantes 138kV			Estable	
9.	Los Brillantes-Santa María 2 230kV				Estable
10.	Santa María 2-La Esperanza 230kV				Estable
11.	Santa María 2-Santa María 69kV				Estable

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 365.

6.1. **Alternativa núm. 1, segundo circuito 69 kV**

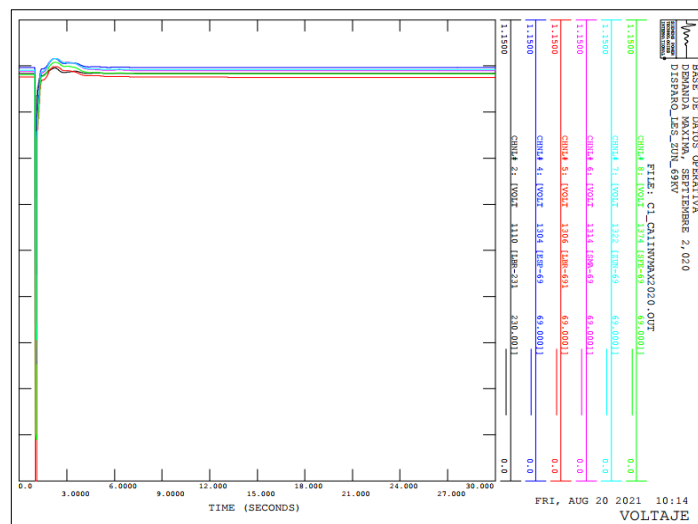
Para esta alternativa de solución se modelo un segundo circuito de 69 kV desde la subestación eléctrica Los Brillantes hasta la subestación eléctrica La Esperanza, formando una red paralela a la red 69 kV existente. En cada uno de escenarios y contingencias analizadas no se encontraron desviaciones considerables en la frecuencia del sistema o de voltaje en los nodos del área de interés del estudio, ninguno de los generadores pierde sincronismo.

Figura 26. Ejemplo del comportamiento de la frecuencia del sistema



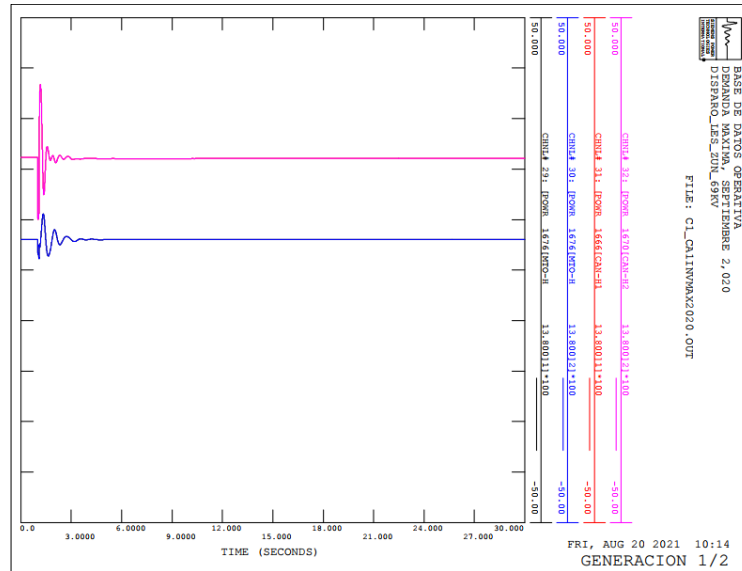
Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 27. Ejemplo del comportamiento del voltaje en los nodos del área de interés



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 28. Ejemplo del comportamiento de los generadores en el área de interés

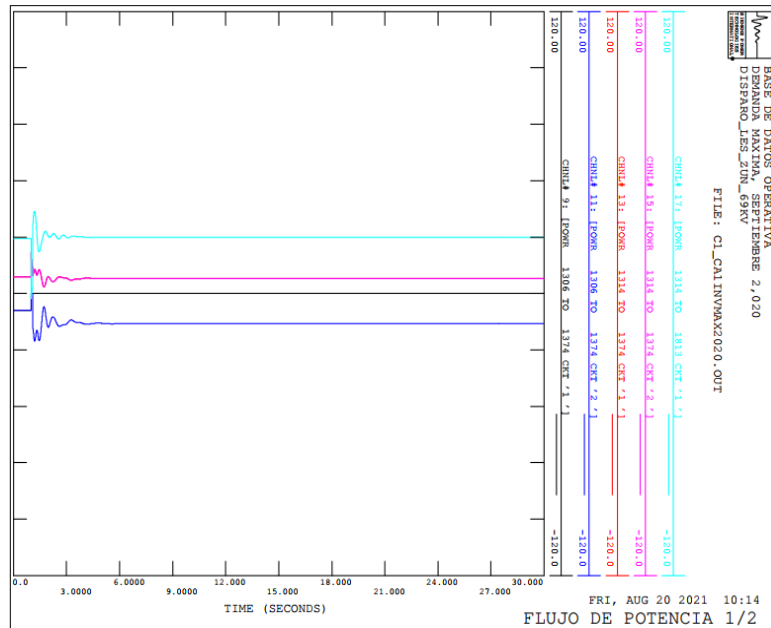


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.1.1. Contingencia núm. 1, San Felipe-Los Brillantes 69 kV

En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito núm. 1 entre San Felipe y Los Brillantes (1306-1374) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, fluyendo prácticamente la totalidad de la potencia entre esas dos subestaciones a través del circuito paralelo de 69 kV, evitando que se presenten violaciones de carga en otros elementos de la red.

Figura 29. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés

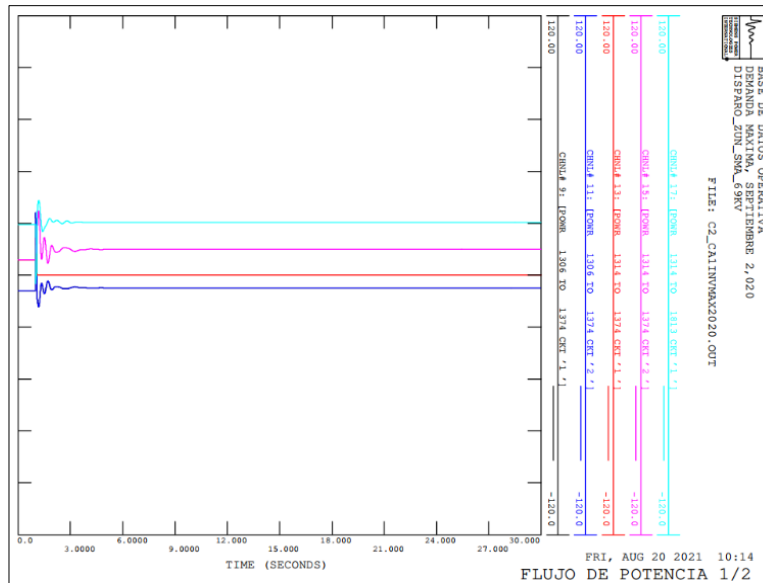


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.1.2. Contingencia núm. 2, Santa María-San Felipe kV

En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito núm. 1 entre Santa María y San Felipe (1374-1314) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, fluyendo prácticamente la totalidad de la potencia entre esas dos subestaciones a través del circuito paralelo de 69 kV, evitando que se presenten violaciones de carga en otros elementos de la red.

Figura 30. **Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés**

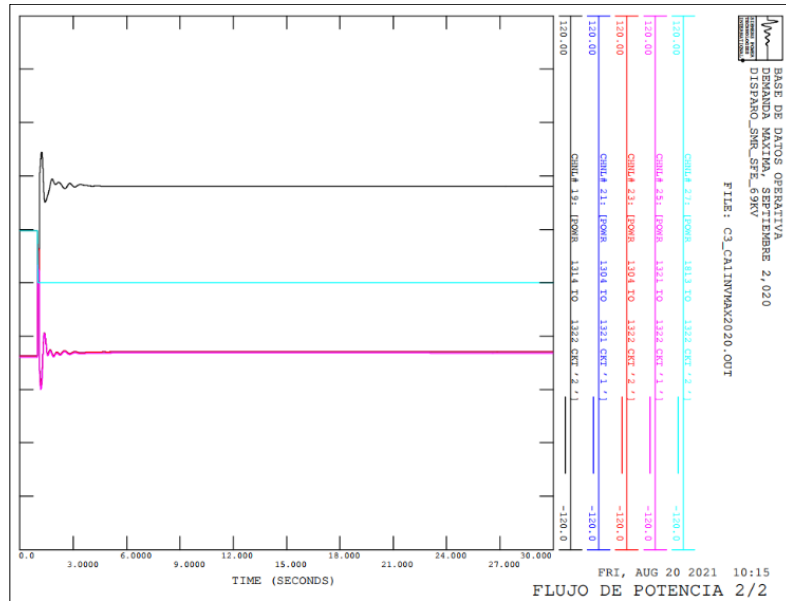


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.1.3. Contingencia núm. 3, Zunil-Santa María 69 kV

En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito núm. 1 entre Zunil y Santa María (1314-1813-1322) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, fluyendo prácticamente la totalidad de la potencia entre esas dos subestaciones a través del circuito paralelo de 69 kV, evitando que se presenten violaciones de carga en otros elementos de la red.

Figura 31. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés

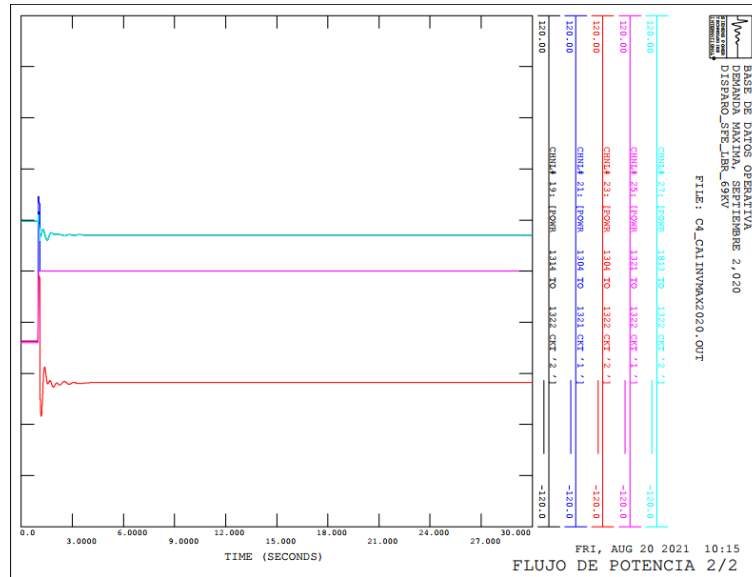


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.1.4. Contingencia núm. 4, La Esperanza-Zunil 69 kV

En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito No. 1 entre La Esperanza y Zunil (1322-1321-1304) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, fluyendo prácticamente la totalidad de la potencia entre esas dos subestaciones a través del circuito paralelo de 69 kV, evitando que se presenten violaciones de carga en otros elementos de la red.

Figura 32. **Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés**

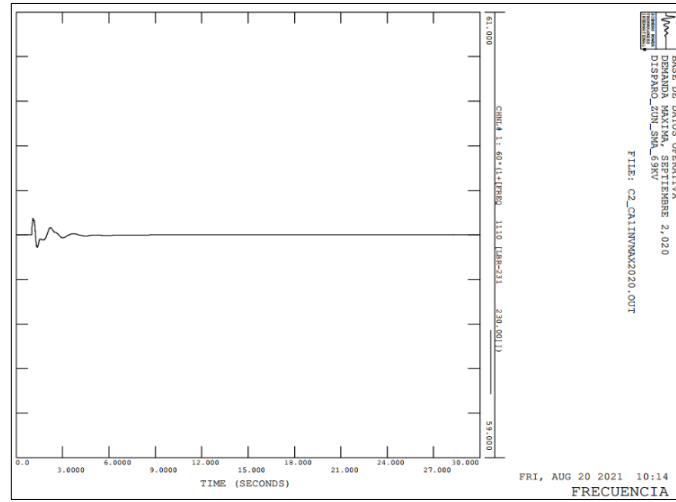


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.2. **Alternativa núm. 2, cambio de conductor circuito 69 kV**

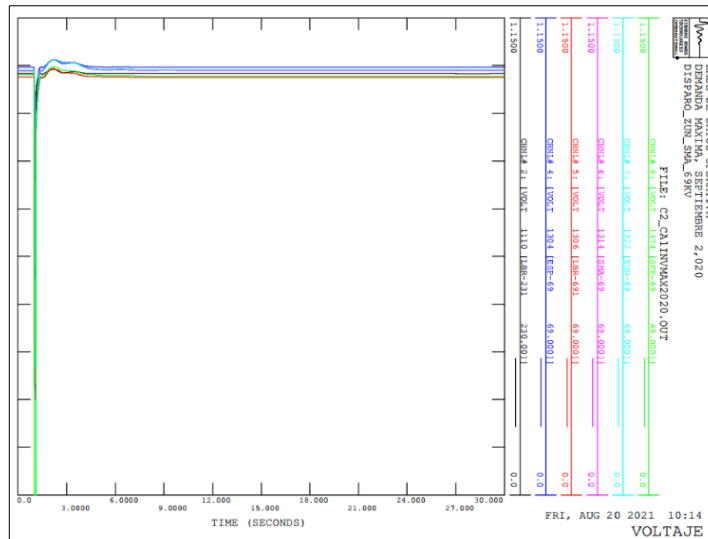
Para esta alternativa de solución se modeló el cambio de conductor a lo largo del circuito de 69 kV que va desde la subestación eléctrica Los Brillantes hasta la subestación eléctrica La Esperanza pasando por las subestaciones San Felipe, Santa María y Zunil, por uno de mayor capacidad que pueda soportar posibles violaciones de carga ante condiciones de contingencia. En cada uno de los escenarios y contingencias analizadas no se encontraron desviaciones considerables en la frecuencia del sistema o de voltaje en los nodos del área de interés del estudio, ninguno de los generadores pierde sincronismo.

Figura 33. Ejemplo del comportamiento de la frecuencia del sistema



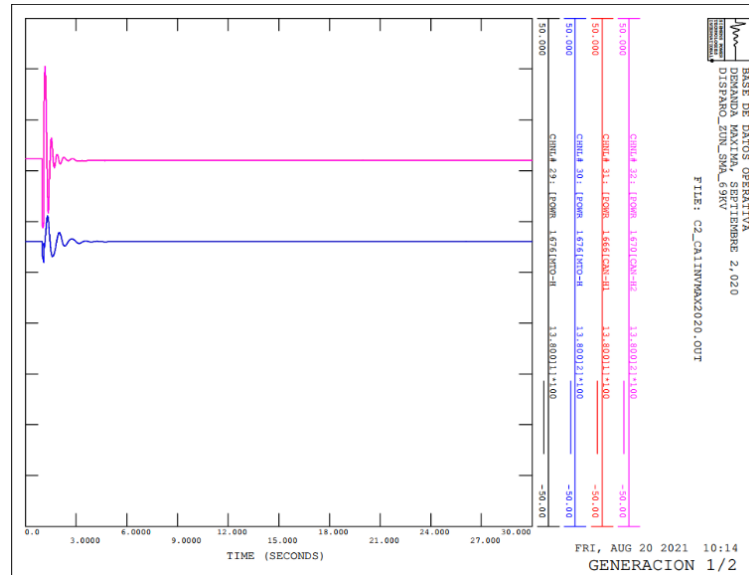
Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 34. Ejemplo del comportamiento del voltaje en los nodos del área de interés



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 35. Ejemplo del comportamiento de los generadores en el área de interés

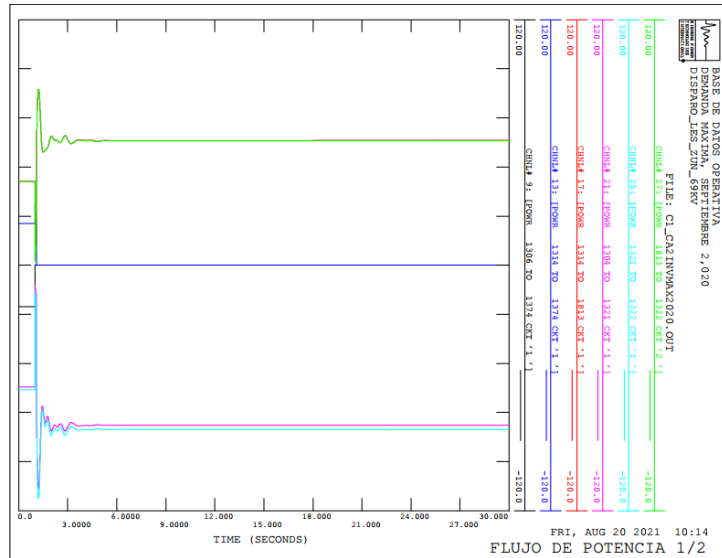


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.2.1. Contingencia núm. 1, San Felipe-Los Brillantes 69 kV

En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 69 kV entre San Felipe y Los Brillantes (1306-1374) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, reduciéndose prácticamente a cero el flujo entre Los Brillantes-San Felipe (1306-1374) y San Felipe-Santa María (1314-1374), incrementando el flujo de potencia entre Santa María-Zunil (1314-1813-1322) y Zunil-La Esperanza (1322-1321-1304), pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 36. **Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés**

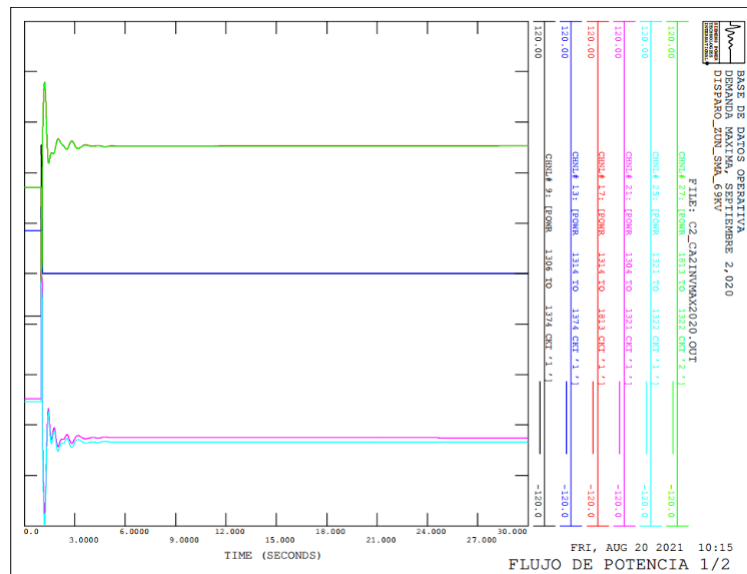


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.2.2. Contingencia núm. 2, Santa María-San Felipe kV

En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 69 kV entre Santa María y San Felipe (1374-1314) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, reduciéndose prácticamente a cero el flujo entre Los Brillantes-San Felipe y San Felipe-Santa María, incrementando el flujo de potencia entre Santa María-Zunil (1314-1813-1322) y Zunil-La Esperanza (1322-1321-1304) pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 37. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés

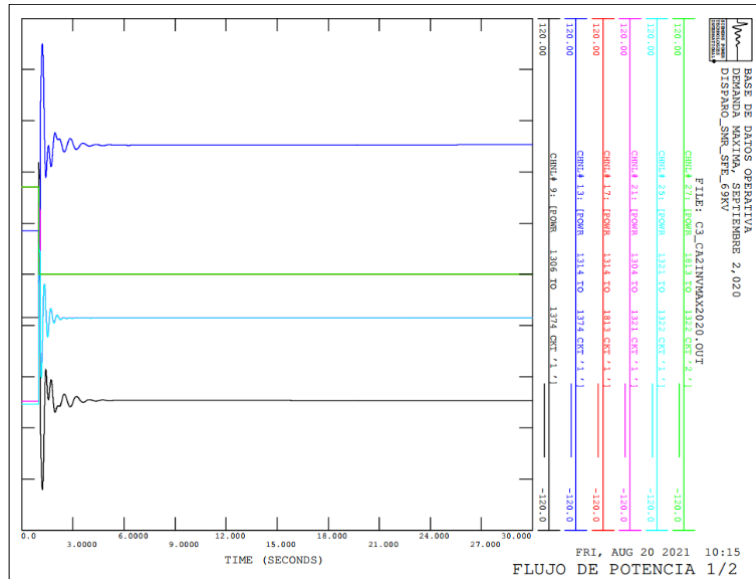


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.2.3. Contingencia núm. 3, Zunil-Santa María 69 kV

En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 69 kV entre Zunil y Santa María (1322-1813-1314) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, reduciendo el flujo de potencia entre Zunil-La Esperanza (1322-1321-1304) e incrementando el flujo entre Los Brillantes-San Felipe (1374-1306) y San Felipe-Santa María (1314-1374), pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 38. **Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés**

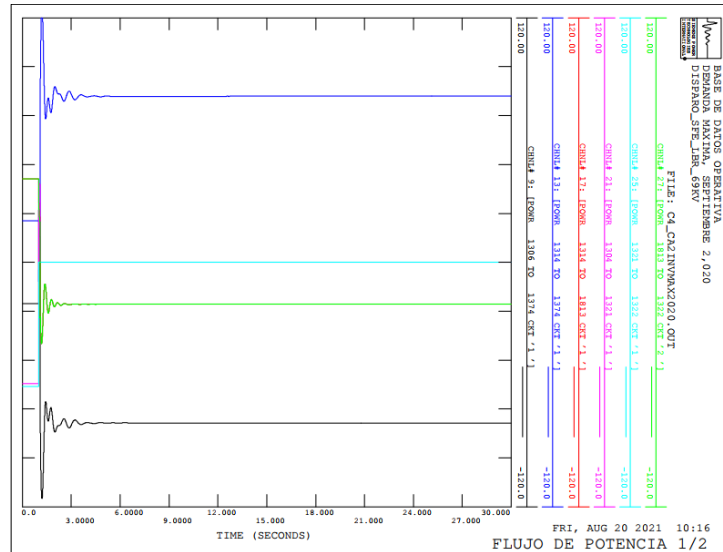


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.2.4. Contingencia núm. 4, La Esperanza-Zunil 69 kV

En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 69 kV entre La Esperanza y Zunil (1304-1321-1322) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, reduciendo e invirtiendo el flujo de potencia entre Zunil-Santa María (1322-1813-1314) e incrementando el flujo entre Los Brillantes-San Felipe (1374-1306) y San Felipe-Santa María (1314-1374), pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 39. **Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés**

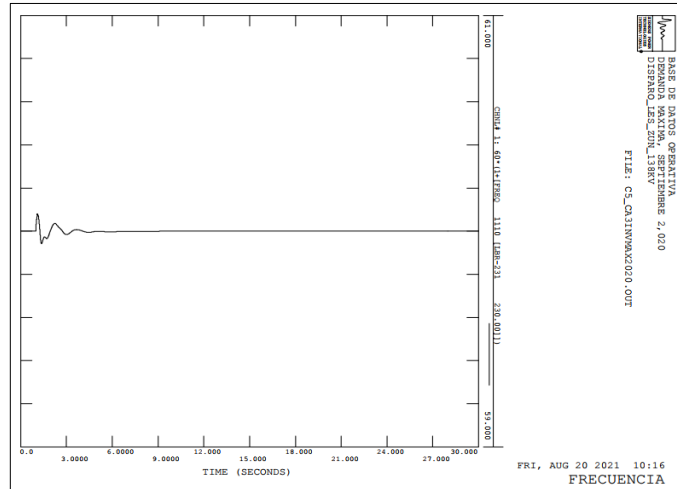


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.3. **Alternativa núm. 3, cambio de voltaje a 138 kV**

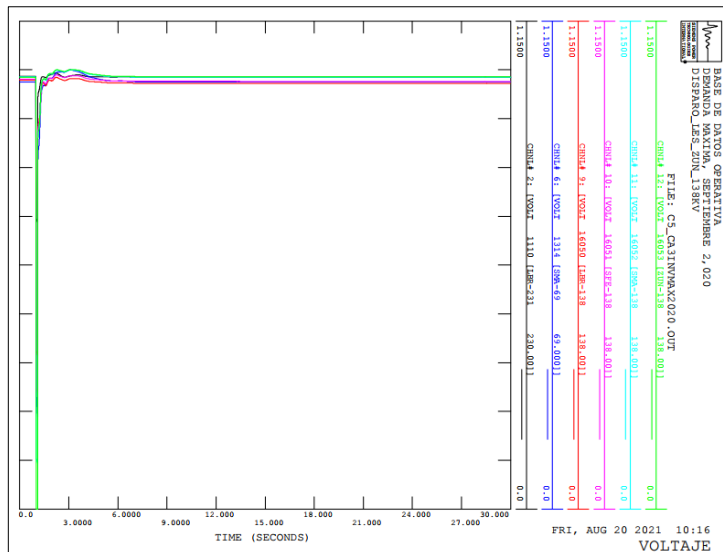
Para esta alternativa de solución se modeló el cambio de voltaje de 69 a 138 kV del circuito que va desde la subestación eléctrica Los Brillantes hasta la subestación eléctrica La Esperanza, pasando por las subestaciones San Felipe, Santa María y Zunil, incrementándose además su capacidad para que pueda soportar posibles violaciones de carga provocadas por contingencias. En cada uno de los escenarios y contingencias analizadas no se encontraron desviaciones considerables en la frecuencia del sistema o de voltaje en los nodos del área de interés del estudio, ninguno de los generadores pierde sincronismo.

Figura 40. Ejemplo del comportamiento de la frecuencia del sistema



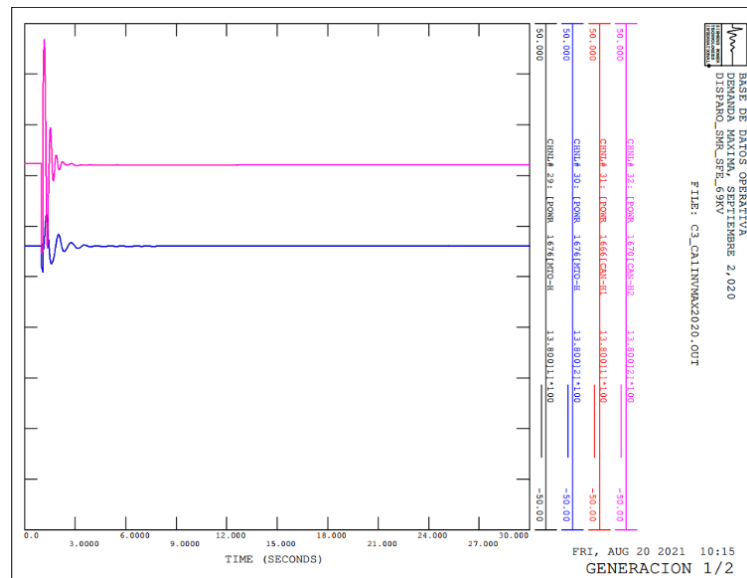
Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 41. Ejemplo del comportamiento del voltaje en los nodos del área de interés



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 42. **Ejemplo del comportamiento de los generadores en el área de interés**

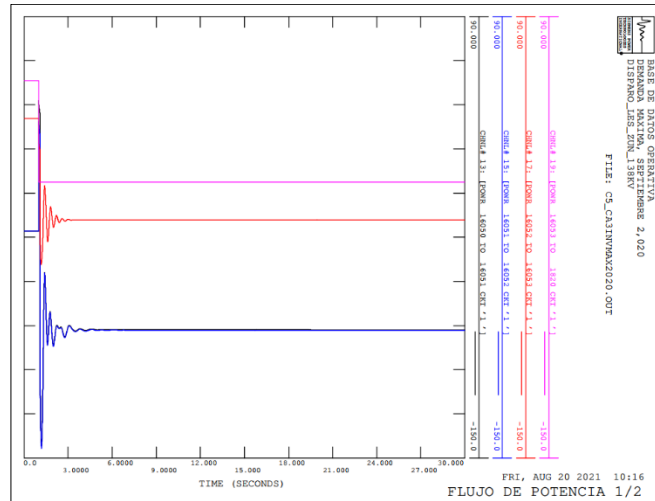


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.3.1. Contingencia núm. 5, La Esperanza-Zunil 138 kV

En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 138 kV entre La Esperanza y Zunil (1820-16053) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, reduciendo el flujo de potencia entre Zunil-Santa María (16053-16052) e incrementando el flujo entre Los Brillantes-San Felipe (16052-16051) y San Felipe-Santa María (16051-16050), pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 43. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés

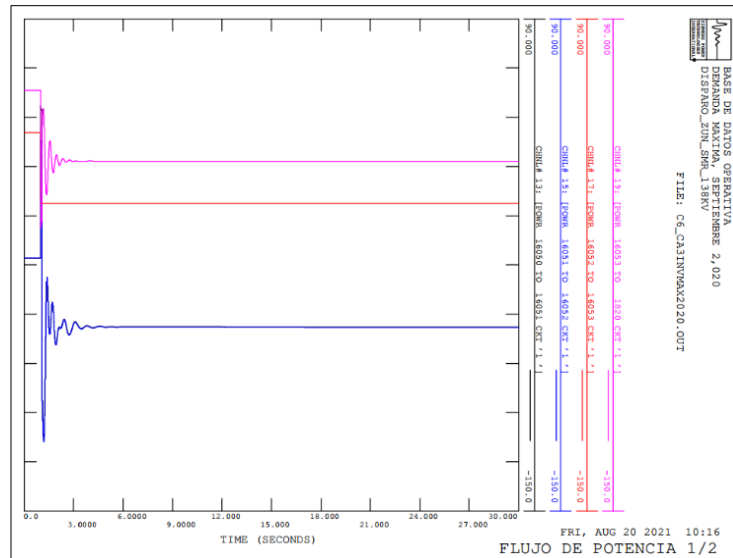


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.3.2. Contingencia núm. 6, Zunil-Santa María 138 kV

En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 138 kV entre Zunil y Santa María (16052-16053) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, reduciendo el flujo de potencia entre Zunil-La Esperanza (16053-1820) e incrementando el flujo entre Los Brillantes-San Felipe (16050-16051) y San Felipe-Santa María (16051-16052), pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 44. **Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés**

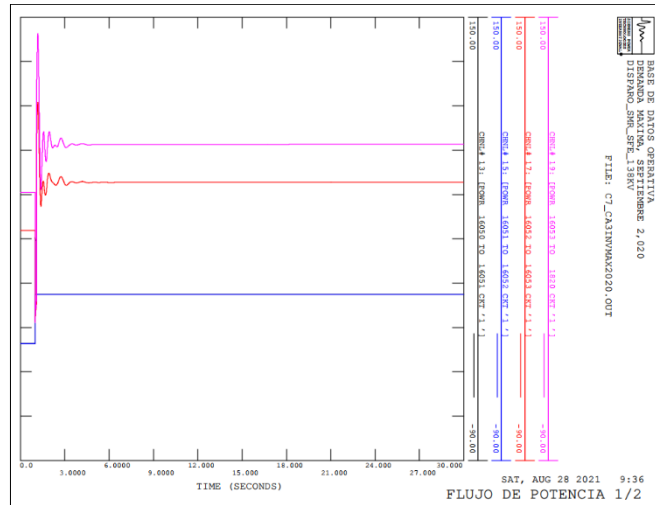


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.3.3. Contingencia núm. 7, Santa María-San Felipe 138 kV

En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 138 kV entre Santa María y San Felipe (16051-16052) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, reduciéndose prácticamente a cero el flujo entre Los Brillantes-San Felipe (16050-16051) y San Felipe-Santa María (16051-16052), incrementando el flujo de potencia entre Santa María-Zunil (16052-16053) y Zunil-La Esperanza (16053-1820), pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 45. **Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés**

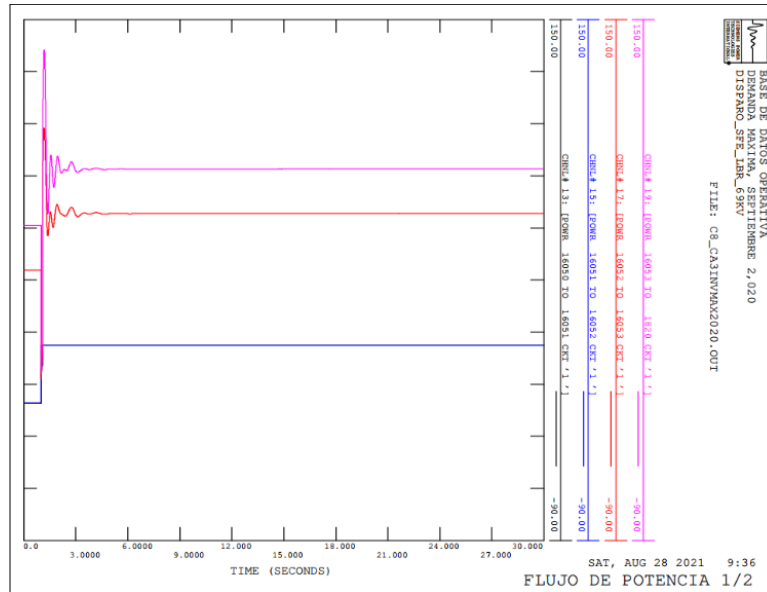


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.3.4. Contingencia núm. 8, San Felipe-Los Brillantes 138 kV

En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 138 kV entre San Felipe y Los Brillantes (16050-16051) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, reduciéndose prácticamente a cero el flujo entre Los Brillantes-San Felipe (16050-16051) y San Felipe-Santa María (16051-16052), incrementando el flujo de potencia entre Santa María-Zunil (16052-16053) y Zunil-La Esperanza (16053-1820), pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 46. **Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés**

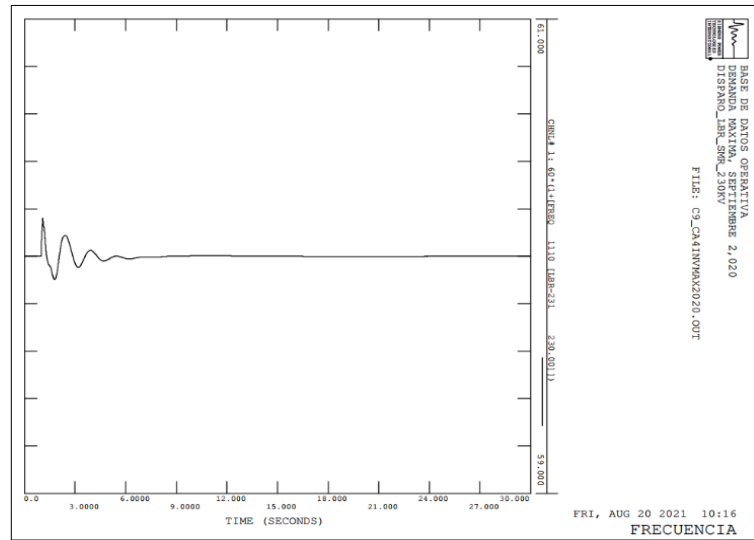


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.4. **Alternativa núm. 4, ampliación Santa María 230/69 kV**

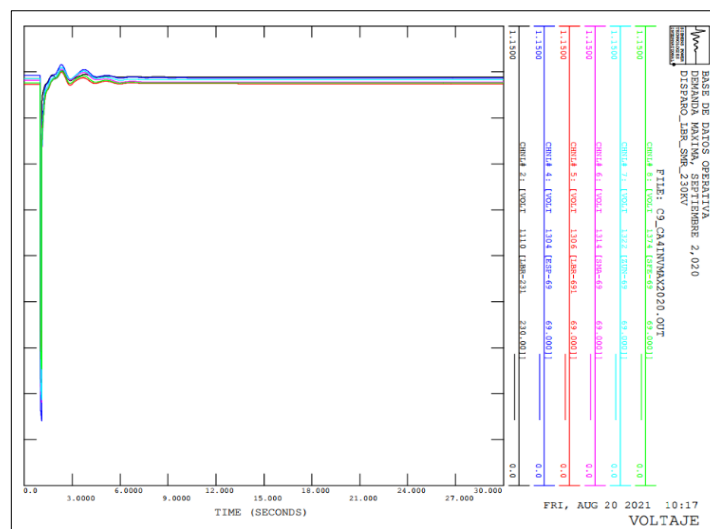
Para esta alternativa de solución, se modeló una nueva subestación de transformación 230/69 kV que secciona la línea de transmisión 230 kV que va de la subestación eléctrica Los Brillantes hacia la subestación eléctrica La Esperanza, la cual se interconecta además con la subestación eléctrica Santa María por medio de una línea muy corta en 69 kV. En cada uno de los escenarios y contingencias analizadas no se encontraron desviaciones considerables en la frecuencia del sistema o de voltaje en los nodos del área de interés del estudio, ninguno de los generadores pierde sincronismo.

Figura 47. Ejemplo del comportamiento de la frecuencia del sistema



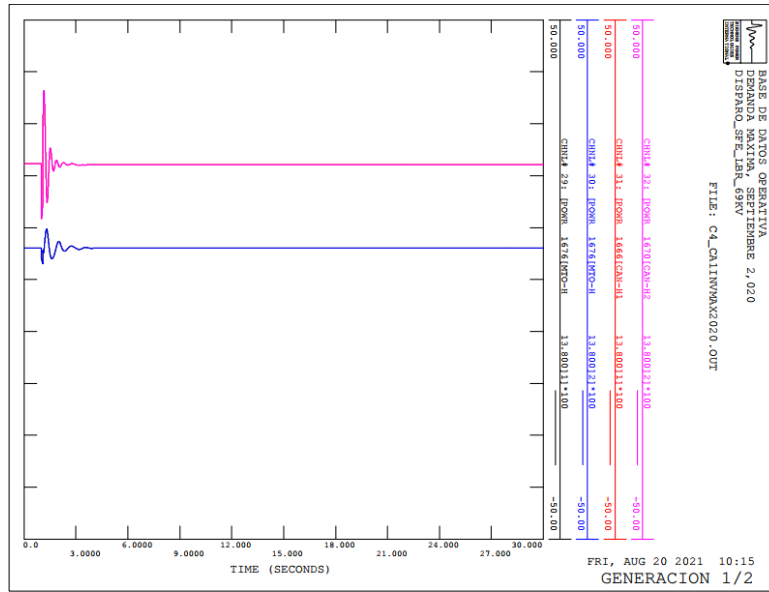
Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 48. Ejemplo del comportamiento del voltaje en los nodos del área de interés



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 49. Ejemplo del comportamiento de los generadores en el área de interés

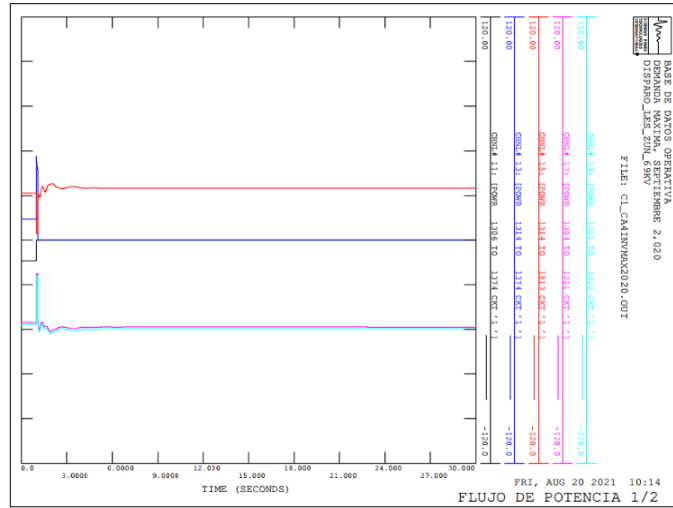


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.4.1. Contingencia núm. 1, San Felipe-Los Brillantes 69 kV

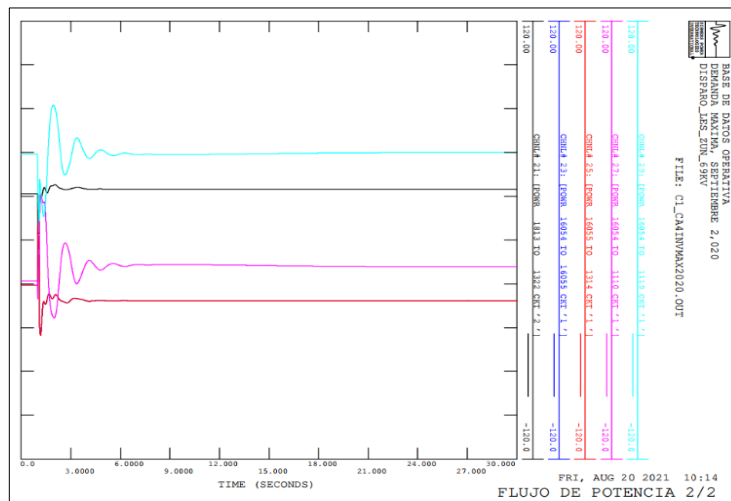
En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 69 kV entre San Felipe y Los Brillantes (1306-1374) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, reduciéndose prácticamente a cero el flujo entre Los Brillantes-San Felipe (1306-1374) y San Felipe-Santa María (1314-1374), incrementando ligeramente el flujo de potencia entre Santa María 1-Santa María 2 (1314-16055) Santa María-Zunil (1314-1813-1322) y Zunil-La Esperanza (1322-1321-1304) pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 50. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (1 de 2)



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 51. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (2 de 2)

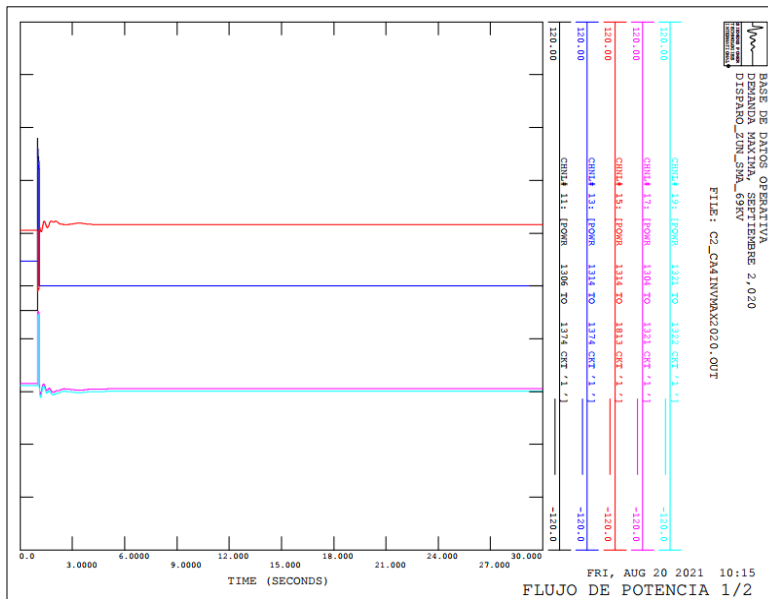


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.4.2. Contingencia núm. 2, Santa María-San Felipe 69 kV

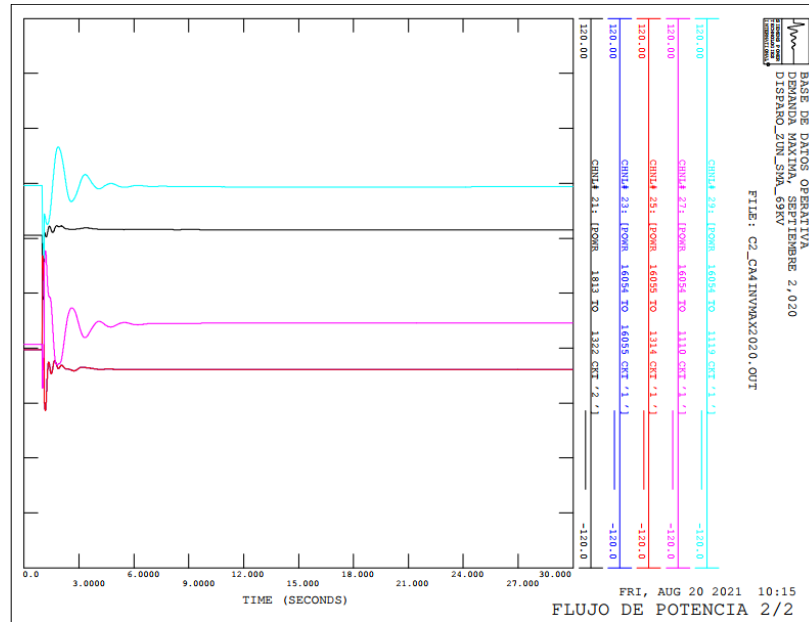
En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 69 kV entre San Felipe y Santa María (1314-1374) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, reduciéndose prácticamente a cero el flujo entre Los Brillantes-San Felipe (1306-1374) y San Felipe-Santa María (1314-1374), incrementando ligeramente el flujo de potencia entre Santa María 1-Santa María 2 (1314-16055) Santa María-Zunil (1314-1813-1322) y Zunil-La Esperanza (1322-1321-1304) pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 52. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (1 de 2)



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 53. **Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (2 de 2)**

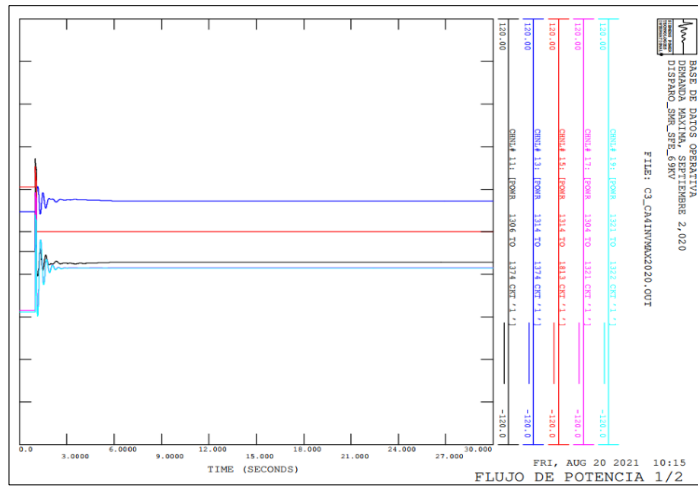


Fuente: elaboración propia, empleando PSS@E.

6.4.3. Contingencia núm. 3, Zunil-Santa María 69 kV

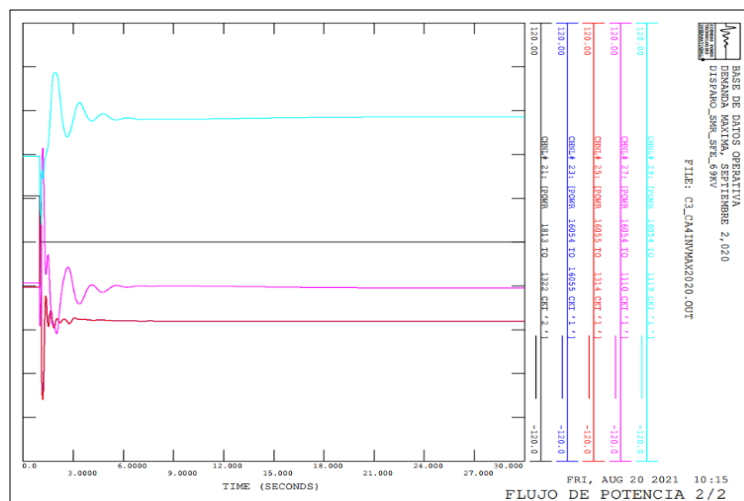
En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 69 kV entre Zunil y Santa María (1322-1813-1314) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, reduciendo el flujo de potencia entre Zunil-La Esperanza (1322-1321-1304) e incrementando el flujo entre Santa María 1-Santa María 2 (1314-16055), Los Brillantes-San Felipe (1374-1306) y San Felipe-Santa María (1314-1374), pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 54. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (1 de 2)



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 55. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (2 de 2)

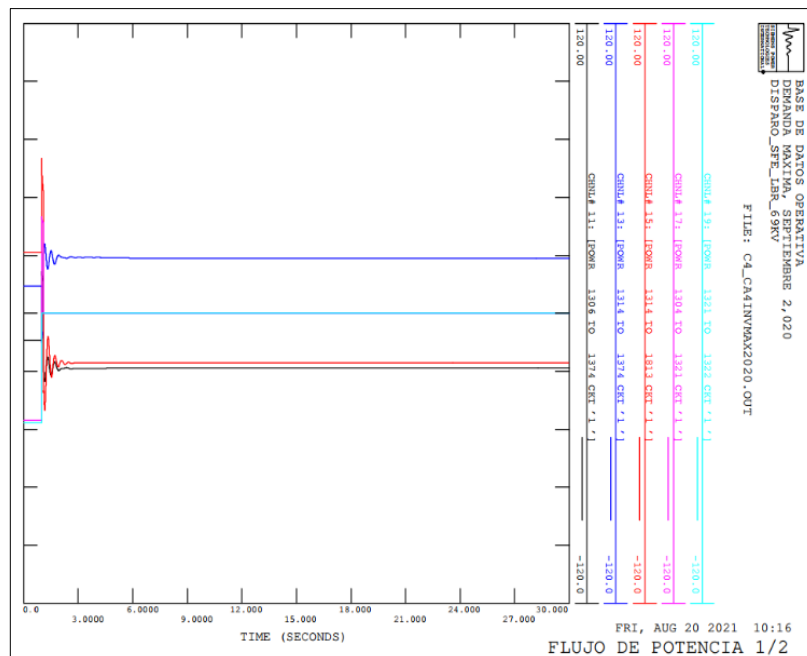


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.4.4. Contingencia núm. 4, La Esperanza-Zunil 69 kV

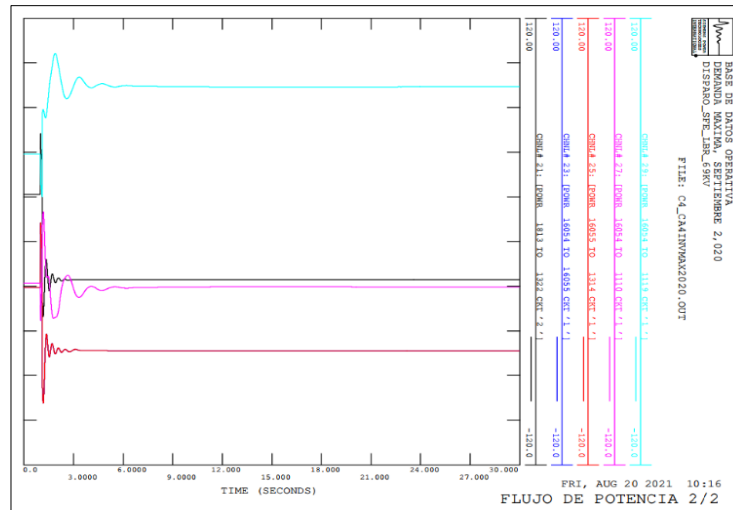
En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 69 kV entre La Esperanza y Zunil (1304-1321-1322) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, reduciendo e invirtiendo el flujo de potencia entre Zunil-Santa María (1322-1813-1314) e incrementando el flujo entre Santa María 1-Santa María 2 (1314-16055), Los Brillantes-San Felipe (1374-1306) y San Felipe-Santa María (1314-1374), pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 56. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (1 de 2)



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 57. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (2 de 2)

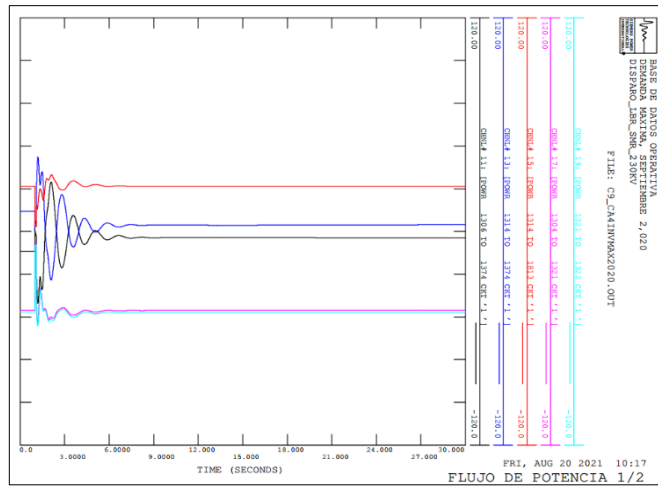


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.4.5. Contingencia núm. 9, Los Brillantes-Santa María II 230 kV

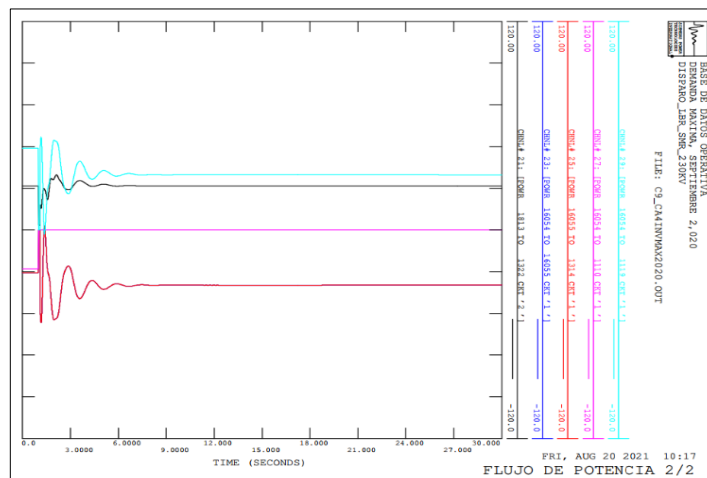
En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 230 kV entre Los Brillantes y Santa María 2 (1110-16054), se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, reduciendo el flujo de potencia entre Los Brillantes-San Felipe (1306-1374) y San Felipe-Santa María (1374-1314) e incrementando el flujo entre Santa María 1-Santa María 2 (1314-16055), Santa María-Zunil (1314-1813-1322) y Zunil-La Esperanza (1322-1321-1304), pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 58. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (1 de 2)



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 59. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (2 de 2)

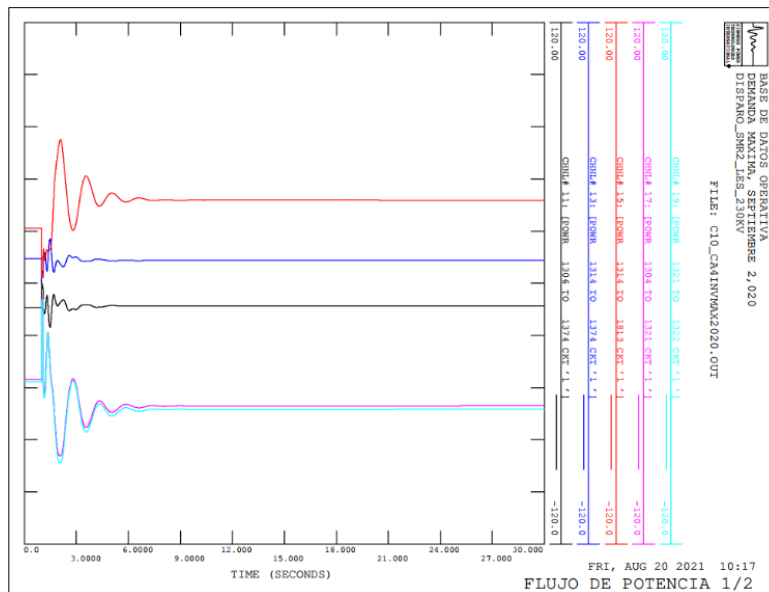


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.4.6. Contingencia núm. 10, Santa María II-La Esperanza 230 kV

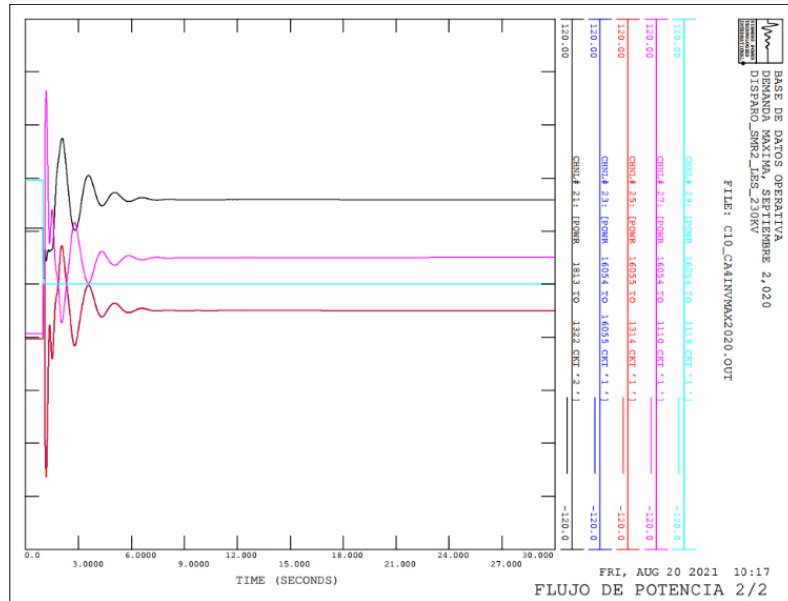
En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 230 kV entre La Esperanza y Santa María 2 (1119-16054) se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, reduciendo el flujo de potencia entre Santa María 1-Santa María 2 (1314-16055), Los Brillantes-San Felipe (1306-1374) y San Felipe-Santa María (1374-1314) e incrementando el flujo entre, Santa María-Zunil (1314-1813-1322) y Zunil-La Esperanza (1322-1321-1304), pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 60. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (1 de 2)



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 61. **Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (2 de 2)**

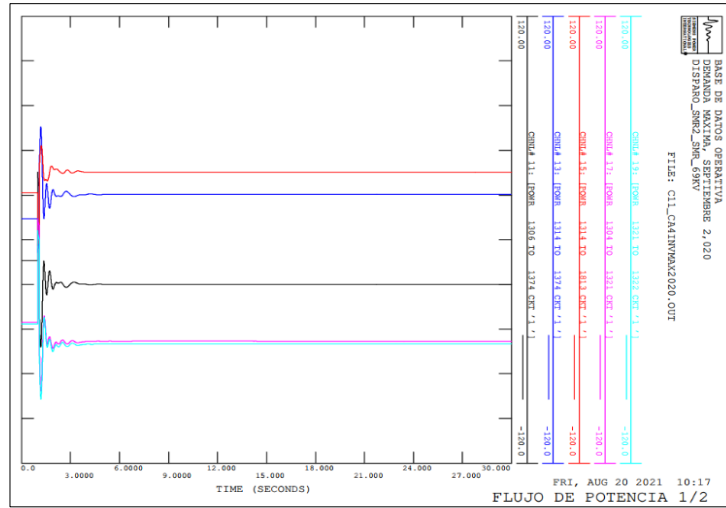


Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

6.4.7. **Contingencia núm. 11, Santa María II-Santa María 69 kV**

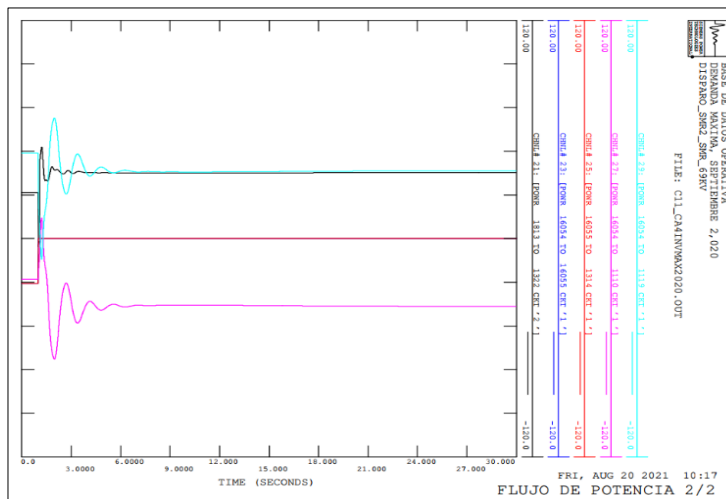
En esta contingencia se observa que ante el disparo del circuito 69 kV entre Santa María y Santa María 2 (1314-16055), se presenta un reordenamiento de los flujos de potencia, incrementando el flujo entre Los Brillantes – San Felipe (1306-1374), San Felipe-Santa María (1374-1314), Santa María-Zunil (1314-1813-1322) y Zunil-La Esperanza (1322-1321-1304), pero sin llegar a presentarse violaciones de carga en ningún elemento de la red como consecuencia de la contingencia.

Figura 62. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (1 de 2)



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Figura 63. Ejemplo del comportamiento del flujo de potencia activa en líneas del área de interés (2 de 2)



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Todas las alternativas de solución propuestas cumplen con el objetivo de evitar sobrecargas en elementos de la red como consecuencia de las contingencias en las líneas del área de interés. No se encontraron condiciones de inestabilidad transitoria o pérdidas de sincronismo en ninguno de los escenarios y contingencias simuladas. se localizaron violaciones de carga o voltaje en ninguno de los escenarios y contingencias simuladas. Lo cual cumple con la normativa del país NTAUCT, NTSD. También se validó que los valores de frecuencia cumplan con los límites definidos en condición de emergencia que define la norma NCO-4. Las gráficas realizadas de las cuatro posibles alternativas se encuentran en el apéndice.

7. ANÁLISIS DE COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN

Tomando como base los costos estimados de las unidades de propiedad estándar consideradas en el estudio de peaje de la red de transporte de la Empresa de Transmisión del Instituto Nacional de Electrificación para el período 2021-2022, se establecieron los montos de inversión necesarios para la implementación de cada una de las alternativas de solución bajo análisis, los resultados obtenidos se muestran a continuación.

7.1. Alternativa núm. 1, segundo circuito de 69 kV

Para implementar esta alternativa es necesario realizar la construcción de ocho nuevos campos de línea de transmisión de 69 kV en las subestaciones Los Brillantes (1), San Felipe (2), Santa María (2), Zunil (2) y La Esperanza (1), ampliar infraestructura básica en Santa María y San Felipe, así como la construcción de los cuatro tramos de línea de transmisión de 69 kV entre estas dos subestaciones. Probablemente la mayor dificultad para la implementación de esta alternativa de solución sería la construcción de los nuevos tramos de línea, por la obtención de los derechos de paso, debido a que en la mayoría de los casos existe resistencia por parte de los propietarios de los terrenos a dicha negociación, condición que puede retrasar la puesta en servicio. La inversión total estimada para la implementación de esta alternativa de solución asciende a Q 62 904 598,55. En la tabla CXI, se presenta un desglose de los costos de ampliación.

Tabla CXI. **Cálculo de costos de los nuevos campos de línea**

No.	DESCRIPCIÓN	VNR UNITARIO [US\$]	CANTIDAD	INVERSIÓN TOTAL [US\$]
1	CC 69 kV BD LOS BRILLANTES	300 914	1	300 914
2	CC 69 kV BS SAN FELIPE	261 484	2	522 969
3	CC 69 kV BS SANTA MARÍA	261 484	2	522 969
4	CC 69 kV BD ORZUNIL	300 914	2	601 828
5	CC 69 kV LA ESPERANZA	261 484	1	261 484
6	IB BS MEDIANA SANTA MARÍA 69 kV	556 219	1	161 330
7	IB BS MEDIANA SAN FELIPE 69 kV	394 889	1	85 714
	INVERSIÓN TOTAL			2 457 208

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

Tabla CXII. **Cálculo de costos de nuevos tramos de línea**

No.	DESCRIPCIÓN	VNR UNITARIO [US\$]	CANTIDAD [KM]	INVERSIÓN TOTAL [US\$]
1	LT 69 kV BRILLANTES-SAN FELIPE	129 964	6.37	827 869
2	LT 69 kV SAN FELIPE-SANTA MARÍA	122 024	13.65	1 665 630
3	LT 69 kV SANTA MARÍA-ORZUNIL	135 135	1.48	199 999
4	LT 69 kV ORZUNIL-LA ESPERANZA	160 495	16.9	2 712 369
	INVERSIÓN TOTAL			5 405 867

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

Tabla CXIII. **Costo total alternativa núm.1**

Moneda	Inversión total
USD	7 863 074,82
Q	62 904 598,55

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

7.2. **Alternativa núm. 2, cambio de conductor circuito 69 kV**

Esta alternativa consiste en el reemplazo del conductor original por uno de mayor capacidad en los cuatro tramos de línea de transmisión existentes entre las subestaciones Los Brillantes, San Felipe, Santa María, Zunil y La Esperanza, cambiando herrajes, pero utilizando las estructuras existentes. La mayor dificultad para la implementación de esta alternativa de solución es que el cambio de conductor se debe hacer con el tramo de línea sin tensión, lo cual requiere una gran cantidad de suspensiones y horas de trabajo, esto afectaría la operación del área de interés del proyecto. La inversión total estimada para la implementación de esta alternativa de solución asciende a Q 49 701 710,21. En la tabla CXIV, se presenta el desglose de los costos de ampliación.

Tabla CXIV. **Cálculo de costos de los nuevos tramos de línea**

No.	DESCRIPCIÓN	VNR UNITARIO [US\$]	CANTIDAD[KM]	INVERSIÓN TOTAL [US\$]
1	LT 69 kV LOS BRILLANTES-SAN FELIPE	161 789.42	6.37	1 030 599
2	LT 69 kV SAN FELIPE-SANTA MARÍA	161 789.42	13.65	2 208 426
3	LT 69 kV SANTA MARÍA-ORZUNIL	161 789.42	1.48	239 448
4	LT 69 kV ORZUNIL-LA ESPERANZA	161 789.42	16.9	2 734 241
	INVERSIÓN TOTAL			6 212 714

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

Tabla CXV. **Costo total alternativa núm. 2**

Moneda	Inversión Total
USD	6 212 713,78
Q	49 701 710,21

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

7.3. **Alternativa núm. 3, cambio de voltaje de 69 a 138 kV**

Esta alternativa consiste en modificar el nivel de tensión del circuito original de 69 a 138 kV, para lo cual se debe incrementar ligeramente el aislamiento de la línea, agregando dos discos a cada cadena de aisladores y hacer una fuerte inversión en equipos de transformación y nuevos campos de línea, acoplamiento y transformación en las subestaciones Los Brillantes, San Felipe, Santa María, Zunil y La Esperanza. En la mayoría de los casos, la ampliación del aislamiento se puede realizar en vivo, para las restantes sería necesario hacer suspensiones

programadas de los tramos a trabajar. Debido a la gran cantidad de estructuras en las que se tiene que hacer modificaciones, se verá afectada la calidad del servicio eléctrico y la operación de la red en el área de interés.

La inversión total estimada para la implementación de esta alternativa de solución asciende a Q 213 570 193,40. En la tabla CXVI, se presenta un desglose de los costos de ampliación.

Tabla CXVI. **Cálculo de costos ampliación en S/E Los Brillantes**

No.	DESCRIPCIÓN	VNR UNITARIO [US\$]	CANTIDAD	INVERSIÓN TOTAL [US\$]
1	CAMPO DE TRANSFORMACIÓN BD 230 kV LOS BRILLANTES	495 458	1	495 458
2	CAMPO DE ACOPLÉ BD 138 kV LOS BRILLANTES	316 052	1	316 052
3	CAMPO DE SALIDA DE LÍNEA BD 138 kV LOS BRILLANTES	414 215	1	414 215
4	CAMPO DE TRANSFORMACIÓN BD 138 kV LOS BRILLANTES	361 518	1	361 518
5	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 230/138 kV 50 MVA	1 049 290	3	3 147 869
6	IB BD 138 kV LOS BRILLANTES	1 172 966	1	1 172 966
	INVERSIÓN TOTAL			5 908 079

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

Tabla CXVII. **Cálculo de costos ampliación en S/E San Felipe**

No.	DESCRIPCIÓN	VNR UNITARIO [US\$]	CANTIDAD	INVERSIÓN TOTAL [US\$]
1	CAMPO DE ACOPLE BD 138 kV SAN FELIPE	316 052	1	316 052
2	CAMPO DE SALIDA DE LÍNEA BD 138 kV SAN FELIPE	414 215	2	828 430
3	CAMPO DE TRANSFORMACIÓN BD 138 kV SAN FELIPE	361 518	1	361 518
4	CAMPO DE TRANSFORMACIÓN BD 69 kV SAN FELIPE	299 331	1	299 331
5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO 138/69 kV 25 MVA	1 153 475	1	1 153 475
6	IB BD 138 kV SAN FELIPE	1 058 722	1	1 058 722
	INVERSIÓN TOTAL			4 017 528

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

Tabla CXVIII. **Cálculo de costos ampliación en S/E Santa María**

No.	DESCRIPCIÓN	VNR UNITARIO [US\$]	CANTIDAD	INVERSIÓN TOTAL [US\$]
1	CAMPO DE ACOPLE BD 138 kV SANTA MARÍA	316 052	1	316 052
2	CAMPO DE SALIDA DE LÍNEA BD 138 kV SANTA MARÍA	414 215	2	828 430
3	CAMPO DE TRANSFORMACIÓN BD 138 kV SANTA MARÍA	361 518	1	361 518
4	CAMPO DE TRANSFORMACIÓN BD 69 kV SANTA MARÍA	299 331	1	299 331
5	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 138/69 kV 35 MVA	1 207 550	3	3 622 650
6	IB BD 138 kV SANTA MARÍA	1 058 722	1	1 058 722
	INVERSIÓN TOTAL			6 486 704

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

Tabla CXIX. **Cálculo de costos ampliación en S/E Orzunil**

No.	DESCRIPCIÓN	VNR UNITARIO [US\$]	CANTIDAD	INVERSIÓN TOTAL [US\$]
1	CAMPO DE ACOUPLE BD 138 kV ORZUNIL	316 052	1	316 052
2	CAMPO DE SALIDA DE LÍNEA BD 138 kV ORZUNIL	414 215	2	828 430
3	CAMPO DE TRANSFORMACIÓN BD 138 kV ORZUNIL	361 518	1	361 518
4	CAMPO DE TRANSFORMACIÓN BD 69 kV ORZUNIL	299 331	1	299 331
5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO 138/69 kV 30 MVA	1 384 170	1	1 384 170
6	IB BD 138 kV ORZUNIL	1 058 722	1	1 058 722
	INVERSIÓN TOTAL			4 248 224

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

Tabla CXX. **Cálculo de costos ampliación en S/E La Esperanza**

No.	DESCRIPCIÓN	VNR UNITARIO [US\$]	CANTIDAD	INVERSIÓN TOTAL [US\$]
1	CAMPO DE SALIDA DE LÍNEA BS 138 kV LA ESPERANZA	359 939	1	359 939
	INVERSIÓN TOTAL			359 939

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

Tabla CXXI. **Cálculo de costos de los nuevos tramos de línea**

No.	DESCRIPCIÓN	VNR UNITARIO [US\$]	CANTIDAD [KM]	INVERSIÓN TOTAL [US\$]
1	LT 138 kV LOS BRILLANTES-SAN FELIPE	128 504	6,37	818 569
2	LT 138 kV SAN FELIPE-SANTA MARÍA	139 033	13,65	1 897 800
3	LT 138 kV SANTA MARÍA-ORZUNIL	153 881	1,48	227 744
4	LT 138 kV ORZUNIL-LA ESPERANZA	161 638	16,9	2 731 688
	INVERSIÓN TOTAL			5 675 801

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

Tabla CXXII. **Costo total alternativa núm. 3**

Moneda	Inversión total
USD	26 696 274,18
Q	213 570 193,40

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

7.4. **Alternativa núm. 4, ampliación Santa María 230/69 kV**

Esta alternativa consiste en la construcción de una nueva subestación 230/69 kV en un punto muy cercano a la subestación eléctrica Santa María existente, la cual seccionará la línea Los Brillantes-La Esperanza 230 kV y se interconectará en 69 kV con la subestación eléctrica Santa María, para lo cual se debe construir tramos de línea en 230 kV y 69 kV de muy corta longitud. Su implementación requiere de pocas suspensiones programadas, por lo que la

afectación del servicio sería mínima. Esta ampliación se ubica en el principal nodo de generación, estableciendo una alternativa de transporte de gran importancia para dicha inyección de potencia, así como un foco de crecimiento para el área de interés del proyecto. La inversión total estimada para la implementación de esta alternativa de solución es de Q 91 517 814,18. En la tabla CXXIII, se presenta un desglose de los costos de ampliación:

Tabla CXXIII. **Cálculo de costos de la nueva S/E Santa María 230/69 kV**

No.	DESCRIPCIÓN	VNR UNITARIO [US\$]	CANTIDAD	INVERSIÓN TOTAL [US\$]
1	IB IYM 230 kV	1 764 350,63	1	1 764 351
2	DIAMETRO 230 kV	1 412 110,96	1	1 412 111
3	DIAMETRO AJUSTADO 230 kV	927 123,63	1	927 124
4	IB BD 69 kV	655 564,79	1	655 565
5	CAMPO DE ACOPLA 69 kV	229 602,09	1	229 602
6	CAMPO DE CONEXIÓN SALIDA DE LÍNEA 69 kV BD	300 914,16	2	601 828
7	CAMPO DE TRANSFORMACIÓN 69 kV BD	299 331,19	1	299 331
8	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 230/69 kV 50 MVA	1 309 731,01	4	5 238 924
	INVERSIÓN TOTAL			11 128 836

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

Tabla CXXIV. **Cálculo de costos de los nuevos tramos de línea**

No.	DESCRIPCIÓN	VNR UNITARIO [US\$]	CANTIDAD[KM]	INVERSIÓN TOTAL [US\$]
1	DERIVACIÓN LT 230 kV LOS BRILLANTES-LA ESPERANZA	282 947,02	0,65	183 916
2	DERIVACIÓN LT 69 kV SANTA MARÍA-SAN FELIPE	208 156,68	0,61	126 976
	INVERSIÓN TOTAL			310 891

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

Tabla CXXV. **Costo total alternativa núm. 4**

Moneda	Inversión total
USD	11 439 726,77
Q	91 517 814,18

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

En la tabla CXXVI, se muestra un cuadro comparativo de la inversión estimada necesaria para cada una de las alternativas, siendo la más económica la de cambiar conductor al circuito existente de 69 kV, y las más onerosa, el cambio de voltaje de 69 kV a 138 kV debido a la adición de capacidad de transformación que considera.

Tabla CXXVI. **Comparación de los costos de cada alternativa**

No.	Alternativa de solución	Inversión total (Q)
1	Segundo circuito de 69 kV	62 904 598,55
2	Cambio de conductor de circuito 69 kV	49 701 710,21
3	Cambio de voltaje de 69 a 138 kV	213 570 193,40
4	Ampliación Santa María 230/69 kV	91 517 814,18

Fuente: elaboración propia, con base en información proveída del estudio de peaje periodo para las instalaciones de ETCEE-INDE 2021-2022.

Existe viabilidad para la implementación de cada una de las alternativas de solución; sin embargo, derivado de la cantidad de suspensiones necesarias para el efecto, las que tienen un mayor impacto negativo para la seguridad de la red de transmisión son el cambio de conductor del circuito 69 kV y el cambio de voltaje de 69 kV a 138 kV.

Probablemente la alternativa de construcción de un segundo circuito de 69 kV es la que presenta la mayor dificultad de implementación, considerando que para la obtención de los derechos de paso en la mayoría de los casos existe resistencia por parte de los propietarios de los terrenos para establecer dicha negociación o si los costos de servidumbre se hacen económicamente inviables, se puede atrasar, sobremanera, la puesta en servicio e incluso evitar que se llegue a concretar.

La alternativa de construcción de la nueva subestación eléctrica 230/69 kV en Santa María tiene un costo intermedio entre las alternativas de solución analizadas, no tiene impacto para la operación de la red en la etapa de construcción y levemente en la puesta en servicio. Además, es necesario resaltar que esta ampliación establece una alternativa de transporte de gran importancia para la generación instalada, así como un foco de crecimiento para el área de interés del proyecto.

CONCLUSIONES

1. Luego de evaluar el análisis de flujos de carga se determinó el desempeño satisfactorio para cada una de las alternativas propuestas, ya que todos los resultados se encontraban libres de violaciones en los límites de sobrecarga y tensión en cada uno de los nodos evaluados en condición normal de operación, lo que garantiza la validez para considerar alguna de estas alternativas.
2. Para el análisis de cortocircuito se comprobó que para cada alternativa de solución no se excedan los límites de capacidad interruptiva de los elementos de potencia de la red, por lo cual cada posible solución brinda seguridad ante una falla monofásica o trifásica en la red e indica que no existe un riesgo a futuro en la seguridad operativa del sistema.
3. En el análisis de contingencias no se encontraron violaciones en los resultados de carga y voltaje para la contingencia que corresponde a cada caso, lo cual asegura que, si se llegara a generar alguno de estos disturbios, el sistema mantendrá sus valores de operación dentro de los que rige la normativa del país.
4. El análisis de estabilidad transitoria muestra que mejora el grado de estabilidad con las posibles alternativas, como su refuerzo en la red. Adicionalmente no se encontraron violaciones de carga, voltaje o frecuencia para este análisis.

5. La alternativa más viable, según el análisis costos de implementación en el capítulo 7, es la número cuatro, donde se propone la construcción de la nueva subestación Eléctrica Santa María II, ya que en la tabla de comparación de costos tiene un valor de inversión intermedio en comparación con las otras alternativas y aún más, esta alternativa brinda mayor confiabilidad para el servicio continuo y un aumento en capacidad de transporte de energía para la red nacional.

RECOMENDACIONES

1. Analizar la operación de la red de 69 kV entre las subestaciones de Los Brillantes y La Esperanza con la base de datos más actualizada del AMM, ya que al momento de ocurrir alguna modificación en la red hay que evaluar nuevamente las soluciones posibles.
2. Descartar las alternativas núm. 2 y 3, ya que son las menos recomendadas. La alternativa núm. 2, solamente aumentará la capacidad de transporte sin asegurar una ampliación al futuro para la generación instalada. También se corre el riesgo que en este tramo de 69 kV ocurra una contingencia que llevará otra vez al caso base planteado inicialmente; por eso es la alternativa menos confiable y genera la menor seguridad operativa de las 4 alternativas. Por otra parte, la alternativa núm. 3 sí aumentará la capacidad de transporte, pero debido a la cantidad de suspensiones necesarias para su implementación y los costos tan elevados se considera una opción no tan viable para la solución del problema.
3. Implementar la alternativa núm. 4 que corresponde a la construcción de una nueva subestación eléctrica de 230/69 kV en Santa María, ya que esta solución presenta mayores beneficios para el crecimiento del sistema nacional interconectado, debido a que esta ampliación establece una alternativa de transporte de gran importancia para la generación instalada. Adicionalmente es la solución más práctica para su implementación, ya que la mayoría de sus trabajos no requiere interrupciones a la red y sus tramos de línea a realizar son los más cortos de las demás soluciones que

presentan nuevos tramos de línea de transmisión. También tiene un costo intermedio que es aceptable para el aporte en el futuro de esta solución.

BIBLIOGRAFÍA

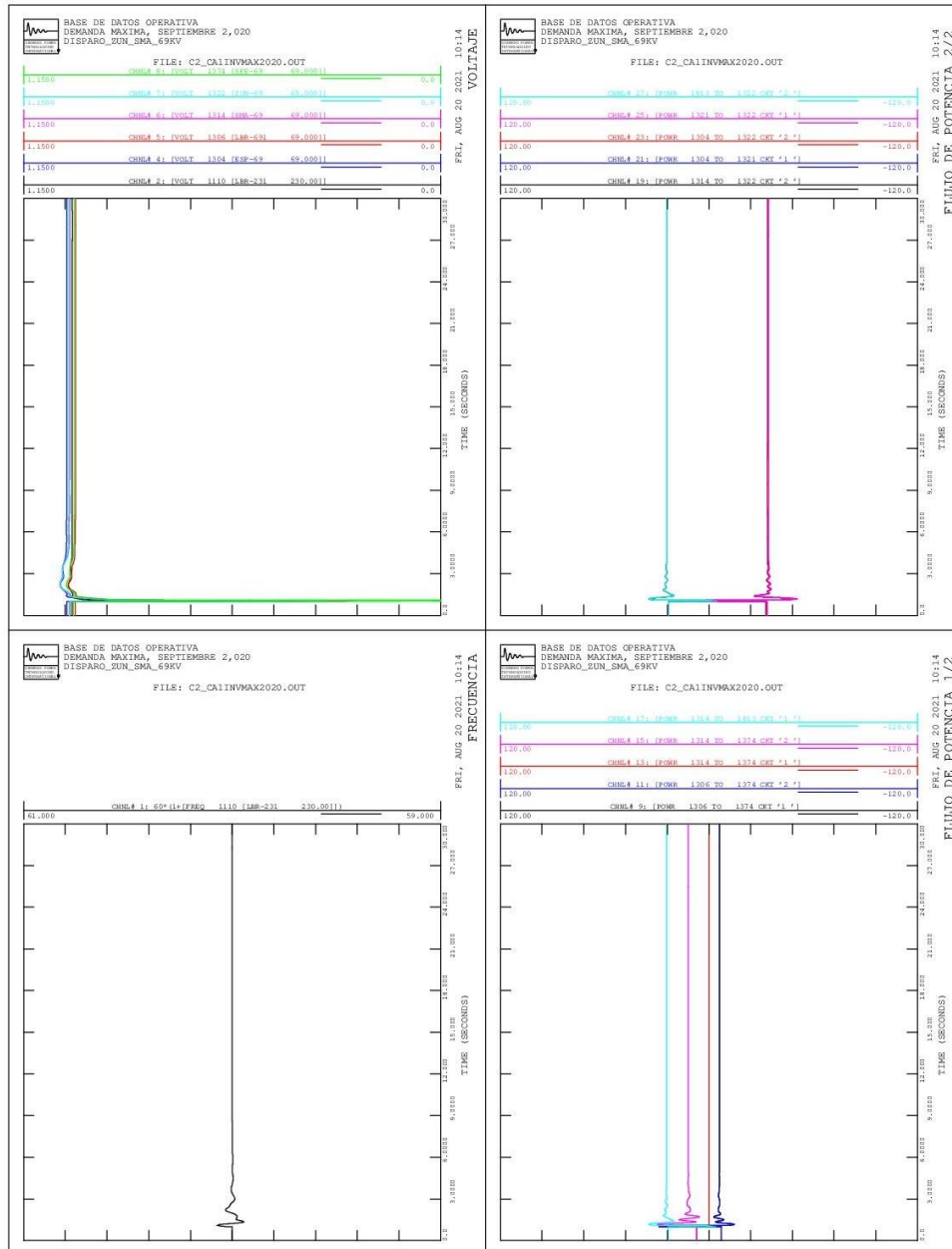
1. ARROYO, José. *Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Automática y Comunicaciones. Universidad de Castilla – La Mancha. Subestaciones.* [en línea]. <<https://www.slideshare.net/karenymatteo/subestaciones>>. [Consulta: 29 de junio de 2020].
2. CNEE. Comisión Nacional de Energía Eléctrica *Norma de coordinación operativa No. 4. (NCO-4).* [en línea]. <<https://www.cnee.gob.gt/wp/normas-operativas/>>. [Consulta: 17 de julio de 2020].
3. _____. *Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte. (NTAUCT).* [en línea]. <http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=555>. [Consulta: 17 de julio de 2020].
4. _____. *Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD).* [en línea]. <http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=555>. [Consulta: 17 de julio de 2020].
5. _____. *Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones. (NTCSTS).* [en línea]. <http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=555>. [Consulta: 18 de julio de 2020].

6. GARCÍA, Gerson. *Solución al problema de flujo de potencia. Capítulo 5* [en línea]. <<https://www.slideshare.net/012013014015/capitulo5-105426632>>. [Consulta: 15 de julio de 2020].
7. HARPER, Enríquez. *Análisis moderno de sistemas eléctricos de potencia*. México: Limusa, 1981. 434 p.
8. _____. *Los conceptos básicos de la generación, transmisión, transformación y distribución de la energía eléctrica*. México: Limusa, 2014. 538 p.
9. _____. *Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica*. México: Limusa, 1981. 632 p.
10. _____. *Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica*. México: LIMUSA. 2008. 632 p.
11. KUNDUR, Prabha. *Power system and control*. Estados Unidos: Mc Graw-Hill, 1993. 1 200 p.
12. Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de generación y transporte 2018-2032*. [en línea]. <<http://www.cnee.gob.gt/PlanesExpansion/Docs/PlanDeExpansionGeneracionyTransporte2018-2032.pdf>> [Consulta: 15 de julio de 2020].
13. Power Technologies Inc. *PROGRAM Operation Manual. PSS/E-29*. Estados Unidos: Siemens. 1 464 p.

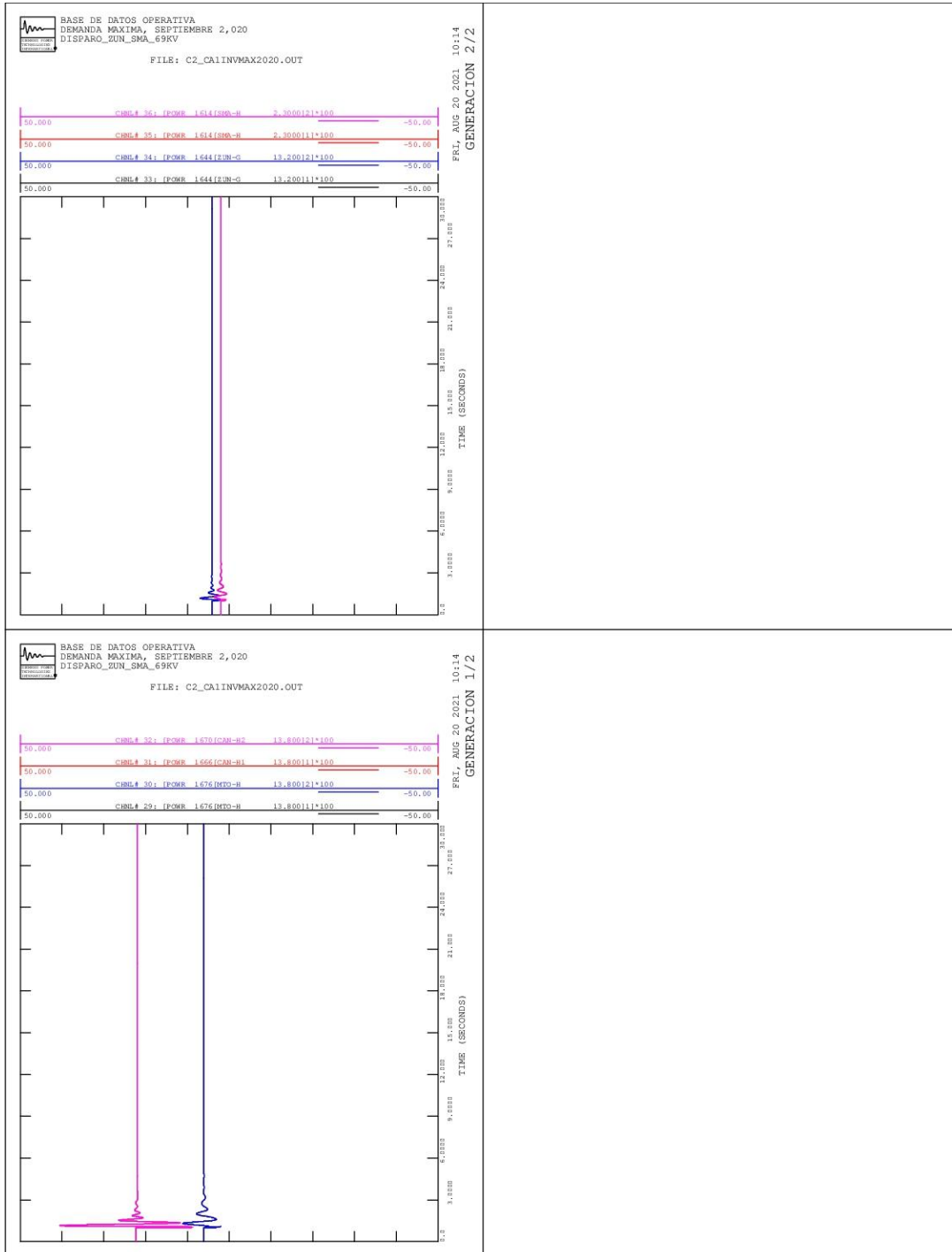
14. URRRA, Cristian. *HV Substation Design – ABB* [en línea]. <<https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/eventos/jjttts-2017/presentaciones-chile/hv-substation-design-cristian-urra.pdf?sfvrsn=2>>. [Consulta: 8 de octubre de 2021].

APÉNDICES

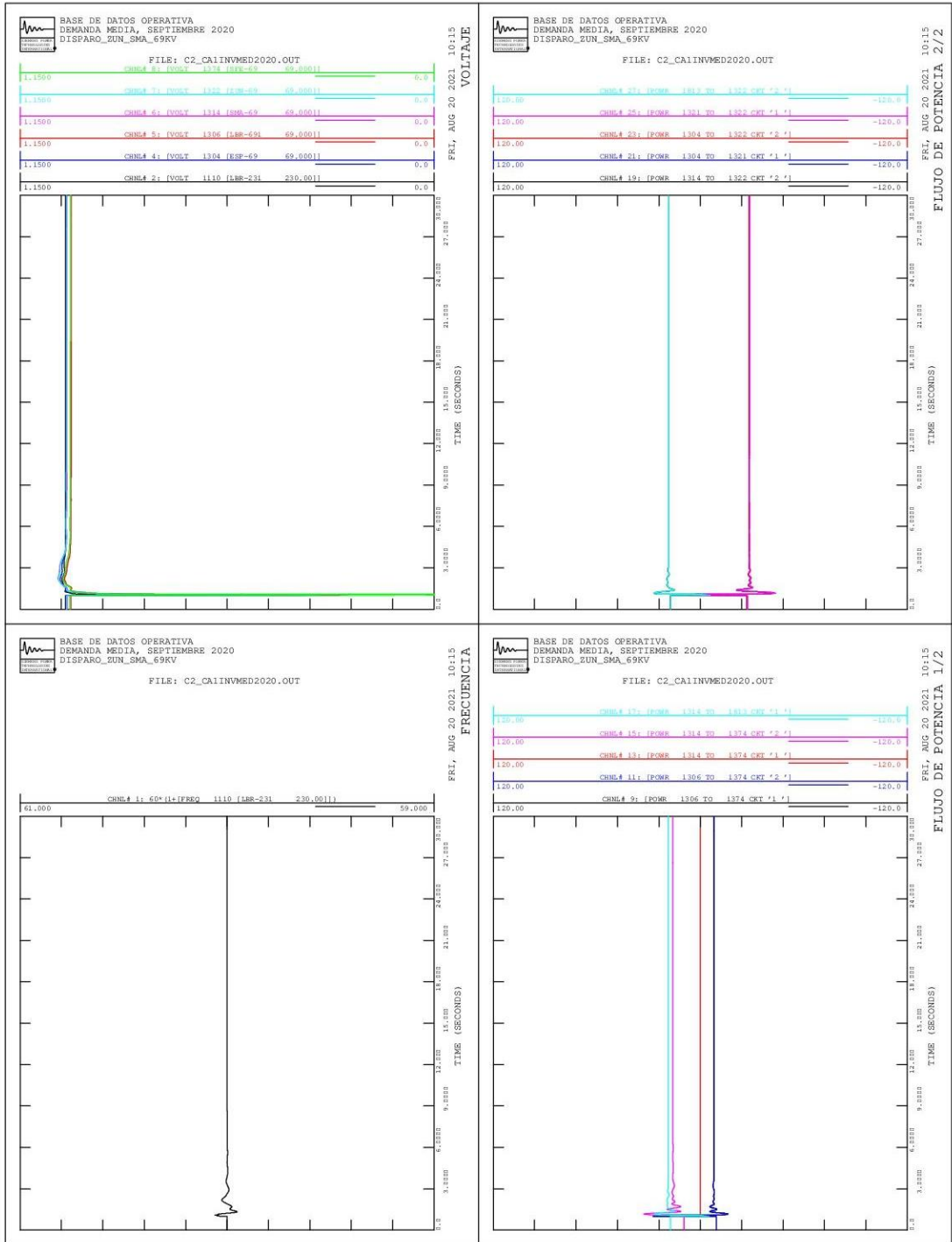
Apéndice 1. Resultados alternativa núm. 1



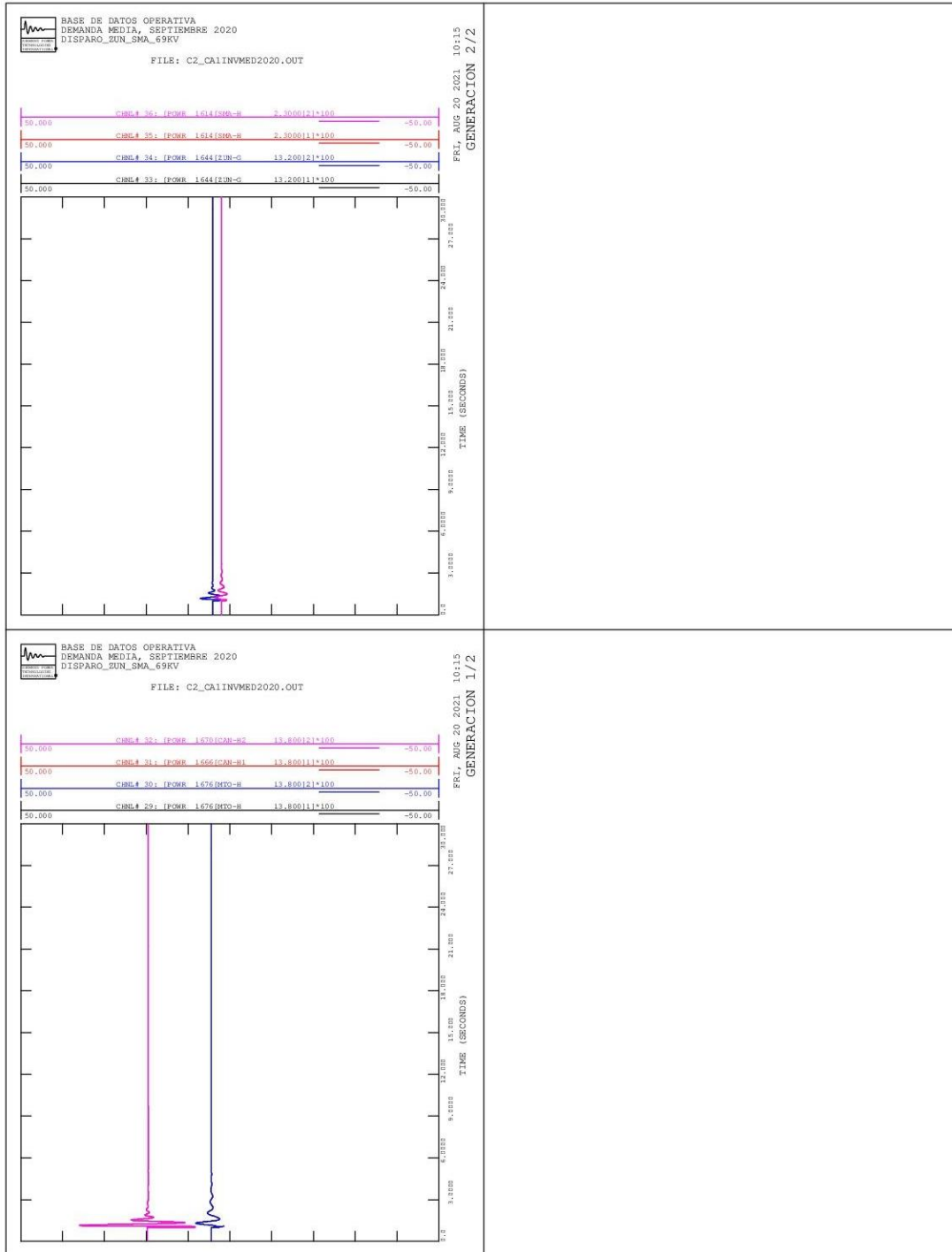
Continuación del apéndice 1.



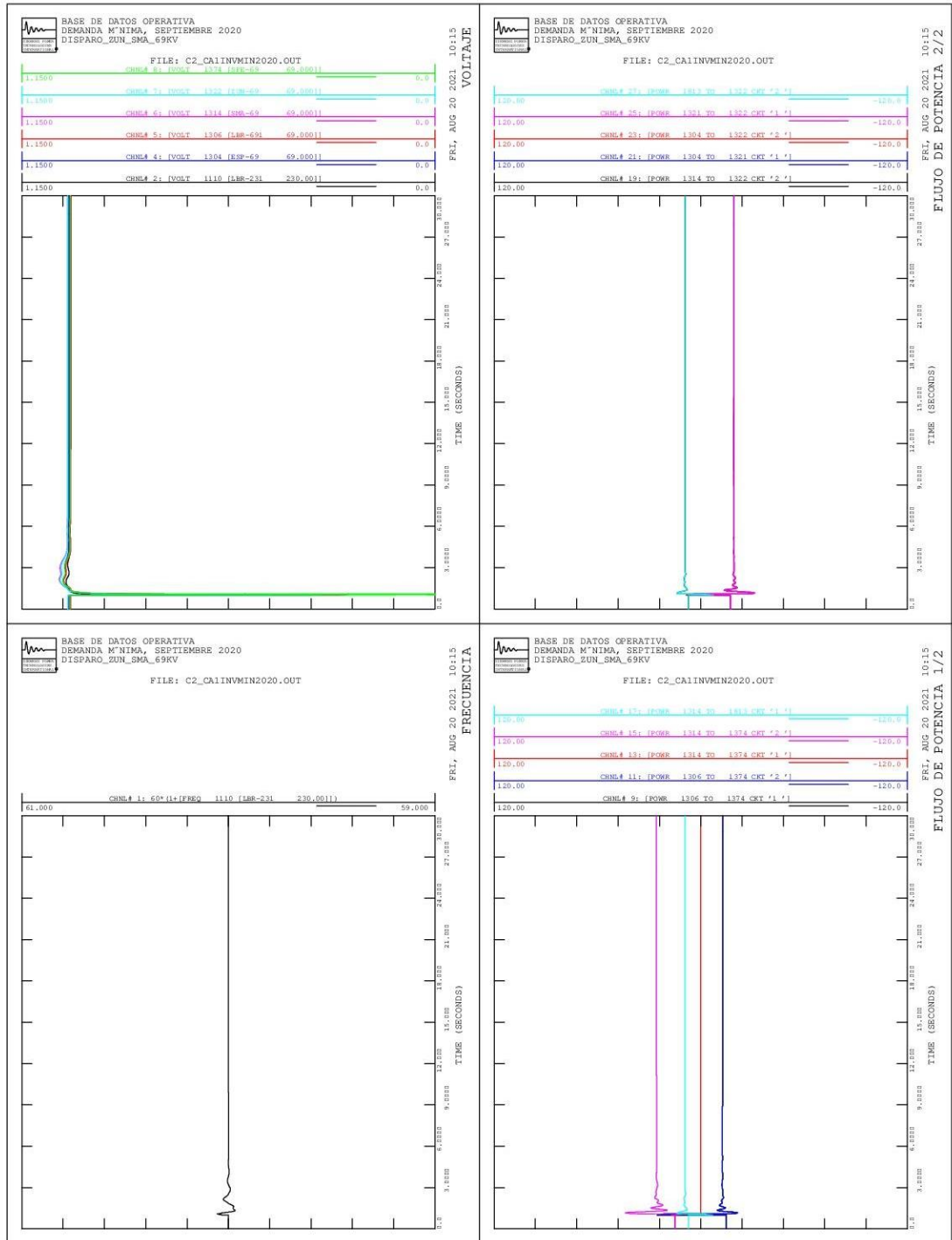
Continuación del apéndice 1.



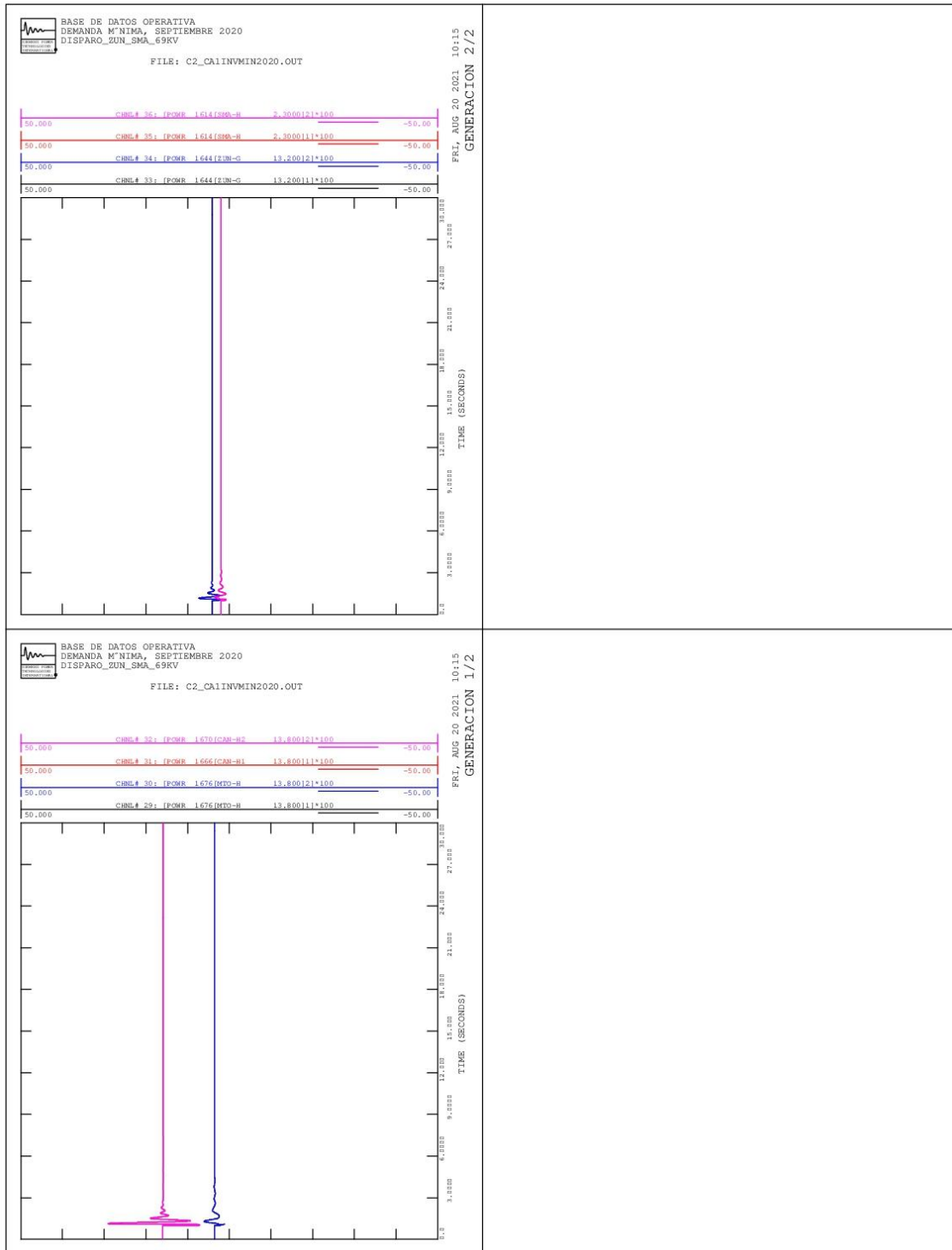
Continuación del apéndice 1.



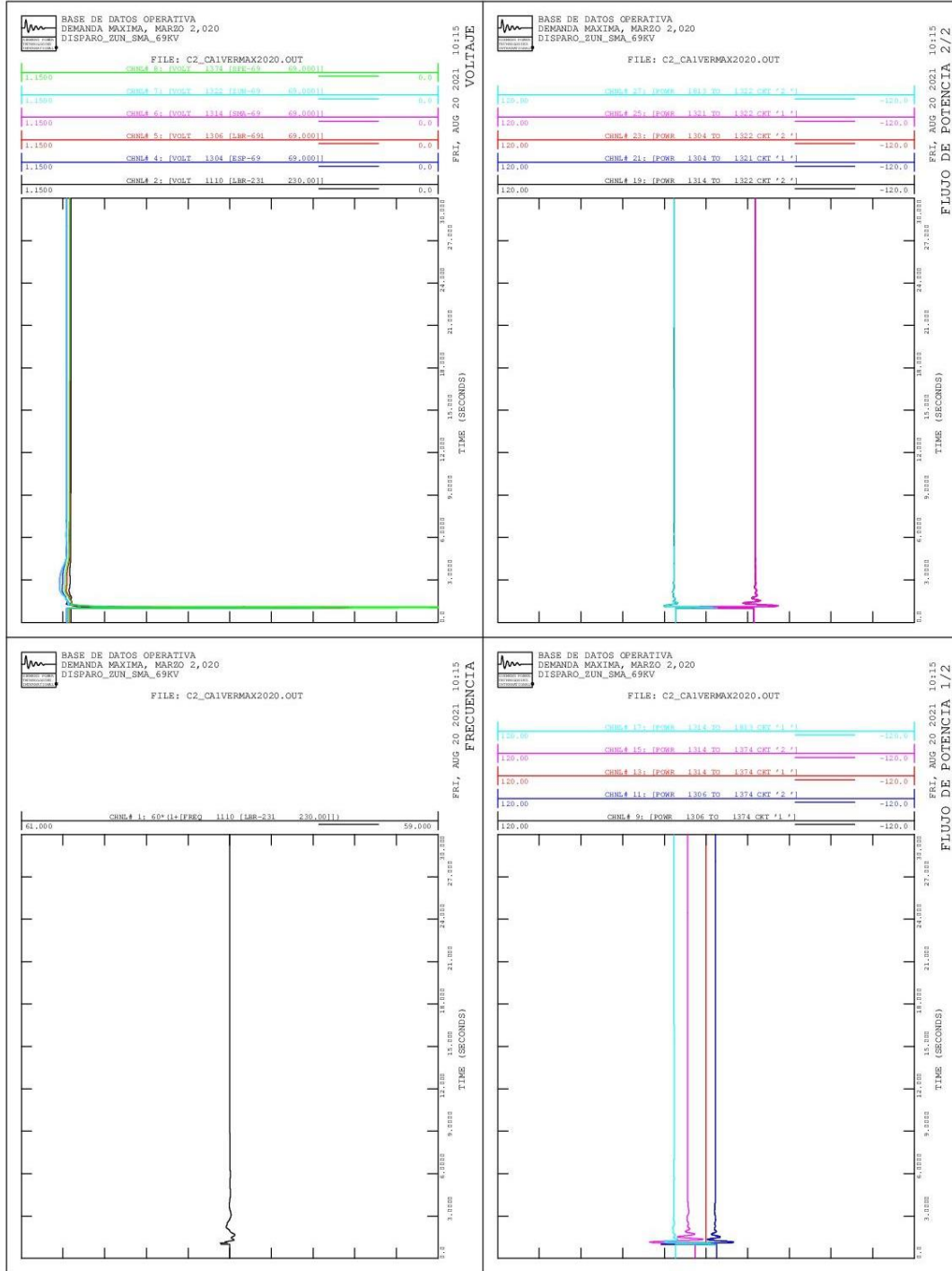
Continuación del apéndice 1.



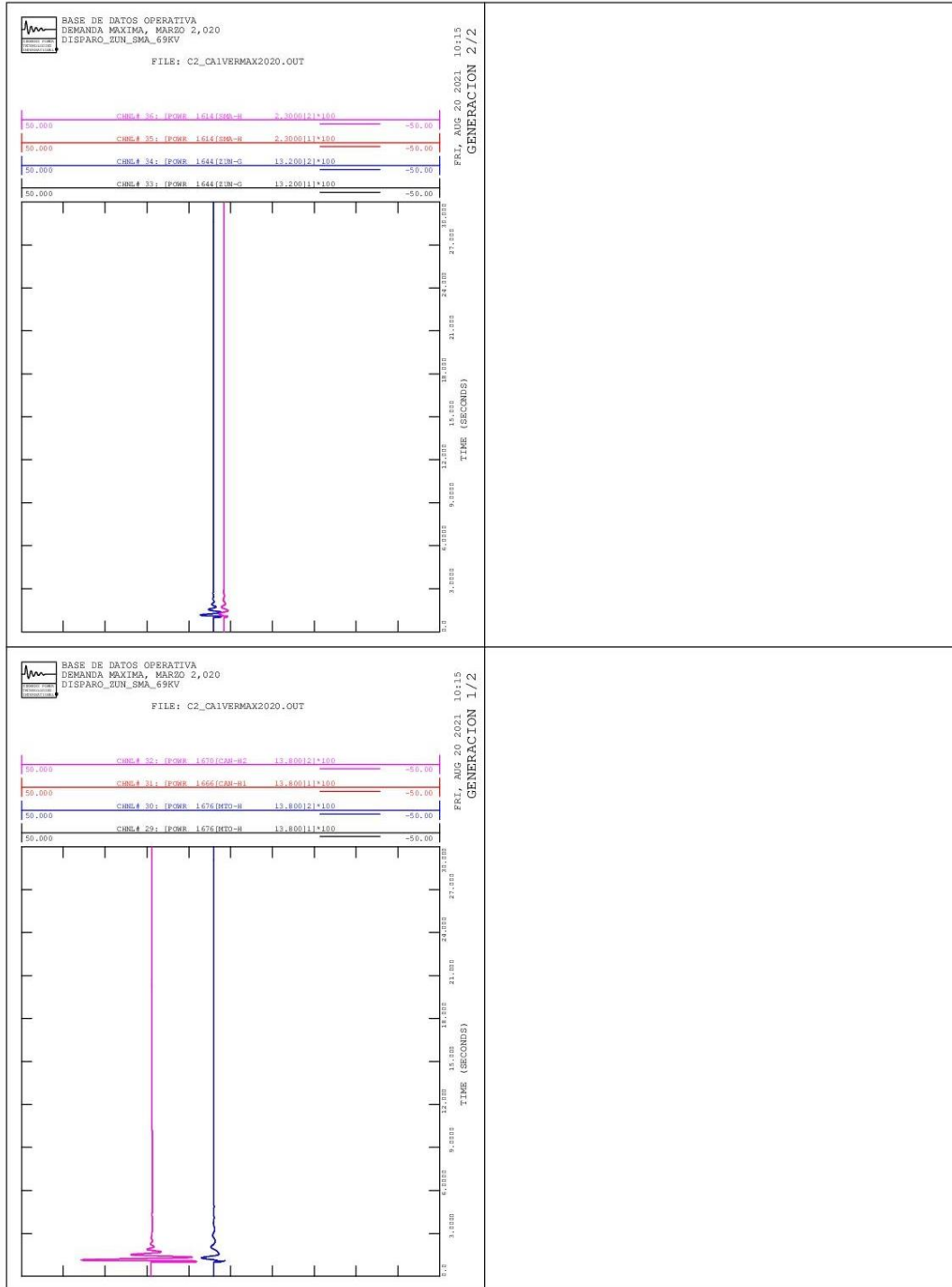
Continuación del apéndice 1.



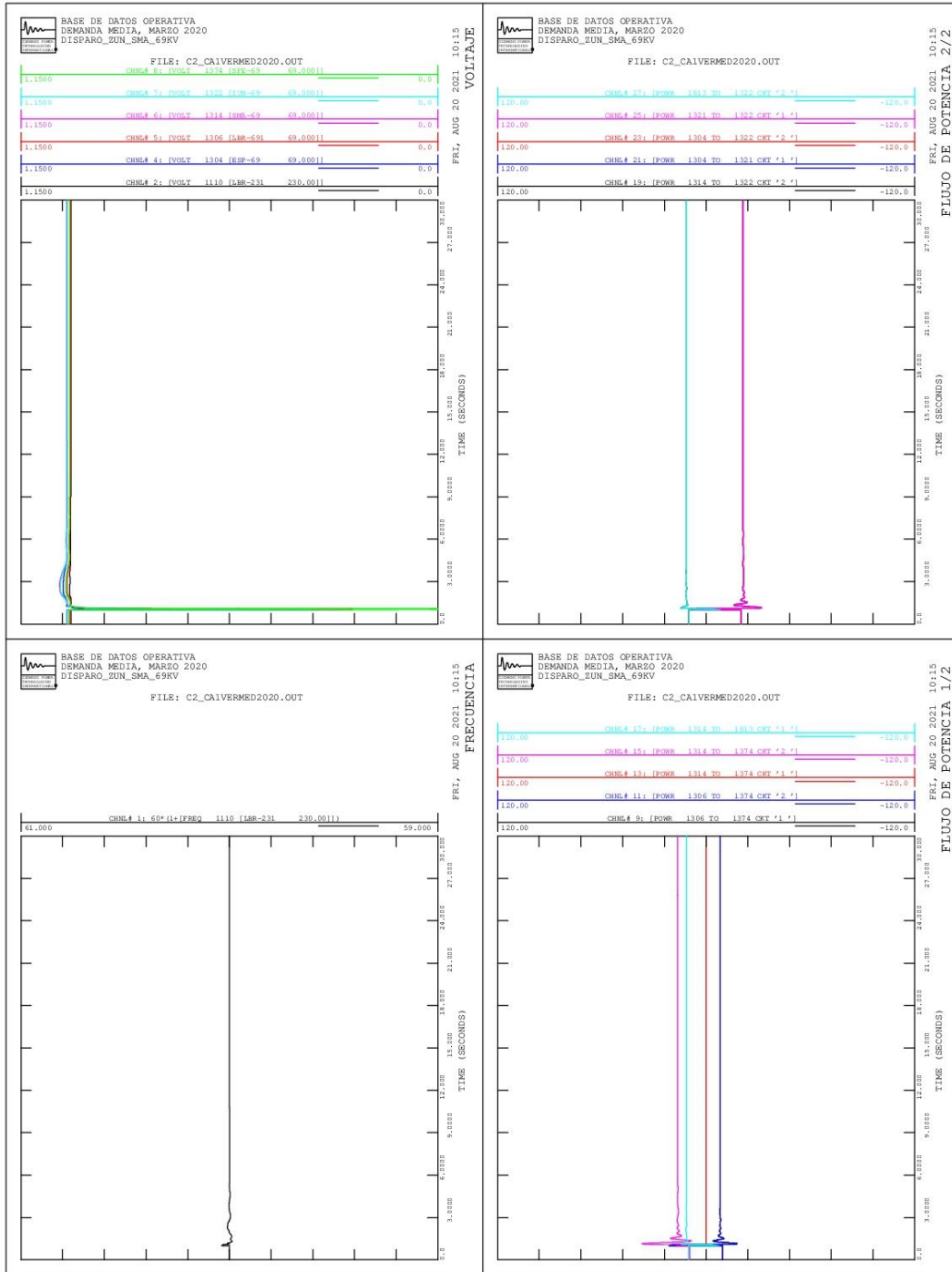
Continuación del apéndice 1.



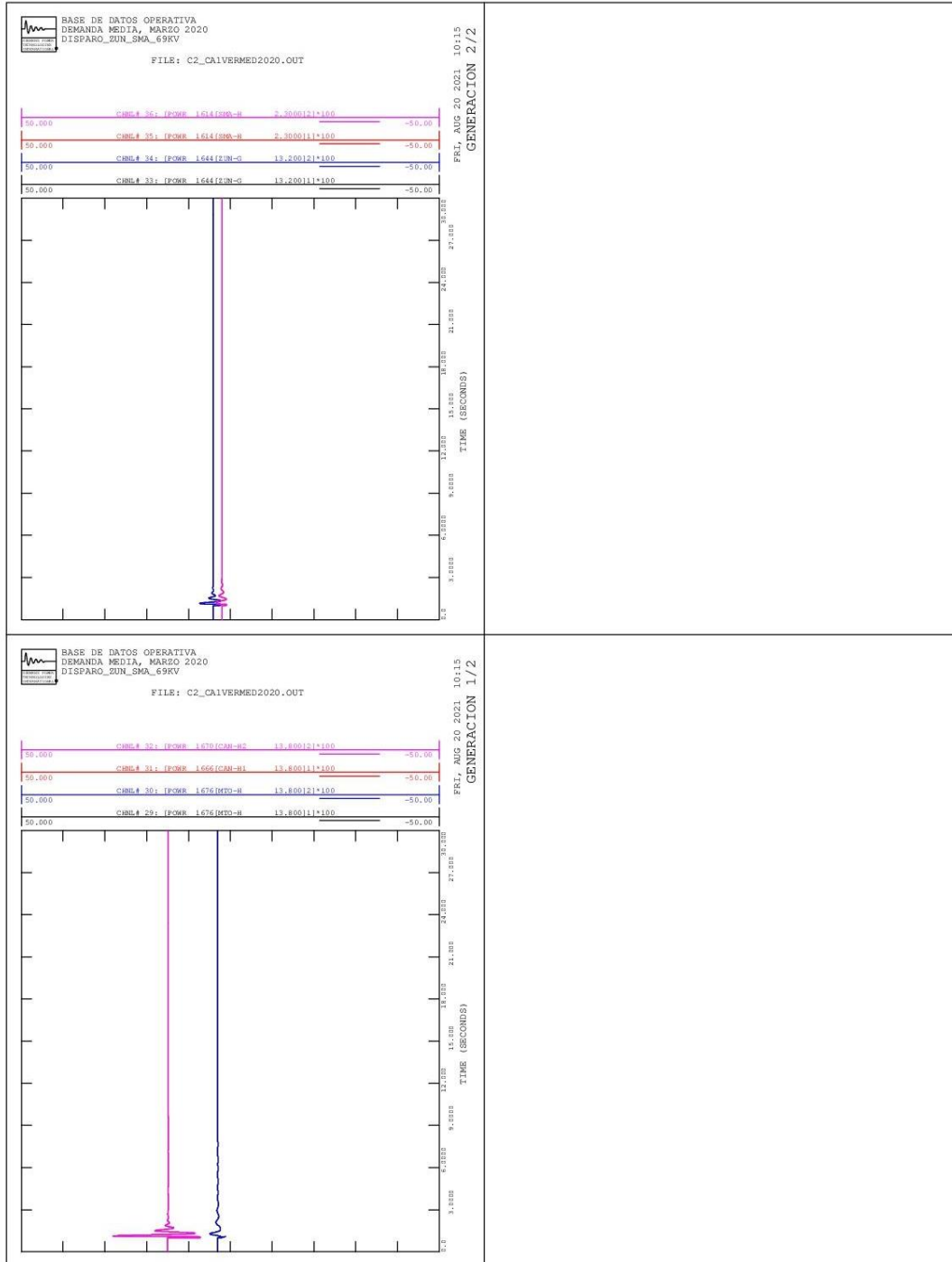
Continuación del apéndice 1.



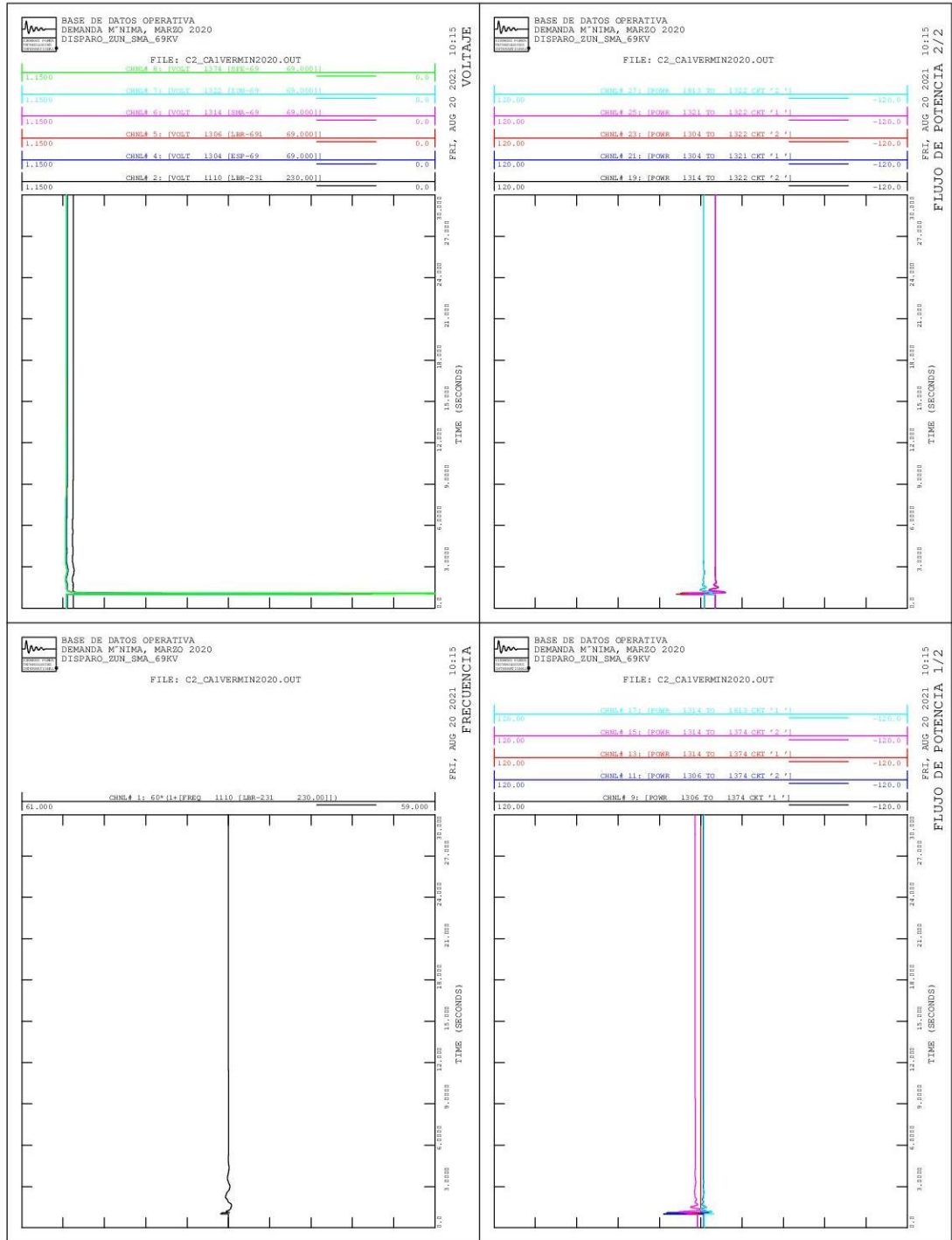
Continuación del apéndice 1.



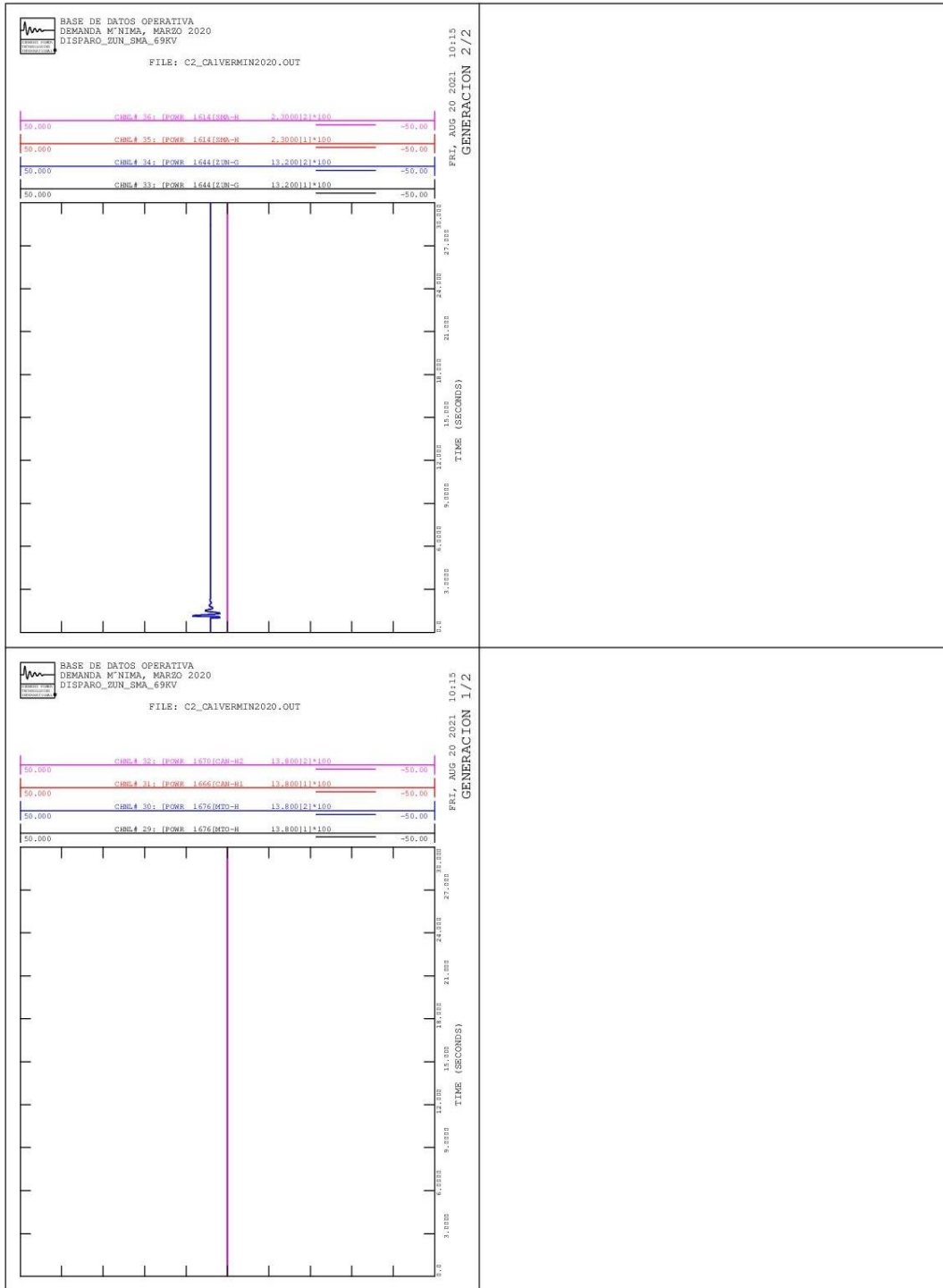
Continuación del apéndice 1.



Continuación del apéndice 1.

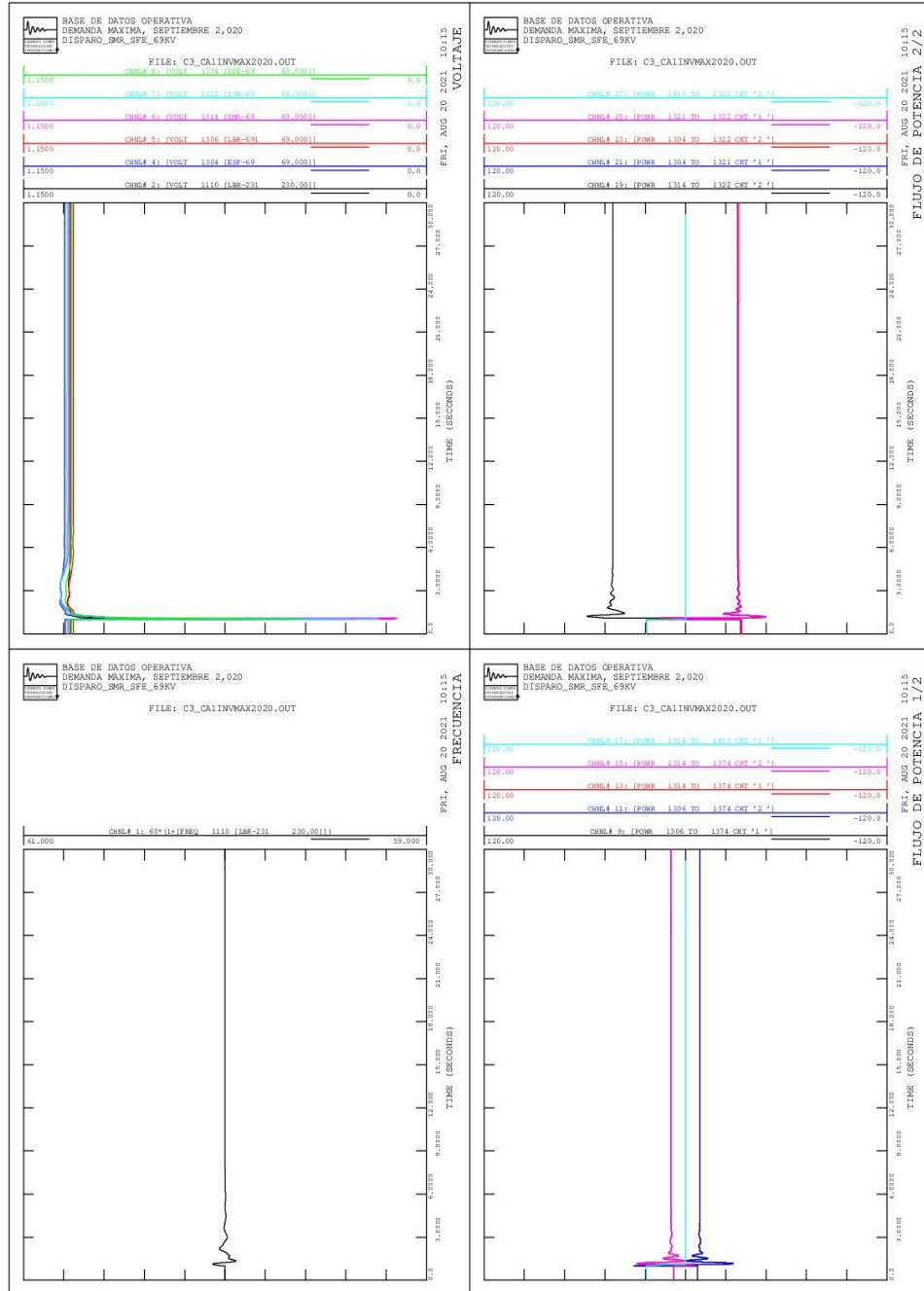


Continuación del apéndice 1.

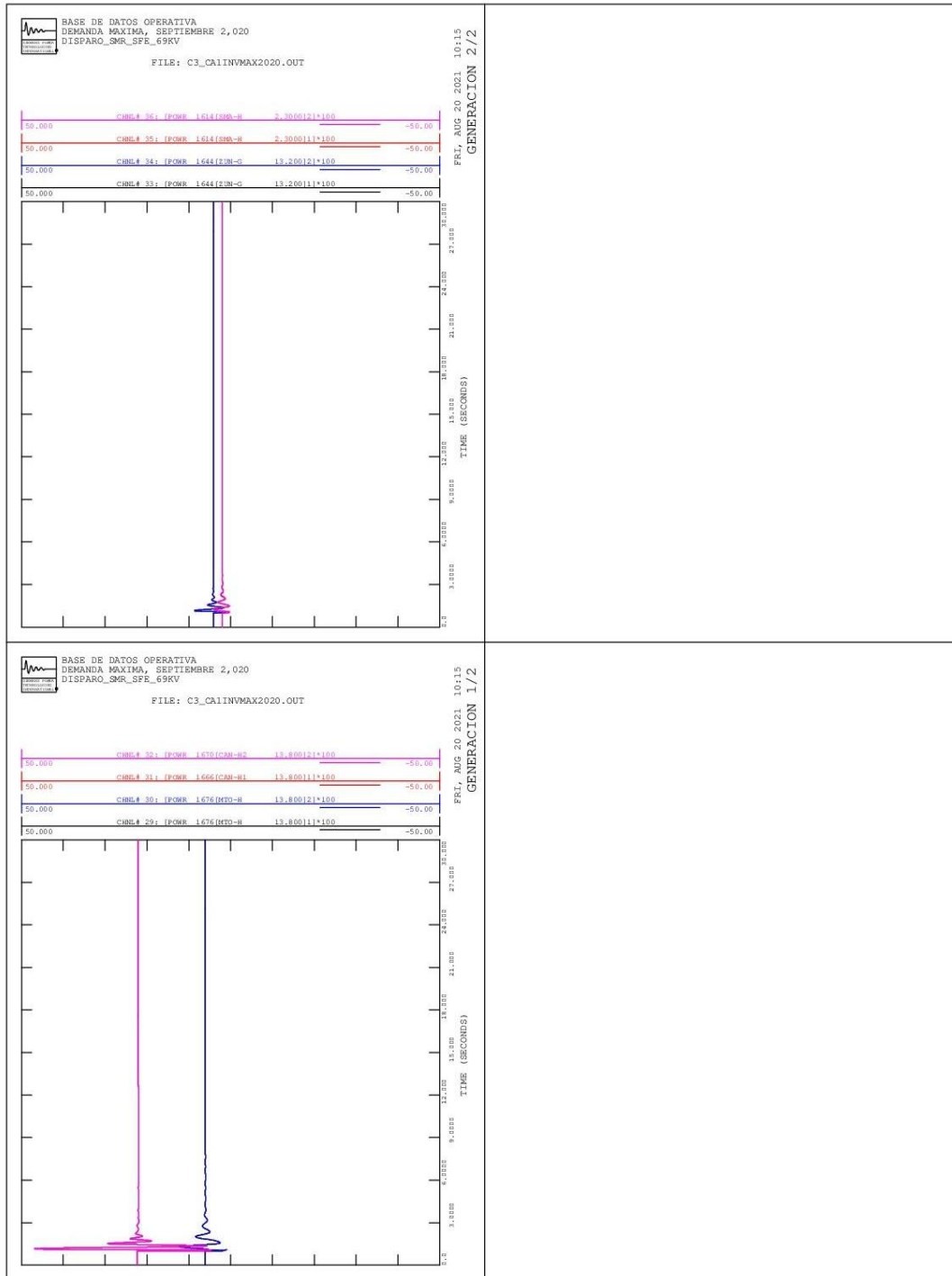


Continuación del apéndice 1.

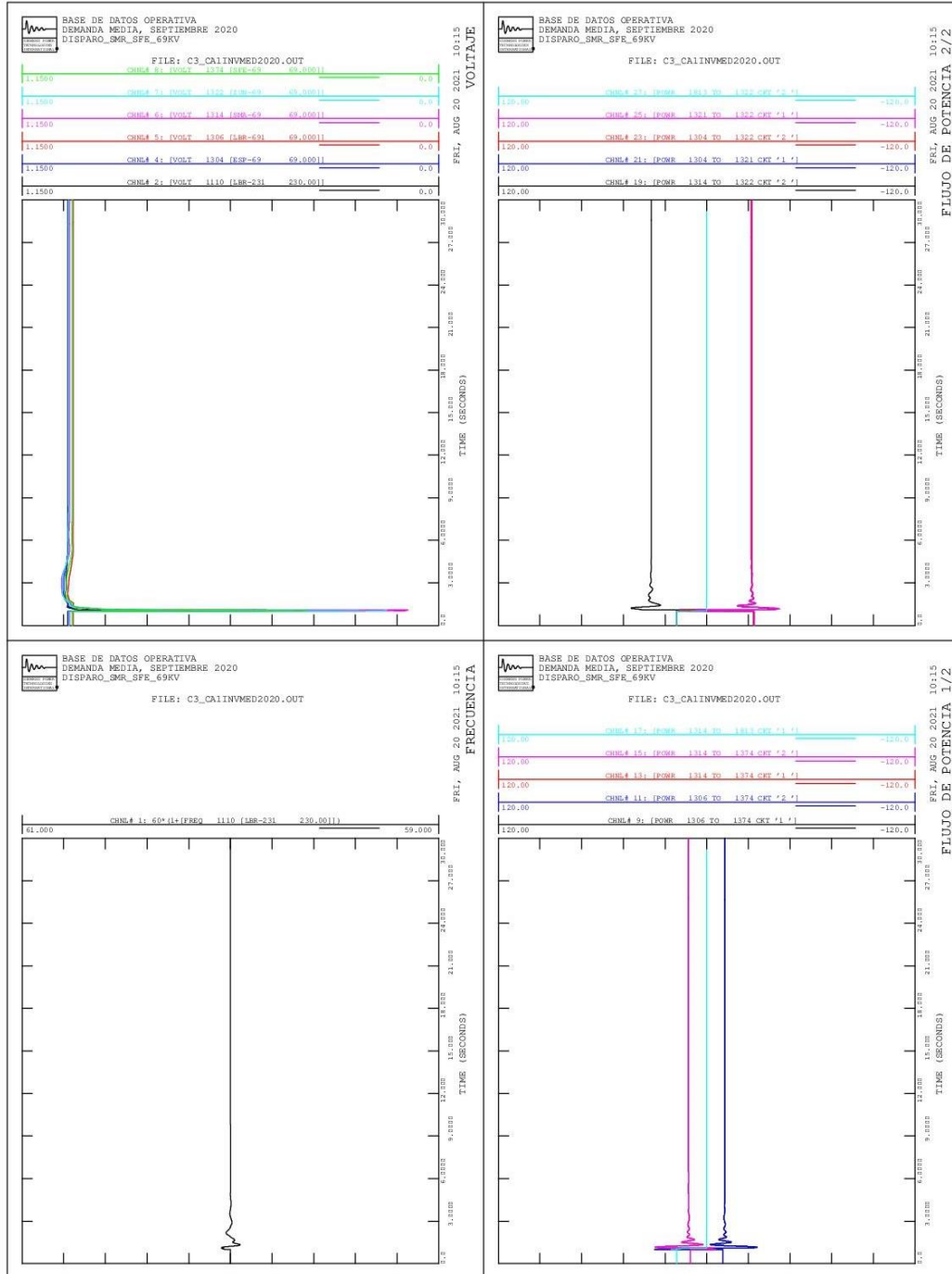
Alternativa N.1, contingencia 3



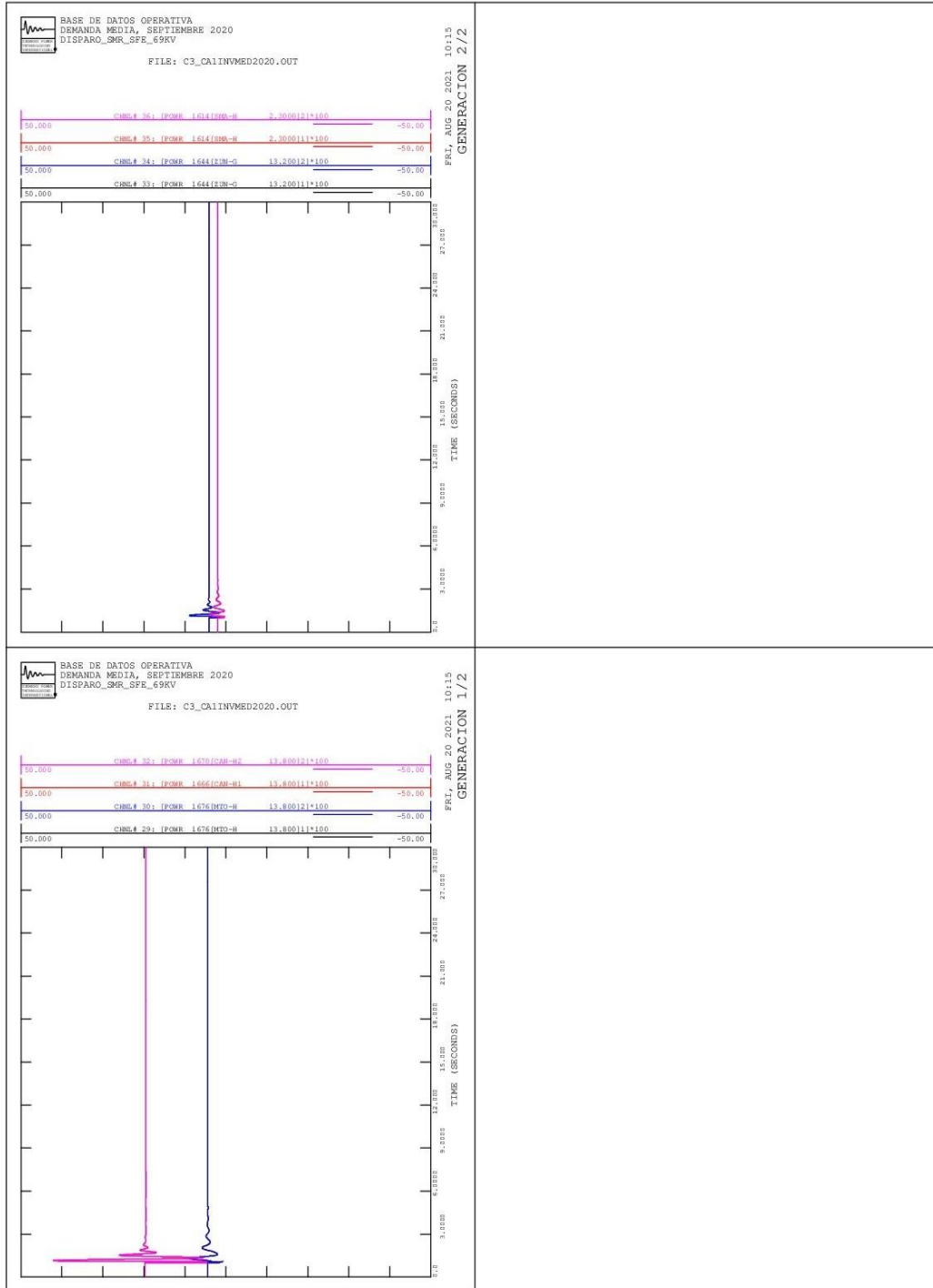
Continuación del apéndice 1.



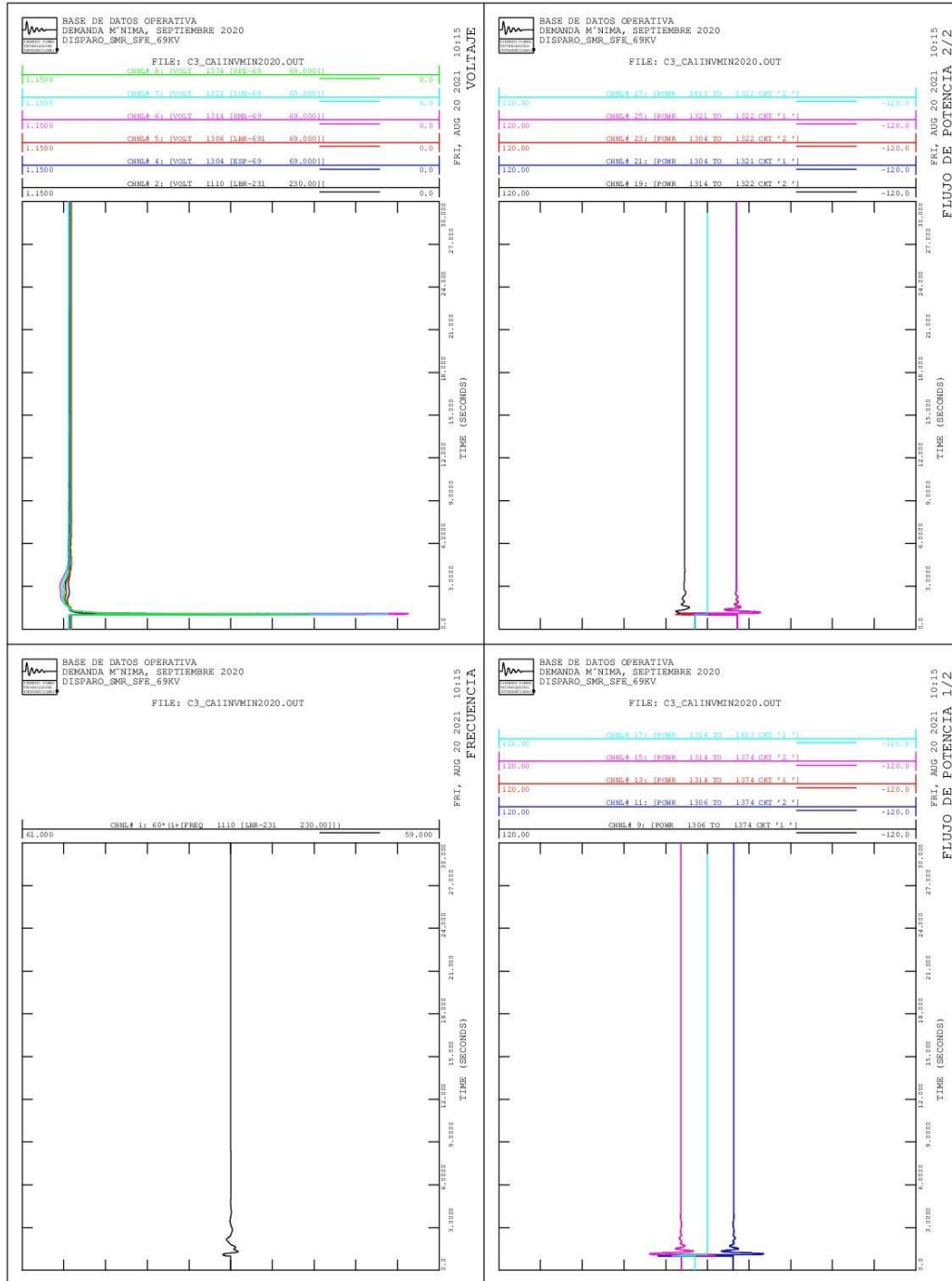
Continuación del apéndice 1.



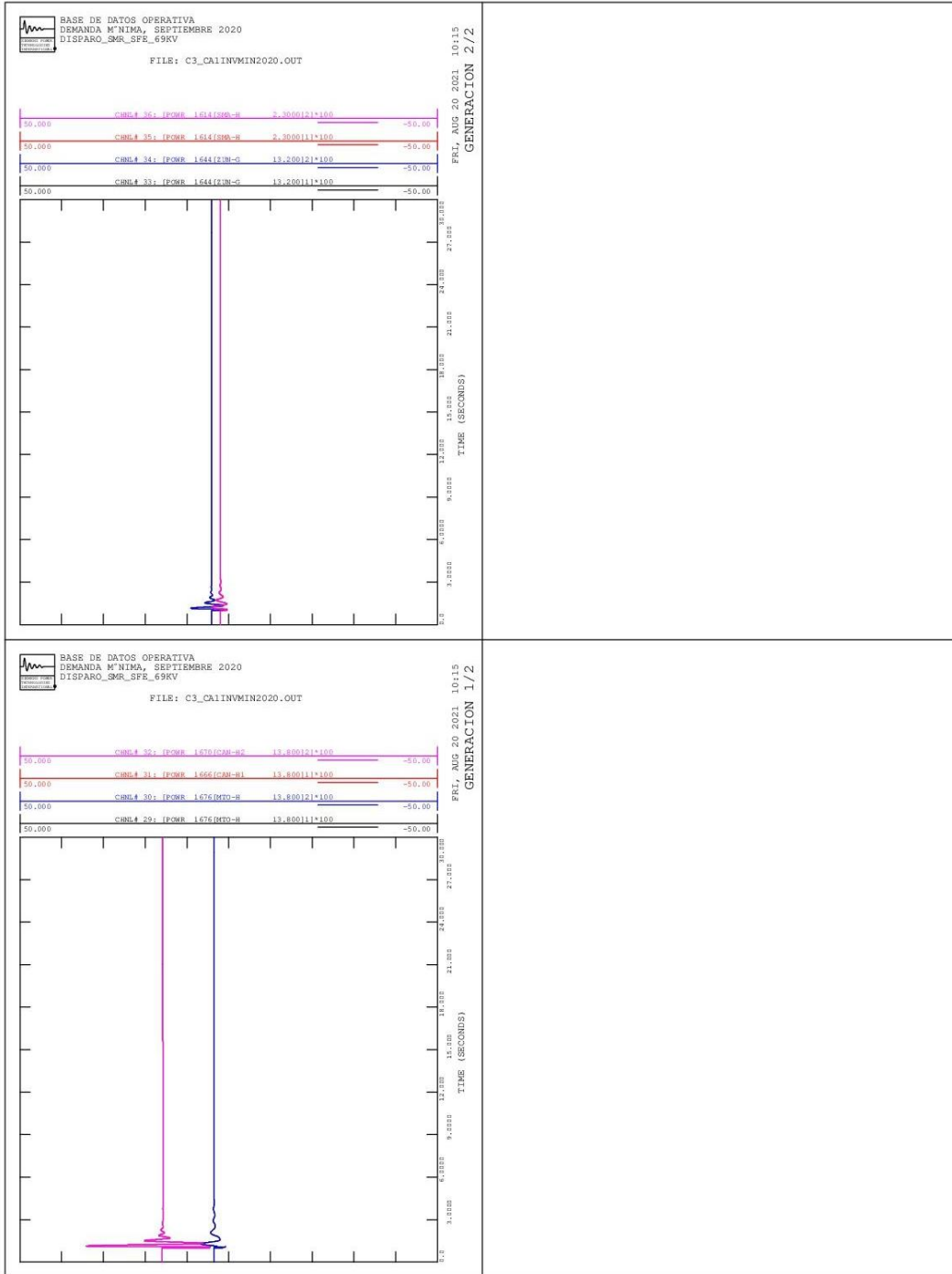
Continuación del apéndice 1.



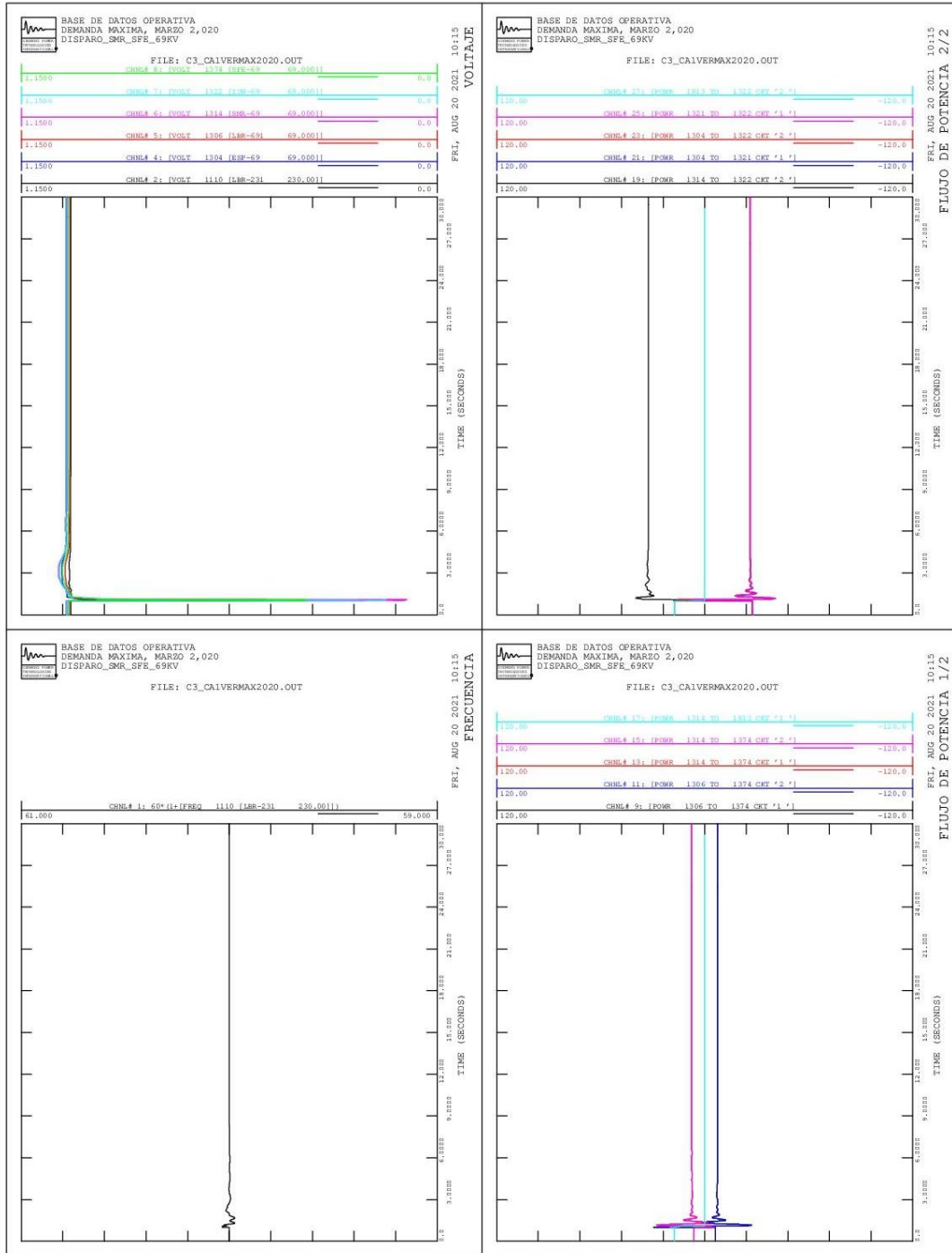
Continuación del apéndice 1.



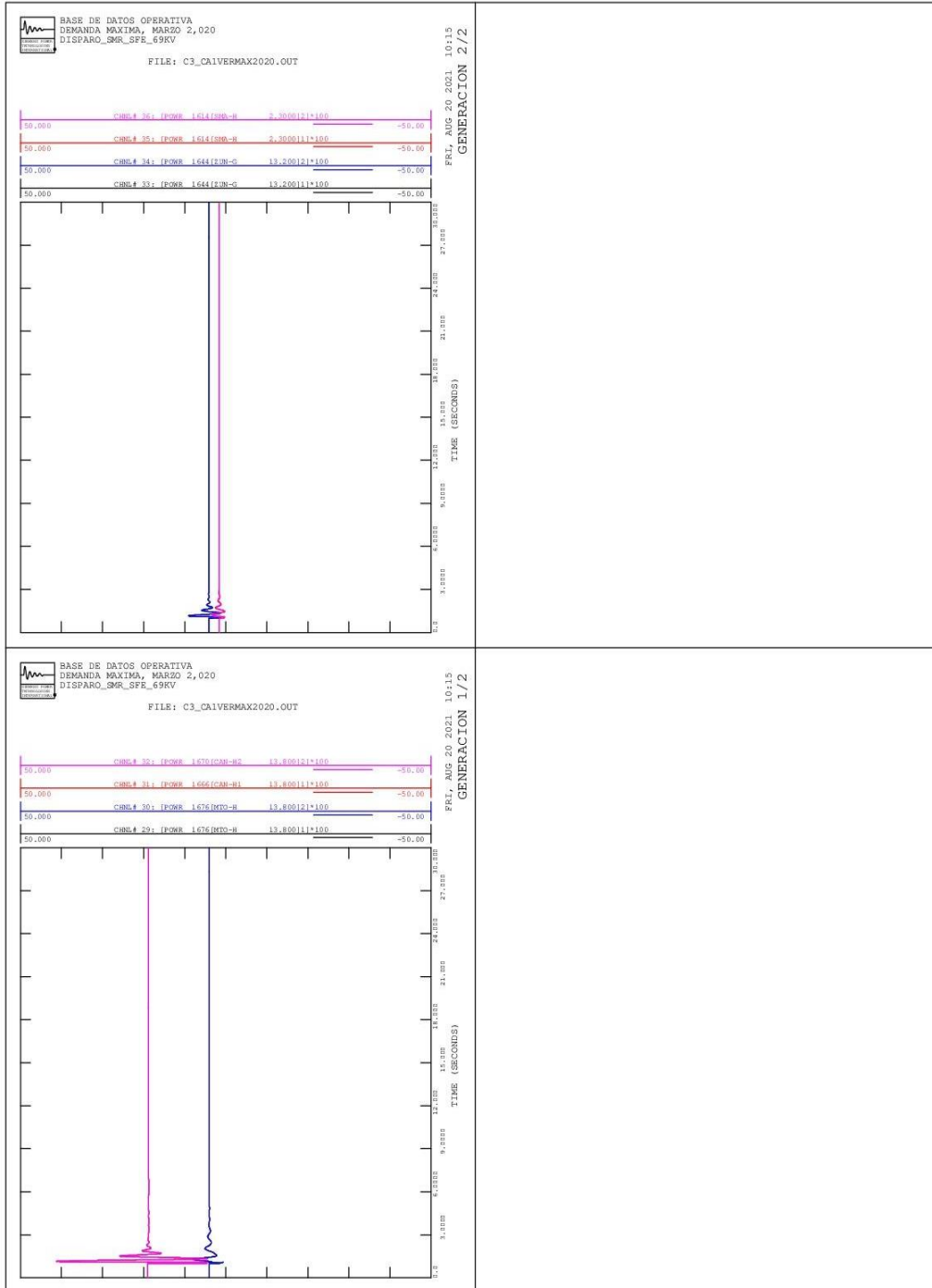
Continuación del apéndice 1.



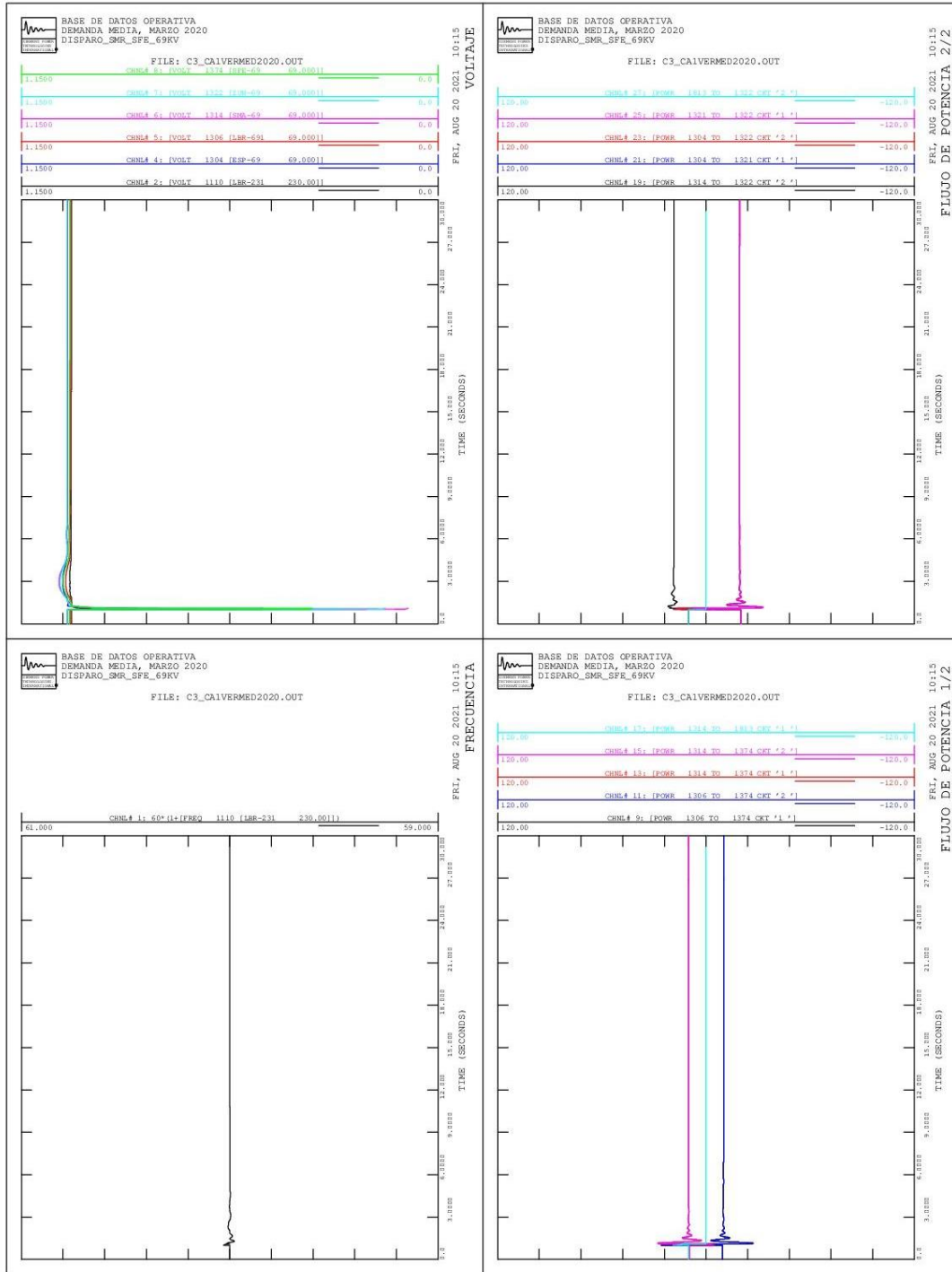
Continuación del apéndice 1.



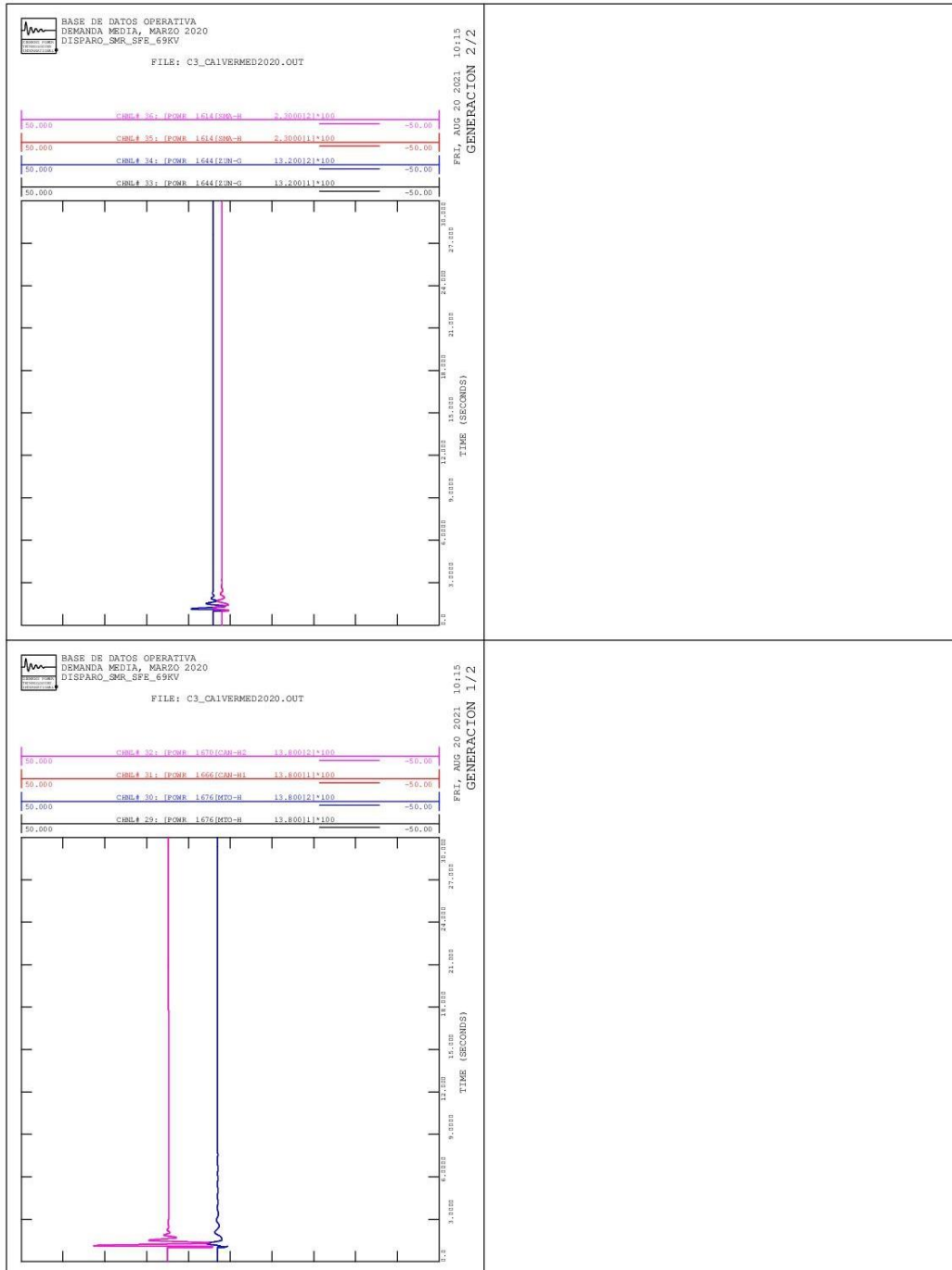
Continuación del apéndice 1.



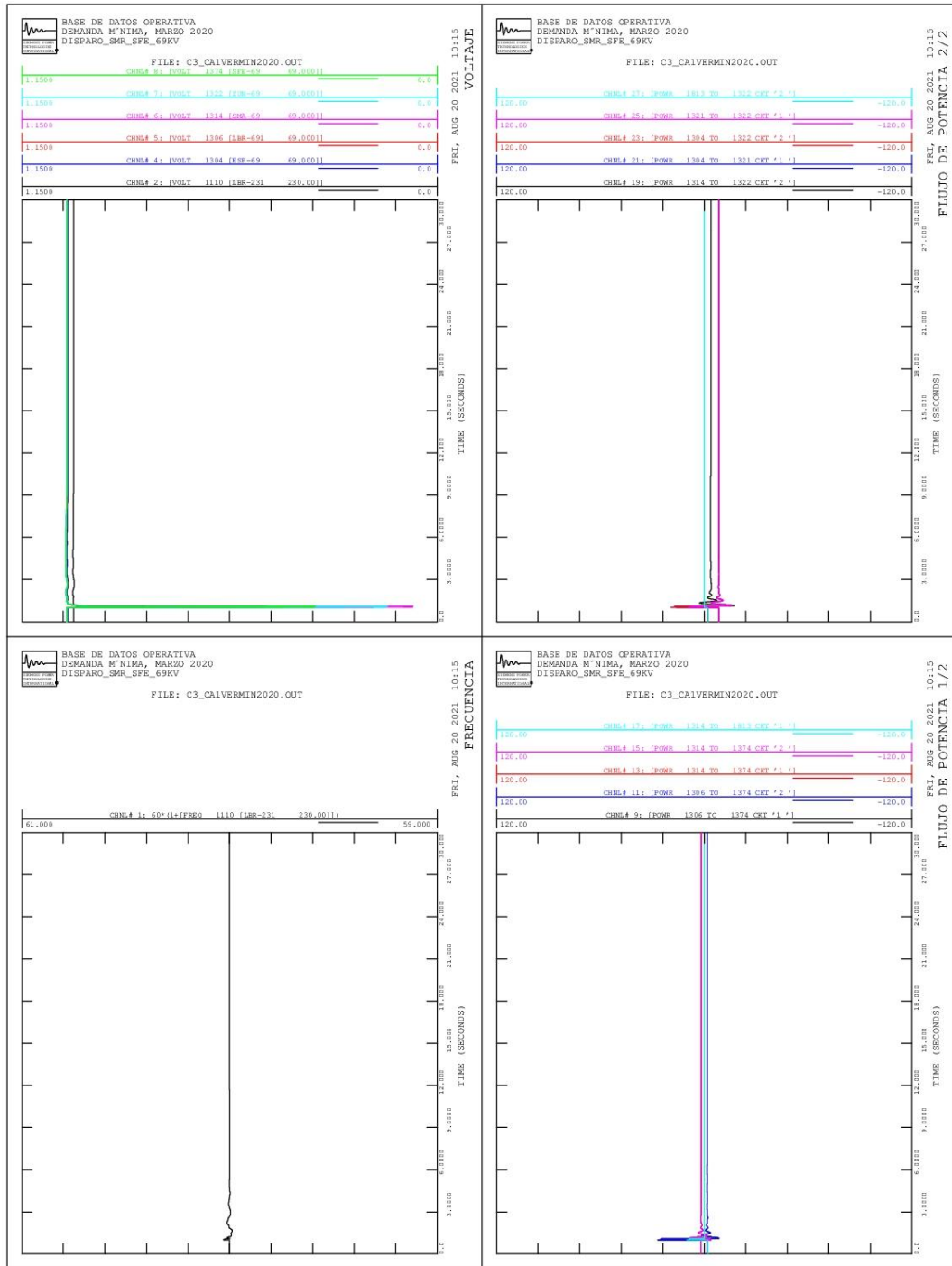
Continuación del apéndice 1.



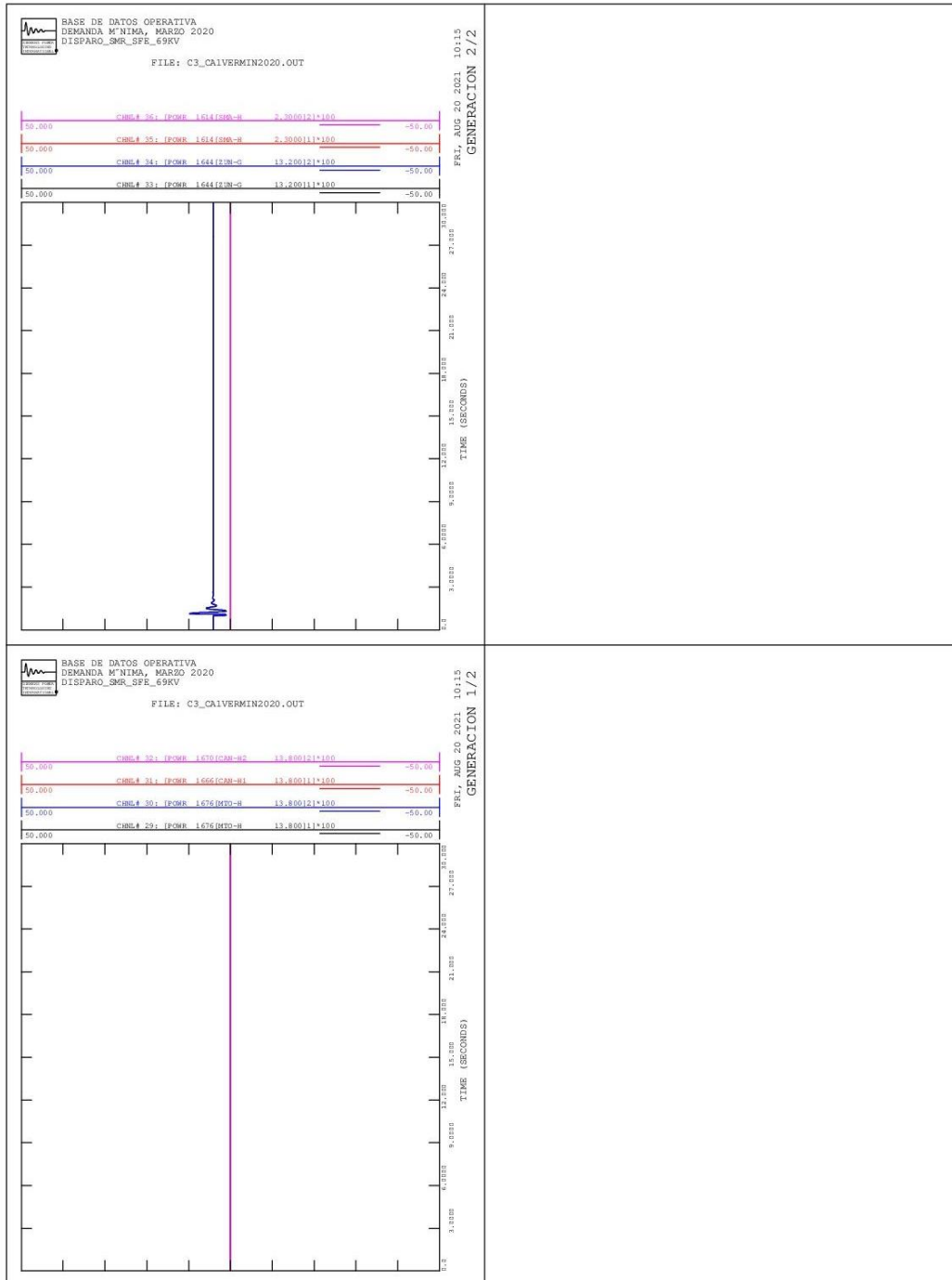
Continuación del apéndice 1.



Continuación del apéndice 1.

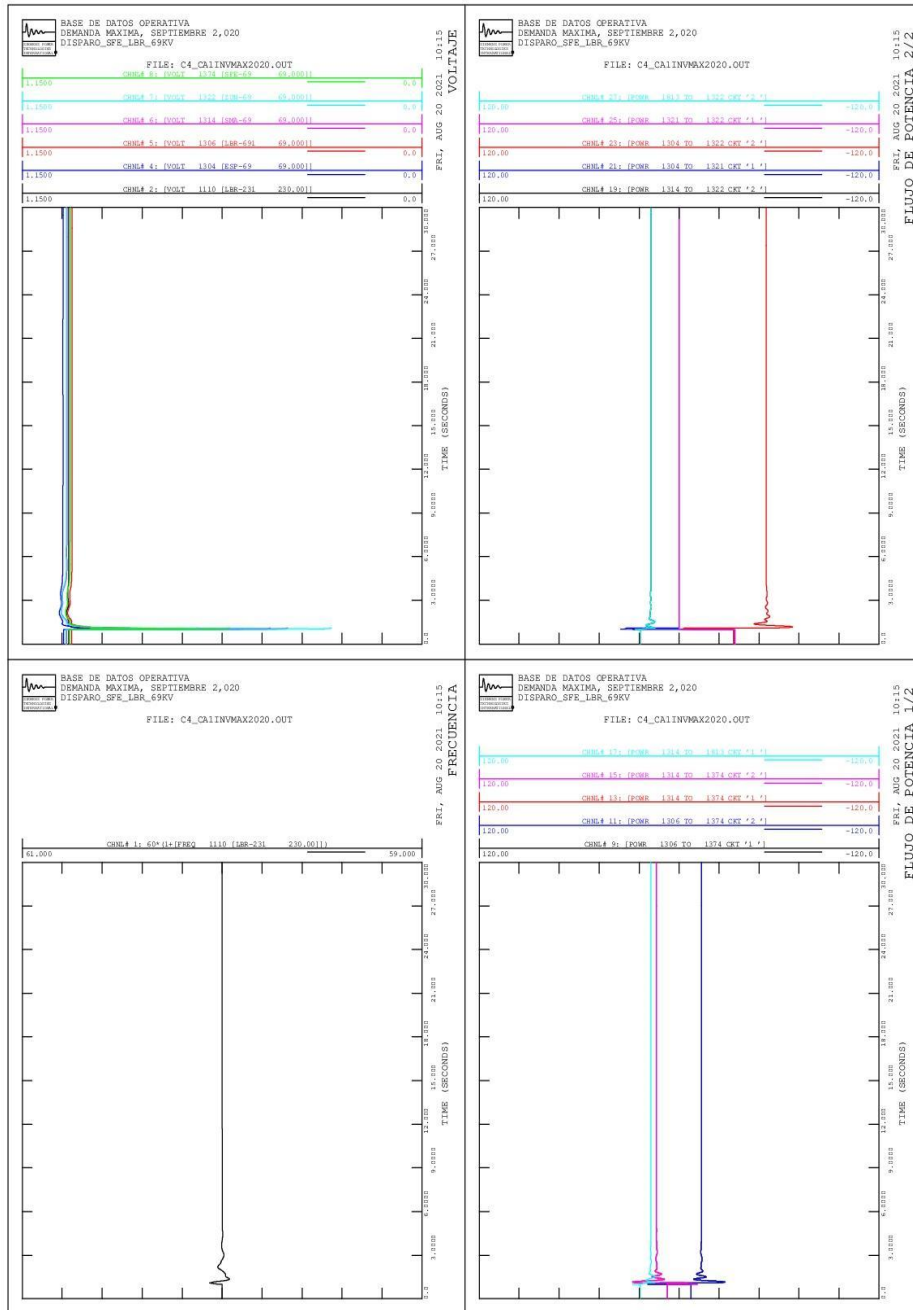


Continuación del apéndice 1.

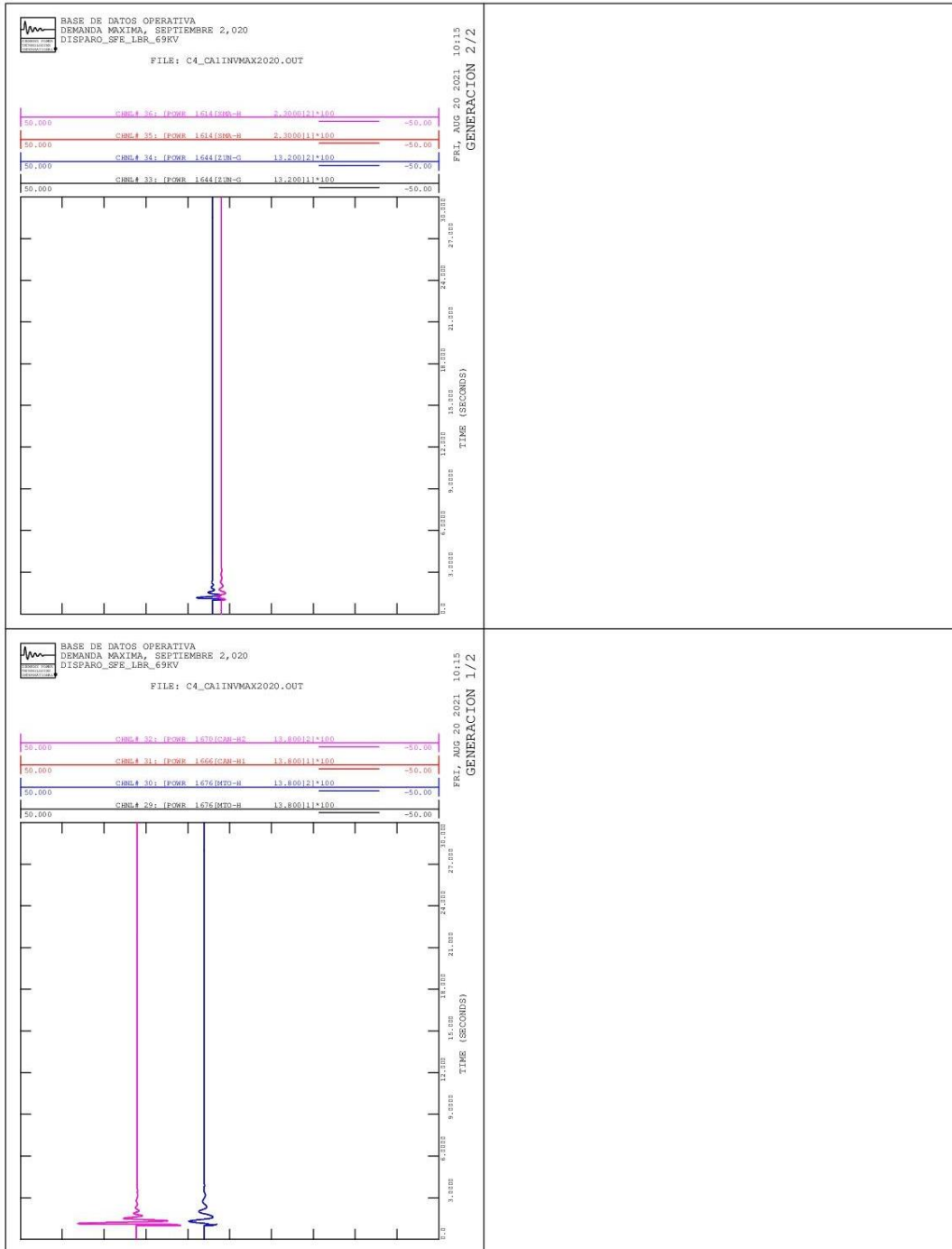


Continuación del apéndice 1.

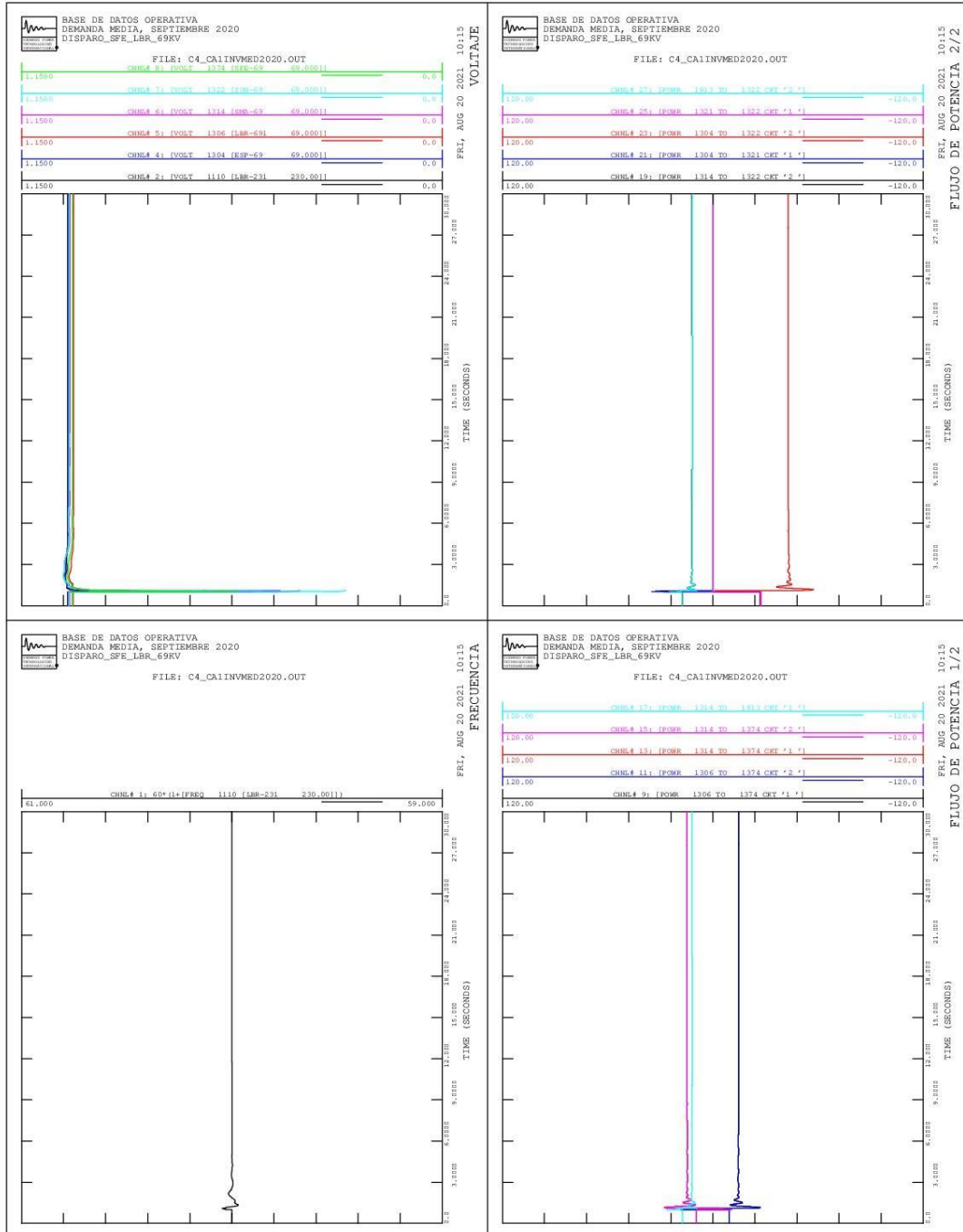
Alternativa núm. 1, contingencia 4



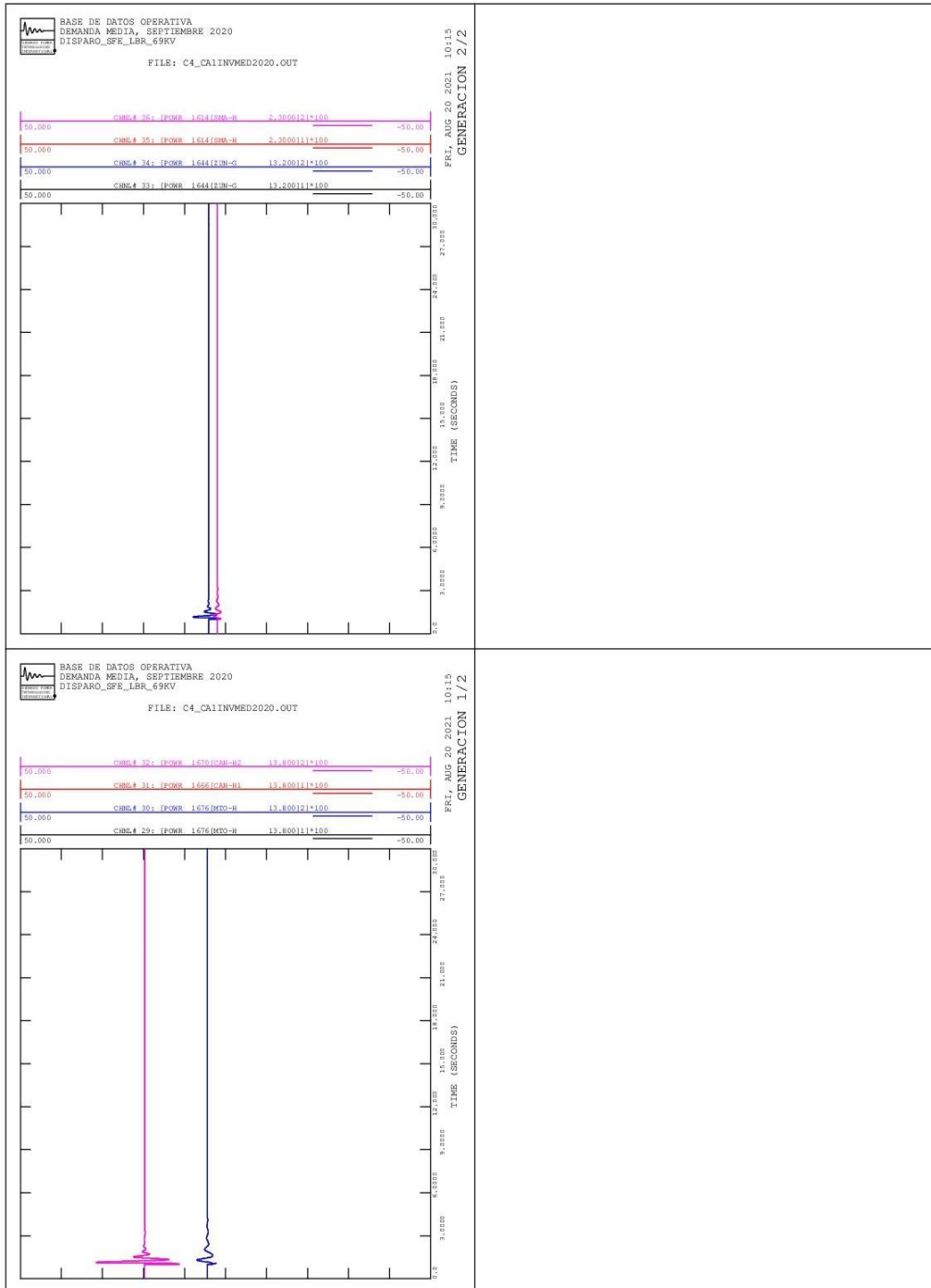
Continuación del apéndice 1.



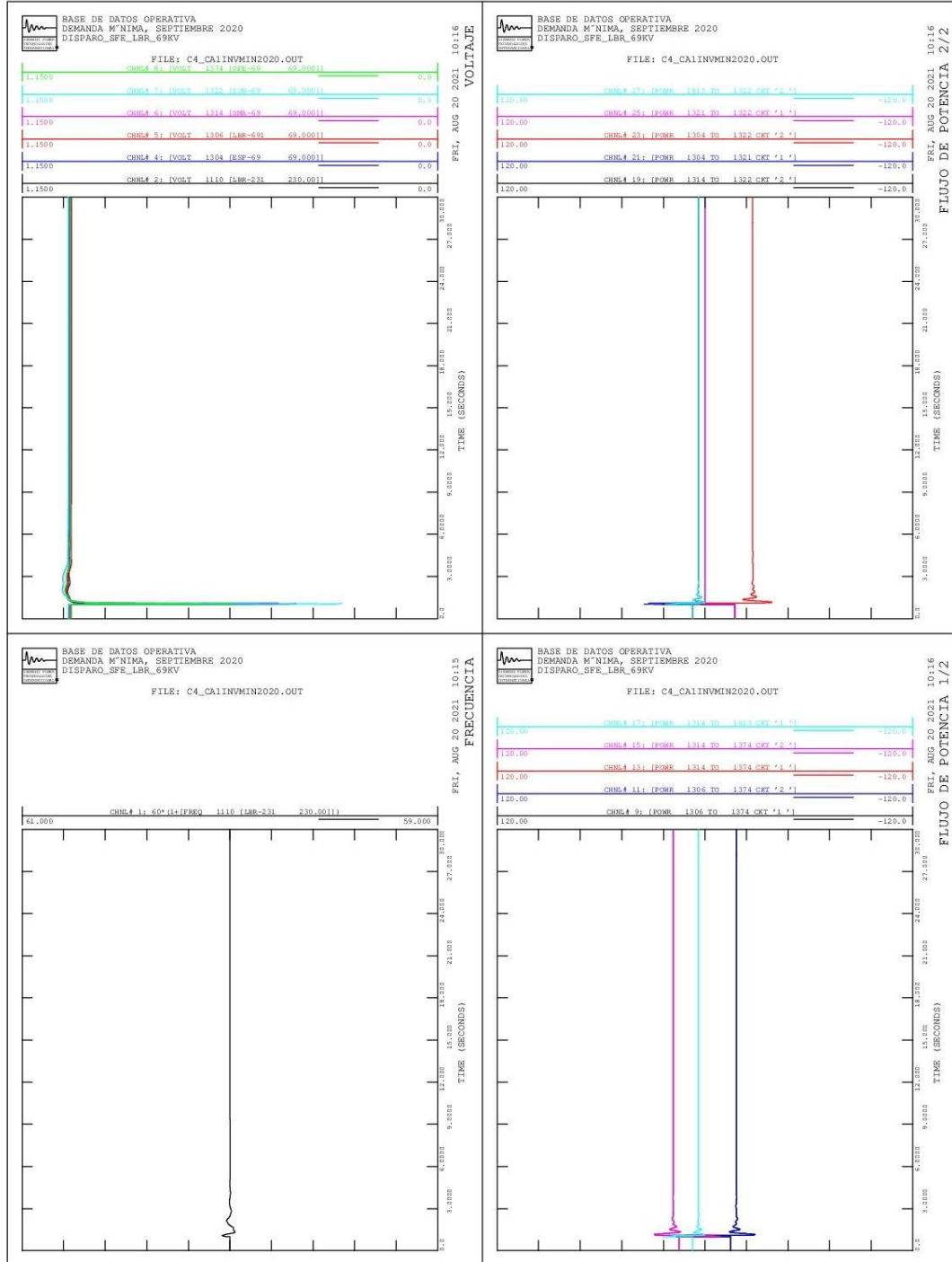
Continuación del apéndice 1.



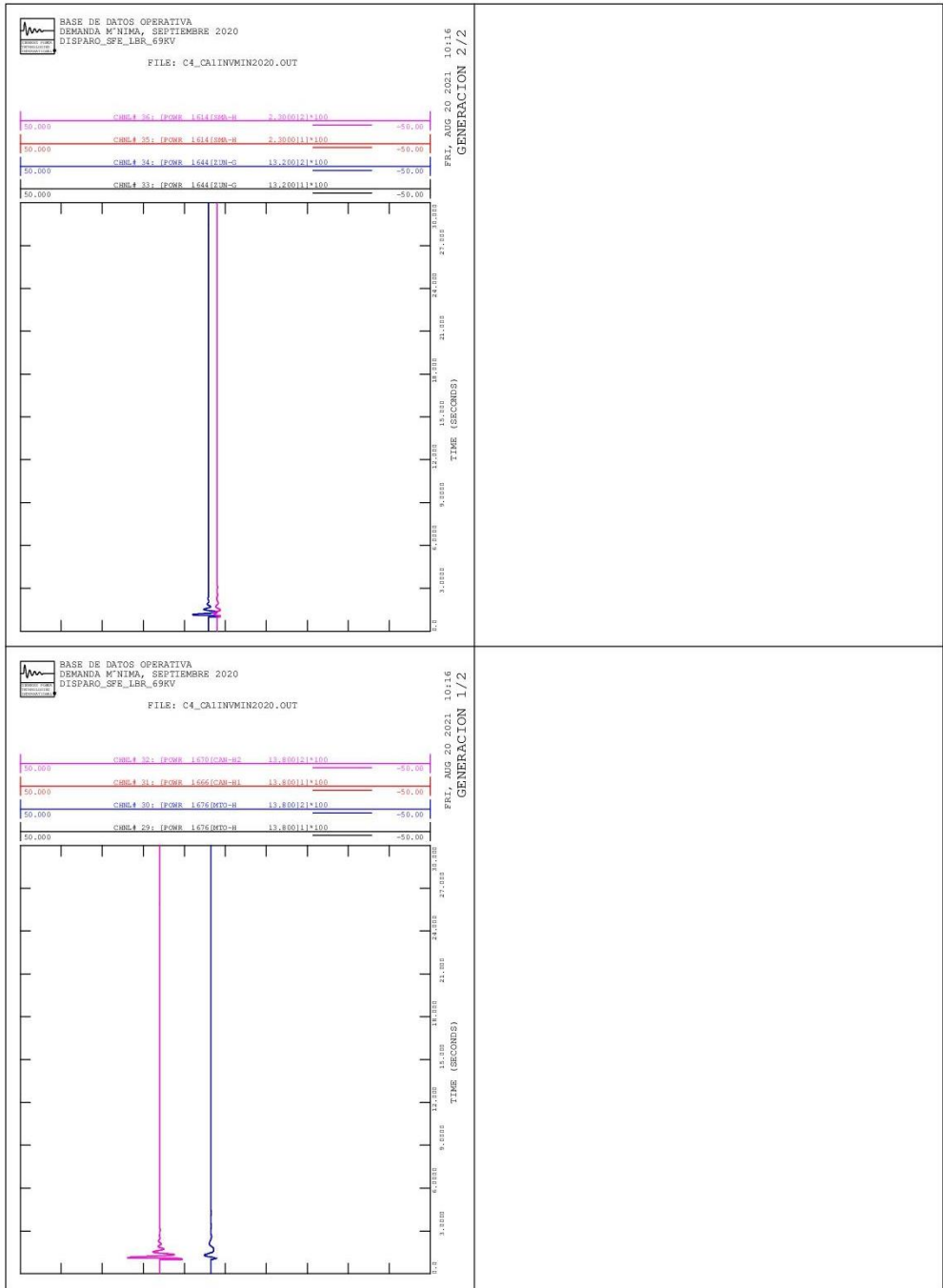
Continuación del apéndice 1.



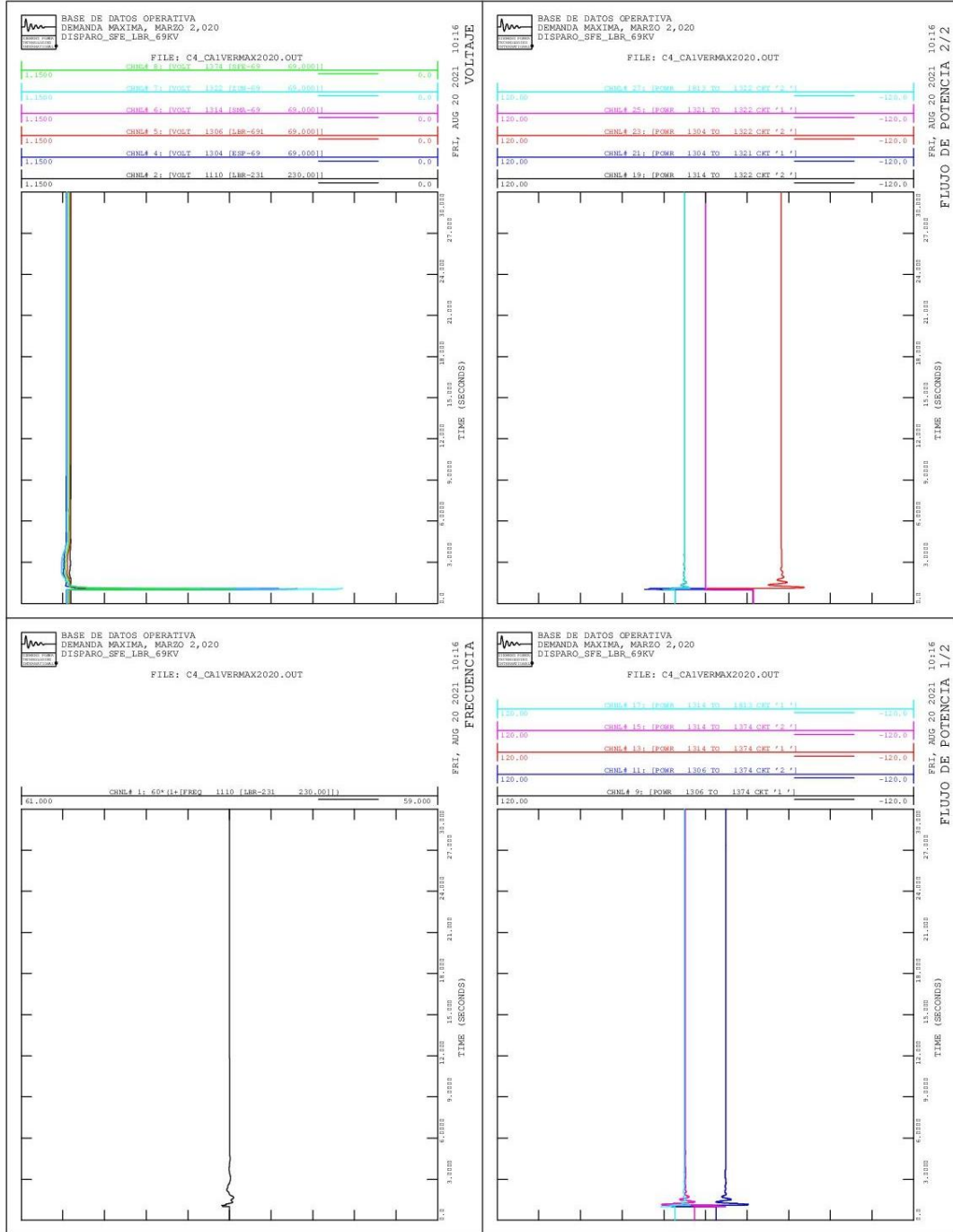
Continuación del apéndice 1.



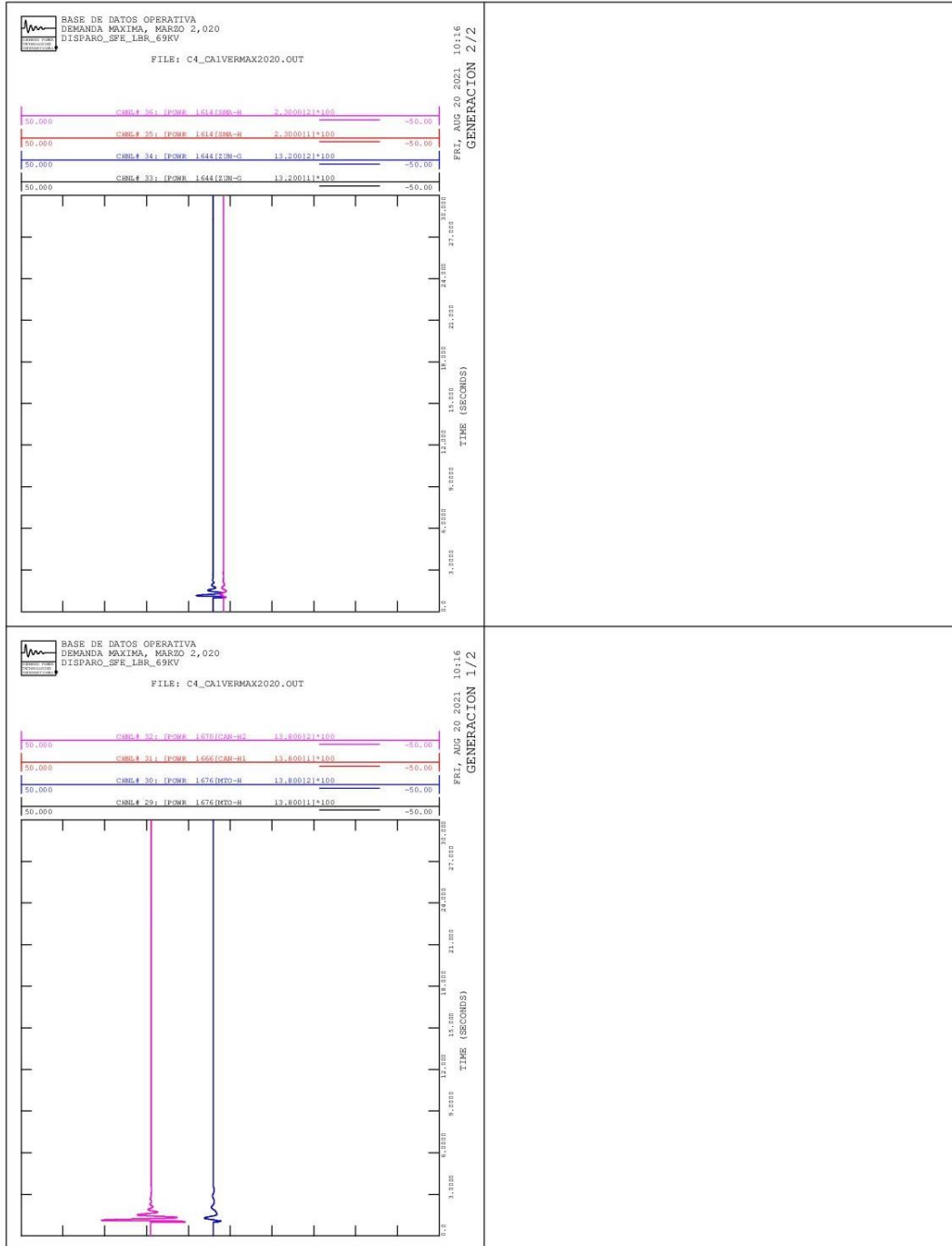
Continuación del apéndice 1.



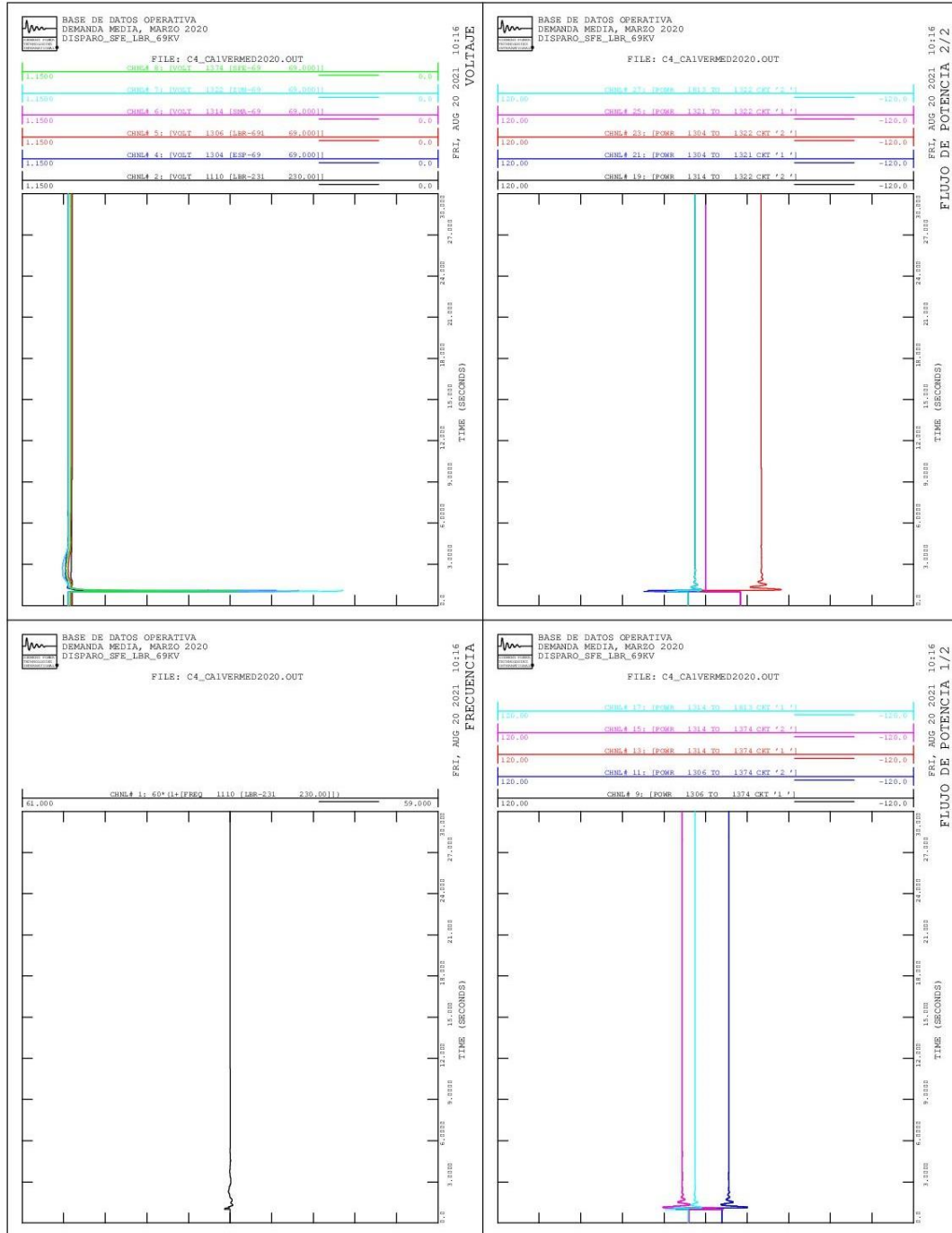
Continuación del apéndice 1.



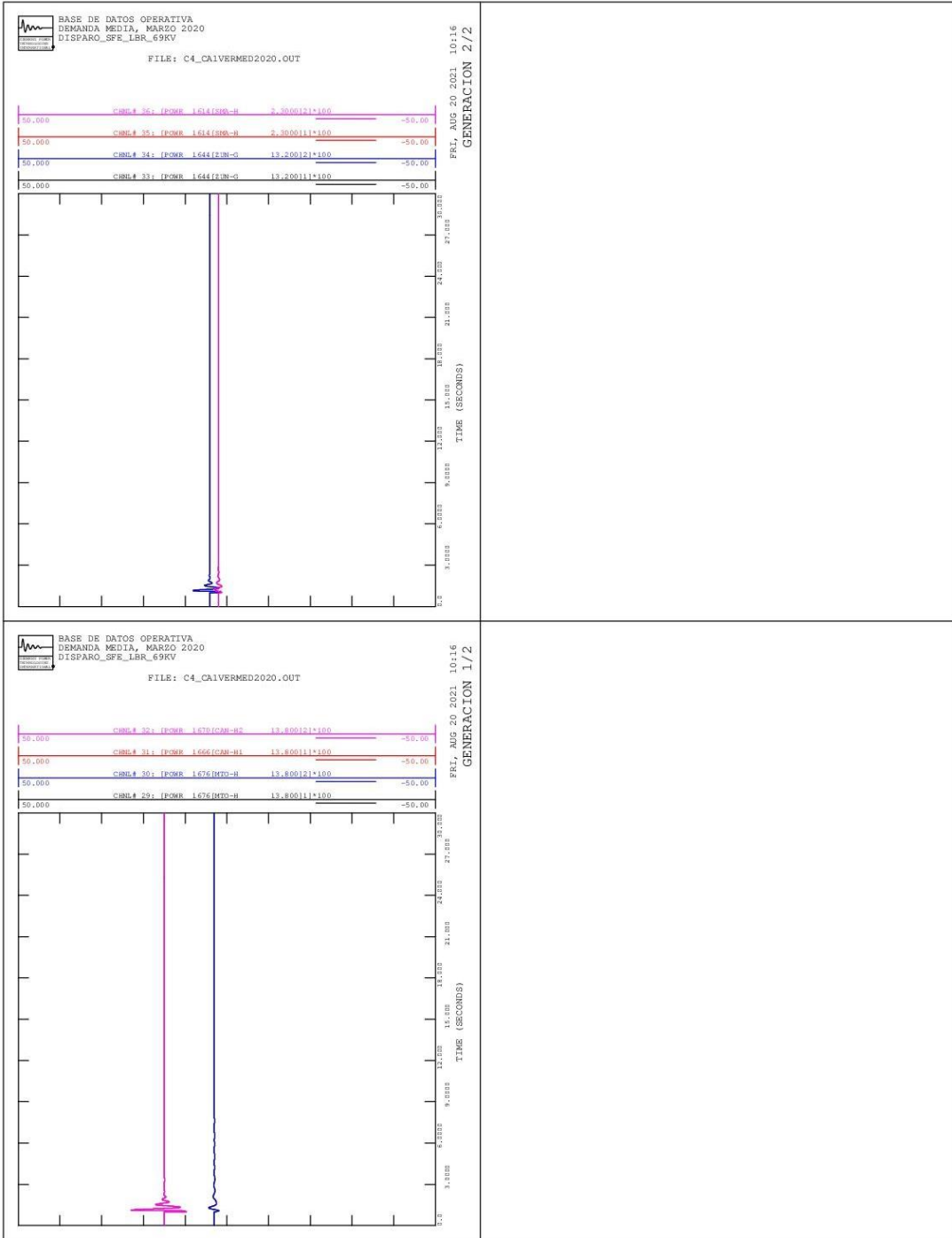
Continuación del apéndice 1.



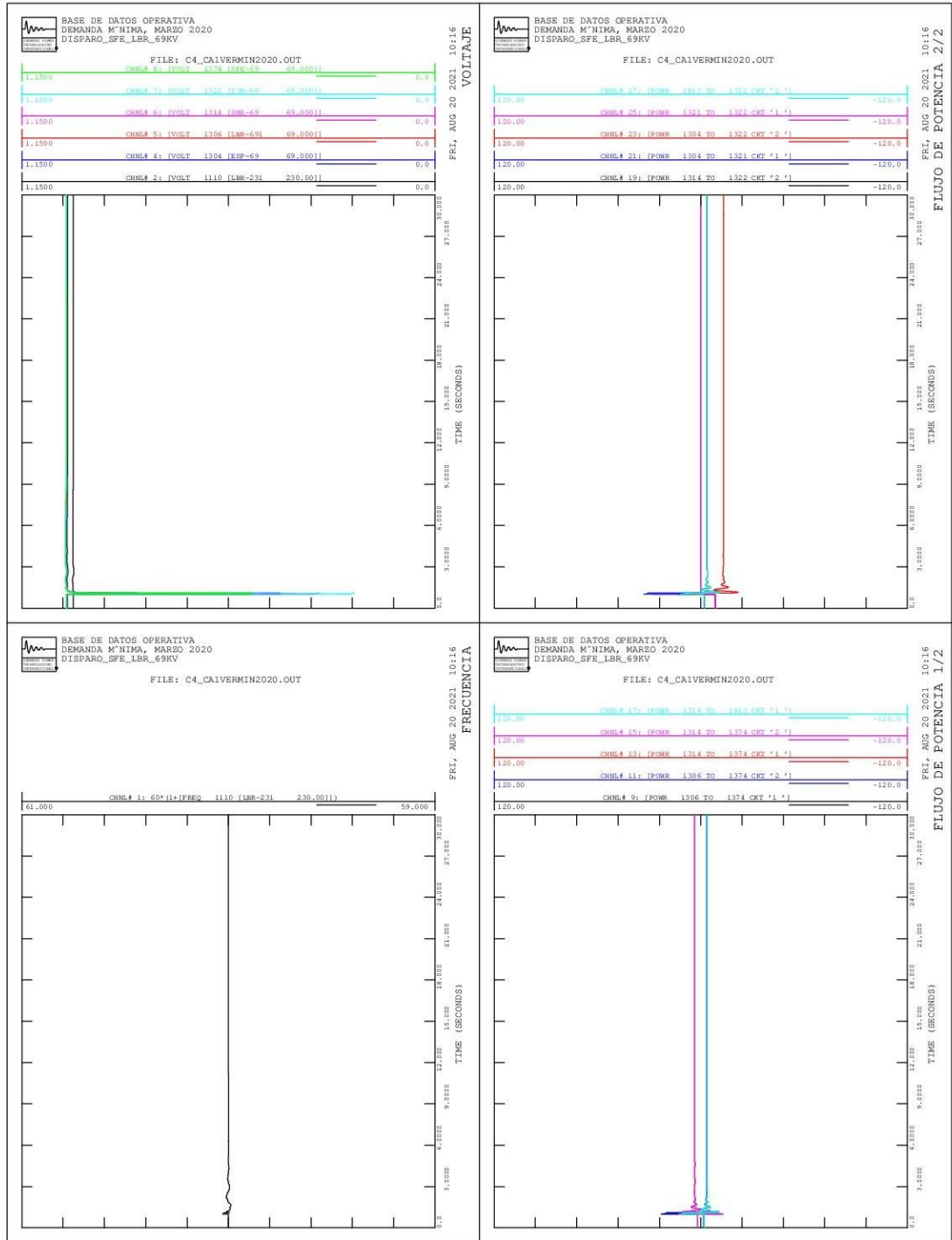
Continuación del apéndice 1.



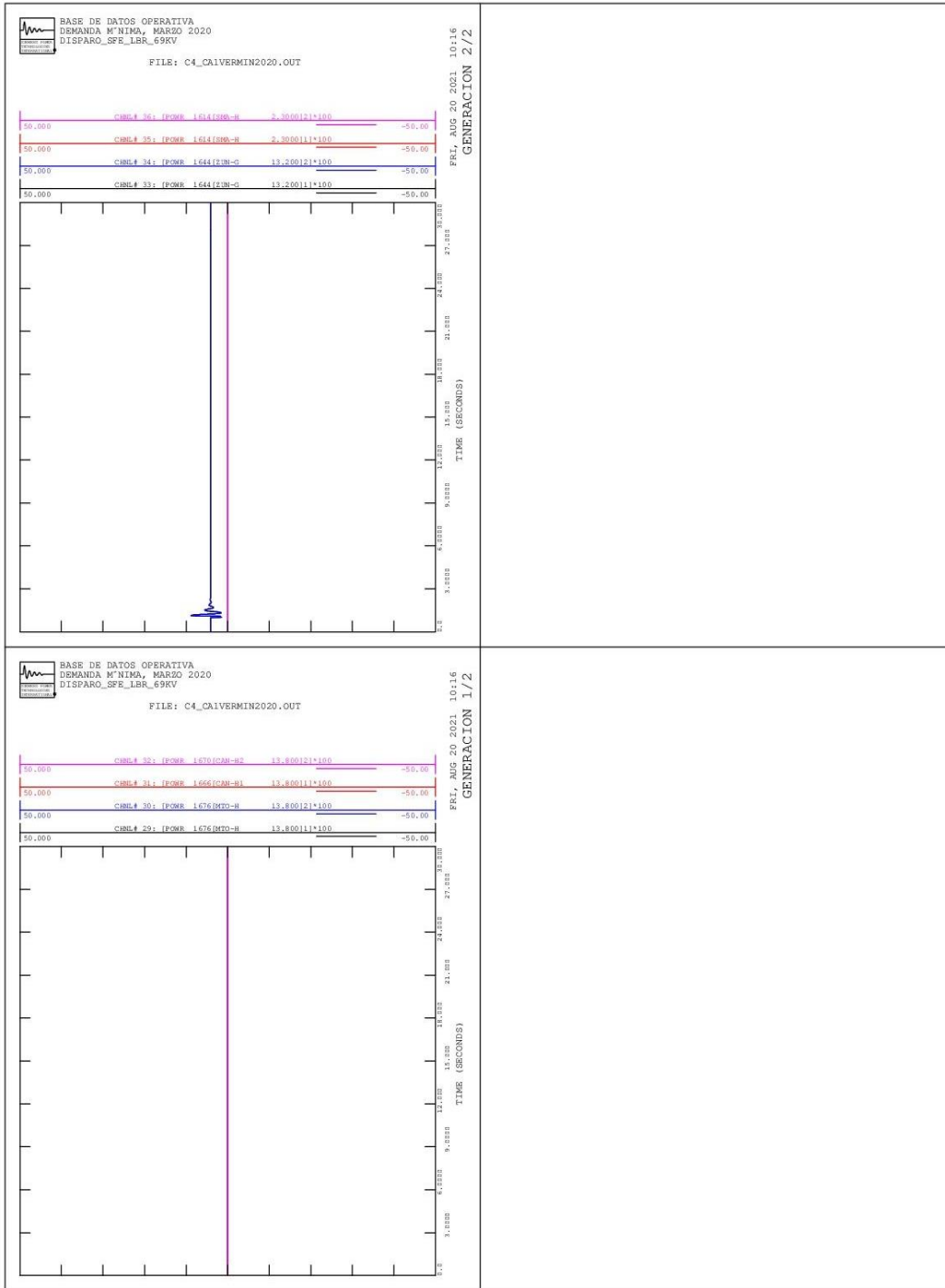
Continuación del apéndice 1.



Continuación del apéndice 1.



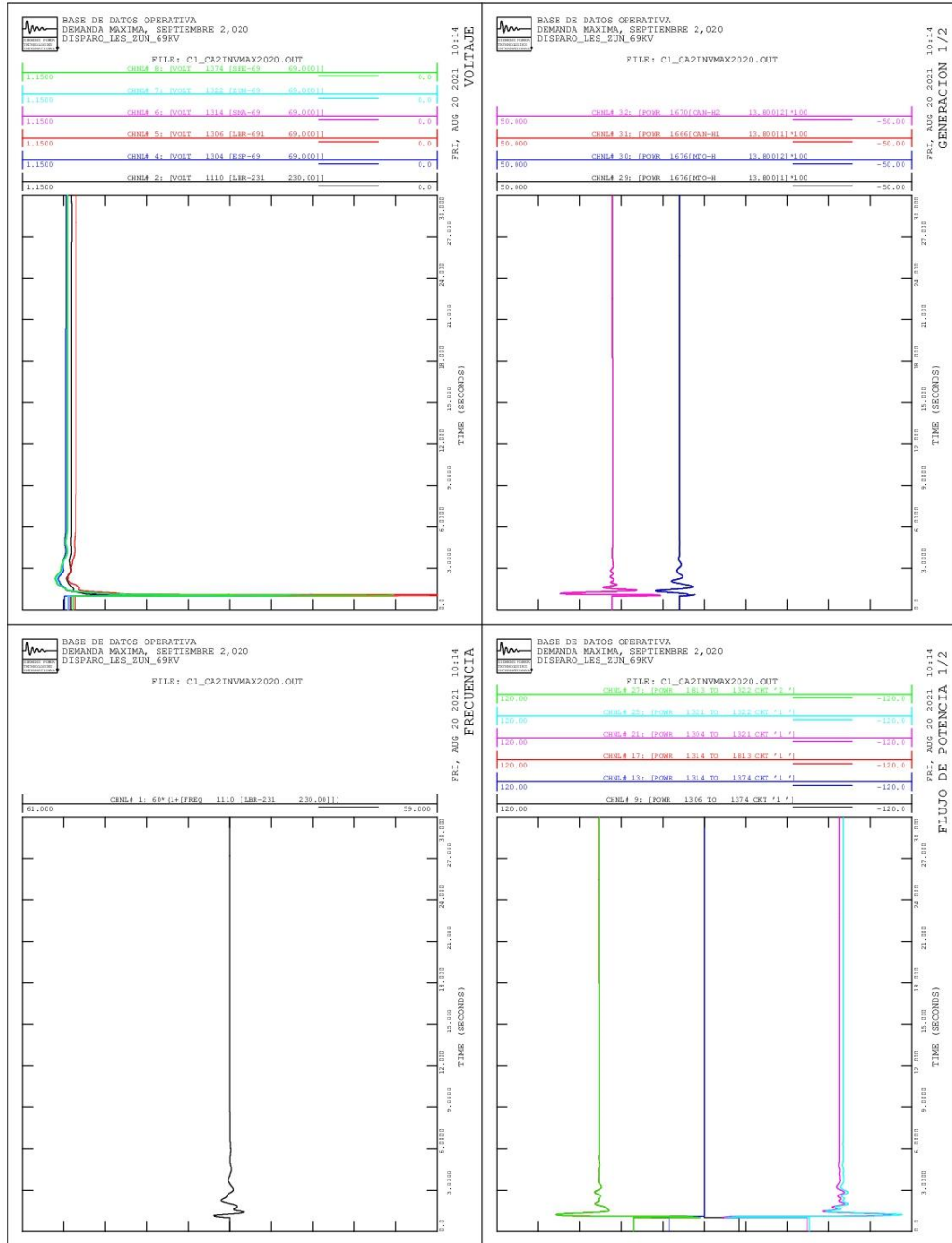
Continuación del apéndice 1.



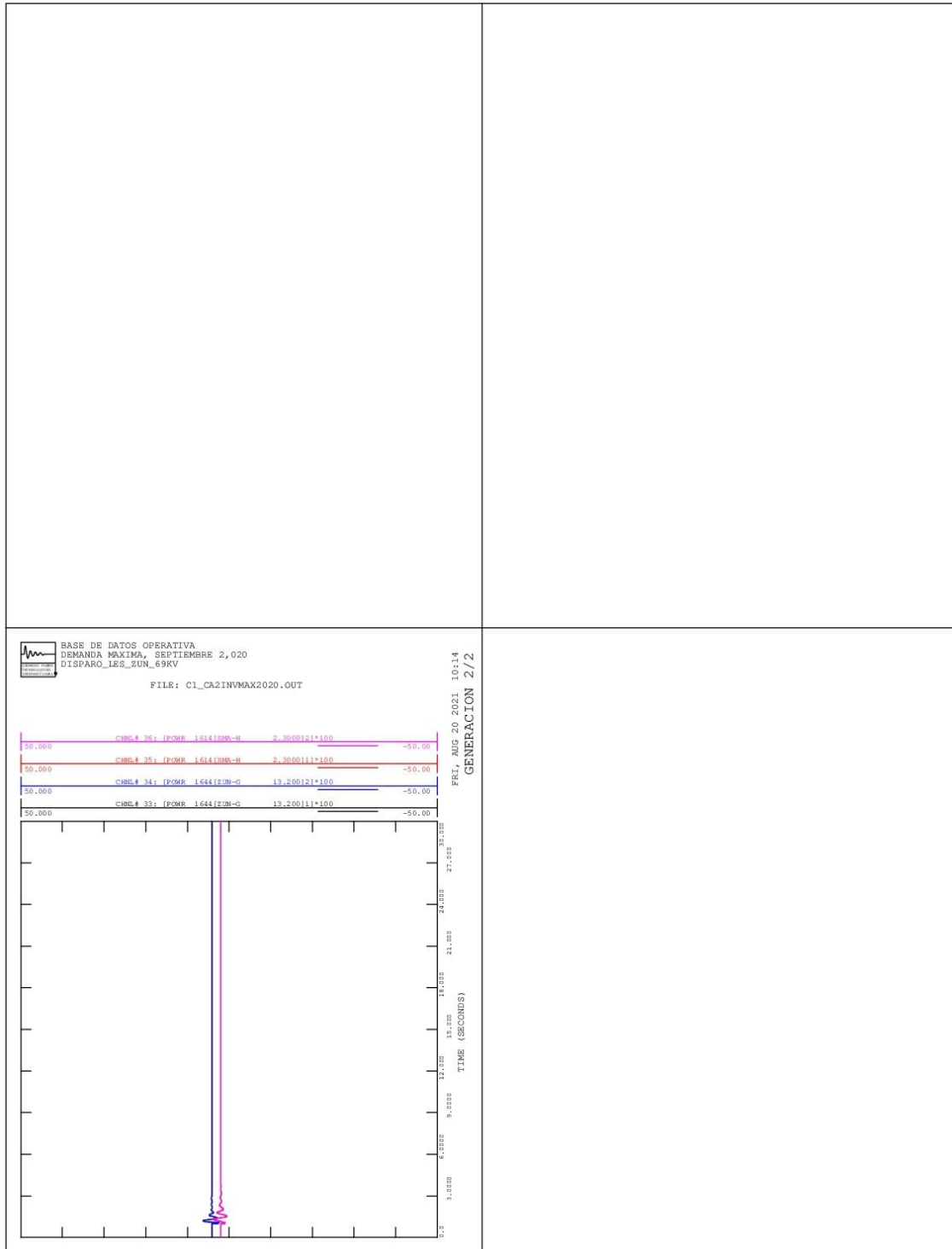
Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Apéndice 2. Resultados alternativa núm. 2

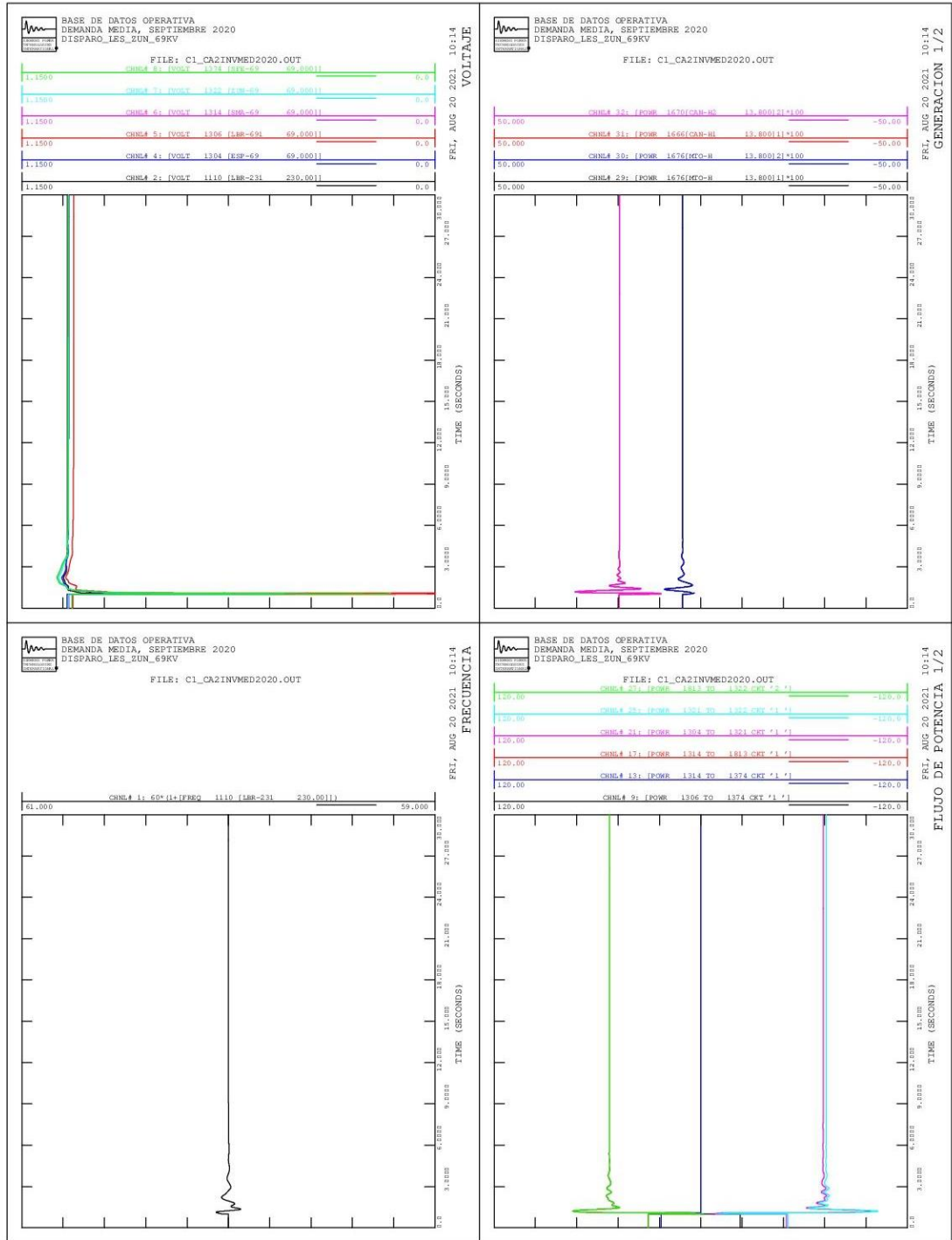
Alternativa núm. 2, contingencia 1



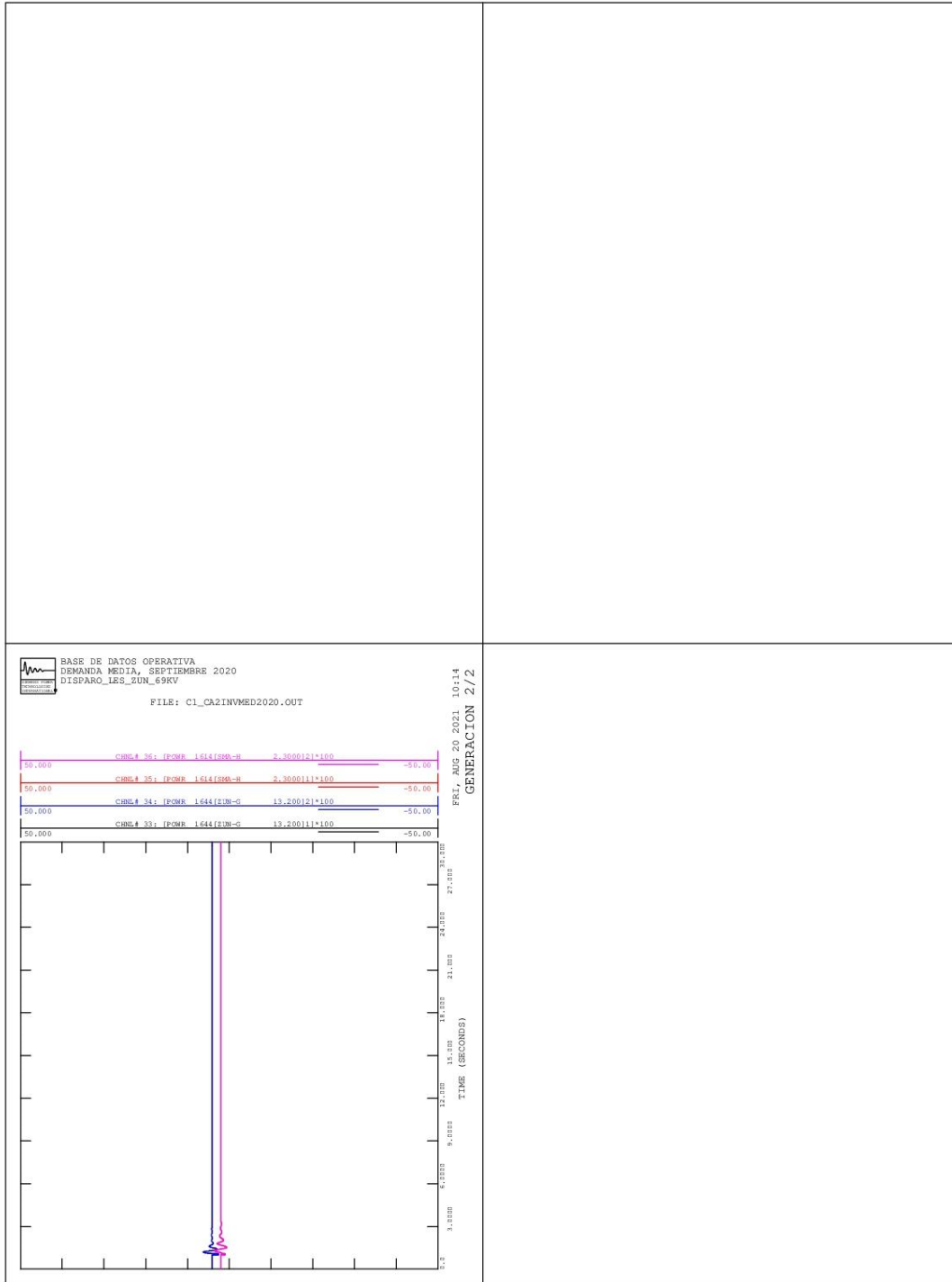
Continuación del apéndice 2.



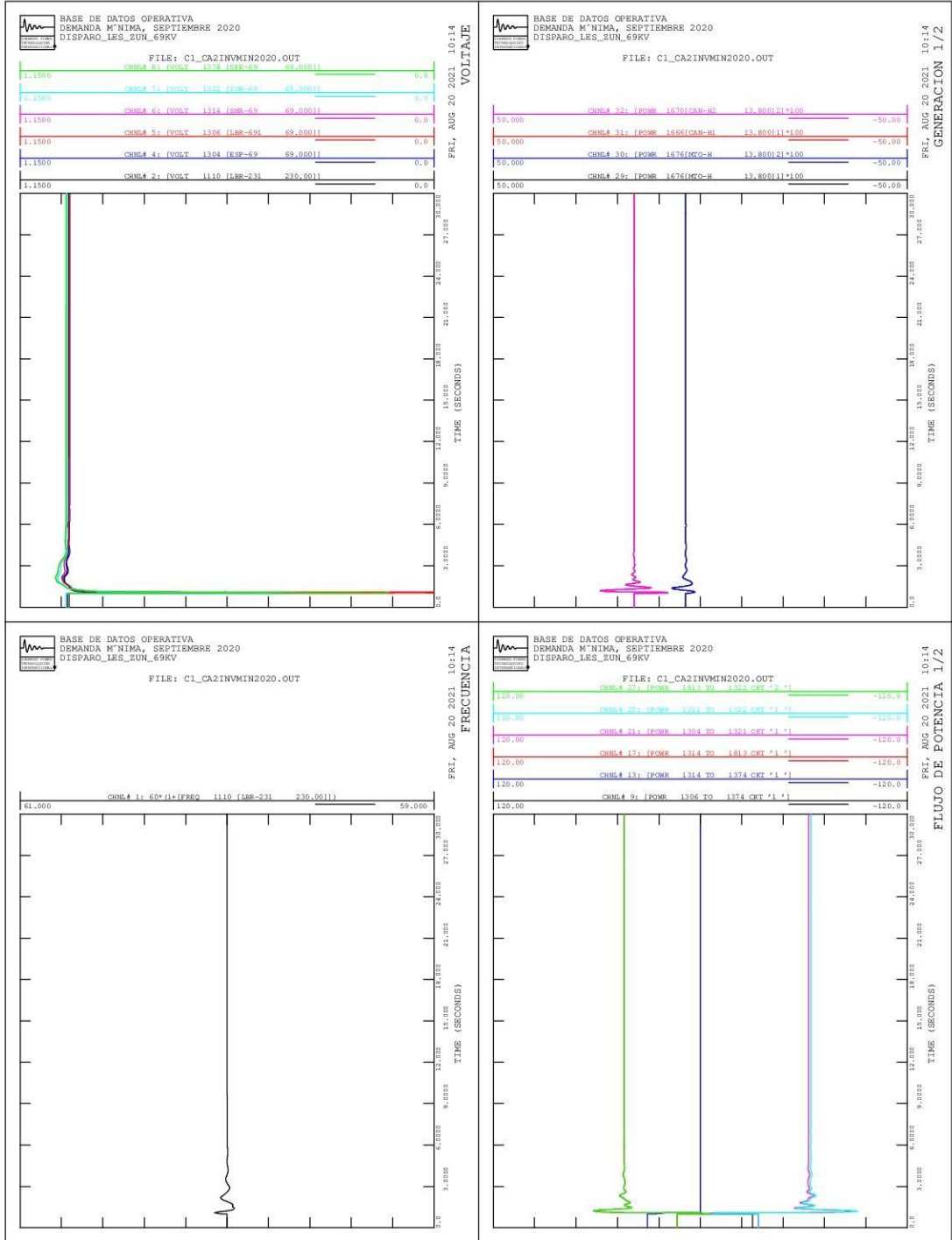
Continuación del apéndice 2.



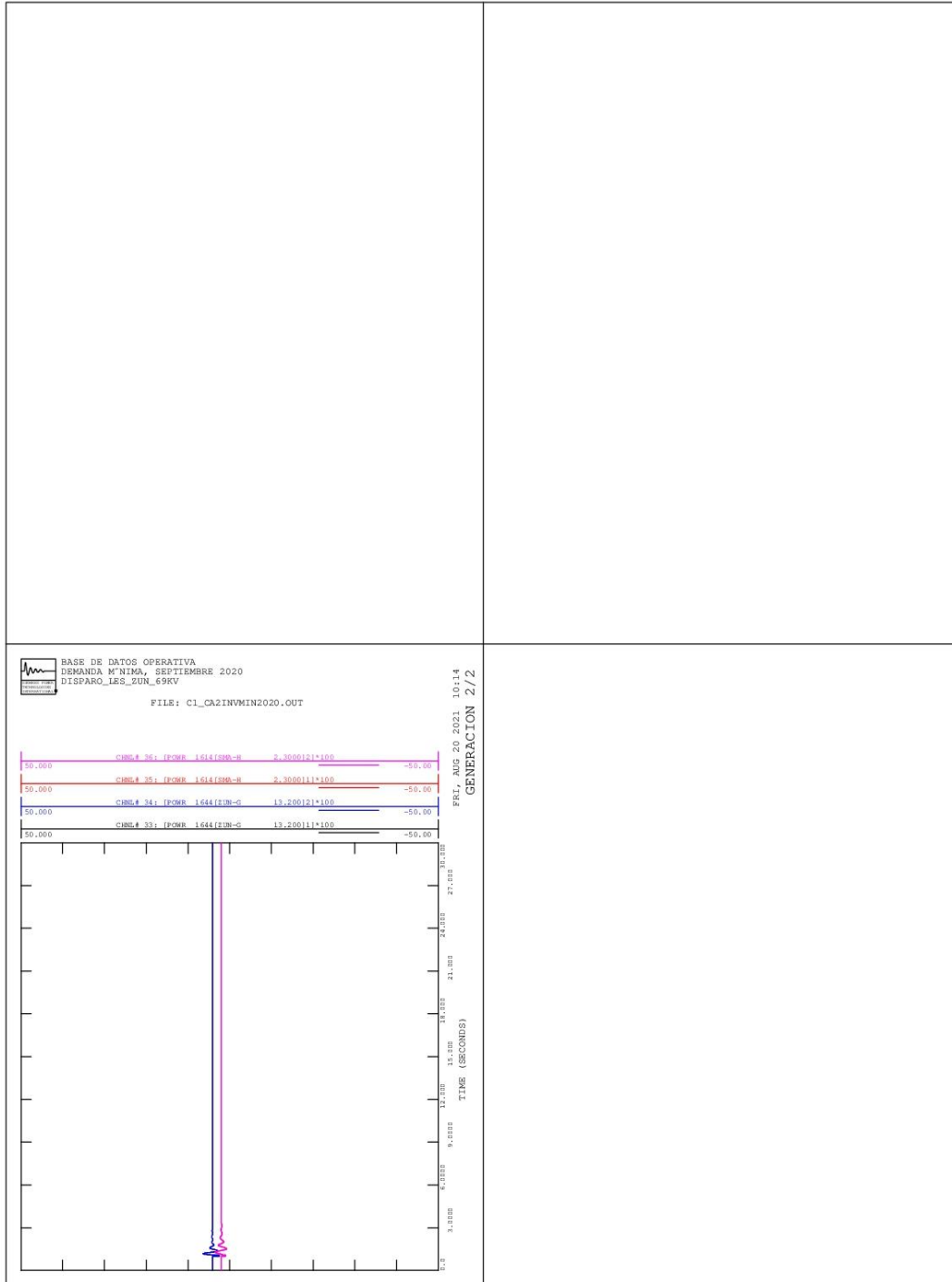
Continuación del apéndice 2.



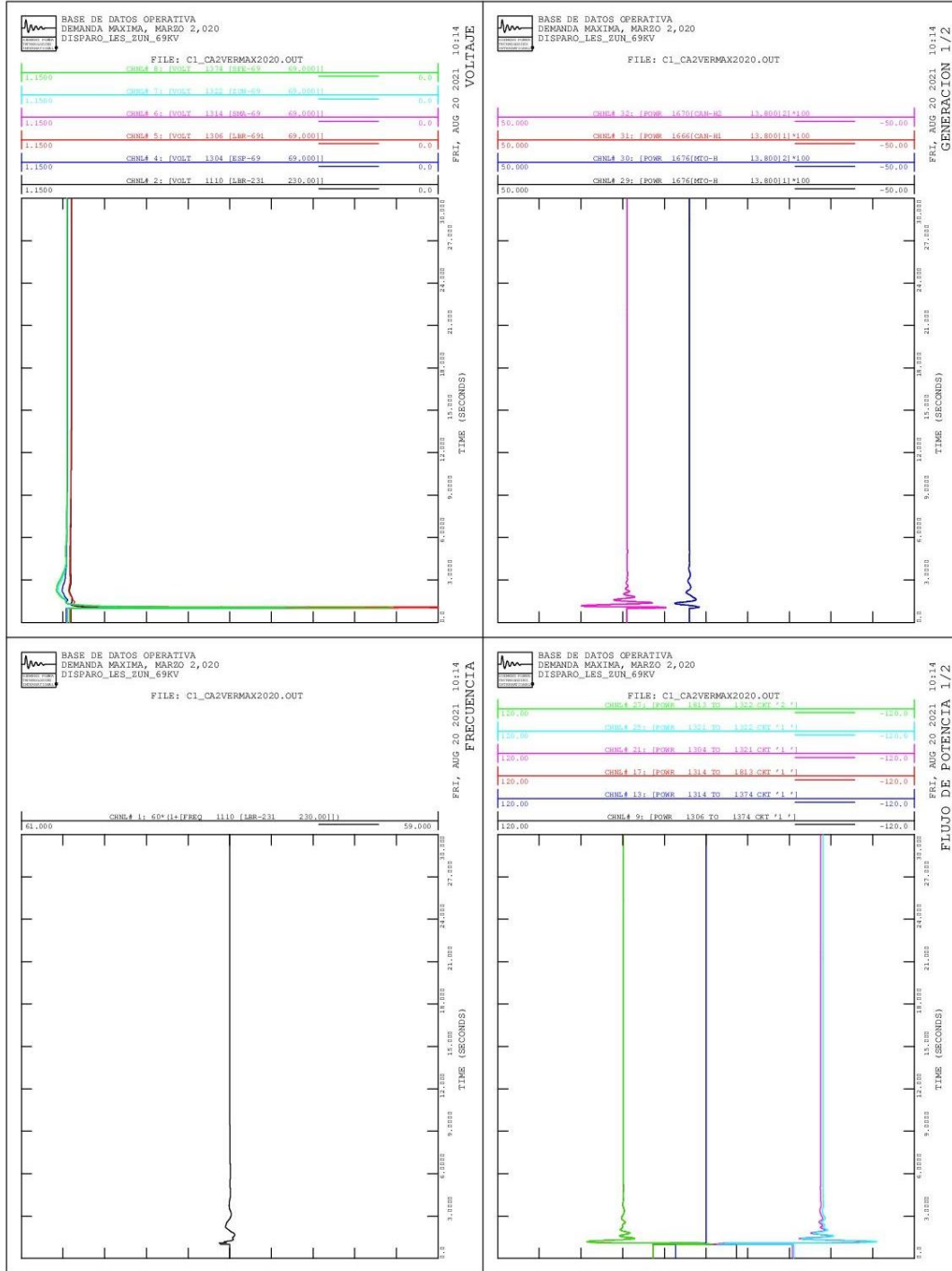
Continuación del apéndice 2.



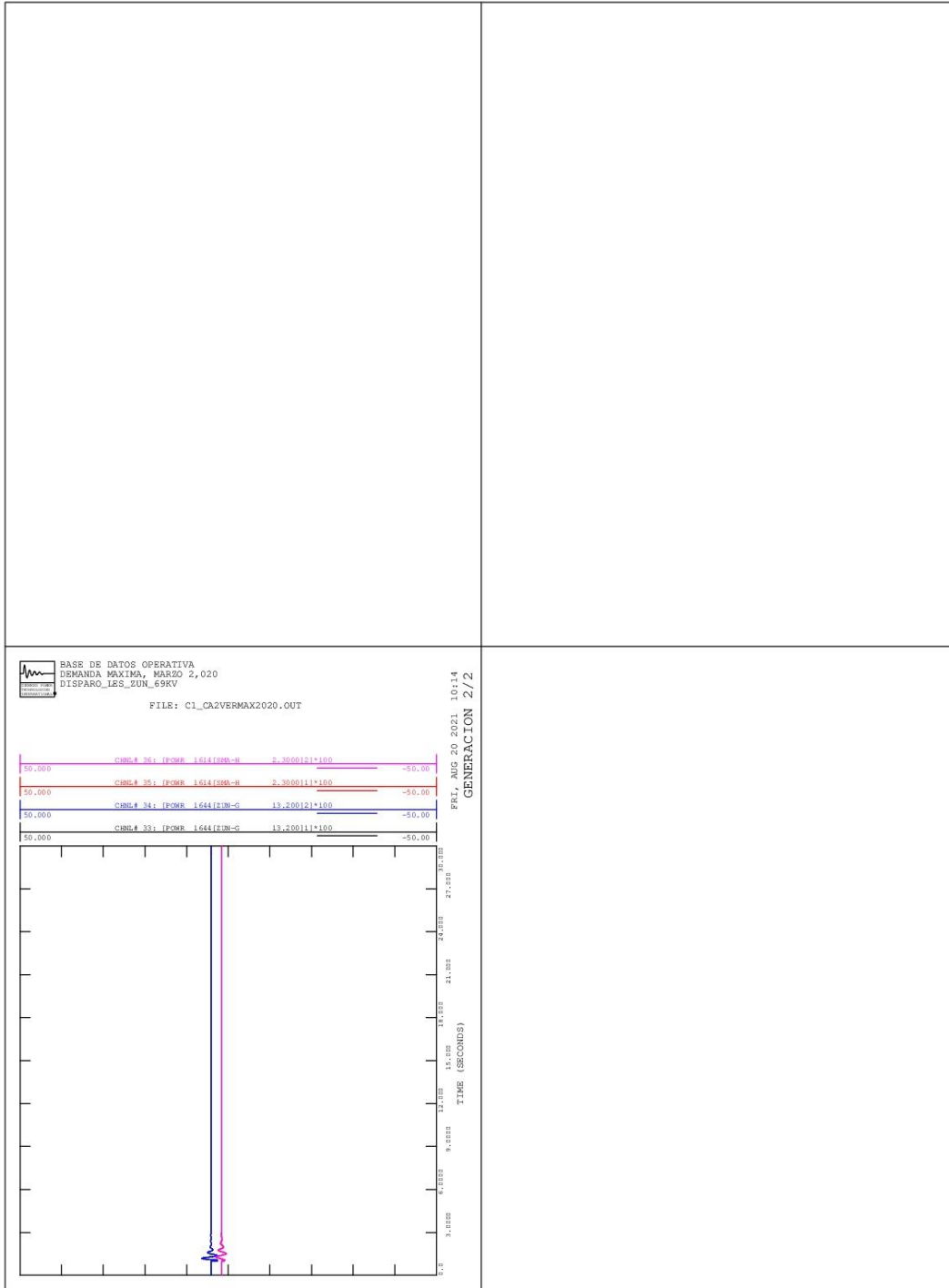
Continuación del apéndice 2.



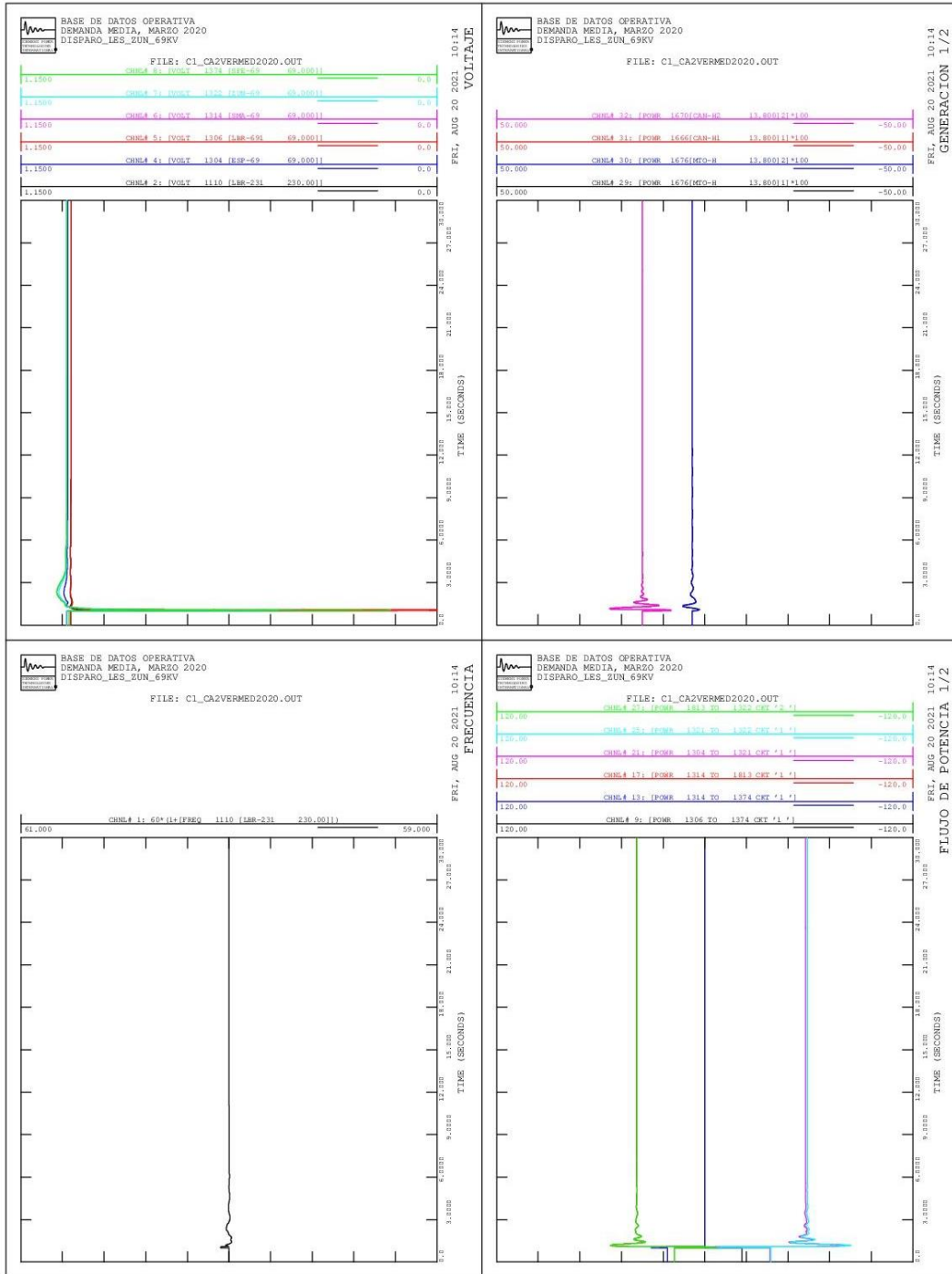
Continuación del apéndice 2.



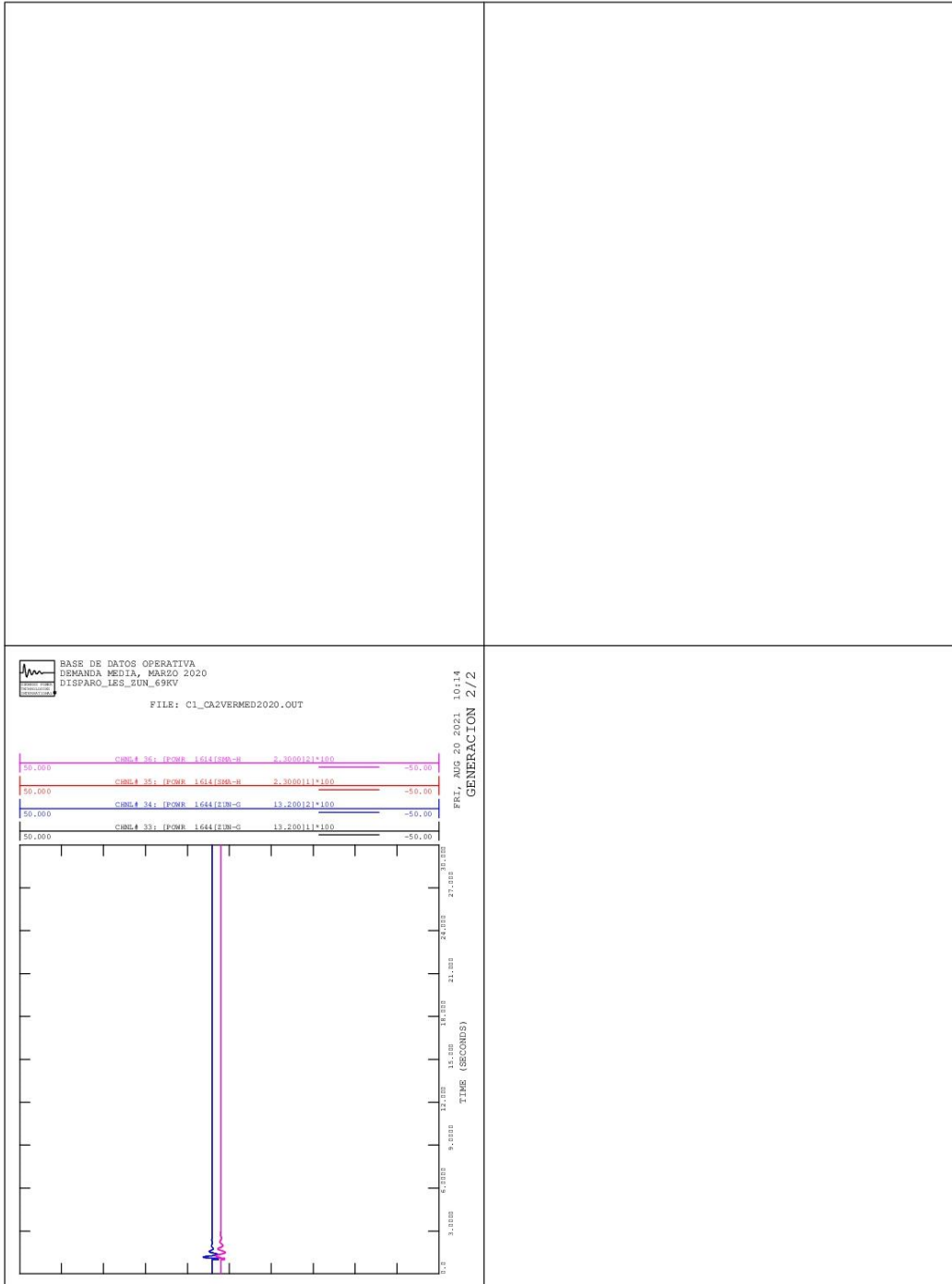
Continuación del apéndice 2.



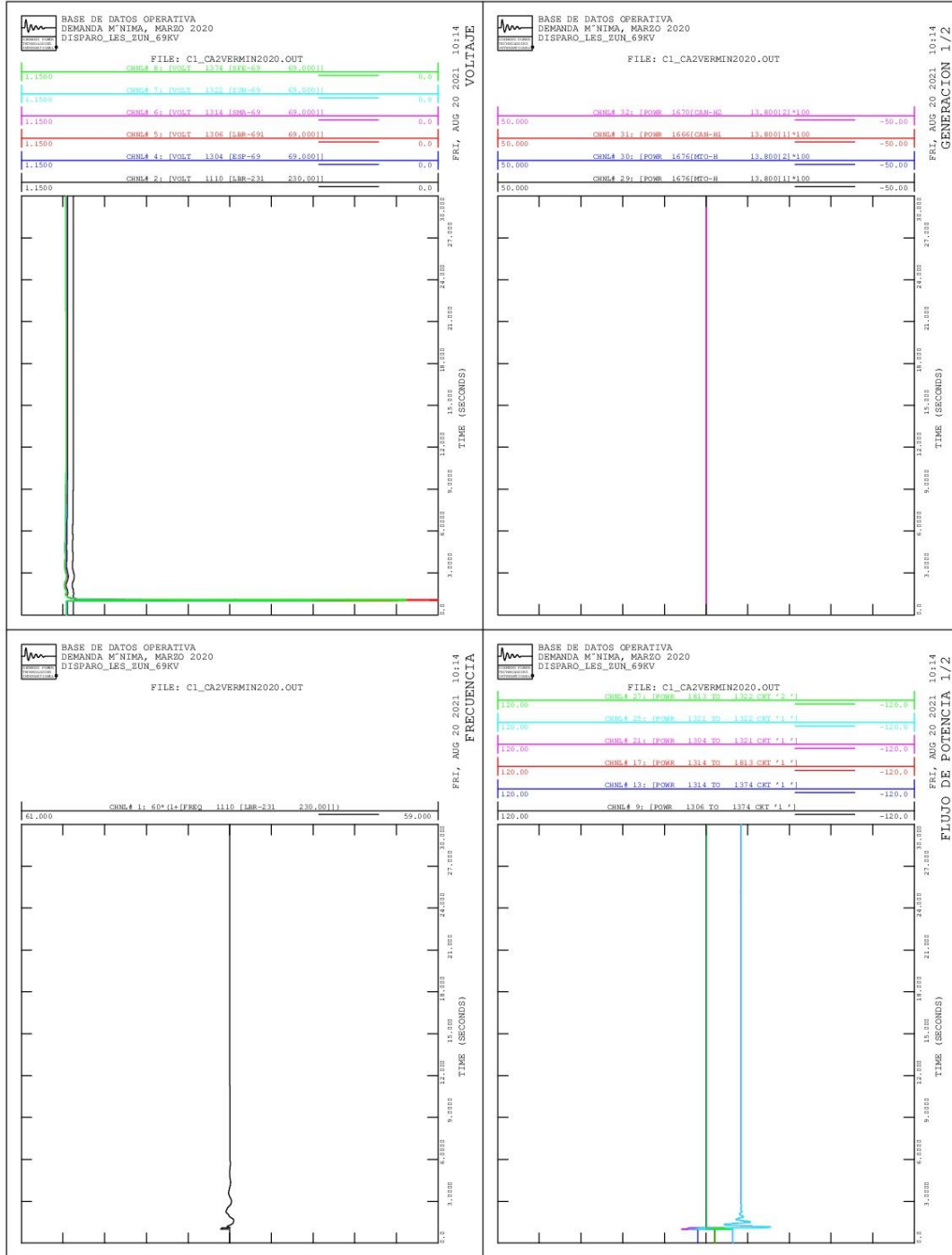
Continuación del apéndice 2.



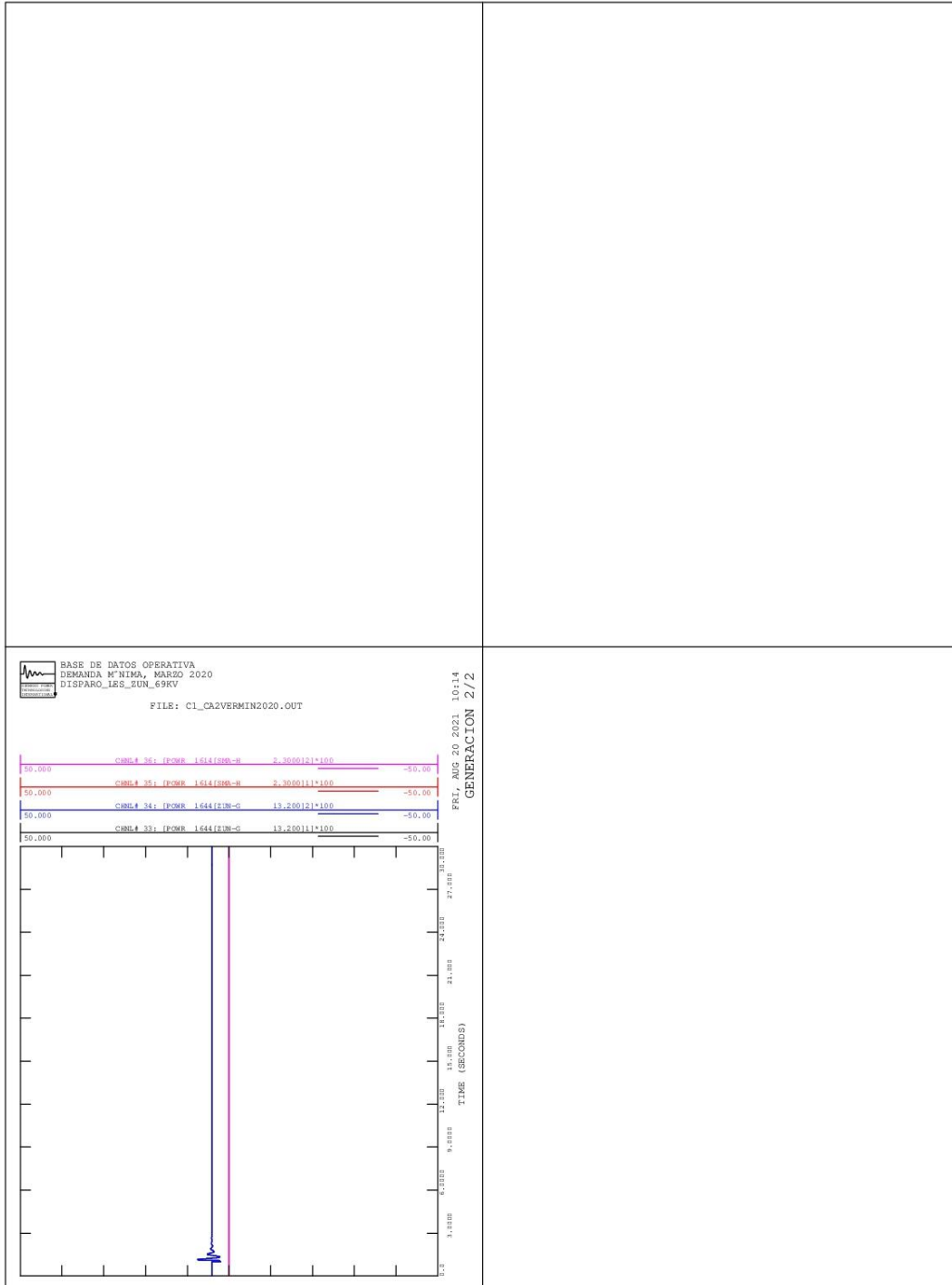
Continuación del apéndice 2.



Continuación del apéndice 2.

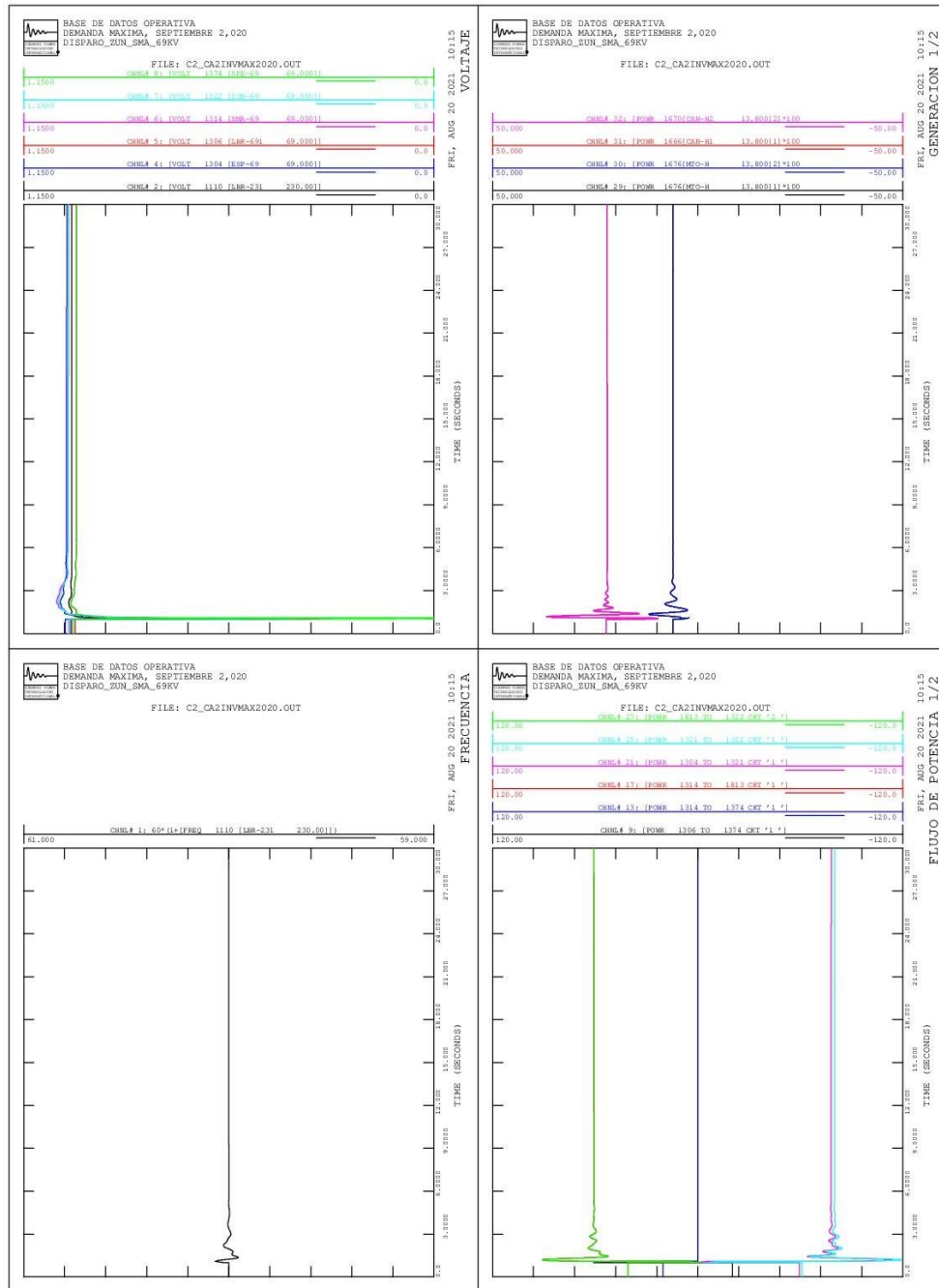


Continuación del apéndice 2.

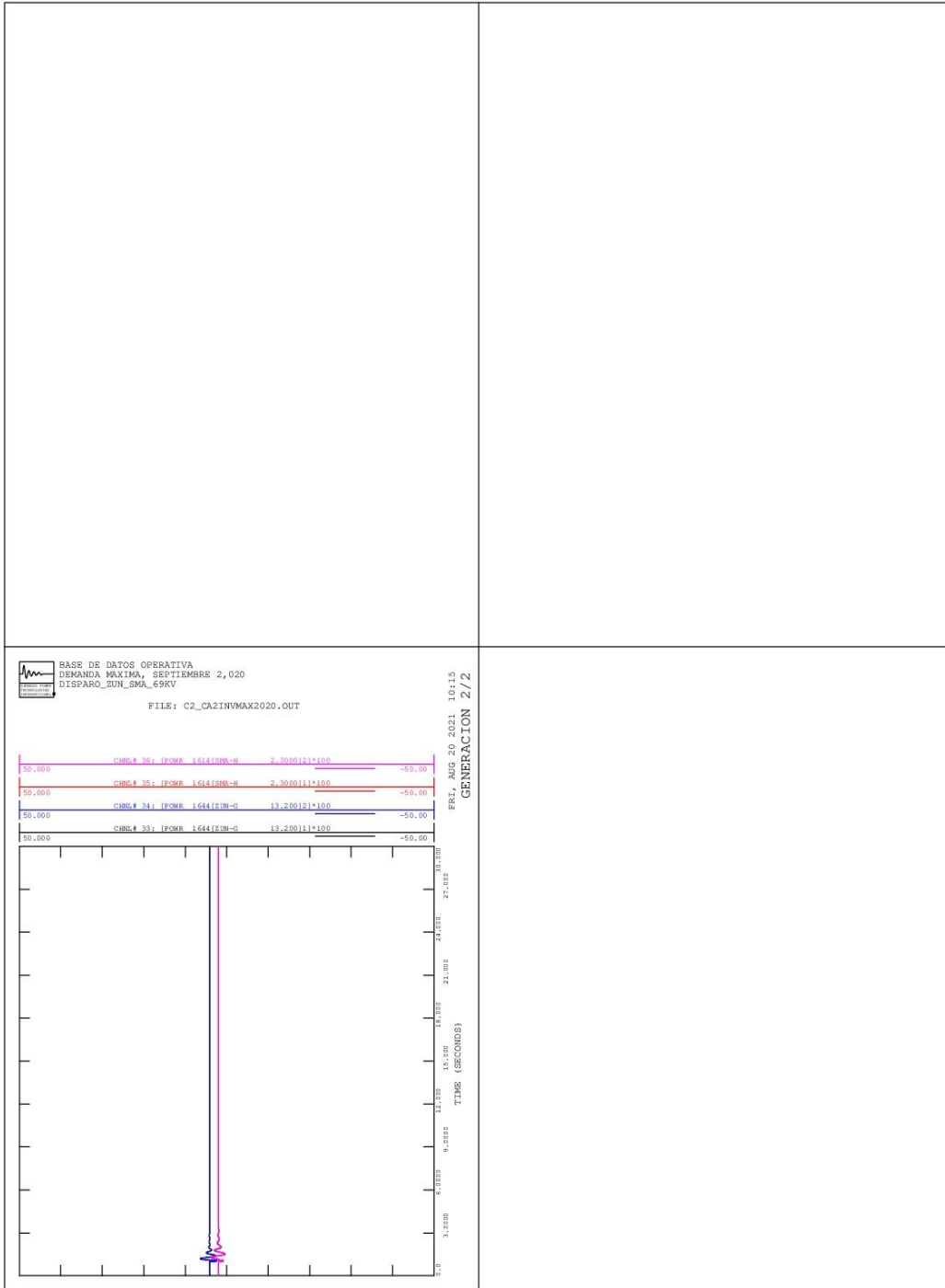


Continuación del apéndice 2.

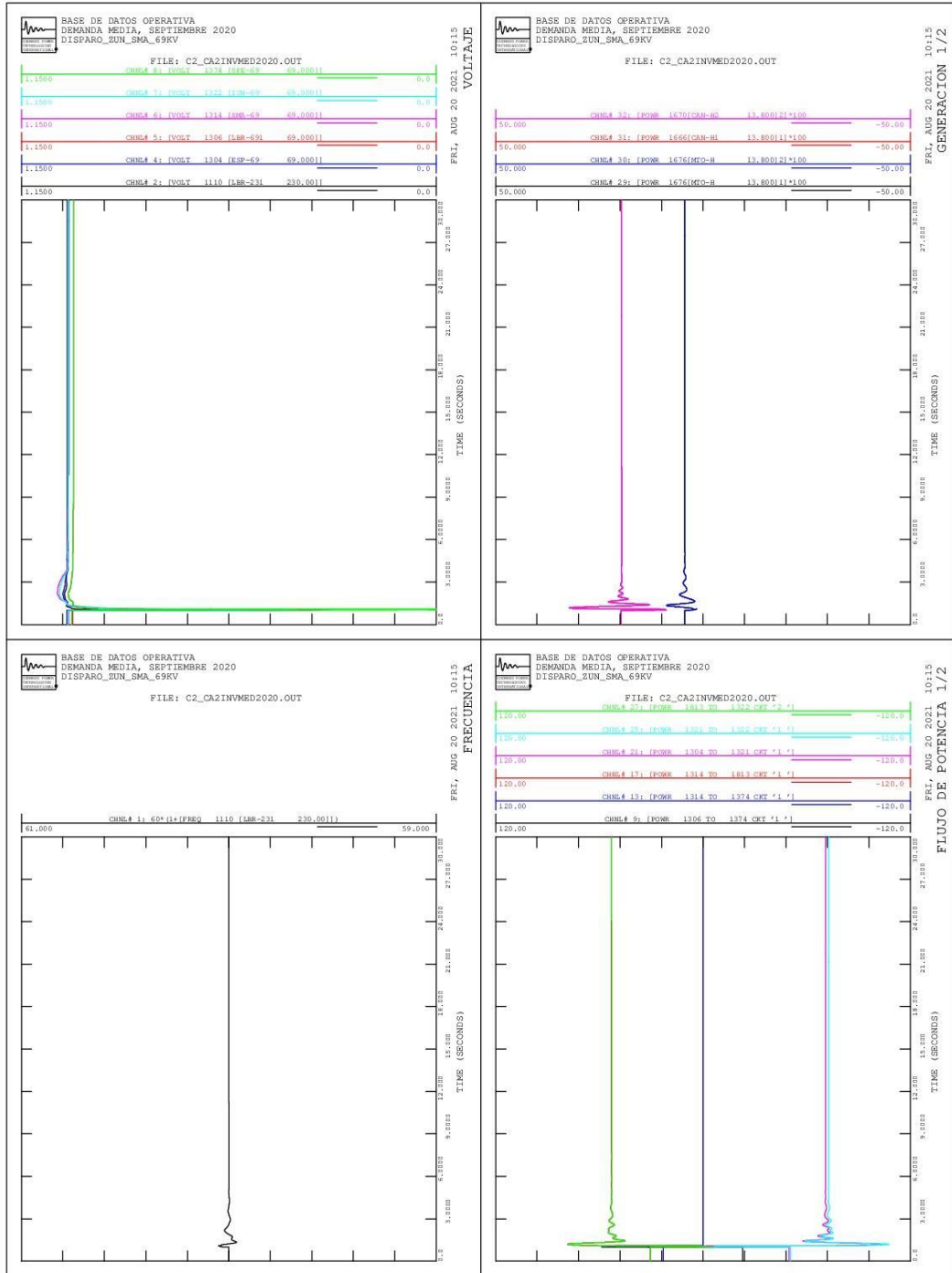
Alternativa núm. 2, contingencia 2



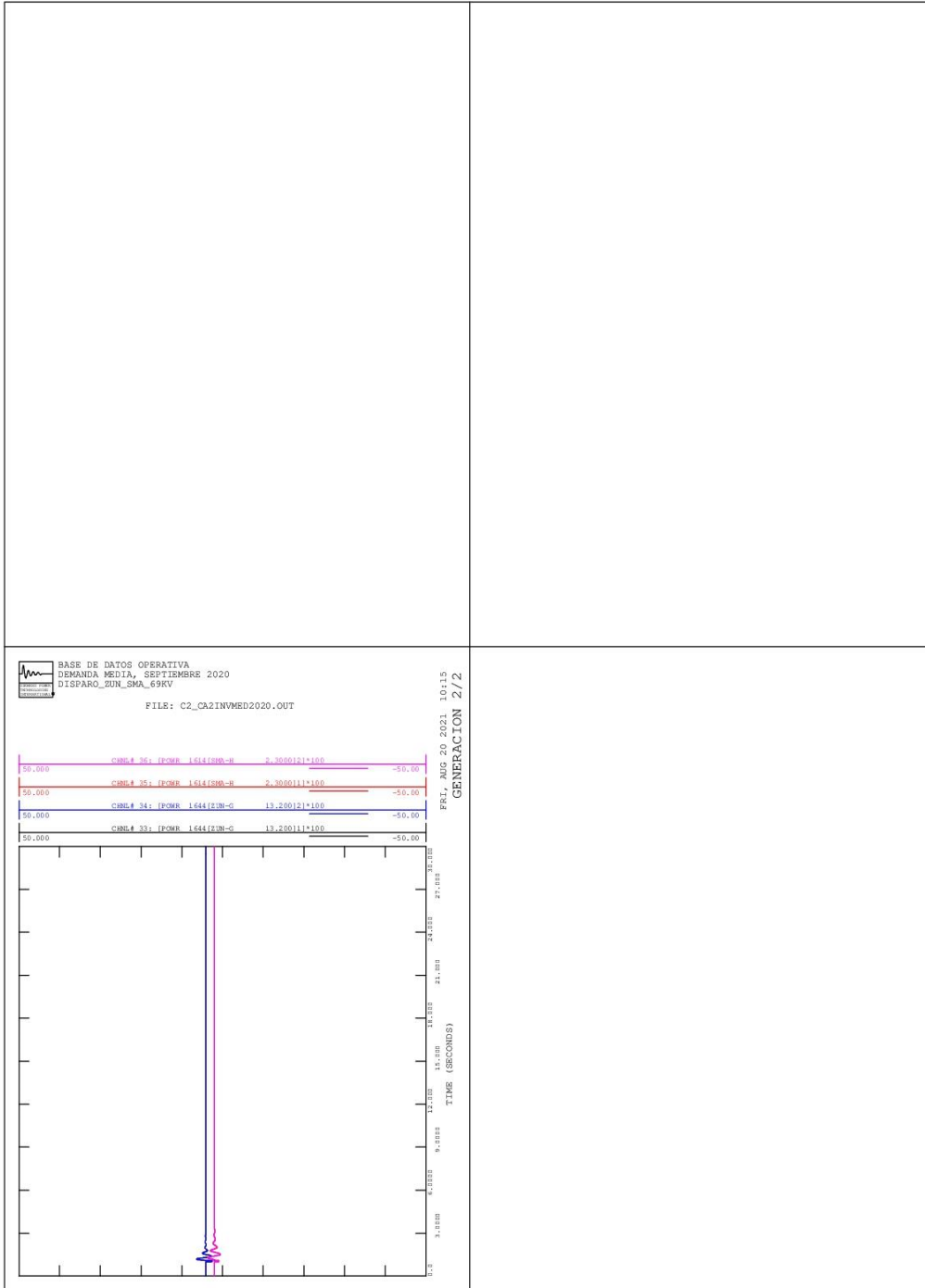
Continuación del apéndice 2.



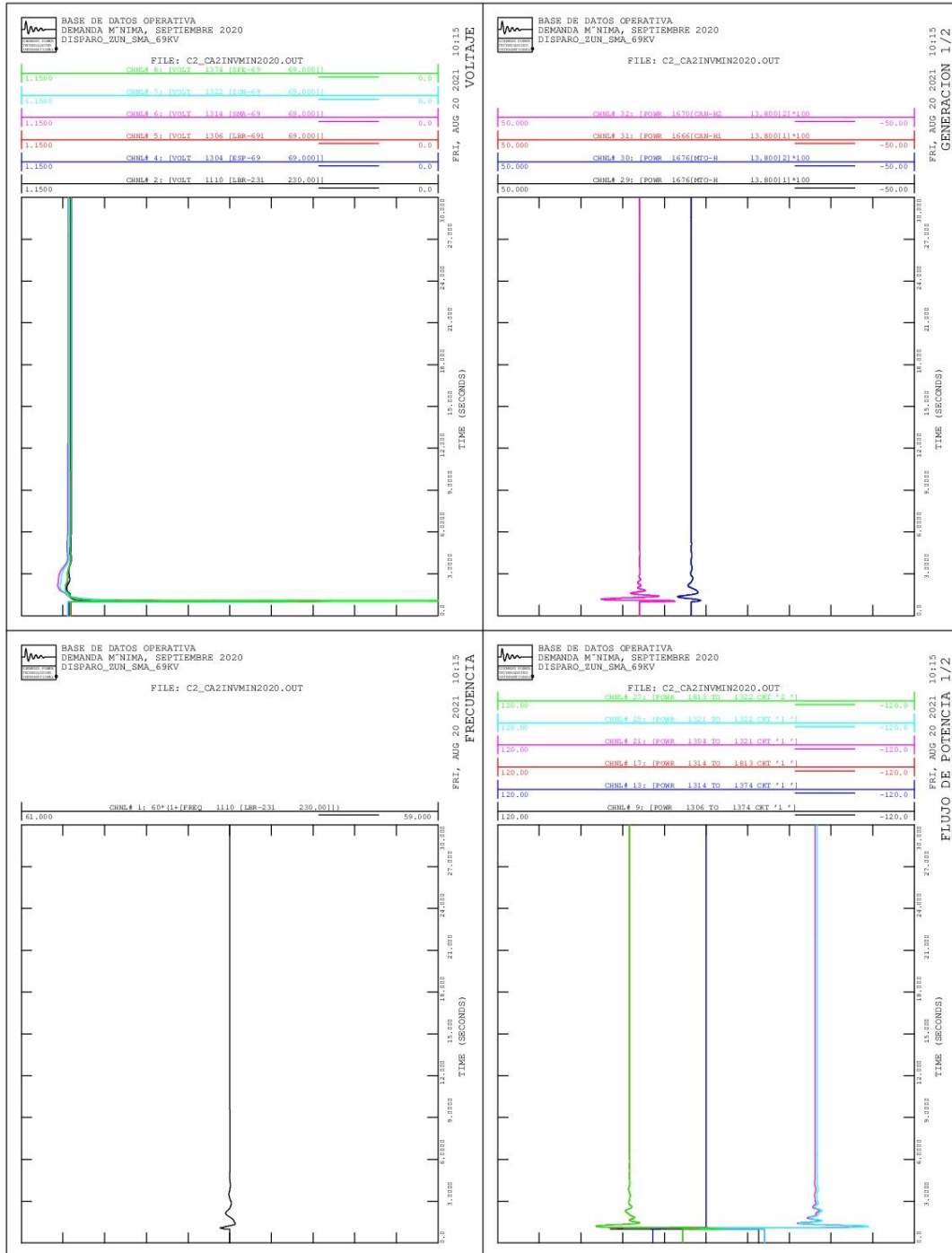
Continuación del apéndice 2.



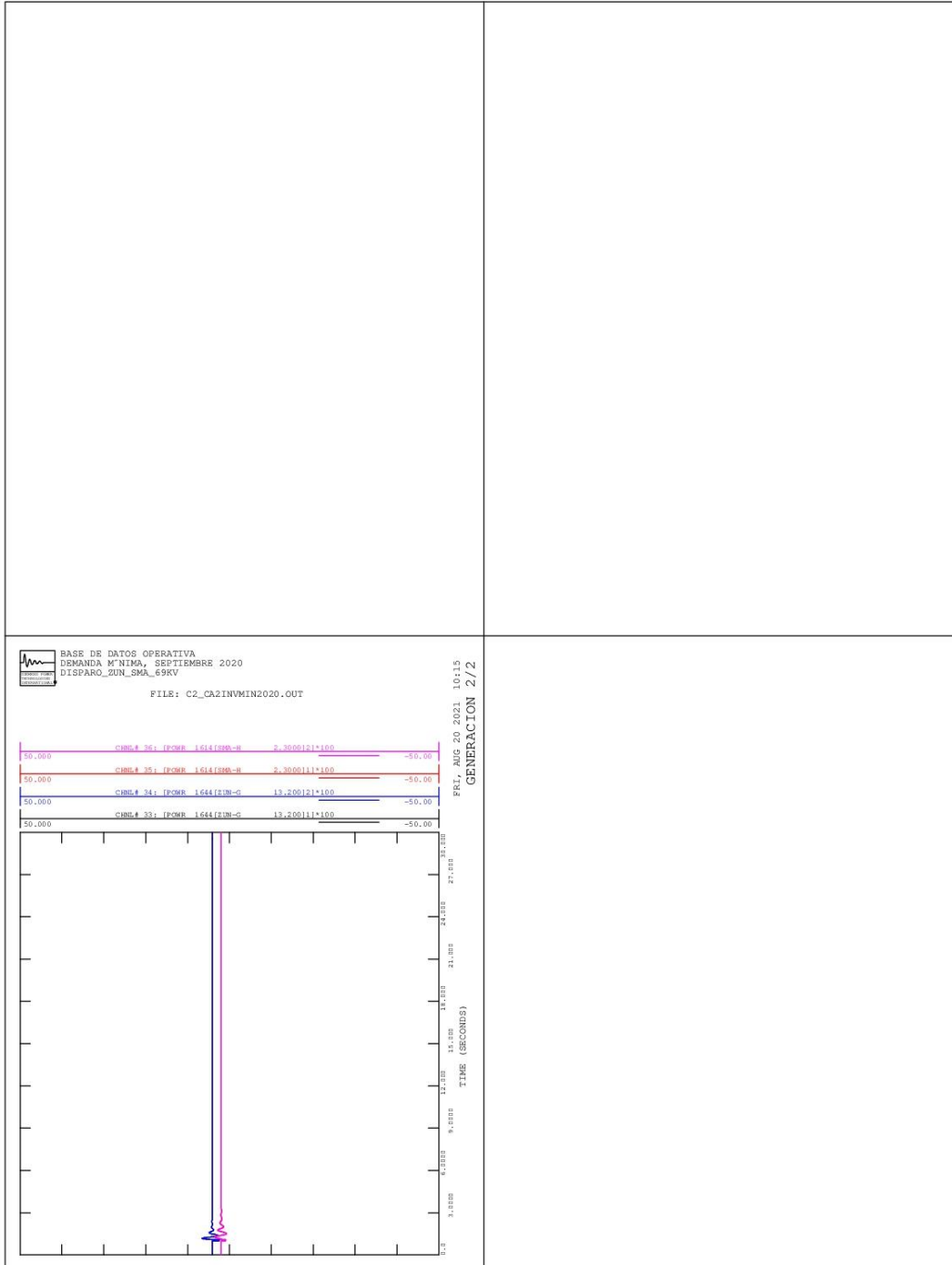
Continuación del apéndice 2.



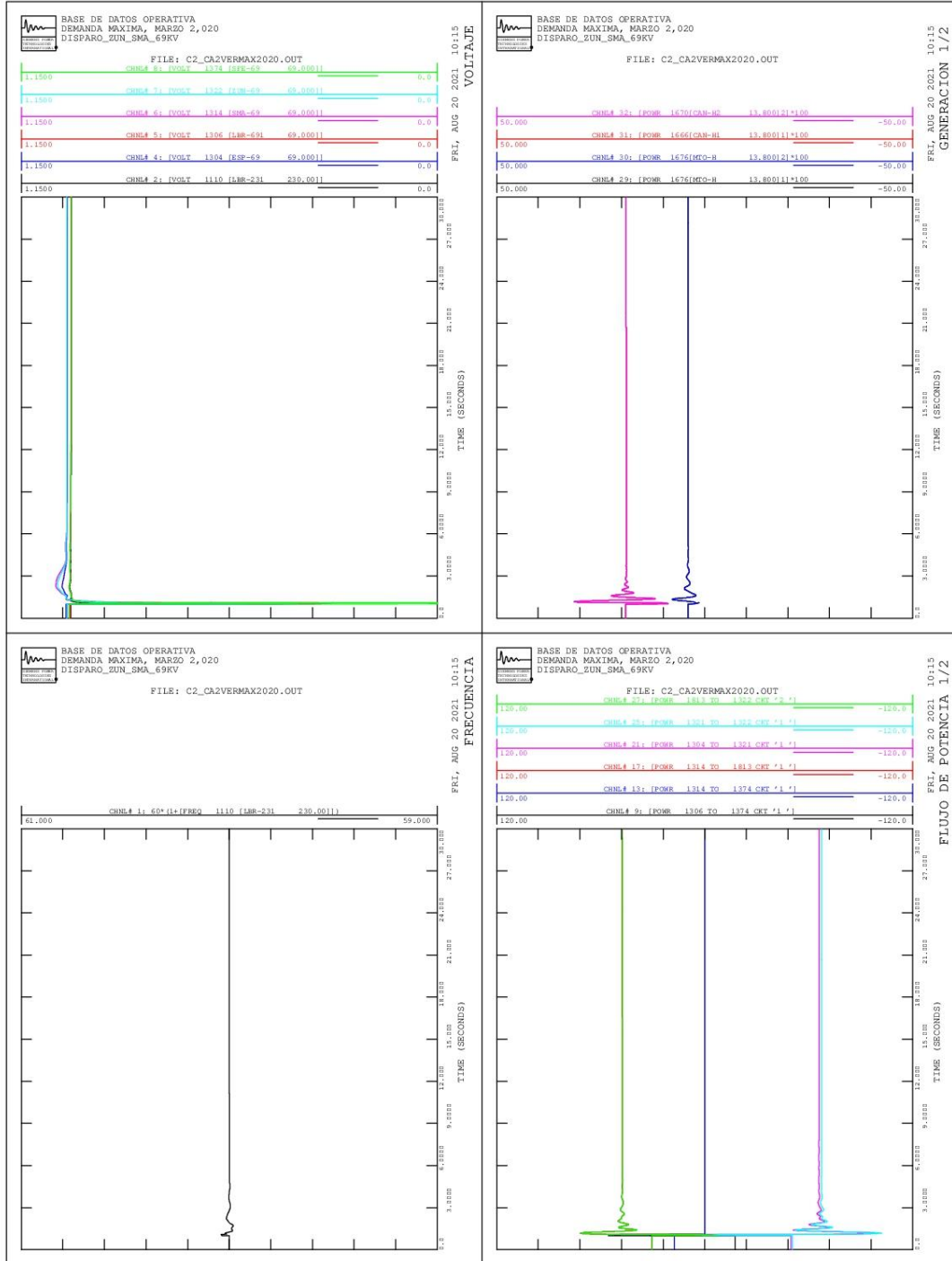
Continuación del apéndice 2.



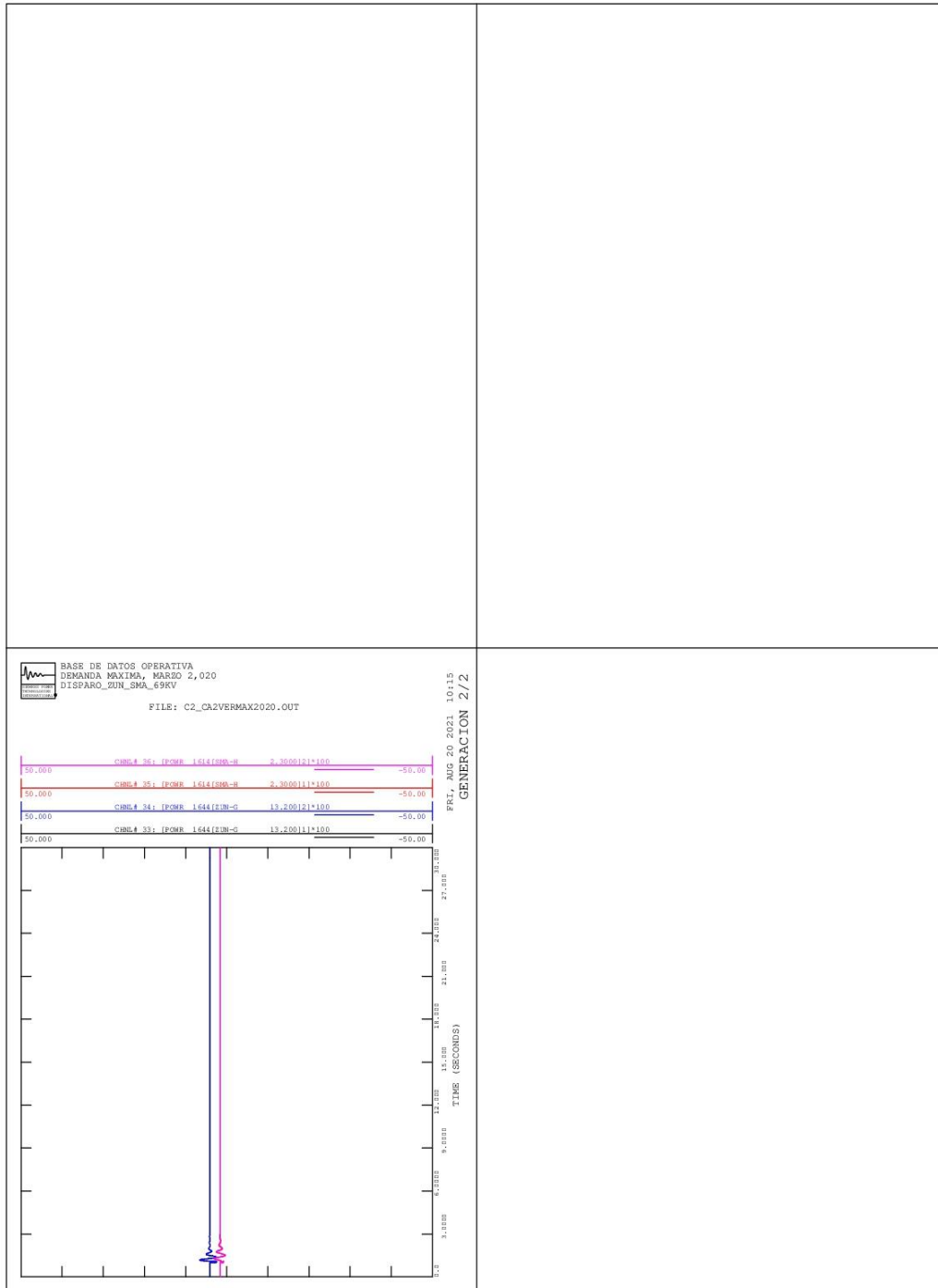
Continuación del apéndice 2.



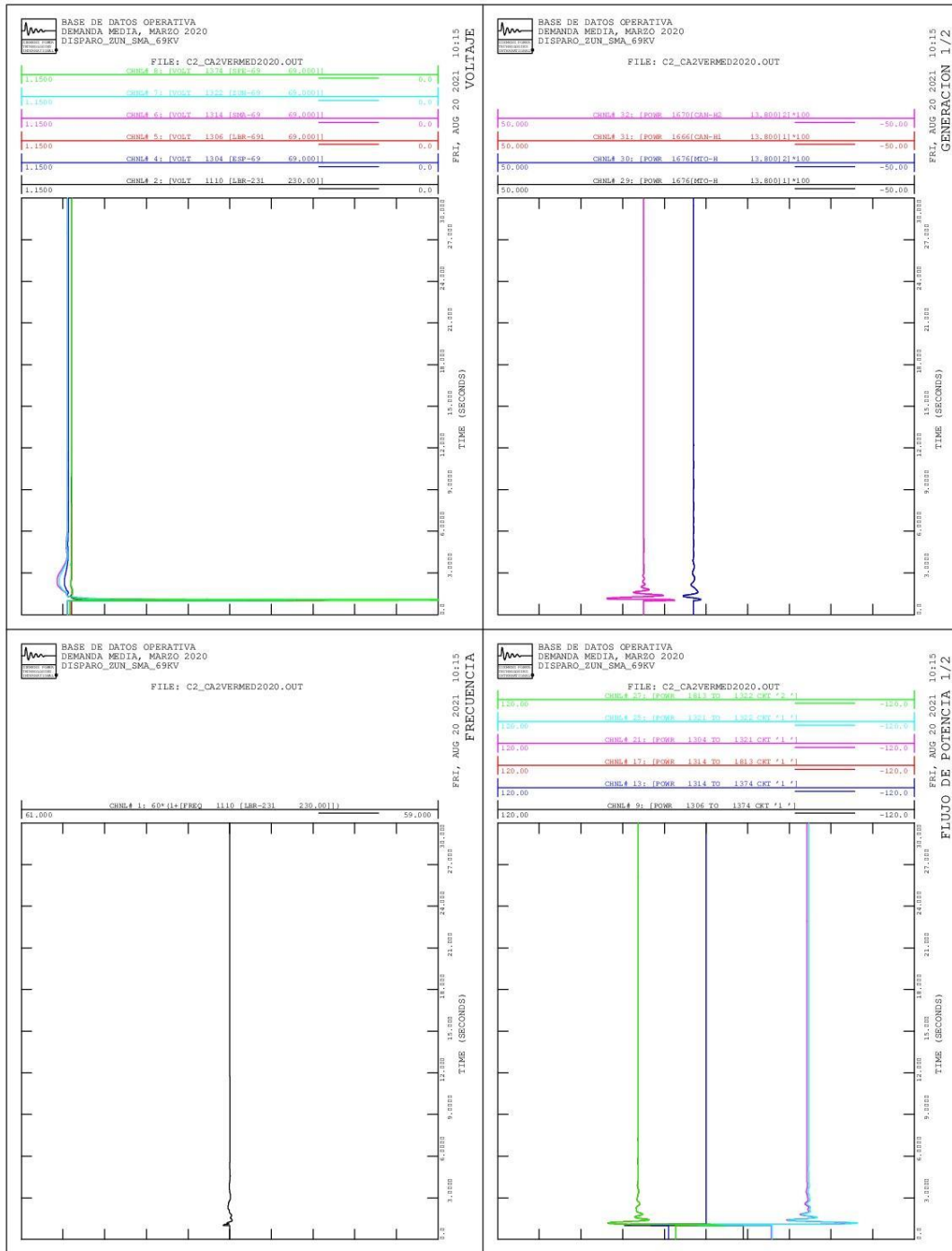
Continuación del apéndice 2.



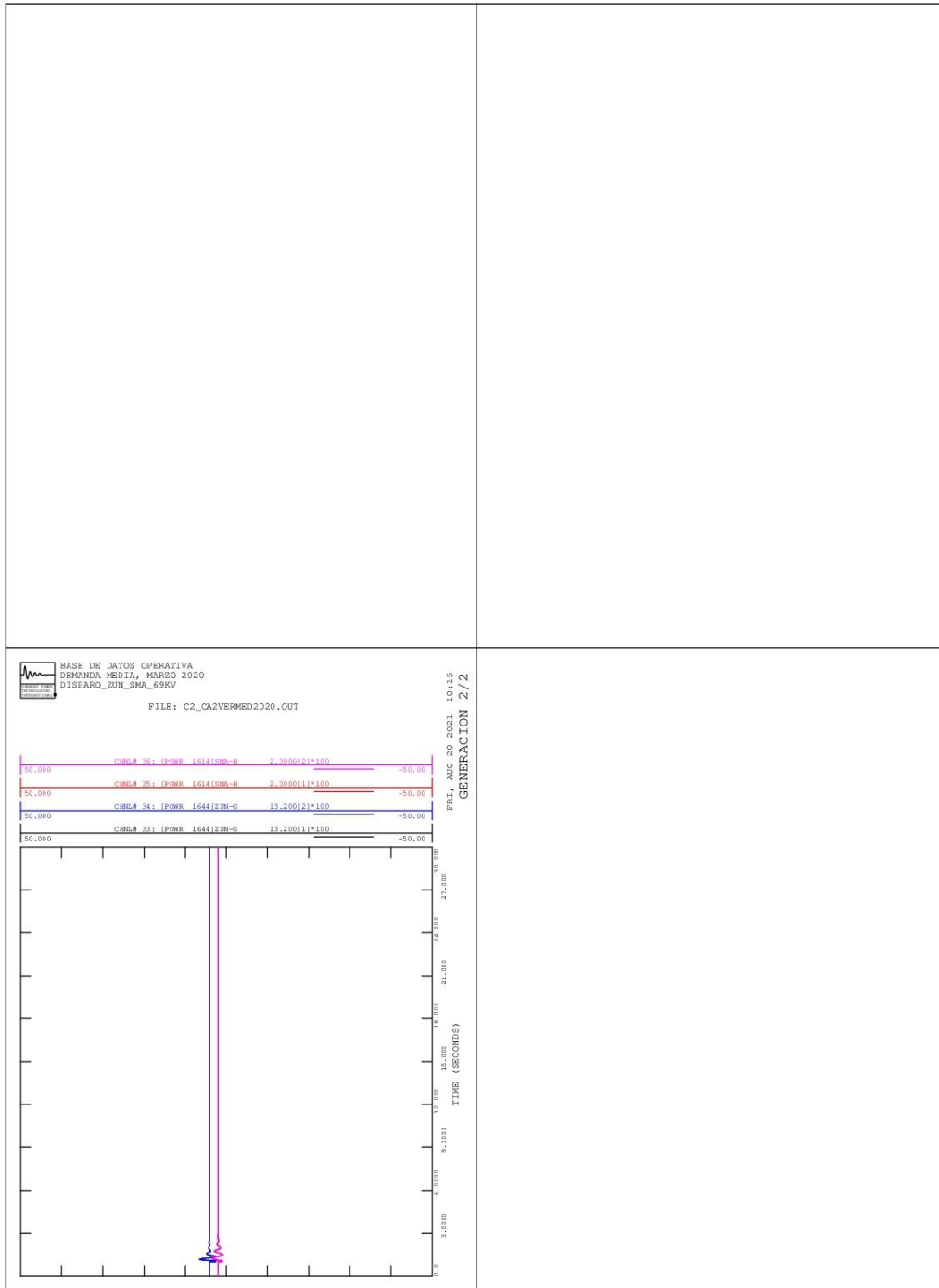
Continuación del apéndice 2.



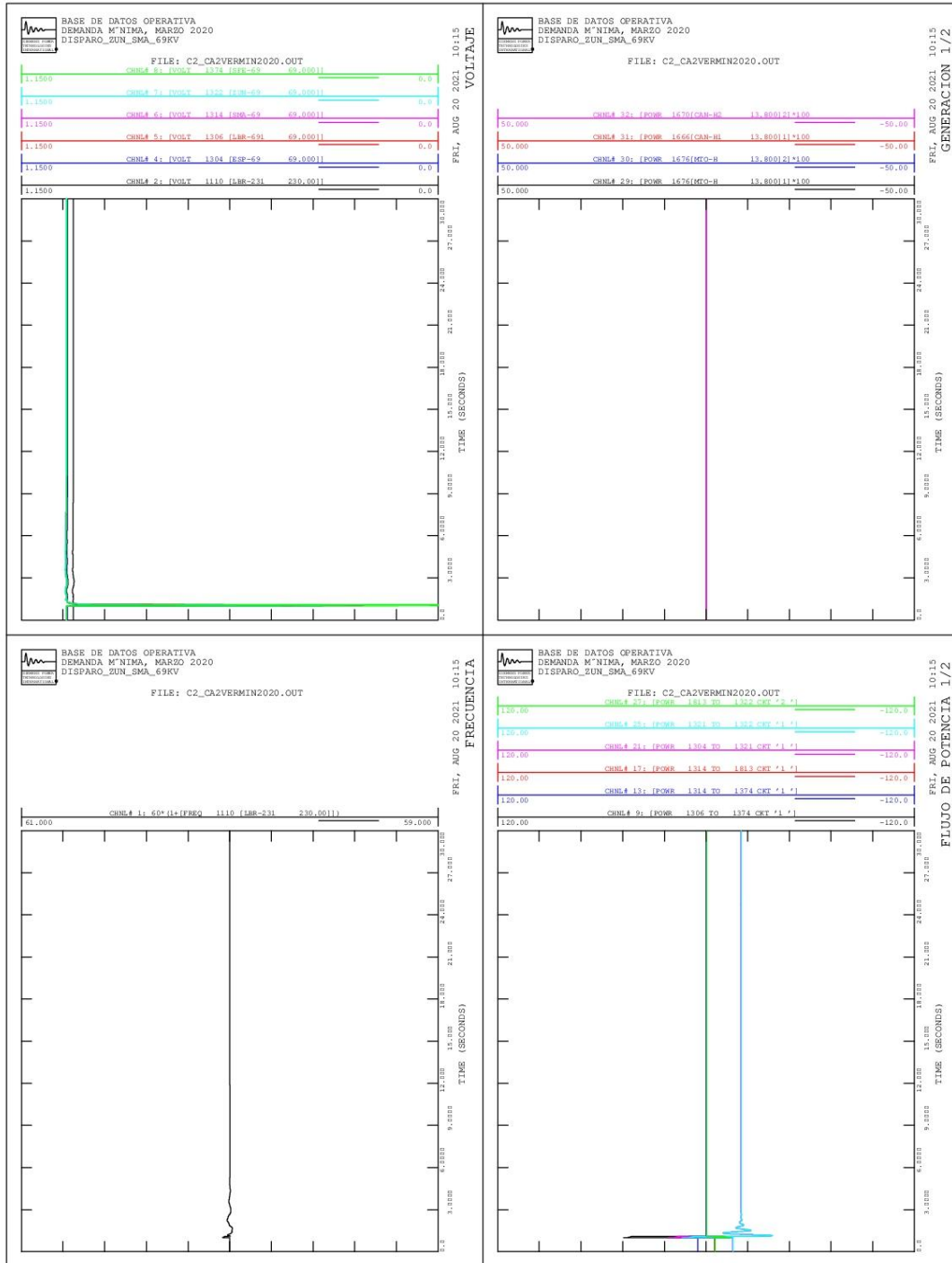
Continuación del apéndice 2.



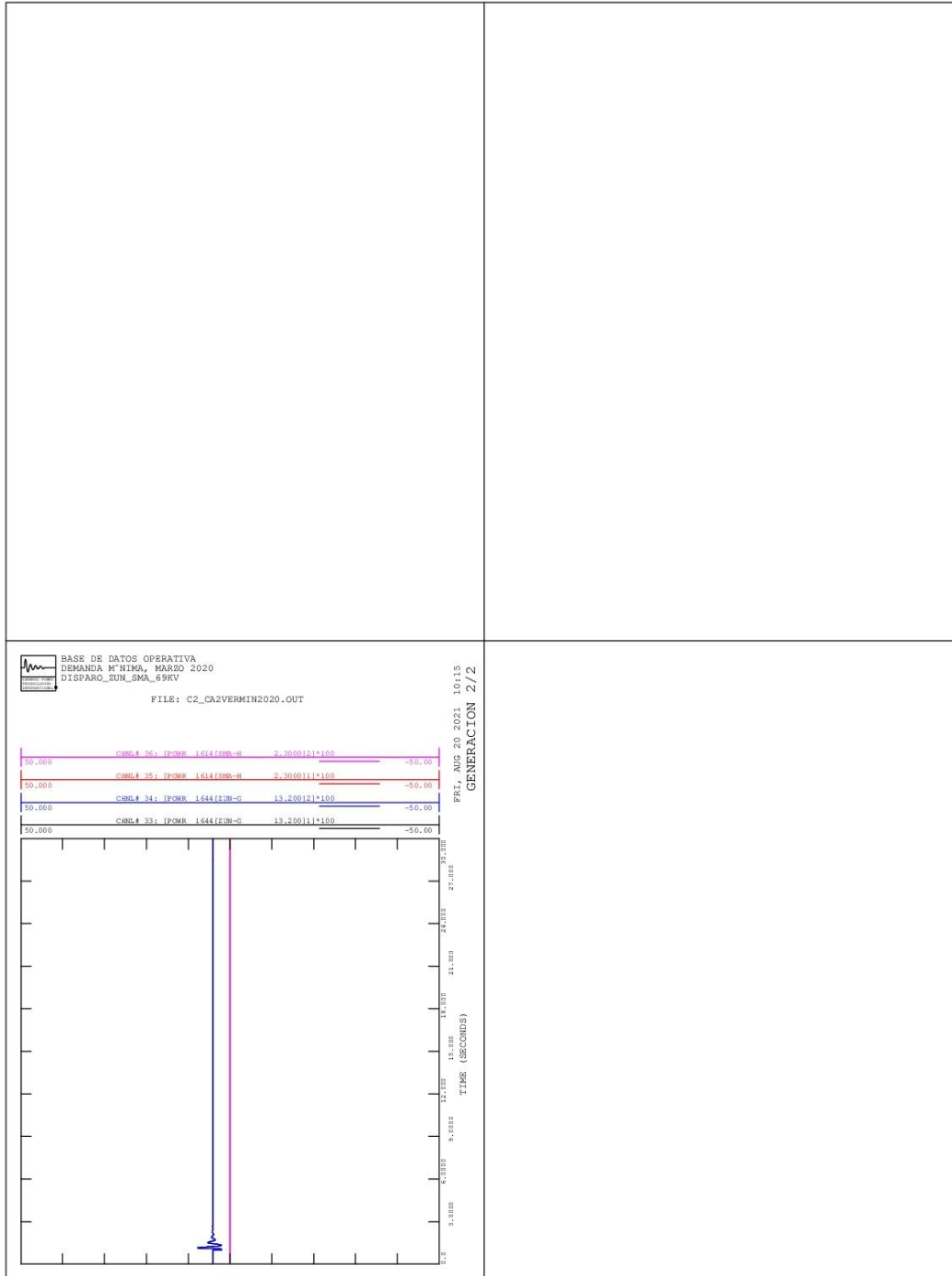
Continuación del apéndice 2.



Continuación del apéndice 2.

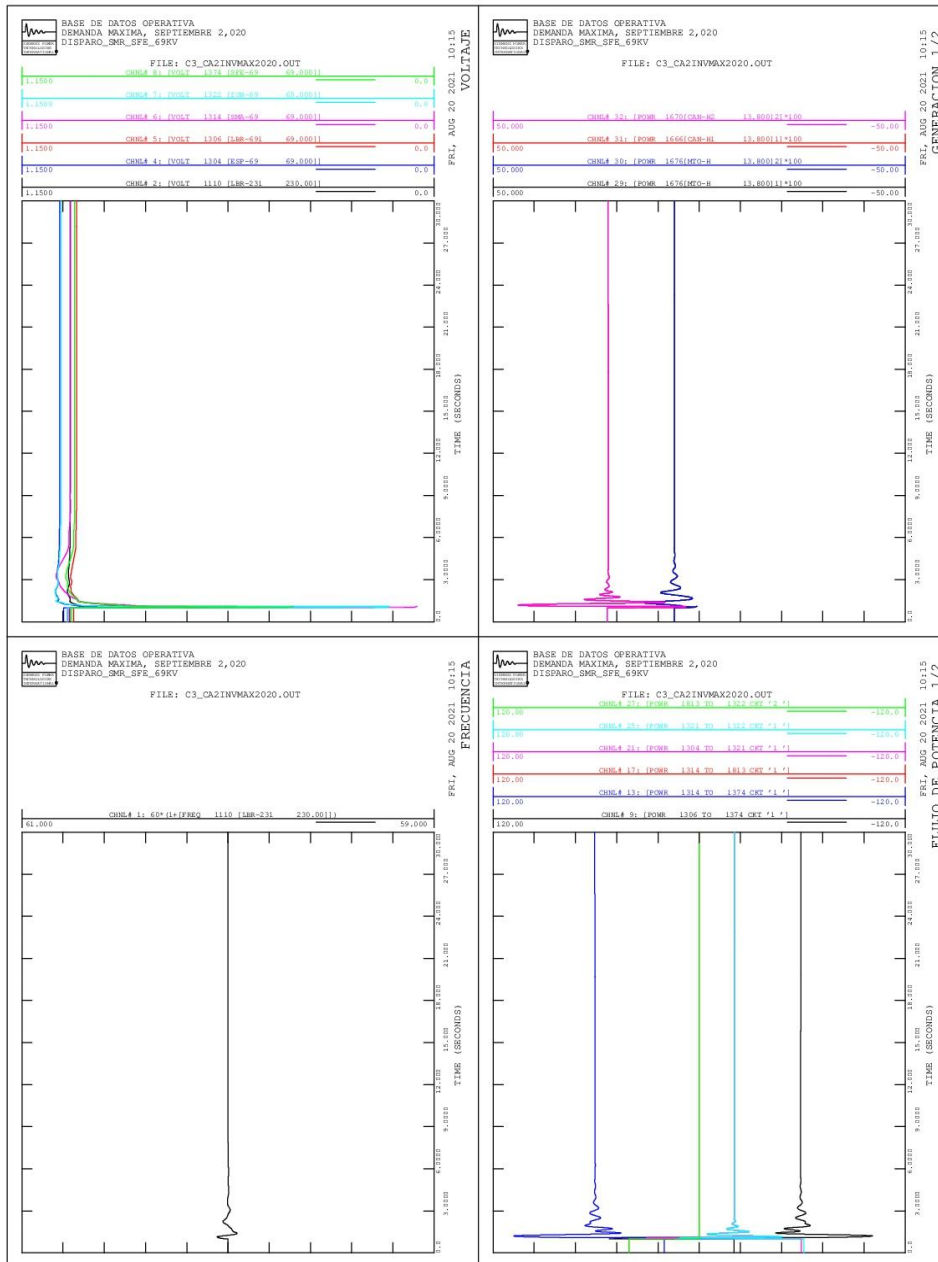


Continuación del apéndice 2.

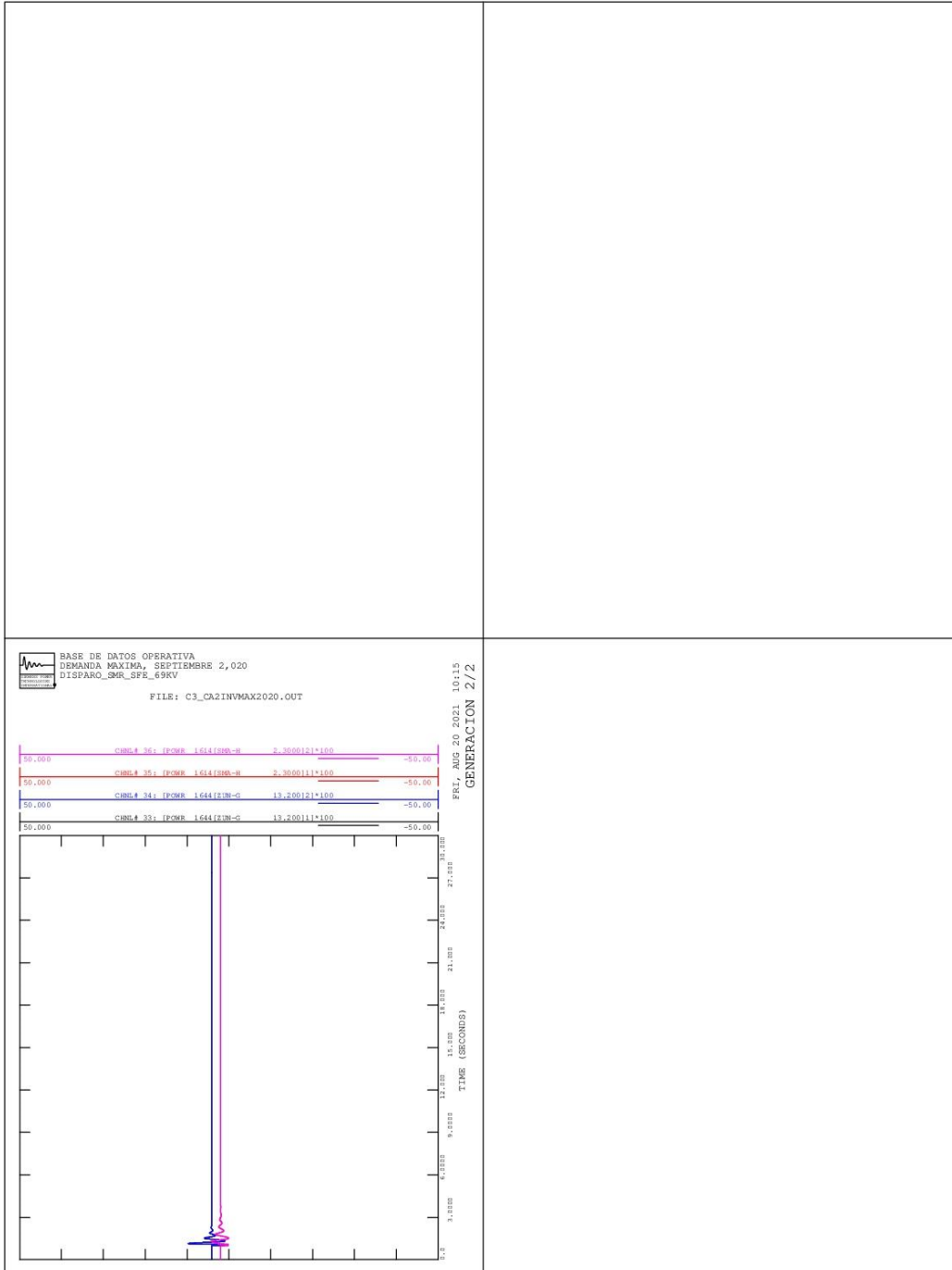


Continuación del apéndice 2.

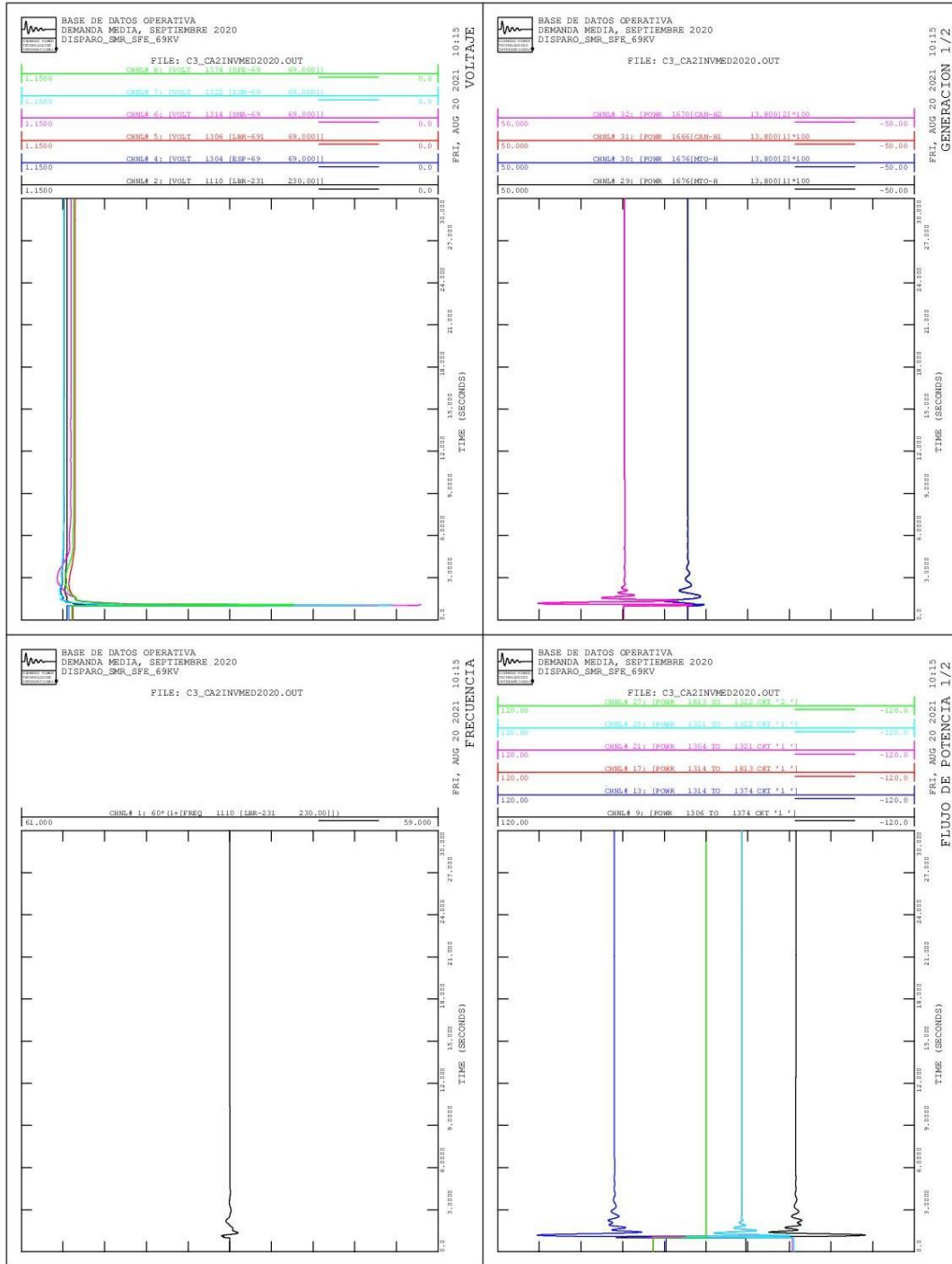
Alternativa núm. 2, contingencia 3



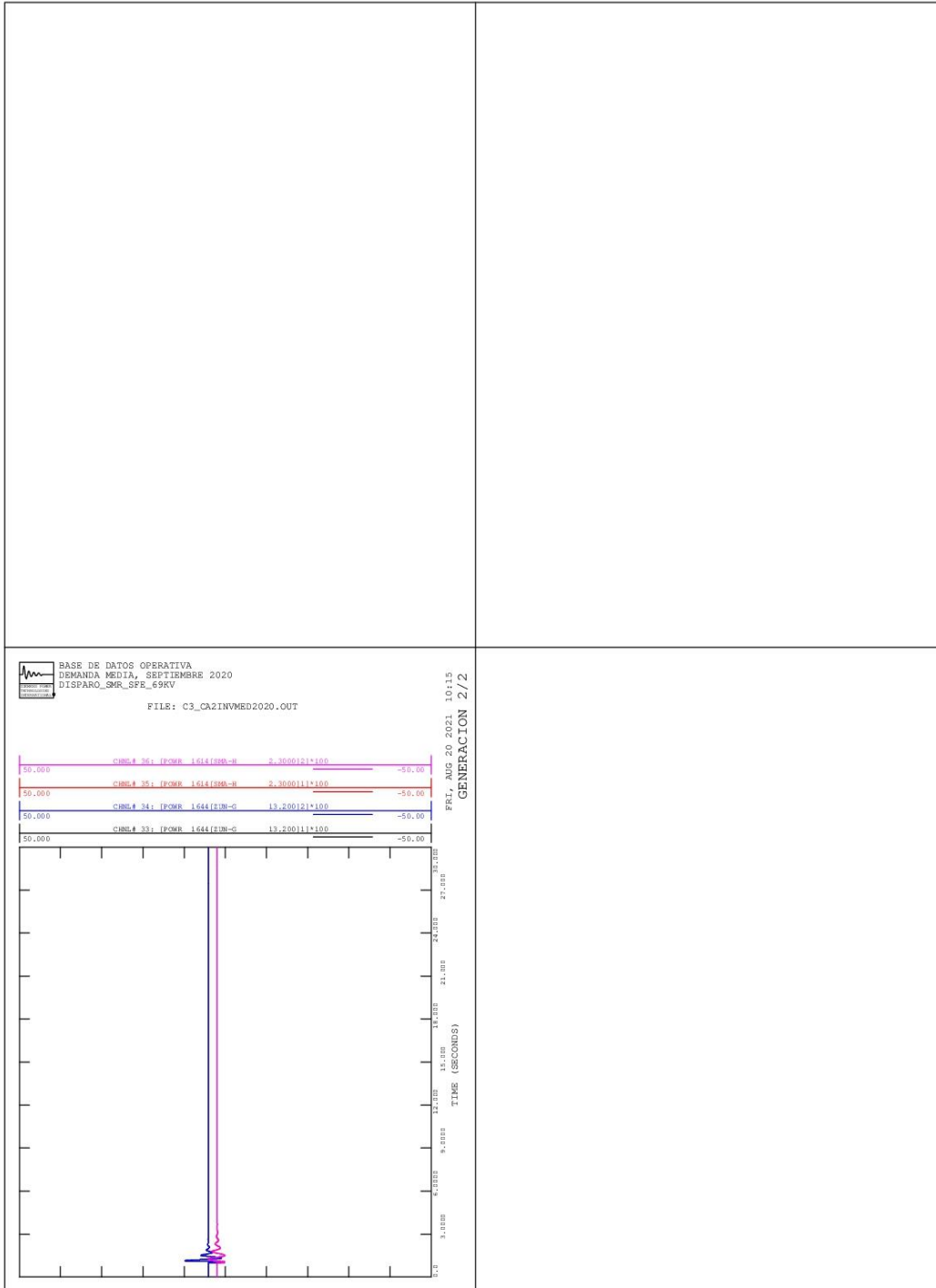
Continuación del apéndice 2.



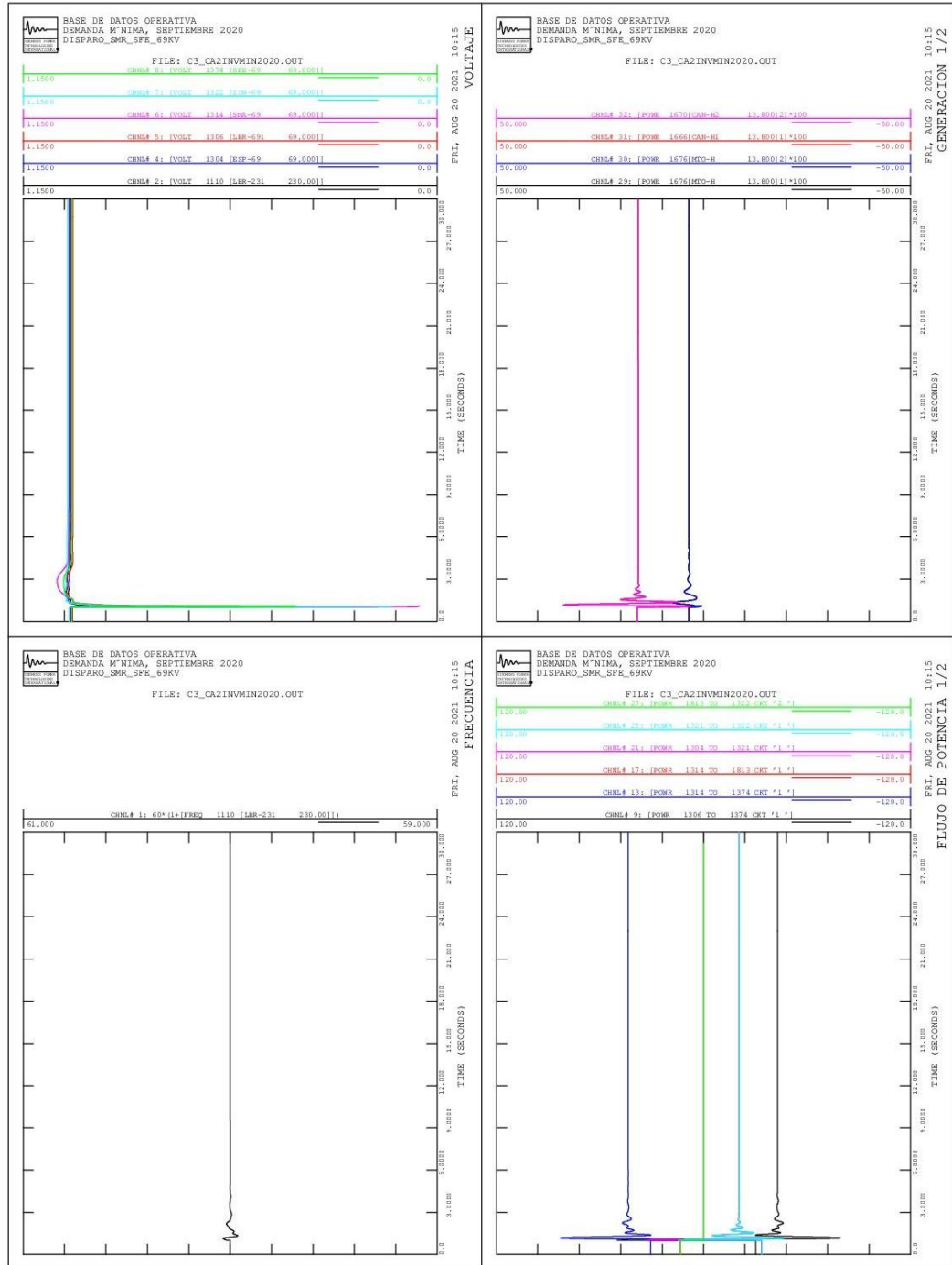
Continuación del apéndice 2.



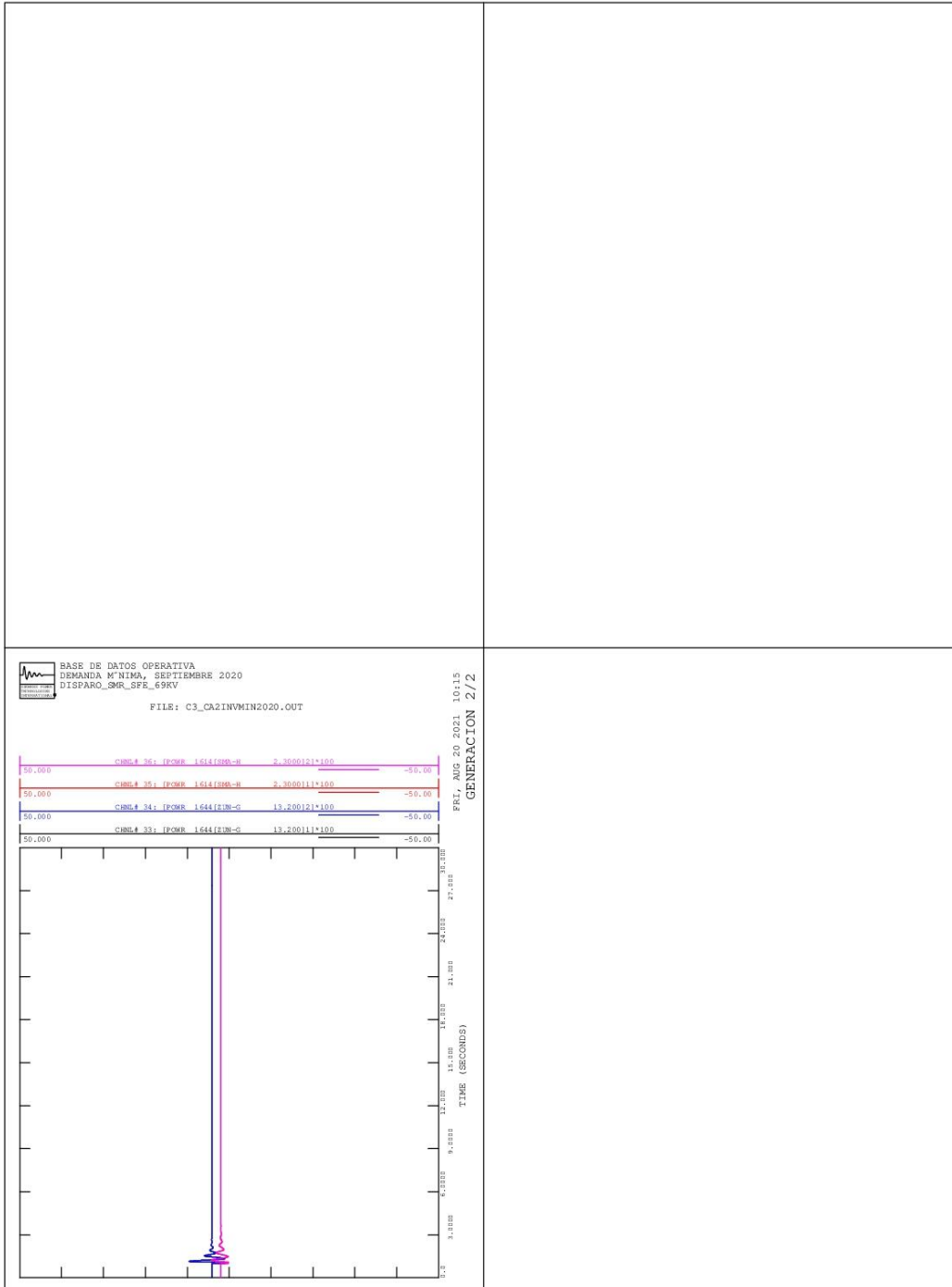
Continuación del apéndice 2.



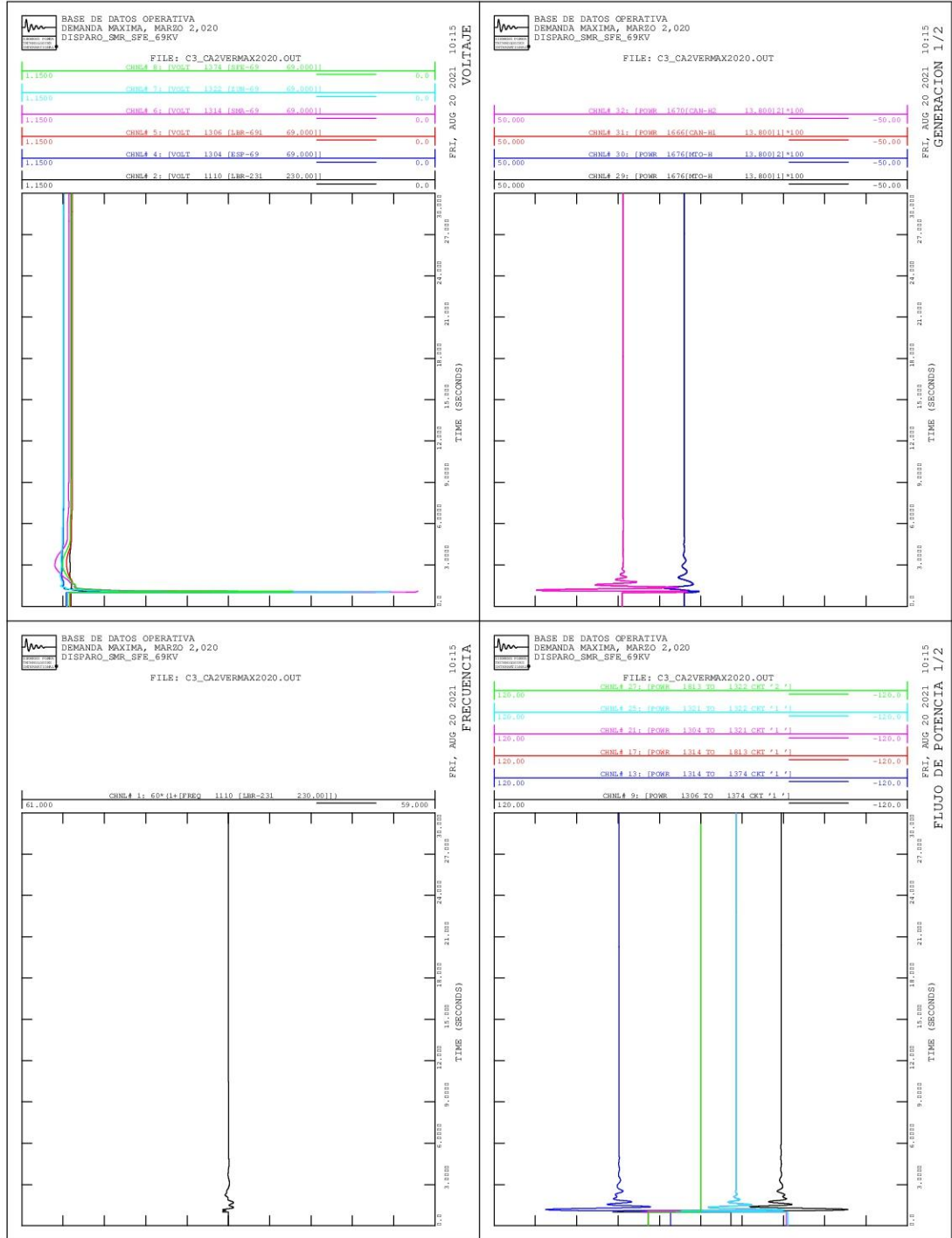
Continuación del apéndice 2.



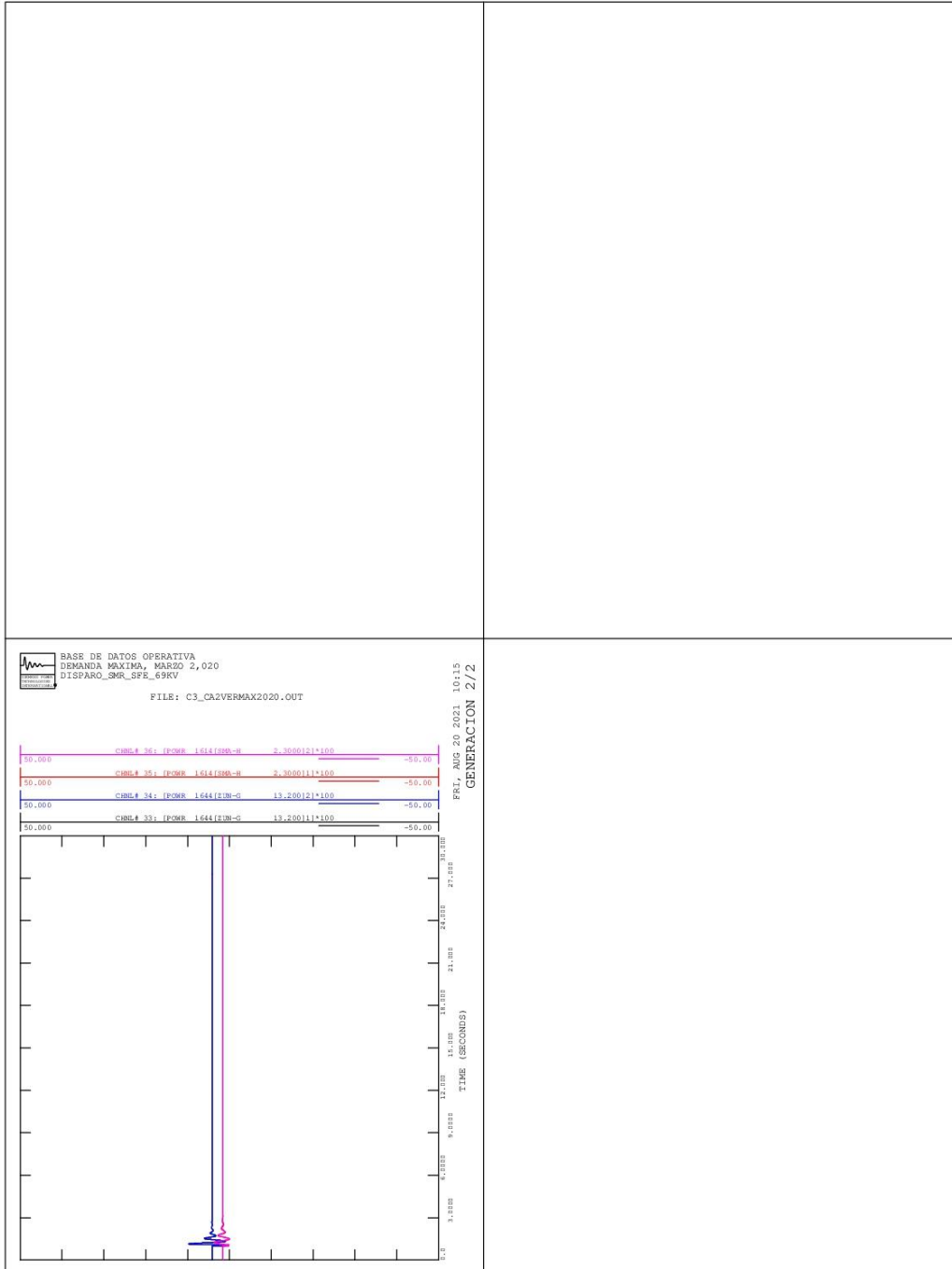
Continuación del apéndice 2.



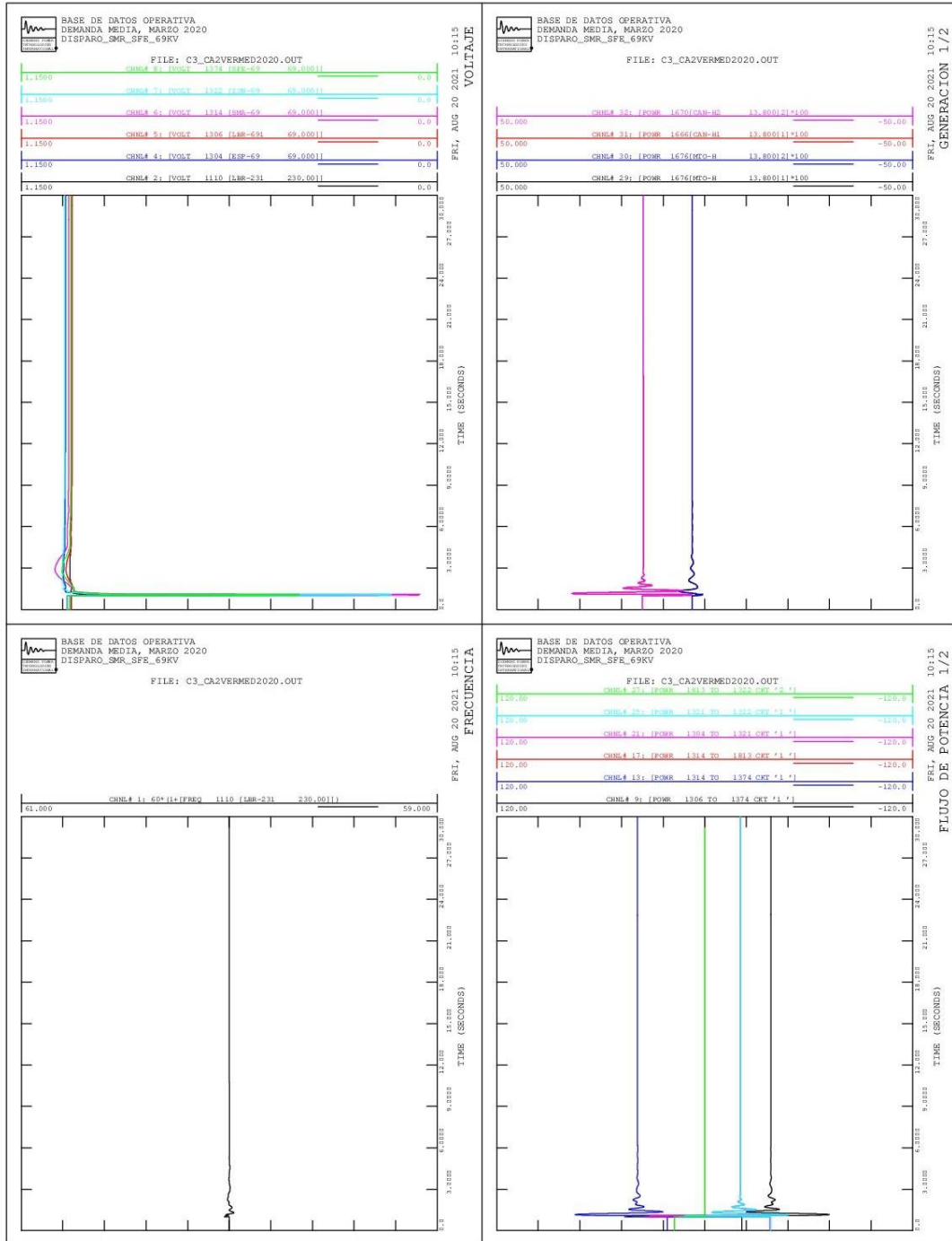
Continuación del apéndice 2.



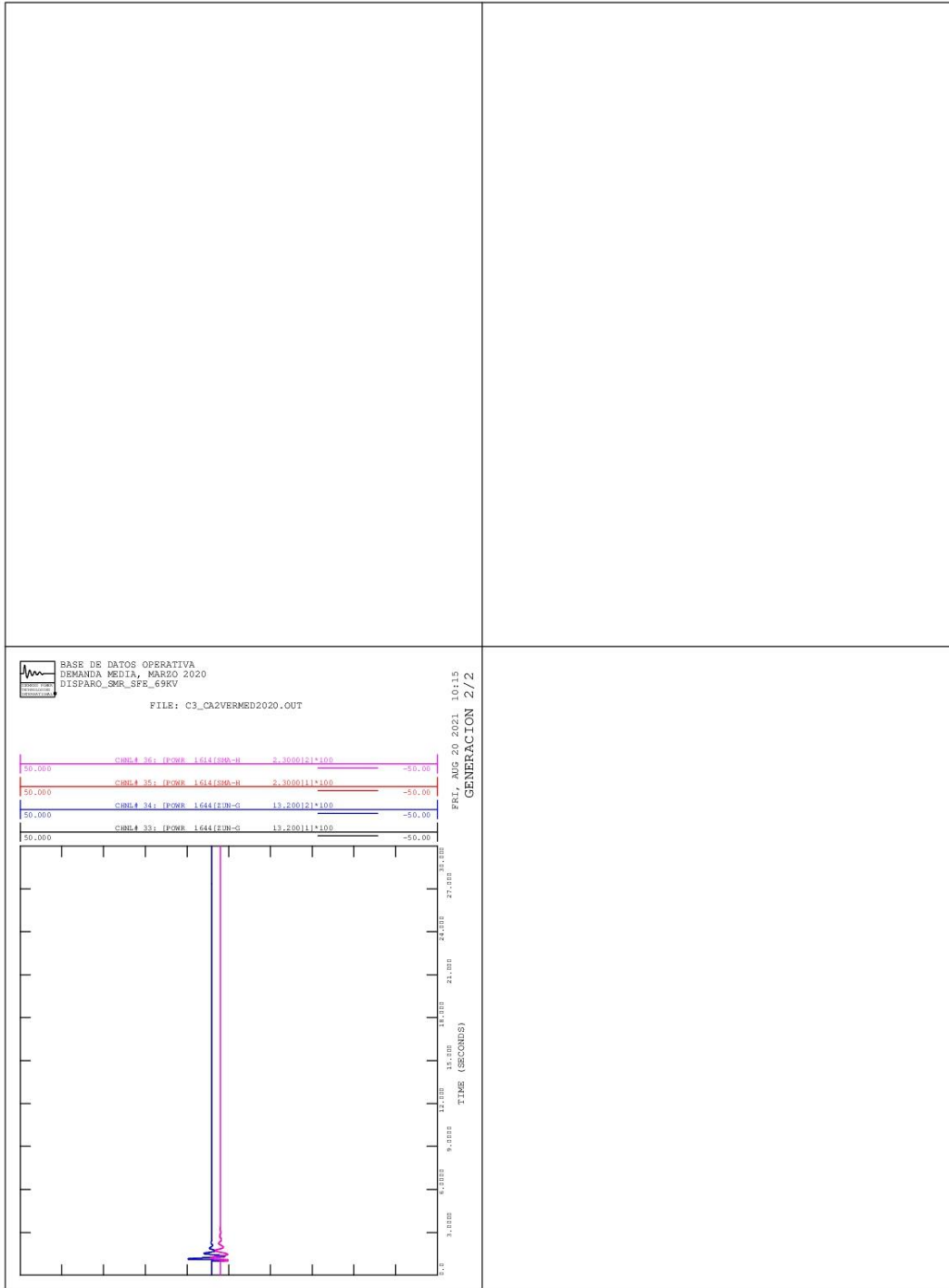
Continuación del apéndice 2.



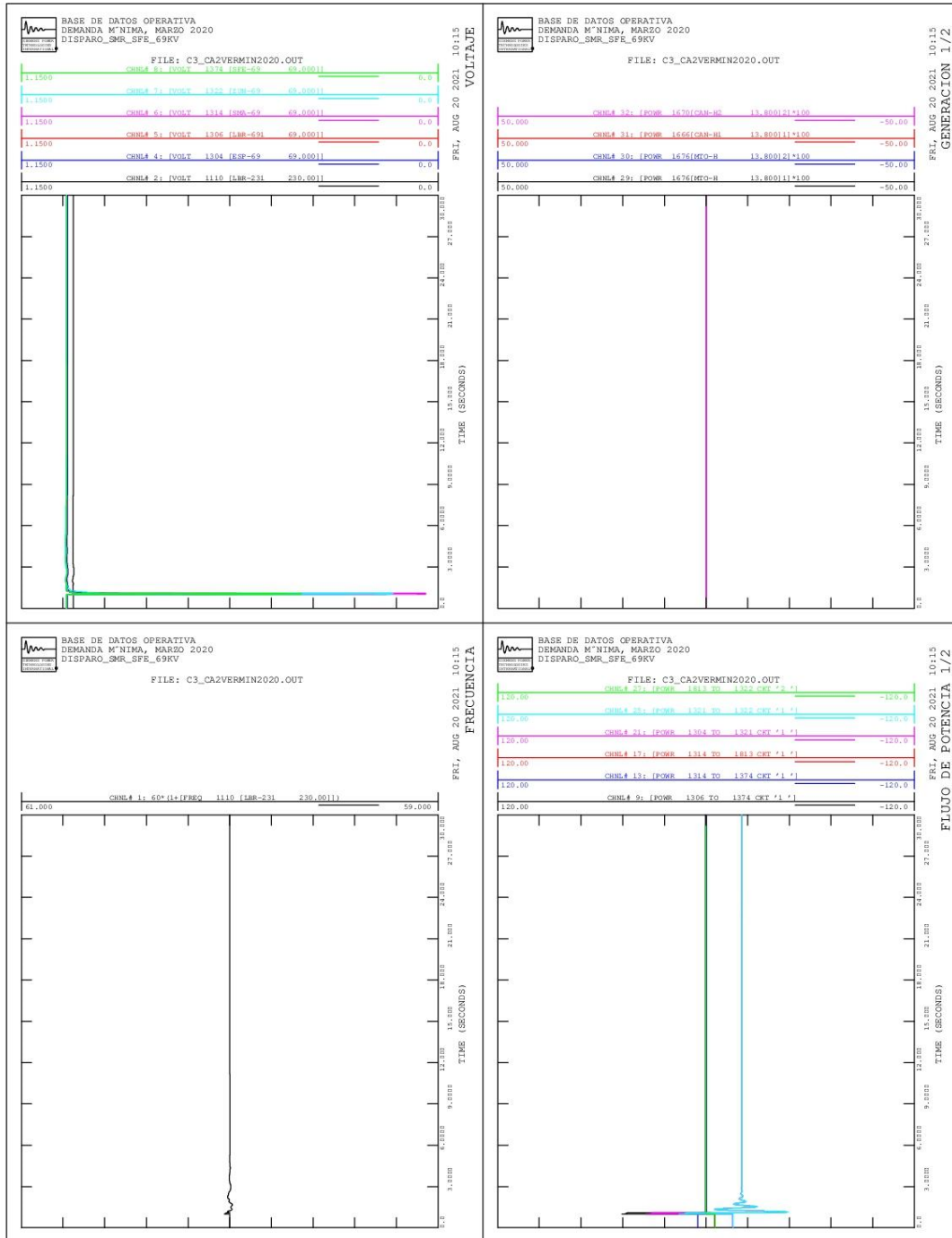
Continuación del apéndice 2.



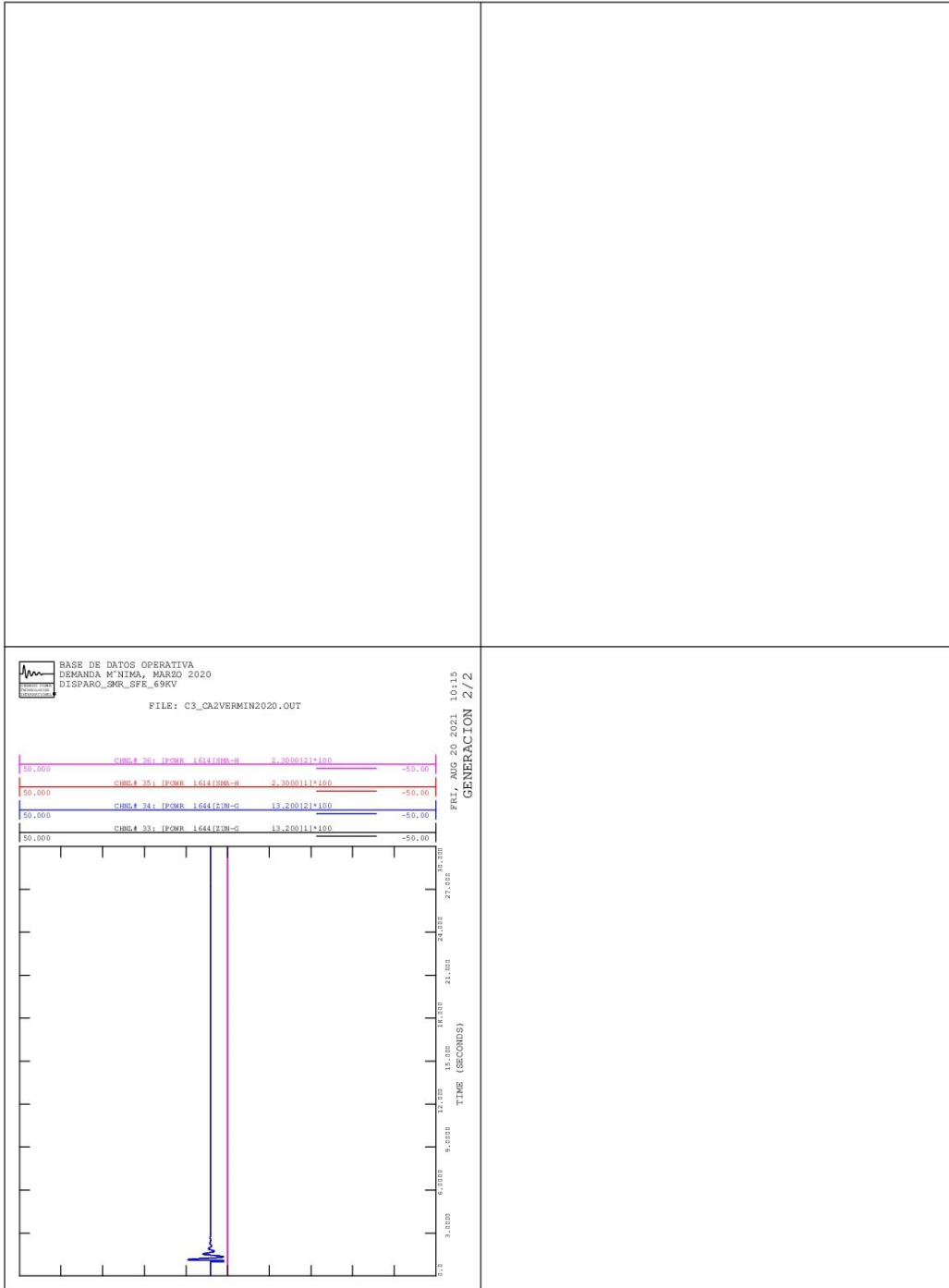
Continuación del apéndice 2.



Continuación del apéndice 2.

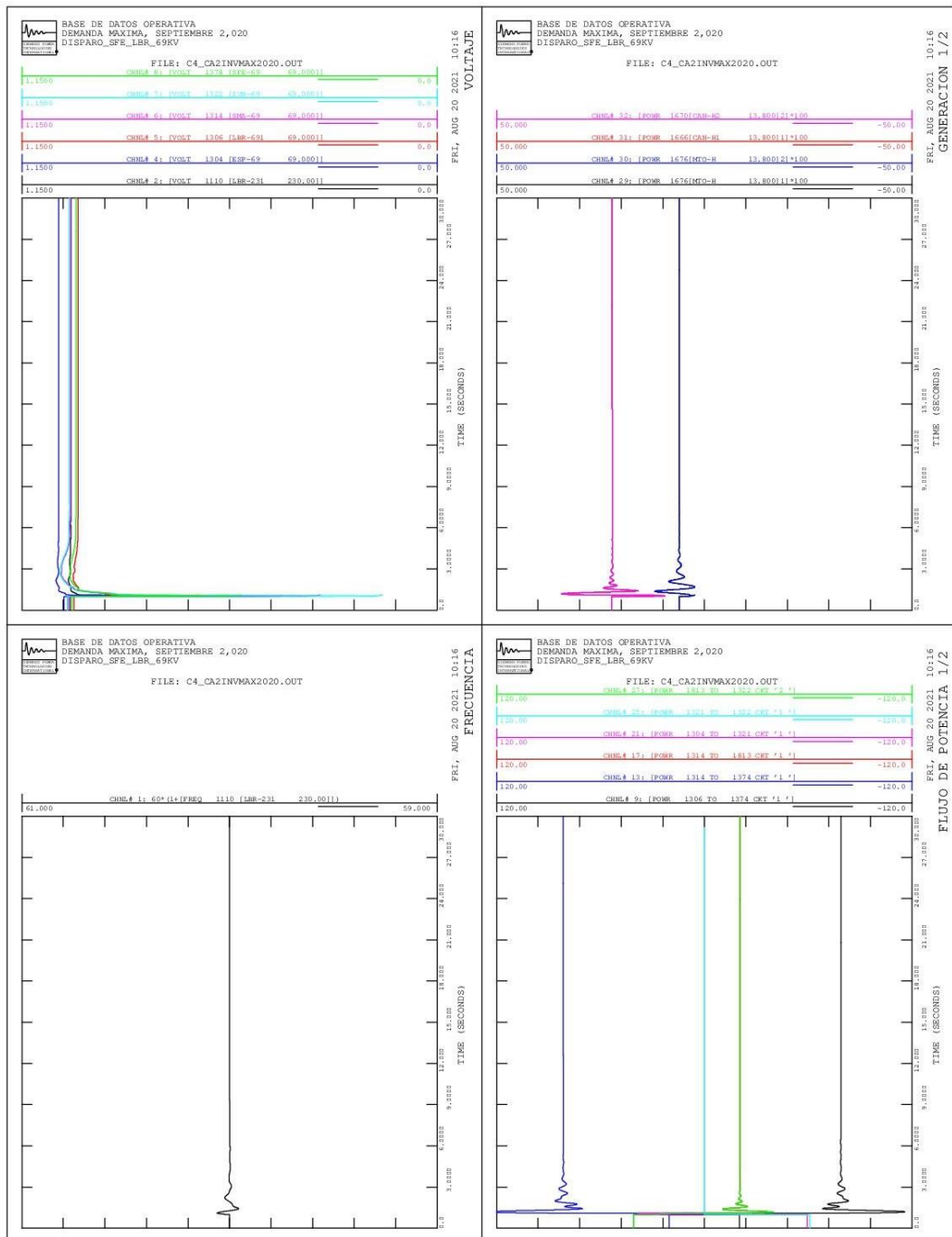


Continuación del apéndice 2.

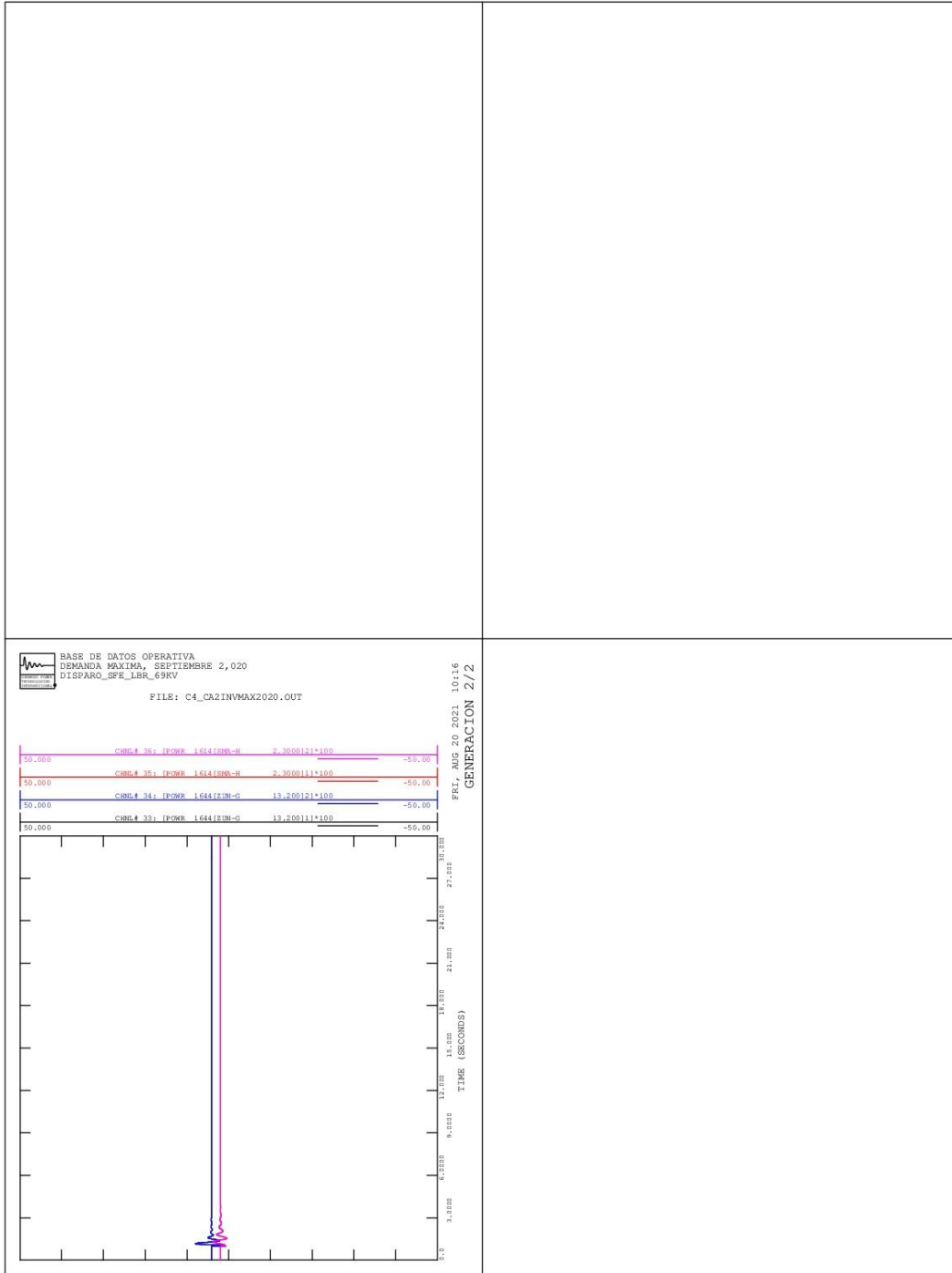


Continuación del apéndice 2.

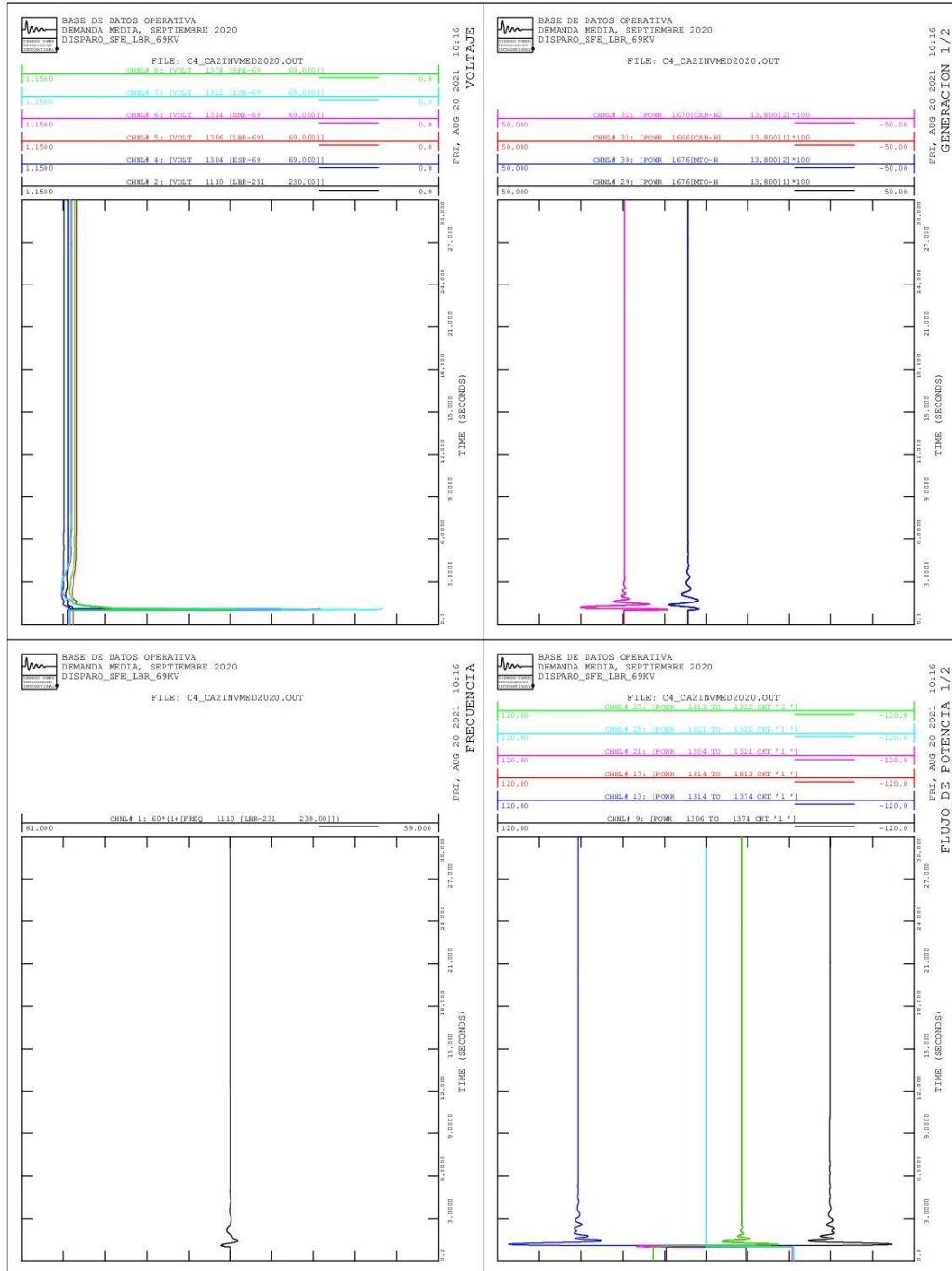
Alternativa núm. 2, contingencia 4



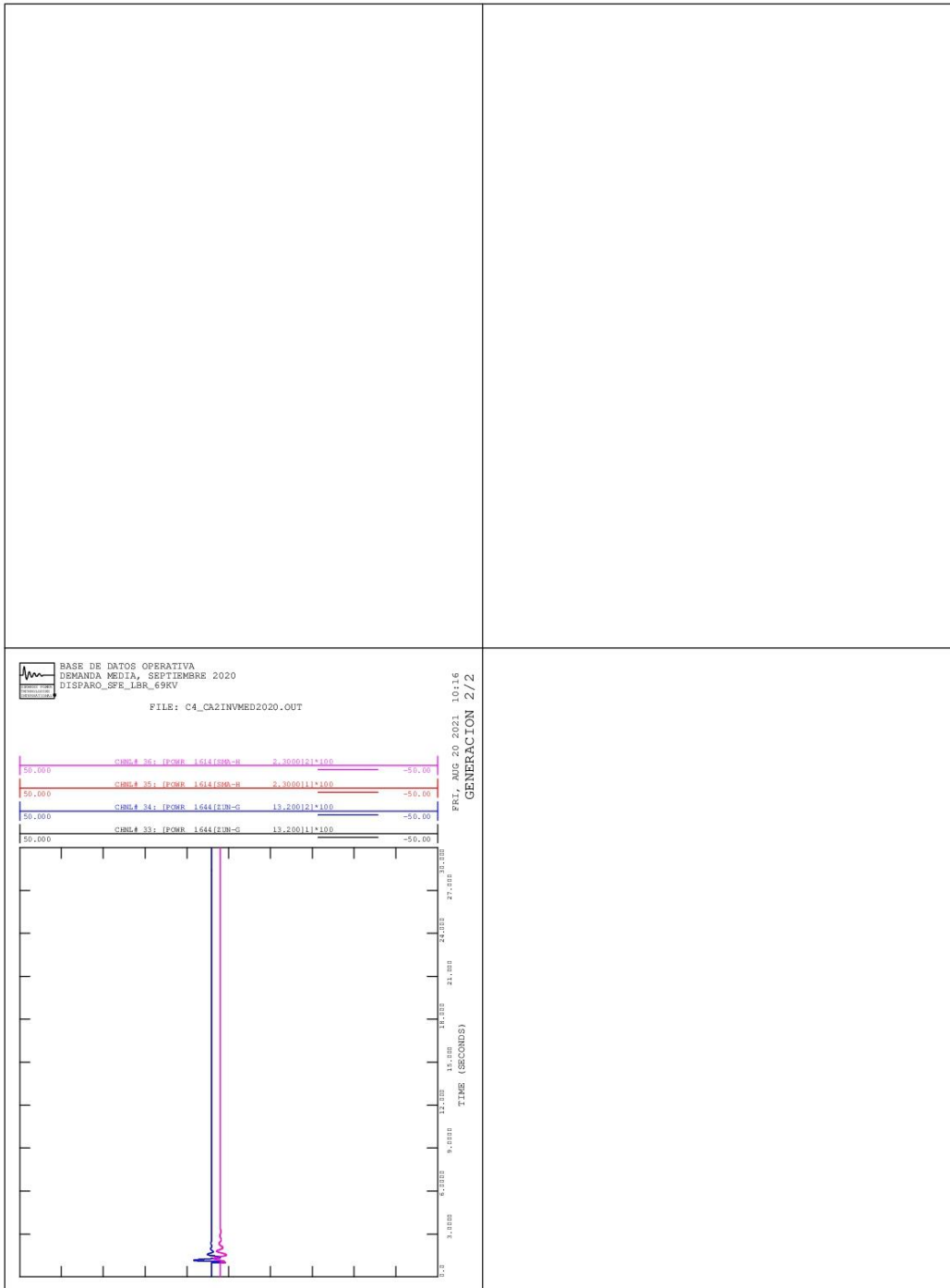
Continuación del apéndice 2.



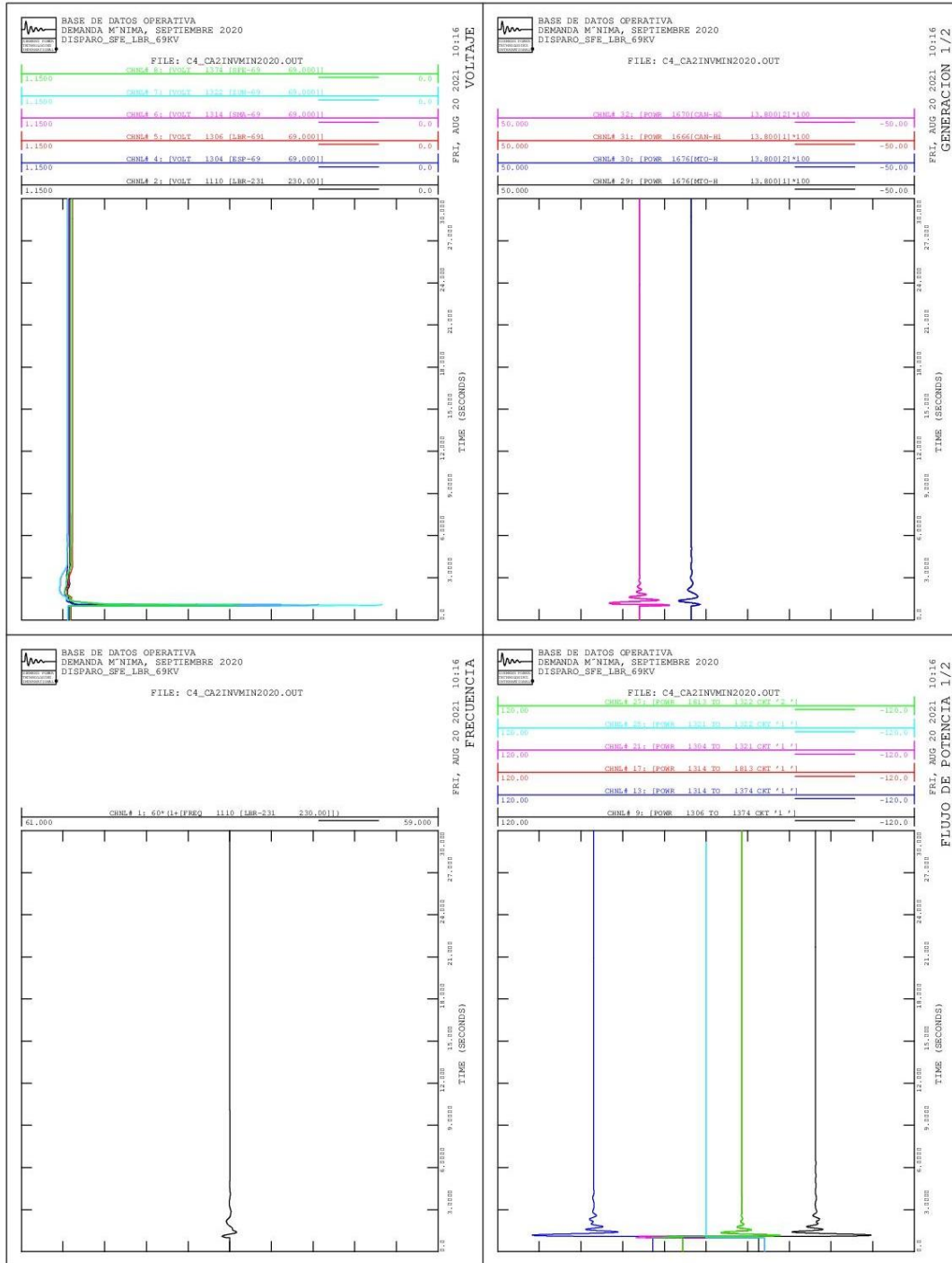
Continuación del apéndice 2.



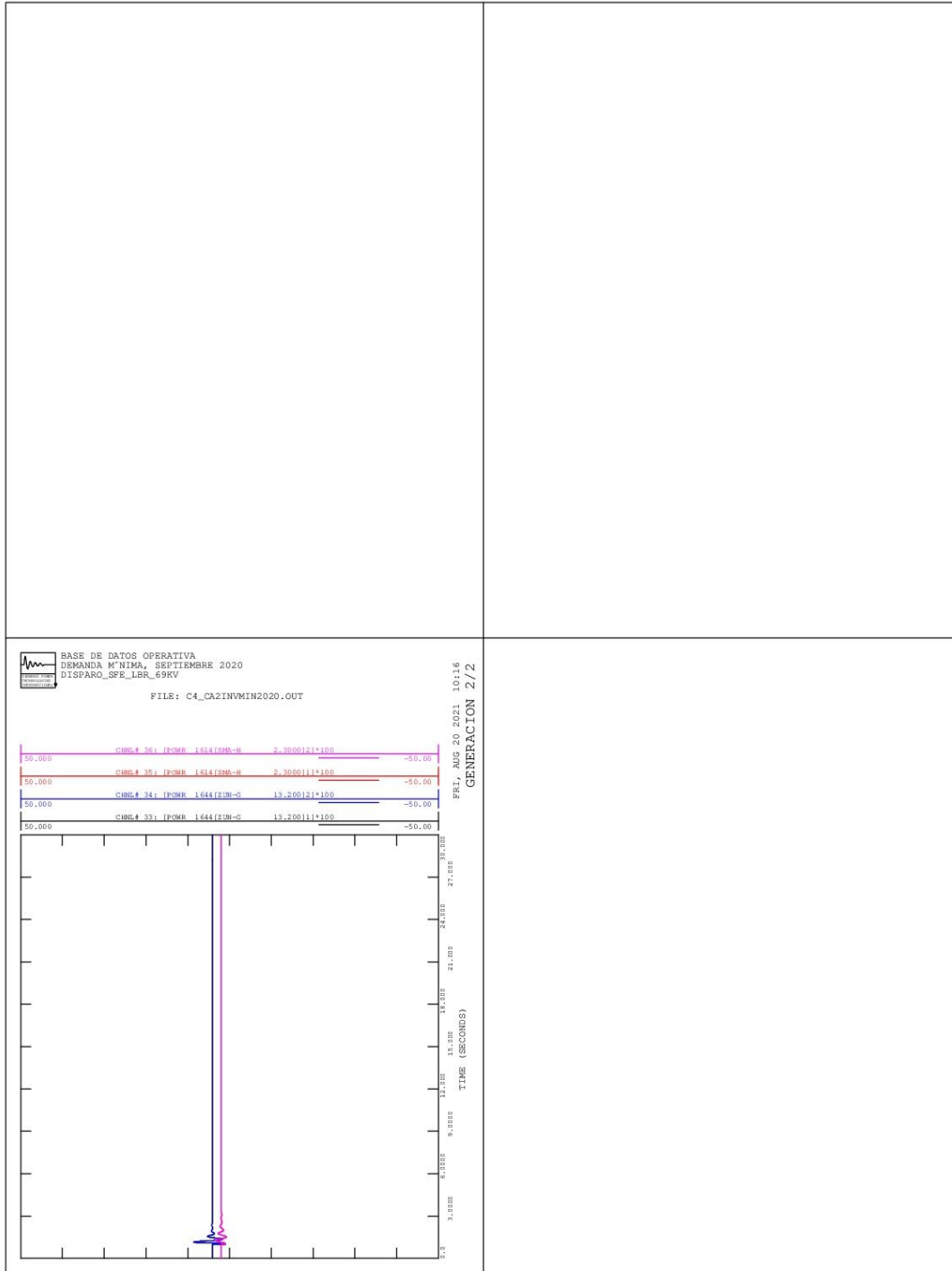
Continuación del apéndice 2.



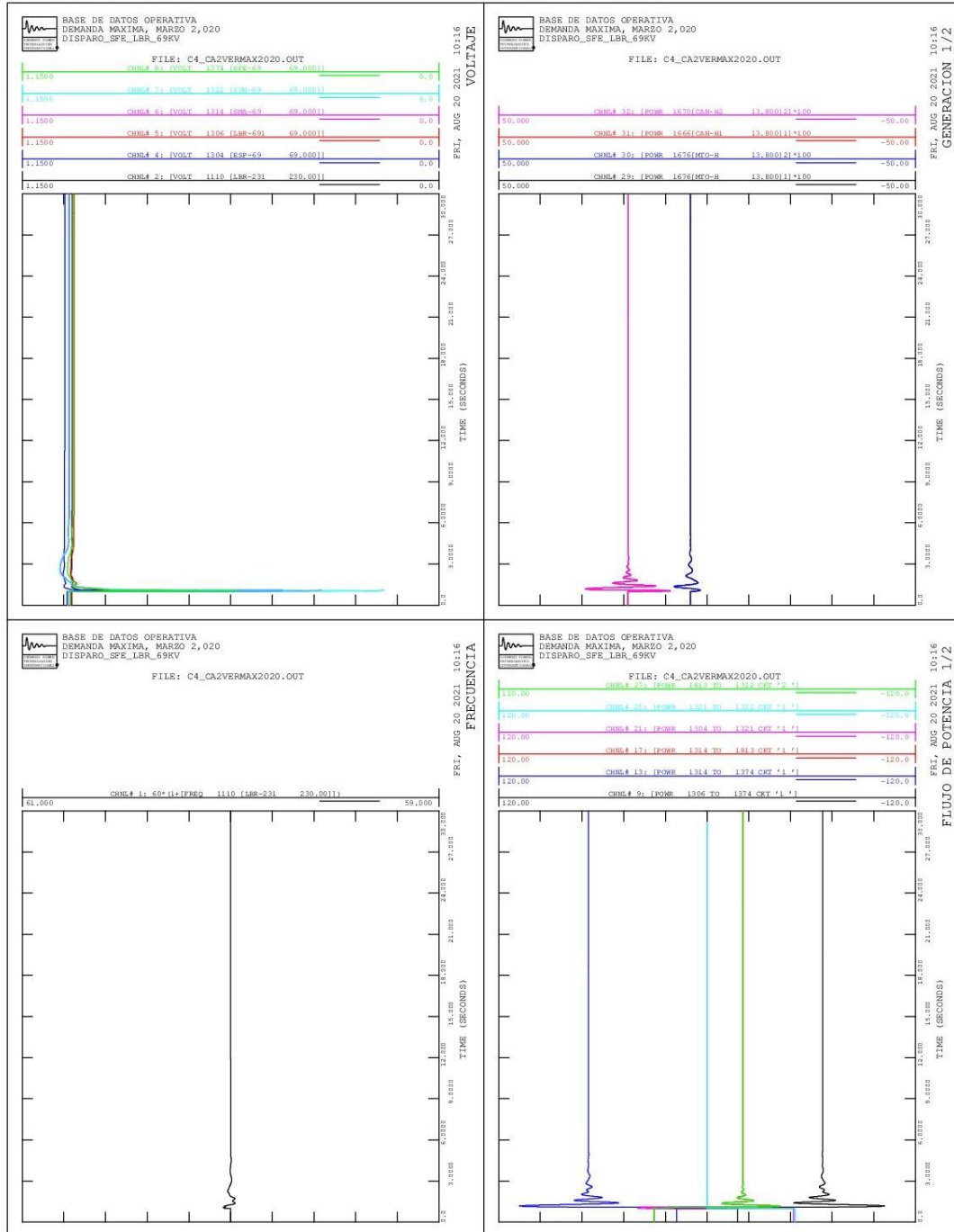
Continuación del apéndice 2.



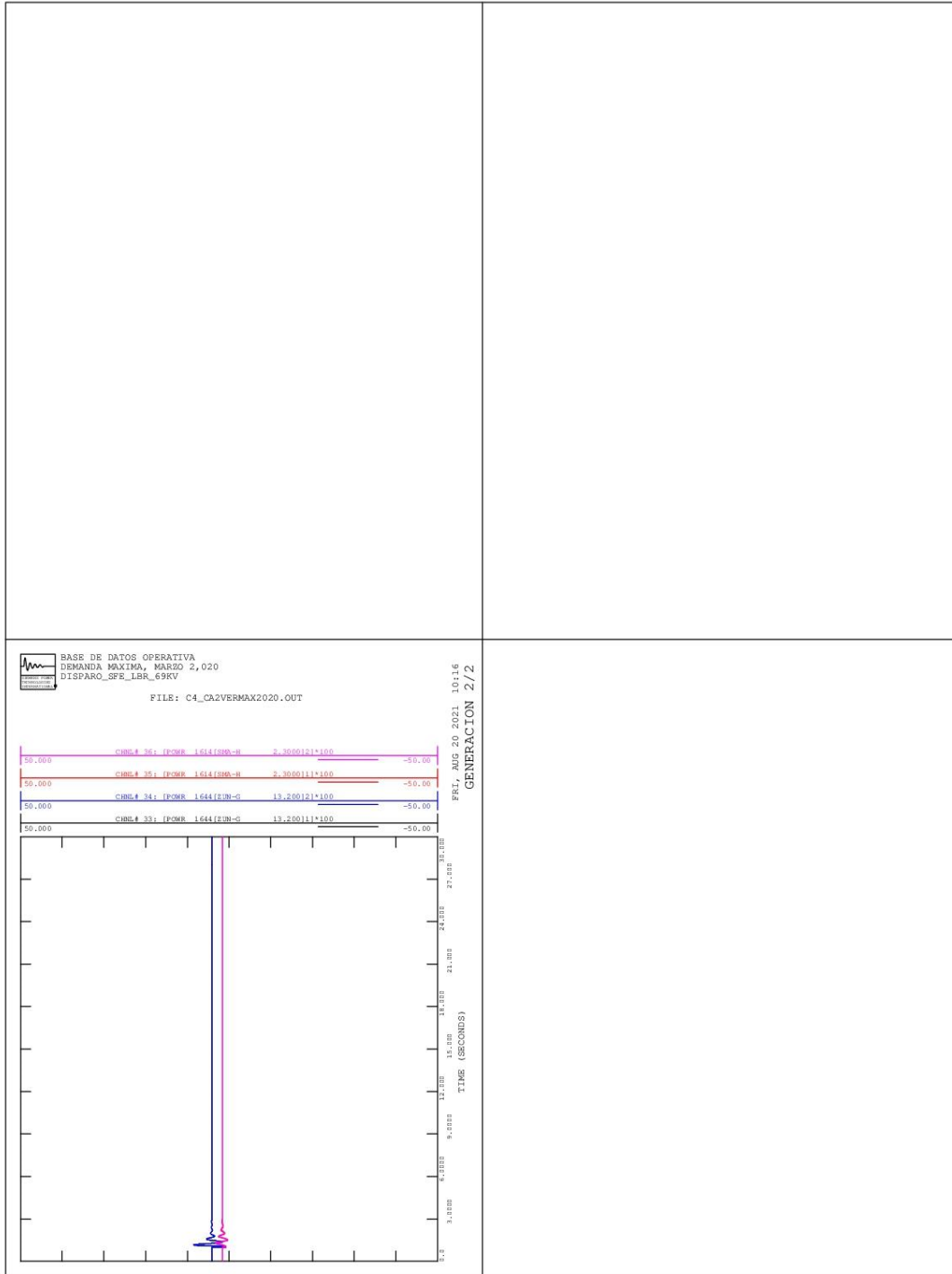
Continuación del apéndice 2.



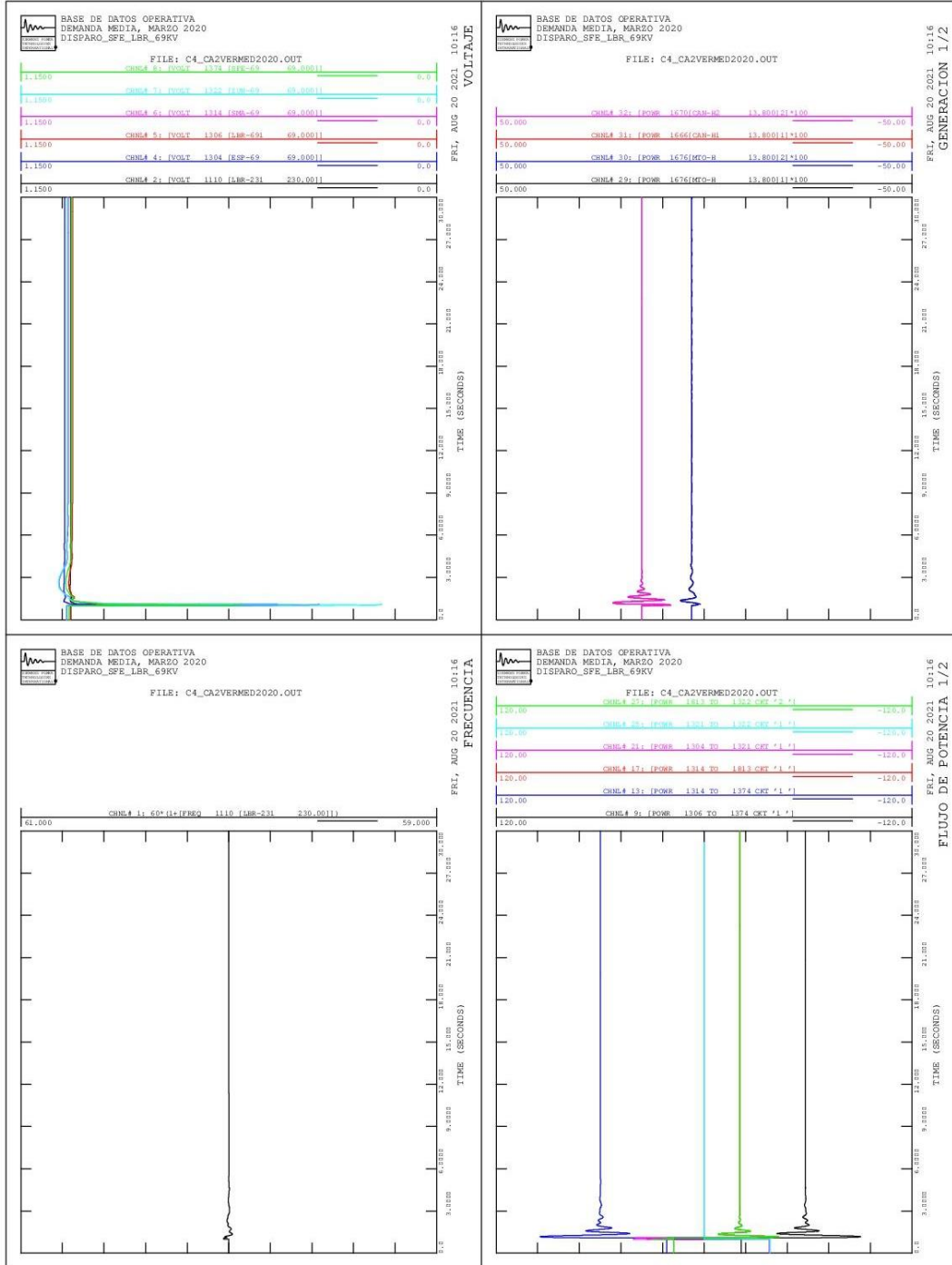
Continuación del apéndice 2.



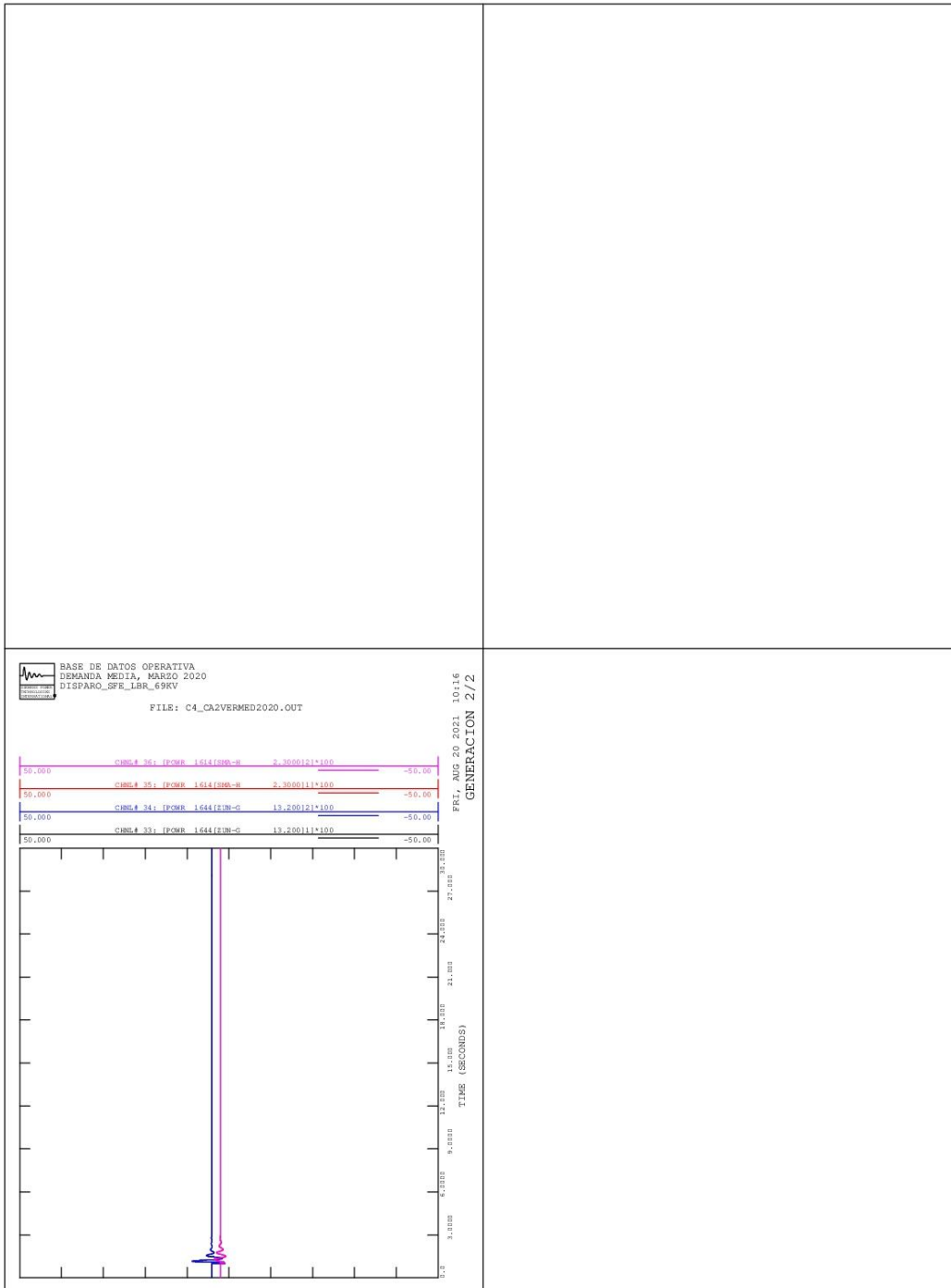
Continuación del apéndice 2.



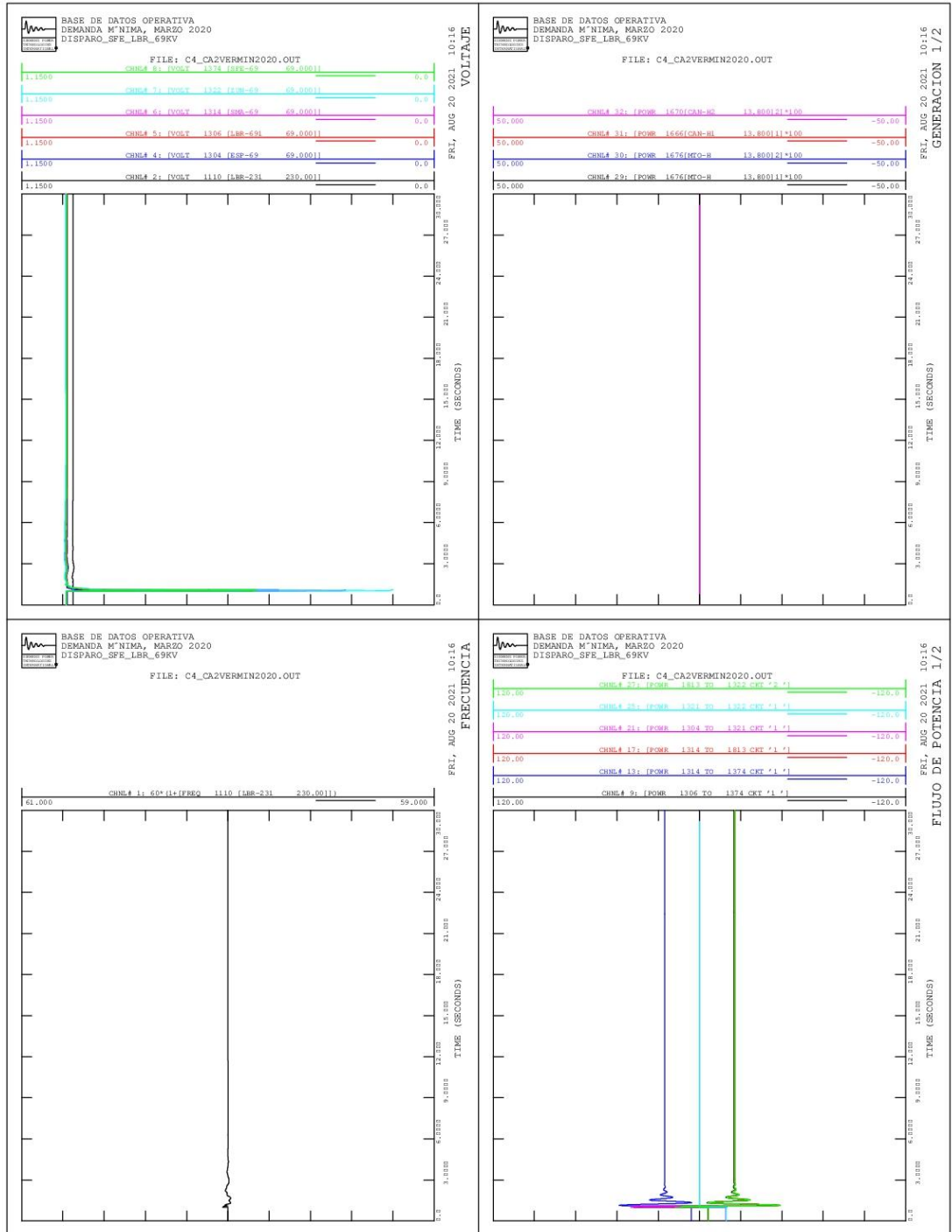
Continuación del apéndice 2.



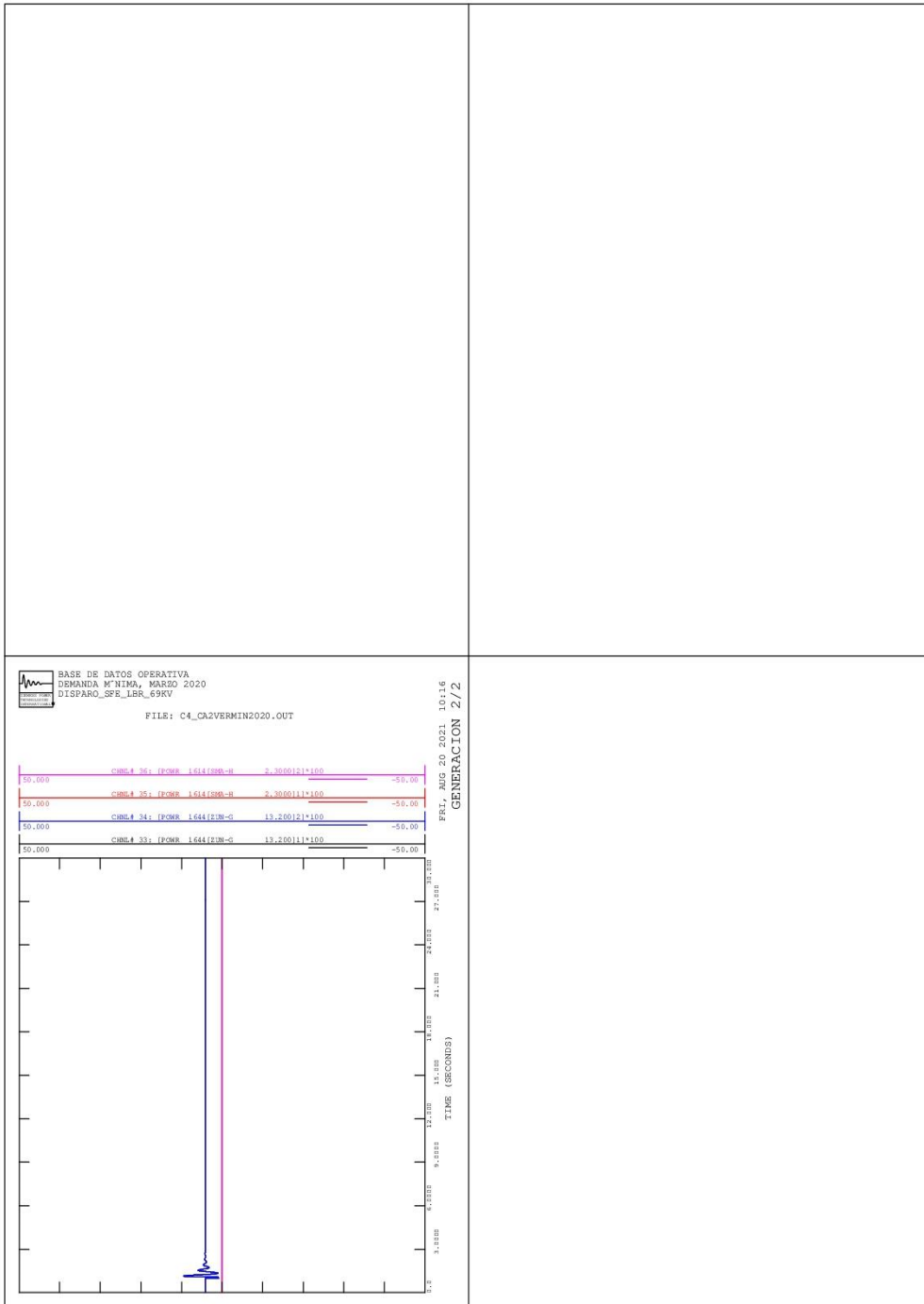
Continuación del apéndice 2.



Continuación del apéndice 2.



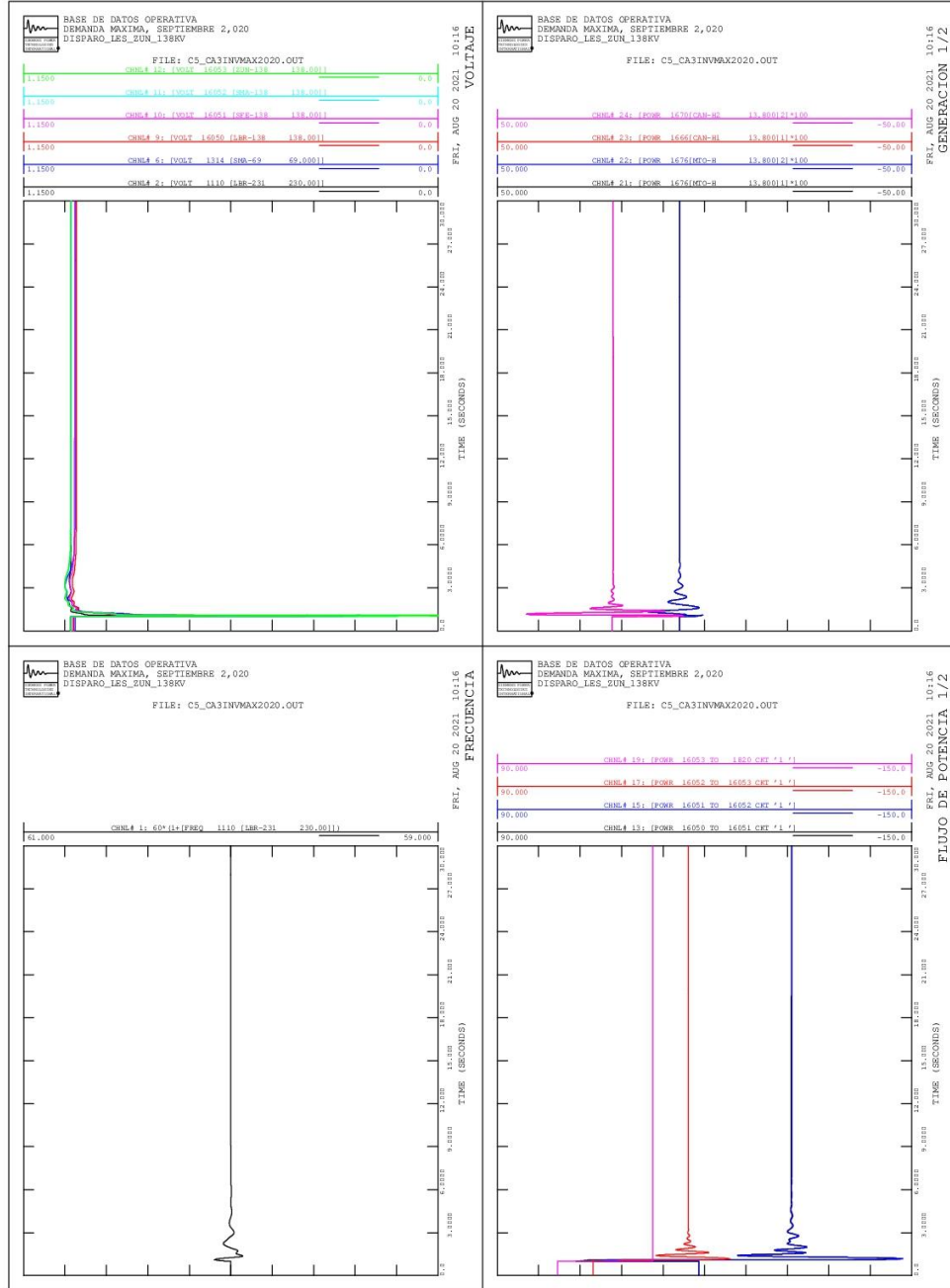
Continuación del apéndice 2.



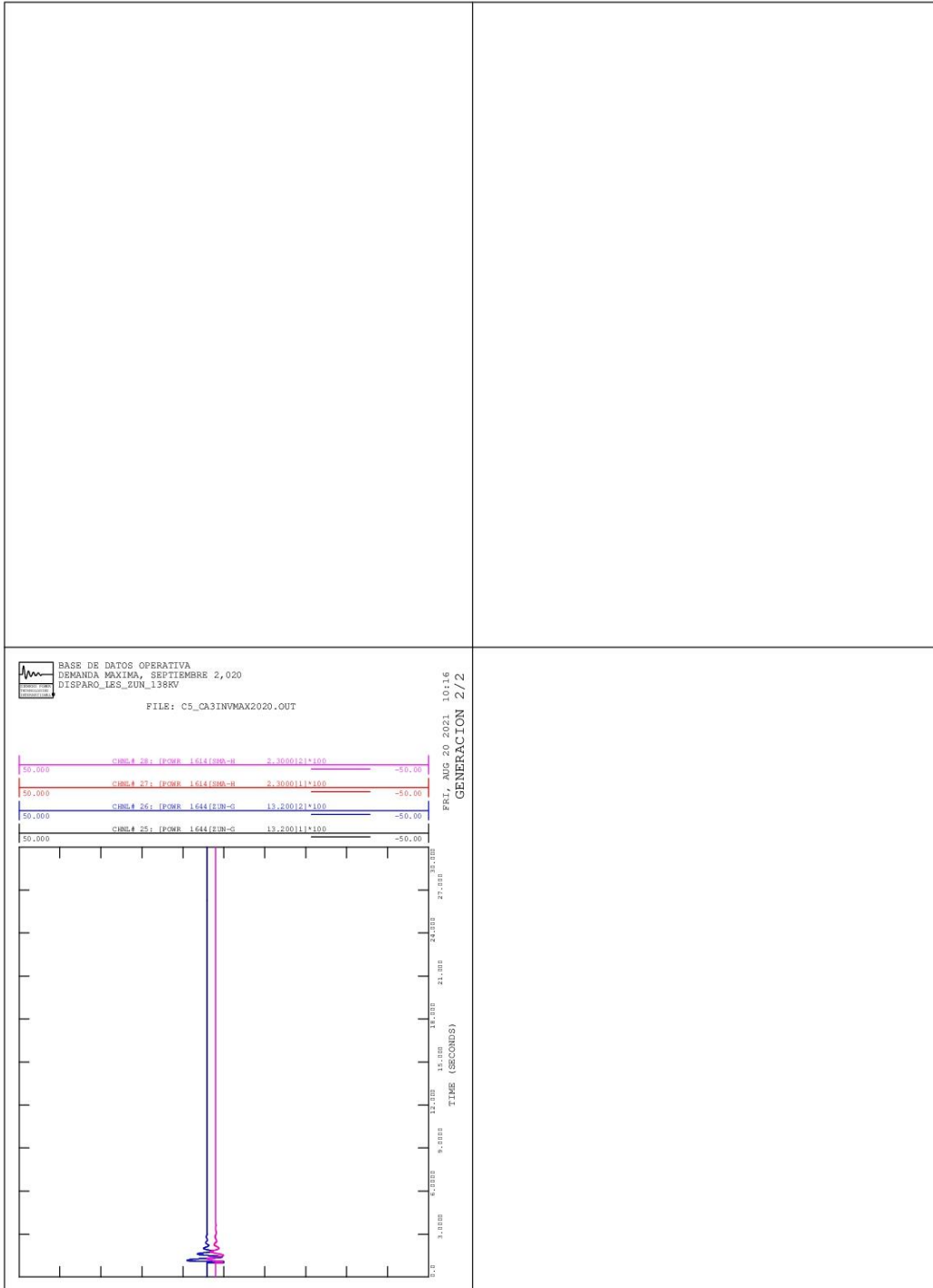
Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Apéndice 3. Resultados alternativa núm. 3

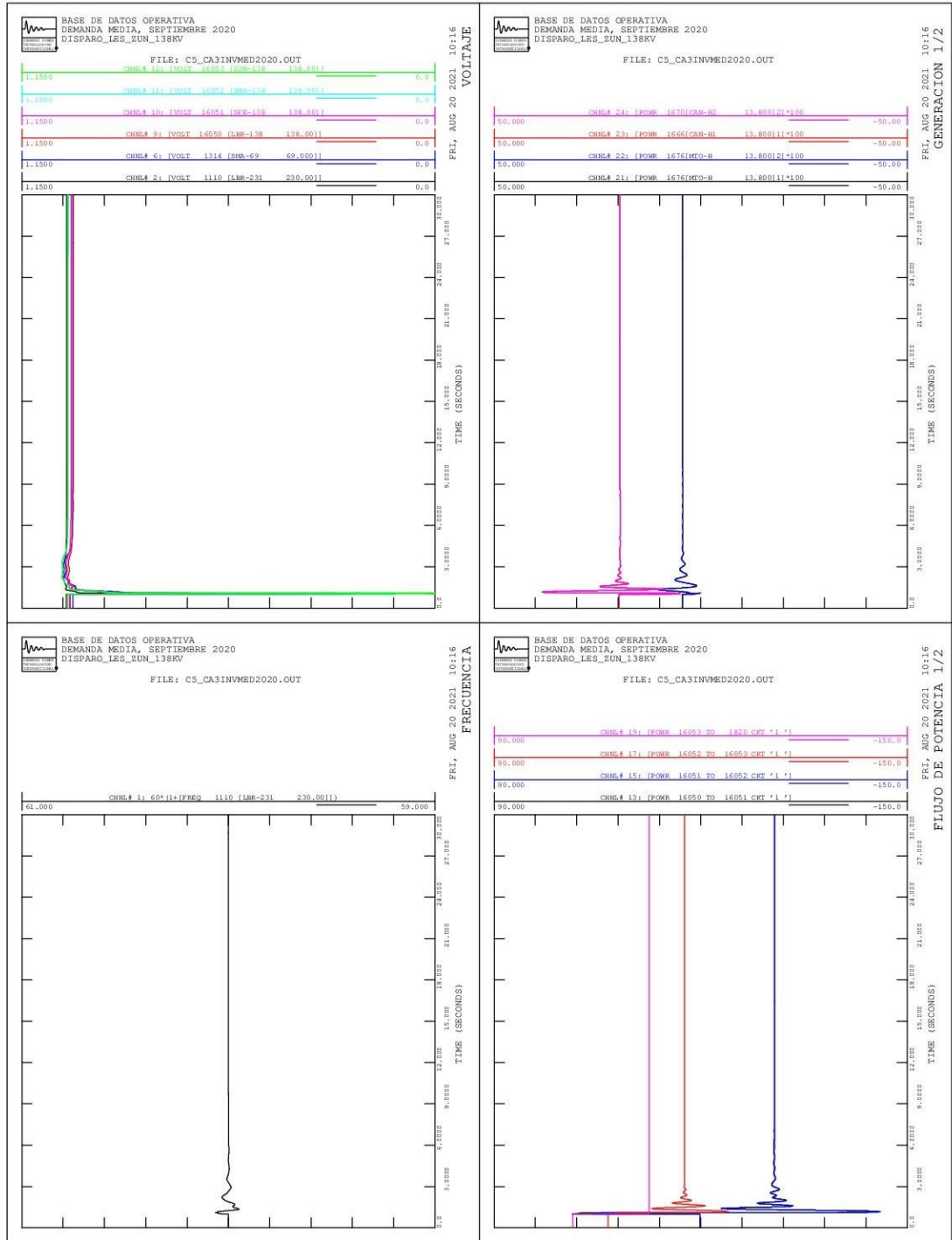
Alternativa núm. 3, contingencia 5



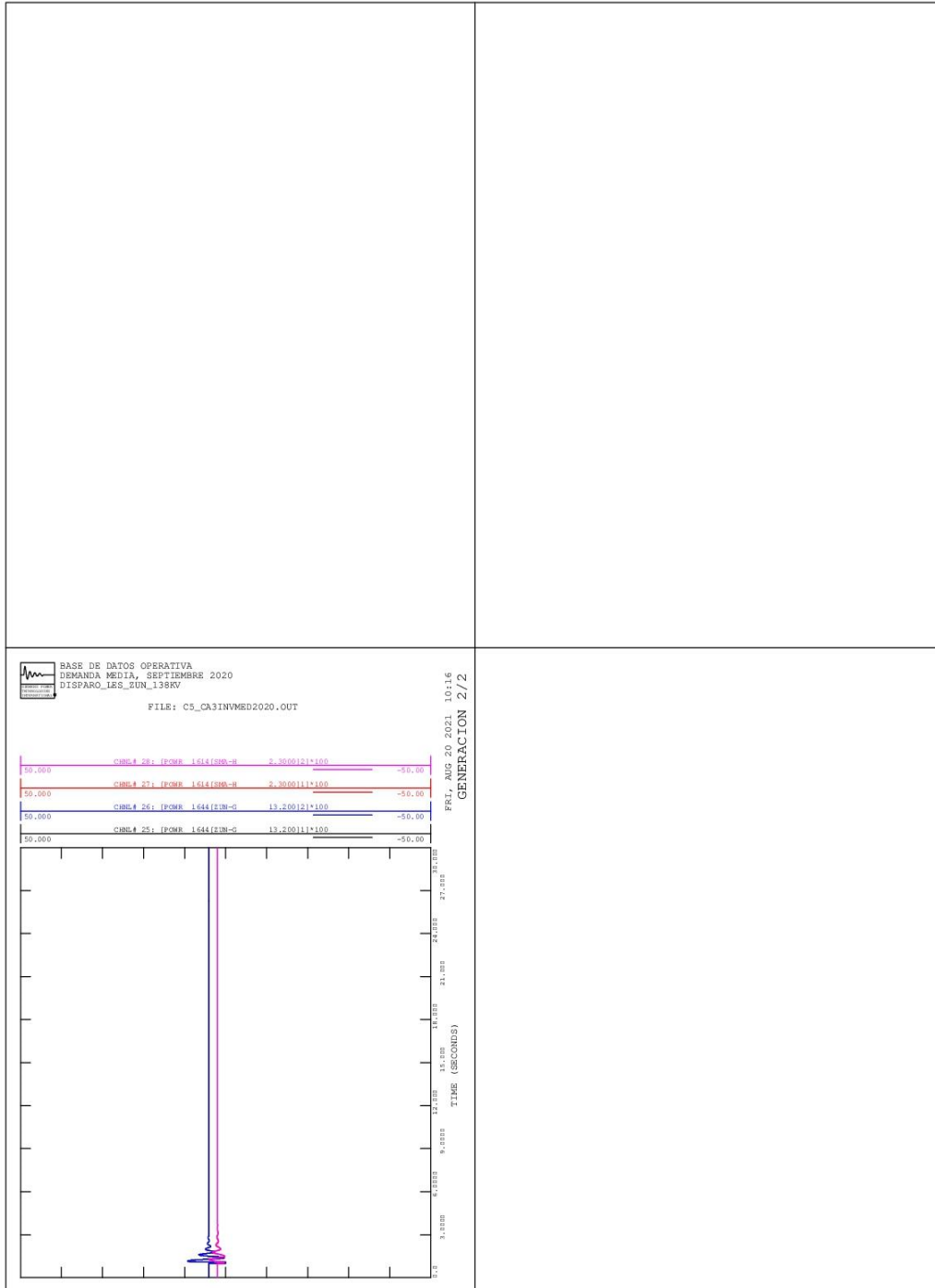
Continuación del apéndice 3.



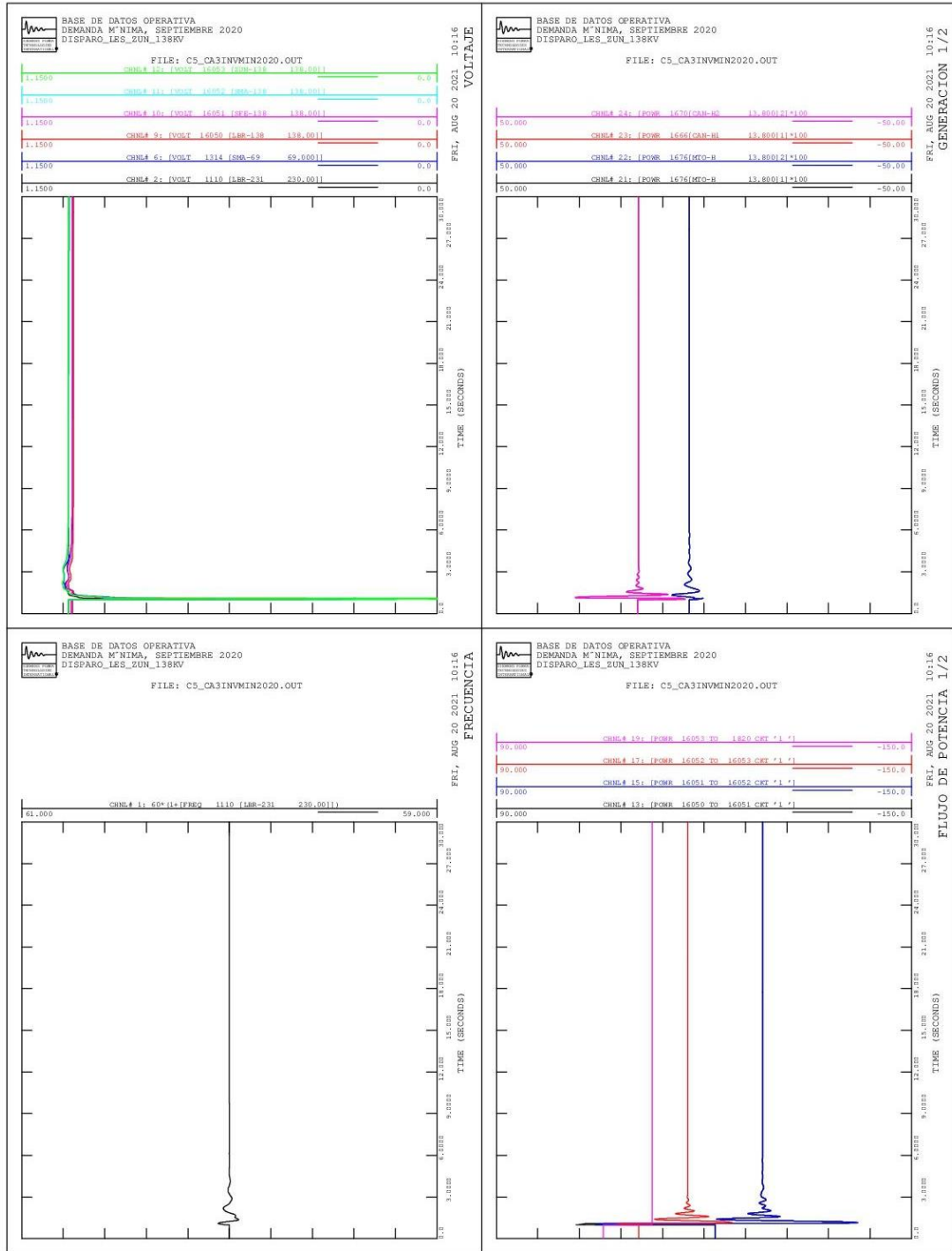
Continuación del apéndice 3.



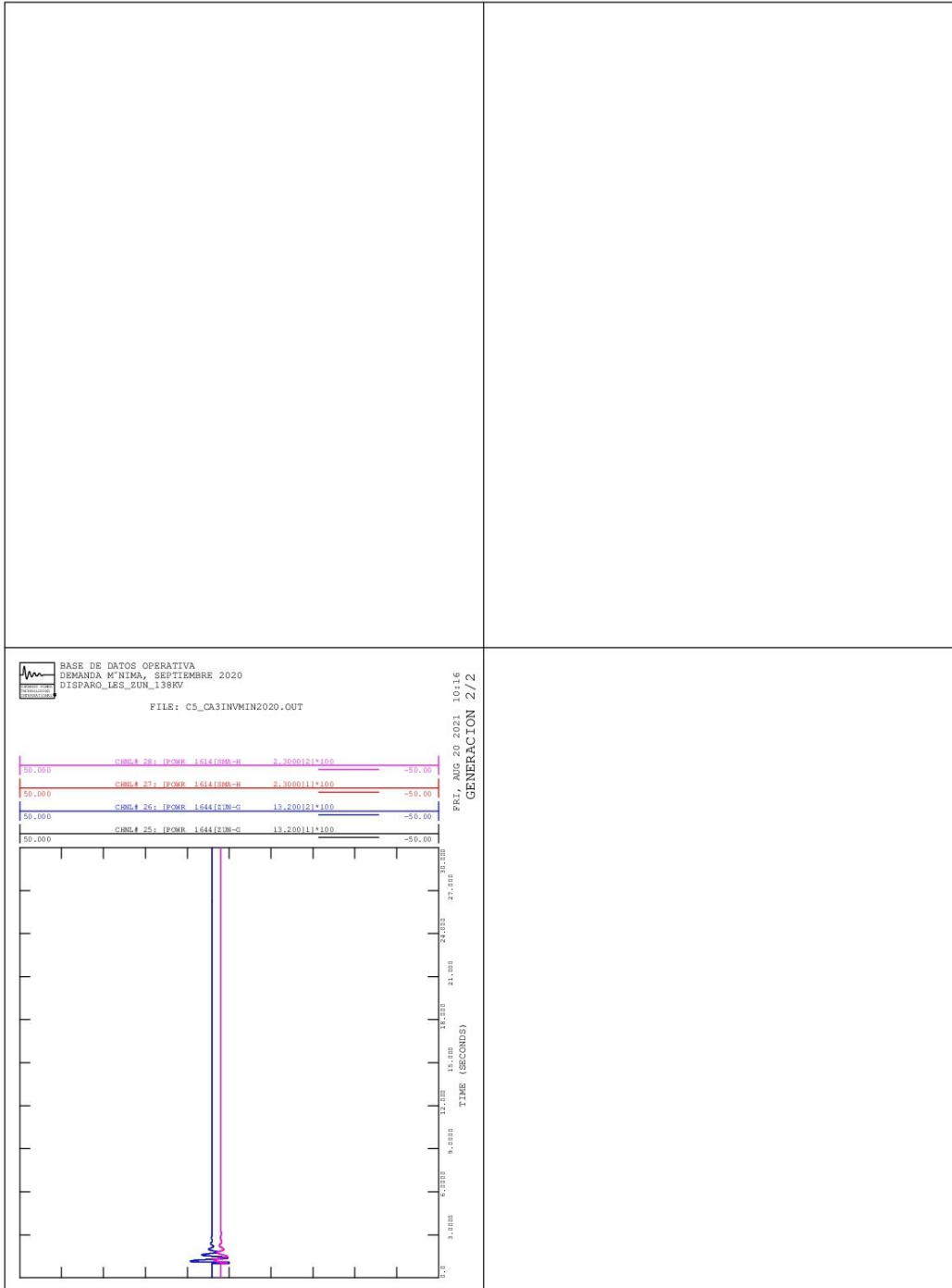
Continuación del apéndice 3.



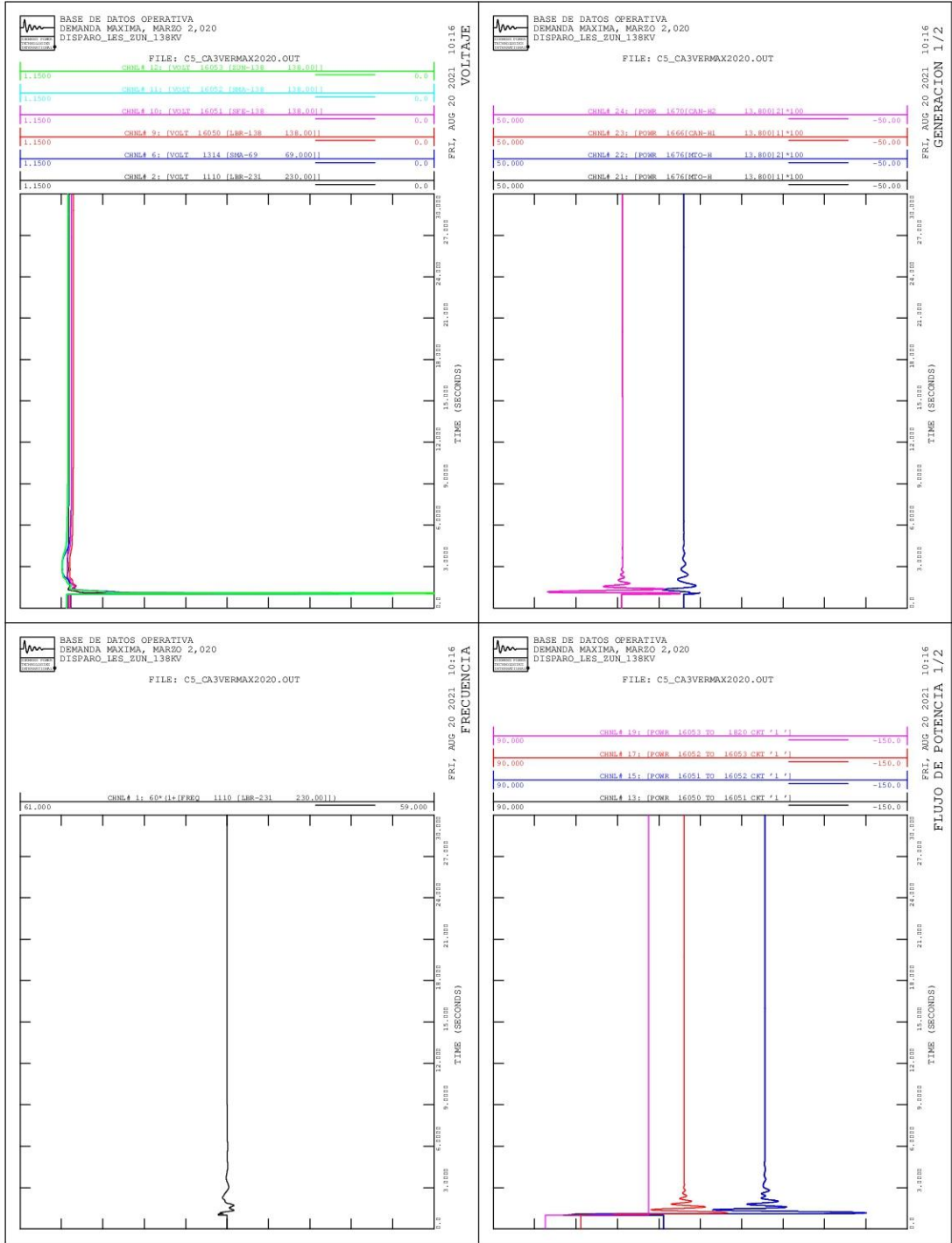
Continuación del apéndice 3.



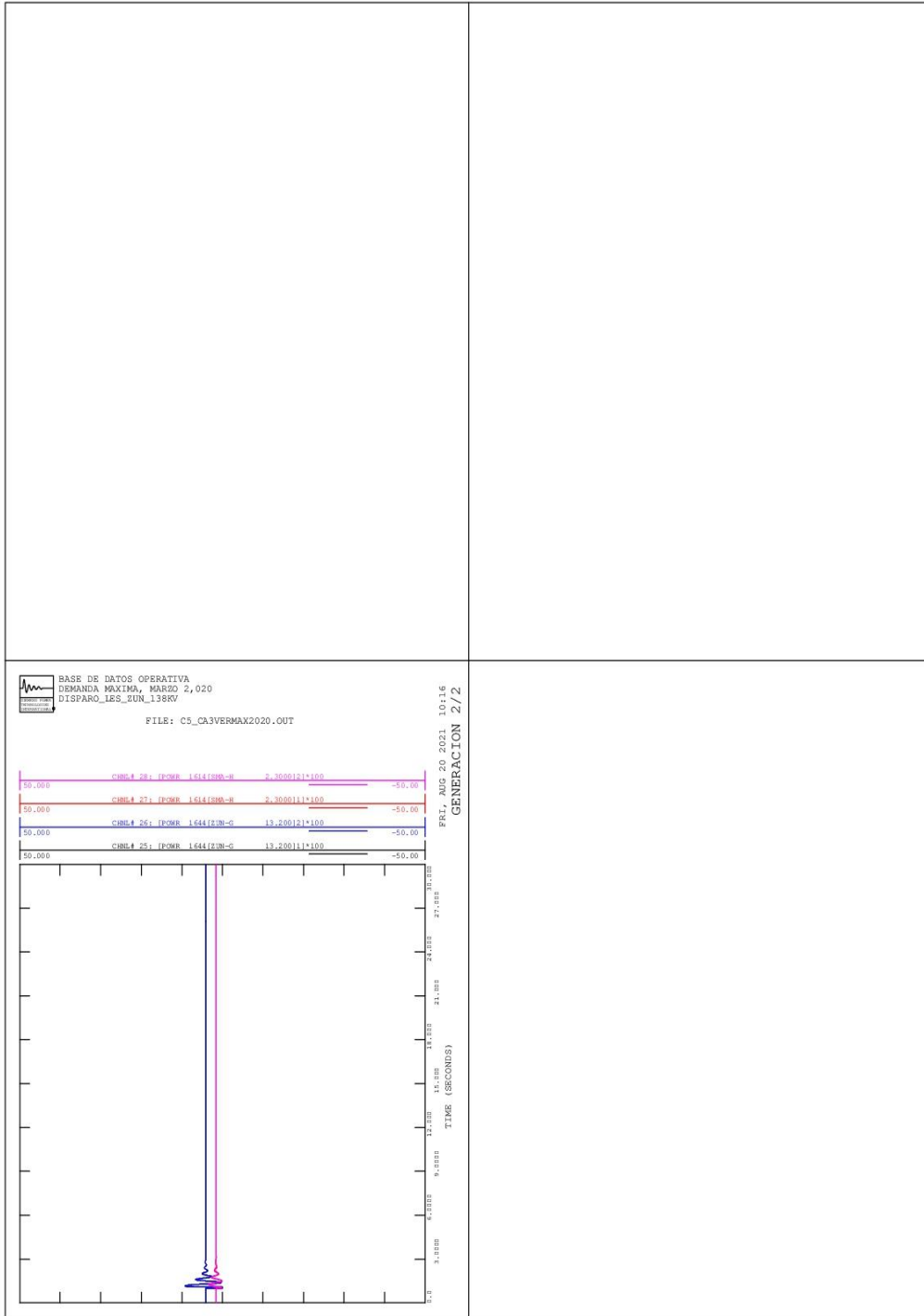
Continuación del apéndice 3.



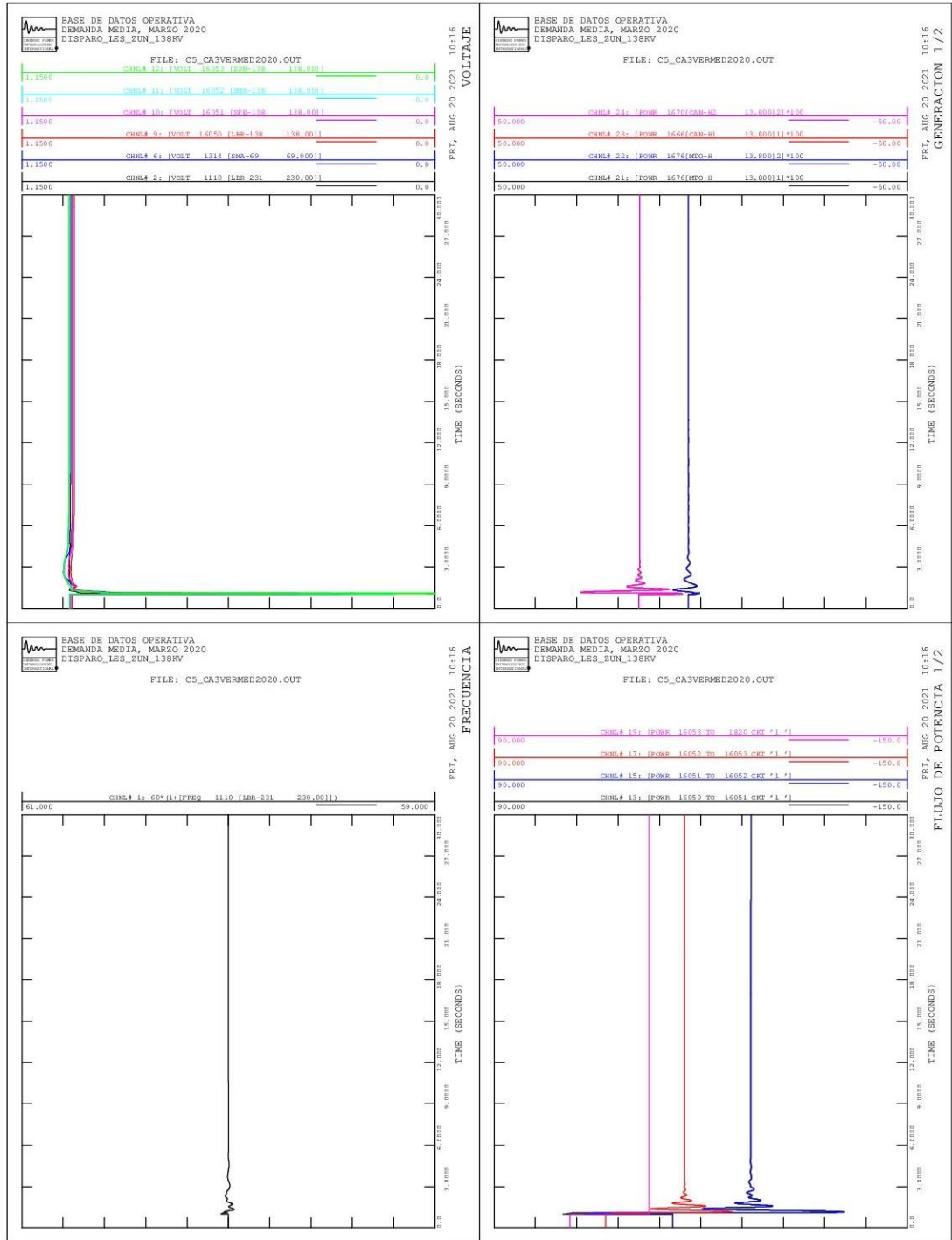
Continuación del apéndice 3.



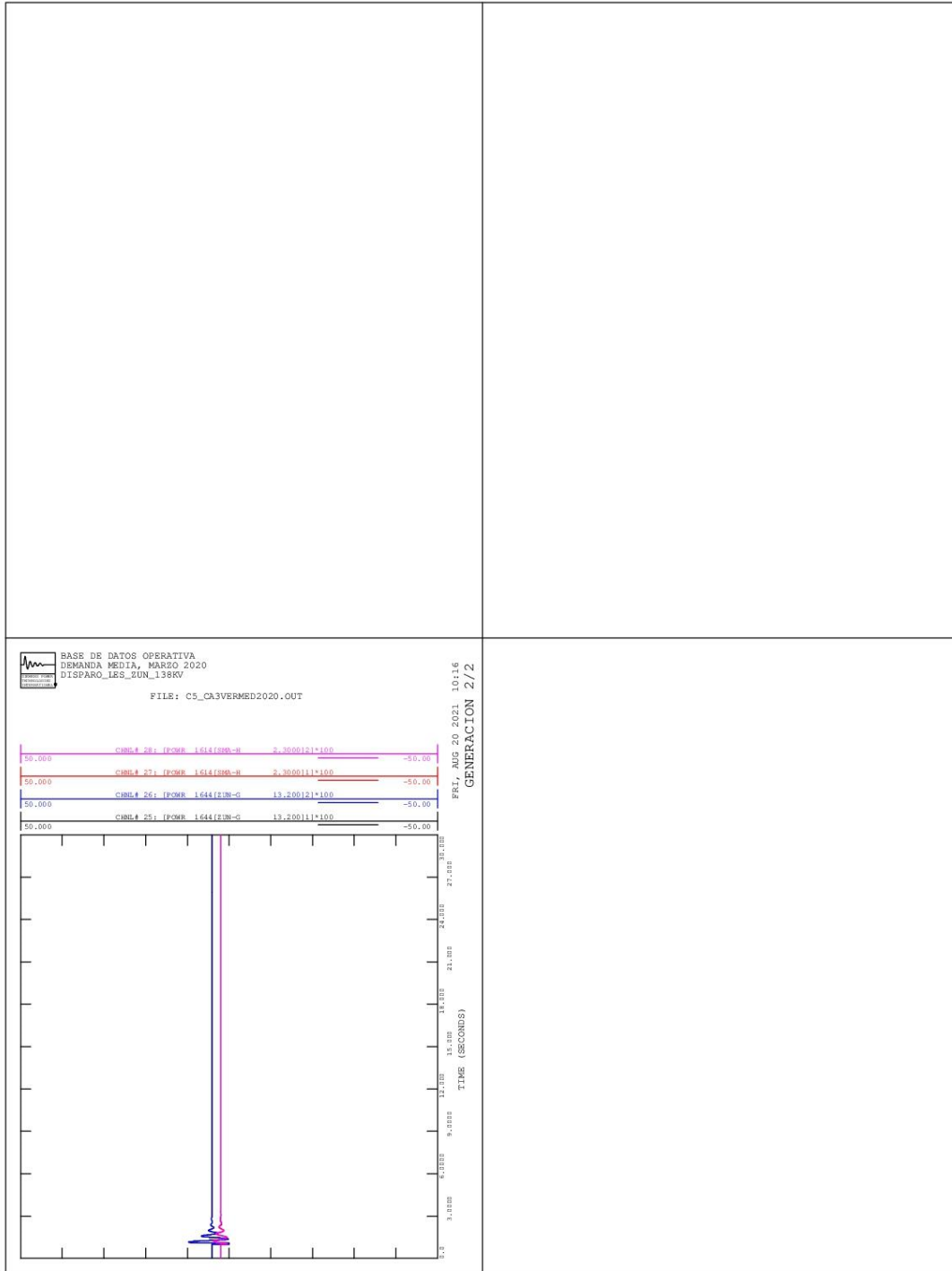
Continuación del apéndice 3.



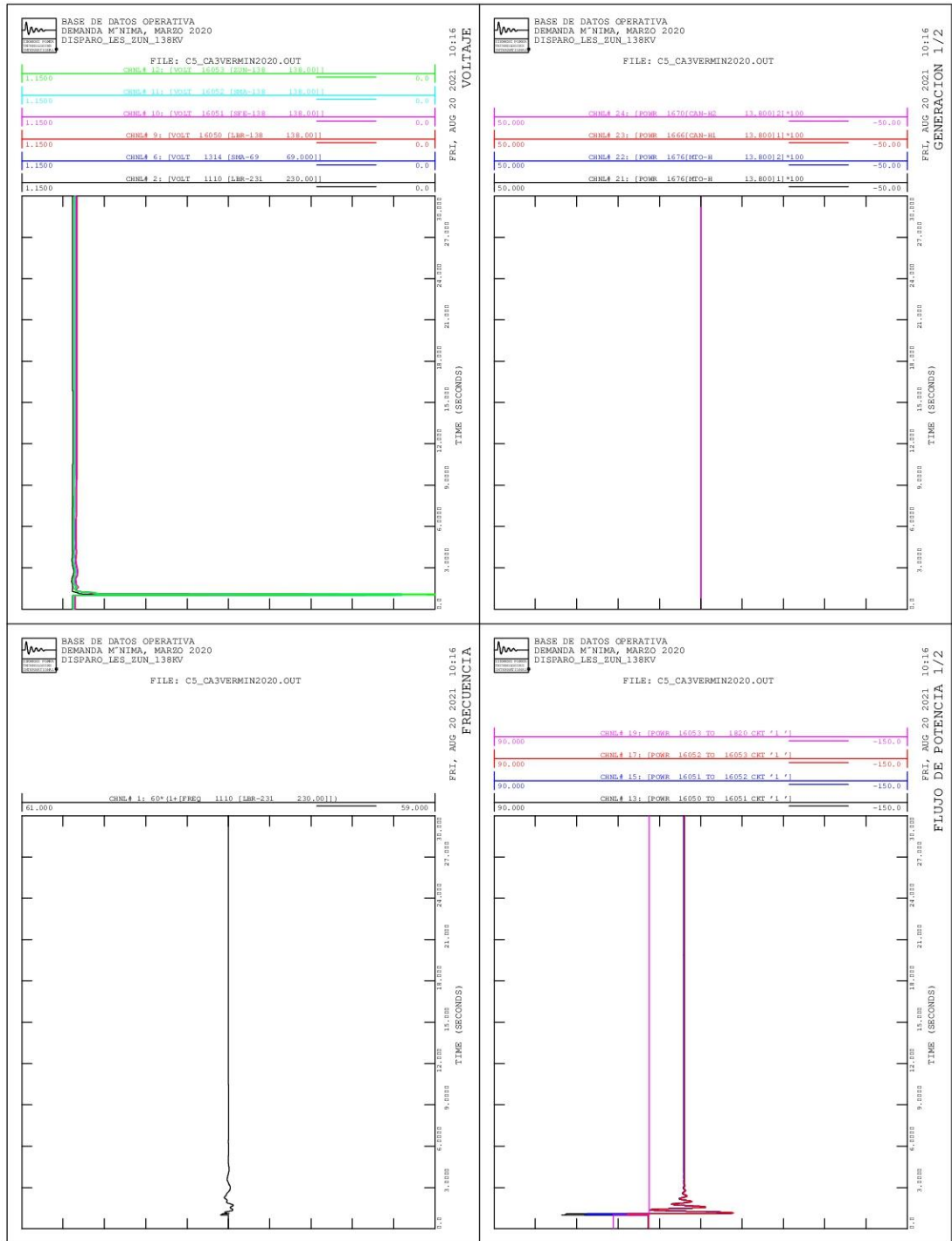
Continuación del apéndice 3.



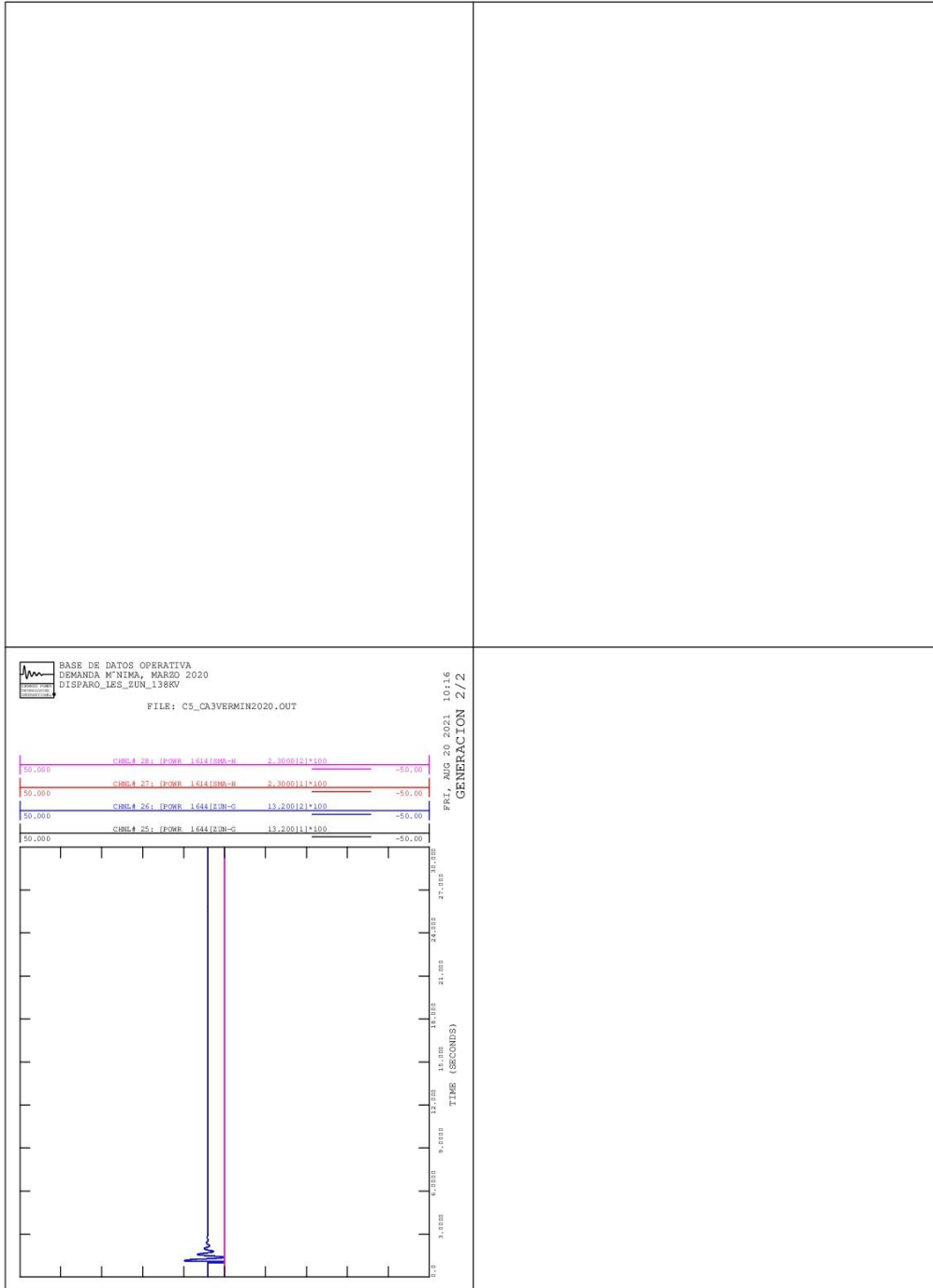
Continuación del apéndice 3.



Continuación del apéndice 3.

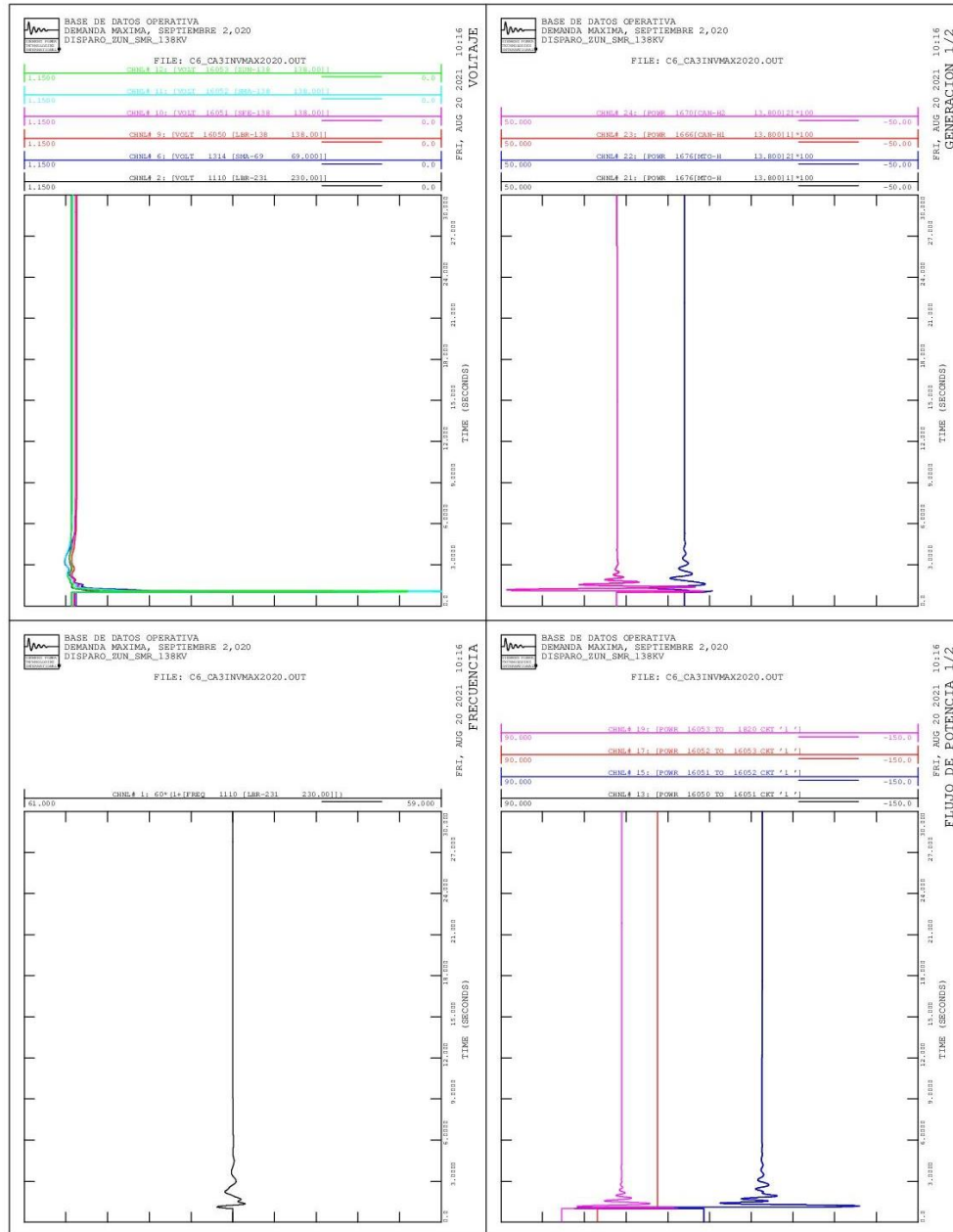


Continuación del apéndice 3.

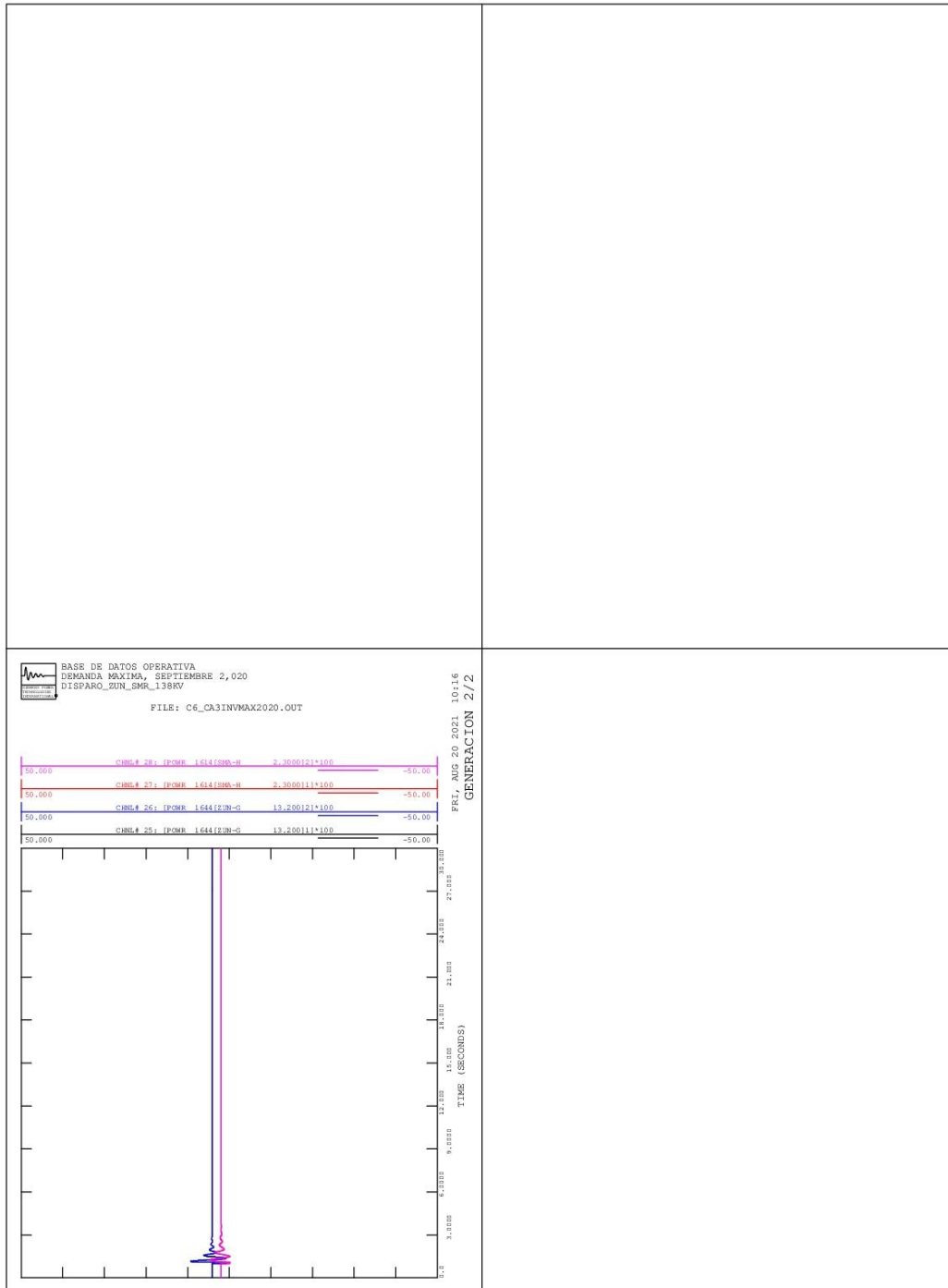


Continuación del apéndice 3.

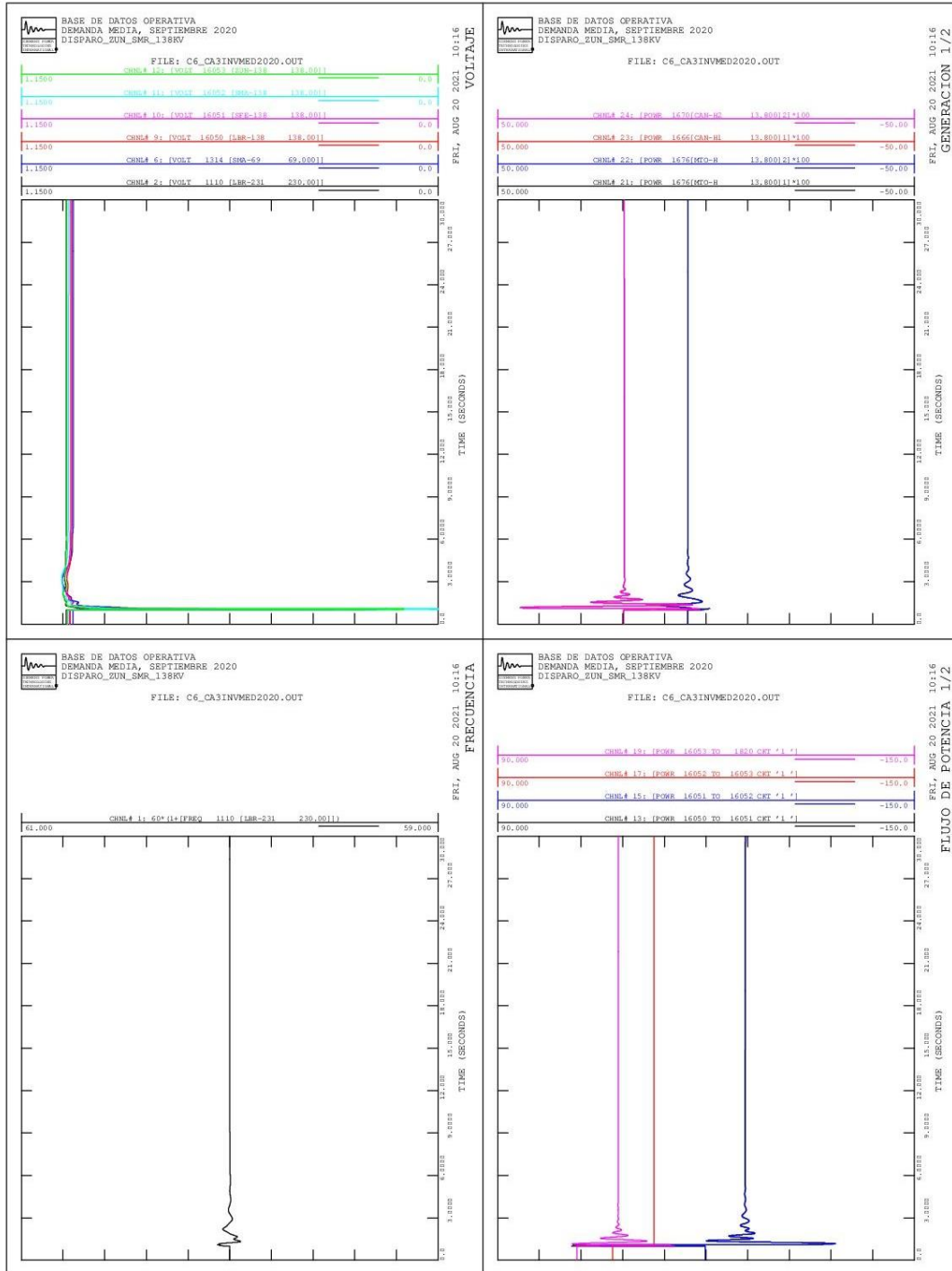
Alternativa núm. 3, contingencia 6



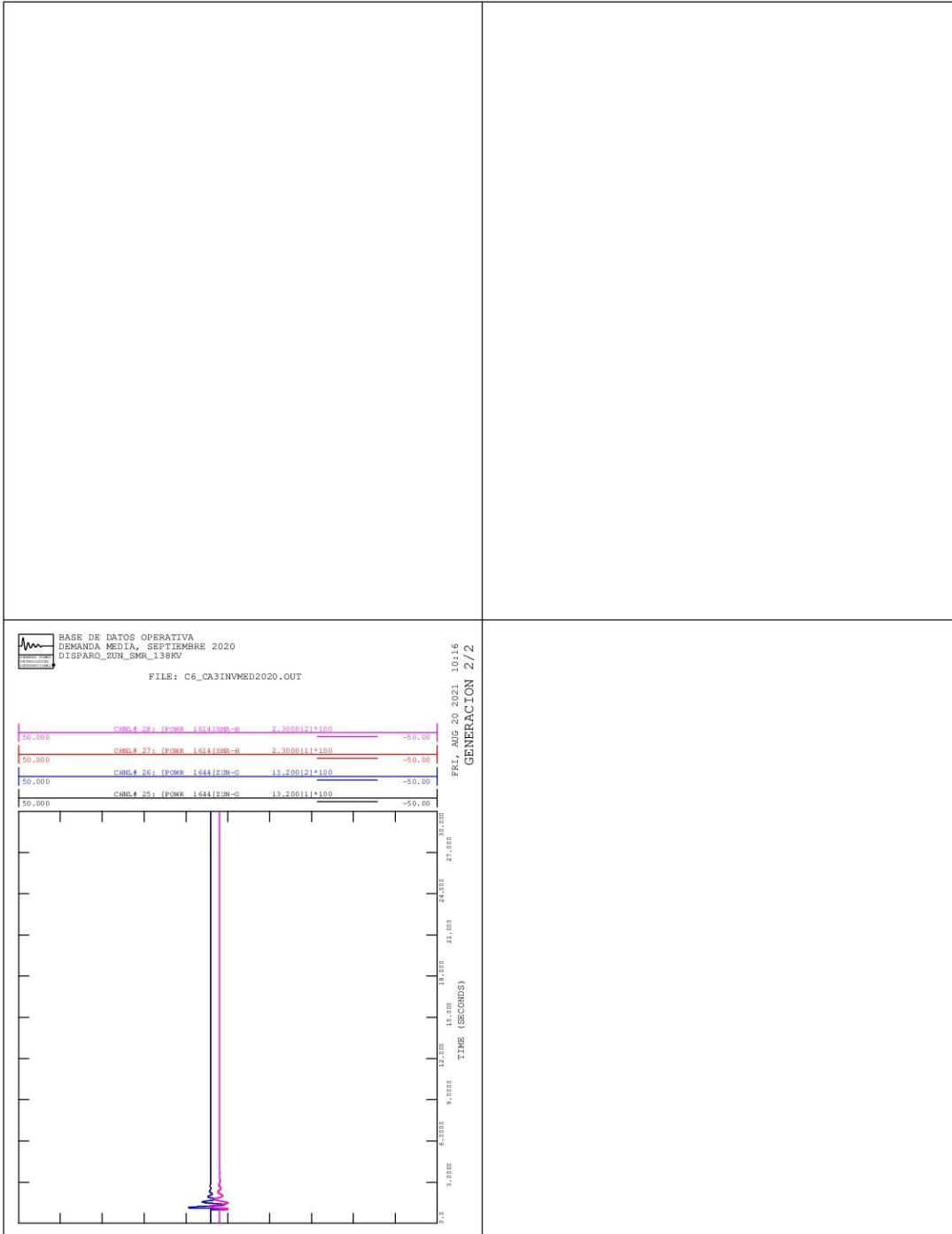
Continuación del apéndice 3.



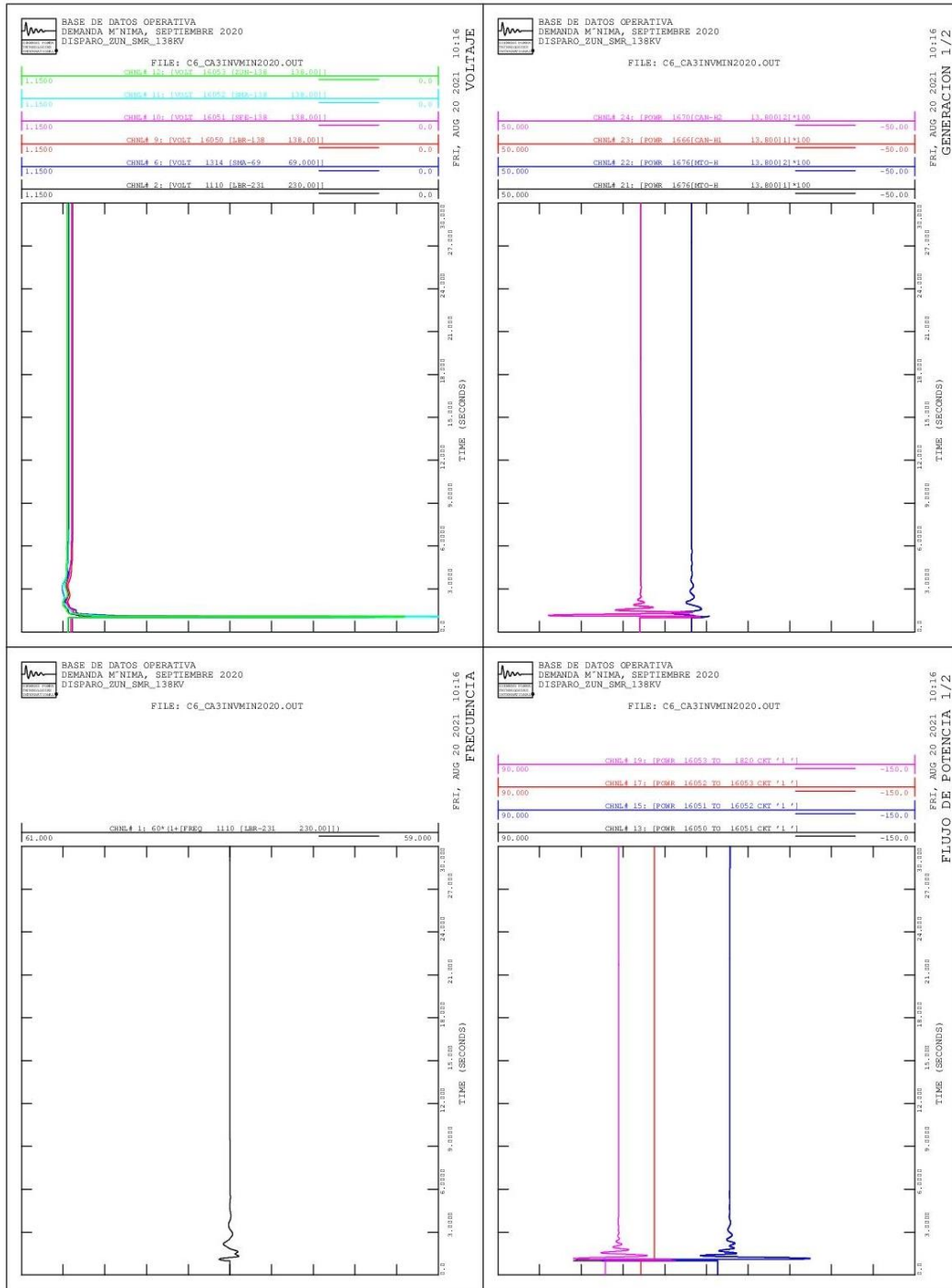
Continuación del apéndice 3.



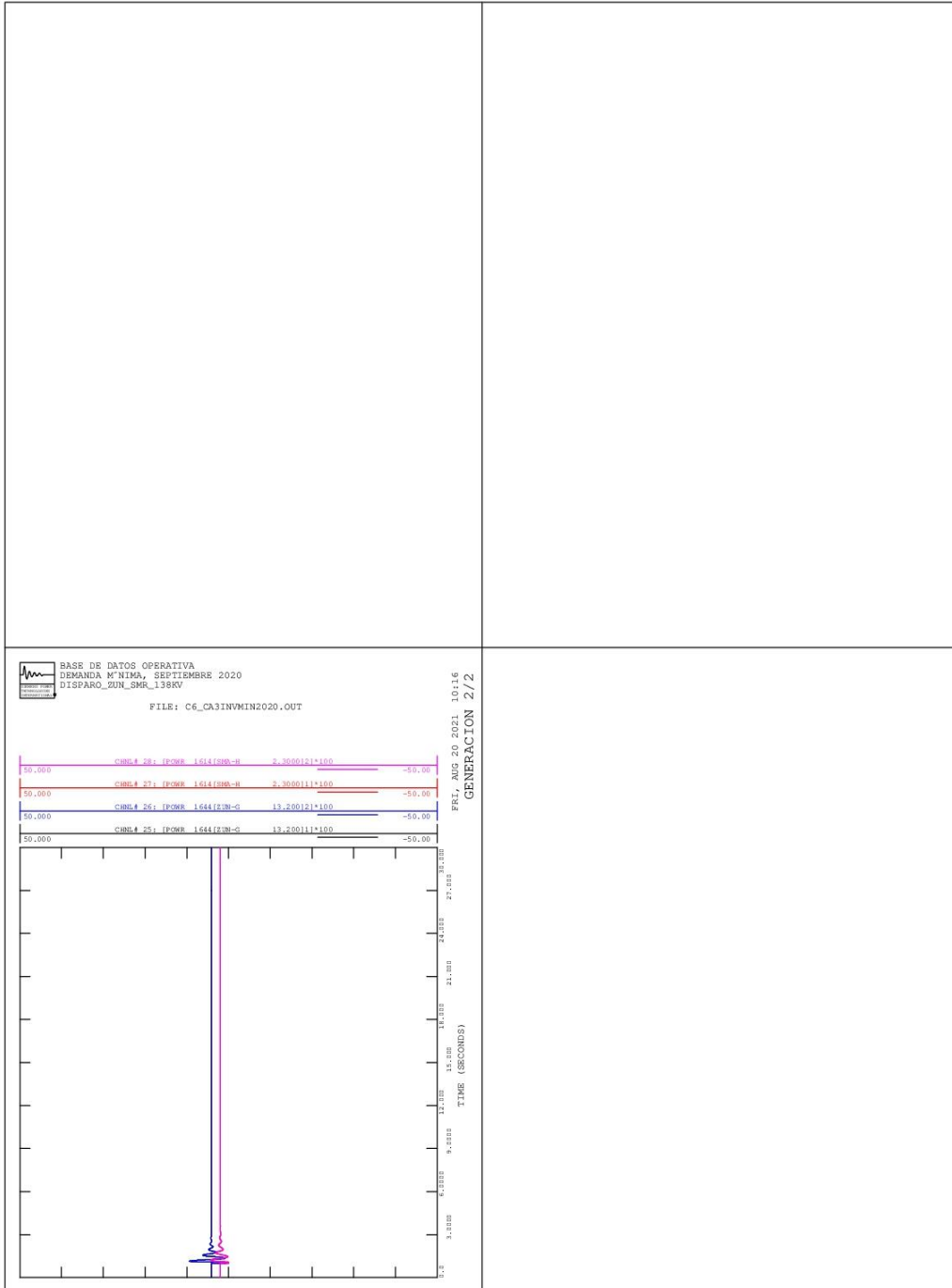
Continuación del apéndice 3.



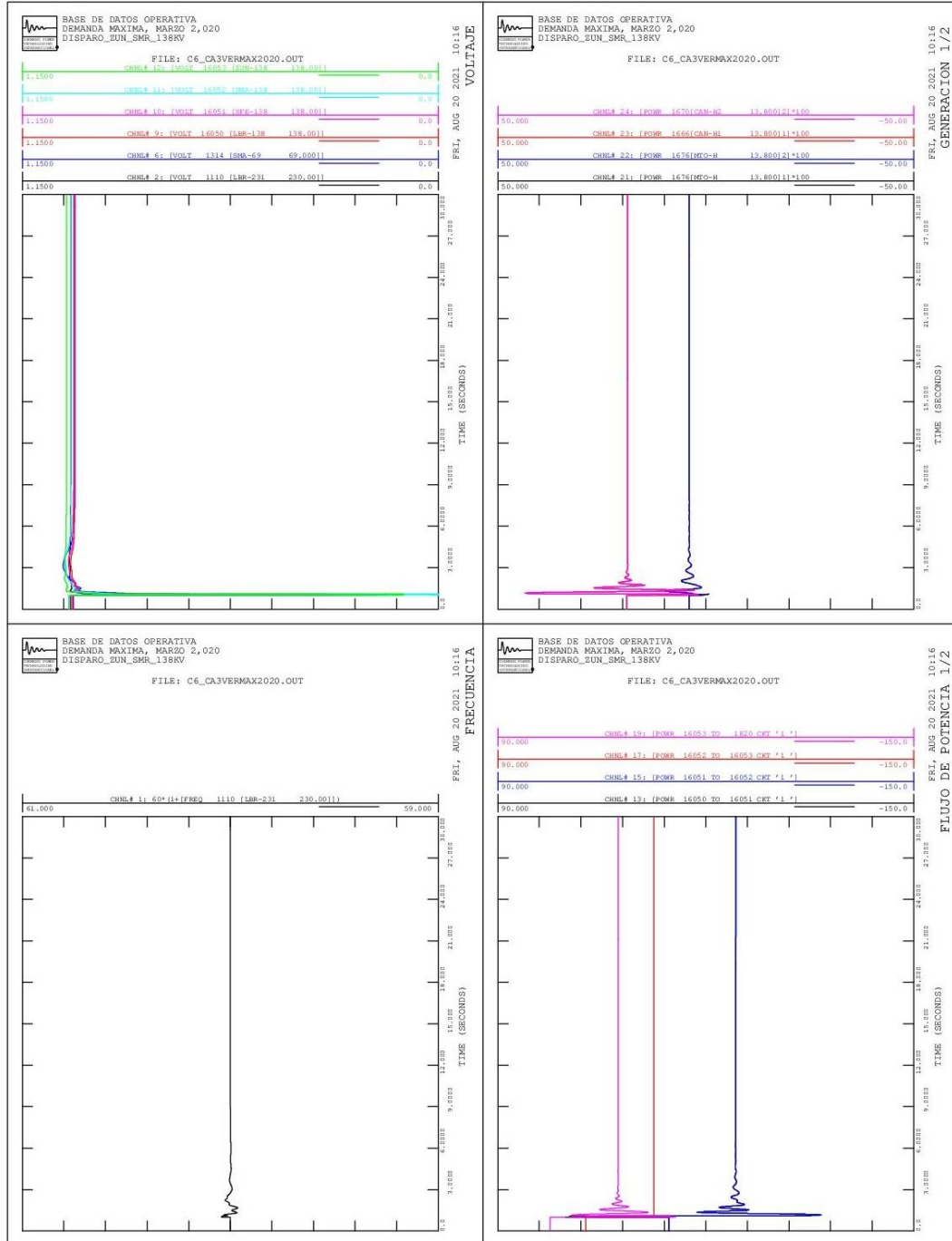
Continuación del apéndice 3.



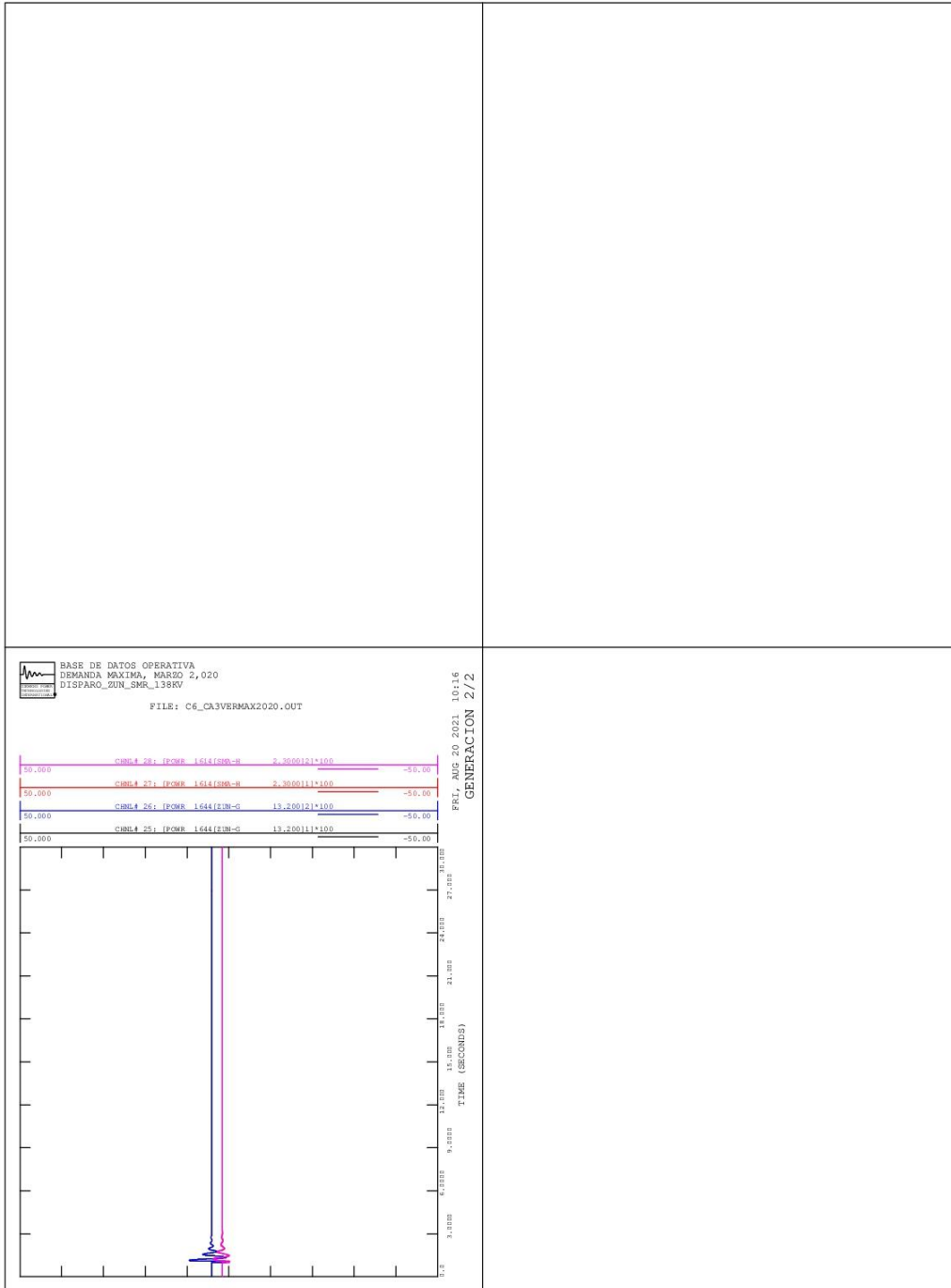
Continuación del apéndice 3.



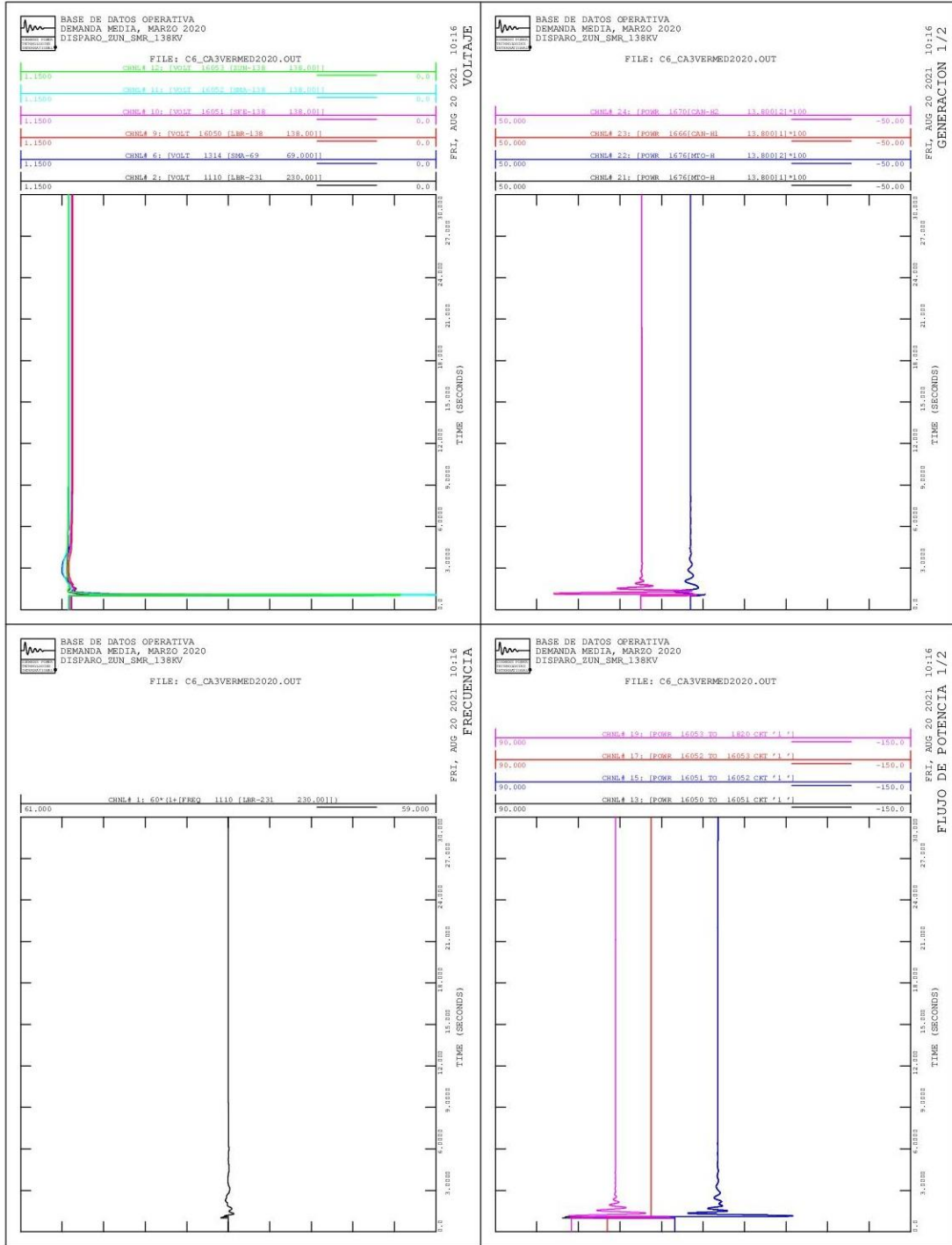
Continuación del apéndice 3.



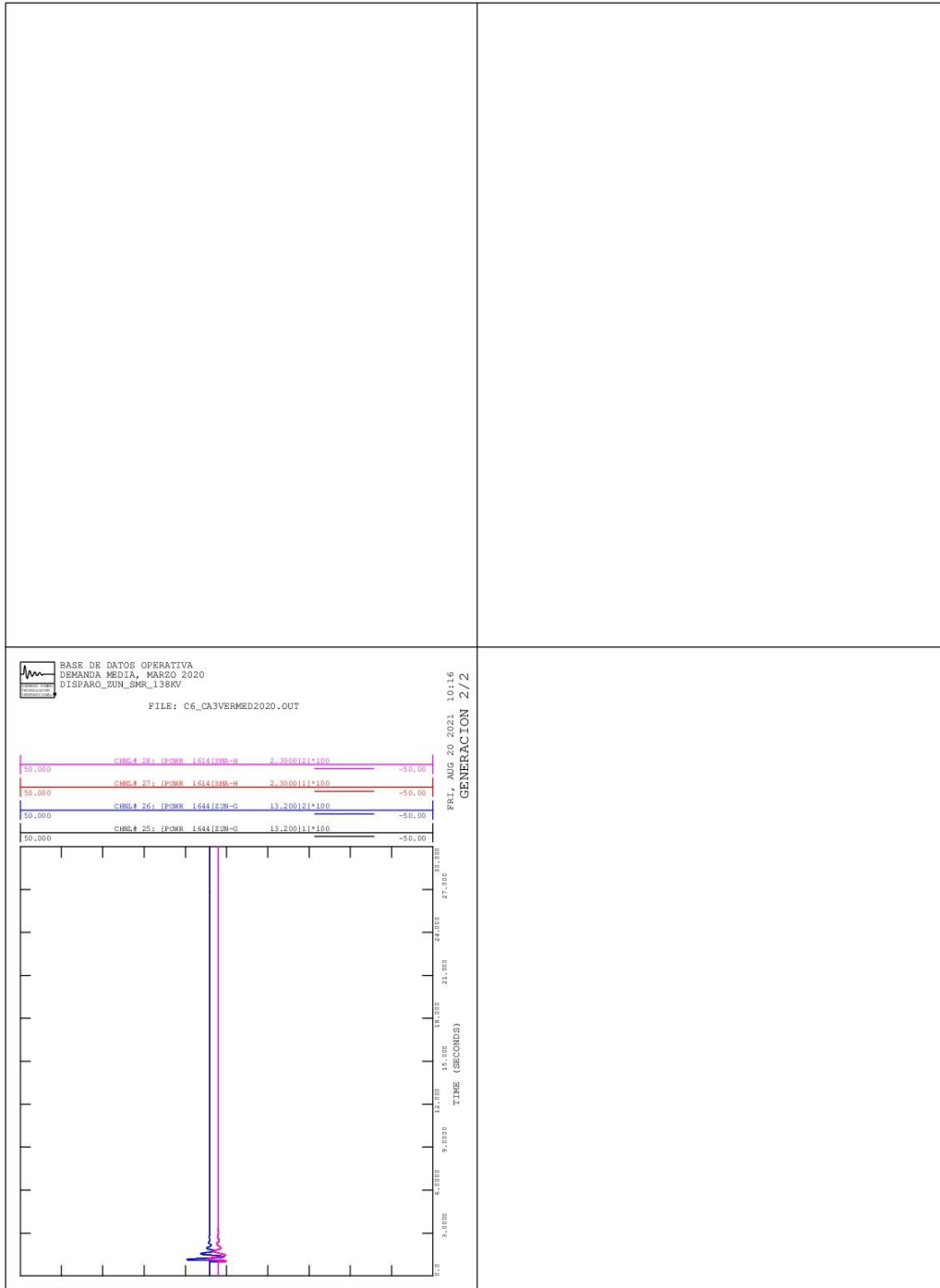
Continuación del apéndice 3.



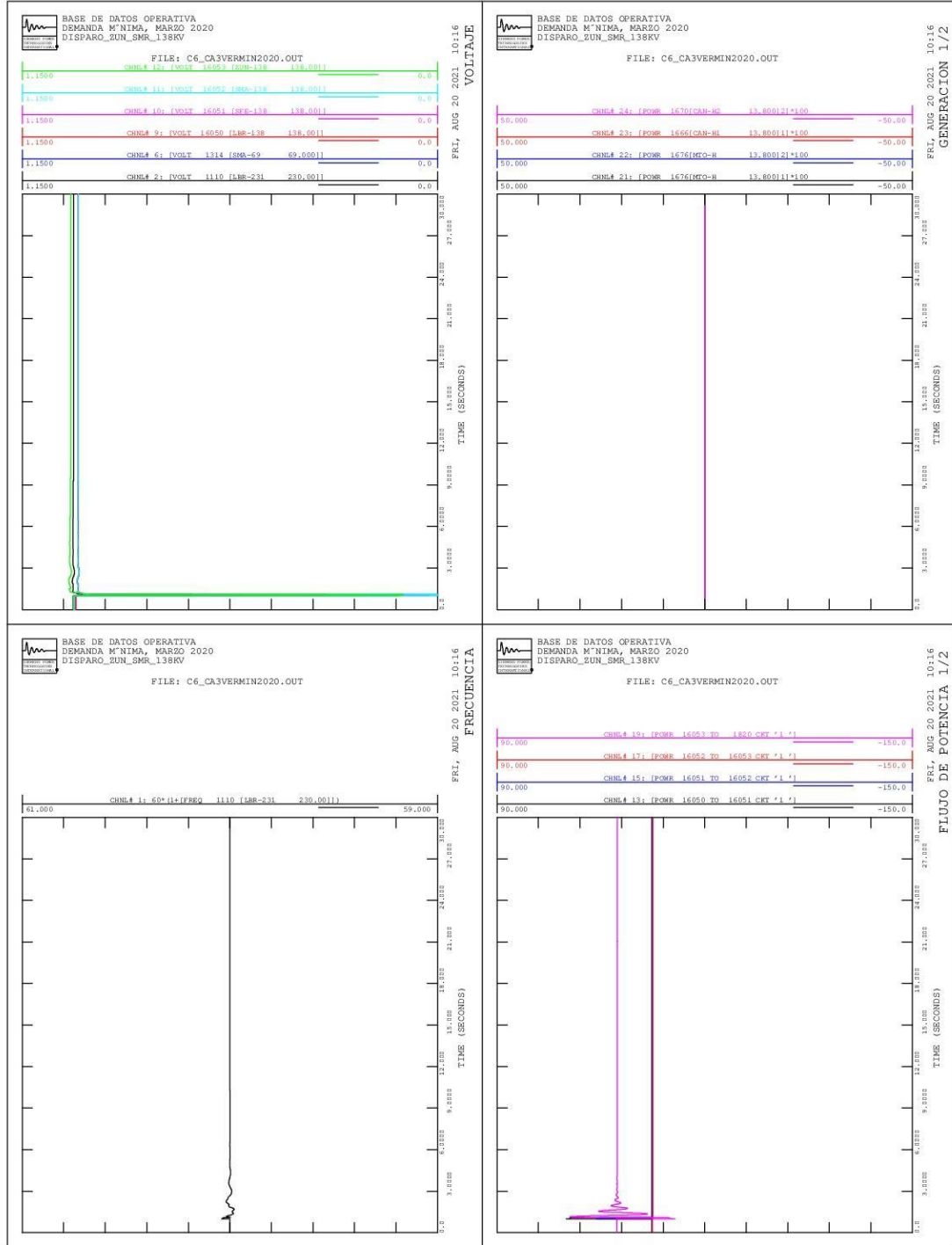
Continuación del apéndice 3.



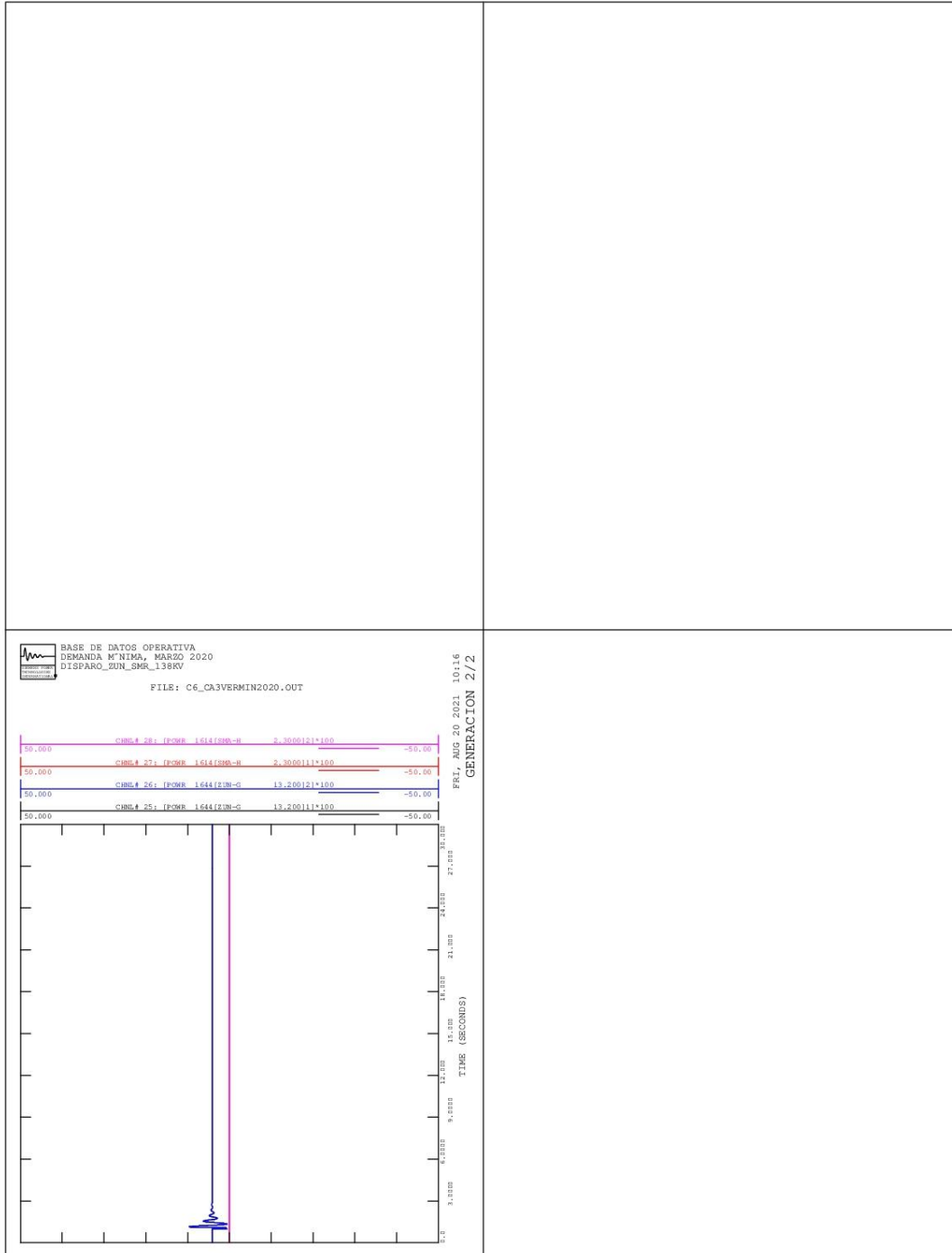
Continuación del apéndice 3.



Continuación del apéndice 3.

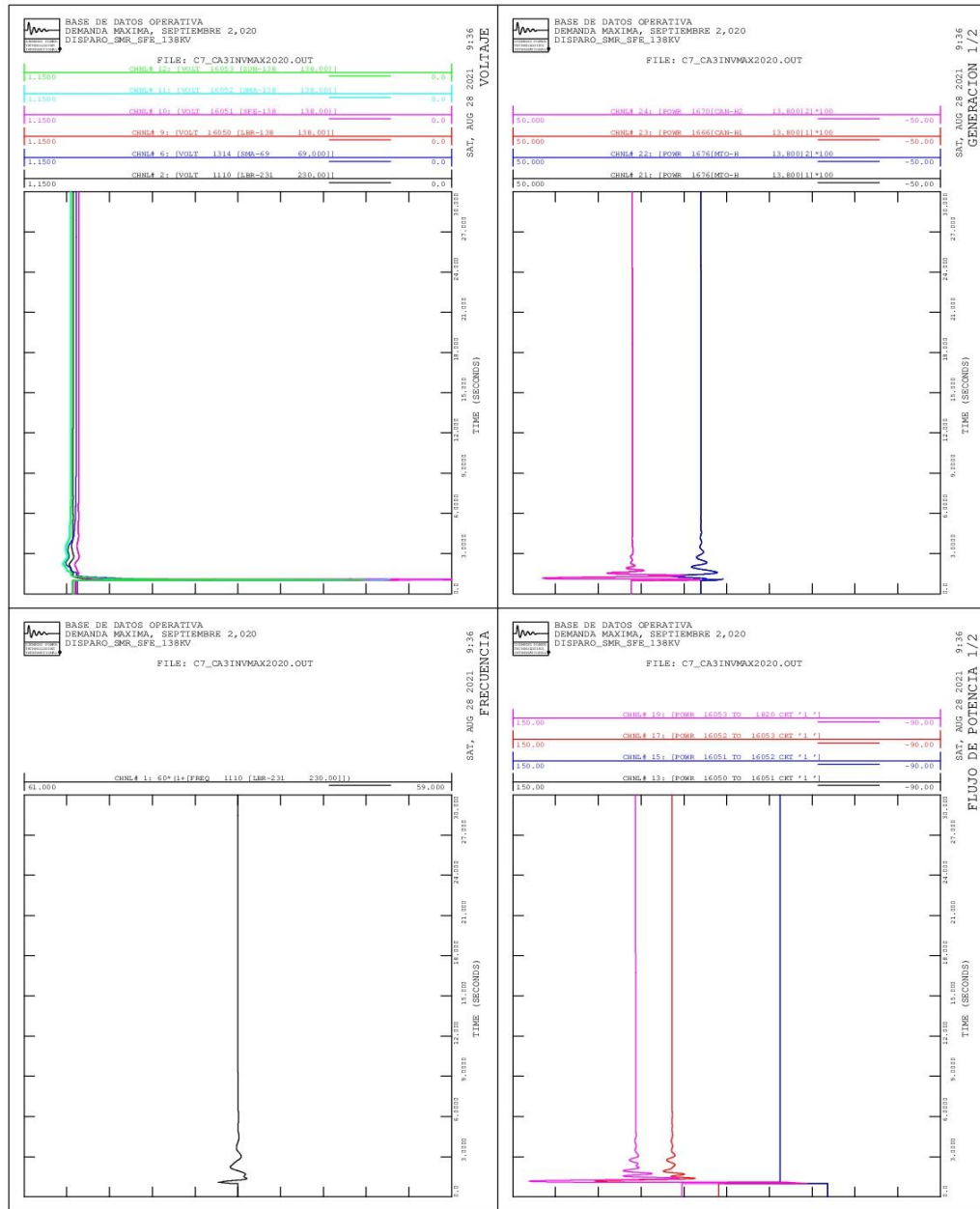


Continuación del apéndice 3.

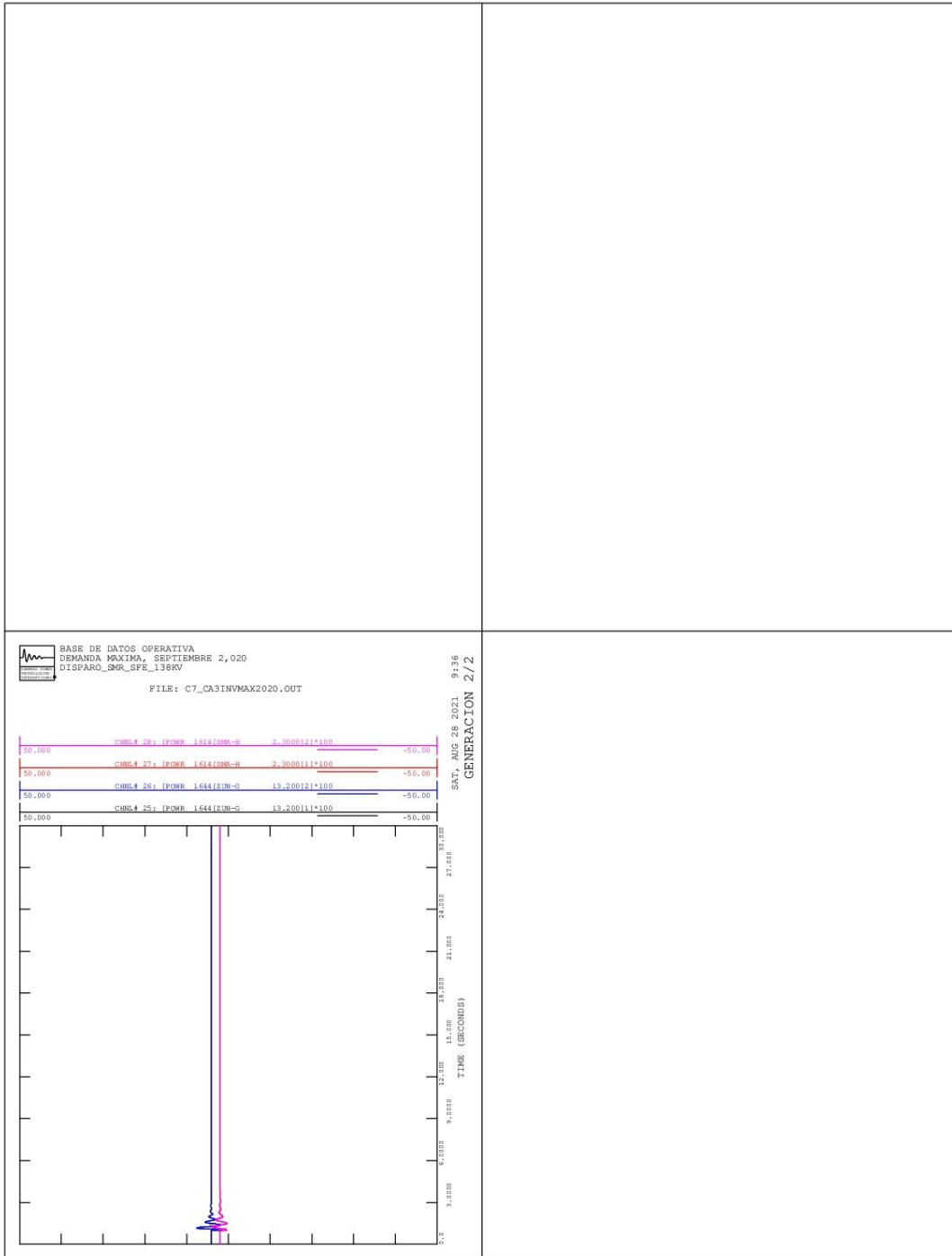


Continuación del apéndice 3.

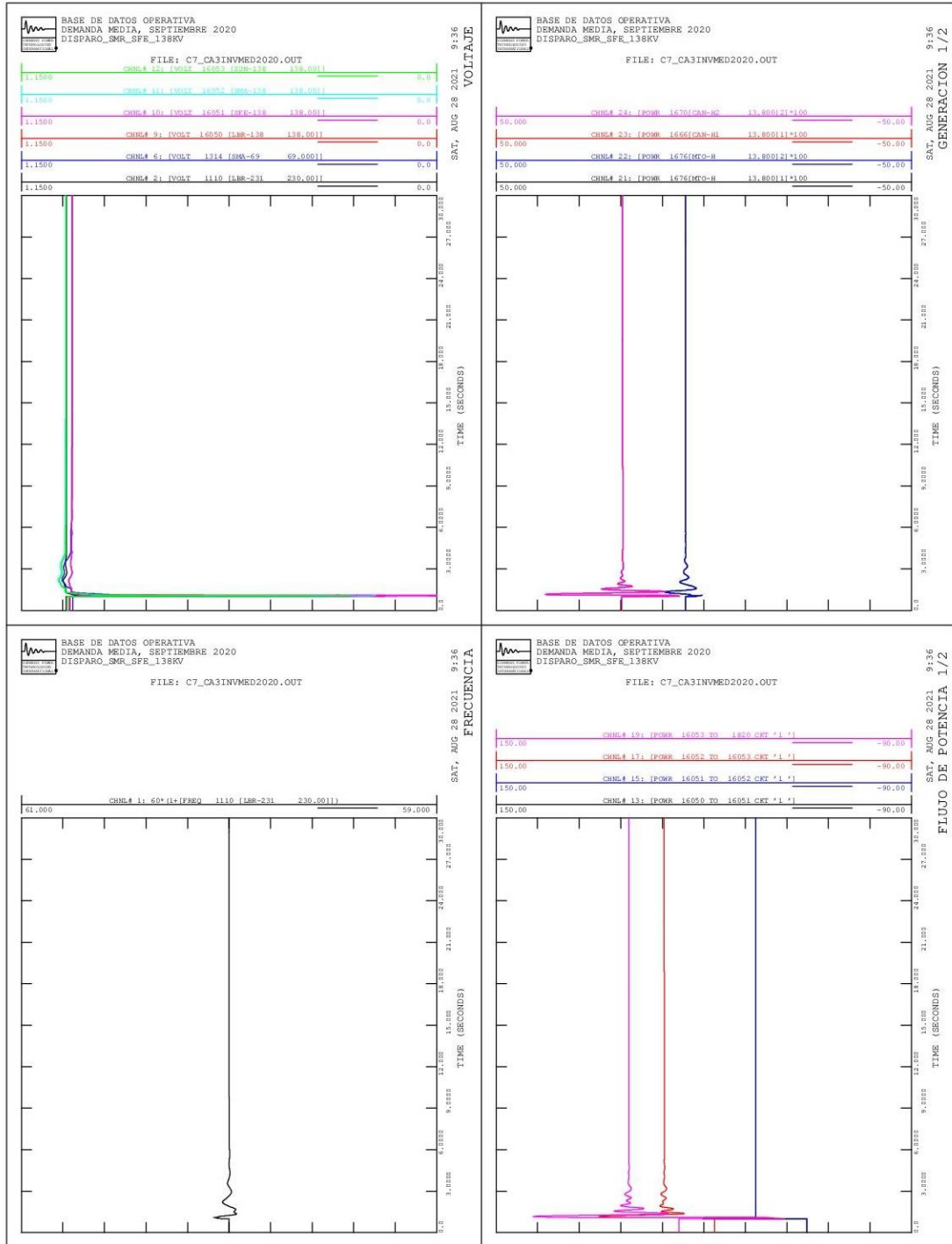
Alternativa núm. 3, contingencia 7



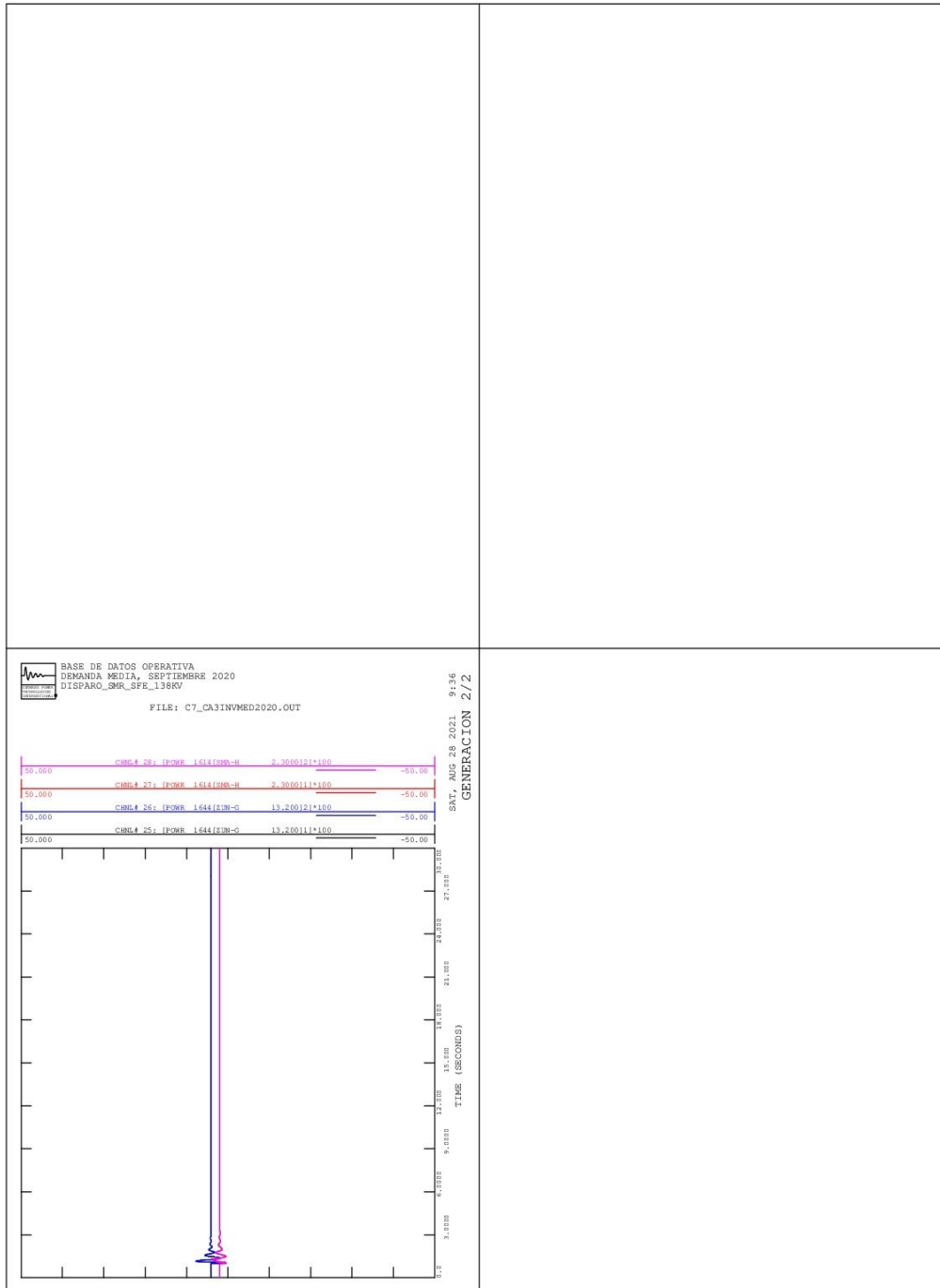
Continuación del apéndice 3.



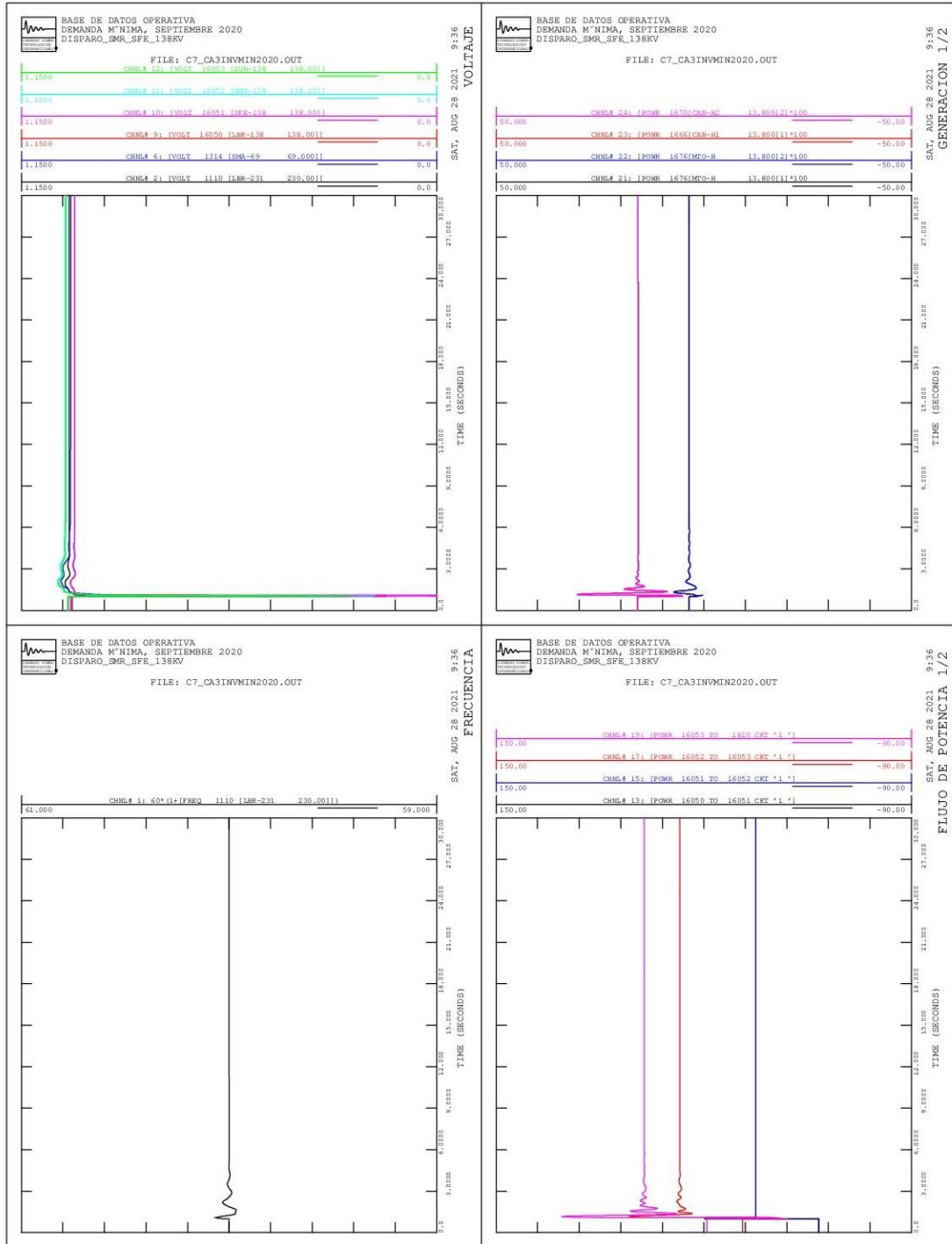
Continuación del apéndice 3.



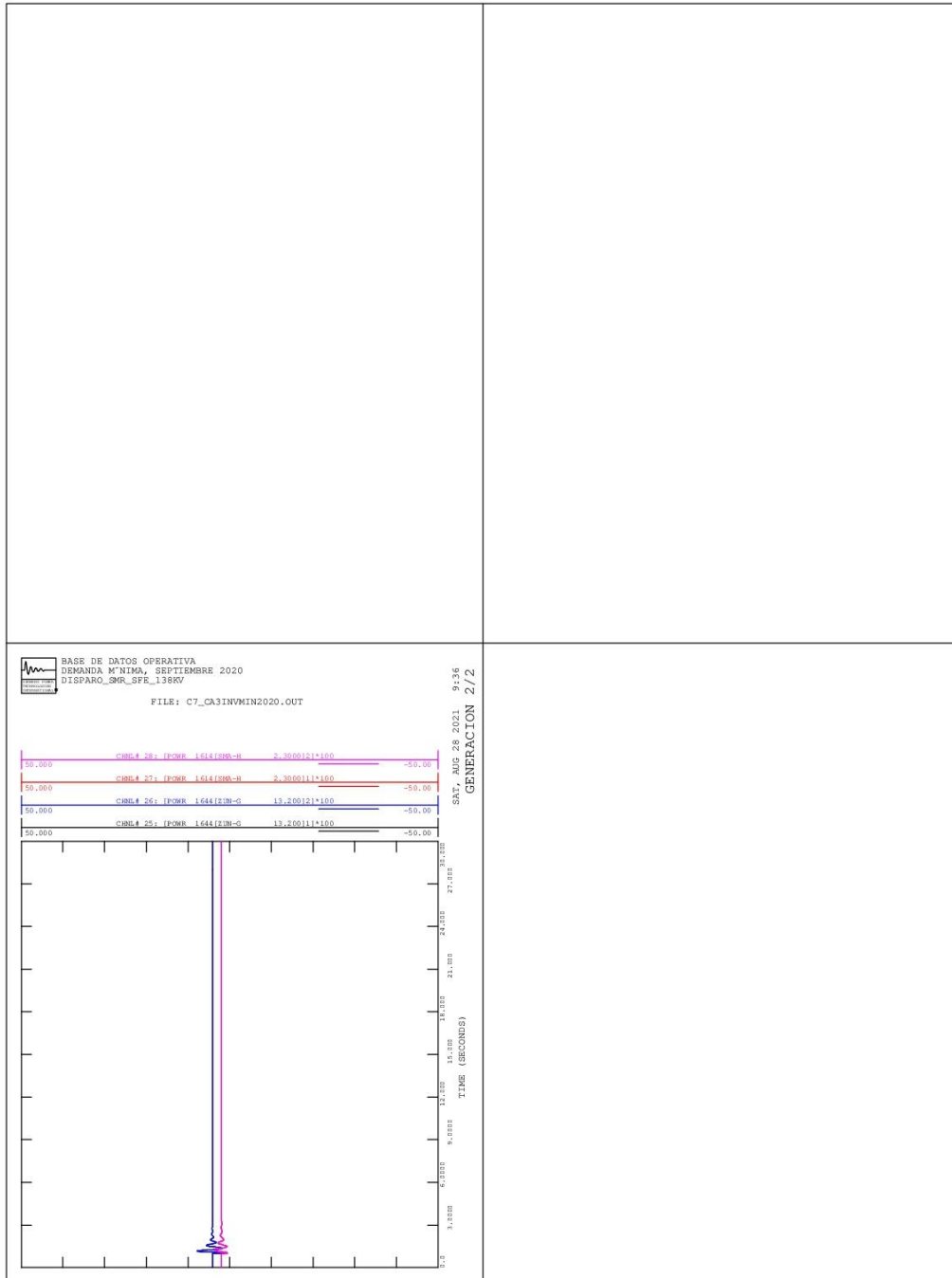
Continuación del apéndice 3.



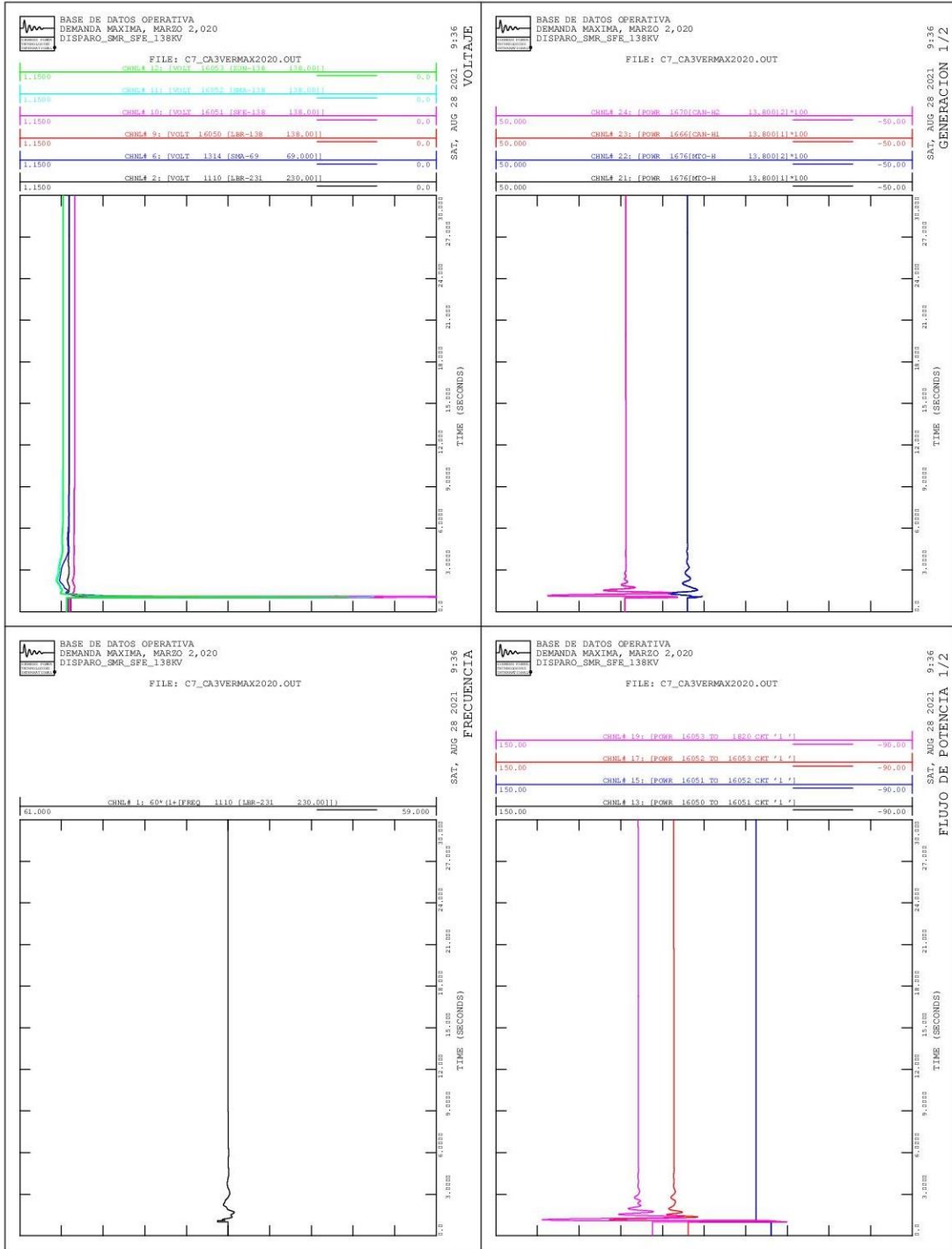
Continuación del apéndice 3.



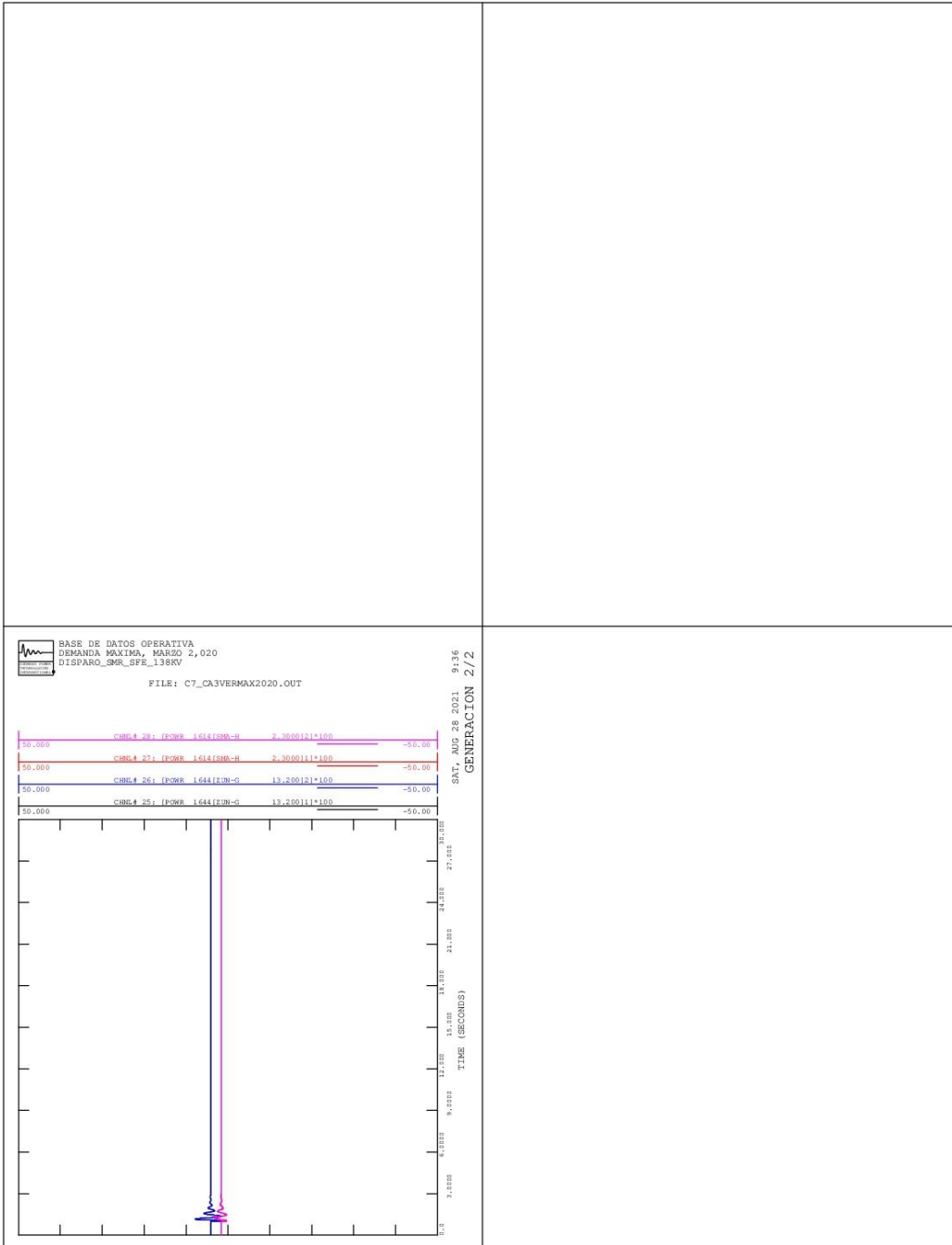
Continuación del apéndice 3.



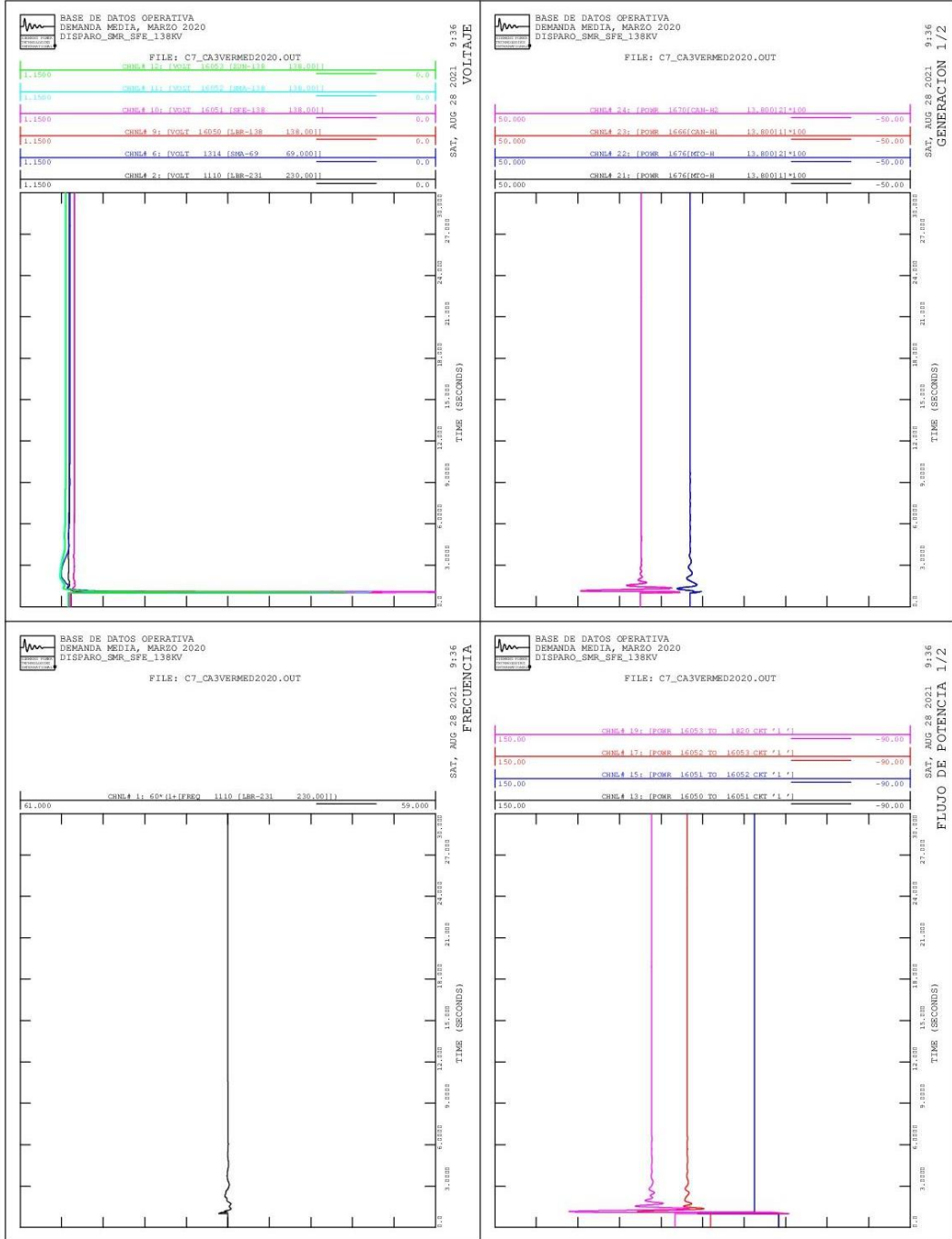
Continuación del apéndice 3.



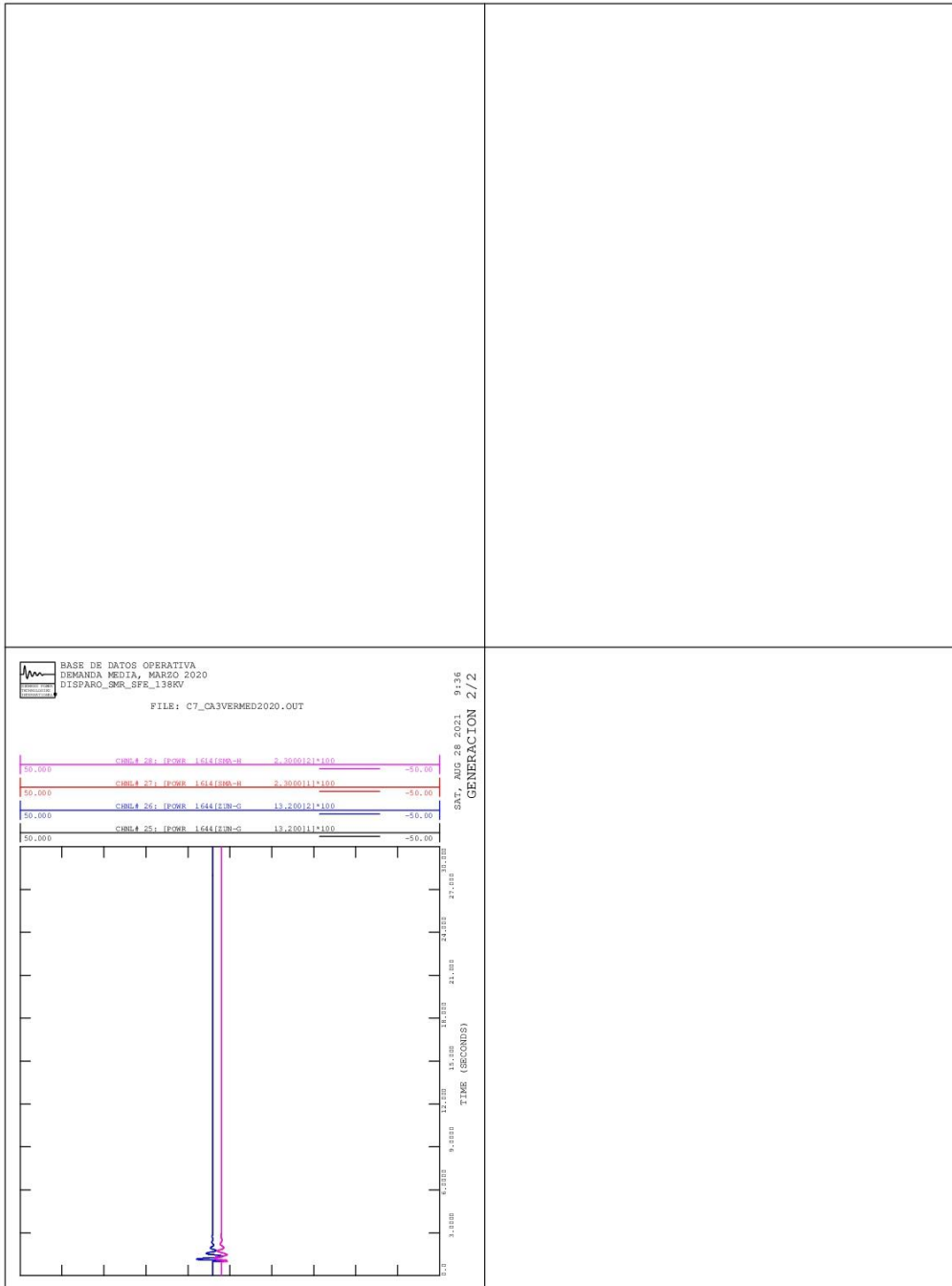
Continuación del apéndice 3.



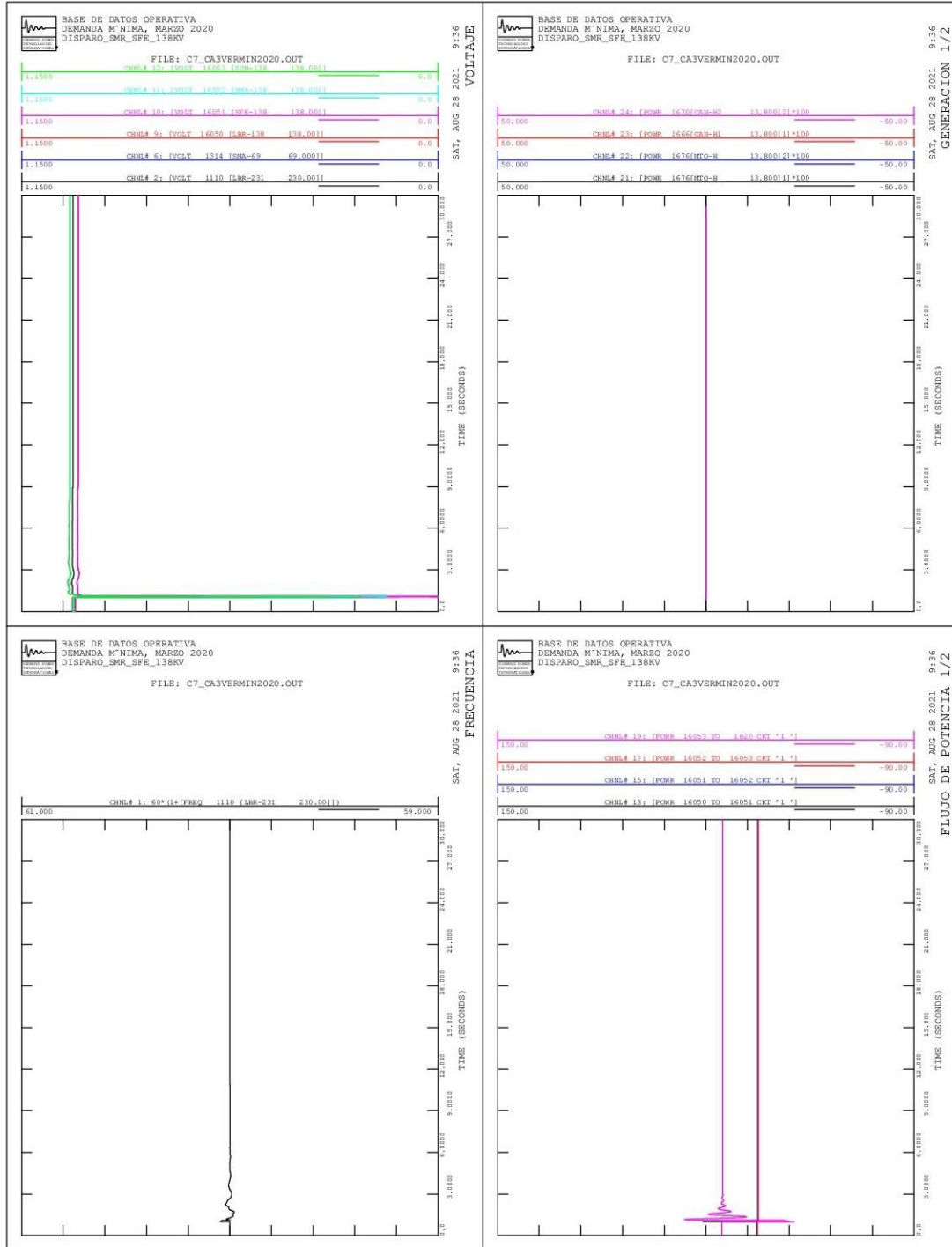
Continuación del apéndice 3.



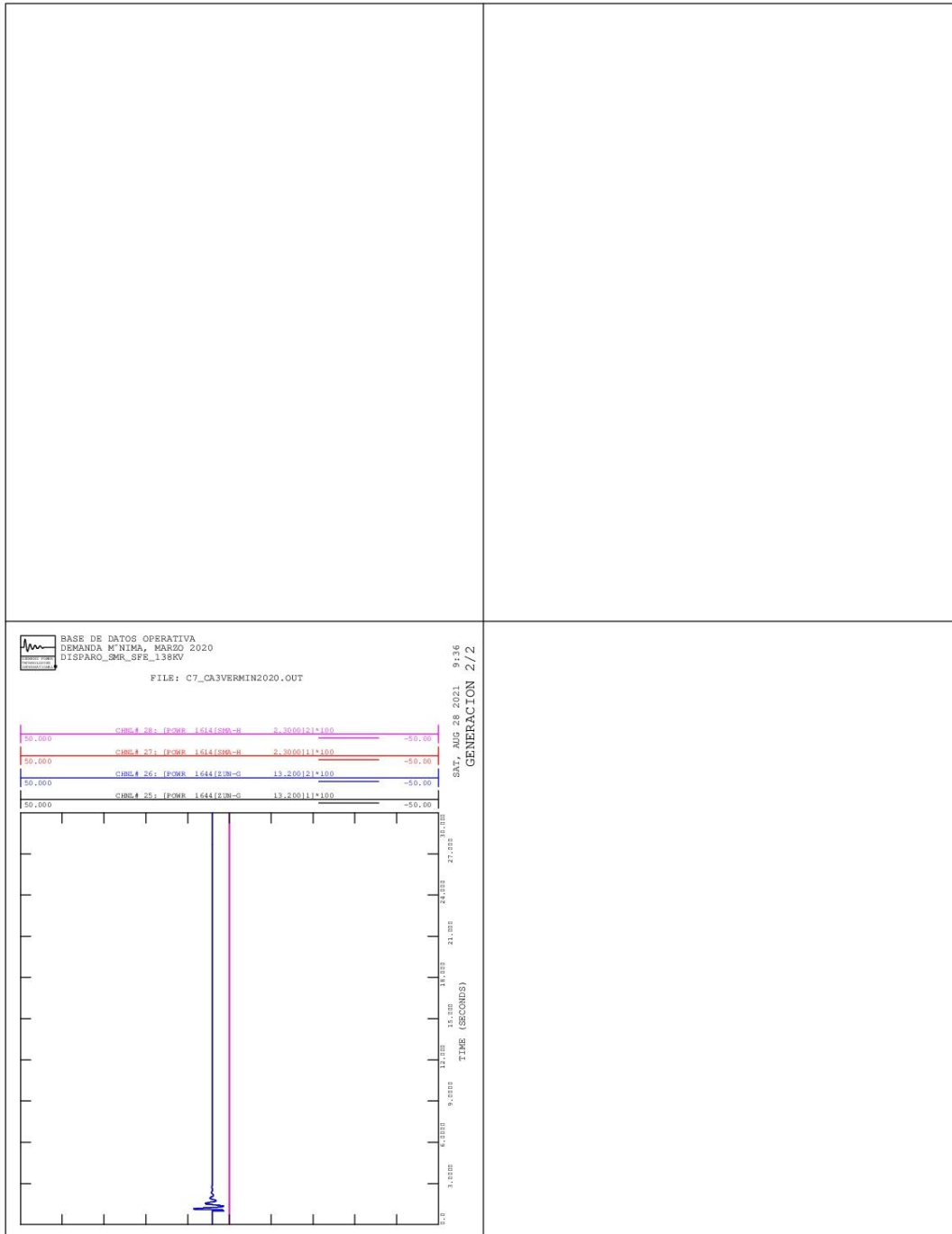
Continuación del apéndice 3.



Continuación del apéndice 3.

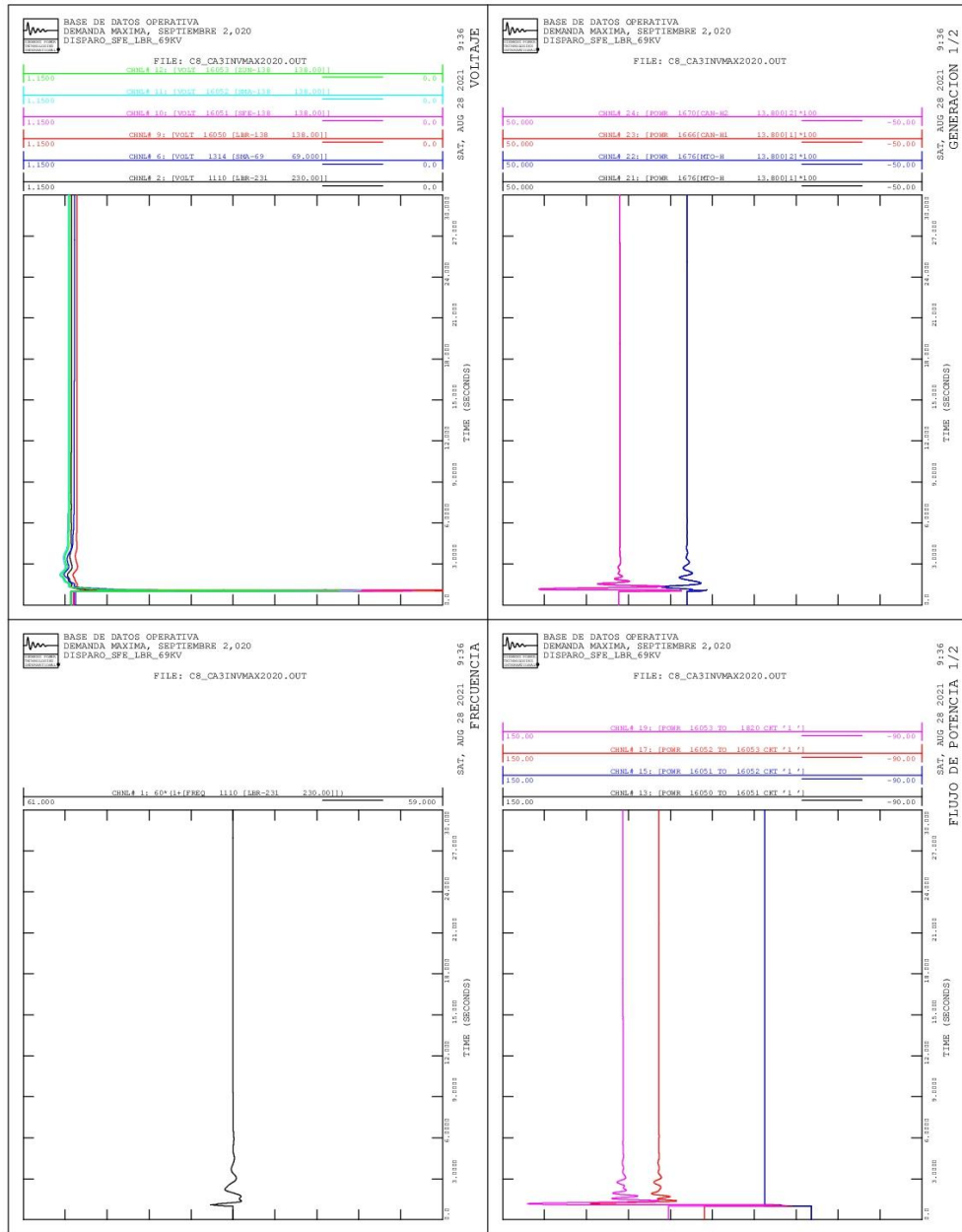


Continuación del apéndice 3.

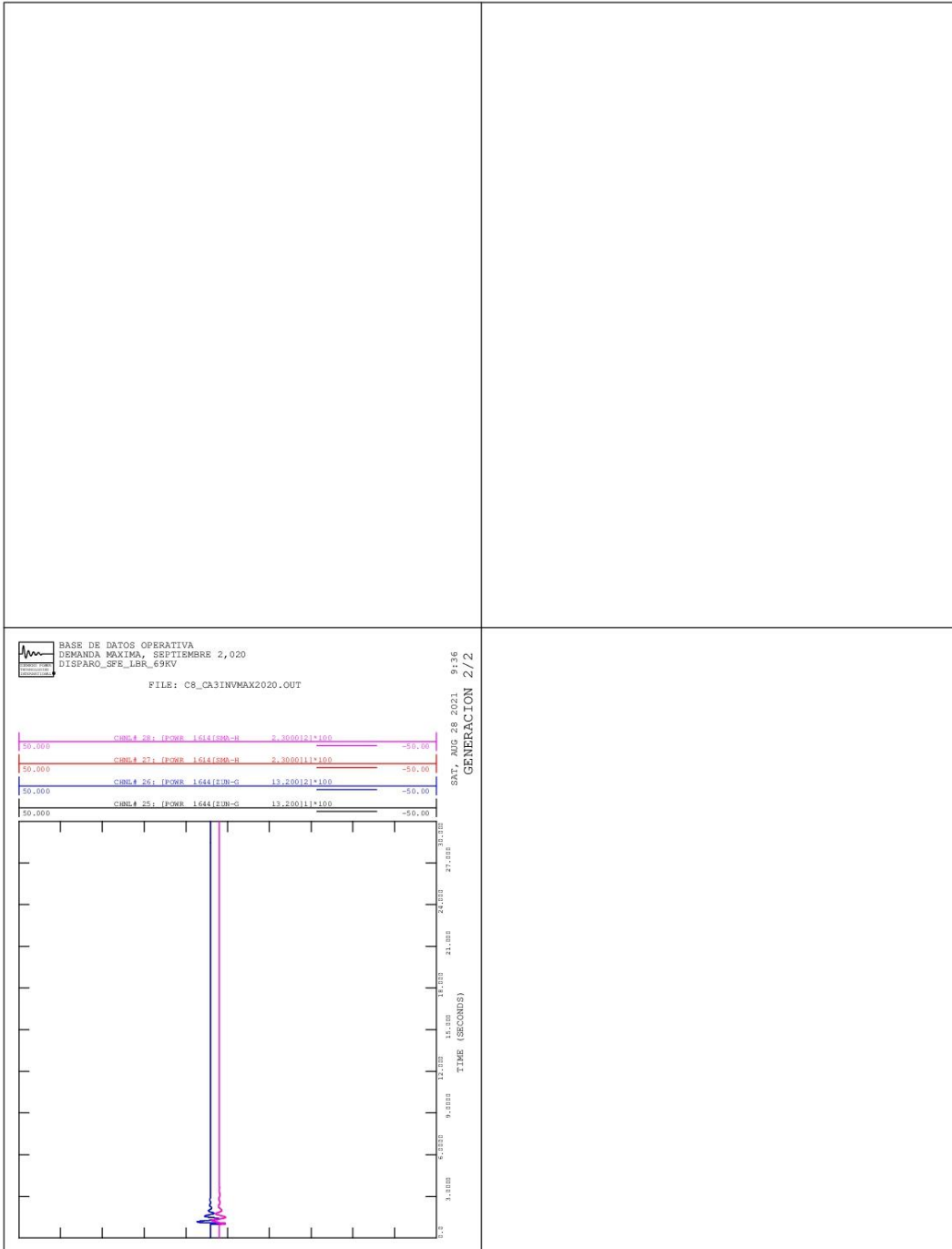


Continuación del apéndice 3.

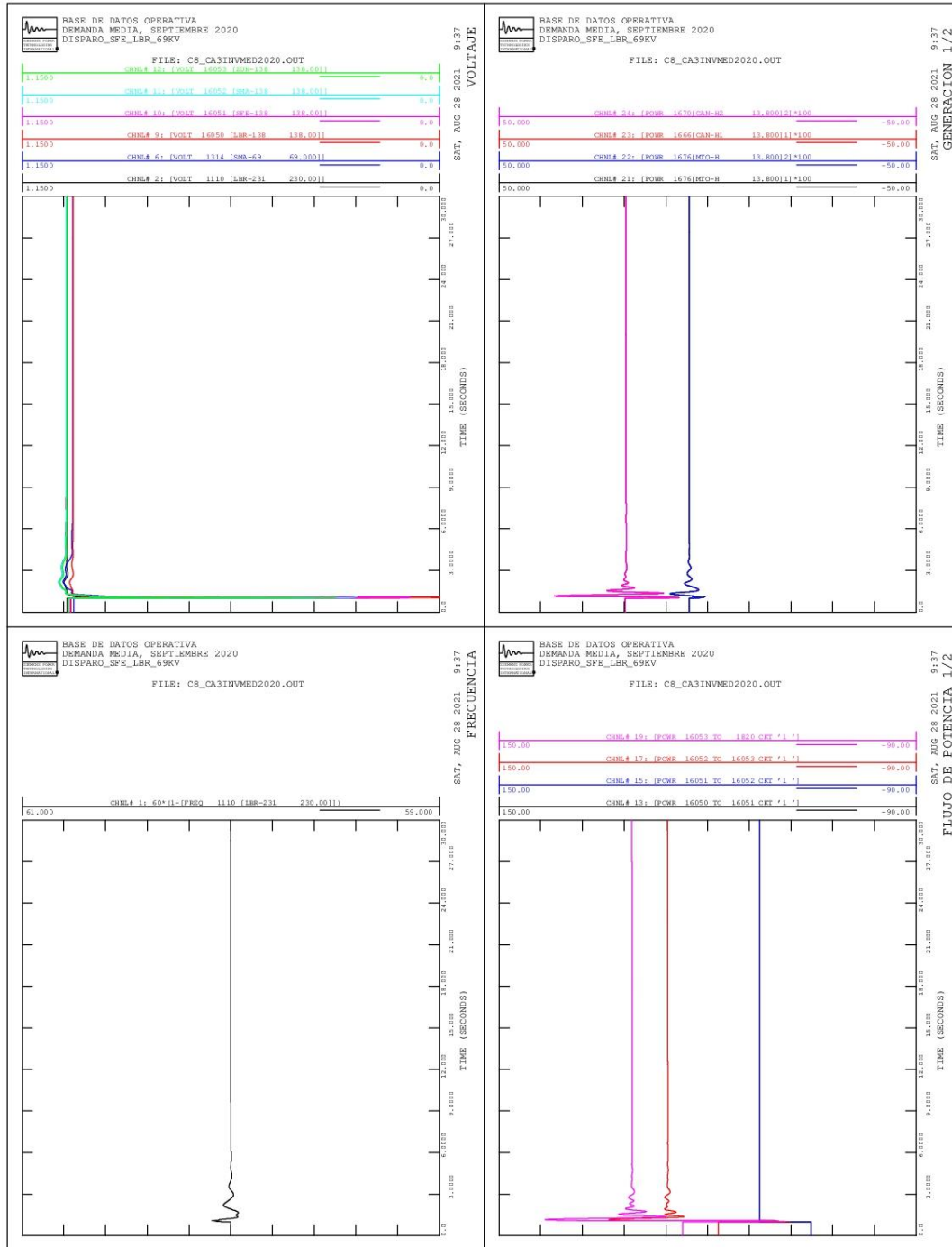
Alternativa núm. 3, contingencia 8



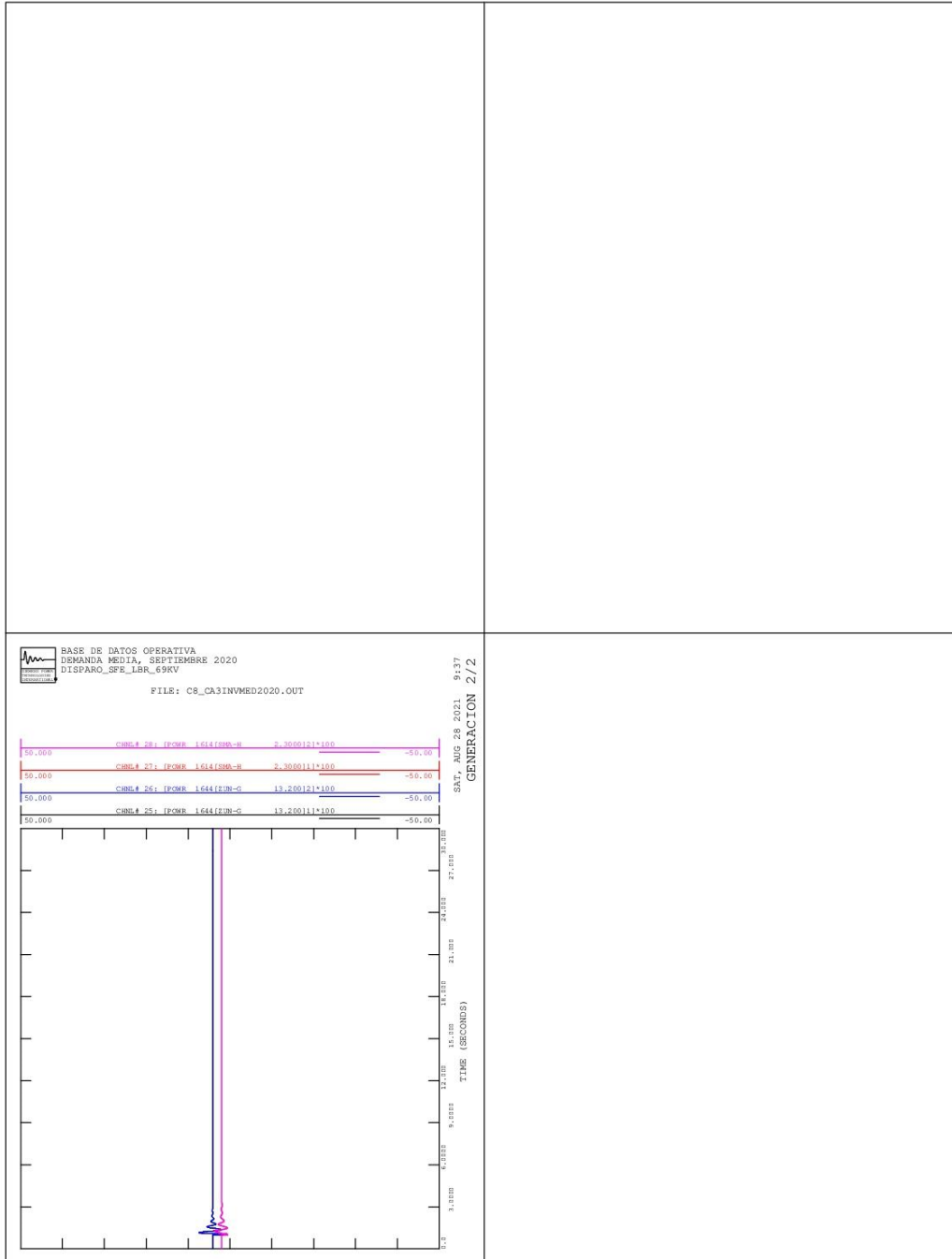
Continuación del apéndice 3.



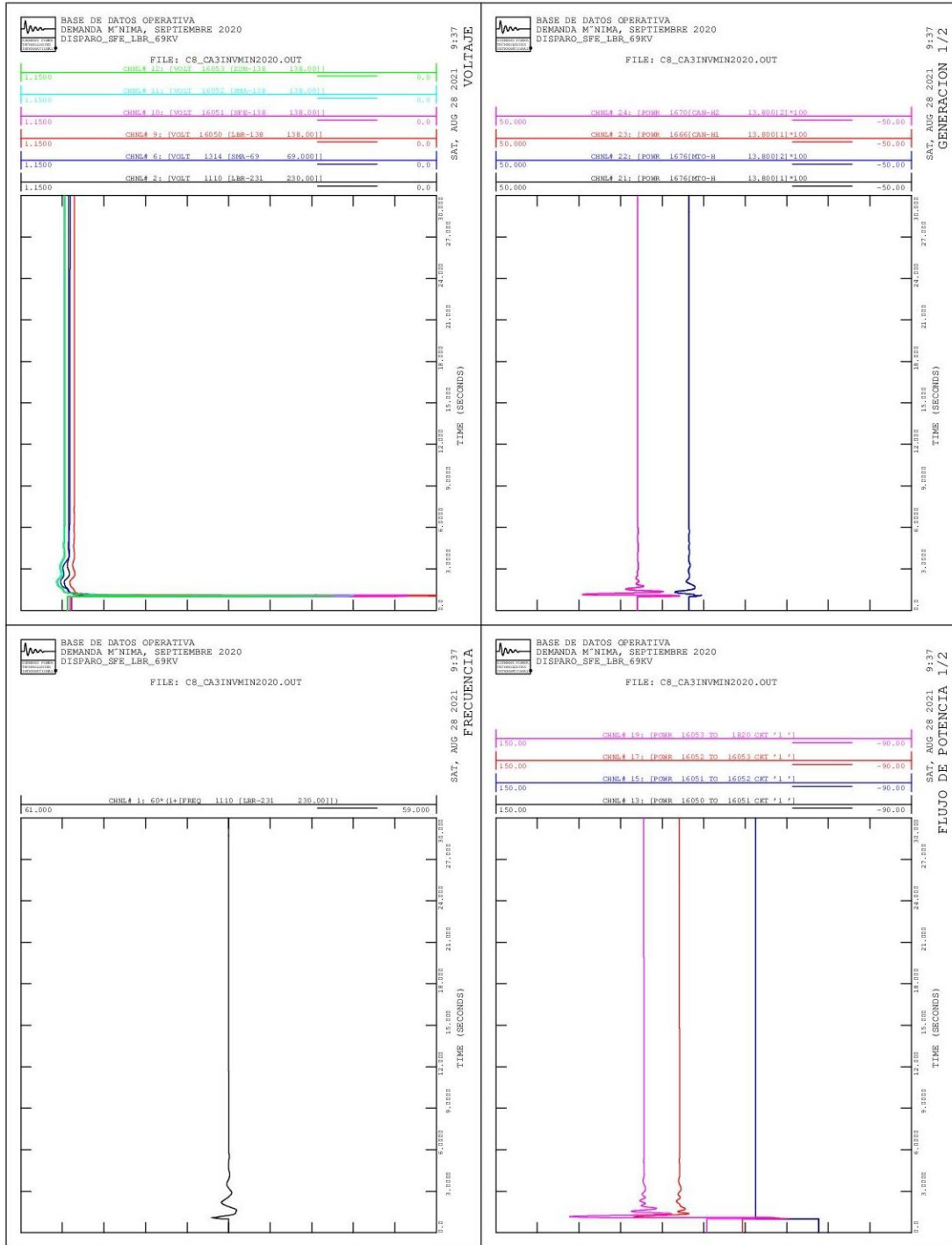
Continuación del apéndice 3.



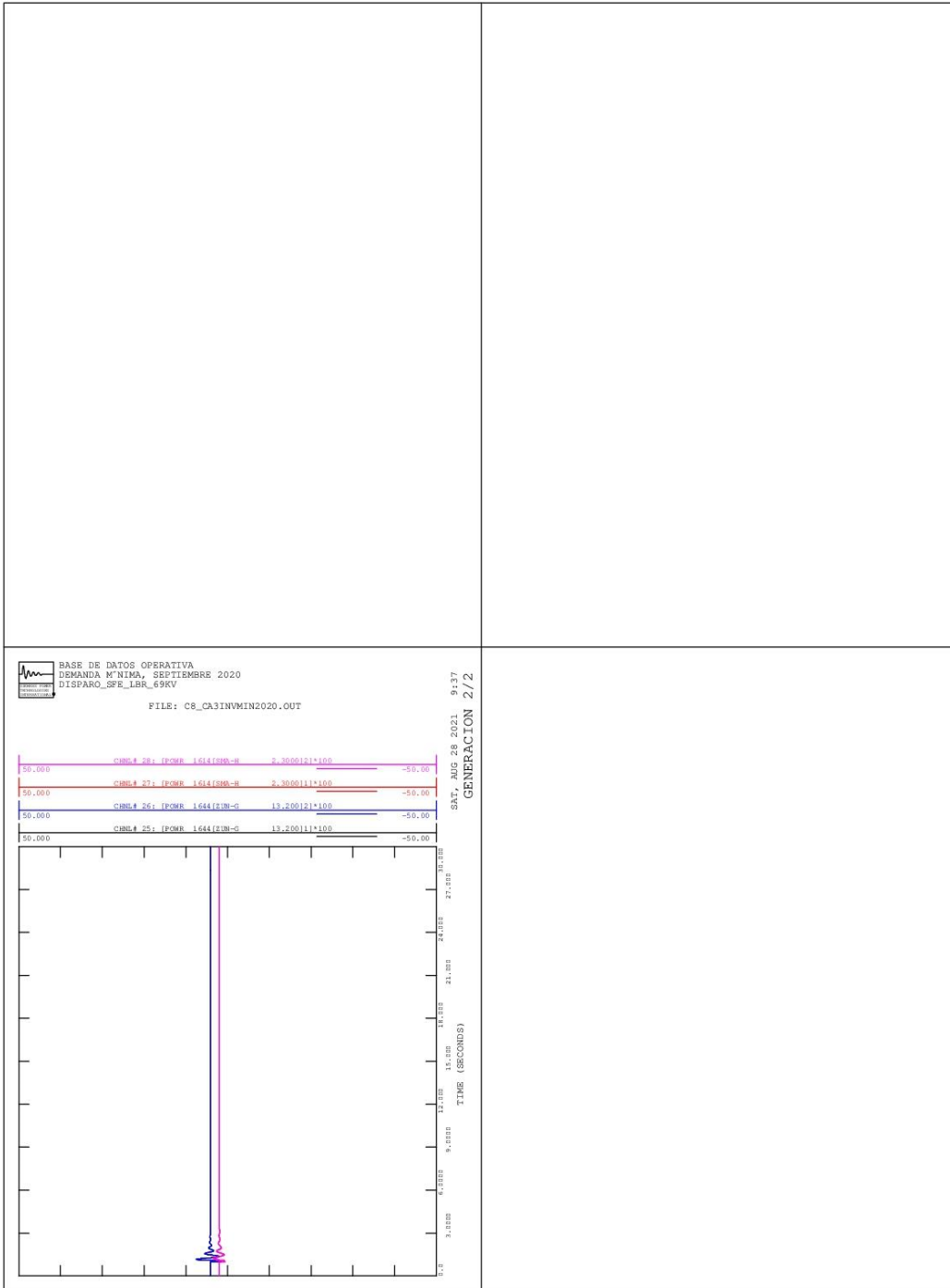
Continuación del apéndice 3.



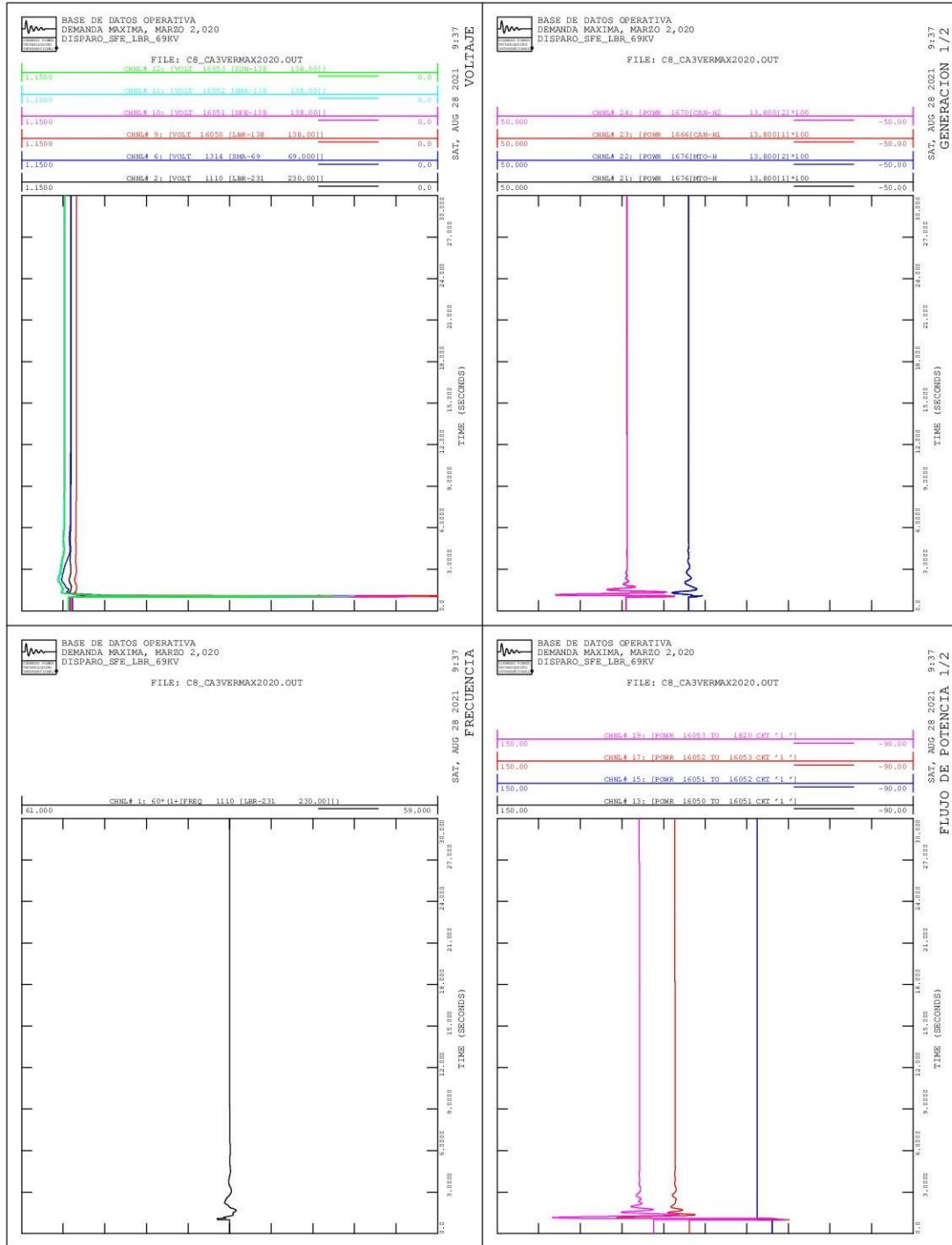
Continuación del apéndice 3.



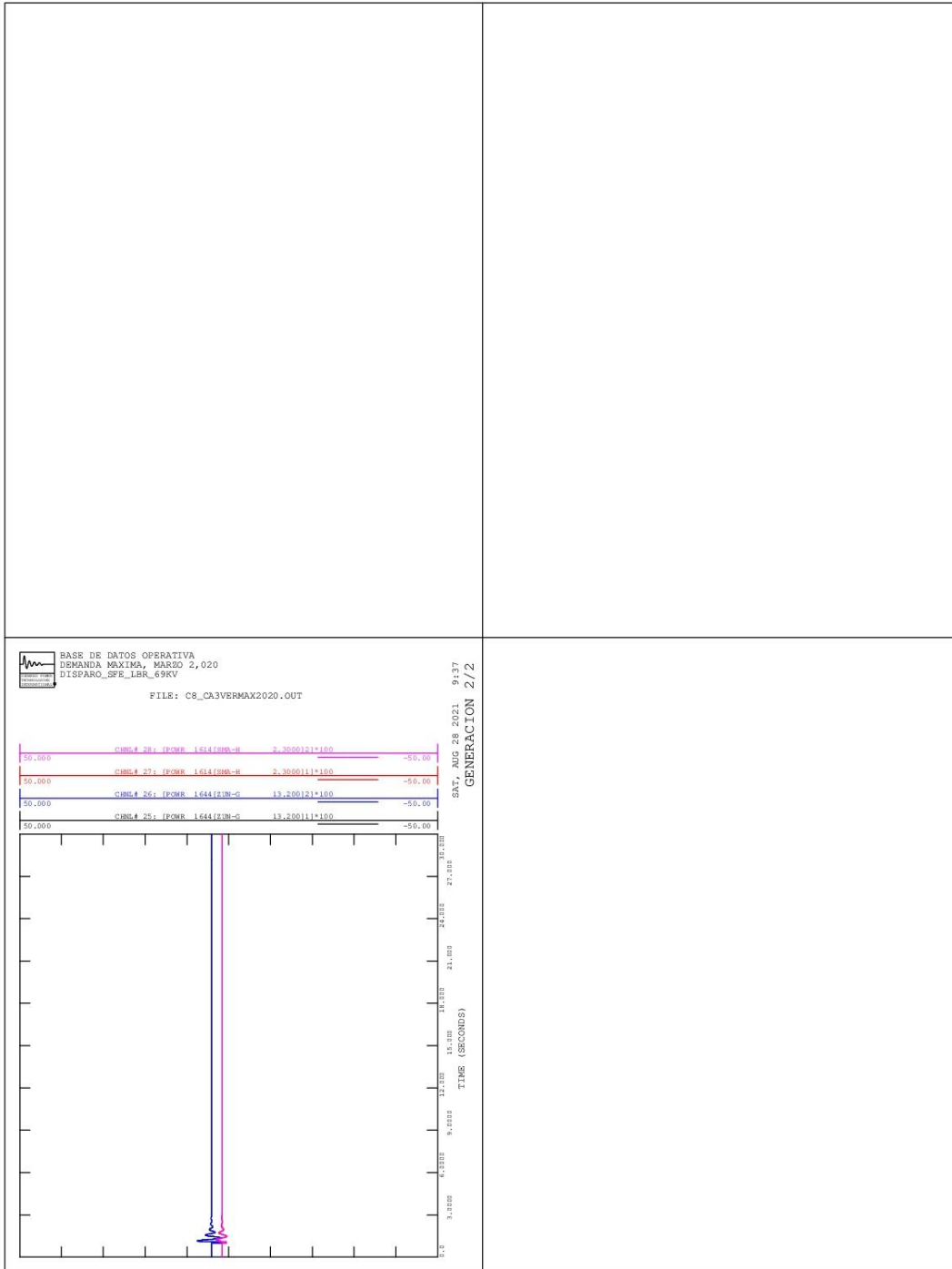
Continuación del apéndice 3.



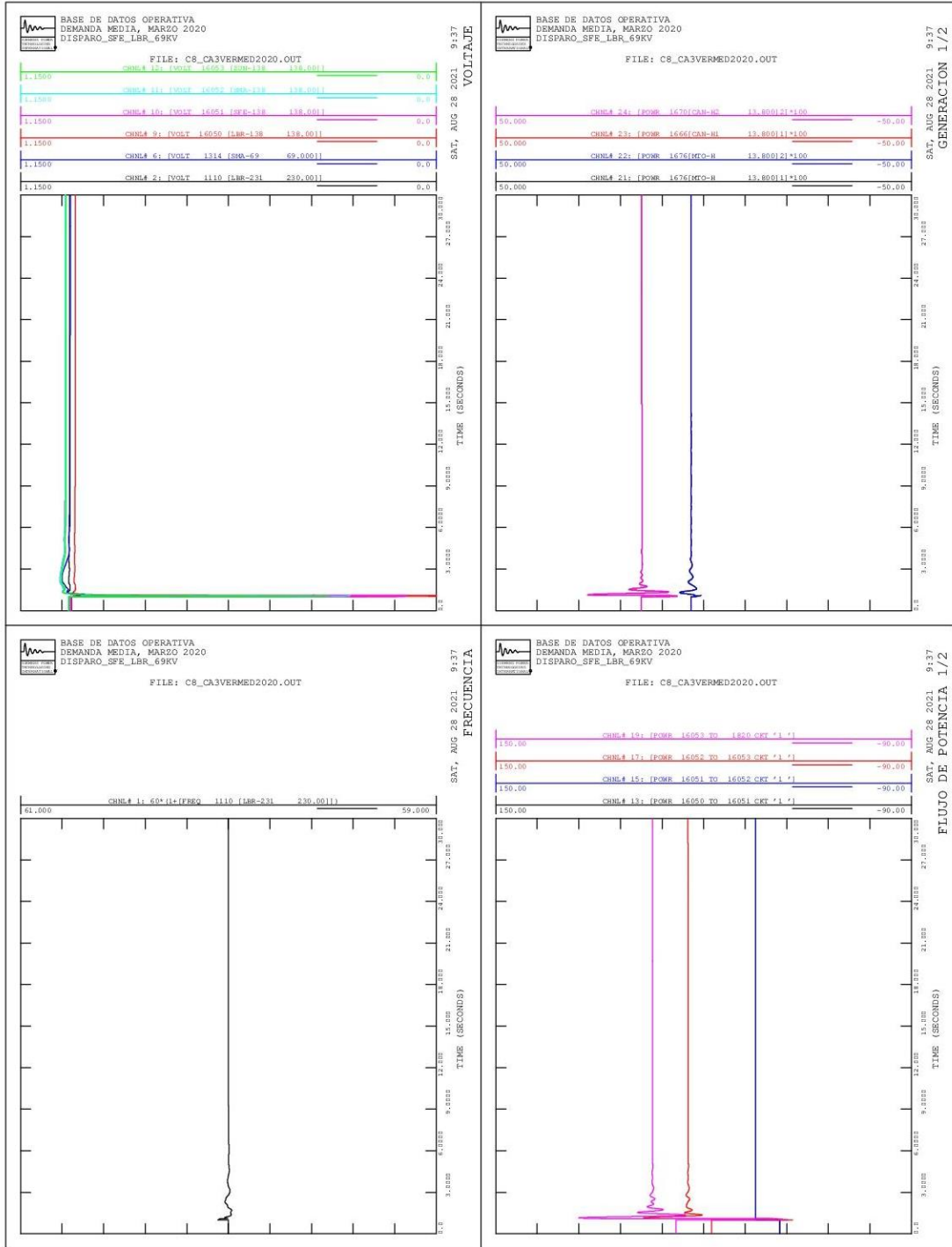
Continuación del apéndice 3.



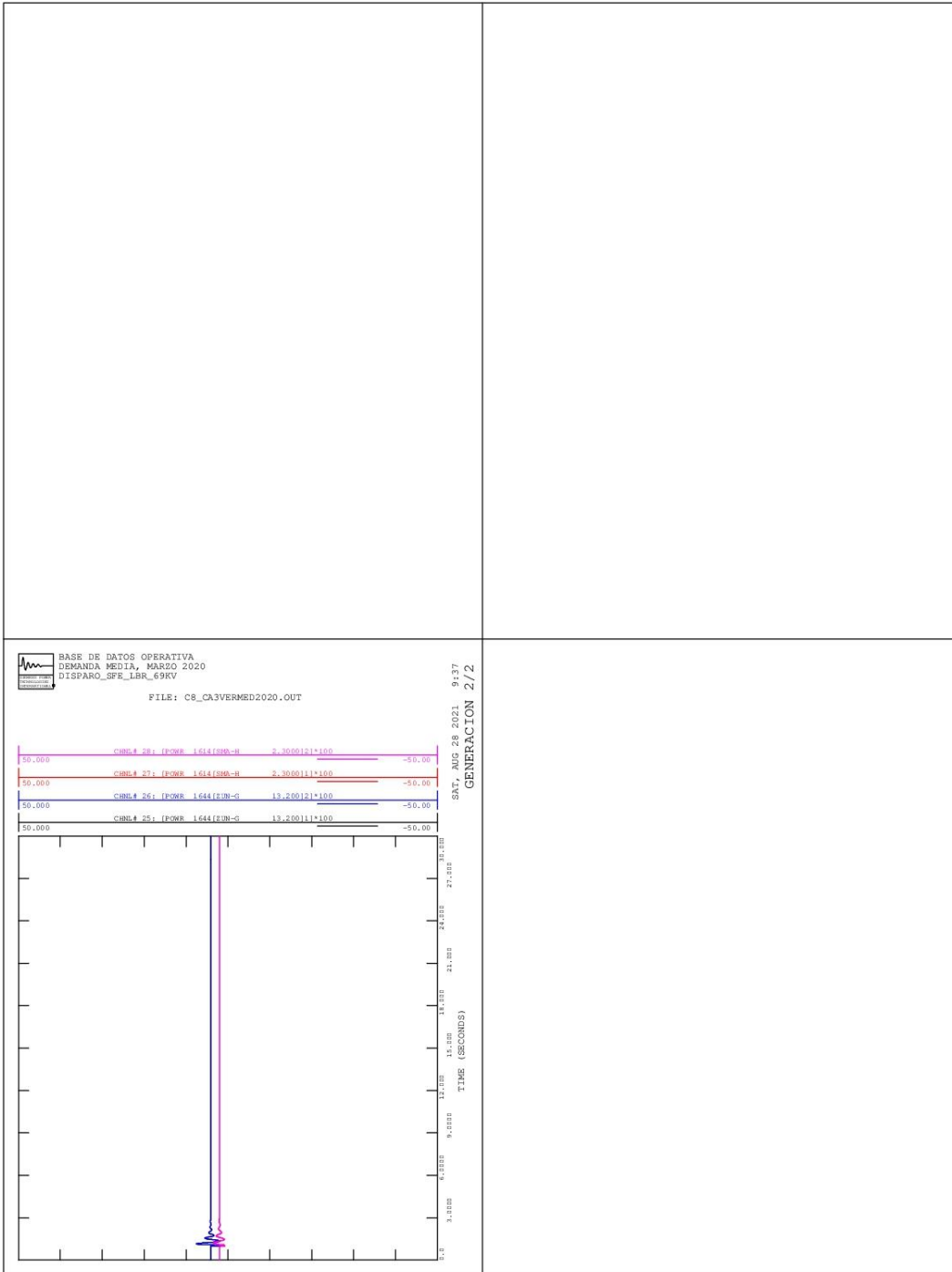
Continuación del apéndice 3.



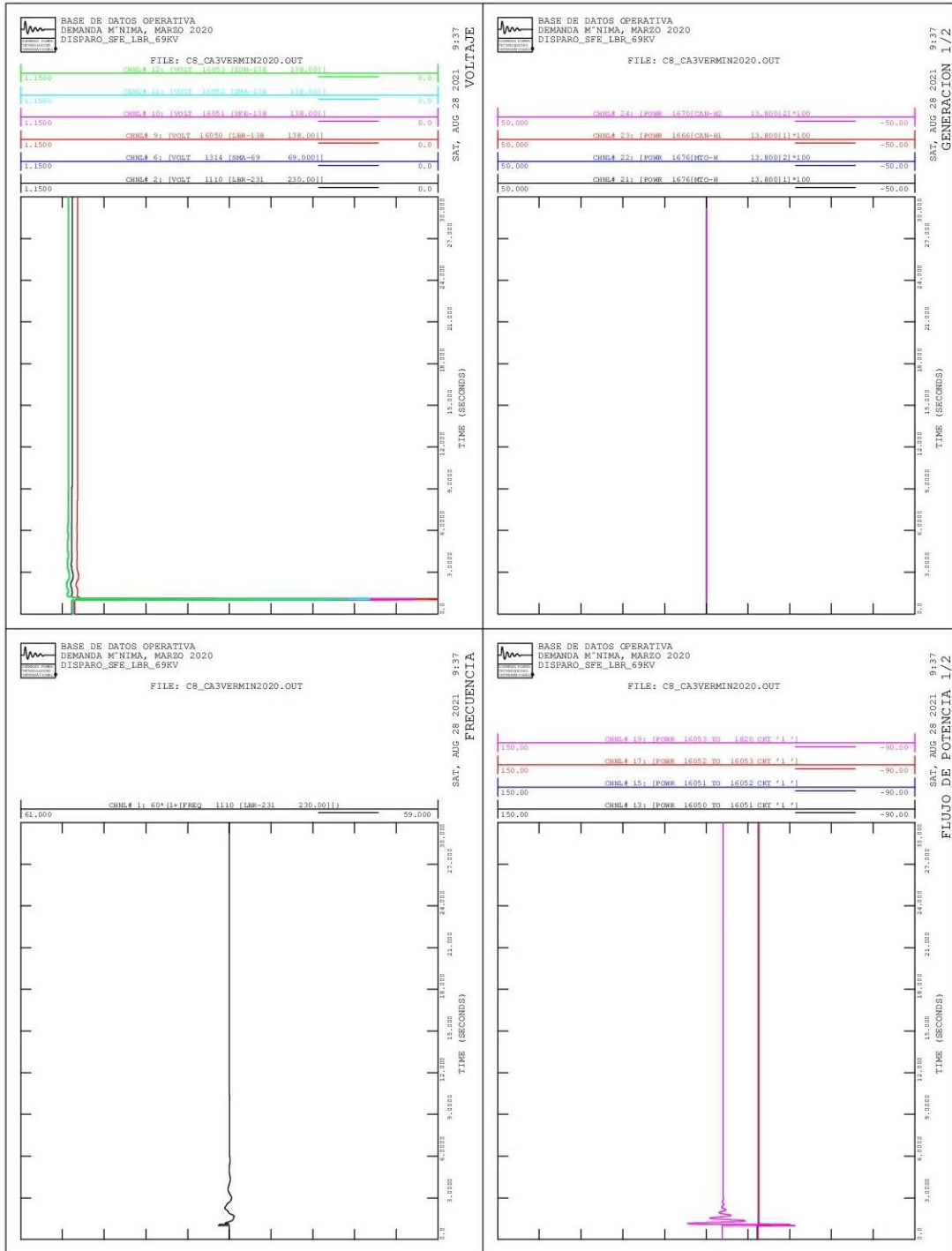
Continuación del apéndice 3.



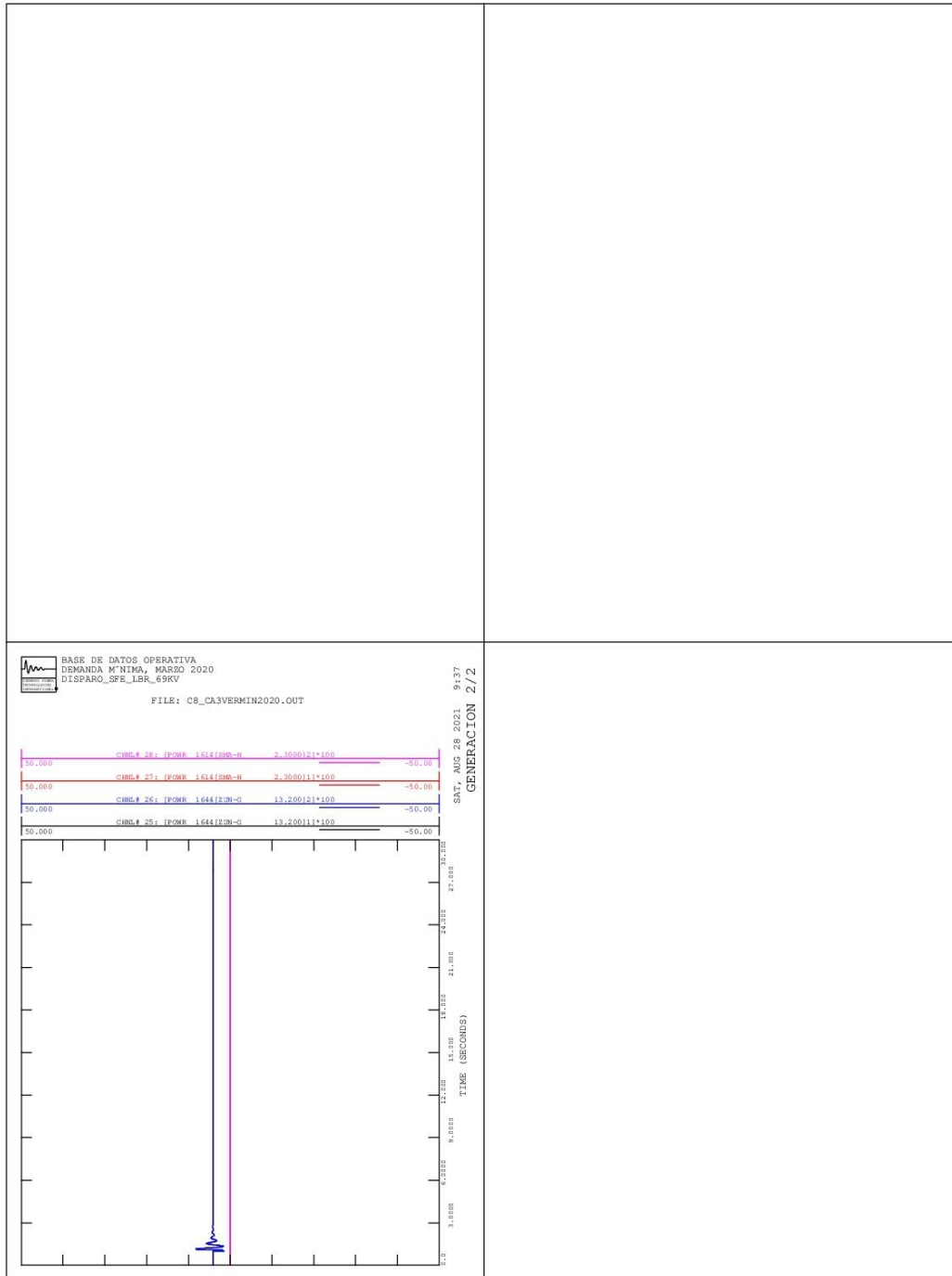
Continuación del apéndice 3.



Continuación del apéndice 3.



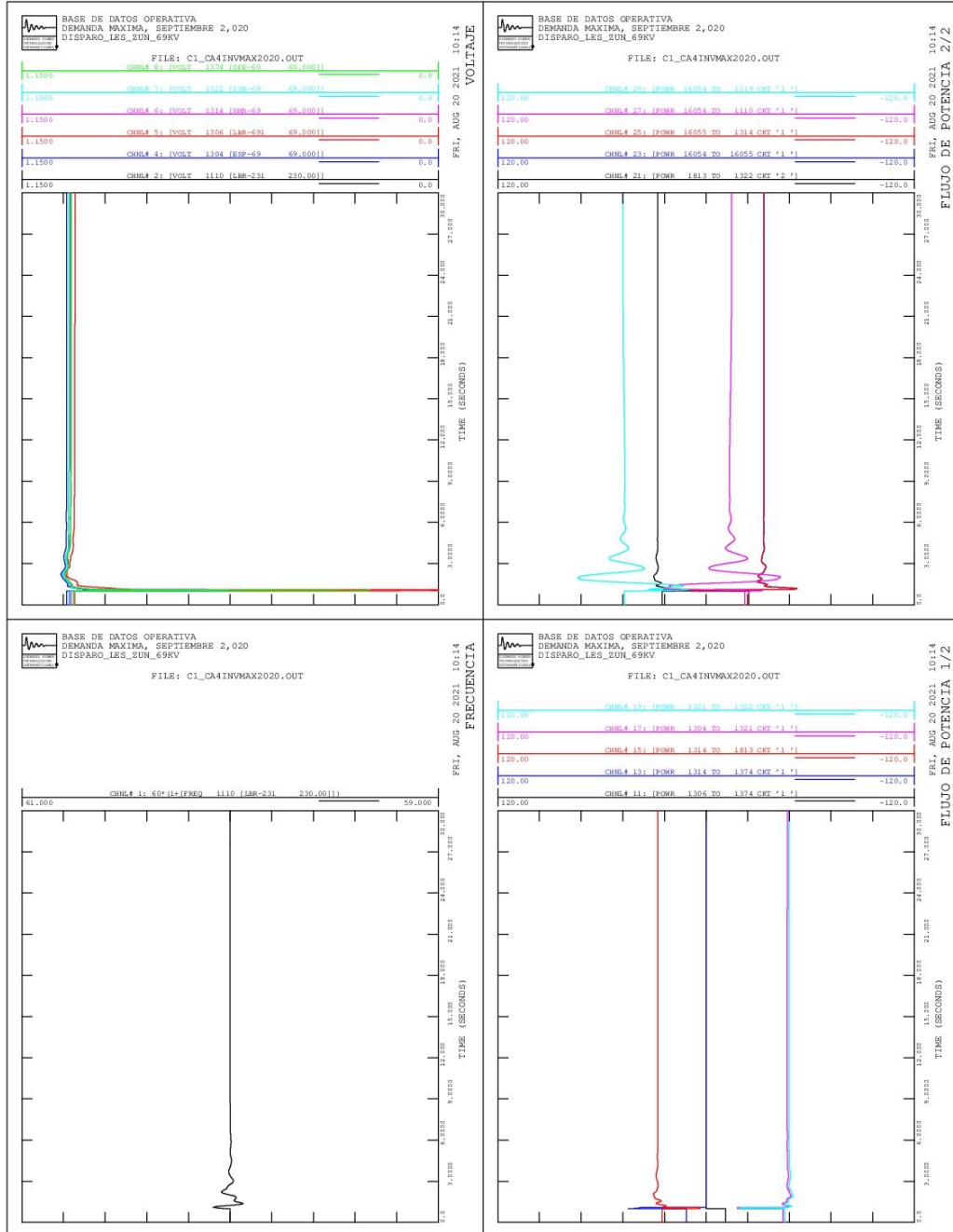
Continuación del apéndice 3.



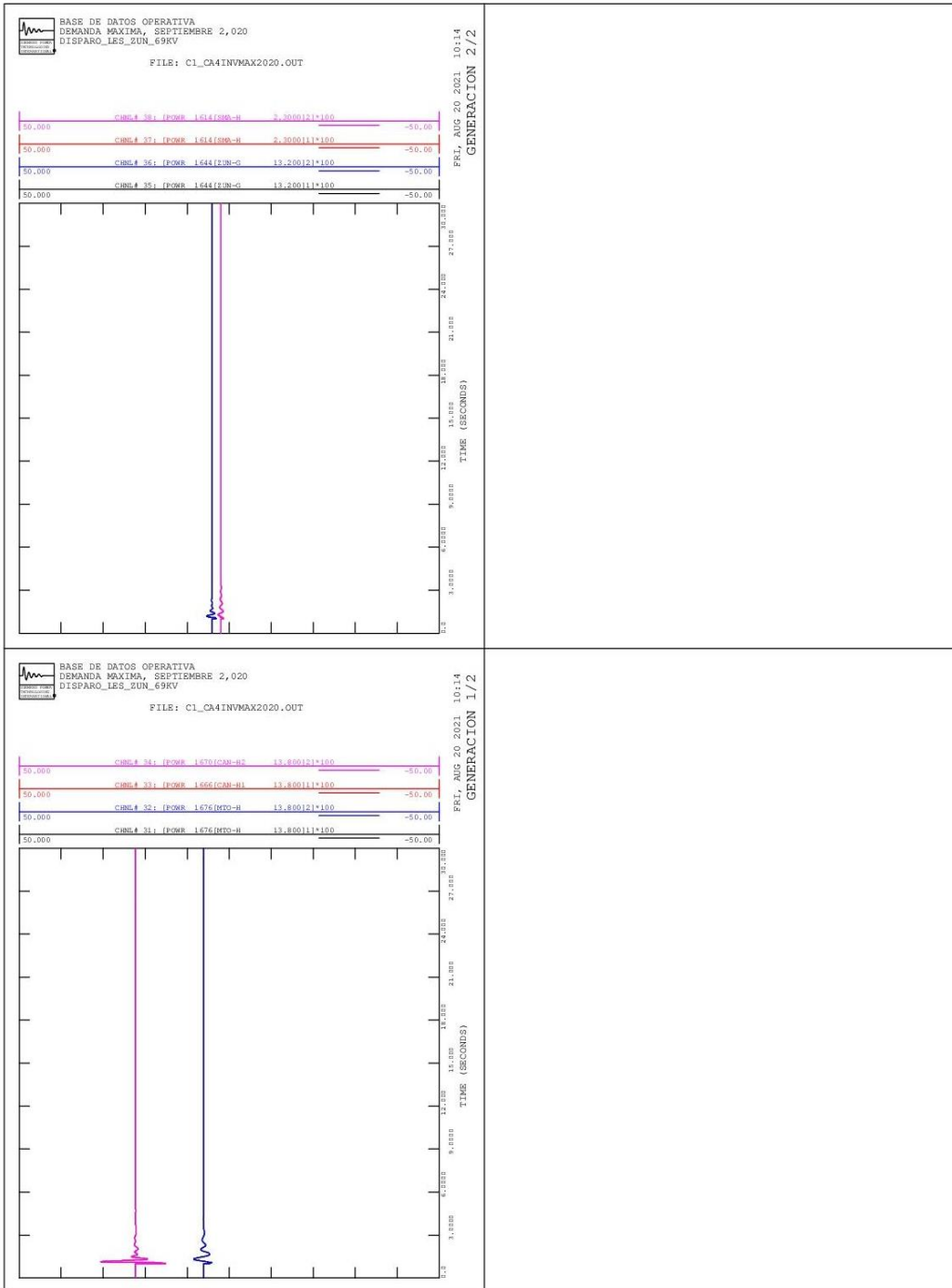
Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Apéndice 4. Resultados alternativa núm. 4

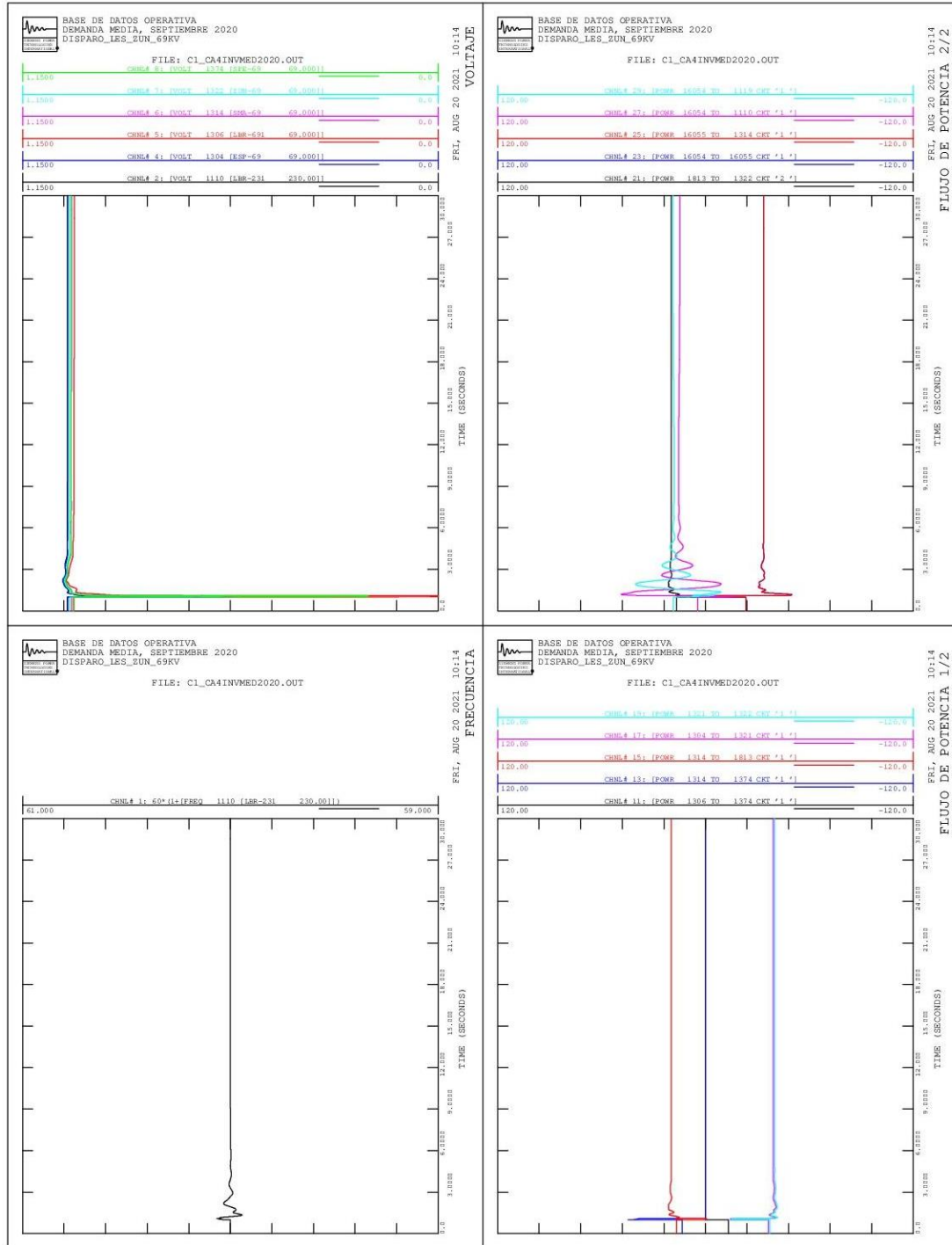
Alternativa núm. 4, contingencia 1



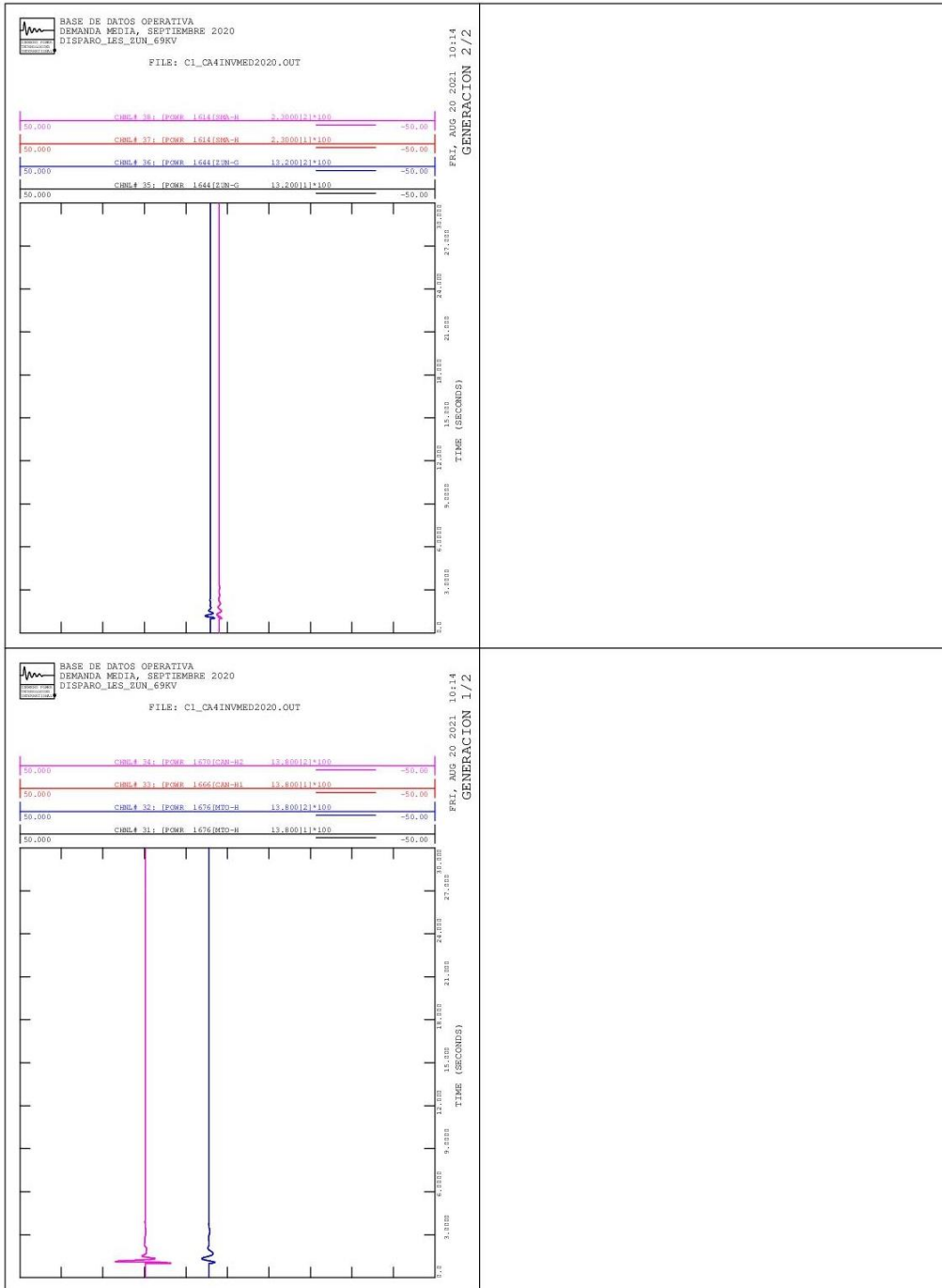
Continuación del apéndice 4.



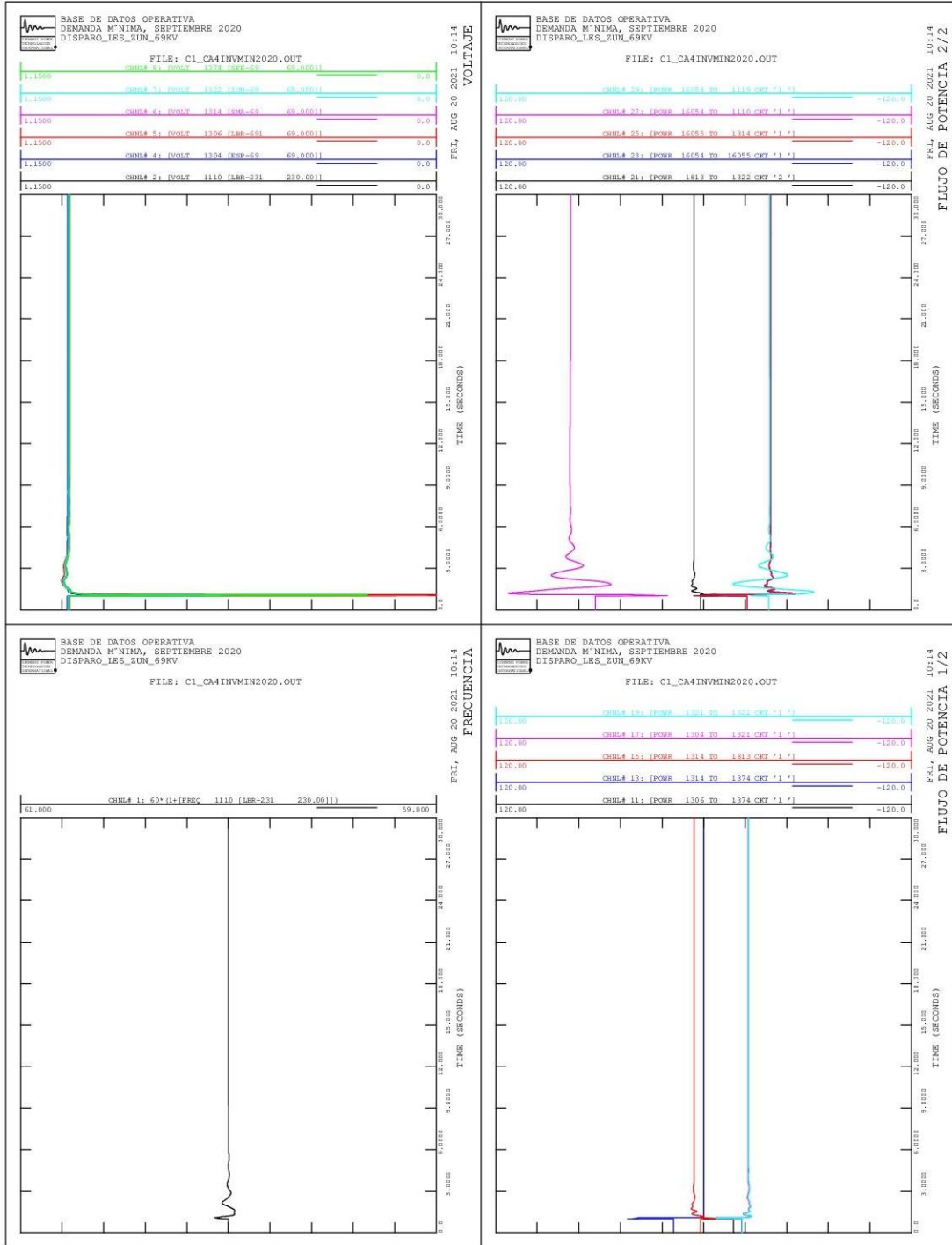
Continuación del apéndice 4.



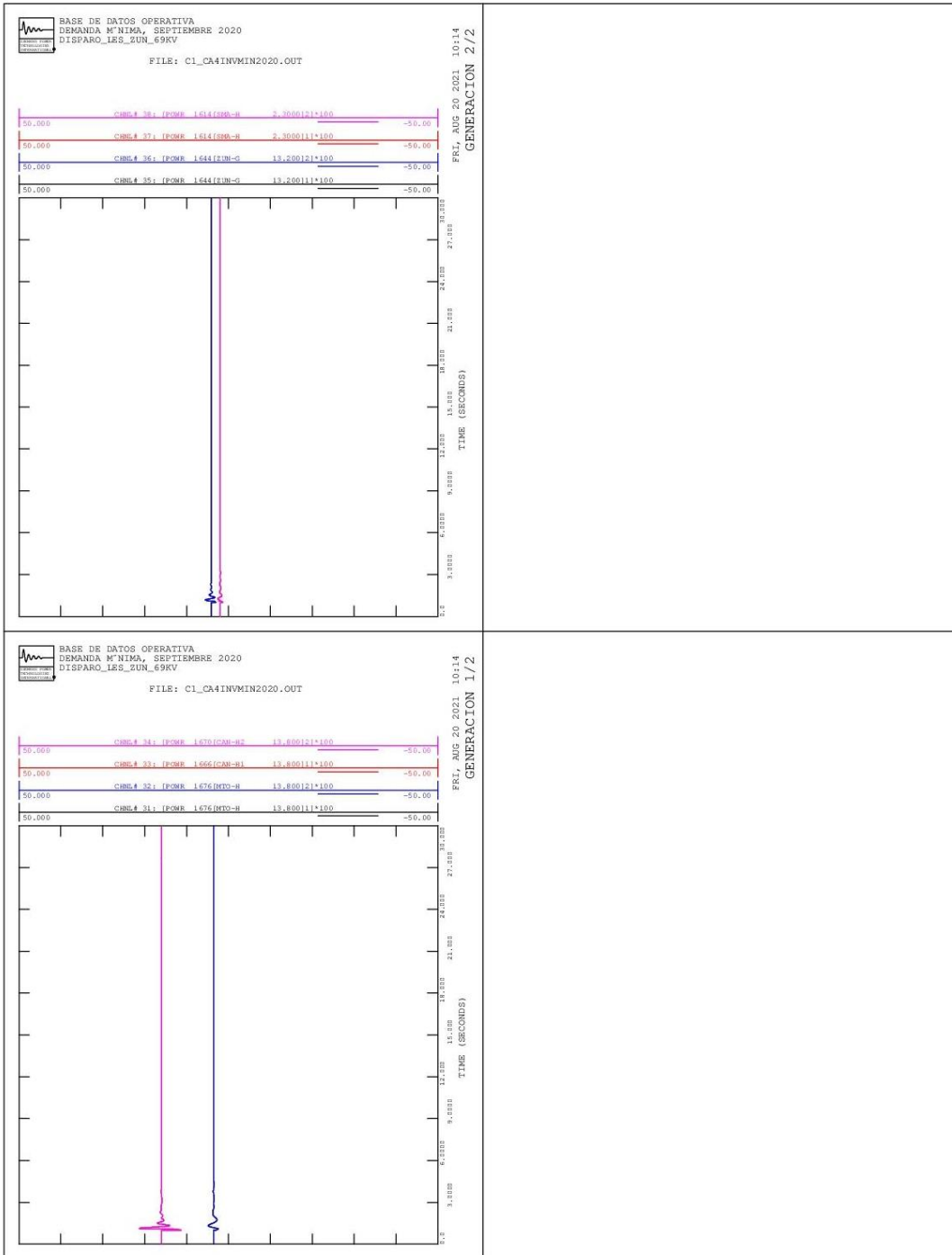
Continuación del apéndice 4.



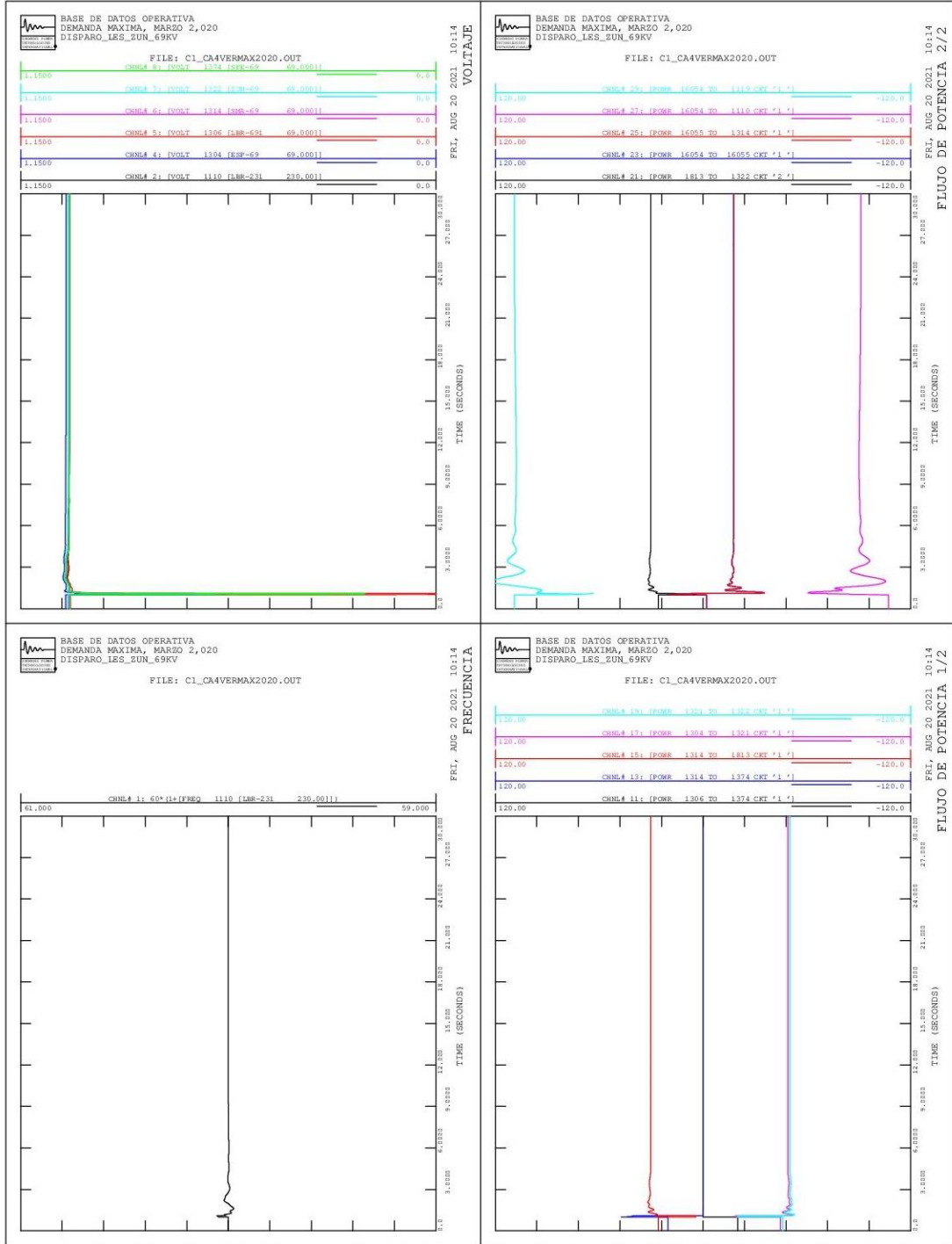
Continuación del apéndice 4.



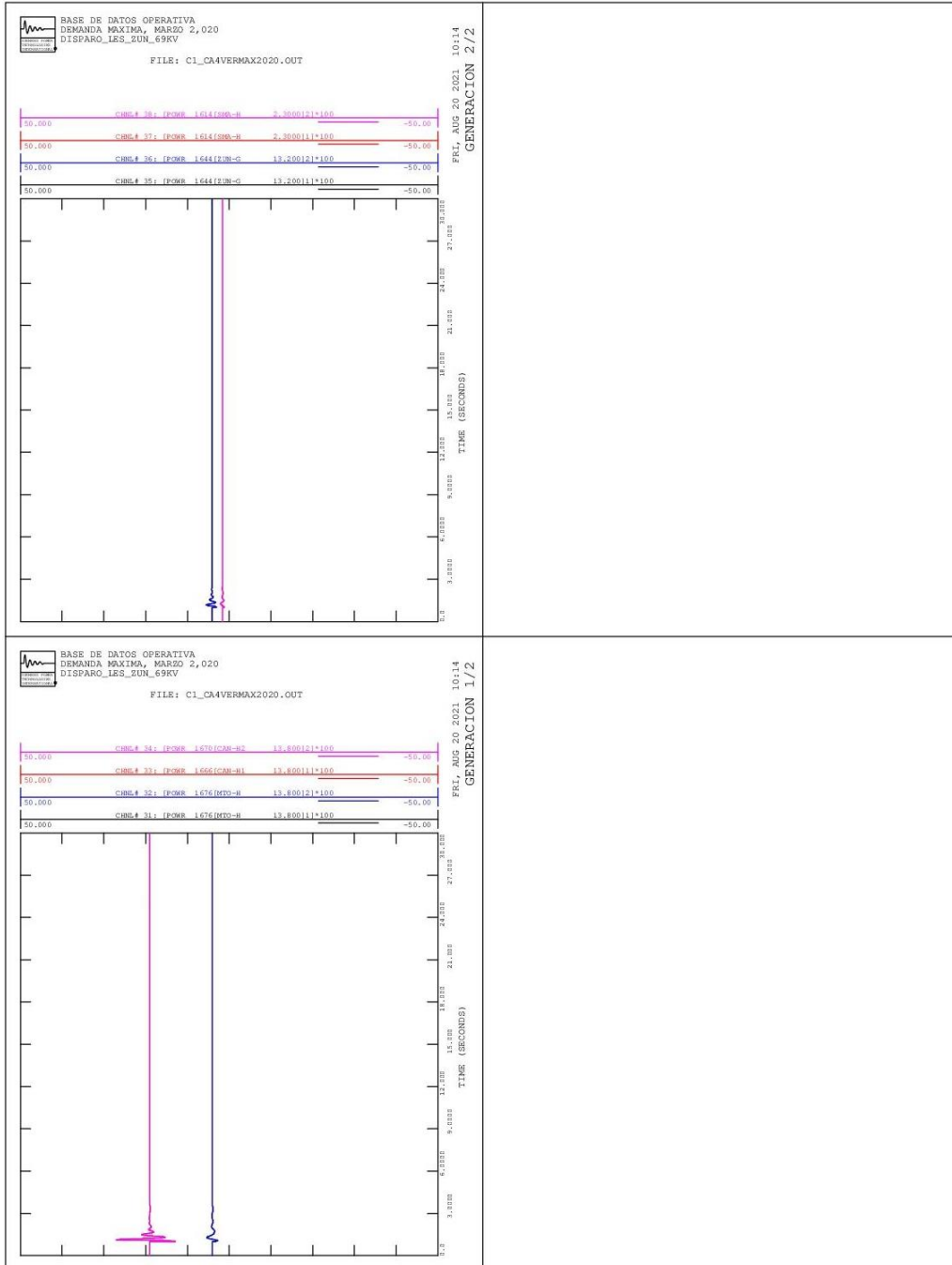
Continuación del apéndice 4.



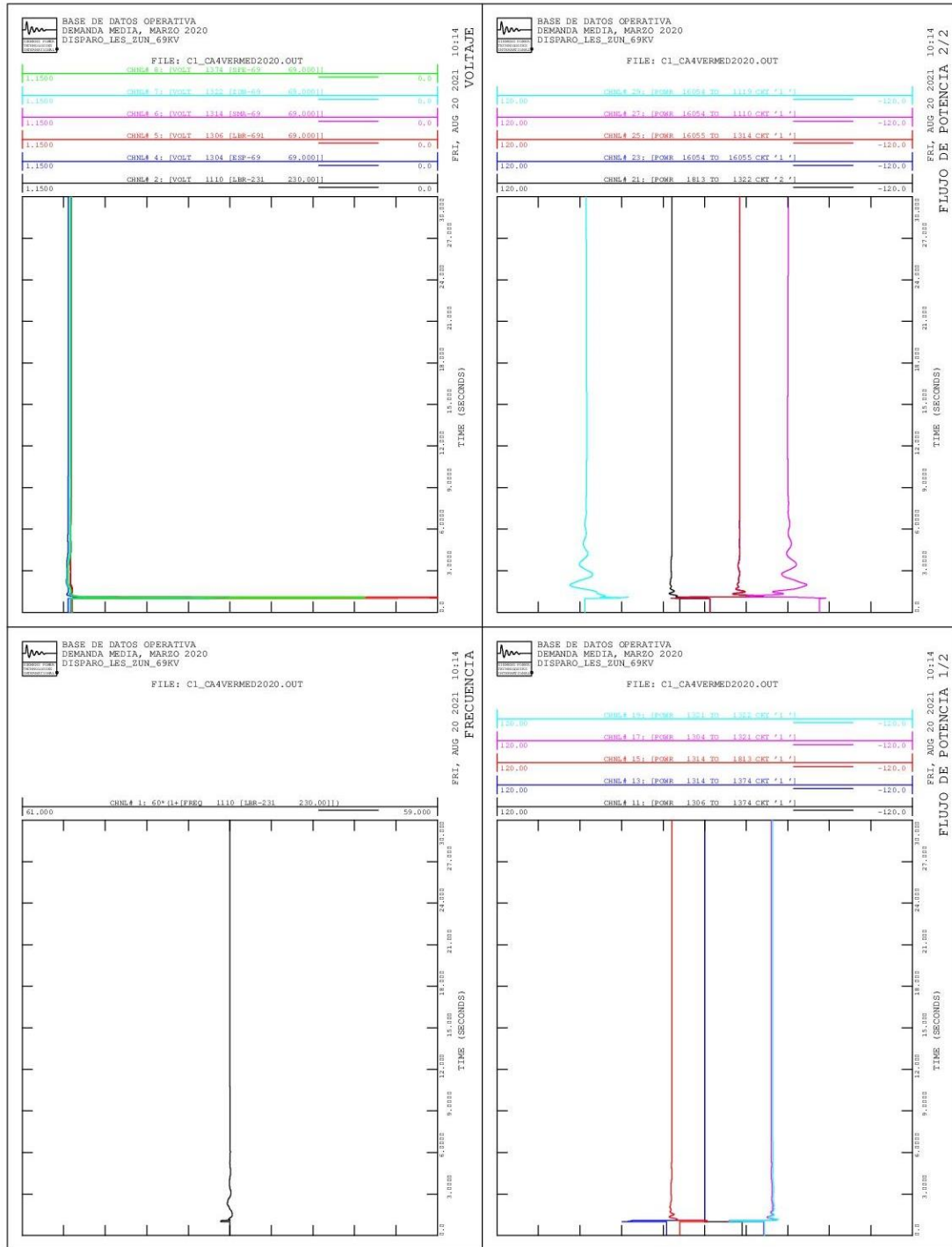
Continuación del apéndice 4.



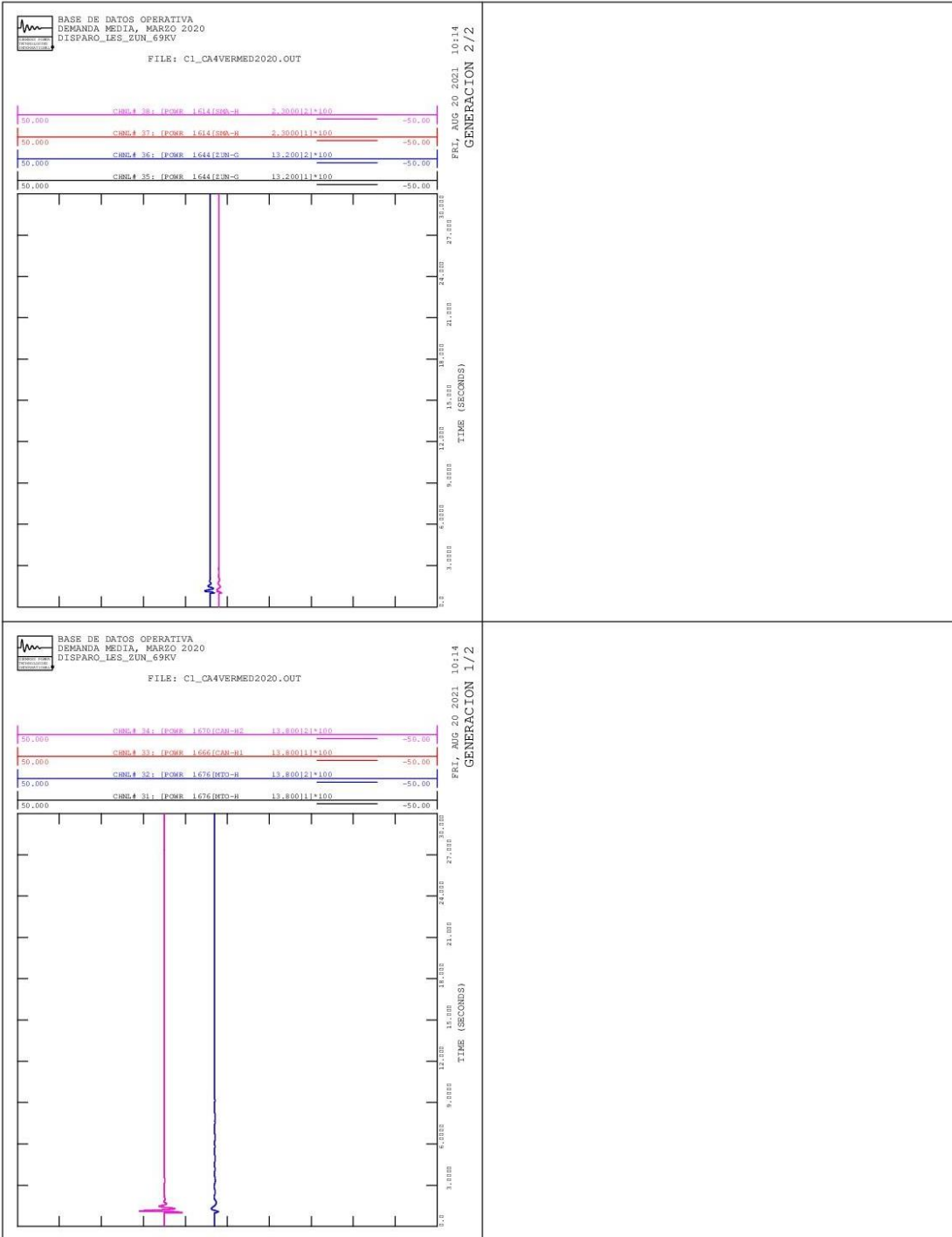
Continuación del apéndice 4.



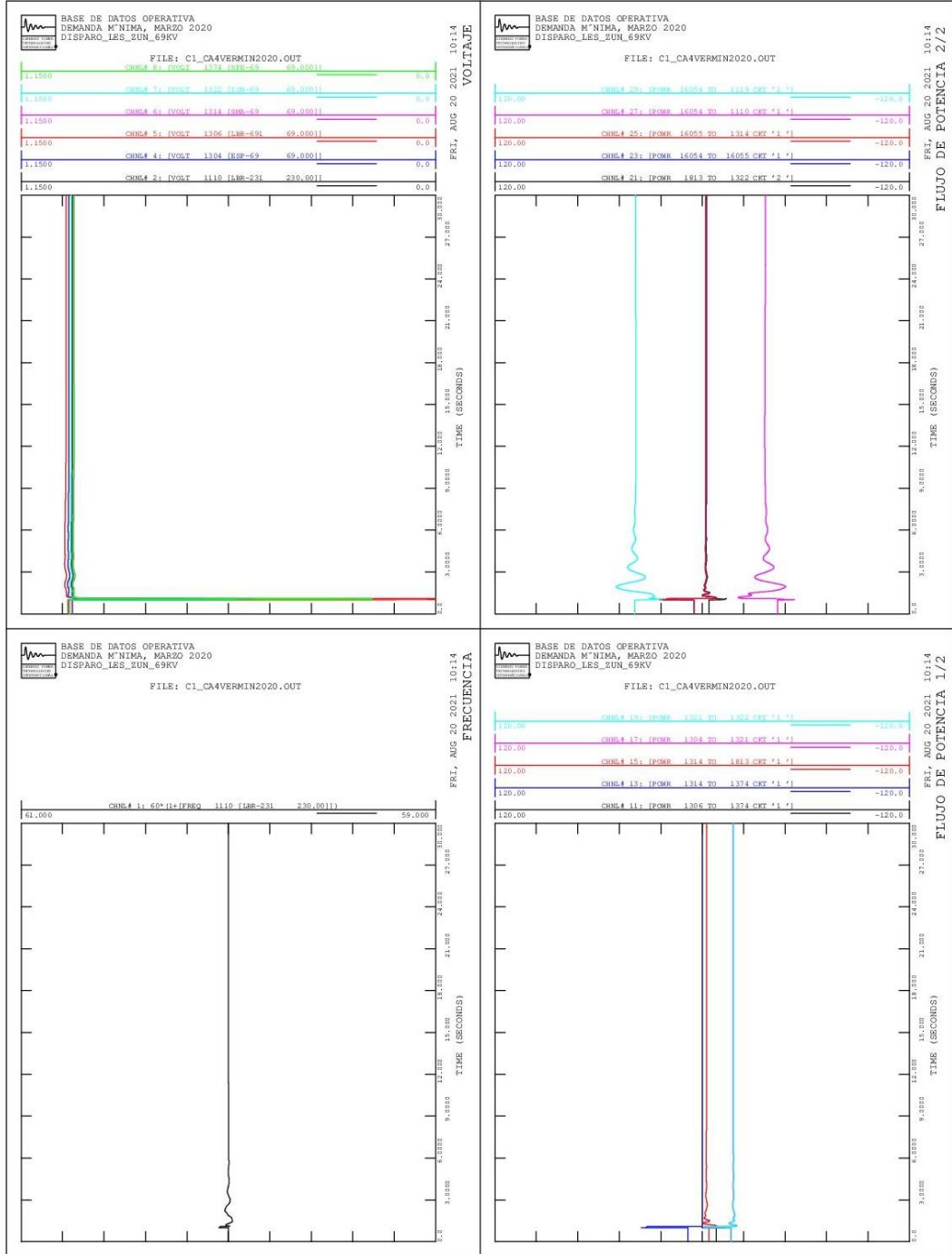
Continuación del apéndice 4.



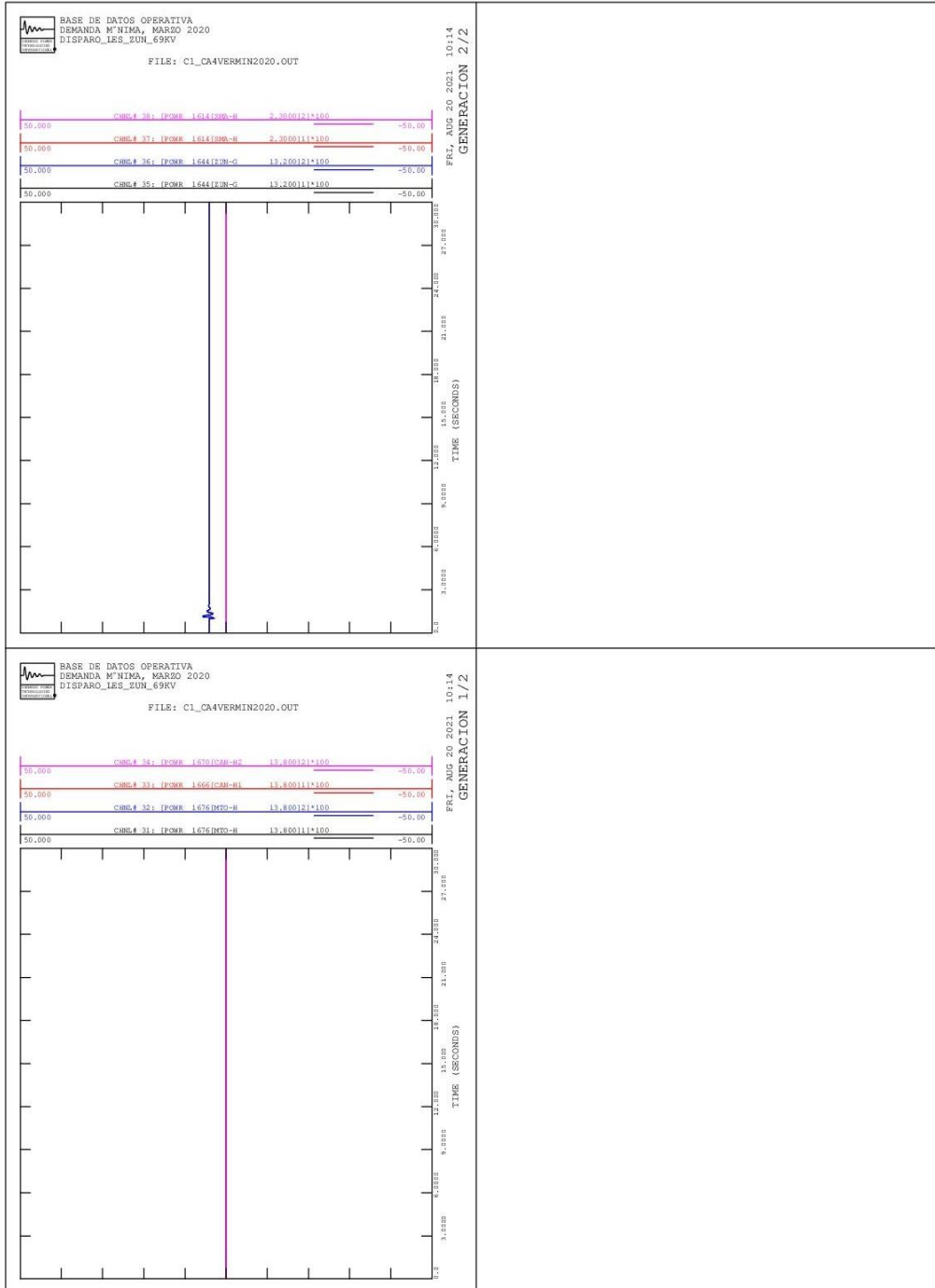
Continuación del apéndice 4.



Continuación del apéndice 4.

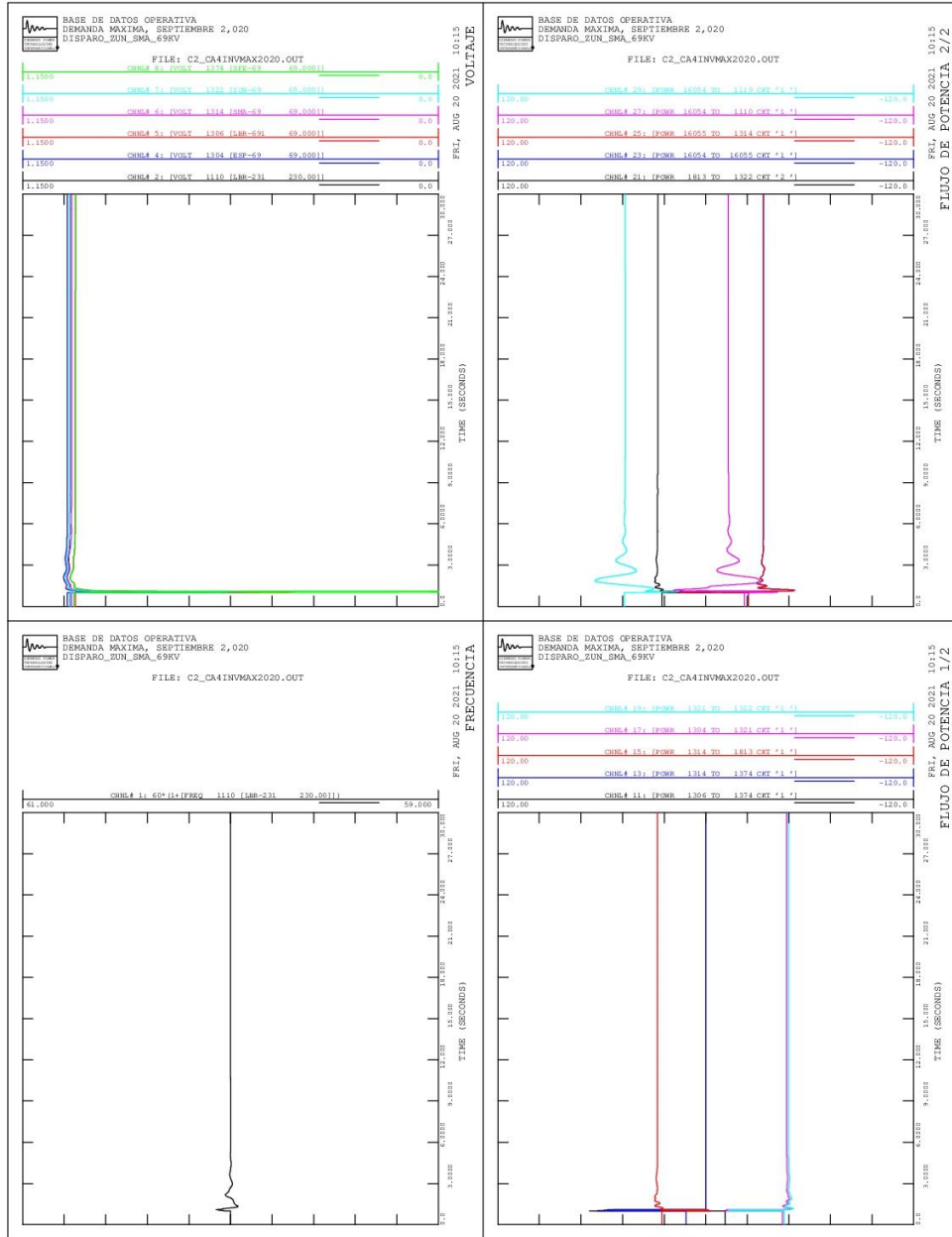


Continuación del apéndice 4.

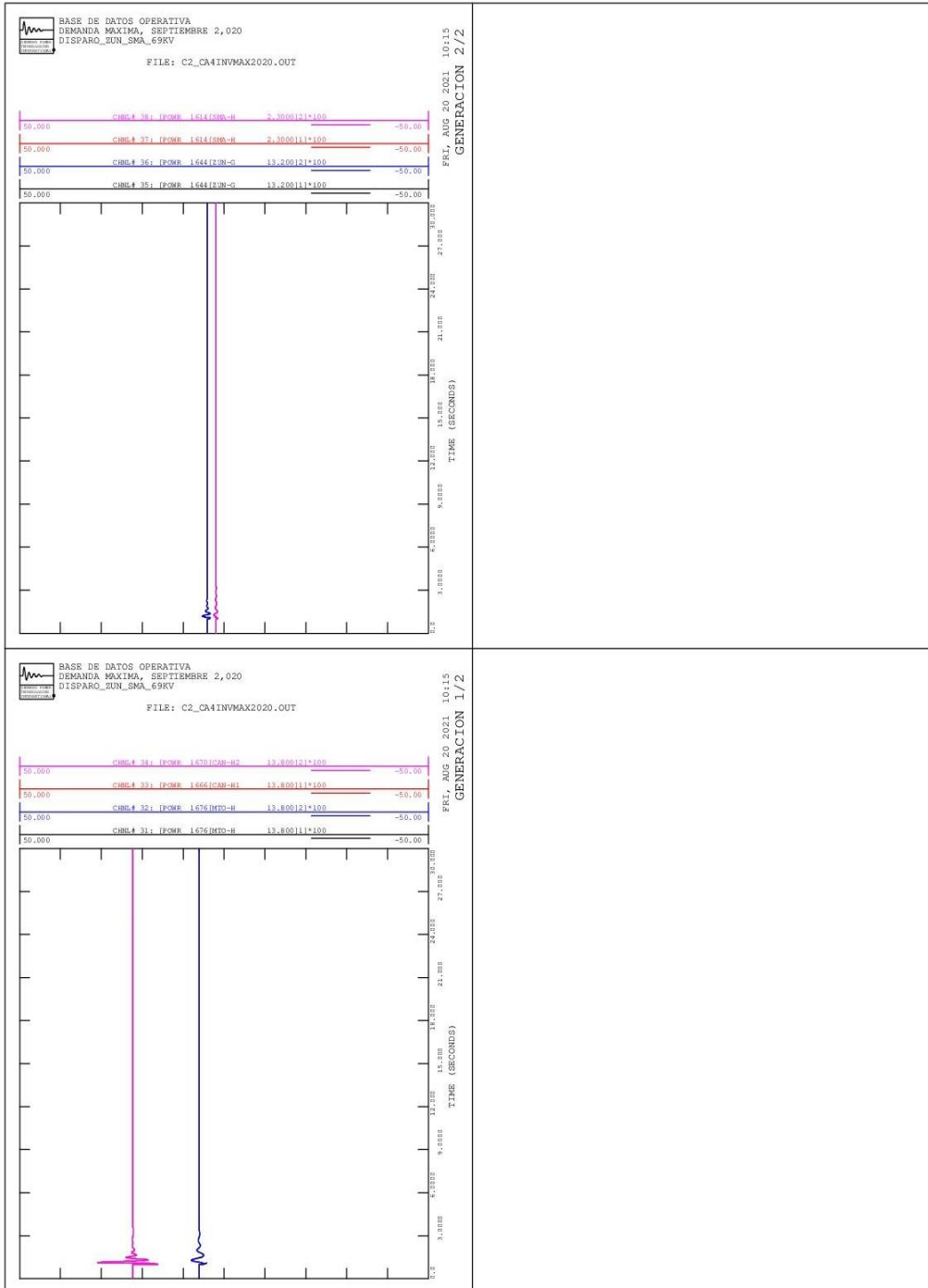


Continuación del apéndice 4.

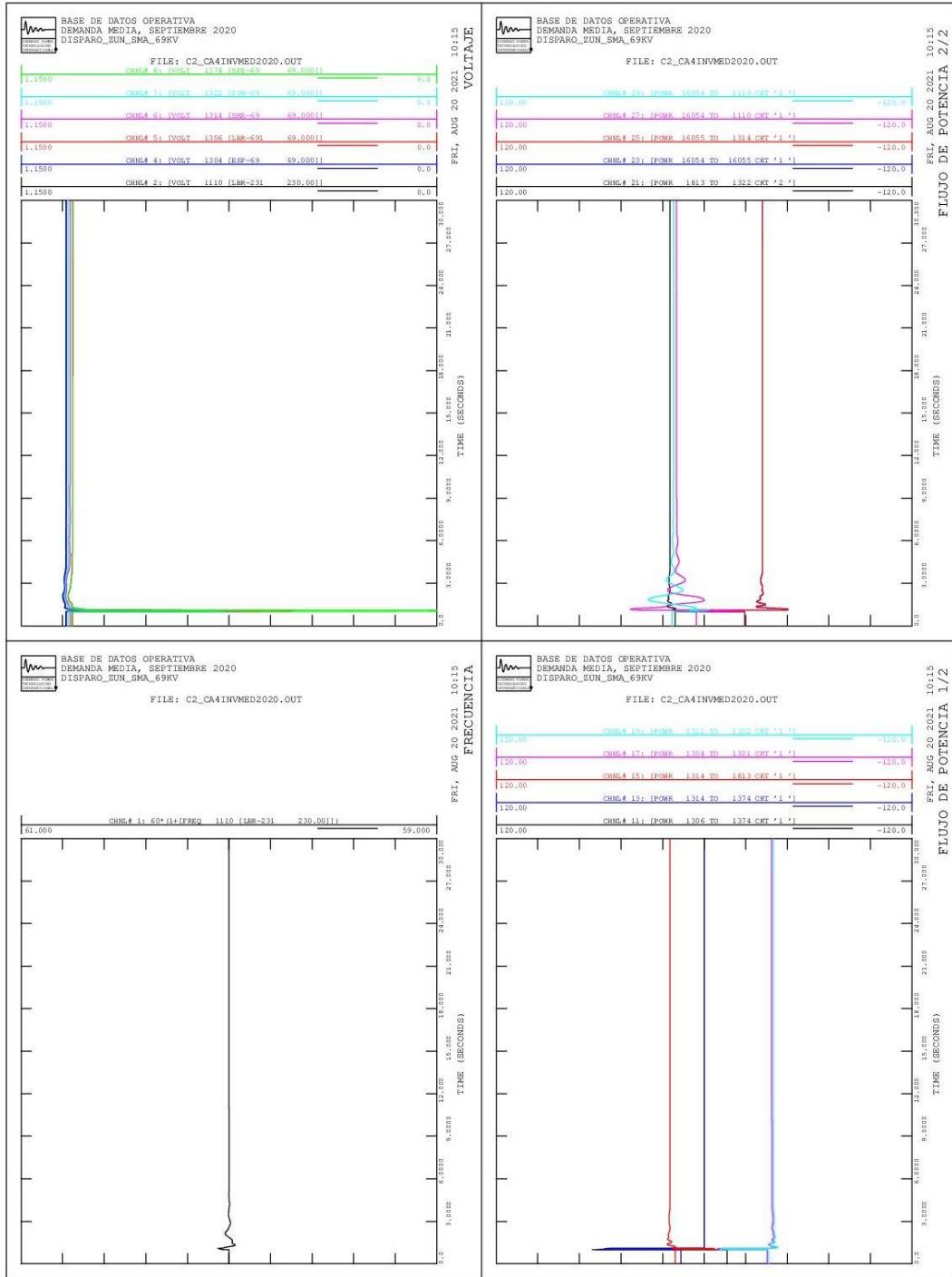
Alternativa núm. 4, contingencia 2



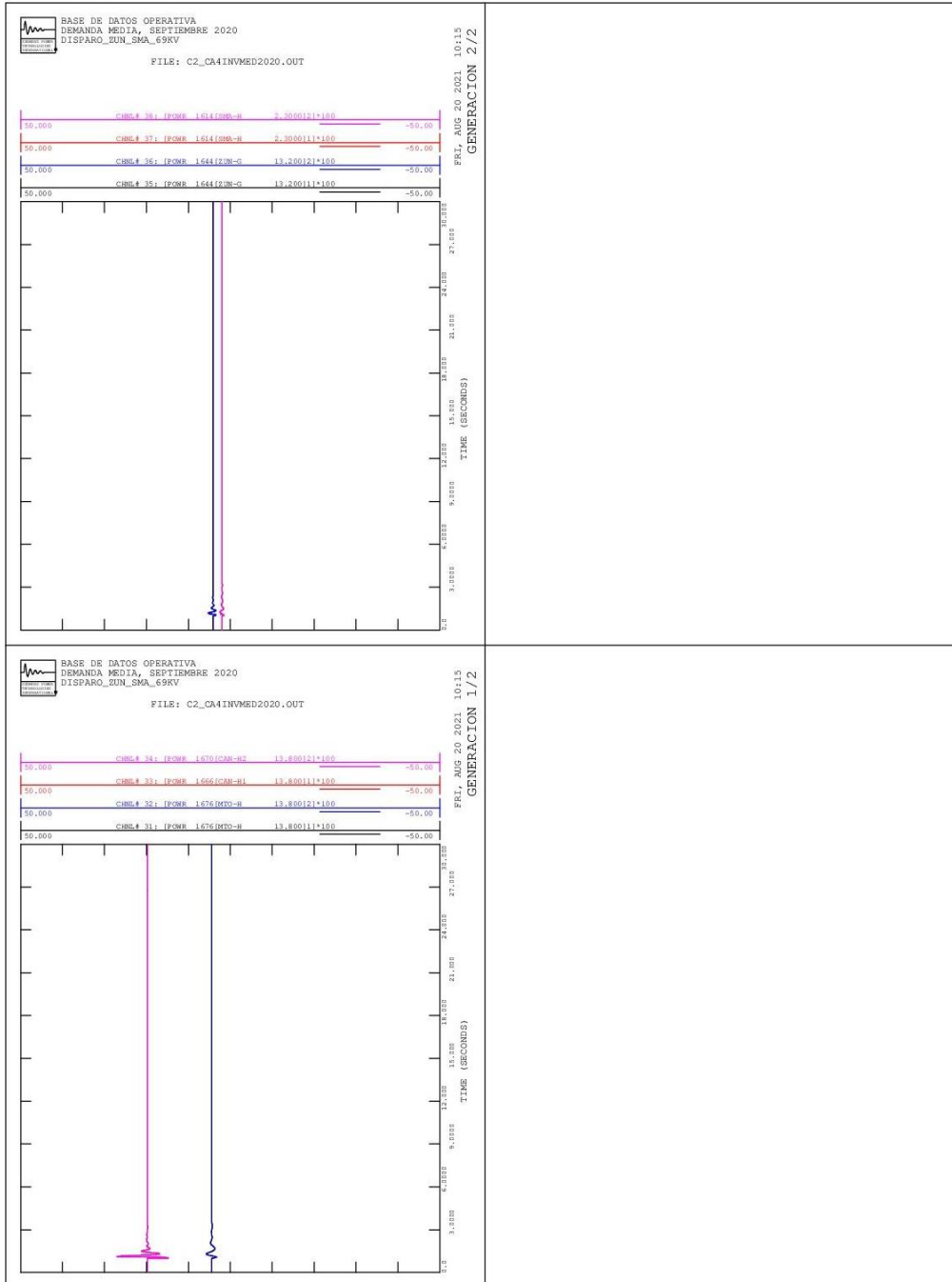
Continuación del apéndice 4.



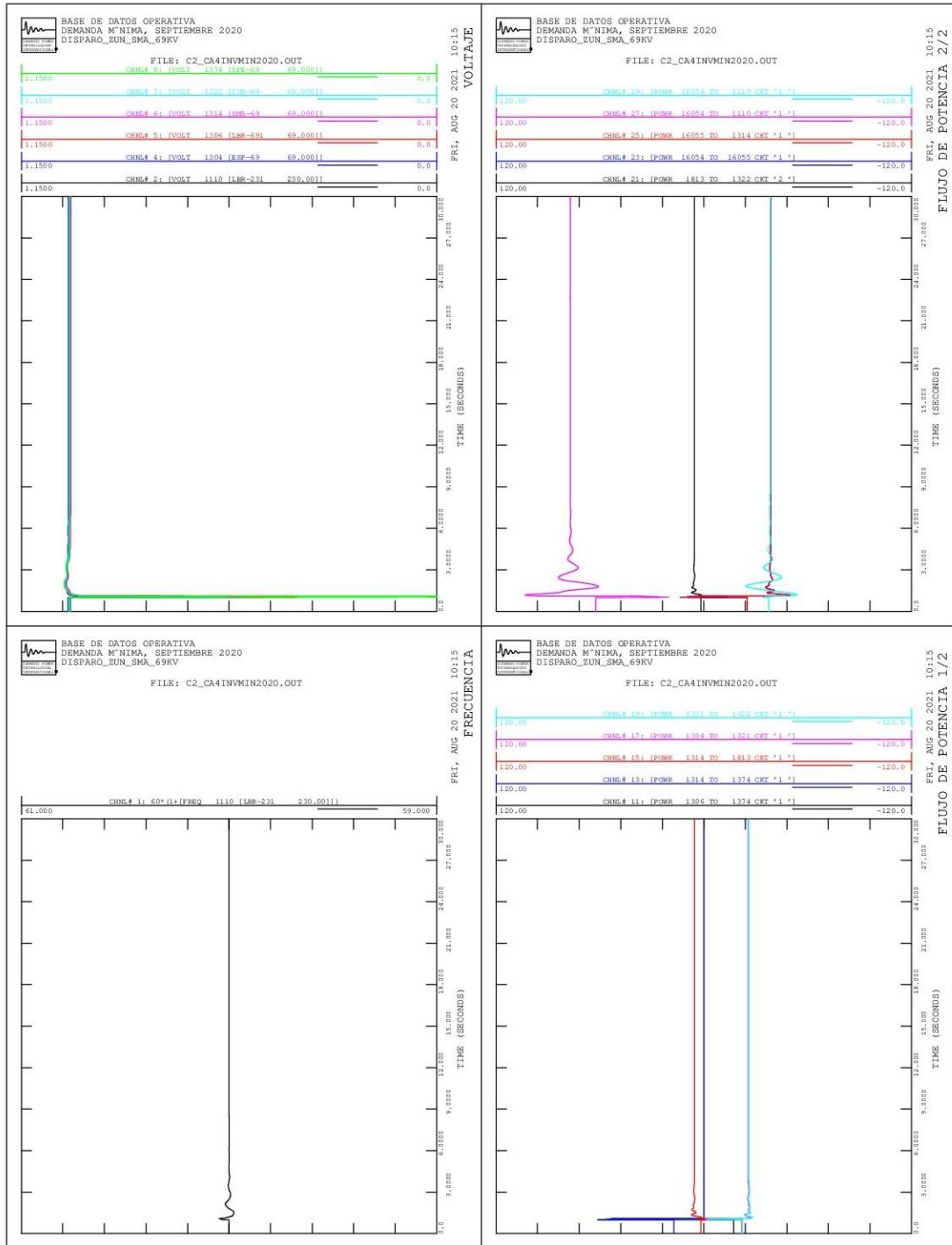
Continuación del apéndice 4.



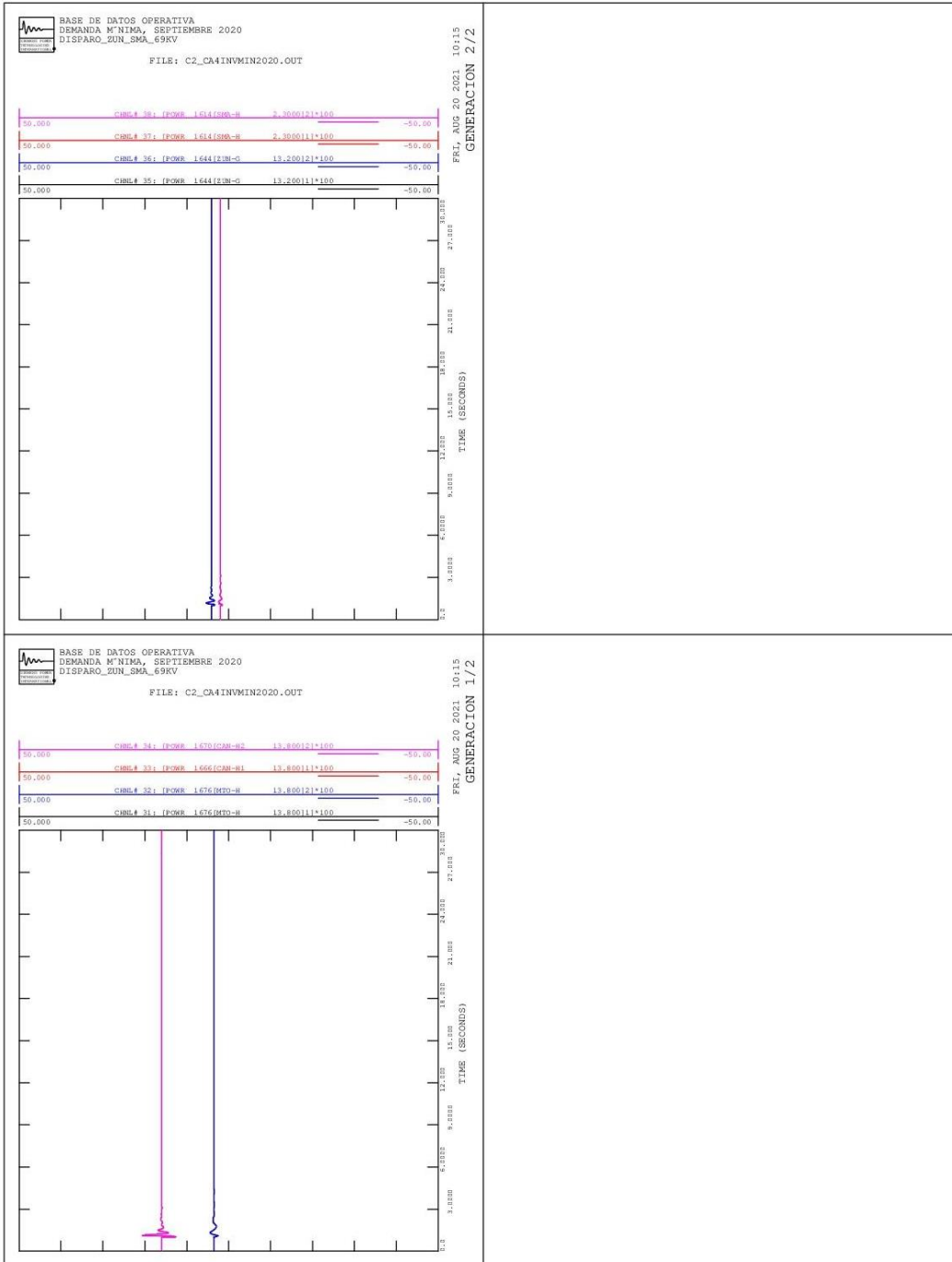
Continuación del apéndice 4.



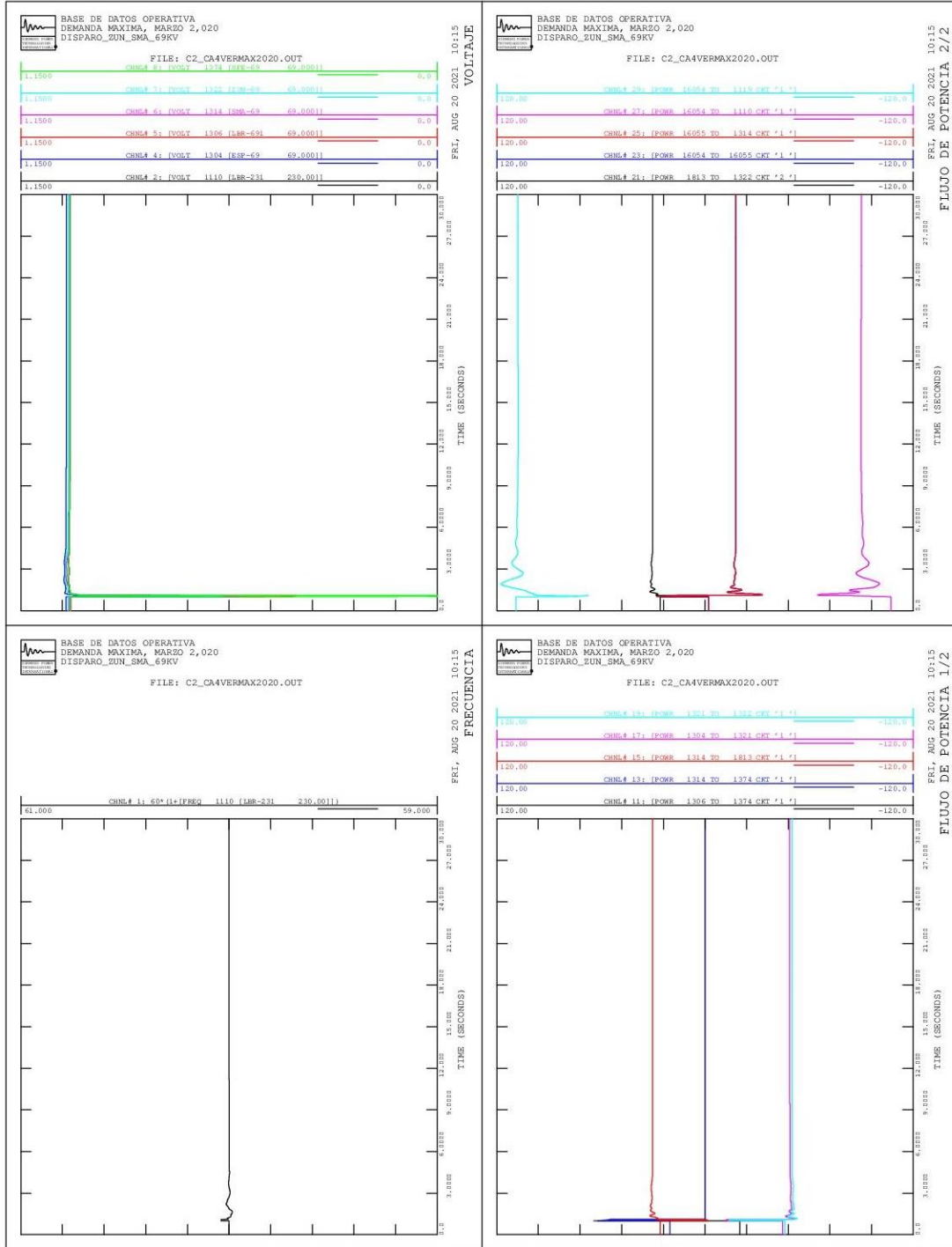
Continuación del apéndice 4.



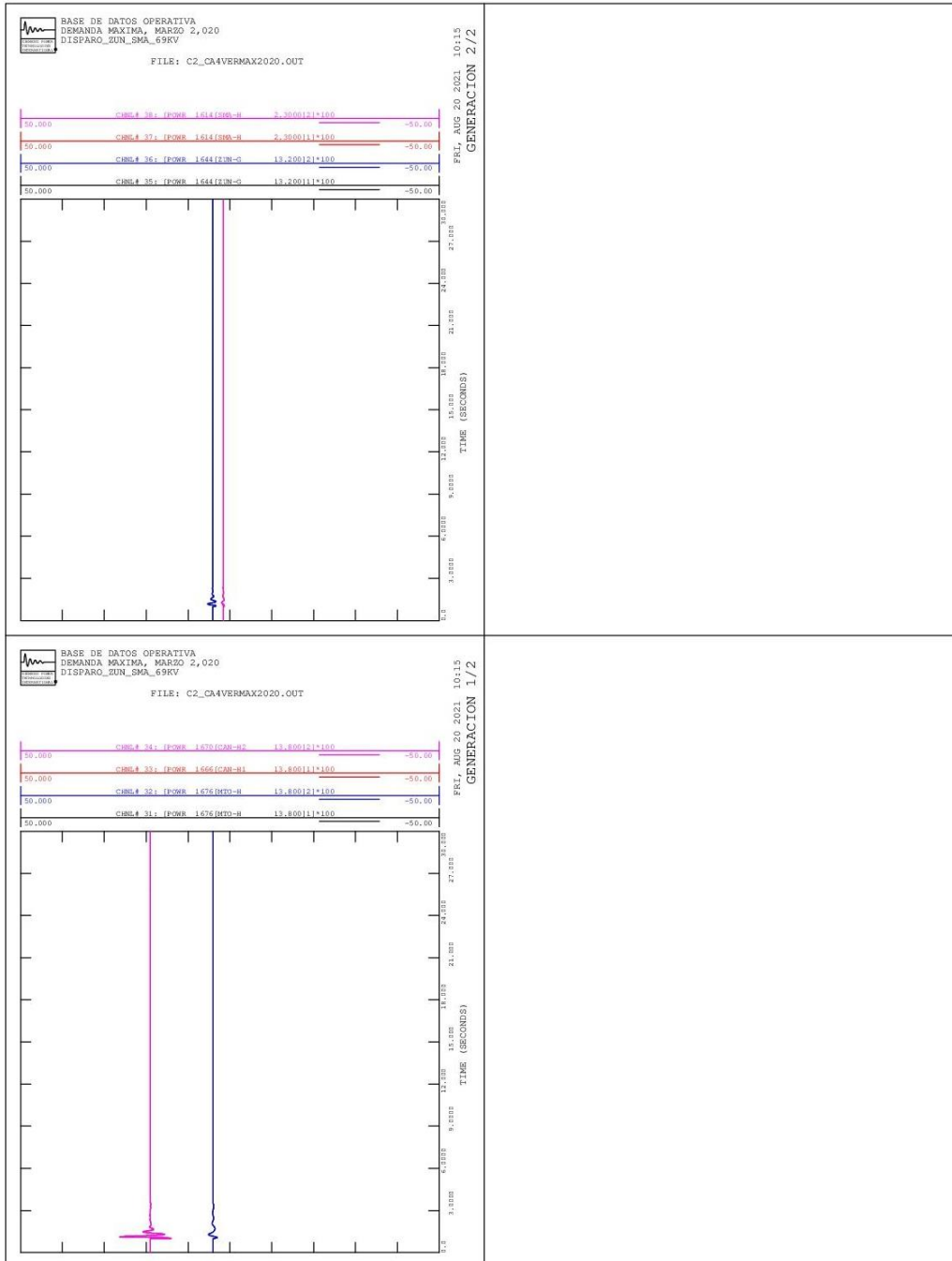
Continuación del apéndice 4.



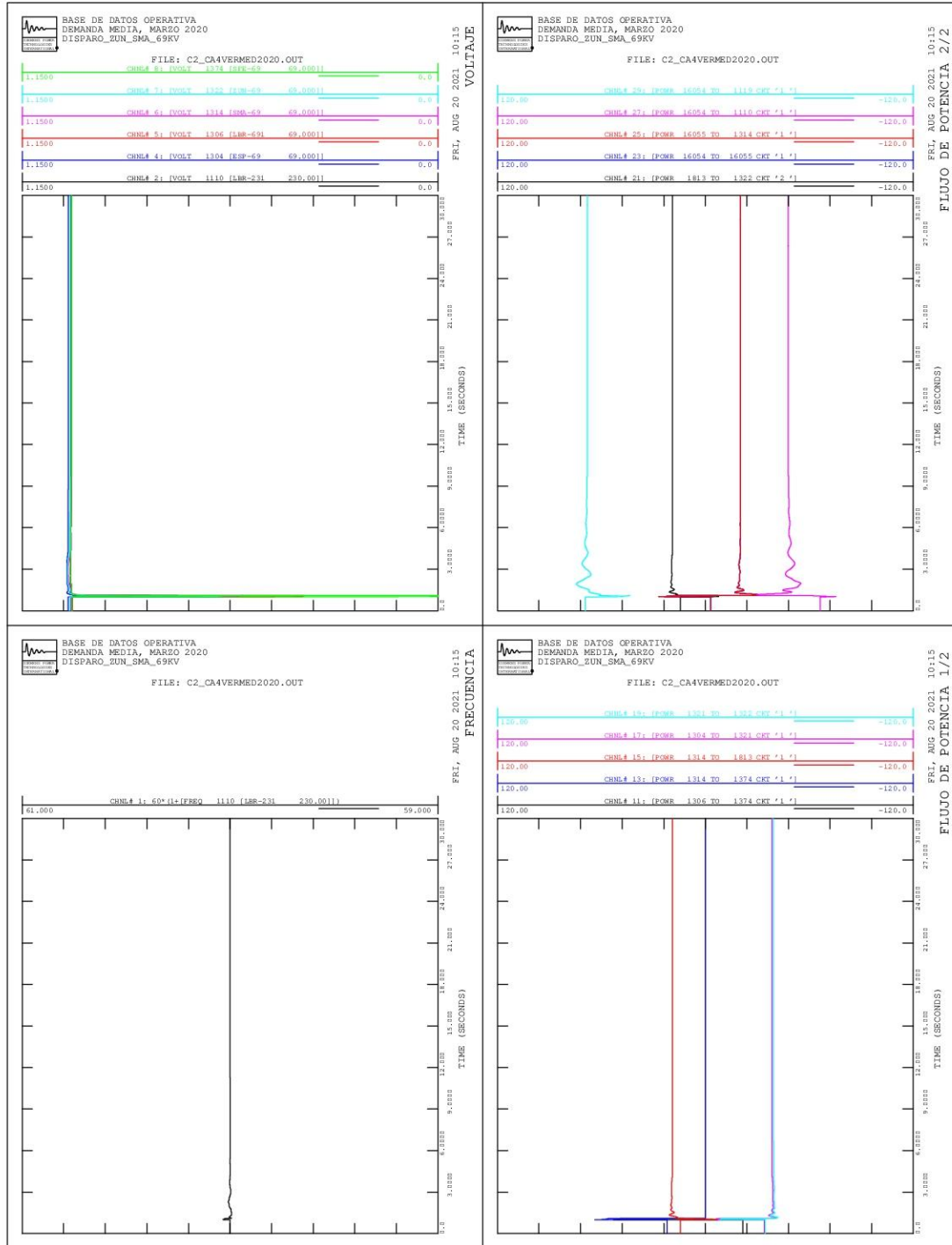
Continuación del apéndice 4.



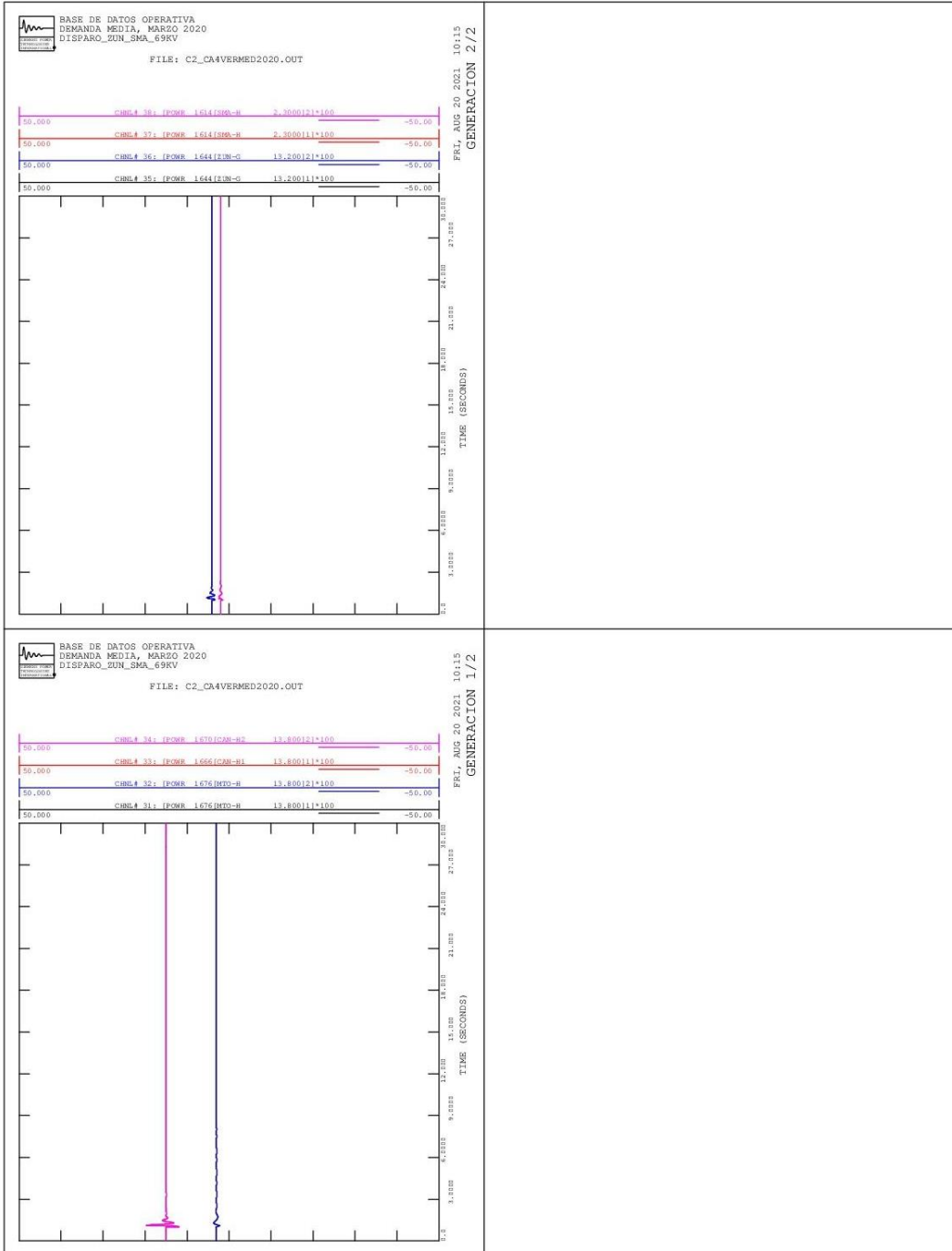
Continuación del apéndice 4.



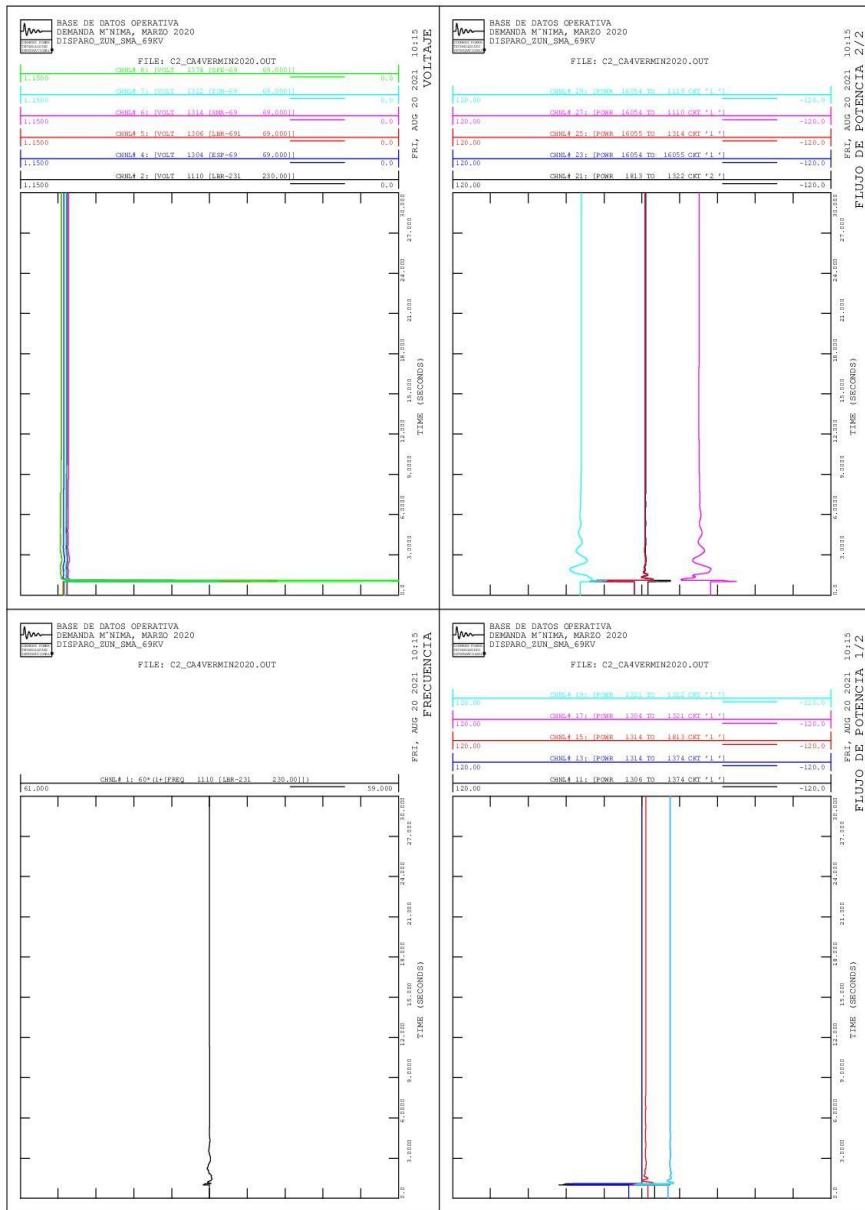
Continuación del apéndice 4.



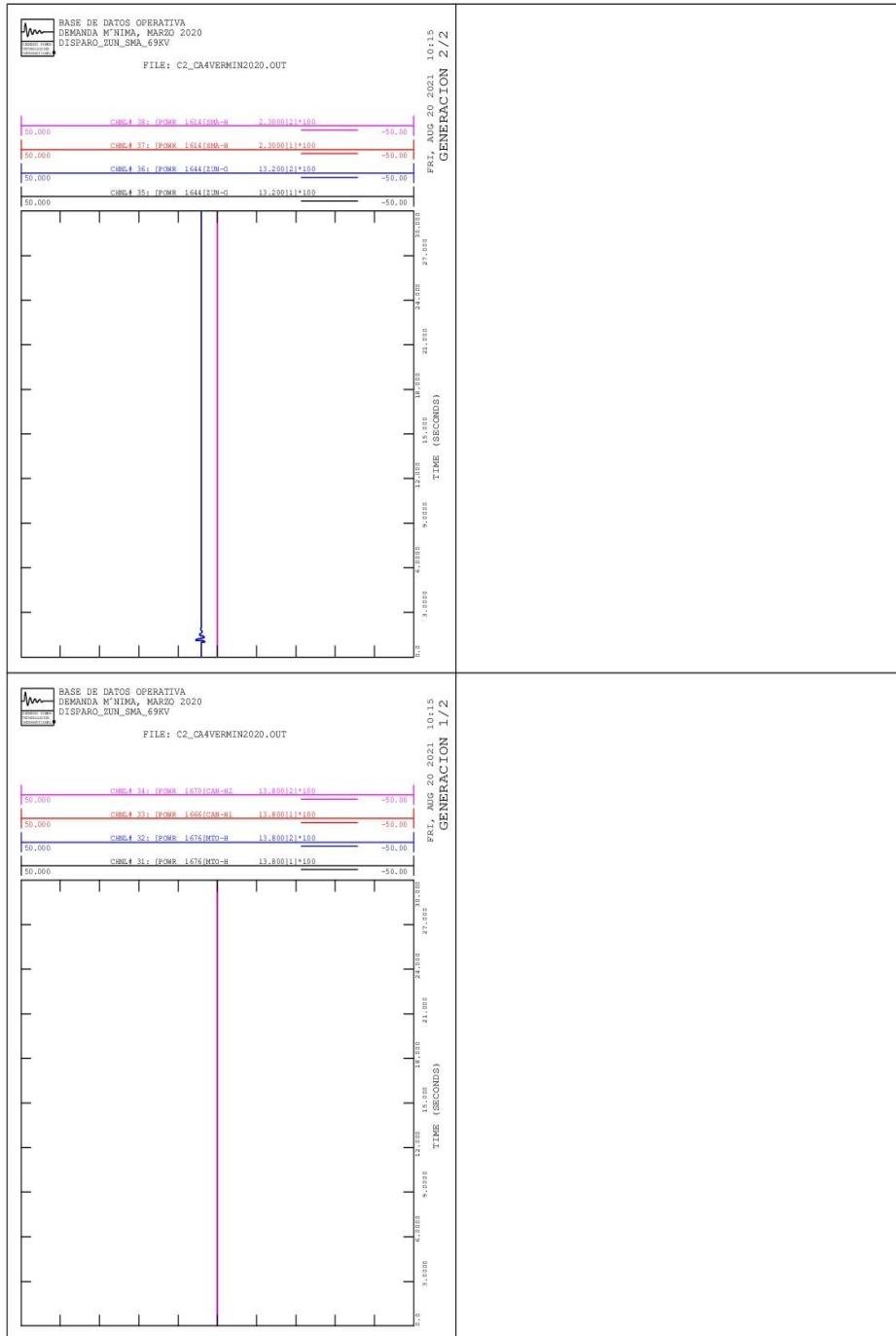
Continuación del apéndice 4.



Continuación del apéndice 4.

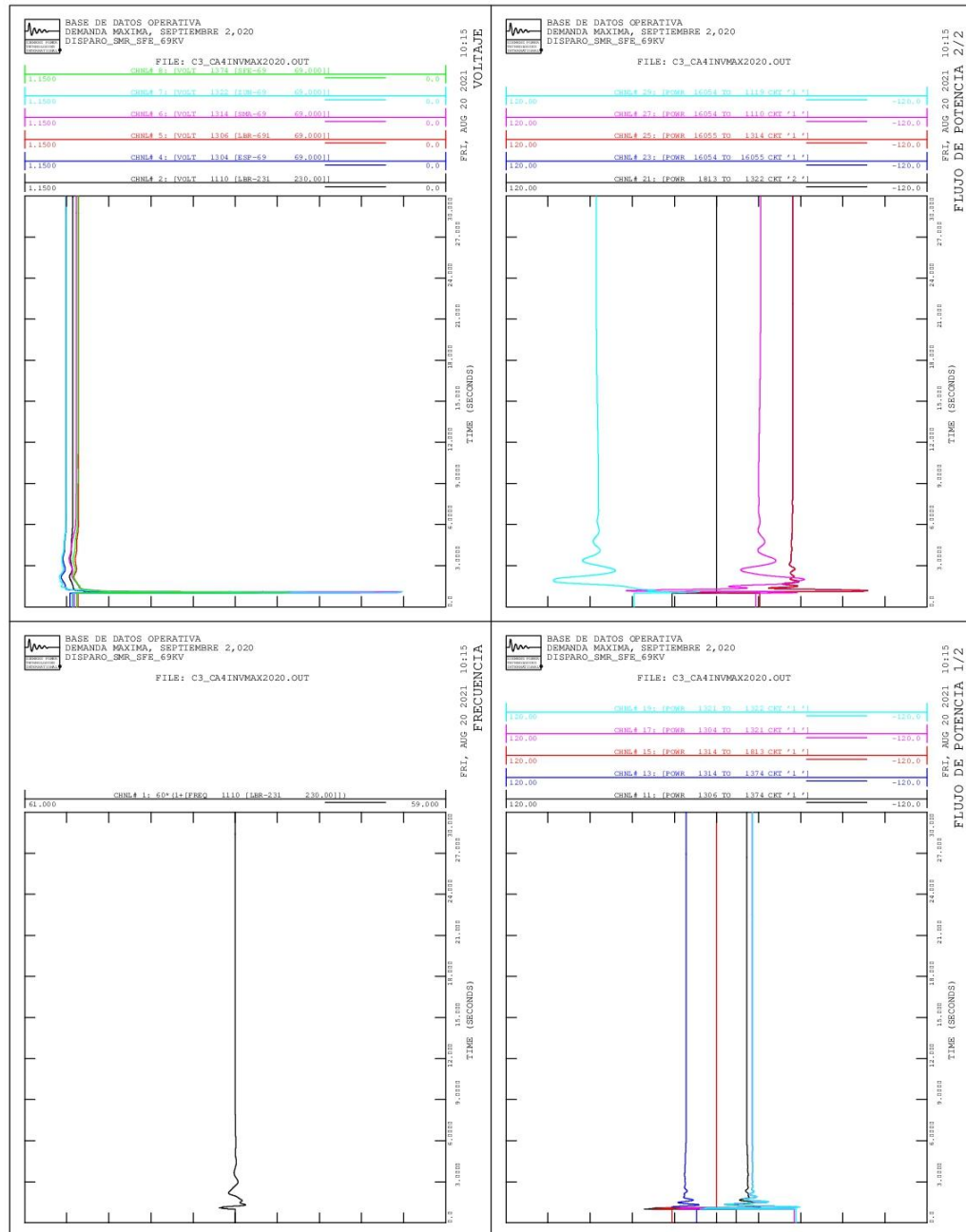


Continuación del apéndice 4.

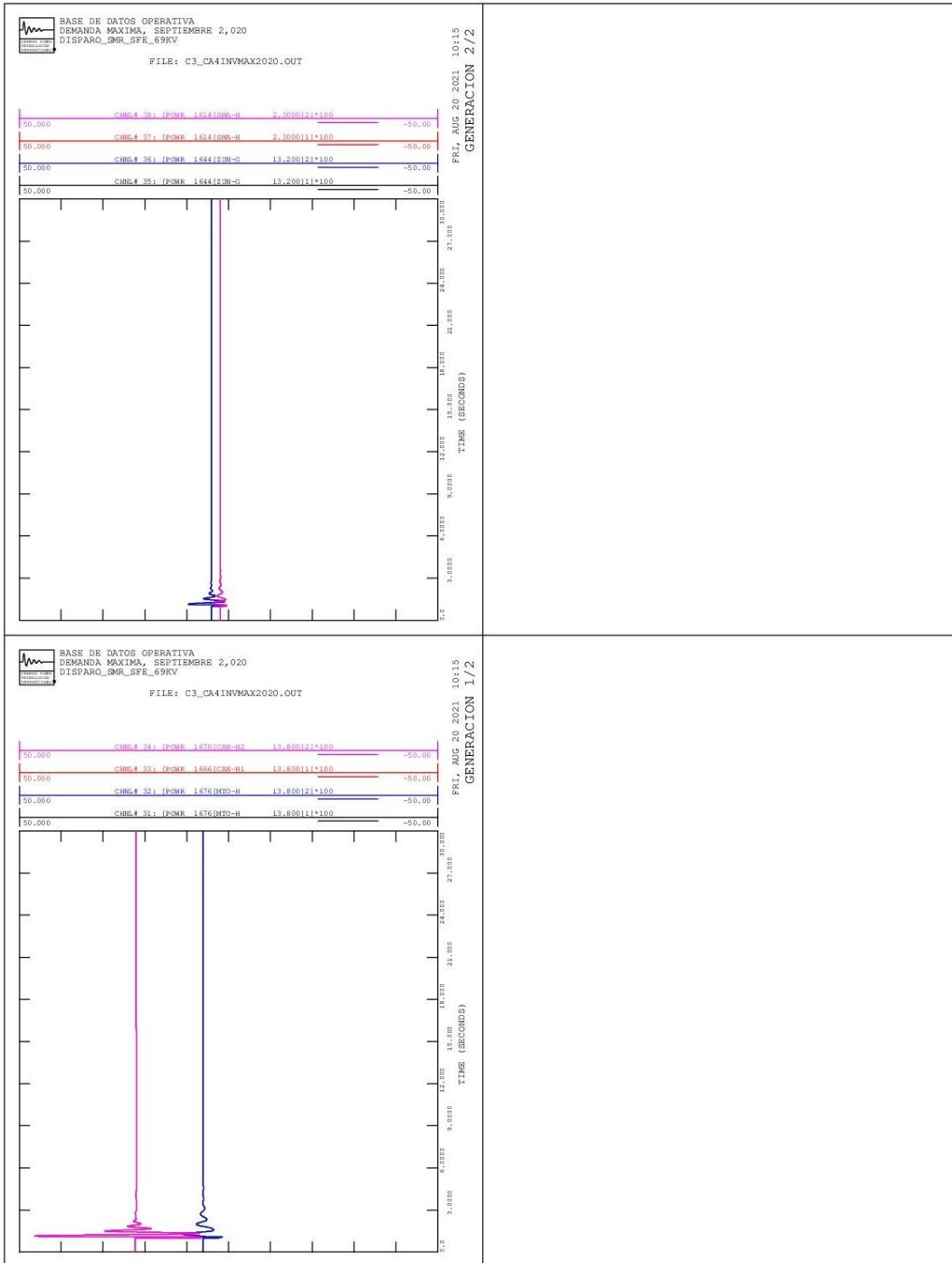


Continuación del apéndice 4.

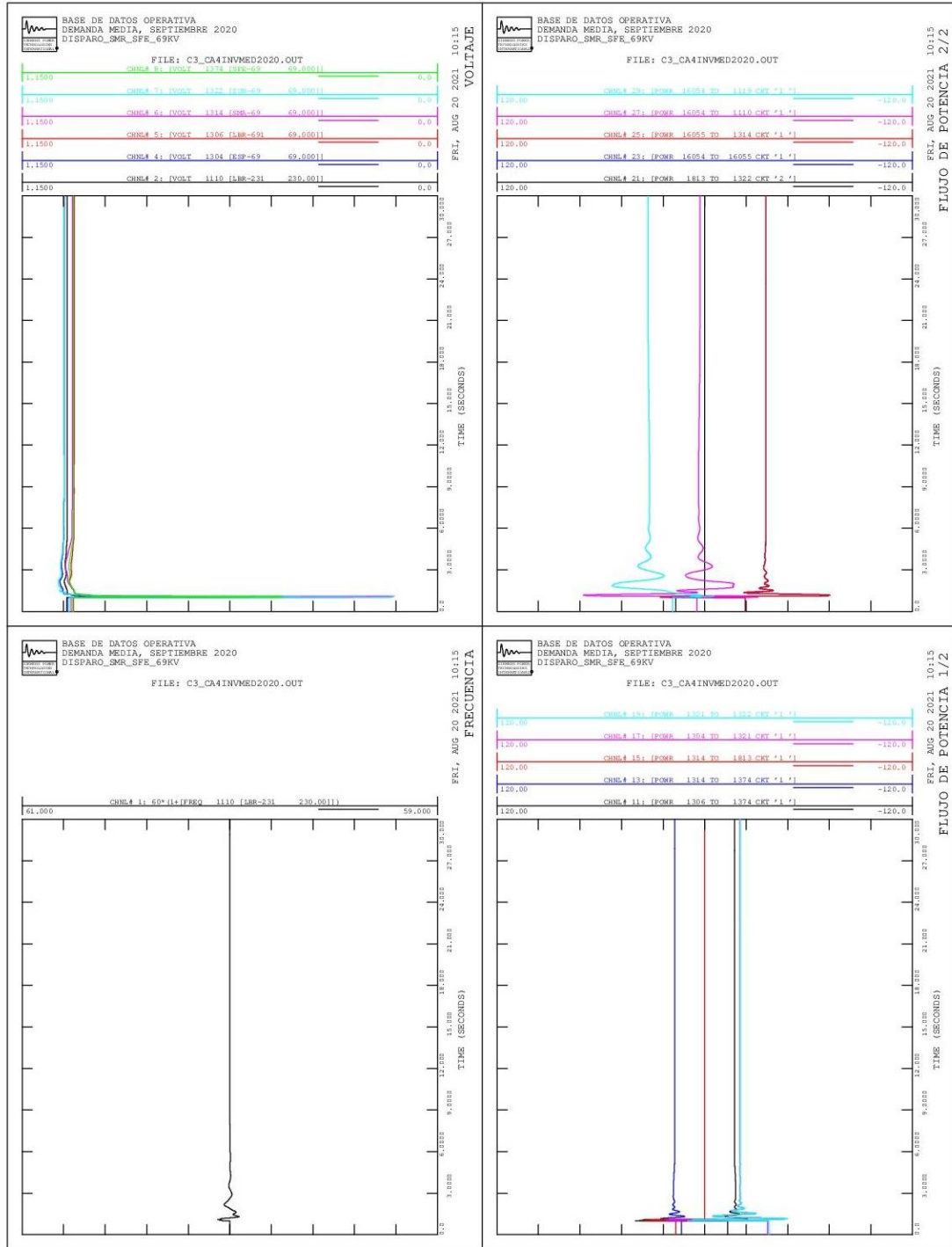
Alternativa núm. 4, contingencia 3



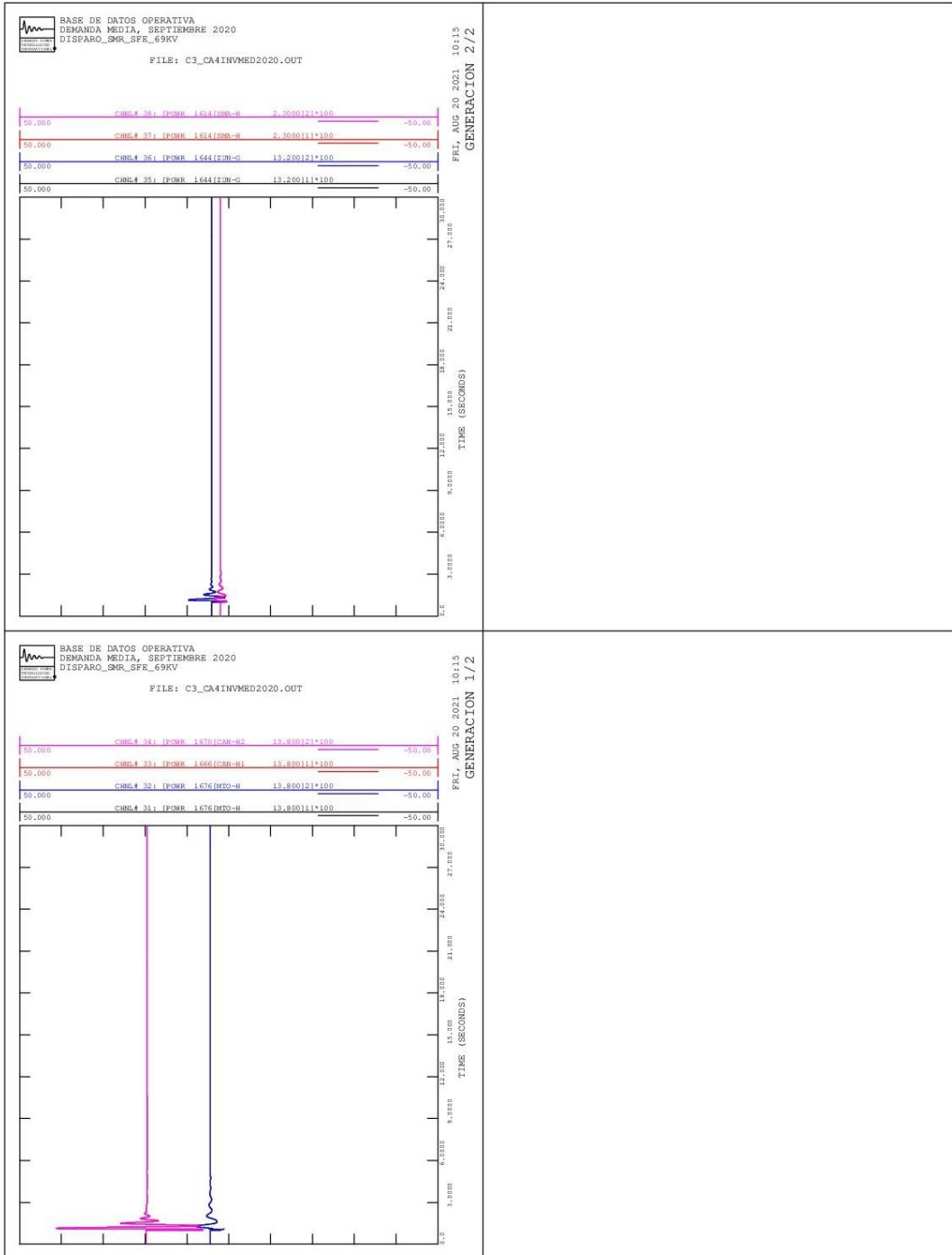
Continuación del apéndice 4.



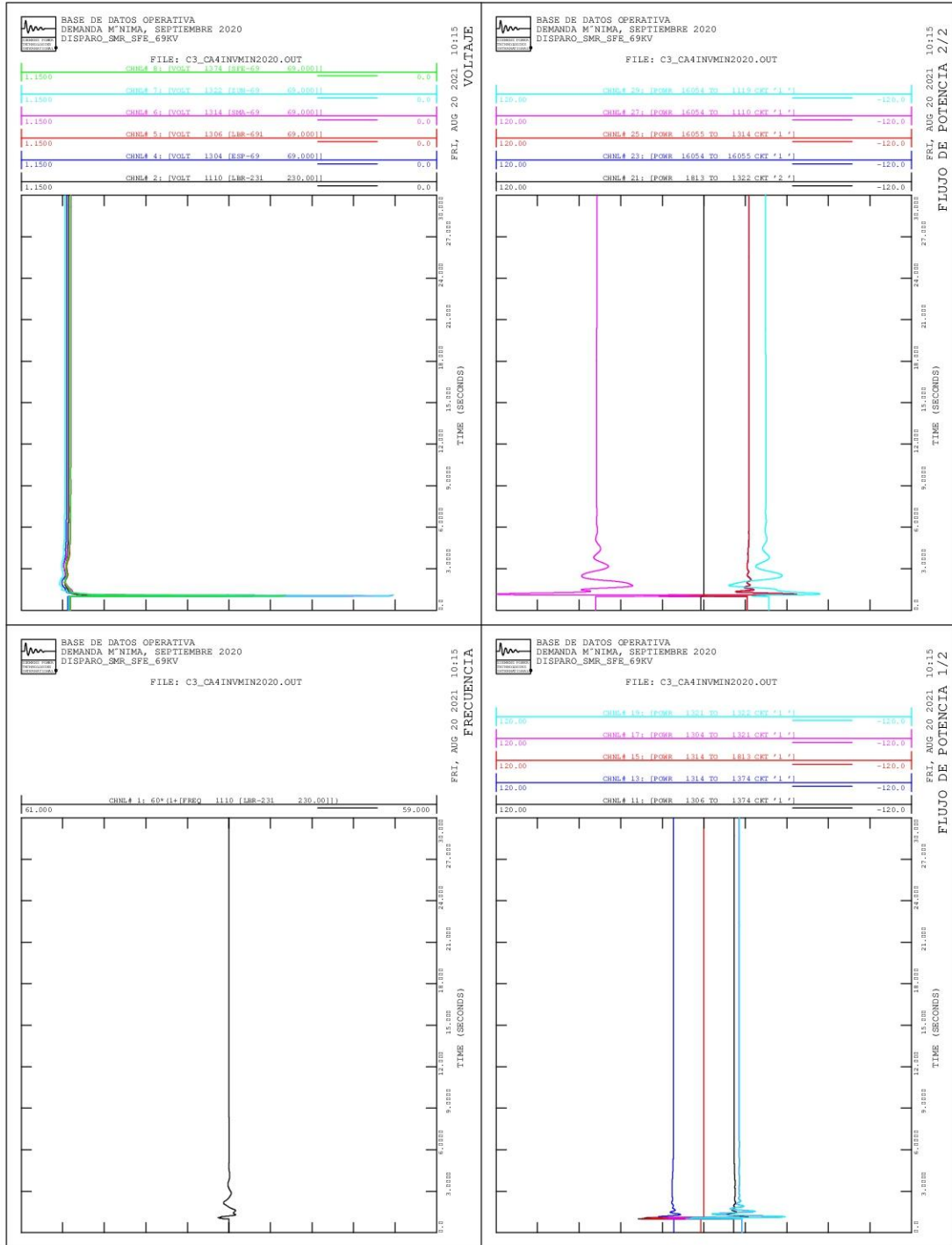
Continuación del apéndice 4.



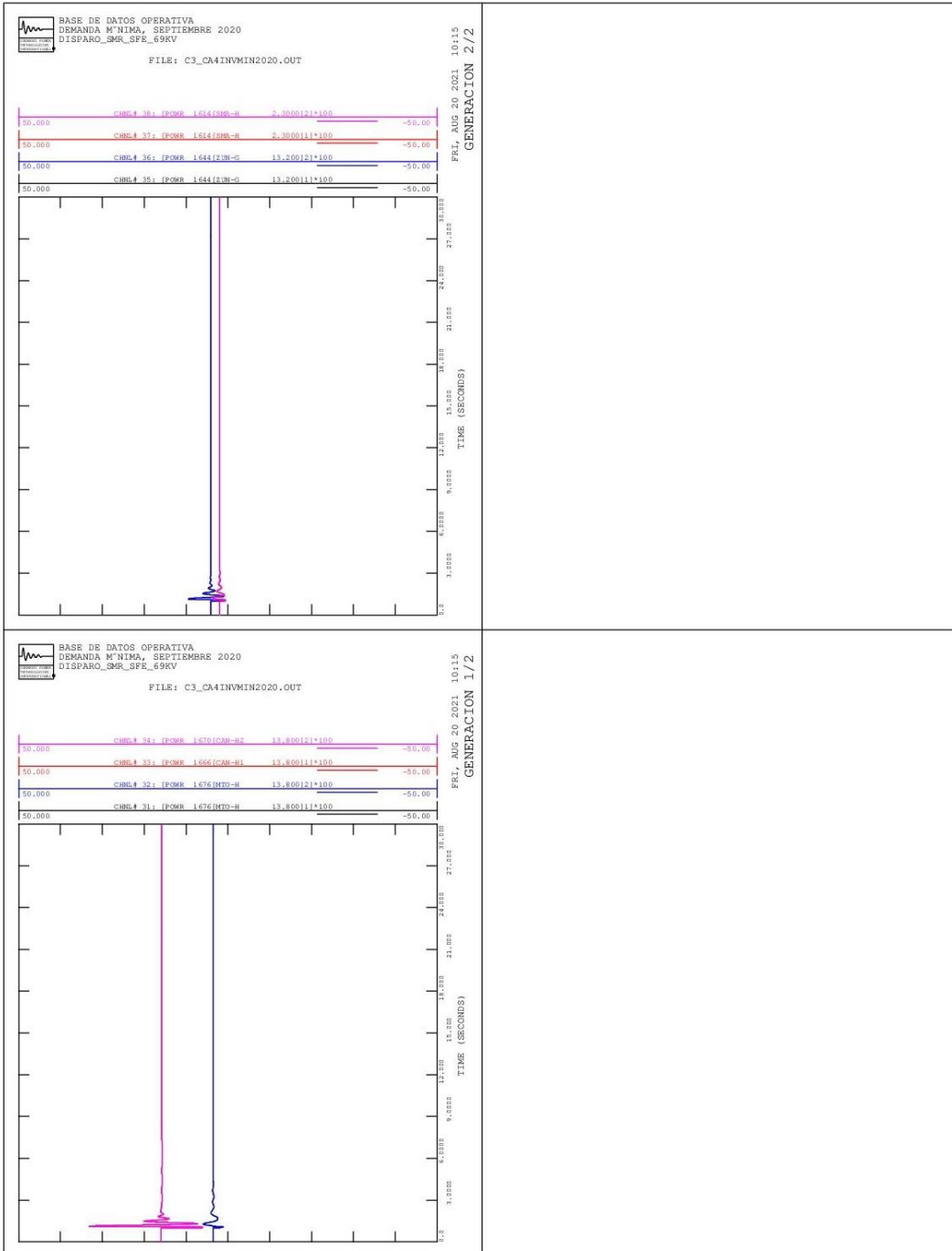
Continuación del apéndice 4.



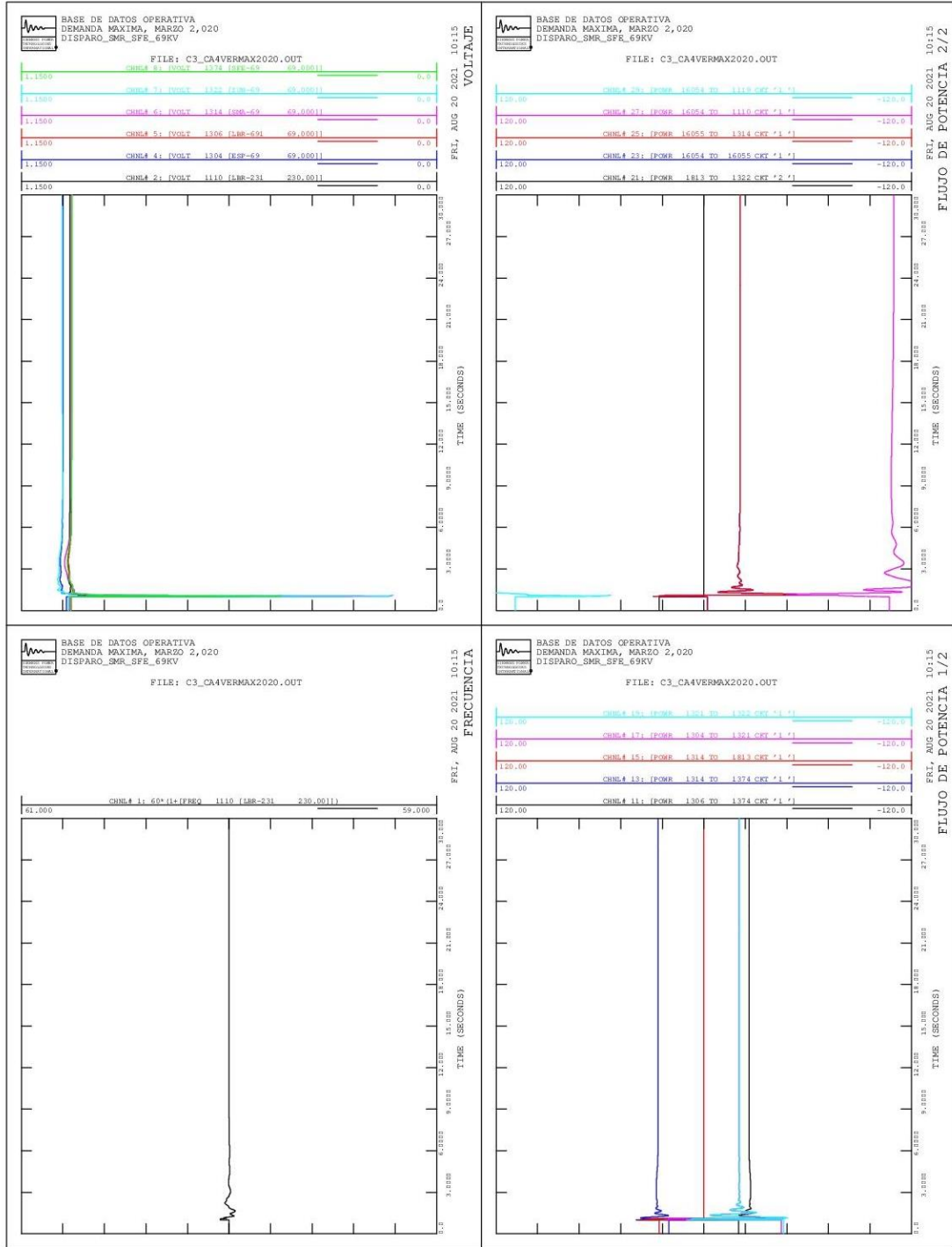
Continuación del apéndice 4.



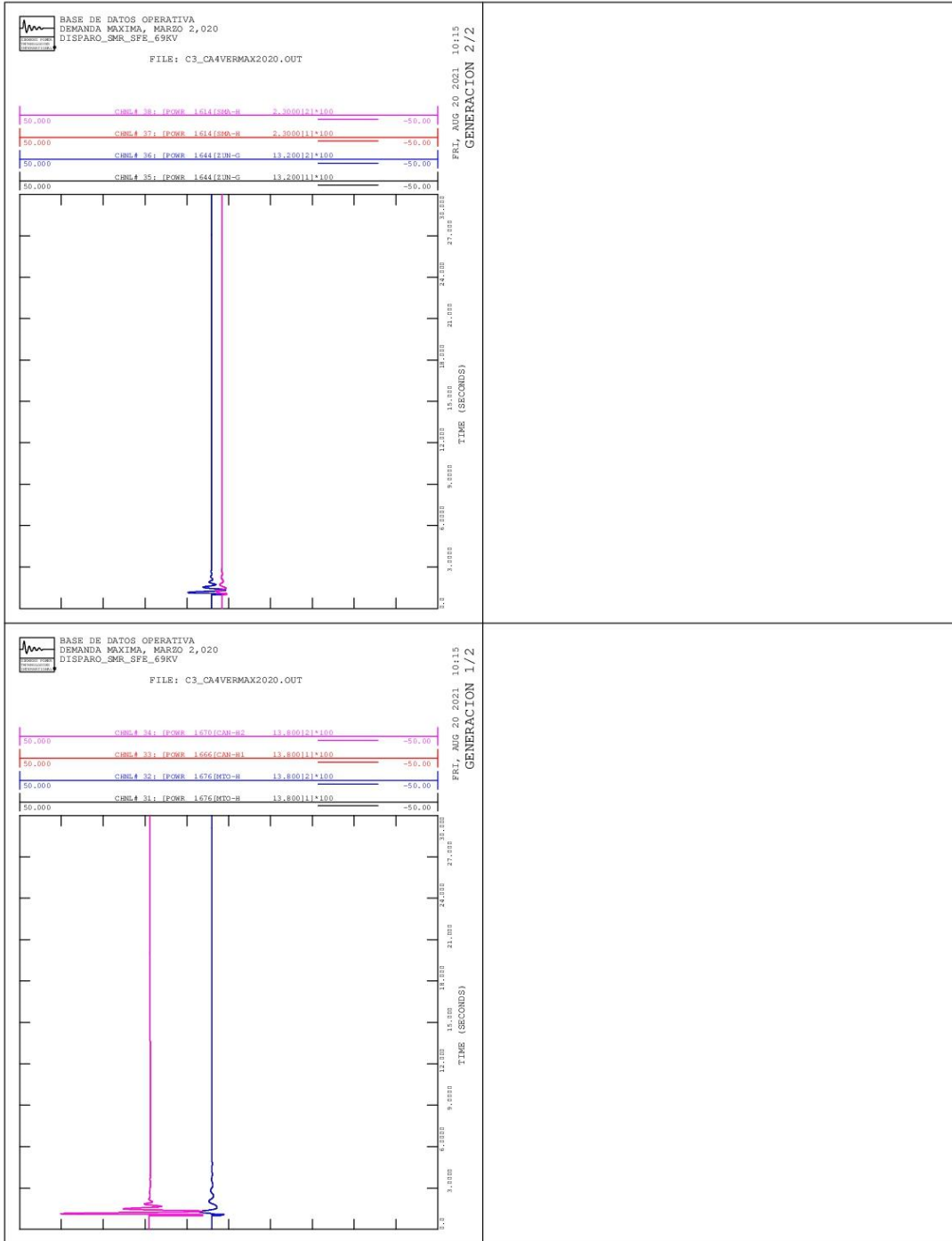
Continuación del apéndice 4.



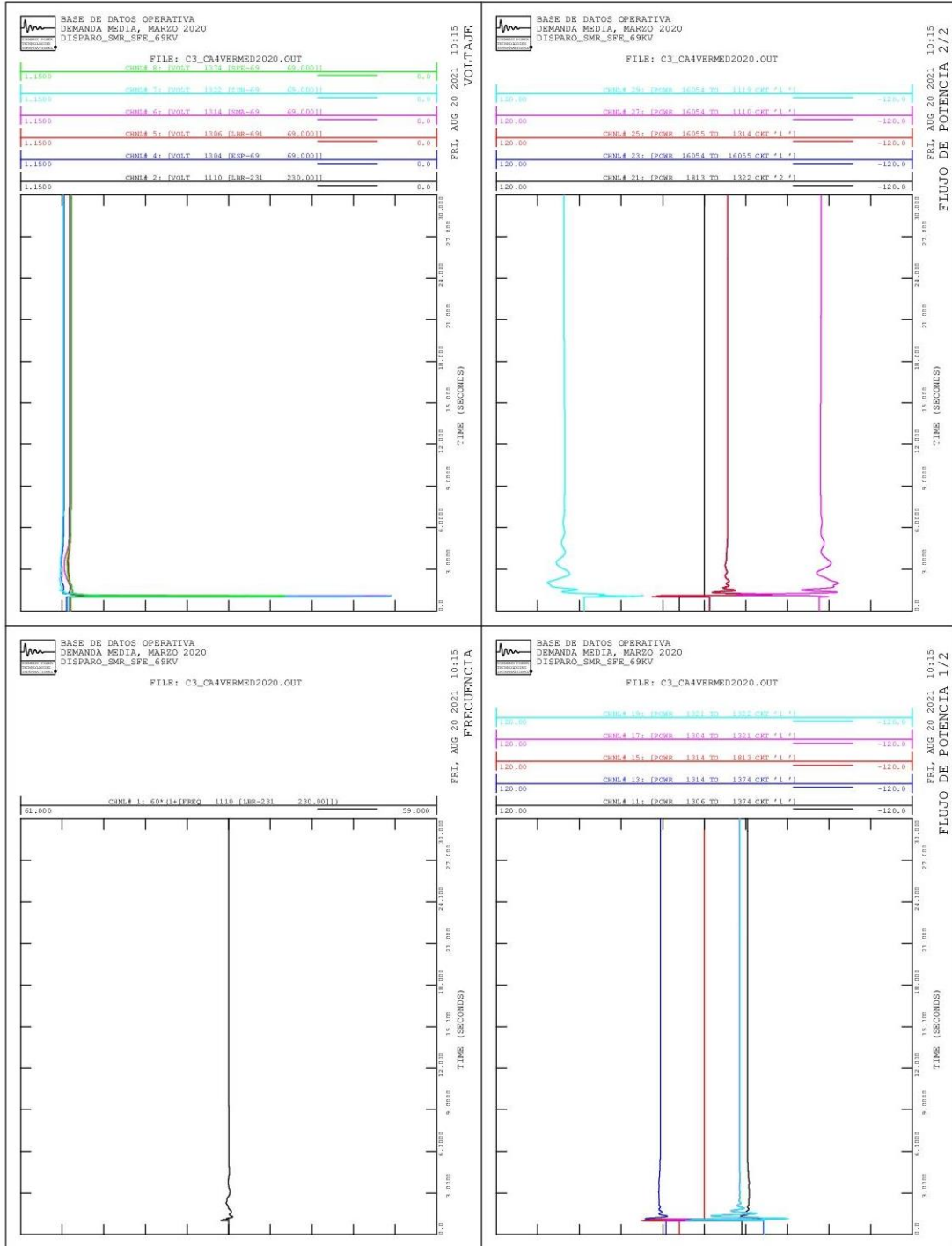
Continuación del apéndice 4.



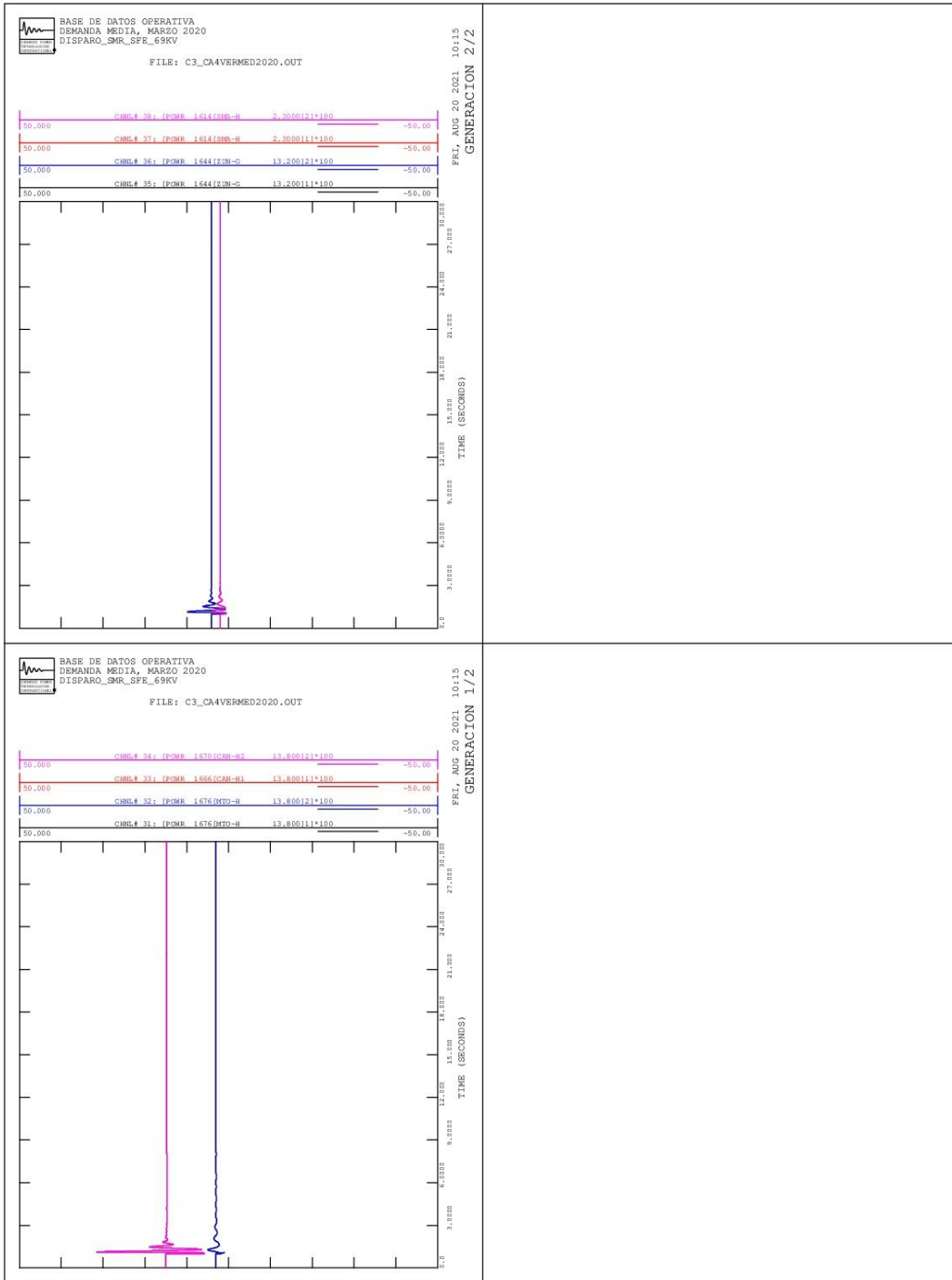
Continuación del apéndice 4.



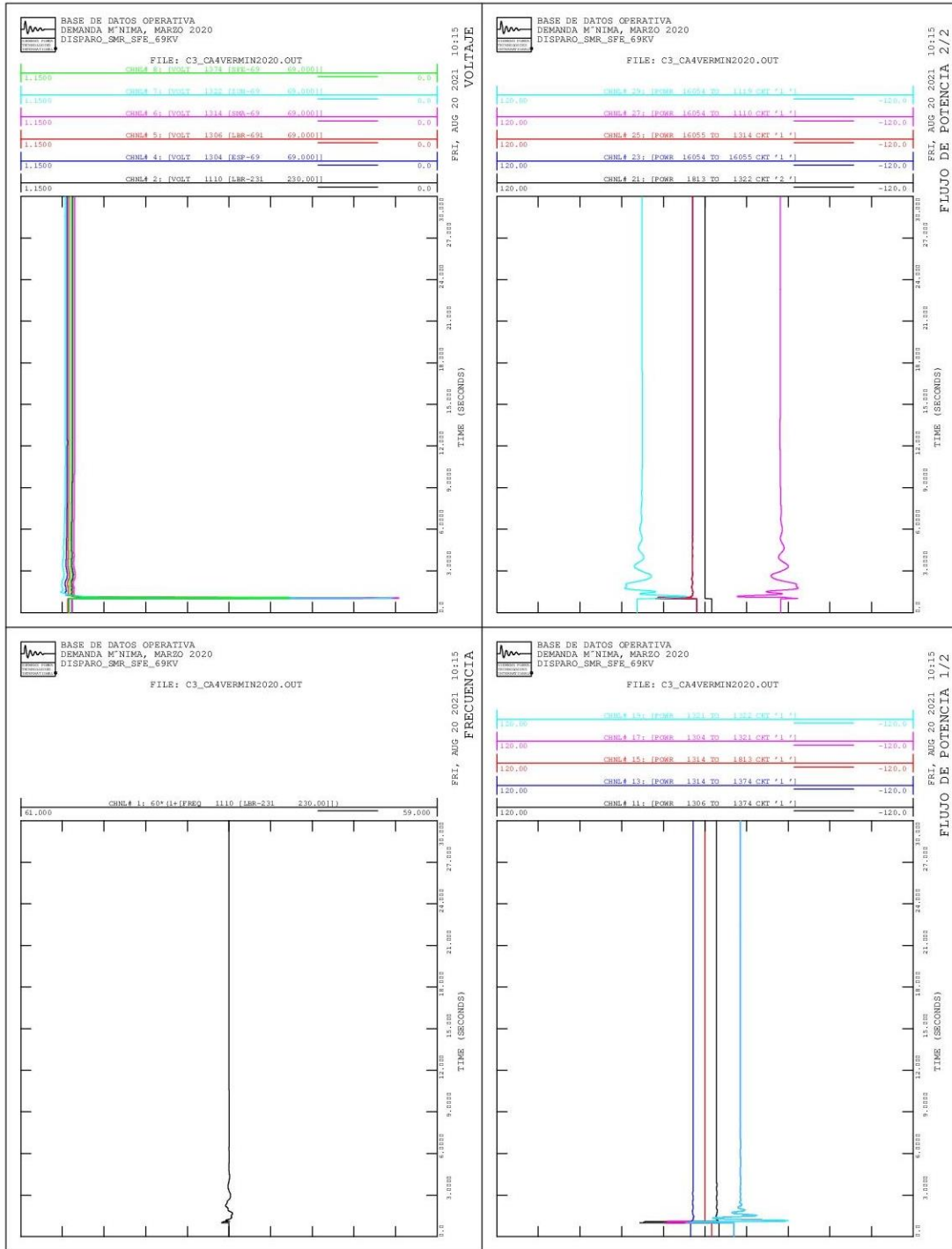
Continuación del apéndice 4.



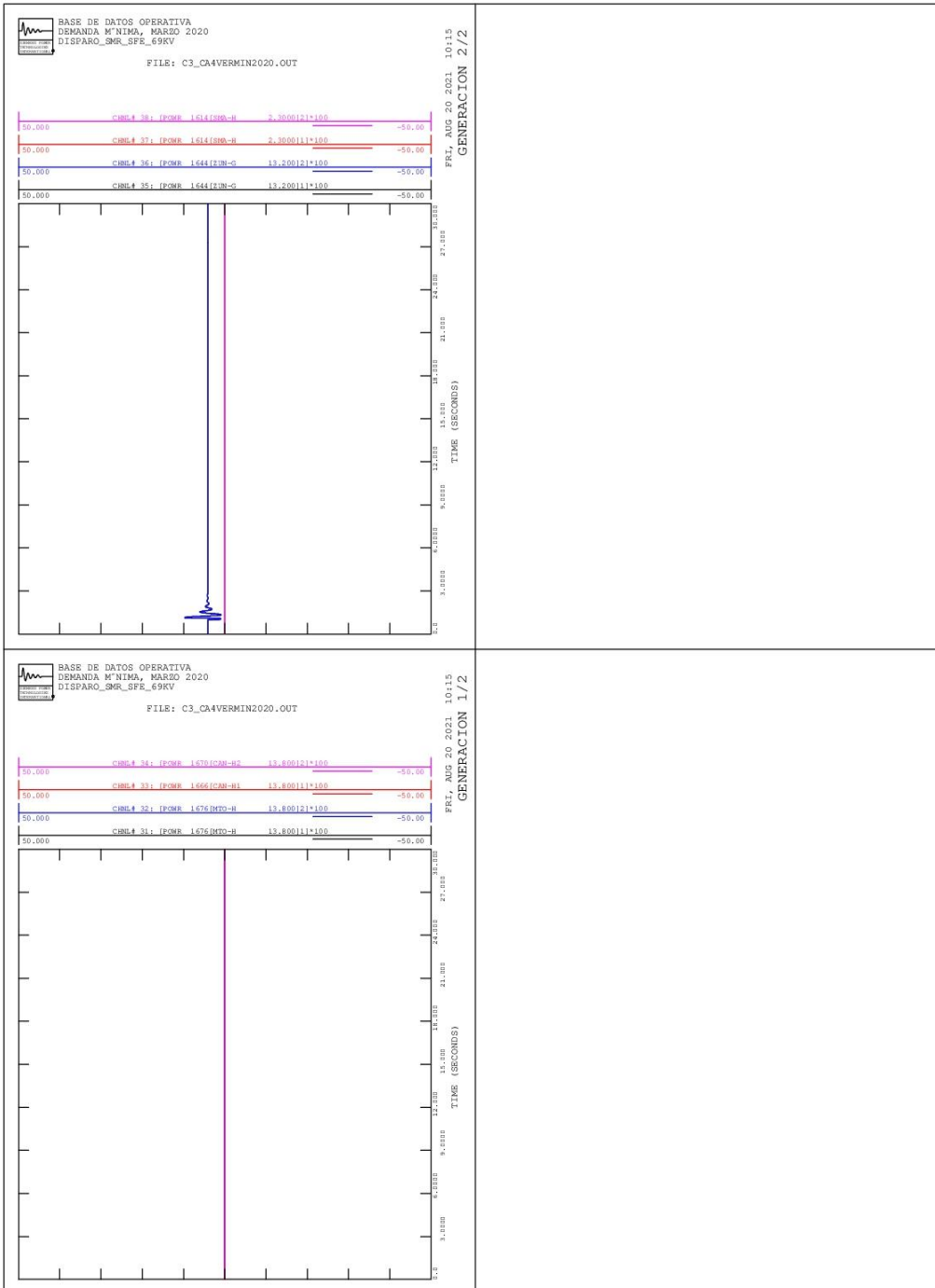
Continuación del apéndice 4.



Continuación del apéndice 4.

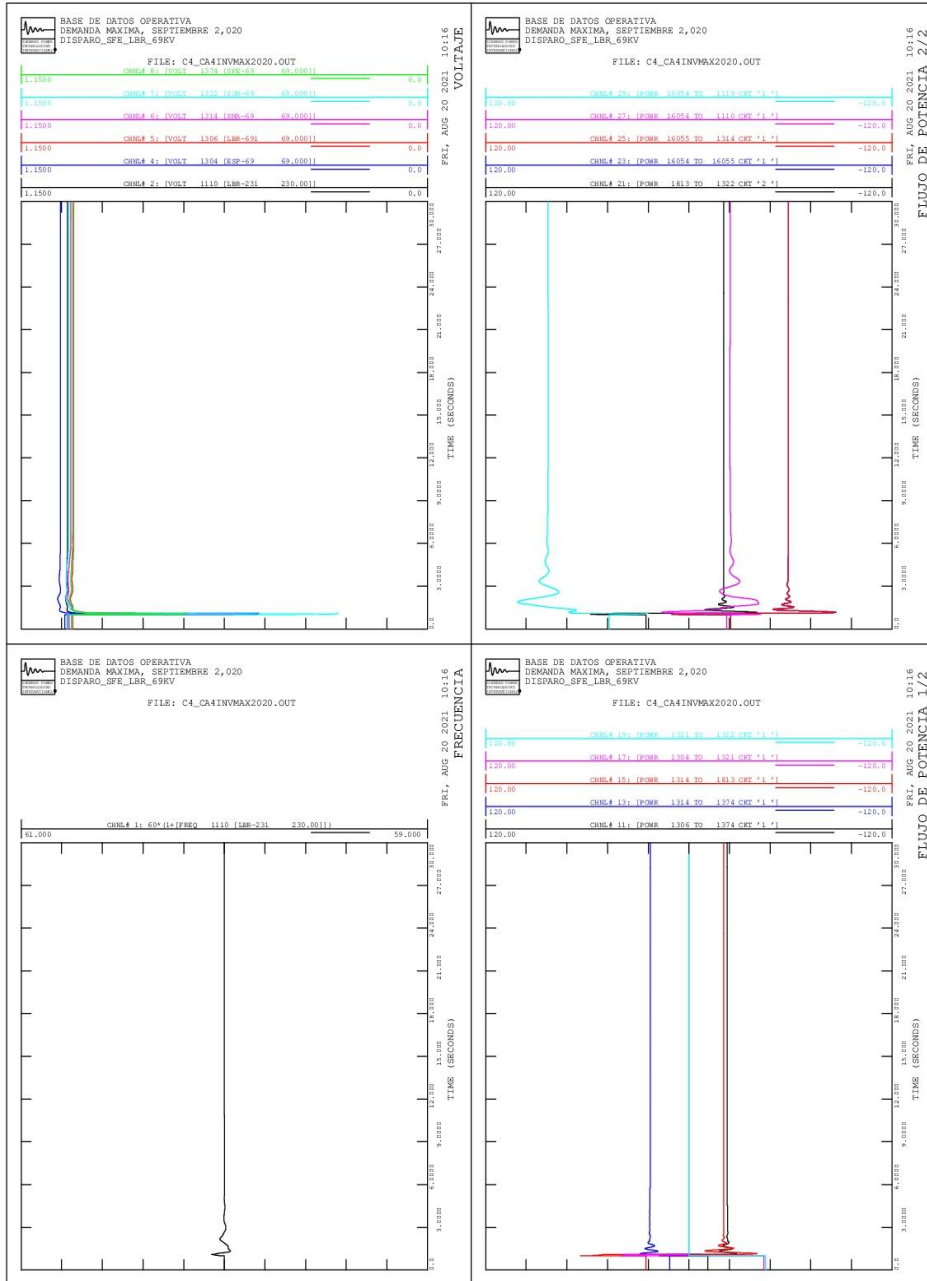


Continuación del apéndice 4.

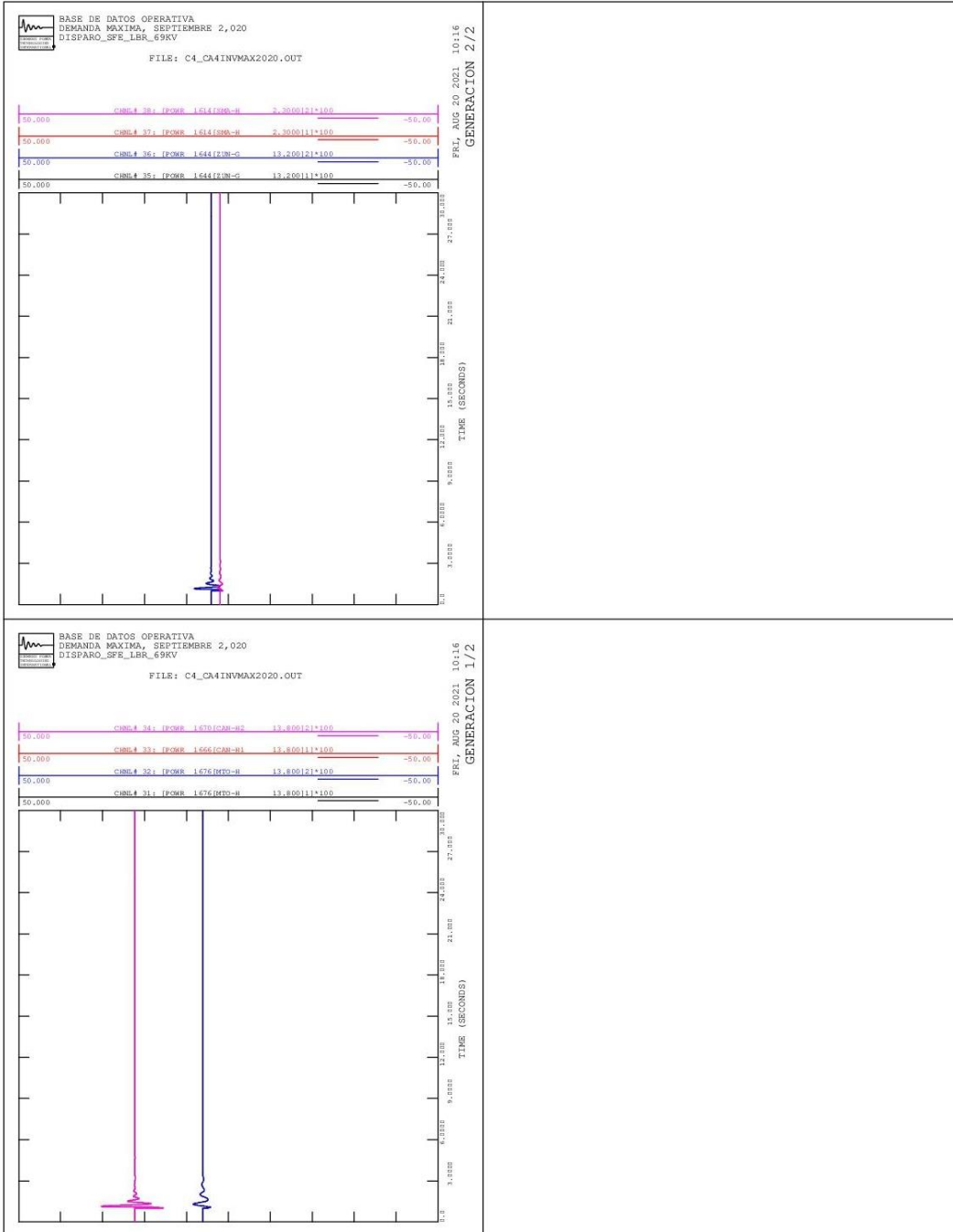


Continuación del apéndice 4.

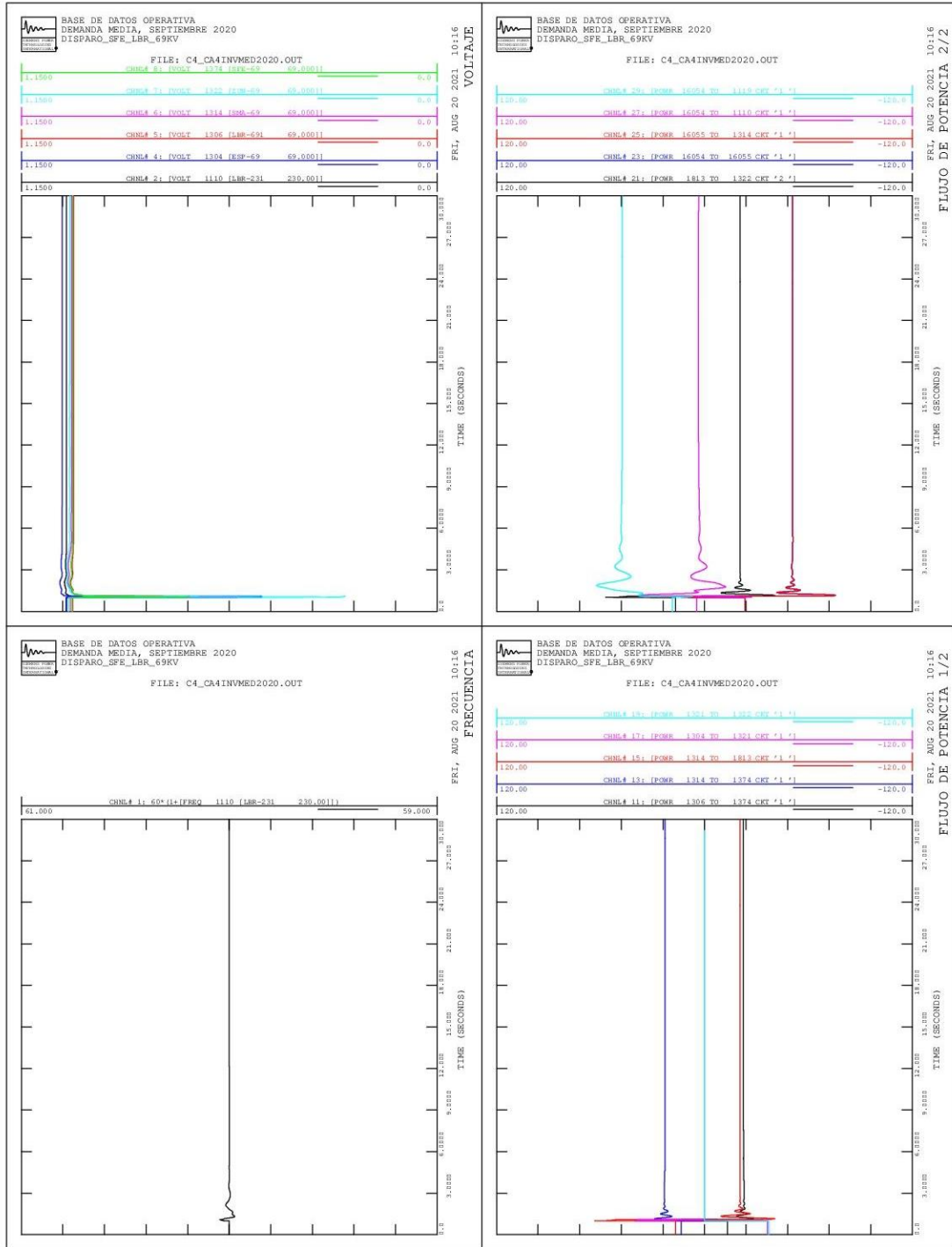
Alternativa núm. 4, contingencia 4



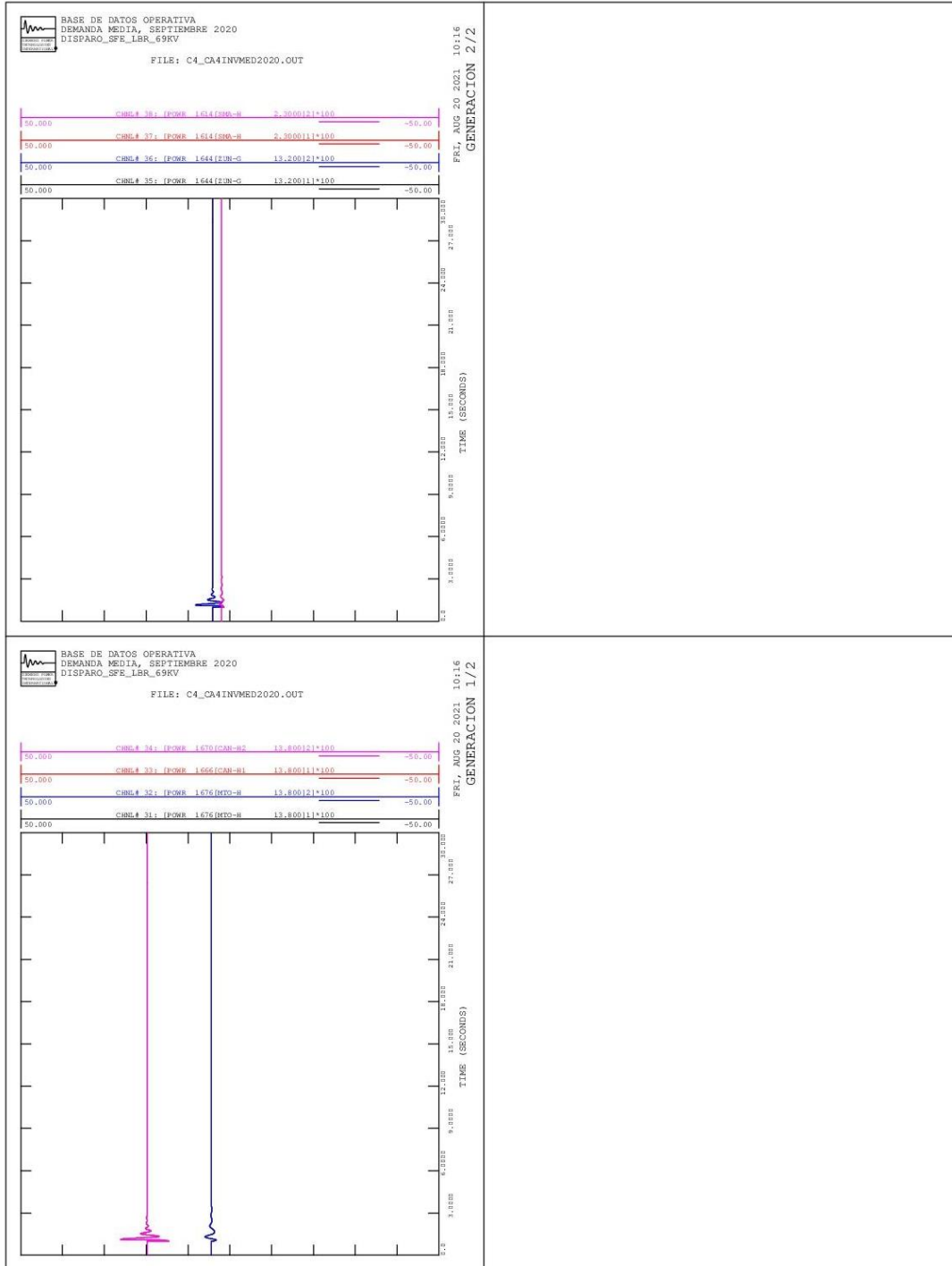
Continuación del apéndice 4.



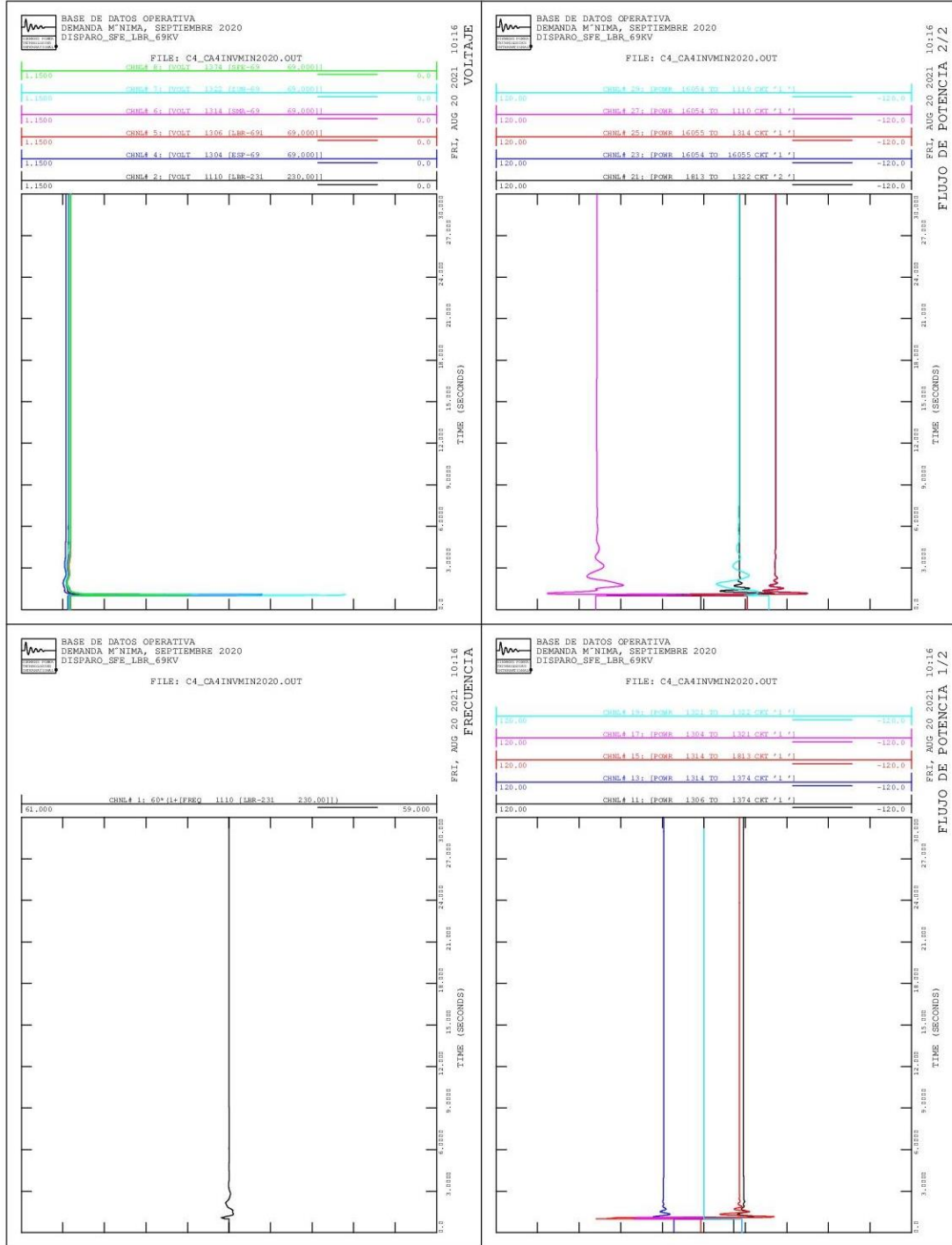
Continuación del apéndice 4.



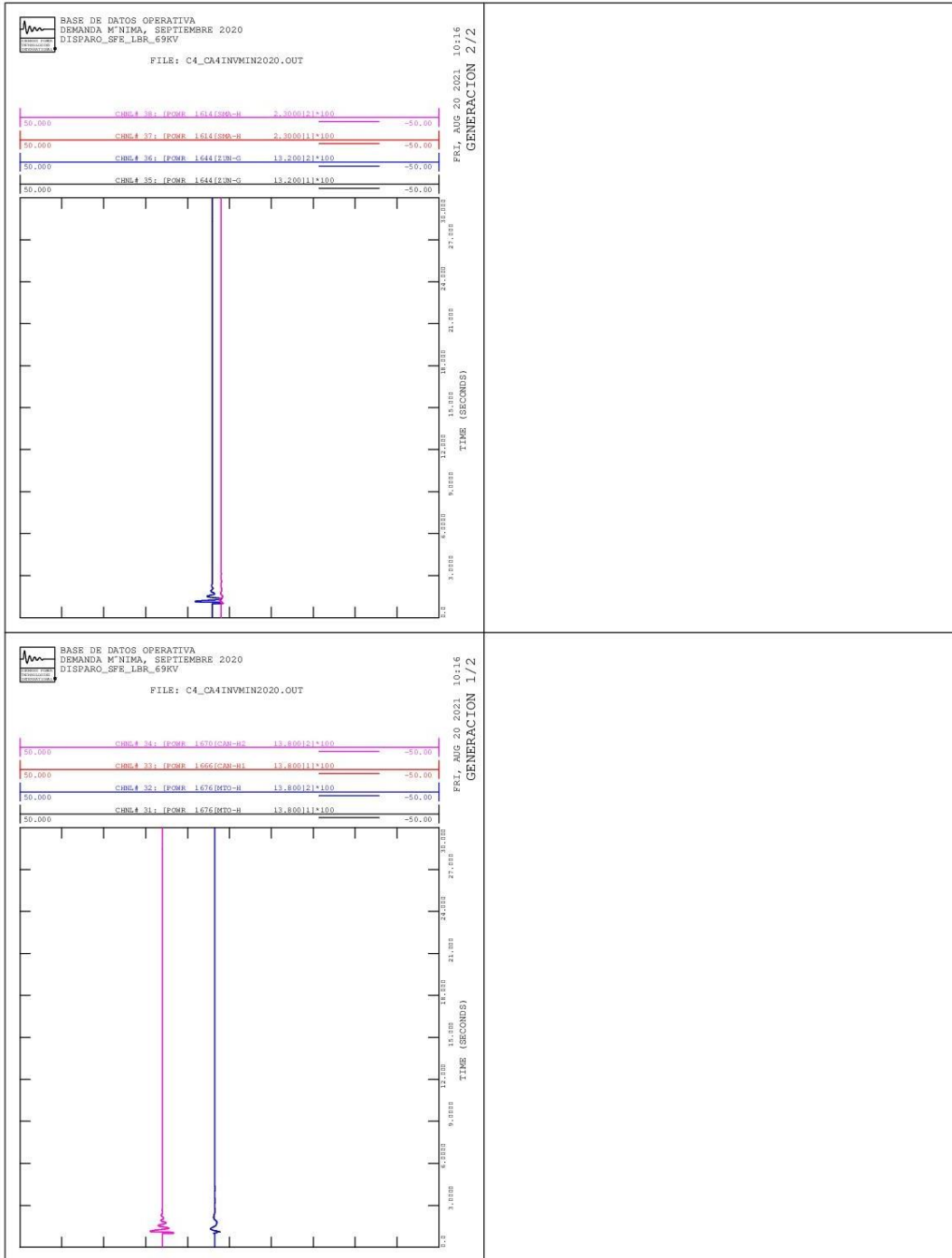
Continuación del apéndice 4.



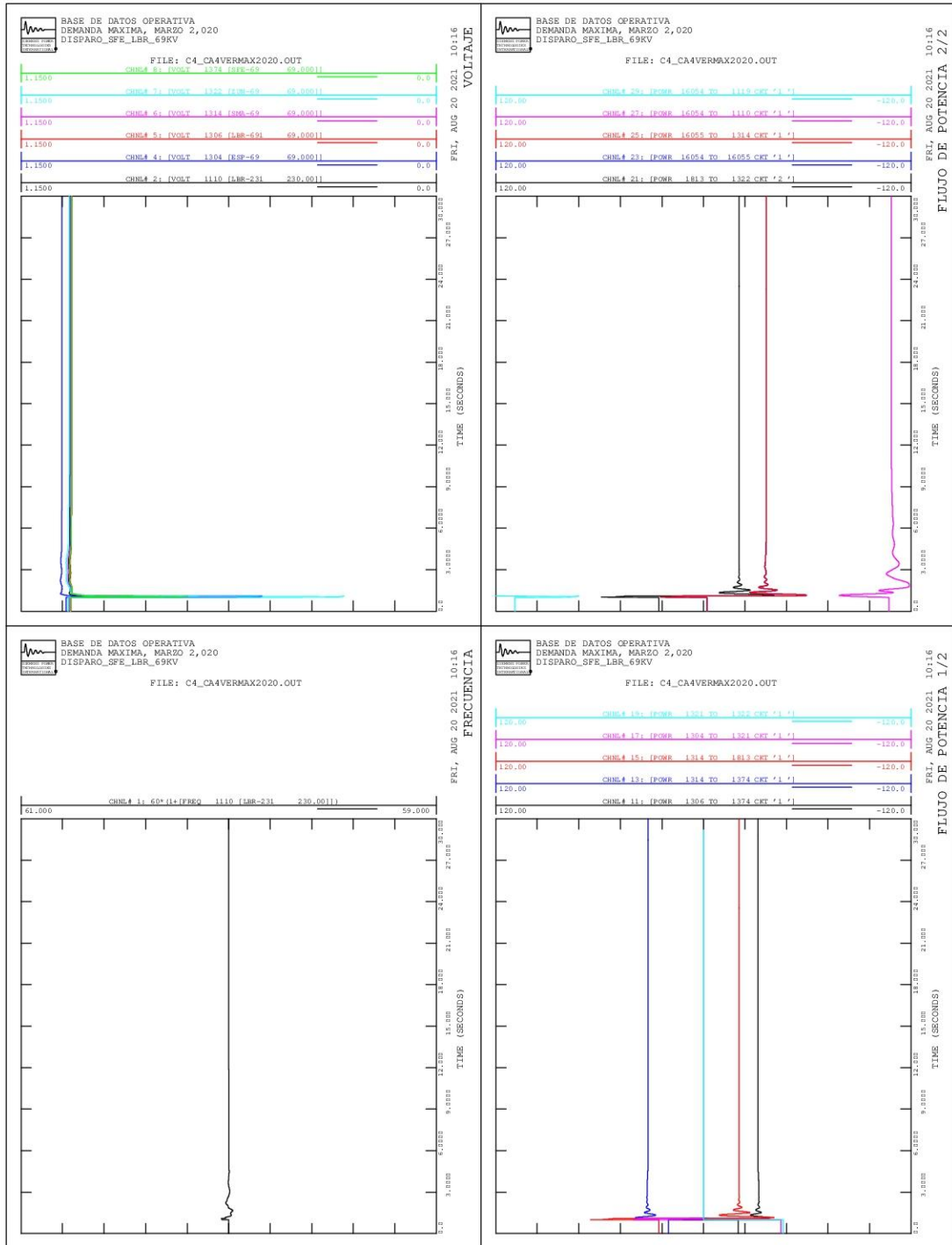
Continuación del apéndice 4.



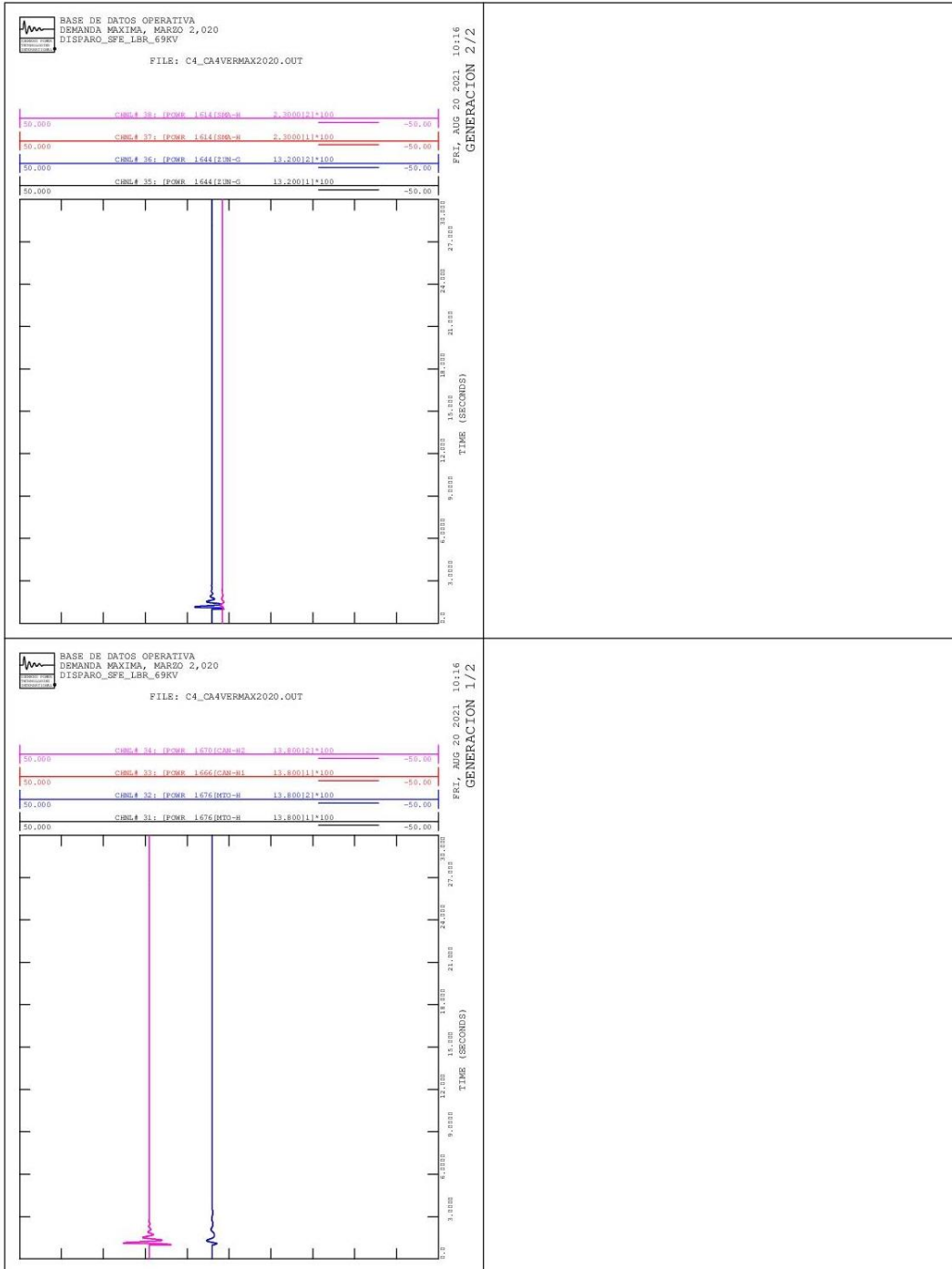
Continuación del apéndice 4.



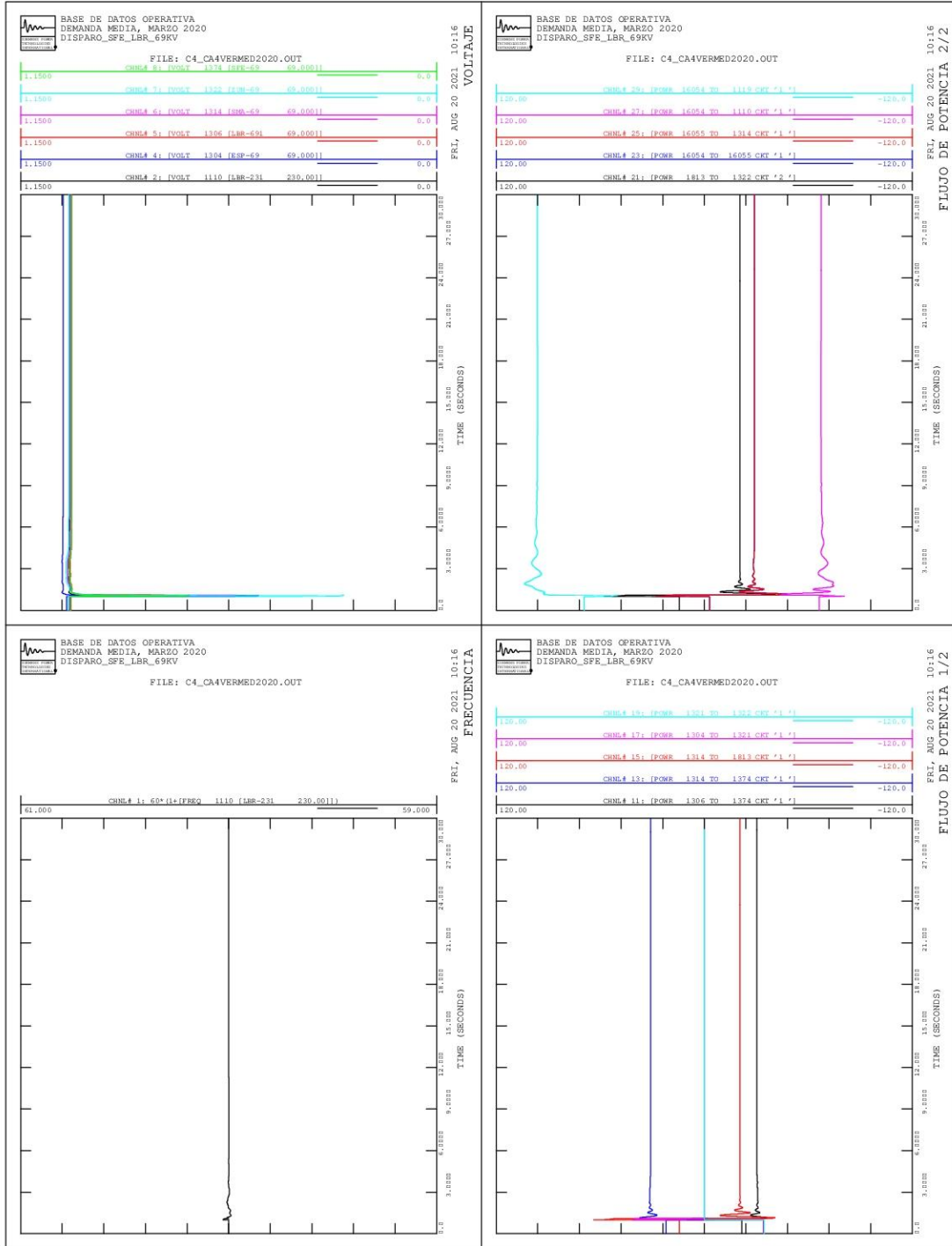
Continuación del apéndice 4.



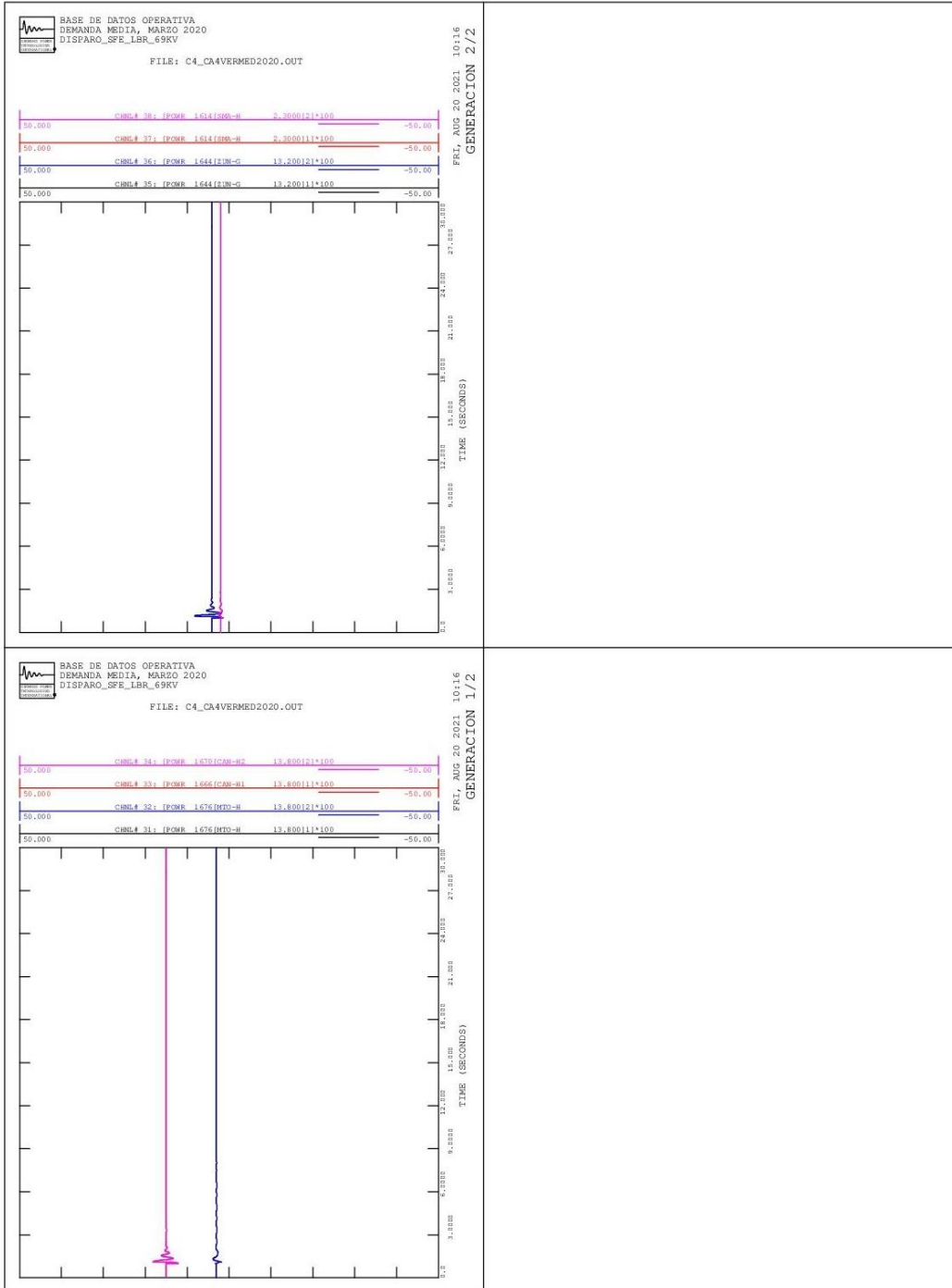
Continuación del apéndice 4.



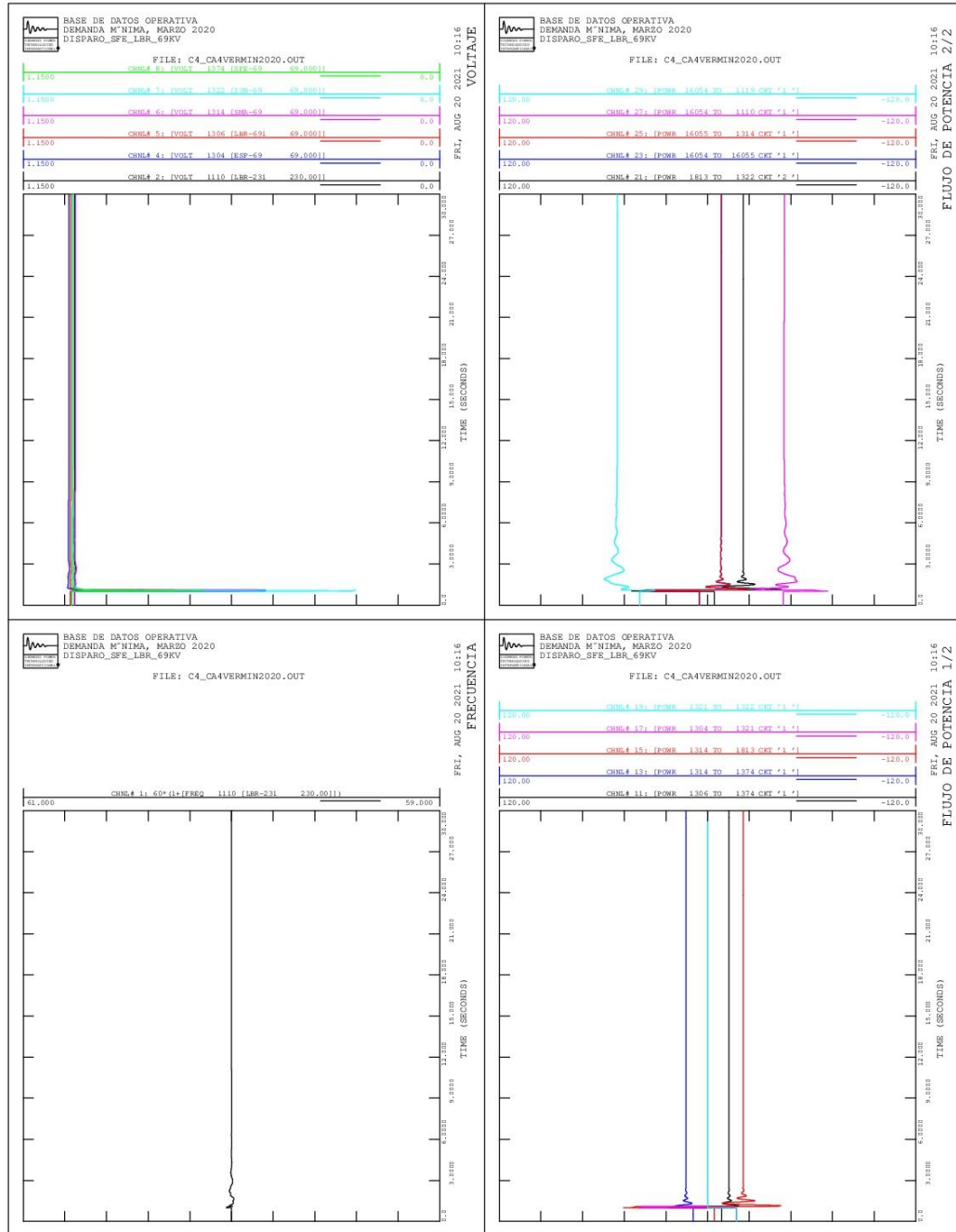
Continuación del apéndice 4.



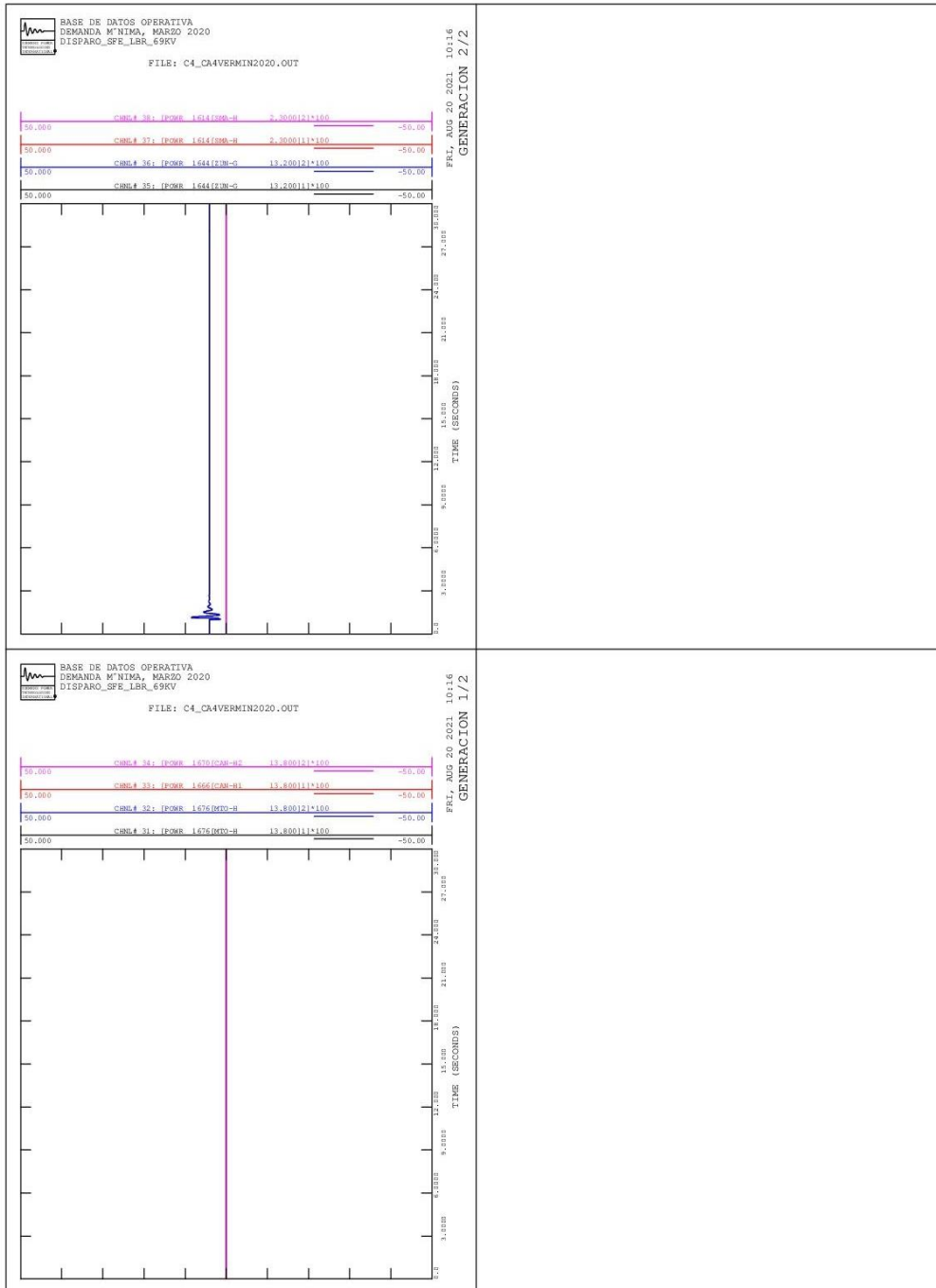
Continuación del apéndice 4.



Continuación del apéndice 4.

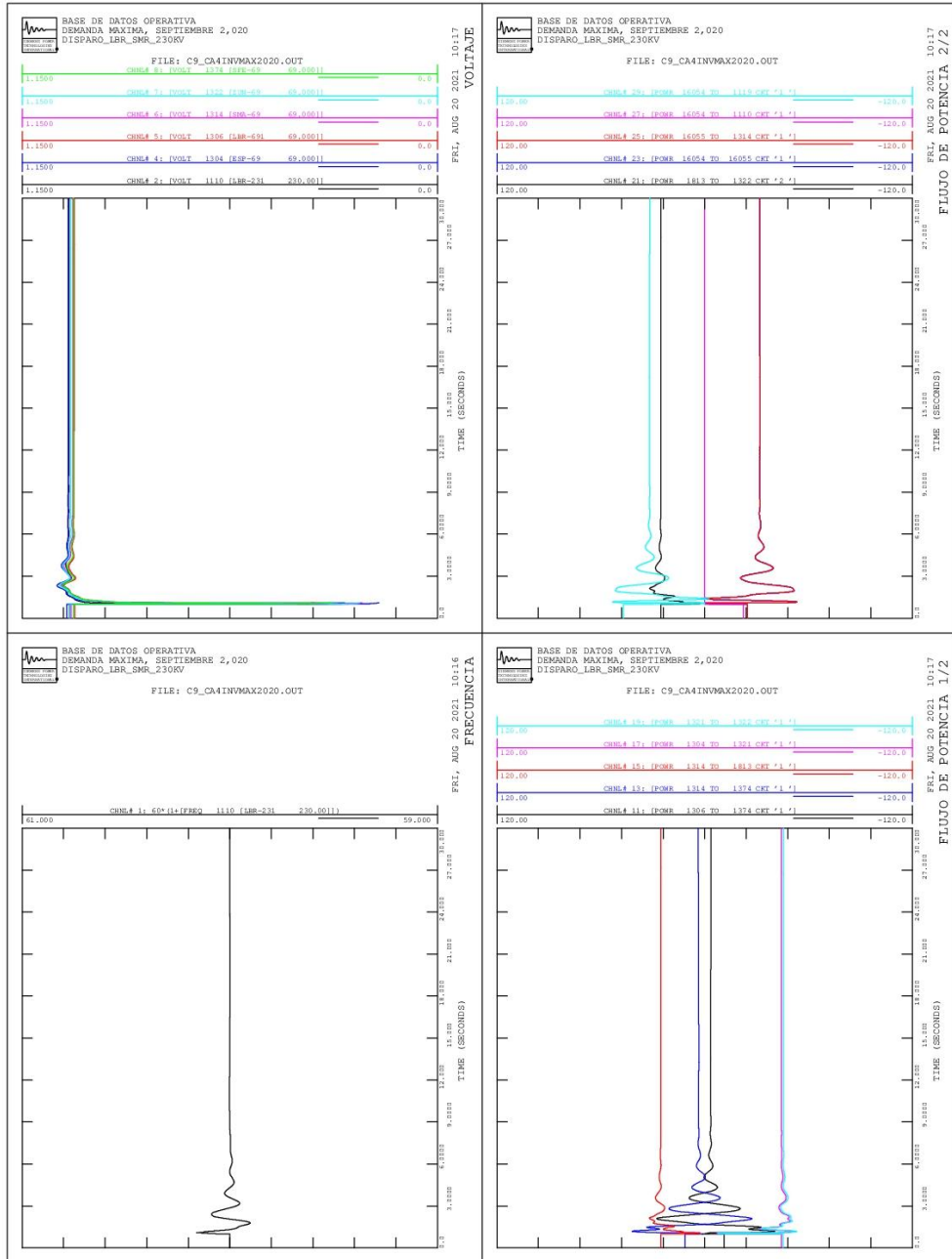


Continuación del apéndice 4.

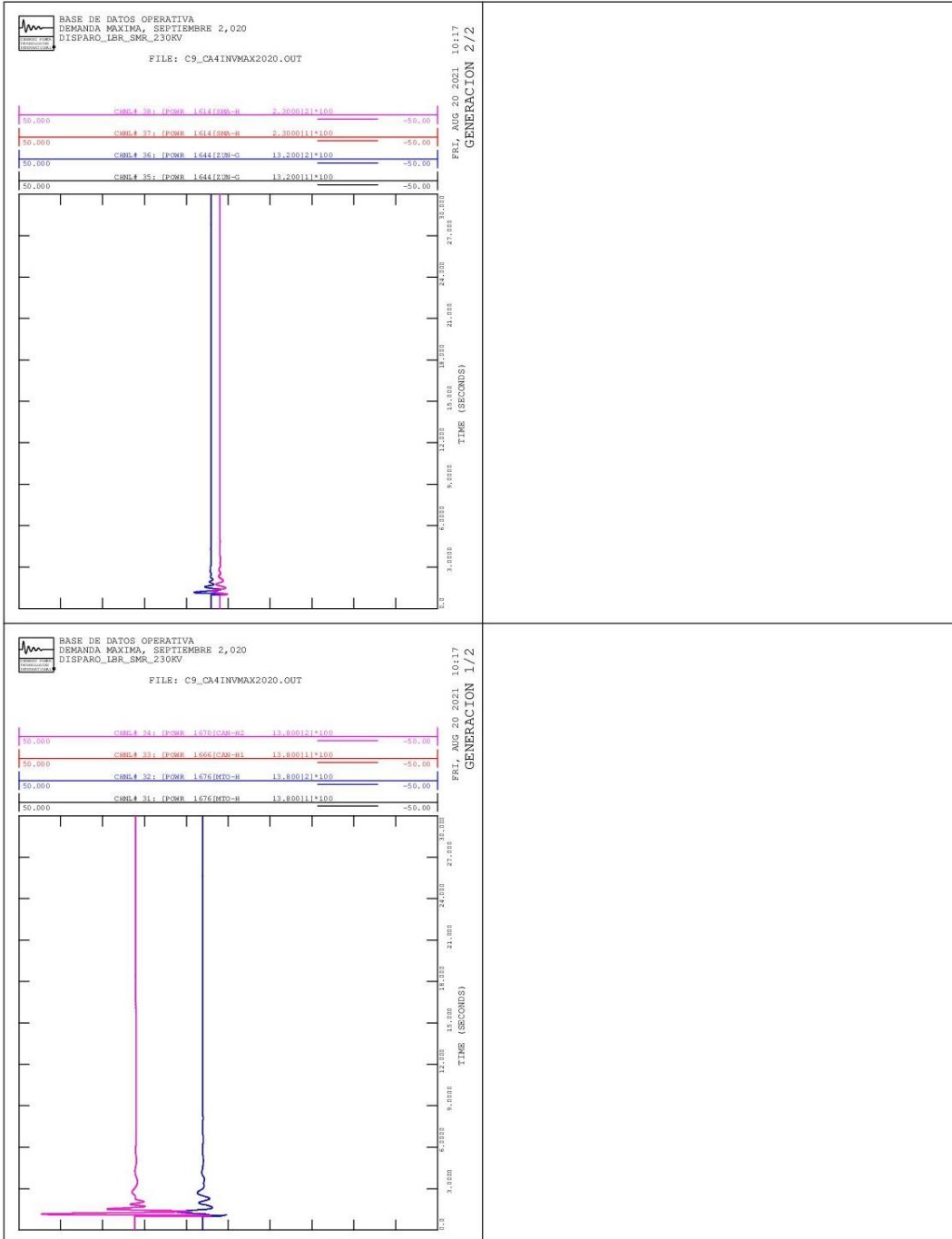


Continuación del apéndice 4.

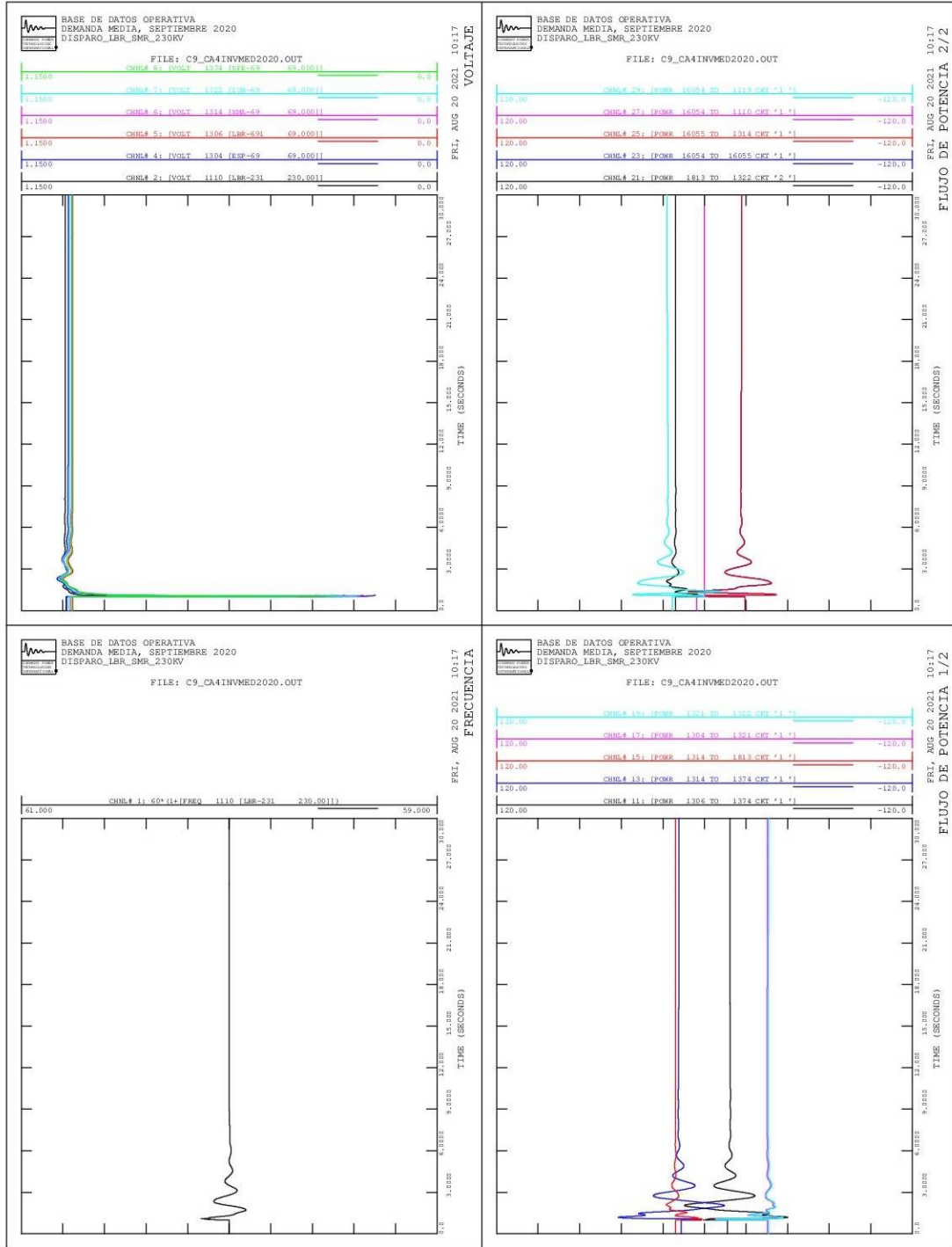
Alternativa núm. 4, contingencia 9



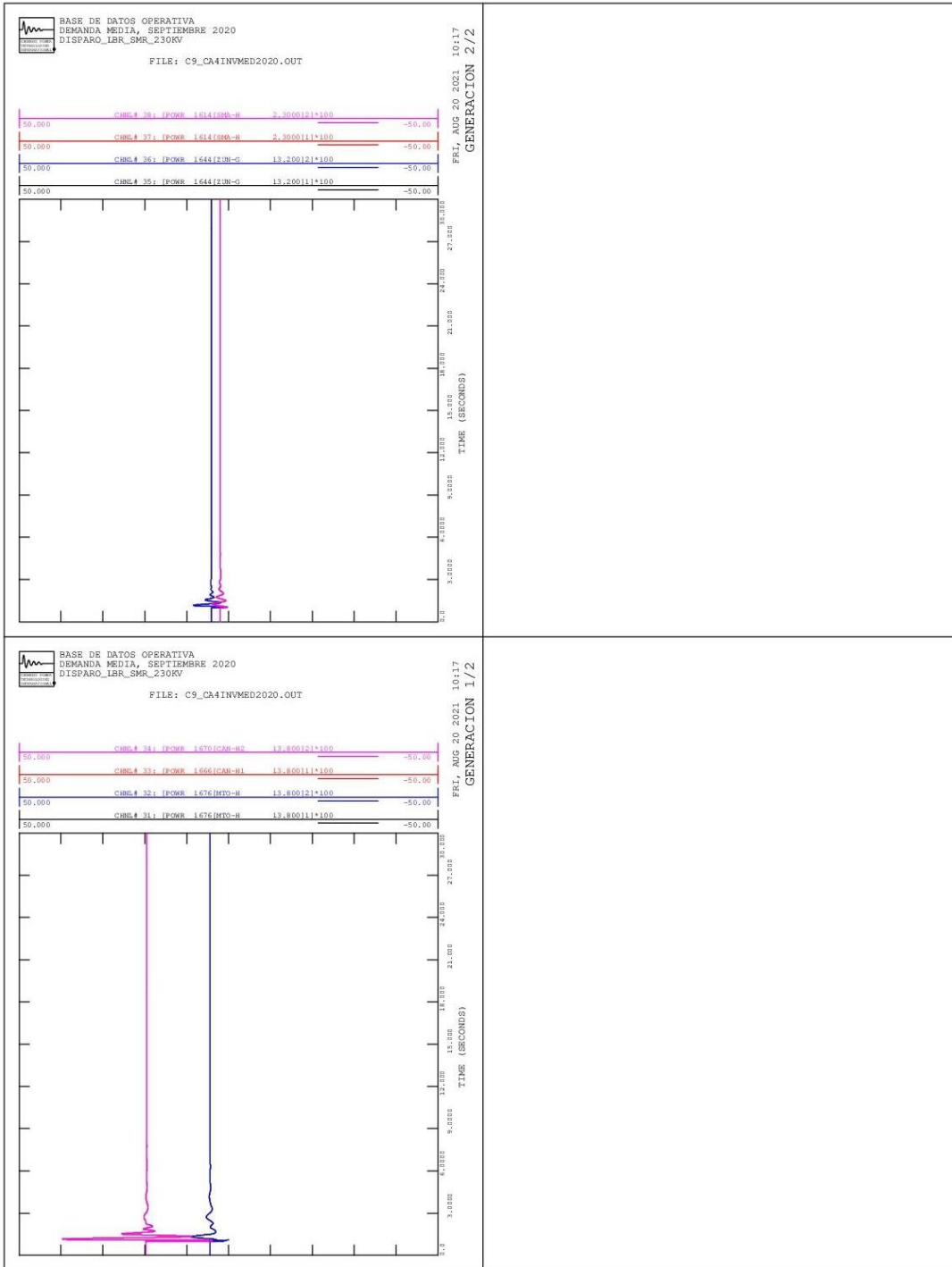
Continuación del apéndice 4.



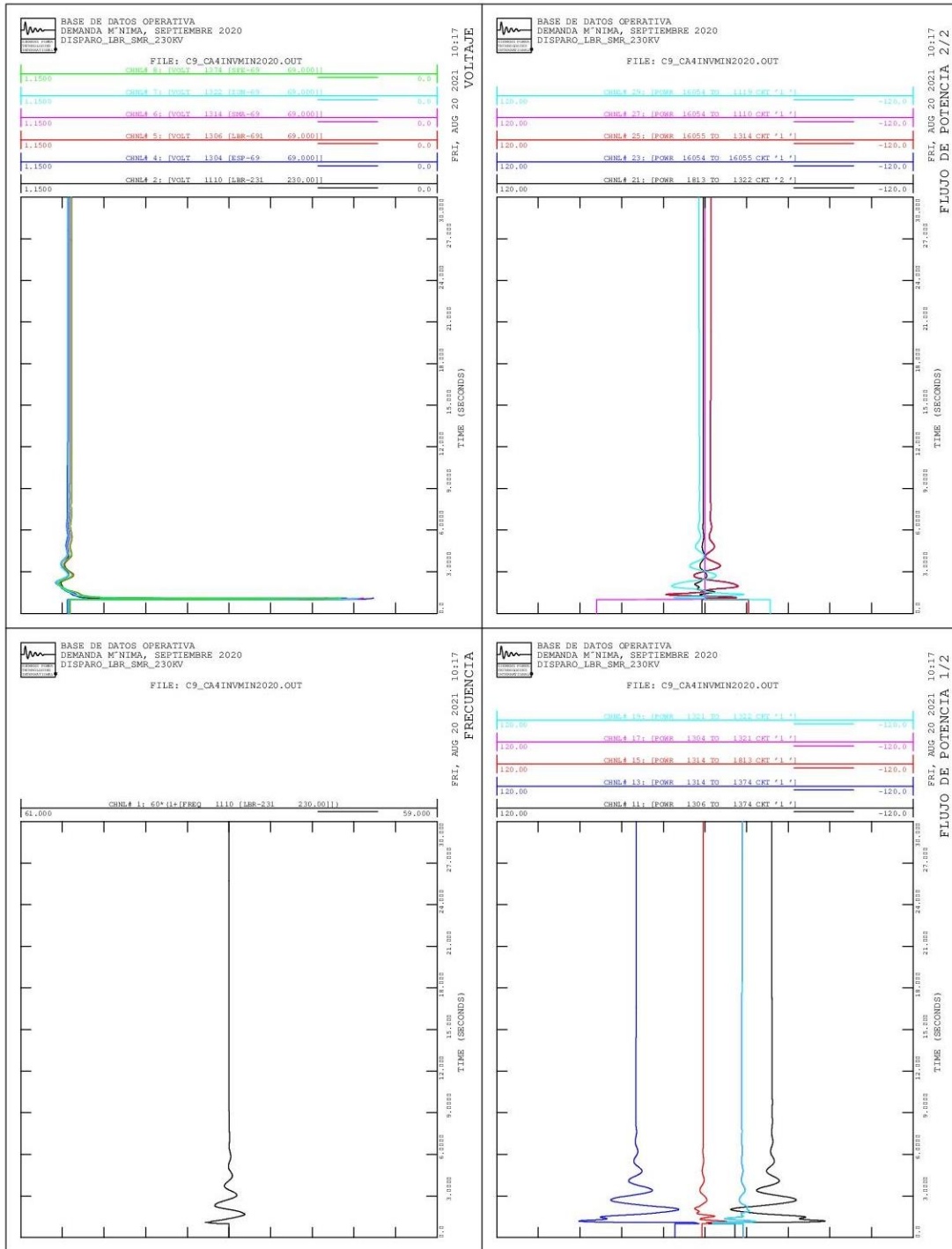
Continuación del apéndice 4.



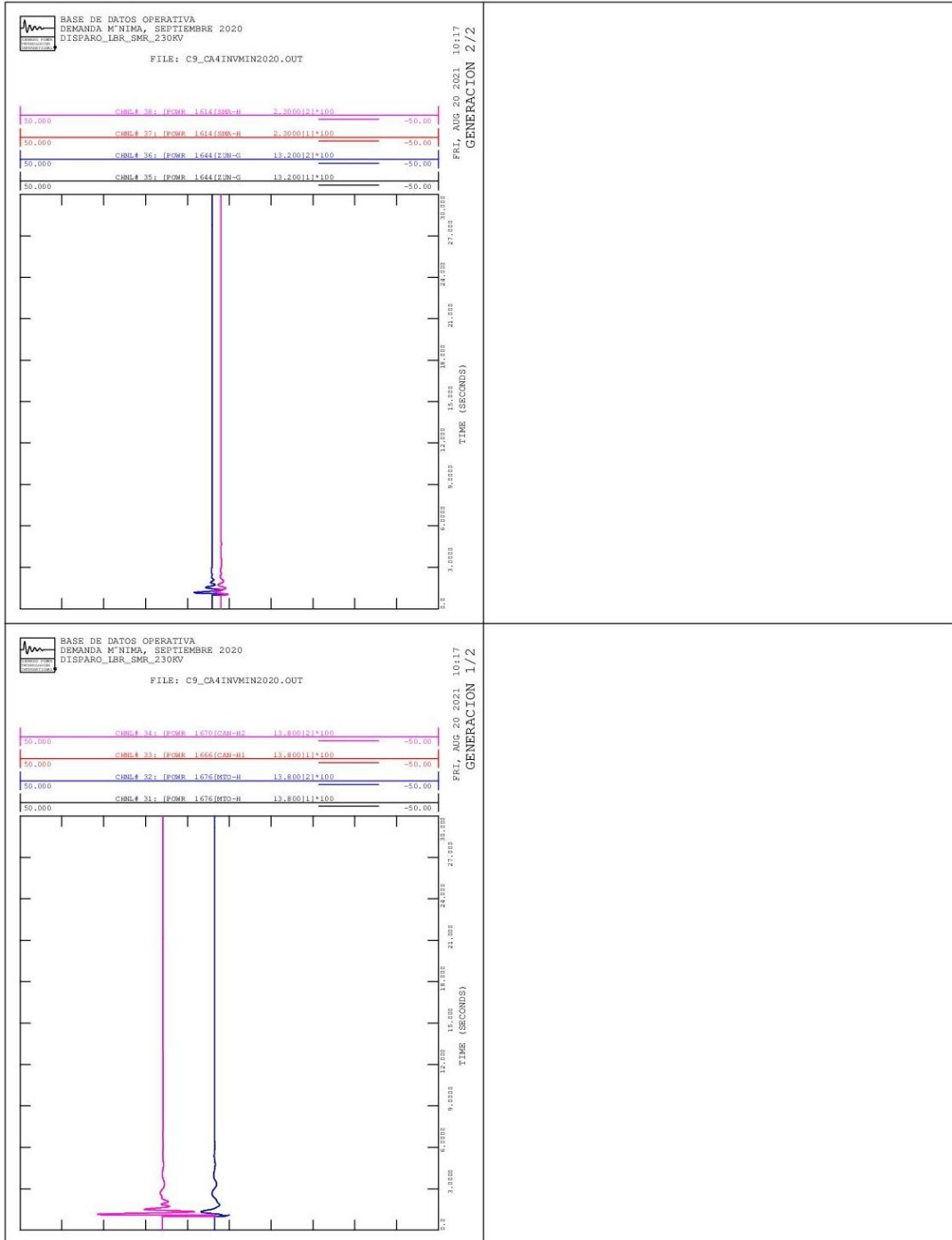
Continuación del apéndice 4.



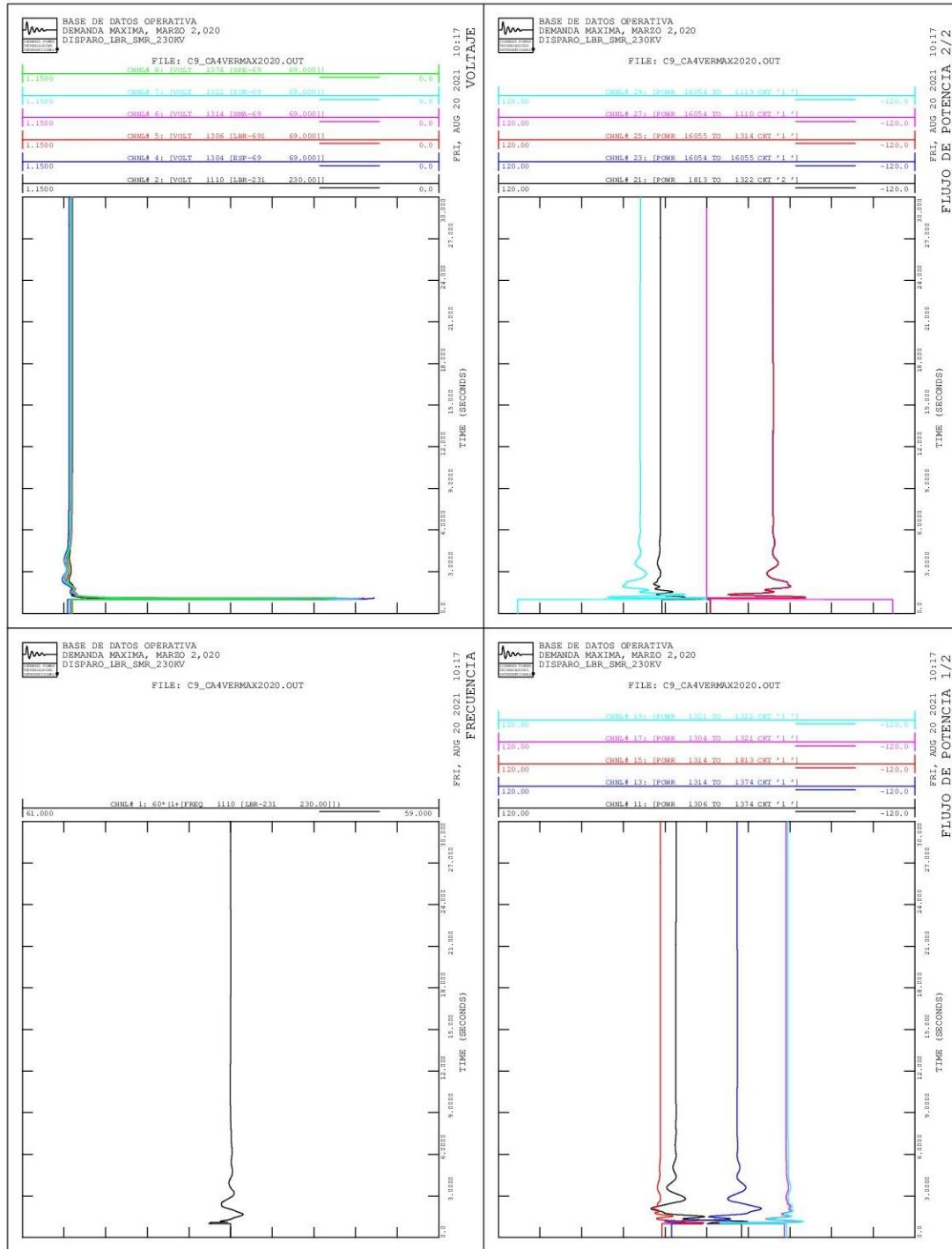
Continuación del apéndice 4.



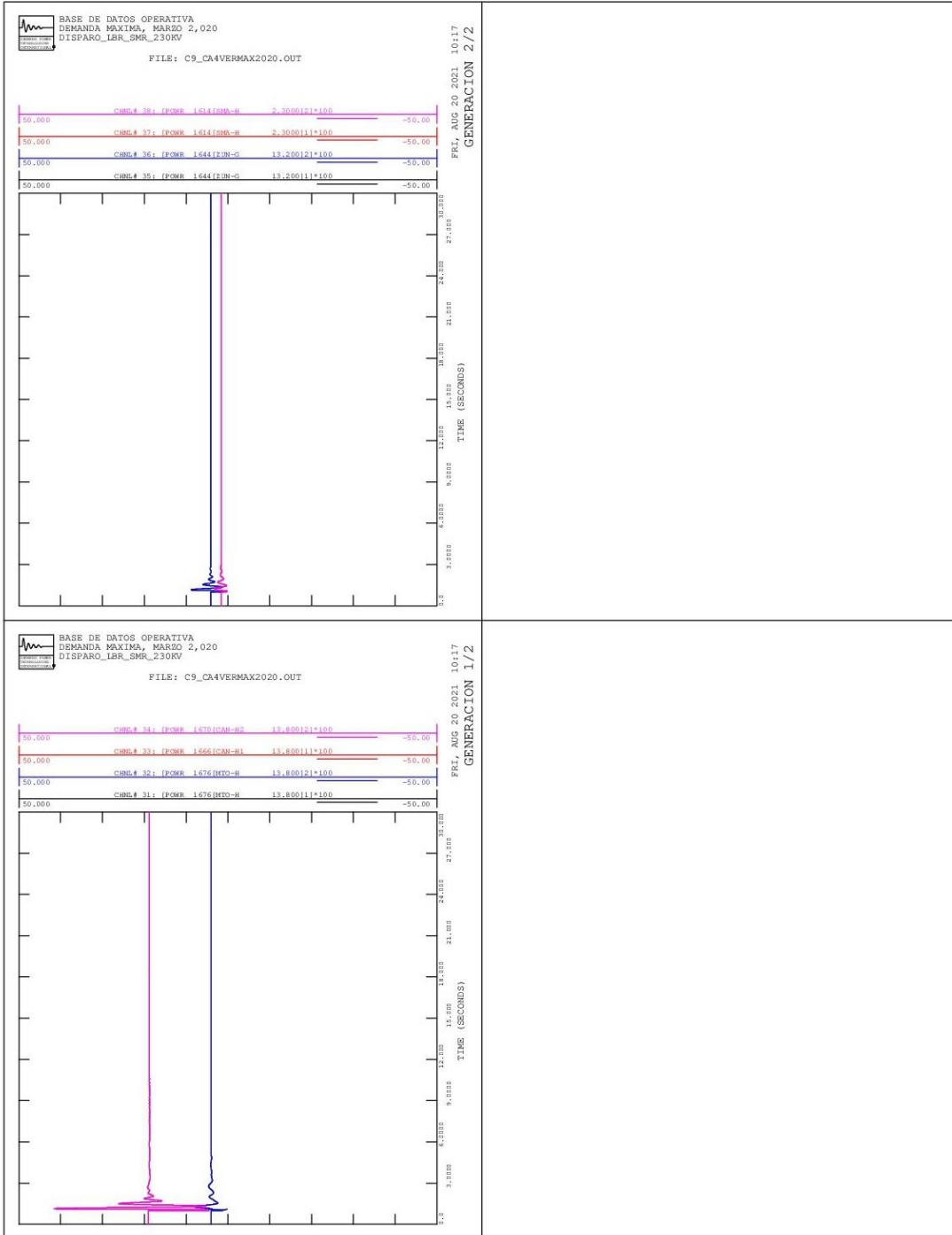
Continuación del apéndice 4.



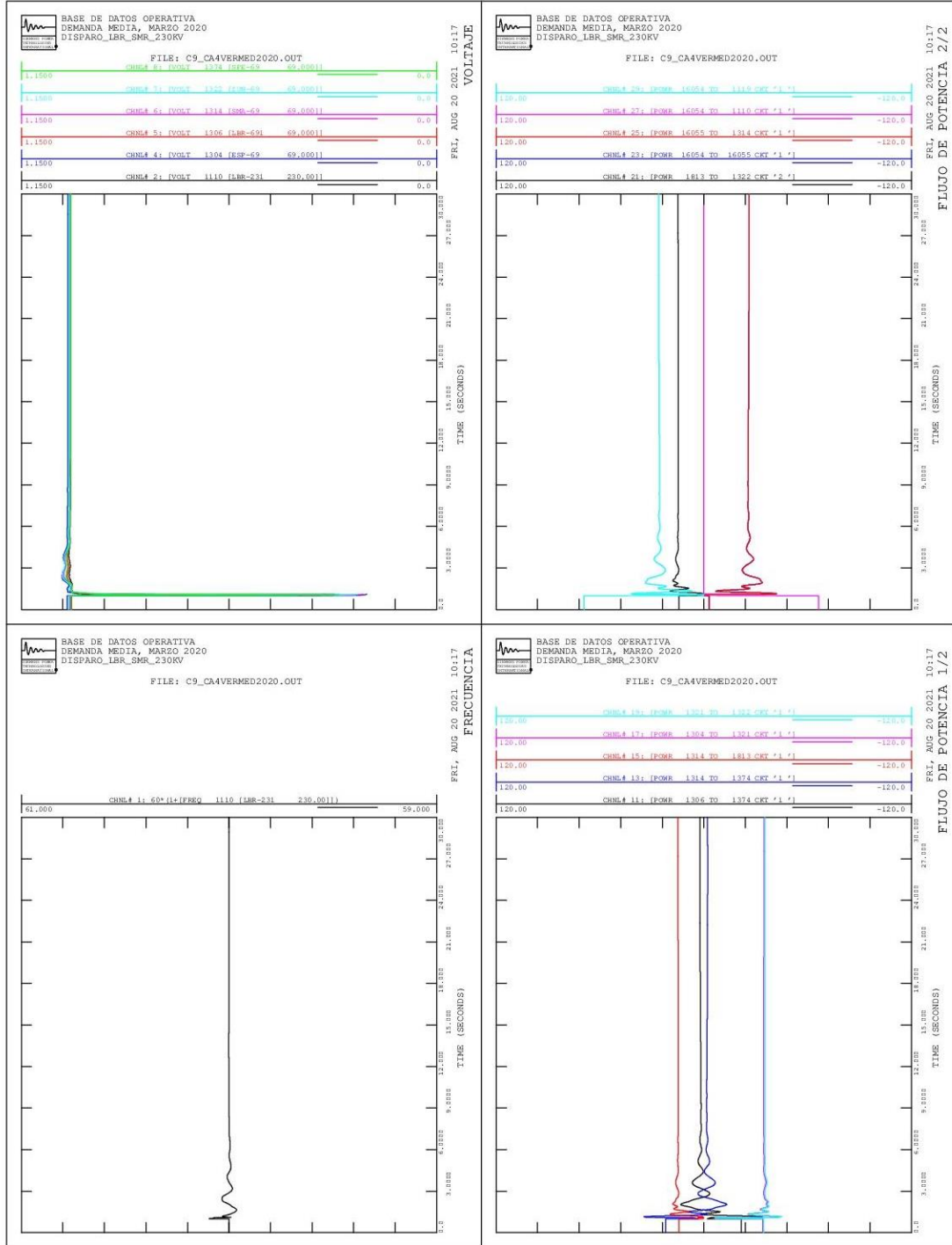
Continuación del apéndice 4.



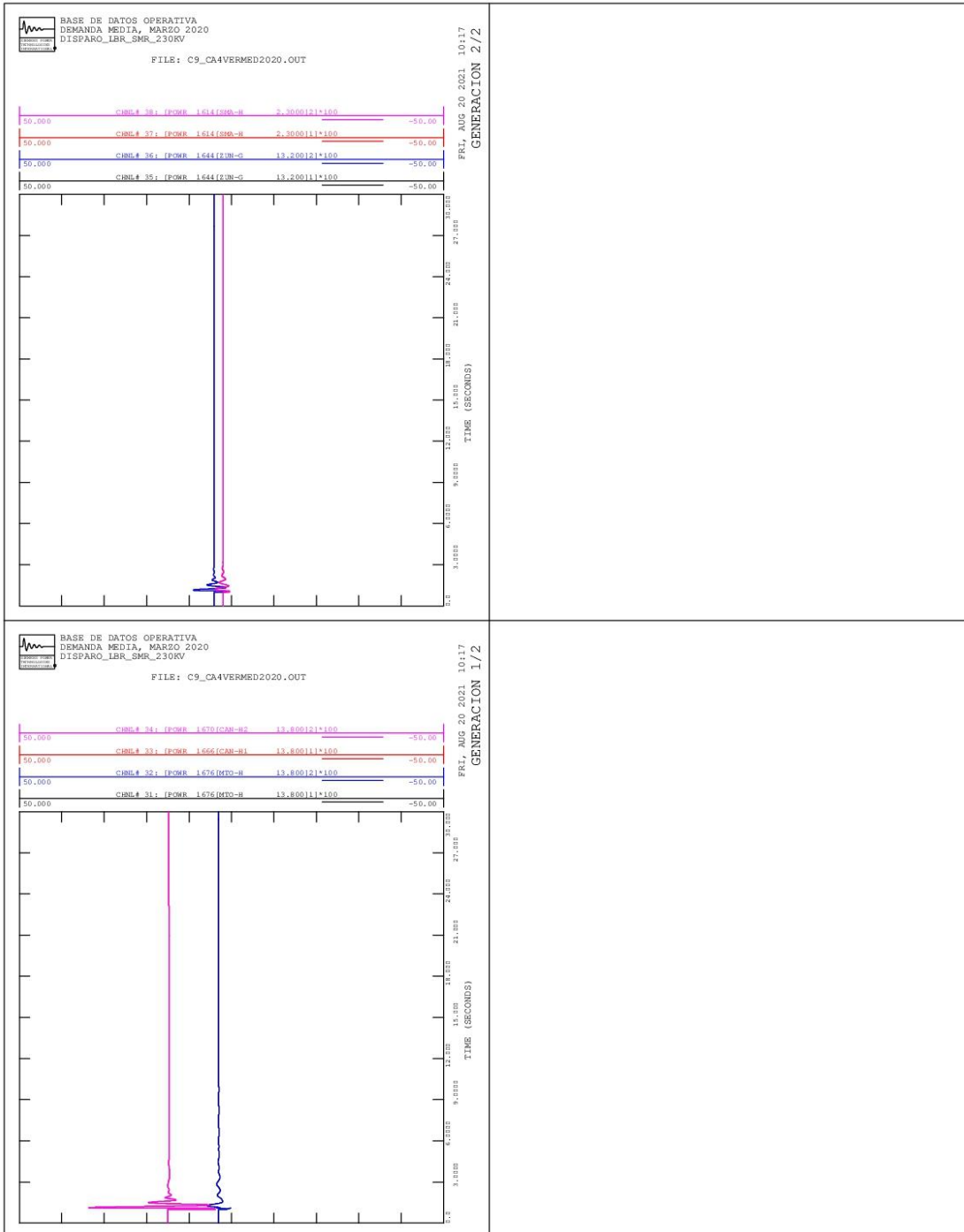
Continuación del apéndice 4.



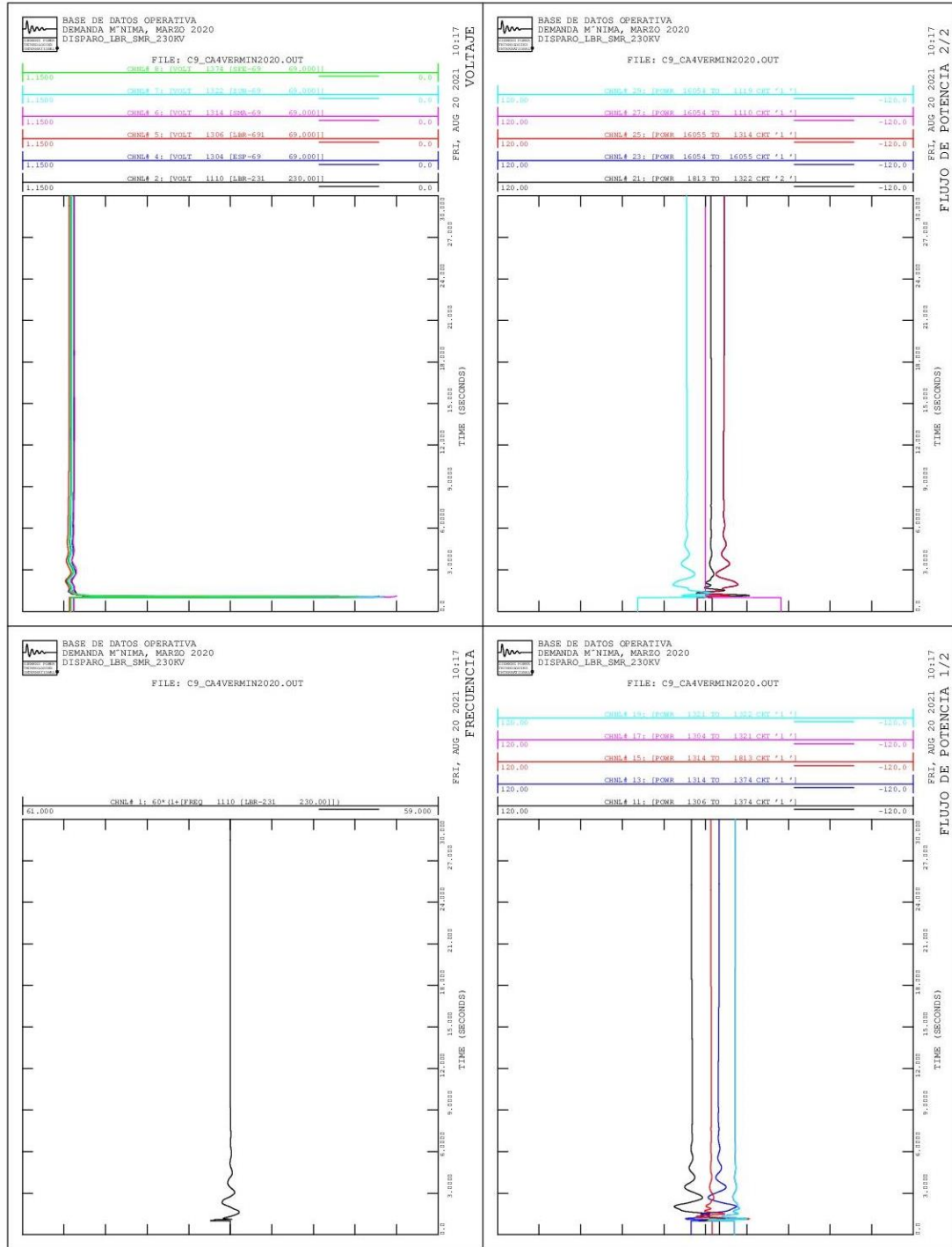
Continuación del apéndice 4.



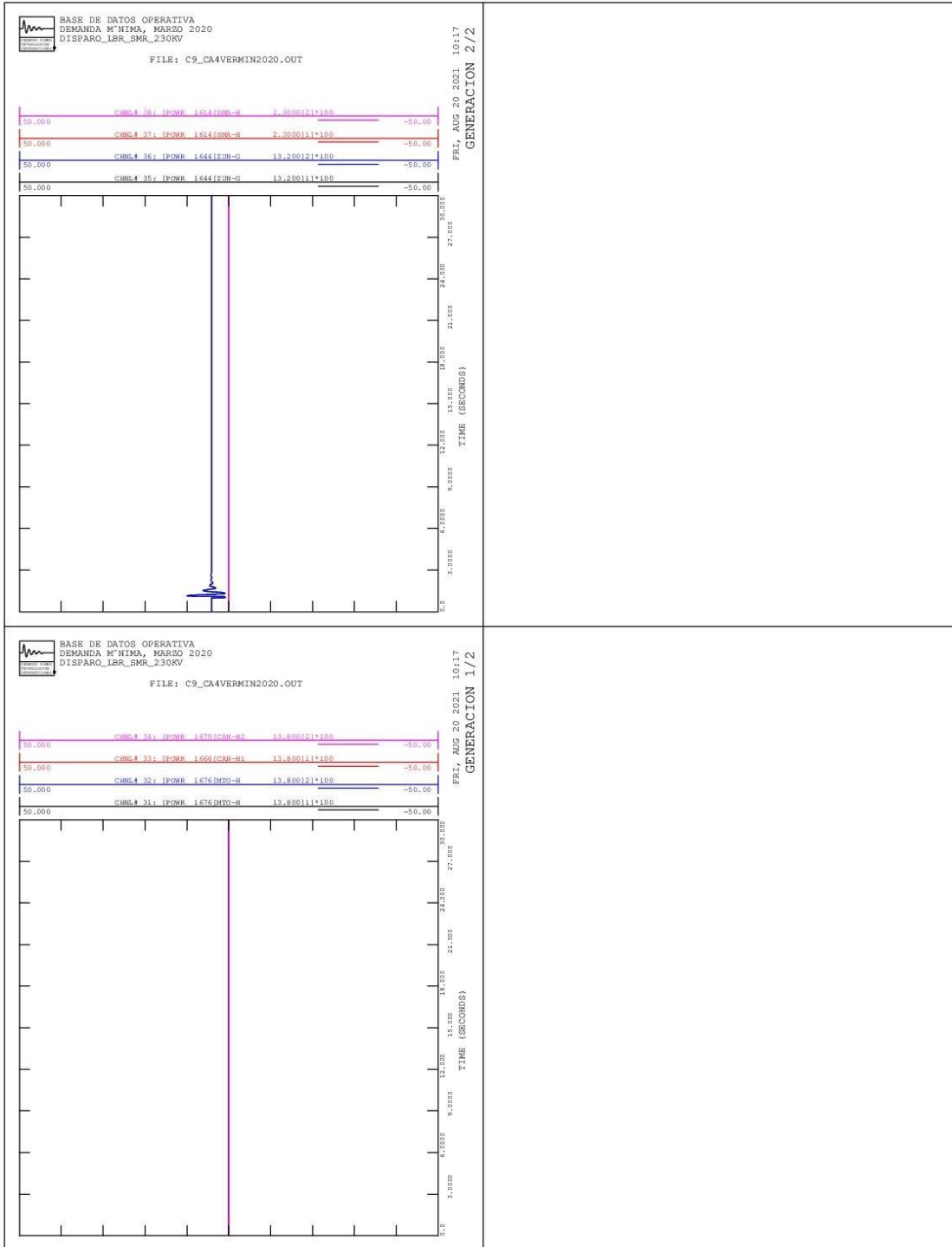
Continuación del apéndice 4.



Continuación del apéndice 4.

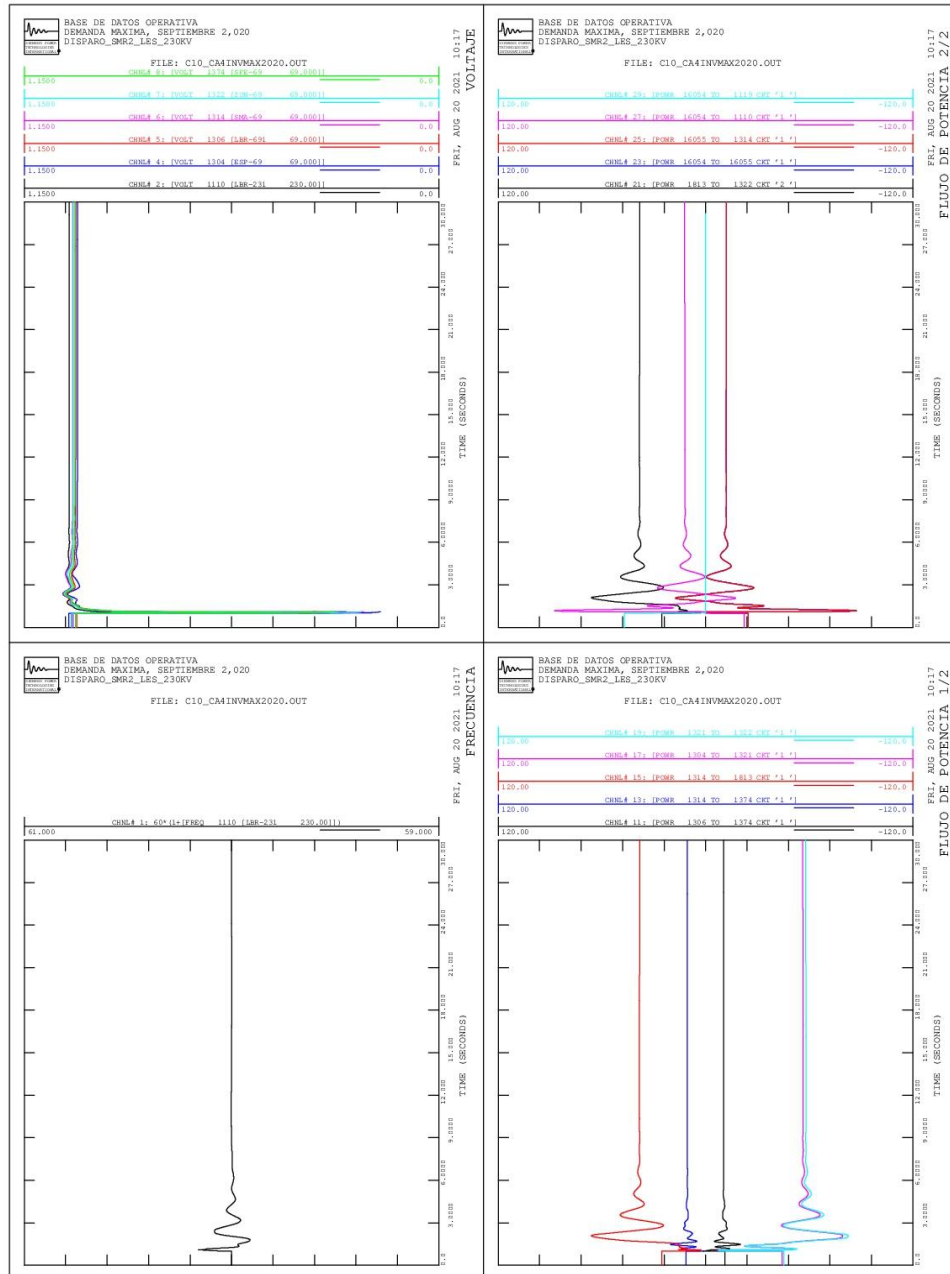


Continuación del apéndice 4.

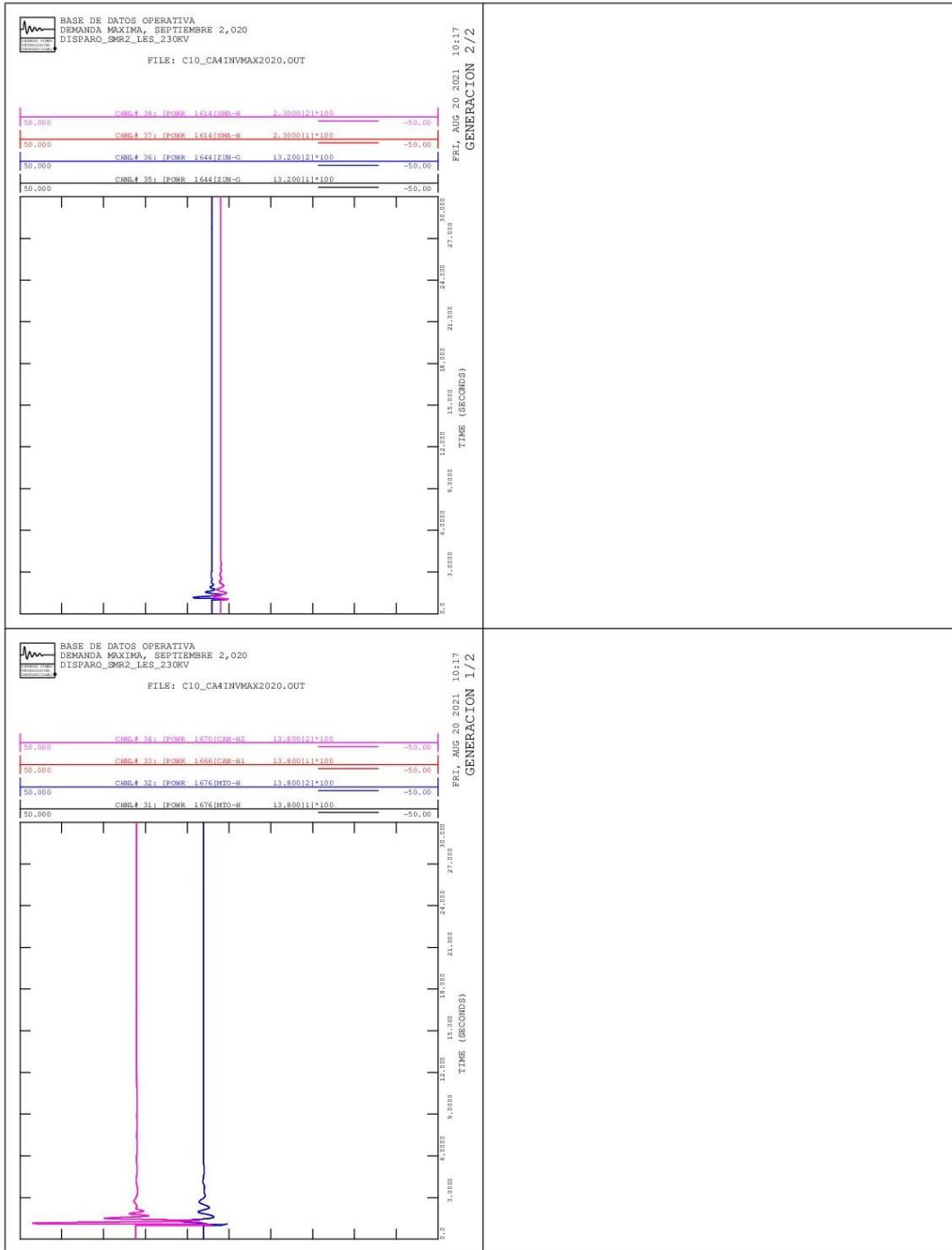


Continuación del apéndice 4.

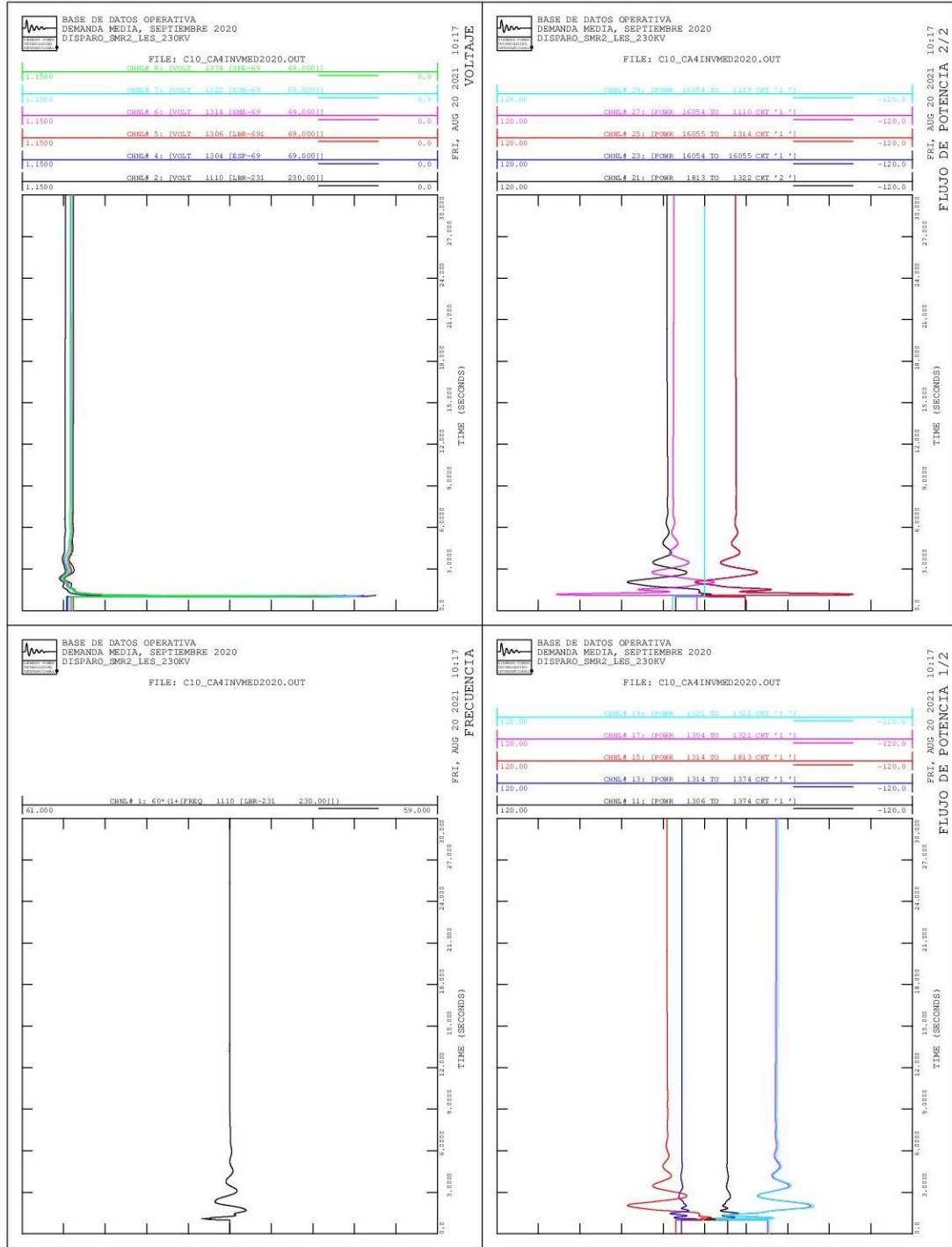
Alternativa núm. 4, contingencia 10



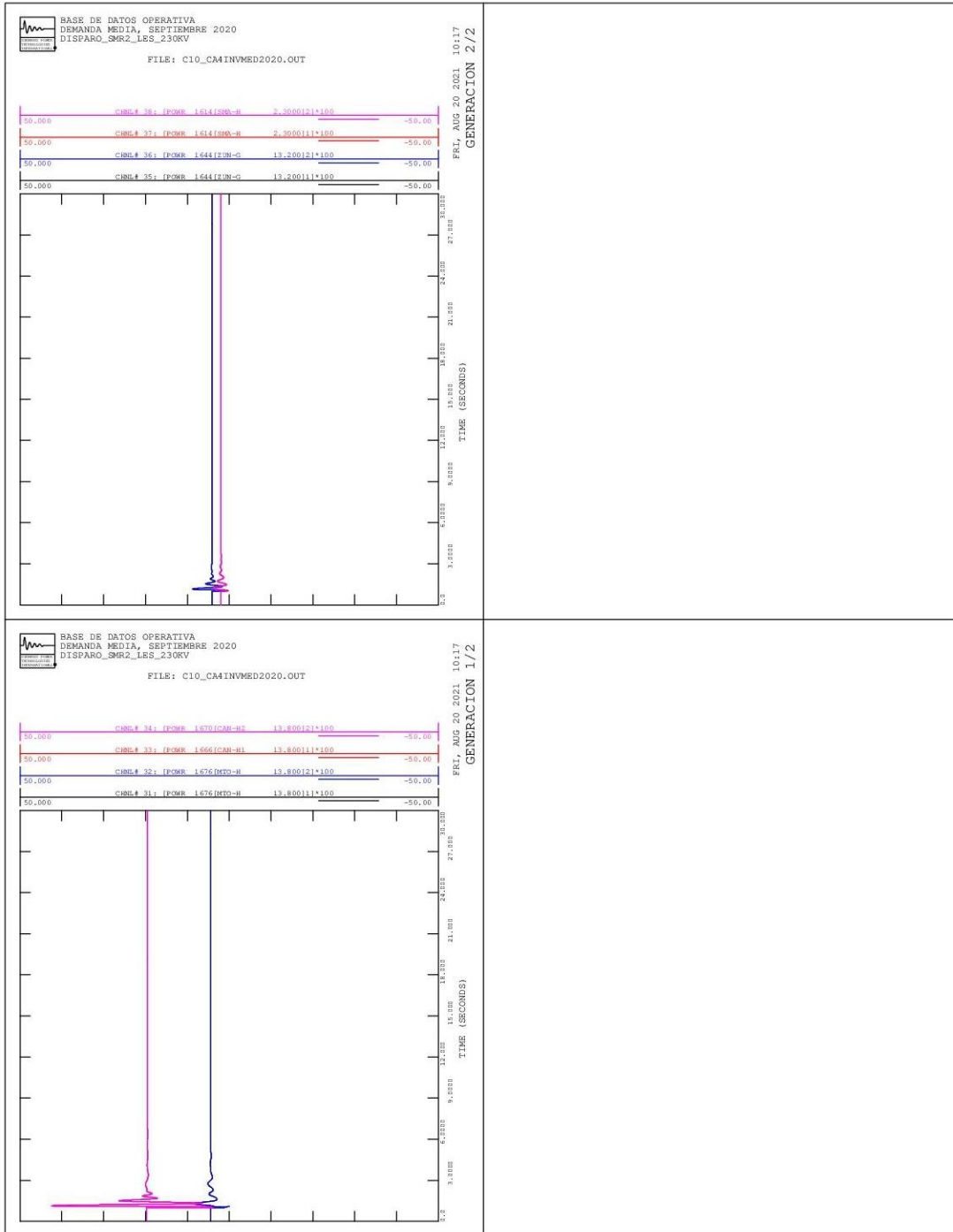
Continuación del apéndice 4.



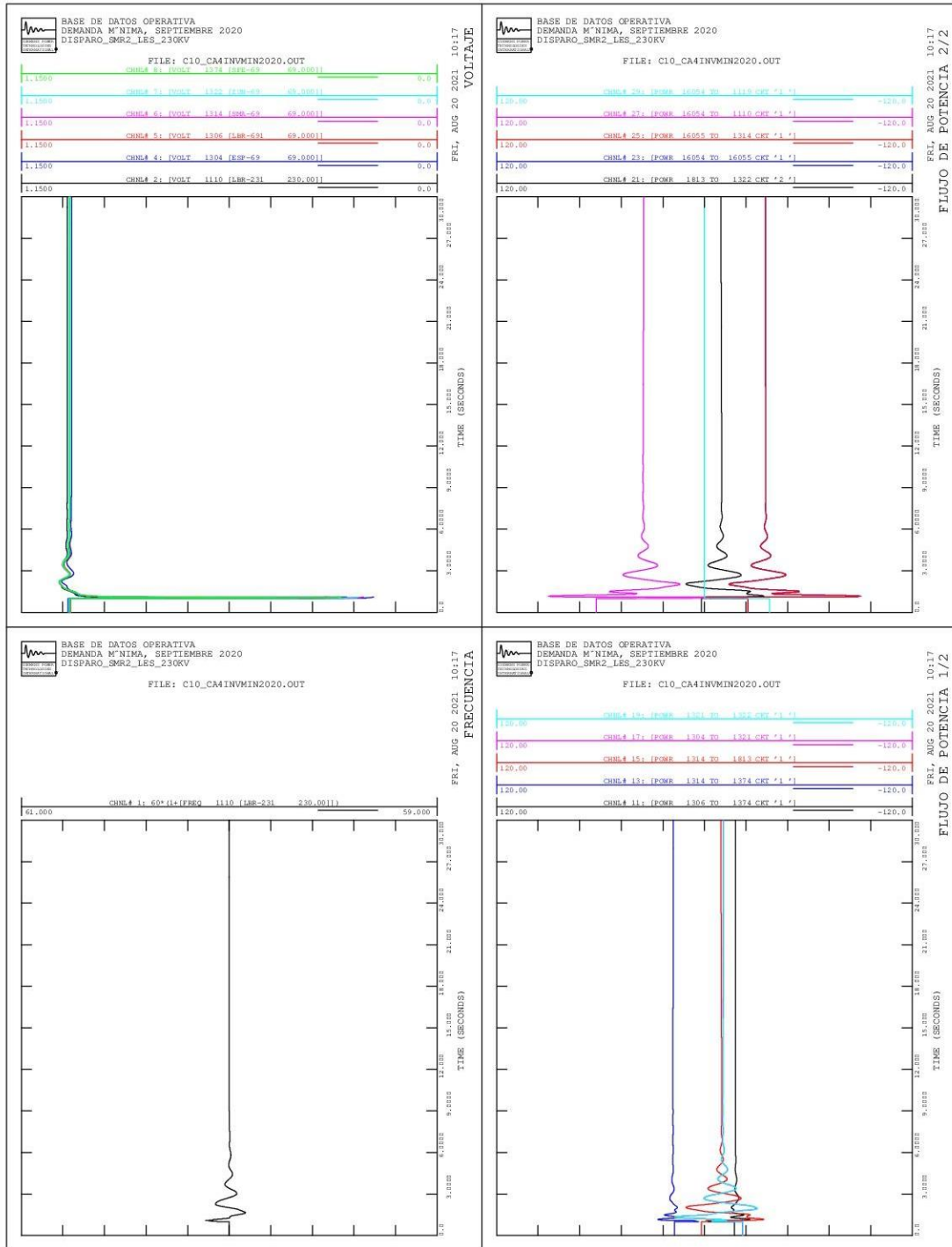
Continuación del apéndice 4.



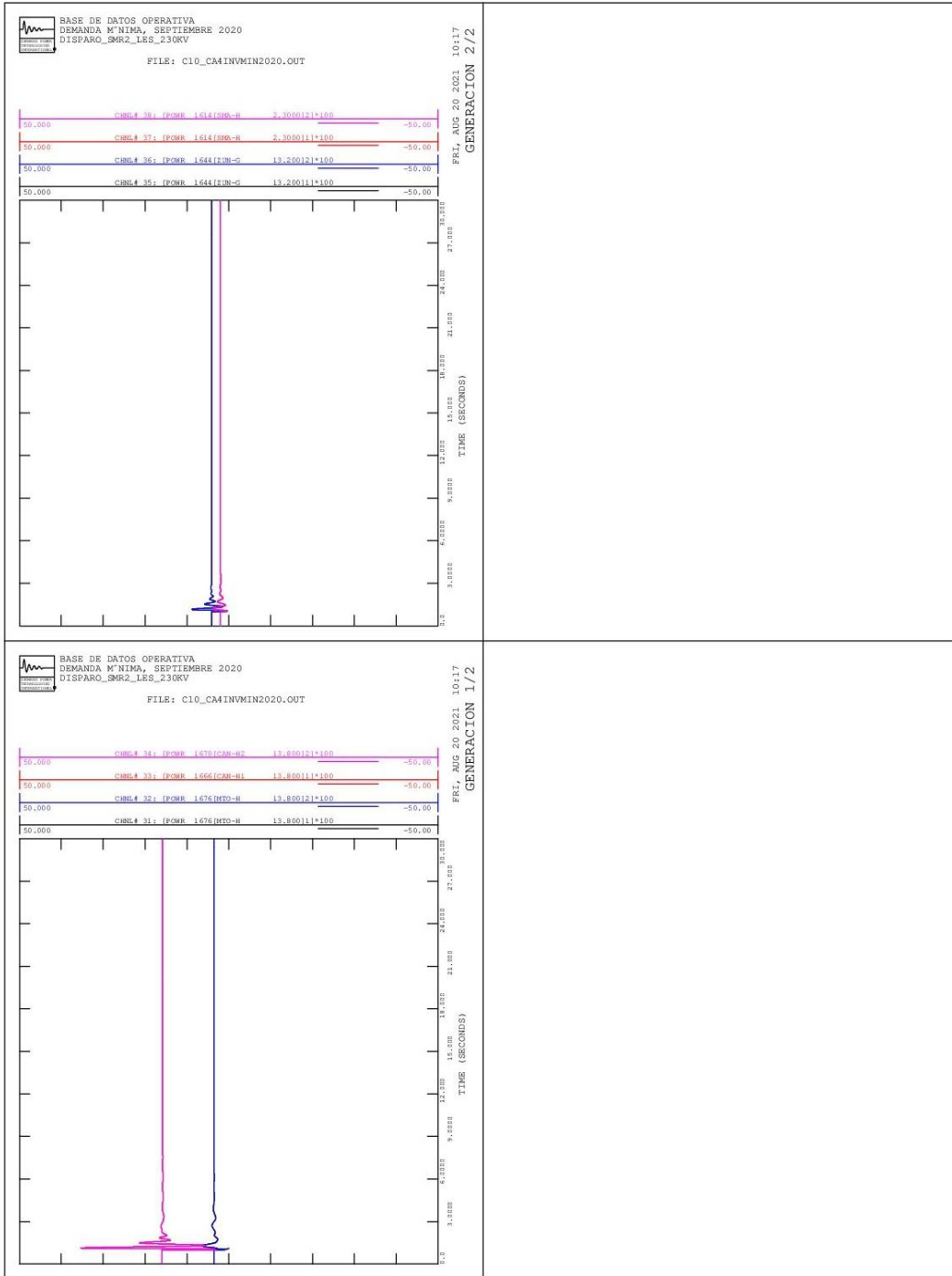
Continuación del apéndice 4.



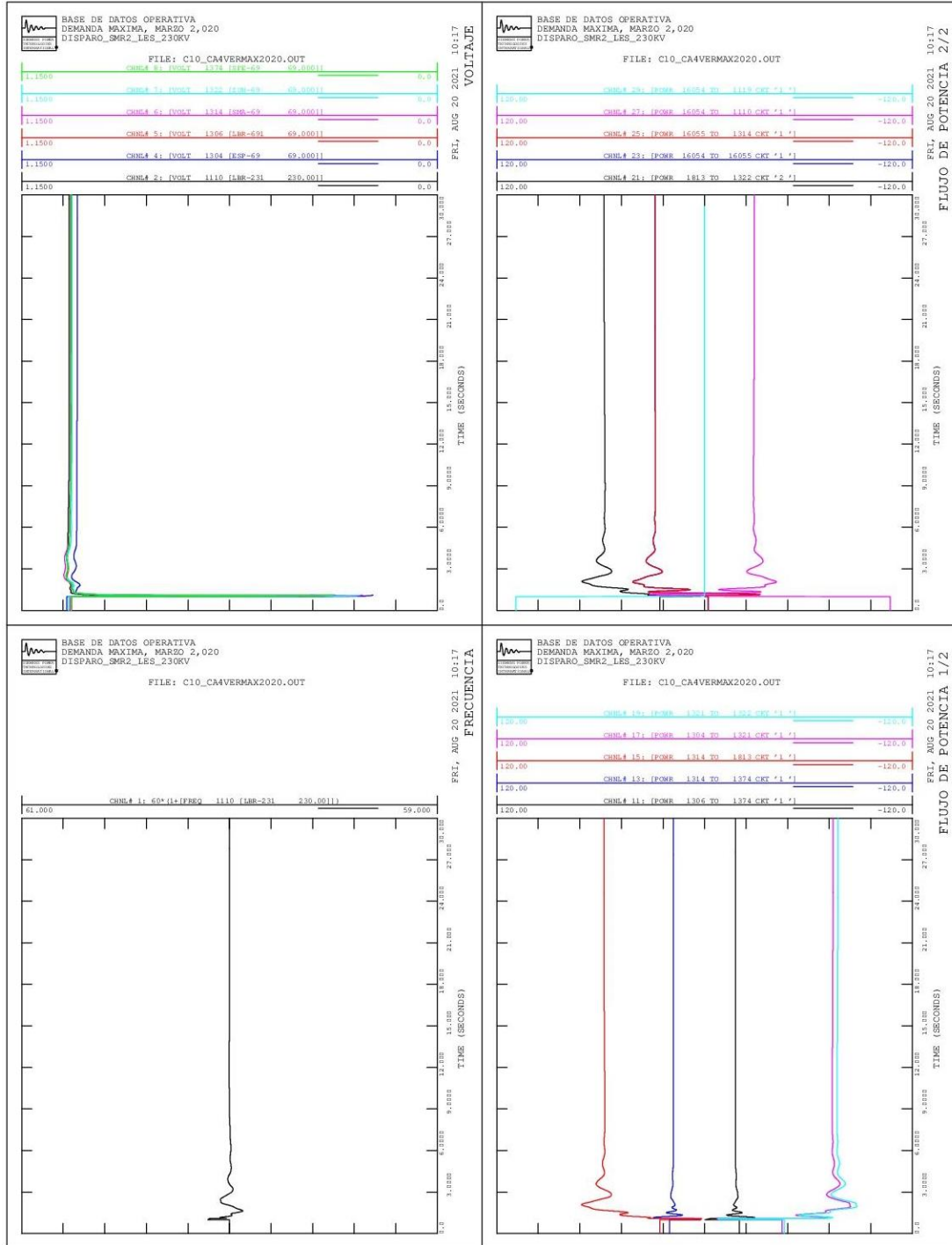
Continuación del apéndice 4.



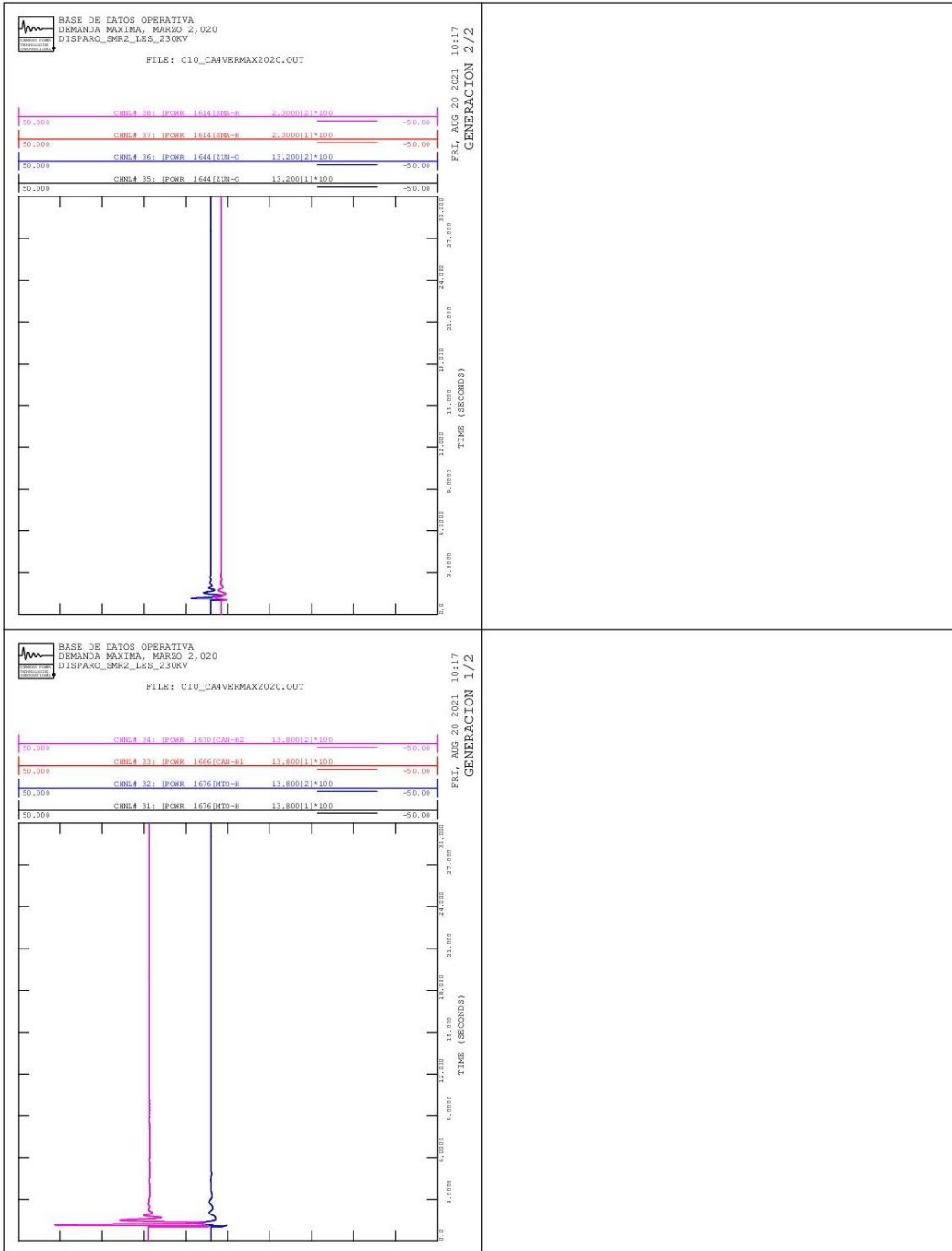
Continuación del apéndice 4.



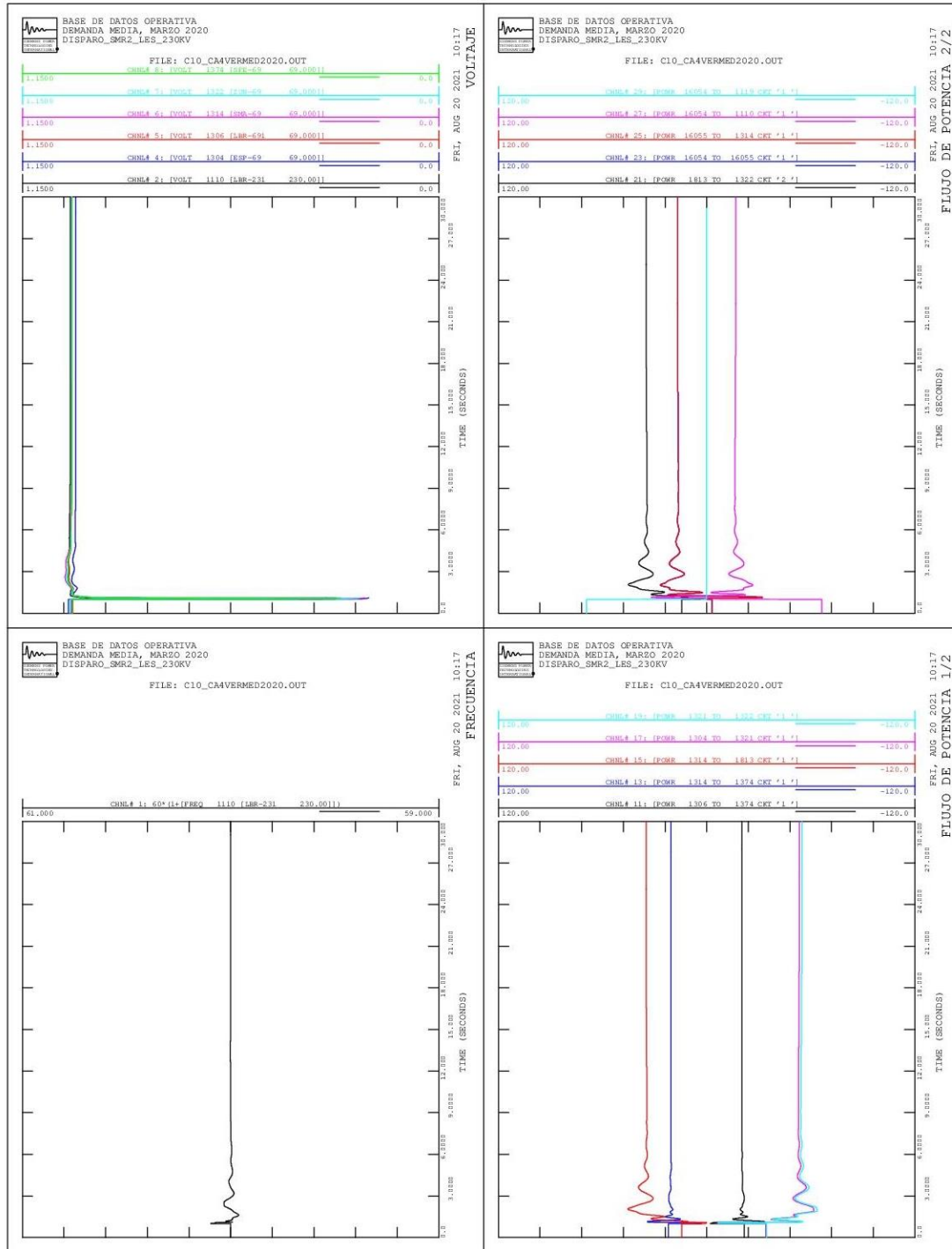
Continuación del apéndice 4.



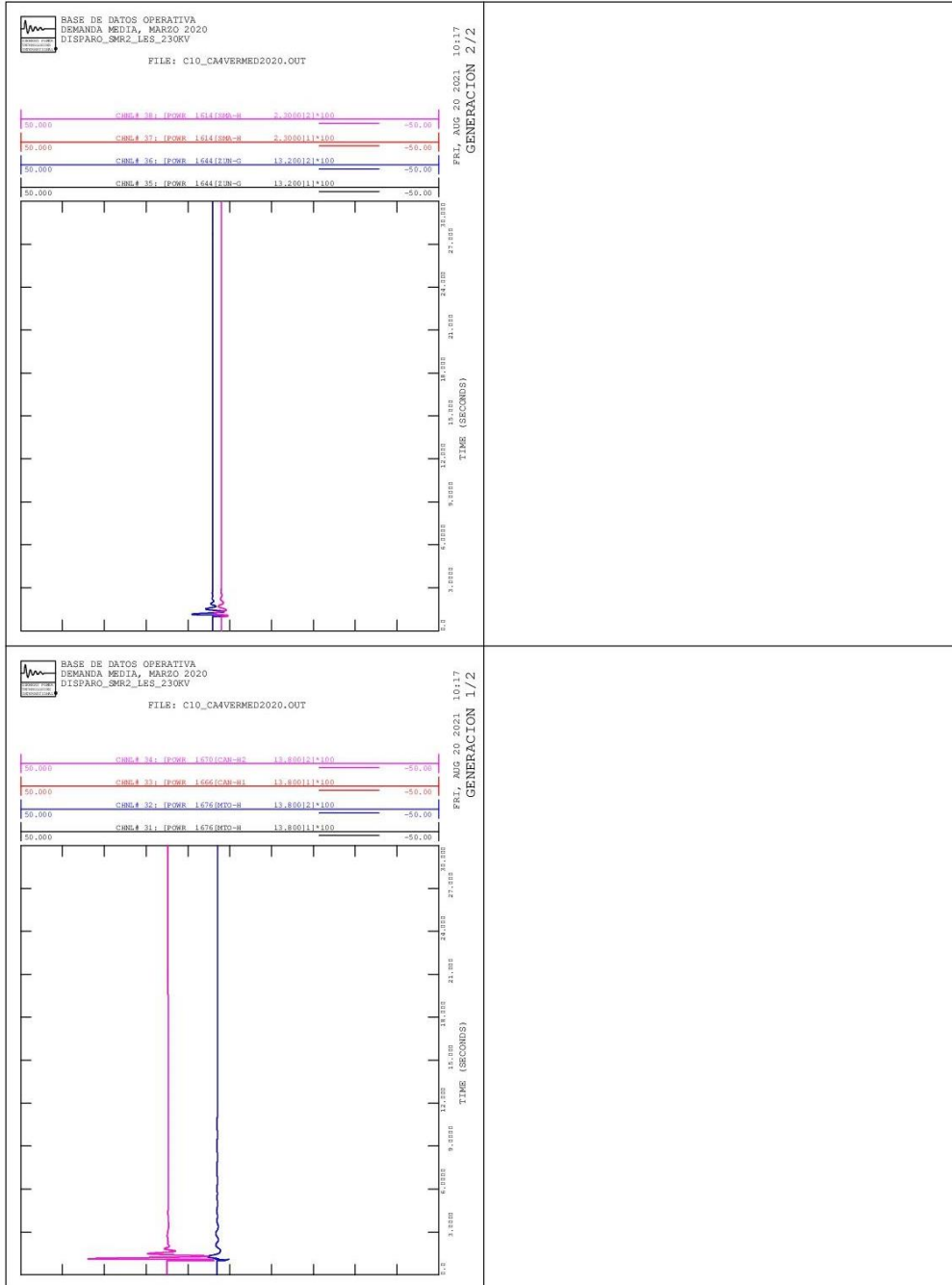
Continuación del apéndice 4.



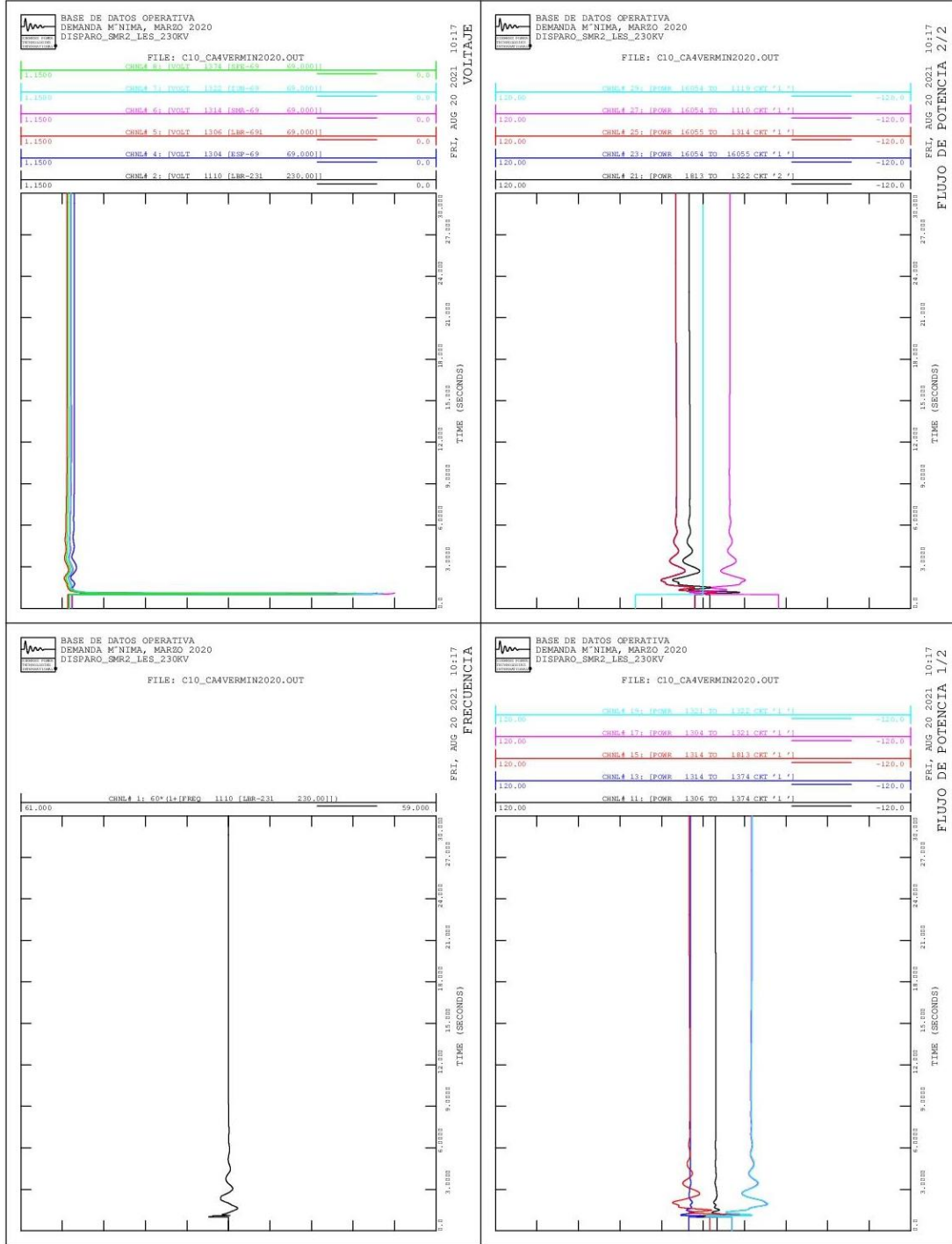
Continuación del apéndice 4.



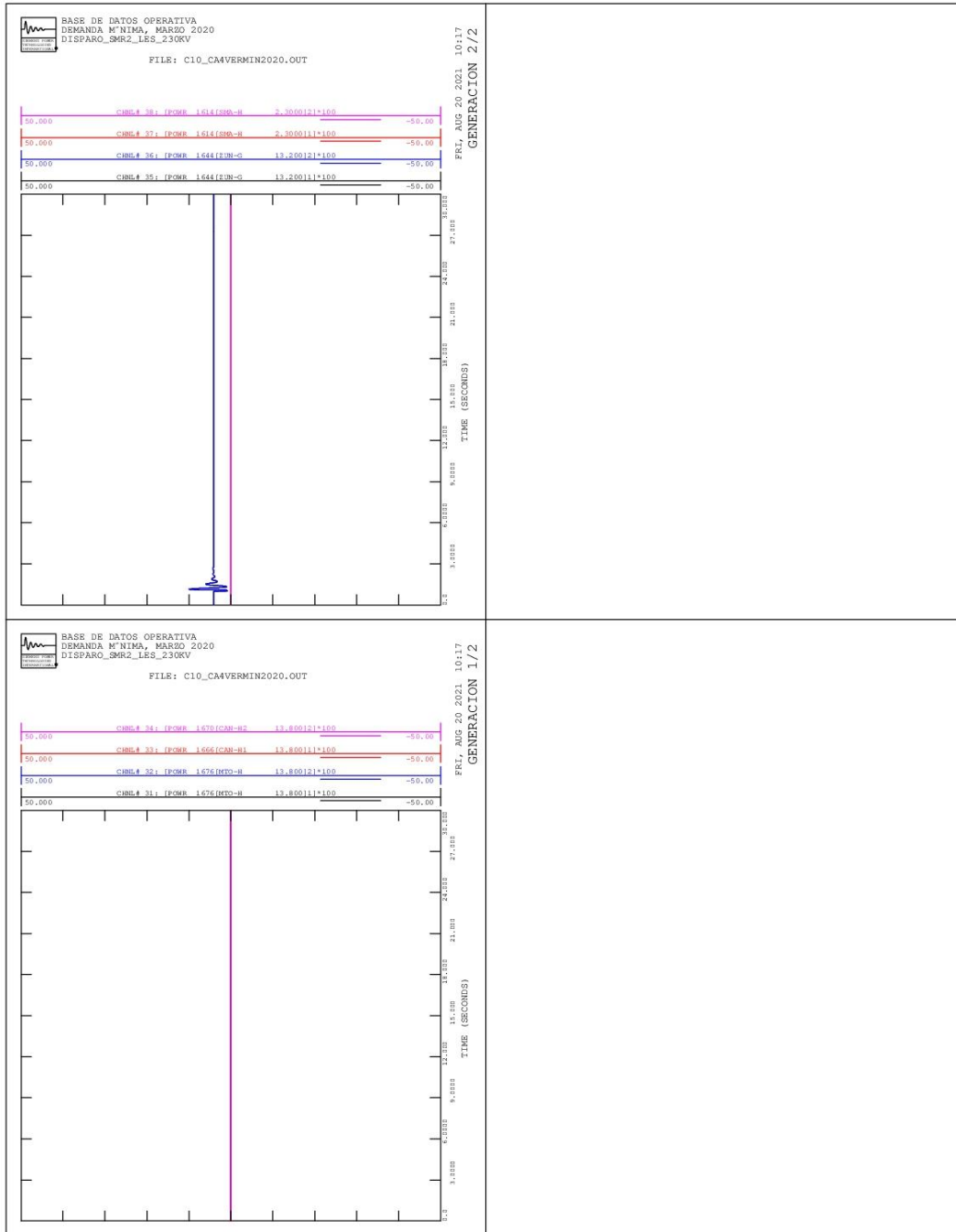
Continuación del apéndice 4.



Continuación del apéndice 4.

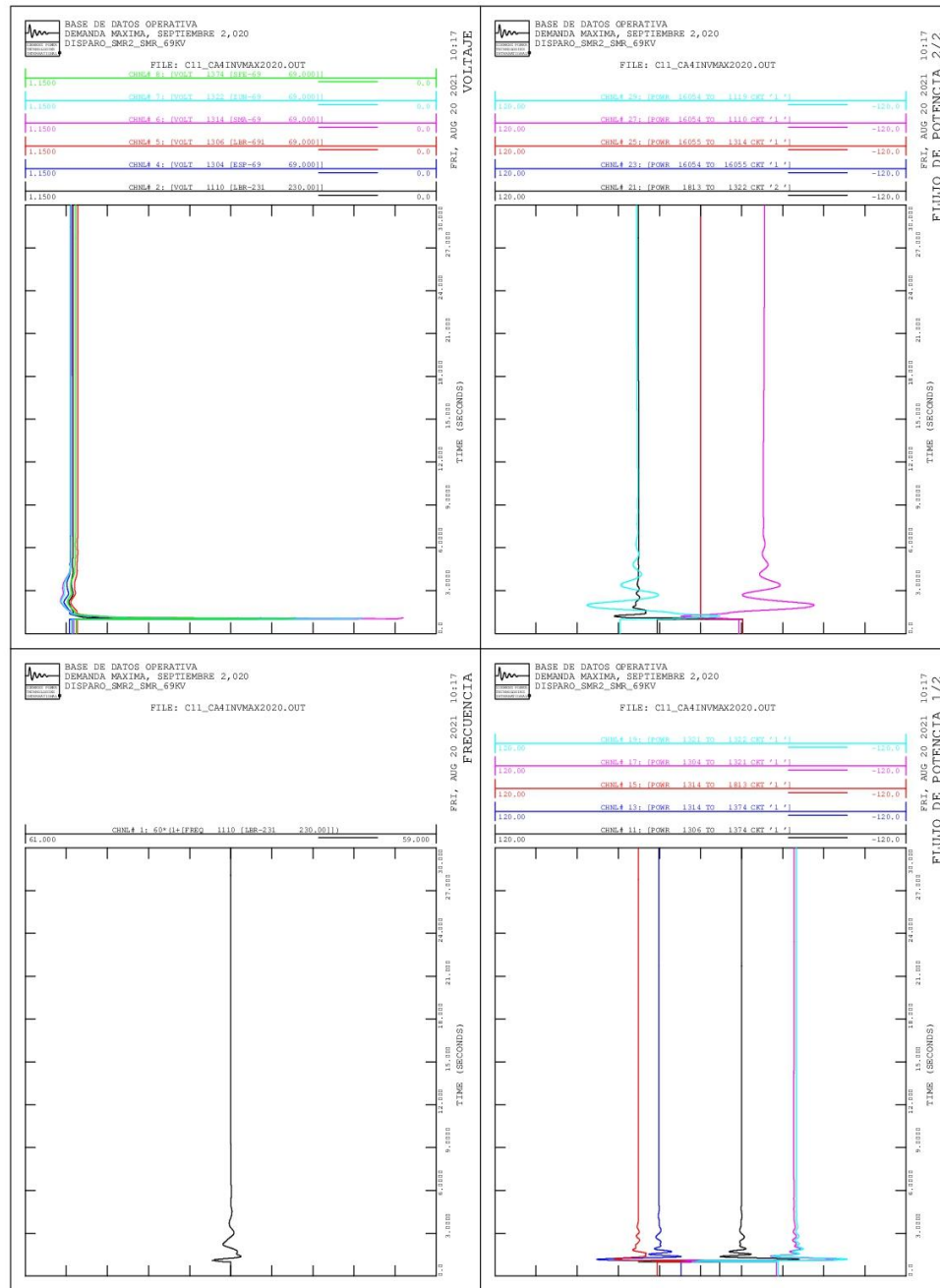


Continuación del apéndice 4.

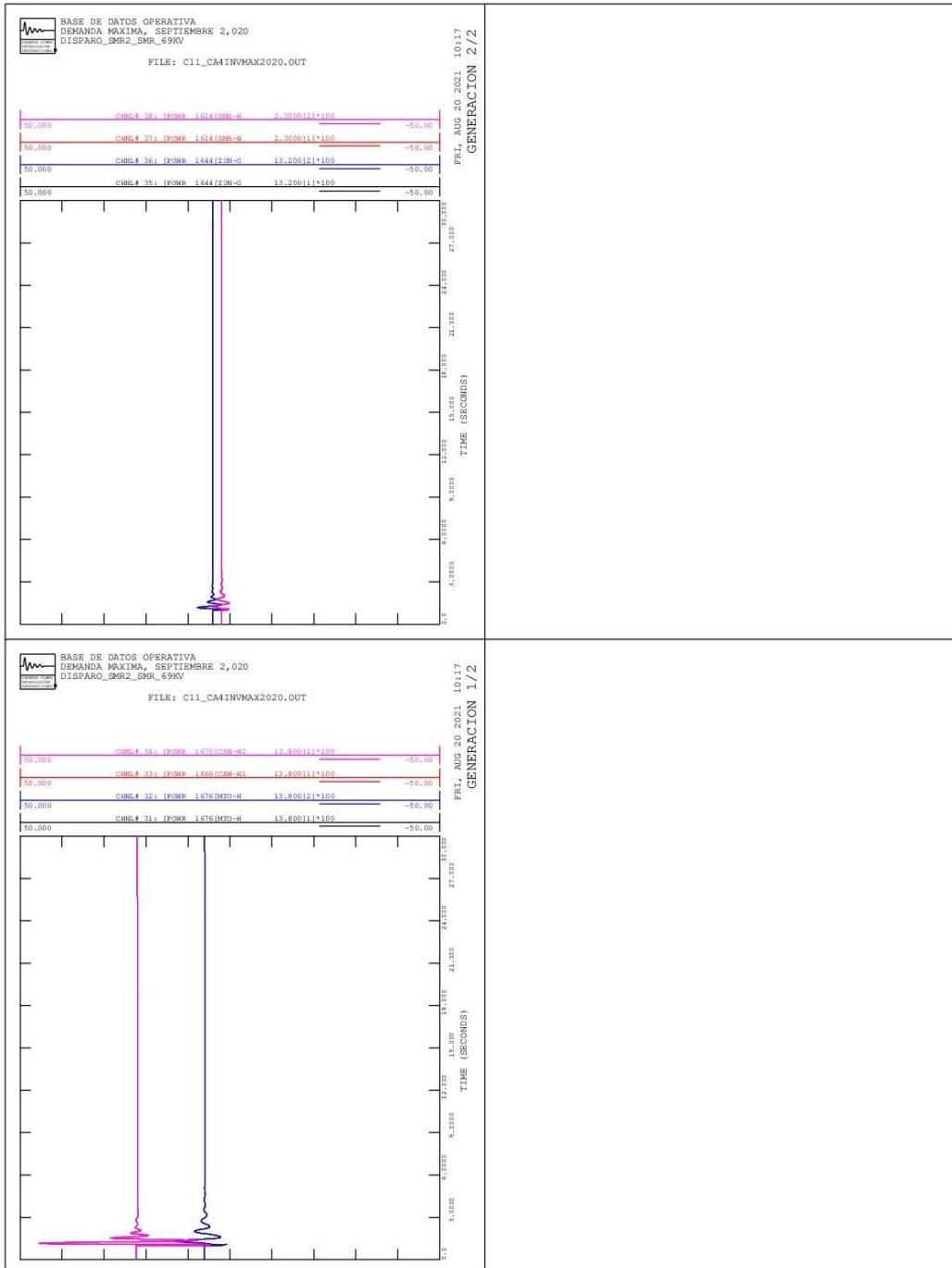


Continuación del apéndice 4.

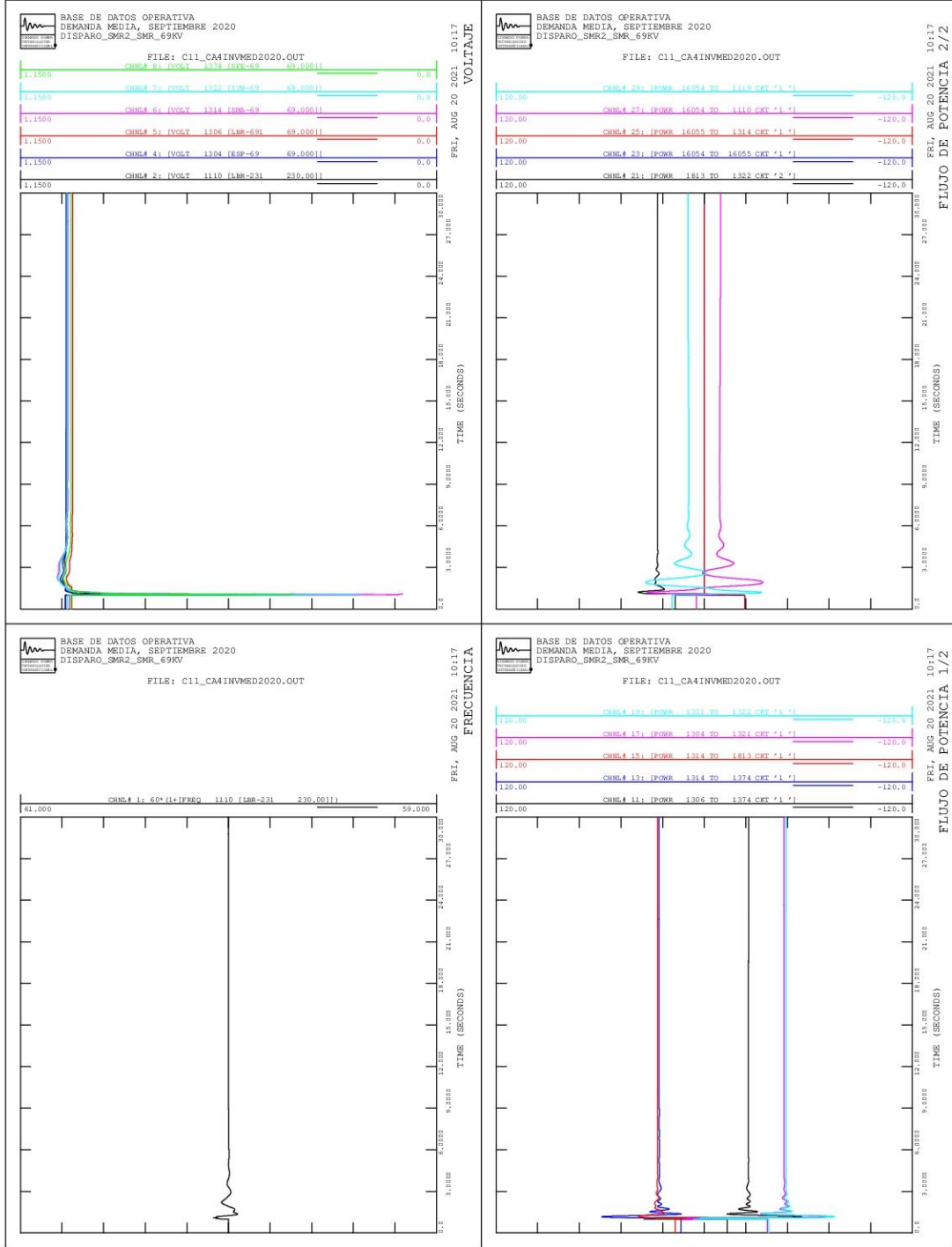
Alternativa núm. 4, contingencia 11



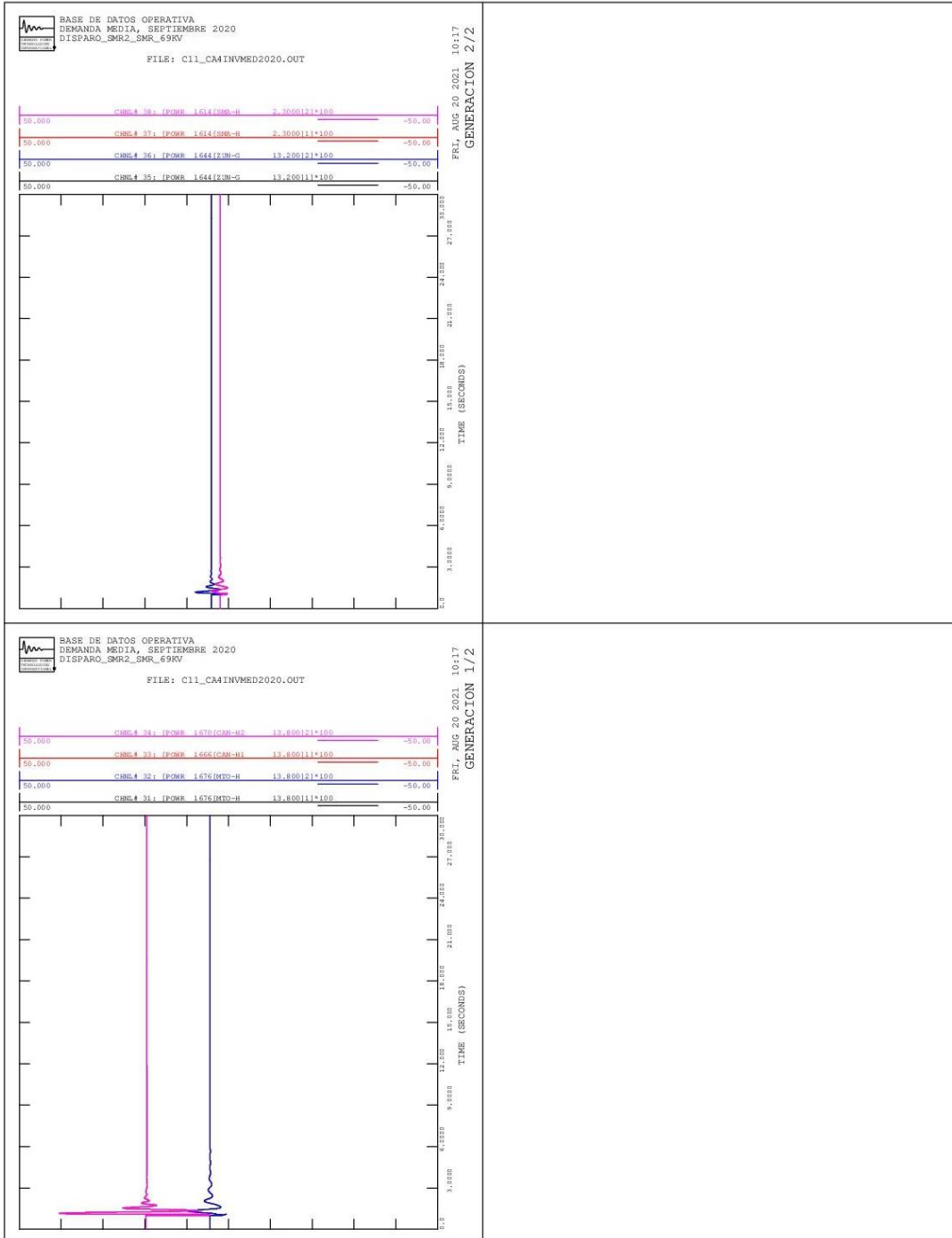
Continuación del apéndice 4.



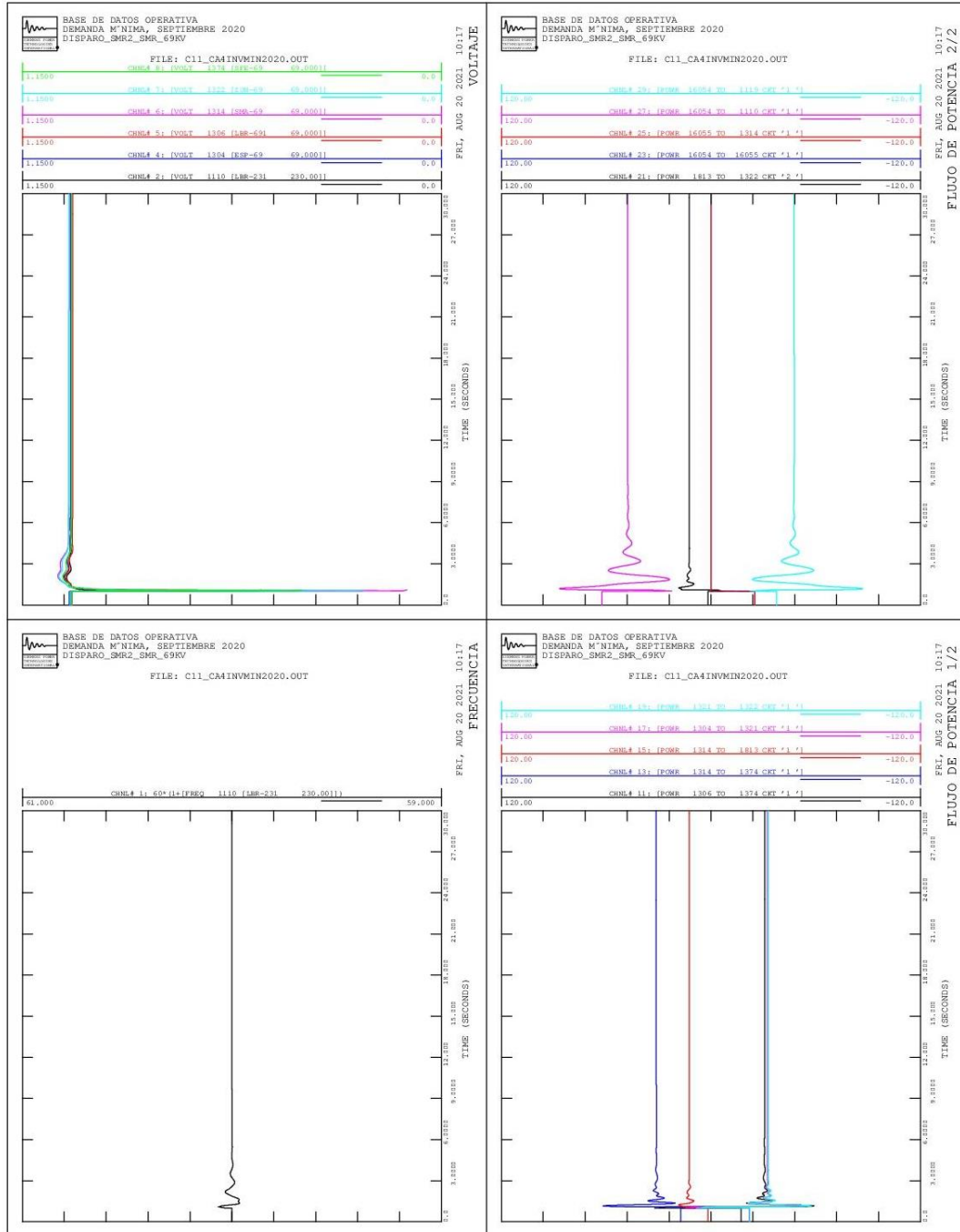
Continuación del apéndice 4.



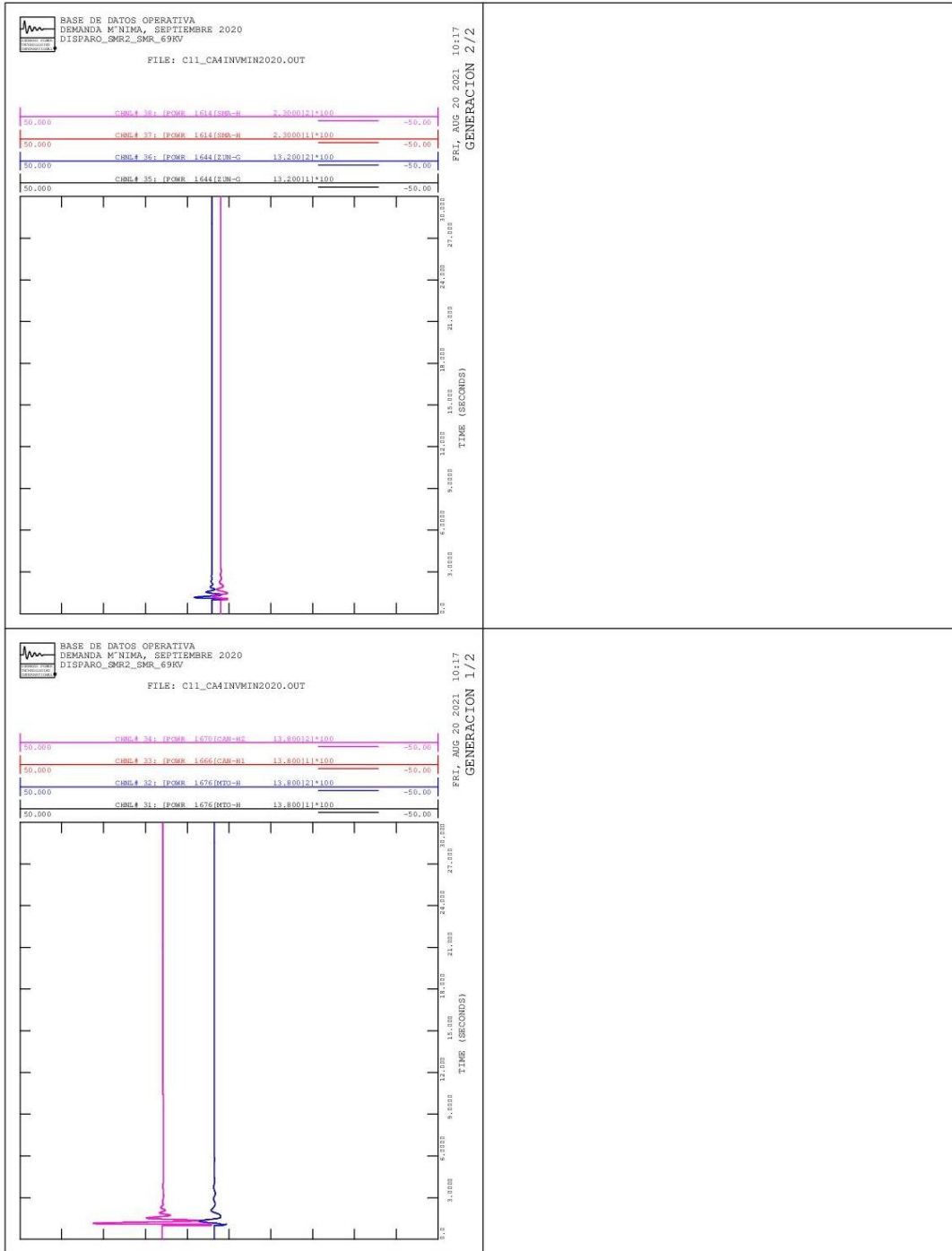
Continuación del apéndice 4.



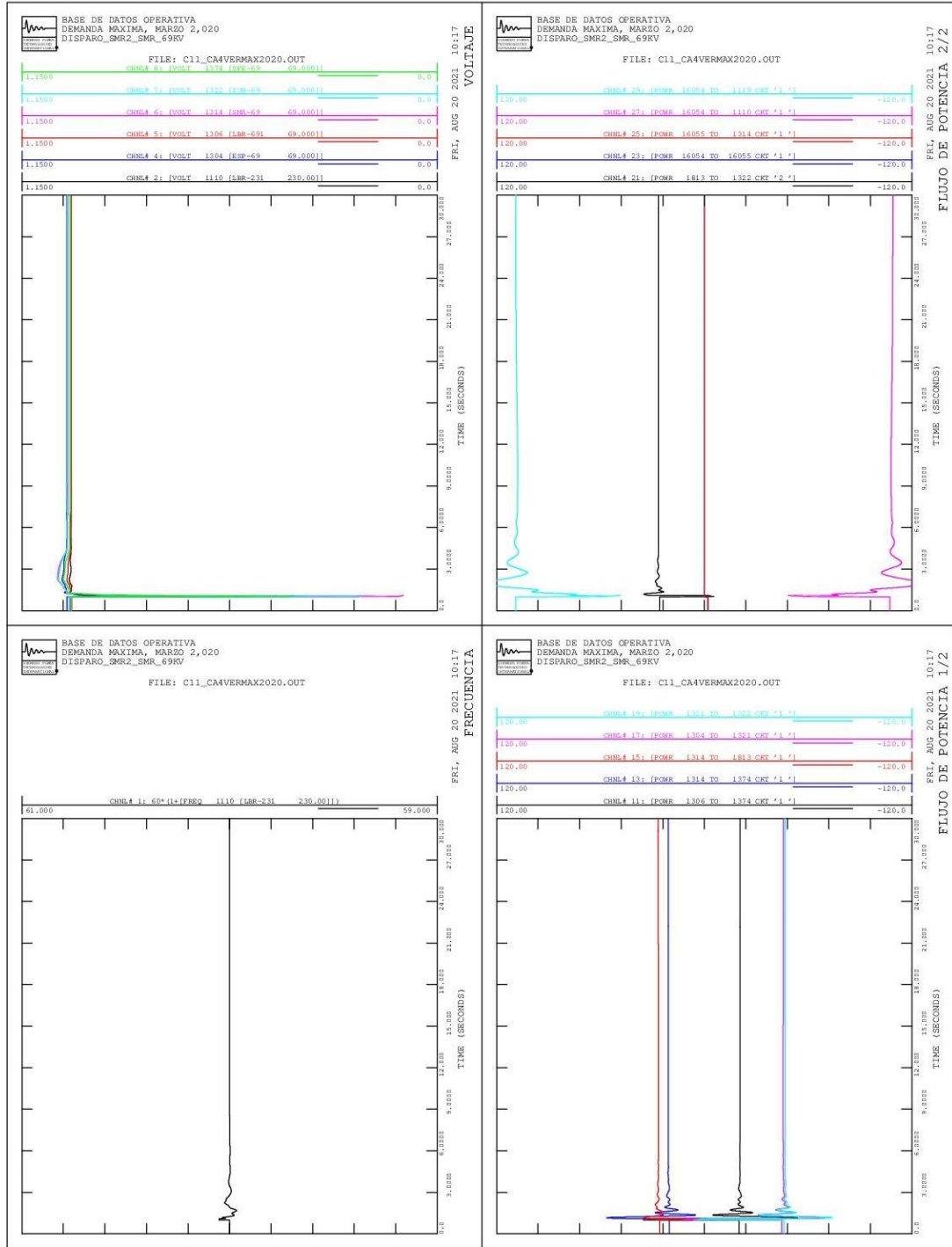
Continuación del apéndice 4.



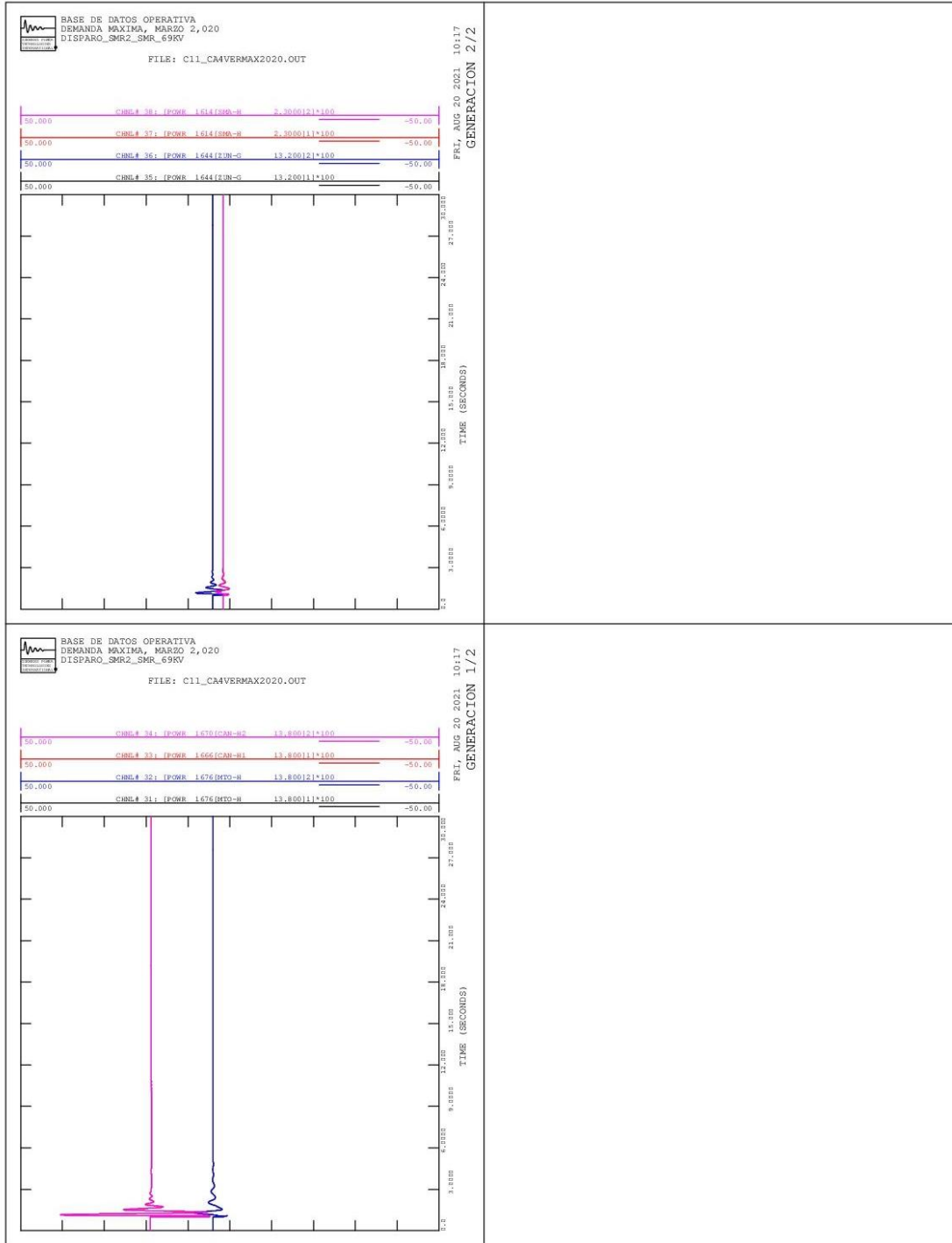
Continuación del apéndice 4.



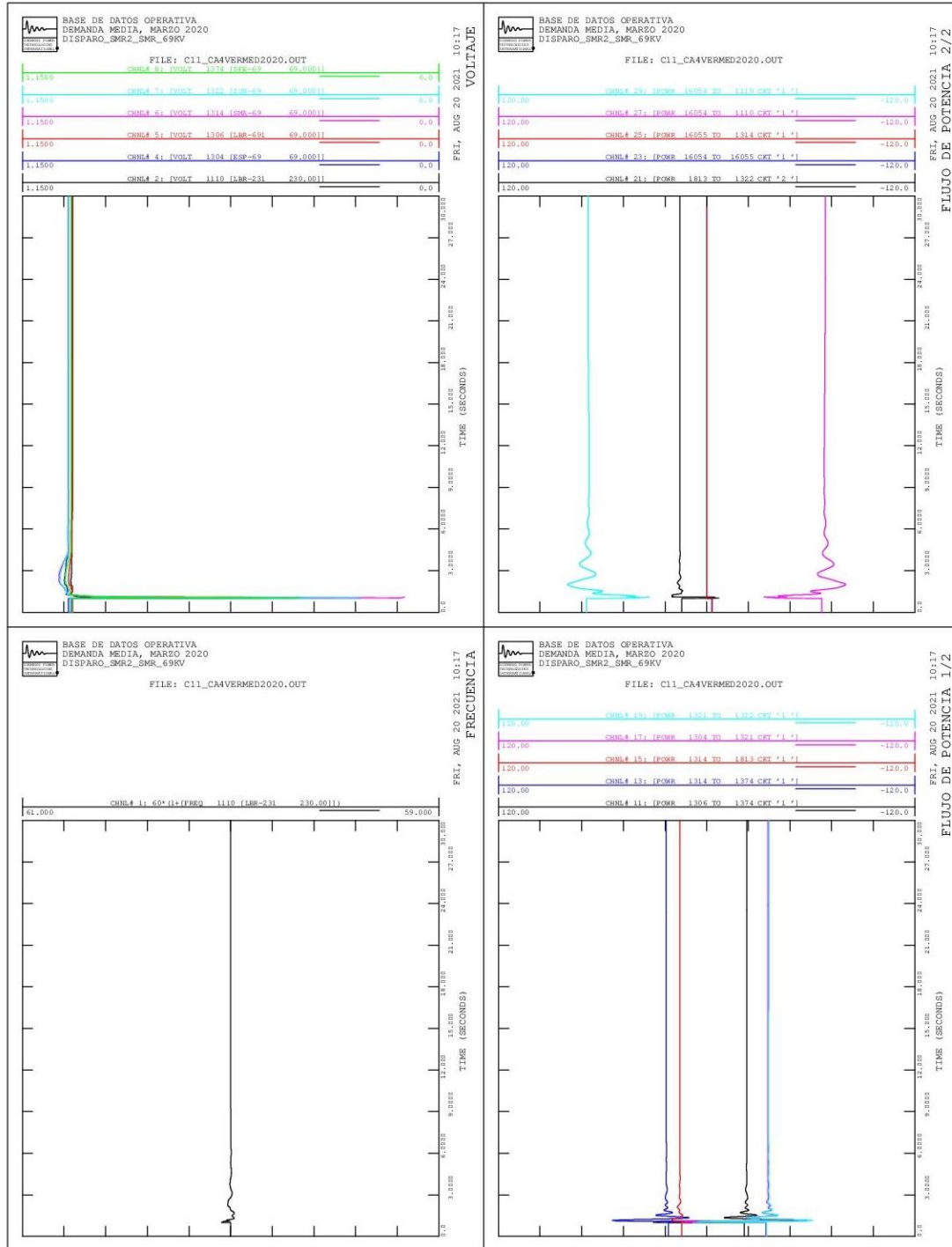
Continuación del apéndice 4.



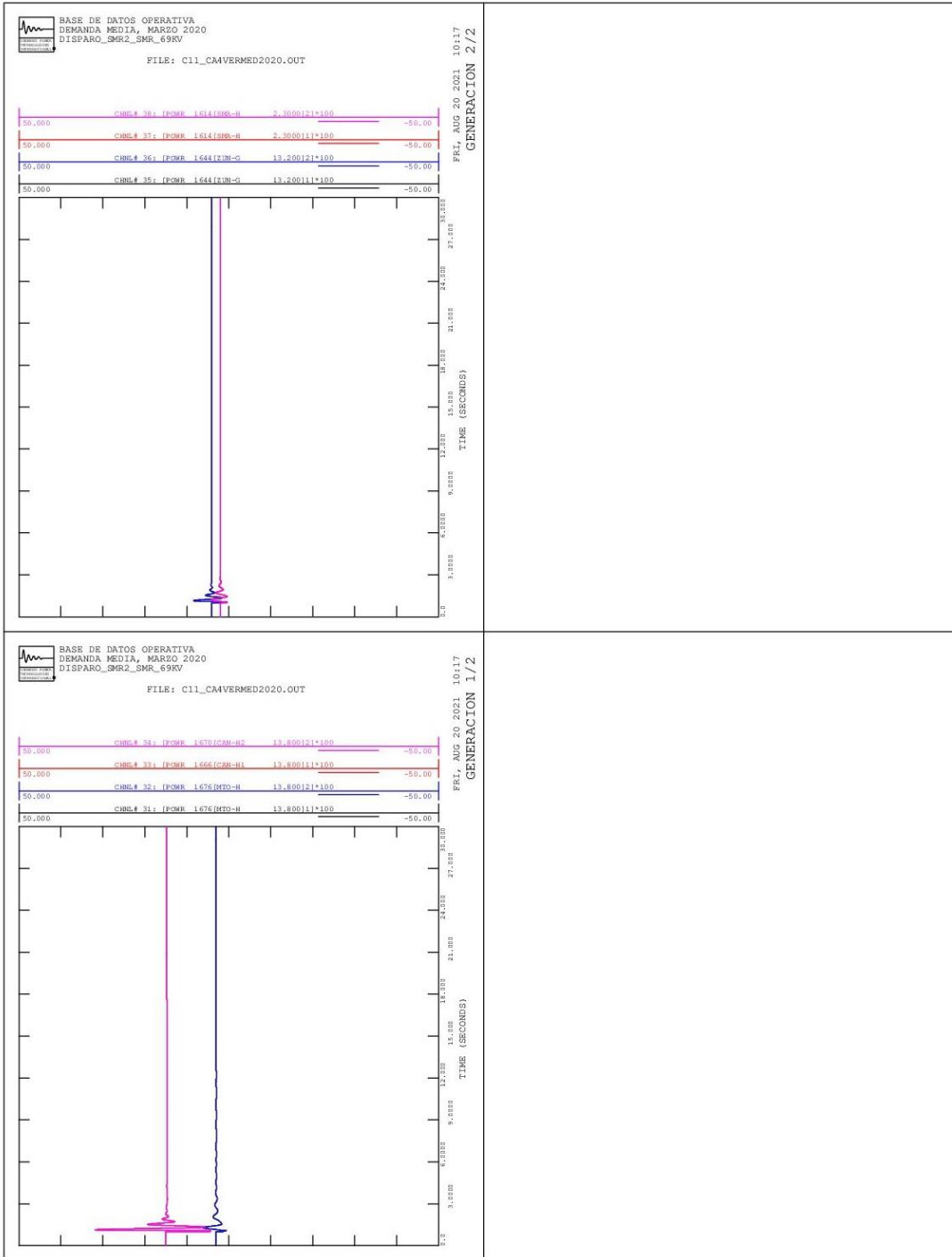
Continuación del apéndice 4.



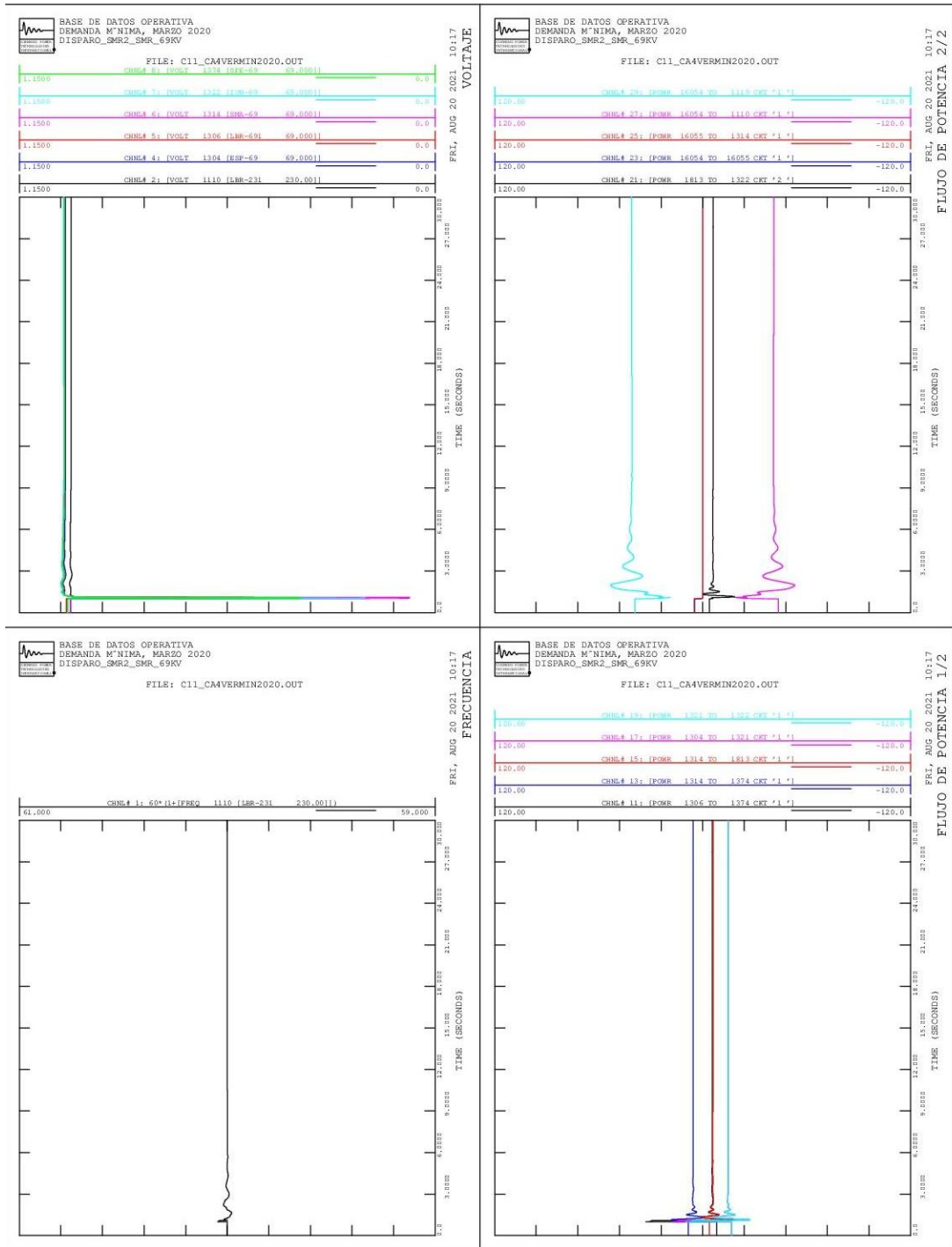
Continuación del apéndice 4.



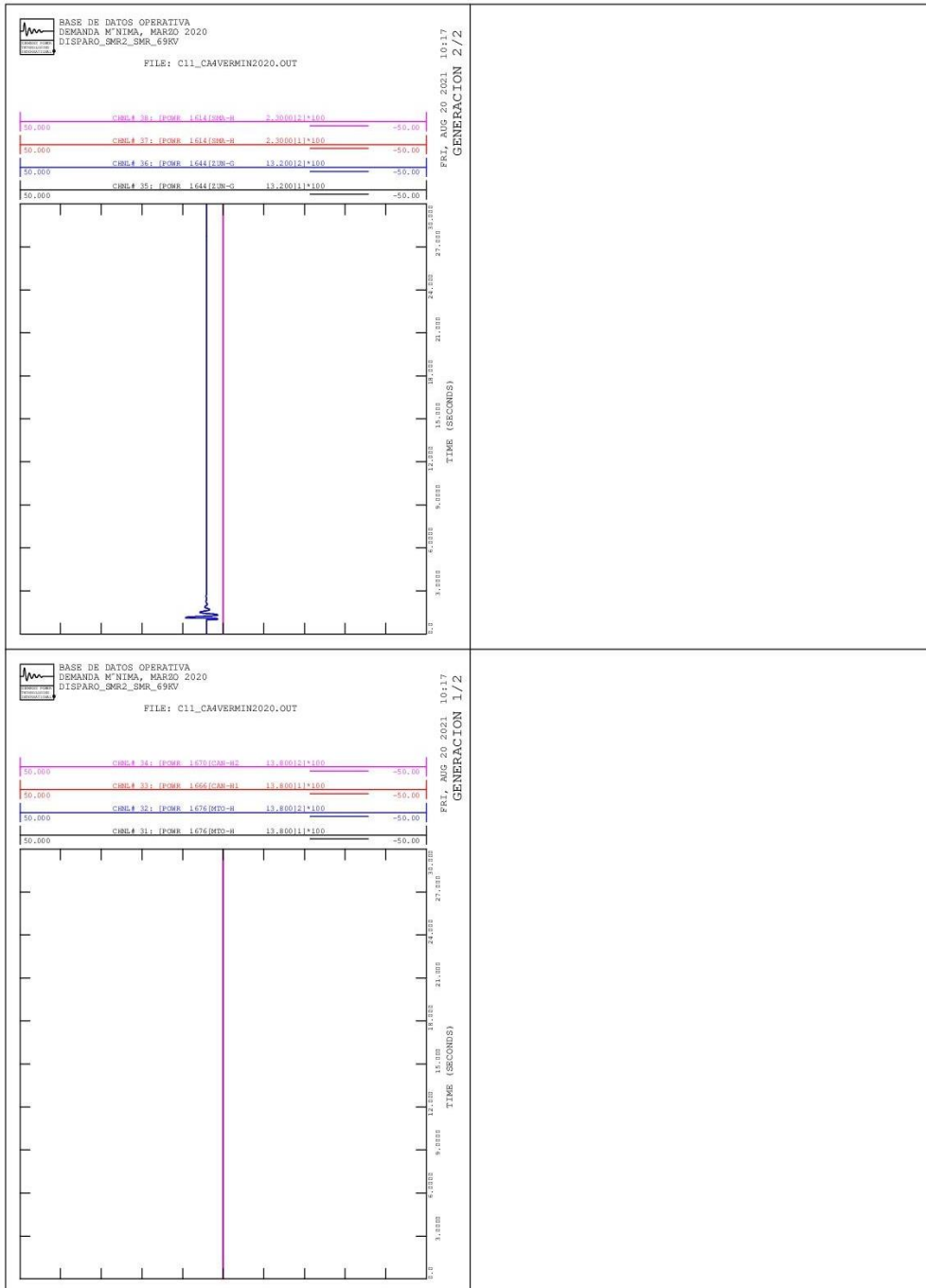
Continuación del apéndice 4.



Continuación del apéndice 4.



Continuación del apéndice 4.



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.