

UNIVERSIDAD DE COSTA RICA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

**Propuesta de Metodología Para el Análisis de Fallas en la Red de
Alta Tensión del ICE**

Por:

Juan Pablo Quirós Rojas

2004

PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE
FALLAS EN LA RED DE ALTA TENSIÓN DEL ICE

Juan Pablo Quirós Rojas

Sometido a la Escuela de Ingeniería Eléctrica
de la Facultad de Ingeniería
de la Universidad de Costa Rica
como requisito para optar por el grado académico de

LICENCIADO EN INGENIERIA ELECTRICA



Ing. Ronald Valle Tello
Profesor Guía

Aprobado por el Tribunal



Ing. Eduardo Ortiz
Miembro del Tribunal



Ing. Jorge Sancho
Miembro del Tribunal



Ing. Dr Eddie Araya
Miembro del Tribunal



Ing. Emilio Alpizar
Miembro del Tribunal

DEDICATORIA

A Dios por la vida y por la oportunidad de realizar esta nueva meta.

A mis papás por su apoyo incondicional.

A la memoria de mi abuelo Miguel Angel Quirós.

AGRADECIMIENTOS

A Dios todo mi agradecimiento.

Agradecimiento especial al Ing. Ronald Valle por su guía en el desarrollo de este proyecto y al Ing. Juan Camacho Carranza por su enorme colaboración.

Al departamento de Calidad del Sistema de la UEN – Transporte de Energía.

A mis papás y a Melisa por su apoyo incondicional.

INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1 : MARCO TEORICO	3
1.1 Tipos de fallas y consecuencias en la red de transmisión de energía	3
1.1.1 Perturbaciones por maniobra	5
1.1.2 Perturbaciones atmosféricas	6
1.1.3 Contaminación de aisladores	8
1.1.4 Perturbaciones por viento y contacto con árboles	9
1.1.5 Perturbaciones producto de quemas	9
1.1.6 Perturbaciones debidas a amenazas geológicas	10
1.1.7 Perturbaciones debidas a amenazas hidrometeorológicas	11
1.1.8 Otras causas	12
1.2 Sistemas de protección y concepto de relé de impedancia	13
1.2.1 Relés de protección	20
1.2.2 Relé de impedancia	21
1.2.2.1 Método para la detección de fallas (Fault detection)	23
1.2.2.2 Diagrama de impedancia	26
1.2.2.3 Zonas de alcance	28
1.2.2.4 Distribución de zonas	30
1.2.2.5 Teleprotección	34
1.2.2.5.1 PUTT (Disparo transferido por subalcance permisivo)	35
1.2.2.5.2 POTT (Disparo transferido por sobrealcance permisivo)	35
1.2.2.6 Función eco	37
1.2.2.7 DCB (Directional Comparison Blocking)	39
1.2.2.8 Cierre con falla en línea (Switch onto fault protection)	40

CAPITULO 2 : METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS POST FALLA	41
2.1 Metodología	41
2.2 Paso #1 : Recepción y análisis del reporte del CENCE	47
2.3 Paso #2 : Recopilación de la información	47
2.3.1 Información de la red de transmisión de energía y diagramas unifilares	50
2.3.2 Información histórica de eventos	54
2.3.3 Equipo registrador de descargas atmosféricas	57
2.3.4 Información del CENCE y del personal de subestaciones, protecciones, mantenimiento y líneas	59
2.3.5 Información de los equipos registradores de transitorios eléctricos	60
2.3.6 Información de los relés de protección	63
2.4 Paso # 3 : Procesamiento de la información	71
2.5 Paso # 4 : Análisis de la información	72
2.5.2 Simulación	77
2.6 Paso #5 : Evaluación del sistema de eliminación de fallas	79
2.7 Paso #6 : Medidas correctivas y preventivas	80
2.8 Paso #7 : Informe de falla	80
CAPITULO 3 : APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A CASOS REALES	82
3.1 Aplicación de la metodología de análisis de fallas al evento # 1	83
3.1.1 Paso # 1 : Reporte del CENCE	83
3.1.2 Pasos #2 y #3 Recopilación y procesamiento de la información	83
3.1.2.1 Información de la red y unifilares	83
3.1.2.2 Historial de la zona y módulo	84
3.1.2.3 Información del registrador de descargas atmosféricas	85
3.1.2.4 Información de personal de líneas, subestación y protección	86

3.1.2.5 Información de los equipos registradores de transitorios	87
3.1.2.6 Información de los relés de protección	91
3.1.3 Paso # 4 : Análisis de la información, evento #1	95
3.1.4 Paso # 5 : Causante de la falla y desempeño del sistema de eliminación de fallas, evento #1	102
3.1.5 Paso # 6 : Medidas correctivas y preventivas	102
3.1.6 Paso # 7 : Informe de la falla, conclusiones y recomendaciones, evento #1	103
3.2 Aplicación de la metodología de análisis de fallas al evento # 2	104
3.2.1 Paso # 1 : Reporte del CENCE	104
3.2.2 Pasos #2 y #3 Recopilación y procesamiento de la información	104
3.2.2.1 Información de la red y unifilares	104
3.2.2.2 Historial de la zona y módulo	106
3.2.2.3 Información del registrador de descargas atmosféricas	107
3.2.2.4 Información de personal de líneas, subestación y protección	107
3.2.2.5 Información de los equipos registradores de transitorios	108
3.2.2.6 Información de los relés de protección	108
3.2.3 Paso # 4 : Análisis de la información, evento #2	115
3.2.4 Paso # 5 : Causante de la falla y desempeño del sistema de eliminación de fallas, evento #2	121
3.2.5 Paso # 6 : Medidas correctivas y preventivas	122
3.2.6 Paso # 7 : Informe de la falla, conclusiones y recomendaciones, evento #2	123
3.3 Aplicación de la metodología de análisis de fallas al evento # 3	124
3.3.1 Paso # 1 : Reporte del CENCE	124
3.3.2 Pasos #2 y #3 Recopilación y procesamiento de la información	124
3.3.2.1 Información de la red y unifilares	124
3.3.2.2 Historial de la zona y módulo	126
3.3.2.3 Información del registrador de descargas atmosféricas	127
3.3.2.4 Información de personal de líneas, subestación y protección	127
3.3.2.5 Información de los equipos registradores de transitorios	128
3.3.2.6 Información de los relés de protección	130
3.3.3 Paso # 4 : Análisis de la información, evento #3	135

3.3.4 Paso # 5 : Causante de la falla y desempeño del sistema de eliminación de fallas, evento #3	144
3.3.5 Paso # 6 : Medidas correctivas y preventivas	145
3.3.6 Paso # 7 : Informe de la falla, conclusiones y recomendaciones, evento #3	146
CAPITULO 4 : CONCLUSIONES	148
CAPITULO 5 : RECOMENDACIONES	150
BIBLIOGRAFÍA	151
APÉNDICE 1 : CRITERIOS DE SEGURIDAD OPERATIVA	153
APÉNDICE 2 : ANUNCIACIONES	154
Anunciaciones evento #1	154
Anunciaciones evento #2	156
Anunciaciones evento #3	162
APENDICE 3 : EJEMPLO DE AJUSTE DE RELE SIEMENS	164
APÉNDICE 4 : TIPOS DE TORRES DE TRANSMISIÓN	173
APÉNDICE 5 : Oscilografía caso # 2	176
APÉNDICE 6 : Fotografías de los daños causados por la falla	183

INDICE DE FIGURAS

1 Metodología	xvii
1.1 Tipos de falla	4
1.2 Sistema de eliminación de fallas	14
1.3 Transformadores de corriente	15
1.4 Transformadores de potencial	16
1.5 Rele de impedancia	17
1.6 Interruptor	18
1.7 Diagrama de impedancia	25
1.8 Característica de operación del relé	27
1.9 Características mho y cuadrilateral	27
1.10 Zonas de alcance	28
1.11 Angulo de operación	30
1.12 Direccionalidad	31
1.13 Zona de protección	32
1.14 Sobrealcance Z1B	33
1.15 Distribución de zonas	34
1.16 Criterio PUTT	35
1.17 Criterio POTT	36
1.18 Pre-requisito ajuste	37
1.19 Criterio ECO	37
1.20 Ejemplo ECO	38
1.21 Esquema de tiempo función ECO	39
1.22 Esquema de bloqueo POTT	39
1.23 Falla en línea	40
2.1 Fuentes de información disponibles.....	42
2.2 Procesamiento de la información	43
2.3 Esquema de la metodología de análisis de fallas y corrección de problemas	44
2.4 Fuentes de información disponibles y canales de comunicación	49
2.5 Diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado año 2002	51
2.6 Ejemplo de diagrama unifilar utilizado en el análisis de fallas	52
2.7 Número global de salidas de líneas	54
2.8 Ubicación de los sensores.....	58

2.9 Ejemplo del equipo registrador de descargas atmosféricas.....	59
2.10 Equipo registrador de transitorios.....	61
2.11 Oscilografía de falla en la línea Cañas-Corobicí	62
2.12 Información del relé.....	64
2.13 Información del relé – Parámetros.....	65
2.14 Equipo de prueba y relé de impedancia	66
2.15 Información del relé – Anunciaciones	67
2.16 Información del relé – Valores de falla	68
2.17 Información del relé – Análisis Fasorial	69
2.18 Información del relé – Harmónicos.....	70
2.19 Paso #4 : etapa de análisis de la información	73
2.20 Diagrama de impedancia de la falla	77
2.21 Ejemplo de datos de la simulación	79
2.22 Ejemplo de plano de impedancia de la simulación	79
3.1 Diagrama unifilar del evento #1	83
3.2 Tipo de torre para el análisis del evento #1	84
3.3 Descargas atmosféricas para el evento # 1	86
3.4 Oscilografía de la Subestación Cañas	88
3.5 Oscilografía de la Subestación Barranca	90
3.6 Información del relé de protección de Cañas	92
3.7 Información del relé de protección de Barranca	93
3.8 Efecto capacitivo, fasores para el evento #1	94
3.9 Efecto capacitivo para el evento #1	95
3.10 Resultados de la simulación del evento #1	97
3.11 Diagrama de impedancia primaria simulación para el evento #1	98
3.12 Diagrama de impedancia real secundaria para el evento #1	98
3.13 Diagrama unifilar del evento #2	105
3.14 Información del relé para el evento #2, Alajuelita-La Caja, 6:51 h	110
3.15 Diagramas fasoriales para el evento # 2, Alajuelita-La Caja, 6:51 h	111
3.16 Diagrama de impedancia para el evento # 2, Alajuelita – La Caja, 6:51 h	111
3.17 Información del relé para el evento #2, Alajuelita-El Este, 6:51 h	112
3.18 Diagramas fasoriales del evento # 2, Alajuelita-El Este, 6:51 h	113

3.19 Diagrama de impedancia, del evento # 2, Alajuelita-El Este 6:51 h	113
3.20 Información del relé para el evento #2, Alajuelita-La Caja, 6:51 h	114
3.21 Diagrama fasoriales del evento # 2, Alajuelita-La Caja, 6:51 h	115
3.22 Diagrama de impedancia, del evento # 2, Alajuelita-La Caja 6:51 h	115
3.23 Simulación de la falla	120
3.24 Diagrama unifilar del evento #3	124
3.25 Torre utilizada caso #3	125
3.26 Oscilografía del equipo registrador de transitorios de la Subestación Río Claro	129
3.27 Oscilografía del relé de protección de Río Claro – San Isidro	131
3.28 Diagrama fasorial en Río Claro	132
3.29 Oscilografía del relé de protección de San Isidro-Río Claro	133
3.30 Diagrama fasorial en San Isidro.....	134
3.31 Diagrama unifilar correspondiente a la condición cuando el extremo de Río Claro está abierto	136
3.32 Diagrama unifilar correspondiente a la condición cuando la falla fue liberada ..	138
3.33 Simulación del evento #3 vista desde Río Claro	139
3.34 Simulación del evento #3 vista desde San Isidro	140
3.35 Diagrama de impedancia primaria. Simulación en San Isidro	141
3.36 Diagrama de impedancia secundaria. Datos reales en San Isidro	142
3.37 Diagrama de impedancia primaria. Simulación en Río Claro	143
3.38 Diagrama de impedancia secundaria. Datos reales en Río Claro	143
APÉNDICE 4 : TIPOS DE TORRES DE TRANSMISIÓN	173
APÉNDICE 5 : Oscilografía caso # 2	176
APÉNDICE 6 : Fotografías de los daños causados por la falla	183

INDICE DE TABLAS

1.1 Niveles de contaminación en aisladores	8
2.1 Longitud de las líneas de transmisión	50
2.2 Indices de salidas de líneas por cada 100 Km	55
2.3 Ejemplo de registro de los causantes de salidas de una línea	56
3.1 Causantes de salidas. Datos históricos relacionados con el evento #1	85
3.2 Descargas atmosféricas para el evento #1	85
3.3 Escala oscilografía Cañas	89
3.4 Escala oscilografía Barranca	91
3.5 Valores de resistencia y reactancia para el evento #1	99
3.6 Historial de salidas relacionadas con el evento #2	107
3.7 Valores de corriente en la línea La Caja – Alajuelita, para la primer falla del evento # 2	116
3.8 Corriente de cortocircuito, lado 138 KV	117
3.9 Valores de corriente en la línea La Caja – Alajuelita, segunda falla del evento # 2	119
3.10 Causantes de salidas. Datos históricos relacionados con el evento #3	126
3.11 Escalas de la oscilografía de Río Claro, evento #3	130
3.12 Valores de corriente para el evento #3	135
3.13 Valores de resistencia y reactancia en la falla	140

ABREVIATURAS

A :	Amperios
ALA :	Nombre corto normalizado de la subestación Alajuelita
BAR :	Nombre corto normalizado de la subestación Barranca
CAJ :	Nombre corto normalizado de la subestación La Caja
CAPE :	Programa de ajuste de coordinaciones “ Computer-Aided Protection Engineering “
CAS :	Nombre corto normalizado de la subestación Cañas
CENCE :	Centro Nacional de Control de Energía
CNFL :	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
EST :	Nombre corto normalizado de la subestación El Este
ICE :	Instituto Costarricense de Electricidad
IEEE :	Institute of Electric and Electronic Engineering
in :	pulgadas
KA :	Kiloamperios
km :	Kilómetros
kV :	Kilovoltios
ms :	milisegundos
PySA :	Proyectos y Servicios Asociados
PLC :	Power Line Carrier
SNI :	Sistema Nacional Interconectado
SCADA/EMS:	Sistema de adquisición de datos, control supervisor y de administración de la energía del Centro Nacional de Control de Energía
TC :	Transformador de corriente
TP :	Transformador de potencial
UEN :	Unidad Estratégica de Negocios
V :	Voltios

NOMENCLATURA

Z1 :	Zona de protección 1
Z2 :	Zona de protección 2
Z3 :	Zona de protección 3
21 :	Relé de impedancia
51 :	Relé de sobrecorriente
7SA513 :	Relé de impedancia marca SIEMENS modelo 513
7SA522 :	Relé de impedancia marca SIEMENS modelo 522
VR :	Voltaje en barras fase R
VS :	Voltaje en barras fase S
VT :	Voltaje en barras fase T
VN :	Voltaje en barras fase N
IR :	Corriente en la fase R
IS :	Corriente en la fase S
IT :	Corriente en la fase T
IN :	Corriente en la fase N
R-E :	Falla monofásica, fase R a tierra
S-E :	Falla monofásica, fase S a tierra
T-E :	Falla monofásica, fase T a tierra
R-S :	Falla bifásica entre fases R y S
R-T :	Falla bifásica entre fases R y T
S-T :	Falla bifásica entre fases S y T
T1 :	Tiempo de espera en la operación de la protección de impedancia, zona 1
T2 :	Tiempo de espera en la operación de la protección de impedancia, zona 2
T3 :	Tiempo de espera en la operación de la protección de impedancia, zona 3

UNIDADES

Corriente	A (Amperios)
Distancia	m (Metros)
Frecuencia	Hz (Hertz)
Impedancia	Ω (Ohmios)
Resistencia	Ω (Ohmios)
Reactancia	Ω (Ohmios)
Tiempo	s (Segundos)
Tensión	V (Voltios)

RESUMEN

En este documento se describe una metodología para el análisis de fallas en la red de alta tensión del ICE, que hace uso de todas las fuentes de información disponibles, para identificar de una manera precisa los causantes de las fallas y para llevar a cabo una evaluación del desempeño del sistema de eliminación de fallas.

Para ello se investigó los tipos de fallas que se han presentado en el sistema eléctrico, los cuales se deben principalmente a : descargas atmosféricas, contaminación, viento, caída de árboles sobre líneas, errores humanos; y otros de menor incidencia como son : choque de vehículos, avionetas y vandalismo.

Se identificaron las fuentes de información disponibles que son las siguientes : CENCE; personal de protección, líneas y subestaciones; bases de datos con información de la red e historiales de fallas; equipo registrador de descargas atmosféricas; equipos registradores de transitorios eléctricos y relés de protección. Durante este proceso se identificó a los relés de protección como la fuente más importante de información.

Se investigó las distintas técnicas de análisis utilizadas por empresas eléctricas de otros países como Colombia, Brasil, México y España. Se determinó que los métodos difieren según los equipos disponibles y las fuentes de información. A pesar de ello, hay similitudes en lo relativo a la utilización de registros oscilográficos, análisis de la secuencia de operación de los relés de protección y su ajuste, determinación del causante de la falla y al uso de programas de simulación.

La metodología que se propone en este documento se resume en el siguiente esquema :

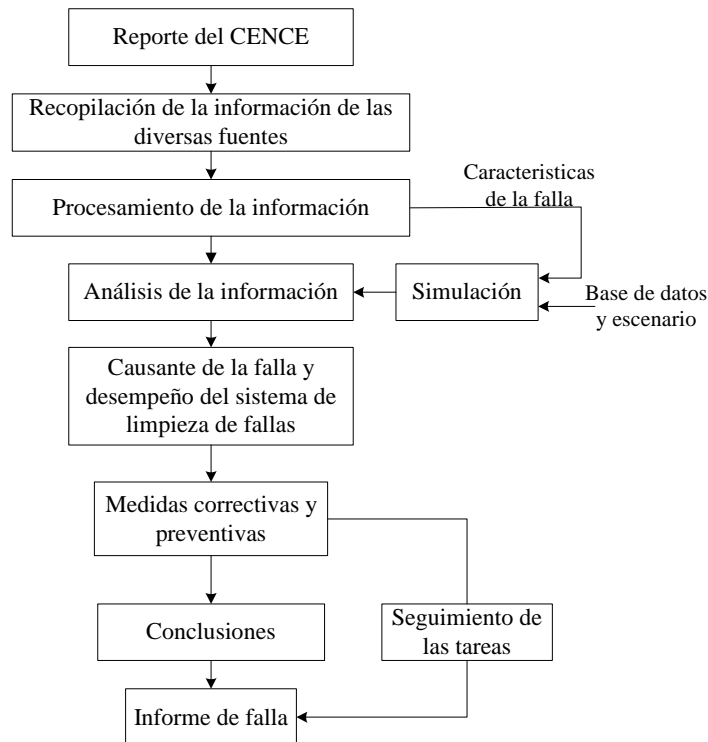


Figura 1 Metodología

Se procedió a aplicar la metodología de análisis a tres casos reales, que corresponden a fallas que se presentaron en : línea Cañas – Barranca; subestación Alajuelita y línea Río Claro – San Isidro. Los resultados obtenidos al aplicar la metodología fueron : el primer caso se debió a contaminación de los aisladores en la línea y el sistema de eliminación de fallas operó correctamente. En el segundo caso una falla en un circuito de distribución provocó la salida de tres líneas de transmisión debido a la mala operación de dos sistemas de eliminación de fallas. En el tercer caso, una descarga atmosférica provocó la salida de la línea Río Claro – San Isidro, pero la mala operación del sistema de eliminación de fallas provocó la salida de dos líneas más.

Al finalizar este proyecto se concluye que con el análisis de 3 eventos reales, aplicando la metodología propuesta, se determinó la existencia de errores graves en algunos de los sistemas de eliminación de fallas. Aunque estos errores se llegan a identificar luego de que ocurra las fallas (siguiendo la metodología), se debe evaluar la introducción de procedimientos de verificación normalizados, que sean utilizados por el personal de protecciones de forma rutinaria.

Adicionalmente se recomienda que se mejoren los métodos de recopilación de la información de los relés de protección, haciendo uso de la capacidad de comunicación

remota de los equipos; lo cual minimizaría el tiempo de recopilación y por ende el análisis por medio de la metodología propuesta.

INTRODUCCIÓN

Todos los elementos del sistema eléctrico de potencia, sean estos centros de generación, sistema de transmisión de alta tensión, subestaciones y líneas de distribución hasta los clientes finales están propensos a sufrir las consecuencias de fallas, producto de descargas atmosféricas, caída de árboles sobre las líneas, quemas y otras causas más, las cuales llevan el sistema eléctrico a estados de operación no deseados, e inclusive puede provocar la salida total del sistema.

Los sistemas de protección de la red de alta tensión están diseñados para disminuir el impacto de las fallas sobre la red de transmisión y en general sobre todo el sistema eléctrico. Estos sistemas de protección están conformados por distintos elementos (relé, fuente de alimentación, canales de disparo, canales de comunicación, interruptor) los cuales, en caso de no realizar su función, provocarían una liberación inapropiada de la falla lo cual podría traer serias consecuencias sobre el sistema eléctrico.

Con las últimas tecnologías de equipos de protección la capacidad de almacenar y desplegar información referente a los eventos en los que los relés operan, se ha visto incrementada, pero el personal técnico no ha sido capacitado para poder manejar y asimilar toda la cantidad de información disponible, quedando rezagados en comparación con el avance de los equipos. Existen además otras fuentes importantes de información que actualmente no son tomadas en consideración a la hora de realizar el estudio de una falla.

Actualmente, algunas empresas eléctricas en otros países, que se han preocupado por la continuidad del servicio que prestan, han puesto cada vez más atención al impacto de las fallas sobre el sistema eléctrico y a la forma en que estos impactos se pueden minimizar, de ahí que el desarrollo de distintas técnicas de análisis de eventos ha ido de la mano con el avance tecnológico de los equipos de protección y medición. Estos métodos de análisis consisten en un estudio de toda la información que se puede recopilar referente a la falla, sintetizándola y respaldándose en herramientas como programas de simulación, para lograr mejores resultados de la investigación y

para evaluar la respuesta de los sistemas de protección. Las técnicas varían según los equipos de protección y registro que se tengan a disposición, y van desde sistemas sencillos hasta sistemas automáticos de autoanálisis y autocorrección, sin dejar de lado la experiencia del personal.

El problema que se presenta actualmente al analizar una falla ocurrida en la red de transmisión del ICE, es que no existe un procedimiento normalizado de análisis de la falla que permita recopilar toda la información necesaria, procesarla y analizarla de manera que se logre identificar con mayor precisión el causante directo de la falla, las consecuencias sobre la red de transmisión y la evaluación de la respuesta del sistema de protección. En lugar de eso, el estudio de la falla se enfoca en una postulación de teorías acerca de lo que pudo haber causado la falla en el elemento o elementos del sistema eléctrico, sin hacer uso de toda la información disponible, y en donde al final se formula un posible panorama de lo sucedido, sin plantear concretamente las medidas correctivas y preventivas (si el caso las amerita).

Actualmente no existe un procedimiento documentado que sea utilizado en el análisis y evaluación de la operación del sistema de eliminación de fallas que permita identificar los problemas o errores que hayan intervenido en la mala operación del sistema (ajuste de relés, alambrado, enlaces de comunicación, puestas a tierra). Si estos errores no son identificados y corregidos, se continuarán presentando liberaciones incorrectas de fallas en el futuro.

El objetivo de este proyecto es desarrollar una metodología de análisis de fallas que, basándose en la información disponible, sea aplicada al estudio de fallas que se presenten en la red de transmisión y que logre identificar en una manera más precisa las causas y efectos de la falla, así como también llevar a cabo un análisis y evaluación del desempeño del sistema de eliminación de fallas.

Para la elaboración de esta metodología se tomó en consideración las técnicas de análisis investigadas, la experiencia del personal así como las fuentes de información disponibles en el ICE.

CAPITULO 1

MARCO TEORICO

En este capítulo se hace mención de los distintos tipos de perturbaciones que ha sufrido el SNI, los tipos de fallas que se dan producto de estas perturbaciones y las consecuencias de las mismas en el sistema.

Se exponen los elementos que conforman los sistemas de protección de manera que se pueda entender la lógica de operación de los relés de protección y las funciones de cada una de las partes del sistema de eliminación de fallas, que como un todo logran eliminar la perturbación del elemento fallado.

Se indica como estos relés de protección operan con software con capacidad para adaptarse a las distintas topologías de red, lo cual provoca que el proceso de ajuste del mismo sea cada vez más complicado en comparación a las tecnologías antiguas.

Se exponen los métodos de análisis propuestos por IEEE, así como también las técnicas de análisis de fallas utilizadas en otros países como Brasil, México y Colombia.

1.1 Tipos de fallas y consecuencias en la red de transmisión de energía [1, 3].

El objetivo principal y primordial en todo sistema de potencia es mantener la continuidad del servicio, y que cuando ocurran condiciones intolerables reducir el número y el impacto de los cortes de energía eléctrica. Es imposible evitar la incidencia de eventos naturales y accidentes como son fallas del equipo o mala operación debido a errores humanos. Lo que si se puede hacer es minimizar el efecto de estos fenómenos sobre el sistema de potencia haciendo uso de los equipos de protección.

Aproximadamente un 80% de las fallas que ocurren en sistemas de potencia son fallas asimétricas que consisten en cortocircuitos asimétricos, fallas asimétricas a través de impedancias o conductores abiertos. Las fallas asimétricas que pueden ocurrir son :

fallas monofásicas a tierra o línea a tierra, fallas línea a línea y fallas línea a línea y a tierra o doble línea a tierra.

En la figura # 1.1 se muestran los distintos tipos de fallas.

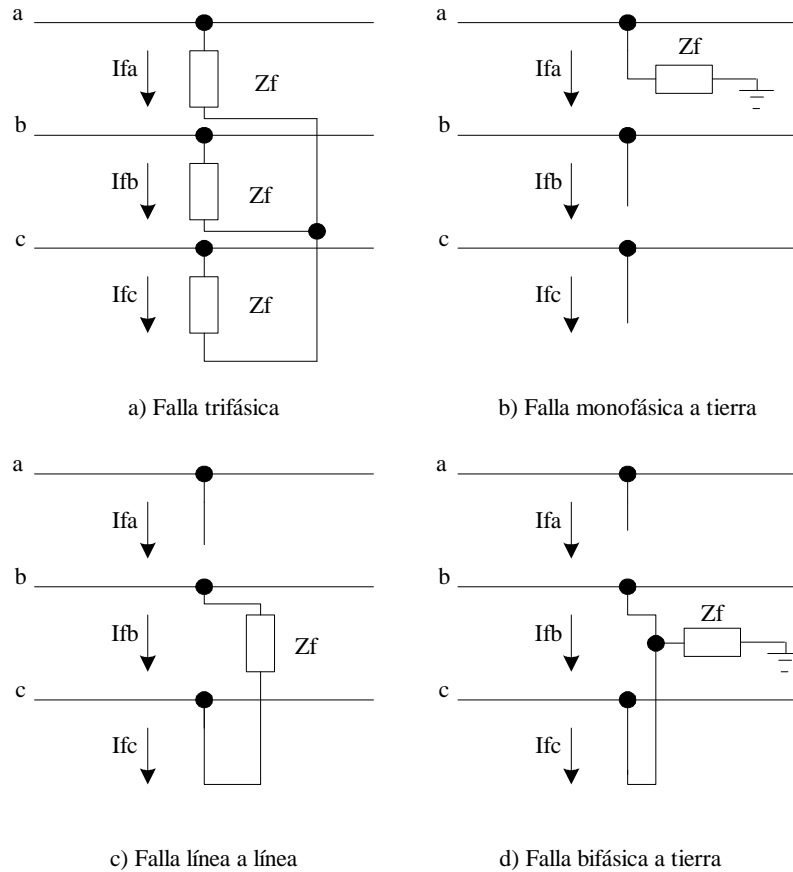


Figura 1.1 Tipos de fallas

Cuando la impedancia de falla es cero se tiene un cortocircuito directo o falla franca. Aunque estos cortocircuitos directos dan como resultado el valor más alto de corriente de falla, y además estos valores son utilizados para determinar los efectos de la falla, rara vez se dan valores de cero en la impedancia de falla.

Las causas naturales que pueden provocar fallas son variadas, por ejemplo : descargas atmosféricas (tensión inducida o descarga directa en el conductor), viento, terremotos, fuego, explosiones, árboles caídos sobre las líneas, contactos de animales con las líneas y arcos eléctricos por contaminación de aisladores.

1.1.1 Perturbaciones por maniobra [4].

En todo proceso de conmutación, ya sea una conexión o una desconexión, hay un proceso transitorio, en el que se produce un arco eléctrico entre los contactos del interruptor involucrado. Las perturbaciones producto de maniobras se caracterizan por ser de breve duración y estar fuertemente amortiguadas. Se originan principalmente por acción de la maniobra de interruptores.

Entre las maniobras que pueden provocar fallas se pueden mencionar : maniobras de conexión, desconexión y reconexión de líneas, la interrupción de corrientes inductivas o de magnetización de transformadores en vacío, la eliminación de fallas y la interrupción de corrientes capacitivas de bancos de condensadores.

La apertura de los interruptores al vacío, que por no tener arco no cortan a corriente nula, pueden provocar sobretensiones en las inductancias. La no simultaneidad en la extinción de los arcos de los distintos polos de un interruptor, son casos típicos que pueden producir sobretensiones de maniobra.

El valor relativo de las sobretensiones de maniobra con respecto a las sobretensiones atmosféricas producidas por los rayos crece a medida que la tensión de servicio de las líneas es mayor. Esto, unido al hecho de que los aislamientos soportan una menor tensión con sobretensiones de maniobra que con sobretensiones atmosféricas, hace que las primeras jueguen un papel muy importante en el diseño de las líneas de transmisión.

En el sistema de transmisión de Costa Rica se registran 177 fallas reconocidas como error humano de maniobra desde 1985 hasta mayo del 2004. Estas fallas se provocaron por error humano durante la maniobra de algún elemento de la red o equipo de protección y durante operaciones de mantenimiento principalmente. Entre las consecuencias están principalmente la salida de líneas de transmisión y distribución, salidas de operación de transformadores y autotransformadores e inclusive salidas totales del sistema. El problema principal se da por la energía no servida durante el lapso de tiempo que los módulos permanecen fuera de operación.

1.1.2 Perturbaciones atmosféricas [2-5].

Estas perturbaciones son de una duración aún mas pequeña que las de maniobra y muy fuertemente amortiguadas. Se producen generalmente por la caída de un rayo sobre las líneas o cerca de las mismas. También en este caso, el carácter aleatorio de parámetros como la intensidad del rayo y el punto de caída, determinan que dichas sobretensiones no puedan definirse mediante un valor concreto.

Se ha determinado que según sea la polaridad del centro de carga de la nube, así resulta la polaridad del rayo. En Costa Rica las estadísticas indican que un 54% de los rayos son negativos los cuales están formados generalmente por varias descargas, en cambio los rayos positivos suelen constar de una sola descarga.

En el caso de impacto del rayo sobre una línea, el rayo puede caer sobre un conductor de fase provocando un arco entre el conductor y la torre, o bien puede caer sobre la torre o un hilo de guarda, en cuyo caso, según el valor de la resistencia de tierra respectiva y las características geométricas de éstos y de los conductores, se puede producir un arco en el sentido inverso al del caso anterior. En estos casos la impedancia de la línea a tierra depende de la resistencia del arco, de la de la torre misma y de la del pie de la torre, si no se usan hilos de guarda. La resistencia al pie de la torre forma la mayor parte de la resistencia entre la línea y la tierra y depende de las condiciones del suelo.

Si el rayo cae sobre un conductor de fase, bien por una falla de apantallamiento de los hilos de guarda de la línea o bien porque estos hilos no existen, se originan dos ondas de corriente que parten en direcciones opuestas y de valor igual a la mitad de la intensidad del rayo, dando lugar a dos ondas de tensión cuyo valor depende de la impedancia involucrada. Si dicho valor supera a la tensión de aislamiento conductor de fase-apoyo de la línea, se producirá una falla en los dos apoyos más próximos al punto de caída del rayo, dando lugar a dos ondas cortadas que viajarán a lo largo de la línea hasta las subestaciones terminales. Si esta tensión no es superior a la del aislamiento, no se producirá falla del aislamiento de la línea. Se observa que, en todo caso, las ondas de tensión que llegan a una subestación están limitadas por el nivel de aislamiento de la línea de la que proceden.

En la práctica, la mayor parte de los rayos que caen sobre un conductor de fase dan lugar a una falla de aislamiento, por esa razón, debe evitarse la caída directa de un rayo sobre los conductores de fase mediante una correcta instalación de los hilos de guarda.

Si el rayo cae sobre una torre, la corriente que circula por la estructura metálica y a través de su toma de tierra da lugar a la aparición de una tensión importante entre la estructura y los conductores de fase. Esta tensión depende de la intensidad del rayo y de la impedancia que presenta el conjunto torre-hilos de guarda-puesta a tierra. Si esta tensión supera el valor de la tensión de aislamiento conductor-apoyo, se produce una falla de aislamiento.

La propagación de un impulso de tensión en los cables de guarda, induce en los conductores de fase ondas de tensión acopladas según la relación de capacitancias propias y mutuas entre cables de guarda y conductores. De esta manera la cadena de aisladores estará sometida a la diferencia de tensión entre la punta de la torre y la tensión inducida en el conductor. La ocurrencia de fallas a consecuencia de este fenómeno es difícil de eliminar, sin embargo estos efectos pueden ser minimizados a través de la optimización de las puestas a tierra de las estructuras y del ajuste de los elementos del cabezal de la torre.

La iniciación del flameo en una cadena de aisladores debido a una descarga atmosférica es un evento electromagnético muy complejo y sobre todo aleatorio (las características del rayo varían, los sitios de las descargas varían a lo largo de la línea, la resistencia de la puesta a tierra de las torres varía con la corriente y el tiempo) y es notoriamente no lineal (el efecto corona originado en los conductores hacen que la propagación de la onda no sea lineal).

Las estadísticas indican que desde 1985 hasta la fecha, se han registrado 1213 fallas en la red de transmisión del ICE producto de descargas atmosféricas en la red o cerca de ella. Sin embargo este número puede ser mayor, ya que existe en la base de datos un total de 231 fallas en las cuales no se determinó la causa. Las consecuencias de este tipo de fallas involucran cadenas de aisladores dañadas, hilos guarda dañados y reventados, conductores de fases dañados, e incluso la salida total del sistema. A estos daños en la

red y equipos se suma la energía no servida a los clientes. Las características propias de una falla por descarga atmosférica se reconocen en la cadena de aisladores, la cual se daña en una parte y no en su totalidad. La sobretensión inducida producto de un rayo provoca la ionización del aire, y un arco sobre la cadena de aisladores provocándole daños.

1.1.3 Contaminación de aisladores

Los flameos debido a contaminación y mal tiempo (factores que disminuyen la rigidez dieléctrica del aislamiento) son importantes debido a que generalmente después del primer flameo y apertura de la línea, al recerrar ésta, puede producirse un segundo flameo, una segunda apertura, y así flameos sucesivos hasta que la línea quede interrumpida, mientras cambian las condiciones atmosféricas.

La contaminación que se deposita sobre los aislamientos externos de los equipos es causada por agentes como: polvos producto de la combustión de carbón o petróleo, polvos de cemento, lluvia salina y fertilizantes. Estos depósitos, cuando se humedecen por efecto de la niebla, el rocío o la lluvia ligera, pueden reducir la rigidez dieléctrica del aislamiento dando como consecuencia la disminución de la tensión de flameo o tensión de frecuencia nominal a niveles de hasta un 25 % de su valor original. La disminución de la rigidez eléctrica depende del tipo de contaminante y de la cantidad de depósito que se acumula sobre la superficie de los aisladores.

En la tabla 1.1 se muestran los valores de distancia de fuga recomendada entre fase y neutro según el nivel de contaminación.

Tabla 1.1 Niveles de contaminación en aisladores

Nivel de contaminación	Distancia de fuga recomendada cm/kv Fase a Neutro	Incremento de distancia %
Ligera	2,0 a 2,5	0 a 25
Media	3,0 a 3,5	50 a 75
Alta	4,0 a 5,0	100 a 150
Extra- Alta	6	200

Por contaminación se han producido aproximadamente 81 salidas de líneas de transmisión. Las consecuencias de estas fallas sobre la red son cadenas de aisladores dañadas.

1.1.4 Perturbaciones por viento y contacto con árboles [11].

El viento puede originar fallas y daños a equipos durante tormentas severas. En algunos casos la descarga originada por eventos de esta naturaleza no causan daño permanente si el circuito es interrumpido rápidamente. Esta interrupción rápida es una práctica común, pero en muchos casos se produce una sobretensión causada por este corte momentáneo de energía.

El viento provoca que los conductores disminuyan las distancias entre ellos o entre ellos y la torre lo cual puede provocar una disminución en el nivel de aislamiento hasta el punto de crear un arco y por consiguiente la falla.

Existen registros de 60 fallas desde 1985 producto de la acción del viento y del roce o choque de árboles con líneas. Las consecuencias son líneas reventadas, incendios pequeños en el área, y falla del suministro de energía.

1.1.5 Perturbaciones producto de quemaduras [11].

Estas se producen por efectos de quema de materiales o desechos de cultivos o limpieza de áreas para su explotación o para utilizarlas en nuevos cultivos. En Costa Rica algunas líneas atraviesan cañaverales, y es práctica común que en el período de la safra se quemen los mismos, lo que provoca acumulación de carbones y polvo muy adherente sobre los conductores.

Las quemaduras en los cañaverales, producen llamas altas que provocan una reducción de la capacidad dieléctrica del aire, pudiendo ocasionar cortes de corriente por la formación del arco entre la línea y la tierra. Las quemaduras provocan además la acumulación de cenizas con altos contenidos de azúcares en los conductores y aisladores, lo que reduce su capacidad de aislamiento.

Se han presentado un total de 83 fallas atribuidas a quemas principalmente de cañales desde 1985. En una ocasión tuvo como consecuencia la salida total del sistema.

1.1.6 Perturbaciones debidas a amenazas geológicas [11].

En términos generales son tres las amenazas naturales de carácter geológico que pueden afectar a la red de transmisión provocando fallas, y que se derivan de:

- Actividad sísmica
- Actividad volcánica
- Remoción de masas

Durante un sismo se pueden provocar efectos como:

- a. Dislocamiento (vertical y/u horizontal) del terreno y que en ciertas zonas ha alcanzado desplazamientos de hasta 3 m.
- b. Deslizamientos por aceleraciones elevadas del terreno, especialmente en masas rocosas y de suelo no consolidadas (taludes).

Ambos casos pueden tener como consecuencia el desplome de torres y la suspensión temporal del servicio eléctrico, hecho de vital importancia en los momentos posteriores a un desastre natural, dada la necesidad de electricidad para el control y la mitigación misma de los daños provocados por el sismo o terremoto.

Para el primer tipo de efectos mencionados (dislocamientos, agrietamientos del terreno y desplazamientos horizontales) no existe un diseño de ingeniería apropiado, ya que se pueden provocar de forma casi instantánea fuertes tensiones en el tendido y/o deformaciones en las torres.

En el segundo tipo de efectos (remoción de masas, deslizamientos, desprendimientos, flujos de roca y/o suelo), es común que ocurran deslizamientos durante un evento sísmico importante y/o posteriormente con la precipitación, al encontrarse las propiedades geomecánicas y las características portantes del terreno

disminuidas. En la red de transmisión del ICE se han presentado fallas producto de sismos en 15 ocasiones provocando la salida de líneas de transmisión.

Los principales tipos de peligros que, en general, conlleva la actividad volcánica se presentan durante las erupciones y son:

- Caídas de cenizas
- Flujos de lodos (lahares)
- Flujos y Nubes Ardientes de piroclastos
- Coladas de lava
- Lluvia ácida
- Gases
- Otros (avalanchas volcánicas, formación centros eruptivos, etc.)

El impacto por fenómenos volcánicos puede provocar contaminación e inclusive la destrucción de obras de transmisión de energía.

La remoción de masas puede provocar la socavación y desplome parcial o total de una torre, pudiendo suponer la ruptura del conductor y la interrupción del transporte de energía. El impacto generado supone un elevado costo económico y un perjuicio claro en el sistema eléctrico.

1.1.7 Perturbaciones debidas a amenazas hidrometeorológicas [11]

Se pueden presentar fallas en la red de transmisión debido a :

- Inundaciones
- Temperaturas extremas

Las inundaciones y el agua depositada en el suelo pueden provocar deslizamientos, remoción de masas, desprendimientos de tierra y arcos entre los conductores.

La humedad y altas temperaturas podrían influir en la dilatación y/o contracción y corrosión del equipo.

1.1.8 Otras causas

Si bien las causas de falla más comunes fueron expuestas anteriormente, se han dado casos de fallas producto de situaciones que se salen de cualquier medida de protección. En los registros de falla que posee el ICE desde 1985 se encuentran los siguientes tipos de falla :

- ***Fallas por baja frecuencia*** : se pueden presentar por varios motivos como por ejemplo fallas en el sistema de potencia de algún país centroamericano que provoque la salida de generadores, subestaciones o líneas y por ende la caída en la frecuencia; así como fallas en plantas generadoras nacionales. Una caída en la frecuencia provoca la desconexión automática de carga (energía no servida) con el fin de lograr el balance entre consumo y generación. Se han dado 326 salidas de algún elemento del sistema de potencia (líneas de distribución o transmisión, generación) producto de eventos de baja frecuencia.
- ***Explosiones*** : se han dado principalmente en transformadores sobrecargados, con problemas de presión por aceite o fugas.
- ***Vandalismo*** : se han dado 5 casos de salidas de líneas de transmisión por vandalismo o por intento de suicidio en donde la persona se sube a una torre de transmisión y por lo tanto la línea debe ser desenergizada.
- ***Globos de publicidad*** : estos han sido 2 casos muy particulares en que un globo de publicidad roza con una línea de transmisión provocando la falla.
- ***Vagonetas*** : en 3 ocasiones se han producido accidentes entre vagonetas y torres de transmisión que provocaron falla.
- ***Avionetas*** : los aviones, avionetas y helicópteros se vuelven amenazas del sistema de potencia cuando estos impactan las líneas de transmisión. En 3 casos se han producido colisiones con líneas de transmisión provocando la salida de las mismas.

1.2 Sistemas de protección y concepto del relé de impedancia

Se puede definir un elemento crítico (ya sea este una línea, una subestación) como aquel cuya falta puede comprometer la estabilidad del sistema eléctrico interconectado.

La criticidad de ciertas zonas del sistema eléctrico interconectado como por ejemplo: subestaciones La Caja, San Miguel, Angostura, líneas La Caja – Arenal, Río Claro – Progreso, La Caja – Belén, sumado a la necesidad de mantener la estabilidad del sistema han hecho indispensable el uso de sistemas de protección cada día más confiables.

Los relés de protección han ido integrando con el paso del tiempo mayor cantidad de funciones y posibilidades de protección según la topología de la red en la cual serán utilizados. La evolución tecnológica ha hecho que los relés mecánicos (en donde el ajuste y operación era hecho a base de partes mecánicas), fueran substituidos por relés electromecánicos en donde el ajuste era más preciso. La siguiente generación de relés fue los electrónicos que poseían mayor precisión y ocupaban menos espacio, y por último los relés de hoy en día que son numéricos. Estos últimos poseen funciones de protección que se han ido adaptando al dispositivo de acuerdo a las necesidades de los usuarios y funcionan a base de software.

Según el o los elementos que se protegen en el sistema de potencia, se pueden dar las siguientes definiciones [8]:

- **Sistema de eliminación de fallas** : formado por los componentes que en forma conjunta se utilizan para liberar una falla en un módulo de una subestación. Incluye los relés de protección, canales de disparo, cables de control, interruptores, transformadores de corriente y potencial, fuentes de alimentación DC, canales de comunicación y elementos auxiliares. Cada módulo de una subestación tiene su sistema de eliminación de fallas. Ver figura 1.2.
- **Sistema de protección** : formado por el conjunto de sistemas de eliminación de fallas de un módulo de una subestación. Si se tiene dos o más sistemas de

eliminación de fallas independientes en cada módulo, el conjunto de estos forma el sistema de protección de ese módulo.

- **Esquema de protección** : es el formado por el conjunto de sistemas de protección de una subestación.

En la figura 1.2 se muestran los elementos de un sistema de eliminación de fallas típico de una línea de transmisión.

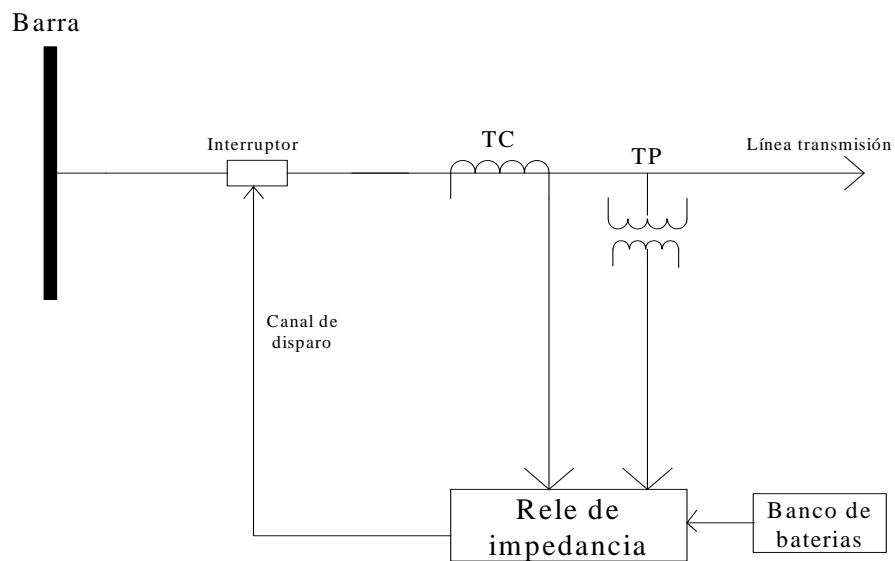


Figura 1.2 Sistema de eliminación de fallas.

Un sistema de eliminación de fallas está formado por [8]:

- 1- **Elementos de medición** : proporcionan las señales eléctricas de entrada al relevador (corrientes, tensiones, ángulos). Estos son los transformadores de corriente y tensión que se encuentran en los patios de las subestaciones y cuyas señales son llevadas hasta los relés de protección. Los transformadores de tensión transforman la tensión de 230KV o 138KV a 100 V usualmente, y los transformadores de corriente transforman la corriente de nominal en el primario a 1 A o 5 A en el secundario. Es muy importante que estos transformadores lleven la señal de medición correcta a los relés de protección, ya que con estas señales es que el relé realizará los cálculos para determinar si hay una falla en su zona de protección y de ahí determinar la acción a seguir. Ha habido casos de

una mala operación ante un estado de falla producto de una mala transformación de los niveles primarios de tensión y corriente.

Entre las funciones de los transformadores de corriente están: a) Aislar galvánicamente los equipos de protección y medición con respecto al circuito primario, b) Evitar perturbaciones electromagnéticas causadas por el manejo de las corrientes, c) Obtener corrientes secundarias de baja magnitud pero proporcionales a las corrientes primarias. Usualmente se pueden tener varios secundarios embobinados sobre uno o varios circuitos magnéticos, y a la vez estos tengan distintas características de saturación y precisión. Por lo general el secundario más preciso se utiliza para medición y el menos preciso y con una característica de saturación más amplia para protección. En la figura 1.3 se muestran los 3 transformadores de corriente pertenecientes a las 3 fases de un módulo de línea de transmisión. Se designa con el color amarillo a la fase R, con verde a la fase S y con morado a la fase T para su identificación en el patio de la subestación.



Figura 1.3 Transformadores de corriente



Figura 1.4 Transformadores de potencial

En la figura 1.4 se muestran los transformadores de potencial pertenecientes a un módulo de línea de transmisión con el mismo código de colores utilizado en los transformadores de corriente. La tensión primaria es transformada por lo general a 100 V para medición o protección.

- 2- **Relevador de protección** : utiliza las señales de entrada proporcionadas por los elementos de medición, aplica una lógica de decisión y proporciona señales de salida que actúan sobre un interruptor. Las señales de entrada provienen de los transformadores de tensión y corriente, pero pueden además utilizar señales digitales de entrada provenientes de otros relés como se verá más adelante en los esquemas de teleprotección. Las señales de salida son de tipo binario que se envían al interruptor por medio de un canal de disparo. Pueden tener también señales digitales de salida que son enviadas hacia otros relés o dispositivos. Los relés serán explicados detalladamente más adelante. En la figura 1.5 se muestra un relé de impedancia de línea marca SIEMENS modelo 7SA513 con un panel de mando frontal y un puerto de comunicación para ser consultado por una computadora.

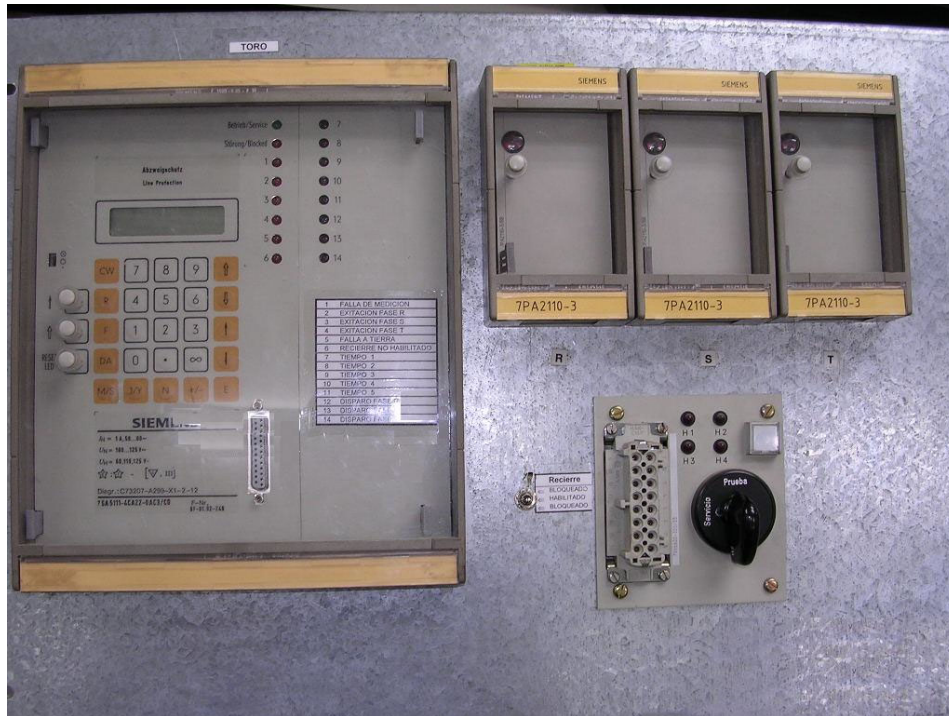


Figura 1.5 Relé de impedancia

- 3- **Actuador** : este es el interruptor, que es el equipo cuya operación aísla la falla. Los interruptores normalmente se encuentran cerrados (en caso de líneas) y son abiertos por orden de los relés en caso de falla, o por mantenimiento de algún dispositivo o elemento del módulo. Los tiempos de apertura son variados dependiendo de la marca y la capacidad del interruptor para abrir y extinguir el arco que se da en el proceso de apertura. Normalmente los tiempos de apertura andan alrededor de 3 ciclos. Los tiempos de cierre oscilan entre 125ms y 180ms según la marca y las especificaciones. Adicionalmente los interruptores deben tener capacidad de realizar recierres. Las partes principales de un interruptor son: cámara de extinción, mecanismo de operación, estructura y accesorios. La operación del interruptor consiste en: recibir la señal de disparo o apertura proveniente de los relés de protección, ya sea para disparo monofásico o trifásico, luego, iniciar en las cámaras de extinción la separación de los contactos, formándose un arco entre ellos que mantiene la continuidad del circuito. Este arco de gas es ionizado producto de la transformación de un fluido (aceite o gas) en plasma, lo que provoca alta presión y temperatura. El arco tiende a enfriarse y por consiguiente disminuye la corriente. La interrupción de la corriente se da durante el paso de la onda por cero y aparece entre los

contactos la tensión transitoria de restablecimiento. El soplado del arco ocurre por medios de flujos turbulentos de gas que provocan su extinción. Entre los tipos de interruptores están : alto contenido de aceite, bajo contenido de aceite, neumáticos (aire comprimido) hexafluoruro de azufre (SF6), vacío. Se puede dar el caso de una mala apertura del interruptor, por ejemplo en un disparo trifásico en donde solo abran 2 fases, o inclusive en un disparo monofásico en donde no se abra la fase. El proceso de apertura involucra varias etapas y distintos elementos del interruptor por lo que una falla en cualquiera de ellos puede impedir la correcta apertura de la fase. La figura 1.6 muestra los 3 interruptores monopolares de un módulo de línea de transmisión con el respectivo código de colores. En este caso el interruptor está a 138 KV.



Figura 1.6 Interruptor

- 4- **Canal de disparo** : es el alambrado entre la salida del relé de protección y la bobina de disparo del interruptor. Por aquí se envía la orden de apertura o cierre del relé al interruptor, por lo que es indispensable que este canal no falle, sin embargo no está exento a que suceda algún desperfecto sea cual sea la causa.

5- **Alimentación de corriente directa** : desde los bancos de baterías se suministra la alimentación de C.D. a los relés de protección y a los interruptores, así como a los equipos de comunicación. En casos donde hay protección redundante se utilizan dos alimentaciones o bancos de baterías distintos, o sino se utiliza el mismo banco pero con cableado distinto. Dependiendo de la criticidad del módulo que se protege se puede justificar la redundancia del banco de baterías. El banco de baterías puede fallar debido a problemas con los cargadores de baterías, el alambrado hacia los equipos de protección puede fallar e incluso ante una falla en la alimentación el banco después de un tiempo puede descargarse.

Entre las propiedades de un sistema de eliminación de fallas se pueden mencionar las siguientes [6, 8]:

- 1- **Selectividad** : consiste en lograr la desconexión efectiva del elemento afectado por la falla, es decir, opera solo para fallas localizadas dentro de su zona de protección. No debe operar cuando la falla se localiza fuera de sus zona de protección.
- 2- **Rapidez de operación** : debe liberar la falla en el menor tiempo posible.
- 3- **Confiablez** : está relacionada con la probabilidad de que falle el propio sistema de eliminación de fallas. Se logra con diseños redundantes, respaldados con un mantenimiento regular.

Las protecciones contra cortocircuitos pueden clasificarse en primarias y de respaldo. La primaria es la que debe operar cuando ocurre un cortocircuito en el equipo o elemento protegido y en el menor tiempo posible.

Para cada elemento del sistema eléctrico se establece una zona de protección primaria, de tal forma que las distintas zonas se traslapen. Con esto se logra que ninguna parte del sistema quedé sin protección primaria. En caso de presentarse una falla en una zona de protección, la protección correspondiente provoca el disparo de todos los interruptores de la zona, lo que quiere decir que para fallas localizadas en el

traslape de zonas se producirá el disparo de varios interruptores. Sin embargo es mejor esto a que ocurra una falla en un punto donde no haya traslape.

La protección de respaldo debe operar cuando la protección primaria no opera, sea cual sea la razón. Esta protección de respaldo puede ser remota, que implica la operación de protecciones en otras subestaciones o local que implica la operación de protecciones en la misma subestación. Las desventajas de liberar una falla por medio del respaldo remoto son que su operación puede dejar al sistema muy debilitado al salir varias líneas, y a la vez que el tiempo de operación puede ser muy largo.

1.2.1 Relés de protección

Un relé de protección se define como : "Aquel cuya función es detectar fallas de líneas o equipos u otras condiciones del sistema de potencia de naturaleza anormal o peligrosa y que inicia una apropiada acción del sistema de eliminación de fallas en busca de la desconexión del elemento fallado".

La operación de los relés en el sistema protegido es muy importante, y cuando ocurre una falla deberá verificarse si su operación fue correcta, considerando para ello la coordinación de los relés y de los demás medios de protección para comprobar su desempeño.

Es vital que la decisión hecha por el relé de protección sea correcta, ya sea si la falla es intolerable y demande una acción rápida del relé sobre el sistema de eliminación de falla, o si es una condición tolerable o situación transitoria (por ejemplo una oscilación de potencia) que el sistema pueda absorber sin que amerite una acción por parte del relé. Ambas, la operación por falla y la operación incorrecta pueden originar al sistema un problema mayor involucrando un aumento del daño al equipo, aumento en el riesgo para el personal, y una posible interrupción del servicio más larga.

Sin embargo pueden ocurrir problemas con el equipo de protección; ya que este no es perfecto. Para minimizar los problemas que pueden resultar en el sistema de potencia producto de no eliminar una falla en el tiempo apropiado porque el relé de protección opera incorrectamente o no opera del todo, se usan relés o sistemas de protección con

relés operando en paralelo. Esto puede ser instalado en el mismo sitio, (protección primaria), en la misma estación (protección de respaldo local) , y / o en varias estaciones remotas (protección de respaldo remoto).

Los tres sistemas de protección se pueden aplicar juntos en sistemas de alta tensión. Este concepto es más rígido porque deben separarse las señales de corriente de la protección, ó sea que la medición sea separada y se logra por medio de arrollamientos independientes del transformador de corriente. Todos los dispositivos de protección deben coordinarse apropiadamente de tal forma que los relevadores primarios asignados para operar a la primera señal de disturbio en su zona de protección asignada operen primero. Si ellos fallan, varios sistemas de respaldo deberán de ser capaces de conseguir la liberación de la contingencia.

1.2.2 Relé de impedancia [4, 9]

Por lo general las líneas de transmisión son protegidas con relés de distancia o de impedancia. Estos relés se encargan de identificar un estado de falla por diversos métodos y cálculos que realiza el mismo relé. Estos dispositivos de protección de distancia, basan su sistema de localización de fallas en la relación entre la tensión y la corriente transmitida por una línea, señales que son alimentadas al respectivo relevador.

El principio básico de operación del relé de distancia está basado en la medición y evaluación de la impedancia de corto circuito, la cual es proporcional a la distancia de la falla, y en donde se determina la impedancia de falla a partir de la medición de la tensión y la corriente de cortocircuito. En general, los relés de distancia efectúan la medición con base en la relación entre la tensión y la corriente que reciben de los transformadores de instrumento (TC y TP), midiendo por lo tanto valores secundarios de impedancia en términos de ohms secundarios. Los ohms secundarios se relacionan con los ohms primarios por la relación:

$$Z_{SEC} = \frac{RTC}{RTP} \quad Z_{PRIM} = \frac{\frac{I_{PRIM}}{I_{SEC}}}{\frac{U_{PRIM}}{U_{SEC}}} Z_{PRIM} \quad (1)$$

donde :

Z_{SEC} : impedancia en el secundario

RTC : relación de transformación del transformador de corriente

RTP : relación de transformación del transformador de potencial

Z_{PRIM} : impedancia en el primario

I_{PRIM} : corriente en el primario

I_{SEC} : corriente en el secundario

U_{PRIM} : voltaje en el primario

U_{SEC} : voltaje en el secundario

Por ejemplo:

$$TC = 400 / 1 \text{ A}, \quad TP = 230 / 0.1 \text{ KV} \quad (2)$$

$$Z_{SEC} = \frac{400}{\frac{1}{\frac{230}{0.1}}} Z_{PRIM} = 0.1739 Z_{PRIM} \quad (3)$$

Esta impedancia medida se compara con el valor parametrizado en el relé (aproximadamente igual a la impedancia de línea), de forma tal que si este valor medido es menor que el ajustado, se confirma que se trata de una falla dentro de la característica del relé, éste opera y dispara el interruptor correspondiente.

Debido a errores en la medición de estos parámetros, errores en los transformadores de medición, en el valor del ajuste de impedancia de la línea (ya que está basado en cálculos teóricos y no de medición directa), no se recomienda ajustar el alcance del relé al 100% de la longitud de la línea, esto porque en caso de una falla muy cerca de la barra del otro extremo de la línea, pero localizada en la línea adyacente, y debido a los factores de error antes mencionados, el relé podría enviar la orden de disparo al interruptor provocando la salida innecesaria de la línea (porque la falla no está dentro de su zona de protección) y se debilita así el sistema. Por lo tanto se emplea un margen de seguridad del 15 al 20 % de la longitud total de la línea. Esto quiere decir que la primer zona de protección se ajustará al 80 – 85 % de la impedancia total de la línea. El

resto de la línea se protege con un sobre alcance de la primer zona y con la segunda zona, con escalonamiento en tiempos para asegurar la selectividad.

Debido al tiempo requerido para realizar la medición, el procesamiento de la información y el envío de la orden de apertura, el tiempo de disparo es de aproximadamente 20 a 30 milisegundos para la primer zona (no incluye el tiempo requerido para la apertura del interruptor). Con un sistema de comunicación entre los extremos de la línea, la protección de distancia puede convertirse en una protección más selectiva, esto proporciona disparos rápidos y selectivos en el 100% de la línea, similar a una protección diferencial de línea, pero con la ventaja que también es una protección de respaldo remoto para el sistema.

1.2.2.1 Método para la detección de fallas (Fault detection)

La tarea principal del relé es detectar y clasificar adecuadamente las fallas ocurridas en el sistema que está protegiendo. Debe ser selectivo e identificar con exactitud la fase involucrada de manera que no involucre a las fases que no han sido afectadas. Esto es muy importante cuando se utilizan disparos monopolares, donde está involucrado el sistema de recierre unipolar.

Algunos de los métodos para detectar fallas son:

1.- Sobrecorriente: $I \gg$

Se emplea en redes con impedancias equivalentes pequeñas y barras con altas capacidades de falla, por lo que se pueden dar corrientes de cortocircuito muy altas. El menor valor de la corriente esperada de cortocircuito no debe ser menor que dos veces la corriente máxima de carga. Así se garantiza un ajuste de por lo menos 1.3 veces la corriente de fase máxima de corto circuito.

2.- Tensión / sobrecorriente: $U < / I >$

La detección de fallas por sobrecorriente puede presentar problemas de sensibilidad, cuando las corrientes de cortocircuito esperadas no son lo suficientemente altas, ya sea por fallas a tierra con valor de resistencia alto, o por potencias de cortocircuito pequeñas, donde eventualmente la corriente de cortocircuito puede ser del mismo orden de la corriente de carga, etc. En este caso el ajuste del nivel de sobrecorriente puede ser inferior a la corriente de carga de la línea, pero controlado por el nivel de tensión. Por lo tanto solo el cumplimiento de ambas condiciones podrá originar la señal de arranque.

3.- Tensión /ángulo de fase / sobrecorriente ($V / \phi / I$)

En las líneas de transmisión el ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente durante cortocircuitos es bastante mayor que el ángulo durante condiciones normales de carga. Normalmente el ángulo en condiciones normales de carga varía entre ± 30 grados, mientras que el ángulo en condiciones de cortocircuito varía entre 70 y 90 grados. Por esto, el ángulo entre la corriente y la tensión puede ser empleado también como un criterio más para aumentar la sensibilidad del relé.

4.- Impedancia, ($Z <$)

Con este método se puede discriminar entre condiciones de falla y de carga en el sistema. Un requisito necesario para su operación es que el valor de la corriente de fase – fase y de fase – tierra supere el valor mínimo establecido (ajustado) para tal fin en cualquiera de los seis lazos de falla (R-E, S-E, T-E, R-S, R-T, S-T) monitoreados continuamente, (caso de un relé no conmutado). El efecto de impedancia aparente en las fases sanas al momento de una falla se elimina con métodos complejos utilizando patrones de reconocimiento con componentes simétricas y compensaciones de carga. En la figura 1.7 se muestra el diagrama de impedancia en donde el relé de protección localizará la impedancia de falla medida.

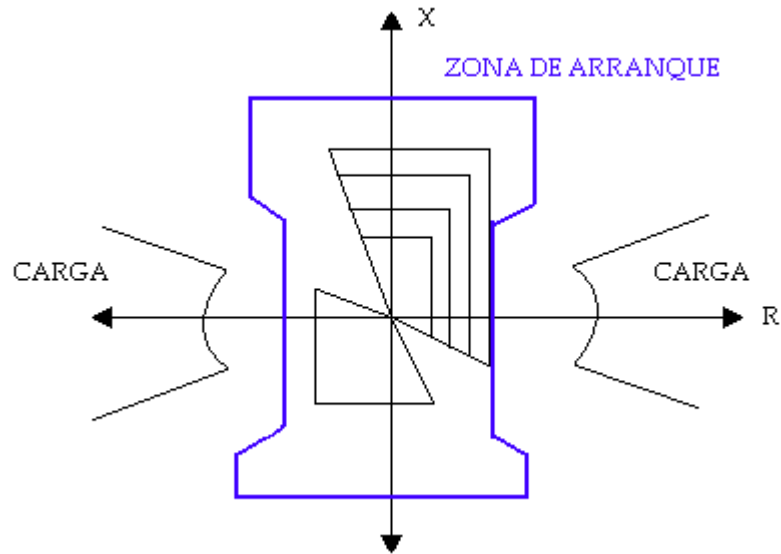


Figura 1.7 Diagrama de impedancia

En el caso de los relés conmutados, el alcance de la impedancia de arranque puede introducir el problema de la “impedancia aparente” medida durante las fallas, que hace que esta impedancia medida en las fases sanas sea ubicada por el relé dentro del área de la impedancia de arranque, causando la detección incorrecta de la falla. En estos casos la protección disparará en forma trifásica aunque en realidad la falla sea monofásica. Esto por lo tanto restringe el valor de los ajustes en lo relativo al alcance y por otro lado en lo referente a la utilización correcta del sistema de recierre.

El relé tiene la capacidad de determinar la dirección de la corriente con respecto a la ubicación del relé, de modo que le permite operar solamente con fallas en la línea protegida (fallas ubicadas en su zona de protección). Para ello utiliza la medición de las tensiones de las fases no falladas y la corriente de la fase fallada, compara el ángulo de fase de la corriente con el ángulo de fase de la tensión, para así determinar la dirección del flujo de corriente.

Por ejemplo, la tensión entre fases L2 – L3 se utiliza cuando la falla afecta a la fase L1 (fase -tierra). Desde luego que el relé debe realizar por lo tanto la correspondiente compensación de fases. Este método tiene el inconveniente de que para fallas trifásicas muy cercanas ya sea delante o atrás del relé, la medición de la dirección se hace incierta, ya que el tensión es prácticamente cero. Esto causa lo que se llama *zona muerta* en los relés convencionales.

En el caso de las protecciones numéricas, para evitar esto, los relés emplean un dispositivo de memoria de tensiones, donde las tensiones previas a la falla quedan almacenadas en una memoria cíclica tipo buffer (tensión de prefalla). El relé puede determinar por lo tanto la dirección de la falla con estas tensiones de prefalla memorizadas.

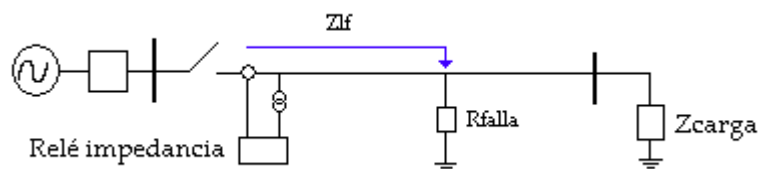
1.2.2.2 Diagrama de impedancias

En este diagrama se muestran las características del relé, impedancia de carga e impedancia de cortocircuito, en un plano complejo $R - X$. En el origen, ($X = 0$; $R = 0$), corresponde a la localización del relé, desde donde se medirá la impedancia de falla.

En operación normal del sistema, la impedancia medida corresponde a la impedancia de carga, el ángulo entre la corriente y el tensión corresponde al ángulo de la carga de la línea (factor de potencia). Depende de la relación entre la potencia activa y la potencia reactiva que se transmite por la línea, tal como se indica:

$$\phi_{\text{CARGA}} = \text{ARCTANG} \frac{P_{\text{REACTIVA}}}{P_{\text{ACTIVA}}} \quad (4)$$

Durante una falla, la impedancia de carga pasa a ser la impedancia de cortocircuito, que es normalmente más pequeña que la impedancia de carga. Su valor corresponde a la impedancia vista por el relé hasta el punto de falla. Cuando se tiene resistencia de arco o resistencia de falla, se debe agregar entonces una componente adicional llamada “componente resistiva” R_F . El ángulo que se mide ahora entre la corriente de cortocircuito y la tensión de cortocircuito, llamado ángulo de cortocircuito $\phi_{\text{c.c.}}$, tal como se muestra en la figura 1.8.



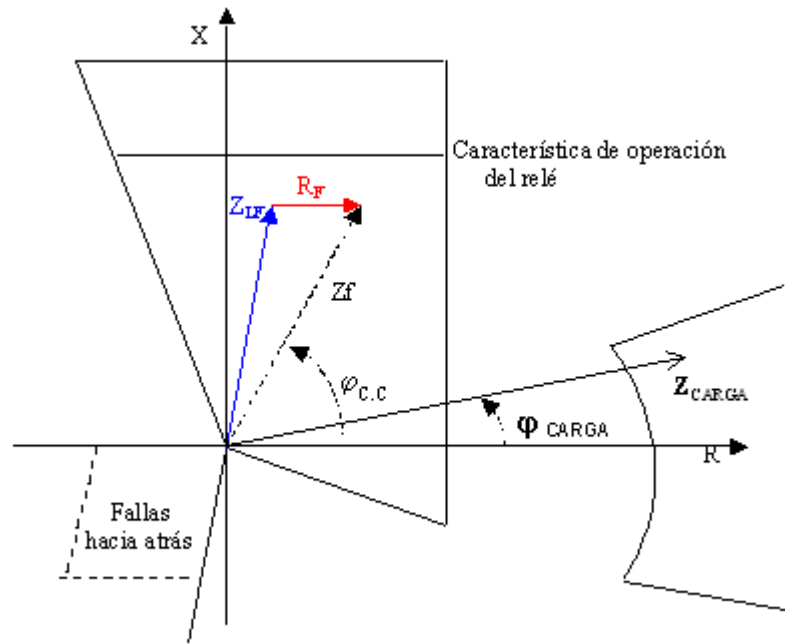


Figura 1.8 Característica de operación del relé

Es posible utilizar características diferentes de operación del relé, tal como el tipo mho y cuadrilateral, que son las más conocidas, como se puede apreciar en la figura 1.9. En ambos casos existe un área que se considera falla interna, que es el área en donde la impedancia medida por el relé sería considerada como falla localizada en su primera zona de protección, y un área externa donde la medición de la impedancia de falla se localiza en las siguientes zonas de protección.

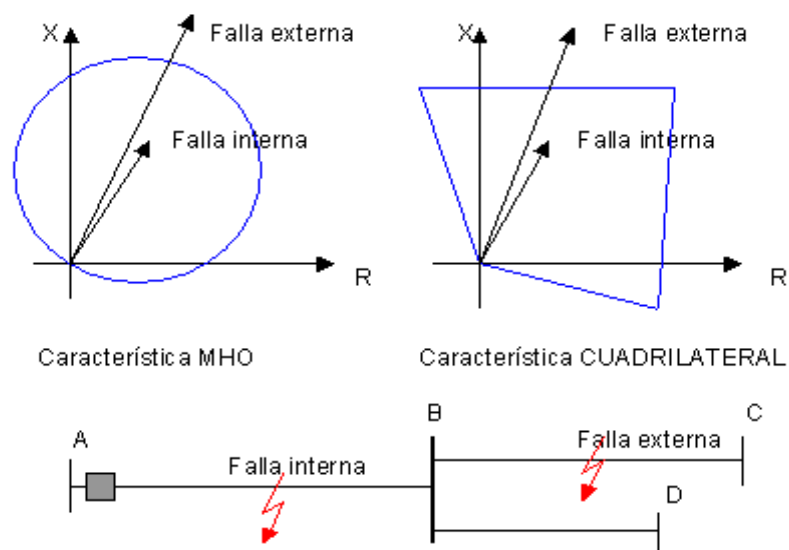


Figura 1.9 Características mho y cuadrilateral

1.2.2.3 Zonas de alcance

En general los relés poseen ambas características de operación, las del tipo mho y las cuadrilaterales, llamadas también poligonales. Ambas características pueden ser usadas separadamente, como por ejemplo emplear la característica mho para fallas entre fases y la característica poligonal para fallas fase tierra. En el caso de las poligonales, los ajustes en X y en R son independientes entre si, para fase-fase y fase-tierra, lo que le da una gran versatilidad para cubrir fallas resistivas a tierra. En la figura 1.10 se muestran las zonas de protección de un relé de impedancia, así como la recta de impedancia de la línea protegida. Existen 5 zonas hacia adelante (Z1, Z1B, Z2, Z4, Z5) y una zona hacia atrás (Z3). Se muestran dos segmentos denominados “carga”, los cuales delimitan la característica de operación de esa manera, para que en casos en que se presenten oscilaciones de potencia, el relé no opere abriendo una línea al ver disminuida la impedancia que está midiendo.

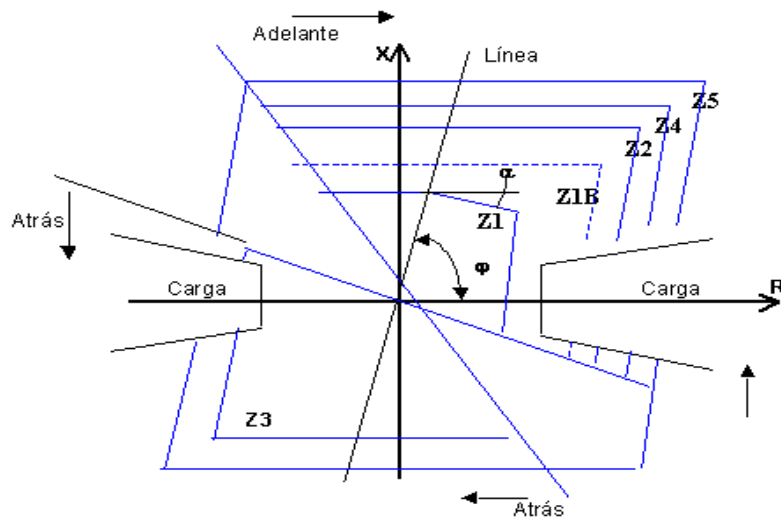


Figura 1.10 Zonas de alcance

En líneas de gran longitud y con un posible régimen de carga alto, se debe tener especial cuidado con el ajuste de la parte resistiva en la característica de operación de la protección, de forma tal que permitan un margen adecuado con la impedancia de carga mínima.

Esta impedancia de carga mínima ocurre con la máxima corriente de carga y la mínima tensión de operación. Por ejemplo:

$$R_{L\text{prim}} = \frac{U_{\text{MIN}}}{I_{L\text{MAX}} \sqrt{3}} = \frac{0.9 \times 229 \text{KV}}{1360 \sqrt{3}} = 84.06 \ \Omega \text{ primarios.} \quad (5)$$

$$R_{L\text{SEC}} = 84.06 \times \frac{RTC}{RTP} = 84.06 \times \frac{1200/5}{220/0.1} = 45.85 \ \Omega \text{ secundarios} \quad (6)$$

En donde : $R_{L\text{prim}}$: resistencia medida en “el primario” (con las magnitudes primarias medidas con los TC y TP)

U_{MIN} : tensión mínima en el primario

$I_{L\text{MAX}}$: corriente máxima en el primario

$R_{L\text{SEC}}$: resistencia reflejada en el secundario

Con un margen de un 20% se tiene:

$$R_{\text{MIN}} = 0.8 \times 45.85 = 36.6 \ \Omega \quad (7)$$

A fin de garantizar la correcta operación de la protección discriminando correctamente entre los criterios de operación con valores de carga alta y valores de cortocircuito, en los casos de líneas largas y muy cargadas donde no es posible establecer un margen adecuado entre ambos criterios de operación, es posible modificar la característica de operación del relé por medio del ajuste en la dirección resistiva y el ángulo de fase.

Para ello se emplea la siguiente metodología: en la figura 1.11, los valores de **RA2** son válidos solamente en ángulos superiores a ϕA , los valores de **RA1** son válidos en ángulos inferiores a ϕA . Como se nota, se produce por lo tanto una modificación en la característica operativa de la protección, donde se puede trabajar con cargas altas sin sacrificar su alcance para fallas en el sistema.

De igual forma se establece la característica para fallas de fase a tierra en los demás lazos.

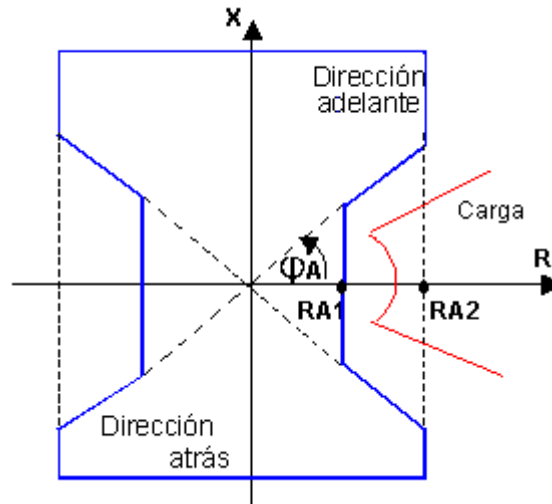


Figura 1.11 Ángulo de operación

1.2.2.4 Distribución de zonas

Cada zona tiene temporizadores independientes que pueden ser programados en la dirección hacia delante, hacia atrás o no direccional. En la figura 1.12 se muestran las zonas de protección para la característica mho.

Z1B : Para teleprotección y recierre.

Z3 : En este caso se presenta con dirección hacia atrás como ejemplo.

Z5 : Exclusivo para arranque general del relé.

α : Posibilidad de modificar el ángulo para líneas largas, para compensar el sobre alcance

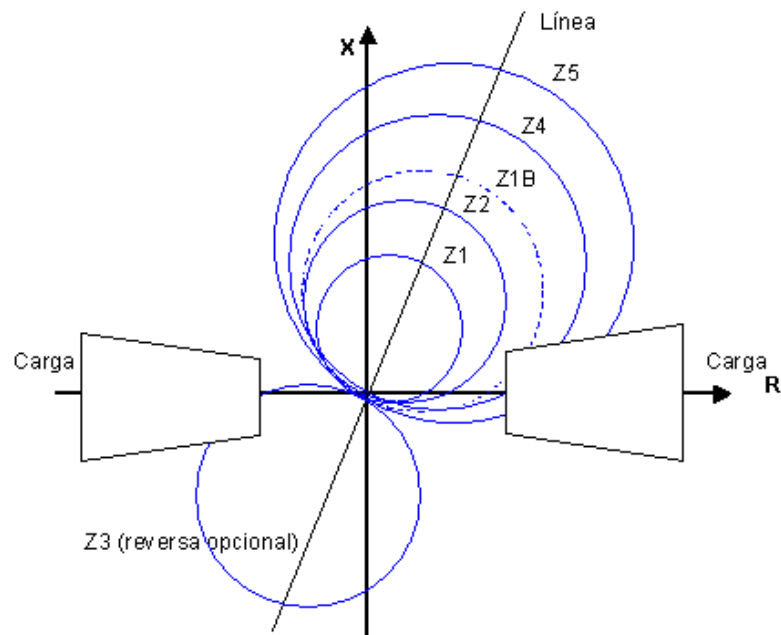


Figura 1.12 Direccionalidad

A fin de establecer una operación escalonada y a la vez coordinada con otros elementos de protección de la red, se dispone de varias etapas o zonas de operación del relé, de manera que el punto de partida de la medición de la impedancia (origen $R = 0$, $X = 0$) corresponde al punto de localización del relé. El alcance de cada zona corresponde a la intersección de la característica del relé ajustada con la impedancia de la línea a proteger. En general, un relé de impedancia dispone de las siguientes zonas:

- Una zona de arranque.
- Tres zonas de distancia. Z_1 , Z_2 , Z_3 . Estas zonas son direccionales, ajustadas en dirección hacia delante, con ajustes de tiempos de operación independientes entre sí.
- Zona de sobrealcance Z_{1B} . Empleada con teleprotección ó para la extensión de primera zona en coordinación con el relé de recierre.
- Zona para el bloqueo de oscilación de potencia Z_P . Su operación se explicará más adelante.
- Un paso direccional activado con el arranque del relé y controlado con un temporizador independiente. Su ajuste de tiempo debe ser mayor que los ajustados en los temporizadores de las zonas. Se activa por medio de una combinación de los criterios de direccionalidad y arranque del relé,

proporcionando la característica de respaldo a las zonas en dirección hacia delante. Se puede decir que esta es una zona retardada por tiempo para respaldo de la tercera zona. En el caso de que el relé tenga arranque por impedancia, esta será una verdadera etapa de distancia con alcance definido.

- Un paso no direccional con arranque por impedancia y temporizador independiente, con ajuste mayor que cualquier zona ajustada. Este paso no direccional es el último respaldo del relé, en caso de que ninguna de las etapas anteriores detectaran la falla.

El ajuste del alcance del relé debe tomar en cuenta ciertas inexactitudes que se presentan, tal como la exactitud propia del relé en su medición, (5% de acuerdo con IEC 60255-6), error en la medición de los TC (1% para clase 5P y 3% para clase 10P), margen de seguridad del 5%, además de que el valor de la impedancia de la línea es calculado y no medido. Esto imposibilita un ajuste del 100% de la línea a proteger, por lo que un ajuste del 80 – 85% de la impedancia de la línea es lo que se emplea normalmente, estableciendo así un paso de bajo alcance. El resto de la línea estará cubierto por la segunda zona, o por una etapa de sobrealcance en coordinación con el sistema de recierre. De aquí aparecen los términos de **SOBREALCANCE** y de **BAJO ALCANCE** (Over-reach, under-reach). En la figura 1.13 se muestra la zona de protección de una línea protegida por relés de impedancia en ambos extremos de la línea. En este caso no se tiene zona de sobrealcance. En el ejemplo de la figura 1.14 si se tiene sobrealcance.

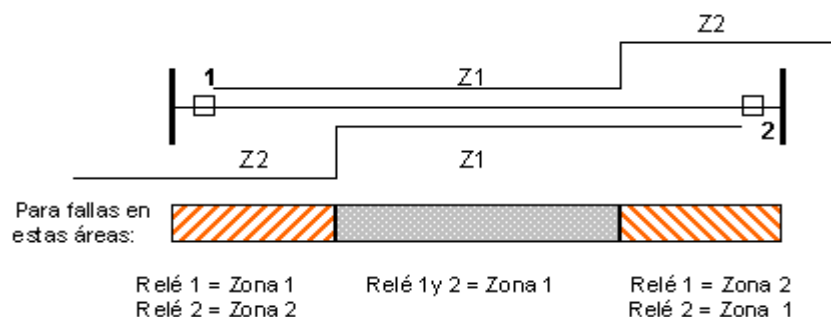


Figura 1.13 Zona de protección

Se puede resumir entonces que las fallas localizadas en un 70 % de la línea se despejan en Z1 mientras que el 30% restante se despejan en Z2.

A fin de garantizar que la primera zona de protección cubra el 100% de la línea, existen varios métodos, entre los cuales se puede mencionar a la teleprotección como el método más seguro, rápido y confiable. También se emplea el método de una zona en sobrealcance coordinada con el relé de recierre.

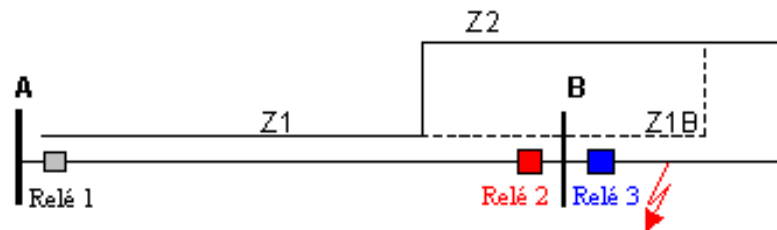


Figura 1.14 Sobrealcance Z1B

Como se muestra en la figura 1.14, el relé 1 tiene una zona de sobrealcance Z1B de aproximadamente 15 % mas allá de la barra B, asegurando de esa forma la operación de la protección en el 100% de la línea. Para fallas comprendidas entre el 100 % y el 115 % de la línea, se tendrá la siguiente secuencia de operación:

Relé 1	Relé 2.	Relé 3.
Disparo en T1.	Dirección atrás.	Disparo en T1
Recierre	No opera.	Recierre
Recogimiento de Z1B a Z1		

En caso que la falla sea permanente, el relé 3 hará un segundo disparo (esta vez definitivo) en T1. Este tipo de operación tiene las siguientes desventajas :

- Operación de dos sistemas de eliminación de fallas al mismo tiempo, uno de ellos supeditado a la correcta operación del sistema de recierre.
- Dos subestaciones afectadas.

En la figura 1.15 se muestran las zonas de protección para tres relés de impedancia de una línea que interconecta al menos 4 subestaciones. Se puede notar la superposición de la segunda zona de protección sobre la primera zona de protección del relé localizado en la subestación siguiente, así como también la zona Z3.

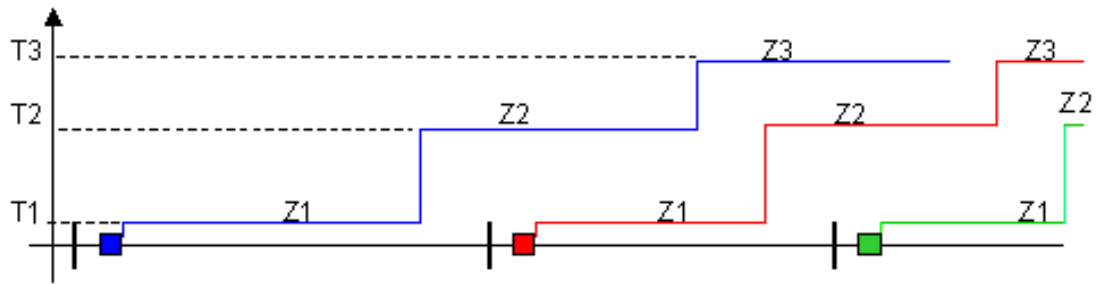


Figura 1.15 Distribución de zonas

1.2.2.5 Teleprotección

Se utiliza para garantizar la operación de la protección de impedancia de forma selectiva, en tiempo instantáneo (sin retardo intencional de tiempo), cubriendo el 100% de la longitud de la línea. Las zonas Z2, Z3 seguirán siendo empleadas cuando el relé de impedancia opere como protección de respaldo (respaldo remoto) de los relés ubicados en las subestaciones adyacentes.

Los relés en ambos extremos de la línea intercambian información por medio de canales de comunicación, sea fibra óptica, onda portadora o PLC (Power Line Carrier), microonda, etc. En tal caso, la protección de un extremo transmite una señal de permiso o de bloqueo hacia la otra protección (o viceversa), dependiendo del esquema empleado.

Para la teleprotección se emplean dos criterios básicos generales, a partir de los cuales se generan los diferentes esquemas.

CRITERIOS DE TELEPROTECCION

Los diferentes esquemas empleados son:

- PUTT, disparo transferido por subalcance permisivo.
- POTT, disparo transferido por sobrealcance permisivo.
- UNBLOCKING
- BLOCKING

1.2.2.5.1 PUTT (Disparo transferido por subalcance permisivo)

Utiliza la primera zona para disparar el interruptor local y enviar al mismo tiempo señal permisiva de disparo al relé ubicado en el otro extremo de la línea, el cual disparará siempre y cuando haya arrancado (pick up) o reconocido la falla en su zona de sobrealcance (FD) como se indica en la figura 1.16. Debe asegurarse que exista traslape entre las Z1, ya que en caso de no existir (p.e. el acople mutuo entre líneas reduce alcance de relés), se tendrá la no operación del sistema si la falla se produce en la zona no protegida.

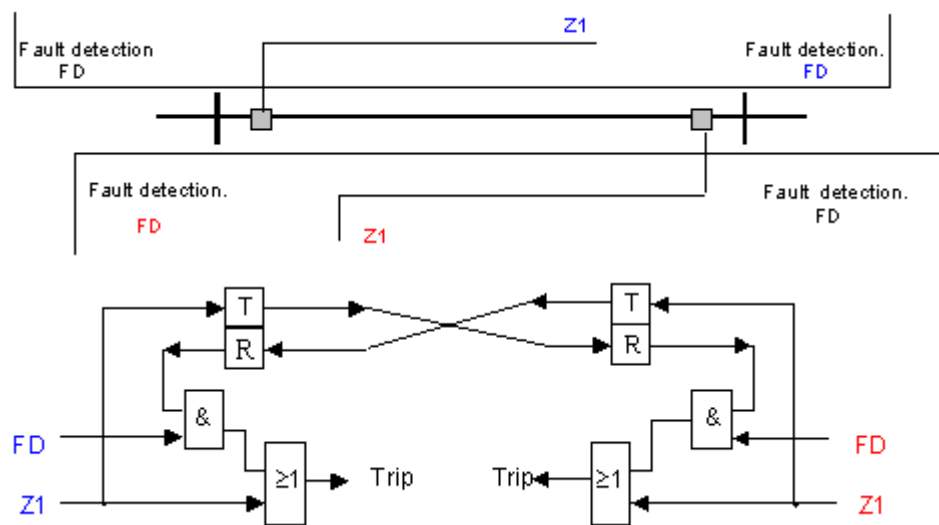


Figura 1.16 Criterio PUTT

1.2.2.5.2 POTT (Disparo transferido por sobrealcance permisivo)

Emplea una zona de sobrealcance exclusiva para determinar el envío de la señal al relé ubicado en el otro extremo de la línea. El alcance de esta zona debe ser tal que sobrealcance la subestación remota con un margen lo suficientemente grande de modo que detecte todas las fallas que puedan ocurrir dentro de la línea. Posee además una zona adicional con dirección hacia atrás o en su defecto una no direccional, con un alcance mayor que el sobrealcance del relé del extremo opuesto (ver figura 1.17). El disparo se produce si se cumplen las condiciones de recibir la señal permisiva y si la falla está ubicada dentro de su zona de sobrealcance. En caso de falla del sistema de comunicaciones, el relé actúa acorde a la programación de sus zonas.

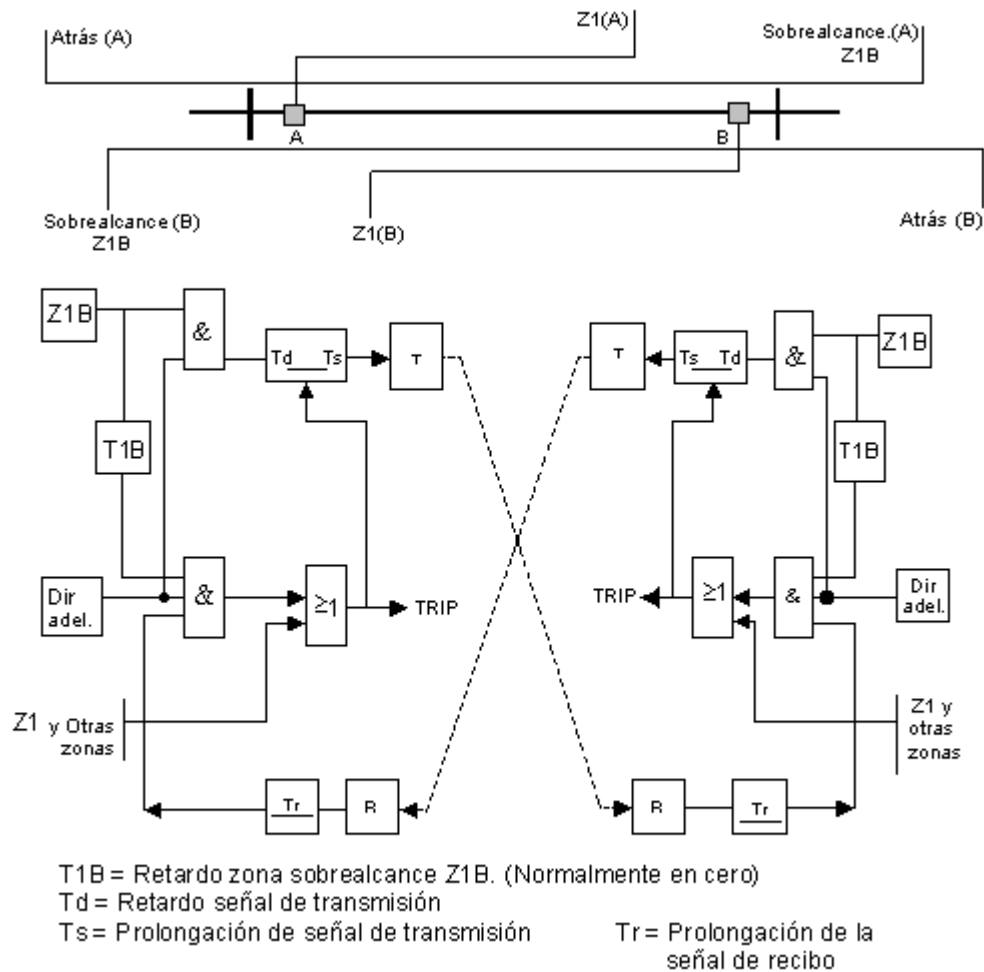


Figura 1.17 Criterio POTT

Para fallas ubicadas en el área color rojo (lado izquierdo) de la figura 1.18 la protección **A** no arranca al no detectar la falla por estar fuera de su alcance (ajuste erróneo), esto produce que la protección **B** lo interprete como fallas con aporte débil (weak infeed), el relé **A** retransmite la señal de ECO ó no envía la señal de bloqueo si ese es el esquema empleado, teniendo como resultado un disparo erróneo del sistema de protección. Para fallas ubicadas en el área verde (lado derecho) la protección **B** arranca al detectar la falla por estar dentro de su alcance (ajuste correcto), no permitiendo la operación del relé **A** en tiempo instantáneo, indicando que la falla se encuentra más allá del 100% de la línea.

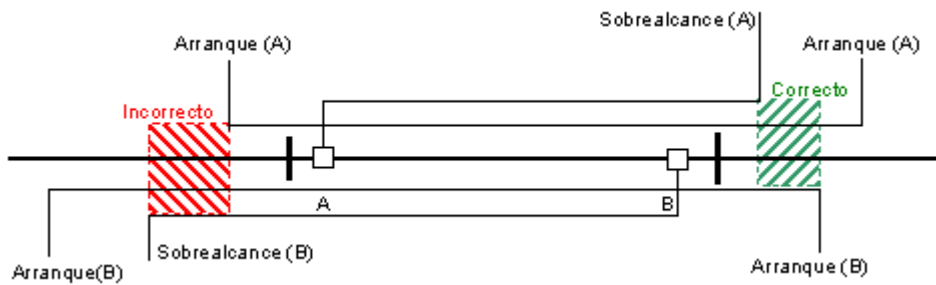


Figura 1.18 Pre-requisito de ajuste

1.2.2.6 Función ECO

En caso de fallas en líneas donde se espera muy poco o ningún aporte de corrientes de cortocircuito en uno de los extremos, en cuyo caso el relé no actuaría, se dispone de una función adicional llamada ECO, cuya tarea es la de enviar de regreso con un pequeño tiempo de retardo, la señal de recibo permisiva de disparo al otro extremo. En caso de que algún interruptor esté abierto, este tiempo adicional a la función ECO no es necesario, por lo que esta señal es retransmitida al otro extremo sin retardo. Para establecer el disparo en la barra débil, se adiciona un relé detector de baja tensión. En esquemas de bloqueo, esta función no es necesaria ya que si no se recibe la señal en extremo opuesto, igualmente va a disparar. La figura 1.19 muestra un diagrama de flujo con el criterio eco.

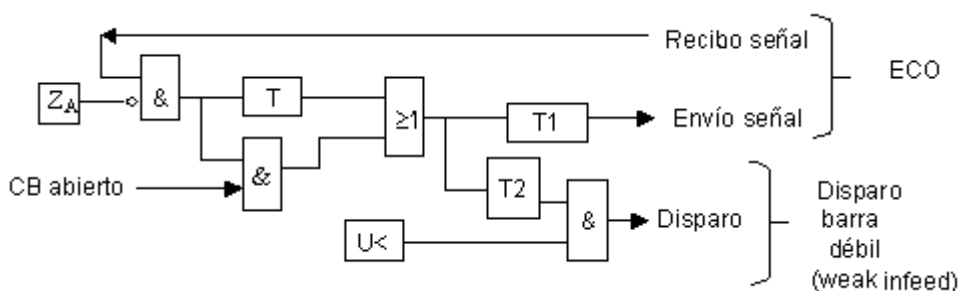


Figura 1.19 Criterio ECO

El establecimiento de estos esquemas de teleprotección requiere una coordinación de tiempos de acción entre el relé y los canales de transmisión, para una correcta operación durante la fallas en el sistema y actuación del mismo sistema de eliminación de fallas. Un ejemplo característico es el siguiente (figura 1.20):

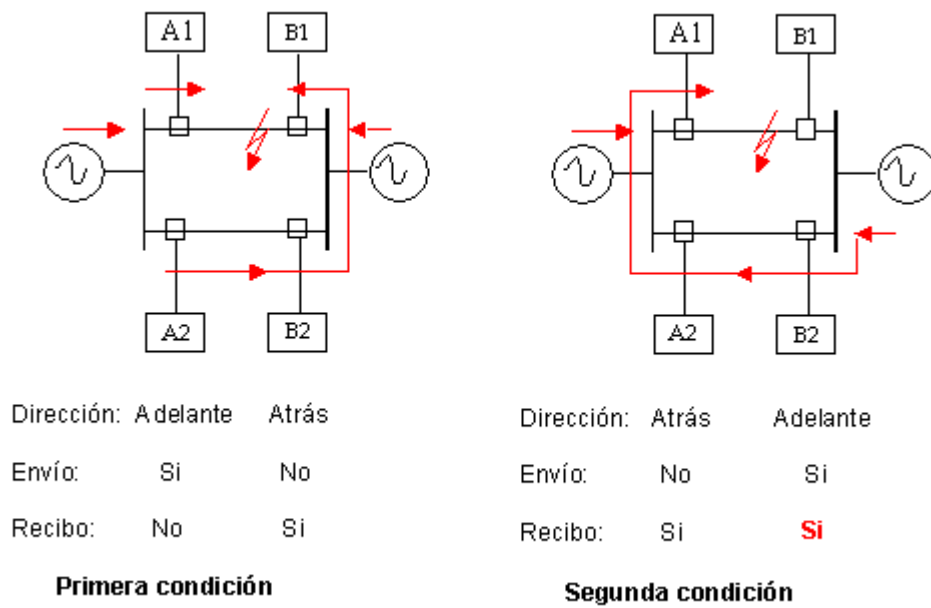


Figura 1.20 Ejemplo ECO

Primera condición

Se presenta falla en el punto indicado, produciendo las condiciones de operación de los relés indicadas. Las corrientes de cortocircuito fluyen de A a B para falla localizada cerca de B1.

Segunda condición

Si el interruptor en B1 actúa mas rápido que A1, (por ejemplo se retrasa 20 mseg), se invierte el sentido de la corriente en la línea sana A2 - B2. Esto puede provocar un disparo erróneo de la protección B2 (toma 1 ciclo para determinar el cambio de dirección de la corriente) si al ver la falla ahora en dirección hacia delante tiene presente todavía la señal permisiva de A2, como se muestra en la figura 1.21.

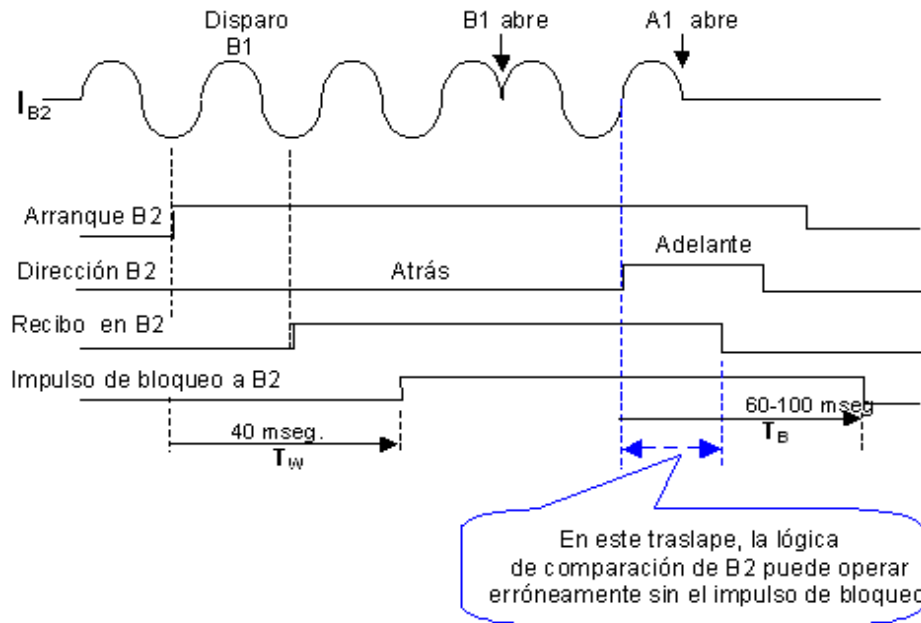


Figura 1.21 Esquema de tiempo función ECO

Esto se soluciona adicionando un monitoreo que detecte las fallas externas y bloquee el esquema POTT por un período de tiempo muy corto durante el cual pueden aparecer corrientes hacia atrás (impulso de bloqueo a B2, figura 1.22).

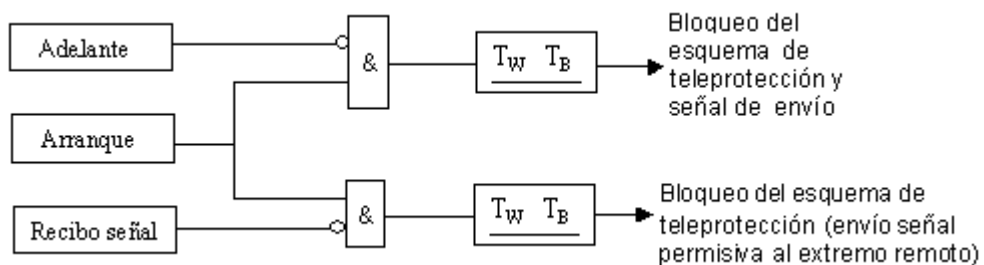


Figura 1.22 Esquema de bloqueo POTT

1.2.2.7 DCB (Directional Comparison Blocking)

A diferencia de los esquemas anteriores donde se envía una señal cuando se detecta una falla en dirección hacia delante, en este esquema se envía una señal de bloqueo (block trip) cuando la falla se detecta en dirección hacia atrás. En el extremo remoto, la zona de sobrealcance detecta la falla y espera un corto tiempo el recibo de la señal de bloqueo. Si esta no llega, se produce el disparo.

1.2.2.8 Cierre con falla en la línea (Switch onto fault protection)

Si la línea se cierra en estado de falla o se ha olvidado quitar alguna cuchilla de aterrizamiento, es necesario efectuar un disparo instantáneo de la misma. La característica de impedancia del relé no es tan segura y rápida porque, las tensiones para la correcta determinación de la dirección de la falla no están presentes; así la falla es en el extremo de la línea, esta será despejada con un cierto tiempo de retardo. Para que la operación del relé sea la correcta ante esta situación, se emplea una entrada binaria energizada por el comando de cierre manual, que causa disparo inmediato ante la detección de falla.

La figura 1.23 muestra un esquema de cierre con falla en la línea.

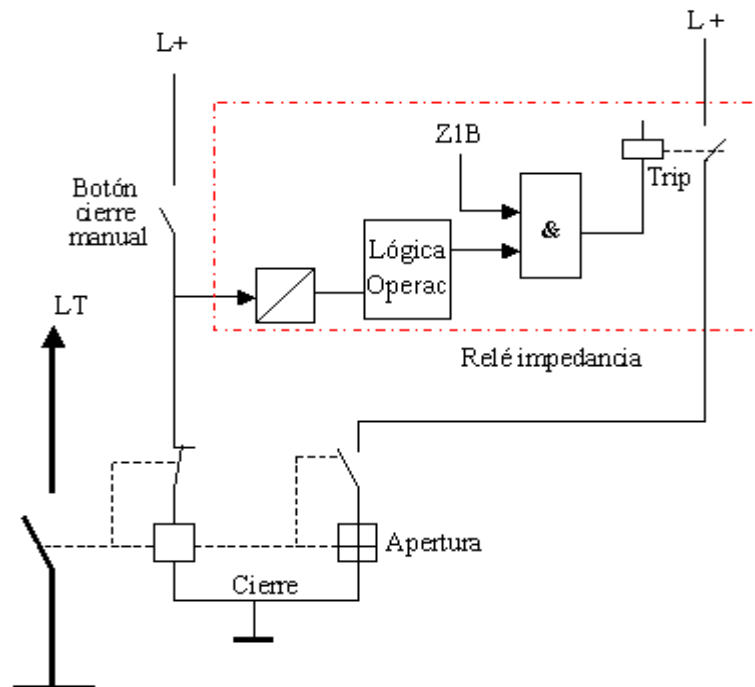


Figura 1.23 Falla en línea

CAPITULO 2

METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS POST FALLA

Para el desarrollo de esta metodología de análisis de fallas se realizó una investigación de los tipos de fallas y sus consecuencias sobre el sistema de potencia del ICE. Se estudió el funcionamiento de los relés de protección numéricos de última tecnología y la lógica de operación de los sistemas de eliminación de fallas. Se consideraron también los métodos de análisis de eventos propuestos por la IEEE y las técnicas de análisis de fallas utilizadas en otros países como Brasil, México y Colombia.

En este capítulo se describe la propuesta metodológica con que se establecen los pasos necesarios para realizar el análisis de fallas en la red de alta tensión del ICE y la evaluación del desempeño del sistema de eliminación de fallas. Primero se explican las distintas etapas de la metodología; luego se estudia detalladamente cada una de las fuentes de información disponibles en el ICE. Seguidamente, se explica el proceso de análisis de la información y la evaluación del sistema de eliminación de fallas basándose en el conocimiento de las fuentes de información,

2.1 Metodología

El proceso de análisis de una falla se inicia con el reporte que suministra el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), en donde se indica el o los módulo(s) de una subestación fallado(s), la hora y fecha del evento, el tiempo que permanece fuera de operación el módulo fallado, y la causa de la falla cuando esta es conocida (por ejemplo labores de mantenimiento, paro programado). Una vez recibido el reporte del CENCE se procede a consultar las fuentes de información. Cada una de las etapas de la metodología que se mencionan en este apartado, se detallarán más adelante en este capítulo.

En la investigación de las posibles fuentes de información, se identificaron las siguientes : equipo registrador de fenómenos transitorios, relés de protección, personal

de subestación, mantenimiento, protección y líneas, bases de datos con históricos de eventos y salidas de módulos de subestaciones, personal del CENCE, equipo registrador de descargas atmosféricas y diagramas unifilares del sistema eléctrico que incluyen entre otras cosas información de líneas y torres, como se muestra en la siguiente figura.

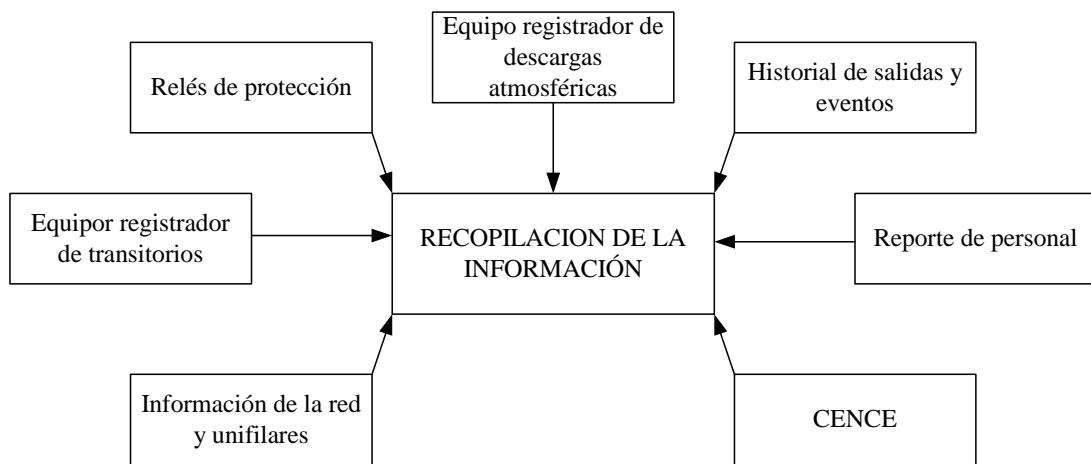


Figura 2.1 : Fuentes de información disponibles

Estas fuentes de información, brindan información gráfica (oscilografías, localización de descargas atmosféricas), registro de operación de equipos, reportes de personal y condiciones de operación de la red. Al haber distintas fuentes que brindan la misma información, se logra validar la información obtenida (control cruzado), lo que permite asegurar la ocurrencia de hechos o acontecimientos relacionados con la falla. Un ejemplo de lo anterior son las oscilografías de los relés que operan como consecuencia de la falla, que al ser comparadas con la oscilografía del equipo registrador de transitorios, permite así validar la información o identificar un posible error de medición.

Una vez recopilada la información se inicia la etapa de procesamiento de la información. Esta etapa consiste en resumir y organizar la información de manera que permita determinar el causante de la falla y realizar la evaluación del desempeño del sistema de eliminación de fallas. Este paso es necesario porque las fuentes contienen más información de la necesaria. Por ejemplo al consultar el ajuste de un relé, se puede obtener información no relevante para el análisis, como lo es la configuración de los leds indicadores. La organización de la información permite al analista crear un

panorama más claro de lo sucedido en la falla, de manera que inicie el análisis con información general como la topología de la red en la zona afectada hasta información más específica como el ajuste de los relés de protección. La siguiente figura muestra la transición entre la recopilación de la información y el análisis. En el resto de la sección se hace una descripción de esta etapa.

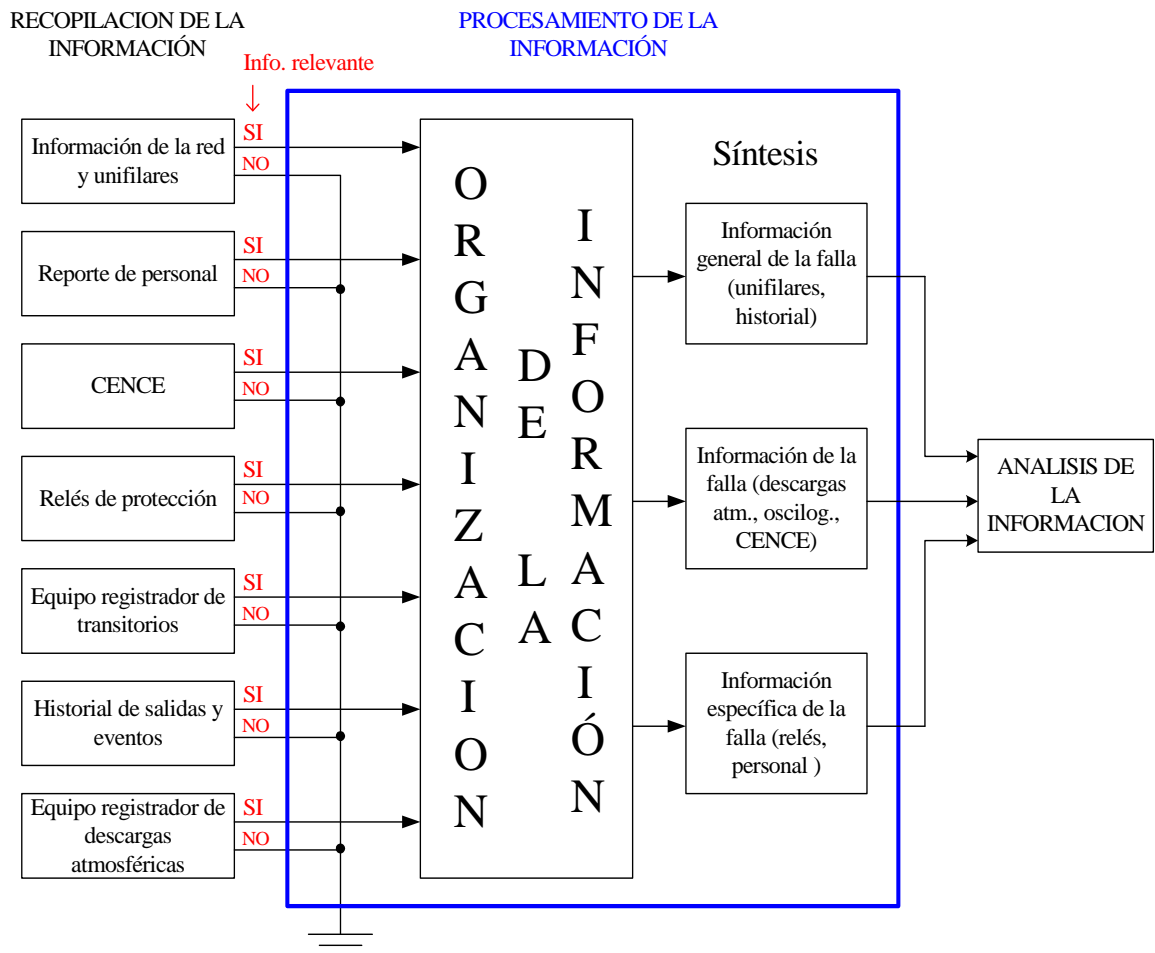


Figura 2.2 : Procesamiento de la información

Antes de iniciar el análisis, es indispensable que se haya realizado toda la recopilación de información, esto porque un análisis hecho con prisa o sin el respaldo de registros puede llevar a establecer una conclusión equivocada. Toda conclusión debe estar sustentada con los datos disponibles, en caso contrario debe ser descartada.

La etapa de análisis de la información se complementa con la simulación de la falla con un programa de simulación de sistemas de potencia. Esto permite conocer el comportamiento del sistema eléctrico y la respuesta del sistema de eliminación de fallas

ante una falla con características similares a las de la falla real (magnitud de corriente y tensión, valores de impedancia).

Todo este procedimiento de análisis lleva a obtener el causante de la falla y a evaluar el desempeño del sistema de eliminación de fallas, esto con la correcta interpretación de toda la información obtenida. Con este análisis se prepara un reporte donde se indica información general de la falla, zonas afectadas, el causante, las consecuencias, evaluación de la operación del sistema de eliminación de fallas y las medidas correctivas y preventivas como se indica en la figura 2.3. Es importante dar un seguimiento a las labores que se especifiquen en las medidas correctivas para así evitar problemas en futuros eventos. Para ello se deben organizar las labores a realizar en conjunto con el personal encargado de realizar dichas tareas, en donde se deberán fijar los plazos para cumplir el trabajo. En el informe se hace mención a las obras pendientes, las cuales deben ser incluidas en el informe una vez realizadas. En el siguiente diagrama esquemático se muestra la secuencia del procedimiento de análisis de falla que se propone en este documento.

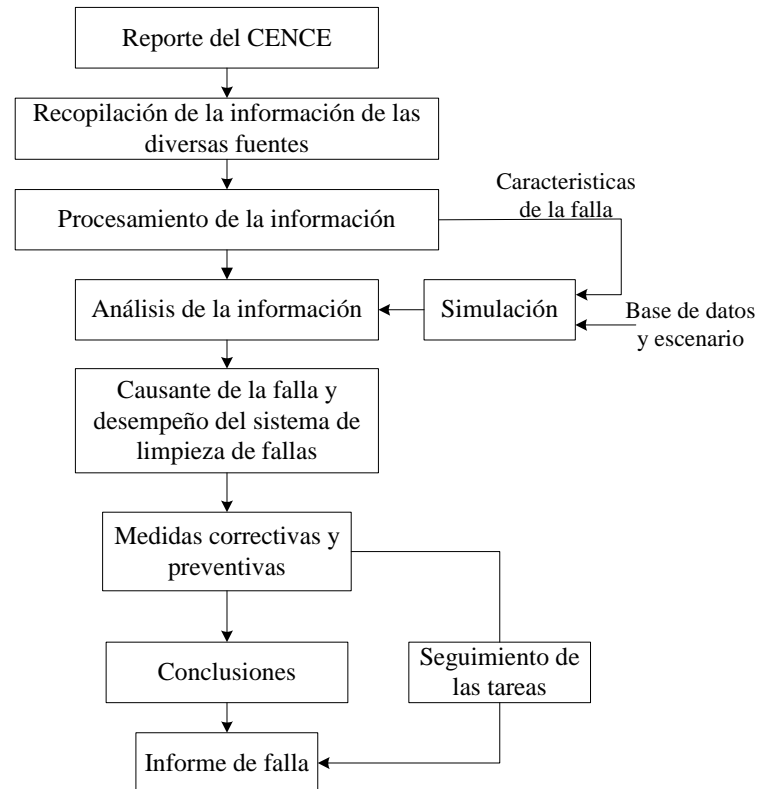


Figura 2.3 Esquema de la metodología de análisis de fallas y corrección de problemas

La metodología se conforma de los siguientes pasos :

1. Recepción y análisis del reporte del CENCE : este reporte contiene la información básica y necesaria para iniciar el análisis. Indica la ubicación, hora, fecha y tiempo fuera de operación del módulo fallado.

2. Recopilación de la información : las fuentes de información son las siguientes:

a) Información de la red y unifilares : permite visualizar no solo la línea o módulo afectado, sino toda la zona que pudo haber intervenido en el evento según sea el caso. A la vez ubica las zonas de protección de los relés, tipos de relés, enlaces de comunicación, localización de la falla. Esta información se encuentra disponible en la red interna del ICE en una página de la UEN-Transporte de Energía².

b) Información de los osciloperturbógrafos : se realiza en forma inmediata, accedendo a la información de los equipos por medio de una línea telefónica (usando modems). Brinda información gráfica acerca del comportamiento de las tensiones y las corrientes antes y durante la falla. Permite visualizar el evento y además la información puede ser utilizada para análisis fasoriales. El tiempo de muestreo de estos equipos es ajustable, y el valor que se ha ajustado es de 24 muestras por ciclo (0.7 ms).

c) Información de los relés : Brinda la oscilografía del evento, el reporte de la operación del relé, el ajuste del relé y el análisis fasorial. El tiempo de muestreo de estos equipos es de 16 muestras por ciclo o 1.04 ms.

d) Información del registrador de descargas atmosféricas : brinda información acerca de las descargas atmosféricas en la zona afectada instantes antes, durante y después del momento de la falla.

e) Historial de la zona y módulo : indica lo propenso que ha sido el módulo o zona afectada al efecto de los distintos tipos de falla, así como las causas de las salidas que

² Inclusión en la carpeta pública “Informes” del subdirectorío “AsegCalidad” del servidor “Uente2x1”.

se han presentado con anterioridad. Esta información la administra el departamento de Aseguramiento de la Calidad de la Energía de la UEN-Transporte Electricidad.

f) Informe de personal: indica el o los módulos fallados, alarmas registradas y reporte de las condiciones climáticas en la zona. El personal de mantenimiento tanto de protección como de líneas y subestación informan sobre la inspección que realizan en los equipos que intervienen y en la zona y módulo afectado. El reporte se elabora cada vez que ocurre una falla en el sistema eléctrico. En el caso de los operadores de subestación, el reporte lo elaboran los operadores de las subestaciones que intervinieron en el evento. El personal de protección envía un reporte que incluye la información de los relés y el personal de líneas informa en su reporte acerca de la inspección que se realizó en la zona afectada. Actualmente, solo el reporte de los operadores de subestación se encuentra normalizado.

g) Información del CENCE : el reporte inicial indica los módulos afectados, la hora y fecha. En caso necesario se puede consultar con el personal del CENCE los despachos de carga, y los flujos de potencia en líneas y transformadores.

3. Procesamiento de la información : en esta etapa se filtra la información y se organiza la que será determinante para analizar el evento.

4. Análisis de la información : se analiza la información procesada determinando todos los hechos que permitan identificar los causantes de la falla y la respectiva evaluación del sistema de eliminación de fallas.

5. Determinación del causante de la falla y evaluación del sistema de eliminación de fallas: a partir del análisis se identifica el causante de la falla y la evaluación del sistema de eliminación de fallas con el respaldo de la información recopilada.

6. Medidas correctivas y preventivas : a partir del análisis se identifican las partes del sistema de eliminación de fallas, así como del sistema en general que deben ser corregidas. Se contacta al personal encargado según sea el área en la cual se ha determinado alguna situación u operación anómala y se establecen las labores a realizar.

7. Informe de falla : se hace un reporte de falla con la información del evento y se distribuye a las áreas involucradas e interesadas.

En los puntos siguientes se expone detalladamente cada una de las fuentes de información y las etapas de la metodología de análisis.

2.2 Paso #1 : Recepción y análisis del reporte del CENCE

Este reporte contiene la información básica y necesaria para iniciar el análisis. Indica la fecha, los módulos fallados o que salieron por motivo de una falla, la hora de desconexión y conexión de los módulos fallados y en ocasiones la causa de la salida del módulo

Estos reportes circulan cada 3 días (aproximadamente) y es repartido vía correo interno del ICE a una lista predeterminada de empleados, entre los que se incluye personal de protecciones, departamento de calidad de la energía, personal administrativo de la UEN-TE y personal de CENCE.

2.3 Paso #2 : Recopilación de la información

La etapa de recopilación de la información consiste en obtener toda la información de la falla que esté disponible en las fuentes de información que se muestran en la figura 2.1.

Los medios para conseguir dicha información varían según sea la fuente. Para el caso de los diagramas unifilares e información de la red de transmisión, la información se encuentra disponible en páginas de intranet del ICE. La información que se incluye en los unifilares acerca de las protecciones debe ser consultada con el personal de ajuste o con el de mantenimiento de protecciones. Los historiales de las fallas de cada módulo y de cada línea se encuentran accesibles en la red interna del ICE.

El equipo registrador de descargas atmosféricas pertenece a la UEN PySA, por lo tanto para obtener la información de este equipo, se debe contactar al personal

encargado del manejo de dicha información y solicitarla por día, hora y zona, preferiblemente con un intervalo de tiempo de 5 minutos antes y después a la hora y minuto que se tiene registrada la falla en el CENCE. Esto se debe solicitar así, porque las descargas atmosféricas son muy rápidas y suceden muchas en lapsos muy cortos de tiempo. Y además, no existe un procedimiento de sincronización entre los relojes internos de los diferentes equipos. El personal a cargo de proporcionar esta información es el de Estudios Básicos de Ingeniería de la UEN-PySA.

La información del personal de mantenimiento de subestaciones, de líneas de transmisión y de protecciones debe ser consultada directamente a cada una de las áreas.

Los equipos registradores de transitorios eléctricos poseen el método más práctico para obtener la información en comparación con las otras fuentes. La información de estos equipos se obtiene interrogándolos por medio de una línea telefónica dedicada (vía modem), desde cualquier computador que contenga los programas necesarios para comunicarse con los equipos y para acceder la información.

La información de los relés de protección se obtiene por medio del personal de mantenimiento de protección y medición y en caso necesario se consulta al personal de coordinación y ajuste de protecciones (por ejemplo cuando se requiere una medida correctiva en un ajuste de una protección). Para obtener la información, el personal se debe trasladar hasta la subestación o planta donde se encuentre instalado el equipo. Se debe utilizar un computador que se conecta en forma serial al equipo y con un programa especial se obtiene la información registrada en el relé. La siguiente figura muestra las fuentes de información con sus respectivos canales de comunicación.

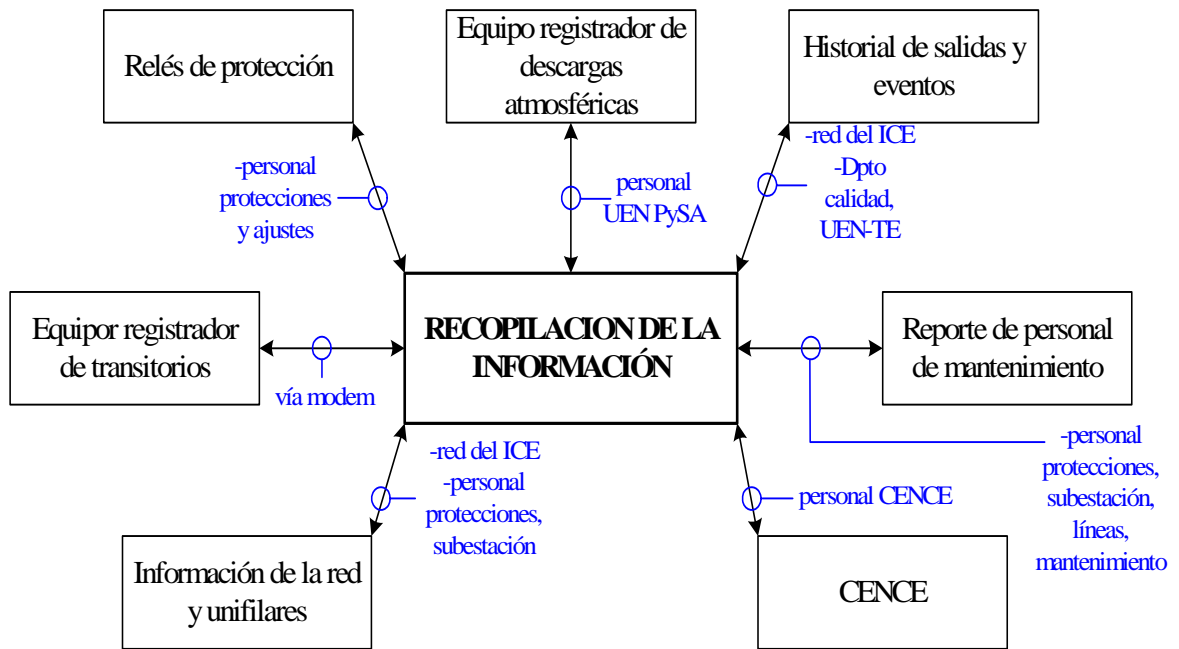


Figura 2.4 : Fuentes de información disponibles y canales de comunicación

En la figura 2.4 se muestran las fuentes de información disponibles al igual que en la figura 2.1 con la diferencia que en la figura 2.4 se muestran los medios o canales de comunicación para lograr obtener la información que se explican en la sección 2.3.

2.3.1 Información de la red de transmisión de energía y diagramas unifilares

La red de transmisión del ICE ha crecido con el paso de los años y la necesidad de contar con nuevas líneas de transmisión se mantiene, porque en caso contrario, no sería posible la transmisión de potencia desde los centros de generación hacia los centros de carga, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad normalizados por el ICE.

En la tabla 2.1 se muestra la evolución de la red de transmisión desde sus inicios hasta el último año.

Tabla 2.1 Longitud de las líneas de transmisión

AÑO	Km a 69 KV	Km a 138 KV			Km a 230 KV			Total general en Km
	1 circuito	1 circuitos	2 circuitos	Sub Total	1 circuitos	2 circuitos	Sub Total	
1957	0	21.8	0.00	21.18	0	0	0	21.8
1962	0	21.8	0.00	21.18	0	0	0	21.8
1967	0	70.8	70.8	194	0	0	0	194
1972	0	70.8	70.8	194	0	0	0	194
1982	0	171.8	423.20	595	196	264	460	1055
1987	0	225.6	447.20	672.8	401	267.4	668.4	1341.2
1992	0	228.6	447.20	672.8	401	267.4	668.4	1344.2
1997	35	260.3	439.60	699.9	588	267.4	855.4	1590.3
1999	0	263.3	439.60	702.9	602	274.4	876.4	1579.3
2000	0	211	494.50	705.5	593.2	268	861.2	1566.7
2001	0	245.3	494.50	739.8	593.2	268	861.2	1601
2002	0	211	494.50	705.5	690.8	275.3	966.1	1671.6
2003	0	211	494.50	705.5	690.8	294	984.8	1690.3

Las líneas de doble circuito tienen torres con los conductores dispuestos en un plano vertical de cada lado de la torre y usualmente las de 230 KV poseen dos hilos de guarda y en algunos casos un solo hilo guarda. Las de circuito simple pueden tener conductores en triángulo con dos fases de un lado de la torre y la otra del otro lado y un solo hilo guarda, o tenerlos dispuestos en un plano horizontal con dos hilos de guarda. En el apéndice 4 se pueden ver ejemplos de los tipos de torre en el SNI.

El Sistema Nacional Interconectado se puede representar por medio de un diagrama unifilar como se muestra en la figura 2.5. Las líneas en rojo corresponden a líneas y barras con una tensión de 230 KV y las azules con una tensión de 138 KV.

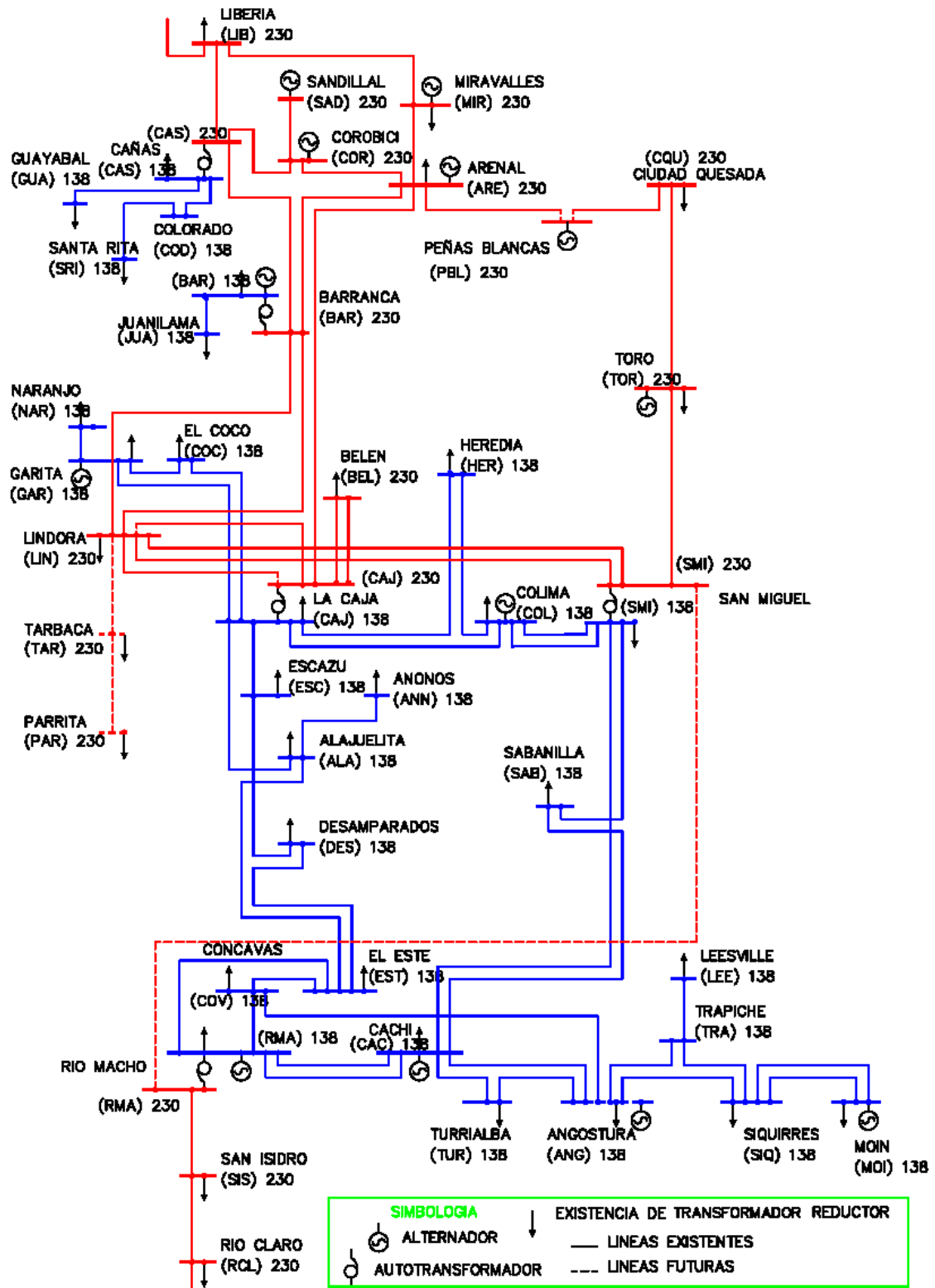


Figura 2.5 Diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado año 2002

La utilización de diagramas unifilares en el análisis de fallas permite visualizar de manera simplificada todo el entorno de la zona donde sucedió la falla, así como

verificar información importante de la red como niveles de tensión, configuración de las barras de la subestación, proyectos próximos a entrar al sistema, elementos de la subestación, equipos de protección, canales de comunicación, zonas de protección, tipo de torre y disposición de las fases.

En la figura 2.6 se muestra un ejemplo de un diagrama unifilar utilizado en el análisis de una falla real en el cual se puede apreciar las zonas de protección en líneas punteadas. Los interruptores en verde indican que están abiertos y los rojos cerrados. En este caso se indica un canal de comunicación PLC fallado correspondiente a la línea San Isidro – Río Claro.

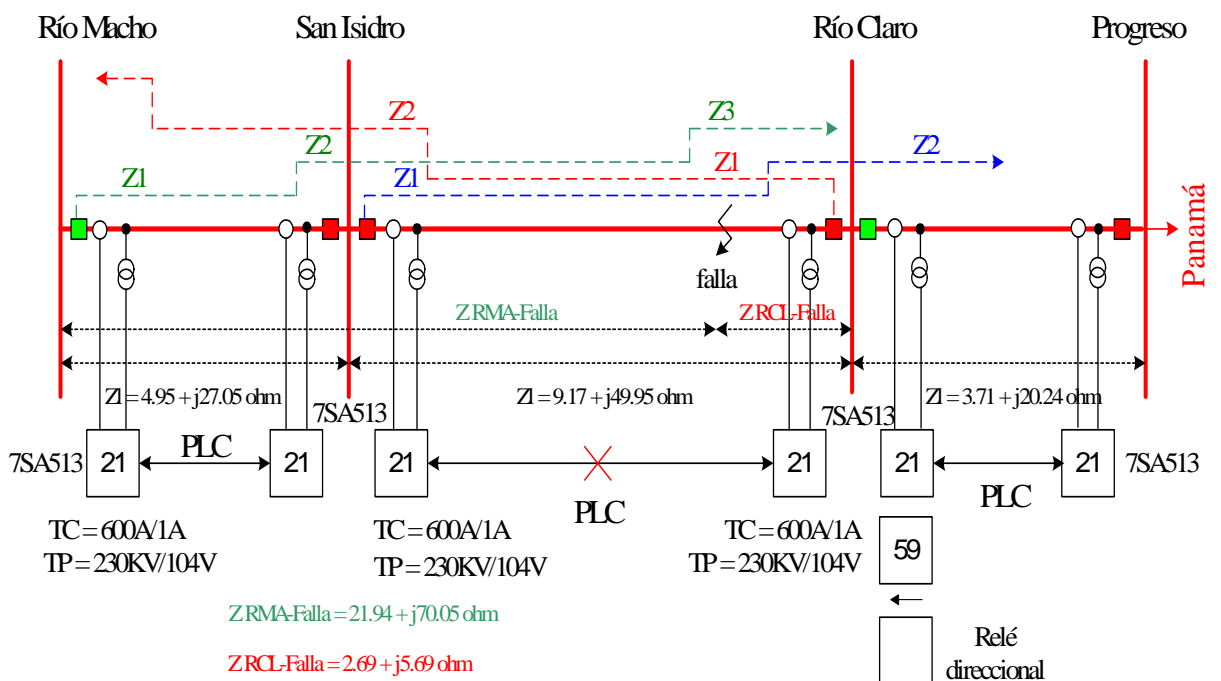


Figura 2.6 Ejemplo de diagrama unifilar utilizado en el análisis

Este tipo de diagrama unifilar permite ubicar en una sola figura, toda la información relacionada con la línea donde ocurre la falla y las subestaciones involucradas, equipos y zonas de protección, impedancias de línea y de falla, enlaces de comunicación, las relaciones de los transformadores de medición y las zonas de protección de los relés. En este caso en particular, los esquemas de barra de estas subestaciones son barra simple.

Debido al crecimiento del sistema interconectado se vio la necesidad de operar el sistema basado en lo que se conoce como los Criterios de Seguridad Operativa para

Planeamiento, Diseño y Operación del SEN. Estos criterios especifican los diferentes tipos de contingencias y las consecuencias aceptables; y el objetivo de utilizarlos es planificar y operar el sistema eléctrico para que no colapse cuando ocurren estos tipos de contingencias. En el apéndice 1 se muestran los criterios de seguridad operativa para el sistema interconectado de Costa Rica.

Básicamente, luego de una contingencia el sistema debe sobrevivir el período transitorio y alcanzar una condición aceptable de operación de estado estable. En esta nueva condición de estado estable, todos los componentes del sistema deben operar dentro de los límites previamente establecidos. Este proceso se inicia en el planeamiento del sistema donde se deben realizar estudios eléctricos para evaluar el desempeño en régimen permanente y dinámico y en función de los resultados de estos estudios se deben diseñar las líneas y subestaciones.

El buen desempeño de los sistemas de eliminación de fallas, es fundamental para cumplir con lo antes indicado. Por esta razón es importante realizar el análisis detallado de cada falla que ocurra en el sistema eléctrico.

2.3.2 Información histórica de eventos

Los historiales de fallas indican los eventos y salidas que se han producido en una línea o zona. Las bases de datos con esta información se encuentran en la red interna del ICE y tienen información del año 1985 hasta la actualidad.

Como se vio en el capítulo 1, en la red eléctrica nacional se han producido fallas por diversas causas (principalmente por descargas atmosféricas) En la figura 2.7 se muestra los causantes de las fallas en los últimos 10 años [7].

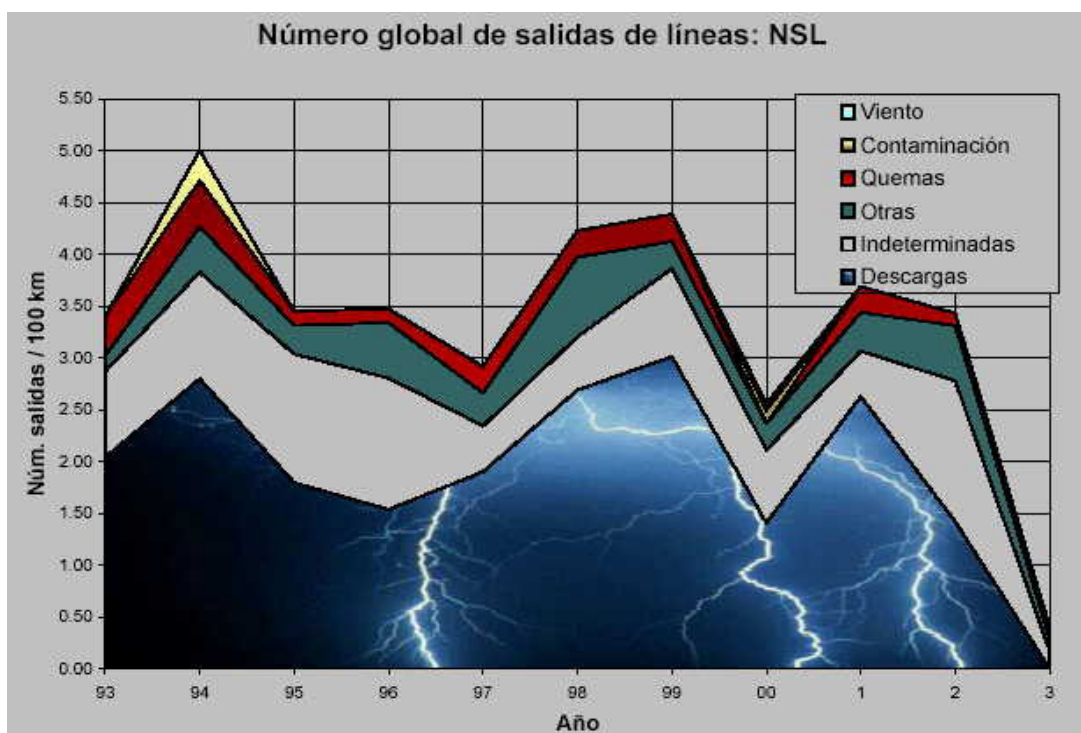


Figura 2.7 Número global de salidas de líneas

Para el año 2003 (año 3 en la figura 2.7) las salidas registradas corresponden hasta el mes de julio, de ahí que en la figura anterior se observa una disminución en el número de salidas. En el año 2002 se incorporó al ICE el sistema para localización y análisis de descargas atmosféricas, el cual ha permitido descartar fallas que anteriormente se hubieran considerado provocadas por descargas atmosféricas, pero a su vez aumentó el número de salidas indeterminadas como se puede observar en la figura 2.7.

Propiamente en cuanto a salidas de líneas de transmisión, los datos históricos muestran que los meses con mayor número de salidas son septiembre y octubre y que ocurren con mayor frecuencia entre las tres y cuatro de la tarde y alrededor de las ocho de la noche. Las salidas por cada 100 Km de línea tienen tendencia a disminuir, sin embargo aquí hay que tomar en cuenta que en el año 2002 se empezó a utilizar el sistema de detección de descargas atmosféricas, el cual produjo que el número de salidas por descargas atmosféricas fuera preciso, lo que aumentó el número de salidas cuya causa fue indeterminada.

Los datos muestran regiones del país en donde se da gran cantidad de salidas producto de descargas atmosféricas. Las regiones propiamente son Guanacaste (líneas aledañas a Cañas y Liberia, incluyendo la línea de interconexión con Nicaragua), Abangares (Arenal – Barranca), la zona del Aguacate (Juanilama – Garita) y la zona Sur (San Isidro – Río Claro – Progreso). En la tabla 2.2 se pueden ver las líneas del Sistema Nacional Interconectado con mayores índices de salidas por cada 100 Km de línea. Se notan altos índices en las líneas de la región choro-tega.

Tabla 2.2 Índices de salidas de líneas por cada 100 Km

Línea	Tensión (KV)	Longitud (Km)	Índice período 98 - 02
Corobicí - Cañas	230	7,8	28,2
Juanilama - Garita	138	34,4	11,6
La Caja - Escazú	138	3,2	10,4
Barranca - Juanilama	138	6	10
Cañas - Barranca	230	67,8	9,73
Liberia - Brasiles	230	73,6	8,83
Cañas - Colorado	138	23,8	8,4
Río Claro - Progreso	230	34	7,06
Arenal - Barranca 1	230	63,4	5,91
Trapiche - Siquirres	138	8,6	5,81

Se puede asociar el comportamiento de los tipos de torres con las densidades medidas. Los ámbitos de estas densidades, a manera de clasificación pueden ser [7]:

- Leve 0 a 3 descargas / km²
- Moderada 4 a 7 descargas / km²
- Severa mayores a 8 descargas / km²

De los datos recopilados en los últimos años, las líneas cuya configuración de torre es tipo delta están la mitad en la zona moderada y la otra mitad distribuida entre las zonas leve y severa. Las líneas con torres verticales de un hilo guarda están principalmente en las zonas de densidad leve, las verticales de dos hilos guarda están todas ubicadas en zonas severas y por último las horizontales prácticamente todas en la zona leve. Las torres en delta presentan los peores índices en cualquier zona de densidad de descargas por Km².

A la hora de realizar el análisis es recomendable mostrar en una sola tabla los antecedentes de la línea que está en estudio. Esto permite resumir la información para facilitar el análisis. La tabla 2.3 muestra un ejemplo.

Tabla 2.3 Ejemplo de registro de los causantes de salidas de una línea

Línea		Colorado - Santa Rita
Número de salidas		31
Fallas permanentes		23
Fallas con recierre		8
Causa	Contaminación	0
	Descargas atmosféricas	20
	Error humano	1
	Quemas	1
	Viento	0
	Otras	1
	Indeterminadas	2
	Respaldo	1
	Error de operación	5
	Explosión	0
	Total	31

2.3.3 Equipo registrador de descargas atmosféricas [5, 7]

El contar con información de la incidencia de descargas atmosféricas es sumamente importante para las labores de planeamiento, diseño y operación de la red eléctrica. La información de descargas atmosféricas es útil para la detección de fallas asociadas con la interrupción del servicio y daños en el funcionamiento de equipo eléctrico y electrónico en general. El ICE instaló en mayo del 2002 un sistema para localización y análisis de descargas atmosféricas, el cual permite, entre otras facilidades, dirigir las cuadrillas de reparación directamente al lugar de la falla, reforzar aislamientos únicamente en los segmentos de línea de mayor incidencia de descargas, monitoreo de estado del tiempo severo en obras y proyectos en construcción.

Antes de adquirir este equipo, el personal que labora en esta área utilizaba un mapa de niveles isoceráunicos, el cual se había estimado con el número de días de tormentas por año. Estos valores estimados no son totalmente confiables ya que los métodos que se utilizaron para obtener la información son antiguos y se elaboraron con poca información y por tanto, tienen sus limitaciones. El nuevo sistema consta de 5 sensores, los cuales trabajan con la combinación de dos tecnologías, la detección de la variación del campo magnético ocasionado por cada evento y el tiempo de llegada de la descarga a un punto sobre el terreno. Lo anterior permite tener la localización de una descarga (latitud y longitud), así como el tiempo con exactitud de nanosegundos en que ésta fue detectada.

Los sensores se encuentran localizados en: Liberia, San Carlos, Limón, Quepos y Paso Canoas, según se muestra en la figura 2.8.



Figura 2.8 Ubicación de los sensores

Los sensores transmiten la información en tiempo real a través de canales de comunicación dedicadas, usando líneas analógicas o digitales. Utilizando la información histórica, se puede obtener una climatología de las descargas atmosféricas que incluye mapas de densidad de rayos a tierra y los mapas de isodensidad, conocidos como mapas de nivel cerámico. La importancia de la medición de estos parámetros es esencial para las labores de diseño (rutas de líneas de transmisión y distribución, niveles de aislamiento, sistemas de protección contra descargas atmosféricas), operación y mantenimiento. A la hora de analizar una contingencia, este tipo de información sirve para elaborar el historial de eventos, que a su vez se utiliza para determinar el desempeño de la red por zonas.

Propiamente la información de descargas atmosféricas en un punto e instante dado, junto con la obtenida de la topología de la red y el tipo de torre puede ser de gran utilidad para comprobar o descartar fallas en líneas de transmisión producto de descargas atmosféricas en la línea ó en sus cercanías.

La figura 2.9 es un ejemplo de la información desplegada por este equipo registrador de descargas atmosféricas.

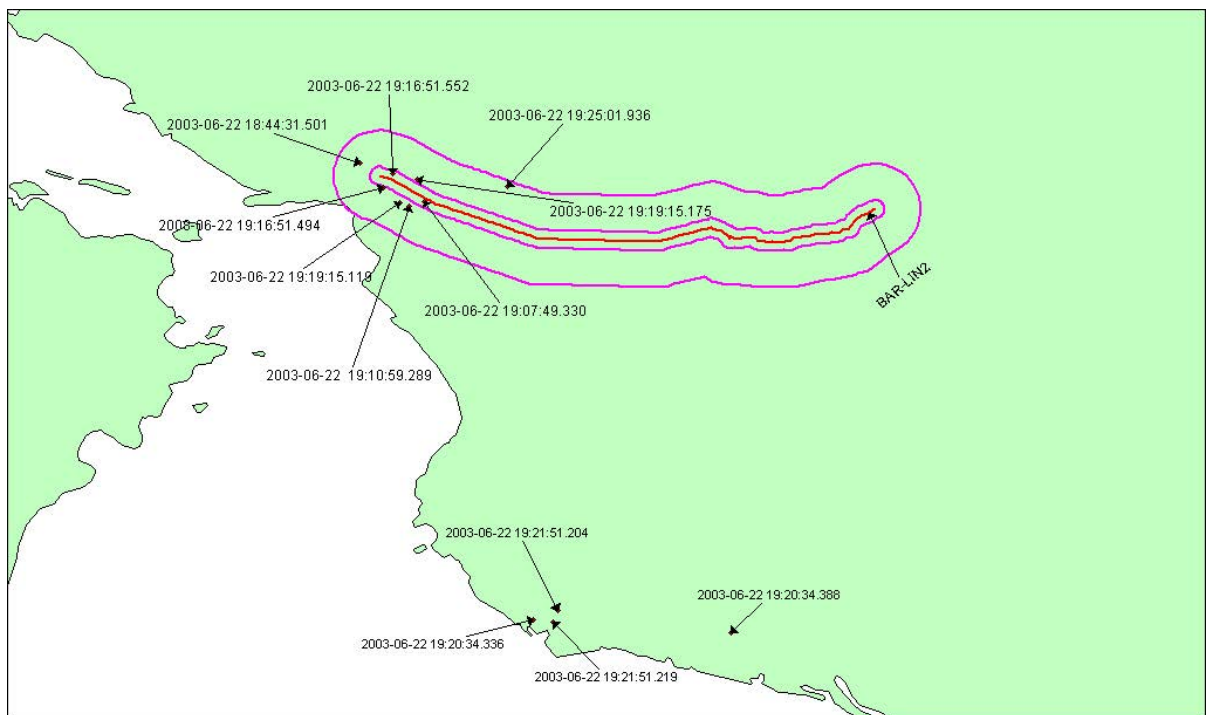


Figura 2.9 Ejemplo del equipo registrador de descargas atmosféricas

La figura 2.9 muestra las descargas atmosféricas que fueron registradas instantes antes y después de la detección de una falla en la línea Barranca – Lindora #2, el día 22 de junio del 2003. Las flechas indican la localización de la falla. La línea roja muestra la localización de la línea, y el área limitada por la línea morada muestra la región aledaña a la línea en donde la caída de una descarga atmosférica podría afectar la línea.

2.3.4 Información del CENCE y del personal de subestaciones, protecciones, mantenimiento y líneas

El CENCE realiza un reporte en el cual se encuentra información general del evento, como : el módulo fallado, hora de salida y entrada del módulo, fases afectadas y localización de la falla. Sin embargo existe más información en el CENCE que puede servir para realizar el análisis de la contingencia, como los flujos de potencia y el esquema de generación pre- falla.

Con respecto al reporte de la falla que prepara el personal de subestaciones, este contiene la siguiente información : fecha y hora, tipo de módulo, nivel de tensión, última lectura de la carga del módulo, clientes afectados, fases afectadas, localización de la falla, alarmas, observaciones generales y una observación de las condiciones atmosféricas en el momento de la falla.

Las cuadrillas de mantenimiento de subestaciones, protecciones y líneas de transmisión realizan inspecciones en el sitio (subestación, equipos de protección, líneas de transmisión). En las inspecciones que se realizan en subestación, se determina el correcto funcionamiento de elementos del sistema de eliminación de fallas como interruptores y transformadores de medición y de elementos de la subestación como hilos guarda, transformadores y aisladores. El personal de protecciones se encarga de verificar el funcionamiento del sistema de eliminación de fallas (fuentes de corriente directa, canal de disparo, relé de protección, canal de comunicación) y de la interrogación de los relés de protección que hayan intervenido en la liberación de la falla. Las cuadrillas de líneas se desplazan hasta el lugar de la falla que indica el relé de protección y realizan una inspección en las torres, conductores de fase, hilos guarda, aisladores y en la zona aledaña al punto de la falla.

En ocasiones las cuadrillas de mantenimiento pueden encontrar la causa de la falla, como por ejemplo una cadena de aisladores dañada por una descarga atmosférica, por lo que el proceso de análisis consistiría en corroborar que se haya producido la falla por la caída de un rayo, mediante el uso del equipo registrador de descargas atmosféricas y realizar además el estudio del desempeño del sistema de eliminación de fallas.

2.3.5 Información de los equipos registradores de transitorios eléctricos [10]

La información de los equipos registradores de transitorios (conocidos como osciloperturbógrafos) se puede obtener inmediatamente después de haber ocurrido la contingencia, ya que queda almacenada en la memoria del equipo y este puede interrogar remotamente utilizando una línea telefónica (vía modem), con la ayuda de un software necesario para poder ver y manipular la información.

Al igual que los relés de protección, los registradores de transitorios poseen un panel frontal de operación del dispositivo, en donde se puede acceder a los menús programables del equipo y cambiar su configuración. Por lo general poseen 16 entradas analógicas y 32 entradas digitales, sin embargo esto es variable. Las entradas analógicas son aisladas del sistema lógico y digitalizadas para su análisis. Se utiliza un microprocesador para determinar si la señal de entrada se encuentra dentro del ámbito considerado normal, o si se encuentra en un estado anormal (estado de disparo). Si la señal efectivamente se encuentra en el ámbito de valores anormales, el microprocesador envía una orden al módulo de control, el cual almacena la señal en una memoria RAM.

La figura 2.10 muestra el panel frontal de un equipo registrador de transitorios con una pantalla con los menús principales para acceso a la información almacenada en el equipo.



Figura 2.10 Equipo registrador de transitorios

Se puede configurar la duración de los eventos que se registran particionando la memoria en el número de eventos que se quiere almacenar. También se puede configurar la frecuencia de muestreo del equipo (usualmente ajustada en 24 muestras por ciclo), de lo cual dependerá en parte la calidad de la señal que será desplegada para

el análisis. Normalmente para el registro de fallas en el sistema de transmisión se configuran los osciloperturbógrafos para que almacenen o graben las señales por un período de 0.5 a 1.2 segundos.

En la figura 2.11 se muestra un ejemplo de un registro oscilográfico de una falla en la línea de transmisión Cañas-Corobicí en donde se aprecia un aumento en la magnitud de la corriente de las fases R y S (denominadas como IRCACO e ISCACO respectivamente) y en la parte inferior el registro de las señales digitales.

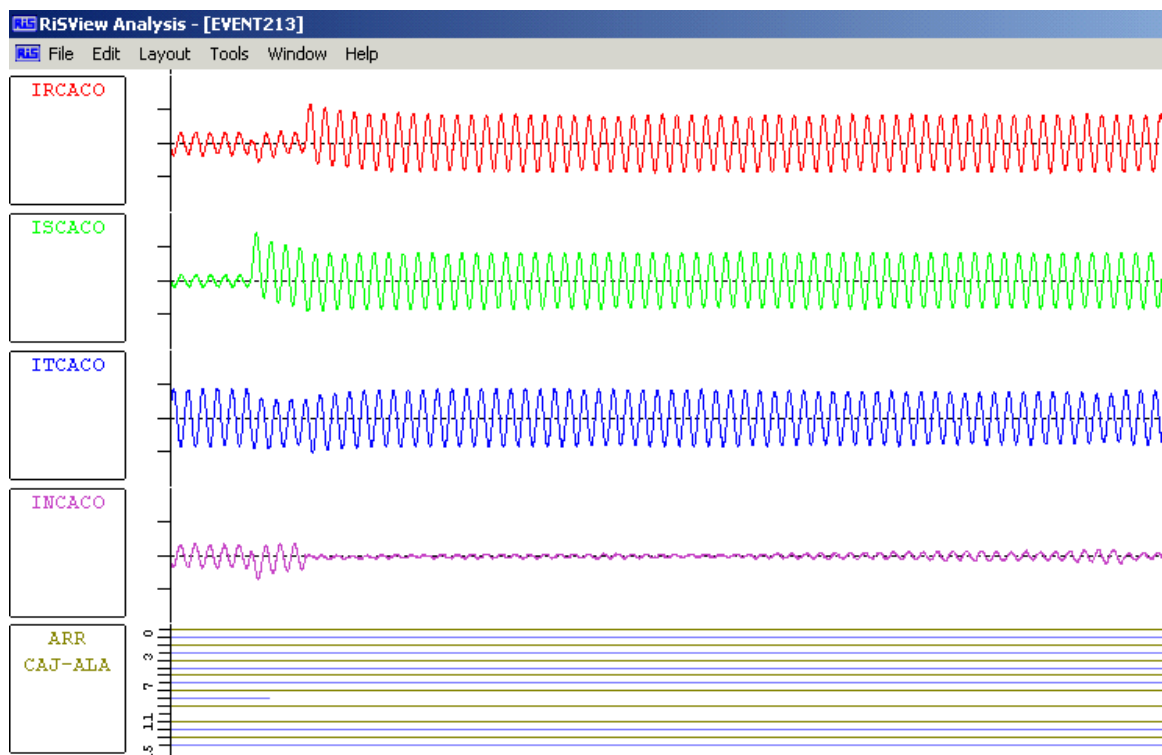


Figura 2.11 Oscilografía de falla en la línea Cañas-Corobicí

En los osciloperturbógrafos se alambran señales digitales provenientes de los relés de protección, de manera que se pueda registrar el instante en que el relé envía las señales de apertura o cierre de interruptores, así como señales de otro tipo, como por ejemplo el disparo a una unidad remota o el bloqueo a otro relé de protección. Esto es importante porque permite analizar en un mismo despliegue de información, las señales analógicas en donde se ve el comportamiento de las corrientes (ver figura 2.11) y tensiones, y compararlas con las señales digitales y los tiempos de operación del relé, el tiempo de apertura de los interruptores y de los recierres.

A diferencia de los relés de protección en donde solamente se puede ver las tensiones y corrientes de la línea protegida, el osciloperturbógrafo expande la visión del analista al poder ver en una misma oscilografía el comportamiento de las corrientes en las otras líneas que llegan a la barra de la línea fallada. Esto permite observar aportes de corriente de cortocircuito de otras líneas hacia la línea en la cual se dio la falla, así como las depresiones de tensión en la barra.

De la oscilografía de una falla se pueden obtener valores fasoriales de tensión y corriente, los cuales pueden ser comparados con el análisis fasorial que se realiza a partir de la información de los relés. A la vez, esta información se utiliza para identificar problemas en los sistemas de protección.

2.3.6 Información de los relés de protección

El relé de protección es el dispositivo más importante del sistema de eliminación de fallas porque es el que toma la decisión de abrir o no el interruptor, basándose en el ajuste que previamente se le realizó y considerando en las características que se presentan en la red en el momento de la falla.

Los relés numéricos graban en memoria cada operación que realizan en todo momento, y cuando se suscita una falla quedan almacenados los valores de las señales de tensión y corriente que le entran al relé provenientes de los transformadores de medición, así como todo el proceso de operación del relé, importante a la hora de analizar el evento. Esta información puede ser extraída conectando una computadora y utilizando un software especial que se comunice con el relé. Es importante tomar en cuenta que los equipos que registran los eventos (osciloperturbógrafos, relés) poseen una memoria limitada, y por lo tanto luego de cierto número de eventos almacenados en memoria, al grabar uno nuevo se borra el más antiguo.

Entre la información que se puede obtener del relé está: parámetros, control, anunciaciones y valores de falla. La figura 2.12 muestra el software utilizado (DIGSI) para acceder la información del relé.

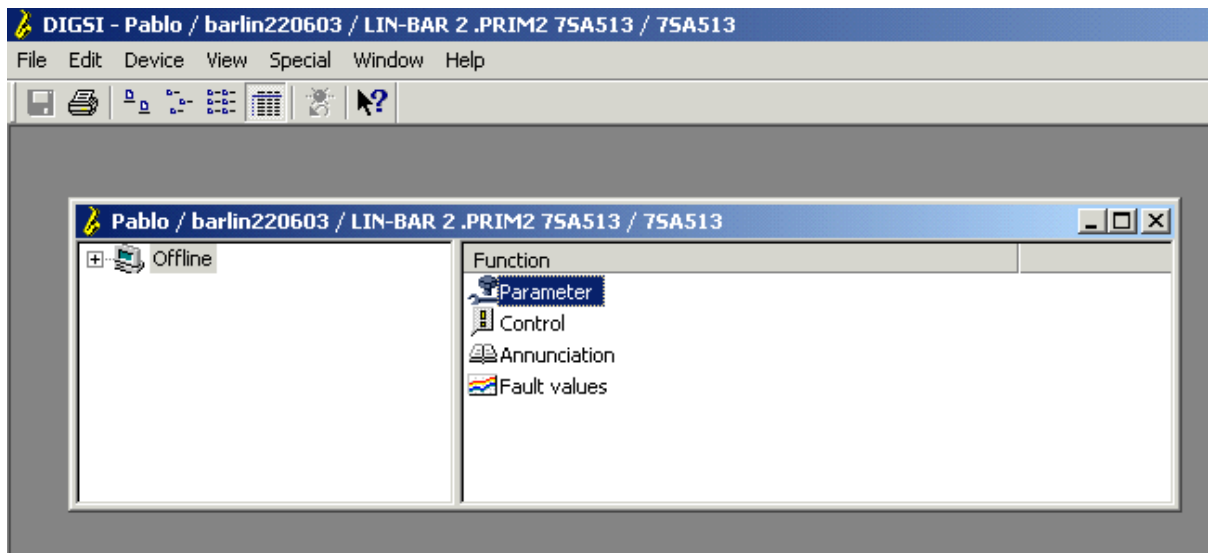


Figura 2.12 Información del relé

- **Parámetros** : Incluye las opciones de: “configuración de las interfaces de operación”, “marshalling (configuración de LED`s, contactos y entradas discretas)” y “ajustes (parámetros A)”. Se puede ingresar a la configuración del relé desde la fecha y la hora, la información que despliega el relé después de una falla, los contactos de disparo y los parámetros de la red y de la línea que se protege. Antes de realizar el análisis de la falla se obtiene primeramente el ajuste del relé con toda la información de la topología de la red, ajuste de las zonas de protección, criterios de teleprotección utilizados, funciones activas en el relé, comandos de recierre. En la siguiente figura se observan los menús donde se obtienen los parámetros y ajuste del relé. En la figura 2.13 se muestran las pantallas del programa de ajuste del relé en donde se indica los distintos parámetros a ser ajustados como por ejemplo longitud de la línea.

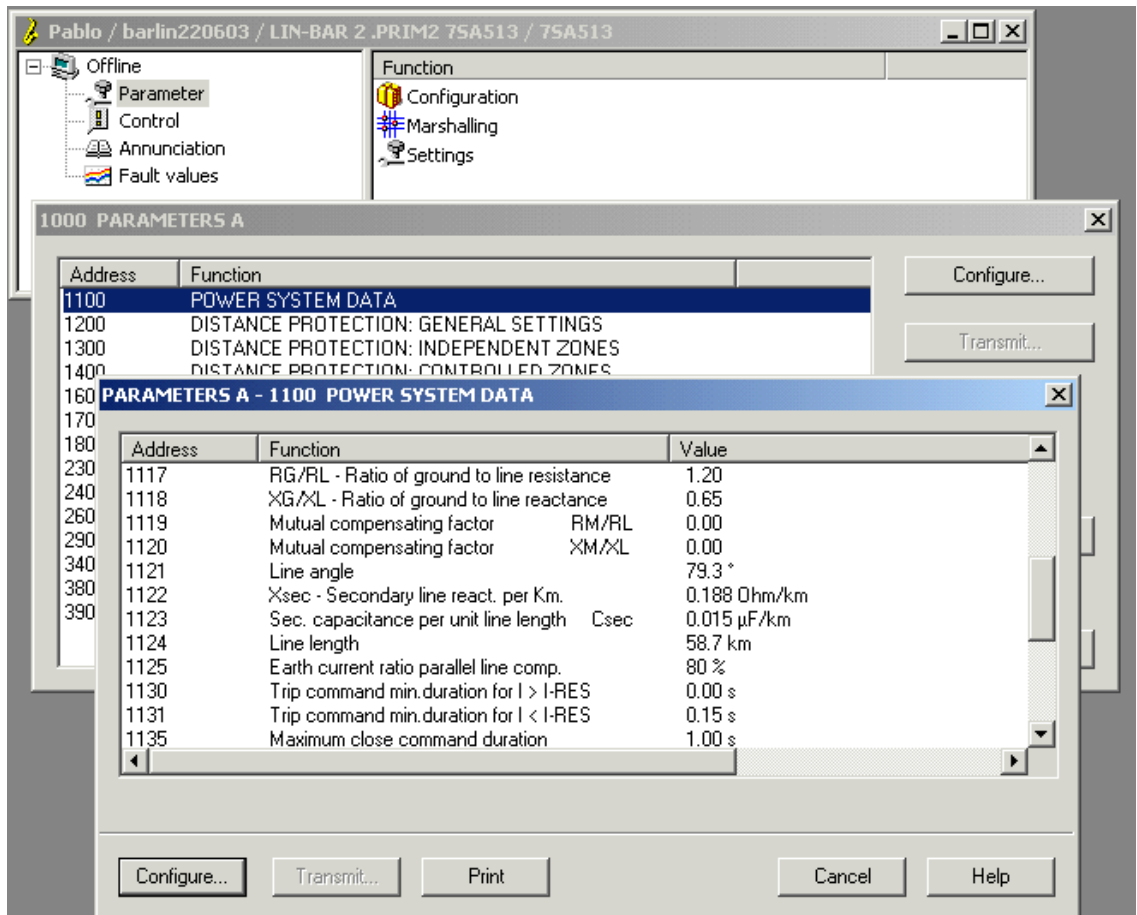


Figura 2.13 Información del relé – Parámetros

A la hora de ingresar el ajuste al relé, se utilizan estos mismos menús con la diferencia de que son guardados en un archivo que luego se descarga en el relé. En el apéndice 3 se puede ver un ejemplo de un ajuste de un relé de protección de impedancia, marca Siemens. En la siguiente figura se muestra el equipo de prueba que se utiliza con el relé de impedancia para verificar el ajuste. El equipo de prueba tiene salidas de corriente y tensión trifásicas que son alambradas al relé y mediante un programa de computadora (DIGSI en el caso de los relés marca SIEMENS) se ajustan sus valores para obtener el valor de impedancia que se quiere que mida el relé y así provocar un disparo según la zona de protección. De esta forma se verifica el correcto funcionamiento del relé y sus ajustes. Se pueden realizar también pruebas con 2 relés comunicados por fibra óptica y con el equipo de prueba se simulan fallas para comprobar el funcionamiento de la teleprotección como se observa en la figura 2.14 en donde se alambran corrientes y tensiones del equipo de prueba al relé.

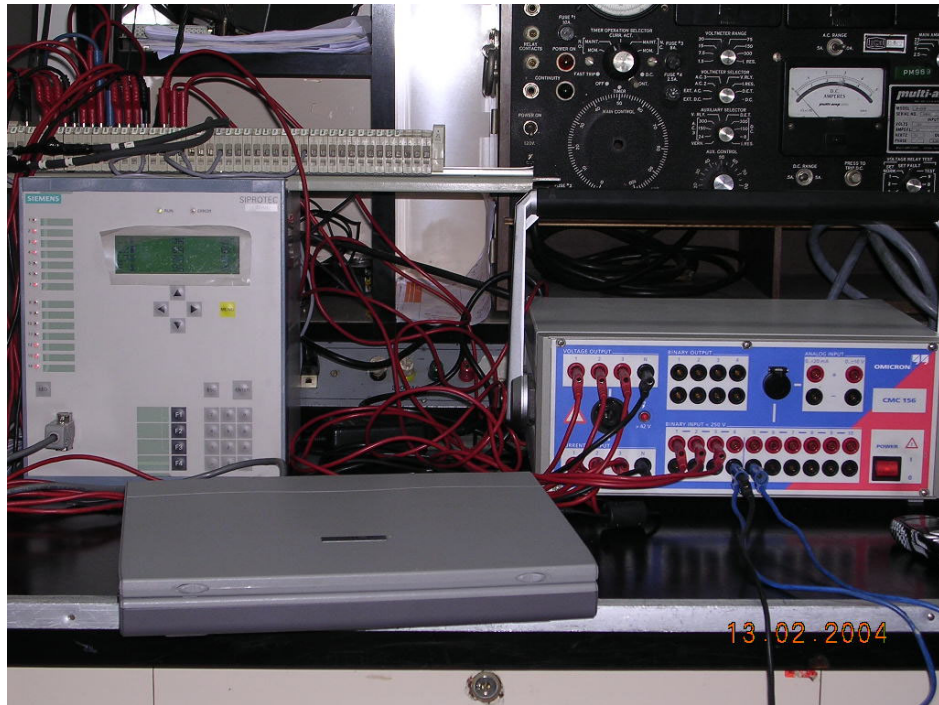


Figura 2.14 Equipo de prueba y relé de impedancia

- **Anunciaciones** : Incluye : anunciaciones y valores medidos. En estas opciones se puede ver el registro de la operación del relé durante la falla, en donde se muestran en orden cronológico, todas las operaciones que realizó el relé desde el inicio de la falla hasta el momento en que fue liberada, incluyendo el momento en que se realiza el recierre o el bloqueo de recierre. También se muestra la distancia a la cual el relé detectó al falla, así como la impedancia de falla. Esta información es valiosa para determinar el punto donde se ubica la falla, para enviar la cuadrilla respectiva encargada del mantenimiento de la línea. El registro en el tiempo de las operaciones del relé se utiliza para determinar la operación correcta o no del mismo, ya que se pueden analizar los tiempos de apertura del interruptor, si realizó el recierre, la operación de la teleprotección, a la vez que permite determinar si el ajuste es el adecuado para las características de la red y para las características operativas que se dieron en el momento de la falla. Estas anunciaciones deben ser comparadas con las anunciaciones del o los relé(s) que intervinieron en la liberación de la falla, para así poder determinar si la operación del sistema de eliminación de fallas fue correcta o no. Para poder hacer la comparación entre los relés, se busca la información por fecha, hora, minuto y segundo en cada uno de ellos. En la figura 2.15 se muestra un ejemplo de la pantalla desplegada por el programa

(DIGSI) de una anunciación de una falla real ocurrida en una línea de transmisión.

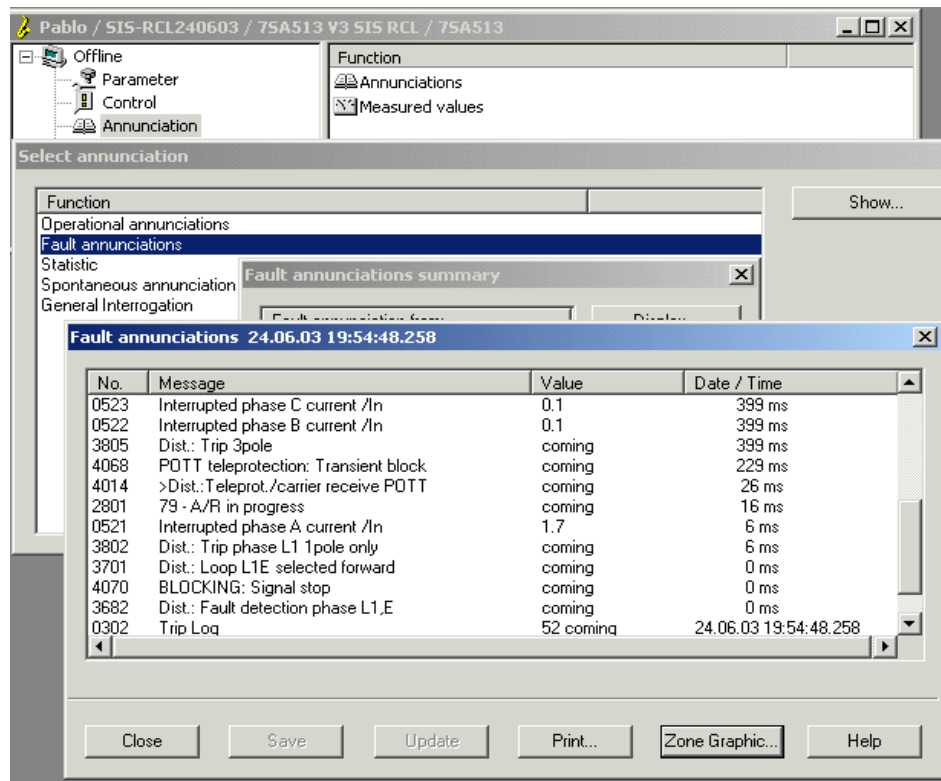


Figura 2.15 Información del relé – Anunciaciones

- **Valores de falla :** Incluye el registro de la falla. Esta información es valiosa para conocer el comportamiento de la corriente y tensión en la(s) línea(s) afectada(s). Permite ver los valores instantáneos, rms, primarios y secundarios, las señales digitales, la orden de apertura y cierre (si fuera el caso) y como evolucionaron durante el tiempo. A la vez permite visualizar el comportamiento y valor de las armónicas que se presentaron durante la falla, así como los diagramas de impedancia y fasoriales de la evolución de la falla. Incluye una oscilografía que puede ser comparada con la obtenida de los equipos registradores de transitorios (osciloperturbógrafos) y verificar la similitud de la información desplegada por ambos equipos. Esto puede servir para detectar problemas de alambrado y señales no enviadas. En la figura 2.16 se ve la oscilografía de corrientes y tensiones y las señales digitales para un caso real de protección de una línea con un relé de impedancia.

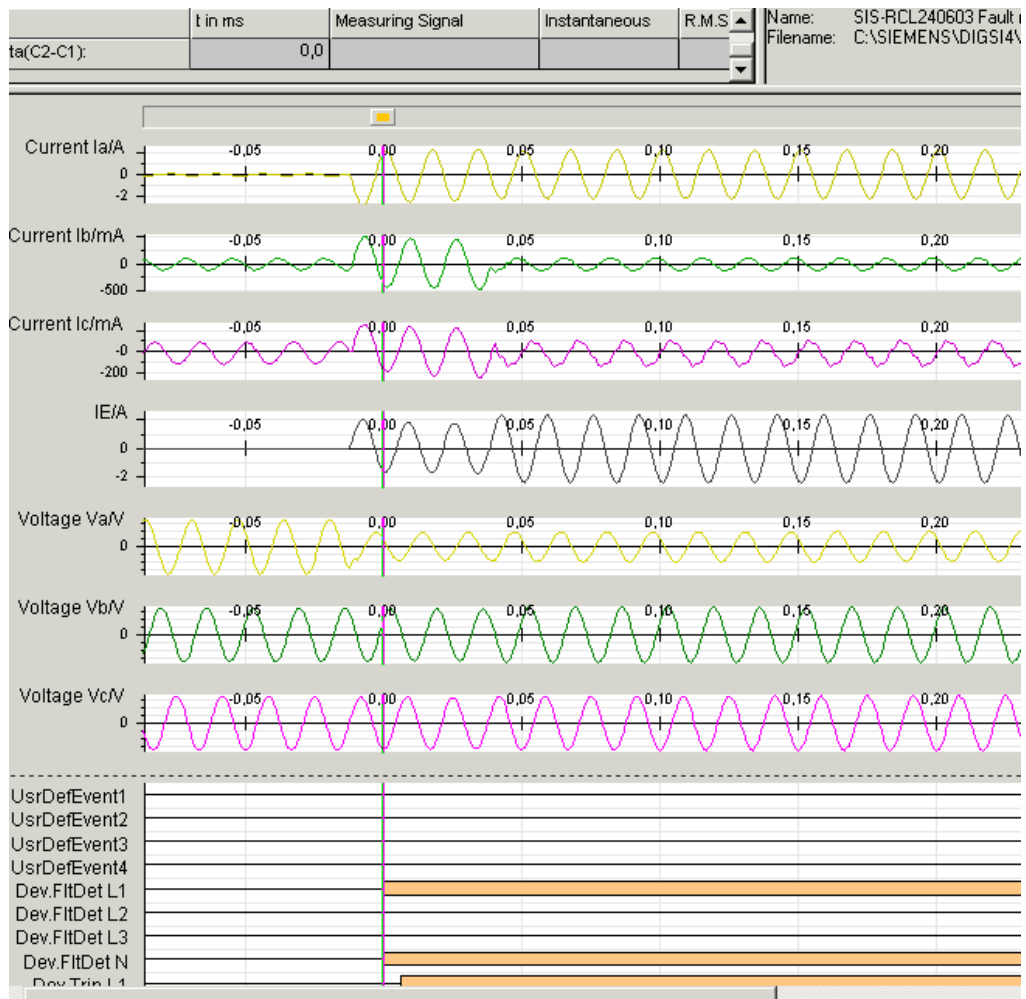


Figura 2.16 Información del relé – Valores de falla

En la figura 2.16 se puede ver 3 señales de corriente correspondientes a las fases R, S y T identificadas como Ia/A, Ib/mA e Ic/mA respectivamente con su respectiva escala. Tres señales de tensión identificadas como Va/V, Vb/V y Vc/V que corresponden a las tensiones en las fases R, S y T respectivamente, así como una señal de corriente del neutro identificada como IE/A con su respectiva escala en amperios. Un cursor en la parte superior indica el inicio del evento en el instante 0.00 de la escala de tiempo (eje horizontal). En la parte inferior se muestra las señales digitales y el instante en que entraron en operación. Esto permite ver en una sola escala de tiempo la operación del relé con las señales de tensión y corriente y ver así por ejemplo el instante de la orden de disparo y el instante en que abrió la fase.

Los fasores de tensión y corriente se pueden analizar con respecto al tiempo y como se verá en el capítulo 3 son de gran ayuda para identificar los desfases entre tensiones y

corrientes, así como las magnitudes de los mismos. La figura 2.17 muestra los fasores en un instante dado de una falla real.

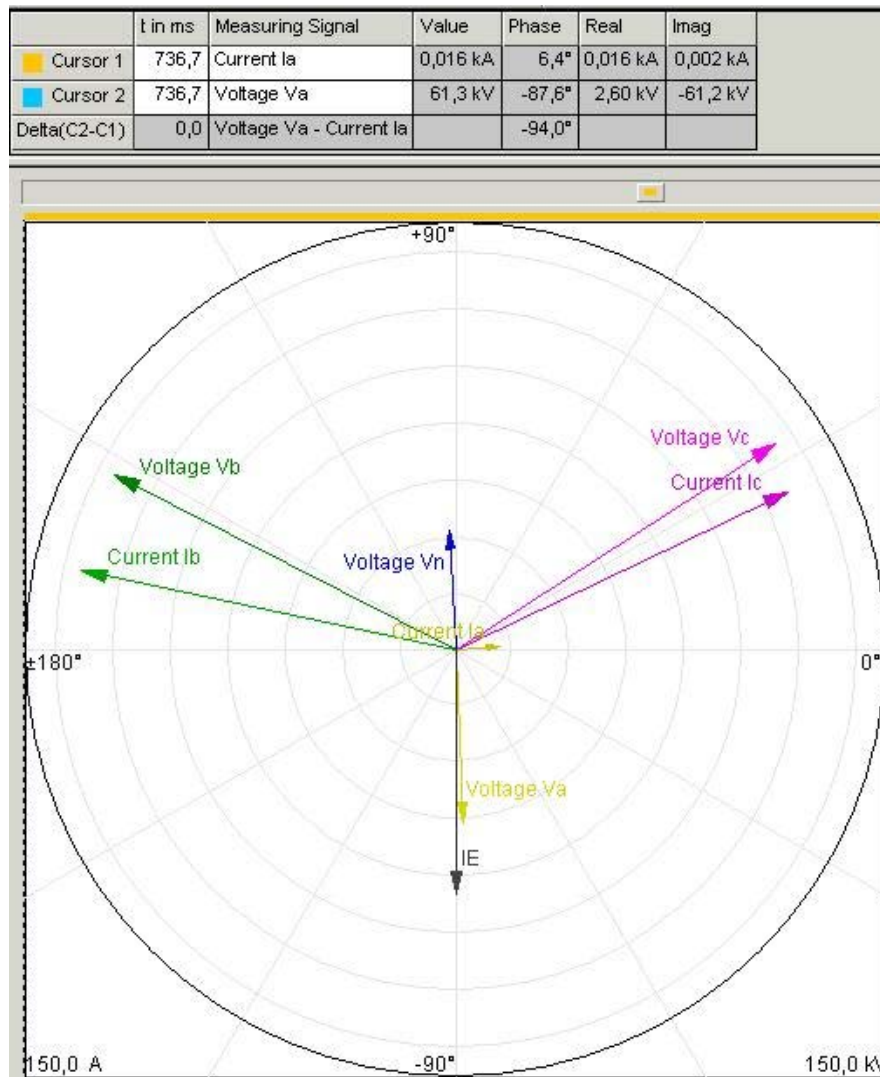


Figura 2.17 Información del relé – Análisis fasorial

En la figura 2.17 se ve un adelanto de la corriente Ia por sobre Va en una falla monofásica real. Esta información fue utilizada para identificar corrientes capacitivas en la línea antes de cerrar uno de los interruptores de línea. Del análisis fasorial se determinó que las condiciones antes y después de la falla muestran desfases de ángulos entre corrientes y tensiones de 2°.

El análisis de armónicas para la falla en estudio, al igual que en los otros casos se puede desplazar en el tiempo desde instantes antes de la falla hasta el final del evento, con el objetivo de visualizar el comportamiento armónico de las tensiones y de las

corrientes. En la figura 2.18 se muestra un ejemplo de las armónicas en una falla real en el instante de apertura del interruptor.



Figura 2.18 Información del relé – armónicas

En la figura 2.18 se muestran las armónicas en las corrientes a, b y c y en el neutro (IE/KA) así como en la tensión de la fase a. El estudio de armónicas se utiliza normalmente en fallas en las que intervienen transformadores y bancos de capacitores principalmente. En el estudio de fallas en líneas de transmisión no se presenta un efecto armónico considerable que amerite su consideración en el análisis.

Parte de la información almacenada en el relé correspondiente a la falla puede ser obtenida directamente del dispositivo (relé), mediante los botones de comando que posee en la parte frontal. Sin embargo, para poder analizar el evento detalladamente es recomendable interrogar el relé con un computador, descargar la información y manipularla desde ahí. Además solo en el computador se pueden ver las corrientes y tensiones, como se mostraron en los ejemplos anteriores.

El análisis propio de la falla conlleva el estudio y análisis del ajuste de los relés involucrados en la eliminación de la misma. Esto debe ser analizado de manera que al verificar la secuencia de operaciones que realizó el relé se determine si el dispositivo operó como debió haber operado (operación correcta). En lo particular, es muy importante verificar la secuencia de recierres que realiza el relé (en caso de ser necesario). Primero se determina si la función de recierre está activa en el relé verificando su ajuste. El tiempo(s) que el relé mantiene abierto el interruptor antes de hacer el recierre(s) puede obtenerse del ajuste y compararse con la oscilografía ó con el reporte que despliega el mismo relé luego de la falla. Luego se verifica si el envío de las señales al interruptor fue correcta y en el momento que debió hacerse. Es importante tomar en consideración el tipo de interruptor que se tiene, ya que le toma un tiempo (ciclos) extinguir el arco que se produce durante la apertura.

La función de teleprotección es importante que sea analizada. Se debe verificar al igual que en el caso anterior, que la función esté activa. Esta se utiliza en los casos en que los relés deban actuar como protección remota y en los casos en donde se deba bloquear o acelerar el disparo de una protección, como se estudió en el capítulo 1.

2.4 Paso # 3 : Procesamiento de la información

Una vez obtenida la información que se detalló en los puntos anteriores, esta debe ser ordenada y filtrada desde lo más general como lo es la topología y los antecedentes, hasta lo más específico como las anunciaciones del relé de protección, esto porque en algunos casos se puede obtener más información de la necesaria, lo cual puede complicar el análisis.

De la información de la red de transmisión se debe obtener lo siguiente : tipo de torre de transmisión, longitud de la línea, número de circuitos, disposición de las fases en la torre, posibles clientes afectados, topología de la red en el momento de la falla, líneas aledañas a la línea o subestación fallada y tipo de interruptor.

Seguidamente al consultar las bases de datos con los antecedentes de eventos de la zona y el módulo, se debe resumir en una tabla únicamente la información del módulo

o módulos fallado(s), incluyendo los tipos de fallas y la cantidad de veces que se han presentado, como se muestra en la tabla 2.3. La información de los otros módulos no es relevante en el análisis, por lo tanto debe ser descartada.

De la información del equipo registrador de descargas atmosféricas se deben descartar las descargas que no coincidan con el día, la hora y minuto en que ocurrió la falla. A la vez no se deben tomar en consideración los rayos que hayan caído fuera de la línea y del área que rodea a la línea y que es demarcada como se muestra en la figura 2.9.

La información que se reciba del personal de subestación, protección, mantenimiento y líneas, probablemente indique la causa directa de la falla (por ejemplo un error humano, una descarga atmosférica, falla en algún equipo), pero aun así se debe seguir el procedimiento para evaluar el desempeño del sistema de eliminación de fallas, así como la documentación del evento. En general la información que proporcione este personal es vital para realizar el análisis, por lo tanto, no se debe discriminar ningún dato que sea proporcionado por ellos.

La información de los registradores de transitorios no debe ser filtrada ni descartada.

De la información de los relés de protección debe considerarse siempre : ajuste; oscilografía, diagrama de impedancia de la falla, diagramas fasoriales, armónicos de la falla, anunciaciones y registro de operaciones del relé.

Con la información debidamente recopilada y ordenada se puede realizar el análisis.

2.5 Paso # 4 : Análisis de la información

El proceso de análisis de la información se puede resumir en el diagrama de flujo de la figura 2.19, en donde se muestra el orden de los pasos a seguir y las comparaciones que se deben hacer entre las fuentes de información.

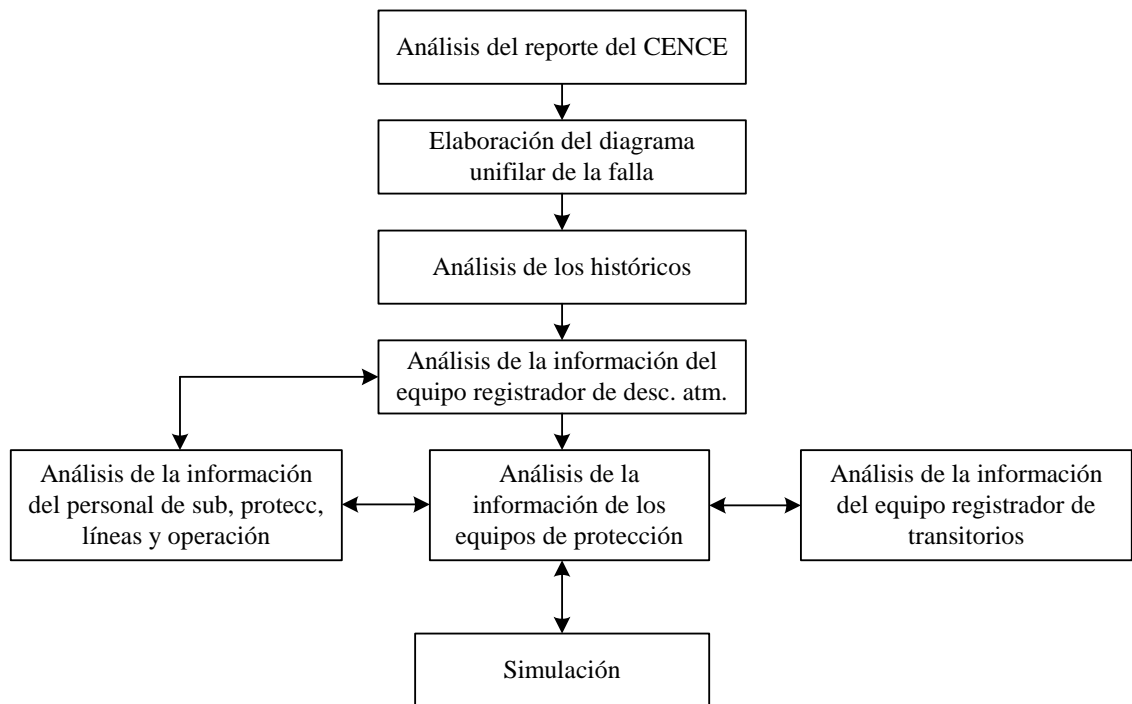


Figura 2.19 Paso # 4 : etapa de análisis de la información

Como se observa en la figura 2.19, lo primero que se debe realizar luego de que la información ha sido procesada y organizada es un diagrama unifilar que incluya : información del equipo de protección instalado (zonas de protección, canales de comunicación, tipo de relé), impedancia de la(s) línea(s), generadores conectadas al sistema y relación de transformación de los transformadores de medición. Este unifilar será útil durante el análisis y se irá modificando conforme se avance en el análisis y se agregue información relevante (ver figura 2.6). Se debe consultar en este punto el tipo de torre, sólo si la falla ocurre en la red de transmisión.

La información recopilada de los antecedentes debe ser consultada, para corroborar si previamente se han dado casos de fallas mal liberadas y los motivos que provocaron la mala operación del sistema de eliminación de fallas.

Teniendo un panorama más claro de los antecedentes de fallas en la zona y la topología de la red, se debe consultar la información del equipo registrador de descargas atmosféricas con el fin de descartar o no el efecto de un rayo en la línea o cerca de ella. En caso de identificarse descargas en la línea o cerca de ella, la localización de las descargas en la línea se deben comparar con la localización de la falla brindada por el relé, así como también el tiempo en que ocurrió la falla (hora y

minuto). Se debe comparar también con la información que proporcione el personal de líneas, que realiza la inspección en el sitio de la falla, para verificar si se encontraron cadenas de aisladores dañadas.

Se debe verificar en la información contenida en el reporte del operador de la subestación, las condiciones atmosféricas en el momento de la falla, para comparar contra la información del equipo registrador de descargas atmosféricas.

En la información que proporciona el personal de protecciones se deben verificar las condiciones que se encontraron cuando inspeccionaron cada uno de los elementos del sistema de eliminación de fallas, que son de su competencia. Por ejemplo :

- En caso de que un interruptor no operara se debe verificar el canal de disparo.
- Si la protección se encontrara apagada se debe corroborar las condiciones de la fuente de alimentación, o los interruptores termomagnéticos que protegen la alimentación de los bancos de baterías.
- Se debe verificar el estado del alambrado de los transformadores de medición.
- Se debe corroborar el canal de comunicación en caso de una mala operación.
- Es necesario corroborar que todas las alarmas estén funcionando correctamente.
- Verificar si se realizó una prueba al sistema de eliminación de fallas posterior a la falla, corroborando si fue exitosa o no.

Con la información del personal de mantenimiento de subestaciones se debe verificar el funcionamiento de los elementos del sistema de eliminación de fallas que les compete. La información principal es la que se relaciona con el interruptor, donde se pueden dar varios casos :

- Si el interruptor no operó, se debe verificar si en el momento de la inspección se encontró algún desperfecto.
- Se debe corroborar el estado de los transformadores de medición, posteriormente a la ocurrencia de la falla. En caso de encontrar algún desperfecto es de esperarse una mala operación por parte de las protecciones.

La información del personal de mantenimiento de líneas de transmisión debe ser estudiada de manera que se pueda verificar la correcta localización de la falla por parte

de las protecciones. A la vez se debe corroborar que los daños encontrados en la inspección, coincidan con las fases afectadas que indicó el CENCE o el operador de subestación. También las observaciones en la zona de la falla pueden ayudar a identificar la causa, por ejemplo :

- Una cadena de aisladores fogoneada en su totalidad es característico de un arco eléctrico producto de contaminación.
- Una cadena de aisladores dañada parcialmente es característico del efecto de una descarga atmosférica. Esta información se debe complementar con la información del equipo registrador de descargas atmosféricas.
- Si la información indica que se encontró evidencia de que hubo una quema debajo de la línea, se debe tomar en consideración la posibilidad de un arco fase a tierra producto de la ionización del aire.

A partir de este punto se debe consultar la información de los osciloperturbógrafos, para conocer el comportamiento de la tensión y corriente en la(s) línea(s) afectada(s). A la vez esto permitirá conocer la operación del sistema de eliminación de fallas, al verificar las señales digitales que indican la orden de disparo del relé, la posición del interruptor y la orden de recierre del interruptor.

Los valores de tensión y corriente deben ser comparados con los mismos valores obtenidos de la información del relé. Las fases que se logren identificar como falladas (producto de un aumento abrupto en la magnitud de su corriente) deben ser comparadas con las fases que indicó el CENCE y el operador de subestación.

Por último la información del relé debe ser analizada, empezando por las anunciaciones, los valores de falla y el ajuste del relé. Para corroborar la correcta operación del relé se deben comparar paso a paso, cada una de las funciones del relé que se muestran en las anunciaciones, contra el ajuste del relé. Entre las funciones que se deben analizar están :

-La zona de protección en la que operó el relé debe ser comparada con el ajuste para corroborar los tiempos de disparo, así como para verificar que la impedancia

medida por el relé se encuentre dentro de la zona de protección. Se debe utilizar el unifilar para verificar esta información.

-Se debe verificar si la función de teleprotección (en caso que hubiese) está activa en la operación del relé, con el fin de verificar el correcto funcionamiento del canal de comunicación y que las funciones de subalcance y/o sobrealcance hayan operado correctamente.

-La función de recierre se utiliza solo para fallas monofásicas, por lo tanto se debe verificar en el ajuste que la función esté activa para este tipo de falla e inactiva para los otros tipos de fallas. Además se comprueba el enlace de comunicación entre relés.

-La oscilografía del relé se debe comparar contra la del osciloperturbógrafo, para determinar similitudes entre los valores de corriente y tensión medidos por ambos equipos. Esto verifica la correcta medición por parte de los transformadores de medición.

-La función de localización de fallas se basa en la reactancia de la línea para localizar la falla, por lo que se debe comparar el valor de resistencia y reactancia de falla que se brinda en las anunciaciones con el valor de resistencia y de reactancia obtenido de los diagramas de impedancia y a su vez compararlos con la información de la red y los unifilares.

El relé registra un diagrama de impedancia con las zonas de protección y el punto en donde fue localizada la falla. Este diagrama se compara en una etapa complementaria del análisis (etapa de simulación), donde se obtiene un diagrama similar. La figura 2.20 muestra un ejemplo de este tipo de diagrama de impedancia. La x corresponde a la localización de la falla en el plano de impedancia medida por el relé. Los polígonos determinan las zonas de protección.

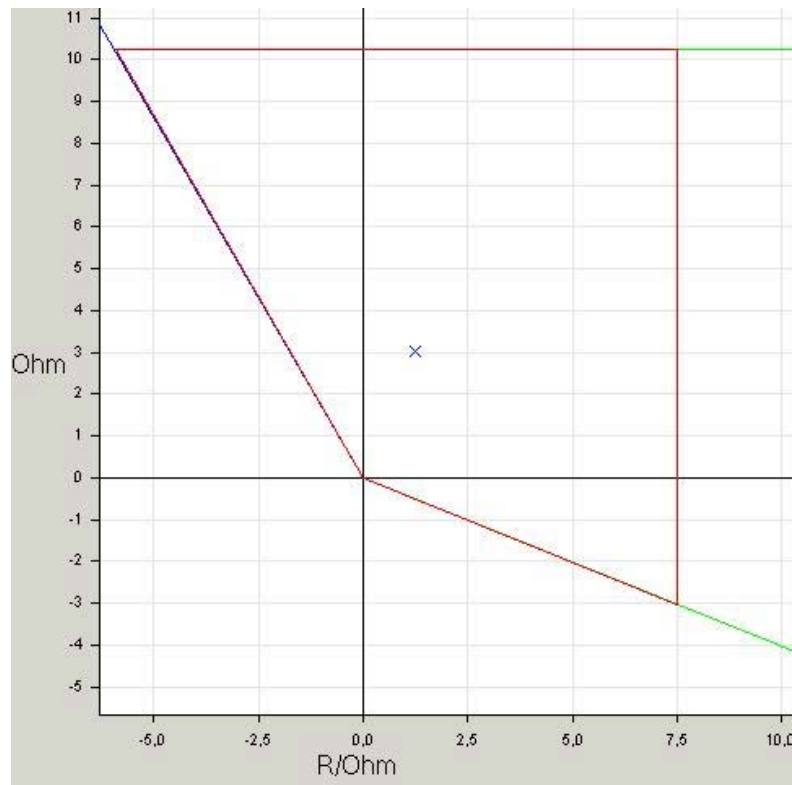


Figura 2.20 Diagrama de impedancia de la falla

En la etapa de análisis se realiza una simulación de la falla con un software especial de simulación de sistemas de potencia (CAPE), esto con el fin de obtener los valores esperados de corriente y tensión en el punto de falla.

2.5.2 Simulación

La simulación de la falla con un software especial para simular sistemas de potencia, permite determinar el valor esperado de la corriente y la impedancia de falla, medidas en el punto de falla. Los datos obtenidos de la simulación permiten descartar o validar valores reales medidos por los transformadores de medición al ser comparados con la información de los relés y de los osciloperturbógrafos.

Actualmente para realizar esta simulación se hace uso de un programa llamado CAPE que posee el departamento de coordinación y ajuste de protecciones del ICE, y es el que utilizan en dicho departamento para realizar las pruebas en la etapa de ajuste. Este utiliza una base de datos que almacena todos los parámetros de los elementos del sistema de potencia (líneas, transformadores, generadores). Al realizar la simulación de

una falla en una línea por ejemplo, se introducen al programa los parámetros reales de la línea que se va a simular (impedancia de la línea, distancia).³

El proceso de simulación comienza con la lectura de la base de datos. Luego se definen lo que se conoce como escenarios de demanda, que son : demanda máxima de verano, demanda mínima de verano, demanda máxima de invierno y demanda mínima de invierno. En estos escenarios de demanda se busca simular las condiciones extremas en las que se puede operar el sistema de potencia, considerando los flujos de carga que se pueden transmitir por las líneas de transmisión, en función de la distribución de los generadores del sistema. En el escenario de demanda máxima de verano se toma en cuenta el aporte de las máquinas generadoras del sistema que son utilizadas principalmente en la época de verano y a un alto nivel de carga (hora pico) y el verano mínimo se consideran las mismas máquinas generadoras del verano máximo pero con una carga mínima, es decir la carga mínima que se esperaría en un día. En el escenario de demanda máxima de invierno se consideran las máquinas generadoras que son utilizadas principalmente en invierno (hora pico) y en invierno mínimo las mismas máquinas pero en su nivel mínimo de carga.

Esto se realiza para obtener los aportes de corriente de cortocircuito que se pueden dar según sean las condiciones de operación del sistema y la distribución de la generación. Con esto se busca que cualquier falla que ocurra en la línea sea correctamente medida por el relé de protección y se evite así una mala operación. Para el análisis de fallas se consideran los escenarios de demanda máxima en las horas pico, y los escenarios de demanda mínima en las restantes horas, información que se compara con la corriente medida por los relés de protección y los osciloperturbógrafos.

Una vez llevada a cabo la simulación y obtenidos los valores de impedancia y corriente de falla en el punto donde se ubicó la falla, estos se pueden comparar con los valores de impedancia de falla registrados en las anunciaciones del relé y determinar si el relé operó como debió haber operado según el ajuste que tenía.

En las figuras 2.21 y 2.22 se muestran los resultados de una simulación.

³ CAPE. Programa de simulación de sistemas de potencia www.capesoftware.com

50050 CAS-230

50350 BAR-230

230.0 kV

230.0 kV

$3 \cdot I_o = 3745.22 @ -96.61$

$3 \cdot I_o = 1567.14 @ -95.75$

$Z_{gnd} = 8.921 @ 77.43$

$Z_{gnd} = 25.430 @ 77.40$

Figura 2.21 Ejemplo de datos de la simulación

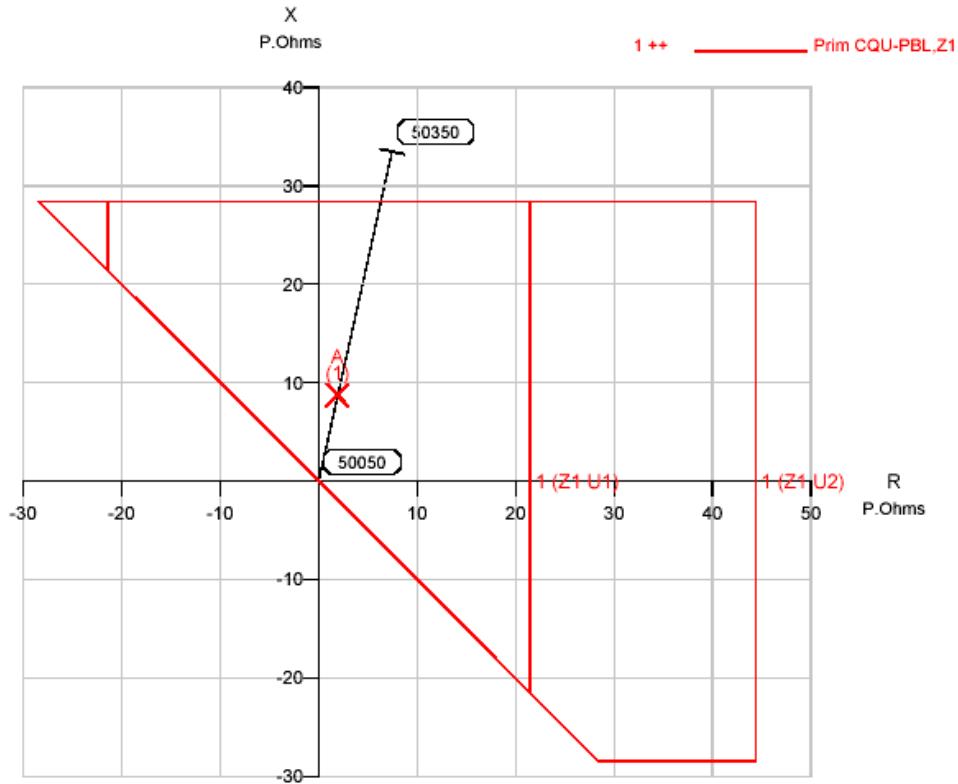


Figura 2.22 Ejemplo de plano de impedancia de la simulación

Este es un ejemplo de una simulación con una falla monofásica localizada en primera zona. La línea en color negro sobre la cual se ubicó la equis en la figura 2.22 indica los parámetros de impedancia de la línea y la equis representa el valor de impedancia de falla. Los límites o el área cubierta por el polígono en rojo indica el ajuste en primera zona. En la figura 2.21 se muestran los valores de la impedancia y de la corriente de falla por ambos extremos de la línea (corrientes hacia el punto de falla).

2.6 Paso #5 : Evaluación del sistema de eliminación de fallas

Basado en el análisis de la información, se debe hacer la evaluación del desempeño del sistema de eliminación de fallas. Para ello se debe verificar con el

análisis, la operación individual de cada uno de los elementos del sistema de eliminación de fallas. En caso de que alguno de los elementos haya fallado en el proceso de liberación de la falla, se debe corroborar el impacto que tuvo ese problema en la liberación de la falla. Por ejemplo, si existió un problema en el canal de disparo, puede darse el caso que el resto de los elementos operaran correctamente, desde la medición hasta el envío de la orden de disparo por parte del relé, sin embargo el disparo no llegó al interruptor por problemas en el canal de disparo. Las consecuencias podrían ser la salida de más elementos del sistema de potencia por operación de las protecciones de respaldo.

Cuando el análisis de la falla revele problemas en alguno de los elementos del sistema de eliminación de fallas, se debe comunicar al personal encargado de corregir el problema, esto si no hay certeza que el problema ya fue corregido. Por ejemplo, en caso de que el motivo de la falla sea un mal ajuste del relé, se debe coordinar con el ingeniero de protecciones encargado de esta tarea, para que se estudien los parámetros de los módulos a proteger y se hagan las correcciones necesarias al ajuste del relé.

2.7 Paso #6 : Medidas correctivas y preventivas

A raíz de la evaluación del sistema de eliminación de fallas, se deben indicar las medidas correctivas y preventivas que se tienen que realizar en el sistema de eliminación de fallas, las cuales deben ser informadas al personal encargado de llevar la tarea a cabo o corroborar que hayan sido realizadas. Al finalizar dichas labores se debe realizar en un informe con un resumen del evento y del trabajo llevado a cabo para corregir cualquier daño.

2.8 Paso #7 : Informe de falla

El informe final de la falla se debe registrar en el historial de eventos de la zona, línea o subestación, para su uso futuro en caso de que ocurran nuevas contingencias (las mismas fallas u otras). Debe incluir un resumen del evento, las conclusiones que indican el causante de la falla, las consecuencias, el desempeño del sistema de

eliminación de fallas y las medidas correctivas y preventivas recomendadas y ejecutadas.

CAPITULO 3

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A CASOS REALES

Antes de realizar el análisis de las contingencias aplicando la metodología propuesta, se hará una breve descripción de los eventos.

Evento #1 :

El primer caso corresponde a una falla ocurrida el día 22 de agosto del 2003 en la línea Barranca - Cañas a las 19:38:22. Consistió en una falla monofásica localizada a 44.6 kilómetros de Barranca. En este caso la operación del sistema de protección fue correcta, despejando la falla por apertura monofásica del interruptor y realizando el recierre exitoso de la fase fallada.

Evento #2 :

El segundo caso es una falla que ocurrió el día 4 de abril del 2004 en un circuito de distribución de la subestación Alajuelita. La falla se localizó a 1.4 kilómetros de la subestación. La falla fue a las 06:59 horas. En este caso a pesar de que la falla ocurrió en un circuito de distribución la mala operación del sistema de protección provocó que saliera de servicio las líneas Alajuelita – La Caja, Alajuelita – El Este y Alajuelita – Anonos, todas de 138 KV.

Evento #3 :

El tercer caso corresponde a una falla en la línea San Isidro – Río Claro, el día 24 de junio del 2003. La falla fue monofásica en la fase R. El evento ocurrió a las 19:56. La falla se localizó a 11.9 Km de Río Claro.

3.1 Aplicación de la metodología de análisis de fallas al evento #1

3.1.1 Paso # 1 : Reporte del CENCE

Fecha : 22 de Agosto del 2003

Hora de salida de la línea : 19:35:22

Hora de entrada de la línea : 19:35:23

Línea : Cañas – Barranca

Longitud de la línea : 67.8 Km

Tensión de transmisión : 230 KV

Fase fallada : R

Localización de la falla : a 44.6 Km de Barranca

3.1.2 Pasos #2 y #3 Recopilación y procesamiento de la información.

3.1.2.1 Información de la red y unifilares

En la siguiente figura se muestra el unifilar de la falla.

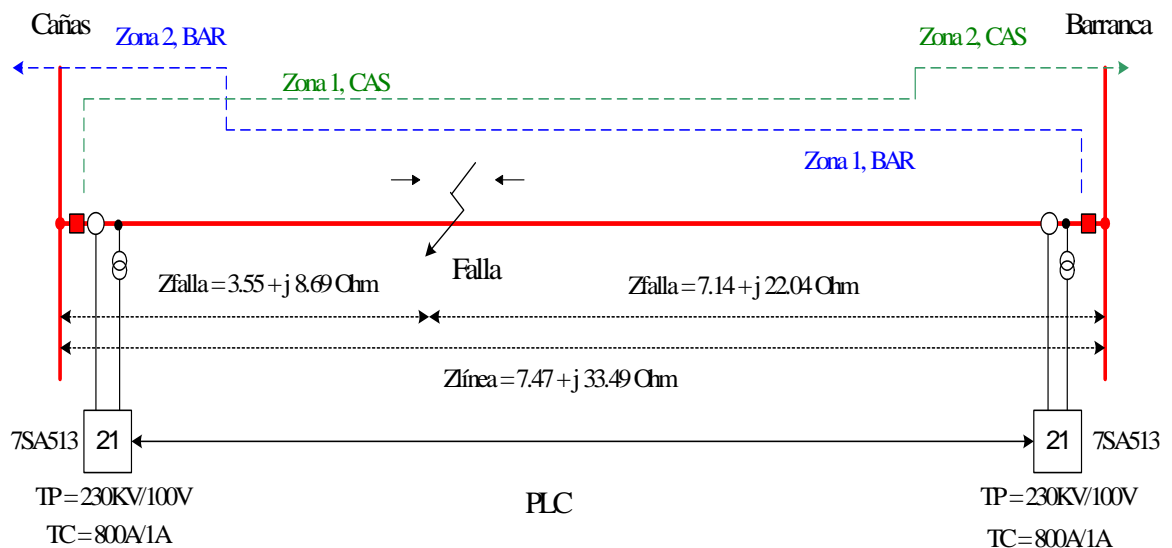


Figura 3.1 Diagrama unifilar del evento #1

Del diagrama unifilar de la figura 3.1 se ven en color rojo los módulos y barras en 230 KV, así como la línea Cañas-Barranca. En la subestación Cañas no hay generadores que se conecten al sistema por medio de esta subestación. De las subestaciones que se conectan con Cañas, solamente Corobicí y Barranca poseen generación. En la subestación Barranca si hay generadores (en las barras de 138 KV), y de las otras subestaciones con que posee conexión, solamente en Arenal hay generación; pero a través de las líneas Lindora 1 y 2 hay aportes a la corriente de cortocircuito. Se muestran en color azul las zonas de protección del relé Barranca-Cañas y en verde las del relé Cañas-Barranca. La línea está protegida por dos relés de impedancia marca SIEMENS modelo 7SA513 con canal de comunicación PLC.

El tipo de torre utilizada en esta línea es de tipo delta y se muestra en la figura 3.2, con un hilo guarda. Este tipo presenta el peor índice de salidas a nivel nacional, es decir, las líneas que tienen este tipo de torre presentan la mayor incidencia de fallas.

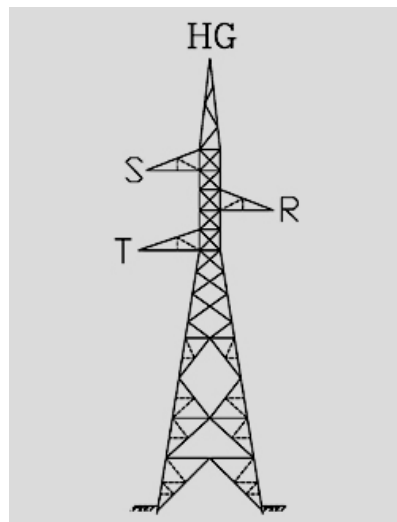


Figura 3.2 Tipo de torre para el análisis del evento #1

3.1.2.2 Historial de la zona y del módulo

En la tabla 3.1 se encuentra el número de salidas de servicio y la causa registrada para salidas en esta línea desde 1985.

Tabla 3.1 Causantes de salidas. Datos históricos relacionados con el evento #1

Línea		Cañas - Barranca
Número de salidas		131
Fallas permanentes		73
Fallas con recierre		58
Causa	Contaminación	5
	Descargas atmosféricas	72
	Error humano	2
	Quemas	7
	Viento	2
	Otras	4
	Indeterminadas	9
	Respaldo	21
	Error de operación	6
	Explosión	3
	Total	131

En la tabla 3.1 las salidas por respaldo se refieren a la apertura de la línea por segundas o terceras zonas, es decir actuando como respaldo remoto de fallas en otras líneas. Se deduce que un 55% de las salidas de debieron a descargas atmosféricas.

3.1.2.3 Información del registrador de descargas atmosféricas

Consultando al personal de la UEN PySA encargado del sistema de registro de descargas atmosféricas, se obtuvo los datos de descargas atmosféricas referentes al día y hora del evento que se muestran en la tabla 3.2..

Tabla 3.2 Descargas atmosféricas para el evento #1

Fecha y Hora	Latitud	Longitud	kA
2003-08-22 19:38:17.422	10,14800	-84,36150	-16
2003-08-22 19:38:17.523	10,15120	-84,35910	-11
2003-08-22 19:38:17.653	10,15000	-84,36000	-38
2003-08-22 19:38:17.692	10,14660	-84,35770	-3
2003-08-22 19:38:23.588	10,57060	-85,49680	8
2003-08-22 19:38:23.717	10,57710	-85,59190	-21
2003-08-22 19:38:42.796	9,91026	-83,30630	-16
2003-08-22 19:38:42.823	9,91706	-83,34230	-8

Estos datos se pueden visualizar en el mapa de la figura 3.3 :

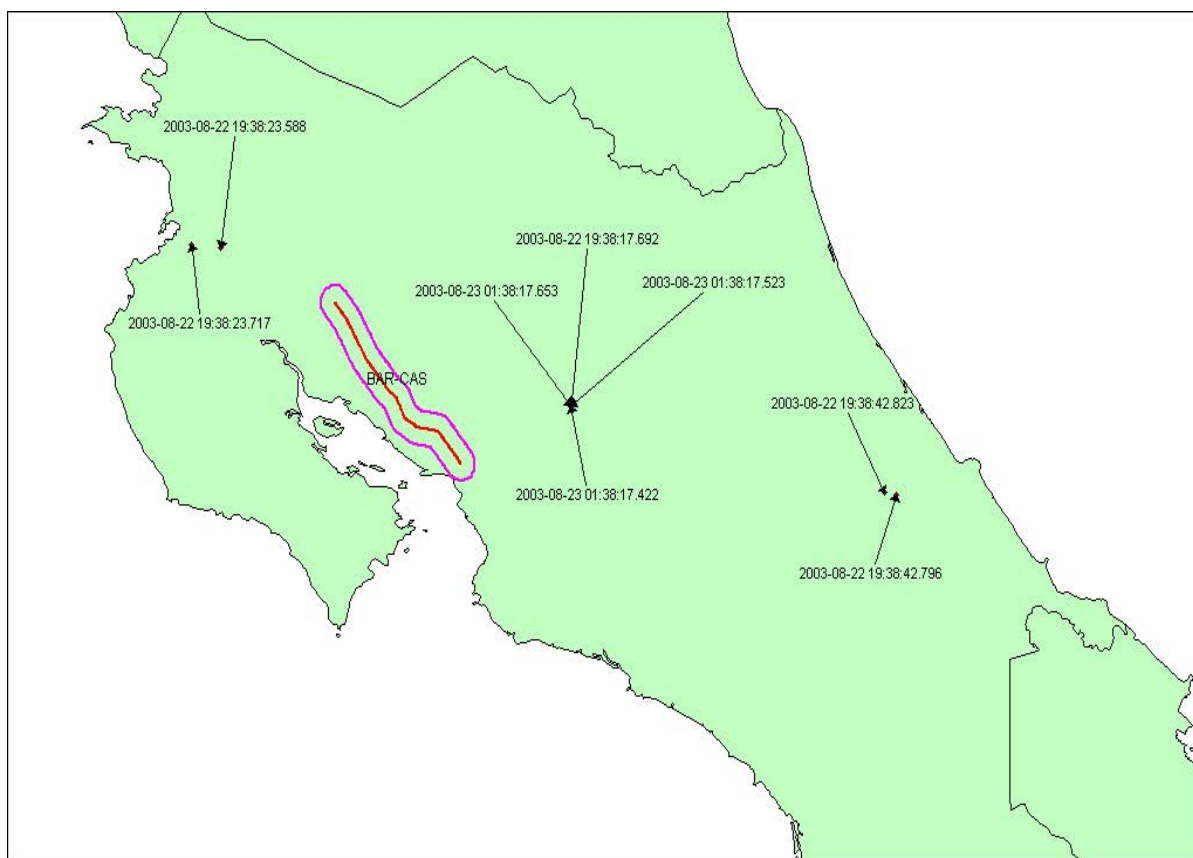


Figura 3.3 Descargas atmosféricas para el evento #1

En la figura 3.3 se observa en color rojo la localización de la línea Barranca – Cañas. Las flechas en color negro indican la localización de las descargas atmosféricas a la hora en que ocurrió la falla en Barranca – Cañas. Ninguna descarga se localizó en los perímetros de la línea.

3.1.2.4 Información de personal de líneas, subestación y protección.

La información brindada por el personal de protecciones después de la inspección e interrogación de los relés, indica que no hubo ningún problema detectable en los elementos del sistema de protección.

El personal de líneas de transmisión encontró una cadena de aisladores fogoneada en la fase R, en la misma localización indicada por los relés de impedancia que

liberaron la falla. La cadena se encontró dañada en su totalidad y se encontró suciedad en la misma. El reporte del personal de operación de las subestaciones indica condiciones atmosféricas de lluvia en la zona.

3.1.2.5 Información de los equipos registradores de transitorios

Para el análisis de la falla se contó con las oscilografías de los registradores de transitorios en las dos subestaciones involucradas en la contingencia. La figura 3.4 muestra la oscilografía obtenida del equipo instalado en la subestación Cañas, la cual se comenta posteriormente, cuando se realice el análisis de la falla.

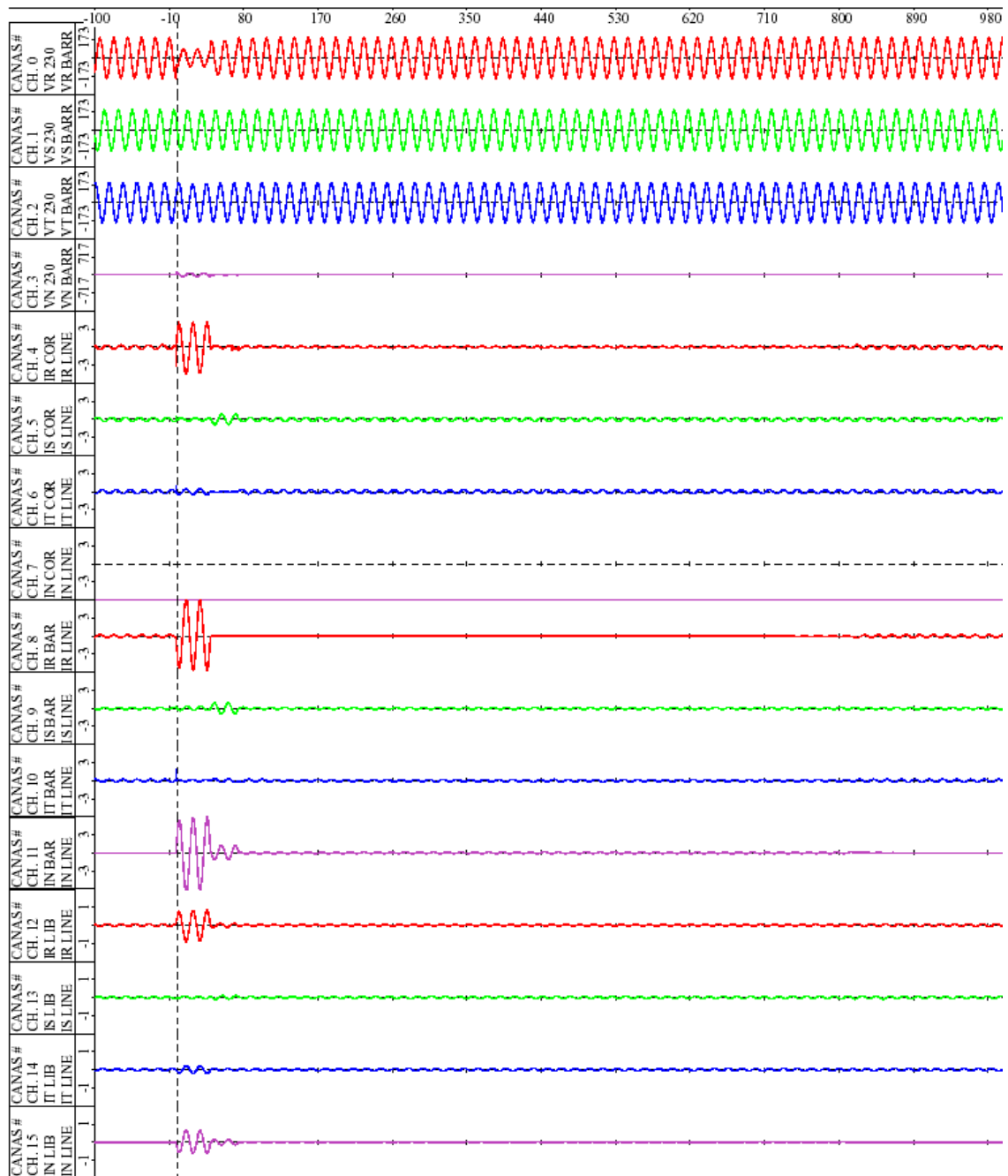


Figura 3.4 Oscilografía de la Subestación Cañas

En la tabla 3.3 se indican las escalas para cada una de las señales que se muestran en la figura 3.4.

Tabla 3.3 Escala oscilografía Cañas

Axis #	Ch #	Nombre	Amplitud/Unidad	Descripción
1	0	VR 230	1357.65 kV/in	VR BARRAS 230 Kv
2	1	VS 230	1357.65 kV/in	VS BARRAS 230 Kv
3	2	VT 230	1357.65 kV/in	VT BARRAS 230 Kv
4	3	VN 230	5622.35 kV/in	VN BARRAS 230 KV
5	4	IR COR	19.7211 kA/in	IR LINEA COROBICI 230 Kv
6	5	IS COR	19.7211 kA/in	IS LINEA COROBICI 230 Kv
7	6	IT COR	19.7211 kA/in	IT LINEA COROBICI 230 Kv
8	7	IN COR	19.7211 kA/in	IN LINEA COROBICI 230 Kv
9	8	IR BAR	19.7211 kA/in	IR LINEA BARRANCA 230 Kv
10	9	IS BAR	19.7211 kA/in	IS LINEA BARRANCA 230 Kv
11	10	IT BAR	19.7211 kA/in	IT LINEA BARRANCA 230 Kv
12	11	IN BAR	19.7211 kA/in	IN LINEA BARRANCA 230 Kv
13	12	IR LIB	9.86144 kA/in	IR LINEA LIBERIA 230 Kv
14	13	IS LIB	9.86144 kA/in	IS LINEA LIBERIA 230 Kv
15	14	IT LIB	9.86144 kA/in	IT LINEA LIBERIA 230 Kv
16	15	IN LIB	9.86144 kA/in	IN LINEA LIBERIA 230 Kv

La figura 3.5 muestra la oscilografía obtenida del equipo instalado en la subestación Barranca.

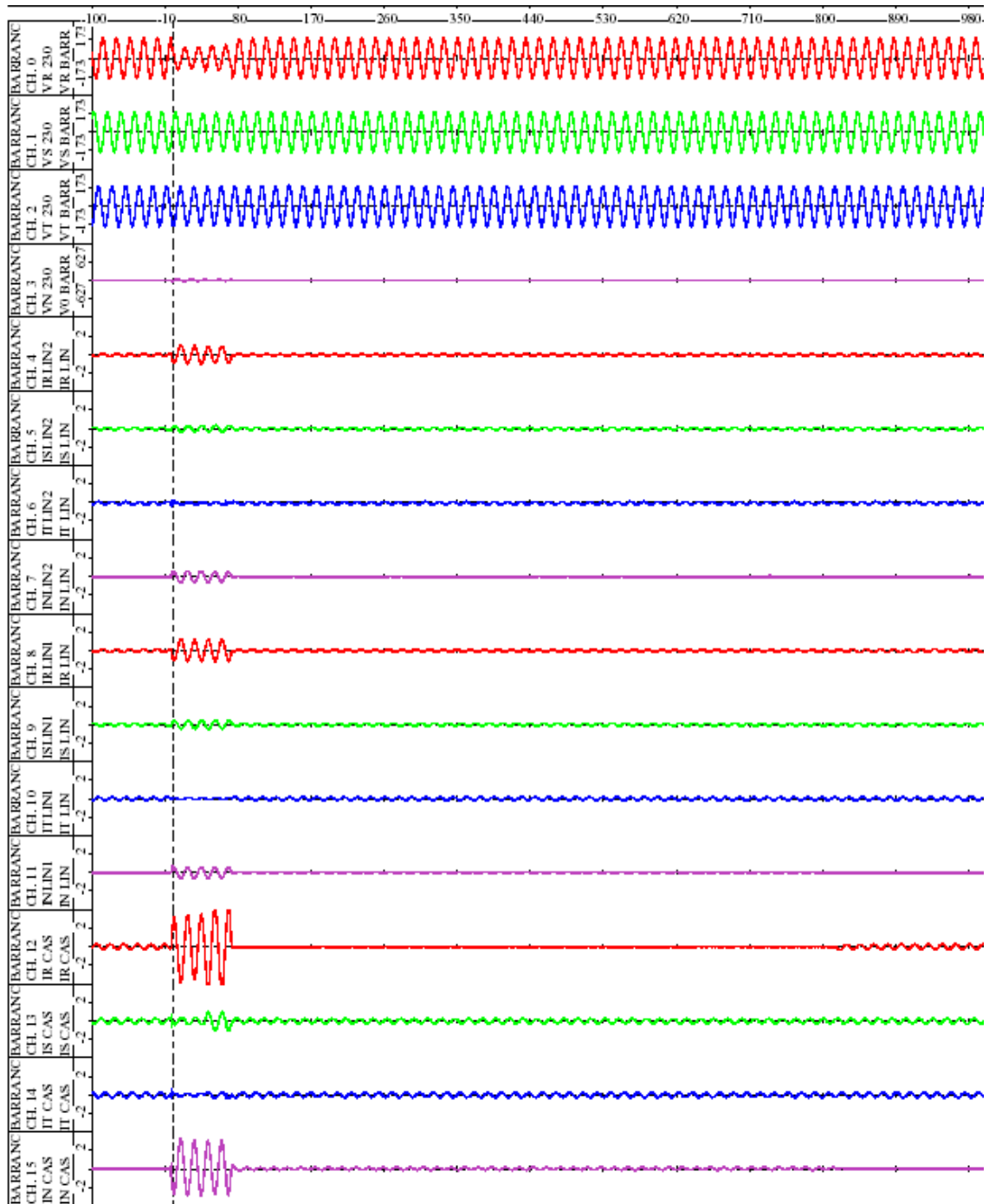


Figura 3.5 Oscilografía de la Subestación Barranca

En la tabla 3.4 se indican las escalas para cada una de las señales que se muestran en la figura 3.5.

Tabla 3.4 Escala de la oscilografía de Barranca

Axis #	Ch #	Nombre	Amplitud/Unidad	Descripción
1	0	VR 230	1357.65 kV/in	VR BARRA 230
2	1	VS 230	1357.65 kV/in	VS BARRA 230
3	2	VT 230	1357.65 kV/in	VT BARRA 230
4	3	VN 230	4915.29 kV/in	V0 BARRA 230
5	4	IRLIN2	12.6779 KA/in	IR LIN 2
6	5	ISLIN2	12.6779 KA/in	IS LIN 2
7	6	ITLIN2	12.6779 KA/in	IT LIN 2
8	7	INLIN2	12.6779 KA/in	IN LIN 2
9	8	IRLIN1	12.6779 KA/in	IR LIN 1
10	9	ISLIN1	12.6779 KA/in	IS LIN 1
11	10	ITLIN1	12.6779 KA/in	IT LIN 1
12	11	INLIN1	12.6779 KA/in	IN LIN 1
13	12	IR CAS	12.6779 KA/in	IR CAS
14	13	IS CAS	12.6779 KA/in	IS CAS
15	14	IT CAS	12.6779 KA/in	IT CAS
16	15	IN CAS	12.6779 KA/in	IN CAS

3.1.2.6 Información de los relés de protección.

Las figuras 3.6 y 3.7 muestran las oscilografías de los relés instalados en ambos extremos de la línea Cañas - Barranca respectivamente.

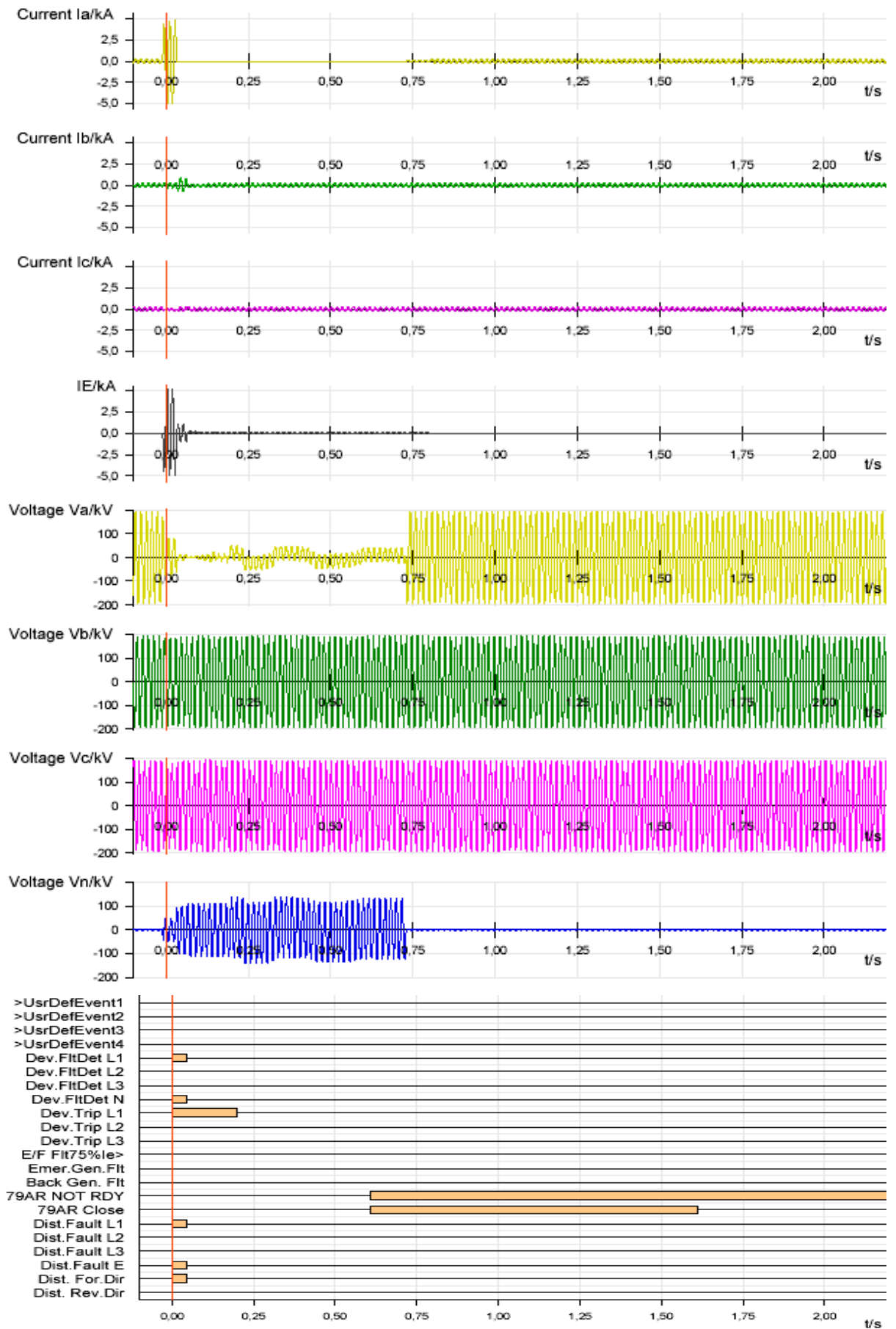


Figura 3.6 Información del relé de protección de Cañas

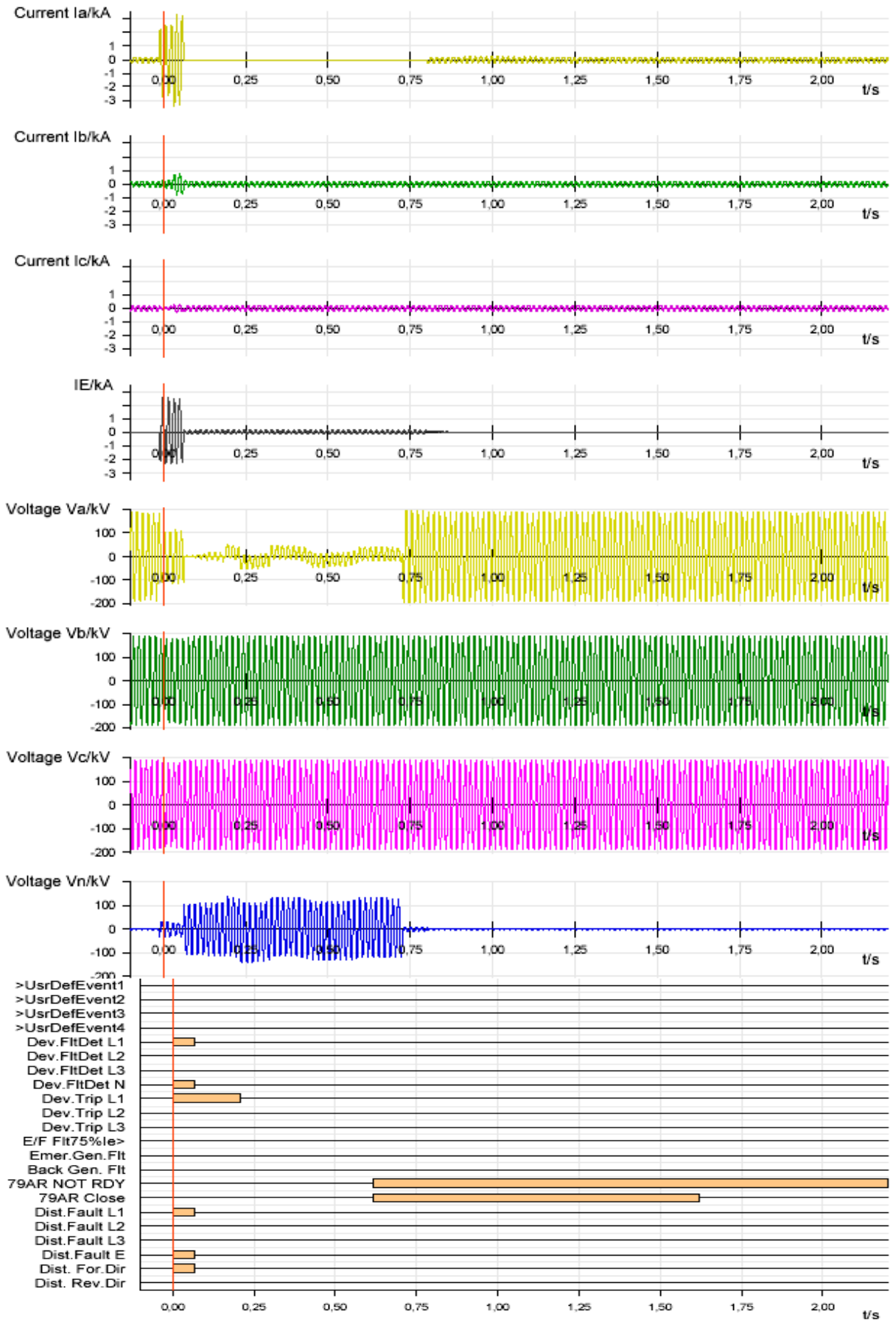


Figura 3.7 Información del relé de protección Barranca

La figura 3.8 muestra el diagrama fasorial del evento a los 736ms de iniciado el mismo.

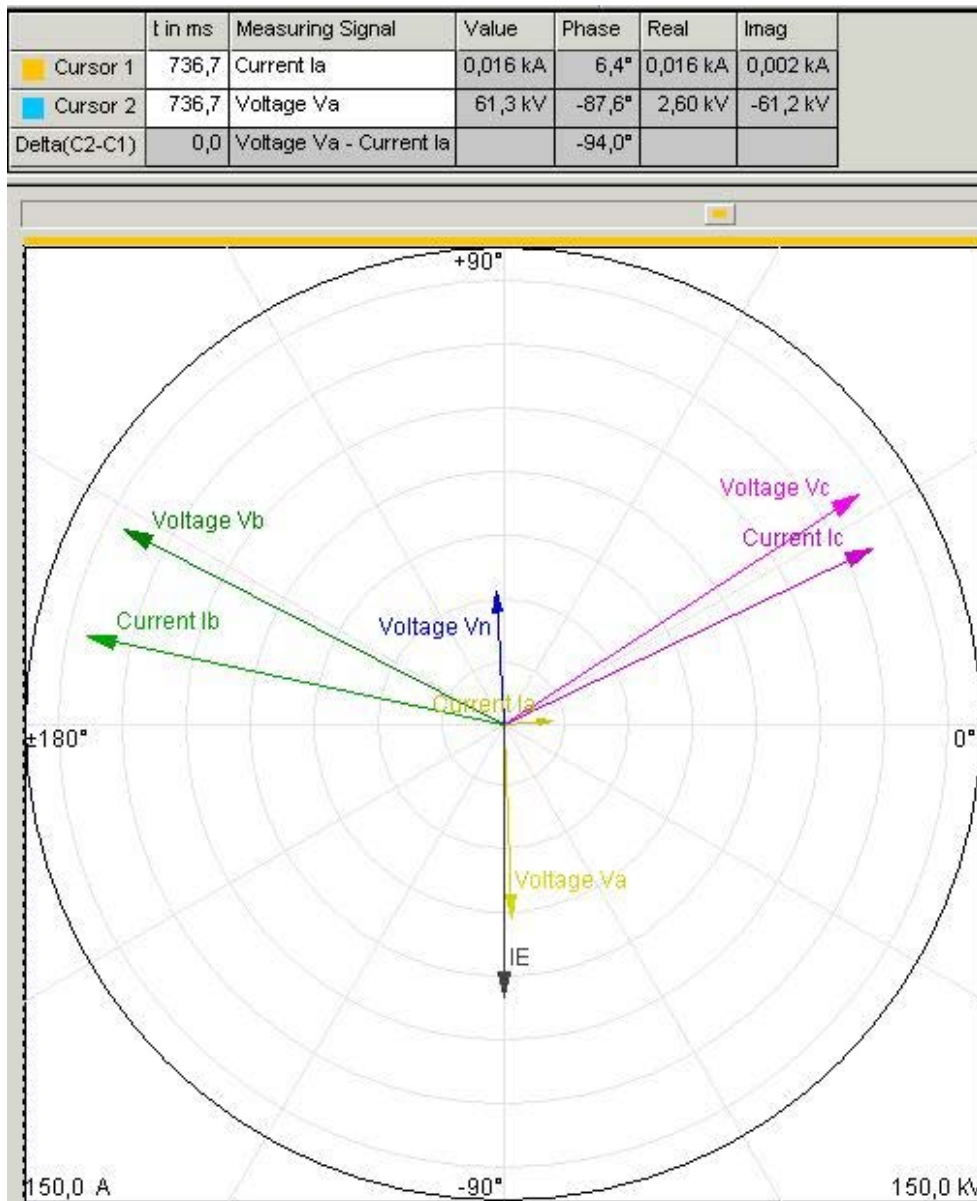


Figura 3.8 Efecto capacitivo, fasores para el evento #1

La figura 3.9 muestra la tensión y corriente de la fase fallada en el mismo instante (736ms) del diagrama fasorial de la figura 3.8.

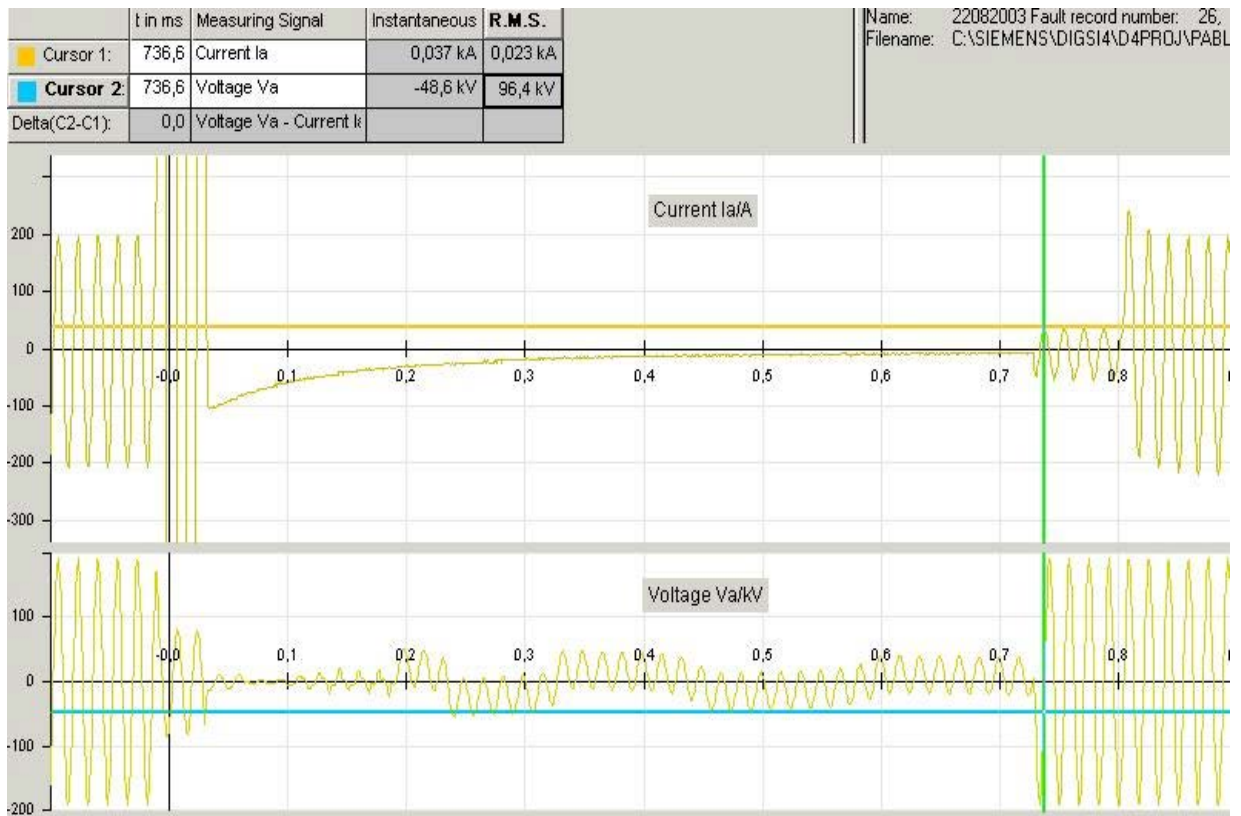


Figura 3.9 Efecto capacitivo para el evento #1

En el apéndice 2 se observan las anunciaciones de los relés de Cañas y Barranca para esta falla.

3.1.3 Paso # 4 : Análisis de la información, evento #1

De la información correspondiente y disponible de historiales de salidas en el SNI, se ve como las líneas de transmisión de la zona de Guanacaste y específicamente las zonas aledañas a Cañas presentan altos índices de salidas por cada 100 Km (Tabla 2.2 Indices de salidas de líneas por cada 100 Km). Además dentro de las 10 líneas del SNI con mayor índice de salidas, la línea Cañas – Barranca se encuentra en el quinto lugar. Cabe mencionar que la línea Cañas – Coribicí se encuentra en el primer lugar y Cañas – Colorado en el séptimo lugar de salidas. Toda esta información permite visualizar que las líneas de las zonas aledañas a Cañas, son muy propensas a sufrir contingencias.

De acuerdo con la figura 3.3, el equipo registrador de descargas atmosféricas no muestra descargas directas sobre la línea, ni cerca del área que rodea todo el trayecto de la línea.

La información del osciloperturbógrafo muestra que en la subestación de Barranca hay una depresión de tensión en la fase R de 5 ciclos de duración, que corresponden a 83 milisegundos (ver la figura 3.5). En cuanto al análisis de las corrientes, se aprecia un incremento en la corriente de la fase R para las líneas Barranca – Lindora 1 y Barranca – Lindora 2, las cuales aumentaron cuatro veces con respecto al valor que tenían inicialmente, pero 4.5 ciclos después volvieron al valor que tenían antes de la falla.

Para la línea Barranca-Cañas el valor de la corriente creció de 0.17 KA antes de la falla a 2.5 KA durante la falla (15 veces la corriente de carga durante 5 ciclos). Luego la fase R queda abierta hasta los 720ms de iniciado el evento. Posteriormente vuelve a un valor de 0.16 KA (esto significa que se realizó un recierre del interruptor). Las fases S y T de la línea Barranca-Cañas no presentan ninguna alteración destacable en la magnitud de la corriente y no ocurrió la apertura de estas fases.

Analizando la oscilografía del registrador de transitorios en la subestación Cañas (figura 3.4) se observa nuevamente la depresión de tensión en la fase R, durante 5 ciclos. Para el caso de la línea Cañas – Corobicí se da un incremento de 10 veces en la corriente de la fase R, durante el período de 5 ciclos que se encuentra el estado de falla. Luego de esos 5 ciclos la fase R de la línea Cañas – Barranca queda abierta hasta 800 ms de iniciado el evento y luego, la corriente de la línea Cañas – Corobicí vuelve al nivel de carga que tenía antes de la falla. Las fases S y T no presentan ninguna alteración.

Para la línea Cañas – Barranca identificó que la corriente era de 0.16 KA en la fase R antes de la falla, lo cual coincide con la oscilografía de la subestación Barranca. Durante los 5 ciclos en que la falla está activa, la corriente alcanza un valor de 3.40 KA, es decir, aproximadamente 21 veces la corriente de carga. Comparando con la oscilografía en la subestación Barranca, se ve que hay un mayor aporte de corriente de falla desde la subestación Cañas. Las fases S y T al igual que en Barranca no sufren mayor alteración, manteniendo los mismos valores de carga que tenían antes de la falla.

Después de analizar las oscilografías en las subestaciones Cañas y Barranca se confirma la información brindada por el CENCE, con respecto a la fase afectada y la duración del evento.

De la simulación se obtienen los siguientes resultados de impedancia y corriente de falla:



Figura 3.10 Resultados de la simulación del evento #1

En la figura 3.10 se muestran los valores de impedancia y corriente obtenidos de la simulación. Para efectos de la simulación, se consideró una falla monofásica localizada en el 26 % de la línea (de Cañas hacia Barranca) y en la cual se obtuvo los valores para el escenario de demanda mínima de invierno. Se observa un aporte 2.27 veces mayor de corriente de cortocircuito desde la subestación Cañas, que como se mencionó con anterioridad (al analizar el unifilar), dicha subestación se transmite la generación proveniente de la planta Corobicí. La otra subestación que se conecta a Cañas, que también aporta corriente de cortocircuito es Liberia que recibe un aporte de corriente de falla proveniente de la subestación Miravalles. En el caso de Barranca, el aporte vendría de la subestación Arenal y de Lindora. Las corrientes obtenidas en la simulación para el caso de la subestación Barranca están por debajo del valor real de corriente de cortocircuito, obtenido de la oscilografía, el cual es de 2.5 KA. En el caso de las corrientes de la subestación Cañas, la corriente real medida por el equipo registrador de transitorios si se asemeja al valor obtenido en la simulación (3.4 KA). En la simulación las tensiones prefalla se consideran de 1 pu, como se puede ver en la figura 3.10.

En los diagramas de impedancia que se muestran en las figuras 3.11 y 3.12, se puede ver como en ambos casos (la simulación y el gráfico de la falla real), la impedancia de falla se encuentra claramente dentro de los límites de la primera zona.

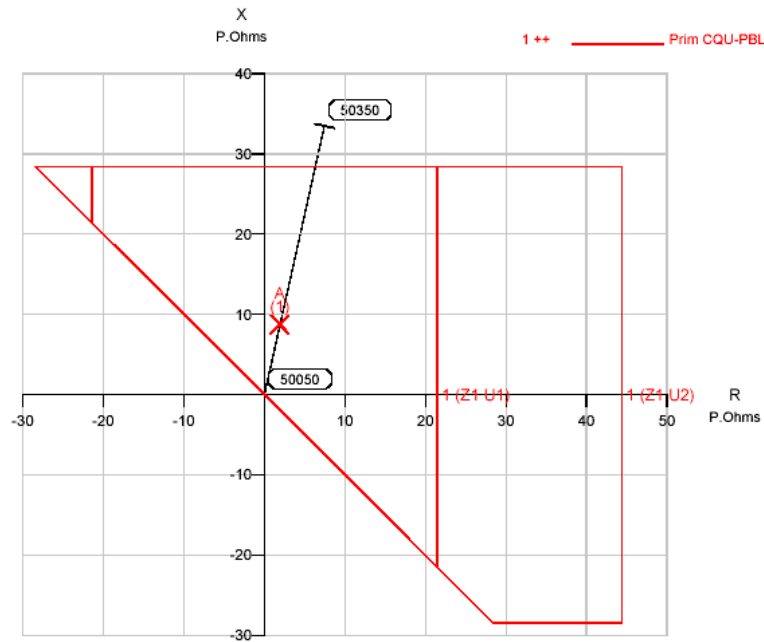


Figura 3.11 Diagrama de impedancia primaria. Simulación para el evento #1

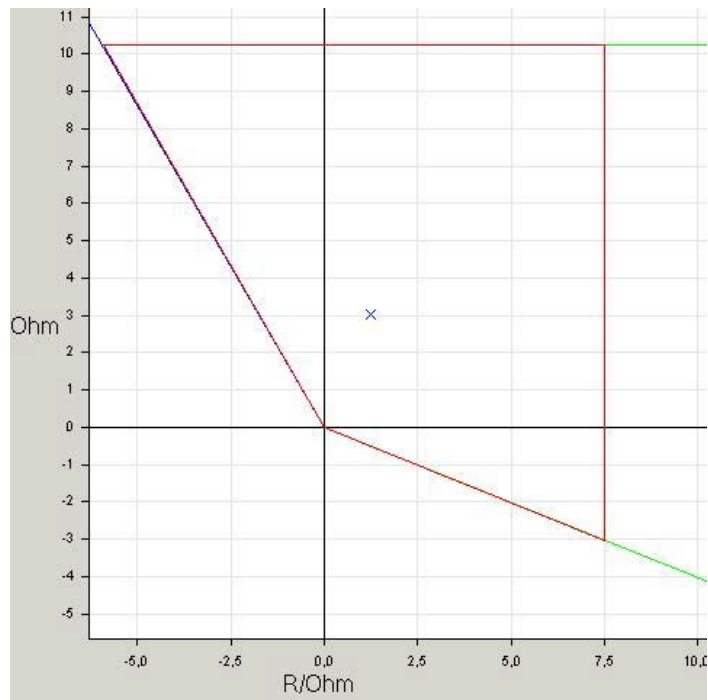


Figura 3.12 Diagrama de impedancia real secundaria, para el evento #1

En cuanto a los valores de la impedancia de la falla, para la simulación se tiene un valor constante de $8.92 \angle 77.43^\circ \Omega$ desde la subestación Cañas y hasta el punto de falla, mientras que el valor real medido es $9.38 \angle 67.8^\circ \Omega$. Para el caso de Barranca, la

impedancia obtenida de la simulación es $25.77 \angle 77.43^\circ \Omega$ y la real fue $23.17 \angle 72^\circ \Omega$. Se obtiene un error de un 5% para los valores de la impedancia medida desde Cañas y un 11% de error en la impedancia medida desde Barranca, lo que indica que la información obtenida de la simulación permite visualizar condiciones muy cercanas a las que en realidad el sistema de protección detectó.

Analizando propiamente la operación de los relés de protección, se observa una clara similitud en la secuencia de operación de ambos relés (ver apéndice 2). Analizando paso a paso las anunciaciones de ambos relés, se observa que los dos localizaron la falla en la fase R.

De acuerdo al ajuste de cada relé estos debieron enviar la orden de disparo monofásico instantáneo a la fase fallada (tiempo T1 1PH = 0.00 s), que fue exactamente lo que sucedió. A la vez la señal de envío de disparo al otro relé (2212 Send signal delay for POTT – teleprotección) ajustada para ser enviada instantáneamente, fue enviada correctamente por ambos relés. Los valores de corriente medidos por el relé de Barranca coinciden con los valores de corriente obtenidos de la oscilografía, así como los del relé de Cañas con la oscilografía de Cañas. Esto da validez a la información utilizada en el análisis, porque se tienen dos fuentes de información confiables, que aportan los mismos datos respaldándose mutuamente.

Continuando con el análisis, los valores de resistencia y reactancia medidos por ambos relés están dentro de los parámetros ajustados para la primera zona de cada uno, como se puede ver en la tabla 3.5, por lo que el disparo fue correcto.

Tabla 3.5 Valores de resistencia y reactancia en ohms para el evento #1

Subestación		Cañas	Barranca
Valor ajustado Z1	Resistencia	15.41	15.41
	Reactancia	10.23	10.23
Valor medido	Resistencia	1.24	2.48
	Reactancia	3.02	7.67
Localización de la falla		17.6 Km	44.6 Km
		25.9 %	63.7 %

El cálculo de la localización de la falla es correcto para ambos relés, esto basado en la reactancia de la línea por kilómetro y en el número de kilómetros de la línea ajustados en cada relé. El cálculo para el caso de Cañas es :

$$0.172 \frac{\text{ohm}}{\text{Km}} \cdot 68 \text{Km} = 11.69 \Omega \quad (8)$$

El valor medido de reactancia es 3.02 ohm que representa el 25.9% de la reactancia total de la línea. Por regla de tres se obtiene la distancia, la cual es de 68 Km para la línea y por lo tanto 17.6 Km a la falla. Si se observan los ajustes de ambos relés, se ve que el kilometraje de la línea para un relé no es el mismo que el del otro relé, esto se considera como una información básica, que no debería diferir. Para el caso del relé de Cañas el kilometraje de la línea ajustado es de 68 Km, mientras que para el relé de Barranca es de 70 Km, producto de un error en el ajuste de los relés. Esto explica por qué, si se suman los porcentajes de ubicación de la falla no da un 100% como debería de ser. Este error de dos kilómetros entre un ajuste y otro hace que el ajuste de primera zona de Cañas se ubique a un 87.96% de la longitud real de la línea, mientras que el de Barranca se ubique a un 85%.

Si se analiza la oscilografía de ambos relés (figuras 3.6 y 3.7) se ve que el interruptor en la subestación Cañas abrió en 2.5 ciclos, 2 ciclos menos que en la subestación Barranca. Aproximadamente a los 725 ms la fase fallada fue nuevamente conectada al sistema, por orden del relé, al cumplirse el tiempo ajustado en la función de recierre. La falla duró 60 ms, tiempo transcurrido desde que la falla inició hasta que el interruptor abrió. Para el caso de Barranca transcurrieron 100 ms aproximadamente desde el momento en que se dio la falla hasta que se abrió el interruptor. Esto puede ser debido a la distancia a la cual se encuentra la falla localizada con respecto a cada uno de los relés (entre mayor es la distancia más muestras necesita el relé para operar) y a la diferencia en los tiempos de apertura de los interruptores. En las anunciaciones en la función 0502 Relay Drop-Out queda registrado el momento en que el relé detectó que la fase fue abierta (Cañas 47 ms; Barranca 66 ms).

De las anunciaciones y el ajuste de los relés se puede verificar la correcta operación del recierre en ambos extremos. La función de autorecierre inicia con la detección de la

falla y espera los 200 ms ajustados (función 1130 Trip command min. duration for I > I-RES), para luego iniciar el tiempo de espera antes de mandar la orden de cierre al interruptor. El tiempo de espera que se da antes de volver a conectar la fase es de 400 ms (función 3426 79-RAR 1pole dead time), el cual se puede apreciar en la oscilografía, en donde la fase es conectada a los 725 ms para el caso de Cañas y en 800 ms para Barranca.

Al analizar la oscilografía de ambos relés se notó la diferencia en los tiempos en que los interruptores conectaron la fase. Al hacer un acercamiento a la oscilografía del relé de Cañas (figura 3.9) se puede ver como a los 725 ms la tensión se normaliza y al mismo instante aparece en la línea una corriente la cual se normaliza hasta los 800 ms.

Como se ve en la figura 3.8 se da un adelantamiento de la corriente en la fase A con respecto a la tensión en la fase A casi en 90°. Esto indica la presencia de una corriente capacitiva en el lapso entre los 725ms y los 800ms. Del ajuste del relé se obtiene que la capacitancia de la línea es de 0.025 $\mu\text{f}/\text{Km}$ y para un total de 70 Km de línea se obtiene:

$$0.025 \frac{\mu\text{f}}{\text{km}} \cdot 70\text{km} = 1.75 \mu\text{f} \quad (9)$$

$$X_c = \frac{1}{2\pi f C} = \frac{10^6}{2\pi \cdot 60 \cdot 1.75} = 1516.53 \Omega \quad (10)$$

Con este valor de capacitancia se obtiene una corriente de :

$$I = \frac{58.7}{1516.53} = 0.0387 \text{ A} \quad (11)$$

De la oscilografía se obtiene una corriente de 0.04 A, por lo que queda comprobado el efecto de la corriente capacitiva durante el lapso de tiempo en que la línea estuvo alimentada únicamente por el extremo de la subestación Cañas.

3.1.4 Paso #5 : Causante de la falla, desempeño del sistema de eliminación de fallas, evento # 1

Como se vio durante el análisis de la falla, la operación del sistema de eliminación de fallas fue correcta, desde la detección del estado de falla, los tiempos de operación y la eliminación de la falla, así como el recierre de la línea. Las condiciones de la falla y el valor de impedancia de falla fue detectado correctamente por ambos relés de protección. La operación del recierre de la línea fue exitosa y no se afectaron a usuarios por energía no servida.

Debido al fenómeno de la corriente capacitiva producto del cierre de un interruptor antes que el otro, se consultó con personal del ICE acerca del tipo de interruptor que hay en cada extremo de la línea y los tiempos típicos de cierre. El interruptor que hay en la subestación de Barranca es marca Magrini Galileo y según las características de operación del mismo obtenidas del manual, el tiempo de cierre desde el momento en que se manda la orden de cierre hasta que cierra físicamente anda en alrededor de 160 ms. Para el caso del interruptor en Cañas el tiempo de cierre es de aproximadamente 130 ms según las especificaciones del manual.

De la información de la cuadrilla de líneas y del equipo registrador de descargas atmosféricas, es claro que no se detectó rayería sobre la línea o cerca de ella, pero si se encontró contaminación en la cadena de aisladores. Se determinó que la falla ocurrió producto del efecto de la contaminación en la cadena de aisladores. A diferencia de las cadenas de aisladores fogoneadas por una descarga atmosférica en donde solo una parte de la cadena se ve dañada, en este caso toda la cadena aparecía visiblemente dañada, lo cual es característico del efecto de una falla por contaminación.

3.1.5 Paso # 6 : Medidas correctivas y preventivas

Por medio de la información suministrada por el personal de líneas de transmisión, se verificó que la cadena de aisladores afectada por la falla fue cambiada.

Se determinó la necesidad cambiar el ajuste de los relés, para corregir el error en la distancia de la línea. Esta tarea le corresponde al personal de coordinación y ajustes de protecciones.

3.1.6 Paso # 7 : Informe de la falla, conclusiones y recomendaciones, evento #1

Al redactar el informe de la falla, se obtienen las siguientes conclusiones y recomendaciones :

- Al estudiar los antecedentes de salidas de la línea Cañas – Barranca, así como los antecedentes de la zona, se ve una alta incidencia de eventos, principalmente de descargas atmosféricas, por lo que se recomienda un estricto mantenimiento y control de los sistemas de eliminación de fallas, no solo para la línea sino también para la región.
- Se recomienda verificar el alambrado de las señales digitales de los osciloperturbógrafos de ambas subestaciones, esto porque son de gran ayuda a la hora del análisis y actualmente no están correctamente conectadas.
- A la hora de analizar el ajuste de los relés se notó ciertas diferencias entre ambos, mismas que no deberían darse. Por lo tanto se concluye que el estudio del ajuste de los relés, aun cuando hayan tenido una buena operación durante la falla, es una práctica buena y necesaria para verificar tanto el funcionamiento de los relés, como para determinar las causas de los fenómenos.
- En función de las características del evento y del análisis de la información, se concluye que el evento fue causado por contaminación de la cadena de aisladores.
- Se concluye que la respuesta del sistema de protección ante el estado de falla fue correcta.

3.2 Aplicación de la metodología de análisis de fallas al evento #2

3.2.1 Paso #1 : Reporte del CENCE

Fecha : 2 de Abril del 2004

Hora de salida de la línea : 6:51 h

Hora de entrada : no disponible

Línea : Alajuelita-La Caja; Alajuelita-El Este

Longitud de la línea : 12 km (ALA-CAJ) y 19.3 km (ALA-EST)

Tensión de transmisión : 138 KV

Fase(s) fallada(s) : R, S, T

Localización de la falla : a 1.4 Km de la subestación Alajuelita, en el circuito de distribución Verbena (34.5 kv)

3.2.2 Pasos #2 y #3 :Recopilación y procesamiento de la información.

3.2.2.1 Información de la red y unifilares

En la figura 3.13 se muestra el unifilar de la falla.

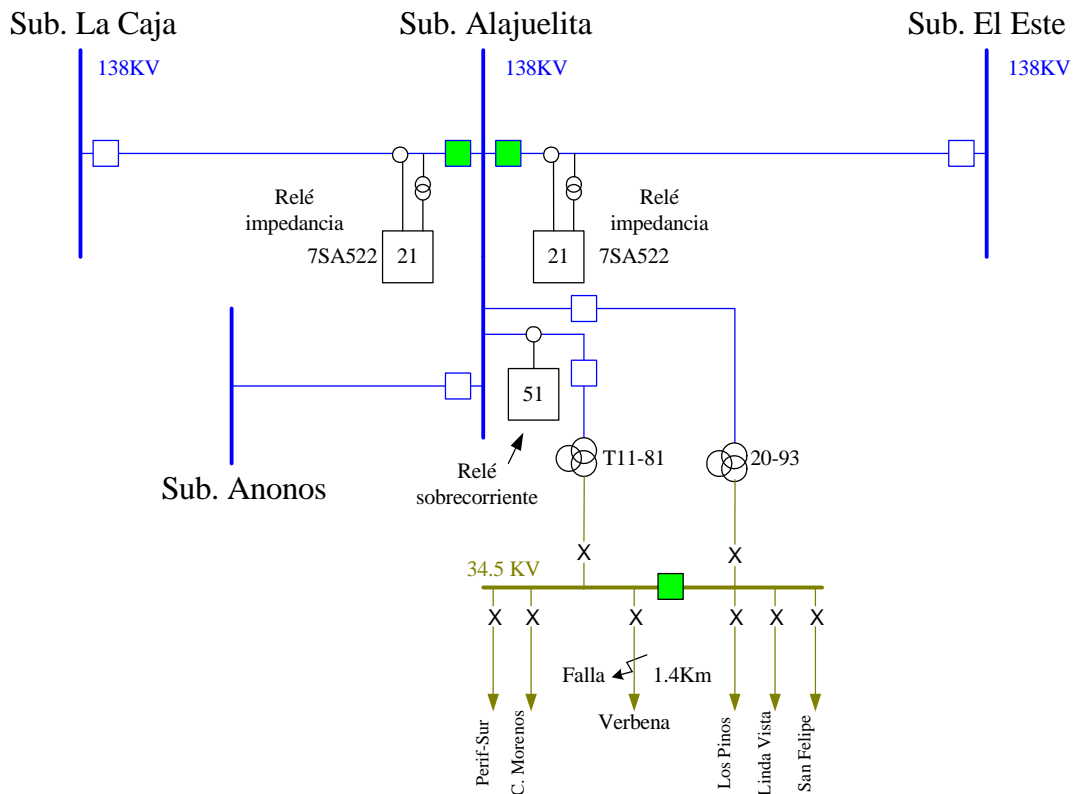


Figura 3.13 Diagrama unifilar del evento #2

En la figura 3.13 se muestra con color azul las barras, líneas e interruptores en 138 KV y con color café la barra y la línea de 34.5 KV donde ocurrió la falla. En color verde se muestran los interruptores en 138 KV que operaron para liberar la falla. Se puede apreciar el relé de sobrecorriente (51) que protege el transformador de potencia T11-81 para fallas en la zona de protección del transformador, o para fallas en la red de distribución que no son liberadas por las respectivas protecciones. Los relés de impedancia de las líneas Alajuelita – La Caja y Alajuelita – El Este (21) son de la última tecnología de la marca Siemens. La barra en 34.5 KV se encuentra seccionada por un interruptor de enlace de barras, de manera que el transformador 20-93 alimenta los circuitos de distribución Los Pinos, Linda Vista y San Felipe, los cuales se vieron afectados en el momento de la apertura de las líneas Alajuelita-La Caja y Alajuelita-El Este.

En realidad se presentaron dos fallas en este evento. La primer falla se dio a las 6:51 horas y su duración fue de 21.6 segundos. La segunda falla se dio 7 minutos después y su duración fue de 6.5 segundos. En este caso la falla se produjo en un circuito distribución perteneciente a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), que debió

liberarse por la apertura del interruptor de ese circuito alimentador de distribución pero que provocó la salida de dos líneas de transmisión : Alajuelita-La Caja y Alajuelita-El Este, por medio de las cuales hubo aportes a la corriente de cortocircuito.

En la figura 3.13 se muestran en color verde los interruptores que finalmente operaron para liberar la falla.

Los circuitos de distribución que salieron de servicio como consecuencia de la falla fueron :

Subestación Alajuelita : San Felipe, Linda Vista, Los Pinos, Morenos, La Verbena y Periféricos.

Subestación Anonos : CIMA, Ayala, Sabana, Industrial y Escazú.

Entre las localidades afectadas se puede mencionar : San Antonio de Escazú, Urbanización La Verbena, San Felipe de Alajuelita, Los Hatillos, San Sebastián, San Rafael Abajo de Desamparados, Concepción de Alajuelita, Mata de Plátano, Barrio Cuba, Sabana Sur, Sabana Oeste, Sabana Este, Sabana Norte, Pavas y Rohmorser.

Algunos clientes afectados fueron: Compañía NUMAR, Yanber, ARESEP, Canal 7, Riteve y toda la zona residencial de Alajuelita y Hatillo.

3.2.2.2 Historial de la zona y del módulo

En la tabla 3.6 se encuentra el número de salidas de servicio y la causa registrada para salidas en las líneas de transmisión Alajuelita-La Caja, Alajuelita-El Este y Alajuelita-Anonos.

Tabla 3.6 Historial de salidas relacionadas con el evento #2

Línea		Alajuelita -La Caja	Alajuelita-El Este	Alajuelita- Anonos
Número de salidas		25	11	3
Fallas permanentes		21	11	3
Fallas con recierre		4	0	0
Causa	Contaminación	0	0	0
	Descargas atmosféricas	5	1	0
	Error humano	4	3	0
	Quemas	0	0	0
	Viento	0	0	0
	Otras	2	2	1
	Indeterminadas	2	3	0
	Respaldo	4	0	0
	Error de operación	8	2	2
	Explosión	0	0	0
	Total	25	11	3

En la tabla 3.6 las salidas por respaldo se refieren a apertura de la línea por segundas o terceras zonas, es decir actuando como respaldo remoto de fallas en otras líneas. Anteriormente se había dado el caso de una salida de las 3 líneas producto de una falla en un circuito de distribución de la Subestación Alajuelita.

3.2.2.3 Información del registrador de descargas atmosféricas

En este caso no fue necesario consultar la información del equipo registrador de descargas atmosféricas, debido a que a la hora en que ocurrió la falla y en la zona que se dio, las condiciones atmosféricas eran soleadas, como se verá más adelante en unas fotografías del lugar de la falla.

3.2.2.4 Información de personal de líneas, subestación y protección.

En las labores de inspección participaron cuadrillas, tanto de CNFL como del ICE.

El personal de protecciones de CNFL detectó un daño en la protección del interruptor del circuito Alajuelita - La Verbena, e indicaron que la protección se encontró bloqueada.

El personal de protecciones del ICE indicó que el canal de disparo de la protección de sobrecorriente del lado de 34.5 KV del transformador T11-81 de Alajuelita, no estaba alambrada al interruptor respectivo.

El personal de subestaciones del ICE detectó al inspeccionar el interruptor del lado 138 kv del transformador T11-81, que el motor cargador de aire del interruptor estaba dañado y además que el cilindro de aire estaba descargado. Se determinó que no estaba alambrada la señal de alarma que indica este desperfecto en el interruptor.

Por su parte, el personal de líneas de CNFL indicó que se cayeron líneas primarias en el circuito Alajuelita – La Verbena en aproximadamente 2 Km. de recorrido. El daño abarcó circuitos ramales primarios, líneas secundarias, telefónicas y televisión por cable. En el apéndice 6 se muestran fotografías de los daños que se produjeron por la falla, proporcionadas por personal de mantenimiento de líneas de CNFL.

3.2.2.5 Información de los equipos registradores de transitorios

En este caso se contó con las oscilografías de la subestación La Caja. La oscilografía de la subestación La Caja de la primer falla de este evento registró los 21.6 segundos que duró. La misma se muestra en el apéndice 5, así como la oscilografía de la segunda falla del evento que se analiza.

3.2.2.6 Información de los relés de protección

En las figuras 3.14, 3.15 y 3.16 se muestran la oscilografía, diagramas fasoriales y de impedancia respectivamente del relé Alajuelita-La Caja. Las figuras 3.17, 3.18 y 3.19 se muestran la oscilografía, diagramas fasoriales y de impedancia del relé Alajuelita-El Este respectivamente, para el evento de las 6:51 horas. Se hace la

aclaración que el relé Alajuelita – La Caja se refiere al relé instalado en la subestación Alajuelita y que protege la línea Alajuelita – La Caja. De igual manera el relé Alajuelita – El Este se refiere al relé instalado en la subestación Alajuelita y que protege la línea Alajuelita – El Este. En este caso la falla fue liberada por acción de los relés de distancia Alajuelita – La Caja y Alajuelita – El Este. En este caso a pesar de que la falla permaneció presente durante 21.5 segundos, los relés solamente tienen capacidad de grabar la oscilografía de los últimos instantes de la falla, a diferencia de los osciloperturbógrafos que pueden grabar todo el evento. Como se muestra en las figuras 3.14 y 3.17 se ve una falla trifásica que se extingue 3.5 ciclos después de que se da la orden de apertura de los interruptores (señal digital Relay TRIP). En las figuras 3.15 y 3.18 se muestran los diagramas fasoriales en un instante del evento. En ambas figuras los favores de la izquierda corresponden a corriente y tensión en un instante en que la falla permanecía sin ser librada. Se nota un desfase de 120° entre corrientes y 120° entre tensiones, lo que indica claramente que es una falla trifásica. A la vez se nota un adelanto de las corrientes con respecto a las tensiones. Los favores de la derecha corresponden a un instante posterior a la liberación de la falla. Se nota que las tensiones mantienen su magnitud y desfase de 120° entre ellas. Las magnitudes de las corrientes posterior a la liberación de la falla son menores a 1 A y durante la falla la magnitud fue de 850 A en promedio. En las figuras 3.16 y 3.19 se muestran los diagramas de impedancia en donde se ve la localización de la falla en la zona hacia atrás de los relés de protección.

En la figura 3.20 se ve la oscilografía del relé Alajuelita-La Caja en el cierre de la línea Alajuelita-La Caja 7 minutos después de liberada la primer falla. Se ve una falla trifásica liberada 3.5 ciclos después de la orden de apertura del interruptor. En la figura 3.21 se ve el diagrama fasorial de corrientes y tensiones con un claro adelanto de las corrientes con respecto a las tensiones y desfase de 120° entre corrientes y 120° entre tensiones. En la figura 3.22 se ve en el diagrama de impedancia la falla localizada en la zona hacia atrás del relé de protección.

	t en ms	Señal de medida	Instantáneo	Efectivo
Cursor 1:	42,8	IA	0,044 kA	0,87 kA
Cursor 2:	339,7	IA	0,0074 kA	0,0096 kA
Delta (C2-C1):	296,9	IA - IA	-0,036 kA	-0,86 kA

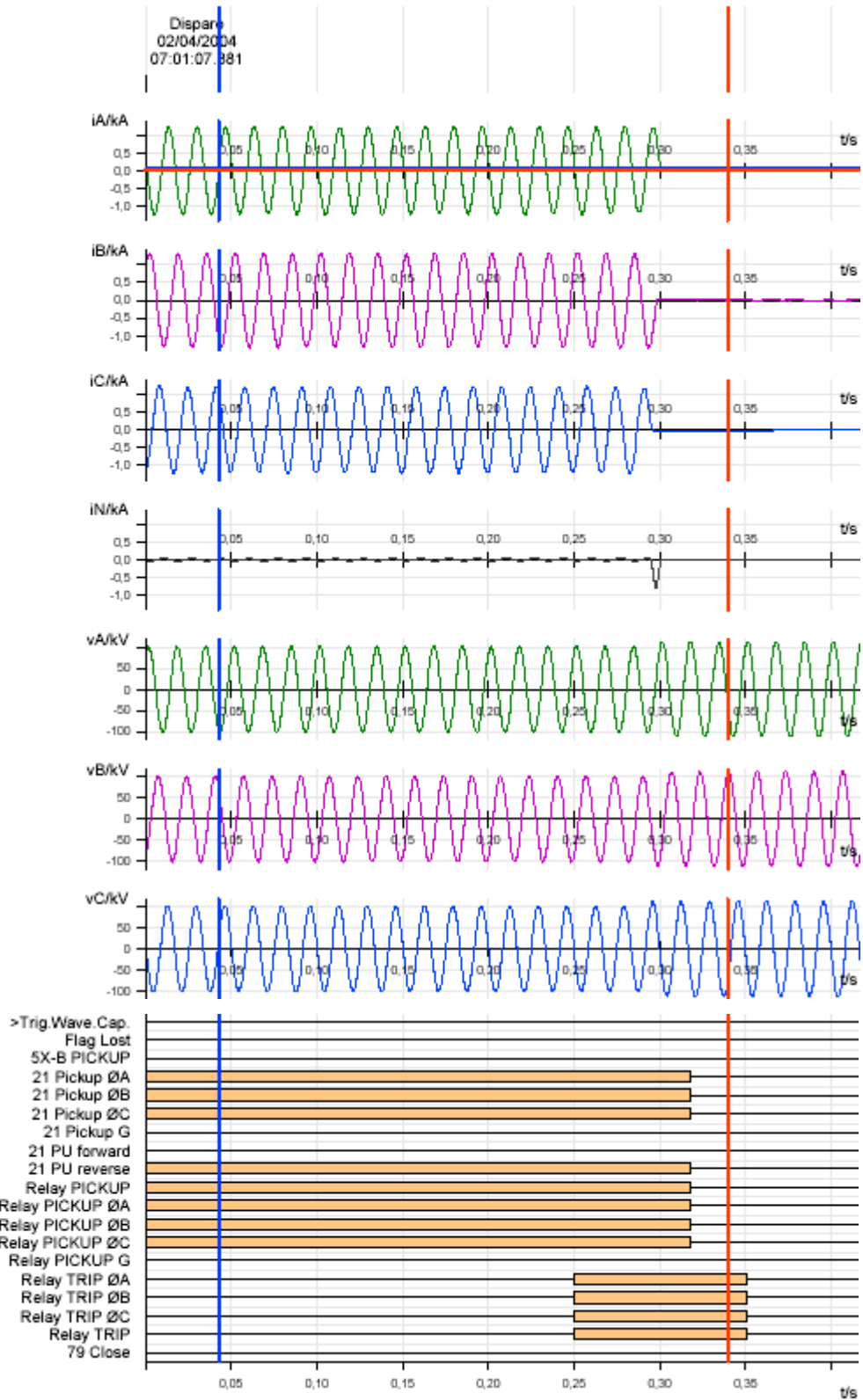


Figura 3.14 Información del relé para el evento #2, Alajuelita-La Caja, 6:51 h

	t en ms	Señal de medida	Dimensión	Fase	Real	Imag
Cursor 1:	42,8	iA	0,87 kA	157,7°	-0,81 kA	0,33 kA
Cursor 2:	339,7	iA	0,0014 kA	-179,5°	-0,001 kA	-0,000 kA
Delta (C2-C1):	296,9	iA - iA	-0,87 kA	-337,2°	0,80 kA	-0,33 kA

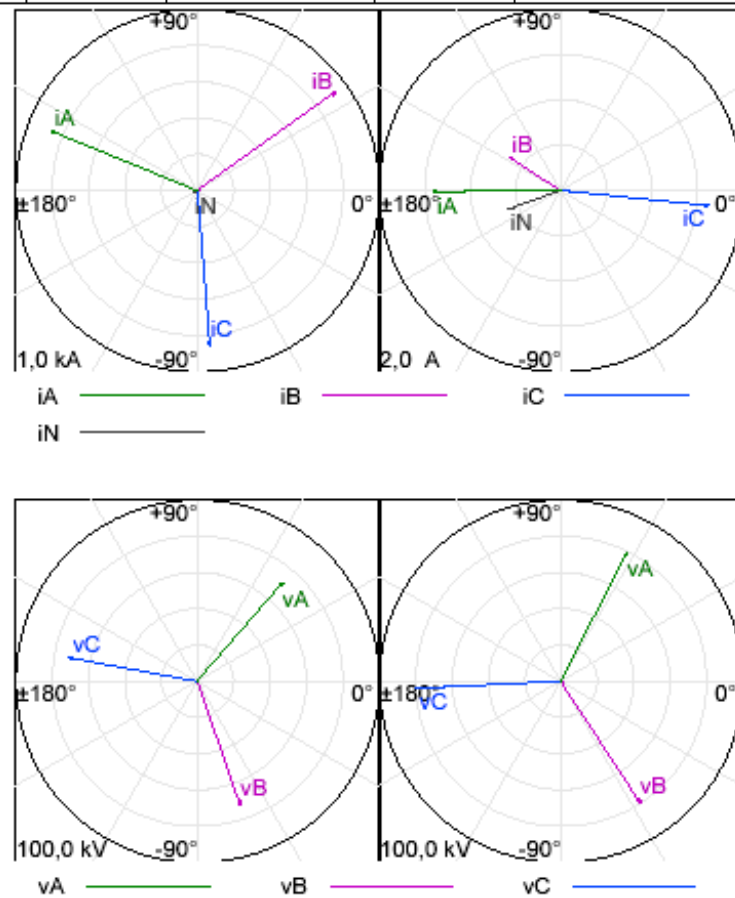


Figura 3.15 Diagramas fasoriales para el evento # 2, Alajuelita-La Caja, 6:51 h

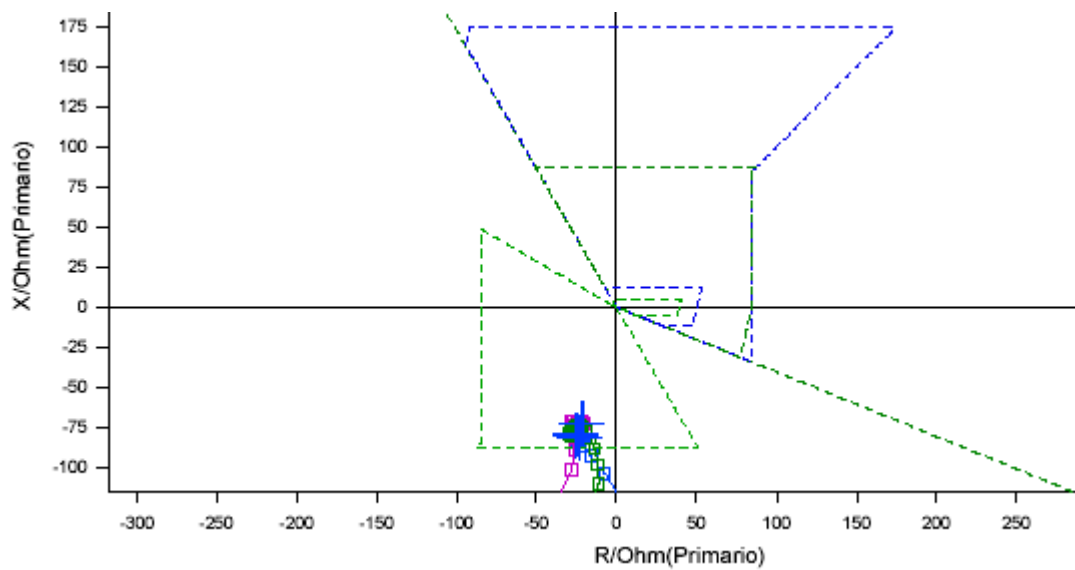


Figura 3.16 Diagrama de impedancia, para el evento # 2, Alajuelita-La Caja 6:51 h

	t en ms	Señal de medida	Instantáneo	Efectivo
Cursor 1:	42,9	IA	0,053 kA	1,00 kA
Cursor 2:	338,9	IA	-0,0037 kA	0,0044 kA
Delta (C2-C1):	297,0	IA - IA	-0,057 kA	-1,00 kA



Figura 3.17 Información del relé para el evento #2, Alajuelita-El Este, 6:51 h

	t en ms	Señal de medida	Dimensión	Fase	Real	Imag
Cursor 1:	42,9	iA	1,00 kA	-29,7°	0,87 kA	-0,50 kA
Cursor 2:	339,9	iA	0,0009 kA	26,0°	0,001 kA	0,000 kA
Delta (C2-C1):	297,0	iA - iA	-1,00 kA	55,7°	-0,87 kA	0,50 kA

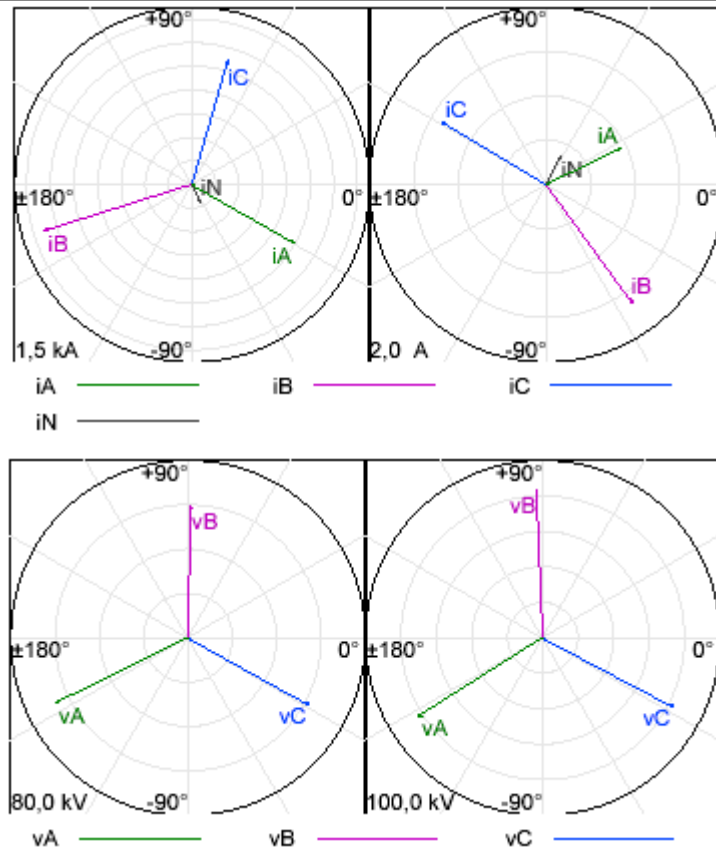


Figura 3.18 Diagramas fasoriales del evento # 2, Alajuelita-El Este, 6:51 h

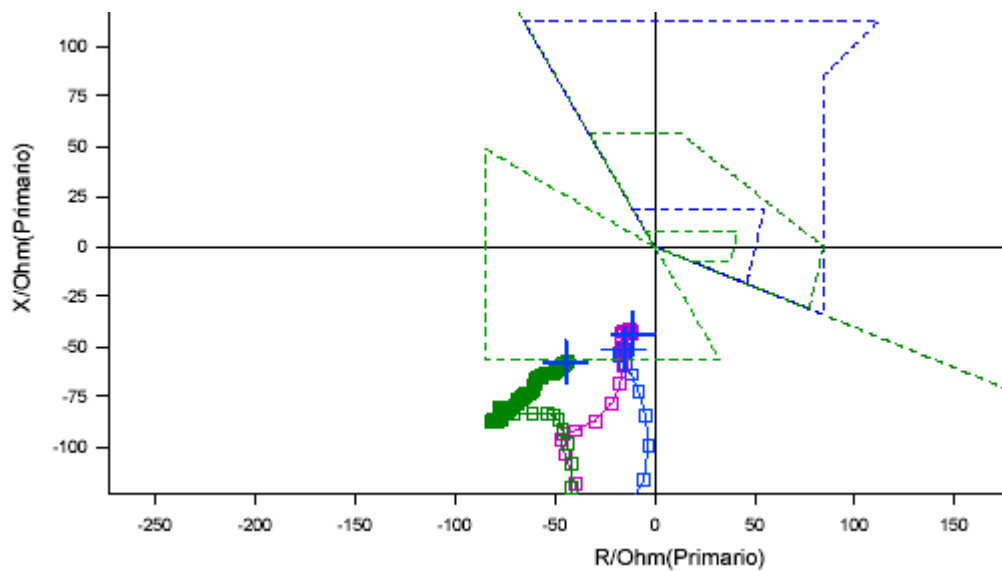


Figura 3.19 Diagrama de impedancia, del evento # 2, Alajuelita-El Este 6:51 h

	t en ms	Señal de medida	Instantáneo	Efectivo
Cursor 1:	274,700	iA	-1,85 kA	1,33 kA
Cursor 2:	274,710	vA	-3,75 kV	68,6 kV
Delta (C2-C1):	0,010	vA - iA		

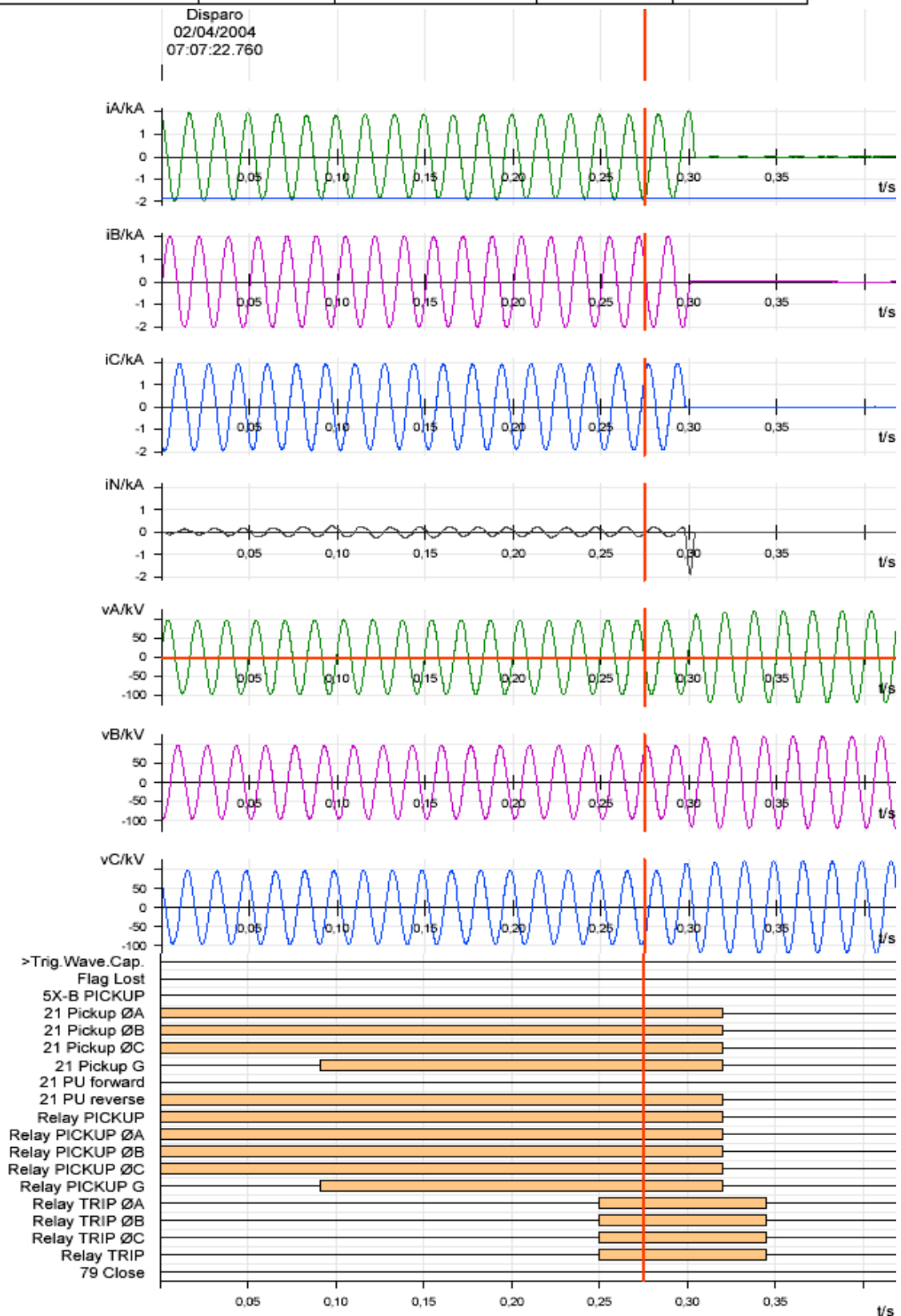


Figura 3.20 Información del relé para el evento #2, Alajuelita-La Caja, 6:51 h

	t en ms	Señal de medida	Dimensión	Fase	Real	Imag
Cursor 1:	274,700	iA	1,33 kA	104,8°	-0,34 kA	1,29 kA
Cursor 2:	274,710	vA	68,6 kV	8,2°	67,9 kV	9,79 kV
Delta (C2-C1):	0,010	vA - iA		-96,6°		

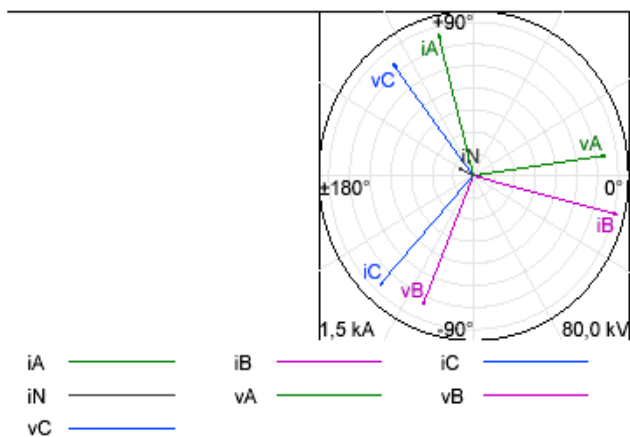


Figura 3.21 Diagrama fasoriales del evento # 2, Alajuelita-La Caja, 6:51 h

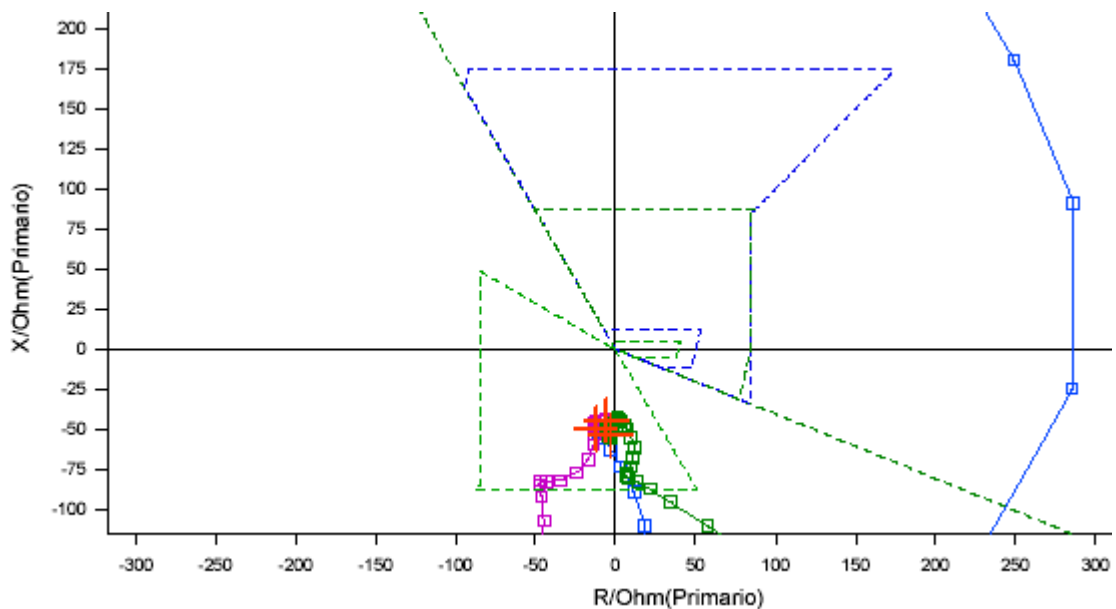


Figura 3.22 Diagrama de impedancia, del evento # 2, Alajuelita-La Caja 6:51 h

3.2.3 Paso #4 : Análisis de la información

Del diagrama unifilar (figura 3.13) se ve que a pesar de que la falla fue en la red de distribución, el impacto de la misma sobre la red y la operación errónea del sistema de protección provocó que se extendiera hasta la red de transmisión de 138 kv, lo que condujo a la salida del servicio de las líneas Alajuelita – La Caja y Alajuelita – El Este

y a la suspensión del servicio eléctrico para todos los abonados a los que se les suministra el servicio desde las subestaciones Alajuelita y Anonos.

Como lo muestran los historiales de fallas, en 3 ocasiones se presentaron salidas producto de fallas en circuitos de distribución, un 50 % se han producido por error humano y por error de operación.

En este caso la corriente de cortocircuito proviene de las líneas La Caja - Alajuelita y El Este - Alajuelita, afectando 11 circuitos de distribución y 15 distintas localidades, lo cual implica energía no servida.

De la información registrada por el osciloperturbógrafo de la subestación La Caja (apéndice 5), se obtuvo los valores de corriente de la primera falla que se indican en la tabla 3.7, para distintos momentos :

Tabla 3.7 Valores de corriente en la línea La Caja – Alajuelita, para la primer falla del evento # 2

Tiempo (ms)	Fase R (A)	Fase S (A)	Fase T (A)
530	780	930	800
1300	800	880	860
2500	800	840	870
3800	780	900	830
5100	780	870	860
6400	750	920	780
7600	350	880	750
7850	790	860	870
9000	770	880	850
10300	790	850	850
11600	760	840	830
12600	800	870	890
13500	850	760	860
14000	780	900	880
15300	770	880	850
16600	780	870	860
17900	790	870	870
19200	780	880	880
20500	770	880	850
21800	0	0	0

Los valores de corriente en 138 KV medidos por los relés de impedancia para la primer falla del evento #2 se muestran en la tabla 3.8:

Tabla 3.8 Corriente de cortocircuito, lado de 138 KV

FASE	Línea ALA-EST	Línea ALA-CAJ	TOTAL
R	0.76 KA	0.87 KA	1.63 KA
S	1.28 KA	0.94 KA	2.22 KA
T	1.05 KA	0.85 KA	1.9 KA

Para el caso de la línea Alajuelita – La Caja las corrientes de falla coinciden en magnitud con las corrientes medidas por el osciloperturbógrafo instalado en La Caja.

Para la primer falla del evento # 2, la suma de las dos corrientes de cortocircuito (línea Alajuelita – La Caja y Alajuelita – El Este) transformada a baja tensión produjo una corriente de cortocircuito en el circuito de distribución fallado de : R = 6240 A, S = 6080 A, T = 6400 A. Estos valores serán comparados más adelante con la simulación.

El relé de sobrecorriente del transformador, como se puede apreciar en las anunciaciones mostradas en el apéndice 2, detectó correctamente la falla trifásica y aguardó el tiempo que tenía ajustado (1 segundo) para dar la orden de disparo a los interruptores de 138 KV y 34.5 KV. El disparo fue enviado al interruptor en 138 KV del transformador reductor, sin embargo el interruptor no operó por encontrarse el motor cargador de aire del interruptor dañado y el cilindro de aire descargado. Como se indicó en la sección 3.2.2.4, se determinó la ausencia de la alarma indicadora de falla en el interruptor, la cual hubiera informado con anticipación sobre el problema en el interruptor (desde el momento en que se descargó el cilindro de aire). A la vez, el disparo de la protección de sobrecorriente no llegó al interruptor en 34.5 KV del transformador reductor, ya que el canal de disparo de la protección de sobrecorriente hacia el transformador no se encontraba alambrado.

En este momento, dos sistemas independientes de eliminación de falla habían operado incorrectamente. Solamente la salida de las líneas Alajuelita – La Caja y

Alajuelita – El Este podía liberar la falla, dado que por la topología de la red la corriente de cortocircuito proviene de las subestaciones La Caja y El Este.

Analizando la operación de las protecciones de las líneas Alajuelita – La Caja y Alajuelita – El Este, se observa en las figuras 3.14 y 3.17 (en la gráfica de señales digitales) que ambos relés identifican el estado de falla en su zona hacia atrás. En ambas figuras se muestran únicamente los últimos 400 ms de la primer falla, dado que la misma tuvo una duración mucho mayor que el tiempo máximo que los relés pueden almacenar en una oscilografía. El tiempo ajustado para el disparo ante fallas localizadas en la zona de protección hacia atrás es de 4 segundos.

Como se puede observar en los diagramas fasoriales (figuras 3.15 y 3.18) y como se indicó en la sección 3.2.2.6, la falla fue trifásica, lo que concuerda con la información de la oscilografía del equipo registrador de transitorios. En ambos casos, en los diagramas de la izquierda se muestran los fasores de tensión y corriente durante la falla, en donde la corriente era aproximadamente 900 A y en los diagramas fasoriales de la derecha se muestran los fasores de tensión y corriente después de abiertos los interruptores, en donde se observa que la corriente es menor a 1 A y las tensiones se mantienen estables. En las figuras 3.16 y 3.19 se observa como ambos relés identificaron el estado de falla en la zona hacia atrás.

Si se analizan las anunciaciones de los relés que se muestran en el apéndice 2, el relé de la línea Alajuelita – El Este detecta el estado de falla y envía la orden de disparo 4 segundos después, provocando la salida de la línea. El relé de la línea Alajuelita – La Caja detecta el estado de falla, sin embargo se presenta una situación anómala en la operación de dicho relé. A la hora de identificar la falla, el relé entra en un ciclo de arranque y paro por oscilaciones de potencia, lo cual provocó que el relé se bloqueara y no enviara la orden de disparo al interruptor.

Al cabo de 17 segundos de iniciada la falla, el relé deja de identificar la oscilación de potencia y envía la orden de apertura al interruptor, acción que se ejecuta 4 segundos después (por el retardo intencional). En este momento se libera la falla, pero 21.6 segundos después de su inicio.

La segunda falla del evento #2 que se analiza, se dio 7 minutos después de que se abrieron las líneas Alajuelita – El Este y Alajuelita – La Caja. En este caso el CENCE ordenó (por error) el cierre del módulo de línea La Caja - Alajuelita y debido a que la falla permanecía activa producto de que los conductores del circuito Verbena estaban caídos sobre la calle, se produjo nuevamente corriente de cortocircuito a través de la línea La Caja - Alajuelita. Como el sistema de eliminación de fallas del circuito Verbena y el del transformador reductor estaban operando mal, la corriente de cortocircuito debió ser eliminada nuevamente por la apertura del interruptor de la línea Alajuelita – La Caja.

En este caso el relé de protección detectó nuevamente las oscilaciones de potencia pero al cabo de 6.5 segundos envió la orden de apertura (ver apéndice 2). En la figura 3.20 se muestra la oscilografía de relé de Alajuelita - La Caja correspondiente a la segunda falla. Al igual que en la primer falla el relé solamente logró grabar la oscilografía de los últimos 400 ms de la falla (debido a que la memoria es limitada). Se puede notar la corriente de falla trifásica en la oscilografía y en los diagramas fasoriales. En el diagrama de impedancia se muestra la localización de la falla en su zona hacia atrás.

La línea Alajuelita – El Este no fue reconectada. Para el segundo evento se obtuvo de la oscilografía en La Caja los valores de corriente para la línea La Caja – Alajuelita que se muestran en la tabla 3.9 :

Tabla 3.9 Valores de corriente en la línea La Caja – Alajuelita, segunda falla del evento

2

Tiempo (ms)	Fase R (A)	Fase S (A)	Fase T (A)
700	290	590	1250
1200	550	1330	1090
2000	1190	1250	1400
2700	1290	1350	1390
3600	1390	1340	1400
5000	1200	1350	1300
6000	1220	1340	1350
6600	0	0	0

La figura 3.23 muestra la simulación efectuada para una falla trifásica en un circuito de distribución en 34.5 KV.

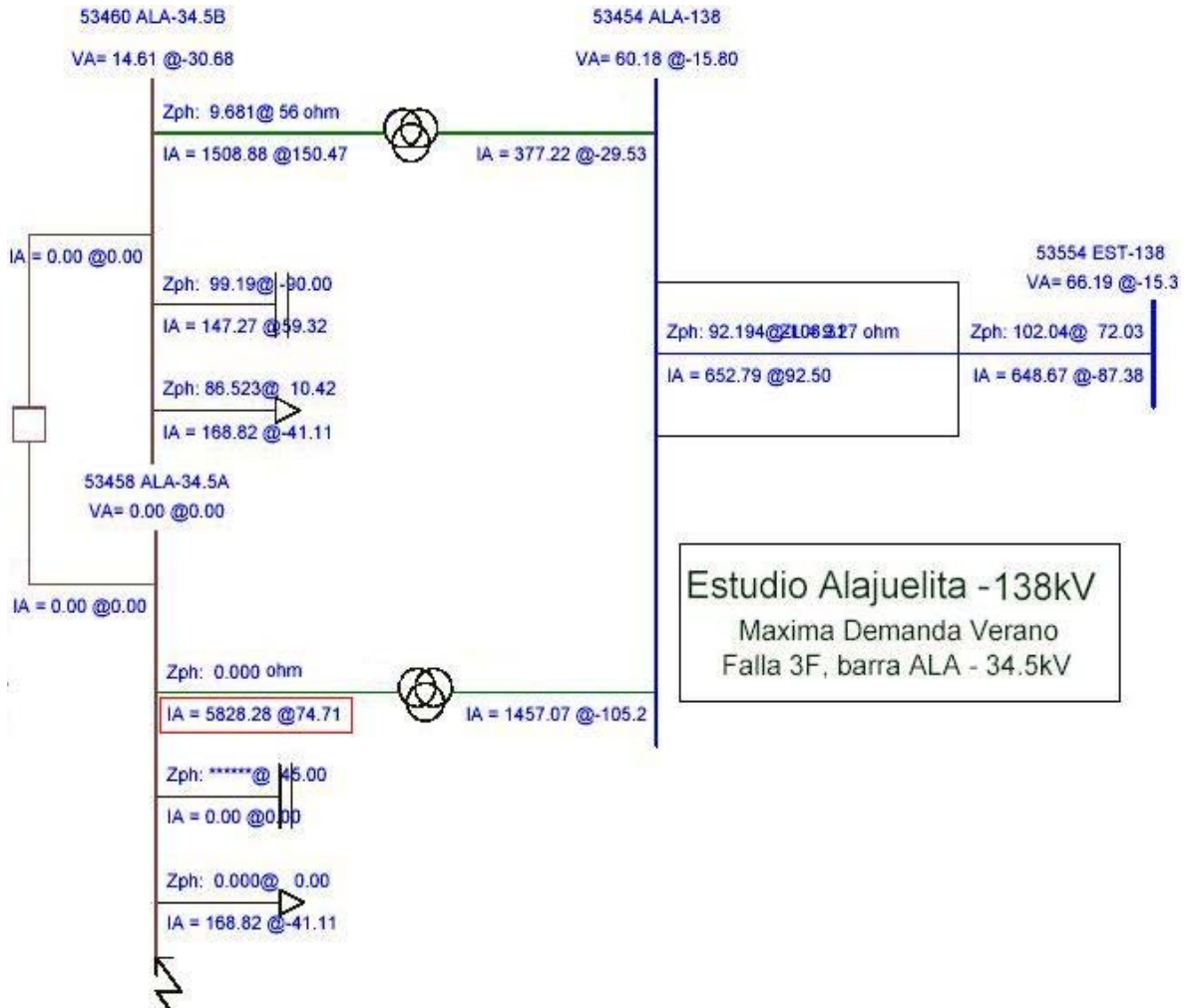


Figura 3.23 Simulación de la falla

La corriente que se muestra en el cuadro subrayado en rojo corresponde a la corriente de cortocircuito para una falla trifásica en la barra de 34.5 KV, con el aporte de las líneas Alajuelita – El Este y Alajuelita – La Caja. Si se compara con la corriente real obtenida de la medición de los relés (R = 6240 A, S = 6080 A, T = 6400 A) se tiene un porcentaje de error de 6% para la fase R, 4% para la fase S y 9 % para la fase T.

La simulación ayuda a corroborar los valores de corriente obtenidos de los relés de protección así como de los osciloperturbógrafos. En este caso los porcentajes de error entre los valores medidos y los obtenidos de la simulación son bajos.

3.2.4 Paso #5 :Causante de la falla, desempeño del sistema de eliminación de fallas

Como se puede apreciar en la información del personal de líneas, subestación y protección, se produjo un conjunto de errores en el sistema de protección en la subestación Alajuelita, que provocó la salida de las líneas de transmisión Alajuelita – La Caja y Alajuelita – El Este en 138 KV.

El causante de la falla, como se puede apreciar en el apéndice 6, fue una ardilla que provocó un corto circuito entre las fases del circuito de distribución Verbena. La falla debió ser liberada por el sistema de eliminación de fallas propio de ese circuito de distribución, sin embargo se reportó que la protección de este circuito estaba bloqueada, lo cual impidió que la falla fuera liberada aislando solamente el circuito fallado.

Con los esquemas de protección que se utilizan, la falla debió ser liberada por medio de la operación de la protección de sobrecorriente del transformador reductor, que debió enviar la orden de apertura a los interruptores de alta y baja tensión del transformador reductor.

Como se observó en la información de los relés de protección, el relé de sobrecorriente detectó el estado de falla, esperó el tiempo ajustado (retardo intencional) para que operen las protecciones de distribución y luego envió la orden de disparo a ambos interruptores del transformador (interruptores de 138 KV y 34.5 kV). Como se indicó en la información del personal de protecciones, se identificaron dos problemas con el sistema de protección del transformador. Uno fue que la orden de disparo del relé de sobrecorriente no estaba alambrada al interruptor de 34.5 KV y el otro problema fue que el interruptor de 138 KV estaba dañado. Estos dos problemas impidieron que la falla fuera liberada por medio de la desconexión del transformador.

Estudiando la operación de los relés de impedancia de las líneas Alajuelita – El Este y Alajuelita – La Caja, se detectó un error en el ajuste de los mismos, el cual consiste en que para casos de oscilaciones de potencia no se debe bloquear el disparo, y esto precisamente fue lo que mantuvo la falla durante 21.6 segundos debido a la oscilación de potencia detectada por el relé Alajuelita-La Caja. En el caso del relé Alajuelita-El

Este, el relé operó correctamente, detectó la falla correctamente en su zona hacia atrás y esperó los 4 segundos de tiempo intencional antes de enviar la orden de disparo. El relé Alajuelita-La Caja detectó correctamente la falla en su zona hacia atrás sin embargo se bloqueó por oscilaciones de potencia (tal como el ajuste en ese momento lo indicaba). En la segunda falla (7 minutos después) la falla fue correctamente detectada en su zona hacia atrás, y al igual que en la primer falla se detectó oscilación de potencia, en este caso durante 2 segundos, por lo que se esperó los 4 segundos de tiempo intencional del ajuste y se liberó la falla. Los valores de corriente y tensión medidos por ambos relés fueron correctos y corroborados por la oscilografía en la subestación La Caja y por la simulación, por lo que se descarta cualquier problema en los transformadores de medición y en la medición de los relés.

Se determinó que el ajuste y la operación del relé de sobrecorriente del transformador fue correcto. El problema se dio en el alambrado del canal de disparo.

En general la operación de los 3 sistemas de eliminación de fallas que intervinieron (o debieron haber intervenido en determinado momento), fue errónea. Para la primer falla, el estado de falla se mantuvo durante 21.6 segundos, lo cual pudo provocar serios daños en los equipos de la subestación.

3.2.5 Paso #6 : Medidas correctivas y preventivas

El personal de protecciones procedió a habilitar las señales de alarma de los canales de disparo de la protección de sobrecorriente del transformador reductor. Se alambró el canal de disparo de la protección de sobrecorriente al interruptor en 34.5 KV del transformador.

Personal de subestaciones procedió a corregir el problema encontrado en el interruptor de 138 KV del transformador reductor.

Debido al problema que se presentó en el relé Alajuelita – La Caja con respecto a la oscilación de potencia detectada, se procedió a hacer la consulta al fabricante acerca de

la lógica de operación de la función de detección de oscilación de potencia. Por el momento se procedió deshabilitar dicha función de los relés de esa misma versión.

La CNFL cambió 2 postes, sustituyó 7 tramos de línea de distribución primaria (conductor calibre 477 MCM) y reparó igual cantidad de tramos. El tiempo de reparación se extendió hasta aproximadamente las 19:30 horas de ese día.

La CNFL procedió a cambiar el relé de protección del circuito Verbena.

3.2.6 Paso #7 : Informe de la falla, conclusiones y recomendaciones, evento #2

Luego de redactar el informe de falla, se obtienen las siguientes conclusiones y recomendaciones :

- Se concluye que el mantenimiento correctivo y preventivo de los sistemas de protección son necesarios para minimizar las consecuencias en caso de fallas.
- El monitoreo de las alarmas es crucial para atender lo antes posible algún problema en los sistemas de protección, en especial en las subestaciones desatendidas como el caso de Alajuelita.
- Nuevamente queda en evidencia la importancia de los sistemas de protección de respaldo, los cuales liberaron la falla a pesar de las deficiencias mostradas en este caso.
- Se concluye que un error humano puede provocar serios daños a equipos e incluso a personas, por lo tanto se deben normalizar un procedimiento de cierre de líneas posterior a la falla.
- Se concluye que la operación de los relés de impedancia por falla localizada en su zona hacia atrás, debe suceder solamente en los casos extremos en que los sistemas de limpieza de fallas no operen correctamente, y que por la topología de la red ameriten la operación de la zona hacia atrás como respaldo.

3.3 Aplicación de la metodología de análisis de fallas al evento #3

3.3.1 Paso 1 : Reporte del CENCE

Fecha : 24 de Junio del 2003

Hora de salida: 19:56

Hora de entrada : no disponible

Línea : San Isidro – Río Claro

Longitud de la línea : 104.2 Km

Tensión de transmisión : 230 KV

Fases falladas : R

Localización de la falla : a 11.9 Km de la subestación Río Claro.

3.3.2 Pasos #2 y #3 : Recopilación y procesamiento de la información.

3.3.2.1 Información de la red y unifilar

El unifilar de las subestaciones y la líneas involucradas se muestra en la figura 3.24.

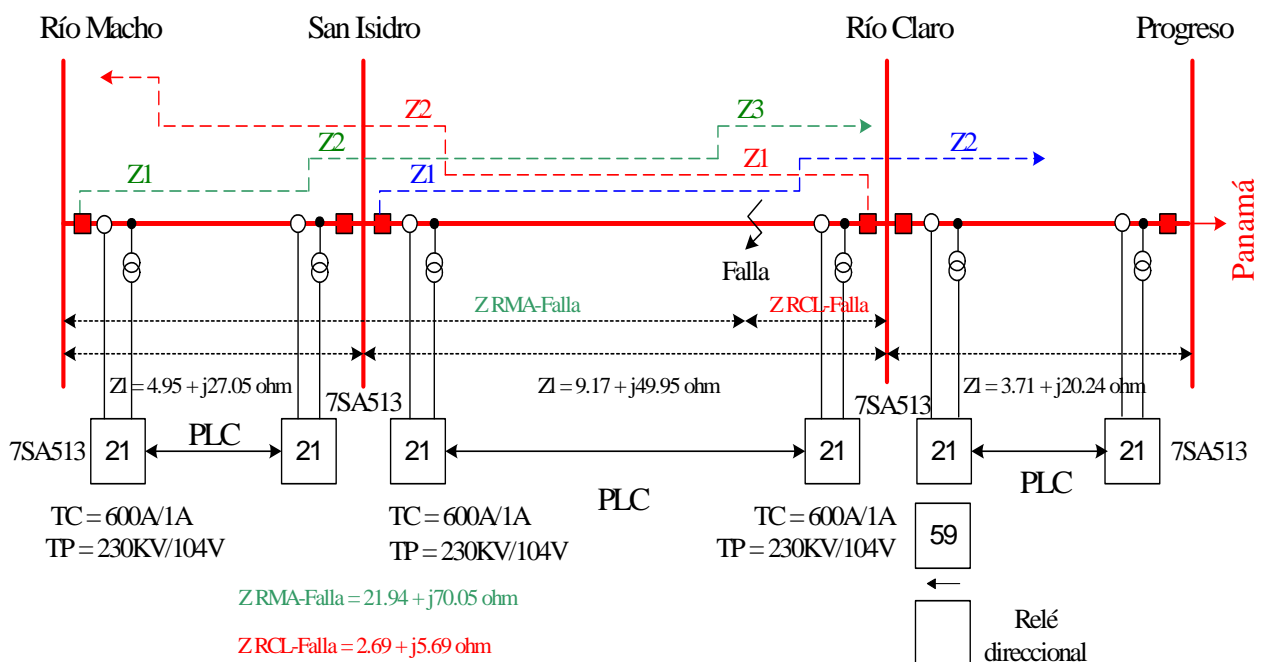


Figura 3.24 Diagrama unifilar del evento #3

En la figura 3.24 se muestran con color rojo las barras y líneas de 230 KV, así como los interruptores. Ambas subestaciones y principalmente la línea fallada son de gran importancia, por ser parte del único enlace (Río Macho – Progreso) que conecta nuestro sistema eléctrico con el de Panamá y por medio del cual se dan los intercambios de energía con el país vecino. Las líneas punteadas en azul indican las zonas de protección del relé San Isidro – Río Claro, en verde las zonas de protección del relé Río Macho – San Isidro y en rojo las zonas de protección del relé Río Claro – San Isidro. Como se puede apreciar, todas las líneas están protegidas por relés de impedancia marca Siemens. Hay también un relé de baja frecuencia con criterio de potencia direccional, que dispara la línea Río Claro – Progreso cuando ocurren grandes pérdidas de generación en Panamá.

Como se puede apreciar en la figura 3.24, la falla se localizó dentro de las zonas 1 de los relés Río Claro – San Isidro y San Isidro – Río Claro y en la zona 3 del relé Río Macho – San Isidro.

La longitud de la línea entre la subestación San Isidro y la subestación Río Claro es de 104.2 Km. La longitud de la línea Río Claro – Progreso es de 42 Km y 56 Km de la línea Río Macho – San Isidro.

El tipo de torre utilizada en esta línea es de tipo delta (ver figura 3.25), con un hilo guarda. Este tipo de torre presenta el peor índice de salidas a nivel nacional, es decir, las líneas que tienen este tipo de torre presentan la mayor incidencia de fallas.

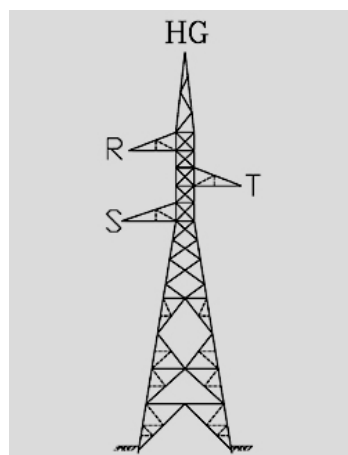


Figura 3.25 Torre utilizada. Caso #3

Los circuitos de distribución que se vieron afectados por la falla, y por lo tanto no llevaron la energía hasta los consumidores finales, fueron :

Subestación San Isidro : San Isidro, Industrias, Buvis, Buenos Aires, Pejibaye, Quepos.

Subestación Río Claro : Puerto Jiménez, Golfito, Cotos, Neilly, San Vito, Palmar Norte.

3.3.2.2 Historial de la zona y del módulo

El historial de fallas de la zona desde el año 1985 y hasta la fecha muestra 14 fallas con recierre de un total de 125 y 111 fallas permanentes. Entre las causas se tiene que poco menos de un 50% se debe a descargas atmosféricas, un número considerable de fallas indeterminadas y en menor número son operaciones de respaldo. En la tabla 3.10 se muestran las causas y número de salidas registradas.

Tabla 3.10 Causantes de salidas. Datos históricos relacionados con el evento #3

Línea		San Isidro - Río Claro
Número de salidas		125
Fallas permanentes		111
Fallas con recierre		14
Causa	Contaminación	1
	Descargas atmosféricas	52
	Error humano	10
	Quemas	0
	Viento	0
	Otras	23
	Indeterminadas	24
	Respaldo	10
	Error de operación	4
	Explosión	1
	Total	125

De la tabla 2.2 del capítulo 2, se puede ver que la línea Río Claro – Progreso se encuentra en el octavo lugar entre las 10 líneas con mayor índice de salidas por cada

100 Km, además de que la zona en donde se encuentran las subestaciones San Isidro y Río Claro registra un alto porcentaje de eventos por descargas atmosféricas.

En este caso en particular se hace notar que la línea Río Claro – Progreso se utiliza para la interconexión entre el sistema eléctrico de Panamá y el nuestro y dicha línea está protegida también por un relé de baja frecuencia, el cual ha causado un alto número de desconexiones de esta línea.

3.3.2.3 Información del equipo registrador de descargas atmosféricas

Al consultar al personal de la UEN PySA encargado del sistema de registro de descargas atmosféricas, no se obtuvo información referente a este evento, debido a que el equipo de registro se encontraba fuera de operación.

3.3.2.4 Información del personal de subestaciones, líneas y protección

Según informó personal de operación, al momento de la falla, la línea San Isidro – Río Claro se encontraba conectada por el módulo de reserva en la subestación San Isidro. Después de consultar con el personal de protecciones, se determinó que el canal de disparo estaba dañado en el módulo de reserva. A la vez se determinó que en el relé de distancia en Río Claro la función de autorecierre estaba inhabilitada por problemas en el canal de comunicación, no así en el relé en San Isidro.

El personal de protecciones reportó un daño en el alambrado del canal de disparo de la fase R entre el relé de impedancia Río Claro – San Isidro y el interruptor en la subestación Río Claro.

El personal de líneas indicó haber localizado una cadena de aisladores fogueada en la fase R a la altura de la torre # 29, la cual presentó daños característicos de una descarga atmosférica.

Personal de protecciones informó que la protección de distancia instalada en Subestación Progreso, y que protege la línea Progreso – Río Claro, operó en tiempo de segunda zona.

3.3.2.5 Información de los equipos registradores de transitorios eléctricos

En la figura 3.26 se ve la oscilografía correspondiente a esta falla, donde se muestran las tensiones en la barra de 230 KV en la subestación Río Claro y las corrientes entre Río Claro-Progreso y Río Claro-San Isidro.

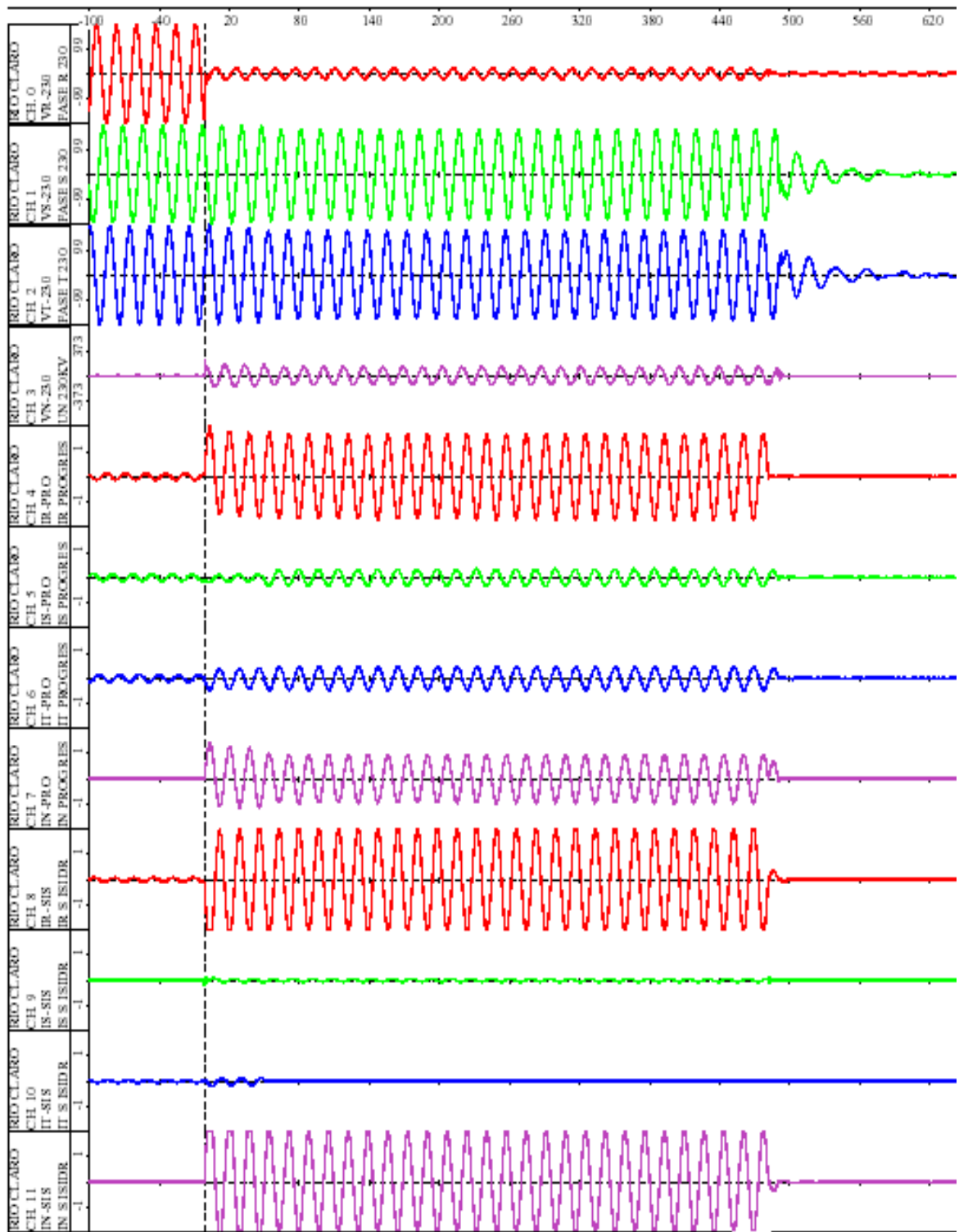


Figura 3.26 Oscilografía del equipo registrador de transitorios de la subestación Río Claro

Para este caso sólo se pudo contar con una oscilografía, la cual corresponde al osciloperturbógrafo instalado en la subestación Río Claro, en el que también se

registran las tensiones y corrientes de la línea Río Claro – Progreso, la cual salió también de operación a pesar de que la falla se localizó en la línea San Isidro – Río Claro. A la vez se ve la tabla 3.11 con la escala de las ondas.

Tabla 3.11 Escalas de la oscilografía de Río Claro, evento #3

Axis #	Ch #	Nombre	Amplitud/Unidad	Descripción
1	0	VR-230	580.357 kV/in	FASE R 230KV
2	1	VS-230	580.357 kV/in	FASE S 230KV
3	2	VT-230	580.357 kV/in	FASE T 230KV
4	3	VN-230	2194.33 kV/in	UN 230KV
5	4	IR-PRO	6.55948 KA/in	IR PROGRESO
6	5	IS-PRO	6.55948 KA/in	IS PROGRESO
7	6	IT-PRO	6.55948 KA/in	IT PROGRESO
8	7	IN-PRO	6.55948 KA/in	IN PROGRESO
9	8	IR-SIS	6.55948 KA/in	IR S ISIDRO
10	9	IS-SIS	6.55948 KA/in	IS S ISIDRO
11	10	IT-SIS	6.55948 KA/in	IT S ISIDRO
12	11	IN-SIS	6.55948 KA/in	IN S ISIDRO

3.3.2.6 Información de los relés de protección.

La figura 3.27 muestra la oscilografía del relé de la línea Río Claro – San Isidro, ubicado en la subestación Río Claro.

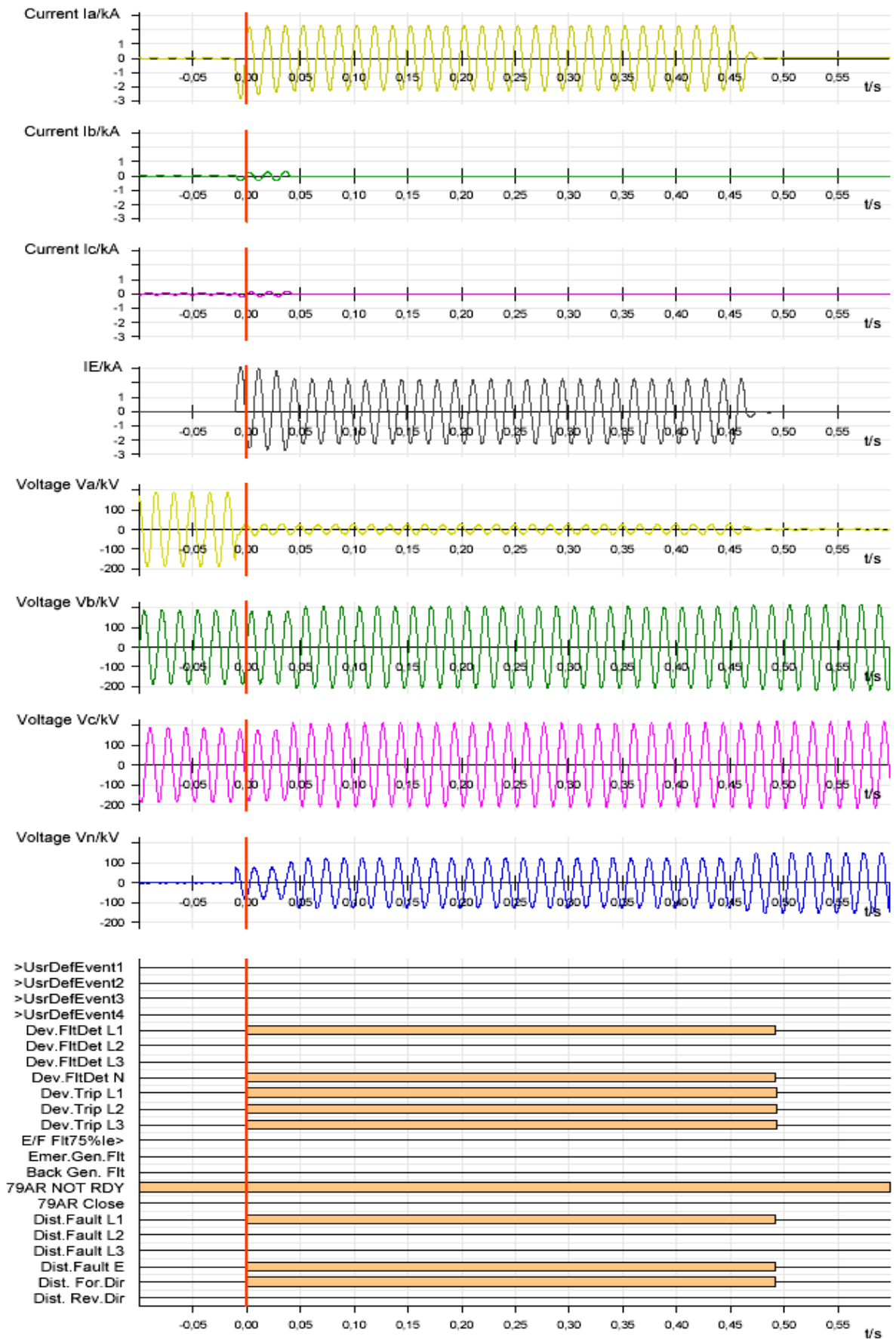


Figura 3.27 Oscilografía del relé de protección de Río Claro – San Isidro

La figura 3.28 muestra los diagramas fasoriales de corriente y tensión. En este caso los diagramas de la izquierda corresponden a 50 ms antes de la falla y los de la derecha corresponden a los 200 ms después de ocurrida la falla.

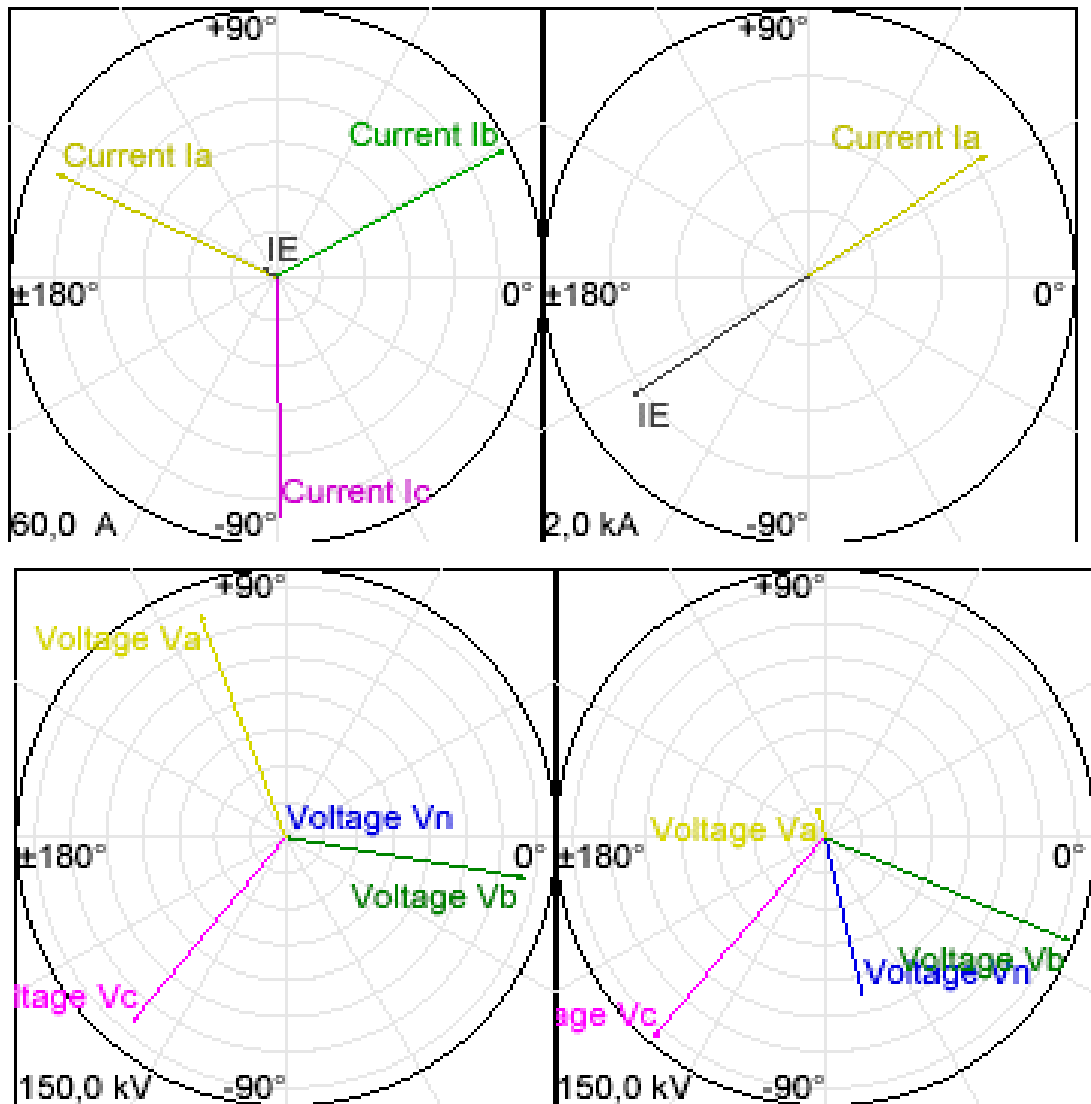


Figura 3.28 Diagrama fasorial en Río Claro

En la figura 3.29 se muestra la oscilografía del relé ubicado en la subestación San Isidro. Más adelante, propiamente en el análisis de la información, se hará uso de las otras herramientas e información que brindan los relés de protección. Las anunciaciones de la falla de cada relé se pueden ver en el apéndice 2.

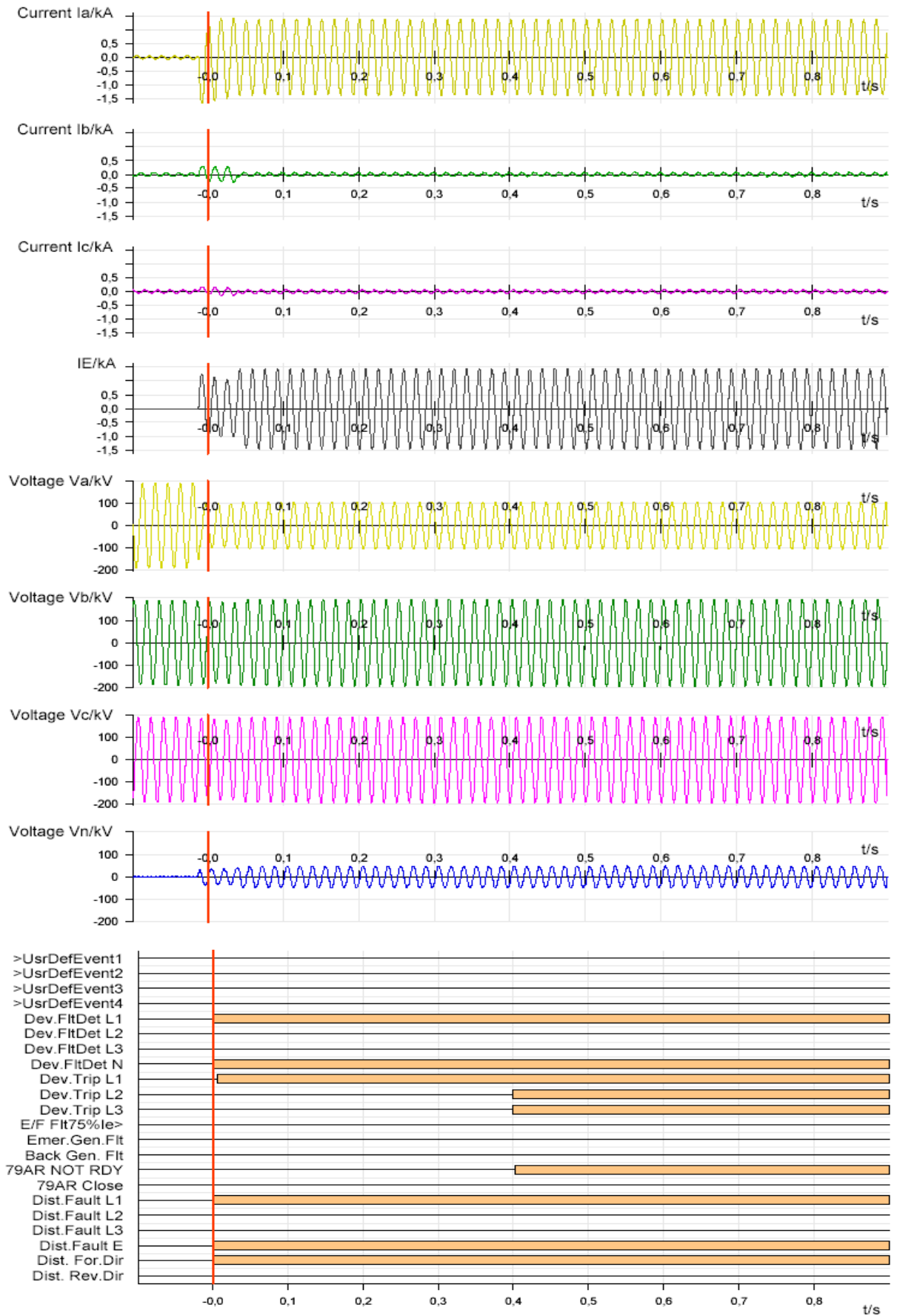


Figura 3.29 Oscilografía del relé de protección de San Isidro-Río Claro

La figura 3.30 muestra los diagramas fasoriales de corriente y tensión. En este caso los diagramas de la izquierda corresponden a 50 ms antes de la falla y los de la derecha corresponden a los 600 ms después de ocurrida la falla.

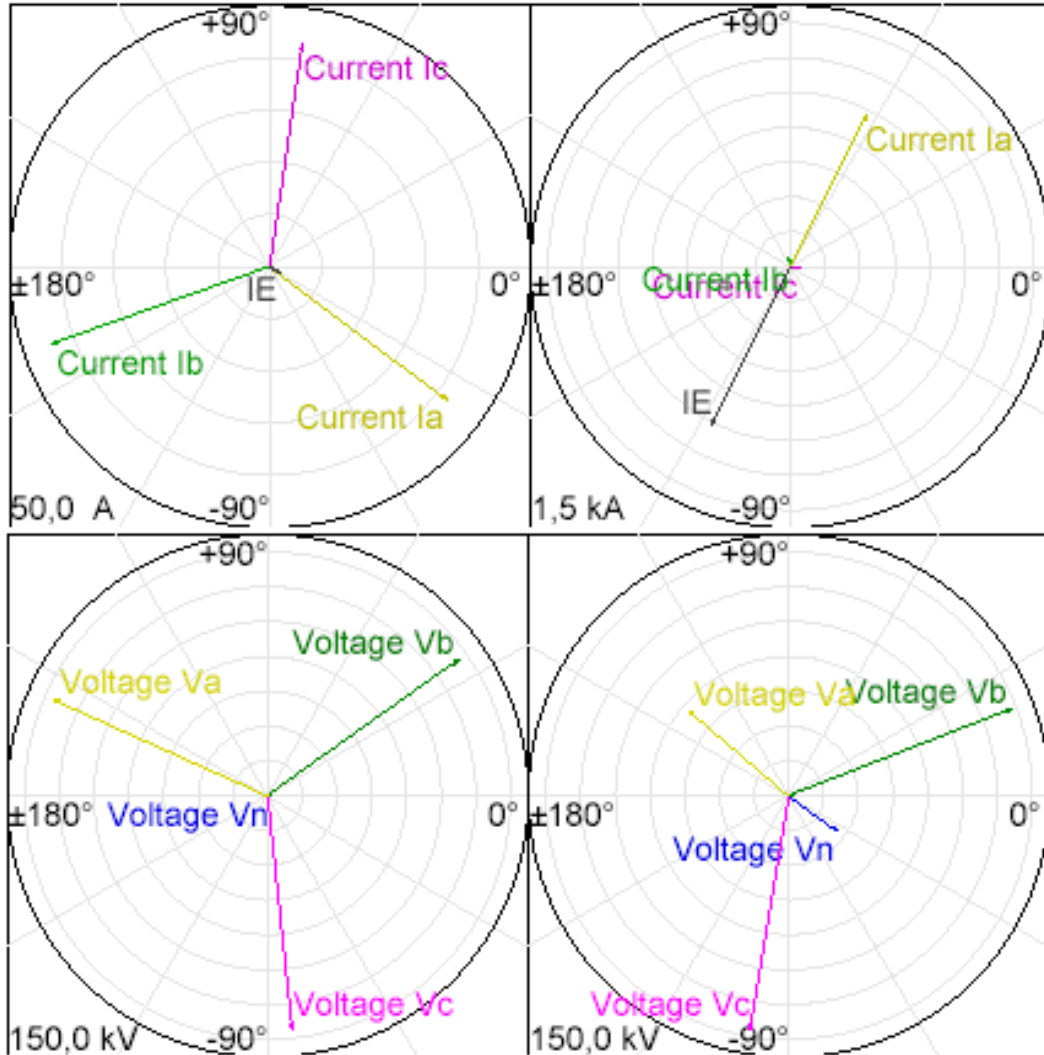


Figura 3.30 Diagrama fasorial en San Isidro

3.3.3 Paso #4 : Análisis de la información, evento #3

Al analizar la topología de la red se ve que en ninguna de las dos subestaciones (San Isidro ó Río Claro) se conecta generación al sistema, por lo que las corrientes de cortocircuito provenían de Río Macho (en donde hay 5 generadores) y de Panamá.

En los antecedentes de fallas de la línea San Isidro – Río Claro se ve que un 89 % corresponde a fallas permanentes, muy por encima de las fallas liberadas por recierre que son un 11 % (ver tabla 3.10).

Analizando la oscilografía de la figura 3.26 se verifica que la falla fue en la fase R lo cual concuerda con la información brindada por el CENCE. En la figura 3.26 se puede apreciar la caída de tensión en la fase R y el incremento en la corriente en la fase R de la línea Río Claro – Progreso y de la línea Río Claro – San Isidro. Si se analizan las corrientes de las 3 fases de las líneas Río Claro – Progreso y Río Claro – San Isidro así como las tensiones, se ve que aproximadamente a los 490 ms de iniciado el evento se eliminan tanto las corrientes de ambas líneas como la tensión en la barra, con excepción de las fases S y T de la línea Río Claro – San Isidro, cuyo valor de corriente se eliminó aproximadamente a los 60 ms de iniciado el evento.

Algunos valores de corriente rms en KA que se obtienen de la oscilografía se muestran en la tabla 3.12 :

Tabla 3.12 Valores de corriente para el evento #3

	Tiempo (ms)		
Fase	-50	40	300
R	0,11	1,32	1,34
S	0,12	0,21	0,25
T	0,12	0,33	0,37

De los gráficos de fasores de ambos relés (figuras 3.28 y 3.30) se puede apreciar el estado permanente en el que se encontró el sistema antes de la falla, el cual era normal, pues se verifica que había un desfase de 120° entre corrientes y entre tensiones. A la vez, estas figuras permiten verificar que la falla fue monofásica, porque hay 180° de desfase entre el fador de la fase fallada y el del neutro.

El aporte de corriente de corto circuito a la falla por el lado de la subestación de Río Claro fue eliminado en el momento en que el relé de impedancia Progreso – Río Claro ordenó la apertura de la línea Progreso – Río Claro en tiempo de segunda zona de protección. Si se observa la oscilografía del relé en Río Claro (figura 3.27) se puede validar la información brindada por los osciloperturbógrafos, al ver la salida de las fases S y T aproximadamente a los 60 ms y la continuidad de la fase R.

Continuando con el análisis de la operación del relé de impedancia de la subestación Río Claro, se ve en la oscilografía (figura 3.27) que la tensión de la fase R cae producto de la falla monofásica y que luego se libera completamente a los 450 ms. Sin embargo, si se ve la operación del relé en las anunciaciones (ver apéndice 2), así como también en la oscilografía de la figura 3.27, la orden de apertura de la fase R (al igual que las fases S y T) fue instantánea, pero abrió hasta los 450 ms, a diferencia de las fases S y T (60 ms). La fase R, según indicó personal de protección y subestación, no abrió a pesar de la orden de disparo.

En este punto del análisis, las tres fases del lado de Río Claro están abiertas. Las tensiones que se ven en la oscilografía en las fases S y T se deben a que la línea continuaba conectada por el extremo de San Isidro, como se muestra en la figura 3.31.

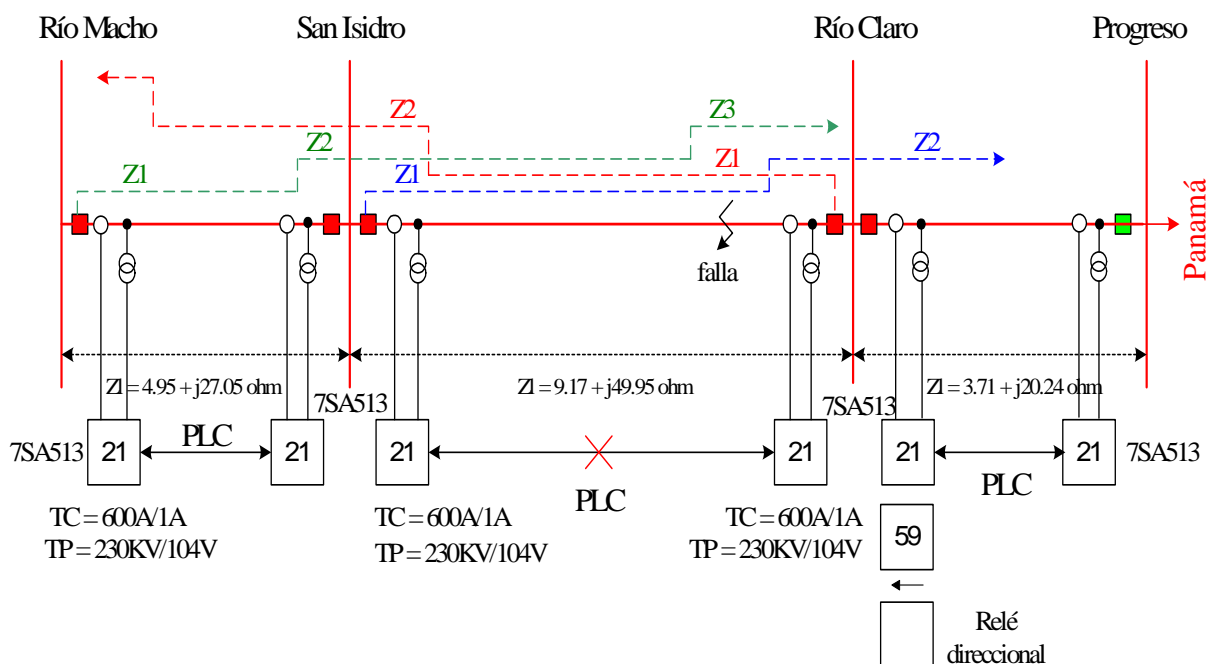


Figura 3.31 Diagrama unifilar correspondiente a la condición cuando el extremo de Río Claro está abierto.

Analizando las anunciaciones del relé de impedancia en Río Claro, así como el ajuste del mismo, el relé detectó correctamente la falla monofásica en la fase R, sin embargo la función de autorecierre no estaba habilitada por problemas en el canal de comunicación. Esto provocó que a pesar de que la falla fuera monofásica, por la imposibilidad de realizar un recierre se debió ejecutar un disparo trifásico, debido a que el ajuste del relé así lo establece. Esto justifica el por qué de la orden de disparo trifásico. El relé termina su operación a los 491 ms, luego de que el relé de impedancia Progreso-Río Claro abriera la línea en tiempo de segunda zona, provocando así que el relé de impedancia en Río Claro-San Isidro dejara de detectar el estado de falla.

Si se analiza la operación del relé de impedancia (anunciaciones, ajuste, oscilografía) San Isidro-Río Claro, se ve claramente que la falla fue en la fase R. El relé identifica correctamente la falla monofásica en su primera zona hacia adelante y envía la orden de disparo instantáneo. Después de 16 milisegundos inicia el ciclo de autorecierre y prepara su circuito de recibo para la señal de permiso proveniente del relé Río Claro – San Isidro. Todas estas operaciones están de acuerdo al ajuste que tenía el relé. Sin embargo como se vio en el análisis del relé de Río Claro, el canal de comunicación no estaba habilitado, por lo cual el relé en San Isidro no recibió la señal de permiso de disparo. Esta función operó correctamente al esperar los 200 ms ajustados para bloquear la orden de disparo.

A raíz de esto, el relé realiza una medición de las corrientes y envía la orden de apertura de las otras dos fases no falladas (S y T), esto debido a la función 1131 del ajuste la cual envía el disparo 150 ms después. Debido a que la teleprotección no estaba habilitada, la función de autorecierre se bloquea y se da la orden de disparo trifásico. Toda esta secuencia de operaciones se pueden ver en el apéndice 2 en las anunciaciones del evento #3.

En este punto se tiene que las tres fases del interruptor de San Isidro debieron abrir producto de la orden de disparo, primero el monofásico en la fase R y luego el disparo de las otras dos fases. Sin embargo, como se mencionó en el análisis de la topología de la red, en el momento de la falla la línea se encontraba conectada por medio del módulo de reserva y el personal de protección encontró un problema en el alambrado del canal de disparo entre el relé y el interruptor de ese módulo. Este hecho produjo que no se

abriera la línea en el extremo de San Isidro. Consultando al personal de protecciones, se comprobó la existencia del equipo que monitorea el canal de disparo en las subestaciones de Río Claro y San Isidro. Sin embargo, en la subestación San Isidro dicho equipo no monitorea el canal de disparo del interruptor de reserva y en el caso de Río Claro, el equipo de monitoreo solamente contaba con la indicación luminosa y no con la indicación sonora, por lo cual la alarma no fue identificada y atendida a tiempo por los operadores de la subestación.

A raíz de esto, el relé instalado en la subestación Río Macho debió operar liberando la falla como se ve en la figura 3.32. Si se analiza las anunciaciones del relé de San Isidro, se observa claramente que el relé deja de detectar el estado de falla y finaliza la operación (función 0502 Relay Drop Out) a los 2348 ms de iniciada la falla. Este es un tiempo completamente fuera del ajuste de la primera zona para el relé de San Isidro.

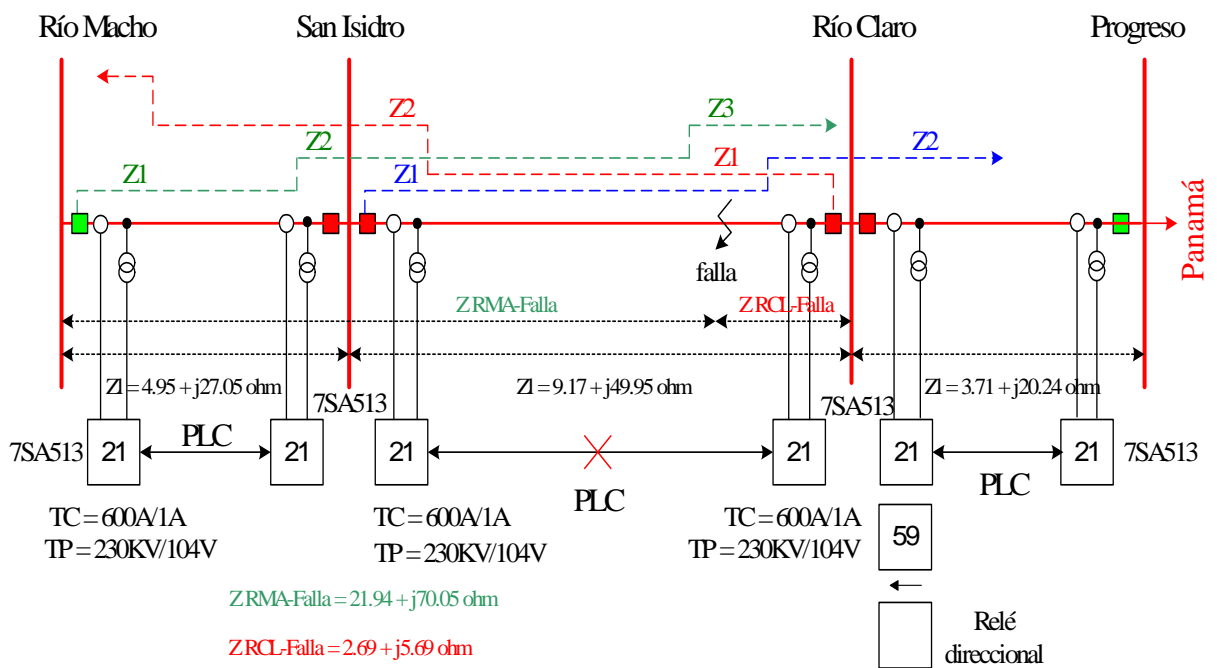


Figura 3.32 Diagrama unifilar correspondiente a la condición cuando la falla fue liberada

Por otro lado, estudiando el ajuste del relé de impedancia instalado en la subestación Río Macho (el de la línea Río Macho – San Isidro), se ve que el ajuste de la tercera zona tiene un alcance de 20.52Ω . La reactancia de la línea Río Macho – San

Isidro es de 7.336 ohm, para un total de 56 Km que mide la línea. Si se suma la reactancia medida por el relé en San Isidro hasta el punto de la falla (11.67 Ω), da un total de 19.00 Ω . Esto quiere decir que el relé en Río Macho localizó correctamente la falla en tercera zona y operó abriendo la línea y liberando la falla. Se puede deducir que realizó una operación correcta, la cual se cataloga como una operación de respaldo remoto.

De la simulación, se obtuvo los resultados que se muestran en la figura 3.33.

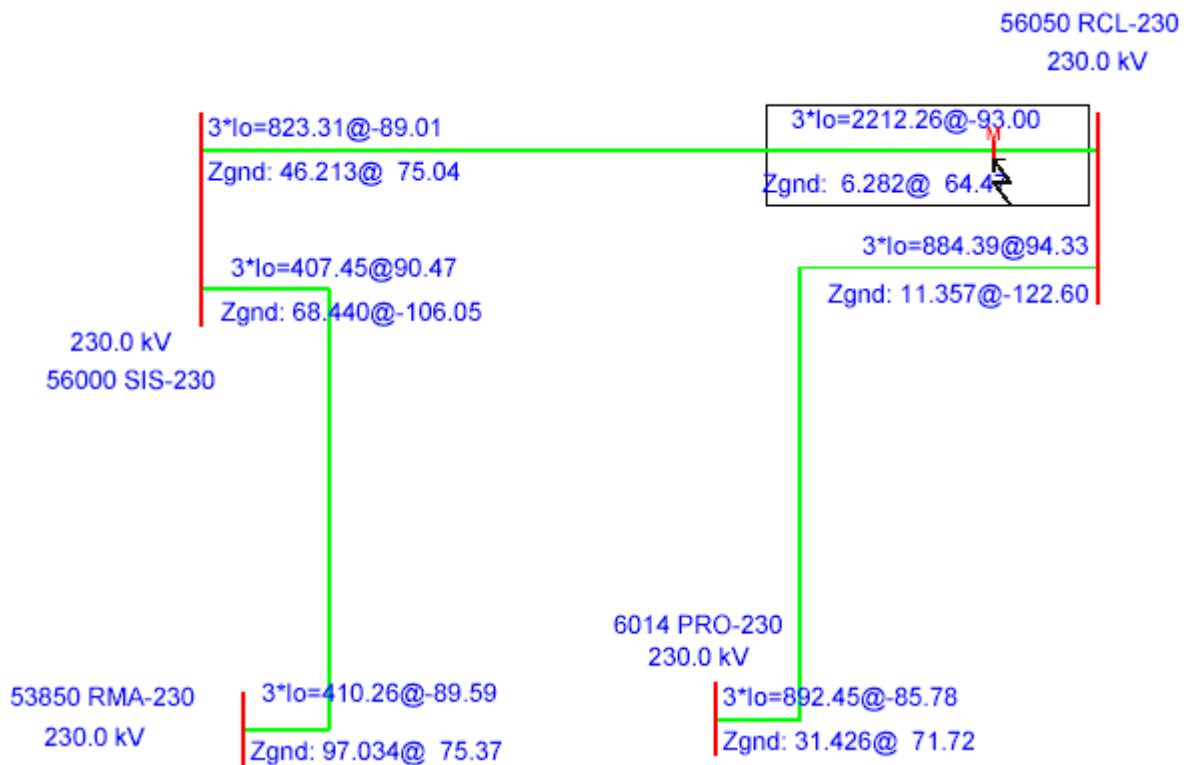


Figura 3.33 Simulación del evento #3 vista desde Río Claro

La figura 3.33 corresponde a la simulación realizada en el escenario de demanda máxima de invierno (debido a la fecha en que sucedió la falla) y los datos corresponden a lo que debió medir el relé instalado en Río Claro. En la siguiente figura se muestran los resultados de la simulación para lo que se midió desde San Isidro.

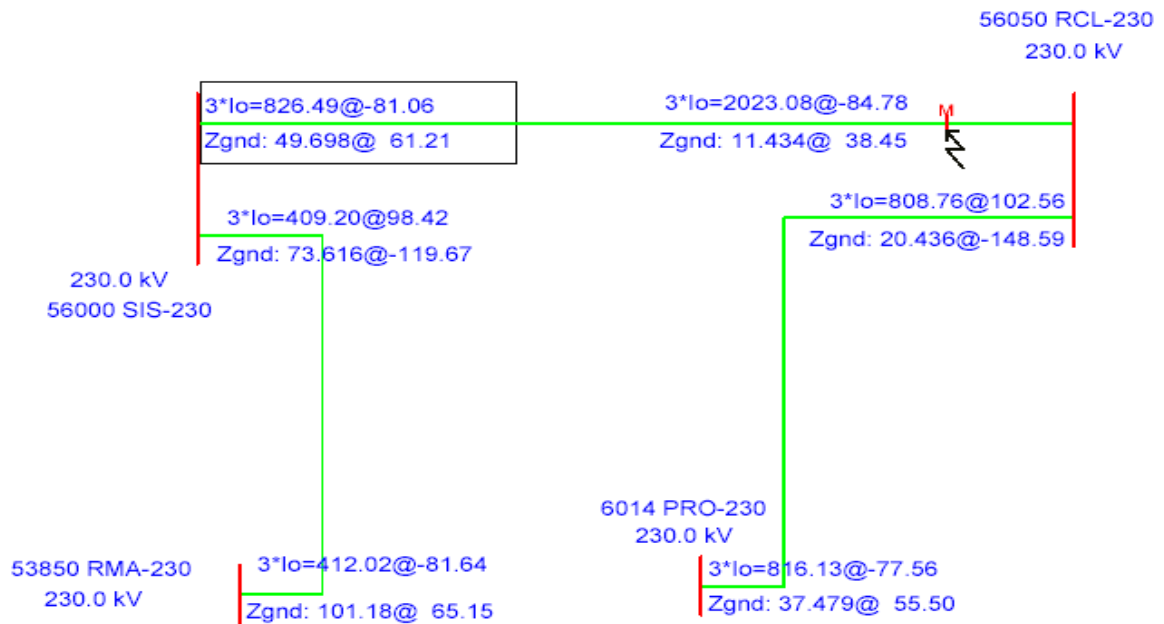


Figura 3.34 Simulación del evento #3 vista desde San Isidro

Al analizar la información obtenida de la simulación (figuras 3.33 y 3.34), se ve que los valores de impedancia simulados se aproximan a los reales, los cuales son :

Río Claro : $6.29 \angle 64.7^\circ \Omega$ reales, $6.28 \angle 64.4^\circ \Omega$ simulados (0.2 % error).

San Isidro : $46.24 \angle 8.45^\circ \Omega$ reales, $49.69 \angle 61.21^\circ \Omega$ simulados (7.46 % error).

Esto confirma que los valores de medición tanto para los osciloperturbógrafos, como para los relés de protección son correctos.

En la tabla 3.13 se detallan los valores de resistencia y reactancia ajustados para la zona 1 y los medidos por ambos relés.

Tabla 3.13 Valores de resistencia y reactancia en ohms de la falla

Subestación		Valor ajustado Z1	Valor medido	Localización de la falla %
San Isidro	Resistencia (Ohm)	6	4,61	85,50%
	Reactancia (Ohm)	11,67	11,67	
Río Claro	Resistencia (Ohm)	6,18	0,73	11,40%
	Reactancia (Ohm)	11,51	1,54	

De los datos de la tabla 3.13, para el caso de San Isidro, la falla se localizó exactamente en el límite de la zona 1 y para el caso de Río Claro se localizó dentro de la primera zona. El relé San Isidro-Río Claro consideró que la falla estaba localizada efectivamente en la zona 1 y esto se verifica en las anunciaciones al ordenar el disparo instantáneo para la fase fallada.

En las figuras 3.35 y 3.36 se muestran el diagrama de impedancia obtenido en la simulación y el valor real visto por el relé ubicado en San Isidro respectivamente.

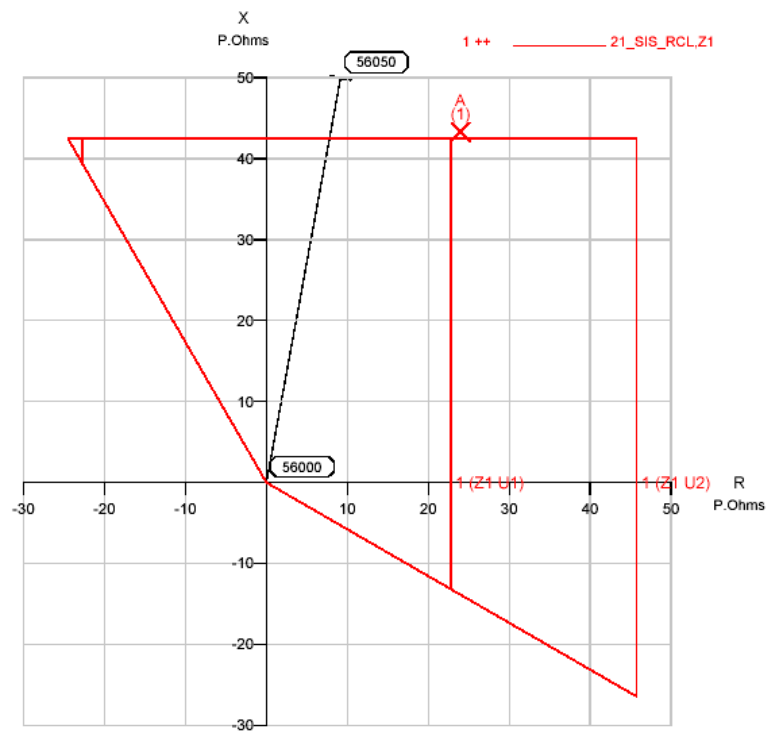


Figura 3.35 Diagrama de impedancia primaria . Simulación en San Isidro

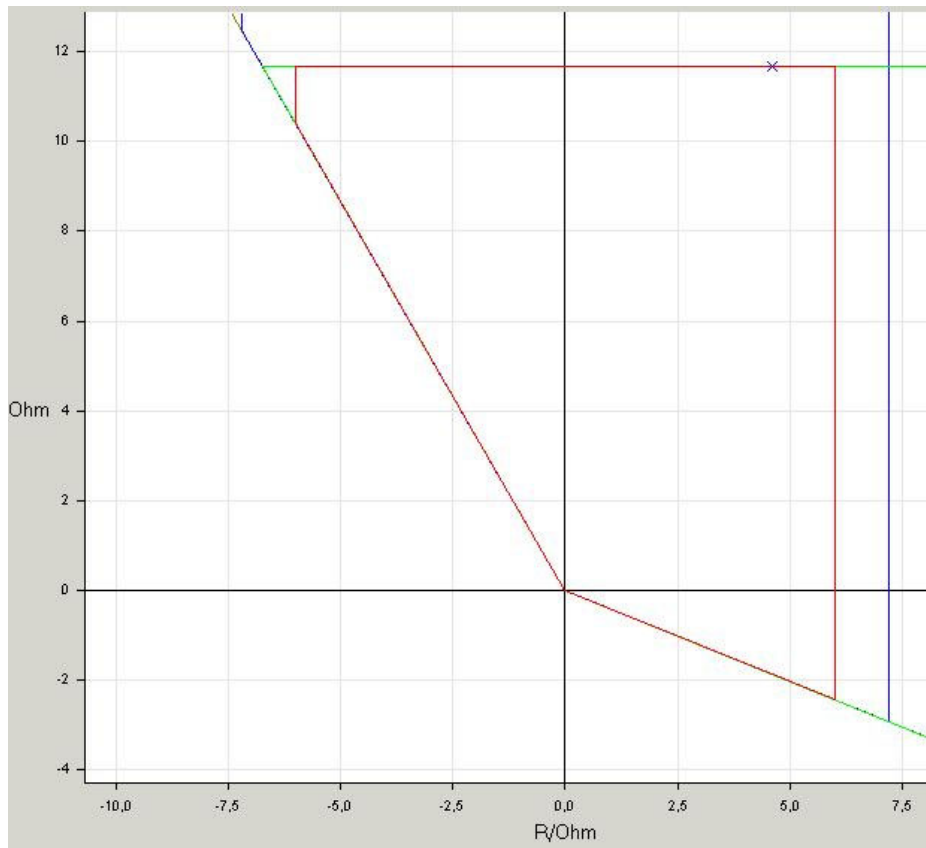


Figura 3.36 Diagrama de impedancia secundaria. Datos reales en San Isidro

Se hace la aclaración que los valores de resistencia y reactancia para el caso de la simulación son valores primarios (figura 3.35) y para el gráfico real (figura 3.36) son valores secundarios medidos por los TC y TP. En ambos casos el eje horizontal corresponde a valores de resistencia en Ohm y el eje vertical valores de reactancia en Ohm.

Esto reafirma el hecho de que el relé de San Isidro-Río Claro operó correctamente al enviar la orden de disparo en primera zona, como era de esperarse. En general la operación del relé San Isidro-Río Claro fue correcta, sin embargo fallaron otros elementos del sistema de eliminación de fallas (que ya fueron expuestos), los cuales evitaron la apertura del interruptor y por ende la salida de la línea. Se puede observar de la figura 3.35 que la falla se puede considerar como de alta impedancia, por su desplazamiento sobre el eje de la resistencia mucho mayor que la resistencia de la línea.

Las figuras 3.37 y 3.38 muestran los gráficos de impedancia de la simulación y el real para el relé Río Claro-San Isidro respectivamente.

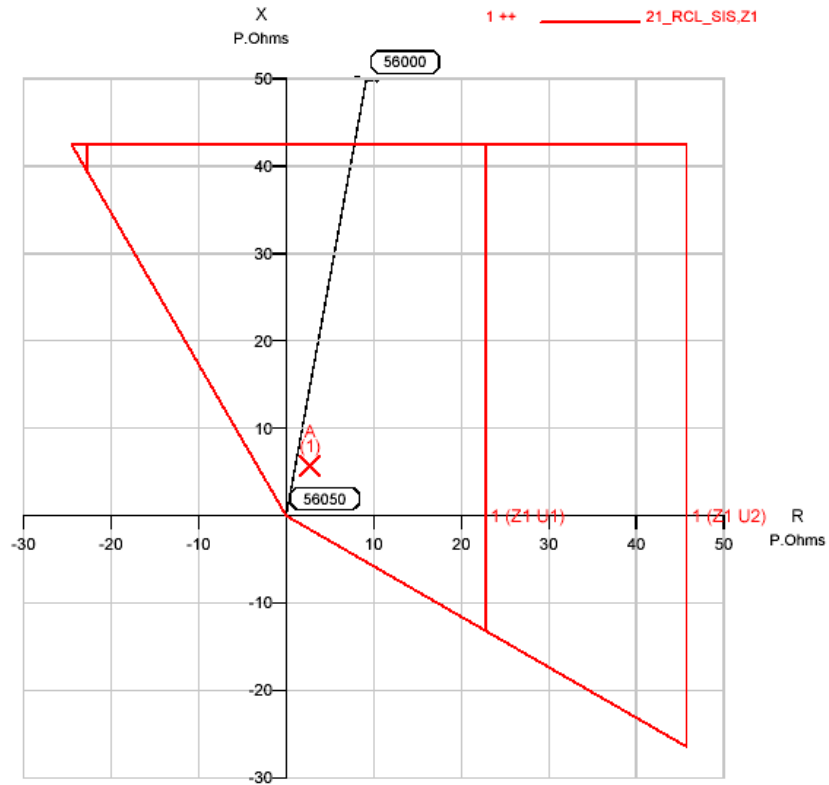


Figura 3.37 Diagrama de impedancia primaria . Simulación en Río Claro

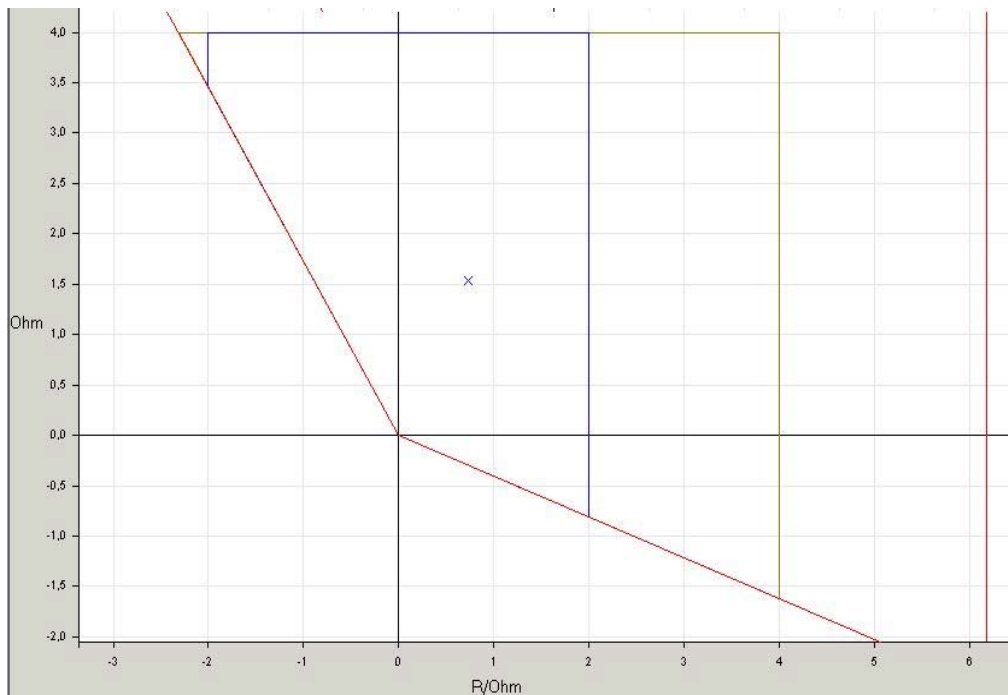


Figura 3.38 Diagrama de impedancia secundaria . Datos reales en Río Claro

Claramente se ve en las figuras 3.37 y 3.38 como se asemejan ambos gráficos de impedancia, en donde la falla se ubica dentro de la primera zona.

3.3.4 Paso #5 : Causante de la falla, desempeño del sistema de eliminación de fallas, caso 3

En este caso lo que parecía ser una falla monofásica fácil de liberar por medio de una operación normal del sistema de eliminación de fallas con secuencia de recierres automáticos, condujo, producto de errores en elementos de dicho sistema, a la salida de dos líneas más, sin justificación.

La salida de servicio de la línea Río Claro – Progreso se debió a que hubo problemas de alambrado en el canal de disparo de la fase R entre el relé y el interruptor del módulo Río Claro-San Isidro, por lo cual la fase fallada siguió conectada. Esto produjo que la falla debiera ser liberada por operación del relé de impedancia Progreso-Río Claro (como respaldo remoto) el cual abrió la línea en tiempo de segunda zona de protección. La operación del relé de impedancia Río Claro – San Isidro fue correcta, esto en cuanto a la secuencia de operaciones que ejecutó, las cuales estaban de acuerdo con su ajuste. Sin embargo, la operación del sistema de eliminación de fallas como conjunto fue errónea, por el problema de alambrado del canal de disparo que impidió la apertura de una de las fases.

Por otro lado la salida de la línea Río Macho – San Isidro se produjo porque el interruptor de la línea San Isidro – Río Claro, que en ese momento se encontraba operando por reserva no abrió, esto debido a problemas con el canal de disparo del interruptor de reserva.

La falla se generó por una descarga atmosférica en la línea San Isidro – Río Claro, la cual produjo un arco en la cadena de aisladores. Esto se respalda con el informe de la subestación, que indica condiciones atmosféricas de lluvia y rayería así como también con la inspección del personal de líneas, el cual encontró la cadena de aisladores fogoneada con las características típicas de una descarga atmosférica. A pesar de que no se cuenta con la información del equipo que registra las descargas atmosféricas, la

disposición de las fases en las torres (ver figura 3.25), muestra que la fase fallada es la más expuesta al impacto de descargas atmosféricas. A la vez este tipo de torre presenta el mayor índice de fallas por descargas atmosféricas.

El desempeño de los sistemas de eliminación de fallas, por lo expuesto anteriormente, mostraron serias deficiencias en su operación. Si bien la operación de los relés de protección fue correcta, por cuanto todos los relés identificaron el estado de falla y localizaron correctamente la falla, los sistemas de eliminación de fallas operaron mal. Por otro lado la operación (como respaldo remoto) de los relés Progreso – Río Claro y Río Macho – San Isidro fue correcta.

Después de analizar el ajuste de los relés, se verificó que los mismos eran correctos y que la secuencia de operaciones que realizaron fue correcta. La operación por parte del relé en Río Macho fue tal y como se esperaba realizando la función de respaldo remoto ante la falta de operación de otra protección del sistema. El ajuste del relé de San Isidro debió ser cambiado en lo relativo a la función de recierre, la cual debe estar deshabilitada mientras el canal de comunicación entre los relés esté fuera de servicio.

En este caso los canales de disparo fueron el elemento del sistema de eliminación de fallas que provocaron la mala operación del sistema, lo que condujo a salidas de líneas por operación de las protecciones de respaldo. Esto se traduce en energía no servida, que afecta a los consumidores finales.

3.3.5 Paso #6 : Medidas correctivas y preventivas

El alambrado de los canales de disparo, tanto entre el relé y el interruptor de Río Claro, como entre el relé y el interruptor de reserva de San Isidro, fue debidamente corregido.

Otra medida correctiva recomendada fue la corrección del canal de comunicación entre las subestaciones Río Claro y San Isidro, acción que no se había ejecutado al momento de realizar este documento, pero que se incluyó dentro de los planes de trabajo del personal de la zona.

La cadena de aisladores dañada fue cambiada por el personal de mantenimiento de líneas de transmisión.

La función de recierre del relé en San Isidro fué deshabilitada por personal de protecciones, mientras se corrige el problema del canal de comunicación entre San Isidro y Río Claro.

Existe actualmente un plan para poder llevar la indicación de las alarmas del equipo que monitorea el canal de disparo hasta el CENCE, de manera que la atención y respuesta ante una falla en el canal de disparo sea atendido lo antes posible.

3.3.6 Paso #7 : Informe de la falla recomendaciones y conclusiones, caso #3

Luego de finalizar el informe de la falla, se obtienen las siguientes conclusiones y recomendaciones :

- Se concluye a partir de los resultados del análisis de la información y de los antecedentes de fallas de la línea y zona, que han existido en varias ocasiones problemas con algunos de los elementos del sistema de eliminación de fallas, lo cual muestra que no se han tomado las medidas correctivas apropiadas después de eventos anteriores. Esto hace cuestionar si los procedimientos de puesta en servicio se realizan siguiendo procedimientos normalizados.
- Se determinó que el ajuste del relé de protección de Río Macho para actuar como respaldo remoto de la línea San Isidro – Río Claro, eliminó el aporte de corriente de cortocircuito a la falla y evitó un problema mayor en la operación del sistema de potencia. Esto demuestra lo importante de utilizar la función de protección de respaldo cuando se coordinan y ajustan los equipos de protección.
- Se reitera la necesidad de contar con las señales digitales correctamente alambradas en los equipos registradores de transitorios, porque brindan información extra sobre la operación de los relés de protección, lo cual es útil para validar la información.

-Se recomienda llevar un control estricto sobre los canales de disparo y ejecutar pronto el proyecto de alambrar las alarmas que indican problemas en el canal de disparo hasta la Unidad Terminal Remota del CENCE, o al sistema de control distribuido de la subestación, para que este lo transmita hacia el CENCE. Se le solicitará al CENCE que incluya esas señales en el Historiador de su sistema SCADA/EMS y que facilite un acceso remoto al Historiador, para realizar el monitoreo continuamente.

CAPITULO 4

CONCLUSIONES

- 1- Los métodos de análisis de fallas existentes hasta el momento no hacen uso de todas las fuentes de información disponibles, por lo cual el proceso de investigación de la falla se torna complicado y la información disponible carece del respaldo de las otras fuentes de información que no están siendo utilizadas.
- 2- El potencial de despliegue de información de equipos, como los relés de protección, no está siendo utilizado al máximo lo cual limita las posibilidades del analista de ver si el sistema de eliminación de fallas operó correctamente.
- 3- Se ha determinado que la validación de la información utilizando distintas fuentes de información, permite respaldar las conclusiones de los análisis y por ende permite identificar con alto grado de confianza, la causa de la falla y si la operación del sistema de eliminación de fallas fue correcta o no.
- 4- Con la aplicación de la metodología de análisis se ha demostrado al analizar 3 casos reales, que un estudio y análisis metodológico de la información de una falla en el SNI, permite una mejor identificación de su causa, y por consiguiente una mejor definición de las acciones correctivas (cuando estas sean necesarias).
- 5- Se concluye que actualmente la forma de recopilar la información de los relés de protección es ineficiente por cuanto involucra el traslado de personal hasta la subestación donde se encuentra el relé lo cual implica un atraso en el análisis y en el inicio de las tareas de corrección (si fueran necesarios). También que no se hace uso de herramientas de comunicación disponibles en los equipos.
- 6- Con el análisis de 3 eventos reales, aplicando la metodología propuesta, se determinó la existencia de errores graves en algunos de los sistemas de eliminación de fallas. Aunque estos errores se llegan a identificar luego de que ocurra las fallas (siguiendo la metodología), se debe evaluar la introducción de

procedimientos de verificación normalizados, que sean utilizados por el personal de protecciones de forma rutinaria.

- 7- La documentación del proyecto permite exponer el mismo para que pueda recibir el aporte producto de la experiencia y uso del método

CAPITULO 5

RECOMENDACIONES

- 1- Se recomienda mantener en buen estado las señales analógicas y digitales de entrada de los osciloperturbógrafos, de manera que esta información pueda ser utilizada para corroborar la operación de los relés de protección y la posición de los interruptores.
- 2- Se recomienda llevar acabo un seguimiento estricto de las labores a realizar en cuanto al mantenimiento del sistema de eliminación de fallas, basándose en los antecedentes de dicho sistema y en los resultados del análisis de la operación del sistema de eliminación de fallas, para minimizar de esta manera, futuros errores en la operación de los sistemas de protección.
- 3- Se recomienda el constante estudio de las actuales fuentes de información ya que las mismas por lo general manejan programas que se actualizan periódicamente, cuyas nuevas versiones por lo general traen mejoras en el manejo de los equipos, así como un despliegue mayor de la información.
- 4- Se recomienda que en el corto plazo se establezca el control remoto del estado de los canales de disparo, utilizando la infraestructura existente (señales digitales, UTR, SCADA/EMS del CENCE e historiador del CENCE).
- 5- Se recomienda llevar a cabo un proyecto que, haciendo uso de la infraestructura actual de comunicación en plantas y subestaciones, permita comunicarse remotamente con los relés de protección, de manera que la etapa de recopilación de esta información sea eficiente.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Betancur, E. Caracterización de la Calidad de la Potencia para un Sistema de Transmisión Interconectado. Itagüí Colombia, 2001. Mejía Villegas S.A.
- [2] Catalán, F. Estudio de características de los rayos y sistemas de medición y detección. Recopilación para el ICE. Costa Rica, 2001
- [3] Grainger, J; Stevenson, W. Análisis de Sistemas de Potencia. Mc Graw Hill Interamericana, México, 1996.
- [4] Montané, P. Protecciones en las Instalaciones Eléctricas. Marcombo, S.A., España, 1988.
- [5] Mora, Ileana. Red Nacional de Detección y Análisis de Descargas Atmosféricas. Instituto Costarricense de Electricidad. Costa Rica, 2003.
- [6] Muñoz, Carlos. Curso Protecciones para Subestaciones y Líneas de Transmisión. Oficina de Capacitación en Energía. Instituto Costarricense de Electricidad. 1991.
- [7] Ríos, R. Evaluación de los Datos Preliminares del Sistema de Detección de Descargas en Tiempo Real. Instituto Costarricense de Electricidad. Costa Rica, 2003.
- [8] Sancho, J. Curso de Subestaciones Eléctricas. Universidad de Costa Rica, 2003.
- [9] SIEMENS. Numerical Line Protection for EHV Systems 7SA513 Instruction Manual. Alemania, 1998.
- [10] Rochester. TR-1640/50 Maintenance & Trouble-Shooting, Educational Services. Instruction Manual. Estados Unidos, 1991.
- [11] Instituto Costarricense de Electricidad. Impactos sobre el Proyecto SIEPAC, San José Costa Rica, 2003.

[12] Salcedo, J., Hollman, E. Sistema Experto en Análisis de Fallas en Líneas Eléctricas de Transmisión. Centro de Ingeniería del Software e Ingeniería del Conocimiento. Argentina, 2001.

[13] Cobelo, F. Prácticas en Protección Adaptativa Basadas en Transmisión de Datos Entre Relés de Protección. Marcombo, S.A. España, 1999.

[14] Sancho, J., Valle, R. Procedimiento para la Elaboración de Una Tesis de Maestría en el Area de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Costa Rica, 1994.

APÉNDICE 1
CRITERIOS DE SEGURIDAD OPERATIVA

CONTINGENCIAS			LIMITES Y CONSECUENCIAS ACEPTABLES DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA					
CATEGORIA	EVENTOS	COMPONENTES FALLADOS	COMPONENTES FUERA DE SERVICIO	LIMITE DE CARGA	LIMITE DE VOLTAJE	SISTEMA ESTABLE	DISPAROS EN CASCADA	PERDIDA DE CARGA
(A) Sin contingencia	Todos los componentes en servicio	Ninguno	Ninguno	Nominal	1,05 - 0,95 pu	Si	No	No
(B) Contingencia única	* Falla fase a tierra ó trifásica aclarada en tiempo de la protecc. prim. * Disparo de un compon. sin falla	* Un generador * Un circuito de transmisión * Un trafo ó autotrafo	Uno	Nominal	1,05 - 0,95 pu	Si	No	No
(C) Contingencia múltiple	* Falla fase a tierra ó trifásica aclarada en tiempo de la protecc. prim. * Disparo de un interruptor sin falla	* Una sección de barra * Todos los circuitos de una torre	Más de uno	Emergencia	1,10 - 0,90 pu	Si	No	Controlada
	* Falla fase a tierra ó trifásica aclarada en tiempo de la protecc. prim. o en tiempo de protec. de respaldo	* Un generador * Un circuito de transmisión * Un trafo ó autotrafo * Una sección de trafo	Más de uno	Emergencia	1,10 - 0,90 pu	Si	No	Controlada
(D) Contingencia extrema	* Falla fase a tierra ó trifásica aclarada en tiempo de la protecc. prim. o en tiempo de protec. de respaldo	* Todas las líneas en un derecho de paso * Dos secciones de barra en una misma subestación * Todas las unidades de una planta	Más de uno	Se debe identificar las contingencias extremas utilizando información sobre eventos pasados y considerando otro tipo de eventos creibles (por ejemplo una subestación con esquema de barra partida donde falla el esquema de protección de respaldo local). Se debe evaluar y documentar las contingencias extremas creibles, los riesgos y las consecuencias. Se debe investigar, evaluar y recomendar medidas que reduzcan la probabilidad de ocurrencia.				
	* Eventos iguales a los de (C), combinados con la falla de un mecanismo de acción correctiva.	* Iguales a los de (C), más el mecanismo de acción correctiva.	Más de uno					

APENDICE 2
ANUNCIACIONES

Anunciaciones para el evento #1

Anunciaciones de falla 22.08.03 19:35:22.815, Subestación Barranca

No.	Message	Value	Date / Time
2851	79 - Close command from A/R	coming	617 ms
2813	79 - 1 pole dead time is running	coming	215 ms
0511	General trip of the relay	going	205 ms
6208	>Start of user defined timer T2	going	130 ms
1114	Fault resistance, Ohm prim.	7.14 Ohm	39 ms
1115	Fault reactance, Ohm prim.	22.04 Ohm	39 ms
1117	Fault resistance, Ohm sec.	2.48 Ohm	39 ms
1118	Flt Loc.: Secondary react. to fault	7.67 Ohm	39 ms
1120	Distance to fault in %	63.7 %	39 ms
1119	Flt Loc.: Distance to fault(km)	44.6 km	39 ms
1116	Loop used for calculation: Loop L1-E	going	39 ms
3701	Dist.: Loop L1E selected forward	going	66 ms
3671	Dist.: General fault detection	going	66 ms
0502	Relay Drop-out	coming	66 ms
2801	79 - A/R in progress	coming	7 ms
6255	Output signal of user defined timer T2	coming	5 ms
6208	>Dist.:Teleprot./carrier receive PUTT	coming	3 ms
4014	>Dist.:Teleprot./carrier receive POTT	coming	3 ms
0521	Interrupted phase A current /In	2.3	0 ms
3701	Dist.: Loop L1E selected forward	coming	0 ms
4066	POTT teleprotection: Carrier send	coming	0 ms
3802	Dist.: Trip phase L1 1pole only	coming	0 ms
3682	Dist.: Fault detection phase L1,E	coming	0 ms
0302	Trip Log 670	coming	2.08.0319:35:22.815
0301	Fault History 667	coming	22.08.039:35:22.815

Anunciaciones de falla 22.08.03 19:38:57.116, Subestación Cañas

No.	Message	Value	Date / Time
2851	79 - Close command from A/R	coming	609 ms
2813	79 - 1 pole dead time is running	coming	206 ms
0511	General trip of the relay	going	199 ms
1114	Fault resistance, Ohm prim.	3.55 Ohm	18 ms
1115	Fault reactance, Ohm prim.	8.69 Ohm	18 ms
1117	Fault resistance, Ohm sec.	1.24 Ohm	18 ms
1118	Flt Loc.: Secondary react. to fault	3.02 Ohm	18 ms
1120	Distance to fault in %	25.9 %	18 ms
1119	Flt Loc.: Distance to fault(km)	17.6 km	18 ms
1116	Loop used for calculation: Loop L1-E	going	18 ms
3701	Dist.: Loop L1E selected forward	going	47 ms
3671	Dist.: General fault detection	going	47 ms
0502	Relay Drop-out	coming	47 ms
2801	79 - A/R in progress	coming	4 ms
4024	>Dist.:Teleprot./carrier receive PUTT	coming	4 ms
4014	>Dist.:Teleprot./carrier receive POTT	coming	4 ms
0521	Interrupted phase A current /In	4.4	0 ms
3701	Dist.: Loop L1E selected forward	coming	0 ms
4066	POTT teleprotection: Carrier send	coming	0 ms
3802	Dist.: Trip phase L1 1pole only	coming	0 ms
3682	Dist.: Fault detection phase L1,E	coming	0 ms
0302	Trip Log 26	coming	22.08.039:38:57.11
0301	Fault History 25	coming	22.08.0319:38:57.11

Anunciaciones para el evento #2

Anunciaciones de falla 02/04/2004 7:00:46.105 Alajuelita / Caja 7SA522, evento # 1

Número	Aviso	Valor	Fecha y hora
00301	Power System fault	32 - ON	02.04.20047:00:46.105
00302	Fault Event	32 - ON	02.04.2004 07:00:46.105
03684	21 Pickup BG	ON	0 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	ON	1 ms
03692	21 Pickup BCG	ON	4 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	ON	4 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	ON	4 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	42 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	ON	42 ms
03712	21 Selected Loop CA reverse	ON	42 ms
03693	21 Pickup ABC	ON	45 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	OFF	45 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	OFF	45 ms
02784	79: Auto recloser is not ready	ON	200 ms
04164 68	Power Swing detected	ON	1446 ms
04167 68	Power Swing detected, Phase A	ON	1446 ms
04168 68	Power Swing detected, Phase B	ON	1446 ms
04164 68	Power Swing detected	OFF	1529 ms
04167 68	Power Swing detected, Phase A	OFF	1529 ms
04168 68	Power Swing detected, Phase B	OFF	1529 ms
04164 68	Power Swing detected	ON	1737 ms
04168 68	Power Swing detected, Phase B	ON	1737 ms
04169 68	Power Swing detected, Phase C	ON	1737 ms
04164 68	Power Swing detected	OFF	1800 ms
04168 68	Power Swing detected, Phase B	OFF	1800 ms
04169 68	Power Swing detected, Phase C	OFF	1800 ms
04164 68	Power Swing detected	ON	2205 ms
04167 68	Power Swing detected, Phase A	ON	2205 ms
04169 68	Power Swing detected, Phase C	ON	2205 ms
04164 68	Power Swing detected	OFF	2305 ms
04167 68	Power Swing detected, Phase A	OFF	2305 ms
04169 68	Power Swing detected, Phase C	OFF	2305 ms
04164 68	Power Swing detected	ON	3873 ms
04167 68	Power Swing detected, Phase A	ON	3873 ms
04169 68	Power Swing detected, Phase C	ON	3873 ms
04164 68	Power Swing detected	OFF	3940 ms
04167 68	Power Swing detected, Phase A	OFF	3940 ms
04169 68	Power Swing detected, Phase C	OFF	3940 ms
03712 21	Selected Loop CA reverse	OFF	6115 ms
03712 21	Selected Loop CA reverse	ON	6223 ms
03712	21 Selected Loop CA reverse	OFF	6515 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	6641 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	ON	6641 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	ON	6641 ms

03692	21 Pickup BCG	ON	6686 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	OFF	6686 ms
04164	68 Power Swing detected	ON	6882 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	ON	6882 ms
04169	68 Power Swing detected, Phase C	ON	6882 ms
04167	68 Power Swing detected, Phase A	ON	6886 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	6903 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	ON	6903 ms
04167	68 Power Swing detected, Phase A	OFF	6970 ms
04164	68 Power Swing detected	OFF	6982 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	OFF	6982 ms
04169	68 Power Swing detected, Phase C	OFF	6982 ms
03692	21 Pickup BCG	ON	6995 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	OFF	6995 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	7352 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	ON	7352 ms
03712	21 Selected Loop CA reverse	ON	7352 ms
03693	21 Pickup ABC	ON	7357 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	OFF	7357 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	OFF	7357 ms
04164	68 Power Swing detected	ON	8711 ms
04167	68 Power Swing detected, Phase A	ON	8711 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	ON	8711 ms
04169	68 Power Swing detected, Phase C	ON	8720 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	OFF	8816 ms
04164	68 Power Swing detected	OFF	8853 ms
04167	68 Power Swing detected, Phase A	OFF	8853 ms
04169	68 Power Swing detected, Phase C	OFF	8853 ms
04164	68 Power Swing detected	ON	9458 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	ON	9458 ms
04169	68 Power Swing detected, Phase C	ON	9458 ms
04164	68 Power Swing detected	OFF	9583 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	OFF	9583 ms
04169	68 Power Swing detected, Phase C	OFF	9583 ms
04164	68 Power Swing detected	ON	13024 ms
04167	68 Power Swing detected, Phase A	ON	13024 ms
04169	68 Power Swing detected, Phase C	ON	13024 ms
04164	68 Power Swing detected	OFF	13112 ms
04167	68 Power Swing detected, Phase A	OFF	13112 ms
04169	68 Power Swing detected, Phase C	OFF	13112 ms
04164	68 Power Swing detected	ON	14881 ms
04167	68 Power Swing detected, Phase A	ON	14881 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	ON	14881 ms
04164	68 Power Swing detected	OFF	14931 ms
04167	68 Power Swing detected, Phase A	OFF	14931 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	OFF	14931 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	15528 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	ON	15528 ms
03707	21 Selected Loop AG reverse	ON	15533 ms
03693	21 Pickup ABC	ON	15574 ms

03707	21 Selected Loop AG reverse	OFF	15574 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	OFF	15574 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	15906 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	ON	15906 ms
03707	21 Selected Loop AG reverse	ON	15911 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	ON	15911 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	OFF	15931 ms
03693	21 Pickup ABC	ON	15940 ms
03707	21 Selected Loop AG reverse	OFF	15940 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	OFF	15940 ms
04164	68 Power Swing detected	ON	17345 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	ON	17345 ms
04169	68 Power Swing detected, Phase C	ON	17345 ms
04164	68 Power Swing detected	OFF	17424 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	OFF	17424 ms
04169	68 Power Swing detected, Phase C	OFF	17424 ms
04164	68 Power Swing detected	ON	17520 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	ON	17520 ms
04169	68 Power Swing detected, Phase C	ON	17520 ms
04164	68 Power Swing detected	OFF	17583 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	OFF	17583 ms
04169	68 Power Swing detected, Phase C	OFF	17583 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	OFF	17753 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	17757 ms
03707	21 Selected Loop AG reverse	ON	17757 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	ON	17757 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	ON	18255 ms
03693	21 Pickup ABC	ON	18262 ms
03707	21 Selected Loop AG reverse	OFF	18262 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	OFF	18262 ms
03805	21 TRIP command Phases ABC	ON	21581 ms
00536	Relay Definitive TRIP	ON	21582 ms
00533	Primary fault current Ia	0,87 kA	21584 ms
00534	Primary fault current Ib	0,94 kA	21584 ms
00535	Primary fault current Ic	0,85 kA	21584 ms
03671	21 PICKED UP	OFF	21650 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	OFF	21650 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	OFF	21650 ms
03712	21 Selected Loop CA reverse	OFF	21650 ms
00511	Relay GENERAL TRIP command	OFF	21683 ms

Anunciaciones de falla 02/04/2004 7:00:22 Alajuelita / El Este7SA522, primer falla

Número	Aviso	Valor	Fecha y hora
00301	Power System fault 1 -	ON	02.04.2004 07:00:22.076
00302	Fault Event 1 -	ON	02.04.2004 07:00:22.076
03693	21 Pickup ABC	ON	0 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	ON	0 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	ON	0 ms
03712	21 Selected Loop CA reverse	ON	0 ms

02784	79: Auto recloser is not ready	ON	201 ms
03712	21 Selected Loop CA reverse	OFF	2542 ms
03691	21 Pickup BC	ON	2667 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	OFF	2667 ms
03693	21 Pickup ABC	ON	2708 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	ON	2708 ms
03691	21 Pickup BC	ON	2812 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	OFF	2812 ms
03693	21 Pickup ABC	ON	2846 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	ON	2846 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	3005 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	ON	3005 ms
03707	21 Selected Loop AG reverse	ON	3009 ms
03686	21 Pickup ABG	ON	3562 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	OFF	3563 ms
03685	21 Pickup AB	ON	3583 ms
03707	21 Selected Loop AG reverse	OFF	3583 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	OFF	3583 ms
03693	21 Pickup ABC	ON	3587 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	ON	3587 ms
03691	21 Pickup BC	ON	3592 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	OFF	3592 ms
03693	21 Pickup ABC	ON	3613 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	ON	3613 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	3625 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	ON	3625 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	ON	3629 ms
03693	21 Pickup ABC	ON	3650 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	OFF	3650 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	OFF	3650 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	3684 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	ON	3684 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	ON	3684 ms
03692	21 Pickup BCG	ON	3834 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	OFF	3834 ms
03805	21 TRIP command Phases ABC	ON	4004 ms
00536	Relay Definitive TRIP	ON	4006 ms
00533	Primary fault current Ia	0.76 kA	4007 ms
00534	Primary fault current Ib	1.28 kA	4008 ms
00535	Primary fault current Ic	1.05 kA	4008 ms
03671	21 PICKED UP	OFF	4074 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	OFF	4074 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	OFF	4074 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	OFF	4074 ms
00511	Relay GENERAL TRIPcommand	OFF	4103 ms
01125	Fault Locator Loop CG	ON	3989 ms
01117	Flt Locator: secondary RESISTANCE -1.79 Ohm		3989 ms
01118	Flt Locator: secondary REACTANCE -6.15 Ohm		3989 ms
01114	Flt Locator: primary RESISTANCE -15.44 Ohm		3989 ms
01115	Flt Locator: primary REACTANCE -53.04 Ohm		3989 ms

01119	Flt Locator: Distance to fault -113.9 km	3989 ms
01120	Flt Locator: Distance [%] to fault -590.1 %	3989 ms

Anunciaciones de falla 02/04/2004 7:07:16 Alajuelita / La Caja 7SA522, segunda falla

Número	Aviso	Valor	Fecha y hora
00301	Power System fault 33 -	ON	02.04.2004 07:07:16.452
00302	Fault Event 33 -	ON	02.04.2004 07:07:16.452
03691	21 Pickup BC	ON	0 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	ON	0 ms
03688	21 Pickup CG	ON	30 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	ON	30 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	OFF	30 ms
04164	68 Power Swing detected	ON	55 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	ON	55 ms
04169	68 Power Swing detected, Phase C	ON	55 ms
03690	21 Pickup CAG	ON	67 ms
03712	21 Selected Loop CA reverse	ON	67 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	71 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	ON	71 ms
02784	79: Auto recloser is not ready	ON	198 ms
04164	68 Power Swing detected	OFF	292 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	OFF	292 ms
04169	68 Power Swing detected, Phase C	OFF	292 ms
03690	21 Pickup CAG	ON	305 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	OFF	305 ms
03688	21 Pickup CG	ON	309 ms
03712	21 Selected Loop CA reverse	OFF	309 ms
03692	21 Pickup BCG	ON	1148 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	ON	1148 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	ON	1148 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	OFF	1749 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	ON	1821 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	1855 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	ON	1856 ms
03712	21 Selected Loop CA reverse	ON	1856 ms
03693	21 Pickup ABC	ON	1862 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	OFF	1862 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	OFF	1862 ms
04164	68 Power Swing detected	ON	2028 ms
04167	68 Power Swing detected, Phase A	ON	2028 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	ON	2028 ms
04164	68 Power Swing detected	OFF	2140 ms
04167	68 Power Swing detected, Phase A	OFF	2140 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	OFF	2140 ms
04164	68 Power Swing detected	ON	2487 ms
04167	68 Power Swing detected, Phase A	ON	2487 ms

04168	68 Power Swing detected, Phase B	ON	2487 ms
04164	68 Power Swing detected	OFF	2553 ms
04167	68 Power Swing detected, Phase A	OFF	2553 ms
04168	68 Power Swing detected, Phase B	OFF	2553 ms
03712	21 Selected Loop CA reverse	OFF	5173 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	5181 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	ON	5181 ms
03692	21 Pickup BCG	ON	5189 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	OFF	5189 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	ON	5198 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	5226 ms
03712	21 Selected Loop CA reverse	ON	5226 ms
03693	21 Pickup ABC	ON	5231 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	OFF	5231 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	OFF	5231 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	ON	5231 ms
03694	21 Pickup ABCG	ON	6399 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	ON	6399 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	ON	6399 ms
03707	21 Selected Loop AG reverse	ON	6403 ms
03805	21 TRIP command Phases ABC	ON	6557 ms
00536	Relay Definitive TRIP	ON	6558 ms
00533	Primary fault current Ia	1,33 kA	6560 ms
00534	Primary fault current Ib	1,43 kA	6560 ms
00535	Primary fault current Ic	1,35 kA	6560 ms
03671	21 PICKED UP	OFF	6628 ms
03707	21 Selected Loop AG reverse	OFF	6628 ms
03708	21 Selected Loop BG reverse	OFF	6628 ms
03709	21 Selected Loop CG reverse	OFF	6628 ms
03710	21 Selected Loop AB reverse	OFF	6628 ms
03711	21 Selected Loop BC reverse	OFF	6628 ms
03712	21 Selected Loop CA reverse	OFF	6628 ms
00511	Relay GENERAL TRIP command	OFF	6653 ms
01123	Fault Locator Loop AG	ON	6542 ms
01117	Flt Locator: secondary RESISTANCE -0,36 Ohm		6542 ms
01118	Flt Locator: secondary REACTANCE -6,21 Ohm		6542 ms
01114	Flt Locator: primary RESISTANCE-3,10 Ohm		6542 ms
01115	Flt Locator: primary REACTANCE -53,59 Ohm		6542 ms
01119	Flt Locator: Distance to fault -115,1 km		6542 ms
01120	Flt Locator: Distance [%] to fault -959,0 %		6542 ms

Anunciaciones del evento #3

Anunciaciones de falla 24.06.03 19:56:58.643, subestación Río Claro

No.	Message	Value	Date / Time
1114	Fault resistance, Ohm prim.	2.69 Ohm	445 ms
1115	Fault reactance, Ohm prim.	5.69 Ohm	445 ms
1117	Fault resistance, Ohm sec.	0.73 Ohm	445 ms
1118	Flt Loc.: Secondary react. to fault	1.54 Ohm	445 ms
1120	Distance to fault in %	11.4 %	445 ms
1119	Flt Loc.: Distance to fault(km)	11.9 km	445 ms
1116	Loop used for calculation: Loop L1-E	going	445 ms
0511	General trip of the relay	going	492 ms
3701	Dist.: Loop L1E selected forward	going	491 ms
3671	Dist.: General fault detection	going	491 ms
0502	Relay Drop-out	coming	491 ms
1316	>Carrier reception for direct. E/F comp	coming	55 ms
2785	79 -Auto-reclose is dynamically BLOCKED	coming	13 ms
0523	Interrupted phase C current /In	0.2	0 ms
0522	Interrupted phase B current /In	0.4	0 ms
0521	Interrupted phase A current /In	2.9	0 ms
3701	Dist.: Loop L1E selected forward	coming	0 ms
3812	Dist.: Trip 3pole in zone Z1/T1	coming	0 ms
3805	Dist.: Trip 3pole	coming	0 ms
4070	BLOCKING: Signal stop	coming	0 ms
3682	Dist.: Fault detection phase L1,E	coming	0 ms
0302	Trip Log	23 coming	24.06.03 19:56:58.643
0301	Fault History	22 coming	24.06.03 19:56:58.643

Anunciaciones de falla 24.06.03 19:54:48.258, subestación San Isidro

No.	Message	Value	Date / Time
1114	Fault resistance, Ohm prim.	16.99 Ohm	2319 ms
1115	Fault reactance, Ohm prim.	43.00 Ohm	2319 ms
1117	Fault resistance, Ohm sec.	4.61 Ohm	2319 ms
1118	Flt Loc.: Secondary react. to fault	11.67 Ohm	2319 ms
1120	Distance to fault in %	85.5 %	2319 ms
1119	Flt Loc.: Distance to fault(km)	89.1 km	2319 ms
1116	Loop used for calculation: Loop L1-E	going	2319 ms
0511	General trip of the relay	going	2348 ms
3701	Dist.: Loop L1E selected forward	going	2348 ms
3671	Dist.: General fault detection	going	2348 ms
0502	Relay Drop-out	coming	2348 ms
2785	79 -Auto-reclose is dynamically BLOCKED	coming	402 ms
0523	Interrupted phase C current /In	0.1	399 ms
0522	Interrupted phase B current /In	0.1	399 ms
3805	Dist.: Trip 3pole	coming	399 ms
4068	POTT teleprotection: Transient block	coming	229 ms
4014	>Dist.:Teleprot./carrier receive POTT	coming	26 ms
2801	79 - A/R in progress	coming	16 ms
0521	Interrupted phase A current /In	1.7	6 ms
3802	Dist.: Trip phase L1 1pole only	coming	6 ms
3701	BLOCKING: Signal stop	coming	0 ms
3682	Dist.: Fault detection phase L1,E	coming	0 ms
0302	Trip Log	52coming	24.06.03 19:54:48.258
0301	Fault History	49comin	24.06.03 19:54:48.258

APÉNDICE 3

EJEMPLO DE AJUSTE DE RELÉ SIEMENS

7SA513 V3.2

7SA51314CA300CH1 V03.2x

Configuration, Control, Marshalling, Settings

Configuration

7200 PC AND SYSTEM INTERFACES

7208 Function type in accordance with VDEW/ZVEI	128
7211 Data format for PC-interface	DIGSI V3
7214 Transmission gaps for PC-interface	0.0 s
7215 Transmission baud rate for PC-interface	9600 Baud
7216 Parity and stop-bits for PC-interface	DIGSI V3
7221 Data format for system-interface	VDEW compatible
7222 Measurement format for system-interface	VDEW compatible
7224 Transmission gaps for system-interface	0.0 s
7225 Transmission baud rate for system-interface	9600 Baud
7226 Parity and stop-bits for system-interface	VDEW/DIGSI
V3/LSA	
7227 Online-switch VDEW-DIGSI enabled	no
7235 Parameterizing via system-interface	no

7800 SCOPE OF FUNCTIONS

7812 Distance protection	Existent
7813 Distance protection: Fault detection program	Impedance zone FD.
7820 Power swing detection	Non-existent
7821 Teleprotection Permissive Underreach	Non-existent
7822 Teleprotection Permissive Overreach	Existent
7823 User definable logic functions	Non-existent
7824 Switch-onto-fault protection	Non-existent
7825 Weak infeed trip	Non-existent

7826 Emergency overcurrent protection	Existent
7831 Earth fault protection for earthed networks	Non-existent
7834 Internal auto-reclose function	Existent
7835 Internal synchronism and voltage check	Non-existent
7836 Back-up overcurrent protection	Non-existent
7837 Overvoltage protection	Non-existent
7838 Fault locator	Existent
7839 Breaker fail protection	Non-existent
7885 Parameter change-over	Non-existent
7899 Rated system frequency	fN 60 Hz

7900 DEVICE CONFIGURATION

7910 CB test via binary input program	Trip-close 3pole
7912 Auto-reclose with distance protection	yes
7921 Auto-reclose when teleprotect. is not operativ	no
7924 Auto-reclose with switch-onto-fault protection	no
7925 Auto-reclose with weak infeed tripping	no
7926 Auto-reclose with emergency overcurrent prot.	no
7931 Auto-reclose with E/F protect. in earthed net	no
7936 Auto-reclose with back-up overcurrent prot.	no
7941 Auto-reclose with ext. trip via binary input	no

Control

8200 RESET OF STORED INFORMATIONS

6100 MARSHALLING BINARY INPUTS

6101 Binary input 1	
001 0005 >Reset LED indicators	active with voltage
6102 Binary input 2	
001 0361 >U Line side VT MCB tripped	active without volt.
6103 Binary input 3	
001 0354 >CB aux. contact:3poles closed (series)	active without volt.
6104 Binary input 4	

001 0356 >Manual close	active with voltage
6105 Binary input 5	
001 4014 >Dist.:Teleprot./carrier receive POTT	active with voltage
6106 Binary input 6	
001 4015 >Dist.:Teleprot./carrier faulty POTT	active with voltage
002 4025 >Dist.:Teleprot./carrier faulty PUTT	active with voltage
6107 Binary input 7	
001 2730 >AR: Circuit breaker ready for reclose	active without volt.
6108 Binary input 8	
6109 Binary input 9	
001 2701 >AR: Switch on auto-reclose function	active with voltage
6110 Binary input 10	
001 2702 >AR: Switch off auto-reclose function	active with voltage
6111 Binary input 11	
001 1316 >Carrier reception for direct. E/F comp	active with voltage
6112 Binary input 12	
001 1317 >Carrier reception for dir. E/F faulty	active with voltage
6113 Binary input 13	
6114 Binary input 14	
6115 Binary input 15	
6116 Binary input 16	

6400 MARSHALLING TRIP RELAYS

6401 Trip relay 1	
001 0515 General 3pole trip of device	
002 3802 Dist.: Trip phase L1 1pole only	
003 3805 Dist.: Trip 3pole	
004 4295 Switch-onto-fault: Trip 3pole	
005 0512 General 1pole trip of device: Phase L1	
6402 Trip relay 2	
001 0515 General 3pole trip of device	
002 3803 Dist.: Trip phase L2 1pole only	
003 3805 Dist.: Trip 3pole	
004 4295 Switch-onto-fault: Trip 3pole	

005 0513 General 1pole trip of device: Phase L2
6403 Trip relay 3
001 0515 General 3pole trip of device
002 3804 Dist.: Trip phase L3 1pole only
003 3805 Dist.: Trip 3pole
004 4295 Switch-onto-fault: Trip 3pole
005 0514 General 1pole trip of device: Phase L3
6404 Trip relay 4
001 2851 AR: Close command from auto-reclose

Settings Parameter group A

1100 POWER SYSTEM DATA	
1101 Current transformer polarity	Towards line
1102 System star-point condition	Solidly earthed
1103 Primary rated voltage	230 kV
1104 Secondary rated voltage	104 V
1105 Primary rated current	600 A
1107 Min. current for CT-saturation	+* I _{In}
1109 U _x voltage transformer connection	Not connected
1110 Matching factor U _{ph} /U _{delta} (sec.earth voltage)	1.73
1111 I ₄ current transformer connection	Protected line
1112 Matching factor I _e /I _{ph} (I _e protected line)	1.000
1113 Matching factor I _e /I _{ph} (I _e parallel line)	1.000
1114 I ₅ current transformer connection	Not connected
1117 Residual compensating factor	RE/RL 0.78
1118 Residual compensating factor	XE/XL 0.74
1119 Mutual compensating factor	RM/RL 0.00
1120 Mutual compensating factor	XM/XL 0.00
1121 Line angle	79.6 °
1122 Secondary reactance per unit line length	X _{sec} 0.131 Ohm/km
1123 Sec. capacitance per unit line length	C _{sec} 0.012 µF/km
1124 Line length	56.0 km
1125 Earth current ratio parallel line comp.	85 %

1130 Trip command min.duration for I > I-RES	0.00 s
1131 Trip command min.duration for I < I-RES	0.15 s
1135 Maximum close command duration	1.00 s
1136 3 pole coupling	With trip command
1137 Trip type with 2phase faults	Three-pole
1138 Load compensation	no
1140 Current threshold for open line detect.	I-RES 0.10 I/In
1141 Voltage threshold for open line detect.	U-RES 30 V
1142 CB close zone release extension	0.05 s
1143 Checking of circuit breaker position	I-RES.< and U-RES.<
1145 Prolongation time after manual closing	0.30 s
1149 Stabilization time for external trip	0.01 s

1200 DISTANCE PROTECTION: GENERAL SETTINGS

1201 Distance protection function	on
1202 Direction for fault detection directional trip	Forwards
1203 Delay T4 fault detection directional trip	3.50 s
1204 Delay T5 fault detection non-directional trip	4.00 s
1205 Distance zone effective with manual close	Z1B effective
1208 Series compensated line	no
1209 Compensation parallel line	no
1216 Distance zone Z1B effective before 1st RAR	yes
1217 Effective zone if DAR is blocked	Z1; T1
1218 Distance zone Z1L effective before DAR	no
1220 Distance zone effective for any closure	Z1B effective
1221 Autoreclosure is blocked for Z1B faults	no
1222 Autoreclosure is blocked for Z1L faults	no

1300 DISTANCE PROTECTION: INDEPENDENT ZONES

1301 Zone 1: Resistance (phase-phase)	R1 5.21 Ohm
1302 Zone 1: Reactance (reach)	X1 6.24 Ohm

1303 Zone 1: Resistance (phase-earth)	R1E 11.45 Ohm
1304 Zone 1: Direction	Forwards
1305 Zone 1: Delay for single phase faults	T1 1PH 0.00 s
1306 Zone 1: Delay for multi-phase faults	T1 0.00 s
1311 Zone 2: Resistance (phase-phase)	R2 19.25 Ohm
1312 Zone 2: Reactance (reach)	X2 16.56 Ohm
1313 Zone 2: Resistance (phase-earth)	R2E 25.85 Ohm
1314 Zone 2: Direction	Forwards
1315 Zone 2: Delay for single phase faults	T2 1PH 0.40 s
1316 Zone 2: Delay for multi-phase faults	T2 0.40 s
1317 Single pole trip for faults in Z2	no
1321 Zone 3: Resistance (phase-phase)	R3 33.28 Ohm
1322 Zone 3: Reactance (reach)	X3 20.52 Ohm
1323 Zone 3: Resistance (phase-earth)	R3E 33.28 Ohm
1324 Zone 3: Direction	Forwards
1325 Zone 3: Delay for all faults	T3 0.80 s

1400 DISTANCE PROTECTION: CONTROLLED ZONES

1401 Zone 1B: Resistance (phase-phase)	R1B 19.25 Ohm
1402 Zone 1B: Reactance (reach)	X1B 16.56 Ohm
1403 Zone 1B: Resistance (phase-earth)	R1BE 25.85 Ohm
1404 Zone 1B: Direction	Forwards
1405 Zone 1B: Delay for single phase faults	T1B 1PH 0.06 s
1406 Zone 1B: Delay for multi-phase faults	T1B 0.06 s
1407 Coord.-Timer for blocking scheme	0.010 s
1411 Zone 1L: Resistance (phase-phase)	R1L 2.00 Ohm
1412 Zone 1L: Reactance (reach)	X1L 4.00 Ohm
1413 Zone 1L: Resistance (phase-earth)	R1LE 4.00 Ohm
1414 Zone 1L: Direction	Forwards
1415 Zone 1L: Delay for all faults	T1L +* s

1600 DISTANCE PROTECTION: FAULT DETECTION

1602 Earth fault detection	Ie> 0.10 I/In
1603 Earth flt. detect. (independent of 1707)	Ie>> 0.10 I/In
1621 Minimum current for fault detection	Iph> 0.20 I/In
1622 Fault detection forward reach	X+A 41.03 Ohm
1623 Fault detection reverse reach	X-A 20.52 Ohm
1624 Fault det. resistance (ph-ph, phi<PHI A)	RA1 37.44 Ohm
1625 Fault det. resistance (ph-ph, phi>PHI A)	RA2 37.44 Ohm
1626 Fault det. resistance (ph-e, phi<PHI AE)	RA1E 37.44 Ohm
1627 Fault det. resistance (ph-e, phi>PHI AE)	RA2E 37.44 Ohm
1628 Fault det. ph-ph angle betw. RA1/RA2	PHI A 45.0 °
1629 Fault det. ph-e angle betw. RA1E/RA2E	PHI AE 45.0 °
1630 Overcurrent fault detection	Iph>> 2.18 I/In

2200 TELEPROTECTION: PERMISSIVE OVERREACH (POTT)

2201 Permissive overreach transfer trip	on
2202 Permissive overreach transfer trip mode	Blocking with Z1B
2203 Transient blocking time after external fault	0.10 s
2204 Waiting time for trans.block. (missing receipt)	0.20 s
2206 Send signal prolongation for POTT	0.10 s
2210 Effect. direction for directional comparison	Forwards
2211 Waiting time for trans.block. (reverse faults)	0.04 s
2212 Send signal delay for POTT	0.10 s
2220 Echo function for weak infeed	off
2221 Echo delay time	0.04 s
2222 Duration of echo impulse	0.05 s
2223 Echo blocking time	0.15 s

2600 EMERGENCY OVERCURRENT PROTECTION

2601 State of emergency overcurrent prot.: phase	on
2602 Highset phase overcurrent threshold (DT)	I>> 3.77 I/In

2603 Delay time for I>>	TI>> 0.10 s
2611 Emerg. phase overcurrent characteristic	Definite time
2612 Phase overcurrent threshold (DT)	I> 1.82 I/In
2613 Delay time for I>	TI> 4.00 s
2614 Phase o/c threshold (inverse time IDMT)	Ip 0.20 I/In
2615 Time multiplier for Ip (inverse time IDMT)	Tp +* s
2616 Phase current measurement format	Without harmonics
2621 Phase overcurrent stage effect.: Manual close	I>> undelayed
2623 Phase overcurrent stage effect.: Auto reclose	I>> only with AR
2631 State of emergency overcurrent prot.: earth	on
2632 Highset earth overcurrent threshold (DT)	IE>> 4.00 I/In
2633 Delay time for IE>>	TIE>> 0.30 s
2641 Emergency earth overcurrent characteristic	Definite time
2642 Earth overcurrent threshold (DT)	IE> 0.77 I/In
2643 Delay time for IE>	TIE> 4.00 s
2644 Earth o/c threshold (inverse time IDMT)	IEp 0.30 I/In
2645 Time multiplier for IEp (inv. time IDMT)	TEp +* s
2646 Earth current measurement format	Without harmonics
2651 Earth overcurrent stage effect: Manual close	IE>> undelayed
2653 Earth overcurrent stage effect: Auto reclose	Ie>> with RAR

3400 AUTO-RECLOSE FUNCTION

3401 Auto-reclose function	on
3402 Auto-reclose block with reverse faults	yes
3403 Auto-reclose block with manual close	yes
3405 Reclaim time after successful AR	3.00 s
3406 Lock-out time after unsuccessful AR	3.00 s
3407 Blocking duration with manual close	1.00 s
3412 CB ready interrogation at 1st trip command	yes
3413 CB ready interrogation before reclosing	CB? never
3415 Circuit breaker supervision time	3.00 s
3419 AR request for synchro-check	Never
3422 Rapid auto-reclose program	Single-pole

3423 3U0 processing measurement before closing	Ineffective
3424 Rapid auto-reclose action time	0.20 s
3425 RAR 3pole dead time	0.40 s
3426 RAR 1pole dead time	0.40 s
3427 RAR accelerated 1pole dead time (U0 dependent)	0.50 s
3428 Evolving fault recognition with 1pole AR	With trip command
3429 Blocking with evolving faults	Always
3430 Discrimination time for evolving faults	0.10 s
3431 3p trip when AR is blocked during 1p dead time	yes
3442 Delayed auto-reclose program	No DAR
3443 Number of DAR shots after 1 pole initiation	1
3444 Number of DAR shots after 3 pole initiation	0
3445 Delayed auto-reclose action time	0.20 s
3446 DAR 3pole dead time for 1st shot	0.80 s
3447 DAR 3pole dead time for 2nd shot	0.80 s
3448 DAR 3pole dead time for 3rd and further shots	0.80 s

3800 FAULT LOCATION FUNCTION

3802 Start condition for fault locator	Trip command
3805 Parallel line compensation	no

APÉNDICE 4
TIPOS DE TORRES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN



Torre de transmisión doble circuito, doble hilo guarda, 230 kV



Torre de transmisión tipo plana, circuito horizontal, 230 KV



Torre de transmisión, doble circuito, un hilo guarda, 138 KV



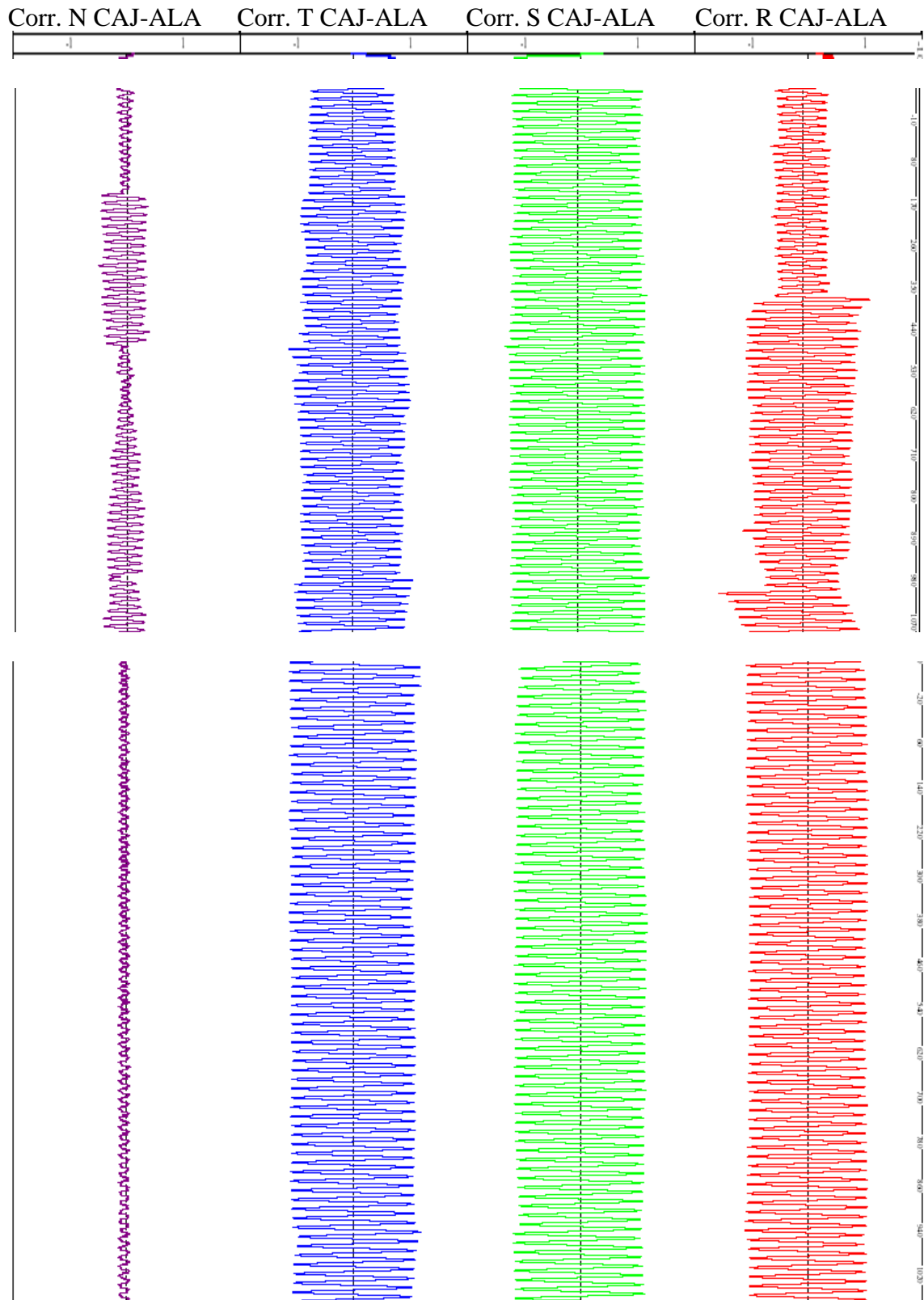
Torre de transmisión, tipo “cara de gato”, 230 KV

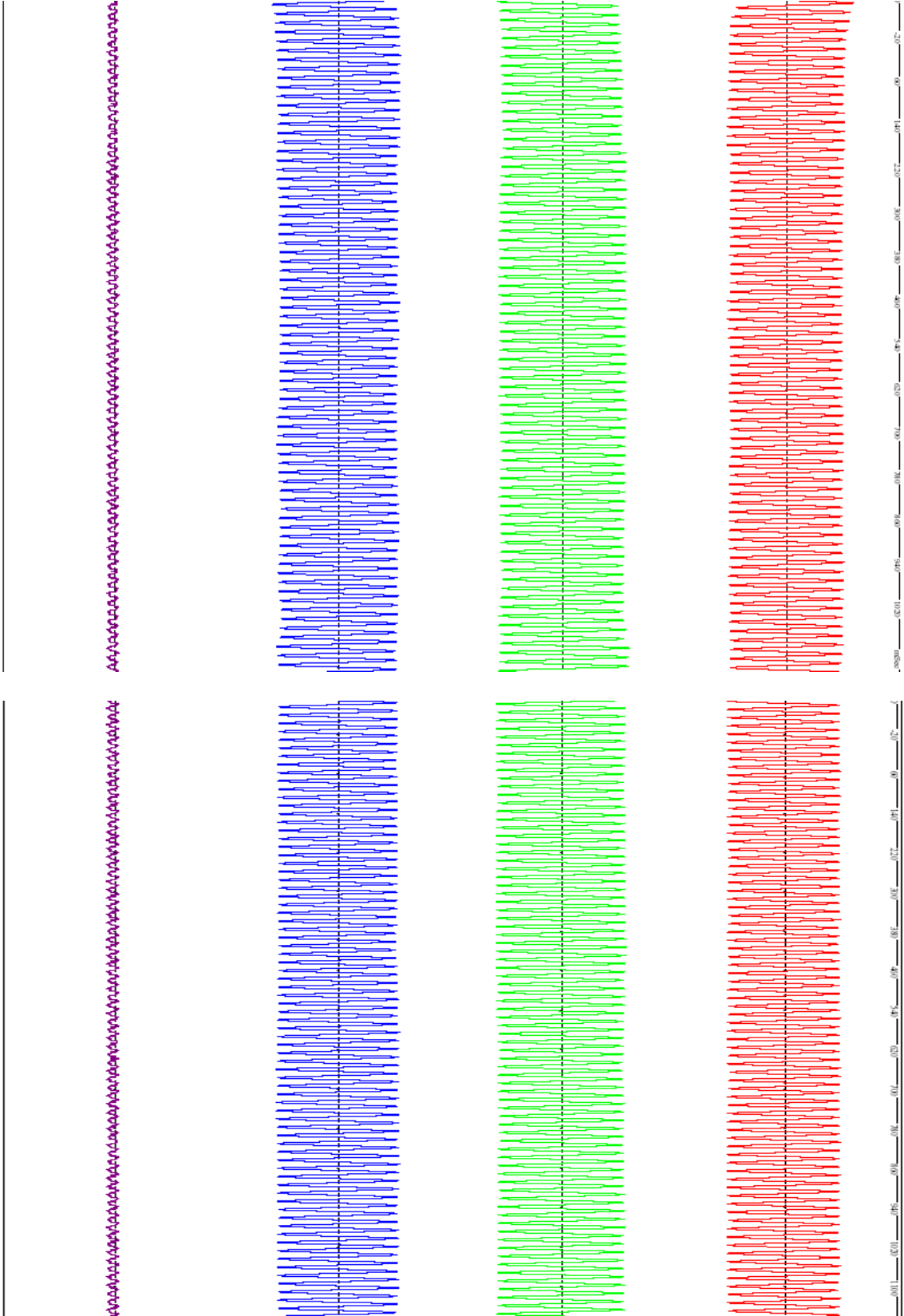


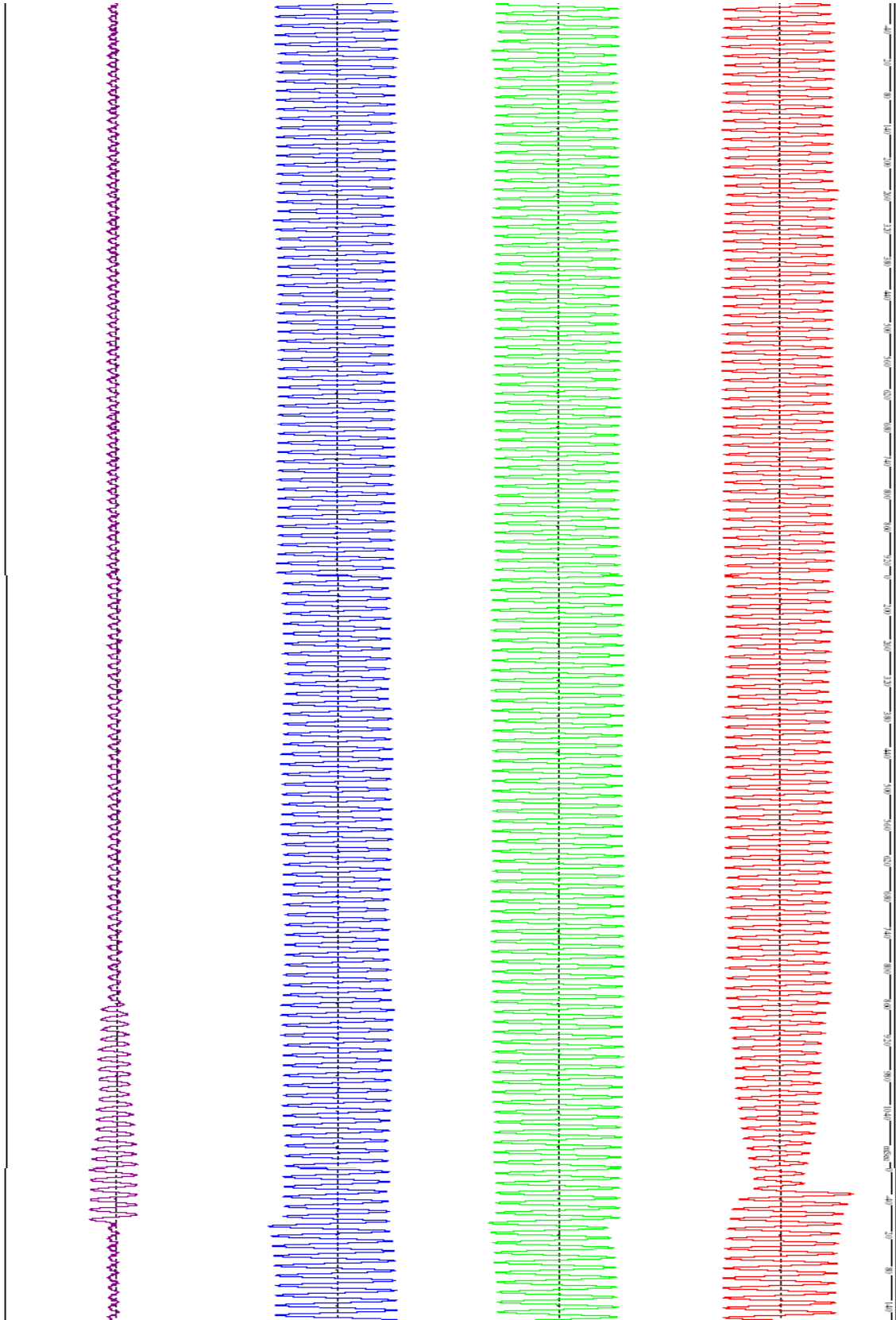
Torre de transmisión, un circuito en delta, 138 KV.

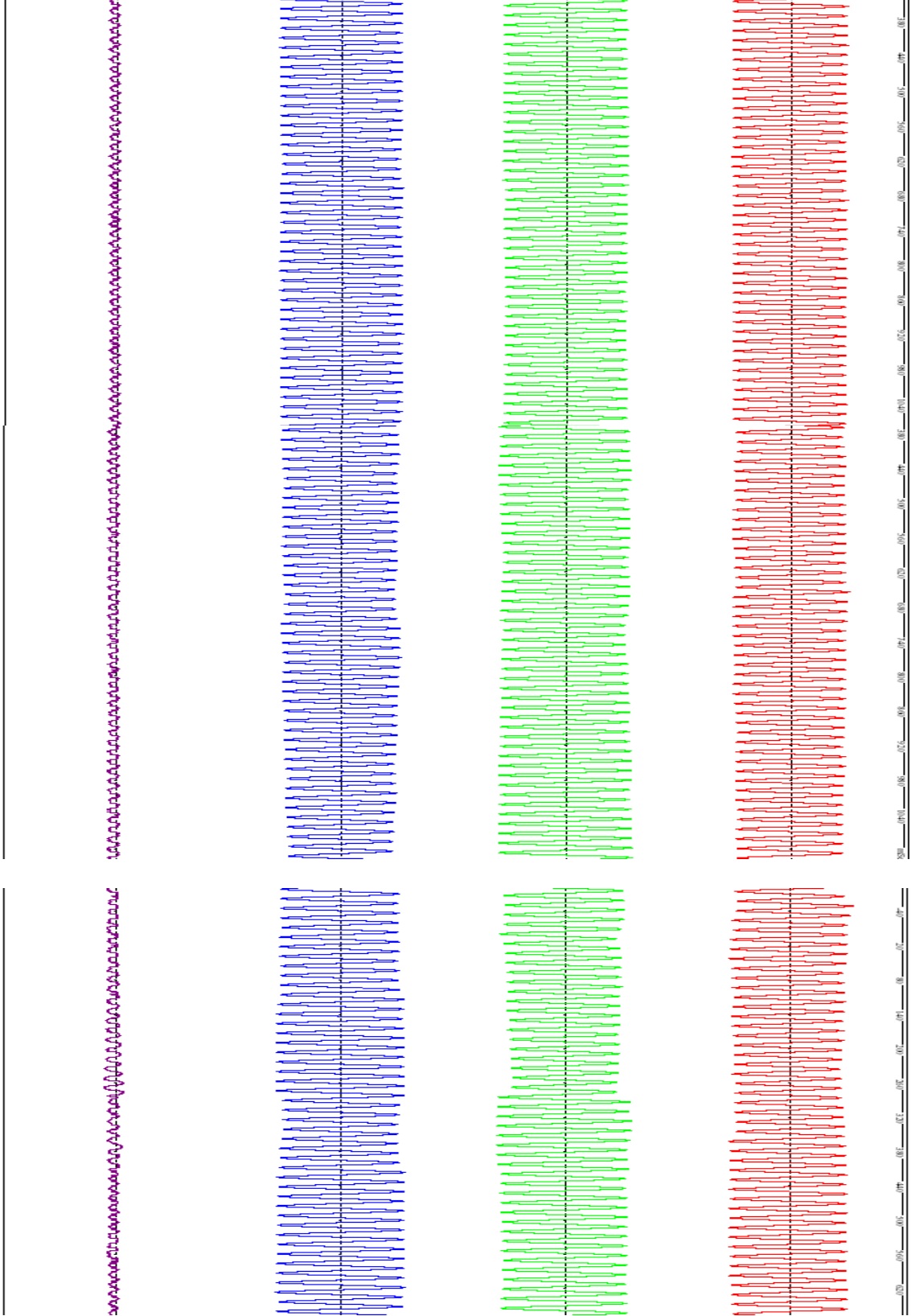
APÉNDICE # 5

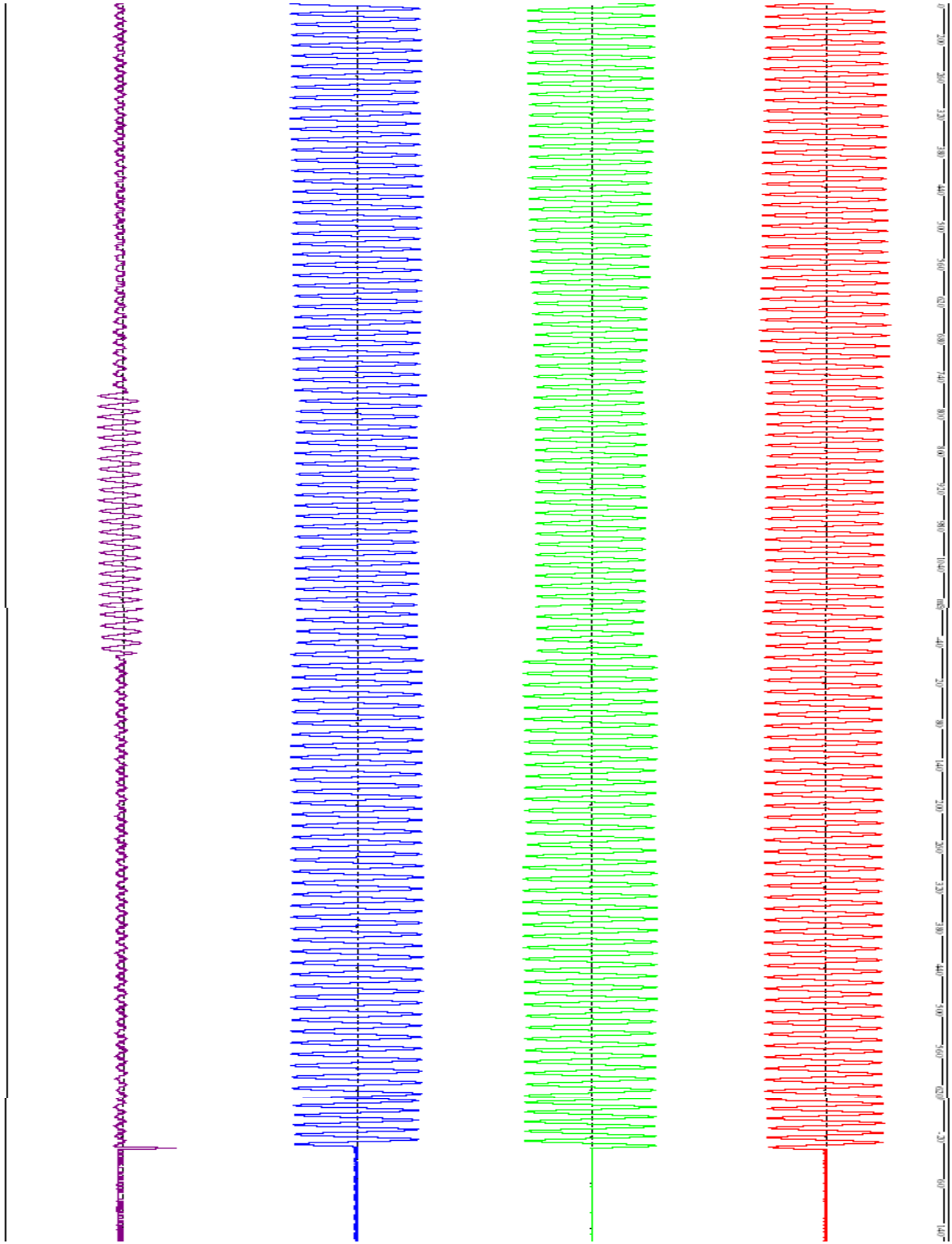
Oscilografía, subestación La Caja, evento #2, primera falla



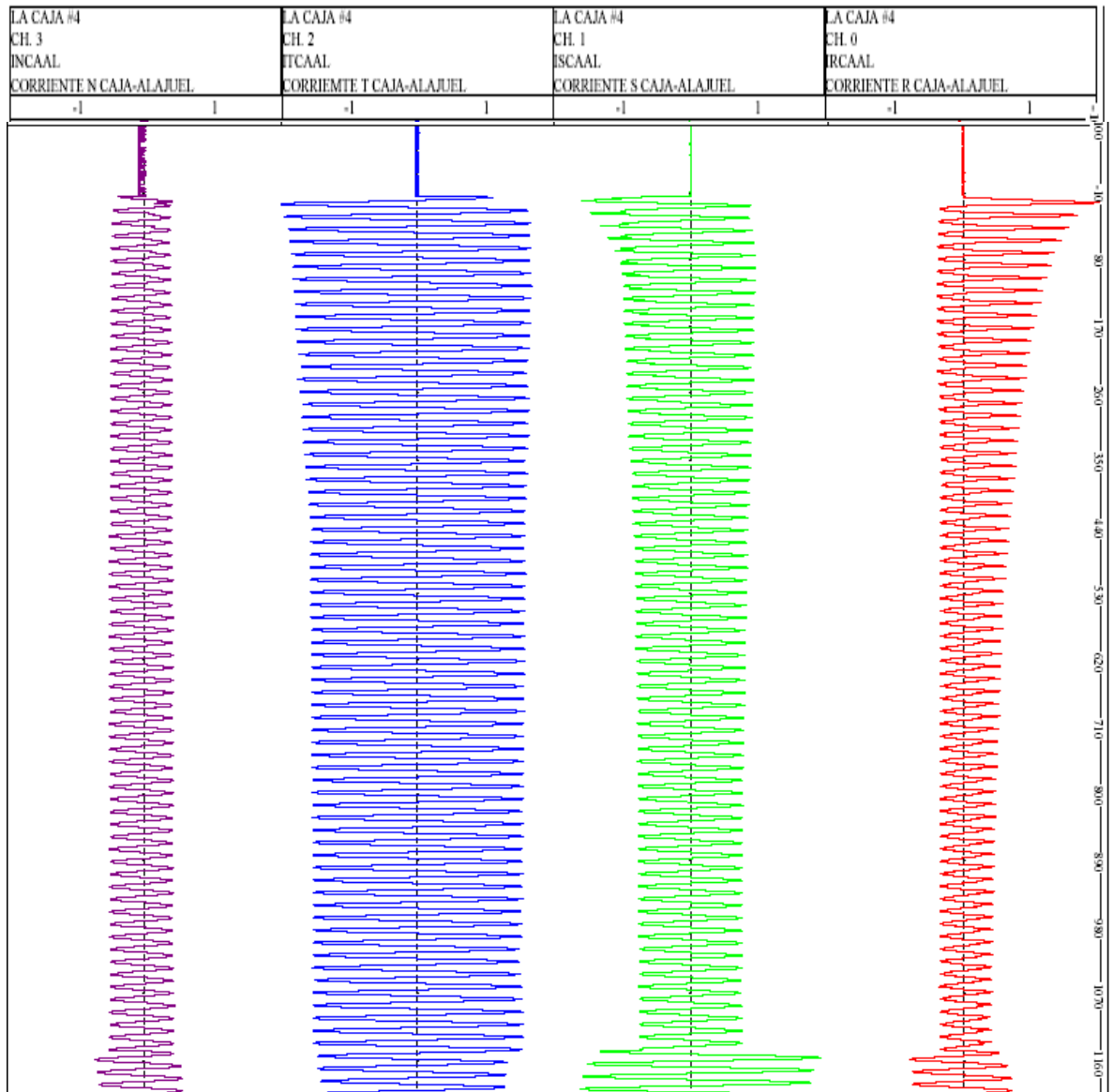


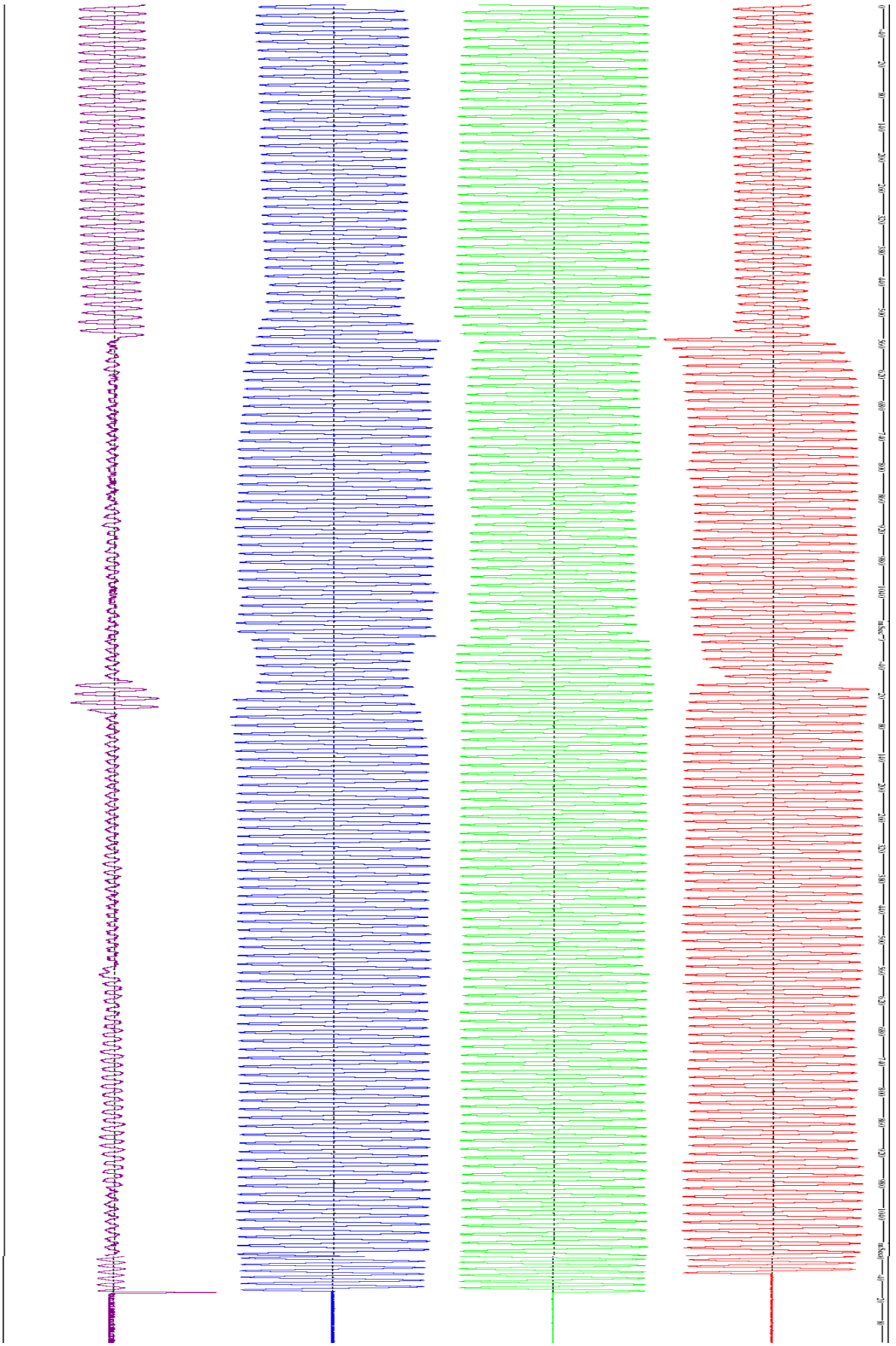






Oscilografía Subestación La Caja, evento # 2, segunda falla





APÉNDICE # 6

Fotografías de los daños provocados por la falla, caso # 2





