



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

**PARAMETRIZACIÓN Y PRUEBAS EN LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN
PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA ANA (69KV)**

Juan José Barraza Morales

Asesorado por el Ing. Jorge Gilberto González Padilla

Guatemala, enero de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PARAMETRIZACIÓN Y PRUEBAS EN LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN
PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA ANA (69KV)**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JUAN JOSÉ BARRAZA MORALES

ASESORADO POR EL ING. JORGE GILBERTO GONZÁLEZ PADILLA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Planco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian De León
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez
VOCAL V	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
SECRETARIA	Ing. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
EXAMINADOR	Ing. Byron Armando Cuyán Culajay
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

PARAMETRIZACIÓN Y PRUEBAS EN LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA ANA 69KV

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 5 de febrero de 2015.

Juan José Barraza Morales

Guatemala, 07 de Octubre de 2016

Ingeniero

GUSTAVO BENIGNO OROZCO GODINEZ

Coordinador Área de potencia

Escuela de Mecánica Eléctrica

Universidad de San Carlos de Guatemala

Presente.

Estimado Ingeniero Orozco:

Por este medio me dirijo a usted para informarle que habiendo asesorado al estudiante Juan José Barraza Morales con carné No. 2006-11623, en el trabajo de graduación "PARAMETRIZACIÓN Y PRUEBAS EN LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA ANA (69 Kv)" y llenando éste los objetivos trazados, extendiendo la aprobación del mismo.

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

Sin otro particular, me suscribo atentamente.

Jorge Gilberto González Padilla
INGENIERO ELECTRICISTA
No. DE COLEGIADO 9055

Ingeniero Jorge Gilberto González Padilla



Ref. EIME 71. 2016.
Guatemala, 26 de OCTUBRE 2016.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**PARAMETRIZACIÓN Y PRUEBAS EN LOS RELEVADORES
DE PROTECCIÓN PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA
ANA (69 Kv),** del estudiante **Juan José Barraza Morales,** que
cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DIRECCIÓN Y ENSEÑANZA A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



SRO

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 71. 2016.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; **JUAN JOSÉ BARRAZA MORALES** titulado: **PARAMETRIZACIÓN Y PRUEBAS EN LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA ANA (69 Kv)**, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 9 DE NOVIEMBRE 2016.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

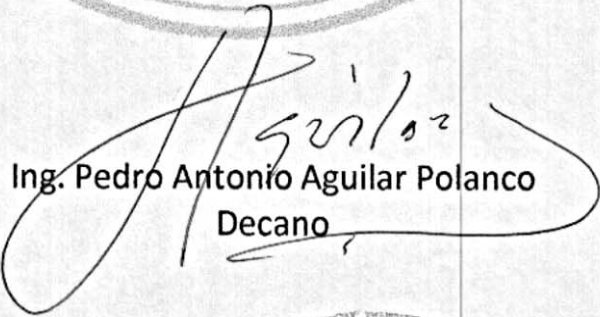


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 058.2017

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **PARAMETRIZACIÓN Y PRUEBAS EN LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA ANA (69KV)**, presentado por el estudiante universitario: **Juan José Barraza Morales**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, enero de 2017



/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por ser una importante influencia en todos los aspectos de mi vida.
Mis padres	Marco Tulio Barraza y Úrsula Morales. Por su cariño y apoyo.
Mi Hermano	Marco Barraza Morales. Por su apoyo durante la carrera.
Mi Hermano	David Alexander López. Por su apoyo durante la carrera.
Mi Novia	Silvia Alexandra Lemus. Por estar siempre conmigo y apoyarme en estos años.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad
de San Carlos de
Guatemala**

Por ser la casa de estudios que me brindó el conocimiento que es vital en mi vida.

Facultad de Ingeniería

Por la enseñanza transmitida junto con su experiencia.

Mis amigos de la Facultad

Por el apoyo incondicional en mis logros y pruebas durante mi formación académica.

Mi Asesor

Ing. Jorge Gilberto Gonzales Padilla por su apoyo incondicional en este trabajo.

Grupo Teknoenergy S.A.

Por la experiencia de trabajar y aplicar mis conocimientos en los proyectos.

Ingenio Santa Ana

En especial al Ing. José Luis Martínez y a los colaboradores presentes en el proyecto.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XI
OBJETIVOS.....	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	1
1.1. Componentes de una línea de transmisión	1
1.2. Parámetros de las líneas de transmisión.....	2
1.3. Modelos de líneas de transmisión	3
1.3.1. Línea de transmisión corta.....	4
1.3.2. Línea de transmisión media.....	4
1.3.3. Línea larga.....	5
1.4. Principales fallas en líneas de transmisión	6
1.4.1. Falla simétricas.....	7
1.4.1.1. Falla trifásica.....	7
1.4.2. Fallas asimétricas	8
1.4.2.1. Falla bifásica a tierra.....	9
1.4.2.2. Falla bifásica.....	10
1.4.2.3. Falla monofásica.....	11
1.5. Equipos usados para proteger una línea de transmisión.....	13
1.5.1. Interruptores de potencia	13
1.5.2. Fusible o cortacircuitos	14
2. RELEVADORES DE PROTECCIÓN.....	17

2.1.	¿Qué es un relevador?.....	17
2.1.1.	Relevador de protección diferencial	17
2.1.2.	Relevador de protección de distancia	19
2.1.3.	Relevador de sobre corriente entre fases y entre fases-neutro	21
2.2.	Comunicación con relevadores	29
2.3.	Parametrización y coordinación de protección de relevador sel 311I.....	31
2.4.	Cálculo de ajustes relevadores sel311I para protección de línea corta d1-d4	33
2.5.	Determinación de relación de transformación	33
2.6.	Determinación de ajustes para protección diferencial 87L	35
3.	EQUIPO DE PRUEBAS	49
3.1.	Maleta de prueba	49
3.2.	Introducción a equipo OMICRÓN.....	52
3.3.	Parametrización de equipo OMICRÓN	61
3.4.	prueba de sobrecarga a Relé General Electric G60.....	66
3.5.	Prueba de Sobrecorriente a Relé General Electric G60.....	68
4.	INTEGRACIÓN ENTRE RELEVADORES Y EQUIPO DE PRUEBAS	71
4.1.	Inyección de corrientes por medio de equipo de pruebas	71
4.2.	Medición de corrientes por medio de relevadores.....	75
4.3.	Simulación de fallas internas y externas.	78
5.	PUESTA EN SERVICIO DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN	85
5.1.	Manipulación de interruptores por medio de relevadores.....	85
5.2.	Pruebas en sitio de equipo de protección usando maleta de pruebas	89

5.3. Verificación de conexionado de transformadores de corriente a relé de protección sel 311L.....	92
CONCLUSIONES	97
RECOMENDACIONES	99
BIBLIOGRAFÍA.....	101

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

1.	Línea de transmisión	2
2.	Modelo de línea corta.....	4
3.	Modelo de línea media.....	5
4.	Modelo de línea larga.....	6
5.	Falla trifásica	8
6.	Falla bifásica a tierra	10
7.	Falla bifásica	11
8.	Falla monofásica	12
9.	Interruptor de potencia	14
10.	Fusible o cortacircuitos.....	15
11.	Funcionalidad de dos relevadores de protección diferencial.....	18
12.	Funcionamiento de reloj sincronizador.....	18
13.	Diagrama interno del relevador de protección a distancia.....	21
14.	Principios básicos de operación de la protección de sobre corriente temporizada	22
15.	Curva moderadamente inversa	25
16.	Curva inversa	26
17.	Curva muy inversa	27
18.	Curva extremadamente inversa	28
19.	Cable seria usb	30
20.	Comunicación con cable ethernet, <i>switch</i> y relevadores.....	31
21.	Identificación del relevador a utilizar	32
22.	Característica de operaciones para los elementos diferenciales de corriente	36

23.	Parametrización de los radios de los transformadores de voltaje, corriente y las características de la línea	39
24.	Parametrización de la protección diferencial de línea.....	41
25.	Plano alfa donde se puede observar los parámetros 87LANG Y 87 LR	42
26.	Datos a parametrizar para comunicación entre relevadores 311L.....	43
27.	Interfases de comunicación Relevador SEL 311L	44
28.	Parametrización de salidas binarias relevador SEL 311L.....	45
29.	Parametrización de salidas binarias relevador SEL 311L, bloqueo de salida 101	46
30.	Bloqueo del canal de recepción x relevador SEL 311L.....	47
31.	Bloque de pruebas en gabinete para relevador SEL311L	48
32.	Maleta de pruebas de protecciones KoCoS.....	51
33.	Maleta de pruebas de protecciones CMC356 OMICRÓN.....	53
34.	Puertos de comunicación de la maleta de pruebas de protecciones CMC356 OMICRÓN	54
35.	Datos técnicos de la maleta de pruebas de protecciones CMC356 OMICRÓN	56
36.	Continuación de Datos técnicos de la maleta de pruebas de protecciones CMC356 OMICRÓN	57
37.	Continuación Datos técnicos de la maleta de pruebas de protecciones CMC356 OMICRÓN	58
38.	Cable de alimentación AC/DC OMICRÓN	59
39.	<i>Software</i> de interfaz gráfica OMICRÓN	60
40.	<i>Software</i> de interfaz gráfica OMICRÓN	60
41.	<i>Software</i> de interfaz gráfica OMICRÓN	61
42.	<i>Software</i> de interfaz gráfica OMICRÓN	62
43.	<i>Software</i> de interfaz gráfica OMICRÓN	64
44.	<i>Software</i> de interfaz gráfica OMICRÓN	65

45.	Prueba protección sobre excitación con <i>software</i> Quick OMICRÓN....	66
46.	Parametrización de protección de sobre corriente con <i>software overcurrent</i> OMICRÓN.....	69
47.	Prueba de protección sobre corriente con <i>software óvercurrent</i> OMICRON.....	70
48.	Módulo de pruebas.....	72
49.	Diagrama de conexionado de relevadores SEL 311L para protección diferencial	73
50.	GPS OMICRÓN	74
51.	Equipo de pruebas conectado en cada extremo de la línea de transmisión.....	74
52.	Equipo de pruebas sincronizado	75
53.	Inyecciones de Corrientes.....	76
54.	Inyecciones de Corrientes en un relevador	77
55.	Inyección de corriente de falla trifásica	78
56.	Falla monofásica interna	80
57.	Falla monofásica externa	81
58.	Falla trifásica interna	82
59.	Falla trifásica externa	83
60.	Etiquetado en cableado de interruptores de potencia a relevadores ...	85
61.	Plano de conexionado de interruptores de potencia a relevadores.....	86
62.	Introducción de parámetro para manipulación de salidas de relevadores	87
63.	Introducción de parámetro de protección.....	88
64.	Peineta de pruebas	89
65.	Pruebas a los gabinetes de protección	90
66.	Puente a peineta de pruebas	90
67.	Falla monofásica interna	91
68.	Falla monofásica externa	92

69.	Verificación de cableado transformador de corriente.....	93
70.	Inyecciones de Corrientes en la maleta de pruebas	94
71.	Verificación de mediciones en relevador	95

TABLAS

I.	Comparación de ángulos de fase respecto a una falla trifásica	8
II.	Comparación de ángulos de fases respecto a una falla bifásica a tierra.....	9
III.	Comparación de ángulos de fase respecto a una falla bifásica	11
IV.	Ecuaciones de corrientes de carga y de falla	23
V.	Reporte de prueba	67
VI.	Voltaje.....	68

GLOSARIO

Línea de transmisión	Es un sistema de conductores metálicos para transmitir energía eléctrica.
Interruptor de potencia	Es un dispositivo destinado al cierre o apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga.
CT	Transformador de corriente
IEC-61850	Estándar de diseño para la automatización de subestaciones regido por la <i>International Electrotechnical Commission</i> .
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories Schweit.</i>
SEL311L	Relevador Protección de línea de la serie 300 de <i>Schweitzer</i> .
IEC	<i>International Electrotechnical Commission.</i>
Ethernet	Define las características de cableado y señalización de nivel físico y los formatos de ramas de datos del nivel de enlace de datos del modelo OSI.

OMICRON	Compañía cuya fábrica está ubicada en Austria, desarrollando equipo para pruebas de todo tipo
CMC 356	Equipo de pruebas desarrollado por OMICRÓN para probar todo tipo de relés de protección
Módulo de prueba	Dispositivo encargado de simular las alarmas y fallas en una subestación eléctrica.
Gabinete de protección	Módulo donde se coloca los relevadores de protección para su funcionamiento.

RESUMEN

En el presente trabajo se explica cómo se coordina, programa y se pone en servicio un relevador de protección de línea.

En el primer capítulo se detallan conceptos sobre que es una línea de transmisión, los parámetros de la línea de transmisión y tipos de líneas de transmisión que existen.

En el segundo capítulo se da una breve explicación de los relevadores de protección, que son y para qué sirven, así como las funciones de protección que tienen.

En el tercer capítulo se trata sobre las maletas de pruebas que se utilizan para verificar el buen funcionamiento de los relevadores de protección.

En el cuarto capítulo se presentan pruebas reales sobre los relevadores de protección a utilizar en la línea de transmisión a proteger, realizadas en un laboratorio, las cuales son fallas monofásicas y fallas trifásicas, tanto dentro de la línea como fuera de ella.

En el quinto capítulo se realizan pruebas en campo sobre los relevadores de protección a utilizar en la línea de transmisión a proteger tanto fallas monofásicas, como fallas trifásicas, ya sea dentro de la línea como fuera de ella y se verifica su óptimo funcionamiento.

OBJETIVOS

General

Parametrizar y probar los Relevadores de protección para la línea de transmisión Santa Ana (69 kV).

Específicos

1. Investigar como parametrizar los relevadores, así también verificar si el relé está enviando los datos correctos para el funcionamiento de la protección programada.
2. Verificar los valores de la línea de transmisión con base en los datos obtenidos por medio del estudio de protecciones.
3. Analizar el equipo de pruebas para el uso correcto y obtener valores cercanos a los que se darán en la línea de transmisión energizada.
4. Fusionar los relevadores y equipo de pruebas para obtener los resultados precisos del estudio de protecciones ya analizado.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de protección de una subestación eléctrica son los elementos que protegen los equipos de cualquier falla que ocurra o afecte a estos, por ejemplo sobre corrientes, sobre voltajes, corrientes inversas, corrientes diferenciales, etc. Los principales elementos a proteger son: Generadores, Motores, Transformadores, Barras, Líneas de transmisión, Interruptores de potencia, otros.

Desde hace muchos años se han desarrollado sistemas de protección para el buen funcionamiento de las Subestaciones Eléctricas, existen diferentes tipos de protecciones, estas son diseñadas dependiendo de la necesidad que se tenga en cada subestación; se programan en los distintos tipos de relevadores que existen, esta programación se lleva a cabo por medio de un programa de computadora que tiene cada relevador este software depende de cada fabricante.

La protección de línea es una de las protecciones más importantes ya que para la continuidad de energía eléctrica en un sistema eléctrico de potencia es necesario tener en óptimas condiciones las líneas de transmisión ya que estas son las encargadas de transportar la energía de una subestación a otra.

Por ello estas se protegen con relevadores electrónicos que se encargan de monitorear en todo momento las corrientes que circulan dentro y fuera de la línea esto con el fin de protegerla por cualquier falla.

Dada la importancia de los sistemas de protecciones en las líneas de transmisión el Ingenio Santa Ana se ve en la necesidad de la implementación de dichos sistemas.

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Es un sistema de conductores metálicos para transmitir energía eléctrica desde el sistema de generación hasta los consumidores de la energía eléctrica.

1.1. Componentes de una línea de transmisión

Una línea de transmisión consiste en dos o más conductores soportados por un aislador. Puede tener desde cortas distancias hasta varios cientos de kilómetros de longitud. Su finalidad es la transmisión de energía eléctrica, para esto se requieren elementos de conducción y soporte, entre las cuales podemos mencionar:

- Conductores
- Aisladores
- Accesorios
- Postes
- Cimentaciones
- Puesta a tierra

Todos estos se deben elegir, conformar y construir de manera que tengan un comportamiento seguro en condiciones de servicio y climáticas. En la figura 1.1 se observa una línea de transmisión.

Figura 1. **Línea de transmisión**



Fuente elaboración propia.

1.2. **Parámetros de las líneas de transmisión**

Como parámetros primarios de la línea de transmisión se encuentran los siguientes:

- Resistencia en serie por unidad de longitud, R , expresada en Ω/m .
- Inductancia en serie por unidad de longitud en H/m .
- Capacidad en paralelo por unidad de longitud, C , en fd/m .
- Conductancia en paralelo por unidad de longitud, G , en S/m .

La resistencia depende de la resistividad de los conductores y de la frecuencia. En altas frecuencias, la resistencia aumenta con la frecuencia debido al efecto pelicular (piel), ya que la corriente penetra sólo una pequeña capa cercana a la superficie del conductor.

La inductancia es consecuencia del hecho de que todo conductor por el que circula una corriente variable tiene asociada una inductancia.

La capacitancia de la línea está formada por dos o más conductores separados por un dieléctrico, constituye, por tanto, un condensador cuya capacidad depende del área de los conductores, su separación y la constante dieléctrica del material que los separa.

La conductancia es consecuencia de que el dieléctrico no es perfecto y tiene resistividad finita, por lo que una parte de la corriente se “fuga” entre los conductores, junto con la resistencia en serie contribuye a las pérdidas o atenuación en la línea.

1.3. Modelos de líneas de transmisión

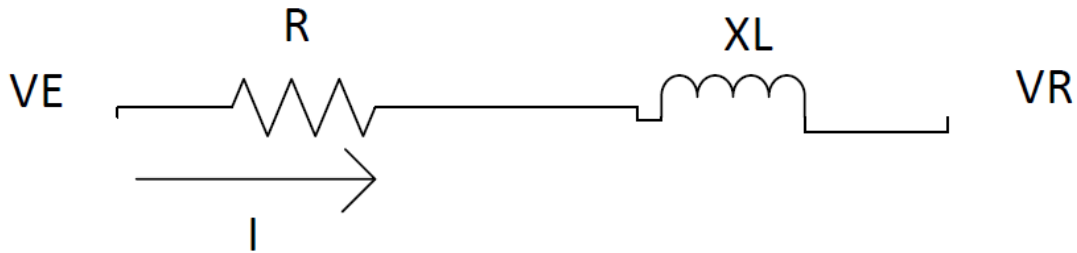
Los diferentes modelos de líneas según su longitud pueden ser:

- Corta
- Media
- Larga

1.3.1. Línea de transmisión corta

En este modelo se puede despreciar su admitancia transversal, es decir que este tipo de línea solo es afectada por la impedancia de la línea ($Z= R + jL$) como se ve en la figura 2. Por lo general su longitud es inferior a 80 km aproximadamente y puede tener un voltaje de hasta 132 kV.

Figura 2. **Modelo de línea corta**

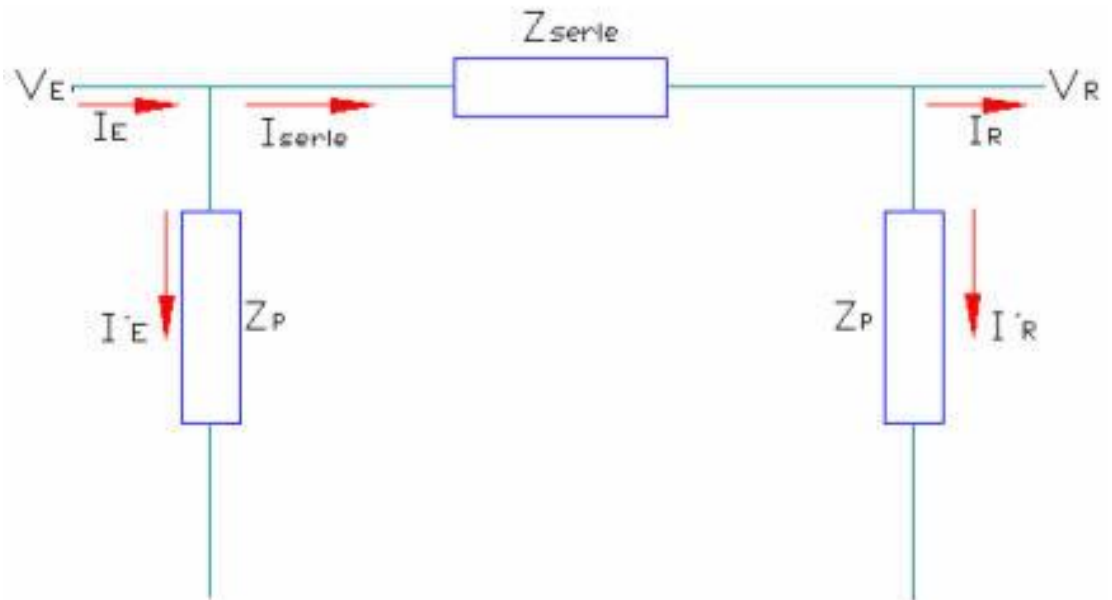


Fuente elaboración propia.

1.3.2. Línea de transmisión media

Se considera para longitudes desde 80 km a 250 km, en donde no es correcto despreciar su admitancia, pero se puede considerar unitarios los términos hiperbólicos. Se modelan eléctricamente en forma apropiada, con un modelo pi, en él se concentra en una impedancia serie Z_s , la resistencia y la reactancia inductiva del conductor, y por otra parte, en cada extremo de la línea, existe una impedancia en paralelo Z_p , que representa la reactancia capacitiva de la mitad de la línea como se puede observar en la figura 3.

Figura 3. **Modelo de línea media**

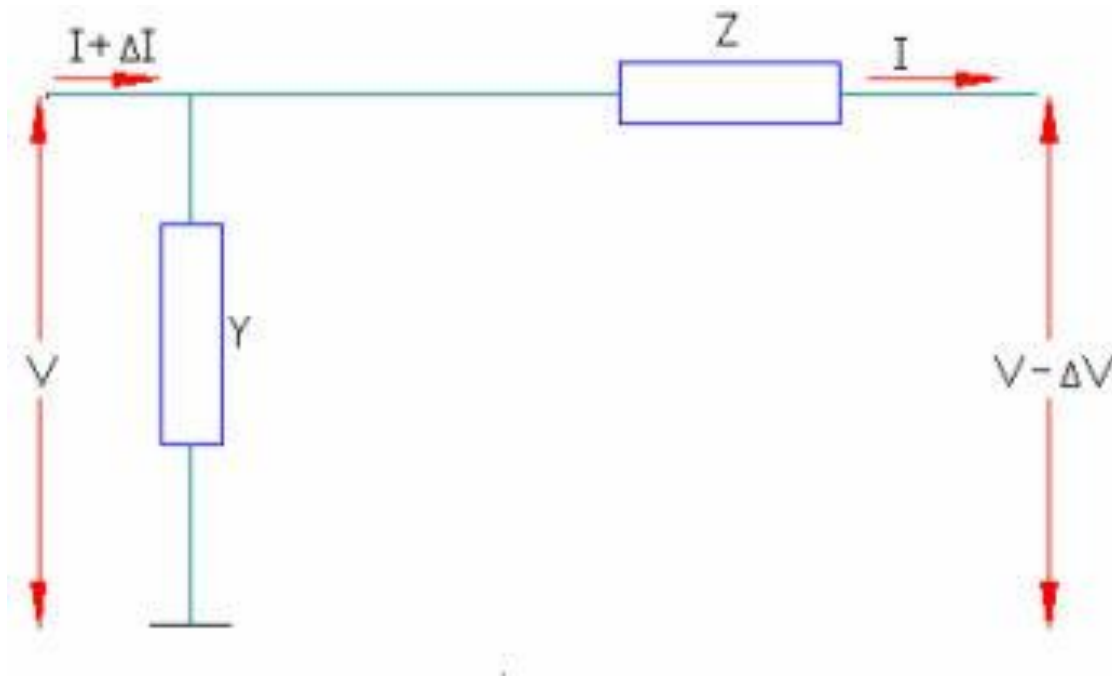


Fuente elaboración propia.

1.3.3. Línea larga

Es la línea que comprende longitudes mayores a 250 km en donde no se desprecian los términos hiperbólicos y se considera completo el modelo pi. Es importante el cálculo de corrientes y tensiones involucradas en este modelo, donde la corriente y la tensión van a variar para cada incremento infinitesimal de longitud Δx , por tal razón la corriente es $I+\Delta I$ y la tensión es V . Antes del elemento infinitesimal y después de este elemento la corriente es I y la tensión es $V-\Delta V$ esto se puede apreciar en la figura 4.

Figura 4. **Modelo de línea larga**



Fuente: elaboración propia.

1.4. Principales fallas en líneas de transmisión

Las principales fallas en las líneas de transmisión son:

- Las descargas atmosféricas
- Alta vegetación
- Fuego bajo la línea
- Vehículos grúas telescópicas
- Atentados terroristas

Estas se traducen en numerosas fallas ocasionadas sobre el sistema eléctrico, trifásico, bifásico o monofásico.

En un sistema eléctrico las fallas que se presentan generan una corriente de amplitud definida. En el momento en que se presenta una falla ya sea simétrica o asimétrica, la corriente que fluye tiene dos componentes: una CD (corriente directa) que decae conforme a una constante de tiempo L/R (inductancia y resistencia) del circuito; y un componente de estado estable con amplitud estable que varía sinusoidalmente.

Las componentes de CD y de estado estable tienen siempre la misma magnitud, pero signos opuestos, con el fin de expresar el valor cero de corriente que existe. Se considera que un sistema eléctrico es inductivo/resistivo y en un circuito inductivo la corriente no puede cambiar su valor instantáneamente.

1.4.1. Fallas simétricas

Son las que ocurren en las tres fases del sistema eléctrico.

1.4.1.1. Falla trifásica

Estas se clasifican como fallas simétricas, la magnitud de la corriente en las tres fases es igual; y están desfasadas 120° esto por ser un sistema trifásico, menos el ángulo de la impedancia de falla, en cada fase. Expresado en forma de ecuaciones tenemos:

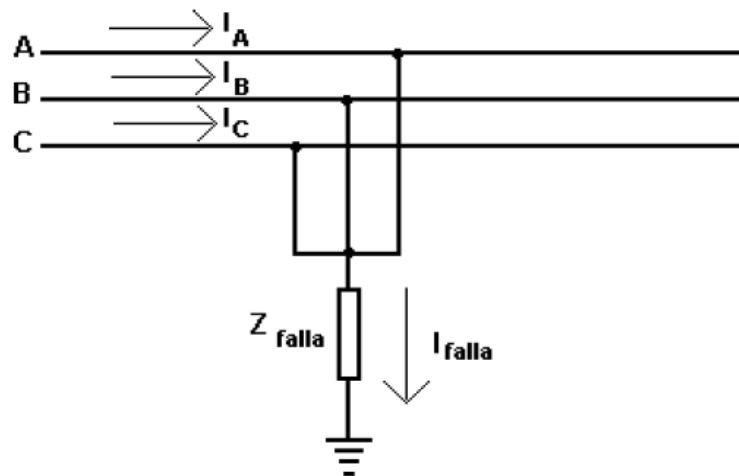
$$|I_A| = |I_B| = |I_C|$$

Tabla I. **Comparación de ángulos de fase respecto a una falla trifásica**

$\Phi_A = 0 - \Phi_{z \text{ falla}}$ $\Phi_{z \text{ falla}} = \text{Ángulo de falla}$	$\Phi_A = \text{Ángulo de fase A}$
$\Phi_B = 240 - \Phi_{z \text{ falla}}$ $\Phi_{z \text{ falla}} = \text{Ángulo de falla}$	$\Phi_B = \text{Ángulo de fase B}$
$\Phi_C = 120 - \Phi_{z \text{ falla}}$ $\Phi_{z \text{ falla}} = \text{Ángulo de falla}$	$\Phi_C = \text{Ángulo de fase C}$

Fuente: elaboración propia.

Figura 5. **Falla trifásica**



Fuente: elaboración propia.

1.4.2. Fallas asimétricas

La falla bifásica a tierra, bifásica, y monofásica a tierra se clasifican como fallas asimétricas ya que originan un desbalance entre fases de una línea.

1.4.2.1. Falla bifásica a tierra

Se considera una de las fallas más críticas que se presentan en la línea de transmisión eléctrica. La magnitud de corriente en las dos fases involucradas por la falla es muy similar, estando generalmente desfasados 120° menos el ángulo de la impedancia de falla; mientras la fase que no fue afectada presenta corrientes de falla muy bajas. Expresado en forma de ecuaciones tenemos:

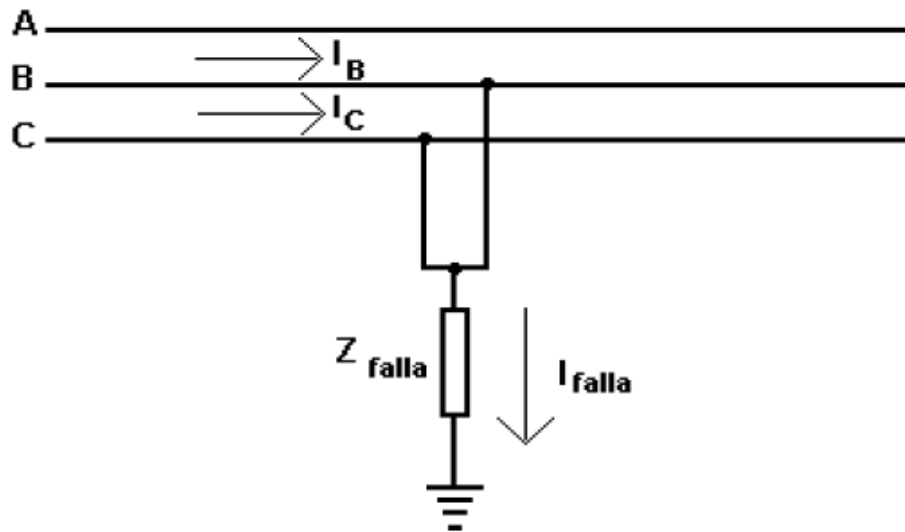
$$|I_B| \approx |I_C|$$

Tabla II. **Comparación de ángulos de fases respecto a una falla bifásica a tierra**

$\Phi_B \approx 240 - \Phi_{z \text{ falla}}$ $\Phi_{z \text{ falla}} = \text{Ángulo de falla}$	$\Phi_B = \text{Ángulo de fase B}$
$\Phi_C \approx 120 - \Phi_{z \text{ falla}}$ $\Phi_{z \text{ falla}} = \text{Ángulo de falla}$	$\Phi_B = \text{Ángulo de fase B}$

Fuente: elaboración propia.

Figura 6. **Falla bifásica a tierra**



Fuente: elaboración propia.

Los desbalances causados por este tipo de falla se manifiestan con una alta corriente en el neutro de los equipos conectados en estrella y que están sólidamente aterrizados.

1.4.2.2. **Falla bifásica**

Es de menor magnitud que la falla bifásica a tierra. En esta falla la magnitud de las dos fases generalmente es igual, y sus ángulos tienden al ángulo de la impedancia con un desfase de 180° entre sí, mientras la fase que no fue afectada presenta corrientes de falla muy bajas. Expresado en forma de ecuaciones tenemos:

$$|I_B| = |I_C|$$

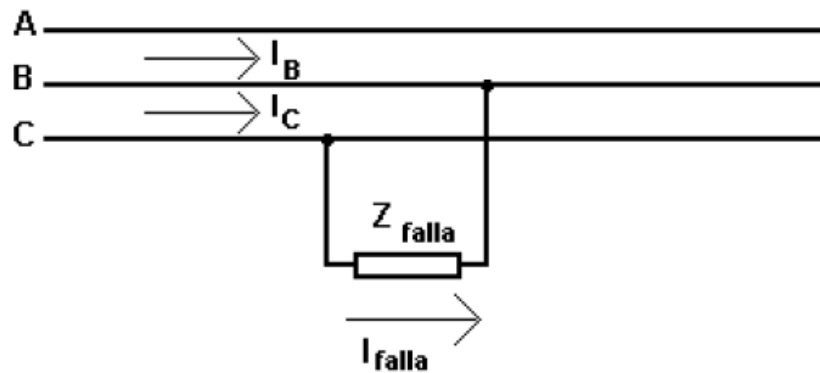
Tabla III. **Comparación de ángulos de fase respecto a una falla bifásica**

$\Phi_B = 240 - \Phi_{z \text{ falla}}$	$\Phi_B =$ Ángulo de fase B
$\Phi_{z \text{ falla}} =$ Ángulo de falla	
$\Phi_C = \Phi_B + 180$	$\Phi_B =$ Ángulo de fase B
$\Phi_{z \text{ falla}} =$ Ángulo de falla	

Fuente: elaboración propia.

La falla bifásica no presenta corrientes de falla en el neutro de los equipos conectados en estrella.

Figura 7. **Falla Bifásica**



Fuente: elaboración propia.

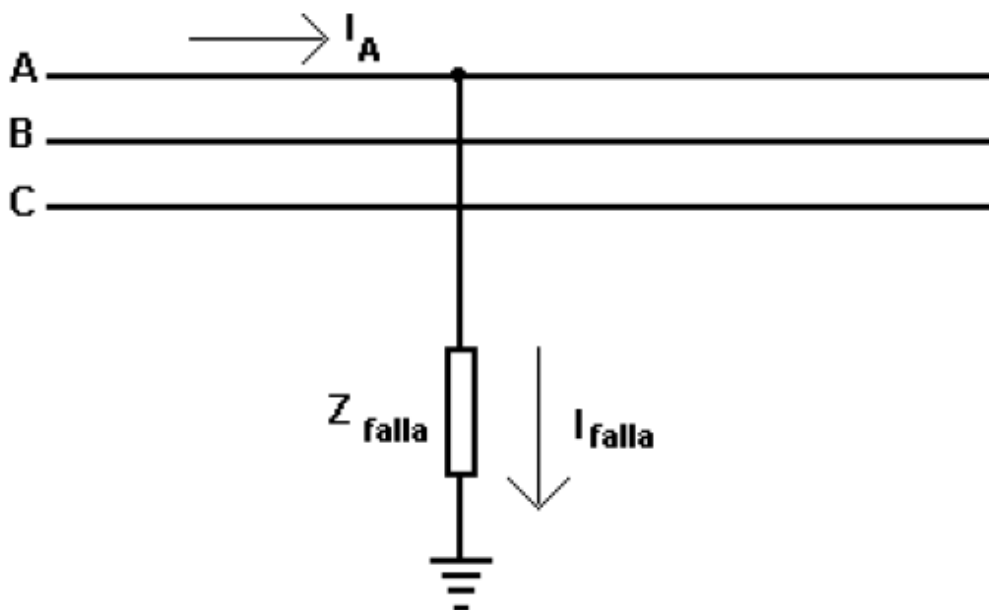
1.4.2.3. **Falla monofásica**

Generalmente representan entre 70 % y 80 % del total de las fallas en un sistema eléctrico, originadas por descargas atmosféricas y conductores al hacer contacto con estructuras, árboles, otros.

Estas pueden generar corrientes de falla cuya magnitud puede superar a una de las fases a tierra en una falla trifásica, toda la corriente en esta falla se conducirá por una sola fase y no por las tres.

Esto es muy frecuente en sistemas de transmisión con tensión media (69 KV en Guatemala), y sobre todo cuando la falla se ubica cerca de la subestación. Es poco frecuente que la falla monofásica supere en amplitud a la falla trifásica, La magnitud de la corriente de falla depende de la impedancia involucrada en el cortocircuito y del nivel de tensión, mientras el ángulo de la corriente de falla tiende al ángulo de la impedancia de falla.

Figura 8. **Falla monofásica**



Fuente: elaboración propia.

1.5. Equipos usados para proteger una línea de transmisión

Una instalación eléctrica tiene que estar dotada de una serie de protecciones que la hagan segura, tanto desde el punto de vista de los conductores y los aparatos a ellos conectados, como de las personas que han de trabajar con ella.

Existen varios tipos de protecciones, que pueden hacer de una línea de transmisión eléctrica completamente segura ante cualquier contingencia, estas pueden ser interruptores de potencia, fusibles o cortacircuitos.

1.5.1. Interruptores de potencia

Es un dispositivo destinado al cierre o apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales o en condiciones de cortocircuito. Su función es insertar o retirar cualquier circuito energizado, máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor de potencia, junto con el transformador de potencia, es uno de los dispositivos más importantes de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un Sistema Eléctrico de Potencia. El interruptor debe ser capaz de actuar con corrientes eléctricas de intensidades diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de Amperios a las inductivas de varias decenas de KA (cortocircuito).

Figura 9. **Interruptor de Potencia**



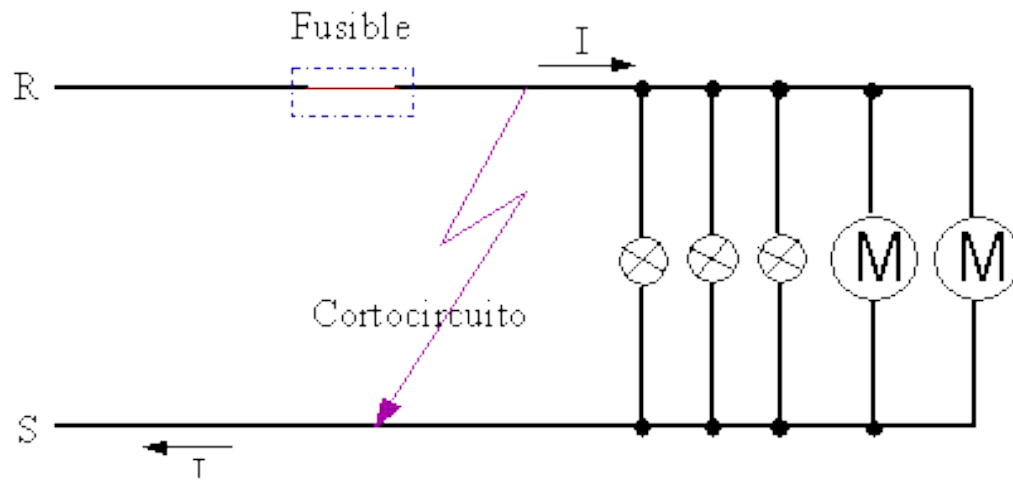
Interruptor de potencia
monopolar Ingenio
Santa Ana

Fuente: elaboración propia.

1.5.2. **Fusible o cortacircuitos**

Según se observa en la figura 10, no son más que una sección de hilo más fino que los conductores normales, colocado en la entrada del circuito a proteger, al aumentar la corriente debido a un cortocircuito, será la parte que más rápido se caliente, y por tanto la primera en fundirse. Una vez interrumpida la corriente, el resto del circuito ya no sufre daño alguno.

Figura 10. **Fusible o cortacircuitos**



Fuente: elaboración propia.

2. RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Las fallas que se producen en un Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica se despejan (aislan) mediante la actuación de sistemas automáticos de protecciones, los cuales producen la salida de servicio de uno o más segmentos del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica, comprometidos por la falla.

2.1. ¿Qué es un relevador?

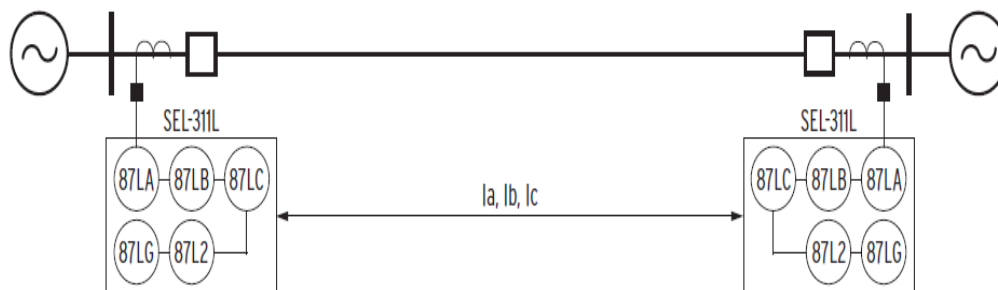
Es un dispositivo de protección que utiliza un microprocesador para analizar tensiones de la red de energía, corrientes u otras cantidades de proceso con el propósito de detectar fallas en un sistema eléctrico de potencia. Entre las protecciones principales de línea están:

- Relevador de protección diferencial
- Relevador de protección de distancia
- Relevador de protección de sobre corriente entre fases
- Relevador de protección de sobre corriente fase neutro

2.1.1. Relevador de protección diferencial

Detecta las corrientes de fases, neutro y secuencia negativa de una línea y compara las corrientes en sus dos extremos captadas por medio de transformadores de intensidad, lo que indica que toda corriente que entra por un lado de la línea de transmisión tiene que salir por el otro.

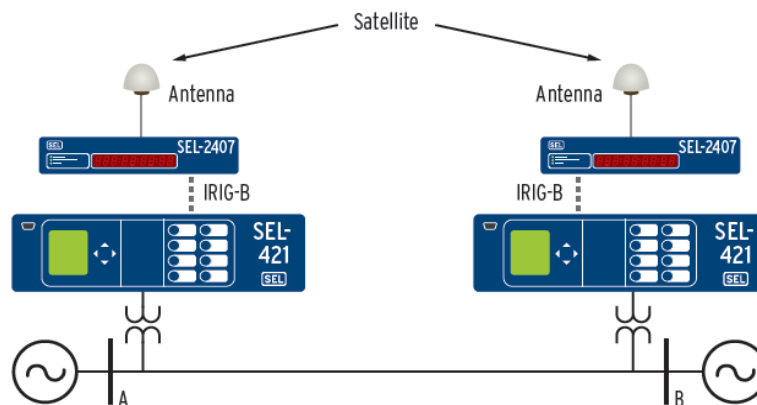
Figura 11. **Funcionalidad de dos relevadores de protección diferencial**



Fuente: Manual de instrucciones relevador sel 311L edición 20150126.

Como se observa en la figura 11, para esta protección es necesario tener dos dispositivos de protección. Estos estarán conectados a un transformador de corriente (CT), encargado de censar la corriente que pasa por la línea de transmisión, y también estarán conectados, en cada extremo de la línea, relojes GPS sincronizados para su óptimo funcionamiento, como se ve en la figura 12

Figura 12. **Funcionamiento de reloj sincronizador**



Fuente: Manual de instrucciones reloj sel 2407 sincrofasor edición 20150126.

En el primer relevador será medida una corriente con un ángulo arbitrario de 0° y en el segundo equipo se medirá un ángulo de corriente de 180° , diferente al primero, porque la corriente va saliendo de la línea.

2.1.2. Relevador de protección de distancia

Es un dispositivo el cual actúa al producirse cortocircuitos en las líneas durante un tiempo que resulta proporcional a la distancia donde ocurrió dicho defecto. Este tipo de protección es el más generalizado en líneas de media y alta tensión.

Cuando se quiere aplicar una protección selectiva, en grandes redes eléctricas, no siempre resulta conveniente recurrir a la protección de sobre corriente con retardo de tiempo, porque los tiempos de ajuste de los relés más altos podrían ser demasiado elevados. Esta situación no resultaría nada deseable cuando se presenta un cortocircuito en las proximidades de dichos relés.

Este problema se resuelve con los relés de distancia, los cuales tienen un tiempo de actuación directamente proporcional a la distancia de la falla. El principio de accionamiento de estos relés está basado en la utilización de transformadores de corriente y de potencial.

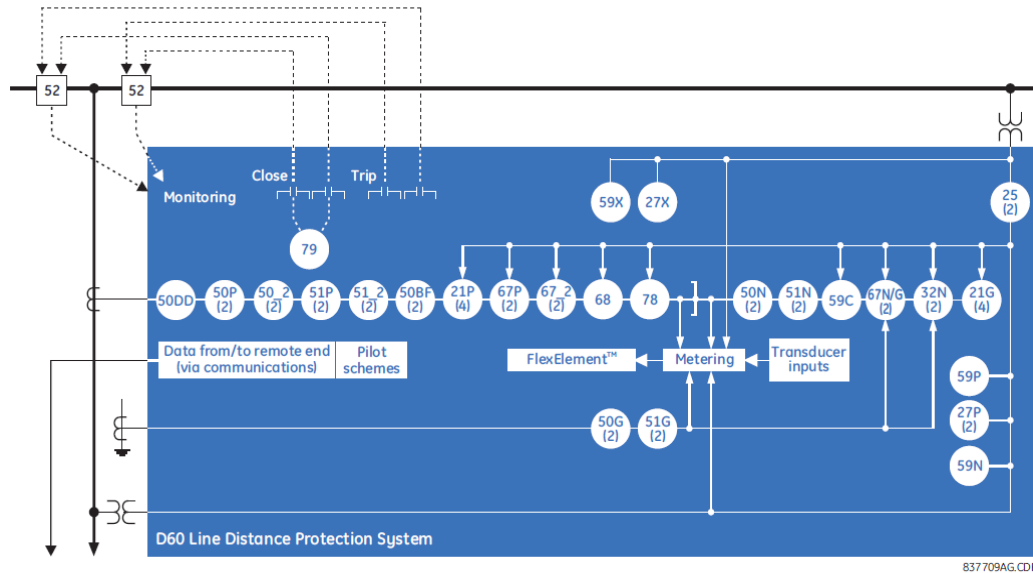
Cuando ocurre un cortocircuito, sucede que la tensión es nula en el punto de falla, mientras que conforme se aleja el observador de dicho punto, la tensión aumenta. Es fácil intuir, que para la protección a distancia, se aprovecha la característica de la tensión ante un cortocircuito, es decir, el transformador de potencial del relé creará un par opositor al del transformador de corriente, de tal forma que cuanto más alejado esté el relé del punto de falla,

mayor será el par opositor y mayor será el tiempo invertido para conmutar los contactos del relé.

Ante un cortocircuito, la corriente se mantiene prácticamente constante en el recorrido de la línea, por lo que el par motor generado por el transformador de corriente, es independiente de la distancia a la que se encuentre del punto de falla.

Los relés de distancia se montan en combinación con elementos de desbloqueo de máxima intensidad, o mínima impedancia, y con elementos direccionales, de los cuales podemos mencionar el relevador de protección de sobre corriente direccional. La protección de distancia se utiliza para líneas y puede aplicarse para redes eléctricas, permitiendo una gran libertad de explotación en las mismas. El relé de distancia mide la impedancia de carga de la línea, la cual se puede expresar como $V_L/I_L=Z_L$. Si hay una falla, la medida de la impedancia será menor que la impedancia de la carga y la protección operará.

Figura 13. Diagrama interno del relevador de protección a distancia



Fuente: Manual de instrucciones General Electric D60 Line *Distance Protection System* medición 7.3x 02/05/2015.

Como se observa en la figura 13, dentro del relevador de protección a distancia, existen otras protecciones opcionales que se pueden programar, como las sobre corrientes, falla de interruptor, recierres, bajo y sobre voltaje y sincronismo.

2.1.3. Relevador de sobre corriente entre fases y entre fases-neutro

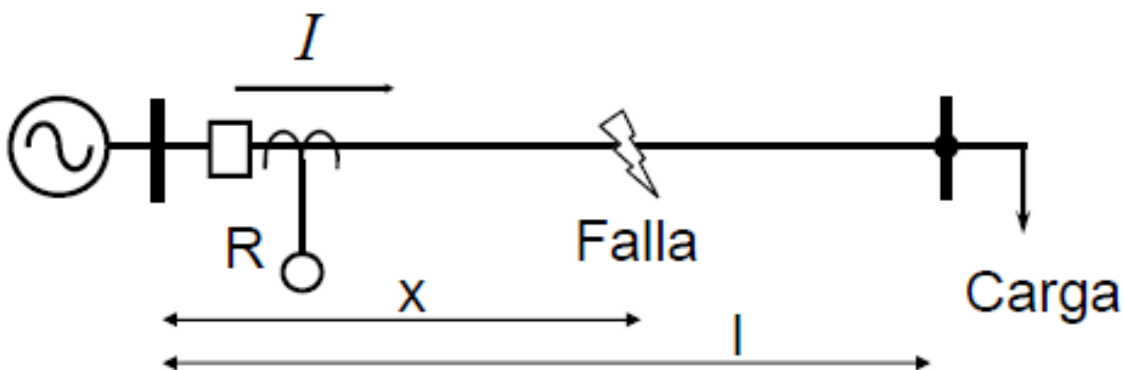
Los elementos son: de sobre corriente instantánea entre fases, sobre corriente temporizada entre fases, sobre corriente instantánea a neutro y sobre corriente temporizada a neutro. Esto quiere decir que está diseñado para sobre corrientes instantáneas y de tiempo inverso. Sus características principales son:

- Sencilla y económica
- Protección de selectividad relativa
- Fácil de aplicar

Entre sus áreas de aplicación están:

- Circuitos radiales industriales (bajo y medio voltaje)
- Redes de distribución (13.8 y 34.5 kV)
- Protección primaria y/o de respaldo en redes de alta tensión
- Protección de respaldo en generadores y transformadores

Figura 14. **Principios básicos de operación de la protección de sobre corriente temporizada**



Fuente: Protección de sobre corriente doctor Ernesto Vázquez Martínez agosto 2014.

Se puede observar en la figura 14 la falla en la línea que está entre la carga y la generación a una distancia X esto quiere decir que tiene un tiempo en actuar el relevador.

Tabla IV. **Ecuaciones de corrientes de carga y de falla**

$I_{\text{carga}} = \frac{E}{Z_G + Z_L + Z_{\text{CARGA}}}$ <p> I_{CARGA}= Corriente de carga E= Voltaje de la fuente Z_G= Impedancia del generador Z_L= Impedancia de la línea Z_{CARGA}= Impedancia de la carga </p>
$I_{\text{FALLA}3\phi} = \frac{E}{Z_G + \left(\frac{x}{l}\right)Z_L}$ <p> $I_{\text{FALLA}3\phi}$ = Corriente de falla trifásica E= Voltaje de la fuente Z_G= Impedancia del generador X= distancia del generador a la falla l= distancia del generador a la barra </p>
<p>$I_{\text{FALLA}} \gg I_{\text{CARGA}}$</p> <p> I_{FALLA}= Corriente de falla I_{CARGA}= Corriente de carga </p>

Fuente: elaboración propia

Estas ecuaciones pueden demostrar que la corriente de falla es mucho mayor a la corriente de carga por ello la protección actúa despejando la falla.

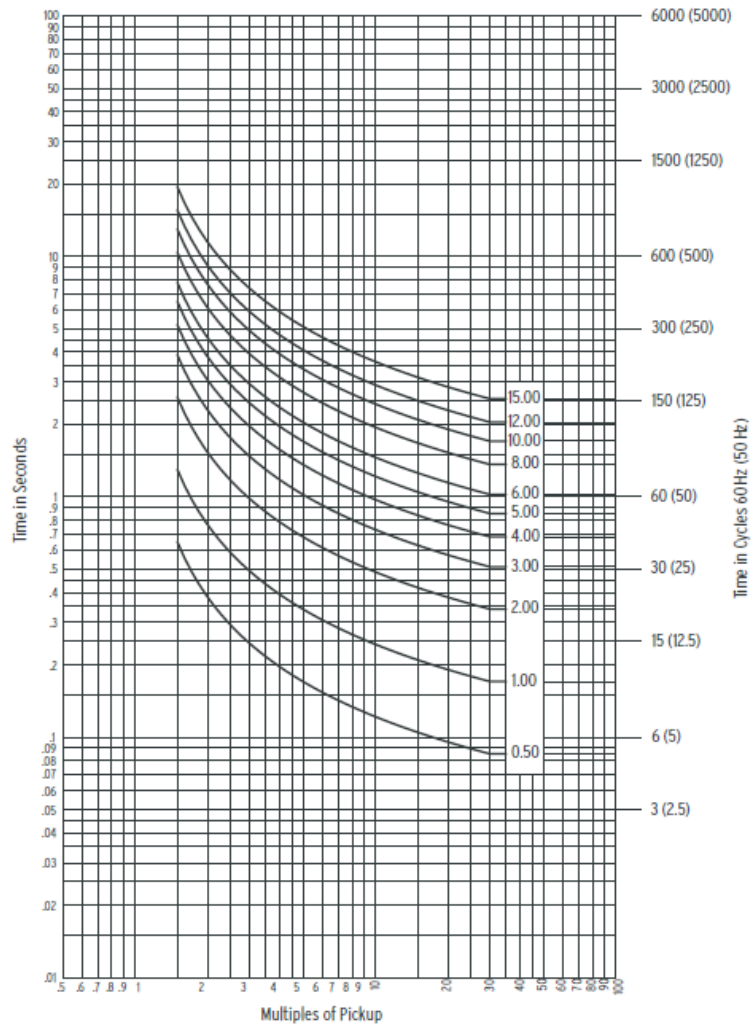
Las curvas características de estos dispositivos pueden ser:

- Moderadamente inversas
- Inversas
- Muy inversas
- Extremadamente inversa

- Moderadamente inversa:

Son curvas que actúan en un tiempo más rápido, debido a su curvatura. Estas son utilizadas para proteger equipos que necesitan desconectarse rápido de la línea de transmisión eléctrica.

Figura 15. **Curva moderadamente inversa**

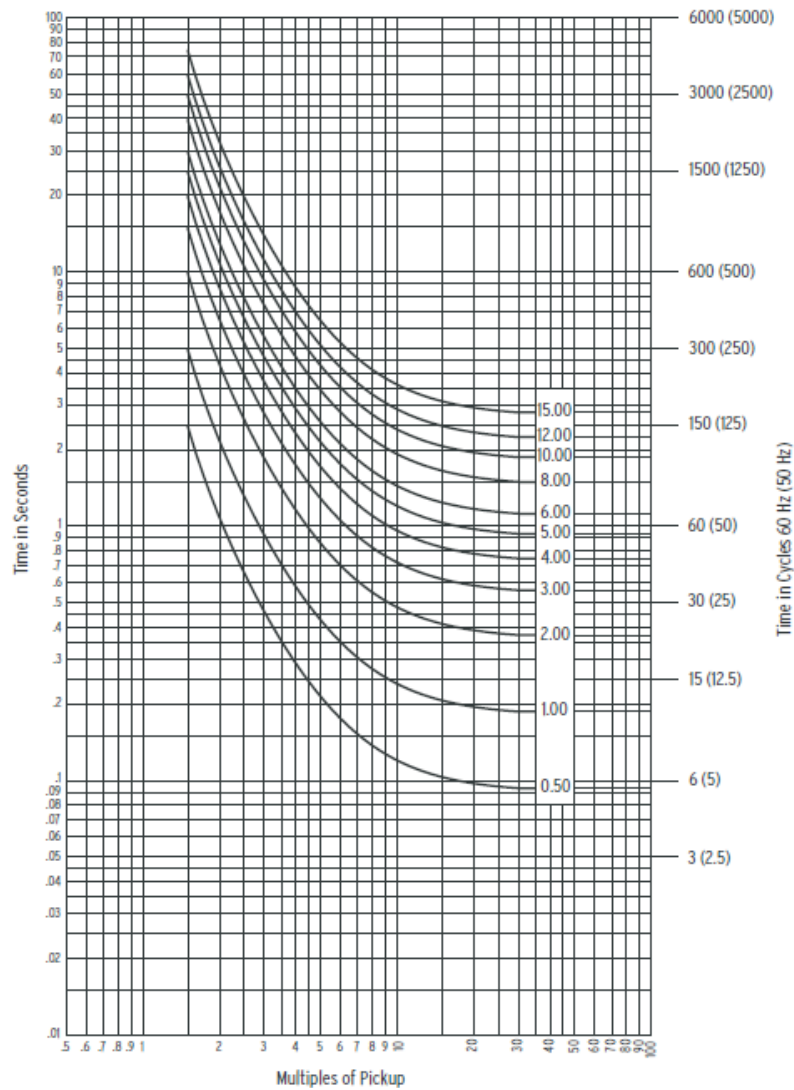


Fuente: Manual de instrucciones relevador sel 451 protección, automatización y sistema de control edición 20130416.

- Inversa:

Son curvas que actúan en un tiempo más amortiguado que las moderadamente inversas y también son utilizadas para proteger equipos que necesitan desconectarse rápido de la línea de transmisión eléctrica.

Figura 16. Curva inversa

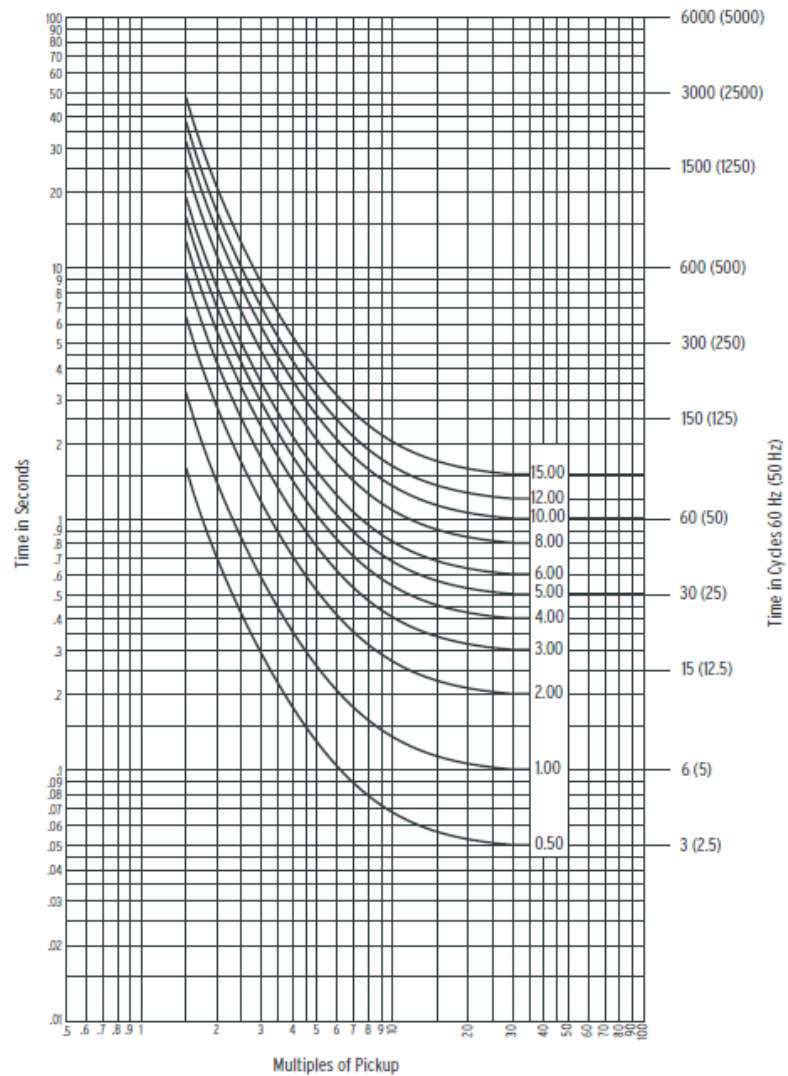


Fuente: Manual de instrucciones relevador sel 451 protección, automatización y sistema de control edición 20130416.

- Muy Inversa:

Son curvas que actúan en un tiempo lento, debido a que esperan que se liberen las fallas, sin necesidad de disparo del interruptor de potencia.

Figura 17. Curva muy inversa

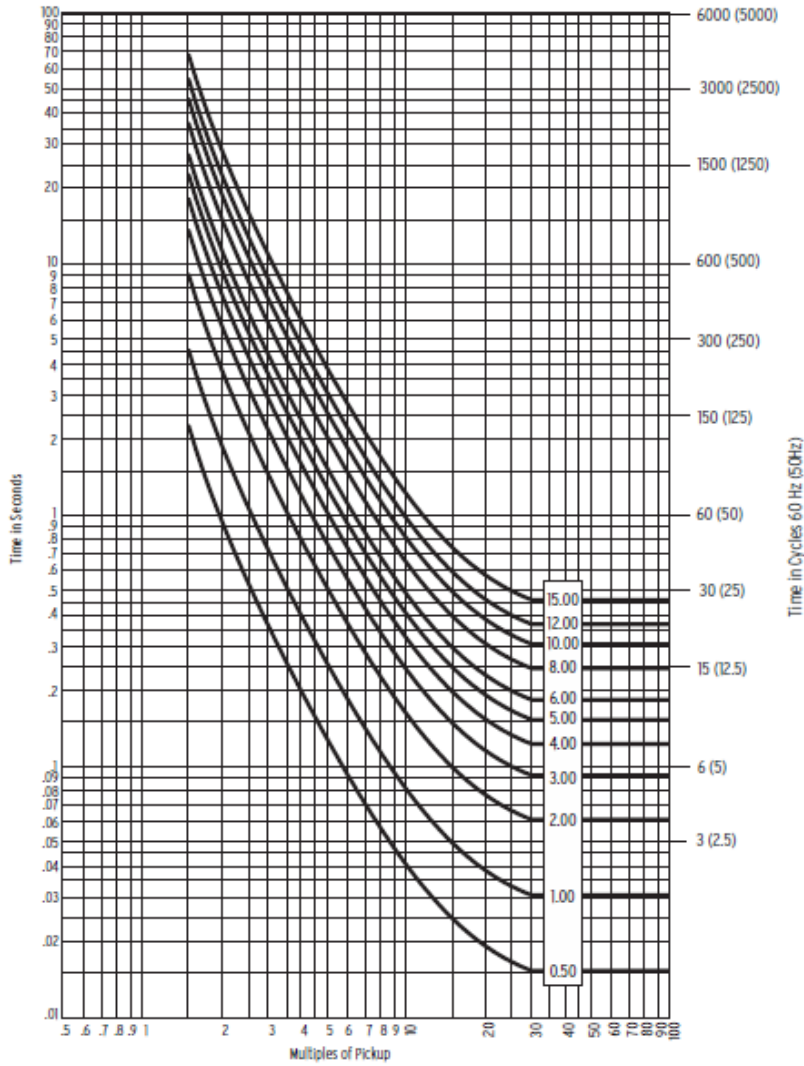


Fuente: Manual de instrucciones relevador sel 451 protección, automatización y sistema de control edición 20130416.

- Extremadamente Inversa

Son curvas que actúan en un tiempo lento, debido a que esperan que se liberen las fallas, sin necesidad de disparo del interruptor de potencia.

Figura 18. Curva extremadamente inversa



Fuente: manual de instrucciones relevador sel 451 protección, automatización y sistema de control edición 20130416.

Las gráficas 15,16,17 y 18 se definen para las protecciones 51/51N, y se encuentran en el plano cartesiano como múltiplos de pick up de corriente versus tiempo, y tienen el mismo principio, el cual depende de la corriente de arranque

y la palanca de tiempo que se le ingresan al relevador, mientras que en la protección 50/50N solo depende de la corriente de operación.

2.2. Comunicación con relevadores

Se da por medio de manipulación de una pantalla, la cual se encuentra en la parte frontal del relevador, en esta se navega para poder ver eventos y mediciones que están ocurriendo en el relevador, mas no se puede parametrizar el relevador, bajar eventos y guardar una base de datos de este equipo. Para lograr esto se requiere de un cable especial el cual puede ser:

- USB Serial
- Ethernet

- Cable USB Serial

Se comunica con cualquier relé u otro dispositivo con puertos seriales, utiliza índices de datos seriales de hasta 115 200 baudios por segundo.

Este cable se utiliza en computadores que no contienen puertos seriales instalados, por ello se utilizan los puertos USB. Para la aplicación de este cable se requiere de un *software* que se instala en el computador que se utilizara para interrogar el relevador, como se ve en la figura 19.

Figura 19. **Cable seria usb**



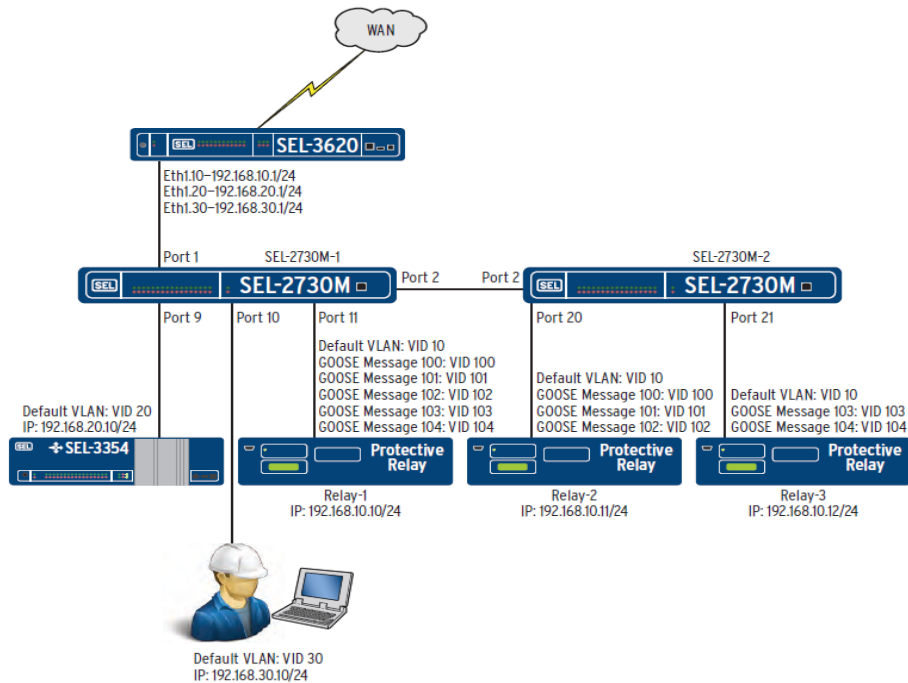
Fuente: Manual de instrucciones USB cableflyer_PF00292

Una de sus principales dificultades es que solo se puede interrogar un equipo a la vez.

- Cable Ethernet

Con este dispositivo se puede comunicar más eficazmente que con un cable serial, porque con él se pueden interrogar los relevadores a mayor velocidad, y con la ayuda de un *switch* de red, se comunica el programador a varios relevadores, como se observa en la figura 20

Figura 20. **Comunicación con cable ethernet, switch y relevadores**



Fuente: Manual de instrucciones relevador sel2730M Managed Ethernet switch edición 20130429.

Como se observa en la figura 20 la comunicación entre equipos de protección y switch de red, se da por medio de cable Ethernet, la cual puede estar enviando información como señales y alarmas, que ocurran en los relevadores de protección.

2.3. Parametrización y coordinación de protección de relevador sel 3111

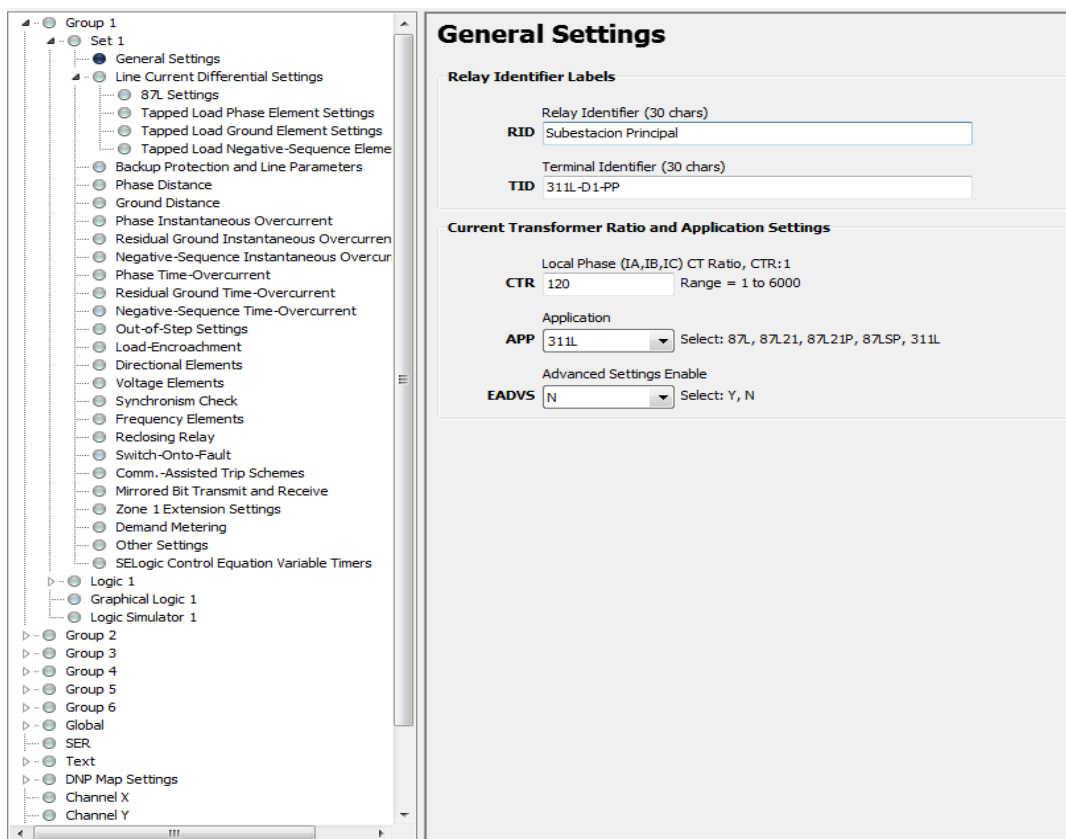
Esta se lleva a cabo por medio de los cables serial y Ethernet, para. Ello se sigue una serie de pasos:

- Comunicación con *software* del relevador

- Coordinación de protección del relevador
- Parametrización del relevador

Se necesita el *software* para comunicarse con el relevador. Este se instala en cualquier computador capaz de soportar el software, después de esto se comienza a navegar dentro del programa. En este se debe de nombrar el relevador, ingresar la relación de transformación y la aplicación que se le dará al relevador. Esto se puede observar en la figura 21.

Figura 21. Identificación del relevador a utilizar



Fuente: software AcSEeratorQuickset relevador 311L.

Antes de empezar a ingresar los datos de protección al relevador, se debe revisar el estudio de protecciones que a continuación se detalla.

2.4. Cálculo de ajustes relevadores sel311l para protección de línea corta d1-d4

Los relevadores SEL 311LL actúan como diferenciales de corriente, para la protección de la línea corta, que enlaza el lado de 69KV del transformador TR-11 con la barra de 69KV de la S.E. Santa Ana.

De acuerdo al documento “Estudio de Acceso a la Capacidad de Transporte según NTAUCT. Proyecto Santa Ana Renovable (Santa Ana Bloque 2) 69 kV” esta línea mide 500 metros por lo que no se habilitarán funciones de distancia en el relevador.

- Datos de la protección
 - -Protección primaria 87L Relevador SEL, Modelo 311L
 - -Función de diferencial de corriente para línea

2.5. Determinación de relación de transformación

A partir de que los Transformadores de corriente deben soportar 20 veces su corriente nominal, según la norma ANSI/IEEE C37.110: 1996, se determina la corriente nominal primaria del Transformador de corriente.

RTC para el lado de 69 KV

Ifalla máxima que circulara por el TC: Trifásica sin SAA-B2= 7197 A

$I_{n \text{ prim}} = (I \text{ falla máxima}) / 20 = 7197 / 20 = 359,85 \text{ A primarios.}$

De aquí se concluye que se podría usar una RTC = 400/5.

La carga máxima que podría circular por el Transformador TR-11 no puede ser mayor a 62,4 MVA por lo que se tomará como base a esta potencia, entonces la corriente por fase será:

$$I_q = 62,4 \text{ MVA} / (69\text{KV} \cdot \sqrt{3}) = 522,12 \text{ A.}$$

Esto determina que la RTC no puede ser menor a 400/5, finalmente la RTC disponible es de 800/5.

RTC para el lado de 69 KV de la barra de la S.E. Santa Ana

Ifalla máxima que circulará por el TC: Trifásica sin SAA-B2= 7197 A

$I_{n \text{ prim}} = (I \text{ falla máxima}) / 20 = 7197 / 20 = 359,85 \text{ A primarios.}$

De aquí se concluye que se podría usar una RTC = 400/5.

La carga máxima que puede circular por el Transformador TR-11 no puede ser mayor a 62,4MVA por lo que se toma como base esta potencia, entonces la corriente por fase será.

$$I_q = 62,4 \text{ MVA} / (69 \text{ KV} \cdot \sqrt{3}) = 522,12 \text{ A}$$

Esto determina que la RTC no podría ser menor a 400/5, finalmente la RTC disponible es de 600/5.

Estas RTC se pidieron con base en que el cliente las solicito, esto porque en un futuro se pretende transportar mayor energía en la línea.

Las relaciones de Transformación del esquema de protección de línea quedan como sigue:

$RTC = 800 / 5 = 160$, para el lado de 69KV del transformador TR-11

$RTC = 600 / 5 = 120$, para el lado 69KV del bus de la S.E. Santa Ana

$RTP = 69000/120 = 575$

2.6. Determinación de ajustes para protección diferencial 87L

La función de protección diferencial de este relevador en particular, tiene 5 elementos diferenciales para protección de la línea, un elemento diferencial por fase 87LA, 87LB y 87LC, un elemento diferencial para secuencia negativa 87L2 y 1 elemento diferencial de tierra 87LG.

La característica de operación de este relevador se muestra en la gráfica de la figura 22 y funciona cuando se tiene medición local y medición remota de corriente. La parte sombreada de la característica, corresponde a la zona de restricción, donde regularmente se encuentran las fallas externas y las corrientes de carga.

La parte que no se encuentra sombreada, es la zona de operación, y es aquí en donde se encuentra la localización de todas las fallas internas del elemento protegido.

Existe una característica de operación para cada uno de los elementos diferenciales:

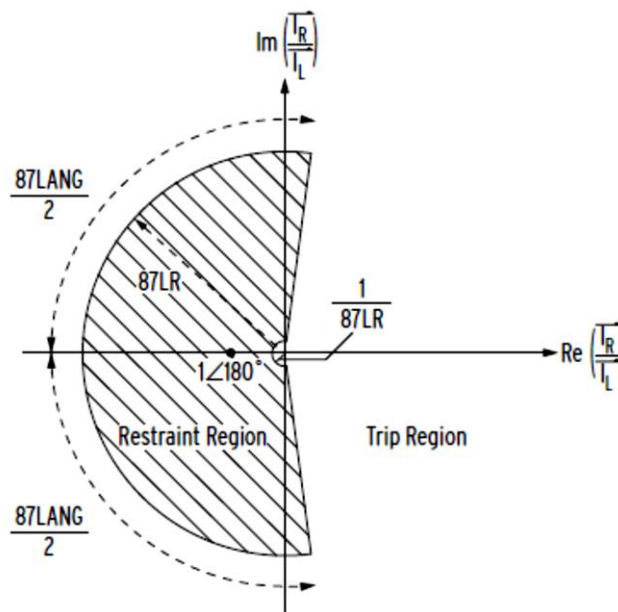
- 87LPP corresponde a los elementos de fase
- 87L2P corresponde al elemento de secuencia negativa
- 87LG corresponde al elemento de tierra

Para darle forma a esta característica se necesita tomar en cuenta los siguientes ajustes:

- 87LANG: Extensión angular de la zona de restricción
- 87LR: El radio exterior de la región de restricción (el radio interior es el recíproco de 87LR).
- 87LPP: Corriente diferencial que determina el disparo cuando la relación del plano Alfa se encuentra fuera de la zona de restricción.

Los ajustes 87LANG y 87LR son los mismos para los elementos de fase como para los elementos de secuencia negativa (87L2) y de tierra (87LG).

Figura 22. **Característica de operaciones para los elementos diferenciales de corriente**



Fuente: Manual de instrucciones relevador sel 311L edición 20150126 página 67.

- Ajustes de la característica de operación

El ajuste 87LPP, debe estar por encima de la máxima corriente de carga esperada, para prevenir malas operaciones, cuando por error se dejen en cortocircuito las señales de corriente en alguno de los dos extremos de la línea.

Si consideramos que la potencia máxima que puede circular por la línea es de 62,4 MVA, esto quiere decir que la corriente máxima que circulará es de 522 A, y dado que la relación de transformación mayor en 69 KV es de 800/5 podemos definir que un ajuste adecuado para 87LPP puede ser 5A.

$$87LPP = 5 \text{ A}$$

El ajuste 87L2P, corresponde a la corriente diferencial que determina el disparo, cuando la relación del plano Alfa se encuentra fuera de la zona de restricción. De acuerdo al fabricante, este valor se puede considerar al 10% de la corriente nominal del Transformador de corriente.

$$87L2P = 0,10 \times 5 \text{ A} = 0,5 \text{ A}$$

El valor 87LGP, se determina ajustándolo en OFF, ya que requiere mayor información del comportamiento real de las corrientes de desbalance de la línea, para determinar un valor adecuado.

El valor de 87LANG, se ajusta considerando el ángulo de la carga máxima, la no homogeneidad del sistema, retardo del canal asimétrico y saturación del Transformador de corriente. De acuerdo al manual del fabricante, si en la instalación no se cuenta con experiencia en este tipo de condiciones, se debe considerar un ajuste de 195 grados.

Numerosas pruebas demuestran que este ajuste provee un buen balance, para asegurar un buen equilibrio entre seguridad y confiabilidad.

$$87LANG = 195 \text{ grados}$$

El ajuste 87LR, debe excluir de la zona de restricción todas las fallas internas trifásicas, incluso aquellas con cero aportación. Un ajuste de 6 proporciona un radio exterior de 6 y un radio interior de 1/6. Esto excluye cómodamente condiciones de cero aportaciones de la zona de restricción.

$$87LR = 6$$

De este modo los ajustes para la protección 87L del lado de TR-11 son:

$$87LPP=5 \quad 87L2P =0,5 \quad 87LGP=OFF \quad 87LANG=185 \quad 87LR=6$$

Los ajustes para la protección 87L del lado de la S.E. Santa Ana referido a los valores anteriores en relación a las RTC nos quedan:

$$160/120 = 1,333$$

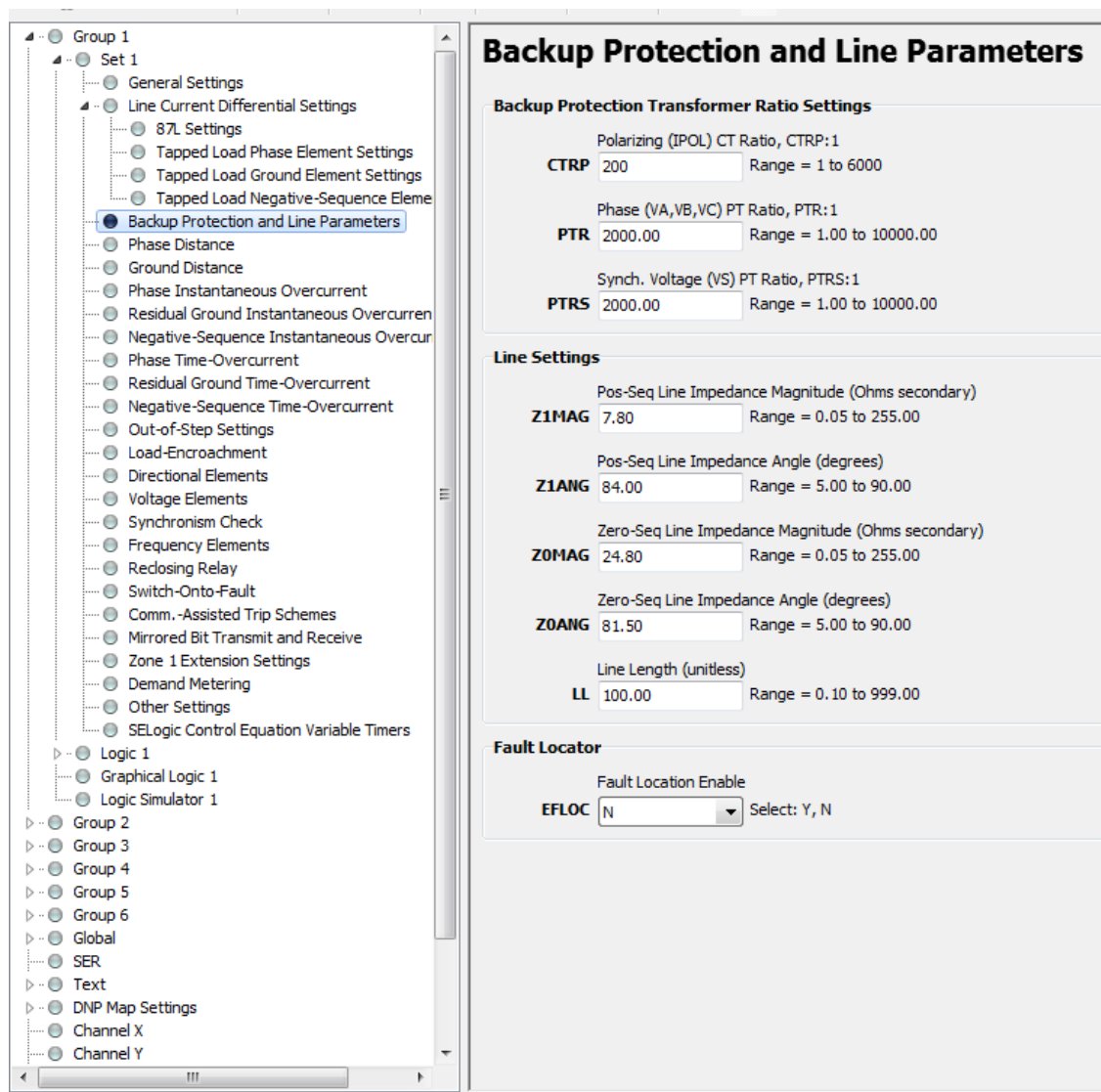
Este resultado se multiplica por 87LPP del lado TR-11 que es 5.

$$\text{Quedando } 87LPP \text{ Lado S.E Santa Ana } 1,33 \times 5 = 6.67$$

$$87LPP=6,67 \quad 87L2P =0,67 \quad 87LGP=OFF \quad 87LANG=185 \quad 87LR=6$$

Obteniendo los resultados finales del estudio, se comienza a parametrizar los radios de los transformadores de voltaje, corriente y las impedancias de la línea de transmisión que se va a proteger, como se observa en la figura 23.

Figura 23. **Parametrización de los radios de los transformadores de voltaje, corriente y las características de la línea**



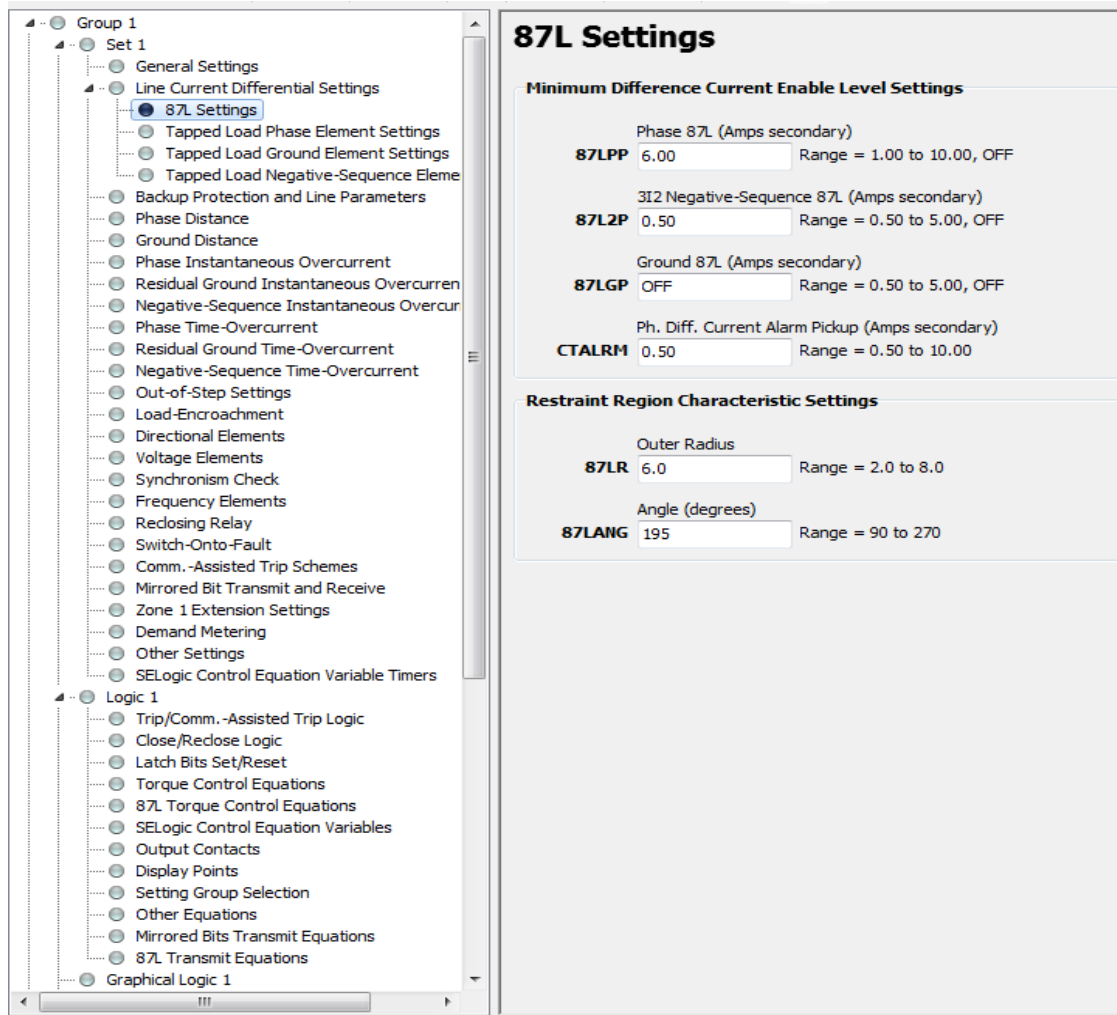
Fuente: *software AcSEeratorQuickset relevador 311L.*

En la anterior figura se parametrizaron los valores de rango del transformador de corriente, rango del transformador de voltaje, impedancias y longitud de la línea de transmisión.

Revisado el estudio de protecciones, se continúa en programar, como se observa en la figura 24. Los valores a parametrizar serán de corriente de mínima (87LPP), que está por encima de la corriente de carga máxima de la línea, esta se aceptará para la corriente diferencial. También se programó, como respaldo la protección de corrientes de secuencia negativa (87L2P) detectando fallas desequilibradas de la carga del transformador secundario. Además se programa una alarma de transformador de corriente (CTALRM), con la finalidad de que actúe cuando suceda un error en el transformador de corriente, donde sus parámetros principales son la máxima carga y la carga de la línea, como se observa en la ecuación 4.

$$CTALRM = \text{carga maxima} + \text{carga de la linea} + \frac{1.1}{\text{Radio del CT}} \quad \text{Ecuación 4.}$$

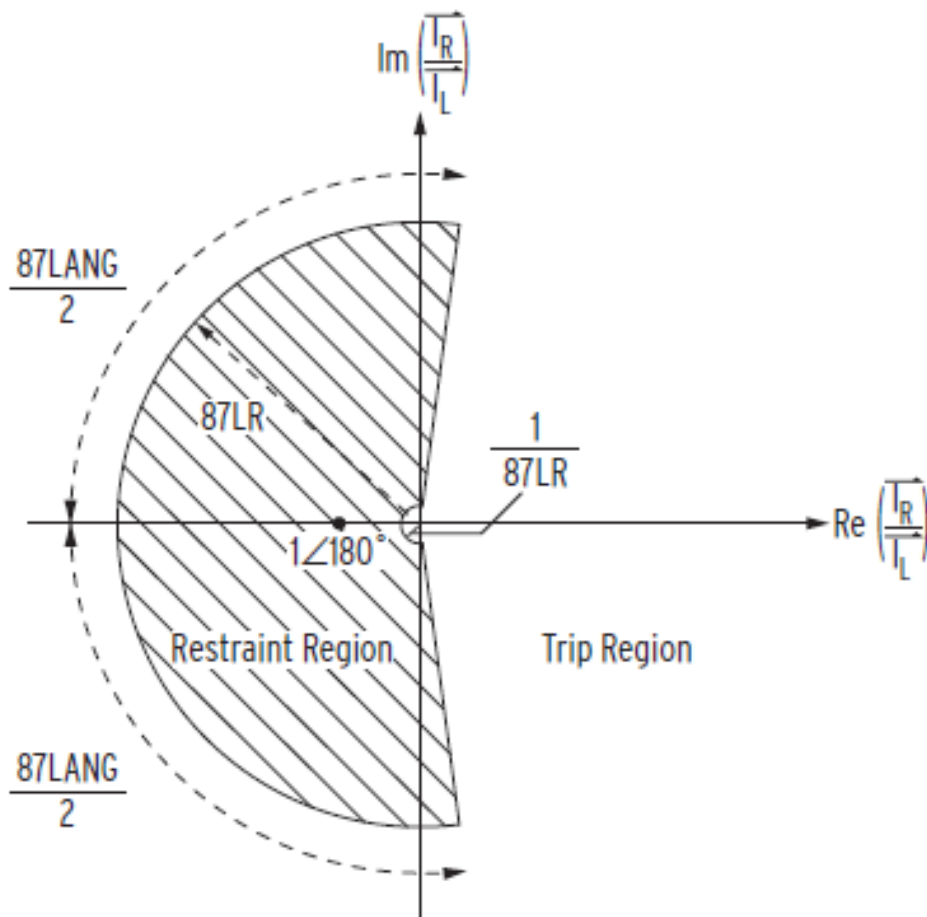
Figura 24. Parametrización de la protección diferencial de línea



Fuente: software AcSELeRatorQuickset relevador 311L

Se ingresó el parámetro diferencial de radio externo (87LR) y el diferencial de ángulo (87LANG). Se utilizan para ajustar la característica del relé en el plano alfa mostrado en la Figura 25.

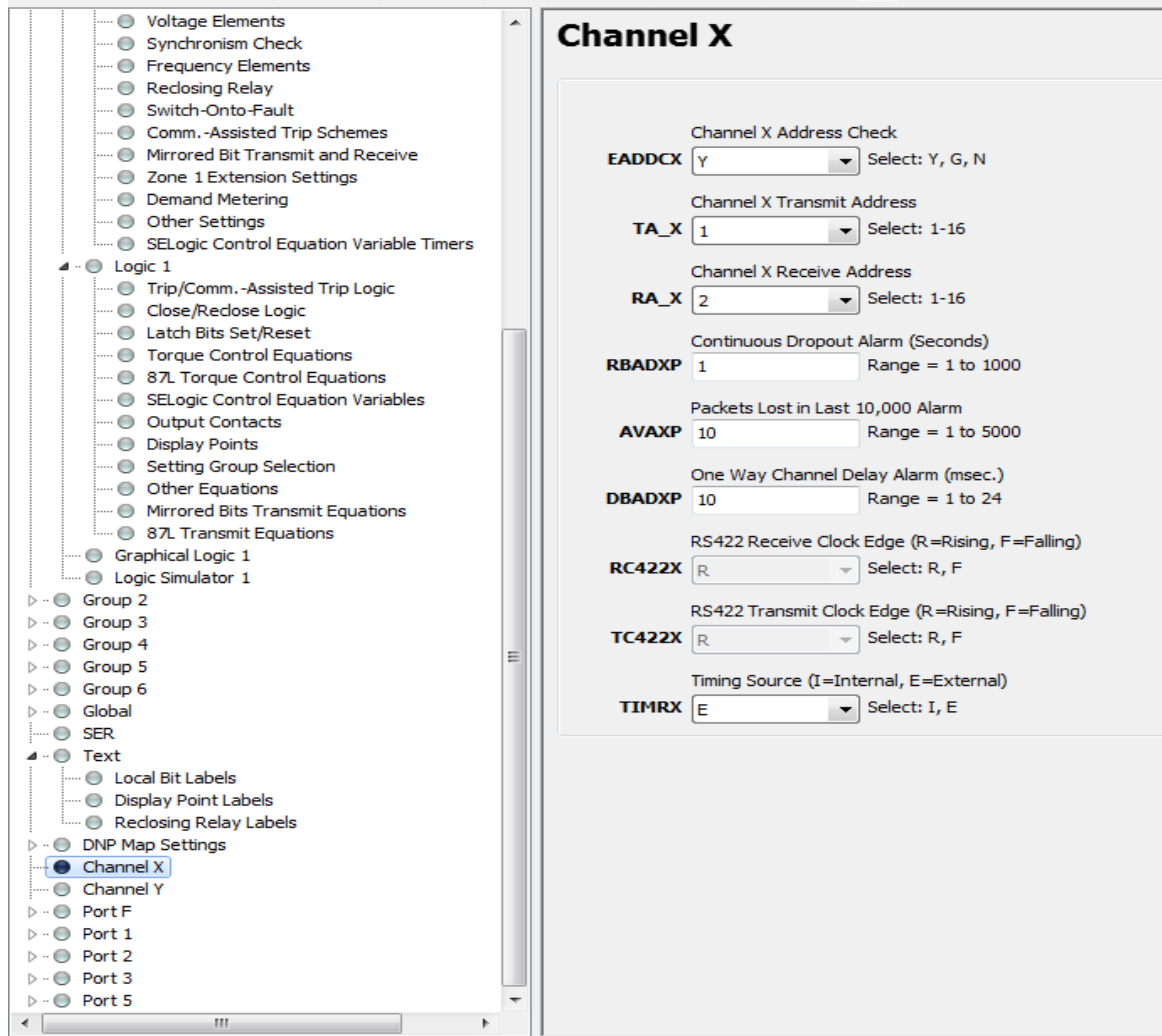
Figura 25. **Plano alfa donde se puede observar los parámetros 87LANG Y 87LR**



Fuente: Manual de instrucciones relevador sel 311L edición 20150126 página 67.

Hay que tener en cuenta que, para esta protección, se requiere dos relevadores, uno en cada extremo de la línea de transmisión. Por ello estos parámetros se repetirán en el segundo relevador. Para coordinar estos dos relevadores, se tiene una función especial dentro del software, como se observa en la figura 26. Donde se activará el canal y se elegirá en cual se transmitirá y recibirá la protección.

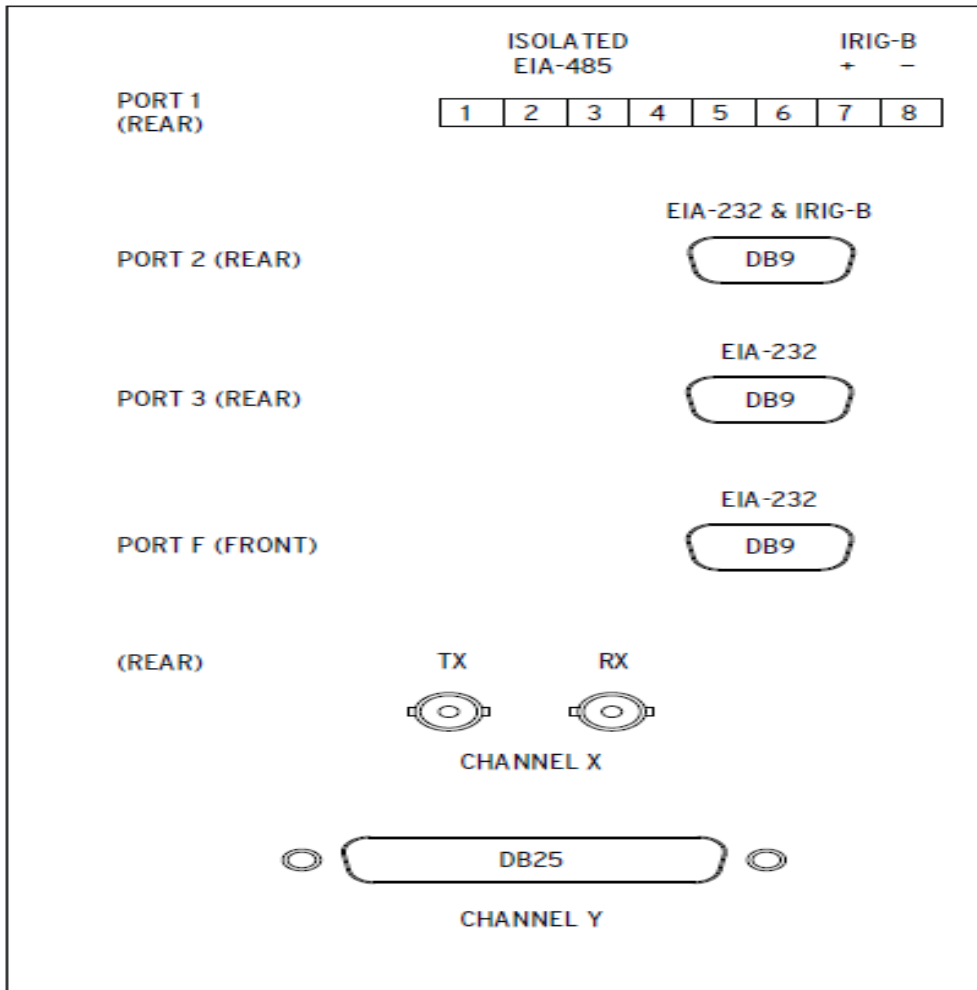
Figura 26. Datos a parametrizar para comunicación entre relevadores 311L



fuentes: software AcSELeRatorQuickset relevador 311L.

La transmisión de datos de cada relevador será distinta, lo que cambia es el canal de transmisión (TX) y recepción (RX) en cada relevador. Este consiste en un canal de fibra óptica por el cual se comunican los 2 equipos, como se observa en la figura 27.

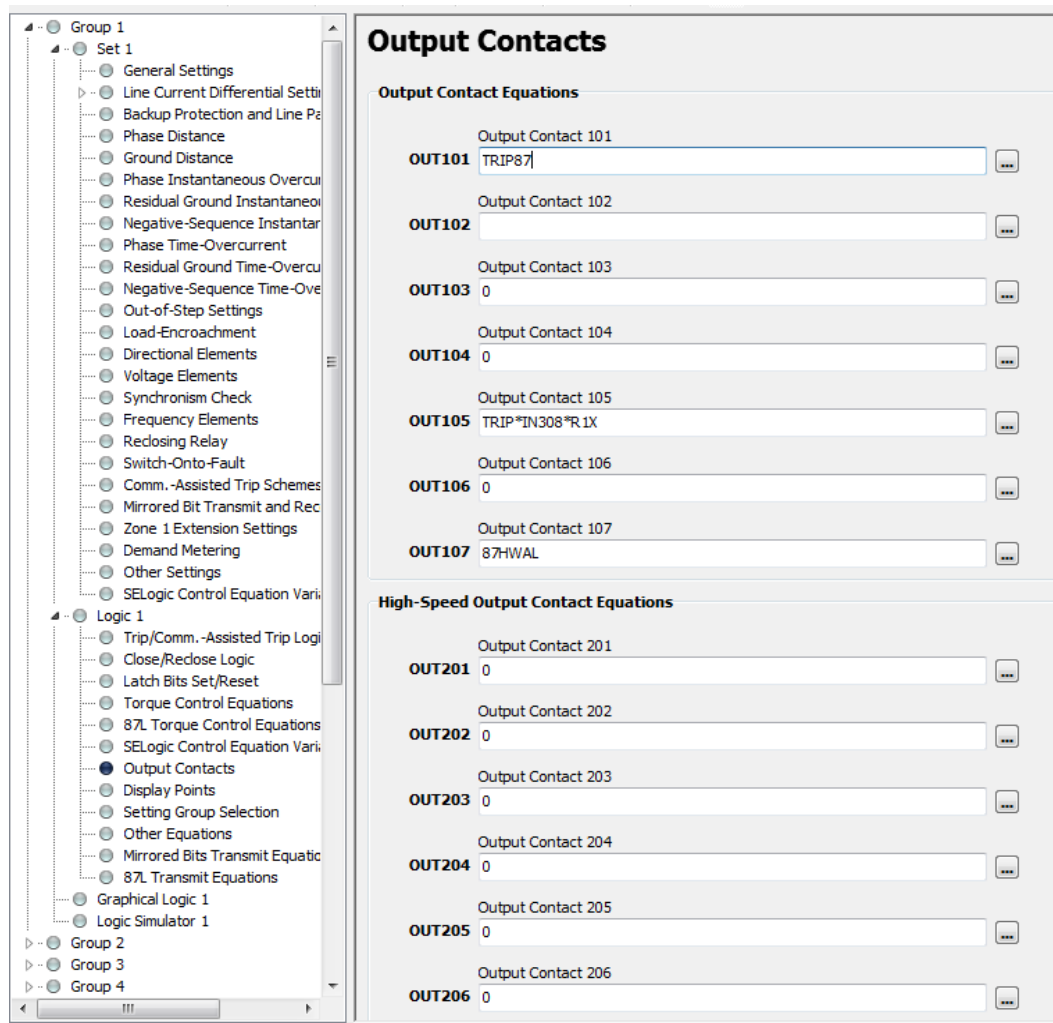
Figura 27. Interfases de comunicación Relevador SEL 311L



Fuente: Manual de instrucciones relevador sel 311L edición 20150126 Página 28.

Al escoger el canal de comunicación se continúa con la Parametrización de las salidas del relevador para poder realizar los disparos correspondientes en los interruptores asociados como se observa en la figura 28.

Figura 28. Parametrización de salidas binarias relevador SEL 311L



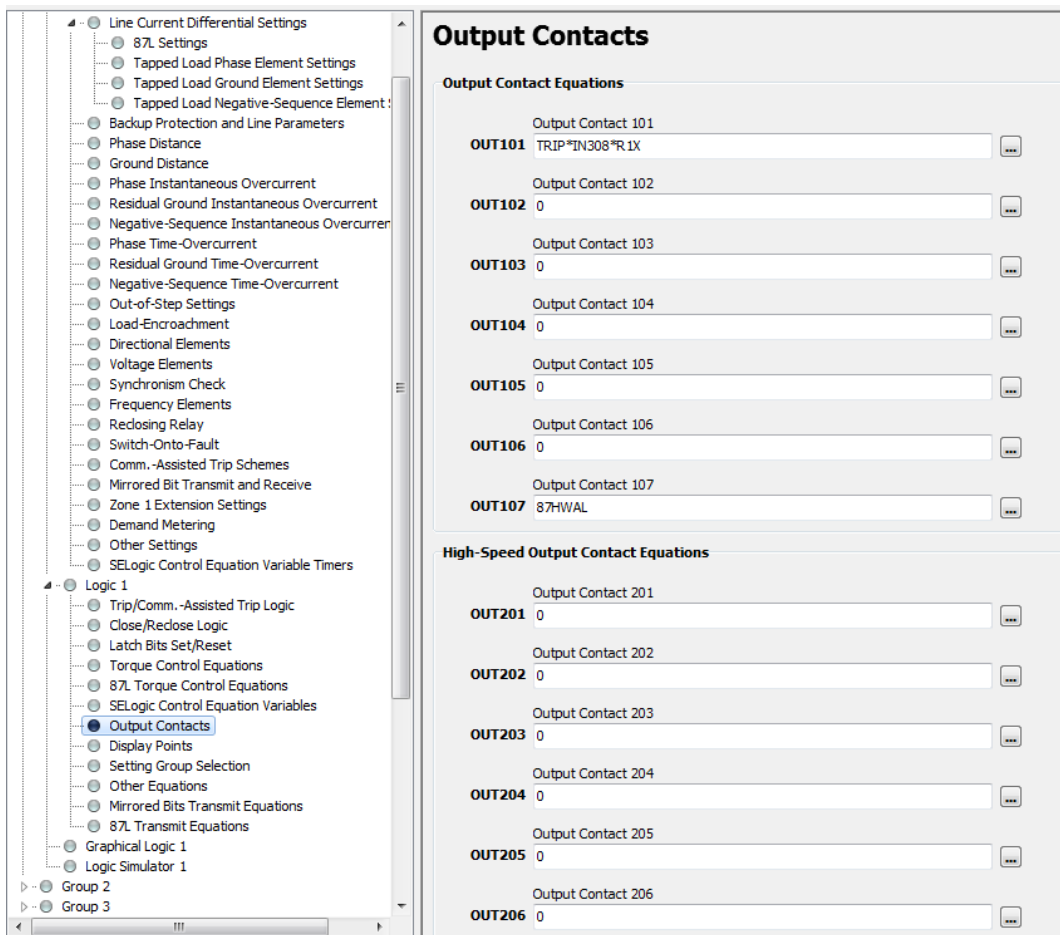
Fuente: *software AcSELEratorQuickset* relevador 311L.

En este caso, se programó la salida 101 del relevador, con la protección diferencial, como se observa en la figura 28.

Para finalizar la Parametrización, el relevador requiere de un modo de prueba, para hacer ensayos en sitio. Esto para bloquear los disparos en los interruptores asociados.

Cuando se esté haciendo verificaciones en los relevadores, se deben programar los bloqueos, como se muestra en las figuras 29 y 30.

Figura 29. **Parametrización de salidas binarias relevador SEL 311L, bloqueo de salida 101**

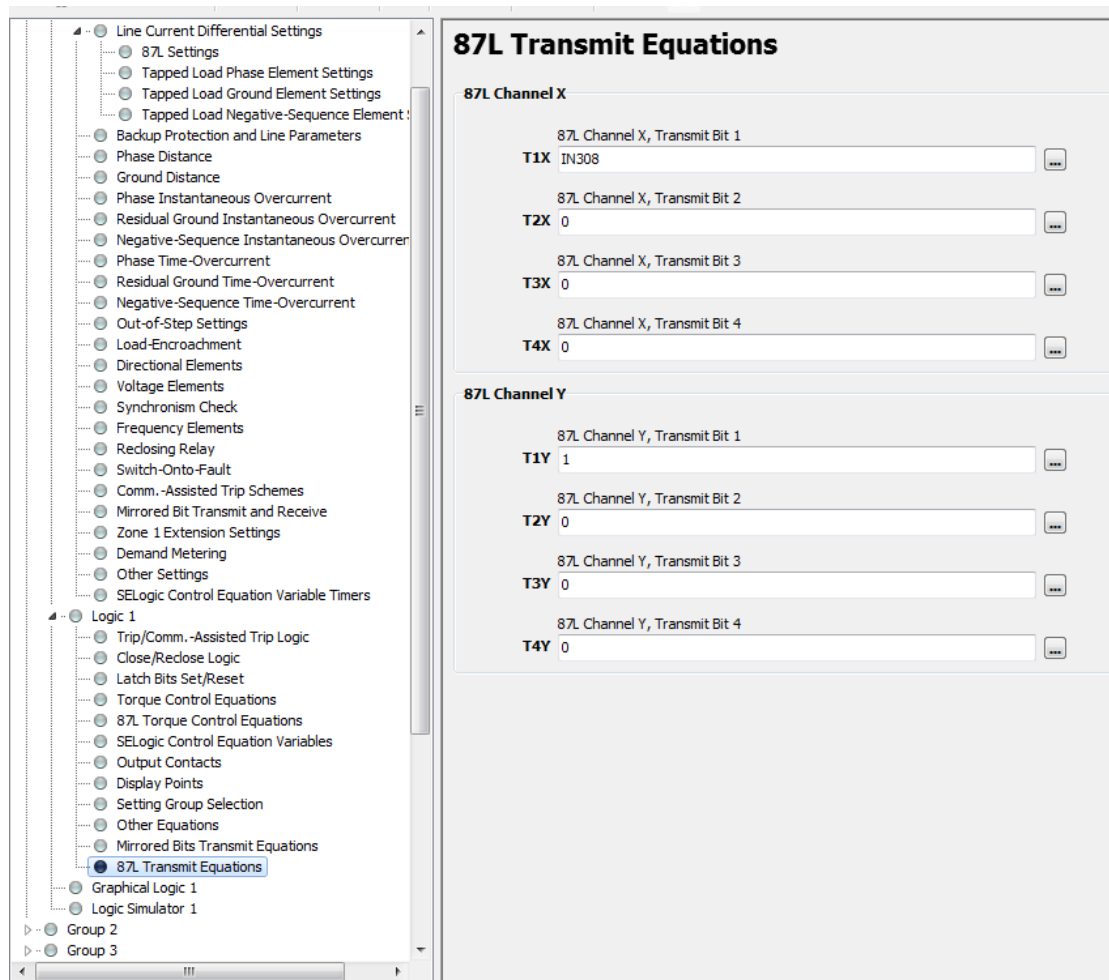


Fuente: *software AcSELEratorQuickset* relevador 311L.

En esta figura se puede observar, que en la salida 101, aparte del disparo que se da por la protección, se tiene una lógica condicionada donde depende de la entrada 308. Esta se programó, para que cuando no esté presente, la

salida 101 no se accionará, y del canal de recepción x, también se programa para que dependa de la entrada 308, como se muestra en la figura 30.

Figura 30. **Bloqueo del canal de recepción x relevador SEL 311L**



Fuente: *software AcSELEratorQuickset* relevador 311L.

Para que la entrada 308 esté desactivada, se requiere de un bloqueo, este se realizará por medio de un bloque de prueba, como se muestra en la figura 31.

Figura 31. **Bloque de pruebas en gabinete para relevador SEL311L**



Bloque de pruebas

Fuente: Gabinete de protección ubicado en el ingenio santa Ana interior finca cerritos kilómetro 65 carretera Siquinalá.

3. EQUIPO DE PRUEBAS

Son dispositivos capaces de simular corrientes y voltajes trifásicos que generan los transformadores de corriente y voltaje, de las subestaciones eléctricas, así como posiciones de los interruptores que se esté simulando.

3.1. Maleta de prueba

Es un dispositivo móvil que analiza el funcionamiento de las protecciones eléctricas. Es necesario realizar pruebas que simulan las condiciones típicas de una falla, las condiciones de funcionamiento en condiciones normales, las operaciones de conmutación, los esquemas de protección y enclavamientos lógicos. Lo que se busca es garantizar que el sistema de protección funciona correctamente antes de su puesta en servicio.

Posteriormente, estas pruebas deben repetirse de manera periódica y las protecciones deben estar siempre listas, para operar y despejar una falla en los sistemas eléctricos.

Las pruebas de las protecciones actuales, plantean numerosos retos. Todas las generaciones de relés, desde los electromecánicos, electrónicos, digitales y hasta los más modernos IED (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) compatibles con IEC 61850, tienen que ser probadas por el mismo profesional.

Idealmente, una sola maleta permitiría realizar todas las pruebas de todos estos tipos de relés. Sin embargo, los distintos fabricantes de sistemas de protección tienen diferentes filosofías y algoritmos de funcionamiento, sin

mencionar que los modernos dispositivos de protección multifuncionales, son muy complejos, por la gran cantidad de funciones que integran.

- Requerimientos de las maletas de pruebas

Los ingenieros de puesta en servicio deben generalmente comprobar el correcto funcionamiento de todos los elementos de señalización y enclavamientos de una subestación. Entre las tareas típicas que deben realizar, se encuentra la comprobación de las señales hacia el SCADA (centro de mandos remotos), mediciones de carga, comprobación de la polaridad de los transformadores de medida, comprobación del cableado y pruebas de los esquemas lógicos.

Por otra parte, estos profesionales siempre trabajan bajo presión, generalmente deben hacer sus pruebas durante una desconexión programada o porque deben ser los últimos en realizar las pruebas de puesta en servicio de una subestación, estando todo listo. Asimismo, cuando se realizan pruebas en caliente, se debe ser extremadamente cuidadoso y tomar todas las precauciones para mantener la continuidad del servicio.

Las maletas de prueba de protecciones que se utilizan para las tareas de puesta en servicio, no sólo deben ser extremadamente confiables y robustas, sino también fáciles de manejar, de diseño compacto y ligero, como se observa en la figura 32. Deben ofrecer un medio perfecto de comprobación y manual, que permita reaccionar rápidamente ante los continuos cambios que se producen en los requisitos de las pruebas y la resolución de problemas.

No obstante, la automatización de los procedimientos de prueba estándar también es fundamental para ahorrar tiempo y poder cumplir con los plazos.

Figura 32. **Maleta de pruebas de protecciones KoCoS**



Fuente: Revista KoCoS año 2013, edición 13.

Las protecciones que operan bajo el protocolo IEC 61850, difieren de las protecciones tradicionales, porque utilizan señalización de estado en tiempo real, a través de una red Ethernet.

El acceso a la red de la subestación, se ha convertido en una necesidad para realizar las pruebas de estas protecciones, exigiendo equipos de prueba cada vez más sofisticados. Un problema importante para los especialistas son los protocolos en tiempo real (buses de procesos) para transmitir datos binarios de estado.

Las pruebas de recierres, en las redes de distribución, son cada vez más exigentes, tanto para el personal de pruebas, como para el equipo de pruebas mismo. Algunos de los motivos son, la instalación de controles digitales más precisos y versátiles, su integración en la automatización de la red inteligente o

Smart Grid, y la introducción de normas cada vez más estrictas, para garantizar la confiabilidad y disponibilidad de los sistemas eléctricos.

Las principales protecciones a probar, son las de distancia, sobre corriente de fase y residual, sobre corriente direccional de fase y residual, sincronismo, sobre y bajo voltaje, reconexión mono polar y tripolar, diferenciales de línea, barra y transformadores, sobre excitación y pérdida de excitación, oscilación de potencia y direccional de potencia y tensión.

3.2. Introducción a equipo OMICRÓN

Este es un equipo de prueba multifuncional avanzado para prueba de todas las generaciones de relés de protección digitales y electromecánicos de alta carga a través de software de pruebas gráfico compuesto por módulos de prueba genéricos y dedicados.

Este equipo consta de salidas de voltaje y corriente trifásicas, capaces de generar señales de los transformadores de instrumento instalados en el patio de la subestación, así como entradas binarias donde se puede simular el interruptor de potencia.

El equipo CMC 356 es la versión universal para probar todas las generaciones y tipos de relés de protección. Sus potentes fuentes de corriente (modo trifásico: hasta 64 A / 860 VA por canal) con una gran gama dinámica, hacen que el CMC 356 sea capaz de probar hasta los relés electromecánicos de alta carga con demanda de potencia muy alta.

El CMC 356 es la opción ideal para aplicaciones que requieren la más alta versatilidad, amplitud y potencia. Los ingenieros y técnicos de puesta en

servicio reconocen especialmente, su capacidad de realizar comprobaciones de cableado y versatilidad de los transformadores de corriente, mediante la inyección primaria de altas corrientes desde el equipo de prueba.

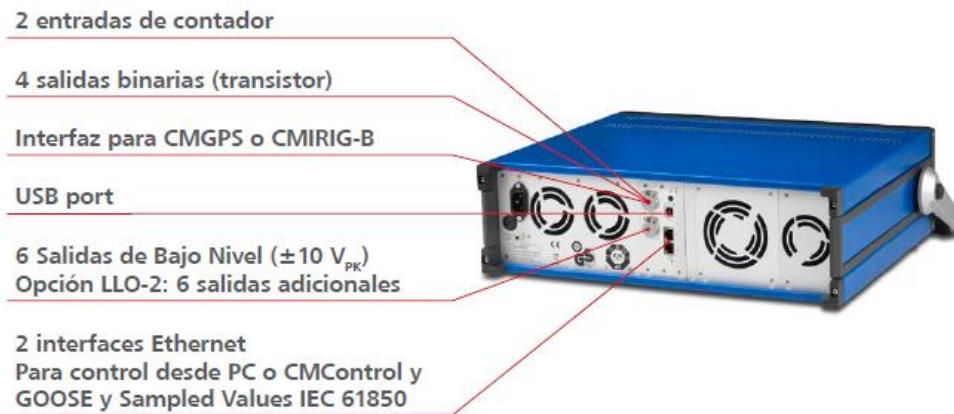
En las siguientes figuras, 33 y 34, se puede observar la maleta de pruebas OMICRON CMC 356, donde se muestran las salidas análogas, entrada y salidas binarias, fuente de alimentación DC, puertos de comunicación, alimentación AC, etc.

Figura 33. **Maleta de pruebas de protecciones CMC356 OMICRÓN**



Fuente: Revista OMICRÓN CMC356 edición 2015.

Figura 34. **Puertos de comunicación de la maleta de pruebas de protecciones CMC356 OMICRÓN**



Fuente: Revista OMICRÓN CMC356 edición 2015.

Las señales de prueba analógicas, se generan digitalmente usando lo último en tecnología. Esto, en combinación con el uso de algoritmos adicionales de corrección de errores, produce señales precisas de prueba, incluso a amplitudes pequeñas.

Los seis canales de salida de corriente y los cuatro de tensión, se ajustan continua e independientemente en cuanto a amplitud, fase y frecuencia. Todas las salidas están a prueba de sobrecarga y cortocircuito, y están protegidas contra las señales externas transitorias de alta tensión, y contra la sobre temperatura.

El interfaz de red integrado admite pruebas completas en entornos IEC 61850 usando la simulación y suscripción opcional GOOSE, y la funcionalidad de simulación de *Sampled Values*.

En la parte posterior de los equipos de prueba existen hasta doce canales independientes con señales de bajo nivel, que se pueden utilizar para probar relés que tienen una función de entrada de bajo nivel, o para controlar amplificadores externos.

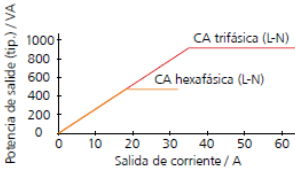
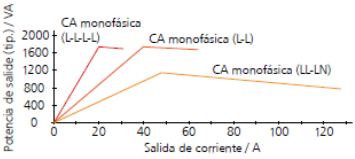
Utilizando la opción de *software EnerLyzer*, las diez entradas binarias de una CMC 356 equipada con la opción de hardware ELT-1, funcionan alternativamente como entradas de medida analógicas.

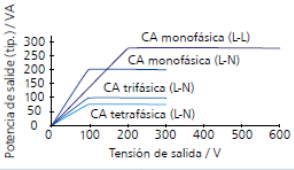
Puede usarse el equipo como multímetro multifuncional y registrador de transitorios.

Las principales características se pueden observar en las figuras 35, 36 y 37, las cuatro salidas de voltaje y las seis salidas de corrientes, así como sus entradas y salidas binarias:

Figura 35. Datos técnicos de la maleta de pruebas de protecciones
CMC356 OMICRÓN

Datos técnicos¹

Generadores de corriente	
Rango de valores	CA hexafásica (L-N) 6 x 0 ... 32 A CA trifásica (L-N) 3 x 0 ... 64 A (grupo A II B) CA monofásica (LL-LN) 1 x 0 ... 128 A (grupo A II B) CC (LL-LN) 1 x 0 ... ±180 A (grupo A II B)
Potencia ²	CA hexafásica (L-N) 6 x 430 VA típ. a 25 A 6 x 250 W garant. a 20 A CA trifásica (L-N) 3 x 860 VA típ. a 50 A 3 x 500 W garant. a 40 A CA monofásica (LL-LN) 1 x 1000 VA típ. a 80 A 1 x 700 W garant. a 80 A CA monofásica (L-L) 1 x 1740 VA típ. a 50 A 1 x 1100 W garant. a 40 A CA monofásica (L-L-L) 1 x 1740 VA típ. a 25 A 1 x 1100 W garant. a 20 A CC (LL-LN) 1 x 1400 W típ. a ±80 A 1 x 1000 W garant. a ±80 A
 <p>Potencia de salida (típ.) / VA vs Salida de corriente / A. Curvas para CA trifásica (L-N) y CA hexafásica (L-N).</p>	
 <p>Potencia de salida (típ.) / VA vs Salida de corriente / A. Curvas para CA monofásica (L-L-L), CA monofásica (L-L) y CA monofásica (LL-LN).</p>	
Exactitud ³	error < 0,05 % rd. ⁴ + 0,02 % rg. ⁴ típ. error < 0,15 % rd. + 0,05 % rg. garant.
Distorsión (DAT+N) ⁵	< 0,05 % típ., < 0,15 % garant.
Resolución	1 mA
Tensión máx. de fuente (L-N)/(L-L)/(L-L-L)	35 Vpk / 70 Vpk / 140 Vpk
Zócalos de punta cónica de conexión	Zócalos de punta cónica de 4 mm (32 A continuamente)
Zócalo combinado de conexión	Grupo A solo (25 A máx. continuamente)

Generadores de tensión	
Rango de valores	CA tetrafásica (L-N) 4 x 0 ... 300 V (VL4(t) calculada automáticamente: VL4 = (VL1+VL2+VL3)*c o programable libremente) CA trifásica (L-N) 3 x 0 ... 300 V CA monofásica (L-L) 1 x 0 ... 600 V CC (L-N) 4 x 0 ... ±300 V
Potencia	CA trifásica (L-N) 3 x 100 VA típ. a 100 ... 300 V 3 x 85 VA garant. a 85 ... 300 V CA tetrafásica (L-N) 4 x 75 VA típ. a 100 ... 300 V 4 x 50 VA garant. a 85 ... 300 V CA monofásica (L-N) 1 x 200 VA típ. a 100 ... 300 V 1 x 150 VA garant. a 75 ... 300 V CA monofásica (L-L) 1 x 275 VA típ. a 200 ... 600 V 1 x 250 VA garant. a 200 ... 600 V CC (L-N) 1 x 420 W típ. a ±300 V 1 x 360 W garant. a ±300 V
 <p>Potencia de salida (típ.) / VA vs Tensión de salida / V. Curvas para CA monofásica (L-L), CA monofásica (L-N), CA trifásica (L-N) y CA tetrafásica (L-N).</p>	
Exactitud	error < 0,03 % rd. ⁴ + 0,01 % rg. ⁴ típ. a 0 ... 300 V error < 0,08 % rd. + 0,02 % rg. garant. a 0 ... 300 V
Distorsión (DAT+N) ⁵	0,015 % típ., < 0,05 % garant.
Rangos	150 V / 300 V
Resolución	5 mV / 10 mV en el rango de 150 V / 300 V
Conexión	Zócalos de punta cónica de 4 mm / zócalo combinado (1,2,3,N)
Generadores, general	
Frecuencia	rango de señales sinusoidales ⁶ 10 ... 1000 Hz rango de armónicos / interarmónicos tensión: 10 ... 3000 Hz ⁷ corriente: 10 ... 1000 Hz rango de señales transitorias CC ... 3,1 kHz ⁷ exactitud/desviación ±0,5 ppm / ±1 ppm resolución < 5 μHz
Fase	rango de ángulos -360° ... +360° resolución 0,001° error a 50/60 Hz tensión: 0,02° típ., < 0,1° garant. corriente: 0,05° típ., < 0,2° garant. ³
Ancho de banda (-3 dB)	3,1 kHz

Fuente: Revista Datos Técnicos OMICRÓN CMC356 año 2015.

Figura 36. Continuación de Datos técnicos de la maleta de pruebas de protecciones CMC356 OMICRÓN

Salidas de bajo nivel ¹	
Número de salidas	6 (12 con opción LLO-2)
Rango de valores	0 ... ±10 Vpk
Corriente de salida máx.	1 mA
Exactitud	error < 0,025 % típ., < 0,07 % garant. a 1 ... 10 Vpk
Resolución	250 µV
Distorsión (DAT+N) ²	< 0,015 % típ., < 0,05 % garant.
Simulación TC/TT no convencional	lineal, Rogowski (transitorio y sinusoidal)
Indicación de sobrecarga	sí
Aislamiento	SELV
Utilidad	completamente independiente de las salidas internas del amplificador
Conexión	Zócalo combinado de 16 pines (parte posterior)
Fuente de CC auxiliar	
Rangos de tensión	0 ... 264 VCC, 0,2 A / 0 ... 132 VCC, 0,4 A / 0 ... 66 VCC, 0,8 A
Potencia	máx. 50 W
Exactitud	error < 2 % típ., < 5 % garant.
Salidas binarias, relés	
Tipo	contactos de relé sin potencial, controlados por software
Número	4
Capacidad de interrupción CA	V _{máx} : 300 VCA / I _{máx} : 8 A / P _{máx} : 2000 VA
Capacidad de interrupción CC	V _{máx} : 300 VCC / I _{máx} : 8 A / P _{máx} : 50 W
Salidas binarias, transistor	
Tipo	salidas por transistor de colector abierto
Número	4
Frecuencia de actualización	10 kHz
I _{máx}	5 mA
Conexión	Zócalo combinado de 16 pines (parte posterior)
Entrada de medición de tensión CC (con la opción ELT-1 ³)	
Rango de medición	0 ... ±10 V
Exactitud	error < 0,003 % rg. ⁴ típ., < 0,02 % rg. garant.
Impedancia de entrada	1 MΩ

Fuente: Revista Datos Técnicos OMICRÓN CMC356 año 2015.

Figura 37. **Continuación Datos técnicos de la maleta de pruebas de protecciones CMC356 OMICRÓN**

Datos técnicos de CMC 356 (cont.)	
IEC 61850 GOOSE¹	
Simulación	Asignación de salidas binarias a atributos de datos en mensajes GOOSE publicados
Suscripción	Asignación de atributos de datos de mensajes GOOSE suscritos a entradas binarias
Rendimiento	Tipo 1A; Clase P2/3 (IEC 61850-5)
Soporte de VLAN	VLAN-ID y prioridad seleccionable
IEC 61850 Sampled Values (publicación)¹	
Especificaciones	De acuerdo con la "Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers Using IEC 61850-9-2" del UCA International Users Group
Velocidad de muestreo	80 muestras por ciclo para frecuencias nominales de 50 Hz y 60 Hz; sincronizadas con CMIRIG-B.
Sincronización	El atributo de sincronización (smpSynch) se ajusta cuando CMC 850 está en modo de funcionamiento sincronizado con CMIRIG-B. El número de muestras (smpCnt) cero se alinea con la parte máxima del segundo (IRIG-B y PPS) Datos de exactitud, consulte a continuación
Soporte de VLAN	VLAN-ID y prioridad seleccionable
Max. número de flujos de SV	2 (3 con la opción LLO-2)
Alimentación eléctrica	
Tensión nominal de entrada ²	100 – 240 VCA, monofásica
Tensión de entrada permitida	85 ... 264 VCA
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Rango de frecuencias permitido	45 ... 65 Hz
Consumo	1,7 kVA a 115 V / 2,3 kVA a 230 V
Corriente nominal	12 A a 115 V / 10 A a 230 V
Conexión	Conector CA estándar (IEC 60320)
Condiciones ambientales	
Temperatura de funcionamiento ²	0 ... +50 °C
Temperatura de almacenamiento	-25 ... +70 °C
Rango de humedad	Humedad relativa 5 ... 95 %, sin condensación
Vibraciones	IEC 60068-2-6 (20 m/s ² a 10 ... 150 Hz)
Golpes	IEC 60068-2-27 (15 g/11ms semisinusoide)

Fuente: Revista Datos Técnicos OMICRÓN CMC356 año 2015.

- Para poder empezar a utilizar este equipo es necesario contar con los siguientes componentes:
 - CMC 356 con cable de alimentación eléctrica (red)
 - Cable de conexión de CMC 356 ↔ PC
 - Cable de conexión de CMC 356 ↔ equipo en prueba

Para la alimentación eléctrica se requiere de un cable especial para la maleta el cual esta polarizado para mayor seguridad como el que se muestra a continuación.

Figura 38. **Cable de alimentación AC/DC OMICRÓN**



Fuente: Manual de referencia CMC 356.

Para la conexión de la maleta de prueba con el computador se debe hacer como en la figura 39.

Figura 39. **Software de interfaz gráfica OMICRÓN**

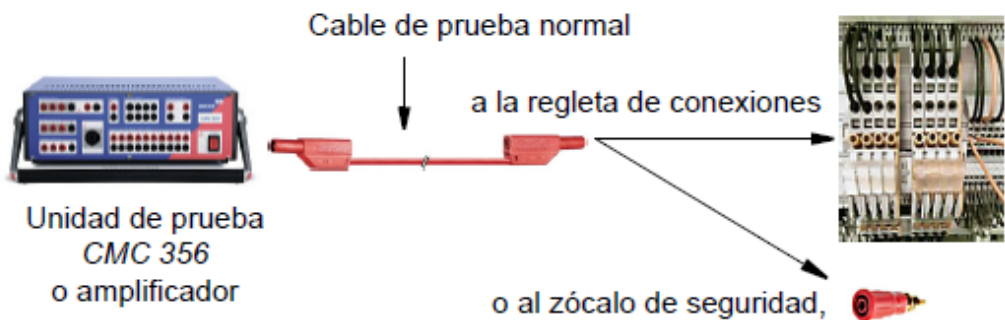


Fuente: Manual de referencia CMC 356 versión SP.7 Año 2013.

Como se observa en la figura anterior, esta se puede conectar a dos puertos disponibles en la maleta de pruebas, puerto A o puerto B.

Para la conexión de la maleta de prueba con el relevador, se debe hacer como en la figura 40. Para no conectar incorrectamente la maleta al relevador, colocando las corrientes y voltajes en su respectivo borne, así como los disparos del relevador hacia la maleta de prueba.

Figura 40. **Software de interfaz gráfica OMICRÓN**



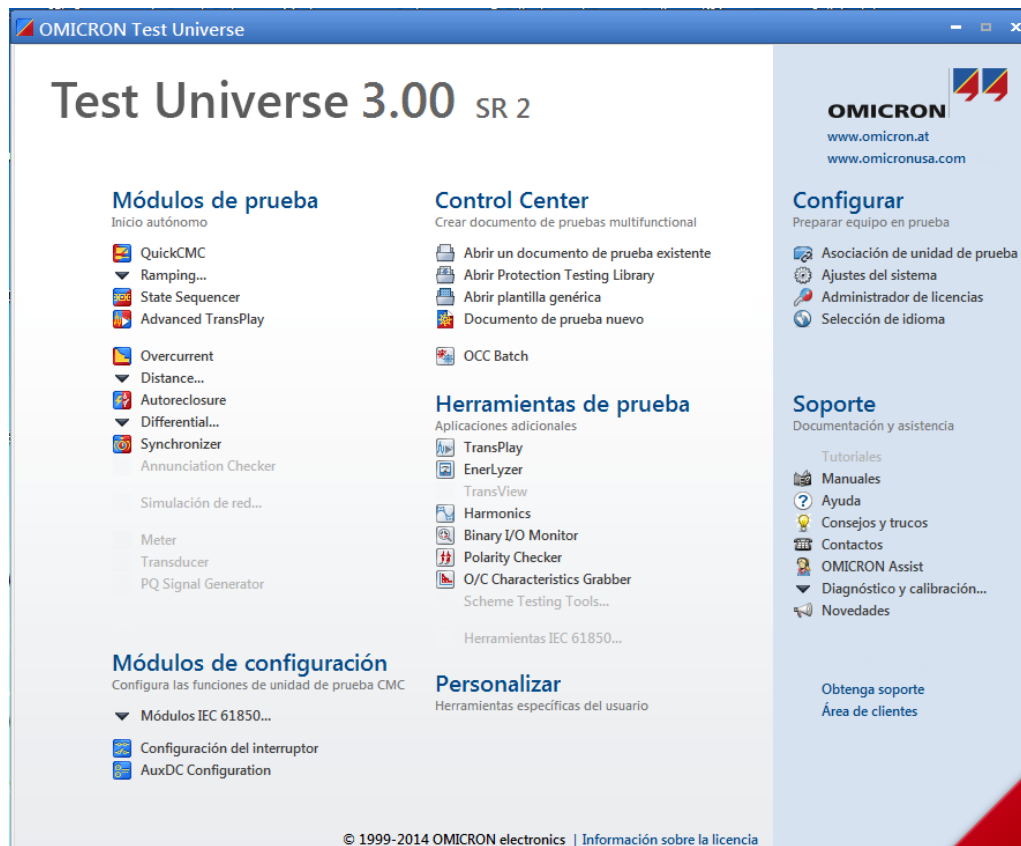
Fuente: Manual de referencia CMC 356 versión SP.7 Año 2013.

El conector de color rojo que, se observa, sirve para transferir la señal que se necesita sacar de la maleta, para la bornera de prueba.

3.3. Parametrización de equipo OMICRÓN

Para esto se requiere de un *software*, para poder ingresar a la interfaz gráfica donde se puede escoger el modulo a utilizar, y en los cuales se pueden ver las señales de corriente, voltaje y digitales aplicadas, como observa en la figura 41.

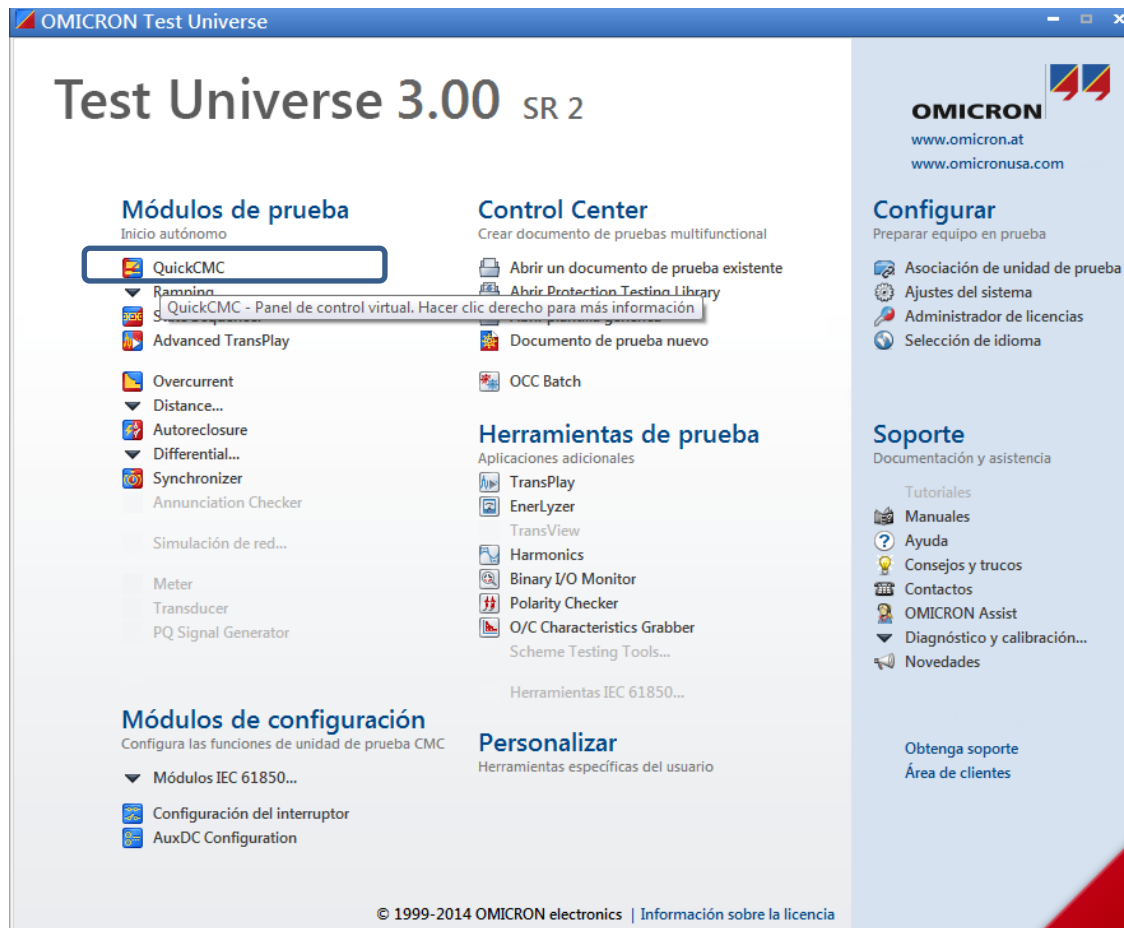
Figura 41. **Software de interfaz gráfica OMICRÓN**



Fuente: *Software OMICRÓN Test Universe* versión 3.00

Posee cursores disponibles para poder determinar el tiempo de operación de arranque y reposición de las entradas binarias, salidas de contacto y señales analógicas en una sola pantalla del *software*. Así mismo función de selección de una falla, ejecutando la prueba para las condiciones de un punto seleccionado con un *click*, sobre la gráfica de la característica de operación, como se observa en la figura 42.

Figura 42. **Software de interfaz gráfica OMICRÓN**



Fuente: *Software OMICRÓN Test Universe* versión 3.00

Se puede parametrizar las pruebas:

- *Quick CMC*: Pruebas manuales fáciles y rápidas controladas por el computador.
- *Ramping*: Determinación de los umbrales de magnitud, fase y frecuencia mediante definiciones de rampas.
- *State sequencer*: Determinación de los tiempos de funcionamiento y las relaciones lógicas de sincronismo mediante secuencias de estados.
- *Advanced Transplay*: reproducción y procesamiento de archivos COMTRADE, PL4 O CSV que son propios de los relevadores de protección.
- *Overcurrent*: pruebas automáticas de características de sobre corriente de secuencia negativa, positiva y cero.
- *Distance*: evaluación de los elementos de impedancia mediante definiciones de disparo simple en el plano de impedancia Z.
- *Autoreclosure*: prueba la función de recierre automático con un modelo de integrado.
- *Differential*: Pruebas monofásicas de la característica de operación y el bloqueo por corriente de avalancha de los relés diferenciales.
- *Synchronizer*: Prueba automática de dispositivos de sincronización y relés de comprobación de sincronización.

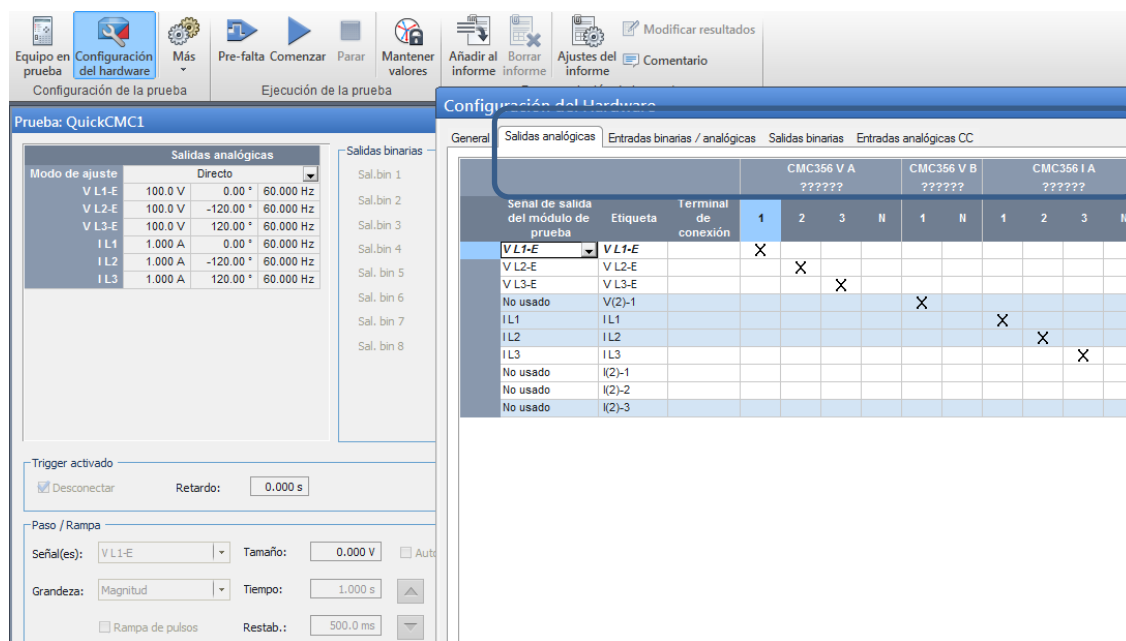
También las herramientas de prueba:

- *TransPlay*: Reproducción de archivos COMTRADE y grabación del estado de entradas binarias.
- *Enerlyzer*: Toma medidas analógicas y registro de transitorios.
- Armónicos: generación de señales con armónicos superpuestos.

- Binary I/O monitor: visualización del estado de todas las entradas y salidas binarias de la configuración de la prueba.
- *Polarity checker*: comprobación del cableado usando el accesorio opcional CPOL.
- *O/C Characteristics Grabber*: extrae las características de tiempo inverso de sobre corriente de una hoja de datos.

En cada uno de los módulos anteriormente mencionados, se puede hacer la manipulación de corrientes, voltajes, entradas y salidas binarias si se necesitan, como se muestra en la figura 43.

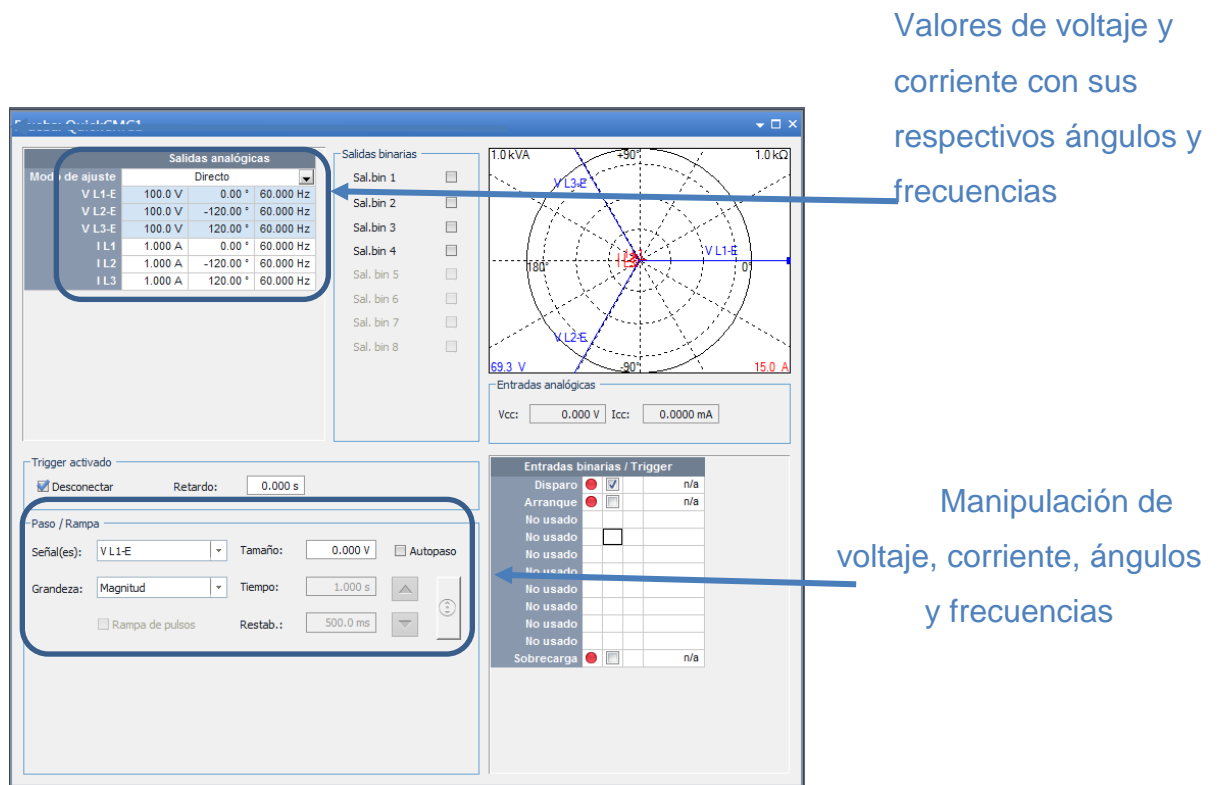
Figura 43. **Software de interfaz gráfica OMICRÓN**



Fuente: Software OMICRÓN Quick versión 3.00.

Luego, se comienza a manipular las corrientes, voltajes, ángulos y frecuencias, si se requiere. Estos pueden estar en valores desde 0 hasta 32 amperios para las corrientes, entre 0 a 300 voltios en voltaje y entre 0 a 70 hertzios la frecuencia, esto se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 44. **Software de interfaz gráfica OMICRÓN**



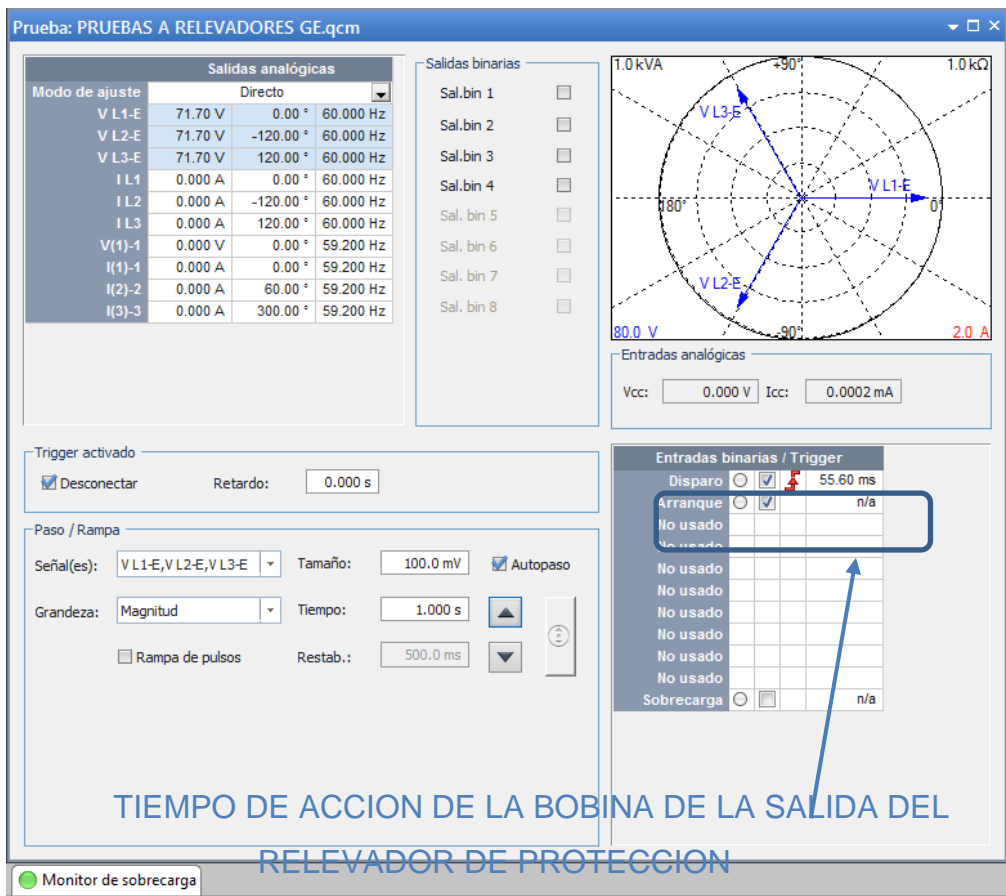
Fuente: Software OMICRÓN Quick versión 3.00.

Se puede observar, que si ocurre una falla, las salidas del relevador de protección que están conectadas a las bobinas de disparo del interruptor de potencia, se accionan y estas activan las entradas binarias de la maleta, como se observa en la figura 45.

3.4. prueba de sobrecarga a Relé General Electric G60

Se probó una falla de sobre voltaje al relevador, como se observa en la gráfica 45. El valor del voltaje en las fases aumentó, lo cual provocó un disparo que tiene un tiempo de acción de 55.6 milisegundos. Se puede apreciar lo precisa que es la maleta de protección para tomar este tiempo.

Figura 45. Prueba protección sobre excitación con software Quick OMICRÓN



Fuente: prueba a relevador General Electric G60 Software OMICRÓN Quick versión 3.00, edición 2015

La maleta cuenta con un sistema que genera el reporte de la prueba en un archivo de texto, donde se puede observar que tipo de prueba se realizó y en cuanto tiempo accionó el relevador, su salida, como se muestra a continuación.

Tabla V. **Reporte de prueba**

Evaluación

Correcta

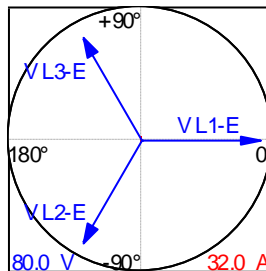
05-ago-2015

16:36:56

Título: disparo 24

Cálculo de falta:

Modo de entrada en tabla	Parámetros (Todos los valores son secundarios)			
Directo	V L1-E	71.70 V	0.00 °	60.000 Hz
	V L2-E	71.70 V	-120.00 °	60.000 Hz
	V L3-E	71.70 V	120.00 °	60.000 Hz
	I L1	0.000 A	0.00 °	60.000 Hz
	I L2	0.000 A	-120.00 °	60.000 Hz
	I L3	0.000 A	120.00 °	60.000 Hz



Fuente: elaboración propia.

Aquí se muestra el voltaje que se inyectó, el tiempo de acción de la bobina del relevador, el día y la hora que se realizó dicha prueba.

Tabla VI. **Voltaje**

Ajustes del generador

V L1-E	71,700V	0,00°
V L2-E	71,700V	-120,00°
V L3-E	71,700V	120,00°
I L1	0,000A	0,00°
I L2	0,000A	-120,00°
I L3	0,000A	120,00°
V(1)-1	0,000V	0,00°
I(1)-1	0,000A	0,00°
I(2)-2	0,000A	60,00°
I(3)-3	0,000A	300,00°

Entradas binarias

Disparo	Arranque	Sobrecarga
0->1	1->0	1->0
0.056s	n/a	n/a

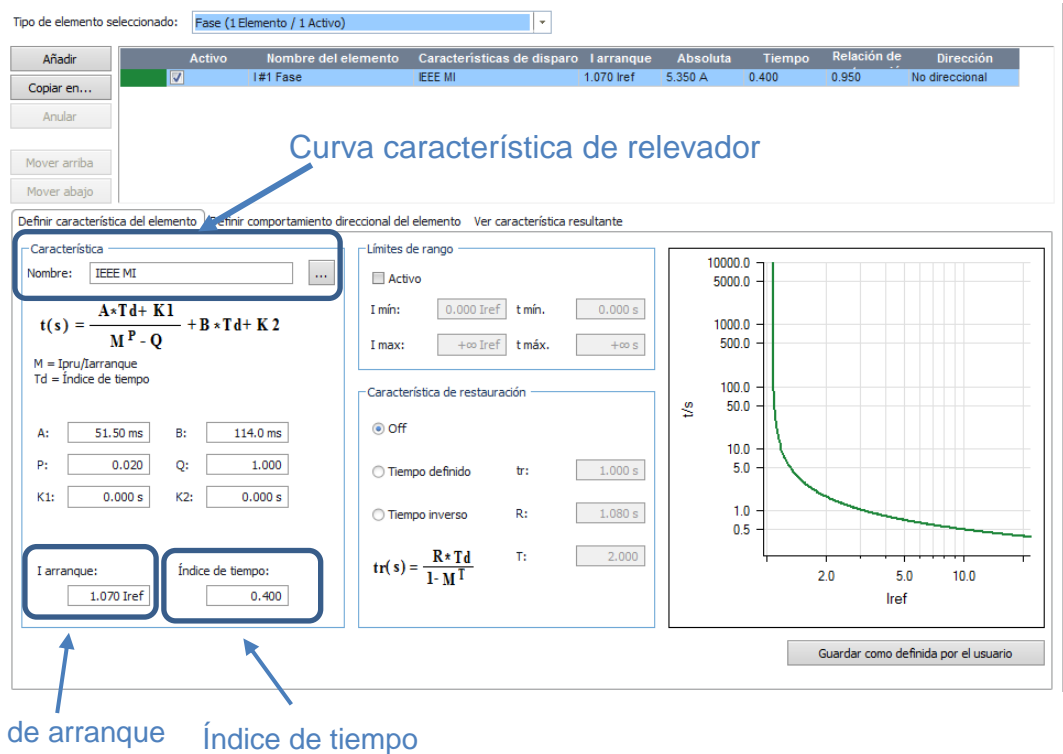
TIEMPO DE ACCIÓN DE LA BOBINA DE LA SALIDA DEL
RELEVADOR DE PROTECCIÓN

Fuente: elaboración propia.

3.5. Prueba de Sobrecorriente a Relé *General Electric G60*

A continuación se muestra la prueba de protección de sobre corriente (51). Esta se realizó con la ayuda del software *Overcurrent* en la cual se requiere de una curva característica de tiempo inverso, así como el tiempo de retardo y su corriente de arranque esto se puede observar en la figura 46.

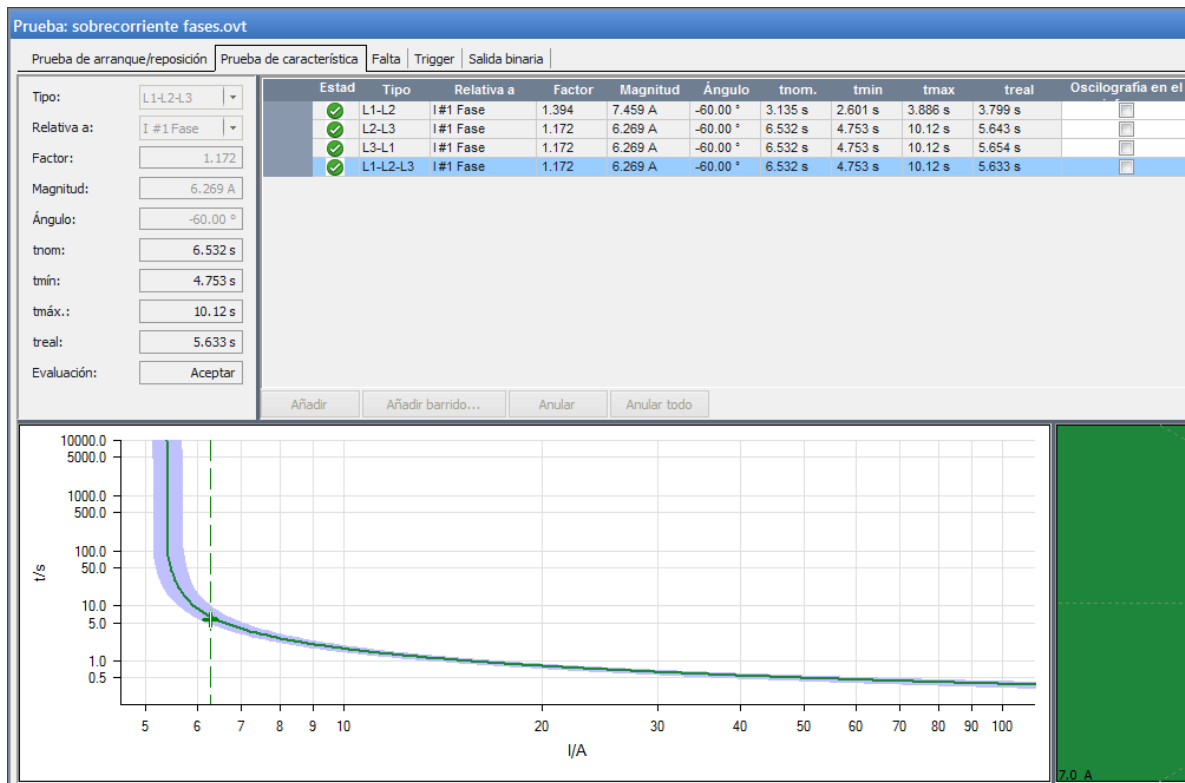
Figura 46. **Parametrización de protección de sobre corriente con software overcurrent OMICRÓN**



Fuente: prueba a relevador *General Electric G60 Software OMICRÓN* versión 3.00.

Después de realizar la Parametrización, se continúa con la prueba del relevador por medio de la curva programada, obteniendo los resultados positivos como se observa en la figura 47.

Figura 47. Prueba de protección sobre corriente con *software óvercurrent* OMICRON



Fuente: prueba a relevador *General Electric G60 Software* OMICRÓN versión 3.00.

Se observa que los resultados fueron correctos por, las circunferencias de color verde que aparecen en la figura anterior. En estos se ve la corriente que se le inyectó al relevador, el ángulo que se encontraba la corriente, el tiempo de disparo de cada uno y el tipo de falla que se le inyectó.

4. INTEGRACIÓN ENTRE RELEVADORES Y EQUIPO DE PRUEBAS

Para esto se requiere del relevador de protección a probar y de la maleta de pruebas, para poder realizar las pruebas de inyección de corriente eléctrica correspondiente al relevador de protección, y así verificar su buen funcionamiento.

4.1. Inyección de corrientes por medio de equipo de pruebas

Se realiza la inyección de corriente con la ayuda de la maleta de pruebas OMICRÓN, simulando los transformadores de instrumento que se conectarán en la puesta en servicio de los equipos.

Antes de empezar a simular las corrientes se requiere del módulo de pruebas, en el cual se simulan las posiciones del interruptor así como algunas alarmas importantes: pérdida de gas SF6, resorte descargado, falla de mecanismo de disparo, etc. como se observa en la figura 48.

Figura 48. **Módulo de pruebas**

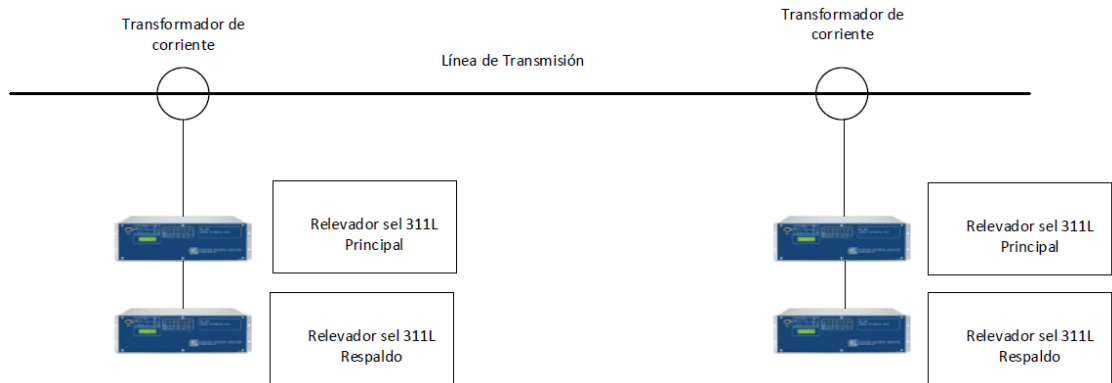


Fuente: Laboratorio Grupo Teknoenergy S.A.

Con un protocolo de pruebas, se realizarán las pruebas correspondientes a los relevadores que protegerán la línea de transmisión.

Se verifica con un multímetro, en las entradas de alimentación del equipo, la alimentación de estas, luego se procede a parametrizar los relevadores de protección como se mostró en el capítulo 2, donde se explica los pasos que se deben de realizar para la parametrización de la protección diferencial de línea. Esto se realizó tanto para los relevadores principales y de respaldo que protegerán la línea de transmisión. Se puede observar en la figura 49 como se conectarán los relevadores.

Figura 49. **Diagrama de conexionado de relevadores SEL 311L para protección diferencial**

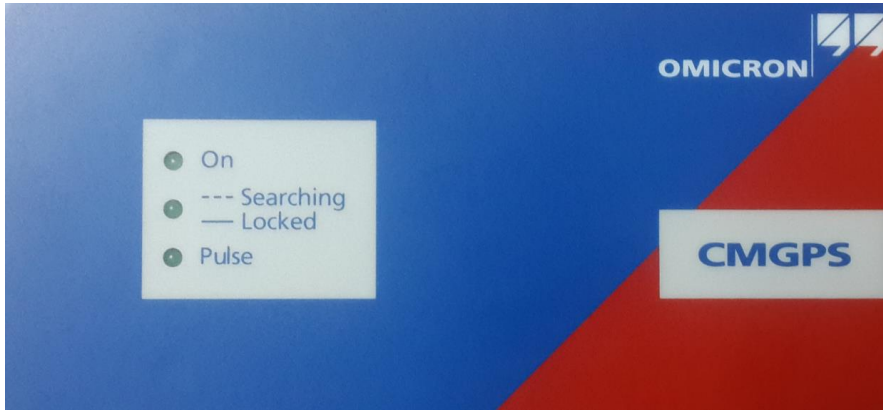


Fuente: elaboración propia.

Después de revisar que los relevadores de protección estén parametrizados, se procederá a verificar el equipo de pruebas, que se encuentren todos los accesorios para, poder realizar las pruebas necesarias a estos relevadores, los cuales son:

- Cable de alimentación eléctrica (red) para CMC 356.
- Cable de comunicación Ethernet para conexión de CMC 356 y computadora.
- Cable de conexión CMC 356 y equipos de prueba, para enviar las señales análogas y binarias que el relevador requiera.
- Terminales tipo pin.
- Módulo de sincronización GPS como se muestra en la figura 50.

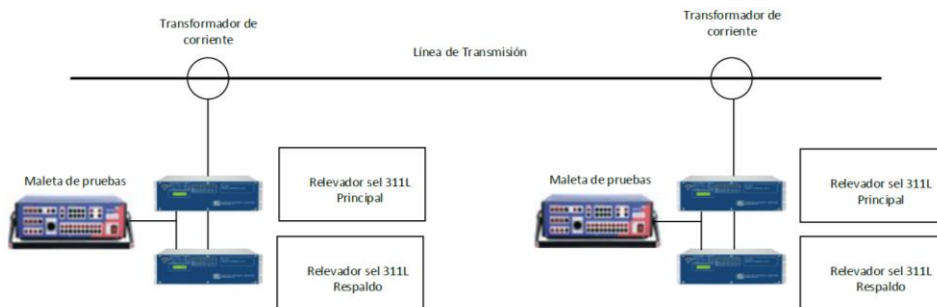
Figura 50. **GPS OMICRÓN**



Fuente: Laboratorio Grupo *Teknoenergy* S.A

Para la realización de la prueba diferencial se requiere de dos equipos de pruebas OMICRON CMC356, ya que estarán sincronizados con la ayuda del módulo GPS, y conectados en los gabinetes donde estarán los relevadores correspondientes, simulando que se encuentran en cada extremo de la línea de transmisión, como se observa en la figura 51.

Figura 51. **Equipo de pruebas conectado en cada extremo de la línea de transmisión**

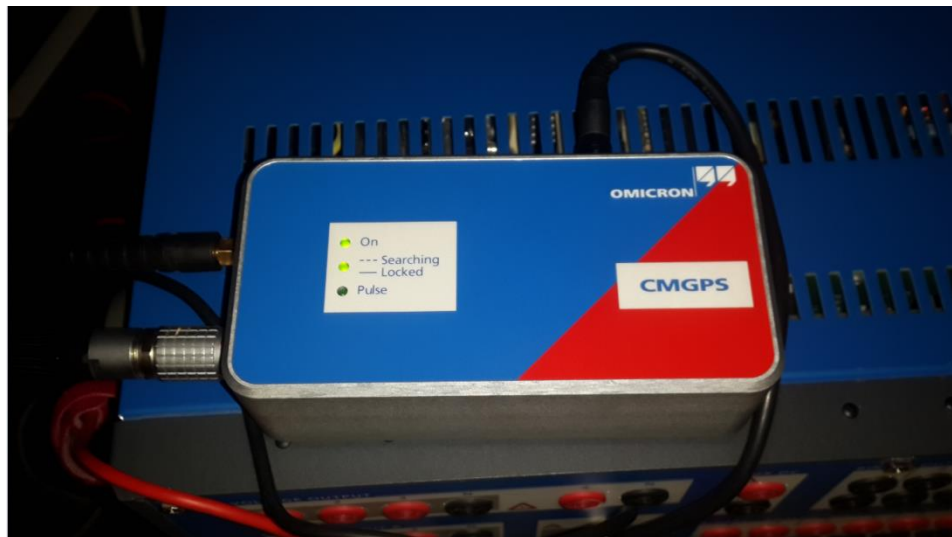


Fuente: elaboración propia

Se utilizará el *software test universe 3.00* y el *módulo de quick cmc* para las inyecciones iniciales a los relevadores de protección.

Cuando los equipos estén conectados y listos para probarse, se sincroniza las maletas de pruebas, esto se puede observar en la figura 52. Se observa que el led de encendido y de sincronización está en verde, esto quiere decir que el equipo esta sincronizado con la maleta de pruebas.

Figura 52. **Equipo de pruebas sincronizado**



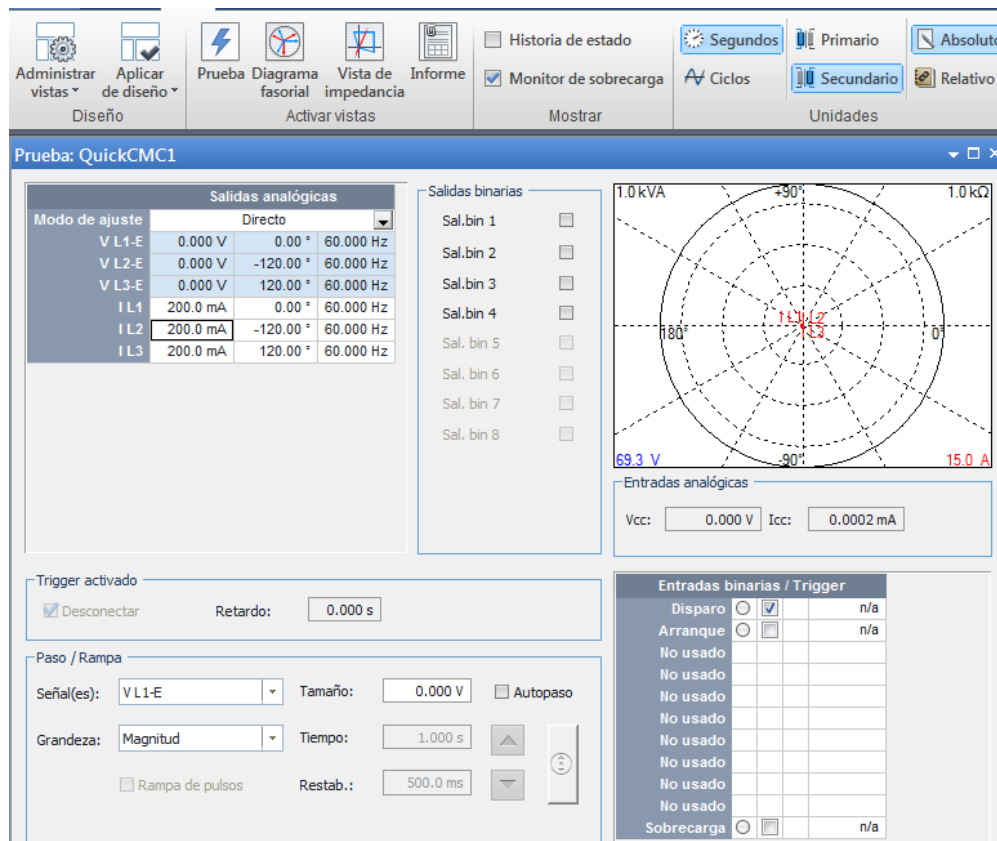
Fuente: Laboratorio Grupo Teknoenergy S.A

4.2. Medición de corrientes por medio de relevadores

Las inyecciones de corriente analógicas se realizan para verificar las medidas que se están mostrando en los relevadores de protección y compararlas con las que se está inyectando. Las medidas de la maleta de

puebas, se muestra en la figura 53, se puede observar las magnitudes, ángulos y frecuencias que tienen las tres fases de corriente.

Figura 53. Inyecciones de Corrientes

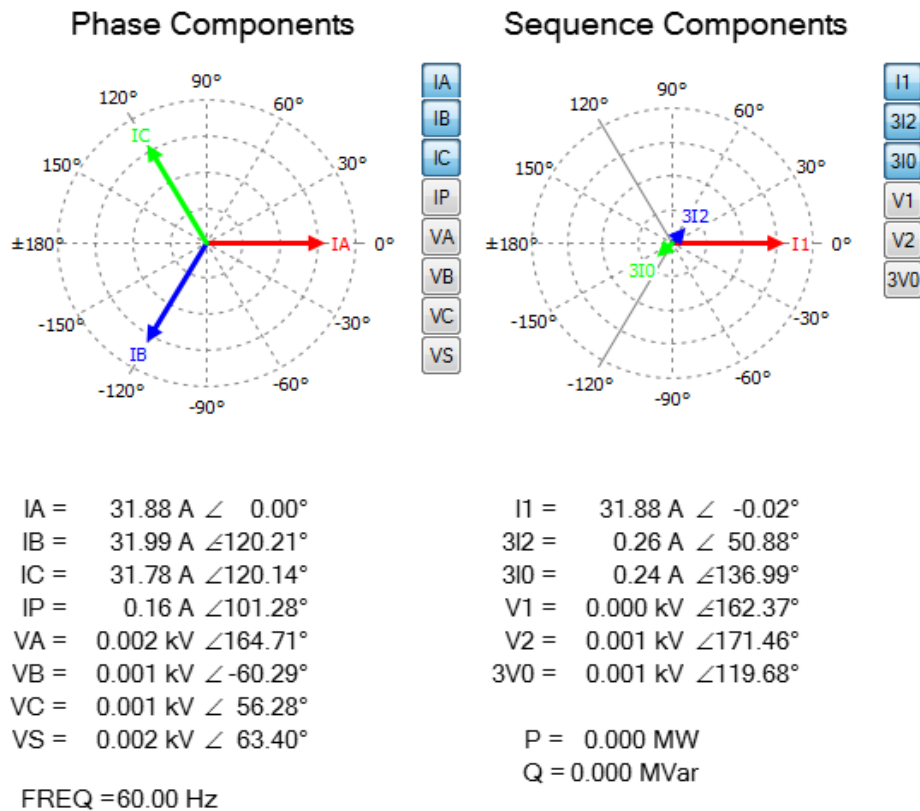


Fuente: software test universo edición 3.00 QuickCMC OMICRON.

La comparación se hace con las vista de cada uno de los relevadores esto se hace para verificar la correcta medición de los relevadores. En la figura 54, se puede observar la medición en un relevador de protección, en este se puede ver que las corrientes aparecen en valores primarios, esto por la relación de los transformadores de corriente, ya que para este relevador la relación es de

800/5= 160, por lo que cuando se pasan los valores secundarios a primarios, queda de la siguiente manera 200mA * 160 = 32 A primarios.

Figura 54. **Inyecciones de Corrientes en un relevador**



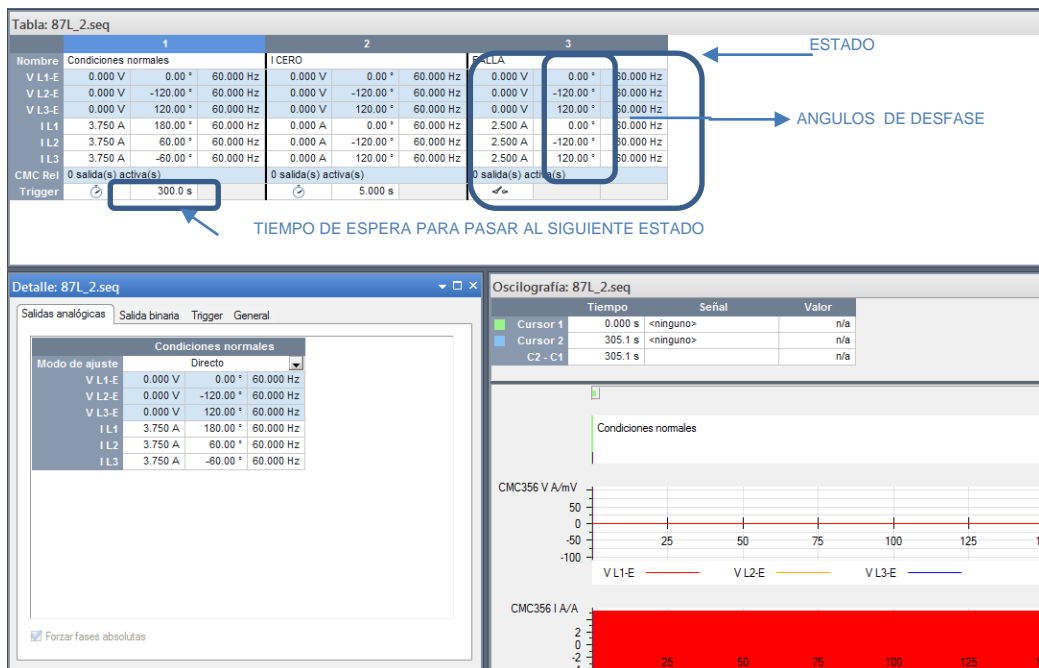
Fuente: relevador Sel 311L diferencial de línea.

En la figura 54 podemos observar las corrientes analógicas trifásicas (IA, IB, IC), corriente de secuencia positiva (I1), corriente de secuencia negativa (3I2), corriente de secuencia cero (3I0), voltajes trifásicos (VA, VB, VC), voltaje de sincronismo (VS), voltaje de secuencia positiva (V1), voltaje de secuencia negativa (V2), voltaje de secuencia cero (3V0), frecuencia (FREQ), potencia activa (P) y potencia reactiva (Q).

4.3. Simulación de fallas internas y externas

Con esta prueba se verifica como se comportará el relevador, al encontrar fallas monofásicas y trifásicas dentro de la zona de protección de la línea de transmisión y fuera de ella, para ello se requiere del módulo de pruebas *state sequencer*. En este equipo se simulan las distintas fallas monofásicas y trifásicas por los estados que tiene este módulo, en la figura 55 se observa el *software* y la simulación de estas.

Figura 55. Inyección de corriente de falla trifásica

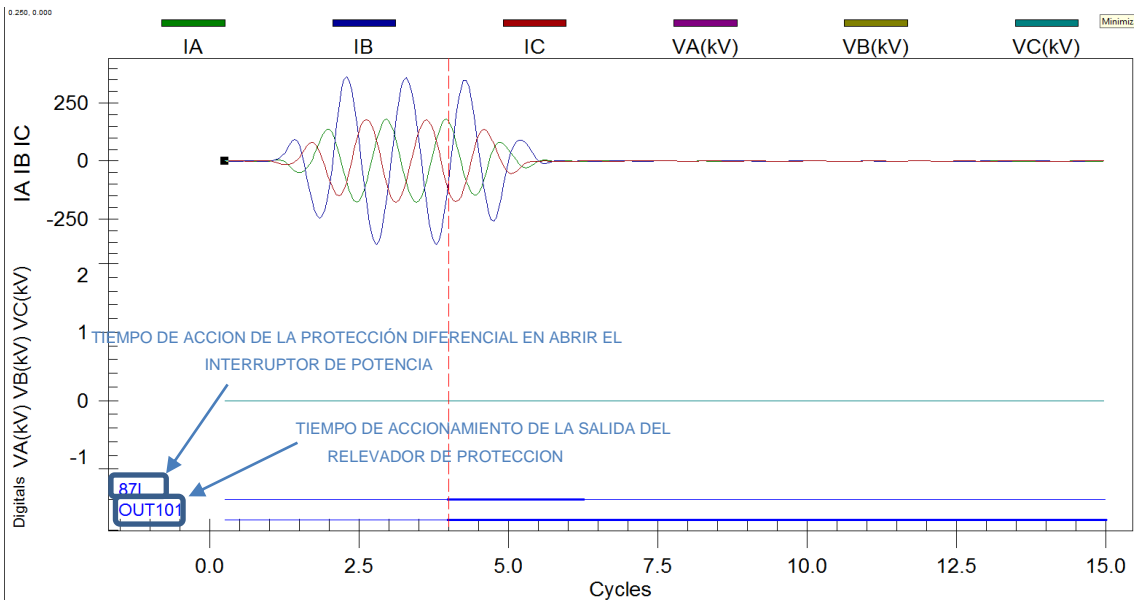


Fuente: *software* test universo edición 3.00 *state sequencer* CMC OMICRÓN.

Como se observa en la figura anterior en el *software* se ven 3 estados (condiciones normales, corriente cero y falla) donde se ven las inyecciones de corriente en cada uno hasta llegar a la falla:

- Estado 1 (Condiciones Normales): en este estado, se ven las inyecciones de corriente en un extremo de la línea de transmisión. Se observan las corrientes a un ángulo de desfase inicial en la fase A de 180 grados. Esto se debe a que en el extremo opuesto se está inyectando la misma magnitud de corriente solo que a cero grados en la fase A. Esto se hace en cada una de las fases de corriente, para tener estable la línea de transmisión. Para pasar al estado dos, se observa en la figura, que tiene un tiempo de 300 segundos, esto para observar los relevadores en condiciones normales. Después de transcurrido este tiempo pasa al estado 2.
- Estado 2 (corriente cero): en el estado 2, se deja de inyectar corriente para verificar que los relevadores midan cero corriente de inyección. Aunque se puede observar el desfase de los ángulos de corriente, no ocurre disparo ya que no existe corriente que sientan los relevadores. Se tiene un tiempo de retardo de 5 segundos antes de pasar al siguiente estado que es el de falla.
- Estado 3 (falla): se observa en la figura 55, que ocurre un desbalance en los ángulos de inyección de las corrientes se desfasan 0 grados esto quiere decir que las corrientes que entran a la línea de transmisión no salen con la misma magnitud y ángulo, que en condiciones normales, pasando a la zona de operación del relevador y accionando su salida.
- Simulación de una falla monofásica interna.

Figura 56. **Falla monofásica interna**



Fuente: relé Sel 311L diferencial de línea.

- En esta prueba se observa:

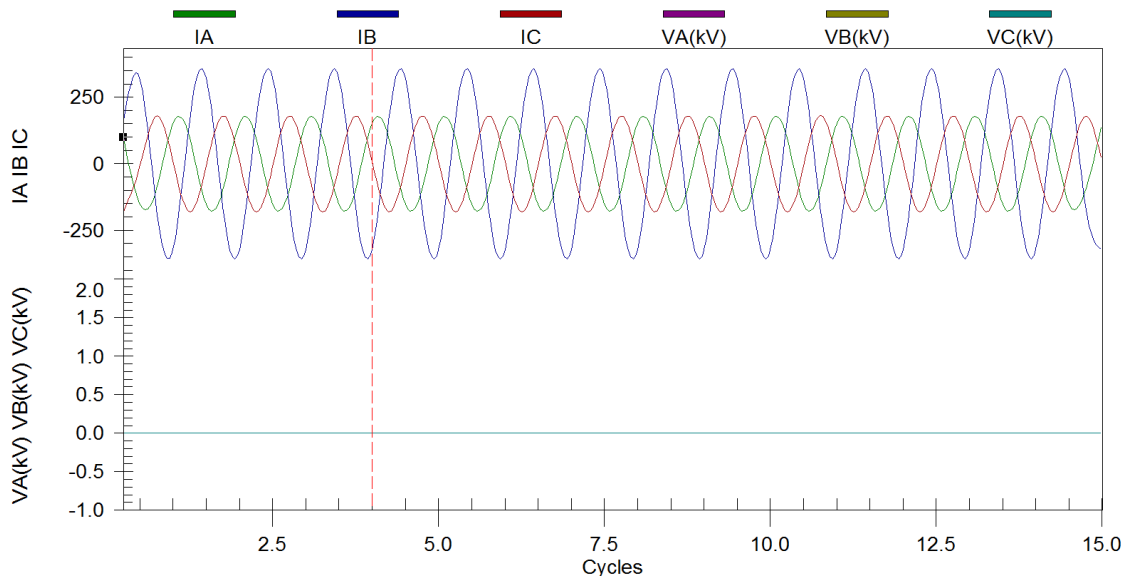
87L : es el tiempo que tarda la protección en actuar y abrir el interruptor. Como se ve en la figura 56, es de aproximadamente 2 ciclos y es equivalente a 33,33 milisegundos. también se observa que la corriente de la fase B se elevó considerablemente la cual ocasionó el disparo.

Out101: es la salida programada del relé, que envía el disparo al interruptor de potencia. Como se puede ver en la figura 56, esta se queda activada por un tiempo mas largo, hasta que el operador de reset al relé.

Estos dos parámetros muestran cuando se acciono la protección y, cuánto tiempo tardo en accionarse.

- Simulación de una falla monofásica externa

Figura 57. **Falla monofásica externa**

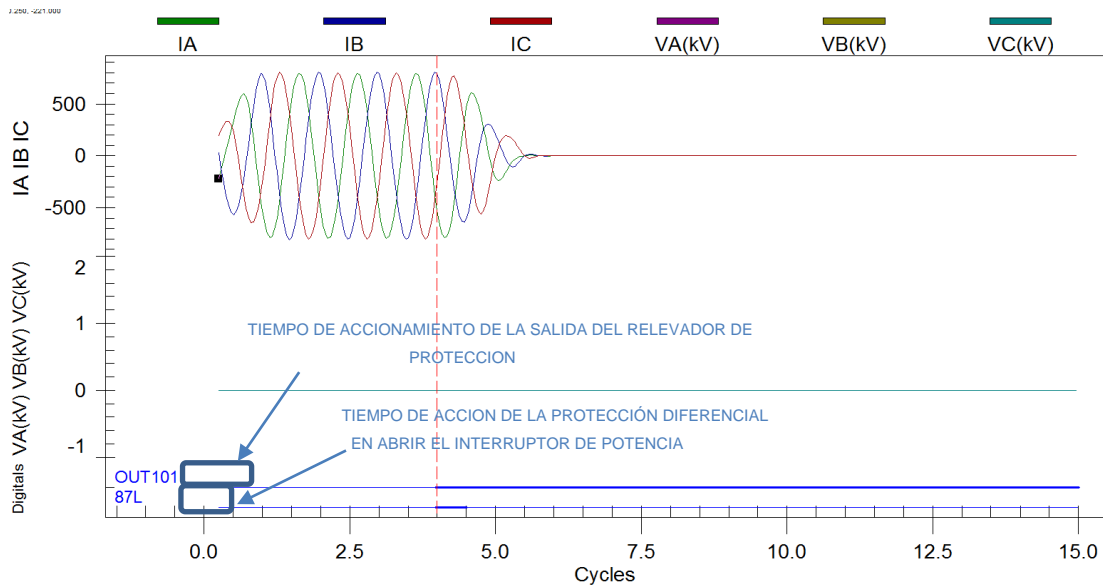


Fuente: relevador Sel 311L diferencial de línea.

Como se observa en la figura 57, la falla monofásica externa no hace que opere el relevador, aunque este sienta la sobre corriente, la fase que aumenta su magnitud es la fase B, sin embargo no actuará, porque la sobre corriente se encuentra fuera de su zona de protección.

- Simulación de una falla trifásica interna.

Figura 58. **Falla trifásica interna**



Fuente: relevador Sel 311L diferencial de línea.

Como se observa en la figura 58, los parámetros que actúan son los siguientes:

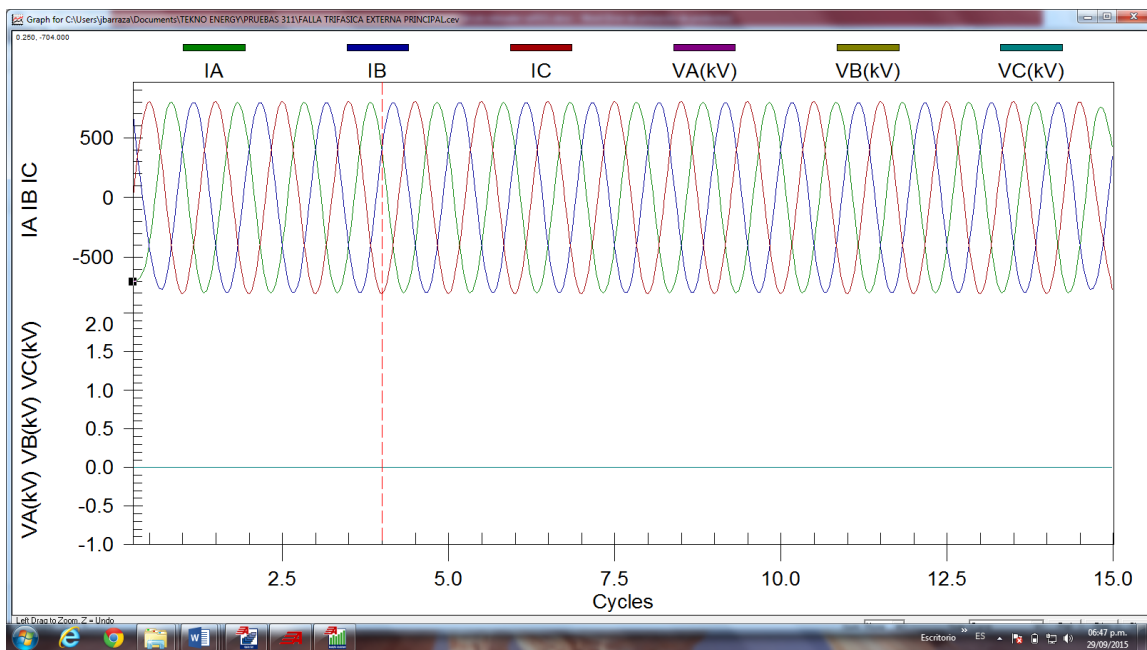
87L : es el tiempo que tarda la protección en actuar y abrir el interruptor como se observa en la figura 58, es de aproximadamente 2 ciclos, que es equivalente a 33,33 milisegundos y también se observa que la corriente de las tres fases se elevaron considerablemente.

Out101: es la salida programada del relevador, que envía el disparo al interruptor de potencia, como se puede observar en la figura 58, esta se queda activada por un tiempo más largo, hasta que el operador dé *reset* al relevador.

- Simulación de una falla trifásica externa

En la figura 59 se puede observar la simulación de una falla trifásica externa.

Figura 59. **Falla trifásica externa**



Fuente: relevador Sel 311L diferencial de línea.

Como se observa en la figura 59, la falla trifásica externa no hace que opere el relevador, aunque este sienta la sobre corriente también se observa que la corriente de las tres fase aumentan su magnitud, sin embargo el relevador no actuará porque la sobre corriente se encuentra fuera de su zona de protección.

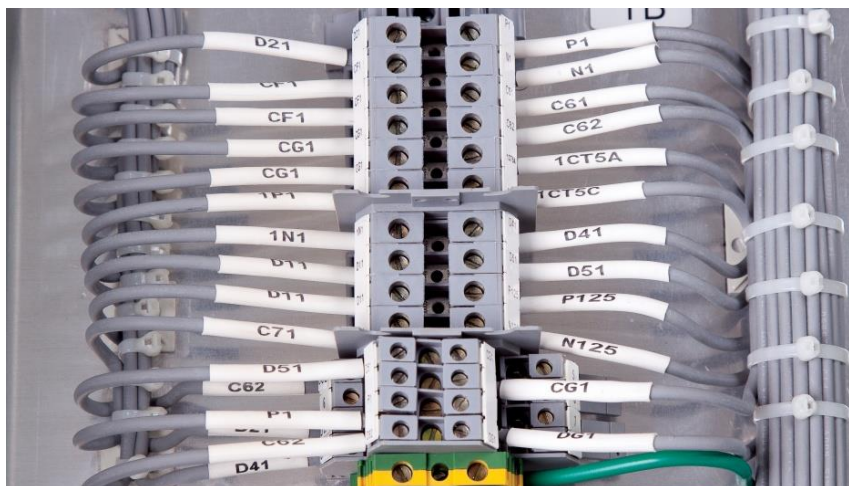
5. PUESTA EN SERVICIO DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN

Para esto se debe tener los gabinetes de protección en el sitio, ya instalados y conectados a los equipos de patio de la subestación eléctrica.

5.1. Manipulación de interruptores por medio de relevadores.

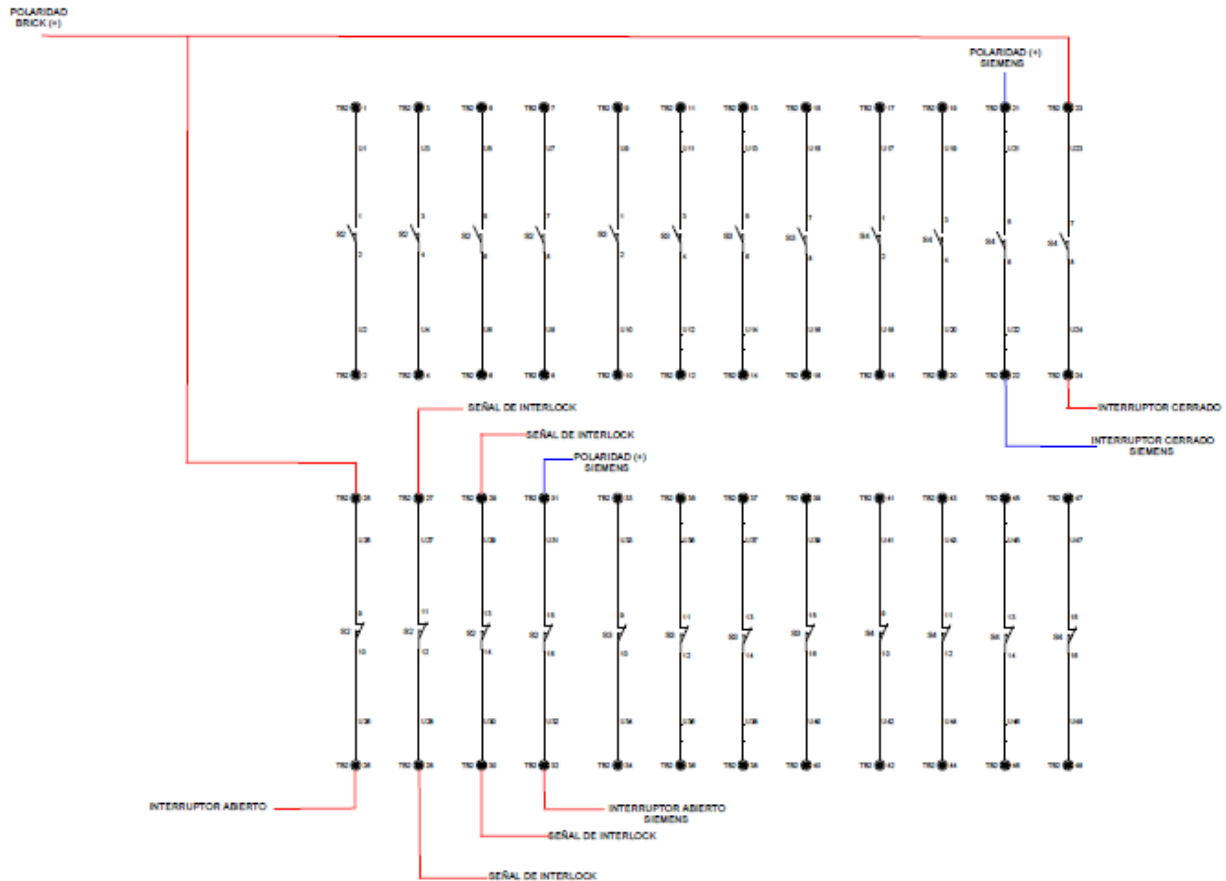
Se debe revisar que las bobinas del interruptor de potencia estén correctamente cableadas a las salidas de los relevadores de protección. Para ello se revisa el etiquetado y el plano de conexionado final como se observa en las figura 60 y 61

Figura 60. **Etiquetado en cableado de interruptores de potencia a relevadores**



Fuente: Gabinete de protección ubicado en el ingenio santa Ana interior finca cerritos kilómetro 65 carretera a Siquinalá.

Figura 61. **Plano de conexionado de interruptores de potencia a relevadores**

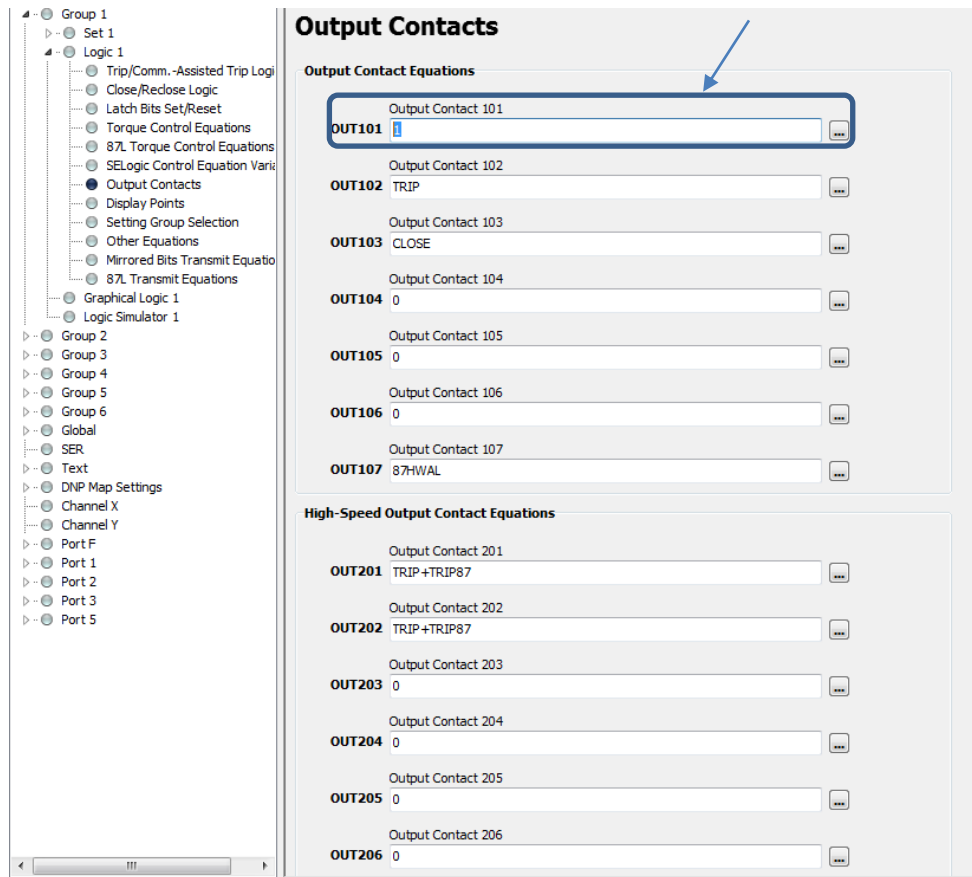


Fuente: Planos Grupo Teknoenergy.

Después de revisar el conexionado y etiquetado de los cables de control entre el interruptor y el relevador, se procede a probar las salidas del relevador. Esto se hace introduciendo un uno lógico a la salida encargada del disparo, que va desde el relevador hasta el interruptor de potencia, esto se puede apreciar en la siguiente figura 62.

Figura 62. **Introducción de parámetro para manipulación de salidas de relevadores**

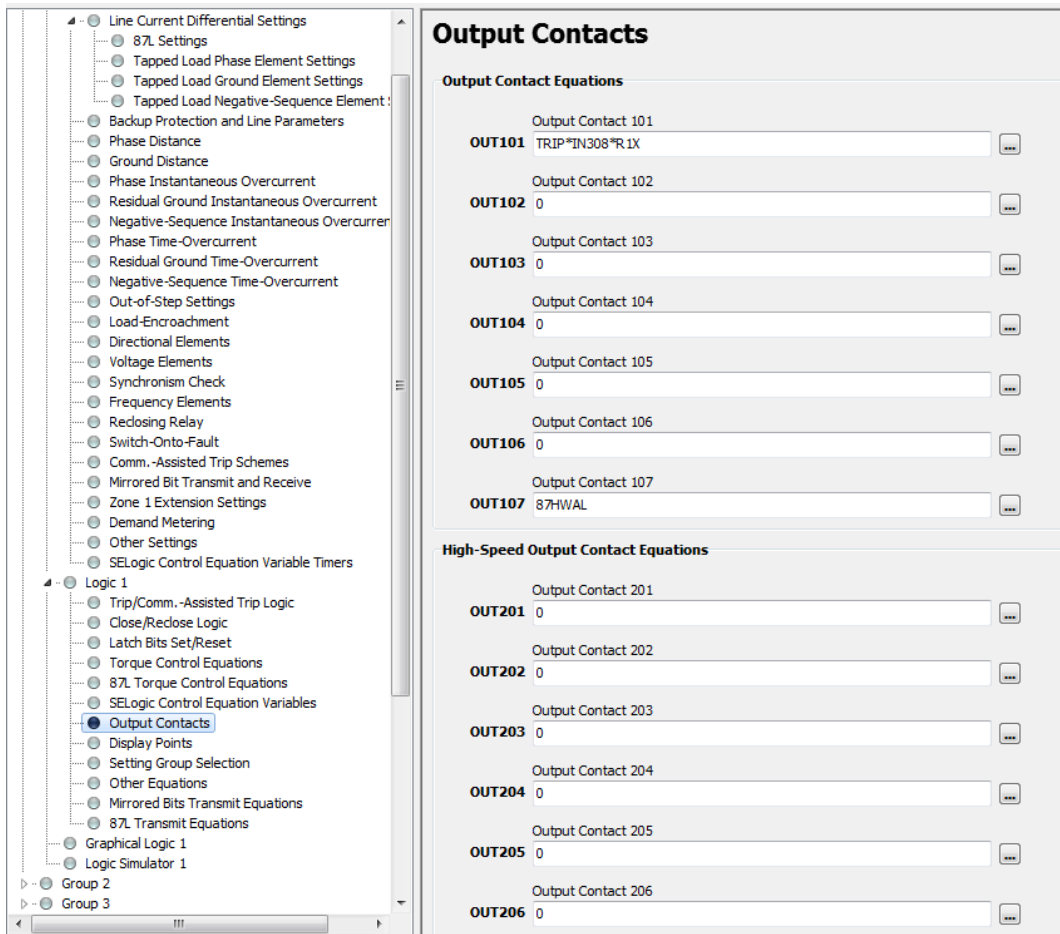
ACCIONAMIENTO DIRECTO DE SALIDA DEL RELEVADOR HACIA EL INTERRUPTOR DE POTENCIA



Fuente: *Software Acseleator quickset relevador. Sel 311L diferencial de línea.*

Esta prueba se tiene que realizar en los 4 relevadores de protección y en los 2 interruptores de potencia que protegen a la línea de transmisión. Después de realizar esta prueba, y verificar que los interruptores si accionan, se procede a dejar los relevadores con su parámetro de protección como se observa en la figura 63.

Figura 63. Introducción de parámetro de protección



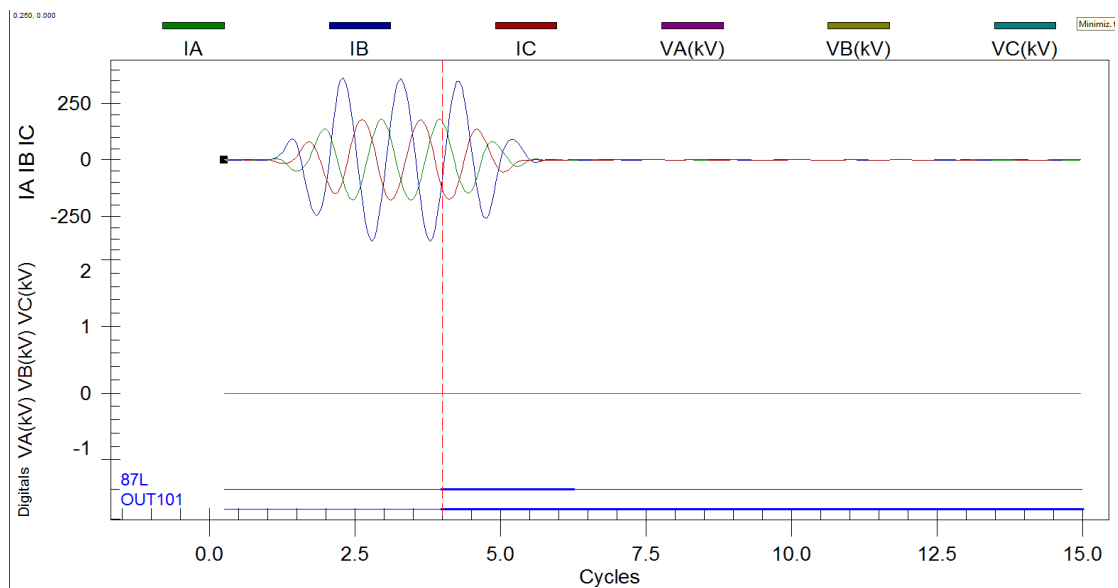
Fuente: *Software Acseerator quick set* relevador Sel 311L diferencial de línea.

Después de volver a parametrizar los relevadores, se procede a realizar las pruebas de los relevadores con las maletas de prueba.

Se realizan las pruebas de fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas tanto internas como externas para ver la buena actuación del relevador, y del interruptor de potencia, las cuales se pueden apreciar en las siguientes figuras.

Se realizó una falla monofásica interna para verificar el accionamiento del relevador como se observa en la figura 67, la falla se realizó en la fase B, accionando en un tiempo de 2 ciclos.

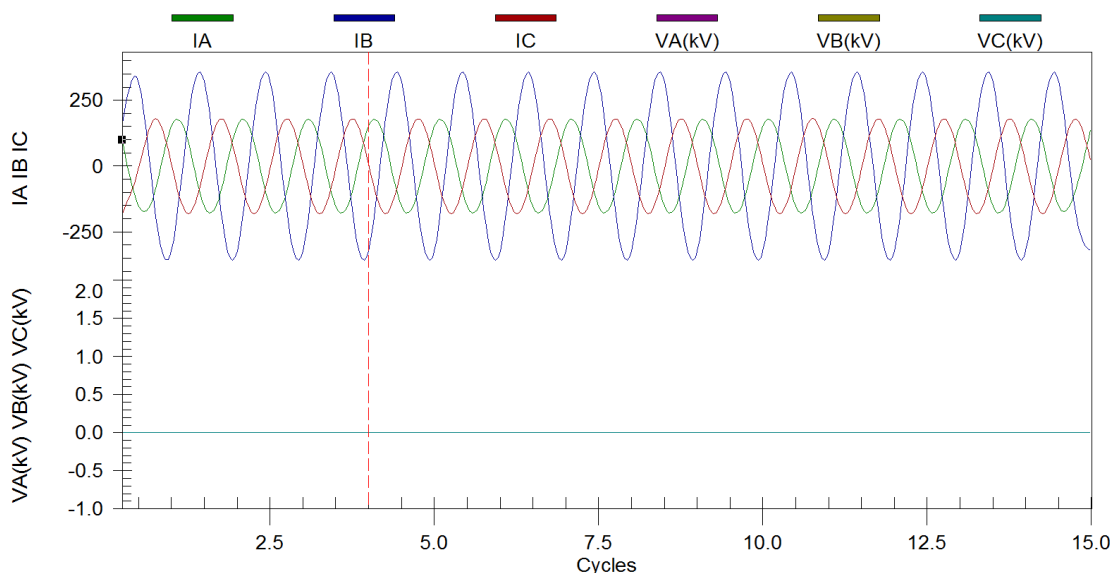
Figura 67. **Falla monofásica interna**



Fuente: Gabinete de protección ubicado en el ingenio santa Ana interior finca cerritos kilómetro 65 carretera Siquinalá.

Se realizó una falla monofásica externa para verificar que no hubo accionamiento del relevador como se observa en la figura 68. La falla se realizó en la fase B.

Figura 68. **Falla monofásica externa**



Fuente: Gabinete de protección ubicado en el ingenio santa Ana interior finca cerritos kilómetro 65 carretera Siquinalá.

5.3. **Verificación de conexionado de transformadores de corriente a relé de protección sel 311L**

Se realizaron las pruebas de continuidad de los multiconductores que conectan los transformadores de corriente y los relevadores, esto con el fin de verificar que las mediciones que se obtengan de este, sean las correctas.

Se verificó que cada cable conectado al núcleo del transformador de corriente sea el correcto, esto lo podemos ver en la figura 69.

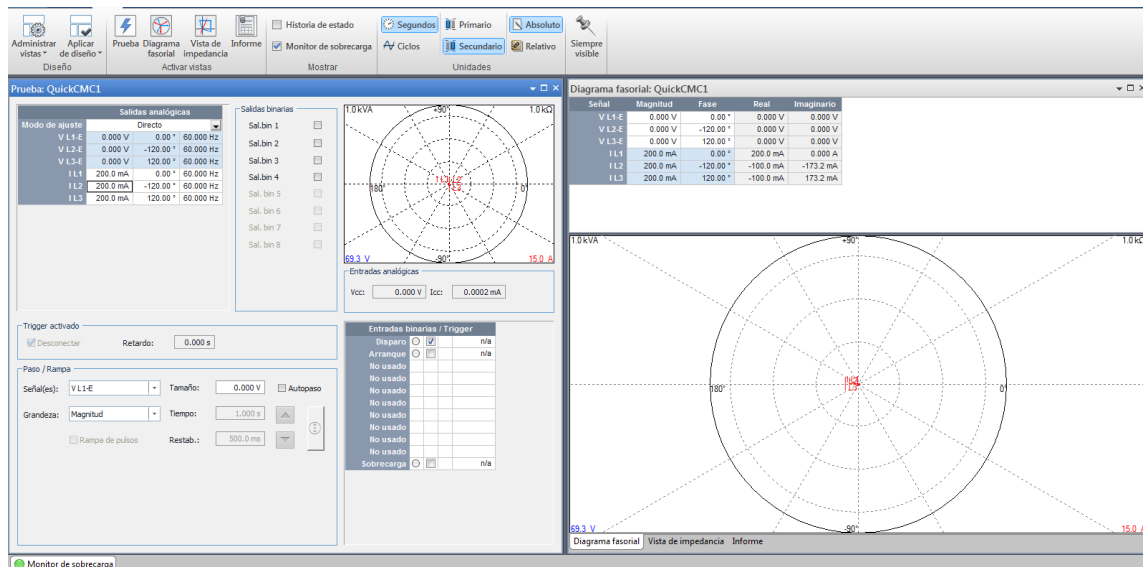
Figura 69. **Verificación de cableado transformador de corriente**



Fuente: transformador de corriente ubicado en la subestación de ingenio santa Ana interior finca cerritos kilómetro 65 carretera Siquinalá.

Después de verificar el cableado se realizan las inyecciones de corriente secundarias, y se observa que los relevadores estén midiendo correctamente, esto lo podemos verificar en las figuras 70 y 71.

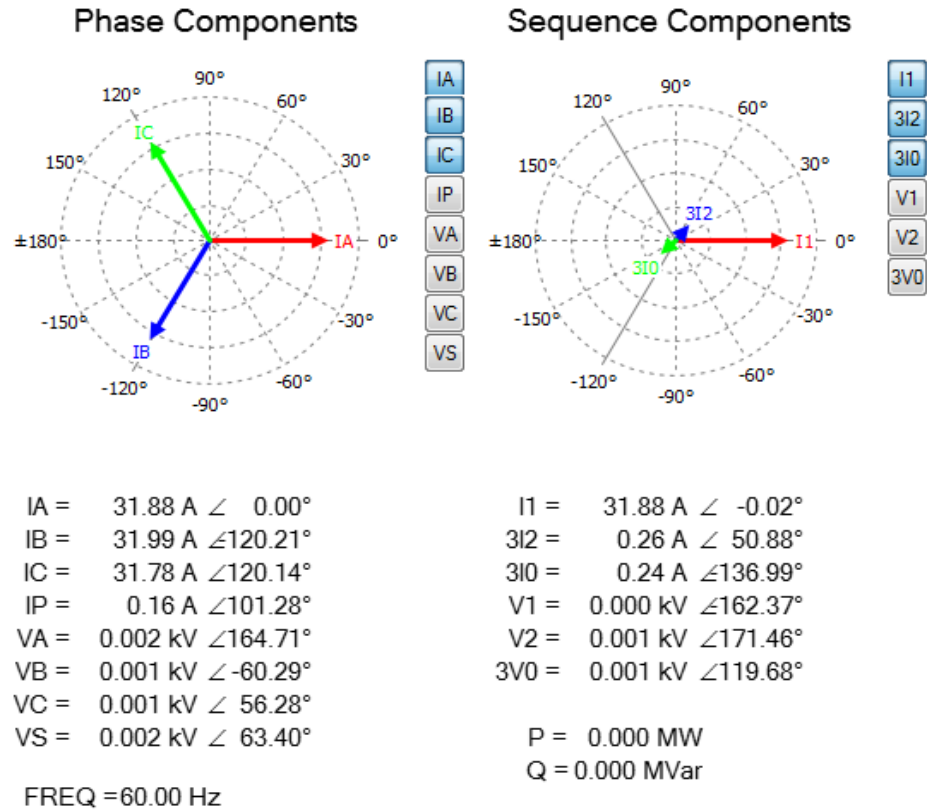
Figura 70. Inyecciones de Corrientes en la maleta de pruebas



Fuente: *software test universo edición 3.00 Quick CMC OMICRÓN.*

Se inyectaron corrientes al relevador de protección, verificando que no hayan quedado mal conectados los cables del transformador de corriente a el relevador de protección.

Figura 71. Verificación de mediciones en relevador



Fuente: relevador Sel 311L diferencial de línea.

Se puede observar en la figura 71 que las corrientes que están midiendo el relevador, concuerdan con las que se están inyectando en la maleta de pruebas, esto se puede observar comparando las figuras 70 y 71.

Al finalizar esta prueba se puede dar como probado y calibrado el relevador, estando listo para su operación y funcionamiento.

CONCLUSIONES

1. Es necesario mantener las líneas de transmisión protegidas para asegurar una continuidad del servicio eléctrico.
2. Es imprescindible hacerle pruebas a los relevadores de protección antes de ponerlos en servicio en la subestación eléctrica.
3. Es confiable utilizar maletas de pruebas para realizarle servicio a los relevadores de protección.
4. Las protecciones eléctricas en la subestaciones garantizan la continuidad del servicio de energía eléctrica.
5. Se debe hacer un estudio de protecciones antes de parametrizar los relevadores.

RECOMENDACIONES

1. Para proteger un sistema eléctrico de potencia y este trabaje en óptimas condiciones, es necesario tenerlo bien protegido con relevadores de protección, para evitar incidentes eléctricos producidos por las fallas producidas por corto circuitos.
2. Se debe verificar los cableados, tanto en los relevadores como en los equipos de patio para que los relevadores actúen cuando sea necesario.

BIBLIOGRAFÍA

1. GONZÁLEZ LÓPEZ, Eduardo. *Geometría analítica*. 3a ed. Guatemala: Piedra Santa, 2010. 80 p.
2. JIMÉNEZ, Obed; CANTÚ, Vicente. *Líneas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica*. México: Universidad Autónoma de Nuevo León, 2006. 112 p.
3. LÓPEZ GAUDENCIO, Silva. *Monitoreo y control a distancia de un interruptor de circuito de distribución, mediante el microcontrolador MSP430 de Texas Instruments*. [en línea]. <http://jupiter.utm.mx/~tesis_dig/11050.pdf 14>. [Consulta: abril de 2015].
4. MOLINA, Leonardo. *Pruebas de protecciones eléctricas*. [en línea] <<http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1898>>. [Consulta: abril de 2015].
5. Omicrón. *Omicron electronics Gmbh*. [en línea]. <<http://omicronenergy.com>>. [Consulta: marzo de 2015].
6. *Protección de los circuitos eléctricos*. [en línea]. <http://www.profesormolina.com.ar/electromec/prot_circ_elect.htm>. [Consulta: marzo de 2015].

7. SÁNCHEZ, Marco Tulio. *Análisis estadístico del año 2002 al 2007 de fallas en líneas de transmisión de 69kv, 138kv y 230kv de la empresa de transporte y control de energía eléctrica del Inde*. [en línea]. <http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0748_EA.pdf>. [Consulta: marzo de 2015].

8. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. [en línea]. <<http://gemini.udistrital.edu.co>> [Consulta: febrero de 2015].