GUÍA METODOLÓGICA PARA PRUEBAS DE RELÉS DE PROTECCIÓN MULTIFUNCIONAL CON EL EQUIPO DE INYECCIÓN OMICRON CMC

FREDY WILSON ARÉVALO MORENO

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

FACULTAD TECNOLÓGICA

INGENIERÍA ELÉCTRICA POR CICLOS PROPEDÉUTICOS

BOGOTÁ 27 DE NOVIEMBRE DE 2015

GUÍA METODOLÓGICA PARA PRUEBAS DE RELÉS DE PROTECCIÓN MULTIFUNCIONAL CON EL EQUIPO DE INYECCIÓN OMICRON CMC

FREDY WILSON ARÉVALO MORENO

Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de

INGENIERO ELÉCTRICO

Director:

Ing. HENRY IBÁÑEZ

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS
FACULTAD TECNOLÓGICA
INGENIERÍA ELÉCTRICA POR CICLOS PROPEDÉUTICOS
BOGOTÁ 27 DE NOVIEMBRE DE 2015

TABLA DE CONTENIDO

1. GENERALIDADES DEL EQUIPO DE INYECCIÓN OMICRON CMC 14

1.1. OBJETIVOS DEL PROYECTO 14

1.2. OMICRON CMC 14

2. PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DEL EQUIPO OMICRON CMC 18

3. MÓDULOS DE PRUEBAS EN LA OMICRON CMC 28

3.1. QUICK CMC 29

3.2. RAMPING 35

3.3. STATE SEQUENCER 39

3.4. OVERCURRENT 42

3.4. DIFERENTIAL 50

4. FUNCIONES DE PROTECCIÓN APLICADAS A LOS RELÉS MULTIFUNCIONALES Y A LA OPERACIÓN DE OMICRON CMC 54

4.1. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE. 54

4.1.1. Sobrecorriente de fases 50 51. 54

4.1.2. Ajuste de la protección de sobrecorriente de fases en los relés de protección. 56

4.2. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO / TIERRA 69

4.2.1. Ajuste de la protección de sobrecorriente de neutro en los relés de protección. 73

4.3. DIRECCIONALIDAD EN LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 78

4.3.1. Direccionalidad para sobrecorriente trifásica 78

4.3.2. Ajuste de la direccionalidad en relés de protección 80

4.3.3. Verificación de la direccionalidad con el equipo Omicron CMC 82

4.4. FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 46: SECUENCIA NEGATIVA DE FASES 86

4.4.1. Ajuste de la protección contra secuencia negativa en los relés de protección 87

4.4.2. Prueba de la protección secuencia negativa de corriente con el equipo Omicron CMC. 89

4.5. PROTECCIONES DE VOLTAJE....90
4.5.1. Subtensión....90
4.5.2. Ajuste de la protección de subtensión en los relés de protección....91
4.5.3. Sobretensión....97
4.5.4. Prueba de las protecciones de tensión con el equipo Omicron cmc....100
4.6. PROTECCIONES DE FRECUENCIA 81. 101
4.6.1. Prueba de la protección de baja frecuencia con el equipo Omicron CMC ..103
4.7. FUNCIÓN RECIERRE 79 105
4.7.1. Prueba de recierre con el equipo Omicron CMC 110
4.8. FUNCIÓN CHEQUEO DE SINCRONISMO 25 112
4.8.1. Prueba de la función chequeo de sincronismo con el equipo Omicron CMC. 119
4.9. FUNCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR 87T 121
5. HERRAMIENTA PARA VERIFICACIÓN DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC61850 128
5.1 PROCEDIMIENTO PARA VERIFICAR SEÑALES IEC 61850....128
6. CONCLUSIONES 138

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Valijas de inyección Omicron CMC 353 y 356 15
Figura 2. Primera ventana del programa Omicron test Universe 15
Figura 3: Unión de la licencia dentro del programa Omicron Test Universe 17
Figura 4: Ventana de asociación del equipo al PC 18
Figura 5: Aviso de operación para la asociación del equipo de prueba al PC 18
Figura 6: Mensaje de equipo asociado al PC 19
Figura 7: Ventana de inicio de un documento de prueba 20
Figura 8: Ventana de ajustes del elemento “Device” en el bloque RIO 21
Figura 9: Funciones disponibles para ajustar dentro del bloque RIO 22
Figura 10: Ventana en la que se agregan los módulos de prueba 23
Figura 11: Ventana de configuración del hardware 23
Figura 12: Configuración de las fuentes de corriente y tensión en la CMC353 24
Figura 13: Configuración de las fuentes de corriente en la CMC356 25
Figura 14: Configuración de las salidas del equipo de inyección 25
Figura 15: Configuración de las entradas binarias del equipo CMC 26
Figura 16: Conexión del equipo de inyección Omicron CMC 356 27
Figura 17: Señalización de conexión correcta del equipo de prueba Omicron CMC 28
Figura 18: Señalización de con conexión del equipo de prueba Omicron CMC 28
Figura 19: Señalización de inyección en la aplicación CMC. 29
Figura 20: Ventana del módulo QuickCMC 29
Figura 21: Opciones de configuración en el módulo QuickCMC 30
Figura 22: Opción Add to Report en el modulo QuickCMC 32
Figura 23: Pestaña de activación View en el módulo QuickCMC 32
Figura 24: Vista fasorial de corriente y tensión en el módulo QuickCMC 33
Figura 25: Señalización de corriente abierta en la fase L1 34
Figura 26: Señales que se pueden variar con la opción Step/Ramp en el módulo QuickCMC 35
Figura 27: Primera vista del módulo Ramping 36
Figura 28: Programación de una rampa con dos señales 37
Figura 29: Pestaña Ramps en el módulo de prueba 37
Figura 30: Valores de aceptación de una prueba con rampa 38
Figura 31: Opciones dentro e la pestaña View en el módulo Ramping 38
Figura 32: verificación del arranque de la subtensión con una rampa 39
Figura 33: Detail view en el módulo State sequencer 40
Figura 34: Pestaña estados en el módulo State Sequencer 41

Figura 35: Tabla de ajustes de aceptación de la prueba en el módulo State Sequencer 41
Figura 36: Ventana de la prueba de sobrecorriente sin puntos de prueba 43
Figura 37: Acceso al configurador de sobrecorriente mediante el archivo RIO....43
Figura 38: Opciones de modo de falla en la sobrecorriente 44
Figura 39: Tabla de ajustes de sobrecorrientes definida en la tabla 1 46
Figura 40: Tabla donde se agregan los puntos de prueba para la curva de sobrecorriente 48
Figura 41: Ventana de la prueba de sobrecorriente con los puntos de prueba 49
Figura 42: Primera vista de la configuración del módulo de prueba *differential* 51
Figura 43: característica de una protección diferencial 53
Figura 44: Apariencia de la primera pantalla en un relé Schneider Micom P139 57
Figura 45: Ajuste de la protección 51 en el relé Schneider Micom P139 58
Figura 46: Curvas estandarizadas en la librería del relé Schneider Micom P139 59
Figura 47: Ajuste de la protección 50 en el relé Schneider Micom P139 60
Figura 48: Primera pantalla del software del relé Multilin 750/760 61
Figura 49: Protecciones contenidas en el relé Multilin F750/760 62
Figura 50: Ajuste de la protección 51 en el relé Multilin 750 62
Figura 51: Curvas disponibles en el relé Multilin 750 63
Figura 52: Ajuste de la función 50 etapas 1 y 2 en el relé Multilin 750....64
Figura 53: Operación Sobrecorriente 51/50 en un relé GE Multilin 750 64
Figura 54: Ventana de configuración del relé SEL 751 65
Figura 55: Ajuste de la sobrecorriente temporizada de fases 51 en un relé SEL 751 67
Figura 56: Ajuste de la protección 50 en un relé SEL-751 68
Figura 57: Operación Sobrecorriente 51/50 en un relé SEL 751....68
Figura 58: Ajustes de la protección 51N/50N en el software Omicron 70
Figura 59: Puntos de prueba para la protección 51N y 50N....72
Figura 60: Conexión de los secundarios de los CTs en un relé multilín F750. 73
Figura 61: Ajuste de la protección 51N en el relé Schneider Micom P139....74
Figura 62: Ajuste de la protección 50N en el relé Schneider Micom P139....75
Figura 63: Ajuste de la protección 50N y 51N en un relé Multilin 750. 76
Figura 64: Operación Sobrecorriente 51N/50N en Relé Multilin 750....77
Figura 65: Ajustes de las protecciones 50G y 51G en el relé SEL 751 77
Figura 66: Fasores de tensión para polarizar la corriente de la fase A 79
Figura 67: Fasor de corriente direccional con un RCA de 60° para la fase A 80
Figura 68: Opción de direccionalidad en el módulo de sobrecorriente....82
Figura 69: Característica gráfica de los ajustes programados....83
Figura 70: Adición de puntos a probar en el módulo Overcurrent 84
Figura 71: Tabla de puntos de prueba de la corriente direccional de fases. 85

Figura 72: Resultados de la prueba de sobrecorriente direccional.....86
Figura 73: Ajuste de la protección de secuencia negativa en el relé Multilin 750.....87
Figura 74: Ajuste de la protección de secuencia negativa en el relé Micom P142. 88
Figura 75: Ajuste de la protección de secuencia negativa en el relé Micom P139. 88
Figura 76: Prueba de la función 46 con el módulo de prueba Overcurrent 89
Figura 77: Prueba de la función 46 con el módulo de prueba QuickCMC 90
Figura 78: Ajuste de la relación de PTs Y CTs en el relé Multilin 750 92
Figura 79: Ajuste de la protección de subtensión (27) en el relé GE Multilin 750.....93
Figura 80: Programación de la relación de transformación de los TPs y CTs en el relé P139 94
Figura 81: Ajuste de la protección de subtensión en el relé Micom P139 de Schneider 95
Figura 82: Configuración de los CTs y PTs en un relé SEL 451 96
Figura 83: Ajuste de la protección de subtensión en el relé SEL 451 97
Figura 84: Ajuste de la protección 59 en el relé Multilin 750 98
Figura 85: Ajuste de la sobretensión en el relé Micom P139 99
Figura 86: Ajuste de la sobretensión en el relé SEL 451.....100
Figura 87: Ajuste de la protección de frecuencia en el relé Multilin 750.....102
Figura 88: Ajuste de la protección de frecuencia en el relé Micom P139.....102
Figura 89: Ajuste de la protección de frecuencia en el relé SEL 451 103
Figura 90: Adición del módulo Ramping en un documento de prueba 104
Figura 91: Ajuste de la prueba de baja frecuencia con el módulo Ramping.....104
Figura 92: Resultado de la prueba de baja frecuencia con el módulo Ramping 105
Figura 93: Ajuste de la función recierre en el relé Multilin 760 106
Figura 94: Ajuste de la operación de cada recierre en el relé Multilin 760 107
Figura 95: Ajuste de la función recierre en el relé Micom P139 108
Figura 96: Ajuste del recierre en el relé SEL 451 109
Figura 97: Tabla de estados en la prueba de recierre.....111
Figura 98: Resultado de la prueba de recierre en un relé Micom P139 112
Figura 99: Relación de transformadores en el relé Multilin 760.....113
Figura 100: Ajuste de la función chequeo de sincronismo en el relé GE Multilin 760 ..114
Figura 101: Opciones de chequeo de sincronismo en el relé GE Multilin 760 115
Figura 102: Relación de transformación de TPS de línea y de barra en el Micom P139 116
Figura 103: Chequeo de sincronismo en el relé Micom P139 117
Figura 104: Configuración de la salida monofásica de tensión en el módulo QuickCMC 120
Figura 105: Ajuste de la protección 87T en un relé Multilin T60.....122
Figura 105: Parámetros de configuración del transformador 122
Figura 106: Parámetros de la protección diferencial 124

Figura 107: Curva diferencial del relé Multilin T60 125
Figura 108: Prueba de la función 87T con el módulo Diff Configuration 126
Figura 109: Resultados de la prueba 87T en un relé Multilin T60 127
Figura 110: Driver para la aplicación IEDScout..... 129
Figura 111: Aplicación IEDScout en Omicron Test Universe 130
Figura 112: Inicio de la aplicación IEDScout con la licencia..... 130
Figura 113: Primera vista de la aplicación IEDScout..... 131
Figura 114: Creación de un nuevo IED con IEDScout 132
Figura 115: Conexión de un IED al IEDScout 132
Figura 116: Archivo IEC61850 en la aplicación IEDScout..... 133
Figura 117: Despliegue de señales de protección en Data View 135
Figura 118: Despliegue de señales de medida en Data View 136
Figura 119: Señales en la ventana Polling 137

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Ejemplo de un ajuste de sobrecorriente…….…….46
Tabla 2: Valores de la ecuación de sobrecorriente de acuerdo a la curva BS=British Standard…….…….55
Tabla 3: Ajustes de sobrecorriente de neutro……..…..71
Tabla 4: Fasores de referencia para fallas de sobrecorriente direccionales……..78
Tabla 5: Angulos de operación de la direccionalidad de corriente en un relé P139 Schneider (de acuerdo a manual del relé)…….…….81
Tabla 6: Datos de un transformador trifásico……121
Tabla 7: Señales de protección por IEC 61850 en un relé Micom P139……134

GLOSARIO

Alimentador: Es un circuito destinado para aplicaciones generales del cual se conectan otros circuitos para cargas específicas. Un ejemplo típico son las salidas de las subestaciones principales en media tensión las cuales llevan energía hacia zonas residenciales, industriales etc., las cuales tienen cualquier tipo de carga. Un relé para esta aplicación contiene todas las funciones de protección inherentes al circuito.

Confiabilidad: Se entiende por confiabilidad de la protección, la probabilidad de que sea segura y fiable; es decir, la probabilidad de no tener una operación incorrecta. Generalmente hay un compromiso entre la seguridad y la fiabilidad: el número de disparos indeseados se incrementa con aumento de fiabilidad y el número de omisiones de disparo se incrementa cuando aumenta la seguridad. (Mejia Villegas, 1991, p. 456)

Contacto seco: Es un contacto de cualquier equipo eléctrico el cual no está energizado con ningún nivel de tensión, es decir libre de potencial. Se usa para llevar señales de posición u operación como por ejemplo el disparo de un relé de protección o la posición de un interruptor.

Corriente nominal: Es la corriente para la cual es diseñado un equipo o un circuito sin sufrir algún daño. En el software de protecciones de Omicron In se refiere a la corriente secundaria de los transformadores de corriente es decir 1 o 5 amperios.

Corriente residual: Es la corriente producto del desbalance de los fasores en las tres fases. La sumatoria vectorial de un sistema trifásico balanceado es cero, es decir la corriente residual es nula. Cuando hay un desbalance en el sistema se presenta una corriente residual que aparece por el neutro.

CT: Transformador de corriente, Es un transformador de instrumentos utilizado para bajar la escala de la corriente a valores que se puedan llevar a los relés de protección. El secundario de estos por estándar se fabrica a 1 o 5 Amperios.

Estampa de tiempo: Es la información del tiempo que se registra cuando se activa una señal a través de un protocolo de comunicación, es decir el tiempo exacto de ocurrencia.

Fiabilidad: “Probabilidad de no tener una omisión de disparo”. (Mejia Villegas, 1991, p. 455)

Goose: Generic Object Oriented Subestation Event, son señales que se envían entre relés o IEDs para enviar y recibir información en forma de datos binarios. Se podría hacer la similitud con señales cableadas entre relés. Esta es una aplicación del protocolo IEC 61850.

Pick up: Es el umbral de un valor análogo (corriente, tensión, potencia, etc) a partir del cual un sistema de protección comienza a realizar un conteo de tiempo para operar. También es conocido como arranque.

PT: Transformador de potencial, también se le llama VT o TP y se usa para bajar la escala de tensión a valores de baja tensión entre 100 y 120 Voltios de tal manera que puedan ser conectaos a los relés de protección.

Relé de protección: Es un equipo que tiene varias funciones en un circuito de potencia entre las cuales es importante mencionar:

Protección: La función principal del relé es proteger un circuito o un equipo, para esto se deben conectar las señales de corriente y tensión
Control: Muchos relés dependiendo la aplicación tienen la posibilidad de realizar enclavamientos en donde se programan ciertas lógicas para realizar una operación de control por ejemplo un cierre en el cual se requiere cumplir con ciertas condiciones operativas para poderse cumplir.
Medidas: Teniendo en cuenta que las señales de corriente y tensión son llevadas a través de los transformadores de instrumentos a los relés, estos tienen la capacidad de mostrar la medida de tensión, corriente, potencia y energía.
Registros: Cuando se presentan eventos como cambios de estados en las entradas binarias del relé, arranque u operación de las protecciones, los relés capturan estos cambios y guardan en una memoria estos cambios y las oscilografías presentadas durante una falla para luego poder indagar y hacer posibles evaluaciones de dichos eventos.
Comunicación: Existen varios lenguajes con los cuales un relé se puede comunicar, para enviar datos como estados, mediciones, registros y también para recibir comandos como cierres y aperturas sobre interruptores.

Repport Control Block: Es un conjunto de señales agrupadas que se deben programar en un IED con IEC 61850 para transmitir cualquier tipo de señal desde una base de datos como por ejemplo operación de protecciones, estado de entradas binarias y medidas

Scada: Es el acrónimo de Supervisory Control And Data Acqisition, es una aplicación que permite realizar el control de IEDs conectados a una red leyendo datos como estados y lecturas y realizando comandos.

SCL: Substation Configuration Language o lenguaje de configuración de la subestación, en IEC 61850 se compone de los archivos de configuración del sistema es decir aquellos que forman parte de las aplicaciones del protocolo estos son:

SCD: Descripción de la configuración de la subestación.

ICD: Capacidad de descripción del IED

CID: Descripción de la configuración del IED.

SSD: Descripción y especificación del sitema

(https://prezi.com/jeubpc37nt7r/proceso-de-modelado-de-nodos-logicos-datos-y-atributos-en-scl-iec-61850/)

Seguridad: Probabilidad de no tener un disparo indeseado. (Mejia Villegas, 1991, p. 455)

Selectividad: De acuerdo con Ramírez Castaño (2003) Característica de los sistemas de protección para mantener la continuidad del suministro, desconectando una sección mínima del circuito para aislar la falla. (p. 76).

Velocidad: Según Ramirez Castaño (2003) Tiempo mínimo de falla y daño mínimo del equipo. Rapidez para despejar las fallas a fin de evitar daños al equipo. (p. 76).

Voltaje residual: Es el voltaje resultante de la suma vectorial en un sistema trifásico. Este se puede medir si hay un esquema de tres transformadores de tensión conectados en estrella.

RESUMEN

En las subestaciones de media tensión, el equipo encargado de abrir o energizar un circuito es el interruptor, sin embargo en el evento de una falla, este no tiene la capacidad de abrirse por sí solo como es el caso de los interruptores en baja tensión; es por esta razón que estos deben ser comandados por otro equipo llamado relé de protección multifuncional, el cual contiene todas las señales necesarias para su correcta operación como son entradas y salidas binarias, señales analógicas de corriente y tensión, puertos de comunicación entre otros. Para garantizar la correcta operación de estos equipos es necesario realizar los ajustes correspondientes de las protecciones y verificarlos, simulando las fallas inherentes a estos ajustes. Para realizar la comprobación adecuada es necesario contar con un equipo de pruebas versátil y sencillo de tal modo que un ingeniero o técnico especializado pueda realizar las pruebas a los sistemas de protección como son los relés. En el presente documento se presentan los principios de operación del equipo de inyección secundaria Omicron CMC, la explicación de las protecciones más comunes en media tensión, así como la manera de realizar estos ajustes en las principales marcas de relés usadas en los proyectos desarrollados por la compañía Schneider Electric de Colombia y una explicación detallada de la forma como se deben hacer las pruebas de cada una de las funciones de protección más relevantes.

INTRODUCCIÓN

El relé de protección multifuncional, siendo un componente de vital importancia en los circuitos de media tensión, debe garantizar la protección adecuada de los equipos asociados como son barrajes, transformadores, alimentadores, motores y demás elementos y cargas que puedan estar involucrados en las configuraciones de media tensión. Para asegurar la operación adecuada de los relés es importante probarlos simulando condiciones muy similares a las presentadas en las fallas de tal manera que se pueda garantizar que la respuesta ante eventos anormales es la esperada de acuerdo a los ajustes programados para cada función de protección. Para verificar una protección se hace imprescindible tener un conocimiento apropiado de los conceptos de fallas, sus principales causas y la manera como los relés de protección deben responder de acuerdo a la función que desempeñe dentro de todo el circuito asegurando características como selectividad, velocidad y seguridad; también es importante aprovechar la herramienta de manera eficaz para aumentar el alcance y confiabilidad de las pruebas con el equipo de inyección Omicron CMC.

En el documento la primera parte se puede encontrar las generalidades del equipo en donde se hace un breve resumen de las aplicaciones que contiene. En el segundo capítulo se muestra la manera de iniciar la conexión con el equipo, el principio de funcionamiento, cómo acceder al programa, que se debe tener en cuenta para la inyección de las variables de corriente y tensión, la manera de programar el hardware dependiendo la aplicación requerida. En el tercer capítulo se detallan los principales módulos de prueba que contiene el software y la utilidad de cada uno de estos. Luego en el capitulo cuatro se describen las principales funciones de protección en relés de diferentes marcas y la forma adecuada para ajustarlos identificando la similitud de estos, así mismo se exponen los métodos más adecuados para probar dichos ajustes y el procedimiento detallado del manejo de las herramientas de Omicron de tal manera que se puedan hacer verificaciones de una manera optima y confiable. Finalmente el capitulo cinco está dedicado a mostrar el uso de una herramienta para verificar el protocolo de comunicación IEC61850 con la cual se pueden comprobar la comunicación de los relés.

1. GENERALIDADES DEL EQUIPO DE INYECCIÓN OMICRON CMC

1.1. OBJETIVOS DEL PROYECTO

Los objetivos planteados en el proyecto son los siguientes:

1. Apropiar los requerimientos establecidos por estándares internacionales como ANSI / IEEE en lo referente al alcance y respuesta de las funciones de protección más comunes en media tensión.
2. Realizar los ajustes en relés de las marcas Schneider Electric, General Electric y SEL y explicar la similitud entre estos en cuanto a las protecciones de media tensión.
3. Realizar el procedimiento para probar los relés de protección con el equipo de inyección secundaria Omicron CMC, en donde se especifique paso a paso el uso del software del equipo para probar las funciones de protección más comunes en media tensión aplicables a las tres marcas de relés.
4. Incluir en los procedimientos una aplicación IEC 61850 para verificar las señales provenientes de alguno de los relés los cuales se comunican a traves e este protocolo.

1.2. OMICRON CMC

Un equipo de inyección también llamado valija de inyección, se compone de elementos electrónicos que se operan a través de un software licenciado con una gran variedad de herramientas que adecuándolas de manera correcta sirven para simular cualquier tipo de falla en un sistema de protección eléctrico. Una valija contiene un hardware que básicamente consta de una fuente trifásica de tensión, una fuente monofásica de tensión, una o dos fuentes trifásicas de corriente, entradas binarias, salidas binarias y una salida de tensión continua de una potencia importante para alimentar cargas como un relé. La conexión desde la valija hacia los puntos de conexión de las señales de corriente y tensión del relé se hace a través de cables flexibles con terminales o plug de conexión rápida para conectar tanto a los bornes de la Omicron como a los bloques de prueba en los relés de protección. El hardware de los equipos CMC 356 y 353 se diferencia en que la última solo tiene una fuente trifásica de corriente.



Figura 1: Valijas de inyección Omicron CMC 353 y 356

Teniendo el software instalado en un PC, cuando se abre la aplicación Omicron CMC la primera vista que se abre es la mostrada en la figura 2.



Figura 2. Primera ventana del programa Omicron test Universe

En este se observa a la izquierda de la ventana:

Test Modules: los módulos de prueba que se pueden obtener, para verificar las funciones de protección de una manera adecuada, estos son:

QuickCMC: es el módulo más básico para simular corrientes y tensiones trifásicas. Es my útil para hacer inyecciones de medidores en los que básicamente se necesita verificar corriente, tensión, potencia y energía con valores nominales. También se usa para inyectar los relés de protección sin embargo la aceptación de la prueba se hace manualmente. Con este módulo se puede modificar cualquier valor de corriente y tensión estando el equipo operando, es decir no es necesario parar la inyección para modificar ningún valor.

Ramping: con este módulo como su nombre lo indica se pueden realizar rampas de cualquiera de las variables de las señales de corriente y tensión. Es ideal para probar los umbrales de arranque de las protecciones.

State Sequencer: Es un módulo en el cual se asignan secuencias de prueba similar a la de QuickCMC pero con la posibilidad de cambiar de un estado a otro por tiempo o por la activación de un contacto. Con este módulo normalmente se puede probar la función recierre.

Overcurrent: Es el módulo de prueba para verificar todo tipo de curvas de sobrecorriente. Este contiene las librerías de las curvas estándar IEC, ANSI/IEEE. Además tiene la posibilidad de grabar curvas que no existan en la librería y que la tenga un relé de protección multifuncional.

Distance: Este módulo de prueba es el apropiado para realizar la verificación de los relés de distancia.

Autoreclosure: Es el módulo para realizar pruebas de recierre.

Diferential: Para pruebas de diferencial de transformador, de barras, de motor y de generador.

En el centro aparece ***Control Center*** en donde se manejan los documentos de prueba, en esta sección hay la posibilidad de usar los documentos que traen las librerías en el software, crear documentos nuevos y abrir los que se han creado.

En la parte superior derecha de la ventana principal se encuentra ***Setup*** dentro del cual se encuentran:

Test set Association: El equipo de inyección Omicron se conecta al PC por medio de cable Ethernet o USB. Cuando se conecta por el puerto Ethernet es necesario que el software reconozca el equipo conectado, es decir que asocie el equipo Omicron conectado.

System settings: Son valores predeterminados en el software que siempre estarán por defecto en los módulos de prueba que se trabajen, como por ejemplo valores nominales, límites de corriente y tensión a inyectar, nombre de las fases, entre otros; estos se pueden editar.

License Manager: Para operar un equipo de prueba es indispensable tener la licencia. Este es un archivo que debe tener cada equipo de prueba y que se debe cargar en el PC desde el que se va a operar. En la ventana correspondiente se busca el archivo de la licencia y se agrega al software instalado como se puede observar en la figura 3.

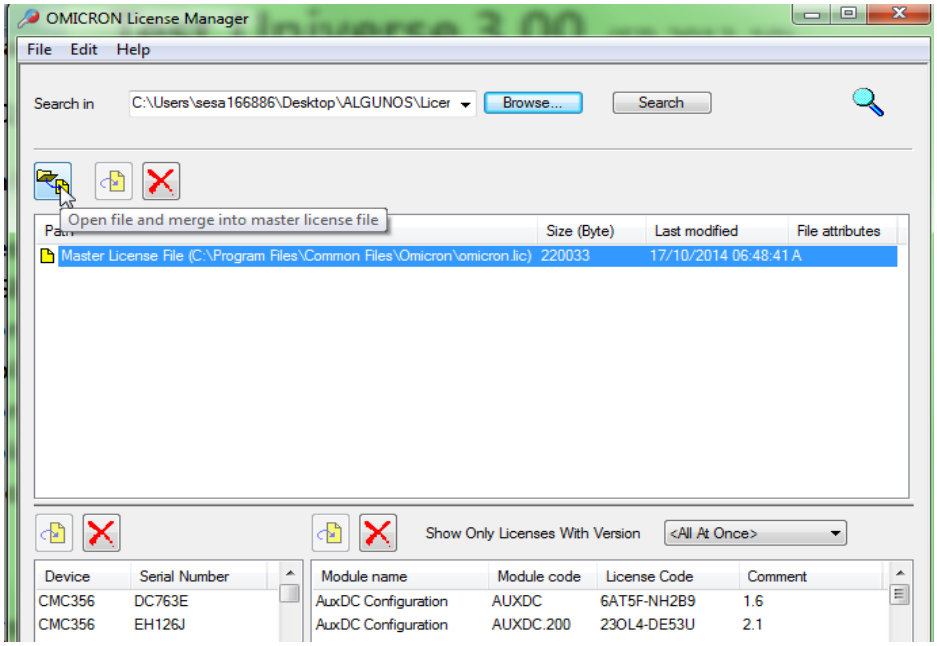


Figura 3: Unión de la licencia dentro del programa Omicron Test Universe

Se puede agregar una licencia sin tener conectado el equipo al PC.

Language Selection: Tiene la posibilidad de escoger el lenguaje con el cual trabajar los módulos de prueba.

En la sección llamada ***Support*** se encuentran manual del equipo, tutoriales y documentos de ayuda sobre el manejo del equipo.

2. PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DEL EQUIPO OMICRON CMC

El instalador de la aplicación OMICRON Test Universe se puede descargar a través de la web en la siguiente dirección:

https://www.omicron.at/en/support/customer/software/

También se puede instalar del CD-ROM que trae cada equipo.

Luego de tener el software, es necesario agregar la licencia la cual se encuentra en el CD ROM que trae cada equipo, en esta están incluidas todas las aplicaciones que se adquieren. Lo anterior implica que no todas las licencias se pueden usar para todas las aplicaciones o módulos de prueba.

Teniendo la licencia en el PC hay que asociar el equipo Omicron al computador, este procedimiento hay que realizarlo siempre después que se haya operado con diferente PC. Para esto teniendo la Omicron CMC energizada y conectada a PC se abre el programa y la aplicación Test Set Association, la primera ventana que se abre es la mostrada en la figura 4.

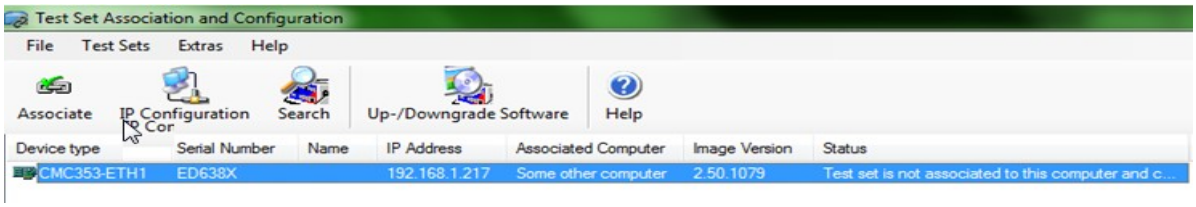


Figura 4: Ventana de asociación del equipo al PC

Siempre que la valija haya estado conectada a otro computador, es necesario asociarla al PC con el que se requiere operar, para esto se elige el equipo de la lista y se escoge la opción Associate ubicada en la parte superior izquierda de la ventana, luego el software muestra es el aviso de la figura 5.

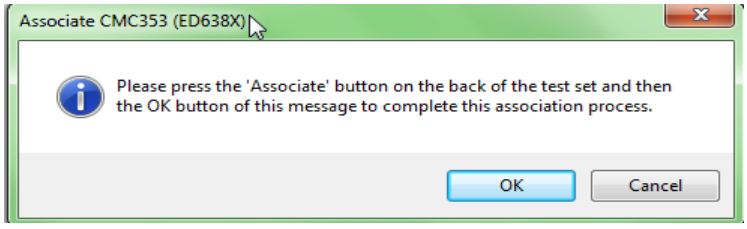


Figura 5: Aviso de operación para la asociación del equipo de prueba al PC

En seguida se debe pulsar el botón llamado “Associate” ubicado en la parte posterior de la valija y se le da “OK” en el recuadro y finalmente aparece el mensaje mostrado en la figura 6.

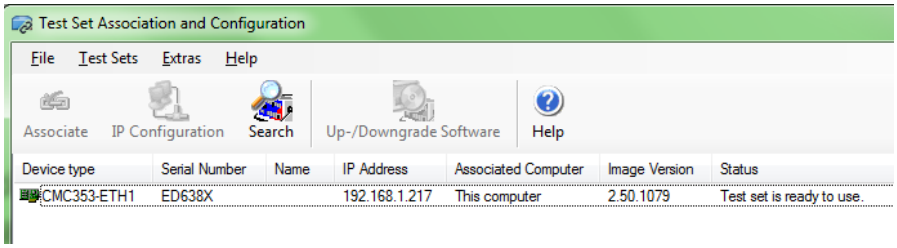


Figura 6: Mensaje de equipo asociado al PC

Desde ese instante el equipo queda listo para usarse desde el PC que se asoció. Para realizar inyecciones de corriente y tensión tanto en relés de protección como en medidores, se encuentran disponibles los distintos módulos de prueba del equipo Omicron. Estos módulos se pueden abrir directamente en la primera ventana que aparece cuando se inicia la aplicación. Dentro de cada uno de estos módulos, se pueden hacer ciertas configuraciones tales como hardware, en donde se establece las salidas análogas por donde se va a inyectar, las salidas y entradas binarias que deben operar dependiendo la necesidad de la prueba, así mismo se pueden definir ajustes de las protecciones, rangos de operación, criterios de aceptación de las pruebas, en fin todo lo relacionado con cada uno de los módulos de prueba que tenga el equipo. Sin embargo cuando se requiere hacer un archivo completo con los resultados de las pruebas realizadas a un relé de protección, es necesario crear un documento de prueba, en el cual se pueden agregar además de los módulos de prueba, información acerca de los equipos sometidos a las pruebas como referencia, números de serial, marca, etc. e información adicional como nombre del proyecto, subestación, circuito y tablero donde está instalado el relé; dentro del documento de prueba se puede también agregar imágenes o partes de un documento office, esto en particular tiene gran importancia a la hora de editar informes donde se deben incluir datos de la empresa fabricante y del cliente, así mismo se pueden incluir datos de las personas encargadas de las pruebas, imágenes y logotipos de las empresas involucradas.

Para crear un informe, desde la primera ventana que aparece cuando se abre el programa en “New Test Document”, dentro de este aparece la pantalla de la figura 7.

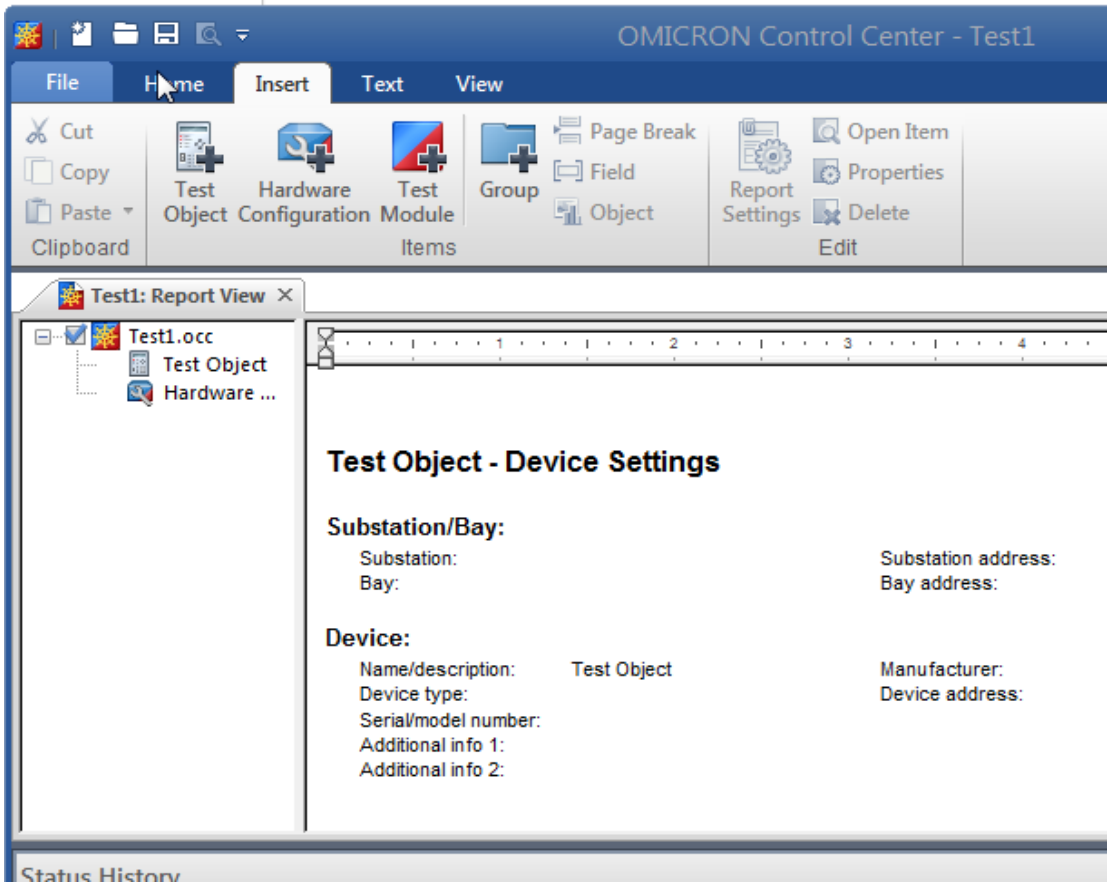


Figura 7: Ventana de inicio de un documento de prueba

En la parte izquierda hay un icono llamado “Test1.occ” dentro del cual hay dos más:

Test Object: En este se configura un bloque llamado *RIO* (Relay Interface by Omicron) dentro del cual se encuentra por defecto el menú *Device* que es donde se edita y se ajusta la información de los equipos a probar como se muestra en la siguiente imagen de la figura 8.

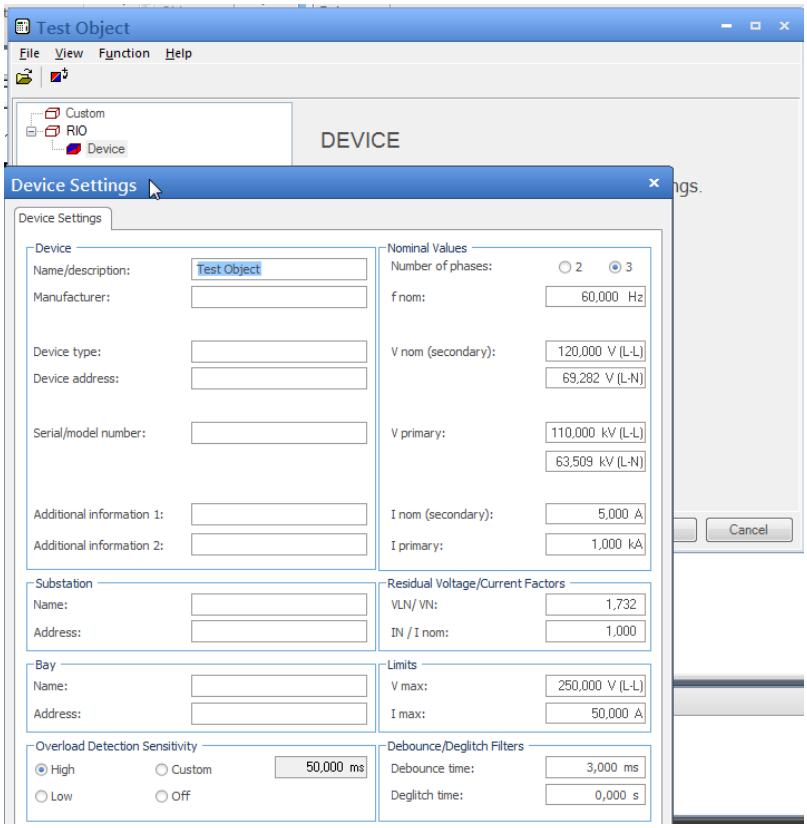


Figura 8: Ventana de ajustes del elemento "Device" en el bloque RIO

En *Device* está la información referente al relé de protección como referencia, nombre y número serial, en *Substation* y *Bay* se pueden editar nombre y dirección del proyecto en el cual está involucrado el relé. En el recuadro *Overload Detection Sensitivity* se ajusta el tiempo de detección de sobrecarga en el equipo, es decir el tiempo en el que el equipo desconecta sus salidas de corriente y tensión bien sea por alta impedancia en sus salidas de corriente o por baja impedancia en las de voltaje.

En el recuadro *Nominal Values* se editan los valores nominales de tensión y corriente que la plantilla toma en todos los módulos de prueba que se agreguen, así mismo con los valores de factores de tensión y corriente residual y los límites de tensión y corriente que se aplican en cada una de las pruebas. Se pueden agregar varios *Test Object* en el mismo documento de prueba, esto aplica cuando hay varios relés en el mismo tablero y se requiere un solo documento de prueba.

Dentro del mismo bloque RIO se configuran algunas aplicaciones o módulos de prueba que requieren ajustes, es decir que para poderlos operar deben tener los datos de las protecciones programadas en el relé. En la siguiente imagen de la figura 9 se encuentran los módulos que se deben ajustar en caso que se requiera la aplicación.

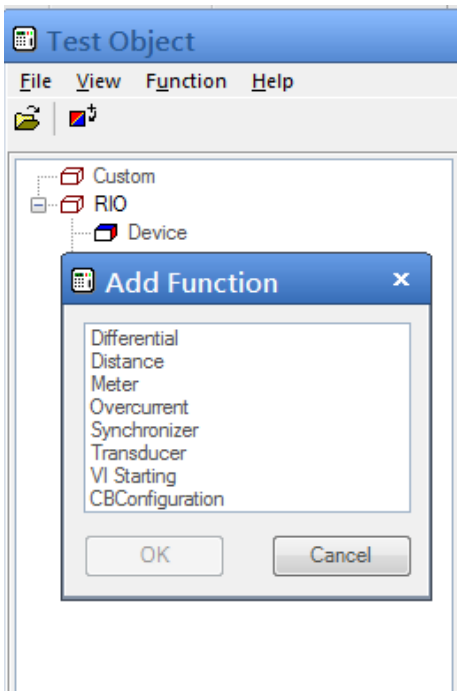


Figura 9: Funciones disponibles para ajustar dentro del bloque RIO

A pesar de que no son los únicos módulos de prueba disponibles para hacer verificación de protecciones, son los únicos que requieren ajustes para poder correr una prueba de tal manera que el software Omicron pueda verificar la respuesta del relé de acuerdo a ciertos parámetros incluidos en las librerías que trae el equipo para dichas funciones de protección. Son en estas mismas aplicaciones donde el módulo de prueba de acuerdo a los resultados de tiempo de operación obtenidos y a los rangos de error programados, decide si una prueba es satisfactoria o no. En los demás módulos que no están incluidos en RIO la decisión de aceptación o rechazo de la prueba se debe hacer manualmente de acuerdo al criterio del ingeniero de protecciones o la precisión del relé de acuerdo a la información del fabricante en los manuales de estos.

Cada uno de estos módulos de prueba se revisará con más detalle en la aplicación de las funciones de protección más adelante.

Los módulos de prueba que se necesiten trabajar para probar las diferentes funciones de protección, incluidos en RIO o no, deben agregarse en el documento de prueba. Desde la primera ventana que se abre en *Test Document* en la parte superior en la pestaña *Insert* una de las opciones es *Test Module* dentro del cual se encuentran todos los módulos del software. Importante tener en cuenta que no todos los módulos que aparecen se pueden operar con cualquier equipo ya que esto depende de las licencias adquiridas como se puede observar en la figura 10.

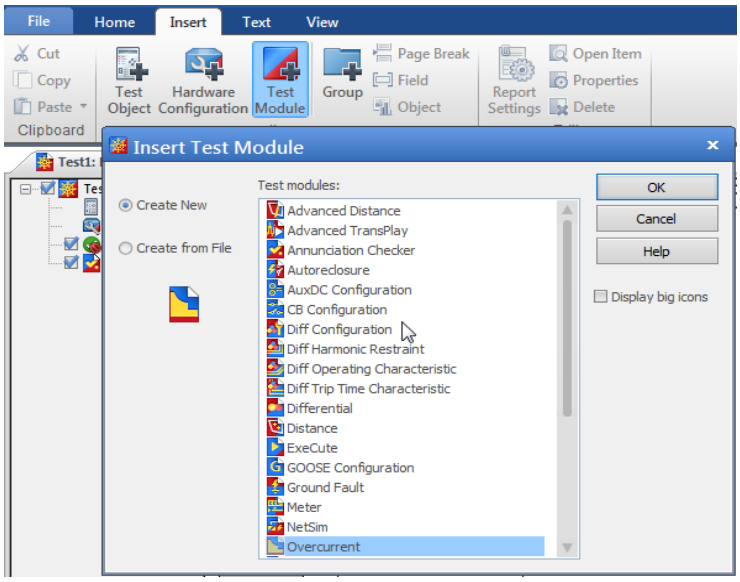


Figura 10: Ventana en la que se agregan los módulos de prueba

Para agregar un módulo, con doble click sobre este y se abre la aplicación para ser configurado.

Otro punto importante para correr las pruebas desde los diferentes módulos es la configuración del hardware, en la barra superior en *Hardware Configuration* se abre una ventana como la mostrada en la figura 11.

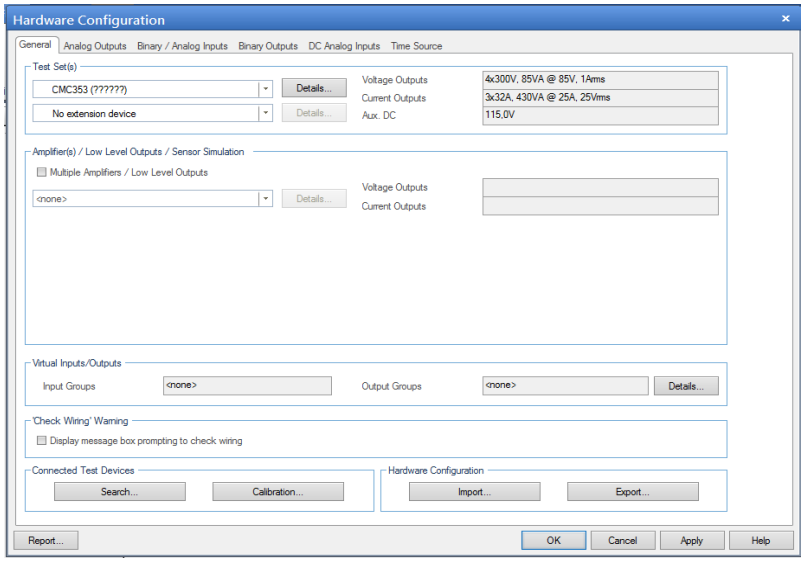


Figura 11: Ventana de configuración del hardware

En la pestaña *General* se debe escoger el equipo con el cual se van a realizar las pruebas, esto en caso de que se tengan licencias de diferentes aplicaciones en donde hayan equipos con hardware diferente, por ejemplo la CMC 353 y la CMC356 las cuales se diferencian porque la segunda tiene dos fuentes de corriente trifásicas, esto es importante ya que si se conecta la valija con la configuración que no corresponde, las pruebas no se pueden correr. Si la valija está conectada al momento de hacer la configuración del hardware, por defecto muestra la licencia que tiene. En *Details* se abren las posibles combinaciones que se pueden lograr con las salidas de corriente y tensión, en esta ventana la aplicación muestra la forma de conectar estas fuentes dependiendo la magnitud de corriente y la cantidad de salidas necesarias. En la figura 12 se muestra la configuración del equipo CMC353 para una salida de tensión trifásica, una salida de tensión monofásica y una de corriente trifásica

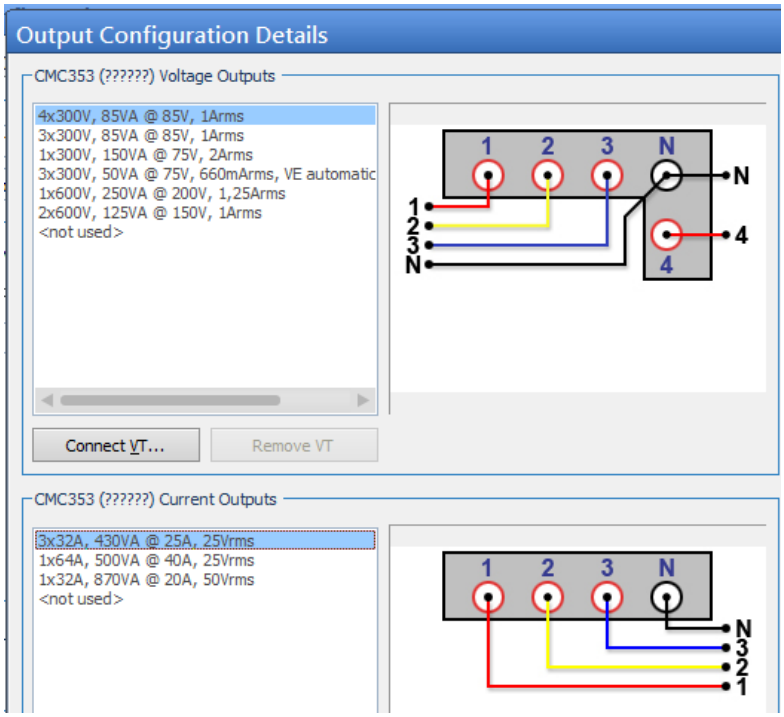


Figura 12: Configuración de las fuentes de corriente y tensión en la CMC353

En la figura anterior se puede observar la configuración de las salidas de corriente y tensión para la Omicron CMC 353 la cual contiene solo una fuente trifásica de corriente con la que se puede hacer un arreglo para una salida de corriente monofásica de 64 amperios. Con la valija CMC 356 hay más posibilidades de salidas de corriente ya que con las dos fuentes trifásicas se pueden hacer varios arreglos como se observa en la figura 13.

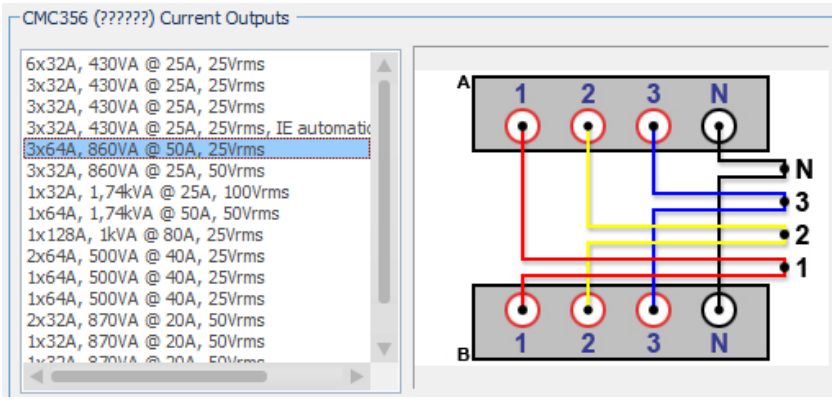


Figura 13: Configuración de las fuentes de corriente en la CMC356

Luego de izquierda a derecha, en la ventana llamada *Analog Outputs,* se configuran las salidas de corriente y tensión; esta depende de la configuración que se haga en la aplicación inmediatamente anterior, es decir de las salidas de corriente y tensión que se hayan habilitado. En esta ventana se pueden editar los nombres de cada salida de corriente y tensión o se dejan por defecto las que trae el software I(1)-1, I(2)-2, etc. y se pueden escoger la salida física por la cual se aplica cada salida así como se muestra en la siguiente imagen de la figura 14.

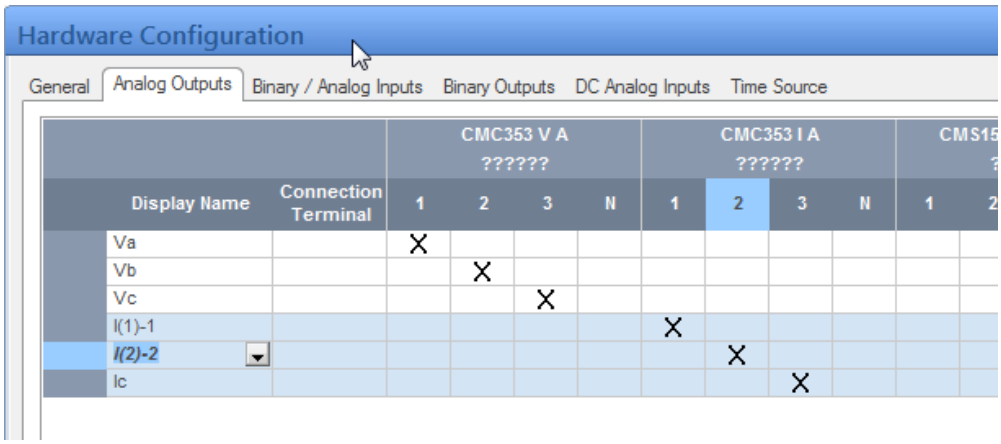


Figura 14: Configuración de las salidas del equipo de inyección

Luego en *Binary / Analog Inputs* se configuran las entradas del equipo. Generalmente y por defecto se usa la primera entrada binaria para detener la inyección y medir el tiempo de operación en los relés de protección y debe cablearse desde una salida binaria del relé programada como disparo, sin embargo hay la posibilidad de programar las entradas que se requieran para las pruebas y se pueden programar de contacto seco o libre de potencial o de contacto mojado para el cual se debe especificar el

voltaje al cual se activa la entrada. Estas entradas se pueden editar dependiendo la aplicación. En la figura 15 se puede ver que se habilitan tres entradas binarias: las dos primeras para disparo y arranque libres de potencial y la tercera para la posición del interruptor cerrado polarizada a 125 Vdc con un umbral de 88 Vdc, es decir que desde 88V la entrada se activa. Es recomendable quitarle la X a las entradas que no se van a usar ya que si se dejan habilitadas estas aparecen en los reportes.

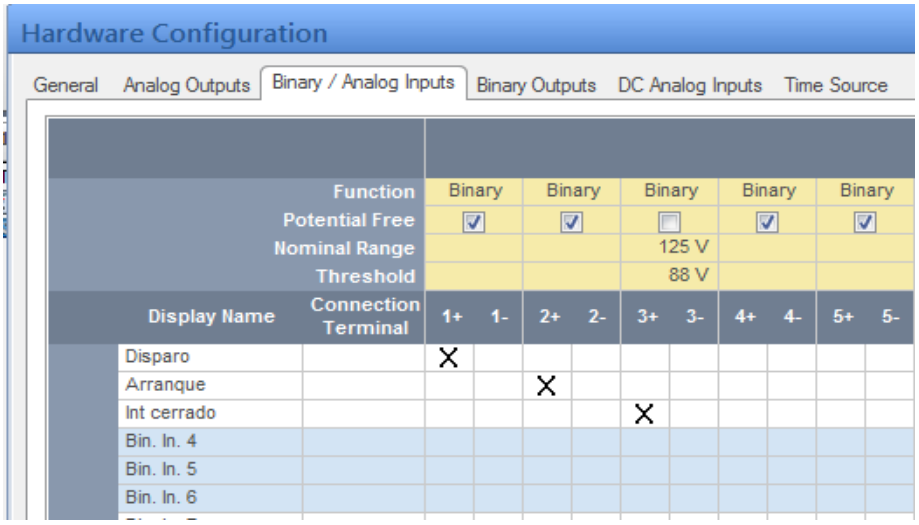


Figura 15: Configuración de las entradas binarias del equipo CMC

A la derecha se encuentra *Binary Outputs,* normalmente estas salidas binarias no se usan para probar un relé de protección, sin embargo son muy útiles a la hora de hacer otro tipo de pruebas en donde se requiera que la CMC active sus salidas para iniciar una prueba, por ejemplo para verificar los tiempos de operación de los interruptores de potencia, en donde se corre una rutina de prueba desde la activación de las bobinas de cierre y apertura por medio de estas salidas.

Cuando se realizan cambios en la configuración del hardware, estos aplican para todos los módulos de prueba que se agreguen al documento, sin embargo dentro de cada uno de estos módulos se pueden hacer modificaciones a esta configuración por ejemplo cuando se prueba un relé diferencial de transformador, inicialmente se configura la CMC 356 para inyectar corriente por sus dos fuentes pero en el módulo de sobrecorriente se programa para usar solo una. También se pueden agregar varios *Hardware Configuration* dentro del mismo documento de prueba, ya que es probable que para algunas pruebas sea necesario modificar alguna parte del hardware o para hacer otras pruebas de diferentes equipos dentro del mismo informe.

El último elemento de la pestaña llamada *Insert* es *Group*, el cual es una herramienta para organizar la información contenida en el documento o informe de las pruebas ya que en ocasiones es necesario diferenciar por ejemplo las pruebas internas de las de aceptación en fábrica, en las cuales hay que repetir nuevamente todas las pruebas realizadas, también es útil cuando se requiere probar varios grupos de protecciones en el mismo relé.

En la figura 16 se puede observar el hardware que contiene la CMC 356

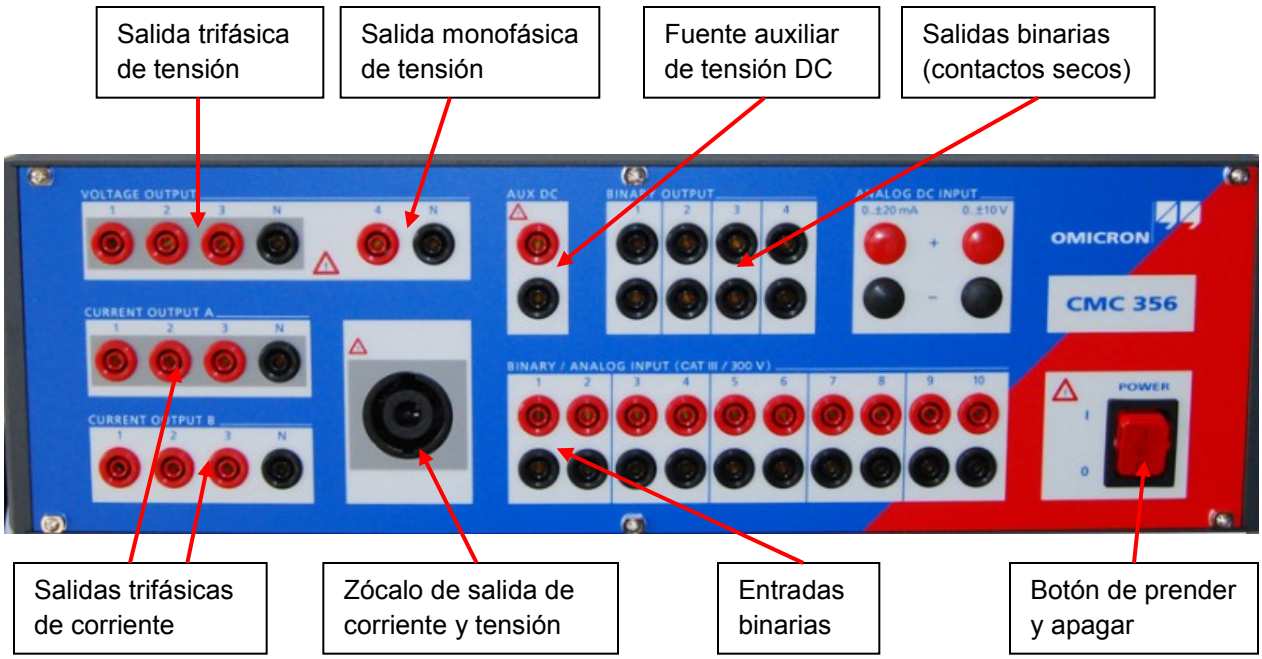


Figura 16: Conexión del equipo de inyección Omicron CMC 356

3. MÓDULOS DE PRUEBAS EN LA OMICRON CMC

Básicamente el equipo de prueba inyecta corriente y tensión, la CMC356 contiene dos fuentes trifásicas de corriente, mientras que la CMC353 solo una. Los dos equipos tienen una fuente trifásica de tensión y una monofásica. Los módulos de prueba son herramientas que se usan para realizar las inyecciones de corriente y tensión de una manera específica y para probar funciones de protección específicas, por ejemplo el módulo overcurrent contiene las librerías de las curvas de sobrecorriente estándar y varias curvas de algunos fabricantes para verificar exclusivamente los ajustes de protección de sobrecorriente. Algunos otros módulos de prueba se usan para hacer inyecciones en un tiempo y con una magnitud determinada de las variables análogas (corriente, tensión, frecuencia, fase) modificándolas de acuerdo a la necesidad presente en la prueba.

Cuando la valija está conectada correctamente al PC y esta lista para inyectar, en la parte inferior derecha de todos los módulos de prueba aparece el estado como se muestra en la figura 17.



Figura 17: Señalización de conexión correcta del equipo de prueba Omicron CMC

Cuando no está conectada se muestra como en la figura 18, sin embargo esta señal también aparece aunque el equipo esté conectado al PC en los módulos de prueba en los que los resultados no se añaden manualmente si no que se programan de acuerdo a valores predeterminados y en los cuales ya contiene algún reporte de prueba almacenado, es decir que para volver a hacer una inyección hay que borrar los registros existentes.

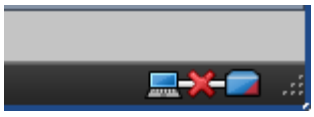


Figura 18: Señalización de con conexión del equipo de prueba Omicron CMC

Cuando el equipo está inyectando corriente y/o tensión aparece el símbolo como se muestra en la figura 19.

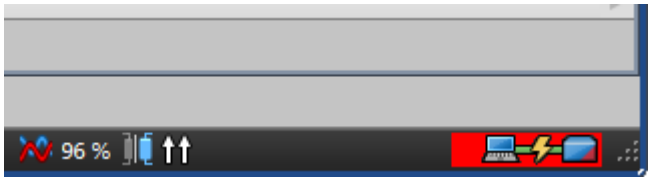


Figura 19: Señalización de inyección en la aplicación CMC.

3.1. QUICK CMC

Es el módulo de prueba básico con el que se puede inyectar corriente y tensión. Con este se pueden probar prácticamente todas las funciones de protección tanto el arranque como la operación.

Cuando se abre este módulo la primera vista es la mostrada en la figura 20.

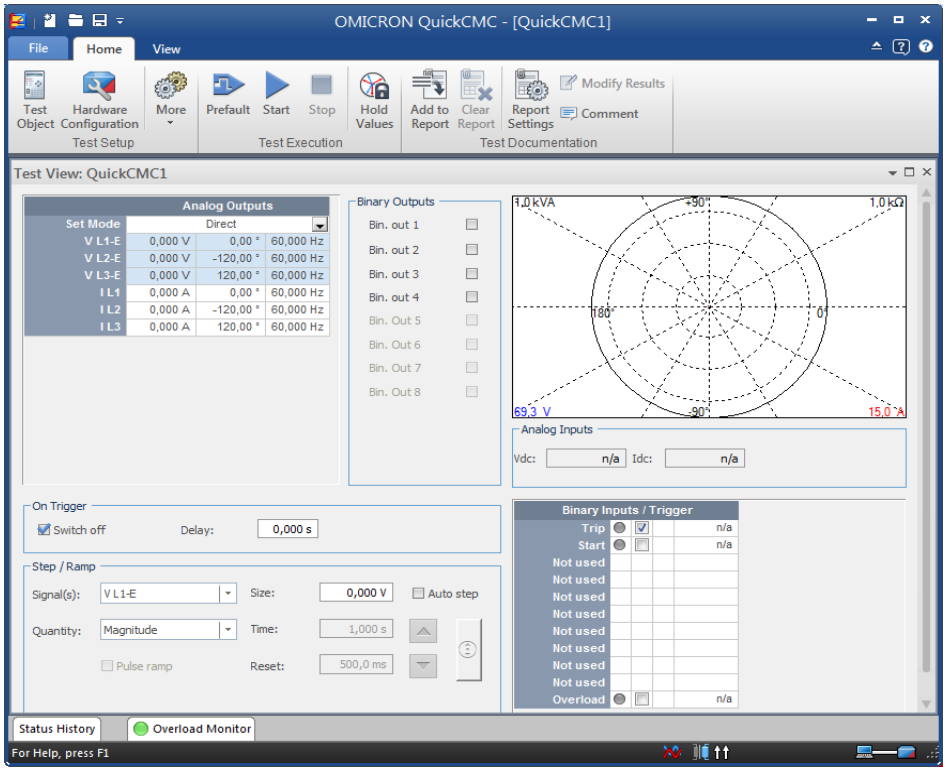


Figura 20: Ventana del módulo QuickCMC

En la segunda pestaña superior llamada *Home* se activan las siguientes opciones que se pueden observar en la gráfica anterior:

-Test Object: Al abrir esta ventana se puede encontrar el configurador RIO dentro del cual por defecto se encuentran Device y Distance. Dentro de Device se configuran todos los detalles de los equipos sometidos a prueba y algunos ajustes de valores nominales de inyección. Distance es uno de los módulos de prueba que se deben configurar desde RIO, sin embargo si este no se usa se puede eliminar y agregar aquellos que se vayan a usar.

En todos los módulos de prueba aparece la opción Test Object ya que desde estos se puede modificar o verificar los ajustes de las protecciones y valores relevantes en cada prueba.

Hardware Configuration: En esta parte se configuran las salidas de corriente y tensión, así mismo entradas y salidas binarias de acuerdo a la necesidad de la prueba realizar. Esta opción también se puede acceder desde cualquiera de los módulos de prueba y se pueden modificar dependiendo la necesidad de configuración en la prueba.

More: en este comando se encuentran las siguientes opciones como aparece en la figura 21.

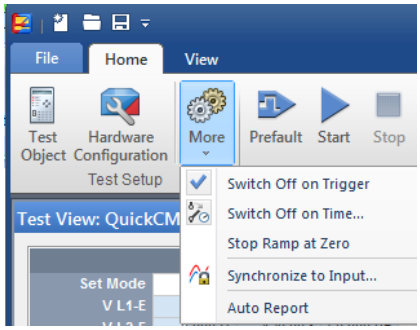


Figura 21: Opciones de configuración en el módulo QuickCMC

Switch Off on Trigger: cuando se activa esta opción la valija detiene la prueba al detectar la entrada binaria que se programó como trip.

Switch Off on Time: para detener la inyección luego de un tiempo especificado en segundos.

Stop Ramp at Zero: esta opción aplica cuando se programan rampas y al activarla la caída de la magnitud programada se detiene solo cuando un valor llega a cero, sin

embargo el equipo sigue inyectando la magnitud que no está variando. La programación de la rampa se hace en el cuadro inferior izquierdo de la ventana de este módulo.

Prefault: al pulsar este botón se inyecta un valor llamado de prefalla que por defecto es $120/\sqrt{3}$ V por cada fase y 0 Amperios. Si dentro del módulo de prueba se ajusta la tensión nominal en la aplicación RIO, la prefalla sería de este valor nominal. Cuando se inyecta esta tensión, el botón se pone en color verde y se activa el botón parar, además se puede iniciar la inyección normal con el botón Start, sin detener la prefalla. La aplicación de prefalla es una herramienta muy útil cuando se requiere hacer una prueba en la que se debe inyectar la tensión nominal antes de simular una falla por ejemplo en la prueba de subtensión.

Start / Stop: Son los botones para iniciar y detener una inyección. Es importante tener presente que se pueden modificar los valores de cualquier variable (amplitud, fase y frecuencia en corriente y tensión) sin necesidad de parar la inyección.

Hold Values: al pulsar este botón, los valores que están siendo inyectados quedan inmodificables mientras este botón esté activo, de tal manera que aún si se cambia cualquier valor de corriente o tensión este no se reproduce en las salidas de la valija hasta tanto no se pulse nuevamente el botón para desactivarlo y aplicar los nuevos valores a la inyección; esta herramienta es muy útil cuando se requiere cambiara varios valores al mismo tiempo por ejemplo disminuir la tensión y aumentar la corriente sin detener la inyección.

Add to Report: con el modulo Quick se puede verificar cualquier protección de manera manual, por lo tanto para hacer un reporte es necesario ingresar por este botón para editar el título de la prueba y confirmar i es satisfactoria o no como se muestra en la figura 22.

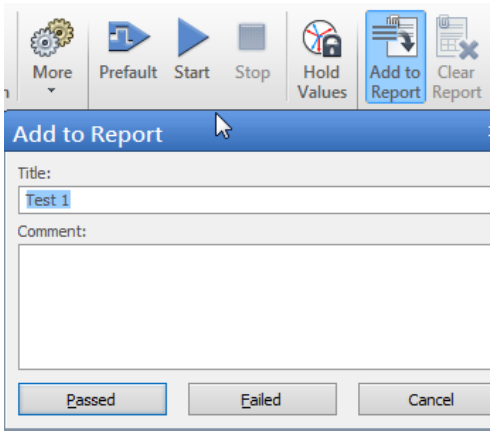


Figura 22: Opción Add to Report en el modulo QuickCMC

En la tercera pestaña llamada View se activan algunas funciones para ajustar las visualizaciones como se observa en la figura 23.

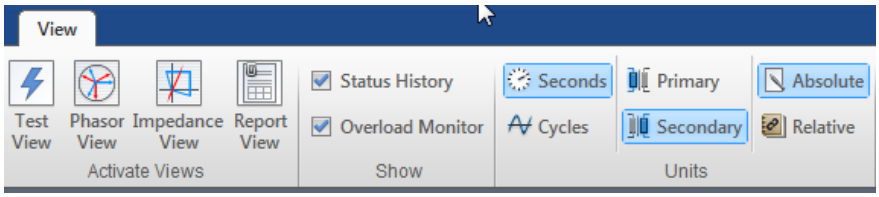


Figura 23: Pestaña de activación View en el módulo QuickCMC

Test View es la vista normal en este módulo, aunque se activen las demás vistas esta sigue siendo la principal.

Phasor View: con esta opción en la parte derecha de la ventana aparece la tabla de fasores de tensión y corriente y el diagrama respectivo como podemos observar en la figura 24.

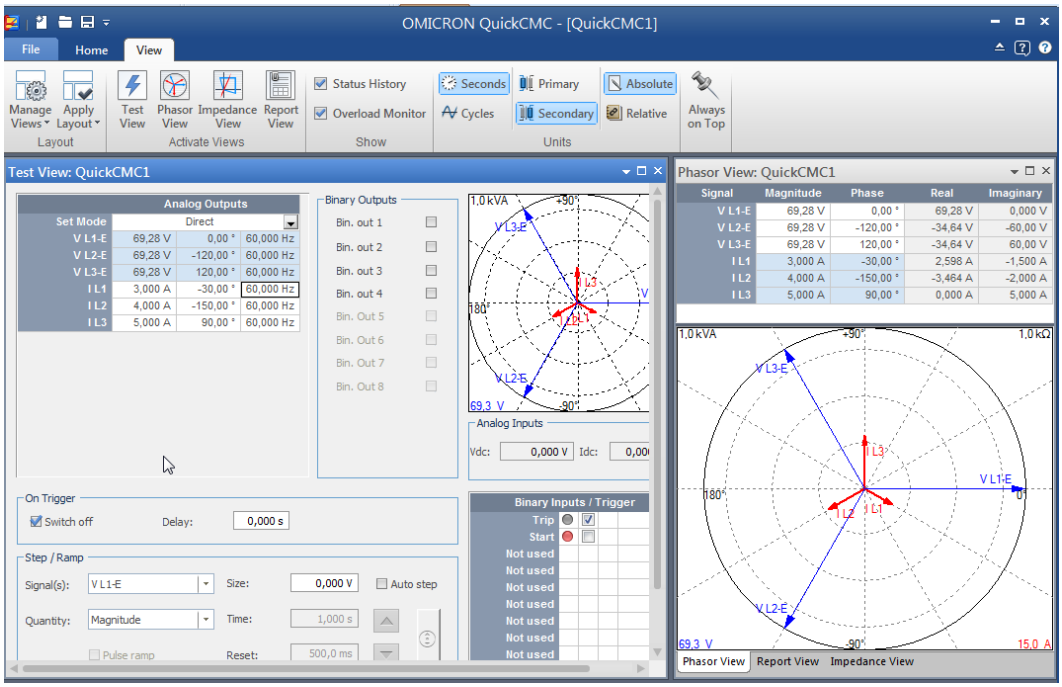


Figura 24: Vista fasorial de corriente y tensión en el módulo QuickCMC

Cuando se activa esta ventana en la tabla se pueden ver las señales inyectadas de manera rectangular o polar, esta opción también se encuentra en la mayoría de módulos de prueba disponibles y es muy útil para saber exactamente los valores análogos que la valija está inyectando.

Report View: con este se puede ver el contenido del reporte, esta opción se encuentra disponible en todos los módulos de prueba y mediante esta se puede verificar los resultados y la manera como se va organizando el reporte en el documento.

En seguida de Report View, hay dos botones que se pueden activar y desactivar: el primero llamado Status History, el cual cuando se activa muestra en la parte inferior de la ventana el historial de las pruebas y módulos activos recientemente, el segundo de estos botones llamado Overload Monitor es el que permite verificar si hay alguna sobrecarga en las fuentes de tensión o corriente; cuando la fuente de tensión se encuentra en corto o con una impedancia considerablemente baja o la fuente de corriente se encuentra abierta, la fase comprometida se pone de color rojo como se observa en la figura 25 en la cual la fase de corriente A se encuentra abierta:

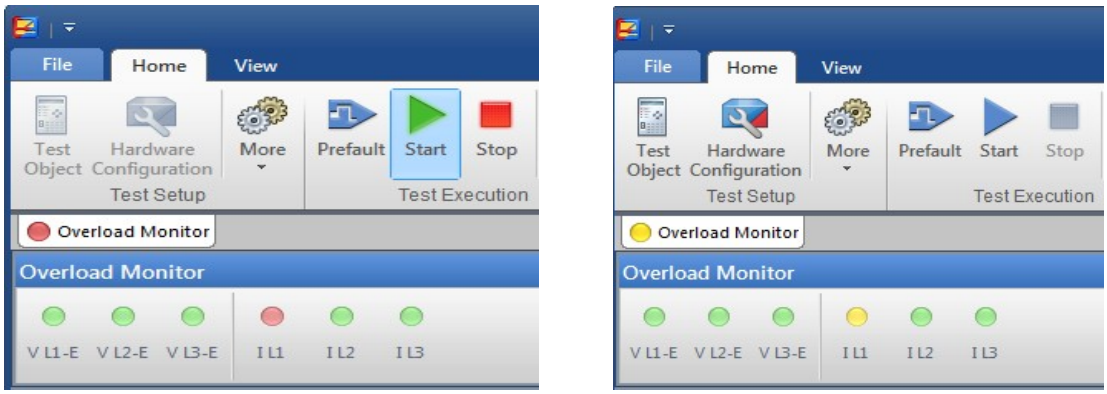


Figura 25: Señalización de corriente abierta en la fase L1

Cuando esto sucede es necesario parar de inmediato la inyección y verificar los circuitos. Cuando la inyección es detenida los puntos rojos pasan a amarillos.

Este monitor de sobrecorriente se encuentra en todos los módulos de prueba para poder verificar el estado de las conexiones en cualquier momento.

Los últimos botones de la pestaña View son las unidades en las cuales se requiere ver los valores de inyección y los resultados:

Seconds/cycles: por defecto los módulos de prueba traen activa la opción segundos.

Primary/secondary: dentro de Device en el archivo RIO se ajustan los valores de tensión y corriente primaria, por lo que el software da la opción de escoger estos valores en cualquier módulo. Por defecto está activa la opción de valores secundarios.

Absolute/relative: por defecto está la opción absolute que se refiere a la magnitud de los valores análogos inyectados; la opción relative hace referencia a los valores de tensión, corriente y frecuencia programados como nominales siendo estos la base, es decir el valor en por unidad; por ejemplo si el valor nominal de corriente es 5 Amperios este sería 1 en por unidad o 1 In.

En la parte inferior izquierda aparecen dos ventanas para configurar:

On Trigger: Es la manera como se requiere parar la inyección automáticamente, bien sea por un tiempo definido en delay o cuando la entrada binaria programada se active.

Step/Ramp: Con esta opción se pueden hacer variaciones de las señales análogas en forma de rampa, con un paso y un tiempo programables:

Signal(s): En esta ventana se encuentran como opción, todas las señales análogas de corriente y tensión como se observa en la figura 26.

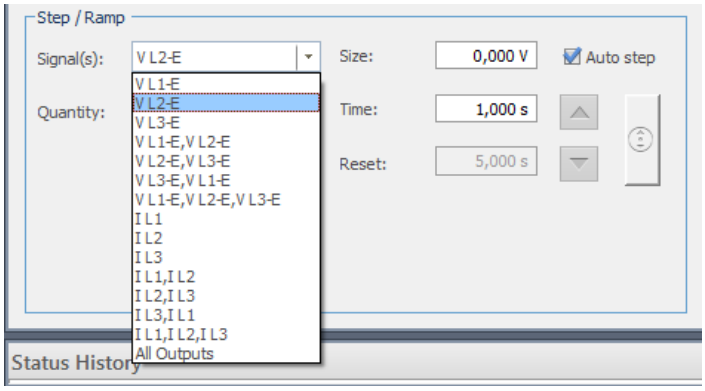


Figura 26: Señales que se pueden variar con la opción Step/Ramp en el módulo QuickCMC

Quantity: luego de elegida la señal que se requiere variar, en esta ventana se escoge la cantidad o variable, es decir magnitud, fase o frecuencia.

Size: es el tamaño del paso de la variable elegida, en tensión y corriente el valor mínimo del paso es de una milésima.

Time: es el tiempo del cambio entre cada paso; el valor mínimo que se puede programar es de 100 mS.

Con este módulo de prueba se pueden verificar prácticamente todas las funciones de protección de manera manual, ya que los valores de corriente y tensión, se pueden modificar libremente y en cualquier momento. Aunque el software Omicron CMC tiene las aplicaciones apropiadas para cada tipo de prueba, con el módulo QuickCMC se facilitan las pruebas de funciones de protección tales como arranque y operación de subtensión y sobretensión, área de operación de la direccional de sobrecorriente, arranque y operación de subfrecuencia y sobrefrecuencia, chequeo de sincronismo y mediciones.

3.2. RAMPING

Este módulo de prueba sirve para verificar protecciones en donde se requieran hacer rampas en cualquiera de las magnitudes: amplitud, frecuencia, fase en señales de corriente y tensión. Se pueden realizar dos rampas de magnitud independiente, por

ejemplo hacer una caída de tensión y un aumento de corriente proporcional al mismo tiempo; sin embargo se pueden agregar varias rampas una tras otra dependiendo la necesidad de la prueba.

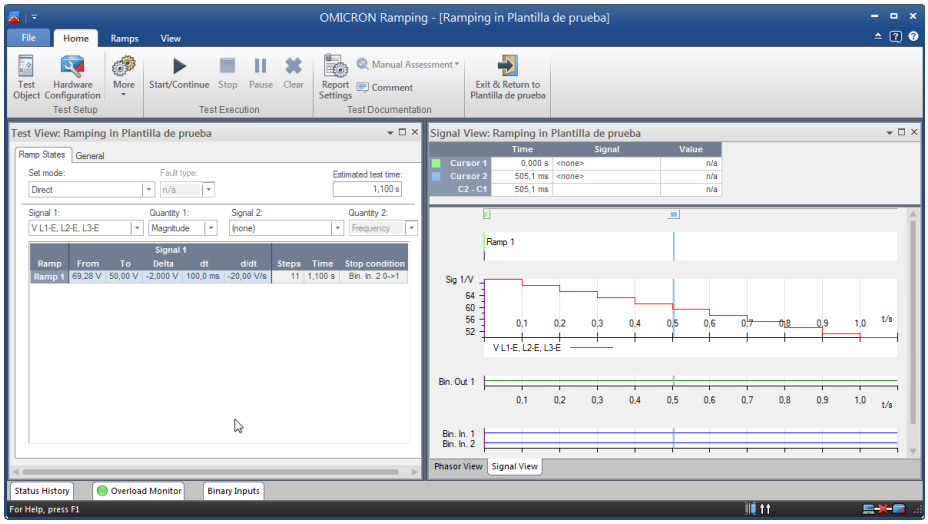


Figura 27: Primera vista del módulo Ramping

En la figura 27 se puede ver la primera vista del módulo en el cual se ven las mismas herramientas que aparecen en cualquier módulo como son *test object, hardware configuration, start/continue, stop, pause, clear* y *report settings;* en la ventana principal izquierda aparece por defecto el *test view* en el cual se pueden ajustar las señales con las cuales se realiza la rampa. Cada una de los valores a tener en cuenta en esta ventana son:

Set mode: es la forma como las señales se pueden ver en la rampa, por defecto está ajustado como *direct,* que son valores de cada fase en magnitud, sin embargo se encuentran más opciones como valores línea a línea, componentes simétricos, de potencia y de impedancia.

Signal 1: es la señal análoga con la cual se hace la rampa, se puede escoger señales trifásicas, bifásicas o monofásicas de corriente y tensión o todas las señales. Para hacer una variación de frecuencia se escogen todas las señales.

Quantity 1: las opciones de este cuadro son magnitud, fase y frecuencia, es decir el valor que se requiere variar a la señal escogida.

Cuando se requieren hacer dos rampas simultaneas, se programan en *Signal 2* y *Quantity 2* los valores de la segunda rampa.

En el cuadro se colocan los valores inicial y final de cada rampa y el delta o ancho de dicho valor en cada paso lo mismo que el tiempo del paso para definir la velocidad de cambio d/dt. En la figura 28 se puede observar el programa de una rampa de dos señales, la primera de una caída de tensión con un aumento de corriente en la segunda señal:

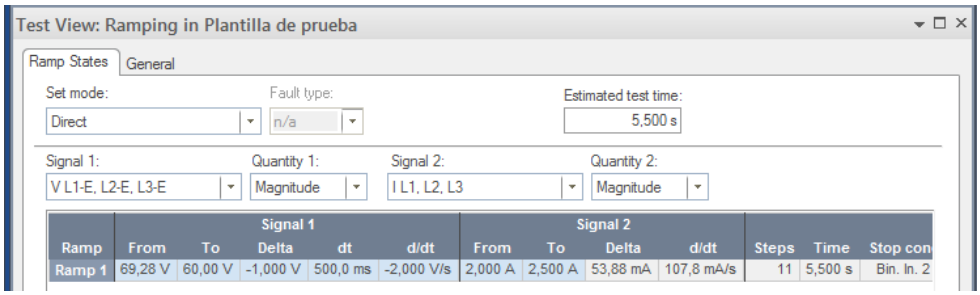


Figura 28: Programación de una rampa con dos señales

El valor de d/dt se ajusta automáticamente por los demás valores, igualmente el delta y el d/dt en la segunda señal. El tiempo de la rampa y los pasos los calcula también el programa. Con la rampa configurada se puede hacer la comprobación de un arranque por subtensión en el cual con la caída de voltaje también hay un aumento en la corriente trifásica.

En la pestaña *Ramps* se muestran las opciones *Append Ramp* con la cual se pueden agregar rampas, así mismo se pueden adicionar criterios de aceptación (assessment), con la equis de color rojo se pueden borrar las rampas así como e muestra en la figura 29.

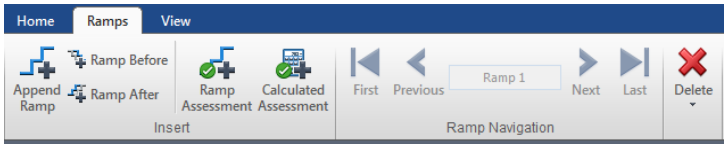


Figura 29: Pestaña Ramps en el módulo de prueba

En *Ram Assessment* es el criterio de aceptación por magnitud, es decir que cuando el trigger se active la magnitud de la rampa esté dentro del rango programado para dar la prueba como correcta, mientras que *Calculated assessment* es un criterio que define ciertos cálculos en los que están involucrados los valores de los ejes X y Y, es decir la señal que varia respecto al tiempo. En la siguiente figura se observan los valores de

aceptación para la rampa de caída de tensión, en donde se edita cada dato de acuerdo al requerimiento de la prueba como son el nombre, la rampa específica que se está midiendo, la condición o el trigger con el que se mide la operación de la protección, las señales que se están verificando, el valor nominal de dichas señales en las que se debe activar el trigger y la desviación permitida para acepta la prueba.

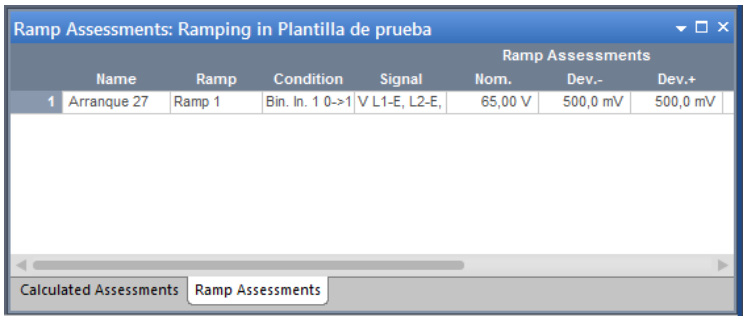


Figura 30: Valores de aceptación de una prueba con rampa

En la ventana de la figura 30 se puede observar que las señales medidas son la tensión trifásica y el valor nominal es 65 V con un rango de +/- 500mV, así mismo la condición o trigger es cuando la entrada binaria uno pase de cero a uno.

En la pestaña *View* como en varios módulos de prueba se pueden abrir las vistas como se observa en la figura 31.

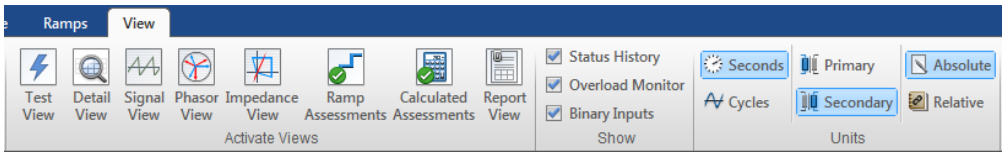


Figura 31: Opciones dentro e la pestaña View en el módulo Ramping

Test View, es donde se configuran las señales que se van a variar y la cantidad de rampas.

Detail View, se muestra la tabla con la magnitud, ángulo y frecuencia de las señales programadas; en esta tabla no se puede modificar la variable “Quantity” que se programó en Test view que en el caso de la imagen son la magnitud de tensión y corriente trifásicas.

Signal View, para ver la rampa junto con las entradas y salidas binarias que se hayan programado en la configuración del hardware. En esta ventana hay una tabla en donde se encuentran el valor de los dos cursores de la rampa, los cuales al moverlos en la

gráfica muestran en la tabla el valor de las señales escogidas y la diferencia entre un cursor y otro, esta herramienta es muy útil a la hora de comprobar los valores presentes de las señales al momento de la activación del disparo o del arranque de la protección

Las demás opciones son las mismas que se detallaron en el módulo de prueba Quick CMC.

En la imagen de la figura 32 se muestra la operación de un arranque por subtensión en el cual se puede observar la activación de la entrada binaria 1 del equipo y el cursor ubicado en este valor.

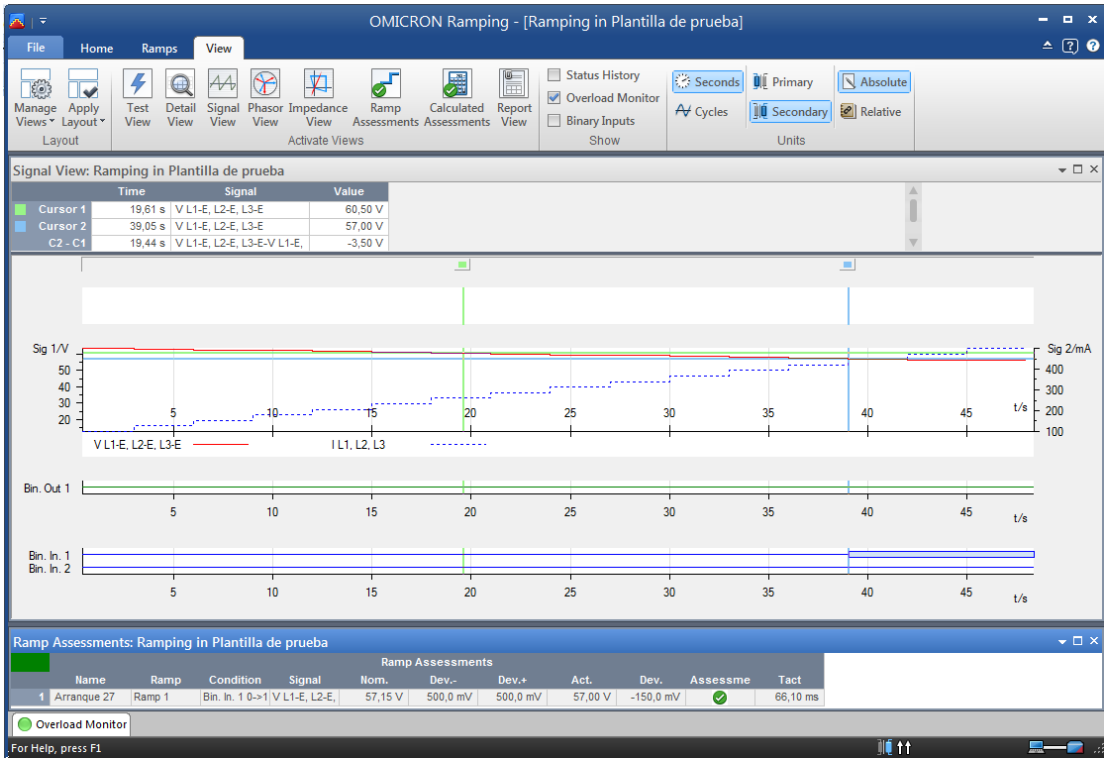


Figura 32: verificación del arranque de la subtensión con una rampa

3.3. STATE SEQUENCER

Este es un módulo de prueba donde se programan secuencias de estados para facilitar la comprobación de algunas funciones de protección y aplicaciones especiales como la verificación de la operación de los interruptores de potencia. Con este módulo se pueden hacer inyecciones de corriente y tensión organizadas por estados definidos en un tiempo determinado o por las entradas binarias procedentes de los relés de

protección o de otros elementos como el estado de un interruptor, es decir el cambio de un estado a otro se puede dar por tiempo o por una entrada binaria o por las dos condiciones.

En cada uno de los estados se ajustan las señales de corriente y tensión con su respectivo valor de fase y frecuencia; al pulsar en la opción *Trigger* se despliega la ventana *Detail View* en la cual se define la condición o condiciones de cambio de estado como se ve en la figura 33:

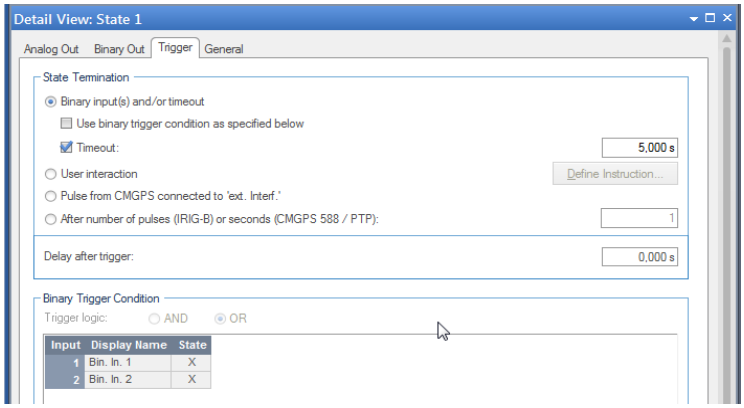


Figura 33: Detail view en el módulo State sequencer

La terminación de un estado para iniciar el siguiente se programa básicamente por la primera opción llamada *Binary input(s) and/or time out,* dentro de la cual hay dos opciones:

- *Use binary trigger condition as epecified below:* con esta opción el cambio de estado se da cuando se de la condición especificada en la parte inferior de la ventana anterior, es decir en la tabla *Binary Trigger Condition* en donde se muestra una tabla con dos entradas binarias (las que se habilitaron en hardware configuration) y una opción de lógica and u or. Si el cambio de estado está dado por una entrada binaria se escoge la opción OR.
- *Timeout:* con esta opción el estado se programa por un tiempo determinado en el cuadro justo al frente de esta opción.

En la imagen se escoge la posición de cambio de estado por tiempo el cual está en 5 S.

A cada estado hay que programarle el fin del mismo para iniciar el siguiente.

En la tercera pestaña llamada *States* se encuentran las opciones para agregar o eliminar estados, cada uno de estos se puede configurar con la magnitud de corriente y tensión necesarias para realizar la prueba, se pueden agregar tantos estados como se requieran y cada uno de estos se programa para que finalice bien sea por tiempo o por cambio de estado en las entradas binarias del equipo de inyección, igualmente a cada estado se le puede editar un nombre.

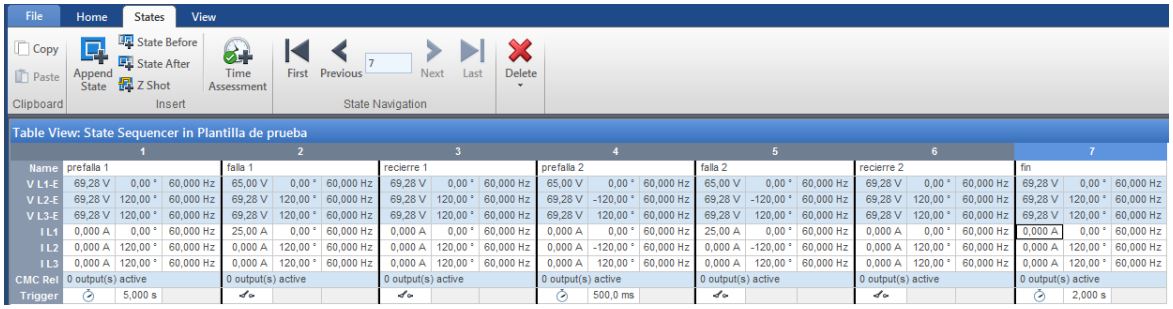


Figura 34: Pestaña estados en el módulo State Sequencer

En la figura 34 se observan siete estados, para probar dos recierres en los cuales el primer estado es una prefalla en donde se inyecta solamente tensión nominal por cinco segundos, luego en el segundo estado llamado falla 1 se inyecta una falla de 25 A en la fase L1 y el fin o cambio se hace por medio de una entrada binaria que proviene de la salida de disparo del relé, igualmente el tercer estado se programa con otra entrada binaria para medir el tiempo de la operación o comando de cierre y así hasta programar toda la prueba con una secuencia de estados.

En la pestaña *Time Signal View* (figura 35) igual que en los demás módulos de prueba se pueden ver con las diferentes herramientas la prueba programada, la opción *Time Assessment* abre una tabla en donde se especifica el criterio de aceptación de la prueba así:

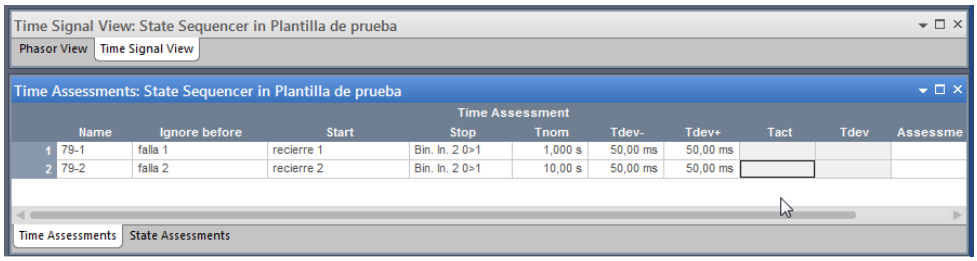


Figura 35: Tabla de ajustes de aceptación de la prueba en el módulo State Sequencer

En la columna *Name* se puede editar el nombre de la prueba.

En *Ignore before* se elige un estado anterior al que se requiere hacer la medición del tiempo de operación es decir que de este hacia atrás no se tenga en cuenta la secuencia.

Start es el estado en el que se está midiendo el tiempo de la prueba.

Stop es la condición para parar el cronómetro de medición del estado que se está midiendo, este puede ser una entrada binaria u otro estado.

Tnom es el tiempo que en teoría debe demorarse el estado medido, así mismo *Tdev+/-* es la desviación admisible de dicho tiempo.

Tact es el tiempo real de operación, mientras *Tdev* es el tiempo de desviación del tiempo teórico. Cuando esta desviación esta dentro del límite permitido la prueba se da por aprobada y aparece una cruz verde en la columna *Assessment,* de lo contrario aparece una equis de color rojo.

Se pueden agregar varias líneas de aceptación en la misma secuencia, en la prueba de la imagen hay dos líneas, una para cada recierre.

Este módulo de prueba es muy útil para la prueba de tiempos de recierre, para tiempos de operación de los polos en los interruptores de potencia y en las aplicaciones que se requiera hacer una secuencia de estas.

3.4. OVERCURRENT

Cuando se abre el módulo de sobrecorriente el primer pantallazo que se abre es el mostrado en la figura 36.

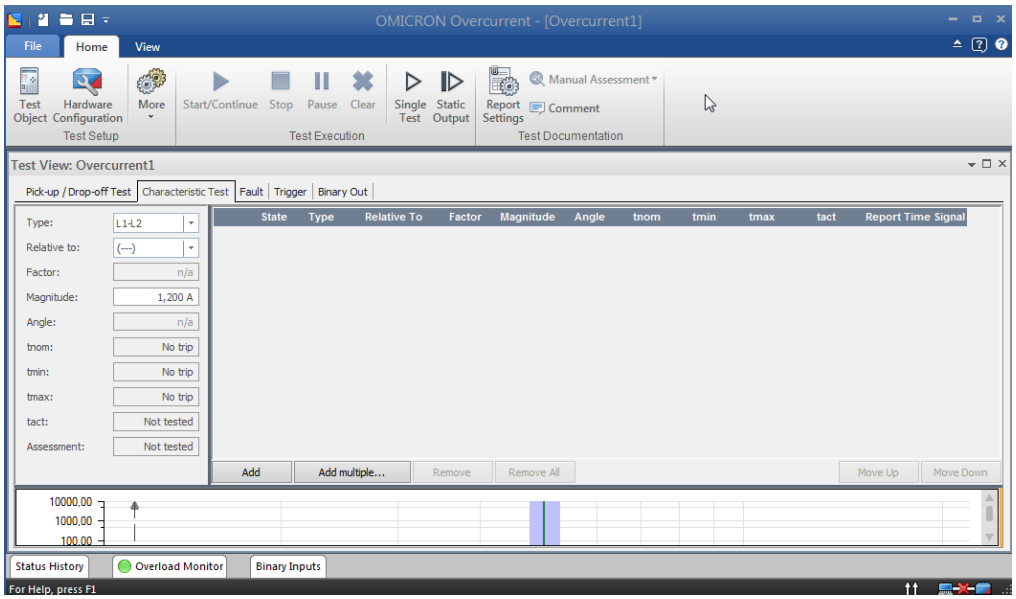


Figura 36: Ventana de la prueba de sobrecorriente sin puntos de prueba

Debido a que la respuesta de sobrecorriente depende de las curvas normalizadas por IEC, IEEE, ANSI y algunos otros estándares, este módulo de prueba se debe ajustar en el archivo RIO (Relay Interface Omicron) ya que con esta herramienta se programan las curvas existentes en las librerías del software Omicron CMC y que son las mismas que contienen los relés de protección. RIO se puede acceder dentro del documento de prueba a través del ícono *Test Object* o directamente en cada módulo de prueba por el mismo ícono como se muestra en la figura 37.

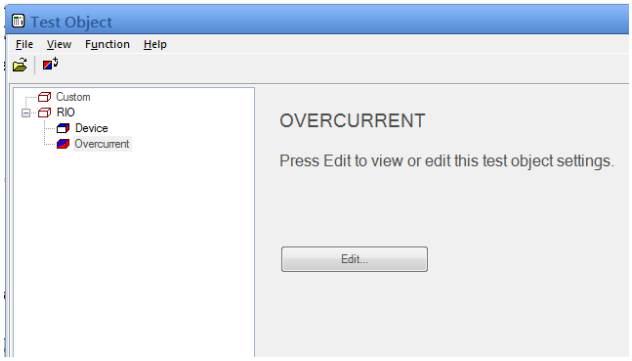


Figura 37: Acceso al configurador de sobrecorriente mediante el archivo RIO

Para configurar los ajustes de las protecciones de sobrecorriente se accede a la opción *Overcurrent* den donde se abre una ventana con dos pestañas; en la primera llamada *Relay Parameters* se define si la prueba de sobrecorriente es direccional o no. Si es direccional se escoge la conexión de los PTs y CTs. Además se definen las tolerancias

de corriente y tiempo que van a tener las pruebas para establecer si los resultados son aceptables o no.

En la segunda pestaña *Elements* se programan todos los ajustes de sobrecorriente.

Dentro de la opción *Selected element type* se despliegan las opciones del modo de prueba dentro de las cuales están las opciones que aparecen en la figura 38.

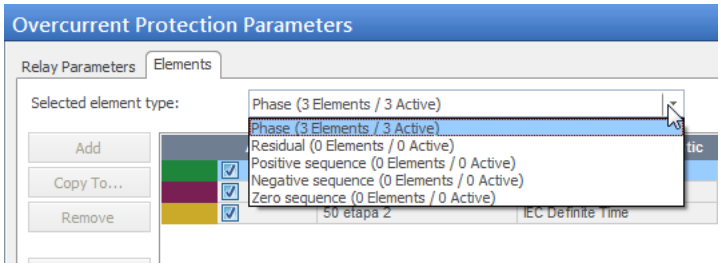


Figura 38: Opciones de modo de falla en la sobrecorriente

Las opciones más comunes para verificar las protecciones de sobrecorriente en los relés son las dos primeras: *Phase y Residual.* La primera es para inyectar fallas bien sea monofásicas, bifásicas o trifásicas, sin retorno por el neutro, mientras que el modo residual es para fallas monofásicas con corriente de neutro o fallas de secuencia cero 3I0.

A la izquierda de la tabla con “Add” se agrega la cantidad de ajustes que sean necesarios por cada tipo de falla seleccionada.

Para hacer una prueba de sobrecorriente se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

Pick up o corriente de arranque de la sobrecorriente

Factor de tiempo

Curva de tiempo inverso

En la tabla superior de la ventana *Elements* se muestran ocho columnas en las que se debe completar esta información:

Active: Para activar el ajuste

Element Name: Por defecto aparece “I#1 phase” para el primer ajuste de sobrecorriente de fases; este nombre se puede editar, por ejemplo la equivalencia del primer ajuste de fases sería 51.

Triping Characteristics: En este se define la curva que se va a probar. EL software tiene una librería con las curvas normalizadas por IEC, ANSI, IEEE y las de algunos fabricantes como Siemens, GE y ABB.

Para la prueba de sobrecorriente instantánea (50 y 50N) no se programa ninguna curva sino la función *IEC Definite time*, puesto que al superarse la corriente ajustada como instantánea, el relé de protección debe operar en el tiempo programado sin obedecer a ninguna ecuación de tiempo inverso como en el caso de las sobrecorrientes causadas por sobrecargas.

I pick-up: Es el umbral de corriente con el cual se inicia la protección, es decir la corriente a partir del cual el relé detecta como falla. Este valor se programa en la tabla como un porcentaje de la corriente secundaria del transformador Iref, por ejemplo si el arranque o pick up de la protección 51 es 4 Amperios secundarios la I pick-up sería 0,8 Iref.

Absolute: Este valor no es editable, es el pick up en valor de corriente secundaria.

Time: Es el valor de retardo de tiempo que se le da a la protección para desplazar la curva en forma vertical. Este valor no puede ser cero ya que este cancelaría el tiempo resultante en las ecuaciones que rigen la operación de las curvas de sobrecorriente.

Direction: Si la protección de sobrecorriente debe adoptar una dirección (función 67) en esta columna se debe definir dicha dirección entre *forward* o *reverse.*

Ejemplo 2: Un ajuste típico de una protección de sobrecorriente sería un ajuste de sobrecorriente temporizada de fases y dos de instantánea así:

Protección	Pick up	Valor secundario	Porcentaje de CT	Curva	Time
51 etapa 1	160 A	2 A	0.4	IEC normal inversa	0,5 S
50 etapa 1	800 A	10 A	2	Tiempo definido	0,1 S
50 etapa 2	2000 A	20 A	4	Tiempo definido	0 S

Tabla 1: Ejemplo de un ajuste de sobrecorriente

Los ajustes de la tabla 1 en el programa Omicron CMC quedarían como en la figura 39.

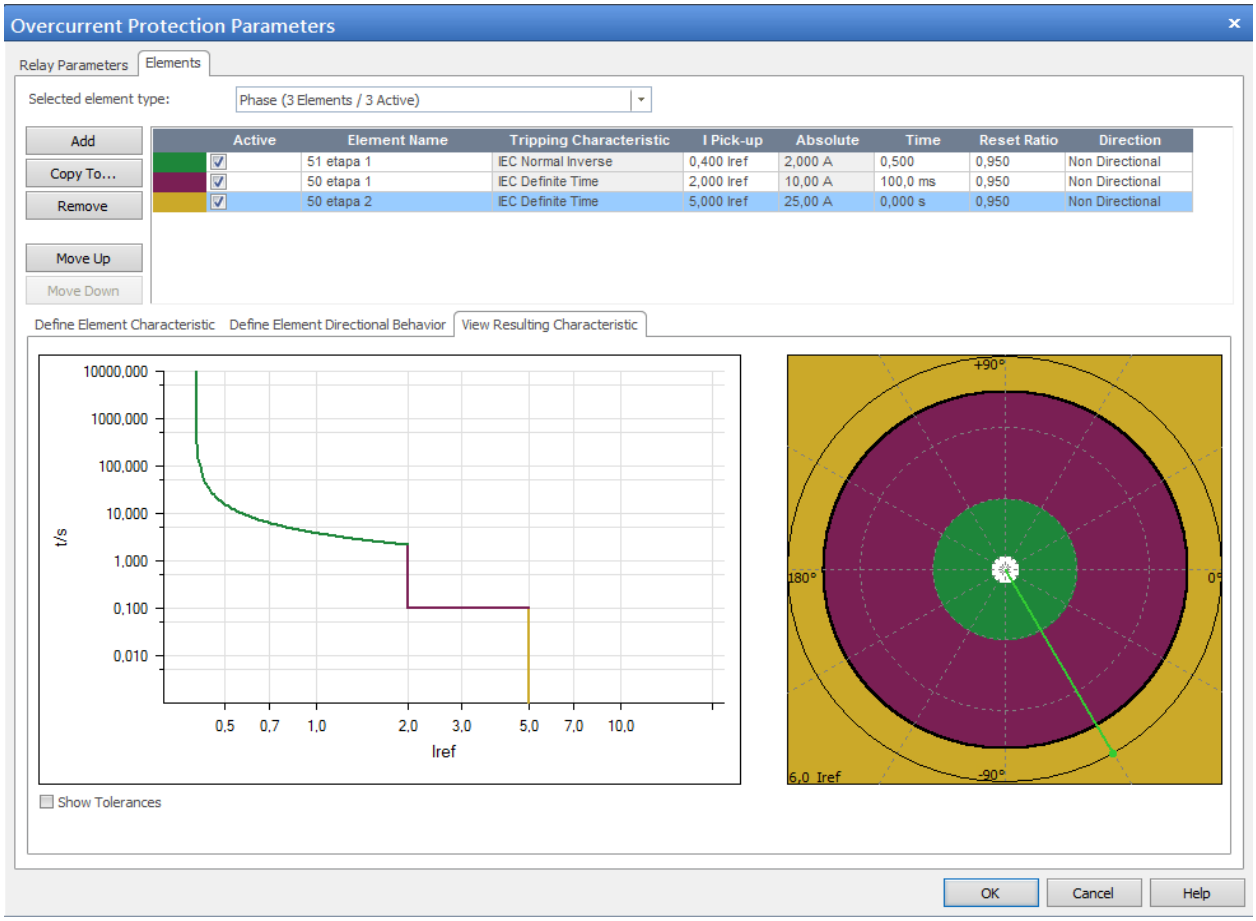


Figura 39: Tabla de ajustes de sobrecorrientes definida en la tabla 1

Luego de establecer todos los parámetros de prueba con un *ok* se vuelve a la ventana donde se definen la cantidad de puntos y el tipo de protección que se van a probar de acuerdo a los ajustes realizados anteriormente.

Siguiendo con el ejemplo número dos, en la siguiente tabla se colocarán 5 puntos de prueba de los ajustes de sobrecorriente temporizada y tres de cada uno de los de instantánea. Los puntos que se prueben es decir la magnitud de la falla, generalmente lo decide quien está realizando la prueba, aunque algunos clientes definen qué valores probar.

Para agregar puntos de prueba en la parte inferior de la tabla en *Add* se agrega un punto o en *Add multiple* se puede agregar un grupo de puntos en un rango de corriente. En este caso se escoge la opción *Add multiple* y se establece la prueba como aparece en la figura 40 donde se deben programar los siguientes datos de corriente:

Relative to: Se refiere al ajuste programado en los parámetros de sobrecorriente (figura anterior). Como en este caso se programaron tres ajustes que se llaman 51 etapa 1, 50 etapa 1 y 50 etapa 2, en esta tabla hay que definir que los puntos de la curva que se van a probar sean en base a uno de estos tres ajustes.

Start value: Es el valor inicial o el primer punto de la curva que se va a probar. Este debe ser superior al pick up de tal manera que el relé de protección pueda operar ante este valor de sobrecorriente. Está dado en amperios secundarios.

End value: Es el último punto de la curva. Es importante que el rango de puntos que se van a probar abarquen toda la curva con sus respectivos ajustes.

Step Size: Es el valor de corriente o espacio entre un punto y otro.

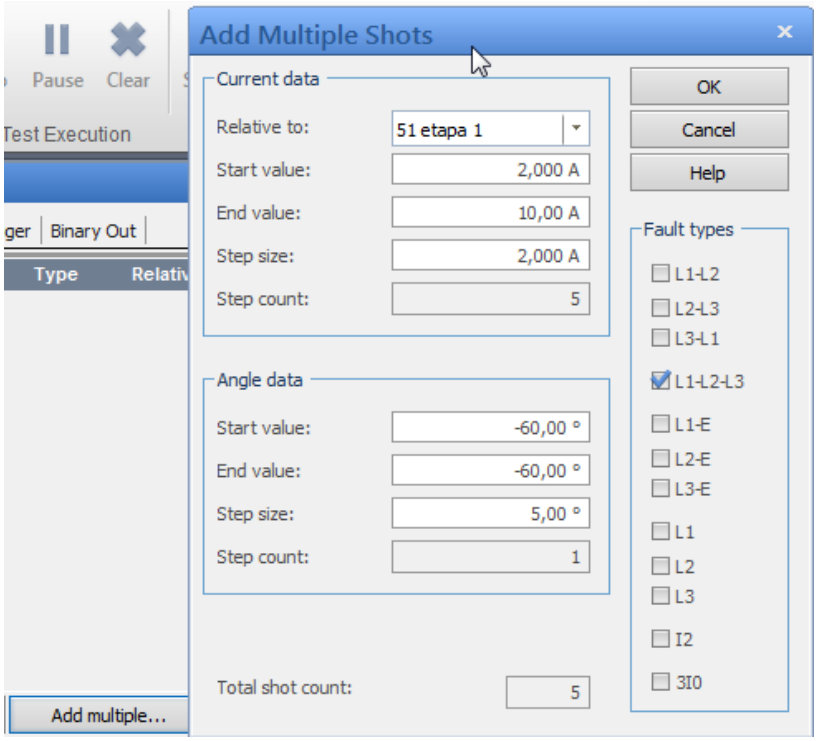


Figura 40: Tabla donde se agregan los puntos de prueba para la curva de sobrecorriente

Teniendo estos tres valores el programa calcula el número de puntos que se probarán en la curva.

En la figura anterior el rango de prueba es de 1 a 10 amperios con un espacio de 2 A de tal manera que se prueban 5 puntos para la función 51. Para los dos ajustes de 50 e procede de la misma manera.

A la derecha de la tabla se debe escoger en *Fault types* las fases por las cuales van a ser inyectadas las fallas; para fallas 51 y 50 es importante tener en cuenta que la sobrecorriente debe ser entre las fases es decir las opciones que hay en esta prueba son: L1-L2, L2-L3, L3-L1M L1-L2-L3, L1, L2, L3.

El tipo de falla L1-E, L2-E, L3-E también aplica para esta prueba, sin embargo en este caso la corriente de falla retorna por el neutro, del tal manera que si hay un ajuste para esta protección (51N/50N) probablemente se traslape, por lo tanto esta configuración (fase-tierra) aplica para sobrecorrientes de tierra o neutro. En el ejemplo de aplicación el tipo de falla que se ajusta en el programa es trifásico es decir L1-L2-L3.

Finalmente la tabla queda como la mostrada en la figura 41.

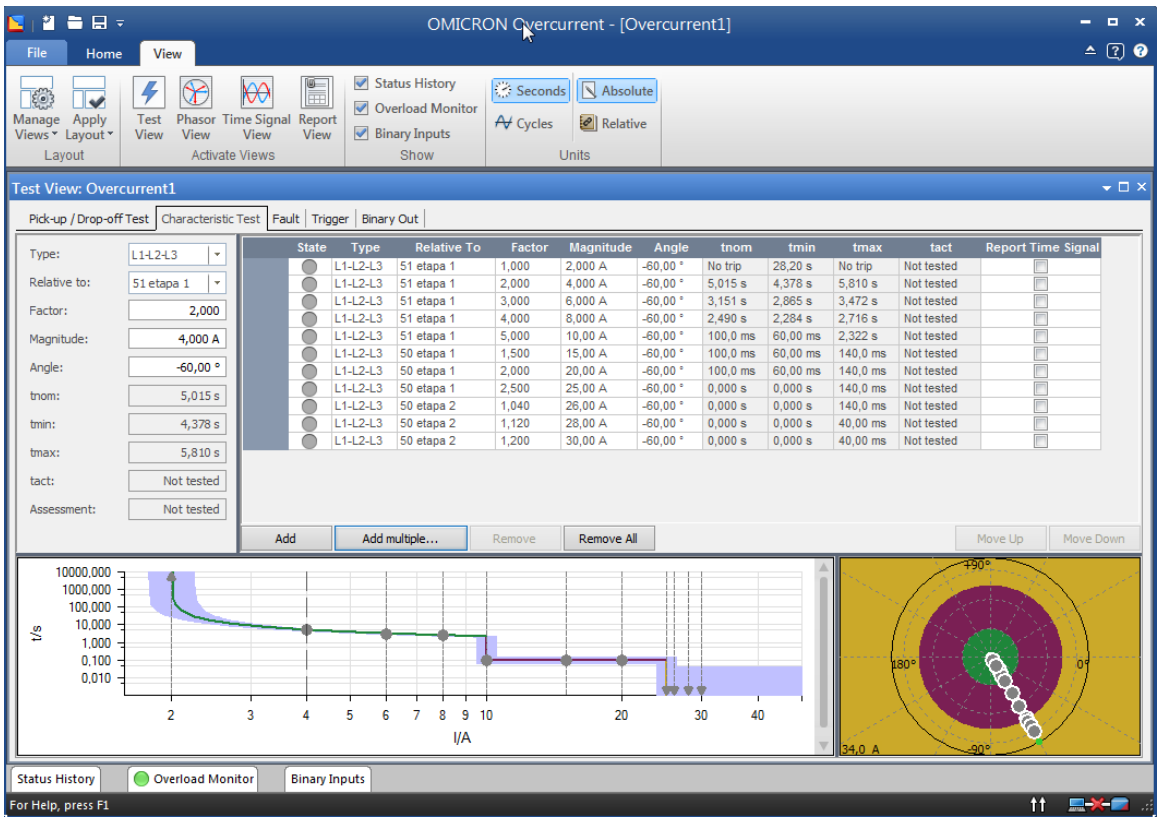


Figura 41: Ventana de la prueba de sobrecorriente con los puntos de prueba

En la parte superior de la tabla también se encuentran algunos ajustes que son importantes para realizar las pruebas de sobrecorriente; en la pestaña ***Fault*** hay dos ajustes importantes a tener en cuenta:

Voltage settings es un valor de voltaje que se debe definir para la prueba de sobrecorriente. Si la prueba es direccional la inyección de tensión no es opcional, ya que para que el relé de protección pueda determinar la dirección de una sobrecorriente debe polarizarse con la tensión. Cuando la falla no se ha programado como direccional, la inyección de voltaje es opcional y se usa para evitar que el relé opere por subtensión mientras se corre la curva de sobrecorriente.

Thermal image en esta ventana se encuentra la opción "*Enable reset*" esta es útil cuando es necesario correr los puntos de la curva uno a uno manualmente, es decir

que cada vez que el equipo inyecte una falla, este pare la prueba hasta tanto no se dé la opción manual de continuar.

En la mayoría de las marcas de relés, los ajustes de las protecciones se deben colocar en valores secundarios o en por unidad, por lo anterior la relación de los transformadores de tensión y corriente no son valores relevantes para lo operación d las protecciones mientras que los valores de los secundarios de estos si son muy importantes.

El procedimiento anterior aplica también para las pruebas de sobrecorriente se neutro y de tierra en los que se deben tener en cuenta los mismos parámetros de ajuste: arranque, curva y retardo.

3.4. DIFERENTIAL

El módulo de prueba diferencial es que se usa para probar las protecciones diferenciales, entre las cuales existen:

- diferencial de transformador
- diferencial de barra
- diferencial de línea
- diferencial de generador
- diferencial de motor

El principio de operación de cualquier protección diferencial es el mismo. La sumatoria de corrientes de entrada al elemento protegido debe ser igual a la sumatoria de corrientes de salida de este. La operación de la protección diferencial depende de la característica de la curva y esta cambia dependiendo de la marca del relé. El software Omicron CMC contiene las librerías de las características de las marcas más representativas de los relés de protección, por lo tanto esta se debe ajustar desde la aplicación RIO donde se organizan los valores que le dan forma a la curva.

La primera ventana que se abre al configurar el módulo desde la aplicación RIO es la mostrada en la figura 42.

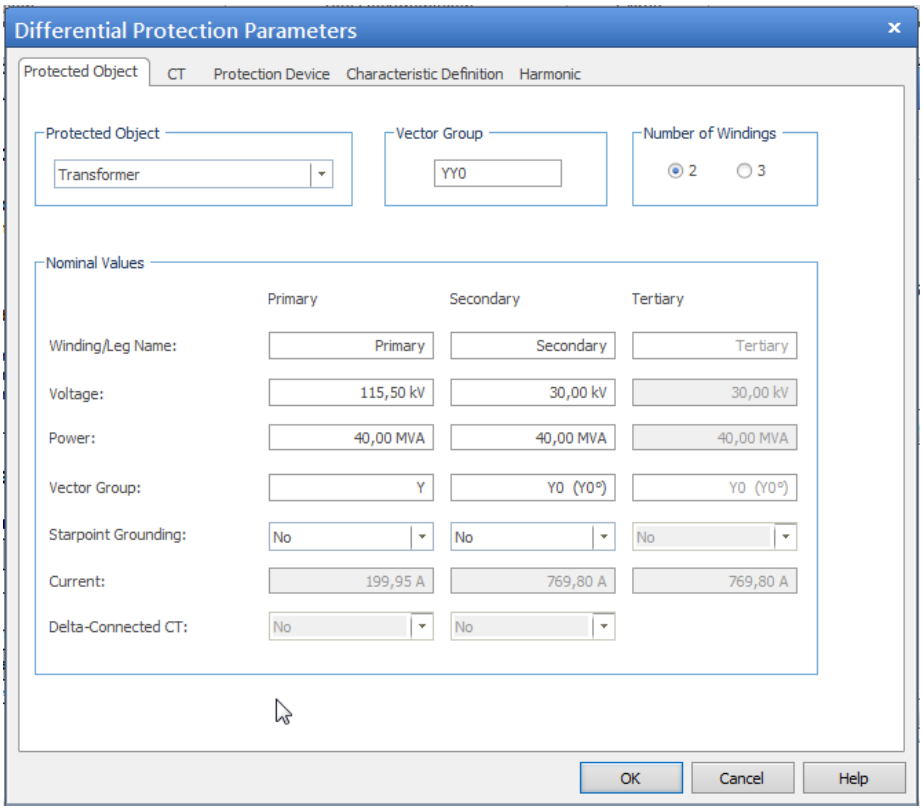


Figura 42: Primera vista de la configuración del módulo de prueba *differential*

En la parte superior de esta ventana se encuentran cinco pestañas para configurar la característica de la protección.

Protected Object: en esta ventana se elige el tipo de protección diferencial y los valores nominales de tensión y potencia. Si el elemento a proteger es un transformador, también se habilita la opción del grupo vectorial del transformador.

CT: en esta parte se ajustan los transformadores de corriente de cada lado del elemento protegido.

Protection Device: en esta ventana se ajustan las características de la curva diferencial, la cual tiene dos ejes, el X llamado Idiff y el eje Y llamado Ibias. Idiff es la diferencia de corriente en porcentaje entre los dos lados del elemento protegido, mientras que Ibias es el valor de corriente en por unidad de uno de los lados del elemento protegido, de tal manera que la curva diferencial inicia en el eje X en un punto cercano a cero y en el eje Y en cero para garantizar la no operación ante una diferencia de corriente normal de operación. El área sobre la curva es llamada zona de operación, mientras que el área bajo la curva es llamada zona de restricción y es toda el área donde la protección no

debe operar. A través del eje X se ajustan algunos puntos en los cuales la curva debe ampliar el área de restricción para evitar la operación de la protección ante sobrecargas y estados de saturación de los transformadores de corriente asociados. Los principales ajustes que se deben tener en cuenta en esta pestaña son:

Ibias calculation: Es la característica de Ibias o del eje X, puesto que en cada marca esta cambia, es necesario identificar en el manual de cada equipo cuál es la función que hace el cálculo de esta corriente.

Diff Current Setting: Idiff> es el porcentaje diferencial mínimo aceptable, es decir el inicio de la curva en el eje Y. Ididd>> es el punto máximo de la curva en el eje Y.

Reference Winding: en los relés de protección hay que definir el lado del elemento protegido que se toma como referencia, en algunos relés diferenciales de transformador el devanado de referencia por defecto es el de lado de alta tensión o primario.

Reference Current: hay dos opciones, la corriente nominal del elemento protegido y la corriente de los CTs instalados en el lado de referencia ajustado anteriormente.

Diff Time Settings: es el tiempo de operación o de disparo de la protección, con este valor el software evalúa la correcta o incorrecta operación de la protección.

Characteristic Definition: en esta ventana se definen cada uno de los segmentos de la curva con los puntos inicial, final y la pendiente. Se pueden agregar tantos segmentos como sea necesario dependiendo el tipo de relé. La curva de la protección debe definirse tal cual como lo muestra el manual del relé, esta definición es propia de cada fabricante. En la imagen de la figura 43 se puede observar la característica de una protección en un relé GE Multilin 745.

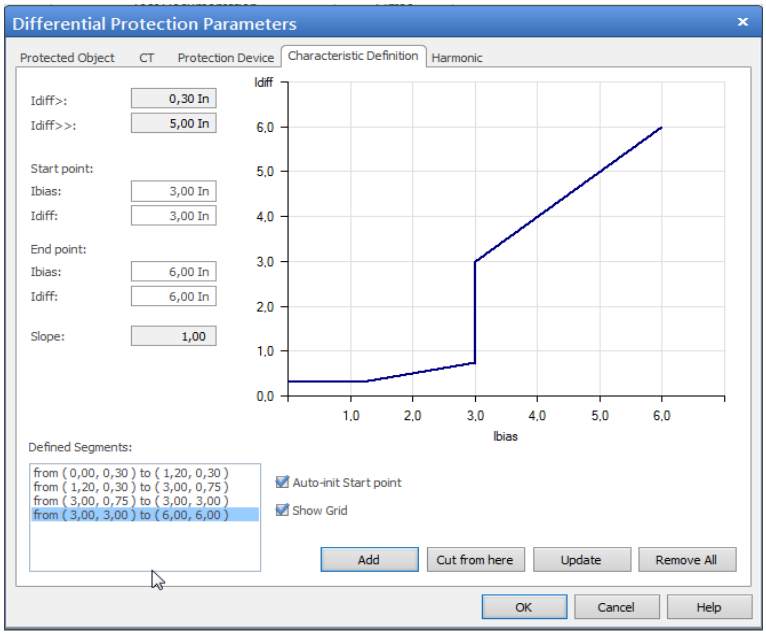


Figura 43: característica de una protección diferencial

Esta curva contiene cuatro segmentos, los cuales están definidos en el manual del relé. Es importante tener en cuenta que cada fabricante usa un algoritmo particular en esta curva y dependiendo de esto se deben programar los segmentos y los ajustes de la protección. Con la aplicación diferencial se puede realizar la curva como sea necesario segmento a segmento colocando los puntos en cada uno de los ejes definido anteriormente.

4. FUNCIONES DE PROTECCIÓN APLICADAS A LOS RELÉS MULTIFUNCIONALES Y A LA OPERACIÓN DE OMICRON CMC

4.1. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE.

4.1.1. Sobrecorriente de fases 50 51.

El concepto de sobrecarga es el mismo que se maneja para los interruptores automáticos, los cuales operan por un mecanismo que al calentarse por el paso de una corriente mayor a la nominal hace que se opere y dispare el interruptor. En un relé de protección multifuncional se pueden programar varias etapas de sobrecarga o sobrecorriente temporizada de fases así mismo varias de sobrecorriente instantánea. La sobrecarga se presenta como su nombre lo indica por un paso de corriente mayor al ajustado como nominal.

Si en nuestro ejemplo el arranque de la protección son 350 A, el valor ajustado en los relés y en el equipo de prueba sería:

$$\text{Iarranque} = \frac{350\ \text{A}}{400\ \text{A}}$$

Iarranque=0,875 I nominal

0,875 veces la corriente nominal del CT.

En valor secundario sería:

Iarranque=5 A * 0,875

Iarranque=4,375 A secundarios.

Es decir a partir de 4,375 A el relé comienza a ver la falla.

Es importante tener en cuenta que para la operación de las protecciones por sobrecorrientes, la relación de transformación de los transformadores de corriente no es tenida en cuenta por la mayoría de relés ya que todos los ajustes están basados en el valor de la corriente secundaria de estos, bien sea en porcentaje o en valor de corriente secundaria, volviendo al ejemplo anterior el ajuste que se programa en un relé es 0,875 In es decir 87,5 % la corriente nominal del CT o en caso que sea por corriente, el ajuste es 4,375 Amperios secundarios sin importar cuál sea la relación de los CTs la

protección opera por el valor secundario. Los relés de protección si tienen en cuenta la relación de transformación de los CTs para temas de medición de corriente, potencia y energía.

Otro punto importante en cuanto a la protección de sobrecorriente de fases es la curva. De acuerdo a las normas existen varios tipos de curva de sobrecorriente, cada uno de estos corresponde a una función que hace variar el tiempo de respuesta de acuerdo a los ajustes de corriente y retardo programados en los relés.

$$t(s) = \frac{\mathrm{A}*\mathrm{Td}+\mathrm{K}}{\mathrm{M}^{P}-1} + \mathrm{B} * \mathrm{Td}$$

$M = \frac{\text{corriente de prueba}}{\text{corriente de arranque}}$, Td=factor de tiempo

Norma	Curva	A	B	P	K
IEC	Normal inversa=BS142 curva A	140 ms	0	0,02	0 s
IEC	Muy inversa=BS142 curva B	13,5 s	0	1	0 s
IEC	Extremadamente inversa=BS142 curva C	80 s	0	2	0 s
ANSI	Normal inversa	8,934 s	179,7 ms	2,094	0 s
ANSI	Muy inversa	3,922 s	98,2 ms	2	0 s
ANSI	Extremadamente inversa	5,64 s	24,34 ms	2	0 s
IEEE	Moderadamente inversa	51,5 ms	114 ms	0,02	0 s
IEEE	Muy inversa	19,61 s	491 ms	2	0 s
IEEE	Extremadamente inversa	28,2 s	121,7 ms	2	0 s

Tabla 2: Valores de la ecuación de sobrecorriente de acuerdo a la curva BS=British Standard

Nota: Extraido de 750/760 Feeder Management Relay, Instruction Manual. (p. 173-174) por GE Multilin, 2010, Ontario. Copyright 2010 por GE Multilin.

Los relés SEL contiene un grupo de curvas estándar IEC representadas por la letra C así: C1, C2 y C3 como normal inversa, muy inversa y extremadamente inversa y un grupo de curvas US representadas por la letra U.

Los relés Multilin contienen las curvas IEC normal inversa, muy inversa y extremadamente inversa representadas por las letras A, B y C respetivamente; además las curvas ANSI pero propias de esta marca.

Los relés Micom P139 contienen los tres tipos de curva de la tabla, sin embargo algunas otras familias de esta misma marca no tienen las curvas ANSI

4.1.2. Ajuste de la protección de sobrecorriente de fases en los relés de protección.

En esta sección se pretende mostrar la similitud que existe entre diferentes marcas de relés de protección para el ajuste de la protección de sobrecorriente de fases.

Relé Schneider Electric marca Micom.

De Schneider Electric así como las demás marcas del mercado, se pueden encontrar variedad de relés de protección con diferentes funcionalidades y alcance. El tipo de relé que se analizará para el tema de la protección por sobrecorriente es el Micom P139.

En el archivo de ajustes se encuentran tres carpetas llamadas:

Parameters

Operation

Events

En la figura 44 aparecen las carpetas en donde se encuentra toda la configuración del relé.

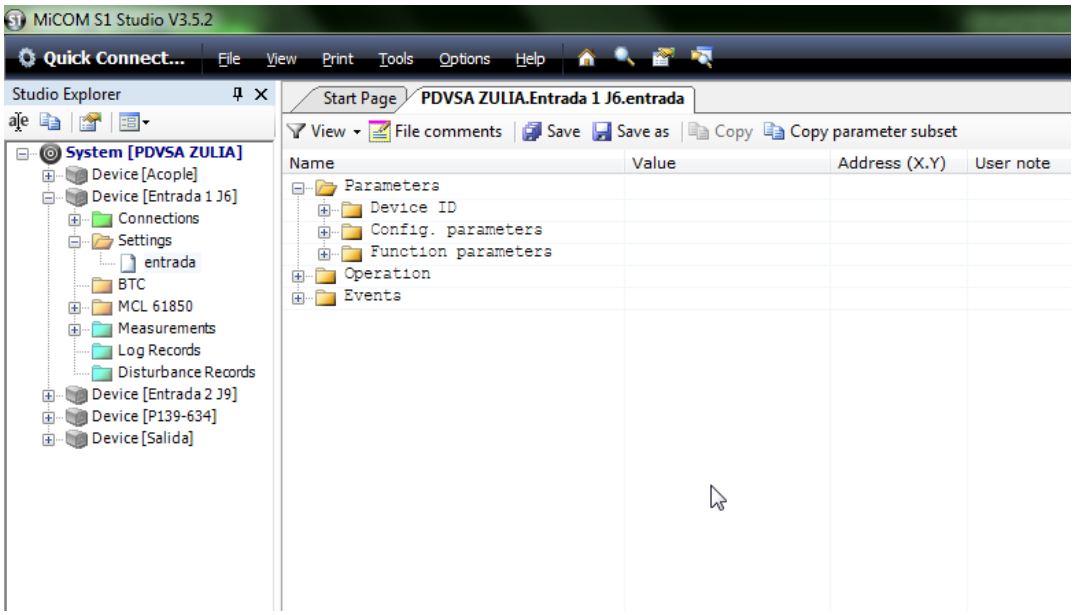


Figura 44: Apariencia de la primera pantalla en un relé Schneider Micom P139

En la carpeta donde se encuentra todo el tema de ajustes generales del relé es en parameters, esta a su vez se divide en tres subcarpetas:

Device ID: En la cual se encuentra información del relé como es la versión del software y las características propias del equipo.

Config parameters: En esta carpeta se habilitan las funciones de protección, las entradas binarias del relé y se programan las salidas digitales para que operen por protecciones o por lógicas que contienen una serie de enclavamientos.

Funtion parameters: En esta parte básicamente es en donde se ajustan las protecciones que se encuentran habilitadas. La nomenclatura de las funciones de protección es propia de este tipo de relé. En la figura 45 se observa un relé P139 ajustado con la función 51 que se programó en el software del equipo Omicron:

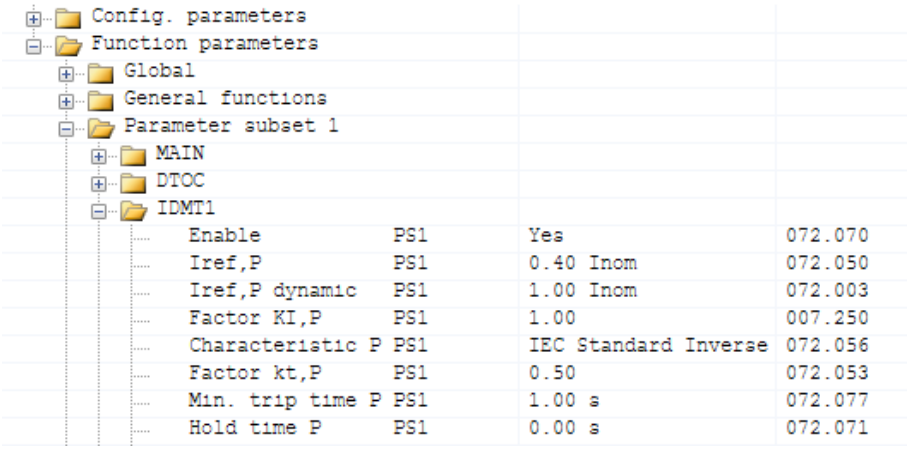


Figura 45: Ajuste de la protección 51 en el relé Schneider Micom P139

Dentro de Parameters subset 1 se encuentran las carpetas con cada función, IDMT1 es en relé Micom P139 son las funciones de sobrecorriente temporizada de fases y de neutro 51/51N. Los ajustes importantes que hay que tener en cuenta son:

Iref, P: Es el arranque de la función 51 que en este caso es 0,4 Inom, es decir el 40% de la corriente del CT que si es de 1 Amperio secundario este arranque sería 400 mA y si es de 5 A el valor de arranque sería 2 A secundarios como se programó en la curva de Omicron.

Characteristic P: En este ajuste se programa la curva a la cual va a operar esta protección, en este caso es la IEC Standard Inverse.

Este relé tiene la posibilidad de ajustar varias curvas estándar de IEC, IEEE y ANSI como se observa en la figura 46.

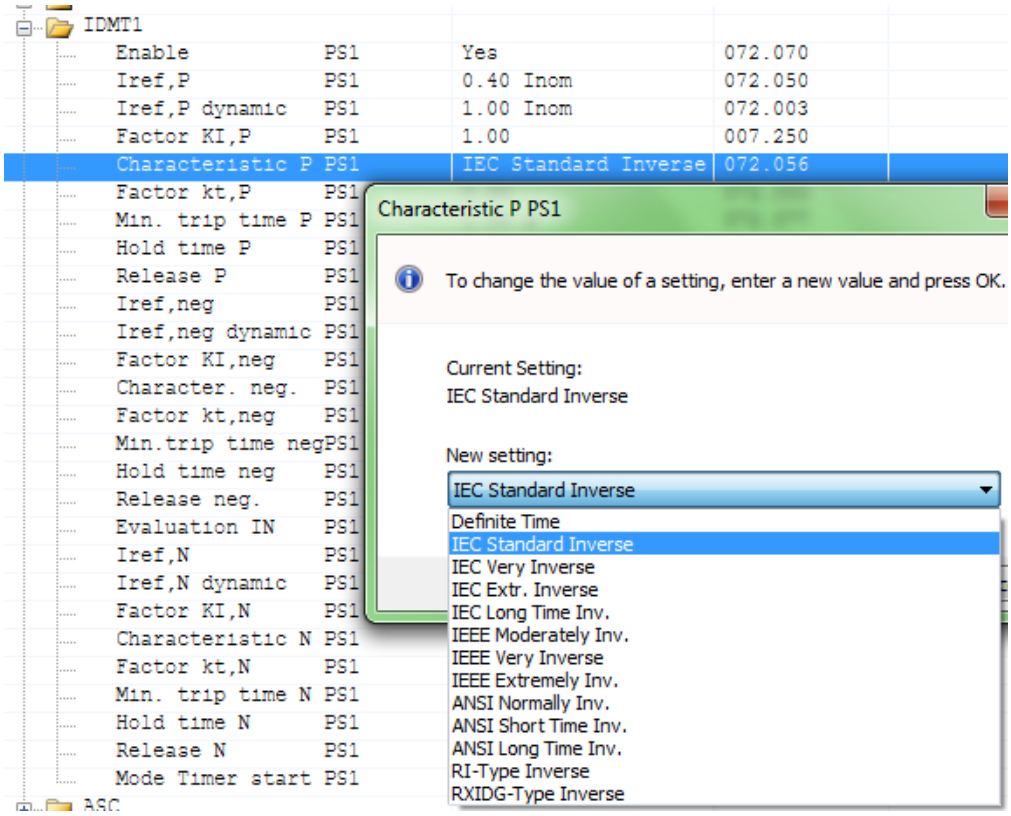


Figura 46: Curvas estandarizadas en la librería del relé Schneider Micom P139

Factor kt, P: Es el tiempo de retardo a la operación de la protección, el ajustado es 0,5

Para el ajuste de la protección 51N se programa igual pero en lugar de P se hace en N.

En DTOC se encuentran los ajustes de las funciones 50/50N sobrecorriente instantánea siendo I> e I>> los valores de arranque para dos etapas, tI> y tI>> los tiempos de retardo para la operación de cada una de estas etapas como se puede ver en la figura 47.

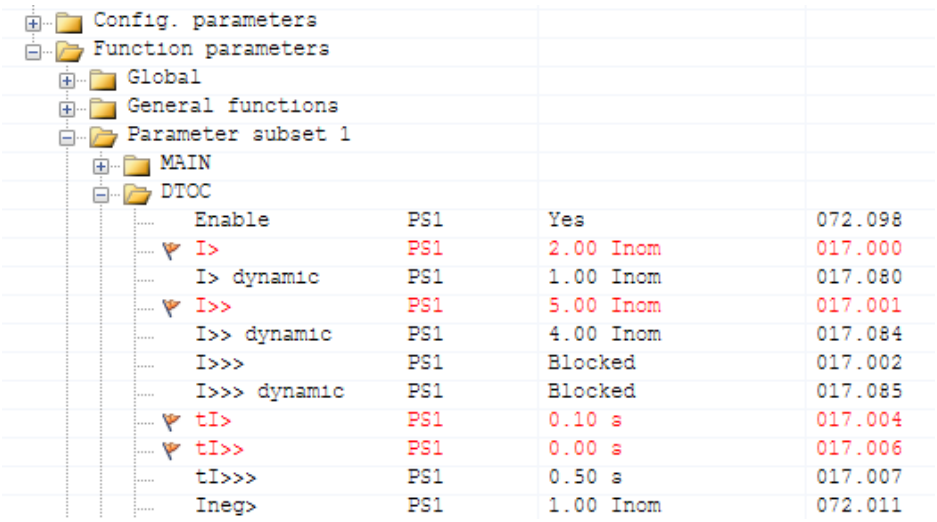


Figura 47: Ajuste de la protección 50 en el relé Schneider Micom P139

Los ajustes para tener en cuenta son los que están en rojo, los cuales cambian de color y aparecen con una bandera cuando se cambia su valor y no se ha guardado.

I>: Es el valor de corriente de la primera etapa de la protección 50, en este caso es de 2.00 Inom, que para el ejemplo sería 10 A secundarios.

I>>: 5.00 Inom es ecir 25 A secundarios.

tI> tI>>: Es el tiempo de retardo a la operación de la protección 50 etapa 1 y 2. En este caso es de 100 ms para la 1 y 0 S para la 2.

Para realizar la prueba de estos tres ajustes en el programa de Omicron en la aplicación overcurrent, teniendo programada la curva con todos los puntos a probar, en la pestaña superior Home está el símbolo Run, con el cual se inicia la prueba. Los resultados obtenidos en este relé se observan en la figura 12.

Relé General Electric Multilin 750

De GE un relé muy representativo el cual tiene una aplicación general par alimentadores es el F750. La apariencia de la primera pantalla que se puede encontrar al abrir el programa es la que se muestra en la figura 48.

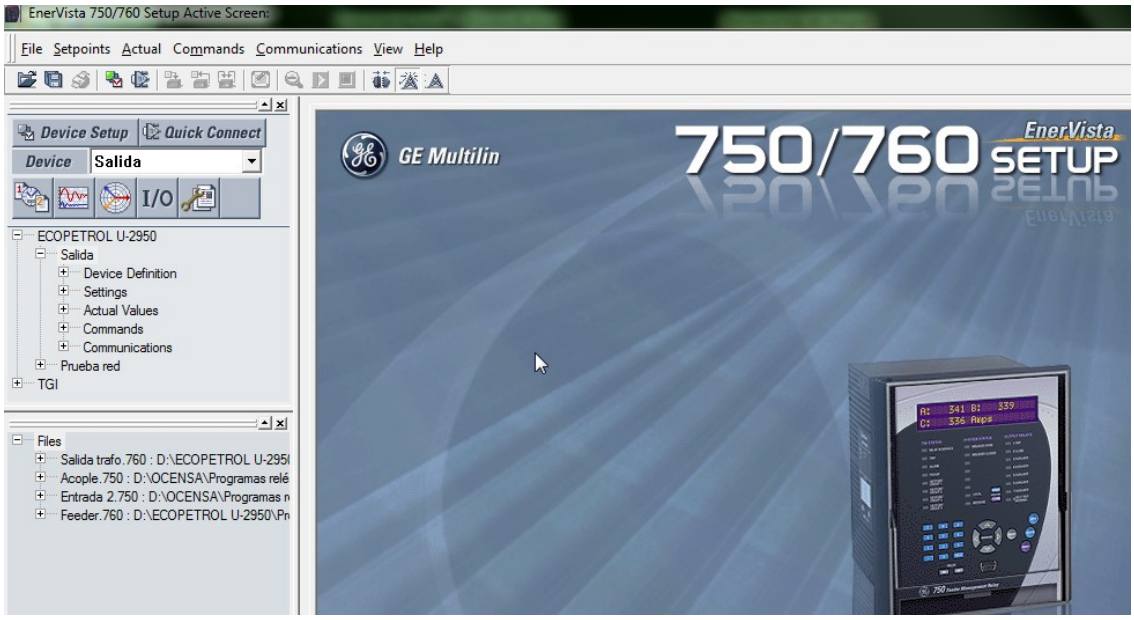


Figura 48: Primera pantalla del software del relé Multilin 750/760

En esta imagen se puede observar que en la parte izquierda hay dos ventanas, la superior es para trabajar conectado al relé on line y la inferior para trabajar desconectado u off line.

Dentro de la carpeta “protections” se encuentran todos los ajustes relacionados con las protecciones. En la imagen de la figura 49 se observan las protecciones que se pueden ajustar en este relé

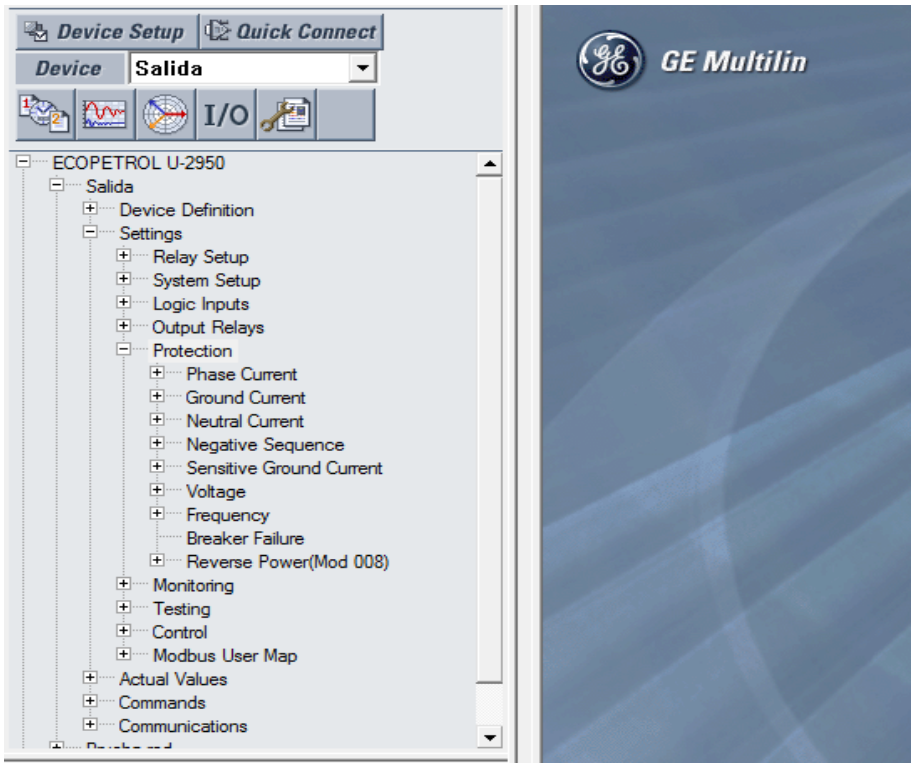


Figura 49: Protecciones contenidas en el relé Multilin F750/760

Para continuar con los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de fases en la figura 50 observamos el ajuste de la función 51 con los mismos ajustes que se programaron en el software de Omicron así:

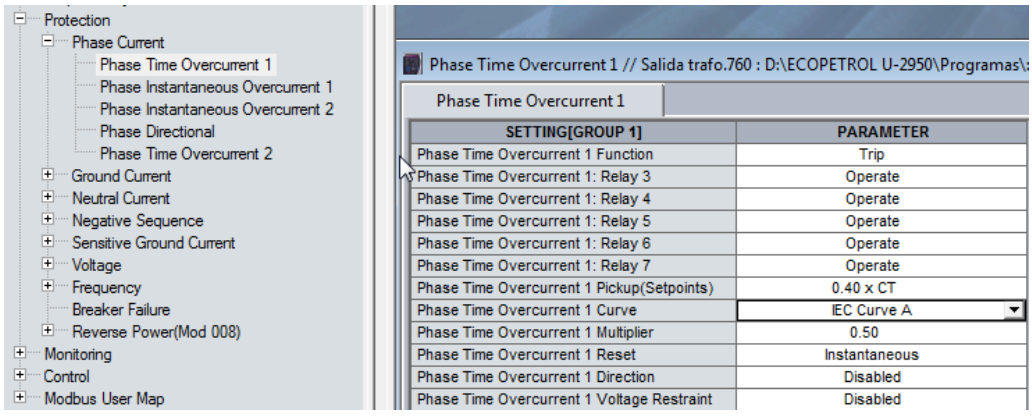


Figura 50: Ajuste de la protección 51 en el relé Multilin 750

Igual que en el relé Schneider Electric en este se programa la función 51 de la misma manera:

Phase Time Overcurrent 1 Pick up: 0.40 x CT, es decir 2 A secundarios.

Phase Time Overcurrrent 1 Multiplier: 0.50

Phase Time Overcurrent 1 Curve: IEC Curve A. Esta curva es la equivalente de la IEC normal inversa. De la misma manera que otras marcas, este relé tiene la posibilidad de ajustar varias curvas de protección entra algunas las que aparecen en la figura 51.

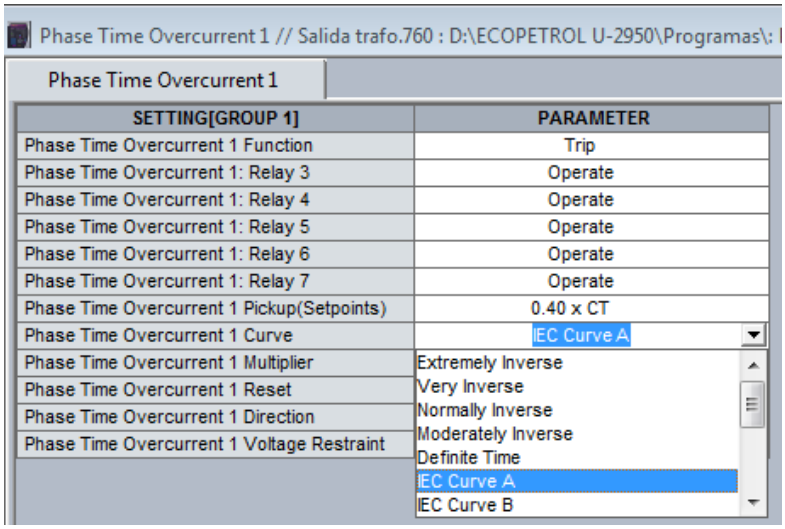


Figura 51: Curvas disponibles en el relé Multilin 750

Las primeras curvas que se muestran son basadas en la norma ANSI, las siguientes son las IEC e IAC que en su orden son:

IEC Curve A cuya equivalencia es la IEC normal inversa
IEC Curve B equivalente a la IEC muy inversa
IEC Curve C igual que la IEC extremadamente inversa
IAC Extrreme inverse
IAC Very inverse
IAC Inverse
IAC Short inverse
En cuanto a los ajustes de las protecciones por sobrecorriente instantánea de fases, estos se encuentran en Phase Instantaneous Overcurrent 1 y 2 como se puede observar en la figura 52.

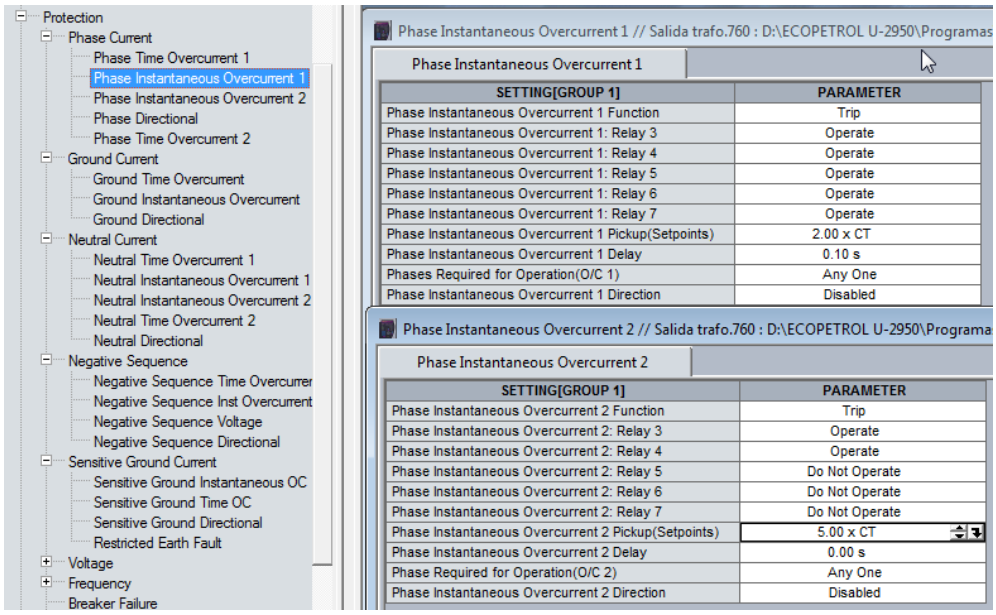


Figura 52: Ajuste de la función 50 etapas 1 y 2 en el relé Multilin 750

En la anterior imagen se puede ver que los ajustes de la función 50 etapa 1 son 10 A secundarios con un retardo de 100 ms y la etapa 2 con 25 A y un delay de 0 S.

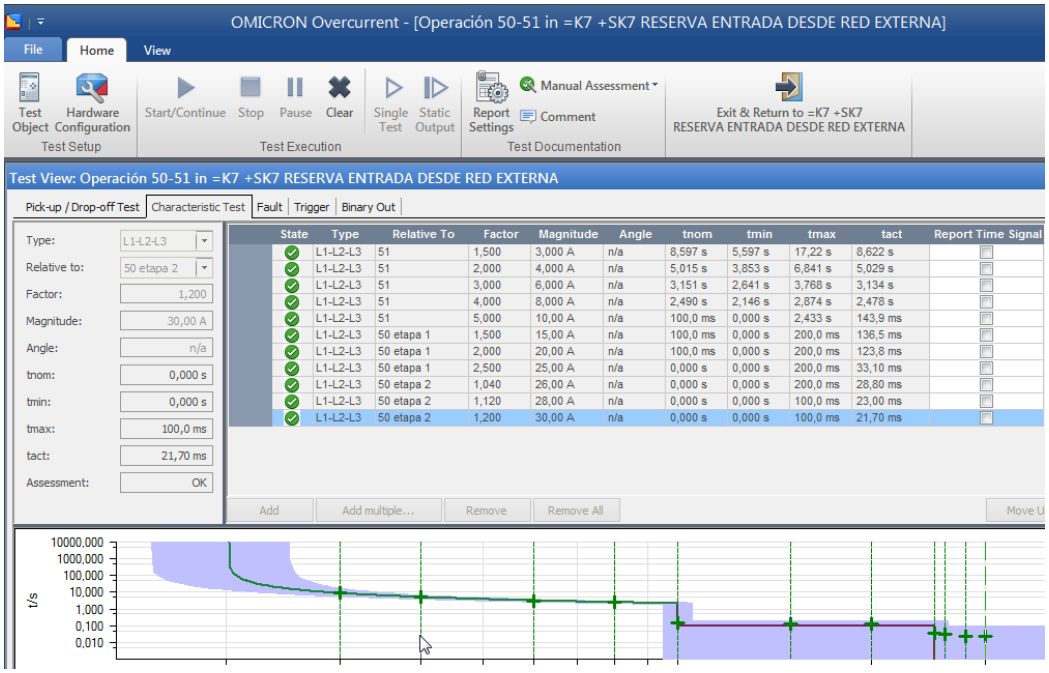


Figura 53: Operación Sobrecorriente 51/50 en un relé GE Multilin 750

Relé de protección SEL 751

EL relé SEL también está destinado como alimentador, es decir con las funciones de protección generales para un circuito que lleva energía hacia otro sistema.

Cuando se abre un archivo de configuración del relé SEL la apariencia de la primera pantalla es la que se puede observar en la figura 54.

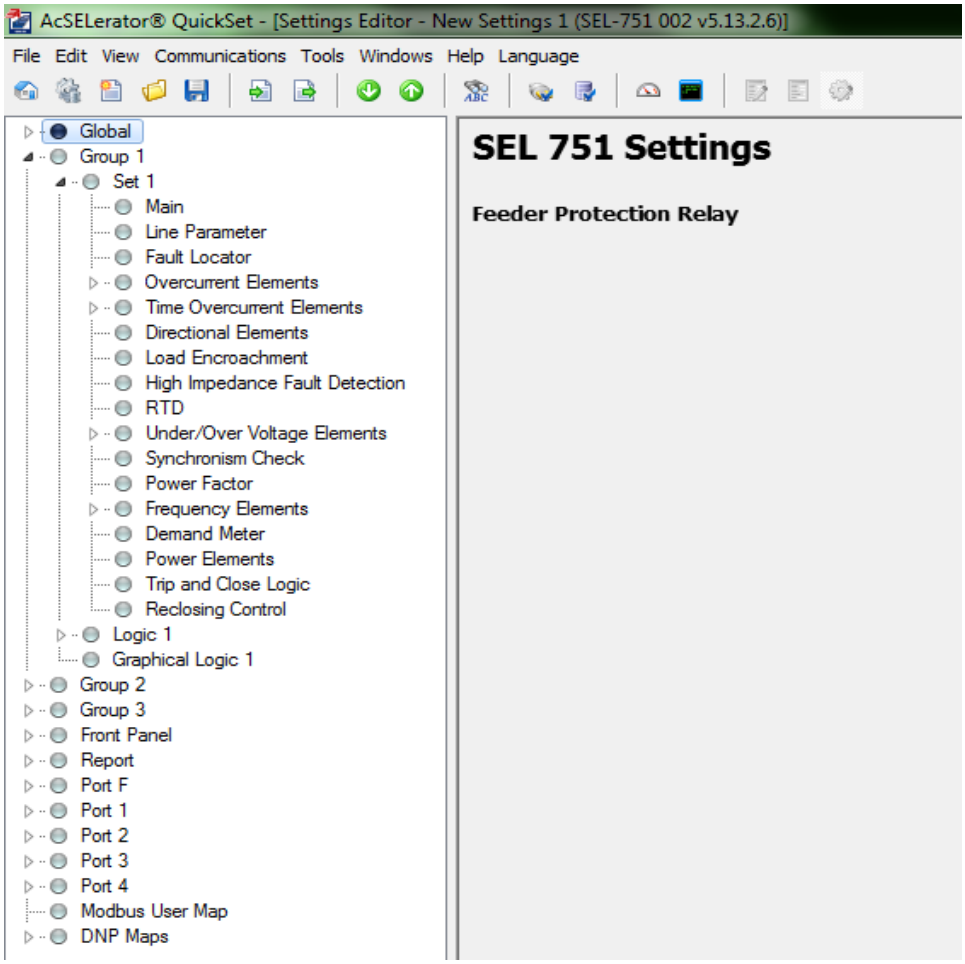


Figura 54: Ventana de configuración del relé SEL 751

En la imagen se observan los menús que se pueden desplegar cuando se abre el archivo.

Dentro del menú *"*Group" se encuentran todos los ajustes de protecciones en Set 1 y las lógicas de operación para enclavamientos en Logic 1. Para el caso de análisis de los ajustes de la protección de sobrecorriente, estos se encuentran dentro de los submenús

Time overcurrent elements y *overcurrents elements.* Dentro de cada uno de estos podemos encontrar las protecciones inherentes a la sobrecorriente temporizada e instantánea.

En cuanto a la sobrecorriente temporizada el relé SEL 751 muestra las opciones de ajustar las funciones de protección 51, 51N, 67 y 1G. El ajuste de la función 51 se puede realizar individualmente por cada una de las tres fases en el menú “Phase TOC” y el ajuste trifásico en “Maximum Phase TOC”, dentro del cual tenemos dos etapas de corriente: *Element 1* y *Element 2.* En Element 1 siguiendo el mismo ejemplo de ajuste de la protección 51 tenemos:

51P1P Time Overcurrent Trip pickup (amp sec): Es el arranque de la protección de sobrecorriente. Como en los demás relés en este también se coloca el valor secundario.

51P1C TOC Curve Selection: Es la selección de las curvas estándar, en el que se encuentran:

U1: ANSI moderadamente inversa
U2: ANSI inversa
U3: ANSI muy inversa
U4: ANSI extremadamente inversa
U5: ANSI inversa de tiempo corto
C1: IEC estándar inversa
C2: IEC muy inversa
C3: IEC extremadamente inversa
C4: IEC inversa de tiempo largo
C5: IEC inversa de tiempo corto.

51P1TD TOC Time Dial: Es el factor de tiempo de retardo en la operación de la función.

Estos tres son los principales elementos que se deben tener en cuenta para ajustar una protección de sobrecorriente temporizada, por lo tanto la aplicación del ejemplo quedaría como se muestra en la figura 55.

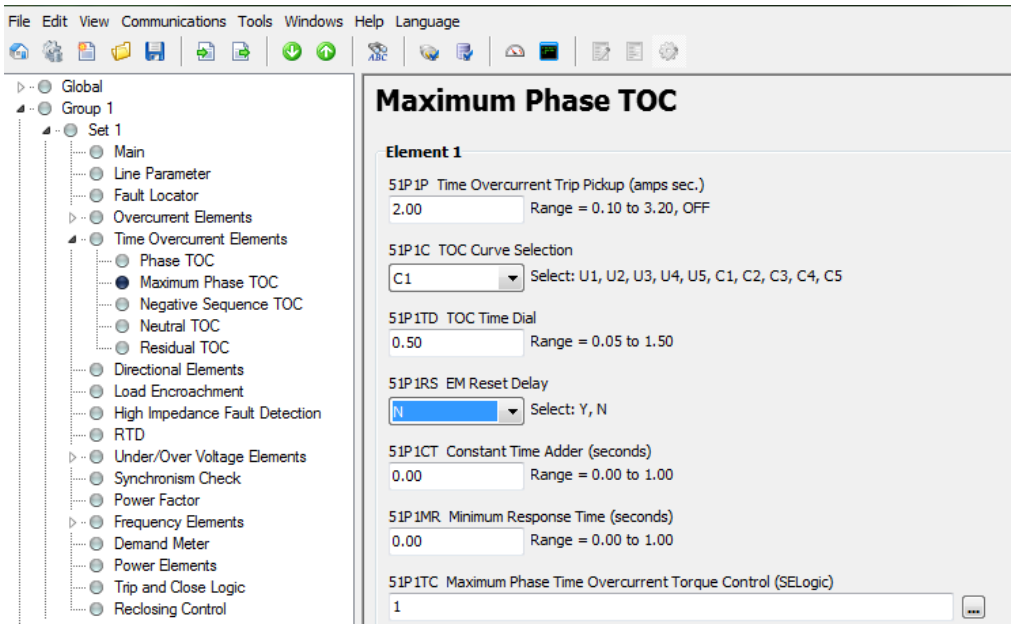


Figura 55: Ajuste de la sobrecorriente temporizada de fases 51 en un relé SEL 751

La protección de sobrecorriente instantánea, se encuentra en el submenú “Overcurrent Elements” y para ajustar la función 50 se hace en “Maximum Phase Overcurrrent” donde se encuentran cuatro elementos o posibles ajustes asi (Element 1):

50P1P Maximum Phase Overcurrent Trip Pickup (amp sec): Arranque o umbral de corriente con el cual el relé detecta el nivel de sobrecorriente.

50P1D Maximum Phase Overcurrent Trip Delay (seconds): Tiempo de retardo a la operación de la función.

Igualmente los ajustes del ejemplo se observan en la siguiente figura 56.

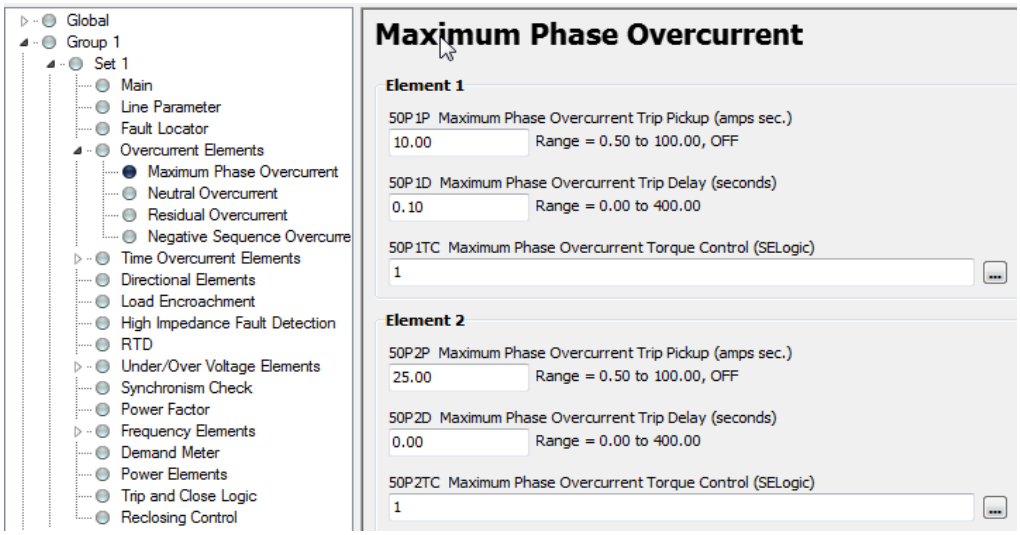


Figura 56: Ajuste de la protección 50 en un relé SEL-751

El resultado de la prueba en el relé se encuentra en la figura 57.

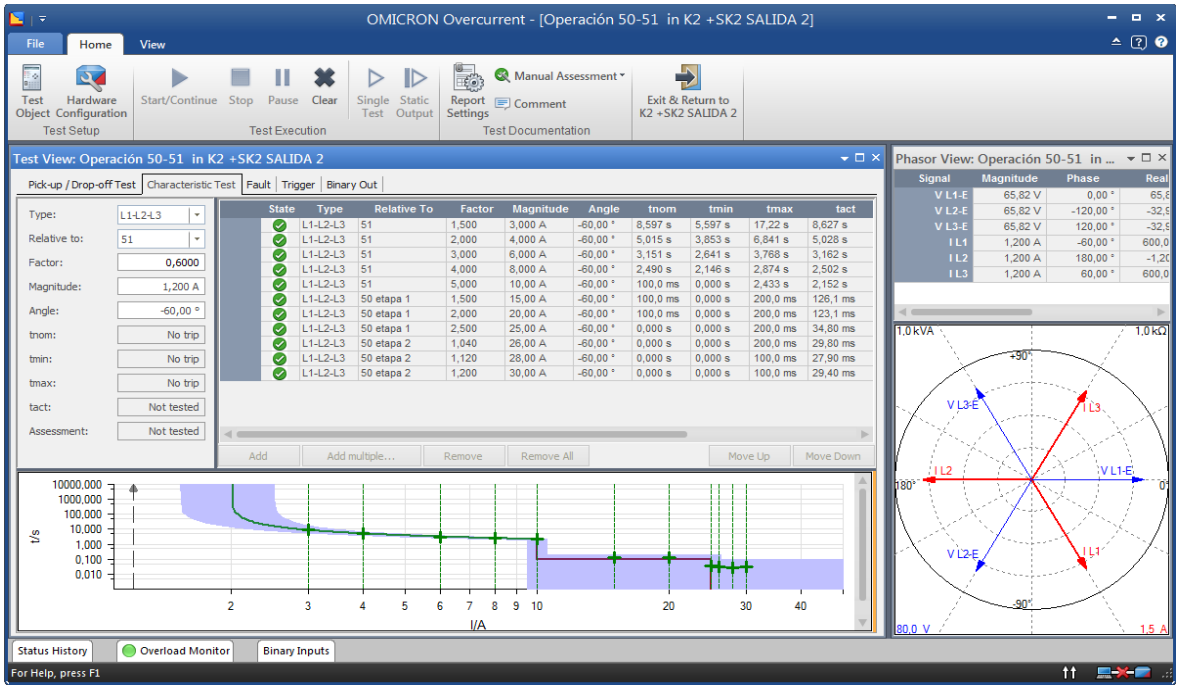


Figura 57: Operación Sobrecorriente 51/50 en un relé SEL 751

Cuando el tiempo de operación está dentro de los límites programados en el equipo Omicron, el resultado se muestra con una cruz de color verde que significa satisfactorio, de lo contrario aparece una equis de color rojo que significa que la prueba no es satisfactoria.

En los relés de las tres marcas en las cuales se realizaron las pruebas se puede evidenciar una similitud en el tiempo de respuesta a cada una de las fallas tanto de sobrecorriente temporizada como de las dos etapas de instantánea. En seguida se encuentra una tabla comparativa con los tiempos de operación y el error relativo de los tres relés.

4.2. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO / TIERRA

En media tensión los circuitos trifásicos se ven sometidos a fallas a tierra cuando por accidente una de las fases se pone en contacto con la tierra y las fallas a neutro cuando una de las fases es sobrecargada.

Las fallas a tierra dependen de la forma como se aterrice el neutro del transformador alimentador de una barra. En distribución se acostumbra a dejar el neutro sólidamente aterrizado por lo que las fallas a tierra de una de las fases produce una corriente elevada. Los relés de protección pueden medir o calcular la corriente de neutro ya que las tres fases son cableadas el relé puede calcular el neutro con la suma vectorial de las fases.

Los relés de protección tienen una entrada análoga dedicada a esta función en la cual se puede cablear la corriente proveniente de un CT toroidal que permita medir la corriente de la barra de neutro para el caso de baja tensión. Para media tensión esta señal también se puede tomar de un toroidal por el que pasen las tres fases de tal manera que siempre esté midiendo la sumatoria vectorial de las tres fases. Otra opción es cablear en esta entrada análoga del relé, el neutro de las tres fases de los secundarios de los Cts para que se haga la misma media en el relé. Con estas dos últimas opciones se está llevando la señal de corriente para habilitar en el relé la función de sobrecorriente de neutro medida.

A pesar de que el relé tiene la entrada disponible para esta medida, hay una opción para que el calcule la magnitud de la corriente de neutro a partir de la medida de las de fases. Para esto no se cablea nada y en algunos relés se da la opción de la protección calculada.

La programación de la sobrecorriente temporizada 51N e instantánea 50N en el equipo Omicron, son muy similares al ajuste para la función de sobrecorriente de fases 51 y 50. Hay que tener presente únicamente dos variaciones.

La primera es en la ventana “Overcurrent Protection Parameters”, el tipo de elemento a seleccionar debe ser “Residual”, dependiendo de los ajustes se agregan tantos como sea necesario como se observa en la figura 58.

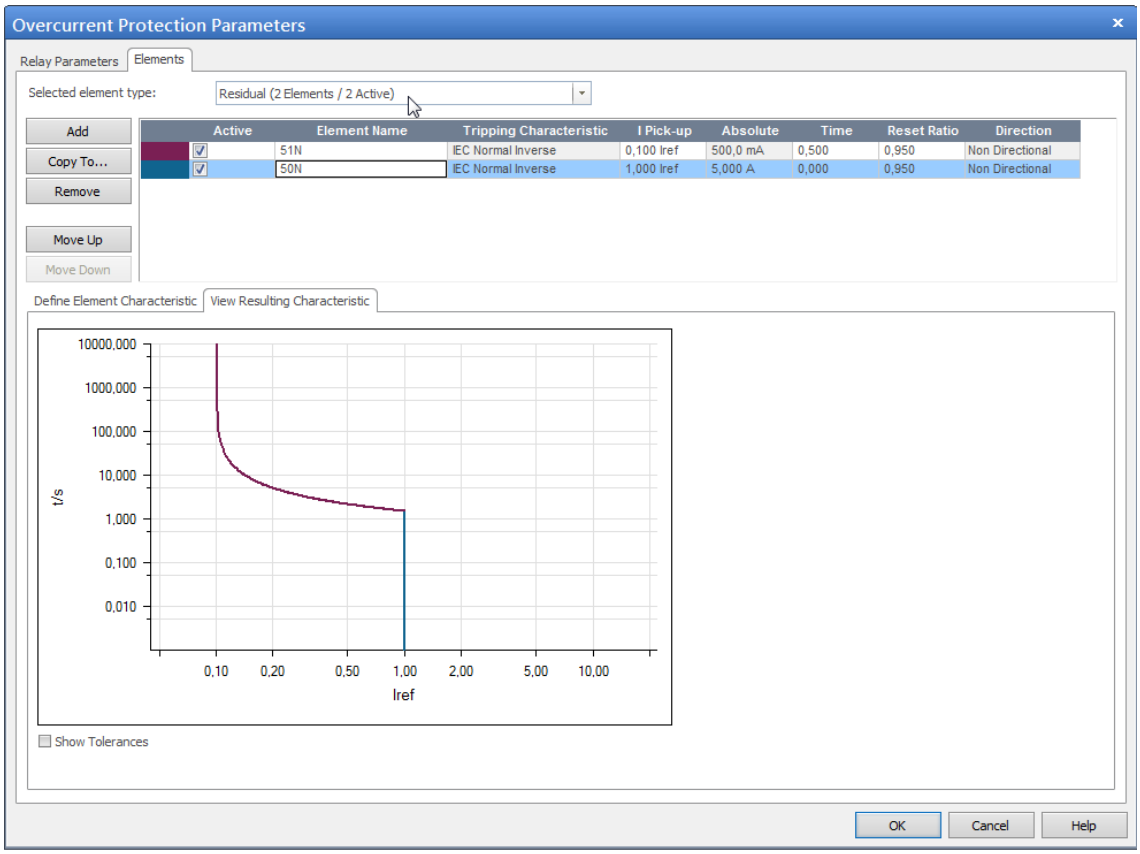


Figura 58: Ajustes de la protección 51N/50N en el software Omicron

En la imagen anterior se observa el ajuste de una sobrecorriente temporizada y una instantánea de neutro y tomando como ejemplo los Cts de 400/5 asi:

Protección	Pick up	Valor secundario	Porcentaje de CT	Curva	Delay
51N	40 A	0.5 A	0.1	IEC normal inversa	0,5
50N	400 A	5 A	1	Tiempo definido	0

Tabla 3: Ajustes de sobrecorriente de neutro

El segundo factor a tener en cuenta en el ajuste de estas protecciones (diferente al ajuste de fases) es en la ventana "Test view: Overcurrent" en "Characteristic Test" en la columna "Type" el tipo de inyección que se debe hacer para probar esta protección; las opciones que se pueden escoger son:

L1-E: Fase A únicamente con retorno por el neutro

L2-E: Fase B únicamente con retorno por el neutro

L3-E: Fase C únicamente con retorno por el neutro

3I0: Corriente de secuencia cero. La inyección se hace por las tres fases y el retorno por el neutro.

Como se puede observar en los cuatro casos el retorno se hace por el neutro del equipo de inyección de tal manera que los relés puedan medir o calcular este valor. La tabla con los puntos de prueba de los ajustes mencionados anteriormente quedarían como en la figura 59.

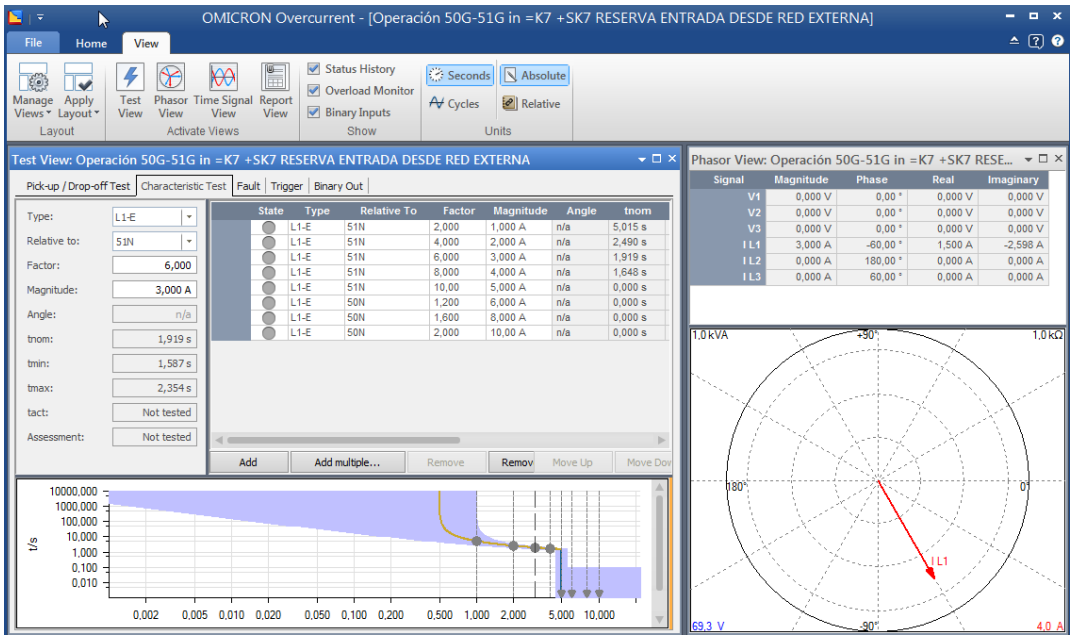


Figura 59: Puntos de prueba para la protección 51N y 50N

Como se muestra en la figura anterior, el tipo de prueba que se escoje es 3I0 por lo que la magnitud de corriente inyectada, por ejemplo para el primer valor es de 1 A sumados por las tres fases, es decir 333,3 mA por cada una de estas como lo muestra la ventana “Phasor View” la derecha de la imagen.

Cuando la corriente de prueba se inyecta por una entrada dedicada para esta función (como se puede observar n la figura 60 en los terminales G10-H10 del relé Multilin F750), se hace por una de las tres fases del equipo Omicron que es la que se conecta a la entrada del relé; cuando el relé calcula esta señal a partir de las tres fases, se puede inyectar de las dos maneras: cualquier fase a neutro o las tres fases en secuencia cero, el relé lo calcula igual de las dos maneras.

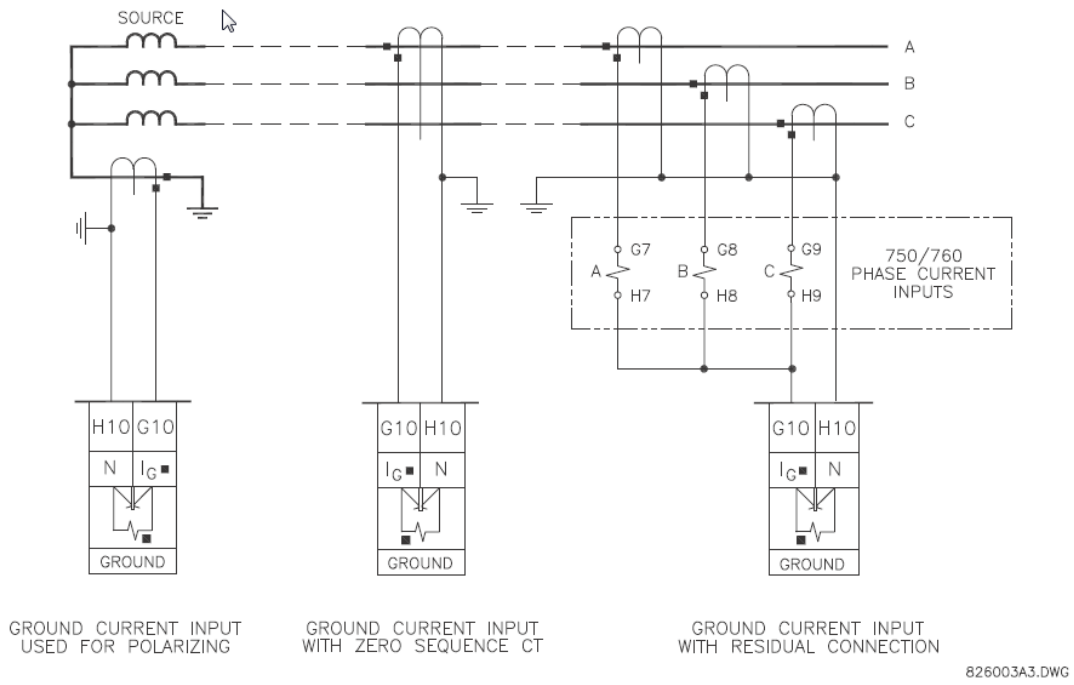


Figura 60: Conexión de los secundarios de los CTs en un relé multilín F750.

Nota: Extraido de 750/760 Feeder Management Relay, Instruction Manual. (p. 72) por GE Multilin, 2010, Ontario. Copyright 2010 por GE Multilin.

4.2.1. Ajuste de la protección de sobrecorriente de neutro en los relés de protección.

Micom P139 de Schneider Electric

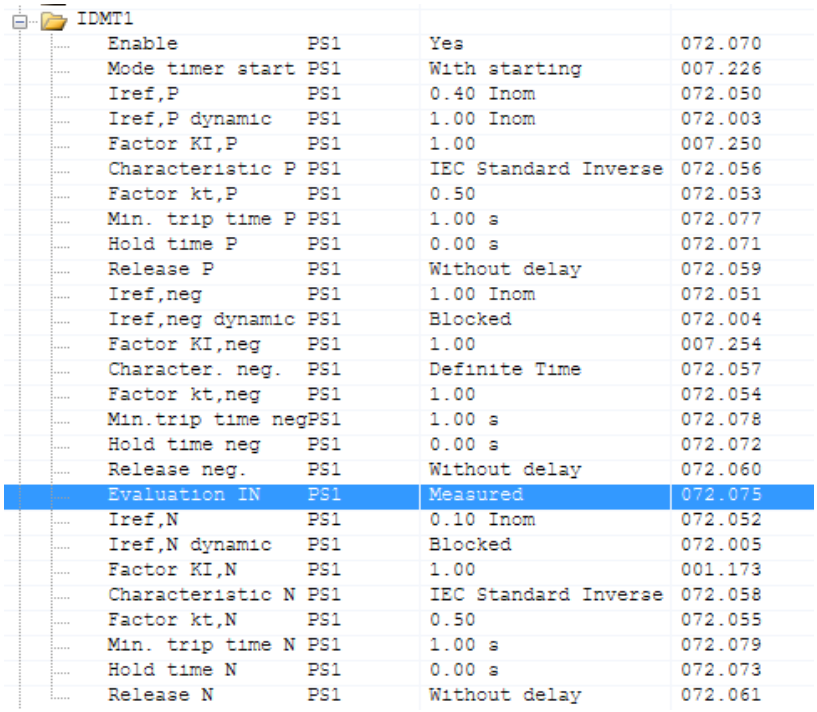
El ajuste de las protecciones de Neutro es similar al de las de fases y para esta, también aplican las mismas curvas normalizadas. Lo que cambia es la nomenclatura de la función así:

Iref, N: Es el arranque de la función 51N que en este caso es 0,1 Inom, es decir el 10% de la corriente del CT que para un valor secundario de 5 A el valor de arranque sería 0,5 A como se programó en la curva de Omicron.

Characteristic N: En este ajuste se programa la curva a la cual va a operar esta protección, en este caso es la IEC Standard Inverse.

Factor kt, N: Es el tiempo de retardo a la operación de la protección, el ajustado es 0,5.

Otro factor importante a tener en cuenta es la forma como el relé toma la señal para la protección, en este caso "Evaluation IN" que en este caso se escoge *Measured,* es decir la señal de corriente es tomada de un transformador toroidal o del neutro resultante de las tres fases. Los ajustes se pueden observar en la figura 61.



IDMT1			
Enable	PS1	Yes	072.070
Mode timer start	PS1	With starting	007.226
Iref,P	PS1	0.40 Inom	072.050
Iref,P dynamic	PS1	1.00 Inom	072.003
Factor KI,P	PS1	1.00	007.250
Characteristic P	PS1	IEC Standard Inverse	072.056
Factor kt,P	PS1	0.50	072.053
Min. trip time P	PS1	1.00 s	072.077
Hold time P	PS1	0.00 s	072.071
Release P	PS1	Without delay	072.059
Iref,neg	PS1	1.00 Inom	072.051
Iref,neg dynamic	PS1	Blocked	072.004
Factor KI,neg	PS1	1.00	007.254
Character. neg.	PS1	Definite Time	072.057
Factor kt,neg	PS1	1.00	072.054
Min.trip time neg	PS1	1.00 s	072.078
Hold time neg	PS1	0.00 s	072.072
Release neg.	PS1	Without delay	072.060
Evaluation IN	PS1	Measured	072.075
Iref,N	PS1	0.10 Inom	072.052
Iref,N dynamic	PS1	Blocked	072.005
Factor KI,N	PS1	1.00	001.173
Characteristic N	PS1	IEC Standard Inverse	072.058
Factor kt,N	PS1	0.50	072.055
Min. trip time N	PS1	1.00 s	072.079
Hold time N	PS1	0.00 s	072.073
Release N	PS1	Without delay	072.061

Figura 61: Ajuste de la protección 51N en el relé Schneider Micom P139

En cuanto a la función 50N el ajuste en el relé es similar al 50 como se observa en la figura 62; en este caso también se debe definir si la señal es medida o calculada.

Eval. IN>	PS1	Measured	072.128
Eval. IN>>	PS1	Measured	007.239
Eval. IN>>>	PS1	Measured	007.243
IN>	PS1	1.000 Inom	017.003
IN> dynamic	PS1	0.250 Inom	017.081
IN>>	PS1	Blocked	017.009
IN>> dynamic	PS1	Blocked	017.086
IN>>>	PS1	Blocked	017.018
IN>>> dynamic	PS1	Blocked	017.087
IN>>>>	PS1	Blocked	072.018
IN>>>> dyn.	PS1	Blocked	072.036
tIN>	PS1	0.00 s	017.008
tIN>>	PS1	0.50 s	017.010
tIN>>>	PS1	0.50 s	017.019
tIN>>>>	PS1	0.50 s	072.030
Puls.prol.IN>,int	PS1	0.08 s	017.055
tIN>,interm.	PS1	Blocked	017.056
Hold-t. tIN>,intm	PS1	0.0 s	017.057

Figura 62: Ajuste de la protección 50N en el relé Schneider Micom P139

Relé Multilin F750 de General Electric

En este relé de igual manera los ajustes de esta función son similares a los ajustes de la sobrecorriente de fases. En la imagen de la figura 63 se observan los ajustes de 50N y 51N.

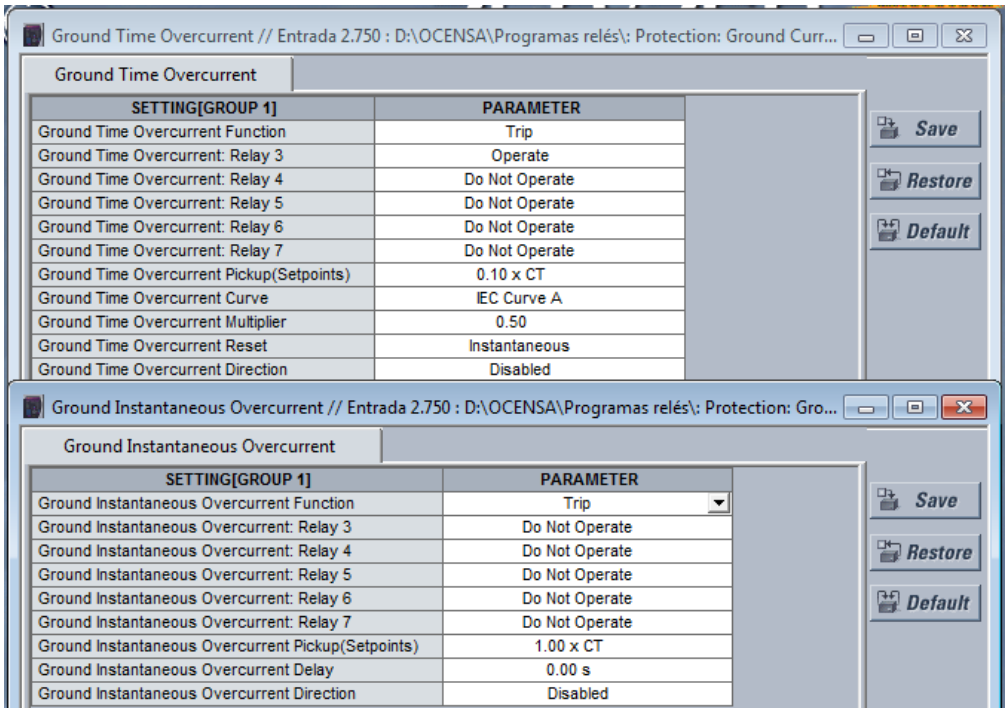


Figura 63: Ajuste de la protección 50N y 51N en un relé Multilin 750.

Aunque en el programa del relé no muestra la opción para que la señal de corriente de neutro o tierra sea medida o calculada, en el manual de este aclara que el relé de todos modos calcula la corriente residual con las señales trifásicas de corriente.

El resultado de la prueba a este relé se puede observar en la figura 64.

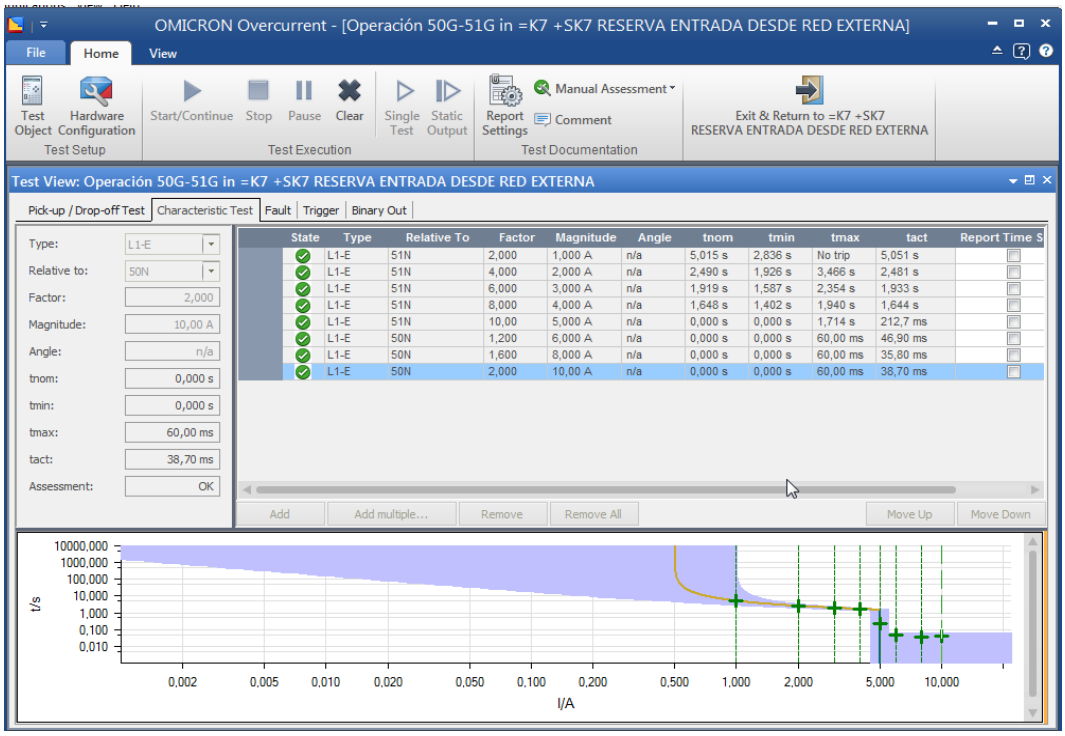


Figura 64: Operación Sobrecorriente 51N/50N en Relé Multilin 750

Relé SEL:

La sobrecorriente de tierra temporizada se ajusta en el relé SEL de una manera similar que la sobrecorriente de fases, en donde se debe especificar la curva, la corriente de arranque o pickup y el factor de retardo que desplaza la curva verticalmente. De forma similar para la protección de sobrecorriente instantánea de tierra.

Los ajuste presentados inicialmente y como se ha mostrado en los demás relés, para el SEL 751 quedaría como se muestra en la figura 65.

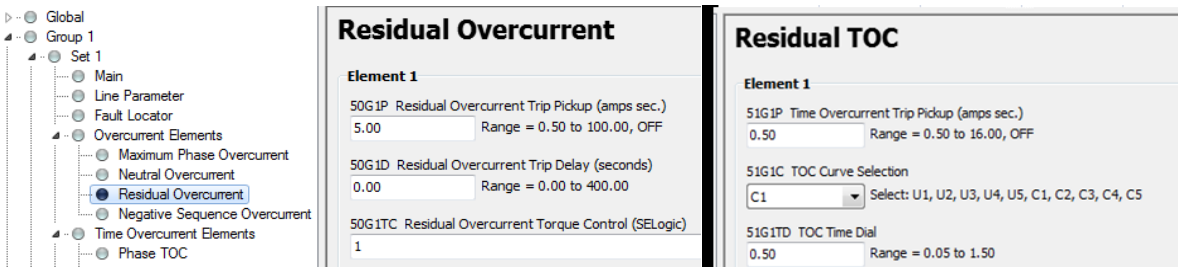


Figura 65: Ajustes de las protecciones 50G y 51G en el relé SEL 751

4.3. DIRECCIONALIDAD EN LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE:

De acuerdo a la nomenclatura ANSI la función de sobrecorriente direccional es la 67 para fases, 67N para neutro y 67G para tierra. Esta función se utiliza en circuitos donde se debe discriminar la dirección de la corriente de falla, es decir en donde la corriente debe fluir en un sentido específico y bloquear el opuesto. Por ejemplo cuando se alimenta una barra desde dos entradas

Para que un relé de protección pueda verificar el sentido de la corriente, esta se debe polarizar con la tensión para tomarla como referencia ya que los fasores de corriente por si solos en el relé no muestran su dirección.

La función 67 aplica para la sobrecorriente de fases es decir las funciones 51 y 50 pero permitiendo la operación en una dirección determinada, igualmente la 67N son las funciones 51N y 50N direccionales.

4.3.1. Direccionalidad para sobrecorriente trifásica:

Los relés de protección determinan la dirección de la corriente tomando como referencia los fasores de las tensiones así:

Corriente	Voltaje de polarización
Fase A	Vbc
Fase b	Vca
Fase C	Vab

Tabla 4: Fasores de referencia para fallas de sobrecorriente direccionales

Nota: Extraido de 750/760 Feeder Management Relay, Instruction Manual. (p. 183) por GE Multilin, 2010, Ontario. Copyright 2010 por GE Multilin.

Los voltajes de referencia para cada una de las fases de corriente son las opuestas a este, es decir las que no estarían involucradas en la falla, puesto que cuando una fase se sobrecarga dependiendo la amplitud de la corriente, el voltaje de dicha fase tiende a ser cero.

Teniendo en cuenta el plano de las tensiones y corrientes, el termino direccionalidad se refiere al área dentro de la cual la protección opera y ésta área comprende 180 grados en el plano, siendo el centro es decir 90° el punto de mayor sensibilidad de la protección. Sabiendo que el voltaje de polarización de cada una de las fases de corriente son las fases no involucradas en la falla y teniendo en cuenta que este fasor está retrasado 90° de la fase de tensión en falla correspondiente, por convención en los relés de protección se toma dicho valor como referencia a la hora de ajustar una protección; así para la corriente de la fase A el fasor de tensión de referencia es Vbc el cual está a -90° del fasor Va.

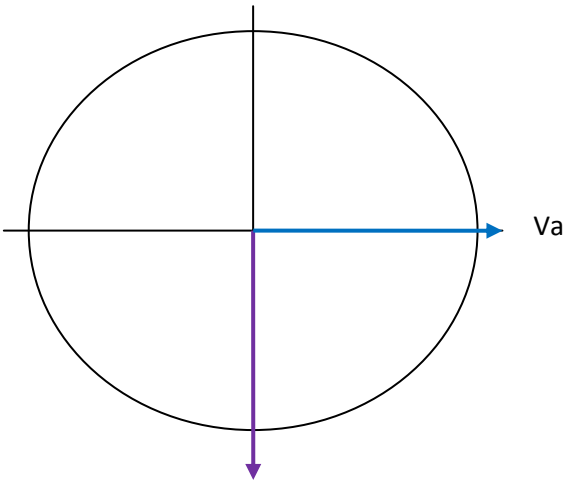


Figura 66: Fasores de tensión para polarizar la corriente de la fase A

Como se puede observar en la figura 66 el voltaje de referencia Vab está retrasado 90° del voltaje Va, teniendo claro que la rotación de los fasores es anti horaria. En circuitos resistivos la corriente se encuentra en fase con la tensión, es decir en la misma dirección y sentido que el fasor de tensión correspondiente, en circuitos capacitivos la corriente adelanta la tensión, mientras que en los inductivos el fasor de corriente está retrasado de la tensión. En los relés de protección se debe ajustar el ángulo de la corriente en el cual la protección direccional tiene mayor sensibilidad, este ángulo es llamado RCA Relay Characteristic Angle; este es contado a partir del fasor de referencia que para el caso de la corriente de la fase A sería el Vbc. Por ejemplo si el

ángulo de mayor sensibilidad en la corriente de un sistema es -30°, en el relé de protección el RCA sería 60°, es decir 90°- 30° (figura 67)

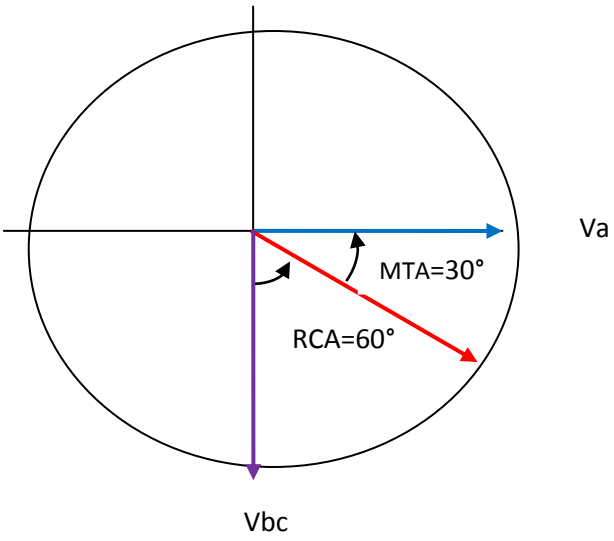


Figura 67: Fasor de corriente direccional con un RCA de 60° para la fase A

Con una característica de este tipo, la protección de sobrecorriente opera para la fase A de -120° hasta 60°, es decir 90° hacia adelante y hacia atrás desde el RCA. Si la falla sucede por fuera de esta área el relé bloquea la operación de la protección.

Otro concepto importante que se debe tener en cuenta es el MTA o *Maximum Torque Angle* el cual es contado desde el fasor de corriente de falla hacia el de voltaje involucrado en la falla es decir desde el RCA hacia el de la fase de voltaje fallada. MTA=-90° + RCA

En algunas marcas de relés el ángulo de mayor sensibilidad ya está predefinido y no se puede configurar, por ejemplo en el Micom P139 de Schneider Electric, este ángulo está definido en 30°, 45° y 60° dependiendo las fases involucradas en la falla.

4.3.2. Ajuste de la direccionalidad en relés de protección

El ángulo que define la mayor sensibilidad del relé para fallas de sobrecorriente direccional depende de la carga que se esté protegiendo y del nivel de tensión del

circuito protegido. Es por esta razón que cada fabricante de relés establece dicho ángulo; algunos relés ya lo tienen definido dependiendo la falla y algunos otros tienen la posibilidad de ajustarlo.

En el relé P139 de Schneider Electric este ángulo ya está definido de acuerdo a la falla presentada de la siguiente manera:

Fase(s) en falla	Corriente de referencia	Voltaje de referencia	RCA
A	Ia	Vbc	45°
B	Ib	Vca	45°
C	Ic	Vab	45°
A-B	Ia	Vbc	60°
B-C	Ic	Vab	30°
C-A	Ic	Vab	60°
A-B-C	Ic	Vab	45°

Tabla 5: Angulos de operación de la direccionalidad de corriente en un relé P139 Schneider (de acuerdo a manual del relé)

Nota: Extraido de Micom Feeder Management and Bay Control. (p. 253) por Schneider Electric, 2010, Francia. Copyright 2010 por Schneider Electric.

En los relés Multilin de última tecnología como son la serie 8 o la UR el ángulo característico del relé se puede ajustar de 0° hasta 359° y está definido como ECA (Element Characteristic Angle). En las versiones anteriores como en el F750 el ángulo que es ajustable es el MTA y su rango de ajuste es -90° a 90°.

4.3.3. Verificación de la direccionalidad con el equipo Omicron CMC

En el módulo Overcurrent en la aplicación RIO, dentro de "Overcurrent Protection Parameters" está la opción de programar la curva de sobrecorriente con característica direccional en la pestaña Relay Parameters (figura 68).

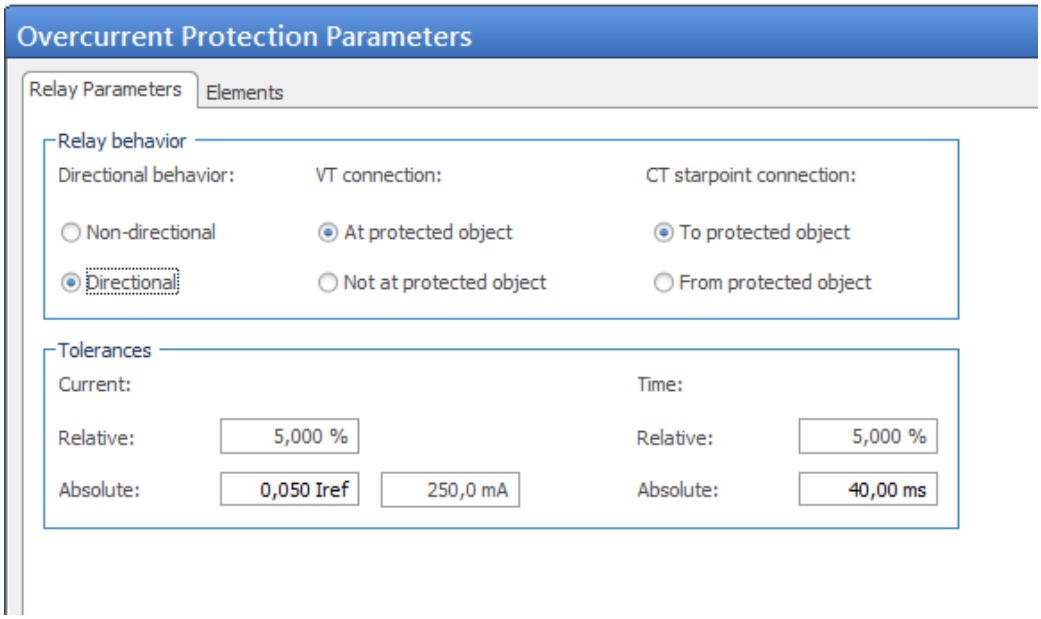


Figura 68: Opción de direccionalidad en el módulo de sobrecorriente

Cuando se selecciona la opción direccional, se activan también las opciones del modo de conexión de los CTs y los PTs. La conexión de los transformadores de tensión se debe tener en cuenta para la prefalla y la posfalla, si estos están conectados al lado de la barra al operar la protección sigue activa, pero si la conexión es hacia la carga, en estos dos estados la tensión se desactiva ya que el interruptor se abre.

En cuanto a los transformadores de corriente la definición de la conexión es importante por el tema de la polaridad; ya que si están conectados hacia la carga la polaridad es directa pero si la conexión es desde la carga, la conexión e inversa afectando completamente la direccionalidad de la protección.

En la pestaña superior "Elements" en la columna "Direction" se activan tres opciones: forward, reverse y non directional; dependiendo el flujo de corriente se selecciona la dirección a la que debe operar la protección.

En la pestaña inferior llamada “Define Element Directional Behavior” se define el área de operación y el MTA (máximum torque angle) es decir el ángulo entre el voltaje y la corriente de la fase fallada. En el ejemplo de la siguiente figura se ajustan la función 51 etapa 1 y la 50 etapa 1 como forward con un MTA de -30° y la 50 tapa 2 como Non Directional.

Luego en la pestaña “View resulting characteristic” se puede observar la característica de la protección en el plano, de acuerdo a los tres ajustes programados en donde el área verde es la operación de la sobrecorriente temporizada 51, la violeta es la de la sobrecorriente instantánea etapa 1 y la amarilla es la sobrecorriente instantánea etapa 2. Los dos primeros ajustes operan entre -120° y 60° y la tercera cubre toda el área del plano ya que no tiene característica direccional. Estos ajustes se dibujan en la aplicación overcurrent como en la figura 69.

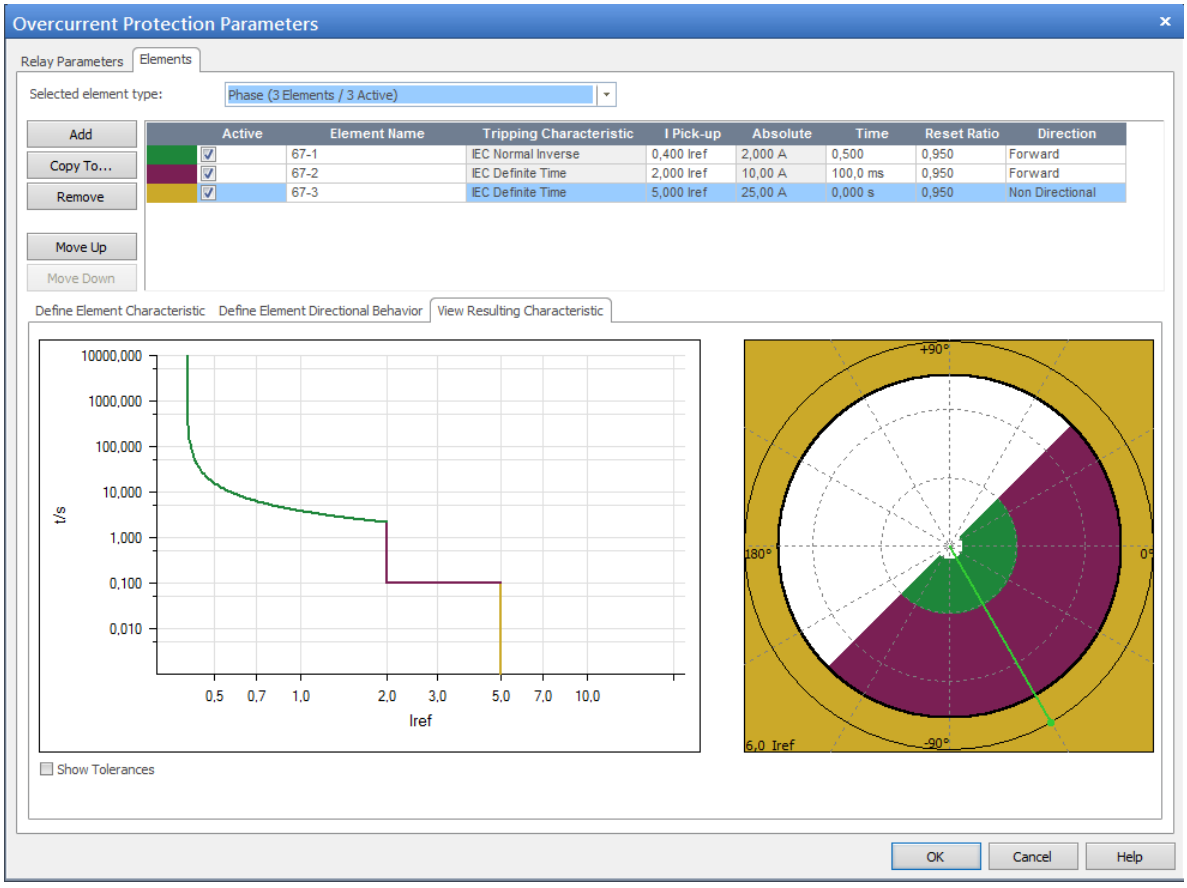


Figura 69: Característica gráfica de los ajustes programados

Luego de ajustados los parámetros de operación en RIO se realiza la prueba de manera similar que la sobrecorriente no direccional; se pueden añadir los puntos que se

requieran manualmente o con el botón “Add multiple” dentro del cual se puede agregar un grupo de puntos dentro de un rango de corriente o dentro de un rango de ángulo. Teniendo en cuenta que el objetivo de la prueba es verificar la operación y el bloqueo de la sobrecorriente dependiendo del ángulo de la corriente, lo mejor es hacer una tabla de puntos variando los ángulos en los mismos puntos de corriente. En la figura 70 se agrega un grupo de puntos variando el ángulo de operación y dejando la misma corriente.

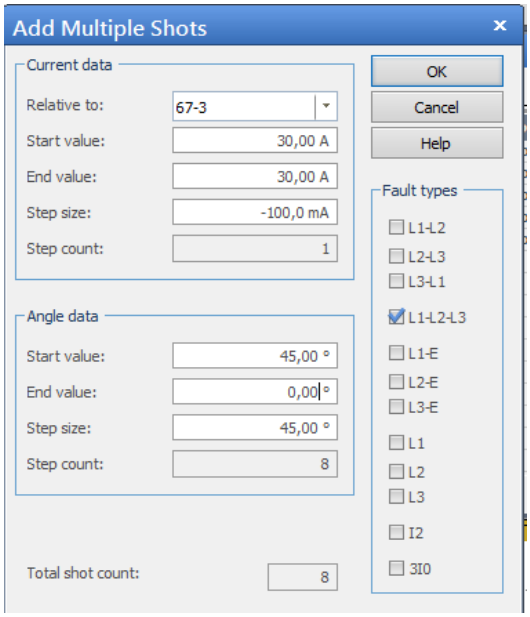


Figura 70: Adición de puntos a probar en el módulo Overcurrent

Cuando la falla es trifásica el ángulo que se ajusta en la tabla es el de la fase A, las otras fases se balancean de acuerdo a este valor. Los puntos de la tabla que están por fuera del área de disparo muestran en la columna “tnom” como “No trip”; al inyectar la falla como el relé no opera, la valija retarda la inyección por un tiempo determinado en “Absolute max time” en la pestaña “Fault”, este tiempo debe ajustarse de tal manera que sea mayor al mayor valor de la columna “tmax” que para el caso de la siguiente figura es 4.212 s para lo cual se programa un tiempo máximo de 5 segudos.

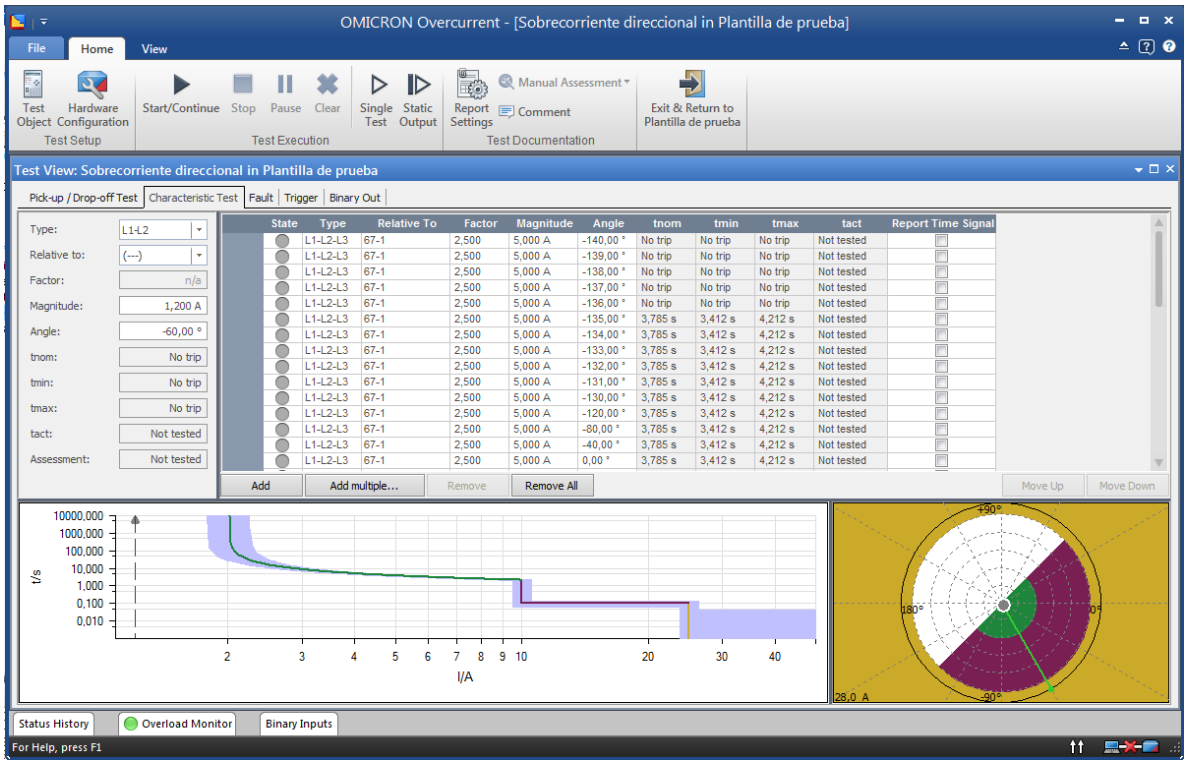


Figura 71: Tabla de puntos de prueba de la corriente direccional de fases.

En la figura 71 se puede evidenciar un primer rango de puntos con la misma magnitud de corriente desde -140° hasta -130° con un paso de 1° para determinar la precisión del relé de protección en la operación dentro del área de disparo, luego viene otro rango con un paso de 10° ya que estos puntos no estarían en los límites de operación si no más cercanos al MTA. De todos modos se pueden agregar los puntos como mejor convenga de acuerdo a la necesidad de cada prueba.

Luego de inyectado el relé la tabla con los resultados de la prueba se ve en la figura 72.

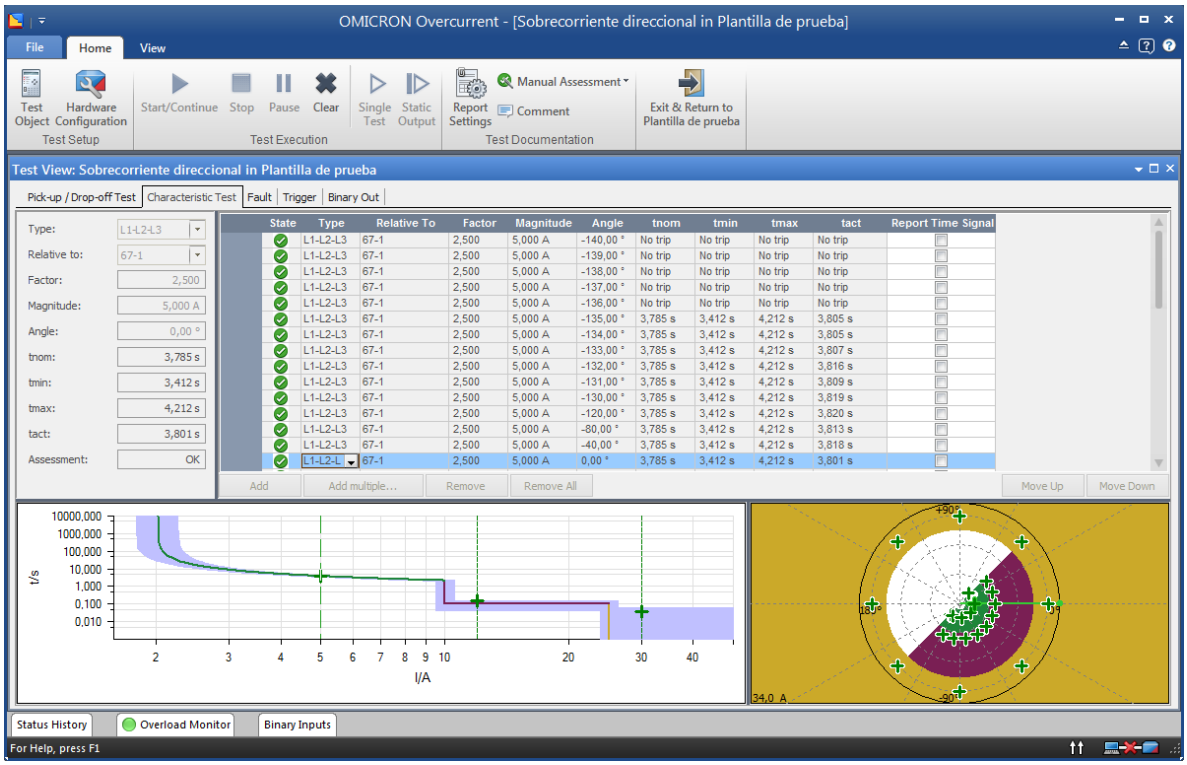


Figura 72: Resultados de la prueba de sobrecorriente direccional

4.4. FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 46: SECUENCIA NEGATIVA DE FASES

Esta función de protección evita que un circuito sea alimentado con la secuencia de fases invertida o a causa de una fase abierta causando la caída de corriente a cero y la pérdida de secuencia de las otras dos fases. La secuencia positiva de tensión es ABC y la secuencia negativa ACB por lo que la secuencia de las corrientes es similar es decir sigue la misma de la tensión.

Esta función se puede ajustar en los relés de protección similar a una sobrecorriente, protegiendo el circuito a partir de un umbral de corriente y con un tiempo de retardo o siguiendo el comportamiento de una curva o con un tiempo definido al superar el umbral, es decir sin curva. Esto depende de la marca de relé.

4.4.1. Ajuste de la protección contra secuencia negativa en los relés de protección

En los relé Multilin de General Electric el ajuste de esta protección es similar al de la sobrecorriente por sobrecarga en el cual se debe tener en cuenta la corriente de arranque, la curva y el factor de retardo, igualmente se puede programar una etapa temporizada y otra instantánea como se puede observar en la imagen del programa de un relé Multilin 750 (figura 73).

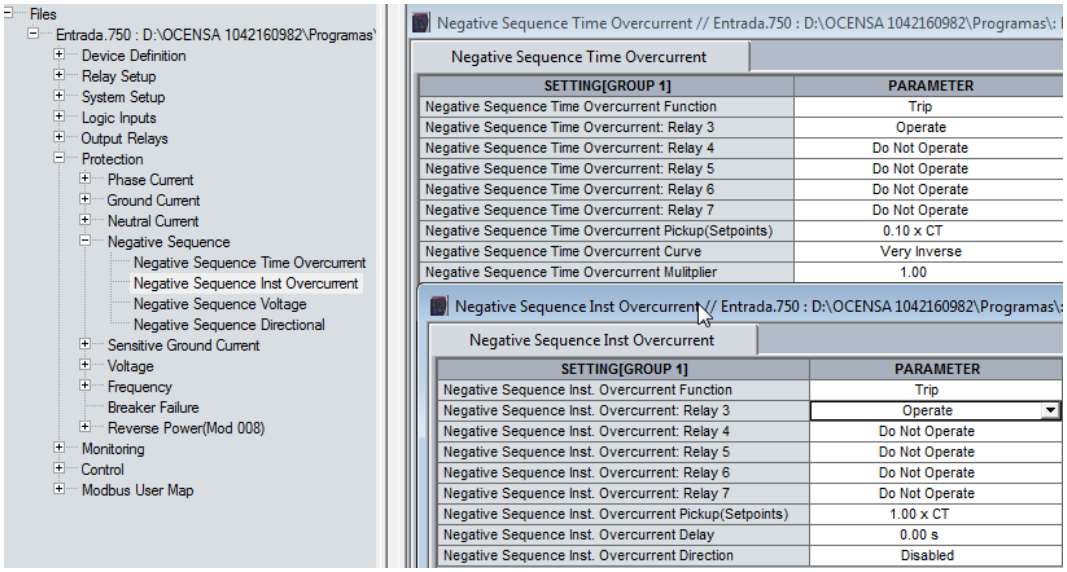
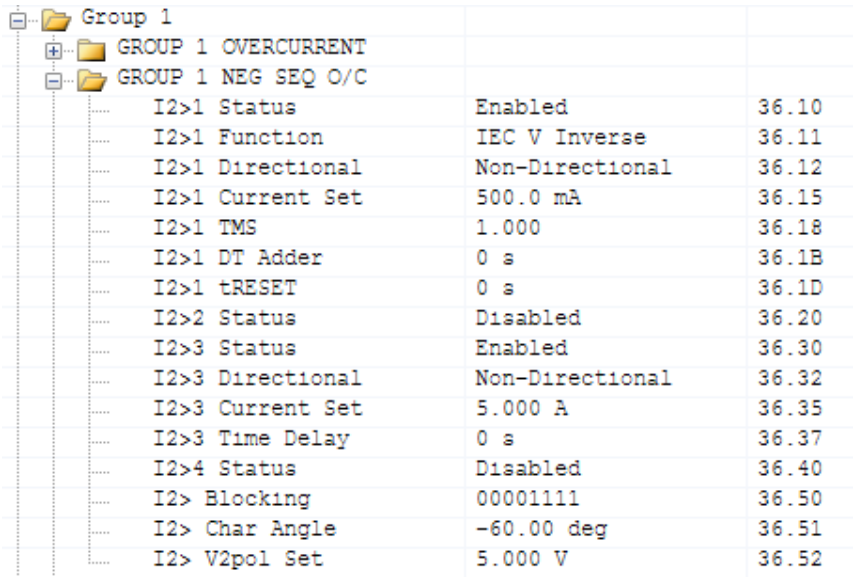


Figura 73: Ajuste de la protección de secuencia negativa en el relé Multilin 750.

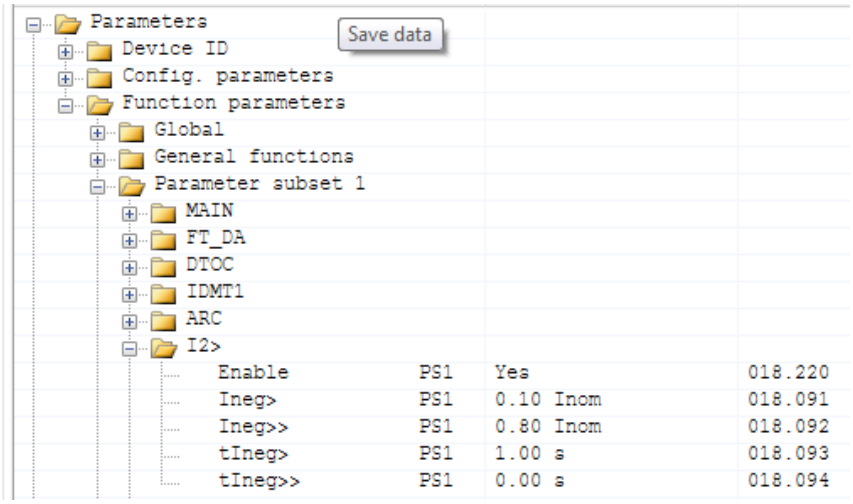
En los relés Micom P142 de Schneider Electric, el ajuste de esta protección es similar como se puede evidenciar en la figura 74, en donde el ajuste es igual que el anterior con la salvedad que en este hay dos etapas más para realizar un ajuste más preciso en caso de ser necesario.



Group 1		
GROUP 1 OVERCURRENT		
GROUP 1 NEG SEQ O/C		
I2>1 Status	Enabled	36.10
I2>1 Function	IEC V Inverse	36.11
I2>1 Directional	Non-Directional	36.12
I2>1 Current Set	500.0 mA	36.15
I2>1 TMS	1.000	36.18
I2>1 DT Adder	0 s	36.1B
I2>1 tRESET	0 s	36.1D
I2>2 Status	Disabled	36.20
I2>3 Status	Enabled	36.30
I2>3 Directional	Non-Directional	36.32
I2>3 Current Set	5.000 A	36.35
I2>3 Time Delay	0 s	36.37
I2>4 Status	Disabled	36.40
I2> Blocking	00001111	36.50
I2> Char Angle	-60.00 deg	36.51
I2> V2pol Set	5.000 V	36.52

Figura 74: Ajuste de la protección de secuencia negativa en el relé Micom P142.

En el relé Micom P139 de Schneider el ajuste de la protección tiene la posibilidad de programarle dos etapas pero en ambos casos solo se ajusta el arranque y el tiempo de retardo de cada etapa como se evidencia en el ajuste I2> de la figura 75.



Parameters			
Device ID			
Config. parameters			
Function parameters			
Global			
General functions			
Parameter subset 1			
MAIN			
FT_DA			
DTOC			
IDMT1			
ARC			
I2>			
Enable	PS1	Yes	018.220
Ineg>	PS1	0.10 Inom	018.091
Ineg>>	PS1	0.80 Inom	018.092
tIneg>	PS1	1.00 s	018.093
tIneg>>	PS1	0.00 s	018.094

Figura 75: Ajuste de la protección de secuencia negativa en el relé Micom P139.

4.4.2. Prueba de la protección secuencia negativa de corriente con el equipo Omicron CMC.

Igual que para la protección de sobrecorriente debida a sobrecarga, la función de corriente de secuencia inversa se programa de igual manera en el software Omicron CMC. Para esta prueba es importante tener en cuenta que en la columna “Type” en la pestaña “Characteristic Test” donde se despliegan los tipos de prueba, se debe seleccionar I2 el cual equivale a la función 46 (figura 76), los demás parámetros son similares a la prueba de sobrecorriente 51/50.

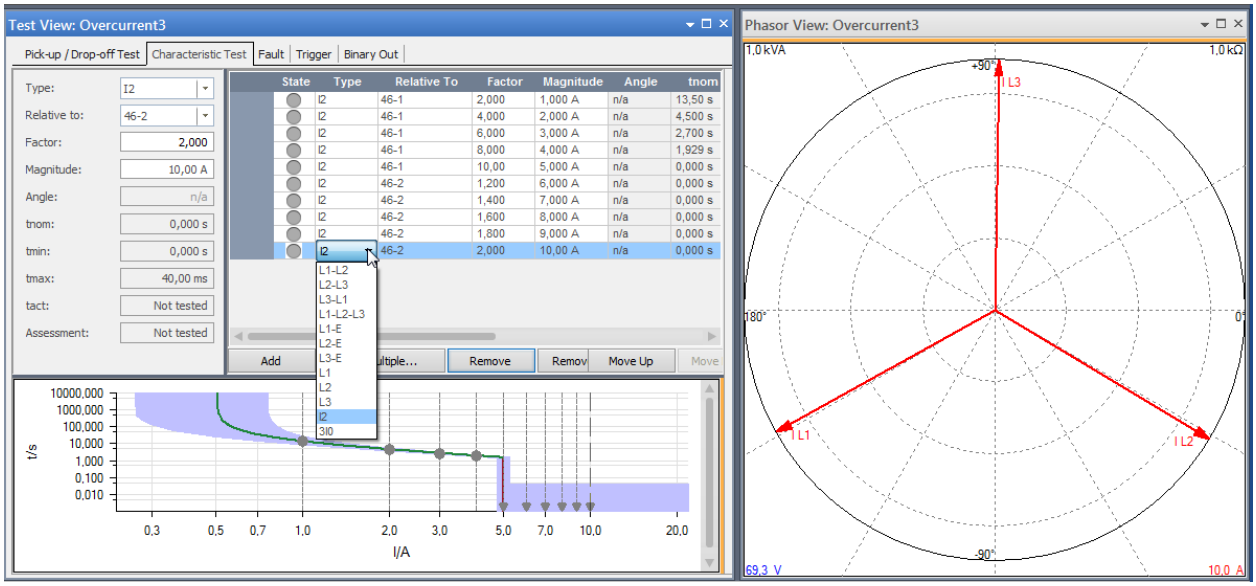


Figura 76: Prueba de la función 46 con el módulo de prueba Overcurrent

Como en los relés P139 para esta protección no hay opción de programar una curva si no que solo se ajusta un umbral de corriente y un tiempo de operación, en este caso la prueba puede realizarse con el módulo QuickCMC inyectando un valor de corriente superior al del ajuste programado en el relé y luego en el ángulo de la fase L1 con el click derecho se elije la opción “Reverse Rotation” como se indica en la figura 77.

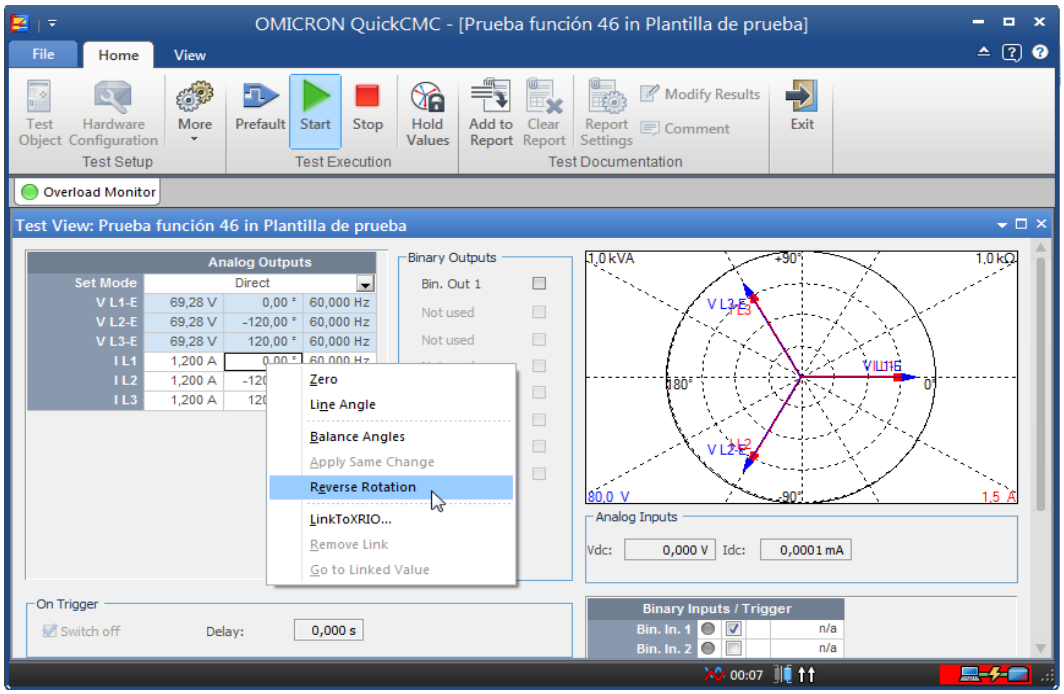


Figura 77: Prueba de la función 46 con el módulo de prueba QuickCMC

Al invertir la rotación la inyección se convierte en secuencia negativa de corriente.

4.5. PROTECCIONES DE VOLTAJE

4.5.1. Subtensión

Las caídas de voltaje en los circuitos de media tensión se pueden presentar por cada una de las fases de manera independiente o en las tres fases y pueden ser por un porcentaje de caída de tensión o por la caída total a cero voltios.

En los relés de protección multifuncional se deben ajustar primero que todo la tensión secundaria de los transformadores de potencial TPs asociados al circuito, este valor es el voltaje base para determinar los umbrales de operación de las protecciones relacionadas con la tensión. La relación de transformación de los TPs no tienen importancia para la protección, estos se tienen en cuenta para la medición del voltaje primario y por ende para las medidas de potencia y energía.

Hay dos formas de conectar los TPs en un barraje trifásico:

1. En estrella: Se conectan tres transformadores los cuales por el principio se conectan cada una de las fases y por el final se ponen en corto y se aterrizan, por el lado secundario se conectan las tres fases de los TPs al relé y el punto neutro se conecta a tierra. Con esta configuración un relé puede censar la tensión de cada fase de manera independiente.

El voltaje nominal de los PTs para esta conexión es $Vn/\sqrt{3}$ tanto por el primario como por el secundario.

2. En delta abierta: Se conectan dos transformadores cuyas terminales de bobinas en el primario se conectan el principio del primer TP a la fase L1 de la red, el final del primer TP se conecta con el principio del segundo y esta conexión a la fase L2, el final del segundo TP a la fase L3. Por el secundario las conexiones de los TPs son similares, sin embargo para los relés hay que tener en cuenta las instrucciones del manual de cada marca.

4.5.2. Ajuste de la protección de subtensión en los relés de protección

Los relés de protección con esta función son aquellos que se utilizan para aplicaciones como alimentador de circuitos y algunas otras como protección de motor.

La señal de tensión para un relé de protección generalmente se toma de un juego de transformadores de potencial TPs conectados a la barra de la cual se toma el circuito a proteger es decir aguas arriba del interruptor, de tal manera que el relé siempre estará censando tensión independiente del estado del interruptor.

Relés GE Multilin

Los relés de protección GE Multilin destinados para protección de alimentador o feeder tienen dos entradas análogas para señales de tensión, una trifásica y otra de dos hilos (voltaje de línea) para conectar una fase y neutro o dos fases, esta última es usada normalmente para chequear sincronismo, sin embargo con esta también se puede ajustar las funciones de protección por tensión de la fuente por la cual se conectan estas señales.

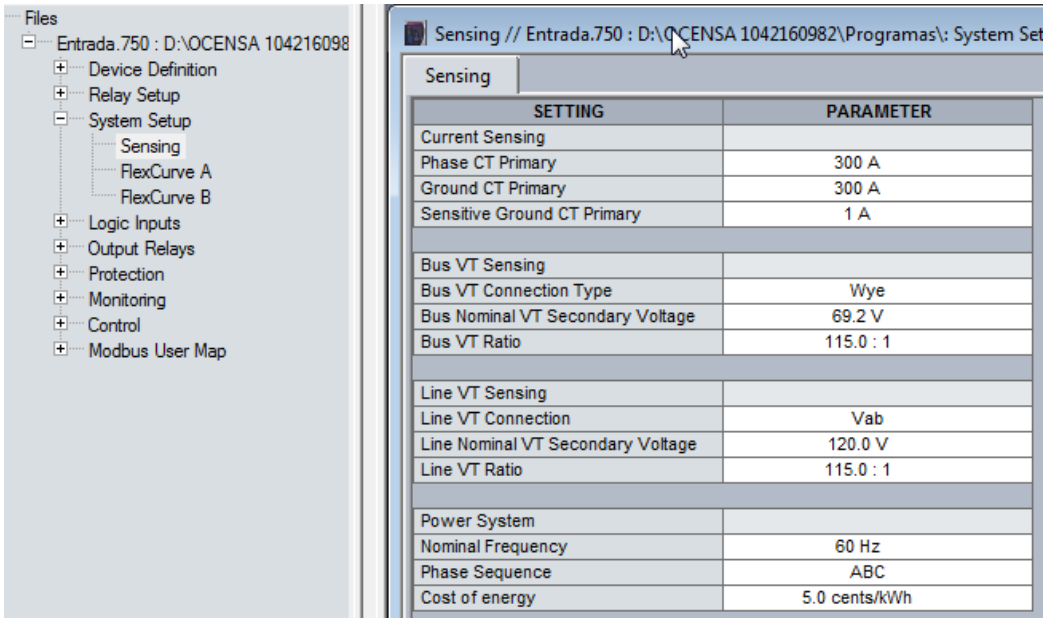
La relación de transformación de los TPs para este caso se hace independiente para la tensión de barra y la de línea así:

Bus VT Connection Type: Es la conexión de los TPs, para este caso es Y

Bus Nominal VT secondary Voltage: Es el voltaje del bobinado secundario del TP. Cuando la conexión es en Y este valor debe ser el de la tensión nominal secundaria del PT individual es decir Vn/$\sqrt{3}$ que para este caso es 120/$\sqrt{3}$ o 69.2 V. Si la conexión es delta este voltaje es 120 V como es el caso de la tensión de línea en la imagen.

Bus V Ratio: Es la relación entre la tensión primaria y secundaria del TP. En este caso si la relación es 115 y la tensión es 120 V/$\sqrt{3}$, se puede deducir que el voltaje primario es 115 x 120/$\sqrt{3}$= 13800/$\sqrt{3}$ V.

El ajuste de los TPs de línea es similar excepto al tipo de conexión ya que este no es necesario en este caso porque la conexión en el relé es de dos hilos. Estos parámetros se observan en la figura 78.



SETTING	PARAMETER
Current Sensing	
Phase CT Primary	300 A
Ground CT Primary	300 A
Sensitive Ground CT Primary	1 A
Bus VT Sensing	
Bus VT Connection Type	Wye
Bus Nominal VT Secondary Voltage	69.2 V
Bus VT Ratio	115.0 : 1
Line VT Sensing	
Line VT Connection	Vab
Line Nominal VT Secondary Voltage	120.0 V
Line VT Ratio	115.0 : 1
Power System	
Nominal Frequency	60 Hz
Phase Sequence	ABC
Cost of energy	5.0 cents/kWh

Figura 78: Ajuste de la relación de PTs Y CTs en el relé Multilin 750

En estos relés la prioridad de uso es la entrada trifásica para la tensión de barra independiente de la ubicación de los TPs. Cuando se usan las dos entradas de tensión para chequear sincronismo, por lo general se usa la entrada trifásica para la tensión de barra y la monofásica para la tensión de línea.

En el relé Multilín F750 el ajuste de la subtensión se muestra en la siguiente figura 79.

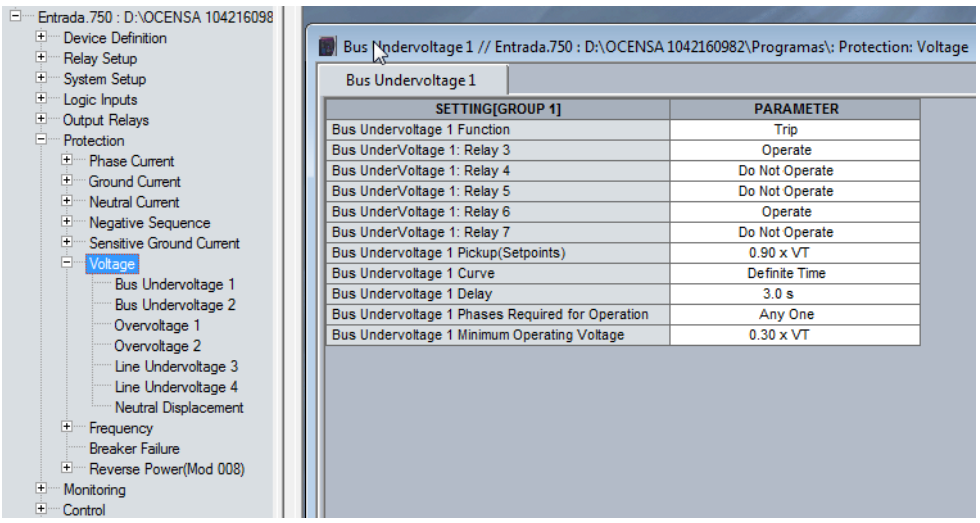


Figura 79: Ajuste de la protección de subtensión (27) en el relé GE Multilin 750

En la parte izquierda de la figura en la protección de voltaje se pueden observar las variables que se pueden ajustar:

Bus Undervoltage 1 y 2 son dos etapas de subtensión en la barra

Line Undervoltage 3 y 4 son las dos etapas de subtensión para la línea.

El pickup de esta protección se programa en porcentaje o en por unidad, teniendo en cuenta que el valor base es la tensión nominal el TP, que en la imagen es 0.9 veces el valor nominal.

En “Curve” hay dos opciones: definite time e inverse time, el primero es como su nombre lo indica un tiempo definido luego de alcanzado el pickup o umbral de operación y la segunda opción hace referencia a una curva que dependiendo la caída de voltaje opera en un tiempo determinado por dicha curva asi:

$$t = \frac{D}{1 - V/Vpu}$$

t=tiempo de operación

D=ajuste del delay o retardo en segundos

V=fracción del voltaje nominal en falla

Vpu=umbral de arranque de la protección

En el ajuste “Phases Required for operation” hay la opción de programar una, dos o tres fases de tal manera que se está condicionando la operación de la protección a un determinado número de fases.

Finalmente en “Minimum Operating Voltage” se programa el umbral de voltaje mínimo para que la protección pueda operar. Si se programa un valor mayor que cero se garantiza que necesariamente tenga que haber un nivel de tensión mínimo para que el relé pueda operar por subtensión, si la tensión es cero el relé bloquea el disparo. Este caso aplica para energizar la entrada de un circuito en el que los transformadores de potencial se encuentran conectados a la barra, es decir que cuando se cierre el interruptor de entrada, se energice la barra y por ende los TPs. Si se programa cero voltios el relé opera por subtensión sin haber tensión de PTs, esta aplicación es conocida como polo muerto es decir que en los polos no haya tensión o cero voltios.

Relé Schneider Electric Micom P139

Igual que en el relé Multilin este también tiene dos entradas de tensión para configurar el voltaje de línea y el de barra, la relación de los transformadores de potencial se hace como se muestra en la figura 80.

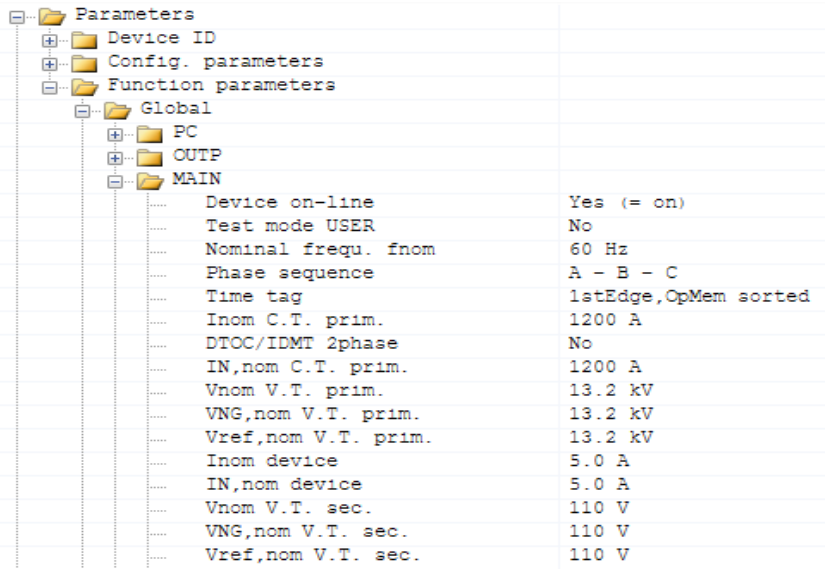


Figura 80: Programación de la relación de transformación de los TPs y CTs en el relé P139

Vnom hace referencia a los TPs principales o de barra, Vref a los PTs de línea y VNG es la relación de tensión para la tensión de neutro.

En este relé se habilita la función de tensión (sub y sobretensión) en “Config Parameters” y en la carpeta V<> se ajustan todas las protecciones relacionadas con la tensión (figura 81).

Respecto a la subtensión la nomenclatura usada y su significado es el siguiente:

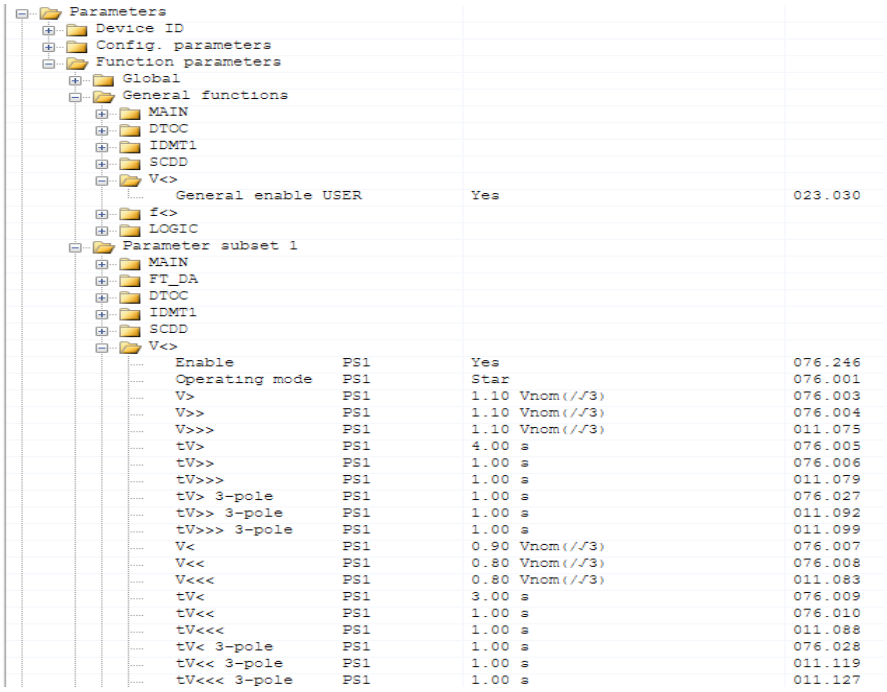
Operating Mode: Es el modo de conexión de los PTs, puede ser estrella o triangulo.

V<, V<<, V<<< : Arranque subtensión primera, segunda y tercera etapa

tV<, tV<<, tV<<<: Tiempo de retardo a la operación de la primera, segunda y tercera etapa

Op. mode V< mon.: Si se habilita esta función la operación de la protección se realiza por fase, si se deja deshabilitado necesariamente debe haber caída de tensión en las tres fases para que el relé opere.

I enable V<: Es el umbral de corriente mínimo requerido para que el relé responda a la protección de subtensión es decir que el relé dispara solo cuando hay carga.



Parameters			
Device ID			
Config. parameters			
Function parameters			
Global			
General functions			
MAIN			
DTOC			
IDMT1			
SCDD			
V<>			
General enable USER		Yes	023.030
f<>			
LOGIC			
Parameter subset 1			
MAIN			
FT_DA			
DTOC			
IDMT1			
SCDD			
V<>			
Enable	PS1	Yes	076.246
Operating mode	PS1	Star	076.001
V>	PS1	1.10 Vnom(/√3)	076.003
V>>	PS1	1.10 Vnom(/√3)	076.004
V>>>	PS1	1.10 Vnom(/√3)	011.075
tV>	PS1	4.00 s	076.005
tV>>	PS1	1.00 s	076.006
tV>>>	PS1	1.00 s	011.079
tV> 3-pole	PS1	1.00 s	076.027
tV>> 3-pole	PS1	1.00 s	011.092
tV>>> 3-pole	PS1	1.00 s	011.099
V<	PS1	0.90 Vnom(/√3)	076.007
V<<	PS1	0.80 Vnom(/√3)	076.008
V<<<	PS1	0.80 Vnom(/√3)	011.083
tV<	PS1	3.00 s	076.009
tV<<	PS1	1.00 s	076.010
tV<<<	PS1	1.00 s	011.088
tV< 3-pole	PS1	1.00 s	076.028
tV<< 3-pole	PS1	1.00 s	011.119
tV<<< 3-pole	PS1	1.00 s	011.127

Figura 81: Ajuste de la protección de subtensión en el relé Micom P139 de Schneider

Relé SEL 451:

En este relé se configura la relación de los transformadores de instrumentos en la opción *Line Configuration* como se ve en la figura 82.

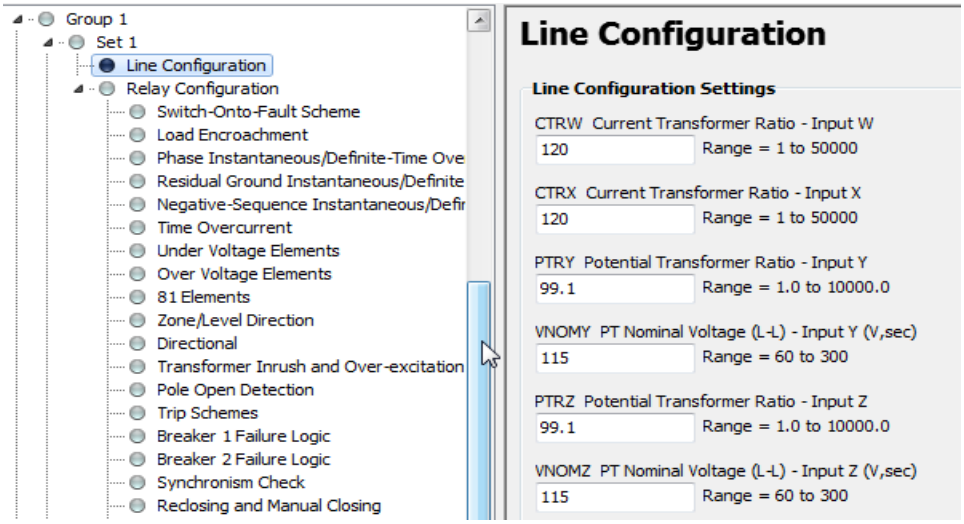


Figura 82: Configuración de los CTs y PTs en un relé SEL 451

PTRY y PTRZ es la relación entre el voltaje primario y el secundario del relé, las letras Y y Z se refieren a las borneras de las entradas análogas del relé ya que este también tiene dos entradas para temas de sincronismo.

VNOMY y VNOMZ es el voltaje nominal del secundario de los TPs, este es valor base para la operación de las protecciones de tensión.

Para la configuración de la operación de la protección por subtensión (figura 83) igual que en las demás marcas. Cada uno de los parámetros de ajuste significa:

27O1: Es la magnitud que el relé toma como referencia para hacer la comparación con el ajuste programado, en este caso se elije la tensión entre las fases A y B de la entrada análoga Y.

27P1P1: El primer P1 hace referencia al umbral de arranque de la primera etapa de caída de tensión disponible por el relé, en el cual se pueden programar hasta seis etapas.

27TC1: Torque Control es una lógica que se puede programar para condicionar la operación de la función de protección, en este caso la lógica que condiciona el disparo

por subtensión es NOT LOP AND NOT DLDB1 la primera es una negación de la función interna LOP que significa pérdida de potencial, esta se refiere a la caída de tensión a cero voltios por ejemplo a causa de la apertura del interruptor que protege el circuito de los transformadores de potencial lo cual no es una caída de tensión real ya que no va acompañada de un aumento en la corriente. DLDB1 es una negación de lo que se conoce como polo muerto es decir que no haya tensión o que haya cero voltios.

27P1D1: Es el retardo a la operación de la protección en ciclos, en la imagen se muestran 180 ciclos. En las demás etapas se ajusta de la misma manera.

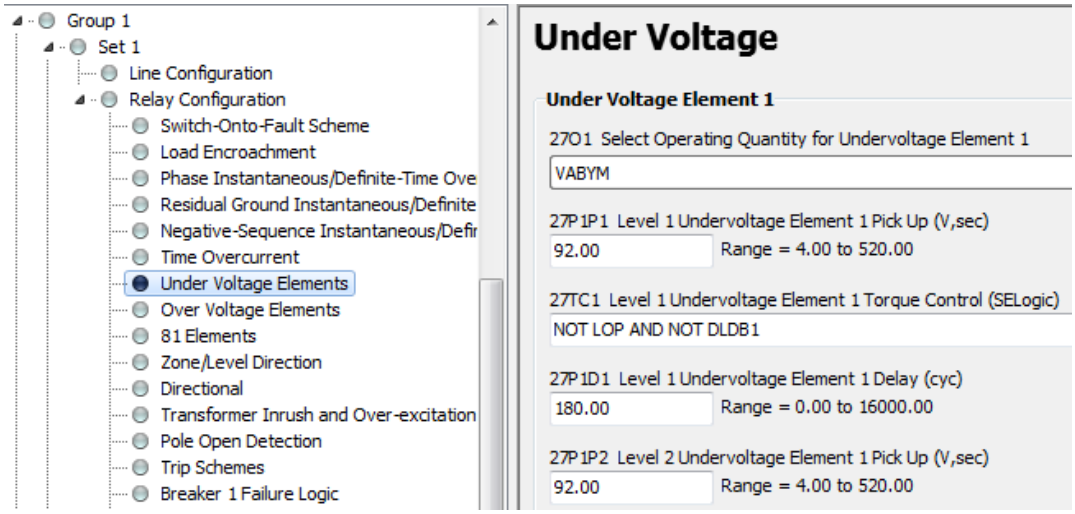


Figura 83: Ajuste de la protección de subtensión en el relé SEL 451

4.5.3. Sobretensión

Las sobretensiones que protegen los relés de protección hacen referencia a un porcentaje pequeño por encima del valor nominal de operación; los equipos apropiados para proteger contra sobretensiones considerablemente altas son los descargadores de tensión.

Para la función de protección sobretensión similar al de subtensión el relé toma como referencia el valor nominal secundario de los transformadores de potencial programado. Teniendo este valor como base los ajustes se hacen en porcentaje o en por unidad sobre el nominal y se ajusta un tiempo de retardo a la operación.

Relé GE Multilin 750

El ajuste de la sobretensión en este relé tiene como base la tensión de barra o sea la que proviene de las entradas análogas trifásicas o tensión de barra. Hay dos etapas o ajustes que se pueden programar en los cuales los parámetros que se deben tener en cuenta son (figura 84):

Funtion: Como su nombre lo indica hace referencia a la función que debe cumplir esta protección, las opciones son “trip, alarm, control, latched alarm”, normalmente para disparo se programa trip, las demás pociones se pueden elegir sin embargo en estas el relé no registra el evento como disparo.

Relay 3 al 7: si se da la opción “operate”, esta salida digital se activa cuando opere la protección.

Picckup (setpoints): Es el umbral de arranque de la protección, está dado en veces el valor de los TPs, en la imagen se muestra un ajuste de 1.10 x VT, es decir 10% por encima del valor nominal.

Delay: se refiere al retardo de la operación luego de alcanzado el valor del arranque, en la imagen se observa un tiempo de 2 s.

Phases Required for operation: hay tres opciones “any one, any two, all three”; es el requisito para la operación de la protección, por ejemplo si se programa que sean las tres fases, necesariamente debe haber sobretensión en las tres, de lo contrario el relé inhibe la protección.

Para la etapa 2 el procedimiento es el mismo.

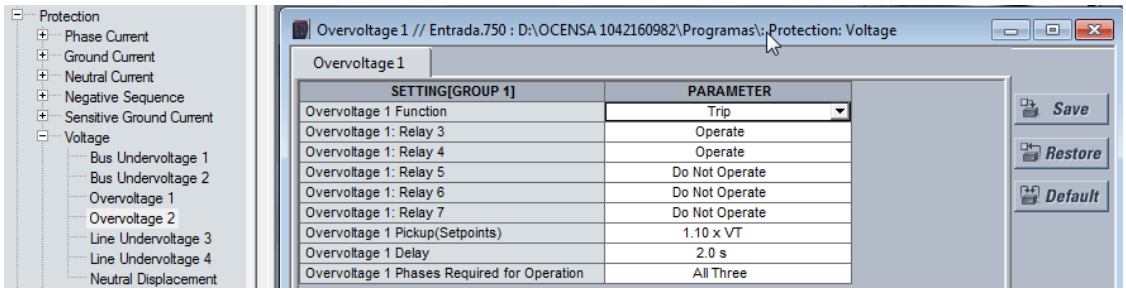


Figura 84: Ajuste de la protección 59 en el relé Multilin 750

Relé Micom P130 Schneider Electric

En este relé podemos encontrar tres etapas posibles para ajustar la sobretensión y cada una de estas tiene un tiempo de operación como se muestra en la figura 85.

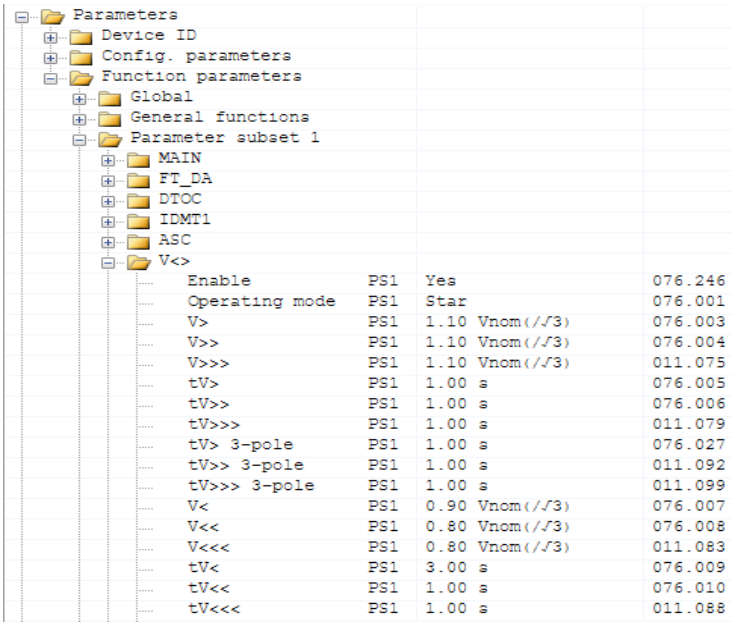


Figura 85: Ajuste de la sobretensión en el relé Micom P139

La carpeta V<> contiene los ajustes para subtensión y sobretensión donde se habilita la función, igualmente el modo de operación el cual se refiere a la conexión de los TPs. V>, V>> y V>>> es el arranque de cada una de las etapas, de igual manera tV>, tV>> y tV>>> es el tiempo de disparo luego de alcanzado el umbral de arranque.

Relé SEL 451

El relé SEL 451 tiene seis etapas de sobretensión dentro de las cuales se deben ajustar las siguientes funciones como se ve en la figura 86:

59O1: Es la magnitud de tensión que el relé verifica para actuar la protección, en este caso VABYM hace referencia a la tensión en las fases A y B de la entrada de tensión Y del relé.

59P1P1: Valor de tensión fase-fase de arranque en voltios secundarios.

59TC1: Torque Control es un condicionamiento que se puede programar para bloquear la operación

59P1D1: Retardo a la operación luego de alcanzado el arranque. Este valor se programa en ciclos.

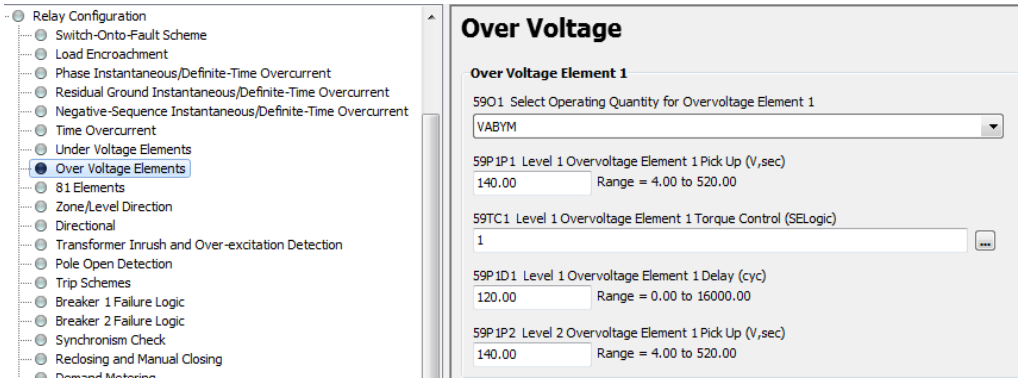


Figura 86: Ajuste de la sobretensión en el relé SEL 451

4.5.4. Prueba de las protecciones de tensión con el equipo Omicron cmc

Como en todas las pruebas de protecciones en las que esté involucrado un umbral de una variable para alcanzar el arranque o pickup de la operación, es importante verificar este valor para saber la precisión de la respuesta del relé, así mismo se debe verificar el tiempo ajustado luego de alcanzado el pickup.

Para probar el valor del pickup de tensión hay dos módulos de prueba que se pueden usar:

Quick CMC

Ramping

Así mismo, la operación del disparo por subtensión se hace con uno de estos módulos, de acuerdo a la programación del relé, se hace la caída de tensión por cada fase individual o entre fases. En la prueba de disparo por subtensión se busca medir el tiempo de operación programado en el relé luego de alcanzado el umbral de arranque. En algunos casos en los que la operación del relé por subtensión está condicionada a una carga mínima, es necesario inyectar también una corriente para poder verificar la operación del relé.

En otros casos como en el relé SEL 451 en el que se puede condicionar la operación de subtensión a la función “NOT LOP” la cual significa que una eventual caída de tensión

debe ir acompañada de un aumento en la corriente, de lo contrario el relé lo toma como pérdida de potencial es decir que hay una falla en el circuito de tensión por ejemplo cuando se funde un fusible del TP o cuando se abre el interruptor que protege el circuito secundario de los TPs; en este caso es necesario que el cambio en la tensión también se haga con un aumento de corriente el cual se puede hacer con el módulo de prueba State Sequencer .

4.6. PROTECCIONES DE FRECUENCIA 81.

La frecuencia es una magnitud que es inherente a la tensión, por lo cual el relé debe estar censando el voltaje proveniente de los transformadores de potencial. Algunos relés requieren un mínimo de corriente para poder operar por frecuencia.

Las protecciones de frecuencia son:

BAJA FRECUENCIA 81U: Cuando la frecuencia cae por debajo del valor nominal del sistema.

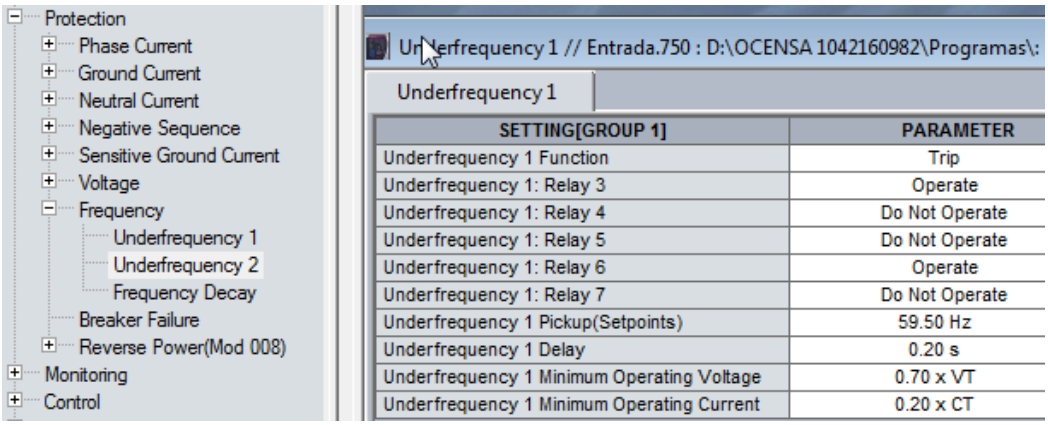
ALTA FRECUENCIA 810: Cuando la frecuencia sube del valor nominal ajustado.

DF/DT 81D: Se refiere a la velocidad con la que cae la frecuencia, en donde se deba ajustar el valor de frecuencia mínimo que debe cambiar en un segundo. La operación de esta protección es independiente de las dos primeras.

Relé GE Multilin

Este relé tiene dos etapas de frecuencia y una de df/dt, las dos primeras son llamadas Underfrecuency, sin embargo cualquiera de las dos se puede programar como baja o alta frecuencia (figura 87).

En este relé se requiere un mínimo valor de tensión y corriente para que la operación por baja o alta frecuencia actúe.



SETTING[GROUP 1]	PARAMETER
Underfrequency 1 Function	Trip
Underfrequency 1: Relay 3	Operate
Underfrequency 1: Relay 4	Do Not Operate
Underfrequency 1: Relay 5	Do Not Operate
Underfrequency 1: Relay 6	Operate
Underfrequency 1: Relay 7	Do Not Operate
Underfrequency 1 Pickup(Setpoints)	59.50 Hz
Underfrequency 1 Delay	0.20 s
Underfrequency 1 Minimum Operating Voltage	0.70 x VT
Underfrequency 1 Minimum Operating Current	0.20 x CT

Figura 87: Ajuste de la protección de frecuencia en el relé Multilin 750

Relé Schneider Electric Micom P139

En el Micom P139 se pueden ajustar hasta cuatro etapas de como baja o alta frecuencia o como df/dt dependiendo la opción que se programe en “oper mode fx” que en el caso mostrado en la figura 88 es “f” es decir que cuando se alcance el umbral de arranque programado en f1 y el tiempo tf1 independiente de los demás valores el relé opera.

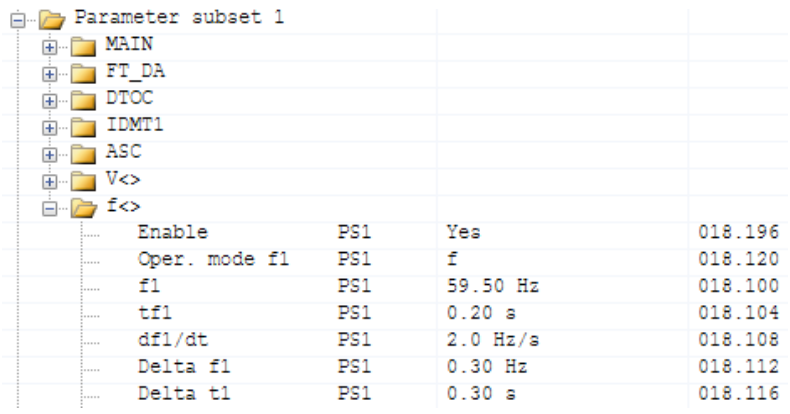


Figura 88: Ajuste de la protección de frecuencia en el relé Micom P139

Relé SEL 451

Este relé tiene seis etapas de frecuencia e igual que en los dos anteriores se pueden programar como sub o sobrefrecuencia. 81UVSP es el valor de tensión mínimo para que el relé pueda operar por esta función. Y los otros dos son el arranque y el tiempo de retardo. Las demás etapas se programan de la misma manera; en la figura 89 se puede ver el ajuste en el software Acselerator.

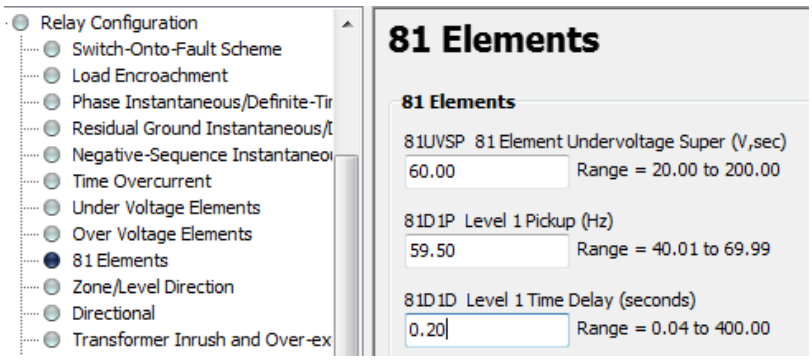


Figura 89: Ajuste de la protección de frecuencia en el relé SEL 451

4.6.1. Prueba de la protección de baja frecuencia con el equipo Omicron CMC

La verificación de esta protección se puede realizar con el módulo QuickCMC inyectando tensión y/o corriente a la frecuencia de falla, puede ser haciendo una rampa o cambiando al valor de falla para medir el tiempo de operación del relé. Otro módulo más visual es el Ramping ya que durante la prueba se puede observar la caída de frecuencia en el tiempo y hay la posibilidad de medir el arranque y el disparo haciendo las dos verificaciones en una sola prueba. El procedimiento para ajustar la prueba en el módulo Ramping es el siguiente:

Es importante tener en cuenta que al igual que con cualquier módulo de prueba, este se puede trabajar individualmente o dentro de un documento de prueba, sin embargo para obtener un registro completo entregable la mejor opción es realizarlo en un documento de prueba. Para crear el módulo estando dentro del documento de prueba se elige la opción *Test Module* dentro de la pestaña *Insert* y de esta lista se elige la opción *Ramping* como se observa en la figura 90.

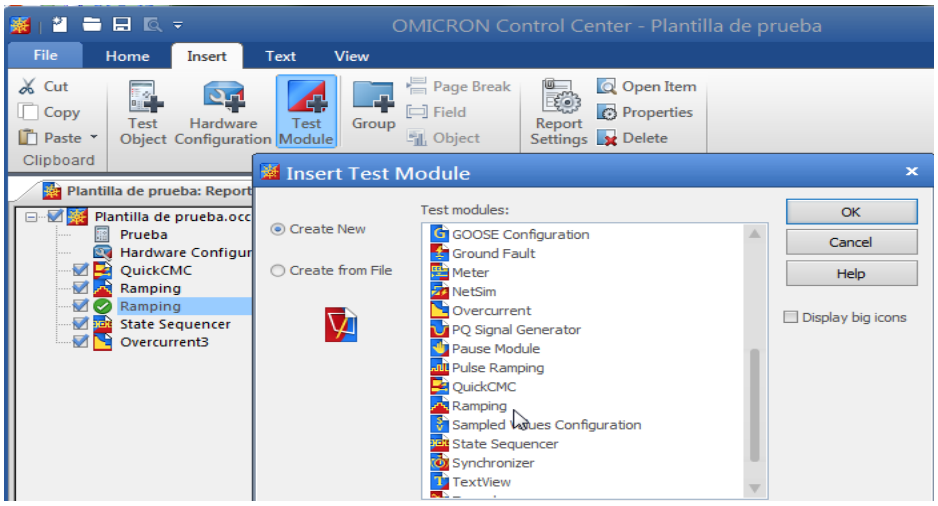


Figura 90: Adición del módulo Ramping en un documento de prueba

Dentro del módulo de prueba es necesario ajustar la rampa de tal manera que en el rango de caída de frecuencia ocurra el arranque y el disparo de acuerdo a los ajustes del relé que para este ejemplo seria un pickup de 59,5 Hz con un tiempo de retardo de 200 ms. En la figura 91 se observa el arreglo para esta prueba:

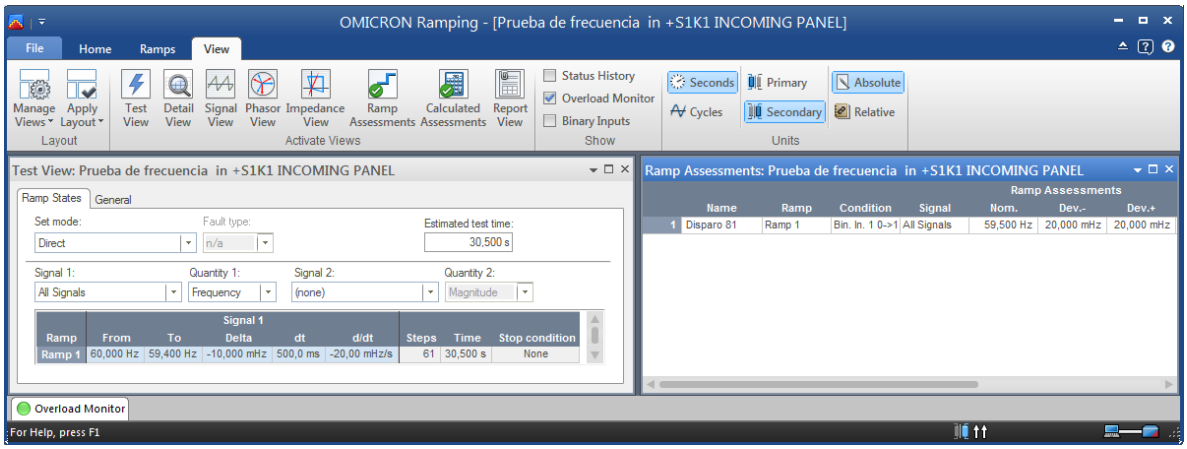


Figura 91: Ajuste de la prueba de baja frecuencia con el módulo Ramping

En la ventana Test View se programa la señal con la cual se hace la rampa que en este caso es todas es decir corriente y tensión, la variable que se somete a la rampa en este caso en la frecuencia (Quantity 1) y en la tabla inferior se detalla el rango el cual se programó desde 60 Hz hasta 59,4 Hz con un delta de -10 mHz cada 500 ms. Estos valores con el fin de que en el recorrido de la rampa se pueda observar el arranque y la operación de la protección. En la ventana Ramp Assessments se programa criterio de aceptación de la prueba, que en este caso son el arranque y el disparo los cuales se

verifican con dos entradas binarias para comprobar el umbral de frecuencia y el tiempo de operación del relé.

En la figura 92 se puede observar el resultado de una prueba realizada a un relé Micom P139.

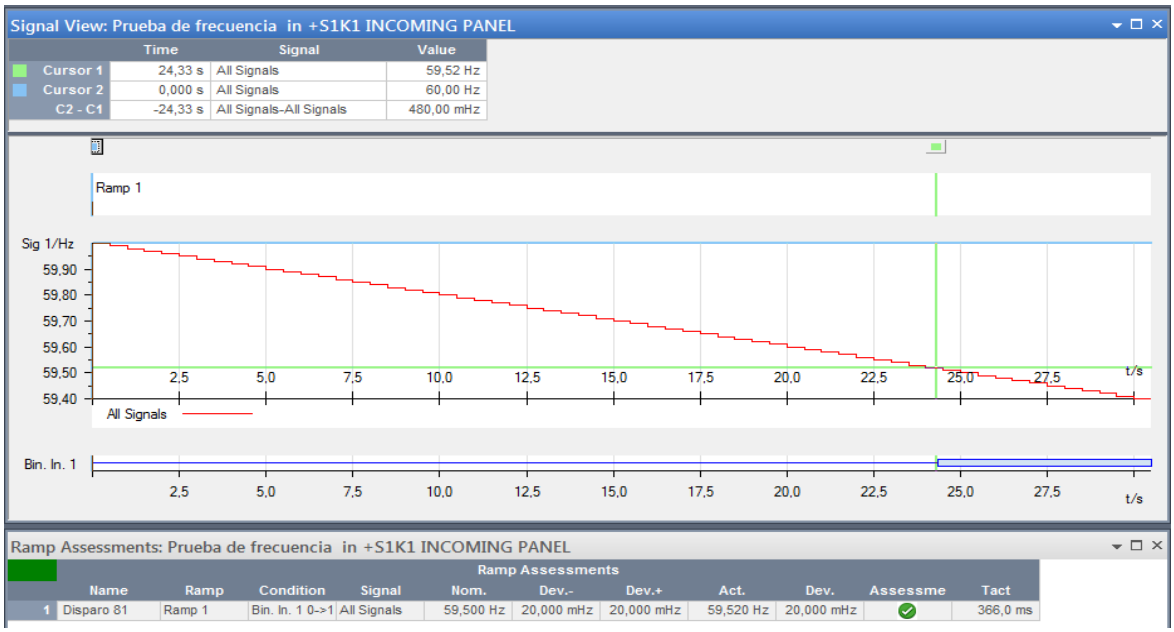


Figura 92: Resultado de la prueba de baja frecuencia con el módulo Ramping

Debido a que el tiempo de retardo para la operación de la protección luego del arranque es tan pequeño (200 ms) el objetivo principal es verificar que el relé opere a la magnitud de frecuencia programada. Como se puede observar en la figura, luego que el relé dispara la rampa continua hasta el valor programado.

4.7. FUNCIÓN RECIERRE 79

El recierre en sí mismo no es una función de protección si no de control ya que este realmente no opera ante una falla que detecte el relé, si no que hace la función de cerrar el interruptor luego de una apertura por una sobrecorriente en un tiempo determinado. En todos los relés se tienen previsto varios recierres; para esta aplicación es importante tener en cuenta algunos parámetros de tiempo que el relé requiere para su correcta operación:

Tiempo de recierre: también es llamado tiempo muerto y es aquel que tarda el relé en dar la orden de cierre luego de disparado el interruptor por una sobrecorriente; cada uno de los recierres tiene un tiempo muerto diferente, esto se debe ajustar dependiendo el ciclo de operación del interruptor.

Tiempo de reclamo: Es el tiempo que el relé cuenta luego del último recierre para volver a iniciar un ciclo, también es conocido como tiempo de reset ya que cuando se cumple este tiempo el relé resetea el ciclo y queda listo para uno nuevo.

Tiempo de bloqueo al cierre manual: Es aquel tiempo en el cual el relé bloquea el recierre luego de una apertura manual, es una protección para evitar un recierre cuando se hace el cierre bajo falla.

En todos los relés de protección se debe cablear la posición del interruptor (abierto y/o cerrado) y una salida binaria destinada para realizar el comando de cierre.

Relé GE Multilin

En el relé Multilin 760 se pueden hacer cuatro recierres, con unos ajustes como se muestra en la figura 93.

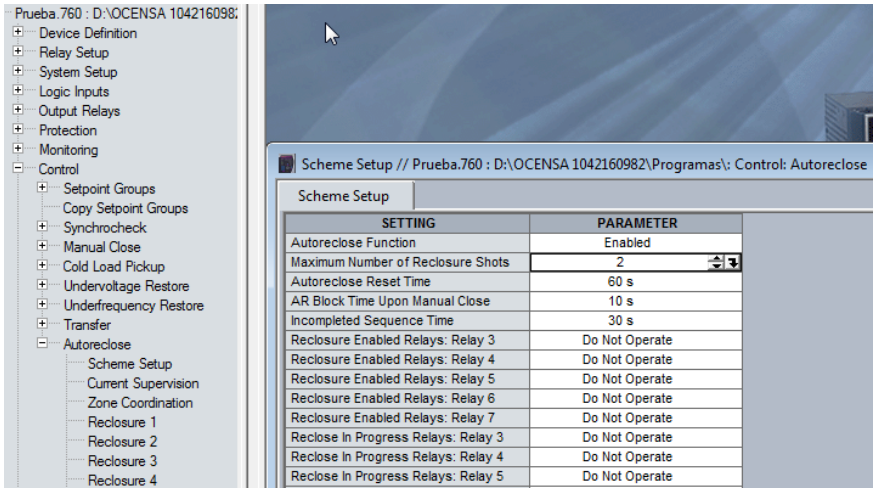


Figura 93: Ajuste de la función recierre en el relé Multilin 760

Los ajustes más relevantes propios de este relé y que aplican para todos los recierres programados son:

Maximum Number of Reclosure Shots: es la cantidad de recierres que se requieren programar, el rango es de uno a cuatro.

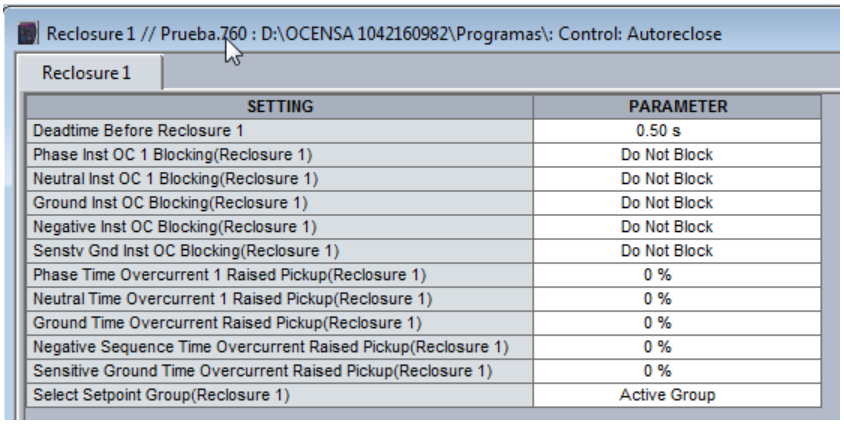
Autoreclose Reset Time: es el tiempo de reclamo, en este relé este debe ser mayor a la suma de todos los tiempos muertos asignados.

AR Block Time Upon Manual Close: es el mismo tiempo de bloqueo al cierre manual.

Incompleted Sequence Time: es un tiempo máximo que se debe cumplir para que el relé haga el recierre, este debe ser menor al tiempo de reclamo.

Los demás ajustes de la imagen se refieren a la conmutación de las salidas binarias cuando se presente cualquiera de las condiciones descritas: recierre habilitado, en progreso y bloqueado.

En la figura 94 se muestra el ajuste del tiempo muerto para el primer recierre:



SETTING	PARAMETER
Deadtime Before Reclosure 1	0.50 s
Phase Inst OC 1 Blocking(Reclosure 1)	Do Not Block
Neutral Inst OC 1 Blocking(Reclosure 1)	Do Not Block
Ground Inst OC Blocking(Reclosure 1)	Do Not Block
Negative Inst OC Blocking(Reclosure 1)	Do Not Block
Senstv Gnd Inst OC Blocking(Reclosure 1)	Do Not Block
Phase Time Overcurrent 1 Raised Pickup(Reclosure 1)	0 %
Neutral Time Overcurrent 1 Raised Pickup(Reclosure 1)	0 %
Ground Time Overcurrent Raised Pickup(Reclosure 1)	0 %
Negative Sequence Time Overcurrent Raised Pickup(Reclosure 1)	0 %
Sensitive Ground Time Overcurrent Raised Pickup(Reclosure 1)	0 %
Select Setpoint Group(Reclosure 1)	Active Group

Figura 94: Ajuste de la operación de cada recierre en el relé Multilin 760

El primero es el tiempo de recierre o tiempo muerto, como se puede observar este se puede programar independiente para cada recierre programado. Además de este también se pueden parametrizar bloqueos por umbrales de sobrecorriente especificados esto aplica por ejemplo cuando se puede ajustar una sobrecorriente muy alta de baja impedancia lo cual no justifica un reenganche ya que la falla estaría muy cercana a la subestación.

Además de estos ajustes también es importante tener en cuenta que se debe programar las entradas binarias con la posición del interruptor y la salida por la cual el relé hace el cierre, esta última es una salida que el relé trae por defecto por lo que no se debe programar.

Relé Schneider Electric Micom P139

Como todas las funciones de protección en este relé, primero se debe habilitar en la carpeta *Config parameters*; la función recierre tiene la nomenclatura ARC. Luego dentro de la carpeta *Function parameters* hay una subcarpeta llamada *General functions,* dentro de esta está la carpeta de la función ARC en donde hay que activarla y finalmente dentro de otra subcarpeta *Parameters subset 1* está la configuración de la función ARC con los ajustes que se observan en la figura 95.

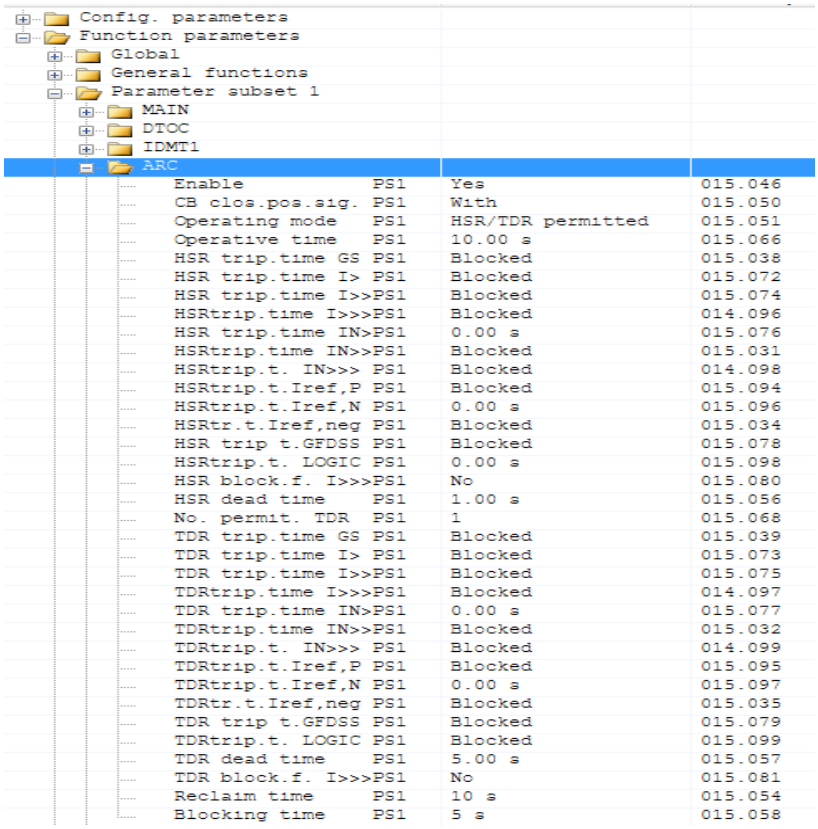


Figura 95: Ajuste de la función recierre en el relé Micom P139

Operating mode: cuando solo se requiere un recierre, se programa HSR, para el caso de dos o más se ajusta como HSR/TDR.

Operative time: es el tiempo dentro del cual el recierre queda operático luego de iniciarse un ciclo, es decir luego de un disparo.

Las funciones de protección que se dejan como “Blocked” no iniciaran ciclo de recierre, las funciones por las cuales se requiere que se haga el recierre se deben dejar en 0

segundos, en el caso de la imagen las funciones que están activas para que luego de la operación se ejecute el recierre son IN> y Iref N, es decir 50N y 51N.

Dead time: es el tiempo muerto o tiempo de recierre. En este relé es tiempo es el mismo para el segundo recierre en adelante.

Reclaim time: luego de finalizado un ciclo de recierre el relé cuenta este tiempo para que en el evento de repetirse la falla continúe con los demás recierres programados o inicie nuevamente el ciclo.

Blocking time: es un tiempo de seguridad en el cual el relé bloquea la función luego de efectuado un cierre manual.

Adicional a estos ajustes, en la salida por la cual se ejecuta el cierre se debe programar la función ARC (Re) close request, bien sea directamente o por medio de una lógica.

Relé SEL 451:

En la figura 96 se pueden ver los principales parámetros de ajuste de la función recierre:

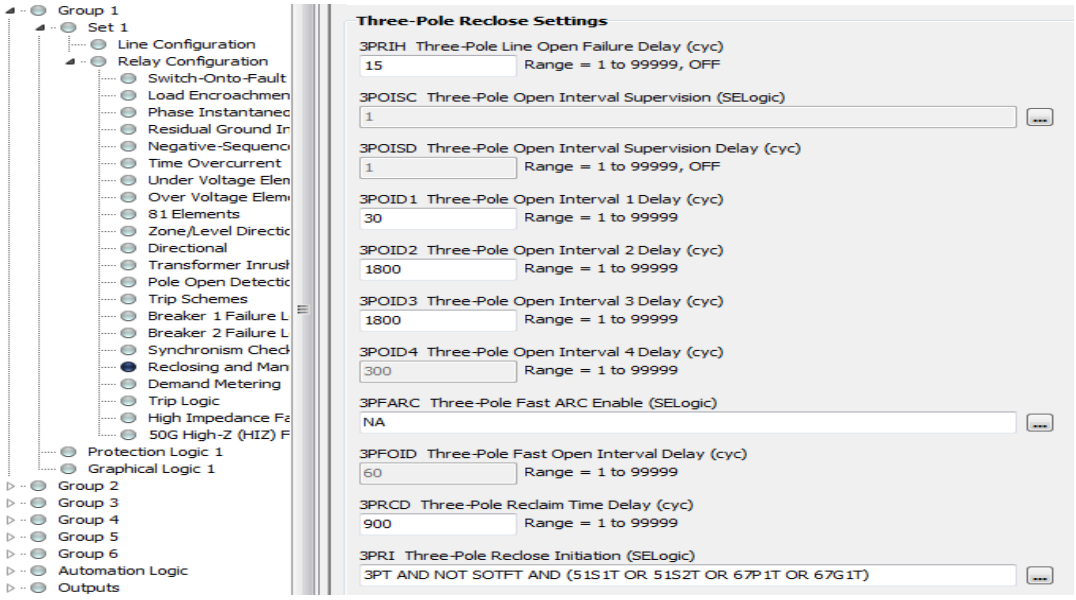


Figura 96: Ajuste del recierre en el relé SEL 451

Los parámetros principales a la hora de ajustar este relé y los cuales están dados en ciclos:

3POID1-2-3 Three pole Open Interval: Tiempo muerto para cada unos de los recierres programados.

3PRCD Three pole Reclaim Time Delay: Tiempo de reclamo o también llamado tiempo de reset del ciclo.

3PRI Three pole Reclose Initiation: Condiciones que deben presentarse para dar inicio al ciclo de recierre.

4.7.1. Prueba de recierre con el equipo Omicron CMC

Para verificar el recierre de manera sencilla los principales módulos de prueba a utilizar son QuickCMC y State Sequencer. Con el QuickCMC se puede hacer cualquier tipo de inyección para verificar que luego de un disparo el relé realiza un recierre, sin embargo con este módulo no se pueden medir los tiempos muertos, para lo cual la mejor opción es el módulo State Sequencer con el cual se programan varios estados con la posibilidad de medir el tiempo de cada recierre. Para verificar esta función se deben programar en la configuración del hardware Omicron dos entradas binarias, una para el disparo que es la que detiene la inyección de falla y le da paso a la siguiente estado que puede ser una prefalla y la otra que proviene del comando de recierre del relé para poder medir el tiempo muerto en cada recierre.

Estando en el módulo, dentro de la pestaña States se agregan los estados necesarios para hacer la prueba, en este caso para una prueba de dos recierres hay que agregar siete estados así:

Prefalla 1 en la cual se inyecta una señal de tensión nominal y una corriente de carga que no genera disparo; este estado se programa con un trigger de tiempo definido.

Falla 1 en la que se inyecta la falla que se requiera verificar, en el caso de este ejemplo es una sobrecorriente instantánea de neutro con un valor de 7 Amperios en la fase A con una caída leve de tensión en la misma fase; en este estado el trigger es la entrada binaria que proviene del disparo del relé para detener la falla con el comando de disparo.

Recierre 1 es el tiempo que el relé espera para realizar el comando de recierre; este también cambia al siguiente estado con una entrada binaria del relé programada con el comando de recierre.

Prefalla 2, falla 2 y recierre 2 tienen las mismas características que el primero, en aso que hubieran más de dos recierres se programarían estos tres eventos de igual manera para la cantidad de recierres necesarios.

Fin: Es un último estado que se programa para terminar la prueba de un ciclo.

En la siguiente imagen (figura 97) se pueden ver los estados programados para verificar la operación de dos recierres

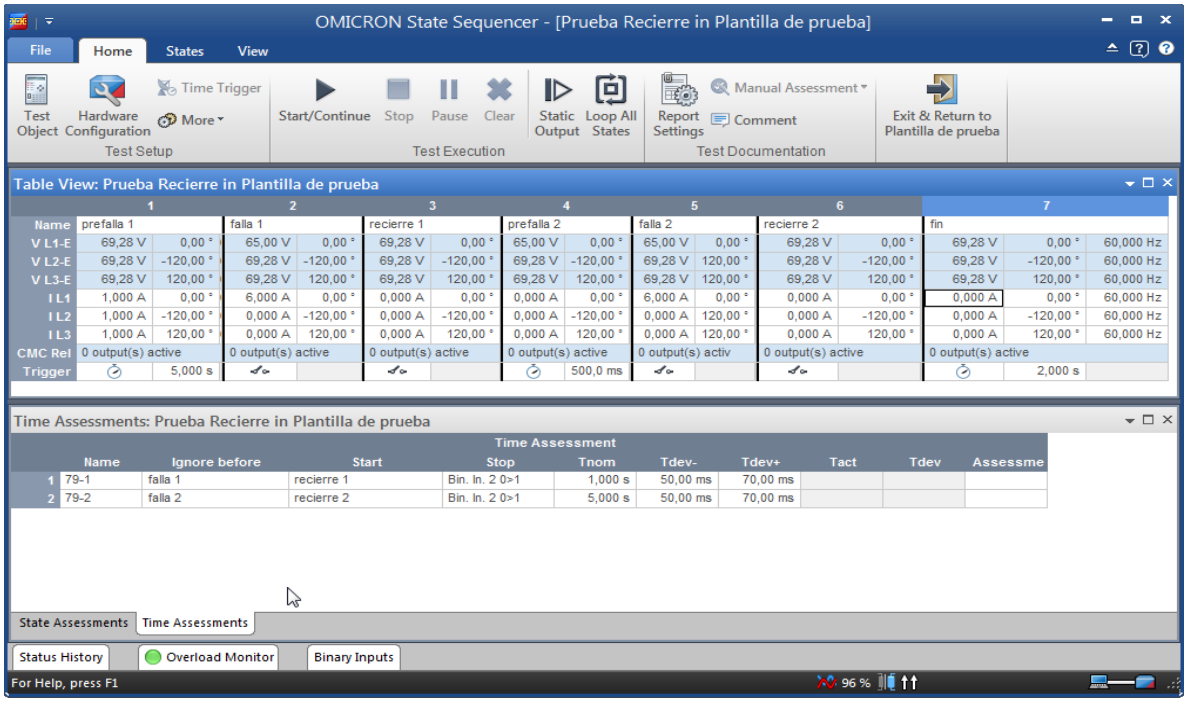


Figura 97: Tabla de estados en la prueba de recierre

El resultado de la prueba luego e hacer la verificación en un relé de protección Micom P139 se puede evidenciar en la figura 98.

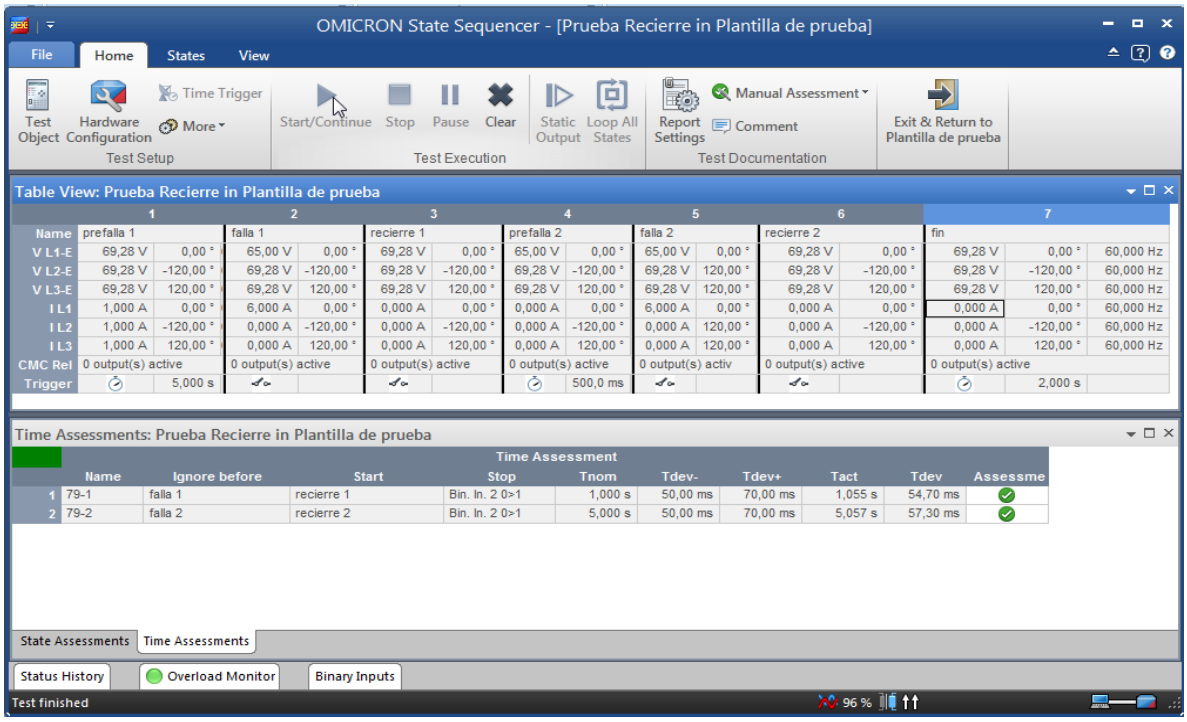


Figura 98: Resultado de la prueba de recierre en un relé Micom P139

4.8. FUNCIÓN CHEQUEO DE SINCRONISMO 25

El chequeo de sincronismo o syncrocheck es otra función que no es de protección si no de control la cual verifica las señales de tensión de dos fuentes y cuando estas se encuentren dentro de unos rangos especificados permite el cierre de un interruptor para acoplarlas. Esta función aplica cuando a una barra existente se requiere acoplar bien sea un generador, un transformador. Las señales de tensión que el relé debe verificar son la amplitud, el ángulo y la frecuencia, de tal forma que cuando las fuentes sean acopladas el impacto en el sistema sea mínimo. Para poder realizar el chequeo de sincronismo es imprescindible la existencia de transformadores de potencial en cada circuito que se desea acoplar, el voltaje de la barra es llamado tensión de barra o barra mientras que el voltaje que proviene del circuito que se desea acoplar a la barra es conocido como tensión de línea o línea; los relés de protección tienen una entrada trifásica por la cual se pueden configurar todas las protecciones de tensión, cuando hay esquema de chequeo de sincronismo esta señal se cablea a la tensión de barra mientras que la tensión de línea se cablea a una entrada de dos hilos que tiene el relé destinado para esta función por lo que para la tensión de línea el relé únicamente censa

una de las fases con respecto a neutro o dos fases sin neutro, en cualquier caso se configura el relé para chequear sincronismo de este modo.

El concepto de chequeo de sincronismo básicamente es dos señales de tensión con igual magnitud, fase y ángulo, sin embargo cuando se requiere energizar un circuito a partir de una barra o cuando se energiza la barra desde un alimentador, solo habrá tensión en el circuito que está energizado mientras que en el que se va a energizar no se tendrá tensión, por esta razón la función 25 tiene una serie de permisivos para poder cerrar el interruptor y energizar así:

Línea viva-barra muerta (LV-BM): cuando solo hay tensión en los TPs de línea, es decir cuando se requiere energizar la barra desde una entrada. El concepto de tensión viva se refiere a la presencia de una tensión nominal o cercana a esta, mientras que muerta hace referencia a la ausencia de tensión total o muy cercana a cero.

Línea muerta-barra viva (LM-BM): para energizar un circuito desde una barra.

Línea muerta-barra muerta (LM-BM): es una condición especial para cerrar el interruptor sin tener tensión, por ejemplo para pruebas.

Relé GE Multilin 750

Para la correcta operación de esta función de control deben ajustarse los TPs de barra y de línea de la forma adecuada en la opción Sensing de la figura 99.

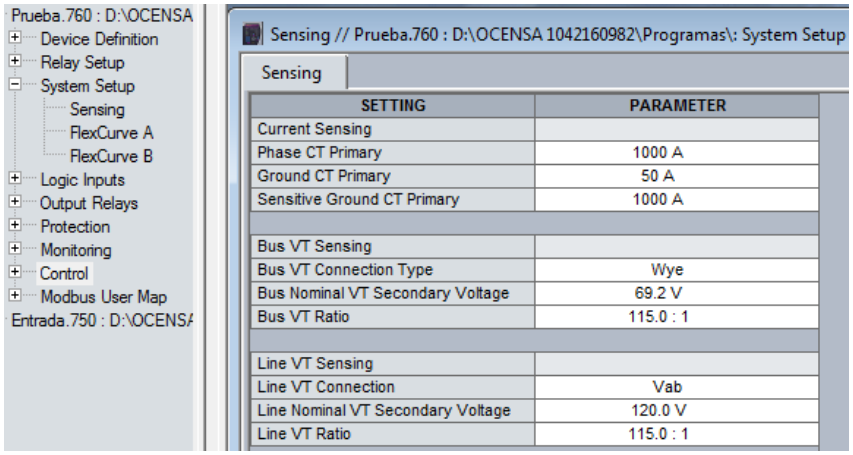


Figura 99: Relación de transformadores en el relé Multilin 760

Los TPs de barra se programan en Bus VT Sensing asi:

Type: es el modo de conexión de los transformadores de potencial, las opciones son delta cuando se usan dos TPs o wye para la conexión de tres TPs.

Nominal VT Secondary Voltage: si la conexión es delta este valor es la tensión línea-línea y si es estrella (wye) la tensión es línea-neutro es decir la tensión nominal dividido raíz de tres. En el caso de la imagen la tensión del secundario es 69.2 V.

VT Ratio: es la relación entre el primario y el secundario de los TPs, en este caso como la tensión primaria es 13800 V, la relación 13800/120 es 115.

Los PTs de línea se programan de manera similar, sin embargo para esta tensión no se ajusta el tipo de conexión si no las fases que el relé compara para verificar el sincronismo, en este caso las fase involucradas son a y b por lo tanto el voltaje nominal secundario es 120 V y la relación es igual.

En este relé la función chequeo de sincronismo opera continuamente, es decir siempre está comprobando las condiciones de las dos fuentes de tensión y cuando las señales se encuentran dentro de los rangos activa la salida programada para habilitar el cierre.

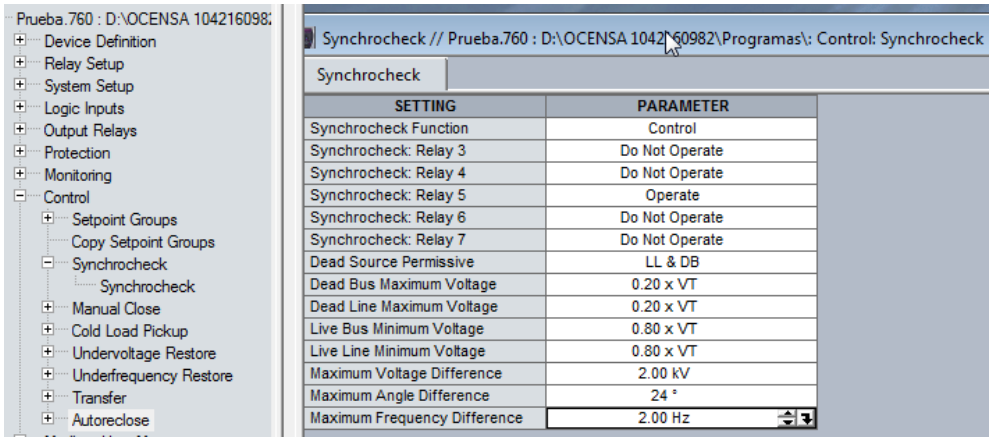


Figura 100: Ajuste de la función chequeo de sincronismo en el relé GE Multilin 760

Los ajustes más relevantes de la función sincrocheck en este relé (figura 100) son:

Synchrocheck Funtion: en donde se programa como control aunque también está la opción alarma.

Synchrocheck Relay del 3 al 7: cuando se programan como “Operate” están conmutan siempre que no hay sincronismo y se normalizan cuando las dos fuentes están en los rangos ajustados.

Dead (Bus/Line) Maximum Voltage: es el valor máximo de tensión que se considera como muerta, debe ser muy cercana a cero.

Live (Bus/Line) Minimum Voltage: es el valor mínimo considerado como presencia de tensión por lo que debe ser muy cercano al valor nominal de la tensión.

Maximum Voltage Difference: es el delta máximo de tensión admitido para que el relé acepte el chequeo de sincronismo, este valor depende del sistema de potencia donde se acoplan las dos fuentes.

Maximum Angle Difference: delta máximo de fase entre una fuente y otra.

Maximum Frecuency Difference: delta máximo de frcuencia.

Estos tres últimos parámetros aplican solo cuando las tensiónes (línea y barra) están presentes o vivas ya que cuando se requiere energizar estando una de las fuentes desenergizada se debe tener en cuenta la opción Dead Source Permissive el cual tiene las opciones de la figura 101:

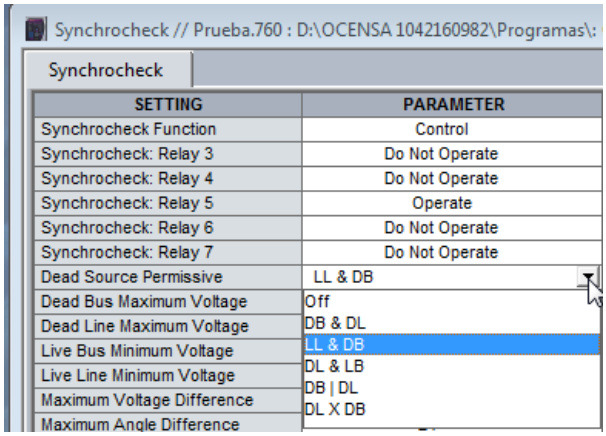


Figura 101: Opciones de chequeo de sincronismo en el relé GE Multilin 760

Off: si se deja deshabilitado el relé únicamente chequea el sincronismo teniendo la línea y la barra energizadas.

DB & DL: barra muerta - línea muerta

LL & DB: línea viva - barra muerta

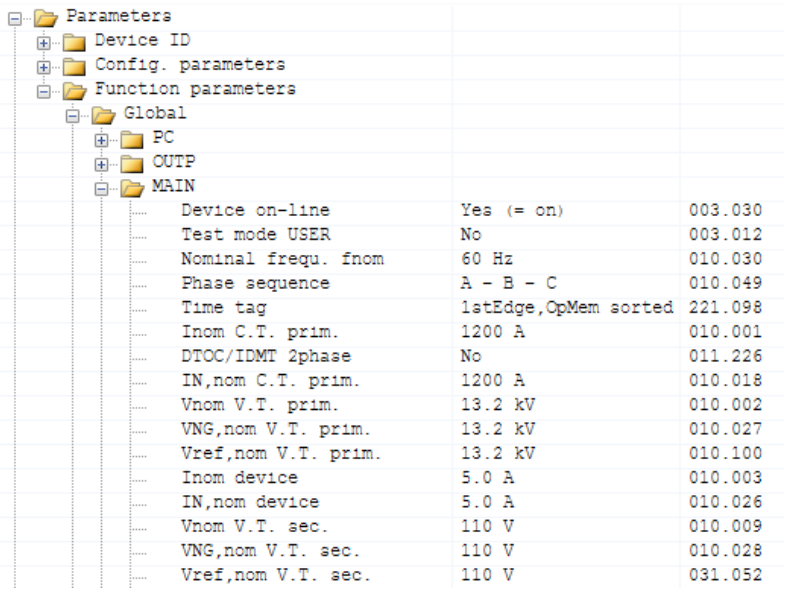
DL & LB: línea muerta – barra viva

DB | DL: barra muerta o línea muerta

DL X DB: una de las dos muerta y la otra viva.

Relé Micom P139:

Igual que en cualquier marca, lo primero a tener en cuenta es el ajuste de los transformadores de tensión de línea y de barra para lo cual el relé dispones de una entrada trifásica para la barra y una entrada de dos hilos para verificar la tensión de línea (figura 102).



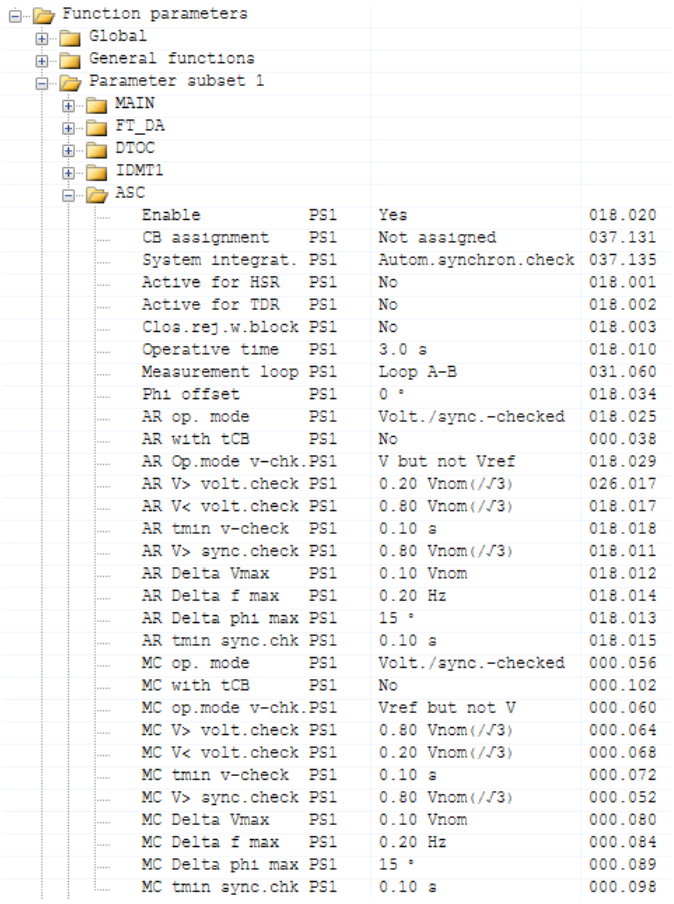
Device on-line	Yes (= on)	003.030
Test mode USER	No	003.012
Nominal frequ. fnom	60 Hz	010.030
Phase sequence	A - B - C	010.049
Time tag	1stEdge,OpMem sorted	221.098
Inom C.T. prim.	1200 A	010.001
DTOC/IDMT 2phase	No	011.226
IN,nom C.T. prim.	1200 A	010.018
Vnom V.T. prim.	13.2 kV	010.002
VNG,nom V.T. prim.	13.2 kV	010.027
Vref,nom V.T. prim.	13.2 kV	010.100
Inom device	5.0 A	010.003
IN,nom device	5.0 A	010.026
Vnom V.T. sec.	110 V	010.009
VNG,nom V.T. sec.	110 V	010.028
Vref,nom V.T. sec.	110 V	031.052

Figura 102: Relación de transformación de TPS de línea y de barra en el Micom P139

El parámetro llamado *Vnom V.T.* hace referencia a la entrada de tensión trifásica, mientras que *Vref, nom VT* a la tensión de dos hilos. En este relé se pueden usar las entradas de tensión como mejor convenga, es decir la entrada trifásica se puede conectar desde la tensión de barra o la de línea y lo mismo la otra entrada análoga del relé, sin embargo hay que tener muy en cuenta que con la entrada trifásica se puede cubrir todo el sistema trifásico para el tema de las protecciones de tensión.

En este relé la función chequeo de sincronismo inicia cuando se le da la orden de cierre al interruptor por lo que aún estando las señales dentro del rango el relé no opera

ninguna salida como permisivo de cierre, por lo que es imprescindible cablearle el comando de cierre local al relé. En este relé la función 25 es llamada ASC, la cual contiene la información que se detalla en la figura 103.



Function parameters			
Global			
General functions			
Parameter subset 1			
MAIN			
FT_DA			
DTOC			
IDMT1			
ASC			
Enable	PS1	Yes	018.020
CB assignment	PS1	Not assigned	037.131
System integrat.	PS1	Autom.synchron.check	037.135
Active for HSR	PS1	No	018.001
Active for TDR	PS1	No	018.002
Clos.rej.w.block	PS1	No	018.003
Operative time	PS1	3.0 s	018.010
Measurement loop	PS1	Loop A-B	031.060
Phi offset	PS1	0 °	018.034
AR op. mode	PS1	Volt./sync.-checked	018.025
AR with tCB	PS1	No	000.038
AR Op.mode v-chk.	PS1	V but not Vref	018.029
AR V> volt.check	PS1	0.20 Vnom(/√3)	026.017
AR V< volt.check	PS1	0.80 Vnom(/√3)	018.017
AR tmin v-check	PS1	0.10 s	018.018
AR V> sync.check	PS1	0.80 Vnom(/√3)	018.011
AR Delta Vmax	PS1	0.10 Vnom	018.012
AR Delta f max	PS1	0.20 Hz	018.014
AR Delta phi max	PS1	15 °	018.013
AR tmin sync.chk	PS1	0.10 s	018.015
MC op. mode	PS1	Volt./sync.-checked	000.056
MC with tCB	PS1	No	000.102
MC op.mode v-chk.	PS1	Vref but not V	000.060
MC V> volt.check	PS1	0.80 Vnom(/√3)	000.064
MC V< volt.check	PS1	0.20 Vnom(/√3)	000.068
MC tmin v-check	PS1	0.10 s	000.072
MC V> sync.check	PS1	0.80 Vnom(/√3)	000.052
MC Delta Vmax	PS1	0.10 Vnom	000.080
MC Delta f max	PS1	0.20 Hz	000.084
MC Delta phi max	PS1	15 °	000.089
MC tmin sync.chk	PS1	0.10 s	000.098

Figura 103: Chequeo de sincronismo en el relé Micom P139

Los ajustes más relevantes a la hora de programar el chequeo de sincronismo en este relé son algunos que se muestran en la gráfica:

Enable: para activar la función se debe programar como yes

CB assignment: el relé P139 puede controlar varios interruptores por esta razón en este parámetro se encuentran todas las posibilidades de los aparatos controlados, para este caso se coloca DEV01 que es el nombre que se asigna al interruptor.

System integrat.: se elige chequeo de sincronismo como está en la figura.

Meassurement loop: son las fases que se van a comparar entre la línea y la barra, es decir las que se conectan a la entrada análoga de dos hilos, en este caso es A y B.

Los ajustes AR aplican cuando el chequeo de sincronismo debe hacerse antes del recierre, sin embargo esta aplicación es usada normalmente en alta tensión.

MC op. Mode: se debe programar volt./sync.-checked para su correcto funcionamiento.

MC op. Mode v-check: es la manera como debe actuar el permisivo cuando se va a energizar de un lado hacia el otro, es decir con una de las dos en cero voltios. En la imagen se observa Vref but not V que es lo mismo que línea viva-barra muerta, esto si la señal Vref se cabea de los TPs de línea.

MC V>/< volt. check: son los valores mínimo para tomarlo como tensión viva o máximo para tensión muerta que el relé toma como referencia.

MC Delta Vmax: es el máximo valor de diferencia de amplitud de tensión admisible para permitir el cierre del interruptor.

MC Delta f max: se refiere a la máxima diferencia de frecuencia admisible.

MC Delta phi max: de igual manera es la mayor diferencia de ángulo admisible.

MC tmin sync.chk: es el tiempo dentro del cual el relé hace el chequeo luego de la orden de cierre del interruptor.

Además de estos ajustes, en este relé también es importante tener en cuenta algunos otros parámetros a la hora de programar la función 25:

La posición del interruptor la cual se asigna a las entradas binarias con la función DEV01 Open signal EXT y DEV01 Close signal EXT desde los contactos del interruptor abierto y cerrado.

La orden de cierre de interruptor, la cual puede ser una entrada binaria o una lógica asociada a la función ASC MC Close request EXT.

La salida binaria del relé que energiza la bobina de cierre del interruptor, la cual se puede programar directamente en la salida o a través de una lógica con la función ASC Close enable.

Además activar la función ASC en Config. Parameters y en General Functions dentro de Function parameters.

4.8.1. Prueba de la función chequeo de sincronismo con el equipo Omicron CMC.

Para la prueba de esta función de control es importante tener en cuenta que se debe contar con dos fuentes de tensión una trifásica y la otra puede ser monofásica o bifásica dependiendo de la configuración de los TPs instalados y del relé. El equipo Omicron CMC tiene una fuente monofásica de tensión adicional a la trifásica con la cual se puede simular la segunda entrada análoga del relé. El objetivo principal de la prueba de chequeo de sincronismo es verificar los valores de tensión en amplitud, frecuencia y fase de una de las fuentes con los cuales el relé inicia el chequeo de sincronismo; generalmente se deja la fuente trifásica en valores nominales de tensión y la otra fuente se somete a una variación desde un valor de no sincronismo acercando dicho valor al nominal hasta encontrar el umbral donde el relé acepta el sincrocheck que debe ser similar al ajustado.

Los módulos apropiados para realizar esta prueba son el QuickCMC, Ramping y el Pulse Ramping; en cualquiera de estos es imprescindible activar la fuente monofásica de tensión mediante Hardware Configuration. La prueba más sencilla se puede hacer con un QuickCMC variando las señales de frecuencia, amplitud y fase en la fuente monofásica hasta encontrar el umbral de sincronismo en los relés.

En la mayoría de relés de protección el syncrocheck se mantiene mientras que hayan condiciones de sincronismo, es decir si por ejemplo se programa una salida para habilitar el cierre por chequeo de sincronismo, esta se mantiene activa todo el tiempo que se encuentren las condiciones de sincronismo. En el relé Micom P139 el chequeo de sincronismo no se mantiene constante si no que hay que activarlo puede ser por medio de una entrada binaria o a través de cualquier comando que active la función ASC MC Close request EXT, de tal manera que solo inicia el syncrocheck cuando se le dé la orden; teniendo en cuenta esta consideración la función 25 en este relé se debe probar haciendo un intento de cierre luego de cada cambio en el valor de la tensión que se está variando para determinar cuál es el umbral de operación.

Con el módulo QuickCMC se puede hacer la prueba de los umbrales de sincronismo asi:

Primero que todo se debe ajustar las salidas análogas de tensión. Al abrir el módulo de prueba dentro de un documento de prueba, en la opción Hardware Configuration dentro

de la pestaña Analog Outputs es necesario habilitar la salida de tensión monofásica como se muestra en la figura 104.

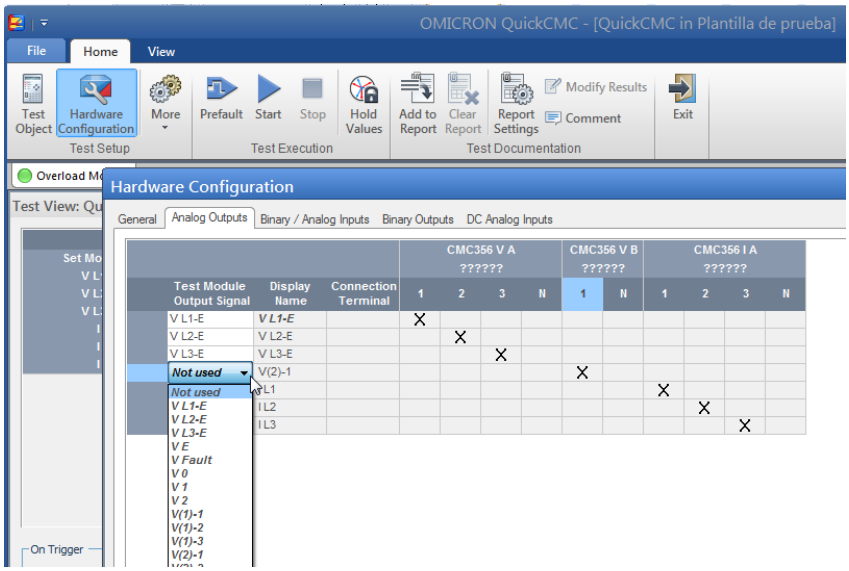


Figura 104: Configuración de la salida monofásica de tensión en el módulo QuickCMC

Teniendo en cuenta que para esta prueba no es necesario inyectar corriente, se puede suprimir las salidas análogas de corriente y únicamente dejar activas las salidas de tensión.

Para hacer la prueba hay que tener en cuenta la conexión de la tensión de sincronismo en el relé y la configuración de los TPs. Si para el chequeo de sincronismo se requieren dos fases por ejemplo L1 y L2, una de las fases debe ser la misma de la fuente trifásica y la otra fase e debe conectar a la fuente monofásica para poderla variar en amplitud, fase y frecuencia. Si de acuerdo a la configuración de los TPs y el relé solo se requiere una fase para la función, esta se conecta de la fuente monofásica con el respectivo neutro para modificarla de la misma manera. Antes de inyectar se debe dejar la fuente monofásica en un valor cercano al de sincronismo para verificar el punto en el cual el relé encuentra dicho valor al realizar la respectiva variación de la señal.

4.9. FUNCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR 87T

La protección diferencial de transformador es una función dedicada, es decir que los relés que la contienen son especificados para esta función. Sabiendo que algunos algoritmos de la curva de esta protección son propios de cada marca se detallarán los ajustes de un relé Multilin T60 el cual tiene esta aplicación y es muy usado en los proyectos de media tensión.

Los parámetros a tener en cuenta para el ajuste de esta protección inicialmente son:

Potencia del transformador en VA

Tensión de lado de alta y baja del transformador

Grupo vectorial del transformador

Relación de transformación de los TCs del lado de baja y del lado de alta

Cantidad de devanados del transformador

Teniendo estos datos podemos conocer la corriente nominal de lado de alta y baja del transformador, sabiendo que:

S=V*I*$\sqrt{3}$, se despeja la corriente, siendo V la tensión línea a línea; después de conocer estos valores hay que tener los ajustes de la protección diferencial que son los que definen los segmentos de la curva; estos dependen de cada marca de relé pero básicamente hay que tener en cuenta el pickup o porcentaje de corriente diferencial, las pendientes de la curva y los puntos en los cuales se unen dichas pendientes.

Ejemplo: Tenemos un transformador con los siguientes valores:

Relación de transformación	34500/480 V
Potencia	1.5 MVA
Grupo vectorial	DY5
TCs lado de alta	50/5 A
TCs lado de baja	2000/5 A
Número de devanados	2

Tabla 6: Datos de un transformador trifásico

Los ajustes en el relé Multilin T60 se pueden observar en la figura 105.

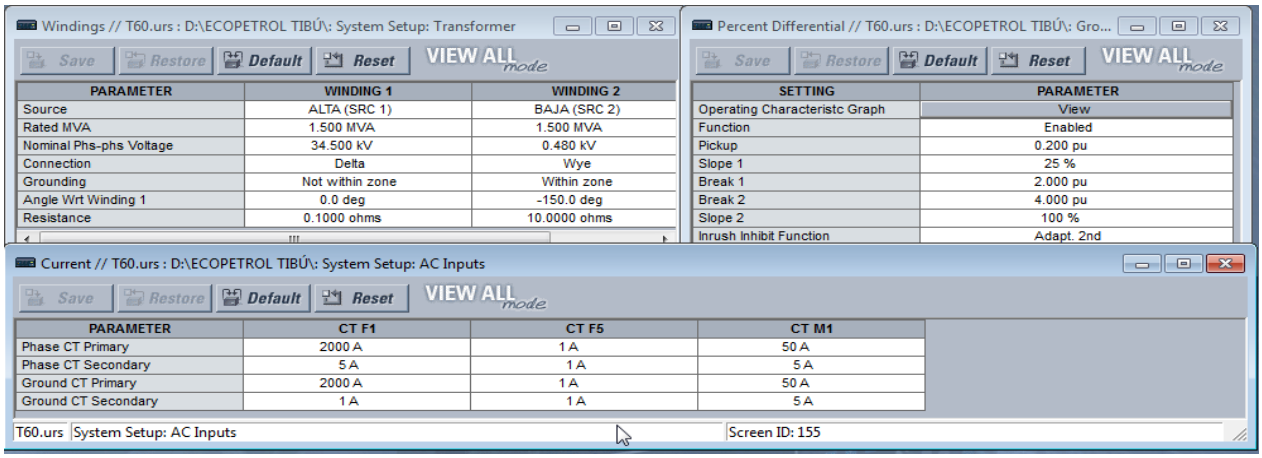


Figura 105: Ajuste de la protección 87T en un relé Multilin T60

En la plantilla de prueba Omicron lo primero que se debe hacer es ajustar los parámetros del transformador y de la protección dentro de la aplicación RIO en la opción *diffrential* la cual al abrirse la primera ventana que aparece es la configuración de los valores del transformador como se observa en la siguiente figura:

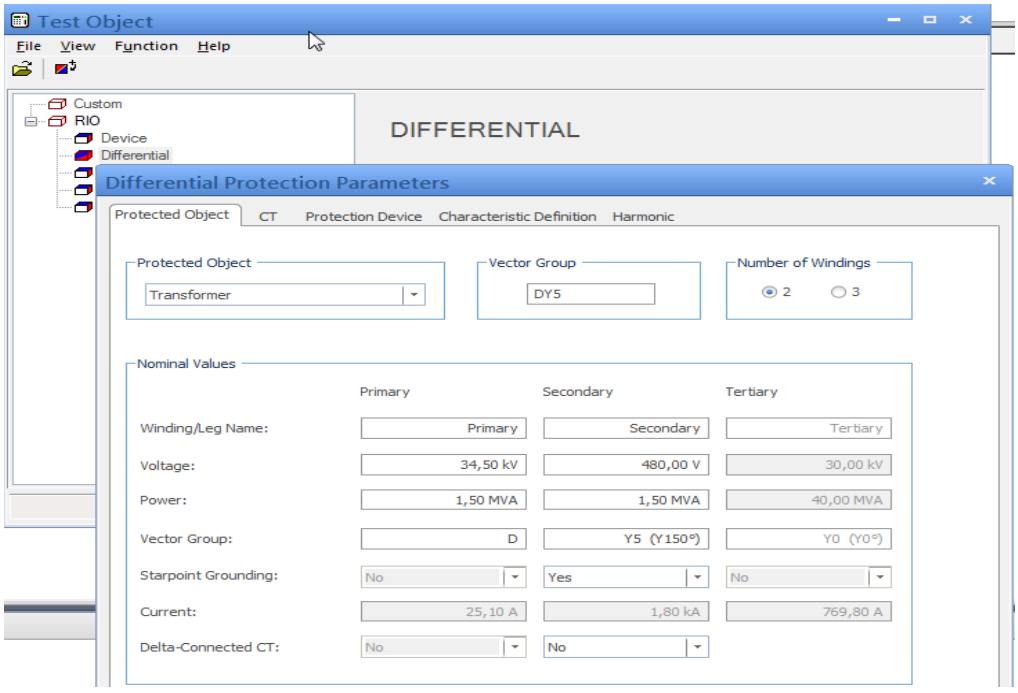


Figura 105: Parámetros de configuración del transformador

En la pestaña CT igualmente se colocan los datos de los transformadores de corriente de lado alta (primary) y baja (secondary), luego en la pestaña *Protection Device* se colocan los ajustes de la protección diferencial entre los cuales, los más relevantes son:

Ibias Calculation: Es la ecuación que representa la corriente I bias es decir el eje X del plano diferencial. Cada marca de relé tiene una ecuación diferente la cual se puede verificar en el manual de operación; en el caso del relé Multilin T60 la ecuación es max(Ip,Is).

Reference Winding: Normalmente el devanado de referencia es el primario ya que es el lado de la fuente de corriente.

Reference Current: Hay dos opciones; la corriente nominal del transformador y la corriente del TC del lado de referencia. Para el relé Multilin T60 la corriente de referencia es la nominal del CT que para el caso del ejemplo es 50 A primarios o 5 A secundarios.

Test Time Settings: TestMax se refiere al tienmpo máximo de la inyección de la corriente de falla, Delay Time es el tiempo después de la operación de cada punto para iniciar la siguiente inyección.

Diff Current Settings: Es el arranque o pickup de la diferencial.

Diff Time Settings: Tiempo de operación de la protección.

En la siguiente imagen (figura 106) se observan los ajustes que aplican para el ejemplo:

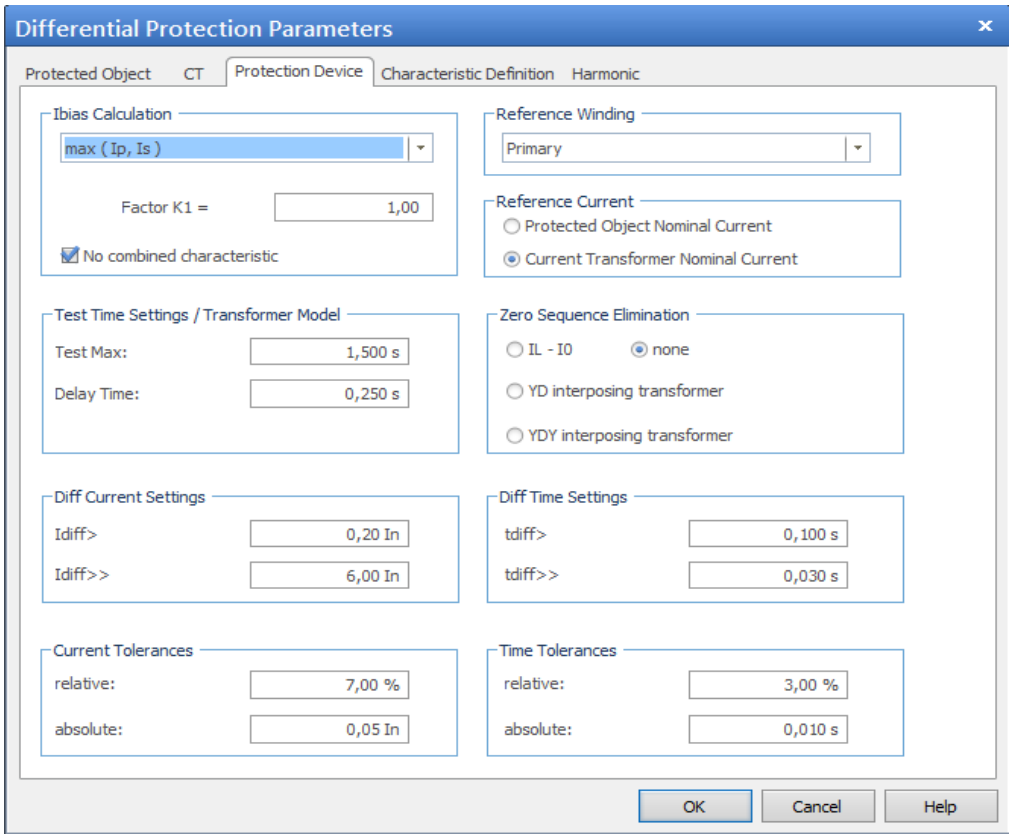


Figura 106: Parámetros de la protección diferencial

En la pestaña *Characteristic Definition,* se definen los segmentos de la curva diferencial de acuerdo a la característica de cada relé. En el relé T60 la curva se forma por cuatro segmentos que se deben armar por puntos en el plano X,Y (Ibias, Idiff); estos puntos hay que calcularlos de tal manera que los segmentos formen la curva que se encuentra en el manual y se arman en la aplicación RIO como se muestra en la figura 107.

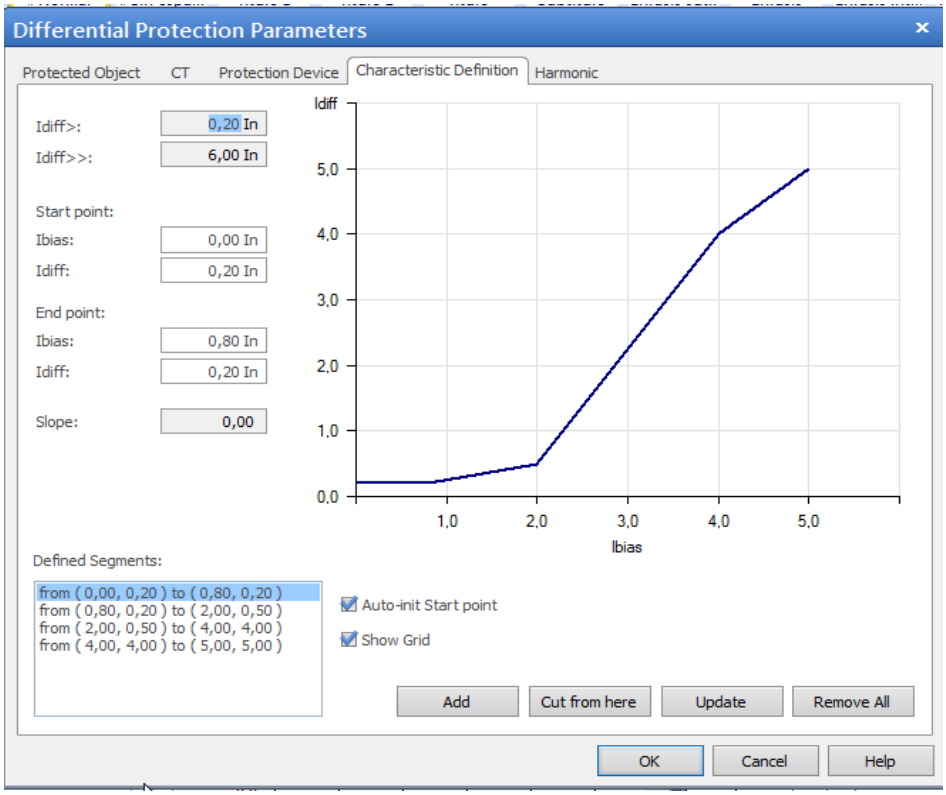


Figura 107: Curva diferencial del relé Multilin T60

Estos parámetros se ajustan en la aplicación RIO, sin embargo la prueba de la protección se debe realizar agregando los módulos de prueba convenientes para la verificación de la función. Estos módulos de prueba son:

Diff Configuration:

En este básicamente lo que se busca es probar que con una carga de cualquier magnitud, es decir una corriente equilibrada tanto en el primario como en el secundario, la protección no opera. El diagnóstico de aprobada o rechazada la prueba se debe hacer manualmente al verificar que la protección no opera y que efectivamente en el relé se puede leer que la magnitud diferencial en la fase o las fases probadas es cero. En la figura 108 se puede observar la prueba de cuatro puntos los cuales se aprobaron de manera manual:

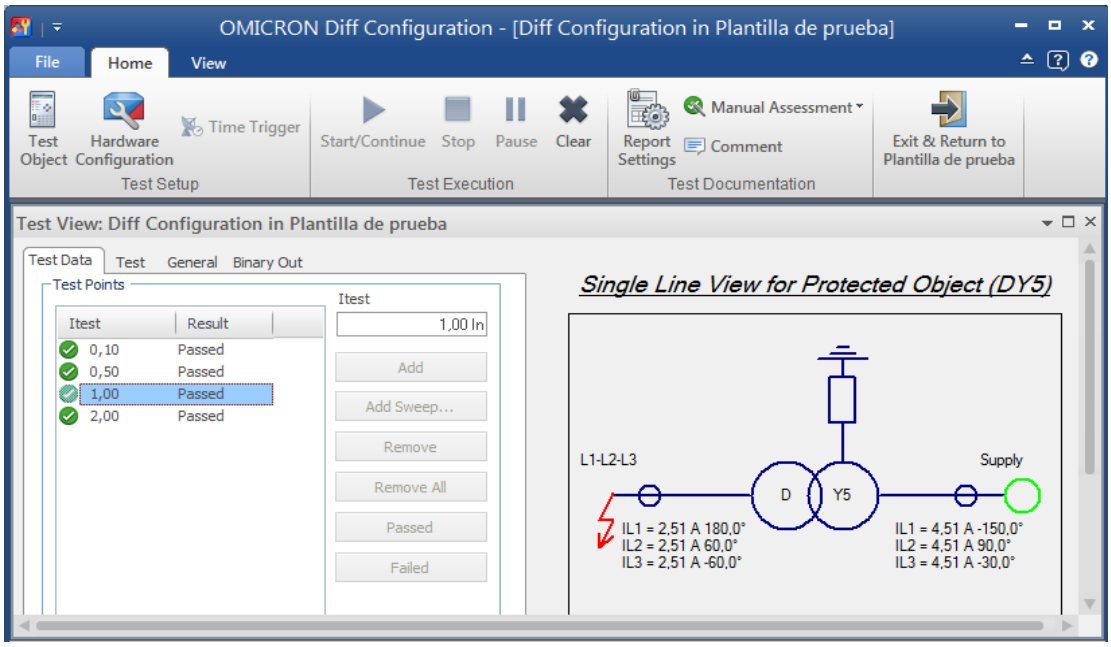


Figura 108: Prueba de la función 87T con el módulo Diff Configuration

Diff Operating Characteristic:

Con este módulo de prueba se verifica la curva de operación diferencial probando tanto el área de operación como el área de restricción; para lo cual en el área de operación el relé debe disparar mientras que en el de restricción el relé, a pesar de leer una magnitud diferencial, este restringe su operación ya que la corriente Ibias es lo suficientemente alta para restringir el disparo. Lo recomendable es deshabilitar las funciones de protección asociadas a la sobrecorriente como son la 50 y la 51.

En este modulo de prueba hay dos pestañas principales:

Shot Test: En este se asignan puntos aleatoriamente dentro de la curva ya sea ubicándolos con el cursor o agregándolos colocando como puntos (x,y) siendo Idiff el eje Y e Ibias el eje X. Al correr esta prueba el módulo mide el tiempo de disparo para el áea de operación y verifica la no operación inyectando un tiempo máximo programado en RIO para verificar el área de restricción.

Search Test: Con esta opción los resultados son más significativos ya que para cada uno de los puntos que se agreguen se hace una medida de la precisión del relé para cada punto en el eje X (Ibias) variando los valores del eje Y (Idiff) para determinar

desde que valor exactamente el relé dispara. Los resultados de una prueba realizada a un relé T60 se pueden observar en la figura 109.

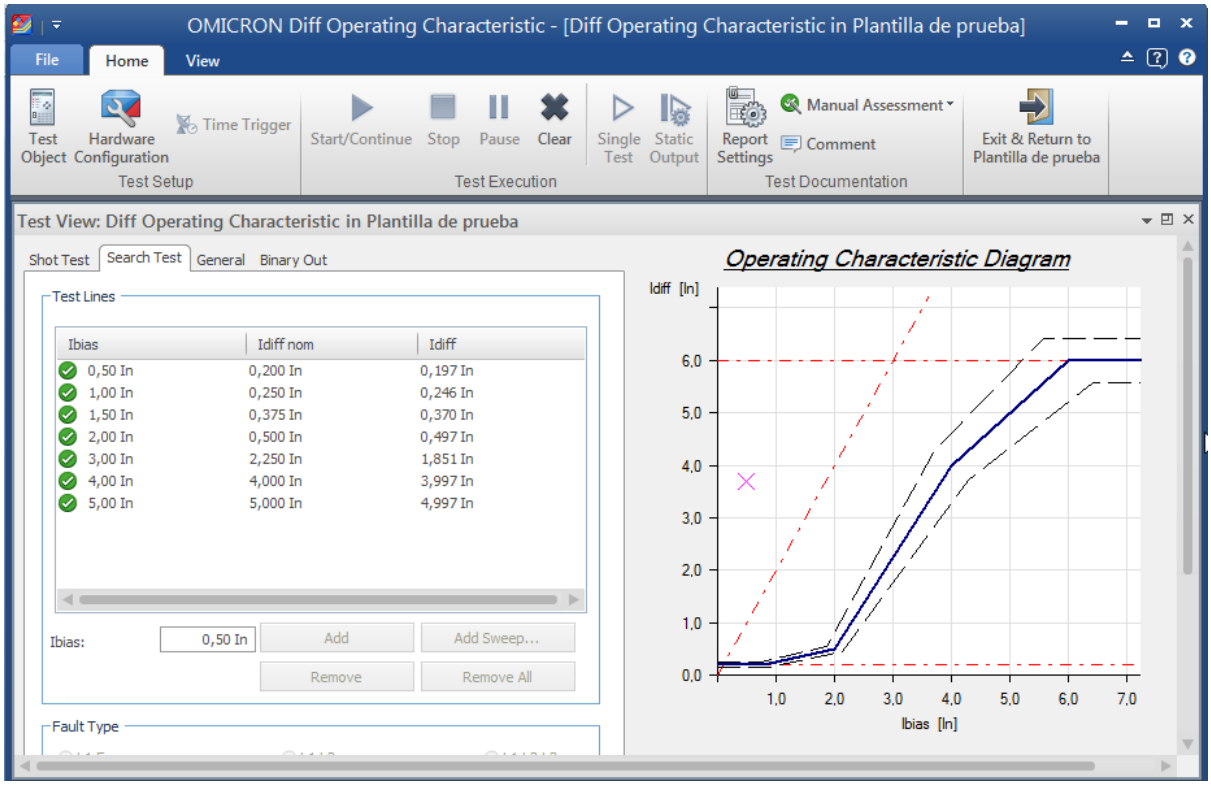


Figura 109: Resultados de la prueba 87T en un relé Multilin T60

5. HERRAMIENTA PARA VERIFICACIÓN DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC61850

Una de las funciones que tienen los relés de protección es la comunicación, con la cual se puede transmitir información que estos contienen hacia un nivel superior como puede ser un sistema scada o un centro de control. Existen varios lenguajes o idiomas con los cuales los relés de protección se pueden comunicar; estos son llamados protocolos de comunicación, los cuales algunos son propios de cada fabricante y otros son estandarizados.

El protocolo de comunicación IEC 61850 es una aplicación estándar para la comunicación en subestaciones eléctricas entre IEDs y desde estos hacia sistemas de control. Algunas ventajas de este, respecto a otros protocolos es la velocidad de transmisión y la interoperabilidad entre equipos de diferentes marcas, es decir la posibilidad de intercambiar señales entre relés a través de la red de comunicación.

Los relés que se comunican a través de este protocolo tienen puertos de comunicación Ethernet, ya que es el único medio a través del cual se logra la conexión bajo este protocolo. Estos puertos pueden ser para cobre o para fibra óptica, los puertos de cobre son aquellos en los que se conecta el cable de red UTP o RJ45, mientras que los puertos de fibra admiten el conector con terminal de fibra el cual entre los más conocidos están ST, SC y LC.

Durante las pruebas de los equipos en una subestación, es importante garantizar la habilidad de los relés de protección de comunicar datos por medio de este protocolo de comunicación hacia una red. Con la aplicación IEDScout de Omicron se pueden verificar las señales provenientes de los relés en una red de comunicación en tiempo real comprobando las señales requeridas como disparos por protecciones, estado de señaes binarias, medidas análogas y comandos sobre los elementos de control como interruptores.

5.1 PROCEDIMIENTO PARA VERIFICAR SEÑALES IEC 61850

La aplicación del protocolo de comunicación IEC 61850 en los relés de protección se puede verificar sin hacer ninguna configuración previa en sus archivos ya que los

simuladores extraen todas las librerías de los relés con las señales disponibles teniendo o ajustando la dirección IP de cada IED. El alcance de esta herramienta es probar las señales provenientes de los relés, verificando el estado de las señales requeridas. Es importante tener en cuenta que para la integración de los IEDs dentro de un sistema es imprescindible configurar el archivo IEC 61850 creando unos archivos llamados Dataset y Report Control Block.

La aplicación IEDScout se debe operar con un driver el cual se conecta en un puerto USB como una memoria dentro del cual está el instalador de la aplicación y con el cual se deben realizar la pruebas a los relés, es decir que es necesario tener el driver (figura 110) conectado al PC para poder visualizar las señales en IEC 61850 dentro de una red de comunicación.



Figura 110: Driver para la aplicación IEDScout

Luego de instalado el programa y de tener el driver conectado al PC se abre la aplicación desde la ventana principal de Omicron Test Universe en la parte inferior desde la opción *IEC 61850 Tools* así como aparece en la figura 111.

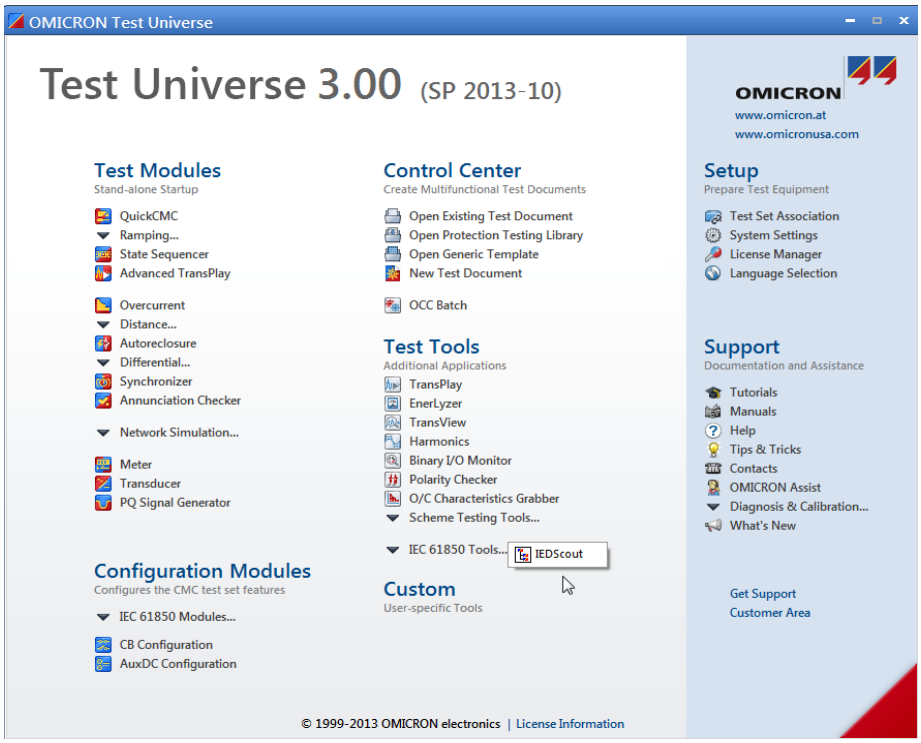


Figura 111: Aplicación IEDScout en Omicron Test Universe

Cuando se abre el programa debe aparecer la versión de este (figura 112).

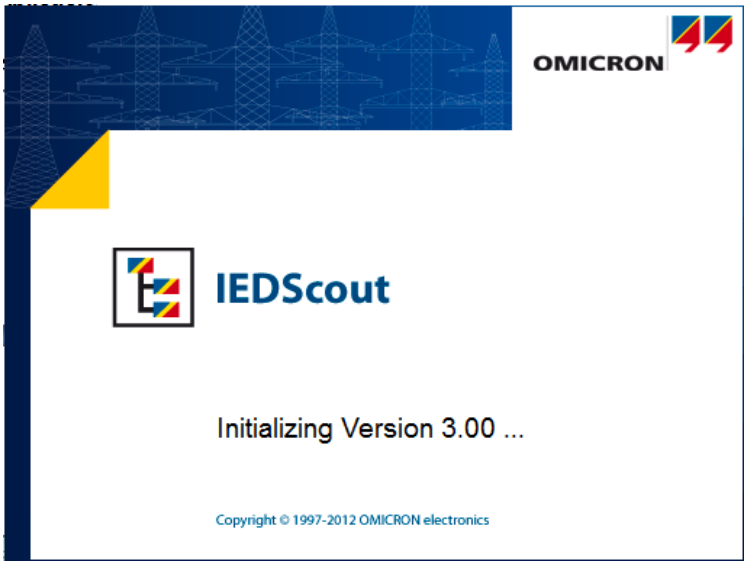


Figura 112: Inicio de la aplicación IEDScout con la licencia

Cuando se abre el programa sin el driver conectado aparece “Evaluation versión” en lugar de “Initializing Version 3.00” con lo que la aplicación queda muy limitada.

Luego la primera ventana que aparece es la siguiente (figura 113).

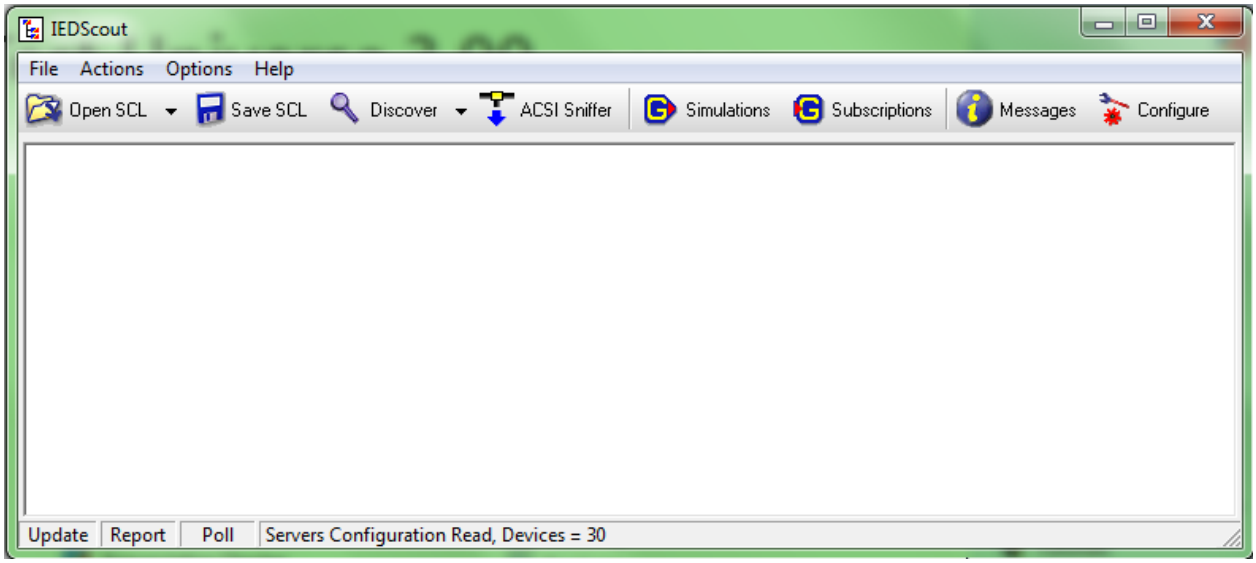


Figura 113: Primera vista de la aplicación IEDScout

Hasta este punto es necesario tener el PC y el relé conectados a la misma red es decir que los dos equipos contengan una dirección IP dentro del mismo segmento de red (por ejemplo tener el computador con la dirección 192.168.1.100 y el relé con la dirección 192.168.1.1).

En la pestaña *Options* en la opción *Configuration* se debe agregar un nuevo IED con la opción *New* como se puede observar en la figura 114.

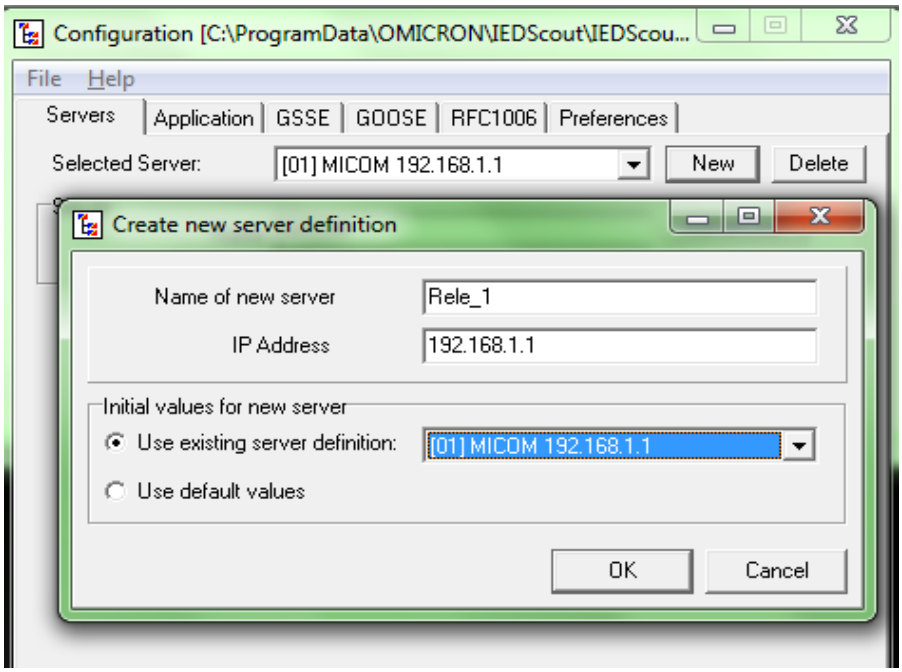


Figura 114: Creación de un nuevo IED con IEDScout

EL IED agregado debe tener un nombre y una dirección única entro de la red. Luego de agregado se valida con *OK* y *Apply.* Para conectarse al relé desde la primera ventana en la opción *Discover* se elige el relé con el que se requiera hacer la conexión.

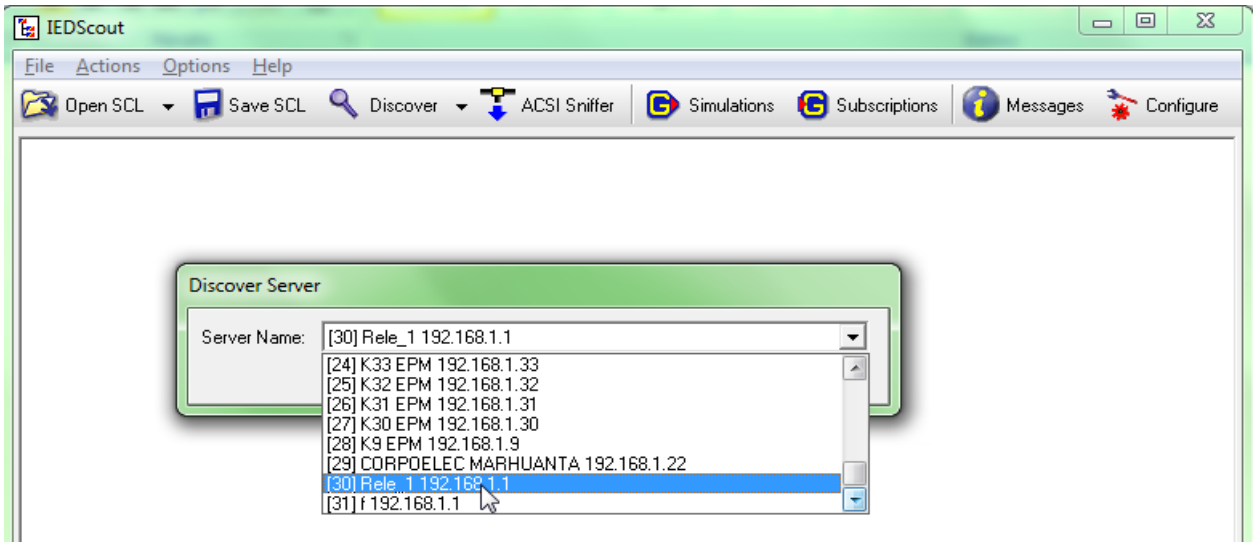


Figura 115: Conexión de un IED al IEDScout

Si el proceso es exitoso aparece la configuración IEC61850 similar al de la figura 116 en el que se muestra la configuración de un relé Micom P139:

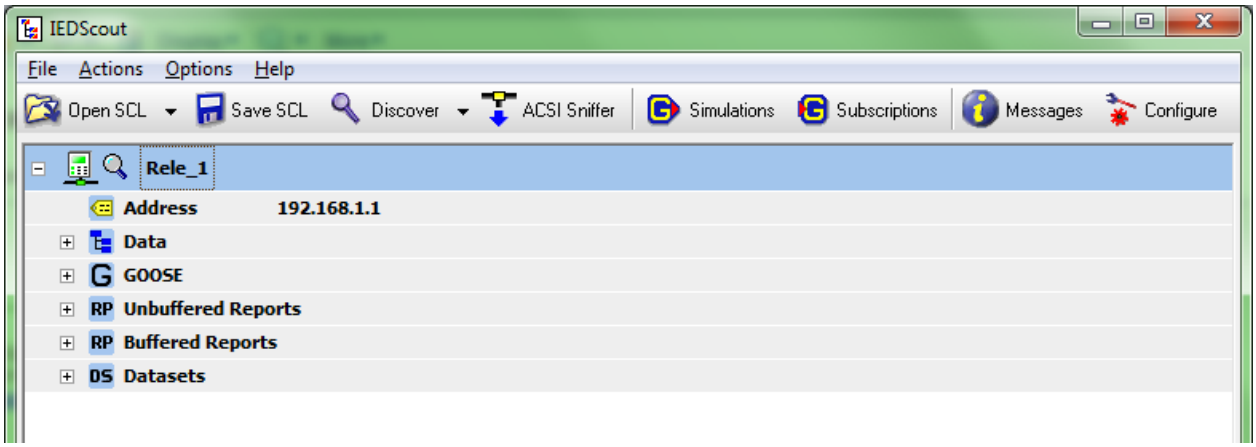


Figura 116: Archivo IEC61850 en la aplicación IEDScout

De la misma forma como se muestra la conexión al IED Rele_1 se pueden conectar varios equipos dentro de la aplicación. Para esto es necesario contar con un switch de comunicación donde se puedan conctar todos los IEDs necesarios con la limitante del número de puertos del switch.

Como se puede observar en la figura anterior el archivo está organizado por grupos de registros así:

Data: En esta carpeta de encuentra la configuración raíz IEC 61850, es decir toda la información que el relé dispone a través del protocolo.

GOOSE: Son los mensajes que se encuentran configurados en el relé o los que este trae por defecto.

Buffered Reports: Son reportes en los cuales las señales programadas quedan almacenadas aún cuando hayan desconexiones en la red.

Unbuffered Reports: Las señales programadas en este tipo de reportes se pierden al haber una desconexión de la red.

Datasets: Son archivos en los cuales se programan las señales que se requieren mapear atraves de los Report Contol Block.

En la opción *Data* se encuentra la raíz de toda la configuración, es decir toda la información que el relé tiene para publicar a través del protocolo y por lo tanto para verificar las señales que se requieran aunque no estén incluidas en ningún dataset la

mejor opción puede ser buscar los puntos en la carpeta Data que para el caso del relé Micom P139 contiene las siguientes subcarpetas dentro de las cuales se encuentra organizada la información así:

Control
Measurements
Protection
Records
System

Al desplegar cualquiera de las anteriores opciones en la aplicación, se muestran todos los puntos y señales que contiene dicha subcarpeta en el archivo del relé y al elegir uno de los puntos se abre una nueva ventana llamada *Data View* en la que se puede verificar en tiempo real el valor de cada señal que se requiera indagar. En la siguiente tabla se observan algunas señales típicas de protección de un IED y su identificación dentro del protocolo. Por ejemplo para un relé Micom P139 las señales equivalentes de protección son:

Función ANSI	Protección	Identificación IEC61850
50	Sobrecorriente instantánea de fases	DtpPhsPTOC1
51	Sobrecorriente temporizada de fases	ItpPhsPTOC1
50N	Sobrecorriente instantánea de neutro	DtpEftPTOC1
51N	Sobrecorriente temporizada de neutro	ItpEftPTOC1
27	Subtensión	VtpPhsPTUV1
59	Sobretensión	VtpPhsPTOV1
81U	Baja frecuencia	FrqPTUF1

Tabla 7: Señales de protección por IEC 61850 en un relé Micom P139

Dentro de la opción *Data* en la subcarpeta *Protection* se encuentran todas las señales de las protecciones que contiene el relé, en este caso el Micom P139. En la figura 117 se observa la información de la protección sobrecorriente temporizada de fases y dentro de esta carpeta se encuentran varias subcarpetas entre estas *ST* y a su vez dentro de esta podemos observar que se encuentra un grupo llamado *Op* que se refiere a la operación de la protección; la cual contiene la siguiente información:

general: es el estado de la señal: F falso o inactivo, T verdadero o presente.

q: se refiere a la calidad de la señal.

t: la estampa de tiempo de la señal.

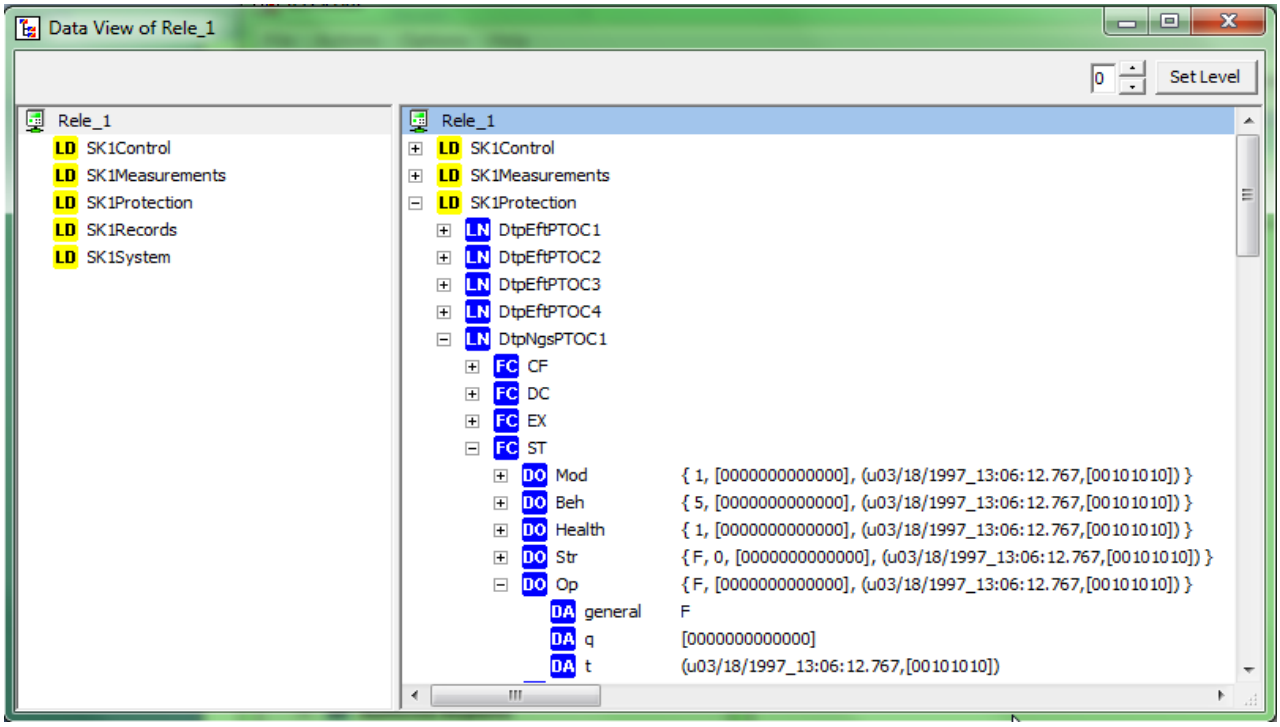


Figura 117: Despliegue de señales de protección en Data View

Para verificar por ejemplo la operación de la función sobrecorriente temporizada de fases (51) la señal que se debe escoger sería **Op**, en la cual se pued comprobar el estado, la calidad y el tiempo. De la misma manera como se puede verificar las funciones de protección (protection) también se pueden probar señales de control, medidas, registros y del mismo sistema del relé o IED. EN la figura 118 se pueden observar algunas señales de nodo lógico de medidas MMXU1 en donde por ejemplo para la corriente de la fase A se debe desplegar el menú así:

MX-A -phsA -cval -mag -f.

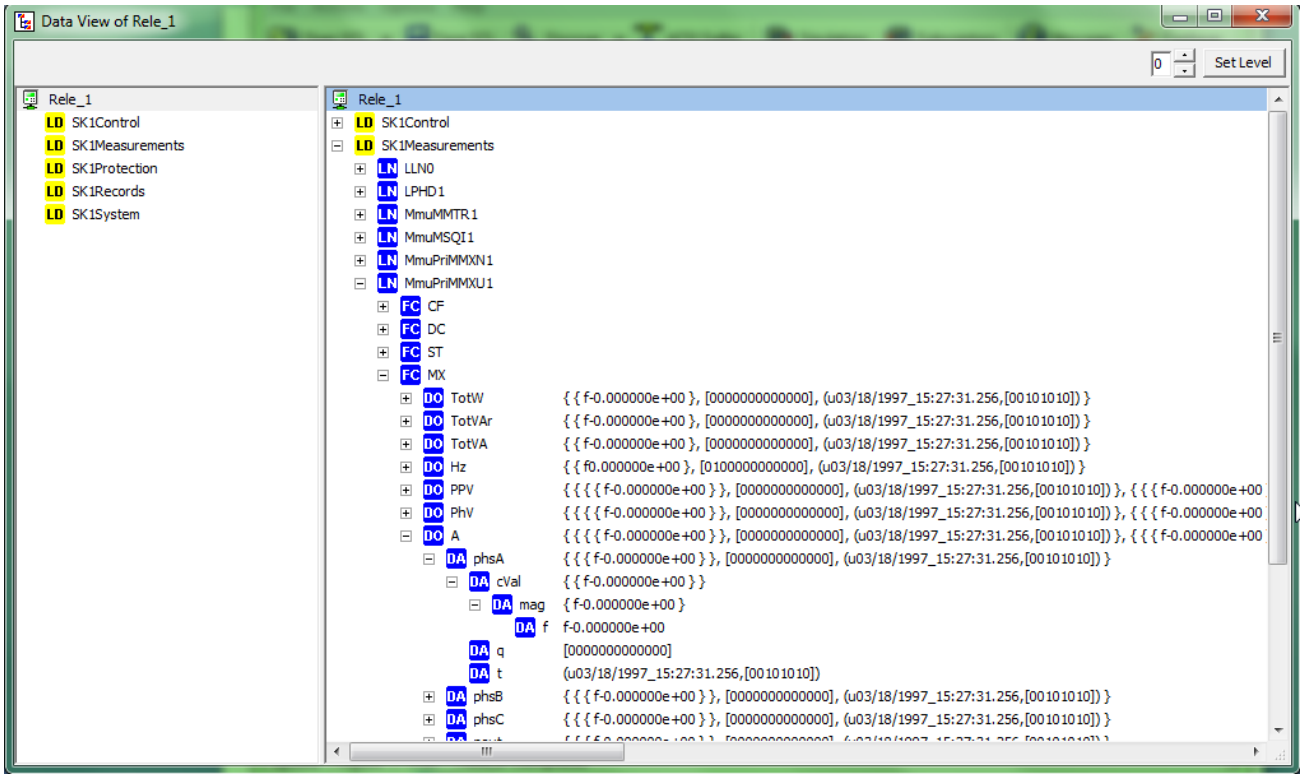


Figura 118: Despliegue de señales de medida en Data View

Hasta este punto se pueden verificar en tiempo real las señales que se requieran, sin embargo para mejorar el desempeño de las pruebas, hay una opción de elegir las señales que se requieren verificar con la opción *Polling* por medio del cual se abre en una ventana nueva las señales que se requieren verificar en un intervalo definido de tiempo como se muestra en la figura 119.

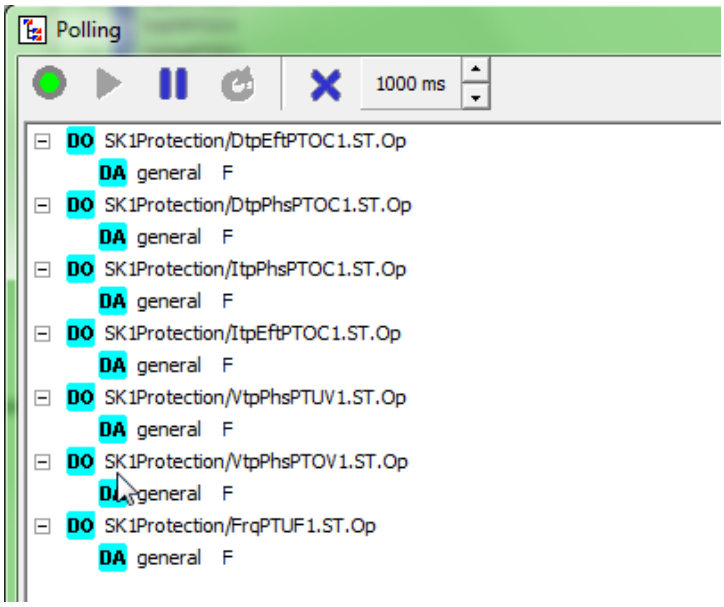


Figura 119: Señales en la ventana Polling

En la figura anterior se observan algunas funciones de protección en la que cada una de estas tiene la siguiente estructura tomando como ejemplo la última:

SK1Protection/FrqPTUF1.ST.Op

SK1: *Logical Device* es el nombre del IED con el que se identifica en la red. Cada IED debe tener una identificación diferente dentro de la misma red.

Protection: Es la carpeta en donde se encuentra ubicada la señal

Frq: *Logical Node* o nodo lógico es una subcarpeta en donde se ubica una función específica, en este caso es el nodo lógico de la protección de frecuencia. Para cada función de protección hay un nodo lógico, igualmente para las medidas el nodo lógico es MMXU, para el interruptor es XCBR. Esta nomenclatura para los nodos lógicos es estándar.

ST: *Data* o dato dentro del nodo lógico; dentro de Data se encuentran algunas variables como arranque y operación.

Op: Atributo el cual finalmente es la variable que cambia de un estado a otro dependiendo del estado de la señal.

6. CONCLUSIONES

El trabajo relacionado con las pruebas de las protecciones en sistemas eléctricos, es un conjunto de actividades que requiere cierto conocimiento basado en sistemas de potencia, comunicaciones y electrónica con los cuales se verifican un conjunto de variables para determinar si un equipo o un sistema compuesto de equipos es apto para realizar una tarea específica o un conjunto de tareas.

Independiente de la marca de los relés de protección, estos están especificados para operar de acuerdo a ciertas características y requerimientos cumpliendo con unos estándares que los hacen muy similares en su respuesta ante posibles fallas dentro de un sistema eléctrico. Aprovechando esta similitud de respuesta en los equipos, las pruebas realizadas para verificar la operación de las protecciones y los sistemas de comunicación se hacen de la misma manera, garantizando la funcionalidad de los relés de protección con el aprovechamiento de las herramientas incluidas en el software de Omicron CMC con el cual se pueden hacer las pruebas obteniendo un registro detallado de los resultados para cada equipo.

El procedimiento es una herramienta muy valiosa a la hora de verificar relés de protección multifuncionales con la valija de inyección Omicron CMC ya que brinda las pautas necesarias para realizar este tipo de pruebas

BIBLIOGRAFIA

Ramírez Castaño Samuel. (2003). Protección de Sistemas Eléctricos. Manizales

Mejia Villegas SA (1991) Subestaciones de Alta y Extra alta Tensión. Colombia

Samudio Bobadilla & Lezcano Rivas (2014) Procedimiento para Modelado de Nodos Lógicos y Datos en Lenguaje SCL, definidos en la Norma IEC 61850 para la Integración de Subestaciones del Sistema Interconectado Nacional. Recuperado de

https://prezi.com/jeubpc37nt7r/proceso-de-modelado-de-nodos-logicos-datos-y-atributos-en-scl-iec-61850/