



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**AJUSTE Y COMUNICACIÓN DE IEDS SIEMENS 7SJ85 Y
7SA86 EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA EN
ANILLO**

Trabajo de titulación previo a la obtención
del título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: ANTONY EDUARDO JÁCOME BARRIONUEVO

TUTOR: ING. FLAVIO ALFREDO QUIZHPI PALOMEQUE

Cuenca – Ecuador

2024

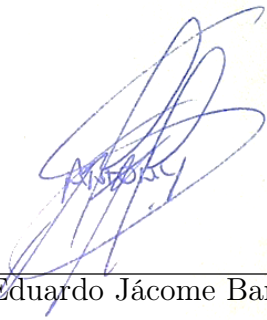
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Antony Eduardo Jácome Barrionuevo con documento de identificación N° 1600846057, manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 16 de febrero del 2024

Atentamente,



Antony Eduardo Jácome Barrionuevo

16008460547

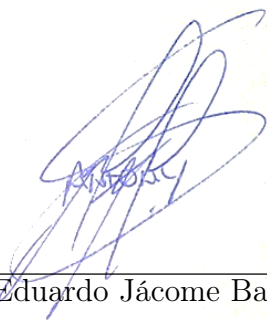
**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL
TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD
POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Antony Eduardo Jácome Barrionuevo con documento de identificación N° 1600846057, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Proyecto técnico: “Ajuste y comunicación de IEDs SIEMENS 7SJ85 y 7SA86 en sistemas eléctricos de potencia en anillo”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 16 de febrero del 2024

Atentamente,



Antony Eduardo Jácome Barrionuevo

1600846057

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque con documento de identificación N° 0102257482, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “AJUSTE Y COMUNICACIÓN DE IEDS SIEMENS 7SJ85 Y 7SA86 EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA EN ANILLO”, realizado por Antony Eduardo Jácome Barrionuevo con documento de identificación N° 1600846057, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 16 febrero del 2024

Atentamente,

Ing. Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque

0102257482

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mis sinceros agradecimientos a quienes han sido parte fundamental de este camino académico. En primer lugar, agradezco a Dios por su constante guía, fortaleza y bendiciones que han iluminado mi camino hacia este logro.

A mis amados padres, por su amor incondicional, apoyo inquebrantable y sacrificio incansable para brindarme las oportunidades que me han permitido crecer y alcanzar mis metas.

A mis queridas hermanas, por ser mi fuente de inspiración, compañeras de vida y sostén en los momentos más difíciles. A mis respetados docentes, por su dedicación, sabiduría y orientación invaluable que han enriquecido mi aprendizaje y mi desarrollo académico.

Cada uno de ustedes ha dejado una huella imborrable en mi vida y en este trabajo. Con profunda gratitud, les dedico este logro.

Antony Eduardo Jácome Barrionuevo

DEDICATORIA

A mis padres, Emilio y Nelly, pilares fundamentales de mi vida, les agradezco por su amor incondicional, apoyo constante y arduo sacrificio para que yo pueda alcanzar este logro.

A mis hermanas, Anny y Tatiana, por ser mi apoyo en los momentos difíciles, les dedico este logro como muestra de mi profundo agradecimiento por su compañía aunque estemos lejos.

A mis estimados docentes, especialmente a mis queridos amigos, el Ing. Flavio Quizhpi y el Ing. Mateo Quizhpi quienes con su dedicación y sabiduría han forjado mi camino hacia el conocimiento, les agradezco por su invaluable amistad, enseñanza, orientación y aportes en este trabajo de titulación.

Finalmente, quiero dedicar este trabajo a mi pareja, quien ha sido una parte importante en todo este proceso, por ser mi apoyo incondicional en los momentos de incertidumbre y nunca dejar que me de por vencido.

Antony Eduardo Jácome Barrionuevo

RESUMEN

En el presente Trabajo de Titulación se presenta y valida una metodología para la parametrización de IEDs de marca SIEMENS de sobrecorriente y distancia, respectivamente implementados en cuatro líneas de transmisión del sistema IEEE de 14 barras. Se procedió mediante simulación en PowerFactory, a realizar y validar los ajustes de protección y tiempos de respuesta para cada IED. Para lograr corroborar los ajustes propuestos, los mismos se cargaron a IEDs reales del laboratorio de protección de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca. Como último paso, se inyectaron los valores de cortocircuito utilizando el equipo de inyección de tensiones y corrientes CMC356. Se pudo evidenciar que los tiempos de respuesta de las funciones de protección de sobrecorriente y distancia obtenidos en simulación presentan una correlación entre el 2% y el 5% respecto a los tiempos de respuesta del IED real y el observado por el equipo de pruebas CMC356.

Adicionalmente, se presenta la implementación del protocolo IEC 61850 en un SCADA aplicado al sistema de 14 barras de la IEEE. El sistema engloba IEDs de sobrecorriente y distancia, que a su vez están interconectados a través de direcciones IPs en un switch que se enlaza a una RTU. Utilizando la maleta de pruebas, se procedió a inyectar corrientes y tensiones de falla para validar la comunicación GOOSE entre los IED, con la novedad de que se utilizó un contactor de baja tensión para validar el fallo del interruptor de potencia. Por último, se procedió a validar la comunicación MMS y Sampled Values entre cada IED presentando las diferentes variables en las pantallas SCADA diseñadas. Por ende, la metodología presentada sirve como una guía para validar pruebas de protección y comunicación en subestaciones bajo el protocolo IEC 61850.

ABSTRACT

In this Qualification Work, a methodology is presented and validated for the parameterization of SIEMENS brand IEDs of overcurrent and distance, respectively implemented in four transmission lines of the 14-bar IEEE system. We proceeded through simulation in PowerFactory to make and validate the protection settings and response times for each IED. In order to corroborate the proposed adjustments, they were uploaded to real IEDs from the protection laboratory of the Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca headquarters. As a last step, the short circuit values were injected using the CMC356 voltage and current injection equipment. It was evident that the response times of the overcurrent and distance protection functions obtained in simulation present a correlation between 2% and 5% with respect to the response times of the real IED and that observed by the test equipment. CMC356.

Additionally, the implementation of the IEC 61850 protocol in a SCADA applied to the IEEE 14-bar system is presented. The system includes overcurrent and distance IEDs, which in turn are interconnected through IP addresses in a switch that is linked to an RTU. Using the test suitcase, fault currents and voltages were injected to validate the GOOSE communication between the IEDs, with the novelty that a low voltage contactor was used to validate the failure of the power switch. Finally, the MMS and Sampled Values communication between each IED was validated by presenting the different variables on the designed SCADA screens. Therefore, the presented methodology serves as a guide to validate protection and communication tests in substations under the IEC 61850 protocol.

Índice general

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	i
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	ii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
DEDICATORIA	v
RESUMEN	vi
ABSTRACT	vii
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Normativa de Protección	2
1.2 Normativa de Comunicación	3
2 SISTEMA DE POTENCIA BAJO ANÁLISIS Y CRITERIOS DE AJUSTE DE PROTECCIÓN, CASO DE ESTUDIO SELECCIONADO	5
2.1 Sistema IEEE de 14 Barras	5
2.2 Criterios de ajuste	6
2.2.1 Función de tiempo definido - [50/50N]	6
2.2.2 Función de tiempo inverso - [51/51N]	7
2.2.3 Protección Poligonal de Distancia - [21]	8
2.3 Protección de sobrecorriente	9

2.4	Protección de distancia	16
2.4.1	Efecto Infeed	17
3	ENSAYOS DE PROTECCIÓN	24
3.1	Ensayos de sobrecorriente	25
3.1.1	Configuración Test Universe	25
3.1.2	Ensayos en laboratorio	27
3.2	Ensayos de distancia	37
3.2.1	Configuración Test Universe	37
3.2.2	Ensayos de laboratorio	39
4	COMUNICACIÓN IEC 61850 Y SISTEMA SCADA	46
4.1	Protocolo IEC 61850	46
4.1.1	Configuración de la estación IEC 61850 en Digi 5	46
4.2	Equipos de comunicación	47
4.2.1	Switch industrial HIRSCHMANN Greyhound GRS1020	47
4.2.2	Configuración de IPs para el enlazamiento	47
4.2.3	Novatech RTU	49
4.3	Sistema SCADA	57
4.3.1	Enrutamiento mediante el software Inkscape	57
5	ENSAYOS DE COMUNICACIÓN	62
5.1	Comunicación SV/MMS	63
5.2	Comunicación GOOSE	67
5.3	Ensayos de comunicación y protección	69
6	ANÁLISIS DE RESULTADOS	71
7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	72
	ANEXOS	75
A	CONEXIÓN DE LOS IEDS CON LA MALETA DE PRUEBAS, EL CONTACTOR Y EL SOFTWARE DE SIMULACIÓN	76
B	VISTA LATERAL DE LA CONEXIÓN DE LOS IEDS CON LA MALETA DE PRUEBAS, EL CONTACTOR Y EL SOFTWARE DE SIMULACIÓN	78

C VALIDACIÓN DE ACTUACIÓN DE LA SEÑAL GOOSE DE DISPARO DEL INTERRUPTOR DEL IED DE RES- PALDO CON UN MÚLTÍMETRO	80
D INYECCIÓN DE CORRIENTES Y VOLTAJES PARA ME- DICIÓN DE VALORES SV EN EL SCADA	82

Índice de figuras

2.1	Sistema de 14 Barras de la IEEE.	5
2.2	Localización de los IEDs en el sistema.	7
2.3	Característica general de tiempo inverso en un relé de sobrecorriente. [1]	10
2.4	Ajustes para el IED-1 _{Dir} en PowerFactory.	12
2.5	Ajustes para el IED-2 _{Dir} en PowerFactory.	12
2.6	Agregar un nuevo dispositivo en el software Digsig 5.	13
2.7	Configuración de la protección 51 en el software Digsig 5.	14
2.8	Configuración de las salidas binarias de cada función de protección en el software Digsig 5.	14
2.9	Parametrización de la curva de sobrecorriente del IED-1 _{Dir} en el software Digsig 5.	15
2.10	Parametrización de la curva de sobrecorriente del IED2 _{Dir} en el software Digsig 5.	15
2.11	Ilustración de las 3 zonas de protección de un IED de distancia [2].	17
2.12	Tipos de característica de IEDs de distancia [2].	17
2.13	Efecto Infeed en una línea de transmisión [3].	18
2.14	Diagrama de impedancia con las zonas de protección del IED-3 _{Dist} en el software PowerFactory.	20
2.15	Diagrama de impedancia con las zonas de protección del IED-4 _{Dist} en el software PowerFactory.	20
2.16	Agregar un nuevo dispositivo en el software Digsig 5.	21
2.17	Configuración de la Zona 1 en el software Digsig 5.	22
2.18	Configuración de las salidas binarias de cada función de protección en el software Digsig 5.	22
2.19	Zonas de protección del IED-3 _{Dist} en el software Digsig 5.	23
2.20	Zonas de protección del IED-4 _{Dist} en el software Digsig 5.	23
3.1	Diagrama de comunicación y señales para la simulación de pruebas.	24

3.2	Parametrización por fase del IED-1 _{Dir} en el software Test Universe.	25
3.3	Parametrización por fase del IED-2 _{Dir} en el software Test Universe.	26
3.4	Parametrización de tierra del IED-1 _{Dir} en el software Test Universe.	26
3.5	Parametrización de tierra del IED-2 _{Dir} en el software Test Universe.	27
3.6	Tiempo de actuación del IED-1 _{Dir} en el software PowerFactory.	28
3.7	Tiempo de actuación del IED-1 _{Dir} en el software PowerFactory	28
3.8	Prueba en el módulo de sobrecorriente del IED-1 _{Dir} en el Test Universe.	29
3.9	Prueba en el módulo de sobrecorriente del IED-1 _{Dir} en el Test Universe.	29
3.10	HMI del IED-1 _{Dir} al momento de ver la falla trifásica.	30
3.11	HMI del IED-1 _{Dir} al momento de ver la falla monofásica a tierra	31
3.12	Tiempo de actuación del IED-2 _{Dir} en el software PowerFactory.	33
3.13	Tiempo de actuación del IED-2 _{Dir} en el software PowerFactory.	33
3.14	Prueba en el módulo de sobrecorriente del IED-2 _{Dir} en el Test Universe.	34
3.15	Prueba en el módulo de sobrecorriente del IED-2 _{Dir} en el Test Universe.	34
3.16	HMI del IED-2 _{Dir} al momento de ver la falla bifásica.	35
3.17	HMI del IED-2 _{Dir} al momento de ver la falla monofásica a tierra	36
3.18	Parametrización por fase del IED-3 _{Dist} en el software Test Universe.	38
3.19	Parametrización por fase del IED-4 _{Dist} en el software Test Universe.	38
3.20	Tiempo de actuación del IED-3 _{Dist} en el software PowerFactory.	39
3.21	Tiempo de actuación del IED-3 _{Dist} en el software Test Universe.	40
3.22	HMI del IED-3 _{Dist} al momento de ver la falla trifásica.	41
3.23	Tiempo de actuación del IED-4 _{Dist} en el software PowerFactory.	42
3.24	Tiempo de actuación del IED-4 _{Dist} en el software Test Universe.	43
3.25	HMI del IED-4 _{Dist} al momento de ver la falla monofásica a tierra.	44
4.1	Comunicación GOOSE del IED-4 _{Dist} en el software <i>IEC 61850 System Configurator</i>	47
4.2	Valores SV del IED-3 _{Dist} en el software <i>IEC 61850 System Configurator</i>	48

4.3 Mensajería MMS del IED-2 _{Dir} en el software <i>IEC 61850 System Configurator</i>	48
4.4 Switch industrial HIRSCHMANN Greyhound GRS1020s [4].	48
4.5 RTU de Novatech [5].	49
4.6 Interfaz principal y la pestaña <i>Configure</i> del software NCD3	50
4.7 Interfaz del protocolo IEC 61850 en el software NCD3	50
4.8 Selección de entradas y salidas en el protocolo IEC 61850 del software NCD3	51
4.9 Interfaz principal del protocolo XML en el software NCD3	52
4.10 Interfaz del menú <i>Online Connections</i> del software NCD3	52
4.11 Interfaz del menú <i>New Connections</i> del software NCD3	53
4.12 Ventana emergente de la conexión de la dirección creada	53
4.13 Interfaz para transferir los archivos a la RTU	54
4.14 Interfaz para activar los archivos a la RTU	55
4.15 Página web principal de la RTU	55
4.16 Interfaz de la pestaña <i>Files</i>	56
4.17 Interfaz de la pestaña <i>Data Values</i>	56
4.18 Interfaz del software Inkscape en la pestaña <i>Extensiones</i>	57
4.19 Interfaz de la pestaña <i>NovaTech HMI</i> del software Inkscape para configurar entradas	58
4.20 Interfaz de la pestaña <i>NovaTech HMI</i> del software Inkscape para configurar salidas	58
4.21 Interfaz principal SCADA con la localización de los IEDs en el sistema de 14 barras.	59
4.22 Interfaz SCADA del IED-1 _{Dir} y sus funciones	60
4.23 Interfaz SCADA del IED-2 _{Dir} y sus funciones	60
4.24 Interfaz SCADA del IED-3 _{Dist} y sus funciones	61
4.25 Interfaz SCADA del IED-4 _{Dist} y sus funciones	61
5.1 Comunicación entre los diferentes dispositivos de la red.	62
5.2 Valores de corriente y de voltaje visto desde la interfaz SCADA principal en cada IED.	63
5.3 SV vistos desde el SCADA del IED-1 _{Dir}	64
5.4 SV vistos desde el SCADA del IED-4 _{Dist}	64
5.5 HMI del IED-1 _{Dir}	65
5.6 HMI del IED-2 _{Dir}	65
5.7 HMI del IED-3 _{Dist}	66
5.8 HMI del IED-4 _{Dist}	66
5.9 Interfaz SCADA del IED-1 _{Dir} y sus funciones.	67
5.10 Interfaz SCADA del IED-3 _{Dist} y sus funciones.	68
5.11 Interfaz HMI del IED-1 _{Dir} y sus funciones.	68

5.12 Interfaz HMI del IED-3 _{Dist} y sus funciones.	69
5.13 SCADA screen of the IED-2 _{Dir} and its functions.	70
5.14 Interfaz HMI del IED-2 _{Dir}	70

Índice de tablas

2.1	Cortocircuitos más críticos del sistema de alto voltaje	6
2.2	Ajustes para el IED-1 _{Dir}	11
2.3	Ajustes para el IED-2 _{Dir}	11
2.4	Ajustes propuestos para el IED-3 _{Dist}	19
2.5	Ajustes propuestos para el IED-4 _{Dist}	19
3.1	Corrientes de falla y tiempos de actuación del IED-1 _{Dir}	32
3.2	Corrientes de falla y tiempos de actuación del IED-2 _{Dir}	37
3.3	Localización de las fallas y tiempos de actuación del IED-3 _{Dist}	40
3.4	Localización de las fallas y tiempos de actuación del IED-4 _{Dist}	45
4.1	Direcciones IPs asociadas a los dispositivos	49

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

El estudio de zonas de protección comprende varios métodos o pruebas con el objetivo de garantizar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, así como la seguridad que brindan estos a la matriz energética de un país.

Al principio, las protecciones eléctricas se basaban exclusivamente en relés electromecánicos cuyo funcionamiento era el de detectar corrientes y voltajes fuera de lo normal mediante principios electromecánicos. Proteger líneas de transmisión siempre ha sido primordial debido a la sensibilidad que tienen dentro del sistema eléctrico y es por esta razón aparecen los primeros documentos publicados en el repositorio digital de la IEEE Xplore sobre este tipo de relés y su actuación en [6] [7] [8].

En los sistemas de potencia, ya sean estos de generación, transmisión, subtransmisión o distribución se corre el riesgo de que se presente cualquier tipo de falla en algún lugar determinado del sistema. Cuando estas fallas se hacen presentes, se utilizan dispositivos de protección (relés) que detectan el comportamiento anormal del sistema y entran en operación arrojando información hacia los interruptores de potencia, que abren el circuito interrumpiendo y aislando de manera oportuna y mínima la falla del sistema de energía. Generalmente estos equipos son configurados de tal manera para que se cuente con una protección principal y una protección de respaldo [9].

En la actualidad, el campo de las protecciones eléctricas ha experimentado avances significativos gracias al rápido desarrollo de la tecnología digital. Los relés digitales han reemplazado en gran medida a los relés electromecánicos y electrónicos, ofreciendo una serie de ventajas en términos de precisión, eficiencia y capacidad de comunicación.

Para el ajuste, prueba y análisis de los diferentes tipos y configuraciones que pueden ser utilizados por los relés de protección, se cuenta con un sinnúmero de tipos de programas computacionales y equipos de prueba con la

capacidad para simular fallas mediante la inyección de señales de corriente y voltaje garantizando así su correcto funcionamiento y respuesta frente a un evento o eventos determinados.

Con el pasar de los años, la digitalización ha ganado terreno esencialmente en lo que respecta a las protecciones de equipos de potencia en el sector eléctrico de las subestaciones, donde nace la necesidad de gestionar un sinnúmero de dispositivos y a su vez, permitir que estos se comuniquen entre sí con el fin de compartir diferentes tipos de datos de un lado a otro, ya sean estos de protección, medición, control o supervisión. Para que esto pueda ser llevado a cabo se necesita de un modelo de comunicación potente y eficaz, que ha sido previamente desarrollado y que en la actualidad se conoce cómo el estándar internacional IEC 61850 - Redes y sistemas de comunicación en subestaciones - a través de su mensajería GOOSE, SV y MMS [10] [11].

Con los protocolos de comunicación, como el IEC 61850, se ha logrado dar un paso en cuanto a la automatización y la innovación tanto de las centrales de generación, cómo de las subestaciones eléctricas que se tiene en la actualidad. Todo esto ha sido posible debido a la implementación de sistemas SCADA para el manejo de la información mediante RTUs conectadas a dispositivos o equipos que manejan este tipo de instalaciones. Una de las principales ventajas de las RTU y por lo que se ha establecido en este sector es que los datos pueden ser utilizados y configurados a grandes distancias facilitando su operación sin importar la cantidad, todo esto gracias a sus propiedades de telemetría y telecontrol [12].

El ajuste de protecciones es un tema fundamental y de mucho interés para el sector eléctrico y energético debido a la constante expansión que este tiene en el medio lo que conlleva a tener la necesidad de mejorar la confiabilidad y la operabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, tratando de reducir al mínimo los tiempos sin servicio debido a fallas ocasionadas por cualquier motivo en cualquier punto del sistema.

1.1 Normativa de Protección

Una de las partes más sensibles de un sistema eléctrico de potencia son las líneas de transmisión o subtransmisión. Esto en gran parte debido a las condiciones atmosféricas a las que se encuentran expuestas a lo largo de su vida útil. Dichas condiciones son un factor importante al momento de producirse

fallas en las mismas ya que al generar cortocircuitos se ve deteriorada la vida útil de los elementos presentes en el sistema [13].

Surge entonces la necesidad de que se implementen dispositivos de protección para que los daños en el sistema se vean mitigados y sobre todo se garantice un suministro constante y confiable de energía eléctrica [14]. Los IEDs desempeñan diversas funciones de protección dependiendo su uso y su ubicación con el fin de proteger los equipos. Las protecciones más comunes son las protecciones de distancia y de sobrecorriente ya que se emplean generalmente en líneas de transmisión y subtransmisión a través de mediciones constantes de voltaje y corriente [15] [16].

Seleccionar la protección más óptima para cualquier caso de estudio implica analizar parámetros como la corriente nominal del sistema, las corrientes de cortocircuito, el tiempo de respuesta frente a una falla por los dispositivos de protección así como sus configuraciones principales y de respaldo según sea el caso [17] [18].

Es por esta razón que se han generado diversas normativas con temas claves y relacionados a la coordinación de protecciones como los que se definen a continuación:

- 242-2001 - IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems [19].
- C37.242-2021 - IEEE Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units (PMUs) for Power System Protection and Control [20].
- C37.2-2022 - IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations [21].
- C57.13.3-2014 - IEEE Guide for Grounding of Instrument Transformer Secondary Circuits and Cases [22].

1.2 Normativa de Comunicación

A la par del desarrollo de nuevos modelos y dispositivos de protección las subestaciones han evolucionado conforme a las nuevas tecnologías ya sean de control, comunicación, automatización, etc. A su vez, el término "Relé de Protección" ha quedado desplazado, ya que hoy en día se hablar acerca de

IEDs. Estos dispositivos han evolucionado y hoy en día incluyen cada vez más funciones de comunicación para lograr un entorno más dinámico dentro del sistema eléctrico.

En la antigüedad tratar de que IEDs de marcas diferentes se integraran era algo poco probable debido a las limitaciones y al entorno cerrado en cuanto a comunicación definido por sus fabricantes [10]. Fue gracias a estas limitaciones que apareció el estándar IEC 61850 para solucionar los problemas de comunicación y así dar comienzo a una revolución donde los IEDs cuentan con nuevas aplicaciones y usos. Este protocolo se centró en un principio en aplicaciones como la de reducir los tiempos de respuesta, automatizar subestaciones mediante nuevas aplicaciones de control y supervisión que han ido evolucionando con el tiempo [23][24][25].

Al día de hoy, existen diversas normativas centradas en temas específicos de la aplicación del protocolo de comunicación IEC 61850 y que pueden ser revisadas dentro de:

- 2030.100-2017 - IEEE Recommended Practice for Implementing an IEC 61850-Based Substation Communications, Protection, Monitoring, and Control System [26].

Capítulo 2

SISTEMA DE POTENCIA BAJO ANÁLISIS Y CRITERIOS DE AJUSTE DE PROTECCIÓN, CASO DE ESTUDIO SELECCIONADO

2.1 Sistema IEEE de 14 Barras

El sistema de 14 Barras de la IEEE es un sistema didáctico que representa según [27], una parte del sistema eléctrico de potencia de Estados Unidos. El sistema consta de diferentes niveles de voltaje, así como de generadores, cargas y transformadores. En la Figura 2.1 se puede apreciar el sistema visto desde el software computacional PowerFactory donde además se puede ver detallado los diferentes niveles de voltaje que maneja el mismo.

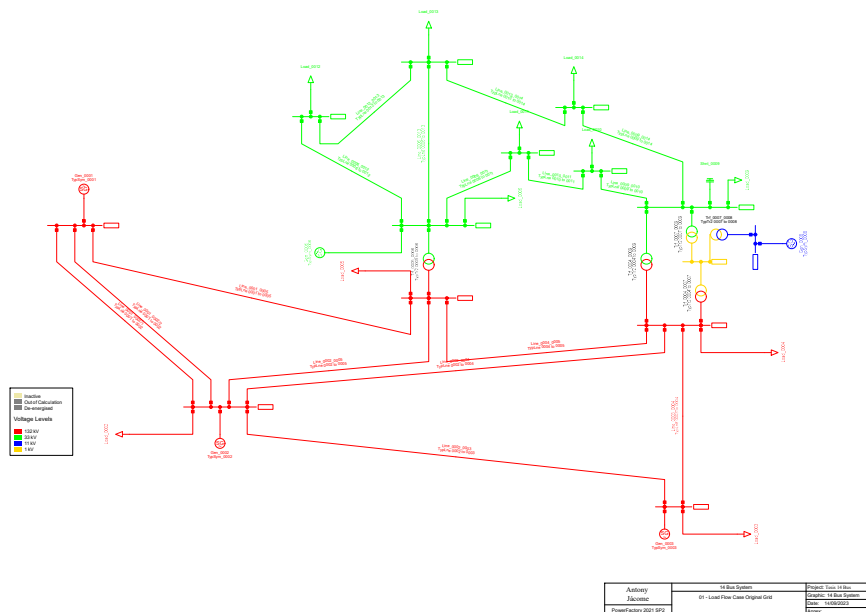


Figura 2.1: Sistema de 14 Barras de la IEEE.

Para el desarrollo de este trabajo, fue necesario modificar los valores de secuencia y susceptancia que vienen cargados por defecto de las líneas de transmisión. Los nuevos valores fueron obtenidos mediante procesos clásicos y que pueden ser revisados en [28]. La longitud de las líneas también fue modificada y se tomaron valores de 100km para las líneas de alto voltaje y 10km para las líneas de medio voltaje.

2.2 Criterios de ajuste

Para el estudio de protecciones, se simularon diferentes tipos de falla dentro del sistema de 14 barras de la IEEE mediante el software PowerFactory 2021 con la finalidad de encontrar la parte más crítica del sistema de alta tensión y que se detalla en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Cortocircuitos más críticos del sistema de alto voltaje

Corrientes de Cortocircuito de Barra [<i>pu</i>]					
Tipo de Falla	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5
3F	15.2671	9.9145	6.0680	5.9386	6.3571
1FT	17.4662	9.1542	6.2673	8.9139	9.5422
2F	13.2222	8.5905	5.2522	5.1466	5.5096
2FT	16.9342	9.9844	6.4653	10.2854	11.0114

Posterior a este análisis se definió que, cuatro IEDs de la marca SIEMENS; dos de sobrecorriente direccional y dos de distancia se colocarían sobre el lado de alto voltaje del sistema cómo se muestra en la Figura 2.2.

Los IEDs de sobrecorriente direccional: IED-1_{Dir} y IED-2_{Dir}, fueron colocados sobre las líneas de transmisión *Line_0002_0005* y *Line_0004_0005* respectivamente. Mientras que, los IEDs de distancia IED-3_{Dist} y IED-4_{Dist}, fueron colocados en las líneas *Line_0001_0002/2* y *Line_0002_0003* respectivamente.

2.2.1 Función de tiempo definido - [50/50N]

Protección [50]

Para la función de tiempo definido de fase, la corriente de arranque ($I_{pick-up50}$) se tomó como referencia el 125 % de la corriente de cortocircuito trifásica vista por el IED en el extremo remoto de la línea.

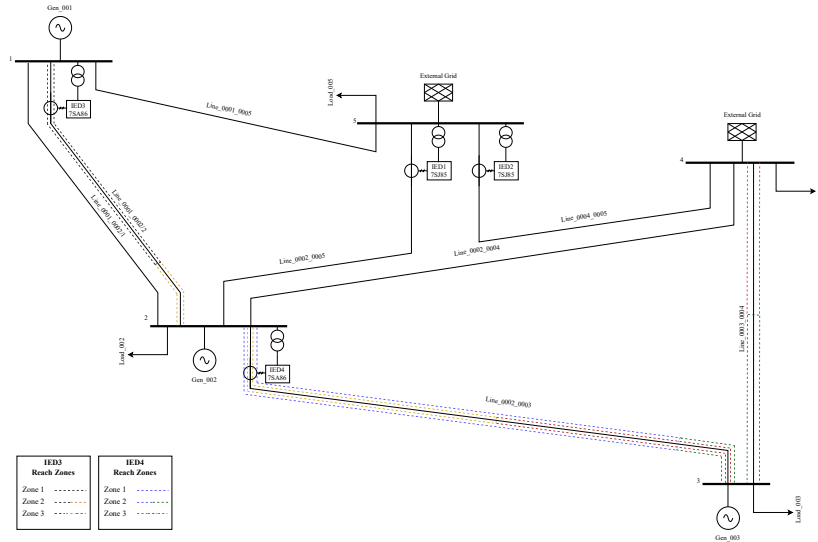


Figura 2.2: Localización de los IEDs en el sistema.

$$I_{Pick-Up_{p50}} = 1,25 \cdot I_{cc-3F} \quad (2.1)$$

Protección [50N]

Por otro lado, para la función de tiempo definido a tierra, la corriente de arranque ($I_{pick-up_{p50N}}$) se tomó como referencia el 125 % de la corriente de cortocircuito monofásica a tierra vista por el IED en el extremo remoto de la línea.

$$I_{Pick-Up_{p50N}} = 1,25 \cdot I_{cc-1FT} \quad (2.2)$$

2.2.2 Función de tiempo inverso - [51/51N]

Protección [51]

Para la función de tiempo inverso de fase, la corriente de arranque ($I_{pick-up_{p51}}$) se toma como referencia el 125 % de la corriente nominal del flujo de carga que pasa por la línea donde esté colocado el IED.

$$I_{pick-up_{51}} = 1,25 \cdot I_{Flujo-Carga} \quad (2.3)$$

Protección [51N]

Por otro lado, para la función de tiempo inverso de tierra, la corriente de arranque ($I_{pick-up_{51N}}$) se tomó como referencia el 30% de la corriente de arranque de la función de protección de tiempo inverso de fase [51].

$$I_{pick-up_{51N}} = 0,3 \cdot I_{pick-up_{51}} \quad (2.4)$$

2.2.3 Protección Poligonal de Distancia - [21]

Para el cálculo de las zonas de protección en configuración poligonal del IED de distancia se tomó como referencia las ecuaciones propuestas por el mismo fabricante en su manual de usuario [29].

Zona 1

El alcance reactivo ($X_{alcance}$) puede calcularse cómo:

$$X_{alcance} = 0,8 \cdot X_A \quad (2.5)$$

Donde X_A es la reactancia de la línea que se quiere proteger.

El cálculo de la resistencia por fase (R_{f-f}) puede calcularse cómo:

$$0,8 \cdot X_{alcance} < R_{f-f} < 2,5 \cdot X_{alcance} \quad (2.6)$$

El cálculo de la resistencia de fase a tierra (R_{f-t}) puede calcularse cómo:

$$0,8 \cdot X_{alcance} < R_{f-t} < \frac{1 + kx}{1 + kr} \cdot 2,5 \cdot X_{alcance} \quad (2.7)$$

El coeficiente de resistencia (K_r) y el coeficiente de reactancia (K_x) se calculan como:

$$K_r = \frac{R_{gnd}}{R_L} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{R_0}{R_1} - 1 \right) \quad (2.8)$$

$$K_x = \frac{X_{gnd}}{X_L} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{X_0}{X_1} - 1 \right) \quad (2.9)$$

Zona 2

El alcance reactivo $X_{alcance_{Z2}}$ puede calcularse cómo:

$$X_{alcance_{Z2}} = 1,5 \cdot X_A \quad (2.10)$$

$$X_{alcance_{Z2}} < R_{f-f} < 4 \cdot X_{alcance_{Z2}} \quad (2.11)$$

$$\frac{1+kx}{1+kr} \cdot X_{alcance_{Z2}} < R_{f-gnd} < \frac{1+kx}{1+kr} \cdot 4 \cdot X_{alcance_{Z2}} \quad (2.12)$$

Zona 3

El alcance reactivo $X_{alcance_{Z3}}$ puede calcularse cómo:

$$X_{alcance_{Z3}} = 1,2 \cdot (X_A + X_{Line2}) \quad (2.13)$$

donde X_{Line2} es la reactancia de la línea adyacente más larga.

$$X_{alcance_{Z3}} < R_{f-f} < 4 \cdot X_{alcance_{Z3}} \quad (2.14)$$

$$\frac{1+kx}{1+kr} \cdot X_{alcance_{Z3}} < R_{f-t} < \frac{1+kx}{1+kr} \cdot 4 \cdot X_{alcance_{Z3}} \quad (2.15)$$

2.3 Protección de sobrecorriente

Los IEDs de sobrecorriente o también conocidos cómo relés de sobreintensidad son aquellos dispositivos de protección que entran en funcionamiento al momento de presentarse valores anormales de corriente debido a algún tipo de falla o de perturbación en el sistema y que a su vez activan equipos de corte o seccionamiento para limpiar la misma sin que el servicio se vea afectado de manera considerable [30].

Las funciones de protección de tiempo inverso 51 y 51N trabajan con curvas de diferentes tipos: inverso, muy inverso, extremadamente inverso, etc., tal como se muestra en la Fig. 2.3. Y generalmente la curva IEC de tiempo definido en su para la función 50 y 50N [1].

El IED de sobrecorriente direccional (67) se fabrica de manera similar a los IEDs convencionales, pero se le agregan elementos que permiten determinar la dirección de la corriente que se está monitorizando. Estos elementos

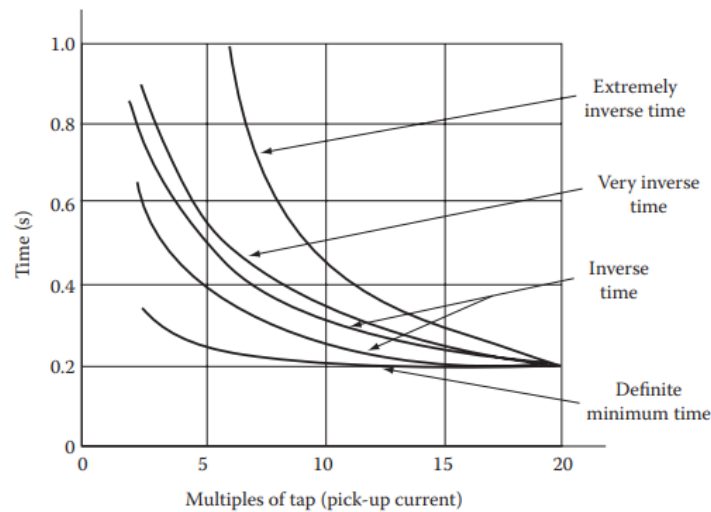


Figura 2.3: Característica general de tiempo inverso en un relé de sobrecorriente. [1]

direccionales funcionan mediante el análisis del desplazamiento de fase entre la magnitud de polarización y la operación del IED. En condiciones de flujo de corriente hacia adelante, la corriente se retrasa con respecto al voltaje, mientras que en condiciones de flujo de corriente inversa, la corriente se adelanta con respecto al voltaje. Estos desfases de fase se utilizan para activar el relé y mandar a operar los elementos de seccionamiento en caso de interferencia o sobrecarga en la dirección no deseada [31].

La protección de sobrecorriente direccional (67) está compuesta por una unidad instantánea y una unidad de sobrecorriente de tiempo inverso. La unidad de sobrecorriente de tiempo inverso y tiempo definido tienen dos parámetros clave que deben ser definidos. El primero es la corriente de arranque o de pick-up, que es el nivel de corriente a partir del cual el IED comienza a operar. El segundo parámetro es el ajuste del multiplicador de tiempo (TMS), que determina la sensibilidad del IED y el tiempo de respuesta en relación con la corriente de arranque [32].

La Tabla 2.2 y la Tabla 2.3 muestran los ajustes de cada uno de los IEDs de sobrecorriente en base al criterio de ajuste expuesto con anterioridad.

Para definir la dirección de la protección de sobre corriente direccional, se tomó como referencia un valor de 45° tal como se sugiere en el manual de este dispositivo [33].

Tabla 2.2: Ajustes para el IED-1_{Dir}

IED-1_{Dir}			
Funciones de Protección	I-pick-up [A.sec]	TMS [s]	Dirección de disparo
67-50	27.2	0.02	Hacia adelante
67-51	2.78	0.2	Hacia adelante
67N-50N	28	0.02	Hacia adelante
67N-51N	0.835	0.2	Hacia adelante

Tabla 2.3: Ajustes para el IED-2_{Dir}

IED-2_{Dir}			
Funciones de Protección	I-pick-up [A.sec]	TMS [s]	Dirección de disparo
67-50	22.75	0.03	Hacia adelante
67-51	4.5	0.2	Hacia adelante
67N-50N	22.75	0.03	Hacia adelante
67N-51N	1.35	0.2	Hacia adelante

La Figura 2.4 y la Figura 2.5 muestran los ajustes de sobrecorriente de fase y tierra de los IEDs visto desde el software PowerFactory. Además, dentro de las figuras se detallan los valores del TC de protección y los criterios de ajuste mencionados en la Tabla 2.2 y Tabla 2.3 respectivamente.

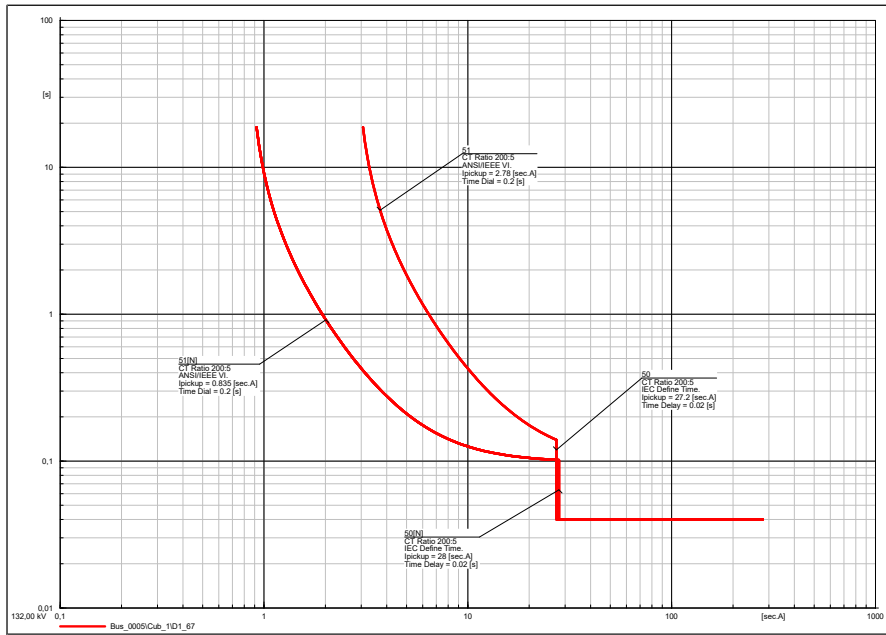


Figura 2.4: Ajustes para el IED-1_{Dir} en PowerFactory.

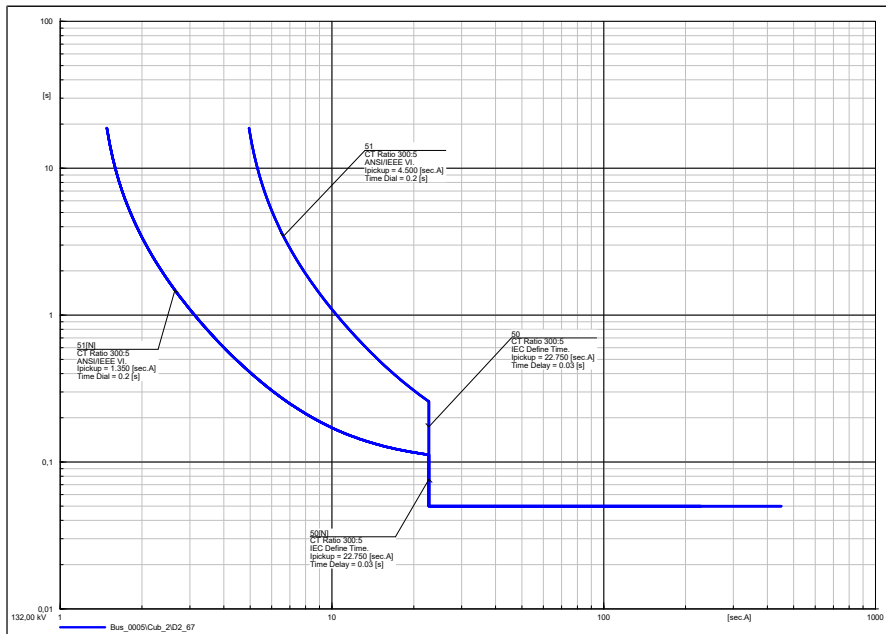


Figura 2.5: Ajustes para el IED-2_{Dir} en PowerFactory.

Una vez comprobado el funcionamiento de los IEDs de sobrecorriente dentro del software PowerFactory, es necesario cargar estas configuraciones en el IED físico 7SJ85 que se encuentra en el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana, por lo que se recurre al uso del software Digi 5 siguiendo los pasos a continuación detallados:

1. Cargar el código del IED respectivo dentro de la interfaz de Digi 5 como se muestra en la Figura 2.6.

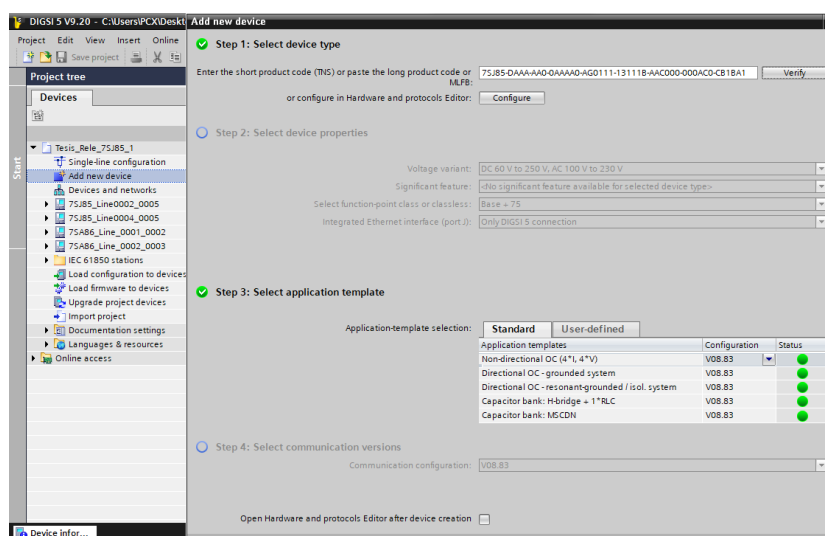


Figura 2.6: Agregar un nuevo dispositivo en el software Digi 5.

2. Una vez cargado el dispositivo a utilizar, ingresar los ajustes de pickup, tipo de curva y TMS dentro de las funciones de protección a configurar como se muestra en la Figura 2.7. .
3. Para finalizar, definir las entradas y salidas binarias según sea la necesidad en el bloque *information routing* cómo se muestra en la Figura 2.8. .

La Figura 2.9 y la Figura 2.10 muestran la característica de la curva por fase de los IEDs de sobrecorriente vistos desde el software Digi 5 con los ajustes de la Tabla 2.2 y la Tabla 2.3.

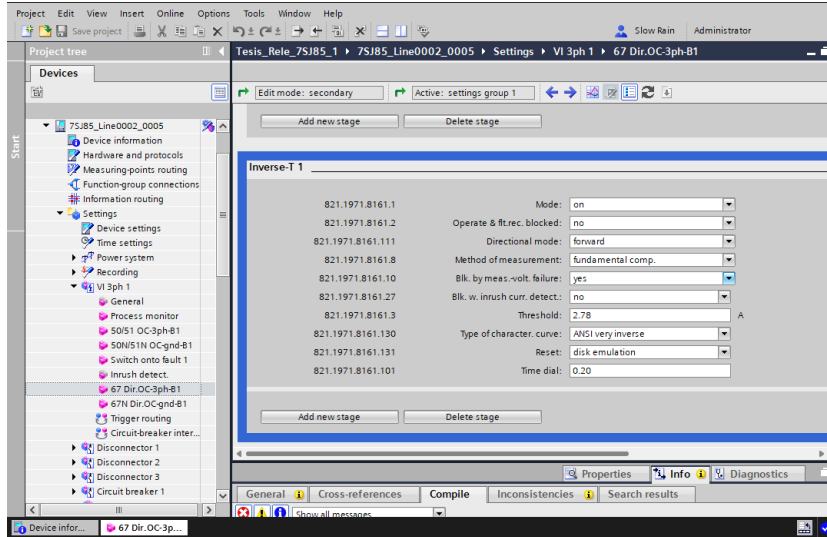


Figura 2.7: Configuración de la protección 51 en el software DigiS 5.

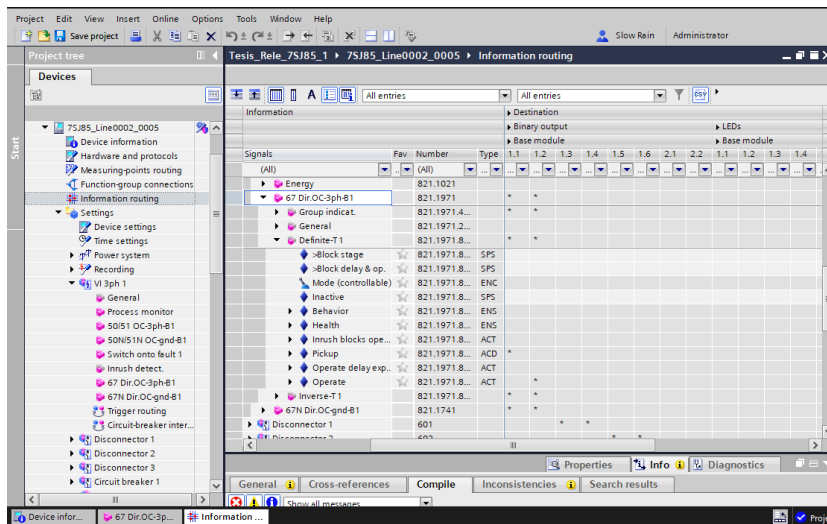


Figura 2.8: Configuración de las salidas binarias de cada función de protección en el software DigiS 5.

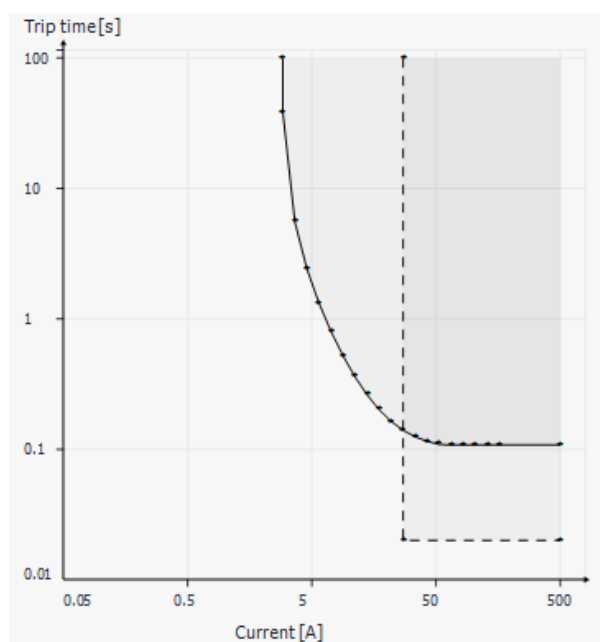


Figura 2.9: Parametrización de la curva de sobrecorriente del IED-1_{Dir} en el software Digi 5.

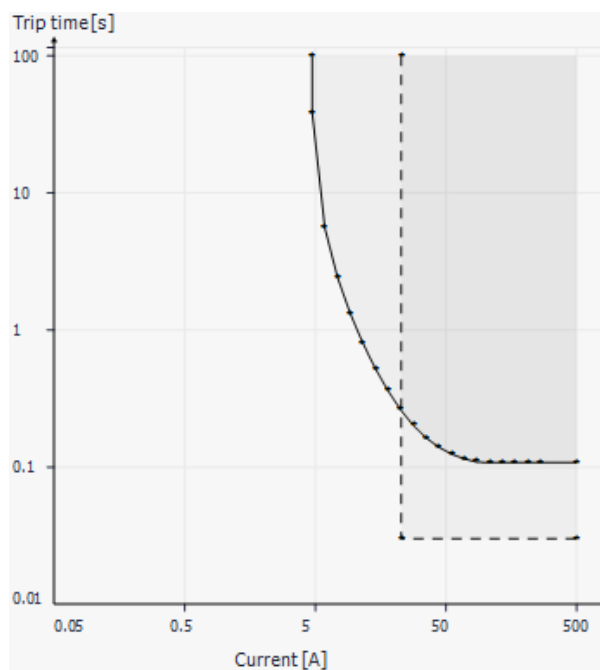


Figura 2.10: Parametrización de la curva de sobrecorriente del IED2_{Dir} en el software Digi 5.

2.4 Protección de distancia

Los dispositivos de protección o IEDs de distancia se utilizan comúnmente en la protección de líneas de transmisión, actuando al momento de detectar una impedancia entre el IED y la falla. No obstante, no siempre estos IEDs van a responder a parámetros de impedancia, dependiendo de la configuración y el criterio de ajuste será o no conveniente que estos respondan a otros parámetros como la admitancia o la reactancia.

En los IEDs de distancia, el punto de alcance del final de la línea no puede ser definido exactamente y se permite cierto error sobre el alcance exacto del mismo (generalmente 5% del ajuste). El cuadro encerrado con puntos entrecortados de la Figura 2.11(a) sería la zona de protección ideal, sin embargo, por el motivo del error del punto de alcance que se mencionó con anterioridad, se debe delimitar una zona de alcance inferior con el fin de no exceder la sección final de la línea. Generalmente esta zona se define entre el 85% y 90% de la longitud total de la línea [2].

Al momento de acortar la zona de protección, el final de la línea no se encuentra protegido, por lo que es necesario equipar una siguiente zona de protección que se extienda más allá del terminal remoto. Esta zona se conoce como la zona 2 (Zone 2 de la Figura 2.11(a)) y debe ser ajustada con un retardo de tal manera que la zona 1 de la siguiente línea se active antes que la zona 2 del IED ubicado en la barra A. Este retardo es conocido como retardo de coordinación y generalmente es de 0.3s. El alcance que cubre esta nueva zona suele definirse entre el 120% y 150% de la longitud total de la línea [2].

Es importante mencionar que al momento de realizar la coordinación, la zona 2 del IED comprendido entre la barra AB de la Figura 2.11(a) no debe sobrepasar la zona 1 del IED comprendido entre la barra BC evitando así errores de coordinación y disparos innecesarios. Se podría creer erróneamente que la zona 2 de un IED respalda al IED de la siguiente línea pero esto no es del todo cierto ya que no cubre el total de la misma. Es aquí donde entra la zona 3 de protección para llegar a cubrir ahora si toda la línea del siguiente IED. Esta tercera zona de protección suele definirse entre el 120% y 180% de la siguiente sección de la línea [2].

Esta zona debe ser coordinada tanto en tiempo como en distancia con la zona 2 de la siguiente línea y generalmente es de 1s. Las 3 zonas de protección descritas con anterioridad pueden verse en la Figura 2.11(b) [2].

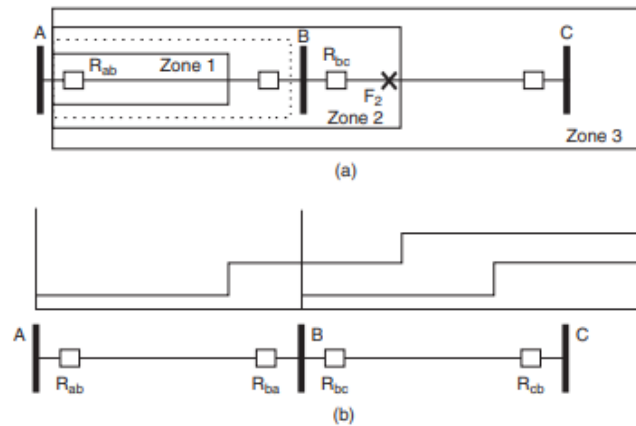


Figura 2.11: Ilustración de las 3 zonas de protección de un IED de distancia [2].

Existen diferentes tipos de IEDs de distancia que se distinguen por la forma de sus zonas de funcionamiento. Estos son: IEDs de impedancia, IEDs de admitancia o mho, IEDs de reactancia y IEDs de cuadrilátero o cuadrilaterales. Cada tipo tiene una forma característica de zona como se muestra en la Figura 2.12. Por ejemplo, el IED de impedancia presenta una zona circular centrada en el origen del diagrama R-X. El IED de admitancia o MHO también tiene una zona circular que pasa por el origen. El IED de reactancia tiene un límite de zona definido por una línea paralela al eje R que se extiende hasta el infinito en tres direcciones. Por último, la característica cuadrilateral, como su nombre indica, está definida por cuatro líneas rectas y solo está presente en los IED de estado sólido o computarizados más modernos [2].

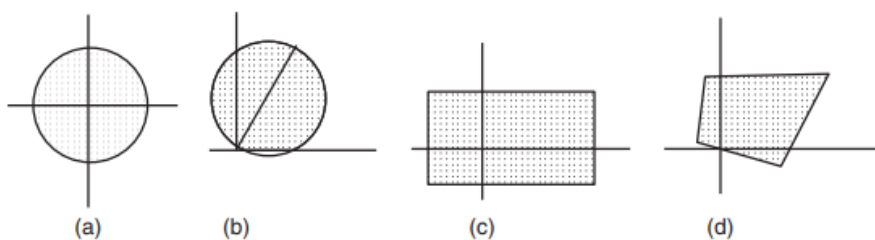


Figura 2.12: Tipos de característica de IEDs de distancia [2].

2.4.1 Efecto Infeed

El efecto infeed o de fuentes intermedias se refiere a las aportaciones de corriente originadas en fuentes intermedias que se encuentran conectadas

dentro del rango de operación del relé. La explicación de este fenómeno se detalla en la Figura 2.13 [3].

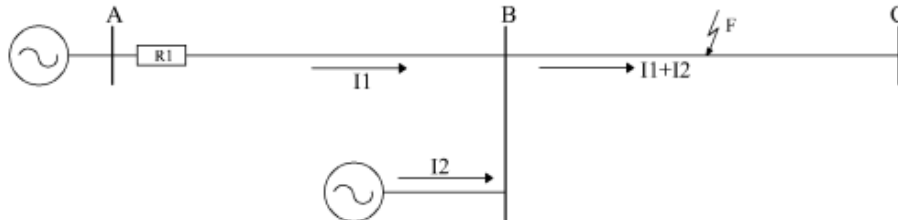


Figura 2.13: Efecto Infeed en una línea de transmisión [3].

Las corrientes de aporte de fuentes de generación, tanto convencionales como no convencionales, puede tener un impacto significativo en los relés de distancia. Además de las centrales eléctricas, incluso los alimentadores conectados al bus adyacente pueden actuar como posibles fuentes de alimentación. Estos casos son más comunes que los de una central de generación. Aunque la corriente inyectada a través de un alimentador es menor en comparación con una fuente de generación, se considera una alimentación débil [34].

Asimismo, una línea de transmisión paralela también puede contribuir a un fallo en la línea adyacente, funcionando como una fuente de alimentación adicional. Por lo tanto, la presencia de alimentación es un escenario común en los sistemas eléctricos y debe tenerse en cuenta al diseñar los esquemas de protección. Es importante considerar tanto el aporte de estas corriente proveniente de fuentes de generación como la proveniente de alimentadores y líneas de transmisión paralelas, ya que pueden afectar el correcto funcionamiento de los relés de distancia [34].

Debido a la forma del sistema de 14 barras de la IEEE fue necesario recalculer el alcance de las zonas de protección en Zona 2 y Zona 3 debido al aporte de fuentes intermedias cómo se detalla en [35] y [36].

La Tabla 2.4 y la Tabla 2.5 muestran los ajustes de los IEDs de distancia tomando como consideración el efecto infeed y en base a los criterios que se mencionaron anteriormente.

Tabla 2.4: Ajustes propuestos para el IED-3_{Dist}

IED-3_{Dist}				
Zona [21]	X Alcance [Ohm.sec]	R (f-f) [Ohm.sec]	R (f-t) [Ohm.sec]	Ajuste de tiempo [s]
Z1	2.768	2.214	2.768	0
Z2	12.492	14.904	14.988	0.3
Z3	16.980	10.870	20.380	0.6

Tabla 2.5: Ajustes propuestos para el IED-4_{Dist}

IED-4_{Dist}				
Zona [21]	X Alcance [Ohm.sec]	R (f-f) [Ohm.sec]	R (f-t) [Ohm.sec]	Ajuste de tiempo [s]
Z1	2.768	2.214	2.768	0
Z2	12.490	14.990	14.980	0.3
Z3	20.150	12.896	24.180	0.6

La Figura 2.14 y la Figura 2.15 muestran los valores del ajuste poligonal de los IEDs de distancia en fase y tierra para la Zona 1, Zona 2 y Zona 3 propuestos en en la Tabla 2.4 y Tabla 2.5 respectivamente.

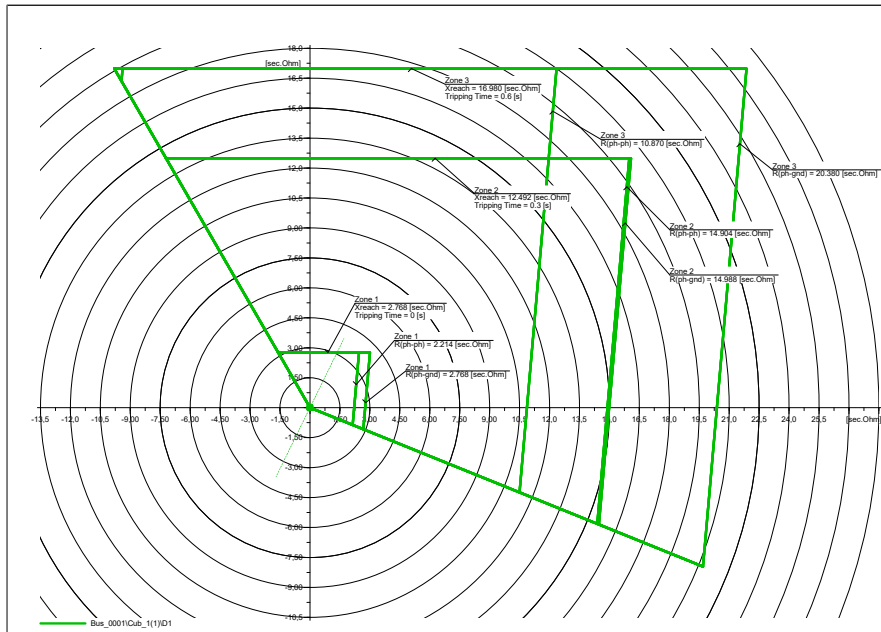


Figura 2.14: Diagrama de impedancia con las zonas de protección del IED- 3_{Dist} en el software PowerFactory.

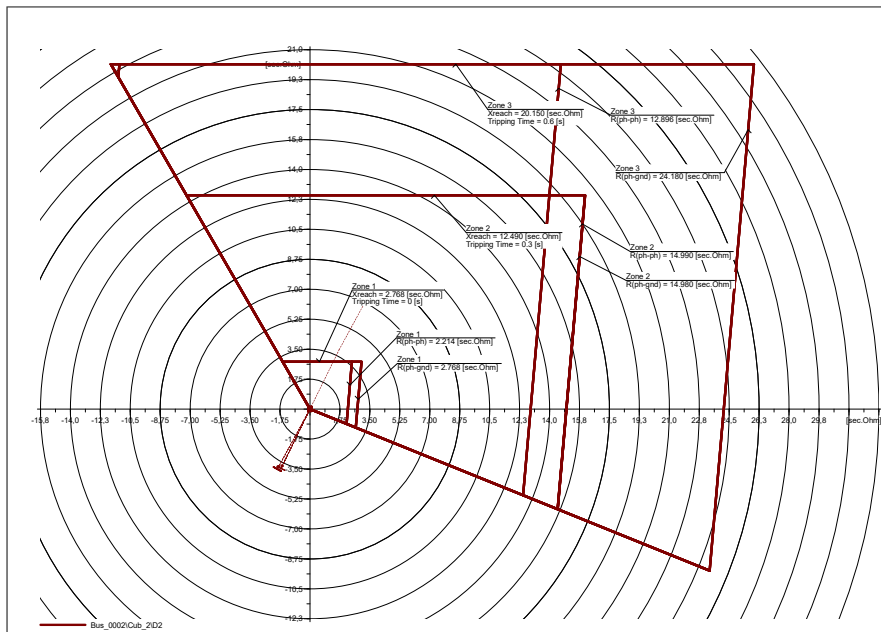


Figura 2.15: Diagrama de impedancia con las zonas de protección del IED- 4_{Dist} en el software PowerFactory.

Al igual que en los IEDs de sobrecorriente, es necesario cargar las configuraciones que se implementaron dentro del PowerFactory en el IED físico 7SA86, por lo que se recurre a los mismos pasos antes mencionados, con la diferencia de que ahora se configurará la protección de distancia:

1. Cargar el código del IED respectivo dentro de la interfaz de Digsí 5 como se muestra en la Figura 2.16.

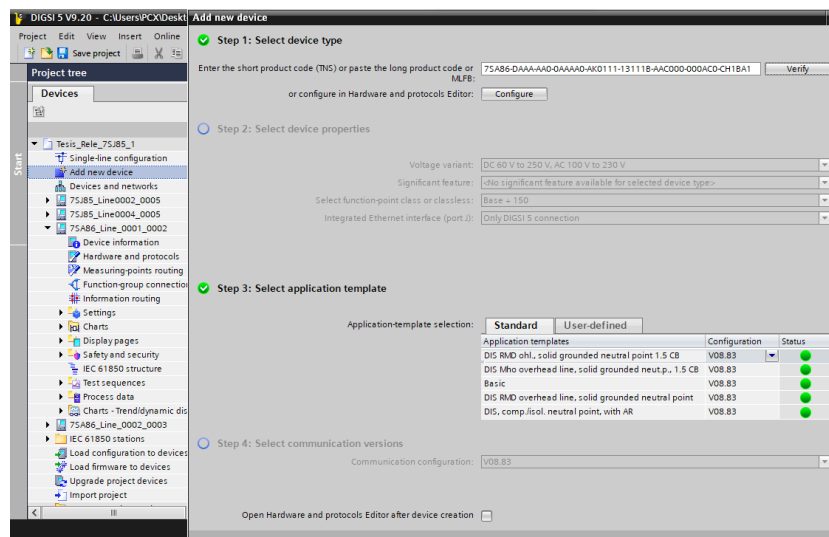


Figura 2.16: Agregar un nuevo dispositivo en el software Digsí 5.

2. Una vez cargado el dispositivo a utilizar, ingresar los ajustes del alcance reactivo, la resistencia por fase y la resistencia fase-tierra dentro de las funciones de protección a configurar como se muestra en la Figura 2.17.
3. Para finalizar, definir las entradas y salidas binarias según sea la necesidad en el bloque *information routing* cómo se muestra en la Figura 2.18.

La Figura 2.14 y la Figura 2.15 muestran los ajustes de las zonas de protección vistos desde el software Digsí 5 con los ajustes de la Tabla 2.4 y la Tabla 2.5.

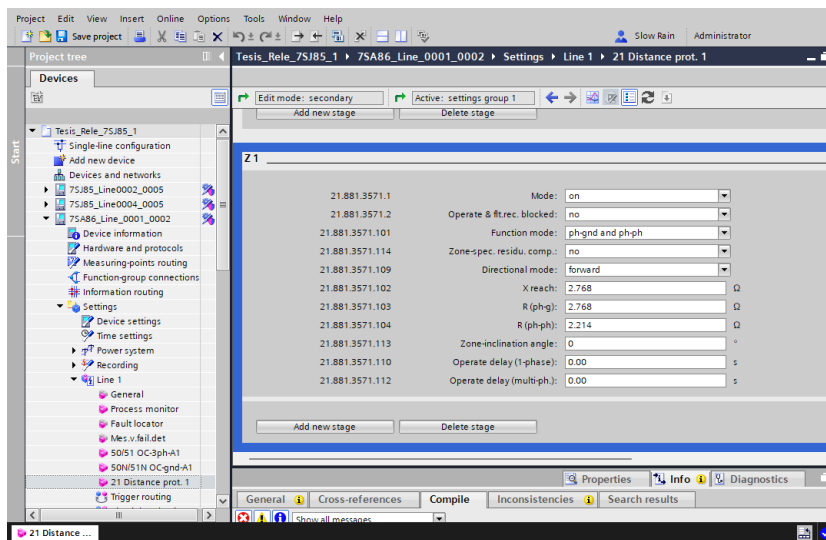


Figura 2.17: Configuración de la Zona 1 en el software Digi 5.

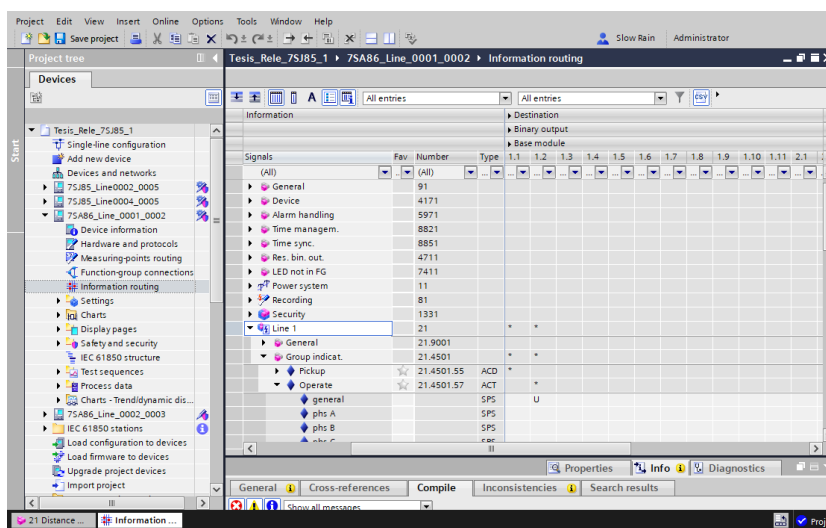


Figura 2.18: Configuración de las salidas binarias de cada función de protección en el software Digi 5.

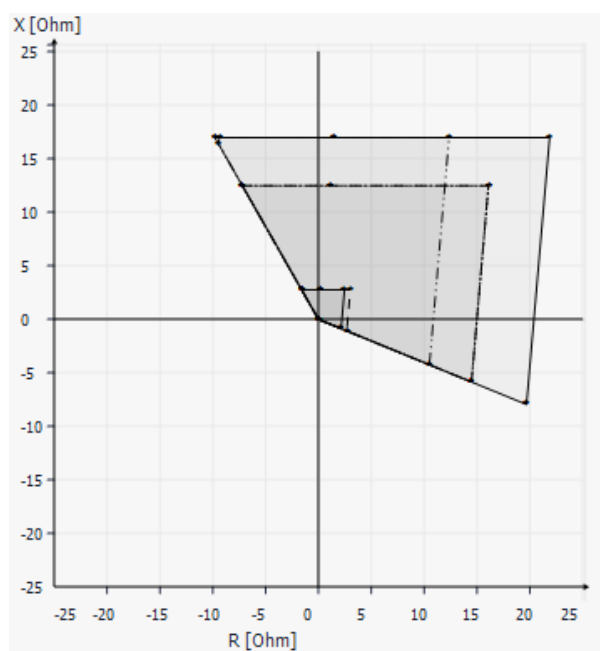


Figura 2.19: Zonas de protección del IED-3_{Dist} en el software Digi 5.

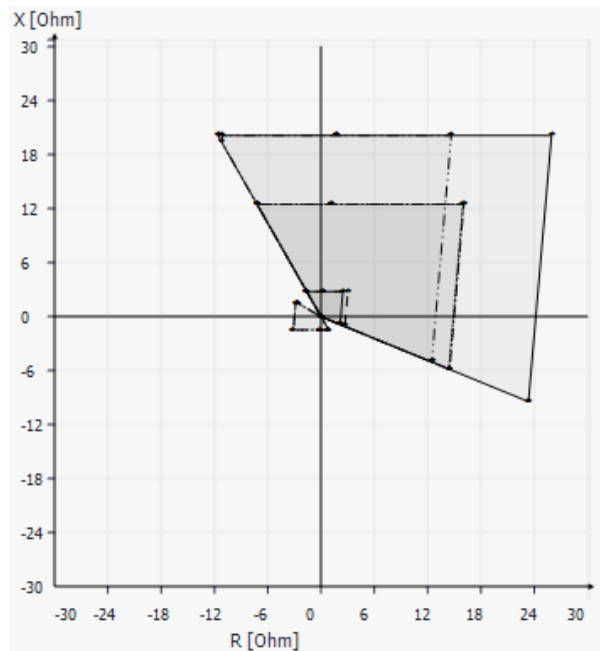


Figura 2.20: Zonas de protección del IED-4_{Dist} en el software Digi 5.

Capítulo 3

ENSAYOS DE PROTECCIÓN

Para poder realizar los ensayos de protección en los IEDs de sobrecorriente 7SJ85 y los de distancia 7SA86 una vez configurados, fue necesario utilizar la maleta de pruebas OMICRON CMC 356 disponible en el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca con la finalidad de inyectar valores de corriente y de voltaje para simular todo tipo de falla cómo se muestra en la Figura 3.1.

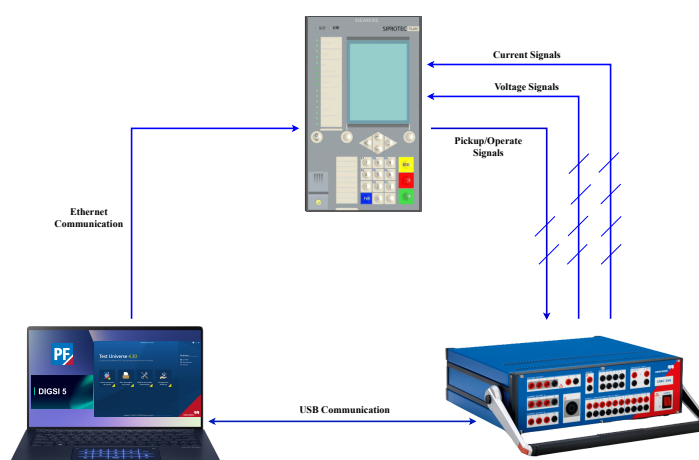


Figura 3.1: Diagrama de comunicación y señales para la simulación de pruebas.

3.1 Ensayos de sobrecorriente

Con la ayuda del software Test Universe que maneja la maleta OMICRON CMC 356 se configuraron los respectivos módulos de prueba de protección de sobrecorriente en base a los criterios de la Tabla 2.2 y la Tabla 2.3.

3.1.1 Configuración Test Universe

Para encontrar de una forma más detallada la configuración de los módulos de prueba necesarios dentro del Test Universe es importante dirigirse al manual de ayuda presente dentro del software dentro de la interfaz principal en la pestaña *Files* seguido a *Help*.

La Figura 3.2 muestra la parametrización por fase del IED-1_{Dir}, mientras que la Figura 3.3 muestra la parametrización por fase del IED-2_{Dir} dentro del módulo de sobrecorriente del software Test Universe.

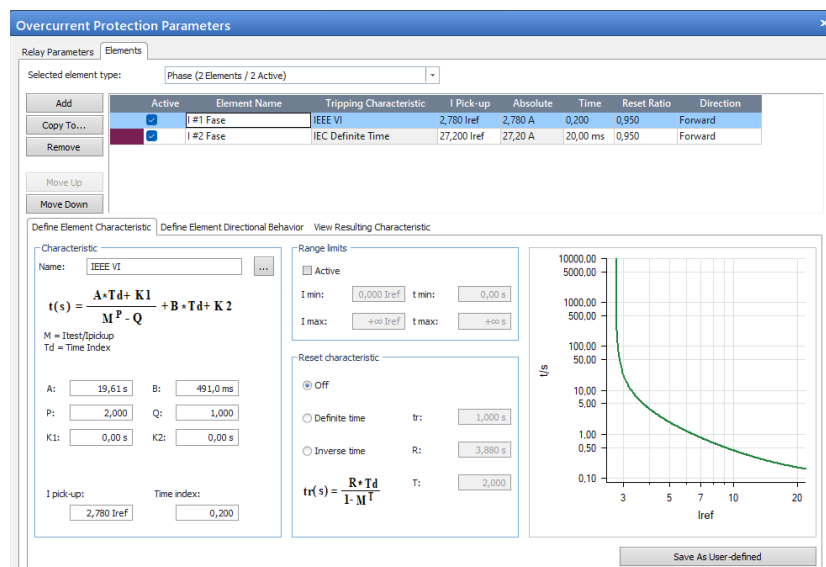


Figura 3.2: Parametrización por fase del IED-1_{Dir} en el software Test Universe.

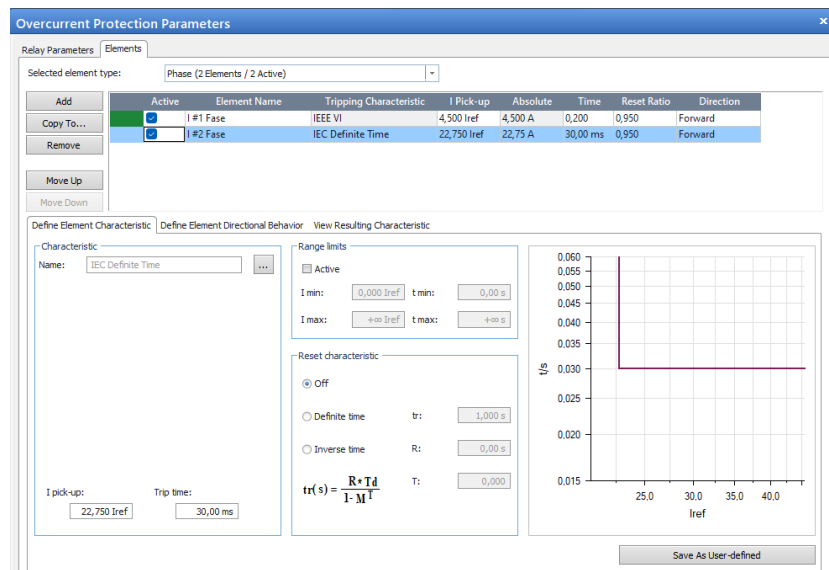


Figura 3.3: Parametrización por fase del IED-2_{Dir} en el software Test Universe.

Por otro lado, en la Figura 3.4 se muestra la parametrización de tierra del IED-1_{Dir}, mientras que la Figura 3.5 muestra la parametrización de tierra del IED-2_{Dir} dentro del módulo de sobrecorriente del software Test universe.

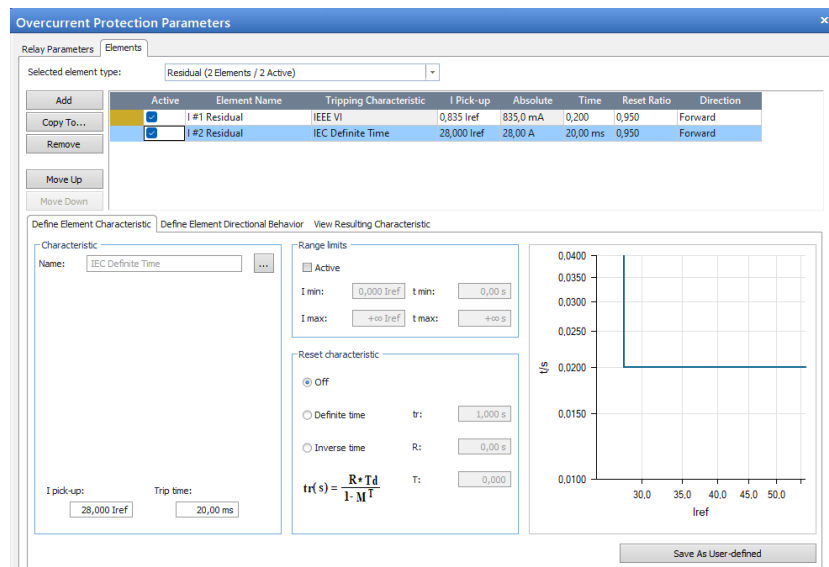


Figura 3.4: Parametrización de tierra del IED-1_{Dir} en el software Test Universe.

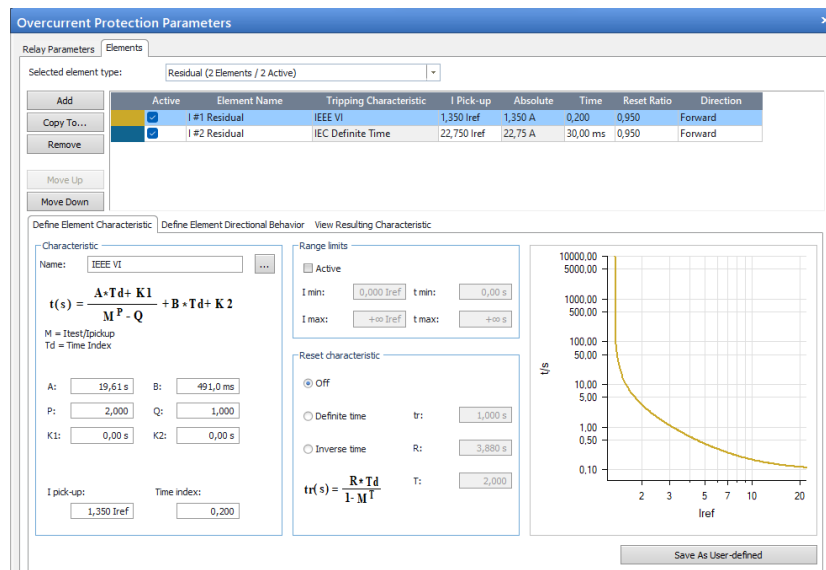


Figura 3.5: Parametrización de tierra del IED-2_{Dir} en el software Test Universe.

3.1.2 Ensayos en laboratorio

IED de sobrecorriente direccional 7SJ85-1 (IED-1_{Dir})

Diferentes tipos de fallas fueron corridas en el sistema con el fin de probar el ajuste del IED cargado en el software PowerFactory. La Figura 3.6 muestra la actuación del IED-1_{Dir} al momento de simular una falla trifásica en cierto porcentaje de la línea, mientras que, la Figura 3.7 muestra la actuación al ocurrir una falla monofásica a tierra.

La Figura 3.8 y la Figura 3.9 muestra los resultados obtenidos de las mismas fallas con el equipo CMC356 y el software Test Universe usando el módulo de pruebas de sobrecorriente.

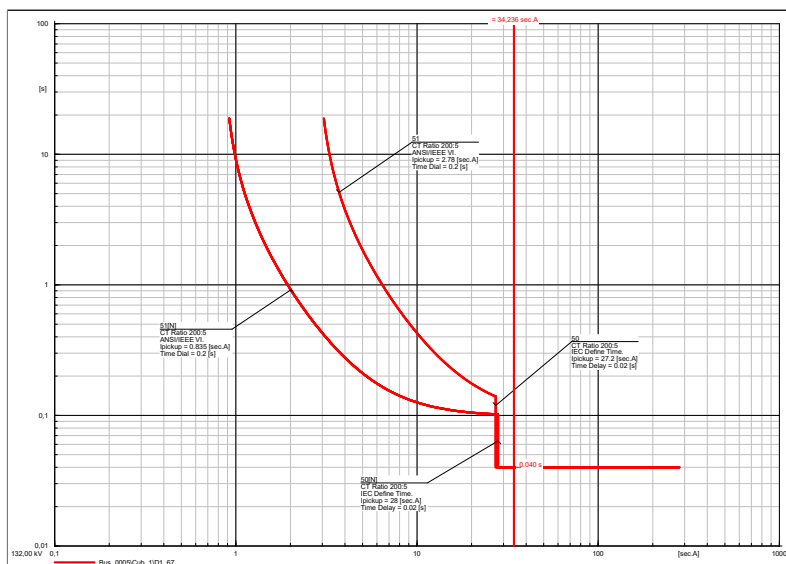


Figura 3.6: Tiempo de actuación del IED-1_{Dir} en el software PowerFactory.

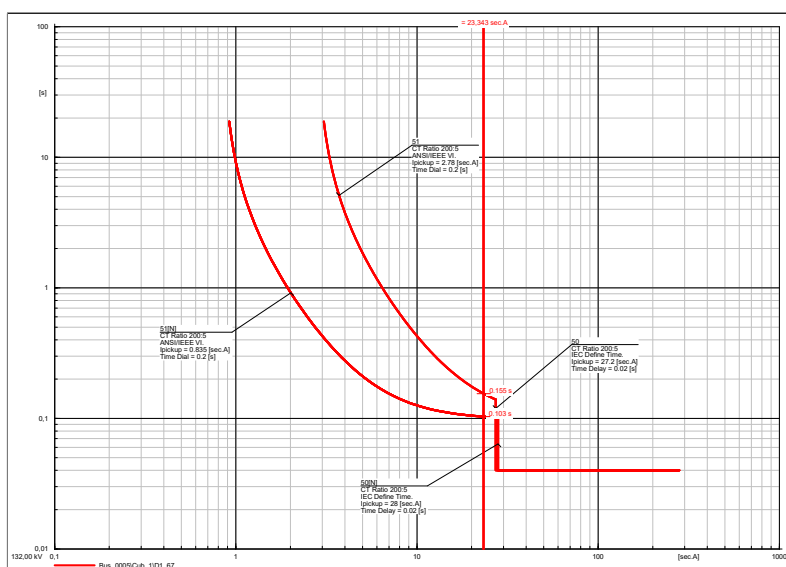


Figura 3.7: Tiempo de actuación del IED-1_{Dir} en el software PowerFactory

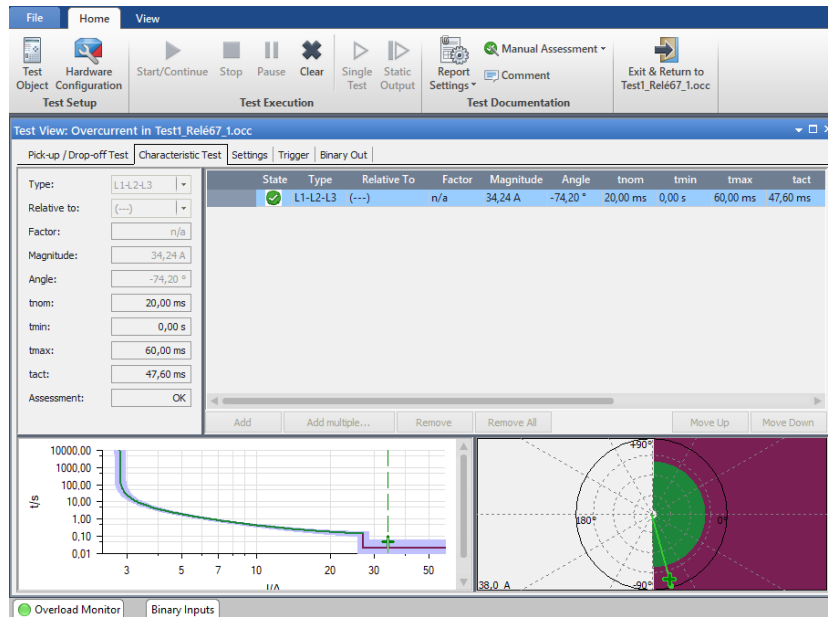


Figura 3.8: Prueba en el módulo de sobrecorriente del IED-1_{Dir} en el Test Universe.

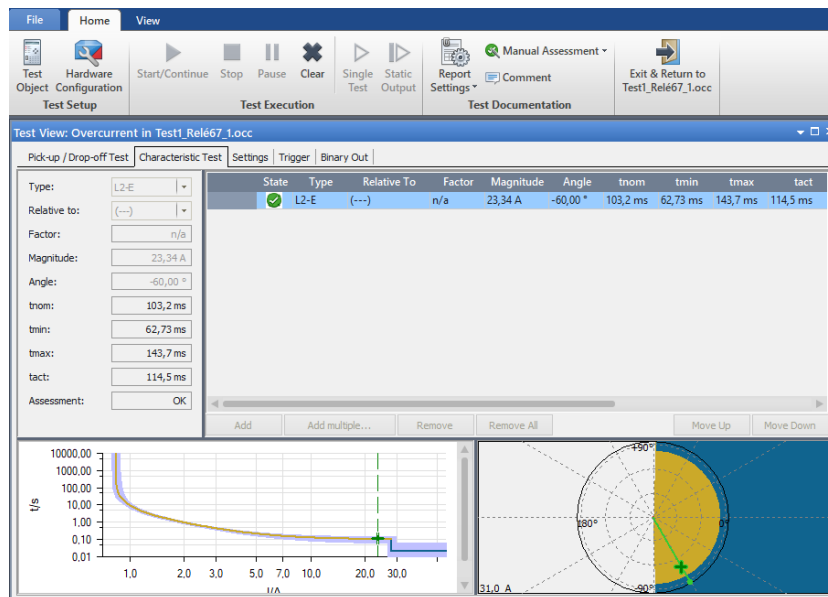


Figura 3.9: Prueba en el módulo de sobrecorriente del IED-1_{Dir} en el Test Universe.

Para finalizar, la Figura 3.10. y la Figura 3.11. muestran el HMI del IED con su indicación de LEDs, tiempo de arranque y de disparo.

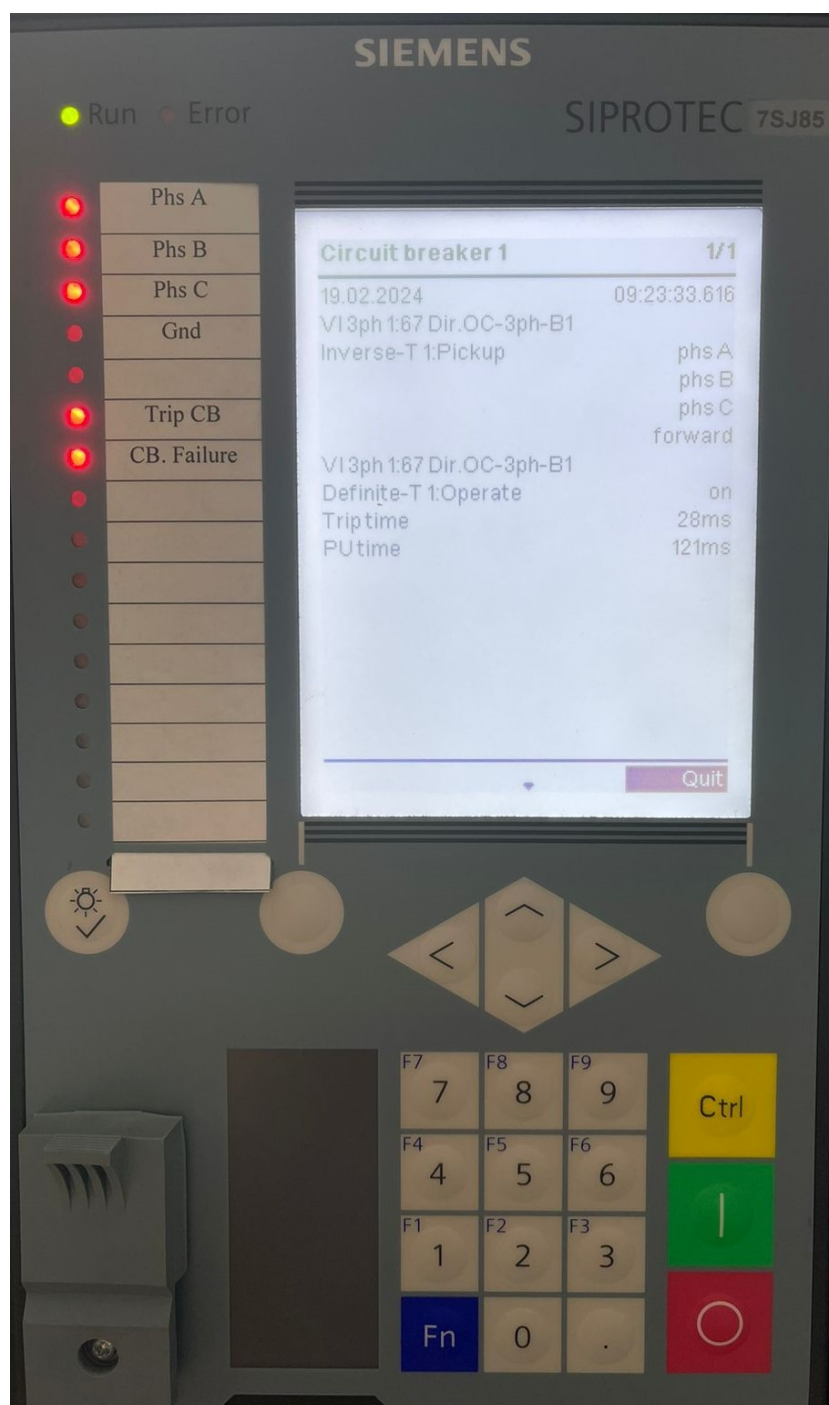


Figura 3.10: HMI del IED-1_{Dir} al momento de ver la falla trifásica.

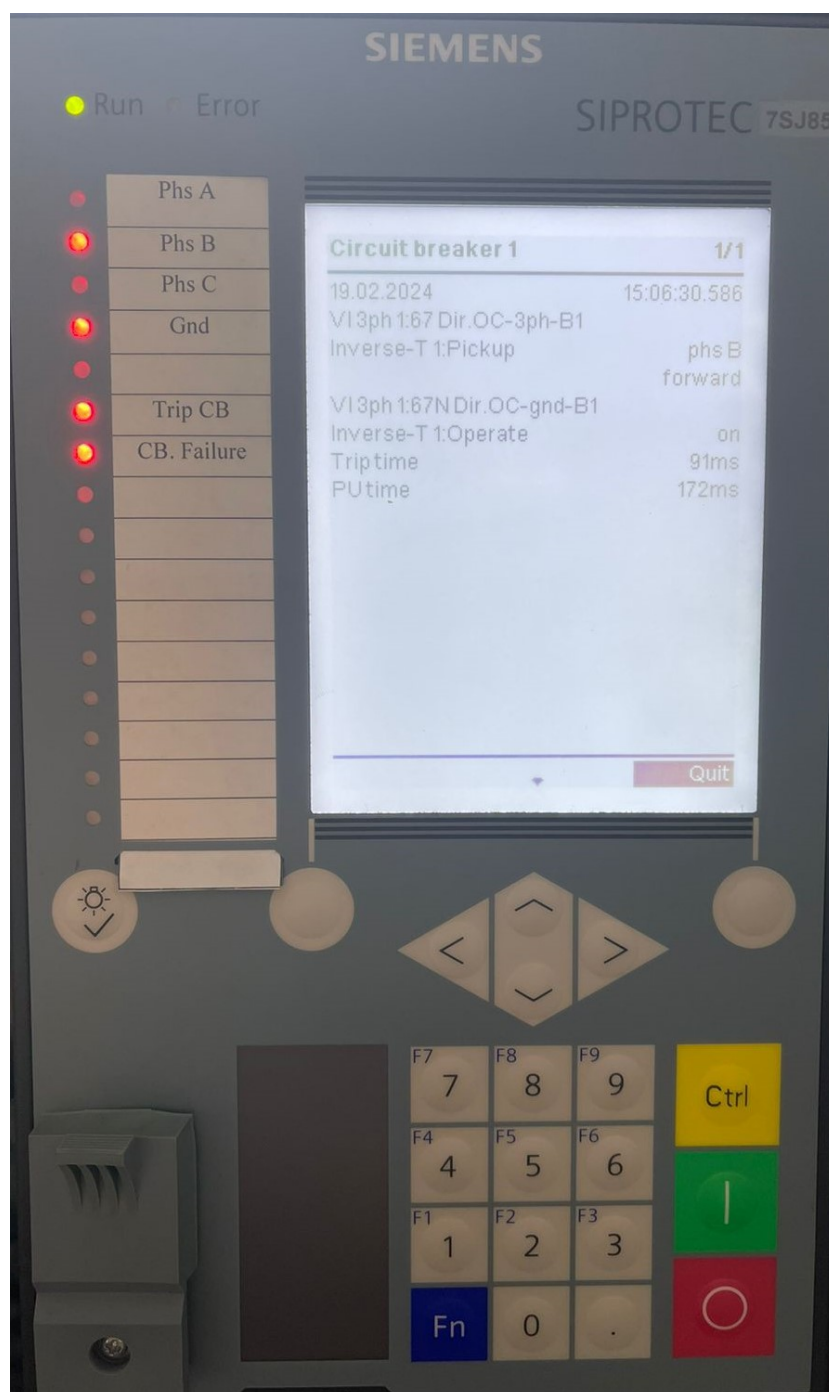


Figura 3.11: HMI del IED-1_{Dir} al momento de ver la falla monofásica a tierra

La Tabla 3.1 muestra las corrientes de cortocircuito que se utilizaron para cada tipo de falla, además de los tiempos de actuación vistos desde el

PowerFactory, TestUniverse y el HMI del IED físico.

Tabla 3.1: Corrientes de falla y tiempos de actuación del IED-1_{Dir}.

IED-1_{Dir}					
Tipo de falla	Icc [A.sec]	Función de Protección	Tiempo PF [ms]	Tiempo CMC356 [ms]	Tiempo IED [ms]
3F	34.236	67-50	40	47.60	28
	63.274	67-50	40	49.60	27
	24.262	67-51	150	160.6	141
	16.078	67-51	219	226.4	201
1FT	42.41	67-50N	40	52.7	27
	31.236	67-50N	40	51.3	27
	23.343	67-51N	103	114.5	91
	6.262	67-51N	180	173.7	151
2F	41.938	67-50	40	54.50	28
	29.686	67-50	40	57.5	30
	21.055	67-51	168	174.1	151
	13.963	67-51	260	264.6	240
2FT	34.009	67-50N	40	48.7	27
	46.358	67-50N	40	52.9	29
	25.911	67-51N	102	112.8	91
	5.299	67-51N	198	209.8	181

IED de sobrecorriente direccional 7SJ85-2 (IED-2_{Dir})

Al igual que en la sección anterior, diferentes tipos de fallas fueron corridas en el sistema con el fin de probar el ajuste del IED cargado en el software PowerFactory. La Figura 3.12 muestra la actuación del IED-2_{Dir} al momento de simular una falla bifásica en cierto porcentaje de la línea, mientras que la Figura 3.13 muestra la actuación al ocurrir una falla monofásica a tierra.

La Figura 3.14 y la Figura 3.15 muestra los resultados obtenidos de las mismas fallas con el equipo CMC356 y el software Test Universe usando el módulo de pruebas de sobrecorriente.

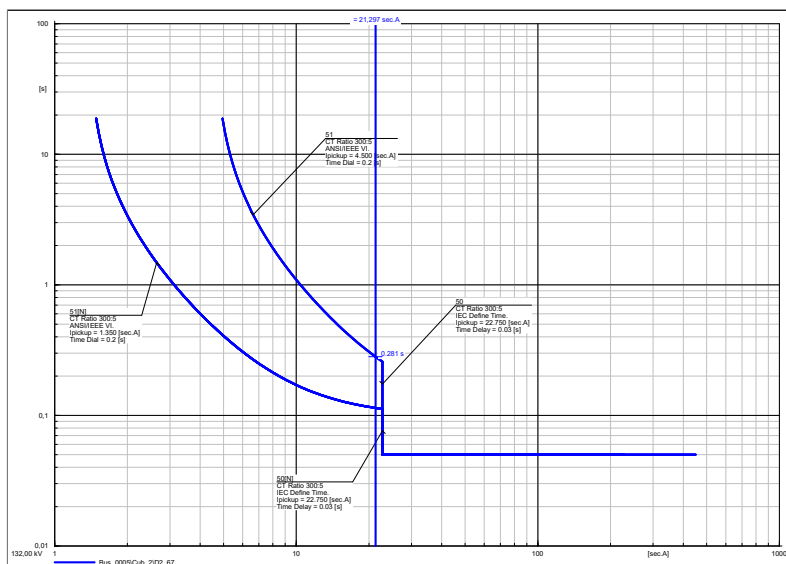


Figura 3.12: Tiempo de actuación del IED-2_{Dir} en el software PowerFactory.

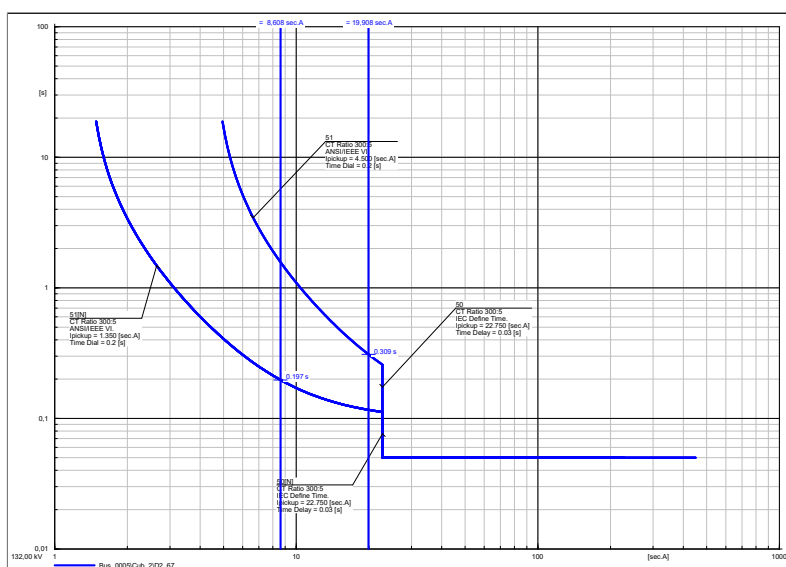


Figura 3.13: Tiempo de actuación del IED-2_{Dir} en el software PowerFactory.

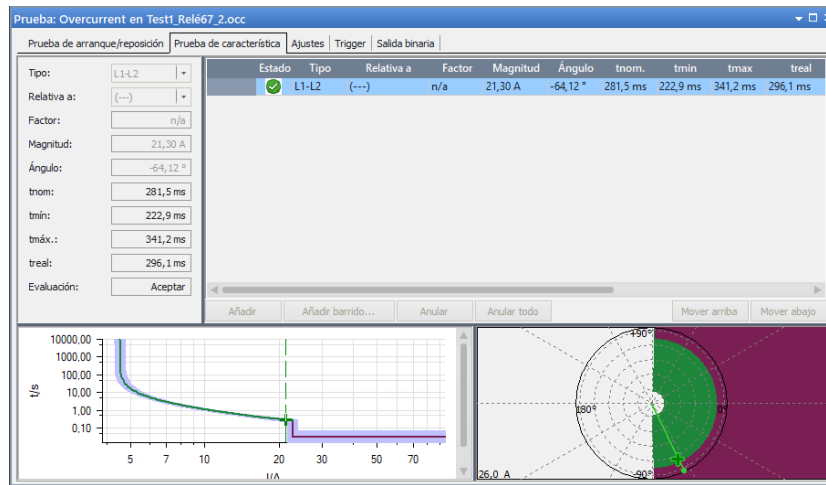


Figura 3.14: Prueba en el módulo de sobrecorriente del IED-2_{Dir} en el Test Universe.

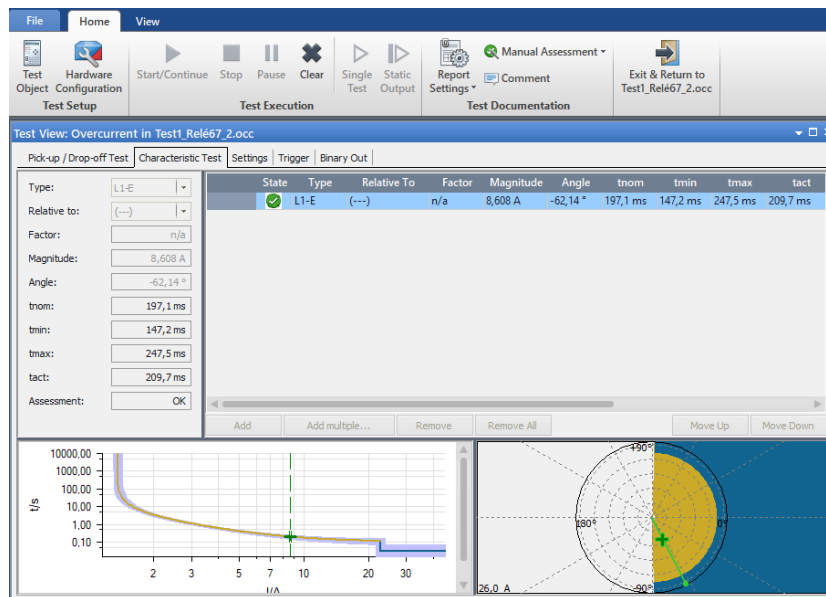


Figura 3.15: Prueba en el módulo de sobrecorriente del IED-2_{Dir} en el Test Universe.

Para finalizar, la Figura 3.10 y la Figura 3.11 muestran el HMI del IED con su indicación de LEDs, tiempo de arranque y de disparo.

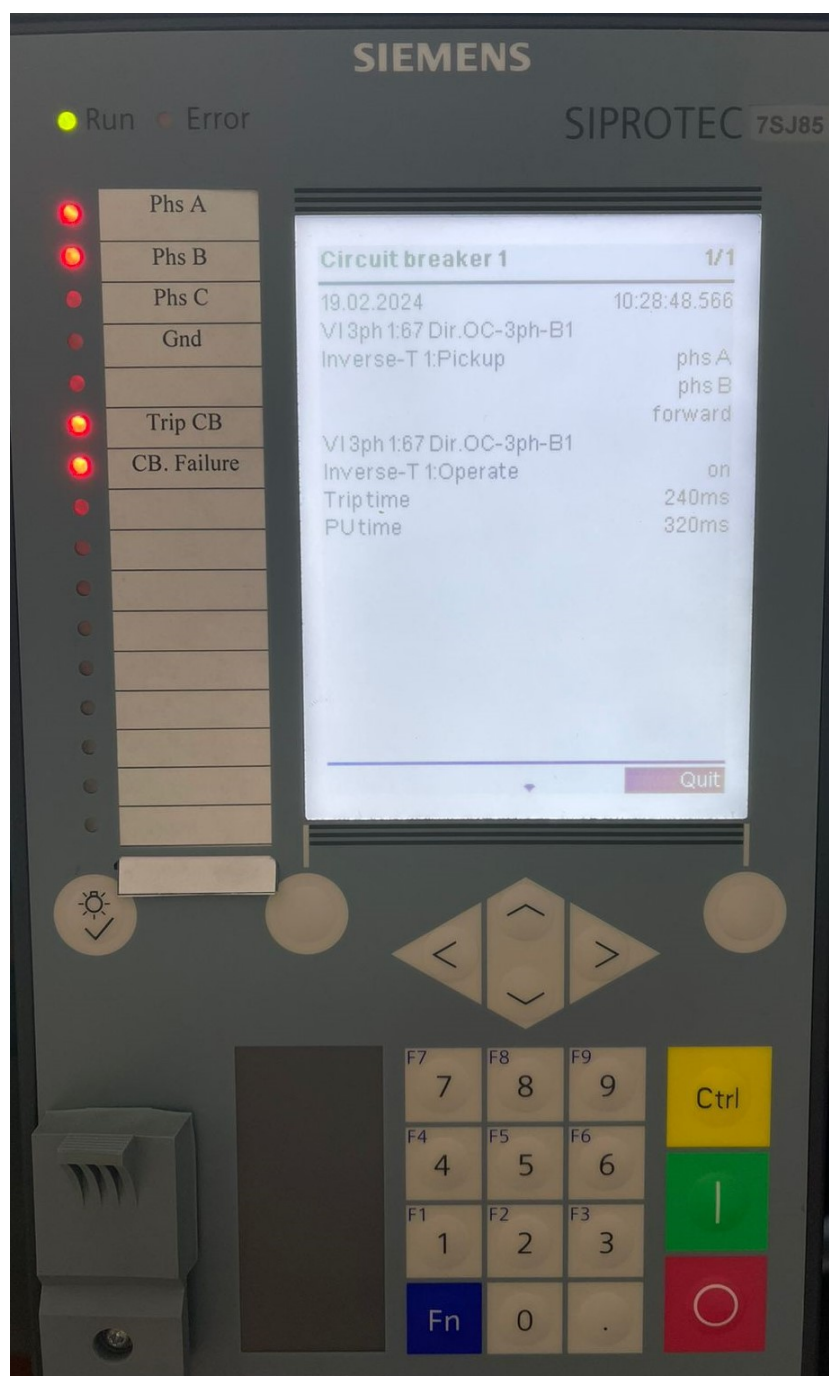


Figura 3.16: HMI del IED-2_{Dir} al momento de ver la falla bifásica.

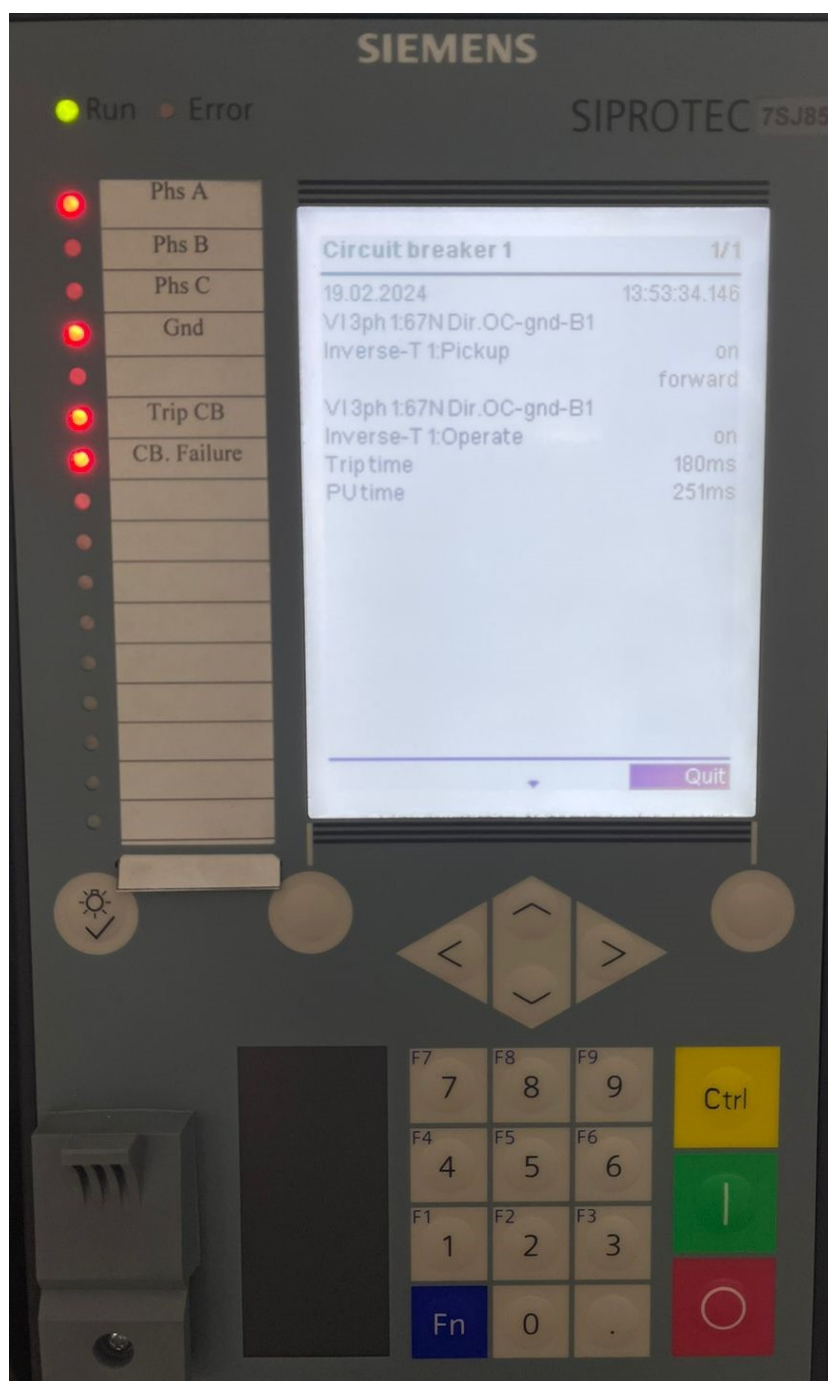


Figura 3.17: HMI del IED-2_{Dir} al momento de ver la falla monofásica a tierra

La Tabla 3.2 muestra las corrientes de cortocircuito que se utilizaron para cada tipo de falla, además de los tiempos de actuación vistos desde el

PowerFactory, TestUniverse y el HMI del IED físico.

Tabla 3.2: Corrientes de falla y tiempos de actuación del IED-2_{Dir}.

IED-2 _{Dir}					
Tipo de falla	Icc [A.sec]	Función de Protección	Tiempo PF [ms]	Tiempo CMC356 [ms]	Tiempo IED [ms]
3F	36.13	67-50	50	65.8	43
	48	67-50	50	56.30	30
	22.770	67-51	265	268.8	240
	19.189	67-51	326	268.8	240
1FT	45.611	67-50N	50	68	40
	33.94	67-50N	50	71	50
	8.608	67-51N	197	209.7	180
	19.677	67-51N	117	120.9	100
2F	35.779	67-50	50	60.3	39
	41.59	67-50	50	69.2	51
	21.297	67-51	281	296.1	240
	17.497	67-51	376	356	326
2FT	39.355	67-50N	50	68.6	41
	28.602	67-50N	50	71.6	51
	17.013	67-51N	123	139.5	110
	7.568	67-51N	227	236	211

3.2 Ensayos de distancia

Con la ayuda del software Test Universe que maneja la maleta OMICRON CMC 356 se configuraron los respectivos módulos de prueba de protección de distancia en base a los criterios de la Tabla 2.4 y la Tabla 2.5.

3.2.1 Configuración Test Universe

La Figura 3.18 muestra la parametrización de las zonas de protección del IED-3_{Dist}, mientras que la Figura 3.19 muestra la parametrización de las zonas de protección del IED-4_{Dist} dentro del módulo *advance distance* del software Test universe.

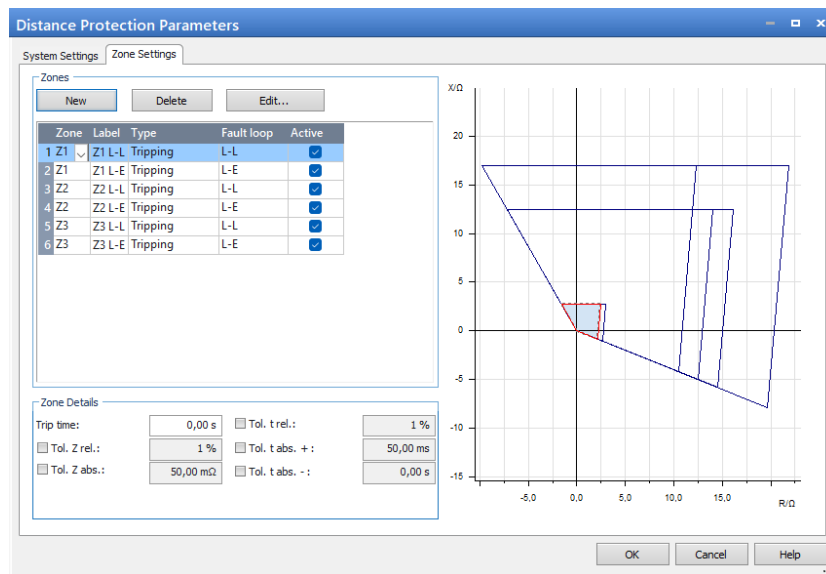


Figura 3.18: Parametrización por fase del IED-3_{Dist} en el software Test Universe.

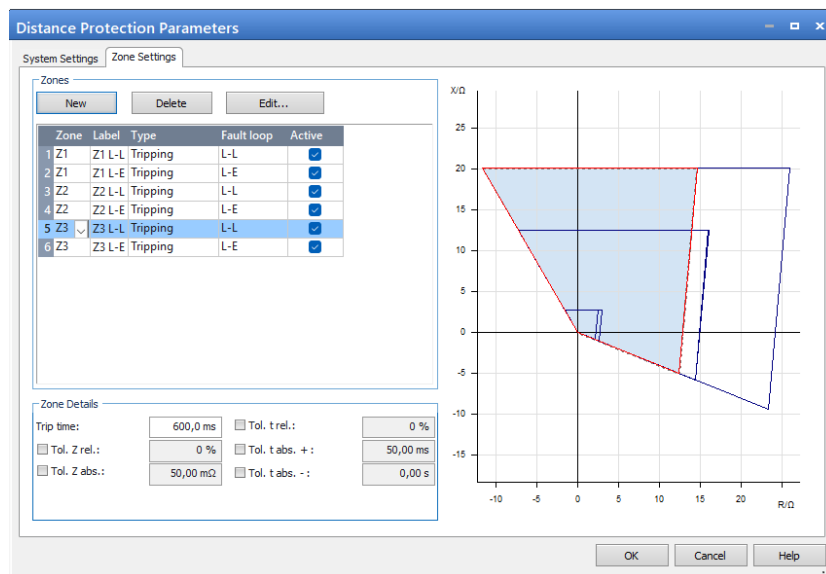


Figura 3.19: Parametrización por fase del IED-4_{Dist} en el software Test Universe.

3.2.2 Ensayos de laboratorio

IED de distancia 7SA86-1 (IED-3_{Dist})

Para comprobar la correcta actuación de las zonas de protección poligonal del IED de distancia se probaron distintos tipos de falla a lo largo de las líneas de transmisión del sistema. La Figura 3.20 muestra la respuesta de acción del IED-3_{Dist} al momento de simular una falla trifásica en Zona 1 al 30 % de la línea.

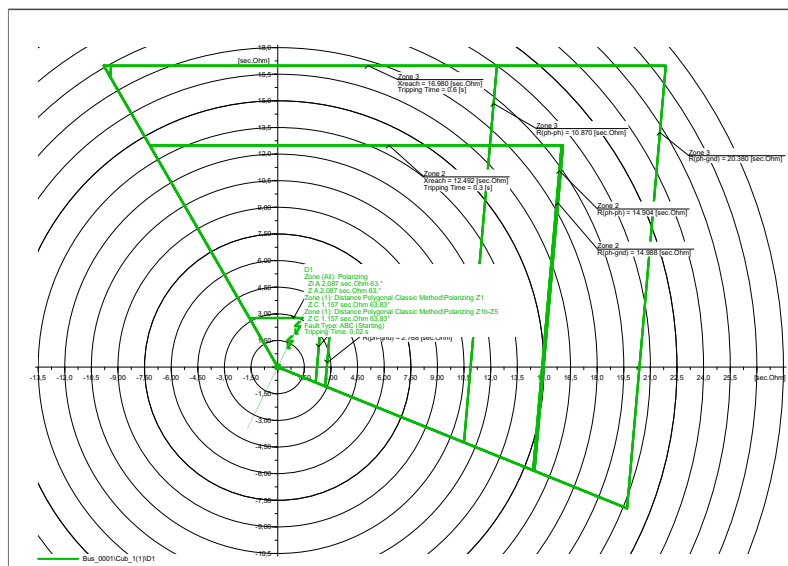


Figura 3.20: Tiempo de actuación del IED-3_{Dist} en el software PowerFactory.

La misma falla, fue cargada al módulo de pruebas Advanced Distance en el software PowerFactory para comprobar la actuación del IED físico mediante la inyección de valores de corriente y de voltaje. La Figura 3.21 muestra la prueba realizada al 30 % de la línea y el tiempo que demora en actuar la maleta de pruebas.

La Figura 3.22 muestra el tiempo de disparo de la función de protección desde el HMI físico, además de notificaciones LEDs de los elementos involucrados en la falla.

La Tabla 3.3 muestra los diferentes puntos de falla donde el IED actúa en Zona 1, Zona 2 y Zona 3, además de los tiempos de actuación vistos desde el PowerFactory, Test Universe y el HMI del IED físico.

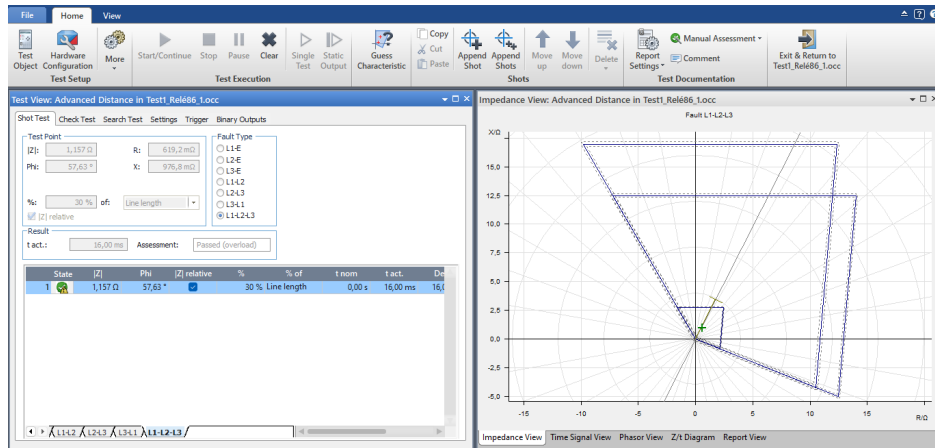


Figura 3.21: Tiempo de actuación del IED-3_{Dist} en el software Test Universe.

Tabla 3.3: Localización de las fallas y tiempos de actuación del IED-3_{Dist}.

IED-3 _{Dist}					
Tipo de falla	Localización de la Falla [% Línea]	Zona	Tiempo PF [ms]	Tiempo CMC356 [ms]	Tiempo IED [ms]
Icc-3F	30	Z1	20	16	2
	120	Z2	310	309	297
	160	Z3	610	612.1	598
Icc-1FT	30	Z1	20	14.6	2
	120	Z2	310	312.5	298
	160	Z3	610	612.3	598
Icc-2F	30	Z1	20	14	1
	120	Z2	310	312.4	299
	160	Z3	610	621	600

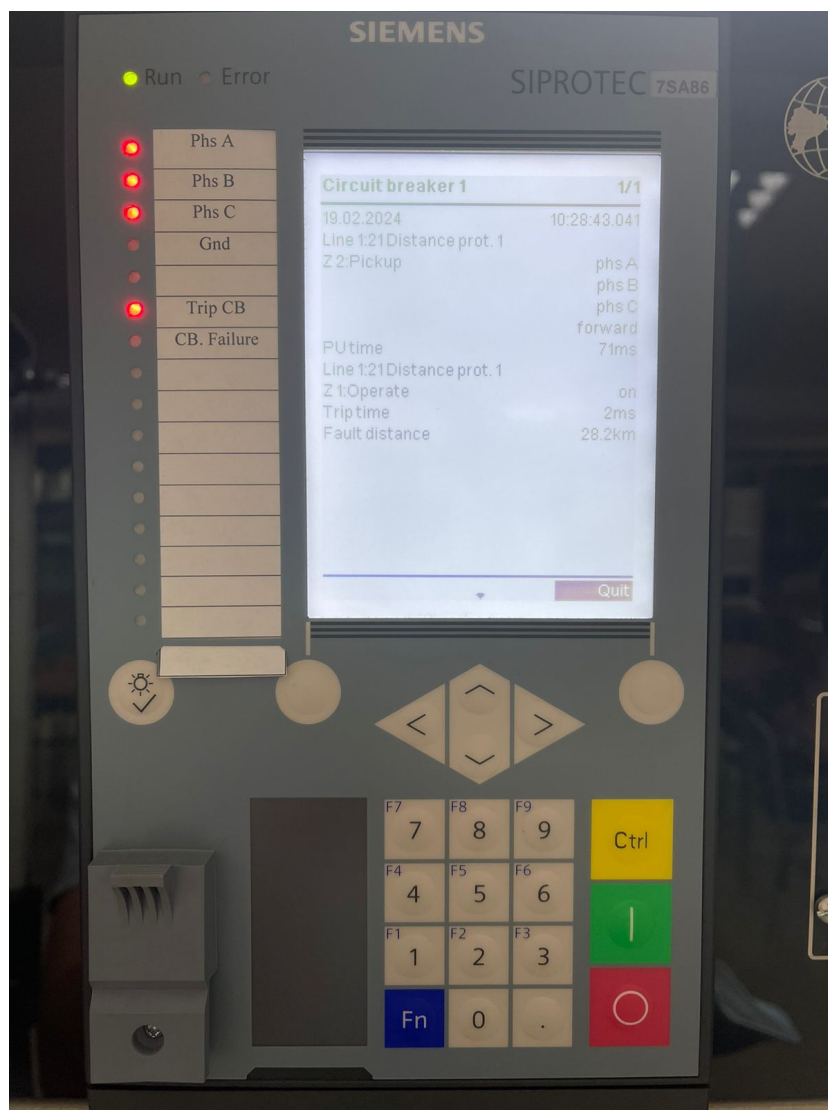


Figura 3.22: HMI del IED-3_{Dist} al momento de ver la falla trifásica.

IED de distancia 7SA86-2 (IED-4_{Dist})

Para el IED de distancia dos y la comprobación de las zonas de protección poligonal se probaron distintos tipos de falla en diferentes puntos de las líneas de transmisión del sistema. La Figura 3.23 muestra la respuesta de acción del IED-4_{Dist} al momento de simular una falla monofásica a tierra en Zona 2 mediante corrientes y voltajes de secuencia.

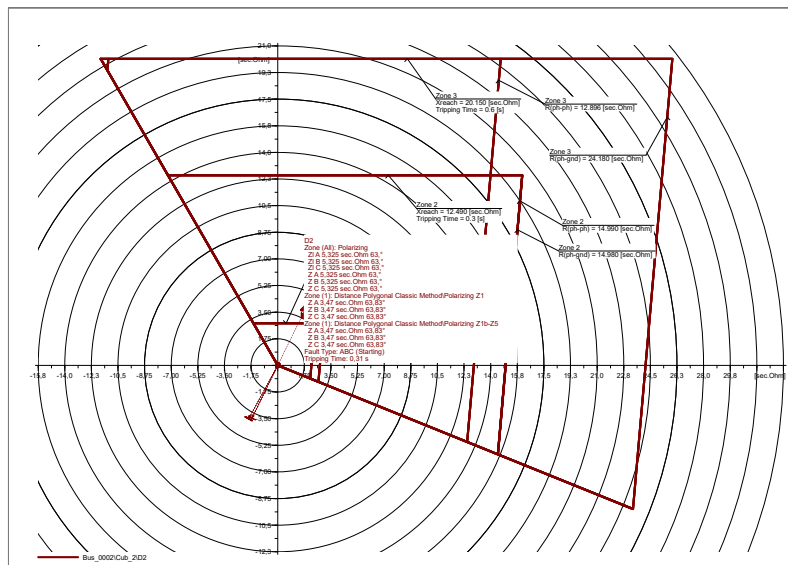


Figura 3.23: Tiempo de actuación del IED-4_{Dist} en el software PowerFactory.

Se cargaron los voltajes y corrientes de secuencia en el módulo QuickCMC del software PowerFactory para comprobar la actuación del IED físico mediante la inyección de valores de corriente y de voltaje. La Figura 3.24 muestra la prueba realizada en Zona 2 y el tiempo que demora en actuar la maleta de pruebas.

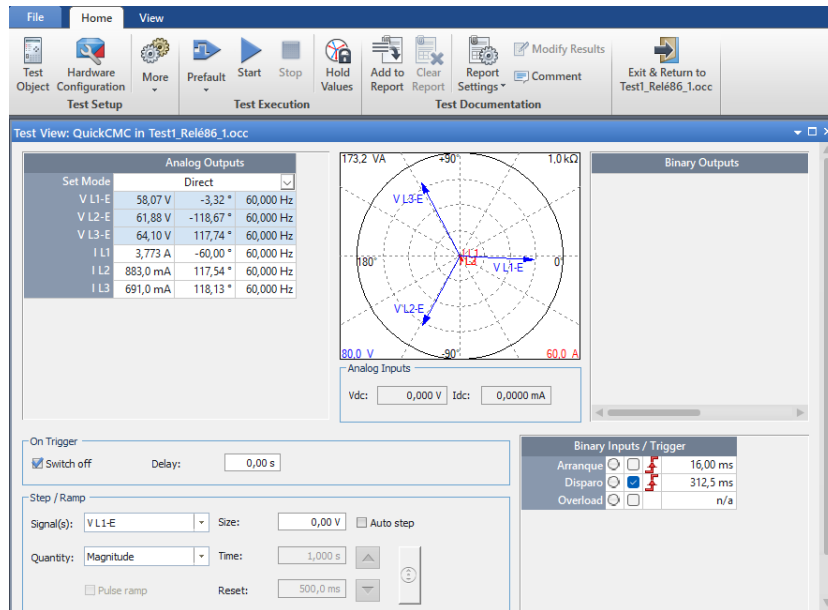


Figura 3.24: Tiempo de actuación del IED-4_{Dist} en el software Test Universe.

La Figura 3.25. muestra el tiempo de disparo de la función de protección desde el HMI físico, además de notificaciones LEDs de los elementos involucrados en la falla.

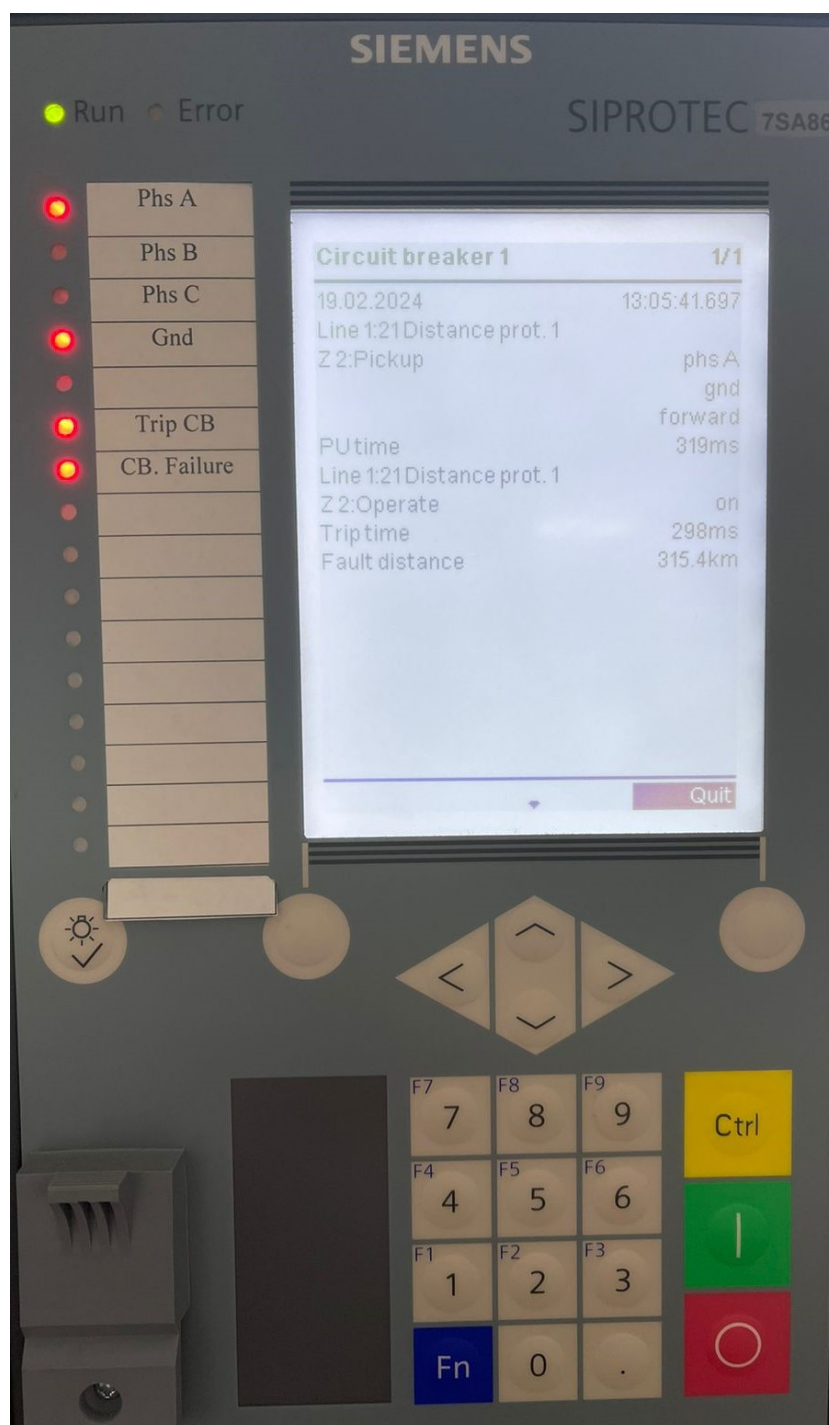


Figura 3.25: HMI del IED-4_{Dist} al momento de ver la falla monofásica a tierra.

Tabla 3.4: Localización de las fallas y tiempos de actuación del IED-4_{Dist}.

IED-4_{Dist}					
Tipo de falla	Localización de la Falla [% Linea]	Zona	Tiempo PF [ms]	Tiempo CMC356 [ms]	Tiempo IED [ms]
Icc-3F	20	Z1	20	31.10	2
	130	Z2	310	336.2	301
	170	Z3	610	641.6	601
Icc-1FT	20	Z1	20	13.2	2
	130	Z2	310	316.2	299
	170	Z3	610	616.5	599
Icc-2F	20	Z1	20	40.6	2
	130	Z2	310	332.6	298
	170	Z3	610	630.3	601

La Tabla 3.4 muestra los diferentes puntos de falla donde el IED actúa en Zona 1, Zona 2 y Zona 3, además de los tiempos de actuación vistos desde el PowerFactory, Test Universe y el HMI del IED físico.

Capítulo 4

COMUNICACIÓN IEC 61850 Y SISTEMA SCADA

En la actualidad, cuando se habla de subestaciones digitales es común asociar este termino con la automatización y las comunicaciones a altas velocidades, donde los IEDs deben ser capaces de comunicarse entre sí, independientemente de su fabricante con el fin de coordinar protecciones y así aislar las fallas del sistema eléctrico lo más pronto posible [37] [38]. Gracias a la implementación del protocolo de comunicación IEC 61850 ha sido posible lograr una mejor integración de dispositivos de protección, principalmente dirigido a subestaciones [39].

4.1 Protocolo IEC 61850

El protocolo de comunicación IEC 61850 es un estandar que se maneja generalmente a nivel de subestación (capa 2, capa 3) y cuya función principal es la recepción y envío de datos entre IEDs de diferentes fabricantes de una manera estándar [40][41]. Dentro del estandar se encuentran ciertos protocolos de comunicación relevantes como el GOOSE, MMS y SV que se utilizan para monitorear y proteger los diferentes elementos de subestación y del sistema eléctrico a través del intercambio de información [42] [43].

4.1.1 Configuración de la estación IEC 61850 en Digi 5

Dentro del entorno Digi 5 existe un apartado diseñado exclusivamente para el protocolo de comunicación IEC 61850. La herramienta *IEC 61850 System Configurator* permite enlazar todo tipo de señal de comunicación con el o los IEDs a implementar dentro de un sistema.

La Figura 4.1. muestra la configuración GOOSE del IED-4_{Dist} en donde, a través del *Source Catalog* se publica la señal que va a mandar el IED para que mediante el *Destination Catalog* se defina la variable que va a leer el otro IED al que le llegue esta señal, en este caso el IED-3_{Dist}.

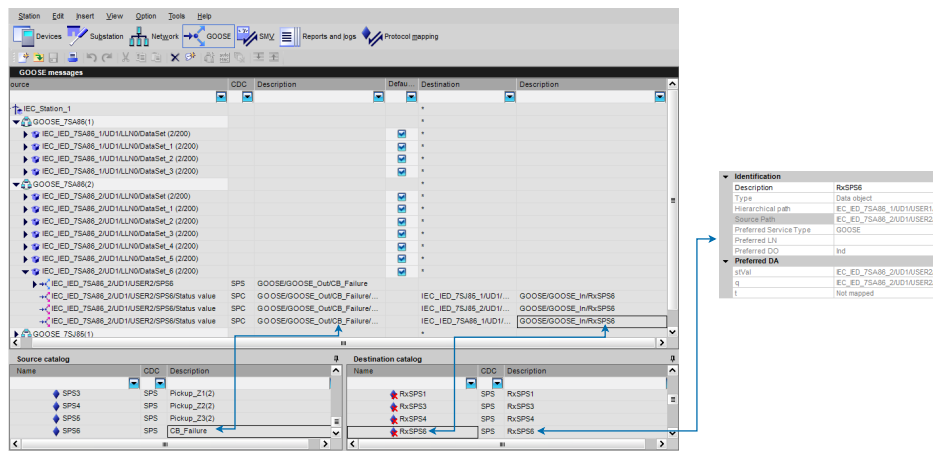


Figura 4.1: Comunicación GOOSE del IED-4_{Dist} en el software *IEC 61850 System Configurator*

Por otro lado, la Figura 4.2 muestra la configuración de los valores SV y la Figura 4.3 la mensajería MMS que van a ser enviados al SCADA mediante la RTU.

4.2 Equipos de comunicación

4.2.1 Switch industrial HIRSCHMANN Greyhound GRS1020

El switch industrial HIRSCHMANN Greyhound GRS1020 (Figura 4.4) es un dispositivos capaz de enlazar diferentes dispositivos mediante direcciones IPs enlazando varias redes simultáneamente y son altamente utilizados en entornos industriales de automatización por su versatilidad y durabilidad al soportar temperaturas extremas gracias a su diseño [44].

4.2.2 Configuración de IPs para el enlazamiento

Previo al desarrollo de pruebas de comunicación y para facilitar un solo entorno de comunicación entre los IEDs, la maleta de prueba, la RTU y el switch se designaron las direcciones IPs de estos dispositivos como se muestra en la Tabla 4.1, haciendo énfasis en que las señales IPs del , la RTU y la maleta ya estaban configuradas pero que pueden ser modificadas de acuerdo a la conveniencia del usuario.

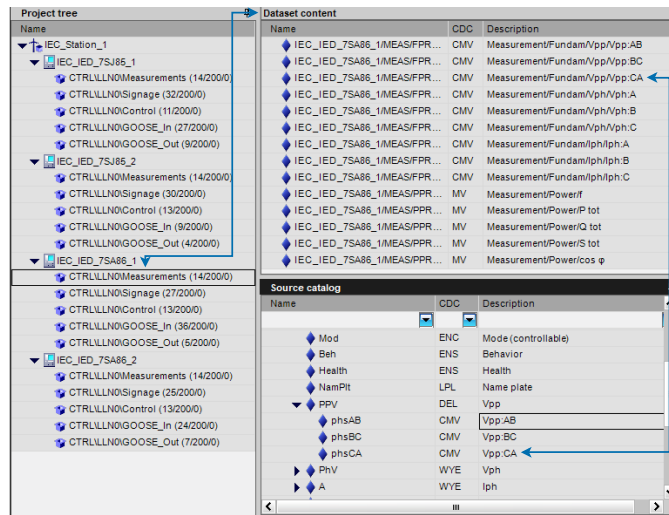


Figura 4.2: Valores SV del IED-3_{Dist} en el software *IEC 61850 System Configurator*

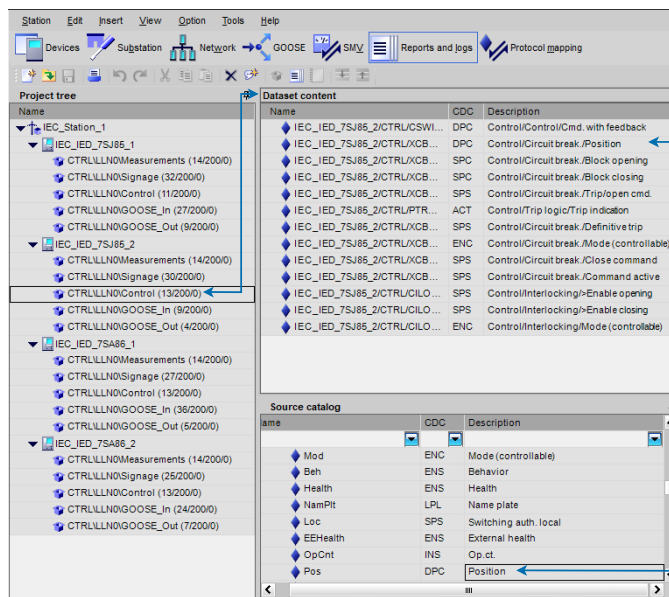


Figura 4.3: Mensajería MMS del IED-2_{Dir} en el software *IEC 61850 System Configurator*

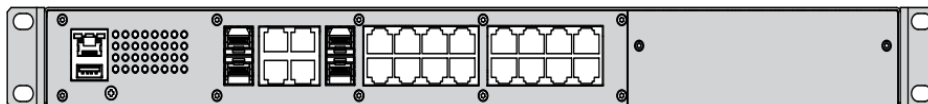


Figura 4.4: Switch industrial HIRSCHMANN Greyhound GRS1020s [4].

Tabla 4.1: Direcciones IPs asociadas a los dispositivos

Dispositivo	Dirección Ip seleccionada
IED-1 _{Dir}	192.168.1.60
IED-2 _{Dir}	192.168.1.62
IED-3 _{Dist}	192.168.1.61
IED-4 _{Dist}	192.168.1.63
Hirschmann SWITCH	192.168.1.1
Novatech RTU	192.168.1.3
Laptop	192.168.1.59
Omicron CMC 356	192.168.1.111

4.2.3 Novatech RTU

Una RTU o unidad de terminal remota es un dispositivo utilizado para automatizar, capaz de utilizar diferentes puertos de manera independiente [44].

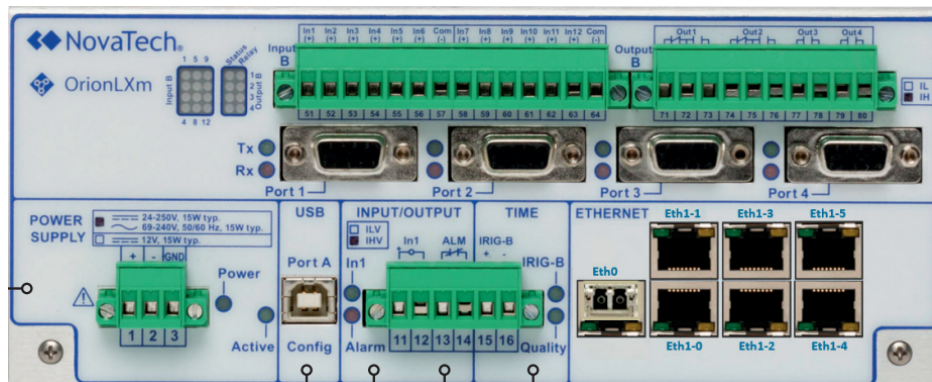


Figura 4.5: RTU de Novatech [5].

Para cargar la configuración de la estación IEC 61850 en el Digi 5 con las señales de comunicación horizontales y verticales se emplea el software NCD3 de Novatech que maneja la RTU.

Primero se configura un nuevo puerto de protocolo IEC 61850 y XML (Figura 4.6). Una vez dentro del puerto IEC 61850 se procede a agregar un nuevo dispositivo y a cargar la estación configurada en el Digi 5 previamente exportada como archivo .SCL (Figura 4.7).

Dentro de esta misma interfaz es donde se direccionan las señales, ya

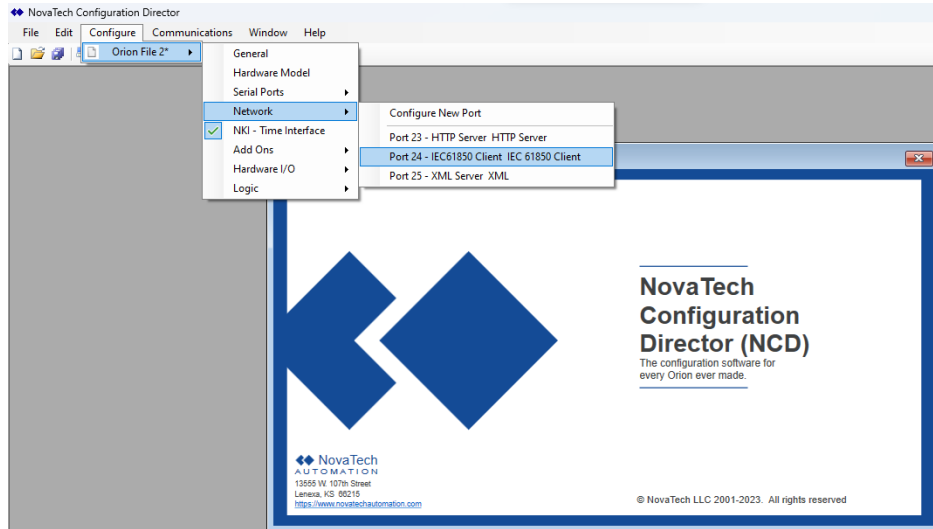


Figura 4.6: Interfaz principal y la pestaña *Configure* del software NCD3

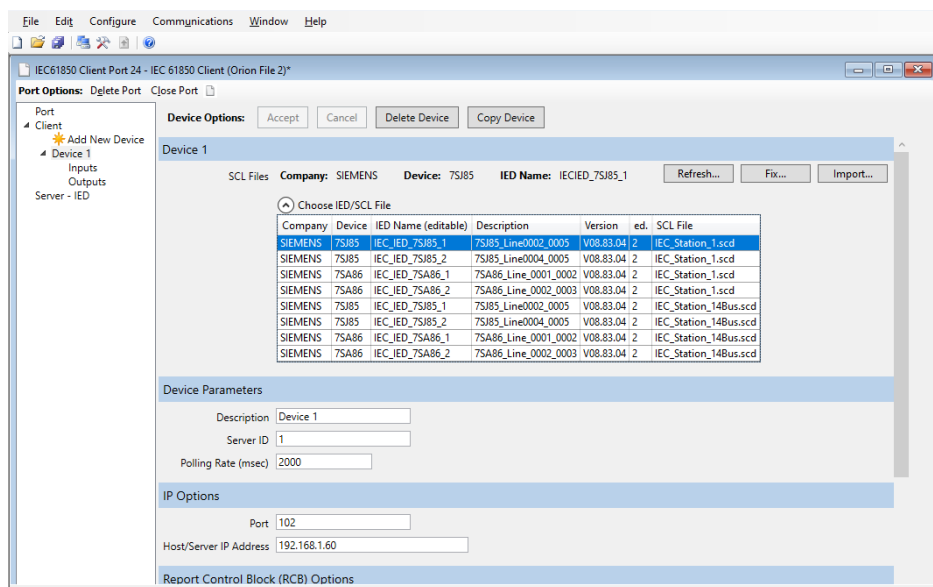


Figura 4.7: Interfaz del protocolo IEC 61850 en el software NCD3

sean estas de entrada (Inputs) o salidas (Outputs). La Figura 4.8 muestra la interfaz de entradas a ser configuradas en el software NCD3.

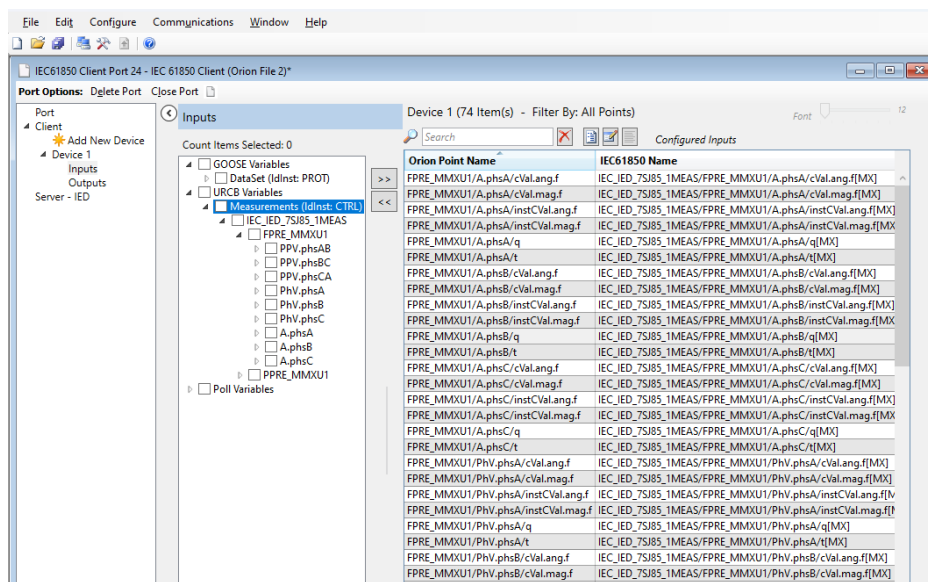


Figura 4.8: Selección de entradas y salidas en el protocolo IEC 61850 del software NCD3

Luego de terminar con esta estructuración en el puerto IEC 61850, hay que dirigirse al puerto XML (Figura 4.9) donde al igual que el anterior, es necesario agregar un nuevo dispositivo donde se configurarán las entradas y salidas que van a ser utilizadas en el Inkscape para enlazar las señales con el SCADA.

A continuación, para cargar las configuraciones realizadas dentro de la RTU hay que dirigirse a la pestaña *Communications* para luego entrar en *Online Connections* donde se desplegará el menú de la Figura 4.10.

Al dar click sobre *New Connection* aparecerá el menú de la Figura 4.11 donde se debe definir si la conexión con la RTU será vía Ethernet o vía cable USB. Para este trabajo de titulación se optó por vía Ethernet con la configuración IP de la RTU definida en la Tabla 4.1.

Para finalizar, dar click en *Connect* sobre la nueva conexión creada y esperar a que esta se enlace con la RTU para cargar nuestra configuración donde se desplegará el menú de la Figura 4.12.

Dentro de esta interfaz, dirigirse a *1. File Menu* para cargar el archivo

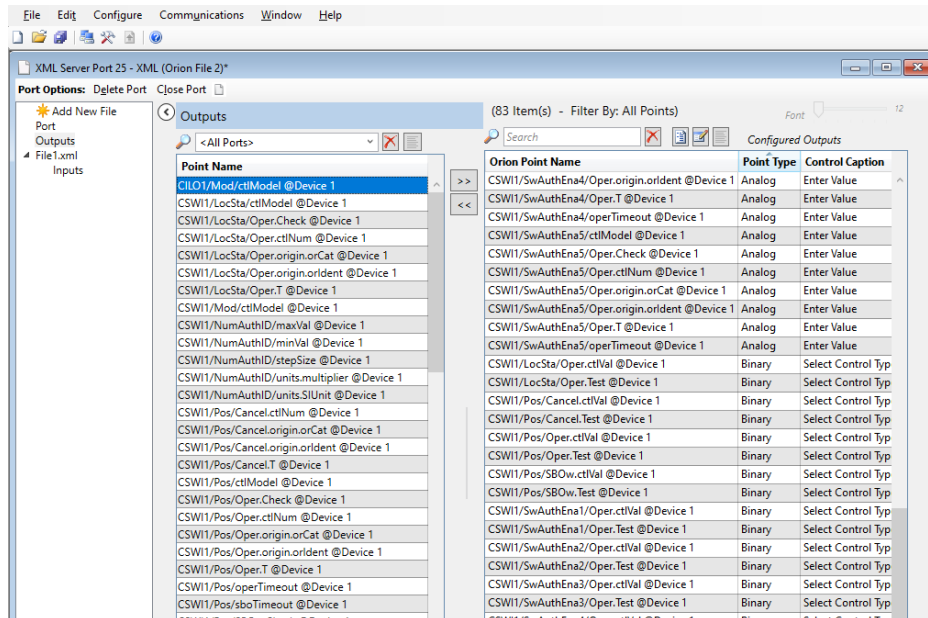


Figura 4.9: Interfaz principal del protocolo XML en el software NCD3

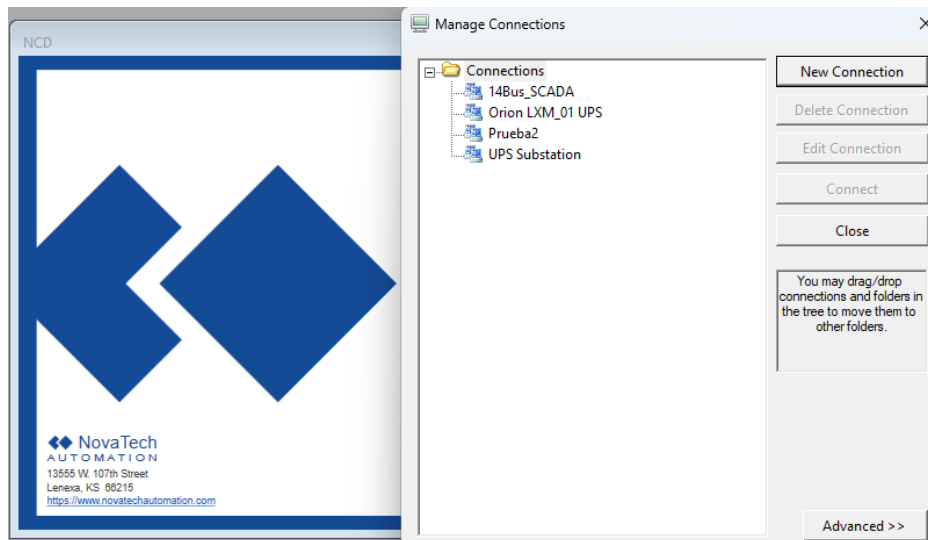


Figura 4.10: Interfaz del menú *Online Connections* del software NCD3

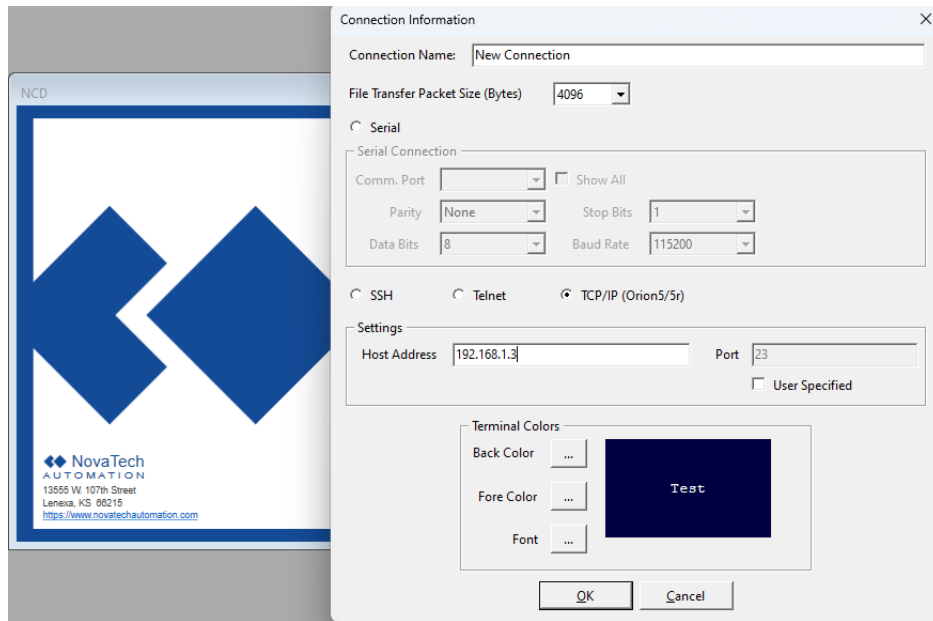


Figura 4.11: Interfaz del menú *New Connections* del software NCD3

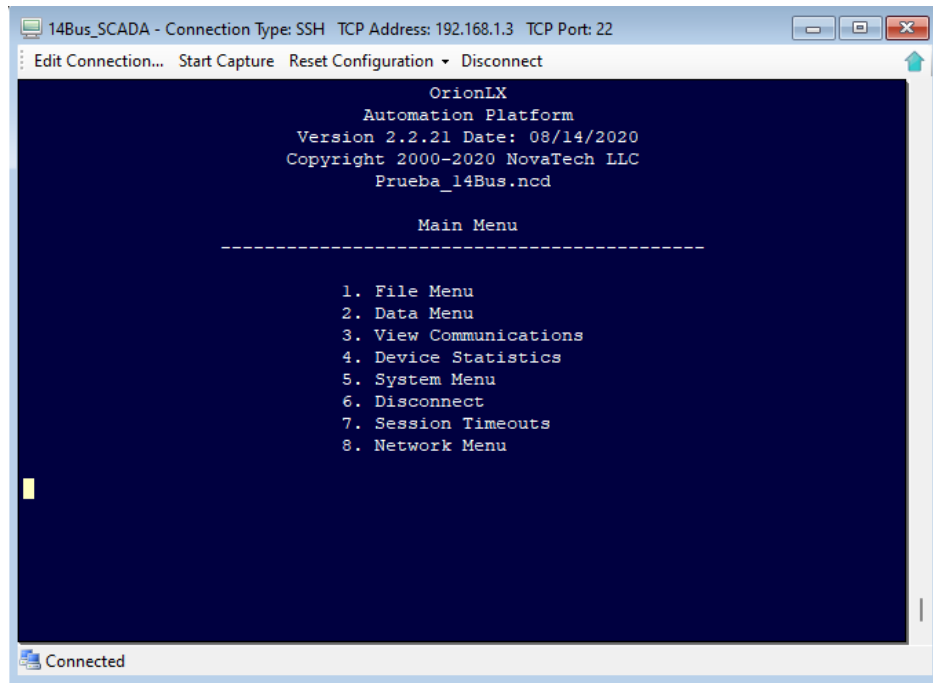


Figura 4.12: Ventana emergente de la conexión de la dirección creada

.ncd y .ncz previamente configurado. Al entrar al menú se despliega el menú de la Figura 4.13 donde con *1. File Transfer (PC ->ORION)* se envía el archivo configurado hacia la RTU.

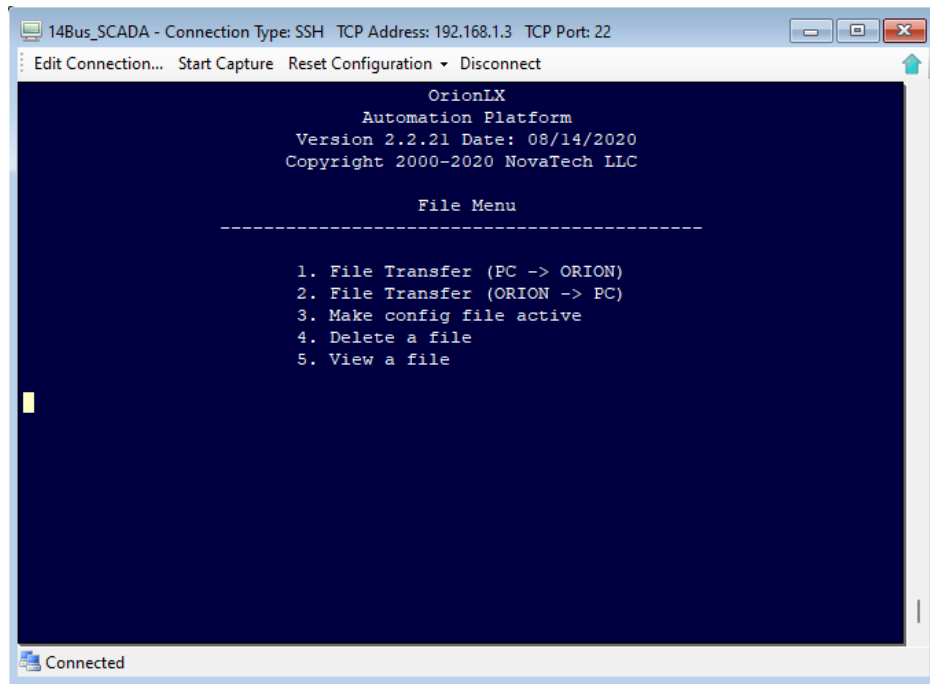


Figura 4.13: Interfaz para transferir los archivos a la RTU

Una vez cargado el archivo de comunicación dentro de la RTU, es necesario activar el mismo a través del menú *3. Make config file active* de la Figura 4.13 donde se desplegará el menú de la Figura 4.14.

Para ingresar a la página web donde se visualizarán los sistemas SCADA, dentro del navegador, escribir la dirección IP previamente asignada a la RTU (Figura 4.15).

Dentro de esta página web, en la pestaña *Files* se cargarán los archivos de imagen .svg asociados a los SCADA que se generaron desde el software Inkscape (Figura 4.16)

En la pestaña *Data Values* se visualiza el *Status* de cada una de las señales de comunicación que se enrutaron desde el software NCD3 de la RTU (Figura 4.17).

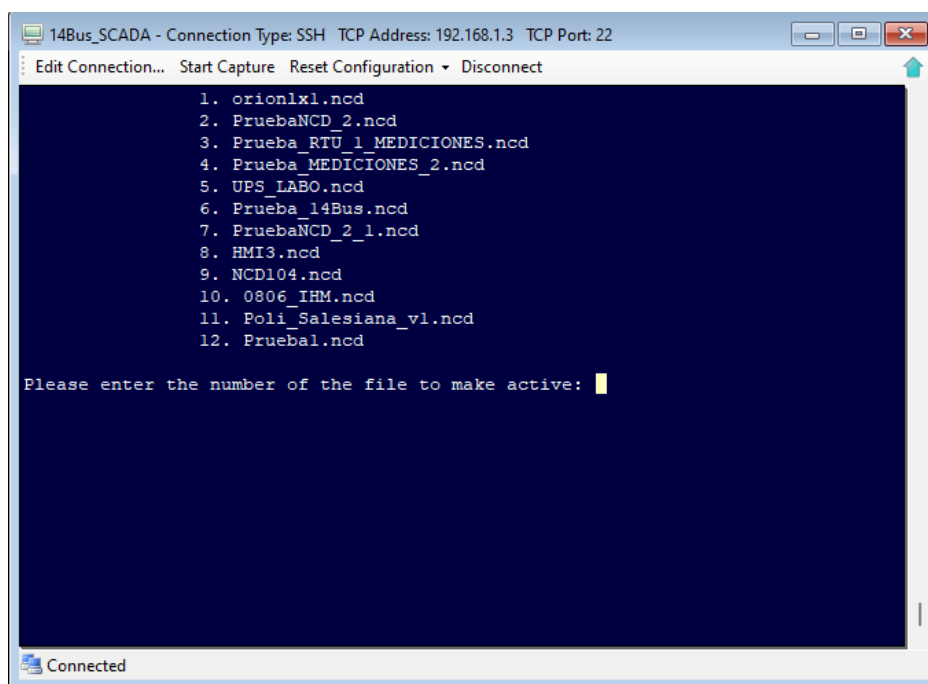


Figura 4.14: Interfaz para activar los archivos a la RTU

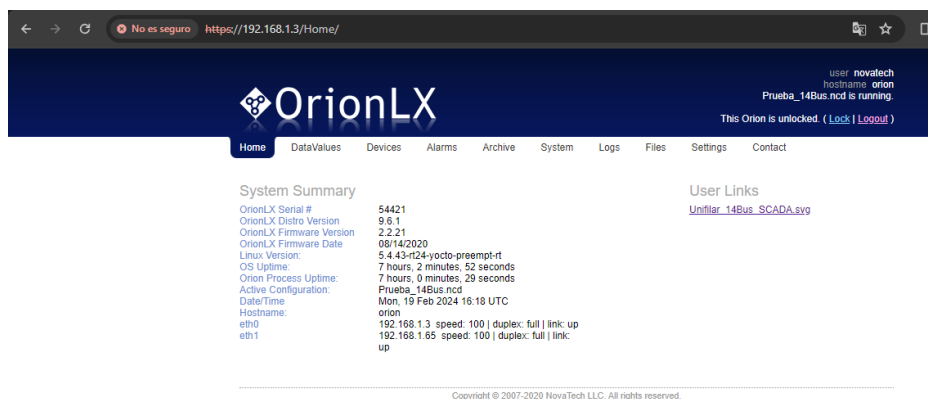


Figura 4.15: Página web principal de la RTU

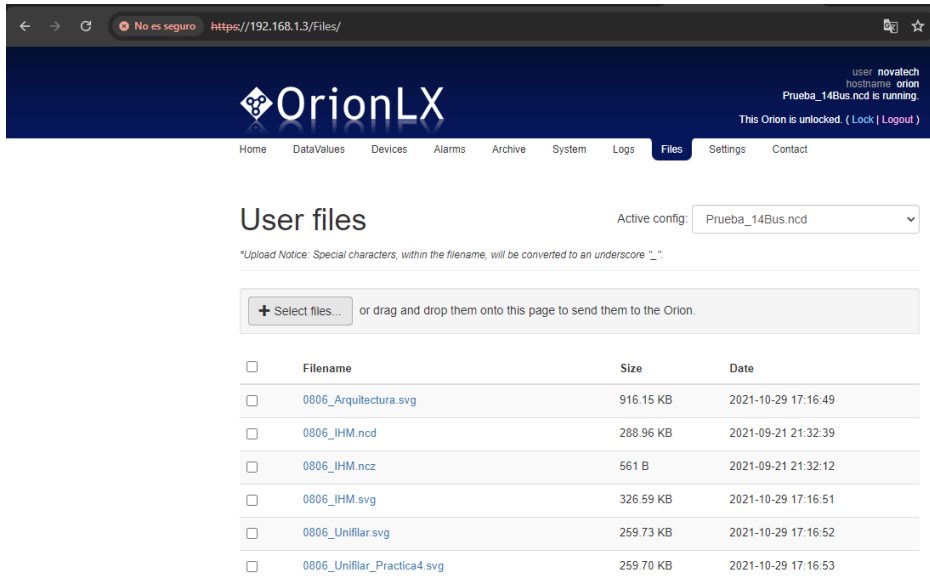


Figura 4.16: Interfaz de la pestaña *Files*

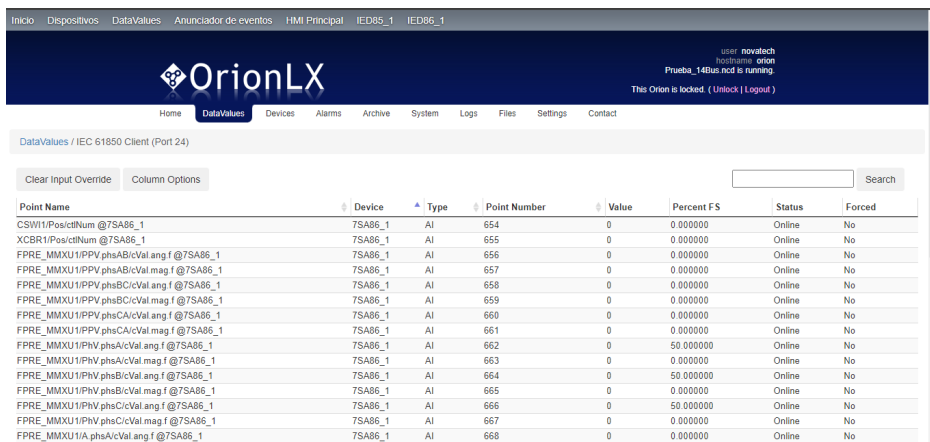


Figura 4.17: Interfaz de la pestaña *Data Values*

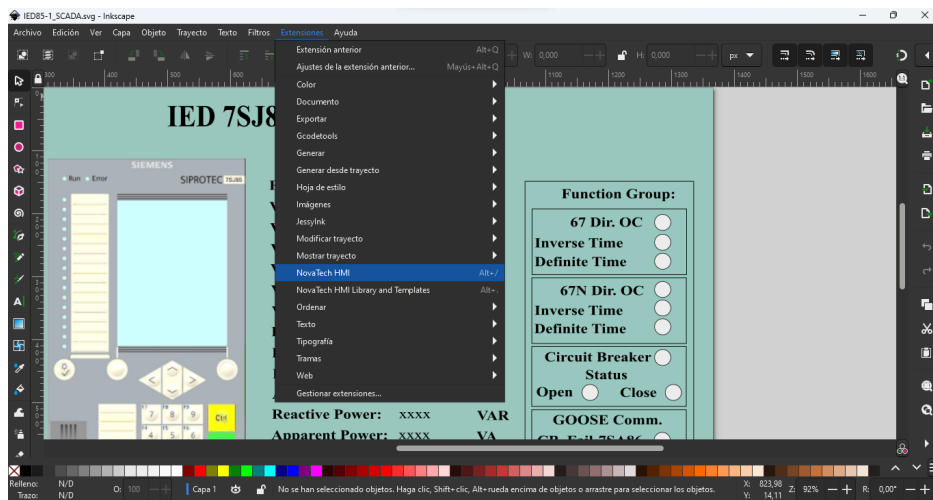


Figura 4.18: Interfaz del software Inkscape en la pestaña *Extensiones*

4.3 Sistema SCADA

Para la implementación de las comunicaciones horizontales y verticales según el estándar IEC 61850 fue necesario diseñar diferentes entornos para el monitoreo y control de los equipos deseados.

4.3.1 Enrutamiento mediante el software Inkscape

Luego de diseñar las interfaces SCADA es necesario enrutar las señales de la RTU que fueron previamente configuradas y cargadas en la misma. Por esta razón, se recurre al uso del software de dibujos vectoriales Inkscape ya que este tiene la particularidad de tener una extensión dentro de su sistema propia de la RTU de Novatech (Figura 4.18).

Manteniendo seleccionada la figura a la que se quiere enlazar señales de comunicación, dirigirse a la pestaña *Extensiones* y dentro de esta, al hacer click sobre *NovaTech HMI* se despliega el menú de la Figura 4.19. donde se enrutarán las señales dependiendo de la necesidad del usuario ya sea en entradas o salidas en como en la Figura 4.20.

La Figura 4.21 muestra la interfaz principal del SCADA del sistema de 14 barras de la IEEE. Se puede observar además los cuatro IEDs implementados en este trabajo de titulación así como los valores de corriente y de voltaje que son medidos por los mismos. Adicionalmente, se configuraron pequeños LEDs que indica si el IED está en línea (led verde) o fuera de línea (led rojo).

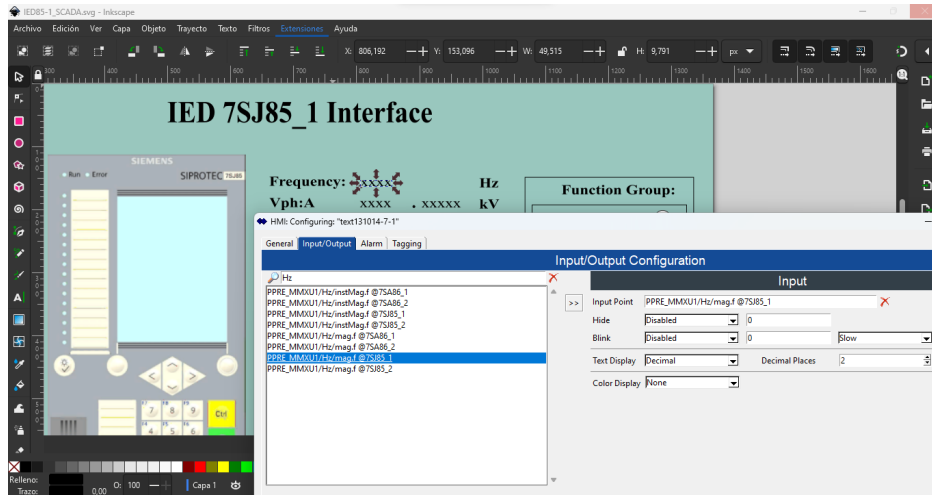


Figura 4.19: Interfaz de la pestaña *NovaTech HMI* del software Inkscape para configurar entradas

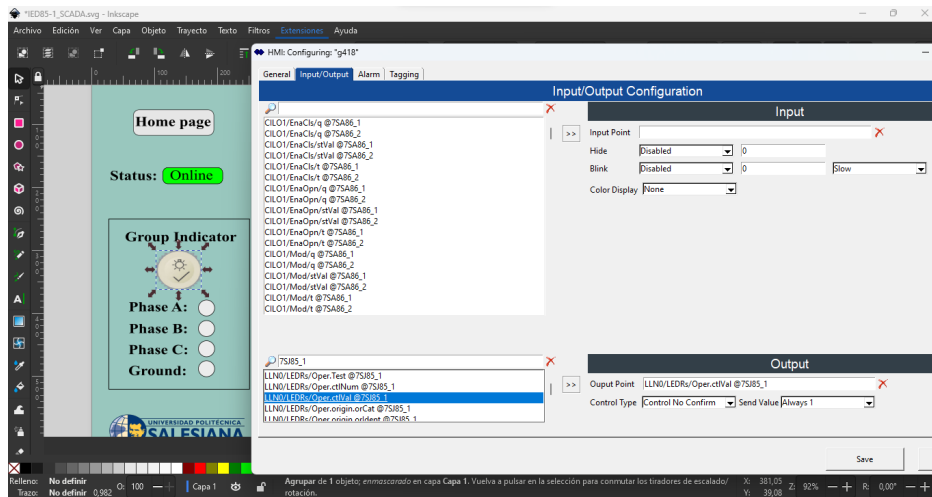


Figura 4.20: Interfaz de la pestaña *NovaTech HMI* del software Inkscape para configurar salidas

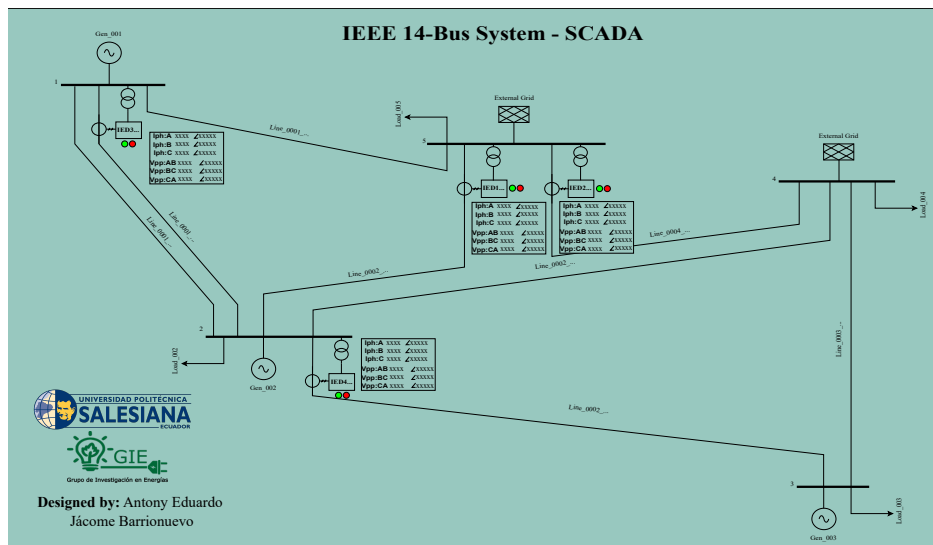


Figura 4.21: Interfaz principal SCADA con la localización de los IEDs en el sistema de 14 barras.

Si se da un *click* sobre cualquiera de los IEDs de sobrecorriente en la interfaz principal del SCADA, se despliega el menú de la Figura 4.22 o el menú de la Figura 4.23. Por otro lado, si se da un *click* sobre cualquiera de los IEDs de distancia se despliega el menú de la Figura 4.24 o el menú de la Figura 4.25 .

Dentro de estas interfaces se encuentran diferentes valores a ser medidos por los IEDs, botones para la navegación y control, además de pequeños LEDs que indican las señales de comunicación GOOSE y las funciones de protección asociadas a dicho dispositivos.

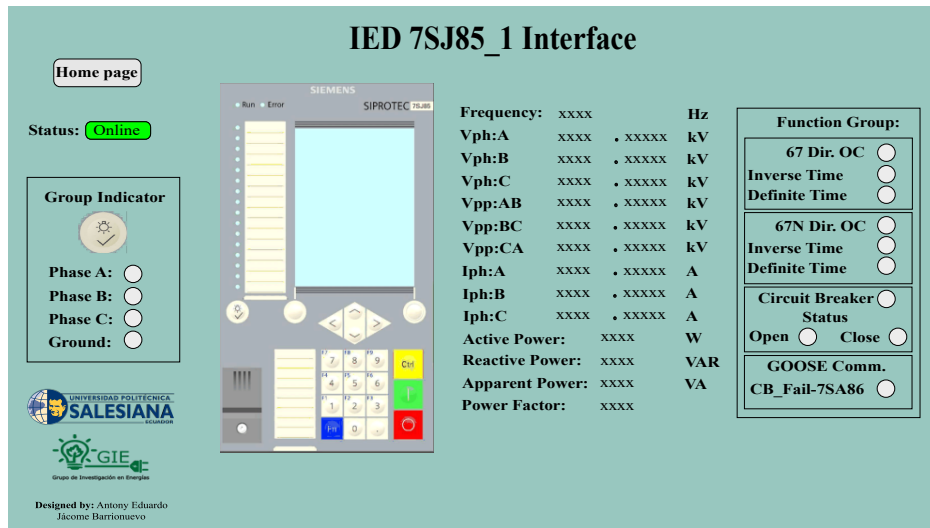


Figura 4.22: Interfaz SCADA del IED-1_{Dir} y sus funciones

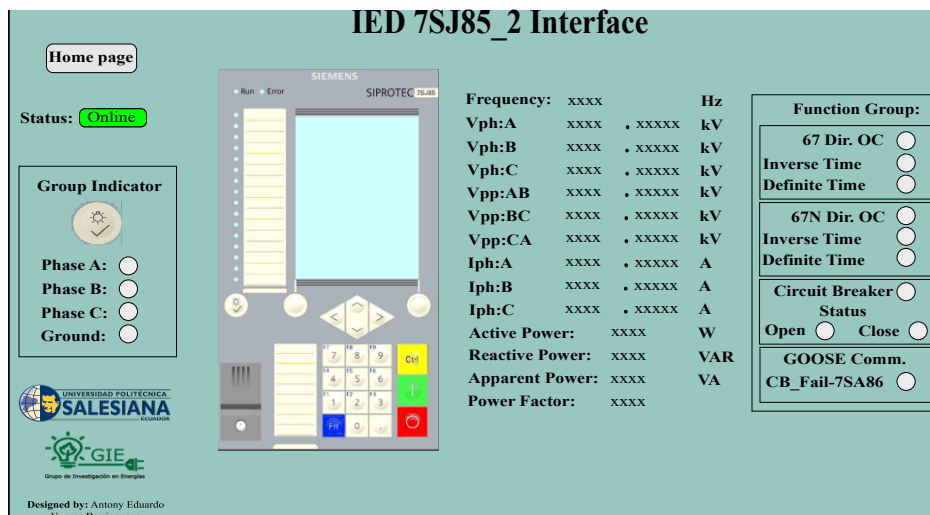


Figura 4.23: Interfaz SCADA del IED-2_{Dir} y sus funciones

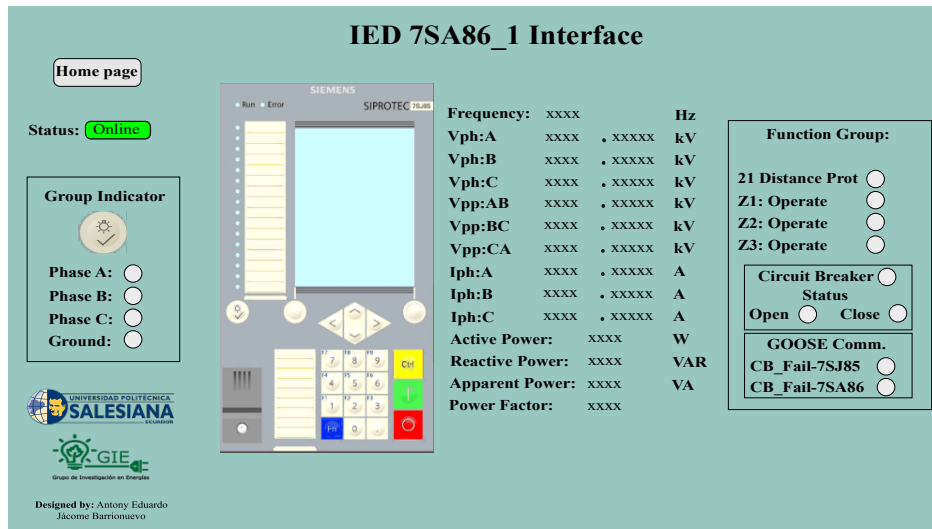


Figura 4.24: Interfaz SCADA del IED-3_{Dist} y sus funciones

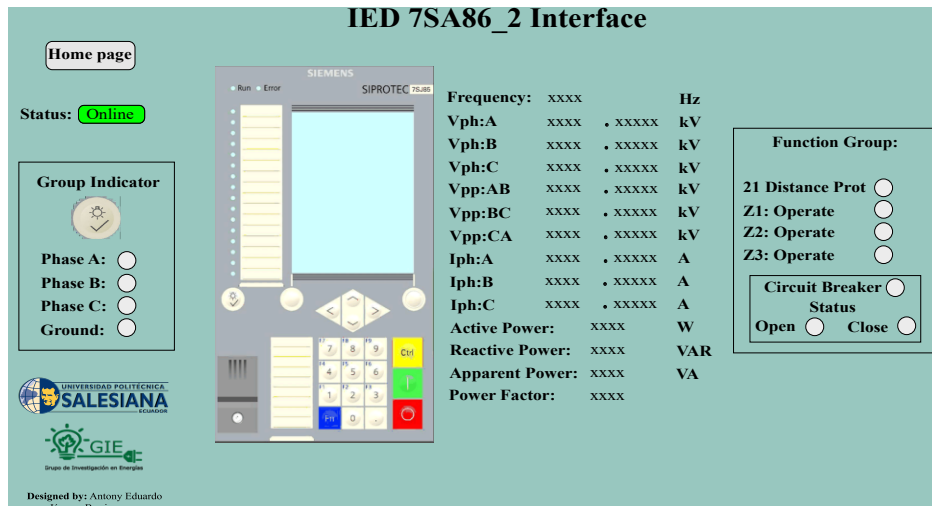


Figura 4.25: Interfaz SCADA del IED-4_{Dist} y sus funciones

Capítulo 5

ENSAYOS DE COMUNICACIÓN

Para realizar los ensayos de comunicación horizontal y vertical en los IEDs del laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca fue necesario configurar las direcciones IPs de los dispositivos involucrados en estas pruebas con la finalidad de que puedan ser leídos desde el switch industrial HIRSCHMANN. Posteriormente, se definieron las mensajerías correspondientes en la RTU mediante el software NCD3 de Novatech y que a su vez, fueron enlazadas con las interfaces SCADA mediante el software Inkscape. Adicionalmente, se probó la actuación del interruptor asociado a cada IED mediante contactores. Todos estos pasos pueden ser vistos de manera gráfica en la Figura 5.1.

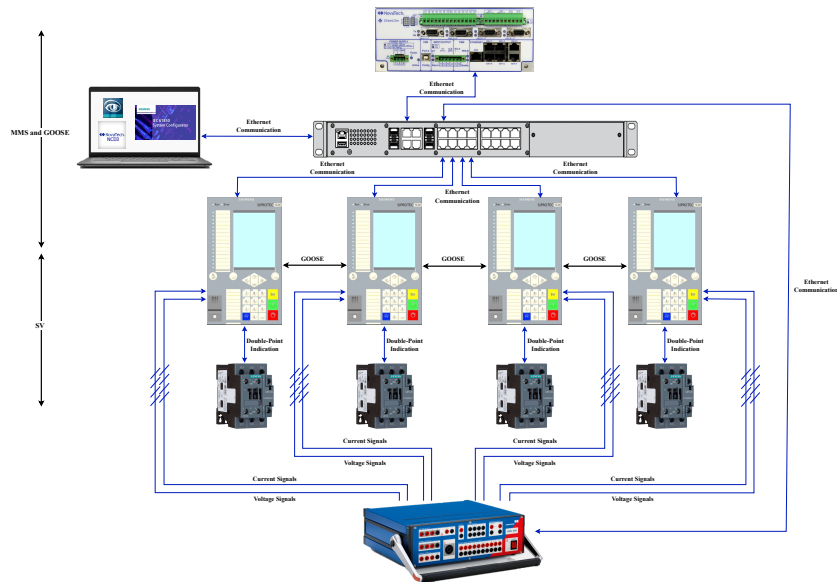


Figura 5.1: Comunicación entre los diferentes dispositivos de la red.

5.1 Comunicación SV/MMS

La Figura 5.2 muestra los valores medidos y expuestos en la interfaz principal del sistema SCADA mediante la inyección de corrientes y voltajes hacía los IEDs con la maleta de pruebas OMICRON CMC356.

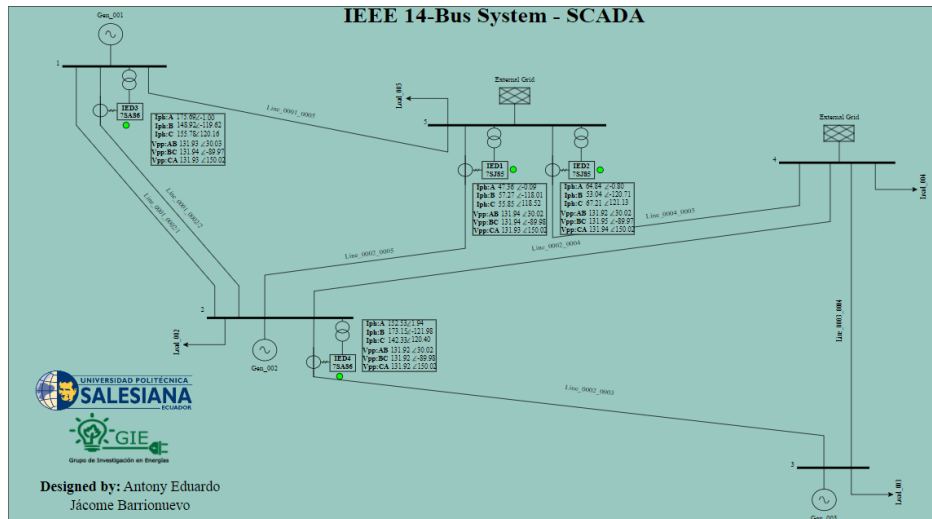


Figura 5.2: Valores de corriente y de voltaje visto desde la interfaz SCADA principal en cada IED.

Por otro lado, al entrar en la interfaz de cada IED se puede observar todos los valores de medición que está viendo cada IED, así como la posición del interruptor y los LEDs indicadores. En la Figura 5.3 se muestra la interfaz del IED-1_{Dir} mientras que en la Figura 5.4 se muestra la interfaz del IED-4_{Dist}.

Para corroborar los valores que están siendo medidos en los IEDs por el SCADA se puede comparar los mismos con los valores que se miden en los IEDs físicos desde su HMI. El IED-1_{Dir} en la Figura 5.5, el IED-2_{Dir} en la Figura 5.6, el IED-3_{Dist} en la Figura 5.7 y el IED-4_{Dist} en la Figura 5.8.

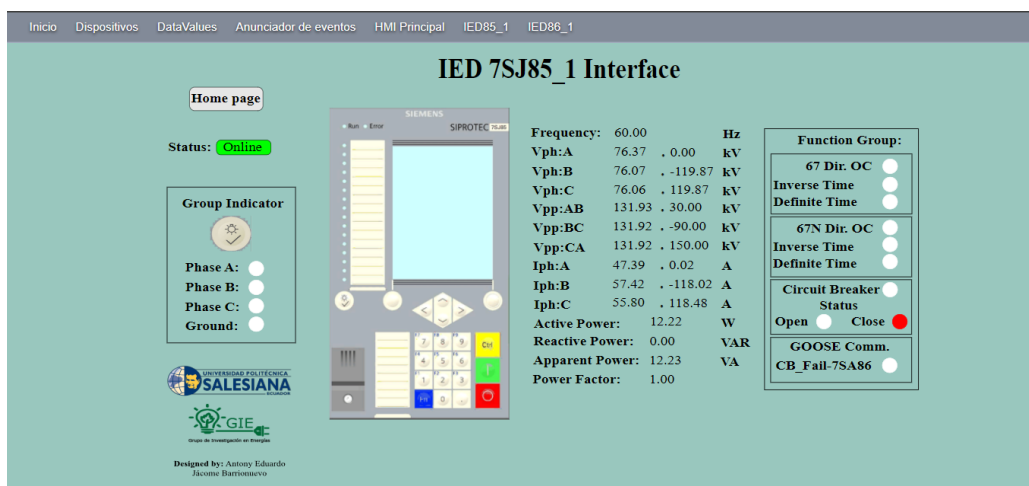


Figura 5.3: SV vistos desde el SCADA del IED-1_{Dir}.

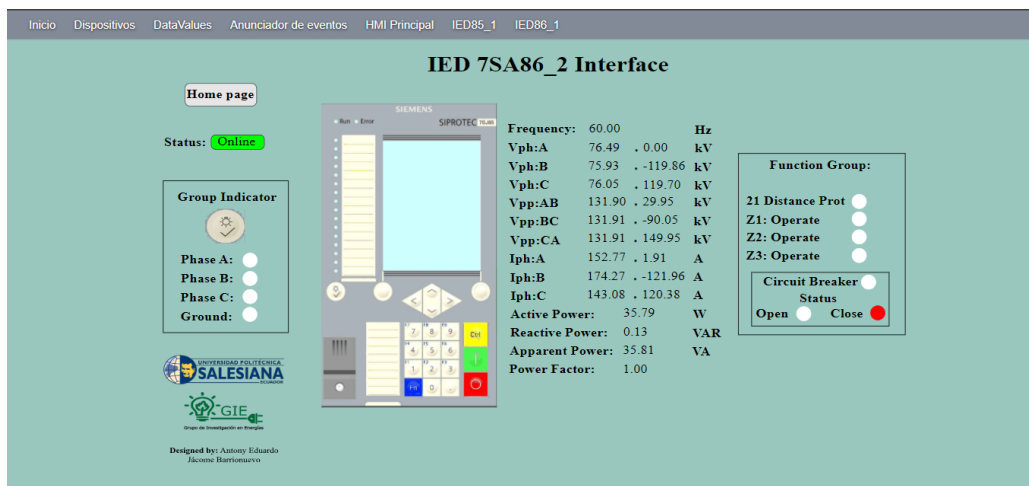
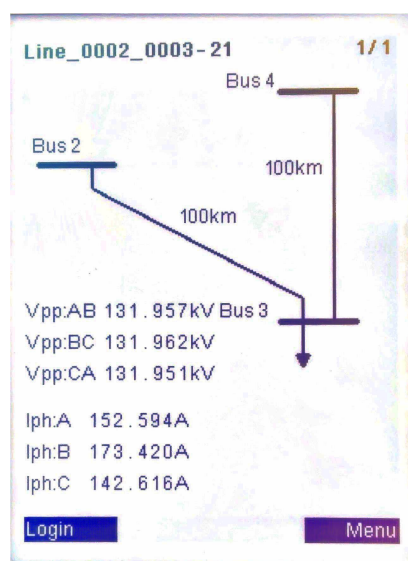
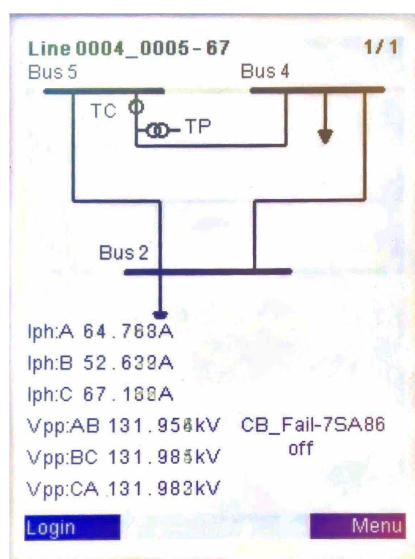
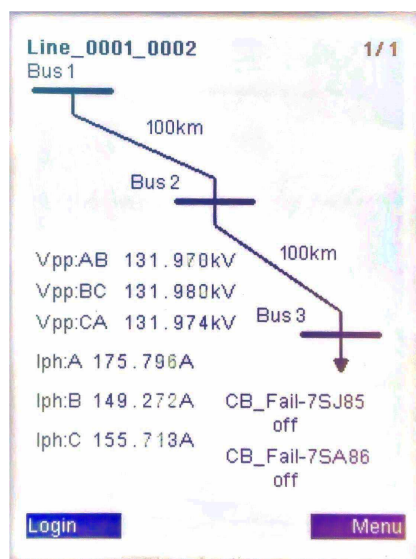
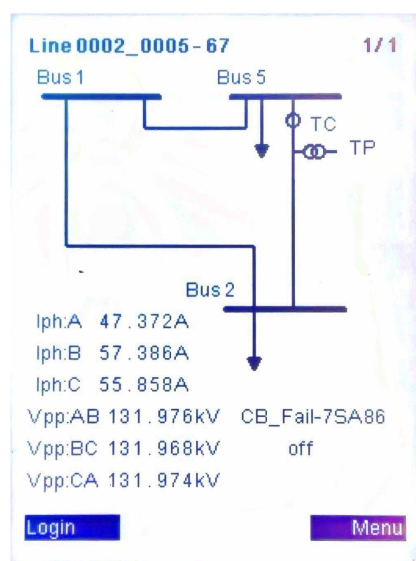


Figura 5.4: SV vistos desde el SCADA del IED-4_{Dist}.

Figura 5.5: HMI del IED-1_{Dir.}Figura 5.6: HMI del IED-2_{Dir.}

Figura 5.7: HMI del IED-3_{Dist.}Figura 5.8: HMI del IED-4_{Dist.}

5.2 Comunicación GOOSE

La comunicación en mensajería GOOSE es un de las más importantes al momento de integrar varios IEDs dentro de un mismo sistema. Para esta configuración se definió a un IED como principal y a otro de respaldo en caso de que uno falle. La Figura 5.9 muestra el fallo de actuación del IED-1_{Dir} al ocurrir una falla trifásica mediante la desconexión de la salida binaria *operate* y la desconexión de un lado de la bobina del contactor encargado de simular la apertura y cierre del interruptor.

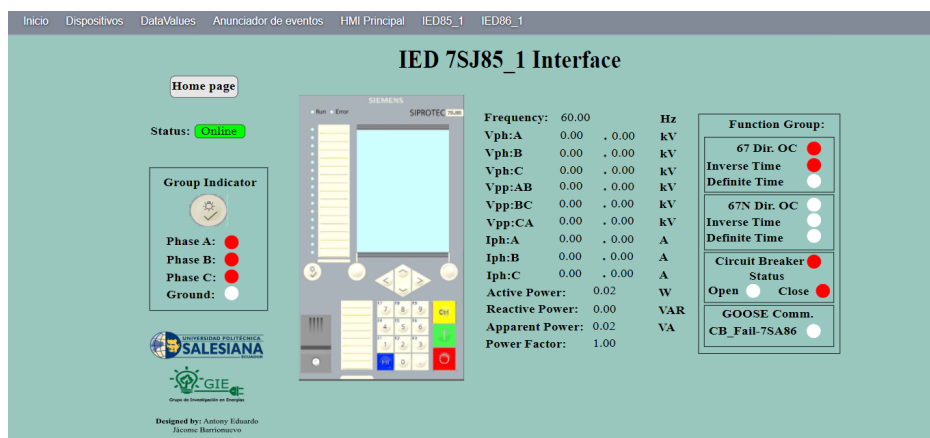


Figura 5.9: Interfaz SCADA del IED-1_{Dir} y sus funciones.

Al fallar el disparo del IED-1_{Dir}, mediante la configuración GOOSE, este envía su señal de falla de interruptor hacia el IED-3_{Dist} que se configuró como respaldo del mismo. La Figura 5.10 muestra la interfaz SCADA del IED-3_{Dist} y se puede observar como se enciende el LED que indica la falla del IED-1_{Dir} para que mande a abrir su interruptor.

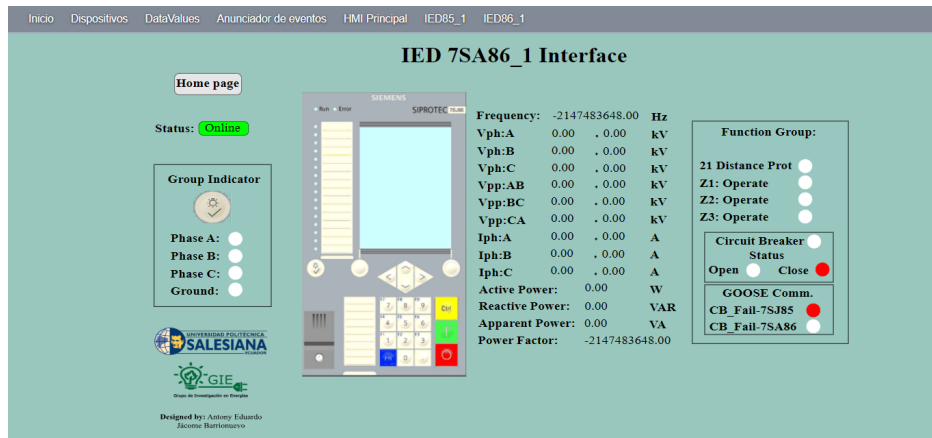


Figura 5.10: Interfaz SCADA del IED-3_{Dist} y sus funciones.

La Figura 5.11 muestra la interfaz HMI del IED-1_{Dir} donde se observa el arranque del IED más no el disparo para despejar la falla. Mientras que en la Figura 5.12 se muestra la interfaz HMI del IED-3_{Dist} donde llega el mensaje de falla del otro IED para que este pueda despejar la falla mediante la apertura de su interruptor.

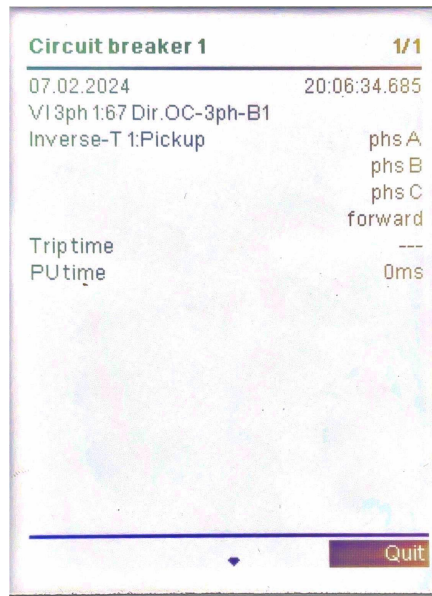


Figura 5.11: Interfaz HMI del IED-1_{Dir} y sus funciones.

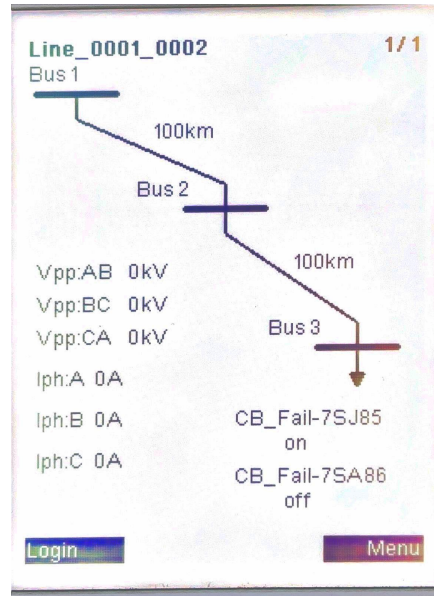


Figura 5.12: Interfaz HMI del IED-3_{Dist} y sus funciones.

5.3 Ensayos de comunicación y protección

Para validar, tanto la correcta actuación como los mensajes de comunicación entre el IED físico y el SCADA fue necesario realizar diferentes tipos de prueba mediante la inyección de corrientes y voltajes de falla con la maleta de pruebas CMC 356. La Figura 5.13 muestra la actuación del IED2_{Dir} al momento de producirse una falla bifásica en el sistema.

Mientras que la Figura 5.14 muestra el HMI del IED2_{OC} con su respectivo tiempo de actuación tanto de arranque como de disparo, comprobando la comunicación y la actuación de los LEDs configurados en el SCADA.

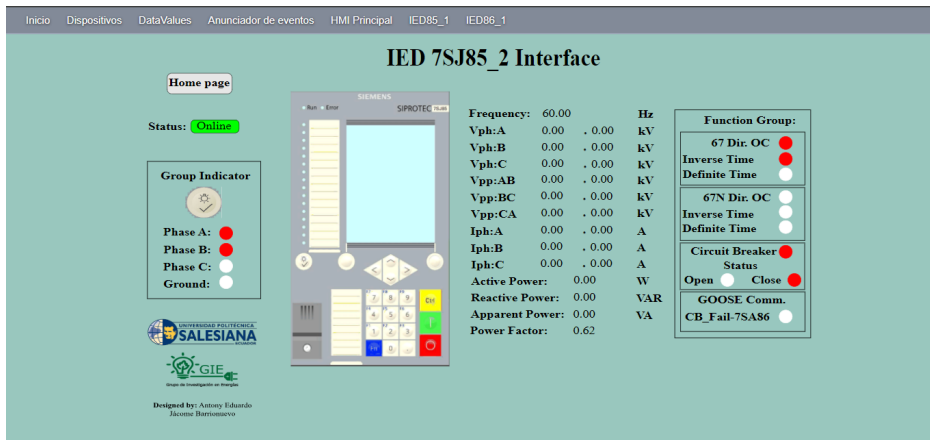


Figura 5.13: SCADA screen of the IED-2_{Dir} and its functions.

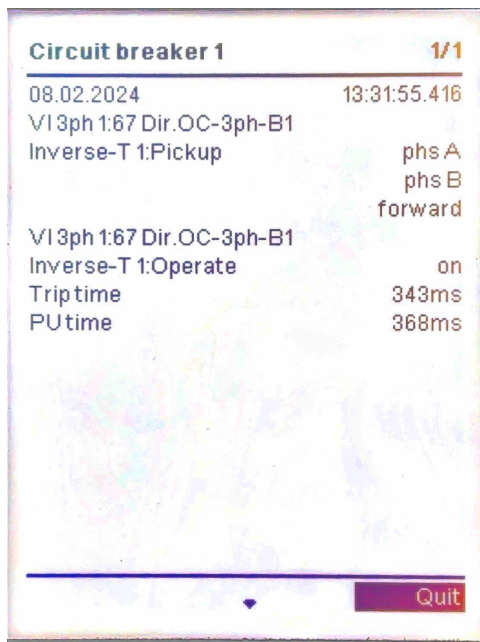


Figura 5.14: Interfaz HMI del IED-2_{Dir}.

Capítulo 6

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Al observar los resultados obtenidos en las Tabla 3.1 y la Tabla 3.2 es evidente que los valores con respecto al tiempo de actuación entre el software PowerFactory y la maleta de pruebas CMC356 es bastante cercano, mientras que el tiempo de respuesta que muestra el IED físico varía ligeramente. Es importante recalcar que SIEMENS en su manual de usuario recomienda adicionar 20ms al tiempo de respuesta del IED debido a procesos internos del mismo. Debido a esto, al verse aumentado el tiempo de actuación del IED físico, la variación entre lo simulado, la maleta de pruebas y el IED es menor al 5%.

Para el tiempo de respuesta de los IEDs de distancia, se observa una relación mucho más cercana entre la simulación en PowerFactory, la maleta CMC356 y el IED físico. El tiempo de actuación de la zona 1 es básicamente cero segundos, y el IED muestra valores de actuación cercanos a cero pero en la simulación se muestra un valor más cercano a la realidad de 20ms. El equipo CMC356 muestra valores cercanos a los 20 ms también, debido a los tiempos de comunicación necesarios entre los equipos conectados. Por esta razón, la protección de distancia en Zona 1 se valida.

Los tiempos de actuación de las zonas de protección restantes, Zona 2 y Zona 3 son mucho más cercanos con una variación no mayor al 2% entre la simulación, el equipo de prueba y el IED.

Capítulo 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Un método para la parametrización de IEDs de sobrecorriente y distancia, implementados en el sistema de 14 barras de la IEEE fue presentado y validado. A través de la simulación, los criterios de ajuste propuestos fueron validados para cada uno de los IEDs. Para validar los criterios, fueron cargados a los IEDs físicos y previamente probados con la maleta de pruebas mediante inyección de corrientes y de voltajes.

El efecto de fuentes intermedias o efecto "infeed" tuvo que ser considerado para los ajustes de la protección de distancia debido al diseño del sistema de 14 barras. Si no se considera este efecto, errores como un sobrealcance o subalcance de las zonas de protección puede ser aplicado en sistemas eléctricos de potencia en anillo. Un método eficiente para solucionar este problema es, mediante simulación, visualizar los valores de impedancia y reactancia que ve el IED al momento de ocurrir una falla en determinada parte del sistema.

Los ajustes y criterios de protección propuestos sirven como una guía para implementar y validar tiempos de actuación de IEDs a través de instrumentos de prueba capaces de inyectar corrientes y voltajes de falla. El tiempo de respuesta de la protección de sobrecorriente y distancia tiene una correlación entre el 2% y el 5% entre la actuación física del IED y la maleta de pruebas CMC356.

Adicionalmente, se presenta un método para validar la comunicación con el protocolo IEC 61850 entre IEDs, switch, RTU y un contactor de baja tensión. Un sistema SCADA que representa una subestación virtual fue simulada donde se validó la comunicación GOOSE y MMS, así como los valores de adquisición de datos SV.

Con la implementación de un contactor de baja tensión se validó la apertura y cierre del interruptor de potencia complementando el uso de la maleta CMC356.

Las señales de comunicación GOOSE fueron enviadas y recibidas correctamente con tiempos menores a los 5ms. Los valores medidos por los TCs y los TPs (SV) fueron correctamente validados al inyectar corrientes y voltajes que pueden ser vistos a través del SCADA. Por último, la comunicación vertical MMS fue validada con el envío de señales de actuación o de falla hacia el SCADA. Usando la maleta de pruebas CMC356 se validó correctamente la comunicación GOOSE y MMS entre los IEDs y la RTU.

Es importante declarar correctamente las variables de comunicación que van a ser leídas en la estación IEC del Digi5, así como en el NCD3 de la RTU para evitar errores y confusiones. Tener en cuenta la programación interna de cada IED para validar el envío y recibo de las comunicaciones horizontales.

Se recomienda el uso de CFCs dentro del Digi5 con la finalidad de que las comunicaciones, tanto verticales como horizontales se tornen más robustas y se puedan solventar ciertos problemas al momento de llevar las señales de comunicación dentro del SCADA.

Se recomienda también una lectura más profunda del protocolo de comunicación IEC 61850 y sus diversas aplicaciones dentro de los sistemas eléctricos de potencia, ya que aquí solo se abarcaron ciertas de ellas.

Una recomendación adicional es la de seguir trabajando sobre estos dispositivos gracias a su versatilidad y los elementos de laboratorio presentes en la Universidad Politécnica Salesiana, puede ser en: Modelamiento, caracterización y medición de tiempos de respuesta de los interruptores en los sistemas eléctricos de potencia. - Integración con IEDs de otras marcas presentes en el laboratorio. - Integración de relés electromecánicos con señales capaces de manejar RS485. - Comunicación mediante GPS para la integración remota o salidas del CENANCE. - Integración de nivel 3 en comunicación que utilicen protocolo IEC 101 e IEC C104.

Glosario

50N Función de protección de sobrecorriente de tiempo definido de tierra.

51N Función de protección de sobrecorriente de tiempo inverso de tierra.

50 Función de protección de sobrecorriente de tiempo definido.

51 Función de protección de sobrecorriente de tiempo inverso.

67 Función de protección de sobrecorriente direccional.

CFC Control Flow Chart.

GOOSE Generic Object Oriented Substation Event.

HMI Human Machine Interface.

IEC International Electrotechnical Commission.

IED Intelligent Electronic Devices.

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers.

MMS Manufacturing Message Specification.

RTU Remote Terminal Unit.

SCADA Supervisory Control And Data Acquisition.

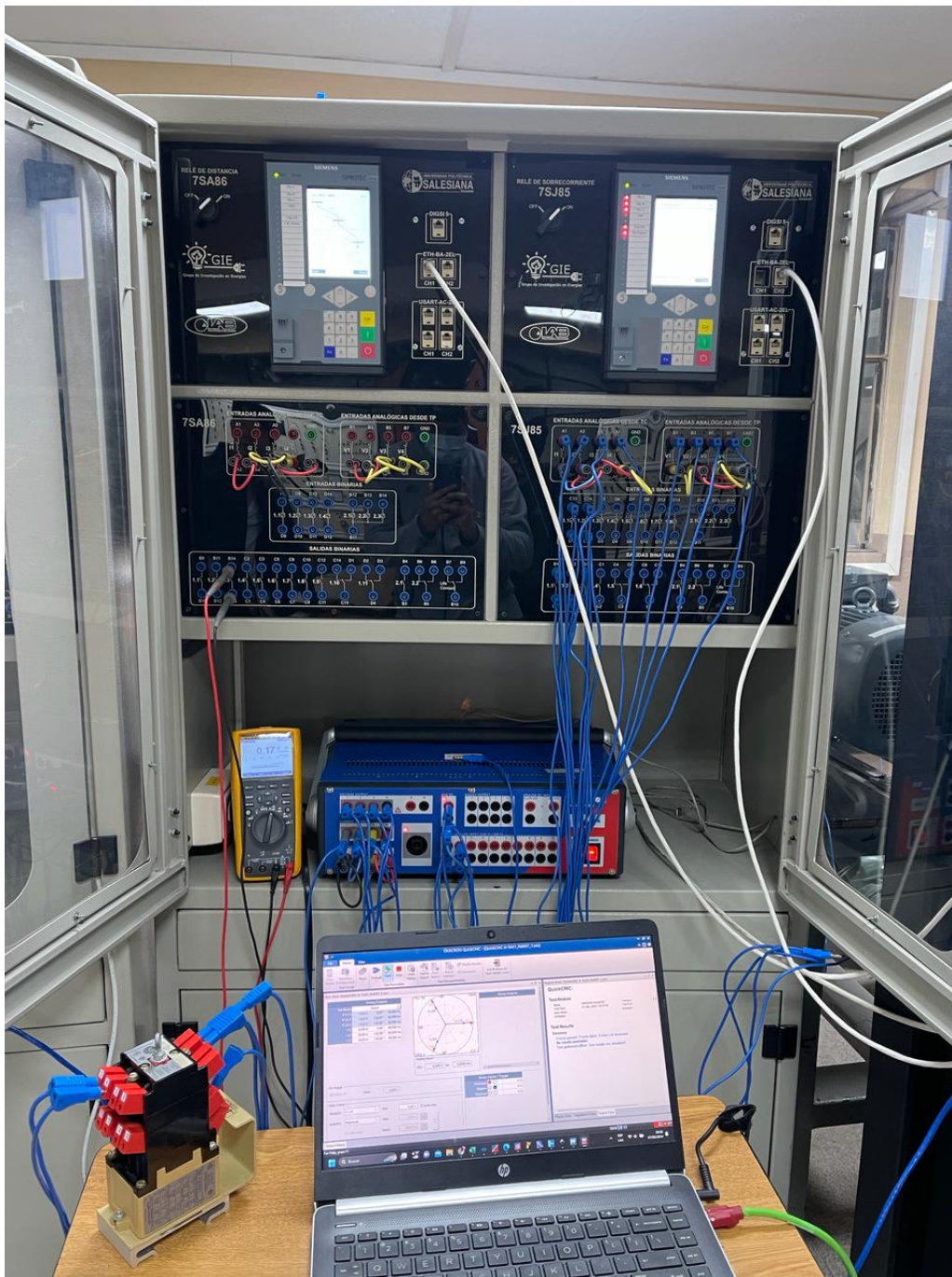
SV Sampled Values.

TMS Time Multiplier Setting.

ANEXOS

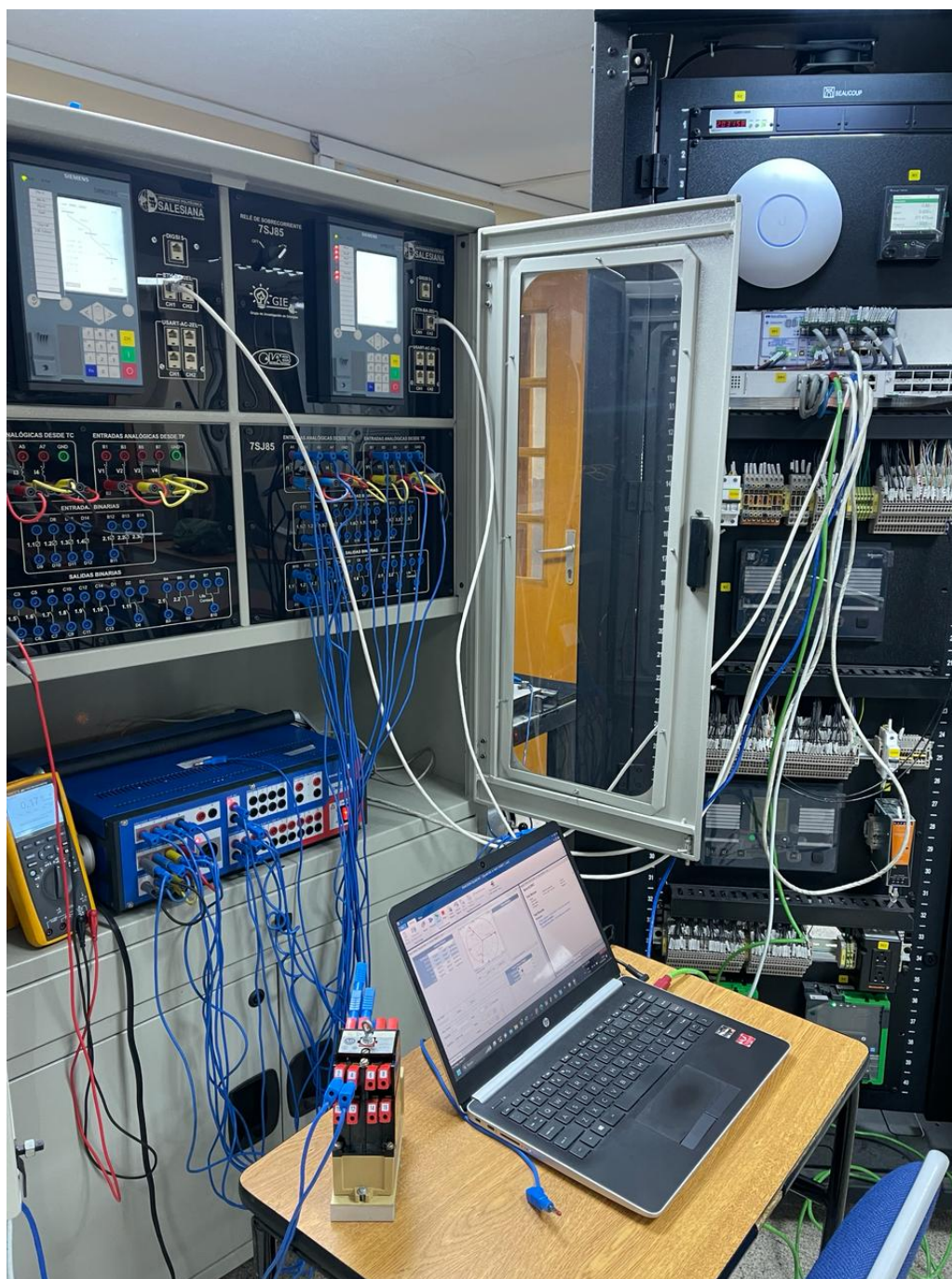
ANEXO A

CONEXIÓN DE LOS IEDS CON LA MALETA DE PRUEBAS, EL CONTACTOR Y EL SOFTWARE DE SIMULACIÓN



ANEXO B

**VISTA LATERAL DE LA CONEXIÓN DE LOS IEDS CON LA
MALETA DE PRUEBAS, EL CONTACTOR Y EL SOFTWARE
DE SIMULACIÓN**



ANEXO C

VALIDACIÓN DE ACTUACIÓN DE LA SEÑAL GOOSE DE DISPARO DEL INTERRUPTOR DEL IED DE RESPALDO CON UN MÚLTÍMETRO



ANEXO D

INYECCIÓN DE CORRIENTES Y VOLTAJES PARA MEDICIÓN DE VALORES SV EN EL SCADA



Bibliografía

- [1] J. L. Blackburn and T. J. Domin, *Protective Relaying Principles and Applications, Fourth Edition*. Taylor Francis Group, 2014, ch. 6. Protection Fundamentals and Basic Design Principles, pp. 176–182, ISBN: 9781439888124.
- [2] S. H. Horowitz, *Power system relaying*. Wiley, 2014, ch. 1. Introduction to Protective Relaying, p. 1.
- [3] J. A. Agila Rios and J. F. Piña Tapia, “Análisis en laboratorio de respuesta de acción en zona 1 de protección de ieds de distancia,” B.S. thesis, 2021.
- [4] H. Automation and C. GmbH, *Installation GREYHOUND Switch GRS1020/1120/1030/1130 User Manual*, Hirschmann.
- [5] Orion, “An overview of the orion automation platform.” [Online]. Available: https://back.novatechautomation.com/wp-content/uploads/2020/10/Orion_Overview_022119-pages.pdf
- [6] E. E. F. Creighton, “Protection of electrical transmission lines,” *Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 30, no. 3, pp. 377–445, 1911.
- [7] L. L. Elden, “Relay protective systems,” *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. XXXI, no. 2, pp. 1911–1931, 1912.
- [8] H. R. Woodrow, D. W. Roper, O. C. Traver, and P. MacGahan, “Transmission line relay protection,” *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. XXXVIII, no. 1, pp. 795–826, 1919.
- [9] A. Sindhu and A. Dr. Bisharathu Beevi, “Optimal coordination of over current and distance relays,” *INTERNATIONAL JOURNAL OF ENGINEERING RESEARCH TECHNOLOGY (IJERT)*, vol. 3, no. 10, 2014.

-
- [10] B. Shephard, M. Janssen, and M. Schubert, "Standardised communications in substations," in *2001 Seventh International Conference on Developments in Power System Protection (IEE)*, 2001, pp. 270–274.
- [11] M. Adamiak, D. Baigent, and R. Mackiewicz, "Iec 61850 communication networks and systems in substations: An overview for users," *The Protection Control Journal*, pp. 61–68, 01 2009.
- [12] B. Madonsela, I. E. Davidson, and C. Mulangu, "Advances in telecontrol and remote terminal units (rtu) for power substations," in *2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, 2018, pp. 827–832.
- [13] R. Saikrishna, N. K. Rajalwal, and D. Ghosh, "Adaptive relay coordination using a busbar splitting approach for a system integrity protection scheme," *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 7, no. 1, p. 14, 2022.
- [14] Z. Chen, X. Ding, M. Xue, and H. Zhang, "Relay protection method of high voltage transmission line based on time-frequency analysis," in *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 2442, no. 1. IOP Publishing, 2023, p. 012032.
- [15] A. Korashy, S. Kamel, and F. Jurado, "Optimal coordination of directional overcurrent relays and distance relays using different optimization algorithms," *Electrical Engineering*, pp. 1–13, 2023.
- [16] P. Kumar, B. Bag, N. D. Londhe, and A. Tikariha, "Classification and analysis of power system faults in ieee-14 bus system using machine learning algorithm," in *2021 4th International Conference on Recent Developments in Control, Automation Power Engineering (RDCAPE)*, 2021, pp. 122–126.
- [17] A. Assouak and R. Benabid, "Backup overcurrent relays coordination with first and second zones distance relays in power systems," in *2022 19th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD)*, 2022, pp. 923–928.
- [18] F. Quizhpi-Palomeque, F. Jiménez, P. Rivera, M. Quizhpi-Cuesta, and F. Gómez-Juca, "Implementation of an iec61850 virtual relay network in a protection laboratory," in *2022 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, vol. 6. IEEE, 2022, pp. 1–6.

- [19] “Ieee recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems (iee buff book),” *IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book]*, pp. 1–710, 2001.
- [20] “Ieee guide for synchronization, calibration, testing, and installation of phasor measurement units (pmus) for power system protection and control,” *IEEE Std C37.242-2021 (Revision of IEEE Std C37.242-2013)*, pp. 1–98, 2021.
- [21] “Ieee standard for electrical power system device function numbers, acronyms, and contact designations,” *IEEE Std C37.2-2022 (Revision of IEEE Std C37.2-2008)*, pp. 1–63, 2022.
- [22] “Ieee guide for grounding of instrument transformer secondary circuits and cases,” *IEEE Std C57.13.3-2014 (Revision of IEEE Std C57.13.3-2005)*, pp. 1–56, 2015.
- [23] L. Andersson, C. Brunner, and F. Engler, “Substation automation based on iec 61850 with new process-close technologies,” in *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, vol. 2, 2003, pp. 6 pp. Vol.2–.
- [24] S. Jun-ping, S. Wan-xing, W. Sun-an, and K. gong Wu, “Substation automation high speed network communication platform based on mms+tcp/ip+ethernet,” in *Proceedings. International Conference on Power System Technology*, vol. 2, 2002, pp. 1296–1300 vol.2.
- [25] T. Sidhu and P. Gangadharan, “Control and automation of power system substation using iec61850 communication,” in *Proceedings of 2005 IEEE Conference on Control Applications, 2005. CCA 2005.*, 2005, pp. 1331–1336.
- [26] “Ieee recommended practice for implementing an iec 61850-based substation communications, protection, monitoring, and control system,” *IEEE Std 2030.100-2017*, pp. 1–67, 2017.
- [27] U. Michigan, “Power systems test case archive.” [Online]. Available: https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm
- [28] J. J. Grainger, W. D. Stevenson, and C. Lozano Sousa, *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill, 2004, ch. 4.
- [29] SIEMENS, *SIPROTEC 5 Distance protection, Linea Differential Protection, and Overcurrent Protection for 3-Pole Tripping 7SA82, 7SD82, 7SL82, 7SA86, 7SD86, 7SL86, 7SJ86*. SIEMENS AG, 2023.

-
- [30] W. F. Guapucal Villamarin, “Diseño de módulo didáctico para estudio de coordinación de protecciones eléctricas de sistemas de potencia,” B.S. thesis, 2021.
- [31] A. Sahrin, A. Tjahjono, M. Pujiantara, and M. H. Purnomo, “The modeling of directional overcurrent relay in loop system using cascade forward neural network,” in *2017 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA)*, 2017, pp. 69–74.
- [32] J. S. Farkhani, M. Zareein, H. Soroushmehr, and H. M. SIEEE, “Coordination of directional overcurrent protection relay for distribution network with embedded dg,” in *2019 5th Conference on Knowledge Based Engineering and Innovation (KBEI)*, 2019, pp. 281–286.
- [33] SIEMENS, *SIPROTEC 5 Overcurrent Protection 7SJ82/7SJ85*. SIEMENS AG, 2023.
- [34] S. Bharathidasan, M. Sankar, and S. Akash, “Adaptive distance protection for smart grids with infeed compensation using synchronized phasor measurements,” in *2022 International Conference on Smart Generation Computing, Communication and Networking (SMART GENCON)*, 2022, pp. 1–10.
- [35] J. Agila-Rios, F. Piña-Tapia, and F. Quizhpi-Palomeque, “Response to the intermediate source effect and mutual coupling of the distance relay with cmc 356 test set,” in *2021 IEEE URUCON*, 2021, pp. 258–262.
- [36] A. A. Chavez, J. I. Guardado, D. Sebastian, and E. Melgoza, “Distance protection coordination using search methods,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 6, no. 1, pp. 51–58, 2008.
- [37] H. Palahalli, M. Hemmati, E. Ragaini, and G. Gruosso, “Hardware in the loop simulation of the smart grid with the inclusion of iec61850 communication protocol,” in *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2021, pp. 1–6.
- [38] R. Loenders, D. Van Hertem, J. Beerten, G. Chaffey, and L. Yang, “Testing reliability performance of iec61850-based digital substations,” in *15th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2020)*, 2020, pp. 1–7.
- [39] J. Zhang, X. Ji, J. Li, and A. Li, “Design and implementation of iec61850 communication security protection scheme for smart substation based on

- bilinear function,” in *2020 IEEE 4th Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference (ITNEC)*, vol. 1, 2020, pp. 2079–2083.
- [40] A. A. Elbaset, Y. S. Mohamed, and A. N. A. Elghaffar, “Iec 61850 communication protocol with the protection and control numerical relays for optimum substation automation system.” *Journal of Engineering Science & Technology Review*, vol. 13, no. 2, 2020.
- [41] M. A. Aftab, S. S. Hussain, I. Ali, and T. S. Ustun, “Iec 61850 based substation automation system: A survey,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 120, p. 106008, 2020.
- [42] F. Quizhpi-Palomeque, F. J. Y., P. R. Q., M. Quizhpi-Cuesta, and F. Gómez-Juca, “Implementation of an iec61850 virtual relay network in a protection laboratory,” in *2022 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, vol. 6, 2022, pp. 1–6.
- [43] D. A. Poștovei, C. Bulac, I. Triștiu, B. Camachi, and N. Anton, “Modelling and implementation of single line diagram data in iec 61850 environment,” in *2021 IEEE 19th World Symposium on Applied Machine Intelligence and Informatics (SAMII)*, 2021, pp. 000 071–000 076.
- [44] R. N. Torres Luna and O. J. Farez Jumbo, “Implementación del sistema de comunicación iec 61850 para monitoreo y control del módulo de pruebas para el laboratorio de protecciones de la universidad politécnica salesiana sede cuenca,” B.S. thesis, 2021.