



Implementación de pruebas de puesta en servicio de un esquema de teleprotección piloto para los tramos de línea jacana central, jacana pozos, jacana sur y jacana e, en el campo jacana bloque llanos 34 – villanueva – casanare.

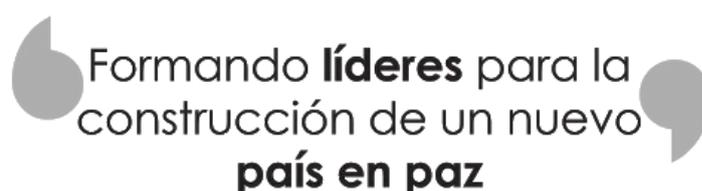
Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero en Mecatrónica

Trabajo de Grado

Autor:
Maguiver Omar Parra Guerrero

Tutor:
Magister(c) Yara Angeline Oviedo Durango

6 de Diciembre de 2021



Ingeniería Mecatrónica

Implementación de pruebas de puesta en servicio de un esquema de teleprotección piloto para los tramos de línea jacana central, jacana pozos, jacana sur y jacana e, en el campo jacana bloque llanos 34 – Villanueva – Casanare.

Autor

Maguiver Omar Parra Guerrero

Tutor

Magister(c) Yara Angeline Oviedo Durango
Universidad de Pamplona



Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero en Mecatrónica

Universidad de Pamplona
Facultad de Ingenierías y Arquitectura
Pamplona, Colombia
6 de Diciembre de 2021

Dedico este trabajo a...

Primeramente, a Dios por ser mi guía durante este tiempo, por permitirme llegar hasta este punto y darme fortaleza para culminar esta gran etapa de formación como profesional.

A mis padres, a mis hermanos y demás familiares, por ser mis pilares y por todo el esfuerzo que han hecho para sacarme adelante, gracias por apoyarme en todo momento, ya que ustedes son mi mayor admiración, y quienes me forjaron para ser una de las mejores personas, sin su apoyo todo esto no hubiese sido posible.

Este trabajo ha sido posible gracia a ellos y a mi esfuerzo para alcanzar este logro.

Agradecimientos

Expreso mis agradecimientos a:

La universidad de Pamplona, Institución donde curse mi carrera profesional. A la Ingeniera Yara Angeline Oviedo Durango, tutora y coordinadora del presente proyecto de grado por brindarme su apoyo.

A la empresa “Consultoría e Ingeniería Eléctrica (CIE)” y al Ingeniero Nicolas Ovalle, por darme la oportunidad de realizar las prácticas empresariales y ayudarme en mi formación como ingeniero en Mecatrónico.

A todos los docentes que impartieron su conocimiento y me brindaron su acompañamiento en este proceso de formación.

No puedo terminar sin agradecer a mi familia, colegas y amigos:

Mi padre, Santiago Perez Carrillo, uno de mis motores en la vida que poco a poco me ha inspirado a seguir adelante sin importar los obstáculos que se encuentren en el camino.

Mi madre, Luz Nubia Guerrero Mora, una mujer emprendedora que a pesar de tantas adversidades ha luchado hombro a hombro para darme el privilegio de seguir estudiando.

Mis hermanos, William A. Benites Guerrero y A. Michell Parra Gallego, jóvenes ambiciosos de crecer y mejorar día a día, con ello, trato de ser un ejemplo de vida cercano y así puedan seguir mis pasos para crecer profesionalmente.

Mi tía, Diana Carolina Parra Caro, Por haberme brindado todo su apoyo incondicional, siempre estando para mí sin importar las circunstancias.

Y a todos mis amigos por apoyarme e inspirarme con su valiosa compañía. A todos ellos mi cariño y profundo agradecimiento por su significativa presencia y apoyo incondicional. Es a ellos a quien dedico este trabajo de grado.

*Nuestros primeros esfuerzos son puramente instintivos, de una imaginación vívida e
indisciplinada*

-Nikola Tesla-

Resumen

En este trabajo de grado, se desarrolló un esquema de Teleprotección piloto que optimizó la protección implementada en el bloque de llanos 34 – Jacana, se realizó pruebas de laboratorio, arquitectura de red, lógica de programación y ventajas de implementar un esquema de Teleprotección para mejorar los tiempos de actuación de las protecciones ante fallas y eventos que se presentaron en el sistema de redes de distribución de energía del bloque llanos 34 – Jacana.

Durante las actividades realizadas para garantizar la entrada en operación del esquema de Teleprotección piloto, se realizaron pruebas de comunicación entre los diferentes dispositivos, los cuales se direccionaron dentro de una misma red VLAN. Se contempló que la ejecución de las pruebas se llevaron a cabo con las condiciones normales de operación del campo en cuanto a la generación y consumo de energía; esta condición obligo a que las pruebas de implementación del esquema de Teleprotección se realizaran de manera segura para mitigar al máximo los riesgos sobre el personal y la operación misma del campo.

Por otra parte, la IEC 61850 es una nueva norma internacional que se utilizo para la comunicación en subestaciones. Esta nos permitió integrar todas las funciones de protección, control, medición y supervisión en una subestación, proporcionando los medios necesarios para aplicaciones de protección en las subestaciones de alta velocidad, enclavamiento y arrastre. Esto con el fin de brindar una mayor comodidad en el rendimiento y la seguridad en las subestaciones que se manejaron.

Palabras Claves: Teleprotección, prueba piloto, subestaciones, Esquema de protección, Energía.

Abstract

In this degree work, a pilot Teleprotection scheme was developed to optimize the protection implemented in the llanos 34 - Jacana block. Laboratory tests, network architecture, programming logic and advantages of implementing a Teleprotection scheme were carried out to improve the performance times of the protections against failures and events that occurred in the power distribution network system of the llanos 34 - Jacana block.

During the activities carried out to guarantee the entry into operation of the pilot Teleprotection scheme, communication tests were carried out between the different devices, which were addressed within the same VLAN network. The tests were carried out under normal operating conditions of the field in terms of energy generation and consumption; this condition forced the implementation tests of the Teleprotection scheme to be carried out in a safe way to mitigate the risks to the personnel and the operation of the field itself as much as possible.

On the other hand, IEC 61850 is a new international standard that was used for communication in substations. It allowed us to integrate all protection, control, measurement and supervision functions in a substation, providing the necessary means for protection applications in high-speed, interlocking and trailing substations. This in order to provide greater convenience in performance and safety in the substations that were managed.

Keywords: Teleprotection, pilot test, substations, Protection scheme, Energy.

Índice general

Agradecimientos	vii
Resumen	xi
Abstract	xiii
Capítulos	Página
<hr/>	
1 Introducción	1
1.1 Justificación	2
1.2 Objetivos	3
1.2.1 Objetivo General	3
1.2.2 Objetivos específicos	3
2 Marco Teórico	5
2.1 Antecedentes Investigativos y Fundamentos Teóricos	5
2.1.1 Descripción del sistema Eléctrico de Potencia.	5
2.1.2 Características generales de las subestaciones eléctricas.	6
2.1.3 Fallas propias de un sistema de potencia.	8
2.1.4 Teleprotección	9
2.1.5 Esquema de Teleprotección piloto.	10
2.1.6 Zonas de protección	11
2.1.7 Bloqueo al esquema de Teleprotección.	12
2.1.8 Relé de protección Reyrolle 7SR	13
2.1.9 Reydisp Manager	14
2.1.10 Configurador de sistemas IEC 61850	15
2.1.11 CMC 356 "OMICRON"	15
2.1.12 CMGPS 588 "Referencia de tiempo controlada por GPS"	17
2.1.13 Norma IEC 61850	18
2.1.14 Resolución 5018 del 2019	22
3 Metodología	23
3.1 Metodología y Fase de Investigación	24

4	Desarrollo del proyecto	27
4.1	Estudio y pruebas de laboratorio	27
4.1.1	Softwares	27
4.1.2	Mensajes Goose	29
4.1.3	Pruebas físicas y parametrización de relés de protección	30
4.2	Estudio de Teleprotección de subestaciones y líneas eléctricas	35
4.2.1	Estado actual e identificación de la opción de mejora	35
4.2.2	Alternativas de solución	36
4.2.3	Características del esquema de protección por direccionalidad ANSI 67	37
4.2.4	Arquitectura de Comunicación	37
4.3	Esquema de Teleprotección piloto	38
4.3.1	Unifilar de esquema de teleprotección	39
4.3.2	Zonas de protección	39
4.3.3	Logicas de operación del esquema de Tele protección	40
5	Resultados	45
5.1	Plan de trabajo y pruebas de puesta en servicio	45
5.2	Tendido y conexionado de cable Ethernet	46
5.3	Parametrización a relés de protección	47
5.4	Pruebas de Teleprotección piloto	52
5.4.1	Señales desde el reanectador JAC RM 17 Jacana Pozos para el reanectador JAC RM 01	52
5.4.2	Señales desde el reanectador JCE RM 18 TR 18 Jacana E para el reanectador JCS RM 01.	53
5.4.3	Señales desde el reanectador JCE RM 19 TR 18A Jacana E para el reanectador JCS RM 01.	55
5.4.4	Señales desde el reanectador JCS RM 13 TR 13 Jacana Sur para el reanectador JCS RM 01.	59
5.4.5	Señales desde el reanectador JAC RM 01 Salida Jacana Sur para el reanectador JCS RM 12.	62
6	Conclusiones	65
	Bibliografía	67

Índice de figuras

2.1	Esquema unifilar simplificado del sistema eléctrico de potencia.	6
2.2	Tipo de subestaciones y complejidad de interconexión.	7
2.3	Niveles de tensión normalizados	8
2.4	Fallas propias al sistema de potencia.	9
2.5	Porcentaje de aparición de las fallas en los sistemas trifásicos.	10
2.6	Esquema de llanos 34 - JACANA.	11
2.7	Porcentaje de aparición de las fallas en los sistemas trifásicos.	12
2.8	Relé de protección Reyrolle 7SR	14
2.9	CMC 356	16
2.10	Test Universe	17
2.11	CMGPS 588	18
3.1	Metodología de esquema de teleprotección piloto.	23
4.1	Software Reydisp Manager.	28
4.2	Software Reydisp/ Vinculación de dispositivos a Subestaciones.	28
4.3	Cofiguración de sistema IEC 61850.	29
4.4	Mensajes Goose.	29
4.5	Configuración y parametrización.	30
4.6	Pruebas de inyección Secundarias.	30
4.7	Pruebas de inyección Secundarias.	31
4.8	Pruebas de inyección Secundarias escenario 1.	32
4.9	Evaluación del escenario 1	32
4.10	Pruebas de inyección Secundarias escenario 2.	33
4.11	Evaluación del escenario 2	34
4.12	Pruebas de inyección Secundarias escenario 3.	34
4.13	Evaluación del escenario 3.	35
4.14	Diagrama lógico: Elemento de sobrecorriente direccional.	36
4.15	Esquema de comunicación entre subestaciones eléctricas	37
4.16	Arquitectura de comunicación del esquema de teleprotección anillo	38
4.17	Unifilar de esquema de Tele protección piloto jacana.	39
4.18	Lógica de disparo para rector JCS RM 12 salida jacana E.	41
4.19	Lógica de bloqueo para rector JCS RM 12 salida jacana E.	42
4.20	Lógica de disparo para rector JCA RM 01 salida jacana Sur.	42
4.21	Lógica de bloqueo para rector JCA RM 01 salida jacana Sur	43

5.1	Plan de trabajo	45
5.2	Acometida de Cableado Ethernet	46
5.3	Creación de dispositivo en Software Reydisp manager	47
5.4	Creación de lógica de bloqueo en Software Reydisp manager	47
5.5	Creación de lógica de disparos en Software Reydisp manager	48
5.6	Asignación de IP desde el Software IEC 61850 System Configurator	48
5.7	Creación de mensajes GOOSE en Software IEC 61850 System Configurator	49
5.8	Prueba de Ping desde Laptop a Relé de protección	49
5.9	Pruebas de lectura a relé por entrada Ethernet con IP asignada.	50
5.10	Pruebas de comunicación Relé conectado a switch conectado a laptop	50
5.11	Pruebas desde switch a laptop para verificar la vinculación de los relés respecto a la arquitectura de anillo	51
5.12	Verificación de Ping respecto a la arquitectura de anillo, entre los dispositivos de una subestación	51
5.13	Montaje para pruebas desde JAC RM 17 Jacana Pozos para JAC RM 01	52
5.14	Inyecciones desde JAC RM 01 y desde JAC RM 17 Pozos	53
5.15	Montaje para pruebas desde JCE RM 18 TR 18 para JAC RM 01	53
5.16	Inyecciones desde JAC RM 01 y desde JCE RM 18	54
5.17	Registro de actuación Forward fase.	54
5.18	Tiempos de validación.	55
5.19	Montaje para pruebas desde JCE RM 19 TR 18A para JAC RM 01.	56
5.20	Inyecciones desde JAC RM 01 y desde JCE RM 19	56
5.21	falla de sobre corriente en dirección Forward fase	57
5.22	falla de sobre corriente en dirección Forward tierra.	57
5.23	sin arranque de sobrecorriente en Reverse fases	58
5.24	Tiempos de validación	58
5.25	Montaje de pruebas desde JCS RM 13 TR 13 Jacana Sur para JAC RM 01	59
5.26	Inyecciones desde JAC RM 01 y desde JAC RM 13	59
5.27	falla de sobre corriente en dirección Forward fase.	60
5.28	falla de sobre corriente en dirección Forward tierra.	60
5.29	sin arranque de sobre corriente en Reverse fases.	61
5.30	Tiempos de validación.	61
5.31	Montaje para las pruebas desde JAC RM 01 para JCS RM 12	62
5.32	Inyecciones desde JAC RM 01 y desde JCS RM 12	62
5.33	falla de sobre corriente en dirección Forward fase	63
5.34	falla de sobre corriente en dirección Forward tierra	63
5.35	Tiempos de validación.	64

Índice de tablas

2.1	Estructura De la Norma IEC 61850	21
4.1	Evaluación del escenario 1	32
4.2	Evaluación del escenario 2	33
4.3	Evaluación del escenario 3	35

1 Introducción

En la aplicación de los sistemas de protección en subestaciones y líneas de transmisión de media y baja tensión, se hace un análisis mediante puntos de vista técnicos y económicos; estos sistemas pueden variar de acuerdo a sus niveles de tensión, importancia de la instalación y prácticas que la empresa le da a estos.

El objetivo de los sistemas de protección es hacer una reducción a las fallas presentes en los sistemas, de tal forma que el funcionamiento no sea afectado o se produzcan daños en él, ni tampoco que presente peligro para los seres humanos o animales. Lo anterior se hace cubriendo de una manera interrumpida los sistemas de potencia mediante el uso de esquemas de protección y relés que hayan sido diseñados con la atención requerida.

Así mismo los flujos de carga y la relación de generación vs carga son de aproximadamente 36 MVA hecho que ocasiona que adicional a las generaciones centralizadas que se tenían en Jacana Central, Jacana Pozos, Jacana Sur y Jacana E, que a medida que aumenta la carga se constituyen en fuentes de generación más perdurables durante la operación.

Lo anteriormente expuesto sumado a las cortas impedancias de las líneas y los altos niveles de cortocircuito ante fallas en los ramales más lejanos de la generación hacen que sumados aportes nuevos o que se lleguen a presentar para el momento de una falla se ponga en riesgo la selectividad del esquema de actuación de las protecciones de la red eléctrica del bloque llanos 34 (Geopark).

1.1 Justificación

Este proyecto propuso una solución que fue llevada a cabo mediante pruebas de implementación del esquema de Teleprotección piloto en el campo de Jacana donde fue necesario realizar la parametrización de los relés de protección; en cuanto ajustes de protección, se refiere a que se realizo de tal manera que no se altere la funcionalidad de los mismos ni la coordinación de protecciones y siguiendo las instrucciones del documento CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE PROTECCION EN FORWARD Y REVERSE DE LA FUNCIONES 67 Y 67N PARA EL ESQUEMA DE TELEPROTECCION PILOTO DEL CAMPO JACANA. Así mismo se tuvo en cuenta la normativa IEC 61850 donde se puede evidenciar la forma en que se comunica las subestaciones mediante el uso de mensajes GOOSE para aplicaciones de Teleprotección.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

- Implementar pruebas de puesta en servicio de un esquema de Teleproteccion piloto para los tramos de línea Jacana Central, Jacana pozos, Jacana Sur y Jacana E en el campo Jacana Bloque llanos 34 – Villanueva – Casanare.

1.2.2 Objetivos específicos

- Identificar eventos de sobrecorrientes para un esquema de teleproteccion piloto.
- Diseñar los diagramas lógicos de principio para la actuación de un esquema de Teleproteccion basado en sobrecorriente direccional ANSI 67 y el protocolo de comunicación IEC 61850.
- Establecer lógicas y diagramas de principio en cada uno de los relés de protección que hacen parte del esquema de teleprotección y su configuración en la estación IEC 61850.
- Parametrizar las funciones de sobrecorriente direccional ANSI 67 en cada uno de los relés de protección que hacen parte del esquema de teleproteccion.
- Validar a través de pruebas de laboratorio y campo a los esquemas de tele protección

2 Marco Teórico

El marco teórico que fundamenta éste estudio proporcionará al lector un concepto objetivo acerca de este proyecto. Tendrá una noción de los factores más relevantes de discusión y encontrará los conceptos básicos, complementarios y específicos de cada área abordada, sin olvidar un repaso bibliográfico sobre proyectos similares para tratar de tener una base de investigación y comparación que soporte nuestros resultados.

2.1 Antecedentes Investigativos y Fundamentos Teóricos

Dentro de la revisión del estado del arte se han encontrado varios escritos referentes a los diversos mecanismos de detalles existentes hoy por hoy, al mismo tiempo de trabajos de búsqueda con ciertas similitudes o apariencias, las cuales sirvieron de pautas para el desarrollo del actual trabajo de grado.

2.1.1 Descripción del sistema Eléctrico de Potencia.

El sistema eléctrico de potencia o SEP está constituido por un conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y sistemas de distribución, los cuales son parte fundamental en el consumo de la energía eléctrica. Así mismo podemos decir que las subestaciones eléctricas son esenciales en el SEP porque son las que se encargan de unir las diferentes partes (Generación, Transporte y Distribución) como se muestra en la figura.[1]

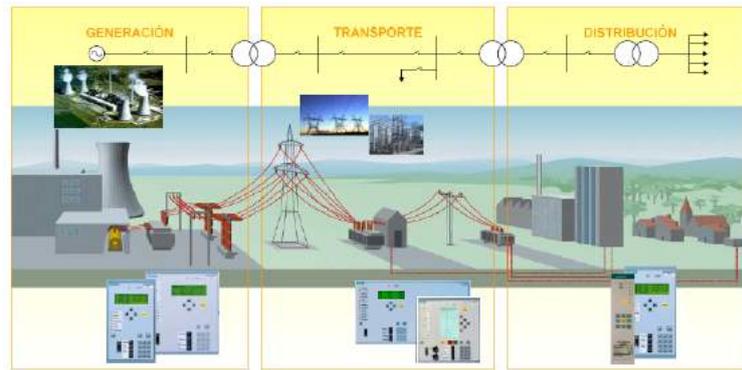


Figura 2.1: Esquema unifilar simplificado del sistema eléctrico de potencia.

Fuente: Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas.

La Generación, es donde está la instalación de la energía, esta puede ser generada a partir de diferentes tipos de energía (hidráulica, térmica, nuclear, etc.) de la misma manera en ella se incluyen diferentes variables como lo es motores, equipos de excitación, servicios auxiliares entre otros. El transporte o interconexión, se encarga de conectar los grandes centros de producción principalmente los que se encuentran en ciudades o zonas industriales ya que se transporta energías muy altas y a largas distancias, esta red de transporte tiene varios elementos (subestaciones elevadoras, líneas y subestaciones transformadoras) que hacen la composición de esta. La Distribución o consumo corresponde a las líneas, cables o transformadores que son necesarios a la hora de distribuir la energía hasta el consumidor final, para hacer esto posible se deben distinguir las diferentes partes de la distribución como lo son las redes de reparto, subestaciones transformadoras de distribución, redes de distribución de media y baja tensión y centros de transformación.[2]

2.1.2 Características generales de las subestaciones eléctricas.

Las características influyen en gran medida en los diferentes tipos de sistemas de protección y control para ellos es importante tener en cuenta las siguientes características:[1]

Nivel de tensión.

Los niveles de tensión en las subestaciones están dados por la tensión de servicio de las barras, las dimensiones y complejidades del sistema de protección y control se incrementa cada vez que aumenta los niveles de tensión, de la misma manera se deben considerar los tres grupos de tensión (media, alta y muy alta) donde los más altos exigen mayor prestación en los interruptores y seccionadores.[1]

Tipos de subestación.

En la actualidad se realizan instalaciones en tres tipos de subestaciones:

- **Intemperie:** Estas subestaciones son construidas en el exterior, por lo que es importante que su diseño, aparatos y maquinas funcionen bajo las condiciones atmosféricas adversas, esto es usado en los sistemas que tienen tensiones altas.
- **En celdas o cabinas de media tensión (Tipo interior) :** Esta subestación tiene una ventaja ya que ocupan un espacio más pequeño que las subestaciones convencionales, a pesar de que son interiores los transformadores están situados en la parte exterior esto con el propósito de minimizar los daños que puedan ser causados en caso de ocurrir cualquier accidente.
- **Aisladores en gas SF6 GIS (Tipo blindado):** las subestaciones de este tipo usan como aislante hexafluoruro de azufre en sus elementos (interruptores, transformadores, entre otros), la distancia que hay entre estos elementos es reducida por el gas por que se requiere de espacios pequeños. Es costoso por el aislador en SF6, estos eran utilizados en tensión de distribución y utilización, en la actualidad son usados solo para instalaciones de transporte ya que el impacto ambiental que provoca realizar la construcción de estas subestaciones es muy alto.[1]

TIPO DE SUBESTACIÓN	LONGITUDES DE CABLES	COMPLEJIDAD DE LA INTERCONEXIÓN
Intemperie	Larga	Compleja
Celdas de MT	Muy corta	Muy sencilla
GIS	Corta	Sencilla

Figura 2.2: Tipo de subestaciones y complejidad de interconexión.

Fuente: Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas .

En la tabla podemos observar los tipos de subestaciones, su longitud de cable y la complejidad que puede tener la interconexión. Las longitudes grandes se presentan en las subestaciones de intemperie ya que necesitan de un sistema de protección y control y estos están muy separados de los relés de protección, así mismo el tipo de subestación

GIS tiene una longitud muy corta ya que los equipos de los aisladores SF6 y los relés de control se encuentran muy cerca, por ultimo tenemos a las subestaciones de celtas de media tensión (MT) con una longitud muy corta ya que los interruptores se encuentran en la parte inferior de las celdas y los equipos de protección en la parte superior, esto significa que la conexión es directa.[1]

Protección de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión están unidas entre las diferentes partes del sistema de potencia y equipos asociados. La energía es generada bajo voltajes y se eleva a voltajes más altos para que sea transmitida a las diferentes subestaciones donde se reducen estos nuevamente ya que serán distribuidos a los usuarios de diferentes tipos (industrial, comercial y residencial).

El voltaje de operación se clasifica de acuerdo a la norma NRF-041-2010 como se muestra en la siguiente figura:[1]

Tipo de Línea	Nivel de Tensión
Líneas de distribución.	Desde 2.4kV hasta 34.5 kV
Líneas de subtransmisión	Desde 69kV hasta 161kV
Líneas de transmisión	Desde 230kV, 400kV y mayores.

Figura 2.3: Niveles de tensión normalizados

Fuente: NRF-041-2010

2.1.3 Fallas propias de un sistema de potencia.

Como se observa en la figura 2.1 estas son fallas que involucran un equipo primario (transformador, línea, etc .) y que requieren su desconexión, ya que tienen asociada una condición anormal como una sobrecorriente, sobre o baja tensión o frecuencia.[3]

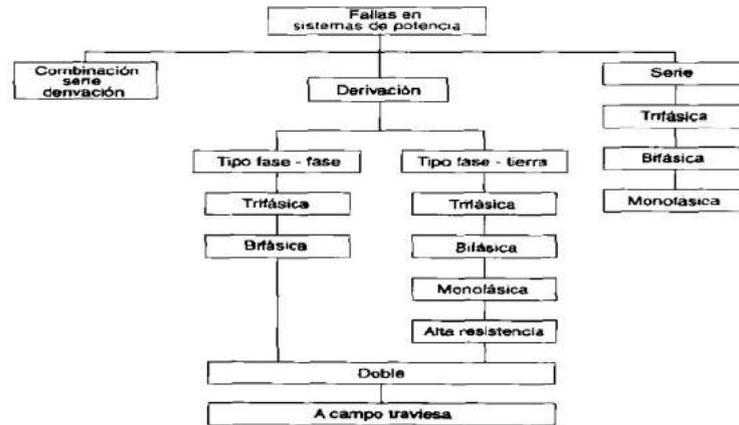


Figura 2.4: Fallas propias al sistema de potencia.

Fuente: Subestaciones de alta y extra alta tension 2° edi .

2.1.4 Teleprotección

Transmisión de señales de protección a larga distancia entre subestaciones en aplicaciones clave de empresas eléctricas. Estas señales ayudan a impulsar cargas en la red y protegen los equipos eléctricos de daños graves.

Al pasar de los años, se han utilizado varios tipos de canales de comunicación y esquemas de comparación para la Teleprotección remota de equipos. [4].

Historia de Teleprotección

En el inicio los esquemas de Teleprotección que se tenían usaban canales de hilos pilotos en las corrientes alternas que comunicaban a los relevadores, estos eran electromecánicos y eran usados solo en las líneas de transmisión, al pasar los años, los problemas iban a pareciendo por los disparos transferidos por ellos fue importante implementar lógicas de Teleprotección, y es así como nace la comparación direccional, la cual da un giro inesperado en el mundo de las Teleprotecciones.[5].

En los años 70 llega nuevas tecnologías de comunicación llamadas Ondas portadoras en línea de alta tensión, su protocolo fue creado por una empresa escocesa quien tenía enfoques a proyectos futuros de control de equipos para así poderlos introducir en la Esquemas de Teleprotección; con este desarrollo lo que querían lograr era tener una Teleprotección más segura, confiable y eficaz, por lo que al pasar de los años aparecen relevadores diferenciales que eran tecnologías basadas en canales digitales y es aquí

donde se puede decir que comienza una nueva evolución en la comunicación de los diferentes equipos.[6]

La EPRI y la IEEE inician arquitecturas de comunicación para la industria eléctrica UCA, con el objetivo de facilitar un estándar entre los diferentes dispositivos de control que eran usados para comunicar, monitorear y controlar los servicios de energía eléctrica, el nacimiento de esta arquitectura dio un gran paso en las protecciones de las líneas eléctricas y subestaciones. Así mismo, el desarrollo de los estándares de Teleprotección incorpora las comunicaciones que existe entre las subestaciones de esta, tomando una nueva forma y mejorando la Protección entre ellas de tal manera que allá una rápida actuación ante fallas.[7]

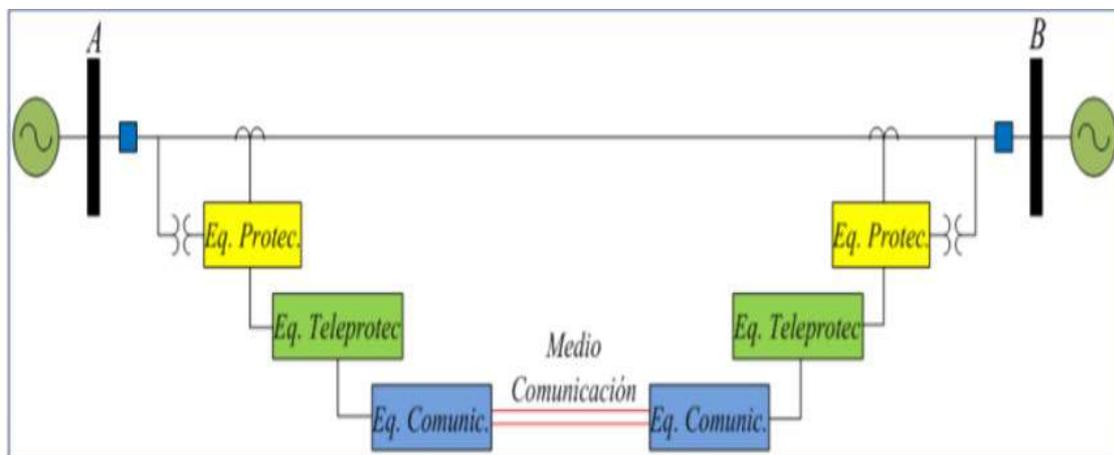


Figura 2.5: Porcentaje de aparición de las fallas en los sistemas trifásicos.

Fuente: SIC, 2016.

En Colombia se realizaron capacitaciones para los aspectos teóricos y prácticos del IEC 61850; una de las empresa con mayor avance es EPM la cual implementa la IEC 61850 en las redes de comunicación en las subestaciones la cual da automatizaciones optimas en el desarrollo de la protección. La norma surge en el 2003 y cada vez se va actualizando de manera que esta sea confiable y eficiente a la hora de ser aplicada a todos los proyectos de protecciones eléctricas.[8].

2.1.5 Esquema de Teleprotección piloto.

Los esquemas de Teleprotección son utilizados para lograr una desconexión selectiva y sin retardo para cualquier falla en el 100 por ciento del tramo de la línea mediante la Protección de Distancia. Estos esquemas son necesarios porque la configuración

temporizada e independiente de las zonas de distancia normales de cada relé de protección impide el despeje de las fallas selectiva e instantáneamente si no se usa Teleprotección.

2.1.6 Zonas de protección

De acuerdo con las características del circuito a proteger del ramal Jacana Central – Jacana Pozos – Jacana Sur – Jacana E, se determinan las siguientes zonas de protección; se desarrollan zonas de protección principales y zonas de protección secundaria.[9].

zona de protección principal

La zona de protección principal se define como la zona a proteger por medio del esquema de Teleprotección y en la cual se requiere de la identificación de fallas y aceleración del disparo para realizar el despeje de la falla.[9].

zona de protección secundaria

La zona de protección secundaria se define como las zonas que no hacen parte de la zona de protección principal pero que se encuentran dentro de la zona de influencia de alguna de la zona principal y se requiere de estas para garantizar una operación optima y selectiva de la función principal.[9].



Figura 2.6: Esquema de llanos 34 - JACANA.

Fuente: CIE SAS,2021.

2.1.7 Bloqueo al esquema de Teleprotección.

El objetivo de las zonas de protección secundaria es ayudar al relé de protección de las zonas principales a tener una interpretación óptima sobre la zona de falla, por ende cuando se identifique en uno de los relés de protección de las zonas secundarias, se ejecutará un comando de bloqueo a la Teleprotección de la zona de protección principal, de tal manera que no se realice la ejecución o validación de lógica de la Teleprotección y que se permita la actuación de los dispositivos de protección por medio de la coordinación de protección de las funciones de sobre corriente.

Si bien el diseño del sistema eléctrico se basa en un análisis riguroso de su óptimo funcionamiento, incluso en él se pueden producir fallas por diversos motivos, como la influencia de las descargas atmosféricas y la contaminación del aire en el aislamiento externo (contaminación salina, industria, polvo, etc.), envejecimiento prematuro del aislamiento (sobrecarga permanente, selección incorrecta, etc.), falla del equipo, destrucción deliberada, error humano. Los principales tipos de fallas del sistema trifásico se muestran en la Tabla 1.1. [9].

TIPO DE FALLA	PORCENTAJE DE APARICIÓN
Fallas de Línea a Tierra	80%
Fallas de Fase a Fase (Línea a Línea)	13%
Fallas de dos Línea a tierra	5%
Fallas Trifásicas	2%

Figura 2.7: Porcentaje de aparición de las fallas en los sistemas trifásicos.

Fuente: BLACKBURN J. DOMIN, 2006.

La seguridad eléctrica es necesaria hoy en día para prevenir, minimizar o eliminar el riesgo de origen eléctrico, y de esta forma brindar una mayor protección a los equipos que constituyen las instalaciones eléctricas, así como a las personas, los animales y el medio ambiente. [9].

Por otro lado, los requisitos técnicos requeridos para la seguridad eléctrica en el diseño de subestaciones de 34,5 kV son críticos para la seguridad eléctrica, debiendo

considerarse la normativa colombiana vigente y algunos estándares internacionales de seguridad. [10]

2.1.8 Relé de protección Reyrolle 7SR

El 7SR es utilizado como relé de protección, control y monitorización en los transformadores de todos los grupos vectoriales, configuraciones/conexiones primarias y conexiones a tierra.

Su funcionalidad es de protección, control, instrumentación y medición, por esto es accesible a través de los canales de comunicación de datos. Así mismo proporciona un puerto USB frontal para la conexión a un PC local o un puerto RS485 eléctrico trasero para la conexión remota. Hay disponibles opciones adicionales de puertos traseros.[11]

Funciones de protección

- Sobre-flujo (24)
 - Baja/sobretensión (27/59)
 - Subcorriente (37)
 - Subcorriente (37)
 - Sobreintensidad de secuencia de fase negativa (46NPS)
 - Sobrecarga térmica (49)
 - Sobrecorriente (50, 51)
 - Fallo a tierra (50G, 50N, 51G, 51N)
 - Desplazamiento de la tensión neutra (59N)
 - Alta impedancia REF (64H)
 - Diferencial sesgado (87BD)
 - Diferencial de ajuste alto (87HS)
-



Figura 2.8: Relé de protección Reyrolle 7SR

Fuente: Siemens Energy automation and smart grid, Reyrolle 7SR242.

2.1.9 Reydisp Manager

El programa operativo para PC Reydisp Manager es una herramienta de interfaz de usuario que configura dispositivos Reyrolle.

Así mismo tiene una interfaz intuitiva para una fácil gestión en los archivos de usuario para configurar completamente estos dispositivos flexibles, incluida la selección de funciones de la aplicación, pantallas HMI de usuario (7SR5), lógica gráfica, curvas de usuario, configuración de parámetros e interfaces de comunicación de datos. Para la ingeniería del sistema IEC 6185 también se requiere la configuración del sistema IEC 61850.[12]

Funciones

- Reydisp Manager es un conjunto de herramientas de software de Windows, que proporciona los medios para que el usuario configure completamente los dispositivos Reyrolle 7SR.
- La descarga única contiene un conjunto de herramientas que incluyen Reydisp Manager v1 para la configuración de dispositivos 7SR1 y 2 y Reydisp Manager v2 para la configuración de dispositivos 7SR5.
- El Reydisp Manager también se puede utilizar con dispositivos Reyrolle 7SR con la excepción de Reyrolle 7SR45.[12]

2.1.10 Configurador de sistemas IEC 61850

La herramienta admite los archivos de configuración SCL (substation configuration description language) de la IEC 61850-6 a través de la importación o exportación de todos los formatos (ICD/IID/CID/SCD/SSD/SED). Por lo tanto, se pueden agregar dispositivos IEC 61850 y una estación IEC 61850 completa está disponible para la tecnología de automatización de subestaciones. Se admiten IEDs de la norma IEC 61850 de Edition 1 o Edition 2.

Por lo tanto, la posible ingeniería incluye no solo la comunicación GOOSE y la configuración cliente/servidor a través de informes MMS, sino también la topología del sistema, la comunicación del bus de proceso con SMV (valores medidos muestreados) y las direcciones IEC 60870-5-104 para la puerta de enlace al centro de control de red a través de IEC 61850-80-1.

Ingeniería sencilla gracias a los flujos de trabajo fáciles de usar para el cliente y la visualización universal de las direcciones IEC 61850, así como los textos de descripción del cliente.

Los usuarios con conocimientos básicos o expertos de IEC 61850 encuentran el nivel de detalle deseado. Para fines de documentación, la ingeniería se puede mostrar en el navegador web en una forma fácil de usar. Las interfaces armonizadas de la herramienta, como con DIGSI 4 y DIGSI 5, reducen aún más el esfuerzo de ingeniería para la ingeniería de Siemens.[13]

2.1.11 CMC 356 "OMICRON"

Este equipo es una de las mejores opciones a la hora de probar todas las generaciones y tipos de relés de protección que tiene altas cargas y sean compatibles con IEC 61850.

Es una herramienta que facilita a los ingenieros la verificación del correcto funcionamiento de los dispositivos que hayan configurado.[14]

Ventajas

- Potentes fuentes de corriente para probar los relés electromecánicos de alta carga
 - Altas amplitudes de corriente para prueba de relés de 5 A
 - Alta precisión y versatilidad para probar relés digitales y estáticos de todo tipo
 - Interfaz de red integrada para probar los IED IEC 61850
-

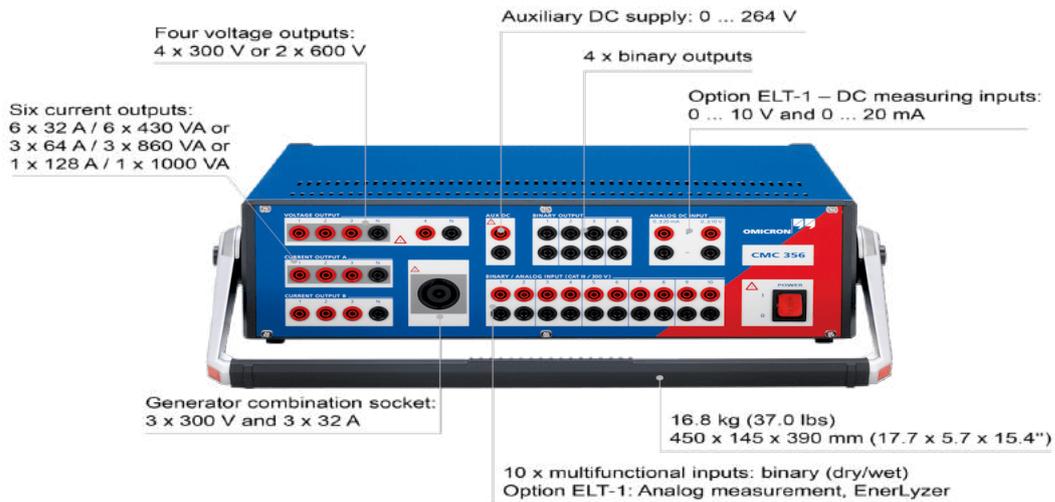


Figura 2.9: CMC 356

Fuente: OMICRON.

Software operativo "Test Universe"

Es un Software fácil de usar para pruebas exhaustivas para la familia de dispositivos CMC que permite combinar módulos de pruebas optimizadas para cada uno de las aplicaciones, esto con el fin de hacer pruebas flexibles y automatizadas que ofrezcan diversas funciones y seguridad en los dispositivos.[15]

Características principales

- Un paquete de software para toda una gama de aplicaciones
- Pruebas manuales fáciles y rápida
- Pruebas automatizadas para un flujo de trabajo eficiente
- Módulos optimizados para aplicaciones especiales
- Plantillas de pruebas libremente editables para más de 400 relés de protección
- Planes de prueba flexibles para prácticamente todos los casos de prueba imaginables
- Plantillas de pruebas predefinidas basadas en nuestra amplia experiencia en pruebas



Figura 2.10: Test Universe

Fuente: OMICRON.

2.1.12 CMGPS 588 "Referencia de tiempo controlada por GPS"

Esta unidad de sincronización está controlada por GPS que está integrado a la antena; Es para uso exteriores y así mismo funciona como un reloj patrón, esta queda lista automáticamente para funcionar al ser conectada al equipos CMC 356 específicamente a través de power over Ethernet[16]

Aplicaciones

Podrá usarse la unidad CMGPS 588 para sincronizar una base temporal de un equipo de prueba de OMICRON:

- controlar un equipo de prueba de OMICRON en un punto temporal predeterminado (activando el punto de inicio de un proceso de pruebas), o bien.
- sincronizar el punto de inicio de un proceso de prueba de dos o más equipos de prueba OMICRON.
- captura exacta de los datos de marca de tiempo por parte del equipo de prueba OMICRON

Equipos de prueba compatibles: ARCO 400, CMC 356, CMC 256plus, CMC 430 y CMC 353 con NET-1B, NET-1C o NET-2, DANE0.



Figura 2.11: CMGPS 588

Fuente: OMICRON.

2.1.13 Norma IEC 61850

La norma IEC 61850 contiene una serie de regulaciones y reglamentos técnicos relacionados con la automatización de subestaciones. La norma internacional traerá muchos beneficios en diferentes temas muy importantes en la implementación de la automatización de la red de distribución. Es parte del marco propuesto por el Comité Técnico TC-57 de la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) para sistemas de energía eléctrica. .

Principalmente el tema de la norma IEC 61850 corresponde a la provisión de un sistema de comunicación robusto, confiable, seguro y efectivo dentro del sistema de distribución de energía. La premisa adoptada por la norma corresponde a la abstracción de los servicios y parámetros de transmisión de datos, y luego crea objetos y servicios de datos independientes de otros protocolos.[17]

Las definiciones permiten mapear objetos y servicios de datos a cualquier otro protocolo que cumpla con los requisitos establecidos para datos y servicios. El modelo de datos abstracto proporcionado en IEC 61850 se puede asignar a un conjunto específico de protocolos. El proceso de mapeo actual se realiza para los servicios MMS (Especificación de mensajes de fabricación), GOOSE (Eventos generales de subestación orientados a objetos) y SMV (Valor de muestra).[13]

Protocolo IEC61850 para automatización de subestaciones

La norma IEC 61850 comenzó su avance con el objetivo de obtener una solución general y abierta para la automatización de subestaciones, con ayuda de las normas internacionales ya existentes, donde se tiene en cuenta los diferentes requerimientos de los usuarios, ocupándose claramente de la ingeniería de los sistemas y así conformar un estándar de comunicaciones. [1].

Objetivo de la Norma

Esta norma permite una variedad de funciones en los diferentes dispositivos de las subestaciones como veremos a continuación.

Esta permite conectar dispositivos de diferentes fabricantes por lo que la interoperabilidad es una de sus mayores ventajas, comprendiendo la capacidad de dos o más IEDs y de uno o varios fabricantes donde podemos tener un intercambio de información y usarla para realizar las diferentes funciones de forma cooperativa. Es por esto que se identifica el dominio con datos y servicios normalizados, que sean capaces de comprender la información que llega de otros equipos y se realice funciones similares ya sea que estén distribuidas en varios dispositivos físicos, pero deben estar conectadas a una misma red con un mismo protocolo.

La norma en la importancia para las instalaciones presentes y futuras suministra ventajas en la renovación o ampliación de subestaciones y en la de nuevos diseños; así mismo la flexibilidad ante las distintas arquitecturas de los sistemas automatizados permite la libre asignación de funciones a los dispositivos IEDs y por esto soportan cualquier arquitectura de automatización de subestaciones que pueden ser centralizada o descentralizada, así como los distintos caminos de integración o distribución de funciones.

La capacidad de ajustar las tecnologías de comunicaciones presentes y futuras con las aplicaciones ya existentes, hace que se garantice una estabilidad donde se proteja la información que satisface las necesidades del usuario a largo plazo, Por otra parte la disminución de plazos y costes del proceso de ingeniería y puesta en marcha de las subestaciones, establecen un lenguaje denominado SCL (Substation Configuration Description Language), esto hace que el proceso de ingeniería resulte más eficiente y simplifique el mantenimiento y la aplicación de los sistemas automatizados en las subestaciones. [1].

Ventajas de la norma

La norma IEC61850 presenta ventajas que son importantes frente a las diferentes soluciones convencionales por lo que se darán a conocer alguna de ellas:

- **Mejorar la eficiencia:** Gracias a la interoperabilidad entre IEDs y equipos basados en SCL que ayuda a mejorar soluciones. Además, el intercambio de datos punto a punto mediante enlaces de comunicación ajustados puede reducir el cableado al mínimo.
- **Proporcionar gran flexibilidad:** Soporta todo tipo de arquitectura física o funcional y futura expansión. La importancia de esta flexibilidad es la interoperabilidad entre los diferentes dispositivos, así como el modelo de datos que esta direccionado a objetos y a la comunicación basada en Ethernet.
- **Constituye una inversión rentable y de futuro:** Los sistemas de automatización de subestaciones estarán beneficiando al desarrollo de la comunicación, y esto no necesariamente significa cambios en las aplicaciones y los datos, porque el lenguaje y las reglas de SCL para extender el sistema y las funciones siguen en el tiempo, para asegurar un fácil mantenimiento e interoperabilidad. [1].

Estructura de la norma IEC61850

La norma IEC61850 está conformada por unos varios documentos, que están divididos en 10 partes, que se constituyen de la siguiente forma:

En esta norma, la base del sistema de comunicación se establece en la Parte 5 y la Parte 7-1. En estos, la descripción funcional del sistema se va introduciendo los elementos básicos. En la Parte 7-2, el enunciado es sobre el detallado del sistema de comunicación que proporciona la denominada ACSI (Interfaz de servicio de comunicación abstracta). Esta descripción es a nivel abstracto, a través de una definición detallada de los objetos que constituyen el sistema de comunicación.

La parte 6 realiza una tarea complementaria que es muy importante al definir un lenguaje de configuración. Este lenguaje está basado en XML que define un formato de archivo para describir la configuración del IED que se encuentra relacionada con la comunicación, los parámetros del IED, la configuración del sistema de comunicación, la estructura funcional de la subestación y la relación entre todo lo anterior. El lenguaje definido se llama SCL (Lenguaje de descripción de configuración de subestación).

Las secciones 7-3 y 7-4 continúan discutiendo la definición de objetos. Específicamente, en la Parte 7-4, se han avanzado con alrededor de 100 modelos, utilizando más de 2000 atributos. La sección 7-3 define los atributos más comunes que aparecen en muchos objetos.

Posteriormente, en la Parte 8 y la Parte 9, se explica cómo aplicar estos conceptos abstractos a cada protocolo específico a través del llamado SCSM (Mapeo de Servicios de Comunicaciones Específicas). La relación correspondiente entre la interfaz de

comunicación abstracta y el protocolo de comunicación específico se establece en las partes octava y novena.

La información detallada del bus de la subestación se proporciona en la Parte 8. Las partes 9-1 y 9-2 proporcionan un nuevo mapeo, esta vez para el bus de proceso. La captura en tiempo real de los valores de medición se ha realizado en modo analógico hasta ahora, y ahora se recomienda seguir haciéndolo en modo digital, utilizando Ethernet como tecnología básica, y principalmente utilizando fibra óptica. Específicamente, la Parte 9-1 sugiere organizar la comunicación a través de un enlace unidireccional, mientras que la Parte 9-2 presenta la arquitectura de bus clásica. [1]

PARTES	CONTENIDO
1	Introducción y descripción general
2	Glosario
3	Requisitos Generales
4	Gestión de sistemas y proyectos
5	Requisitos de comunicaciones para modelos de dispositivos y funciones
6	Lenguaje de descripción de configuración de comunicaciones para IEDs en subestaciones eléctricas.
7-1	Estructura básica de comunicaciones para equipos de subestación Principios y modelos
7-2	Estructura básica de comunicaciones para equipo de subestación - Interfaz de servicios abstractos de comunicaciones (ASCI).
7-3	Estructura básica de comunicaciones para equipos de subestación - Clases de datos comunes.
7-4	Estructura básica de comunicaciones para equipos de subestación - Clases de nodos lógicos compatibles y clases de datos.
8-1	Mapeo de servicios de comunicaciones específicos (SCSM) - Mapeo a MMS (ISO / IEC 9506-1 e ISO 9506-2) y a la norma ISO / 8802-3.
9-1	Mapeo de servicios de comunicaciones específicos (SCSM) - Valores muestreados sobre enlace punto a punto serie unidireccional multidrop.
9-2	Mapeo de servicios de comunicación específicos (SCSM) - Valores muestreados según la norma ISO / IEC 8802-3.
10	Pruebas de conformidad.

Tabla 2.1: Estructura De la Norma IEC 61850

Fuente: Diseño de sistemas de protección y control de subestaciones eléctricas.

2.1.14 Resolución 5018 del 2019

En la planificación del plan de protección remota se considera el cumplimiento de la seguridad y salud ocupacional, y se toma como directriz la Resolución N ° 5018 de 2019, que establece los requisitos mínimos para la implementación del sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional. En cada actividad en curso se debe verificar el adecuado uso de los elementos de protección personal para cumplir con esta resolución.

El propósito de esta resolución es emitir lineamientos de seguridad y salud en el trabajo para las actividades que se realicen en el proceso de generación de energía a través de fuentes tradicionales y no convencionales de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, las cuales son aplicables a las empresas proveedoras de energía eléctrica. O utilice el sistema eléctrico Columbia incluido en el anexo técnico, que forma parte integrante del mismo.

El Ministerio de Trabajo ajustará y actualizará los lineamientos de seguridad y salud en la producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica de acuerdo con el desarrollo de la ciencia, la tecnología y la industria.[18]

3 Metodología

Partiendo de la importancia que tiene los esquemas de Teleprotección en la estabilidad de sistemas eléctricos y el aporte que estos dan a las grandes cantidades de energía que se generan, se hace la realización de la practicas empresariales en la empresa Consultoría e Ingeniería Eléctrica (CIE SAS) donde se toma la iniciativa de éste trabajo de grado. Por consiguiente, se debe indagar sobre la temática expuesta para generar un buen estado del arte; siendo específico se hace hincapié en temas relacionado a las normativas estipuladas para los esquemas de Teleprotección, aspectos de programación para los relés de protección. De acuerdo con lo anterior se puede plantear una estrategia de desarrollo del proyecto que tenga un impacto social considerable logrando los objetivos principales del mismo. Para éste trabajo se implementan pruebas con la finalidad de responder a los objetivos establecidos y dando un enfoque mixto como se aprecia en el siguiente esquema.

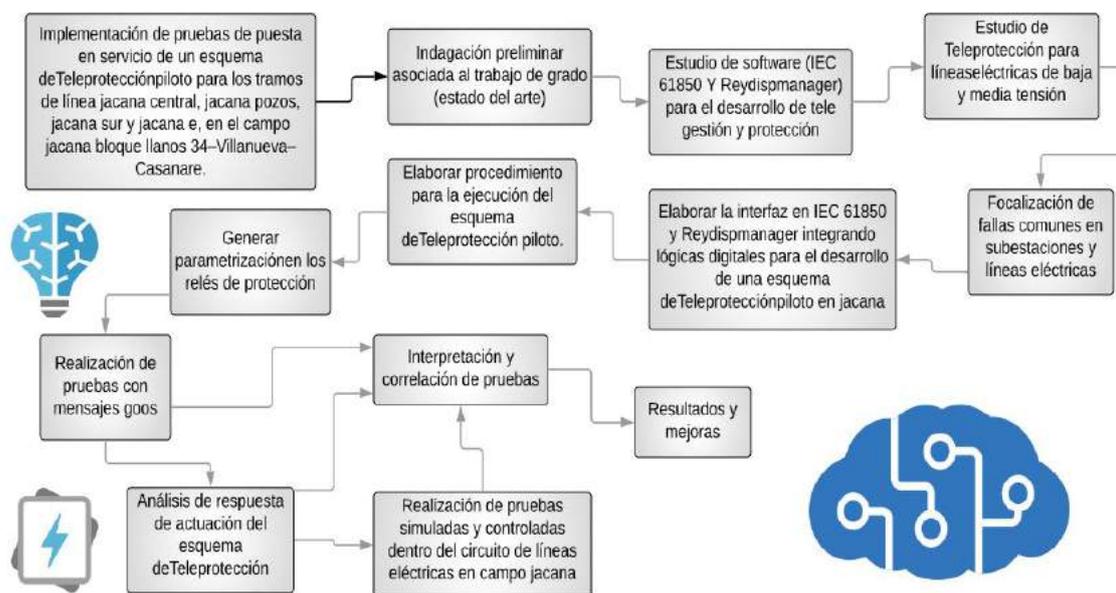


Figura 3.1: Metodología de esquema de teleproteccion piloto.

Fuente: Autor.

3.1 Metodología y Fase de Investigación

Indagación Preliminar Asociada al Trabajo de Grado (Estado del Arte)

Este es uno de los pasos importantes dentro de este trabajo, ya que es el punto de partida para obtener información, se aplica a los resultados obtenidos por otros estudios referentes a la teleprotección. Los estudios referenciados en este trabajo están en el capítulo del estado del arte, donde se discuten variables que se pueden identificar en este, estas pueden ser cualitativas o cuantitativas.

Estudio de Software (IEC 61850 System configurator y ReydispManager) para el desarrollo de tele gestion y proteccion

Este paso es indispensable para iniciar con este proyecto, ya que con este estudio se conocerá a fondo los programas con los que se llevara a cabo este trabajo, de manera que podamos identificar las diferentes funciones que estos programas traen consigo.

Estudio de teleproteccion para lineas electricas de baja y media tension

Cómo se mencionan en los pasos anteriores, el estudio de teleprotección se hace con el fin de tener unas bases sólidas y consolidadas de los diferentes datos, esto para tener la información clara y precisa a la hora de poner en practica esta información en campo.

Focalizacion de fallas comunes en subestaciones y lineas elèctricas

Las focalizaciones de las fallas se realizan para determinar qué puntos presentan un riesgo que afectan a los equipos eléctricos en una subestación o líneas eléctricas, como también a seré humanos y animales en campo.

Elaborar la interfaz en IEC 61850 Y Reydispmanager integrado lògicas digitales para el desarrollo de un esquema de Teleproteccion piloto en jacana

La elaboración de esta interfaz por medio de los Software IEC 61850 y Redydismanager son fundamentales para el desarrollo de la comunicación y actuación de un sistema de teleprotección piloto en este caso realizado en Jacana llanos 34 Villanueva Casanare.

Elaboraciòn de procedimiento para la ejecuciòn del esquema de teleprotecciòn piloto

Teniendo en cuenta lo del paso anterior, se hace un análisis de un paso a paso estipulado por la empresa CIE SAS en el documento Filosofía de operación teleprotección, esto se hace con el fin tener la seguridad de una buena ejecución en el esquema de Teleprotección pilo.

Generar parametrizaciones a los relés de protección

Mediante los ajustes realizados por los Softwares mencionados anteriormente se genera en campo la parametrización y la verificación de la comunicación de cada uno de los relés de protección, Con fin de verificar que no se presente ninguna falla en su conexión.

Realización de pruebas con mensajes GOOSE

la mensajería Goose es lo más avanzado en las comunicaciones punto a punto entre dispositivo, en este caso los relés de protección son los que identificaran si hay intercambio de información mediante diferentes pruebas realizadase en campo.

Análisis de respuesta de actuación del esquema de Teleprotección

Se realiza un análisis del paso anterior para interpretar los tiempos de comunicación de cada dispositivo y tener en cuenta su confiabilidad de intercambio de información, en caso de presentarse una falla en las subestaciones o líneas eléctricas en jacana se obtenga una respuesta de actuación rápida para este esquema de teleprotección.

Realización de pruebas simuladas y controladas dentro del circuito de líneas eléctricas en campo jacana

Con la realización de estas pruebas se hace una verificación de la funcionalidad del sistema de teleprotección, esto con el fin de comprobar que las parametrizaciones de los relés de protección estén actuando correctamente por medio las pruebas simuladas y controladas en campo.

Interpretación y correlación de pruebas

En este paso se hace la interpretación y correlación de las pruebas, con el propósito de corroborar que la información mencionada en los pasos anteriores sea la adecuada para una protección optima en el sistema de subestaciones y líneas eléctricas en jacana.

Resultados y mejoras

Por último, se espera que en este trabajo de grado se obtengan los mejores resultados de acuerdo a los objetivos planteados. Así mismo, se hace una revisión para identificar resultados obtenidos durante la realización de este proyecto, logrando concluir y plantear mejoras futuras. Se presentarán las conclusiones más relevantes que pueden ser consideradas como contribución a la realización de futuros proyectos o estudios similares.

4 Desarrollo del proyecto

Éste capítulo de investigación y desarrollo puede otorgarse como uno de los capítulos más completos y largos durante el proceso de implementación, ya que, de forma específica se busca dar solución a cada aspecto que conforman a las actividades de la metodología.

4.1 Estudio y pruebas de laboratorio

4.1.1 Softwares

Reydisp Manager

Reydisp Manager es un software que se utilizó para el desarrollo de la arquitectura de la comunicación de datos de todas las subestaciones del proyecto teleprotección piloto en Jacana, esta herramienta permitió la elaboración de una subestación global que integra las subestaciones de Jacana como lo son:

- Jacana central
- Jacana Pozos
- Jacana Sur
- Jacana E

Por otro lado, el objetivo primordial de este software es interconectar cada dispositivo (Relés de protección) de cada una de las subestaciones anteriormente mencionadas, para una correcta y segura comunicación de datos entre ellos.

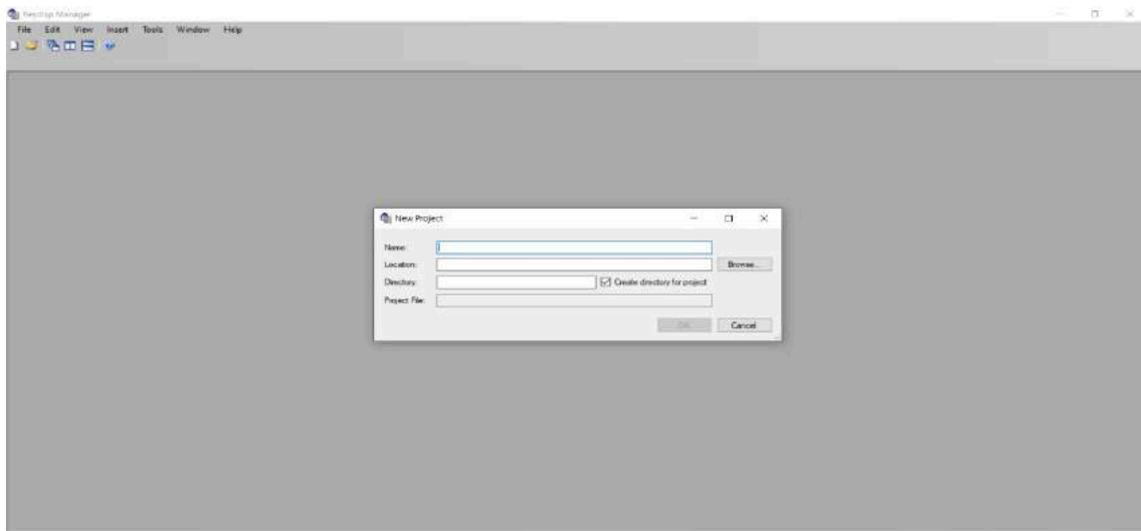


Figura 4.1: Software Reydisp Manager.

Fuente: AUTOR.

Se puede observar en la figura 4.1, como se realizó la configuración de la subestación global que en este caso se llama Teleprotección Geopark con sus respectivas subestaciones incorporadas en Jacana. Así mismo en la figura 4.2 se muestra la vinculación de los dispositivos (Relés de protección) con su respectiva configuración.

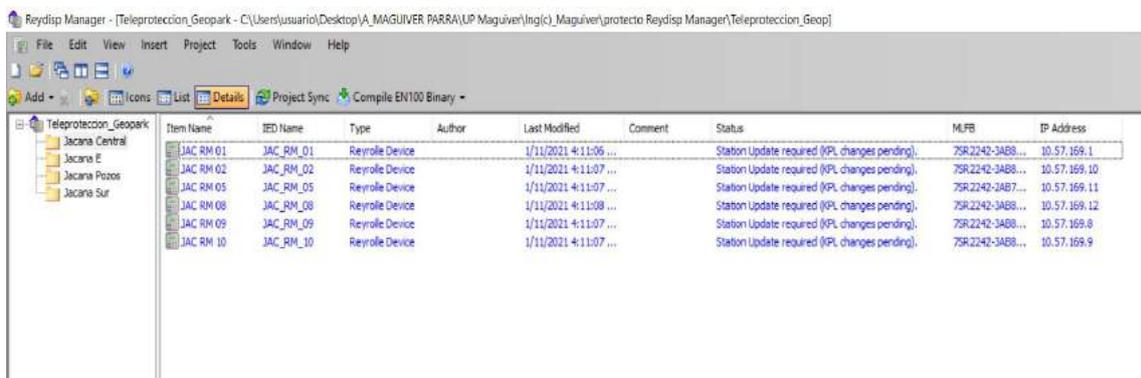


Figura 4.2: Software Reydisp/ Vinculación de dispositivos a Subestaciones.

Fuente: AUTOR.

Configuración de Sistema IEC 61850

La Configuración de Sistema IEC 61850 es un software que automatiza los diseños de subestaciones eléctricas desarrollando herramientas de integración de funciones lógicas de diferentes dispositivos que establece la comunicación entre cada uno de ellos, en referencia de una actuación rápida y segura en todos los escenarios que puedan presentar fallas que el cliente requiera para su subestaciones o líneas eléctricas.

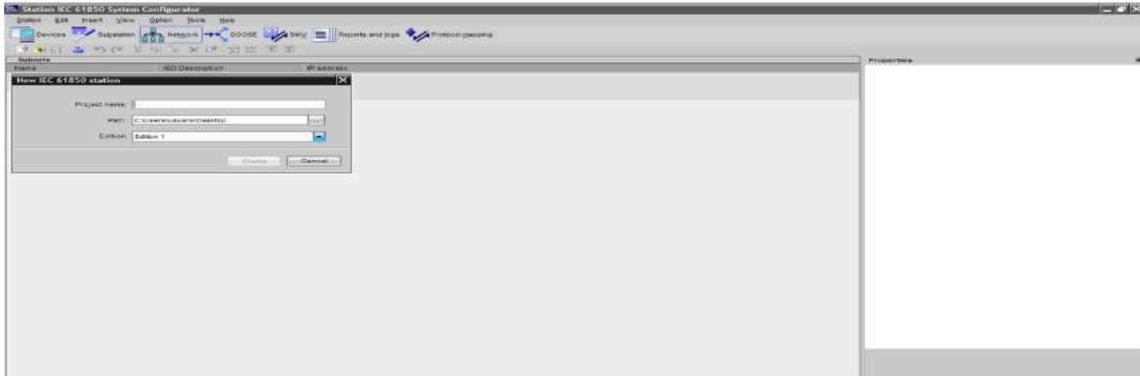


Figura 4.3: Configuración de sistema IEC 61850.

Fuente: Autor.

4.1.2 Mensajes Goose

Elaboración y creación de los mensajes Goose entre los relés de protección de los reconectores.

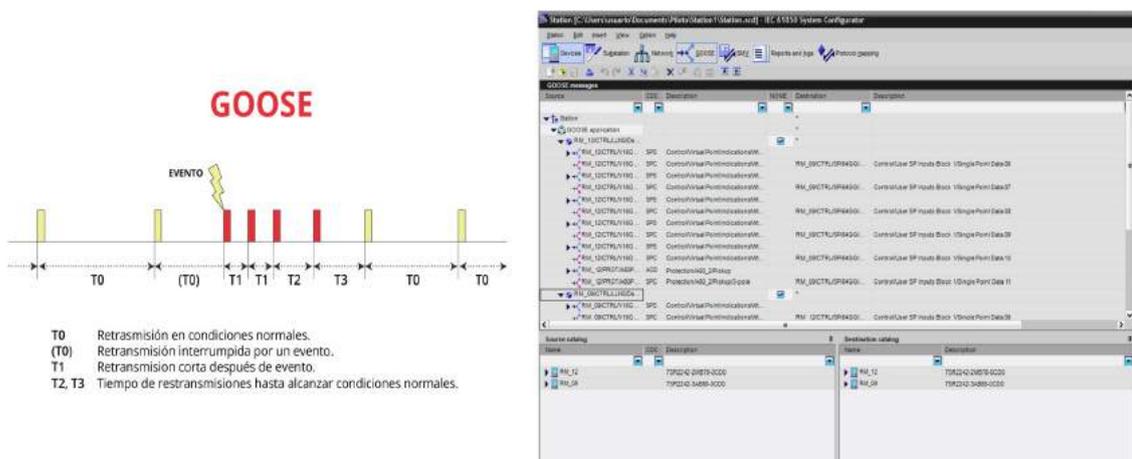


Figura 4.4: Mensajes Goose.

Fuente: CIE SAS.

4.1.3 Pruebas físicas y parametrización de relés de protección

Estas pruebas en laboratorio consisten en configurar y parametrizar los dispositivos (relés de protección) mediante los Softwares anteriormente mencionados, para poder garantizar una comunicación entre ellos respectivamente conectados a un switch.

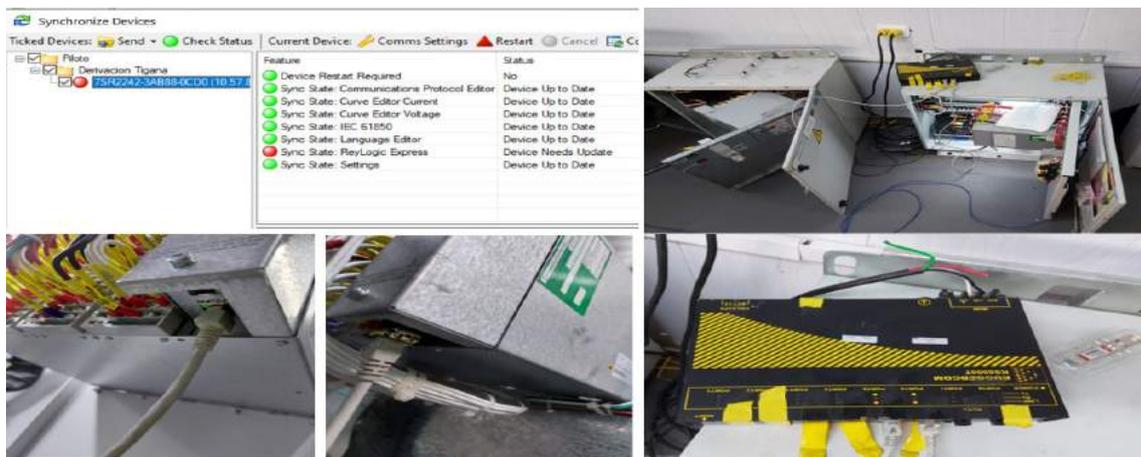


Figura 4.5: Configuración y parametrización.

Fuente: CIE SAS.

Se realizaron pruebas de inyección secundaria de corrientes a los relés de protección; la prueba inicial consistió en programar y probar la funcionalidad en el relé de la función ANSI 67.

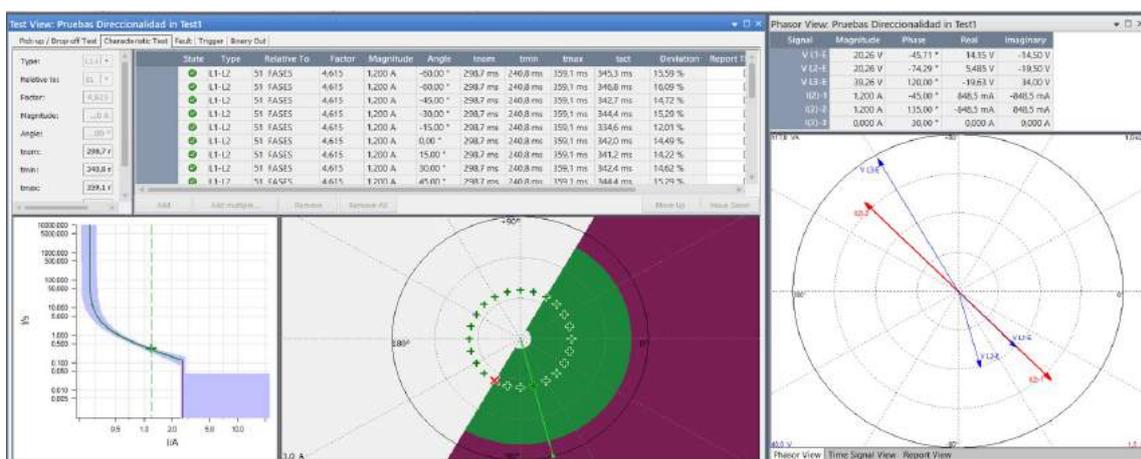


Figura 4.6: Pruebas de inyección Secundarias.

Fuente: CIE SAS.

Se realizaron pruebas de inyección secundaria de corrientes a los relés de protección; simulando los tres escenarios para la caracterización del esquema de teleprotección.

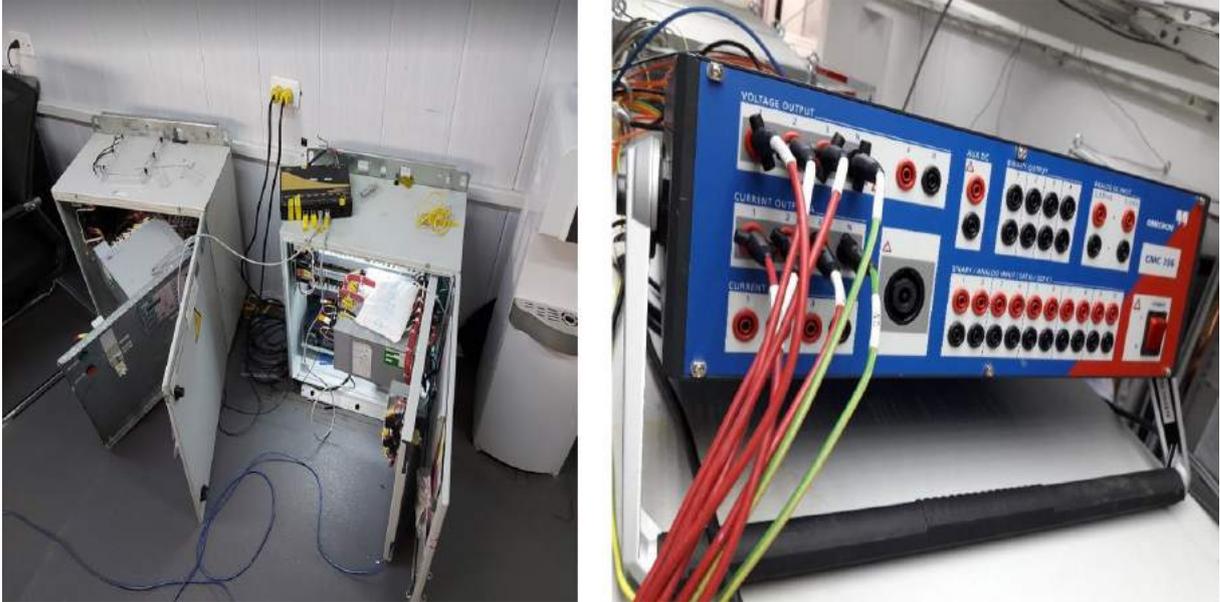


Figura 4.7: Pruebas de inyección Secundarias.

Fuente: CIE SAS.

Escenarios:

1. Falla ubicada dentro del 100 por ciento de la zona de protección.

Para este escenario el reconectador JAC RM 01 activaría la función de protección (ANSI 67) en dirección forward por cuenta de los aportes de corriente provenientes de Jacana central; el reconectador JAS RM 12 activaría la función de protección (ANSI 67) en dirección forward por cuenta de los aportes de corriente provenientes de Jacana sur.

En este escenario la lógica de operación de la tele protección corresponde a ubicar la falla dentro del 100 por ciento del tramo de red entre Jacana central y Jacana Sur y el resultado de su interpretación corresponde a la aceleración del disparo en los reconectadores JAC RM 01 y JAS RM 12 al mismo tiempo.



Figura 4.8: Pruebas de inyección Secundarias escenario 1.

Fuente: CIE SAS.

Evaluación	Resultado obtenido	Resultado esperado
Actuación de lógica de aceleración de disparo en JAC RM 01	68,0 mS	50 mS
Actuación de lógica de aceleración de disparo en JAS RM 12	55,5 mS	50 mS

Tabla 4.1: Evaluación del escenario 1

Fuente: CIE SAS.

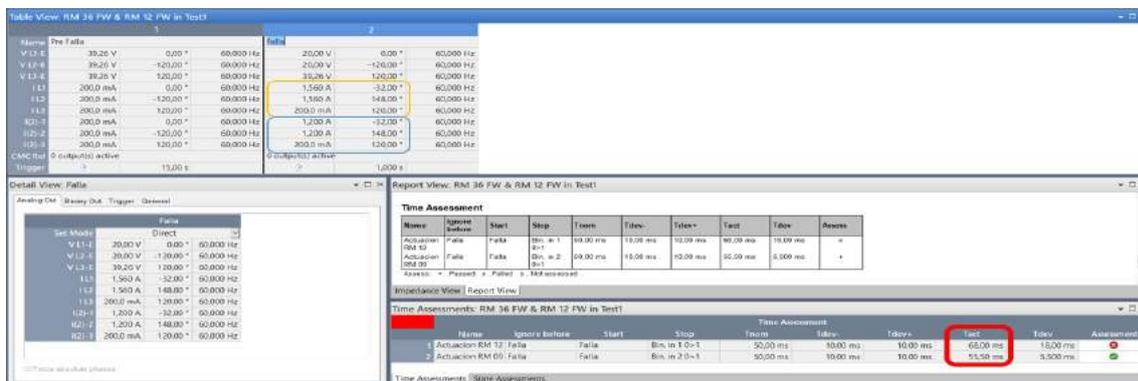


Figura 4.9: Evaluación del escenario 1

Fuente: CIE SAS.

2. Falla ubicada aguas abajo del reconectador JAS RM 12

Para este escenario el reconectador JAC RM 01 activaría la función de protección (ANSI 67) en dirección forward por cuenta de los aportes de corriente provenientes de Jacana central; el reconectador JAS RM 12 activaría la función de protección (ANSI 67) en dirección reverse por cuenta de los aportes de corriente provenientes desde Jacana sur.

En este escenario las fallas pueden hacer parte de las zonas de protección de los reconectadores en el pórtico Jacana Sur o una falla en la barra de Jacana Sur en cuyo caso estaría dentro de la zona de protección del reconectador JAC RM 01 por las funciones 67 y 67N;

El resultado de la interpretación del esquema de teleprotección corresponde a no generar disparo en los reconectadores JAC RM 01 y JAS RM 12 y esperar a que actúen las funciones de protección por sobre corriente direccional del reconectador JAC RM 01 de acuerdo a la coordinación de protecciones.

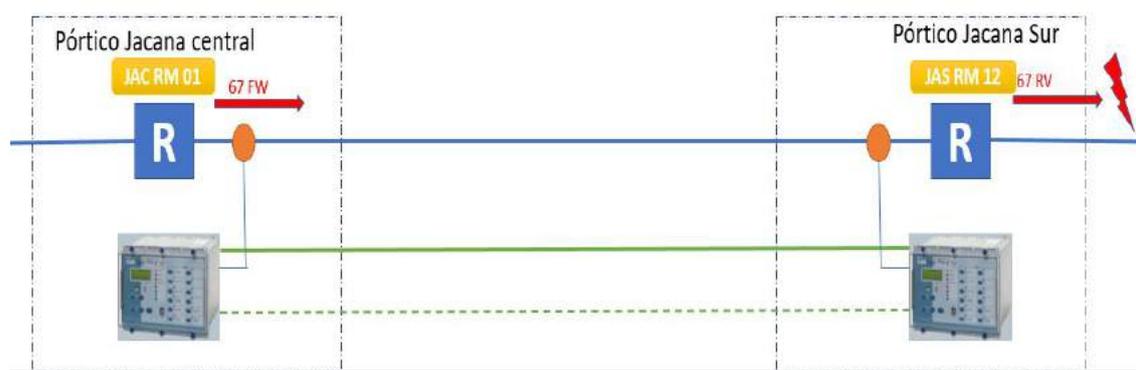


Figura 4.10: Pruebas de inyección Secundarias escenario 2.

Fuente: CIE SAS.

Evaluación	Resultado obtenido	Resultado esperado
Actuación de lógica de aceleración de disparo en JAC RM 01	Sin disparo	Sin disparo
Actuación de lógica de aceleración de disparo en JAS RM 12	Sin disparo	Sin disparo

Tabla 4.2: Evaluación del escenario 2

Fuente: CIE SAS.

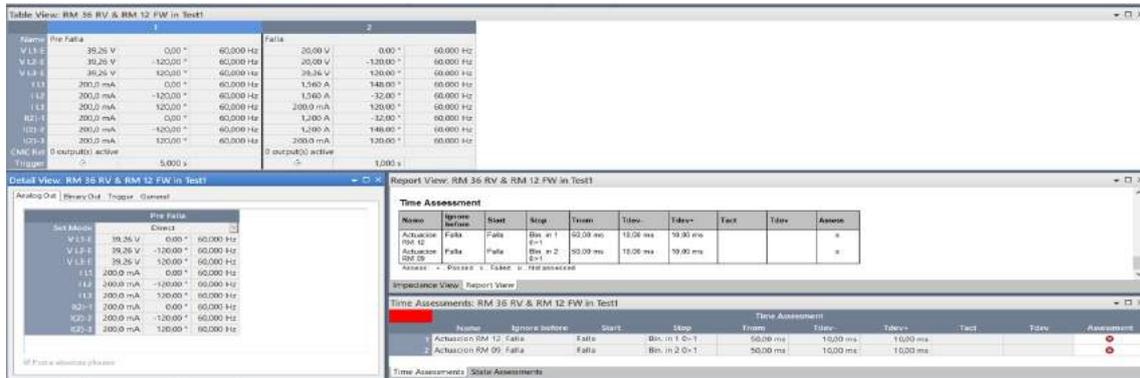


Figura 4.11: Evaluación del escenario 2

Fuente: CIE SAS.

3. Falla ubicada aguas arriba del reconectador JAC RM 01

Para este escenario el reconectador JAC RM 01 activaría la función de protección (ANSI 67) en dirección reverse por cuenta de los aportes de corriente provenientes del pórtico Tigana Sur; el reconectador JAS RM 12 activaría la función de protección (ANSI 67) en dirección forward por cuenta de los aportes de corriente provenientes desde Tigana Sur.

En este escenario las fallas pueden hacer parte de las zonas de protección del reconectador JAC RM 17 salida Jacana pozos, Jacana sur y Jacana E; o una falla en la barra de Jacana central en cuyo caso estaría dentro de la zona de protección del reconectador JAS RM 12 por las funciones 67/67N; el resultado de la interpretación del esquema de teleproteccion corresponde a no generar disparo en los reconectadores JAC RM 01 y JAS RM 12 y esperar a que actúen las funciones de protección por sobre corriente direccional del reconectador JAS RM 12 de acuerdo a la coordinación de protecciones.



Figura 4.12: Pruebas de inyección Secundarias escenario 3.

Fuente: CIE SAS.

Evaluación	Resultado obtenido	Resultado esperado
Actuación de lógica de aceleración de disparo en JAC RM 01	Sin disparo	Sin disparo
Actuación de lógica de aceleración de disparo en JAS RM 12	Sin disparo	Sin disparo

Tabla 4.3: Evaluación del escenario 3

Fuente: CIE SAS.

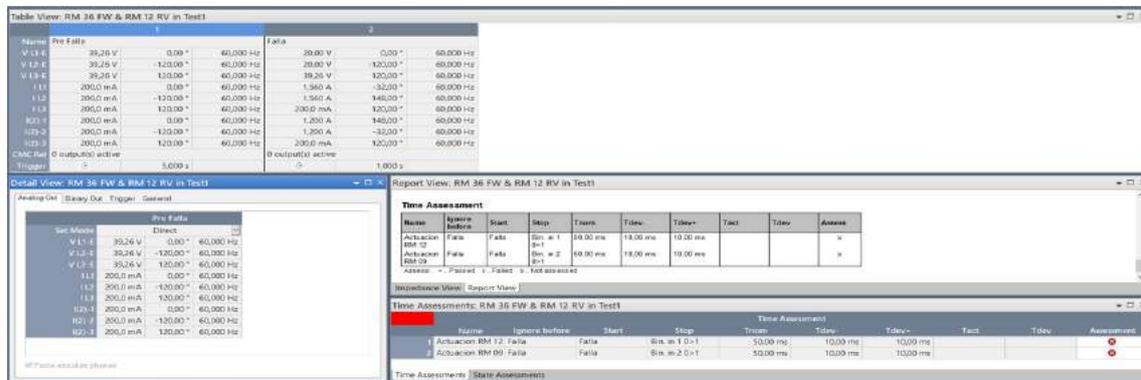


Figura 4.13: Evaluación del escenario 3.

Fuente: CIE SAS.

4.2 Estudio de Teleprotección de subestaciones y líneas eléctricas

Para este estudio de Teleprotección se debe determinar en campo los diferentes escenarios que presentan fallas continuamente y puedan comprometer daños a elementos eléctricos de una subestación o líneas eléctricas.

4.2.1 Estado actual e identificación de la opción de mejora

- los flujos de carga y la relación de generación vs carga es de aproximadamente 36 MVA hecho que ocasiona que adicional a las generaciones centralizadas que se tiene Jacana E, Jacana Sur, Jacana pozos y Jacana central que a medida que aumenta la carga se constituyen en fuentes de generación mas perdurables durante la operación.

- Lo anteriormente expuesto sumado a las cortas impedancias de las líneas y los altos niveles de cortocircuito ante fallas en los ramales mas lejanos de la generación hacen que sumados aportes nuevos o que se lleguen a presentar para el momento de una falla se ponga en riesgo la selectividad del esquema de actuación de las protecciones.
- EL esquema actual de las protecciones en media tensión esta basado en la actuación de funciones de sobre corriente ANSI 50, 51, 50N y 51N.
- Caída significativa de la tensión del sistema ante fallas en las redes de media tensión.

4.2.2 Alternativas de solución

- Optimización del esquema de protecciones y los tiempos de operación de las protecciones ante fallas para disminuir el efecto transitorio de caída de la tensión por medio de la implementación de las función de sobre corriente direccional ANSI 67 y ANSI 67N.
- Esquema de tele protección por medio de IEC 61850 para identificación de zonas criticas de falla y mejorar tiempos de actuación de las protecciones.

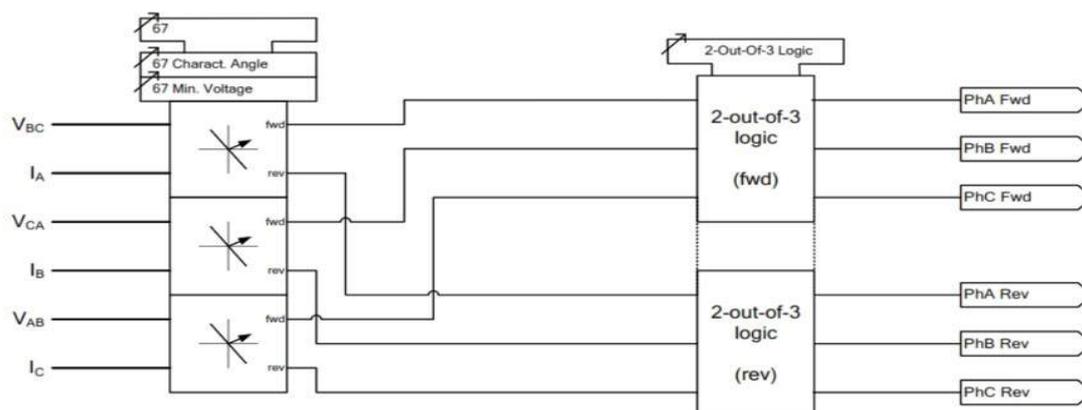


Figura 4.14: Diagrama lógico: Elemento de sobrecorriente direccional.

Fuente: SIEMENS / WedGreenStation.com.

4.2.3 Características del esquema de protección por direccionalidad ANSI 67

Actualmente la generación del pódico Jacana central corresponde a un nodo importante en el sistema y por ende es representativo en cuanto a corrientes de aporte a fallas de cortocircuito que se puedan presentar; con la particularidad de que la misma se conecta al sistema por medio de transformadores DYn5 que suben al sistema con conexión en delta y por ende no generan aportes ante fallas solidas a tierra. Lo que conlleva a que el reconectador JAC RM 01 ubicado en la salida del pódico Jacana central puede ver corrientes en dirección reverse para fallas aguas abajo del pódico Jacana central y en Forward para fallas en dirección a Jacana pozos.

4.2.4 Arquitectura de Comunicación

A continuación se muestra en la figura la comunicación que debe existir entre una subestación eléctrica a otra.



Figura 4.15: Esquema de comunicación entre subestaciones eléctricas

Fuente: CIE SAS.

Así mismo se realizó la arquitectura, donde se contempla la comunicación entre los dispositivos y el Switch

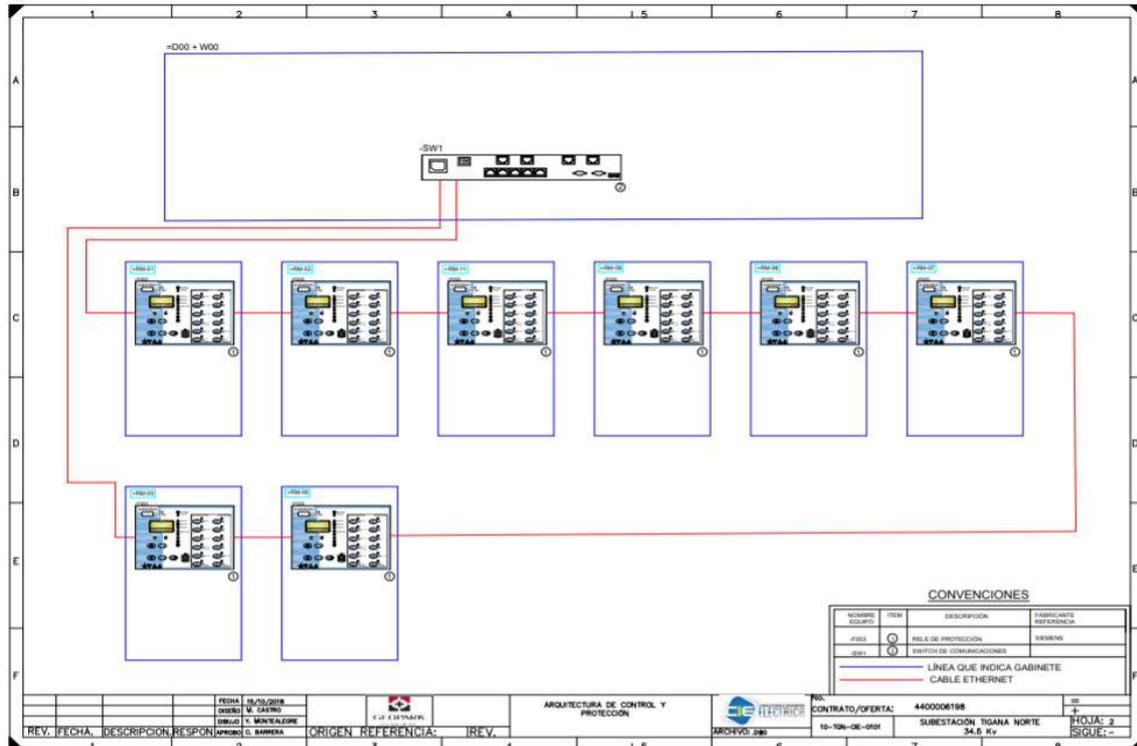


Figura 4.16: Arquitectura de comunicación del esquema de teleprotección anillo

Fuente: CIE SAS.

4.3 Esquema de Teleprotección piloto

El esquema de teleprotección piloto tiene como objetivo la optimización del esquema de protecciones y los tiempos de operación de las protecciones ante fallas para disminuir el efecto transitorio de caída de la tensión; consiste en una combinación de la función de sobre corriente direccional ANSI 67 y el intercambio de datos entre los relés de protección de la zona de influencia por medio del protocolo IEC 61850 y los mensajes Goose; la función de direccionalidad permite identificar la dirección de la falla y esto combinado con lógicas de interpretación programadas en los relés de protección permitiría la interpretación e identificación de zonas de falla por parte del relé de protecciones.

4.3.1 Unifilar de esquema de teleprotección

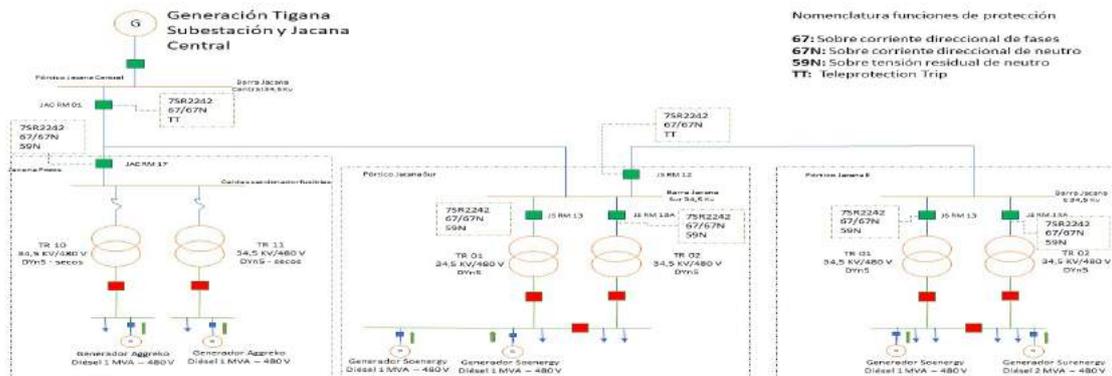


Figura 4.17: Unifilar de esquema de Tele protección piloto jacana.

Fuente: CIE SAS.

4.3.2 Zonas de protección

Identificación de zonas de protección que pueden ser escenarios críticos para el despeje de fallas por medio de las funciones de sobre corriente y en las que la teleprotección representaría una herramienta.

Las condiciones y necesidades del sistema han requerido que se aumente la frecuencia en el uso de los generadores Diésel disponibles en Jacana Pozos, esta condición altera la coordinación de protecciones prevista al aumentar los niveles de corto sobre todo en las fallas 2F, 2F – Tierra y 3F razón por la cual al contemplar estos escenarios se aumentan los tiempos de actuación en el ramas final del circuito (Jacana E).

De acuerdo a lo anteriormente expuesto se observa un escenario de criticidad en las fallas que se generen en la barra de Jacana Sur sobre todo las fallas de tipo 1F-Tierra; 2F-Tierra y 2F en el cual su tiempo de despeje estará cercano a los 280 mS esto sumado a que en la topología de red actual una falla en el barraje del pórtico Jacana Sur se despejará por medio del reconectador J-RM-01, evento bajo el cual saldrá en simultaneo las cargas no solo de Jacana Sur y Jacana E, sino también las cargas asociadas a Jacana Pozos. Se debe evaluar la instalación de una protección adicional en este punto.

El circuito a proteger define las siguientes zonas principales y secundarias:

Zonas principal

- **Zona 1:** Falla en la línea Jacana Sur – Jacana E y barraje de 34,5 KV de Jacana E.

- **Zona 2:** Falla en la línea Jacana Central – Jacana Sur y barraje de 34,5 KV de Jacana Sur

Zonas secundaria

- **Zona 3:** Falla aguas abajo del transformador TR 18 en Jacana E.
- **Zona 4:** Falla aguas abajo del transformador TR 18A en Jacana E.
- **Zona 5:** Falla aguas abajo del transformador TR 13 en Jacana Sur.
- **Zona 6:** Falla aguas abajo del transformador TR 13A en Jacana Sur.
- **Zona 7:** Fallas aguas abajo del reconectador JAC RM 17 Jacana Pozos.

Se contempla en la propuesta para el esquema de teleprotección en Jacana Central – Jacana Sur - Jacana E la integración y comunicación de los siguientes reles de protección.

- JAC RM 01 Salida Jacana Sur.
- JAC RM 17 Jacana Pozos.
- JS RM 12 Salida Jacana E.
- JS RM 13 TR 13 Jacana Sur.
- JS RM 13A TR 13A Jacana Sur.
- JE RM 18 TR 18 Jacana E.
- JE RM 18A TR 18A Jacana E.

4.3.3 Logicas de operación del esquema de Tele protección

A continuación, se definen las lógicas de operación para la zona de protección principal.

zona 1

La zona de protección principal 1 que corresponde al tramo de red entre Jacana Sur – Jacana E y barraje de 34,5 KV de Jacana E cuenta con las zonas de protección secundarias 3 y 4 que corresponden a los tramos de red en media tensión aguas abajo del transformador TR 18 y TR 18A respectivamente en el pórtico Jacana E; la zona de protección principal es cubierta por el relé de protecciones del reconector JCS RM 12 Salida Jacana E; la zona de protección secundaria 3 es cubierta por el relé de protecciones del reconector JCE RM 18 TR 18 y la zona de protección secundaria 4 es cubierta por el relé de protecciones del reconector JCE RM 19 TR 18A.

Para el caso de una falla en la zona de protección principal 1 los relés de protección que se encuentran aguas arriba del relé de protección JCS RM 12 como las posibles fuentes de aporte que permitan la identificación plena y asertiva de la falla por lo cual se incluyen los relés de protección JAC RM 01 Salida Jacana Sur; JCS RM 13 TR 13 Jacana Sur y JAC RM 17 Jacana pozos.

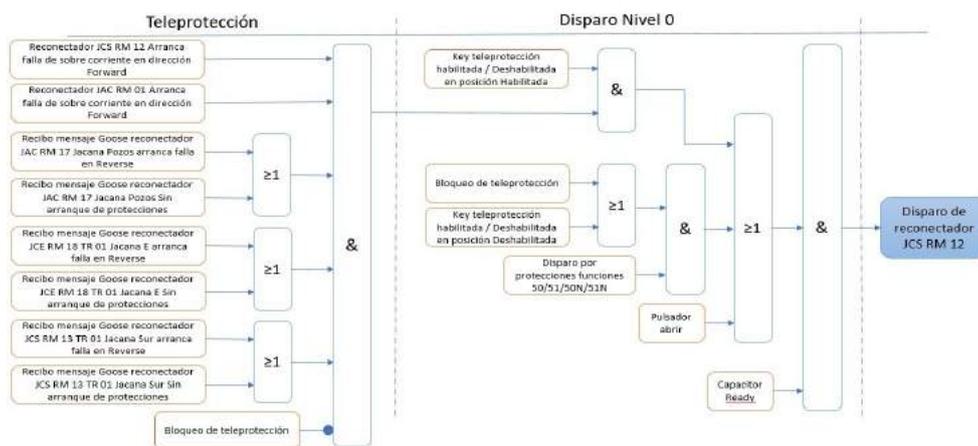


Figura 4.18: Lógica de disparo para reconector JCS RM 12 salida jacana E.

Fuente: CIE SAS.

Para la zona de protección principal 1 el bloqueo a la teleprotección está dado por una falla que se encuentre por fuera de su zona de protección lo que a fallas más allá del barraje de 34.5 KV de Jacana E y se determina por las siguientes condiciones.

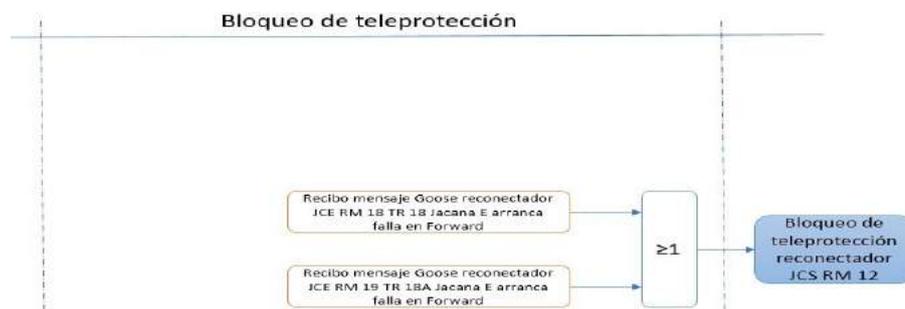


Figura 4.19: Lógica de bloqueo para reanclador JCS RM 12 salida jacana E.

Fuente: CIE SAS.

zona 2

La zona de protección principal 2 que corresponde al tramo de red Jacana Central – Jacana Sur y barraje de 34,5 KV de Jacana Sur cuenta con las zonas de protección secundarias 5, 6 y 7 que corresponden a los tramos de red en media tensión aguas abajo del transformador TR 13 y TR 13A en el pórtico Jacana Sur y para el tramo de red de media tensión aguas abajo del reanclador JAC RM 17 Jacana Pozos; la zona de protección principal es cubierta por el relé de protecciones del reanclador JAC RM 01 Salida Jacana Sur; la zona de protección secundaria 5 es cubierta por el relé de protecciones del reanclador JCS RM 13 TR 13, la zona de protección secundaria 6 es cubierta por el relé de protecciones del reanclador JCS RM 13A TR 13A y la zona de protección secundaria 7 es cubierta por el relé de protecciones del reanclador JAC RM 17 Jacana Pozos.

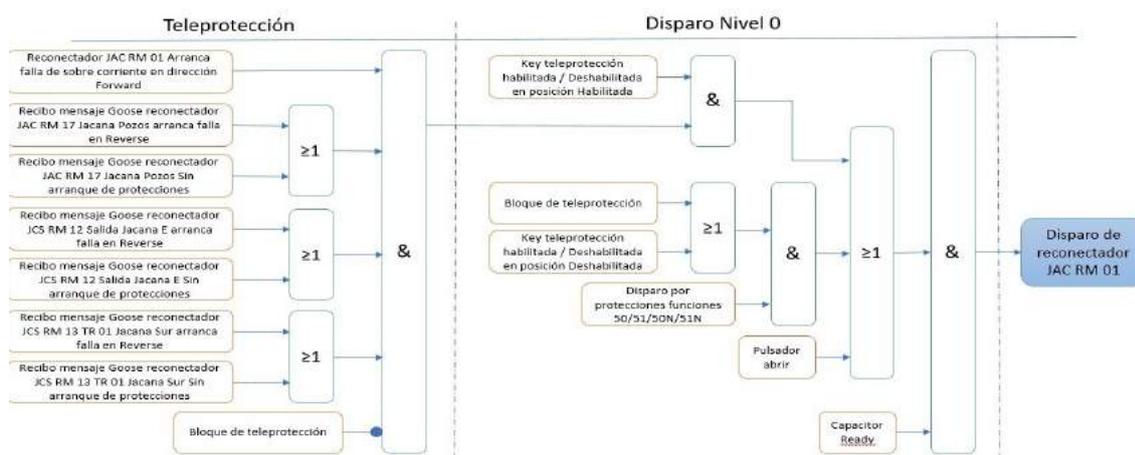


Figura 4.20: Lógica de disparo para reanclador JCA RM 01 salida jacana Sur.

Fuente: CIE SAS.

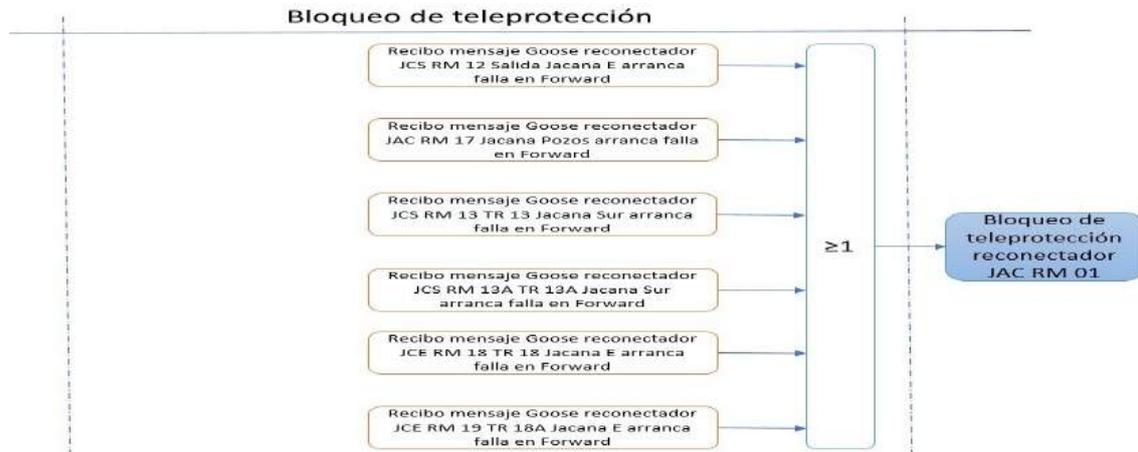


Figura 4.21: Lógica de bloqueo para reconectador JCA RM 01 salida jacana Sur

Fuente: CIE SAS.

Para la zona de protección principal 2 el bloqueo a la teleprotección está dado por una falla que se encuentre por fuera de su zona de protección lo que a fallas más allá del barraje de 34.5 KV de Jacana Sur y fallas aguas abajo del reconectador JAC RM 17 Jacana Pozos y se determina por las siguientes condiciones.

5 Resultados

En esta sección se exponen los resultados obtenidos en las practicas empresariales, dando cumplimiento al desarrollo de este proyecto. Asi mismo se exponen imágenes de todo el proceso, obteniendo resultados optimos en cada etapa que contempla el trabajo de grado. Por consiguiente, se expresan pequeñas conclusiones relacionadas a los resultados y mejoras de este proyecto.

5.1 Plan de trabajo y pruebas de puesta en servicio

Las pruebas de puesta en servicio corresponden a las siguientes:

- Generación de casos con distintos tipos de fallas Fase – Fase; trifásico, bifásico a tierra y fase tierra con evaluación de los 3 escenarios.
- Inyección secundaria de corrientes en los extremos de los reconectores.
- Verificación de la efectiva de los ajustes y lógicas implementados.

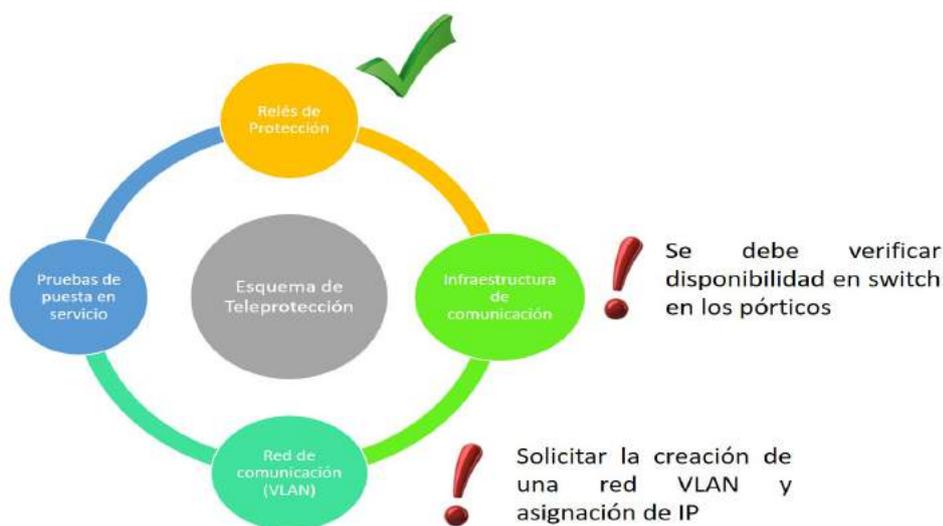


Figura 5.1: Plan de trabajo

Fuente: CIE SAS.

5.2 Tendido y conexionado de cable Ethernet

Se realizó acometidas de cable UTP entre los Dispositivos (Relé de protección) de Jacana Central, Jacana Pozos, Jacana Sur y Jacana E, Seguidamente se realizó presentación, peinado de cableado e Instalaciones de conectores de conexión y se verifica la comunicación de ambos Extremos del cableado, finalizado se hizo acometida de cable UTP desde todos los anillos de cada subestaciones hasta Switch.

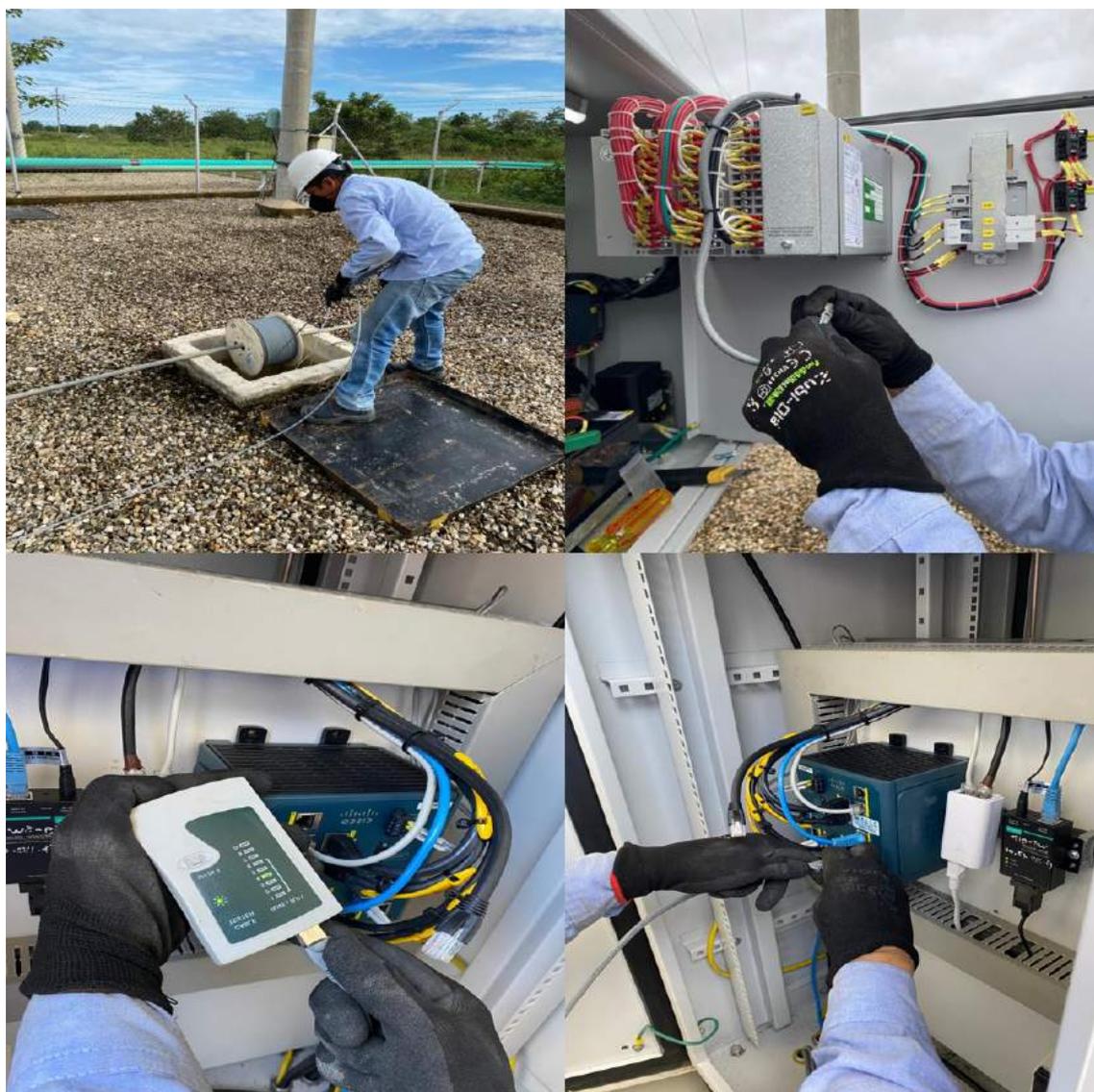


Figura 5.2: Acometida de Cableado Ethernet

Fuente: Autor.

5.3 Parametrización a relés de protección

Se inicia parametrizaciones al relé de protección, teniendo en cuenta cada uno de los pasos del procedimiento de parametrización a relés de protecciones.

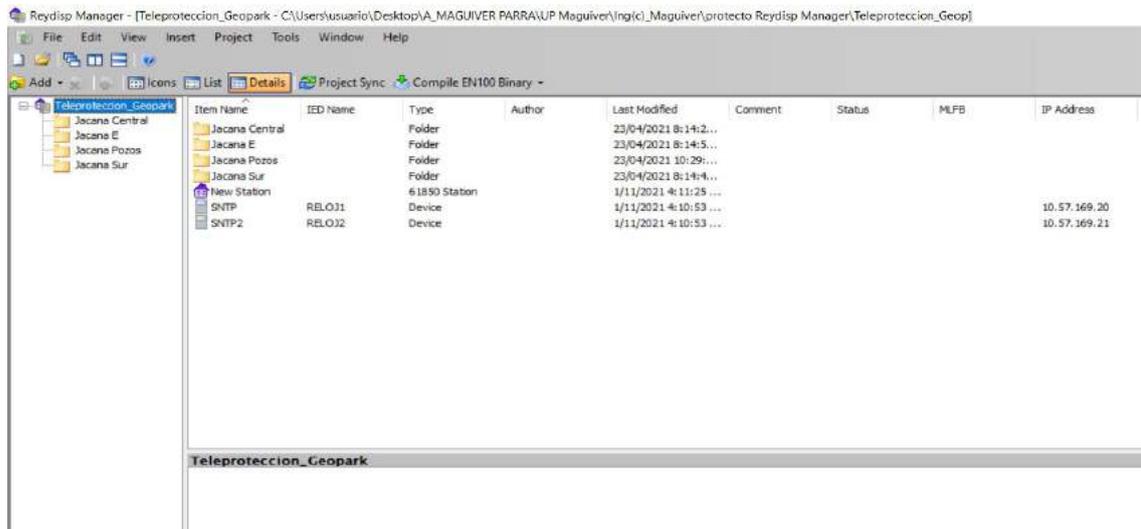


Figura 5.3: Creación de dispositivo en Software Reydisp manager

Fuente: Autor.

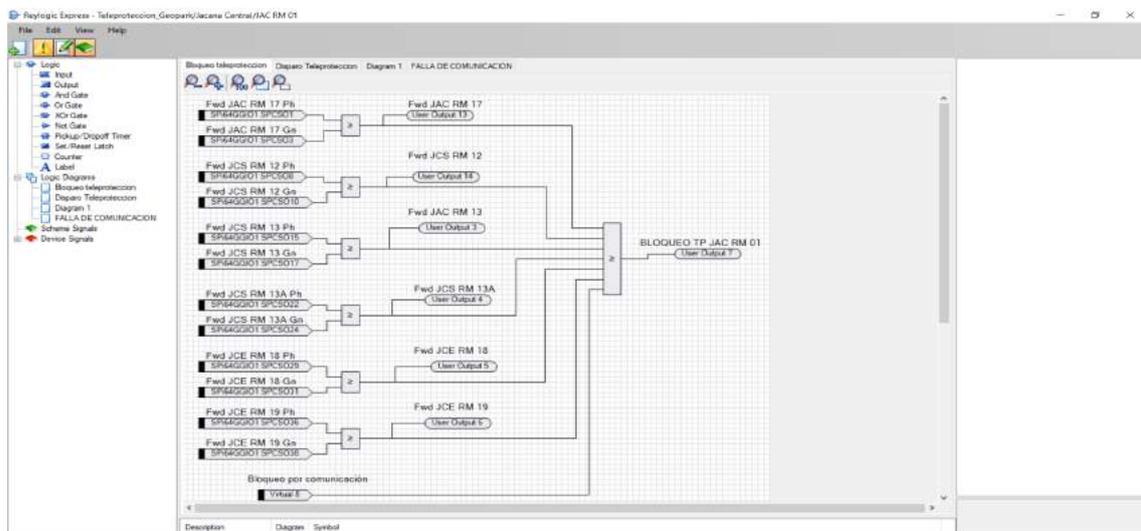


Figura 5.4: Creación de lógica de bloqueo en Software Reydisp manager

Fuente: Autor.

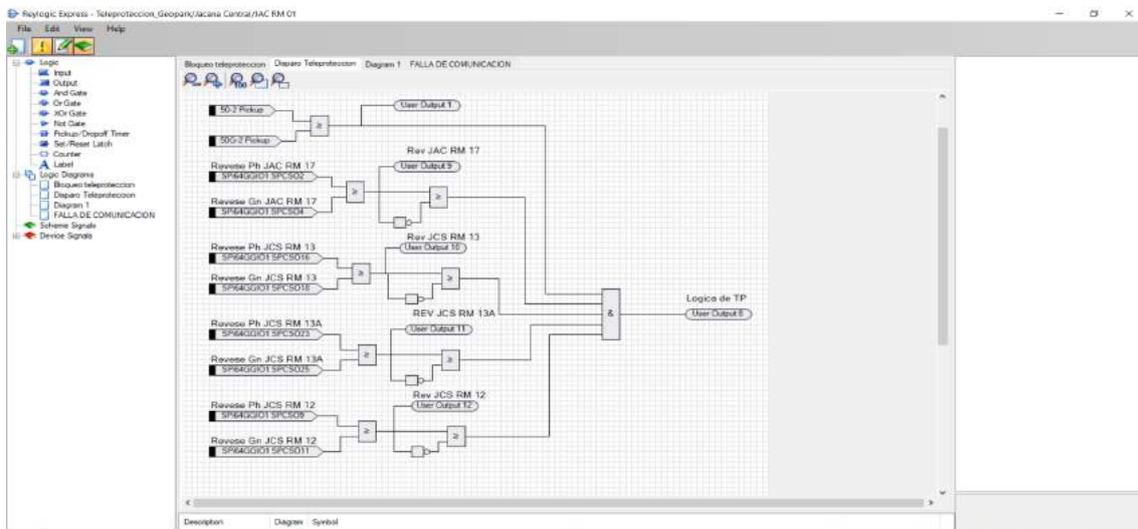


Figura 5.5: Creación de lógica de disparos en Software Reydisp manager

Fuente: Autor.

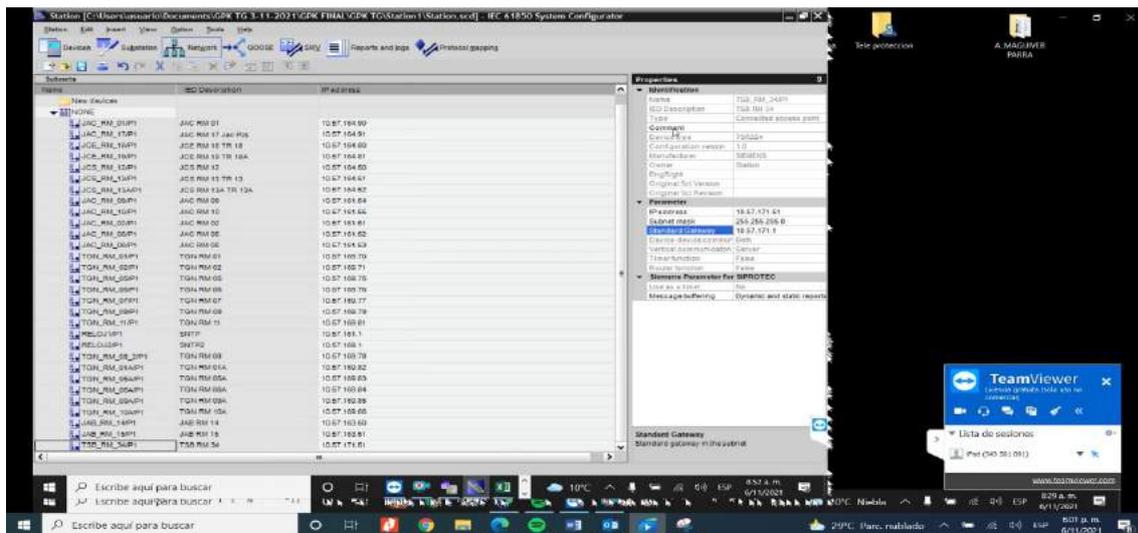


Figura 5.6: Asignación de IP desde el Software IEC 61850 System Configurator

Fuente: Autor.

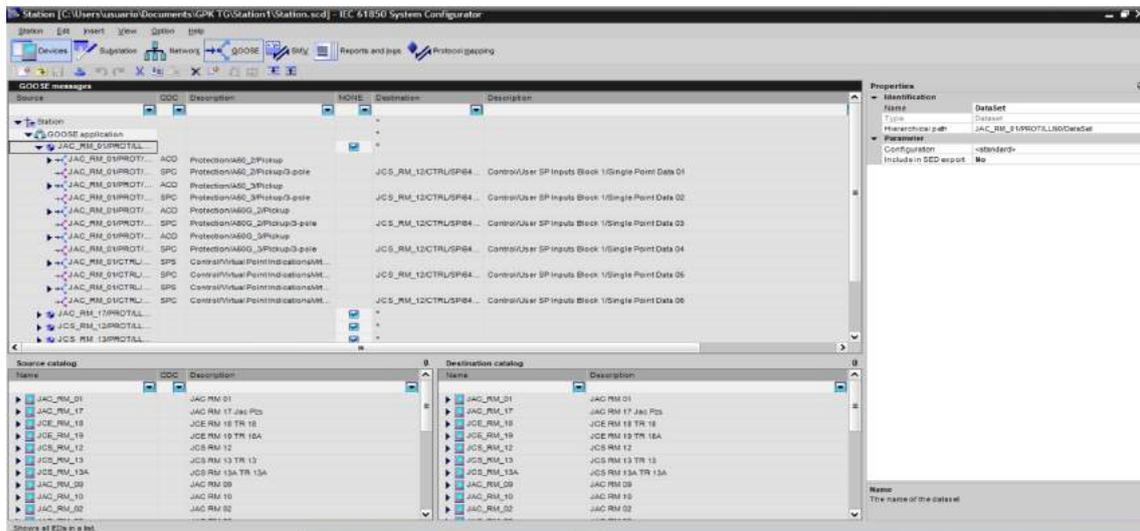


Figura 5.7: Creación de mensajes GOOSE en Software IEC 61850 System Configurator

Fuente: Autor.

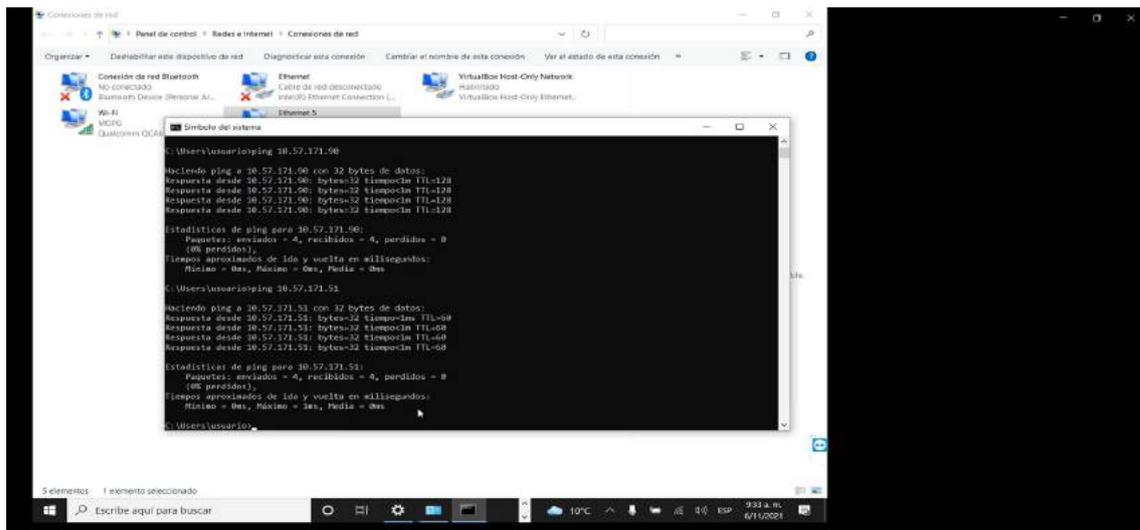


Figura 5.8: Prueba de Ping desde Laptop a Relé de protección

Fuente: Autor.

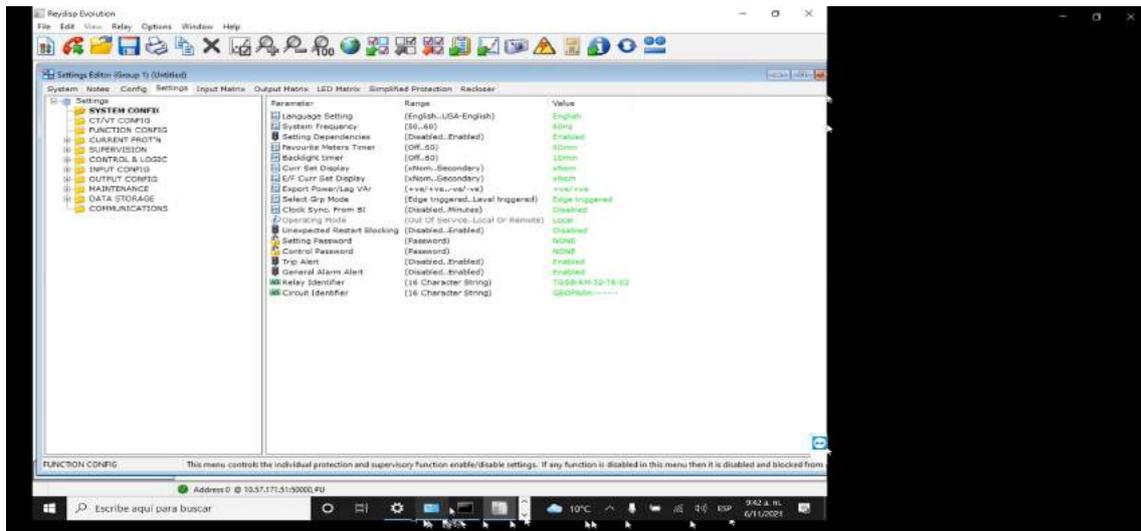


Figura 5.9: Pruebas de lectura a relé por entrada Ethernet con IP asignada.

Fuente: Autor.



Figura 5.10: Pruebas de comunicación Relé conectado a switch conectado a laptop

Fuente: Autor.



Figura 5.11: Pruebas desde switch a laptop para verificar la vinculación de los relés respecto a la arquitectura de anillo

Fuente: Autor.

```

Microsoft Windows [Versión 10.0.19042.3288]
(c) Microsoft Corporation. Todos los derechos reservados.
C:\Users\usuario>ping 10.57.171.90

Haciendo ping a 10.57.171.90 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.57.171.90: bytes=32 tiempo=1m TTL=128
Estadísticas de ping para 10.57.171.90:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 0ms, Máximo = 0ms, Media = 0ms
C:\Users\usuario>ping 10.57.171.50

Haciendo ping a 10.57.171.50 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.57.171.50: bytes=32 tiempo=1ms TTL=60
Respuesta desde 10.57.171.50: bytes=32 tiempo=1m TTL=60
Respuesta desde 10.57.171.50: bytes=32 tiempo=1m TTL=60
Respuesta desde 10.57.171.50: bytes=32 tiempo=1ms TTL=60
Estadísticas de ping para 10.57.171.50:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 0ms, Máximo = 1ms, Media = 0ms
C:\Users\usuario>ping 10.57.171.51

Haciendo ping a 10.57.171.51 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.57.171.51: bytes=32 tiempo=1ms TTL=60
Respuesta desde 10.57.171.51: bytes=32 tiempo=1m TTL=60
Respuesta desde 10.57.171.51: bytes=32 tiempo=1ms TTL=60
Respuesta desde 10.57.171.51: bytes=32 tiempo=1ms TTL=60
Estadísticas de ping para 10.57.171.51:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 0ms, Máximo = 1ms, Media = 0ms
C:\Users\usuario>ping 10.57.171.52

Haciendo ping a 10.57.171.52 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.57.171.52: bytes=32 tiempo=1ms TTL=60
Respuesta desde 10.57.171.52: bytes=32 tiempo=1m TTL=60
Respuesta desde 10.57.171.52: bytes=32 tiempo=1m TTL=60
Respuesta desde 10.57.171.52: bytes=32 tiempo=1m TTL=60
Estadísticas de ping para 10.57.171.52:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 0ms, Máximo = 1ms, Media = 0ms
C:\Users\usuario>

```

Figura 5.12: Verificación de Ping respecto a la arquitectura de anillo, entre los dispositivos de una subestación

Fuente: Autor.

Se realizaron las actividades necesarias para dar paso a pruebas de verificación de la lógica que se implementó en la parametrización de cada uno de los dispositivos, teniendo en cuenta la zona en que se encontraba la subestación.

5.4 Pruebas de Teleprotección piloto

Se inicia el plan de pruebas propuesto para la puesta en marcha del esquema de teleprotección piloto, la cual consiste en la verificación de señales asociadas a la zona de protección principal 1.

5.4.1 Señales desde el reconectador JAC RM 17 Jacana Pozos para el reconectador JAC RM 01

Montaje realizado para las pruebas:

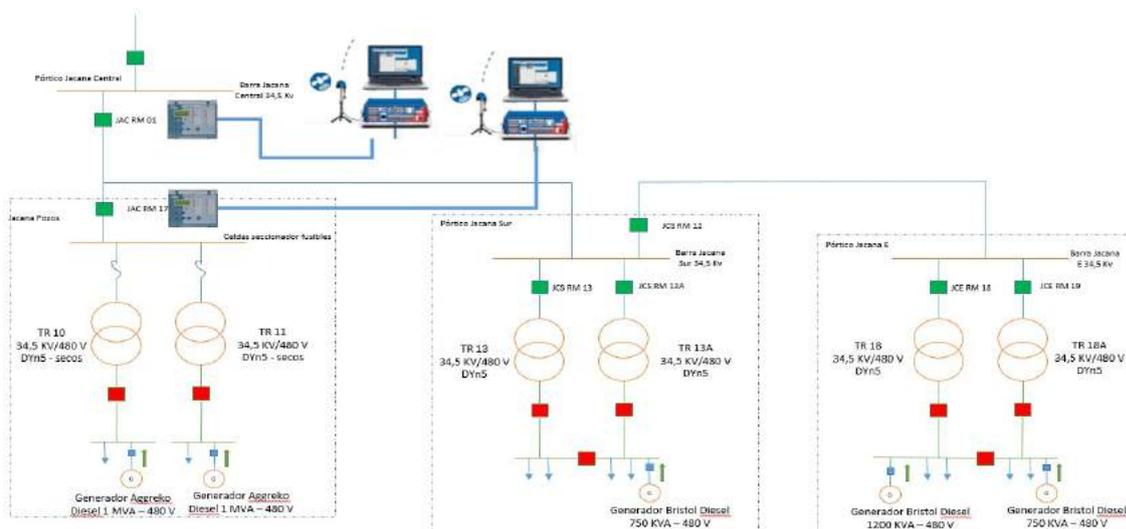


Figura 5.13: Montaje para pruebas desde JAC RM 17 Jacana Pozos para JAC RM 01

Fuente: Autor.

Señales a verificar:

- Mensaje Goose con falla de sobre corriente en dirección Forward fase.
- Mensaje Goose con falla de sobre corriente en dirección Forward tierra.
- Mensaje Goose sin arranque de sobrecorriente en Reverse fases.

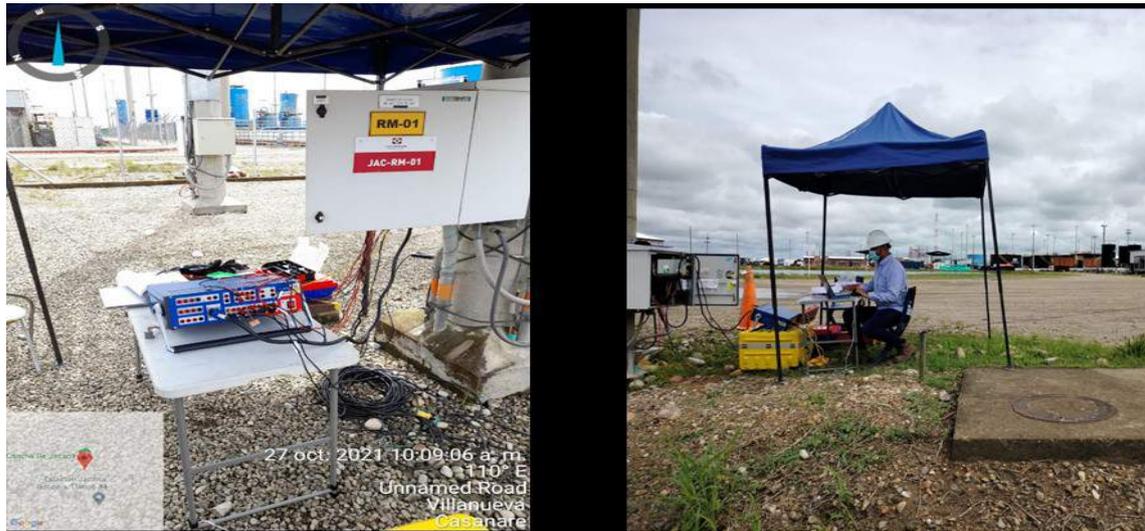


Figura 5.14: Inyecciones desde JAC RM 01 y desde JAC RM 17 Pozos

Fuente: Autor.

Se iniciaron inyecciones desde el reconectador JAC RM 17 Pozos para el reconectador JAC RM 01, Se verifico que hay un problema de conectividad entre estos dos puntos, por lo tanto, no se pudo verificar las señales que se tenían previstas para esta zona de protección.

5.4.2 Señales desde el reconectador JCE RM 18 TR 18 Jacana E para el reconectador JCS RM 01.

Montaje realizado para las pruebas:

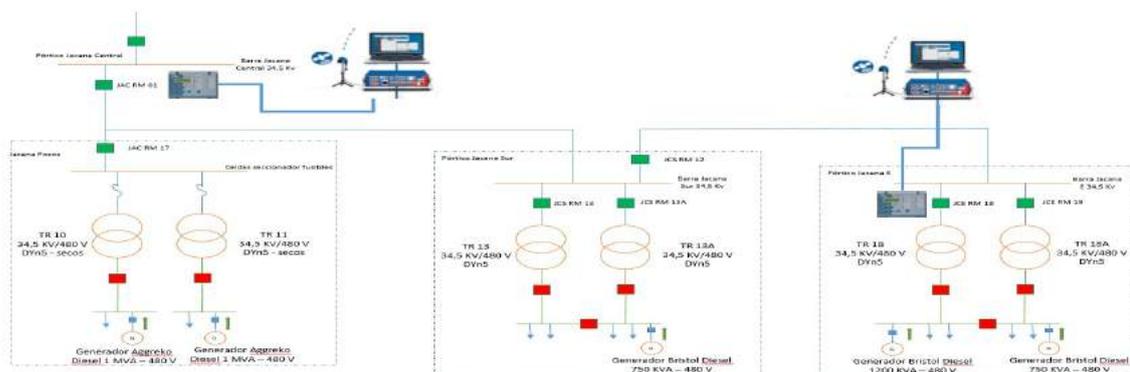


Figura 5.15: Montaje para pruebas desde JCE RM 18 TR 18 para JAC RM 01

Fuente: Autor.



Figura 5.16: Inyecciones desde JAC RM 01 y desde JCE RM 18

Fuente: Autor.

Las señales que se verificaron son las siguientes:

- Mensaje Goose con falla de sobre corriente en dirección Forward fase.

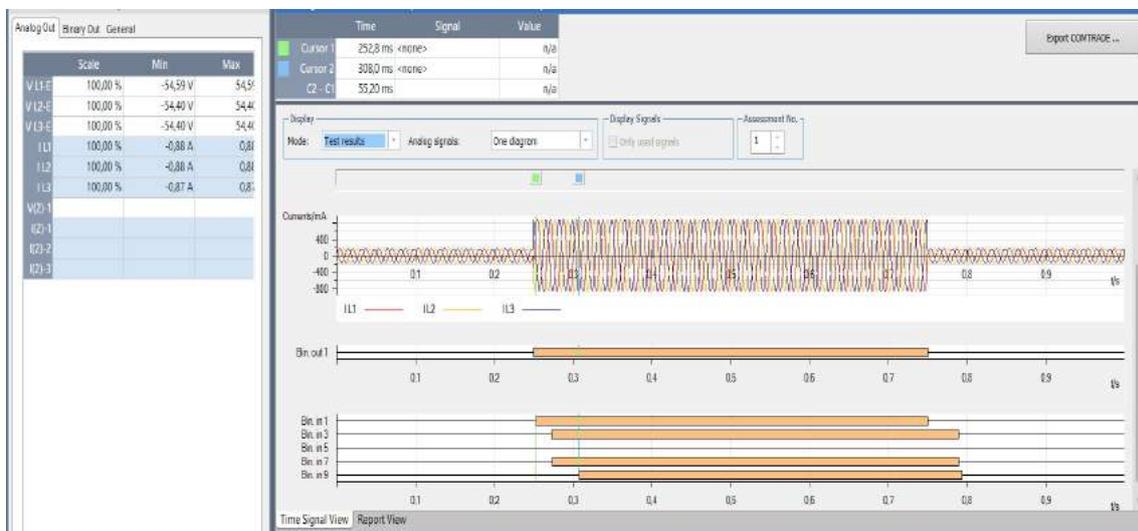


Figura 5.17: Registro de actuación Forward fase.

Fuente: Autor.

Dando como referencias:

- Bin. in 1 como Start

- Bin. in 3 como Fwd Dir
- Bin. in 5 como Reverse Dir
- Bin. in 7 como Disp TT
- Bin. in 9 como Bloqueo TT

		Protocolo de verificación de lógicas						
IED	Actividad	Evaluación	Estampa de tiempo del rele de protección	Estampa de tiempo del rele de protección JCS RM 12	Estampa de tiempo del rele de protección JAC RM 01	Diferencia de tipo en ms entre inicio y activación de la lógica de forward	Diferencia de tiempo en mS entre inicio y activación de lógica bloqueo JAC RM 01	Observaciones
JCE RM 18	Reproducción del archivo de falla para falla tipo fases en dirección reverse	Activación de la lógica para detección de falla en dirección reverse y tiempo de retardo entre el inicio de la inyección y la activación de la lógica	15:26:01.495	15:26:01.415	15:26:01.805	21.10 ms	55.20 ms	Se propone en darle un retraso al tiempo de actuación del Disp TT, con el fin de validar la lógica del Bloqueo TT.

Figura 5.18: Tiempos de validación.

Fuente: Autor.

Se continua con el plan de pruebas prepuesto para la puesta en marcha del esquema de teleproeccion pito, la consiste en la verificación de señales asociadas a la zona de protección principal 1.

5.4.3 Señales desde el reconectador JCE RM 19 TR 18A Jacana E para el reconectador JCS RM 01.

Montaje realizado para las pruebas:

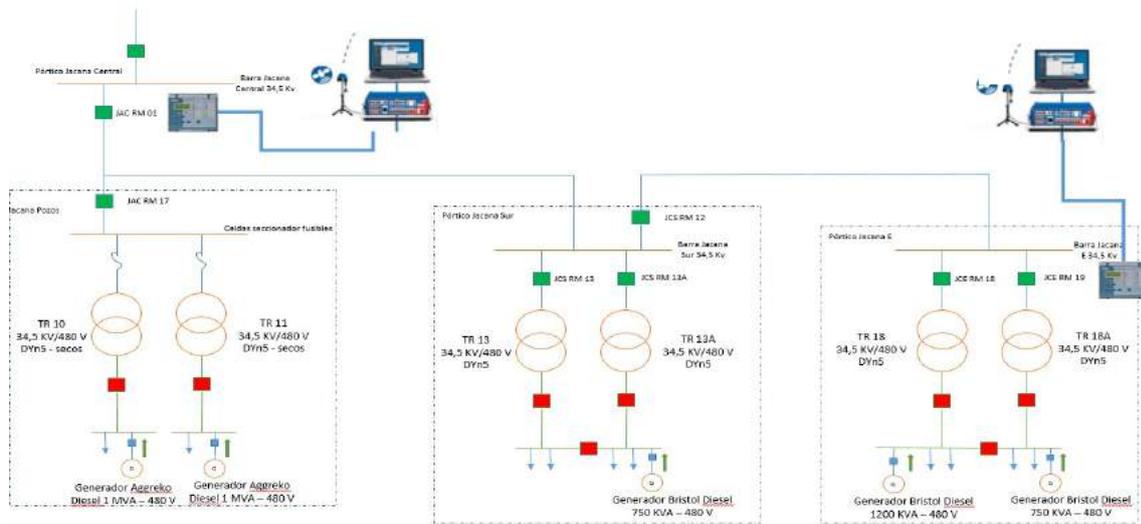


Figura 5.19: Montaje para pruebas desde JCE RM 19 TR 18A para JAC RM 01.

Fuente: Autor.



Figura 5.20: Inyecciones desde JAC RM 01 y desde JCE RM 19

Fuente: Autor.

Las señales que se verificaron son las siguientes:

- Mensaje Goose con falla de sobre corriente en dirección Forward fase.
- Mensaje Goose con falla de sobre corriente en dirección Forward tierra.

- Mensaje Goose sin arranque de sobrecorriente en Reverse fases.

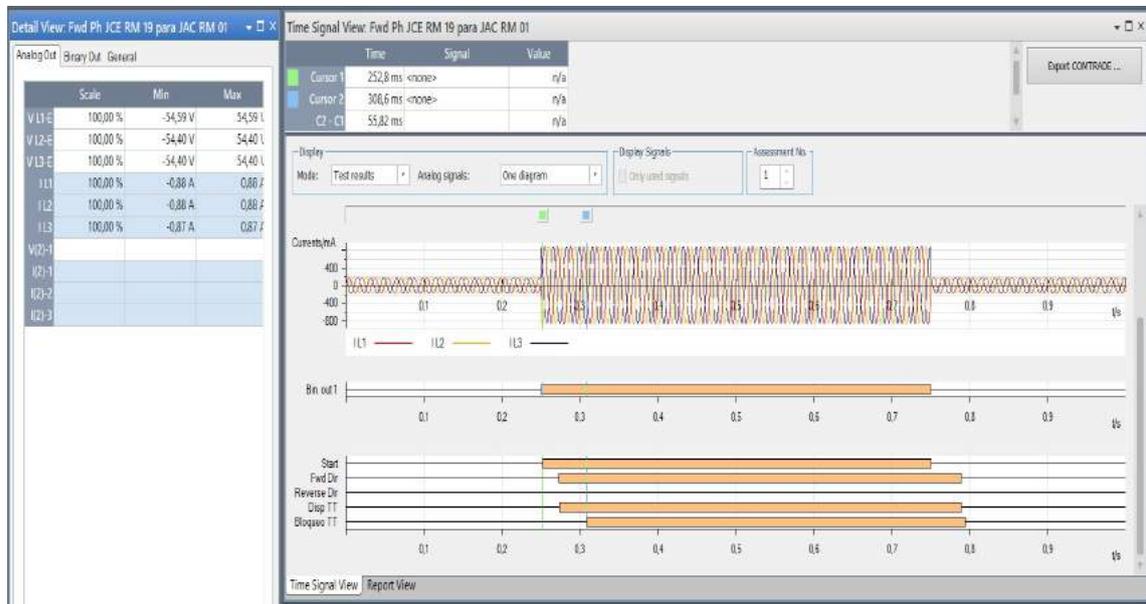


Figura 5.21: falla de sobre corriente en dirección Forward fase

Fuente: Autor.

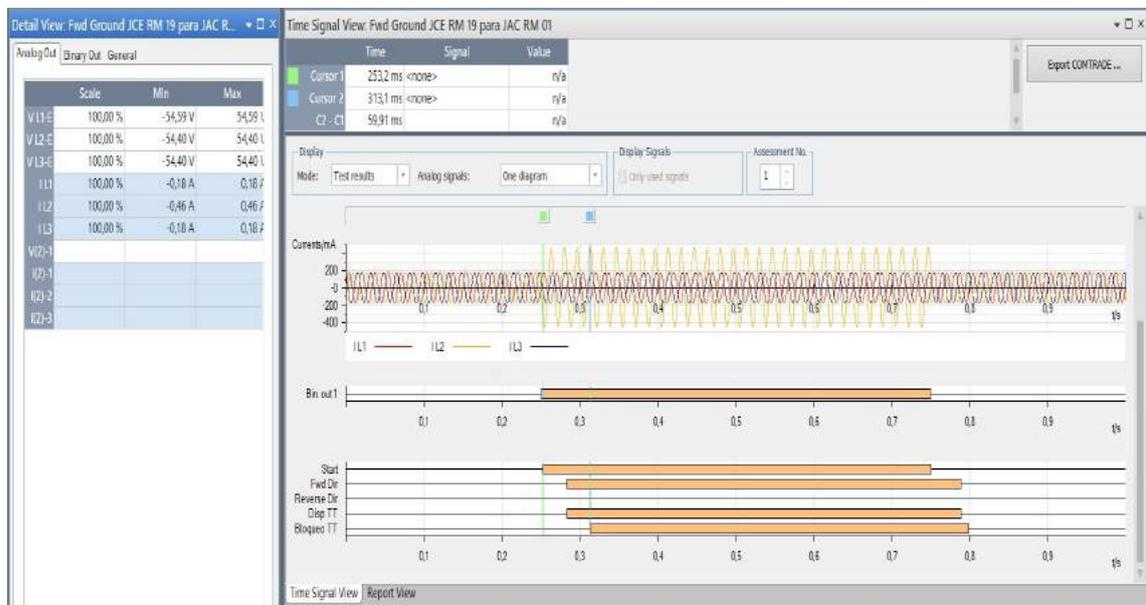


Figura 5.22: falla de sobre corriente en dirección Forward tierra.

Fuente: Autor.

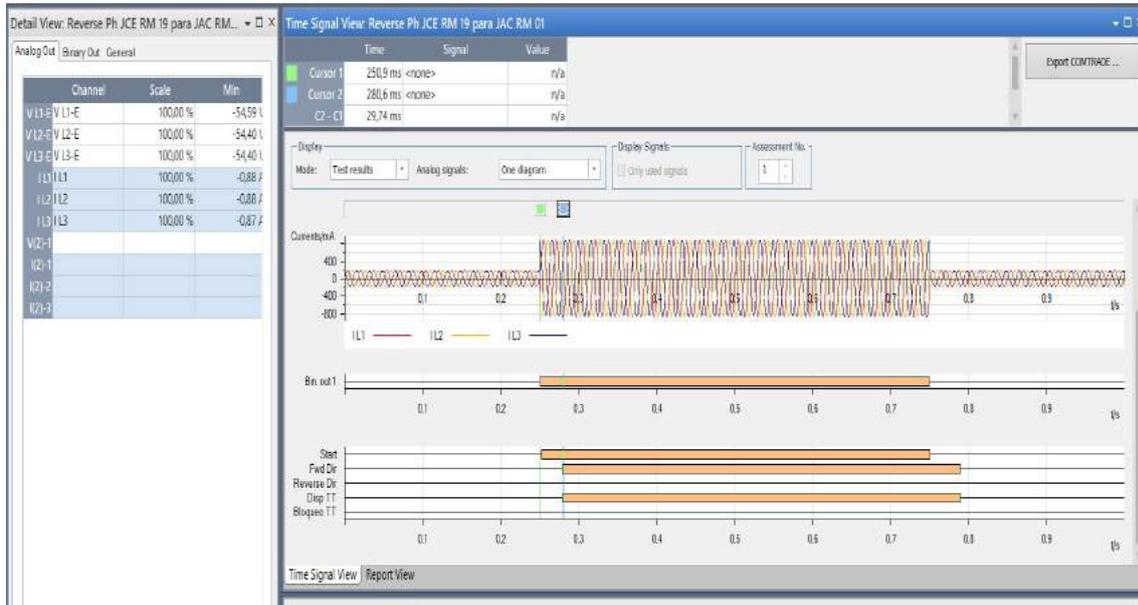


Figura 5.23: sin arranque de sobrecorriente en Reverse fases
Fuente: Autor.

		Protocolo de verificación de lógicas						
IED	Actividad	Evaluacion	Estampa de tiempo del rele de proteccion	Estampa de tiempo del rele de proteccion JCS RM 12	Estampa de tiempo del rele de proteccion JAC RM 01	Diferencia de tipo en ms entre inicio y activacion de la logica de forward	Diferencia de tiempo en ms entre inicio y activacion de logica bloqueo JAC RM 01	Observaciones
JCE RM 19	Reproducción del archivo de falla para falla tipo fases en direccion forward	Activacion de la logica para deteccion de falla en direccion forward y tiempo de retardo entre el inicio de la inyeccion y la activacion de la logica	08:41:00.295	08:41:02.225	08:41:01.685	20.24 ms	59.24 ms	Se propone en darle un retraso al tiempo de actuación del Disp TT, con el fin de validar la lógica del Bloqueo TT.
JCE RM 19	Reproducción del archivo de falla para falla tipo fase a tierra en direccion forward	Activacion de la logica para deteccion de falla en direccion forward y tiempo de retardo entre el inicio de la inyeccion y la activacion de la logica	08:37:02.470	08:37:01.540	08:37:02.480	29.74 ms	62.63 ms	Se propone en darle un retraso al tiempo de actuación del Disp TT, con el fin de validar la lógica del Bloqueo TT.
JCE RM 19	Reproducción del archivo de falla para falla tipo fases en direccion reverse	Activacion de la logica para deteccion de falla en direccion reverse y tiempo de retardo entre el inicio de la inyeccion y la activacion de la logica	08:44:00.280	08:44:01.985	08:44:01.395	29.74 ms		

Figura 5.24: Tiempos de validación
Fuente: Autor.

5.4.4 Señales desde el reconectador JCS RM 13 TR 13 Jacana Sur para el reconectador JCS RM 01.

Montaje realizado para las pruebas:

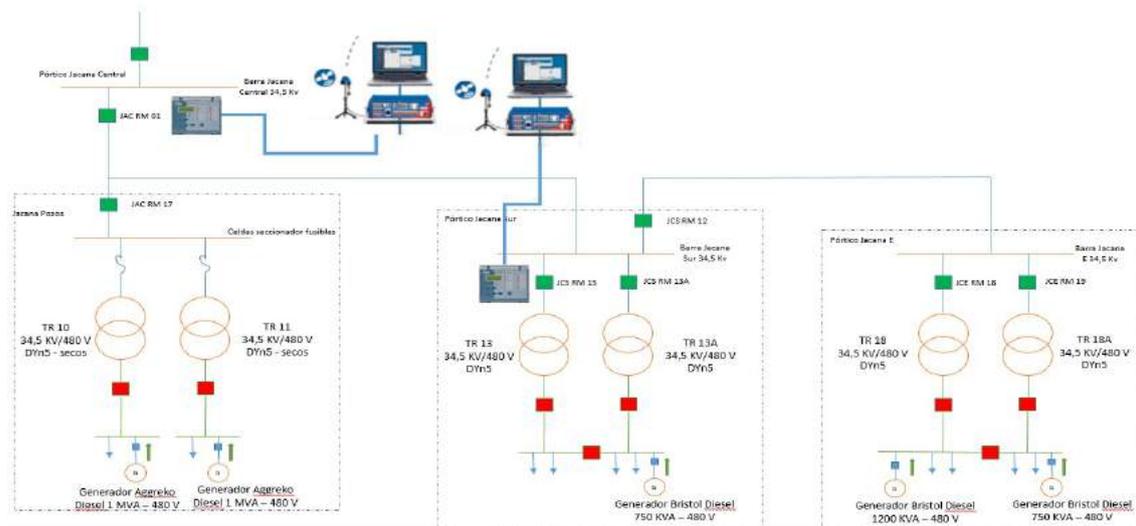


Figura 5.25: Montaje de pruebas desde JCS RM 13 TR 13 Jacana Sur para JAC RM 01

Fuente: Autor.



Figura 5.26: Inyecciones desde JAC RM 01 y desde JAC RM 13

Fuente: Autor.

Las señales que se verificaron son las siguientes:

- Mensaje Goose con falla de sobre corriente en dirección Forward fase.
- Mensaje Goose con falla de sobre corriente en dirección Forward tierra.
- Mensaje Goose sin arranque de sobrecorriente en Reverse fases.

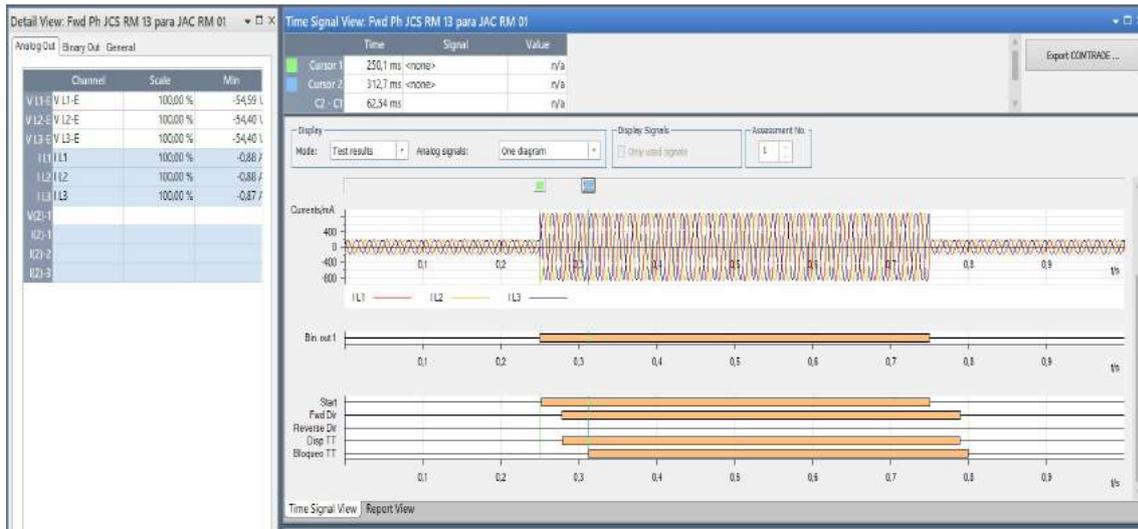


Figura 5.27: falla de sobre corriente en dirección Forward fase.

Fuente: Autor.

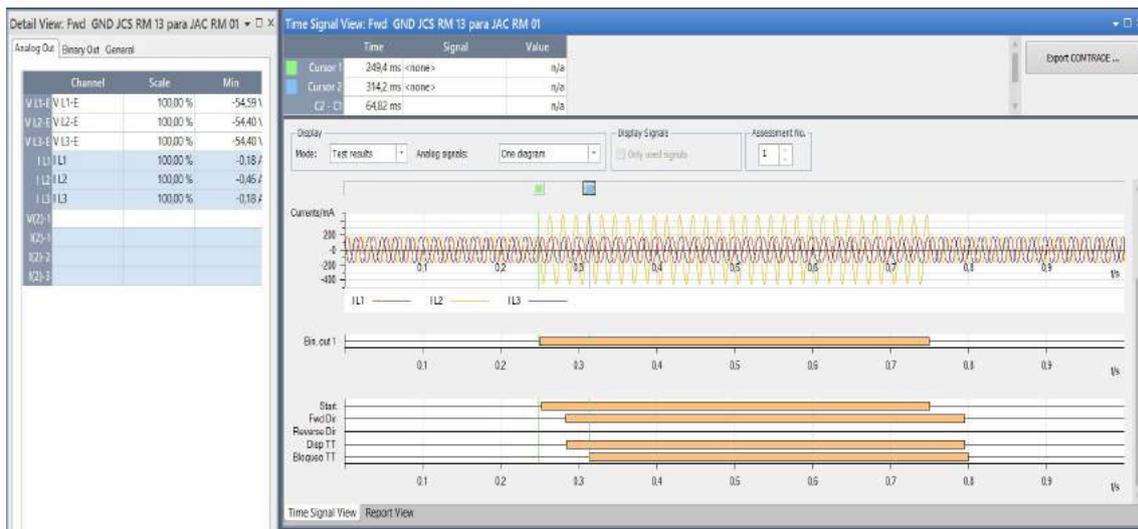


Figura 5.28: falla de sobre corriente en dirección Forward tierra.

Fuente: Autor.

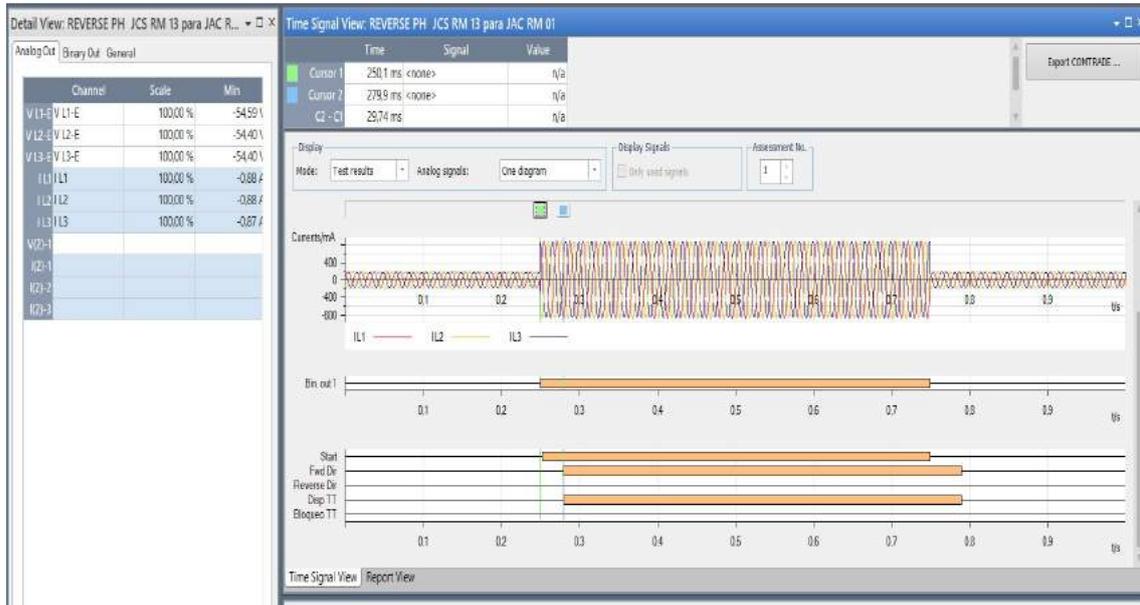


Figura 5.29: sin arranque de sobre corriente en Reverse fases.

Fuente: Autor.

		Protocolo de verificación de lógicas						
IED	Actividad	Evaluación	Estampa de tiempo del rele de protección	Estampa de tiempo del rele de protección JCS RM 12	Estampa de tiempo del rele de protección JAC RM 01	Diferencia de tipo en ms entre inicio y activación de la lógica de forward	Diferencia de tiempo en ms entre inicio y activación de lógica bloqueo JAC RM 01	Observaciones
JCS RM 13	Reproducción del archivo de falla para falla tipo fases en dirección forward	Activación de la lógica para detección de falla en dirección forward y tiempo de retardo entre el inicio de la inyección y la activación de la lógica	14:49:01.885	-----	14:49:00.300	29.74 ms	62.54 ms	Se propone en darle un retraso al tiempo de actuación del Disp TT, con el fin de validar la lógica del Bloqueo TT.
JCS RM 13	Reproducción del archivo de falla para falla tipo fase a tierra en dirección forward	Activación de la lógica para detección de falla en dirección forward y tiempo de retardo entre el inicio de la inyección y la activación de la lógica	14:51:01.890	-----	14:51:00.300	34.33 ms	64.82ms	Se propone en darle un retraso al tiempo de actuación del Disp TT, con el fin de validar la lógica del Bloqueo TT.
JCS RM 13	Reproducción del archivo de falla para falla tipo fases en dirección reverse	Activación de la lógica para detección de falla en dirección reverse y tiempo de retardo entre el inicio de la inyección y la activación de la lógica	14:53:01.605	-----	14:53:00.265	29.74 ms		

Figura 5.30: Tiempos de validación.

Fuente: Autor.

5.4.5 Señales desde el reconectador JAC RM 01 Salida Jacana Sur para el reconectador JCS RM 12.

Montaje realizado para las pruebas:

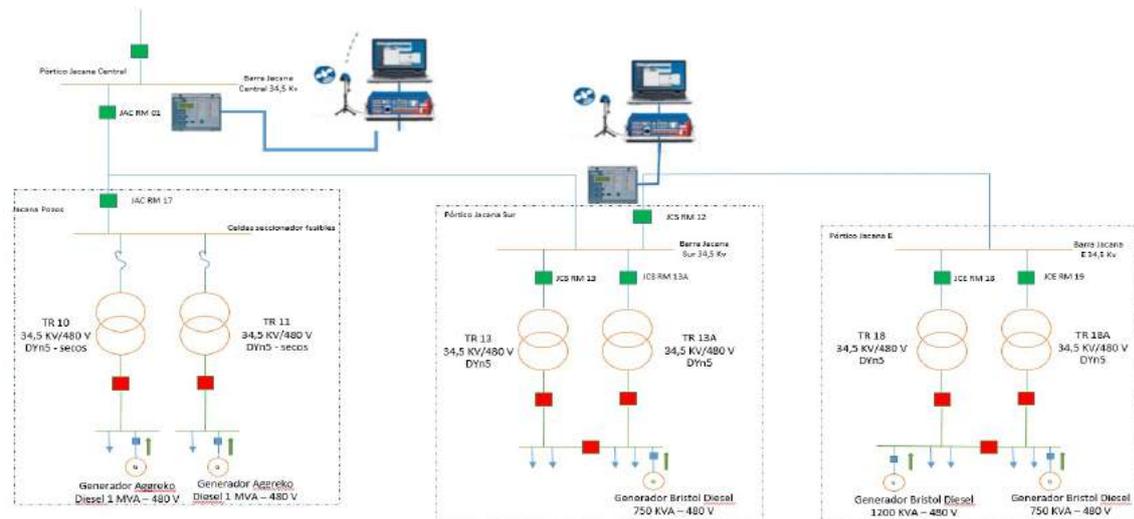


Figura 5.31: Montaje para las pruebas desde JAC RM 01 para JCS RM 12

Fuente: Autor.



Figura 5.32: Inyecciones desde JAC RM 01 y desde JCS RM 12

Fuente: Autor.

Las señales que se verificaron son las siguientes:

- Mensaje Goose con falla de sobre corriente en dirección Forward fase.
- Mensaje Goose con falla de sobre corriente en dirección Forward tierra.
- Mensaje Goose sin arranque de sobrecorriente en Reverse fases.

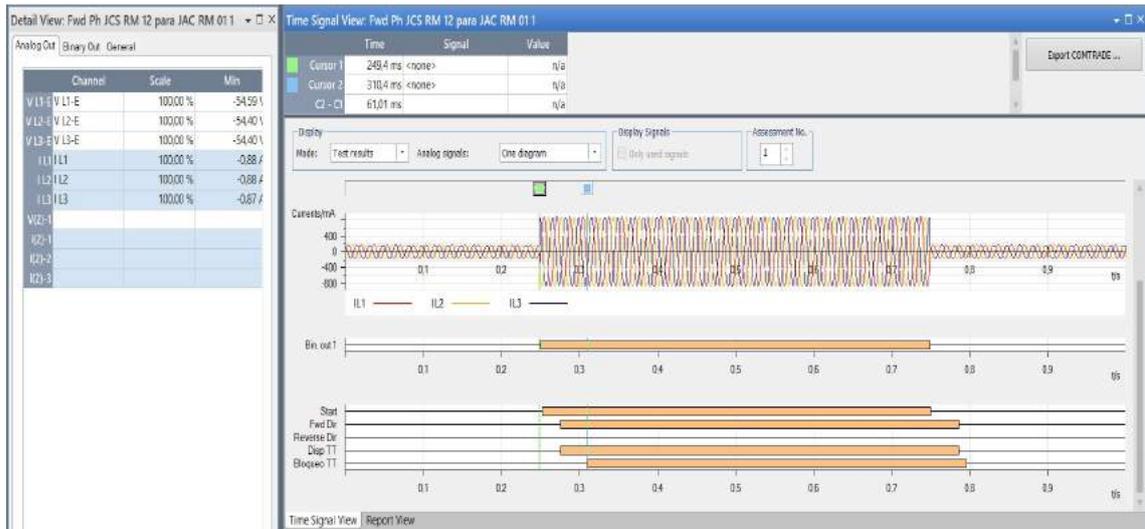


Figura 5.33: falla de sobre corriente en dirección Forward fase

Fuente: Autor.

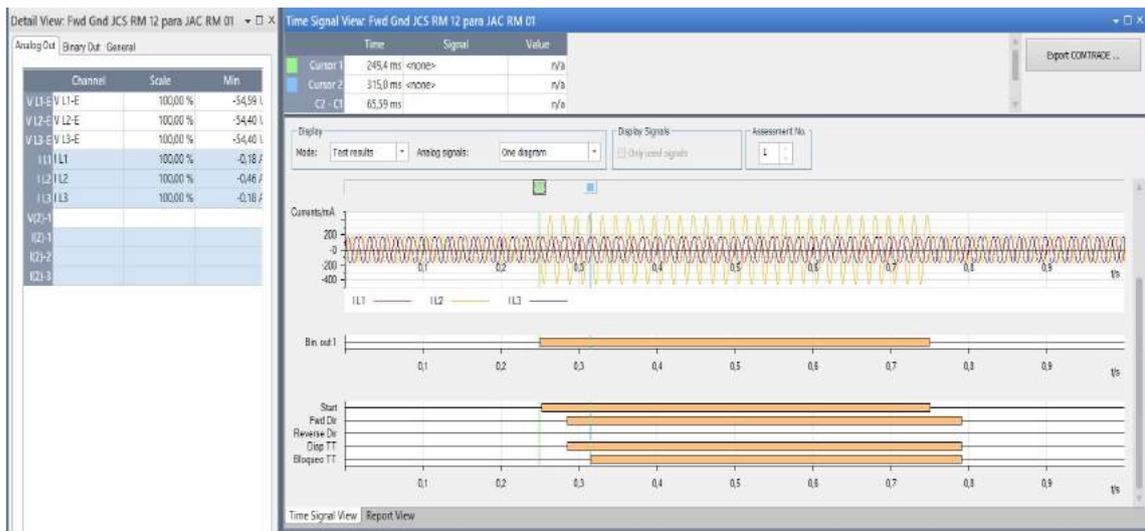


Figura 5.34: falla de sobre corriente en dirección Forward tierra

Fuente: Autor.

		Protocolo de verificación de lógicas						
IED	Actividad	Evaluación	Estampa de tiempo del rele de protección	Estampa de tiempo del rele de protección JCS RM 12	Estampa de tiempo del rele de protección JAC RM 01	Diferencia de tipo en ms entre inicio y activación de la logica de forward	Diferencia de tiempo en ms entre inicio y activación de logica bloqueo JAC RM 01	Observaciones
JCS RM 12	Reproducción del archivo de falla para Falla tipo fases en direccion forward	Activación de la logica para detección de falla en direccion forward y tiempo de retardo entre el inicio de la inyeccion y la activación de la logica	10:35:01.325	-----	10:35:01.805	25.17 ms	59.48ms	Se propone en darle un retraso al tiempo de actuación del Disp TT, con el fin de validar la lógica del Bloqueo TT.
JCS RM 12	Reproducción del archivo de falla para falla tipo fase a tierra en direccion forward	Activación de la logica para detección de falla en direccion forward y tiempo de retardo entre el inicio de la inyeccion y la activación de la logica	11:42:02.085	-----	11:42:01.510	34.32 ms	64.06ms	Se propone en darle un retraso al tiempo de actuación del Disp TT, con el fin de validar la lógica del Bloqueo TT.
JCS RM 12	Reproducción del archivo de falla para Falla tipo fases en direccion reverse	Activación de la logica para detección de falla en direccion reverse y tiempo de retardo entre el inicio de la inyeccion y la activación de la logica	11:45:01.850	-----	11:45:01.270	27.45 ms		

Figura 5.35: Tiempos de validación.

Fuente: Autor.

6 Conclusiones

- La topología actual del sistema eléctrico de Geopark está compuesto con líneas cortas y de diferentes centros de generación, sumando a la necesidad del ingreso de unidades diésel en diferentes nodos del sistema como Jacana Central, Jacana Sur, Jacana E y Tigana A por lo cual no es posible obtener completa selectividad en un sistema que se caracteriza por tener diferentes fuentes intermedias aportando (corriente, potencia) simultáneamente desde varios nodos. Es por esto, que en estos sistemas se requeriría que se empleen protecciones absolutamente selectivas como las diferenciales de hilo piloto, diferenciales de línea o comparación de fases dejando el relé de sobrecorriente como un respaldo; este tipo de soluciones requieren de unas inversiones adicionales, el esquema de teleprotección proporciona una solución con tiempos de actuación moderadamente satisfactorios y permitiría realizar un aporte significativo a la selectividad de las fallas que se puedan presentar en el sistema de distribución eléctrico y además disminuir los efectos transitorios y sub transitorio por la ocurrencia de una falla.
- Una de las ventajas del proyecto de teleprotección es el poder identificar las fallas y detectar el origen por medio de la direccionalidad de fallas de sobrecorriente que se implementa en las parametrizaciones de los relés de protección, de tal manera que al actuar durante una eventualidad pueda proceder mediante la lógica que tenga presente la zona. Por otra parte la teleproteccion que se implementó en jacana fue de gran importancia ya que se ayudó en la protección de las líneas de transmisión en caso de presentarse algún evento de falla.
- Es de gran importancia que los equipos "CMC 356" estén sincronizados con el reloj patrón para tener mayor efectividad a la hora de realizar las pruebas de teleprotección piloto. Así mismo se recomienda que la comunicación entre estos dispositivos se encuentre en conectividad constante para verificar el correcto funcionamiento del proyecto.
- Se recomienda que la comunicación entre el tramo de jacana central y jacana pozos sea continua, ya que al presentarse discontinua en la comunicación no se logra realizar la verificación de la lógica que se implementó al proyecto IEC 61850.
- El estado actual de la comunicación e infraestructura de comunicaciones del bloque llanos 34 facilita la implementación de este tipo de soluciones ya que se cuenta con cerca del 97 por ciento de las comunicaciones en fibra óptica.

- Los escenarios futuros traen solución para el circuito de jacana, por ellos es importante la configuración de los anillos para los dispositivos, ya que los escenarios para las protecciones por sobre corriente se vuelven más complejos y se pone en riesgo la selectividad de las protecciones.
 - Unos de los principales propósitos en los relés de protección está radicado en su facilidad de comunicación remota con los mismos a través de la interfaz de comunicación por fibra óptica.
 - Una de la limitantes que se presentaban a la hora de realizar las pruebas en campo era el clima, ya que este afectaba a los equipos con lo que se trabajaba. Por otra parte, se demostró que la operación correcta del esquema de teleprotección piloto mediante pruebas funcionales realizadas en campo dio resultados satisfactorios a la hora de actuación de cada uno de los dispositivos.
 - Las Prácticas empresariales son una experiencia muy significativa para nuestra vida profesional, esta nos ayuda a tener un espacio de crecimientos intelectual y personal donde podemos poner en práctica la formación adquirida académicamente dándole un enfoque empresarial.
-

Bibliografía

- [1] IUCIA FARAY BARRANTES PINELA. Diseño de sistemas de protección y control de subestaciones eléctricas.
- [2] E.Campero N. Bratu. Instalaciones electricas conceptos basicos y diseño- 2a. edición.
- [3] CARLOS FELIPE RAMIRES. Subestaciones de alta y extra alta tension 2° edicion, 1991.
- [4] DANIEL E. NORDELL. Substation communication history and practice. ieeepes da, 2008.
- [5] JAMES W. EBRECHT. Teleprotection schemes and equipment. young power equipment.scottsdale az, 2012.
- [6] Albert Margarit Villarrubia y Alberto Romero Espín. Diseño e implementación de una red de comunicaciones entre subestaciones eléctricas. febrero 2009.
- [7] WANG YAOYU. SHAHIDEHPOUR, MOHAMMAD. Communication and control in electric power systems: Applications of parallel and distributed processing john wiley sons, 2004.
- [8] COLOMBIA INTELIGENTE. Programacion evento: Taller de capacitacion "fundamentos de smart grids" - uml - estandar iec 61850, 2010.
- [9] Consultoria e Ingenieria Electrica. Filosofia de operacion teleproteccion.
- [10] OSCAR EDGARDO ARIAS CABEZA. La seguridad electrica en subestaciones , 2009.
- [11] Siemens. Siemens energy automation and smart grid.url: www.directindustry.es/prod/siemens-energy-automation-and-smart-grid.html, .
- [12] Siemens. Reydispmanager.url:www.siemens.de/reypdispmanager, .
- [13] RALPH MACKIEWICZ. Technical overview and benefits of the iec 61850 standard, 2004.
- [14] OMICRON. Cmc 356 la unidad universal de prueba de relés y de puesta en servicio.url:<https://www.omicronenergy.com/es/productos/cmc-356/>, .

- [15] OMICRON. Test universe potente software de pc para pruebas avanzadas en secundario.url:<https://www.omicronenergy.com/es/productos/test-universe/>, .
 - [16] OMICRON. Cmgps 588 "referencia de tiempo controlada por gps".url:<https://www.omicronenergy.com/es/productos/cmgps-588/>, .
 - [17] JORGE GUEVARA JOSÉ BERNAL, NILSON RUÍZ. Aplicación del estándar iec 61850 en los sistemas de protecciones y mediciones eléctricas en subestaciones de alta tensión. agosto 2017.
 - [18] MINISTERIO DE TRABAJO. Resolucion 5018, 2019. url:<https://safetya.co/normatividad/resolucion-5018-de-2019/a1>.
 - [19] J.DOMIN THOMAS J. DOMIN T. BLACKBURN, LEWIS. protective relaying principles and applications. crc press. tercera edicion, 2006.
 - [20] DIGITAL BLOND. Inc.iec 61850. wordpress atahualpa, 2012.
-