



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN FASE I

**COMPARACIÓN DE DOS RELÉS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS USANDO
EQUIPO DE PRUEBAS**

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO

INGENIERO EN MECATRÓNICA

PRESENTADO POR:

212141028 ELMIN EDAN MEJÍA FLORES

ASESOR: ING. ALICIA MARÍA REYES DUKE

CAMPUS SAN PEDRO SULA; JULIO, 2021

DEDICATORIA

Dedico este trabajo primeramente a Dios, por haber permitido llegar hasta este momento tan importante en mi formación personal y porque siempre ha estado presente en mi caminar como guía, bendiciéndome y dándome fuerzas para continuar cada día.

A mis padres, Elmin Mejía Martínez y Alba Flores, por su amor y confianza que también permitieron que logre culminar una etapa en mi vida profesional. Por su apoyo incondicional, que a pesar de las adversidades que se presentaron nunca me dieron la espalda y siempre estuvieron motivándome. Ustedes son mi mayor inspiración.

A mis hermanos, Jamil, Andrea y Amy, por su apoyo y confianza. He aprendido mucho de ustedes y porque siempre estuvieron pendientes.

A Mariela quien me apoyó y alentó en estos últimos años.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a:

Sarahy Muñoz por el apoyo brindado en la presente investigación.

Ing. Alicia Reyes por contribuir en la realización del proyecto de investigación.

Todos los docentes de UNITEC por los conocimientos brindados a lo largo de mi carrera profesional.

EPÍGRAFE

"Nuestra recompensa se encuentra en el esfuerzo y no en el resultado. Un esfuerzo total es una victoria completa."

-Mahatma Gandhi

RESUMEN EJECUTIVO

Los relés de protecciones son un componente importante para el funcionamiento adecuado de los sistemas e instalaciones eléctricas a cualquier nivel. Durante la vida útil de los equipos de protección, se debe analizar y evaluar el desempeño operativo de los sistemas de protección, tales análisis permiten detectar errores, desviaciones y anomalías de funcionamiento de los equipos de protección, sin embargo, el escenario de evaluación y de conocimiento del desempeño del relevador debería anticiparse a las operaciones indeseadas y a la materialización de eventos o resultados no esperados.

Para la puesta en servicio de relés modernos, el desempeño del equipo debe ser el adecuado, para cumplir con esta condición, se requiere la realización de pruebas de diagnóstico en inyecciones secundarias para validar el desempeño previo a la instalación.

El resultado de un buen diagnóstico de los relés permite identificar las deficiencias o debilidades en el desempeño de las funciones de protección y la posible afectación a los equipos protegidos o al sistema de transmisión del cual hace parte la línea o subestación que tiene deficiencias en sus protecciones. La motivación primordial de la investigación fue la realización de un diagnóstico adecuado de relés de protecciones de diferentes fabricantes para identificar el riesgo de falla y la posibilidad de que el relevador opere en el tiempo establecido según el Código de Redes y la norma IEEE Std C37.91-2008. Para la investigación se hizo uso de dos maletas de inyecciones secundarias tal como la ISA DRTS 66 y la Omicron 356.

El alcance de la investigación incluye la definición de varios parámetros para la acotación de los posibles escenarios de pruebas. También hace parte de la investigación la definición de las funciones a probar, haciendo referencia al esquema de protección de líneas de transmisión. Se describe el método de pruebas y se da una definición de las anomalías para las funciones a probar y un método para calificación del desempeño del relé bajo prueba.

Palabras claves: Relevadores de Protección, Tiempo de respuesta, pruebas de diagnóstico

ABSTRACT

The protection relays are an important component for the correct operation of electrical systems and installations at any level. During the useful life of the protection equipment, the operational performance of the protection systems must be analyzed and evaluated, such analyzes allow detecting errors, deviations and operating anomalies of the protection equipment, however, the evaluation and knowledge of the relay's performance should anticipate unwanted operations and the materialization of unexpected events or results.

For the commissioning of modern relays, the performance of the equipment must be the adequate, to meet this condition; it is required to carry out diagnostic tests on secondary injections to validate the performance prior installation.

The result of a good diagnosis of the protection relays makes it possible to identify deficiencies or weakness in the performance of the protection functions and the possible impact on the protected equipment or the transmission system of which the line or substation that has deficiencies in its protections. The primary motivation for the investigation was to be able to carry out an adequate diagnosis of protection relays from different manufacturers to identify the risk of failure and the possibility that the relay operates in the time established according to the Network Code and the IEEE Std C37 Standard 91-2008. In the investigation, we used two equipment of secondary injection as ISA DRTS 66 and Omicron 356.

The scope of the present investigation includes the definition of several parameters for the delimitation of the possible scenario tests. The definition of the functions to be tested is also part of the investigation, referring to the transmission line protection scheme. It is described a test method, a definition of the anomalies for the functions to be tested and a method for qualifying the performance of the relay under test is given.

Keywords: Protection relays, response time, diagnostic test

ÍNDICE DE CONTENIDO

I.	Introducción.....	1
II.	Planteamiento del Problema.....	3
2.1	Precedentes del Problema	3
2.2	Definición del Problema.....	4
2.3	Justificación	4
2.4	Preguntas de Investigación	5
2.5	Objetivos.....	6
2.5.1	Objetivo General.....	6
2.5.2	Objetivos Específicos	6
III.	Marco Teórico.....	7
3.1	Impacto de los Relés de Protección en la Operación de los Sistemas de Potencia.....	7
3.1.1	Condiciones Anormales de Servicio	7
3.2	Selectividad del Sistema de Protecciones	8
3.3	Características Funcionales de los Relevadores.....	8
3.3.1	Fiabilidad.....	8
3.3.2	Seguridad	9
3.3.3	Selectividad.....	9
3.3.4	Velocidad de Reacción	10
3.3.5	Interoperabilidad	11
3.4	Funcionamiento de los Relevadores de Protección	11

3.5	Esquema General de Pruebas	12
3.5.1	Descripción del Esquema de Pruebas.....	13
3.6	Estructura de un Sistema de Potencia.....	14
3.6.1	Protecciones Primarias	14
3.6.2	Protecciones de Respaldo.....	15
3.6	Elementos de un Equipo de Protección.....	15
3.6.1	Batería de Alimentación.....	16
3.6.2	Transformadores de Medida de Protección.....	17
3.6.3	Relé de Protección	19
3.6.4	Interruptor Automático	21
3.7	Protección de Corriente de Secuencia de Fase Positiva, Negativa y Cero.....	22
IV.	Metodología.....	26
4.1	Hipótesis	26
4.1.1	Hipótesis	26
4.2	Enfoque	26
4.3	Alcance.....	27
4.4	Variables de Investigación.....	27
4.5	Técnicas e Instrumentación	28
4.5.1	Técnicas Aplicadas	28
4.5.2	Instrumentos Aplicados	29
4.6	Metodología de Estudio.....	30
4.6.1	Conformación de archivos digitales de las pruebas.....	31

4.6.2	Selección de escenario de prueba	32
4.6.3	Modelos de falla a inyectar.....	33
4.6.4	Funciones Evaluables en la Protecciones de Línea	34
4.6.5	Ajuste de Protecciones.....	38
4.7	Cronograma de Actividades	45
V.	Análisis y Resultados.....	47
5.1	Protección 67N: Sobre intensidad Direccional	47
5.2	Protección 50/51P: Sobre corriente de Fase	49
5.3	Protección 59: Sobre Tensión.....	51
5.4	Apertura de Fases en un Interruptor de Potencia	53
5.5	Ventajas y Desventajas de relés SEL y ABB	54
VI.	Conclusiones	56
VII.	RECOMENDACIONES.....	57
	ANEXOS	58
	Bibliografía.....	59

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Relevadores más usados en Honduras	5
Ilustración 2-Interruptores que operaron de acuerdo a su área de vigilancia	10
Ilustración 3- Funcionamiento de los relés de protección	12
Ilustración 4- Esquema general de pruebas en relés de protecciones.....	12
Ilustración 5- Zonas a proteger de un relevador	14
Ilustración 6- Banco de Baterías en una Subestación Eléctrica	16
Ilustración 7- Diseño de un transformador de corriente	19
Ilustración 8- Relé de Protección de Diferencial de Línea	21
Ilustración 9- Interruptor de potencia de alta tensión.....	22
Ilustración 10- Descripción del alcance	27
Ilustración 11- Variables dependientes e independientes	28
Ilustración 12- Esquema del proceso de pruebas	30
Ilustración 13- Tipos de fallas a inyectar.....	33
Ilustración 14- Localización de la falla a inyectar.....	34
Ilustración 15- Esquema POTT	38
Ilustración 16- Curva de operación de relé sobre corriente instantánea	39
Ilustración 17- Curva de operación de relé sobre corriente temporizado	41
Ilustración 18- Implementación de Protección Diferencial.....	43
Ilustración 19- Cronograma de Actividades	46
Ilustración 20- Gráfica de inyección corriente con fuente ISA DRTS 66	48
Ilustración 21- Gráfica de inyección corriente con fuente Omicron 356	49

Ilustración 22- Gráfica de tiempo de respuesta con la maleta Omicron	52
Ilustración 23- Gráfica de tiempos de respuesta con la maleta ISA	53
Ilustración 24- Comparación de ABB y SEL.....	55

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Fallas de secuencia positiva, negativa y cero.....	25
Tabla 2- Registro de una inyección secundaria de una prueba	31
Tabla 3- Alternativas de las posibles combinaciones de las fallas a inyectar	32
Tabla 4- Tabla de curvas de la protección por sobrecorriente temporizada	40
Tabla 5- Inyección corriente con fuente ISA DRTS 66	47
Tabla 6- Inyección corriente con fuente Omicron 356.....	48
Tabla 7- Inyección corriente fase a fase con fuente ISA	50
Tabla 8- Inyección corriente fase a fase con fuente Omicron.....	50
Tabla 9- Inyección de tensión con la maleta Omicron	51
Tabla 10- Inyección de tensión con la maleta ISA.....	52
Tabla 11- Resultados de tiempo apertura con ISA.....	54
Tabla 12- Resultados de tiempo apertura con Omicron.....	54

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1- Ecuación matricial	23
Ecuación 2- Ecuación de corriente residual	24
Ecuación 3- Ecuación para calcular corriente nominal	44
Ecuación 4- Ecuación para calcular el tap del relé	44
Ecuación 5- Ecuación para tap secundario.....	44
Ecuación 6- Ecuación para calcular % error en tap.....	45

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1- Programación en relé SEL.....	58
Anexo 2- Programación en relé ABB	58

GLOSARIO

CVT = Transformador potencial capacitivo

SEP = Sistema Eléctrico de Potencia

TC = Transformador de Corriente

TP = Transformador potencial

I. INTRODUCCIÓN

Para la aplicación correcta de los relés de protección, es necesario conocer las características del relé, saber qué posibilidades funcionales tiene el equipo de protección, cuales son los requerimientos eléctricos para el buen desempeño del equipo, cuales son los rangos de detección de fallas, que zonas de ajuste permite, cuales son los valores mínimos y máximos de detección y lectura, que cantidad de elementos de ajuste tiene, conocer la funcionalidad de los algoritmos de protección con un nivel detallado suficiente para inferir su desempeño en su lugar de instalación.

Este trabajo se fundamenta en las faltas de evidencias y dificultades que se presentan en la adquisición y durante la operación de los relés instalados en los sistemas, se plantea la necesidad de conocer e identificar de forma oportuna el desempeño de los equipos previo a su instalación y puesta en servicio. Se presenta un procedimiento de pruebas para el diagnóstico de protecciones de línea donde se somete al relé a la mayor cantidad de escenarios posibles de funcionamiento, pronosticando el desempeño del relé de acuerdo con los resultados. Para calificar el desempeño del relé se propone un método en el cual se analizan sistemáticamente los resultados de acuerdo con los escenarios de evaluación y se pondera su probabilidad de ocurrencia, la calificación que resulte de las pruebas permite ponderar y cuantificar el riesgo de instalar este equipo en el sistema eléctrico.

A continuación, se presenta un desglose de los capítulos que conforma la presente tesis y una breve descripción.

En el Capítulo II se presentarán los antecedentes del problema, las preguntas de investigación y los objetivos que estaremos buscando para el proyecto.

En el Capítulo III se presentará una descripción de los equipos y las protecciones.

En el Capítulo IV se abordará la metodología de investigación, donde se definirá el tipo de alcance, las variables de estudio y la hipótesis.

En el Capítulo V se analizarán los resultados obtenidos de las simulaciones.

En el Capítulo VI se presentarán las conclusiones a partir de los resultados obtenidos de acuerdo a los objetivos planteados.

En el Capítulo VII se presentarán las recomendaciones a partir de las conclusiones que se obtuvieron.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Hoy en día, uno de los desastres más graves a los que puede enfrentarse una comunidad moderna es la pérdida del servicio eléctrico. Durante estas situaciones de emergencia se compromete la seguridad de vidas humanas y las pérdidas económicas pueden ser muy elevadas. Las compañías de suministro de energía eléctrica tienen la responsabilidad de mantener el servicio de manera permanente, con las mejores condiciones de voltaje y frecuencia para los usuarios. Esta no es una labor sencilla, puesto que existen perturbaciones severas o fallas que ponen en peligro el funcionamiento normal del equipo.

La manera de reducir el número de fallas en un sistema está en su correcto diseño y en una apropiada labor de operación y mantenimiento. Sin embargo, el diseño "libre de fallas" no existe y para enfrentar esta terrible realidad, los sistemas eléctricos se han dotado de un conjunto de dispositivos, llamados equipo de protección. Tampoco es una tarea fácil escoger el mejor equipo de protección o el equipo de protección ideal para un sistema eléctrico, porque hay varios fabricantes que se dedican al diseño, fabricación y operación de los equipos de protección.

Lo que se hace muy a menudo antes de adquirir un relevador de protección es que la evaluación de su funcionalidad y desempeño se deja a un lado, es decir, en general solo se realiza la evaluación a su funcionalidad después de la adquisición del mismo y muchas veces pueden ocurrir fallas por no tener el relé de protección con las mejores características.

Actualmente, no se cuenta con una comparación que pueda facilitar la decisión de cuál es el mejor relé de protección en cuanto a sus características de fiabilidad, seguridad, selectividad, velocidad e interoperabilidad.

2.1 PRECEDENTES DEL PROBLEMA

De acuerdo con reportes históricos, "los primeros sistemas eléctricos de potencia eran protegidos con fusibles para detectar sobre corrientes y descargadores de tensión, ya que la mayoría de las fallas eran provocadas por sobretensiones originadas por descargas atmosféricas. Al pasar el tiempo, aparecieron los interruptores con capacidad para interrumpir corrientes de

falla y con equipos especiales que servían para detectar condiciones de cortocircuito. Estos fueron los primeros equipos de protección.” (IEEE, Power System Protection History, 1992)

El funcionamiento de los equipos especiales con el interruptor es que estos equipos detectaban la falla y pasaban la información al mecanismo principal del interruptor para que este interrumpiera el circuito donde la intensidad de la corriente superaba peligrosamente los valores de diseño. Los equipos especiales fueron llamados relevadores debido a su característica de operación. “Una vez que los sistemas eléctricos aumentaron de tamaño y complejidad, los relés se separaron de los interruptores y se convirtieron en equipos muy sofisticados, con cierta “inteligencia”, puesto que su función de detectar la falla y enviar una orden de interrupción requiere de gran precisión.” (Pérez, 1992).

Las características que deben cumplir los relés de protección fueron establecidas en la primera mitad del siglo pasado. “Estas características establecen que el sistema de protección debe ser: sensible, rápido, seguro, selectivo y confiable.” (Mason, 1956).

Estas características o condiciones de diseño han permanecido iguales por muchos años y se continúan utilizando hoy en día.

2.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El problema consiste en que actualmente no hay una comparación de diferentes fabricantes de relevadores de protección para poder comparar todas sus características de sensibilidad, rapidez, seguridad, selectividad y confiabilidad.

Es por eso que la presente investigación tiene como finalidad determinar y comparar las características de diferentes marcas de relevadores de protección usando los equipos de inyección ISA DRTS 66 y OMICRON 356, el cual nos ayudará hacer las mediciones necesarias y de forma efectiva.

2.3 JUSTIFICACIÓN

La investigación se desarrolla por las evidencias y dificultades que se presentan en la selección para adquisición y luego durante la operación de los relés instalados en los sistemas, se

plantea la necesidad de conocer e identificar de forma oportuna el desempeño de los equipos previo a su instalación y puesta en servicio. Esta investigación presenta un procedimiento de pruebas para el diagnóstico de protecciones donde se somete al relé a la mayor cantidad de escenarios posibles de funcionamiento, pronosticando el desempeño del relevador de acuerdo con los resultados.

En la presente investigación se propone una metodología de evaluación del desempeño de los relés de protección a partir de los resultados de pruebas sistemáticas automáticas detalladas de inyección digital de situaciones esperadas del sistema eléctrico de potencia en los distintos puntos de aplicación real. Esta evaluación se realiza con antelación a la adquisición de los relevadores y sirve como insumo para la toma de decisión en torno a las protecciones adecuadas que se deben comprar para ser instaladas en el sistema eléctrico de potencia.

Los relevadores más usados en el mercado actual de Honduras son los siguientes:

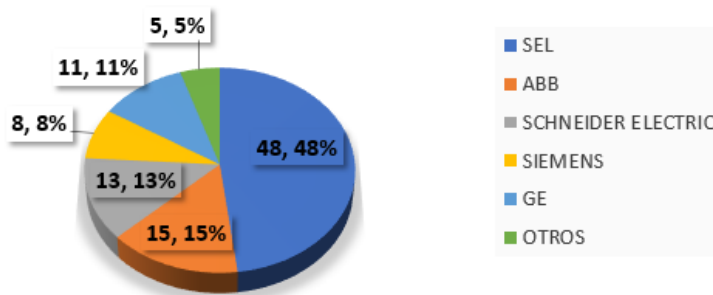


Ilustración 1. Relevadores más usados en Honduras

Fuente: (ENEE, 2021)

Dicha información nos ayudará a escoger que dos marcas de relevadores se estará haciendo uso para la presente investigación.

2.4 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

1. ¿Cómo funcionan los relevadores de protección?
2. ¿Por qué es importante que el Sistema Eléctrico de Potencia esté bien protegido?

3. ¿Cómo se determinarán los ajustes en el relevador de protección?
4. ¿Qué equipo de prueba se va a usar para hacer las inyecciones secundarias en el relevador de protección?
5. ¿Qué características debe cumplir el relé de protección?
6. ¿Qué dos marcas de relé se van a usar para hacer la comparación?

2.5 OBJETIVOS

Los objetivos de la investigación son los que marcarán el camino a seguir de la misma, en este apartado se presentará el objetivo general y los objetivos específicos. Para poder redactar nuestros objetivos será conveniente aclarar la finalidad de estos y no confundirlo con otros puntos importantes de la investigación. "Para evitar confusiones y repeticiones innecesarias, los objetivos constituyen el "para qué" del estudio, mientras "el qué" del estudio estaría presentado en el planteamiento del problema." (Tena Suck, 2001)

2.5.1 OBJETIVO GENERAL

Comparar dos relevadores de protección (SEL y ABB) de diferentes fabricantes para hacer un análisis en su desempeño y en su comportamiento a la hora de hacerle las inyecciones secundarias necesarias.

2.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar las fallas a simular, en función a lo que se va a medir.
2. Determinar los ajustes en los relevadores de protección dependiendo del escenario a simular, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.
3. Hacer simulaciones a los diferentes relés con el equipo de prueba ISA DRTS 66 y OMICRON 356.
4. Comparar los diferentes relevadores de protección de acuerdo a sus respuestas mostradas.
5. Discutir las ventajas y desventajas que tiene cada relevador de protección.

III. MARCO TEÓRICO

La función de la protección de los relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia cuando este sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño e interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

3.1 IMPACTO DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN EN LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA

Usualmente la acción de los sistemas de protección es aislar los elementos fallados del sistema emitiendo disparos sobre interruptores de las líneas de transmisión o de los equipos protegidos, esta característica de las protecciones tiene como consecuencia la alteración de la topología del sistema y posiblemente el debilitamiento en la capacidad de transmisión. El objetivo de los sistemas de protección es prevenir o limitar los daños causados por las fallas y también evitar el colapso del sistema manteniendo la seguridad y continuidad en la transmisión de energía hacia los consumidores.

Una función secundaria de la protección por relevadores es indicar el sitio de falla y el tipo de la falla. Dichos datos no solo ayudan en la reparación oportuna, sino que también proporcionan medios para el análisis de la eficacia de la prevención de fallas y las características de atenuación que incluyen los relés.

3.1.1 CONDICIONES ANORMALES DE SERVICIO

Las condiciones anormales de servicio en los sistemas eléctricos suelen aparecer como consecuencia de eventos naturales tales como descargas atmosféricas o terremotos, o eventos físicos atribuibles a errores humanos, también pueden ocurrir después de eventos como sobrecargas o fallas en equipos inductivos y capacitivos, o simplemente también ocurren después de malas operaciones como por ejemplo cierres de interruptores con líneas aterrizadas o en falla.

Estas condiciones anormales mencionadas anteriormente tienen varios síntomas de los cuales el incremento de las corrientes es el más común, sin embargo, existen otros síntomas que las protecciones debe ser capaces de detectar y medir, tales síntomas son por ejemplo el

sobrecalentamiento de equipos, pérdida de aislamiento, cambios direccionales de la corriente, incremento o decremento de la tensión, desviación angular de los fasores, cambios en la frecuencia, cambios en impedancia, etc.

3.2 SELECTIVIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

Las protecciones deben ser capaces no solamente de detectar y medir las condiciones anormales del servicio, sino también de decidir cuan tolerable es esa condición para el sistema o el equipo, determinar la severidad de la condición, discriminar la zona de ocurrencia de la falla y emitir un disparo inmediato o temporizado a los equipos de conexión necesarios para aislar el elemento con falla, es decir, los esquemas de protección deben ser selectivos.

La operación de los esquemas de protección depende mucho del tipo de equipo a proteger y que fallas a detectar, por lo tanto, cada esquema en particular se especializa en determinar la naturaleza de la falla monitoreando permanentemente la corriente, la tensión y los cambios en sus propiedades físicas y cambios en sus magnitudes instantáneas y relaciones angulares. El esquema de protecciones no es igual para un sistema monofásico, que, para uno trifásico, así mismo, no es igual un esquema de protección de generador al de una línea de transmisión, sin embargo, el monitoreo permanente de los parámetros eléctricos es similar en todos los casos.

3.3 CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES DE LOS RELEVADORES

Tanto un sistema de protección en su conjunto como cada una de las protecciones que lo componen, deben satisfacer las siguientes características funcionales:

3.3.1 FIABILIDAD

Es aquella que responde siempre correctamente. Esto significa que la protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación que se produzca. No debe confundirse la respuesta de la protección con su actuación u operación. La protección está vigilando constantemente lo que pasa en el sistema y, por tanto, está respondiendo en cada

instante en función de las condiciones que en él se producen. En consecuencia, la respuesta de la protección puede ser tanto de actuación como de no actuación.

Hay que tener en cuenta que una protección solamente actúa en condiciones de falla y puede ser que estas condiciones sean escasas y excepcionales en cualquier sistema eléctrico moderno. Por tanto, aunque una protección a lo largo de su vida útil va a operar en escasas ocasiones, se debe tener la seguridad de que operará correctamente, aunque haya transcurrido un largo periodo de tiempo desde la última vez que lo hizo.

3.3.2 SEGURIDAD

Se refiere al grado de certeza en el cual un relé no actuará para casos en los cuales no tiene que actuar. La protección debe saber distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son. Para dotar a un sistema de protección de esta característica es necesario:

Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas necesarias que permiten distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.

Establecer para cada una de las magnitudes necesarias las condiciones límite que separan las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.

3.3.3 SELECTIVIDAD

Indica la secuencia en que los relés actuaran, de manera que, si falla un elemento, sea la protección de este elemento la que actúe y no la protección de otros elementos. Asimismo, si no actúa esta protección, deberá actuar la protección de mayor área de interrupción, en forma jerárquica, precedente a la protección que no actuó. Esto significa que la protección que espera un tiempo y actúa, se conoce como dispositivo de protección de respaldo.

Es sumamente importante que una protección actúe cuando tiene que actuar como que no actúe cuando no tiene que actuar. Si la falla se ha producido dentro del área vigilada por la protección esta debe dar la orden de abrir los interruptores que aíslen el circuito en falla. Si, por el contrario, la falla se ha producido fuera de su área de vigilancia, la protección debe dejar que sean otras protecciones las que actúen para despejarla, ya que su actuación dejaría fuera de

servicio un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falla y, consecuentemente, implicaría un innecesario debilitamiento del sistema.

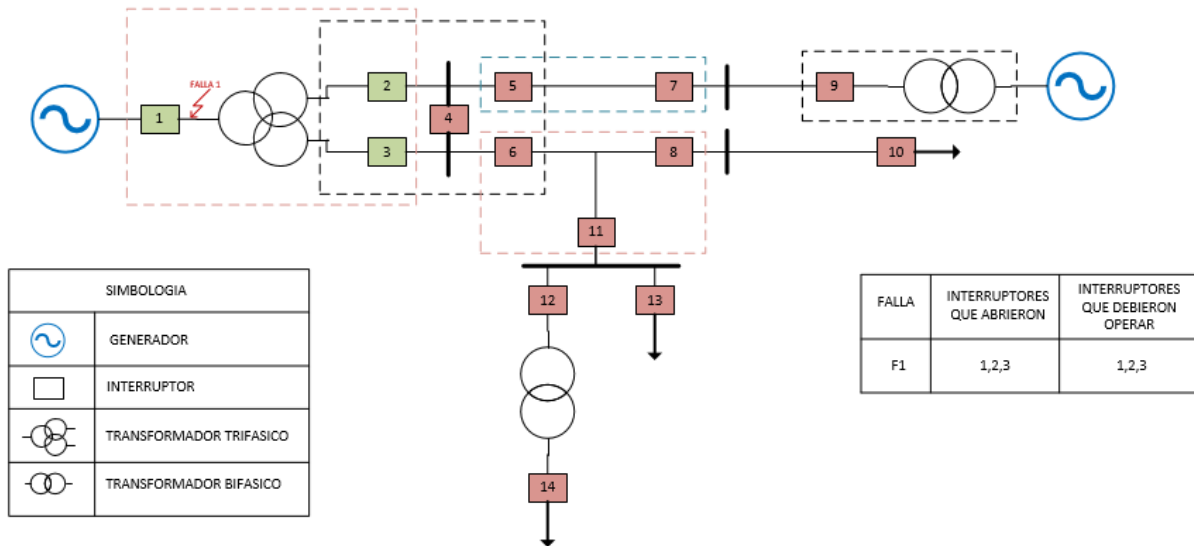


Ilustración 2-Interruptores que operaron de acuerdo a su área de vigilancia

Fuente: (Neira, 2014)

3.3.4 VELOCIDAD DE REACCIÓN

Tras haber sido detectada, una falla debe ser despejada lo más rápido posible. Cuanto menos tiempo se tarde en aislar una falla, menos se extenderán sus efectos y menores daños y alteraciones se producirán al reducirse el tiempo de permanencia bajo condiciones anómalas en los diferentes elementos. Todo ello redundará en una disminución de los costes y tiempos de restablecimiento de las condiciones normales de operación, así como de reparación o reposición de los equipos dañados, y, por tanto, en un menor tiempo de indisponibilidad de las instalaciones afectadas por la falla, lo que posibilita un mayor y mejor ofrecimiento de los recursos ofrecidos por el sistema eléctrico de potencia.

La rapidez con que puede actuar una protección depende directamente de la tecnología empleada en su construcción de la velocidad de respuesta del sistema de mando y control de los interruptores automáticos asociados a la misma. Sin embargo, un despeje óptimo de la falla exige

que todas las protecciones que la detectan actúen de forma inmediata. En función de esta característica las protecciones se clasifican en:

3.3.4.1 Protecciones Instantáneas

Son aquellas que actúan tan rápido como es posible debido a que la falla se ha producido dentro del área que vigilan directamente. En la actualidad, el tiempo usual de despeje de una falla mediante una protección instantánea puede situarse en el entorno de dos o tres ciclos.

3.3.4.2 Protecciones con retraso en tiempo

Son aquellas en las que de manera intencionada se introduce un tiempo de espera que retrasa su operación, es decir, que retrasa el inicio de la maniobra de apertura de interruptores una vez que ha sido tomada la decisión de operar. Este retraso facilita, por ejemplo, la coordinación entre protecciones con el objetivo que actúen solamente aquellas que permiten aislar la falla desconectando la mínima parte del sistema eléctrico de potencia.

3.3.5 INTEROPERABILIDAD

Se refiere a la capacidad de dos o más redes, sistemas, dispositivos, aplicaciones o componentes para intercambiar y usar información de manera segura, efectiva y con poco o ningún inconveniente para el usuario. La normativa IEC 61850 es la nueva norma para la comunicación en las subestaciones. Permite integrar todas las funciones de protección, control, medición y supervisión en una subestación; y proporciona los medios necesarios para aplicaciones de protección de subestaciones de alta velocidad, enclavamiento y arrastre.

3.4 FUNCIONAMIENTO DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Estos equipos funcionan en virtud de la corriente y/o tensión proporcionada a estos por los transformadores de corriente y tensión conectados en diversas combinaciones al elemento que va a protegerse. Los relevadores son capaces de detectar fallas y condiciones de falla y actuar sobre los interruptores de acuerdo a los parámetros ajustados o de acuerdo a los límites establecidos en los parámetros de ajustes.



Ilustración 3- Funcionamiento de los relés de protección

Fuente: (SEL, Funcionamiento de los relés, 2005)

3.5 ESQUEMA GENERAL DE PRUEBAS

En la Ilustración 3 se muestra en esquema general de la implementación de las pruebas a un relé de protección. Se describe el procedimiento de pruebas y más adelante se detallará cada parte del proceso.

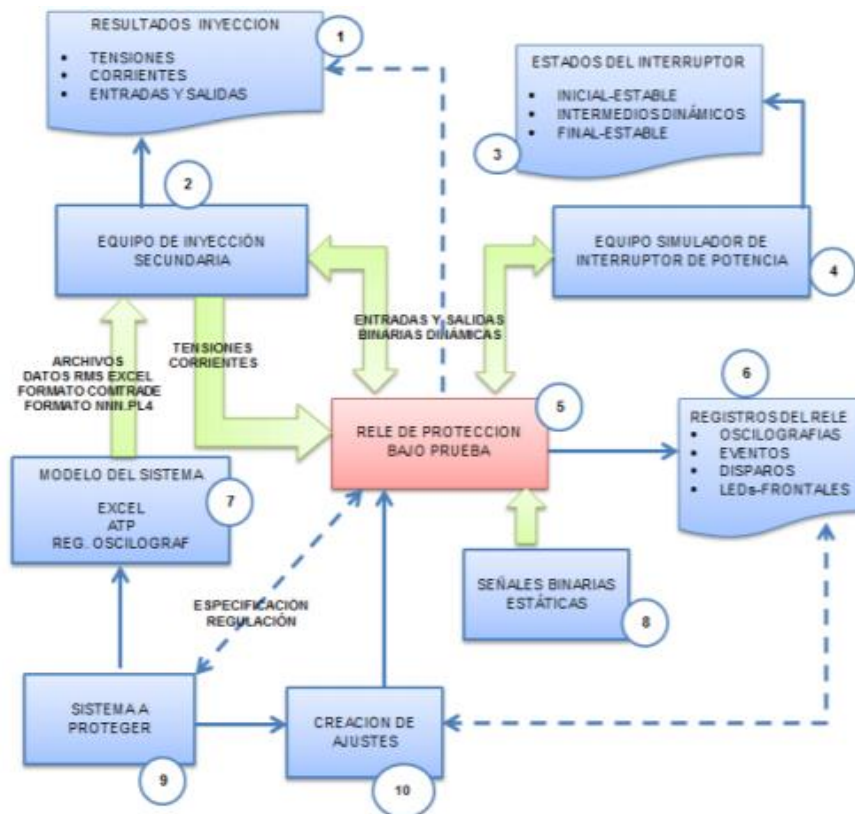


Ilustración 4- Esquema general de pruebas en relés de protecciones

Fuente: (Catano, 2013)

3.5.1 DESCRIPCIÓN DEL ESQUEMA DE PRUEBAS

1. Se debe determinar el escenario en el cual se pretende evaluar el relé de protección.

a. Se definen los tipos de líneas (nivel de tensión, longitud, disposición de las fases, etc.) que serán consideradas para la evaluación del desempeño del relé.

b. Se definen los tipos de fuentes, homogeneidad del sistema, niveles de cortocircuito de las fuentes extremas y en general el modelo del sistema.

c. Se define el tipo de fallas (fases falladas, resistencia de falla, localización de la falla, tiempos de pre-falla, tiempo de falla) que deben ser consideradas para la evaluación del desempeño del relé.

d. Se define cuales funciones de protección van a ser evaluadas, se definen los criterios para el ajuste de esas funciones, parámetros, lógicas o esquemas de protección.

e. Con base a las normas regulatorias, los requerimientos del sistema y los criterios técnicos empresariales se definen también la filosofía de los esquemas de protección que deben cumplir los relés a instalar en el sistema.

2. Con base en los modelos del sistema y los criterios de protección se podrán generar los ajustes y lógicas necesarias para el funcionamiento del relé. Se deben generar los parámetros de ajustes de las funciones de protección a evaluar. Dependiendo del modelo del relé de protección se pueden tener la opción de generar ajustes específicos para evaluar una sola función de protección o también se pueden evaluar varias funciones simultáneamente para evaluar la competencia entre ellas. Para el caso de evaluaciones específicas, se pueden orientar los ajustes de los registros del relé para atender o resaltar resultados de alguna función específica en evaluación.

3. El insumo primordial para la inyección secundaria de la protección, son los archivos con los registros de las corrientes y tensiones de la falla a reproducir. El escenario se puede modelar en Excel (depende del software y equipo de prueba), desde este programa se generan las diferentes

simulaciones de las fallas requeridas para las pruebas. Se deben integrar todos los elementos eléctricos que tengan influencia en el desempeño del relé.

4. Para la evaluación de las protecciones, se deben simular las fallas que vería el relé si estuviese en servicio, se deben reproducir señales dinámicas de tensión y corriente a través de un equipo de inyección secundaria, en este caso se estaría utilizando el equipo ISA DRTS 66. El equipo de inyección debe generar también señales dinámicas binarias, por ejemplo, las señales de recepción de las tele-protecciones que se pueden aplicar al relé, así mismo el equipo de inyección secundaria debe registrar el desempeño del equipo bajo prueba capturando las salidas binarias que pueden ser emitidas desde el relé bajo prueba, por ejemplo, disparos, arranques, bloques, etc. Los registros del equipo de inyección y los que genere el relé serán almacenados, clasificados, evaluados y calificados.

3.6 ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE POTENCIA

La gran importancia de la función realizada por el sistema de protección hace aconsejable dotarlo de una estructura que impida que el fallo de uno de cualquiera de sus equipos deje desprotegido el sistema eléctrico y desencadene una serie de consecuencias indeseables.

3.6.1 PROTECCIONES PRIMARIAS

Las protecciones primarias son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en primera instancia. Están definidas para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla.

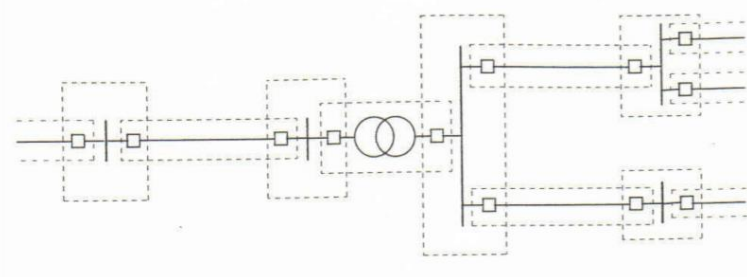


Ilustración 5- Zonas a proteger de un relevador

Fuente: (Ramirez, 2005)

Con el fin de optimizar, el sistema eléctrico se divide en zonas de protección primaria definidas en torno a cada elemento importante, tal y como se indica en la Ilustración 4. Cada zona se traslapa con sus adyacentes con el fin de evitar que se produzcan zonas muertas no cubiertas por protecciones primarias. El traslape entre dos zonas se establece alrededor del interruptor común a ambas que sirve de separación entre los dos elementos contiguos correspondientes.

Cuando se produce una falla en el interior de una zona las protecciones primarias correspondientes deben disparar los interruptores pertenecientes a la misma, pero solamente estos y ninguno más debe ser disparado para despejar la falla.

3.6.2 PROTECCIONES DE RESPALDO

Las protecciones de respaldo son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia, es decir, solamente deben operar en el caso de que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes. Por esta razón es muy importante independizar entre sí las causas de fallo de la protección principal y de respaldo, de forma tal que nada que pueda producir el fallo de la protección principal sea capaz también de provocar el fallo de la protección de respaldo. Usualmente esto se consigue empleando distintos elementos y circuitos de alimentación, control, etc., en uno y otro tipo de protección.

“Las protecciones de respaldo deben operar con retardo en tiempo respecto a las principales con el fin de dejarles tiempo suficiente para que puedan actuar. Una vez que se haya producido esta actuación, las protecciones respaldo deben ser reinicializadas con el fin de impedir innecesarias aperturas de interruptores.” (IEEE, Power System Protection History, 1992)

3.6 ELEMENTOS DE UN EQUIPO DE PROTECCIÓN

Un equipo de protección no es solamente el relé, si no que incluye a todos aquellos componentes que permiten detectar, analizar y despejar la falla. Los principales elementos que componen un equipo de protección son:

3.6.1 BATERÍA DE ALIMENTACIÓN

Es el elemento que garantiza la continuidad del suministro de la energía necesaria para el funcionamiento del equipo de protección. La alimentación del equipo de protección no puede realizarse directamente desde la línea. Si así se hiciese, una falla que dejase sin alimentación una subestación, o provocase una defectuosa alimentación de la misma, dejaría también fuera de servicio a todos los equipos de protección ubicados en ella. Ello implicaría graves consecuencias debido a que es precisamente en condiciones de falla cuando un equipo de protección debe actuar.

Por tanto, un equipo de protección debe contar con una fuente de alimentación propia que le permita operar en isla, sin depender de fuentes externas, durante un tiempo suficiente. Generalmente la batería de corriente continua está permanente conectada a través de un cargador a la línea de corriente alterna de los servicios auxiliares de la subestación y, en caso de falla en línea de c.a., tiene una autonomía de 10 a 12 horas.



Ilustración 6- Banco de Baterías en una Subestación Eléctrica

Fuente: (Norwatt, 2018)

3.6.2 TRANSFORMADORES DE MEDIDA DE PROTECCIÓN

Los datos de entrada al relé de protección, deben reflejar el estado en que se encuentra el sistema eléctrico. Los datos que se utilizan habitualmente son los correspondientes a las magnitudes de voltaje y corriente. Debido a que estos valores son muy elevados, las tensiones y corrientes existentes en la red no pueden ser utilizadas directamente como señales de entrada al relé, por lo que deben emplearse elementos que las reduzcan a un nivel adecuado. Estos elementos son los transformadores de medida de protección.

Los transformadores de medida reducen a escala reducida en su secundario la magnitud de elevado valor que alimenta su primario. Para que la información llegue correctamente a la protección es necesario que las conexiones secundarias se realicen respetando los sentidos marcados por los terminales correspondientes de primario y secundario, porque hay que tener en cuenta que algunos tipos de protecciones son sensibles a la polaridad de la señal que les llega.

El dato proporcionado por los transformadores de medida está afectado por un determinado error. La clase de precisión es un dato característico de cada transformador de medida que hace referencia al máximo error que puede incorporar la información proporcionada por el transformador cuando funciona dentro de las condiciones para las que se diseña. Cuanto menor sea el valor de la clase de precisión, menor será el error máximo y mayor será la exactitud de los datos obtenidos mediante el transformador.

“Los transformadores convencionales proporcionan información fiable cuando trabajan en el rango de valores correspondientes a la operación normal del sistema. Sin embargo, es en condiciones de falla cuando es más necesario que las protecciones reciban datos fiables.” (Neira, 2014)

En función de la magnitud que transforman, los transformadores de medida para protección pueden ser:

3.6.2.1 Transformadores de Voltaje

Los transformadores de voltaje tienen el mismo principio que los transformadores de potencia. La mayoría de los casos su tensión nominal secundaria es 120 V. "En los sistemas de transmisión es muy común la utilización de tensión capacitivos que, básicamente, consisten en un divisor capacitivo que sirve para reducir la tensión aplicada al primario de un transformador de un transformador de tensión inductivo convencional. En función de la tensión que se quiera medir, los transformadores de tensión pueden ser conectados según diversos esquemas de conexión." (IEC, 1991)

3.6.2.2 Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente se conectan en serie con el conductor por el que circula la corriente que quiere ser medida. Su intensidad nominal puede ser de 5 A o de 1 A. El mayor peligro para su precisión es que las grandes corrientes que se producen como consecuencia de una falla provoquen su entrada en saturación.

Es muy habitual que los transformadores de corriente dispongan de varios devanados con diferentes características, ya que cada secundario tiene su propio núcleo y es independiente de los otros. Por ejemplo, un transformador de corriente de dos devanados es normal que uno vaya destinado a medición y otro devanado vaya a protección.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

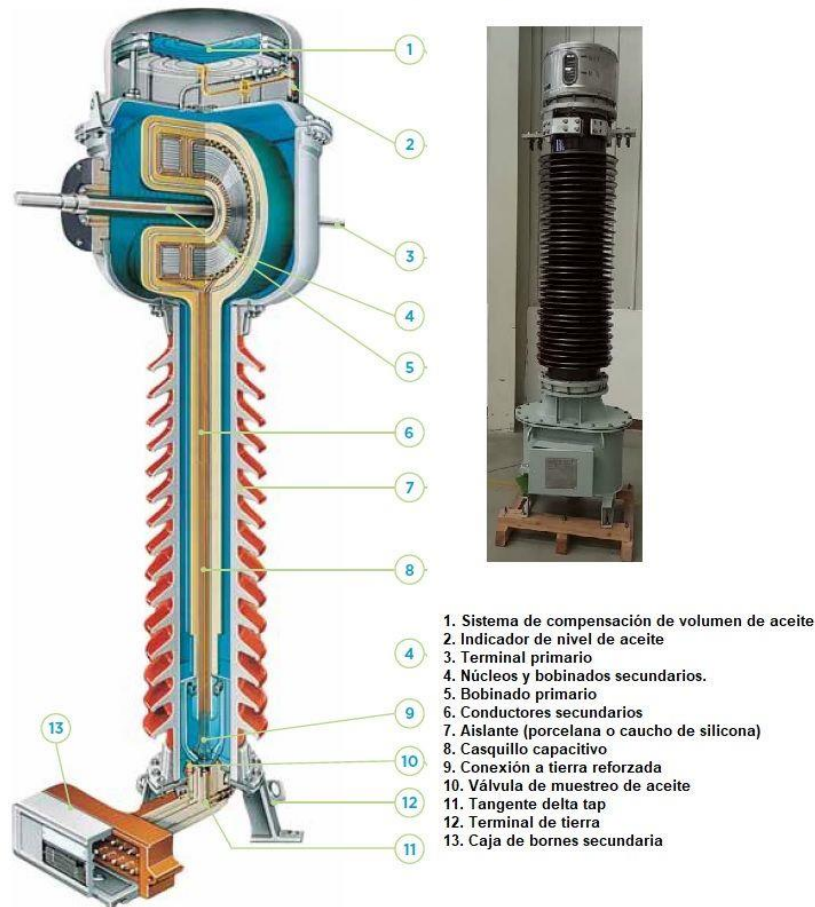


Ilustración 7- Diseño de un transformador de corriente

Fuente: (IEC, 1991)

3.6.3 RELÉ DE PROTECCIÓN

Es el elemento más importante del equipo de protección. En sentido figurado, podemos decir que desempeña la misión de cerebro, ya que es el que recibe toda la información, la procesa, toma las decisiones y ordena la actuación en uno u otro sentido.

Para realizar todo ello, con independencia de la tecnología empleada para su construcción, una protección desarrolla internamente tres etapas fundamentales:

- Acondicionamientos de señales
- Aplicación de funciones de protección

- Lógicas de disparo

Los relés necesitan datos que, generalmente, no pueden ser proporcionadas directamente por los transformadores de medida que las alimentan. Por esta razón, la primera etapa consiste en acondicionar las señales de entrada al formato que el relé necesita para su funcionamiento. Normalmente los datos de entrada son los valores instantáneos de las magnitudes de fase (tensión y/o corriente). A partir de ellos se determinan, en función de las necesidades específicas de cada relé, valores eficaces, valores máximos, componentes de secuencia, armónicos fundamentales o de orden superior, etc.

Una vez que el relé de protección dispone de los datos que necesita procede a aplicar los criterios de decisión que le hayan sido implementados. Los criterios de decisión se construyen mediante funciones básicas de protección. El elemento en el que se realiza cada función básica se denomina unidad de medida. El adecuado funcionamiento de una protección, debido a la complejidad y variedad de factores que es necesario tener en cuenta, exige generalmente la incorporación de varias funciones básicas. Por tanto, una protección está compuesta normalmente por varias unidades de medida.

Los resultados proporcionados por las distintas funciones que integran la protección se analizan conjuntamente mediante la lógica de disparo, que es la responsable de tomar la decisión de cómo debe actuar la protección. Esta actuación se lleva a cabo mediante los circuitos auxiliares de control de los interruptores asociados al funcionamiento de la protección. La orden se transmite a través de los contactos que energizan los circuitos de disparo de los interruptores que hayan sido definidos por la lógica de disparo como aquellos que son necesario abrir para aislar la falla.

Asimismo, el relé gobierna otra serie de circuitos auxiliares de control que sirven, por ejemplo, para activar alarmas, enviar información al despacho, etc.



Ilustración 8- Relé de Protección de Diferencial de Línea

Fuente: (SEL, 2005)

3.6.4 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

El interruptor automático es el elemento que permite abrir o cerrar un circuito en tensión, interrumpiendo o estableciendo una circulación de corriente. Opera bajo el control de la protección y su apertura, coordinada con la de otros interruptores, permite aislar un punto en que se ha producido la falla. Consta de:

- Circuito de control, que es gobernado por la protección correspondiente.
- Contactos principales, que al juntarse o separarse implican, respectivamente la apertura o cierre del interruptor.
- Contactos auxiliares, que reflejan el estado en que se encuentra el interruptor. Mediante ellos se realimenta al relé y a otros equipos con la información de si el interruptor está abierto o cerrado y, por tanto, permiten conocer si el interruptor ha operado correctamente siguiendo la orden dada por la protección.
- Cámara de extinción, en la que se crea un ambiente de alta rigidez dieléctrica que favorece la extinción del arco que se produce como consecuencia de la separación de los contactos del interruptor que se encuentra inmersos en ella. Como medios dieléctricos más empleado actualmente cabe citar el aceite dieléctrico y el hexafluoruro de azufre (SF₆).



Ilustración 9- Interruptor de potencia de alta tensión

Fuente: Propia

3.7 PROTECCIÓN DE CORRIENTE DE SECUENCIA DE FASE POSITIVA, NEGATIVA Y CERO

En las modernas protecciones para líneas y redes de distribución, la protección de Secuencia de Fase Negativa frecuentemente es relegada por elementos comunes como sobre corrientes de fases (50/51) y sobre corrientes de fase a tierra (50N/51N), sin embargo, la secuencia de fase negativa es una función poderosa que agrega selectividad y particularidad a los esquemas de protección con la capacidad de detectar fallas completamente perdidas por los elementos comunes.

La secuencia de fase negativa esencialmente se basa en las mismas señales que la sobre corriente convencional. Para desmitificar la funcionalidad, se debe comprender la teoría de las componentes simétricas, la cual explica como las lecturas físicas de las fases para voltaje, corriente y ángulo de fase se transforman en el dominio de secuencia, dando métricas de componentes positiva, negativa y cero.

Para una comprensión más profunda de las componentes simétricas, se puede considerar que las lecturas que se toman de los valores de fase no tienen una relación garantizada entre sí, es

decir, si se conoce la corriente de Fase A, esto no significa que pueda interferir que corriente está presente en la Fase B o C. Al convertir a componentes simétricas, se toma la lectura de las tres fases y se transforman en un conjunto de tres elementos (secuencia positiva, negativa y cero), que por definición explican cuáles son los valores de cada una de las fases. Por ejemplo, si se conoce cuál es la corriente de secuencia positiva, se podrá saber cuál es el elemento de secuencia positiva total para las tres fases.

Al realizar esta conversión, independientemente del desequilibrio en las lecturas de las Fases A, B y C, existe una combinación específica de componentes simétricas para describir ese escenario que mantiene la relación entre las lecturas de fase en el equipo principal. En notación matricial:

Ecuación 1- Ecuación matricial

$$\begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Va_0 \\ Vb_0 \\ Vc_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Va_1 \\ Vb_1 \\ Vc_1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Va_2 \\ Vb_2 \\ Vc_2 \end{bmatrix}$$

Los tres elementos simétricos son secuencia positiva (subíndice 1), secuencia negativa (subíndice 2) y secuencia cero (subíndice 0). Estas son cantidades vectoriales, donde la secuencia positiva supone un sistema perfectamente equilibrado con una rotación de fase de 120 grados en la dirección convencional. La secuencia negativa es la misma, excepto que gira en la dirección inversa, y finalmente la secuencia cero que no tiene separación de fases entre sus tres componentes.

Con la conversión al dominio de secuencia, cada elemento implica un escenario de falla específico.

La secuencia positiva observa exclusivamente la corriente de carga equilibrada. La secuencia positiva implica condiciones de sobrecarga, por lo que se usa comúnmente en protección contra sobretensión o sobre corriente. Una red sana y equilibrada debe tener solo una secuencia de positiva de corriente y voltaje presente, sin ninguno de los otros elementos. Frecuentemente, se

usa una comparación del ángulo entre el voltaje de secuencia positiva y la corriente para determinar la dirección del flujo de corriente para la protección contra sobre corriente.

El elemento de secuencia cero aparece cuando hay una conexión de una de las fases a tierra. Esta fuga a tierra, o energía perdida del sistema, se muestra como un desequilibrio en las corrientes trifásicas. La corriente de secuencia cero y la corriente residual/neutro están intrínsecamente relacionada, según la siguiente ecuación:

Ecuación 2- Ecuación de corriente residual

$$I_0 = \frac{1}{3}I_{rsd}$$

Esta relación con la corriente de fuga explica porque los elementos de secuencia cero se utilizan para fallas a tierra. Los sistemas de detección de fallas a tierra se conectan tres transformadores de corriente en serie en todas las fases. En condiciones equilibradas, I_{rsd} sería cero. En condiciones de falla a tierra, el equilibrio se perdería con la energía que escapa a tierra, lo que da como resultado un I_{rsd} distinto de cero sobre el cual se dispararía el relevador. Las componentes de secuencia cero frecuentemente se utilizan para detectar la dirección de las fallas a tierra, lo que permite a los ingenieros de protección distinguir entre fallas a tierra aguas abajo y corrientes capacitivas benévolas.

El último elemento es secuencia negativa. Para comprender este elemento es mejor pensar en el escenario de falla, que se perdería por las condiciones de secuencia positiva y cero. ¿Qué pasaría si hubiera una discontinuidad de fase, por razones de consideración, una interrupción en la fase A?

La corriente continuaría fluyendo en las fases sanas restantes B y C, pero la corriente en la Fase A sería cero. El aumento de la energía que fluye a través de las fases B y C puede no ser lo suficientemente alto como desencadenar una operación de sobre corriente, por lo que la secuencia positiva puede perder la falla. Suponiendo que el cable roto no está tocando la tierra, no hay corriente de fuga, lo que sugiere que la corriente de secuencia cero/residual no causaría una actuación de protección.

La secuencia de fase negativa detecta desbalances en la red que no causan una pérdida de energía en el sistema. Para conductores rotos, o para fallas de línea a línea, la secuencia negativa proporciona sensibilidad a los escenarios de falla que serían perdidos por los elementos de sobre corriente y falla a tierra. El desequilibrio entre las fases hace que la secuencia negativa sea distinta de cero, y al establecer una protección en función del nivel de secuencia negativa, se puede disparar una de las fases está caída de corriente, no solo sobre corriente.

COMPONENTE	TIPO DE FALLA
Secuencia positiva	Sobrecargas, sobre corrientes, sobretensión
Secuencia cero	Pérdidas de energía a tierra, fallas a tierra
Secuencia negativa	Desequilibrios entre fases, fallas de línea a línea

Tabla 1. Fallas de secuencia positiva, negativa y cero

“La secuencia negativa se puede utilizar para mejorar la sensibilidad de las protecciones mediante la detección de escenarios que frecuentemente son ignorados por los métodos convencionales de los relevadores utilizando los elementos de sobre corriente de fases y falla de tierra.” (Sandoval, 2019)

La protección de secuencia negativa llena el espacio de protección remanente por la protección contra sobre corriente (50F/51F) y falla de tierra (50N/51N), al captar los escenarios de conductores rotos o fallas sin conexión a tierra, como fallas de línea a línea. Un beneficio adicional es la insensibilidad de la carga: a la protección de secuencia negativa no le importa cual sea la carga de corriente, solo actúa sobre el desequilibrio entre fases, lo que brinda una mayor especificidad de protección, independientemente de si la carga es de 10 [A] o 10,000 [A].

IV. METODOLOGÍA

Este capítulo describirá el enfoque que tendrá la metodología de estudio, los procesos necesarios para elaborar la presente investigación. También, se definirán las variables de investigación, las técnicas e instrumentación a utilizar para el desarrollo de la inyección secundaria en los relevadores de protección.

4.1 HIPÓTESIS

En la presente investigación surgen las siguientes hipótesis:

4.1.1 HIPÓTESIS

- El tiempo de respuesta del relevador SEL-411L es más rápido que el relevador ABB REL670.
- El tiempo de respuesta del relevador ABB REL670 es más rápido que el relevador SEL-411L.
- El tiempo de respuesta de los relevadores SEL-411L y REL670 es el mismo.

4.2 ENFOQUE

El enfoque de la presente investigación es cuantitativo, ya que se realizará n cantidad de ensayos en los relevadores de protección, de igual manera se hará un análisis de cómo ha sido el comportamiento de los relés cuando han estado bajo pruebas. Cada etapa precede a la siguiente y no se debe eludir pasos. Se trazará un plan para hacer las simulaciones necesarias donde se medirán las variables en un panorama determinado. Por último, se harán los análisis de las mediciones obtenidas y de acuerdo a los resultados obtenidos se hará una serie de conclusiones respecto a la hipótesis.

La investigación tiene un diseño experimental, ya que se modificarán los valores de las variables independientes con el objetivo de determinar el efecto que tienen estos cambios sobre la variable dependiente.

4.3 ALCANCE

La presente investigación se define como un alcance descriptivo, ya que se describen las características de los diferentes relés de protección, las maletas de inyección que se usaran y los diferentes elementos que conforman el sistema.

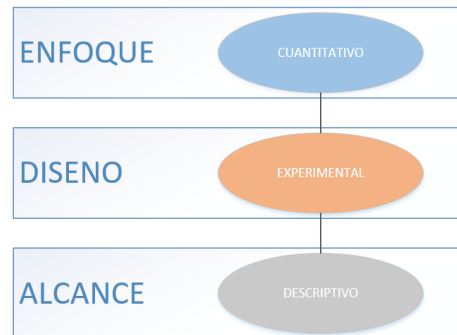


Ilustración 10- Descripción del alcance

Fuente: Propia

4.4 VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

Para La Nuez Bayolo et al. (2008), las variables de la investigación son las características y propiedades cuantitativas o cualitativas de un objeto o fenómeno que adquieren distintos valores, o sea, que varían respecto a las unidades de observación.

Las variables están relacionadas entre sí, en donde se clasifican en dependiente e independiente. Las variables dependientes se definen como la razón de la investigación. Las variables independientes son aquellas que pueden perjudicar o beneficiar a las variables dependientes si están se ven alteradas.



Ilustración 11- Variables dependientes e independientes

Fuente: Propia

La variable dependiente definida son las maletas de pruebas DRTS-66 y Omicron 356, en donde se derivan las variables independientes como energía, la cantidad de ensayos que se harán en cada relevador con cada maleta de prueba, los ajustes programados y el tiempo promedio de operación. Todos estos datos serán proporcionados por los relés en una escala numérica.

4.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTACIÓN

A continuación, se describen las técnicas e instrumentos utilizadas para la realización de la presente investigación.

4.5.1 TÉCNICAS APLICADAS

En la presente investigación está sustentada con información de diversas fuentes como:

- Artículos de las Normas IEEE
- Tesis elaboradas en distintas universidades de todo el mundo

- Páginas web de organizaciones del estado como la ENEE

4.5.2 INSTRUMENTOS APLICADOS

Un instrumento es un recurso que utiliza el investigador para registrar información o datos sobre las variables (Hernández Sampieri, 2014).

4.5.1.1 ISA DRTS 66

Es un sistema avanzado de inyección secundaria para prueba de relés y simulador de sistemas de energía, está diseñado para satisfacer todas las necesidades relacionadas con la puesta en marcha y mantenimiento de las subestaciones y pruebas de relés de protección, medidores de energía, transductores y analizadores de calidad de la energía.

Algunas características son:

Ensayo para todo tipo de tecnología de relé.

Control manual con pantalla.

6 salidas de corriente y 6 de tensión.

Salidas de altas corrientes y salidas de alta potencia.

Alta precisión de las salidas: mejor que 0.05%

Interfaz de protocolo IEC 61850

4.5.1.2 Omicron 356

Equipo universal de prueba de relés y se utiliza también como herramienta para puestas en servicio. Cuenta también con un sistema avanzado de inyección secundaria para probar diferentes tipos de relés de protección.

Algunas de sus características son:

- Potentes fuentes de corrientes para pruebas, incluso de relés electromecánicos de alta carga.
- Altas amplitudes de corrientes para prueba de relés de 5 A.

- Alta exactitud y versatilidad para pruebas de relés electrostáticos y numéricos de todo tipo.
- Red integrada para prueba de dispositivos IED de tipo IEC 61850.
- Funciones de medición analógica de 10 canales y registro de transitorios.

4.6 METODOLOGÍA DE ESTUDIO

El proceso de prueba consiste en la aplicación secuencial de señales de corriente y tensión a un relé bajo pruebas, a través de un equipo de inyección secundaria que reproduzca dichas señales.

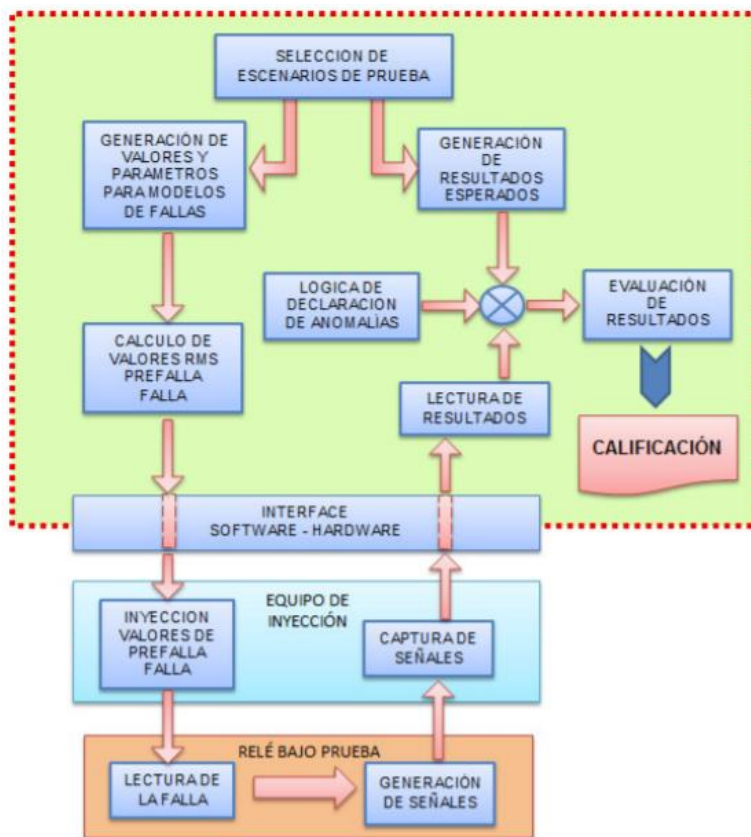


Ilustración 12- Esquema del proceso de pruebas

Fuente: (Catano, 2013)

Los valores de corrientes y voltajes se obtienen a partir de cálculos y de la modelación del escenario de pruebas, líneas, fuentes, etc. Se monitoreará el desempeño del relé a través de las

entradas binarias del equipo de inyección, referenciando en la misma línea de tiempo los valores análogos inyectados y los binarios leídos.

4.6.1 CONFORMACIÓN DE ARCHIVOS DIGITALES DE LAS PRUEBAS

La conformación de los archivos digitales para inyección secundaria de los relés está estrechamente relacionada con las funciones de protección que se pretenden evaluar. Se pueden conformar de muchas formas, por ejemplo:

- Librerías propias de los equipos de inyección secundaria.
- Interfaces de simulación reales de señales secundarias.
- Oscilografías obtenidas de registros de fallas reales.
- Conformación de archivos de secuencia del evento en Excel.

Los equipos de inyección secundaria se programan de tal forma que puedan recibir un archivo digital con datos provenientes de Excel y se reproducen con las herramientas de CMEEngine de Omicron y TDMS de ISA. Los datos consignados en el archivo digital simulado son convertidos a los equipos de inyección y se aplican al relé bajo prueba como señales de corriente, de tensión y algunas señales binarias. Del equipo de inyección se obtiene un registro final de los resultados con las señales binarias emitidas por el relé, las cuales se evalúan, permitiendo conocer el desempeño del relé ante una inyección secundaria.

Frecuencia	60	Hz
Tiempo de prefalla	3	s
Max. Tiempo de falla	0.1	s
Retardo Teleprotec	0.024	s

Entrar estos datos

Cablear las salidas binarias 1 y 2 como teleprotecciones al Relé
Cablear la salidas analogas y entradas binarias como se indica en los cuadros de la derecha

SEÑALES ANALOGAS APLICADAS AL RELE				
	Prefalla		Falla	
	Mag	Ang	Mag	Ang
Ia	0.29	-169.39	2.05	-73.46
Ib	0.29	70.61	0.54	87.42
Ic	0.29	-49.39	0.12	19.66
Va	65.77	4.17	36.56	-12.62
Vb	65.77	-115.83	61.18	-111.22
Vc	65.77	124.17	64.25	118.27

SEÑALES BINARIAS OBTENIDAS DEL RELE											
Event	Time	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
TripTime	0.023				0 → 1						NroCaso
TripTime	0.041			0 → 1							12
TripTime	0.042		0 → 1								
TripTime	0.042	0 → 1									
TripTime	0.152				1 → 0						

DESCRIPCION SEÑALES BINARIAS	
1	Disparo Fase A
2	Disparo Fase B
3	Disparo Fase C
4	Envío 21
5	Envío 67N
6	Disparo Z1
7	Disparo Z2 POTT
8	Disparo 67N CD
9	Arranque ZRev
10	Comando Recierre

Tabla 2- Registro de una inyección secundaria de una prueba

Fuente: Propia

4.6.2 SELECCIÓN DE ESCENARIO DE PRUEBA

En la figura 12 se muestran las posibles alternativas combinatorias de los tipos de falla que se pueden evaluar y los parámetros de conformación de la falla en cada una de las instancias de cada elemento.

Item	Parametro	1	2	3	4	5	6
1	Capacidad Corto 1F Fuente Local (kA)	20	31.50	43	55		
2	Capacidad Corto 3F Fuente Local (kA)	20	31.50	43	55		
3	Capacidad Corto 1F Fuente Remota (kA)	20	31.50	43	55		
4	Capacidad Corto 3F Fuente Remota (kA)	20	31.50	43	55		
5	Flujo de Potencia en Fuente Local	Entrando	Saliendo				
6	Resistencia de la falla (Ohm primarios)	0.1	5	10	20	30	40
7	Localizacion de la falla (%)	-5	10	50	90	105	
8	Tipo de falla F:Fase, T:Tierra, Evolutiva	1F	FF	FFT	FFF	EVOL	
9	Retardo Recep Teleprot, desde pto falla (ms)	16	24	32	40		
10	Nivel de tension [kV]	230	500				
11	Distancia entre Fases [m]	6	8	12			
12	Long linea [km]	10	50	100	150		
13	Conductores por fase - (Haz 460mm)	1	2	3	4		

Tabla 3- Alternativas de las posibles combinaciones de las fallas a inyectar

Fuente: Propia

Como ejemplo, la línea azul indica una falla bifásica de baja resistencia, 0.1 Ohm, localizada al 10% del nodo de la subestación donde está ubicado el relé, los ítems 1 al 5 de la Ilustración 13 muestran una posible relación entre las características de las fuentes local y remota que aportarían a la falla. La línea roja en cambio indica una falla monofásica de resistencia de falla 10 Ohm, localizada al 50% del nodo de la subestación donde está ubicado al relé.

Los ítems 10 al 13 muestran otros parámetros que seguramente requieran cambiar los ajustes del relé bajo prueba, porque implican cambios en los datos de la línea protegida, por lo tanto, se pueden dejar fijos para definir un escenario de pruebas particular. De manera que para completar el procedimiento de pruebas en la mayor cantidad de escenarios posibles de debe reajustar el

relé al modificar cada uno de estos parámetros y evaluar adecuadamente el relé en todas las situaciones posibles.

4.6.3 MODELOS DE FALLA A INYECTAR

En general se puede modelar cualquier tipo de falla, dependerá básicamente de construir los modelos en Excel e integrarlos al proceso.

4.6.3.1 Tipos de Falla

El ítem 8 de la Ilustración 13 muestra 5 tipos de falla seleccionables para la conformación del escenario de pruebas, la presente investigación se enmarcará solo en las fallas monofásicas "1F" a tierra y fallas entre fases aisladas de tierra "FF".

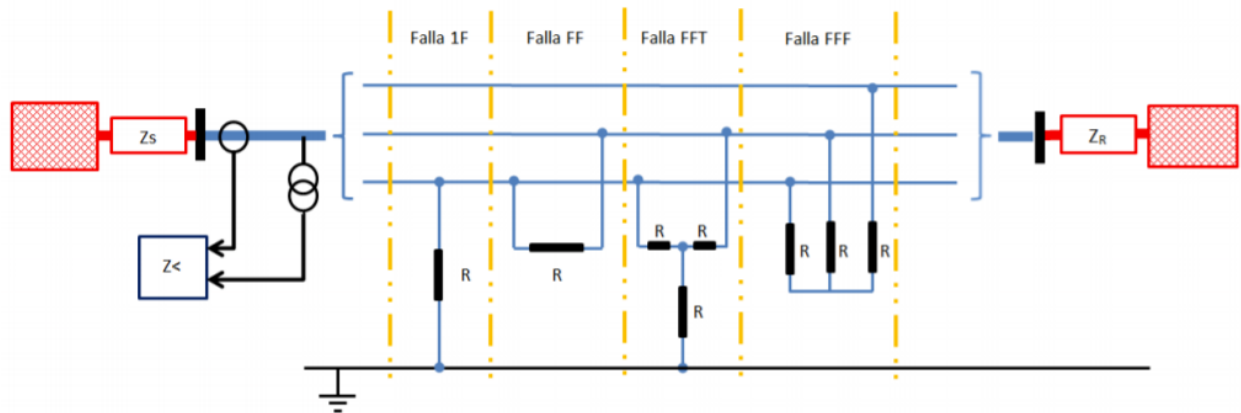


Ilustración 13- Tipos de fallas a inyectar

Fuente: Propia

4.6.3.2 Localización de la falla

El ítem 7 de la Ilustración 13 indica 5 puntos de ubicación de la falla. Como referencia de la ubicación de la falla se usa la distancia proporcional desde el extremo local hasta el punto de falla, tomando como el 100% la longitud total de la línea.

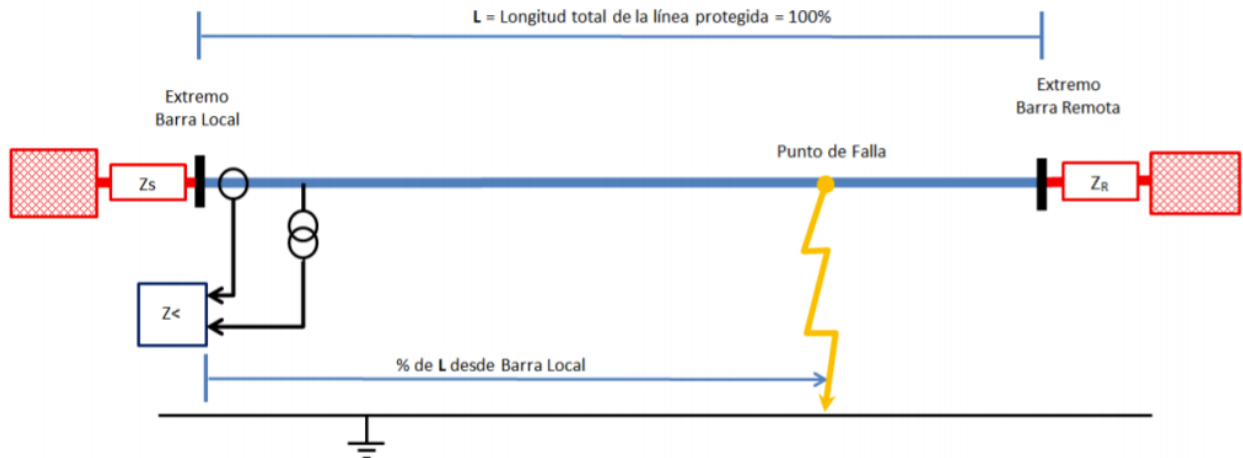


Ilustración 14- Localización de la falla a inyectar

Fuente: Propia

4.6.4 FUNCIONES EVALUABLES EN LA PROTECCIONES DE LÍNEA

A continuación, se describirán algunas funciones de protecciones de las más usadas:

4.6.4.1 Funciones de Protección

- Función distancia
- Función sobrecorriente direccional de tierra
- Esquemas de teleprotección por sobrealcance permitido (POTT)
- Esquemas de teleprotección por 67N
- Bloqueos del esquema por fallas en la zona reversa (hacia atrás) y por arranques de funciones sobre corriente adelante
- Función de oscilación de potencia

4.6.4.2 Lógicas de Protección Complementarias Evaluables

- Función sobretensión
- Función de pérdida de potencial
- Función de cierre y recierre en falla
- Selección de recierre monopolar y/o tripolar
- Bloqueo 67N por polo abierto
- Disparo definitivo por 67N temporizado
- Función de sincronismo

4.6.4.3 Anomalías de la función distancia

- Error en selección de la fase o fases falladas
El método de selección de fases debe indicar cual o cuales fases del circuito protegido están involucradas en un evento de falla y anunciar o emitir disparos.

- Omisión en la detección de falla
Los algoritmos más comunes usados por los relevadores de distancia para la detección de falla son el de la subimpedancia y el algoritmo de componentes de secuencia, estos algoritmos usan las corrientes y tensiones vistas por el relé en su ubicación para definir si existe o no una falla en el circuito protegido en el entorno del mismo.

- Error en la evaluación de direccionalidad de las fallas
Una falla en una línea ocasiona incrementos de corrientes y aportes de muchas líneas adyacentes hacia la ubicación del evento, por tal razón una falla puede estar delante del relé, en ese caso la dirección de la corriente de falla puede fluir hacia adelante, en otros casos la falla puede estar ubicada atrás del relé y entonces la corriente fluye en reversa o atrás de la ubicación del relé evaluado. Además, en algunas ocasiones por la evaluación de la falla o por el desarrollo del despeje de la misma, la corriente en el mismo nodo puede aparecer en las dos direcciones, cambiar de sentido en el tiempo, es decir, en un instante la corriente de falla puede circular hacia adelante del relé y en otro instante para el mismo evento la corriente puede cambiar su dirección hacia atrás. El relé debe ser capaz de discriminar el área de influencia de la falla y ser selectivo en la localización y direccionalidad, dado que puede actuar como relé principal en su zona protegida adelante o como respaldo de las zonas adyacentes adelante y atrás.

- Sobrealcance de la función distancia
Se requiere que los algoritmos de alcance de zonas sean inmunes a las condiciones de transferencia de potencia entre las subestaciones que conecta la línea de transmisión así como los efectos INFEED sean compensables y no alteren el cálculo de la impedancia aparente vista por el relevador.

- Tiempo de actuación y localización
El compromiso del tiempo de actuación de los relés de protección de línea debe estar en consonancia con lo requerido para el sistema de transmisión hondureño, actualmente la ENEE establece que para las redes encima de 220 kV el despeje de una falla debe ser menor a 100 ms.

El tiempo anterior incluye la apertura del interruptor de potencia, si se consideran valores típicos de apertura del orden de 30 – 40 ms, más otros 10 ms por retardo en la repetición de los contactos de disparo, se dispone entonces unos tiempos máximos de actuación del relé del orden de 40 – 50 ms para fallas que ocurran dentro de la línea protegida. Algunos fabricantes indican que los desempeños en la detección de la falla tienden a ser “lentos” y a perder precisión en la localización cuando el SIR del esquema se incrementa, es decir, cuando se incrementa la relación entre la impedancia de la fuente contra la impedancia de la línea, por ejemplo, para líneas cortas.

4.6.4.4 Anomalías de la Función Sobrecorriente Direccional de Tierra (67N)

- Bloqueo incorrecto por inversión de corriente

Se evalúan los algoritmos usados para determinar la direccionalidad de la falla, ya de polarización o algoritmos deltas. Esta evaluación está muy relacionada con la topología de la red donde se instala el relé y también de la disponibilidad propia de temporizaciones ajustables por el usuario para bloqueos y desbloqueos por inversión de la corriente.

- Error en selección de la fase o fases falladas y omisión en la detección

De la misma manera que se realiza para la función de distancia se evalúa para la sobrecorriente direccional la omisión en detección de falla y los errores en la selección de fases.

4.6.4.5 Anomalías de las Funciones Complementarias de Protección

- Función SOFT

Para esta función se evalúan los algoritmos del relé para el boqueo y los métodos que usa para la detección del cierre en falla en dos momentos particulares, por ejemplo, durante una energización o en el momento de un recierre, se califican cuatro posibles anomalías:

- Omisión de activación luego del cierre del interruptor
- Omisión de disparo instantáneo por zona 2

- Omisión de disparo instantáneo por sobrecorriente
- Bloqueo incorrecto de la función por LOP
- Sobretensión

Para esta función se evalúan los algoritmos del relé disponibles para conformar esta función, se busca que el relé disponga de varios tipos de curva y número de suficientes etapas y elementos para detectar sobretensiones del tipo fase-tierra, fase-fase, y trifásica, se califican dos posibles anomalías.

- Omisión al desenganche de la señal seguidora cuando la tensión cae por debajo de un ajuste de desenganche, por ejemplo, 0.95 pu.
- Disparo por sobretensión monofásica en cualquier etapa, se evalúa que el relé discrimine los eventos como fenómenos netamente trifásicos.

4.6.4.6 Esquemas de teleprotección - POTT (Sobrealcance Permisivo)

Esta función convierte en selectivo esquema de protección distancia, por lo tanto, la evaluación de esta función está relacionada con el desempeño de la distancia y se sensibiliza en el proceso de pruebas con retardos o aceleramientos de señales permisivas de teleprotección, se califican tres posibles anomalías:

- Señales de envíos por zonas o funciones adicionales de la zona 2
- Señales de envío no seguidoras del arranque de zona 2
- Omisión de envío de la zona 2
- Bloqueos por inversión de corriente o detección de zona reversa

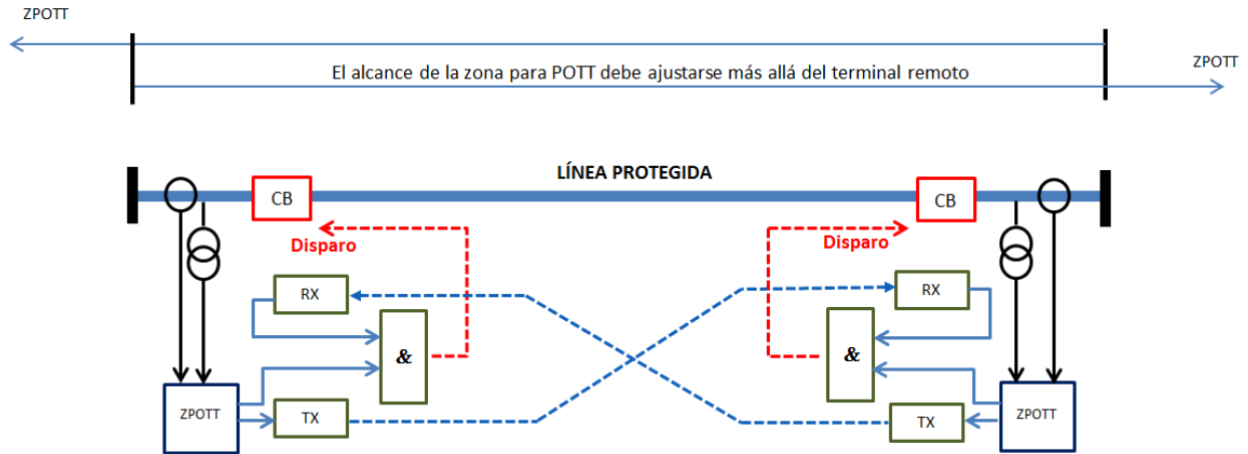


Ilustración 15- Esquema POTT

Fuente: Propia

Donde,

ZPOTT: Función de protección distancia en esquema POTT

RX: Recepción de señal permisiva para el esquema POTT desde el extremo remoto

TX: Transmisión o envío de señal permisiva para el esquema POTT hacia el extremo remoto

CB: Interruptor de potencia

4.6.5 AJUSTE DE PROTECCIONES

Como tal un sistema de protección eléctrica es un conjunto de relés, transformadores de corriente, transformadores de voltaje, baterías, interruptores de potencia y otros dispositivos requeridos para lograr una función específica con base a la protección principal.

Para cumplir los requerimientos de protección con rapidez óptima para los diferentes tipos de configuraciones, condiciones de operación y características de construcción del sistema de potencia, se han desarrollado muchos tipos de relés que respondan a varias funciones de las variables del sistema de potencia (corriente, voltaje, frecuencia, potencia, impedancia, etc.)

Es esencial asegurar que los ajuste estén bien escogidos para los relés y sistemas de protección, los cuales deben tener en cuenta los parámetros primarios del sistema, incluyendo fallas y valores de carga. Las características de los sistemas de potencia cambian con el tiempo, debido a cambios en la cargas, ubicación, tipo y cantidad de generación, etc. Por lo tanto, los valores de ajustes de los relés deben ser verificados por intervalos apropiados para asegurarse que son aun apropiados. De otra forma, puede ocurrir una operación no deseada o que no operen las protecciones cuando se requiera.

La norma IEEE 90 tipifica las curvas de operación de los relés y los ajustes necesarios para su adecuada operación, a continuación, se desglosarán los ajustes de algunas funciones del relé.

4.6.5.1 Función 50, sobre corriente instantánea

El relé 50 debe colocarse a una corriente mucho mayor de la corriente nominal del sistema o de la zona protegida, comúnmente se recomienda parametrizar la curva con la corriente de cortocircuito más alta de la zona y dar un retardo no superior a 50 [ms].

Dependiendo del valor I_{CC} máxima, se deben coordinar con protección 50 para finalizar la coordinación. Con esto se evita que algunas curvas se crucen, previniendo que las protecciones pierdan coordinación y el sistema quede expuesto a una falla.

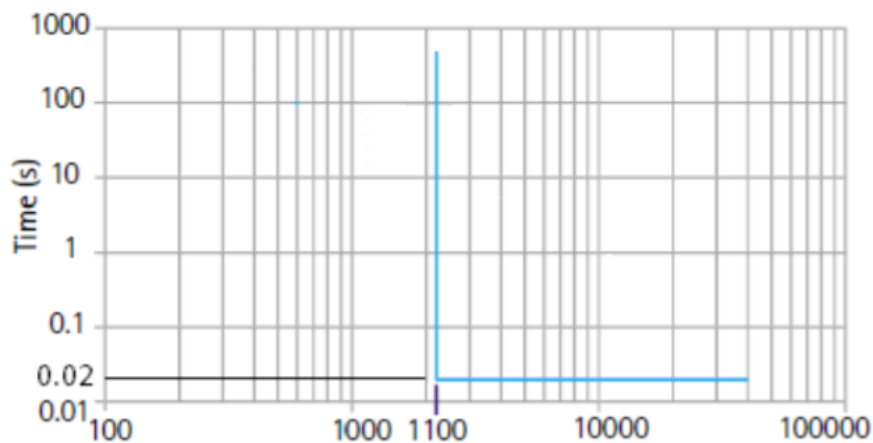


Ilustración 16- Curva de operación de relé sobre corriente instantánea

Fuente: (Cuellar, 2011)

En la Ilustración 17 se muestra como la curva 50 (azul) se configura para una corriente de falla de 1.1 [A] con un retardo de 0.02 segundos.

Para realizar este ajuste entre sistemas en cascada protegidos con función 50, se recomienda dar un margen de 1.25-1.3 I_{CC} de la barra en falla para el ajuste de la siguiente protección (selectividad amperimétrica).

Cuando se requiera implementar la función 50N (protección de neutro o tierra), se configura la protección usando el valor de la corriente de falla de secuencia cero para el sistema protegido.

4.6.5.2 Función 51, sobrecorriente temporizada

El relé 51 debe ser capaz de detectar la menor corriente de falla de la zona a proteger sin importar el tipo de falla. Una vez se asigne el tiempo máximo de operación del relé "t", se proceden a calcular los parámetros restantes dependiendo de la curva a utilizar. Las curvas se ajustan con un tiempo no mayor a 200 [ms] para la protección de zonas adyacentes. Estas curvas se encuentran en la siguiente tabla.

CURVA CARACTERÍSTICA	ECUACIÓN
Inversa estándar (SI)	$t = TMS \times \frac{0,14}{I_r^{0,02} - 1}$
Muy Inversa (VI)	$t = TMS \times \frac{13,5}{I_r - 1}$
Extremadamente inversa (EI)	$t = TMS \times \frac{80}{I_r^2 - 1}$
Largo tiempo para falla a tierra	$t = TMS \times \frac{120}{I_r - 1}$

Tabla 4- Tabla de curvas de la protección por sobrecorriente temporizada

En donde:

TMS – ajuste de tiempo

I_r – Corriente de falla

TAP: Set point de inicio de operación. Este valor es función de la corriente nominal del TC ($1.2 I_{NTC}$) o $1.3 \times I_N$ del equipo a proteger. Para garantizar una mejor protección se toma el producto de menor valor.

El tiempo TMS debe ser mayor o igual durante toda la separación de la curva hasta llegar a la corriente máxima de CC, evitando así el traslape de diferentes curvas y la actuación de diferentes protecciones un mismo evento de falla.

Las curvas típicas para las variantes de la función de protección 51 se muestran en la siguiente ilustración.

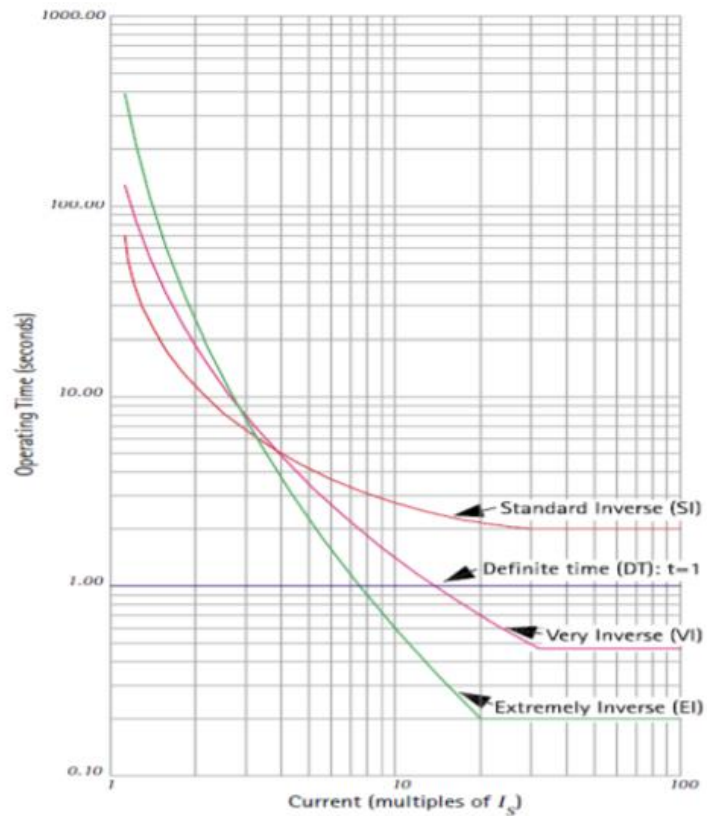


Ilustración 17- Curva de operación de relé sobre corriente temporizado

Fuente: (Alstom Grid, 2016)

4.6.5.3 Funciones 27 y 59, subtensión y sobretensión

Para configurar estas funciones solo es necesario indicar al relé la tensión nominal del sistema a vigilar y dar los ajustes por bajo y alto voltaje del sistema. Se debe tener en cuenta que las maniobras sobre la red pueden perturbar los niveles de tensión y, por ende, provocar el disparo de la protección sin que necesariamente ocurra algún tipo de falla del sistema. Estas protecciones son recomendadas para equipos poco tolerantes a los cambios en la tensión de alimentación.

4.6.5.4 Funciones 49 y 38, sobrecarga

Todos los equipos, en especial las maquinas rotativas requieren tener instalada la protección por sobrecalentamiento, la cual se puede hacer con la función 49 censando la corriente del equipo o con la función 38, monitoreando la temperatura con varios termopares instalados al interior de la máquina.

El ajuste de la función 49 se hace empleando la curva largo tiempo para falla a tierra de la Tabla 1, la I_r para ese equipo se calcula dividiendo la corriente mínima de cortocircuito sobre el TAP, se asigna un tiempo "t" para que la protección actúe y se procede a calcular la ecuación el TMS.

Para la función 38, se toma la curva de daño por temperatura dada por el fabricante, se obtienen el valor de la corriente de daño térmico y el tiempo el cual resiste el equipo bajo esa condición y se ingresan en el relé.

4.6.5.5 Función 87, diferencial

La protección diferencial basa su funcionamiento en la comparación de las corrientes que entran y salen de un equipo. Esta protección se usa para proteger maquinas síncronas y asíncronas, transformadores de potencia, barras de subestaciones y líneas de transmisión.

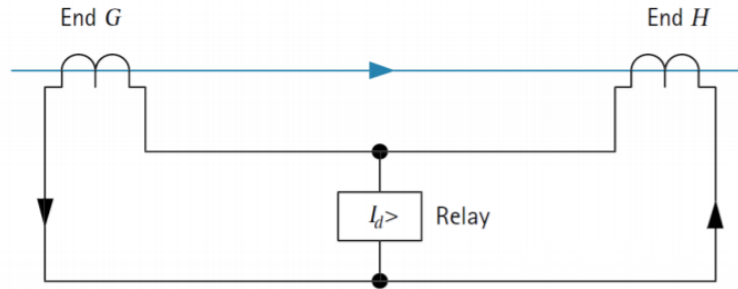


Ilustración 18- Implementación de Protección Diferencial

Fuente: (Alstom Grid, 2016)

En el esquema de la ilustración 19 se puede apreciar que la corriente que detecta el relé diferencial, en condiciones normales, es igual a cero. Al ocurrir una falla, sea monofásica, bifásica o trifásica, en la zona protegida (entre los TC's), se produce un desequilibrio que hace fluir una corriente diferencial I_D distinta de cero por el relé, de modo que éste da la orden de abrir el interruptor correspondiente.

Antes de parametrizar el relé 87 se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Las corrientes de primario y secundario no tienen el mismo valor, debido a que normalmente la relación de voltajes entre estos dos devanados no es la unidad y se hace necesario ajustar la relación de transformación o el taps interno de la protección, para así igualar las corrientes diferenciales.

- Las corrientes del primario y secundario del transformador pueden no estar en fase, dependiendo de la conexión del transformador. Esto se soluciona implementando juego de TC's, cuya conexión debe efectuarse en forma inversa a aquella de los devanados primario y secundario del transformador a proteger.

- Las relaciones de los TC's de cada devanado no siempre dan valores secundarios iguales para comparar. Para solucionar el problema que los TC's entreguen magnitudes secundarias diferentes, se puede hacer uso de relés diferenciales de porcentaje, en conjunto con transformadores de corriente auxiliares con mayor número de taps para así igualar las corrientes diferenciales.

Para determinar los TAPS en que debe dejarse el relé, conviene seguir el siguiente procedimiento.

- Calcular la corriente nominal del primario o de cada lado del transformador.

Ecuación 3- Ecuación para calcular corriente nominal

$$I_p = \frac{S_n(kVA)}{\sqrt{3V_p}} I_s = \frac{S_n(kVA)}{\sqrt{3V_s}}$$

Si se desea proteger otro elemento tal como una línea de transmisión, solo es necesario indicar la corriente que circulará por el elemento y calcular un solo tap de la siguiente manera:

- Calcular un tap del relé, correspondiente a un lado cualquiera, de acuerdo con la siguiente expresión.

Ecuación 4- Ecuación para calcular el tap del relé

$$TAP_p = \frac{I_p \times K_p}{RTC_p}$$

Donde,

K_p es 1 para TC's del lado primario conectados e estrella o $\sqrt{3}$ para TC's conectados en delta.

RTC_p es la relación de los TC's del lado primario.

I_p es la corriente nominal del equipo a proteger.

Por lo general, el TAP no saldrá exacto, y será necesario elegir el más próximo superior. Una vez elegido un TAP_p exacto (TAP_{PE}), el tap secundario (TAP_s) se calcula por la expresión:

Ecuación 5- Ecuación para tap secundario

$$TAP_s = \frac{I_s \times K_s}{RTC_s} \times \frac{TAP_{PE}}{TAP_p}$$

El error de los taps o porcentaje de tolerancia error de la medición de las corrientes diferenciales se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 6- Ecuación para calcular % error en tap

$$ERROR_{TAP\%} = \frac{\frac{TAP_p}{TAP_s} - \frac{TAP_{PE}}{TAP_{SE}}}{\frac{TAP_{PE}}{TAP_{SE}}} \times 100 \quad SI \quad \frac{TAP_p}{TAP_s} > \frac{TAP_{PE}}{TAP_{SE}}$$

Otra manera es:

$$ERROR_{TAP\%} = \frac{\frac{TAP_{PE}}{TAP_{SE}} - \frac{TAP_p}{TAP_s}}{\frac{TAP_p}{TAP_s}} \times 100 \quad SI \quad \frac{TAP_{PE}}{TAP_{SE}} > \frac{TAP_p}{TAP_s}$$

El error de los taps debe ser menor o igual que 5% y se debe verificar que este error se mantiene para fallas trifásicas máximas. Para transformadores de tres devanados, el error de los taps se debe verificar para todas las combinaciones de corrientes y taps.

Otras consideraciones a tener en cuenta:

- Rango máximo de cambio de taps del transformador de potencia, ya sea manual o automático (generalmente no excede $\pm 10\%$).
- Error debido a saturación de los TC's en fallas externas; esto se obtiene conociendo el valor de las corrientes máximas de falla externa y la característica de saturación de los TC's.
- La suma de estos tres errores permite elegir el porcentaje del relé. Por ejemplo, si esta suma es menor de 10%, se elige 15%; si es menor de 20%, se elige de 25%; entre 20% y 35%, se elige 40%; y sobre 40%, se elige 50%.

4.7 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Se realizó un cronograma de actividades detallando cada tarea de los avances a lo largo de la presente investigación en base a un tiempo de 10 semanas.

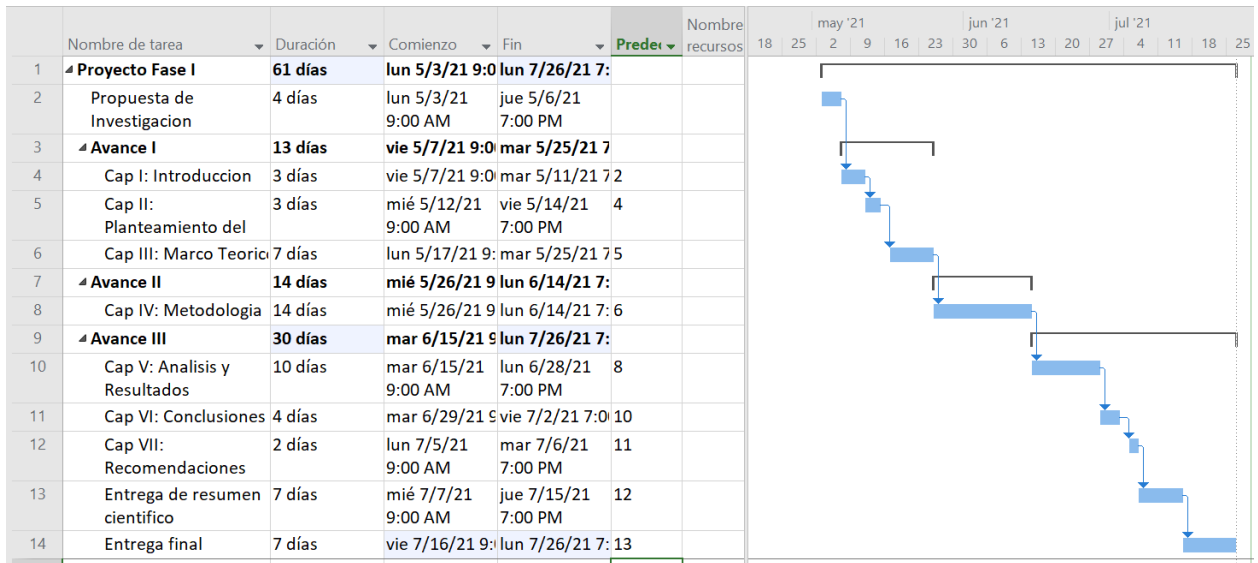


Ilustración 19- Cronograma de Actividades

Fuente: Propia

V. ANÁLISIS Y RESULTADOS

En el presente capítulo se mostrarán los resultados obtenidos de la investigación, haciendo énfasis en las preguntas de investigación antes planteadas. Para los resultados de la investigación se apoyará de simulaciones e inyecciones de corriente y voltaje a cada uno de los relevadores de protección.

5.1 PROTECCIÓN 67N: SOBRE INTENSIDAD DIRECCIONAL

La protección de sobre intensidad direccional puede ser usada para medir no solamente la magnitud de la intensidad sino también su sentido; es decir, el sentido de flujo de la potencia entregada, para lo cual se toma como referencia la tensión del sistema, conformando una protección de sobre intensidad direccional.

Para la simulación, es necesario inyectar corriente e ir aumentando poco a poco. En este caso, el voltaje se mantendrá en un voltaje estable de 66.4 [V], la frecuencia quedará en 60 [Hz], y la corriente se irá aumentando de 2 [A] hasta llegar a 12 [A].

A continuación, los datos de configuración con la maleta de pruebas ISA DRTS 66.

ISA DRTS 66	
SEL-411L	
V1	66.40 [V]
V2	66.40 [V]
V3	66.40 [V]
F	60 [Hz]
VDC	125 [V]
Tiempo pre-falla	1 [s]

ISA DRTS 66	
REL-670	
V1	66.40 [V]
V2	66.40 [V]
V3	66.40 [V]
F	60 [Hz]
VDC	125 [V]
Tiempo pre-falla	1 [s]

Corriente [A]	Disparo [s]
2	0.141
4	0.086
6	0.076
8	0.073
10	0.071
12	0.07

Corriente [A]	Disparo [s]
2	0.243
4	0.111
6	0.087
8	0.079
10	0.075
12	0.073

DIF [s]
0.102
0.025
0.011
0.006
0.004
0.003

Tabla 5- Inyección corriente con fuente ISA DRTS 66

Fuente: Propia

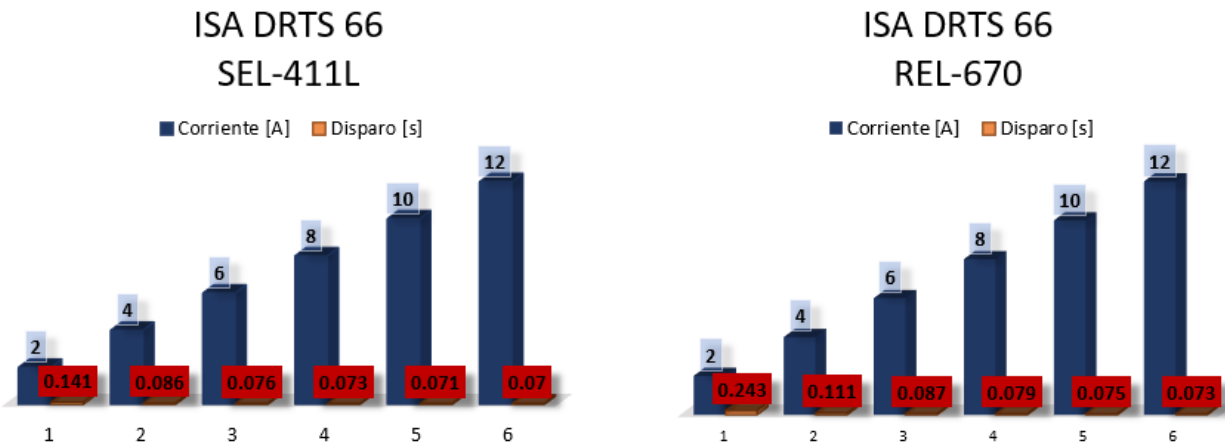


Ilustración 20- Gráfica de inyección corriente con fuente ISA DRTS 66

Fuente: Propia

A continuación, los datos de configuración y resultados con la fuente Omicron 356.

OMICRON 356 PLUS	
SEL-411L	
V1	66.40 [V]
V2	66.40 [V]
V3	66.40 [V]
F	60 [Hz]
VDC	125 [V]
Tiempo pre-falla	1 [s]

OMICRON 356 PLUS	
REL-670	
V1	66.40 [V]
V2	66.40 [V]
V3	66.40 [V]
F	60 [Hz]
VDC	125 [V]
Tiempo pre-falla	1 [s]

Corriente [A]	Disparo [s]
2	0.138
4	0.084
6	0.075
8	0.073
10	0.07
12	0.068

Corriente [A]	Disparo [s]
2	0.221
4	0.103
6	0.082
8	0.078
10	0.072
12	0.071

DIF [s]
0.083
0.019
0.007
0.005
0.002
0.003

Tabla 6- Inyección corriente con fuente Omicron 356

Fuente: Propia

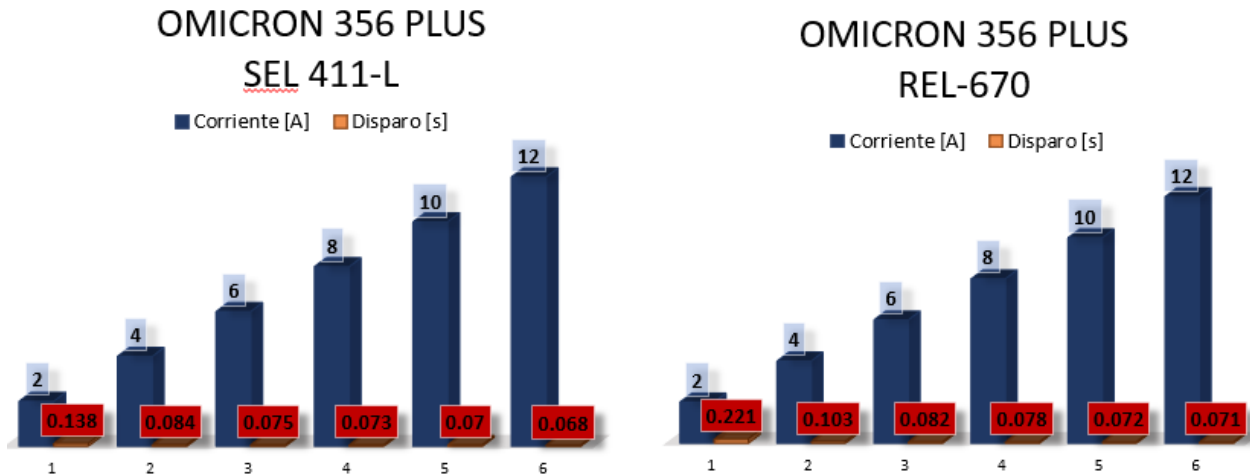


Ilustración 21- Gráfica de inyección corriente con fuente Omicron 356

Fuente: Propia

Respecto a los resultados obtenidos, se puede observar una tendencia. A mayor inyección de corriente menor es el tiempo de respuesta. Según la Norma IEEE C37-102-2006 menciona que: "El tiempo a tener en cuenta es basado en el tiempo de respuesta del interruptor y del detector de corriente, y un margen de seguridad" (IEEE, Guía para la Parametrización y pruebas de un rele, 2006).

5.2 PROTECCIÓN 50/51P: SOBRE CORRIENTE DE FASE

Las protecciones de corriente son principalmente utilizadas como protección de respaldo; estos relevadores son usados como respaldo de las líneas cuando estas son protegidas con relés de sobre corriente. La aplicación de estos relevadores es principalmente para fallas y fallas a tierra.

Hay un número de condiciones en el sistema que causan un desbalance de corriente trifásica en una línea de transmisión. La causa más común son las asimetrías que se pueden encontrar en el Sistema Eléctrico de Potencia, las cargas desbalanceadas del sistema y fases abiertas. Estas condiciones en el sistema producen componentes de corriente de secuencia negativa las cuales inducen una corriente de doble frecuencia en la superficie.

Para la simulación, se configuró que la corriente aumentara de 2 [A] hasta 8 [A]. Para los voltajes se consideró que el sistema estuviera con un sistema de 66.4 [V], similar a la simulación de la protección 67.

De igual manera, se inició la simulación con la maleta ISA y después con la maleta Omicron. A continuación, los resultados de los relevadores SEL y ABB con la maleta ISA.

ISA DRTS 66					
FASE	RELATIVA A	MAGNITUD [A]	T REAL (SEL)	T REAL (ABB)	DIFERENCIA
A-B	I #1 Fase	2	4.123 [s]	4.235 [s]	-0.112 [s]
A-B	I #1 Fase	4	900.5 [ms]	909.0 [ms]	-8.5 [ms]
A-B	I #1 Fase	6	441.9 [ms]	433.8 [ms]	8.1 [ms]
A-B	I #1 Fase	8	280.2 [ms]	275.4 [ms]	4.8 [ms]
B-C	I #1 Fase	2	4.274 [s]	4.235 [s]	0.039 [s]
B-C	I #1 Fase	4	895.6 [ms]	909.1 [ms]	-13.5 [ms]
B-C	I #1 Fase	6	438.8 [ms]	437.2 [ms]	1.6 [ms]
B-C	I #1 Fase	8	280.1 [ms]	277.4 [ms]	2.7 [ms]
C-A	I #1 Fase	2	4.317 [s]	4.235 [s]	0.082 [s]
C-A	I #1 Fase	4	899.8 [ms]	908.5 [ms]	-8.7 [ms]
C-A	I #1 Fase	6	441.6 [ms]	436.3 [ms]	5.3 [ms]
C-A	I #1 Fase	8	280.8 [ms]	275.6 [ms]	5.2 [ms]

Tabla 7- Inyección corriente fase a fase con fuente ISA

Fuente: Propia

OMICRON 356 PLUS					
FASE	RELATIVA A	MAGNITUD [A]	T REAL (SEL)	T REAL (ABB)	DIFERENCIA
A-B	I #1 Fase	2	4.006 [s]	4.118 [s]	-0.112 [s]
A-B	I #1 Fase	4	898.2 [ms]	907.3 [ms]	-9.1 [ms]
A-B	I #1 Fase	6	435.7 [ms]	428.9 [ms]	6.8 [ms]
A-B	I #1 Fase	8	272.4 [ms]	273.8 [ms]	-1.4 [ms]
B-C	I #1 Fase	2	4.012 [s]	4.115 [s]	-0.103 [s]
B-C	I #1 Fase	4	893.9 [ms]	907.2 [ms]	-13.3 [ms]
B-C	I #1 Fase	6	433.8 [ms]	429.6 [ms]	4.2 [ms]
B-C	I #1 Fase	8	273.5 [ms]	271.7 [ms]	1.8 [ms]
C-A	I #1 Fase	2	4.098 [s]	4.135 [s]	-0.037 [s]
C-A	I #1 Fase	4	893.8 [ms]	907.4 [ms]	-13.6 [ms]
C-A	I #1 Fase	6	435.6 [ms]	429.1 [ms]	6.5 [ms]
C-A	I #1 Fase	8	273.9 [ms]	272.3 [ms]	1.6 [ms]

Tabla 8- Inyección corriente fase a fase con fuente Omicron

Fuente: Propia

Con los resultados anteriores, se observa que la tendencia de mayor corriente hay menor tiempo de respuesta se mantiene. Volviendo a la norma IEEE C37-102-2006 cita que: "el dispositivo de sobre corriente generalmente para protección de respaldo por fallas de fase debe operar en tiempo máximos de 500 [ms]. (IEEE, Guia para la Parametrizacion y pruebas de un rele, 2006)

5.3 PROTECCIÓN 59: SOBRE TENSIÓN

La sobretensión de una línea puede ocurrir sin que necesariamente se exceda de los límites de V/Hz de un transformador o de un circuito. En general, este problema está asociado con transformadores de potencial, donde ante un rechazo de carga, lo sobre velocidad puede excederse en un 200% de lo normal. Bajo esta condición sobre una relación V/Hz base, la sobre excitación puede no ser excesiva pero la magnitud de la tensión sostenida puede estar encima de los límites permisibles.

Para la simulación, se consideró variar la entrada de voltajes en los relevadores bajo prueba.

OMICRON 356 PLUS	
SEL-411L	
Corriente	2 [A]
Angulo	0°; 240°; 120°
F	60 [Hz]
VDC	125 [V]
Tiempo pre-falla	0 [s]

OMICRON 356 PLUS	
REL-670	
Corriente	2 [A]
Angulo	0°; 240°; 120°
F	60 [Hz]
VDC	125 [V]
Tiempo pre-falla	0 [s]

Tension [V]	Disparo [s]
115	9.926
120	8.996
180	7.953
240	6.5344

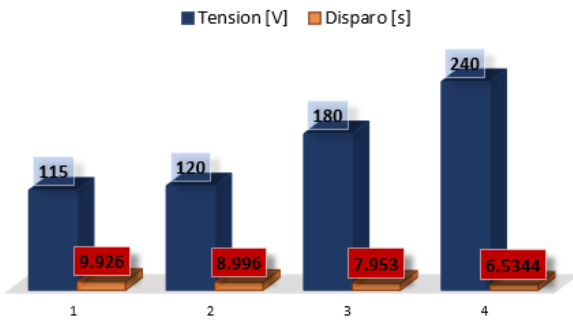
Tension [V]	Disparo [s]
115	9.93
120	9.125
180	8.562
240	6.6579

DIF [s]
0.004
0.129
0.609
0.1235

Tabla 9- Inyección de tensión con la maleta Omicron

Fuente: Propia

OMICRON 356 PLUS
SEL 411-L



OMICRON 356 PLUS
REL-670

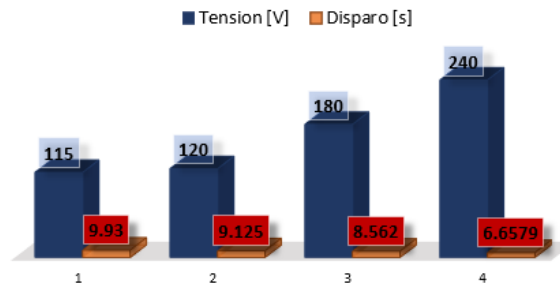


Ilustración 22- Gráfica de tiempo de respuesta con la maleta Omicron

Fuente: Propia

ISA DRTS 66 SEL-411L	
Corriente	2 [A]
Angulo	0°; 240°; 120°
F	60 [Hz]
VDC	125 [V]
Tiempo pre-falla	0 [s]

ISA DRTS 66 REL-670	
Corriente	2 [A]
Angulo	0°; 240°; 120°
F	60 [Hz]
VDC	125 [V]
Tiempo pre-falla	0 [s]

Tension [V]	Disparo [s]
115	9.9592
120	9.857
180	9.059
240	6.5314

Tension [V]	Disparo [s]
115	9.967
120	9.9138
180	9.0918
240	6.5484

DIF [s]
0.0078
0.0568
0.0328
0.017

Tabla 10- Inyección de tensión con la maleta ISA

Fuente: Propia

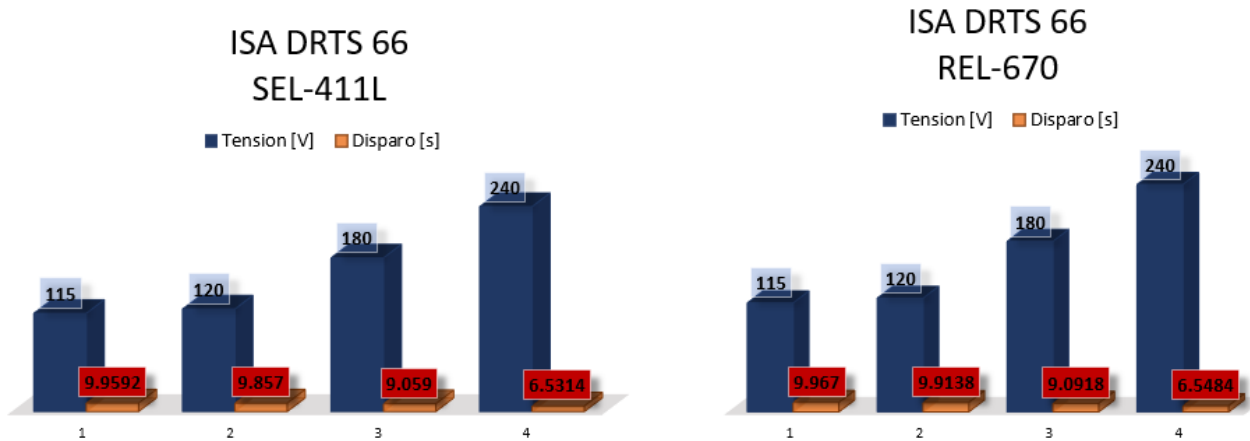


Ilustración 23- Gráfica de tiempos de respuesta con la maleta ISA

Fuente: Propia

En base a los resultados mostrados en ambos relevadores ya sea ABB o SEL, la tendencia de mayor inyección de tensión menor tiempo de respuesta se sigue manteniendo. La Norma IEEE C37-102-2006 establece que: "El primer estado de partida se ajusta al 110% de la tensión nominal del transformador o circuito tendrá un retardo aproximado de 10 a 15 segundos."

Estos resultados no deben mostrar ninguna preocupación, ya que a pesar que los tiempos de respuesta se vean muy elevados se encuentran dentro de la norma establecida y el relevador lo que lee de primera instancia es la inyección de corriente, ya que la corriente afecta de manera más grave el sistema eléctrico.

5.4 APERTURA DE FASES EN UN INTERRUPTOR DE POTENCIA

Un esquema de falla de interruptor necesita ser aplicado cuando los relés de protección del sistema operan para disparar el interruptor del transformador o generador sin tener resultado alguno, por esta razón es necesario aplicar una protección de 50BF o falla de interruptor. La protección de falla de interruptor monitorea el disparo de los interruptores de potencia.

Los criterios a tener en cuenta para una falla de interruptor están dados en base al detector de corriente y el temporizador.

Detector de corriente: el máximo del detector debe ser más sensible que el mínimo de corriente presente durante una falla. El valor pico de corriente a plena carga puede suministrar un margen de seguridad adicional, sin embargo, esto no es esencial para mantener el máximo a plena carga. Para el ajuste del detector de falla se debe tener en cuenta los valores secundarios de corriente a plena carga y corriente de falla en terminales de la máquina; teniendo estos valores, se hace los ajustes necesarios.

Temporizador: el tiempo a tener en cuenta es basado en el tiempo de respuesta del interruptor y del detector de corriente, y un margen de seguridad.

ISA DRTS 66				
PRUEBA APERTURA				
SEL-411L				
Corriente [A]	10			
Voltaje [kV]	1			
F [Hz]	60			
Fases	A,B,C			
Corriente [A]	T.D [ms]	Apert. A1 [ms]	Apert. B1 [ms]	Apert. C1 [ms]
12.635	9.4	20	20	20
12.444	7.6	21.4	21.6	21.4
13.722	6.1	19	19	19
11.99	8.2	19.8	19.7	19.8

ISA DRTS 66				
PRUEBA APERTURA				
REL-670				
Corriente [A]	10			
Voltaje [kV]	1			
F [Hz]	60			
Fases	A,B,C			
Corriente [A]	T.D [ms]	Apert. A1 [ms]	Apert. B1 [ms]	Apert. C1 [ms]
12.89	9.9	21.1	21.1	21.1
12.356	8.6	20.6	20.6	20.6
12.781	8.3	20.1	20	20.1
12.143	7.6	20	19.9	19.9

Tabla 11- Resultados de tiempo apertura con ISA

Fuente: Propia

OMICRON 356 PLUS				
PRUEBA APERTURA				
SEL-411L				
Corriente [A]	10			
Voltaje [kV]	1			
F [Hz]	60			
Fases	A,B,C			
Corriente [A]	T.D [ms]	Apert. A1 [ms]	Apert. B1 [ms]	Apert. C1 [ms]
12.365	9.4	20.6	20.6	20.6
12.573	7.8	19.6	19.8	19.6
12.423	9.1	21	21	21
12.984	8.5	20	20	20

OMICRON 356 PLUS				
PRUEBA APERTURA				
REL-670				
Corriente [A]	10			
Voltaje [kV]	1			
F [Hz]	60			
Fases	A,B,C			
Corriente [A]	T.D [ms]	Apert. A1 [ms]	Apert. B1 [ms]	Apert. C1 [ms]
12.794	9.2	20.1	20.1	20.1
12.564	9.1	20.2	20.1	20.2
12.435	8.6	20.9	20.9	20.9
12.782	8.9	19.7	19.7	19.7

Tabla 12- Resultados de tiempo apertura con Omicron

Fuente: Propia

5.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE RELÉS SEL Y ABB

En la actualidad, SEL es líder en relevadores de protección con detección de fallas de alta velocidad, segura y confiable; localización de falla exacta; y extensas funciones de automatización

y control. Los relés SEL tienen el mayor tiempo promedio entre fallas en el ámbito de las protecciones eléctricas.

Los relevadores de protección ABB ofrecen una solución avanzada con un costo-beneficio óptimo. En donde también se destaca la fácil integración al sistema de comunicación y la fácil programación de ajustes para el sistema. Ofrece comunicación inalámbrica entre el relé y la computadora portátil ya que mejora la capacidad del relé para la comunicación local.

DESCRIPCION	RELEVADORES	
	SEL	ABB
Precio	\$\$\$	\$\$
Comunicación	MODBUS, DNP, IEC 61850	MODBUS, DNP, IEC 61850
Tamaño	Diseño compacto y diseño de 19"	Diseño compacto y diseño de 19"
Velocidad de Reacción	Mayor velocidad	Menor velocidad
Diseño extraíble	No	Si
Programación	Código SEL	En bloque
Garantía	10 años	3 años

Ilustración 24- Comparación de ABB y SEL

Fuente: Propia

VI. CONCLUSIONES

1. Al definir y estructurar el procedimiento de pruebas se brinda la oportunidad de conocer el desempeño de protección antes de su implementación en el sistema de potencia y da la posibilidad de escoger los equipos más adecuados para el sistema.

2. De acuerdo a los resultados de las mediciones en la Protección Sobre-corriente Direccional (67N), el relevador SEL opera un 14% más rápido que el relevador ABB, ya sea usando el equipo ISA con el de la Omicron.

3. De acuerdo a los resultados en la Protección de Sobre-corriente de Tiempo Inverso y Tiempo Instantáneo (50/51P), los tiempos de respuesta andan similares. Con el equipo ISA, el relé ABB tiene tiempos de operación más rápidos con respecto al SEL, pero de acuerdo a la Norma IEEE C37, los relevadores están dentro del rango de operación.

4. De acuerdo a los resultados mostrados en la Protección de Sobretensión (59), el tiempo de respuesta del relé SEL está un 5% más rápido que el relé ABB.

5. Los tiempos de apertura están un 13% más rápido en el relé SEL usando el equipo ISA y Omicron.

VII. RECOMENDACIONES

1. Implementación de relés numéricos multifuncionales, por su simple modificación de parámetros, ya que estos equipos son capaces de asumir varias funciones como: las medidas, las lecturas y protecciones.

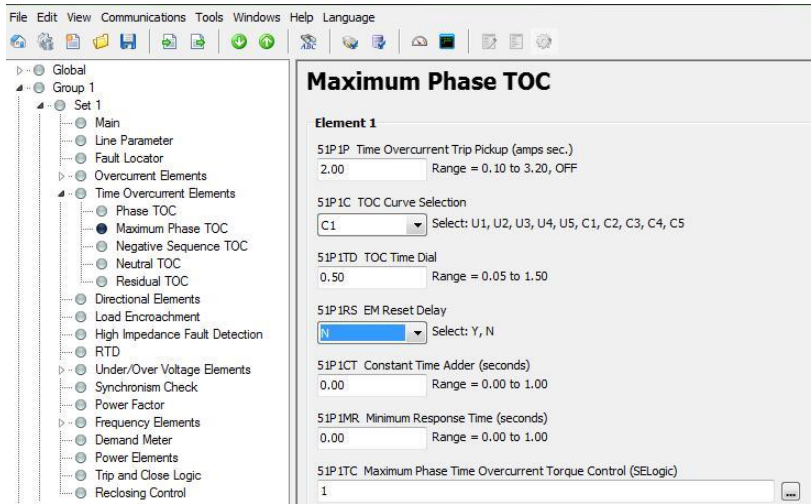
2. Para el modelamiento del sistema eléctrico, se debe crear modelos individuales de cada uno de los equipos, esto con el fin de tener sistemas lo más parecidos a la realidad, facilitando así el ajuste y la edición del modelo del sistema bajo estudio.

3. Al momento de implementar protecciones para grandes áreas de consumo, es recomendable usar relés de tipo numérico, los cuales brindan muchas de las funciones de protección.

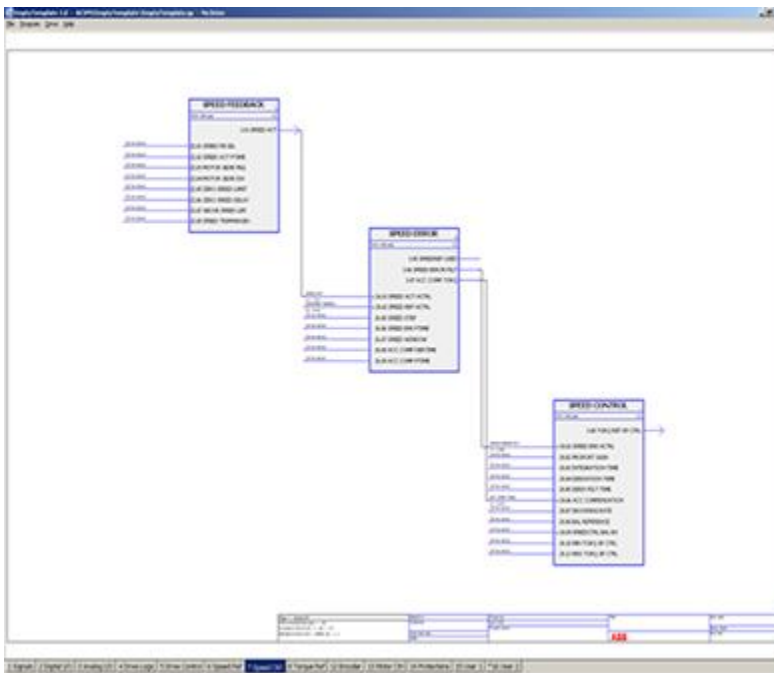
4. Independientemente de la maleta de prueba que se use, los relés operan dentro de la norma IEEE C37, los cuales tienen tiempos de operación que son aceptables ya que están dentro del rango.

5. Para caso de estudio, se debe conocer el funcionamiento del sistema eléctrico y sus variantes operativas.

ANEXOS



Anexo 1- Programación en relé SEL



Anexo 2- Programación en relé ABB

BIBLIOGRAFÍA

- Alstom Grid. (2016). *Network Protection & Automation Guide*.
- Barrientos, A. (2012). *Fundamentos de proteccion aplicados a linea de transmision*. Madrid: McGraw-Hill.
- Catano, R. (2013). *Diagnostico de Reles de Proteccion de Linea*. Medellin, Colombia.
- Cuellar, H. C. (2011). *Coordinacion de Protecciones en Centros Industriales*. Cartagena.
- Dorch, H., & Herrmann, J. (1994). Fundamental application in distance protection. In H. Dorch, & J. Herrmann, *Fundamental application in distance protection* (pp. 33-40). Alemania: Adventure.
- ENEE. (2021). *Reles mas usados en Honduras*. Tegucigalpa.
- Hernández Sampieri, F. C. (2014).
- IEC. (1991). *Normativa de Transformadores de Tension e Intensidad*.
- IEEE. (1992). Power System Protection History. In R. MacKellar, *IEEE Power Engineering Review* (pp. 25-27). Canada.
- IEEE. (2006). *Guia para la Parametrizacion y pruebas de un rele*.
- Jaime Espinoza, P. S. (2010). Guia de Seleccion de sistemas de proteccion en subestaciones. *Universidad Politecnica Salesiana*, 100.
- Mason, R. (1956, Mayo). *Art & Science of Protective Relaying*.
- Neira, G. (2014, Abril). Retrieved from Introduccion a las Protecciones Electricas
- Norwatt. (2018). Retrieved from Consideraciones practicas a la hora de disenar una sala de baterias
- Pérez, L. (1992, Septiembre 01). *IEEE Power Engineering Review*. Canada.
- Ramirez, M. (2005, Junio). *Proteccion de Sistemas Electricos de Potencia*. Nuevo Leon.
- Sainz, F. (2016). *Equipos para redes electricas*. Mexico DF: EPRECSA.

Sandoval, M. (2019). Proteccion NPS. In M. Sandoval, *Proteccion en Restaurador NPS*. Mexico.

SEL. (2005). Retrieved from selinc.com

SEL. (2005). *Funcionamiento de los reles*.

Tena Suck, R. (2001). Metodologia de la Investigacion. In R. Tena. Retrieved from autosolar.pe