



DIAGNÓSTICO DE RELÉS DE PROTECCIÓN DE LÍNEA

RUBEN DARIO CATAÑO GODOY IE

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS
ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2013**

DIAGNOSTICO DE RELÉS DE PROTECCIÓN DE LÍNEA

RUBEN DARIO CATAÑO GODOY IE

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Transmisión y
Distribución de Energía Eléctrica**

Director

JHON ALBEIRO CALDERÓN
Ing. Electricista
Msc Ingeniería de Sistemas.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS
ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2013

Nota de aceptación

Firma
Nombre
Presidente del jurado

Firma
Nombre
Jurado

Firma
Nombre
Jurado

Medellín, 6 de diciembre de 2013

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primero a Dios.

También agradezco a tantas personas que han aportado para llegar a donde estoy ahora, que han sido parte de mi vida, que me han aconsejado y apoyado incondicionalmente, a todos ellos quiero darles las gracias y ofrecerles este logro

Y agradezco sobre todo a mis padres, uno conmigo y otro en mi corazón, parafraseando a Khalil Gibran, ellos que han sido mi arco y yo su flecha viviente, ellos que se han doblado y tensado firmemente para que yo vuele raudo hacia la lejana diana en el camino al infinito

CONTENIDO

LISTA DE ILUSTRACIONES.....	8
LISTA DE TABLAS.....	9
LISTA DE ANEXOS	11
GLOSARIO Y SIGLAS	12
RESUMEN	13
INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES	15
1.1 PRUEBAS DE RELÉS	15
1.2 PROBLEMA	15
1.2.1 Raíces Primarias	16
1.2.2 Elementos.....	16
1.2.3 Perceptores	17
1.3 PROPUESTA INVESTIGATIVA	17
2. MARCO TEÓRICO	18
2.1 IMPACTO DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN EN LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA	18
2.2 CONDICIONES ANORMALES DE SERVICIO	18
2.3 SELECTIVIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIONES	18
3. ESQUEMA GENERAL DE PRUEBAS.....	20
3.1 DESCRIPCIÓN DEL ESQUEMA DE PRUEBAS.....	20
3.2 SISTEMA A PROTEGER.....	22
3.3 MODELAMIENTO DEL SISTEMA A PROTEGER	23
3.4 FUENTES (LOCAL Y REMOTA).....	23
3.4.1 Parámetros de las fuentes.....	23
3.4.2 Homogeneidad del sistema	25
3.5 LÍNEA DE TRANSMISIÓN A PROTEGER.....	26
3.5.1 Características típicas de líneas de transmisión.....	27
3.5.2 Impedancia típicas de líneas de transmisión – Circuito Sencillo - Horizontal.....	28
3.6 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN Y DE CORRIENTE	36
4. SENSIBILIZACIÓN EN LA CONFORMACIÓN DE LA FALLA.....	37
4.1 EFECTOS QUE INFLUENCIAN LA CONFORMACIÓN DE LA FALLA ...	37

4.1.1	Longitudinales.....	37
4.1.2	Trasversales	37
4.2	PARÁMETROS PARA AJUSTE DE RELÉS	38
4.2.1	Compromiso con lo que ofrece el relé	38
4.2.2	Compromiso con el sistema de protección	39
5.	MÉTODO DE PRUEBAS	40
5.1	CONFORMACIÓN DE ARCHIVOS DIGITALES DE LAS PRUEBAS	41
5.2	SELECCIÓN DE ESCENARIOS DE PRUEBA	42
5.3	modelos de FALLA A INYECTAR	43
5.3.1	Tipos de falla	43
5.3.2	Localización de la falla.....	43
6.	FUNCIONES EVALUABLES EN LA PROTECCIONES DE LÍNEA	45
6.1	FUNCIONES DE PROTECCIÓN	45
6.2	LÓGICAS DE PROTECCIÓN COMPLEMENTARIAS.....	45
6.3	OTRAS FUNCIONALIDADES.....	45
6.3.1	Registro oscilográfico de fallas (osciloperturbografía)	45
6.3.2	Localizador de fallas	45
6.4	ANOMALÍAS DE LA FUNCIÓN DISTANCIA (ANSI 21/21N)	46
6.4.1	Error en selección de la fase o fases falladas	46
6.4.2	Omisión en la detección de falla	46
6.4.3	Error en la evaluación de direccionalidad de las fallas	46
6.4.4	Sobrealcance de la función distancia	46
6.4.5	Tiempo de actuación y localización	46
6.5	ANOMALÍAS DE LA FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE TIERRA (ANSI 67N).....	47
6.5.1	Bloqueo incorrecto por inversión de corriente	47
6.5.2	Error en selección de la fase o fases falladas y omisión en la detección	47
6.6	ANOMALÍAS DE LAS FUNCIONES COMPLEMENTARIAS DE PROTECCIÓN	47
6.6.1	Función SOTF	47
6.6.2	Sobretensión.....	47
6.6.3	WEI (fuente débil) por señal permisiva de distancia	48
6.6.4	Función de recierre.....	48
6.6.5	WEI (fuente débil) por señal permisiva 67N	48

6.6.6	Función de sincronismo	48
6.6.7	Oscilación de potencia.....	48
6.6.8	Transitorios secundarios de tensión	49
6.6.9	Pérdida de potencial secundario.....	49
6.6.10	Esquemas de teleprotección-POTT (Sobrealcance Permisivo).....	49
6.6.11	Esquemas de teleprotección-67NCD (Sobrecorriente en esquema de comparación direccional)	50
7.	MÉTODO PARA EVALUACIÓN DE RESULTADOS	51
7.1	ANOMALÍAS A DETECTAR.....	51
7.1.1	Clases de anomalías en tipos de falla	51
7.1.2	Declarar anomalías en tipos de falla.....	52
7.2	DEFINIR SEVERIDAD O IMPACTO DE LAS ANOMALÍAS.....	54
7.3	CONTABILIZAR LAS ANOMALÍAS	55
7.4	PONDERAR Y VALORAR LA SEVERIDAD DE LAS ANOMALÍAS.....	55
7.5	CALIFICAR	56
7.5.1	Valor de referencia comparativo	56
7.5.2	Calificación operativa.....	57
7.5.3	Ejemplos de calificación	58
7.6	ANÁLISIS ADICIONAL DE LAS ANOMALÍAS	62
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	64
	BIBLIOGRAFÍA	65
	ANEXOS	66
	ANEXO 1. VALORES DE REACTANCIA PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	67
	ANEXO 2. TIPOS DE FALLAS Y ANOMALÍAS.....	73

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Esquema general de pruebas	20
Ilustración 2. Modelo simplificado del sistema a proteger	22
Ilustración 3. Modelo de Fuentes local o remota	23
Ilustración 4. Disposición general para algunos modelos de torres.....	27
Ilustración 5. Disposición general para circuito sencillo – Un conductor por fase .	28
Ilustración 6. Variación de la reactancia – Un solo conductor por fase	29
Ilustración 7. Disposición general para circuito sencillo – Más de un conductor por fase	30
Ilustración 8. Variación de la reactancia de secuencia positiva para circuito sencillo – Dos conductores por fase - Haz 460mm	31
Ilustración 9. Variación de la reactancia de secuencia positiva para circuito sencillo – Tres conductores por fase Haz 460mm	31
Ilustración 10. Variación de la reactancia de secuencia positiva para circuito sencillo –Cuatro conductores por fase Haz 460mm	32
Ilustración 11. Variación de la reactancia de secuencia cero para circuito sencillo – Un conductor por fase	33
Ilustración 12. Variación de la reactancia de secuencia cero para circuito sencillo – Dos conductores por fase - Haz 460mm – Sin cable de guarda	33
Ilustración 13. Variación de la reactancia de secuencia cero para circuito sencillo – Tres conductores por fase - Haz 460mm – Sin cable de guarda.....	34
Ilustración 14. Variación de la reactancia de secuencia cero para circuito sencillo – Cuatro conductores por fase - Haz 460mm – Sin cable de guarda.....	34
Ilustración 15. Variación de la reactancia de secuencia cero para circuito sencillo – Dos conductores por fase - Haz 460mm – Con cable de guarda.....	35
Ilustración 16. Variación de la reactancia de secuencia cero para circuito sencillo – Tres conductores por fase - Haz 460mm – Con cable de guarda.....	35
Ilustración 17. Variación de la reactancia de secuencia cero para circuito sencillo – Cuatro conductores por fase - Haz 460mm – Con cable de guarda.....	36
Ilustración 18. Esquema del proceso de pruebas.....	40
Ilustración 19. Registro de inyección secundaria de una prueba	41
Ilustración 20. Tipos de falla a inyectar	43
Ilustración 21. Localización de la falla a inyectar.....	44
Ilustración 22. Esquema POTT	50
Ilustración 23. Algunas anomalías y fallas asociadas	52
Ilustración 24. Declaración de anomalía	53
Ilustración 25. Análisis 3D de anomalías.....	63

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Niveles de cortocircuito de las fuentes (*)	25
Tabla 2. Impedancias de cortocircuito de las fuentes.....	25
Tabla 3. Alternativas de las posibles combinaciones de las fuentes	26
Tabla 4. Alternativas de las posibles combinaciones de las impedancias de las fuentes	26
Tabla 5. Espaciamientos entre fases típicos para líneas de transmisión	27
Tabla 6. Alternativas para los tipos líneas de transmisión.....	27
Tabla 7. Longitudes máximas de las líneas de transmisión a considerar en este proyecto	28
Tabla 8. Alternativas de las posibles combinaciones de las fallas a inyectar	42
Tabla 9. Ejemplo declaración de anomalía	54
Tabla 10. Tipo de anomalía y su impacto en el sistema.....	54
Tabla 11. Clasificación de los tipos de falla y su ocurrencia en el sistema	55
Tabla 12. Matriz de ocurrencia de anomalías (contabilidad y clasificación de anomalías por impacto frecuencia y ocurrencias)	55
Tabla 13. Matriz de ponderación del riesgo	56
Tabla 14. Matriz de clasificación del riesgo.....	57
Tabla 15. Matriz de aceptación según cantidad de anomalías y su clasificación..	57
Tabla 16. Ejemplo 1 - Calificación comparativa.....	58
Tabla 17. Ejemplo 1 - Calificación Operativa.....	59
Tabla 18. Ejemplo 2 - Calificación comparativa.....	59
Tabla 19. Ejemplo 2 - Calificación Operativa.....	60
Tabla 20. Ejemplo 3 - Calificación comparativa.....	61
Tabla 21. Ejemplo 3 - Calificación Operativa.....	62
Tabla 22. Reactancia de secuencia positiva para circuito sencillo – Un conductor por fase	67
Tabla 23. Reactancia de secuencia positiva para circuito sencillo - Dos conductores por fase - Haz 460 mm	67
Tabla 24. Reactancia de secuencia positiva para circuito sencillo - Tres conductores por fase - Haz 460 mm	68
Tabla 25. Reactancia de secuencia positiva para circuito sencillo - Cuatro conductores por fase - Haz 460 mm	68
Tabla 26. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Un conductor por fase – Sin cable de guarda.....	69
Tabla 27. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Un conductor por fase – Un cable de guarda	69
Tabla 28. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Dos conductores por fase - Haz 460 mm – Sin cable de guarda	70
Tabla 29. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Dos conductores por fase - Haz 460 mm – Un cable de guarda.....	70
Tabla 30. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Tres conductores por fase - Haz 460 mm – Sin cable de guarda	71

Tabla 31. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Tres conductores por fase - Haz 460 mm – Un cable de guarda.....	71
Tabla 32. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Cuatro conductores por fase - Haz 460 mm – Sin cable de guarda	72
Tabla 33. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Cuatro conductores por fase - Haz 460 mm – Un cable de guarda.....	72
Tabla 34. Tipos de falla y anomalías relacionadas.....	73
Tabla 35. Tipos de falla y desempeño esperado.....	76

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. VALORES DE REACTANCIA PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	67
ANEXO 2. TIPOS DE FALLAS Y ANOMALÍAS.....	73

GLOSARIO Y SIGLAS

67NCD: Sobrecorriente a tierra direccional en esquema Comparación Direccional

ATP: Alternative Transient Program, programa de transitorios electromagnéticos

COMTRADE: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems. Formato común para intercambio de datos de transitorios para sistemas de potencia.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

INFEED: Efecto por el cual la impedancia aparente de falla vista por el relé es modificada debido por los aportes de corriente de otros circuitos adyacentes al punto de falla

ISA: Interconexión Eléctrica S.A. "E.S.P."

LOP: Loss of Potential. Pérdida de potencial.

OOS: Out of Step, sigla usada para indicar uno de los efectos de la oscilación de potencia en sistemas

POTT: Permissive Overreach Transfer Trip.

SIR: Source to line Impedance Ratio, Relación de la impedancia de la Fuente atrás de la ubicación del relé contra la impedancia de la línea de transmisión

SOTF: Switch On To Fault. Cierre en falla

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

WEAK INFEED: Esquema de teleprotección que se debe implementar para la detección de fallas cuando el aporte de corriente de falla uno en ese extremo es muy bajo debido a que su nivel de cortocircuito también es muy débil

RESUMEN

Los relés de protección 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 relé debería anticiparse a las operaciones indeseadas y a la materialización de eventos o resultados no esperados.

Para la puesta en servicio de relés modernos para líneas de transmisión, se debe verificar que el desempeño del equipo sea adecuado, para cumplir con esta condición, se requiere la realización de pruebas de diagnóstico para validar el desempeño previo a la instalación. En ocasiones se hace necesario realizar pruebas adicionales posteriores a la puesta en servicio para corregir desviaciones o anomalías por operaciones erróneas, no deseadas o que no fueron consideradas en los diseños y pruebas originales.

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 que tiene deficiencias en sus protecciones. La motivación primordial de la realización de un diagnóstico adecuado de un relé de protección será la identificación del riesgo y la posibilidad de anticipar, corregir o mitigar dicho riesgo al cual estaría expuesto el sistema si se instala ese relé como protección de línea.

El alcance de este trabajo incluye la definición de varios parámetros para la acotación de los posibles escenarios de pruebas, en los capítulos 3 y 4 se definen algunas de las variables y los rangos sugeridos para el sistema de transmisión colombiano. También hace parte del alcance la definición de las funciones de protección a probar, ver capítulo 6, haciendo referencia también al esquema de protección de líneas de transmisión para Colombia, establecido en el Código de Redes de la CREG [3], en el capítulo 5 se describe el método de pruebas, y finalmente en el capítulo 7 se da una definición de las anomalías para las funciones a probar, la evaluación de la anomalías y un método para calificación del desempeño del relé bajo prueba.

PALABRAS CLAVES: DIAGNOSTICO DE PROTECCIONES, PRUEBA DE RELÉS,

INTRODUCCIÓN

La realización de este trabajo se fundamenta en parte de un proceso que realizó ISA denominado Homologación de Relés, ver referencia [9], el cual, de manera resumida, consistió en realizar pruebas a varios relés de protección de línea de diferentes fabricantes para evaluar sus algoritmos de protección, aplicados con ajustes de diferentes líneas de transmisión de Colombia y por ultimo calificar los relés con los resultados de las pruebas y seleccionar los que mejor desempeño presentaron.

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, cuáles 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 de detalle suficiente para inferir su desempeño en su lugar de instalación.

Motivados 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. Este trabajo presenta un procedimiento de pruebas para el diagnóstico de protecciones de línea donde se someta 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.

1. GENERALIDADES

1.1 PRUEBAS DE RELÉS

La ejecución de pruebas a relés de protección es una actividad mediante la cual se evalúa la funcionalidad del equipo en un entorno específico, simulando y aplicando al relé las condiciones y señales periféricas a las cuales se verá sometido el mismo. El relé debe reaccionar a las simulaciones emitiendo señales y comandos, los cuales se registran, se analizan, se evalúan y califican. Con los resultados de las pruebas se pueden obtener muchas definiciones, por ejemplo, validar si el desempeño del relé es el adecuado, o si es necesaria alguna modificación a los ajustes, o si es viable la instalación del relé en el sistema, o si el esquema de protección requiere algún rediseño, en general, los resultados de las pruebas le permiten al ingeniero de protección emitir un diagnóstico y tomar una acción ya sea de aplicación, o preventiva o correctiva. Por las razones anteriores, los escenarios de pruebas de los relés deben ser tal que se cubran, la gran mayoría de situaciones previsibles del sistema en cual se instalará el relé de protección, además, los modelos para las pruebas deben ser un reflejo lo más próximo posible del sistema de potencia real, los ajustes de los relés deben tener en cuenta la potencialidad ofrecida por los fabricantes, el ejecutor de las pruebas debe conocer muy bien tanto el equipo de prueba como el equipo que va a someter a evaluación, al conjugar todas las previsiones anteriores se podrán tener resultados válidos para una aplicación segura y confiable del relé de protección en el sistema de transmisión.

Adicionalmente el conocimiento previo del desempeño de los relés de protección permite también evaluar el riesgo de la instalación

1.2 PROBLEMA

Convencionalmente, la evaluación de la funcionalidad y desempeño de los relés de distancia no se ha realizado previamente a la adquisición del mismo. Es decir, en general solo se realizó la evaluación a su funcionalidad después de la adquisición del mismo, para la puesta en servicio o si después de estar en servicio el equipo presenta algún fallo en el despeje de una falla o si el análisis post operativo indica que su desempeño no es el adecuado. Además, no se han incluido en las pruebas la sensibilización de variables que influyen en su aplicación final y particular.

Lo anterior, ha llevado en la práctica a la adquisición de relés de protección que no se adaptan de manera integral a las necesidades propias del sistema de potencia en su punto de aplicación generándose con ello operaciones indeseadas con las implicaciones que ello tiene para la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.

En la mayoría de las veces, la evaluación del desempeño solo se ha enfocado a la funcionalidad del equipo secundario de protección, ignorando la influencia que

pueden tener en el desempeño del relé otros elementos como equipos primarios (interruptor de potencia, transformador de potencial, transformadores de corriente) o la topología de la subestación en relación con el sistema de transmisión (líneas doble circuito, tipos de carga conectada, comportamiento de las fuentes del sistema) y otros elementos periféricos secundarios (teleprotecciones, otras funciones de protección complementarias, relés auxiliares, selectores auxiliares, sistemas de gestión y comunicación) que son parte integral del sistema de protección.

En el presente trabajo 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 relés y sirve como insumo para la toma de decisión en torno de las protecciones adecuadas que se deben comprar para ser instaladas en el sistema eléctrico de potencia.

1.2.1 Raíces Primarias

1.2.1.1 Raíces Técnicas y operativas

- Falta integrar todos los participantes en la evaluación del sistema de protecciones para líneas de transmisión, como son la operación, el mantenimiento y las especificaciones técnicas para adquisición.
- Los esquemas de protección no se adaptan a los beneficios tecnológicos actuales ofrecidos por los fabricantes de relés.
- Se desconoce el desempeño de los productos de algunos fabricantes.
- El alcance de las especificaciones técnicas para compra de equipos no incorpora todos los requerimientos de desempeño o funcionalidad.

1.2.1.2 Raíz Económica

- Se presentan eventos de demanda de energía no atendida.
- Las empresas de transporte de energía son sancionadas económicamente por eventos de demanda no atendida.

1.2.1.3 Raíz Regulatoria

- Se incumplen los índices de calidad de servicio de transmisión de energía.
- No se adaptan los esquemas existentes para atender las disposiciones regulatorias en curso.
- No se prevé ni se prepara el sistema para el cumplimiento de las expectativas de regulatorias futuras.

1.2.2 Elementos

El proceso de conformación y soporte teórico de este proyecto se apoyó en los siguientes elementos.

1.2.2.1 Elementos Primarios

- Teoría de protecciones de líneas de transmisión.
- Metodologías de mantenimiento.
- Diseño de subestaciones y líneas de transmisión.
- Criterios de diseño de los esquemas de protección.
- Pruebas de protecciones eléctricas.
- Equipos de inyección secundaria.
- Modelamiento de sistemas de potencia.

1.2.2.2 Elementos Secundarios

- Especificaciones de diseño y características técnicas de los equipos del sistema.
- Especificaciones técnicas para adquisición de protecciones.

1.2.3 Perceptores

El proyecto será de interés y tendrá una amplia aplicabilidad para los siguientes perceptores:

1.2.3.1 Perceptores Directos

- Usuarios de relés para protección de líneas de transmisión.
- Empresas de transporte de energía.
- Grandes clientes consumidores de energía del Sistema Nacional de Transmisión.
- Vida útil de los equipos de maniobra.
- Generadores.

1.2.3.2 Perceptores Indirectos

- Consumidores menores.
- Comercializadores.

1.3 PROPUESTA INVESTIGATIVA

Definir un esquema de pruebas para equipos de protección de líneas de transmisión, que permita prever y calificar su desempeño principalmente como función de distancia además de otras funciones complementarias de protección para líneas.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 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, ésta 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.

2.2 CONDICIONES ANORMALES DE SERVICIO

Las condiciones anormales de servicio en los sistemas de transmisión 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 o capacitivos, o simplemente también ocurren después de malas operaciones como por ejemplo cierres de interruptores con líneas aterrizados o en falla.

Estas condiciones anormales mencionadas anteriormente tienen varios síntomas de los cuales el incremento de la 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 decrementos de la tensión, desviación angular de los fasores, cambios en la frecuencia, cambios en impedancias, etc.

2.3 SELECTIVIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

Las protecciones deben ser capaces no solamente de detectar y medir las condiciones anormales de 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. ESQUEMA GENERAL DE PRUEBAS

En la Ilustración 1 se muestra un esquema general de la implementación de las pruebas a un relé de protección. Se describe aquí el procedimiento de pruebas y en los siguientes capítulos se describe en detalle cada parte del proceso.

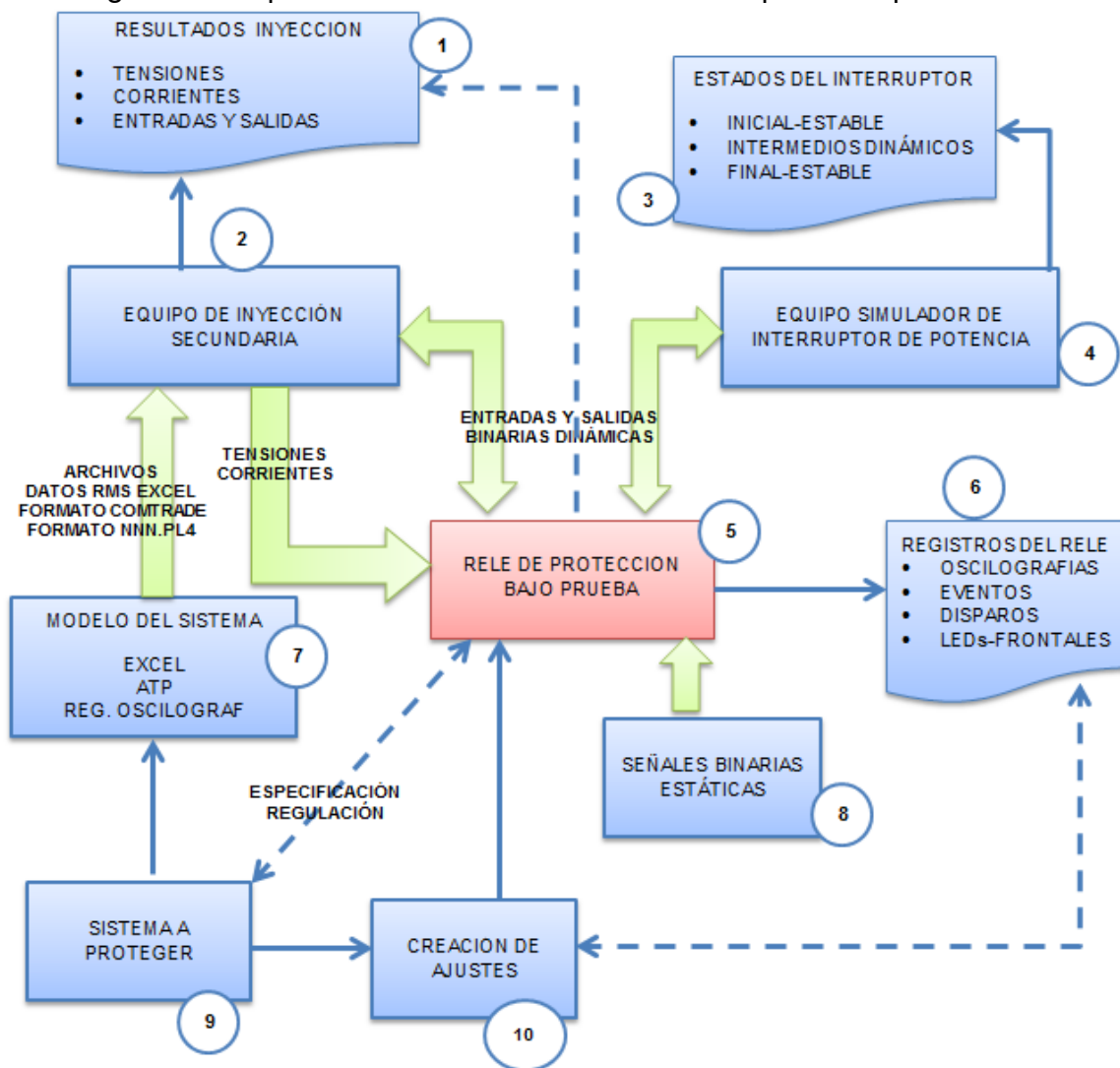


Ilustración 1. Esquema general de pruebas

3.1 DESCRIPCIÓN DEL ESQUEMA DE PRUEBAS

Los siguientes numerales están referidos todos a la Ilustración 1

1. Recuadro 9. 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, tipo de torre, disposición de fases, tramos doble circuito, etc.) que serán consideradas para la evaluación del desempeño del relé.
 - b. Se define los tipos de fuentes, homogeneidad del sistema, niveles de cortocircuito de las fuentes extremas de las líneas de transmisión 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 prefalla, 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 en las normas regulatorias [3], los requerimientos del sistema y los criterios técnicos empresariales se definen también la filosofía de los esquemas de protección que deben cumplir los relé a instalar en el sistema
2. Recuadro 10. Con base en los modelos del sistema y los criterios [11] 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, ver capítulo 6. 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 o su complementariedad, tal es el caso de los relés de tecnología modernos con procesadores numéricos. 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. Línea punteada entre recuadros 6 y 10.
 3. Recuadro 7. 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, desde este programa se generan las diferentes simulaciones de las fallas requeridas para las pruebas, en estas simulaciones se deben integrar todos los elementos eléctricos que tengan influencia en el desempeño del relé. Los archivos oscilográficos también pueden ser obtenidos a partir de modelaciones son software especializados como ATP, DIGSILENT (EMT), etc., o de eventos reales, es decir, de otros equipos como registradores de fallas u otros relés de protección que han estado en servicio en el sistema de potencia y que han capturado tales eventos. La naturaleza del evento o el desempeño del relé en servicio ante algunos eventos, llamémoslos especiales, hacen meritorio que un registro real sea considerado para la evaluación de otros equipos de protección.
 4. Recuadro 4. El relé bajo pruebas, adicional a las señales análogas y binarias mencionadas arriba, debe recibir entre otras señales periféricas la posición del interruptor y así mismo la opción de simular la apertura por acción de los disparo, para esto se le conecta un arreglo de relés que simularán los estados del interruptor y las bobinas de disparo y cierre del mismo. Esos mismos

estados de posición de interruptor antes, durante y después de la falla serán considerados en la evaluación del desempeño del relé, recuadro 3.

5. Recuadro 1 y 2. 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. El equipo de inyección debe generar también señales binarias dinámicas, como por ejemplo, las señales de recepción de las teleprotecciones que se puedan aplicar al relé, así mismo el equipo de inyección debe registrar el desempeño del equipo bajo prueba capturando las salidas binarias que puedan ser emitidas desde el relé bajo prueba, como por ejemplo, disparos, arranques, bloqueos, etc. Los registros del equipo de inyección, recuadro 1, y los que genere el relé, recuadro 6, serán almacenados, clasificados, evaluados y calificados.

3.2 SISTEMA A PROTEGER

Se debe definir y modelar un sistema eléctrico que incluya todos los elementos eléctricos aledaños a la ubicación en la cual se introducirá el relé de protección a ser evaluado, en la Ilustración 2 se muestra el esquema resumido de un sistema.

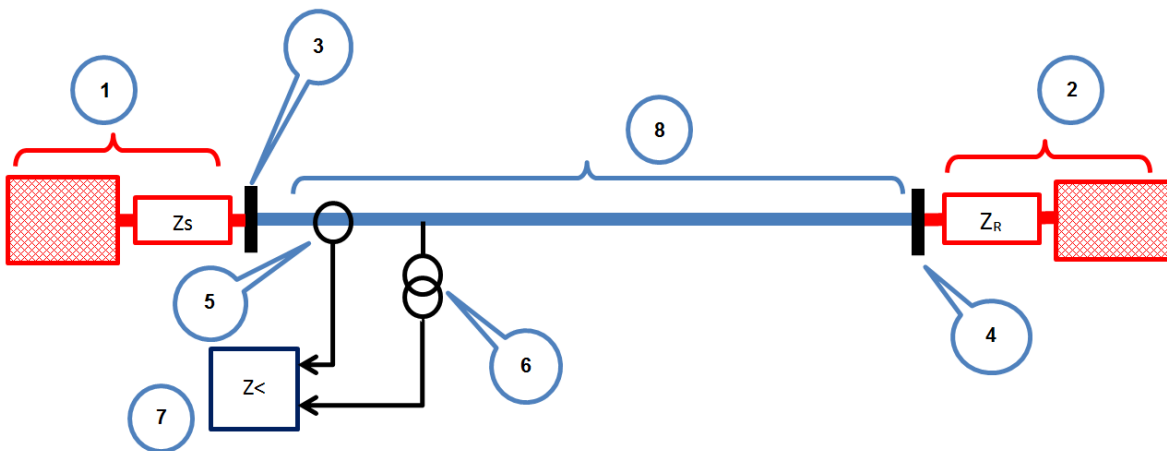


Ilustración 2. Modelo simplificado del sistema a proteger

En la Ilustración 2 se tienen los siguientes elementos:

- Elemento 1: Modelo de fuente local, atrás de la ubicación del relé
- Elemento 2: Modelo de fuente remota, adelante de la ubicación del relé
- Elemento 3: Subestación local, atrás de la ubicación del relé
- Elemento 4: Subestación remota, adelante de la ubicación del relé
- Elemento 5: Modelo de transformador de corriente, de donde se conecta secundariamente el relé
- Elemento 6: Modelo de transformador de tensión, de donde se conecta secundariamente el relé

Elemento 7: Relé a evaluar

Elemento 8: Modelo de línea de transmisión a proteger

3.3 MODELAMIENTO DEL SISTEMA A PROTEGER

Los valores secundarios de tensiones y corrientes leídos por el relé son una imagen de los valores primarios que circulan por las líneas o los equipos protegidos, estas magnitudes de corriente y tensión son afectadas por muchos parámetros del sistema. Los parámetros que afectan la tensión y la corriente secundaria leídos por el relé deben ser considerados en los modelamientos de los equipos que conforman el sistema primario. Para garantizar que el desempeño de los equipos de protección durante fallas reales sea el adecuado, el esquema de pruebas a implementar debe reflejar con fidelidad las variaciones, transiciones, alteraciones o transformaciones de las señales que serán aplicadas a las pruebas de los relés cuando se inyecten secundariamente.

A continuación se hace referencia a los principales elementos que pueden modificar o alterar los valores leídos por el relé y que deben ser considerados y fielmente modelados en los sistemas para la simulación de fallas.

3.4 FUENTES (LOCAL Y REMOTA)

El elemento 1 de la Ilustración 2 debe ser modelado de acuerdo a los siguientes parámetros

3.4.1 Parámetros de las fuentes

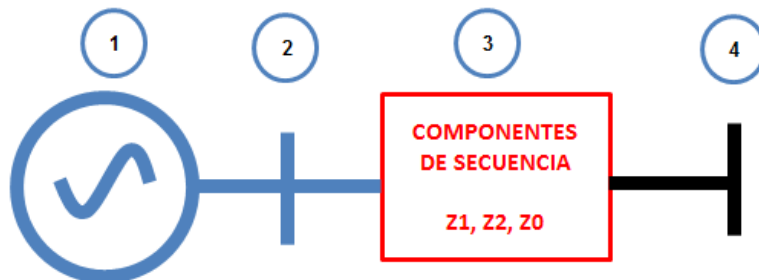


Ilustración 3. Modelo de Fuentes local o remota

En la Ilustración 3 se tienen los siguientes elementos:

Elemento 1: Modelo de fuente infinita

Elemento 2: Modelo de barra infinita

Elemento 3 Componentes de secuencia para modelo de la fuente real

Elemento 4: Modelo de barra con corriente de cortocircuito real

Con los valores máximos y mínimos y niveles de corto monofásico y trifásico de la barra a modelar se obtienen las componentes de secuencia de la fuente que se pueden calcular a partir de la Ecuación 1 y la Ecuación 2

$$Z_1 = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3} \times I_{CC}^{3\Phi}} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$Z_0 = \frac{\sqrt{3} \times V_{LL}}{I_{CC}^{1\Phi}} - 2 \times Z_1 \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

- V_{LL} Tensión Línea-Línea del sistema
- $I_{CC}^{3\Phi}$ Corriente de cortocircuito trifásico en la barra
- $I_{CC}^{1\Phi}$ Corriente de cortocircuito monofásico en la barra
- Z_1 Impedancia de secuencia positiva de la fuente equivalente
- Z_0 Impedancia de secuencia cero de la fuente equivalente

Se ha hecho la aproximación al asumir que la magnitud de la secuencia positiva es igual a la secuencia negativa, y se podría suponer que para las fuentes $X \gg R$. De la Ecuación 1 y la Ecuación 2 se obtiene una relación entre las corrientes de corto monofásica y trifásica que permite obtener valores positivos para la componente de secuencia cero de los parámetros de la fuente real, se debe cumplir que

$$I_{CC}^{3\phi} \geq \left(\frac{2}{3} \right) \times I_{CC}^{1\phi} \quad \text{Ecuación 3}$$

Con base en la ecuación anterior y teniendo en cuenta la referencia [1] se obtiene una relación general entre los valores de corriente cortocircuito monofásico y trifásico que se pueden usar para las simulaciones en el sistema colombiano, que cumplen la ecuación anterior y acotan los escenarios posibles de las fallas:

$$0.8 \leq \frac{I_{CC}^{3\phi}}{I_{CC}^{1\phi}} \leq 1.25 \quad \text{Ecuación 4}$$

3.4.1.1 Niveles de tensión

Para acotar los escenarios posibles de evaluación al sistema colombiano, se usaran niveles de tensión fase-fase usados en el sistema de transmisión nacional colombiano.

- 230 kV

- 500 kV

En la Ilustración 3 se asignarán los valores anteriores al elemento 1

3.4.1.2 Nivel de corto monofásico y trifásico

Con los niveles de cortocircuito monofásico y trifásico se pueden determinar las componentes de secuencia positiva, negativa y cero asociadas a los modelos de las fuentes, de igual forma se seleccionaran valores de cortocircuito del sistema colombiano, estos valores son tomados de las proyecciones de cortocircuito esperado según los datos del plan de expansión de la UPME [1]

Otros elementos que se pueden considerar para el modelaje de la fuente son los componentes armónicos (orden del armónico y su porcentaje de aporte)

Tabla 1. Niveles de cortocircuito de las fuentes (*)

TENSIÓN DE LA RED [kV]	NIVEL DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO [kA-RMS]		NIVEL DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO [kA-RMS]	
	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO
230	55	3	55	3
500	18	5	18	5

(*) Tomado del “Plan de Referencia Generación – Transmisión 2010-2014” de la UPME

Con los valores de la Tabla 1 se calculan los rangos de impedancias para modelar los equivalentes de cortocircuito del sistema mostrado en la Ilustración 3, los valores se muestran en la Tabla 2

Tabla 2. Impedancias de cortocircuito de las fuentes

TENSIÓN DE LA RED [kV]	RANGO DE IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO Z0 [Ω]		RANGO DE IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO Z1 [Ω]	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
230	2.41	33.20	2.41	33.20
500	16.04	57.74	16.04	57.74

3.4.2 Homogeneidad del sistema

El desempeño de la función de protección de distancia es afectada por el factor de homogeneidad de los sistemas que interconecta la línea de transmisión protegida, por lo anterior en la modelación de las fuentes equivalentes se debe considerar:

- La diferencia en los niveles de cortocircuito entre los sistemas acoplados por la línea de transmisión, ya que estos valores de transferencia suponen valores grandes de resistencias en la carga o en la prefalla que modifican la precisión del relé en la localización de la falla.

- La relación entre las componentes de secuencia de la fuente y los parámetros eléctricos de la línea protegida
- La dirección de la transferencia de potencia (entrando o saliendo del extremo protegido)
- Oscilación en la transferencia de potencia en magnitud y dirección

En la Tabla 3 y la Tabla 4 se presentan las posibles combinaciones que se pueden obtener para lograr la mayoría de escenarios posibles para la conformación de los modelos de las fuentes. Los datos de los niveles de corto e impedancias están dados en la Tabla 1 y la Tabla 2, se debe incluir la restricción que impone la Ecuación 3

Tabla 3. Alternativas de las posibles combinaciones de las fuentes

ÍTEM	NIVEL DE CORTOCIRCUITO				FLUJO DE POTENCIA
	FUENTE LOCAL		FUENTE REMOTA		
	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO	
1	ALTO / BAJO	ALTO / BAJO	ALTO / BAJO	ALTO / BAJO	Local => Remoto / Remoto => Local

Por ejemplo, de la tabla anterior se puede seleccionar, entre varios, un escenario probable así:

ÍTEM	NIVEL DE CORTOCIRCUITO				FLUJO DE POTENCIA
	FUENTE LOCAL		FUENTE REMOTA		
	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO	
1	ALTO	BAJO	ALTO	ALTO	Remoto => Local

Tabla 4. Alternativas de las posibles combinaciones de las impedancias de las fuentes

ÍTEM	IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO		NIVEL DE CORTO	
	Z0	Z1	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO
1	MAX	MAX	BAJO	BAJO
2	MAX	MIN	BAJO	ALTO
3	MIN	MAX	ALTO	BAJO
4	MIN	MIN	ALTO	ALTO

3.5 LÍNEA DE TRANSMISIÓN A PROTEGER

Se deben usar parámetros de líneas construibles dentro del escenario del sistema colombiano, sin embargo, se pueden realizar variaciones en algunos datos como la geometría de las torres para considerar la influencia sobre los parámetros de secuencia de las líneas y sensibilizar su efecto en los parámetros eléctricos finales del circuito y poder ampliar el rango de validación de desempeño de los relés.

3.5.1 Características típicas de líneas de transmisión

3.5.1.1 Niveles de tensión

El nivel de tensión de diseño de las líneas tiene un efecto proporcional a la separación física de las fases, ver Ilustración 5 e Ilustración 7, para los rangos que se usaran en los ítems siguientes se han considerado valores típicos de separación de fases así:

Tabla 5. Espaciamientos entre fases típicos para líneas de transmisión

ÍTEM	Tensión [kV]	Espaciamiento máximo entre fases [m]					
		d12		d23		d13	
		Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
1	230	6	8	6	8	12	16
2	500	9.5	12	9.5	12	19	24

3.5.1.2 Geometría de la torre

Tabla 6. Alternativas para los tipos líneas de transmisión

ÍTEM	NIVEL DE TENSIÓN [kV]	NUMERO DE CIRCUITOS	TIPO DE TORRE
1	230	Sencillo	Horizontal
2	230	Sencillo	Vertical
3	230	Sencillo	Delta
4	230	Doble	Vertical
5	230	Mixto	Vertical
6	500	Sencillo	Horizontal
7	500	Doble	Horizontal

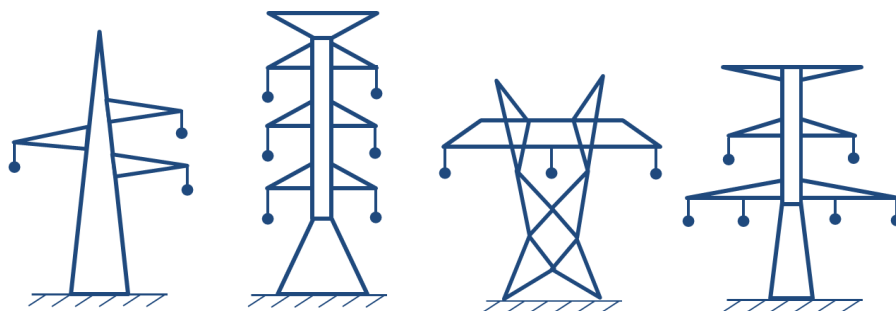


Ilustración 4. Disposición general para algunos modelos de torres

3.5.1.3 Tipo de circuito

Se debe considerar en los parámetros de los modelos del circuito la influencia de las siguientes características constructivas de las líneas de transmisión

- Conductores en cada fase, 1, haz de dos, haz de tres, haz de cuatro
- Acoplamiento con otros circuitos (doble circuito completo, acople parcial solo en la fuente local, acople parcial solo en la fuente remota, acople parcial solo en un tramo intermedio que no incluye los terminales de fuente)
- Circuito con compensación inductiva (solo en extremo local, solo en extremo remoto, en ambos extremos)

Tabla 7. Longitudes máximas de las líneas de transmisión a considerar en este proyecto

ÍTEM	NIVEL DE TENSIÓN [kV]	LONGITUD MÁXIMA [km]
1	230	100
2	500	250

3.5.2 Impedancia típicas de líneas de transmisión – Circuito Sencillo - Horizontal

Los datos de las líneas de transmisión en circuito sencillo, pueden ser calculados a partir de las siguientes formulas [8]:

3.5.2.1 Reactancia de secuencia positiva para líneas de transmisión de un solo conductor por fase

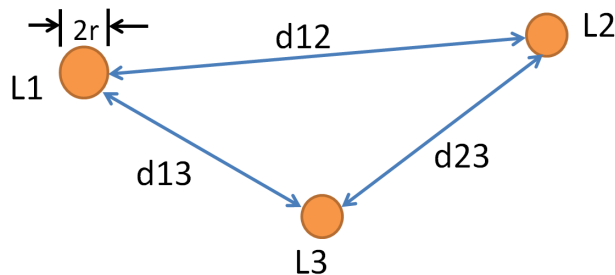


Ilustración 5. Disposición general para circuito sencillo – Un conductor por fase

Resistencia efectiva por unidad de longitud

$$R = \frac{\rho}{q}$$

Ecuación 5

ρ es la resistividad del material = 1/34 [Ω mm²/m] para el aluminio
 q es la sección transversal del conductor

Reactancia de secuencia positiva por unidad de longitud para líneas con un solo conductor por fase

$$Z_{pos} = R + j2\omega \times 10^{-4} \ln \frac{d_m}{r \cdot e^{-1/4}} \text{ en } \Omega/\text{km}$$

Ecuación 6

$$X_{pos} = 2\omega \times 10^{-4} \ln \frac{d}{r \cdot e^{-1/4}} \text{ en } \Omega/\text{km} \quad \text{Ecuación 7}$$

r es la radio del conductor, ver Ilustración 5
 ω es la frecuencia angular del sistema

$$d_m = \sqrt[3]{d_{L1L2} \cdot d_{L1L3} \cdot d_{L2L3}} \quad \text{Ecuación 8}$$

d_m es la distancia entre fases, ver Ilustración 5

De la Ecuación 6, Ecuación 7 y Ecuación 8 se obtienen los siguientes rangos de variación de la reactancia para varios valores de radio del conductor y distancia media geométrica entre fases

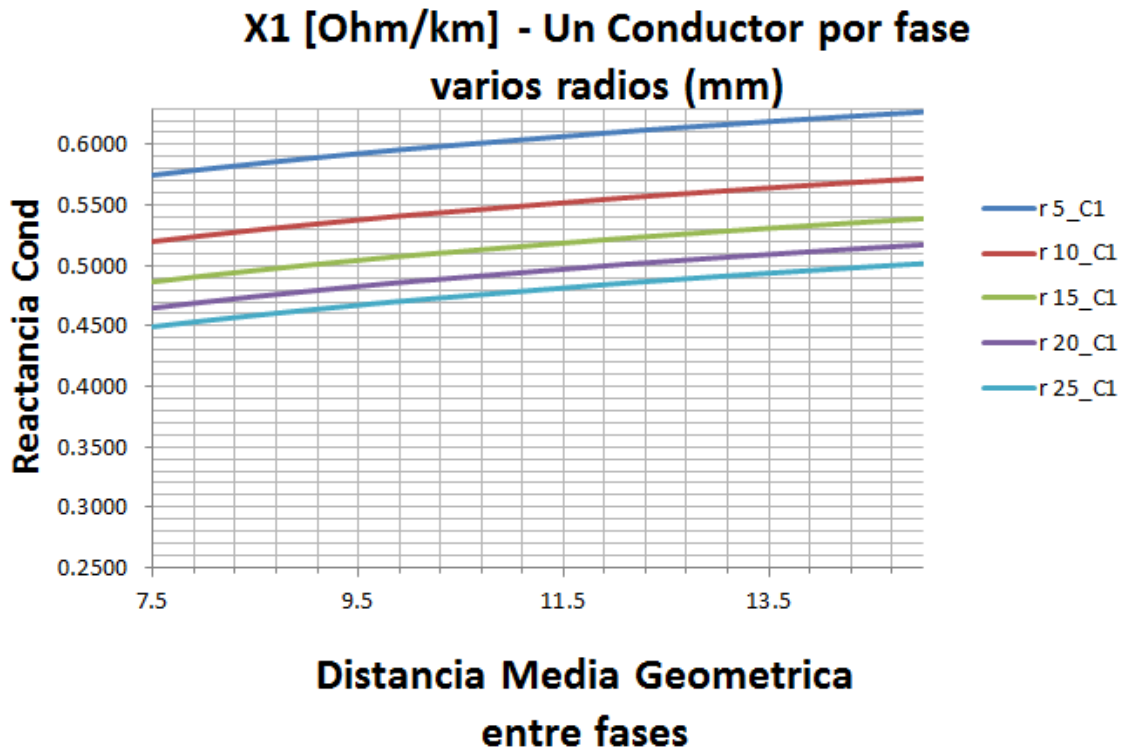


Ilustración 6. Variación de la reactancia – Un solo conductor por fase

3.5.2.2 Reactancia de secuencia positiva para líneas de transmisión de varios conductores por fase

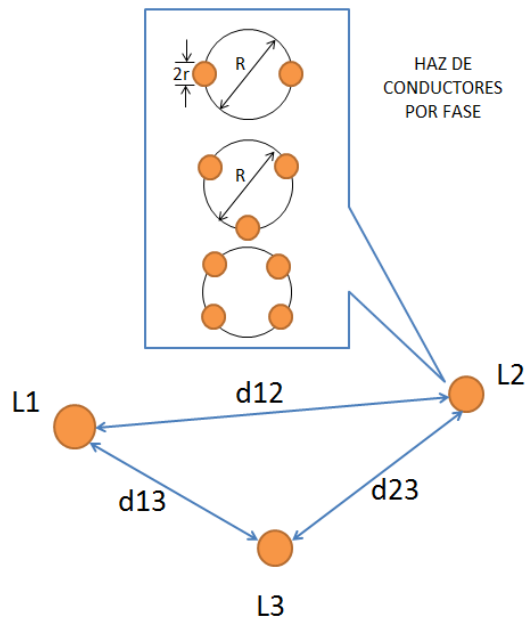


Ilustración 7. Disposición general para circuito sencillo – Más de un conductor por fase

Reactancia de secuencia positiva por unidad de longitud para líneas con más de un conductor por fase

$$X_{pos} = 2\omega \times 10^{-4} \left(\frac{1}{4n} + \ln \frac{d_m}{r_B} \right) \quad \text{Ecuación 9}$$

$$d_m = \sqrt[3]{d_{L1L2} \cdot d_{L1L3} \cdot d_{L2L3}} \quad \text{Ecuación 10}$$

$$r_B = \sqrt[n]{n \cdot r \cdot R^{n-1}} \quad \text{Ecuación 11}$$

d_m es la distancia entre fases, ver Ilustración 7

ω es la frecuencia angular del sistema

μ_0 es la permeabilidad del vacío

r es la radio del conductor, ver Ilustración 7

R es el radio del círculo en los que se ubica el haz de conductores, ver Ilustración 7

n es el número de conductores por fase

De la Ecuación 9, Ecuación 10 y Ecuación 11 se obtienen los siguientes rangos de variación de la reactancia para varios valores de radio del conductor y distancia media geométrica entre fases y número de conductores por fase

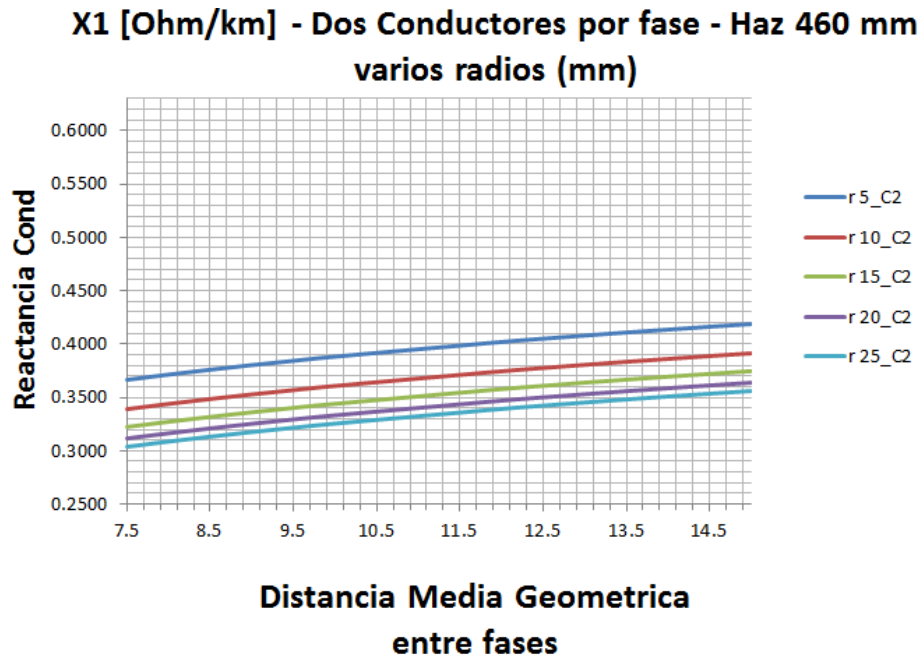


Ilustración 8. Variación de la reactancia de secuencia positiva para circuito sencillo – Dos conductores por fase - Haz 460mm

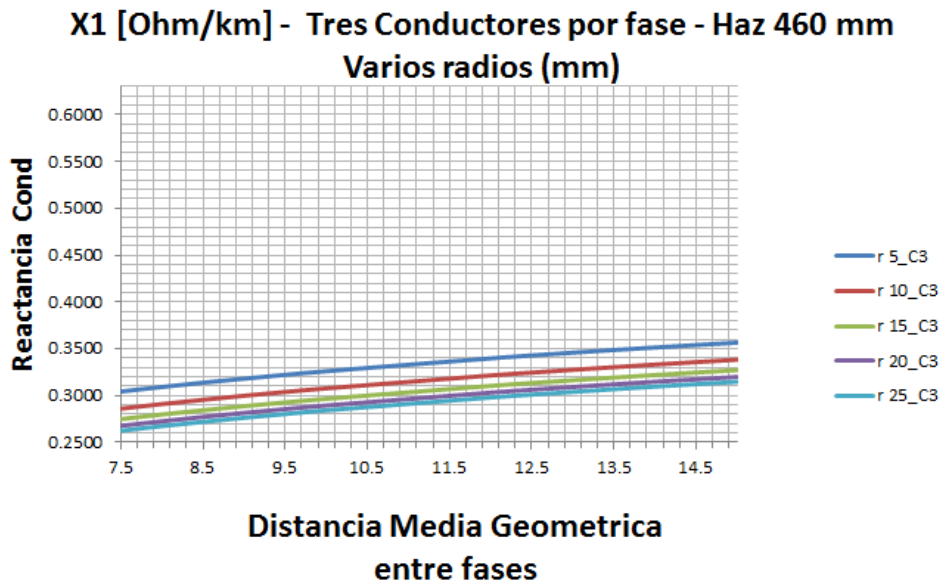


Ilustración 9. Variación de la reactancia de secuencia positiva para circuito sencillo – Tres conductores por fase Haz 460mm

**X1 [Ohm/km] - Cuatro Conductores por fase - Haz 460 mm
Varios radios (mm)**

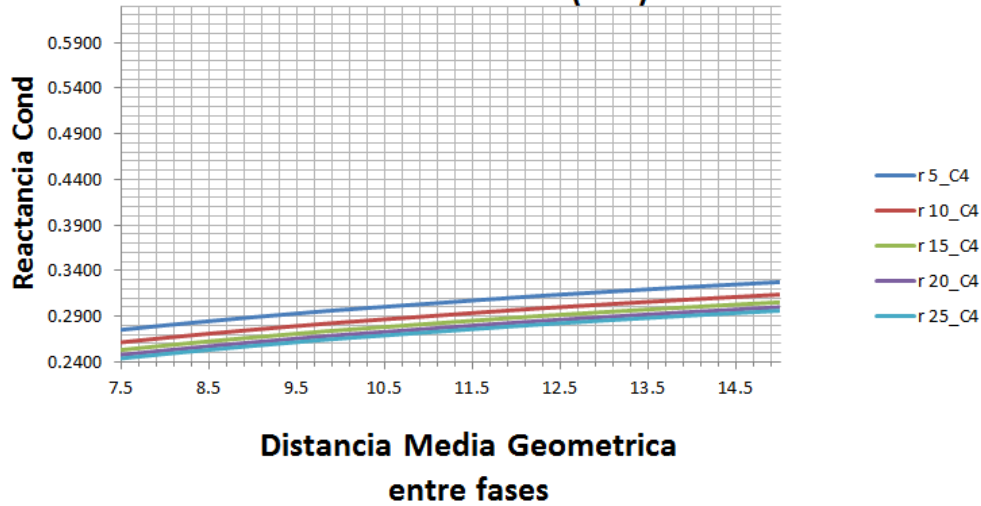


Ilustración 10. Variación de la reactancia de secuencia positiva para circuito sencillo –Cuatro conductores por fase Haz 460mm

3.5.2.3 Impedancia de secuencia cero para líneas de transmisión con varios conductores por fase, sin cable de guarda

$$Z'_{zero} = \left(R'_{ac} + \frac{3\omega\pi \cdot 10^{-4}}{2} \right) + j6\omega \cdot 10^{-4} \ln \left(\frac{658.87 \frac{\sqrt{\rho}}{\sqrt{f}}}{3\sqrt{GMR_{equiv} \cdot d_m^2}} \right) \text{ in } \Omega/km \quad \text{Ecuación 12}$$

$$\therefore GMR_{equiv} = \sqrt[n]{n \cdot GMR \cdot R^{n-1}} \quad \text{ver Ilustración 7} \quad \text{Ecuación 13}$$

$$\therefore GMR = r \cdot e^{-1/4} \quad \text{Ecuación 14}$$

De la Ecuación 9, Ecuación 10 y Ecuación 11 se obtienen los siguientes rangos de variación de la reactancia para varios valores de radio del conductor y distancia media geométrica entre fases y número de conductores por fase

**X1 [Ohm/km] - Dos Conductores por fase - Haz 460 mm
varios radios (mm)**

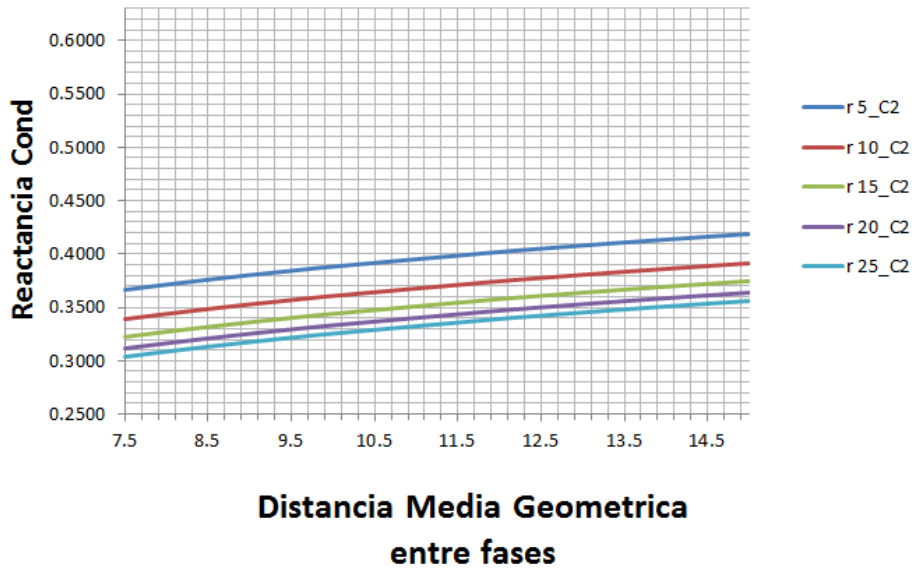


Ilustración 11. Variación de la reactancia de secuencia cero para circuito sencillo – Un conductor por fase

3.5.2.4 Reactancia de secuencia cero para líneas de transmisión de varios conductores por fase, sin cable de guarda

**X0 [Ohm/km] - Dos Conductores por fase - Haz 460 mm
Sin cable de guarda - Varios radios (mm)**

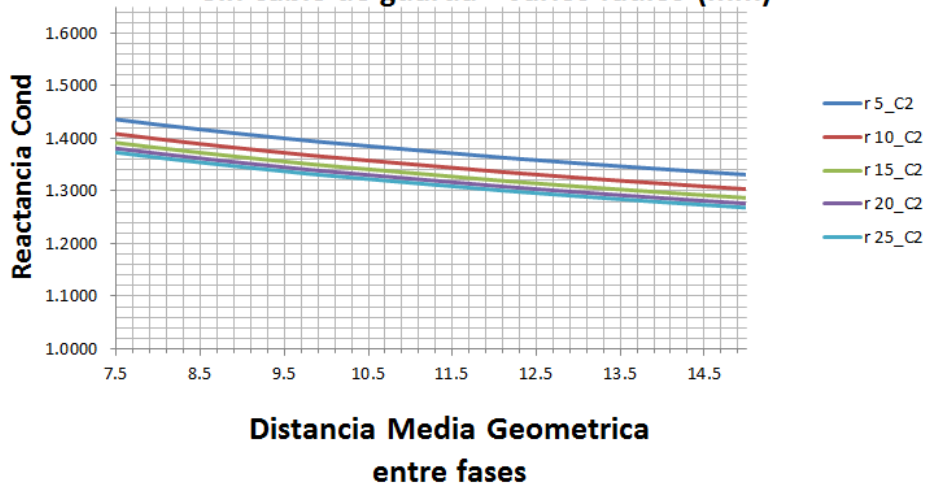


Ilustración 12. Variación de la reactancia de secuencia cero para circuito sencillo – Dos conductores por fase - Haz 460mm – Sin cable de guarda

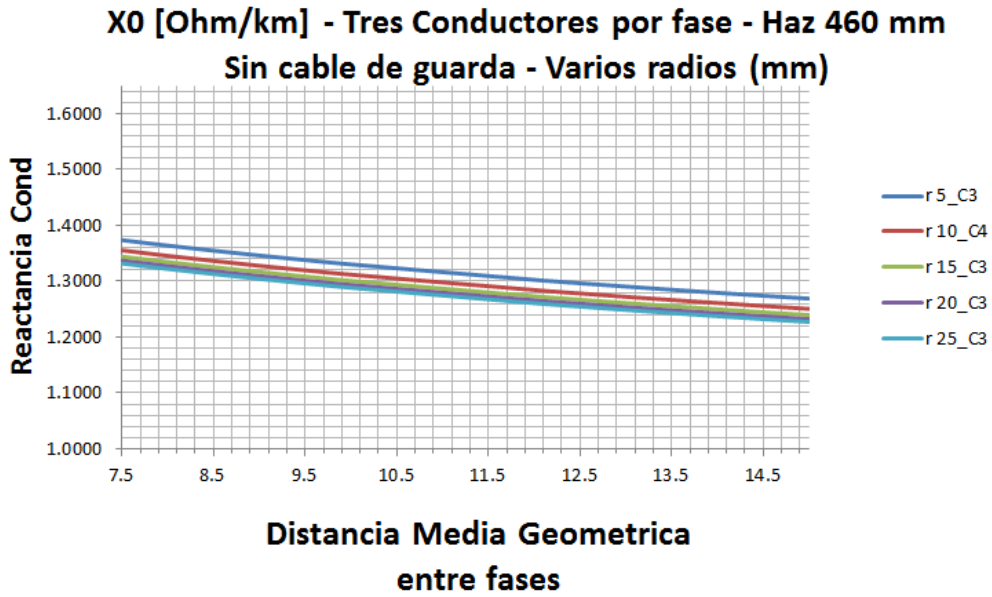


Ilustración 13. Variación de la reactancia de secuencia cero para circuito sencillo – Tres conductores por fase - Haz 460mm – Sin cable de guarda

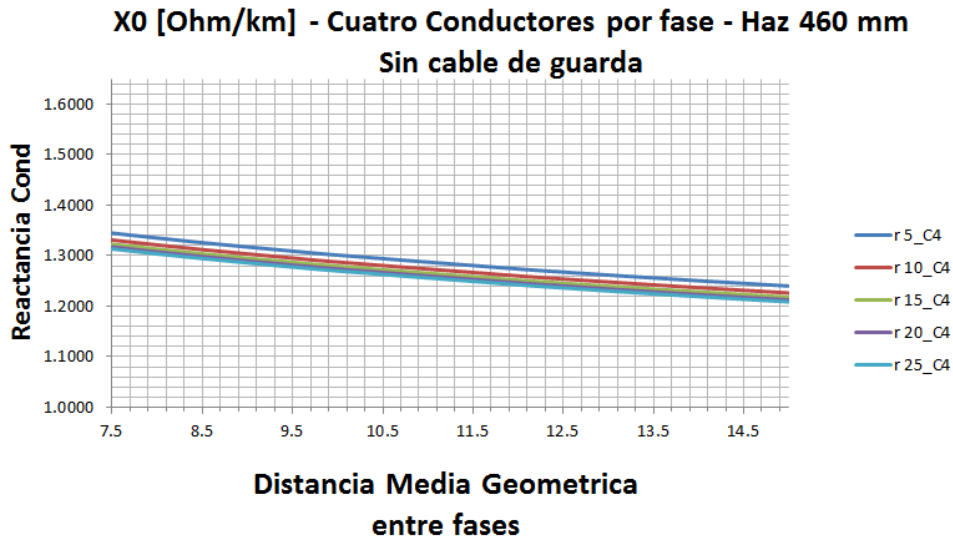


Ilustración 14. Variación de la reactancia de secuencia cero para circuito sencillo – Cuatro conductores por fase - Haz 460mm – Sin cable de guarda

3.5.2.5 Reactancia de secuencia cero para líneas de transmisión de varios conductores por fase, con un cable de guarda

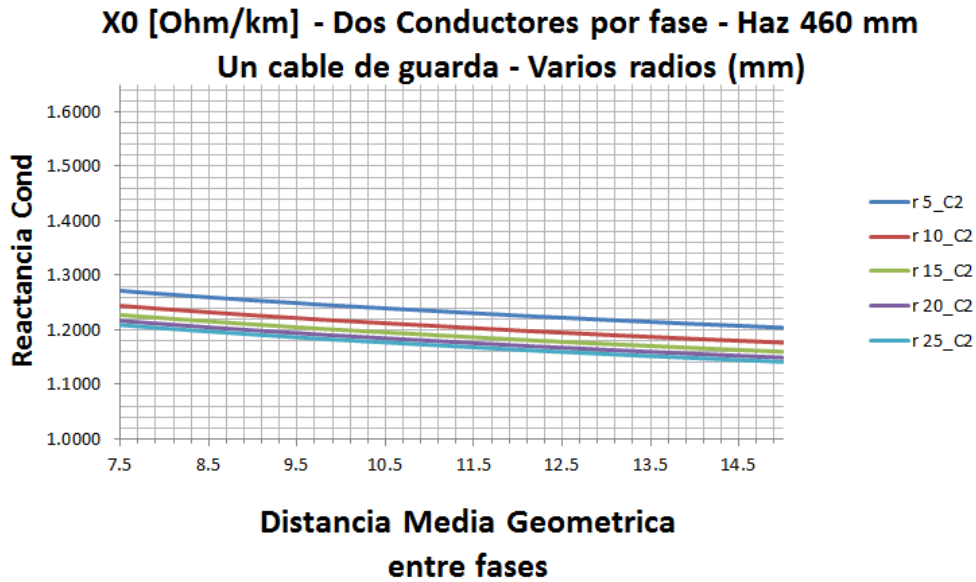


Ilustración 15. Variación de la reactancia de secuencia cero para circuito sencillo – Dos conductores por fase - Haz 460mm – Con cable de guarda

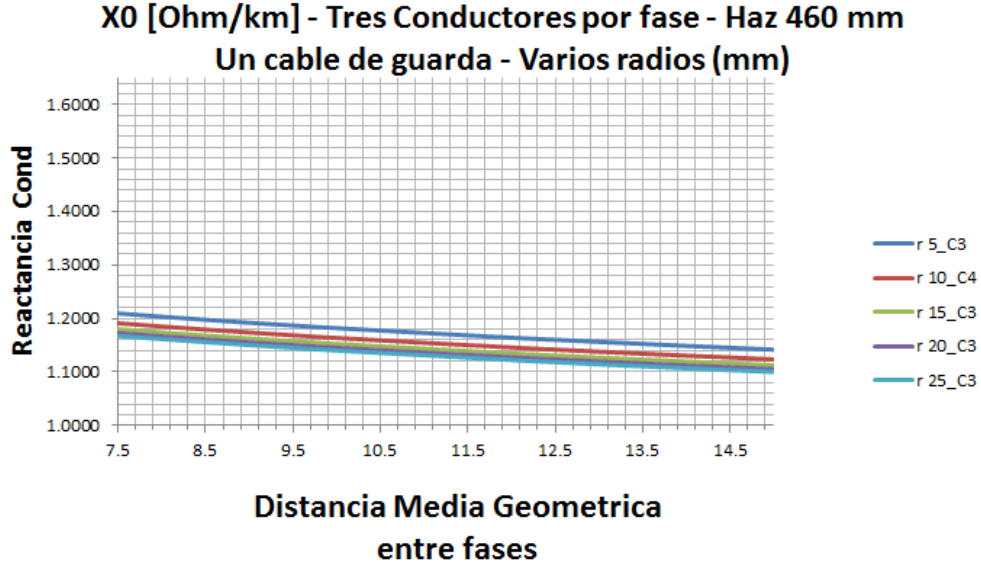


Ilustración 16. Variación de la reactancia de secuencia cero para circuito sencillo – Tres conductores por fase - Haz 460mm – Con cable de guarda

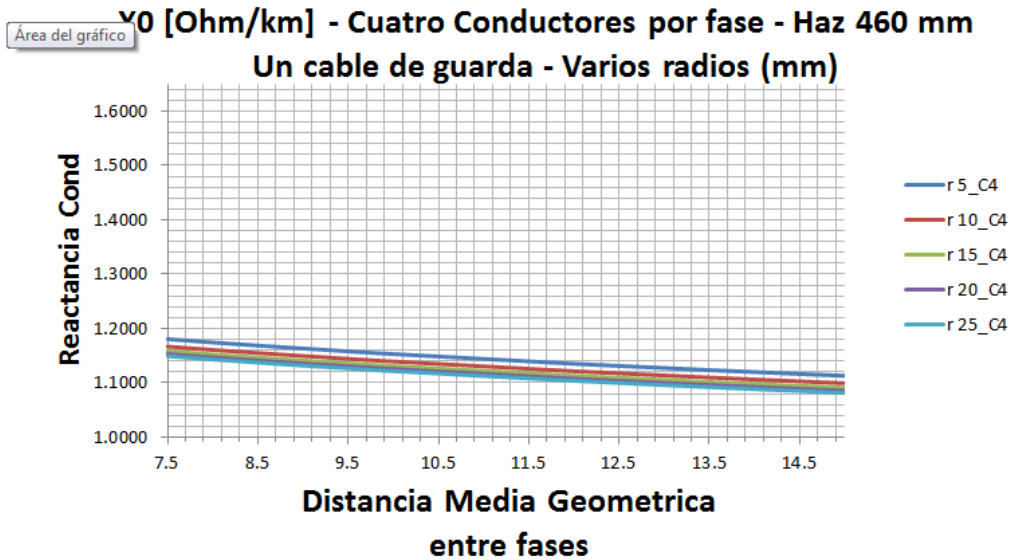


Ilustración 17. Variación de la reactancia de secuencia cero para circuito sencillo – Cuatro conductores por fase - Haz 460mm – Con cable de guarda

3.6 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN Y DE CORRIENTE

Los transformadores de potencial o de tensión y los transformadores de corriente son dos de los elementos más importantes en el desempeño de los relés de protección porque las señales de tensión y corriente son tomadas directamente de estos equipos. Los transformadores de medida producen una réplica o imagen de los valores primarios del sistema de potencia y esta imagen es usada por los relés para tomar la decisión de emitir un disparo o quedarse estables. Las características funcionales (precisión, rango de transformación, cargabilidad, saturación, etc.) de los transformadores deben ser tenidas en cuenta al momento de evaluar el desempeño de los relés. Sin embargo en el alcance de este proyecto se supondrá que no hay desviaciones en la transformación de señales que afecten el desempeño de los relés. Por lo tanto no se tendrán en cuenta en la modelación del sistema

4. SENSIBILIZACIÓN EN LA CONFORMACIÓN DE LA FALLA

La conformación de la falla o el evento a ser inyectado en los relés bajo prueba tiene también una variabilidad que depende de muchos factores y que deben ser tenidos en cuenta para la conformación de los modelos del sistema. Estas variaciones, por sus efectos, se han clasificado en este documento como longitudinales y transversales, los primeros tienen gran influencia en la localización o ubicación de la falla y los segundos tienen su efecto en el tiempo inherente de la operación del relé para emitir su decisión en el sentido de detectar si existe o no de la falla, si la falla es interna o externa a su zona de protección y determinar cuáles fases están comprometidas en la falla

4.1 EFECTOS QUE INFLUENCIAN LA CONFORMACIÓN DE LA FALLA

En la Tabla 8 se muestra las posibles combinaciones de los parámetros que pueden influenciar los valores de corriente y tensión que son leídos por el relé

4.1.1 Longitudinales

4.1.1.1 Fuente

En el capítulo 3.4 se han definido las características y variaciones posibles de las fuentes a considerar, que pueden ser influyentes en la decisión del relé para la ubicación del punto de falla.

- Combinación de las fuentes en los extremos de conexión de la línea de transmisión: Fuerte – Fuerte, Débil - Fuerte, Fuerte - Débil (Homogeneidad del sistema)
- Dispersión entre los niveles de corto 1F y 3F de las fuentes en los extremos de conexión, es decir, las componentes de secuencia de cada extremo
- Dirección de la transferencia de potencia (entrando o saliendo del nodo donde está ubicado el relé)
- Oscilación de potencia
- Oscilación de la frecuencia del sistema (respuesta a tracking de frecuencia de la red)

4.1.1.2 Falla

- Impedancia de falla (Baja o Alta)
- Localización de la falla
 - Adelante (Cercana o Lejana)
 - Atrás (Cercana o Lejana)

4.1.2 Transversales

4.1.2.1 Falla

- Punto de inserción de la falla con tiempo relativo al perfil de la onda de tensión o corriente

- Duración mínima para que la falla sea detectada
- Tipos de falla (F-T, F-ZT F-F, F-F-T, F-F-ZT, FFF), evolutivas

4.1.2.2 Otros

- Falla en presencia de oscilación de potencia
- Falla en presencia de oscilación de la frecuencia del sistema (respuesta a tracking de frecuencia de la red)
- Lugar geométrico de la excursión del cálculo de la impedancia de falla
- Tiempos de decisión o indecisión del relé en la definición de la zona de la falla
- Repetitividad de la acción de protección en lugares de transición de zonas o umbrales de ajustes (repetir la inyección del mismo caso y que se repita el mismo desempeño)

4.2 PARÁMETROS PARA AJUSTE DE RELÉS

En el recuadro 10 de la Ilustración 1 se muestra, como parte del proceso de pruebas, la creación de 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 o su complementariedad, tal es el caso de los relés de tecnología modernos con procesadores numéricos. Para el caso de evaluación de una función de protección específica, se pueden orientar los ajustes de los registros del relé para atender o resaltar resultados de esa función específica en evaluación, línea punteada entre recuadros 6 y 10. De acuerdo con los tipos de relés se debe tener en cuenta los siguientes ítems para la generación de parámetros de ajuste para pruebas.

4.2.1 Compromiso con lo que ofrece el relé

De acuerdo con lo expresado en el capítulo 2.1, el equipo de protección tiene un compromiso importante en la operación de los sistemas de transmisión y como tal la funcionalidad del relé debe estar garantizada. Los relés tienen parámetros de programación con límites máximos y mínimos de ajuste que permiten al usuario adaptar el relé para una determinada condición operativa, es decir, para que el relé pueda proteger una línea de transmisión en un sistema específico.

Los siguientes aspectos son fundamentales para la evaluación del desempeño del relé y dependen de los algoritmos internos y de los rangos de ajuste del relé, por lo tanto se deben medir y calificar durante todo el proceso de prueba.

4.2.1.1 Método para determinar que hay anomalías en el sistema

Los relés permanentemente están midiendo los parámetros eléctricos del sistema, y evalúan continuamente si existe o no condiciones de falla en el equipo protegido o en el entorno de su instalación.

4.2.1.2 Direccionalidad

Dado que los relés de protección de línea están inmersos en un sistema interconectado, una condición primordial es la decisión de la dirección de la falla en referencia a su equipo protegido, el relé debe ser capaz de discriminar si el flujo de la falla está en dirección hacia el equipo que protege, o en dirección contraria, o si existen cambios dinámicos en la direccionalidad del flujo de la falla. Algunos métodos evaluables disponibles para determinar la direccionalidad de la falla (adelante, atrás):

- Tipos de polarización (secuencia cero, secuencia negativa, memoria de polarización, combinación de los anteriores)
- Algoritmo de deltas

4.2.1.3 Selección de las fases falladas

Los esquemas de despeje de las fallas en el sistema colombiano admiten la apertura monopolar o tripolar de líneas de transmisión, la apertura de una fase o de las tres fases depende primordialmente del tipo, duración y ubicación de la falla y se complementa con el esquema de disparo y recierre seleccionado. Para la evaluación de los relés se admite que si la falla es monofásica y está ubicada dentro de la línea protegida, admitirán disparos monopolares en el relé, pero si el evento involucra más de una fase entonces solo se admitirán disparos tripolares. Para los eventos en los cuales la ubicación de la falla está por fuera de la línea protegida y se requiera el disparo del relé como esquema complementario de protección, solo se aceptarán disparos tripolares. En la Tabla 35 se presentan algunos tipos de falla y el tipo de disparo esperado.

4.2.1.4 Localización

La localización es otro aspecto importante en la capacidad del relé para ubicar el sitio de falla, tanto en distancia como en la selectividad de las fases involucradas en el evento. El algoritmo más comúnmente usado es el de subimpedancia (mho y/o cuadrilateral, para fases y tierra)

4.2.2 Compromiso con el sistema de protección

La parametrización del relé debe ser tal que pueda detectar las fallas, o en su defecto permanecer estable para todas las condiciones de sistema, es decir, el ajuste del relé debe ser independiente de las condiciones normales de transferencia de potencia, de la impedancia de la fuente atrás de su ubicación, también debe ser independiente de la dirección del flujo de la potencia, y varios de los aspectos mencionados en el capítulo 3.4

5. MÉTODO DE PRUEBAS

De forma general, como se muestra en la Ilustración 18, 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. Los valores de corriente y tensión se obtienen a partir de cálculos y de la modelación del escenario de pruebas, líneas, fuentes, etc, y los modelos de fallas en la aplicación Excel. Se monitoreará el desempeño del relé a través de las entradas binaria del equipo de inyección, referenciando en la misma línea de tiempo los valores análogos inyectados y los binarios leídos.

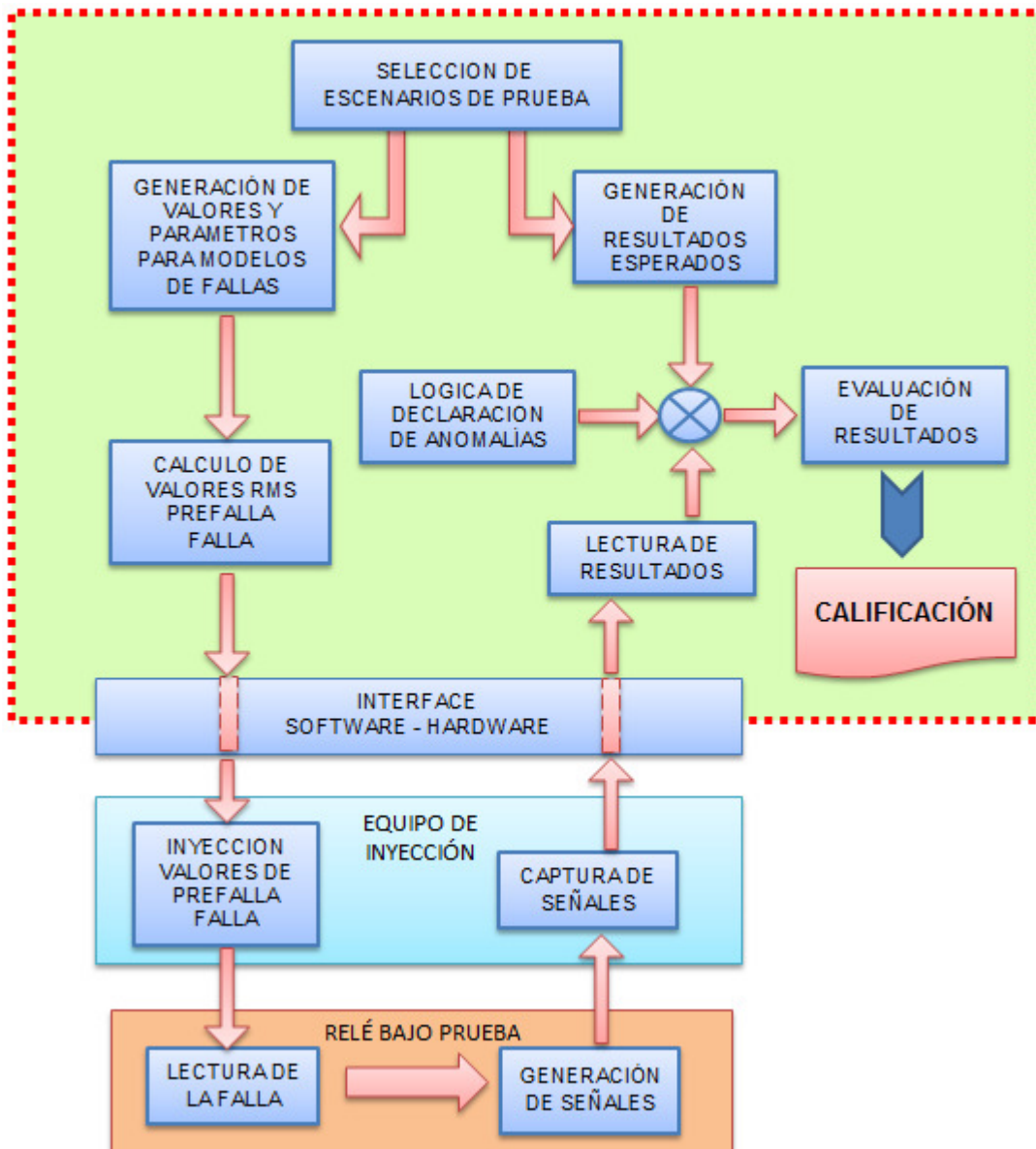


Ilustración 18. Esquema del proceso de pruebas

5.1 CONFORMACIÓN DE ARCHIVOS DIGITALES DE LAS PRUEBAS

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

- Simulaciones en software especializados como ATP o DIGSILENT (EMT), desde donde se obtiene archivos para inyección en formato COMTRADE
- Librerías propias de los equipos de inyección secundaria
- Interfaces de simulación reales de señales secundarias
- Oscilografías obtenidas de registros de fallas reales, donde se obtiene archivos para inyección en formato COMTRADE
- Conformación de archivos con la secuencia del evento en Excel, es decir, una etapa de prefalla y otras etapas de falla, combinado la dispersión de las variables que se muestran en la Tabla 8

El equipo de inyección se programa de tal forma que pueda recibir un archivo digital con datos provenientes de Excel y con la herramienta CMEngine de Omicron, para que lo reproduzca fielmente, es decir, los datos consignados en el archivo digital simulado son convertidos en el equipo 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 de la inyección con las señales binarias emitidas por el relé, las cuales se evalúan, permitiendo evaluar el desempeño del relé ante una inyección secundaria. Ver Ilustración 19, aquí se muestra un registro de una inyección realizada.

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 Rele
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	A
Ib	0.29	70.61	0.54	87.42	A
Ic	0.29	-49.39	0.12	19.66	A
Va	65.77	4.17	36.56	-12.62	V
Vb	65.77	-115.83	61.18	-111.22	V
Vc	65.77	124.17	64.25	118.27	V

<-> 0 => hubo eventos 5

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

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

Ilustración 19. Registro de inyección secundaria de una prueba

5.2 SELECCIÓN DE ESCENARIOS DE PRUEBA

En la Tabla 8 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 ítem

Tabla 8. Alternativas de las posibles combinaciones de las fallas a inyectar

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	Saliedo				
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		

Como ejemplo, la línea azul indica una falla bifásica de baja resistencia, localizada al 10% del nodo de la subestación donde está ubicado el relé, los ítems 1 al 5 de la Tabla 8 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 el relé. El escenario del proyecto está acotado para propósitos generales o una línea de tipo circuito sencillo, sin embargo se podría llevar al doble circuito.

Los ítems 10 al 13 de la Tabla 8 muestran otros parámetros que muy seguramente requieren 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 se debe reajustar el relé al modificar cada uno de estos parámetros y evaluar adecuadamente el relé en todas situaciones posibles.

Desde la selección del escenario de fallas también se puede inferir o predecir la posible operación del equipo bajo pruebas, en la Tabla 35 se muestra un listado con las descripciones de cada falla y con los resultados esperados para cada una de ellas.

En la Ilustración 18 se muestra un recuadro que dice “LÓGICA DE DECLARACIÓN DE ANOMALÍAS“, esa lógica consiste en comparar cada registro de las señales binarias obtenidas del relé contra un registro de señales binarias esperado, luego de esa comparación se define un resultado que podría ser declarado como un tipo de anomalía. En el capítulo 7.1.2 se da una explicación de las lógicas para la declaración de anomalías a partir de los valores esperados

contrastados contra valores hipotéticamente obtenidos, en los capítulos 7.4 y 7.5 se muestra en método para la evaluación de las anomalías detectadas en cada caso

5.3 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.

5.3.1 Tipos de falla

El ítem 8 de la Tabla 8 muestra 5 tipos de falla seleccionables para la conformación del escenario de pruebas, en nuestro caso nos enmarcaremos solo en las fallas monofásicas “1F” a tierra y fallas entre fases aisladas de tierra “FF” ver Ilustración 20

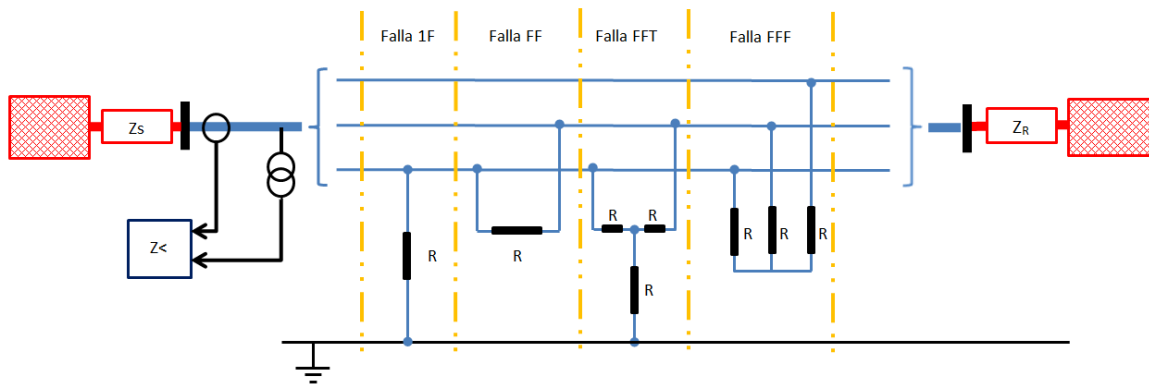


Ilustración 20. Tipos de falla a inyectar

5.3.2 Localización de la falla

El ítem 7 de la Tabla 8 indica 5 puntos de ubicación de la falla. Como referencia de la ubicación de la falla se usa la distancia porcentual desde el extremo local hasta el punto de falla, tomando como el 100% la longitud tola de la línea, ver Ilustración 21

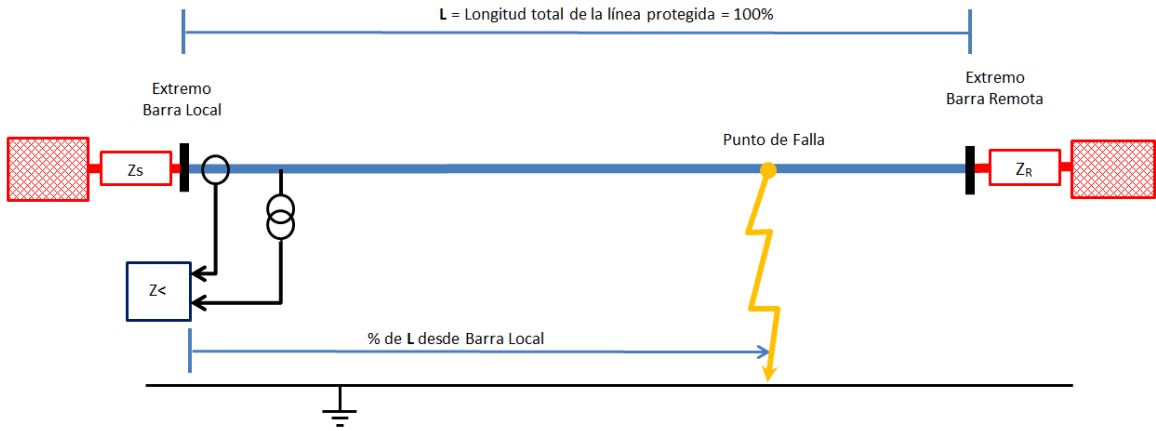


Ilustración 21. Localización de la falla a inyectar

6. FUNCIONES EVALUABLES EN LA PROTECCIONES DE LÍNEA

La evaluación del equipo de protección tendrá como filosofía encontrar las falencias en los algoritmos de detección de la falla, en la discriminación de la direccionalidad de la falla y en la selección de las fases falladas

6.1 FUNCIONES DE PROTECCIÓN

- Función distancia.
- Función sobrecorriente direccional de tierra
- Esquemas de teleprotección por Sobrealcance Permisivo (POTT)
- Esquemas de teleprotección por 67N en Comparación Direccional (67NCD)
- Esquemas de teleprotección por WEAK INFEED (WI) con señal de recibo por distancia
- Esquemas de teleprotección por WEAK INFEED (67NWI) con señal de recibo por 67NCD
- Bloqueos del esquema por fallas en la zona reversa (hacia atrás) y por arranques de funciones sobrecorriente adelante (67N).
- Función de oscilación de potencia

6.2 LÓGICAS DE PROTECCIÓN COMPLEMENTARIAS

- 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

6.3 OTRAS FUNCIONALIDADES

6.3.1 Registro oscilográfico de fallas (osciloperturbografía)

- Ajustes para tiempo de registro, prefalla, falla, postfalla
- Cantidad de registros
- Capacidad en cantidad de señales y que se registra
- Tipo y programación de señales que arrancan el registro
- Frecuencia de muestreo
- Formato de grabación

6.3.2 Localizador de fallas

- Arranques para cálculo
- Algoritmo

6.4 ANOMALÍAS DE LA FUNCIÓN DISTANCIA (ANSI 21/21N)

6.4.1 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 según lo expuesto en el ítem 4.2.1.3

6.4.2 Omisión en la detección de falla

Los algoritmos más comunes usados por los relés de distancia para la detección de la falla son el de 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. El procedimiento de evaluación debe indicar cuando ha fallado el algoritmo de detección de falla.

6.4.3 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 evolución de la falla o por el desarrollo del despeje de la misma, la corriente en una misma ubicación 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.

6.4.4 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 relé

6.4.5 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 colombiano, actualmente la CREG [3] establece que para las redes por 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

6.5 ANOMALÍAS DE LA FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE TIERRA (ANSI 67N)

6.5.1 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 corriente

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

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

6.6 ANOMALÍAS DE LAS FUNCIONES COMPLEMENTARIAS DE PROTECCIÓN

6.6.1 Función SOTF

Para esta función se evalúan los algoritmos del relé para el bloqueo 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

6.6.2 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 suficiente de etapas y elementos para detectar sobretensiones del tipo fase-tierra, fase-fase, y trifásica, se califican tres posibles anomalías

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

6.6.3 WEI (fuente débil) por señal permisiva de distancia

- Omisión de retorno del eco (21)
- Disparo incorrecto por error en la selección de fase (21)
- Omisión de bloqueo por distancia zona 2
- Omisión de bloqueo por zona reversa o 67N reversa
- Bloqueo no seguidor de la zona 2
- Disparo incorrecto ante falla evolutiva

6.6.4 Función de recierre

- Selección no adecuada del recierre por el tipo de falla combinado con selector externo del tipo de recierre.
- Habilitación no adecuada del recierre desde selector externo
- Bloqueo incorrecto ante fallas con impedancia variable
- Omisión del bloqueo por disparo definitivo
- Bloqueo incorrecto del recierre por condición anormal del interruptor al inicio del ciclo
- Omisión de bloqueo condición anormal del interruptor al final del ciclo
- Omisión de bloqueo por disparo de larga duración
- Omisión de bloqueo por recierre en falla

6.6.5 WEI (fuente débil) por señal permisiva 67N

- Omisión de retorno del eco (67N)
- Disparo incorrecto por error de selección de fase (67N)
- Omisión de bloqueo por 67N adelante
- Omisión de bloqueo por zona reversa o 67N reversa
- Bloqueo no seguidor de la 67N adelante

6.6.6 Función de sincronismo

- Permisivo inadecuado barra viva - línea viva por alteración de alguna de las condiciones de sincronismo (dv, df, dfi)
- Permisivo de sincronismo no seguidor del sistema de potencia

6.6.7 Oscilación de potencia

Para esta función se pueden evaluar los algoritmos del relé y la influencia de este fenómeno para el bloqueo y los métodos que usa para el desbloqueo frente a una falla real y en presencia de oscilación de potencia, se califican tres posibles anomalías:

- Retardo al disparo por zona 1 superior a 30ms en presencia de oscilación
- Omisión del disparo del relé ante una falla del circuito protegido y en presencia de oscilación
- Omisión del bloqueo del relé en presencia de oscilación

6.6.8 Transitorios secundarios de tensión

Para este caso se evalúan los algoritmos del relé y la influencia de este fenómeno en el comportamiento durante el tiempo de asimetría del sistema y el proceso de despeje y recuperación de la falla, se califica una posible anomalía:

- Disparo indeseado por zonas luego de una apertura de la línea de transmisión introduzca variaciones en los parámetros de la red

6.6.9 Pérdida de potencial secundario

Al igual que en el caso anterior se evalúan los algoritmos del relé y la influencia de este fenómeno en el comportamiento durante el tiempo de asimetría del sistema y el proceso de despeje y recuperación de la falla. También se evalúa la disponibilidad del relé de esquemas de evaluación de este fenómeno:

- Esquema de detección por cantidades de secuencia para casos de estado estable
- Esquema de detección transitorio por deltas de tensión y corriente, caso de energización o de sincronización de líneas en el sistema de transmisión
- Bloqueos y permisivos por estas función sobre los elementos direccionales y los elementos de tensión

Se califican tres posibles anomalías:

- Disparo ante energización con pérdida de potencial
- Habilitar permisivo de sincronismo con pérdida de potencial
- Disparo en estado estable ante pérdida de potencial

6.6.10 Esquemas de teleprotección-POTT (Sobrealcance Permisivo)

Esta función convierte en selectivo el 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 las señales permisivas de teleprotección, se califican tres posibles anomalías:

- Señales de envíos por zonas o funciones adicionales 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

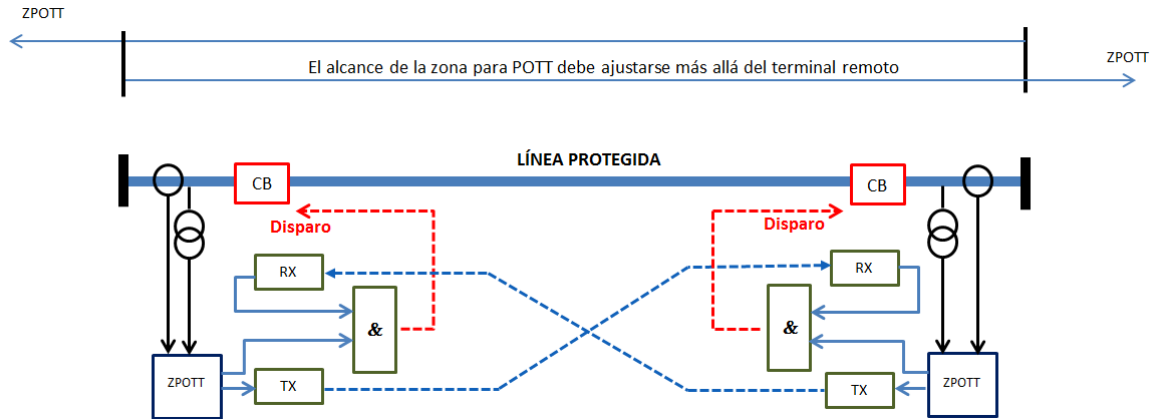


Ilustración 22. Esquema POTT

Para la Ilustración 22:

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: Circuit Breaker, interruptor de potencia

6.6.11 Esquemas de teleprotección-67NCD (Sobrecorriente en esquema de comparación direccional)

Esta función complementa el esquema de protección distancia, sin embargo la evaluación de esta función está relacionada con el desempeño de la sobrecorriente direccional y también se sensibiliza en el proceso de pruebas con retardos o aceleramientos de las señales permisivas de teleprotección, se califican tres posibles anomalías:

- Señales de envío no seguidoras del arranque de 67N
- Omisión de envío de la 67NCD
- Bloqueo incorrecto por inversión de corriente

7. MÉTODO PARA EVALUACIÓN DE RESULTADOS

La inyección secundaria de fallas a los relés de protección se debe realizar para la detección de anomalías en el desempeño de estos equipos. Para que la evaluación de los resultados se ajuste a un sistema en particular se sugiere realizar el siguiente proceso para la evaluación

- Definir anomalías a detectar según las funciones de protección que se evalúan, ver Tabla 10.
- Definir para cada anomalía una severidad o impacto, ver Tabla 10. Con el valor de la severidad se busca medir e indicar la gravedad del riesgo operativo para el sistema potencia o ponderar de forma cualitativa la probabilidad de perder la continuidad del servicio del sistema en particular en el caso de que esa anomalía se materialice.
- Contabilizar y clasificar las anomalías según su severidad y su ocurrencia, ver Tabla 12.
- Definir una matriz de ponderación para las anomalías que incluya la estadística de los tipos de falla y su recurrencia, ver Tabla 13, Tabla 14 y Tabla 15
- Valorar y calificar el desempeño del relé según la matriz de ponderación y la cantidad de anomalía

En la Tabla 10 y en la Tabla 34 del ANEXO 2 se muestra un listado de las fallas que se pueden modelar y las posibles anomalías a detectar para cada tipo de falla. En los siguientes ítems se enumeran las funciones que se incluyen en la evaluación y las posibles anomalías a detectar

7.1 ANOMALÍAS A DETECTAR

En el capítulo anterior se definieron varias anomalías a evaluar, sin embargo la clasificación de las anomalías y su detección dependen del análisis de los resultados de cada operación del relé según la falla que se esté inyectando o simulado en el relé.

7.1.1 Clases de anomalías en tipos de falla

En la Tabla 34 del ANEXO 2 se relacionan las posibles fallas a inyectar y la anomalía detectable en esa falla, el siguiente es un extracto de la tabla mencionada anteriormente, allí se puede ver que para una falla monofásica franca 5% adelante se puede encontrar entre otras las siguientes anomalías

- Omisión Completa de disparo
- Disparo tripolar para falla monofásica
- Omisión de envío POTT
- Omisión de envío 67N

ANOMALIA

	Omisión Completa de disparo	Sobrealcance Función 21	Disparo 1P para falla multifásica Funcion 21	Disparo trifásico para falla monofásica- Funcion 21	Disparo trifásico para falla monofásica- Funcion 67N	Omisión de envío POTT	Omisión de envío 67N	Emisión incorrecta POTT	Emisión incorrecta 67N	Selección Incorrecta de fase	Omisión de disparo Funcion 67N	Omisión de disparo Funcion 21	Omisión de recierre
Falla monofásica franca - 5% Adelante	X			X	X	X	X			X	X	X	X
Falla monofásica franca - 90% Adelante	X	X		X	X	X	X			X	X	X	X
Falla monofásica franca -1% atrás	X							X	X	X		X	
Falla monofásica franca -101% adelante	X					X	X			X		X	
Falla monofásica alta Rf a tierra - 5% Adelante	X			X	X		X			X	X		X

Ilustración 23. Algunas anomalías y fallas asociadas

7.1.2 Declarar anomalías en tipos de falla

Para declarar que el resultado del desempeño del relé ha sido una anomalía, se han definido algunas variables binarias a monitorear en el relé de acuerdo con esquema de protección seleccionado. El relé debe emitir u omitir las señales binarias según sea el ajuste programado y la falla en evaluación, al final de la operación del relé la ausencia o presencia de las señales binarias o una combinación de esos estados permitirá decidir si el desempeño es adecuado o se considera una anomalía.

El esquema escogido para la evaluación del desempeño del relé, es el esquema POTT ver Ilustración 22. Usualmente la segunda zona hacia adelante del relé se ajusta más allá del 100% de la longitud de la línea protegida, típicamente al 120%, cuando una falla ocurre en esa zona los relés emiten una señal permisiva llamada por su esquema “permisivo POTT” esta señal es enviada al relé del extremo opuesto de la línea protegida, cuando se cumple simultáneamente que el relé ve la falla en la segunda zona hacia adelante y tiene la recepción del permisivo POTT el relé emite un disparo al interruptor propio.

En la Tabla 35 del ANEXO 2 se muestran los casos o fallas sugeridas, las variables binarias sugeridas para el monitoreo y los estados binarios esperados para cada una de las fallas.

Ejemplo de declaración de una anomalía:

En la Ilustración 24 se muestra un extracto de la Tabla 35 del ANEXO 2 y se compara con la operación real obtenida en el relé luego de la inyección de la falla simulada. En la señalización de la operación del relé se registra la emisión de los disparos de las tres fases, mientras que lo esperado debería ser la operación del disparo en la fase fallada únicamente, en este caso la fase A, según la descripción de la falla. Como la acción obtenida del relé se ha desviado de la operación

esperada, se configura entonces la anomalía llamada “Disparo tripolar para falla monofásica”, ver Tabla 9.

Caso	Descripción de la falla	Señalización esperada															
		Disparo Fase A	Disparo Fase B	Disparo Fase C	Envío Z1	Envío 67N	Disparo Z1	Disparo Z2 Acele	Disparo Z2 Temp	Disparo 67NCD	Comando Reclere	Disparo 67N Temp	Disparo SOTF	Disparo Zona Reverse		Bloqueo LOP	Bloqueo OOS
CASO01	Falla 1F franca - 1% Adelante Fase A	1	0	0	1	1	1	1	0	X	1	0	0	0	0	0	Esperado
CASO01	Falla 1F franca - 1% Adelante Fase A	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓						Obtenido

Convenciones Esperado	0	Señal que no debe ser emitida por el rele
	1	Señal que si debe ser emitida por el rele
	X	Señal que podría ser emitida por el rele, mejorando el desempeño

Convenciones Obtenido	✓	Señal emitida por el rele
	□	Señal no emitida por el rele

Ilustración 24. Declaración de anomalía

Se podría sugerir otro análisis para el caso anterior dado que la falla fue efectivamente despejada aunque el disparo hubiese sido tripolar, sin embargo se deben tener en consideración otros aspectos como, por ejemplo, la estabilidad del sistema o si en el extremo remoto la apertura fue monofásica, entonces se configura una apertura no simétrica de la línea porque se tendría un extremo en dos fase y el otro totalmente abierto, es decir, se debe evaluar el desempeño del relé como elemento de un sistema y no como un equipo aislado. Otra característica de la declaración de las anomalías es la de tener para una misma falla varios resultados posibles y que según la señalización se configuran tipos diferentes de anomalías, en la Tabla 9 se muestra un ejemplo hipotético de varios resultados para una misma falla y su correspondiente declaración de la anomalía para esa misma falla. Se podrían obtener otra combinación de resultados binarios los cuales configuran otras anomalías no consideradas perjudiciales o no relevantes para un sistema de transmisión específico, por ejemplo, puede presentarse el caso en que se requiera siempre disparos tripolares por condiciones de transmisión o regulatorias, entonces no se consideraría una anomalía que el relé dispare tripolar para fallas monopulares. Por tal razón cada sistema de transmisión requerirá una revisión particular de sus condiciones técnicas operativas y posiblemente las necesidades regulatorias también para adaptar las anomalías a evaluar y así calificar efectivamente el desempeño relé bajo esas condiciones

Tabla 9. Ejemplo declaración de anomalía

	Disparo Fase A	Disparo Fase B	Disparo Fase C	Envío Z1	Envío 67N	Disparo Z1	Disparo Z2 Acele	Disparo Z2 Temp	Disparo 67 NCD	Comando Recierre	Disparo 67 N Temp	Disparo SOFT	Disparo Zona Reversa	Bloqueo LOP	Bloqueo OOS	
TIPO DE ANOMALIA	1	0	0	1	1	1	1	0	X	1	0	0	0	0	0	<--- ESPERADO
Omisión Completa de disparo																<--- OBTENIDO
Omisión Completa de disparo				✓	✓											<--- OBTENIDO
Disparo trifásico para falla monofásica	✓	✓	✓							✓						<--- OBTENIDO
Disparo trifásico para falla monofásica- Funcion Z1	✓	✓	✓	✓		✓	✓									<--- OBTENIDO
Disparo trifásico para falla monofásica- Funcion Z1	✓	✓	✓	✓			✓									<--- OBTENIDO
Omisión de envío POTT	✓				✓	✓	✓		✓	✓						<--- OBTENIDO
Omisión de envío POTT	✓					✓	✓		✓	✓						<--- OBTENIDO
Omisión de envío POTT	✓					✓			✓	✓						<--- OBTENIDO
Omisión de envío POTT	✓						✓			✓						<--- OBTENIDO
Omisión de envío 67N	✓			✓			✓		✓	✓						<--- OBTENIDO
Omisión de envío 67N	✓			✓		✓	✓			✓						<--- OBTENIDO
Selección incorrecta de fase	✓	✓	✓							✓						<--- OBTENIDO
Omisión de disparo Funcion Z1	✓			✓	✓				✓	✓						<--- OBTENIDO
Omisión de recierre	✓			✓	✓	✓	✓									<--- OBTENIDO

7.2 DEFINIR SEVERIDAD O IMPACTO DE LAS ANOMALÍAS

Se debe definir para cada anomalía una severidad o impacto, ver Tabla 10. Esta clasificación o grado de severidad pretende indicar cuál sería el riesgo operativo para el sistema potencia o que tan inminente sería la pérdida de la continuidad del servicio del sistema en particular en el caso de que esa anomalía se materialice

Tabla 10. Tipo de anomalía y su impacto en el sistema

ÍTEM	TIPO DE ANOMALÍA	IMPACTO		
		ALTO	MEDIO	BAJO
1	Omisión Completa de disparo	X		
2	Sobrealcance función distancia	X		
3	Disparo Monopolar para falla multifásica	X		
4	Disparo por Omisión de Bloqueo por inversión de corriente	X		
5	Disparo por prolongación indeseada de 67N ó Z2	X		
6	Disparo SOFT por Omisión de Bloqueo de LOP	X		
7	Disparo Z1 por Omisión de Bloqueo de LOP	X		
8	Omisión de disparo SOFT	X		
9	Omisión de bloqueo por OOS	X		
10	Disparo tripolar para falla monofásica		X	
11	Omisión de envío POTT		X	
12	Omisión de envío 67N		X	
13	Emisión incorrecta POTT		X	
14	Emisión incorrecta 67N		X	
15	Disparo por otra función (67NCD en lugar de POTT o Zona1)			X

7.3 CONTABILIZAR LAS ANOMALÍAS

Se contabilizan el total de anomalías presentadas durante las pruebas del relé, se puede usar este valor como criterio de evaluación y predomina el equipo con menor cantidad de anomalías, ver Tabla 12

7.4 PONDERAR Y VALORAR LA SEVERIDAD DE LAS ANOMALÍAS

Dado que las anomalías definidas en la Tabla 10 no dependen del tipo de falla, es decir, una “Omisión Completa de disparo” puede ocurrir tanto en para una falla monofásica de baja impedancia, así como para una falla bifásica aislada, entonces se debe ponderar la aparición de la anomalía con el tipo de falla asociado para evaluar el desempeño específico de cada relé en su entorno de instalación. En este sentido en la Tabla 11 se muestra una estadística típica de frecuencia o probabilidad de ocurrencia de varios tipos de fallas para un sistema de alta tensión, cual se puede combinar con las columnas de severidad mostradas en Tabla 10

Tabla 11. Clasificación de los tipos de falla y su ocurrencia en el sistema

ÍTEM	TIPO DE FALLA	FRECUENCIA		
		ALTA	MEDIA	BAJA
1	Fallas monofásicas de baja impedancia	X		
2	Fallas monofásicas de alta impedancia		X	
3	Fallas bifásicas a tierra de baja impedancia		X	
4	Fallas bifásicas a tierra de alta impedancia			X
5	Fallas bifásicas aisladas de baja impedancia			X

Tabla 12. Matriz de ocurrencia de anomalías (contabilidad y clasificación de anomalías por impacto frecuencia y ocurrencias)

		IMPACTO		
		Bajo	Medio	Alto
FRECUENCIA	Bajo	A	B	C
	Medio	D	E	F
	Alto	G	H	I

Para dar claridad a la Tabla 12, se define, por ejemplo:

A: Cantidad de anomalías clasificadas de Impacto Bajo y que ocurren en casos de Baja Frecuencia, sería la cantidad de veces que aparece la anomalía “Disparos por otra Función” (ver Tabla 10) en los casos “Falla bifásica a tierra de alta impedancia” más los casos “Falla bifásica aislada de baja impedancia” (ver Tabla 11)

H: Cantidad de anomalías clasificadas de Impacto Medio y que ocurren en casos de Alta Frecuencia, sería la cantidad de veces que aparece, entre otras, la anomalía “Disparo tripolar para falla monofásica” (ver Tabla 10) en los casos “Fallas monofásicas de baja impedancia” (ver Tabla 11)

Tabla 13. Matriz de ponderación del riesgo

		IMPACTO		
		Bajo	Medio	Alto
FRECUENCIA	Bajo	1	2	3
	Medio	2	4	6
	Alto	3	6	9

7.5 CALIFICAR

7.5.1 Valor de referencia comparativo

Se obtiene un valor a partir de la contabilidad de las anomalías y su severidad. Un valor, llámese **Qy**, para calificación del relé se calcula multiplicando escalarmente la matriz de ponderación del riesgo Tabla 13 por la matriz de ocurrencias de anomalías Tabla 12 así:

$$Qy = A + 2 \times B + 3 \times C + 2 \times D + 4 \times E + 6 \times F + 3 \times G + 6 \times H + 9 \times I \quad \text{Ecuación 15}$$

La experiencia ha mostrado que todos los relés presentan alguna anomalía de desempeño, es decir, no existe un relé perfecto que tenga un desempeño ideal en todas los escenarios posibles, por lo tanto, el valor Qy es muy representativo y aplicable cuando se tengan varios relés evaluados simultáneamente o en competencia, pueden ser de diferentes fabricantes para obtener valores referenciales. De esta manera, el relé que presente el Qy más bajo será el que encabeza la lista de seleccionables y puede tomarse como referente comparativo, continuará el siguiente superior y así sucesivamente.

Mejor	2do	3er	Intermedios	Peor
Qy1	Qy2	Qy3	Qyi	Qyn

$$\text{Donde } Qy1 < Qy2 < Qy3 < \dots < Qyi < \dots < Qyn$$

Este criterio de calificación también permite asociar las anomalías de desempeño del relé con los tipos de fallas analizadas, además la calificación del relé indirectamente lo enmarca en un sistema específico con la frecuencia particular de los tipos de falla. Adicionalmente el valor encontrado permite escoger cuál de los

relés evaluados presenta menos riesgo para el sistema y mejor confiabilidad operativa

7.5.2 Calificación operativa

El valor encontrado con el método del ítem previo, tiene mucha validez cuando se puede comparar con otros valores o resultados de relés similares que hayan sido sometidos a las mismas pruebas. Si no se tiene un valor de referencia comparativo, se puede definir un método adicional de calificación basado en los mismos resultados pero con una referencia porcentual de aceptación o rechazo. En la Tabla 14 muestra un ejemplo de una posible matriz de calificación del riesgo donde se definen unas divisiones por áreas clasificatorias. En el área sombreada verde se contabilizarían la cantidad de anomalías encontradas que cumplan simultáneamente las condiciones de ser de baja frecuencia y de bajo impacto y en la Tabla 15 define para esa misma área verde un porcentaje máximo de las anomalías comparado contra el número total de pruebas realizadas, si el valor del porcentaje encontrado está por debajo del valor sugerido entonces se aprueba o se calificaría como aceptable el desempeño del relé..

Tabla 14. Matriz de clasificación del riesgo

		IMPACTO - SEVERIDAD		
		Baja	Media	Alta
FRECUENCIA	Baja	Aceptable	Tolerable	Muy Grave
	Media	Tolerable		
	Alta		Muy Grave	

Tabla 15. Matriz de aceptación según cantidad de anomalías y su clasificación

		IMPACTO - SEVERIDAD		
		Baja	Media	Alta
FRECUENCIA	Baja	< 8 %	< 4 %	< 2 %
	Media	< 4 %		
	Alta	< 2 %		

Las matrices mostradas en la Tabla 13, Tabla 14 y la Tabla 15 son métodos propuestos de calificación que se pueden afinar y modificar ampliando las escalas de frecuencia o disminuyendo los rangos de aceptación, es decir, lo que se quiere mostrar aquí es el método de evaluación.

7.5.3 Ejemplos de calificación

En las tablas siguientes se muestra tres ejemplos de calificación de resultados con los dos métodos

7.5.3.1 Ejemplo 1. Método de calificación de referencia comparativa

Se toman los datos consignados según el formato de la Tabla 12, luego con los valores de la Tabla 13 se calcula el valor Q_y de la Ecuación 15

Tabla 16. Ejemplo 1 - Calificación comparativa

		Frecuencia			
		Baja	Media	Alta	
Impacto	Bajo	1	2	3	Matriz de ponderacion del riesgo Tabla 13
	Medio	2	4	6	
	Alto	3	6	9	
					Suma Ponderada
					$Q_y = 12$

		Frecuencia			
		Baja	Media	Alta	
Impacto	Bajo	0	0	1	Matriz de ocurrencia de anomalías Tabla 12 diligenciada
	Medio	1	1	0	
	Alto	1	0	0	

Tal como se indicó anteriormente, el valor Q_y por sí solo no es un indicador concluyente del desempeño del relé. Se deben tener los resultados de otros equipos (otros Q_y 's) para así comparar y dar un escalafón o referencia de calificación entre varios equipos

7.5.3.2 Ejemplo 1. Método de calificación operativa

Tabla 17. Ejemplo 1 - Calificación Operativa

		Frecuencia			
		Baja	Media	Alta	
Impacto	Bajo	0	0	1	Matriz de ocurrencia de anomalías Tabla 12 diligenciada
	Medio	1	1	0	
	Alto	1	0	0	

Total de pruebas evaluadas	96
----------------------------	----

	Tope Max %	Suma Anom	Evaluacion	
Aceptable	8	0	0.0%	CUMPLE
Tolerables	4	3	3.13%	CUMPLE
Grave	2	1	1.04%	CUMPLE

**Calculos de
Tabla 12 y Tabla 15**

Calificacion	SI CUMPLE
--------------	-----------

Con los mismos datos y según el formato de la Tabla 12, se evalúa el porcentaje máximo de anomalías permitidas de acuerdo con la calificación propuesta en la Tabla 14 y la Tabla 15, para este caso se realizaron 96 pruebas al relé, de las cuales según la clasificación de la Tabla 14 una de las anomalías está en la zona “Muy Grave” (roja), 3 anomalías más están en la zona “Tolerable” (naranja) y ninguna en la zona “Aceptable” (verde).

De la Tabla 14 y la Tabla 15, se tiene que el porcentaje máximo permitido en la zona naranja debe estar por debajo del 4%, el cálculo del ejemplo actual indica que en esa zona el relé obtuvo un 3,13 %, que corresponde a un total de 3 anomalías encontradas en la zona naranja de los 96 casos probados.

Con los porcentajes propuestos en la Tabla 15 se calculan los tope máximos admisibles de acuerdo con el número total de pruebas realizadas y al final se compara y verifica el cumplimiento de todos los rangos, si todas las zonas están dentro de los rangos admisibles se califica como aceptable el desempeño del relé. Para el caso se encuentra que todos los porcentajes están por debajo de los tope sugeridos por lo tanto el desempeño de este relé fue aceptable de acuerdo con las condiciones de riesgo operativo propuestas.

7.5.3.3 Ejemplo 2. Método de calificación de referencia comparativa

Se toman los datos consignados según el formato de la Tabla 12, luego con los valores de la Tabla 13 se calcula el valor Q_y de la Ecuación 15

Tabla 18. Ejemplo 2 - Calificación comparativa

		Frecuencia			
		Baja	Media	Alta	
Impacto	Bajo	1	2	3	Matriz de ponderacion del riesgo Tabla 13
	Medio	2	4	6	
	Alto	3	6	9	

Suma Ponderada
Qy = 14

		Frecuencia			
		Baja	Media	Alta	
Impacto	Bajo	0	0	0	Matriz de ocurrencia de anomalías Tabla 12 diligenciada
	Medio	0	2	0	
	Alto	2	0	0	

Según el resultado del ejemplo 1 donde el Qy obtenido fue 12, el relé del ejemplo 2 tendría una calificación de desempeño menor que el anterior, dado que el valor de Qy es más alto, por lo tanto en orden de elección tendría prioridad el relé del ejemplo 1.

7.5.3.4 Ejemplo 2. Método de calificación operativa

Con los mismos datos y según el formato de la Tabla 12, se evalúa el porcentaje máximo de anomalías permitidas de acuerdo con la calificación propuesta en la Tabla 14 y la Tabla 15, para este caso se realizaron 104 pruebas al relé, de las cuales según la clasificación de la Tabla 14 ninguna de la anomalías está en la zona “Muy Grave” (roja), 4 anomalías más están en la zona “Tolerable” (naranja) y ninguna en la zona “Aceptable” (verde).

Tabla 19. Ejemplo 2 - Calificación Operativa

		Frecuencia			
		Baja	Media	Alta	
Impacto	Bajo	0	0	0	Matriz de ocurrencia de anomalías Tabla 12 diligenciada
	Medio	0	2	0	
	Alto	2	0	0	

Total de pruebas evaluadas	104
----------------------------	------------

	Tope Max %	Suma Anom	Evaluacion	
Aceptable	8	0	0.0%	CUMPLE
Tolerables	4	4	3.85%	CUMPLE
Grave	2	0	0.00%	CUMPLE

**Calculos de
Tabla 12 y Tabla 15**

Calificacion	SI CUMPLE
--------------	-----------

De acuerdo con los porcentajes anteriores este relé también cumpliría las condiciones de desempeño exigidas desde el punto de vista del riesgo operativo.

7.5.3.5 Ejemplo 3. Método de calificación de referencia comparativa

Se toman los datos consignados según el formato de la Tabla 12, luego con los valores de la Tabla 13 se calcula el valor Q_y de la Ecuación 15

Tabla 20. Ejemplo 3 - Calificación comparativa

		Frecuencia			
		Baja	Media	Alta	
Impacto	Bajo	1	2	3	Matriz de ponderacion del riesgo Tabla 13
	Medio	2	4	6	
	Alto	3	6	9	

		Frecuencia			Suma Ponderada
		Baja	Media	Alta	
Impacto	Bajo	0	0	0	Matriz de ocurrencia de anomalías Tabla 12 diligenciada
	Medio	3	2	2	
	Alto	2	1	1	

Q_y = 47

Según el resultado del $Q_y=47$, este relé presenta el peor desempeño de los tres ejemplos, dado que el valor de Q_y es más alto de todos y quedaría relegado a la tercera posición en el escalafón de los evaluados, sin embargo este indicador no ayuda en la selección, a menos que se haga una revisión detallada del desempeño y la anomalías. Se revisara entonces la calificación operativa.

7.5.3.6 Ejemplo 3. Método de calificación operativa

Con los mismos datos y según el formato de la Tabla 12, se evalúa el porcentaje máximo de anomalías permitidas de acuerdo con la calificación propuesta en la Tabla 14 y la Tabla 15, para este caso se realizaron 103 pruebas al relé, de las cuales según la clasificación de la Tabla 14, 4 anomalías están en la zona “Muy Grave” (roja), 5 anomalías más están en la zona “Tolerable” (naranja) y ninguna en la zona “Aceptable” (verde).

Tabla 21. Ejemplo 3 - Calificación Operativa

		Frecuencia			
		Baja	Media	Alta	
Impacto	Bajo	0	0	0	Matriz de ocurrencia de anomalías Tabla 12 diligenciada
	Medio	3	2	2	
	Alto	2	1	1	

Total de pruebas evaluadas	103
----------------------------	------------

	Tope Max %	Suma Anom	Evaluacion	
Aceptable	8	0	0.0%	CUMPLE
Tolerables	4	7	6.80%	NO CUMPLE
Grave	2	4	3.88%	NO CUMPLE

Calculos de
Tabla 12 y Tabla 15

Calificacion	NO CUMPLE
--------------	------------------

De acuerdo con los porcentajes anteriores este relé no cumpliría dos de los porcentajes máximos en las condiciones de desempeño exigidas desde el punto de vista del riesgo operativo, por lo tanto no sería seleccionable para ser instalado en el sistema de protección.

7.6 ANÁLISIS ADICIONAL DE LAS ANOMALÍAS

Adicional a lo expuesto en los capítulos anteriores, de los resultados también se pueden extraer información adicional a la calificación que pueden ayudar a mitigar el riesgo de instalación, permiten ver la tendencia del desempeño del relé por la clasificación de las anomalías o fallas en sus algoritmos. En la Ilustración 25 se muestra el detalle de las anomalías de forma tridimensional, allí se puede inferir varias tendencias del relé, por ejemplo, emite disparos por sobrealcance, también dispara tripolar para fallas monofásicas, emite disparos por oscilación de potencia, todo lo anterior podría generar inestabilidades en el sistema de potencia debido a errores que introduce este relé en el esquema de protección, se podría entonces, en este caso, conceptualizar y prescindir del uso del relé y retroalimentar al fabricante y recomendar la revisión de los algoritmos particulares de esas funciones que operan mal

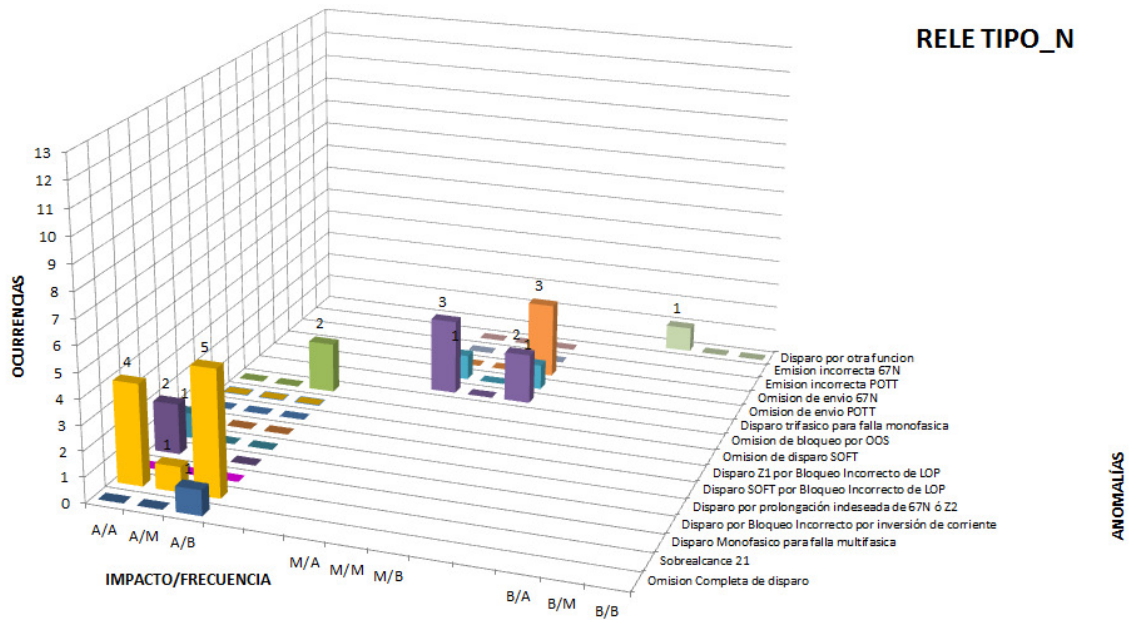


Ilustración 25. Análisis 3D de anomalías

Esta evaluación se propone para relés nuevos, sin embargo el método se puede aplicar a relés que estén instalados y de los cuales se tenga estadística de eventos suficiente que permita calificar el desempeño de sus algoritmos de protección

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Al definir y estructurar el procedimiento de pruebas se brinda la oportunidad de conocer el desempeño de cada protección antes de su implementación en el sistema de potencia y da la posibilidad de escoger los equipos más adecuados para el sistema eléctrico colombiano
- Se aumenta la confiabilidad y disponibilidad tanto de los equipos de protección, como del Sistema de Transmisión de Energía
- Usualmente los procesos de compra requieren la elaboración de especificaciones evaluación de ofertas; con los resultados del proceso se puede tener un catálogo preseleccionado de equipos que cumplen con los requerimientos operativos y de protección, se reduce el riesgo de adquirir un relé con deficiencias de desempeño no previsibles desde las especificaciones técnicas
- Este proceso de pruebas permite su adaptación a requerimientos regulatorios específicos y a diferentes sistemas de potencia en otros países, puede replicarse a otras empresas
- Con el desarrollo del proceso de pruebas, además de conocer el desempeño de los equipos, se puede mejorar la metodología de pruebas, la configuración de los relés, aumentar las competencias del personal técnico, replantear criterios de ajustes y la posibilidad de brindar recomendaciones y realimentar al fabricante para mejorar sus equipos antes de tener el evento real.
- El proceso de pruebas solo permite la evaluación del desempeño de los algoritmos de protección y deja de lado otras condiciones importantes como son el desempeño del hardware, la apropiación del software de gestión, la evaluación de los proveedores, los costos de adquisición, etc.
- Los resultados de las pruebas permiten conocer el desempeño de los relés en diferentes escenarios, por lo tanto brinda la posibilidad de aplicar la protección más idónea en escenario con mejor desempeño
- En los esquema de protección de líneas de trasmisión que normalmente tienen dos relés de protección actuando simultáneamente, permite la selección de las parejas de relés que permita el cubrimiento y mitigación de las falencias alguno pueda presentar cuando actúa solo.
- Dado que se restringe la adquisición a los relés de mejor desempeño, esta condición disminuye la cantidad de oferentes y el número de fabricantes, con esto se puede mejorar la experiencia del personal técnico porque se reduce la diversidad de marcas, diversidad de entrenamientos y se mejora el enfoque a ciertos fabricantes. Esta condición también afecta de manera favorable es stock de repuestos y equipos en almacén o para aprovisionamiento

BIBLIOGRAFÍA

- [1] UPME, Plan de Expansión de Referencia 2010 – 2014, Generación Transmisión
- [2] IEC/TR 60909-2: Technical Report Short-circuit currents in three-phase a.c. systems –Part 2: Data of electrical equipment for short-circuit current calculations, 2009 , 2nd Edition
- [3] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución 025 de 1995, Código Redes, Código de Conexión - Anexo CC.4
- [4] Blackburn, J. Lewis, “Protective Relaying: Principles and Applications”, CRC Press, Taylor & Francis Group 2006, 3rd Edition
- [5] Blackburn, J. Lewis, “Symmetrical Components for Power Systems Engineering”, Marcel Dekker, Inc. 1993
- [6] Ziegler, Gerhard, “Numerical Distance Protection: Principles and Applications”, Siemens Acktiengesellschaft, 2011 , 4th Edition
- [7] Anderson P.M., “Analysis of Faulted Power System”, IEEE Press Series, 1973, IEEE Reissued Edition
- [8] Electromagnetics Transients Program Theory Book. Branch of System Engineering, Bonaville Power Administration, Portland Oregon, 1981
- [9] Documento ISA GT-GO796, Rev1, Homologación de Protecciones Distancia, 2011
- [10] OMICRON, CMEngine Programming Interface for CMC Test System, Version 2.2, 2008
- [11] Interconexión Eléctrica S.A. ISA., Guía para el buen ajuste y la coordinación de protecciones del STN – IEB-0350-00-01, IEB; Ingeniería Especializada S.A., Revisión 0, Julio 2000

ANEXOS

ANEXO 1. VALORES DE REACTANCIA PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Tabla 22. Reactancia de secuencia positiva para circuito sencillo – Un conductor por fase

Radio cada Conductor [mm]		5	10	15	20	25
		X1 [Ω/km]				
Dist Media Geométrica [m]	7.5	0.5749	0.5200	0.4866	0.4650	0.4495
	8	0.5798	0.5249	0.4915	0.4699	0.4543
	8.5	0.5843	0.5295	0.4961	0.4744	0.4589
	9	0.5887	0.5338	0.5004	0.4788	0.4632
	9.5	0.5927	0.5378	0.5044	0.4828	0.4673
	10	0.5966	0.5417	0.5083	0.4867	0.4712
	12	0.6103	0.5555	0.5221	0.5004	0.4849
	12.5	0.6134	0.5585	0.5251	0.5035	0.4880
	13	0.6164	0.5615	0.5281	0.5065	0.4909
	13.5	0.6192	0.5643	0.5309	0.5093	0.4938
	14	0.6220	0.5671	0.5337	0.5121	0.4965
	14.5	0.6246	0.5697	0.5363	0.5147	0.4992
15	0.6272	0.5723	0.5389	0.5173	0.5017	

Tabla 23. Reactancia de secuencia positiva para circuito sencillo - Dos conductores por fase - Haz 460 mm

Radio cada Conductor [mm]		5	10	15	20	25
		X1 [Ω/km]				
Dist Media Geométrica [m]	7.5	0.3666	0.3391	0.3224	0.3116	0.3039
	8	0.3715	0.3440	0.3273	0.3165	0.3087
	8.5	0.3760	0.3486	0.3319	0.3211	0.3133
	9	0.3803	0.3529	0.3362	0.3254	0.3176
	9.5	0.3844	0.3570	0.3403	0.3295	0.3217
	10	0.3883	0.3608	0.3441	0.3333	0.3256
	12	0.4020	0.3746	0.3579	0.3471	0.3393
	12.5	0.4051	0.3777	0.3610	0.3502	0.3424
	13	0.4081	0.3806	0.3639	0.3531	0.3453
	13.5	0.4109	0.3835	0.3668	0.3560	0.3482
	14	0.4137	0.3862	0.3695	0.3587	0.3509
	14.5	0.4163	0.3889	0.3722	0.3613	0.3536
15	0.4189	0.3914	0.3747	0.3639	0.3561	

Tabla 24. Reactancia de secuencia positiva para circuito sencillo - Tres conductores por fase - Haz 460 mm

Radio cada Conductor [mm]		5	10	15	20	25
		X1 [Ω/km]				
Dist Media Geométrica [m]	7.5	0.3044	0.2861	0.2749	0.2677	0.2625
	8	0.3092	0.2909	0.2798	0.2726	0.2674
	8.5	0.3138	0.2955	0.2844	0.2772	0.2720
	9	0.3181	0.2998	0.2887	0.2815	0.2763
	9.5	0.3222	0.3039	0.2928	0.2855	0.2804
	10	0.3261	0.3078	0.2966	0.2894	0.2842
	12	0.3398	0.3215	0.3104	0.3032	0.2980
	12.5	0.3429	0.3246	0.3134	0.3062	0.3011
	13	0.3458	0.3275	0.3164	0.3092	0.3040
	13.5	0.3487	0.3304	0.3192	0.3120	0.3069
	14	0.3514	0.3331	0.3220	0.3148	0.3096
	14.5	0.3541	0.3358	0.3246	0.3174	0.3123
	15	0.3566	0.3383	0.3272	0.3200	0.3148

Tabla 25. Reactancia de secuencia positiva para circuito sencillo - Cuatro conductores por fase - Haz 460 mm

Radio cada Conductor [mm]		5	10	15	20	25
		X1 [Ω/km]				
Dist Media Geométrica [m]	7.5	0.2755	0.2617	0.2534	0.2480	0.2441
	8	0.2803	0.2666	0.2583	0.2529	0.2490
	8.5	0.2849	0.2712	0.2628	0.2574	0.2535
	9	0.2892	0.2755	0.2671	0.2617	0.2578
	9.5	0.2933	0.2796	0.2712	0.2658	0.2619
	10	0.2972	0.2834	0.2751	0.2697	0.2658
	12	0.3109	0.2972	0.2888	0.2834	0.2795
	12.5	0.3140	0.3003	0.2919	0.2865	0.2826
	13	0.3169	0.3032	0.2949	0.2895	0.2856
	13.5	0.3198	0.3061	0.2977	0.2923	0.2884
	14	0.3225	0.3088	0.3005	0.2950	0.2912
	14.5	0.3252	0.3114	0.3031	0.2977	0.2938
	15	0.3277	0.3140	0.3057	0.3002	0.2964

Tabla 26. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Un conductor por fase – Sin cable de guarda

Radio cada Conductor [mm]		5	10	15	20	25
		X0 [Ω/km]				
Dist Media Geométrica [m]	7.5	1.6443	1.5894	1.5560	1.5344	1.5188
	8	1.6345	1.5797	1.5463	1.5246	1.5091
	8.5	1.6254	1.5705	1.5371	1.5155	1.4999
	9	1.6168	1.5619	1.5285	1.5069	1.4913
	9.5	1.6086	1.5537	1.5203	1.4987	1.4832
	10	1.6009	1.5460	1.5126	1.4909	1.4754
	12	1.5733	1.5184	1.4850	1.4634	1.4479
	12.5	1.5671	1.5123	1.4789	1.4572	1.4417
	13	1.5612	1.5063	1.4729	1.4513	1.4358
	13.5	1.5555	1.5006	1.4672	1.4456	1.4301
	14	1.5500	1.4951	1.4617	1.4401	1.4246
	14.5	1.5447	1.4898	1.4564	1.4348	1.4193
15	1.5396	1.4847	1.4513	1.4297	1.4142	

Tabla 27. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Un conductor por fase – Un cable de guarda

Radio cada Conductor [mm]		5	10	15	20	25
		X0 [Ω/km]				
Dist Media Geométrica [m]	7.5	1.4801	1.4252	1.3918	1.3702	1.3547
	8	1.4740	1.4191	1.3857	1.3641	1.3486
	8.5	1.4683	1.4134	1.3800	1.3584	1.3428
	9	1.4628	1.4079	1.3745	1.3529	1.3374
	9.5	1.4576	1.4027	1.3693	1.3477	1.3322
	10	1.4526	1.3978	1.3644	1.3427	1.3272
	12	1.4348	1.3799	1.3465	1.3249	1.3094
	12.5	1.4308	1.3759	1.3425	1.3209	1.3053
	13	1.4269	1.3720	1.3386	1.3170	1.3014
	13.5	1.4231	1.3682	1.3348	1.3132	1.2977
	14	1.4195	1.3646	1.3312	1.3096	1.2940
	14.5	1.4159	1.3611	1.3277	1.3060	1.2905
15	1.4125	1.3576	1.3242	1.3026	1.2871	

Tabla 28. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Dos conductores por fase - Haz 460 mm – Sin cable de guarda

Radio cada Conductor [mm]		5	10	15	20	25
		X0 [Ω/km]				
Dist Media Geométrica [m]	7.5	1.4359	1.4085	1.3918	1.3809	1.3732
	8	1.4262	1.3987	1.3820	1.3712	1.3634
	8.5	1.4170	1.3896	1.3729	1.3621	1.3543
	9	1.4084	1.3809	1.3642	1.3534	1.3457
	9.5	1.4002	1.3728	1.3561	1.3453	1.3375
	10	1.3925	1.3650	1.3483	1.3375	1.3297
	12	1.3649	1.3375	1.3208	1.3100	1.3022
	12.5	1.3588	1.3313	1.3146	1.3038	1.2960
	13	1.3528	1.3254	1.3087	1.2979	1.2901
	13.5	1.3471	1.3197	1.3030	1.2922	1.2844
	14	1.3416	1.3142	1.2975	1.2867	1.2789
	14.5	1.3363	1.3089	1.2922	1.2814	1.2736
15	1.3312	1.3038	1.2871	1.2763	1.2685	

Tabla 29. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Dos conductores por fase - Haz 460 mm – Un cable de guarda

Radio cada Conductor [mm]		5	10	15	20	25
		X0 [Ω/km]				
Dist Media Geométrica [m]	7.5	1.2717	1.2443	1.2276	1.2168	1.2090
	8	1.2656	1.2382	1.2215	1.2107	1.2029
	8.5	1.2599	1.2324	1.2157	1.2049	1.1972
	9	1.2544	1.2270	1.2103	1.1995	1.1917
	9.5	1.2492	1.2218	1.2051	1.1943	1.1865
	10	1.2443	1.2168	1.2001	1.1893	1.1815
	12	1.2264	1.1990	1.1823	1.1715	1.1637
	12.5	1.2224	1.1949	1.1782	1.1674	1.1597
	13	1.2185	1.1910	1.1743	1.1635	1.1558
	13.5	1.2147	1.1873	1.1706	1.1598	1.1520
	14	1.2111	1.1836	1.1669	1.1561	1.1484
	14.5	1.2076	1.1801	1.1634	1.1526	1.1448
15	1.2041	1.1767	1.1600	1.1492	1.1414	

Tabla 30. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Tres conductores por fase - Haz 460 mm – Sin cable de guarda

Radio cada Conductor [mm]		5	10	15	20	25
		X0 [Ω/km]				
Dist Media Geométrica [m]	7.5	1.3737	1.3554	1.3442	1.3370	1.3319
	8	1.3639	1.3456	1.3345	1.3273	1.3221
	8.5	1.3548	1.3365	1.3253	1.3181	1.3130
	9	1.3461	1.3278	1.3167	1.3095	1.3043
	9.5	1.3380	1.3197	1.3086	1.3013	1.2962
	10	1.3302	1.3119	1.3008	1.2936	1.2884
	12	1.3027	1.2844	1.2733	1.2661	1.2609
	12.5	1.2965	1.2782	1.2671	1.2599	1.2547
	13	1.2906	1.2723	1.2612	1.2540	1.2488
	13.5	1.2849	1.2666	1.2555	1.2483	1.2431
	14	1.2794	1.2611	1.2500	1.2428	1.2376
	14.5	1.2741	1.2558	1.2447	1.2375	1.2323
	15	1.2690	1.2507	1.2396	1.2324	1.2272

Tabla 31. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Tres conductores por fase - Haz 460 mm – Un cable de guarda

Radio cada Conductor [mm]		5	10	15	20	25
		X0 [Ω/km]				
Dist Media Geométrica [m]	7.5	1.2095	1.1912	1.1801	1.1729	1.1677
	8	1.2034	1.1851	1.1740	1.1668	1.1616
	8.5	1.1977	1.1794	1.1682	1.1610	1.1558
	9	1.1922	1.1739	1.1628	1.1556	1.1504
	9.5	1.1870	1.1687	1.1576	1.1504	1.1452
	10	1.1820	1.1637	1.1526	1.1454	1.1402
	12	1.1642	1.1459	1.1348	1.1276	1.1224
	12.5	1.1602	1.1419	1.1307	1.1235	1.1183
	13	1.1563	1.1380	1.1268	1.1196	1.1144
	13.5	1.1525	1.1342	1.1231	1.1159	1.1107
	14	1.1489	1.1306	1.1194	1.1122	1.1070
	14.5	1.1453	1.1270	1.1159	1.1087	1.1035
	15	1.1419	1.1236	1.1125	1.1053	1.1001

Tabla 32. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Cuatro conductores por fase - Haz 460 mm – Sin cable de guarda

Radio cada Conductor [mm]		5	10	15	20	25
		X0 [Ω/km]				
Dist Media Geométrica [m]	7.5	1.3448	1.3311	1.3227	1.3173	1.3134
	8	1.3350	1.3213	1.3130	1.3076	1.3037
	8.5	1.3259	1.3122	1.3038	1.2984	1.2945
	9	1.3172	1.3035	1.2952	1.2898	1.2859
	9.5	1.3091	1.2954	1.2870	1.2816	1.2777
	10	1.3013	1.2876	1.2793	1.2739	1.2700
	12	1.2738	1.2601	1.2517	1.2463	1.2424
	12.5	1.2676	1.2539	1.2456	1.2402	1.2363
	13	1.2617	1.2480	1.2396	1.2342	1.2304
	13.5	1.2560	1.2423	1.2339	1.2285	1.2246
	14	1.2505	1.2368	1.2284	1.2230	1.2192
	14.5	1.2452	1.2315	1.2231	1.2177	1.2139
	15	1.2401	1.2264	1.2180	1.2126	1.2087

Tabla 33. Reactancia de secuencia cero para circuito sencillo - Cuatro conductores por fase - Haz 460 mm – Un cable de guarda

Radio cada Conductor [mm]		5	10	15	20	25
		X0 [Ω/km]				
Dist Media Geométrica [m]	7.5	1.1806	1.1669	1.1585	1.1531	1.1493
	8	1.1745	1.1608	1.1524	1.1470	1.1432
	8.5	1.1688	1.1550	1.1467	1.1413	1.1374
	9	1.1633	1.1496	1.1412	1.1358	1.1319
	9.5	1.1581	1.1444	1.1360	1.1306	1.1267
	10	1.1531	1.1394	1.1311	1.1257	1.1218
	12	1.1353	1.1216	1.1132	1.1078	1.1039
	12.5	1.1313	1.1175	1.1092	1.1038	1.0999
	13	1.1274	1.1136	1.1053	1.0999	1.0960
	13.5	1.1236	1.1099	1.1015	1.0961	1.0922
	14	1.1200	1.1062	1.0979	1.0925	1.0886
	14.5	1.1164	1.1027	1.0944	1.0890	1.0851
	15	1.1130	1.0993	1.0909	1.0855	1.0817

ANEXO 2. TIPOS DE FALLAS Y ANOMALÍAS

Tabla 34. Tipos de falla y anomalías relacionadas

FALLAS	ANOMALÍAS																				
	Omisión Completa de disparo	Sobrealcance Función Z1	Disparo 1P para falla multifásica Función Z1	Disparo 1P para falla multifásica Función 67N	Disparo por Omisión de Bloqueo por inversión de corriente	Disparo por prolongación indeseada de Z2	Disparo por prolongación indeseada de 67N	Omisión de Bloqueo de LOP - Disparo SOFT	Omisión de Bloqueo de LOP - Disparo Z1	Omisión de disparo SOFT	Omisión de bloqueo por OOS	Disparo tripolar para falla monofásica- Función Z1	Disparo tripolar para falla monofásica- Función 67N	Omisión de envío POTT	Omisión de envío 67N	Emisión incorrecta POTT	Emisión incorrecta 67N	Selección incorrecta de fase	Omisión de disparo Función 67N	Omisión de disparo Función Z1	Omisión de recierre
Falla monofásica franca - 5% Adelante	X										X	X	X	X			X	X	X	X	
Falla monofásica franca - 50% Adelante	X										X	X	X	X			X	X	X	X	
Falla monofásica franca - 90% Adelante	X										X	X	X	X			X	X	X	X	
Falla monofásica franca -1% atrás	X														X	X	X		X		
Falla monofásica franca -101% adelante	X													X	X		X		X		
Falla monofásica alta Rf a tierra - 5% Adelante	X										X	X		X			X	X		X	
Falla monofásica alta Rf a tierra - 90% Adelante	X										X	X		X			X	X		X	
Falla bifásica -5% Adelante	X		X											X			X	X		X	X
Falla bifásica - 50% adelante	X		X											X			X	X		X	X

FALLAS	ANOMALÍAS																					
	Omisión Completa de disparo	Sobrealcance Función Z1	Disparo 1P para falla multifásica Función Z1	Disparo 1P para falla multifásica Función 67N	Disparo por Omisión de Bloqueo por inversión de corriente	Disparo por prolongación indeseada de ZZ	Disparo por prolongación indeseada de 67N	Omisión de Bloqueo de LOP - Disparo SOFT	Omisión de Bloqueo de LOP - Disparo Z1	Omisión de disparo SOFT	Omisión de bloqueo por OOS	Disparo tripolar para falla monofásica- Función Z1	Disparo tripolar para falla monofásica- Función 67N	Omisión de envío POTT	Omisión de envío 67N	Emisión incorrecta POTT	Emisión incorrecta 67N	Selección incorrecta de fase	Omisión de disparo Función 67N	Omisión de disparo Función Z1	Omisión de recierre	
Falla bifásica - 90% Adelante	X	X	X											X			X	X		X	X	
Falla bifásica franca a tierra - 50% adelante	X		X	X										X	X			X	X	X	X	X
Falla bifásica alta Rf a tierra - 5% Adelante	X		X	X										X	X			X	X	X	X	X
Falla bifásica alta Rf a tierra - 90% Adelante	X	X	X	X											X			X	X			X
Falla monofásica evolutiva a bifásica - 50% adelante	X		X	X										X	X			X	X	X	X	X
Falla monofásica evolutiva a bifásica - 90% adelante	X	X	X	X										X	X			X	X	X	X	X
Falla a tierra en circuito vecino, inversión de corriente atrás - adelante		X			X	X	X					X	X			X	X					
Falla en a tierra en circuito vecino, inversión de corriente adelante - atrás		X			X	X	X					X	X	X	X							
Cierre en falla	X		X							X										X		

FALLAS	ANOMALÍAS																					
	Omisión Completa de disparo	Sobrealcance Función Z1	Disparo 1P para falla monofásica Función Z1	Disparo 1P para falla monofásica Función 67N	Disparo por Omisión de Bloqueo por inversión de corriente	Disparo por prolongación indeseada de ZZ	Disparo por prolongación indeseada de 67N	Omisión de Bloqueo de LOP - Disparo SOFT	Omisión de Bloqueo de LOP - Disparo Z1	Omisión de disparo SOFT	Omisión de bloqueo por OOS	Disparo tripolar para falla monofásica- Función Z1	Disparo tripolar para falla monofásica- Función 67N	Omisión de envío POTT	Omisión de envío 67N	Emisión incorrecta POTT	Emisión incorrecta 67N	Selección incorrecta de fase	Omisión de disparo Función 67N	Omisión de disparo Función Z1	Omisión de recierre	
Falla en tensión secundaria - En energización							X	X														
Falla en tensión secundaria - En estado estable								X														
Falla monofásica 50% - Durante OOS	X										X	X	X	X				X	X	X	X	X
Falla trifásica 50% - Durante OOS	X	X	X											X					X	X	X	X
Estado estable y luego OOS										X												

Tabla 35. Tipos de falla y desempeño esperado

Caso	Descripción de la falla	Señalización esperada														
		Disparo Fase A	Disparo Fase B	Disparo Fase C	Envío Z1	Envío 67N	Disparo Z1	Disparo Z2 Acele	Disparo Z2 Temp	Disparo 67NCD	Comando Reciere	Disparo 67N Temp	Disparo SOTF	Disparo Zona Reversa	Bloqueo LOP	Bloqueo OOS
CASO01	Falla 1F franca - 1% Adelante Fase A	1	0	0	1	1	1	1	0	X	1	0	0	0	0	0
CASO02	Falla 1F franca - 1% Adelante Fase B	0	1	0	1	1	1	1	0	X	1	0	0	0	0	0
CASO03	Falla 1F franca - 1% Adelante Fase C	0	0	1	1	1	1	1	0	X	1	0	0	0	0	0
CASO04	Falla 1F franca - 99% Fase A	1	0	0	1	1	0	1	0	X	1	0	0	0	0	0
CASO05	Falla 1F franca - 99% Fase B	0	1	0	1	1	0	1	0	X	1	0	0	0	0	0
CASO06	Falla 1F franca - 99% Fase C	0	0	1	1	1	0	1	0	X	1	0	0	0	0	0
CASO07	Falla 2F - 1% Adelante Fase AB	1	1	1	1	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
CASO08	Falla 2F - 99% adelante Fase BC	1	1	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
CASO09	Falla 2F- franca a tierra - cercana adelante Fase AB_G	1	1	1	1	1	X	1	0	1	1	0	0	0	0	0
CASO10	Falla 2F- franca a tierra - 50% adelante Fase BC_G	1	1	1	1	1	X	1	0	1	1	0	0	0	0	0
CASO11	Falla 2F- franca a tierra - 99% adelante Fase CA_G	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0
CASO12	Falla 1F alta Z a tierra - 1% Fase A	1	0	0	X	1	X	X	0	1	1	0	0	0	0	0
CASO13	Falla 1F alta Z a tierra - 99% Fase C	0	0	1	X	1	X	X	0	1	1	0	0	0	0	0
CASO14	Falla evolutiva 50% bifásica Fase A - Fase B	1	1	1	1	1	1	1	0	X	1	0	0	0	0	0
CASO15	Falla evolutiva 99% bifásica Fase B - Fase C	1	1	1	1	1	1	1	0	X	1	0	0	0	0	0
CASO16	Falla 2F alta Z a tierra - 1% Fase BC_G	1	1	1	1	1	X	X	0	1	1	0	0	0	0	0
CASO17	Falla 2F alta Z a tierra - 99% Fase AB_G	1	1	1	X	1	0	X	0	1	1	0	0	0	0	0

Caso	Descripción de la falla	Señalización esperada														
		Disparo Fase A	Disparo Fase B	Disparo Fase C	Envío Z1	Envío 67N	Disparo Z1	Disparo Z2 Acele	Disparo Z2 Temp	Disparo 67NCD	Comando Reciere	Disparo 67N Temp	Disparo SOTF	Disparo Zona Reversa	Bloqueo LOP	Bloqueo OOS
CASO18	Falla 1F franca en circuito vecino Fase C, evolución de atrás hacia adelante	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASO19	Falla 1F franca a tierra en circuito vecino, adelante - atrás Fase A	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASO20	Falla 1F Fase A – 50% adelante en presencia de OOS	1	0	0	1	1	1	1	0	X	X	0	0	0	0	0
CASO21	Falla 2F – 50 % adelante en presencia de OOS	1	1	1	1	1	1	1	0	X	X	0	0	0	0	0
CASO22	Falla 1F franca -1% atrás Fase A	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
CASO23	Falla 1F franca -101% adelante Fase C	1	1	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0

Convenciones

- | |
|---|
| 0 |
|---|

 Señal que no debe ser emitida por el relé
- | |
|---|
| 1 |
|---|

 Señal que si debe ser emitida por el relé
- | |
|---|
| X |
|---|

 Señal que podría ser emitida por el relé, mejorando el desempeño