



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA PRUEBAS A ESQUEMA DE
PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA, CON DISPARO TRANSFERIDO
PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Francisco Melquiades Poz Sián

Asesorado por el Ing. Joaquín Efraín Meza García

Guatemala, enero de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA PRUEBAS A ESQUEMA DE
PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA, CON DISPARO TRANSFERIDO
PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

FRANCISCO MELQUIADES POZ SIÁN
ASESORADO POR EL ING. JOAQUÍN EFRAÍN MEZA GARCÍA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santízo
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA PRUEBAS A ESQUEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA, CON DISPARO TRANSFERIDO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 30 de octubre de 2015.



Francisco Melquades Poz Sián

Guatemala 19 de abril de 2018.

Ingeniero
Saúl Cabezas Duran
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Cabezas:

Deseándole éxito en el desarrollo de sus actividades, por este medio me suscribo para notificarle que el técnico y perito Francisco Melquiades Poz Sián, con Documento de Identificación Personal 1826 93236 0305, ha finalizado su trabajo de graduación titulado "Propuesta de una metodología para pruebas a esquema de protección diferencial de línea, con disparo transferido para líneas de transmisión". Dicho trabajo ha sido supervisado y asesorado por mi persona, por lo que doy fe que ha completado satisfactoriamente su trabajo de graduación.

Sin otro particular me despido de usted

Atentamente,



Joaquín Efraín Meza García.
Ingeniero Electricista
Colegiado Activo 4190

Joaquín E. Meza García
Ingeniero Electricista
Col. 4190



REF. EIME 59. 2018.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; FRANCISCO MELQUIADES POZ SIÁN, titulado: PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA PRUEBAS A ESQUEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA, CON DISPARO TRANSFERIDO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andriano González



GUATEMALA, 19 DE SEPTIEMBRE 2,018.



REF. EIME 59. 2018.
3 DE SEPTIEMBRE 2018.

FACULTAD DE INGENIERIA

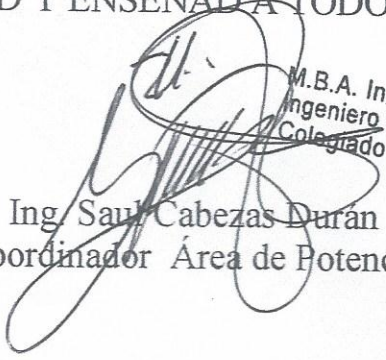
Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA PRUEBAS A
ESQUEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA,
CON DISPARO TRANSFERIDO PARA LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN,** del estudiante Francisco Melquiades Poz
Sián, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DIRECCIÓN Y ENSEÑANZA A TODOS


M.B.A. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648
Ing. Saul Cabezas Durán
Coordinador Área de Potencia

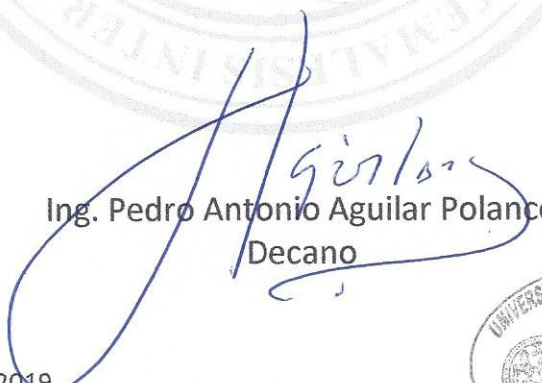




DTG. 008.2019

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA PRUEBAS A ESQUEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA, CON DISPARO TRANSFERIDO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**, presentado por el estudiante universitario: **Francisco Melquiades Poz Sián**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, enero de 2019



/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por bendecir e iluminar mi vida.
- Mis padres** Desiderio y María Eusebia; por todo su amor, su apoyo incondicional; por no negarme nada, por ser ejemplo e inspiración en mi vida. Gracias por sus enseñanzas, gracias por ser los mejores padres que pude haber tenido. Los amo.
- Mis hermanos** Oscar, Delia, Silvia, por su solidaridad, comprensión y, sobre todo, paciencia durante este tiempo.
- Mi esposa** Cindy, por compartir conmigo esta meta alcanzada; por brindarme motivación en cada momento; por devolver en mí, la confianza que muchas veces la perdí.
- Mis amigos** Lenin, Paulo, Anndy, Acner, Víctor, Héctor y Stuard, gracias por darme la oportunidad de compartir esta bonita etapa de mi vida con ustedes. Gracias por brindarme su amistad; en mi mente quedarán grabados recuerdos de experiencias que fueron más allá de lo académico.

- Mis amigos de la infancia** Marco Antonio, Walter, Cesar, Álvaro, Juan Y Danilo, por brindarme su amistad desde la infancia, gracias por todos los favores que de alguna u otra forma contribuyeron a alcanzar este sueño.
- AEUXE** A la asociación, que, en su función de brindar transporte a los estudiantes universitarios, fue de enorme colaboración para seguir en mi formación académica.
- Mi asesor** Ing. Joaquín, por el tiempo dedicado a la revisión de este trabajo, por compartir su enorme conocimiento y contribuir a mi crecimiento profesional.
- Mis compañeros de trabajo** Por compartir sus conocimientos y experiencias desinteresadamente, por ser más que compañeros de trabajo, por contribuir al crecimiento personal y profesional.
- Mis maestros** Por sus aportes a lo largo de mi formación académica.
- Todas las personas** Que de alguna u otra forma pusieron un granito de arena para contribuir en alcanzar este sueño. Se los agradezco de todo corazón.

AGRADECIMIENTOS A:

- Universidad de San Carlos de Guatemala** Por haberme albergado todos estos años y por haberme brindado todos los conocimientos necesarios para mi vida.
- Facultad de Ingeniería** Y a todos los ingenieros de la Escuela de Mecánica Eléctrica por brindarme su conocimiento para el crecimiento académico.
- Transportista Eléctrica Centroamericana (TRELEC)** Por poner a disposición los recursos necesarios para la realización de mi trabajo de graduación.
- Empresa Eléctrica de Guatemala S.A (EEGSA)** Por ser pieza fundamental para el crecimiento profesional; también, por brindar recursos que contribuyeron a la realización de este trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN.....	XXI
OBJETIVOS.....	XXIII
INTRODUCCIÓN.....	XXV
1. ANTECEDENTES GENERALES	1
1.1. Función de las protecciones en un SEP	2
1.2. Desarrollo histórico de las protecciones en un SEP	4
1.2.1. Sistemas de protección directos	4
1.2.1.1. Fusibles	4
1.2.1.2. Relés directos	5
1.2.2. Sistemas de protección indirectos	5
1.2.2.1. Sistemas electromagnéticos	5
1.2.2.2. Sistemas de bobina móvil	6
1.2.2.3. Sistemas de electrónica	
convencional.....	6
1.2.2.4. Sistemas electrónicos digitalizados	7
1.3. Exigencias básicas de los equipos de protección.....	8
2. PERTURBACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO.....	11
2.1. Perturbaciones en los valores de voltaje	13
2.2. Perturbaciones en los valores de corriente.....	14
2.2.1. Sobrecarga	14

2.2.2.	Cortocircuito	14
2.2.2.1.	Cortocircuito trifásico	15
2.2.2.2.	Cortocircuito bifásico	15
2.2.2.3.	Cortocircuito monofásico	16
2.2.3.	Inversión del sentido de la corriente	16
2.3.	Perturbaciones en los valores de potencia.....	16
2.4.	Perturbaciones en los valores de frecuencia.....	17
3.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	19
3.1.	Componentes de la línea de transmisión aérea	19
3.1.1.	Estructura metálica.....	19
3.1.2.	Conductores.....	20
3.1.2.1.	Conductores de cobre	22
3.1.2.2.	Conductores de aluminio.....	24
3.1.3.	Aisladores.....	26
3.1.4.	Hilos de guarda	27
3.1.5.	Seccionadores.....	29
3.1.6.	Apartarrayos.....	30
3.2.	Parámetros de línea de transmisión.....	30
3.2.1.	Resistencia.....	30
3.2.2.	Inductancia	34
3.2.2.1.	Inductancia interna del conductor.....	35
3.2.2.2.	Inductancia en líneas trifásicas	37
3.2.3.	Capacitancia.....	40
3.2.3.1.	Campo eléctrico en un conductor recto	41
3.2.3.2.	Capacitancia entre dos conductores	42
3.2.3.3.	Capacitancia trifásica con espaciamiento simétrico	43

3.2.3.4.	Capacitancia trifásica con espaciamiento asimétrico	44
3.2.3.5.	Capacitancia trifásica respecto a tierra	45
3.2.4.	Parámetros requeridos para ajustes de protección	47
3.3.	Clasificación de las líneas de transmisión	49
3.3.1.	Línea de Corta	50
3.3.2.	Línea media	52
3.3.3.	Línea larga	54
4.	PROTECCIONES TÍPICAS PARA UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	57
4.1.	Protección de sobrecorriente	57
4.1.1.	Protección de sobrecorriente a tiempo independiente o instantánea	57
4.1.2.	Protección de sobrecorriente a tiempo dependiente o tiempo inverso	58
4.1.3.	Protección de sobrecorriente con frenado de tensión	62
4.1.4.	Protección de sobrecorriente controlado por tensión	63
4.1.5.	Protección de sobrecorriente direccional	63
4.2.	Protección de distancia	68
4.3.	Protección diferencial de línea 87L	72
4.4.	Protección de sobrevoltaje y bajo voltaje	75
4.5.	Verificación de sincronismo	77
4.6.	Función de recierre	78
4.7.	Protección de frecuencia	80

5.	EQUIPOS ASOCIADOS A LAS PROTECCIONES.....	81
5.1.	Transformadores de instrumento	81
5.1.1.	Transformadores de corriente	82
5.1.1.1.	Polaridad y conexiones	83
5.1.2.	Transformadores de voltaje.....	87
5.2.	Interruptores.....	88
5.3.	Fuentes de alimentación auxiliar	92
5.4.	Equipos de señalización.....	93
5.5.	Equipos de comunicación asociados a las protecciones.....	94
5.6.	Relé de protección	98
5.6.1.	Esquema básico de un relé de protección.....	99
5.6.2.	Relés electrónicos.....	101
5.6.3.	Relé microprocesado	102
5.6.3.1.	Arquitectura de un relevador digital	105
5.7.	Registradores de falla	108
5.7.1.	Análisis postoperativo	113
5.7.2.	Importancia del registrador de falla	115
5.7.2.1.	Formato Comtrade	118
6.	PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA PRUEBA A PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA 87L	119
6.1.	Efecto del nivel de voltaje de la línea de transmisión sobre aisladores.....	119
6.1.1.	Corriente de fuga en aisladores	121
6.1.2.	Distancia de fuga en aisladores	122
6.1.3.	Contaminación de aisladores	123
6.2.	Aspectos de seguridad industrial antes, durante y después de las pruebas.....	125
6.2.1.	Equipo de protección personal.....	125

6.2.2.	Trabajos en instalaciones eléctricas	127
6.2.2.1.	Trabajos en proximidades.....	129
6.2.3.	Distancias mínimas de seguridad en subestaciones eléctricas.....	130
6.3.	Recurso inicial para pruebas a esquema diferencial de línea 87L.....	131
6.4.	Prueba inicial a los relés.....	133
6.5.	Prerrequisitos para la prueba 87L	135
6.6.	Guía para probar una diferencial de línea 87L	136
6.6.1.	Conexión de CTs en planos de ingeniería	140
6.6.2.	Circuito de disparo del interruptor.....	142
6.6.3.	Conexión de la PC a dispositivos involucrados en la prueba de 87L.....	143
6.6.4.	Pruebas al canal de comunicación de 87L	144
6.6.5.	Pruebas de inyección secundaria	147
6.6.6.	Pruebas de inyección primaria.....	149
6.6.7.	Maleta para pruebas de relés de protección.....	150
6.6.7.1.	Funciones del Test Universe 3.01	151
6.6.7.2.	Módulos de prueba de la Omicron CMC356	155
6.6.7.2.1.	Differential	157
6.7.	Pruebas esquema diferencial de línea 87L.....	159
6.8.	Pruebas a las funciones de protección de respaldo de la línea de transmisión.	167
6.8.1.	Prueba función 50, 51/51N	167
6.8.2.	Prueba función 25.....	169
6.8.3.	Prueba función 79.....	170
6.8.4.	Prueba función 59 y 27.....	171
6.8.5.	Prueba función SOTF	174

6.8.6.	Prueba curva característica función 21	176
6.9.	Prueba <i>end to end</i>	177
6.10.	Flujograma resumen para pruebas a esquema 87L.....	182
CONCLUSIONES.....		183
RECOMENDACIONES		185
BIBLIOGRAFÍA.....		187

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

Figura 1.	Formas en que se puede presentar una perturbación en un SEP ..	11
Figura 2.	Ejemplo de una línea de transmisión	20
Figura 3.	Ejemplo de conductores	21
Figura 4.	Ejemplo de aisladores para una línea de transmisión.....	27
Figura 5.	Posición de instalación del hilo de guarda	28
Figura 6.	Seccionador SEECO	29
Figura 7.	Incremento de la resistencia en función de la temperatura.....	33
Figura 8.	Campo magnético alrededor de un conductor	35
Figura 9.	Corrección del espaciamiento asimétrico en el circuito trifásico	37
Figura 10.	Agrupamientos típicos de conductores por fase en líneas de transmisión	39
Figura 11.	Línea trifásica con espaciamiento equilátero	43
Figura 12.	Relación fasorial de voltajes en una línea trifásica	44
Figura 13.	Capacitancia con respecto a tierra.....	46
Figura 14.	Forma de ajustar parámetros de la línea para un relé SEL311L.....	49
Figura 15.	Circuito equivalente de la línea de transmisión corta.....	50
Figura 16.	Factor de potencia en líneas de transmisión.....	51
Figura 17.	Circuito π nominal de la línea de longitud media	53
Figura 18.	Diagrama de línea de transmisión con parámetros distribuidos.....	54

Figura 19. Curvas inverso de actuación de un relé de sobrecorriente	60
Figura 20. Ajustes de sobrecorriente de fase y tierra	61
Figura 21. Niveles de frenado	62
Figura 22. Influencia del voltaje de la red	63
Figura 23. Selectividad entre protecciones	64
Figura 24. Detalle de distribución de corrientes	65
Figura 25. Esquema con relés de sobrecorriente direccionales	67
Figura 26. Curvas características de la protección de distancia	69
Figura 27. Comunicación entre relés de extremos de línea	71
Figura 28. Esquema de protección diferencial	72
Figura 29. Falla monofásica RN en un sistema puesto a tierra. Las fases sanas	76
Figura 30. Ajuste típico de sincronismo para una línea de 69kv con relación de PTs 600	78
Figura 31. Ajuste típico de recierre para una línea de 69kv	79
Figura 32. Marcas de polaridad en un CT	83
Figura 33. Diagrama de conexiones para CTs conectados en estrella	84
Figura 34. Distribución de CTs dentro de un interruptor SIEMENS	85
Figura 35. Ubicación física de CTs dentro de un interruptor SIEMENS	86
Figura 36. Conexionado lado secundario de CTs dentro de un interruptor SIEMENS	86
Figura 37. Conexionado delta de CTs	87
Figura 38. Banco de baterías montados sólidamente	93
Figura 39. Representación gráfica de la estructura básica de un relé	100

Figura 40. Diagrama de bloques de un relé electrónico	102
Figura 41. Representación esquemática de la arquitectura de un relé digital	108
Figura 42. Formas en que se puede presentar una perturbación en un SEP ..	109
Figura 43. Estados típicos que se presentan en un registro oscilográfico durante una falla	111
Figura 44. Ajustes para tamaño del registro oscilográfico de una falla y de la prefalla	117
Figura 45. Equipo de protección personal.....	126
Figura 46. Trabajo en las instalaciones eléctricas.....	127
Figura 47. Las cinco reglas de oro	128
Figura 48. Zonas de trabajo en instalaciones eléctricas	129
Figura 49. Integración de equipos dentro de la subestación	138
Figura 50. Ejemplo de ingeniería de conexiones para señales de corrientes	141
Figura 51. Ejemplo de ingeniería de conexiones para señales de disparo	143
Figura 52. Puertos dedicados a la diferencial de línea para un relé SEL-311L	146
Figura 53. Ordenador de fibra	146
Figura 54. Bornes del secundario del CT que está ubicando dentro de interruptor para 69KV	147
Figura 55. Bornes de corrientes y voltajes para un relé SEL-311L	148
Figura 56. Test block ABB (módulo de pruebas) para un campo de línea	149
Figura 57. Conexión para inyección primaria de corrientes, en un interruptor	150
Figura 58. Disposición física de la CMC356 de Omicron	151
Figura 59. Pantalla inicial del Test Universe 3.01	152

Figura 60. Vista de la ventana del hardware configuration	155
Figura 61. Opción Add to report	156
Figura 62. Opción Ver	157
Figura 63. característica de una protección diferencial.....	158
Figura 64. Conexión de elementos para prueba de esquema diferencial 87L	159
Figura 65. Libro de pruebas	161
Figura 66. Curva característica para una 87L con relé siemens 7SJ85.....	162
Figura 67. Inyección de corriente en forma de rampa para prueba de pickup 87L	163
Figura 68. Estabilidad en la línea de transmisión	164
Figura 69. Falla externa de la línea de transmisión protegida	165
Figura 70. Falla interna de la línea de transmisión protegida	165
Figura 71. Falla interna de la línea de transmisión protegida	166
Figura 72. Evidencia de un disparo por sobrecorriente para un relé SEL-311L	168
Figura 73. Ejemplo de reporte de la función 51 de fase de una maleta de prueba	168
Figura 74. Espontaneo para un relé SIEMENS donde se cumple condiciones de sincronismo	169
Figura 75. Espontaneo para un rele SIEMENS donde no cumple condiciones de sincronismo	170
Figura 76. Inyección de sobrevoltaje fase B etapa 1	172
Figura 77. Evidencia de sobrevoltaje etapa 1	172
Figura 78. Evidencia de sobrevoltaje etapa 1 para un relé SEL-311L.....	172
Figura 79. Inyección de sobrevoltaje fase B etapa 2	173

Figura 80. Evidencia de sobrevoltaje etapa 2	173
Figura 81. Evidencia de sobrevoltaje etapa 2 para un relé SEL-311L	174
Figura 82. Evidencia de la función SOTF para un relé SEL-311L.....	175
Figura 83. Ajustes típicos de la función SOTF para un relé SEL-311L	175
Figura 84. Evidencia para una falla AB con característica mho	176
Figura 85. Evidencia para una falla AB para un relé SEL-311L	177
Figura 86. Simulación en DIgSILENT PowerFactory 15.1	178
Figura 87. CMC356 con GPS para sincronización con el otro extremo de la línea	179
Figura 88. Antena del GPS	179
Figura 89. Ejemplo de casos para validar función 21 durante las pruebas <i>end to end</i>	180
Figura 90. Ejemplo de casos para validar función 67 durante las pruebas <i>end to end</i>	181
Figura 91. Ejemplo de casos para validar función 87L durante las pruebas <i>end to end</i>	181
Figura 92. Flujograma resumen para pruebas a esquema diferencial de línea 87L	182

TABLAS

I.	Conductores THHW CT	23
II.	Conductores ACSR	25
III.	Conductores ACSR 2	26
IV.	Constantes de los conductores	34
V.	Valores de radio medio geométrico	38

VI.	Parámetros totales de la línea	48
VII.	Corrientes de fuga como un indicador del estado del aislador	122
VIII.	Distancias de fuga de acuerdo con los niveles de contaminación	124
IX.	Distancias mínimas de seguridad en subestaciones eléctricas	131
X.	Listado de recursos inicial para prueba a 87L	132
XI.	Listado de prerrequisitos para probar una 87L .	135
XII.	Propuesta de pruebas de PC&M de una línea de transmisión	139

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Y	Admitancia
α	Alpha (coeficiente de resistencia)
A.v	Amperios vuelta
A	Área
C	Capacitancia
Q	Carga eléctrica
T	Coficiente característico de temperatura
I	Corriente directa
Δ	Delta
V	Diferencia de potencial (volts)
Φ	Flujo magnético
f	Frecuencia
fmm	Fuerza magnetomotriz
γ	Gamma (constante de propagación)
$^{\circ}\text{C}$	Grados centígrados
Hz	Hertz
Z	Impedancia
L	Inductancia
E	Intensidad de campo eléctrico
H	Intensidad de campo magnético
Km	Kilómetros
kV	Kilovoltios
λ	Lambda (enlaces de flujos)

l	Longitud
\ln	Logaritmo natural
$>$	Mayor que
$<$	Menor que
m	Metro
m^2	Metro cuadrado
Ω	Mho (dimensional de resistencia eléctrica)
ms	Milisegundos
μ	Permiabilidad
π	Pi
$\%$	Porcentaje
r	Radio
X_c	Reactancia capacitiva
X_L	Reactancia inductiva
R	Resistencia
ρ	Rho (resistividad eléctrica)
t	Tiempo
$VR\%$	Voltaje regulado
Wbv	Webers-vuelta

GLOSARIO

ABB	Acrónimo de Asea Brown Boveri. Es una corporación multinacional, cuya sede central queda en Zurich, Suiza, y cuyos mayores negocios son los de tecnología en generación de energía eléctrica.
Alimentador	Es un circuito destinado para suministrar energía eléctrica. Un ejemplo típico son las salidas de las subestaciones principales en media tensión las cuales llevan energía eléctrica hacia zonas residenciales, industriales, etc., las cuales tienen cualquier tipo de carga.
AWG	<i>American wire gauge</i> (calibre de alambre estadounidense).
Contacto húmedo	Es un contacto eléctrico de cualquier equipo eléctrico, el cual está energizado con un voltaje para una posición del contacto y sin voltaje para la otra posición del contacto. Se usa para llevar señales de posición.
Contacto seco	Es un contacto eléctrico de cualquier equipo eléctrico, el cual no está energizado con ningún voltaje, es decir, libre de potencial. Se usa para llevar señales de posición u operación, por ejemplo,

el disparo de un relé de protección o la posición de un interruptor.

Control

Muchos relés dependiendo la aplicación tienen la posibilidad de realizar enclavamientos en donde se programan ciertas lógicas para realizar una operación de control, por ejemplo, un cierre en el cual se requiere cumplir con ciertas condiciones operativas para poderse ejecutar.

Comunicación

Existen varios lenguajes con los cuales un relé se puede comunicar, para enviar datos como estados, mediciones, registros y también para recibir comandos como cierres y aperturas sobre interruptores.

Corriente

Flujo o cantidad de electrones que circulan por un conductor (algún material), por unidad de tiempo, segundos usualmente.

Corriente nominal

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

Corriente residual

Es la corriente producida del desbalance en un sistema trifásico. La sumatoria vectorial de un

sistema trifásico balanceado es cero; es decir, la corriente residual es nula. Cuando hay un desbalance en el sistema se presenta una corriente residual que aparece por el neutro.

CPU

Es del acrónimo central *processing unit*, unidad central de proceso, que es la parte de una computadora en la que se encuentran los elementos que sirven para procesar datos.

CT

Transformador de corriente, es un transformador de instrumentos utilizado para bajar la magnitud de la corriente a valores que se puedan llevar a los relés de protección. El secundario de estos por estándar se fabrica a 1 o 5 amperios.

Estampa de tiempo

Es la información del tiempo que se registra cuando se activa una señal a través de un protocolo de comunicación, es decir el tiempo exacto de ocurrencia. Para los registros de una falla tiene que contar con estampa de tiempo.

FAT

Es el acrónimo de *factory acceptance test*, (pruebas de aceptación en fábrica).

Falla

Anormalidad que causa disminución del aislamiento entre conductores de fases o entre conductores a tierra por debajo de los valores normales de la impedancia de carga.

Fmm	Fuerza magnetomotriz, es aquella capaz de producir un flujo magnético entre dos puntos de un circuito magnético.
GE	General Electric Company, es una corporación conglomerada multinacional de infraestructura, servicios financieros y medios de comunicación altamente diversificada con origen estadounidense.
Medidas análogas	Teniendo en cuenta que las señales de corriente y voltaje son llevadas a través de los transformadores de instrumentos a los relés, estos tienen la capacidad de mostrar la medida de voltaje, corriente, potencia y energía.
Pick up	Es el umbral de un valor análogo (corriente, tensión, potencia, etc), a partir del cual un sistema de protección comienza a realizar un conteo de tiempo para operar; también, es conocido como arranque (en español).
PC&M	Protección control y medición.
PT	Transformador de potencial, se usa para bajar la magnitud de tensión a valores de baja tensión entre 100 y 120 voltios de tal manera que puedan ser conectados a los relés de protección.

Registros	Cuando se presentan eventos como cambios de estados en las entradas binarias del relé, arranque u operación de las protecciones; los relés capturan estos cambios y guardan en una memoria estos cambios y las oscilografías presentadas durante una falla para luego indagar y hacer posibles evaluaciones de dichos eventos.
SAT	Es el acrónimo de <i>site acceptance test</i> (pruebas de aceptación en sitio).
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i> , es una empresa alemana dedicada a soluciones tecnológicas en generación de energía eléctrica.
SEP	Sistema eléctrico de potencia.
SIEMENS	Es una empresa de ingeniería alemana con sede en la ciudad de Múnich, que se dedica al suministro de sistemas de generación y transmisión eléctrica.
Scada	Es el acrónimo de <i>supervisory control and data acquisition</i> , es una aplicación que permite realizar el control de IED conectados a una red leyendo datos como estados y lecturas y realizando comandos.
Voltaje	Diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos; en otras palabras, es la energía que se requiere para mover un electrón de un punto a otro.

Voltaje residual

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

Trelec

Transportista Eléctrica Centroamericana.

RESUMEN

En el presente trabajo de graduación se realizó una investigación sobre todo lo referente a los esquemas de protección típicos utilizados para proteger una línea de transmisión de energía eléctrica. Se hace una reseña histórica de como los sistemas de protección para las líneas de transmisión han evolucionado que logran mejoras significativas que se describen en el presente trabajo.

Los sistemas eléctricos de potencia están expuestos a condiciones anormales que ponen en riesgo la continuidad del suministro de energía eléctrica, por lo cual, se debe tener el sistema de protecciones en óptimas condiciones. Para tener un sistema de protecciones en óptimas condiciones se debe establecer un procedimiento adecuado de pruebas para lograr una gran confiabilidad en el servicio de la línea de transmisión. También, es vital contar con un programa de mantenimiento para cada uno de los elementos del esquema de protección para cuando la línea este fuera de servicio.

Las líneas de transmisión se clasifican por su longitud y nivel de tensión, los sistemas de protección se configuran y se montan según la importancia, función de la línea de transmisión dentro del SEP. Los ajustes de los relés están basados en las condiciones adyacentes de la línea; también, son criterios y la filosofía de la empresa responsable de la operación de la línea de transmisión.

Una de las etapas importantes dentro del mantenimiento preventivo de una línea que está en servicio, es contar con información suficiente para hacer un buen análisis postoperativo y detectar si el sistema está operando de

manera adecuada. Adicional a esto es de suma importancia tener los registros de todos los eventos de forma adecuada, ya que en repetidas ocasiones el ente regulador del SEP hace solicitud de dichos reportes.

OBJETIVOS

General

Proponer una metodología para un correcto procedimiento en pruebas a esquemas de protección diferencial de línea con relés microprocesados.

Específicos

1. Investigar sobre el origen de las fallas en una línea de transmisión de energía eléctrica.
2. Revisar los esquemas de protección típicos utilizados para proteger una línea de transmisión de energía eléctrica.
3. Investigar el funcionamiento de cada elemento que compone un esquema de protección diferencial de línea.
4. Simular fallas en el esquema de protección diferencial de línea.
5. Analizar la respuesta del esquema de protección en función de las fallas simuladas.
6. Detectar puntos críticos dentro de las pruebas del esquema de protección.

INTRODUCCIÓN

Un sistema de suministro y transporte de energía eléctrica debe cumplir con varios requisitos indispensables para prestar un servicio con niveles altos de calidad y seguridad. Esto en parte se cumple mediante la aplicación de normas y procedimientos muy precisos durante las etapas de planeamiento, diseño, construcción y operación de los sistemas de potencia. Dichos sistemas quedarán expuestos a fallas cuyas causas son múltiples, que, además de provocar daños severos, son muchas veces impredecibles; por lo que es necesario proporcionarles a dichos sistemas eléctricos de potencia, los esquemas de protección debidamente calibrados con el fin de minimizar los efectos de las fallas, los tiempos de interrupción y mejorar la continuidad del servicio a los consumidores, así como disminuir el número de usuarios afectados.

Bajo estas consideraciones las protecciones eléctricas constituyen un sistema indispensable para todo tipo instalación eléctrica; en el caso que ocupa en este trabajo de graduación, de un esquema de protecciones para una línea de transmisión.

La línea de transmisión es el elemento del sistema eléctrico de potencia destinado a transportar energía eléctrica, desde su generación hasta el punto de distribución para su consumo, por lo que se considera como el elemento más importante en el suministro de energía eléctrica.

El esquema de protección de una línea de transmisión está formado por una protección primaria y de respaldo; la primaria de alta velocidad y las de respaldo con acción retardada. El objeto de la característica de alta velocidad de la protección primaria es debido a que esta debe actuar en la menor cantidad de tiempo posible tratando de aislar la falla del sistema; las de respaldo son de acción retardada, ya que tienen que esperar a que la protección primaria actúe, si no es así lo harán estas otras. Esto no significa que las de respaldo solo actuarán en caso de que la primaria no actúe. La gran desventaja es que la protección de respaldo aísla una sección de mayor dimensión que la primaria.

1. ANTECEDENTES GENERALES

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) es el que se entiende en su concepto global, independientemente de su tamaño y extensión, la integración de cuatro partes fundamentales:

- Generación
- Transporte-interconexión
- Transformación
- Distribución-consumo

Dentro de las cuatro partes en que se divide el sistema eléctrico, cabe citar sus elementos más destacados:

- Generación: cabe mencionar los propios generadores, los transformadores (elevadores o reductores), y los servicios auxiliares y/o de arranque, tales como motores, equipos de excitación, etc.
- Transporte-interconexión: las líneas y cables que realizan la función de enlazar los centros de generación con los centros primarios de distribución, o bien la unión de redes de una y otra empresa eléctrica.
- Transformación: corresponde a los centros donde se realiza la transformación del voltaje desde el nivel de transporte al nivel de distribución.

- **Distribución-consumo:** corresponde a las líneas, cables y transformadores necesarios para distribuir la energía eléctrica hasta la diferente gama de receptores de consumo, incluyendo, naturalmente, a estos últimos.
- **Elementos asociados:** corresponde a aquellos elementos asociados o auxiliares utilizados para contribuir a facilitar las funciones básicas de los apartados anteriores. Estos son: condensadores, reactancias, transformadores de medida (CTs, PTs), dispositivos de maniobra (interruptores, seccionadores), etc.

1.1. Función de las protecciones en un SEP

Las protecciones deben proteger coordinadamente cada uno de sus elementos y equipos que componen cada una de las partes citadas de un sistema eléctrico. Para ello, se debe tener un conocimiento global del funcionamiento de un sistema eléctrico y del comportamiento de sus elementos.

Las protecciones eléctricas constituyen un sistema indispensable para todo tipo de instalación eléctrica; en el caso que ocupa de un sistema de protección para una línea de transmisión eléctrica, se debe entender esta como el elemento principal del sistema de transmisión de energía eléctrica, desde el punto de generación hasta el punto de distribución.

Se justifica la necesidad de estos sistemas para mantener la calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica que se mide, básicamente en términos del número y duración y de las interrupciones en el suministro, así como por el mantenimiento del voltaje dentro de unos límites prefijados o nominales. Aún en los casos en que los sistemas eléctricos estén

cuidadosamente diseñados, conservados y explotados, siempre existen posibilidades de que se produzcan incidentes y, en tal caso, estos deben ser eliminados de tal forma que quede desconectado del sistema la menor parte posible, a fin de que este siga funcionando en la mayor parte posible, objetivo logrado con la implantación de equipos de protección.

Una vez diseñado el sistema de protecciones, su funcionamiento debe estar correctamente coordinado. El ajuste y la coordinación de las protecciones tienen por objetivo asegurar que se cuenta con un sistema de protección principal y de respaldo de tal manera que la protección principal debe proteger totalmente el sistema eléctrico y eliminar cualquier falla en el menor tiempo posible. Las protecciones de respaldo que constituyen la segunda instancia de actuación de la protección deberán tener un retraso de tiempo para permitir la actuación de la protección principal en primera instancia. Estas protecciones son las siguientes:

- La protección de falla de interruptor (50BF): que detecta que no ha operado correctamente el interruptor que debe interrumpir la corriente de falla; y, por tanto, procede con la apertura de los interruptores vecinos para aislar la falla.
- La protección de respaldo: la cual detecta la falla y actúa en segunda instancia cuando no ha actuado la protección principal, para ser un verdadero respaldo, este relé debe estar físicamente diferente de la protección principal.

1.2. Desarrollo histórico de las protecciones en un SEP

El crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia fue generando unas necesidades auxiliares, entre las cuales se incluyen los sistemas de protección. La clasificación de los sistemas de protección que fija sus etapas de evolución es la siguiente: sistemas de protección directos y sistemas de protección indirectos.

1.2.1. Sistemas de protección directos

Son todos aquellos sistemas en los cuales el elemento de medida es el mismo que el de corte (o está incorporado en él) y la magnitud que hay que controlar, normalmente la corriente, se aplica a la protección sin ningún tipo de transformación.

1.2.1.1. Fusibles

Es el método de protección más antiguo de todos los utilizados. Se basa en el incremento de temperatura que sufre un conductor al ser atravesado por una corriente. Se calibran de forma que el conductor se funde cuando es atravesado por una corriente prefijada, interrumpiendo el circuito.

Los fusibles son económicos y son capaces de eliminar elevadas corrientes de cortocircuito en tiempos inferiores a los 5 ms. No obstante, posee desventajas como poca precisión, bajo poder de corte, envejecimiento, etc., que hacen que en la actualidad su uso quede restringido a circuitos de baja tensión y a derivaciones de líneas y equipos de pequeña potencia de la red de media tensión.

1.2.1.2. Relés directos

Al igual que los fusibles, protegen contra cortocircuitos. Consisten en una bobina en serie con la entrada del interruptor automático, y que, por tanto, está recorrida por la corriente a controlar.

En el momento que, por incremento de la corriente, aumenta la fuerza del campo electromagnético generado en la bobina y supera la de un muelle antagonista que tiene el aparato, se produce el disparo (desconexión) del interruptor automático o se desenclava un sistema de relojería que produce este disparo con un cierto retraso, según el modelo del relé que se trate.

1.2.2. Sistemas de protección indirectos

Son aquellos en los que las magnitudes que hay que controlar (voltaje, corriente, temperatura) se transforman en valores normalizados antes de inyectarse al relé de protección.

En general, estos sistemas son más costosos que los directos, al requerir además de la protección propiamente dicha, de transductores y elementos de corte. Sin embargo, con su aparición el concepto de protección alcanza su plenitud.

Los principales tipos son:

1.2.2.1. Sistemas electromagnéticos

La inyección suministrada a los relés en forma de corriente o voltaje es transformada por estos en una fuerza capaz de cerrar unos contactos que

establecen la continuidad en el circuito de disparo. Según su construcción, se puede clasificar en:

- Émbolo o armadura articulada
- Disco de inducción
- Copa o cilindro de inducción

1.2.2.2. Sistemas de bobina móvil

Ocupan una posición intermedia entre los equipos electromagnéticos y los electrónicos. Poseen algunos elementos electrónicos como diodos, resistencias y condensadores, pero la medida se efectúa aun electromagnéticamente por medio de un dispositivo de medida polarizado de cuadro móvil.

Este sistema mide por integración los valores medios de la magnitud de entrada.

La rapidez de este sistema es superior al electromagnético, y su consumo y tamaño son inferiores.

1.2.2.3. Sistemas de electrónica convencional

Este sistema mide por integración los valores instantáneos de la magnitud de entrada.

La aplicación de la electrónica al campo de los sistemas de protección ha permitido desarrollar una nueva gama de tipos de protección, así como mejorar sus características de funcionamiento, tanto en precisión, en rapidez como, asimismo, en fiabilidad y duración.

Otra novedad es la construcción modular de los equipos, lo que ha permitido reducir el volumen y simplificar el diseño al existir módulos de funciones específicas que se pueden utilizar para diversos tipos de protección.

1.2.2.4. Sistemas electrónicos digitalizados

Con la aparición de los primeros microprocesadores, a finales de los años sesenta, los fabricantes de protecciones comenzaron a diseñar sistemas basados en microprocesadores y a aprovechar los desarrollos en tecnología de comunicaciones por fibra óptica que transmiten gran cantidad de información a alta velocidad.

La diferencia fundamental entre la protección digitalizada y las electrónicas es que las segundas realizan las medidas de manera analógica, mientras que las digitales la realizan por medio de unos algoritmos que operan con los valores instantáneos de la señal de entrada. Para ello es necesario disponer de una unidad que realice un muestreo de esta señal y de un convertidor analógico-digital.

Las principales ventajas que presenta la introducción de los microprocesadores en estos sistemas son:

- Facilidad para incorporar autodiagnósticos y funciones automáticas de inspección, lo cual presenta una gran mejora en la fiabilidad y la seguridad. La supervisión continua permite la verificación de los circuitos de la CPU, memorias, dispositivos de ajuste y elementos de entrada y salida.

- Mejora de características. La complejidad de los sistemas eléctricos requiere unas sofisticadas características en los equipos de protección que implican una gran cantidad de hardware cuando se utilizan relés convencionales y en el caso de relés digitales, la consecución de una característica determinada es solo problema de software.
- Mejora de la flexibilidad y la aplicación. En los relés de protección digitales las funciones del relé son realizadas en la medida de lo posible por software y, por tanto, se pueden normalizar varios tipos de relés que tengan idéntico hardware.
- Reducción del conexionado entre equipos. La utilización de microprocesadores posibilita la realización de sistemas jerarquizados en las que las tradicionales uniones entre equipos que precisan un conductor para cada una de las señales se sustituyen por comunicaciones en serie en las que un solo par de conductores pueden transmitir la totalidad de la información.

1.3. Exigencias básicas de los equipos de protección

La protección ideal sería aquella que actuara solamente ante los incidentes para los que ha sido instalada, que lo hiciera en el menor tiempo posible y que su precio fuera mínimo. Evidentemente, este ideal no es fácil de conseguir, por lo que es preciso valorar una serie de aspectos que, generalmente, son opuesto entre sí. Los requisitos más destacados son:

- Seguridad. La probabilidad de no actuación de un sistema o componente cuando no debe hacerlo.

- Obediencia. La probabilidad de actuación de un sistema o componente cuando debe hacerlo.
- Fiabilidad. La probabilidad de que un sistema o componente actúe única y exclusivamente cuando debe hacerlo. La fiabilidad de un equipo es el producto de la seguridad y la obediencia. Disponer de dos relés en paralelo aumenta la obediencia y disminuye la seguridad del sistema; por el contrario, dos relés en serie aumentan la seguridad y disminuyen la obediencia.
- Precisión. La respuesta a los valores de entrada.
- Rapidez. El tiempo invertido desde la aparición del incidente hasta el momento que cierra sus contactos el relé. Solamente será interesante está característica en las aplicaciones en las que no se introducen temporizaciones adicionales. El aumento de la rapidez implica una disminución de la fiabilidad.
- Flexibilidad. Para adaptarse a cambios funcionales.
- Simplicidad en el diseño, reduciendo al mínimo el número de funciones e interacciones.
- Mantenimiento. Reduciendo al mínimo de piezas expuestas al desgaste, evitando el mantenimiento periódico.
- Facilidad de prueba. Se valora el que el equipo tenga incorporados dispositivos que faciliten su verificación sin que sea necesario desconectar ningún conductor para realizar las pruebas.

- Autodiagnóstico. La incorporación de funciones de auto verificación en la protección. Esta es una de las ventajas que aportan las protecciones digitales.
- Modularidad. El montaje de las protecciones en módulos enchufables posibilita la localización y reparación de las averías.
- Precio. Reducido.

2. PERTURBACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

De todas las perturbaciones o fuentes de fallas en el servicio normal de diferentes elementos que componen un sistema eléctrico de alto voltaje, a continuación, se mencionan las más frecuentes:

- fallas en aislamientos
- Descargas atmosféricas
- Acción de pájaros
- Caída de árboles u otros objetos sobre líneas
- Destrucción mecánica de máquinas rotativas
- Exceso de carga conectada a una línea
- Vandalismo, errores humanos
- Puestas a tierras por errores en operación

Figura 1. **Formas en que se puede presentar una perturbación en un SEP**



Fuente: elaboración propia.

Estas perturbaciones y muchas otras se pueden agrupar desde el punto de vista del sistema eléctrico en cinco grupos de fallas.

- Cortocircuito
- Sobrecargas
- Retorno de corriente
- Subvoltaje
- Sobrevoltaje

Se requiere que los sistemas funcionen correctamente todo el tiempo. Sin embargo, a veces esto no ocurre, y el sistema debe estar preparado para afrontarlo. Numerosas causas pueden provocar fallas en el sistema:

- Causas climáticas: una descarga electro atmosférica puede caer en una torre de alta tensión, una subestación de transformación puede inundarse, el viento puede acercar dos conductores produciendo descargas eléctricas, etc.
- Envejecimiento de los equipos: el aislante de los conductores disminuye su aislamiento al pasar los años, sucesivos ciclos de calentamiento y enfriamiento varían las propiedades dieléctricas de los materiales, partes metálicas se corroen, etc.
- Otras causas: mala operación de los equipos, acción de pájaros, vandalismo, daño intencionado.

Independientemente de las causas que provocan el fallo, si el desperfecto es relativamente importante provocará situaciones anormales en la operación. Entonces, las fallas en el sistema serán observables como perturbaciones (más

o menos bruscas) de los valores medidos en situaciones normales de operación. Los valores habitualmente controlados en un sistema eléctrico son:

2.1. Perturbaciones en los valores de voltaje

Los equipos eléctricos son construidos para actuar con determinados niveles de voltaje, por consiguiente, la banda permitida de variación en el módulo del voltaje es muy acotada. Es muy común encontrar especificaciones aceptadas, en general, variaciones máximas $\pm 5\%$ en el valor nominal del nivel de voltaje. Valores por encima o debajo de esa banda pueden ocasionar daños en el equipamiento.

Subvoltaje (valores del módulo de tensión inferiores al mínimo permitido de variación), cuando leves, pueden provocar disminución de la vida útil y pérdida de eficiencia en los equipos. Sobrevoltaje muy inferiores al nivel nominal de voltaje pueden provocar hasta una falla permanente del equipo eléctrico conectado a la red. Un motor, como ejemplo, requiere para comenzar a girar una corriente de arranque bastante superior (entre 5 y 8 veces) a la corriente normal de actuación. Cuando el motor intenta arrancar a un voltaje inferior a la nominal, la corriente de arranque puede ser varias veces superior a la normal de actuación, que pueda provocar hasta la quema del motor si no actúan equipos de protección.

Las sobretensiones (valores del módulo de tensión superior al máximo permitido de variación) también pueden provocar daños en los equipos eléctricos. Por ejemplo, un aislador de una línea de transmisión, a una tensión levemente superior al rango de actuación disminuye su vida útil en forma acentuada. Si la sobretensión es mayor, el aumento de corriente asociado puede producirse una falla franca.

Para unas empresas transportistas es común encontrar el subvoltaje como alarma únicamente, mientras para los sobrevoltajes existen dos etapas: etapa 1 como alarma y etapa 2 como disparo.

2.2. Perturbaciones en los valores de corriente

Tres tipos de perturbaciones pueden ser asociados a los valores de corriente: sobrecarga, cortocircuitos e inversión del sentido de la corriente.

2.2.1. Sobrecarga

Son corrientes eléctricas levemente superiores a la nominal (hasta 1,5 veces la corriente nominal aproximadamente) que se mantienen por tiempo relativamente largos. En general, los equipos eléctricos están diseñados para soportar valores de corriente un poco superiores a los nominales, por lo que las sobrecargas no producen generalmente la destrucción del equipo. Sin embargo, los equipos que trabajan durante períodos prolongados en situaciones cercanas a sus límites de operación sufren disminuciones apreciables en su vida útil, ocasionando reparaciones costosas y aumento en la tasa de fallas. Por consiguiente, esta situación debe evitarse siempre que sea posible.

2.2.2. Cortocircuito

Desde el punto de vista eléctrico, cortocircuito es la conexión accidentada o intencionada, mediante una resistencia o impedancia que tiende a cero, de dos o más puntos de un circuito que están normalmente a niveles de voltaje diferentes. Un cortocircuito origina aumentos bruscos en las corrientes circulares en una instalación pudiendo dañar la instalación completa, equipos cercanos a la instalación, hasta personas no adecuadamente protegidas.

Algunos de los incidentes más graves en la instalación eléctrica pueden ser representados por cortocircuitos: la descarga electro atmosférica en una línea de transmisión, el incendio de un transformador, la inundación de una subestación, etc.

Existen diferentes tipos de cortocircuitos, en función de las fases afectadas. Los cortocircuitos pueden clasificarse en:

2.2.2.1. Cortocircuito trifásico

Consisten en el contacto de las tres fases, directamente o a través de una impedancia que tiende a cero. Un ejemplo de cortocircuito trifásico es la caída de una torre de transmisión. Este tipo de cortocircuitos es el más grave en el sistema, produciendo las mayores corrientes. Por consiguiente, debe ser detectado rápidamente y eliminada la fuente de fallo del sistema (por medio de la actuación del sistema de protección) en el plazo menor posible. Desde el punto de vista de análisis, es el más simple de ser calculado, porque al estar involucradas las tres fases en la misma forma las corrientes de cortocircuito son iguales en las tres fases, representado por un sistema de corrientes simétrico.

2.2.2.2. Cortocircuito bifásico

Los cortocircuitos bifásicos consisten en el contacto de dos fases entre sí. Como ejemplos de cortocircuito bifásico puede citarse: el roce de dos fases en líneas aéreas y la falta de aislamiento puntual en cables aislados. Este tipo de cortocircuito produce un sistema desequilibrado de corrientes, con corrientes diferentes en las tres fases.

Bifásicos con contacto a tierra, en este tipo de cortocircuitos, dos de las fases toman contacto entre sí y con la tierra en el punto de falla. Es este el tipo de cortocircuito estadísticamente menos frecuente.

2.2.2.3. Cortocircuito monofásico

El cortocircuito monofásico (contacto de una fase y tierra) es responsable de la mayor cantidad de cortocircuitos en el sistema (en líneas aéreas, 80 % de los cortocircuitos son monofásicos). Las corrientes de cortocircuito que provoca dependen de la impedancia de la falla y de las conexiones a tierra de los transformadores en la línea.

2.2.3. Inversión del sentido de la corriente

Inversión del sentido de la corriente: en determinadas líneas del circuito, puede conocerse que el sentido de la corriente eléctrica en operación normal debe ser invariable. Por ejemplo, la corriente de un generador eléctrico debe ser siempre saliente del mismo, pues una entrega potencia al sistema. Cuando la dirección de la corriente no es la que se prevé, se está ante una perturbación en el sentido de la corriente.

2.3. Perturbaciones en los valores de potencia

En el sistema eléctrico, instante a instante, deben mantenerse los balances de potencia activa y reactiva. Como no es aún posible almacenar energía eléctrica en grandes cantidades, el total de las potencias activa y reactiva consumidas deben ser producidas en casi el mismo momento de consumo. El sistema está preparado para absorber y controlar variaciones en la demanda (debidas a la aleatoriedad del consumo) y en la generación o

transmisión (ocasionadas por posibles fallas de equipos), dentro de ciertos límites. Sin embargo, grandes desbalances entre las potencias producidas y consumidas indican posibles desperfectos graves en el sistema de generación y transmisión de energía eléctrica, que pueden llevar al corte de suministro en regiones o (más grave aún) en el total de la red. Así, el balance entre la producción y consumo de energía está continuamente vigilado y controlado, a fin de detectar posibles perturbaciones.

2.4. Perturbaciones en los valores de frecuencia

En la sección anterior se dice que no hay forma de almacenar energía eléctrica en grandes cantidades. Sin embargo, el sistema eléctrico almacena energía mecánica en la masa rotante de las máquinas que lo componen. Simplificando el concepto, la masa rotante en el sistema funciona como una reserva de energía, que puede extraerse cuando sea necesario para satisfacer el balance de potencia activa. Así, cuando se presenta una demanda no esperada en el sistema, la masa rotante se desacelera entregando parte de su energía cinética al sistema eléctrico. Al desacelerarse, disminuye consecuentemente la frecuencia del sistema eléctrico. Lo contrario ocurre para una disminución no esperada de la demanda, que puede llevar a una aceleración de las masas rotante y un aumento de la frecuencia del sistema. La masa rotante presente en el sistema es muy elevada, por lo que las variaciones en la frecuencia no deben ser proporcionalmente importantes. Sin embargo, la relación entre la frecuencia del sistema y el balance de potencia activa lleva a una vigilancia estrecha de los valores de frecuencia, que permite detectar desbalances importantes entre la generación y demanda de energía.

3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La línea de transmisión es el elemento encargado de transportar la potencia eléctrica proveniente directamente de los transformadores hasta los centros de consumo. Se constituye principalmente por conductores, estructuras metálicas, aisladores y equipos de protección que permiten interconectar sistemas de redes eléctricas de los centros de generación a los diferentes centros de consumo, distribuye potencia eléctrica a grandes distancias con un menor índice de pérdidas eléctricas y económicas.

3.1. Componentes de la línea de transmisión aérea

A continuación, se hace una breve descripción de los componentes que integran la línea de transmisión aérea.

3.1.1. Estructura metálica

Es el medio que soporta a los conductores, a través de los aisladores; permite el espaciado entre conductores de fase y de línea, además de acuerdo con la altura de la estructura se calcula la distancia que existe entre los conductores y el suelo. La estructura es construida con diferentes materiales y acero, estas poseen gran resistencia a condiciones atmosféricas como lo son la corrosión y los fenómenos naturales.

Figura 2. **Ejemplo de una línea de transmisión**



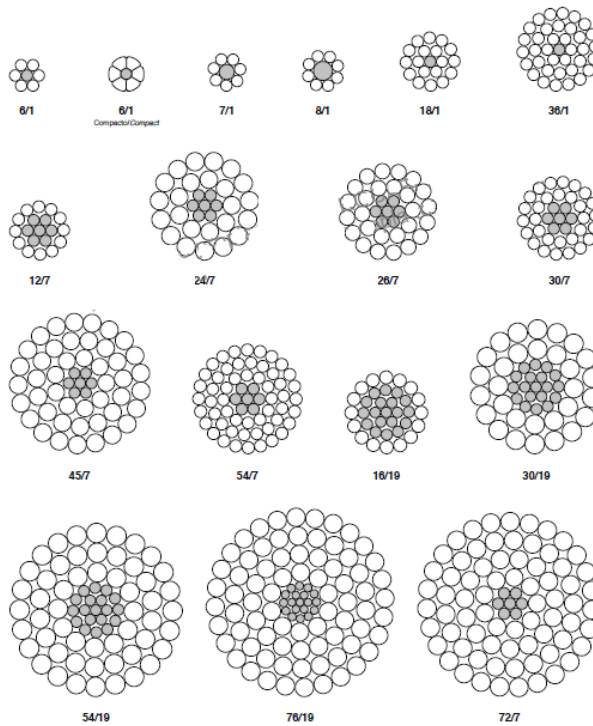
Fuente: elaboración propia.

3.1.2. Conductores

Es el medio por el cual se transporta la potencia eléctrica de un punto a otro, los materiales empleados son el cobre y el aluminio ya que poseen baja resistencia al paso de la corriente eléctrica; además, son económicos comparados con la plata que posee menor resistencia, pero es muy costosa. Otro material utilizado en los conductores es el acero, su uso es para aportar mayor resistencia mecánica cuando es utilizado en conjunto con los anteriores materiales.

Los conductores de la línea de transmisión se fabrican en capas de hilos trenzados en direcciones opuestas para impedir que las capas se desenrollen y otorgar mayor flexibilidad en conductores de diámetros grandes. Los conductores se designan en relación a su número de hilos conductores y de refuerzo, por ejemplo, una designación 24/7 indica que hay 24 hilos conductores con 7 hilos de alma o de refuerzo.

Figura 3. **Ejemplo de conductores**



Fuente: Procables. *Catálogo de productos*. p. 33.

Los tipos de conductores normalizados internacionalmente se describen a continuación:

3.1.2.1. Conductores de cobre

Es un conductor formado por varillas de acero cubiertas de una gruesa capa de cobre que proporcionan la resistencia eléctrica y mecánica adecuada para su operación. Los conductores de cobre se fabrican de dos hasta 19 alambres y son muy resistentes a la corrosión, su instalación solo se emplea en zonas de alta corrosión como lo son las zonas costeras. Este tipo de cable ha permitido ampliar la distancia entre las estructuras metálicas (técnicamente conocida como vano) ya que reduce su peso hasta un 50 % del peso del cable de cobre puro, pero mantiene las mismas características mecánicas que tiene el conductor de cobre puro.

Los conductores de cobre para líneas de transmisión (mayoritariamente 1/0), hoy en día son poco utilizados, el conductor de cobre tiene mayor aplicación para sistemas de distribución; también, están siendo remplazados por conductores de aluminio. Los conductores de cobre se puede clasificar en desnudos, aislados y conductores de cobre flexibles.

- Conductor de cobre desnudo
 - Alambre de cobre
 - Cable concéntrico de cobre

- Conductor de cobre aislado
 - THHW CT
 - THHN/THWN-2 CT
 - XHHW-2
 - RHW-2/USE-2

- TTU
- Conductores de cobre flexibles
 - SPT-CPE (Duplex)
 - Termoflex 105 celcius
 - Superflex CT
 - THWN-2 flexible

Tabla I. Conductores THHW CT



Aplicaciones:

Se usa en circuitos principales o ramales y en general para instalaciones eléctricas interiores y exteriores de iluminación, de tipo residencial, comercial e industrial. Pueden instalarse en cárcamos, bandejas, ductos y canalizaciones, en sitios secos o mojados.

Construcción:

Conductor de cobre recocido sólido o cableado, aislado con PVC.

Características:

- Tensión máxima de operación: 600 V.
- Temperatura máxima de operación: 90 °C para sitios secos y húmedos.
- Retardante a la llama.
- Resistente a la humedad, grasas y ácidos.
- Colores disponibles: negro, blanco, rojo, azul, verde y amarillo (calibres 14 a 8 AWG). Negro (calibres 6 AWG y mayores).

Normas:

- NTC 1332
- UL 83.

Otros colores de aislamiento se fabrican bajo pedido.

Nota: De acuerdo con el RETIE, los cables de diámetro mayor o igual a 12 AWG son aptos para instalación en bandeja portables.

Calibre	Construcción	Espesor de aislamiento		Diámetro exterior		Masa total		Capacidad de corriente
	N° hilos	mm	mils	mm	in	kg/km	lb/kft	A*
14	1	0,76	30	3,15	0,124	26	17,8	20
12	1	0,76	30	3,57	0,141	39	26,5	25
10	1	0,76	30	4,11	0,162	58	39,4	35
14	7	0,76	30	3,36	0,132	28	19,4	20
12	7	0,76	30	3,84	0,151	41	28,3	25
10	7	0,76	30	4,45	0,175	61	42,1	35
8	7	1,14	45	5,98	0,232	103	69,2	50
6	7	1,52	60	7,7	0,298	165	112	65
4	7	1,52	60	8,92	0,345	247	167	85
2	7	1,52	60	10,4	0,403	374	252	115
1	19**	2,03	80	12,5	0,482	485	326	130
1/0	19**	2,03	80	13,5	0,522	596	401	150
2/0	19**	2,03	80	14,7	0,565	736	494	175
3/0	19**	2,03	80	16	0,618	910	611	200
4/0	19**	2,03	80	17,4	0,672	1127	757	230
250	37	2,41	95	19,3	0,748	1349	903	255
300	37	2,41	95	28,8	0,801	1599	1069	285
350	37	2,41	95	22	0,851	1844	1235	310
400	37	2,41	95	23,2	0,898	2092	1400	335
500	37	2,41	95	25,4	0,979	2582	1728	380
600	61	2,79	110	28,2	1,09	3099	2081	420
700	61	2,79	110	30	1,15	3582	2407	460
750	61	2,79	110	30,9	1,19	3827	2571	475
800	61	2,79	110	31,7	1,22	4067	2733	490
900	61	2,79	110	33,3	1,28	4555	3058	520
1000	61	2,79	110	34,8	1,34	5033	3382	545

* Capacidad de corriente permitida en conductores aislados para 75 °C: no más de tres conductores que transportan corriente en canalización cable o tierra (directamente enterrados), con base en una temperatura ambiente de 30 °C.

** Cableado concéntrico o UDC para calibres del 1 al 4/0 AWG de 19 hilos.

Fuente: Procables. *Catálogo de productos*. p. 9.

3.1.2.2. Conductores de aluminio

Los conductores de aluminio han ido remplazando a los conductores de cobre debido a su menor costo y su menor ligereza. Estos cables mantienen una resistencia mecánica del mismo valor que la del conductor de cobre; permite ampliar aun más los vanos; otra ventaja es el obtener mayores diámetros de conductor para una resistencia eléctrica equivalente a la del cobre; mientras mayor es el diámetro, las líneas de flujo eléctrico se separan más en la superficie reduciendo así el efecto corona.

Entre los diferentes tipos de conductores de aluminio se tienen los siguientes:

- AAC. Conductor de aluminio
- AAAC. Conductor de aleación de aluminio
- ACSR. Conductor de aluminio con alma de acero
- ACAR. Conductor de aluminio con alma de aleación de aluminio
- ACSS. Conductor de aluminio acero soportado

Tabla II. Conductores ACSR

Aplicaciones:

Se usa en líneas aéreas de transmisión y distribución. También como neutro mensajero en los cables múltiple de baja tensión.

Construcción:

Alambres de aluminio 1350-H19 cableados alrededor de un núcleo de acero galvanizado clase A.

Características:

- Alta carga a la rotura.

Normas:

- NTC 309
- NTC 461
- ASTM B-232
- ASTM B-498

Fabricación opcional con núcleo de acero HS y/o núcleo engrasado.



Nombre clave	Calibre AWG or kcmil	N° hilos		Diámetro de cada hilo				Diámetro núcleo de acero		Diámetro exterior		Área sección de Aluminio	
		Alum.	Acero	Aluminio		Acero		mm	in	mm	in	mm ²	kcmil
				mm	mil	mm	mil						
Petrel	101,8	12	7	2,34	92,1	2,34	92,1	7,02	0,276	11,7	0,46	51,6	101,8
Minorca	110,8	12	7	2,44	96,1	2,44	96,1	7,32	0,288	12,2	0,481	56,2	110,8
Leghorn	134,0	12	7	2,69	105,9	2,69	105,9	8,07	0,318	13,5	0,53	66,2	134,0
Guineo	159	12	7	2,92	115,1	2,92	115,1	8,77	0,345	14,0	0,56	80,0	159
Dottelrei	176,9	12	7	3,08	121,4	3,08	121,4	9,29	0,364	15,4	0,607	89,0	176,9
Dorking	190,8	12	7	3,20	126,1	3,20	126,1	9,61	0,378	16,0	0,631	96,7	190,8
Brahma	203,2	18	19	2,80	112,7	2,48	97,7	12,4	0,489	18,1	0,714	103	203,2
Dog	207,2	6	7	4,72	185,8	1,57	61,8	4,71	0,185	14,2	0,567	105	207,2
Cochin	211,3	12	7	3,37	132,7	3,37	132,7	10,1	0,398	16,9	0,66	107	211,2
Wren	6	6	1	1,33	52,4	1,33	52,4	1,33	0,052	4,0	0,157	8,30	16,5
Turkey	6	6	1	1,68	66,1	1,68	66,1	1,68	0,066	5,0	0,198	13,30	26,2
Thrush	5	6	1	1,69	74,4	1,69	74,4	1,69	0,074	5,7	0,223	16,80	33,2
Swan	4	6	1	2,12	83,4	2,12	83,4	2,12	0,083	6,4	0,25	21,14	41,7
Swanete	4	7	1	1,90	77,2	2,01	102,8	2,61	0,103	6,5	0,257	21,12	41,7
Swallow	3	6	1	2,38	93,7	2,38	93,7	2,38	0,094	7,1	0,281	26,09	52,7
Sparrow	2	6	1	2,67	105,2	2,67	105,2	2,67	0,105	8,0	0,316	33,64	66,4
Sparate	2	7	1	2,47	97,4	3,29	129,5	3,29	0,13	8,2	0,324	33,65	66,4
Robin	1	6	1	3,00	118,1	3,00	118,1	3,00	0,118	9,0	0,354	42,41	83,7
Raven	1/0	6	1	3,37	132,7	3,37	132,7	3,37	0,133	10,1	0,398	53,55	107,7
Ouzli	2/0	6	1	3,78	148,9	3,78	148,9	3,78	0,149	11,4	0,447	67,40	133
Pigeon	3/0	6	1	4,25	167,2	4,25	167,2	4,25	0,167	12,7	0,502	85,00	167,7
Auk	203	8	7	4,05	159,3	2,25	88,6	6,75	0,266	14,8	0,584	102,9	203
Penguin	4/0	6	1	4,77	187,8	4,77	187,8	4,77	0,188	14,3	0,563	107,2	211,6
Coyote	200	26	7	2,54	100,0	1,96	78,0	5,94	0,234	16,1	0,634	131,7	260
Waxwing	200,8	18	1	3,09	121,7	3,09	121,7	3,09	0,122	15,5	0,608	135,1	260,8
Owl	200,8	6	7	5,30	211,0	1,79	70,5	5,37	0,211	16,1	0,633	135,4	260,8
Partridge	200,8	26	7	2,57	101,3	2,00	78,8	6,01	0,236	16,3	0,642	135,2	260,8

Fuente: Procables. Catálogo de productos. p. 34.

Tabla III. Conductores ACSR 2

Nombre clave	Masa nominal						Esfuerzo mínimo de c/hilo de acero al 1% de extensión		Carga a la rotura del cable ACSR		Resistencia nominal c.c. a 20°C		Radio medio geométrico	Capacidad de corriente
	Aluminio		Acero		Total									
	kg/km	lb/1000 ft	kg/km	lb/1000 ft	kg/km	lb/1000 ft	Mínimo	MPa	ksi	kgf	kips	Ω/km	Ω/1000 ft	mm
Petrel	143	98,06	234,9	157,9	377,9	253,9	1275	185	4717	10,4	0,56	0,171	4,54	234
Minorca	155,7	104,83	255,9	171,9	412	276,8	1275	185	5128	11,3	0,5142	0,157	4,74	244
Leghorn	189,1	127,06	310,7	208,8	500	335,9	1275	185	6169	13,6	0,4234	0,129	5,22	269
Guinea	223,4	150,13	367,2	246,7	591	398,8	1275	185	7258	16,0	0,3584	0,109	5,67	291
Dotterel	248,5	167,01	408,4	274,5	657	441,5	1241	180	7847	17,3	0,3221	0,098	5,98	306
Dorking	268,1	180,14	440,6	298	709	476,2	1241	180	8482	18,7	0,2988	0,091	6,21	317
Brahma	285,6	191,9	479,5	323,5	765	512,5	1275	185	12882	20,4	0,2803	0,085	7,36	319
Dog	288,2	193,69	486,9	327,9	784	527,1	1310	190	3438	7,68	0,2724	0,083	4,57	354
Cochin	296,8	199,42	487,7	327,7	784	527,1	1241	180	9390	20,7	0,2698	0,082	6,54	332
Wren	22,90	15,38	10,8	7,26	33,7	22,6	1310	190	340	0,75	3,43	1,046	1,28	80
Turkey	36,50	24,51	17,2	11,57	53,7	36,1	1310	190	540	1,19	2,152	0,6561	1,62	106
Thrush	46,20	31,06	21,8	14,67	68,0	45,7	1310	190	678	1,49	1,699	0,5178	1,82	122
Swan	58,00	39	27,4	18,42	85,5	57,4	1310	190	844	1,86	1,353	0,4123	2,05	140
Swanate	58,00	38,97	41,6	27,97	99,6	66,9	1275	185	1070	2,36	1,354	0,4127	2,11	140
Swallow	73,30	49,25	34,8	23,26	108	72,5	1275	185	1043	2,30	1,071	0,3285	2,30	161
Sparrow	92,40	62,07	43,6	29,31	136	91,4	1275	185	1293	2,85	0,8499	0,2591	2,58	184
Sparate	92,40	62,08	66,1	44,44	159	106,5	1241	180	1651	3,64	0,8498	0,259	2,66	181
Robin	116,4	78,25	55,0	36,95	171	115,2	1275	185	1610	3,55	0,6742	0,2055	2,90	211
Raven	147,0	98,79	69,4	46,66	216	145,5	1241	180	1987	4,38	0,534	0,1628	3,26	242
Quail	185,1	124,4	87,4	58,73	272	183,1	1172	170	2404	5,30	0,4242	0,1293	3,66	276
Pigeon	233,4	156,8	110,2	74,06	344	230,9	1172	170	3003	6,62	0,3364	0,1025	4,10	315
Auk	283,8	190,7	217,4	146,1	501	336,8	1310	190	5216	11,5	0,2794	0,0592	5,62	339
Penguin	294,4	197,8	139,0	93,42	433	291,2	1172	170	3767	6,35	0,2667	0,0813	4,61	369
Coyote	365,3	245,5	168,4	113,1	534	358,8	1310	190	5080	11,2	0,2192	0,0668	6,54	450
Waxwing	372,7	250,4	98,4	39,23	431	289,6	1241	180	3121	6,88	0,2127	0,0648	6,00	449
Owl	371,7	249,8	137,6	92,46	509	342,2	1310	190	4404	9,71	0,2112	0,0644	5,19	457
Partridge	374,8	251,9	172,1	115,7	547	367,0	1310	190	5128	11,3	0,2138	0,0651	6,62	457
Phoebe	419,6	282	65,7	44,17	485	326,2	1241	180	3511	7,74	0,1889	0,0576	6,37	483
Ostrich	421,4	283,1	193,2	129,8	615	412,9	1310	190	5761	12,7	0,190	0,0579	7,02	493
Piper	422,5	283,9	277,1	188,2	700	470,1	1275	185	7121	15,7	0,190	0,058	7,35	498
Merrill	470,2	316	73,7	49,50	544	365,5	1241	180	3937	8,68	0,1686	0,0514	6,74	519
Linnet	472,2	317,3	216,4	145,4	689	462,8	1310	190	6396	14,1	0,170	0,0517	7,43	529
Ortote	473,9	318,4	310,7	208,6	785	527,2	1275	185	7847	17,3	0,170	0,0517	7,78	536
Chickadee	555,6	373,3	87,0	58,48	643	431,8	1172	170	4509	9,94	0,1427	0,0435	7,32	576
Bram	558,5	375,3	203,9	137	782	512,3	1310	190	6622	14,6	0,143	0,0437	7,88	584

* Capacidad de corriente de conductores desnudos al aire libre, con base en temperatura ambiente de 25 °C, temperatura en el conductor 75 °C, velocidad del viento 0,6 m/s, emisividad del conductor 0,5, radiación solar 1000 W/m² a nivel del mar.

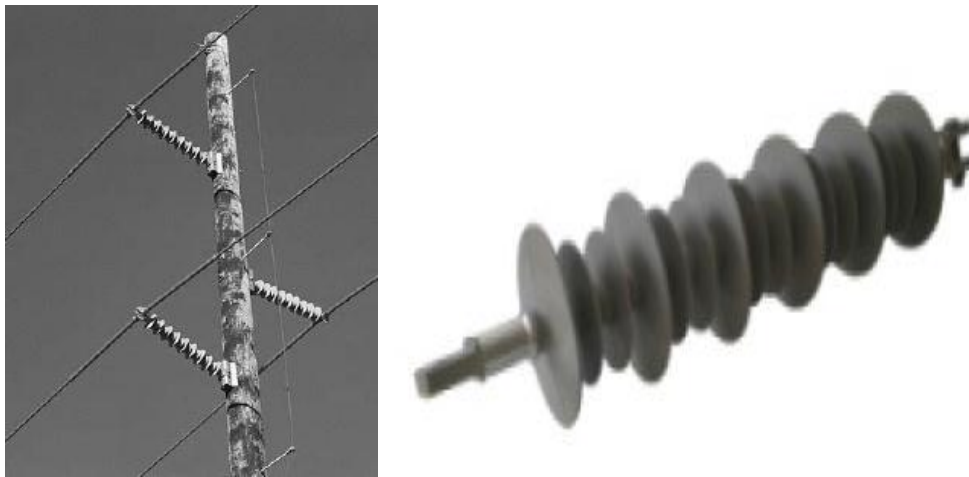
Fuente: Procables. *Catálogo de productos*. p. 35.

3.1.3. Aisladores

Sirven para soportar a los conductores de la estructura metálica; además, impiden el movimiento longitudinal y transversal, producido por ráfagas de viento; evita que se produzcan corto circuitos por contacto entre conductores

o entre la estructura metálica. Los aisladores deben soportar los esfuerzos mecánicos a los que son sometidos e impedir que exista flujo de corriente eléctrica hacia la estructura metálica, por lo que son construidos de materiales altamente aislantes: el vidrio, la porcelana y actualmente el plástico.

Figura 4. **Ejemplo de aisladores para una línea de transmisión**



Fuente: Global Soluciones Ltda. *Catálogo general. Materiales eléctricos A.T.* p. 4.

3.1.4. Hilos de guarda

Los hilos de guarda están situados por encima de los conductores de fase, su propósito es interceptar las descargas provenientes de rayos atmosféricos antes de que contacten a los conductores de fases. Los hilos de guarda típicamente se fabrican con cable de acero galvanizado 5/16. El hilo de guarda se conecta a la estructura metálica para enviar la descarga eléctrica a tierra y así evitar daños a los componentes que integran la línea de transmisión.

La acción protectora del hilo de guarda se determina por zonas de protección o también conocidos como ángulos de protección. Dichas zonas son fundamentales en la configuración de líneas eléctricas aéreas y subestaciones de transformación, dado que la misma influye considerablemente sobre su diseño.

Cabe mencionar también que, en los últimos tiempos, el cable de guarda ya no solo sirve como protección del sistema contra las descargas atmosféricas; también, es un medio muy importante para comunicación y control del sistema eléctrico, ya que se han incorporado en el mercado cables de guarda con fibra óptica integrada (CGFO), los cuales al contener fibra óptica sirven como enlaces para comunicación y control, dentro del sistema eléctrico.

Figura 5. **Posición de instalación del hilo de guarda**



Fuente: elaboración propia.

3.1.5. Seccionadores

Un seccionador es un componente electromecánico que permite separar de manera mecánica un circuito eléctrico de su alimentación, garantiza visiblemente una distancia satisfactoria de aislamiento eléctrico. El objetivo puede ser, por ejemplo, garantizar la seguridad de las personas que trabajen sobre la parte aislada del circuito eléctrico o bien eliminar una parte averiada para continuar el funcionamiento con el resto del circuito.

Un seccionador, a diferencia de un interruptor, no tiene mecanismo de supresión del arco eléctrico y, por tanto, carece de poder de corte. En operación se debe tener cuidado de abrir el dispositivo bajo carga. En caso contrario, se pueden producir daños severos en el seccionador debidos al arco eléctrico. Son dispositivos usualmente automatizados. En la red de Trelec los más utilizados son los SEECOS y KPF.

Figura 6. **Seccionador SEECO**



Fuente: elaboración propia.

3.1.6. Apartarrayos

Este medio de protección permite descargar a tierra las sobretensiones transitorias producidas por descargas atmosféricas o las producidas por la línea durante la apertura y cierre de interruptores o por el retiro de cargas del sistema.

3.2. Parámetros de línea de transmisión

Los parámetros que modifican el flujo de potencia eléctrica (activa y reactiva) en la línea de transmisión son: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. Los dos primeros son los de mayor importancia, en conjunto se les conoce como impedancia serie, la cual está distribuida uniformemente en toda la línea sobre el mismo conductor y son los principales causantes de pérdidas eléctricas. La capacitancia y conductancia se presentan a lo largo de toda la línea entre conductores, en el caso de circuitos trifásicos balanceados se presenta entre el conductor y neutro. A estos dos parámetros se les conoce como admitancia en paralelo o en derivación; sin embargo, en la práctica se desprecia el parámetro de conductancia, debido a que varía continuamente por las condiciones atmosféricas y ambientales; además, posee un valor muy pequeño que no afecta en los cálculos. Aunque la impedancia serie y la admitancia en paralelo se presentan uniformemente distribuida a lo largo de toda la línea es correcto expresarla en forma concentrada, debido a que sus valores se consideran de la misma magnitud en cualquier punto de la línea.

3.2.1. Resistencia

Por definición, la resistencia es la propiedad que posee un material para oponerse al flujo de corriente. Este parámetro representa la mayor pérdida de

potencia eléctrica asociadas a los parámetros de transmisión. La resistencia que produce esta pérdida se le conoce como resistencia efectiva, expresada como:

$$R_e = \frac{\text{pérdida de potencia en el conductor}}{I^2} [\Omega] \quad [\text{Ec. 1}]$$

Mientras que para efectos de simplificar el análisis de la resistencia de la línea de transmisión puede considerarse en CD. La resistencia en Cd se obtiene mediante:

$$R_{cd} = \frac{\rho l}{A} [\Omega] \quad [\text{Ec. 2}]$$

Donde ρ es la resistividad del conductor en $\Omega.m$, l la longitud del conductor en m y A el área de la sección transversal del conductor en m^2 .

Como se mencionó, una resistencia real muestra un comportamiento diferente del que se observaría en una resistencia ideal si la corriente que la atraviesa no es continua. En el caso de que la señal aplicada sea sinusoidal, corriente alterna (CA), a bajas frecuencias (60 Hz) se observa que una resistencia real se comportará de forma muy similar a como lo haría en CD, siendo despreciables las diferencias. En altas frecuencias el comportamiento es diferente, aumenta en la medida en la que aumenta la frecuencia aplicada. Los efectos de la resistencia a altas frecuencias están fuera de alcance de esta tesis.

Los factores que intervienen en la variación de la resistencia son los siguientes:

- La disposición en espiral
- Temperatura
- Frecuencia y magnitud de la corriente

En la actualidad, el transporte de energía eléctrica se realiza mediante conductores de tipo trenzado, y al ser estirados tienen una longitud mayor que incrementa la resistencia del conductor, no expresada en la ecuación (3.2). La resistencia se incrementa a razón de 1 % para conductores de tres hilos y 2 % para conductores de hilos trenzados concéntricamente, agregando el incremento del 2 % a la ecuación 2 se obtiene:

$$R_{cd} = \frac{1,02\rho l}{A} [\Omega] \quad [\text{Ec. 3}]$$

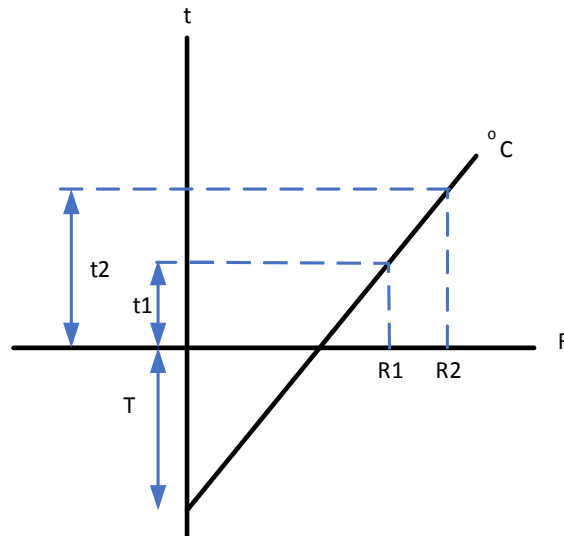
Donde el valor de ρ varía según sea el tipo de material del conductor, para el cobre ρ es igual a $1.77 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$ y para el aluminio es de $2.83 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$ ambos a 20° Celsius.

Otro factor que modifica frecuentemente el valor de la resistencia es la temperatura, matemáticamente se puede determinar la resistencia R_2 del conductor dadas las temperaturas t_1 y t_2 .

$$R_2 = R_1[1 + \alpha(t_2 - t_1)][\Omega] \quad [\text{Ec. 4}]$$

Donde α es el coeficiente de resistencia que varía con el incremento de la temperatura, cuyo valor depende del material del conductor. Conforme la temperatura aumenta ocurre un incremento lineal en la resistencia, la cual se obtiene mediante la ecuación 4.

Figura 7. Incremento de la resistencia en función de la temperatura



Fuente: elaboración propia.

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T+t_2}{T+t_1} \quad [\text{Ec. 5}]$$

Donde T es el coeficiente característico de la temperatura según el tipo de material del conductor, expresado en grados Celsius. Sus valores típicos se muestran en la tabla 4.

Tabla IV. **Constantes de los conductores**

Material	$\alpha(1/^{\circ}\text{C})$	Material	$\alpha(1/^{\circ}\text{C})$
Aluminio	0.00403	Oro	0.00365
Carbono (grafito)	-0.0005	Mercurio	0.00088
Cobre	0.00393	Nicromo	0.004
Acero	0.005	Plata	0.0038
Hierro	0.0050	Plomo	0.0043
Latón	0.0020	Tungsteno	0.0045

Fuente: elaboración propia.

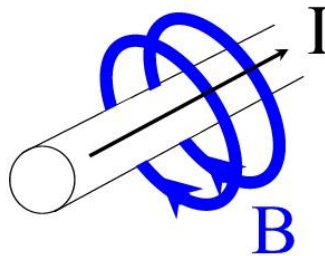
En los circuitos de AC, la distribución de corriente no es uniforme, como es el caso en DC, esto se debe principalmente a la frecuencia en la que oscila la corriente. La oscilación origina una densidad de corriente no uniforme, que va desde el interior del conductor e incrementándose hacia la superficie; a este fenómeno se le conoce como efecto piel. La corriente que pasa por el conductor produce líneas de flujo magnético y de acuerdo con la ley de Lenz el voltaje inducido se opone a los cambios de corriente que lo producen y como los flujos alternos inducen un mayor voltaje en los hilos internos que en los externos del conductor a consecuencia se produce mayor densidad de corriente sobre la superficie del mismo, por lo que la resistencia efectiva tiende a incrementarse; esto quiere decir que la mayor cantidad de corriente fluye por la periferia del conductor, por lo tanto, se reduce su diámetro eficaz.

3.2.2. Inductancia

Al pasar corriente eléctrica sinusoidal por un conductor se forma un campo magnético variable que lo rodea concéntricamente; a su vez, se originan flujos magnéticos que atraviesan a todo el conductor concatenando el flujo de cada

uno de los hilos del conductor, a este fenómeno se le conoce como inductancia (L).

Figura 8. **Campo magnético alrededor de un conductor**



Fuente: elaboración propia.

En un inductor, como lo es la línea de transmisión, la inductancia producida por el flujo interno del conductor (φ) se le conoce como inductancia interna (L_{int}), mientras que la producida por el flujo externo como inductancia externa (L_{ext}); Considerando ambos valores se puede determinar la inductancia total del conductor, expresada en webers/ampere equivalente a un Henry (h), como se indica en la ecuación (3.6).

$$L = L_{int} + L_{ext} \quad [\text{Ec. 6}]$$

3.2.2.1. Inductancia interna del conductor

La inductancia interna se debe a los enlaces de flujo que existen dentro del conductor originados por una misma corriente. La inductancia según sus enlaces de flujos concatenados (λ) en Webers-vuelta (Wbv) se expresa como:

$$L = \frac{\lambda}{I} \quad [\text{Ec. 7}]$$

Por otro lado, la inductancia puede calcularse según su flujo interno considerando que cada línea del flujo enlaza una fracción de la corriente total, pero para una línea de transmisión es necesario considerar el flujo dentro y fuera del conductor.

La inductancia de la línea de transmisión se forma a partir de efectos de origen magnéticos producidos por la corriente que pasa a través del conductor, originando líneas de ϕ que se proyectan sobre la superficie con una intensidad de campo magnético (H), y con un cierto número de líneas de fuerza repartidos en el espacio de campo magnético, conocido como fuerza magnetomotriz (fmm).

Aplicando la ley de ampere se puede determinar la fmm , que es igual a la integral de la línea alrededor de la trayectoria cerrada de la componente de la intensidad de campo magnético que es tangente a la trayectoria.

$$fmm = \int H \cdot ds = I [A \cdot v] \quad [\text{Ec. 8}]$$

Donde fmm está dada en ampere-vuelta (A.v), H en ampere-vuelta por metro (Av/m) y la distancia a lo largo de la trayectoria (ds) en metros. H e I no se representan en función del tiempo, como debe ocurrir en corriente alterna, por simplicidad es conveniente interpretar la I en DC y la H como un número real.

Para el desarrollo completo para hallar la inductancia interna del conductor puede referirse al capítulo 2 de la tesis: *Análisis de líneas de transmisión en*

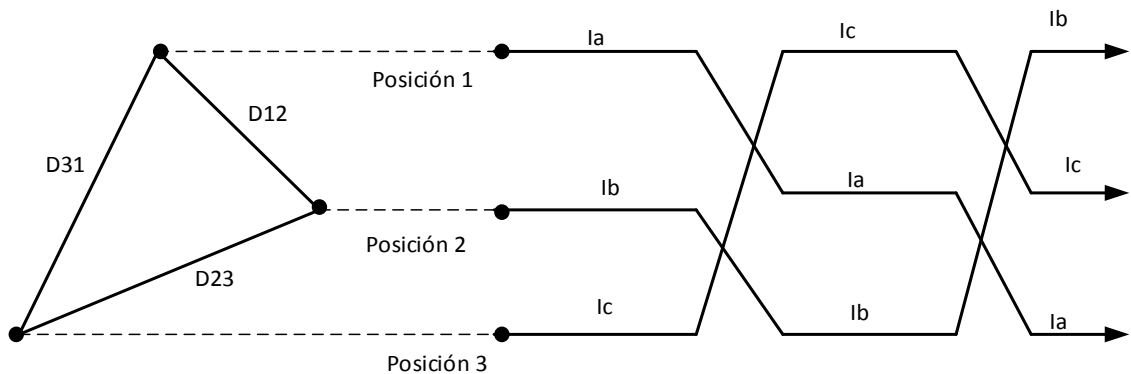
estado permanente de Julio Cesar Zapata Centeno. En esta tesis se presenta únicamente el resultado.

$$L = \frac{1}{2} * 10^{-7} \left[\frac{h}{m} \right] \quad [\text{Ec. 9}]$$

3.2.2.2. Inductancia en líneas trifásicas

Cuando la geometría de los conductores de fase no es simétrica, producen una desigualdad de flujos entre fases, o sea que $\varphi_1 \neq \varphi_2 \neq \varphi_3$. Con el objetivo de considerar este fenómeno y también por balance de corrientes se realiza una transposición entre fases, de tal manera que las magnitudes de campos eléctricos y magnéticos sean por igual en cada una de las fases [1, 9].

Figura 9. **Corrección del espaciado asimétrico en el circuito trifásico**



Fuente: elaboración propia.

Para el desarrollo completo para hallar la inductancia en líneas trifásicas puede referirse al capítulo 2 de la tesis: *Análisis de líneas de transmisión en*

estado permanente de Julio Cesar Zapata Centeno. En esta tesis se presenta únicamente el resultado.

Inductancia para la fase a en un sistema trifásico.

$$L_a = 2 * 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}}{D_{aa}} \left[h/m \right] \quad [\text{Ec. 10}]$$

Donde $\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}$ representa el espaciamento simétrico de los conductores de cualquier disposición geométrica trifásica, igualmente expresada como D_{eq} o como DMG_{eq} y D_{aa} representa al RMG del conductor que igualmente puede ser expresado por D_s . La inductancia promedio para cualquier fase se representa por.

$$L_x = 2 * 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \left[h/m \right] \quad [\text{Ec. 11}]$$

Tabla V. **Valores de radio medio geométrico**

Radio medio geométrico a partir de su radio exterior (D_s)	
Alambre cilíndrico	0.779r
Cable de material único	
7 hilos	0.726r
19 hilos	0.758r
37 hilos	0.768r
61 hilos	0.772r
91 hilos	0.774r
127 hilos	0.776r
conductor ACSR	
30 hilos (2 capas)	0.826r
26 hilos (2 capas)	0.809r
54 hilos (3 capas)	0.810r
1 capa	0.55 a 0.70r

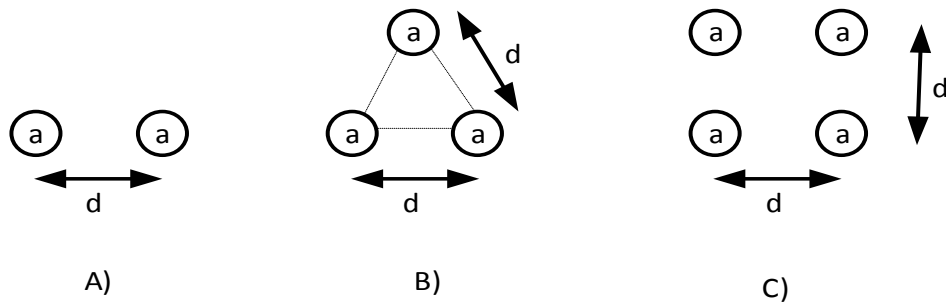
Fuente: ZAPATA CENTENO, Julio Cesar. *Análisis de líneas de transmisión en estado permanente*. p. 34.

Considerando la geometría del circuito si es simétrica, la ecuación se reduce a:

$$L_x = 2 * 10^{-7} \ln \frac{D}{D_s} \left[\frac{h}{m} \right] \quad [\text{Ec. 12}]$$

Generalmente la inductancia de fase X se centra en considerar agrupamientos de dos a cuatro conductores.

Figura 10. **Agrupamientos típicos de conductores por fase en líneas de transmisión**



A) De dos conductores, B) De tres conductores y C) De cuatro conductores

Fuente: elaboración propia.

Por lo tanto, la inductancia de fase X puede expresarse según al agrupamiento de sus conductores:

$$L_x = 2 * 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}}{D_s^b} \left[\frac{h}{m} \right] \quad [\text{Ec. 13}]$$

Donde D_s^b corresponde al *RMG* del agrupamiento de los conductores de una misma fase. De tal manera, para un agrupamiento de dos conductores D_s^b se expresa como:

$$D_s^b = \sqrt[4]{(D_s * d)^2} = \sqrt{D_s * d} \quad [\text{Ec. 14}]$$

mientras que para el agrupamiento de tres conductores queda:

$$D_s^b = \sqrt[9]{(D_s * d * d)^3} = \sqrt[3]{D_s * d^2} \quad [\text{Ec. 15}]$$

Por último, para el agrupamiento de cuatros conductores se obtiene que>

$$D_s^b = \sqrt[16]{(D_s * d * d * \sqrt{2}d)^4} = 1.09 \sqrt[4]{D_s * d^3} \quad [\text{Ec. 16}]$$

Finalmente, para cálculos de líneas de transmisión se requiere conocer el valor de resistencia que produce el parámetro de la inductancia, conocido comúnmente como reactancia inductiva, esta se determina mediante la siguiente expresión:

$$X_{LX} = 2\pi f L_X \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad [\text{Ec/ 17}]$$

3.2.3. Capacitancia

La capacitancia se determina a partir de la formación de campos eléctricos, los cuales son originados por la carga (Q) que se produce entre conductores y que a su vez está relacionada con la tensión del mismo conductor. A menudo la capacitancia suele despreciarse en líneas de trasmisión que no exceden los 80 km de longitud; sin embargo, conforme se incremente la

longitud de la línea de transmisión, se vuelve muy importante el efecto capacitivo que se produce en ella, ya que tal efecto también se incrementa, contribuyendo desfavorablemente a la caída de tensión, eficiencia, factor de potencia y estabilidad del sistema.

3.2.3.1. Campo eléctrico en un conductor recto

El estudio de la capacitancia se desarrolla a partir de la ley de Gauss para campos eléctricos, la carga eléctrica total dentro de una superficie cerrada es igual al flujo eléctrico total que sale de la superficie. La formación de campos eléctricos comúnmente se considera en un único conductor infinitamente largo dentro de un medio dieléctrico (k), como lo es el aire, donde la carga por unidad de longitud (Q) esta uniformemente distribuida sobre la periferia del conductor (ver figura 3.11a), esto ocurre similarmente con la corriente en la formación de campos magnéticos, por lo tanto, la intensidad de campo eléctrico (E) se obtiene:

$$E = \frac{Q}{2\pi xk} [V/m] \quad [\text{Ec. 18}]$$

Ahora bien, al integrar la ecuación con respecto a dx , se obtiene la diferencia de potencial existente entre los puntos P_1 y P_2 de la figura, dando como resultado la caída de tensión que sufre el conductor.

$$V_{12} = \int_{D_1}^{D_2} E dx = \int_{D_1}^{D_2} \frac{Q}{2\pi xk} dx = \frac{Q}{2\pi k} \ln \frac{D_1}{D_2} \quad [\text{Ec. 19}]$$

3.2.3.2. Capacitancia entre dos conductores

La capacitancia (C) es el cociente entre la carga existente Q en el conductor y la diferencia de tensión V_{12} , de tal forma la capacitancia se expresa como>

$$C = \frac{Q}{V_{12}} [F/m] \quad [\text{Ec. 20}]$$

Donde Q está en coulomb por metro, V en volts y C en Faradios metro.

Para el desarrollo completo para hallar la capacitancia entre dos conductores puede referirse al capítulo 2 de la tesis: *Análisis de líneas de transmisión en estado permanente* de Julio Cesar Zapata Centeno. En esta tesis se presenta únicamente el resultado.

La capacitancia entre dos conductores a y b se tiene>

$$C_{ab} = \frac{Q_a}{\frac{Q_a \ln \frac{D}{r}}{\pi k}} = \frac{\pi k}{\ln \frac{D}{r}} [F/m] \quad [\text{Ec. 21}]$$

A sí mismo, la capacitancia existente entre el conductor y el neutro:

$$C_{an} = \frac{2\pi k}{\ln \frac{D}{r}} [F/m] \quad [\text{Ec. 22}]$$

Por otro lado, la reactancia capacitiva que se produce en un conductor para una permitividad relativa de $k_r = 1$ se expresa como:

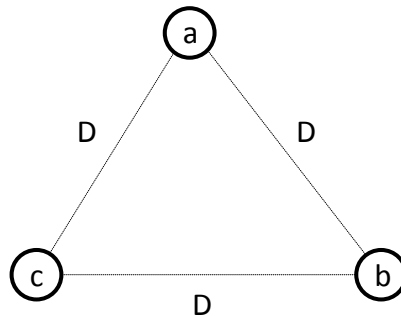
$$X_c = \frac{1}{2\pi f C_{an}} [\Omega.m] \text{ al neutro} \quad [\text{Ec. 23}]$$

3.2.3.3. Capacitancia trifásica con espaciamento simétrico

Con el objetivo de determinar la ecuación de la capacitancia trifásica con espaciamento equilátero se considera la figura 11 que supone radios idénticos para los tres conductores. En un circuito trifásico la diferencia de tensión entre dos conductores se debe a cada una de sus cargas, de tal forma que al considerar al conductor *a* y *b*, el voltaje entre los conductores en una línea trifásica es

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi k} \left(Q_a \ln \frac{D}{r} + Q_b \ln \frac{r}{D} + Q_c \ln \frac{D}{D} \right) [V] \quad [\text{Ec.24}]$$

Figura 11. Línea trifásica con espaciamento equilátero

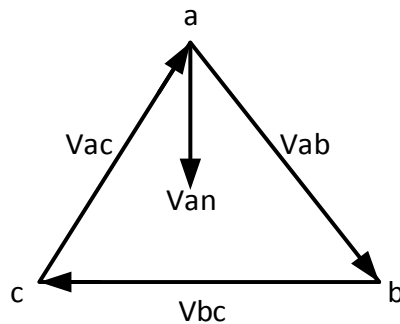


Fuente: elaboración propia.

Para el desarrollo completo para hallar la capacitancia al neutro puede referirse al capítulo 2 de la tesis: *Análisis de líneas de transmisión en estado permanente* de Julio Cesar Zapata Centeno. En esta tesis se presenta únicamente el resultado.

Por otro lado, el voltaje de línea a neutro en un circuito trifásico, representado en la figura 12, es un punto común entre dos de los tres fasores.

Figura 12. **Relación fasorial de voltajes en una línea trifásica**



Fuente: ZAPATA CENTENO, Julio Cesar. *Análisis de líneas de transmisión en estado permanente*. p. 68.

$$V_{an} = \frac{Q_a}{2\pi k} \ln \frac{D}{r} \quad [\text{Ec. 25}]$$

La capacitancia al neutro queda definida en relación a las ecuaciones 32 y 46.

$$C_n = \frac{Q_a}{V_{an}} = \frac{2\pi k}{\ln \frac{D}{r}} [F/m \text{ al neutro}] \quad [\text{Ec. 26}]$$

3.2.3.4. Capacitancia trifásica con espaciamiento asimétrico

La asimetría de la capacitancia se resuelve de forma similar a la transposición de fases de la inductancia, en la figura 8.

La capacitancia al neutro en un circuito trifásico se expresa como:

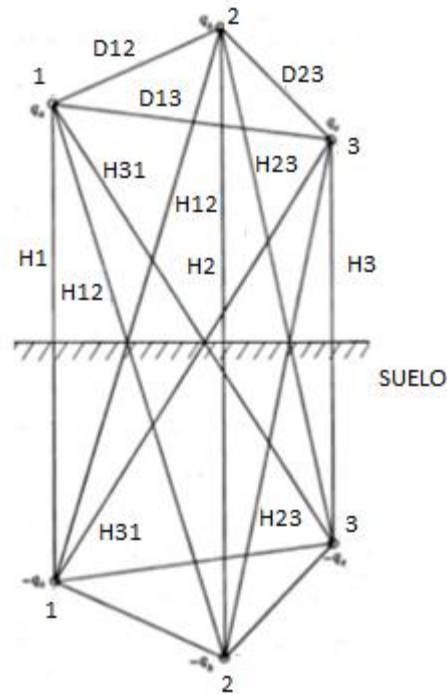
$$C_n = \frac{Q_a}{V_{an}} = \frac{2\pi k}{\ln \frac{D_{eq}}{r}} [F/m \text{ al nuetro}] \quad [\text{Ec. 27}]$$

3.2.3.5. Capacitancia trifásica respecto a tierra

Hasta ahora se ha considerado que los conductores están colocados en un medio dieléctrico de extensión infinita, lo que es correcto suponer cuando la distancia que existe entre conductores de fases es menor que la distancia entre conductores y tierra (suelo), esto ocurre en líneas con niveles de tensión menores a los 220 kV; por otro lado, con niveles superiores a los 220 kV la distancia entre conductores de fases y conductores a tierra son del mismo orden, a partir de este momento el efecto capacitivo a tierra es de gran importancia.

La presencia de cuerpos conductores como lo son el suelo o los hilos de guarda afectan la capacitancia de las líneas de transmisión, debido a que su presencia altera las líneas de campo eléctrico, haciéndolas perpendicular hacia los cuerpos conductores.

Figura 13. **Capacitancia con respecto a tierra**



Fuente: elaboración propia.

Actualmente, para el estudio de la capacitancia con respecto a tierra se utiliza un método llamado imagen, el cual consiste en suponer un conductor ficticio por debajo del suelo a una misma distancia y dirección que el conductor real, suponiendo que se elimine el plano de tierra y considerando que el conductor ficticio es el de retorno con una carga igual y opuesta a la del conductor real; se produce una diferencia de potencial entre ambos conductores, siendo el punto medio de la distancia entre los conductores una superficie equipotencial equivalente a considerar la diferencia de potencial del conductor real con respecto a tierra.

Para calcular la capacitancia con respecto a tierra se considera la figura 13, de la cual se desprecia el efecto capacitivo de los hilos de guarda, debido a que comúnmente se considera la línea trifásica permanentemente equilibrada.

Para el desarrollo completo para hallar la capacitancia trifásica respecto a tierra puede referirse al capítulo 2 de la tesis: *Análisis de líneas de transmisión en estado permanente* de Julio Cesar Zapata Centeno. En esta tesis se presenta únicamente el resultado.

La capacitancia es:

$$C_n = \frac{2\pi k}{\ln\left(\frac{D_{eq}}{r}\right) - \ln\left(\frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}}\right)} [F/m \text{ al neutro}] \quad [\text{Ec.28}]$$

3.2.4. Parámetros requeridos para ajustes de protección

Una vez calculado los parámetros de la línea $Z_L (R, X_L, X_c)$, según su disposición geométrica, características mecánicas y características dadas por el fabricante, se procede a realizar un resumen para tomar los ajustes del relé.

Ejemplo.

Tipo de conductor: Raven

Tabla VI. **Parámetros totales de la línea**

Línea	Long(Km)	I nominal (A)							
Línea A-B	2.45	242							
R+ (Ω)	X+ (Ω)	R- (Ω)	X- (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)	B+ μS	B- μS	B0 μS	
0.5221	0.3402	0.5221	0.3402	0.1304	1.259101216	4.6632	4.6632	1.1689	

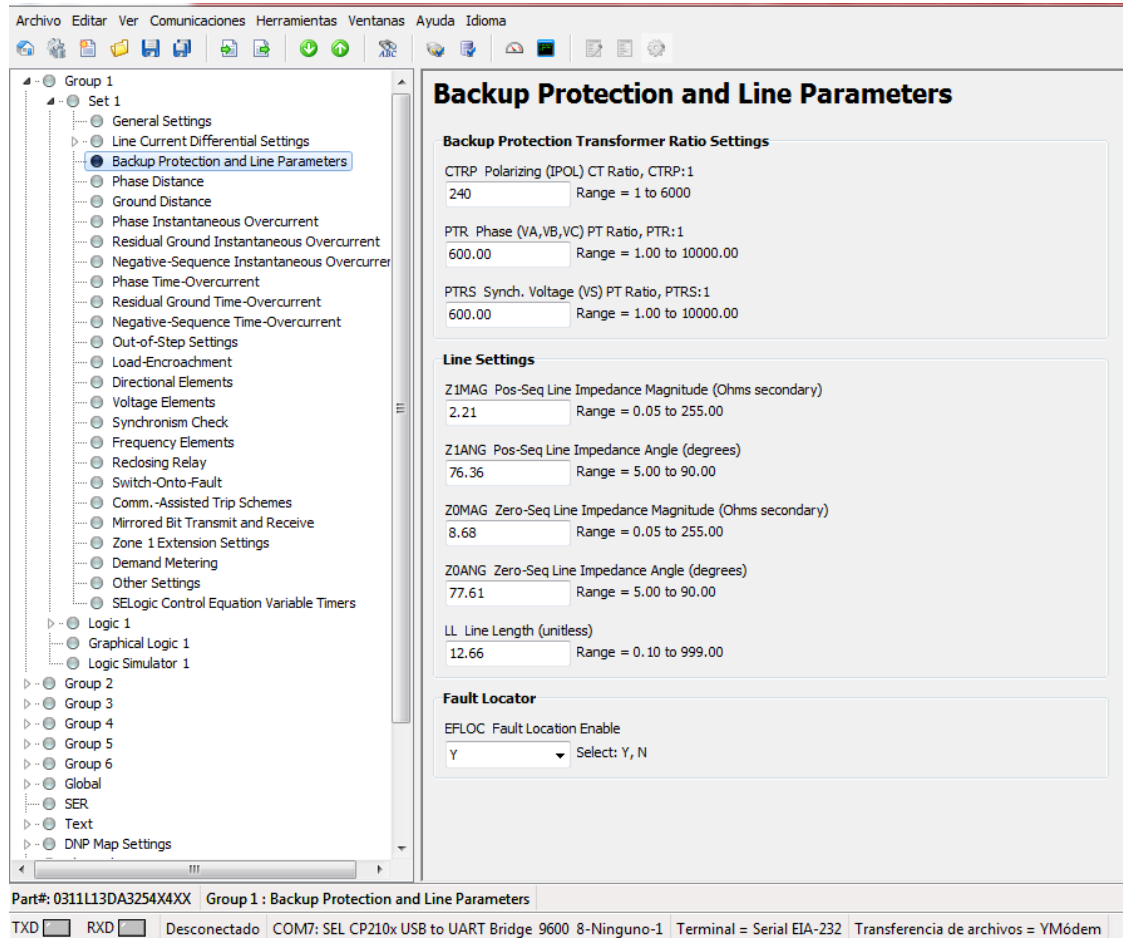
Fuente: elaboración propia.

Donde:

- R+ = resistencia de secuencia positiva
- R- = resistencia de secuencia negativa
- R0 = resistencia de secuencia cero
- X+ = reactancia inductiva de secuencia positiva
- X- = reactancia inductiva de secuencia negativa
- X0 = reactancia inductiva de secuencia cero
- B+ = reactancia capacitiva de secuencia positiva
- B- = reactancia capacitiva de secuencia negativa
- B0 = reactancia capacitiva de secuencia cero

Al momento de ingresar estos datos al relé, se tiene que tener cuidado ya que, dependiendo de la marca del relé, estos datos los pueden ingresar con valores primarios o secundarios, en forma polar o cartesiana.

Figura 14. Forma de ajustar parámetros de la línea para un relé SEL311L



Fuente: elaboración propia utilizando software AcSEerator QuickSet.

3.3. Clasificación de las líneas de transmisión

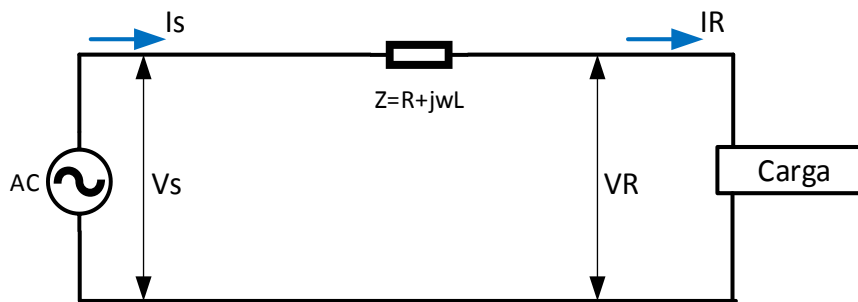
Las líneas de transmisión son clasificadas en esta sección de acuerdo a la longitud de la línea de transmisión y, por tanto, el comportamiento de los parámetros y las ecuaciones asociados a cada clasificación son diferentes. De tal manera, que resulta muy importante determinar los parámetros y ecuaciones

de cada tipo de línea de transmisión que se distinguen como líneas cortas, medianas y largas.

3.3.1. Línea de Corta

Son aquellas líneas de transmisión que no exceden los 80 km de longitud, en esta clasificación de línea corta, los parámetros se consideran en su forma concentrada siendo R y L los de mayor importancia, el valor de C es muy pequeño por lo que se desprecia. Aun así, los resultados obtenidos mediante las ecuaciones asociadas a este tipo de línea son muy confiables. En la figura 15 se observa que R y L forman un circuito serie simple, donde Z es la impedancia total de la línea de transmisión.

Figura 15. Circuito equivalente de la línea de transmisión corta



Fuente: ZAPATA CENTENO, Julio Cesar. *Análisis de líneas de transmisión en estado permanente*. p. 77.

Las ecuaciones que describen el modelo de líneas cortas son las siguientes:

$$V_s = V_R + I_R Z \quad [\text{Ec. 29}]$$

$$I_R = I_S \quad [\text{Ec. 30}]$$

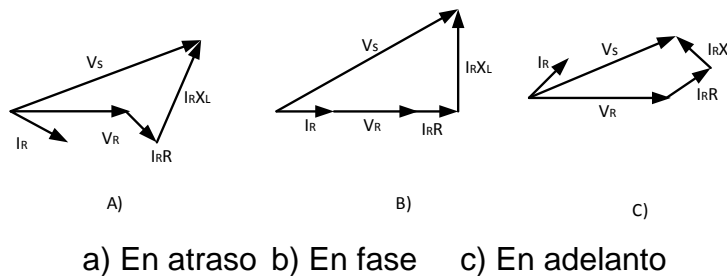
Donde, I_S e I_R son las corrientes del extremo generador y receptor, respectivamente, V_S y V_R son los voltajes de línea a neutro en los mismos extremos.

En su forma matricial las ecuaciones 31 y 32 se expresan como:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad [\text{Ec. 31}]$$

Los voltajes en las líneas de transmisión varían continuamente a razón del tipo de carga que se transporte (resistivas, inductivas y capacitivas), esto modifica el factor de potencia de la línea. Si se mantiene el voltaje constante V_S cuando el voltaje V_R está a plena carga (V_{RC}) se puede determinar la elevación de voltaje en por ciento en el extremo receptor, a esto se le conoce como regulación de voltaje.

Figura 16. **Factor de potencia en líneas de transmisión**



Fuente: elaboración propia.

La regulación de voltaje ($VR\%$) en la línea de transmisión corta se obtiene por

$$VR\% = \frac{|V_{RV}| - |V_{RC}|}{|V_{RC}|} * 100 \quad [\text{Ec. 32}]$$

Donde V_{RV} representa el voltaje sin carga en el extremo receptor.

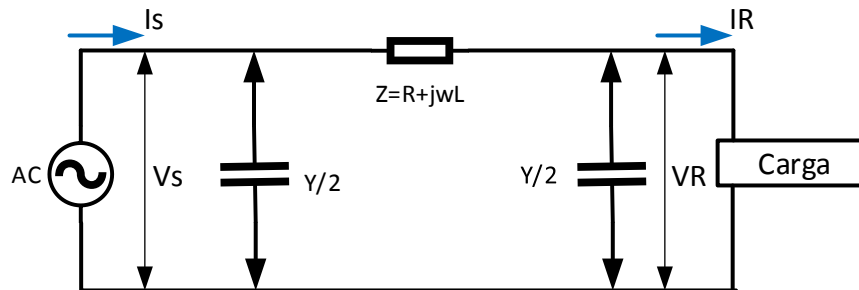
La regulación de voltaje se requiere cuando en la línea el factor de potencia no es del 100 %. En el caso de cargas inductivas se requiere una mayor regulación; esto implica un incremento de voltaje en el extremo generador, para el caso de cargas capacitivas el incremento tiende a ser menor.

3.3.2. Línea media

Las líneas medias comprenden longitudes superiores a la línea corta sin rebasar los 240 km de longitud, de igual forma que en las líneas cortas los parámetros se consideran en forma concentrada; es el parámetro de admitancia en paralelo (Y) de importancia en los cálculos; sin embargo, se desprecia la conductancia (G).

El modelo de línea media se representa dividiendo la capacitancia en dos partes iguales colocadas en ambos extremos de la línea, a este modelo se le conoce como circuito π nominal.

Figura 17. Circuito π nominal de la línea de longitud media



Fuente: elaboración propia.

En forma matricial mediante las constantes $ABCD$ se expresan:

$$\begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad [\text{Ec. 33}]$$

Donde:

$$A = D = 1 + \frac{ZY}{2} \quad [\text{Ec. 34}]$$

$$B = Z \text{ } [\Omega] \quad [\text{Ec. 35}]$$

$$C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) \text{ } [U] \quad [\text{Ec. 36}]$$

Finalmente, la regulación de voltaje en líneas de longitud media queda:

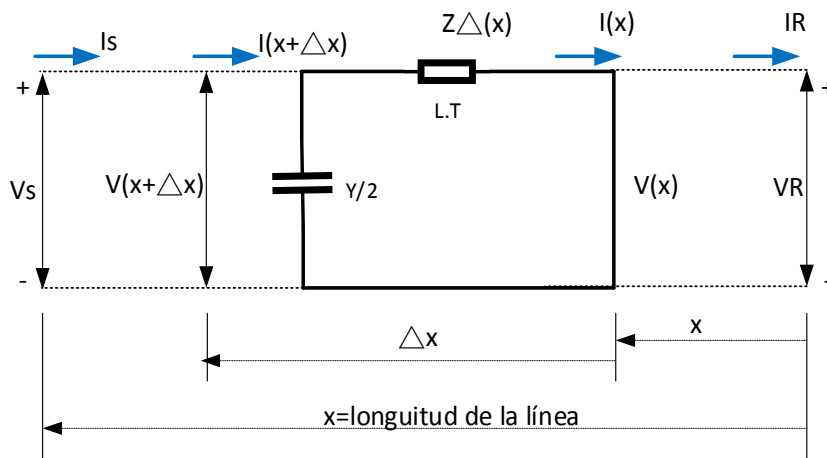
$$VR\% = \frac{\frac{|V_s|}{A} - |V_{RC}|}{|V_{RC}|} * 100 \quad [\text{Ec. 37}]$$

3.3.3. Línea larga

Son líneas de transmisión superiores a los 240 km de longitud, se representa de igual forma que la línea media, con la diferencia que sus parámetros deben considerarse en forma distribuida a lo largo de toda la línea; la diferencia entre parámetros concentrados y distribuidos consiste en el caso de parámetros concentrados; al recibir una señal en el punto de entrada del sistema instantáneamente aparece en su punto de salida; mientras que al considerar los parámetros distribuidos la señal se retarda en reflejarse en el punto de salida; esto implica un nuevo modelado de las ecuaciones que considere la longitud apropiada de la línea, de las cuales existen los métodos por ecuaciones diferenciales y el método hiperbólico.

Para el desarrollo de las ecuaciones diferenciales se considera el circuito de la figura 18

Figura 18. **Diagrama de línea de transmisión con parámetros distribuidos**



Fuente: elaboración propia.

Donde se define que x es la posición a lo largo de la línea (m), $V(x)$ el fasor de voltaje en x (voltios), $I(x)$ el fasor de corriente en x (amperios), $Z = R + j\omega L$ es la impedancia serie (Ω/m), $Y = G + j\omega C$ la admitancia en paralelo (S/m), $V_s = V(l)$ es el voltaje en el extremo transmisor, V_R el voltaje en el extremo receptor, $I_s = I(l)$ es la corriente en el extremo transmisor, I_R la corriente en el extremo receptor y l la longitud de la línea de transmisión (m).

Para el desarrollo completo para hallar las ecuaciones de voltaje y corriente en función del tiempo para una línea larga puede referirse al capítulo 2 de la tesis: *Análisis de líneas de transmisión en estado permanente* de Julio Cesar Zapata Centeno. En esta tesis se presenta únicamente el resultado.

$$V(x) = \frac{V_r + Z_c I_r}{2} \varepsilon^{\alpha x} \varepsilon^{j\beta x} + \frac{V_r - Z_c I_r}{2} \varepsilon^{-\alpha x} \varepsilon^{-j\beta x} \quad [\text{Ec. 38}]$$

$$I(x) = \frac{V_r / Z_c + I_r}{2} \varepsilon^{\alpha x} \varepsilon^{j\beta x} - \frac{V_r / Z_c - I_r}{2} \varepsilon^{-\alpha x} \varepsilon^{-j\beta x} \quad [\text{Ec. 39}]$$

Los elementos $\varepsilon^{\alpha x}$ y $\varepsilon^{j\beta x}$ son los que hacen variar los niveles fasoriales de voltaje y corriente a cierta distancia x . El término $\varepsilon^{\alpha x}$ cambia en magnitud conforme x cambia, pero $\varepsilon^{j\beta x}$ (que es idéntico a $\cos \beta x + j \sin \beta x$) siempre tiene una magnitud de uno y origina un desfaseamiento de β radianes por unidad de longitud de la línea.

En el caso en el que la línea se considere sin pérdidas eléctricas, la resistencia serie y conductancia en paralelo son nulos dando como resultado $Z = j\omega L$ y $Y = j\omega C$. Con esto se obtiene que Z_c se reduce a $\sqrt{L/C}$, conocida

como impedancia de sobre voltaje, al igual la constante de propagación γ se reduce solamente a su número imaginario $j\beta = j\omega\sqrt{LC}/l$.

4. PROTECCIONES TÍPICAS PARA UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Las protecciones son criterios de su diseñador; a continuación, se describen las protecciones más utilizadas por las empresas transportistas incluyendo a Trelec.

4.1. Protección de sobrecorriente

Se trata de la protección más extendida en su aplicación; controla la corriente de paso por el equipo protegido; cuando el valor es superior al ajustado en el relé, se produce alguna acción siguiente (por ejemplo, se dispara un interruptor, se activa una alarma óptica o acústica, etc.)

Se puede clasificar en dos grandes grupos en función del tiempo de operación:

- A tiempo independiente
- A tiempo dependiente

4.1.1. Protección de sobrecorriente a tiempo independiente o instantánea

El relé operará siempre en el mismo tiempo para todo valor de intensidad superior al ajustado en el propio relé.

Casi todos los relés de sobrecorriente, incorporan una unidad de sobrecorriente denominada elemento instantáneo, en serie con el relé de corriente a tiempo dependiente, de forma que ambas unidades están recorridas por la misma corriente.

Esta unidad se ajusta a un valor muy superior al de la intensidad de arranque del elemento a tiempo dependiente.

Para lograr coordinar el elemento instantáneo en las protecciones, es recomendable tener un retardo por lo menos de 0,3 segundos, para lograr que la protección aguas abajo opere antes.

Un retardo de 0,3 s puede parecer muy conservador, pero no es aconsejable bajar de este valor. Los tiempos de apertura de los interruptores oscilan entre 35 y 110 ms, dependiendo de la importancia del elemento de la red al que van asociados. Los tiempos muy cortos corresponden a interruptores de líneas y equipos de muy alta tensión, por el contrario, en M.T. los tiempos son superiores. En ambos casos, si el cierre es sobre cortocircuito el tiempo de apertura prácticamente se duplica, de ahí el porqué del retardo mínimo de 0.3 s.

4.1.2. Protección de sobrecorriente a tiempo dependiente o tiempo inverso

El relé operará en un tiempo que es función del valor de la corriente, de forma que cuanto mayor sea ésta, menor será el tiempo de actuación. Por eso, este tipo de relés comúnmente se les denomina a tiempo inverso. Existen relés con diferentes características de operación: a tiempo normal inverso (N.I.), muy inverso (M.I.), extremadamente inverso (E.I.), etc.

El tiempo de operación y la corriente están relacionadas por la ecuación que define la curva característica del relé.

$$t = \frac{k}{\left(\frac{I_p}{I_a}\right)^\alpha - 1} \quad [\text{Ec. 40}]$$

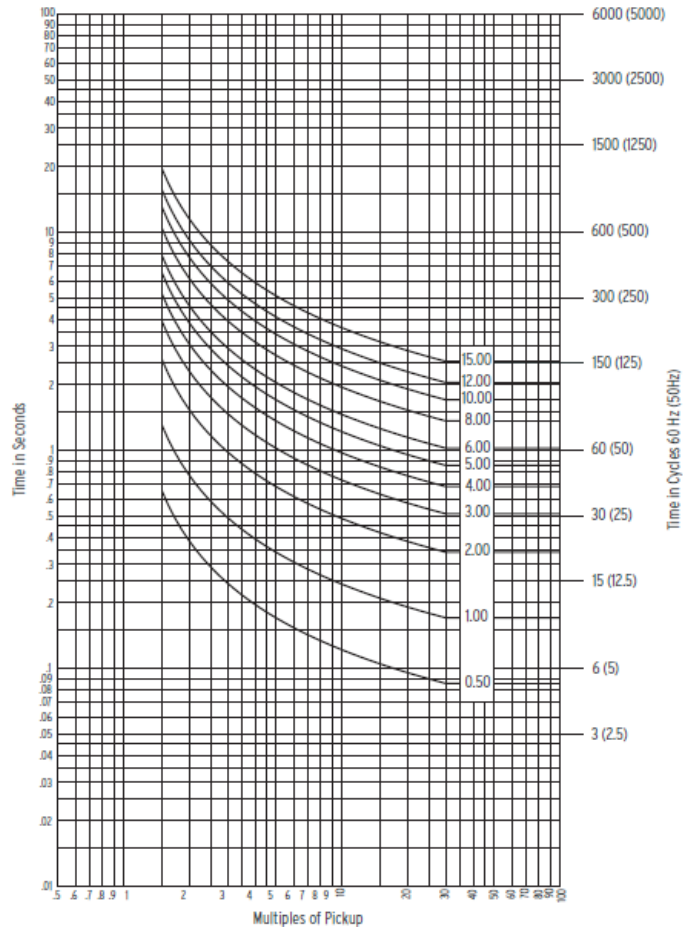
Donde:

- I_p = corriente de paso
- I_a = corriente de ajuste
- α, k = constantes de diseño
- t = tiempo de operación

El exponente α define el tipo de característica (N.I., M.I., E.I., etc.). Dentro de una característica determinada por α , la constante k define los tiempos de actuación, y por eso es común hablarse de característica normal inversa, tiempo corto, característica muy inversa, tiempo largo, etc.

Lo normal es que un relé ofrezca no solo una curva de actuación, sino una familia de ellas adecuándose así la protección a las necesidades particulares.

Figura 19. **Curvas inverso de actuación de un relé de sobrecorriente**



Fuente: OMICRON. *Manual SEL 311L-1-7*. p. 96.

Uno de los valores más importantes por determinar es el valor de la corriente que hay que aplicar al relé para que este empiece a funcionar.

En teoría, la corriente de arranque ha de ser precisamente la corriente ajustada, aunque debe admitirse una cierta tolerancia.

$$I_{arr} = 115\% I_{aj} \pm 10\% \quad [\text{Ec. 41}]$$

Para especificar el ajuste de un relé no basta decir que está ajustado, por ejemplo, a 300 A. Además, se debe definir un parámetro que indique la curva seleccionada dentro de la familia. Lo ideal es definir el tiempo de actuación para un determinado cociente (I_p/I_a). Por ejemplo:

$$300 \text{ A} - 1,5 \text{ s con } I_p/I_a = 5$$

o, lo que es lo mismo:

$$300 \text{ A} - 1,5 \text{ s al } 500 \%$$

En la figura 20 se muestran los ajustes para un relé SEL-311L para parametrizar una sobrecorriente 51.

Donde:

- P=Pick up
- C=Curva
- D=Dial

Figura 20. **Ajustes de sobrecorriente de fase y tierra**

51P̃P = 4.11	51P̃C = U1	51P̃TD = 0.66	51PRS = N
51GP = 0.66	51GC = U1	51GTD = 1.40	51GRS = N

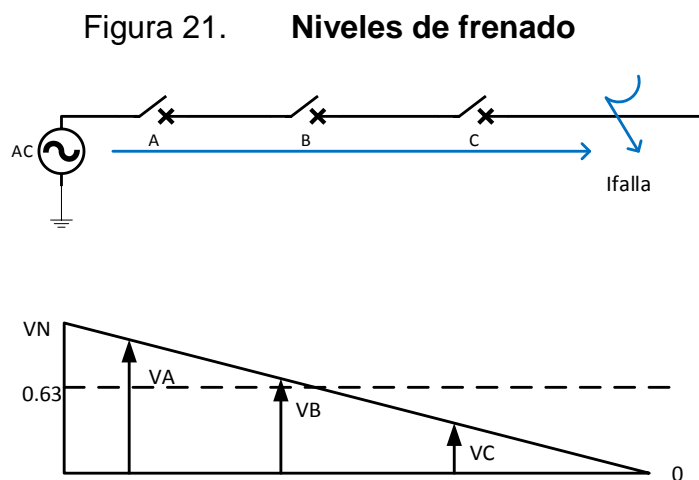
Fuente: Terminal software AcSELerator QuickSet.

4.1.3. Protección de sobrecorriente con frenado de tensión

Algunos relés de sobrecorriente a tiempo inverso incorporan un elemento muy útil para mejorar la selectividad entre protecciones. Este elemento controla la tensión de la red en el punto de instalación del relé. Cuanto menor sea ésta, menor será el tiempo de actuación del elemento de control de la corriente. Este tipo de relés se clasifican en: controlados por tensión y frenados por tensión.

Con frenado por tensión, el valor de arranque del elemento de inducción está en función de la tensión de la red. Al 100 % de la tensión el valor de arranque es exactamente el ajustado; conforme la tensión disminuye, se reduce así mismo el valor de arranque. En caso de tensión nula (0 %) el arranque se produce con solo el 25 % del valor ajustado.

En la figura 21 puede verse que incluso con idénticos ajustes en los tres relés A, B y C, la función de frenado por tensión establecería que fuese el relé C el primero en actuar para el cortocircuito representado.



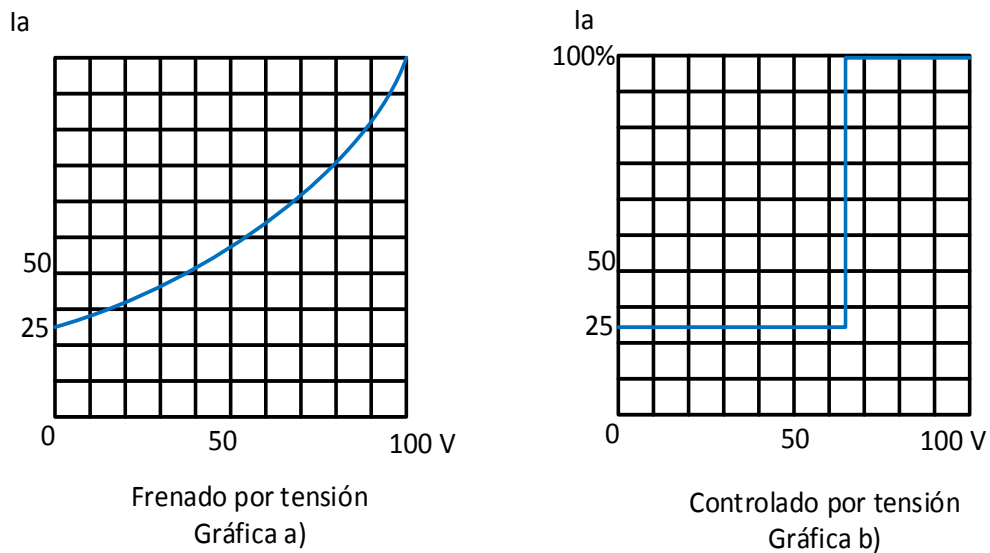
Fuente: elaboración propia.

4.1.4. Protección de sobrecorriente controlado por tensión

En el relé controlado por tensión, la corriente de arranque no se controla de forma continuada como en el frenado. Únicamente, se varía el valor de arranque a un valor inferior cuando la tensión desciende por debajo de un determinado nivel. Suele emplearse el 63 % como nivel de conmutación.

Los gráficos de la figura 22 muestran la forma en la que la tensión de la red influye sobre la corriente de arranque para los dos tipos de relé.

Figura 22. Influencia del voltaje de la red



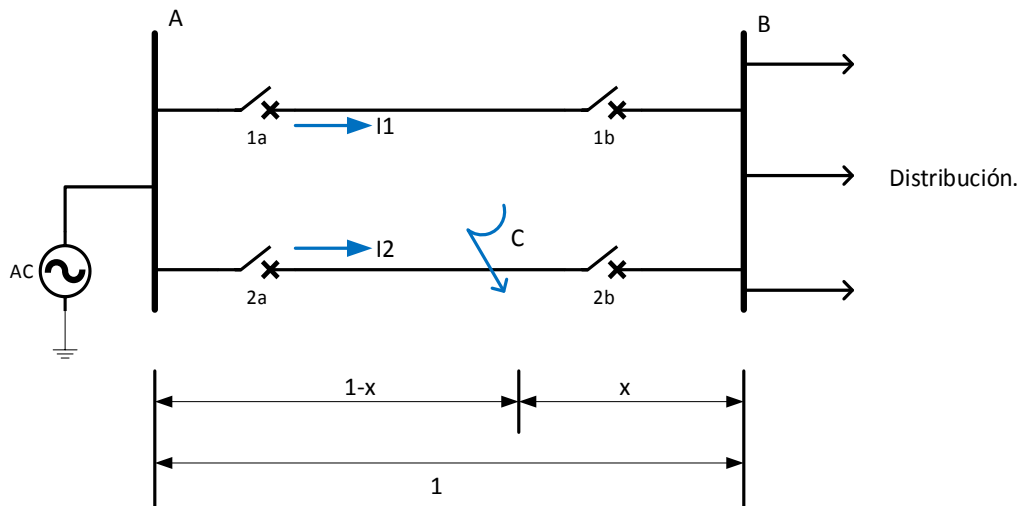
Fuente: elaboración propia.

4.1.5. Protección de sobrecorriente direccional

En la práctica se dan casos en los que se necesitan más parámetros para conseguir la necesaria selectividad entre protecciones. En el caso de que los

circuitos 1 y 2 estén funcionando en paralelo, es casi imposible garantizar la selectividad entre protecciones y en definitiva desconectar un circuito, en caso de avería, manteniendo en funcionamiento el otro.

Figura 23. **Selectividad entre protecciones**



Fuente: elaboración propia.

Si aparece una falla en el punto c, la corriente que la subestación A aporta al cortocircuito se bifurcará sobre ambos circuitos (1 y 2) en una proporción que dependerá de las distancias

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{1+x}{1-x} \quad (I_2 > I_1) \quad [\text{Ec.42}]$$

Si en la subestación A las salidas cuentan con un equipo de protección contra sobrecorrientes, la protección 2a tenderá a actuar antes que la protección 1a, ya que:

$$I_2 > I_1 \text{ (ecuación 4.4)}$$

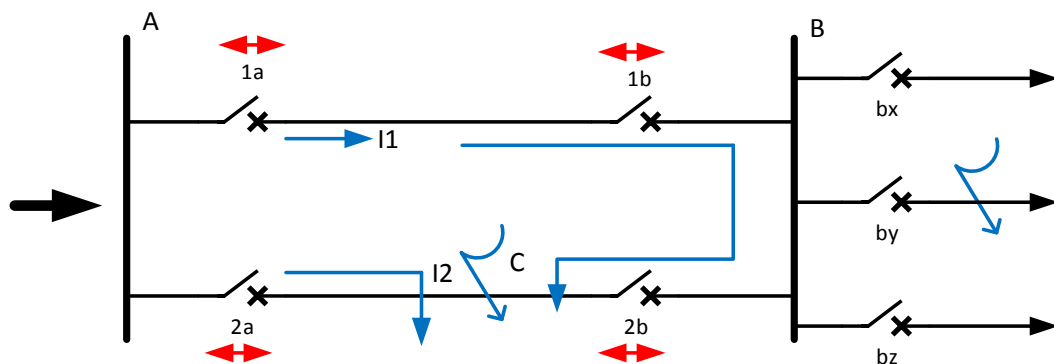
[Ec. 43]

Una vez ha disparado el interruptor del circuito (2), en el circuito (1) aumentará, (en mayor o menor grado) la corriente y; si el cortocircuito no se elimina de una manera natural, disparará el interruptor del circuito (1) al actuar su protección de sobrecorriente.

En el momento que esto se produzca, la subestación B quedará sin alimentación, con la consiguiente pérdida de mercado y los problemas inherentes a toda interrupción de servicio.

Supóngase que en la subestación B las entradas están provistas de relés de sobrecorriente no direccional.

Figura 24. **Detalle de distribución de corrientes**



Fuente: elaboración propia.

En primer lugar, los ajustes de sobrecorriente de cada una de las protecciones 1b y 2b deben ser superiores a cada una de las salidas bx, by y bz.

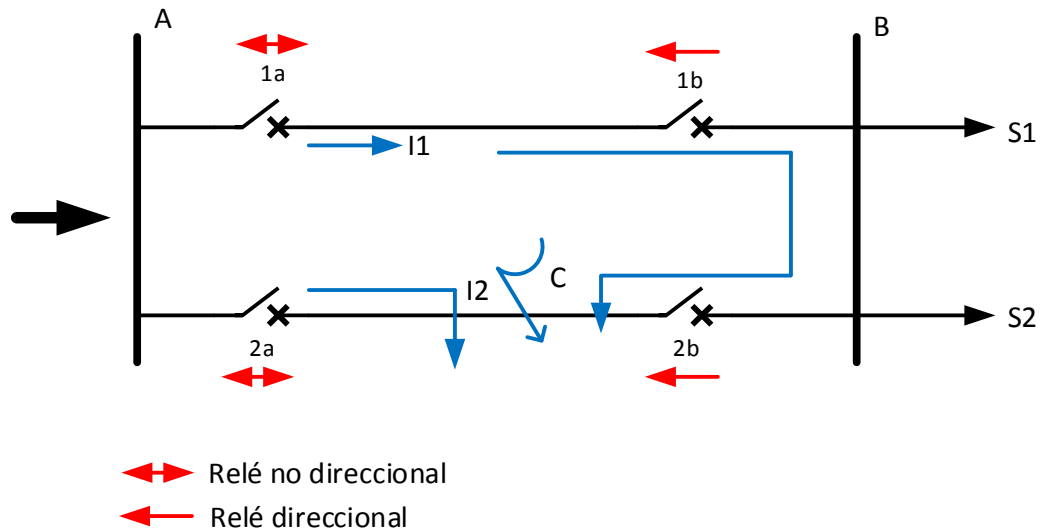
bz, ya que, de otro modo, un cortocircuito, por ejemplo, en la salida by, podría provocar el disparo de los interruptores 1b y 2b.

Por otro lado, no existiría selectividad entre las protecciones 1b y 2b; en caso de cortocircuito en uno de los circuitos alimentadores, por ejemplo, el (2), la corriente que circula a través de las protecciones 1b y 2b sería prácticamente la misma y se produciría el disparo de ambos interruptores ya que, evidentemente, los ajustes de sus protecciones serían idénticos.

En la práctica, la protección de este tipo de circuitos se confía a un equipo de sobrecorriente direccional, cuya actuación precisa, además de que se supere el ajuste de intensidad, que la potencia circule en una dirección determinada.

Suponiendo que se instalan protecciones de sobrecorriente direccional en los interruptores 1b y 2b de la figura 24 igual que sucedía en el caso mostrado en la figura 23, parte de la corriente de cortocircuito proveniente de A pasará a través de los relés 1b y 2b; solo el relé 2b detectará una circulación de potencia en el sentido que ha sido ajustado y disparará su interruptor propio; quedando el cortocircuito alimentado a través del interruptor 2a hasta que dispare su correspondiente protección de sobrecorriente. El servicio no se interrumpe ya que el circuito (1) permanecerá conectado en sus extremos.

Figura 25. Esquema con relés de sobrecorriente direccionales



Fuente: elaboración propia.

Al establecer las selectividades de estos relés direccionales con el resto de protecciones, no será necesario tener en cuenta los valores de ajuste de las salidas S1 y S2 de la instalación (B), dado que para cualquier falla que se produzca en ellas los relés direccionales instalados en 1b y 2b la verán en contra dirección y no operarán. No sucede lo mismo con los ajustes de 1a y 2^a; por lo que se deberán establecer las correspondientes selectividades con los mismos criterios que si se tratan de relés de sobrecorrientes no direccionales.

Principio de una protección de sobrecorriente direccional:

Una protección de este tipo suele dividirse en dos elementos:

- Un elemento direccional, que controla el sentido de la circulación de potencia.

- Un elemento de sobrecorriente, que controla la magnitud de la corriente.

El elemento direccional permite la actuación del elemento de sobrecorriente cuando la corriente (es decir, la potencia) circula en un sentido determinado.

4.2. Protección de distancia

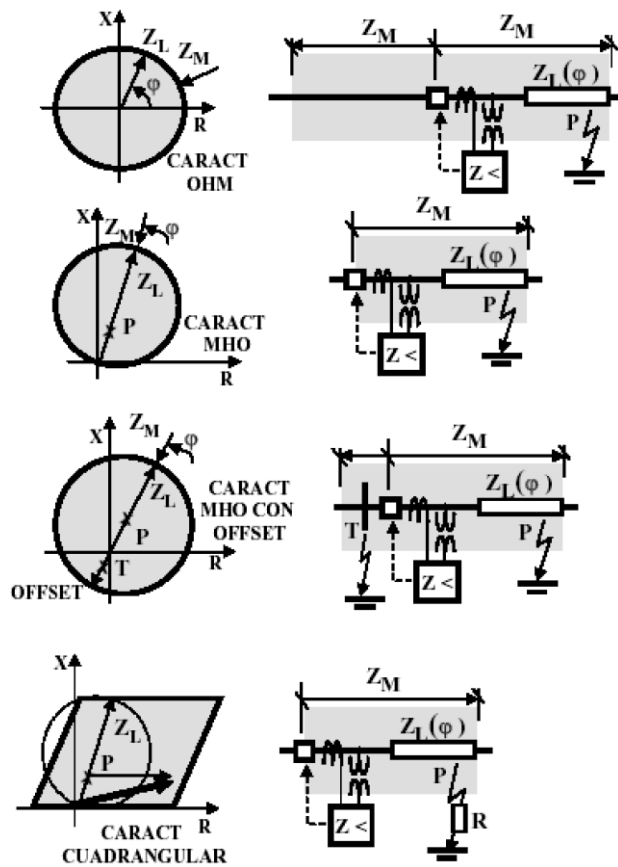
Con el nombre genérico de protección de distancia se conoce toda una gama de relés cuya unidad de medida actúa en función del valor de la impedancia por fase del elemento protegido. Probablemente, la denominación correcta sería la de relé de mínima impedancia o relé de mínima reactancia. Sin embargo, dado que el principal campo de aplicación de estos relés lo constituyen las líneas de transmisión y que la impedancia o la reactancia de una línea son proporcional a su longitud, ha venido a denominarse relés de distancia.

El relé disparará cuando detecte una impedancia menor a la ajustada. Existen varias curvas características para detectar las fallas:

- Característica Ohm: no aporta direccionalidad y ve fallas hacia atrás. Se suele utilizar para la protección de generadores.
- Característica Mho: el diámetro de la curva está orientado según el ángulo de la línea a proteger. Sólo detecta fallas hacia delante.
- Característica Mho con *offset*. Igual a la anterior, pero ve también hacia detrás. Para protección de barras de subestaciones.

- Característica cuadrangular (cuadrilateral): amplía el alcance para faltas resistivas.

Figura 26. Curvas características de la protección de distancia



Fuente: HERNANDEZ GUERREIRO, Fernando. *Diseño y ajustes de protecciones en una subestación de alta tensión*. p. 59.

La protección, al entrar en la zona de actuación, tiene temporización fija. Estos relés suelen tener varias zonas de actuación, vigilando varias líneas a la vez. El inconveniente de esta protección es que pueden ocurrir dos tipos de errores:

- Error de sobrealcance: el relé actúa con fallas externas a su zona de actuación. Se produce por transitorios de corriente durante las fallas que producen actuaciones incorrectas.

$$I_{medida} > I_{real} \rightarrow Z_{medida \text{ por el relé}} < Z_{real}$$

- Error de subalcance: el relé no actúa con fallas internas a su zona de actuación. Se produce por:
- la saturación de transformadores de corriente

$$I_{medida} < I_{real} \rightarrow Z_{medida \text{ por el relé}} > Z_{real}$$

- Error de medida en transformadores capacitivos

$$U_{medida} > U_{real} \rightarrow Z_{medida \text{ por el relé}} > Z_{real}$$

Para conseguir coordinación de primera zona de los relés de ambos extremos de una línea y evitar apertura de líneas por fallas externas, se establece una comunicación entre los relés.

Figura 27. **Comunicación entre relés de extremos de línea**



Fuente: HERNANDEZ GUERREIRO, Fernando. *Diseño y ajustes de protecciones en una subestación de alta tensión*. p. 59.

Cada relé informa al otro si captó la falta en zona 1 o zona 2. Esto permite:

- En faltas internas: ambos relés reducen su tiempo de actuación a $t=0$
- En faltas externas: ambos relés se bloquean y ninguno actúa

Con la comunicación se mejora la selectividad de las protecciones, permite distinguir cuando la falla se ha producido dentro o fuera de la zona de protección.

Tipos de comunicación:

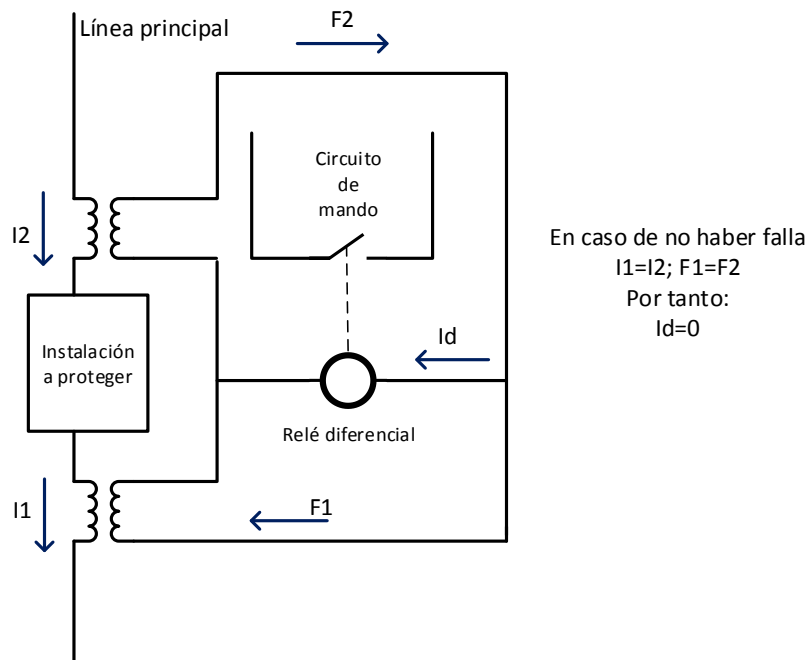
- 1.- Sistemas de protección en subalcance (PUTT)
 - con teledisparo
 - permisivo
 - con aceleración

- 2.- Sistemas de protección en sobrealcance (POTT)
 - permisivo
 - a bloqueo
 - a desbloqueo

4.3. Protección diferencial de línea 87L

Las protecciones diferenciales constituyen sistemas de protección absolutamente selectivos o cerrados; es decir, sistemas en los cuales la operación y la selectividad dependen únicamente de la comparación de las intensidades de cada uno de los extremos de la zona protegida.

Figura 28. Esquema de protección diferencial



Fuente: elaboración propia.

Las protecciones diferenciales están basadas en la primera ley de Kirchhoff, que dice que la suma de todas las corrientes que llegan a un nodo debe ser cero, figura 28.

Si se considera el elemento que hay que proteger como un nodo y se instalan transformadores de corriente en cada una de las entradas-salidas (2, 3,..., n), la protección puede ser un simple relé de sobrecorriente que ordene disparo en el momento en que esta suma no sea cero.

Cuando se desea aplicar una protección diferencial como el de la figura 28 a una línea de transmisión, resulta inoperativo la rama diferencial en el punto medio exacto del recorrido de la línea. Por otra parte, no se puede colocar el relé en uno de los dos extremos de la línea, pues las diferencias de longitud de cable del secundario de los CTs del inicio de la línea y de los CTs del final darían lugar a caídas de tensión diferentes; por lo que en caso de servicio normal se tendría una corriente circulante por la rama diferencial.

Para solventar el problema se instalan dos relés: uno al comienzo y otro al final, enlazados por un canal de comunicación (normalmente fibra).

En condiciones normales, es decir, sin anomalía en la zona comprendida entre los transformadores de corriente, la corriente pasa a través del elemento protegido.

Lo mismo ocurre en el circuito secundario de los transformadores. El equilibrio entre ambas corrientes secundarias no produce ninguna corriente en el circuito diferencial donde está instalado el relé de corriente.

Naturalmente esto es solo teoría. Los transformadores de corriente tienen errores de transformación, en módulo y ángulo, no siempre despreciables.

En el caso de falla externa, las corrientes de cortocircuito pueden ser muy superiores a las normales. Por consiguiente, también los errores se multiplican. Esto lleva a la conclusión de que el relé diferencial debe tener un ajuste mínimo que garantice la estabilidad de la protección en ocasión de cortocircuitos externos.

Para solventar el problema se instalan dos relés, uno al comienzo y otro al final, enlazados por un canal de comunicación (normalmente fibra).

Existe otro fenómeno que también puede influir sobre este tipo de protecciones: la saturación de los transformadores de corriente. Esta saturación puede producirse bien por la propia magnitud de la corriente de cortocircuito o por la posible componente asimétrica en la forma de onda. La desigual respuesta de los transformadores produce falsas corrientes diferenciales. Para este problema existen varias soluciones. La primera de ellas consiste en temporizar el disparo del relé diferencial el tiempo suficiente (del orden de 0,5-0,8 s). Esta solución es inaceptable cuando la protección se aplica a equipos de gran responsabilidad y costo (transformadores y generadores), ya que el mantener 0.5 s un posible cortocircuito interno puede dar lugar a grandes desperfectos.

Una segunda solución es disponer de un relé diferencial extra rápido, capaz de decidir si debe o no actuar dentro de los 5 ms siguientes al cortocircuito, cuando aún no se ha producido la saturación en los transformadores de corriente.

Si se produce una falla externa, la corriente diferencial tiende a ser nula, a excepción del caso de que se lleguen a saturar los transformadores de corriente por lo que la protección podría ver la falla como una falla interna produciéndose disparos incorrectos. Para ello se utiliza la pendiente de frenado de la protección.

No se debe olvidar que, en caso de un transformador, el relé diferencial tiene a uno y otro lado distintas relaciones de transformación.

4.4. Protección de sobrevoltaje y bajo voltaje

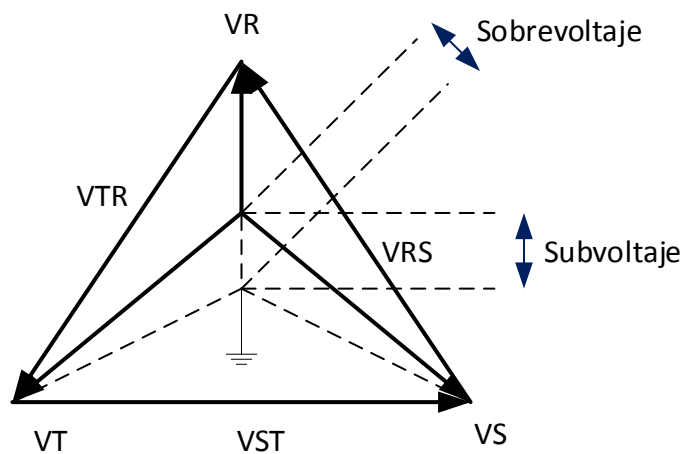
Existen elementos ciertamente sensibles a las sobrevoltajes; por ejemplo, transformadores, generadores, batería de condensadores, etc. En contrapartida, existen elementos que no deben funcionar a voltajes muy inferiores a la nominal, como motores, reguladores, etc.

Las protecciones de sobre y bajo voltaje operan en un tiempo prudencial, permitiendo la posible corrección de la desviación de la magnitud nominal que intentarán efectuar los dispositivos reguladores. Por consiguiente, es usual utilizar relés a tiempo inverso o relés a tiempo independiente con tiempo de operación comprendidos entre 2 s y 20 s. El disparo instantáneo solo se emplea en aquellos casos en los que la sobre voltaje es de gran magnitud.

Los relés empleados para la detección de sobre y bajo voltaje son, básicamente los mismos que los descritos para las protecciones de sobrecorriente, sustituyendo las bobinas amperimétricas por voltimétricas. No obstante, debería matizarse que en los relés de sobretensión es muy importante el factor de reposición.

Los relés deberán conectarse a los transformadores de medida entre fases, especialmente, cuando el sistema está puesto a tierra y se desean tiempos de operación muy cortos. De esta forma, el relé no se verá afectado por las sobretensiones que se producen en las fases sanas en el caso de falta monofásica a tierra, ni por el descenso de tensión en la fase afectada mientras dura la falla. Hay que tener en cuenta que, en la práctica, aunque el neutro está conectado efectivamente a tierra siempre hay una cierta impedancia que, en caso de falla, da lugar a un desplazamiento de las tensiones de las fases sanas.

Figura 29. **Falla monofásica RN en un sistema puesto a tierra. Las fases sanas**



Soportan una sobrevoltaje, mientras que la fase afectada sufre una subvoltaje.
Los voltajes entre fases se mantienen estables.

Fuente: elaboración propia.

4.5. Verificación de sincronismo

Relé de verificación de sincronismo para comprobar las condiciones al cierre o recierre del interruptor.

Escenarios para verificación de sincronismo

- Barra viva-línea viva
- Barra viva-línea muerta
- Barra muerta-línea viva

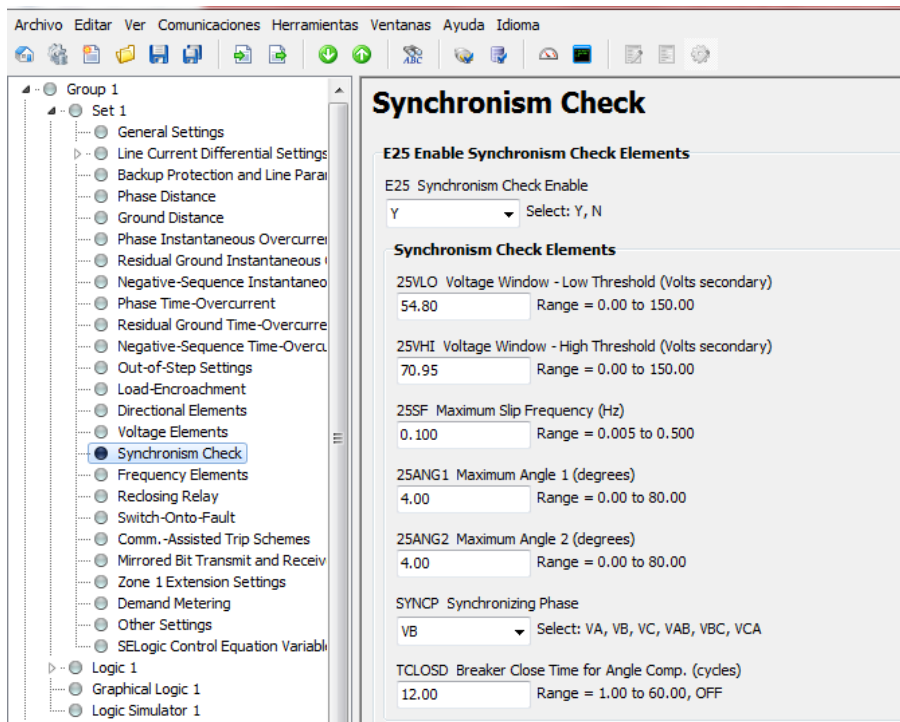
Elementos verificados

- Magnitud de voltaje
- Ángulo de fase
- Frecuencia

Si al momento de cierre por maniobra o de recierre no se reúnen las condiciones de magnitud, ángulo y frecuencia, el interruptor no cerrará.

Ejemplo de ajustes para la verificación de sincronismo para un relé SEL-311L.

Figura 30. **Ajuste típico de sincronismo para una línea de 69kv con relación de PTs 600**



Fuente: elaboración propia, empleando Software AcSEerator QuickSet.

La conexión de sistemas fuera de sincronismo equivale a un cortocircuito trifásico cuyas proporciones dependerán de las diferencias entre las tensiones en el momento de la conexión, así como de las potencias de cortocircuito de los dos sistemas independientes.

4.6. Función de recierre

Observando los historiales de fallas en líneas de transmisión, se concluye que en mayoría son de naturaleza transitoria, por lo cual, se puede considerar

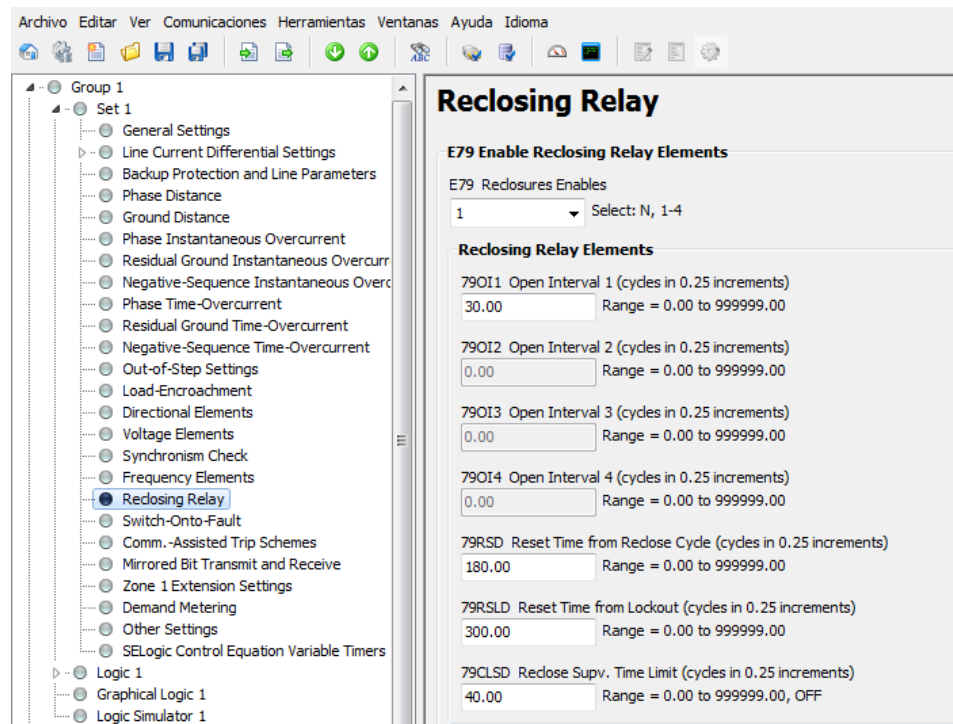
que las líneas pueden ser restablecidas y puestas en servicio automáticamente si se deja habilitado, la función del recierre en el relé.

Ajustes típicos para el recierre en líneas de transmisión de 69 Kv y 230 Kv.

- Para las líneas de 69 KV tienen disparo tripolar con recierre para fallas monofásicas
- Para las líneas de 230 KV tienen disparo monopolar con recierre para fallas monofásicas

Ejemplo: ajustes para habilitar recierre para un relé SEL-311L.

Figura 31. **Ajuste típico de recierre para una línea de 69kv**



Fuente: elaboración propia, empleando Software AcSElerator QuickSet.

4.7. Protección de frecuencia

En los sistemas eléctricos de corriente alterna, la frecuencia es una de las magnitudes que definen la calidad del servicio y para mantener estable su valor nominal es necesario que exista, permanentemente, un equilibrio entre la generación y el consumo.

En caso de romperse este equilibrio, se hace necesario tomar acciones inmediatas sobre la red y para ello se utilizan relés de sobre o subfrecuencia.

Los relés de diseño electrónico no presentan los problemas de los relés electromagnéticos y los han relegado totalmente. Entre las limitaciones que presentaban los relés electromagnéticos cabe destacar:

- Poca precisión en el ajuste del valor de actuación. Escalones de 0,2 a 0,6 Hz.
- Tiempo de actuación dependiente del voltaje y de la velocidad de variación de la frecuencia.
- Variaciones de la sensibilidad del relé en función del voltaje aplicado.

Para la medida de la frecuencia de una onda de tensión no es necesario digitalizar la onda, sino que basta con detectar los pasos por cero. Esta característica tan sencilla de los relés de frecuencia es lo que ha permitido que sean la primera generación de relés que se hayan podido adaptar a la tecnología del microprocesador.

5. EQUIPOS ASOCIADOS A LAS PROTECCIONES

Se consideran como tales aquellos que suministran la información o realizan las operaciones necesarias para que las protecciones puedan llevar a cabo su cometido.

5.1. Transformadores de instrumento

En general, las magnitudes que se deben controlar o medir son voltaje y corrientes elevadas; por ello, cuando se inició el uso de la corriente alterna, se utilizaron transformadores de medida para obtener la separación galvánica de los circuitos, los aparatos de medida y las protecciones respecto a la alta tensión, y reducir los valores de la corriente y voltaje a valores más manejables. En función de su utilización, se clasifican en:

- Transformadores de corriente (CTs)
- Transformadores de voltaje (PTs)

Las principales características que cabe considerar en la elección de un transformador de medida son:

- Dimensionamiento del aislamiento para la tensión de utilización y la ubicación.
- Precisión de la reproducción de la magnitud primaria.
- Calentamiento del equipo y capacidad de sobrecarga.

5.1.1. Transformadores de corriente

Son transformadores de instrumento en los cuales la corriente secundaria es, en condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la intensidad primaria, desfasada con relación a la misma en un ángulo próximo a cero, para unas conexiones apropiadas.

Son muy parecidos a un transformador de potencia monofásico, aunque presentan ciertas diferencias fundamentales:

- El primario está dispuesto en serie con el circuito principal, mientras los de voltaje lo están en paralelo.
- La corriente primaria es, en todo momento, independiente de la carga conectada en el secundario.
- La carga secundaria debe ser mínima, funcionando con el secundario en condiciones similares a las de cortocircuito.

Los CTs se deben clasificar según se utilicen para protección o medida.

Estos últimos deben mantener su precisión hasta un nivel de corriente próximo a la nominal, y es conveniente que se saturen rápidamente cuando esta se sobrepase, con objeto de proteger los elementos de medida. En cambio, cuando se trate de protección, la precisión debe existir tanto para corriente bajas como altas, dado que estas últimas son las que indican la existencia de falla en la red. Por tanto, no podrán utilizarse CTs de medida para protección ya que, en caso de una falla, la información que suministrarían no sería correcta. En caso contrario, consiste en conectar aparatos de medida a

transformadores de corriente de protección, es posible, teniendo en cuenta que en el caso de existir una falla el aparato de medida recibirá una corriente muy elevada que puede llegar a desajustarlo o incluso averiarlo.

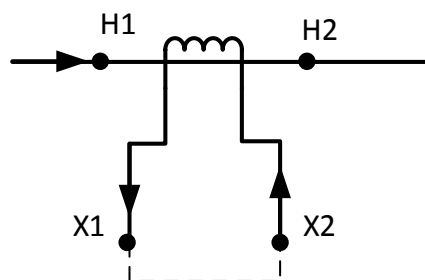
En el caso de que se necesiten varios transformadores de corriente, de protección, de medida o combinaciones a ambos tipos, por razones de economía se montan todos ellos en un mismo contenedor.

A este tipo de transformadores se les denomina de forma impropia CTs con varios secundarios, cuando en realidad son varios CTs con sus correspondientes núcleos magnéticos independientes. En el caso de conectar varios circuitos secundarios a un mismo núcleo, la corriente suministrada sería una función de las cargas conectadas en ellos.

5.1.1.1. Polaridad y conexiones

Las polaridades relativas de las terminales primarias y secundarias del CT estas identificadas, sea por marcas de polaridad o por los símbolos H1 y H2 para las terminales primarias y X1 y X2 para las terminales secundarias.

Figura 32. **Marcas de polaridad en un CT**



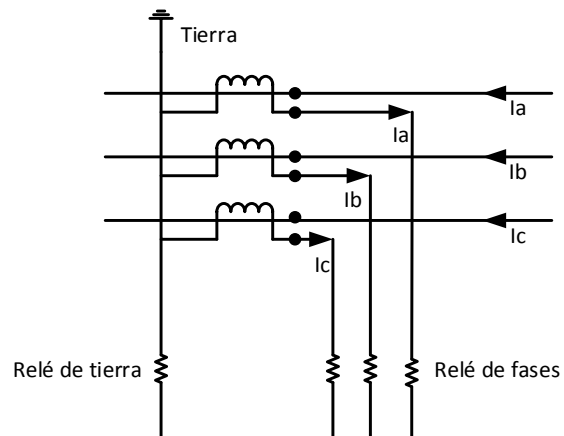
Fuente: RAMIREZ ALANIS, Margil S. *Protección sistemas eléctricos de potencia*. p. 80.

La marca de polaridad indica que tanto H1 y X1 están en desfasados con un ángulo muy cercano a cero.

- Conexión estrella

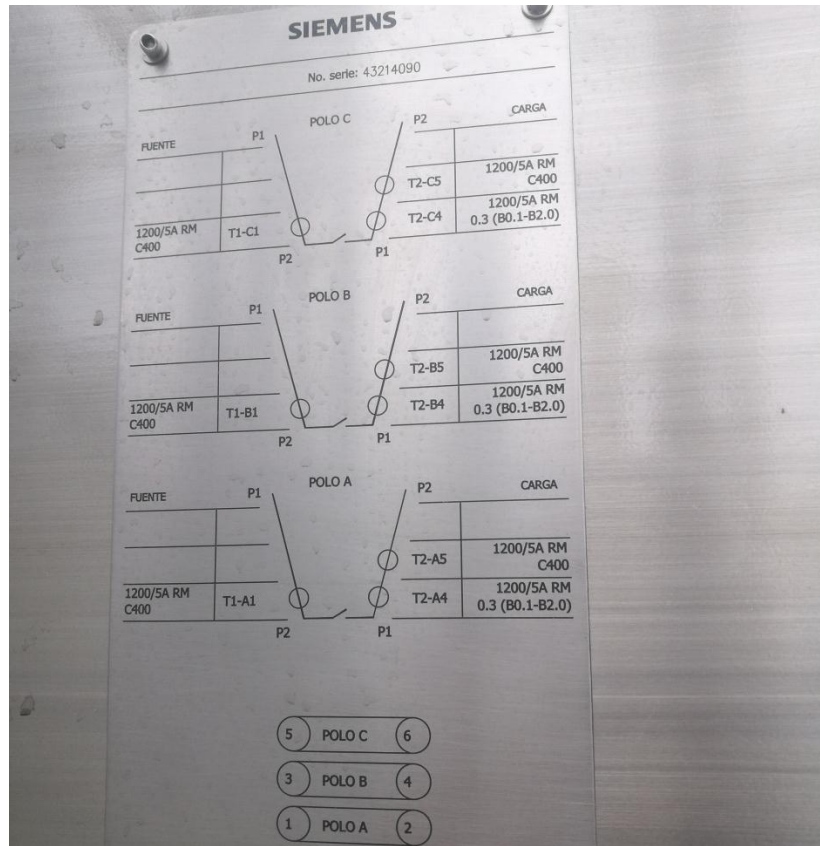
Los CTs se conectan en estrella según sea necesario, figura 33.

Figura 33. **Diagrama de conexiones para CTs conectados en estrella**



Fuente: RAMIREZ ALANIS, Margil S. *Protección sistemas eléctricos de potencia*. p. 81.

Figura 34. **Distribución de CTs dentro de un interruptor SIEMENS**



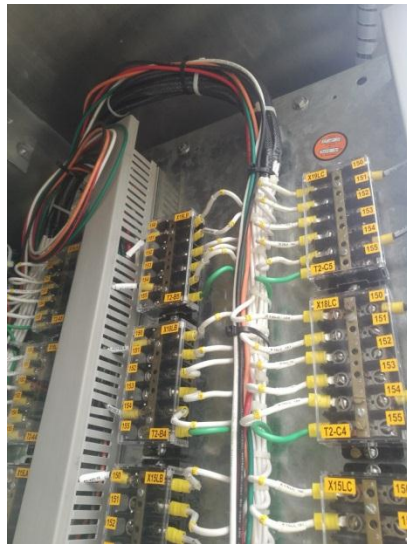
Fuente: elaboración propia.

Figura 35. **Ubicación física de CTs dentro de un interruptor SIEMENS**



Fuente: elaboración propia.

Figura 36. **Conexión lado secundario de CTs dentro de un interruptor SIEMENS**

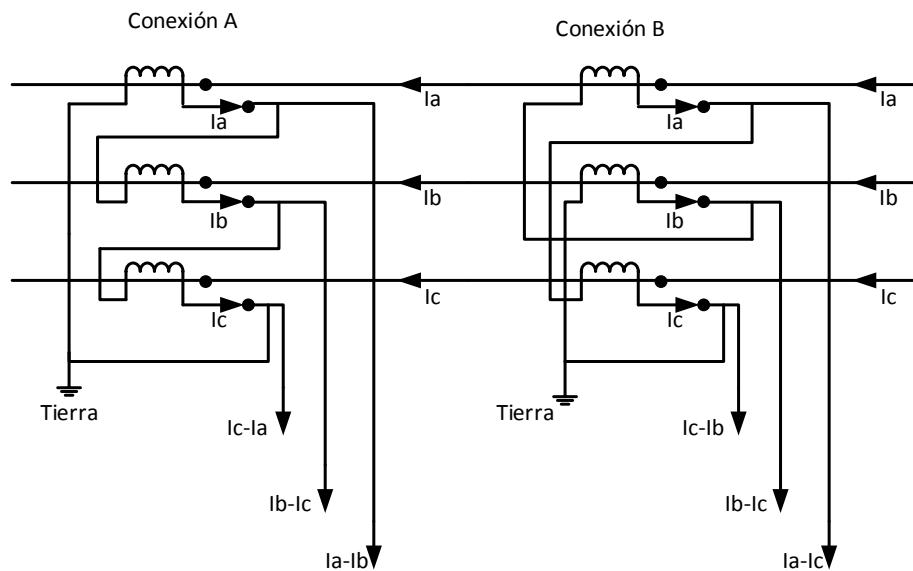


Fuente: elaboración propia.

- Conexión delta

Con los CTs conectados en delta, son posibles 2 conexiones, como se muestra en la figura 37. En los términos de las componentes de secuencia de fase I_a, I_b, I_c son las mismas que para los CT conectados en estrella.

Figura 37. **Conexión delta de CTs**



Fuente: RAMIREZ ALANIS, Margil S. *Protección sistemas eléctricos de potencia* página. p. 81.

5.1.2. Transformadores de voltaje

Son transformadores de instrumento en los cuales el voltaje secundario es, en condiciones normales de uso, prácticamente proporcional al voltaje primario, desfasada con relación a la misma en un ángulo próximo a cero, para unas conexiones apropiadas.

Estos transformadores a diferencia de los de corriente, están conectados en paralelo en los puntos que se quiere medir la diferencia de tensión.

Los transformadores de tensión se dividen en dos grandes grupos:

- Transformadores electromagnéticos
- Transformadores capacitivos

La ventaja principal de los segundos respecto a los primeros es puramente económica, pues el precio de los transformadores electromagnéticos para tensiones superiores a los 110 kV se incrementa de forma importante respecto a los capacitivos; estos, por el contrario, presentan ciertas limitaciones de respuesta ante fenómenos transitorios, pero su uso en las redes de A.T y de M.A.T está muy extendido. Otra ventaja de los capacitivos es que permiten la inyección de señales de alta frecuencia para comunicaciones.

En los transformadores de voltaje no existe diferencia entre los devanados de medida y protección, ya que, en el peor de los casos, la máxima tensión a la que puede quedar sometido el PT es la tensión compuesta de la red, lo que no presenta problemas de precisión.

5.2. Interruptores

El interruptor es el que en definitiva materializa las órdenes de conexión y/o desconexión ordenadas por las protecciones y automatismos.

La misión de los interruptores es doble:

- Unión o separación de redes o instalaciones en el caso de maniobras

- Separación de las zonas averiadas en el menor tiempo posible

En este segundo caso se produce, durante una falla, un elevado incremento de la corriente que, aunque de breve duración, puede causar daños enormes al aparellaje. De aquí se deduce que, al igual que las protecciones, también los interruptores deben actuar en el menor tiempo posible.

Un interruptor básicamente consta de:

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

Desde el punto de vista de la protección, con independencia de la tecnología utilizada para la construcción, las dos características principales que debe satisfacer el interruptor son:

- Rapidez de separación de los contactos principales, con el fin de minimizar el tiempo para llevar a cabo la apertura. Cuando el relé da la orden de apertura para aislar la falla se activa el circuito de disparo y, y como consecuencia de ellos los contactos empiezan a separarse. Sin embargo, la separación inicial de los contactos no implica la inmediata apertura del circuito, ya que en los primeros instantes se crea un arco que mantiene la circulación entre los contactos. La interrupción se produce en el primer paso de la intensidad por cero, pero, si en ese instante la separación de los contactos no es suficiente, el voltaje entre ellos hace que se establezca de nuevo el arco. La interrupción definitiva, y consecuentemente la apertura del circuito, se produce en posteriores pasos de la corriente por cero, ya que entonces los contactos han tenido tiempo de separarse lo suficiente para impedir el recibido del arco. Cuanto mayor sea la velocidad con que se separen los contactos, menor será el tiempo necesario para alcanzar la distancia que garantice la apertura del circuito. A nivel orientativo se puede señalar normal que la interrupción definitiva se produzca en el segundo o tercer paso de la corriente por cero.
- La capacidad de interrupción suficiente para garantizar la interrupción de la máxima corriente de cortocircuito que puede producirse en el punto en que está instalado el interruptor. La capacidad de interrupción está íntimamente ligado a la capacidad que debe tener el medio dieléctrico para desempeñar también la función de medio refrigerante, ya que debe ser capaz de canalizar hacia el exterior la energía liberada en el proceso de extinción del arco. En líneas de AT es habitual que para aumentar el poder de corte se utilicen varias cámaras de extinción en serie, cuyos contactos deben operar de manera sincronizada. Este hecho no introduce ninguna modificación desde el punto de vista de la protección,

ya que esta da en todos los casos una orden única de actuación y es el interruptor quien debe incorporar los mecanismos necesarios para asegurar la sincronización.

En líneas aéreas es muy habitual que las causas que provocan una falla tengan un carácter transitorio, es decir, que desaparezcan tras haberla originado y haberse despejado la falla. Por esta razón en la protección de líneas aéreas se emplea la maniobra de recierre. Transcurrido un tiempo prudencial tras haberse producido una falla y haberse realizado un disparo monofásico o trifásico para despejarla, la maniobra de recierre consiste en volver a cerrar el circuito mediante el cierre monofásico o trifásico correspondiente. El tiempo de espera desde que se abre el interruptor hasta que se vuelve a intentar su cierre es necesario para desionizar el medio contenido en la cámara de extinción. Si las causas son de carácter transitorio el recierre se producirá con éxito y el sistema continuará funcionando satisfactoriamente habiendo tenido un tiempo mínimo de indisponibilidad. Si, por el contrario, las causas que originaron la falla aún persisten la protección volverá a ordenar el disparo de los interruptores.

En ocasiones, sobre todo en redes de distribución, se programa varios intentos de recierre, separados entre sí por intervalos de tiempos crecientes, con el fin de asegurarse de que las causas que motivaron las fallas no han desaparecido por sí solas al cabo de cierto tiempo. Para tener una idea del orden de la magnitud de los tiempos programados habitualmente cabe citar que, en línea de distribución, el primer intento de recierre se realiza tras un tiempo aproximado de 0,2 segundos y los otros dos o tres intentos de recierre sucesivos, en caso de ser necesarios, se realizan entre los 10 y 150 segundos.

Por tanto, la protección controla tanto el circuito de disparo como el circuito de cierre automático del interruptor. Cuando la importancia de las

instalaciones o equipos protegidos así lo justifica, los circuitos de control se instalan por duplicado para asegurar, por ejemplo, que, aunque se produzca una avería que inutilice el circuito de disparo principal, la apertura del interruptor quede garantizada por la actuación del circuito de disparo de reserva.

5.3. Fuentes de alimentación auxiliar

Son elementos fundamentales dentro del sistema de protección, cuya finalidad es suministrar energía a determinados circuitos para que éstos puedan llevar a cabo sus cometidos.

La fuente de alimentación primaria es la propia tensión alterna disponible en la instalación. Al no poder garantizarse la continuidad del servicio en el 100 % del tiempo, las instalaciones importantes disponen de grupos electrógenos que entran en servicio cuando la fuente de alimentación primaria se queda a cero, alimentando los circuitos considerados como prioritarios.

A pesar de estas precauciones, es necesario almacenar energía en la instalación para la maniobra de los interruptores y los dispositivos complementarios que deben accionarse con la red perturbada.

La fuente de energía que se utiliza para el mando de los interruptores es, casi siempre, una tensión continua normalizada (normalmente 125 VDC), utilizada también para alimentar los relés estáticos o los electromecánicos complejos (protecciones de distancia) por la ventaja de poderse almacenar en baterías de acumuladores.

La fuente de tensión auxiliar está formada por un conjunto batería-cargador, en el cual el cargador es un rectificador alimentado por la red alterna

mencionada anteriormente, encargados de suministrar la tensión continua a la carga y a las baterías de acumuladores. Estas últimas pueden ser de dos tipos:

- Baterías de plomo (electrolito ácido)
- Batería de níquel-cadmio (electrolito alcalino)

Figura 38. **Banco de baterías montados sólidamente**



Fuente: elaboración propia.

5.4. Equipos de señalización

La finalidad de estos equipos es suministrar la información básica que permite analizar el comportamiento de las protecciones y aparatos de interrupción y maniobra.

Lo más usual en instalaciones poco complejas es el clásico equipo de señalización por medio de lámparas. En caso de incidente, suena una alarma

acústica y se iluminan las lámparas correspondientes a los relés e interruptores que han actuado.

El operador toma nota de las lámparas encendidas y, acto seguido, pulsa el botón de borrado.

Conforme las instalaciones crecen en complejidad, se hace necesario no sólo instalar protecciones más sofisticadas; también, equipos de señalización acordes con las circunstancias. Para estos casos son útiles los registradores cronológicos y los equipos oscilográficos.

El registrador cronológico sustituye los equipos de señalización de lámparas, con la particularidad de que el operador ya no debe tomar nota de las señales aparecidas en caso de incidente. Su gran ventaja es que las señales se registran sobre el papel de forma cronológica, con tal precisión que permite analizar con todo pormenor el incidente.

Un equipo oscilográfico permite, con la ayuda de su memoria mecánica o electrónica, visualizar las magnitudes de voltaje y corrientes antes, durante y después del incidente. Otras líneas de registro permiten controlar el estado (abierto o cerrado) de interruptores y la actuación de relés de protección.

5.5. Equipos de comunicación asociados a las protecciones

El progresivo aumento de las cargas en las redes eléctricas y los efectos de los cortocircuitos sobre los grandes grupos de generación van imponiendo unos tiempos de eliminación de las fallas imposibles de obtener sin la utilización de protecciones de tipo cerrado, esto es, con intercambio de información entre los extremos del elemento protegido.

Cuando estos elementos tienen los interruptores próximos, como en el caso de transformadores, este intercambio se puede realizar fácilmente, pero en casos, por ejemplo, de líneas, en que sus extremos están a gran distancia es necesario establecer enlaces de telecomunicación, en cuyo caso el sistema de protección puede considerarse compuesto por las siguientes partes:

- Equipo de protección
- Equipo de teleprotección
- Equipo de comunicación

En función del tipo de información que deba transmitirse, los sistemas de teleprotección se clasifican en analógicos y lógicos.

Los sistemas analógicos son aquellos en los que se transmite una información analógica entre los dos extremos para ser comparada con la información local (comparación de fases, diferencial, etc).

En los sistemas lógicos se utiliza la señal transmitida como información auxiliar para las protecciones.

A su vez, las teleprotecciones se clasifican en:

- Bloqueo. Cuando la señal que se transmite sirve para impedir el disparo de la protección.
- Permiso. La señal transmitida sirve para permitir la actuación de un relé cuyo disparo está eventualmente bloqueado.

- Orden. La señal transmitida sirve para la realización de un cambio en los ajustes de la protección.

Una aplicación especial de las comunicaciones es el teledisparo, en el cual la orden recibida actúa directamente sobre el interruptor sin estar condicionada a la actuación de las protecciones locales.

Los sistemas de telecomunicación pueden clasificarse en exclusivos, cuando se utilizan sólo para protección, y compartidos, cuando se utilizan para otros propósitos y conmutan toda la potencia para la teleprotección cuando es necesario.

Las vías empleadas son:

- Hilos piloto. Fue el primer medio de transmisión para el intercambio de información entre dos instalaciones, pero en la actualidad, su uso está limitado a zonas urbanas o distancias limitadas. Su principal ventaja es la simplicidad de los elementos de telecomunicación, que puede ser un simple contacto en el caso de transmitir señales de c.c. o c.a. a la frecuencia del sistema, o moduladores de señales de audiofrecuencia de 1 o 2 kHz, y en el caso de transmisión de señales analógicas, la utilización de la propia corriente o voltaje de los secundarios de los transformadores de instrumento.
- Ondas portadoras superpuestas a las líneas de A.T. Es un sistema de telecomunicación que utiliza las líneas de potencia como medio de transmisión. Debido a los ruidos producidos en las líneas (descargas, efecto corona, etc.), la relación señal/ruido que se tiene en los equipos de transmisión es más débil a medida que las longitudes de las líneas

crecen, por ello, es recomendable no utilizar este sistema para longitudes superiores a 200 km.

- Enlace por radio. Este sistema es independiente de los efectos de cortocircuito, pero se ve afectado por los fenómenos de polución, atmosféricos, etc. Tiene limitaciones por la orografía del terreno, lo cual obliga a instalar repetidores, con el consiguiente aumento de los tiempos de transmisión, coste y disminución de la fiabilidad.
- Enlace por fibra óptica. Una transmisión de este tipo está formada básicamente por un sistema transmisor óptico, una fibra óptica como medio de transmisión y un receptor óptico que recibe y demodula la señal. Los emisores son de diodos LED o semiconductores láser. Las principales ventajas de este tipo de enlace son su total inmunidad a interferencias electromagnéticas, total aislamiento galvánico, gran ancho de banda y velocidad de transmisión, y su bajo nivel de errores. En cuanto a sus desventajas, necesidad de repetidores para distancias superiores a 30 km y su elevado coste.

En un principio, el usuario de los sistemas de teleprotección desea un tiempo de transmisión muy corto, baja probabilidad de señales falsas, alta probabilidad de captura de la señal, potencia de transmisión mínima y ancho de banda lo más pequeño posible.

Es evidente que no se pueden dar estos requerimientos conjuntamente y lo lógico es establecer las relaciones equilibradas entre los diferentes parámetros.

Un tiempo de transmisión muy corto implica que el canal de teleprotección debe ser ancho (esto es debido a que el receptor puede ser influenciado por mucho ruido) y que el tiempo de proceso (o de decisión) de la señal recibida debe ser corto. Esto implica empeorar la fiabilidad y la seguridad.

Permitir tiempos más largos implica permitir un menor ancho de banda para la transmisión, mejorando la relación señal-ruido. Al disponerse de un mayor tiempo de decisión se reduce el número de errores y, por tanto, se mejoran las características del sistema.

5.6. Relé de protección

El relevador de protección, que usualmente es denominado simplemente relé o protección, es el elemento más importante del equipo o sistema de protección. En sentido figurado puede decirse que desempeña la misión de cerebro, ya que recibe la información, la procesa, toma las decisiones y ordena la actuación en uno u otro sentido.

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

- Acondicionamiento de señales
- Aplicación de funciones de protección
- Lógica de disparo

Las protecciones necesitan datos que, generalmente, no pueden ser proporcionados directamente por los transformadores de instrumento que los alimentan. Por esta razón la primera etapa consiste en acondicionar las señales

de entrada al formato que el relé necesita para su funcionamiento. Normalmente los datos de entrada son instantáneos de las magnitudes por fase (voltaje y/o corriente). A partir de ellos se determinan, en función de las necesidades específicas del relé, valores eficaces, valores máximos, componentes de secuencia, armónicos fundamentales o de orden superior, etc.

Una vez que la protección tiene los datos que necesita se procede a aplicar los criterios de decisión que le hayan sido implementados.

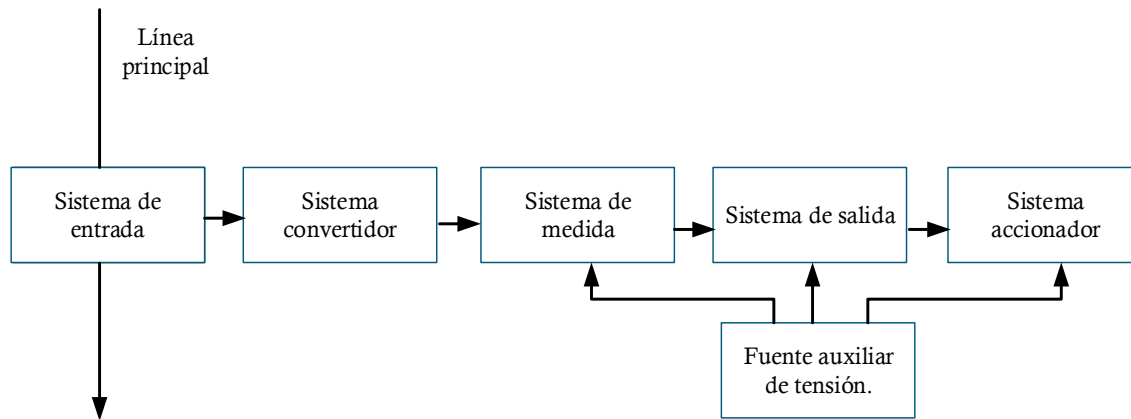
Los resultados proporcionados por las distintas funciones que integran la protección se analizan conjuntamente mediante la lógica de disparo, que es la responsable de tomar la decisión de cómo debe actuar la protección. Esta actuación se lleva a cabo mediante los circuitos auxiliares de control de los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

Asimismo, la protección gobierna otra serie de circuitos auxiliares de control que sirven, por ejemplo, activar alarmas, enviar información al despacho central de maniobras, etc.

5.6.1. Esquema básico de un relé de protección

Para su funcionamiento el relé básicamente consta de lo siguiente:

Figura 39. **Representación gráfica de la estructura básica de un relé**



Fuente: elaboración propia.

En esta representación gráfica se puede distinguir las siguientes partes:

- Sistema de entrada: por lo general, se trata de transformadores de corriente (CTs) o transformadores de voltaje (PTs), los cuales realizan el doble cometido de adaptar las señales procedentes de una perturbación a valores aptos (débil potencia) para los relés de protección y a la vez sirven de separación galvánica de las partes de alta y baja tensión.
- Sistema de conversión (conversión análogo-digital A/D): se encarga de convertir las señales recolectadas en el sistema de entrada para que puedan ser medidos por el sistema de medida. Algunas veces, las señales del sistema de entrada se reciben por el sistema de medida, por lo que se puede prescindir del sistema de conversión.

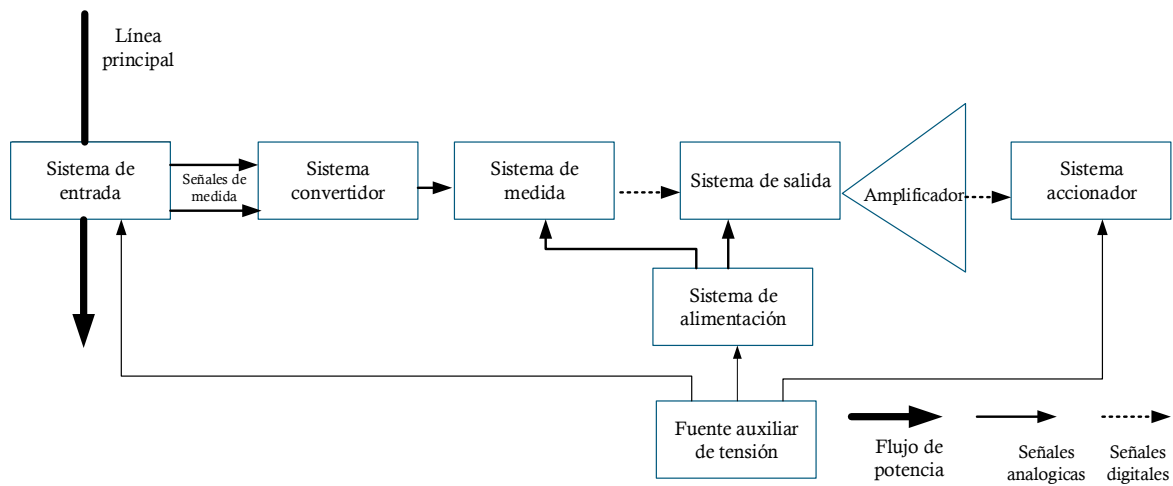
- Sistema de medida: en él se miden las señales de los sistemas anteriores, comparándolas con unos valores consiguos, decide cuándo debe de actuar la protección. Es el sistema más importante del relé.
- Sistema de salida: el objetivo es simplificar las señales de débil potencia procedentes del sistema de medida para lograr hacer funcionar los elementos actuadores de la protección (órganos accionados). Los sistemas de salida suelen ser contactores de mando, y actualmente elementos lógicos con sus correspondientes etapas de amplificación. Este concepto de sistema de salida también engloba a los elementos necesarios para aumentar el número de líneas de salida.
- Sistema accionador: consiste en bobinas de mando del interruptor (disparo y cierre) normalmente los interruptores tienen dos bobinas de disparo y una de cierre. Cuando esta bobina es accionada produce la apertura o cierre del interruptor correspondiente.
- Fuente auxiliar de voltaje: se encarga de alimentar al relé de protección. Esta fuente puede ser una batería de acumuladores, unos transformadores de voltaje, corriente o la propia red a través de sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS por sus siglas en ingles)

5.6.2. Relés electrónicos

Los relés electrónicos estáticos cumplen muy bien con la exigencia básica de un relé de protección. Esto es debido, principalmente, a la eliminación de elementos mecánicos los cuales introducen en la protección desgastes mecánicos innecesarios (mantenimiento nulo). El esquema básico de bloques

de un relé electrónico queda reflejado las pocas diferencias sobre el esquema básico de un relé de protección, excepto la inclusión de etapas de amplificación.

Figura 40. Diagrama de bloques de un relé electrónico



Fuente: elaboración propia.

5.6.3. Relé microprocesado

Los relevadores y sistemas digitales de protección han experimentado un desarrollo acelerado en los últimos años y han venido desplazando a los analógicos en la mayoría de aplicaciones. El desarrollo de los relevadores es un reflejo de la forma en que se ha desarrollado la electromecánica y la electrónica en los distintos países.

La introducción de la tecnología digital en el área de protección a sistemas eléctricos de potencia confiere a los relevadores y sistemas digitales de protección y, en particular de los microprocesados, ventajas definidas con respecto a sus similares analógicos. Estas ventajas son:

- El costo de los relevadores digitales es ya comparable con los relevadores analógicos, en algunos casos es menor, y tiende a decrecer.
- Los relevadores tienen capacidad de autodiagnóstico, lo que los hace más confiables que los analógicos.
- Estos relevadores son totalmente compatibles con la tecnología digital que se está introduciendo en las subestaciones.
- Tienen una gran flexibilidad funcional, que les permite realizar otras funciones, como la de medición, control y supervisión.
- Tienen capacidad de comunicación con otros equipos digitales de la subestación y el sistema.

Entre las desventajas se pueden mencionar:

- Hay un desarrollo insuficiente de las redes de comunicación, que limita las posibilidades que ofrece la capacidad de comunicación de los relevadores (aunque hoy en día está el protocolo IEC61850 que sirve para interoperabilidad de equipos).
- El hardware de los relevadores digitales cambia con gran velocidad, lo que dificulta su mantenimiento, (lo ideal es comprar relés modulares).

En diferentes países se trabaja en la solución de estos problemas, y los resultados son promisorios. Una prueba de ellos es que los relevadores digitales ya han demostrado su superioridad sobre los analógicos y son preferidos en la actualidad por la gran mayoría de ingenieros en protección.

- Particularidades de los relevadores digitales

Los relevadores digitales son sistemas microprocesadores interconectados con el sistema protegido que realizan tareas de tiempo real. Esto le confiere dos particularidades:

- La información sobre los valores de las señales eléctricas de entrada al microprocesador en instantes de tiempo discreto.
- El microprocesador solamente realiza operaciones aritméticas tales como suma, resta, multiplicación y división.

Esto trae, como consecuencia, la necesidad de resolver dos problemas. El primero de ellos consiste en que las señales discretas de entrada hay que convertirlas en operaciones matemáticas continuas, tales como la integración y la diferenciación: para ello hay que utilizar métodos de aproximación.

El segundo problema a resolver es la realización de dependencias funcionales complejas mediante operaciones aritméticas. Existen dos vías para la solución de este problema.

La primera variante es presentar las dos dependencias funcionales en forma tubular, y grabar esa información en memoria. La ventaja de este método es la velocidad de ejecución, pero tiene como desventaja una reducida precisión o una elevada utilización de la capacidad de memoria (en dependencias del número de valores que se almacenen)

La segunda variante consiste en aproximar las funciones complejas por series que solamente contengan operaciones aritméticas, tales como la serie de

Tylor. El subprograma de cálculo de la serie se graba en memoria, y ocupa menos espacio que una tabla, pero requiere mayor tiempo de ejecución, sobre todo cuando se requiere una alta precisión. En ocasiones es conveniente combinar ambas, lo que permite obtener una velocidad alta y una elevada precisión, con requerimientos de memoria no tan elevados.

5.6.3.1. Arquitectura de un relevador digital

En la figura 40 se muestra el diagrama de bloques general de un relevador digital, al relevador se aplican señales analógicas provenientes de los CTs y PTs, y señales discretas, que reflejan el estado de interruptores, cuchillas y otros relés. Estas señales reciben un procesamiento en los subsistemas correspondientes antes de su aplicación a la microcomputadora, que constituye el elemento principal del relevador. Las señales analógicas pasan adicionalmente a un conversor análogo-digital antes de entrar a la unidad central de procesamiento de la microcomputadora. Las señales discretas de salidas del relevador reciben procesamiento en el subsistema de salida discreta, que generalmente incluye relevadores electromecánicos auxiliares para proveerlos de salidas discretas de tipo contacto. El relevador realiza también la función de señalización de su operación (banderas) y su estado funcional mediante dispositivos (generalmente de tipo lumínico) visibles en su exterior. Los relevadores digitales disponen también de capacidad de comunicación con otros equipos digitales, mediante puertos de tipo serial y paralelo.

El subsistema de señales analógicas de un relevador digital tiene las siguientes funciones:

- Acondicionar las señales de corriente y voltaje provenientes de los CTs y PTs a voltajes adecuados para la conversión análogo-digital.
- Aislar eléctricamente los circuitos electrónicos del relé de los circuitos de entrada.
- Proteger el relé contra sobrevoltajes transitorios inducidos en los conductores de entrada por conmutación y otros procesos transitorios en el sistema primario o en los circuitos secundarios del esquema de protección.

El subsistema de entradas discretas tiene la función de acondicionar las señales para su aplicación al procesador (lo que puede incluir una fuente de alimentación auxiliar para sensor el estado de contactos) proveer el aislamiento eléctrico necesario entre las entradas y los circuitos electrónicos, y proteger al relé contra sobrevoltajes transitorios.

En la interfaz análogo-digital se lleva a cabo los procesos de muestreo y conversión análogo-digital de las señales analógicas.

El procesador del relevador digital es el encargado de ejecutar los programas de protección, de controlar diversas funciones de tiempo y de realizar tareas de autodiagnóstico y de comunicación con los periféricos. En el relevador se requieren distintos tipos de memoria; la memoria de acceso aleatorio (RAM) es necesario como buffer para almacenar temporalmente los valores de las muestras de entrada, para almacenar resultados intermedios en los programas de protección, y para almacenar datos para ser guardados posteriormente en memoria no volátil. Los programas del relevador se guardan en memoria de lectura solamente, de tipo no programable (ROM) o

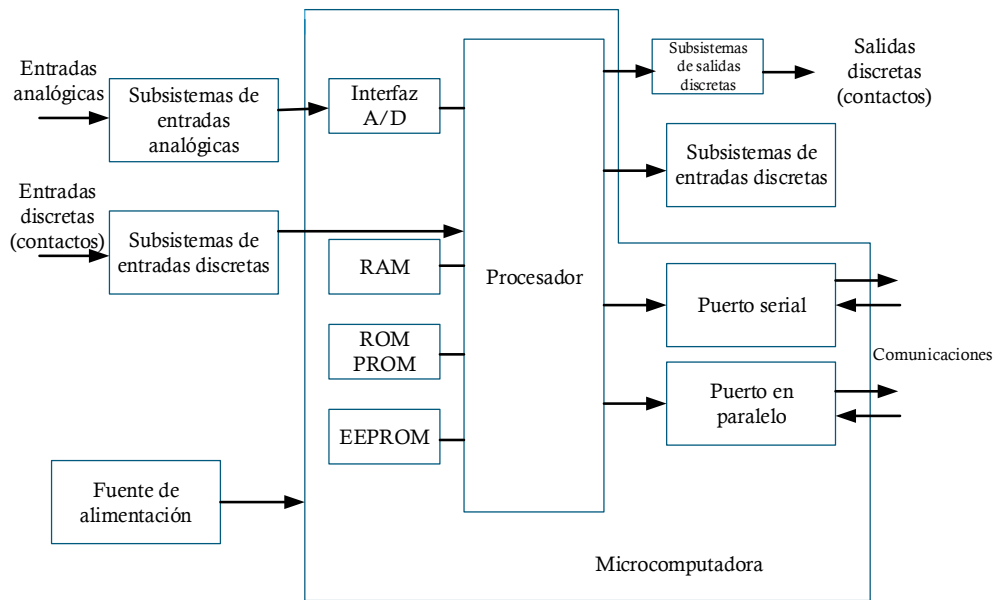
programable (PROM), y se ejecutan directamente desde ahí (excepcionalmente), o se carga inicialmente a memorias RAM para su posterior ejecución. Los parámetros de ajuste del relé y otros datos importantes que no varían con gran frecuencia se almacenan en memoria de tipo PROM borrables (EPROM) o electrónicamente borrables (EEPROM); una alternativa para este tipo de memoria puede ser una RAM con respaldo de batería.

Un aspecto importante de un relevador digital es su capacidad de comunicación. Las interfaces de comunicación serie permiten el intercambio de información remota fuera de la línea del relevador para tareas de asignación de valores de parámetros de ajuste, la lectura de registro de fallas (oscilografía) o de datos ajustables, y otras. Para el intercambio de información en tiempo real es necesario disponer de una interfaz de comunicación paralela.

El subsistema de salidas discretas procesa la información de un puerto paralelo de salida de procesador, consiste en una palabra digital en que cada bit puede ser utilizado para definir el estado de un contacto de salida. Debe existir acoplamiento óptico entre este puerto y el relevador auxiliar o tiristor de salida del relevador.

El relevador digital debe contar con una fuente de alimentación independiente generalmente el tipo de conmutador, que puede conectarse a la batería de acumuladores de la subestación. Y produce los voltajes de corriente directa necesarios para los circuitos relevadores.

Figura 41. **Representación esquemática de la arquitectura de un relé digital**



Fuente: elaboración propia.

A continuación, se mencionan algunos de los relés más utilizados.

- SEL
- ABB
- SIEMENS
- GE

5.7. Registradores de falla

Las fallas que se presentan en los sistemas de potencia pueden ser de muchos tipos: cortocircuitos monofásicos, bifásicos o trifásicos, aislados ó a tierra, entre otros. De igual manera estas perturbaciones pueden presentarse de

varias formas: descargas atmosféricas, quema o fuego bajo la línea, actos mal intencionados, alta vegetación, entre otros. Algunos de estos tipos se ilustran en la figura 42.

Figura 42. **Formas en que se puede presentar una perturbación en un SEP**



Fuente: elaboración propia.

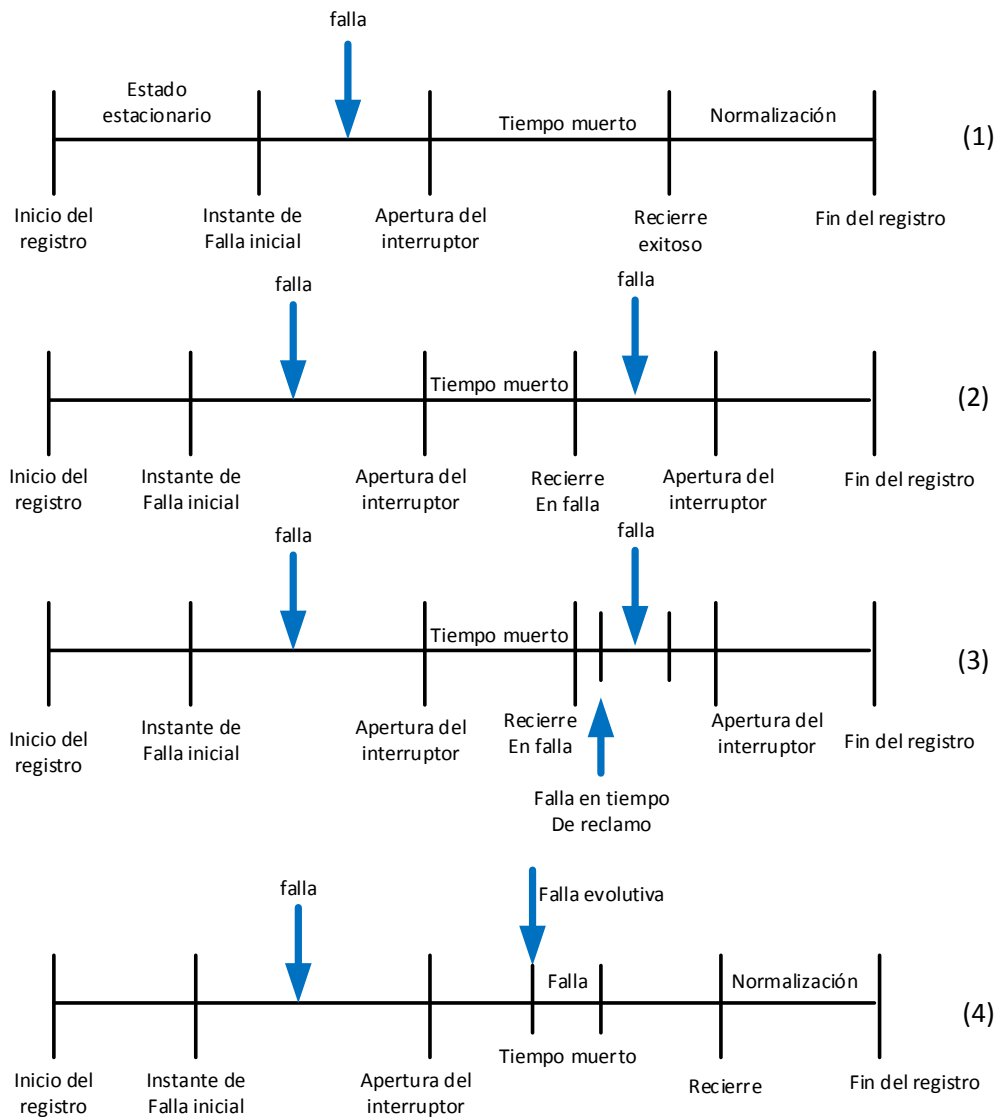
Para los centros de análisis encargados del estudio de las perturbaciones de la red, es de vital importancia llevar un registro que muestre segundo a segundo que está pasando en el sistema y archivar esta información para estudios posteriores, especialmente, cuando ocurre una perturbación.

Por lo tanto, es un punto crítico para el sistema de protecciones y especialmente para los análisis postoperativos de fallas, que los equipos utilizados posean la capacidad suficiente de detectar el instante en que se presenta una falla y que los registradores de falla asociados, guarden las lecturas correspondientes a estas anomalías.

Un registrador de fallas no es un equipo de protección. Como su nombre lo indica, los registradores están encargados de almacenar los datos de tensiones y corrientes una vez se ha detectado una perturbación en el sistema, con el propósito de contar con esta herramienta para el análisis posterior a la falla, el cual debe apuntar a la identificación de la causa de la anomalía y las razones por las que esta se presentó.

Existen diferentes tipos de posibilidades de estados que deben ser consideradas al momento de analizar una falla y su correspondiente registro, esto se ilustra en la siguiente figura.

Figura 43. Estados típicos que se presentan en un registro oscilográfico durante una falla



Fuente: elaboración propia.

En cualquiera de los estados ilustrados en la figura 43 el proceso para el registro de la falla es similar; inicialmente, los registradores se encuentran recibiendo y grabando las señales asociadas, existe un momento en el cual se

ocurre una falla y es en este instante donde los relés deben detectar esta situación y mandar una señal de disparo a los interruptores correspondientes. Posteriormente y en el tiempo de operación establecido se abre el interruptor para despejar la falla, a partir de ese momento se empieza a contabilizar un tiempo (generalmente del orden de los milisegundos) para realizar un recierre, es decir volver a cerrar el interruptor y comprobar si la falla fue despejada. A este lapso de tiempo se le conoce como tiempo muerto; si la anomalía fue despejada se deja cerrado el interruptor definitivamente y se normaliza el sistema (caso 1).

Si la falla aún no ha sido despejada al momento de realizar el recierre, el interruptor es abierto nuevamente y se realiza una apertura definitiva pues la anomalía aún persiste en el sistema (caso 2).

Existe otro caso que se puede presentar y es en el que una vez transcurrido el tiempo muerto se realiza el recierre y no se encuentra falla, por lo cual el interruptor se deja cerrado, en este instante empieza a contar un nuevo tiempo, conocido como tiempo de reclamo que igualmente es del orden de milisegundos, en el cual se da una espera a ver si el recierre fue realmente exitoso; sin embargo, si se presenta una falla en este periodo de tiempo, el interruptor abre definitivamente y saca de servicio el tramo fallado; este tipo de falla se conoce como falla en tiempo de reclamo (caso 3).

Por último, se considera el caso en donde durante el tiempo muerto ocurre nuevamente una falla, conocida como falla evolutiva. Sin embargo, como el interruptor está abierto no existen consecuencias directas sobre el área fallada y, por lo tanto, si al momento de finalizar el tiempo muerto y realizar el recierre esta nueva falla también se despejó, el recierre se considera exitoso y se normaliza el servicio (caso 4). En caso contrario donde la falla evolutiva no se

despeja, se tendría las mismas características que las del caso 2 y se abriría el interruptor de manera definitiva.

5.7.1. Análisis postoperativo

La metodología para analizar fallas consiste en dos estados operativos: primero la identificación rápida de la falla y la normalización del sistema afectado y segundo el análisis detallado del evento y los pormenores del mismo. En el primer estado, como ya se mencionó, el objetivo primordial una vez se detecta la ocurrencia de una falla, es despejar la misma o bien aislarla del SEP. Sin embargo, hacer este tipo de maniobras operativas conlleva un impacto directo sobre el sistema, pues se pueden presentar cambios incluso topológicos de la red en comparación con la que estaba antes de ocurrir la anomalía.

En este orden de ideas, para determinar con exactitud las condiciones que llevaron al sistema a fallar en un momento determinado, las consecuencias transitorias y permanentes que afectaron la red, entre otros, se hace necesario un análisis más exhaustivo y detallado de toda la información obtenida y registrada en el momento que se presentó la anomalía. De esta manera se puede determinar los verdaderos orígenes y los detalles de la perturbación: qué tipo de falla fue, que la ocasionó y que efectos dejó sobre el sistema. Para llevar a cabo este tipo de estudios, los analistas expertos cuentan con diferentes herramientas que monitorean la red en tiempo real tales como el SOE, el SCADA, los DFR.

- Sequence Of Events (SOE): es un sistema integrado de información que reporta con precisión de milisegundos los cambios de estado en los

contactos de señalización de los elementos seleccionados previamente y que forman parte del sistema eléctrico de potencia.

- Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA): es una tecnología que permite obtener y procesar información de procesos industriales o lugares remotos inaccesibles, transmitiéndola a un lugar para supervisión, control y procesamiento.
- Digital Fault Records (DFR): registradores de falla digitales, son equipos que están diseñados para registrar y almacenar datos de los valores de tensión y corriente conectados a sus terminales, a una frecuencia determinada y dentro de sus rangos de operación.

Alternativamente a estas herramientas existen otras tales como relés de protección que también registran datos análogos y digitales; existe, también, la red de localización de descargas eléctricas, el sistema general de alarmas y anunciadores de las subestaciones, localizadores de fallas disponibles en las líneas de transmisión, entre otras.

De la integración y comparación de las diversas fuentes de información extraídas de las diferentes herramientas mencionadas, es posible plantear varias hipótesis que permitan diagnosticar el origen de la falla, de las cuales se debe unificar una sola teoría que de explicación a las condiciones presentadas en el sistema de potencia al momento de la falla.

En lo que a este trabajo concierne, serán los registradores digitales de falla (DFR) y más específicamente el lenguaje de comunicación utilizado por estos, los registros COMTRADE (que en el capítulo siguiente será muy importante para las pruebas *end to end*), la herramienta utilizada para realizar

los respectivos análisis, procesos y tratamientos que permitan una mejora en la oportunidad del diagnóstico e identificación de las fallas de las líneas de sistema de transmisión de energía.

5.7.2. Importancia del registrador de falla

El estudio postoperativo del SEP es una tarea en la cual las empresas dedicadas al sector eléctrico enfocan grandes esfuerzos reuniendo a los mejores analistas expertos de operación en todo lo que concierne a eventos y solución de anomalías. Los estudios y resultados obtenidos mediante este proceso constituyen el pilar fundamental para lograr un restablecimiento oportuno del servicio. Para alcanzar este propósito es necesario realizar exhaustivos análisis cuantitativos y cualitativos de la red, antes y después de la falla y así poder encontrar las razones que ocasionaron la falla para posteriormente obtener una solución concreta y eficaz que lleve a restablecer la operación normal del sistema en el menor tiempo posible en todas las zonas que se vieron afectados al ocurrir la perturbación.

En el proceso de diagnóstico e identificación de fallas y solución de problemas existen diversas herramientas, que apoyan a los analistas para que las hipótesis planteadas sean lo más acertadas posible. Una de estas herramientas la constituyen los registradores digitales de falla o DFR (por sus siglas en inglés *digital fault record*) que, a pesar de su nombre, permite obtener un registro de las señales análogas de tensión y corriente asociadas a eventos además de las señales digitales establecidas para el registrador, y que corresponden al momento o los momentos de la perturbación.

Los registradores de falla digitales son equipos que están diseñados para registrar y almacenar datos a una frecuencia determinada (4 muestras por ciclo,

8 muestras por ciclo, 16 muestras por ciclo), de los valores de tensión y corriente conectados a sus terminales y dentro de sus rangos de operación. Con frecuencias de muestreo de más de un 1 kHz, estos equipos hacen posible la reproducción de los parámetros de tensión y corriente de las unidades del SEP durante fallas que los afecten, pudiéndose determinar características como su forma de onda y valores instantáneos.

Los DFR son dispositivos que están sensando permanentemente las tensiones y corrientes que fueron asociadas a sus entradas; sin embargo, no siempre estas señales son almacenadas, pues el registro de la operación normal de la red no posee información útil para los estudios postoperativos y solo contribuye a ocupar la memoria disponible de los DFR.

En el momento en que se presenta una condición anormal de la red, que algunas veces puede ser por una falla, el registrador recibe la orden de comenzar a construir un registro. La activación de esta orden se da de acuerdo a los parámetros y umbrales bajo los cuales este configurado el equipo cuando las señales presentan algún tipo de modificación. Así, el rango de tiempo que dura el registro, corresponde al instante donde se presenta la condición anormal y dura hasta que ésta desaparece del sistema.

Figura 44. **Ajustes para tamaño del registro oscilográfico de una falla y de la prefalla**

```
Global Settings:
TGR   = 20.00      NFREQ = 60      PHROT = ACB
DATE_F= MDY      FP_TO = 15.00   SCROLL= 5
LER   = 60       PRE   = 6      DCLOP = 112.00   DCHIP = 138.00
IN101D= 0.00     IN102D= 0.00   IN103D= 0.00   IN104D= 0.00
IN105D= 0.00     IN106D= 0.00
EBMON = Y        COSP1 = 5000   COSP2 = 60     COSP3 = 5
KASP1 = 1.20     KASP2 = 8.00   KASP3 = 12.56
EPMU  = N
```

Fuente: elaboración propia, empleando Terminal software AcSELeator QuickSet.

Sin embargo, en los registros de oscilografía puestos a disposición de los expertos, es muy importante conocer cómo se estaba comportando el sistema antes de que se presentara la condición anormal; es decir, es necesario un estado de prefalla o un estado estacionario antes de la perturbación. Para reconstruir este lapso de tiempo previo a la orden de inicio del registrador y empalmarlo con las lecturas ya registradas, los DFR hacen uso de un buffer de memoria que poseen, el cual va guardando en periodos cortos de tiempo las señales sensadas; dentro de esta ventana de tiempo, el DFR va reemplazando siempre las últimas lecturas con las nuevas para de esta manera optimizar el uso de la memoria propia del equipo. Por lo general, estos buffers pueden proveer lecturas de 100 a 200 milisegundos aproximadamente.

Toda subestación que este siendo monitoreada, es decir aquellas que pertenezcan al SEP, debe poseer DFR asociados a sus líneas de transmisión.

5.7.2.1. Formato Comtrade

El comtrade es un formato estandarizado que utilizan los registradores de falla para almacenar los datos leídos y generar archivos planos que puedan ser fácilmente reconocidos por varios softwares, por ejemplo; Synchrowave de SEL o el Sigra de SIEMENS (también, algunas maletas de prueba tienen la capacidad de recrear nuevamente en laboratorio alguna falla en específico). El primero fue normalizado en el año 1991 y el segundo en el año de 1999. Aunque es más completo el formato del año 1999.

Debido a que el comtrade es utilizado por los analistas para los diferentes estudios y análisis del sistema se debe aprender la forma como está estructurado este formato de la IEEE.

El formato comtrade crea principalmente dos tipos de archivos planos que son necesarios para la reconstrucción de los datos registrados, estos son los archivos cuya extensión es .cfg y archivos con extensión .dat.

6. PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA PRUEBA A PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA 87L

En este capítulo se presenta la propuesta de cómo realizar y, las pruebas necesarias para probar una protección diferencial de línea 87L.

Debido a que la protección diferencial de línea 87L opera únicamente con señales de corriente de los dos extremos de la línea. No depende de ninguna señal de voltaje, por lo tanto, esta tesis puede aplicarse para probar un esquema diferencial de línea sin importar el nivel de voltaje de la línea de transmisión.

Los relés de protección hacen la comparación de corrientes de los secundarios de los CTs montados en los dos extremos de la línea. Los CTs pueden tener valores secundarios nominales de 5 amperios o 1 amperio según su especificación.

6.1. Efecto del nivel de voltaje de la línea de transmisión sobre aisladores

Un fenómeno importante que considerar, aunque no hace parte de la prueba al esquema diferencial de línea 87L es el fenómeno de la corriente de fuga en aisladores a lo largo de la línea de transmisión. La corriente de fuga varía según el voltaje nominal de la línea de transmisión, materiales de los aisladores utilizados y nivel de contaminación de los aisladores.

A valores nominales de la línea de transmisión cuando los aisladores están en óptimas condiciones estas corrientes de fuga son despreciables.

Para la 87L la comparación de las corrientes es en cada extremo de la línea de transmisión, idealmente la corriente diferencial de la línea debe tener un valor de cero amperios, pero debido a errores en los CTs, errores en comparación de corrientes por la latencia en el canal de comunicación, corriente de fuga en aisladores, existe un valor diferencial aun en condiciones normales.

La protección 87L para operar debe superar un umbral diferencial, con este ajuste quedan cubierto; errores de los CTs, errores en comparación debido a la latencia en el canal de comunicación, y corriente de fuga en aisladores. Para que no se produzca disparos en condiciones normales.

Al ubicarse las líneas de transmisión al aire libre y cubrir, en muchos casos, cientos de kilómetros se hace necesario considerar diversos factores para un buen desempeño del aislamiento. Estos factores deben tomar en cuenta los espaciamientos mínimos línea- estructura, línea-tierra y entre fases, el grado de contaminación del entorno, la cantidad de elementos aisladores a considerar y la correcta selección de estos.

El voltaje debe ser soportada tanto por el material aislante propiamente dicho, como por su superficie y el aire que rodea al aislador. La falla eléctrica del aire se llama contorneo, y el aislador se proyecta para que esta falla sea mucho más probable que la perforación del aislante sólido.

6.1.1. Corriente de fuga en aisladores

La exposición de las estructuras aislantes a todas las condiciones atmosféricas ha sido siempre parte integral de los sistemas tanto de transmisión, subtransmisión y el sistema de distribución.

Algunas de las técnicas de mitigación incluyen el aumento de la distancia de fuga en el aislador en las ubicaciones más vulnerables, cubriendo la superficie del aislador con materiales hidrofóbicos, lavados periódicos de los aisladores y/o el reemplazo de los aisladores de porcelana por aisladores poliméricos.

Todas estas técnicas tienen méritos y desventajas. Las superficies no cerámicas sufren de pérdida de hidrofobicidad y degradación de condiciones de superficie después de exposiciones prolongadas a la contaminación y a descargas eléctricas. Establecer un sistema de lavado confiable y programas de mantenimiento parece ser una práctica altamente aceptada para mejorar la situación, sin embargo, a un gran precio.

La contaminación puede reducir significativamente el voltaje al cual se produce el *flashover* que saca de servicio a la línea.

Tabla VII. **Corrientes de fuga como un indicador del estado del aislador**

Corriente de fuga	Síntoma
0-2mA	No hay efectos visibles o audibles
3-5mA	Poco ruido
5-10mA	Chispas visibles de noche
10-15mA	Quemado por corrientes de fuga en cruceros de madera en postes
15-100mA	Muchas chispas
Sobre 100 mA	Flashover y salida de servicio inminente

Fuente: CONCHA G, Eugenio. *Monitor de corriente de fuga en aisladores*. p. 14.

6.1.2. Distancia de fuga en aisladores

La distancia más corta, o la suma de distancias más cortas a lo largo del contorno de la superficie externa del material aislante, la relación entre esta distancia y el voltaje máximo de fase a fase o de fase a tierra determina las distancias específicas de fuga entre fases o fase a tierra, respectivamente.

Una selección adecuada del número de aisladores para ambientes expuestos a la contaminación considera que la distancia específica de fuga de la cadena de aisladores debe ser igual o mayor a la distancia específica de fuga nominal para cada nivel de contaminación.

Para el cálculo de la distancia de fuga de los aisladores de los equipos de patio, se requiere conocer previamente el grado de contaminación del ambiente

en que se encuentran los aisladores. Con esta definición y de acuerdo con lo indicado en la norma IEC 815, se define la distancia de fuga unitaria a considerar para el cálculo.

La distancia de fuga entre los equipos de patio está determinada por la siguiente expresión.

$$D_f = \frac{V_{max} D_{f0} K_d}{\sqrt{d}} \quad [\text{Ec. 44}]$$

Donde:

- V_{max} : voltaje máximo entre frases (kV)
- D_{f0} : distancia de fuga unitaria en mm/kV según IEC 815
- d : densidad relativa del aire
- K_d : factor de corrección de acuerdo con el diámetro del aislador

6.1.3. Contaminación de aisladores

De manera general puede decirse que los aisladores ubicados en las líneas de transmisión aéreas siempre están expuestos a la contaminación, pues aun cuando se toman medidas con respecto a limitar o reducir las emisiones de contaminantes por parte de las fuentes industriales, la contaminación de tipo natural es prácticamente imposible de controlar; por lo que el trabajo investigativo se ha dirigido al diseño y selección de aislamientos adecuados así como a establecer medidas y procedimientos para su explotación, bajo las diferentes condiciones meteorológicas y de contaminación se pueden presentar.

Existen tres tipos fundamentales de contaminación: marina, industrial y desértica.

- La contaminación marina puede ubicarse no solo en las inmediaciones de la costa, sino también a considerables distancias de estas, por acción de los vientos.
- La contaminación industrial tiene su aparición con el desarrollo de las industrias y los efectos contaminantes de las mismas al medio ambiente, pudiendo ser de diversos tipos, en dependencia de la fuente que la origina; química, petroquímica, metalúrgica, cemento, etc.
- Existe un caso particular de contaminación que se presenta en las zonas desprovistas de vegetación, por efecto del polvo que puede llegar a depositarse en los aisladores; esto es común en periodos de seca muy prolongados o durante el laboreo de tierras.

Tabla VIII. **Distancias de fuga de acuerdo con los niveles de contaminación**

Nivel de contaminación	Distancia de fuga fase a tierra (mm/kV)
Ligera (L)	16
Mediana (M)	20
Alta (H)	25
Muy alta (HV)	≥31

Fuente: elaboración propia.

6.2. Aspectos de seguridad industrial antes, durante y después de las pruebas

Debido al riesgo inherente al trabajar con equipos o activos eléctricos es obligatorio trabajar según las normas de seguridad para trabajos con electricidad.

Para probar un esquema diferencial de línea 87L, al momento de hacer inyecciones hacia él relé se trabaja con señales de los valores de los secundarios de los CTs y PTs. Pero para realizar inyecciones primarias y secundarias desde patio, se debe tener cuidado con los equipos aun energizados con los valores de voltaje nominal de la subestación, como también con los propios equipos de inyección, que pueden alcanzar valores de corriente y voltaje muy peligrosos.

6.2.1. Equipo de protección personal

Al momento de ingresar a la subestación eléctrica, todo colaborador obligatoriamente debe contar con su equipo de protección personal.

Figura 45. **Equipo de protección personal**

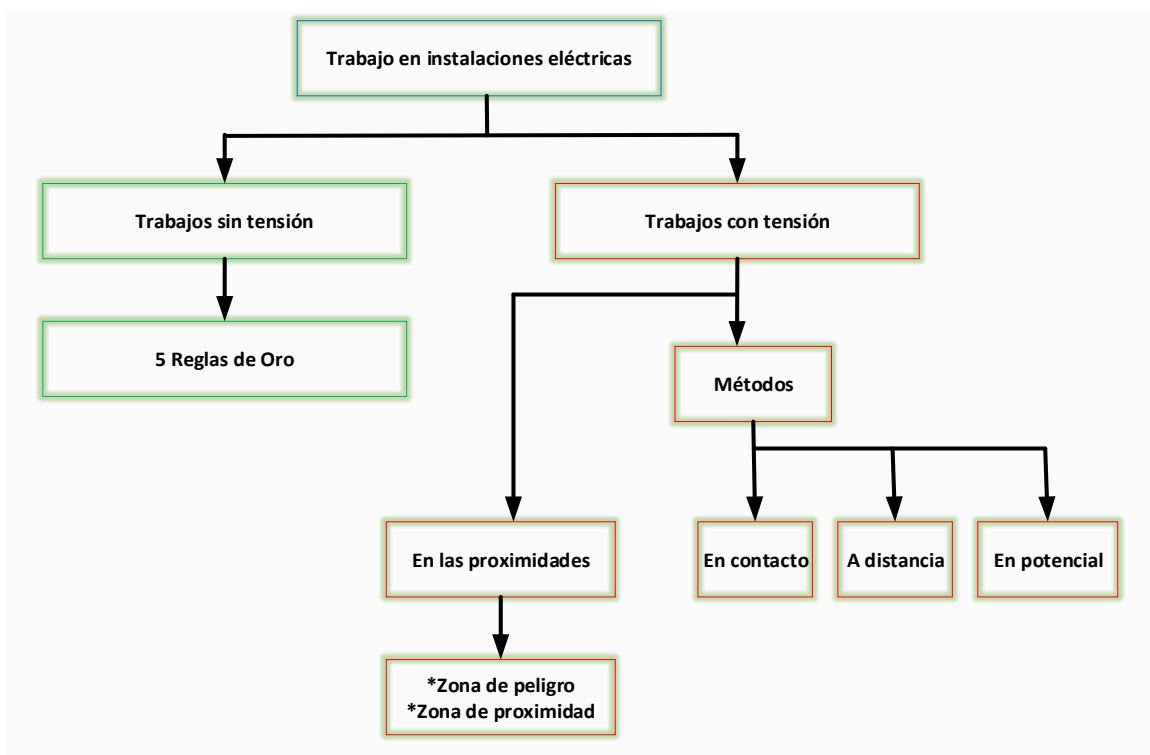


Fuente: elaboración propia.

6.2.2. Trabajos en instalaciones eléctricas

A continuación, se muestra un esquema del trabajo en las instalaciones eléctricas.

Figura 46. Trabajo en las instalaciones eléctricas



Fuente: elaboración propia.

Para las pruebas a un esquema diferencial de línea 87L, la línea de transmisión a proteger no debe estar en servicio, por lo que se debe trabajar sin tensión y bajo las premisas de las 5 reglas de oro.

Las 5 reglas de oro en electricidad definen un procedimiento estándar de obligado cumplimiento para minimizar el riesgo eléctrico en trabajos sin tensión.

- Cortar, desconexión visible o efectivo
- Bloquear, enclavamiento y señalización
- Verificar ausencia de tensión
- Puesta a tierra y cortocircuito
- Señalización de la zona de trabajo

Figura 47. Las cinco reglas de oro



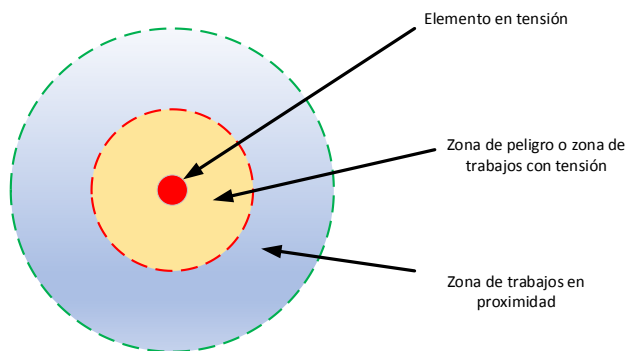
Fuente: elaboración propia.

Aun cuando la línea a proteger esta sin tensión, dentro de la subestación pueden existir elementos con tensión. Se debe tener a consideración las distancias mínimas de seguridad según el nivel de tensión del equipo o activo cercano con tensión.

6.2.2.1. Trabajos en proximidades

- Zona de peligro o zona de trabajos en tensión: espacio alrededor de los elementos en tensión en el que la presencia de un trabajador desprotegido supone un riesgo grave y posibilidad inminente de que se produzca un arco eléctrico. En esta zona únicamente se permite trabajar, mediante métodos de trabajos en tensión. En esta zona el personal debe de trabajar con herramienta y equipo dieléctrico acorde al nivel de tensión.
- Zona de proximidad: espacio delimitado alrededor de la zona de peligro, desde la que el trabajador puede invadir accidentalmente esta última.
- Trabajo en proximidad: trabajos que se pueden realizar en la zona de proximidad, sin entrar en la zona de peligro, bien sea con parte de su cuerpo, o con las herramientas, equipos, dispositivos o materiales que manipula.

Figura 48. **Zonas de trabajo en instalaciones eléctricas**



Fuente: elaboración propia.

6.2.3. Distancias mínimas de seguridad en subestaciones eléctricas

Se entiende como distancias mínimas de seguridad, a los espacios libres que se deben conservar en las subestaciones para que el personal pueda circular y efectuar maniobras, sin que exista riesgo para sus vidas. Para el establecimiento de las distancias de seguridad hay que considerar los siguientes casos:

- Maniobras de los operadores o personal en cualquier punto de la instalación.
- Circulación y zonas de trabajo de personal en la subestación.
- Circulación de vehículos en la subestación.

Tabla IX. **Distancias mínimas de seguridad en subestaciones eléctricas**

DISTANCIAS MINIMAS A PARTES ENERGIZADAS DESCUBIERTAS

1 Máxima Tensión de diseño entre fases	2 Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (BIL)	3 Altura mínima	4 Distancia Horizontal mínima	5 Distancia mínima de resguardo a partes energizadas
kV	kV	m	m	m
0.151-0.6	--	2.64	1.02	0.050
2.4	--	2.67	1.02	0.076
7.2	95	2.69	1.02	0.101
15	95	2.69	1.02	0.101
15	110	2.74	1.07	0.152
25	125	2.77	1.09	0.177
25	150	2.82	1.14	0.228
35	200	2.90	1.22	0.304
48	250	3.00	1.32	0.406
72.5	250	3.00	1.32	0.406
72.5	350	3.18	1.50	0.584
121	350	3.18	1.50	0.584
121	550	3.53	1.85	0.939
145	350	3.18	1.50	0.584
145	550	3.53	1.85	0.939
145	650	3.71	2.03	1.117
169	550	3.53	1.85	0.939
169	650	3.71	2.03	1.117
169	750	3.91	2.24	1.320
242	550	3.53	1.85	0.939
242	650	3.71	2.03	1.117
242	750	3.91	2.24	1.320
242	900	4.19	2.51	1.600
242	1050	4.52	2.84	1.930

Fuente: BALLESTEROS LÓPEZ, David Nereo. *Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución NTDOID*. p. 36.

6.3. Recurso inicial para pruebas a esquema diferencial de línea 87L

En la tabla IX, se lista el recurso inicial que será de gran ayuda para probar un esquema diferencial de línea. Es de tener en cuenta que el principio de operación de una 87L es el mismo para todos los relés sin importar la marca o fabricante, la diferencia es el modo de interacción con el relé.

Antes de iniciar con las pruebas el relé, es indispensable anotar toda la información correspondiente a los relés:

- Fecha de fabricación
- Marca
- Proveedor
- Número de serie
- Número de parte
- Años de garantía
- Versión de firmware
- Software (licenciado, no licenciado)

Es muy útil crear una bitácora para llevar un control detallado del relé (fechas de pruebas, encargado de pruebas, actualización de *firmware*, cambio de ajuste, etc.). En algunas situaciones cuando se tiene una gran cantidad de relés se puede obtener estadística de errores en los relés, por versión de *firmware*, año de fabricación, etc.

Tabla X. **Listado de recursos inicial para prueba a 87L**

No.	Descripción
1	Ingeniera de conexiones
2	Ingeniera de integración de equipos
3	Software de relés de protección
4	Manual de relés de protección
5	Maleta de pruebas de relés de protección
6	Software de maleta de pruebas
7	Manual de maleta de pruebas
8	Estudio de coordinación de protecciones
9	Fuente AC y/o DC en el lugar de pruebas para alimentación de equipos
10	Equipo de inyección primaria y/o equipo de inyección secundaria
11	Manuales para equipos de inyección

Fuente: elaboración propia.

6.4. Prueba inicial a los relés

Cuando un ingeniero de protecciones se dispone a probar un relé, puede enfrentarse a dos situaciones:

- El relé es nuevo o desmontado de una subestación X y lista para montarse en la subestación Y.
- El relé está montado en la subestación Y.

Si la situación a la que se enfrenta es la situación 1, deberá realizar unas pruebas iniciales básicas para asegurarse que el relé está en condiciones para su instalación en la subestación eléctrica y evitar desgaste de recurso económico y tiempo en realizar estas pruebas básicas con el relé instalado en la subestación.

Si el relé es nuevo y no pasa las pruebas iniciales, se puede hacer el reclamo al proveedor, solicitando cambio por tema de garantía.

Si el relé es usado y no pasa las pruebas iniciales, se puede utilizar algún módulo como repuesto, siempre y cuando el relé sea modular.

La mayoría de los relés al adquirirlos traen con ellos una hoja de mantenimiento con las pruebas y el respectivo resultado de las pruebas realizadas al relé al momento de salir de fábrica. Esta hoja de mantenimiento sirve de referencia para las pruebas iniciales.

Listado de pruebas iniciales:

- Prueba inicial con función *autochek* del relé (típicamente los relés traen un algoritmo de *autocheck* para verificar el estado de sus tarjetas y memorias, normalmente se habilita con algún comando; los resultados que muestra puede ser: OK = *enable*, W = *warning*, F= *fail*).
- Verificación de valores nominales de los módulos analógicos (corriente y voltaje). Verificar si la entrada de corrientes es de 5 o 1 amperios; de la misma manera, verificar el valor nominal de las entradas de voltajes.
- Inyección secundaria al relé para verificar señales análogas (con la ayuda de una maleta de pruebas se le inyecta señales de corriente, voltaje y verificar que en el relé este censando lo que se le este inyectando).
- Verificación de funciones de protección habilitadas en el relé.
- Prueba de tiempos de operación de contactos.
- En los contactos rápidos se debe agregar los disparos.
- Prueba de tiempos de operación por función de protección.

Si el ingeniero se enfrenta a la situación 2, significa que ya paso la etapa de pruebas iniciales, y se debe proceder con las pruebas en sitio que más adelante se detalla.

6.5. Prerrequisitos para la prueba 87L

Un esquema de protecciones como se vio en capítulos anteriores se compone de: reles, interruptores, CTs, PTs, equipos de comunicación, dispositivos de señalización, servicios auxiliares, etc.

Debido a que el alcance de esta tesis es proponer una metodología para pruebas a esquema diferencial de línea 87L. únicamente se lista en la tabla XI las pruebas obligatorias de los componentes restantes dentro del esquema de diferencial de línea 87L, con la finalidad que el esquema de protecciones este en óptimas condiciones.

En el caso de las pruebas a los PTs se hace mención, aunque no hace parte del esquema de protección diferencial de línea 87L, cumple función importante como parte de las funciones protección de respaldo de la línea de transmisión, como es la protección de distancia (21) y sobrecorriente direccional (67/67N), (59) sobrevoltaje, (27) subvoltaje, también se utiliza para medición de potencia.

Tabla XI. Listado de prerrequisitos para probar una 87L .

Núm.	Descripción
1	Integración de equipos de protección, control y comunicación
2	Revisión de conexión estrella de los CTs (viendo hacia la línea)
3	Prueba de CTs
3.01	Prueba verificación clase de CT (protección o medición)
3.02	Prueba de relación
3.03	Prueba de polaridad
3.04	Prueba de saturación (curva de magnetización)
3.05	Prueba de resistencia de devanado
3.06	Medición de <i>burden</i>
3.07	Medición de factor de potencia

Continuación de la tabla XI.

4	Prueba de PTs
4.01	Prueba verificación clase de CT (protección o medición)
4.02	Prueba de relación
4.03	Prueba de polaridad
4.04	Prueba de resistencia de aislamiento
4.05	Prueba de resistencia de devanado
4.06	Medición de factor de potencia
5	Revisión de relación de CTs y PTs físicas y programadas en los réles de protección
6	Inyección primaria de corriente (núcleos de protección y medición)
7	Inyección primaria de voltajes (núcleos de protección y medición)
8	Pruebas de interruptor de potencia
8.01	Prueba de resistencia de aislamiento
8.02	Prueba de resistencia de contactos
8.03	Medición de factor de potencia
8.04	Prueba de tensión mínima de operación
8.05	Medición de tiempos de operación (apertura, cierre, discrepancia de polos)
8.06	Medición de corriente del motor
8.07	Pruebas al gas SF6 (estanquidad y hermeticidad de SF6)
8.08	Verificación de calefacción e iluminación
9	Prueba de seccionadores.
9.01	Prueba de resistencia de aislamiento
9.02	Prueba de resistencia de contactos
9.05	Medición de tiempos de operación (apertura, cierre, discrepancia de polos)
9.06	Medición de corriente del motor
10	Pruebas al banco de baterías (normalmente 125 Vdc)

Fuente: elaboración propia.

6.6. Guía para probar una diferencial de línea 87L

En la tabla XII se propone una guía para probar un esquema de diferencial de línea 87L (protección principal); esta guía aplica para cualquier marca de relé, discrimina el nivel de voltaje de la línea de transmisión. También, ofrece ayuda para probar las funciones de protección de respaldo para la línea de transmisión.

En algunas líneas de transmisión debido al nivel de voltaje e importancia de la línea dentro del sistema eléctrico de potencia. Puede encontrar los siguientes arreglos para los relés de protección.

- Protección principal

En este relé están presentes todas las funciones de protección. (87L, 21, 67/67N, 59, 27, 25, 79, 49, SOTF) en algunas ocasiones le asignan también funciones de control.

- Protección principal + protección respaldo

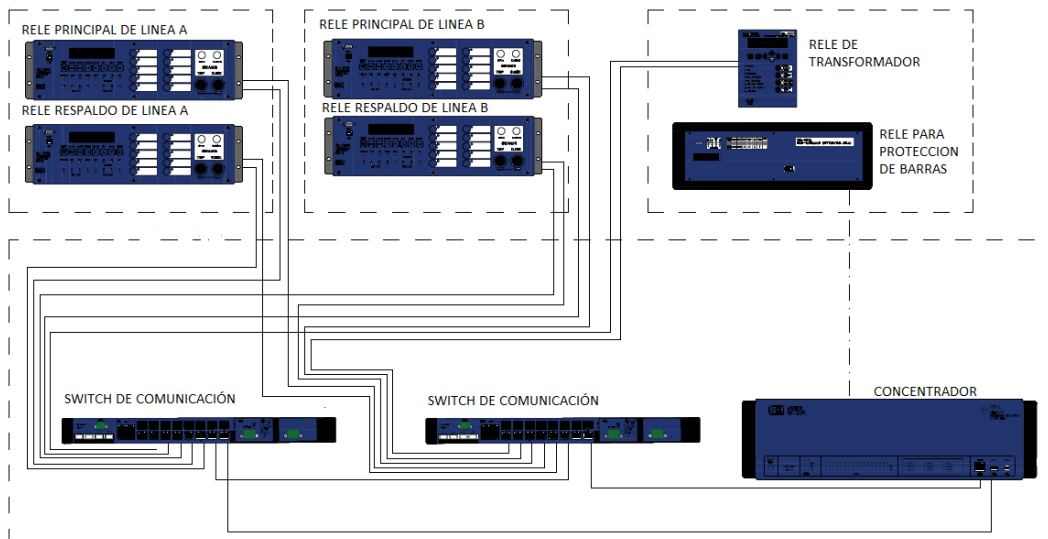
En el relé principal están presentes las funciones de protección. (87L, 21, 59, 27, SOTF).

En el relé respaldo están presentes las funciones de protección. (67/67N, 59, 27, 25,) también cuenta con funciones de control.

- Redundancia

En el relé principal y respaldo tienen asignado las mismas funciones de protecciones y control.

Figura 49. Integración de equipos dentro de la subestación



Fuente: elaboración propia.

En la ingeniería de integración de equipos se muestra la cantidad de equipos de protección, control y comunicación. En la figura 49 se muestra una subestación típica para una configuración de barra simple. Esta subestación cuenta con dos campos de línea (A) y (B), una de transformación y una protección diferencial de barras.

Un concentrador que es el encargado de comunicar todos los equipos de la subestación hacia el centro de control. Los dispositivos de la subestación se comunican entre a través de unos *switchs* de comunicación.

Para probar cualquier tipo de protección dentro de la subestación es de vital importancia conocer la arquitectura de integración de los equipos para evitar disparos indeseados dentro de la subestación.

Cuando en la subestación exista otros campos en servicio, para probar un esquema diferencial de línea 87L, se debe revisar que los disparos por 87L no de arranque a la función de 50BF (*breaker failure*) para etapa 1 y etapa 2. Se podría disparar toda la subestación, poniendo en riesgo el SEP.

Resumen de pruebas a realizar para probar el esquema de protección.

Tabla XII. **Propuesta de pruebas de PC&M de una línea de transmisión**

Núm.	Descripción
1	Conexión de maleta de pruebas a módulos de pruebas o borneras seccionables, de señales de corriente, voltaje y disparos a los relés de protección.
2	Conexión de PC hacia maleta de pruebas.
3	verificación de ajustes del relé de protección.
4	Realizar back up de ajuste de los relés de protección.
5	Crear y guardar log de eventos del relé durante toda la prueba.
6	Revisión de ingeniera de conexiones e ingeniera de integración.
7	Comparar ajustes y lógicas del relé con los datos del estudio de coordinación. (cuando se cuenta con el estudio de coordinación)
8	Verificación de módulos de corriente y voltajes del relé con la maleta de pruebas.
9	verificación de señales analógicas y digitales del relé hacia nivel superior (HMI o Scada).
10	verificación de puntos de control asociados al relé (interruptor/Seccionador si aplica).
11	Pruebas al canal de comunicación.
12	Pruebas de funciones de protección asociadas a la línea de transmisión.
12.01	87L.
12.02	21.
12.03	25.
12.04	79.
12.05	27.
12.06	59.
12.07	50/50N.
12.08	67/67N o 51/51N.
12.09	SOTF.
12.1	50BF Etapa 1 y Etapa 2.
12.11	50 EndFault.
12.12	Pruebas <i>end to end</i> .
12.13	Integración al diferencial de barras 87B propia de la subestación.
13	Verificación de servicios auxiliares.
14	Pruebas de control nivel 0,1,2 y 3.

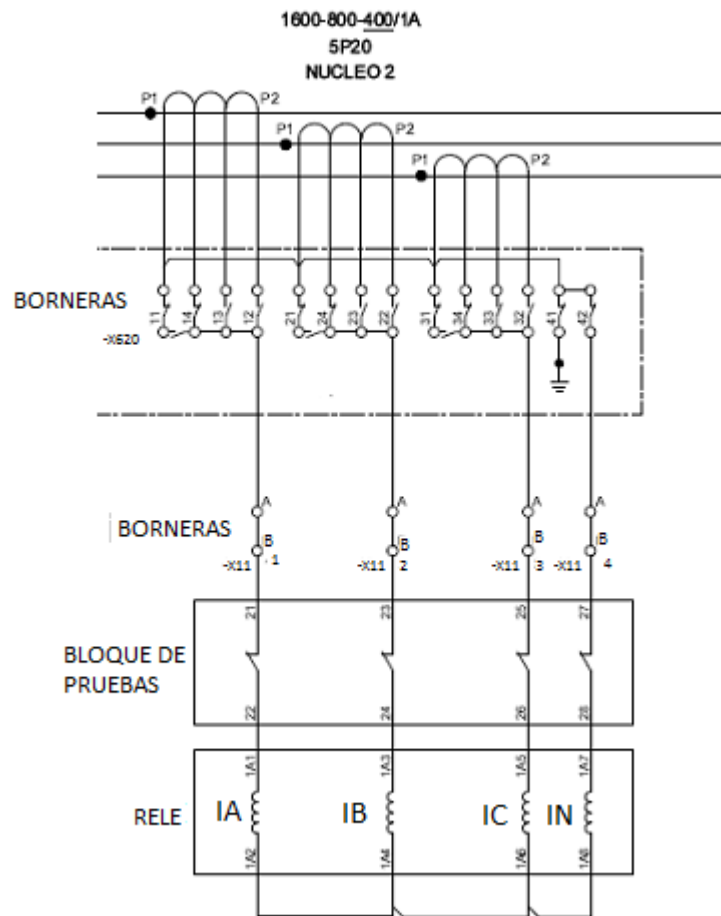
Fuente: elaboración propia.

6.6.1. Conexión de CTs en planos de ingeniería

En el diagrama de conexión de corrientes de los planos de ingeniería, figura 50 se presenta la siguiente información:

- Tipo de núcleo del CT (5P20 que es un núcleo de protección). Se debe validar físicamente que el CT tenga núcleo de protección.
- Relaciones del CT disponibles y relación de CT utilizada.
- Identificación de borneras en el camino de corrientes (-X620 y -X11).
- Identificación de bloque de pruebas.
- Identificación de relé.
- Dirección de aterrizaje de la estrella de los CTs (debe estar viendo hacia el objeto protegido, en este caso viendo hacia la línea, no hacia la barra). Solo debe existir un punto de aterrizaje de la estrella y debe estar lo más cercano a los CTs (debe de aterrizar en patio).

Figura 50. Ejemplo de ingeniería de conexiones para señales de corrientes



Fuente: elaboración propia.

Se recomienda para interconexión entre las borneras -X620 y -X11 utilizar conductor número #10 apantallado. Si el tramo entre patio (-X620) y caseta (-X11) es muy grande y la medición de *burden* supera la especificación de *burden* del CT, se debe de utilizar 2 conductores #10 por fase.

La medición de *burden* está en función de la resistencia del conductor de interconexión entre patio y caseta. No se recomienda utilizar conductores más gruesos al calibre #10, debido a que el diámetro del conductor aumenta a tal grado que deja de ser funcional para las borneras.

Los canales de corriente de la maleta de pruebas se conectan en la bornera -X11 o en su defecto en el bloque de pruebas.

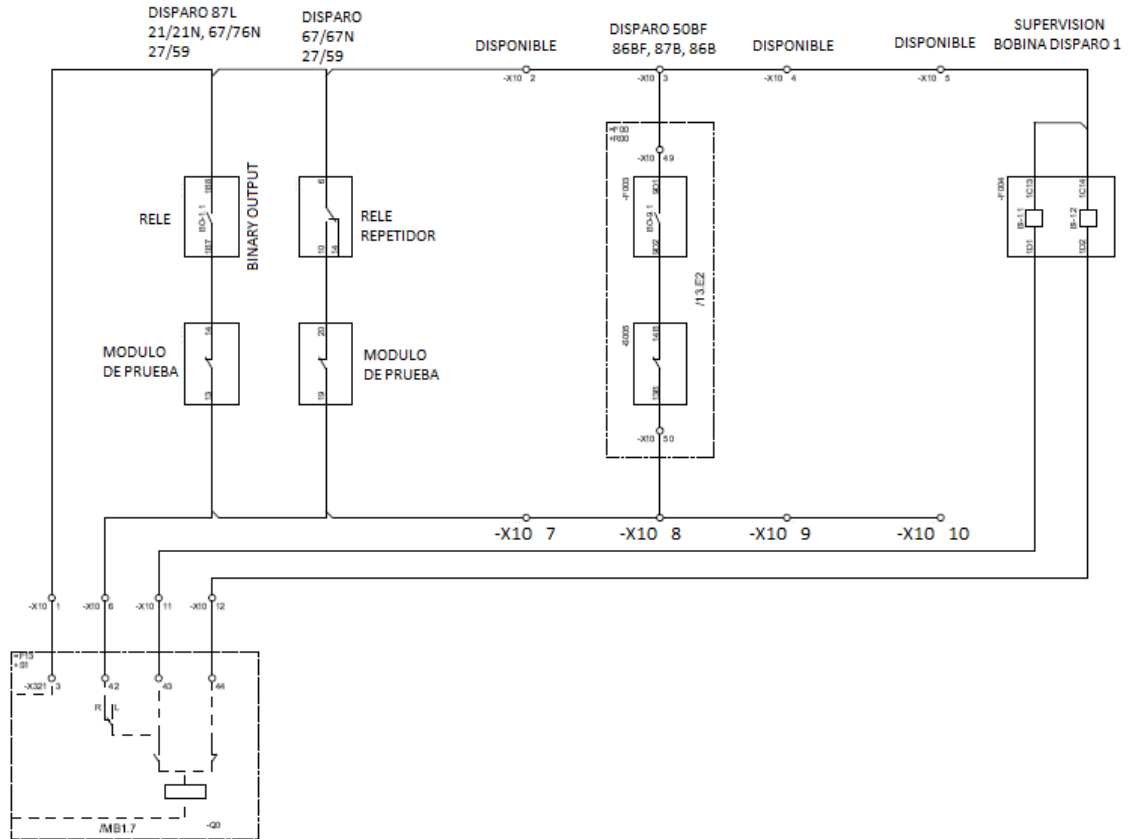
No se recomienda conectar los canales de corriente de la maleta de pruebas directamente a las entradas analógicas del relé, implicaría desconectar los cables de corriente en el relé, con esto aumenta el tiempo de la prueba. El riesgo de realizar una mala conexión o hasta dejar un CT abierto, aumenta con esta práctica.

Para las señales de voltaje, similar a las señales de corriente, se encuentran en los planos de ingeniera, se identifican las borneras o módulos de pruebas para conectar los canales de voltaje de la maleta de pruebas.

6.6.2. Circuito de disparo del interruptor

En los planos de ingeniera se encuentra el camino de disparo al interruptor figura 51. Para los paros de maleta (censo de la maleta de pruebas del disparo del relé) se puede utilizar la bornera -X10 ó módulo de prueba, de acá se conecta a la binaria de entrada de la maleta para detectar los disparos.

Figura 51. Ejemplo de ingeniería de conexiones para señales de disparo



Fuente: elaboración propia.

6.6.3. Conexión de la PC a dispositivos involucrados en la prueba de 87L

Para la comunicación de la PC hacia a los relés de protección, típicamente la forma de conectarse es:

- Conexión serial. (conexión recto o cruzado), puerto RS232
- Conexión por USB, Puerto USB

- Conexión por red (Ethernet), Puerto RJ45

Según la forma de conectarse, se debe ingresar los parámetros asociados al puerto en el software que se utilizará para comunicarse al relé-PC.

Para el software del relé se recomienda tener la versión más actualizada y tener presente el tipo de licencia (licenciada o no licenciada).

Para la comunicación de la PC hacia la maleta de pruebas, típicamente la forma de conectarse es:

- Conexión por USB, puerto USB
- Conexión por red (Ethernet), Puerto RJ45

Para el software de la maleta de pruebas se recomienda tener la versión más actualizada y tener presente el tipo de licencia (licenciada o no licenciada).

6.6.4. Pruebas al canal de comunicación de 87L

Para comunicar dos relés y montar un esquema diferencial de línea 87L, existen diferentes tecnologías para crear un canal de comunicación, de las cuales se pueden mencionar:

- Hilos piloto
- Ondas portadoras superpuestas a las líneas de A.T
- Enlace por radio
- Enlace por fibra
- 3G

Una de las diferencias importantes entre tecnologías es la latencia en la transmisión de datos dentro del canal de comunicación.

Se debe tener en cuenta que para una diferencial de línea los tiempos de operación permitidos debe ser menor a 50 milisegundos.

Un canal de comunicación tiene que ser dedicado y exclusivo, cuando menor sea la cantidad de equipos utilizados para su funcionamiento será mejor. La latencia aumenta cuando se agregan equipos intermedios dentro del canal de comunicación.

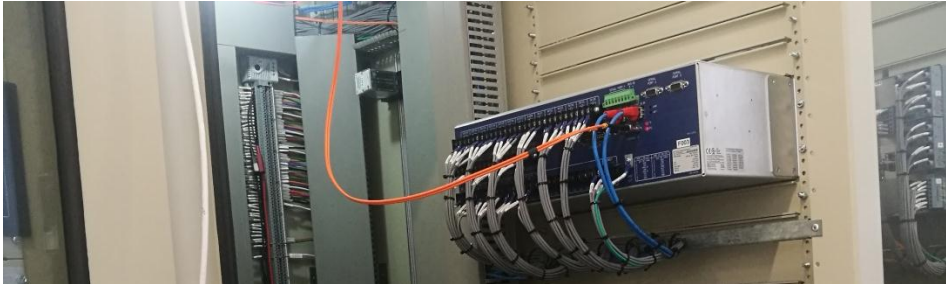
Para los disparos es conveniente confirmarlo con una bandera de canal Ok, con esto se asegura que no se produzcan disparos indeseados por ruidos en el canal de comunicación.

Pruebas que se le pueden hacer al canal de comunicación de la 87L.

- Latencia
- Atenuación
- Perdida de paquetes

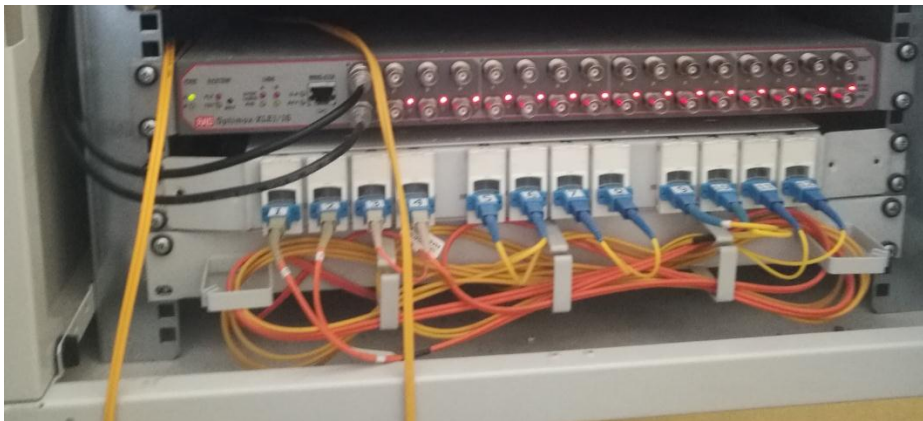
Para una subestación que están dentro de una zona rural, el canal de comunicación es un a través de un enlace de fibra. Se deja un enlace de fibra dedicado exclusivamente para el canal 87L. Los puertos de fibra del relé se conectan al ODF (ordenador de fibra), ver figura 52, que a su vez tiene enlace directo con el ODF de la subestación remota.

Figura 52. **Puertos dedicados a la diferencial de línea para un relé SEL-311L**



Fuente: elaboración propia.

Figura 53. **Ordenador de fibra**



Fuente: elaboración propia.

El canal de comunicación es vital para la diferencial de línea, ya que, si se cae el canal todos los disparos referidos a la protección 87L quedan bloqueados, únicamente quedara funcionando las protecciones de respaldo.

Es sumamente importante realizar la prueba de continuidad y atenuación para validar que el canal de fibra óptica es adecuado para la transmisión de

datos. Adicionalmente hacer una inspección visual de todos los conectores asociados al canal de comunicación para validar que estén limpios y en buenas condiciones.

6.6.5. Pruebas de inyección secundaria

La prueba de inyección secundaria se realiza inyectando corrientes o voltajes en el lado secundario de los CTs del interruptor o PTs asociados a la barra o las líneas.

La prueba de inyección secundaria sirve para verificar el camino de corrientes que va desde los bornes del secundario de cada CT que están ubicados en patio hasta los relés que están ubicados en la caseta.

Figura 54. **Bornes del secundario del CT que está ubicando dentro de interruptor para 69KV**



Fuente: elaboración propia.

Figura 55. **Bornes de corrientes y voltajes para un relé SEL-311L**



Fuente: elaboración propia.

La inyección secundaria por medio de módulos de prueba a los relés de protección nos ayuda a reducir tiempo para probar los relés de protección (pruebas de control y disparos). Es común encontrar en subestaciones antiguas que no cuentan con módulos de prueba, por lo que, para realizar pruebas a los relés, se tiene que descablear la conexión directamente en entradas análogas del relé para luego conectar los canales de corriente de la maleta de prueba, con esta práctica se corre el riesgo de dejar errores en el cableado que pueden ocasionar disparos no deseados o dejar abierto un CT.

Lo ideal es, si la subestación no cuenta con *test block*, cuando entre en mantenimiento total, se proceda a instalar los *test block*, para luego en futuros mantenimientos hacer pruebas de protección desde los *test block* instalados.

Figura 56. **Test block ABB (módulo de pruebas) para un campo de línea**

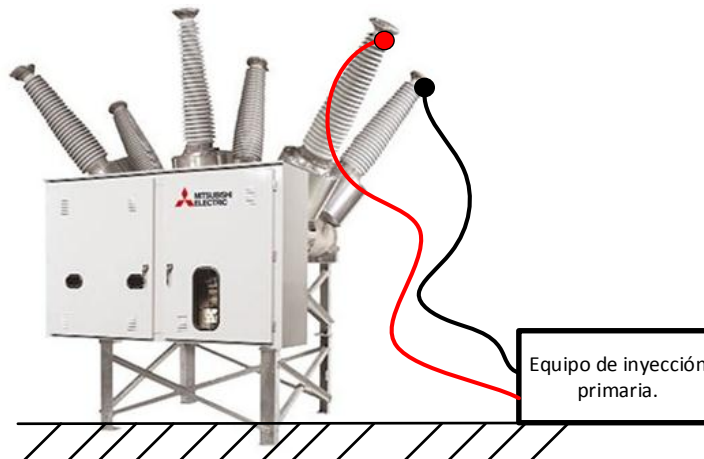


Fuente: elaboración propia.

6.6.6. Pruebas de inyección primaria

A diferencia con la inyección secundaria, la prueba de inyección primaria se realiza inyectando corrientes o voltajes en el lado primario del interruptor figura 57. La prueba de inyección primaria se asocia generalmente con la inyección del lado de alta tensión, y abarca no solo las pruebas de los dispositivos individuales; también, la comprobación del correcto funcionamiento de todo el sistema de protección, del circuito completo formado por el interruptor, CTs, relés, circuitos de disparo, y todo el cableado asociado.

Figura 57. **Conexión para inyección primaria de corrientes, en un interruptor**



Fuente: elaboración propia.

Típicamente los equipos de inyección primaria son con fuentes monofásicas, para realizar una inyección trifásica se tendrá que disponer de 3 equipos monofásicos conectados según lo indique el fabricante.

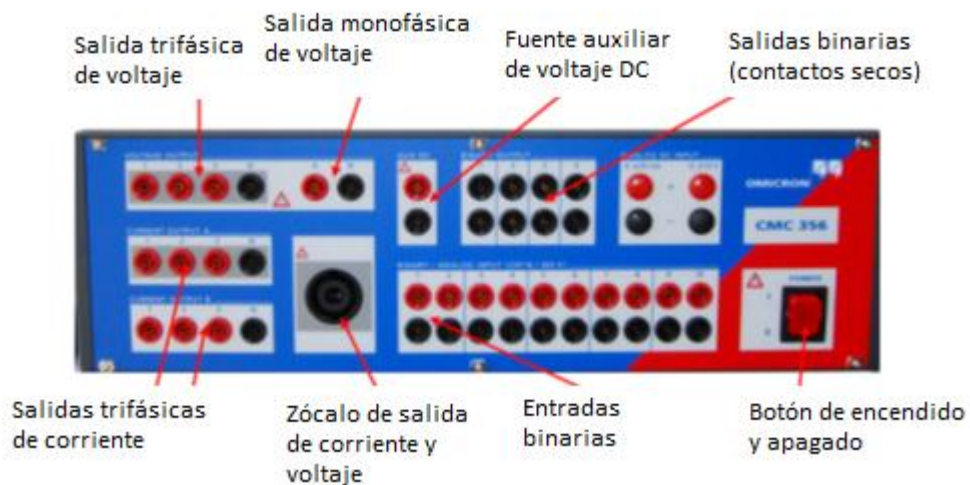
Normalmente los equipos de prueba inyectan primarias tienen la capacidad de hacer inyecciones de 800 A o 2 kV. Aunque se debe revisar según el manual de operación.

6.6.7. Maleta para pruebas de relés de protección

Es un equipo generador de señales de corrientes y voltajes a valores secundarios de CTs y PTs, se compone de elementos electrónicos que se operan a través de un software generalmente licenciado con una gran variedad de herramientas que adecuándolas de manera correcta sirven para simular cualquier tipo de falla en un sistema de protección eléctrico. Una maleta de

pruebas contiene un hardware que básicamente consta de una fuente trifásica de voltaje, una fuente monofásica de voltaje, una o dos fuentes trifásicas de corriente, entradas binarias, salidas binarias y una salida de voltaje continuo de una potencia importante para alimentar cargas como un relé. La conexión desde la maleta de pruebas hacia los puntos de conexión de las señales de corriente y tensión del relé se hace a través de cables flexibles con terminales o plug de conexión rápida.

Figura 58. Disposición física de la CMC356 de Omicron



Fuente: CMC. *Guía metodológica para pruebas a relés de protección multifuncional con el equipo de protección Omicron.*

6.6.7.1. Funciones del Test Universe 3.01

En esta tesis se toma como referencia para hacer la prueba de 87L una maleta de prueba Omicron CMC356 y el software de Omicron Test Universe 3.01 para interactuar con la CMC356, pero no significa que únicamente con estos productos se pueda probar una diferencial de línea. Existe en el mercado

una variedad de productos. El principio de operación de las maletas de prueba para relés son las mismas, lo que cambia es el software para interactuar PC- Maleta de pruebas y la capacidad de hardware para las inyecciones de corriente y voltaje.

Omicron tiene como software el Test Universe para manejar toda su gama de maletas.

Una vez teniendo el software, se pueden seleccionar las diferentes funciones.

Figura 59. Pantalla inicial del Test Universe 3.01



Fuente: elaboración propia, empleando Software Test Universe 3.20.

- Módulos de prueba: los módulos de prueba que se pueden obtener, para verificar las funciones de protección de una manera adecuada, estos son:
- QuickCMC: es el módulo más básico para simular corrientes y tensiones trifásicas. Es muy útil para hacer inyecciones de medidores en los que básicamente se necesita verificar corriente, tensión, potencia y energía con valores nominales. También se usa para inyectar los relés de protección sin embargo la aceptación de la prueba se hace manualmente. Con este módulo se puede modificar cualquier valor de corriente y tensión estando el equipo operando; es decir, no es necesario parar la inyección para modificar ningún valor.
- Ramping: con este módulo como su nombre lo indica se pueden realizar rampas de cualquiera de las variables de las señales de corriente y tensión. Es ideal para probar los umbrales de arranque de las protecciones.
- State Sequencer: es un módulo en el cual se asignan secuencias de prueba similar a la de QuickCMC pero con la posibilidad de cambiar de un estado a otro por tiempo o por la activación de un contacto. Con este módulo normalmente se puede probar la función recierre.
- Overcurrent: es el módulo de prueba para verificar todo tipo de curvas de sobrecorriente. Este contiene las librerías de las curvas estándar IEC, ANSI/IEEE. Además, tiene la posibilidad de grabar curvas que no existan en la librería y que la tenga un relé de protección multifuncional.
- Distance: este módulo de prueba es el apropiado para realizar la verificación de los relés de distancia.

- Autoreclosure: es el módulo para realizar pruebas de recierre.
- Differential: para pruebas de diferencial de transformador, de barras, de motor y de generador. Para la diferencial de línea se necesitan 2 maletas sincronizadas entre sí.

En el Control Center se manejan los documentos de prueba, esta sección tiene la posibilidad de usar los documentos que traen las librerías el software por default, crear documentos nuevos y abrir los que se han creado.

En la parte superior derecha de la ventana principal se encuentra 'Configurar' dentro del cual se encuentran:

- Asociación de unidad de prueba: el equipo de inyección Omicron se conecta al PC por medio de cable Ethernet o USB. Cuando se conecta por el puerto Ethernet es necesario que el software reconozca el equipo conectado; es decir, asocie el equipo Omicron conectado.
- Ajustes del sistema: son valores predeterminados en el software que siempre estarán por defecto en los módulos de prueba que se trabajen, como por ejemplo valores nominales, límites de corriente y tensión a inyectar, nombre de las fases, entre otros; estos se pueden editar.
- Administrador de licencias: para operar un equipo de prueba es indispensable tener la licencia. Este es un archivo que debe tener cada equipo de prueba y que se debe cargar en el PC desde el que se va a operar.

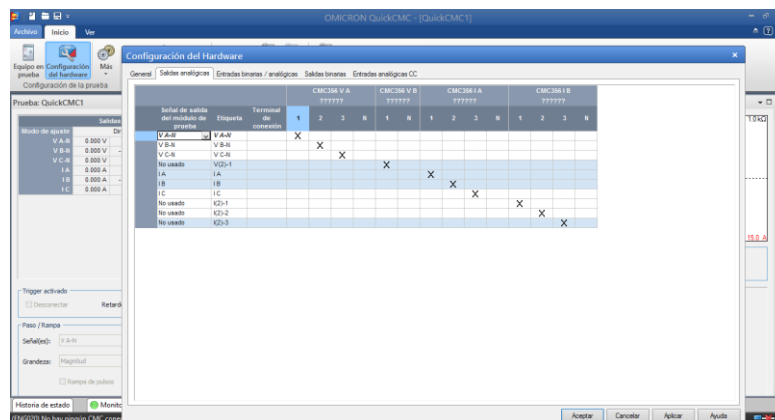
- Selección de idioma: tiene la posibilidad de escoger el lenguaje con el cual trabajar los módulos de prueba.

6.6.7.2. Módulos de prueba de la Omicron CMC356

Los módulos de prueba son herramientas que se usan para realizar las inyecciones de corriente y voltaje de una manera específica y para probar funciones de protección específicas, por ejemplo, el módulo overcurrent contiene las librerías de las curvas de sobrecorriente estándar y varias curvas de algunos fabricantes para verificar exclusivamente los ajustes de protección de sobrecorriente.

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

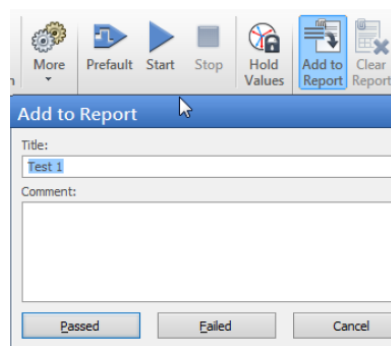
Figura 60. Vista de la ventana del hardware configuration



Fuente: elaboración propia, empleando Software Test Universe 3.20.

- Switch off on trigger: cuando se activa esta opción la maleta detiene la prueba al detectar la entrada binaria que se programó como trip.
- Switch off on time: para detener la inyección luego de un tiempo especificado en segundos.
- Start / stop: son los botones para iniciar y detener una inyección. Es importante tener presente que se pueden modificar los valores de cualquier variable (amplitud, fase y frecuencia en corriente y voltaje) sin necesidad de parar la inyección.
- Prefault: al pulsar este botón se inyecta un valor llamado de prefalla que por defecto es 120/ V por cada fase y 0 amperios.
- Add to report: con el módulo Quick se puede verificar cualquier protección de manera manual, por lo tanto, para hacer un reporte es necesario ingresar por este botón para editar el título de la prueba y confirmar si es satisfactoria o no como se muestra en la figura 16.

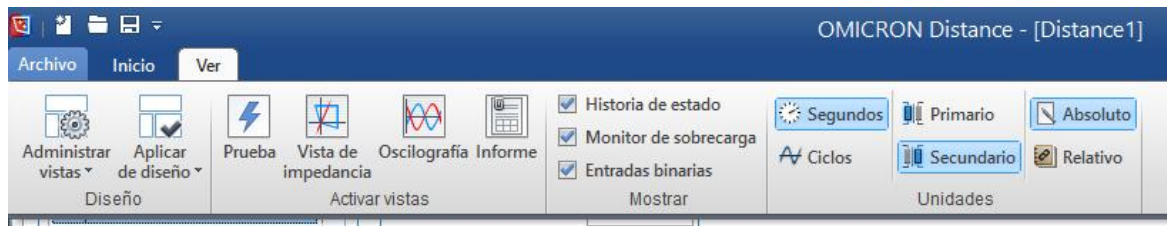
Figura 61. **Opción Add to report**



Fuente: elaboración propia, empleando Software Test Universe 3.20.

En la tercera pestaña llamada 'View' se activan algunas funciones para ajustar las visualizaciones como se observa en la figura 61.

Figura 62. **Opción Ver**



Fuente: elaboración propia, empleando Software Test Universe 3.20.

6.6.7.2.1. **Differential**

Hay que tener presente que este módulo no es muy útil según el alcance de esta tesis, ya que nuestro enfoque es probar la diferencial de línea. Para probar la diferencial de línea es necesario utilizar dos maletas de prueba sincronizados entre sí y conectados a sus respectivos relés de protección (subestación local y subestación remota).

Este módulo Differential es únicamente para una subestación y el objeto protegido se encuentra dentro de la misma subestación.

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

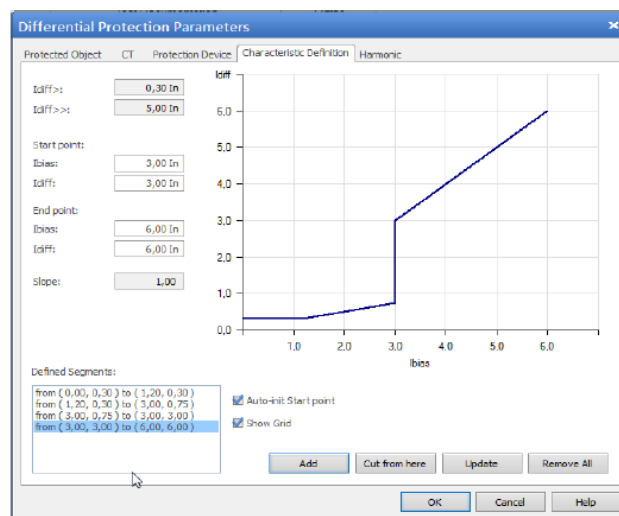
- Diferencial de transformador
- Diferencial de barra
- Diferencial de generador

- Diferencial de motor

El principio de operación de cualquier protección diferencial es el mismo. La sumatoria de corrientes de entrada al elemento protegido debe ser igual a la sumatoria de corrientes de salida de este. La operación de la protección diferencial depende de la característica de la curva y esta cambia dependiendo de la marca del relé.

- Characteristic Definition: en esta ventana se definen cada uno de los segmentos de la curva con los puntos inicial, final y la pendiente. Se pueden agregar tantos segmentos como sea necesario dependiendo el tipo de relé. La curva de la protección debe definirse tal cual como lo muestra el manual del relé, esta definición es propia de cada fabricante. En la imagen de la figura 63 se puede observar la característica de una protección en un relé GE Multilin 745.

Figura 63. **característica de una protección diferencial**



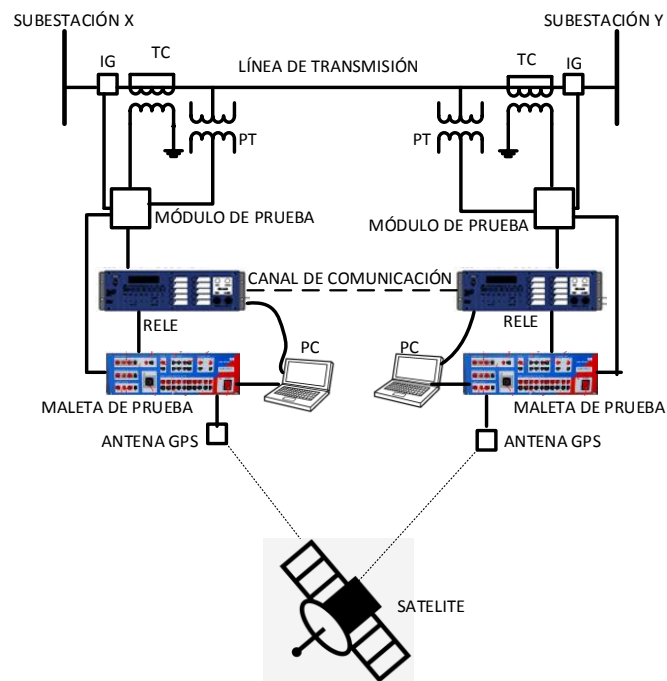
Fuente: elaboración propia, empleando Software Test Universe 3.20.

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

6.7. Pruebas esquema diferencial de línea 87L

A continuación, se muestra la conexión de elementos para prueba de esquema diferencial 87L.

Figura 64. **Conexión de elementos para prueba de esquema diferencial 87L**

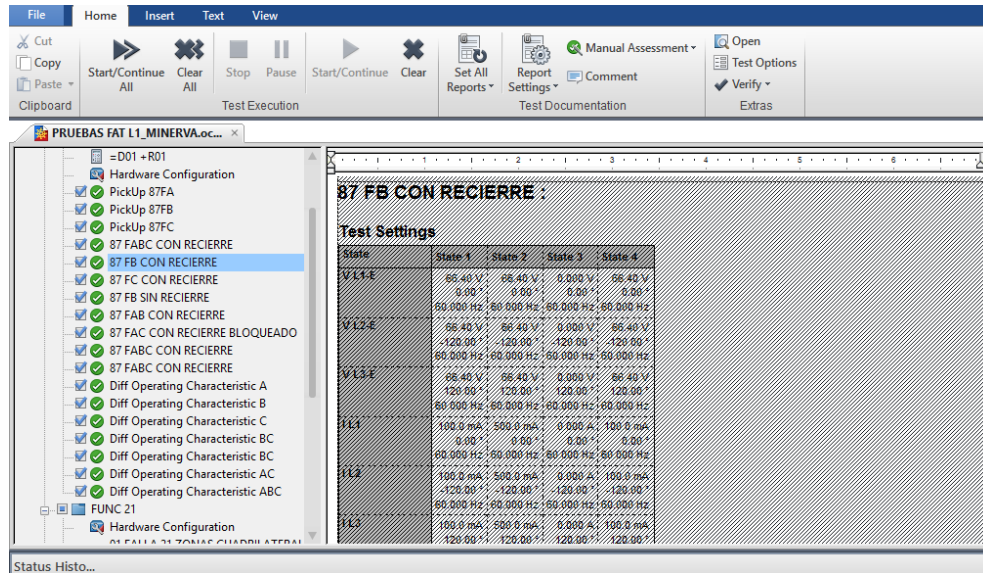


Fuente: elaboración propia.

En la figura 64 se muestra el conexionado de los elementos que intervienen en la prueba de una diferencial de línea 87L.

- Obligatoriamente se necesitan 2 maletas de prueba, una en cada extremo de la línea de transmisión.
- Estas maletas tienen que estar sincronizadas, para que, al momento de la inyección, las dos maletas inyecten simultáneamente la falla. Si las maletas no están sincronizadas no se podrá simular una falla con aportación en ambos extremos de la línea. Típicamente esta sincronización se realiza con una señal satelital de GPS.
- Según el tipo de maletas de prueba y la configuración del sistema de comunicación (WAN) entre subestaciones. Las dos maletas y los dos relés pueden controlarse en un solo extremo de la línea. Esto implicaría contar con un solo ingeniero de protecciones realizando la prueba. Siempre y cuando las dos maletas tengan conectados las respectivas señales de corriente, voltaje y disparos. Lo común es tener un ingeniero de protecciones controlando una maleta de pruebas y un relé en cada uno de los extremos de la línea.
- En cada extremo de la línea el ingeniero de protecciones debe guardar, oscilografías, espontáneos de relés y evidencias obtenidas por la maleta de pruebas por cada una de las pruebas realizadas (Libro de pruebas).

Figura 65. Libro de pruebas



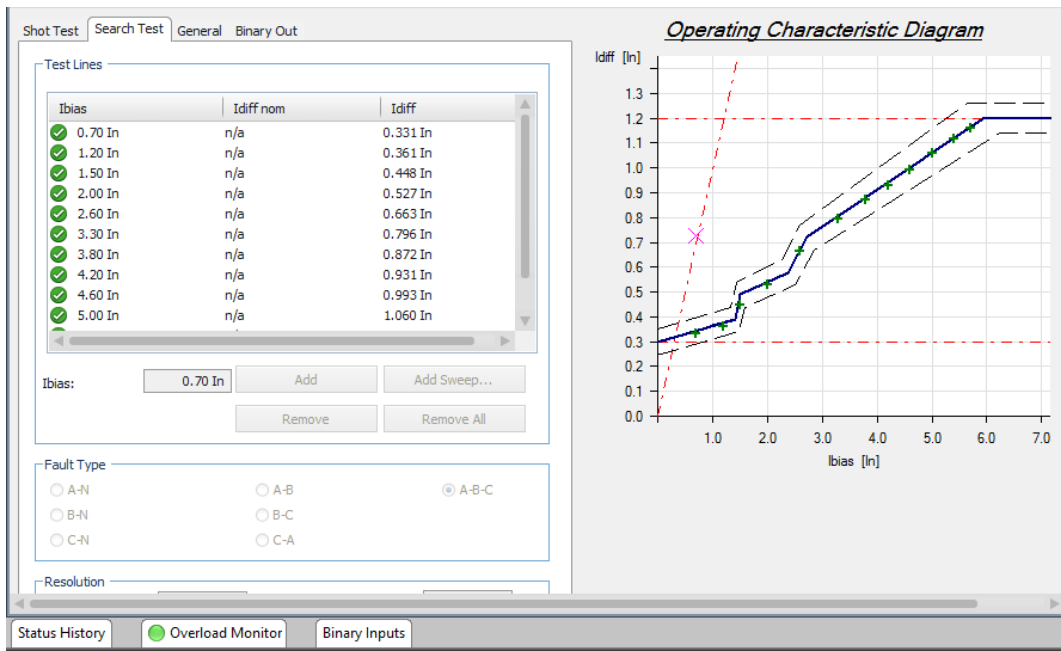
Fuente: elaboración propia.

Pruebas mínimas a la función de 87L:

- Prueba de característica 87L

Se valida la curva de operación de la 87L que el manual del relé indica. Se prueban puntos de operación y puntos de no operación hasta hallar la curva frontera de operación y no operación.

Figura 66. Curva característica para una 87L con relé siemens 7SJ85



Fuente: elaboración propia.

Se debe realizar prueba característica de las siguientes combinaciones.

- Fase A
- Fase B
- Fase C
- Fases AB
- Fases BC
- Fases CA
- Fases ABC

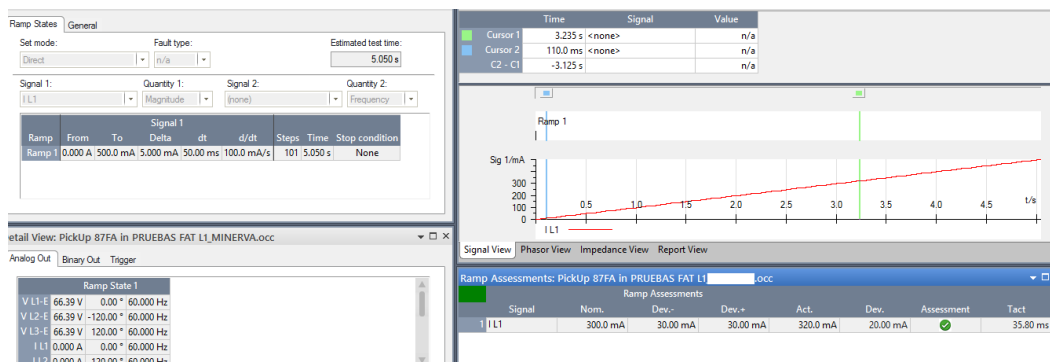
- Prueba de Pickup 87L

Se valida el ajuste de pickup por 87L, esta prueba se puede realizar con inyecciones de corriente en forma de rampa ascendente y descendente y la maleta de prueba devuelve el valor de corriente donde empieza a operar la función de 87L, este valor que devuelve la maleta de pruebas debe corresponder a lo ajustado en el relé.

Estas rampas deben realizarse para las siguientes combinaciones.

- Fase A
- Fase B
- Fase C
- Fases AB
- Fases BC
- Fases CA
- Fases ABC.

Figura 67. **Inyección de corriente en forma de rampa para prueba de pickup 87L**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 67 se observa una prueba de pickup para la fase A, la rampa inicia en 0 amperios y finaliza en 500 miliamperios. El ajuste de pickup para la 87L está configurado para 300 miliamperios.

Según la prueba, la función 87L dispara en 320 miliamperios, con un margen de error de +/- 30 miliamperios. Resultado de la prueba: Satisfactoria. Tiempo de operación; 35.8 milisegundos.

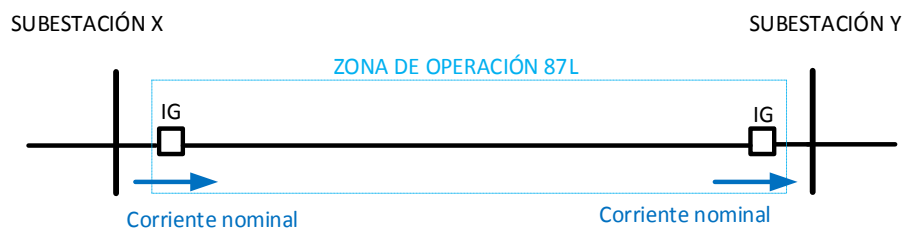
- Tiempo de operación de la función de 87L

Se valida el tiempo en que la función 87L opera incluyendo el cierre del contacto de salida del relé. Típicamente una diferencia de línea opera en tiempos de 30 y 40 milisegundos, que está por debajo de los 50 milisegundos permitido en normas (tiempos de operación de disparos instantáneos).

- Prueba de estabilidad

Se valida que para condiciones normales o nominales de la línea de transmisión no se produce disparo por 87L. Con las maletas de pruebas se inyectan corrientes nominales en ambo sentidos de la línea.

Figura 68. **Estabilidad en la línea de transmisión**

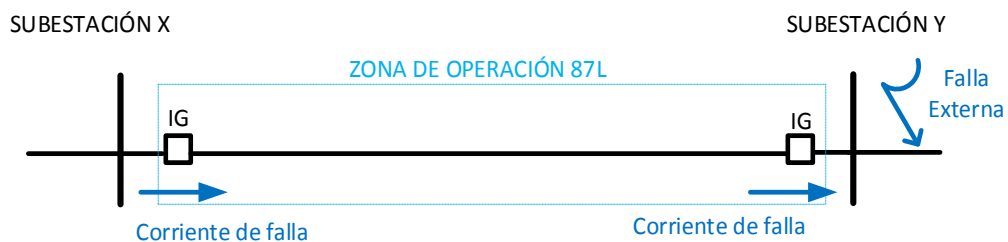


Fuente: elaboración propia.

- Prueba de falla externa

Se valida que para fallas externas a la línea protegida no debe operar la función de 87L, debido a que esta fuera su zona de operación.

Figura 69. **Falla externa de la línea de transmisión protegida**

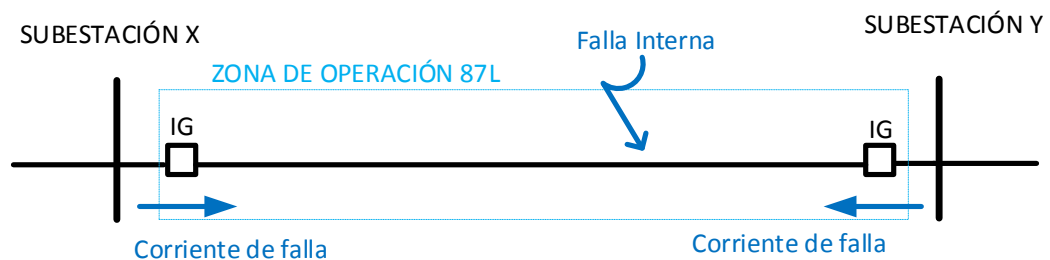


Fuente: elaboración propia.

- Fallas dentro de la zona de operación de la 87L

Se valida que para fallas internas de la línea protegida debe operar la 87L, debido a que está dentro de su zona de operación.

Figura 70. **Falla interna de la línea de transmisión protegida**



Fuente: elaboración propia.

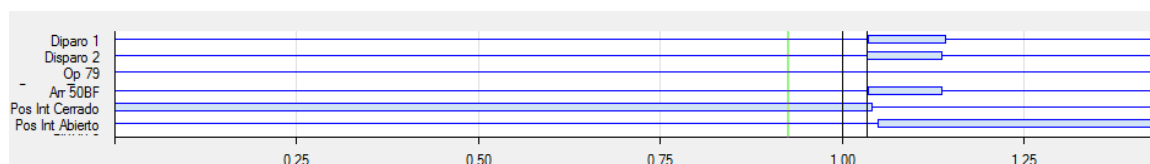
Se tendrá que validar para fallas.

- Fase A
- Fase B
- Fase C
- Fases AB
- Fases BC
- Fases CA
- Fases ABC

Para todas estas pruebas se tiene que verificar que los disparos son producidos por la función de 87L.

La protección diferencial de línea es la protección principal de una línea de transmisión de energía eléctrica. Se ha comprobado que una vez, el canal de comunicación de la diferencial de línea deje de funcionar, las funciones de protección de respaldo de la línea de transmisión actuarán al momento de producirse una falla.

Figura 71. **Falla interna de la línea de transmisión protegida**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 71 se muestra los registros de la maleta para una falla interna de la línea, con la función 79 (recierre) activada. Donde:

- Disparo 1 = disparo de interruptor local
- Disparo 2 = disparo de interruptor remoto.
- Op 79 = orden de recierre.
- Arr 50 BF = arranque de protección de 50BF (*breaker failure*). Interruptor local.
- Pos int. Cerrado = posición del interruptor cerrado. Interruptor local.
- Pos int. Abierto = posición del interruptor abierto. Interruptor local.

6.8. Pruebas a las funciones de protección de respaldo de la línea de transmisión.

A continuación, se muestra una prueba de función 50, 51-51N.

6.8.1. Prueba función 50, 51/51N

En esta prueba se verifica.

- Ajuste de Pickup.
- Tiempos de operación según curva de sobrecorriente.

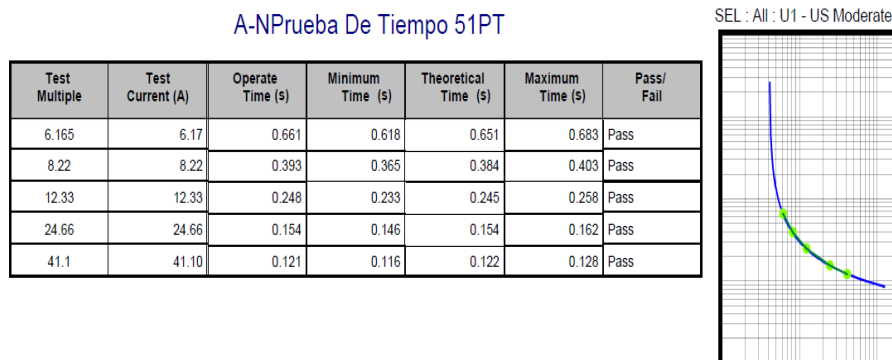
Se copian todas las evidencias de las pruebas (50/50N,51/51N) como constancia de su ejecución.

Figura 72. **Evidencia de un disparo por sobrecorriente para un relé SEL-311L**

FID=SEL-311L-1-R502-V0-Z106006-D20141106					CID=D8D1
#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE	
86	08/28/2017	10:31:36.329	51G	Asserted	
85	08/28/2017	10:31:36.333	FSA	Asserted	
84	08/28/2017	10:31:36.333	51P	Asserted	
83	08/28/2017	10:31:36.333	TMB2A	Asserted	
82	08/28/2017	10:31:36.587	51GT	Asserted	
81	08/28/2017	10:31:36.587	TRIP	Asserted	
80	08/28/2017	10:31:36.587	TMB4A	Asserted	
79	08/28/2017	10:31:36.971	51PT	Asserted	
78	08/28/2017	10:31:36.991	51P	Deasserted	
77	08/28/2017	10:31:36.991	TMB2A	Deasserted	
76	08/28/2017	10:31:36.991	TMB4A	Deasserted	
75	08/28/2017	10:31:37.000	51G	Deasserted	
74	08/28/2017	10:31:37.000	FSA	Deasserted	
73	08/28/2017	10:31:37.008	51PT	Deasserted	
72	08/28/2017	10:31:37.016	51GT	Deasserted	
71	08/28/2017	10:31:37.016	TRIP	Deasserted	

Fuente: elaboración propia, empleando Terminal software AcSELerator QuickSet.

Figura 73. **Ejemplo de reporte de la función 51 de fase de una maleta de prueba**



Fuente: SMRT410. Reporte de un equipo de prueba Megger.

6.8.2. Prueba función 25

Para la función de chequeo de sincronismo se tiene que validar que el interruptor no cerrara o no tendrá recierre si no existe condiciones de sincronismo.

El siguiente ejemplo de la figura 74 tiene una condición vivo-vivo, en la figura se puede apreciar que tanto magnitud, fase y frecuencia están Ok (existe condición de sincronismo) por lo tanto el comando de cierre (el comando de cierre puede venir desde nivel 0,1,2 hasta 3) es asertado y por ende el interruptor cambia a posición cerrado.

Figura 74. **Espontaneo para un relé SIEMENS donde se cumple condiciones de sincronismo**

28.07.2017 17:12:34.180	00:00:00:00....	NRJ:Process monitor:Closure detec.:Closure	off
28.07.2017 17:12:34.180	00:00:00:00....	5L110:Manual close:Detected	off
28.07.2017 17:12:34.180	00:00:00:00....	NRJ:50 OC high-speed 1:Standard 1:Rel. by CB switch on	off
28.07.2017 17:12:34.180	00:00:00:00....	5L110:Circuit break.:Alarm suppression	off
28.07.2017 17:12:33.980	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Release close cmd.	off
28.07.2017 17:12:33.931	00:00:00:00....	5L110:Circuit break.:Op.ct.	14
28.07.2017 17:12:33.930	00:00:00:00....	5L110:Circuit break.:Position	selected,disturbed...
28.07.2017 17:12:33.930	00:00:00:00....	5L110:Control:Cmd. with feedback	disturbed position
28.07.2017 17:12:33.930	00:00:00:00....	5L110:Circuit break.:Close command	off
28.07.2017 17:12:33.930	00:00:00:00....	5L110:Circuit break.:Command active	off
28.07.2017 17:12:33.930	00:00:00:00....	5L110:Control:Cmd. with feedback	CMT+ closed
28.07.2017 17:12:33.930	00:00:00:00....	5L110:Circuit break.:Position	closed
28.07.2017 17:12:33.890	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:In progress	off
28.07.2017 17:12:33.890	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Voltage difference OK	off
28.07.2017 17:12:33.890	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Frequency diff. OK	off
28.07.2017 17:12:33.890	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:All sync. conditio. OK	off
28.07.2017 17:12:33.890	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Angle difference OK	off
28.07.2017 17:12:33.883	00:00:00:00....	5L110:Circuit break.:Close command	on
28.07.2017 17:12:33.883	00:00:00:00....	5L110:Circuit break.:Alarm suppression	on
28.07.2017 17:12:33.883	00:00:00:00....	NRJ:Process monitor:Closure detec.:Closure	on
28.07.2017 17:12:33.883	00:00:00:00....	5L110:Control:Cmd. with feedback	OPR+ close
28.07.2017 17:12:33.883	00:00:00:00....	NRJ:50 OC high-speed 1:Standard 1:Rel. by CB switch on	phs A,phs B,phs C
28.07.2017 17:12:33.883	00:00:00:00....	5L110:Manual close:Detected	on
28.07.2017 17:12:33.882	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:In progress	on
28.07.2017 17:12:33.882	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Voltage difference OK	on
28.07.2017 17:12:33.882	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Angle difference OK	on
28.07.2017 17:12:33.882	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Frequency diff. OK	on
28.07.2017 17:12:33.882	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:All sync. conditio. OK	on
28.07.2017 17:12:33.882	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Release close cmd.	on
28.07.2017 17:12:33.708	00:00:00:00....	5L110:Control:Cmd. with feedback	SEL+ close
28.07.2017 17:12:33.707	00:00:00:00....	5L110:Circuit break.:Command active	on

Fuente: elaboración propia, empleando Software Digs 5 de SIEMENS.

Figura 75. **Esponaneo para un rele SIEMENS donde no cumple condiciones de sincronismo**

Time stamp	Relative time	Indication	Value
(All)	(All)	(All)	(All)
28.07.2017 17:17:57.790	00:00:00:05....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Max. time exceeded	off
28.07.2017 17:17:57.740	00:00:00:05....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:In progress	off
28.07.2017 17:17:57.740	00:00:00:05....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Max. time exceeded	on
28.07.2017 17:17:57.740	00:00:00:05....	5L110:Control:Cmd. with feedback	OPR- close
28.07.2017 17:17:57.740	00:00:00:05....	5L110:Circuit break.:Position	open
28.07.2017 17:17:57.740	00:00:00:05....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:V dif.too large(V2<V1)	off
28.07.2017 17:17:57.740	00:00:00:05....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Angle difference OK	off
28.07.2017 17:17:57.740	00:00:00:05....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Frequency diff. OK	off
28.07.2017 17:17:57.740	00:00:00:05....	5L110:Circuit break.:Command active	off
28.07.2017 17:17:52.740	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:In progress	on
28.07.2017 17:17:52.740	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Frequency diff. OK	on
28.07.2017 17:17:52.740	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:V dif.too large(V2<V1)	on
28.07.2017 17:17:52.740	00:00:00:00....	5L110:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Angle difference OK	on
28.07.2017 17:17:52.554	00:00:00:00....	5L110:Circuit break.:Command active	on
28.07.2017 17:17:52.554	00:00:00:00....	5L110:Circuit break.:Position	selected,open
28.07.2017 17:17:52.554	00:00:00:00....	5L110:Control:Cmd. with feedback	SEL+ close

Fuente: elaboración propia, empleando Software Digsy 5 de SIEMENS.

Para la figura 75 se tiene un escenario Vivo-Vivo pero existe una diferencia en magnitud del voltaje mayor al tolerable según los ajustes del relé. El relé recibe la señal de cierre, pero como no tiene condiciones de sincronismo no manda a cerrar al interruptor.

Para estas pruebas se tienen que validar los casos de chequeo de sincronismo descritos en la sección 4.5 para cada interruptor que componen los extremos de la línea en prueba.

6.8.3. Prueba función 79

Para la función 79 se tiene que validar que únicamente tendrá recierre bajo condiciones de sincronismo y según la filosofía de operación de la empresa transportista.

La función de recierre normalmente se puede habilitar o deshabilitar desde el tablero que se encuentra en caseta, desde al HMI, o desde Scada.

Otras pruebas que se tienen que realizar son:

- Tiempo de reclamo.
- Validación ante una falla evolutiva (No tiene que hacer recierre).
- Validación ante falla monofásica, bifásica, trifásica y por zona de la falla (el recierre tiene que operar según filosofía de la empresa transportista).

Es obligatorio guardar todos los registros, reportes y evidencias de todos los casos.

6.8.4. Prueba función 59 y 27

Para la prueba de la función 59 sobrevoltaje y 27 subvoltaje, se tiene que validar la operación y tiempo de las 2 etapas de dichas funciones (etapa1=alarma, etapa2=disparo)

- Etapa 1 de sobrevoltaje

En la figura 76 para la etapa 1, se tiene la evidencia del sobrevoltaje, se puede observar que el interruptor no dispara, ya que, aparece siempre con la posición de cerrado.

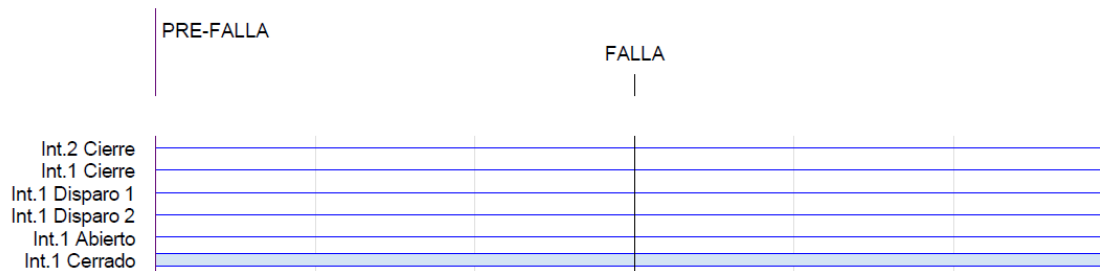
Se tiene que validar el sobrevoltaje para todas las fases y las combinaciones respectivas.

Figura 76. **Inyección de sobrevoltaje fase B etapa 1**

State	PRE-FALLA	FALLA
V L1-E	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz
V L2-E	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	67.00 V -120.00 ° 60.000 Hz
V L3-E	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz

Fuente: elaboración propia, empleando Software Test Universe 3.20.

Figura 77. **Evidencia de sobrevoltaje etapa 1**



Fuente: elaboración propia, empleando Software Test Universe 3.20.

Figura 78. **Evidencia de sobrevoltaje etapa 1 para un relé SEL-311L**

18	07/28/2017	13:26:37.599	27BC	Deasserted
17	07/28/2017	13:26:37.603	27CA	Deasserted
16	07/28/2017	13:26:37.603	27AB	Deasserted
15	07/28/2017	13:26:37.603	3P27	Deasserted
14	07/28/2017	13:26:37.603	27A	Deasserted
13	07/28/2017	13:26:37.607	27C	Deasserted
12	07/28/2017	13:26:37.607	27B	Deasserted
11	07/28/2017	13:26:40.603	59B	Asserted
10	07/28/2017	13:26:42.603	SV9T	Asserted
9	07/28/2017	13:26:43.587	SV9T	Deasserted
8	07/28/2017	13:26:43.587	27AB	Asserted
7	07/28/2017	13:26:43.587	59B	Deasserted
6	07/28/2017	13:26:43.587	27B	Asserted
5	07/28/2017	13:26:43.587	27A	Asserted
4	07/28/2017	13:26:43.591	27CA	Asserted
3	07/28/2017	13:26:43.591	27BC	Asserted
2	07/28/2017	13:26:43.591	3P27	Asserted
1	07/28/2017	13:26:43.591	27C	Asserted

Fuente: elaboración propia, empleando Terminal software AcSELeRator QuickSet.

- Etapa 2 de sobrevoltaje

En las siguientes figuras se muestran las evidencias de la operación de sobrevoltaje etapa2.

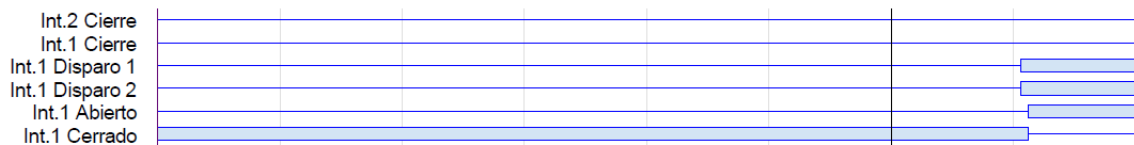
Figura 79. **Inyección de sobrevoltaje fase B etapa 2**

State	PRE-FALLA	FALLA
V L1-E	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz
V L2-E	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	71.00 V -120.00 ° 60.000 Hz
V L3-E	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz

Fuente: elaboración propia, empleando Software Test Universe 3.20.

La figura 80, muestra el disparo del interruptor ya que aparece el cambio de posición a abierto.

Figura 80. **Evidencia de sobrevoltaje etapa 2**



Fuente: elaboración propia, empleando Software Test Universe 3.20.

Figura 81. **Evidencia de sobrevoltaje etapa 2 para un relé SEL-311L**

#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
31	07/28/2017	13:31:27.815	27AB	Deasserted
30	07/28/2017	13:31:27.815	3P27	Deasserted
29	07/28/2017	13:31:27.815	27B	Deasserted
28	07/28/2017	13:31:27.819	27CA	Deasserted
27	07/28/2017	13:31:27.819	27BC	Deasserted
26	07/28/2017	13:31:27.819	27C	Deasserted
25	07/28/2017	13:31:27.819	27A	Deasserted
24	07/28/2017	13:31:30.807	59B	Asserted
23	07/28/2017	13:31:30.811	59A	Asserted
22	07/28/2017	13:31:30.815	59AB	Asserted
21	07/28/2017	13:31:31.315	SV3T	Asserted
20	07/28/2017	13:31:31.319	TRIP	Asserted

Fuente: elaboración propia, empleando Terminal software AcSELeator QuickSet.

- **Subvoltaje**

Para la función 27 se tiene que hacer las mismas validaciones como las de sobrevoltaje, únicamente las inyecciones se hacen con referencia a los ajustes de la función 27 en el relé.

Queda a criterio de la empresa transportista la habilitación, etapas y tiempos de operación de la función 59 y 27.

6.8.5. Prueba función SOTF

La función de cierre bajo falla del interruptor (SOTF, *switch on-to fault*), se habilita ante un comando de cierre al interruptor, sea por operación o por orden de recierre cuando el interruptor ha permanecido abierto. esta función tendrá un carácter de emergencia al indicar que el cierre del interruptor se ha

realizado contra una falla existente, por lo que su operación se hace sin ningún retardo (tiempo de operación instantánea).

El disparo es definitivo sin recierre aun cuando la función 79 este habilitado.

Figura 82. **Evidencia de la función SOTF para un relé SEL-311L**

45	07/31/2017	09:34:24.286	27A	Deasserted
44	07/31/2017	09:34:24.290	27BC	Deasserted
43	07/31/2017	09:34:24.290	27C	Deasserted
42	07/31/2017	09:34:24.290	27B	Deasserted
41	07/31/2017	09:34:24.611	25A2	Asserted
40	07/31/2017	09:34:24.611	25A1	Asserted
39	07/31/2017	09:34:27.416	52A	Asserted
38	07/31/2017	09:34:27.428	32GF	Asserted
37	07/31/2017	09:34:27.428	25A2	Deasserted
36	07/31/2017	09:34:27.428	25A1	Deasserted
35	07/31/2017	09:34:27.428	27CA	Asserted
34	07/31/2017	09:34:27.428	27AB	Asserted
33	07/31/2017	09:34:27.428	27A	Asserted
32	07/31/2017	09:34:27.432	27AB	Deasserted
31	07/31/2017	09:34:27.436	27AB	Asserted
30	07/31/2017	09:34:27.466	87L2	Asserted
29	07/31/2017	09:34:27.478	SOTFT	Asserted
28	07/31/2017	09:34:27.478	FSA	Asserted
27	07/31/2017	09:34:27.478	TRIP	Asserted
26	07/31/2017	09:34:27.478	OUT101	Asserted
25	07/31/2017	09:34:27.478	OUT103	Asserted
24	07/31/2017	09:34:27.522	87LA	Asserted
23	07/31/2017	09:34:27.524	SOTFT	Deasserted
22	07/31/2017	09:34:27.528	52A	Deasserted

Fuente: elaboración propia, empleando Terminal software AcSElerator QuickSet.

Figura 83. **Ajustes típicos de la función SOTF para un relé SEL-311L**

Switch-Onto-Fault

ESOTF Enable Switch-Onto-Fault Elements

ESOTF Enable Switch-Onto-Fault
 Select: Y, N

Switch-Onto-Fault Elements

CLOEND Close Enable Time Delay (cycles in 0.25 increments)
 Range = 0.00 to 16000.00, OFF

S2AEND 52A Enable Time Delay (cycles in 0.25 increments)
 Range = 0.00 to 16000.00, OFF

SOTFD SOTF Duration (cycles in 0.25 increments)
 Range = 0.50 to 16000.00

TRSOTF Switch-Onto-Fault Trip Conditions

Fuente: elaboración propia, empleando Software AcSElerator QuickSet.

6.8.6. Prueba curva característica función 21

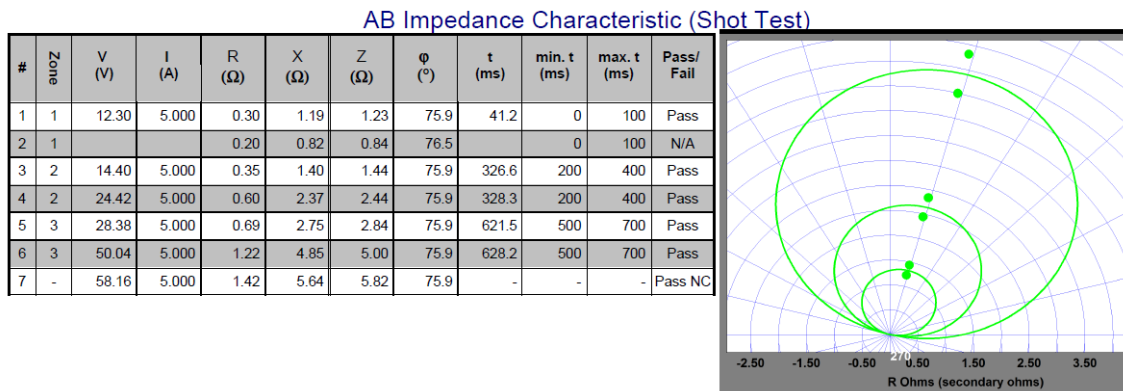
Para esta prueba se tiene validar la operación y tiempos de disparo de la función 21, es necesario validar todos los casos siguientes.

- Fallas monofásicas en zona 1, zona2, zona 3, zona 4 (típicamente mho y cuadrilateral).
- Fallas bifásicas en zona 1, zona2, zona 3, zona 4 (típicamente mho).
- Fallas trifásicas en zona 1, zona2, zona 3, zona 4 (típicamente mho).

Queda a criterio de la empresa transportista si la zona 3, 4 quedan protegiendo viendo hacia delante y con disparo o alguna configuración diferente.

En la figura 84 y 85 nos muestran un ejemplo de las evidencias para la validación de la función 21 ante una falla bifásica.

Figura 84. Evidencia para una falla AB con característica mho



Fuente: SMRT410. Reporte de un equipo de prueba Megger.

Figura 85. Evidencia para una falla AB para un relé SEL-311L

90	08/28/2017	10:52:37.497	51P	Asserted
89	08/28/2017	10:52:37.497	TMB2A	Asserted
88	08/28/2017	10:52:37.501	Z1T	Asserted
87	08/28/2017	10:52:37.501	M2P	Asserted
86	08/28/2017	10:52:37.501	M1P	Asserted
85	08/28/2017	10:52:37.501	TRIP	Asserted
84	08/28/2017	10:52:37.501	51P	Deasserted
83	08/28/2017	10:52:37.501	TMB4A	Asserted
82	08/28/2017	10:52:37.505	Z1T	Deasserted
81	08/28/2017	10:52:37.505	M1P	Deasserted
80	08/28/2017	10:52:37.514	M2P	Deasserted
79	08/28/2017	10:52:37.518	M3P	Deasserted
78	08/28/2017	10:52:37.518	TMB2A	Deasserted
77	08/28/2017	10:52:37.518	TMB4A	Deasserted
76	08/28/2017	10:52:37.651	TRIP	Deasserted
75	08/28/2017	10:52:39.360	M3P	Asserted
74	08/28/2017	10:52:39.364	M2P	Asserted
73	08/28/2017	10:52:39.364	TRIP	Asserted
72	08/28/2017	10:52:39.364	TMB2A	Asserted
71	08/28/2017	10:52:39.364	TMB4A	Asserted
70	08/28/2017	10:52:39.664	Z2T	Asserted
69	08/28/2017	10:52:39.677	Z2T	Deasserted
68	08/28/2017	10:52:39.677	M2P	Deasserted
67	08/28/2017	10:52:39.677	TMB2A	Deasserted
66	08/28/2017	10:52:39.677	TMB4A	Deasserted
65	08/28/2017	10:52:39.681	M3P	Deasserted
64	08/28/2017	10:52:39.689	TRIP	Deasserted
63	08/28/2017	10:52:41.439	M3P	Asserted
62	08/28/2017	10:52:41.439	51P	Asserted
61	08/28/2017	10:52:41.439	TMB2A	Asserted
60	08/28/2017	10:52:41.444	M2P	Asserted
59	08/28/2017	10:52:41.444	TRIP	Asserted
58	08/28/2017	10:52:41.444	51P	Deasserted
57	08/28/2017	10:52:41.444	TMB4A	Asserted
56	08/28/2017	10:52:41.744	Z2T	Asserted
55	08/28/2017	10:52:41.752	Z2T	Deasserted

Fuente: elaboración propia, empleando Terminal software AcSELeRator QuickSet.

6.9. Prueba *end to end*

Las pruebas *end to end* es el conjunto de pruebas definitivas con más importancia para las protecciones de una línea de transmisión, las pruebas *end to end* se realizan previas a la puesta en servicio de una línea de transmisión nueva.

Estas pruebas incluyen las pruebas de protección diferencial de línea 87L. Con la ayuda de una maleta de prueba en cada extremo de la línea de transmisión de energía eléctrica, sincronizadas entre si a través de una señal de GPS se hacen inyecciones de varios casos de falla, esperando la respuesta de

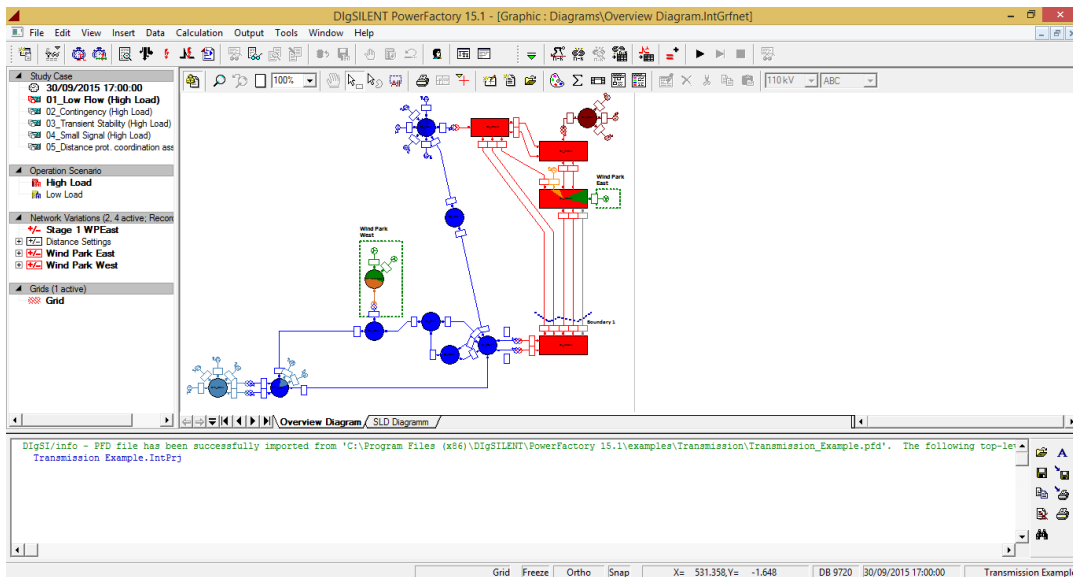
todas las funciones de protección habilitadas (principal y respaldo) para proteger la línea de transmisión.

Con la ayuda de un software especializado en simular SEP, por ejemplo, el DigSILENT PowerFactory, se construye el escenario del SEP sobre el cual tendrá incidencia la puesta en servicio de la línea nueva. En esta simulación se incluyen los equipos de protección con los ajustes definitivos.

Con el software simulador se harán fallas de todo tipo, generando archivos Comtrade donde quedarán guardados las oscilografías de los casos de falla simulados.

Con la simulación de fallas, se crea un protocolo de pruebas donde se describe la respuesta esperada por función de protección.

Figura 86. Simulación en DigSILENT PowerFactory 15.1



Fuente: elaboración propia, empleando Software DigSILENT PowerFactory 15.1.

En la figura 87, se muestra la conexión del GPS de una maleta de prueba CMC356 en uno de los extremos de la línea. Una vez sincronizadas las maletas en el caso de Omicron, se inyectarán los valores ajustados en cada maleta cada 60 segundos (siempre y cuando se tenga presionado el botón de play en las dos maletas).

Figura 87. **CMC356 con GPS para sincronización con el otro extremo de la línea**



Fuente: elaboración propia.

Figura 88. **Antena del GPS**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 88 se tiene la antena del GPS, antes de iniciar la prueba se tiene que verificar que el GPS esté conectado con el mínimo permitido de satélites. (El mínimo permitido de satélites depende de los distintos fabricantes del GPS)

En las figuras 88, 89 y 90, se muestra un ejemplo del protocolo de las pruebas *end to end*.

Figura 89. **Ejemplo de casos para validar función 21 durante las pruebas *end to end***

	CASO	FALLA	CARACTERÍSTICA	OPERACIÓN ESPERADA	
				S/E LOCAL	S/E REMOTA
				S/E A	S/E B
CASOS DE 21	1	Monofásica, fase A	A tierra (0.1 Ω), 10% de distancia desde S/E A, hacia adelante	Se espera disparo por zona 1 y envío por POTT, operación de la función 87L y 67N en Comparación Direccional - CD.	Se espera detección de falla en zona 2 y envío por POTT, operación de la función 87L y 67N en Comparación Direccional - CD. Se espera entonces disparo acelerado por acción de los esquemas de teleprotección.
	2	Bifásica, fases A-C	A tierra (0.1 Ω), 50% de distancia desde S/E A, hacia adelante	Se espera disparo por zona 1 y envío por POTT, operación de la función 87L y 67N en Comparación Direccional - CD.	Se espera detección de falla en zona 1 y envío por POTT, operación de la función 87L y 67N en Comparación Direccional - CD. Se espera entonces disparo acelerado por acción de los esquemas de teleprotección.

Fuente: elaboración propia.

Figura 90. Ejemplo de casos para validar función 67 durante las pruebas *end to end*

	CASO	FALLA	CARACTERÍSTICA	OPERACIÓN ESPERADA	
				S/E LOCAL	S/E REMOTA
				S/E A	S/E B
67N	3	Monofásica, fase A	A tierra (0.1 Ω), 40% de distancia desde S/E A, hacia adelante	Se espera disparo por zona 1 y envío por POTT, operación de la función 87L y 67N en Comparación Direccional - CD.	Se espera detección de falla en zona 1 y envío por POTT, operación de la función 87L y 67N en Comparación Direccional - CD. Se espera entonces disparo acelerado por acción de los esquemas de teleprotección.
	4	Bifásica, fases B-C	A tierra (0.1 Ω), 80% de distancia desde S/E B, hacia adelante	Se espera disparo por zona 1 y envío por POTT, operación de la función 87L y 67N en Comparación Direccional - CD.	Se espera detección de falla en zona 2 y envío por POTT, operación de la función 87L y 67N en Comparación Direccional - CD. Se espera entonces disparo acelerado por acción de los esquemas de teleprotección.
	5	Monofásica, fase B	A tierra (0.1 Ω), 10% de distancia desde S/E B, hacia adelante (S/E B – S/E C)	Se espera disparo en zona 2, operación de la función 67N.	Se espera disparo en zona 4.

Fuente: elaboración propia.

Figura 91. Ejemplo de casos para validar función 87L durante las pruebas *end to end*

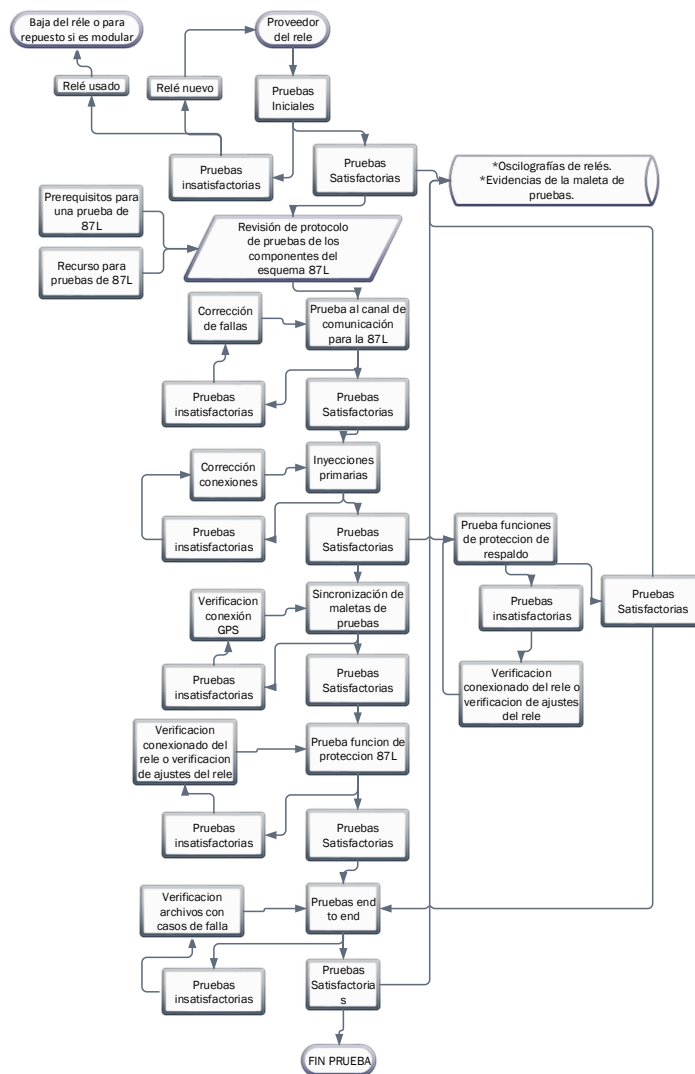
	CASO	FALLA	CARACTERÍSTICA	OPERACIÓN ESPERADA	
				S/E LOCAL	S/E REMOTA
				S/E A	S/E B
87L	6	Monofásica, fase B	A tierra (0.1 Ω), 30% de distancia desde S/E B, hacia adelante	Se espera disparo por zona 1 y envío por POTT, operación de la función 87L y 67N en Comparación Direccional - CD.	Se espera detección de falla en zona 2 y envío por POTT, operación de la función 87L y 67N en Comparación Direccional - CD. Se espera entonces disparo acelerado por acción de los esquemas de teleprotección.
	7	Bifásica, fases A-C	A tierra (0.1 Ω), 90% de distancia desde S/E B, hacia adelante	Se espera detección de falla en zona 2 y envío por POTT, operación de la función 87L y 67N en Comparación Direccional - CD. Se espera entonces disparo acelerado por acción de los esquemas de teleprotección.	Se espera disparo por zona 1 y envío por POTT, operación de la función 87L y 67N en Comparación Direccional - CD.
	8	Bifásica, fases A-B	Aislada (0.1 Ω), 10% de distancia desde S/E A, hacia adelante (S/E A – S/E D)	Se espera disparo en zona 4.	Se espera disparo en zona 2, operación de la función 67N.

Fuente: elaboración propia.

6.10. Flujograma resumen para pruebas a esquema 87L

A continuación, se muestra el flujograma de resumen para pruebas a esquema 87L.

Figura 92. Flujograma resumen para pruebas a esquema diferencial de línea 87L



Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. El esquema protección diferencial de línea 87L es un esquema totalmente selectivo, únicamente ordena señal de disparo para fallas dentro de la línea de transmisión con tiempos de operación instantáneo, para fallas externas a la línea de transmisión no ordena señal de disparo. Para fallas externas a la línea de transmisión operan las protecciones de respaldo con cierto retardo.
2. Para líneas de transmisión muy cortas, el esquema de protección diferencial de línea 87L es la protección idónea, en comparación con las protecciones que requieran coordinación con las protecciones de las líneas adyacentes. La coordinación de funciones de protección para líneas cortas es complicada y pueden ocasionar errores en operación.
3. Las pruebas “*end to end*” son las pruebas definitivas para validar el correcto funcionamiento en su totalidad de un esquema de protección diferencial de línea 87L.
4. El principio de operación de una diferencial de línea 87L es el mismo para cualquier relé de protección, La diferencia es el algoritmo de operación de las funciones de protección, control y medición de cada relé, Se debe revisar la curva característica de operación de 87L de cada fabricante.
5. El principio de operación de una diferencial de línea 87L, está dada en función únicamente de las señales de corrientes en cada extremo de la

línea. Dando como consecuencia discriminación al nivel de voltaje de la línea de transmisión.

6. Para el canal de comunicación de 87L existen diferentes tecnologías, la diferencias entre tecnologías es la latencia que se agrega al disparo al momento de una falla dentro de la línea de transmisión. La tecnología a implementar para el canal de la 87L Será en función de la topología de comunicaciones entre subestaciones e importancia de la línea de transmisión dentro del SEP.

RECOMENDACIONES

1. Para todas las empresas de transmisión de energía eléctrica, es indispensable contar con un plan de mantenimiento preventivo de los relés de protecciones, en este mantenimiento no es necesario probar el esquema diferencial de línea 87L completo, únicamente se puede realizar las pruebas básicas, se debe llevar un control de los trabajos sobre el relé.
2. Durante la operación de la línea de transmisión, al momento de producirse los disparos de los interruptores, se debe de descargar las oscilografías de los eventos de falla y realizar un análisis post operativo para evaluar la operación del esquema de protecciones.
3. Es importante para todas las subestaciones contar con módulos de prueba, estos facilitan enormemente las pruebas de relés, evitando la desconexión física en los bornes del relé, logrando con esto una mejora en el procedimiento de pruebas al esquema de protección.
4. Se debe revisar periódicamente el estado del canal de comunicaciones de la protección diferencial de línea 87L o dejar configurada una alarma en los relés de protección falla canal de comunicación 87L, debido a que en caso de una falla en el canal de comunicación la protección 87L queda deshabilitada.

BIBLIOGRAFÍA

1. ARÉVALO MORENO, Fredy Wilson. *Guía metodológica para pruebas de reles de proteccion multifuncional con el equipo de inyección Omicron CMC*. España: McGraw Hill, 2010. 139 p.
2. BALLESTEROS LÓPEZ, David Nereo. *Clasificación y procesamiento de los registros de perturbaciones de la red de transmisión de Isa*. Argentina: McGraw-Hill, 2001. 132 p.
3. GUIOT CÓRDOVA, Daniel. *Manual de procedimientos para pruebas a transformadores de distribución*. México: San Nicolás de los Garza, 1998. 185 p.
4. HERNANDEZ GUERREIRO, Fernando. *Diseños y ajustes de protección en una subestación de alta tensión*. Colombia: Universidad de Palermo, 1989. 333 p.
5. MEGGER. *Guía de prueba de interruptores*. Estados Unidos: Megger, 1998. 148 p.
6. OMICRON. *CMC 356 User manual*. México: Omicron, 2015. 142 p.
7. _____. *CPC 100 Reference manual*. México: Omicron, 2007. 366 p.

8. _____. *CPC 100 Sistema multifuncional de pruebas primarias para la puesta en servicio y mantenimiento de subestaciones.* México: Omicron, 2006. 148 p.
9. _____. *CT analyzer La revolución en pruebas y calibración de transformación de corriente.* México: Omicron, 2004. 112 p.
10. _____. *Soluciones de pruebas de sistemas de protección.* Colombia: Omicron, 2010. 116 p.
11. RAMIREZ ALANIS, Margil S. *Protección de sistemas eléctricos de potencia.* México. San Nicolás de los Garza, 1995. 134 p.
12. SEL-311L. *Protection and automation system instruction manula.* Estados Unidos: Siemens, 2003. 724 p.
13. SIEMENS. *Principles of line differential protection.* Estados Unidos: SIEMENS. 165 p.
14. SERRANO GONZALEZ, Karolaida Coromoto. *Esquema de protección de líneas con disparo permisivo.* Suiza: McGraw-Hill, 2000. 145 p.
15. ZAPATA CENTENO, Julio Cesar. *Análisis de líneas de transmisión en estado permanente:* México: McGraw-Hill, 2005. 160 p.